

СЕКЦИЯ 6

ЭКОНОМИЧНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Председатель – к.т.н., доц. А. Г. ИЛЬЧЕНКО

Секретарь – студ. А.Ю.СМЫКАЛО

И.О. Фролов, студ.; рук. А.Ю. Токов, к.т.н., доц.

РАДИАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАДИАЦИОННОБЕЗОПАСНОСТИ НА КАЛИНИНСКОЙ АЭС

Контроль радиационной обстановки на Калининской АЭС осуществляет служба радиационного контроля, в которую входят: оперативный персонал ОРБ; лаборатория внешнего дозиметрического контроля ОРБ; лаборатория дозиметрического и спектрометрического контроля ОРБ; лаборатория спектрометрии и контроля герметичности оболочек ОЯБ.

Радиационный контроль помещений и промплощадки включает в себя следующее: измерение мощности дозы гамма-излучения в производственных помещениях спецкорпуса, объединенного вспомогательного корпуса, машзала и на территории промплощадки; измерение объемной активности газов и аэрозолей в воздухе производственных помещений. Радиационный контроль помещений и промплощадки осуществляется непрерывно автоматизированной системой АКРБ-03 и АСРК. Для оперативного контроля применяются носимые технические средства [1].

Радиационный дозиметрический контроль включает в себя контроль за дозами внешнего и внутреннего облучения персонала. Для индивидуального контроля внешнего облучения персонала, работающего в зоне контролируемого доступа и занятого на работах по рентгеновской и радиоизотопной дефектоскопии, в том числе аварийного, используются термомлюминесцентные дозиметры. Оперативный кон-

троль доз осуществляется электронными цифровыми дозиметрами. Поступление радионуклидов в организм измеряется спектрометром излучения человека (СИЧ). Данные индивидуального дозиметрического контроля регистрируются автоматизированной системой индивидуального дозиметрического контроля. Групповой дозиметрический контроль персонала вне зоны контролируемого доступа проводится на основании результатов измерений характеристик радиационной обстановки в рабочем помещении (на рабочих местах).

Радиационный контроль за нераспространением радиоактивных загрязнений осуществляется контролем загрязнения персонала, одежды, перемещаемого оборудования и транспорта в саншлюзах, санпропускниках и на проходных (проездных). Контроль загрязненности поверхности помещений и оборудования осуществляется с помощью переносных приборов и снятием мазков. Контроль загрязнения кожных покровов и средств индивидуальной защиты осуществляется стационарными и носимыми радиометрами.

Непрерывный радиационный контроль окружающей среды в санитарно-защитной зоне и зоне наблюдения осуществляется с помощью автоматизированной системы контроля радиационной обстановки АСКРО на базе аппаратуры «SkyLINK» и «Атлант» и метеокомплекса, включенных в отраслевую подсистему автоматизированного контроля радиационной обстановки в районах размещения атомных электростанций концерна Росэнергоатом. Содержание радионуклидов в почве, воде, выпадениях, растительности, гидробионтах и продуктах питания местного производства осуществляется лабораторными методами.

Необходимым условием обеспечения радиационной безопасности является своевременное получение достоверной и полной информации о радиационной обстановке на атомной станции и в окружающей среде при нормальной эксплуатации и в случае аварии. Эту функцию на Калининской АЭС выполняет отдел радиационной безопасности. ОРБ осуществляет мониторинг за радиационными параметрами и обеспечивает получение необходимой информации о радиационной обстановке по следующим направлениям: радиационный технологический контроль; радиационный дозиметрический контроль; радиационный контроль помещений и промплощадки атомной станции; радиационный контроль за нераспространением радиоактивных загрязнений; радиационный контроль окружающей среды.

Радиационная безопасность Калининской АЭС считается достаточной, если техническими средствами и организационными мерами обеспечиваются не превышение установленных НРБ-99/2009 основных

пределов доз облучения персонала, населения и соблюдение требований действующих санитарных правил [2].

Показателями радиационной безопасности станции являются: количество нарушений в работе станции с радиационными последствиями; уровень облучаемости персонала и командированных на станции лиц; активность газоаerosольных выбросов; активность жидких сбросов с дебалансными водами.

Библиографический список

1. **Регламент** радиационного контроля Калининской АЭС. 00.--.РВ.0051.55.
2. **Инструкция** по обеспечению радиационной безопасности на Калининской атомной станции. 00.--.ПУ.0038.55.

С.В. Зайцев, студ.; рук. В.Г. Шошин, к.т.н., доц.

РАСЧЁТ ТУРБИНЫ НА ПЕРЕМЕННЫЙ РЕЖИМ ОТ КОНЕЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПАРА

При проектировании, эксплуатации и исследованиях паровой турбины и всей турбоустановки важное место занимают проблемы переменных режимов. Неизбежные отклонения от номинальных условий, на которые спроектирован турбоагрегат, влияют на все показатели оборудования турбинной установки: мощность, надежность, экономичность.

Еще на стадии проектирования должны учитываться возможности изменения режима работы турбины. С нерасчетными условиями приходится сталкиваться и при унификации элементов турбины, при любой модернизации и реконструкции. Характеристики турбины, в первую очередь определяющие ее надежность и показатели маневренности, меняются при переходных режимах.

