

ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОБЛОКА С ВВЭР-1200

И.Н. Гусев, В.Р. Казанский, И.Л. Витковский

*Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»
396071, Воронежская обл., г. Нововоронеж. НВАЭС, промышленная зона Южная, 1*



Обсуждаются результаты наиболее важных экспериментов по исследованию динамической устойчивости энергоблока с реактором ВВЭР-1200, проведенных во время пусконаладочных работ на этапе опытно-промышленной эксплуатации энергоблока № 1 Нововоронежской АЭС-2.

Исследованы следующие динамические испытания:

- отключения одного питательного электронасоса (ПЭН) с невключением резервного ПЭН на уровне мощности $100\% N_{ном}$ с детальным анализом изменения технологических параметров такого режима, динамики протекающего процесса, а также оценки результатов данного испытания на полномасштабном тренажере;

- отключения одного главного циркуляционного насосного агрегата (ГЦНА) из четырех работающих на уровне мощности $100\% N_{ном}$ и оценка безопасности для реакторной установки с точки зрения теплотехнической надежности активной зоны;

- сброс нагрузки турбогенератора (ТГ) до уровня собственных нужд с оценками поведения основных технологических характеристик реакторной установки.

Приводятся записи переходных процессов, важных для безопасности технологических параметров, описание работы оборудования и основных регуляторов энергоблока во время динамических испытаний. На основании анализа результатов испытаний делается вывод о высокой динамической устойчивости энергоблока с ВВЭР-1200.

Результаты исследований динамической устойчивости энергоблока № 1 НВАЭС-2 позволяют сделать ряд рекомендаций для последующих проектов:

- использовать ускоренную предупредительную защиту (УПЗ) вместо разгрузки и ограничения мощности (РОМ) для режимов с отключением питательных электронасосов;

- использовать устройства синхронизации генератора с энергосистемой для режимов с выделением энергоблока на собственные нужды;

- полностью перейти на программно-технические средства отечественной разработки для реализации управляющих систем как нормальной эксплуатации, так и безопасности, поскольку для корректировки алгоритмов защит и блокировок, реализованных на программно-техническом комплексе AREVA (EC), внедренном на Нововоронежской АЭС-2, необходимо согласование с разработчиком, что требует значительных временных и финансовых затрат.

Ключевые слова: динамическая устойчивость, испытания, реактор, парогенератор, турбогенератор, регулятор, насос, мощность, давление, расход, уровень.

ВВЕДЕНИЕ

Динамическая устойчивость энергоблока АЭС в переходных режимах – это способность систем и оборудования обеспечивать установленные проектом пределы изменения технологических параметров без срабатывания аварийной защиты (АЗ) реактора и отключения энергоблока от сети [1].

На современных АЭС контролируются и управляются тысячи взаимовлияющих технологических параметров, которые могут быстро и в значительных пределах меняться даже в режимах нормальной эксплуатации [2]. Такие изменения могут быть вызваны, например, отключением нерезервированного оборудования, провалом электрической нагрузки и последующей частичной или полной разгрузкой энергоблока. Несколько десятков важных для безопасности параметров контролируются средствами АСУ ТП энергоблока, и могут непосредственно вызвать срабатывание АЗ реактора [3 – 5].

Поэтому, несомненно, актуальной является задача обеспечения и улучшения динамической устойчивости энергоблоков.

Одним из направлений улучшения динамической устойчивости нового инновационного блока с ВВЭР-1200 с учетом положений [6 – 9] является оптимизация его алгоритмов управления, связанных с отключением основного нерезервируемого оборудования, включая разработку и внедрение предложений по корректировке действующих технологических защит и блокировок на основе опыта пусконаладочных испытаний на этапах освоения мощности.

Формирование навыков оперативного персонала Нововоронежской АЭС по преодолению нарушений в работе энергоблока с отказами основного оборудования осуществлялось на полномасштабном тренажере (ПМТ), который был введен в эксплуатацию за два года до пуска энергоблока.

При моделировании режима отключения одного питательного электронасоса (ПЭН) и невключении резервного на ПМТ было выявлено формирование сигнала технологических защит на отключение работающих ПЭН по превышению допустимого расхода питательной воды на выходе из насоса, что привело к потере уровней в парогенераторах, отключению всех главных циркуляционных насосов (ГЦН) и по этой причине срабатыванию аварийной защиты (АЗ).

С учетом полученных на ПМТ результатов моделирования и принимая во внимание [10 – 14] режима при подготовке к испытаниям с отключением ПЭН на 100%-ом уровне мощности были изменены уставки защит на отключение ПЭН:

- защита по давлению на напоре ПЭН с 8,3 на 8,0 МПа;
- защита по расходу питательной воды с 2050 на 2100 м³/ч;
- задержка на отключение ПЭН при повышении расхода на напоре с 90 до 300 с.

ИСПЫТАНИЯ ОТКЛЮЧЕНИЯ ОДНОГО ПЭН С НЕВКЛЮЧЕНИЕМ РЕЗЕРВНОГО ПЭН НА УРОВНЕ МОЩНОСТИ 100% $N_{ном}$

После отключения ПЭН-1 зафиксирован следующий порядок работы систем разгрузки и ограничения мощности (РОМ) и автоматического регулятора мощности (АРМ):

– по факту отключения ПЭН сработал РОМ и по цепям предупредительной защиты первого рода (ПЗ-1) начал разгружать реактор, по фактору срабатывания ПЗ-1 АРМ отключился от управления органами регулирования (ОР) системы управления и защиты (СУЗ);

– на 79-ой секунде РОМ прекратил разгрузку реактора при нейтронной мощности $N = 74,5\%$; АРМ подключился к управлению ОР СУЗ в режиме «Н» и поддерживал нейтронную мощность на этом уровне.

