

СОЗДАНИЕ ДЕМОНСТРАЦИОННЫХ ЗОН ВЫСОКОЙ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

ЗЕНОВИЧ-ЛЕШКЕВИЧ-ОЛЬПИНСКИЙ Ю. А.

Гомельская ТЭЦ-2

Демонстрационные зоны высокой энергетической эффективности Республики Беларусь представляют собой проект (совокупность проектов), осуществляемый в масштабах организаций, района, города или ограниченной территории, в которых создаются благоприятные условия для демонстрации совокупного эффекта за счет повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, решения организационных, технических, экономических, нормативно-правовых проблем по приоритетным направлениям энергосбережения, концентрации ресурсов научно-технического и производственно-технического потенциала, накопленного зарубежного и отечественного опыта с целью дальнейшего развития экономики и социальной сферы республики. Используются они в учебных целях (стажировка, повышение квалификации).

Демонстрационная зона по энергосбережению «Гомельская ТЭЦ-2» создана в 2000 г. по согласованию с концерном «Белэнерго», Государственным комитетом по энергосбережению и энергетическому надзору Республики Беларусь и утверждена решением Гомельского областного исполнительного комитета. Цель ее создания – внедрение на базе Гомельской ТЭЦ-2 эффективных мероприятий по энергосбережению, опыт использования которых может быть распространен в целом на предприятия Белорусской энергосистемы.

Гомельская ТЭЦ-2 осуществляет теплоснабжение г. Гомеля. Имеет три энергоблока, состоящих из турбоагрегата Т-180/210-130 ЛМЗ и котлоагрегата ТГМЕ-206, введенных в 1986–1995 гг. Ее установленная электрическая мощность – 540 МВт, тепловая – 1320 Гкал. Имеется три пиковых водогрейных котла КВГМ-180-150. Основное топливо – природный газ, резервное – мазут. Программа энергосбережения Гомельской ТЭЦ-2 как объекта демонстрационной зоны включала 18 мероприятий, сгруппированных в пять основных направлений.

1. Автоматизация коммерческого учета всех видов энергоресурсов.

Контроль и учет энергоносителей, наряду с внедрением энергосберегающих мероприятий, являются одной из важнейших задач в работе любого предприятия и необходимым условием для обеспечения экономии энергетических ресурсов. Поэтому на Гомельской ТЭЦ-2 большое внимание уделяется широкому внедрению современных автоматизированных систем коммерческого учета всех видов энергоресурсов.

Для коммерческого учета отпуска тепловой энергии и потребления природного газа создана система информационного доступа к коммерческим счетчикам энергоносителей. Система построена на базе системы СПсеть фирмы АОЗТ НПФ «Логика» (Россия, Санкт-Петербург) и расши-

рена собственной разработкой пакета визуализации данных в текстовой и графической форме.

Система в полной мере обеспечивает контроль качества тепловой энергии и параметров газа, режимов их расходования, сбор, представление, хранение данных об отпуске и потреблении энергоресурсов на уровне предприятия путем создания локальной информационной сети, а также транзита информационных потоков от счетчиков ко всем рабочим местам в подразделения ТЭЦ-2 и энергосистемы.

Пользователями информации являются начальник смены станции, производственно-технический отдел, оперативный персонал котлотурбинного цеха и Гомельских тепловых сетей, персонал филиала «Энергосбыт» РУП «Гомельэнерго», административный персонал РУП «Гомельэнерго».

Внедрена и метрологически аттестована автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ).

Структурная схема АСКУЭ построена на основе многоуровневой однопользовательской архитектуры с организацией двух рабочих мест – энергодиспетчер (начальник смены станции) и группа учета (ПТО) – и призвана стать подсистемой в общей автоматизированной системе управления технологическим процессом выработки и потребления тепловой и электрической энергии на Гомельской ТЭЦ-2.

