

СЕКЦИЯ ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН

Артименя А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УЛЬТРАФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОБРАБОТКИ ВОДЫ НА ТЭС

Астапчик Н.Н.

Научный руководитель – старший преподаватель Нерезько А.В.

ТИПЫ ЯДЕРНЫХ РЕАКТОРОВ. ПРИНЦИПЫ ПОЛУЧЕНИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ

Бартош Р.Т.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Карницкий Н.Б.

АНАЛИЗ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС ВЕРОЯТНОСТНЫМИ МЕТОДАМИ НА ПРИМЕРЕ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОЙ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ

Басов В.С.

Научные руководители – старший преподаватель Бузов А.Л., старший преподаватель Романко В.А.

СИСТЕМА РЕЗЕРВИРОВАНИЯ МАСЛОСИСТЕМЫ ТУРБОАГРЕГАТА

Березич С.И.

Научный руководитель – ассистент Зеленин Д.С., ассистент Денисов С.М.

ПРОЕКТ БЕЛОРУССКОЙ АЭС. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Богдан Е.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Карницкий Н.Б.

МОДИФИКАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕЙТРОНОЙ МОЩНОСТИ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА

Будревич Н.В., Пташиц К.П., Чебаевская А.М.

Научные руководители – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т., к.э.н., доцент Кравченко В.В.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ В ПГУ СПОСОБОВ ВПРЫСКА В ГАЗОВЫЙ ТРАКТ

Воронцов А.А.

Научные руководители – старший преподаватель Романко В.А., ассистент Павловская А.А.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ ОСЕВОГО КАНАЛА РОТОРА ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ

Евдосюк Д.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Герасимова А.Г.

СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА ПУТЕМ ВПРЫСКА ВЛАГИ В ЗОНУ ГОРЕНИЯ

Зозуля С.Ю.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Жихар Г.И.

СУПЕРМАХОВИКИ КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ СПОСОБ АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГИИ

Каранкевич В.В., Таранчук А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

ОПЕРАТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ И ДИАГНОСТИКА ЭРОЗИОННОГО ИЗНОСА РАБОЧИХ ЛОПАТОК ПАРОВЫХ ТУРБИН

Кенум Е.Л.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ НЕРЕЗЬКО А.В.

СПОСОБЫ ОЧИСТКИ РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ

КИРЕЙЧИК Д.П.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР ЖИХАР Г.И.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРЕДОЧИСТКИ ВПУ ТЭС

КОВАЛЁВА Т.П., КОВАЛЁВ М.С.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ЧИЖ В.А.

ПАРОКИСЛОРОДНЫЙ И ПАРОВОДОКИСЛОРОДНЫЙ МЕТОДЫ ОЧИСТКИ, ПАССИВАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

КОВАЛЁВ М.С., КОВАЛЁВА Т.П.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ЧИЖ В.А.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕГУЛЯТОРА УРОВНЯ ВОДЫ БАРАБАННОГО КОТЛА

КОНДРАТЕНКО П.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР КУЛАКОВ Г.Т.

ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ТРУБ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

КУЧКО Д.А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ГЕРАСИМОВА А.Г.

ПНЕВМОАККУМУЛИРУЮЩИЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ СГЛАЖИВАНИЯ ГРАФИКОВ СУТОЧНОЙ НАГРУЗКИ

ЛИХУТА А.В., ОЛИЗАРОВИЧ Е.А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ, НАЗАРОВ В.И.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРЕВА СЕТЕВОЙ ВОДЫ МЕЖДУ ОСНОВНЫМИ И ПИКОВЫМИ БОЙЛЕРАМИ ТУРБИН ПТ-60-130/13

ЛИХУТА А.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ТАРАСЕВИЧ Л.А.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ СОВРЕМЕННЫХ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

ЛИХУТА А.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ТАРАСЕВИЧ Л.А.

СИСТЕМНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОМПРЕССИОННЫХ ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК

МАРИНОВИЧ А.Н., МАГИСТРАНТ

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ КАЧАН С.А.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОБЛОКА НА КАЧЕСТВО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА ЗА КОТЛОМ

МАРКОВА А.А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Э.Н., ДОЦЕНТ КРАВЧЕНКО В.В.

ОПТИМИЗАЦИЯ САР ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ

МИШОТА О.И.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР КУЛАКОВ Г.Т.

КОРРОЗИОННЫЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ ДИСКОВ И ЛОПАТОЧНОГО АППАРАТА ПАРОВЫХ ТУРБИН И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ

ПАНТЕЛЕЙ В.Е.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПАНТЕЛЕЙ Н.В.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ТУРБИН ДЛЯ НУЖД ТЕПЛОФИКАЦИИ ГОРОДА

ПУНЬКО Р.Л.

НАУЧНЫЕ РУКОВОДИТЕЛИ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ РОМАНКО В.А., АССИСТЕНТ ПАВЛОВСКАЯ А.А.

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТУРБОНАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ПУТЕМ УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОГО ПРОМЫШЛЕННОГО ТЕПЛА ТУРБИН

РАДЕЧКО Е.Н.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ КАЩЕЕВ В.П.

ПРИМЕНЕНИЕ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

РАДЦЕВИЧ В.Ф., РОДИК А.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ КАЧАН С.А.

ВНЕДРЕНИЕ КОМПЬЮТЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ТЭС И АЭС В ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ПРОЦЕСС КАФЕДРЫ ТЭС БНТУ

РИМАШЕВСКАЯ Е.Д.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ЧИЖ В.А.

МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА КОРПУСНЫХ ДЕТАЛЕЙ ТУРБИНЫ

РУТО Д.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПРОНКЕВИЧ Е.В.

САР ТЕМПЕРАТУРЫ ПРЯМОЙ СЕТЕВОЙ ВОДЫ

САМАРДАК С.О.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – АССИСТЕНТ ЗЕЛЕНИН Д.С., АССИСТЕНТ ДЕНИСОВ С.М.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ КОНЦЕВЫХ УПЛОТНЕНИЙ ПАРОВЫХ ТУРБИН

СЕМУК П.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПАНТЕЛЕЙ Н.В.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИКЛЮЧЁННЫХ ТУРБИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫШЛЕННО-ОТОПИТЕЛЬНЫХ ТЭЦ

СОЛОВЕЙ Д.Н., ПОДЖАРОВ А.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ КАЧАН С.А.

АНАЛИЗ ВИБРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТУРБОАГРЕГАТА ПРИ ПУСКЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АНАЛИТИЧЕСКОГО ТРЕНАЖЕРА

СТАНЕВИЧ А.Т.
НАУЧНЫЕ РУКОВОДИТЕЛИ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ БУРОВ А.Л., АССИСТЕНТ ПАВЛОВСКАЯ А.А.

ВЕДЕНИЕ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА П КОНТУРА С ДОЗИРОВАНИЕМ ОРГАНИЧЕСКИХ АМИНОВ (МОРФИНА И ЭТАНОЛАМИНА) НА АЭС С ВВЭР-1000

СТРУЙ Е.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ЧИЖ В.А.

ПРИМЕНЕНИЕ ОДНОИМПУЛЬСНОЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПИТАНИЯ БАРАБАННОГО КОТЛА

ХАРИТОНОВ А.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Э.Н., ДОЦЕНТ КРАВЧЕНКО В.В.

АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ АКТИВНОЙ ЗОНЫ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

ХРОЯН В.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ БУРОВ А.Л.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЯДЕРНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ СОЗДАНИЯ КРИТИЧНОСТИ В ЖИДКОСОЛЕВОМ ЯДЕРНОМ РЕАКТОРЕ С ЦЕЛЬЮ ТРАНСМУТАЦИИ МИНОРНЫХ АКТИНОИДОВ

ЦЫГАНКОВА С.Д., СТРИЖЁВА Е.М.
НАУЧНЫЕ РУКОВОДИТЕЛИ – АССИСТЕНТ ДЕНИСОВ С.М., АССИСТЕНТ ЗЕЛЕНИН Д.С.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЯДЕРНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ НАРАБОТКИ ПЛУТОНИЯ-238 ДЛЯ НУЖД КОСМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ И МЕДИЦИНЫ

ЦЫГАНКОВА С.Д., СТРИЖЁВА Е.М.

НАУЧНЫЕ РУКОВОДИТЕЛИ – АССИСТЕНТ ДЕНИСОВ С.М., АССИСТЕНТ ЗЕЛЕНИН Д.С.

СОВРЕМЕННАЯ СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ГАЗОВОЙ ТУРБИНЫ

ШАХОТЬКО В.Н.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПРОНКЕВИЧ Е.В.

ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В КАЧЕСТВЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ИХ РЕСУРСА

ШИШЛО В.А., ГУЛЬНИЦКИЙ В.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ГЕРАСИМОВА А.Г.

БЕЛОРУССКАЯ АЭС В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ СТРАНЫ

БОТЬКО Е.Н.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н. ПРОФЕССОР КАРНИЦКИЙ Н.Б.

УДК 621.311

СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН

Артименя А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

В теплофикационных турбинах возможно получение дополнительной мощности сверх номинальной величины при неизменном расходе свежего пара. Дополнительная мощность может быть использована постоянно ввиду имеющегося дефицита по выработке электроэнергии на ТЭЦ, а также для покрытия пиковой или полупиковой частей графика электрических нагрузок.

При рассмотрении возможности и экономической целесообразности получения дополнительной мощности определяющими критериями являются: конструктивная возможность рассматриваемого решения и необходимые для этого дополнительные капиталовложения, надежность работы оборудования, величина и тепловая экономичность дополнительной мощности.

Дополнительная мощность при увеличении расхода пара сетевой воды на турбоустановку

Современные теплофикационные турбины спроектированы исходя из работы ТЭЦ с коэффициентом теплофикации $\alpha_{ТЭЦ} = 0,5$. Это значит, что при минимальной температуре наружного воздуха тепловые нагрузки установленных на ТЭЦ теплофикационных турбин и водогрейных котлов равны.

В настоящее время по ряду причин, например, при отставании роста тепловой мощности турбин ТЭЦ от повышения такой тепловой нагрузки присоединенного района теплоснабжения или при ограничении числа турбин ТЭЦ (по сравнению с требуемым), с целью уменьшения расхода или органического топлива и/или по экологическим соображениям для обеспечения тепловой нагрузки на ТЭЦ устанавливаются дополнительные водогрейные котлы. Они могут быть установлены по двум конкурентным схемам: отдельной группой, не связанной с турбинами ТЭЦ и с независимым подводом дополнительной сетевой воды (в этом случае условия работы турбин не изменяются); с включением в общую схему ТЭЦ параллельно остальным водогрейным котлам. В последнем случае дополнительная сетевая вода проходит через подогреватель сетевой воды ПСГ турбины, после чего поступает в основные и дополнительные водогрейные котлы. При новом соотношении тепловой нагрузки турбин и водогрейных котлов $\alpha_{ТЭЦ}$ снижается до 0,30–0,35 и соответственно расход сетевой воды W через ПСГ возрастает в 1,4–1,6 раза по сравнению с минимальным.

При увеличении расхода сетевой воды W температура ее на входе в ПСГ остается неизменной, а на выходе снижается, что позволяет уменьшить давление в верхнем по ходу сетевой воды регулируемом отборе пара и в результате этого увеличить электрическую мощность турбины на величину ΔN_c при неизменном расходе теплоты на турбоустановку.

По данным исследований, выполненных применительно к турбинам Т-100-130 и Т-250/300-240, снижение давления в регулируемом отборе пара при уменьшении $\alpha_{ТЭЦ}$ приводит к увеличению энтальпийных теплоперепадов на ступени предотборного среднего отсека (СО) и к уменьшению – на ступени промежуточного отсека (ПО), расположенного между отопительными отборами пара, в результате чего снижается их КПД. Одновременно происходит увеличение расхода пара на подогреватель второй ступени (ПСГ-2), что приводит к увеличению потерь давления в трубопроводе подвода пара к ПСГ-2. В связи с этим величина увеличения электрической мощности ΔN_c будет ниже указанного значения.

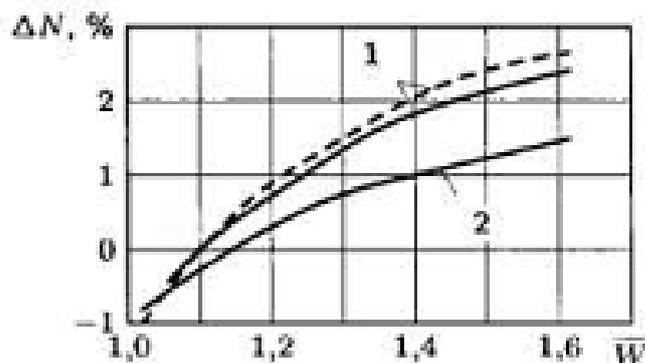


Рисунок 1 – Изменение мощности турбины при увеличении расхода сетевой воды $W_{ср}$ на среднезимнем режиме номинальном расходе пара в результате перестановки предотборных ступеней: 1 – турбина Т-250/300-240; 2 – турбина Т-100-130: _____ – облопачивание переставляемой ступени не меняется; - - - - - облопачивание переставляемой ступени оптимальное: $W_{ср}$ – отношение сетевой воды через ПСГ к величине номинального расхода ($8000 \text{ м}^3/\text{ч}$)

Дополнительная мощность при работе турбины с увеличенным пропуском пара в ЦНД и охлаждением конденсатора захолаженной сетевой водой

При охлаждении конденсатора обратной сетевой водой на теплофикационных режимах работы турбины по тепловому графику топливо экономится вследствие утилизации теплоты вентиляционного расхода пара ступеней ЦНД, теплоты пара эжектора, сбрасываемого через линию рециркуляции в конденсатор, а также теплоты пара концевых уплотнений ЦНД.

Из-за повышенной до $70 \text{ }^\circ\text{C}$ температуры обратной сетевой воды и увеличенного до 50 кПа давления в конденсаторе для турбин Т-250/300-240 и Т-185/220-130 режим работы с пропуском сетевой воды через конденсатор недопустим и поэтому конструкцией турбоустановки не предусмотрен, в связи с чем для теплофикационных режимов работы турбины характерны дополнительные потери теплоты в цикле. Однако при реконструкции турбоустановок в условиях ТЭЦ имеется возможность осуществить подвод сетевой воды и пропуск ее в два хода через встроенный пучок конденсатора.

Исходным режимом, относительно которого рассмотрено изменение мощности турбины, принят режим работы по тепловому графику с номинальным расходом пара, номинальной тепловой нагрузкой и минимальным расходом пара в конденсатор, охлаждаемый циркуляционной водой. При изменении расхода пара в ЦНД температура прямой сетевой воды не изменялась.

Повышение мощности турбины реализуется за счет увеличения расхода пара в ЦНД при открытии регулирующих диафрагм ЦНД. При некотором расходе пара в ЦНД регулирующие диафрагмы полностью открываются, и дальнейшее увеличение расхода пара в ЦНД, как известно, возможно только при повышении давления в камерах отопительных отборов, т.е. при работе в режимах с естественным повышением давления (ЕПД). При переходе к режимам с ЕПД изменяется не только давление в камерах отопительных отборов, но и зависимость дополнительной мощности $\Delta N = f(G)$. Режим работы турбоагрегата с пропуском пара в ЦНД имеет две характерные области: без и при наличии ЕПД. Начало режима ЕПД, соответствующее полному открытию регулирующих диафрагм ЦНД, определяется давлением в регулируемом отборе пара: чем ниже давление в отборе, тем меньший расход пара могут пропустить полностью открытые регулирующие диафрагмы ЦНД.

Дополнительная мощность при отключении теплообменных аппаратов в системе регенеративного подогрева питательной воды

Одним из путей повышения эффективности теплофикационных турбин и улучшения экологии окружающей среды является использование их в составе ТЭЦ и ПГУ, разрабатываемых по сбросной схеме с низконапорным парогенератором. В этом случае возможно частично или полностью отключить систему регенерации низкого и высокого давлений с утилизацией теплоты отработавших газов турбин питательной водой в теплообменниках низкого (ГВП НД) и высокого (ГВП ВД) давлений, а также получить дополнительную мощность и тепловую нагрузку.

Отключение системы регенерации, как и при отключении ПВД, связано с перегрузкой расположенных после соответствующих отборов пара ступеней турбины, в особенности предшествующих отопительным отборам, а на конденсационных режимах – ступеней части низкого давления. Кроме того, в этом случае повышается давление пара в камерах отборов на ПВД и ПНД, изменяется осевое усилие, воспринимаемое упорным подшипником турбины. В связи с этим наряду с вопросами экономичности необходимо рассмотреть проблему надежности элементов турбоагрегата, генератора, ряда элементов вспомогательного оборудования и т.д.

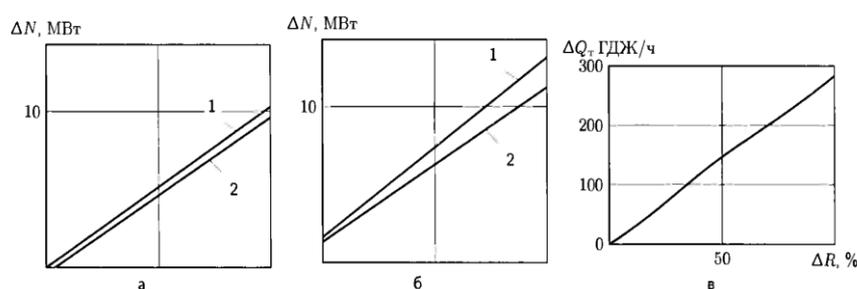


Рисунок 2 – Зависимость увеличения электрической мощности и тепловой нагрузки турбины от степени отключения системы регенерации ΔR : а – вариант № 1 проточной части СД; б – вариант № 2 проточной части СД; в – для обоих вариантов; 1 – расход сетевой воды через ПСГ 8000 м³/ч; 2 – расход сетевой воды через ПСГ 6000 м³/ч

Дополнительная мощность при отключении теплообменных аппаратов в системе регенеративного подогрева питательной воды

В теплофикационных турбинах с регулируемым отбором пара пропускная способность ЧВД выбирается по расходу пара на режиме работы турбины (ПТУ) с номинальной тепловой нагрузкой, а пропускная способность ЧНД – по конденсационному режиму. Поэтому в турбинах с регулируемым отбором пара возможно получение электрической мощности, превышающей номинальную, за счет увеличения пропуска пара в ЧНД при одновременном уменьшении регулируемого отбора пара.

Максимальная электрическая мощность в турбинах с одним регулируемым отбором пара достигается на режиме работы турбины с одновременным максимальным расходом пара через оба отсека: ЧВД и ЧНД, а в турбинах с двумя регулируемыми отборами пара – на режиме с полными расходами пара через каждые из трех отсеков: ЧВД, ЧСД, ЧНД. Для современных теплофикационных турбин максимальная мощность при уменьшении тепловой нагрузки до нуля составляет 110–125 % от номинальной и определяется конструкцией турбины, параметрами свежего пара и давлением пара в регулируемом отборе, а также допустимой нагрузкой генератора.

Дополнительная мощность может быть использована для покрытия пиковой или полупиковой части графика электрических нагрузок энергосистемы, а также в качестве аварийного и оперативного резерва. При получении дополнительной мощности уменьшение тепловой нагрузки турбоагрегата не должно, как правило, отражаться на тепловом потребителе. Поэтому если по условиям ТЭЦ турбоагрегат работает полной тепловой нагрузкой, для получения максимальной электрической мощности требуется установка дополнительного оборудования для отпуска теплоты потребителю помимо турбины.

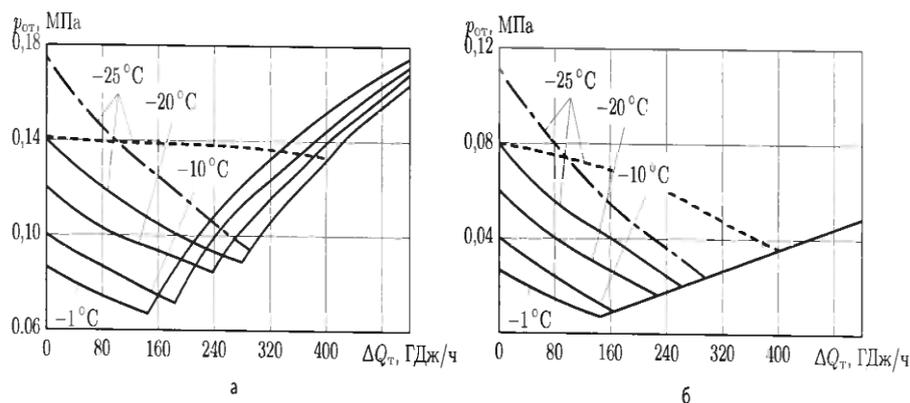


Рисунок 3 – Изменение давления $p_{от}$ в верхней и нижней камерах отборов турбины Т-100-130 в зависимости от снижения тепловой нагрузки: а – верхняя камера отбора; б – нижняя камера отбора; — — — — — $W = const, \alpha_{mэц} = 0,5$; - - - - - $W = const, \alpha_{mэц} = 0,59$; - · - · - $\tau_l = const, \alpha_{mэц} = 0,5$; цифры на кривых – температура наружного воздуха.

Литература

1. Баринберг Г.Д., Бродов М.Ю. и др. Паровые турбины и турбоустановки УТЗ. – Екатеринбург, 2010.
2. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. – Энергоатомиздат, 1986.
3. Трухний А.Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: учебное пособие для вузов. – МЭИ, 2002.

УДК 621.184

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УЛЬТРАФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОБРАБОТКИ ВОДЫ НА ТЭС

Астапчик Н.Н.

Научный руководитель – старший преподаватель Нерезько А.В.

В настоящее время расширяется область применения мембранных методов в энергетике. Это вызвано как их технологическими преимуществами, так и экономическими причинами. Сюда же добавляются и соображения экологической безопасности.

Мировыми институтами активно ведутся исследования, направленные на использование ультрафильтрации (УФ) для водоподготовки и очистки сточных вод. Ультрафильтрационная технология разделения растворов известна давно, она успешно применяется в пищевой, химической, микробиологической и других отраслях промышленности, однако в сфере водоснабжения об этом методе всерьез заговорили не так давно.

Переход к ультрафильтрации вызван рядом причин, прежде всего – неудовлетворительным качеством исходной воды. Песчаные зернистые фильтры, входящие в состав всех станций водоподготовки, часто не в состоянии задержать очень мелкие частички (коллоиды), болезнетворные бактерии и вирусы, обычно развивающиеся в этих фильтрах. Именно на ультрафильтрационные мембраны «возложили» обязанность доочистки воды, ведь эти мембраны имеют поры размером 0,01–0,1 микрон, позволяющие задерживать бактерии и вирусы. Ультрафильтрационные мембраны эффективно задерживают взвешенные и коллоидные вещества, органические загрязнения, образующие цветность. Использование ультрафильтрации дает гарантию высокого качества очищенной воды, несмотря на сезонные колебания качества исходной воды. Кроме того, ультрафильтрация может быть использована как самостоятельный метод осветления воды в качестве предочистки перед подачей установки ионообменного обессоливания или умягчения. Современные технологии ионного обмена, в частности, противоточная регенерация, требуют тщательной предочистки по взвешенным и коллоидным веществам. Системы ультрафильтрации могут считаться хорошей альтернативой осветлительным методам.

Технологическими преимуществами УФ процессов над традиционными процессами очистки воды (коагуляцией, осаждением, фильтрованием) являются значительно сокращение рабочих площадей, относительно небольшой объем воды на потребляемых химических реагентов, исключение образования агрессивных высокоминерализованных сточных вод, минимизация вредных воздействий на окружающую среду, высокая степень автоматизации, более простое обслуживание и т.п. В то же время внедрение процессов ультрафильтрации в эти области сдерживается более высокими (в 2–3 раза) по отношению к традиционным технологиям капитальными затратами и эксплуатационными расходами. Значительная часть этих затрат и расходов является результатом мер по борьбе с образованием осадка на поверхности мембран, присутствие которого может резко снизить производительность установок и степень извлечения чистой воды.

Ключевым элементом любой ультрафильтрационной системы очистки воды являются мембранные аппараты, поэтому от выбора типа мембран, конструкции мембранных модулей и режима их работы будет зависеть успех работы всей установки.

Ультрафильтрация – это баромембранный процесс, заключающийся в том, что жидкость под давлением «продавливается» через полупроницаемую перегородку. Размер отверстий (пор) ультрафильтрационных мембран лежит в пределах от 5 нм до 0,05–0,1 мкм. Главное отличие мембранной фильтрации от обычного объемного фильтрования в том, что подавляющее большинство всех задерживаемых веществ накапливается на поверхности мембраны, образуя дополнительный фильтрующий слой осадка, который обладает своим сопротивлением.

Наиболее экономичный режим работы ультрафильтрационных установок – «тупиковый», когда вся исходная вода пропускается через мембрану. В ряде случаев для борьбы с ростом осадка над поверхностью мембраны создают дополнительный поток из обрабатываемой жидкости, который размывает накапливающийся осадок. Жидкость, содержащая удаленные с поверхности мембраны загрязнения, выводится из разделительного аппарата. Для более эффективного удаления загрязнений с поверхности и из пор мембраны используют метод обратных промывок, при котором очищенную воду (фильтрат) пропускают через мембрану в направлении, обратном направлению фильтрации. Такие промывки производятся от 1 до 5 раз в час, их продолжительность составляет всего 10–30 секунд, поэтому объем сбрасываемой воды составляет 2–5 % от объема фильтрата. В процессе удаления загрязнений при обратной промывке происходит вынос частиц осадка с поверхности и из пор мембраны. Необходимо отметить, что природная вода – это сложная смесь частиц различной степени дисперсности: от молекул гуминовых кислот до глинистых частичек, поэтому в ней всегда будут присутствовать частицы, соизмеримые с порами ультрафильтрационных мембран. Поэтому полностью избежать стадии закупоривания пор мембраны невозможно.

Для предотвращения биологического зарастания ультрафильтрационных мембран в воду для обратной промывки мембранных элементов добавляют дезинфектант, чаще всего, гипохлорит натрия.

В процессе длительной работы производительность мембранных аппаратов постепенно уменьшается, т.к. на поверхности и в порах мембраны сорбируются различные вещества и отлагаются частички загрязнений, увеличивающие общее гидравлическое сопротивление мембранных аппаратов. Для восстановления первоначальной производительности несколько раз в год проводится химическая промывка мембранных аппаратов специальными кислотными и щелочными реагентами для удаления накопленных загрязнений.

Таким образом, основные задачи при проектировании мембранных установок – это подбор оптимального типа мембран в зависимости от состава исходной воды и определение оптимального режима эксплуатации мембранной установки, при котором загрязнение мембран было бы минимальным.

В качестве материала для изготовления ультрафильтрационных мембран в основном используются полимерные вещества – ацетат целлюлозы, полисульфон, полиэтерсульфон, полиамид, полиимид, поливинилиденфторид, полиакрилонитрил и их производные. Большинство ультрафильтрационных мембран – асимметричные, они состоят из тонкого селективного слоя толщиной несколько десятков мкм или менее и пористой подложки, которая обеспечивает механическую прочность. Полимерным мембранам при их изготовлении могут придаваться разнообразные свойства, что позволяет управлять их селективными характеристиками и устойчивостью к загрязнению различными веществами.

Большинство современных полимерных мембран устойчивы к воздействию микроорганизмов и химических соединений в широком диапазоне рН, обладают высокой селективностью и производительностью. Свойства мембран лишь незначительно ухудшаются в течение всего срока службы, который составляет 5 и более лет.

Капиллярные или полволоконные элементы состоят из пучков тонких полимерных трубчатых мембран диаметром 0,7–2,0 мм, фильтрация может производиться «изнутри-наружу» (рисунок 1, а) или «снаружи-вовнутрь» (рисунок 1, б). Они характеризуются довольно высокой плотностью «упаковки» мембран (площадь мембран в одном модуле может достигать 50–60 м²), высокими удельными потоками и хорошей гидродинамикой внутри волокон.

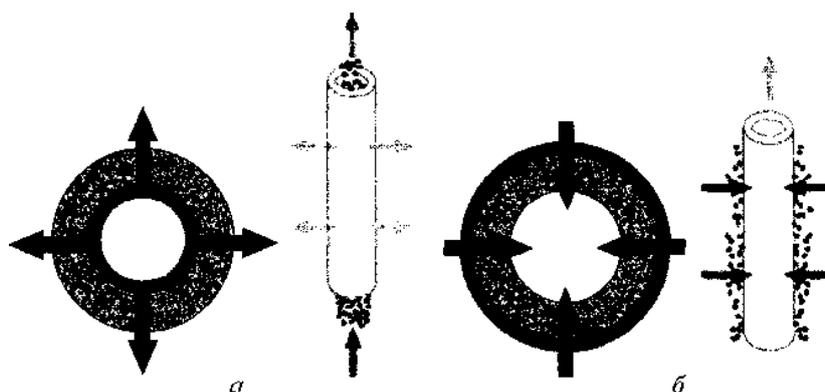


Рисунок 1 – Варианты проведения процесса фильтрации:
а – изнутри-наружу; б – снаружи-вовнутрь

Преимущества способа фильтрации изнутри-наружу:

возможность обеспечить высокие значения расхода потока фильтрата при обратной промывке (в 2–5 раз превышающие скорость рабочего фильтрации), что способствует эффективной очистке мембранной поверхности от загрязнений;

возможность регулирования скорости потока воды в канале волокон, с целью обеспечения оптимального гидродинамического режима для снижения эффекта осадкообразования на поверхности мембраны;

возможность обработки в режиме рециркуляции вод с высоким содержанием взвешенных веществ (до 1000 мг/л в случае использования мембран с внутренним диаметром полых волокон более 1,5 мм).

Недостатки способа фильтрации изнутри-наружу:

меньшая площадь фильтрации и съем фильтрата с одного волокна по сравнению со способом фильтрации снаружи вовнутрь, и, следовательно, более высокие энергозатраты.

Преимущества способа фильтрации снаружи-вовнутрь:

большая площадь фильтрации и, следовательно, более высокий съем фильтрата с одного волокна; этим обеспечивается возможность использования более низкого давления на стадии фильтрации и, соответственно, снижение энергозатрат;

компактность установок, так как мембранные элементы не всегда должны размещаться в корпусах (например, в случае применения безнапорной или вакуумной фильтрации).

Недостатки способа фильтрации снаружи-вовнутрь:

низкий расход фильтрата при обратной промывке, что осложняет качественную регенерацию мембраны и может приводить к ее ускоренному загрязнению в рабочем цикле;

невозможность обеспечить однородный характер омывания мембран на стадии фильтрации, что приводит к неравномерному отложению осадка на поверхности мембраны и, как следствие, ограничению допустимого содержания взвесей в воде.

В настоящее время широко расширяется область применения мембранных методов в энергетике, в том числе и ультрафильтрационных технологий. В нашей Республике за последние годы успешно были проведены испытания ультрафильтрационной технологии на Минской ТЭЦ-4, Минской ТЭЦ-5, на Осиповичской мини-ТЭЦ, Вилейской мини-ТЭЦ.

Принципиально важными особенностями технологии УФ являются:

ультрафильтрационные мембраны при обработке воды поверхностных источников (рек, озер, водохранилищ), а также для очистки сточных вод позволяют задерживать макромолекулы, коллоиды, вирусы, пектины, протеины, загрязнения с высоким молекулярным весом;

технология ультрафильтрации снижает расход воды на собственные нужды до 5–10 %.

при замене традиционной предочистки природных вод на технологию ультрафильтрации резко снижается потребность в площадях благодаря совмещению стадии

осветления и осаждения на фильтрах с зернистой загрузкой с экономией коагулянтов и исключения флокулянтов;

материал мембран (модифицированный полиэфирсульфон или ПВДФ) позволяет использовать мембранные модули и после осветлителей, работающих в режиме коагуляции-известкования, так как мембраны обладают стойкостью к щелочной среде (при $\text{pH} < 11$).

Литература

1. Андрианов А.П., Первов А.Г. Перспективы применения мембранных методов ультрафильтрации и нанофильтрации на крупных водопроводных станциях // Проекты развития инфраструктуры города: Сб. науч. трудов. Вып. 4. Комплексные программы и инженерные решения в области экологии городской среды. М., 2004.
2. Брык М.Т., Цапюк Е.А. Ультрафильтрация. – Киев: Наукова думка, 1989.
3. Первов А.Г., Юрчевский Е.Б. Использование мембранных технологий в системах водоподготовки энергетических объектов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2005. – № 5.

УДК 621.311

ТИПЫ ЯДЕРНЫХ РЕАКТОРОВ. ПРИНЦИПЫ ПОЛУЧЕНИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ

Бартош Р.Т.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Карницкий Н.Б.

Наверное, ни для кого не секрет, что вступление в 21 век немислимо без такого источника энергии, каковым является атомное ядро. Атомная энергетика на сегодняшний день является активно развивающейся отраслью. Очевидно, что ей предназначено большое будущее, так как запасы нефти, газа, угля постепенно иссякают, а уран – достаточно распространенный элемент на Земле. В связи с этим необходимо закладывать решение проблемы безопасности (в частности, предупреждение аварий с разгоном реактора, локализацию аварии в пределах биозащиты, уменьшение радиоактивных выбросов и др.) еще в конструкцию реактора, на стадии его проектирования.

Ядерный (атомный) реактор – устройство, в активной зоне которого осуществляется контролируемая самоподдерживающаяся цепная реакция деления ядер (ЯЦР) некоторых тяжёлых элементов под действие нейтронов. Любой ядерный реактор состоит из следующих частей:

- Активная зона (центральная часть реактора, где протекает самоподдерживающаяся ЯЦР и выделяется энергия) с ядерным топливом (служит для получения энергии в ядерном реакторе, представляет собой смесь материалов, содержащих делящиеся ядра) и замедлителем нейтронов (вещество, используемое для уменьшения энергии нейтронов в ядерных реакторах; графит, тяжёлая вода);

- Отражатель нейтронов (слой вещества (графита, тяжелой воды), окружающий активную зону ядерного реактора, и служащий для уменьшения утечки нейтронов из активной зоны; позволяет уменьшить критическую массу делящегося вещества и увеличить объем мощности с единицы объема активной зоны), окружающий активную зону;

- Теплоноситель (для отвода выделяющейся энергии);
- Система регулирования цепной реакции, в том числе аварийная защита;
- Радиационная защита;
- Система дистанционного управления.

Для того чтобы в реакторе происходила ЯЦР, необходимо наличие в нём делящегося вещества, которое при своем распаде выделяет элементарные частицы, способные вызвать распад других ядер.

Деление атомного ядра может произойти самопроизвольно или при попадании в него элементарной частицы. В качестве делящегося вещества в настоящее время могут использоваться изотопы урана – уран-235 и уран-238, а также плутоний-239. Самопроизвольный распад в ядерной энергетике не используется из-за очень низкой его интенсивности, поэтому для распада какого-либо атомного ядра необходимо попадание в него элементарной частицы с определенной энергией (величина этой энергии должна лежать в определенном диапазоне: более медленная или более быстрая частица просто оттолкнется от ядра, не проникнув в него). Такими частицами являются нейтроны.

В ядерном реакторе происходит ядерная цепная реакция: ядра урана или плутония распадаются, при этом образуются два-три ядра элементов середины таблицы Менделеева, выделяется энергия, излучаются гамма-кванты и образуются два или три нейтрона, которые, в свою очередь, могут прореагировать с другими атомами и, вызвав их деление, продолжить цепную реакцию.

В зависимости от скорости элементарной частицы выделяют два вида нейтронов: быстрые и медленные. Если большая часть делений происходит при поглощении тепловых (медленных) нейтронов, то такой реактор называется реактором на тепловых нейтронах. Энергия которых в такой системе не превышает 0.1 эВ. Если большая часть делений в

реакторе происходит при поглощении быстрых нейтронов, такой реактор называется реактором на быстрых нейтронах. Уран-238 делится только быстрыми нейтронами. При его делении выделяется энергия и образуется 2–3 быстрых нейтрона. Вследствие того, что эти быстрые нейтроны замедляются в веществе урана-238 до скоростей, неспособных вызвать деление ядра урана-238, цепная реакция в уране-238 протекать не может.

Классификация ядерных реакторов.

По характеру использования:

- Экспериментальные реакторы, предназначенные для изучения различных физических величин, значение которых необходимо для проектирования и эксплуатации ядерных реакторов; мощность таких реакторов не превышает нескольких кВт.

- Исследовательские реакторы, в которых потоки нейтронов и гамма-квантов, создаваемые в активной зоне, используются для исследований в области ядерной физики, радиационной химии, биологии, для испытания материалов, предназначенных для работы в интенсивных нейтронных потоках (в т.ч. деталей ядерных реакторов), для производства изотопов. Мощность исследовательских реакторов не превосходит 100 МВт. Выделяющаяся энергия, как правило, не используется.

- Изотопные (оружейные, промышленные) реакторы, используемые для наработки изотопов, используемых в ядерных вооружениях, например, ^{239}Pu ; в медицине.

- Энергетические реакторы, предназначенные для получения электрической и тепловой энергии, используемой в энергетике, при опреснении воды, для привода силовых установок кораблей, самолётов и космических аппаратов, в производстве водорода и металлургии и т.д. Тепловая мощность современных энергетических реакторов достигает 5 ГВт.

По спектру нейтронов:

- Реактор на тепловых (медленных) нейтронах («тепловой реактор»);
- Реактор на быстрых нейтронах («быстрый реактор»);
- Реактор на промежуточных нейтронах;
- Реактор со смешанным спектром.

Реактор на быстрых нейтронах БН-350 в Актау: его основное назначение – обеспечение расширенного воспроизводства делящегося плутония из урана-238 с целью сжигания всего или значительной части природного урана, а также имеющихся запасов обедненного урана. При развитии энергетики реакторов на быстрых нейтронах может быть решена задача самообеспечения ядерной энергетики топливом. Прежде всего, в реакторе на быстрых нейтронах нет замедлителя.

По размещению топлива:

- Гетерогенные реакторы, где топливо размещается в активной зоне дискретно в виде блоков, между которыми находится замедлитель;

- Гомогенные реакторы, где топливо и замедлитель представляют однородную смесь (гомогенную систему).

Блоки ядерного топлива в гетерогенном реакторе называются тепловыделяющими сборками (ТВС), которые размещаются в активной зоне в узлах правильной решётки, образуя ячейки.

По виду топлива:

- изотопы урана 235 и 233 (^{235}U и ^{233}U);
- изотоп плутония 239 (^{239}Pu);
- изотоп тория 232 (^{232}Th) (посредством преобразования в ^{233}U).

По степени обогащения:

- Естественный уран (0,71 % составляет ^{235}U ; 99,29% – ^{238}U);
- Слабо обогащённый уран (до 1,5 %);
- Чистый делящийся изотоп.

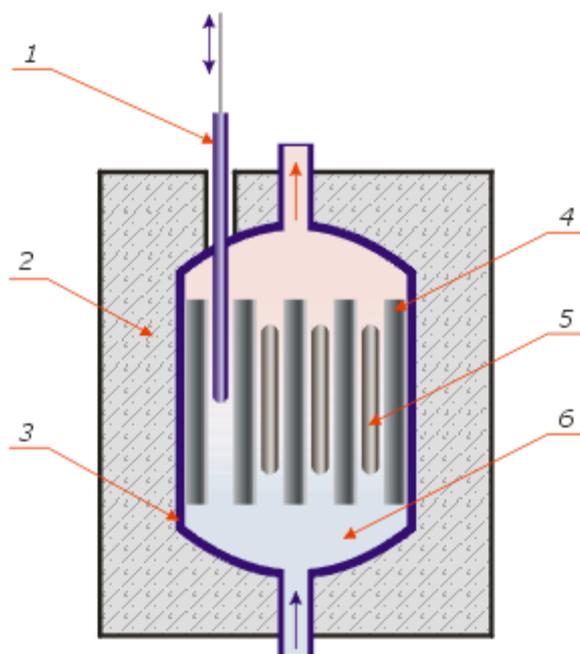


Рисунок 1 – Схематическое устройство гетерогенного реактора на тепловых нейтронах
 1 – управляющий стержень, 2 – биологическая защита, 3 – теплоизоляция, 4 – замедлитель, 5 – ядерное топливо, 6 – теплоноситель

По виду теплоносителя:

- H₂O (вода, ВВЭР);
- Газ, (Графито-газовый реактор);
- D₂O (тяжёлая вода, Тяжеловодный ядерный реактор, CANDU);
- Реактор с органическим теплоносителем;
- Реактор с жидкометаллическим теплоносителем;
- Реактор на расплавах солей;
- Реактор с твердым теплоносителем.

По роду замедлителя:

- С (графит, Графито-газовый реактор, Графито-водный реактор);
- H₂O (вода, Легководный реактор, ВВЭР);
- D₂O (тяжёлая вода, Тяжеловодный ядерный реактор, CANDU): у тяжелой воды очень

низкая степень поглощения нейтронов и очень высокие замедляющие свойства, превышающие аналогичные свойства графита, вследствие чего такие реакторы работают на необогащенном топливе, что позволяет не строить сложные и опасные предприятия по обогащению урана. Но добывать тяжелую воду очень дорого;

- Be, BeO;
- Гидриды металлов;
- Без замедлителя (Реактор на быстрых нейтронах).

По конструкции:

- Корпусные реакторы (активная зона имеет общий защитный корпус, который выдерживает давление теплоносителя, текущего общим потоком);
- Канальные реакторы (теплоноситель подводится к каждому каналу с топливной сборкой отдельно; корпус реактора не нагружен давлением теплоносителя, а это давление несёт каждый отдельный канал).

По способу генерации пара:

- Реактор с внешним парогенератором (ВВЭР);

- Кипящий реактор.

Наиболее распространёнными в мире являются водо-водяные (около 62 %) и кипящие (20 %) реакторы.

По наличию защитного контура:

- Один (РБМК);
- Два (ВВЭР).

По форме активной зоны:

- Форма цилиндра;
- Параллелепипеда;
- Шара.

Реактор с шаровой засыпкой и газовым контуром: в реакторе с шаровой засыпкой активная зона имеет форму шара, в который засыпаны тепловыделяющие элементы, также шарообразные. Каждый элемент представляет из себя графитовую сферу, в которую вкраплены частицы оксида урана. Через реактор прокачивается газ - чаще всего используется углекислота CO_2 . Газ подается в активную зону под давлением и впоследствии поступает на теплообменник. Регулирование реактора осуществляется стержнями из поглотителя, вставляемыми в активную зону. Технология производства реакторов с шаровой засыпкой еще недостаточно хорошо разработана, хотя этот тип реакторов стоило бы признать наиболее приемлемым для широкого применения, в частности, из-за отсутствия катастрофических последствий при аварии с разгоном реактора.

По времени действия:

- Непрерывного действия;
- Прерывистого действия;
- Импульсные.

Таким образом, нами рассмотрена классификация ядерных реакторов, освоены принципы получения ядерной энергии, а также проведена сравнительная характеристика канального и корпусного ядерных реакторов.

Литература

1. Основное оборудование АЭС: учеб. пособие / Дмитриев С.М. и др. – Минск: Высшая школа, 2015. – 288 с.

УДК 539.172:543.522

АНАЛИЗ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС ВЕРОЯТНОСТНЫМИ МЕТОДАМИ НА ПРИМЕРЕ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОЙ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ

Басов В.С.

Научные руководители – старший преподаватель Буров А.Л., старший преподаватель Романко В.А.

Вероятностный анализ безопасности (ВАБ) является количественным методом оценки частоты и последствий аварий, которые могут произойти на атомных электростанциях (АЭС). Основная польза от выполнения ВАБ заключается в детальном системном анализе проекта станции, ее эксплуатационных характеристик и внешних воздействий, включая определение доминантных вкладчиков в риск и изучение возможностей для снижения риска. ВАБ дает согласованную интегральную модель безопасности АЭС, предоставляя, таким образом, согласованную и всестороннюю структуру для принятия решений, связанных с безопасностью. ВАБ также дает количественные оценки риска АЭС, включая количественную оценку неопределенностей этих оценок. Однако необходимо четко понимать, что получение количественных оценок риска является лишь промежуточным этапом всего процесса выполнения ВАБ; количественные оценки риска являются в основном лишь средством помощи при проведении ВАБ в решении технических вопросов безопасности [1].

В международной практике сформировались три уровня ВАБ:

уровень 1: оценка частоты повреждения активной зоны реактора;

уровень 2: оценка частоты возможных выбросов радионуклидов за пределы АЭС с учетом поведения контейнмента после аварии с повреждением активной зоны;

уровень 3: оценка рисков для населения и/или окружающей среды вследствие выброса радионуклидов за пределы контейнмента, сопровождающего аварию с повреждением активной зоны [1].

Основные математические методы, используемые при проведении ВАБ, включают теорию множеств, Булеву алгебру и теорию вероятности. ВАБ выполняется путем построения интегральной логической модели (обычно, набор соединенных друг с другом деревьев событий и деревьев отказов), состоящую из логических операторов (Булевы операторы, такие как И, ИЛИ, НЕ и т.д.) и базовых событий (различные исходные события, отказы оборудования, неготовность оборудования вследствие проверок или обслуживания, отказы по общим причинам и ошибки оператора). Вероятность каждого базового события оценивается с использованием статистических данных, дополненных, где это возможно, мнением экспертов. Интегральная логическая модель последовательно решается путем применения булевых методов редукции для определения важных аварийных последовательностей. Как правило, решения интегральной логической модели представлены в терминах доминантных минимальных сечений, которые представляют собой комбинации исходных событий, отказов оборудования и ошибок оператора, необходимых и достаточных для того, чтобы вызвать интересующее вершинное событие, и определяют в совокупности основной вклад в вероятность (частоту) данного события (повреждение активной зоны, выброс за пределы контейнмента/конфайнмента и т.д.).

Существует тесная связь между разработкой логических моделей ВАБ (деревья событий и деревья отказов) и подготовкой данных, используемых для оценки вероятностей базовых событий. При выполнении ВАБ необходимо учитывать (1) конечную цель исследования, (2) требование точного представления характеристик отказа станции, систем и оборудования в рамках логических моделей, и (3) наличие соответствующих данных в обеспечение логических моделей. Большинство исследований ВАБ выполняются для определения вклада в величину риска АЭС от различных источников (надежности оборудования, технического обслуживания,

ошибок персонала и т.д.), а не просто для получения количественной оценки общего риска; соответственно, строится подробная интегральная модель. В принципе, возможно такую модель разработать с любой желаемой степенью детализации (например, насос с электродвигателем может быть разбит на составные части, такие как рабочее колесо, диффузор, корпус насоса, подшипники, соединение вала, электродвигатель и т.д.). Однако, излишняя подробность моделирования может и не требоваться, учитывая конечную цель исследования, и только усложняет разработку, поддержание и решение логических моделей ВАБ. Более того, может оказаться невозможным разработать значимые оценки вероятностей для всех базовых событий, содержащихся в излишне подробной модели деревьев отказов. Таким образом, разработчики логической модели должны работать в тесном контакте с исследователями данных в целях достижения разумного баланса между целями ВАБ и того, что является практически достижимым.

ВАБ на примере системы аварийной питательной воды. Система аварийной питательной воды (LAR/LAS) предназначена для обеспечения питательной водой парогенераторов в режимах нарушений нормальной эксплуатации и в проектных авариях, когда подача питательной воды от штатной системы и вспомогательной системы невозможна. Система должна функционировать при инициирующих событиях, связанных с понижением уровня воды в парогенераторах и требующих аварийного расхолаживания или поддержания блока в горячем резерве [2].

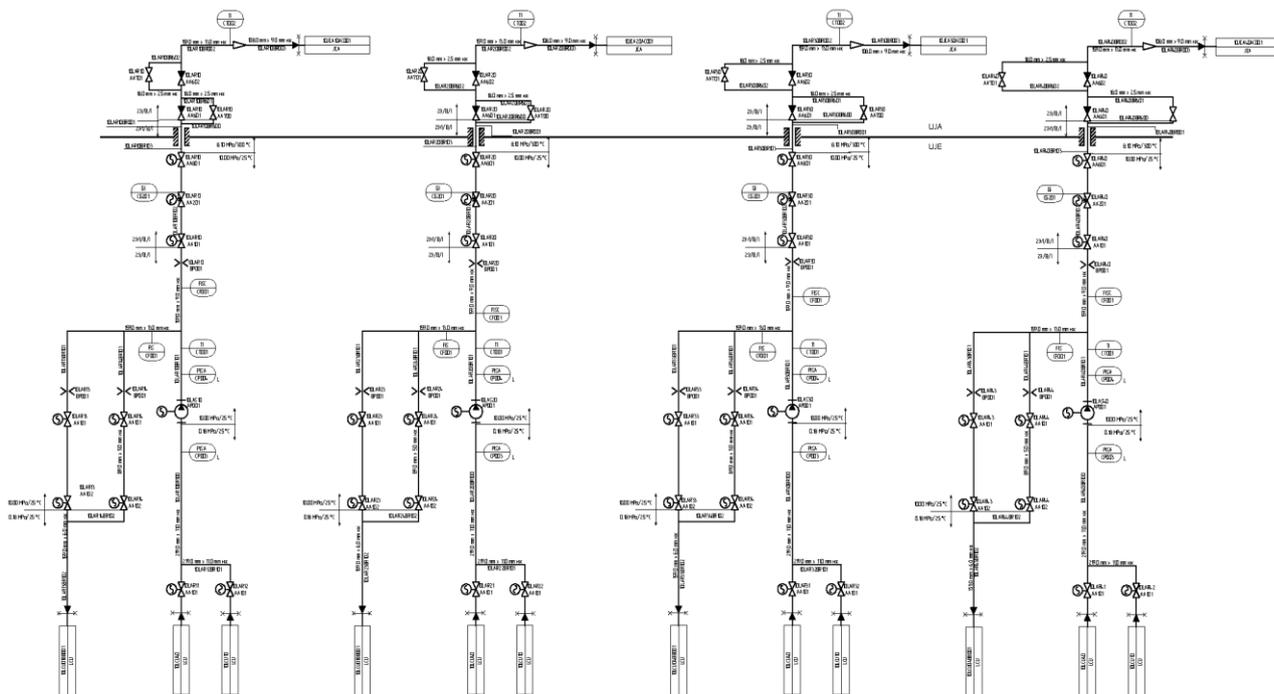


Рисунок 1 – Система подачи аварийной питательной воды энергоблока с реактором типа ВВЭР

Система состоит из четырех одинаковых и полностью независимых один от другого каналов.

В каждом канале предусмотрены:

- аварийный питательный насос;
- арматура;
- трубопроводы.

При выборе производительности канала предполагается, что один канал может быть в ремонте, второй канал имеет зависимый от инициирующего события отказ, в третьем канале – независимый отказ. Система аварийной питательной воды структурно состоит из четырех каналов производительностью 100 % каждый. Каждый канал подсоединен к бакам запаса обессоленной воды емкостью 700 м³ каждый. В баках поддерживается заданная температура обессоленной воды от плюс 20 °C до плюс 25 °C.

Функцией безопасности, выполняемой системой аварийной питательной воды является обеспечение питательной водой парогенераторов в режимах нарушений нормальной эксплуатации и в проектных авариях, когда подача питательной воды от штатной системы и вспомогательной системы невозможна.

Критерии успеха системы: функция безопасности считается выполненной, если подается питательная вода в парогенераторы при работе одного любого канала системы.

Деревья отказов системы. Деревья отказов были выполнены при помощи компьютерного кода Risk Spectrum for Windows. Поскольку ДО всех каналов LAR/LAS одинаковы, ниже приведено ДО только для одного канала системы (рисунок 2).

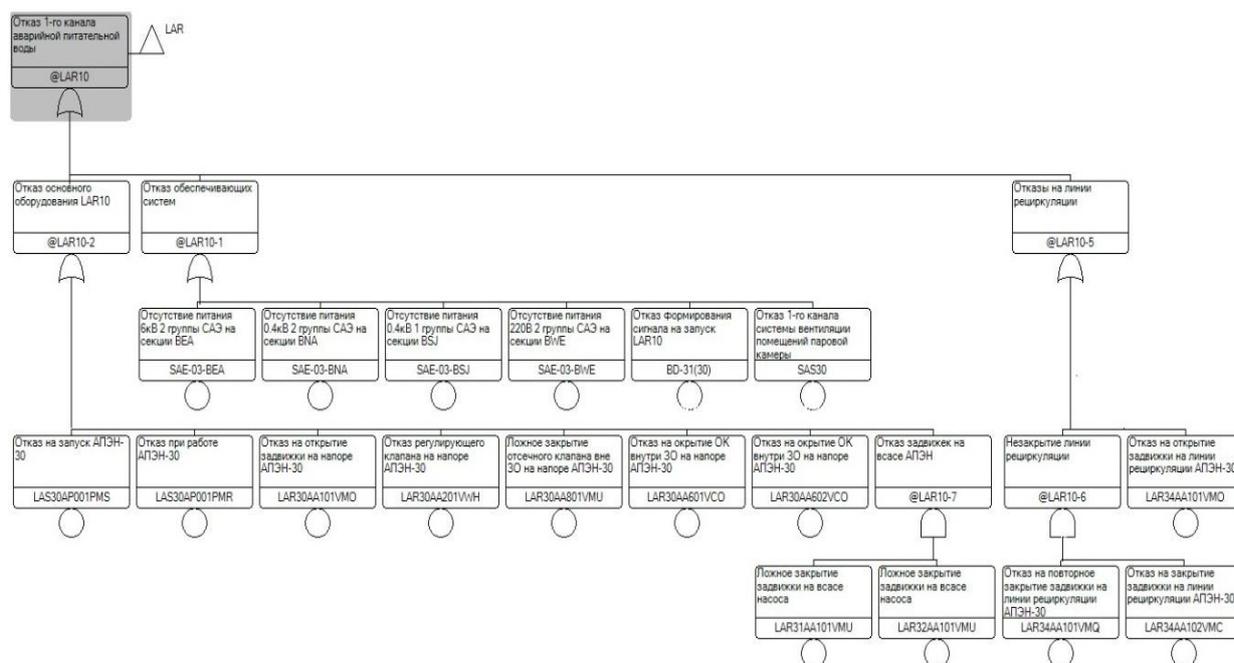


Рисунок 2 – Дерево отказов для одного канала системы подачи аварийной питательной воды

Результаты расчета для ИС.

Расчет проводился исходя из критерия успеха «Подача аварийной питательной воды в один из парогенераторов» и рассматриваемого времени работы 24 часа.

Среднее значение вероятности отказа системы по функции подачи аварийной питательной воды равно: $2,43 \cdot 10^{-9}$.

Среднее значение вероятности отказа основного оборудования одного канала: $7 \cdot 10^{-4}$.

Среднее значение вероятности отказа вспомогательных систем одного канала: 10^{-5} .

Среднее значение вероятности отказа линии рециркуляции одного канала: $2,4 \cdot 10^{-4}$.

Литература

1. Вероятностный анализ безопасности атомных станций (ВАБ): Учебное пособие / В.В. Бегун, О.В. Горбунов, И.М. Каденко и др. – К.: 2000. – 568 с.
2. Солонин В.И. Безопасность и надежность реакторных установок. Учебное пособие по курсу "Расчеты и проектирование ядерных энергетических установок". – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 1996. – 80 с., ил.

УДК 621.185

СИСТЕМА РЕЗЕРВИРОВАНИЯ МАСЛОСИСТЕМЫ ТУРБОАГРЕГАТА

Березич С.И.

Научный руководитель – ассистент Зеленин Д.С., ассистент Денисов С.М.

Принципиальная схема простейшей масляной системы показана на рисунке 1. Масляная система турбины состоит из масляного бака, маслоохладителей, масляных насосов и маслопроводов. Эта система снабжает маслом подшипники турбоагрегата и регулирование. Кроме того, маслосистема имеет ряд вспомогательных устройств указатели уровня масла, фильтры, реле давления, инжекторы, сливные и обратные клапаны и т.д.