В настоящее время на турбинных заводах, в научно-исследовательских институтах и в других организациях для значительной части тепловых и прочностных расчетов составлены программы для ЭВМ. Однако, для таких расчетов, как, например, расчет переменного режима проточной части турбины или всей тепловой схемы турбоустановки, нужна весьма полная информация. Программы для подобных расчетов не всегда обладают универсальностью и гибкостью, особенно в случаях, когда часть исходной информации отсутствует или, как это часто бывает в инженерной практике, постановка задачи нестандартная. В таких случаях наиболее целесообразен расчет

турбины на переменный режим по известным конечным параметрам пара.

При расчете турбины в переменных условиях работы часто могут быть известны давление за ступенью и расход пара. Тогда расчет удобно вести от состояния пара за ступенью, оценив предварительно или температуру пара, или энтальпию, или степень сухости. Такой расчет проводится, например, при исследовании последних ступеней (изменение давления в конденсаторе, изменение давления в отборе, изменение пропуска пара). Этим же способом зачастую удобно пользоваться при детальном расчете всей турбины или ее отсека. Предварительная оценка конечной температуры или энтальпии и последующее уточнение их связаны с процессом во всей многоступенчатой турбине. При анализе переменного режима работы ступени необходимо знать, работают ее решетки в докритическом или критическом режимах течения.

На основе методики расчёта от конечных параметров, используя аналитические зависимости для термодинамических свойств пара, разработана программа для расчета на ЭВМ, при этом вводятся как конкретные аэродинамические характеристики решеток ступени, так и различные обобщенные зависимости.

С.М.Штаюра, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.

СИСТЕМА ВОДЯНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА ТУРБОГЕНЕРАТОРА ТВВ-1000-2 ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1000 КАК ОБЪЕКТ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОС

Реализован начальный этап разработки: назначение, функции, структура и принципиальная схема системы. Система газоохлаждения турбогенератора предназначена для охлаждения водорода, циркулирующего в корпусе генератора, дистиллята, охлаждающего обмотку статора генератора ТВВ-1000-2, а также для отвода тепла от воздухоохлаждателей возбuditеля и выпрямителя.

В состав системы газоохлаждения турбогенератора ТВВ-1000-2 входят:

- теплообменник пластинчатого типа P012-200-283-1-N и M30-FD;
- теплообменники 3SS11,12,13W01 типа BBT-100;
- трубопроводы и арматура.

Система газоохлаждения турбогенератора ТВВ-1000-2 связана со следующими системами:

- системой основного конденсата;
- системой дренажей машзала;
- системой ХОВ;
- системой охлаждения статора генератора.

Библиографический список

1. **Инструкция** по эксплуатации системы газоохлаждения турбогенератора ТВВ-1000-2. 03.VG.ПЭ.0022.44.
2. **Эксплуатационные** инструкции и схемы соответствующих систем энергоблока № 3 Калининской АЭС.

А.Е. Чёхрев, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.

СИСТЕМА ВОДЯНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ОБМОТКИ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА ТВВ-1000-2 ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1000 КАК ОБЪЕКТ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОС

Реализован начальный этап разработки: назначение, функции, структура и принципиальная схема системы.

Система водяного охлаждения статора генератора (ОСГ) предназначена для отвода тепла, выделяющегося в обмотках статора и нажимных кольцах генератора, с целью поддержания допустимого их температурного состояния.

В состав системы водяного охлаждения статора входят:

- бак водяной SS10B01;
- два насоса охлаждения статора SS11D01, SS12D0 - типа X280/72-K-СД;
- два теплообменника SS21W01, SS22W01 – типа ВВТ-100; - три механических фильтра SS31-33N01 – типа ФВ-100;
- шесть магнитных фильтров SS61-66N01 – типа ФВ-100;
- два ионообменных фильтра SS41N01, SS42N01 – типа ФИ-4;
- фильтр механический SS40N01 – ФВ-10;
- ловушка газовая SS80;
- контрольно-измерительные приборы (КИП) и средства автоматики;
- трубопроводы и арматура.

Система водяного охлаждения статора генератора технологически связана со следующими системами:

- Системой водородного охлаждения генератора;
- Системой химически обессоленной воды;
- Системой основного конденсата турбины;
- Системой охлаждения генератора циркуляционной;
- Системой подачи азота;
- Системой дренажа воды и масла из корпуса генератора.

Библиографический список

1. **Эксплуатационные** инструкции и схемы соответствующих систем энергоблока №3 Калининской АЭС.
2. "**Техническое** описание и инструкция по эксплуатации генератора ТВВ-1000" .

А.С. Тюрин, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.

РАЗРАБОТКА КОС «СИСТЕМА ПАРОПРОВОДОВ СВЕЖЕГО ПАРА ВТОРОГО КОНТУРА ЭНЕРГБЛОКА ВВЭР-1000 С ПТУ К-1000- 60/3000»

Разрабатываемая компьютерная обучающая система (КОС) предназначена для получения знаний и умений по функционированию системы паропроводов свежего пара второго контура ПТУ К-1000-60/3000 энергоблока ВВЭР-1000 (система RA). КОС состоит из компьютерного учебного пособия (КУП), представляющего собой обучающую часть с тестовой частью контроля знаний и локального ситуационного тренажёра по эксплуатации системы (ЛСТ), представляющего собой «блок навыков и умений». КУП разработан на основании инструкции по эксплуатации [1] и содержит вопросы для самоконтроля, а также раздел контроля знаний с таблицей результатов оценки знаний.