2. Снижение расхода теплоты на деаэрацию подпиточной воды теплосети. Сюда входят такие мероприятия:

- использование подогревателей низкого давления (ПНД) № 5 турбин Т-180/210-130 ст. № 1, 2 для дополнительного подогрева химически очищенной воды при ее деаэрации.

Подогрев осуществляется низкопотенциальным паром шестого отбора турбины, а его конденсат направляется в конденсатор турбины, т. е. сохраняется в технологическом цикле блока. В результате химически очищенная вода дополнительно нагревается от 67 до 85 °С, и для ее деаэрации требуется значительно меньшее количество пара, подаваемого в деаэратор (рис. 1).

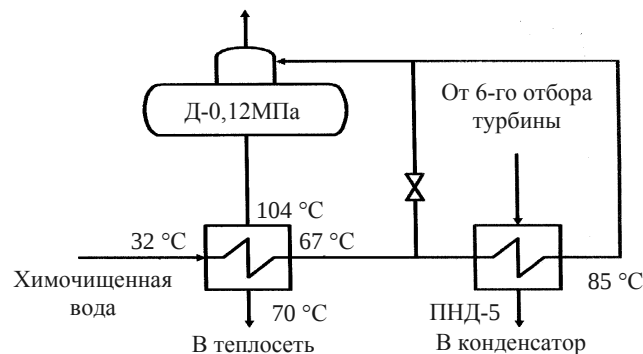


Рис. 1. Схема дополнительного подогрева химически очищенной воды с использованием ПНД-5 турбины

В результате внедрения этой схемы дополнительный прирост мощности на турбине может быть 0,6–4,0 МВт в зависимости от расхода подпиточной воды. Расход высокопотенциального пара на деаэрацию воды сократился с 6 до 3,5 т на 100 т подпиточной воды. За год экономится до 32000 т конденсата, что позволило снизить пароводяные потери на ТЭЦ с 6,5 до 4,8 %.

Все это позволяет экономить за год до 1000 т у. т. Срок окупаемости мероприятия – 2,4 года;

- использование четвертого отбора турбин Т-180/210-130 ст. № 1, 2 для деаэрации подпиточной воды теплосети. В новой схеме для деаэрации подпиточной воды теплосети вместо второго отбора используется пар четвертого отбора турбины, который ввиду незначительной доли сжигаемого мазута в годовом разрезе почти не применяется для подогрева сетевой воды калориферов котла.

В результате этого прирост мощности на турбоагрегате составляет 0,5–0,7 МВт в зависимости от расхода подпиточной воды, за счет дополнительной теплофикационной выработки электроэнергии за год экономится 830 т у. т. Срок окупаемости мероприятия – 2,1 года.

3. Регулируемый электропривод механизмов собственных нужд ТЭЦ. При работе энергоблоков ТЭЦ с переменными нагрузками возникает необходимость дросселирования рабочей среды (воды, газов) с помощью различных клапанов, задвижек, что при постоянной частоте вращения электроприводов вспомогательных механизмов приводит к перерасходу электроэнергии на собственные нужды и соответственно топлива. При этом интенсивно изнашиваются не только запорная и регулирующая арматуры, но и тепломеханическое оборудование. Оснащение регулируемым электроприводом механизмов собственных нужд (различные насосы, дымососы, вентиляторы) устраняет эти недостатки и избавляет от необходимости регулирования давления и расхода среды неэкономичными способами – регуляторами и задвижками.

Начиная с 1998 г. на Гомельской ТЭЦ-2 внедрено 17 регулируемых электроприводов общей мощностью 4,3 МВт. Наиболее эффективным среди них является регулируемый привод на сетевом насосе первого подъема СЭ-5000-70 мощностью 1250 кВт, позволяющий экономить за год до 3,23 млн кВт·ч электроэнергии (650 т у. т.). В декабре 2007 г. введен в эксплуатацию регулируемый электропривод на сетевом насосе второго подъема СЭ-2500-180 мощностью 1600 кВт, что позволит экономить за год 2,2 млн кВт·ч электроэнергии.