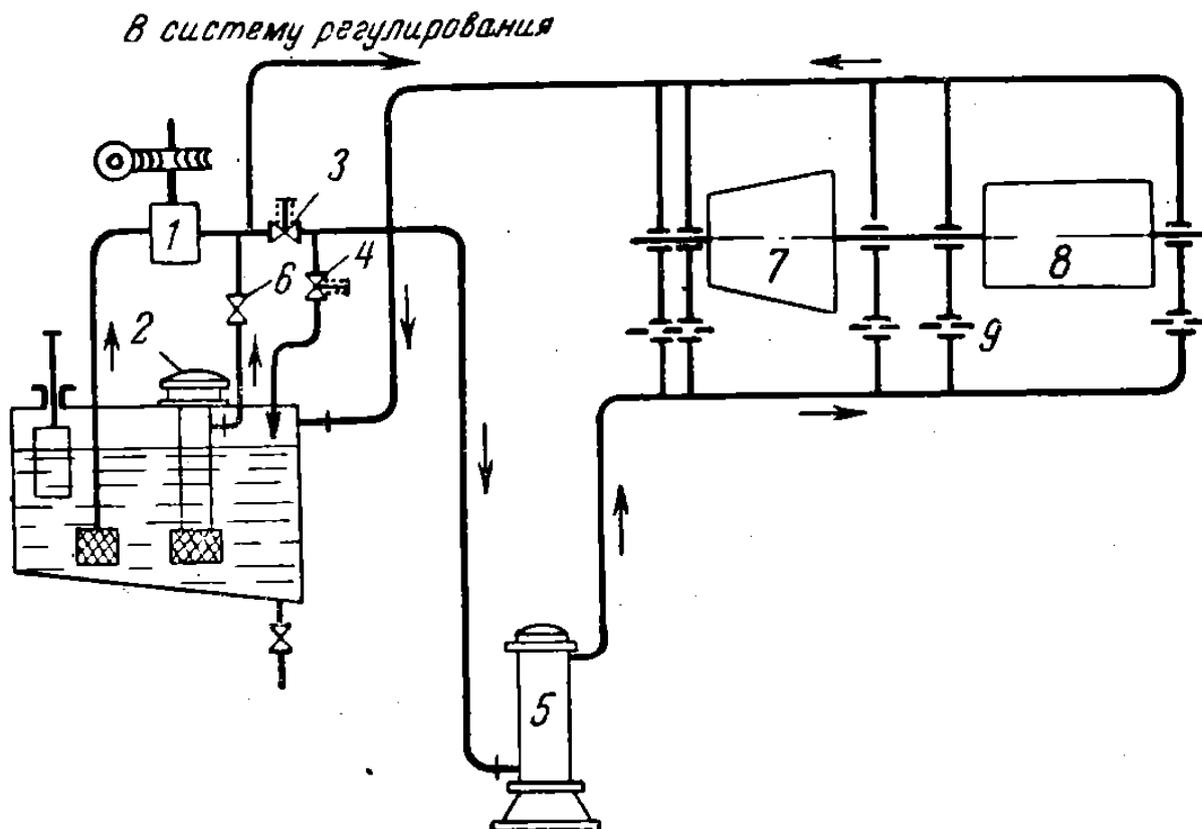


Рисунок 1 – Принципиальная схема простейшей масляной системы турбоагрегата

На рисунке обозначено: 1 – главный масляный насос; 2 – пусковой масляный турбонасос; 3 – редуцирующий клапан; 4 – предохранительный клапан; 5 – маслоохладитель; 6 – обратный клапан; 7 – турбина; 8 – генератор; 9 – ограничительный шайбы (диафрагмы).

Наиболее ответственным моментом подготовки маслосистемы к пуску является проверка автоматики включения резерва и аварийной сигнализации. Это особенно касается турбоустановок с электрическим приводом главного масляного насоса. В схемах с масляным насосом на валу турбины автоматическое включение резервного и аварийного маслонасосов происходит по импульсу от падения давления масла в системе смазки. Опробование аварийных систем включения и сигнализации в таких системах производится при запущенном в работу пусковом маслонасосе путем закрытия вручную задвижки на нагнетании и снижением тем самым давления масла в напорных линиях смазки. Давления масла, при которых включается аварийная сигнализация, а также происходит последовательное включение резервного и аварийного маслонасосов, должны быть зафиксированы в специальном журнале.

Любая система регулирования должна поддерживать регулируемую величину с наименьшими отклонениями от заданного значения. На практике чаще всего требуемая точность работы может быть достигнута за счет повышения чувствительности регулятора к отклонениям регулируемой величины. Однако это может привести к возникновению колебаний в замкнутой системе автоматического регулирования и потере устойчивости.

В связи с этим обеспечение устойчивости при всех встречающихся на практике режимах работы объекта автоматизации (для данной курсовой работы – это автоматизации маслосистемы) является первоочередной задачей проектирования, наладки и эксплуатации систем регулирования.

Объектом автоматизации является технологическое оборудование масляной системы. Логическая система маслосистемы предусматривает установку двух аварийных масляных насосов постоянного тока.

Регулирование сводится к поддержанию материального баланса защиты от понижения давления масла в системе смазки и охлаждения подшипников. Параметром, характеризующим материальный баланс, является избыточное давление на сливе в маслобак. В режиме реального времени алгоритм использует для расчетов входную информацию от первичных преобразователей, из базы данных сервера и формирует управляющие воздействия и записывает их в базу данных и формирует ведомость по регулируемым параметрам автоматически за каждую смену.

Проект автоматизации маслосистемы турбоагрегата может быть выполнен на разных вариантах аппаратуры, например, ОВЕН ПЛК110 и Каскад-2.

Цифровой унифицированный комплекс устройств автоматического регулирования в микроэлектронном исполнении «Каскад-2» предназначен для построения нижнего иерархического уровня автоматизированных систем управления технологическими процессами в различных отраслях промышленности.

В качестве элементной базы при построении устройств комплекса «Каскад-2» приняты интегральные микросхемы общего применения. Основным сигналом связи между устройствами комплекса является электрический сигнал 0-10В постоянного тока. Для связи с источником информации используются сигналы 0-5; 0-20; 4-20мА; 0-10В.

В качестве задающих устройств, блоков управления и вспомогательных устройств «Каскад-2» могут использоваться серийно выпускаемые устройства ЗУ-11, ЗУ05, БУ21, В01, В12.

Недостатками данного варианта являются трудоемкость выполняемых операций, сложностью настройки, достаточно низкое качество регулирования в связи с использованием в алгоритме регулирования П, ПД, ПИ и ПИД законов регулирования, для дистанционного задания параметра и переключения режима работы необходимы дополнительные устройства. Также данный прибор является морально устаревшим.

Программируемый логический контроллер ОВЕН ПЛК110.

Контроллер предназначен для создания систем автоматизированного управления технологическим оборудованием в энергетике, на транспорте, в т.ч. железнодорожном, в различных областях промышленности, жилищно-коммунального и сельского хозяйства.

Преимущества решения установки ОВЕН ПЛК110 в качестве свободно-программируемого контроллера состоят в:

- Новый эргономичный контроллер с мощными вычислительными ресурсами;
- Опрашивает счетчики и энкодеры с частотой до 100 КГц и управляет в импульсном режиме сервоприводами и шаговыми двигателями;
- Ведение архива работы оборудования или работа по заранее оговоренным сценариям при подключении к контроллеру USB Flash карт;
- Простое и удобное программирование в системе CODESYS v.2 и CODESYS v.3* через порты USB Device и Ethernet;
- Включение в сети верхнего уровня с использованием Ethernet или GSM-сетей (GPRS);
- 4 последовательных порта (RS-232, RS-485);

- Широкий выбор модификаций для конкретной задачи (питание 220 В и 24 В).

Дополнительно имеются широкие возможности самодиагностики контроллера. Встроенный аккумулятор, позволяющий «пережидать» пропадание питания – выполнять программу при пропадании питания, и переводить выходные элементы в «безопасное состояние». *Время «пережидания» настраивается пользователем при создании проекта.* Встроенные часы реального времени. Возможность создавать и сохранять архивы на Flash контроллера.

Конструктивные особенности:

- Контроллеры выполнены в компактном DIN-реечном корпусе. Габаритные и установочные размеры отличаются в зависимости от модификации, и приведены в конце раздела.

- Расширение количества точек ввода\вывода осуществляется путем подключения внешних модулей ввода\вывода по любому из встроенных интерфейсов.

Примерная стоимость контроллера в Республике Беларусь – 20 млн. белорусских рублей.

По сравнению с «Каскад-2» «ПЛК110» обладает рядом преимуществ: простота настройки и эксплуатации, не требующие специальных навыков по программированию, более высокое качество регулирования за счет создания любого алгоритма регулирования, возможность обмена данными по интерфейсам RS-232 и RS-485.

При разработке проекта автоматизации в первую очередь необходимо решить, с каких мест те или иные участки объекта будут управляться, где будут размещаться пункты управления, операторские помещения, какова должна быть взаимосвязь между ними, т.е. необходимо решить вопросы выбора структуры управления. Под структурой управления понимается совокупность частей автоматической системы, на которые она может быть разделена по определенному признаку, а также пути передачи воздействий между ними. Графическое изображение структуры управления называется структурной схемой.

Хотя исходные данные для выбора структуры управления и ее иерархии с той или иной степенью детализации оговариваются заказчиком при выдаче задания на проектирование, полная структура управления должна разрабатываться проектной организацией.

Выбор структуры управления объектом автоматизации оказывает существенное влияние на эффективность его работы, снижение относительной стоимости системы управления, ее надежности, ремонтоспособности и т.д.

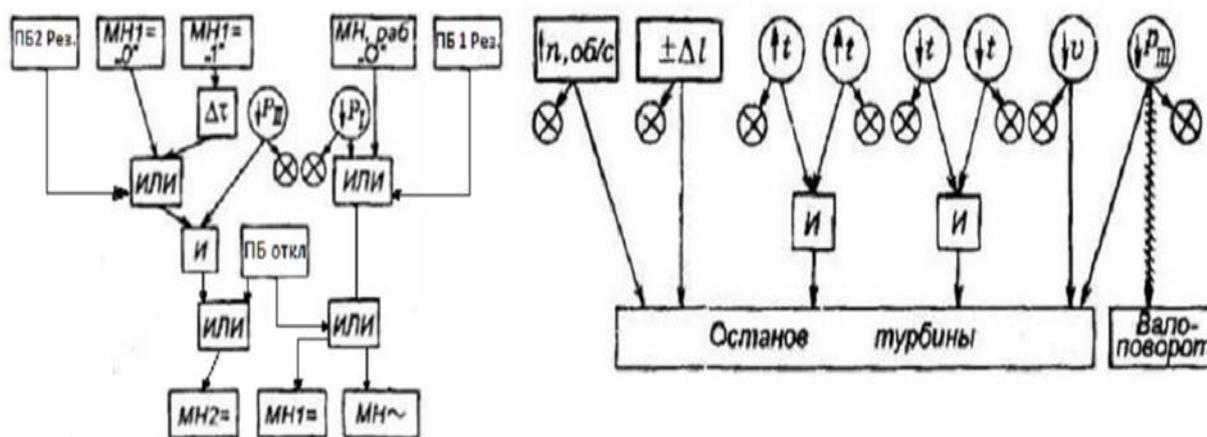


Рисунок 2 – Структурная схема системы управления защит маслосистемы

Литература

1. Плетнёв Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов вузов / Г.П. Плетнёв. – 4-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с., ил.
2. Рогач В.Я. Теория автоматического управления: учебник для вузов / В.Я. Рогач. - 4-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 400 с., ил.

УДК 621.311

ПРОЕКТ БЕЛОРУССКОЙ АЭС. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Богдан Е.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Карницкий Н. Б.

В соответствии с государственной программой в 2018 году вводится в эксплуатацию первый блок Белорусской АЭС мощностью 1195 МВт. БелАЭС – результат эволюционного развития наиболее распространенного и технически совершенного типа станций – АЭС с ВВЭР. Ближайший аналог – Ленинградская АЭС, строящаяся по серийному проекту. В качестве теплоносителя и замедлителя нейтронов в реакторе используется "легкая" (обычная) вода. Основные технико-экономические показатели проекта Белорусской АЭС приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные технико-экономические показатели

Показатели	Планируемая величина
Срок службы энергоблока, лет	50
Установленная номинальная мощность энергоблока, МВт (эл.)	1194
Коэффициент полезного действия, % брутто	37,17
нетто	34,51
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	7,15
Коэффициент готовности	0,92
Среднегодовой отпуск электроэнергии от одного блока при работе АЭС в базовом режиме без отпуска теплоты, млн кВт·ч	8517,8

Каждый энергоблок оснащен реакторной установкой В-491 с водо-водяным энергетическим реактором с водой под давлением, а также турбиной К-1200-6,8/50 (число оборотов 3000 об/мин) с генератором переменного тока ТЗВ-1200-2У3 электрической мощностью не менее 1195 МВт. Тепловая схема – двухконтурная. В составе энергоблока АЭС работа РУ предусматривается в базовом режиме и в режимах маневрирования. Реакторная установка включает следующее основное оборудование и системы:

- водо-водяной энергетический реактор корпусного типа номинальной тепловой мощностью 3200 МВт под давлением теплоносителя 16,2 МПа. Теплоносителем и замедлителем является вода с борной кислотой, концентрация которой изменяется в процессе эксплуатации. В качестве топлива в активной зоне реактора используется слабо обогащенный диоксид урана;

- четыре горизонтальных парогенератора типа ПГВ-1000МКП с разреженной коридорной компоновкой теплообменных труб в трубном пучке, производительность каждого 1602 ± 112 т/ч сухого насыщенного пара под давлением 7,0 МПа;

- четыре главных циркуляционных насоса типа ГЦНА-1391;

- главные циркуляционные трубопроводы Ду 850;

- систему компенсации давления;

- оборудование бетонной шахты реактора;

- системы безопасности.

Второй контур – не радиоактивный, состоит из паропроизводительной части парогенераторов, главных паропроводов, одного турбоагрегата, вспомогательного

оборудования и обслуживающих систем, оборудования деаэрации, подогрева и подачи питательной воды в парогенераторы.

Технологическое оборудование, примененное в проекте, имеет многолетний положительный опыт эксплуатации на АЭС, построенных по российским проектам. Обеспечение радиационной безопасности организуется и осуществляется для предотвращения недопустимого воздействия источников ионизирующего излучения на персонал, население и окружающую среду в районе размещения АЭС. При прекращении подачи электроэнергии предусмотрены системы по управлению запроектными авариями, а при аварии – системы охлаждения реакторной установки, которые могут работать в течение длительного времени в автономном режиме, отводя тепло от реактора и поддерживая его в безопасном состоянии.

Проект обладает высокой степенью лицензируемости, которая основывается на критериях безопасности, содержащихся в нормативной документации, действующей в России, учитывая рекомендации МАГАТЭ, а также на использовании освоенной технологии предлагаемого оборудования, наличии прототипов, опыте сооружения и эксплуатации отечественных и зарубежных энергоблоков.

Обеспечение радиационной безопасности организуется и осуществляется для предотвращения недопустимого воздействия источников ионизирующего излучения на персонал, население и окружающую среду в районе размещения станции. В основу обеспечения безопасности в проекте АЭС заложен принцип глубокоэшелонированной защиты – применение системы барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и радиоактивных веществ в окружающую среду, системы технических и организационных мер по сохранению барьеров и их эффективности, защите населения. Для АЭС с реакторами ВВЭР такими барьерами являются:

- топливная матрица;
- герметичные оболочки твэлов;
- границы контура теплоносителя, охлаждающего активную зону реактора;
- герметичное ограждение помещений, внутри которых находится оборудование и трубопроводы реакторной установки.

Системы безопасности состоят из четырех независимых каналов. Мощность, быстрота действия и другие характеристики каждого из них выбраны из условий обеспечения безопасности при любых исходных событиях, рассматриваемых в проекте. В случае возникновения нештатных ситуаций системы безопасности обеспечат безвредный останов и расхолаживание Белорусской АЭС.

Литература

1. Богдан Е.В., Карницкий Н.Б. Особенности инновационного проекта Белорусской АЭС. XI МНТК «Энергия-20162». Сборник докладов. – Иваново, 2016.
2. Дмитриев С.М., Зверев Д.Л., Бых О.А. и др. Основное оборудование АЭС. – Минск: Вышэйшая школа, 2015. – 288 с.

УДК 621.039.5

МОДИФИКАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕЙТРОННОЙ МОЩНОСТИ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА

Будревич Н.В., Пташиц К.П., Чебаевская А.М.

Научные руководители – д.т.н., профессор Кулаков Г. Т., к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Основной проблемой при строительстве АЭС является обеспечение безопасности, надежности и экономичности станций, в качестве одного из важнейших мероприятий в решении данной проблемы следует назвать дальнейшее повышение уровня автоматизации и совершенствования систем контроля и управления АЭС.

Целью работы является оптимизация динамической настройки типовой САР регулирования нейтронной мощности реактора и модернизации ее на основе методов структурно-параметрической оптимизации динамических систем.

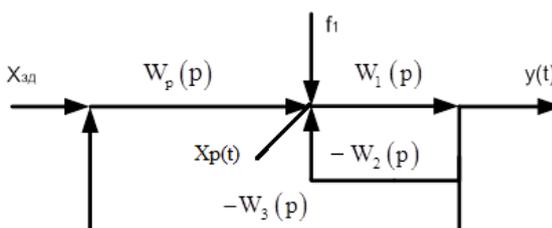


Рисунок 1 – Структурная схема типовой САР нейтронной мощности реактора

Здесь: $y(t)$ – относительное отклонение нейтронной мощности от $x_{зд}$;

$x_{зд}$ – заданное значение регулируемого параметра;

$f_1(t)$ – внутреннее возмущение;

$x_p(t)$ – регулирующее воздействие;

$$W_1(p) = \frac{1}{T_1^2 p + 2T_1 \cdot \xi \cdot p + 1} \text{ – передаточная функция кинетики нейтронов;} \tag{1}$$

$$W_2(p) = \frac{k_2}{T_2 p + 1} \text{ – передаточная функция температурной обратной связи;} \tag{2}$$

$$W_3(p) = e^{-\tau \cdot p} \text{ – передаточная функция запаздывания главной обратной связи;} \tag{3}$$

W_p – передаточная функция регулятора.

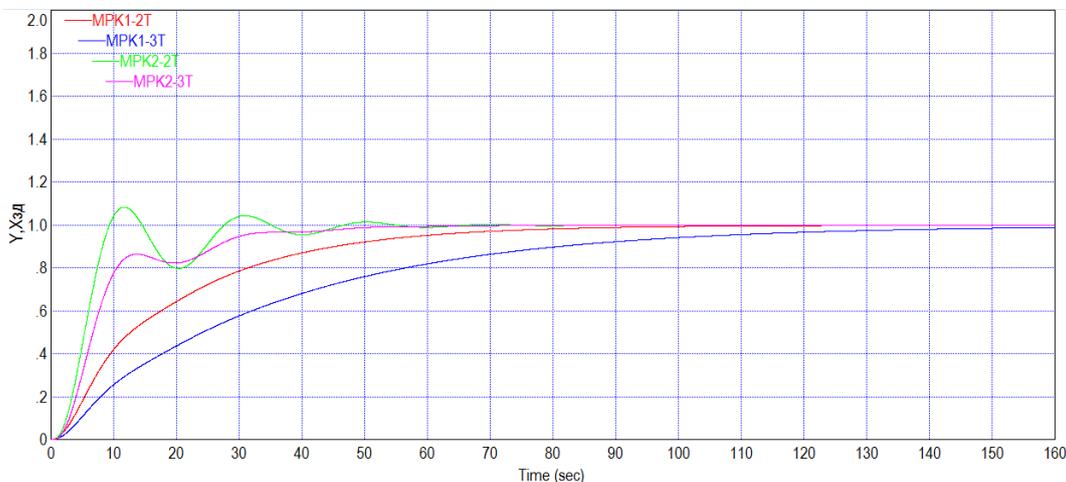


Рисунок 2 – Отработка скачка задания основной САР

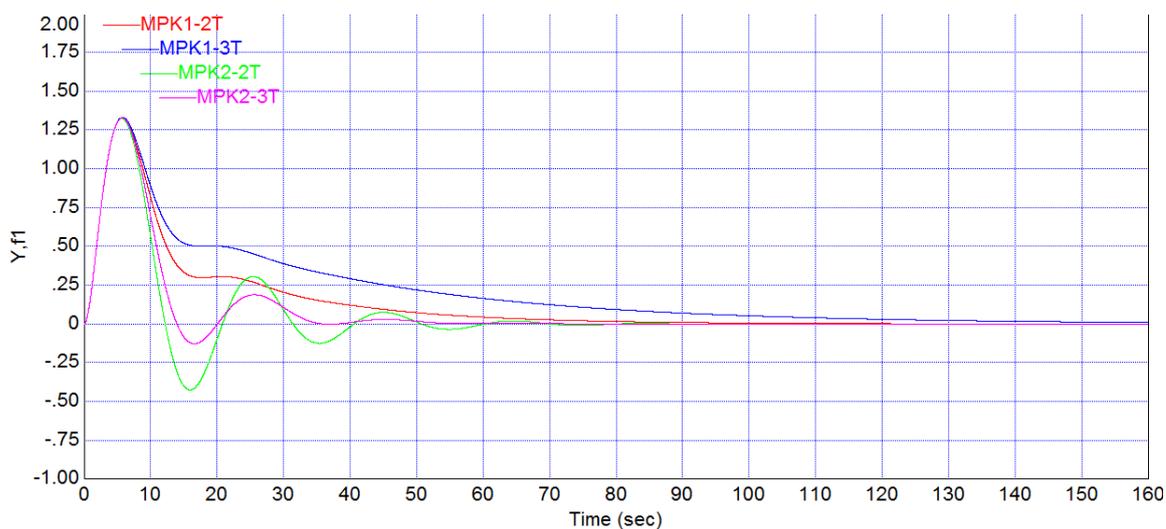


Рисунок 3 – Отработка внутреннего возмущения основной САР

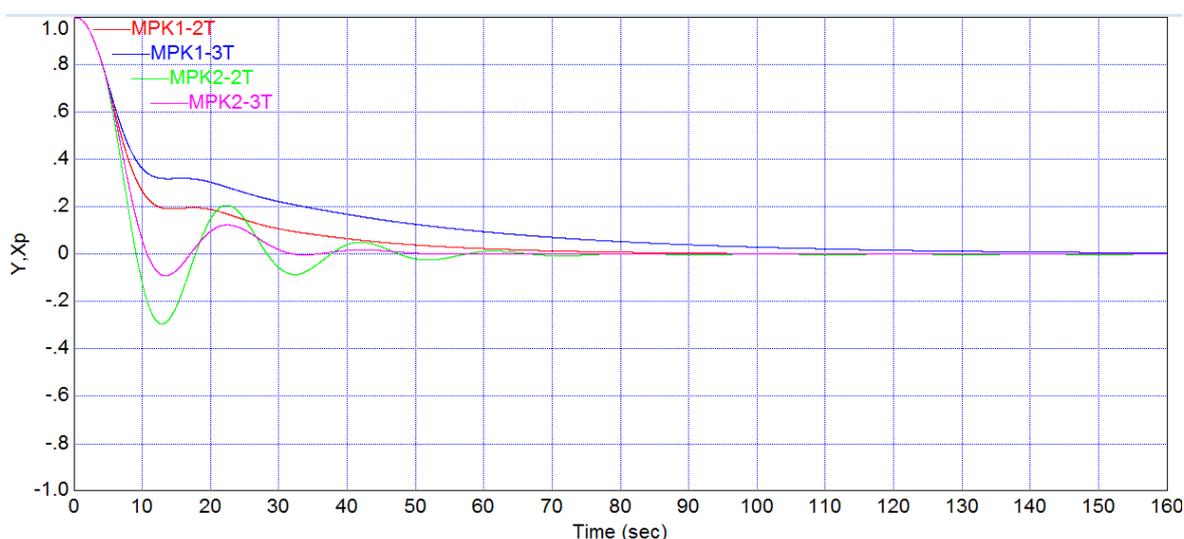


Рисунок 4 – Регулирующее воздействие основной САР

Выводы

- 1) Наилучшим оказался метод МПК-1. Отработка скачка задания происходит без перерегулирования с максимальным временем регулирования 125 с.
- 2) Максимальная динамическая ошибка при отработке внутреннего возмущения составила 1,30.
- 3) Регулирующее воздействие при отработке внутреннего возмущения превышает $\pm 2\%$.

Для ядерного реактора наиболее опасным считается внутреннее возмущение, поэтому для уменьшения максимальной динамической ошибки регулирования при отработке ошибки внутреннего возмущения примем принцип инвариантности, совместно с методом структурно-параметрической оптимизации регулятора. Для чего дополнительно устанавливают датчик измерения внутреннего возмущения f_1 , выход которого подается на вход устройства компенсации, а выход устройства компенсации, с противоположным знаком, подключаем на вход основного регулятора, структура которого соответствует передаточной функции оптимального регулятора.

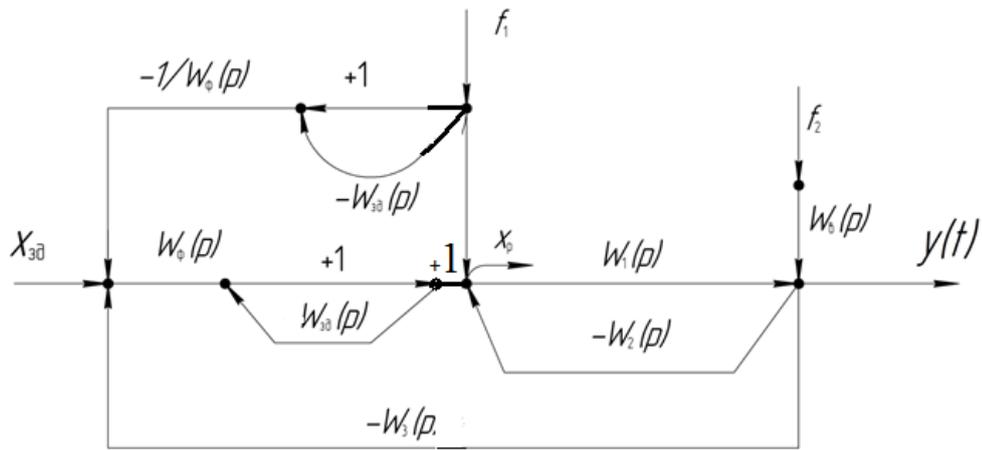


Рисунок 5 – Структурная схема моделирования инвариантной САР нейтронной мощностью ядерного реактора

Передаточную функцию оптимального регулятора представим в виде:

$$W_p^{opt}(p) = W_\Phi(p) \frac{1}{1 - W_{зд}(p)}, \quad (4)$$

где $W_\Phi(p) = \frac{W_{зд}(p)}{W_{экв}(p)}$ – передаточная функция фильтра; (5)

$W_{зд}(p)$ – задание передаточной функции системы при отработке скачка задания.

Передаточная функция эквивалентного объекта с учетом передаточных функций (1), (2) и (3) записывается в виде:

$$W_{экв}(p) = \frac{b_0(T_2 p + 1) e^{-T_y p}}{a_3 p^3 + a_2 p^2 + a_1 p + 1} \quad (6)$$

$$W_{зд}(p) = \frac{e^{-T_y p}}{(T_{зд} p + 1)^2} \quad (7)$$

С учетом (6) и (7) передаточную функцию фильтра запишем в виде:

$$W_\Phi(p) = \frac{(a_3 p^3 + a_2 p^2 + a_1 p + 1)}{(T_{зд} p + 1)^2 b_0 (T_2 p + 1)} \quad (8)$$

Передаточная функция устройства компенсации находится из следующего условия инвариантности:

$$W_{ук}^{f_1}(p) W_p^{opt}(p) = 1, \quad (9)$$

откуда

$$W_{ук}^{f_1}(p) = \frac{1}{W_p^{opt}(p)} = \frac{1}{W_\Phi(p)} (1 - W_{зд}(p)) \quad (10)$$

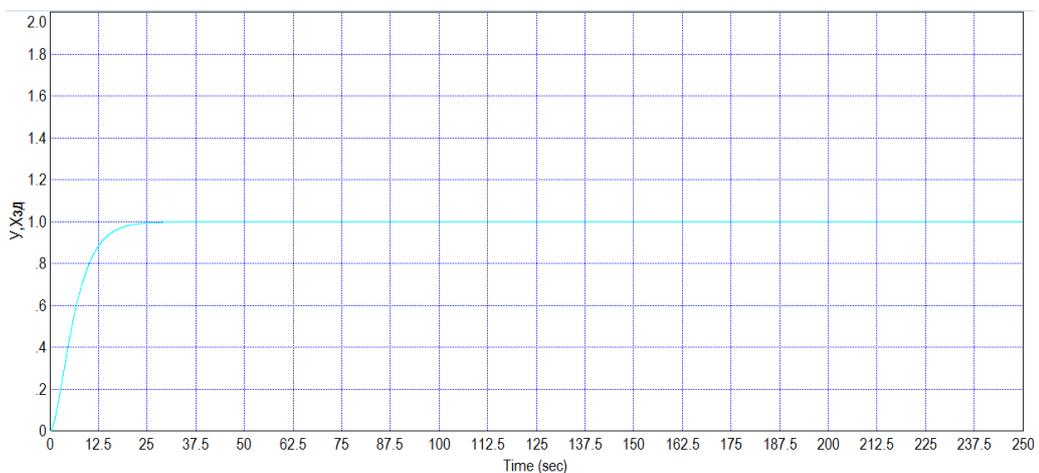


Рисунок 6 – Отработка скачка задания инвариантной САР

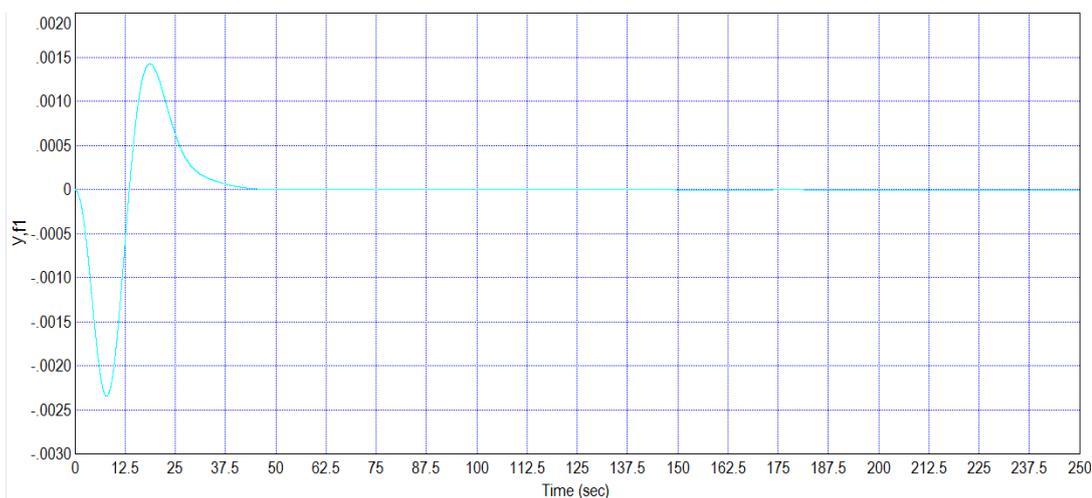


Рисунок 7 – Отработка внутреннего возмущения инвариантной САР

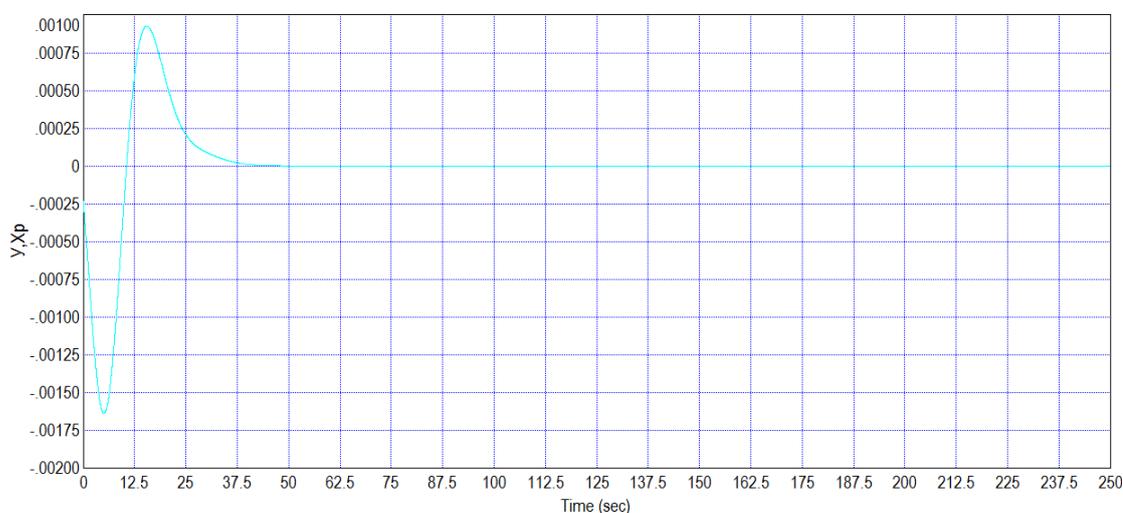


Рисунок 8 – Регулирующее воздействие инвариантной САР

Выводы

Применение методов структурно-параметрической оптимизации САР с использованием принципа инвариантности позволило получить следующие результаты:

- 1) Отработка скачка задания происходит без перерегулирования с наименьшим временем регулирования 20 с, что по сравнению с основной САР меньше в 6,25 раз.
- 2) При отработке внутреннего возмущения наблюдается практически абсолютная инвариантность.
- 3) Регулирующее воздействие при скачке внутреннего возмущения не превышает $\pm 0,2\%$.

Литература

1. Демченко, В.А. Автоматизация и моделирование технологических процессов АЭС и ТЭС / В.А. Демченко. – Одесса: Астроиздат, 2001. – 305 с.
2. Кузьмицкий, И.Ф. Теория автоматического управления: Учебник / И.Ф. Кузьмицкий, Г.Т. Кулаков. – Мн.: БГТУ, 2010. – 574 с.
3. Кулаков, Г.Т. Анализ и синтез систем автоматического регулирования / Г.Т. Кулаков. – Мн.: УП Технопринт, 2003. – 135 с.
4. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования / Г.Т. Кулаков. – Мн.: Выш. шк., 1984. – 192 с.

УДК 621.181

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ В ПГУ СПОСОБОВ ВПРЫСКА В ГАЗОВЫЙ ТРАКТ

Воронцов А.А.

Научные руководители – старший преподаватель Романко В.А., ассистент Павловская А.А.

Контактные парогазовые установки со встроенным в газовую турбину паросиловым циклом

Цикл комбинированной парогазовой установки с утилизацией теплоты сбросных газов без использования паровой турбины и дополнительного электрогенератора появился еще в конце 80-х годов прошлого века. В этом случае пар, генерируемый в котле-утилизаторе (КУ), подается в проточную часть ГТД.

Принципиальная схема установки, работающая по такому циклу, названному STIG или ISTIG (при наличии промежуточного охлаждения воздуха в компрессоре), приведена на рисунке 1.

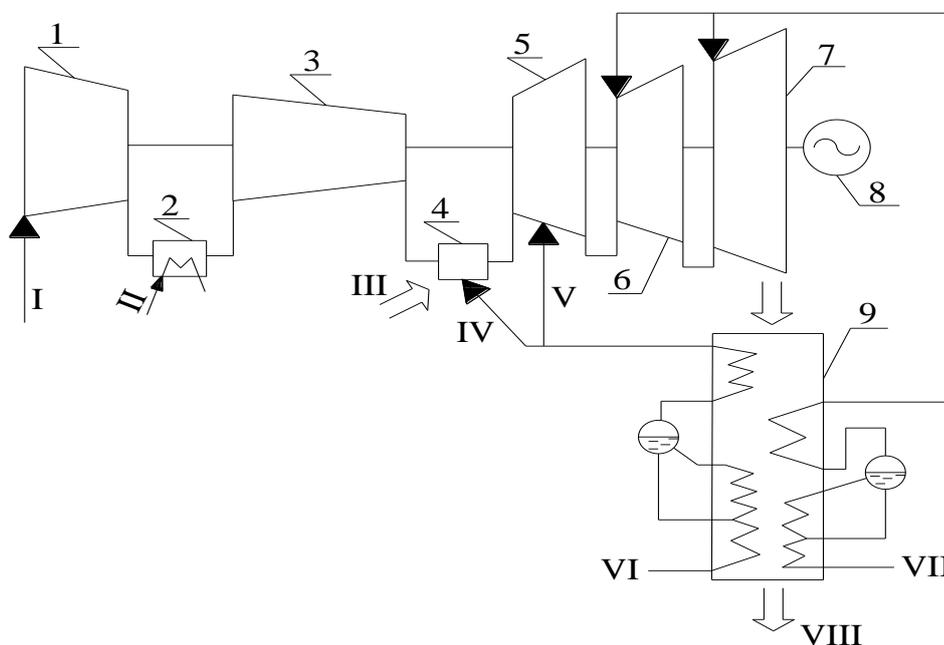


Рисунок 1 – Принципиальная схема высокотемпературной ПГУ с впрыском пара, работающей по циклу STIG (ISTIG):

1 – компрессор низкого давления; 2 – промежуточный охладитель; 3 – компрессор высокого давления; 4 – камера сгорания; 5 – турбина высокого давления; 6 – турбина низкого давления; 7 – силовая турбина; 8 – генератор; 9 – котел-утилизатор; I – воздух; II – вода; III – топливо; IV – пар на впрыск; V – охлаждающий пар; VI – питательная вода высокого давления; VII – питательная вода низкого давления; VIII – выхлоп в атмосферу;

В цикле STIG, в зависимости от величины модернизации проточной части, мощность может быть увеличена в 1,5–2,0 раза по сравнению с базовым двигателем.

Большее увеличение мощности в цикле STIG по сравнению с обычным циклом STU (комбинированный цикл, основанный на использовании паровой турбины) вызвано способностью цикла STIG утилизировать не только генерируемый пар, но также сжигать дополнительное топливо. Впрыск перегретого пара в камеру сгорания вызывает снижение температуры в камере сгорания, а так как двигатель изначально рассчитан на более высокую температуру, поэтому возможно сжигать дополнительное топливо, как дополнительный источник увеличения мощности.

Это справедливо для случая использования в цикле STIG газотурбинного двигателя с достаточно высокими параметрами – температурой газа за камерой сгорания 1100–1300 °С и соответствующей такой температуре оптимальной степени сжатия в компрессоре ГТД 17-25, которая обеспечивает температуру воздуха на входе в камеру сгорания 450–550 °С.

Впрыск из котла-утилизатора всего перегретого пара с температурой 350–390 °С в камеру сгорания ГТД приводит к увеличению количества рабочего тела примерно на 12 %. Поэтому поддержание, за счет увеличения расхода топлива в камере сгорания, прежней начальной температуры теперь уже парогазовой смеси приводит к существенному увеличению мощности турбины. Увеличению мощности турбины способствует более высокая теплоемкость и газовая постоянная перегретого пара по сравнению с продуктами сгорания ГТД простого цикла.

Чтобы модернизировать двигатель простого цикла в цикл STIG необходимо увеличить эквивалентную проходную площадь проточной части турбин (или турбины) с целью сохранения точки согласованной работы на характеристике компрессоров (или компрессора) в том же месте, что и при работе двигателя по простому циклу. Поэтому ГТД конвертированный в цикл STIG имеет худший КПД простого цикла (без впрыска пара), чем не конвертированный ГТД в цикле STU. Эта конвертация сказывается ухудшением параметров установки в случае необходимости остановки КУ. Однако эта особенность не является определяющей, так как работу с остановленным утилизационным котлом (без впрыска пара) необходимо рассматривать как аварийный режим, при котором все-таки обеспечивается частичная выработка электроэнергии, хотя и с худшим КПД. Скорее это свидетельствует о высокой живучести такой схемы, при которой электростанция способна работать с отключенным котлом-утилизатором.

Оба цикла STU и STIG имеют меньшее падение мощности от увеличения температуры окружающего воздуха, чем установка простого цикла. В случае наличия дополнительного источника пара цикл STIG может работать с постоянной мощностью вне зависимости от изменения окружающей температуры.

Для получения дополнительного пара наиболее рационально воспользоваться дополнительной камерой сгорания после ГТД (перед котлом-утилизатором).

Возможность дожигания топлива в выхлопном тракте ГТД связано с наличием достаточного количества воздуха в газах после газотурбинного двигателя, коэффициент избытка воздуха в которых составляет 2,5–4,5.

Недостатком цикла STIG является необходимость иметь большой источник пресной воды для генерации пара. Потери воды в цикле STIG равняются производительности КУ и могут составлять 0,9–1,5 тонн пресной воды на МВт×час выработанной электроэнергии.

Литература

1. Романов, В.И. Новый газотурбинный двигатель мощностью 110 МВт для стационарных энергетических установок / В.И. Романов, С.В. Рудометов, О.Г. Жирицкий, В.В. Романов // Теплоэнергетика. – 1992. – №9. – С. 15–21.
2. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под редакцией В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – М.: Энергоиздат, 1982. – 624 с., ил.

УДК 621.311.22+621.311.25

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ ОСЕВОГО КАНАЛА РОТОРА ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ

Евдосюк Д.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Герасимова А.Г.

В условиях резкого возрастания стоимости модернизации, особенно изготовления нового турбинного оборудования, и с учетом того, что ряд турбин находится во вполне удовлетворительном состоянии, весьма актуальной стала проблема уточненного расчетного анализа возможности дальнейшего продления индивидуального ресурса турбин этого типа в зависимости от фактического состояния металла, динамики повреждаемости [1].

Роторы паровых турбин являются ответственными элементами, определяющими, по существу, ресурс паровой турбины. Условия их эксплуатации – высокий уровень температур и напряжений, обуславливают характер протекания процессов ползучести и малоциклового усталости.

Ротор паровой турбины – это вращающаяся часть турбины, основная задача которой – преобразовать кинетическую энергию пара в механическую энергию вращающегося ротора, которая в свою очередь преобразуется в генераторе в электрическую энергию. Ротор является главной частью турбины. Поэтому контроль и диагностика ротора выполняет такие функции как проверка надёжности ротора и продление срока службы (что в свою очередь определяет экономичность установки).

Анализ данных длительной эксплуатации роторов с учетом особенностей работы уплотнений и исследование их термонапряженного состояния позволяют выявить в них зоны, представляющие наибольшую опасность из-за вероятного образования эксплуатационных трещин. К этим зонам относятся [1]:

- зона осевого канала под высокотемпературными ступенями;
- терморазгрузочные канавки и радиусные переходы;
- ободы дисков высокотемпературных ступеней в местах крепления замковых;
- галтели дисков высокотемпературных ступеней;
- радиусы скругления пароразгрузочных отверстий в дисках.

Зоны вероятного образования эксплуатационных трещин в высокотемпературных ступенях цельнокованых роторов турбин показаны на рисунке 1.

Осевой канал ротора турбины предназначен для снятия эксплуатационных напряжений с турбины. Также осевой канал является основным местом проведения контроля ротора. Наиболее опасные дефекты, выявляемые в области осевого канала, – это дефекты, ориентированные вдоль оси ротора. Кольцевые дефекты могут появиться в исключительных случаях. Наиболее вероятно их присутствие в случае, когда, зародившись на наружной поверхности по механизму усталости, трещина развивается и доходит до осевого канала [2]. Эксплуатационные напряжения в этой зоне приводят к образованию трещин, ориентированных в радиально осевой плоскости ротора. Такое

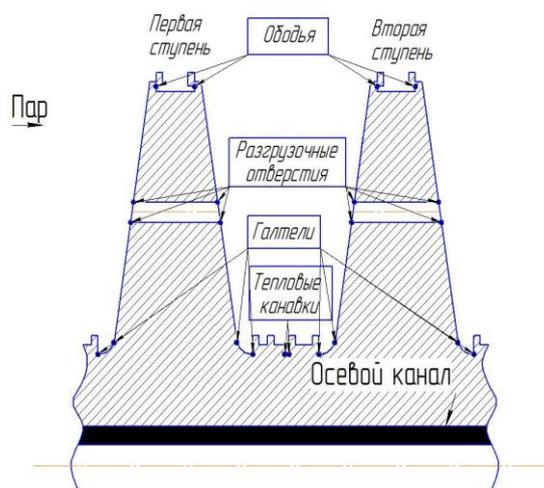


Рисунок 1 – Зоны вероятного образования эксплуатационных трещин в высокотемпературных ступенях цельнокованых роторов турбин

расположение дефектов не сказывается на изменении вибрационных характеристик валопровода и наличие дефекта может оставаться незамеченным при его увеличении до критического размера, после чего становится вероятным хрупкое (лавинообразное) разрушение ротора. Кроме того, металлургические дефекты, часто встречающиеся в крупных поковках, также ориентированы в этом направлении и представляют собой уязвимые места для зарождения в них эксплуатационных трещин.

Одним из основных методов неразрушающего контроля, применяемых для оценки состояния осевого канала ротора, является ультразвуковой метод контроля (УЗК). Ультразвуковой контроль является частным случаем акустического контроля, ввиду этого методы и технологии акустического и ультразвукового контроля совпадают. Суть ультразвукового метода заключается в излучении в изделие и последующем принятии отраженных ультразвуковых колебаний с помощью специального оборудования – ультразвукового дефектоскопа и пьезоэлектропреобразователей и дальнейшем анализе полученных данных с целью определения наличия дефектов, а также их эквивалентного размера, формы, вида, глубины залегания и пр.

Ультразвуковой контроль проводится в диапазоне частот упругих колебаний от 20 кГц до 2 ГГц. Интенсивность колебаний обычно не велика: не превышает 1 кВт/м². К акустическим свойствам сред относят скорость распространения волны, коэффициент затухания и удельное волновое сопротивление (характеристический импеданс). В твердом теле эти величины определяют для продольных и поперечных волн [3].

Параметры выявленных дефектов определяются с помощью ультразвуковых дефектоскопов. Так, например, по времени распространения ультразвука в изделии (если известна скорость ультразвука, скорость распространения ультразвуковых волн в различных материалах) в данном металле определяют расстояние до дефекта, а по амплитуде отраженного импульса – его относительный размер.

К главным преимуществам ультразвукового контроля относятся:

- высокая точность и скорость исследования, а также его низкая стоимость;
- безопасность для человека (в отличие, к примеру, от рентгеновской дефектоскопии);
- высокая мобильность вследствие применения портативных ультразвуковых дефектоскопов;
- возможность проведения ультразвукового контроля (в отдельных случаях) на действующем объекте, т.е. на время проведения УЗК не требуется выведения объекта контроля из эксплуатации;
- при проведении УЗК исследуемый объект не повреждается;

Среди недостатков ультразвукового контроля выделяют следующие:

- при ультразвуковой дефектоскопии невозможно дать ответ на вопрос о реальных размерах дефекта, т.к. размер дефекта определяется его отражательной способностью и поэтому по результатам контроля дается эквивалентный размер дефекта. Трудности при ультразвуковом контроле металлов с крупнозернистой структурой, из-за большого рассеяния и сильного затухания ультразвука;
- необходимость тщательной подготовки контролируемой поверхности и нанесение контактных жидкостей для обеспечения стабильного акустического контакта [3].

Ультразвуковой контроль наряду с другими физическими методами (рентгенографический контроль, капиллярный контроль, магнитно-порошковый контроль) является надежным и высокоэффективным средством для выявления возможных дефектов. Требуется наличие специально подготовленных специалистов, специализированного оборудования и вспомогательных средств контроля, и, кроме того, предъявляет особые требования к подготовке поверхности изделия под контроль [4].

Для проведения УЗК ротора в условиях электростанции необходимо демонтировать ротор и обеспечить свободный доступ к полости осевого канала.

Для УЗК используют следующее оборудование:

1. Испытательные образцы.

2. Отраслевые стандартные образцы – стандартный образец предприятия (СОП).
3. Специальные ПЭП.
4. Радиочастотный кабель (длина 8–16 м), снабженный специальным герметичным электрическим разъемом для присоединения к ПЭП и соответствующим разъемом для присоединения к электронному блоку дефектоскопа.
5. Электронный блок серийного дефектоскопа. Рекомендуется применять дефектоскопы типа УД2-12. Допускается использовать другие серийные дефектоскопы, если они находятся в исправном состоянии и удовлетворяют требованиям настоящей Инструкции.
6. Механизмы (или приспособления) для ориентации и перемещения ПЭП в канале ротора.

Спецоснастка (пробки и козлы для ротора, подставки для дефектоскопов, ведро и лейки для иммерсионной жидкости, настил с ограждениями для дефектоскопистов).

В настоящее время действуют два утвержденных альтернативных метода УЗК ротора со стороны осевого канала [2]: иммерсионный и контактный.

Иммерсионный вариант УЗК реализуют с помощью специального координатного механизма, показанного на рисунке 2.

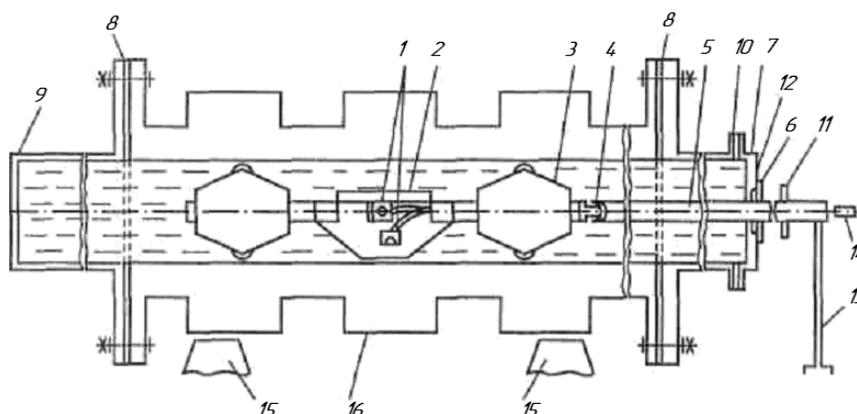


Рисунок 2 – Общий вид устройства для ультразвукового контроля ротора иммерсионным методом: 1 – пьезоэлектродпреобразователь; 2 – каретка; 3 – центратор; 4 – шарнир; 5 – штанга; 6 – резиновая манжета; 7 – проходное доньшко; 8 – резиновые прокладки; 9 – глухое доньшко; 10 – патрубков; 11 – рукоятка подачи; 12 – азимутальный диск; 13 – тренога; 14 – кабель к дефектоскопам; 15 – опоры; 16 – ротор

Контактный вариант реализуют с помощью призматических ПЭП, перемещаемых в канале ротора с помощью ориентирующей рамки и легкой трубы диаметром 18–25 мм рисунок 3.

Для создания акустического контакта ПЭП с металлом ротора применяют дегазированные жидкости (водопроводную воду или минеральное масло, например, турбинное). Для дегазации жидкости ее надо выдержать в открытом сосуде не менее 8 ч при комнатной температуре.

При иммерсионном методе ПЭП погружают в контактную жидкость, которая заполняет осевой канал ротора. В качестве пьезоэлемента ПЭП используют пьезопластину, например, из цирконата-титаната свинца ЦТС-19 диаметром 12 мм, непосредственно соприкасающуюся своей рабочей поверхностью с водой. Частота ультразвуковых колебаний 2,5 МГц.

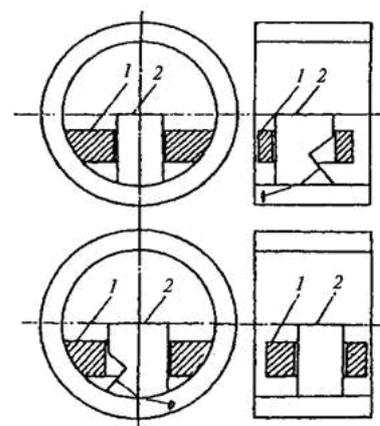


Рисунок 3 – Схема контактного метода контроля ротора при вводе ультразвука в осевой (а) и азимутальной (б) плоскостях: 1 – ориентирующее устройство; 2 – ПЭП

Иммерсионный метод предусматривает использование двух каналов обнаружения. Канал I предназначен для обнаружения дефектов, ориентированных вдоль оси ротора. В этом случае пьезопластину смещают относительно осевой линии ротора параллельно осевой плоскости, а ультразвуковые волны распространяются в азимутальной плоскости (перпендикулярно оси ротора). Канал II предназначен для обнаружения дефектов, ориентированных поперек оси ротора. Угол ввода ультразвуковых волн, распространяющихся в осевой плоскости ротора, должен составлять $60^{\circ} \pm 30'$. Для проведения иммерсионного метода контроля используют приспособления, предназначенные для перемещения и ориентации ПЭП в осевом канале ротора и уплотнения осевого канала при заполнении его водой [3].

При контактном методе применяют наклонные ультразвуковые ПЭП, снабженные приспособлениями для их ориентации и перемещения в осевом канале ротора. Частота ультразвуковых колебаний – 2,5 МГц, диаметр пьезопластины – 12 мм, угол призмы – $46^{\circ} \pm 1^{\circ}$ (угол ввода – 60°) и $56^{\circ} \pm 1^{\circ}$ (ввод поверхностных и поперечных волн под углом $60-90^{\circ}$). Для подключения ПЭП применяется высокочастотный кабель длиной 8–14 м [4].

В настоящее время для контроля осевого канала ротора применяются автоматизированные комплексы, например, «РОТОР-К», разработанный в УралВТИ. Аппаратура, входящая в состав комплекса, обеспечивает выявление, регистрацию местоположения и параметров дефектов в соответствии с требованиями СО 153-34.17.440-2003 как в поверхностном слое, так и в толще металла, оценку остаточной деформации ползучести [5].

«РОТОР-К» состоит из транспортного механизма (ТМ) и сменных сканирующих модулей (СМ); блока управления и преобразования (БУП); ноутбука со специальным программным обеспечением. Программа посылает команды в БУП, обеспечивает позиционирование ТМ и СМ и принимает оцифрованные информационные сигналы с первичных преобразователей (ПП). БУП содержит блок питания, блок микроконтроллера, блок вихретокового дефектоскопа, ультразвуковой коммутатор и силовые блоки управления шаговыми двигателями ТМ и СМ. ТМ обеспечивает перемещение сканирующего модуля внутри осевого канала на заданное расстояние. СМ осуществляют сканирование поверхности осевого канала чувствительными ПП. Комбинация аксиального и радиального перемещений дает возможность проконтролировать 100 % поверхности осевого канала ротора.

Ультразвуковой контроль осуществляется в иммерсионном варианте ввода ультразвука. Сканирующий модуль УЗК содержит 2 пары ПЭП установленных в специальных каретках для прозвучивания металла ротора по схеме «тандем». Возможность варьировать базу тандема позволяет оператору «заложить» требуемый порог чувствительности к глубине трещин и надежно выявлять трещины, которые развиваются с наружной поверхности ротора.

Литература

1. Волков Б.И. Автоматизированная компьютерная система «РОТОР-К» для диагностики роторов турбин со стороны осевого канала/ Б.И. Волков, В.В. Прохоров, К.М. Бондарь // Сборник докладов всероссийской конференции «Реконструкция энергетики-2009» <http://www.intecheco.ru/energo/>.
2. Герасимова А.Г. Контроль и диагностика тепломеханического оборудования ТЭС и АЭС / А.Г. Герасимова. – Минск: Выш. шк., 2011. –272 с.
3. Резинских В.Ф. Увеличение ресурса длительно работающих паровых турбин / В.Ф. Резинских, В.И. Гладштейн, Г.В. Авруцкий. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 296 с.
4. СО 153-34.17.440-2003. Инструкция по продлению срока эксплуатации паровых турбин сверх паркового ресурса. М., 2008.
5. Сухинин, В.П. Ресурс паровой турбины. / В.П. Сухинин, Т.Н. Пугачева // Сборник научных трудов «Вестник НТУ «ХПИ»: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування №11. – Вестник НТУ «ХПИ». – 2014. – С.132–138.

УДК 662.613.5:661.98

СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА ПУТЕМ ВПРЫСКА ВЛАГИ В ЗОНУ ГОРЕНИЯ

Зозуля С.Ю.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Жихар Г.И.

В работах отечественных и зарубежных исследователей, посвященных разработке различных методов снижения образования оксидов азота при сжигании газообразных и жидких топлив, установлено, что ввод влаги в виде пара или воды в топочную камеру наиболее радикальное и простое средство достижения данной цели. Анализ и обобщение проведенных работ в этой области позволили сделать два основных вывода: методы ввода влаги в камеру могут отличаться друг от друга конструктивным исполнением, агрегатным состоянием влаги, методом ее распыливания и смешения с топливом или горючей смесью; эффект снижения выхода оксидов азота для разных методов ввода влаги различен.

Опыты производились на котлах разных типов паропроизводительностью 250–1000 т/ч при сжигании различных газообразных и жидких топлив. Как показали эксперименты на котле ТГМ-94, наиболее эффективен в отношении снижения концентрации оксидов азота впрыск влаги в зону максимального тепловыделения в количестве до 7–10 % массы топлива ($g = 0,07–0,10$). Дальнейшее увеличение g сравнительно мало влияет на C_{NOx} . Впрыск того же количества влаги за пределами зоны максимального тепловыделения оказывается менее эффективным.

Ввод рециркулируемых газов на котле ПК-10, ТГМ-94, ТГМП-114 и ТГМП-314 не оказывает существенного влияния на эффективность впрыска влаги при сжигании газа и мазута, но требует для достижения того же эффекта либо угрубления дисперсности распыленной воды, либо увеличения относительной высоты водяных аппаратов.

На котлах с различными компоновками горелок разных конструкций получены результаты по эффективности впрыска. Установлено, что впрыск 10 % влаги, как правило, приводит к снижению концентрации оксидов азота на 25–30 % при полной нагрузке, а на каждый процент снижения нагрузки эффект уменьшается приблизительно на один процент. При сжигании газа и мазута получены близкие эффекты по снижению C_{NOx} .

Концентрация сажи и бенз(а)пирена уменьшаются при вводе влаги в топку во всех случаях. Наибольший эффект достигнут на котле ТГМ-94 при сжигании мазута в режиме $D/D_n = 0,65$, $\alpha_r = 1,12$, $r = 0,14$, где подача воды ($g = 0,08$) привела к снижению бенз(а)пирена с 56 до 4 мкг/100 м³. На котлах ПК-10, ТГМ-94 и БКЗ-320-140 ГМ проведены исследования влияния впрыска воды на SO_3 при сжигании мазутов с различным серосодержанием. Исследования показали, что впрыск влаги не приводит к существенному изменению SO_3 , при этом низкотемпературная коррозия практически не изменяется. Длительный опыт эксплуатации на сернистом мазуте котлов ПК-41-1, ПК-10, ПК-47, ТГМП-114, ТГМП-314, ТГМ-94 с впрыском влаги в топку показали, что при прочих условиях срок службы холодных поверхностей воздухоподогревателей этих котлов не изменился.

