

УДК 612.165;311.25;621.039

И.Г. ШЕЛЕПОВ, проф. канд. техн. наук, Д.В. МИХАЙСКИЙ, аспирант

Украинская инженерно-педагогическая академия

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ТЭС и АЭС

У теперішній час враховуючі фінансовий стан країни та енергетики в цілому, а також те, що з 1990 р. практично не вводяться нові потужності, найбільш оптимальним засобом для збереження та забезпечення енергетичної безпеки країни необхідно реабілітувати діючі ТЕС і АЕС з метою подовження строку служби обладнання на 15-20 років, підвищення його економічності та екологічності. Найбільш суттєвий зв'язок НПК з енергоблоком виконується через кінцеві параметри пари (Рк, тк) та витрати електроенергії на привід насосів комплексу.

Состав, структура и назначение НПК

Низкопотенциальный комплекс (НПК) ТЭС и АЭС, схема которого приведена на рис. 1, является одним из важнейших технологических звеньев электростанций [1].

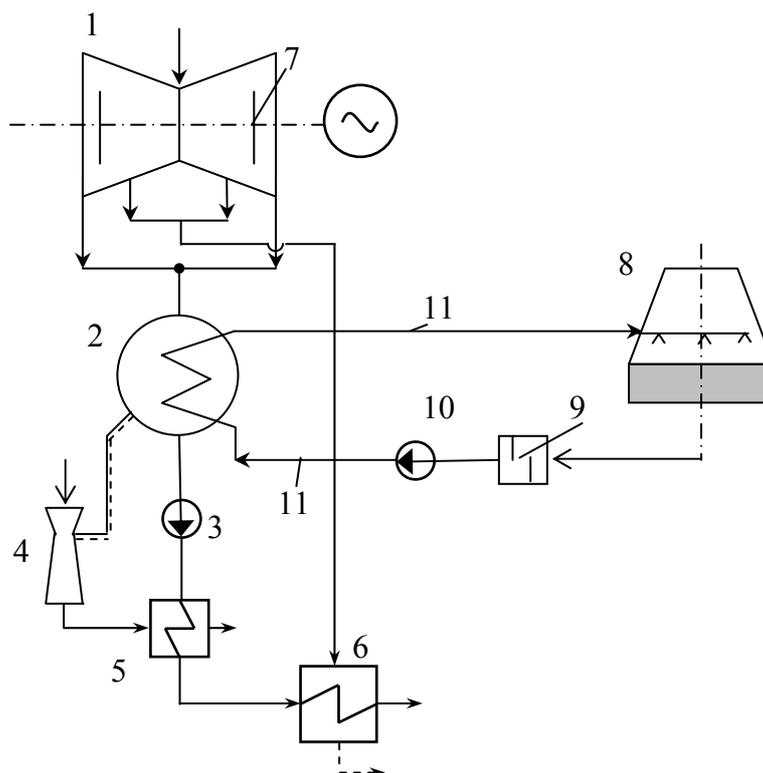


Рис. 1 Схема НПК ТЭС и АЭС с индивидуальной системой технического водоснабжения

В состав низкопотенциального комплекса современных электростанций принято включать [1]:

- конденсационные установки пара (2), включающие в себя конденсатные насосы (3), воздухоудаляющие устройства (эжекторы) (4) с охладителями (5);
- системы технического водоснабжения (СТВ), включающие источники водоснабжения и охлаждающие устройства (8) (водоемы, градирни, брызгальные установки или их комбинации), циркуляционные насосы (10), фильтры циркуляционной воды (9) и систему водоводов (падающих и сбросных);
- последние ступени или части цилиндров низкого давления турбин с рабочими дисками (7) и выхлопными патрубками для отработавшего пара (1);
- подогреватели низкого давления (ПНД-1) систем регенеративного подогрева питательной воды;
- регулируемую, запорную и измерительную аппаратуру.