В данном материале наглядно представлена структура и принцип действия системы RA, а так же ее эксплуатация в основных нормальных режимах работы, а именно: подготовка к пуску, пуск, работа на мощности, останов, вывод в ремонт.

Система паропроводов свежего пара блока предназначена для транспортировки насыщенного пара от четырех парогенераторов к турбоустановке блока. С помощью БРУ-К предусмотрен отвод пара в конденсатор турбины, БРУ-СН – в коллектор собственных нужд.

Паропроводы выполнены из труб диаметром 630x25 мм. Отводы объединяются двумя паровыми коллекторами, объединенными четырьмя перемычками диаметром 325x19 мм и двумя диаметром 219x13 мм, на которых установлены 4 БРУ-К и 2 БРУ-СН соответственно.

Основные технические данные паропроводов:

- давление генерируемого пара после ПГ – 64 ± 2 кг/см²;
- номинальное давление пара перед турбиной – 60 кг/см²;
- номинальная рабочая температура пара – 274 °С.

Система паропроводов свежего пара связана с другими системами паропроводов энергоблока.

После изучения материала при помощи КУП обучаемый должен быть способен описать систему RA и ее компоненты в соответствии с нормативной и эксплуатационной документацией, а также получить представление об эксплуатации системы в основных нормальных режимах работы.

Библиографический список

1. **Инструкция** по эксплуатации системы паропроводов свежего пара второго контура. 03.RA.ПЭ.0028.44.
2. **Эксплуатационные** схемы системы паропроводов свежего пара.

В.А. Рубцов, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.

РАЗРАБОТКА КОС «СИСТЕМА ПАРОПРОВОДОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1000 С ПТУ К-1000-60/3000»

Разрабатываемая компьютерная обучающая система (КОС) предназначена для получения знаний и умений по функционированию системы паропроводов собственных нужд ПТУ К-1000-60/3000 энергоблока ВВЭР-1000 (система RQ). КОС состоит из компьютерного учебного пособия (КУП), представляющего собой обучающую часть с тестовой частью контроля знаний и локального ситуационного тренажёра по эксплуатации системы (ЛСТ), представляющего собой «блок навыков и умений». КУП разработан на основании инструкции по эксплуатации [1] и содержит вопросы для самоконтроля, а также раздел контроля знаний с таблицей результатов оценки знаний.

В данном материале наглядно представлена структура и принцип действия системы RQ, а так же ее эксплуатация в основных нормаль-

ных режимах работы, а именно: подготовка к пуску, пуск, работа на мощности, останов, вывод в ремонт.

Система паропроводов собственных нужд блока предназначена для обеспечения паром парозжекторных машин, общестанционных потребителей, опробования и резервного питания приводных турбин питательных насосов, резервного питания паром деаэраторов, подогревателей сетевой воды.

В схеме паропроводов собственных нужд предусмотрено три основных коллектора:

- коллектор собственных нужд энергоблока;
- коллектор собственных нужд станции;
- коллектор греющего пара деаэраторов.

Система паропроводов собственных нужд связана с другими системами паропроводов энергоблока.

После изучения материала при помощи КУП обучаемый должен быть способен описать систему RQ и ее компоненты в соответствии с нормативной и эксплуатационной документацией, а также получить представление об эксплуатации системы в основных нормальных режимах работы.

Библиографический список

1. **Инструкция** по эксплуатации системы паропроводов собственных нужд. 03.RQ.ПЭ.0005.44.
2. **Эксплуатационные** схемы системы паропроводов собственных нужд.

Н.Г. Петров, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.

ОБЩЕБЛОЧНАЯ СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ЭНЕРГООБЛОКА ВВЭР-1000 С ПТУ К-1000-60/3000 КАК ОБЪЕКТ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОС

Реализован начальный этап разработки: назначение, функции, структура и принципиальная схема системы.

Система технического водоснабжения неотвественных потребителей предназначена для технического водоснабжения различных теплообменных аппаратов турбинного и реакторного отделения (циркуляционных насосов, технологического конденсатора, охладителей электродвигателей главных циркуляционных насосов, маслоохладителей

главных циркуляционных насосов, механизмов машзала, холодильных пароводяных эжекторных машин), потребителей спецводоочистки.

В состав регенеративной установки низкого давления входят:

- два насоса, предназначенных для технического водоснабжения различных теплообменных аппаратов машзала главного корпуса;
- три насоса, предназначенных для технического водоснабжения охладителей электродвигателей главных циркуляционных насосов;
- трубопроводы, служащие технологическими связями, арматура, предназначенная для выполнения переключений;
- КИП и средства автоматики, предназначенные для контроля работы системы и автоматизации технологического процесса.

Техническая вода подается:

- на охлаждение технологического конденсатора;
- на охлаждение охладителей электродвигателей главных циркуляционных насосов;
- на охлаждение механизмов машзала;
- на охлаждение маслоохладителей машзала и реакторного цеха;
- на охлаждение холодильных пароводяных эжекторных машин;
- на охлаждение потребителей спецводоочистки;
- на охлаждение маслоохладителей блочного трансформатора;
- на смазку резинового направляющего подшипника ЦН.

Библиографический список

1. **Материалы** УТП Калининской АЭС «Система технического водоснабжения », Кл.16.ПО.01.03:CO.R.VB.IX.OB.--.01.

В.Ю.Осинцев, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.