Очень важным является вопрос о влиянии впрыска воды на экономичность котла. В тех случаях, когда влага впрыскивается в топку с отлаженным режимом горения, влияние на КПД однозначно определяется дополнительной потерей теплоты на испарение впрыскиваемой воды (около 0,06 % на 0,1 водотопливного отношения), причем влияние влаги на температуру перегретого пара или температуру уходящих газов в диапазоне $g = 0–0,1$ ни на одном из испытанных котлов не замечено. Таким образом, впрыск влаги при $g = 0,1$ приводит к снижению КПД приблизительно на 0,6 %.

Другие способы сокращения выбросов оксидов азота также вызывают снижение экономичности котлов. Сопоставление влияния впрыска воды в топку и наиболее распространенного способа подавления NO_x вводом в топку рециркулирующих газов на экономичность котла ТП-47 с подовой компоновкой трех горелок при сжигании сернистого мазута показал, что ввод 16 % рециркуляции в горелку вызывает суммарное снижение КПД «нетто» (из-за q_2 , q_3 и расхода электроэнергии на собственные нужды приблизительно на 0,9 % против 0,7 при $g=0,11-0,12$). При этом в обоих случаях снижение C_{NO_x} составляет 35–40 %. В других случаях получены аналогичные результаты.

В целом можно считать, что впрыск влаги как способ снижения C_{NO_x} на технико-экономические показатели не уступает рециркуляции газов. Поэтому выбор того или иного способа подавления C_{NO_x} в каждом конкретном случае должен определяться не только экологическими и технико-экономическими соображениями, но и технологическими возможностями котла. Например, в тех случаях, когда необходимо повышение температуры первичного или вторичного перегрева пара, предпочтение следует отдать рециркуляции газов. В других случаях, когда повышение тепловосприятости пароперегревателя недопустимо, может быть использован впрыск воды как единственный способ сокращения выбросов C_{NO_x} , не вызывающий заметного перераспределения тепловосприятости между отдельными поверхностями нагрева.

Литература

1. Окислы азота в продуктах сгорания топлив. Сборник научных трудов / Киев: Наукова думка, 1981. – 203 с.
2. Термокаталитическая очистка и снижение токсичных выбросов в атмосферу. Сборник научных трудов / Киев: Наукова думка, 1989. – 172 с.

УДК 620.92

СУПЕРМАХОВИКИ КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ СПОСОБ АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГИИ

Каранкевич В.В., Таранчук А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

В последнее время в энергетике все большее внимание уделяется вопросам аккумулирования энергии. В условиях предстоящего ввода АЭС и существенного увеличения базовых генерирующих мощностей в Беларуси регулирование суточного графика усложнится.

Выходом может быть применение аккумуляторов энергии, которые будут выдавать энергию при пиковых нагрузках и аккумулировать электроэнергию в другое время суток при спаде нагрузки, а также участвовать в режиме регулирования частоты в сети.

Известны различные виды аккумулирующих систем: гидро- и пневмо-аккумулирующие станции; тепловые аккумуляторы; батареи; аккумуляторы на сверхпроводниках; суперконденсаторы и пр.

До последнего времени практически единственным приемлемым типом аккумулирования энергии считались гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), которые используются с начала XX века. В часы минимальной нагрузки системы агрегаты ГАЭС работают в насосном режиме, перекачивая воду из нижнего водохранилища в верхнее, а в часы максимальной нагрузки системы они работают в турбинном режиме, сбрасывая воду из верхнего водохранилища и вырабатывая тем самым дополнительную электроэнергию для покрытия пиковых нагрузок. Недостатки ГАЭС: большие капиталовложения, затопление больших территорий и вредное воздействие на природные экосистемы, необходимость в большой разности высот водохранилищ, относительно низкие КПД гидropодъема и выработки электроэнергии.

В последнее время многие фирмы, такие как *Siemens* (Германия), *Ureenco Power Technologies* (Великобритания), *Beacon Power* (США) проводят исследования сравнительно нового вида аккумуляторов энергии: супермаховиков [1, 2]. При этом используется накопленный этими фирмами опыт в области высокооборотных центрифуг для ообгащения урана. По такому показателю, как удельная емкость энергии (кВт·ч/кг) супермаховики вышли на первое место. При этом их срок службы намного больше, чем, например, у батарей.

Например, в Исследовательском центре имени Гленна и Космическом центре Джонсона создана маховичная энергетическая установка для международной космической станции (МКС), заметно превосходящая использовавшиеся ранее никель-водородные аккумуляторы. Маховики могут запасать 5,5 кВт·ч энергии против 4,6 кВт·ч у электрохимических аккумуляторов, при этом срок их службы оценивается в 15 лет, а батарей – в 5–6 лет [2]. С июля 2000 г. *Siemens* испытывает на одной из действующих линий трамвая в Кёльне длиной 20 км опытный высокооборотный инерционный аккумулятор энергии мощностью 600 кВт [2].

Супермаховик способен запасать больше энергии на единицу массы (5–15 МДж/кг или 1.4–4.17 кВт·ч/кг), чем все известные накопители энергии – электрохимические аккумуляторы, конденсаторы, пружины и пр. Это объясняется тем, что супермаховик можно разогнать до огромных скоростей, причём «зарядка» такого накопителя происходит очень быстро [1].

По данным исследований *Beacon Power* потеря энергии, закачанной и позднее забранной из этих накопителей, составляет 2 %, что заметно лучше, чем у систем хранения энергии, основанных на иных принципах (химические аккумуляторы, ГАЭС).

Компания *Active Power* выпускает накопители *CleanSource*, в которых маховики объединены с мотором/генератором в один агрегат [1]. Компания *Active Power* подписала

OEM соглашение с *GE* в декабре 2005 года на внедрению маховиков в источники бесперебойного питания, выпускаемые *GE*.

Накопители энергии на базе маховиков обладают рядом существенных преимуществ перед химическими аккумуляторами: они более компактны, могут работать в широком диапазоне температур, чрезвычайно надежны и не требуют ремонта в течение 15–20-летнего срока эксплуатации, имеют более высокий КПД [1].

Для покрытия пиковых нагрузок в энергосистеме и участия в общем, первичном регулировании частоты (ОПРЧ) сети *Beacon Power* предлагает применять целые кластеры маховичных накопителей с соответствующей управляющей электроникой, которые обладают высокой пиковой мощностью и могут очень быстро реагировать на скачки частоты в подключённой к ним сети [3].

Этот проект *Beacon Power*, названный *Smart Energy Matrix*, будет представлять собой 18-тонный контейнер, содержащий 10 маховичных накопителей *Smart Energy 25*, с продолжительной суммарной мощностью в 1 МВт (на короткое время в несколько минут – до 2 МВт), и с накапливаемой энергией – до 250 кВт·ч (рисунок 1). Время реакции системы на изменение частоты сети – порядка 5 миллисекунд.

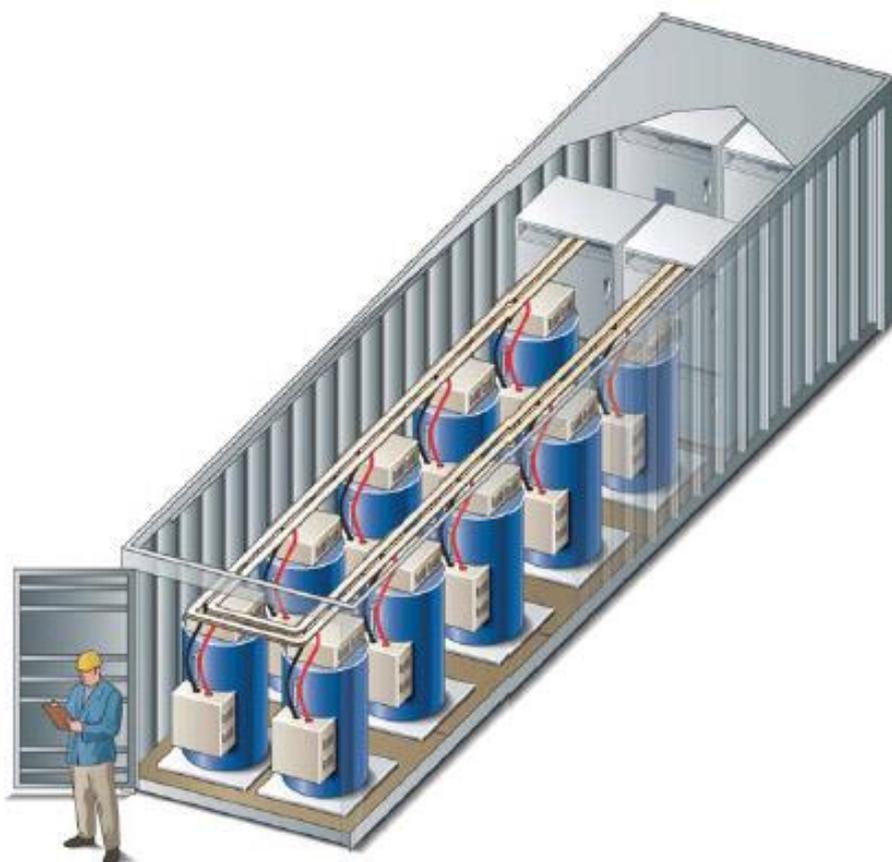


Рисунок 1 – Контейнер с цилиндрическими накопителями *Beacon Power* с цилиндрическими маховиками внутри

Накопители, разработанные *Beacon Power*, представляют собой цилиндрические ёмкости, высотой примерно в рост человека (следующие модели будут выше), внутри которых на активных магнитных подшипниках и подвешены супермаховики (рисунок 2). Выполнены они из огромного числа слоёв углеволоконного композита, так что могут раскручиваться до 22,5 тысяч оборотов в минуту. Вес их составляет сотни килограммов, а вместе с корпусом – более тонны. На стальном валу маховика внутри герметичного стального цилиндра, установлен ротор высокоэффективной обратимой электрической машины – мотора-генератора (она выполнена на постоянных магнитах), который и раскручивает маховик при приёме энергии и вырабатывает ток – при подключении нагрузки [3].

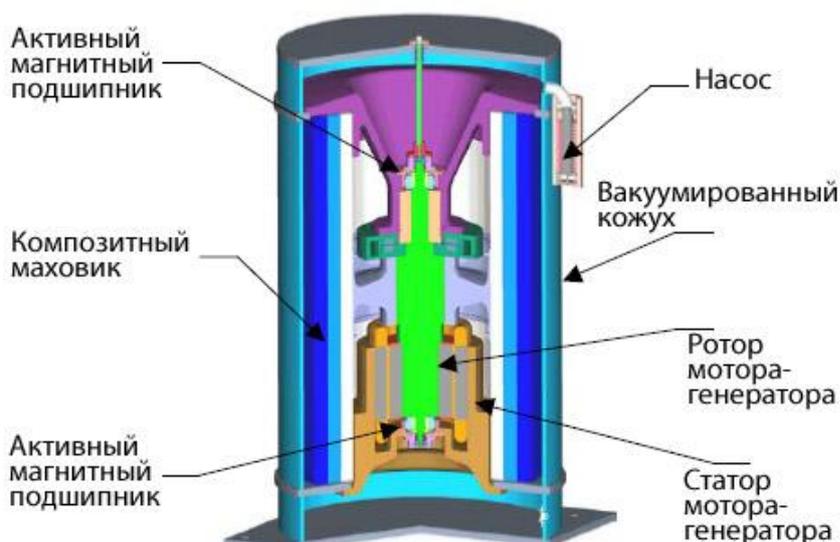


Рисунок 2 – Устройство супермаховичного накопителя *Beacon Power Smart Energy*

В 2011 году компания *Beacon Power* построила в городе Стивентаун, штат Нью-Йорк, первый в мире кластер из 200 маховичных накопителей с суммарной мощностью 20 МВт. Регулирующий завод суммарным запасом энергии 5 МВт·ч и временем подключения в сеть всей пиковой мощностью – менее 4 секунд занимает со всем сопутствующим оборудованием площадь всего 20 соток [3].

В случае использования подобных аккумуляторов для регулирования частоты и мощности блоки АЭС будут работать в базовом режиме, а, следовательно, с наивысшим коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ). Установка 500 МВт аккумулирующих мощностей эквивалентна строительству нового блока АЭС в 1000 МВт, а стоимость одного блока колеблется в диапазоне 1,5–1,6 млрд. долларов США [15]. Стоимость аккумуляторов оценивается на уровне 400–500 \$/кВт установленной мощности [4], и это при сроке монтажа не более 3–4 месяцев.

Аккумуляторы энергии на базе супермаховиков могут быть также использованы для: аварийного электропитания систем безопасности АЭС и других промышленных объектов, требующих надежного резервирования электропитания; источника электропитания электромобилей, электропоездов, водных судов и других транспортных средств; источников бесперебойного электропитания в быту и промышленности [1].

Литература

1. Наиболее эффективные способы аккумулирования энергии и перспективы использования технологии аккумулирования энергии в атомной отрасли / В.Н. Нуждин, А.А. Просвирнов // ВНИИАЭС – Федеральное агентство по атомной энергии ФГУП «ЦНИИАТОМИНФОРМ» Центр «Атом-инновация» - Материалы инновационного форума РОСАТОМА – Июнь, 2007 год Москва. <http://refdb.ru/look/1283386-p3.html>.
2. Аккумуляторы энергии в тяговом электроснабжении // *International Railway Journal*, 2001, №4, р. 42 – 43.
3. Попов, Л. Вращающаяся армия бережёт 60 герц стабильного электричества // <http://www.membrana.ru/particle/3111>
4. Ali Nourai, “Comparison of the Cost of Energy Storage Technologies for T&D Applications” Based on EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for T&D Applications, 2004, www.electricitystorage.org.

УДК 621.311

ОПЕРАТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ И ДИАГНОСТИКА ЭРОЗИОННОГО ИЗНОСА РАБОЧИХ ЛОПАТОК ПАРОВЫХ ТУРБИН

Кенум Е.Л.

Научный руководитель – старший преподаватель Нерезько А.В.

Рабочие лопатки последних ступеней ЦНД мощных паровых турбин работают в условиях высоких каплеударных нагрузок, что часто приводит к интенсивному эрозионному износу входных, а в некоторых случаях, и выходных кромок. Это предопределяет необходимость оперативного контроля и диагностики эрозионного состояния лопаток как одного из основных требований обеспечения надежности лопаточного аппарата.

Синхронизированная по положению ротора и каждой лопатки импульсная масштабированная фото- и видеорегистрация зон повреждений лишена основных недостатков указанных выше методов и в значительной мере дополняет их, поскольку, с одной стороны, позволяет проводить оперативный контроль на закрытом ЦНД в период кратковременных остановов турбины, когда включено валоповоротное устройство, а с другой стороны, устанавливать место расположения, качественный и количественный характер износа и появление других дефектов лопаток и демпферных связей.

Дальнейшее развитие технического решения в измерительном комплексе позволяет также с достаточной для практических задач точностью измерять хорду, следовательно, износ входных кромок в любом сечении изнашиваемого участка лопаток по принципу модуляции ими узкого лучевого пучка.

Применение такой системы дает возможность:

- повысить надежность лопаточного аппарата за счет предотвращения аварийных ситуаций в связи с появлением опасных уровней износа кромок и разрушением их стеллитовой защиты, значительного повреждения металла лопаток, а также демпферных связей;
- снизить интенсивность эрозионных повреждений лопаток за счет оптимизации режимов эксплуатации турбинного оборудования;
- планировать необходимый объем ремонтных работ по восстановлению или замене рабочих лопаток в период предстоящих ремонтных кампаний по фактическому состоянию входных и выходных кромок.

Принцип автоматических измерений хорд рабочих лопаток или эрозионного износа входных кромок как разности двух любых измерений хорд в одном сечении показан на рисунке 1. Он заключается в точном определении интервалов времени, образующихся в результате пересечения узкого светового пучка рабочими лопатками при включенном валоповоротном устройстве, и последующего расчета по этим интервалам хорд лопаток. Фронты временных импульсов, соответствующие не изнашиваемым на периферийном участке выходным кромкам, после соответствующей обработки используются для синхронизации импульсной видеорегистрации входных кромок лопаток.

Система содержит сложные оптические и электронные компоненты, поэтому предусмотрено самодиагностирование измерительного комплекса. Оно выполняется в два этапа: перед введением измерительных зондов в проточную часть ЦНД и после установки их в рабочем состоянии. На первом этапе тестируются все компоненты, функционирование которых можно оценить визуально: работа источника светового излучения видеоканала в непрерывном и импульсном режимах, работа источников излучения лучевого канала, работа видеокамеры в непрерывном режиме, др. На втором этапе – правильность установки синхродатчика и юстировки зондов в различных сечениях по высоте лопатки. Если тестовый блок системы обнаруживает неисправность или ненадлежащую настройку какого-нибудь из узлов, он указывает оператору – какие необходимо принять меры для приведения комплекса в нормальное состояние.

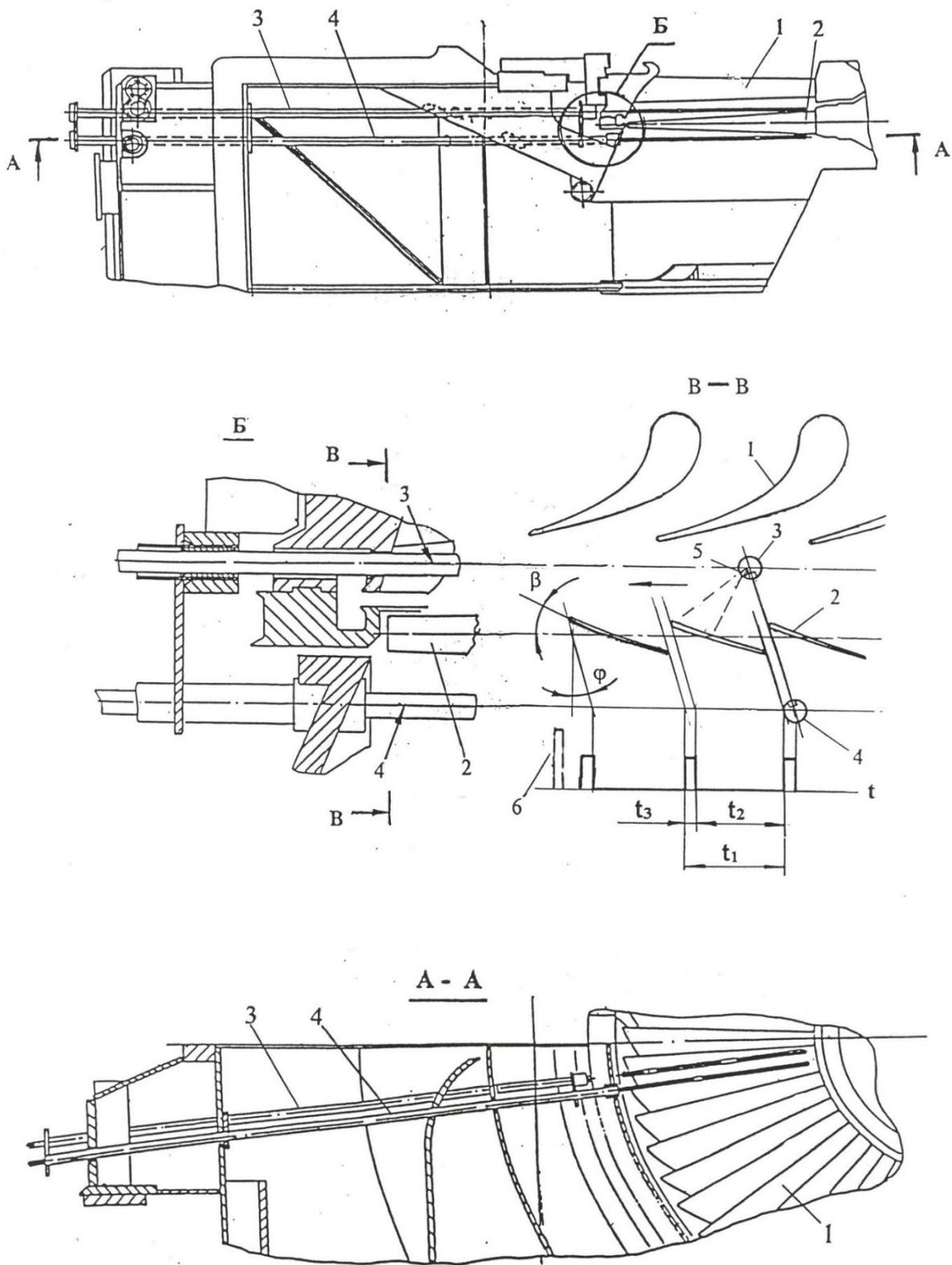


Рисунок 1 – Схема измерения хорды лопаток и видеорегистрации; на виде А-А рабочие лопатки не показаны; 1 – направляющие лопатки; 2 – рабочие лопатки; 3 – видеозонд; 4 – лучевой зонд; 5 – видеокамера; 6 – импульс синхронизации



Рисунок 2 – Фактический вид лопатки ЦНД

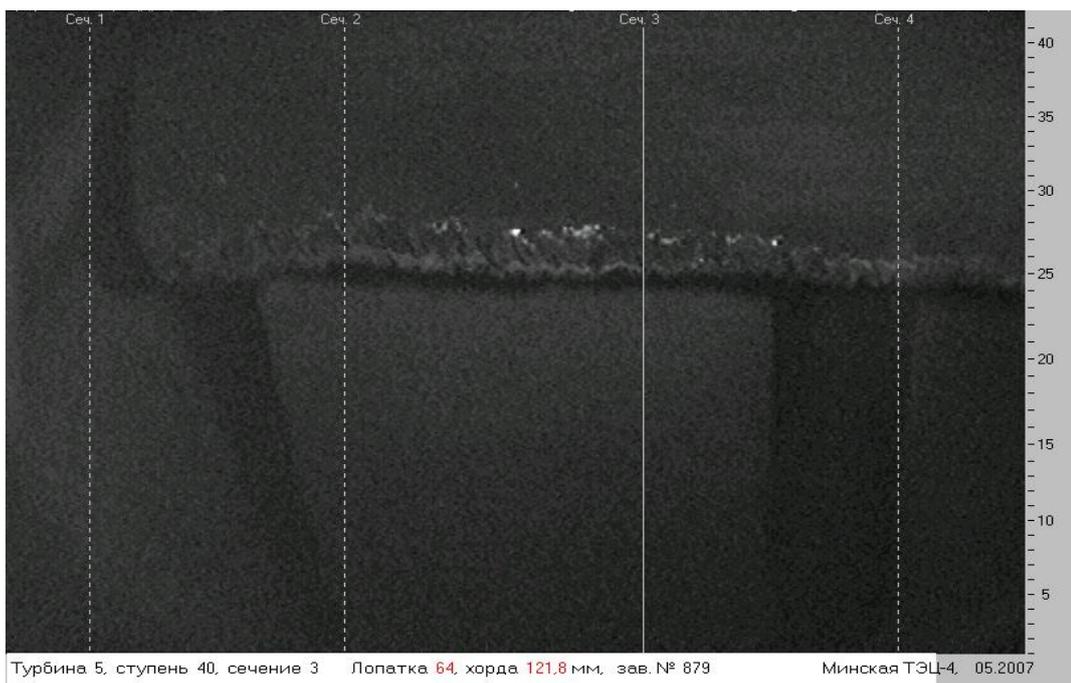


Рисунок 3 – Изображение, полученное с зондов

Литература

1. Техническое описание и инструкция по эксплуатации ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС» – ОАО «НПО ЦКТИ», 2003.
2. Хаимов, В.А. Внедрение системы оперативного контроля и диагностики эрозионного износа рабочих лопаток паровых турбин / В.А Хаимов, Е.И. Пузырев, Е.О. Воронов, В.А. Ганжин // Электрические станции. – 2006. – № 12. – С. 32–36.
3. Хаимов В.А., Ляпунов В.М., Рубинов А.М., Шелест С.О. Система оперативного контроля и диагностики эрозионного износа лопаточного аппарата паровых турбин. Труды ЦКТИ, 2003, вып. 292.

УДК 621.182.4

СПОСОБЫ ОЧИСТКИ РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ

Кирейчик Д.П.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Жихар Г.И.

Устройства для обдувки регенеративных воздухоподогревателей

Для очистки регенеративных воздухоподогревателей применяется обдувка паром и воздухом при различном конструктивном исполнении аппаратов. Заводом «Ильмарине» для обдувки РВП паром в разное время поставлялись качающиеся аппараты типов ОАРВ, ОК, сейчас выпускаются только аппараты типа ОП.

В аппарате ОП обдувочная труба, конец которой снабжен соплом, совершает качательное движение с постоянной скоростью от периферии ротора к его центру и обратно.

Основным недостатком любого односоплового аппарата, сопло которого перемещается с постоянной скоростью от центра вращения к периферии по траектории, близкой к радиусу ротора РВП, является неравномерное количество очищаемого агента, приходящееся на единицу поверхности нагрева.

Таким образом, удельный расход агента очистки при постоянном диаметре сопла и параметрах агента очистки изменяется обратно пропорционально расстоянию сопла от центра вращения ротора.

Учитывая отмеченные недостатки односопловых аппаратов для обдувки регенеративных воздухоподогревателей, применяют многосопловые стационарные аппараты, преимущества которых заключается в простоте обслуживания (только закрыть и открыть пар), в отсутствии вращающихся и движущихся элементов, сокращение длительности обдувки. Кроме того, в них просто организовать более равномерное распределение обдувочного агента по радиусу ротора.

Многосопловой аппарат представляет собой стационарный коллектор, секционированный на несколько участков (в данном случае на три участка), к каждому из которых выполнен индивидуальный подвод пара. Сопла в пределах одного участка – одинаковые, расширяющиеся. Сечения сопел с удалением участка от вала вращения увеличиваются.

Расширяющиеся сопла обеспечивают сверхзвуковое истечение пара со скоростью до 900–1000 м/с. Недостатком подобных многосопловых аппаратов является повышенный единовременный расход пара, что требует больших диаметров подводящих трубопроводов.

Обмывка регенеративных воздухоподогревателей

В качестве промывочных устройств водой высокого давления применяются передвижные и стационарные аппараты.

Передвижной аппарат позволяет последовательно обрабатывать кольцевые участки ротора и представляет собой поворотную трубу с многополосной головкой на конце. Обмывочная труба для жесткости усилена рамой в плоскости действия сил реакции при истечении воды. Перемещение аппарата при обмывке с одной позиции на другую производится вручную. С трассой высокого давления аппарат сочленяется с помощью шарнирного соединения. Недостаток подобной конструкции – значительное время очистки.

Промывку следует применять 2–4 раза в год, сочетая ее с паровой обдувкой и применяя все указанные ранее мероприятия, приводящие к увеличению межпромывочной кампании. Такую очистку целесообразно использовать и во время ремонтных работ для удаления отложений из вынутых пакетов РВП.

Очистка регенеративных воздухоподогревателей нагревом продуктами сгорания

Этот метод используется на мазутных котлах, оснащенных несколькими параллельно работающими РВП. Сущность его заключается в следующем.

На работающем котле в один из нескольких РВП на некоторое время (20–50 мин.) прекращается частично или полностью подача воздуха, который отводится в остальные воздухоподогреватели. За счет дымовых газов температурой 280–320 °С теплообменная поверхность прогревается и деформируется, отложения золы на ней высушиваются и теряют свою прочность. Деформация теплообменных листов и термическое воздействие на отложения обеспечивают разрушение и отделение золовых отложений, которые и выносятся газами, что приводит к снижению коррозии поверхности и существенно уменьшает ее загрязнение.

В период нагрева поверхности РВП дымовыми газами происходит деформация элементов РВП и повышенный износ уплотнений, что приводит к увеличению зазоров и повышению перетоков воздуха в последующей эксплуатации.

Другой недостаток этого метода – снижение экономичности котла за счет повышения температуры уходящих газов на 20–25 °С. Эти недостатки и являются причиной, ограничивающей применение такого способа.

Импульсная очистка регенеративных воздухоподогревателей

В последние годы на ряде энергетических котлов сделана попытка использовать импульсную очистку для удаления золовых отложений из регенеративных воздухоподогревателей.

Сущность метода заключается в периодическом (взрывном) сжигании горючей смеси, состоящей из природного газа и воздуха в специальном объеме (камере), имеющем свободный выход на очищаемые поверхности нагрева. В результате такого сгорания периодически резко увеличивается объем газов, что сопровождается повышенным выбросом продуктов сгорания с образованием периодических волн давления. Энергия взрывного горения и является тем импульсом, который воздействует на золовые отложения.

В ударных трубах развивается при сгорании смеси газ + воздух избыточное давление до 0,196–0,392 МПа (2–4 кгс/см²), периодичность импульсов 2–8 с. Расход газа на установку составляет 20–50 м³/ч. Рекомендуемая продолжительность импульсной очистки 0,5–1 ч при включении ее 1–3 раза в смену.

Литература

1. Гаврилов А.В., Малкин Б.М. Загрязнение и очистка поверхностей нагрева котельных установок. – М.: Энергия, 1980. – 328 с.

УДК 628.1

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРЕДОЧИСТКИ ВПУ ТЭС

Ковалёва Т.П., Ковалёв М.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

В Республике Беларусь основным источником водоснабжения ТЭС и АЭС являются поверхностные воды. Использование подземных вод запрещено законодательством. Поверхностные воды имеют в своём составе самые различные примеси: взвешенные, органические, истинно-растворённые. Количество примесей не стабильно, меняется по годам и сезонам. Это существенно усложняет технологию и оборудование водоподготовки, требуя вводить в состав ВПУ предварительную очистку воды. Традиционно в состав предочистки входят осветлители и механические фильтры. Осветлители являются исключительно крупногабаритными, металлоёмкими аппаратами. Находящийся в работе осветлитель представляет собой сложную систему, состояние равновесия и устойчивости, которой требует строгой стабилизации таких параметров, как температура воды, поступающей в осветлитель, производительность осветлителя, дозирование реагентов, строгого поддержания уровня шламовой зоны и т.д. Таким образом, эти аппараты требуют оснащения их автоматическими регуляторами. По этой причине в последнее время ведутся разработки по созданию предочисток, которые позволили бы обеспечить высокую степень предварительной подготовки воды с одновременным упрощением технологического процесса и оборудования. В данной работе рассмотрим возможность использования для этих целей динамических осветлителей.

В предлагаемой схеме предочистки интересным решением являются динамические осветлители. Принцип работы данной технологии представлен на рисунке 1.

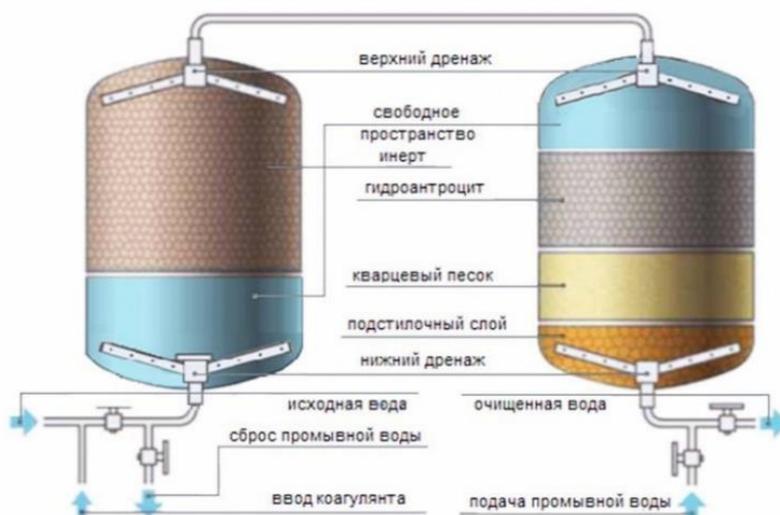


Рисунок 1 – Принципиальная схема предлагаемой предочистки

Предварительно в исходную воду последовательно дозируется коагулянт и флокулянт для образования хлопьев загрязняющих веществ. Фильтрация воды производится последовательно восходящим потоком в динамическом осветлителе загруженным плавающим инертным материалом марки INERT®. Частично-осветленная вода после динамического осветлителя подается на двухслойный механический фильтр для дальнейшего осветления. Периодическая взрыхляющая промывка проводится водой в противоположном направлении. Сначала промывочная вода подается снизу-вверх в механический фильтр, промывая последовательно слой кварцевого песка и слой

гидроантрацита. Далее промывочная вода поступает в динамический осветлитель и сверху вниз промывает слой плавающего инертного материала.

Система предочистки предусматривает следующие последовательные стадии обработки воды:

- коагуляция сульфатом алюминия за счет подачи рабочего 6%-го раствора в трубопровод исходной воды;
- хлопьеобразование в напорной контактной емкости (НКЕ) с временем пребывания обрабатываемой воды 5–10 мин;
- дозирование раствора флокулянта (Праестол 650 ВС) в трубопровод после НКЕ;
- фильтрация коагулированной воды восходящим потоком через динамический осветлитель (ДО), загруженный плавающим инертным материалом марки “INERT” с гранулометрическим составом 3–5 мм;
- финишная доочистка осветленной воды через механический фильтр с двухслойной зернистой загрузкой (нижний слой – мелкозернистый кварцевый песок, верхний слой – крупнозернистый гидроантрацит).

Ниже приведён расчётный анализ двух типов предочистки: традиционной и предлагаемой. Расчёты проведены для условной водоподготовительной установки, работающей на поверхностной воде, содержащей органические и минеральные коллоидные примеси, для ТЭС с условной нагрузкой по обессоленной воде $Q_{\text{обес}}^{\text{ВПУ}} = 250$ т/ч.

Результаты расчётов сведены в таблицу:

Традиционная	Предполагаемая
Осветлители ВТИ-100 – 2шт. d=7,3м, h=7м.	ДО-МФ2С-3,0-0,6-ОВТ – 3шт. d=3000мм, h=5,07м.
Осветлительные фильтры ФОВ-3,4-0,6 – 4шт. d=3,4м, h=1м.	
Коагулянт $Al_2(SO_4)_3 = 297,5$ кг/сут.	Коагулянт $Al_2(SO_4)_3 = 297,5$ кг/сут.
Флокулянт 6,6 кг/сут	Флокулянт 6,6 кг/сут

В каждый динамический осветлитель был загружен плавающий инертный материал марки “INERT” с грансоставом 3-5 мм в объеме 11,5 м³ на высоту 1,7 м.

В каждый механический фильтр были загружены снизу-вверх следующие фильтрующие материалы:

- гравий (подстилочный слой) с грансоставом 2–5 мм в объеме 2,5 м³ для заполнения нижней сферы;
- гидроантрацит с грансоставом 1,2–2,5 мм в объеме 6,4 м³ на высоту 1,2 м.

Максимальная производительность на каждом динамическом осветлителе и механическом фильтре составляет 118–125 м³/ч (скорость фильтрования 22–23,5 м/ч).

Отключение динамического осветлителя на взрыхляющую промывку может производиться при перепаде давления свыше 1,5 кгс/см², либо при пропуске очищенной воды за фильтроцикл свыше 2500 м³.

Отключение механического фильтра на взрыхляющую промывку может производиться при перепаде давления свыше 1,0 кгс/см², либо при пропуске очищенной воды за фильтроцикл свыше 3500 м³.

Взрыхляющая промывка динамического осветлителя и механического фильтра производится традиционно, а именно, сначала воздухом, а затем для механического фильтра восходящим потоком воды, а для динамического осветлителя нисходящим потоком воды.

Количество промывной воды составляет порядка 50 м³ на каждую промывку динамического осветлителя и механического фильтра, что соответственно составляет 2 % и 1,5% от количества обработанной воды.

Доза коагулянта (сульфат алюминия) в среднем составила 0,7 мг-экв/дм³, а доза флокулянта (Праестол) – 1,0 мг-экв/дм³.

Выводы

– суммарное количество сточных вод после взрыхляющей промывки установки составляет 4,1 м³/кг (МФ – 1,5 %), что на порядок меньше по сравнению с традиционным методом очистки;

– использование отечественного оборудования (корпуса фильтров и дренажно-распределительные устройства) и фильтрующих материалов (инерт, гидроантрацит, кварцевый песок, гравий), срок службы которых, как известно составляет 30–40 лет и 8–15 лет соответственно, влечет значительное снижение капитальных и эксплуатационных затрат;

– качество осветленной воды по таким показателям, как содержание окислов железа (менее 0,1 мг/дм³), взвешенных веществ (менее 1 мг/дм³) и окисляемости (снижение на 50 % от исходной), свидетельствует о конкурентоспособности данной технологии в сравнение с мембранной ультрафильтрационной технологией по качеству очищенной воды;

– резкие изменения по качеству исходной воды, не сказывались на качестве очищенной;

– при использовании напорной коагуляции и флокуляции основная очистка исходной воды происходит на динамическом осветлителе, а механический фильтр выполняет финишную (защитную) очистку для гарантированного высокого качества осветленной воды.

Литература

1. Водоподготовка и водно-химический режимы теплоэнергетических станций: учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-43-0104 «Тепловые электрические станции», 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций» / В.А. Чиж, Н.Б. Карницкий. – Мн.: БНТУ, 2015. – 105 с.
2. <http://www.prom-voda.ru/news-25>.

УДК 621.311.22.002.51

ПАРОКИСЛОРОДНЫЙ И ПАРОВОДОКИСЛОРОДНЫЙ МЕТОДЫ ОЧИСТКИ, ПАССИВАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Ковалёв М.С., Ковалёва Т.П.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

Надежность и эффективность эксплуатации энергетического оборудования в значительной степени зависят от состояния внутренних поверхностей нагрева и водно-химического режима работы энергоблока, котла, турбины. Для очистки, пассивации и консервации этих поверхностей разработаны и уже широко используются в энергетике методы их парокислородной и пароводокислородной обработки, основанные на применении перегретого пара (в первом случае), воды или пароводяной смеси (во втором случае) вместе с кислородом в качестве окислителя.

Метод пароводокислородной очистки, пассивации и консервации (ПВКО, П и К) применяется в энергетике:

- для очистки энергооборудования от отложений как перед пуском энергоблоков (котлов), так и в процессе их эксплуатации;
- для пассивации внутренних поверхностей нагрева с целью снижения переноса продуктов коррозии по пароводяному тракту энергоблока;
- для консервации оборудования на время его останова от 3 до 5 лет.

Парокислородная и пароводокислородная очистка, пассивация и консервация проводятся путем дозирования кислорода в воду, пароводяную смесь или пар при температуре 130–450 °С. При этом концентрация кислорода составляет более 1 г/кг, скорости воды и пароводяной смеси 0,5–5 м/с, пара – 20–80 м/с.

При использовании ПВКО в котлах, можно отказаться от предпусковых, а в некоторых случаях и от эксплуатационных промывок пароводяных трактов химическими реагентами.

С помощью пароводокислородной очистки можно удалить 50–70 % отложений. Во время предпусковой ПВКО гидратированные продукты коррозии железа (в том числе и двухвалентного), имеющиеся на внутренних поверхностях труб, легко окисляются кислородом, при этом изменяется структура отложений и уменьшается их сцепление с металлом, затем мелкодисперсный осадок потоком пароводяной смеси или пара удаляется из контура. Под воздействием кислорода при проведении ПВКО валентность железа повышается, что изменяет структуру отложений, уменьшается сцепление слоя с металлом и образовавшийся шлам выносится потоком среды из контура. Медные отложения состоят из металлической меди, которая под воздействием кислорода соединяется с ним, образуя оксид меди, что также способствует разрушению отложений, переходу их в мелкодисперсную форму шлама и выносу его из контура.

Опыт показал, чтобы обеспечить пассивацию металла и в целом надежную защиту от коррозии тракта котла с помощью различных реагентов (например, гидразина, аммиака) невозможно. В пароводяном тракте ТЭС в начальный период эксплуатации оборудования (от 15 сут до нескольких месяцев) появляется большое количество продуктов коррозии.

С помощью метода ПВКО, П и К можно удалить продукты коррозии и создать на поверхности металла защитную пленку, позволяющую резко снизить продолжительность пуска котлов в эксплуатацию. При этом металл защищается от коррозии на длительный период, что приводит к сокращению переноса продуктов коррозии по пароводяному тракту энергоблока (котла) и повышению надежности работы оборудования. Коррозионная стойкость защитных пленок определялась методом снятия поляризационных кривых. Этим методом подтверждено, что углеродистая сталь после ПВКО, П и К приобретает защитную пленку, которая обладает более высокой коррозионной стойкостью, чем аустенитная нержавеющая сталь.

В то время как после кислотной очистки и гидразинно-аммиачной пассивации образующиеся пленки не обладают такими защитными свойствами, как после ПВКО, П и К. Необходимо отметить, что кислородный или кислородно-аммиачный водно-химический режим также не обеспечивает глубокой пассивации металла. При ПВКО, П и К язвы и микротрещины, образовавшиеся на трубах при эксплуатации котла, очищаются и пассивируются кислородом: внутри язвы или микротрещины образуется защитная пленка с высокой коррозионной стойкостью.

Данный метод также хорошо зарекомендовал себя и для консервации лопаточного аппарата во время останова турбины применяются различные методы обработки: парокислородом, октадециламином, различными ингибиторами коррозии, азотом, подогретым или осушенным воздухом. Однако ни один из этих методов, кроме парокислородного, не позволяет создать на поверхностях проточной части турбин защитную пленку, предохраняющую металл от коррозии как во время останова, так и в процессе эксплуатации турбины. Необходимо также отметить, что некоторые из перечисленных методов консервации достаточно дороги и токсичны.

Специалистами ВТИ (водно-химического отделения и отделения турбин и теплофикации) разработан метод парокислородной очистки, пассивации и консервации (ПКО, П и К) турбоагрегата для частичного удаления отложений в проточной части турбины и ее консервации с образованием коррозионно-стойкой защитной пленки. в процессе ПКО, П и К лопаточного аппарата турбины происходит вымывание продуктов коррозии: меди, кремниевой кислоты, солей натрия – и снижение жесткости.

Сущность разработанного метода заключается в том, что при одновременном воздействии на загрязненную поверхность перегретого водяного пара и кислорода происходят интенсивное окисление продуктов коррозии, уменьшение их сцепления с поверхностью металла проточной части турбины, вынос их из очищаемого тракта и образование коррозионно-стойкой защитной пленки.

Схема парокислородной очистки, пассивации и консервации турбины приведена ниже.

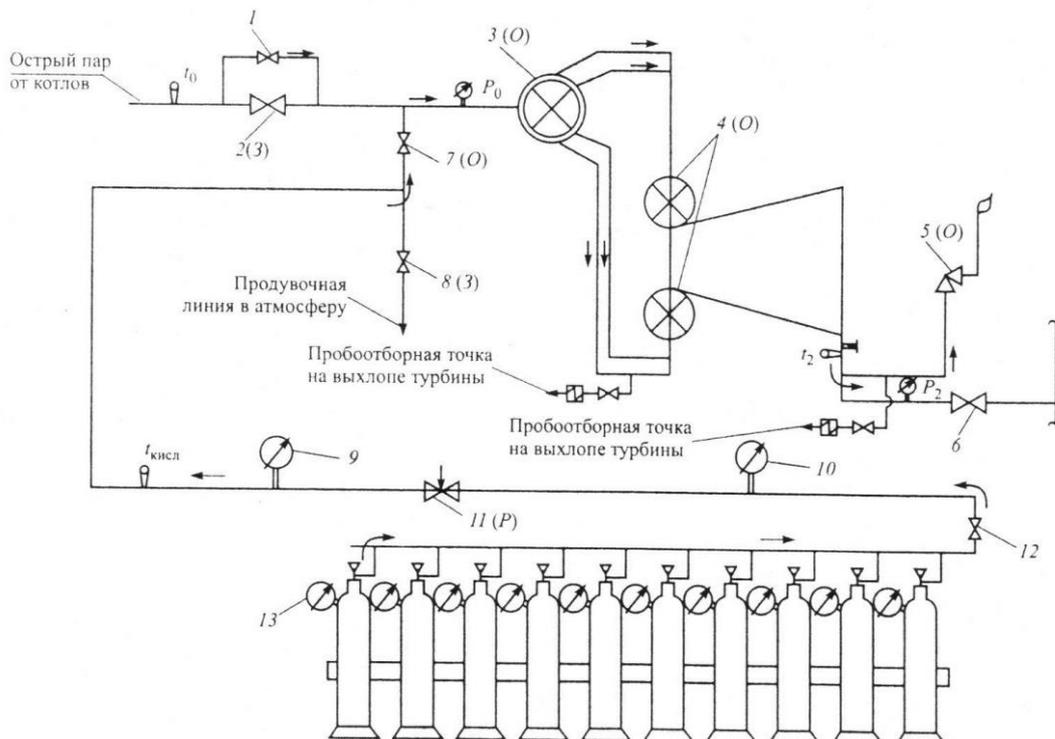


Рисунок 1 – Принципиальная схема проведения парокислородной очистки, пассивации и консервации турбины:

1 – Байпас ГПЗ; 2 – ГПЗ; 3 – СК; 4 – РК; 5 – ПК; 6 – задвижка на выхлопе в коллектор; 7,8 – В-3, В-2; 9, 10 – М-3, М-1; 11 – Р-1; 12 – В-1; 13 – М-2; (3) – закрыто; (О) – открыто; (Р) – в регулировочном положении

Стойкость защитной пленки после останова оборудования сохраняется длительное время и практически не снижается при работе турбины. Обработка турбин, имеющих сезонные простои продолжительностью от 4 до 5 мес, должна производиться не реже 1 раза в 3 года. Наиболее надежным способом консервации оборудования, как подтверждают проведенные исследования, на длительное время (более трех лет) является именно парокислородная обработка.

Так как пассивация и консервация близки по смыслу (на поверхности металла образуется защитная пленка, препятствующая протеканию коррозионных процессов), то мы обозначим, что есть что. При эксплуатации оборудования на рабочих параметрах следует употреблять понятие «пассивация», а для стояночных режимов – «консервация».

Исследованы образцы труб после проведения пароводокислородной очистки, пассивации и консервации и простоя оборудования в течении года. Коррозионная стойкость защитной пленки, оказалась вполне приемлемой после длительного времени простоя. Исследования позволяют утверждать, что простой оборудования допустим, по крайней мере, в течение 3–5 лет без повторной его консервации.

Экономическое сопоставление методов консервации с помощью пароводокислородной очистки, пассивации и консервации и октадециламином (ОДА) проведено на основании данных для энергоблока 300 МВт ТЭЦ-23 Мосэнерго. Затраты на проведение пароводокислородной очистки оборудования этой станции составляют примерно 350 тыс. руб. (включают в себя стоимость кислорода, обессоленной воды и топлива). При использовании метода ПВКО, П и К одновременно производятся очистка, пассивация и консервация оборудования. Затраты же на консервацию и последующую расконсервацию при использовании ОДА превышают 610 тыс. руб. (включают в себя стоимость реагента, топлива и обессоленной воды).

Метод ПВКО, П и К обладает также существенными техническими преимуществами. Только этим методом, если его сравнивать с другими способами консервации, можно создать на поверхности нагрева прочную защитную пленку, способствующую повышению надежности энергетического оборудования при его эксплуатации.

Выводы

Традиционные способы химической очистки энергетического оборудования ТЭС, используют дорогостоящих, зачастую токсичных реагентов, при этом образуется большой объем сточных вод, требующих обезвреживания. Для завершения очистки дополнительно используются реагенты для пассивации металла. При рассмотренной технологии перечисленные недостатки отсутствуют, так как кислород одновременно и очищает, и пассивирует поверхности без использования химических реагентов.

Пароводокислородная очистка, пассивация и консервация являются эффективным способом повышения надежности эксплуатации энергетического оборудования благодаря кондиционированию поверхностей нагрева и замедлению процессов коррозии, накипе- и окалинообразования.

На электростанциях должны быть внедрены стационарные общестанционные многоцелевые кислородные установки для бессточной очистки, пассивации и консервации энергетического оборудования во время его пуска и эксплуатации.

Консервацию котлов и турбин всех типов необходимо осуществлять экологически чистым пароводокислородным методом.

Литература

1. Консервация, пассивация и очистка проточной части турбины с использованием парокислородной технологии / Н.Н. Манькина, Л.С. Журавлев, А.В. Кирилина и др. // Теплоэнергетика. – 2002. – № 7. – С. 36–38.
2. РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / Служба передового опыта ОРГРЭС. М.: АООТ ВТИ, 1996.
3. РД 34.37.409-96. Методические указания по предпусковой пароводокислородной очистке и пассивации внутренних поверхностей энергооборудования / Н.Н. Манькина, Б.И. Шмуклер, Л.С. Журавлев и др. М.: ВТИ, 1997.

4. РД 153-34.0-37.411-2001. Методические указания по эксплуатационной пароводокислородной очистке и пассивации внутренних поверхностей энергооборудования / Н.Н. Манькина, Л.С. Журавлев и др. М.: АОТ ВТИ, 2001.

УДК 621.18-5

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕГУЛЯТОРА УРОВНЯ ВОДЫ БАРАБАННОГО КОТЛА

Кондратенко П.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

От качественного поддержания уровня во многом зависит надежность работы котельного агрегата, так как упуск уровня воды в барабане приводит к разрыву экранных труб и останову котла. А перепитка приводит к появления гидравлического и теплового удара, то есть также приводит к останову котла или энергоблока.

В настоящее время типовой регулятор питания барабанного котла представляет собой трехимпульсную систему автоматического регулирования (уровнемер, водомер, паромер) структурная схема которой изображена на рисунке 1.

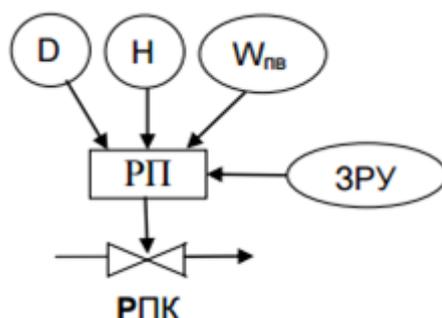


Рисунок 1 – Типовой трехимпульсный регулятор питания барабанного котлоагрегата
H – уровнемер; D – паромер; $W_{пв}$ – водомер; ЗРУ – задатчик ручного управления; РПК – регулирующий питательный клапан.

Основной недостаток типовой системы автоматического регулирования – это наличие статической ошибки регулирования в конце переходного процесса, при возмущении расхода пара, и низкое качество регулирования при резких сбросах нагрузки.

Для устранения этих недостатков предлагается инвариантная двухимпульсная система автоматического регулирования (САР) (уровнемер, водомер) с выделением эквивалентного внешнего возмещения, структурная схема которой показана на рисунке 2.

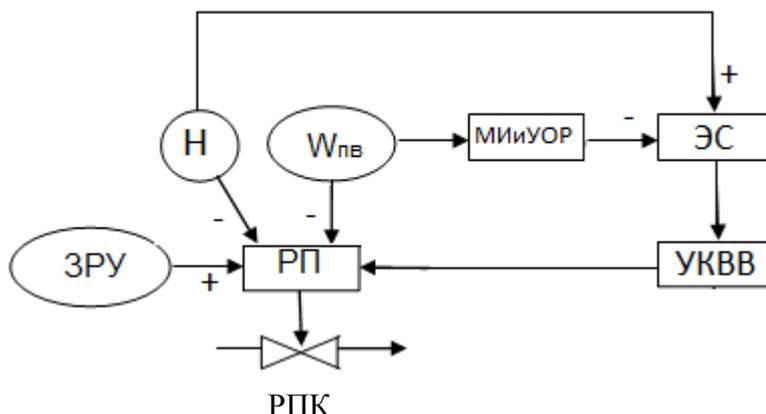


Рисунок 2 – Инвариантная двухимпульсная система автоматического регулирования
H – уровнемер; $W_{пв}$ – водомер; ЗРУ – задатчик ручного управления; МИиУОР – модель инерционного участка объекта регулирования; ЭС – элемент сравнения; УКВВ – устройство коррекции внешнего возмещения; РПК – регулирующий питательный клапан.

Основной ПИ-регулятор настраиваем по передаточной функции опережающего участка (расходу питательной воды при регулирующем воздействии) на основе передаточной

функции оптимального регулятора. Параллельно реальному инерционному участку объекта регулирования (уровень при возмущении питательной воды) формируем модель этого участка, а выход модели сравниваем на элементе сравнения с уровнем в барабане котельного агрегата. Полученную алгебраическую разность с выхода элемента сравнения подаем на вход устройства компенсации эквивалентного внешнего возмущения, а выход подключаем на вход основного регулятора.

В результате всего этого существенно улучшилось качество регулирования при отработке крайнего внешнего возмущения f_2^* (при возмущении расхода перегретого пара). Результаты показаны на рисунке 3.

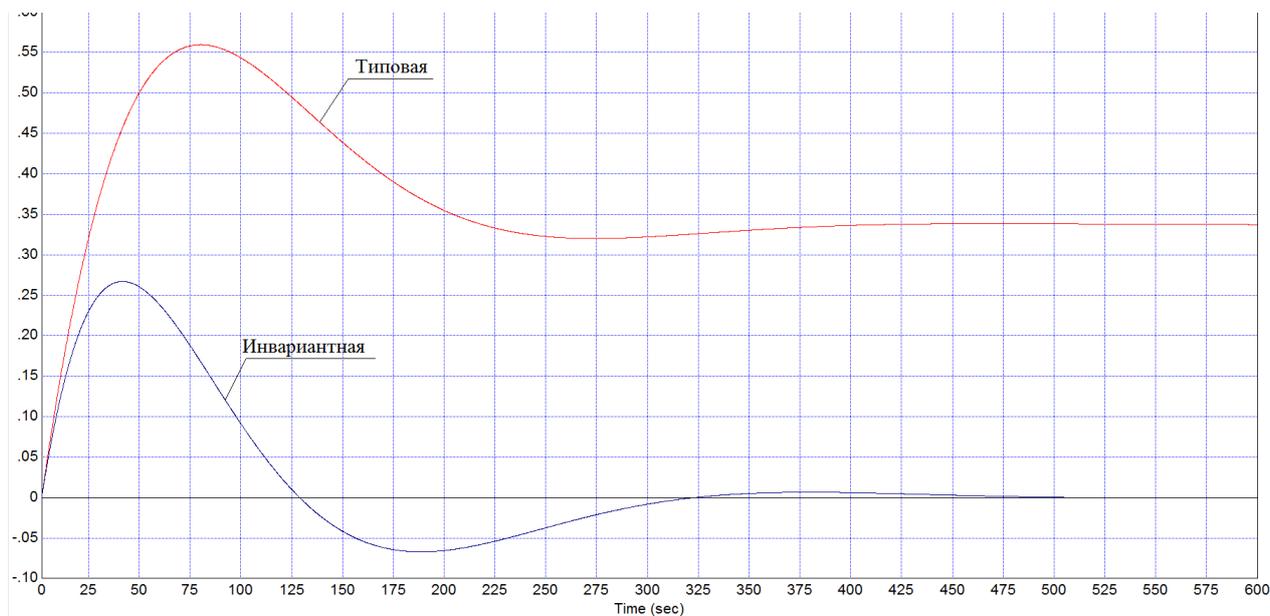


Рисунок 3 – График переходного процесса при отработке крайнего внешнего возмущения f_2^* , при возмущении расхода перегретого пара.

Выводы

Типовой трехимпульсный регулятор питания барабанного котлоагрегата при отработке крайнего внешнего возмущения расходом перегретого пара имеет ряд недостатков, таких как: наличие статической ошибки регулирования, полное время регулирования и максимальная динамическая ошибка регулирования. Все эти недостатки устраняет инвариантная двухимпульсная система автоматического регулирования, а именно: полностью устраняется статическая ошибка регулирования, полное время регулирования сокращается в 1,5 раза, максимальная динамическая ошибка регулирования уменьшается в 2,1 раза.

Литература

1. Кузьмицкий, И.Ф. Теория автоматического управления: Учебник / И.Ф. Кузьмицкий, Г.Т. Кулаков. – Мн.: БГТУ, 2010. – 574 с.
2. Кулаков, Г.Т. Анализ и синтез систем автоматического регулирования / Г.Т. Кулаков. – Мн.: УП Технопринт, 2003. – 135 с.
3. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования / Г.Т. Кулаков. – Мн.: Выш. шк., 1984. – 192 с.

УДК 621.1 (075.32)

ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ТРУБ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Кучко Д.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Герасимова А.Г.

Тепловые сети – это сложнейшие технические системы, состоящие из множества элементов и конструкций. Выход из строя любой части данной системы может грозить нарушением работы всей теплосети и поэтому ремонт теплопровода является ответственной и достаточно сложной задачей. За счет своевременных и регулярных ремонтно-восстановительных, профилактических работ срок службы теплопровода можно продлить в несколько раз.

Традиционно ремонт тепловых сетей осуществляется открытым способом, который включает в себя следующие этапы [2]:

- разрытие траншеи нужной глубины;
- подготовка основания трубопровода;
- последующая укладка в неё новой трубы;
- обратная засыпка;
- восстановление почвы и зеленых насаждений, благоустройство объекта.

Ремонт открытым способом на территории городов, связан с множеством сложностей – это и сами земляные работы, отвалы грунта, выхлопные газы от используемой техники, шум и грохот, в некоторых случаях возникает необходимость убирать асфальт или выкорчевывать деревья.

При ремонте трубопроводов тепловых сетей, разрушаемых от внутренней коррозии, открытый способ ремонта можно заменить на бестраншейную технологию ремонта (без вскрытия трубопроводов снаружи), что позволит практически полностью избежать вышеуказанных проблем.

Технология ремонта трубопроводов изнутри не является новой. Начало данной технологии положено в послевоенной Германии, когда ремонт труб водопровода и канализации в условиях плотной городской застройки и с целью экономии денежных средств, начали проводить без применения открытых методов (без вскрытия снаружи).