Годовая экономия электроэнергии от использования всех регулируемых приводов в технологическом цикле ТЭЦ составляет порядка 7,9 млн кВт·ч, что эквивалентно экономии 1650 т у. т.

Следует отметить, что внедрению регулируемых приводов предшествовала большая работа по обследованию механизмов собственных нужд ТЭЦ, которая позволила определить приоритеты внедрения регулируемых электроприводов, исходя из экономичности и сроков окупаемости мероприятий.

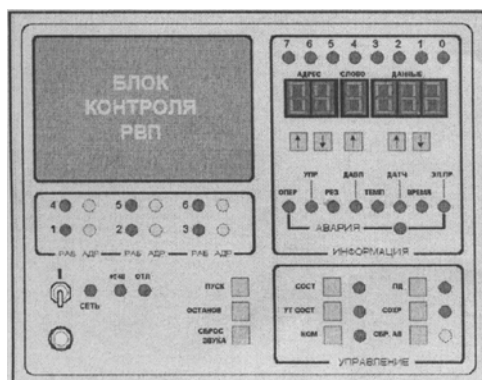
4. Повышение экономичности котельного оборудования. Здесь можно выделить два мероприятия:

- автоматическую систему слежения за зазорами радиальных уплотнений регенеративных воздухоподогревателей (РВП) котлоагрегата.

Для повышения эффективности работы РВП котлоагрегата ТГМЕ-206 ст. № 3 и снижения перетоков воздуха в уплотнениях рычажно-механическая система контроля уплотнений реконструирована в автоматическую следящую систему (рис. 2). При этом отпадает необходимость в на-

стройке и периодической регулировке уплотнений, что снижает затраты на их ревизию и ремонт и повышает КПД котла.

а



б

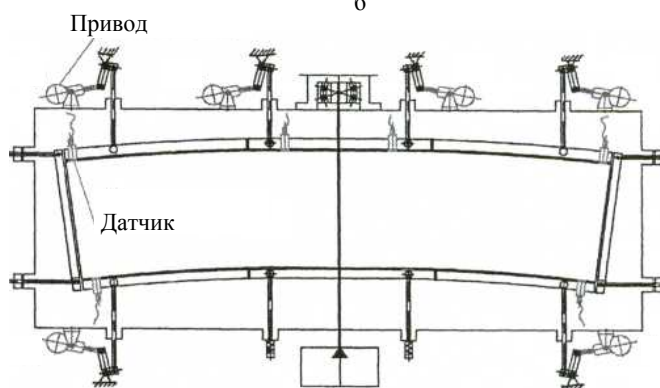


Рис. 2. Автоматическая система слежения за зазорами радиальных уплотнений РВП:
а – блок управления системой; б – устройство контроля уплотнений

Данная система реализована по проекту ОАО «Красный котельщик» (г. Таганрог, Россия) и является головным образцом. При ее использовании за год экономится около 600 т у. т. Срок окупаемости – 3,5 года.

В настоящее время ведутся работы по внедрению системы слежения на РВП котлоагрегатов ТГМЕ-206 ст. № 1 и 2, что позволит экономить за год порядка 1,2 тыс. т у. т.

Аналогичные системы внедрены на Гродненской ТЭЦ-2 и Мозырской ТЭЦ;

- комбинированную схему консервации водогрейных котлов КВГМ-180-150.

Данная схема (рис. 3) разработана специалистами Гомельской ТЭЦ-2 и состоит из двух этапов.

На первом этапе водогрейные котлы (ВК) консервируются с использованием хеламина для создания защитной пленки на внутренних поверхностях экранов и конвективной части котла, основываясь на рекомендациях ОАО «Белэнергоремналадка» по консервации энергетических и водогрейных котлов. Для этого используется существующая схема консервации.