В результате работы РОМ мощность реактора снизилась со 100 до 74,5% $N_{ном}$ за 75 с. Скорость снижения мощности реактора во время работы РОМ составила величину

0,34%/с. Положение регулирующей 12-ой группы ОР СУЗ изменилось с исходных 83 до 43%. 11-я группа ОР СУЗ опускалась до 95% (рис. 1) и затем вернулась в положение срабатывания верхних концевых выключателей (ВКВ).

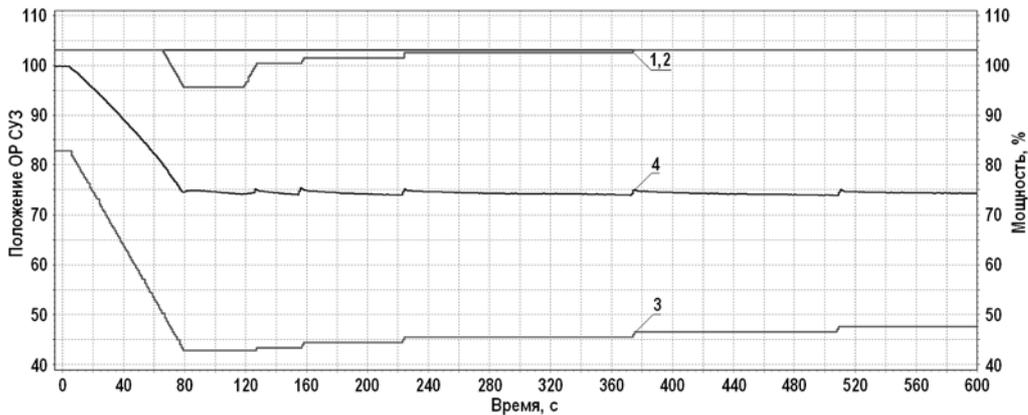


Рис. 1. Изменение мощности реактора и положения групп ОР СУЗ в процессе разгрузки: 1, 2 – группы 10, 11; 3 – группа 12; 4 – мощность реактора

Электрическая часть системы регулирования турбины (ЭЧСР) по фактору отключения АРМ перешла в режим «РД» и инициировала разгрузку турбогенератора (ТГ). Разгрузка с 1157 до 835 МВт продолжалась 176 секунд. В конечном состоянии мощность ТГ стабилизировалась на уровне 830 МВт. При этом давление в главном паровом коллекторе (ГПК) изменялось в интервале 6,66 – 6,84 МПа. Давление в первом контуре изменялось в интервале 15,34 – 16,02 МПа и регулировалось работой трубчатых электронагревателей (ТЭН) компенсатора давления (КД). Исходный уровень давления в первом контуре был достигнут к 385-й секунде.

Уровень в деаэраторе питательной воды изменялся в интервале 2,19 – 2,66 м и регулировался основным регулятором уровня ОРУ1,2. Положение ОРУ1 находилось в интервале 2 – 59%, ОРУ2 – в интервале 0 – 36%. Пусковой регулятор уровня (ПРУ) во время испытаний находился в положении 47% (рис. 2).

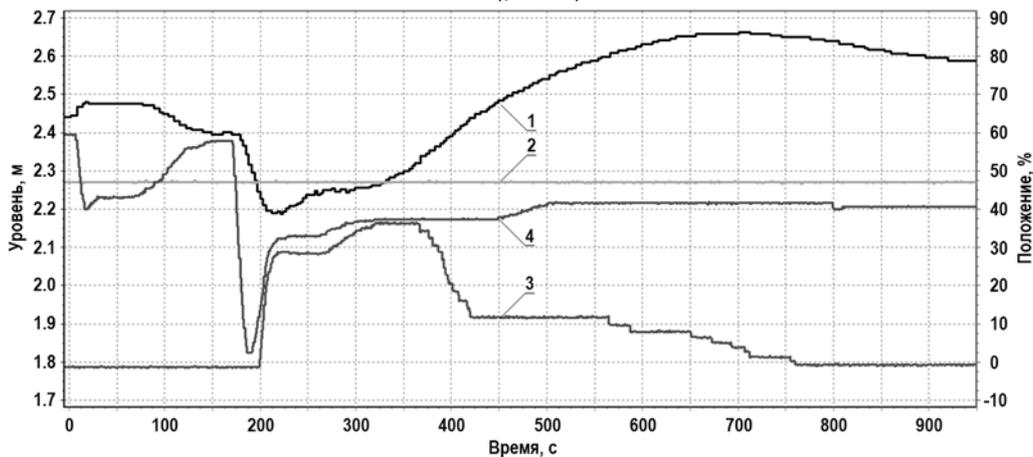


Рис. 2. Уровень в деаэраторе и положение регуляторов уровня деаэратора: 1 – уровень в деаэраторе; 2 – положение пускового регулятора уровня; 3 – положение второго основного регулятора уровня; 4 – положение первого основного регулятора уровня

Давление в деаэраторе питательной воды изменялось в интервале 0,68 – 0,86 МПа. Быстрая редуцирующая установка в деаэратор (БРУ-Д1) вступила в работу на 266-ой секунде при давлении 0,7 МПа, БРУ-Д2 – на 290-ой секунде при давлении 0,69 МПа.