СИСТЕМА РЕГЕНЕРАЦИИ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ПТУ К-1000-60/3000 КАК ОБЪЕКТ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОС

Реализован начальный этап разработки: назначение, функции, структура и принципиальная схема системы.

Система регенерации высокого давления предназначена для подогрева питательной воды в ПВД до температуры 217,8 °С (при Nном.) и повышения экономичности энергоблока.

В состав регенеративной установки высокого давления входят:

- две подключенных параллельно группы ПВД: подогреватели 3RD11W01 типа ПВ-2500-97-18А и 3RD21W01 типа ПВ-2500-97-28А составляют группу «А», а 3RD12W01 и 3RD22W01 - группу «Б».

- трубопроводы и арматура.

Система регенерации низкого давления связана со следующими системами:

- системой основного конденсата;
- системой паропроводов отборов турбины;
- вакуумной системой;
- системой промежуточной сепарации и перегрева пара;
- системой подогрева сетевой воды;
- деаэрационной установкой.

Библиографический список

1. **Материалы** УТП Калининской АЭС «Система регенерации высокого давления», КЛ.16.ПО.01.03:СО.Р.РН.--ПХ.ОВ.--1.
2. **Эксплуатационные** инструкции и схемы соответствующих систем энергоблока №3 Калининской АЭС.

А.Н. Кузнецов, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.

РАЗРАБОТКА КОС «СИСТЕМА ПАРОПРОВОДОВ СВЕЖЕГО ПАРА В ПРЕДЕЛАХ РЕАКТОРНОГО ОТДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1000 С ПТУ К-1000-60/3000»

Разрабатываемая компьютерная обучающая система (КОС) предназначена для получения знаний о функционировании технологической системы паропроводов свежего пара (реакторное отделение) энергоблока ВВЭР-1000 с ПТУ К-1000-60/3000 (система ТХ). КОС состоит из компьютерного учебного пособия (КУП), представляющего собой обучающую часть с контролем знаний, и локального ситуационного тренажёра (ЛСТ) по эксплуатации системы, представляющего собой «блок навыков и умений». КУП разработан на основании инструкции по эксплуатации [1] и включает вопросы для самоконтроля, а также содержит раздел контрольных вопросов с таблицей результатов оценки знаний.

В данном материале наглядно представлена структура и принцип действия системы ТХ, а так же ее эксплуатация в основных нормаль-

ных режимах работы, а именно: подготовка к пуску, пуск, работа на мощности, останов, вывод в ремонт.

Система паропроводов свежего пара предназначена для транспортировки насыщенного пара от четырех парогенераторов к турбоустановке блока. При переходных и аварийных режимах работы энергоблока используется следующее оборудование главных паропроводов:

- ПК ПГ, БРУ-А – для защиты 2 контура от превышения давления сверх допустимого;
- БРУ-А – для расхолаживания при невозможности использования БРУ-К;
- БЗОК – для быстрого отключения паропроводов при авариях, связанных с разрывом паропроводов после БЗОК до СРК ТГ.

После изучения материала при помощи КУП обучаемый должен быть способен описать систему ТХ и ее компоненты в соответствии с нормативной и эксплуатационной документацией, а также получить представление об эксплуатации системы в основных нормальных режимах работы.

Библиографический список

1. **Инструкция** по эксплуатации системы паропроводов свежего пара (реакторное отделение). 03.ТХ.ПЭ.0003.44.
2. **Эксплуатационные** схемы системы паропроводов свежего пара (реакторное отделение) (03.РА.ЭС.0003.44)

С.Е. Гладышев, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.

СИСТЕМА ХИМОБЕССОЛЕННОЙ ВОДЫ ДЛЯ НУЖД ВТОРОГО КОНТУРА ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР- 1000 С ПТУ К-1000-60/3000 КАК ОБЪЕКТ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОС

Реализован начальный этап разработки: назначение, функции, структура и принципиальная схема системы.

Система предназначена для бесперебойного обеспечения химобессоленной водой (ХОВ) потребителей второго контура блоков № 1,2,3 Калининской АЭС и для общестанционных нужд. ХОВ соответствующими насосами может подаваться: в конденсаторы турбин, в Д-7, на заполнение конденсаторов ТПН, на уплотнения ТПН, на промывку ЭМФ, на заполнение и подпитку замкнутых систем охлаждения гене-

ратора, на заполнение БАЗХОВ, в ДБ блоков № 1,2, на заполнение бака ХЦ 0UA11B01 для нужд БОУ блоков № 1,2, на установку отмывки ГАУ блоков № 1,2, на установку химотмывки технических отходов, на установку ультразвуковой очистки смол.

В состав системы ХОВ входят:

- бак запаса ХОВ (БЗК) 0UA20B01;
- бак "грязного" конденсата (БГК) 0UA30B01;
- насосное оборудование, трубопроводы, арматуру, а также соответствующее оборудование КИП и А.

Системы, связанные с системой ХОВ:

- система основного конденсата;
- вакуумная система;
- деаэрационная установка;
- система ТПН;
- системы охлаждения генератора.
-

Библиографический список

1. **Инструкция** по эксплуатации системы по подаче химобессоленной воды для нужд второго контура блоков № 1 и 2 Калининской АЭС.
2. **Эксплуатационные** инструкции и схемы соответствующих систем энергоблока №3 Калининской АЭС.