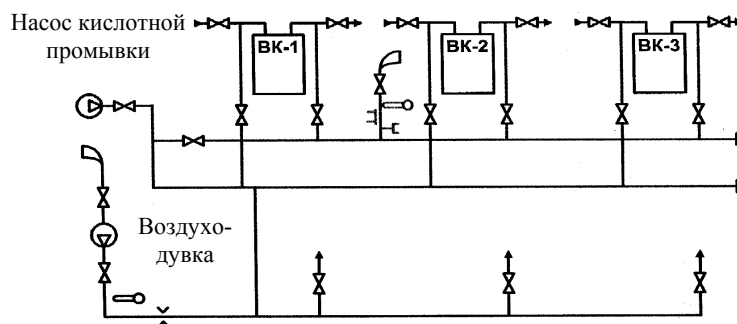


Рис. 3. Принципиальная схема консервации водогрейных котлов

На втором этапе выполняется продувка внутренних поверхностей нагрева горячим воздухом с целью удаления остатков сетевой воды в конвективной части котла и снижения влажности воздуха внутри экранных труб. Продувка проводится турбовоздуходувкой через трубопроводы воздуха на дробеочистку и трубопроводы кислотной промывки, соединенные перемычкой. После котла воздух сбрасывается в атмосферу. Для контроля влажности воздуха в трубной системе котлов установлены датчики температуры и влажности. Установлены и датчики коррозии.

Схема позволяет произвести расконсервацию и подготовку котла к пуску за 30–40 мин, что укладывается в нормативное время.

Данный способ консервации котлов решает две проблемы: снижает рост отложений и уменьшает тепловые потери в окружающую среду за счет отказа от циркуляции сетевой воды через котел. Он требует незначительных затрат, связанных с монтажом сбросной линии, установкой датчика индикатора коррозии, термопарой датчика относительной влажности воздуха. Срок окупаемости затрат – 0,3 года. В топливном исчислении за год экономится до 800 т у. т.

Внедрение описанной схемы консервации на электростанциях, и особенно котельных, работающих в пиковом режиме, значительно повышает надежность и экономичность работы основного оборудования. Она уже применена на Бобруйской ТЭЦ-2 и Минской ТЭЦ-3.

5. Повышение экономичности турбинного оборудования.

Обратим внимание на два мероприятия:

- работу турбин Т-180/210-130 ст. № 1–3 со сниженным давлением пара в подогревателях сетевой воды, которая реализовывалась в два этапа.

Вначале ОАО «Ленинградский металлический завод» (Россия) согласовал возможную работу турбины в отопительный период со снижением давления пара в верхнем теплофикационном отборе до 0,06 МПа и нижнем – до 0,05 МПа при расходе свежего пара 600 т/ч (рис. 4а).

После освоения этих режимов завод согласовал работу турбин в межотопительный период с давлением в нижнем теплофикационном отборе 0,03 и 0,04 МПа при расходах свежего пара на турбину соответственно 270 и 370 т/ч (рис. 4б). Внедрение таких режимов привело к приросту электрической мощности, а стало быть – к дополнительной теплофикационной выработке электроэнергии и соответственно значительной годовой экономии топлива – до 3000 т у. т.

