

7.1. Энергосбережение при производстве электрической и тепловой энергии

7.1.1. Энергосбережение в различных технологических схемах

Ильин Е.Т. ЗАО «Комплексные энергетические системы»; Тишин С.Г. МЭИ(ТУ)

Энергосбережение можно разделить на три относительно самостоятельные области: энергосбережение в процессах производства электрической и тепловой энергии; энергосбережение в системах передачи энергии от генерирующих источников к потребителям и в потребительских системах.

Энергосбережение при неизменности технологических схем производства электрической и тепловой энергии достигается:

- путем применения частотно-регулируемых приводов механизмов собственных нужд;
- с помощью рациональной освещенности оборудования;
- путем поддержания оптимальных параметров эксплуатации в соответствии с их нагрузкой;
- совершенствованием режимов работы и своевременным остановом в резерв основного и вспомогательного оборудования при пониженных нагрузках;
- за счет применения когенерации, совместного производства тепловой и электрической энергии.

Все эти и другие мероприятия, конечно, известны. Они дают определенный эффект и должны использоваться. Однако, к сожалению, иногда принимаются такие технические решения, которые приводят к неоправданно высоким удельным расходам топлива.

Рассмотрим, например, Краматорскую ТЭЦ (топливо — АШ). Как и большинство электростанций, она строилась очередями. Впоследствии на первой очереди ТЭЦ турбины были демонтированы, но оставались в работе три котла ЛМЗ с паропроизводительностью 90...110 т/ч каждый и параметрами пара за котлом 3 МПа и 425 °С. Вторая очередь — два котла ТП-170 и ВПТ-25-3, параметры пара 9 МПа и 510 °С. Третья очередь — четыре котла БКЗ-160-100 и две турбины ПТ-60-90/13, параметры пара 9 МПа и 535 °С.

Восполнение потерь пара и конденсата на первой очереди ТЭЦ производилось химически очищенной водой по схеме предочистки и двухступенчатого Накаатионирования.

При проектировании расширения ТЭЦ для восполнения потерь рабочего тела на второй и третьей очередях была предусмотрена трехступенчатая испарительная установка, что представляется наиболее разумным по сравнению с химическим обессоливанием.

Принятое в проекте решение о сбросе дренажа греющего пара первой ступени в деаэрактор с давлением 0,6 МПа исключало возможность плавного прогрева и запуска установки, а также единственно возможный при принятой тепловой схеме установки способ регулирования ее производительности путем дросселирования пара из коллектора с давлением 0,8...1,3 МПа, так как происходило «затопление» греющей секции первой ступени (гидроудары). Но даже в тех случаях, когда удавалось запустить установку, качество дистиллята было весьма низким и далеким от требований «Правил технической эксплуатации» (ПТЭ).

Причина столь низкого качества дистиллята (вторичного пара) объясняется следующим. Известно, что при низких давлениях в состоянии насыщения (кипение воды в испарителе и образование из нее вторичного пара) коэффициент растворимости солей в паровой фазе пренебрежимо мал по сравнению с их растворимостью в воде, при этом все соли остаются в воде.

На рис. 7.1 представлена принципиальная проектная тепловая схема испарительной установки. Она включает в себя четыре аппарата, работающих по трехступенчатой схеме. В качестве первой и второй ступеней были использованы аппараты с поверхностью нагрева по 550 м² каждый, а третья ступень установки включала в себя два параллельно включенных аппарата с поверхностями нагрева 585 м². Греющий пар на первую ступень установки подавался из общестанционного коллектора с давлением 0,8...1,3 МПа.