Положение БРУ-Д1 находилось в интервале 0 – 43%, БРУ-Д2 – в интервале 0 – 21%.

Уровень в подогревателе низкого давления (ПНД) 2 регулировался ОРУ1,2 и находился в интервале 2,0 – 4,2 м. Положение ОРУ1 было в интервале 3 – 70%, ОРУ2 – в интервале 6 – 28%. ПРУ находился в положении 50% в течение всего времени испытаний.

Давление пара в коллекторе собственных нужд (КСН) во время испытаний находилось на уровне 0,68 – 0,86 МПа, БРУ собственных нужд (СН) в работу не вступали.

Уровень в конденсаторе турбины увеличивался с исходных 0,9 до 1,12 м, в конце испытаний стабилизировался на 0,93 м.

Перед отключением ПЭН1 общий расход на напоре ПЭН был 7422 м³/ч. Расход отключенного ПЭН1 снизился до нуля за 7 с. Расходы ПЭН 2,4,5 увеличивались до 1953 – 2046 м³/ч на каждом ПЭН и поддерживались регуляторами уровня (РУ) в парогенераторах (ПГ) в режиме поддержания расхода питательной воды на напоре ПЭН. В результате снижения мощности реактора расходы на напоре ПЭН стабилизировались на уровне 1700 м³/ч на каждом ПЭН. На 220 с после увеличения уровня в ПГ-3 до номинального регуляторы уровня в ПГ перешли в режим поддержания уровня в ПГ. Давление на напоре ПЭН не снижалось ниже 8,18 МПа. В конце испытаний давление на напоре ПЭН составляло около 9 МПа. По результатам данных испытаний выдержку времени на отключение ПЭН по превышению расхода 2100 м³/ч рекомендуется установить не менее 300 с.

В переходном режиме уровни в ПГ-1–4 изменялись в интервале 2,38 – 2,81 м (рис. 3). Пусковые РУ ПГ находились в положении 26 – 28%. Основные РУ ПГ находились в интервале 30 – 82%.

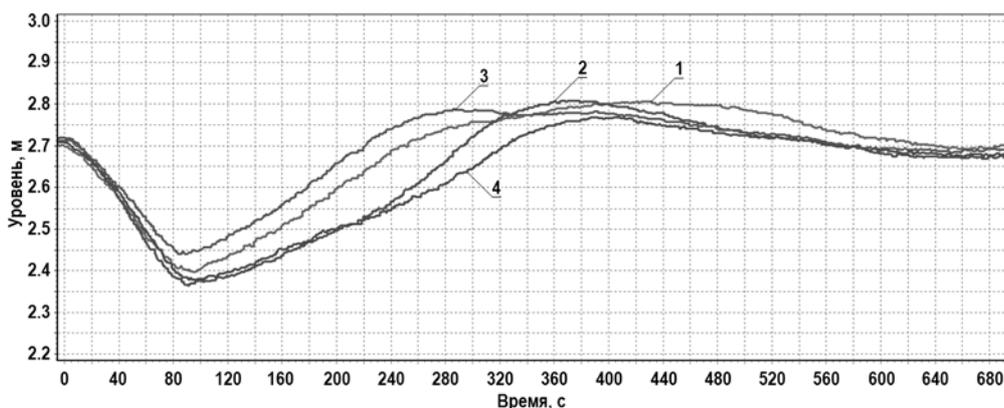


Рис. 3. Уровни в парогенераторах: 1 – в ПГ-1; 2 – в ПГ-2; 3 – в ПГ-3; 4 – в ПГ-4

Уровень в КД изменялся в интервале 8,1 – 6,8 м в соответствии со средней температурой теплоносителя первого контура и стабилизировался на уровне 7,2 м. Расход подпитки первого контура изменялся в интервале 36 – 50 м³/ч. Расход продувки первого контура во время испытаний находился на уровне 30 м³/ч.

Проведя анализ изменения технологических параметров рассмотренного режима, динамику протекания процесса, а также результаты данного испытания на ПМТ, можно сделать вывод, что применение УПЗ в данном режиме было бы предпочтительнее, чем разгрузка РОМ. Это обусловлено тем, что за счет более быстрой разгрузки реактора посредством УПЗ небаланс между мощностью реактора и ТГ надежно убирается и основные регуляторы энергоблока, включая узел питания ПГ, гораздо быстрее стабилизируют вторичные возмущения, вызванные отключением ПЭН и срабатыванием УПЗ. Такой режим позволяет максимально быстро привести в равновесное состояние мощности реактора и ТГ.

Необходима оценка влияния такой разгрузки на условия работы основных регулято-

ров, которые должны быть не хуже, чем при разгрузке РОМ. Такое соотношение управляющих воздействий и средств, по нашей оценке, обладает значительно большей надежностью и возможностью в обеспечении динамической устойчивости энергоблока.

С другой стороны, ОКБ «Гидропресс» вполне резонно отказал во втором варианте (применение УПЗ) по причине минимизации своих затрат, хотя новый энергоблок должен иметь инновационный подход и к вопросам динамической устойчивости в режимах с отключением основного оборудования.