На сегодняшний день данная технология успешно применяется более 50 лет во многих странах для ремонта трубопроводов питьевой воды и стоков. Инновационной эта технология стала благодаря последним достижениям строительной химии, которые позволили создать защитно-ремонтный материал, обеспечивающий высокую стойкость к напряженным эксплуатационным нагрузкам тепловых сетей и необходимую технологичность для соответствия жестким условиям ремонта (по срокам и ограниченности доступа к трубопроводу) [2].

Существует несколько наиболее распространенных методов бестраншейного ремонта и восстановления теплопроводов (санация) – метод нанесения цементно-песчаной изоляции, метод «труба в трубе» (метод релайнинга), метод «чулка» и метод восстановления на сжатом воздухе. Выбор метода зависит от состава и состояния грунта, расположения других инженерных сетей и прочих технических условий.

Самым простым и дешевым методом ремонта является способ нанесения цементно-песчаной изоляции. К числу достоинств рассматриваемого метода ремонта трубопроводов необходимо также отнести высокую экологическую безопасность и надежность самого слоя. Цементно-песчаные покрытия наносятся достаточно быстро (порядка 100 погонных метров в день), имеют сравнительно невысокую стоимость и обладают высокими механическими и антикоррозионными свойствами. Это единственное известное покрытие, которое обладает свойствами пассивной и активной антикоррозионной защиты. Кроме того, нанесенное на внутреннюю поверхность эксплуатируемых трубопроводов цементно-песчаное покрытие позволяет локализовать и прекратить развитие повреждений, возникших на наружной

поверхности металла труб и вызванных сквозной коррозией; в ходе дальнейшей эксплуатации на покрытии не образуются отложения.

При использовании аналогичного способа для защиты трубопроводов тепловых сетей к цементным смесям предъявляются более жесткие требования, чем в случае сетей водоснабжения, обусловленные, в первую очередь, высокими температурами теплоносителя (до 150 °С), величиной давления в трубопроводе и другими условиями, характерными для систем теплоснабжения. В этом случае к статическим и динамическим нагрузкам на цементные покрытия добавляются также нагрузки вследствие теплового расширения стальной трубы. До недавнего времени отсутствовали материалы для покрытий, способные выдерживать тепловые нагрузки во время эксплуатации трубопровода без повреждений, влияющих на степень пригодности. Из-за теплового расширения можно было ожидать возникновения таких напряжений в зоне сцепления цемента и стали, которые могли бы привести к трещинам покрытия или к его отслоению.

Лабораторные исследования разработчиков данных видов покрытий направлены на улучшение эластичных свойств покрытия (его предельной деформативности и трещиностойкости), прочности при сжатии (в меньшей степени) и растяжении (что более важно), его адгезии к металлу и технологичности (подвижности, сохраняемости подвижности, тиксотропности и т.д.).

В этой связи в цементно-песчаную смесь вводят специальные химические добавки модификаторы на основе не редуцируемых полимеров, в результате смешения компонентов получается цементно-полимерная смесь, предназначенная для нанесения цементно-песчаного покрытия.

Технологический процесс нанесения цементно-песчаного покрытия (ЦПП) включает в себя пять этапов [3].

Этап 1. На первом этапе изучаются и анализируются условия прохождения трассы ремонтируемого трубопровода; составляется проект производства работ, в котором определяются места вскрытия трубопроводов, количество и длины технологических захваток (санлируемого участка).

Этап 2. На данном этапе производится механическая прочистка трубопровода. Механический метод прочистки трубопроводов (рисунок 1) заключается в протаскивании через трубу посредством троса и лебедки механического прочистного устройства (скребкового или манжетного снаряда, ерша и пр.).

Этап прочистки завершается после удаления всех наростов и отложений, находящихся внутри трубопровода. По завершению процесса очистки производится проверка внутренней поверхности трубопровода с помощью телеконтроля.

Этап 3. Третьим этапом является собственно нанесение ЦПП.

Цементно-песчаное покрытие представляет собой двухкомпонентную смесь (сухая и жидкая). Сухая часть ЦПП состоит из портландцемента марки ПЦ 500, фракционированного кварцевого песка и базальтовой микрофибры и специальных минеральных добавок. Жидкая часть ЦПП представляет собой смесь минерально-полимерных добавок полифункционального действия.

Сущность способа заключается в нанесении на внутренние поверхности трубопроводов цементно-песчаного покрытия. Осуществляется это центробежным способом с помощью пневматической или электрической метательной головки (рисунок 2) облицовочного агрегата, протаскиваемого внутри трубопровода посредством троса и лебедки.



Рисунок 1 – Прочистка трубы механическим способом



Рисунок 2 – Нанесение цементно-песчаного покрытия электрической металлической головкой

Уникальное свойство цементно-песчаного покрытия заключается в том, что оно обладает как пассивным, так и активным защитным эффектом от коррозии металла. Пассивный защитный эффект достигается за счет чисто механической изоляции металлической стенки трубы слоем раствора. Активный защитный эффект состоит в том, что при гидратации цемента в порах возникает насыщенный раствор гидроксида кальция, рН которого составляет около 12,6. При этих условиях железо пассивируется за счет образования субмикроскопического покровного слоя из оксидов железа.

Этот чрезвычайно тонкий пассивирующий слой механически изолирован цементно-песчаным покрытием от протекающей воды, удерживается на месте и предотвращает дальнейшую коррозию металла обработанного участка трубопровода.

Технологическая схема облицовки трубопроводов ЦПП показана на рисунке 3.

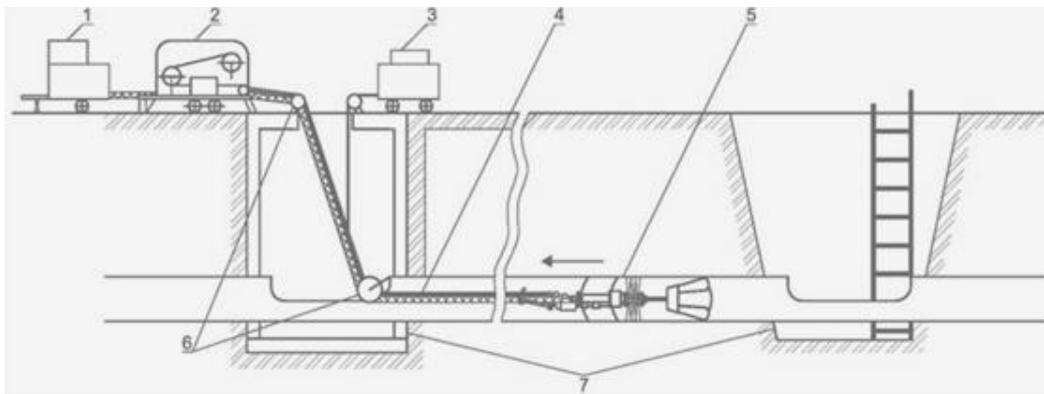


Рисунок 2 – Технологическая схема облицовки трубопроводов цементно-полимерным раствором: 1 – растворонасос; 2 – лебедка; 3 – компрессор; 4 – трос, шланг для подачи воздуха на облицовочный агрегат; 5 – облицовочный агрегат; 6 – ролики; 7 – рабочий и вспомогательный колодец или котлован

Образовавшиеся в процессе твердения цементно-песчаного покрытия трещины в нем, находящиеся в контакте с водой, затягиваются выделяющимся карбонатом кальция.

Этот активный защитный процесс называют «самолечением» цементного покрытия.

Таким образом, при постоянном наличии воды обеспечивается многолетняя защита трубопровода.

Затвердевшее ЦПП надежно герметизирует небольшие локальные повреждения в теле трубы, а также нарушенные стыковые соединения.

Наряду с антикоррозионным защитным эффектом цементно-песчаное покрытие улучшает также гидравлические характеристики трубопровода. Причиной этого является отсутствие коррозии и отложений в трубе, а также возникновение на поверхности покрытия скользкого гидрофильного (гелевого) слоя, образованного мельчайшими частичками глины и железомарганцевыми соединениями.

Этап 4. На данном этапе технологического процесса облицовки внутренних поверхностей трубопроводов цементно-песчаным покрытием выполняют контроль качества производства работ.

Визуальный контроль осуществляют с помощью телевизионной системы. Покрытие должно быть сплошным и равномерным. На поверхности покрытия допускаются продольные и поперечные борозды (гребни) глубиной (высотой) не более 1–1,5 мм.

Этап 5. На пятом этапе производят заварку вырезов в трубопроводах, монтаж снятого оборудования, промывку и дезинфекцию трубопровода. Заполнение отремонтированного участка трубопровода технологической сетевой водой производится после суточного твердения. Через 3 суток (72 ч) после нанесения ЦПП можно приступить к эксплуатации трубопровода с рабочими параметрами теплоносителя.

Как показал опыт облицовки внутренних поверхностей трубопроводов методом ЦПП, сроки производства работ в 10–12 раз короче сроков реконструкции теплосетей. Надежность работы облицованных стальных трубопроводов примерно на порядок выше необлицованных, также продляется срок службы труб. Стоимость производства облицовочных работ при этом составляет 15 – 40 % стоимости реконструкции трубопровода (меньшие цифры соответствуют большим диаметрам).

Технико-экономическая оценка применения технологии в РФ приведена в таблице [1].

Таблица – Технико-экономическая оценка применения технологии в РФ

Экономические показатели	Существующая технология (открытый метод)	Ремонт изнутри трубы
Стоимость реконструкции, для среднего диаметра 250 мм	162000 \$	81 000 \$
Протяженность трубопроводов разрушаемых внутренней коррозией	100 000 км	100 000 км
Общая стоимость	16200 млн \$	40300 млн \$
Разница		121000 млн \$
Стоимость реконструкции, для среднего диаметра 250 мм	162000 \$	81000 \$
Минимальная протяженность ежегодного ремонта труб разрушаемых внутренней коррозией, необходимая для остановки процесса старения тепловых сетей	4 000 км	4 000 км
Общая стоимость в год	645 млн. \$	161 млн. \$
Разница в год		484 млн. \$

- в однотрубном исчислении

Литература

1. Аманбаев А.А. Инновационная технология ремонта труб тепловых сетей. (МС-Vauchemie Russia) / А.А. Аманбаев, Р. Беркель // Реконструкция энергетики. – 2010. – № 2. – С. 158.
2. Боровков В.М. Ремонт теплотехнического оборудования и тепловых сетей: учебник для образоват. учреждений среднего проф. образования / В.М. Боровков, А.А. Калютик, В.В. Сергеев. – 2-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 208 с.
3. Николаев А.Э., Сафонов А.А. Санация тепловых сетей методом цементирования // Новости теплоснабжения. – 2011. – №11. – С. 18–23.

УДК 621.311

ПНЕВМОАККУМУЛИРУЮЩИЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ СГЛАЖИВАНИЯ ГРАФИКОВ СУТОЧНОЙ НАГРУЗКИ

Лихута А.В., Олизарович Е.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент, Назаров В.И.

Главным плюсом строительства БелАЭС является экономия около 5 млрд. кубометров газа в год и снижение энергозависимости от российского сырья (но в соответствии с межправительственным соглашением Беларусь должна закупать топливо для АЭС у России в течение всего срока эксплуатации станции).

Ввод в эксплуатацию Белорусской АЭС потребует резкого изменения режимов работы других генерирующих источников белорусской энергосистемы, что, в свою очередь, вызовет ряд сопутствующих проблем. А именно профицит вырабатываемой в стране электроэнергии.

В 2014 году общее потребление электроэнергии в Беларуси составило 38,04 млрд. кВт•ч (100,9 % к предыдущему году). При этом 3,83 млрд. кВт•ч Беларусь импортировала (на 43 % меньше, чем годом ранее).

Первый блок АЭС мощностью 1200 МВт в Беларуси планируется ввести в эксплуатацию в 2018 году, а второй – в 2020 году. АЭС будет производить примерно 18 млрд. кВт•ч электроэнергии в год. От импорта электроэнергии Беларусь полностью откажется уже после ввода первого блока АЭС. Тем не менее с вводом в эксплуатацию двух блоков станции профицит электроэнергии в любом случае окажется достаточно большим – около 14 млрд. кВт•ч.

Работающим в Беларуси станциям придется работать с меньшей, чем прежде, нагрузкой, в новом режиме – постоянного чередования пуска и остановки. Все эти проблемы белорусская энергосистема особо почувствует в условиях минимальных нагрузок в ночные часы. В этот период придется ежедневно проводить большой объем регулировочных мероприятий на КЭС и ТЭЦ, предельно разгружая их до технического минимума с возможной регулярной остановкой отдельных блоков, а также снижать теплофикационную мощность ТЭЦ. В результате эффективность работы ТЭЦ заметно ухудшится.

Чтобы энергосистема функционировала нормально, атомной станции необходим резерв. Причем резервная мощность в энергосистеме Беларуси должна составлять как минимум 1200 МВт – на случай, если из строя выйдет один из блоков АЭС.

Чтобы иметь такой резерв, можно построить новые станции или же воспользоваться уже действующими – Березовской ГРЭС, Лукомльской ГРЭС, Минской ТЭЦ-5 и т.д. (если после запуска АЭС не консервировать излишние мощности этих станций, а поддерживать их в рабочем состоянии).

Белорусские энергетики имеют определенный опыт регулирования максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы. Это – использование действующих ТЭЦ и КЭС при их работе в период максимальных и минимальных нагрузок, а также применение дифференцированных тарифов в зависимости от времени выработки электроэнергии.

И все же после ввода в эксплуатацию АЭС Беларуси придется активнее заняться «электрификацией». На действующих отопительных котельных и ТЭЦ необходимо будет установить электродотопители, а также построить новые электродотопительные для отопления и горячего водоснабжения жилых и производственных зданий.

Во избежание исключения остановки генерирующего оборудования белорусской энергосистемы в часы минимальных нагрузок на ТЭЦ потребуется установка электродотопителей суммарной мощностью до 495 МВт, а на котельных «Белэнерго» – электродотопителей мощностью до 450 МВт.

По оценкам, цена вопроса дальнейшей «электрификации» в системе «Белэнерго» – около 113 млн. долларов, в том числе 75 млн. долларов потребуется для энергетической модернизации котельных и мини-ТЭЦ и 38 млн. долларов – для ТЭЦ.

БелАЭС можно разгрузить и на 20 %, но желательно сделать это разово: то есть, допустим, в таком режиме она будет работать в течение всего лета, а полностью нагружать станцию будут днем.

В мире по-разному регулируют нагрузки в энергосистеме с учетом работы АЭС. Наиболее востребованы для этих целей действующие тепловые электростанции: во время спада потребления электроэнергии их разгружают до технического минимума, а в период пика – максимально загружают.

Интеграции АЭС в энергосистему помогают воздушно-аккумулирующие газотурбинные электростанции, специальные пиковые источники на базе газотурбинных установок (ГТУ) либо газопоршневых агрегатов.

В отличие от традиционной ГТУ, которая в процессе работы для привода компрессора использует 2/3 потребляемого топлива, воздушно-аккумулирующая газотурбинная установка закачивает воздух в хранилище в часы малых нагрузок при низкой стоимости электроэнергии (например, ночью) и использует ее в требуемые часы нагрузки, для выработки электроэнергии. Этот фактор обеспечивает высокую эффективность системы.

Потери энергии в пневмоаккумулирующем устройстве происходят главным образом при сжатии (нагревание) и расширении (охлаждение) технологического воздуха. Для увеличения эффективности подобных установок необходимо, чтобы процесс происходил без потерь тепла, т.е. был адиабатическим. Вопрос состоит в том, как сохранить и сжатый воздух и громадное количество тепла. Для аккумуляции тепла, при нагревании воздуха, используем теплообменники. Воздух закачивается герметичное помещение.

Для нашего расчета задаемся мощностью 100 МВт, которые снимаем во время ночного провала в течение 10 часов.

Расчет температуры воздуха на выходе из компрессора

Первоначальное значение степени повышения давления лопаточного аппарата:

$$\pi_{ла} = \frac{\pi_K \cdot \sigma_{вх}}{\sigma_{вх}} = \frac{8,36}{0,99 \cdot 0,98} = 8,617$$

Температура заторможенного потока на выходе из компрессора:

$$T_2^* = T_n \cdot \pi_{ла}^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = 288 \cdot 8,617^{\frac{1,4-1}{1,4}} = 621,5 \text{ K}$$

Температура воздуха на выходе из компрессора:

$$T_2 = T_2^* - \frac{C_{2a}^2}{2 \cdot C_p} = 621,5 - \frac{105^2}{2 \cdot 1004,5} = 616 \text{ K}$$

Количество энергии за время ночного провала, которое может быть получено:

$$A = N \cdot \tau = 100.000.000 \cdot 10 \cdot 3600 = 3,6 \cdot 10^{12} \text{ Дж}$$

Количество энергии, которую получит воздух:

$E_n = A \cdot \alpha = 3,6 \cdot 10^{12} \cdot 0,8 = 2,88 \cdot 10^{12}$, где α – коэффициент, учитывающий долю потерь энергии.

Необходимая масса воздуха:

$$m = \frac{E_n^* \cdot \mu}{R \cdot T \cdot \ln\left(\frac{P_2}{P_1}\right)} = \frac{(2,88 \cdot 10^{12} / 2) \cdot 0,029}{8,314 \cdot 616 \cdot \ln 8,36} = 3,847 \cdot 10^6 \text{ кг}$$

Масса воды для охлаждения воздуха в теплообменнике:

$$m_{\text{вод}} = \frac{m_{\text{воз}} c_{\text{воз}} \Delta t_1}{c_{\text{вод}} \Delta t_2} = \frac{3,847 \cdot 10^6 \cdot 1005 (343 - 15)}{4187 \cdot (338 - 15)} = 0,936 \cdot 10^6 \text{ кг}$$

Температура воды после снятия теплоты воздуха:

$$t_{\text{вод}} = \frac{m_{\text{вод}} \cdot c_{\text{вод}} \cdot \Delta t_1 \cdot \alpha}{m_{\text{воз}} c_{\text{воз}}} = \frac{0,936 \cdot 10^6 \cdot 4187 (338 - 15)}{3,8 \cdot 10^6 \cdot 1005} = 332^\circ \text{C}.$$

Потенциальная энергия воздуха перед турбиной:

$$E_n = \frac{m \cdot R \cdot T \cdot \ln\left(\frac{P_2}{P_1}\right)}{\mu} = \frac{3,847 \cdot 10^6 \cdot 8,314 \cdot 675 \cdot \ln 70}{2,9 \cdot 10^{-2}} = 2,8 \cdot 10^{12} \text{ Дж}$$

Количество энергии, которую получим на электрогенераторе:

$$E_n = A \cdot \alpha = 2,8 \cdot 10^{12} \cdot 0,8 = 2,3 \cdot 10^{12}.$$

Мощность, которую может выдать турбина:

$$N = \frac{E_n \cdot \eta_{oi}}{4 \cdot 3600} = \frac{2,3 \cdot 10^{12} \cdot 0,8}{4 \cdot 3600} = 127,78 \text{ МВт}, \text{ где } \eta_{oi} - \text{внутренний относительный КПД}$$

турбины.

Расчеты показывают, что в течение 4 часов, пневмоаккумулирующая установка сможет выдать электроэнергии в энергосистему, в часы пиковой нагрузки, около 128 МВт.

Литература

1. Кошкин Н.И. Справочник по элементарной физике. Учебник / Н.И. Кошкин, М.Г. Ширкевич. – М.: «Наука», 1975. – 256 с.
2. Ляхтер В.М. Ветровые электростанции большой мощности. Обзорная информация / В.М. Ляхтер. – М.: Информэнерго, 1987. – 72 с.
3. Яровой Я. Альтернативная энергетика. Аккумуляция электрической энергии. [Электронный ресурс].

УДК 621.1

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРЕВА СЕТЕВОЙ ВОДЫ МЕЖДУ ОСНОВНЫМИ И ПИКОВЫМИ БОЙЛЕРАМИ ТУРБИН ПТ-60-130/13

Лихута А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

В настоящее время экономика Республики Беларусь обеспечивает себя собственными топливно-энергетическими ресурсами только на 10–15 %. Высока также и энергоёмкость промышленной продукции, выпускаемой в республике, которая в 2–3,5 раза превышает энергоёмкость аналогичных изделий в развитых странах. Зависимость от импорта энергоносителей и необходимость повышения конкурентоспособности выпускаемой продукции обязывает принимать меры, направленные на экономию топливно-энергетических ресурсов всех видов.

Разработан алгоритм расчёта оптимального распределения нагрева сетевой воды между основными и пиковыми бойлерами турбин № 1 и № 2 Гродненской ТЭЦ-2, с целью увеличения выработки электрической энергии на внешнем тепловом потреблении.

В процессе исследования определялись оптимальные параметры производственного и теплофикационного отборов, при которых была бы максимальная выработка электроэнергии. Предлагается алгоритм расчёта оптимальной температуры сетевой воды за основной бойлерной установкой.

Алгоритм расчёта ведётся путем вычисления мощности бойлерной установки при изменении температуры нагрева сетевой воды за бойлерной установкой $t_{об}''$ с заданным шагом dt . Температура $t_{об}''$ лежит в пределах от температуры обратной сетевой воды до температуры прямой сетевой воды. Также вводятся ограничения по расходу пара через часть высокого и среднего давления. В процессе расчета значения полученных мощностей $N_{бу}$ и соответствующие им температуры $t_{об}''$ сохраняются. По завершению итераций из множества мощностей $N_{бу}$ выбирается максимальное значение мощности $N_{бу}^{max}$ и соответствующая ей температура $t_{об}''^{opt}$, которые записываются в выходной массив W . Рассчитывается фактическая мощность бойлерной установки $N_{бу}^{\phi}$ при измеренной фактической температуре $t_{об}''^{\phi}$, по разности мощностей $N_{бу}^{max}$ при температуре $t_{об}''^{opt}$ и $N_{бу}^{\phi}$ при измеренной фактической температуре $t_{об}''^{\phi}$ находится изменение мощности турбины ΔN , которое записывается в выходной массив.

Основная последовательность расчетов представлена на рисунке 1 в виде блок-схемы.

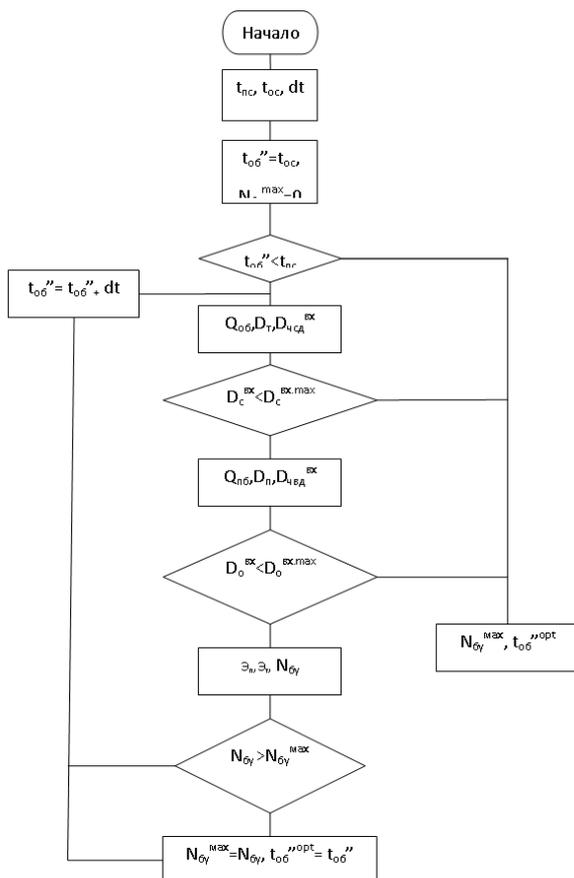


Рисунок 1 – Блок-схема

На основании полученных результатов расчета построены графики, представленные на рис. 2 и рис. 3 зависимости электрической мощности турбины от значений температуры $t_{об}''$.

Результаты расчетов изменений мощности турбины показаны при вариантах ввода ограничений на давление пара в Т-отборе $P_m > 0,13$ МПа и без ввода ограничения из-за деаэраторов $P_m > 0,07$ МПа (минимально-допустимое давление пара в Т-отборе).

Значения оптимальной температуры $t_{об}^{opt}$ при принятых режимах турбины и бойлерной не зависят от ограничений по давлению пара в Т-отборах. Они определяются, главным образом, величиной снижения мощности ЦВД из-за естественного повышения давления пара в П-отборе.

Как видно, зависимость мощности турбины от температуры $t_{об}^{opt}$ имеет экстремальный характер и определяется режимом работы турбины и БУ.

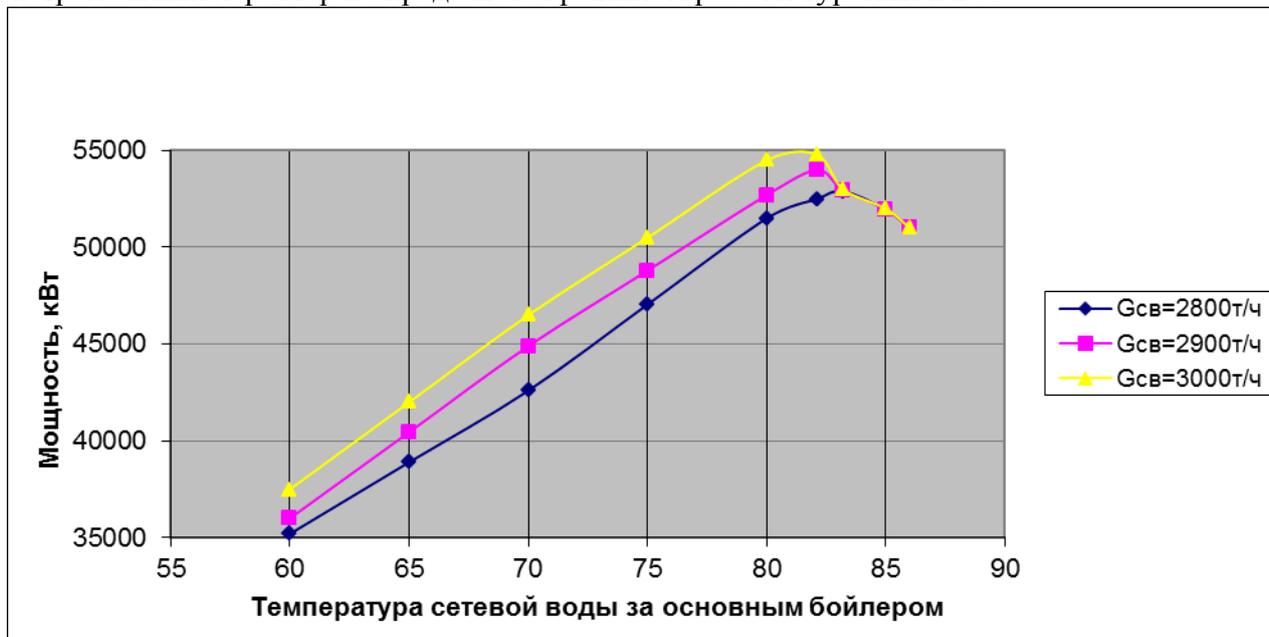


Рисунок 2 – График изменения электрической мощности турбины в зависимости от режима работы БУ при $t_{nc}=100^{\circ}C$, $t_{oc}=57,5^{\circ}C$, $P_T > 0,07$ МПа, $\delta t_{об}=20^{\circ}C$

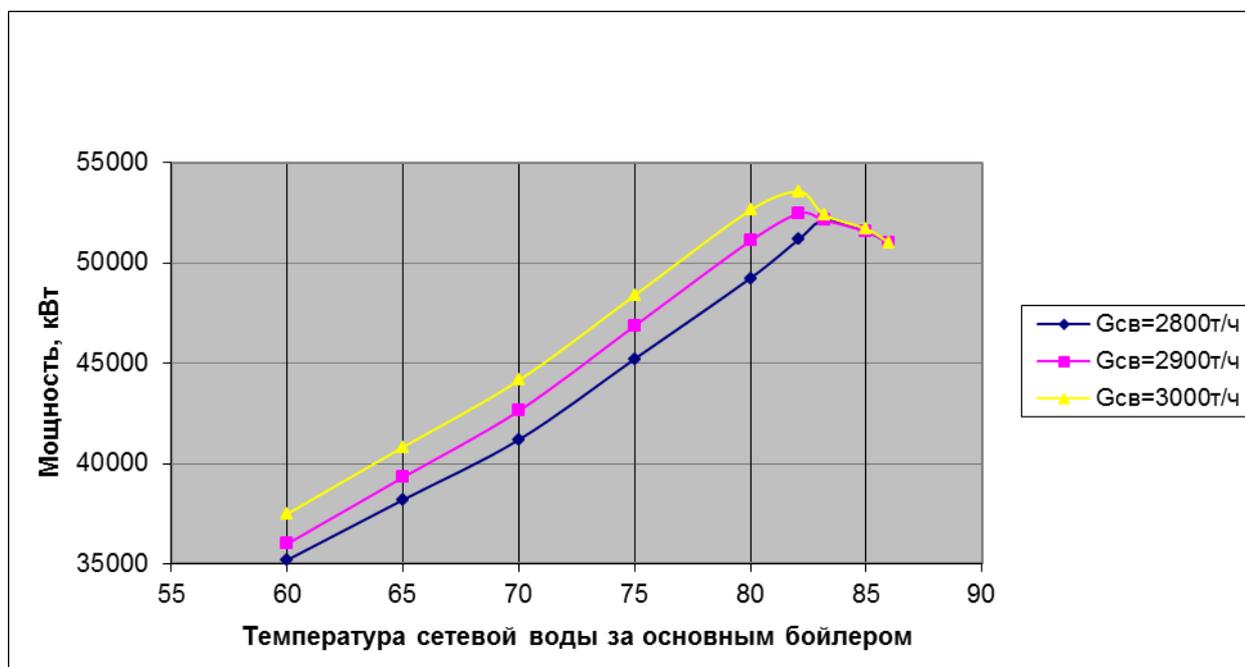


Рисунок 3 – График изменения электрической мощности турбины в зависимости от режима работы БУ при $t_{nc}=100^{\circ}C$, $t_{oc}=57,5^{\circ}C$, $P_T > 0,13$ МПа, $\delta t_{об}=20^{\circ}C$

При автоматизированном проведении расчётов ТЭП турбоустановки, оптимальную температуру сетевой воды целесообразно рассчитывать постоянно в реальном времени

выдавать её значения машинисту турбин, как рекомендацию по ведению режимов бойлерной установки.

Значимость данной работы заключается в том, что предложенный алгоритм позволяет определить оптимальную температуру сетевой воды после бойлерной установки и как следствие максимальную выработку электроэнергии на внешнем тепловом потреблении и в итоге – это экономия тепловых ресурсов.

Литература

1. Андриющенко А.И., Змачинский А.В., Понятов В.А. Оптимизация тепловых циклов и процессов ТЭС. – М.: высшая школа, 1974. – 280 с.
2. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – 6-е изд., перераб. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 472 с.
3. Хрилев Л.С., Смирнов И.А. Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения / Под ред. Е.Я. Соколова. – М.: Энергия, 1978. – 264 с.
4. Яковлев Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения. – Мн.: Адукация и выхаванне, 2002. – 448 с.

УДК 621.3.036

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ СОВРЕМЕННЫХ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Лихута А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

Из общего количества газа, идущего на производственные нужды, значительная доля идет на термообработку материалов, основным технологическим оборудованием здесь являются различного рода печи. В настоящее время основной парк имеет ряд проблем:

- недостаточная модернизация и большой износ основного фонда оборудования;
- «наследие СССР», то есть оборудование не манёвренно и направленно на выпуск

больших объемов и однотипного вида продукции.

В данной статье приведены основные мероприятия, направленные на снижение энергоёмкости выпускаемой продукции. При обследовании печей машиностроительного производства было выявлено ряд недопустимых с технологической точки зрения недоработок:

- нарушения обмуровки;
- присосы холодного воздуха;
- неудовлетворительно организована утилизация тепла уходящих дымовых газов.

В этой связи предлагаются мероприятия, позволяющие повысить эффективность использования топлива:

1. Применение волокнистых высокоэффективных огнеупорных и теплоизоляционных материалов для футеровки промышленных печей нашло широкое распространение в наше время. К примеру, если температура внутри печи около 1300–1350 °С, то при использовании керамоволокнистых модулей, можно (при толщине футеровки 400 мм) получить на поверхности печи температуру не выше 65 °С; керамоволокнистых плит зарубежного производства (при толщине 300 мм) температуру на поверхности не выше 55 °С; российских (наиболее дешёвых) керамоволокнистых материалов (при толщине 400 мм) температуру не выше 70 °С.

Эффект от выполнения данного мероприятия приводит: к экономии энергоносителей до 30 % (в печах периодического действия) и до 15 % (в печах непрерывного действия), снижению габаритов печи за счет толщины кладки, снижению массы футеровки печи до 10 раз, сокращению сроков выхода на режим до 1,5–2 часов, увеличению числа теплосмен до 1000–2000, снижению трудоемкости монтажа футеровки в несколько раз. Срок окупаемости для печей периодического действия составляет порядка 6 месяцев. Для печей и термоагрегатов, работающих непрерывно – 1–1,5 года.

К сожалению, у данного мероприятия есть и недостатки, так применение волокнистых огнеупорных материалов для футеровки отрицательно влияет на прочностные характеристики внутренних поверхностей печи.

2. Применение современных газогорелочных устройств с автоматическим регулированием соотношения «газ-воздух».

Эффект от применения современных плоскопламенных, импульсных, акустических горелок может составить: экономию топлива до 10 %, снижение окалинообразования на 10–15 %, повышение безопасности работы тепловых агрегатов. Срок окупаемости составит 6–9 месяцев.

3. Установка индивидуальных приборов учета расхода природного газа.

Применение приборов учёта расхода природного газа печью само по себе не снижает потребление природного газа, но создаёт стимул к его рациональному использованию, поскольку в отсутствии счётчика затруднительно вести как технический учёт потребления природного газа, так и анализ получаемых данных, а, следовательно, нельзя судить, насколько эффективна работа технологического газового оборудования. Кроме того, в этом

случае трудно оценить, насколько фактически эффективны мероприятия по снижению потребления газа печами.

4. Применение эффективных схем движения теплоносителя в тепловых агрегатах (противоток, П-образные печи с зонами рекуперации, принудительная конвекция, пламенные и тепловые завесы, рециркуляция продуктов сгорания). Эффект от выполнения мероприятий может быть следующий: экономия топлива до 40 %, повышение качества (равномерности нагрева) термообработки. Срок окупаемости составит 5–8 месяцев.

5. Применение рекуперативных, регенеративных устройств.

Внедрение данного мероприятия позволит сэкономить 10–20 % топлива. Срок окупаемости составит 6–8 месяцев.

6. Автоматизация процессов нагрева в печах различного назначения.

Эффект от выполнения мероприятий составит: экономию топлива до 15 %, повышение качества термообработки. Срок окупаемости составит 1–1,5 года.

В заключении важно отметить, что конъюнктура рынков продукции на сегодняшний день такова, что высокая конкурентоспособность может быть достигнута не только за счёт снижения себестоимости, но и за счёт увеличения ассортимента выпускаемой продукции и, что наиболее важно, за счёт возможности выпуска минимальных объёмов партий.

Литература

1. Оснос С.П., Котлицкая Ю.И. Энергосбережение при применении современных волокнистых огнеупорных и теплоизоляционных материалов и систем отопления в промышленности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.basaltfm.com/ru/articles/article07.html>.

УДК 621.577

СИСТЕМНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОМПРЕССИОННЫХ ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК

Маринович А.Н., магистрант

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

Энергетическая эффективность применения парокомпрессионных теплонасосных установок (ТНУ) в качестве источников теплоснабжения (теплохладоснабжения) доказана давно. Однако практическое использование в государствах СНГ ТНУ получили только в последние годы в дефицитных по топливу регионах и на объектах, где применению тепловых насосов оказывается государственная поддержка. Утилизация сбросной низкопотенциальной теплоты определяет энергетические, экономические и экологические преимущества ТНУ, однако потребление электроэнергии компрессором ТНУ существенно эти преимущества ограничивает вследствие двойной трансформации энергии (преобразование теплоты в электроэнергию на тепловых электростанциях и обратное её преобразование в теплоту в тепловом насосе).

Проведенный в [1] системный анализ энергетической эффективности ТНУ показывает, что целесообразность применения этих установок зависит от состояния и технического уровня развития энергетики страны, в которой они применяются.

Представим энергетический баланс ТНУ в виде

$$Q_{\text{отп}}^{\text{ТНУ}} = Q_{\text{иск}}^{\text{ТНУ}} + N_{\text{э}}^{\text{ТНУ}}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{отп}}^{\text{ТНУ}}$, $Q_{\text{иск}}^{\text{ТНУ}}$ – отпущенная потребителю теплота и исходная низкопотенциальная утилизируемая теплота;

$N_{\text{э}}^{\text{ТНУ}}$ – мощность, потребляемая ТНУ, включая мощность компрессора ТНУ, и затраты электроэнергии на собственные нужды ТНУ.

При этом коэффициент преобразования энергии в ТНУ

$$\varepsilon = \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{ТНУ}}}{N_{\text{э}}^{\text{ТНУ}}} = \frac{Q_{\text{иск}}^{\text{ТНУ}} + N_{\text{э}}^{\text{ТНУ}}}{N_{\text{э}}^{\text{ТНУ}}} \quad (2)$$

зависит от уровня температур низкопотенциальной и отпускаемой теплоты, а также технологической схемы установки.

Для достоверности технико-экономических расчетов, коэффициент системной эффективности теплогенерирующих установок должен учитывать полный расход первичных энергоресурсов, в том числе расход теплоты топлива на замыкающей КЭС энергосистемы.

При оценке системной эффективности ТНУ возможны разные подходы к учёту утилизируемой низкопотенциальной теплоты: вплоть до полного ее исключения. Однако поток этой теплоты нужно собрать, очистить и доставить к ТНУ, что требует определённых затрат, а низкопотенциальные тепловые отходы промышленности можно полезно использовать. С учетом сказанного, на используемую в ТНУ низкопотенциальную теплоту может устанавливаться цена. В [1] предлагается ее учитывать коэффициентом $\xi_{\text{иск}}$, тогда формула для расчёта коэффициента системной эффективности ТНУ с учётом (1)–(2) принимает вид:

$$K_{\text{ТНУ}} = \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{ТНУ}}}{Q_{\text{иск}}^{\text{ТНУ}} \xi_{\text{иск}} + Q_{\text{топл}}^{\text{КЭС}}} = \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{ТНУ}}}{N_{\text{э}}^{\text{ТНУ}} (1 - \varepsilon) \xi_{\text{иск}} + N_{\text{э}}^{\text{ТНУ}} (1 + \alpha_{\text{сн}}^{\text{ТНУ}}) (1 + \alpha_{\text{лэп}}) / \eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}} = \frac{1}{(1 - \varepsilon) \xi_{\text{иск}} + (1 + \alpha_{\text{сн}}^{\text{ТНУ}}) (1 + \alpha_{\text{лэп}}) / \eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}} \quad (3)$$

Коэффициент системной эффективности альтернативной котельной определим как:

$$K_{\text{кот}} = \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{кот}}}{Q_{\text{топл}}^{\text{кот}} + Q_{\text{топл}}^{\text{КЭС}}} = \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{кот}}}{\frac{Q_{\text{отп}}^{\text{кот}}}{\eta_{\text{кот}}} + Q_{\text{отп}}^{\text{кот}} \alpha_{\text{сн}}^{\text{кот}} (1 + \alpha_{\text{лэп}}) / \eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}} = \frac{1}{1/\eta_{\text{кот}} + \alpha_{\text{сн}}^{\text{кот}} (1 + \alpha_{\text{лэп}}) / \eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}} \quad (4)$$

В формулах (3) – (4):

$\alpha_{\text{лэп}}$ – доля потерь электроэнергии в электросетях;

$\alpha_{\text{сн}}^{\text{ТНУ}}$ – доля расхода электроэнергии на собственные нужды ТНУ;

$\eta_{\text{кот}}$, $\alpha_{\text{сн}}^{\text{кот}}$ – КПД котлов альтернативной котельной и доля расхода электроэнергии на собственные нужды котельной;

$\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}$ – КПД замыкающей КЭС энергосистемы.

В проведенных расчетах значения коэффициента преобразования энергии в ТНУ и экономического коэффициента низкопотенциальной сбросной теплоты принимались в диапазоне $\varepsilon = 2,5\text{--}5$; $\xi_{\text{иск}} = 0\text{--}0,3$. Результаты расчетов показывают, что значение $K_{\text{ТНУ}}$ зависит от варьируемых показателей: снижаясь при понижении ε и росте $\xi_{\text{иск}}$ [1]; существенным является также влияние $\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}$.

Для ТНУ с наиболее характерными значениями $\varepsilon = 3,0\text{--}4,0$ в зависимости от $\xi_{\text{иск}}$ величина $K_{\text{ТНУ}}$ превышает $K_{\text{кот}}$:

- в 1,15–1,5 раза при $\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}} = 0,4$;

- в 1,4–1,9 раза при $\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}} = 0,5$;

- в 1,5–2,0 раза при $\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}} = 0,55$.

В [1] отмечается, что в середине прошлого столетия при КПД КЭС на начальные параметры пара 90 ата и 500 °С порядка $\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}} \approx 25\%$ $K_{\text{ТНУ}}$ во всём указанном диапазоне изменения ε даже при $\xi_{\text{иск}} = 0$ оказывался ниже $K_{\text{кот}}$ в 1,05–1,4 раза. Значит, в тот период ТНУ не имели системного энергетического преимущества перед котельными, что отражалось на формировании негативного отношения к ТНУ у части специалистов-энергетиков.

Рассмотрим, как меняется значение коэффициента системной эффективности ТЭЦ при переходе от паротурбинных к парогазовым технологиям, как на самих ТЭЦ, так и на замыкающих КЭС энергосистемы.

Коэффициент системной эффективности ТЭЦ можно представить в виде

$$K_{\text{ТЭЦ}} = \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{ТЭЦ}}}{Q_{\text{топл}}^{\text{ТЭЦ}} - Q_{\text{топл}}^{\text{э}}}, \quad (5)$$

где $Q_{\text{топл}}^{\text{ТЭЦ}}$, $Q_{\text{топл}}^{\text{э}}$ – полный расход теплоты топлива на ТЭЦ и часть этого расхода теплоты, относимая на выработку электроэнергии.

Если отнести весь эффект от теплофикации на отпуск теплоты $Q_{\text{отп}}^{\text{ТЭЦ}}$, то есть принять расход теплоты топлива, относимый на производство электроэнергии теплофикационной паротурбинной установкой (ПТУ-ТЭЦ), равным расходу топлива на производство такого же количества электроэнергии на замыкающей КЭС с КПД $\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}$, то

$$\begin{aligned}
 K_{\text{ПГУ-ТЭЦ}} &= \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{ТЭЦ}}}{\left(N_{\text{тф}}/\eta_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}} + N_{\text{к}}/\eta_{\text{к}}^{\text{ТЭЦ}} + Q_{\text{отп}}^{\text{ТЭЦ}}/\eta_{\text{Q}}^{\text{ТЭЦ}} \right) - (N_{\text{тф}} + N_{\text{к}})/\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}} = \\
 &= \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{ТЭЦ}}}{\left(W_{\text{тф}}/\eta_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}} + \bar{N}_{\text{к}}/\eta_{\text{к}}^{\text{ТЭЦ}} + 1/\eta_{\text{Q}}^{\text{ТЭЦ}} \right) - (W_{\text{тф}} + \bar{N}_{\text{к}})/\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}} = \\
 &= \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{ТЭЦ}}}{W_{\text{тф}}(1/\eta_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}} - 1/\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}) + \bar{N}_{\text{к}}(1/\eta_{\text{к}}^{\text{ТЭЦ}} - 1/\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}) + 1/\eta_{\text{Q}}^{\text{ТЭЦ}}}, \quad (6)
 \end{aligned}$$

где $\eta_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}}, \eta_{\text{к}}^{\text{ТЭЦ}}$ – КПД производства электроэнергии в теплофикационном и конденсационном циклах на ТЭЦ;

$\eta_{\text{Q}}^{\text{ТЭЦ}}$ – КПД производства теплоты на ТЭЦ;

$N_{\text{тф}}, N_{\text{к}}$ – теплофикационная и конденсационная мощности турбоустановки (при этом полная мощность турбоустановки на клеммах генератора $N_{\text{э}} = N_{\text{тф}} + N_{\text{к}}$);

$W_{\text{тф}}$ – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении;

$\bar{N}_{\text{к}}$ – удельная конденсационная мощность турбоустановки, приходящаяся на единицу отпускаемой от ТЭЦ теплоты.

Расчеты показывают, что на режиме теплового графика коэффициент системной эффективности паротурбинных ТЭЦ превышает значение коэффициента системной эффективности котельных в 2–3 раза при паротурбинной замыкающей КЭС с $\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}} = 0,4$ и в 1,35–1,55 раза при парогазовой замыкающей КЭС с $\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}} = 0,55$. Большие значения $K_{\text{ПГУ-ТЭЦ}}$ соответствуют более высоким значениям начальных параметров пара и, соответственно, удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении $W_{\text{тф}} = 0,55$.

Аналогично коэффициент системной эффективности газотурбинной ТЭЦ (когенерационной ГТУ) можно представить в виде

$$K_{\text{ГТУ-ТЭЦ}} = \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}}}{N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}/\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} - N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}/\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}}. \quad (7)$$

Можно показать, что отпуск теплоты $Q_{\text{отп}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}}$ от ГТУ мощностью $N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}$ определяется ее КПД $\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}$ и КПД котла-утилизатора $\eta^{\text{КУ}}$

$$Q_{\text{отп}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}} = N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}/\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} (1 - \eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}/\eta_{\text{эм}}^{\text{ГТУ}}) \eta^{\text{КУ}}, \quad (8)$$

тогда

$$K_{\text{ГТУ-ТЭЦ}} = \frac{(1 - \eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}/\eta_{\text{эм}}^{\text{ГТУ}}) \eta^{\text{КУ}}/\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}}{1/\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} - 1/\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}}. \quad (9)$$

При $\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} = 0,33-0,35$ и $\eta^{\text{КУ}} = 0,75-0,85$ в случае паротурбинной замыкающей КЭС с $\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}} = 0,4$ системная эффективность ГТУ-ТЭЦ выше котельных в 3–5 раз; в случае парогазовой замыкающей КЭС с $\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}} = 0,55$ системная эффективность ГТУ-ТЭЦ снижается и превышает системную эффективность котельных только в 1,4–1,7 раз.

В случае парогазовой замыкающей КЭС (ПГУ-КЭС) с $\eta_{\text{зам}}^{\text{КЭС}} = 0,55$ системная эффективность парогазовых ТЭЦ (ПГУ-ТЭЦ) выше котельных:

- в 1,5–2 раза для ПГУ-ТЭЦ на базе ГТУ с $\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} = 0,34$ и двухконтурным котлом-утилизатором (аналог ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3);

- примерно в 4 раза для перспективных ПГУ-ТЭЦ с трехконтурными котлами-утилизаторами на базе наиболее экономичных ГТУ с $\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} = 0,38$.

Как видно из проведенного анализа, при низкой эффективности производства электроэнергии на КЭС, парокомпрессионные ТНУ не имеют энергетического преимущества перед обычными котельными ни в части эффективности использования топлива, ни в части сокращения выхода сбросного низкопотенциальной теплоты в окружающую среду. С ростом эффективности тепловых электростанций, в том числе за счет применения на них парогазовых технологий, энергетическая эффективность ТНУ существенно повышается, и эти установки должны закономерно находить все более широкое практическое применение.

Литература

1. Трутаев, В.И. Системный анализ эффективности теплонасосных установок // Энергия и менеджмент, 2011. – № 4. – С. 2–9.

УДК 621.18-5

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НАГРУЗКИ ЭНЕРГБЛОКА НА КАЧЕСТВО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА ЗА КОТЛОМ

Маркова А.А.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Основная задача состоит в том, чтобы всеми известными способами добиться улучшения качества регулирования в широком диапазоне изменения нагрузки. Одним из способов является применение комбинированной системы автоматического регулирования с полной и неполной моделями модифицированного линейного упредителя Смита.

Задан диапазон изменения нагрузок от 100 до 30 % (газодизельный котел). Исходные данные по динамике опережающего и инерционного участков объекта регулирования заданы для 100 % нагрузки, поэтому динамику на промежуточных нагрузках рассчитываем для 30 % нагрузки котла.

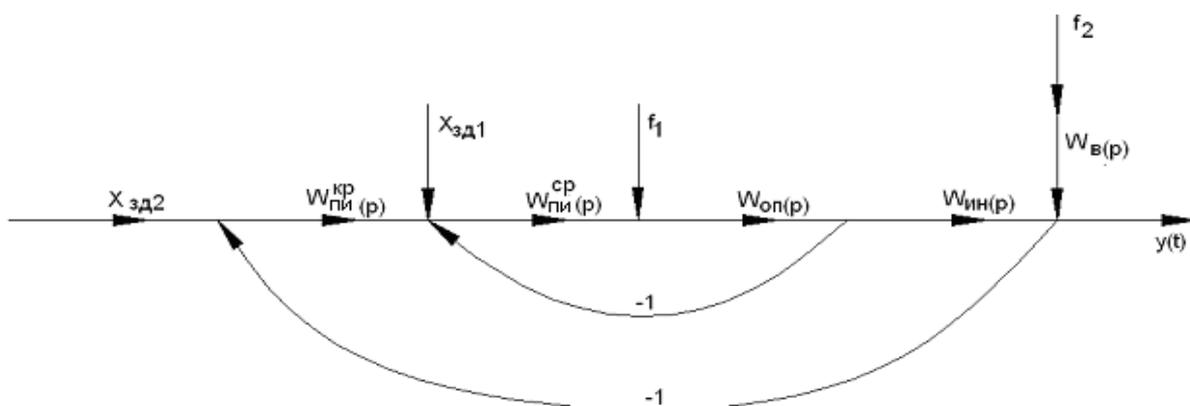


Рисунок 1 – Структурная схема каскадной системы автоматического регулирования (КСАР)

При изменении нагрузки энергоблока получаем различные объекты регулирования, для получения качественной работы каждого из которых необходимы соответствующие настройки регулятора. Рассчитаем базовую настройку для номинальной нагрузки энергоблока [1]:

Стабилизирующий регулятор:

$$T = \frac{T_{on}}{\sigma_{on}}, \tag{1}$$

$$K = Kp_1 \cdot Kon \tag{2}$$

$$Kp_1 = \frac{K}{Kon}, \tag{3}$$

$$I = \frac{Tu_1}{\sigma_{on}} = \frac{6,36 \cdot K}{T \cdot (1 + 1/T)^3} \tag{4}$$

$$Tu_1 = I \cdot \sigma_{on}, \tag{5}$$

Корректирующий регулятор:

$$Kp_2 = \frac{Tk}{2K_{ин} \cdot \tau_y}, \tag{6}$$

$$Tu_2 = Tk, \tag{7}$$

Перейдем со 100 % на новую нагрузку – 30 %. Сравним отработку основных возмущений при 100 % и 30 % нагрузки при постоянном и скользящем давлении пара перед турбиной и проведем оптимизацию САР при 30 % нагрузке.

Графики переходных процессов имеют следующий вид:

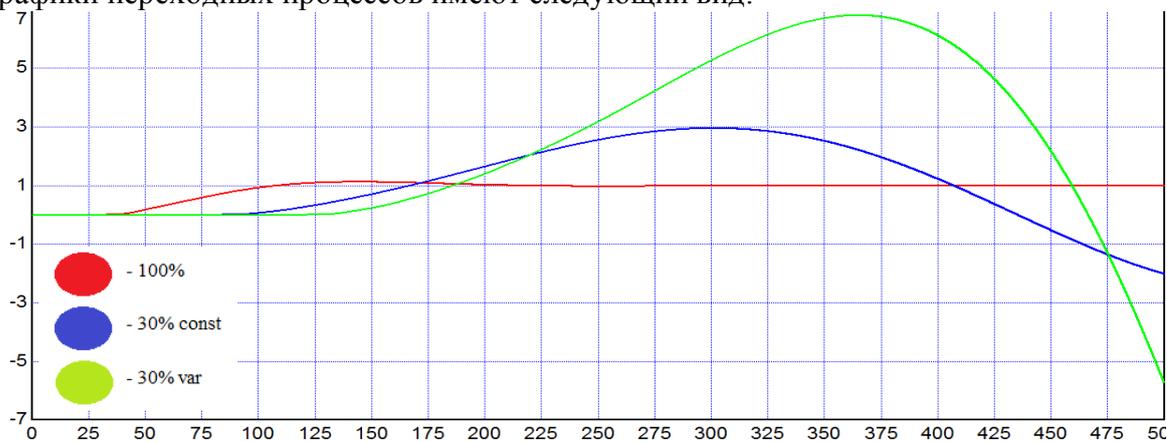


Рисунок 2 – Отработка скачка задания

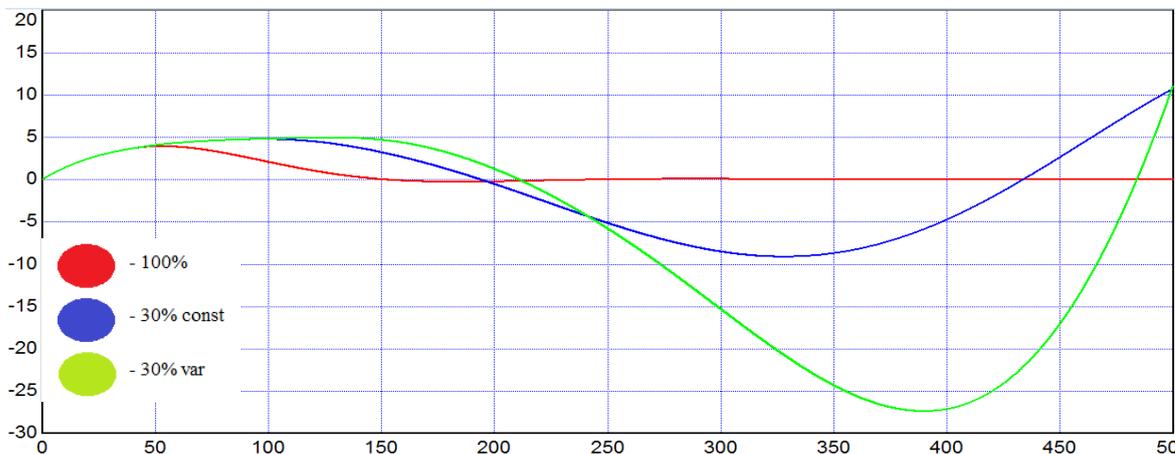


Рисунок 3 – Отработка крайнего внешнего возмущения

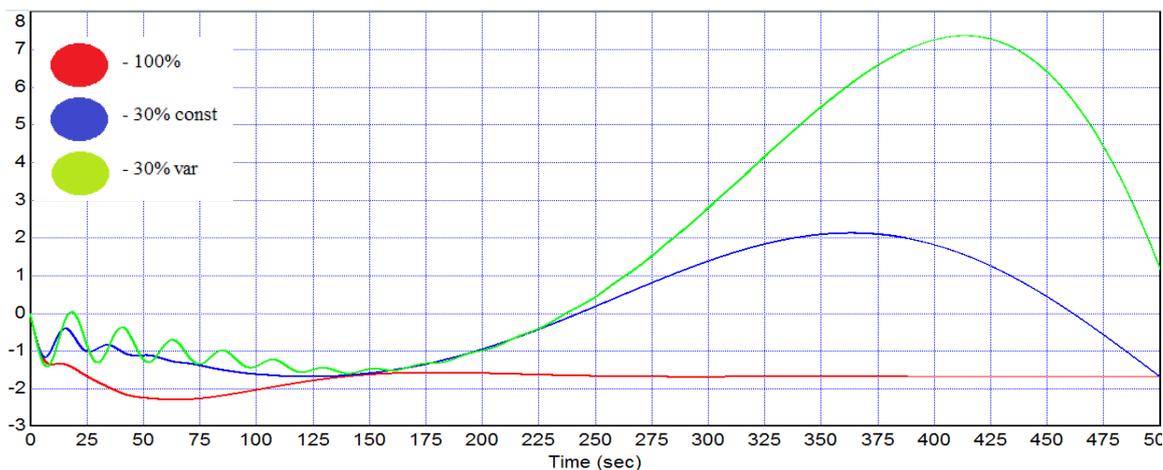


Рисунок 4 – Регулирующее воздействие стабилизирующего регулятора при крайнем внешнем возмущении

Как видно из полученных графиков, настройка системы, соответствующая своей нагрузке блока, дает лучшие результаты, чем при ее работе с другой нагрузкой (объектом), система даже может пойти в разнос. Поэтому при использовании компромиссных настроек работы САР необходима оптимизация для улучшения работы и достижения необходимого

качества регулирования процессов. За базу для сравнения результатов возьмем отработку для объекта 100% нагрузки с настройкой регуляторов на 100 %.

Расчет комбинированной САР (ККСАР) при 30 % нагрузке.