В качестве греющего пара во второй и третьей ступенях использовался вторичный пар, генерировавшийся из химически очищенной воды соответственно в первой и второй ступенях установки. Вторичный пар из третьей ступени поступал в общестанционный коллектор с да-

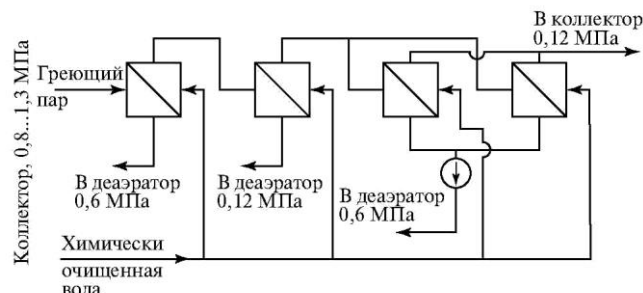


Рис. 7.1. Принципиальная схема испарительной установки по проекту Украинского отделения института ВНИПИ-Энергопром

лением 0,12 МПа. Конденсат греющего пара из первой ступени отводился в деаэрактор с давлением 0,6 МПа; а из второй и третьей ступеней в деаэрактор с давлением 0,12 МПа.

Солесодержание вторичного пара (а следовательно, и дистиллята) практически полностью определяется влажностью и массой вторичного пара, уносимого с зеркала испарения. В свою очередь влажность пара в этих условиях является функцией приведенной скорости испарения влаги в аппарате:

$$w = f(W_0'')^n.$$

Показатель степени n зависит от приведенной отнесенной к поперечному сечению корпуса скорости вторичного пара в аппарате W_0'' .

Для значений W_0'' меньше некоторого предельного $W_0''_{\text{пред}}$ показатель степени n остается равным 3.

При увеличении W_0'' сверх предельного значения показатель степени n в формуле для определения влажности вторичного пара скачкообразно возрастает до 6...7.

Расчеты показали, что в проектной схеме при полной нагрузке приведенная скорость пара во второй ступени

установки $W_0''_{\text{п}}$ превышала предельное значение, равное 1,3 м/с, в 2,4 раза и равнялась $3 \cdot 2,4 = 3,12$ м/с. Таким образом, влажность вторичного пара в этом корпусе установки была выше той, то достигалась бы при скорости пара, равной предельной, в $3,12^2/1,3^3 = 1100$ раз и соответственно во столько же раз выросло содержание дистиллята.

Вследствие указанных причин и еще ряда более мелких все попытки наладить и запустить эту испарительную установку не дали положительных результатов. Персоналом ТЭЦ было найдено единственное возможное в этой ситуации решение. Оно заключалось в том, что испарительная установка была законсервирована, промышленные и теплофикационные отборы турбин отключены (турбоустановки ПТ были переведены в чисто конденсационный режим), отпуск тепла промышленным потребителям осуществлялся от котлов первой очереди ТЭЦ через редукционно-охлаждающую установку РОУ — 3,3/1,3 МПа, подача пара на бойлерные установки осуществлялась от тех же котлов через РОУ — 3,3/0,12 МПа.

Конденсат, возвращаемый с производства, и конденсат бойлеров использовался для восполнения потерь рабочего тела на второй и третьей очередях ТЭЦ. Все это привело к резкому снижению тепловой экономичности ТЭЦ, т.е. к существенному увеличению удельных расходов топлива и соответствующему увеличению вредных выбросов в окружающую среду. Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии составлял $b_v^3 = 543$ г/(кВт·ч) [на лучших КЭС примерно 320 г/(кВт·ч)]. По предложению кафедры ТЭС МЭИ была проведена реконструкция испарительной установки по схеме, представленной на рис. 7.2.

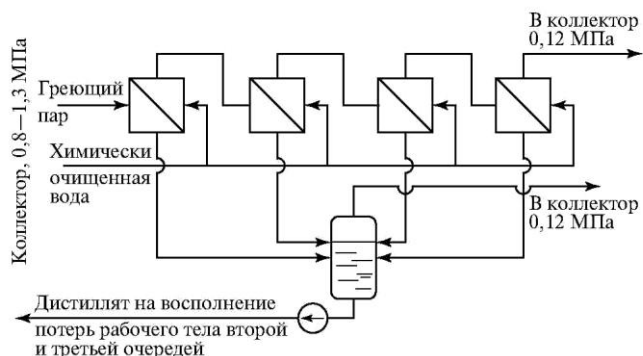


Рис. 7.2. Принципиальная тепловая схема испарительной установки после реконструкции