В задачу НПК входит создание и обеспечение необходимого конечного давления пара в турбине P_k , при высокой надежности, долговечности, экономичности и экологической чистоте. Помимо этого, НПК может осуществлять: прием сбрасываемого через БРОУ пара; прием дренажей из регенеративных и сетевых подогревателей; подогревы сетевой воды на ТЭЦ; деаэрацию основного конденсата и т.п.

Влияние режимов работы НПК на эффективность работы энергоблока

Наиболее существенная связь НПК с энергоблоком осуществляется через конечные параметры пара (P_k , t_k) и расход электроэнергии на привод насосов комплекса, т.е. НПК оказывает влияние на экономичность ТЭС, воздействуя на их КПД [3]:

$$\eta_c = \eta_{тв} \cdot \eta_{кв} \cdot \eta_{тр} (1 - \alpha_{сн}), \quad (1)$$

где $\eta_{тв} = \eta_i \cdot \eta_m \cdot \eta_{г}$ – КПД турбоустановки;

$$\eta_i = \frac{h_0 - h_k}{h_0 - h'_k} \text{ – абсолютный внутренний КПД турбины} \quad (2)$$

$h_k = f(P_k)$, $h'_k = f(P_k)$ – энтальпия отработавшего пара и его конденсата.

Как видно из выражения (1), конечное давление влияет на КПД турбоустановки и расход электроэнергии на собственные нужды электростанции $\alpha_{сн}$.

Давление за последней ступенью может изменяться в довольно широких пределах за счет изменения паровой нагрузки, загрязнения трубок конденсатора, ухудшения воздушной плотности вакуумной системы, изменения количества и температуры охлаждающей воды и вследствие других причин, влияющих на режимы работы конденсационной установки (рис.2), что приводит к изменению мощности турбины, а, следовательно, и блока в целом. Для большинства турбин средних параметров изменение давления в конденсаторе на $\pm 0,98 \cdot 10^{-3}$ МПа приводит для всех нагрузок к изменению мощности примерно на $\pm 1\%$ номинальной мощности.

Суммарная величина потерь располагаемой энергии в НПК для энергоблоков ТЭС мощностью 300-1200 МВт составляет 7-8 % для систем водоснабжения с водоемами-охладителями и испарительными градирнями и 8-10% для систем с радиаторными и сухими градирнями [6].

Поскольку в области НПК пар в проточной части турбины имеет низкий потенциал, то оценивать влияние изменения термодинамических параметров энергоносителей на показатели работы ТЭС принято по влиянию его на изменение мощности отсека турбины, расположенного между последним регенеративным отбором и выхлопным патрубком, или последней ступени турбины (ΔN_K). При этом, принимая во внимание сложность НПК и взаимозависимость его элементов, необходимо учитывать влияние изменения P_K не только на N_K , но и на перераспределение потоков энергии в этих элементах. Т.е. изменение давления P_K приведет к изменению: мощности электроприводов циркуляционных ($N_{ци}$) и конденсатных ($N_{кн}$) насосов; расхода пара, воды или электроэнергии на привод воздухоудаляющих устройств ($N_{эж}$); расхода пара ($D_{нд}$) в ПНД-1, вследствие изменения температуры конденсата t_K и, вследствие, этого к изменению мощности между последним отбором и выхлопным патрубком ($N_{нд}$).

Для случая, когда по каким-либо причинам, давление в конденсаторе возрастает ($+\Delta P_K$), уравнение энергетического баланса будет иметь вид:

$$\Delta N_{кп} = -\Delta N_K + \Delta N_{ци} + \Delta N_{кн} + \Delta N_{эж} + \Delta N_{нд}, \quad (3)$$

т.е. оптимальному значению давления пара в конденсаторе $P_K = opt$ будет отвечать минимальное снижение выработки энергии, т.е. $-\Delta N_{кп} = \min$. Эта справедливо также при $Q_0 = const$.

Следовательно, в качестве критерия экономичности НПК может быть принято значение приращения выработки мощности отсека турбины $\Delta N_{кп}$.