Настройка стабилизирующего регулятора [2]:

$$Wz\partial_1(p) = \frac{1}{Tz\partial_1 \cdot p + 1} \tag{8}$$

$$Wp_1^{opt} = \frac{1}{Won(p)} \cdot \frac{Wz\partial_1(p)}{1 - Wz\partial_1(p)} = \frac{1}{Won(p) \cdot Tz\partial_1 \cdot p} = \frac{T^*on \cdot p + 1}{Kon \cdot Tz\partial_1 \cdot p} \cdot \frac{T^*on}{T^*on} \tag{9}$$

$$Tu_1 = T^*on = Ton + \sigma_{on}, \tag{10}$$

$$Kp_1 = \frac{T^*on}{Kon \cdot Tz\partial_1}, \tag{11}$$

$$Tz\partial_1 = [0,146..1]T^*on \text{ по ПЗС} \tag{12}$$

Настройка корректирующего регулятора по передаточной функции эквивалентного объекта, учитывающую динамику внутреннего контура с использованием полной и неполной моделей модифицированного линейного упределителя Смита:

$$Wz\partial_2(p) = \frac{1}{(Tz\partial_2 p + 1)^3} \tag{13}$$

$$Wp_2(p) = \frac{(Tunp + 1) (\sigma_{un} \cdot p + 1) [(Tz\partial_1 p + 1)]}{3Kin \cdot Tz\partial_2 p \left(\frac{Tz\partial_2^2}{3} \cdot p^2 + Tz\partial_2 p + 1 \right)} \tag{14}$$

$$Tz\partial_2 = [0,146..1](\sigma_{on} + Tz\partial_1) \text{ по ПЗС} \tag{15}$$

Сравним отработку базовой настройки регулятора с настройкой на 30% и ККСАР:

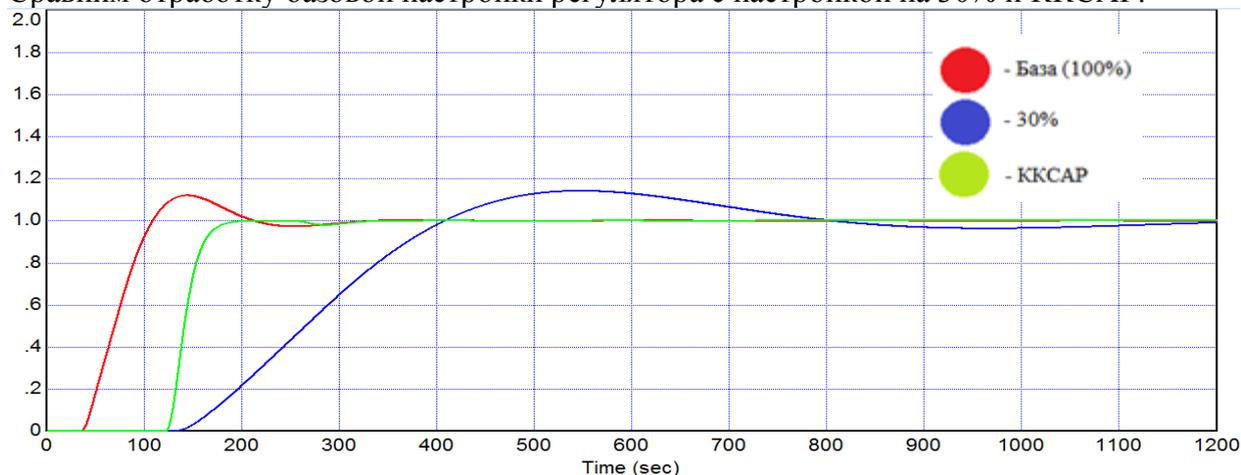


Рисунок 5 – Отработка скачка задания

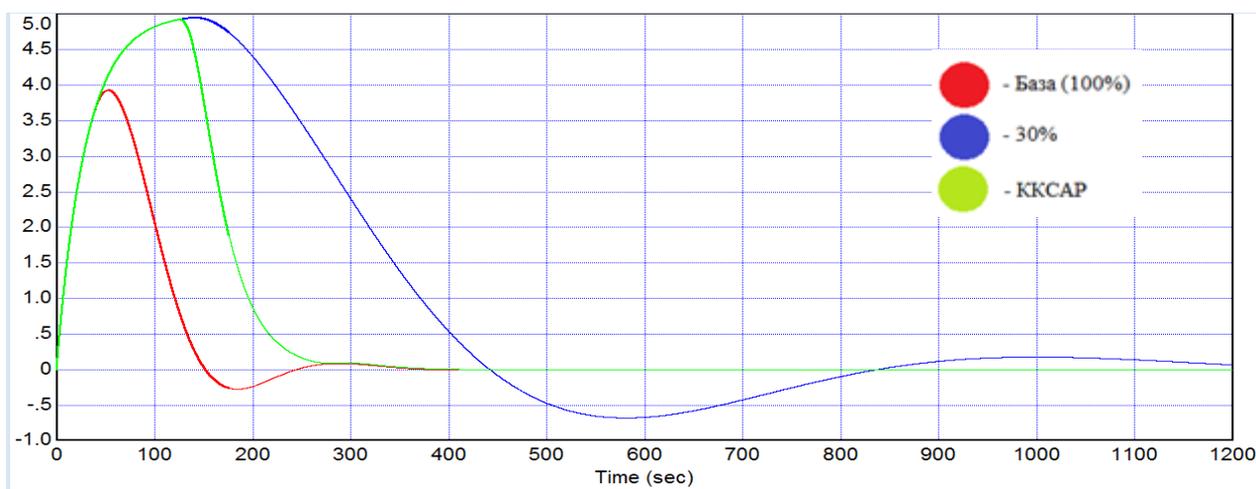


Рисунок 6 – Оработка крайнего внешнего возмущения

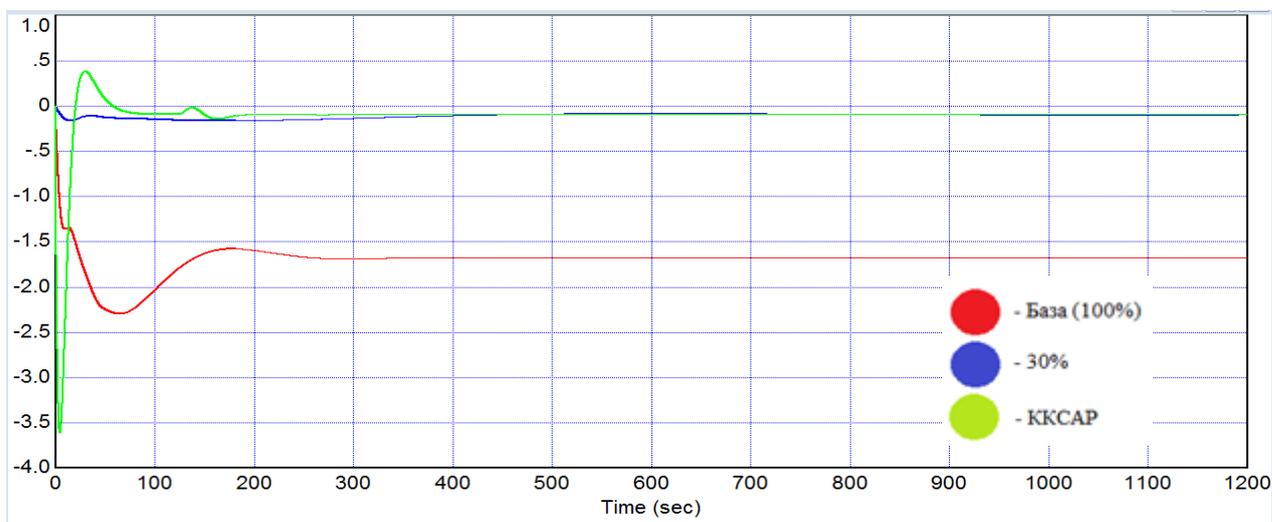


Рисунок 7 – Регулирующее воздействие стабилизирующего регулятора при крайнем внешнем возмущении

Выводы

Постоянная настройка параметров динамической настройки КСАР не обеспечивает требуемого качества регулирования в широком диапазоне изменения нагрузок, при низких нагрузках САР теряет устойчивость.

Для сохранения требуемого качества регулирования в широком диапазоне изменения нагрузок от 100 до 30 % необходимо корректировать параметры динамической настройки САР в зависимости от уровня нагрузки энергоблока с помощью устройства коррекции параметров оптимальной динамической настройки.

Литература

1. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования / Спр. пособие. – Мн.: Выш. шк., 1984. – 192 с.
2. Кулаков, Г.Т. Анализ и синтез систем автоматического регулирования / Учеб. Пособие. – Мн.: Технопринт, 2003. – 135 с.

УДК 621.18-5

ОПТИМИЗАЦИЯ САР ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ

Мишота О.И.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

При сжигании топлива очень важно правильно регулировать поступление воздуха в топку котла. Если воздуха в топку котла будет поступать мало, то кислорода не будет хватать для полного сгорания топлива, и часть горючих газов, образующихся в топке котла (например, окись углерода CO), и несгоревшие частицы угля будут уноситься с продуктами горения в дымовую трубу. Неполноту сгорания топлива можно заметить по появлению черного дыма из дымовой трубы. Очевидно, что такое сжигание вызывает излишнюю трату топлива.

Действительное количество воздуха, необходимое для полного сгорания 1 кг топлива, должно быть несколько большим теоретического, так как при практическом сжигании топлива не все количество теоретически необходимого воздуха используется для горения топлива; часть его не участвует в реакции горения в результате недостаточного перемешивания воздуха с топливом, а также из-за того, что воздух не успевает вступить в соприкосновение с углеродом топлива и уходит в газоходы котла в свободном состоянии. Отношение количества воздуха, подаваемого в топку, к количеству воздуха, теоретически необходимого для полного сжигания топлива, называется коэффициентом избытка воздуха α . Оптимальные $\alpha_{\text{опт}}$ должно быть больше 1.

Поддержание расхода воздуха, обеспечивающего наиболее экономичное сжигание топлива, самым простым и правильным было бы строить схему на измерении расходов топлива и воздуха с последующим их поддержанием на заданном соотношении. Но характеристики топлива не постоянны, а расход топлива не всегда можно измерить достаточно точно, особенно твердого. Эти причины привели к созданию нескольких вариантов АСР расхода общего воздуха, в которых используются различные косвенные показатели расхода топлива или тепловыделения в топке и различные косвенные показатели экономичности процесса горения. Такие системы регулирования получили название каскадных с корректирующим и стабилизирующим регуляторами. В них стабилизирующий регулятор поддерживает заданное соотношение топливо-воздух, а корректирующий регулятор меняет соотношение в зависимости от экономичности процесса горения.

За основу возьмем каскадную САР (КСАР) с ПИ-законом регулирования, схема которой изображена на рисунке 1.

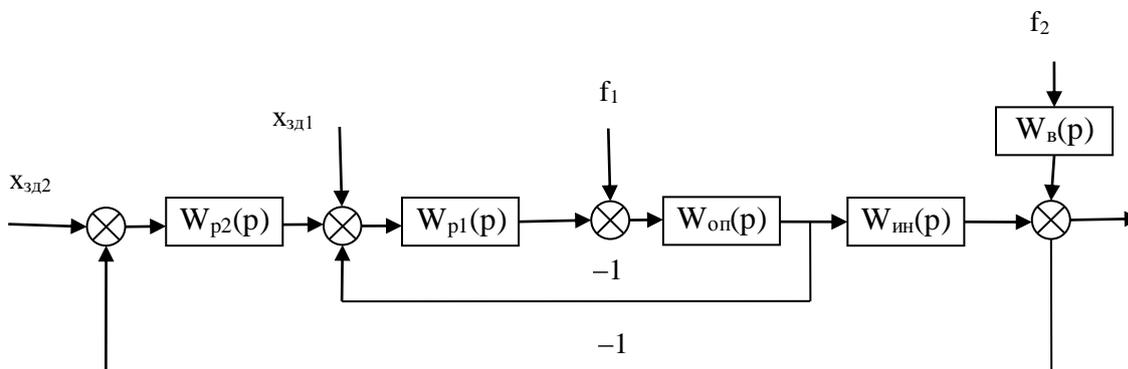


Рисунок 1 – Схема КСАР

Принято считать, что измерение только концентрации кислорода в дымовом газе недостаточно: оптимальный режим работы печи определяется одновременными измерениями как кислорода, так и остаточного количества горючих компонентов. Под горючими компонентами обычно подразумевают монооксид углерода CO и водород H_2 , являющиеся продуктами частичного окисления углеводородов. Основную долю горючих

компонентов составляет CO. В связи с этим при оптимизации режимов горения часто говорят об измерении «кислорода и CO» в дымовом газе. Поэтому рассмотрим и сравним две схемы КСАР: с измерением кислорода и CO, с измерением только кислорода.

Результаты моделирования переходных процессов показаны на рисунках 2,3,4.

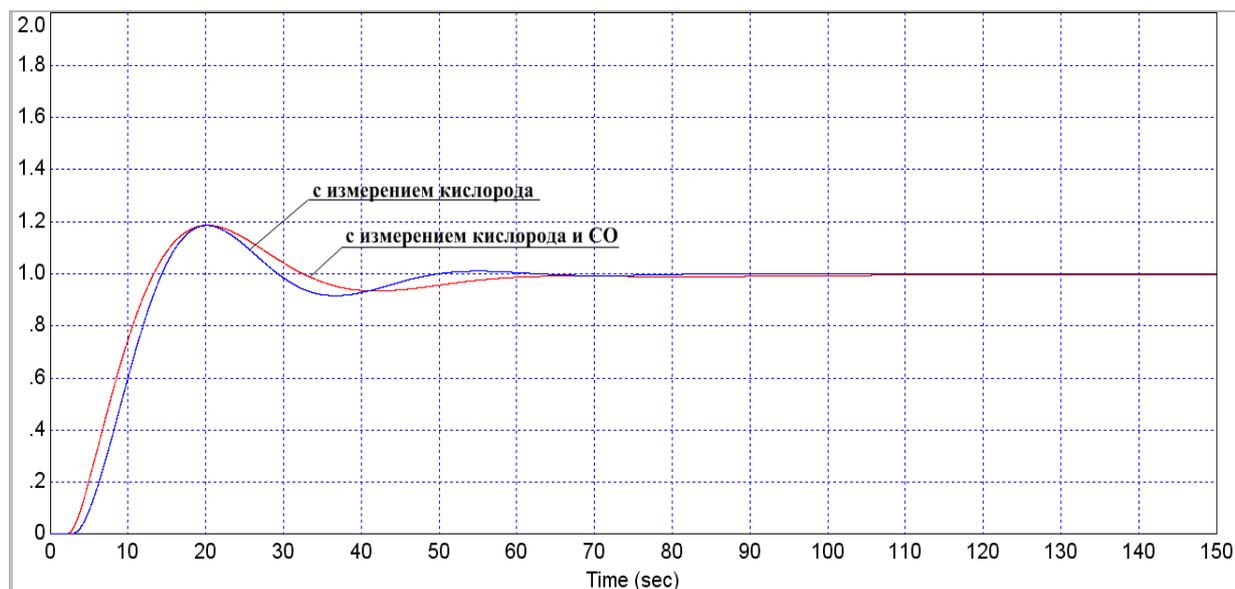


Рисунок 2 – График переходного процесса при отработке скачка задания

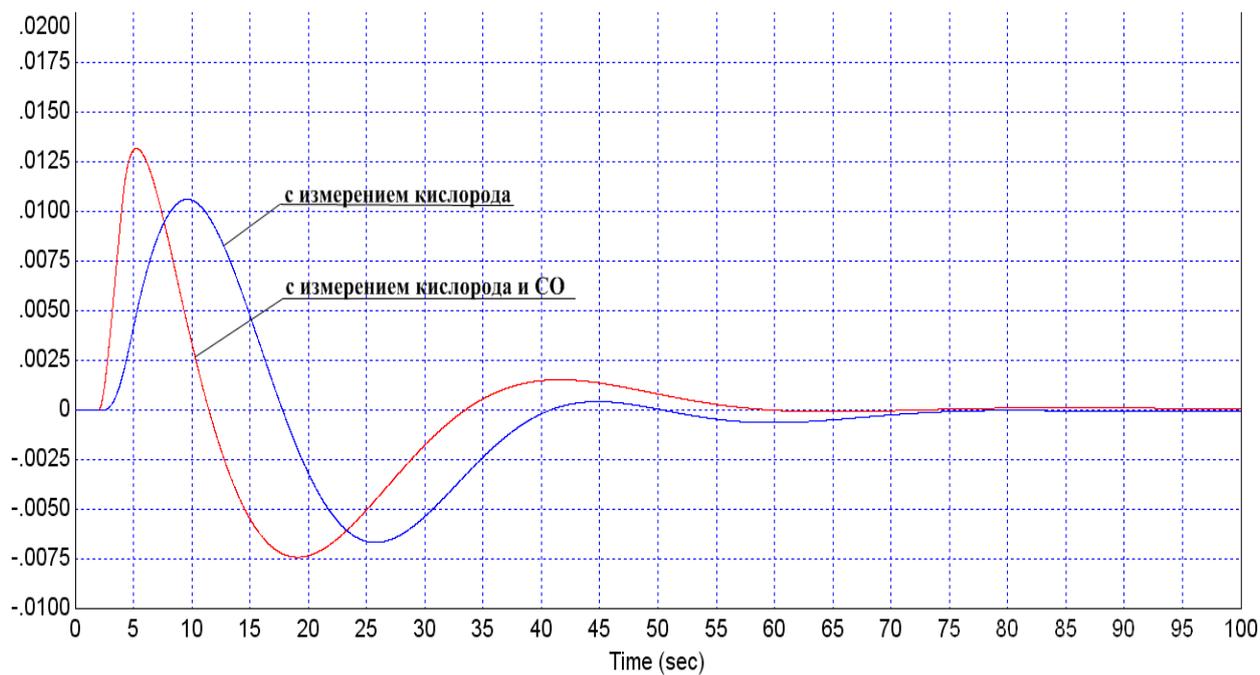
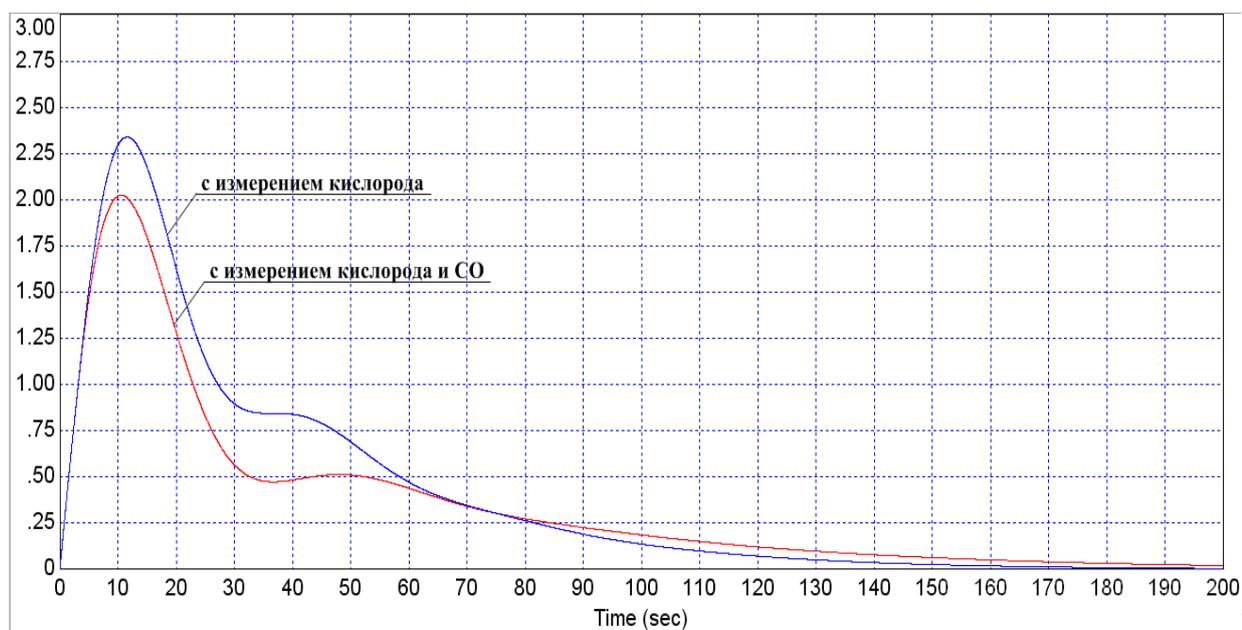


Рисунок 3 – График переходного процесса при отработке внутреннего возмущения



Рис

унок 4 – График переходного процесса при отработке крайнего внешнего возмущения

Таблица 1 – Основные ППК

	$x_{зд}$		f_1		f_2	
	t_p, c	$\sigma, \%$	t_p, c	A_1^+	t_p, c	A_1^+
С измерением кислорода и CO	58,3	18	0	0,013	141,8	2,08
С измерением кислорода	45,6	18	0	0,011	137,9	2,29

Выводы

Наилучший результат, достигнут при использовании разности $O_2 - CO$ при отработке крайнего внешнего возмущения амплитуда уменьшается на 10 %, чем только с измерением кислорода. Значит использование анализаторов кислорода и CO вместе эффективнее, чем только анализатора кислорода.

Литература

1. Кузьмицкий, И.Ф. Теория автоматического управления: Учебник / И.Ф. Кузьмицкий, Г.Т. Кулаков. – Мн.: БГТУ, 2010. – 574 с.
2. Кулаков, Г.Т. Анализ и синтез систем автоматического регулирования / Г.Т. Кулаков. – Мн.: УП Технопринт, 2003. – 135 с.
3. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования / Г.Т. Кулаков. – Мн.: Выш. шк., 1984. – 192 с.

УДК 621.311

КОРРОЗИОННЫЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ ДИСКОВ И ЛОПАТОЧНОГО АППАРАТА ПАРОВЫХ ТУРБИН И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ

Пантелей В.Е.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

Коррозионные повреждения рабочих лопаток различной интенсивности в виде язвенной напряжением (часто связанных с полочками лопаток) выявлены в зоне фазового перехода (зона влажного пара от состояния, сухого насыщенного пара до влажности порядка 6 %) практически коррозии, коррозионной усталости и коррозионного растрескивания под и на всех типах конденсационных и теплофикационных турбин как без промперегрева, так и с промперегревом, работающих с барабанными и прямоточными котлами. Коррозионные повреждения лопаточного аппарата обычно локализуются в начальной зоне фазового перехода, однако при существенном ухудшении качества свежего пара перед турбиной могут подвергаться коррозионным повреждениям рабочие лопатки всех ступеней, работающих в области влажного пара.

Можно констатировать, что коррозионные повреждения рабочих лопаток турбин в зоне фазового перехода появляются на тех тепловых электростанциях, где по разным причинам не обеспечивается необходимый уровень качества свежего пара перед турбинами. В этих условиях коррозионная повреждаемость зависит также от длительности эксплуатации турбин и может проявляться уже при небольшой наработке.

У большинства турбин в зоне фазового перехода (ЗФП) используются насадные диски.

Наиболее распространенными местами коррозионного растрескивания дисков являются зоны: продольного шпоночного паза (85 %), разгрузочных отверстий (80 %), заклепочных соединений (30 %), ступичной части и полотна диска (10 %). На отдельных турбинах обнаруживали повреждения одновременно нескольких дисков и на одном диске несколько зон повреждений. Заготовки дисков паровых турбин в зависимости от требований, предъявляемых к ним по условиям работы, изготавливаются пяти категорий прочности из перлитных сталей (хромоникельмолибденовых и хромоникельмолибденованадиевых) в соответствии с требованиями ТУ 108.1028-31. Каждая заготовка диска подвергается ультразвуковому контролю с помощью прямых и призматических искателей.

Причины возникновения коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата

1 Качество свежего пара перед турбинами

Одной из причин возникновения коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата является качество свежего пара. Процесс коррозионного повреждения элементов проточной части турбины в зоне фазового перехода комбинированный и протекает в присутствии коррозионно-агрессивных примесей в свежем паре и при повышенных механических напряжениях.

Коррозионно-агрессивными примесями свежего пара являются соединения натрия (NaCl , NaOH , Na_2SO_4), NH_4Cl , соединения кальция и магния (CaCl_2 , MgCl_2), оксиды меди и железа высших степеней валентности (CuO и Fe_2O_3), органические и неорганические кислоты. Хлориды и сульфаты выполняют роль депассиваторов, разрушающих защитную пленку на поверхности металла; ионы трехвалентного железа и двухвалентной меди являются деполаризаторами, стимулирующими развитие локальных коррозионных процессов; ионы натрия в особенности при наличии едкого натра вызывают межкристаллитное коррозионное растрескивание. Органические соединения вносят с собой хлориды, сульфаты, натрий, кремниевую кислоту и др. Продукты термоллиза органических соединений способны понижать рН первичного конденсата, стимулируя интенсивность коррозионных повреждений металла в зоне фазового перехода. Коррозионные повреждения элементов проточной части турбины происходят в результате общей и язвенной коррозии,

коррозионной усталости (преимущественно рабочие лопатки), коррозионного растрескивания под напряжением (в основном диски).

Повышение температуры первичного конденсата в ЗФП интенсифицирует коррозионный процесс в проточной части турбины. При увеличении температуры среды в диапазоне ее рабочих значений от 70 до 140 °С скорость роста трещин возрастает почти на два порядка.

Для определения качества первичного конденсата в ЗФП могут быть использованы пробоотборные устройства НПО ЦКТИ, концентраторы и сепараторы ВТИ.

Целью химического контроля является быстрое выявление любых отклонений показателей качества теплоносителя от установленных для данного ВХР и причин этих отклонений с целью принятия мер по их ликвидации.

Основной причиной ухудшения качества пара прямоточных котлов на энергоблоках СКД является ухудшение качества питательной воды из-за: подачи части турбинного конденсата помимо БОУ через байпас; несвоевременного переключения конденсата греющего пара сетевых подогревателей в тракт перед БОУ при появлении присосов сетевой воды; использования как добавочной воды дистиллата низкого качества испарителей без доочистки на БОУ; ухудшения качества обессоленного конденсата вследствие; присосов охлаждающей воды в конденсаторах; нарушения норм качества обессоленной добавочной воды; попадания масляных паров в турбинный конденсат через систему концевых уплотнений турбины, замасливания фильтрующих материалов БОУ и снижения их эффективности, образования в паре органических кислот при разложении попавших в него масляных загрязнений; нарушения регламента работы БОУ (несвоевременное отключение ионообменных фильтров на регенерацию, некачественная отмывка фильтров).

Причинами ухудшения качества питательной воды являются: присосы охлаждающей воды в конденсаторах турбин; присосы сетевой воды в подогревателях сетевой воды и других теплообменниках, охлаждаемых сырой водой; неэффективная очистка возвратного замазученного конденсата на установках, выполненных по схеме Na-катионирования; низкое качество добавочной воды, обусловленное неудачными проектными решениями, нарушениями режима эксплуатации ВПУ и др.; низкое качество дистиллата испарителей, используемого в качестве добавочной воды; использование конденсата, возвращенного с производства и содержащего потенциально кислые или щелочные соединения; неэффективное удаление углекислоты в деаэраторах и теплообменниках, обуславливающее повышенное содержание CO₂ в паре, уменьшение значения pH.

2 Коррозионная стойкость металла дисков и лопаток

Коррозионная повреждаемость дисков связана с механическими химическими свойствами стали. Насадные диски паровых турбин изготавливаются в основном из сталей 34ХН1М, 34ХН3М, 35ХН1М2ФА и 30Х2НМФА. Указанные стали имеют одинаковую сопротивляемость коррозионному растрескиванию. Установлено, что одним из путей повышения сопротивления коррозионному растрескиванию является снижение в стали вредных примесей, углерода и газов и уменьшение неоднородности их распределения в объеме металла между границами и телом зерна. Хороший результат получен также при внедрении процесса раскисления стали углеродом в вакууме (УВРВ).

Эксплуатация турбинных дисков с трещинами недопустима. Но для оценки периодичности осмотра предполагается, что сразу же после ввода в эксплуатацию проконтролированных дисков в них образуются трещины, которые начинают расти до критического размера, после чего возможно хрупкое разрушение диска.

Коррозионная стойкость лопаточных сталей

Как правило, зарождению коррозионно-усталостной трещины предшествует образование на поверхности лопаток коррозионных язв или питтингов, которое можно наблюдать задолго до разрушения лопаток. По степени изъязвления поверхности лопаток конкретных ступеней можно с определенной точностью прогнозировать их эксплуатационную надежность. Кроме того, имеется принципиальная возможность по

морфологии язв, их распределению судить о той коррозионно-активной среде, которая сформировалась на поверхности лопаток в данной зоне.

На рисунках 1 и 2 приведены номограммы, характеризующие склонность широко применяемой лопаточной стали 20X13Ш к питтингообразованию. С учетом условий эксплуатации лопаток 3-х и 4-х ступеней ЧНД турбин К-300-240 по степени их изъязвления с помощью этих номограмм установлено, что на поверхности этих лопаток концентрация хлоридов может превышать 100 мкг/см², а на лопатках 5-х ступеней этих турбин концентрация хлоридов обычно находится на уровне 10–100 мкг/см².

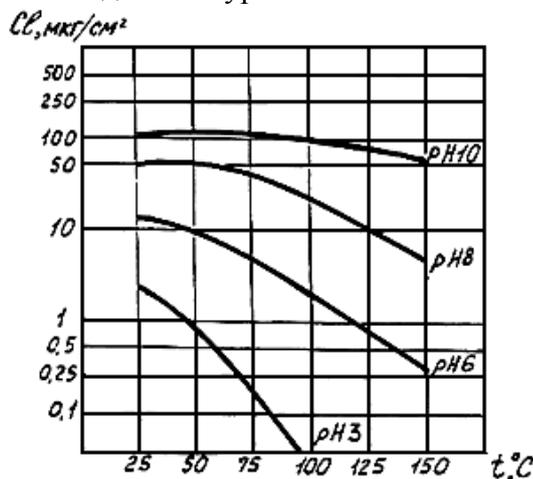


Рисунок 1 – Зависимость критической концентрации хлор-ионов от температуры и pH для стали 20X13Ш

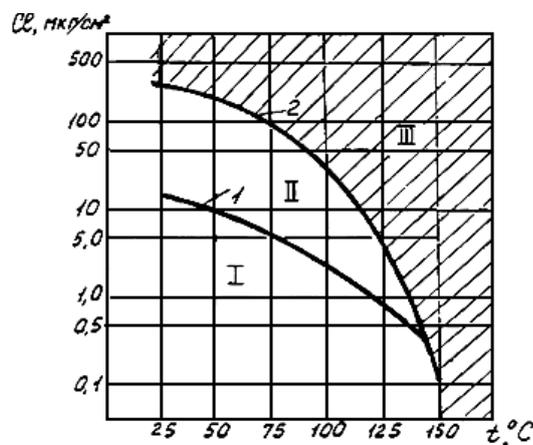


Рисунок 2 – Зависимость процесса коррозии стали 20X13Ш от концентрации хлор-ионов и температуры среды при pH 6: критическая концентрация хлоридов при: (1 – зарождении питтингов; 2 – активировании поверхности); зоны: I – отсутствия коррозионных повреждений; II – питтингообразования; III – активирования поверхности (общая коррозия)

Усталостная прочность лопаток существенно зависит от коррозионной поврежденности поверхности.

На рисунке 3 приведен график зависимости коэффициента влияния коррозионной поврежденности поверхности на усталостную прочность лопаточной стали от максимального диаметра язв. Предел усталостной прочности лопаток с коррозионными язвами диаметром до 3 мм ниже предела усталостной прочности новых лопаток в 2,5 раза. Плотность распределения язв не оказывает существенного влияния на усталостную прочность стали.

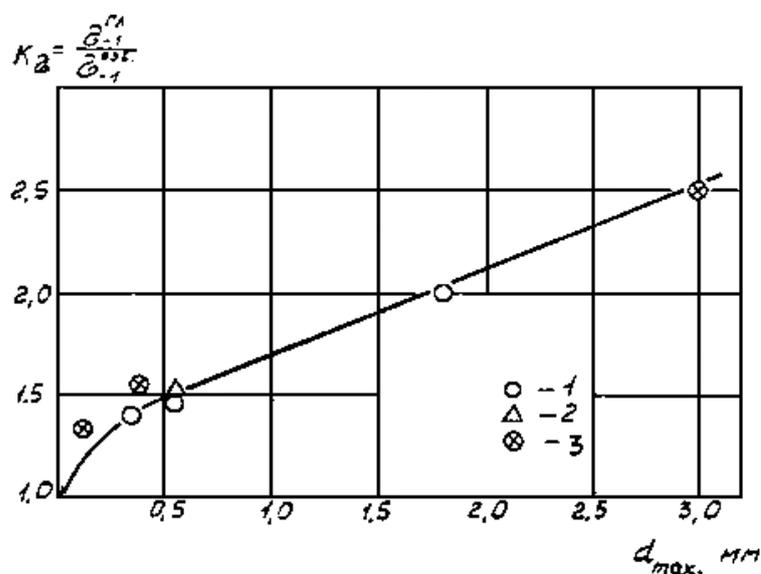


Рисунок 3 – Зависимость коэффициента влияния коррозионной поврежденности поверхности на усталостную прочность стали 20Х13Ш от максимального диаметра язв: результаты испытаний: образцов с искусственными коррозионными язвами длиной 5 мм (1), 4 шт./см² и 1 мм (2), 100 шт./см²; лопаток турбин с естественными коррозионными повреждениями (3)

В качестве критериев эксплуатационной надежности рабочих лопаток, работающих в зоне фазового перехода турбин, целесообразно принять степень коррозионной поврежденности поверхности, выраженную диаметром самых крупных язв и определенную расчетным либо опытным путем из данных анализа результатов исследования разрушенных в эксплуатации лопаток.

Для оценки коррозионного состояния поверхности лопаток необходимо использовать две шкалы: 1 – классифицирующую коррозионную поврежденность лопаток (табл. 1) по максимальному диаметру язв (для оценки степени снижения усталостной прочности лопаток); 2 – классифицирующую лопатки (табл. 2) по плотности распределения язв (для накопления информации, которая поможет со временем получить данные о состоянии коррозионной среды).

Таблица 1 – Шкала I. Максимальные размеры язв

Классификационная группа	Максимальный размер язв, мм	Коэффициент влияния коррозии $K = \sigma_{-1}^{пл} / \sigma_{-1}^{язв}$
1 балл	0,1	< 1,2
2 балл	0,1-0,5	1,2-1,5
3 балл	0,5-1,0	1,5-1,7
4 балл	1,0-2,0	1,7-2,1
5 балл	2,0-4,0	2,1-2,9
	И (или) травление поверхности	
6 балл	Общая коррозия с потерей профиля	> 2,9

Таблица 2 – Шкала II. Плотность распределения язв

Классификационная группа	Плотность язв, шт./см ²
А	до 2
Б	2-10
В	10-100
Г	более 100

3 Режимы эксплуатации энергетических установок и отклонения в условиях их работы

Температура свежего пара и промперегрева оказывает влияние на уровень температуры фазового перехода. Экспериментальные исследования отечественных и зарубежных авторов указывают на существенное влияние температуры среды на скорость протекания коррозионных процессов. Температура среды в зоне фазового перехода, в которой происходят коррозионные процессы, зависит от конструктивного выполнения турбины и параметров свежего пара и промежуточного перегрева пара.

Предотвращение коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата турбины:

1. Контроль за металлом насадных дисков.
2. Контроль за металлом рабочих лопаток.
3. Нормирование качества свежего пара перед турбинами.
4. Автоматизированный химический контроль за качеством свежего пара.
5. Применение ингибирующих присадок в пар перед зоной фазового перехода турбины.
6. Материал дисков и рабочих лопаток ступеней турбин в зоне фазового перехода при высокой минерализации исходной воды.
7. Консервация оборудования турбинных установок при их останове.

Литература

1. РД 34.30.507-912, М. изд-во ВТИ, 1993.
2. РД 34.37.303-88, М. изд-во ВТИ, 1993.
3. РД 34-20.591-87, М. ВТИ, 1987.

УДК 621.319.4

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ТУРБИН ДЛЯ НУЖД ТЕПЛОФИКАЦИИ ГОРОДА

Пуныко Р.Л.

Научные руководители – старший преподаватель Романко В.А., ассистент Павловская А.А.

Теплоснабжение является одной из основных подсистем энергетики. На теплоснабжение народного хозяйства и населения расходуется около 1/3 всех используемых в стране первичных топливно-энергетических ресурсов. Основными направлениями совершенствования этой подсистемы являются концентрация и комбинирование производства теплоты и электрической энергии (теплофикация) и централизация теплоснабжения.

Рассмотрим АЭС, как источник тепловой энергии на теплоснабжение города-спутника на примере города Нововоронежа. Определим тепловые нагрузки данного промышленно-жилого района.

Определение максимального расхода теплоты на отопление промышленных предприятий, общественных и жилых зданий

Расход теплоты на отопление промышленных предприятий определяется из выражения (1):

$$Q_{OT}^{IP} = q \cdot V_{IP} \cdot (t_{BH} - t_{HO}) \cdot 10^{-3} \text{ кВт}, \quad (1)$$

Максимальный расход теплоты на отопление производственных промышленных зданий вычисляется по формуле (2):

$$Q_{OT1}^{IP} = q^I \cdot V_{IP} \cdot (t_{BH} - t_{HO}) \cdot 10^{-3} = 0,7 \cdot 110000 \cdot (16 - (-25)) \cdot 10^{-3} = 3,157 \text{ МВт}. \quad (2)$$

Максимальный расход теплоты на отопление непромышленных промышленных зданий вычисляется по формуле:

$$Q_{OT2}^{IP} = q^{II} \cdot V_{IP} \cdot (t_{BH} - t_{HO}) \cdot 10^{-3} = 0,4 \cdot 110000 \cdot (16 - (-25)) \cdot 10^{-3} = 1,804 \text{ МВт}$$

Расход теплоты на отопление жилых зданий определяется с помощью выражения (3):

$$Q_{OT}^{ЖИЛ} = q_0 \cdot F \cdot m \cdot 10^{-3} \text{ кВт}, \quad (3)$$

q – укрупненный показатель максимального расхода теплоты на отопление зданий, Вт/м², зависит от расчетной температуры наружного воздуха t_{HO} , таблица 1 (промежуточные значения определяются интерполяцией).

Таблица 1 – Зависимость показателя расхода теплоты на отопление зданий, от расчетной температуры наружного воздуха

t_{HO} °С	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40
q , Вт/м ²	93	110	128	142	156	165	174	179	185

$$Q_{OT}^{ЖИЛ} = 165 \cdot 10 \cdot 31508 \cdot 10^{-3} = 51,99 \text{ МВт}.$$

Расход теплоты на отопление общественных зданий определяется из выражения (4):

$$Q_{OT}^{ОБЩ} = K_1 \cdot Q_{OT}^{ЖИЛ} = 0,25 \cdot 51,99 = 13 \text{ МВт}, \quad (4)$$

Суммарный расход теплоты на отопление определяется по формуле (5):

$$Q_{OT} = Q_{OT}^{IP} + Q_{OT}^{ЖИЛ} + Q_{OT}^{ОБЩ} = 4,961 + 51,99 + 13 = 69,95 \text{ МВт}. \quad (5)$$

Определение максимального расхода теплоты на вентиляцию промышленных предприятий, общественных и жилых зданий

Расход теплоты на вентиляцию промышленных зданий определяется из выражения (6):

$$Q_B^{IP} = q_B \cdot V_{IP} \cdot (t_{BH} - t_{HB}) \cdot 10^{-3} \text{ кВт}, \quad (6)$$

Приближенно вентиляционную характеристику промышленных зданий можно определить по формуле (7):

$$q_B \approx \frac{l \cdot C_V \cdot V_{PP}^B}{V_{PP}} \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3 \cdot \text{°C}}, \quad (7)$$

$$l = 1,5 \frac{1}{\text{час}} = 4,166 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{с}};$$

$$q_B \approx \frac{l \cdot C_V \cdot V_{PP}^B}{V_{PP}} \cdot 10^3 = \frac{4,166 \cdot 10^{-4} \cdot 1,25 \cdot 77000}{110000} \cdot 10^3 = 0,365 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3 \cdot \text{°C}};$$

$$Q_B^{PP} = q_B \cdot V_{PP} \cdot (t_{BH} - t_{HB}) \cdot 10^{-3} = 0,364 \cdot 110000 \cdot (16 - (-14)) \cdot 10^{-3} = 1,203 \text{ МВт}.$$

Расход теплоты на вентиляцию жилых и общественных зданий определяется из следующих выражений (8) и (9):

$$Q_B^{ЖИЛ} = K_2 \cdot Q_{OT}^{ЖИЛ} = 0,1 \cdot 51,99 = 5,199 \text{ МВт}, \quad (8)$$

$$Q_B^{ОБЩ} = K_3 \cdot Q_{OT}^{ЖИЛ} = 0,4 \cdot 51,99 = 20,8 \text{ МВт}; \quad (9)$$

Суммарный расход теплоты на вентиляцию вычисляется по формуле (10):

$$Q_B = Q_B^{ЖИЛ} + Q_B^{ОБЩ} + Q_B^{PP} = 5,199 + 20,8 + 1,203 = 27,202 \text{ МВт}. \quad (10)$$

Определение максимального расхода теплоты на горячее водоснабжение промышленных предприятий, общественных и жилых зданий

Расход теплоты на горячее водоснабжение промышленных зданий определяется из выражения (11):

$$Q_{ГВ}^{PP} = \frac{m \cdot a \cdot c_p \cdot (t_{ГВ} - t_{ХВ})}{n_{см}} = \frac{9452 \cdot 45 \cdot 4,187 \cdot (55 - 5)}{28800} = 3,092 \text{ МВт}, \quad (11)$$

Расчетный (максимальный) расход теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий вычисляется по формуле (12):

$$Q_{ГВ}^{ЖИЛ+ОБЩ} = K_{ч}^{max} \cdot Q_{ГВ.ср.нед.}^{ЖИЛ+ОБЩ}, \text{ кВт}; \quad (12)$$

$$Q_{ГВ}^{ЖИЛ+ОБЩ} = 2,4 \cdot 12,37 = 29,68 \text{ МВт}.$$

Суммарный расход теплоты на горячее водоснабжение вычисляется по формуле (13):

$$Q_{ГВ} = Q_{ГВ}^{ЖИЛ+ОБЩ} + Q_{ГВ}^{PP} = 29,68 + 3,092 = 32,77 \text{ МВт}. \quad (13)$$

Суммарная потребность в тепловой энергии вычисляется по формуле (14):

$$Q_{Г}^{MAX} = (Q_{OT} + Q_B + Q_{ГВ}) \cdot 1,1 = (69,95 + 27,202 + 32,77) \cdot 1,1 = 142,9 \text{ МВт}. \quad (14)$$

Построение годового графика тепловых нагрузок по продолжительности

Режим работы любой станции зависит от величины и графика тепловых нагрузок. Расчетные температуры и длительность их стояния за отопительный сезон определяются по таблице 2.

Таблица 2 – Температуры наружного воздуха города спутника и их продолжительность во время отопительного периода

$t_1, \text{°C}$	-25	$\tau_1, \text{час}$	34
$t_2, \text{°C}$	-20	$\tau_2, \text{час}$	144
$t_3, \text{°C}$	-15	$\tau_3, \text{час}$	470
$t_4, \text{°C}$	-10	$\tau_4, \text{час}$	1020
$t_5, \text{°C}$	-5	$\tau_5, \text{час}$	1850
$t_6, \text{°C}$	0	$\tau_6, \text{час}$	3380
$t_7, \text{°C}$	+5	$\tau_7, \text{час}$	-
$t_8, \text{°C}$	+8	$\tau_8, \text{час}$	4780

Расчет нагрузки на отопление: $Q_{отi} = Q_{от}^{пр} \frac{16-t_{ни}}{16-t_{нд}} + (Q_{от}^{жил} + Q_{от}^{общ}) \frac{18-t_{ни}}{18-t_{нд}}$;

Расчет нагрузки на вентиляцию: $Q_{вi} = Q_{в}^{пр} \cdot \frac{16-t_{ни}}{16-t_{нд}} + (Q_{в}^{жил} + Q_{в}^{общ}) \cdot \frac{18-t_{ни}}{18-t_{нд}}$;

Расчет нагрузки на горячее водоснабжение: $Q_{г.в} = 32,77$ МВт;

Расчёт тепловых нагрузок: $Q_{Ti} = Q_{OTi} + Q_{Bi} + Q_{Г.В.}$

Результаты расчётов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта тепловых нагрузок

$t_{ни}$	-25	-20	-15	-14	-10	-5	0	5	8
$Q_{отi}$	69,95	61,78	53,62	51,99	45,46	37,3	29,14	20,98	16,08
$Q_{вi}$	31,83	31,83	31,83	31,83	27,85	22,86	17,88	12,9	9,9
Q_{Ti}	134,6	126,4	118,2	116,6	106,1	92,94	79,79	66,65	58,76

По расчётным данным строим график тепловых нагрузок по продолжительности, рисунок 1.

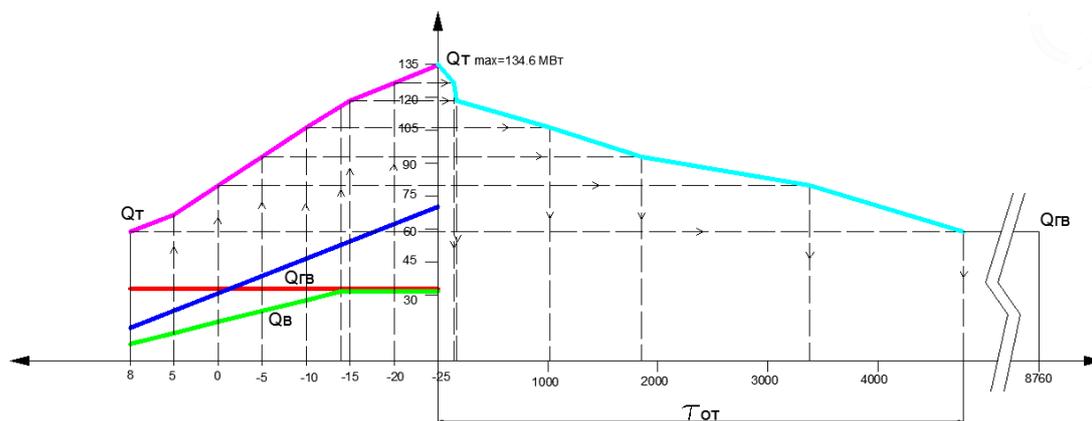


Рисунок 1 – График тепловых нагрузок

Назначение трубопроводов тепловой сети – бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией установленных параметров при минимальных утечках теплоносителя (горячей воды) и минимальных тепловых потерях. По правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды для объектов использования атомной энергии трубопроводы тепловой сети Ду 700 ТФУ относятся к 4 категории. Трубопроводы тепловой сети относятся к системе нормальной эксплуатации и имеют классификационное обозначение 4Н.

По способу прокладки – надземная в двухтрубном исполнении. Диаметр трубопроводов – Ду 700 мм. Протяженность тепловой сети 7960 пм. отдельно прямого и обратного трубопровода. Рабочие параметры: давление 16 кгс/см², температура 130 °С. Теплоноситель – горячая вода. Схема теплоснабжения двухступенчатая по подогреву воды: 1 ступень – ТФУ НВ АЭС; 2 ступень – пиковый режим работы котлов ПТВМ – 30 М с открытым водоразбором воды.

Организованная подпитка тепловой сети производится от ХВО котельных УТЭСиК НВ АЭС. Максимальный расход подпиточной воды – 400 м³/ч.

Зоны действия источников тепловой энергии

В границах города Нововоронежа действует 2 источника тепловой энергии. Котельная НФ ООО «АТЭС» обеспечивает тепловой энергией 7 «Б» микрорайон и Северный

микрорайон. Котельные УТЭСиК НВ АЭС обеспечивает теплом 1,2,3,4,5 кварталы, 6 и 7 «А» микрорайоны. А также промышленную зону города Нововоронежа. Границы зон действия источников тепловой энергии представлены на рисунке 2.

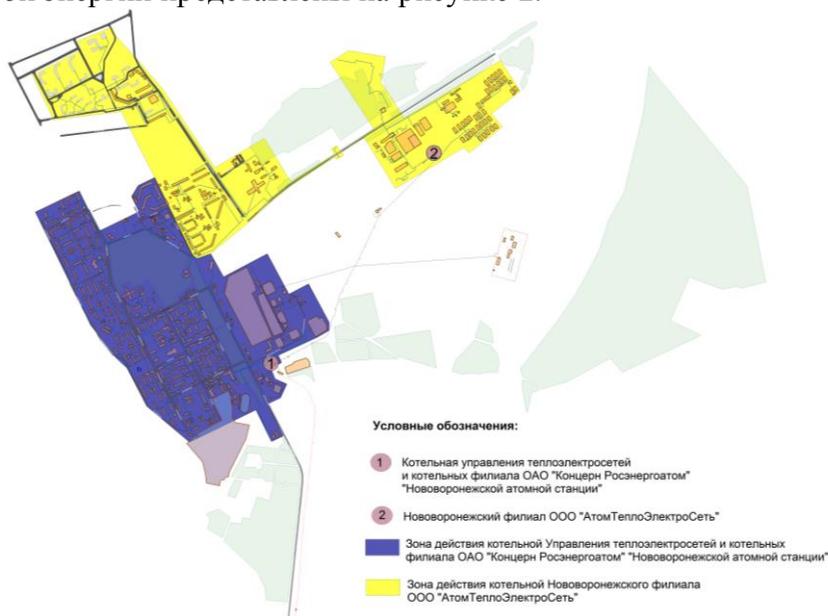


Рисунок 2 – Границы зон действия источников тепловой энергии

УТЭСиК – структурное подразделение филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская АЭС» производит тепловую энергию на трех котельных в отдельно стоящих зданиях, находящихся территориально на одной площадке (площадью 29 000 м²). Отпуск тепловой энергии и горячей воды потребителям осуществляется от сетевых трубопроводов котельных, находящихся территориально на ее площадке через тепловые сети транспортирующей организации. В качестве основного топлива на котельных используется природный газ, в качестве резервного – мазут.

Газоснабжение котельных УТЭСиК осуществляется от газопроводов высокого давления по двум вводам с давлением 6 кгс/см² диаметром Ду 200.

Состав и технические характеристики основного оборудования Котельных УТЭСиК НВ АЭС представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики основного оборудования Котельных УТЭСиК НВ АЭС

Наименование источника адрес	Тип и количество котлов	Тип котлоагрегата	Производительность, Гкал/час	Завод-изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию
Котельная № 1 Заводской проезд, д. 1 г. Нововоронеж, 396070	котел № 7 ДКВр-6,5/13	паровой	4,20	Бийский котельный завод	1968
	котел № 8 ДКВр-6,5/13	паровой	4,20		1997
	котел № 5 ДКВр-6,5/13	паровой	4,20		1997
	котел № 15 ДКВр-6,5/13	паровой	4,20		1970
	котел № 16 Е-6,5-1,4 ГМ (ДКВр-6,5/13 ГМ)	паровой	4,20		2005
Котельная № 2 Заводской проезд, д. 1 г. Нововоронеж, 396070	котел № 10 ДКВр-10/13 ГМ	паровой	6,50	Бийский котельный завод	2006
	котел № 11 Е-10-1,4 ГМ (ДКВр-10/13 ГМ)	паровой	6,50		1997
	котел № 12 Е-10-1,4 ГМ (ДКВр-10/13 ГМ)	паровой	6,50		1997
	котел № 13 ДКВр-10/13	паровой	6,50		1968
	котел № 14 ДКВр-10/13	паровой	6,50		1968
Котельная № 3 Заводской проезд, д. 1 г. Нововоронеж, 396070	котел № 17 ПТВМ-30 М-4	водогрейный	30,00	Дорогобужский котельный завод	1973
	котел № 18 ПТВМ-30 М-4	водогрейный	30,00		1973

Таким образом, проведенный расчет показывает целесообразность использования АЭС для теплоснабжения города-спутника. Данная система реализована в городе Нововоронеж и доказала свою эффективность на практике.

Литература

1. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. 7-е изд., стереотип. М.: Издательство МЭИ, 2001. – 478 с.
2. Справочное пособие теплоэнергетика электрических станций / Н.П. Волков, А.Д. Качан и др.; Под ред. А.М. Леонкова и Б.В. Яковлева, Минск: Беларусь, 1974. – 368 с.
3. Схема теплоснабжения муниципального образования городского округа город Нововоронеж с 2013 по 2029 год. Санкт-Петербург, 2013.

УДК 631.158

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТУРБОНАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ПУТЕМ УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОГО ПРОМЫШЛЕННОГО ТЕПЛА ТУРБИН

Радечко Е.Н.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Кашеев В.П.

Особенностью теплоснабжения в странах СНГ, включая Республику Беларусь, Россию и др. (в отличие от большинства стран мира) является широкое распространение систем централизованного теплоснабжения в крупных городах. Источником тепловой энергии в таких системах являются городские ТЭЦ, на которых осуществляется комбинированная выработка электроэнергии и тепла, или районные котельные. С термодинамической точки зрения комбинированное производство электроэнергии и тепла на ТЭЦ является гораздо более эффективным, чем раздельное производство электроэнергии на конденсационных тепловых электростанциях и тепла котельными. Вместе с тем применение централизованных систем теплоснабжения имеет свои недостатки и ограничения. Строительство протяженных теплотрасс к удаленным объектам, а также к объектам в районах с малой плотностью застройки, сопряжено со значительными капитальными вложениями и большими тепловыми потерями на трассе. Их эксплуатация впоследствии также требует больших затрат. Серьезные проблемы возникают и при реконструкции существующих объектов и строительстве новых в обжитых городских районах с плотной застройкой. В этих случаях увеличение тепловых нагрузок создает для застройщика часто непреодолимые трудности, в том числе финансовые, при получении и реализации технических условий на подключение к районной тепловой сети. Действующие в настоящее время тарифы на тепловую энергию в сочетании с затратами на подключение к городским тепловым сетям заставляют все чаще задумываться над альтернативными способами теплоснабжения, а именно, теплонасосными системами теплоснабжения. Тепловые насосы нашли широкое применение для теплоснабжения жилых и административных зданий в США, Швеции, Канаде, России и других странах со сходными с Республикой Беларусь климатическими условиями. Эффективность их использования зависит от многих факторов, таких как: температурные уровни источника теплоты и потребителя, соотношение тарифов на теплоту и используемую энергию, уровень цен на используемую теплоту от источника (если необходимо за нее платить), тип использования привода компрессора и т.д. Под эффективностью здесь понимается превышение стоимости замещаемой теплоты (от другого источника) над энергетическими затратами ее производства в турбонасосной установке (ТНУ). Она является основой для определения реального экономического эффекта при использовании ТНУ с учетом капитальных, эксплуатационных и других затрат, сроков их окупаемости, себестоимости произведенной теплоты, получения дополнительной прибыли и т.д. Исследования, проводимые российскими учеными и инженерами на протяжении последних лет показывают, что в себестоимости теплоты, произведенной ТНУ с электроприводом, существенную часть вносят энергетические затраты, которые в значительной мере зависят от температурного уровня источника теплоты и тарифов на электроэнергию. Так при определенных тарифах на электроэнергию и температуре, используемой низкопотенциальной теплоты, например, теплоты канализационных стоков, грунта земли, сбросной воды тепловых электростанций, энергетическая составляющая в себестоимости теплоты, произведенной в ТНУ, может быть соизмеримой с общей себестоимостью теплоты, выработанной другими источниками. Поэтому к использованию ТНУ в системах теплоснабжения необходимо подходить взвешенно, с учетом всех конкретных условий. Использование для привода ТНУ двигателей внутреннего сгорания (ДВС) или в сочетании ТНУ с другими энергоустановками существенно увеличивает эффективность их применения.

Энергии сбросного тепла, поступающего на градирни промышленных ТЭЦ, достаточно, чтобы остановить в резерв все, даже самые крупные котельные города, при понижении температуры наружного воздуха до -8°C ! Однако даже зимой, когда из градирен ТЭЦ выбрасывается огромное количество тепла, в зоне действия тепловых сетей работают десятки котельных, нагрузку которых могут взять на себя ТЭЦ. Технически возможна утилизация до 90 % низкопотенциальной теплоты. При совершенствовании систем централизованного теплоснабжения необходимо учитывать следующие факторы:

- огромные выбросы низкопотенциальной теплоты, прежде всего системой охлаждения технической воды на ТЭЦ, увеличивающиеся в период снижения тепловой нагрузки в неотапительный период;

- резко возрастающий пережог топлива при выработке электроэнергии в условиях снижения тепловой нагрузки;

- большие затраты теплоты на нагрев сетевой воды, восполняющей ее потери в теплосетях;

- дефицит сетевой воды во многих районах города из-за ограниченной теплопропускной способности существующих сетей;

- экономия (замещение) органического топлива с помощью тепловых насосов в конечном счете происходит за счет полезного вовлечения выбросов низкопотенциальной теплоты на ТЭЦ. Это достигается двумя способами:

- прямым использованием тепла технической воды, охлаждающей конденсаторы ТЭЦ в качестве источника низкопотенциальной теплоты (ИНТ) для теплового насоса (в обход градирни);

- использованием в качестве ИНТ для теплового насоса обратной сетевой воды, возвращаемой на ТЭЦ, температура которой снижается до $20-25^{\circ}\text{C}$.