*А.Ю. Рябухов, Н.А. Лоцилов, студенты.;
рук. А.Г. Ильченко, к.т.н., доц.*

ПОЛУЧЕНИЕ ПИКОВОЙ МОЩНОСТИ НА АЭС С ВВЭР-1000 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОДОРОДА

Одной из проблем современной энергетики является поддержание диспетчерского графика в часы пиковых нагрузок. Одним из её решений является получение пиковой мощности на АЭС с использованием водородных комплексов.

Существующие способы производства водорода базируются на использовании в качестве исходного сырья воды (электролиз, фотолиз и радиолиз), угля и природного газа (паровая и парокислородная конверсии), сероводорода (химическое и плазмохимическое разложение) и некоторых других веществ.

Выработка пиковой электроэнергии на АЭС за счет водородного топлива может эффективно осуществляться при использовании водо-

родного перегрева свежего пара и промперегрева. Для этого высокотемпературный пар, полученный в результате сжигания водорода в кислородной или непосредственно паровой среде, смешивается со свежим паром из парогенераторов.

Применение паро-водородного перегрева на турбогенераторах возможно только в пределах их перегрузочной способности. Водородный энергетический комплекс включает в себя электролизные установки, выпрямители для преобразования переменного электрического тока в постоянный (в составе электролизной установки), компрессорные агрегаты для компримирования газов до и после емкостей хранения, емкости хранения газов, узел водородного перегрева свежего пара паропроизводящей установки АЭС.

Наиболее подходящим является наземное хранение водорода и кислорода в сжатом виде в специальных ёмкостях (цилиндрических или сферических газгольдерах). Хранение наиболее выгодно осуществлять в емкостях объемом 800 м³, выполненных из стали 09Г2С, при температурах от 7 до 27 °С. Выработка водорода осуществляется в ночной период, то есть в период минимальных нагрузок энергосистемы

Пиковая мощность ПТУ за счёт использования водородного топлива согласно расчета, при продолжительности работы в пиковом режиме 4 часа в сутки, оказалась равной 166,43 МВт, а годовой отпуск пиковой электроэнергии – 187619,3 МВт·ч.

Приведенные затраты в водородный энергетический комплекс (ВЭК) при продолжительности режима заряда 8 часов в сутки составили 1465,4 млн. руб./год, а удельные приведенные затраты на 1 кВт·ч пиковой электроэнергии – 7,81 руб./кВт. Соответственно, при использовании специализированной пиковой ГТУ приведенные затраты в ГТУ составляют 1620 млн. руб./год, а удельные приведенные затраты в пиковую электроэнергию – 8,63 руб./кВт·ч. Отсюда следует, что производство пиковой электроэнергии при использовании водородного энергетического комплекса является более эффективным, чем при использовании пиковой ГТУ.

Библиографический список

1. **Белосельский Б.С.** Водородная и электрохимическая энергетика. Достижения и перспективы. / Новое в российской энергетике. №5, 2003 г.
2. **Пономарёв-Степной Н.Н.** / Н.Н. Пономарёв-Степной, А.Я. Столяревский. Атомно-водородная энергетика. 2004
3. **Шпильрайн Э.Э.** / Э.Э. Шпильрайн, С.П. Малышенко, Г.Г. Кулешов. Введение в водородную энергетику. М.: Энергоатомиздат 1984.

4. **Байрамов А.Н.** Эффективность интеграции АЭС с водородным энергетическим комплексом. Автореферат. Саратов 2010.

*Д.Е. Кирсанов, А.В. Хурция, студенты;
рук В.Г. Работаяев, к.т.н., доц.*

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Любая технологическая система энергетического блока АЭС в тепломеханической части представляет собой совокупность оборудования и трубопроводов, которые объединяются, как правило, в сложную сеть. При создании локальных тренажеров по таким системам необходима, прежде всего, гидравлическая модель технологического тракта.

Гидравлическое моделирование выполняется с использованием принципа эквивалентной замены сложной трубопроводной сети простым трубопроводом. Оборудование, входящее в состав системы учитывается как местные сопротивления. На первом этапе сложная сеть разделяется на участки с последовательным и параллельным соединением, которые один за другим заменяются простыми трубопроводами.

В итоге будет получен простой трубопровод, для которого известно уравнение характеристики. Совместное решение уравнений характеристик этого трубопровода и выходящего в состав технологической системы насоса позволит определить рабочую точку системы, а значит и распределение параметров по ней.

Предусматривается автоматизация замены произвольной сложной трубопроводной сети эквивалентным простым трубопроводом.

*А.Р. Греченюк., Л.А. Тихомиров, студенты;
рук В.Г. Работаяев, к.т.н., доц.*

РАЗРАБОТКА ЭЛЕМЕНТОВ УЧЕБНОЙ САПР ПАРОВЫХ ТУРБИН

На кафедре АЭС разрабатывается система автоматизированного проектирования паровых турбин. Одной из составляющих частей этой системы являются программы теплового расчета турбин и расчета её отдельных элементов на прочность. К настоящему времени созданы программы для предварительного и подробного расчета проточной части отсека турбины, для расчета течения в ступени с учетом измене-

ния параметров по высоте лопаток, для расчета рабочих лопаток, хвостовых креплений, бандажей на прочность. Для упрощения проектирования в каждой из перечисленных программ предусмотрено импортирование необходимых данных из предварительно выполненной программы. Полученный при пробной эксплуатации опыт использования этих программ показал необходимость корректировки некоторых этапов расчетов. Не все программы имеют файлы помощи.

