

Обзор перспективных технологий для предприятий энергетического комплекса

Д. Бальзамов, Б. Тимершин, ООО ИЦ «Энергопрогресс» (г. Казань)

Проблема снижения энергетических ресурсов при производстве тепловой и электрической энергии становится все более приоритетной для генерирующих предприятий. Особенно актуальна она для России, где энергоемкость всех отраслей промышленности оказывается во много раз выше общемировых показателей. Одним из вариантов решения обозначенной проблемы является внедрение новых технологий, позволяющих с пользой применять безвозвратно теряемые энергоресурсы генерирующих предприятий.

Приоритетной задачей генерирующих предприятий, в частности АО «Татэнерго», является снижение удельных показателей расхода первичных энергоресурсов на выработку единицы тепловой и электрической энергии. Наряду с этим, предприятиям необходимо решать вопросы экологии, а именно: снижение выбросов вредных веществ, теплового загрязнения окружающей среды и т. п.

Это должно проводиться комплексно с внедрением новых технологий, апробированных на ведущих предприятиях российской и мировой энергетики. Вместе с тем возникает ряд трудностей, в частности, таких как недостаточная осведомленность о технологии, отсутствие механизмов, позволяющих снизить финансовую нагрузку на потребителя, сложность привлечения инвестиций и государственных субсидий. Исходя из этого, внедряемые технологии должны иметь приемлемый срок окупаемости (для АО «Татэнерго» он составляет 5–7 лет), высокую эффективность, надежность, решать экологические вопросы. Далее представлено несколько технологий, которые могут применяться на объектах АО «Татэнерго».

Внедрение конденсационных экономайзеров

В основе конденсационной технологии лежат методы рекуперации остаточного тепла дымовых газов. При сжигании природного газа, помимо CO₂, NO_x и других компонентов, образуется водяной пар. Утилизация скрытой теплоты его конденсации может ощутимо повысить эффективность котельной установки.

Преимущества: возможность утилизации и использования скрытого тепла;

возможность внедрения как в строящихся котельных установках, так и в действующих; возможность внедрения одного экономайзера на несколько котлов; долговечность – в среднем экономайзер годен к эксплуатации в течение 20-ти лет; повышение КПД котельной установки; невысокие эксплуатационные затраты; снижение уровня теплового загрязнения окружающей среды, так как температура уходящих газов за экономайзером составляет 40–60 °С.

Аналогичные установки успешно работают в котельной ПАО «Татнефть», с. Нижнее Абдулово, Гаргждай, Шауляй, Ионово, теплоцентраль «Имантра» (Литва). На примере районной котельной

«Азино» рассмотрим вариант установки конденсационного экономайзера, упрощенная схема которого представлена на рис. 1, его экономические показатели приведены в таблице.

Тепловые насосы

Все тепловые насосы (ТН) можно условно разделить на два типа – это пароконденсационные ТН (ПКТН) и абсорбционные ТН (АБТН). Для интеграции в тепловую схему ТЭС наиболее предпочтительным является АБТН, так как он позволяет использовать низкопотенциальное тепло с выработкой холода. Одним из решений АБТН является применение циркуляционной воды,

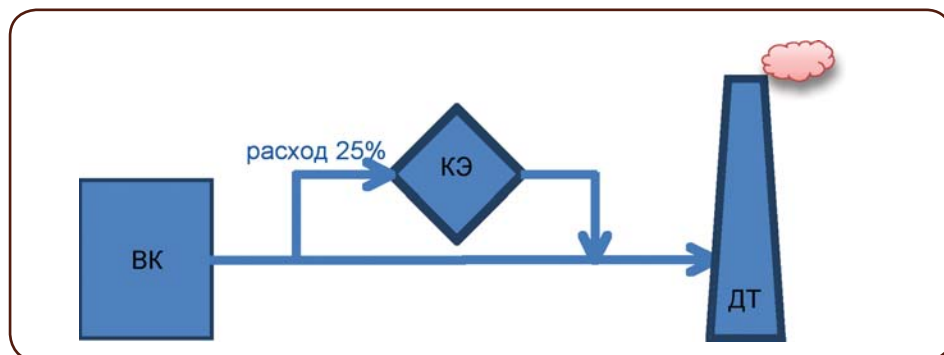


Рис. 1. Упрощенная схема привязки конденсационного экономайзера в районной котельной «Азино»: ВК – котел; КЭ – конденсационный экономайзер; ДТ – дымовая труба

Таблица. Экономические показатели конденсационного экономайзера в районной котельной «Азино»

Капитальные затраты	25,3 млн руб.
Экономический эффект	11,95 млн руб./г
Простой срок окупаемости	2,1 года
Дисконтированный срок окупаемости	3,3 года
Увеличение выработки	1,89 %

охлаждающей конденсаторы турбин с параллельным нагревом подпиточной, химочищенной или обратной сетевой воды. При этом для генератора АБТН используется водяной пар с последних ступеней турбин. Так, для энергоблока с турбиной ПТ-60-130 экономический эффект от применения АБТН составил 5,5 тыс. т у. т. при сроке окупаемости 4 года. Данное решение позволит сократить потери тепловой энергии в градирнях, расход воды на подпитку, снизить ее температуру на входе в конденсатор турбины, тем самым улучшить показатели по вакууму, что приведет к увеличению выработки.

Другое направление использования АБТН – это охлаждение воздуха перед компрессором газотурбинных установок (ГТУ), что также приведет к увеличению развиваемой мощности ГТУ в летний период. На рис. 2 представлена зависимость мощности установки от температуры наружного воздуха.