После пусконаладочных работ ставшая четырехступенчатой установка работает весьма устойчиво с качеством дистиллята, превышающим нормы ПТЭ. Ввод установки позволил сократить расход топлива по ТЭЦ примерно на 30 т у.т./ч, что соответствующим образом отразилось на экономических и экологических показателях. Однако на устранение ошибок проектировщиков у персонала ТЭЦ ушло 5 лет, и были затрачены значительные средства. Легко подсчитать, сколько лишнего топлива за эти годы сожгла ТЭЦ и сколько лишних вредных выбросов попало по этой причине в окружающую среду.

В последнее время участились случаи отказа промышленных предприятий от услуг ТЭЦ несмотря на значительную экономию топлива, которую можно получить при совместном производстве электрической и тепловой энергии.

Допустим, некоторому предприятию требуется пар в

количестве $D_{\text{п}}$ с параметрами $p_{\text{п}}$, $t_{\text{п}}$ и электроэнергия. Возможны два варианта энергоснабжения предприятия.

$$B_Q = \frac{Q_{\text{п}}}{Q_p^H \eta_K}; B_{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_p^H \eta_{\text{КЭС}}}$$

где $Q_{\text{п}}$ и $N_{\text{э}}$ — соответственно тепловая и электрическая энергия, потребляемая предприятием в единицу времени, кВт; Q_p^H — низшая рабочая теплота сгорания топлива, кДж/кг; η_K и $\eta_{\text{КЭС}}$ — соответственно КПД котельной и КЭС.

Суммарный расход топлива при этом определяется как

$$B_{\text{разд}} = B_Q + B_{\text{э}}$$

На рис. 7.3 представлена принципиальная схема снабжения предприятия тепловой и электрической энергией от отдельных установок.

Второй вариант. Электрическая и тепловая энергия вырабатываются на одной установке (котел + турбина с противодавлением) (рис. 7.4).

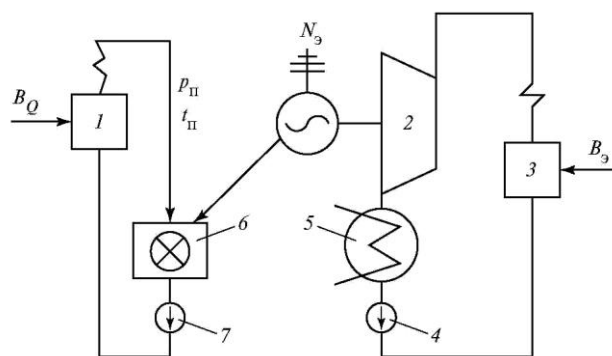


Рис. 7.3. Принципиальная схема энергоснабжения предприятия при раздельном производстве тепловой и электрической энергии:

1 — паровой котел котельной; 2 — турбогенератор; 3 — паровой котел КЭС; 4 — конденсатный насос; 5 — конденсатор; 6 — предприятие; 7 — насос возврата конденсата

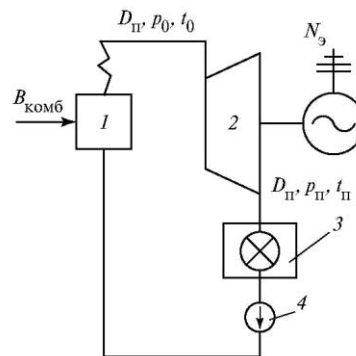


Рис. 7.4. Принципиальная схема снабжения предприятия тепловой и электрической энергией от комбинированной установки:

1 — котел ТЭЦ; 2 — турбогенератор; 3 — предприятие; 4 — насос возврата конденсата

При этом параметры пара за турбиной и расход его такие же, как и в первом варианте за котлом, подающим пар предприятию.

В этой схеме теоретически всегда возможно подобрать такие значения параметров пара p_0 , t_0 , при которых генератор будет вырабатывать потребную предприятию мощность $N_{\text{э}}$.