Для более эффективного использования разработанных расчетных программ необходима разработка управляющей оболочки, из которой обеспечивается доступ к любому этапу расчета.

А. Ю. Смыкало, студ.; рук. Ильченко, к.т.н., доц.

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ГАЗООХЛАЖДАЕМЫЕ РЕАКТОРЫ – ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Одним из основных направлений инновационных ядерных технологий на сегодняшний день является развитие АЭС с высокотемпературными газоохлаждаемыми реакторами (ВТГР) с гелиевым теплоносителем.

Основными преимуществами АЭС с ВТГР являются:

- 1) высокая эффективность производства электроэнергии;
- 2) использование высокотемпературного тепла реактора для технологических производств, а именно: производство водорода, металлургия, восстановление угля, нефтепереработка и прочее;
- 3) повышенная безопасность и существенно меньшее воздействие на окружающую среду, а также меньшее количество радиоактивных отходов;
- 4) эффективное использование топливных циклов урана, плутония и тория;
- 5) лучшая приемлемость экономических показателей по сравнению с альтернативными источниками;
- 6) малые сроки сооружения и минимальный коммерческий риск.

Ключевая технология ВТГР – конструкция топливных сборок, использующая только керамические материалы и графит ядерного класса. Отсутствие металлоконструкций в активной зоне ВТГР и особенно физиических процессов в нем обеспечивают высокую безопасность реактора, исключают расплавление и разрушение активной зоны.

С точки зрения конструкции активной зоны ВТГР можно разделить на два вида – реакторы с насыпным blanketом из шаровых ТВЭЛов (AVR, THTR-300 – Германия, RBMR – Южная Африка, ACASIA – Нидерланды) и реакторы с призматическими топливными сборками (Fort St. Vrain – США, GT-MHR – Россия-США, GTHTR-300 – Япония). Тепловые характеристики этих реакторов весьма схожи. Однако в реакторах с шаровыми ТВЭЛами в результате столкновений и механических повреждений в потоке теплоносителя появляется некоторое количество графитовой пыли. Поэтому проблема одноконтурных схем – это абразивный поток пыли в гелии, несущийся с огромной скоростью в турбину, что приводит к снижению надежности. Решение проблемы – так называемое «вымораживание системы», которое удаляет из гелия посторонние частицы, использование алмазного покрытия ТВЭЛов, применение многоконтурных схем.

В реакторах с призматическими ТВЭЛами проблема абразивного потока практически отпадает. Как показывает практика, стоимость и обслуживание реактора существенно выше, чем реактора с шаровыми ТВЭЛами. КПД установки также несколько ниже из-за большей неравномерности нейтронного потока. Однако, замена и ремонт оборудования такой активной зоны проще, в связи с отсутствием сложных устройств перегрузки выгрузки топлива.

По способу преобразования тепловой энергии АЭС с ВТГР можно разделить на три типа.

В АЭС с паротурбинным циклом гелий из реактора с температурой 800 °С поступает в парогенератор (ПГ), где вырабатывается пар высоких параметров ($P_0=17$ МПа, $t_0=538$ °С), идущий затем на паровую турбину (например, в энергоблоках АЭС Fort St. Vrain и THTR-300). КПД такой установки лежит в пределах 40%. Проблема, которая может возникнуть – это попадание воды (пара) в активную зону, ведущая к интенсивному взаимодействию пара с графитом и повышению давления. Решение проблемы использование датчиков влажности гелия и отсечение отказавшего ПГ.

В АЭС с газотурбинным циклом используется газотурбинная установка прямого цикла (ГТУ), работающая по циклу Брайтона с начальной температурой газа около 1000 °С. При этих параметрах значение КПД достигает 50%. Наиболее актуальная проблема – прекращение теплоотвода от реактора. Установка компактна, что позволяет осуществлять ее сборку на турбинном заводе. Она может быть доставлена в машинный зал авто или ж/д транспортом. К недостаткам можно отнести более высокую стоимость, чем ПГУ той же мощности, и более частое техническое обслуживание.

На АЭС с ВТГР также может использоваться комбинированная парогазовая установка с бинарного циклом. Такая установка, использующая два рабочих тела (гелий и водяной пар), объединяет в себе ГТУ и ПТУ. При этом КПД достигает 58-60% (проект АСАСИА). Причем достоинства одних компенсируют недостатки других. Специальный дожимной компрессор решает проблему с высоким давлением газа на входе, системы глушения звука уменьшают шумность оборудования. Установка инверторов улучшает работу на низких нагрузках. Хотя комбинированная установка обходится в 3-4 раза дороже чем ГТУ или ПТУ, она имеет меньший срок окупаемости из-за высокого КПД (себестоимость вырабатываемой электроэнергии в 2-3 раза ниже, чем на АЭС с ГТУ или ПТУ).

Кроме производства электроэнергии, энергоблоки на базе ВТГР позволяют получать высокопотенциальное тепло, используемое для производства водорода, либо для нужд металлургических и нефтеперерабатывающих заводов, как это предусмотрено в проектах МГР-100 ВЭП и МГР-100 ПКМ.

Таким образом, широкое применение ВТГР может решить многие проблемы атомной энергетики и повысить конкурентоспособность атомных станций, а самозащищенная конструкция удовлетворяет всем требованиям современной безопасности

М.А. Караулов, студ.; рук. А.Г Ильченко, к.т.н., доц.