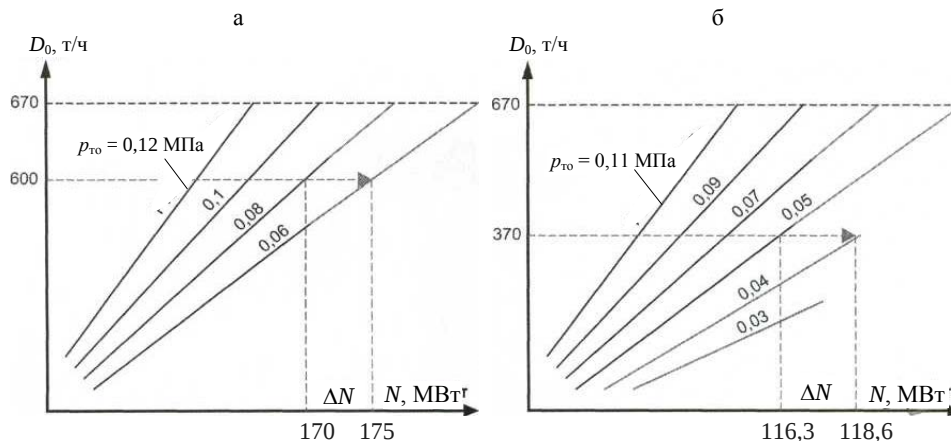


Рис. 4. Прирост электрической мощности при снижении давления в теплофикационном отборе

Данное мероприятие почти беззатратное, срок окупаемости – 0,1 года;

- схему автоматической шариковой очистки конденсаторов турбин Т-180/210-130 ст. № 1–3.

Основной причиной ухудшения эксплуатационного вакуума в конденсаторах паровых турбин является загрязнение трубок со стороны охлаждающей воды. Традиционные методы очистки конденсаторов (борьбы с отложениями) являются периодическими и требуют разгрузки или останова турбины.

Внедрение схемы автоматической шариковой очистки конденсаторов (САШО) турбин с помощью эластичных шариков из губчатой резины позволило: удалять с поверхности все виды вновь образующихся и недостаточно закрепленных отложений и поддерживать исходную чистоту трубок конденсаторов; уменьшить фактическое гидросопротивление системы циркуляционного водоснабжения; снизить давление пара в конденсаторах турбин и получить прирост мощности при том же расходе пара; уменьшить ограничение максимальной электрической мощности турбоагрегатов из-за ухудшения вакуума в конденсаторах; сократить затраты на ремонт конденсаторов в период плановых остановов; повысить надежность работы оборудования ТЭЦ.

Управление системой шариковой очистки конденсаторов полностью автоматизировано и выведено на ЭВМ, находящиеся на блочных щитах управления станции.

На сегодняшний день САШО является не только самым эффективным способом борьбы с отложениями в трубках конденсатора, но и обеспечивает значительную экономию топливных и эксплуатационных затрат. Так, только на одном энергоблоке Гомельской ТЭЦ-2 годовая экономия топлива составляет 1000–1100 т у. т. Срок окупаемости мероприятия (требует значительных затрат) – порядка трех лет.

Используя опыт Гомельской ТЭЦ-2, аналогичные автоматические системы шариковой очистки конденсатора внедрены на блоках Т-250/300-240 Минской ТЭЦ-4 и должны осваиваться на блоках К-160-130 Березовской ГРЭС.

Внедрение ряда энергосберегающих мероприятий стало возможным благодаря большой помощи со стороны отраслевых проектных, монтаж-

ных и наладочных организаций и первый опыт в этом демонстрационной зоны «Гомельская ТЭЦ-2» выявил серьезные проблемные вопросы, которые необходимо решать.

Во-первых, формирование программ энергосбережения с ориентацией только на поддержание или незначительное повышение достигнутой экономичности действующего оборудования не может привести к существенно значимым результатам экономии ТЭР в энергетической отрасли. Комплексный подход к энергосбережению на ТЭС ГПО «Белэнерго», а соответственно и составление краткосрочных и долгосрочных программ должны основываться преимущественно на результатах проведенных энергетических обследований (энергоаудитов) состояния использования ТЭР на предприятии и проверки соответствия их требованиям энергетической политики.