ИСПЫТАНИЯ ОТКЛЮЧЕНИЯ ОДНОГО ГЦНА ИЗ ЧЕТЫРЕХ РАБОТАЮЩИХ НА УРОВНЕ МОЩНОСТИ 100% $N_{ном}$

При отключении главного циркуляционного насосного агрегата (ГЦНА) его выбег составил 64 секунды. Зафиксирован следующий порядок работы УПЗ, РОМ, АРМ:

- по факту отключения ГЦНА сработала УПЗ;
- по фактору срабатывания УПЗ АРМ отключился от управления ОР СУЗ;
- группа УПЗ упала до срабатывания нижнего концевого выключателя (НКВ), мощность РУ по АКНП уменьшилась с 99,4 до 54,6% $N_{ном}$ за 2,2 с;
- за счет мощного и температурного эффектов реактивности мощность реактора начала увеличиваться;
- через 6 с после срабатывания УПЗ его сигнал снялся, включился АРМ в режиме «Н» с заданным уровнем мощности, равным 56,7% $N_{ном}$;
- к 13-ой секунде АРМ снизил мощность реактора до 57,8 % $N_{ном}$, воздействуя на 12-ую группу ОР СУЗ, которая опустилась с 85 до 82% и далее до конца испытаний свое положение не меняла;
- за счет работы АРМ мощность реактора снизилась до 53,4% $N_{ном}$; АРМ начиная с 22-ой секунды, воздействуя на группу УПЗ, увеличил и стабилизировал мощность РУ на уровне 57,3% $N_{ном}$ к 104-й секунде; в конце испытаний положение группы УПЗ было 112 см (30%);
- РОМ сработал и отключился во время падения группы УПЗ и в воздействии на ОР СУЗ не участвовал.

Максимальная температура на выходе из тепловыделяющих сборок (ТВС) в переходном процессе достигала значения 335,3°C, запас по линейному энерговыделению увеличился с 39 до 175 Вт/см.

ЭЧСР по сигналу УПЗ разгрузила ТГ с 1101 до 470 МВт, затем ЭЧСР перешла в режим «РД» и в конечном состоянии стабилизировала мощность ТГ на уровне 613 МВт. Давление в ГПК изменялось в интервале 6,78 – 7,12 МПа. БРУ в конденсатор (БРУ-К) в работу не вступали (рис. 4, 5).

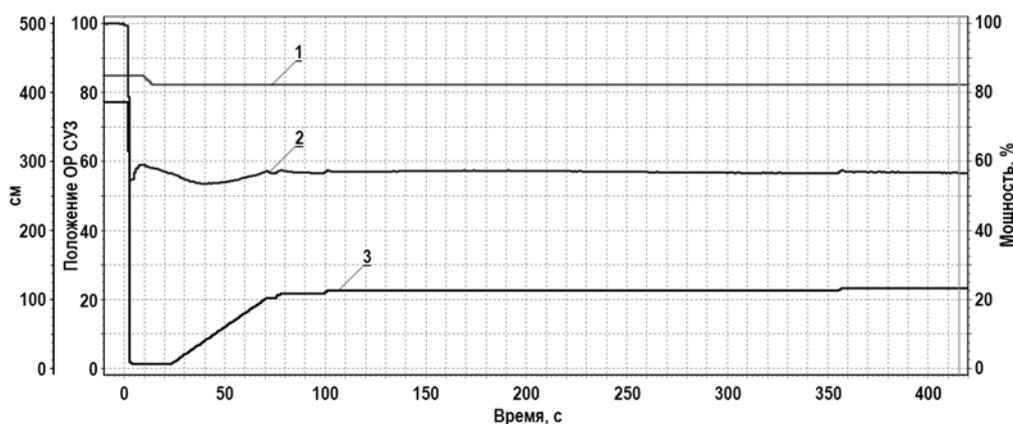


Рис. 4. Мощность реактора и положение 12-ой группы ОР СУЗ и группы УПЗ: 1 – 12-я группа; 2 – мощность реактора; 3 – группа УПЗ

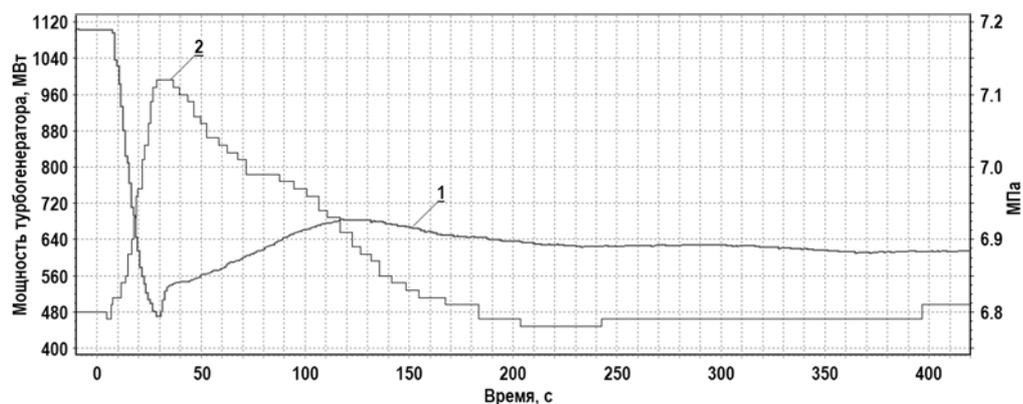


Рис. 5. Нагрузка ТГ и давление в ГПК: 1 – мощность ТГ; 2 – давление в ГПК

Температура в горячей нитке третьей петли снижалась с 325 до 282°C и стабилизировалась на уровне 285,8°C.