ПАРОВОДЯНЫЕ ИНЖЕКТОРЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ НА АЭС

Струйные аппараты получили широкое распространение практически во всех отраслях техники. В основе принципа работы струйного аппарата лежит процесс инжекции, заключающийся в передаче кинетической энергии от одного потока к другому при их непосредственном контакте (смешении). Смешиваемые потоки могут находиться в одной или разных фазах. В процессе смешения их фазовые состояния могут оставаться неизменными или изменяться.

В пароводяных инжекторах (ПВИ) осуществляется повышение давления жидкости за счет кинетической энергии струи пара, который в процессе смешения с жидкостью полностью конденсируется в ней. Особенностью этого процесса является возможность при определенных условиях повышения давления инжектируемой воды до значения, превышающего давление рабочего пара. Благодаря этому пароводяные

инжекторы получили широкое распространение в энергетике и транспорте в качестве питательных насосов для питания небольших котлов.

Конструктивно ПВИ состоит из парового и водяного сопла, цилиндрической или конической камеры смешения (КС), диффузора. Процессы в КС чрезвычайно сложны: кроме обмена импульсом и теплообмена, в ней интенсивно протекают фазовые переходы. При смешении насыщенного пара с раздробленным потоком воды происходит интенсивный теплообмен на струях и каплях. В конце КС, когда паровая фаза практически сконденсирована, структура потока становится пузырьковой или пенной. При этом скорость звука резко уменьшается и при умеренных абсолютных скоростях поток становится сверхзвуковым. На входе в диффузор возникает скачок уплотнения-конденсации, сопровождающийся значительным повышением давления.

Режимы работы ПВИ с заданными геометрическими характеристиками ограничены так называемыми «предельными режимами». При уменьшении расхода воды наблюдается режим «запаривания», т.е. воды становится недостаточно для конденсации поступающего пара. При увеличении расхода инжектируемой воды наблюдается режим «захлебывания», при этом импульса пара недостаточно для пропуска потока через горло диффузора. Этот режим определяет максимальный коэффициент инжекции и является рабочим для питательных инжекторов.

ПВИ на АЭС могут выполнять различные функции. В схемах со смешивающим конденсатором (например, с градирнями Геллера) замена последнего конденсирующим ПВИ может оказаться энергетически более выгодным. В конденсирующем инжекторе конденсация пара осуществляется на струе жидкости, предварительно охлажденной ниже температуры конденсации. Для охлаждения этой жидкости в ПТУ одновременно с энергетическим должен быть дополнительный холодильный контур, состоящий из холодильника, циркуляционного насоса и трубопроводов. Для повышения давления потока в механическом насосе ПТУ расходуется эксергия турбогенератора, получаемая в результате цикла преобразования тепловой энергии со всеми присущими ему потерями, в то время как повышение давления рабочего тела в конденсирующем инжекторе происходит за счет тепловой энергии, отводимой в прямом цикле.

Замена подогревателей низкого давления (ПНД) на ПВИ даёт неплохой экономический эффект в силу того, что ПВИ проще и дешевле в изготовлении, а значит требуются меньшие капитальные затраты. Замена поверхностных ПНД на ПВИ может оказаться энергетически более выгодным, т.к. применение смешивающих подогревателей тер-

модинамически более эффективно, чем поверхностных. Кроме того, при этом снижаются затраты мощности на привод конденсатных насосов.

В вышеприведенных случаях при изменении режимов работы АЭС могут возникнуть ситуации выхода за расчетные режимы работы ПВИ. При этом могут применяться ПВИ с другими геометрическими характеристиками. Их установка оправдывается низкой стоимостью ПВИ.

ПВИ могут применяться и в системах безопасности: для подачи аварийной питательной воды в парогенераторы (ПГ) в режимах полного обесточивания АЭС. Рабочим паром для ПВИ в этом случае является сбросной пар ПГ. Достоинствами этой системы являются простота, надёжность и компактность. Анализ показал, что работа ПВИ будет возможна в течение ~170 мин при питании из специально установленных баков запаса питательной воды на отм. 36,9 при скорости расхода лаживания 30 °С/ч. После этого также возможно применение ПВИ с другими геометрическими характеристиками или рециркуляции воды после ПВИ в бак аварийного запаса химически обессоленной воды (БАЗХОВ) для сохранения режима, близкого к расчетному.

Таким образом, ПВИ имеют большие перспективы для внедрения на АЭС, могут применяться как в системах нормальной эксплуатации, так и в системах безопасности.

*П.В. Максимова, Е.С. Сычикова, Е.А. Сивцов, студенты;
рук. А.Ю. Токов, к.т.н., доц.*

СОБЫТИЯ НА АЭС «ФУКУСИМА», СВЯЗАННЫЕ С ПРИРОДНЫМИ ФАКТОРАМИ В ЯПОНИИ

Фукусима -1 – атомная электростанция, расположенная в городе Окума в уезде Футаба префектуры Фукусима. По состоянию на февраль 2011 года ее шесть энергоблоков, мощностью 4,7 ГВт, делали Фукусиму-1 одной из самых 25 крупнейших атомных электростанций в мире. Фукусима-1 – это первая АЭС, построенная и эксплуатируемая Токийской энергетической компанией (ТЕРСО).

Количество энергоблоков станции составляет 6 штук (таблица 1), тип реакторов BWR, генерирующая мощность составляет 4696 МВт.