Пока эффективность проводимых энергоаудитов относительно невысока. Это обусловлено рядом причин, основные из которых – недостаток технических средств для оперативного инструментального обследования; отсутствие научно обоснованных методик для определения прямых технологических и эксплуатационных потерь энергии для последующего финансово-экономического анализа; низкий уровень проработки типовых технических решений, включая вопросы технико-экономической целесообразности их реализации; пассивное отношение многих руководителей энергопредприятий к проведению энергоаудитов и разработанным на их основе программам по энергосбережению из-за дефицита средств на их реализацию, а также недостаточного стимулирования самих предприятий за повышение эффективности использования ТЭР; зависимость аудиторов, а соответственно и результатов энергообследования, от руководителей энергопредприятий, поскольку оплата расходов на энергоаудит осуществляется за счет самих предприятий; недостаточная квалификация персонала предприятий, имеющих разрешение на проведение энергоаудитов. В целях повышения продуктивности и ответственности проводимых энергоаудитов энергопредприятий, возможно, в ГПО «Белэнерго» целесообразно выделить организацию, которая осуществляла бы их экспертизу, кроме согласования результатов энергоаудита (в виде аналитической записки) в НАН Беларуси и Департаменте по энергоэффективности при Госстандарте Республики Беларусь.

Во-вторых, при составлении программы энергосбережения в основном ориентируются на такие технические вопросы, как замена изношенного либо малоэкономичного оборудования на более эффективное и повышение степени автоматизации технологических процессов. Принципиально это правильно, однако ожидаемый результат не может быть достигнут без учета заинтересованности в нем обслуживающего персонала и своевременного повышения его квалификации. Требуется государственная поддержка в выделении первоначальных инвестиций при условии экспертизы предлагаемых для реализации крупных проектов и создание системы их мониторинга на всех стадиях реализации и функционирования. Причем система мониторинга не должна сводиться только к контролю за ходом реализации и использования энергосберегающих проектов, поиску и наказанию виновных, она должна предусматривать и всемерную поддержку, включая мате-

риальное стимулирование и поощрение предприятий, достигших высоких показателей.

В-третьих, в настоящее время для оценки расчетной экономии топлива от энергосберегающих мероприятий используются удельные расходы топлива в целом по ГПО «Белэнерго» порядка (280 г у. т./кВт·ч), а для определения фактической экономии топлива – удельные расходы топлива конкретной станции (например, для Гомельской ТЭЦ-2 это 188,2 г у. т./кВт·ч за 2007 г.). Такой подход приводит к занижению реально полученной экономии топлива, особенно для дефицитных по потреблению электроэнергии энергосистем. Поэтому необходимо разработать и утвердить в Минэкономики Республики Беларусь отраслевую методику расчета реальной экономии топлива от энергосберегающих мероприятий. Это даст возможность направить дополнительные средства на поощрение персонала и внедрение других энергосберегающих мероприятий. Необходимо разработать механизмы стимулирования экономии топливно-энергетических ресурсов согласно Директиве № 3 Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 г.

ВЫВОД

Положительный опыт демонстрационной зоны «Гомельской ТЭЦ-2» можно использовать на других объектах Белорусской энергосистемы. Необходимо создавать демонстрационные зоны по энергосбережению не только на электростанциях, но и на предприятиях тепловых и электрических сетей.

Поступила 03.03.2008

УДК 621.165

К ВОПРОСУ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБОУСТАНОВОК

Канд. техн. наук КАЧАН С. А., инж. БАРАНОВСКИЙ И. Н.

*Белорусский национальный технический университет,
БелНИПИэнергопром*

Увеличение переменной части графиков суточной и недельной нагрузки в ОЭС привели к изменению условий работы теплоэнергетического оборудования, привлекаемого к регулированию графиков электрической нагрузки. Снижение экспортных возможностей соседних энергосистем и рост потребления электроэнергии в Белорусской энергосистеме обострили вопрос обеспечения баланса мощностей в часы максимальных нагрузок. Поскольку около половины генерирующих мощностей электростанций Беларуси составляют теплофикационные установки, актуальным является исследование возможности использования резерва их мощности в составе горячего (вращающегося) резерва мощности нашей энергосистемы.