Основные виды отказов в НПК

В результате обобщения статических данных при эксплуатации НПК отмечены наиболее характерные отказы в работе. К их числу относятся [1, 5]:

Снижение вакуума в конденсаторе или увеличение P_K . Это может происходить вследствие:

- нарушения энергетического баланса между теплотой, подводимой с отработавшим паром и отводимой охлаждающей водой;
- увеличения пропуска пара в конденсатор;
- снижение расхода охлаждающей воды или увеличения температуры охлаждающей воды;
- нарушения теплообмена между конденсируемым паром и охлаждающей водой.

Причиной этого отказа является снижение коэффициента теплопередачи и увеличение температурного напора.

Снижение коэффициента теплопередачи может происходить в следствие:

- загрязнения поверхностей охлаждения (трубок) конденсаторов органическими и неорганическими отложениями;
- повышения содержания неконденсирующихся газов в паровом пространстве конденсаторов, в основном воздуха, попадающего в конденсатор с отработавшим паром, через неплотности в вакуумной системе;
- одновременного загрязнения и повышения содержания воздуха в конденсирующемся паре.

Воздушная плотность конденсатора

Одним из источников снижения вакуума в конденсаторе – увеличение количества воздуха.

Воздух и другие неконденсирующиеся газы попадают в конденсатор двумя путями: с паром и через неплотности вакуумной системы турбины. Количество неконденсирующихся газов, поступающих в конденсатор с паром, невелико и составляет величину порядка нескольких процентов от общего количества удаляемого из конденсатора воздуха. Таким образом, основное количество составляет воздух, проникающий через неплотности элементов турбоустановки, находящихся под разрежением. При значительном понижении паровой нагрузки величина присоса воздуха, как правило, увеличивается, поскольку под разрежением оказываются все новые участки корпуса турбины и регенеративной системы.

Проникновение воздуха в вакуумную систему турбины ухудшает работу конденсатора, вызывая целый ряд нежелательных явлений. Прежде всего воздух существенно ухудшает коэффициент теплоотдачи от конденсирующегося пара к стенке конденсаторных трубок, уменьшая тем самым общий коэффициент теплопередачи в конденсаторе. Значительные присосы воздуха могут вызвать перегрузку воздухоудаляющих устройств и ухудшение вакуума по этой причине [3].

Основные причины увеличения давления в конденсаторах приведены на рис. 2.