Уменьшение температуры подаваемого в турбину воздуха с 40 до 15 °С предотвращает снижение мощности ГТУ на 30 %, которое произойдет при подаче воздуха на всасывание турбины с высокой температурой.

Из числа реализованных проектов с АБТН можно назвать Жанажолскую ГТЭС (Казахстан), газопоршневую мини-ТЭЦ (г. Мадурай, Индия), теплоцентраль «Имантра» (Литва), ТЭЦ (г. Янгжин, Китай), ТЭЦ (г. Копенгаген, Дания).

Интенсифицированные теплообменные аппараты

Сегодня существует тенденция к переходу от центральных тепловых пунктов (ЦТП) к индивидуальным тепловым пунктам (ИТП) с погодозависимым регулированием. В основном в проекты ИТП закладываются пластинчатые теплообменные аппараты, которые получили широкое распространение благодаря своей компактности и высокому коэффициенту теплопередачи относительно старых кожухотрубных теплообменников. Но наряду с достоинствами, они имеют свои недостатки: это, прежде всего, высокая стоимость расходных материалов, а именно уплотнителей, цена которых иногда составляет до 30 % стоимости теплообменника. Также к качеству теплоносителя, используемого в пластинчатых теплообменниках, предъявляются высокие требования, так как проходное

сечение очень мало и даже очень тонкий слой отложений приводит к резкому росту гидравлического сопротивления и снижению коэффициента теплопередачи.

В настоящее время существуют новые интенсифицированные теплообменники ТТАИ, которые можно отнести к кожухотрубному типу, с зарекомендовавшими себя высокими эксплуатационными показателями. Но в отличие от традиционных моделей, в них используются особо тонкостенные трубки малого диаметра со специальным профилем.

Преимущества: низкие эксплуатационные затраты и стоимость; экономия производственных площадей; оптимальные массогабаритные характеристики; простота обслуживания; создание «паншетных» малогабаритных тепловых пунктов; эффект самоочистки; длительный опыт эксплуатации.

Все перечисленное подтверждено длительным периодом эксплуатации на реальных объектах, в числе которых можно отметить Севастопольскую тепловую сеть (с 1992 г.), котельную Ленинградского военного округа (2007 г.), Рижскую теплотель (2008 г.), Архангельскую, Амурскую области, винодельческие заводы Украины, Молдавии, Республики Беларусь, машиностроительную отрасль ОАО «АвтоВАЗ», НПО «Азот», ОАО «Гродно Азот» (Украина).

Теплообменники ТТАИ в несколько раз легче пластинчатых теплообменников при равных тепловых нагрузках, что облегчает монтажные работы в стесненных условиях размещения ИТП.

Внутритрубная диагностика

Диагностика тепловых сетей предназначена для своевременного определения дефектов, которые могут привести к аварийным ситуациям. При этом не всегда возможно получить полную информацию обо всех негативных факторах, воздействующих на конкретный трубопровод или его участок.

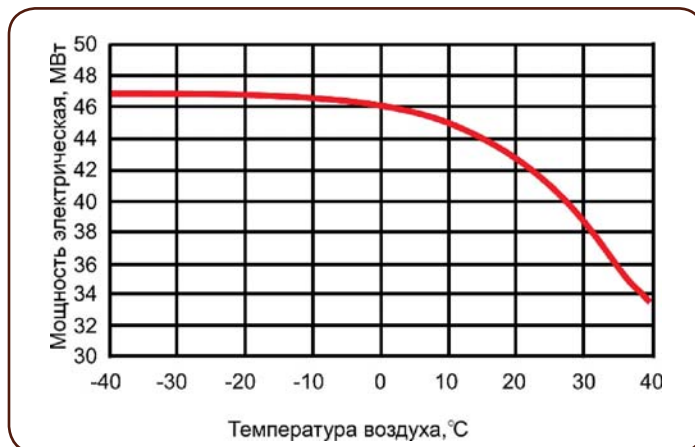


Рис. 2. Зависимость мощности ГТУ от температуры наружного воздуха

Наиболее информативным является метод внутритрубной диагностики с помощью специального внутритрубного диагностического комплекса (ВТДК). Основным внутритрубным методом выявления дефектов металла действующих трубопроводов является магнитометрия с использованием постоянного намагничивающего поля.

Внутритрубное обследование проводится для получения информации о реальной протяженности трубопровода, фактическом расположении кольцевых сварных соединений, обнаружения во внутреннем пространстве трубопроводов различных загрязнений (вода, грязевые и коррозионные отложения) и посторонних предметов (электроды и т. д.), являющихся потенциально опасными при их эксплуатации или препятствующих проведению дальнейших видов контроля, предусмотренных ВТДК. Магнитный метод контроля позволяет выявить дефектные участки с потерей металла на наружной и внутренней поверхностях элементов трубопроводов (сплошная, язвенная коррозия и т. д.) толщиной до 14,0 мм. Данный комплекс рассчитан на диагностирование трубопроводов диаметром 500–1200 мм. Метод позволит с достаточной точностью спрогнозировать остаточный ресурс трубопровода и откорректировать программу ремонтов тепловых сетей.

Рассмотренные технологии дадут возможность повысить надежность и энергоэффективность функционирования энергетических объектов генерирующих предприятий, снизить потери тепловой энергии и оптимизировать теплоэнергетический баланс предприятия.