11 марта 2011 года в результате сильнейшего за время наблюдения землетрясения в Японии произошла радиационная авария с локальными последствиями, по заявлению японских авторитетных лиц — 4-го уровня в момент начала аварии по шкале INES. В последствии степень

тяжести аварии был повышена до 5 уровня (18 марта, авария с широкими последствиями), а затем до 7 уровня (12 апреля, крупная авария) по шкале INES.

В момент землетрясения три работающих энергоблока были остановлены действием системы аварийной защиты, которая сработала в штатном режиме. Однако спустя час было прервано электроснабжение (в том числе и от резервных дизельных электростанций), предположительно из-за последовавшего за землетрясением цунами.

Приведенные в действие дизелем резервные генераторы предназначались для накачивания воды в реактор, чтобы охладить топливо. Но резервные системы обеспечения АЭС были разрушены цунами, которое последовало за землетрясением. Запасные батареи станции некоторое время обеспечивали потребности реактора, но их резерва оказалось недостаточно, чтобы долгое время управлять водяными насосами и охлаждать реактор.

Таблица 1. Типы энергоблоков АЭС Фукусима I

Энергоблок	Тип реактора	Мощность, МВт	Начало строительства	Энергетический пуск	Ввод в эксплуатацию	Закрытие
Фукусима I-1	BWR-3	439	25.07.1967	17.11.1970	26.03.1971	по окончании ликвидации
Фукусима I-2	BWR-4	760	09.06.1969	24.12.1973	18.07.1974	по окончании ликвидации
Фукусима I-3	BWR-4	760	28.12.1970	26.10.1974	27.03.1976	31.03.2011
Фукусима I-4	BWR-4	760	12.02.1973	24.02.1978	12.10.1978	31.03.2011
Фукусима I-5	BWR-4	760	22.05.1972	22.09.1977	18.04.1978	
Фукусима I-6	BWR-5	1067	26.10.1973	04.05.1979	24.10.1979	

Исчерпав резервы электричества, водяные насосы встали, и вода перестала поступать в реакторы, чтобы охладить их. Топливные стержни стали выпаривать остающуюся в реакторе воду, температура внутри реактора начала повышаться. Без достаточного охлаждения во всех трёх работавших до аварийного останова энергоблоках начал снижаться уровень теплоносителя и стало повышаться давление, создаваемое образующимся паром.

Первая серьёзная ситуация возникла на энергоблоке № 1. Для недопущения повреждения реактора высоким давлением пар сбрасывали в гермооболочку, в которой давление возросло до 840 кПа при расчётном значении в 400 кПа. Чтобы гермооболочка не разрушилась, пар пришлось сбрасывать в атмосферу, при этом ТЕРСО и МАГАТЭ заявили, что он будет фильтроваться от радионуклидов. Давление в гермооболочке удалось сбросить, однако при этом в обстройку реакторного отделения проникло большое количество водорода, образовавшегося в результате оголения топлива и окисления циркониевой оболочки тепловыделяющих элементов (ТВЭЛов) паром (пароциркониевая реакция).

В последствие после аварии на 21 марта в образцах морской воды, взятых рядом со станцией, обнаружено превышение норм содержания иода-131. 2 апреля было обнаружено место течи радиоактивных веществ — трещина в бетонном кабельном канале под землёй рядом с водозабором, через которую высокорadioактивная вода из тоннелей под блоком №2 поступала в море. В образцах воды, взятых из водозабора 2 апреля, содержание радиоактивного иода в 7,5 миллионов раз превышало разрешённые количества. 6 апреля течь была остановлена заливкой жидкого стекла в скважины, пробуренные в примыкающем к трещине участке земли. 4 апреля началась операция по сбросу в море 10000 тонн низкоактивной воды для высвобождения объёмов хранилища радиоактивных отходов под высокоактивную воду.

Превышение нормы содержания радионуклидов обнаружено в молоке и сельскохозяйственных продуктах, произведенных в префектуре Фукусима и близлежащих к ней. Правительство ограничило распространение и употребление некоторых продуктов в нескольких районах. Радиоактивный йод обнаруживался в водопроводной воде нескольких префектур с 21 по 27 марта. В мелкой рыбе у побережья Ибараки обнаружен радиоактивный цезий в количествах, превышающих допустимые.

23-24 марта следы (незначительное количество, нехарактерное для данной местности) радиоактивных веществ, были отмечены по всему

земному шару: в Западной Европе (Германия, Исландия, Франция), США (Калифорния, Вашингтон, Орегон, Колорадо, Гавайи, Массачусетс и др. штаты), Южной Кореи (Сеул) и России (на корабле, прибывшем в Ванино из порта Кавасаки, в Приморском крае, в Камчатском крае). Многие страны, в том числе Россия, запретили ввоз в страну продуктов из нескольких префектур Японии: Гумма, Ибараки, Нагано, Тотиги, Фукусима и Тиба.

После аварии на «Фукусима-1» резко изменилась ситуация в урановой отрасли: упали спотовые цены на природный уран, резко снизились котировки акций уранодобывающих компаний. По предварительным оценкам рост стоимости строительства новых АЭС составит 20-30 %. На 12 апреля Комиссией по ядерной и промышленной безопасности (NISA) уровень опасности на АЭС «Фукусима-1» 12 апреля повышен до максимального 7 уровня по шкале INES.