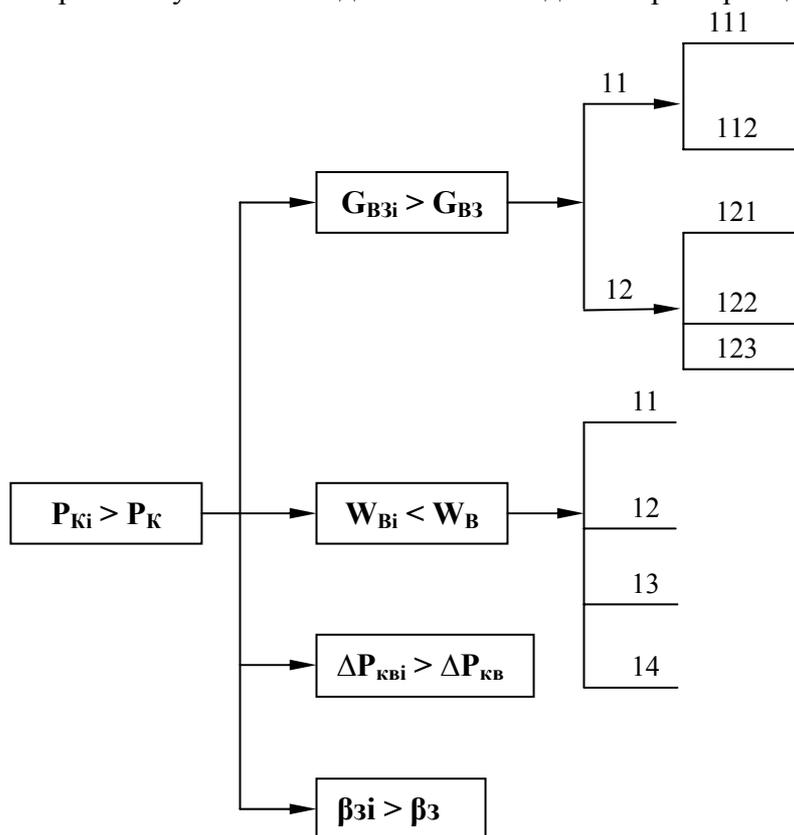


Рис.2. Дерево ситуации «Увеличение давления в конденсаторе»

11 – Увеличение присосов воздуха

111 – Понижение давления пара в камерах уплотнений

112 – Ухудшение воздушной плотности вакуумной системы

12 – Нарушение отсоса паровоздушной смеси (ухудшение работы эжекторов)

- 121 – Недостаточный расход рабочего пара на эжекторы
- 122 – Неудовлетворит. охлаждение пара в холодильниках эжектора
- 123 – Попадание воды в эжекторы, снижение расхода охлаждающей воды
- $W_{вi} < W_{в}$
- 11 – вследствие засорения трубных досок конденсатора
- 12 – вследствие подпора на линии выхода охлаждающей воды на линии конденсатора (не полностью открыты задвижки, засорены сопла брызгального бассейна)
- 13 – вследствие срыва сифона или уменьшения разрежения в сифоне
- 14 – вследствие неисправности циркуляционного насоса – засорение сеток на всасывающей линии, снижение уровня в колодцах, занос воздуха через сальники, износ рабочих колес, засорение каналов колеса.

Кислородосодержание конденсата

Одним из наиболее характерных отказов в НПК является увеличение кислородосодержание в конденсате $O_{2i} > O_2$.

Повышение содержания кислорода в конденсаторе увеличивает коррозию водяного тракта от конденсатора до деаэрационной установки. Кислородная коррозия конструктивных металлов питательного тракта, помимо разрушения металла, вызывает занос поверхностей нагрева котла и проточной части турбины окислами железа, меди и др. соединениями, что серьезно осложняет эксплуатацию основного оборудования и в ряде случаев приводит к аварийным положениям. Источниками заражения конденсата кислородом могут быть неплотности сварных соединений конденсатосборника, во фланцевых соединениях конденсаторопроводов, в сальниковых уплотнениях насосов и вакуумных задвижек, корпусов насосов, находящихся под разрежением. На рис. 3 приведена декомпозиция (дерево ситуаций) увеличения кислородосодержания в конденсате

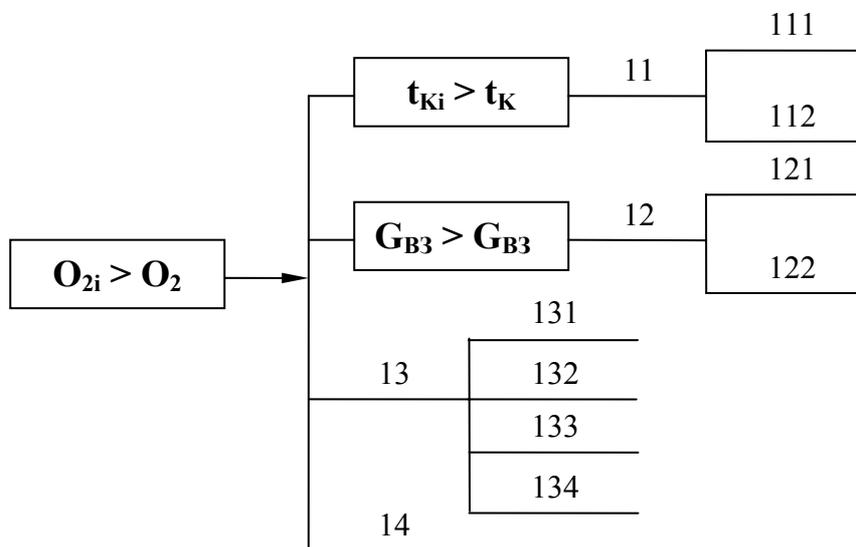


Рис. 3 Дерево ситуации «Увеличение содержания кислорода в основном конденсате»