Сравнение рассмотренных вариантов энергоснабже-

ния предприятия показывает, что при комбинированном производстве отсутствуют потери с охлаждающей водой, которые неизбежны при генерации мощности N_3 на конденсационной электростанции в первом варианте.

При переходе от раздельного варианта энергоснабжения предприятия к комбинированному исключаются потери тепла в конденсаторе, которые составляют около 50 %. По этой причине и расход топлива на выработку электроэнергии во втором варианте сократится примерно на 50 %, т.е. $\Delta b \approx 0,160$ кг у.т/(кВт·ч). При этом расходы топлива на производство тепловой энергии в сравниваемых вариантах одинаковы.

Часовая экономия топлива в комбинированной установке по сравнению с раздельной может быть определена по выражению:

$$\Delta B = B_{\text{разд}} - B_{\text{комб}} = \Delta b \cdot N_3.$$

Так, при использовании во втором варианте турбоустановки с противодавлением марки Р-100, экономия топлива составляет $\Delta B = 0,16 \cdot 100 \cdot 10^3 = 16 \cdot 10^3$ кг у.т/ч или 16 т у.т/ч.

Количество тепловой энергии, отпускаемой потребителю, может существенно зависеть от времени года или иных обстоятельств. По этой причине на ТЭЦ нашли широкое применение турбины с регулируемыми отборами пара. На таких установках при снижении расхода пара, отпускаемого потребителю, увеличивается расход пара через часть низкого давления турбины в конденсатор, что позволяет не снижать электрическую мощность турбогенератора.

Сегодня большую часть экономии топлива относят на электроэнергию. Потребители электроэнергии находятся в привилегированном положении, так как при установлении тарифов на тепловую и электрическую энергию используется разработанный ОРГРЭС пропорциональный метод распределения общего расхода топлива по ТЭЦ на производство электрической и тепловой энергии.

Предложенный метод раздельной рентабельности (см. п. 6.1.5) позволяет более равномерно распределять экономический эффект от комбинированной выработки тепло- и электроэнергии, обеспечивая тем самым заинтересованность как энергокомпаний, так и потребителей в комбинированном производстве энергии.

В реальных условиях эксплуатации значительную часть времени отдельные энергоблоки и станции в целом работают на частичных нагрузках. В этом случае, особенно для блоков на критические параметры, существенную эффективность работы обеспечивает переход на скользящие параметры или комбинированное регулирование в зависимости от уровня нагрузки энергоблока. При этом общий эффект работы обеспечивается не только за счет роста термодинамической эффективности, сколько за счет обеспечения надежности и снижения затрат электроэнергии на собственные нужды.

При работе на частичных нагрузках расход пара на турбину снижается. При использовании соплового парораспределения и постоянного давления перед клапанами наибольшим нагрузкам подвергается регулирующая ступень. При уменьшении расхода пара давление за ступенью уменьшается пропорционально изменению расхода пара, а поскольку часть клапанов остается полностью открытой, то теплоперепад по этим потокам и расход пара через полностью открытые клапаны возрастает. В результате уменьшение расхода пара при постоянном давлении перед регулирующими клапанами приведет к уве-

личению изгибающих напряжений в рабочих лопатках регулирующей ступени.

При сопловом парораспределении, при режимах с частичной нагрузкой КПД регулирующей ступени ЦВД и всей турбины понижается, это связано с дросселированием пара в частично открытых клапанах и увеличением теплоперепада в регулирующей ступени, экономичность которой всегда ниже, чем последующих ступеней.

Кроме того, при использовании режима с постоянным давлением вследствие дросселирования происходит понижение температуры пара, причем это снижение может быть довольно значительным. Например, при работе в режиме постоянного давления и снижении нагрузки на 50 % температура пара за регулирующей ступенью может понизиться почти на 70 °С. Систематическое чередование уровня загрузки турбины при работе ее в режиме регулирования графиков нагрузки приводит к постоянным изменениям температуры металла ротора и корпуса турбины в зоне регулирующей ступени, что вызывает дополнительные термические напряжения и малоцикловую усталость металла, а значит, и снижение надежности.

Значительный выигрыш в эффективности использования скользящего давления дает и снижение затрат на собственные нужды питательного насоса.