Уровень в КД изменялся в интервале 8 – 6,83 м в соответствии со средней температурой теплоносителя первого контура. Расход подпитки во время испытаний не менялся. Расход продувки находился на уровне 30 м³/ч и во время испытаний не менялся.

Давление в первом контуре изменялось в интервале 15,4 – 16,0 МПа и регулировалось работой ТЭН КД. В конце испытаний давление в первом контуре было близко к исходному. Изменение максимального значения температуры теплоносителя на выходе из ТВС показано на рис. 6.

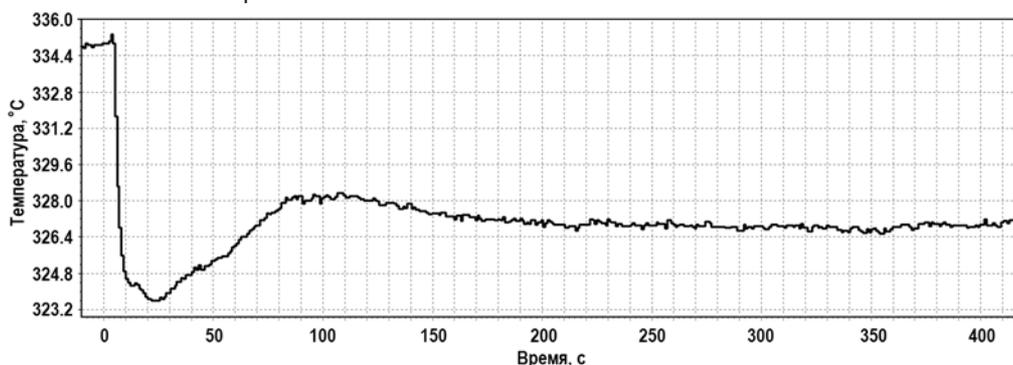


Рис. 6. Максимальное значение температуры теплоносителя на выходе из ТВС

Уровень в ПГ-3 (петля с отключенным ГЦНА) изменялся в интервале 2,42 – 2,79 м, в конце испытаний был близок к номинальному (2,7 м). Регулятор уровня в ПГ-3 перешел в пусковой режим, ОРУ ПГ-3 закрылся к 40-й секунде, далее уровень в ПГ-3 регулировался ПРУ ПГ-3, который находился в интервале 0 – 25%. Расход питательной воды в ПГ-3 после закрытия ОРУ снизился до нуля к 56-й секунде.

Уровни в ПГ-1,2,4 находились в интервале 2,55 – 2,82 м, в конце испытаний были близки к номинальному (2,7 м). Положение основных регуляторов уровня в ПГ-1,2,4 находилось в интервале 16 – 51%. Пусковые регуляторы уровня в ПГ-1,2,4 были открыты на 26% в течение всего испытания. Расход питательной воды в ПГ-2,4 снизился с исходного до 1000 – 1400 м³/час на каждый парогенератор в конце испытаний.

Уровень в деаэраторе питательной воды управлялся ОРУ1 и изменялся в интервале от 2,38 до 2,58 м. ОРУ1 изменялся в интервале 32 – 68%, в конце испытаний был около 35%. ПРУ деаэратора находился в положении 51% во время всех испытаний.

Давление в деаэраторе питательной воды изменялось в интервале 0,7 – 0,72 МПа и регулировалось отбором пара на деаэратор и работой БРУ-Д2. БРУ-Д2 начал открывать-

ся на 85-й секунде и в конце испытаний был в положении 39,5%.

Давление в КСН регулировалось работой БРУ-СН1 и находилось на уровне 0,7 МПа. Положение БРУ-СН1 было около 16%.

Уровень в ПНД-2 находился в интервале 2,5 – 4 м. ОРУ1 ПНД-2 изменялся в интервале от 18 до 84%, в конце испытаний был около 30%. ОРУ2 ПНД-2 открывался до 32% в начале испытаний и затем закрылся. ПРУ ПНД-2 во время испытаний находился в положении около 48%.

Уровень в ПНД-4 увеличивался до 1,4 м.

Можно сделать вывод, что режим отключения ГЦН безопасен для реакторной установки с точки зрения теплотехнической надежности активной зоны.

СБРОС НАГРУЗКИ ТГ ДО УРОВНЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

АРМ в исходном состоянии находился в режиме «Т», ЭЧСР – в режиме «РМ». Испытания начались отключением с ЦЩУ блочных выключателей КРУЭ-500 кВ.

Максимальный заброс оборотов турбины составил 3100 об/мин, минимальное снижение – 2910 об/мин. Нагрузка собственных нужд блока составила 65 МВт. ЭЧСР удержал обороты турбины на уровне 3000 об/мин, однако наблюдались автоколебания ± 20 об/мин с шагом 18 – 20 с (рис. 7).

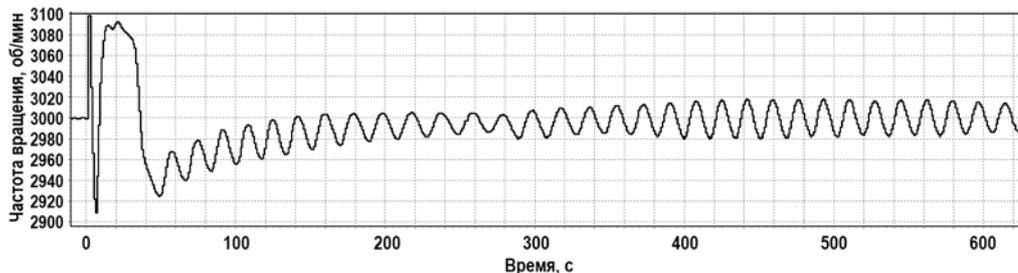


Рис. 7. Обороты ТГ при сбросе нагрузки ТГ до уровня собственных нужд

Рекомендуется откорректировать настройки регулятора оборотов турбины.