Первый способ реализуется, когда тепловой насос размещен вблизи ТЭЦ, второй – когда он используется вблизи потребителей. В обоих случаях температурный уровень ИНТ достаточно высок, что создает предпосылки для работы теплового насоса с высоким коэффициентом преобразования. С помощью ТНУ можно передать большую часть этой сбросной теплоты в теплосеть (около 80–90 %). При этом применение тепловых насосов в системах централизованного теплоснабжения позволяет существенно повысить технико-экономические показатели систем городского энергохозяйства:

- на производство этой теплоты не надо затрачивать дополнительное топливо;

- улучшается экологическая ситуация;

- за счет понижения температуры циркуляционной воды в конденсаторе турбин существенно улучшится вакуум и повысится электрическая выработка с турбин;

- сократятся потери циркуляционной воды и затраты на ее перекачку;

- прирост тепловой мощности на величину утилизируемой теплоты, ранее выбрасываемой в систему охлаждения технической воды;

- снижение теплопотерь при транспортировке сетевой воды в магистральных трубопроводах;

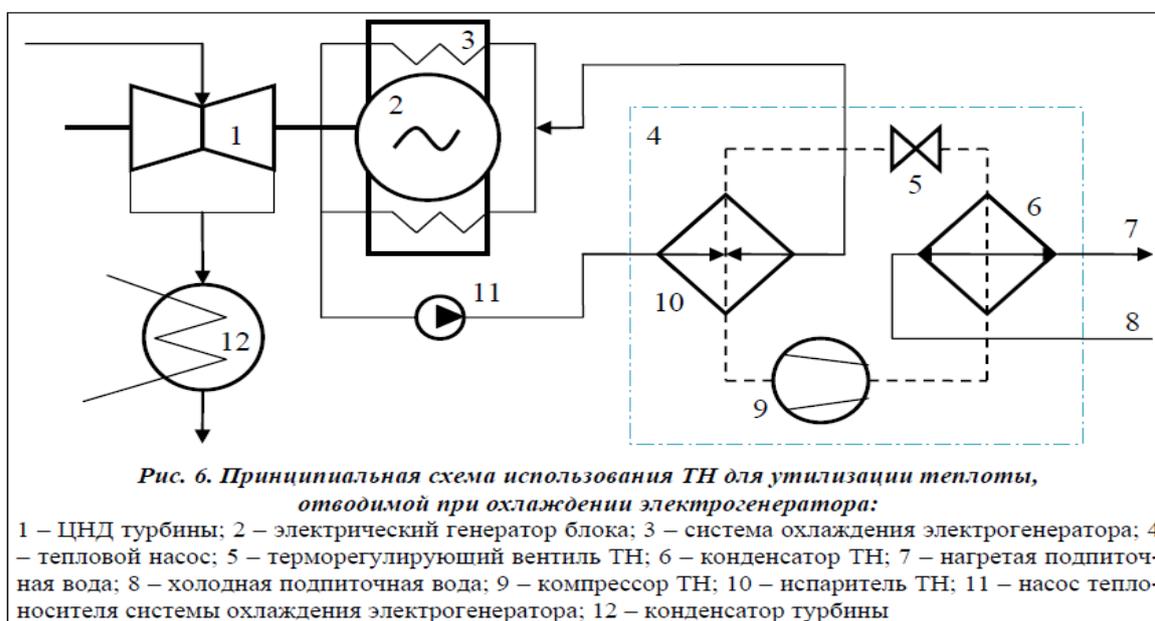
- возрастание отопительной нагрузки (на 15–20 %) при том же расходе первичной сетевой воды и снижение дефицита в сетевой воде на ЦТП в удаленных от ТЭЦ микрорайонах;

- появление резервного источника для покрытия пиковых тепловых нагрузок.

В условиях высоких и нестабильных цен на такие важные энергоресурсы как нефть и газ, а также учитывая глобальную политическую нестабильность, применение тепловых насосов может существенным образом повлиять на сложившуюся ситуацию в качестве альтернативного источника тепловой энергии.

Изучение вопроса эффективности применения абсорбционных тепловых насосов в процессе утилизации «бросового» тепла низкого потенциала показывает, что отсутствие компрессорного оборудования и фтор-хлорсодержащих веществ существенным образом расширяет границы их применения и диапазон выпускаемых мощностей, делает их

экологически чистыми и экономичными источниками тепла. При охлаждении 28000 т/ч циркуляционной воды в испарителях тепловых насосов даже на 3 °С теплосъём может составить до 97,8 МВт. Рекуперировав эту низкопотенциальную энергию, которая традиционно выбрасывается в окружающее пространство, в тепловых насосах с коэффициентом трансформации не ниже 3,5 можно получить около 118 Гкал/ч тепловой энергии. Правда, при этом необходимо затратить 25–30 % электрической энергии для реализации реобразования энергии в тепловом насосе. Заметим, что циркуляционная вода полностью или частично охлаждается в испарителе ТН и, следовательно, за счёт понижения её температуры в конденсаторе турбины улучшается вакуум и появляется возможность выработки дополнительной электрической энергии, которая может быть использована для привода компрессора теплового насоса. Это даёт основание говорить о комплексном использовании теплонасосных технологий, используя в качестве теплообменников ТН как со стороны нагрева, так и со стороны охлаждения. Имеется также потенциальная возможность утилизации сбросной теплоты, отводимой при охлаждении энергетического оборудования станции.



Так, на рисунке приведена принципиальная схема рекуперации теплоты, отводимой при охлаждении электрических обмоток и металла турбоэлектрогенератора для подогрева подпиточной химически очищенной воды. Считая, что отводимая теплота пропорциональна вырабатываемой электрической мощности генератора $N_{эл}$ и полностью отдаётся рабочему телу в испарителе теплового насоса 10, при заданных КПД электрогенератора η_g и коэффициенте преобразования теплового насоса (COP) в конденсаторе теплового насоса 6 подпиточной воде будет передана теплота в количестве

$$Q_{тну} = 0,8598 \cdot N_{эл}(1 - \eta_g)/(1 - 1/COP).$$

Здесь $Q_{тну}$ – теплота, переданная подпиточной воде в конденсаторе теплового насоса, Гкал/ч; $N_{эл}$ – электрическая мощность генератора с КПД η_g , МВт; COP – коэффициент преобразования теплового насоса.

Экономия условного топлива определится как

$$\Delta B = Q_{тну}/7000 \eta_{ку},$$

где $\eta_{ку}$ – КПД замещающей котельной установки.

Используя данные режимных карт и приняв COP = 4,5, $\eta_g = 0,95$ и $\eta_{ку} = 0,86$, можно получить, что экономия топлива на подогрев подпиточной воды в количестве 300 т/ч от температуры 12 до 45 °С за анализируемый отрезок времени может составить 11,52 МВт (9,9 Гкал/ч).

Основной целью внедрения ТНУ в технологическую схему тепловых станций является уменьшение затрат первичного топлива для производства теплоты и электроэнергии.

Уже в 2012 году австрийская компания OCHSNER приступила к серийному производству высокотемпературных тепловых насосов. Для достижения температуры в горячем контуре 95 °С компания разработала двухфазный круговой процесс с использованием для первой фазы хладагента R134a, а для второй фазы – ОКО1 (оба хладагента негорючие, нетоксичные, с низким рабочим давлением). Высокотемпературные тепловые насосы выпускаются мощностью от 190 до 750 кВт в единичном изделии, при этом температура нагретой воды на выходе из конденсатора достигает 100 °С при температуре источника тепла не ниже 10 °С.

По данным РОСНАУКИ [6] в рамках проекта ФЦ 2002–2006 научнопроизводственной фирмой ЭКИП, Московским энергетическим институтом, Московским государственным университетом инженерной экологии и другими соисполнителями разработана конструкторская документация теплового насоса ТНСО2-2300 мощностью до 23 МВт с использованием в качестве рабочего тела диоксида углерода. Тепловой насос предназначен для подогрева сетевой воды систем теплофикации при утилизации бросовой теплоты объектов промышленной энергетики. При входной температуре сетевой воды 15 °С может быть получена выходная температура до 80 °С, при этом температура низкопотенциального теплоносителя с 28 °С охлаждается до 20 °С. Преобразование энергии происходит с коэффициентом не менее 5,0. С применением разработанного теплового насоса предложен проект атомно-теплонасосной теплофикации районов г. Санкт-Петербурга с утилизацией сбросной теплоты конденсаторов паровых турбин Ленинградской АЭС-2.

Известны промышленные тепловые насосы американской корпорации Mammoth серии вода–вода производительностью от 248 до 3500 кВт на базе винтовых компрессоров. Работы по внедрению теплонасосных технологий в схемы тепловых электрических станций ведутся в США, Англии, Швеции, Германии, России.

На ТЭЦ-28 ОАО «Мосэнерго» создан лабораторный стенд по апробации схем применения теплонасосных установок в энергетике [7]. Теплонасосная установка НТ-410, изготовленная на заводе «Компрессор», смонтирована и обвязана с существующим оборудованием ТЭЦ. В качестве низкопотенциального источника энергии для ТНУ использована сбросная теплота циркуляционной воды после конденсаторов турбин. В результате испытаний рекомендованы к разработке схемы с передачей сбросной теплоты циркуляционной воды в обратную тепломагистраль теплосети (до подогревателей сетевой воды) и использования сбросной теплоты для ступенчатого нагрева в ТНУ подпиточной сетевой воды.

Заключение

Достижения в создании современных промышленных теплонасосных установок позволяют осуществлять реализацию проектов по утилизации значительной части этой традиционно теряемой сбросной низкопотенциальной энергии. Рациональность рекуперированной теплоты обусловлена возможностью с помощью ТНУ, не затрачивая дополнительного топлива, организовать подогрев подпиточной воды, производить подогрев сетевой воды из обратной магистрали в конденсаторе теплового насоса с вытеснением сетевого подогревателя первой ступени, захлаживание обратной сетевой воды в испарителе теплового насоса и подогрев её в дополнительном пучке конденсатора турбины, улучшая в последнем вакуум и повышая выработку электроэнергии. Для вывода об экономической целесообразности такой утилизации необходимо выполнить многовариантные оптимизационные расчёты различных схем, обосновывающие реальную экономию первичного топлива, повышение выработки электроэнергии и теплоты, повышение энергетической эффективности работы турбин за счёт применения теплонасосных технологий, с учётом действующих тарифов на электро- и теплоэнергию, достоверных данных по коэффициенту преобразования ТНУ, капитальных и эксплуатационных затрат.

УДК 621.35

ПРИМЕНЕНИЕ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Радцевич В.Ф., Родик А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

Топливный элемент (ТЭ) или топливная ячейка – электрохимическое устройство, подобное гальваническому элементу, но отличающееся тем, что вещества для электрохимической реакции подаются извне (в отличие от ограниченного количества энергии, запасенного в гальваническом элементе или аккумуляторе) [2].

Топливный элемент имеет два электрода: анод (отрицательный электрод) и катод (положительный электрод), на которых происходит химическая реакция. Чтобы ее ускорить, поверхность электродов покрывается катализатором. Превращение химической энергии топлива непосредственно в электричество, происходит благодаря работе электролитической мембраны, которая отделяет две камеры элемента, в которые подают топливо и окислитель. Мембрана позволяет проходить из одной камеры в другую только протонам, которые получают в результате расщепления топлива, на электроде, покрытом катализатором (электроны при этом пробегают по внешней цепи). Во второй камере протоны воссоединяются с электронами (и атомами кислорода), образуя воду.

На химическом уровне процесс превращения энергии топлива в электроэнергию схож с обычным процессом горения (окисления). При обычном горении химическая энергия топлива переходит в теплоту. При окислении водорода кислородом в среде электролита и при наличии электродов результирующая реакция $2H_2 + O_2 \rightarrow H_2O$ – та же, что и при обычном горении, но **в топливном элементе получается электрический ток и частично теплота**.

Области применения топливных элементов различны, например:

- транспорт (электромобили, авто-, морской и железнодорожный транспорт, горная и шахтная техника; вспомогательный транспорт – складские погрузчики и т.д.);
- бортовое питание (авиация, космос, подводные лодки и пр.);
- мобильные устройства (портативная электроника, питание сотовых телефонов, армейские зарядные устройства и пр.).

Топливные элементы находят все более широкое применение и в энергетике [1–3].

К настоящему времени в США, Японии, странах Евросоюза распространяются установочные партии когенерационных низкотемпературных и среднетемпературных топливных элементов, соответственно, с протонообменной мембраной (PEFC) и фосфорноокислотных (PAFC).

Преимущества мини-ТЭС на топливных элементах:

- отсутствие вибрации и минимум шума вследствие отсутствия движущихся частей (суммарный шум силового модуля совместно с модулем охлаждения менее 60 дБ на 10 м);
- высокая экологичность, поскольку уходящие газы мало отличаются от чистого воздуха (для установки средней мощности вредные выбросы составляют: $NO_x < 1 \text{ ppm}$, $SO_x < 1 \text{ ppm}$, $CO < 2 \text{ ppm}$, углеводороды – менее 1 ppm);
- широкий диапазон изменения нагрузки (от 10 до 100 %, при этом возможен быстрый наброс нагрузки во всем диапазоне);
- простота монтажа и запуска (контейнерное исполнение), гарантийный срок не менее 10 лет; благодаря небольшому количеству сменных деталей практически отсутствуют затраты на техническое обслуживание, а коэффициент готовности составляет до 98 %;
- ТЭ не требовательны к топливу: в качестве топливного газа, наряду с природным газом в ТЭ можно использовать биогаз, угольный газ, рудничный газ, синтезгазы и даже метанол. Это значит, что ТЭ могут работать на возобновляемых источниках энергии.

Эффективность выработки электроэнергии достаточно высока: электрический КПД установки с ТЭ составляет 47 %, а при ее дооснащении паровой турбиной возможно достижение суммарного электрического КПД до 65 %.

Перспективы масштабного применения когенерационных ТЭ связаны с уменьшением их удельной стоимости.

Возможно также применение гибридных энергоустановок на базе ГТУ и ПГУ, в которых камера сгорания заменяется высокотемпературными топливными элементами: твердооксидными (*SOFС*) или на основе расплавленных карбонатов (*MCFC*), работающими при температуре 850 °С и 650 °С. Уже созданы образцы высокотемпературных энергетических топливных элементов единичной мощностью от 200 кВт до 20 МВт с КПД на уровне 60 – 70 %. В перспективе намечается достижение КПД на уровне 75 % с созданием энергетических установок мощностью до 300 МВт и более.

В большой энергетике актуально перспективное применение топливных элементов для крупномасштабного аккумулирования энергии.

Рост неравномерности суточных графиков электрических нагрузок усложняет регулирование частоты и мощности в энергосистеме, в особенности при дефиците в ней маневренных мощностей и избытке базовых. Эксплуатация оборудования в переменных режимах снижает его надежность и экономичность, а применение аккумуляторов энергии позволяет улучшить условия работы энергосистемы. Все более широкое применение возобновляемых источников, использующих энергию солнца и ветра и характеризующихся неравномерностью генерации, также невозможно без применения емких аккумуляторов, запасующих энергию в той или иной форме.

Одним из вариантов электрохимического накопителя энергии может быть топливный элемент в сочетании с электролизерами и газгольдерами. При снижении электрической нагрузки в энергосистеме избыточная (по сравнению с требуемой по графику) энергия идет на гидролиз воды для получения O_2 и H_2 . В периоды пиковой нагрузки в системе, полученные O_2 и H_2 , направляются в топливный элемент для выработки дополнительной электроэнергии.

При этом повышается коэффициент заполнения графика электрической нагрузки, и улучшаются условия работы оборудования ТЭС и АЭС.

Возможно также применение топливных элементов в действующей энергетике для получения электроэнергии за счет утилизации водорода, сбрасываемого в атмосферу из водородного хозяйства электростанций, на которых H_2 используется для охлаждения электрических машин (генераторов и синхронных компенсаторов) на ТЭС, ГЭС и других промышленных объектах.

Таким образом, топливные элементы, могут использоваться, как для повышения эффективности действующих электростанций, так и в качестве перспективных энергогенерирующих источников. ТЭ могут помочь в преодолении ограничений 2-го и 3-го начал термодинамики, поскольку для них теоретический КПД может достигать 80 %, что значительно выше, чем КПД цикла Карно, составляющий 50 % для тепловых машин и зависящий от разницы температур рабочего тела в цикле. КПД ТЭ, определенный по теплоте химической реакции, теоретически может быть и выше 100 %, если в работу будет превращаться и теплота окружающей среды.

Литература

1. Гринбаум, М. Программа исследований, разработок и демонстраций новых технологий по экологически чистому использованию угля // Электрические станции. – 2002. – № 1. – С. 72–81.
2. Коровин, Н.В. Топливные элементы и электрохимические энергоустановки. – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 280 с.
3. Международное энергетическое агентство. Перспективные технологии в области энергетики. – В поддержку Плана действий G-8. – Сценарии и стратегии до 2050 года.

УДК 628.1

ВНЕДРЕНИЕ КОМПЬЮТЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ТЭС И АЭС В ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ПРОЦЕСС КАФЕДРЫ ТЭС БНТУ

Римашевская Е.Д.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

Введение. Бесспорным является то, что метод ионного обмена позволяет получить воду любого требуемого качества для использования на ТЭС и АЭС [1]. Появление в мировой практике новых типов парогенерирующего оборудования и ужесточение норм качества водного теплоносителя требуют совершенствования водоподготовки. Компьютерные программные расчеты дают возможность оптимизировать выбор технологии обессоливания воды ещё на стадии проектирования водоподготовительных установок [2].

Анализ состояния подготовки водного теплоносителя на ТЭС Республики Беларусь. Состояние технологии подготовки водного теплоносителя на теплоэлектростанциях (ТЭС) Белорусской энергосистемы определяется состоянием и перспективами развития основного теплоэнергетического оборудования. В настоящее время в Белорусской энергосистеме используются, в основном, технологии физико-химической обработки природной воды, разработанные в 1960–1970-х гг. Данные технологии позволяют добиться качества воды, соответствующего нормам различных промышленных энергетических объектов; гарантируют длительную безаварийную работу основных агрегатов теплоэнергетического производства, просты в эксплуатации. Однако при этом требуют высоких капитальных затрат, значительного расхода реагентов, сопровождаются большим количеством высокоминерализованных стоков. Велико и негативное их влияние на окружающую среду, что оборачивается увеличением материальных затрат на обработку воды. Непрерывно возрастающая стоимость реагентов и воды (плата осуществляется как за водопотребление, так и водоотведение) ставит задачу повышения экономической эффективности систем водоподготовки и снижения их негативного влияния на экологию, а введение в эксплуатацию современного теплотехнического оборудования – улучшения качества подпиточной воды, возможного только путем внедрения новых технологий и оборудования [3].

Совершенствование технологий обессоливания воды на ТЭС и АЭС. В конце XX в. наибольшее распространение получила технология обессоливания воды на базе параллельно-точных ионитных фильтров (для вод с малой и средней минерализацией) и термическое обессоливание (для вод с высокой минерализацией или повышенной окисляемостью) [4]. Ужесточение экологических требований к водоподготовке, ухудшение качества обрабатываемых вод и высокие эксплуатационные затраты привели к созданию новых технологий обработки воды.

Анализ литературных источников [4-6] показывает, что предложения по совершенствованию технологии обессоливания воды на ТЭС и АЭС можно разделить на следующие группы:

- оптимизацию действующих установок ионообменного химического обессоливания (ХОУ), направленную на сокращение расхода реагентов и стоков;
- разработку схем ХОУ на основе противоточных технологий (UPCORE, Packed Bed, Schwebbett и др.);
- разработку схем обессоливания на основе мембранных методов обработки воды;
- создание малоотходных технологий на основе термического метода.

Возможность практически безреагентного удаления растворенных солей и органических соединений предопределяет актуальность использования мембранных технологий в схемах обессоливания воды на ТЭС и АЭС Белорусской энергосистемы. Традиционно используемая проточная ионообменная технология обессоливания воды,

позволяющая добиться качества воды, соответствующего нормам различных промышленных энергетических объектов, теряет конкурентоспособность в условиях значительного повышения цен на ионообменные смолы, кислоту и щелочь, и увеличения платы за водопользование и сброс минерализованных стоков, что делает мембранные технологии обессоливания конкурентоспособными по сравнению с ионообменными.

Характеристика компьютерных технологий расчета систем водоподготовки. При проектировании новых и модернизации существующих водоподготовительных установок (ВПУ) основными задачами являются [7]:

- обеспечение стабильного качества получаемой воды;
- обеспечение технологической надежности и устойчивости работы оборудования;
- сокращение эксплуатационных затрат;
- минимизация количества сбрасываемых стоков.

В настоящее время наметился прогресс в области водоподготовки: вводятся новые и реконструируются существующие установки. При этом используются высокотехнологичные элементы систем водоподготовки и прогрессивные методы водоочистки [8, 9].

Проектирование различных систем обработки воды в современных условиях проводится с использованием программированных расчетов. Расчет технологических параметров систем водоподготовки может выполняться с помощью специализированных программ, предоставляемых производителями основных технологических элементов схем водоподготовки («CADIX», «Ion Exchange Design», «Winflows», «ROSA», и др.) [10].

Фирмы-производители мембранных аппаратов (элементов) (Hydranautics, Saehan, Osmonics, LANXESS) и ионообменных смол и установок химического обессоливания воды (DOW CHEMICAL, LANXESS, Purolite) предоставляют своим покупателям специализированные компьютерные программы для расчета схемы оптимального гидравлического распределения и определения химического состава фильтрата исходя из заданных характеристик установки. Рассмотрим и проанализируем эффективность проектирования систем водоподготовки с использованием компьютерных программ.

Особенности использования компьютерных технологий при проектировании систем водоподготовки. [11, 12] автором был проведен сравнительный анализ программного проектирования ионообменных ВПУ ТЭС и АЭС с использованием различных технологий регенерации. Выполнение сравнительного анализа программ CADIX и Ion Exchange Design осуществлялось при проектировании условной ВПУ с использованием различных способов регенерации ионитных фильтров.

Программа CADIX (Computer Aided Design for Ion eXchange – Компьютерное проектирование для ионного обмена) – компьютерная программа проектирования систем ионного обмена, разработанная компанией DOW CHEMICAL. Программа CADIX является универсальным ионообменным инженерным инструментом для проектирования и анализа существующих рабочих систем водоподготовки. Более того, программа CADIX обеспечивает оценку экономической обоснованности переоборудования ионообменных систем водоподготовки с использованием противоточных технологий UPCORE или Packed Bed. CADIX позволяет проектировать одновременно как прямоточное, так и противоточное регенерирование фильтров умягчения и обессоливания с использованием ионообменных смол марки DOWEX. К достоинствам программы CADIX можно отнести то, что при введении неверных параметров программа автоматически уведомляет об ошибке и просит скорректировать данные, а также позволяет изменять любой параметр и в режиме реального времени отслеживать изменения выходных характеристик.

Немаловажными факторами при оценке экономической и экологической эффективности работы фильтров являются качество и количество сточных вод. Расчет качества и количества сточных вод проводится в программе CADIX как для прямоточной, так и для противоточной регенерации. В обоих случаях стоки разделяются на две части «грязные» и «чистые» стоки. Первые составляют примерно 1/3 от объема всех сточных вод, имеют более высокую концентрацию ионов и направляются на нейтрализацию.

Программа Ion Exchange Design – компьютерная программа для проектирования систем ионного обмена, разработанная фирмой Purolite. Она предназначена для использования инженерами-проектировщиками, которые имеют опыт проектирования таких систем. По своей структуре программа является очень гибкой и позволяет осуществить многие вариации в зависимости от конкретных параметров пользователя, что позволяет исследовать влияние изменения множества различных факторов на проектируемую им систему. После ввода всех требуемых параметров сама программа будет генерировать предупреждения, если работа с системой ведется 'ошибочным образом', поэтому, при условии, что на эти предупреждения будет обращено должное внимание, программа может создавать функциональную конструкцию. Программа также следит за соблюдением равенства количества катионов и анионов и производит расчет качества и количества сточных вод для проточной и противоточной регенерации.

В [13, 14] автором было проведено исследование малосточности технологий водоподготовки на ТЭС с использованием различных технологий обессоливания воды. Выполнение сравнительного анализа эффективности схем водоподготовки осуществлялось с использованием программы CADIX, описанной выше, и ROSA при проектировании малосточной ВПУ ТЭС с использованием различных способов подготовки обессоленной воды (противоточной технологии ионного обмена и баромембранной технологии обратного осмоса).

Программа ROSA – компьютерная программа для расчета баромембранных установок обессоливания воды по технологиям обратного осмоса и нанофильтрации с применением мембранных элементов FILMTEC, разработанная компанией DOW CHEMICAL. Программа позволяет быстро и легко выполнить предварительные расчеты показателей работы элементов FILMTEC в конкретных условиях. Для оценки работы баромембранных установок необходимо сделать несколько вариантов расчетов с разными параметрами. Программа позволяет рассчитывать двухступенчатые схемы с рециклом концентрата, когда часть его потока возвращается для подмеса к питательной воде той же или предыдущей ступени. Программа производит расчет качества и количества фильтрата и концентрата баромембранных установок.

Winflows – компьютерная программа для расчета баромембранных установок, разработанная компанией Osmonics. Программа очень удобна в расчетах серьезных систем, состоящих из рулонных мембранных элементов. Требуется знание основ проектирования мембранных установок. Программа позволяет рассчитывать двух- и трехступенчатые схемы с рециклом концентрата. Содержит технико-экономические расчеты эксплуатационных затрат на содержание системы. К достоинствам программы Winflows можно отнести расчет ступени дообессоливания пермеата обратноосмотических установок на установке электродеионизации (ЭДИ).

Заключение. Существующие в настоящее время компьютерные программы призваны помочь инженерам и производителям оригинального оборудования водоподготовки настроить компоненты для обработки воды лучше и быстрее посредством применения технологий компьютерного проектирования.

Компьютерные программы проектирования систем ионного обмена CADIX и Ion Exchange Design и баромембранных установок Winflows и ROSA дают возможность получить необходимые данные для выбора основного и вспомогательного оборудования ионообменных и баромембранных установок соответственно, различных эксплуатационных режимов, показателей работы установок. Отличная визуализированность и наглядность рассмотренных в данной работе программ способствуют минимизации временных затрат на проведение исследования или расчета.

По результатам работы автора в 2015 году было получено 2 акта внедрения в образовательный процесс кафедры «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета в учебную программу дисциплин «Водоподготовка и водно-химические режимы АЭС» и «Водоподготовка и водно-

химические режимы ТЭС». Внедрение осуществлено при выполнении курсовых проектов по дисциплинам «Водно-химический комплекс АЭС» и «Водно-химический комплекс ТЭС» соответственно. Указанные виды учебных занятий проводятся со студентами, обучающимися по специальности 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций» и 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» соответственно.

Применение современных технологий и схем обессоливания воды на объектах энергетики позволит сократить использование природной воды и реагентов, а также объем сточных вод и концентрацию ионов в сточных водах и снизить за счет этого негативное воздействие ТЭС и АЭС на гидросферу.

Литература

1. Выбор метода водоподготовки на ТЭС различных типов / А.С. Седлов, Е.Н. Потапкина, А.П. Рыков и др. // Вестник МЭИ, №4, 2004. С. 26-32.
2. Процессы и аппараты передовых технологий водоподготовки и их программные расчеты: учебное пособие для ВУЗов / А.С. Копылов, В.Ф. Очков, Ю.В. Чудова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009.
3. Хаютина Е.С. Новое оборудование требует модернизации водоподготовки и водного режима // Энергетика Беларуси, № 17, 2015. – С. 5. – №18, 2015. – С. 6.
4. Опыт совершенствования технологий обессоливания воды на ТЭС / А.С. Седлов, В.В. Шищенко, Б.М. Ларин, А.Б. Ларин, Е.Н. Потапкина, Ф.Р. Хазиахметова // Электрические станции, № 10, 2010. С. 13–21.
5. Внедрение противоточной технологии UPCORE фирмы «Дау Кэмикал» (США) на ВПУ по обессоливанию ТЭЦ-12 МОСЭНЕРГО / И.И. Боровкова, И.С. Балаев, С.Л. Громов, В.А. Сидоров, В.А. Шуляев // Электрические станции, № 5, 2000. С. 29-31.
6. Громов С.Л. Технологические преимущества процесса противоточной регенерации ионообменных смол UPCORE: промывка взрывлением // Теплоэнергетика, № 3, 1998. С. 52-55.
7. Опыт НПК «МЕДИАНА-ФИЛЬТР» в области модернизации ВПУ в энергетике// Реконструкция энергетики – 2010, 2010. С. 121-123.
8. Водоподготовка в энергетике: Учебное пособие для вузов/ А.С. Копылов, В.М. Лаврыгин, В.Ф. Очков. – М.: Издательство МЭИ, 2003.
9. Копылов А.С., Очков В.Ф. Современные методы водоподготовки. Информационная и расчетная поддержка прогрессивных технологий // Водоочистка, водоподготовка, водоснабжение; №0, 2008. С.36-39.
10. Римащевская Е.Д. Совершенствование проектирования водоподготовительных установок тепловых и атомных электрических станций с использованием компьютерных технологий // Информатизация инженерного образования. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. С.415-419.
11. Родина Е.В., Римащевская Е.Д. Исследование программного проектирования ВПУ ТЭС и АЭС // Энергия-2015, Том 1, 2015. С.103-105.
12. Родина Е.В., Римащевская Е.Д. Исследование компьютерных программ проектирования ВПУ ТЭС и АЭС // Энергия 2015, конкурс докладов по электроэнергетическим и электротехническим тематикам СИГРЭ. Вестник Российского национального комитета СИГРЭ, №7, 2015. С. 76-80.
13. Римащевская Е.Д. Совершенствование малоотходных технологий ХВО // Актуальные проблемы энергетики, №71, 2015. С.254-227.
14. Римащевская Е.Д. Разработка малосточной ВПУ ТЭЦ // Электроэнергетика глазами молодежи – 2015, том 2, 2015. – С.358-363.

УДК 621.125

МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА КОРПУСНЫХ ДЕТАЛЕЙ ТУРБИНЫ

Руто Д.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Пронкевич Е.В.

Контроль металла корпусной детали включает в себя: визуальный осмотр поверхности зоны контроля, зачищенной от окалины; магнитопорошковый или вихретоковый контроль; при наличии ремонтных аустенитных заварок – травление; ультразвуковой контроль объемными волнами для определения толщины стенки детали и выявления объемных металлургических дефектов в зоне обнаруженных трещин; измерение глубины обнаруженных трещин различными методами. Результаты контроля оформляются в виде формуляра детали, в котором условным цветом отмечаются места расположения дефектов, обнаруженных при каждом капитальном ремонте, исходные размеры дефекта, размеры выборки, принятое решение по ремонту (выбран, заварен, засверлен и др.) и толщина стенки в трещиноватой зоне.

Магнитопорошковая дефектоскопия

В зависимости от размеров выявляемых поверхностных несплошностей устанавливаются три условных уровня чувствительности определяемых минимальной шириной и длиной условного дефекта (А, Б, В). Контроль корпусов турбин обычно проводят на уровне чувствительности Б.

В качестве индикаторов несплошностей при МПД используются черные или цветные магнитные порошки, или их суспензии. Перед проведением МПД необходимо подготовить поверхность и оценить ее пригодность к контролю. Выявленные при визуальном осмотре дефекты должны быть устранены до проведения МПД. Контроль корпусов турбин, как правило, осуществляется способом приложенного поля, так как металл корпусов относится к магнитомягким материалам. Выполняется циркулярное или полюсное намагничивание. Циркулярное намагничивание производится воздействием через контролируемое изделие постоянного, переменного или импульсного тока. Ток в цепи из одного витка равен 1110–1200 (переменный) и до 600А (постоянный). Источниками тока служат крупногабаритные, тяжелые аппараты (например, ДМП-2). В местах подключения (прижатия) электродов к контролируемому объекту очень часто возникают прижоги, вызывающие локальные растрескивания. После такого контроля необходима зашлифовка мест электрического контакта.

Полюсное намагничивание обычно выполняется электромагнитом или постоянным магнитом. Для обеспечения высокой чувствительности необходимо снижать магнитные потери за счет зазора между изделием и полюсным наконечником. В этой связи применяют магниты с шарнирными (подвижными) магнитопроводами и профильными полюсными наконечниками, имеющими ту же форму, что и у контролируемого объекта. Иногда полюсные наконечники выполняют в виде подпружиненных стержней, которые при прижиге магнита принимают форму поверхности. Из промышленных аппаратов следует отметить переносной комплект ПМД-70 с питанием от сети переменного тока или аккумуляторов напряжением 27 В. Ложные индикаторные следы, как правило, возникают по линии сплавления заварок, выполненных аустенитными электродами. В этом случае используется цветная дефектоскопия или травление (Тр).

Цветная дефектоскопия

Цветная дефектоскопия выполняется при хорошо отшлифованной поверхности контроля, так как при более грубой поверхности большинство из известных дефектоскопических материалов (ДМ) удаляются плохо и составляют фон, мешающий расшифровке результатов контроля. Имеются ДМ, позволяющие выполнять контроль при

более грубо обработанной поверхности, например, ДАК-2Ц (при $R_z < 40$ мкм), I ИФХ-КОЛОП (при $R_z < 30$ мкм).

Вихретоковая дефектоскопия

Для проверки пороговой чувствительности дефектоскопов должны применяться первичные контрольные образцы с искусственными или естественными дефектами, размеры которых соответствуют пороговой чувствительности. Вторичные контрольные образцы служат для уточнения методики контроля, проверки работоспособности и настройки дефектоскопа. Они должны иметь дефекты, характеризующие предел реальной чувствительности дефектоскопа в конкретном случае контроля. В частности, это относится к линии сплавления ремонтных заварок, выполненных аустенитными электродами.

Измерение глубины трещины

Электропотенциальный метод. ЭПМ относится к электрическим методам контроля (ЭМК) и основан на регистрации падения потенциала. В практике контроля метод известен более 60 лет. При приложении к металлическому телу электрического напряжения в нем образуется электрическое поле. Если напряжение стабилизировано, то поле будет также стабильным. Геометрическое место точек с одинаковым потенциалом образует эквипотенциальную линию. Electroды, с помощью которых создается электрическое поле, называются токовыми.

Вихретоковый метод. В широкой практике контроля, применяемого в энергетике, вихретоковые приборы в основном используются для поиска дефектов, т.е. они настраиваются из-за их схемных решений так, что при обнаружении трещины незначительной глубины индикатор прибора резко отклоняется.

К преимуществам вихретокового метода относятся:

- возможность выполнять контроль и измерение по грубо обработанной поверхности;
- возможность выполнять измерения на криволинейных поверхностях благодаря малым размерам датчиков.

К недостатку, ограничивающему применение, следует отнести влияние краевого эффекта.

Механический метод. При оценке глубины трещины механическим способом сначала различными неразрушающими методами (МПД, УЗК, цветная дефектоскопия, травление, вихретоковый метод и др.) уточняется длина дефекта. После этого осуществляется фиксирование трещины путем сверления глухих отверстий, служащих исходными отметками для последующего контроля, а также являющихся препятствием для дальнейшего развития дефекта. Эти сверления должны проводиться на глубину до 10 мм, глухие отверстия должны иметь диаметр 12–18 мм на необработанной поверхности и 3–5 мм на обработанной поверхности.

Ультразвуковой контроль

Ультразвуковой контроль основан на способности ультразвуковых волн проникать в металл на большую глубину и отражаться от находящихся в нем дефектных участков. В процессе контроля пучок ультразвуковых колебаний от вибрирующей пластинки-щупа (пьезокристалла) вводится в контролируемый шов [1]. При встрече с дефектным участком ультразвуковая волна отражается от него и улавливается другой пластинкой-щупом, которая преобразует ультразвуковые колебания в электрический сигнал.

Эти колебания после их усиления подаются на экран электронно-лучевой трубки дефектоскопа, которые свидетельствуют о наличии дефектов. По характеру импульсов судят о протяженности дефектов и глубине их залегания [2]. Ультразвуковой контроль можно проводить при одностороннем доступе к сварному шву без снятия усиления и предварительной обработки поверхности шва.

Ультразвуковой контроль имеет следующие преимущества: высокая чувствительность (1–2%), позволяющая обнаруживать, измерять и определять местонахождение дефектов площадью 1–2 мм²; большая проникающая способность ультразвуковых волн, позволяющая контролировать детали большой толщины; возможность контроля сварных соединений с

односторонним подходом; высокая производительность и отсутствие громоздкого оборудования. Существенным недостатком ультразвукового контроля является сложность установления вида дефекта. Этот метод применяют и как основной вид контроля, и как предварительный с последующим просвечиванием сварных соединений рентгеновским или гамма-излучением.

Заключение

Следует отметить, что среди перечисленных методов контроля нет такого, который гарантировал бы выявление всех дефектов сварки. Каждый из этих методов обладает своими преимуществами и недостатками. Например, при использовании радиационных методов контроля достаточно уверенно обнаруживают объемные дефекты небольшого размера (0,1 мм и более) и значительно хуже – несплавления, трещины и стянутые непровары (~ 35–40%). Ультразвуковой метод, наоборот, более чувствителен к плоскостным дефектам и малоэффективен при контроле конструкций с дефектами в виде пор размером 1 мм и менее. Для выявления поверхностных дефектов применяют или капиллярный, или магнитные методы контроля.

Практика показывает, что правильная организация процессов контроля, а также умелое применение того или иного метода или сочетания методов при контроле позволяют с большой надежностью оценить качество сварных соединений.

Для устранения дефектов сварных швов используют следующие приёмы:

Неполномерность швов устраняется наплавкой дополнительного слоя металла. При этом наплавляемую поверхность необходимо тщательно очистить до металлического блеска абразивным инструментом или металлической щеткой. Чрезмерное усиление шва устраняют с помощью абразивного инструмента или пневматического зубила. Непровар, кратеры, пористость и неметаллические включения устраняют путем вырубki пневматическим зубилом или расчистки абразивным инструментом всего дефектного участка с последующей заваркой. Часто применяют выплавку дефектного участка резаком поверхностной кислородной или воздушно-дуговой резки. Подрезы заваривают тонкими валиковыми швами. Наплывы устраняются обработкой абразивным инструментом или с помощью пневматического зубила. Наружные трещины устраняются разделкой и последующей заваркой. Для предупреждения распространения трещины по концам ее сверлят отверстия. Разделку трещины выполняют зубилом или резаком. Кромки разделки зачищают от шлака, брызг металла, окалины и заваривают. Швы с внутренними трещинами вырубают и заваривают заново. При наличии сетки трещин дефектный участок вырезают и взамен сваркой накладывают заплату.

Литература

1. Щербинский В.Г. Технология ультразвукового контроля сварных соединений. – Москва, 2005. – 148 с.
2. Алешин Н.П., Лупачев В.Г. Ультразвуковая дефектоскопия: Справочное пособие. – Минск, Вышэйшая школа, 1987. – 378 с.
3. Солнцев Ю.П. Материаловедение: Учебник для вузов / Ю.П. Солнцев, Е.И. Пряхин, Ф. Войкут. – М.: МИСИС, 1999. – 600 с.

УДК 621.18-5

САР ТЕМПЕРАТУРЫ ПРЯМОЙ СЕТЕВОЙ ВОДЫ

Самардак С.О.

Научный руководитель – ассистент Зеленин Д.С., ассистент Денисов С.М.

Подогреватель теплофикационной сетевой воды предназначен для её подогрева до требуемой температуры, значение которой задают в зависимости от температуры наружного воздуха. Подогреватель – поверхностный теплообменник, по змеевикам которого с помощью сетевого насоса прокачивают воду. Снаружи змеевики обогревают паром. Источником греющего пара обычно служат отборы паровых турбин или резервирующие их РОУ. Основной регулируемой величиной подогревателя служит температура прямой сетевой воды $t_{с.в.}$, которую необходимо поддерживать на заданном уровне с высокой точностью, диктуемой в основном условиями экономичной работы теплофикационных турбин. Сетевая вода циркулирует обычно по замкнутому контуру: насос – подогреватель – тепловая сеть – насос. При этом неизбежные потери в тепловой сети восполняют за счёт подпиточной воды, которая поступает на всас сетевых насосов под избыточным давлением. Потери воды в сети имеют характер случайных и неконтролируемых возмущений. Поэтому желательно предусматривать автоматическое регулирование расхода подпиточной воды в зависимости от давления обратной сетевой воды.

Регулирование температуры прямой сетевой воды можно осуществлять тремя способами.

При первом регулятор температуры получает сигнал по $t_{с.в.}$ и воздействует на перемещение регулирующей заслонки на трубопроводе греющего пара. Для обеспечения требуемой точности поддержания значений регулируемой величины при этом варианте могут потребоваться относительно большие перемещения регулирующей заслонки, что может привести к существенным колебаниям давления пара источника. Чтобы избежать этого, температуру прямой сетевой воды можно регулировать перепуском части обратной сетевой воды через клапан в обвод подогревателя в трубопровод прямой сетевой воды, т.е. смешением подогретого и холодного потоков сетевой воды.

Второй способ регулирования кроме инерционности регулируемого участка позволяет сохранить неизменный расход греющего пара и тем самым способствует стабилизации давления в теплофикационных отборах турбины. Однако этот метод не экономичен и эффективен лишь при значительных перепадах температур обратной и прямой сетевой воды (20–30 °С). Для регулирования $t_{с.в.}$ обычно используют ПИ-регуляторы с автоматическим или ручным изменением задания в зависимости от температуры наружного воздуха.

В третьем, наиболее экономичном, способе регулирования $t_{с.в.}$ происходит изменением давления пара в теплофикационном отборе при полностью открытой регулирующей заслонке. Давление пара в отборе изменяют с помощью системы регулирования паровой турбины и специального автоматического задатчика температуры, действующих в зависимости от электрической нагрузки турбогенератора и температуры наружного воздуха.

Регулирование температуры будет осуществляться на аппаратуре Siemens Simatic S7-1200. Приборы Siemens широко применяются в системах автоматизации объектов промышленной энергетики и теплоснабжения, а также на более мощных энергетических установках

При автоматизации сетевых подогревателей одной из основных задач является регулирование температуры сетевой воды на выходе из подогревателей.



Рисунок 1 – Программируемый логический контроллер Siemens Simatic S7-1200

Регулирование температуры сетевой воды за подогревателями осуществляется путем дросселирования греющего пара или перепуском части сетевой воды в обход подогревателей (Рисунок 2). Первый метод применяется при регулировании температуры сетевой воды за пиковыми подогревателями, второй метод – за основными подогревателями, когда выключены пиковые. При этом обеспечивается меньшее колебание давления греющего пара и уменьшается инерционность регулируемого объекта. В обоих случаях применяются ПИ-регуляторы.

Пароводяные подогреватели в первом приближении можно рассматривать как инерционные объекты с запаздыванием. Схемы регулирования температуры сетевой воды представлены на рисунке 2:

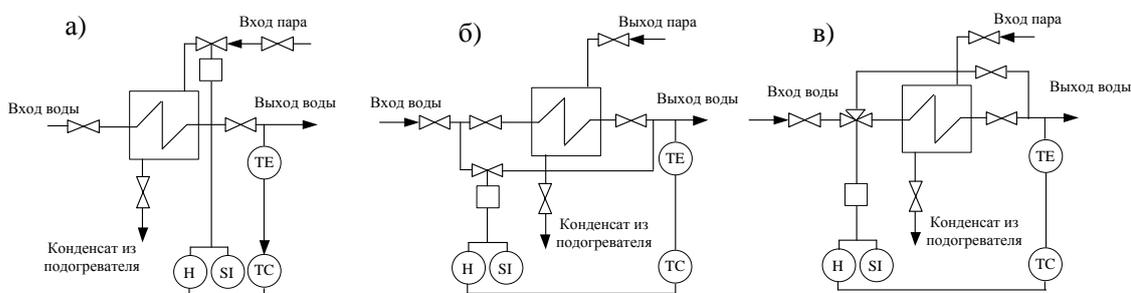


Рисунок 2 – Схемы регулирования температуры сетевой воды за подогревателями: дросселированием греющего пара (а), перепуском части воды в обход подогревателя помощью регулирующего клапана на обводной линии (б), с помощью трехходового регулирующего клапана (в)

В основных и пиковых сетевых пароводяных подогревателях требуется поддерживать уровень конденсата, в допустимых пределах исходя из условий оптимального теплообмена в подогревателе и исключения возможности заброса воды в трубопровод греющего пара. Участок регулирования подогревателя по уровню конденсата является интегрирующим звеном. Для регулирования уровня применяются ПИ-регуляторы.

Объектом автоматизации являются два последовательно включенных подогревателя сетевой воды с контролем промежуточной температуры.

Подогреватель сетевой воды ПСВ предназначены для подогрева сетевой воды на тепловых электростанциях, в отопительно-производственных и отопительных котельных.

Подогреватели сетевой воды ПСВ устанавливаются в схеме теплоснабжения и подогревают сетевую воду на тепловых электростанциях паром из отборов турбин, а в отопительно-производственных и отопительных котельных паром котлов низкого давления. В подогревателе сетевая вода движется по теплообменным трубкам, а греющий пар поступает через пароподводящий патрубок в межтрубное пространство. Конденсат пара стекает в нижнюю часть корпуса и отводится из подогревателя через регулирующий клапан, управляемый электронным автоматическим устройством. Аппаратура автоматического регулирования уровня конденсата поддерживает нормальный уровень конденсата в корпусе, выпускает избыток конденсата в дренажную сеть и препятствует выходу пара из корпуса. Накапливающиеся в подогревателе неконденсирующиеся газы отводятся через патрубок на корпусе.

Внедрение данного проекта автоматизации позволяет получить технический, экономический и социальный эффект. При этом под экономическим эффектом будем понимать технический эффект, выраженный в денежных единицах.

Технический эффект автоматизации проявляется как на самом технологическом оборудовании, так непосредственно и на технических средствах автоматизации в виде следующих составляющих:

1. Повышения экономичности работы технологического оборудования, уменьшения расхода топлива на выработку энергии.
2. Надёжность работы технологического оборудования, как уменьшение числа отказов.
3. Долговечность работы технологического оборудования, как увеличение срока службы.
4. Повышение безопасности работы технологического оборудования.

Социальный эффект автоматизации проявляется в освобождении человека-оператора от тяжёлого физического труда, а в последнее время и от части интеллектуального.

Экологический эффект: использование внедренной автоматики повышает КПД сетевых подогревателей, что уменьшает общий расход на них пара, за счет чего снижается количество сжигаемого топлива для производства пара, а, следовательно, и выбросы вредных веществ в атмосферу.

Литература

1. Плетнёв Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов вузов / Г.П. Плетнёв. – 4-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с., ил.
2. Рогач В.Я. Теория автоматического управления: учебник для вузов / В.Я. Рогач. - 4-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 400 с., ил.

УДК 621.311

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ КОНЦЕВЫХ УПЛОТНЕНИЙ ПАРОВЫХ ТУРБИН

Семук П.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

Система уплотнений паровой турбины предназначена для исключения поступления атмосферного воздуха в вакуумную систему через концевые уплотнения цилиндров, а также для предупреждения выхода пара в атмосферу из цилиндров с избыточным его давлением в них.

С появлением многоцилиндровых турбин на повышенные и сверхкритические начальные параметры пара ручное управление вентилями и наблюдение за многочисленными «вестовыми» трубами стало затруднительным. Кроме того, сами «вестовые» трубы были признаны неэстетичными, а выход пара из них был причиной повышенной влажности в машинном зале, поэтому было решено автоматизировать работу уплотнений: уплотняющий пар стали подавать через общий регулятор давления с контролем давления и температуры пара, а отвод паровоздушной смеси из внешних камер уплотнений выполнили в «сальниковый» охладитель, переименованный впоследствии в конденсатор пара уплотнений (КПУ).

Такие решения были реализованы на одной из 1-х многоцилиндровых турбин на сверхкритические параметры пара – турбине К-300-240-1 ЛМЗ.

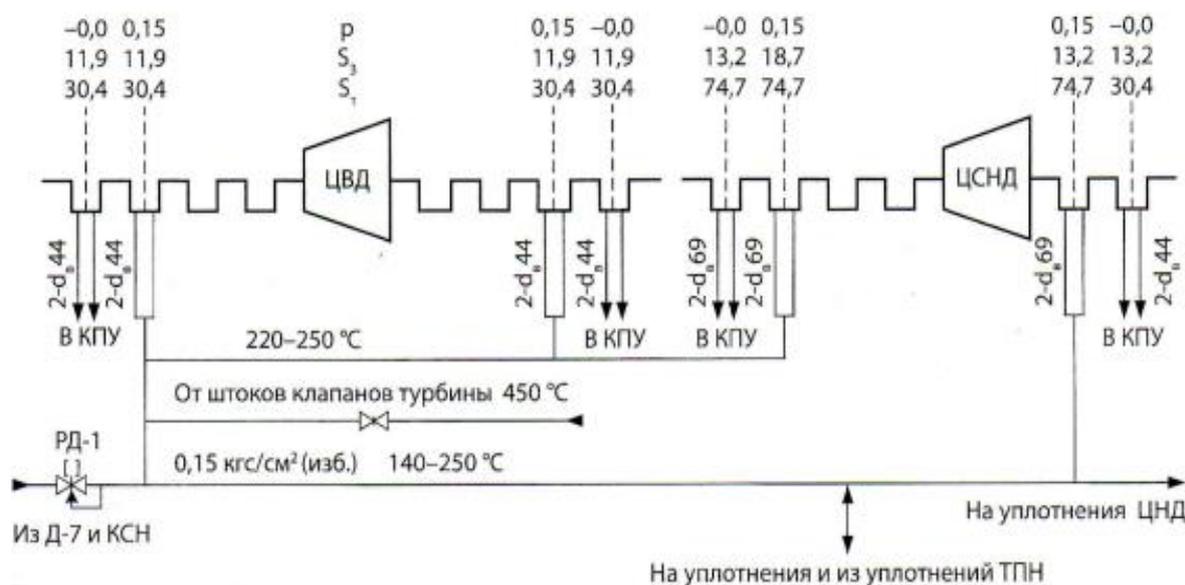


Рисунок 1 – Принципиальная проектная схема подвода пара к уплотнениям турбины К 300-240-1 ЛМЗ: p – расчётное давление в камерах уплотнений, кгс/см²(изб.); S_z и S_T – проходная площадь сечения соответственно зазора уплотнений и трубопроводов камер, см²

Наиболее серьёзный недостаток проектной системы уплотнений заключался в том, что при работе турбины элементы камер ПКУ ЦСД омываются паром с температурой 500–530 °C, поступающим в уплотнения из зоны паровпуска ЦСД, в который подводится пар после промежуточного перегрева с температурой 540 °C. В особо неблагоприятных условиях находится обойма между камерами отвода протечек пара в вакуумный отбор и подачи уплотняющего пара с температурой 200–280 °C. Градиент температур в ней превышает 200 °C (рисунок 2).

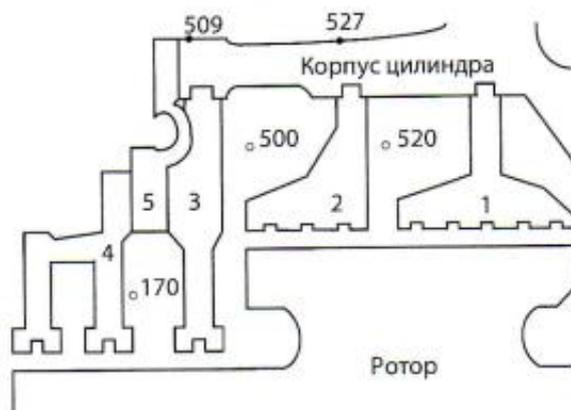


Рисунок 2 – Температурный режим ПКУ ЦСД при проектной схеме уплотнения ° – температура металла, °С; ° – температура пара, °С; 1,2,3 – обоймы уплотнений, 4 – каминная камера, 5 – соединительное компенсирующее кольцо.

Вследствие повышенного градиента температур имеют место деформации элементов ПКУ ЦСД, обусловленные высокими термическими напряжениями в них, особенно в пусковых режимах, после аварийных остановов и при сбросах нагрузки до режима холостого хода.

Успешное решение проблемы ПКУ ЦСД было найдено на ЛГРЭС с участием завода-изготовителя турбины – ЛМЗ.

С целью снижения температуры среды в камеру протечек пара уплотнений в вакуумный отбор ПКУ ЦСД подведен пар с температурой не выше 260 °С из такой же камеры ЗКУ ЦВД. Для обеспечения циркуляции охлаждающего пара из ЗКУ ЦВД в нижней части камеры ПКУ ЦСД установлена перегородка, отделяющая подвод охлаждающего пара от отвода пара из этой же камеры в вакуумный отбор.

Благодаря изменению конструкции и схемы уплотнения «горячая» зона отодвигается вглубь ПКУ ЦСД, где расположены массивные и мало подверженные деформации детали, а температура металла в зоне узла соединения корпуса каминной камеры и ЦСД снижается на 100–110 °С. Это позволяет исключить соединительное компенсирующее кольцо при установке каминной камеры, что повышает ремонтпригодность уплотнения.

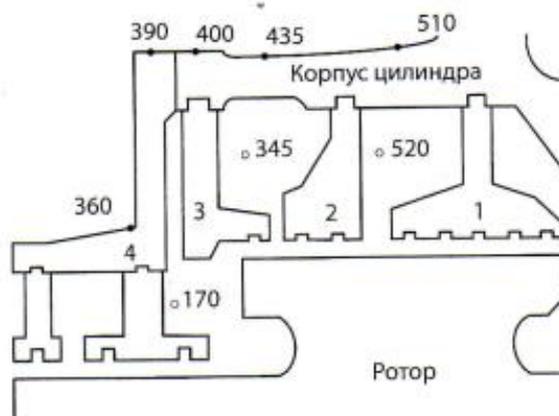


Рисунок 3 – Температурный режим ПКУ ЦСД при модернизированной схеме уплотнения турбин К 300-240-1 ЛГРЭС: ° – температура металла, °С; ° – температура пара, °С; 1,2,3 – обоймы уплотнений, 4 – каминная камера.

Опыт эксплуатации, модернизированной схемы уплотнений показал её высокую эффективность в части предупреждения деформации элементов ПКУ ЦСД, исключения присосов воздуха и выхода пара через уплотнения ЦВД и ПКУ ЦСД. Удовлетворённость достигнутыми результатами привела к прекращению дальнейших работ по повышению эко-

номичности уплотнения турбин К-300-240-1 ЛМЗ на ЛГРЭС. Совершенствование систем уплотнения проводилось ЛМЗ в 1975–1990 годы и на других модификациях, выпускаемых многоцилиндровых паровых турбин. Такие работы были направлены в основном на реализацию принципа «самоуплотнения», при котором в режиме нагрузок турбины выше 0,4 номинальной, уплотнения обеспечиваются собственным паром, а подача пара от постороннего источника на эти уплотнения производится только в пусковых и остановочных режимах. По данным, применение самоуплотнения позволяет уменьшить расход пара в отбор на деаэратор на 1,1–1,2 т/ч, что увеличивает дополнительную выработку энергоблоком порядка 2 500 000 кВт·ч электроэнергии в год без изменения расхода теплоты.

Работы по самоуплотнению начались на электростанциях в период освоения турбин К-300-240-1 ЛМЗ после установки регулирующего клапана РД-2 на трубопроводе отвода протечек пара из уплотнений в вакуумный отбор.

В режиме пуска турбины пар на уплотнения подаётся из КСН при открытой разделительной задвижке и закрытом регулирующем клапане РД-2. Давление пара в «горячем» и «холодном» коллекторах поддерживается РД-1. При увеличении нагрузки турбины до 0,3–0,4 номинальной открывается подача пара на уплотнения из Д-7 и закрывается от КСН. С достижением нагрузки 0,6 номинальной разделительная задвижка закрывается по блокировке, и давление пара на уровне 0,15 кгс/см² (изб.) в «горячем» коллекторе поддерживается РД-2 с отводом пара из уплотнений ПКУ ЦВД и ПКУ ЦСД в VII отбор.

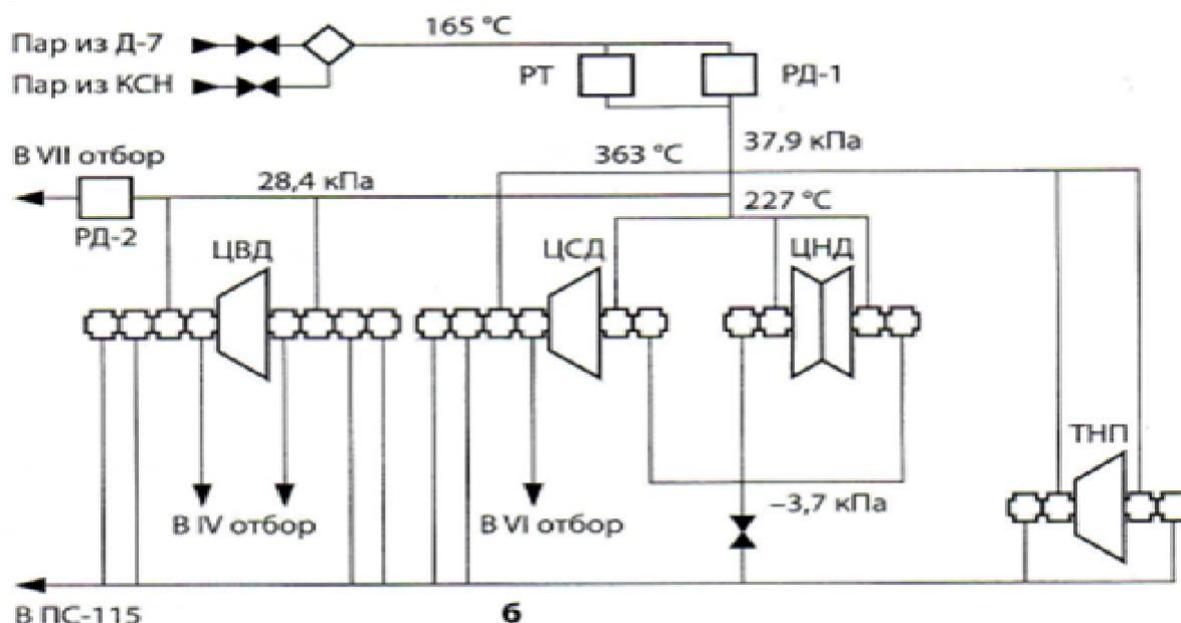


Рисунок 4 – Схема концевых уплотнений турбин К 300-240-1 ЛМЗ ст. №7 ЛГРЭС: р – давление избыточное, кПа; Т – температура, °С

В схеме уплотнений турбин К-300-240-1 ЛМЗ ЛГРЭС были установлены 2 РК подачи пара на уплотнения: 1-й – на уплотнения ЦВД и ПКУ ЦСД; 2-й – на уплотнения ЧНД. При реализации схемы самоуплотнения турбины РК на уплотнения ЦВД используется в качестве РК регулятора температуры. На турбинах К-300-240-1 ЛМЗ других электростанций схема полного самоуплотнения турбины может быть реализована с использованием 1 РК на трубопроводе подачи пара на уплотнения турбины (рисунок 5), в схему управления которого через переключатель вводятся сигналы от РД-1 и РТ (рисунок 6).