11 – Переохлаждение основного конденсата

- 111 – Повышение уровня в конденсаторе
- 112 – Подача в конденсатор слишком большого количества охлаждающей воды при низкой температуре

12 – Повышение содержания воздуха в паровом пространстве конденсатора

121 – Ухудшение работы эжекторов

122 – Увеличение присосов воздуха в конденсатор

13 – Увеличение присосов на тракте – конденсатор – КЭН

131 – Присосы через сальники арматуры

132 – Присосы через фланцевые соединения

133 – Присосы через сальники резервных КЭНов

134 – Присосы в конденсатосборник

14 – Увеличение присосов через гидрозатворы ПНД-1 и ПС-50

Загрязнение конденсатора

Характер и интенсивность загрязнения внутренней поверхности конденсаторных труб и связанные с этим нарушения их работы зависят от многих факторов, к которым относится физико-химический состав охлаждающей воды, ее биологические особенности, конструкция конденсатора и режим его работы (скорость движения воды в трубках, температурный перепад и т.д.) и коррозионная стойкость конденсаторных труб. Возможно случайное попадание посторонних предметов, а также смывание и унос с потоком охлаждающей воды элементов конструкций на всас циркуляционных насосов после вращающихся сеток [6].

Механические и биологические загрязнения охлаждающих трубок и трубных досок конденсатора приводят к:

- медленному или застою течению охлаждающей воды в трубках из-за их частичного забивания;
- разрушению защитного окисного слоя с последующей точечной коррозией медных сплавов;
- повышению местной скорости воды на участке, где застряли крупные частицы, с возникновением быстро прогрессирующей эрозии медных сплавов;
- язвенной коррозии трубных досок из-за волокнистых загрязнений, травы;
- уменьшению охлаждающей поверхности конденсатора из-за полного забивания охлаждающих трубок;
- увеличению потери давления в конденсаторе из-за забиваний, охлаждающих трубок.

Из всего многообразия проблем, возникающих в процессе эксплуатации конденсаторов одна из основных – отложения на стенках трубок трубного пучка, образующихся в процессе движения по ним охлаждающей воды [1].

Отложения на стенках трубок могут оказать влияние на интенсивность процесса теплопередачи, что, в конечном счете, приведет к ухудшению вакуума. После обработки статистических данных и теоретических исследований определения толщины слоя отложений в трубках конденсатора авторами была построена номограмма для определения толщины слоя отложения в трубках конденсатора которая приведена на рис. 4 [5]. Приведенный в данной статье материал апробирован авторами на ряде ТЭС, это показывает, что одним из наиболее действенных способов повышения экономичности, надежности, долговечности, экологичности, социально-экономической эффективности ТЭС и АЭС в условиях длительной эксплуатации, можно рекомендовать оптимизацию на базе технического диагностирования НПК [6]. Для обнаружения и анализа тех или иных неисправностей в оборудовании и его основных узлах и элементах, как правило, используется наблюдение за отклонением измеряемых параметров и иных характеристик этого оборудования. В тех случаях, когда непосредственные измерения невозможны, применяются методы в частности предлагаемые авторами, основывающиеся на моделировании технологических процессов либо на использовании корреляционных связей между измеряемыми и неизменяемыми параметрами.