Зафиксирован следующий порядок работы УПЗ, РОМ, АРМ:

- по факту отключения блочных выключателей сработала УПЗ, группа УПЗ упала на НКУ, мощность РУ по АКНП уменьшилась с 98 до 56,7% $N_{ном}$;

- по факту отключения блочных выключателей сработал РОМ и по цепям ПЗ-1 разгружал реактор, воздействуя на 12-ю и 11-ю группы ОР СУЗ; 12-я группа опустилась до 40 %, 11-я – до 92%;

- по фактору срабатывания УПЗ АРМ отключился от управления ОР СУЗ.

К 116-ой секунде нейтронная мощность реактора была равна $N = 39,8\%$. АРМ подключился к управлению ОР СУЗ в режиме «Н» и поддерживал нейтронную мощность на этом уровне, воздействуя на группу УПЗ. При положении группы УПЗ 18% оператор реактора переключил АРМ на 11-ю группу ОР СУЗ. После выхода 11-й группы ОР СУЗ на ВКВ оператор реактора переключил управление АРМ на 12-ю группу ОР СУЗ. В конце испытаний группа УПЗ была в положении 24%, 11-я группа – на ВКВ, 12-я группа – в положении 85%.

В результате работы РОМ мощность реактора снизилась с 56,7 до 40% $N_{ном}$ за 68 с (рис. 8). Скорость снижения мощности реактора во время работы РОМ составила величину 0,25%/с.

БРУ-К открылись по сигналу сброса нагрузки ТГ в течение одной – двух секунд после отключения блочных выключателей. Максимальное открытие БРУ-К составило 80%. Давление в ГПК изменялось в интервале 6,8 – 7,23 МПа и было стабилизировано работой БРУ-К на уровне 7,0 МПа. В конце испытаний положение БРУ-К было 23 – 37%.

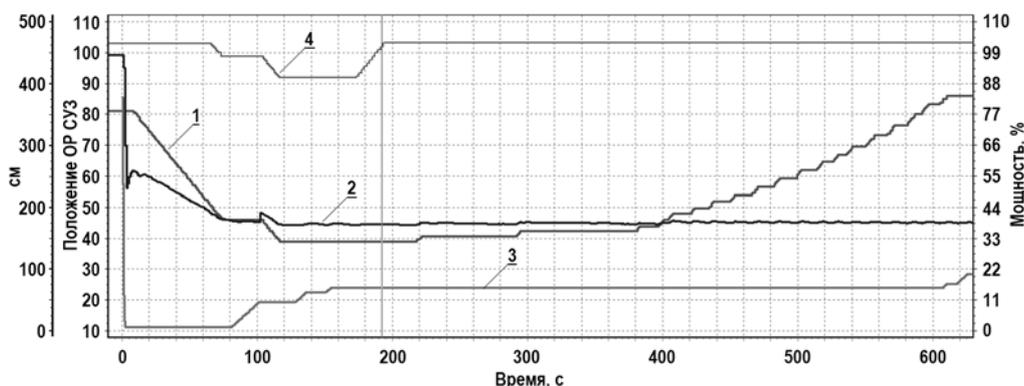


Рис. 8. Мощность реактора и положение групп ОР СУЗ: 1 – положение ОР СУЗ регулирующей 12-ой группы; 2 – мощность реактора; 3 – положение группы УПЗ; 4 – положение ОР СУЗ 11-ой группы

Уровень в КД изменялся в интервале 7,68 – 5,6 м и определялся изменением температуры теплоносителя первого контура и работой регулятора уровня в КД. Расход подпитки изменялся в интервале от 12 до 70 м³/час. Расход продувки первого контура во время испытаний находился на уровне 30 м³/час.