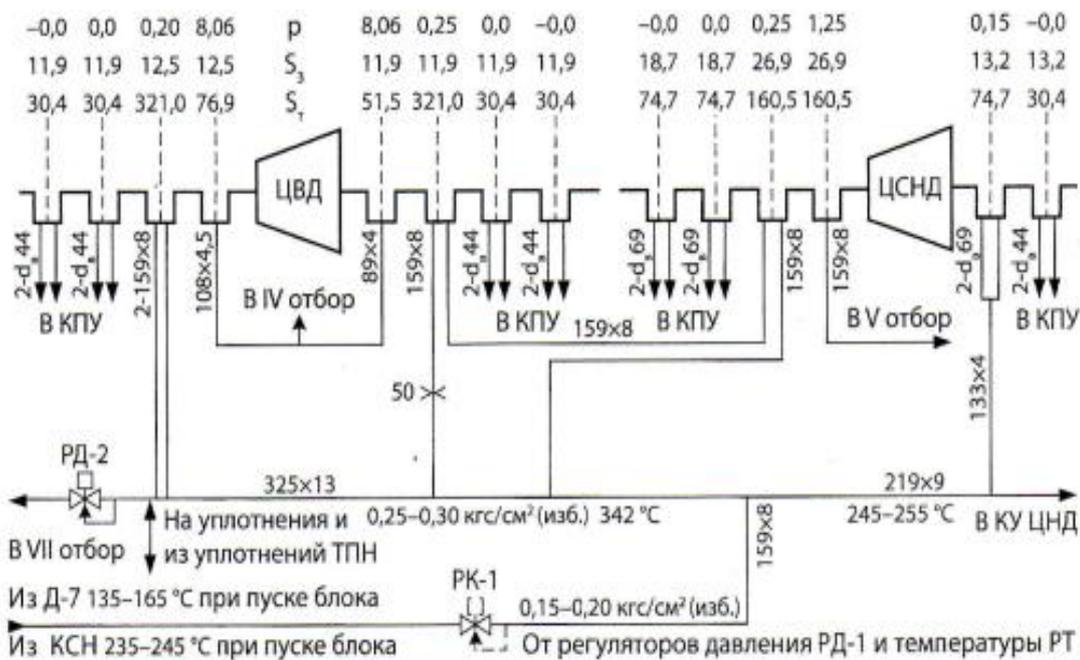


Рисунок 5 – Рекомендуемая схема концевых уплотнений турбин К 300-240: p – давление избыточное, кПа; S_z и S_r – проходное сечение зазоров и трубопроводов, см²

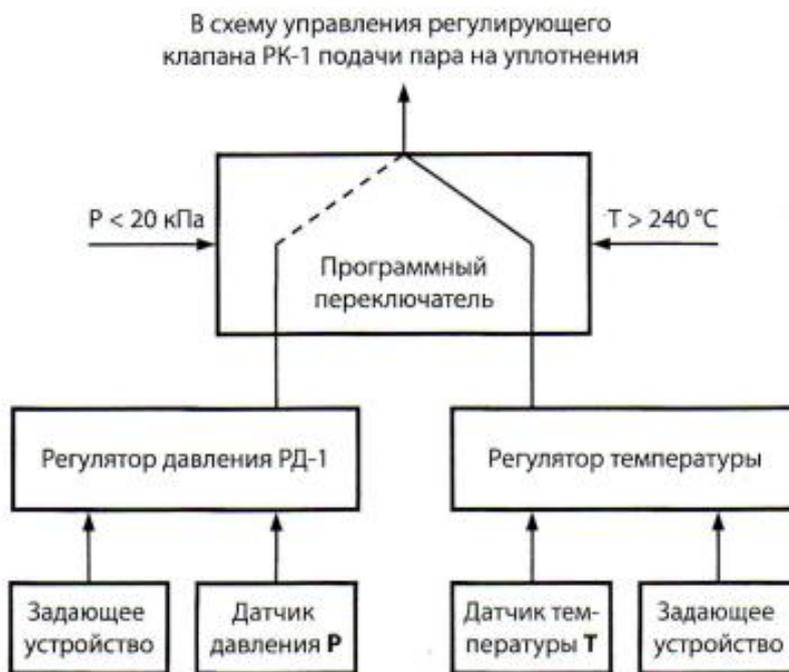


Рисунок 6 – Принципиальная схема автоматического регулирования давления и температуры пара на уплотнения ЧНД турбин К-300-240

Литература

1. Озерец А.В., Герасимов В.В., Базыленко А.А. Становление и развитие электрической станции. – Рифтур, 2009.

УДК 621.165

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИКЛЮЧЁННЫХ ТУРБИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫШЛЕННО-ОТОПИТЕЛЬНЫХ ТЭЦ

Соловей Д.Н., Поджаров А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

Характерной особенностью энергетики **Беларуси, как и других стран европейской части постсоветского пространства**, последних десятилетий, является **резкое** снижение потребления производственного пара от **ТЭЦ промышленными предприятиями**. Это приводит к снижению экономических и эксплуатационных показателей промышленно-отопительных ТЭЦ, а для установленных на таких ТЭЦ противоаварийных турбин типа Р-50-130, а также турбин типа ПТ-135-130, спроектированных на работу со значительным отпуском пара в производственный отбор и имеющих ограничения по пропускной способности ЧСД – к заметному снижению их электрической мощности и даже к длительным простоям.

Простаивающее оборудование не только не дает прибыли, но и требует затрат на поддержание его в рабочем состоянии, на содержание эксплуатационного персонала, на амортизацию, налоги и пр. Особенно серьезной проблемой является стояночная коррозия и проблемы ремонта запорной арматуры.

Таким образом, в настоящее время при возрастании энергопотребления вопрос о вводе в строй простаивающих турбин, имеющих значительный резерв паркового ресурса, стоит особенно остро и решение этого вопроса позволит по существу провести техническое перевооружение основного оборудования ТЭЦ с минимальными затратами.

Возможными вариантами решения проблемы является:

- установка новой приключенной турбины, питающейся паром из стационарного коллектора с давлением около 0,7–1,5 МПа;
- использование в качестве приключенных турбин других установленных на станции турбин после их реконструкции – преимущественно тех, у которых ЧВД нуждается в замене, а ЧСД и ЧНД допускают дальнейшую эксплуатацию.

Такое техническое решение позволяет:

- вырабатывать дополнительную электрическую мощность в ЧВД турбин типа Р и ПТ за счет увеличения расхода пара противоаварийного (производственного отбора) и, соответственно, свежего пара;
- вырабатывать дополнительную электрическую мощность в приключенной турбине;
- увеличить тепловую мощность теплофикационных отборов за счет отработанного пара приключенной турбины, если она выбрана с противоаварийным давлением.

При реконструкции тепловой схемы и паровых турбин Светлогорской ТЭЦ применили наименее затратное по капитальным вложениям решение.

В середине 90-х годов Светлогорская ТЭЦ стала одной из многих станций, где из-за утраты потребителя производственного пара более экономичная очередь 140 ата (турбина Р-50-130/13 и ПТ-60-130/13) фактически перестала эксплуатироваться. Ситуация усугублялась тем, что имеющаяся очередь 100 ата (турбины Р-45-90, Т-45/50-90) на тот момент имела наработку основного турбинного оборудования более 250 тысяч часов.

Выходом из сложившегося положения могла стать установка новых турбин типа «Т» на очереди 140 ата, однако значительные финансовые затраты на подобное техническое перевооружение станции заставили искать более приемлемые пути решения проблемы.

ООО «Комтек-Энергосервис» предложил реконструировать турбины Р-45-90 и Т-45/50-90 (ВК-50-90-3) на работу паром 10 ата, который планировалось брать с выхлопа турбины Р-50-130/13 [1]. При этом, в связи с ограниченным финансированием, в конструкцию турбин вносились минимальные изменения.

Модернизации турбин Т-45/50-90 ст. № 3 и № 4 заключается в следующем (рисунок 1):

- срезаются диски рабочих колес 2–11 ступеней, рабочие лопатки по корневому диаметру 1 и 12 ступеней (диск 1-ой ступени оставляется для балансировки, диск 12-ой ступени оставляется на случай возможного восстановления в работе 12-ой ступени);
- модернизируется переднее уплотнение;
- удаляются регулирующие и стопорные клапаны и сопловые сегменты;
- перед турбиной устанавливаются регулирующий и стопорный клапаны рассчитанные на пропуск пара 10 ата, выбираемые из клапанов изготавливаемых заводами;
- в турбину через дополнительно организованный подвод подается пар 10 ата;
- изменяется система регулирования;
- удаляются ПВД-1, ПВД-2 и ПВД-3 и модернизируется тепловая схема;
- генератор переводится на охлаждение воздухом.



Рисунок 1 – Объем реконструкции турбины в приключенную (с переводом ее на работу с пара 90 ата на пар 10 ата из общестанционного коллектора)

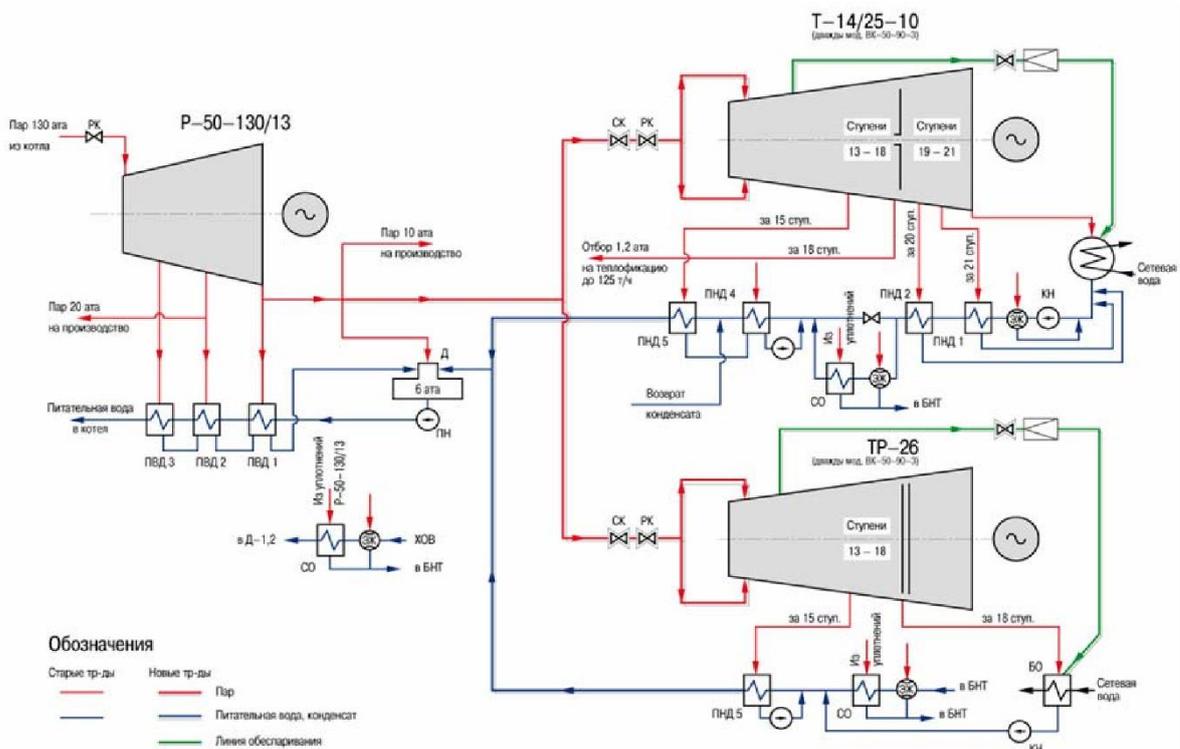


Рисунок 2 – Тепловая схема Светлогорской ТЭЦ после модернизации

Модернизация тепловой схемы ТЭЦ заключается в следующем (рисунок 2):

- турбина P-50-130-1ПР1 ст. № 6 связывается трубопроводами 10 ата с турбинами Т-45/50-90 ст. № 3 и № 4;
- турбина P-50-130-1ПР1 ст. № 6 связывается с турбинами Т-45/50-90 ст. № 3 и № 4 по питательной воде и основному конденсату
- организуются линии обеспаривания турбин Т-45/50-90 ст. № 3 и № 4.

Таким образом, соединенные по пару, конденсату и питательной воде турбины ст. № 3 и № 4 стали продолжением турбины P-50-130-13, являясь её частями среднего и низкого давления или другими словами - «конденсационными хвостами».

Проведенная реконструкция позволила:

- загрузить более экономичную очередь 140 ата;
- повысить располагаемую электрическую и тепловую мощность станции;
- улучшить удельные расходы условного топлива на выработку тепловой и электрической энергии по станции;
- снять вопрос продления ресурса турбоустановок.

После реконструкции располагаемая электрическая мощность Светлогорской ТЭЦ увеличилась с 75 МВт до 151 МВт, а располагаемая тепловая мощность – с 401 до 870 Гкал/ч.

Установка новых приключенных турбин рассматривались как варианты реконструкции и других белорусских ТЭЦ, например, Новополоцкой ТЭЦ и Гродненской ТЭЦ-2.

Так, установка одной приключенной турбины Т-35/55-1,4 ОАО «Теплоэнергосервис-ЭК» Т-35/55-1,4 позволяет обеспечить потребление пара с давлением 15 ата и расходом 320 т/ч, что обеспечивает фактически полную нагрузку турбоагрегата типа P-50-130 с суммарной выработкой 105 МВт электрической мощности или возможностью отпуска тепла до 130 Гкал/ч (250 т/ч пара) на теплофикационном режиме [2].

Конструкция турбины Т-35/55-1,4 может иметь различные модификации для возможности ее установки на существующие фундаменты демонтированных турбин (рисунок 3).

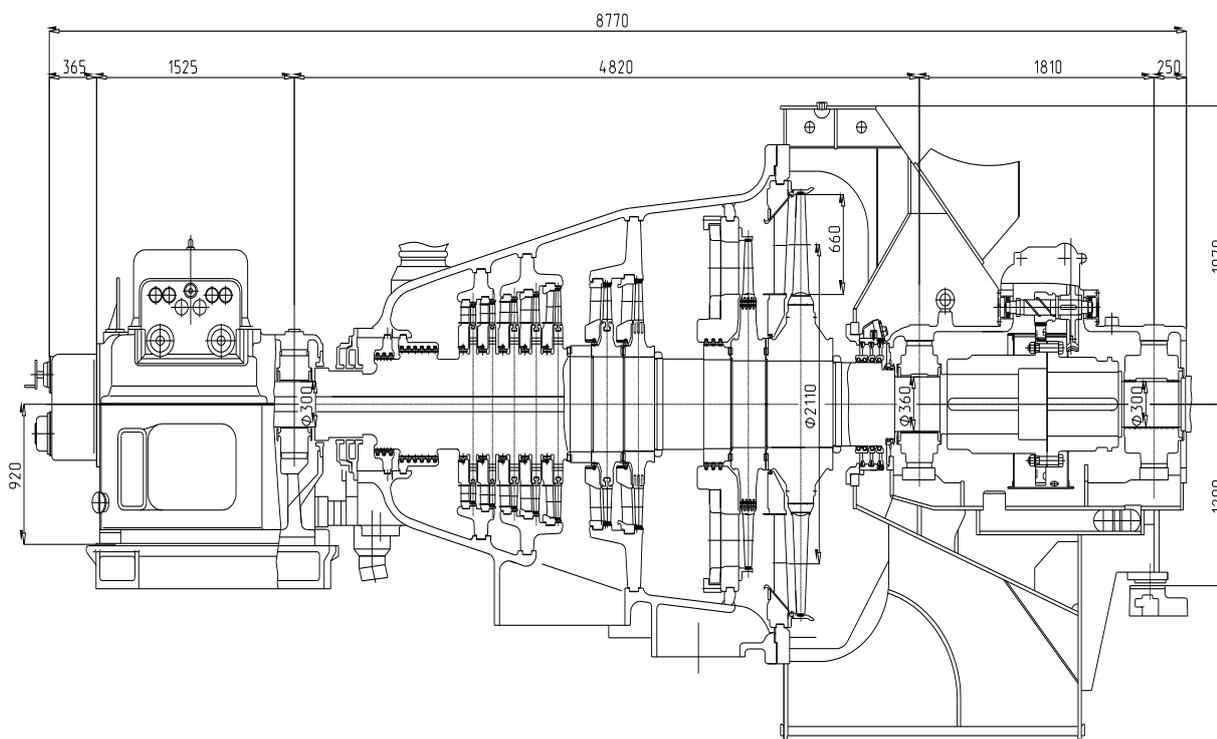


Рисунок 3 – Общий вид турбины Т-35/55-1,4

Приключенная турбина типа К-50-1,6, может работать на отработавшем паре из общестанционного коллектора давлением в 16 ата, запитанным от производственного отбора турбин типа ПТ-135-130/15 или выхлопа паровой турбины типа Р-50-130/15.

Выбор типа турбины – «Т» или «К» – обуславливается требуемой величиной отпуска теплоты от ТЭЦ на нужды теплофикации.

Применение турбин мягого пара на промышленно-отопительных ТЭЦ в условиях сокращения отпуска пара на производство позволяет полностью загрузить имеющиеся турбины типа «Р» и «ПТ» высокого давления, обеспечивая их работу на наиболее экономичном расчетном режиме. При этом увеличение электрической и тепловой мощности теплоэлектроцентралей за счет установки новых приключенных турбин или соответствующей реконструкции выработавших свой ресурс имеющихся турбин осуществляется при относительно невысоких капитальных затратах, поскольку не требуется установка новых энергетических котлов. Так, технико-экономические расчеты показывают, что срок окупаемости рассматриваемого варианта технического перевооружения ТЭЦ не превышает 5–8 лет.

Литература

1. Повышение располагаемой мощности ТЭЦ на примерах реконструкций турбин ВК-50-90-3, Р-50-130-1ПР1 и ВПТ-25-90-4 // ООО «Комтек-Энергосервис», 2006.
2. Техническое предложение по приключенной паровой турбине Т-35/55-1,45 // ОАО «Теплоэнергосервис-ЭК». – Екатеринбург, 2004.

УДК 621.311

АНАЛИЗ ВИБРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТУРБОАГРЕГАТА ПРИ ПУСКЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АНАЛИТИЧЕСКОГО ТРЕНАЖЕРА

Станевич А.Т.

Научные руководители – старший преподаватель Буров А.Л., ассистент Павловская А.А.

Когда говорят о вибрации турбогенератора (ТГ), то обычно имеют в виду колебания системы, состоящей из собственно ТГ и его фундамента. Непосредственным источником колебаний является валопровод ТГ, который, вращаясь на масляной пленке подшипников, передает через нее усилия на вкладыши подшипников и их корпуса.

Повышенная вибрация ТГ может явиться источником всевозможных аварийных ситуаций и даже крупных аварий. Вредные последствия даже умеренной вибрации могут проявиться в самой различной форме. Это и появление усталостных трещин в роторе турбины и расстройство взаимного крепления частей, нарушение жесткой связи статоров и подшипников с фундаментными плитами, увеличение расцентровки валов.

Вибрация турбоагрегата может происходить во всех трех направлениях. Поэтому ее измеряют на всех подшипниковых опорах в трех взаимно перпендикулярных направлениях: вертикальном, горизонтально-поперечном и горизонтально-осевом по отношению к оси вала турбоагрегата.

Горизонтально-осевую и горизонтально-поперечную вибрацию измеряют на уровне оси вала турбоагрегата против середины длины опорного вкладыша с левой стороны, если смотреть со стороны переднего подшипника. Вертикальную вибрацию измеряют на верхней части крышки подшипника над серединой длины его вкладыша.

Мерой уровня вибрации является виброскорость, определяемая как скорость перемещения элемента в момент прохождения им нейтрального положения. Измеряется в мм/сек (мкм-амплитуда колебания).

При выполнении эксперимента было использовано специальное программное обеспечения – учебная лаборатория «Турбинное отделение АЭС с ВВЭР-1000» на базе программной платформы ЭНИКАД, которая представляет собой интегрированный программно-технический и учебно-методический комплекс.

Объектом моделирования является турбоустановка К-1000-60/3000. Модель турбины позволяет воспроизводить широкий спектр нормальных режимов (пуск, останов, работа на мощности, переходы по оборудованию) и аварийных ситуаций, связанных с отказами контрольно-измерительных приборов и органов управления. Кроме того, воспроизводится ряд ситуаций, возникающих вследствие функциональных отказов отдельных технологических элементов, таких, например, как течь трубной системы в сеператорах-пароперегревателях турбины.

Модель турбины построена на основе уравнений баланса масс и энергии для наиболее инерциальных паровых объемов тракта турбины, в которых детально учтены различные режимы теплообмена рабочего тела с металлоконструкциями турбины как при наличии пленок конденсата на них, так и при их отсутствии.

Для моделирования систем трубопроводов используется программа расчетов гидравлических сетей с двухфазным теплоносителем без проскальзывания фаз, позволяющая детально учитывать геометрию трубопроводов и теплообмен с металлом труб.

Для получения вибрационных характеристик осуществлялось моделирование пуска и нагружения турбины из горячего состояния.

В начальный момент времени турбина вращается с помощью валоповоротного устройства (ВПУ) с частотой 1 об/мин. Тепловая мощность ядерного реактора составляет 90 МВт.

Перед разворотом турбины необходимо провести следующие операции:

- 1) увеличить тепловую мощность ядерного реактора до 750 МВт;
- 2) воздействием на МУТ увеличить давление в маслосистеме до 3 атм;

- 3) открыть главные паровые задвижки;
- 4) воздействием на МУТ увеличить давление в маслосистеме до 10 атм. После этого откроются регулирующие клапана.

Затем воздействием на МУТ начинаем разгон турбины со скоростью 4–5 об/(мин·с), регистрируя значения виброскорости в подшипниках турбины и генератора с занесением результатов в таблицу и обращая особое внимание на частоты при которых происходит рост вибрации в каком-либо подшипнике.

После доведения частоты вращения до 3000 об/мин проводится синхронизация и включение турбогенератора в сеть. Затем с помощью МУТ необходимо увеличить нагрузку ТГ до 40-50 МВт и открыть задвижки греющего пара СПП, ПНД и ПВД.

После этого включается медленный контур управления, затем необходимо поочередно закрыть клапана БРУ-К и перевести их в режим «Р1».

После закрытия всех клапанов БРУ-К увеличиваем тепловую мощность реакторной установки при помощи панели АРМ до 3000 МВт.

По полученным результатам строим графики зависимости виброскорости подшипников от частоты вращения турбоагрегата (рисунки 1, 2).

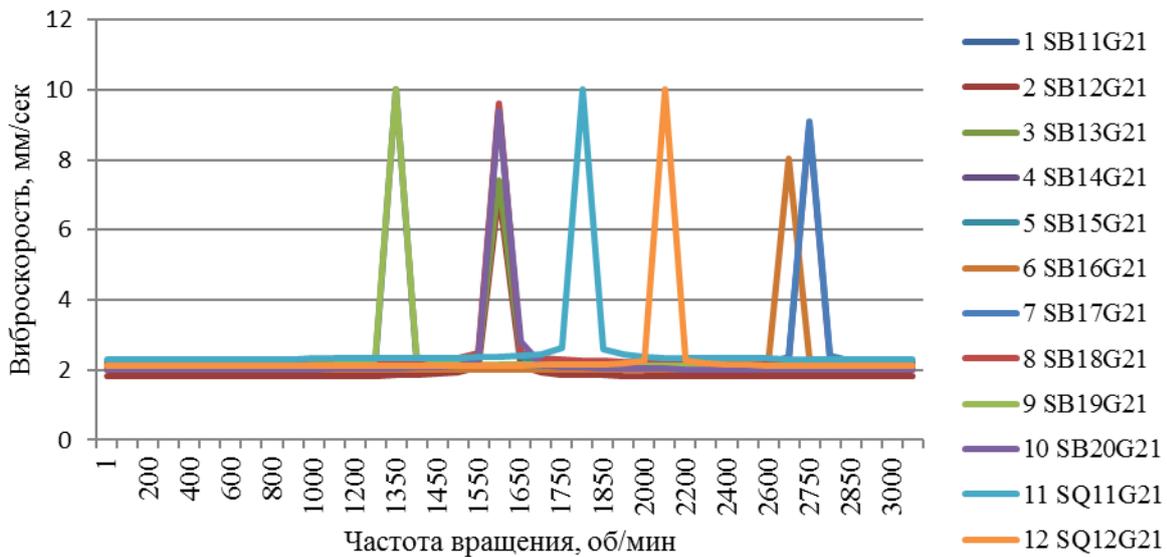


Рисунок 1 – Графики зависимости поперечной виброскорости от частоты вращения турбоагрегата



Рисунок 2 – Графики зависимости продольной виброскорости от частоты вращения турбоагрегата

Как видно из графиков все подшипники имеют критические частоты, при которых наблюдается рост продольной и поперечной вибрации. Исключением является один из подшипников ЦНД-4. Для этого подшипника критическая частота продольной вибрации не выявлена.

Критические частоты для продольной и поперечной вибрации одного и того же подшипника могут иметь разные значения.

В основном критические частоты подшипников сконцентрированы в промежутке 1600–1800 об/мин. При развороте и доведении частоты вращения турбоагрегата до номинальной данный участок необходимо проходить максимально быстро.

Литература

1. Зезюлинский Г.С. Основы эксплуатации турбинных установок атомных электростанций. Кн. 1, 2. – Севастополь: СНУЯЭиП, 2009.
2. Учебная лаборатория «Турбинное отделение с ВВЭР-1000». Инструкция по эксплуатации. Т.4. – М.: МАГАТЭ – НИЯУ МИФИ, 2015. – 71 с.

УДК 621.311.25

ВЕДЕНИЕ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА II КОНТУРА С ДОЗИРОВАНИЕМ ОРГАНИЧЕСКИХ АМИНОВ (МОРФИНА И ЭТАНОЛАМИНА) НА АЭС С ВВЭР-1000

Струй Е.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

Ввод в эксплуатацию в 2018 г. Белорусской АЭС уже сейчас ставит вопрос обоснованного выбора оптимального водно-химического режима I и II контуров энергоблока ВВЭР-1000. Отсутствие своего опыта эксплуатации АЭС требует тщательного изучения зарубежных аналогов.

Надежность работы любого элемента теплоэнергетического оборудования определяется взаимным влиянием трех факторов:

- конструкцией аппарата;
- конструкционными материалами;
- водно-химическим режимом (коррозионная агрессивность теплоносителя).

Водно-химический режим АЭС является одним из важнейших факторов, влияющих на надежность, экономичность и безопасность эксплуатации. Создание и поддержание таких физико-химических свойств теплоносителей, которые способствовали бы предотвращению коррозионных повреждений конструкционных материалов оборудования и образования отложений на его поверхностях, – актуальная проблема и в настоящее время. Водно-химический режим должен быть организован таким образом, чтобы обеспечивались целостность защитных барьеров (оболочек ТВЭЛов и границ контура теплоносителя), выполнения требований к радиационной безопасности, а также надежности работы оборудования второго контура.

Важнейшими задачами организации оптимального ВХР II контура АЭС с ВВЭР являются:

- минимизация скорости коррозионно-эрозионного износа оборудования;
- повышение надежности работы оборудования;
- уменьшение выноса продуктов коррозии конструкционных материалов в парогенератор (ПГ).

Особенно сложная задача – подавление коррозии-эрозии оборудования, работающего в области влажного пара и двухфазных потоков. Поступление продуктов коррозии железа в питательную воду в основном из пароводяного тракта II контура.

Парогенератор не может быть отключен, он радиоактивен, закрыт теплоизоляцией, помещен в бокс, который расположен внутри герметичной оболочки. Свободный доступ к парогенераторам не возможен. Поэтому в ВХР II контура особое внимание уделяют парогенераторам.

Предотвращение коррозионного износа элементов II контура и, как следствие, уменьшение роста отложений на трубной системе парогенераторов во многом определяются организацией водно-химического режима II контура. Водородный показатель при рабочей температуре (pH_t) – это основной параметр для предупреждения коррозии оборудования II контура. Скорость коррозии углеродистой стали, из которой выполнена значительная часть конденсатно-питательного тракта, влияют и другие факторы, такие как температура, качество рабочей среды и концентрация кислорода.

Многочисленными исследованиями показано, что при повышении водородного показателя рН от нейтрального до щелочных значений существенно уменьшается скорость эрозионно-коррозионного износа углеродистой стали, при увеличении pH_t от 6,31 до 6,82 (на единицу по отношению к точке нейтральности) при температуре рабочей среды 150 °С скорость коррозии стали снижается почти в 3 раза.

Сложность поддержания ВХР II контура на действующих АЭС с ВВЭР-1000 связана с использованием для оборудования и трубопроводов II контура различных конструкционных материалов. Это обстоятельство не позволяет поддерживать то значение рН, которое соответствовало бы минимуму скорости коррозии для каждого из них, и вынуждает идти на принятие некоторого «компромиссного» значения и вынужденного ВХР.

Наличие медьсодержащих сплавов в конденсатно-питательном тракте не дает возможности повысить рН питательной воды, чтобы уменьшить коррозию трубопроводов и оборудования из углеродистых сталей и тем самым избежать заноса трубчатки ПГ продуктами коррозии.

Основным недостатком существовавшего до 2005 г. на всех АЭС с ВВЭР гидразинно-аммиачного (ГАР) ВХР II контура является то, что поддержание рН питательной воды осуществлялось аммиаком, полученным в результате расположения гидразина. Из-за высокой летучести аммиака при дополнительном поступлении аминов сильных кислот во II контур $pH_t = 5.7-6.2$ в объеме парогенераторов и в сепарате сепаратора-пароперегревателя (СПП) не обеспечивалось. Концентрация железа в питательной воде ПГ гидразинно-аммиачном ВХР составляла 10–12 мкг/дм³.

В 2005–2006 гг. на Ростовской и Балаковской АЭС с ВВЭР-1000 были внедрены соответственно морфолиновый и этаноламиновый водно-химические режимы II контура.

Особенности морфолинового ВХР.

При работе энергоблока в морфолиновом режиме получены следующие результаты:

- при стабильной работе энергоблока вывод железа с продувкой увеличился с 1 (при ГАР ВХР) до 7,3 количества железа, поступающего в ПГ с питательной водой;
- осаждение железа на теплообменной поверхности снизилось с 65 (при ГАР ВХР) примерно до 35 %.

Химический анализ отложений, отобранных с внутренних поверхностей ПГ со стороны II контура в 2005 и 2007 гг., показал, что по сравнению с ГАР при введении морфолинового ВХР доля оксидов меди в отложениях увеличилась почти в 2 раза (с 8,9 до 16,7 %). Это обусловлено снижением поступления железа в ПГ с питательной водой примерно на 60 %, а поступление меди осталось на прежнем уровне либо снизилось не значительно.

Особенности этаноламинового ВХР.

При внедрении этаноламинового ВХР:

- при стабильной работе энергоблока вывод железа с продувкой увеличился с 1 (при ГАР ВХР) примерно до 7 % количества железа, поступающего в ПГ с питательной водой;
- осаждение железа на теплообменной поверхности снизилось с 65 (при ГАР ВХР) примерно до 33 %.

При ведении этаноламинового ВХР наблюдается снижение процентного содержания меди в отложениях по всем контролируемым точкам. По теплообменной поверхности ПГ оно снизилось в 3,3 раза (со среднего значения 9,5 при ГАР до 2,9 %). При этом содержание железа увеличилось с 87,9 до 93 %.

Анализ работы БОУ при ведении морфолинового и этаноламинового режимов показал следующее:

- при ведении этих режимов и снижении концентрации железа в конденсате турбины целесообразно отключение электромагнитного фильтра (ЭМФ) блочно-обессоливающей установки (БОУ);
- работа фильтра смешенного действия (ФСД) БОУ в Н–ОН-форме обеспечивает эффективную сорбцию катионов и анионов;
- при одинаковом качестве ионообменных смол в загрузках ФСД и при одном и том же значении присосов охлаждающей воды в концентраторах объемы пропущенной воды через ФСД БОУ сопоставимы.

Анализ работы СВО-5 при ведении морфолинового и этаноламинового режимов показал следующее:

- при работе ниток СВО-5 в Н–ОН-форме наблюдается эффективная сорбция катионов и анионов;
- при введении морфолинового ВХР лимитирующим фактором длительности фильтроциклов ниток СВО-5 является обменная емкость анионита, при введении этаноламинового ВХР – обменная емкость катионита;
- объем пропущенной через СВО-5 при морфолиновом ВХР составил 70–110 тыс. м³, при этаноламиновом – 45–65 тыс. м³, т.е. в 1,7 раз меньше;
- для увеличения длительности фильтроциклов ниток СВО-5 в этаноламиновом ВХР целесообразно повышать объем катионита, изменяя загрузку одного анионитового фильтра, а в морфолиновом ВХР повышать объем анионита изменением загрузки катионитового фильтра.

В результате изучения опыта эксплуатации энергоблоков с гидразинно-аммиачным ВХР выявил следующие недостатки: сложность поддержания показателя рН питательной воды на уровне безопасным для конструкционных материалов оборудования, загрязнение теплоносителя оксидами железа и меди. Этим недостаткам удалось избежать на Ростовской и Балаковской АЭС с ВВЭР-1000, когда на них были внедрены соответственно морфолиновый и этаноламиновый водно-химические режимы II контура.

Литература

1. Тяпков В.Ф. Ведение водно-химического режима II контура АЭС с ВВЭР на энергоблоках с отсутствием медьсодержащих сплавов // Теплоэнергетика. 2014. №7.
2. Тяпков В.Ф., Ерпылева С.Ф., Быкова В.В. Внедрение водно-химического режима II контура с дозированием органических аминов на АЭС с ВВЭР-1000 // Теплоэнергетика. 2009. №5.
3. Тяпков В.Ф., Шарафитдинов Р.Б. Состояние, основные проблемы и направления совершенствования водно-химического режима АЭС // Теплоэнергетика. 2007. №5.

УДК 621.18-5

ПРИМЕНЕНИЕ ОДНОИМПУЛЬСНОЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПИТАНИЯ БАРАБАННОГО КОТЛА

Харитонов А.А.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Типовой трехимпульсный ПИ-регулятор уровня в барабане котла получил широкое распространение в области энергетики (рисунок 1)

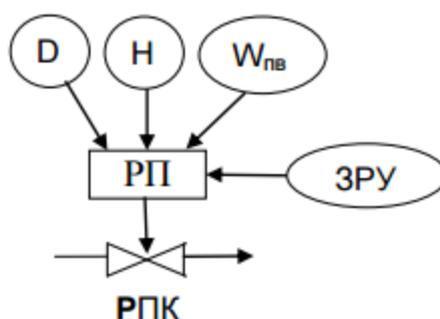


Рисунок 1 – Типовой трехимпульсный регулятор питания (ТТРП):

D – расход пара, H – уровень в барабане, $W_{пв}$ – расход питательной воды, РП – регулятор питания, ЗРУ – задание ручного управления

При этом параметры динамической настройки ПИ-регулятора расписываем по следующим формулам:

$$T_{и} = T_1; \quad (1)$$

$$K_p = \gamma \frac{T_1}{\tau_1}, \quad (2)$$

где T_1 , τ_1 постоянные времени передаточной функции по уровню в при возмущении расхода питательной воды:

$$W(p) = \frac{1}{T_1 p (\tau_1 p + 1)}, \quad (3)$$

а γ – коэффициент из рода чисел правила золотого сечения (0,618; 0,44; 0,382 и т.д.).
Переходные характеристики ТТРП при основных воздействиях:

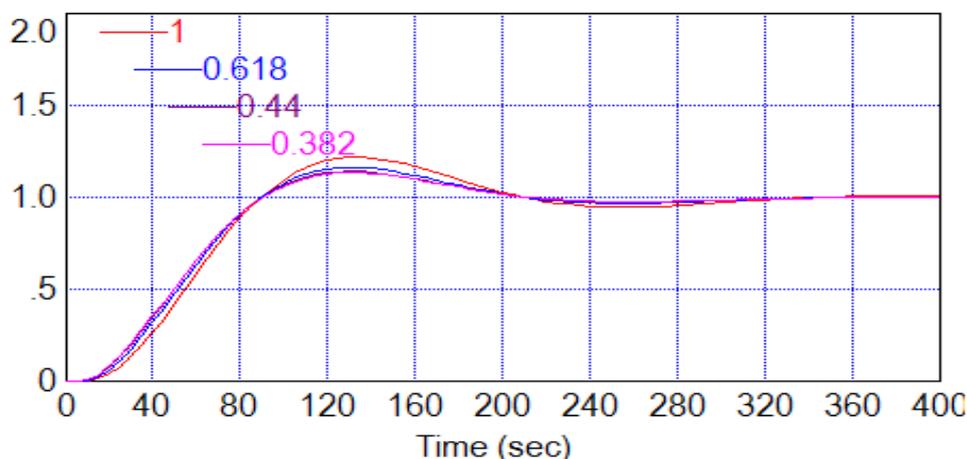


Рисунок 2 – Обработка скачка задания $X_{зд}$ ТТРП

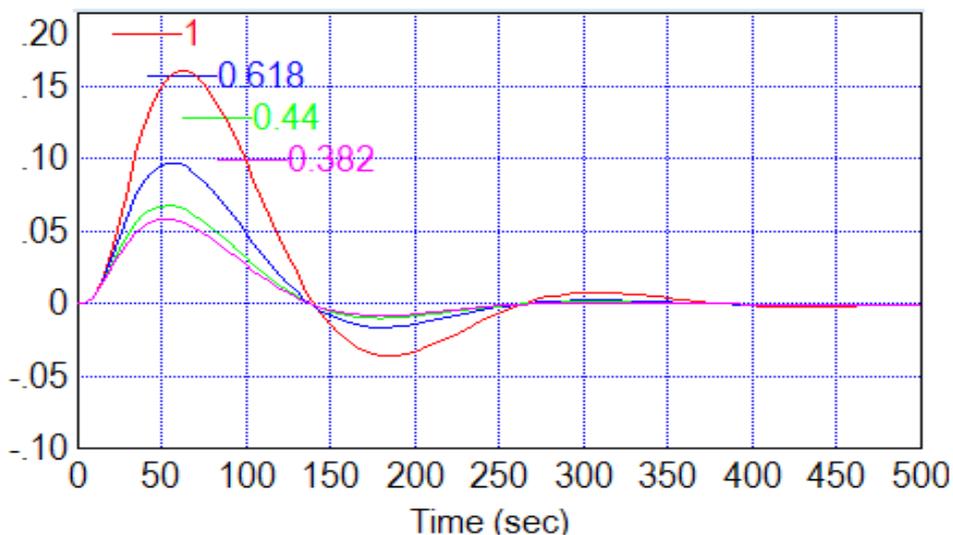


Рисунок 3 – Обработка внутреннего возмущения $f_1(t)$ ТТРП

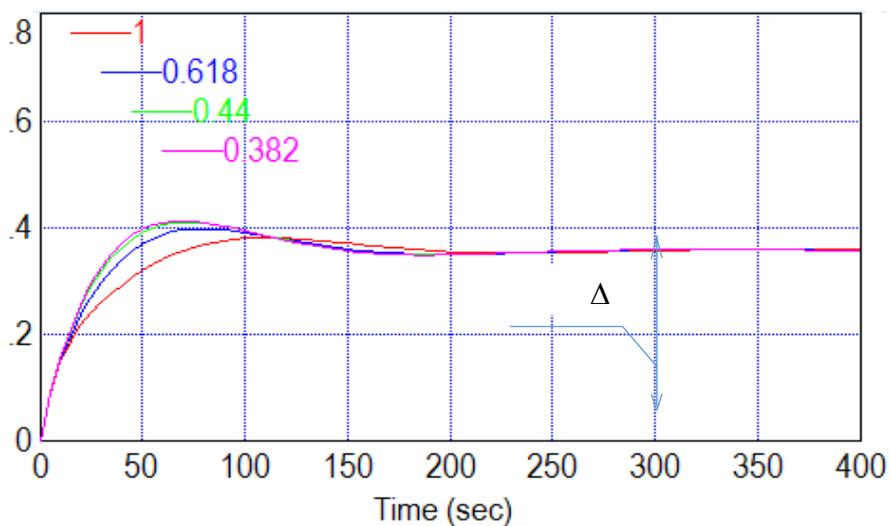


Рисунок 4 – Обработка внешнего возмущения $f_2(t)$ ТТРП

Основные недостатки ТТРП:

1. Статическая ошибка регулирования при внешнем воздействии.
2. Наличие трёх датчиков.

Для устранения данных недостатков предлагаем использовать одноимпульсную САР (ОСАР) (рисунок 5).

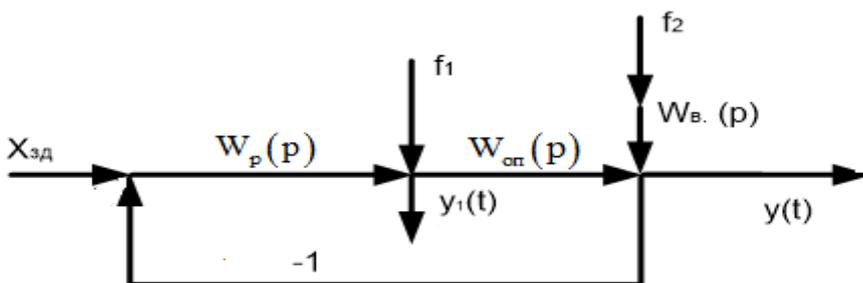


Рисунок 5 – Структурная схема моделирования одноимпульсной САР

На рисунке обозначено:

$X_{зд}$ – заданное значение регулируемого параметра;

$W_p(p)$ – передаточная функция регулятора, настроенная по методам БНТУ-1, БНТУ-2;

$W_1(p)$ – передаточная функция опережающего участка объекта регулирования;

f_1 – внутреннее возмущение;

f_2 – крайнее внешнее возмущение;

$W_b(p)$ – передаточная функция крайнего внешнего возмущения.

Рассмотрим переходные характеристики данного метода:

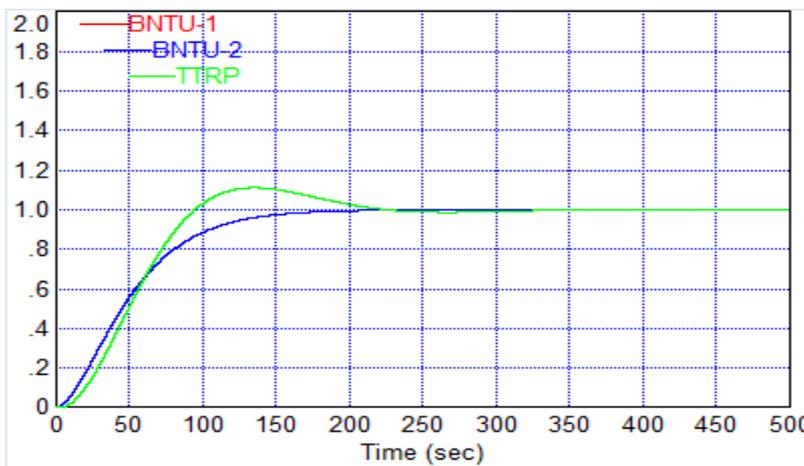


Рисунок 6 – Отработка скачка задания $X_{зд}$ ОСАР

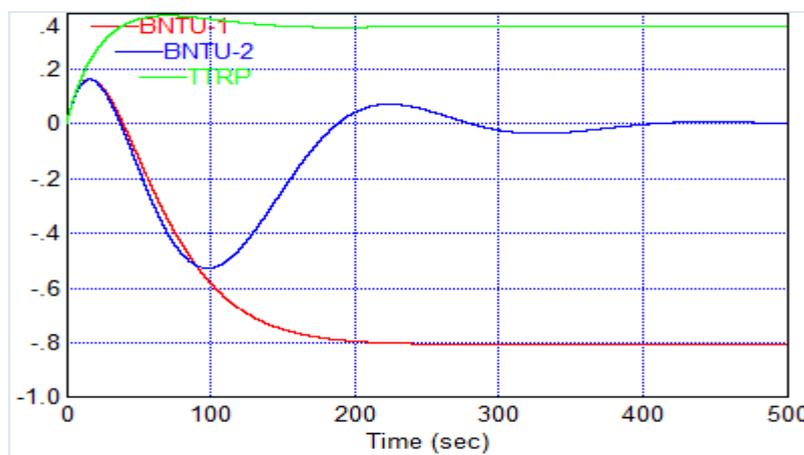


Рисунок 7 – Отработка внешнего возмущения $f_2(t)$ ОСАР

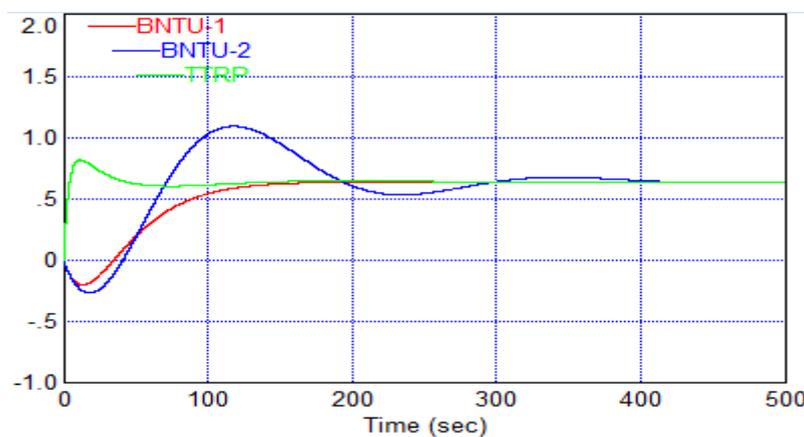
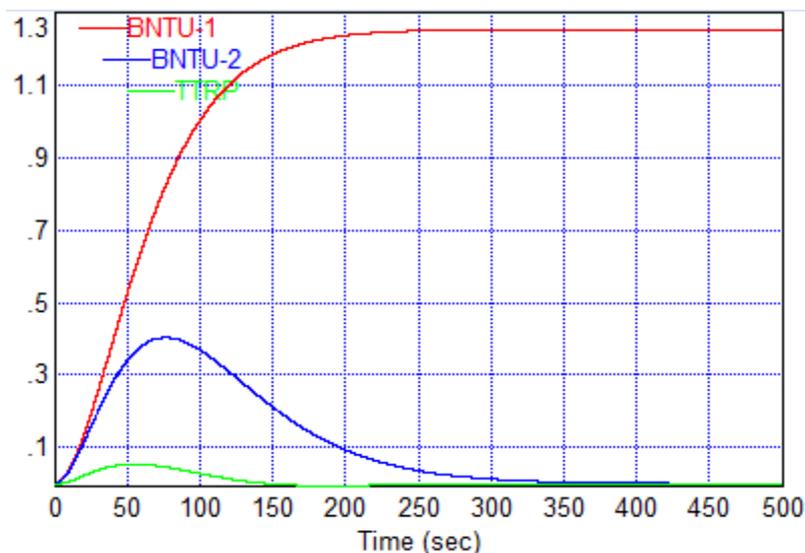


Рисунок 8 – Регулирующее воздействие X_p при отработке внешнего возмущения $f_2(t)$ ОСАР

Рисунок 9 – Обработка внутреннего возмущения $f_1(t)$ ОСАР

Выводы

Предложенная ОСАР обладает характеристиками лучшими, чем ТТРП:

1. В предлагаемой ОСАР, рассчитанной по методу БНТУ-2 [2], при отработке скачка задания отсутствует перерегулирование.
2. При отработке внутреннего возмущения при одинаковой величине максимальной динамической ошибки регулирования время регулирования в предлагаемой ОСАР составляет 150 с вместо 250 с в ТТРП.
3. При отработке крайнего внешнего возмущения в ОСАР полностью исчезает статическая ошибка регулирования в конце переходного процесса.

Литература

1. Кузьмицкий, И.Ф. Теория автоматического управления: Учебник / И.Ф. Кузьмицкий, Г.Т. Кулаков. – Мн.: БГТУ, 2010. – 574 с.
2. Кулаков, Г.Т. Анализ и синтез систем автоматического регулирования / Г.Т. Кулаков. – Мн.: УП Технопринт, 2003. – 135 с.
3. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования / Г.Т. Кулаков. – Мн.: Выш. шк., 1984. – 192 с.

УДК 539.172:543.522

АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ АКТИВНОЙ ЗОНЫ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Хрюян В.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Буров А.Л.

Вероятностный анализ безопасности АЭС представляет собой комплексный всесторонний системный анализ безопасности (ВАБ). В процессе ВАБ разрабатываются вероятностные модели для определения конечных состояний с повреждением источников радиоактивности, конечных состояний АЭС с превышением установленных пределов по выбросам радиоактивных продуктов и радиационному воздействию на население и окружающую среду, определяются значения вероятностных показателей безопасности. Результаты ВАБ используются для качественных и количественных оценок достигнутого уровня безопасности, а также для выработки и принятия решений при проектировании и эксплуатации АЭС [1].

ВАБ АЭС уровня 1 (ВАБ-1) – ВАБ, в процессе которого разрабатываются вероятностные модели для определения конечных состояний с повреждением источников радиоактивности и оцениваются значения частот или вероятностей их реализации. В качестве основных источников радиоактивности для АЭС с ВВЭР рассматриваются ядерное топливо в активной зоне реактора и отработавшее ядерное топливо в бассейне выдержки.

Система аварийного впрыска высокого давления предназначена для подачи раствора борной кислоты в систему теплоносителя реактора при авариях с потерей теплоносителя, превышающей компенсационную способность системы нормальной подпитки, при давлении в системе теплоносителя ниже рабочего давления системы JND (ниже 7,9 МПа) [2].

Кроме того, часть трубопроводов и оборудования системы является барьером, препятствующим выходу радиоактивности за пределы герметичной оболочки.

Технологическая схема системы аварийного впрыска высокого давления представлена на рисунке 1.

Деревья отказов системы: поскольку ДО 1-го и 3-го, а также 2-го и 4-го каналов JND одинаковы, ниже приведены ДО только для 1-го канала.

Пример ДО представлен на рисунках 2–

4.

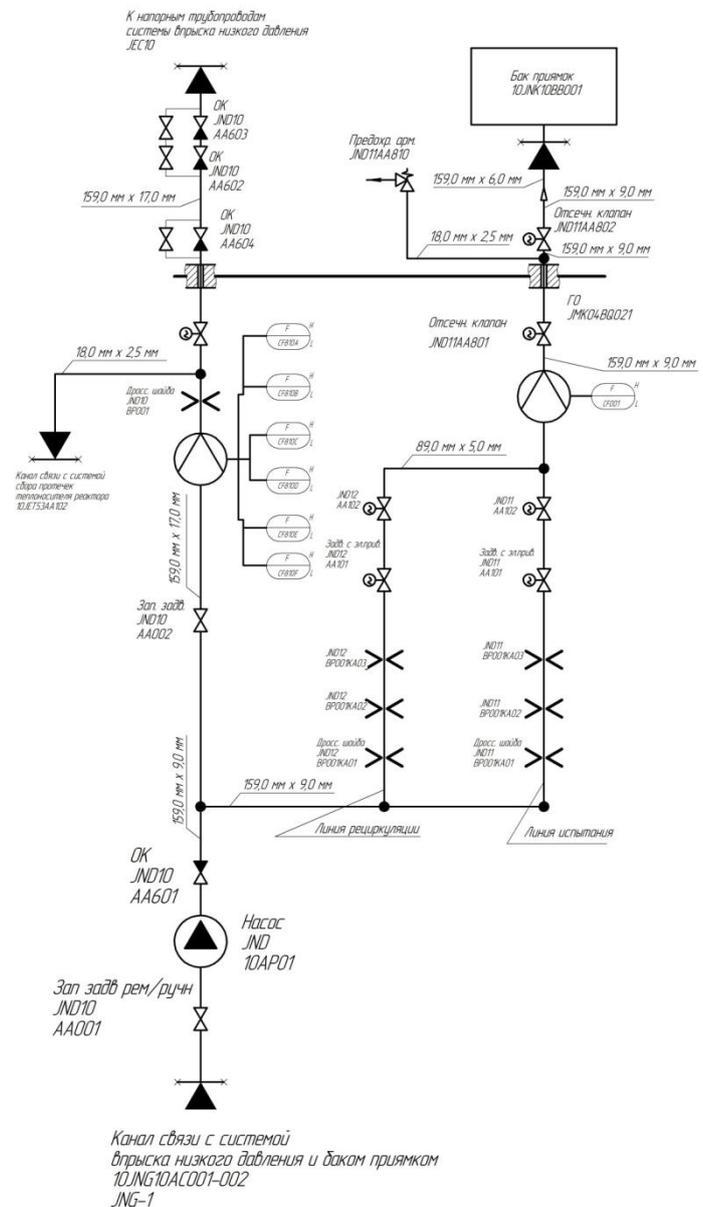


Рисунок 1 – Схема канала системы впрыска высокого давления

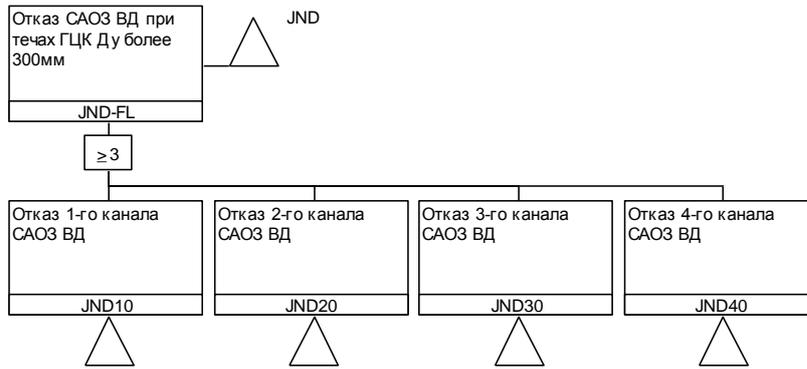


Рисунок 2 – Дерево отказов «Отказ CAO3 ВД при течах ГЦК Ду более 300 мм»

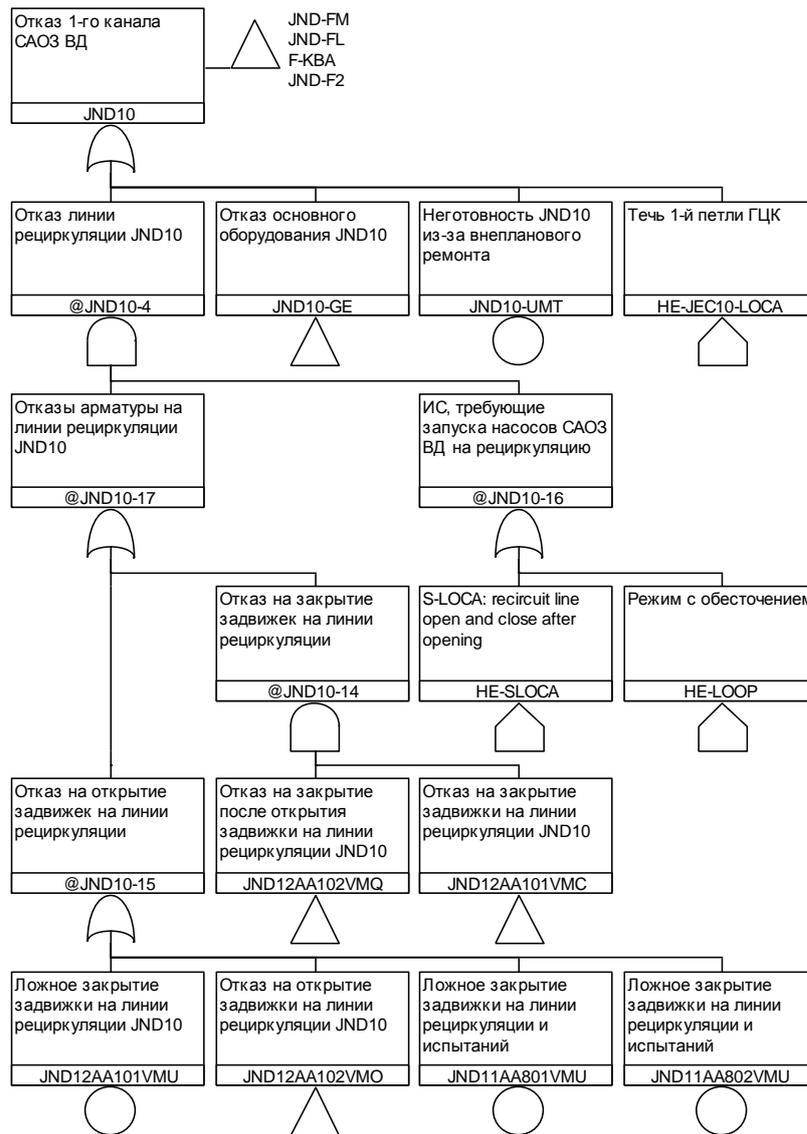


Рисунок 3 – Дерево отказов «Отказ 1-го канала CAO3 ВД»

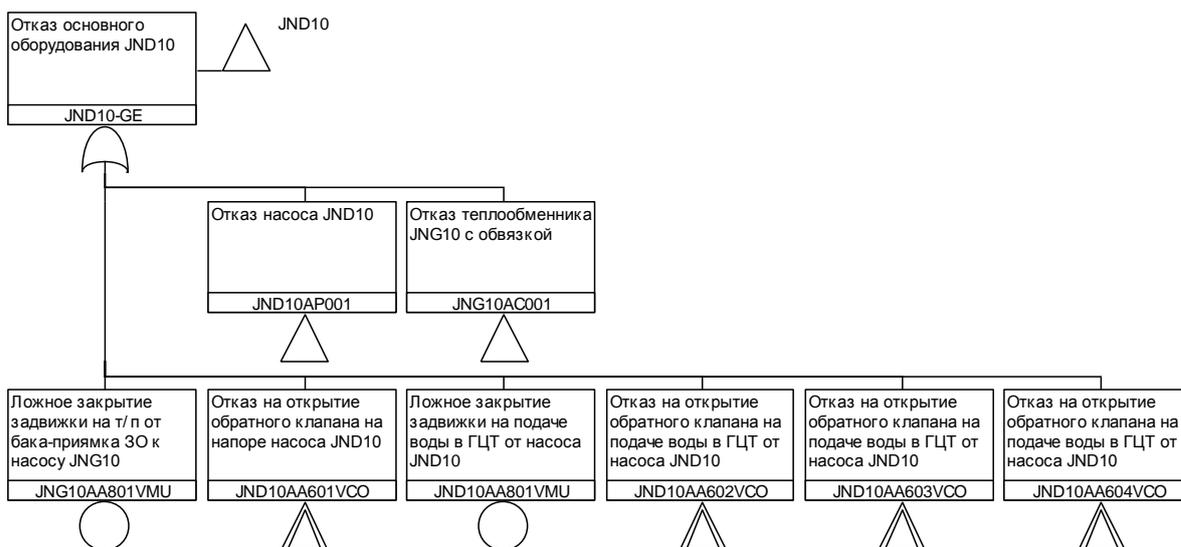


Рисунок 4 – Дерево отказов основного оборудования

Результаты расчета для ИС, связанных с течами 1-й петли ГЦК Ду свыше 300 мм.