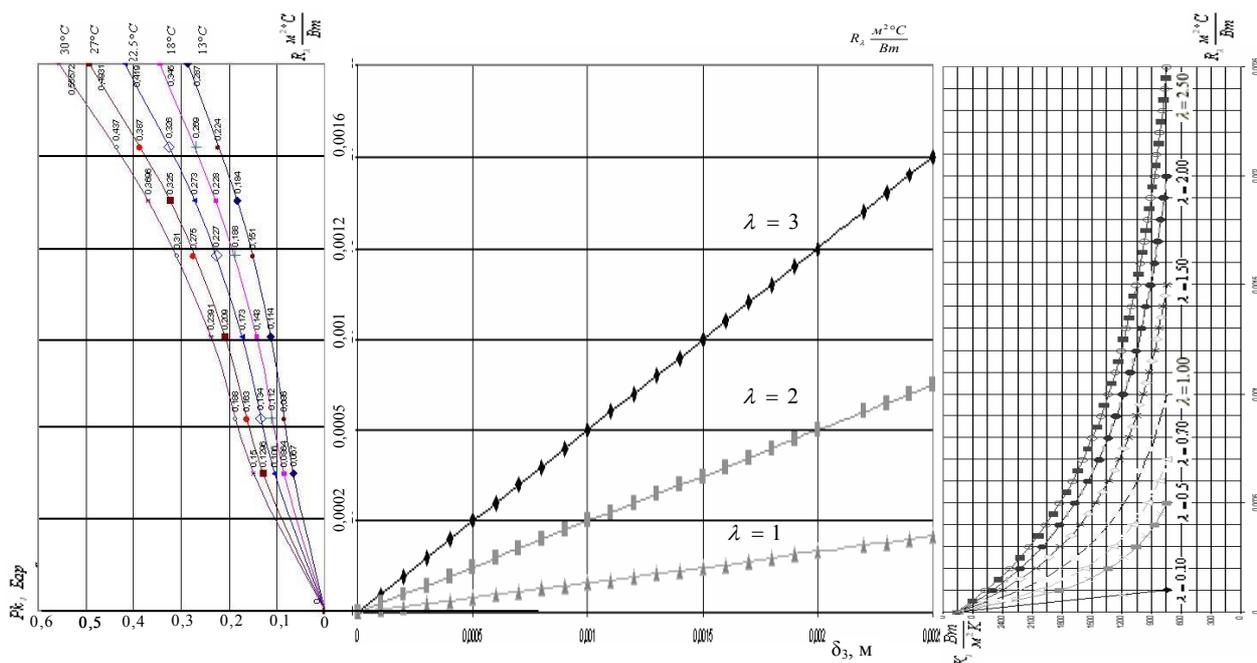


Рис. 4 Номограмма для определения толщины слоя отложения в трубках конденсатора в зависимости от термического сопротивления R_λ , конечного давления P_k , температуры охлаждающей воды t_{61}

Литература

1. Шелепов И.Г., Заруба В.К., Яцкевич С.В. Теплоэнергетические установки электростанций (исследование и расчет низкопотенциальных комплексов ТЭС и АЭС). УМКВО, 1993, – 200 с.
2. Берман С.С. Теплообменные аппараты и конденсационные устройства турбоустановок. – М. МАШГИЗ, 1959, – 422 с.
3. Берман Л.Д., Зернова Э.П. Руководящие указания по тепловому расчету поверхностных конденсаторов мощных турбин тепловых и атомных электростанций. – М. Союзэнерго, 1982. – 106 с.
4. Артюх С.Ф. Дуэль М.А., Шелепов И.Г. Автоматизированные системы управления энергогенерирующими установками электростанций. Х.2000, – 447 с.
5. Михайский Д.В. Михайликова Н.Б. Определение состояния поверхностей теплообмена пароводяных подогревателей. Институт проблем машиностроения им. А.М.Подгорного НАН Украины 2003г., том №2, с. 512-517.
6. И.Г.Шелепов Оптимизация низкопотенциальных комплексов турбоустановок электростанций на базе технического диагностирования. Энергомашиностроение, 2003г., № 3, с. 40-48.

© Шелепов И.Г., Михайский Д.В., 2005