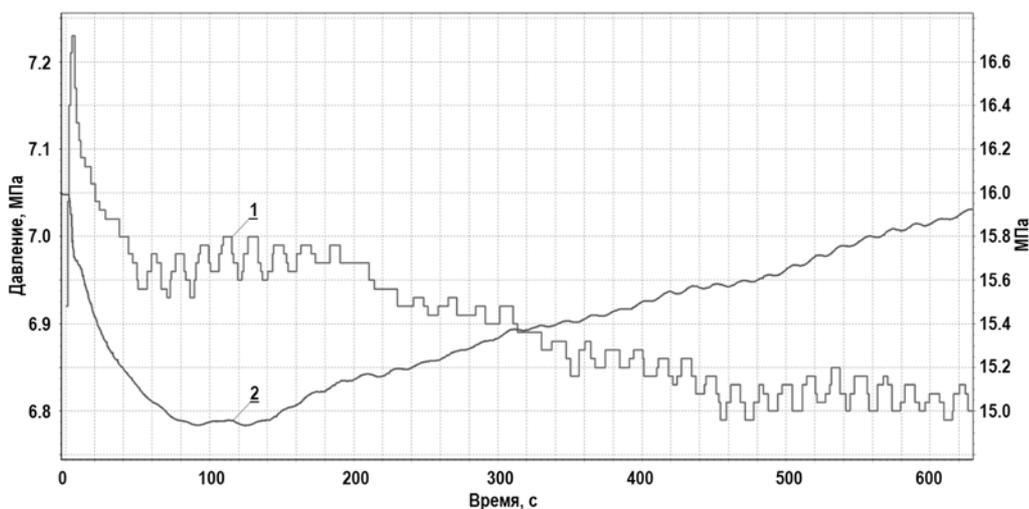


Рис. 9. Давление над активной зоной и в ГПК: 1 – в ГПК; 2 – над активной зоной

Давление в первом контуре (рис. 9) находилось в интервале 15,9 – 14,9 МПа и определялось изменением средней температуры теплоносителя первого контура и работой ТЭН КД. В конечном состоянии давление в первом контуре стабилизировалось на уровне, близком к исходному (15,9 МПа).

В момент сброса нагрузки и увеличения давления в ПГ-1 – 4 наблюдались ложные снижения уровня в ПГ-1 минимально до 2,45 м по уровнемерам с малой базой. В дальнейшем уровни в ПГ-1 – 4 изменялись в интервале 2,53 – 2,79 м. На шестой секунде включился ВПЭН по ложному снижению уровня в ПГ-1 до «-150». Рекомендуется выполнить задержку на включение ВПЭН по снижению уровня в ПГ до «-150» на 8 с.

ОРУ ПГ-1 – 4 находились в интервале 56 – 10%. Далее положение ПРУ ПГ-1 – 4 во время испытаний находились в положении 29%. Уровень в деаэраторе питательной воды изменялся в интервале 2,4 – 2,6 м и регулировался ОРУ1 (10LCA20AA201). Положение ОРУ1 находилось в интервале 26 – 64%. ПРУ во время испытаний находился в положении 50%.

Давление в деаэраторе питательной воды находилось в интервале 0,68 – 0,75 МПа. Положение БРУ-Д1 находилось в интервале от 0 до 73%, БРУ-Д2 – от 0 до 58%.

Уровень в ПНД-2 регулировался ОРУ1 и находился в интервале 1,2 – 3,6 м. Положение ОРУ1 было в интервале 0 – 48%. ПРУ находился в положении 50% в течение всего времени испытаний.

Уровень в ПНД-4 увеличивался с 0,12 до 1,57 м, а затем вернулся на исходное положение.

Давление в КСН во время испытаний находилось на уровне 0,74 – 0,76 МПа при положении БРУ-СН1 на уровне 16% открытия.

Системы аварийного электроснабжения (САЭ) первого и второго каналов в работу не вступали. Работа САЭ при сбросе нагрузки турбогенератора до уровня собственных нужд не предусмотрена проектом, что подтвердилось при испытаниях.

ВЫВОДЫ

Проведенный на энергоблоке № 1 Нововоронежской АЭС-2 на этапе освоения 100%-го уровня мощности опытно-промышленной эксплуатации комплекс из 20-ти динамических испытаний подтвердил высокую динамическую устойчивость энергоблока.

В виде рекомендаций для будущих проектов можно отметить следующие.

1. Применение УПЗ вместо РОМ для режимов с отключением ПЭН.
2. Применение устройств синхронизации генератора с энергосистемой для режимов с выделением энергоблока на собственные нужды.
3. Полный переход на программно-технические средства отечественной разработки для реализации управляющих систем как нормальной эксплуатации, так и безопасности, поскольку для корректировки алгоритмов защит и блокировок, реализованных на программно-техническом комплексе AREVA (ЕС), примененном на Нововоронежской АЭС-2, необходимо согласование с разработчиком, что требует значительных временных и финансовых затрат.

Литература

1. Казаков В.А., Жуденков В.В., Казаков К.В., Поваров В.П., Витковский И.Л. Повышение динамической устойчивости энергоблоков АЭС с реактором ВВЭР-1000. // Теплоэнергетика. – 2014. – Т. 61. – № 1. – С. 47-53.
2. Андрушечко С.А., Афров А.М., Васильев Б.Ю. и др. АЭС с реактором типа ВВЭР-1000. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта. – М.: Логос, 2010. – 604 с.
3. Афров А.М., Андрушечко С.А., Украинцев В.Ф. и др. ВВЭР-1000: Физические основы эксплуатации, ядерное топливо, безопасность. – М.: Университетская книга, Логос, 2006. – 488 с.
4. Калинушкин А.Е., Козлов В.В., Митин В.И., Семченков Ю.М. Система контроля, диагностики и управления для ЯЭУ большой мощности с водо-водяными реакторами. // Атомная энергия. – 2009. – Т. 106. – Вып. 1. – С. 3-8.
5. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции. Учебник для вузов, 5-е изд. – М.: ИздАТ, 1994. – 288 с.
6. НП-001-15. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2015. – 74 с.
7. Крушельницкий В.Н., Топчиян Р.М. Предварительный отчет по обоснованию безопасности. Общее описание атомной станции. Нововоронежская АЭС-2 Энергоблок № 1. – М.: ФГУП «Атомэнергопроект», 2007. – 120 с.
8. Безопасность атомных электростанций: проектирование. Серия норм МАГАТЭ по безопасности № NS-R-1. – Вена: МАГАТЭ, 2003. – 67 с.
9. EUR Presentations at the WNU International Forum on Harmonization of Reactor Design Requirements, Manchester (UK), September 1-4 2009. Электронный ресурс: <http://www.europeanutilityrequirements.org/Portals/0/Documents/EUR%20Forum%20WNU.zip> (дата доступа 20.06.2017).
10. Шутиков А.В. Освоение и опыт эксплуатации АЭС на повышенном уровне мощности. Перспективы дальнейшего повышения мощности до 110 и 112%. / Сб. трудов VII Международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики». – М.: ОАО «Концерн Росэнергоатом», 2010. – С. 5-6.
11. Самойлов О.Б., Фальков А.А., Шипов Д.Л., Богряков В.Г., Сорокин Н.М., Дмитриев С.М. Теплогидравлические и гидродинамические исследования характеристик ТВС альтернативной