Расчет проводился исходя из критерия успеха 1 из 4-х каналов и рассматриваемого времени работы 24 часа.

Среднее значение вероятности отказа системы по функции JND-FL при течи 1-й петли ГЦК равно: $1,00 \cdot 10^{-3}$.

В результате анализа неопределенности получены следующие параметры распределения вероятности отказа системы:

Нижняя граница (5 %): $2,57 \cdot 10^{-4}$.

Медиана: $7,45 \cdot 10^{-4}$.

Верхняя граница (95 %): $2,31 \cdot 10^{-3}$.

Литература

1. Вероятностный анализ безопасности атомных станций (ВАБ): Учебное пособие / В.В. Бегун, О.В. Горбунов, И.М. Каденко и др. – К.: 2000. – 568 с.
2. Солонин В. И. Безопасность и надежность реакторных установок. Учебное пособие по курсу "Расчеты и проектирование ядерных энергетических установок". – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 1996. – 80 с., ил.

УДК 621.0

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЯДЕРНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ СОЗДАНИЯ КРИТИЧНОСТИ В ЖИДКОСОЛЕВОМ ЯДЕРНОМ РЕАКТОРЕ С ЦЕЛЬЮ ТРАНСМУТАЦИИ МИНОРНЫХ АКТИНОИДОВ

Цыганкова С.Д., Стрижёва Е.М.

Научные руководители – ассистент Денисов С.М., ассистент Зеленин Д.С.

В настоящее время одной из самых трудноразрешимых проблем развития ядерной энергетики является проблема накопления отработанного ядерного топлива (ОЯТ). С каждым годом количество эксплуатируемых реакторов растёт, что влечёт за собой накопление продуктов их работы. К сожалению, несмотря на усилия некоторых стран, объём перерабатываемого на предприятиях отрасли ОЯТ растёт значительно меньшими темпами, чем его накопление. В результате, количество ОЯТ, складываемого по всему миру, по самым скромным оценкам превысило 400000 тонн. Данный объём высокоактивного ОЯТ не представляется возможным захоронить в глубоких геологических формациях по нескольким причинам:

1) ОЯТ содержит значительное количество урана и трансураниевых элементов, которые пригодны для использования в реакторах.

2) Механизм устойчивости геологических формаций не позволяет рассчитать их состояние на ближайшие несколько тысяч лет, в то время как период полураспада многих составляющих ОЯТ составляет десятки и сотни тысяч лет.

3) Объём накопленного ОЯТ значительно превышает размеры планируемых и сооружаемых на сегодняшний день могильников.

Таким образом, наиболее целесообразным способом обращения с ОЯТ является его переработка с выделением как наиболее ценных, так и наиболее опасных элементов. К группе наиболее опасных элементов относятся минорные актиноиды – трансураниевые элементы, которые нарабатываются в реакторах путём поглощения топливом нейтронов без последующего деления. В первую очередь к минорным актиноидам относят нептуний, америций, кюрий.

Особенностью наиболее распространённых реакторов на тепловых нейтронах является их мягкий спектр, не позволяющий осуществлять деление минорных актиноидов. На сегодняшний день технологии обращения с минорными актиноидами продвинулись вперёд, предлагается, в частности, их выжигание в реакторах на быстрых нейтронах или трансмутация при помощи нейтронов ядерного синтеза или электроядерных установок. В данной же статье акцент сделан на идее трансмутации минорных актиноидов в быстром жидкосолевом реакторе.

В настоящее время (согласно [1]) наиболее популярна идея жидкосолевых реакторов, использующих тепловые нейтроны. Это объясняется возможностью использования в таких реакторах ториевого топлива, которое работает исключительно с тепловыми нейтронами. Данный подход позволяет достичь высоких значений воспроизводства топлива, а также увеличить срок безостановочной работы реактора в несколько раз по сравнению с используемыми реакторами. Тем не менее, данный вариант не подходит для целей трансмутации минорных актиноидов, поскольку в тепловом спектре будет происходить их накапливание, а не деление. В качестве альтернативы предлагается использовать жидкосолевого реактор на быстрых нейтронах. По информации, приведенной в [2], наиболее предпочтительной композицией расплава для такого реактора выступит смесь LiF , ZrF_4 , NaF , UF_4 и фториды трансмутируемых минорных актиноидов, для удобства обозначаемые как MF_x . Предвидя вопросы ядерной безопасности, следует добавить, что непосредственно топливная загрузка является подкритической, в качестве катализатора и регулятора реакции предлагается использовать электроядерную установку, которая посылает протоны энергий

300 МэВ – 1 ГэВ в активную зону жидкосолевого реактора, выполняющую роль мишени. Схема установки представлена на рисунке 1.

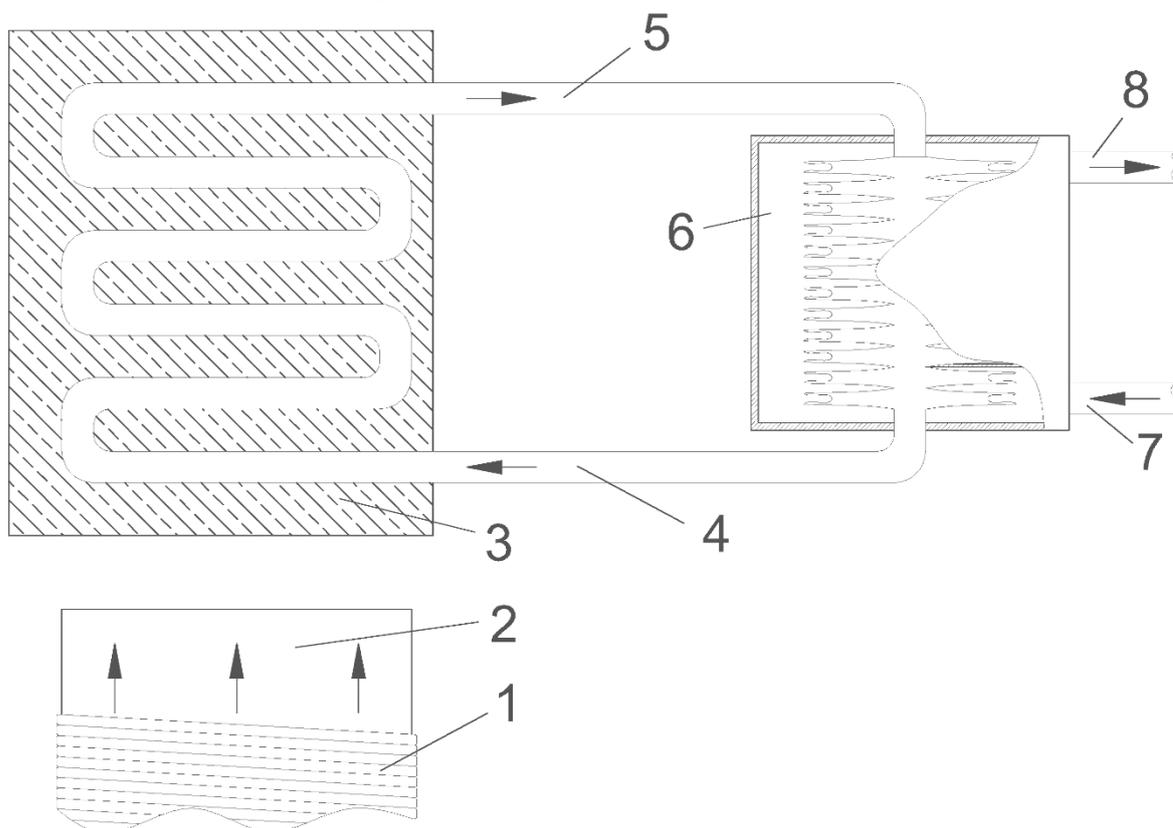


Рисунок 1 – Схема рассматриваемой системы быстрого жидкосолевого реактора и электроядерной установки

1 – ускоритель протонов; 2 – пучок ускоренных протонов; 3 – жидкосолевой реактор; 4 – входной патрубок системы охлаждения (топливной композиции); 5 – выходной патрубок системы охлаждения; 6 – теплообменник для отвода тепла (парогенератор); 7 – входной патрубок системы охлаждения теплообменника; 8 – выходной патрубок системы охлаждения теплообменника

Преимущества использования данной схемы следующие:

1) В качестве мишени используется ядерное топливо. В результате возможны реакции с вылетом большого количества быстрых нейтронов, при этом энергия нейтронов пропорциональна энергии пучка протонов.

2) Трансмутлируемые элементы добавляются непосредственно в топливную композицию, что минимизирует потери нейтронов, а также облегчает охлаждение.

3) Змеевидный патрубок позволяет сохранить запаздывающие нейтроны в активной зоне, а также увеличить продолжительность облучения топлива протонами и вторичными нейтронами.

4) Вследствие использования жидкосолевого теплоносителя возможно достижение высоких температур топлива, что позволит организовывать теплосъём с высокими параметрами (температура расплава на выходе из реактора может превышать 700 °С). В качестве теплоносителя второго контура предлагается использовать свинцово-висмутовый сплав, что позволит достичь сверхкритических параметров водяного пара при использовании воды в качестве теплоносителя третьего контура.

5) Для управления жидкосолевым реактором не требуются регулирующие стержни. Специфика работы быстрых реакторов предполагает значительную утечку нейтронов из активной зоны, что позволит вывести реактор в подкритическое состояние посредством отключения электроядерной установки от источника питания. В случае обесточивания собственных нужд (считается проектной аварией на современных АЭС) установка не будет представлять угрозу. Кроме того, вследствие организации теплосъёма предусмотрено

обеспечение естественной циркуляции теплоносителя, что позволит надёжно предотвратить саморазогрев ядерного топлива.

б) Компоновка реактора позволяет использовать нейтроны утечки для целей трансмутации других элементов, при этом расположение их наиболее рационально производить вокруг корпуса реактора.

Таким образом, использование предложенной в данной статье схемы позволяет одновременно производить выработку электроэнергии с высоким КПД, трансмутацию наиболее опасных элементов ОЯТ, а также, потенциально, решать иные задачи, такие, как производство радиоизотопов для промышленных нужд.

Литература

1. Бекман И. Н. Радиохимия, т. 2. М. – Онтопринт, 2014 г. – 400 с.
2. Бекман И. Н. Радиохимия, т. 1. М. – Онтопринт, 2011 г. – 398 с.

УДК 621.0

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЯДЕРНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ НАРАБОТКИ ПЛУТОНИЯ-238 ДЛЯ НУЖД КОСМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ И МЕДИЦИНЫ

Цыганкова С.Д., Стрижёва Е.М.

Научные руководители – ассистент Денисов С.М., ассистент Зеленин Д.С.

На данном этапе развития ядерных технологий радиоактивные материалы используются повсеместно. Помимо ядерной энергетики, их можно встретить в медицине, светотехнике, диагностике повреждений, во всех областях промышленности, в том числе, в космической отрасли. По своему применению радиоактивные вещества делятся на несколько категорий, наиболее важные из которых представлены ниже:

1) Излучающие – к ним относятся радионуклиды, ценность которых заключается в испускаемых ими частицах. Например, ^{60}Co нашёл своё применение при стерилизации медицинских инструментов, находящихся в герметичной упаковке – жёсткое гамма-излучение, образующееся при радиоактивном распаде данного элемента, не задерживается тонкой упаковочной плёнкой, и при этом эффективно уничтожает микроорганизмы, которые могли бы стать причиной заражения при инъекциях или в процессе медицинских операций.

2) Маркеры – как правило, это короткоживущие изотопы, которые позволяют обнаружить дефекты в оборудовании. Например, микроскопические трещины, не видимые глазом и более точным оборудованием.

3) Источники питания – радиоактивные элементы, которые при распаде выделяют большое количество тепла. К ним относятся полоний и изотопы некоторых трансурановых элементов, наиболее распространённым из которых является ^{238}Pu . Данной категории изотопов и посвящена данная статья.

При запуске космических аппаратов важно обеспечить их надёжным источником питания. При относительно небольшом удалении аппарата от Солнца возможно использование солнечных батарей. В то же время, спускаемые аппараты, например, марсоходы, нуждаются в принципиально ином источнике питания, поскольку Солнце часто находится за горизонтом изучаемого небесного объекта. В связи с этим в качестве крайне эффективного источника питания себя зарекомендовали радиоизотопные термоэлектрические генераторы (РИТЭГи). В них используется принцип преобразования выделяющейся при распаде радионуклида тепловой энергии в электрическую. Данные устройства нашли своё применение в космических аппаратах, а также в автономных установках, к которым осложнён регулярный доступ (например, в маяках). В то же время, сегодня существует проблема с производством необходимых для работы данных установок материалов.

Основная проблема заключается в том, что ^{238}Pu в СССР являлся побочным продуктом производства ядерного оружия (он образовывался в реакторах из ^{235}U , а затем удалялся, т.к. обладал слишком высоким тепловыделением, которое могло привести к тепловому взрыву и разрушению ядерной боеголовки). После вступления в силу договоров о нераспространении ядерного оружия производство плутония было прекращено, что привело к прекращению производства и ценного в неоружейной отрасли ^{238}Pu . В результате космическая отрасль испытывает недостаток данного изотопа. Помимо космоса, ^{238}Pu используется в качестве источника энергии в кардиостимуляторах, поскольку не обладает побочным гамма-излучением, в то время как его основное излучение – альфа-частицы – надёжно блокируется стенками аппарата. При этом неоспоримым его достоинством является длительный срок работы, что недостижимо ни для одного аккумулятора.

В качестве реального способа наработки ценного изотопа ^{238}Pu предлагается использовать трансмутационную установку на основе жидкосолевого быстрого реактора и электроядерной установки. В качестве мишени будет выступать ^{237}Np , относящийся к группе минорных актиноидов и подлежащий уничтожению в силу его способности к цепной

реакции и потенциальной возможности изготовления из него ядерной бомбы. В установке будет протекать следующая реакция:



В результате данной реакции происходит уничтожение опасного изотопа нептуния и производство ценного ${}^{238}\text{Pu}$, не представляющего ядерную опасность в силу чётного числа нуклонов в ядре. Схема предполагаемой установки для производства ${}^{238}\text{Pu}$ представлена на рисунке 1.

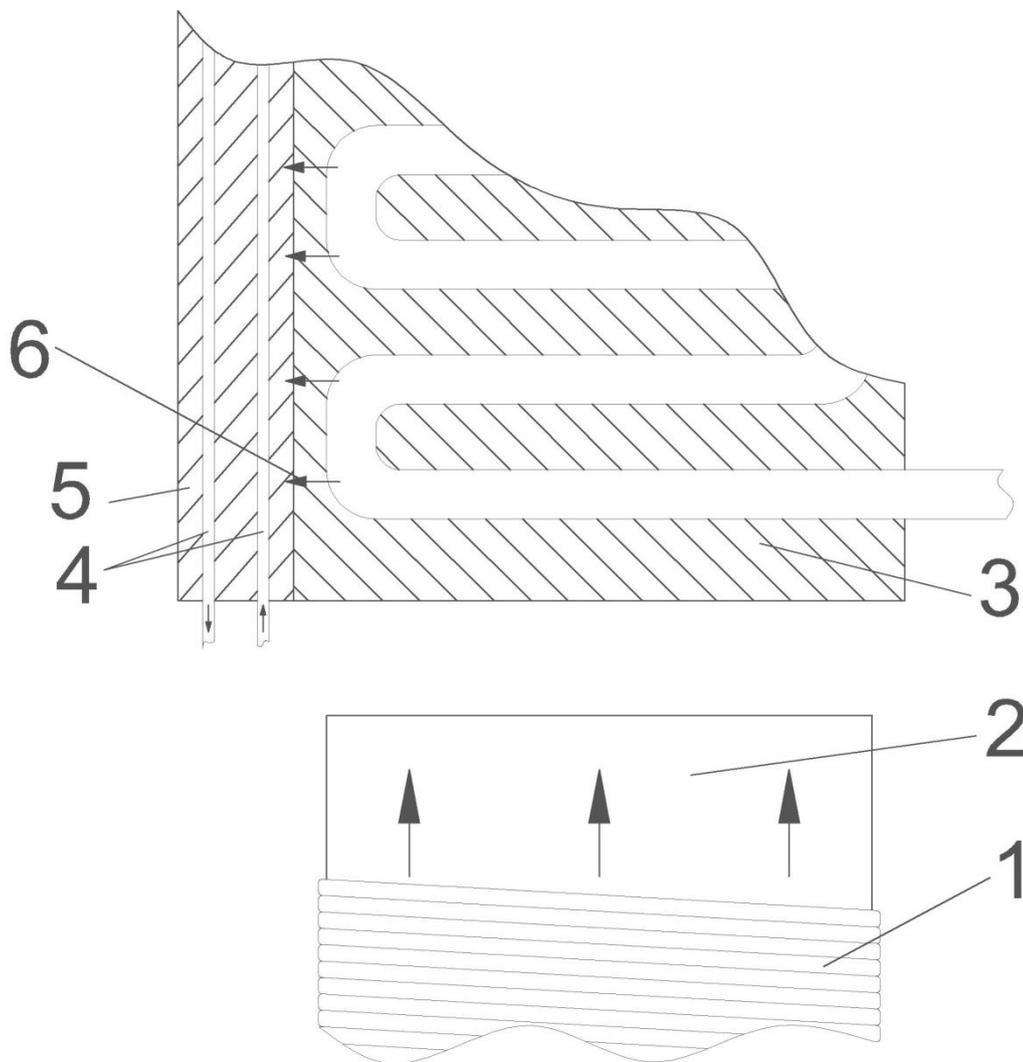


Рисунок 1 – Схема рассматриваемой системы быстрого жидкосолевого реактора и электроядерной установки

1 – ускоритель протонов; 2 – пучок ускоренных протонов; 3 – жидкосолевой реактор; 4 – трубки системы охлаждения (нептуниевой мишени); 5 – нептуниевая мишень; 6 – поток нейтронов, образующийся в жидкосолевом реакторе

Наиболее важными нюансами работы данной системы являются следующие:

1) Нептуниевая мишень должна иметь заметную толщину, буферный материал должен обладать замедляющими свойствами во избежание утечки и для повышения вероятности захвата нейтронов. Наиболее предпочтительным замедлителем является графит, более дорогим вариантом может служить тяжёлая вода, прокачиваемая через систему охлаждения мишени.

2) В случае использования минорных актиноидов в качестве топлива для жидкосолевого реактора возможно параллельное их уничтожение с процессом производства ${}^{238}\text{Pu}$. В данном случае наиболее рациональным шагом является разделение минорных актиноидов на актиноиды с высокой атомной массой и с низкой. В таком случае нептуний и

уран отделятся от америция, кюрия и части изотопов плутония, после чего с помощью химических процессов, изложенных в [1] нептуний можно сравнительно легко отделить.

3) Рекомендуется использовать отражатели нейтронов с незадействованных сторон жидкосолевого реактора, что позволит увеличить нейтронный поток в активной зоне и, как следствие, в нептуниевой мишени.

4) Работа мишени в течение длительного периода недопустима по причине наработки в ней вредных изотопов. Процесс получения ^{238}Pu в данном случае схож с процессом наработки оружейных изотопов.

В результате использования данной системы возможна наработка ценного изотопа ^{238}Pu без нарушения договоров о нераспространении ядерного оружия. Помимо этого, решается вопрос с утилизацией нептуния и других минорных актиноидов.

Литература

1. Бекман И.Н. Радиохимия, т. 2. М. – Онтопринт, 2014 г. – 400 с.

УДК 621.438

СОВРЕМЕННАЯ СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ГАЗОВОЙ ТУРБИНЫ

Шахотько В.Н.

Научный руководитель – старший преподаватель Пронкевич Е.В.

В современных газотурбинных установках охлаждают практически все детали газовой турбины: ротор, подшипники, сопловые и рабочие лопатки, корпус. При охлаждении лопаточного аппарата используют не только воздух, но и в последнее время пар, дистиллированную воду, жидкие металлы (Na, Na + K), обладающие лучшими теплофизическими свойствами.

Система охлаждения газовой турбины выполняет две основные функции: непосредственное охлаждение элементов, подверженных воздействию температуры потока газов, и обеспечение экологической чистоты газотурбинной установки. В разные критические точки газовой турбины подается воздух нужного давления и температуры.

Используются несколько типов систем охлаждения:

а) система воздушного охлаждения, в которой применяется цикловой воздух компрессора, отбираемый из различных отсеков его проточной части. Если после охлаждения этот воздух выводится в проточную часть газовой турбины, такую систему называют открытой. В закрытых воздушных системах охлаждающий воздух возвращается обратно для дожатия в компрессор. Такое техническое решение возможно, если охлаждающий тракт выполнен герметичным;

б) система парового охлаждения, в которой для охлаждения используется водяной пар. Он обладает лучшими теплофизическими свойствами, чем воздух. Его применение связано со значительно меньшими потерями работы сжатия (повышение давления осуществляется в жидкой фазе);

в) комбинированная система охлаждения, в которой первая ступень лопаток (преимущественно сопловых) охлаждаются паром, отводимым обратно в тепловую схему парогазовой установки. Остальные элементы проточной части газовой турбины охлаждаются цикловым воздухом по открытой схеме.

Охлаждение лопаточного аппарата ГТУ

Охлаждение лопаточного аппарата в ГТУ необходимо ввиду больших температур рабочей среды. ГТУ с отсутствием охлаждения лопаточного аппарата нуждается в значительно более низких параметрах рабочей среды. К примеру, ГТУ с охлаждением элементов проточной части работает с температурой рабочей среды примерно 1400 °С, а без охлаждения 850–950 °С, что существенно отражается на их мощности [1].

Охлаждение рабочих лопаток

Внешнее охлаждение. Наиболее часто применяют следующие три разновидности этого способа охлаждения.

1. Теплоотвод в диск от рабочих лопаток.
2. Парциальное охлаждение, которое можно организовать при наличии двух рабочих тел: газа с высокой температурой, обеспечивающего выработку основной доли полезной работы, и газа (например, циклового воздуха или пара) с более низкой температурой, предназначенного в основном для охлаждения рабочих лопаток.

3. Струйное охлаждение лопаток.

Внутреннее охлаждение. В большинстве случаев этот способ охлаждения реализуется в виде систем открытого типа.

1. Системы охлаждения открытого типа. Впервые внутреннее охлаждение рабочих лопаток было использовано в 1942 г. на немецком ГТД ЮМО-003, а несколько позднее на отечественном двигателе РД-20, где охлаждаемая пустотелая лопатка имела внутренний вставной дефлектор.

В охлаждаемых рабочих лопатках, серийного авиационного ГТД «Спей» английской фирмы «Роллс-Ройс», охлаждающий воздух поступает через хвостовик (ножку) в несколько продольных каналов эллиптического сечения 1, пройдя которые, он выбрасывается в радиальный зазор 2 представленный на рисунке 1. При начальной температуре газа 1070°C и расходе воздуха $g_{\text{охл}} = 2\%$ такая система обеспечивает глубину охлаждения лопаток до 220°C .

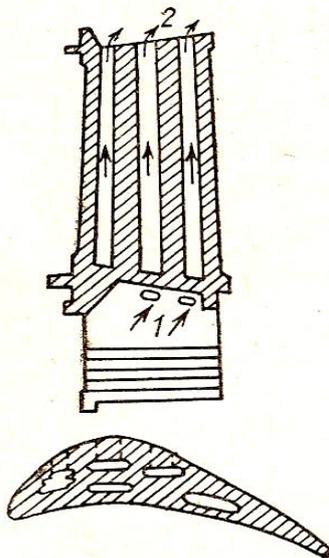


Рисунок 1 – Рабочая лопатка с продольным течением охладителя фирмы «Роллс-Ройс» (Англия): 1 – ввод охладителя; 2 – вывод охладителя

Более равномерное распределение температуры в лопатке обеспечивается при поперечном движении охладителя, когда входная и выходная кромки профиля могут быть охлаждены более интенсивно. На рисунке 2 схематически показана дефлекторная охлаждаемая рабочая лопатка с поперечным движением охладителя, разработанная под руководством К.В. Туманского. Для снижения температуры выходной кромки в этой лопатке применен струйный обдув, воздух выбрасывается через щели в выходной кромке 2. Эти мероприятия позволяют существенно снизить температуру кромок и выровнять температурное поле лопатки.

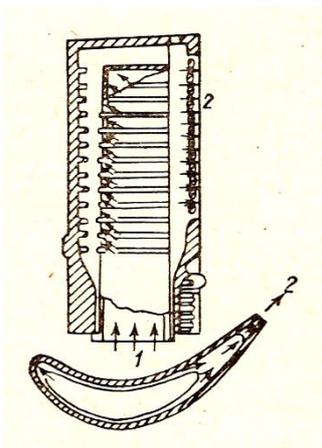


Рисунок 2 – Дефлекторная охлаждаемая рабочая лопатка с поперечным движением охладителя: 1 – ввод охладителя; 2 – вывод охладителя

Значительные возможности воздействия на распределение температур имеются в лопатках гильзовой конструкции, в которых более нагруженный несущий стержень имеет более низкую температуру. Наружная тонкостенная оболочка крепится к стержню обычно в хвостовой части лопатки и усилия от газовых сил также передает стержню.

Для охлаждения рабочих лопаток используется также пленочное и пористое охлаждение. Так, пленочное охлаждение входной кромки рабочей лопатки применено на авиационном двигателе Т-39 фирмы «Дженерал-Электрик» с начальной температурой газа 1260°C . Эта лопатка представляет собой многоканальную конструкцию с выпуском воздуха через отверстия на входную кромку.

Системы охлаждения закрытого типа

По принципу действия различают одно и двухконтурные системы охлаждения закрытого типа. В одноконтурных системах охладитель отбирает теплоту непосредственно у охлаждаемого элемента, а в двухконтурных – у промежуточного теплоносителя, который циркулирует в охлаждаемом элементе.

Системы охлаждения закрытого типа выполняются с принудительной и естественной циркуляцией, представленной на рисунке 3. В первом случае движение охладителя вызывается главным образом перепадом давлений, создаваемым внешним источником энергии, во втором случае – за счет термосифонного эффекта. Этот эффект создается тем, что к охладителю подводится тепловой поток от охлаждаемого элемента, который вызывает изменение его плотности, а поле центробежных сил обеспечивает интенсивную циркуляцию.

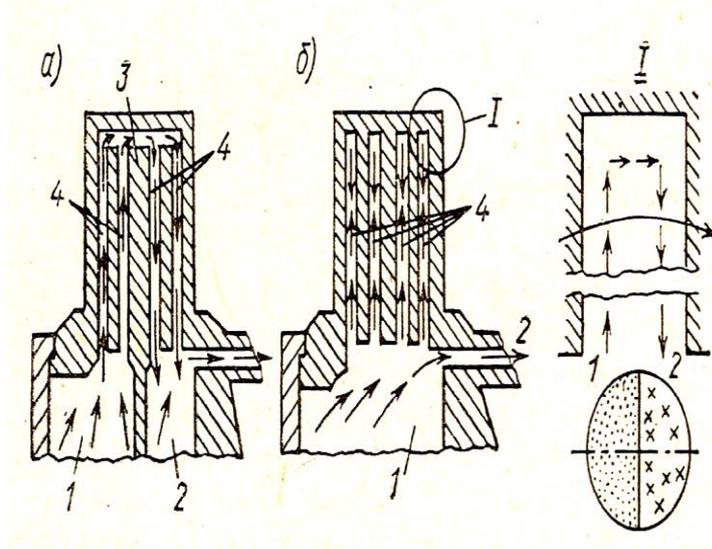


Рисунок 3 – Рабочие лопатки с системой охлаждения закрытого типа:

а – с принудительной циркуляцией; б – с естественной циркуляцией:

1 – зона подвода охладителя; 2 – зона отвода охладителя; 3 – разделительная перегородка;
4 – охлаждающие каналы

Термосифонный эффект используется также в двухконтурных системах охлаждения лопаток. В этом случае в теле лопатки 1 имеются глухие каналы 2, заполненные теплоносителем первого контура (обычно дистиллированной водой или натрием). В нижней части лопатки размещен радиатор 3, который омывается охладителем второго контура. Во время работы турбины к перу лопатки от горячего газа подводится теплота, а от радиатора она отводится. При этом за счет вращения во внутренних глухих каналах имеет место интенсивная естественная циркуляция охладителя первого контура (термосифонный эффект), которая обеспечивает передачу теплоты от пера лопатки к охладителю второго контура.

Охлаждение сопловых лопаток

В дефлекторных сопловых лопатках с конвективной системой воздушного охлаждения может быть достигнуто снижение средней температуры лопаток по сравнению с температурой газа на $130\text{--}150^{\circ}\text{C}$ при относительном расходе охлаждающего воздуха $g_{\text{охл}} = 2\%$.

С увеличением начальной температуры газа требуется все большая глубина охлаждения сопловых лопаток первой ступени турбины. При температуре газа более 1000–1150 °С необходимо дополнительно к конвективному вводить пленочное охлаждение.

Дальнейшее увеличение эффективности охлаждения турбинных лопаток может быть достигнуто при использовании пористого охлаждения. Конструктивно пористое охлаждение решается по схеме гильзовых лопаток, в которых основные нагрузки воспринимает относительно холодный несущий стержень 1, а тонкостенная наружная оболочка 2 образует профильную часть. Между стержнем и оболочкой предусмотрены каналы для пропуска охлаждающего агента 3.

Охлаждение корпуса ГТУ

Охлаждение корпуса ГТУ необходимо, так как температура рабочей среды велика. Если рассмотреть ГТУ без охлаждения корпуса, то можно предположить значительный нагрев корпуса и как следствие, появление трещин, а это потери тепла в окружающую среду, а именно в маш. зал, что в дальнейшем будет пагубно влиять на рабочий персонал, обслуживающий данную ГТУ. Помимо всего прочего, есть место присутствию термических расширений металла корпуса ГТУ, что может привести к задеванию корпуса ГТУ о рабочие лопатки, движущиеся с большой скоростью, что в свою очередь не допустимо.

Охлаждение дисков и роторов ГТУ

Выполнение дисков и цельнокованных роторов больших размеров из жаропрочных материалов (аустенитных сталей и сплавов) затруднено ввиду опасности появления дефектов. Кроме того, жаропрочные сплавы обладают сравнительно низкой теплопроводностью и большим коэффициентом линейного расширения. Такое сочетание свойств не позволяет производить быстрое изменение нагрузки ввиду появления больших термических напряжений. Поэтому диски и цельнокованные роторы выполняют обычно из сталей перлитного или ферритного классов, обладающих более благоприятными характеристиками, но допускают значительно более низкие температуры – порядка 500–550 °С. Это вынуждает применять охлаждение дисков даже при сравнительно низких температурах газа.

Литература

1. Соколов В.С. Газотурбинные установки: Учебное пособие – М.: Высшая школа, 1986. – 151 с., ил.

УДК 621.165

ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В КАЧЕСТВЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ИХ РЕСУРСА

Шишло В.А., Гульницкий В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Герасимова А.Г.

Тепловые сети, являясь составной частью системы централизованного теплоснабжения современных городов, представляют собой сложные инженерные сооружения, предназначенные для транспортировки тепловой энергии от источников тепла к потребителям. Основными элементами тепловых сетей являются трубопровод, состоящий из стальных труб, соединенных между собой с помощью сварки; изоляционная конструкция, предназначенная для защиты трубопровода от наружной коррозии и тепловых потерь, и несущая конструкция, воспринимающая вес трубопровода и усилия, возникающие при его эксплуатации.

Трубы являются наиболее ответственными элементами трубопровода и должны отвечать следующим требованиям:

достаточная прочность и герметичность при максимальных значениях давления и температуры теплоносителя;

низкий коэффициент температурных деформаций, обеспечивающий небольшие термические напряжения при переменном тепловом режиме тепловой сети;

малая шероховатость внутренней поверхности;

антикоррозионная стойкость;

высокое термическое сопротивление стенок трубы, способствующее сохранению теплоты и температуры теплоносителя;

неизменность свойств материала при длительном воздействии высоких температур и давлений;

простота монтажа, надежность соединения труб и др.

Имеющиеся стальные трубы не удовлетворяют в полной мере всем предъявляемым требованиям, однако их механические свойства, простота, надежность и герметичность соединений (сваркой) обеспечили им преимущественное применение в тепловых сетях [1].

Анализ результатов комплексных обследований теплоснабжающих предприятий Республики Беларусь, показывает, что тепловые сети являются на сегодня одним из самых ненадежных элементов системы теплоснабжения города. Основная причина в физическом износе трубопроводов тепловых сетей, а также в некачественном выполнении работ, в многочисленных нарушениях технических нормативно-правовых актов (ТНПА) в процессе проектирования, эксплуатации, ремонта и замены тепловых сетей.

Срок службы трубопроводов, смонтированных с нарушением ТНПА, снижается в 8–10 раз. В результате, вместо вложения денег, которых и так выделяется недостаточно на замену трубопроводов, отслуживших 25 лет и более, приходится ремонтировать сети, отслужившие 5–6 лет [2].

В тепловых сетях применяются бесшовные горячекатаные и электросварные трубы (прямошовные и со спиральным швом) с различной толщиной стенки. Бесшовные горячекатаные трубы выпускаются с наружными диаметрами 32–426 мм, а электросварные – с наружными диаметрами более 426 мм. Бесшовные горячекатаные и электросварные трубы используются при всех способах прокладки сетей. Электросварные со спиральным швом рекомендуются к использованию при канальных и надземных прокладках сетей.

Ранее в тепловых сетях применялись только термообработанные трубы. В настоящее время термообработка труб тепловых сетей не является обязательным техническим

требованием, поскольку она не отражена в действующих в Республике Беларусь нормативных документах. Проведение термообработки увеличивает стоимость труб на 15–30 %, по сравнению с нетермообработанными. Это привело к тому, что уже в проекты закладываются трубы без требований по проведению термической обработки труб, что существенно сказывается на качестве прокладываемых тепловых сетей и ресурсе их эксплуатации.

Необходимость проведения термической обработки труб была обусловлена рядом факторов:

- снятие остаточных сварочных напряжений;
- снятие напряжений механической деформации;
- повышение коррозионной стойкости.

Как показал опыт эксплуатации тепловых сетей, основной причиной повреждаемости тепловых сетей являются коррозионные повреждения. Причем повреждаемость коррозией наблюдается как на наружной стороне трубопроводов (атмосферная, почвенная, электрокоррозия), так и на внутренней стороне труб (язвенная, стояночная). В последнее время также наблюдается повреждение трубопроводов из-за коррозии под напряжением, которая возникает в зоне сварного шва и околошовной зоне. Вероятно, одной из причин снижения коррозионной стойкости труб, является отказ от проведения термической обработки.

Вопросам исследования влияния остаточных напряжений в сварных трубах на их несущую способность в условиях стресс-коррозии металла труб до последнего времени практически не занимались. Более того, контроль остаточных напряжений в сварных трубах осуществлялся периодически и очень редко. Данный параметр никогда не нормировался, не учитывался при расчетах и не контролировался при технологических операциях в процессе изготовления сварных труб [3].

С целью исследования остаточных сварочных напряжений в лаборатории кафедры «Тепловые электрические станции» были проведены экспериментальные исследования.

Для измерения напряжений использовали метод магнитной структуроскопии, основанный на использовании корреляционных связей между физико-химическими или механическими характеристиками объекта контроля и одной или несколькими магнитными характеристиками контролируемого материала [4]. В качестве исследуемой магнитной характеристики использовали коэрцитивную силу. Коэрцитивная сила (H_c) – напряженность магнитного поля, необходимая для полного размагничивания предварительно намагниченного до насыщения ферромагнетика.

В последние годы коэрцитиметрия стала широко применяться для контроля, напряженного состояния металлоконструкций опасных производственных объектов различного назначения, что является весьма актуальным для технической диагностики. К примеру, основными источниками разрушения труб поверхностей нагрева и сосудов, работающих под давлением, являются зоны концентрации напряжений, в которых процессы коррозии и усталости протекают наиболее интенсивно. В местах концентрации напряжений происходит повышение коэрцитивной силы.

При проведении испытаний использовали магнитный структуроскоп (коэрцитиметр) КРМ-Ц-К2М; измерительный преобразователь (магнитный датчик); калибровочные образцы КР-1 и КР-2; карманный персональный компьютер; компьютерная



Рисунок 1 – Комплект оборудования для оценки напряженного состояния металла

программа «Монитор обмеров», образцы для контроля (рисунок 1).

В качестве образцов для контроля использовались плоские образцы из стали 20 и стали 17Г1С со сварными швами, выполненными ручной электродуговой сваркой. Схема образцов представлена на рисунке 2. Распределение коэрцитивной силы в исследуем образце показано на рисунке 3.

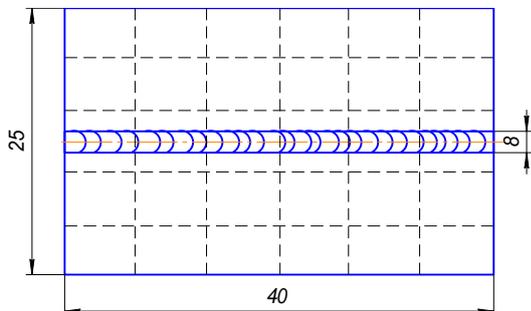


Рисунок 2 – Схема образцов для контроля напряжений в сварном образце

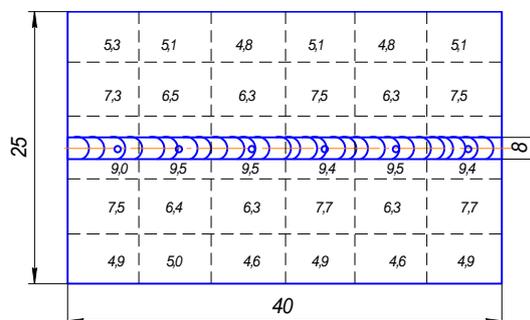


Рисунок 3 – Схема измерений коэрцитивной силы K_c , А/см на образце из стали 20 с результатами контроля

Анализ полученных результатов показывает, что в зоне сварного шва, а также в зоне термического влияния величина коэрцитивной силы в 1,6 и 1,4 раза выше, чем в зоне основного металла, что свидетельствует о наличии высоких сварочных напряжений в данных зонах.

Существуют многочисленные методы снижения остаточных сварочных напряжений: проковка, обжатие, ударно-волновое воздействие, ультразвуковая обработка, локальная термомеханическая обработка, объёмная термообработка и другие. Последние два метода находят применение при производстве сварных труб. Результаты исследований на Челябинском трубопрокатном заводе (ЧТПЗ) свидетельствуют, что проведения термической обработки позволяет почти полностью снимать послесварочные напряжения в сварных швах и околошовной зоне [3].

Так же был осуществлен анализ экспериментальных исследований по оценке влияния термической термообработки на коррозионную стойкость трубопроводной стали, который показал, что режим двукратной нормализации при 920 °С повышает однородность микроструктуры и увеличивает коррозионную стойкость углеродистой стали 20, применяемой в теплоэнергетике для изготовления труб, на 38–51% при варьировании времени испытания от 24 до 168 часов [5]. Результаты экспериментальных исследований испытаний представлены на рисунке 4.

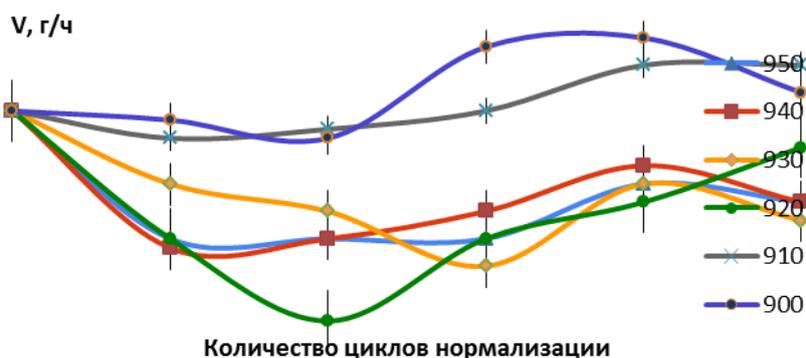


Рисунок 4 – Зависимость скорости коррозии от количества циклов при различных температурах структурной перекристаллизации ($t_i=24$ часа)

Из рисунка 4 видно, что заметное снижение скорости коррозии наблюдается у образцов, подвергнутых нормализации при температуре 920°C и выше. Аналогичные результаты получаются и при увеличении времени коррозионных испытаний. Наименьшая скорость коррозии наблюдается при двукратной нормализации при 920°C. Установлено, что при режиме двукратной нормализации при t_1 снижение этой величины составляет 38 % от исходного значения, при увеличении времени испытания до t_2 скорость коррозии уменьшается на 51 %.

Рассмотрены результаты экспериментальных исследований, проведенные авторами [6] по изучению влияния скорости коррозии на изменение конструктивной прочности труб тепловых сетей и установление кинетических зависимостей влияния этих изменений на уровень напряжений при рабочих и испытательных давлениях. Коррозионные испытания низкоуглеродистой стали проводили на пластинах размером 10x80x1 мм с отверстием диаметром 3 мм. Перед испытаниями проводили нормализацию образцов по следующему режиму: нагрев в вакуумной трубке 910 °С, 20 мин., охлаждение с трубкой на воздухе. Производили сравнительные коррозионные испытания образцов без предварительной деформации и в напряженном состоянии (в области перехода упругих напряжений в пластические) при приложении изгибающей нагрузки близкой напряжению предела текучести. На рисунке 5 показан внешний вид образцов после коррозионных испытаний.

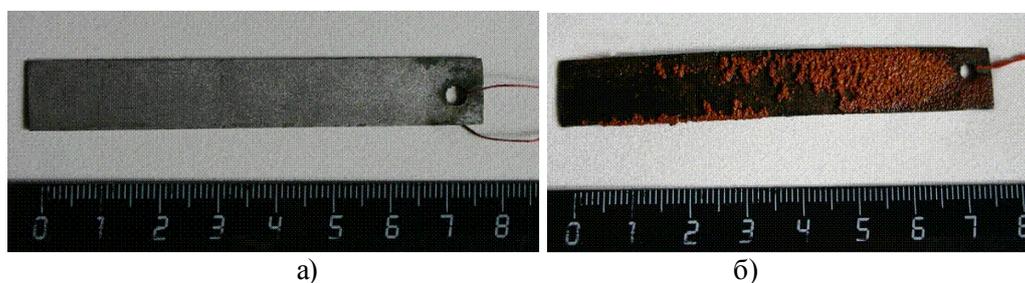


Рисунок 5 – Внешний вид образцов для коррозионных испытаний:
а) без деформации; б) в деформированном состоянии

В результате проведенного эксперимента было установлено, что средняя скорость коррозии образцов без деформации составила 0,0061 мм/год, а коррозия образцов под напряжением составляла 0,0083 мм/год, т.е. скорость коррозии в результате деформации увеличилась на 36 % [6].

Выводы

В результате работы установлено, что проведение термической обработки является наиболее простым и эффективным способом увеличения ресурса трубопроводов.

Литература

1. Арсеньев Г.В. Тепловое оборудование и тепловые сети. Учебник для вузов/ Г.В. Арсеньев, В.П. Белоусов, А.А.Драническо и др. М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
2. Журнал «Новости теплоснабжения», № 12, (28), 2002, С. 33–35, www.nts.n.ru.
3. Пашков Ю.И. Остаточные сварочные напряжения и пути снижения стресс-коррозионных разрушений магистральных газопроводов / Вестник ЮУрГУ 2012. №15 С. 28–30.
4. Неразрушающий контроль: Справочник: В 8 т./ Под общ. Ред. В.В.Клюева.Т.6: В 3 кн.. Кн.1. В.В.Клюев, и др. Магнитные методы контроля – 2-е изд., испр. – М.: Машиностроение, 2006.
5. Березина Т.Г. Коррозия металла деталей теплоэнергетического оборудования. – Челябинск: ЧФ ПЭИПК, 2000. – 58 с.
6. Плешивцев В.Г., Пак Ю.А., Глухих М.В., Филиппов Г.А., Чевская О.Н., Ливанова О.В. (ДепТЭХг.Москвы, ЗАО «ЮННА ПАК», ЦНИИЧермет им. И.П. Бардина). Третья научно-практическая конференция «Тепловые сети. Современные практические решения».

УДК 621.311.22

БЕЛОРУССКАЯ АЭС В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ СТРАНЫ

Ботько Е.Н.

Научный руководитель – д.т.н. профессор Карницкий Н.Б.

На современном этапе жизни планеты развитие экономики и рост благосостояния населения делает все более актуальным вопрос обеспечения возрастающих потребностей различных отраслей электрической и тепловой энергией.

Сегодня страны, которые обладают значительным опытом использования атомной энергетики продолжают ее развивать. Однако самые масштабные программы развития и самый большой вклад в темпы роста мировой атомной энергетики вносят новые государства, которые только начинают создавать атомную отрасль.

В настоящее время Республика Беларусь активно ведет сооружение атомной электростанции, которая позволит несколько ослабить острую нехватку собственных топливно-энергетических ресурсов. Развитие атомной энергетики имеет для республики стратегическое значение в обеспечении энергетической и экономической безопасности.

Планируемое внедрение двух энергоблоков АЭС в Беларуси, которые будут работать в базовом режиме, приведет к тому, что покрытие пиковых и полупиковых нагрузок в энергосистеме будет производиться энергоблоками КЭС, за счет их работы в широком диапазоне изменения нагрузок. Это обстоятельство повышает актуальность проблемы ввода в энергосистему страны новых мощностей для обеспечения «подхвата мощности», в случае отключения АЭС, а также существенного повышения качества регулирования мощности электрических станций, работающих в условиях переменных режимов и нагрузок. Кроме того, в настоящее время в энергосистеме наблюдается износ (достижение предельных наработок времени) основного оборудования большинства существующих электростанций, электрических и тепловых сетей, что приводит к снижению экономичности, надежности и долговечности работы теплоэнергетического оборудования. Поэтому ставится вопрос, связанный с обновлением основных производственных фондов за счет ввода новых мощностей либо модернизации существующих.

Основным направлением модернизации действующих генерирующих источников является внедрение высокоэффективных парогазовых технологий путем газовой надстройки на действующих паросиловых блоках, модернизация существующих турбин, замена устаревших и отработавших свой срок турбоагрегатов на новые, с улучшенными технико-экономическими показателями.

Включение АЭС в энергосистему требует тщательной проработки, поскольку режим работы АЭС в энергосистеме зависит от многих факторов: структура генерирующих мощностей; маневренность характеристик основного оборудования и т.д. Для энергоблоков с реакторами ВВЭР следует учитывать необходимость ежегодной остановки энергоблока на время около 30–40 суток для перегрузки топлива, а также изменение маневренности ядерной паропроизводящей установки в течении топливной компании.

Как правило, сегодня основным режимом работы энергоблока АЭС является работа в базовом режиме на 100 % мощности. Оборудование и системы энергоблока допускают возможность работы в маневренных режимах регулирования мощности.

Планируется, что работа энергоблоков Белорусской АЭС будет осуществляться в базовом режиме с КИУМ не менее 90 %. При этом регулировочный диапазон нагрузок будет лежать в диапазоне 20-100 % $N_{ном}$. В базовом режиме работы будет обеспечиваться поддержание заданного уровня мощности энергоблока с возможностью планового перехода с одного уровня мощности на другой. После включения АЭС в сеть предусматривается использование мощностей для работы в режиме поддержания частоты в энергосистеме.

Для оценки преимуществ от строительства АЭС был выполнен сравнительный анализ некоторых технико-экономических показателей АЭС (два энергоблока суммарной

электрической мощностью 2400 МВт) с аналогичными показателями для КЭС (шесть блоков по 400 МВт каждый).

К важнейшим экономическим показателям относят капиталовложения и эксплуатационные расходы, связанные с отпуском электроэнергии или тепла (себестоимость).

Поскольку для характеристики АЭС и эффективности ее работы используются технико-экономические показатели, аналогичные тем, которые приняты в теплоэнергетике [1], расчет осуществляется по схожей методике.

Таблица 1 – Таблица исходных данных для расчета [2-5]

Наименование показателя	Обозначение	Величина	Значение	
			АЭС	Электростанция на газе
Электрическая мощность	N	МВт	до 2400	2400
Тепловая мощность	Q_p	МВт	6400	170
Удельные капиталовложения	k	доллар США/кВт	2730	1500
Среднее выгорание топлива	B_u	МВт·сут/кг	55.5	-
КПД ЭС	η	%	33.7	55.5
Стоимость условного топлива	Π	доллар США /т.у.т.	60	250
Число часов использования	h	ч/год	7900	7000
Штатный коэффициент	$k^{шт}$	чел./МВт	0.8	0.78
Срок эксплуатации	T	лет	50	30
Собственные нужды	$\Delta \mathcal{E}^{сн}$	%	6	3

Удельные капиталовложения, или удельная стоимость установленного киловатта электрической мощности станции, являются важным экономическим показателем, влияющим не только на эффективность работы, но также на конкурентоспособность АЭС по отношению к другим типам электростанций (в данном случае к КЭС) при планировании развития энергетики в том или ином районе страны. На удельную стоимость установленного киловатта влияет ряд факторов: сложность и цена основного оборудования; район размещения станции; принятая тепловая схема; компоновочные решения; методы строительства, монтажа и т.д.. Полные капиталовложения на электростанции K определяются по формуле:

$$K = k \cdot N,$$

где k и N - удельные капиталовложения в сооружение электростанции и ее мощность.

Себестоимость характеризует совокупность затрат в денежном выражении овещественного и живого труда в процессе производства электрической энергии на электростанции [1] и определяется по формуле:

$$C^{ээ} = \frac{И}{N \cdot h \cdot \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}^{сн}}{100}\right)},$$

где $\Delta \mathcal{E}^{сн}$ - доля электроэнергии из общей выработки для собственных нужд; $И = И_{п} + И_{пер}$ - суммарные годовые издержки (или затраты) производства электроэнергии на электростанции [4], где $И_{п} = И_{ам} + И_{зп} + И_{пр}$ - затраты на производство электроэнергии, зависящие от количества отпускаемой электроэнергии (постоянная составляющая), $И_{пер} = И_{топл}$ - затраты на производство электроэнергии, не зависящие от количества отпускаемой электроэнергии (переменная составляющая).

Основным из отличий АЭС и КЭС является использование различных видов топлива. Издержки на ядерное топливо составляют основную (более 90%) часть переменных расходов на производство электроэнергии на АЭС.

Для определения топливных издержек $\Pi_{тут}$ используется формула:

$$И_{топл} = B_{год} \cdot \Pi_{тут}$$

где $B_{год}$ - расход условного топлива в год.

Общий расход ядерного топлива, необходимый для работы реакторов в течение года определяется по формуле:

$$V_{\text{год}} = \frac{0,123 \cdot N \cdot h}{\eta},$$

где $C_{\text{тут}}$ - цена тонны условного топлива.

Показателем экономической эффективности капитальных вложений в энергетике является [3] минимум капитальных затрат. Значение приведенных затрат $Z_{\text{пр}}$ при допущении, что капиталовложения в электростанцию осуществляются в течение одного года, а ежегодные издержки производства остаются постоянными за весь срок службы электростанции, определяется по формуле [1]:

$$Z_{\text{пр}} = K \cdot E_{\text{н}} + И,$$

где $E_{\text{н}}$ – коэффициент эффективности.

Удельные приведенные затраты $Z_{\text{пр}}^y$ определяем по формуле:

$$Z_{\text{пр}}^y = \frac{Z_{\text{пр}}}{1000 \cdot N \cdot h \cdot \left(1 - \frac{\Delta \text{Э}^{\text{сн}}}{100}\right)},$$

Для определения степени использования установленной мощности электростанции в году, определяется КИУМ:

$$\text{КИУМ} = \frac{h}{T_{\text{календ}}}.$$

Исходя из полученных результатов сделан вывод о том, что на АЭС себестоимость электроэнергии (1,4 цент/кВт·ч) и расчетные затраты в основном определяются топливной составляющей и составляющими, зависящими от капитальных вложений. Очевидно, что чем меньше стоимость ядерного топлива и установленного киловатта, тем ниже, при прочих равных условиях, себестоимость электроэнергии и удельные расчетные затраты. В настоящее время на АЭС составляющая удельных расчетных затрат, зависящая от начальных капиталовложений ($K=6,388$ млрд. долларов США), заметно превосходит топливную ($И=26,7$ млн. долларов США). Поэтому снижение капиталовложений на сооружение станции является основной задачей атомной энергетики. Для ее решения проводят укрупнение единичных мощностей основных агрегатов. Однако следует иметь в виду, что требования к их надежности при этом существенно возрастают, так как потери от простоя при выключении одного блока резко увеличиваются. Реальным путем снижения стоимости сооружения АЭС является также совершенствование ее компоновки и отказ от некоторых проектных решений, принимавшихся ранее в связи с недостаточным опытом эксплуатации таких электростанций. Уменьшение капиталовложений в строительство АЭС связано также с использованием более дешевых и менее дефицитных конструкционных материалов. Это относится, например, к замене аустенитных нержавеющей сталей на перлитные в контурах реактора и всей станции, а также к отказу от применения аустенитных сталей при сооружении различных водяных емкостей станции вне зоны облучения и с использованием для этой цели различных защитных покрытий [2].

Таким образом, себестоимость электроэнергии, производимой на АЭС, на 15 % превосходит аналогичный показатель для КЭС. При этом капиталовложения в строительство АЭС примерно в два раза выше аналогичного показателя для КЭС. Последнее обусловлено «укрупнением» энергоблоков АЭС т.е. повышение единичной мощности, а также повышенной безопасности таких сооружений. Кроме того эксплуатация КЭС экономически оправдана только первые 10-15 лет, с увеличением срока эксплуатации выгоднее эксплуатация АЭС (за счет суммарных затрат).

Литература:

1 Воронин Л.М. Особенности эксплуатации и ремонта АЭС / Л.М. Воронин. – М.: Энергоиздат, 1981 – 168 с.

- 2 Зорин, В.М. Атомные электростанции: учебное пособие / В.М. Зорин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 672 с.
- 3 Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства (генерирование, передача и распределение электрической и тепловой энергии). М., Энергия, 1973.
- 4 Методика расчета проектной себестоимости тепла и электроэнергии на ТЭС. ОСТ 34-255-75. М., Минэнерго СССР, 1975.
- 5 Нагорнов, В.Н. Методические указания к курсовой работе по курсу: «Экономика энергетики» / В.Н. Нагорнов. Минск, 2004.
- 6 Электронное издание «Реакторная установка АЭС – 2006: Стратегический выбор». Подольск., ОКБ «Гидропресс». 2006.