Например, использование скользящего давления позволяет снизить мощность привода питательного насоса энергоблока мощностью 300 МВт при разгрузке до 50 % более чем на 1 МВт по сравнению с режимом работы на постоянном давлении.

Недостатком использования скользящего давления является снижение мобильности блока. В этом случае мобильность блока целиком определяется мобильностью котла, инерция которого весьма значительна и измеряется минутами. Поэтому в последнее время более широкое применение находит комбинированное регулирование. Под комбинированным способом регулирования понимается работа при постоянном начальном давлении до момента полного прикрытия чаще всего одной из групп клапанов и переход на скользящее давление при дальнейшем понижении нагрузки. Этот способ, обладая высокой экономичностью, обеспечивает лишь небольшие колебания температур в регулирующей ступени, обладает достаточной мобильностью и высокой экономичностью во всем регулировочном диапазоне нагрузок энергоблока.

Существенная экономия может быть достигнута на станциях за счет обеспечения и поддержания оптимального глубокого вакуума в конденсаторе турбин. Часто причиной снижения вакуума в турбине служит загрязнение конденсаторов, которое, как правило, происходит с водяной стороны. Вследствие этого уменьшается коэффициент теплопередачи, снижается расход воды из-за гидравлического сопротивления.

По своему характеру все загрязнения можно условно разбить на три группы:

- механические;
- биологические;
- солевые. В большинстве случаев встречается комбинация этих загрязнений.

Существуют различные способы очистки конденсатора, но, как показал опыт эксплуатации, в настоящее время наиболее эффективным способом признана система непрерывной шариковой очистки. Суть такой очистки заключается в том, что через трубную систему конденса-

тора непрерывно прокачиваются шарики, изготовленные из упругого материала. Диаметр таких шариков несколько больше, чем внутренний диаметр трубки конденсатора. Когда такой шарик попадает во входные отверстия трубки конденсатора, он под действием напора воды всасывается в эту трубку и проталкивается через нее. При этом сам шарик слегка деформируется за счет своих упругих свойств и как бы протирает внутреннюю поверхность трубки, очищая ее от отложений. Использование такой системы позволяет увеличить выработку мощности без дополнительных затрат в среднем на 1,5...2 %

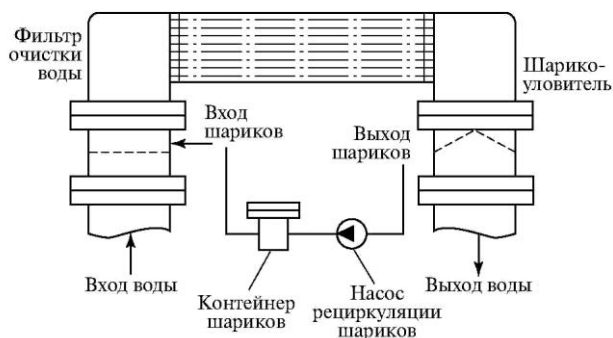


Рис. 7.5. Принципиальная схема непрерывной шариковой очистки

для паротурбинных станций на органическом топливе и на 3...4 % для АЭС. Непрерывная очистка трубной системы не только обеспечивает лучшие условия теплообмена, но и снижает возможность коррозионных повреждений поверхностей нагрева конденсатора, так как часто коррозионные процессы более интенсивно проходят как раз под слоем отложений. На рис. 7.5 представлена принципиальная схема установки системы шариковой очистки.

Поток циркулирующей охлаждающей воды пронесет эластичные шарики через конденсаторные трубки. Они очищают поверхность трубок и в улавливателе шариков, установленном на выходе охлаждающей воды из конденсатора, отделяются от потока воды, затем отсасываются насосом и снова подаются на вход охлаждающей воды в конденсатор через патрубок на фильтре охлаждающей воды. В контур циркуляции шарики загружаются через шлюз, установленный на трубопроводе напора насоса циркуляции шариков.

Как показывает опыт эксплуатации, затраты на установку системы шариковой очистки окупаются за один — полтора года.