- конструкции ВВЭР-1000. // ВАНТ. Сер. Физика ядерных реакторов. – 2004. – Вып. 2. – С. 47-55.
12. Маловик К.Н., Никишин В.В. Прогнозирование состояния теплоносителя ядерных реакторов. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2013. – № 1. – С. 48-53.
13. Аминов Р.З., Хрусталева В.А., Духовенский А.С., Осадчий А.И. АЭС с ВВЭР: Режимы, характеристики, эффективность. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 264 с.
14. Баранова Ю.А., Слепов М.Т. АЭС 2006 с энергоблоками ВВЭР-1200 – новый подход к отображению информации от систем технической диагностики. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2014. – № 4. – С.11-20.

Поступила в редакцию 26.06.2017 г.

Авторы

Гусев Игорь Николаевич, зам. главного инженера по эксплуатации 4-й очереди
E-mail: GusevIN@nvnpp1.rosenergoatom.ru

Казанский Владимир Русланович, зам. главного инженера по сооружению новых блоков

E-mail: KazanskiyVR@nvnpp1.rosenergoatom.ru

Витковский Игорь Леонидович, зам. главного инженера по инженерной поддержке

UDC 621.039

DYNAMIC STABILITY OF THE VVER-1200 POWER UNIT

Gusev I.N., Kazansky V.R., Vitkovsky I.L.

Branch of JSC «Concern Rosenergoatom» «Novovoronezh Nuclear Power Plant»
1 Promyshlennaya zona Yuzhnaya, Novovoronezh, Voronezh reg.,
396072, Russia

ABSTRACT

The paper discusses the results of critical experiments to study the dynamic stability of a power unit with the VVER-1200 reactor conducted as part of the pre-commissioning activities at the pilot operation stage of Novovoronezh NPP II's unit No. 1.

The following dynamic tests were conducted:

- trip of one feedwater pump (PEN) with no standby PEN actuated at the power level of 100% N_{nom} , involving a detailed analysis of a variation in the process parameters of such mode and the process dynamics, and an assessment of the test results on a full-scale simulator;
- trip of one out of four reactor coolant pump sets (RCPS) in operation at the power level of 100% N_{nom} and a safety assessment for the reactor plant in terms of the core thermal reliability;
- turbine generator (TG) load shedding to the auxiliary level with assessments of the behavior of major reactor plant characteristics.

The paper presents recordings for transients and safety-related process parameters, and describes the operation of the unit components and essential controls in the course of the dynamic tests. A conclusion is made based on an analysis of the test results that the VVER-1200 unit has a high dynamic stability.

The results of the dynamic stability investigations for unit 1 of Novovoronezh II make it possible to provide a number of recommendations for further projects, including specifically the following:

- accelerated warning protection (AWP) should be used instead of reducing and limiting power for modes with disconnected feedwater electric pumps;
- generator-grid timing devices should be used for modes with the unit operating for auxiliary power supply;
- Russian-designed software and hardware tools should be fully switched over to

for implementing both normal operation and safety control systems, since updating the protection and disabling algorithms used in the AREVA software and hardware package introduced at Novovoronezh II requires the developer authorization which involves substantial time and financial expenditures.

Key words: dynamic stability, tests, reactor, steam generator, turbine generator, control, pump, power, pressure, flow rate, level.

REFERENCES

1. Kazakov V.A., Zhudenzov V.V., Kazakov K.V., Povarov V.P., Vitkovskii I.L. Improving the transient stability of VVER-1000 reactor-based nuclear power plant units. *Teploenergetika*, 2014, v. 61, no. 1, pp. 47-53 (in Russian).
2. Andrushechko S.A., Afrov, A.M., Vasil'ev B.Yu., Generalov V.N., Kosourov, K.B., Semchenkov Yu.M., Ukraintsev V. F. *NPP with the reactor VVER-1000. From the physical basics of operation to the evolution of the project*. Moscow. Logos Publ., 2010, 604 p. (In Russian).
3. Afrov A.M., Andrushechko S.A., Ukraintsev V.F., Vasil'ev B.Yu., Kosourov K.B., Semchenkov Yu. M., Kokosadze E.L., Ivanov E.A. *VVER-1000: the Physical bases of operation of, nuclear fuel safety*. Moscow. Universitetskaya kniga, Logos Publ., 2006, 488 p. (in Russian).
4. Kalinushkin A.E., Kozlov V.V., Mitin I.V., Semchenkov Yu.M. Control System, Diagnostics and Control for Nuclear Reactor, High Power Pressurized Water Reactors. *Atomnaya energiya*. 2009, v. 106, iss. 1, pp. 3-8 (in Russian).
5. Margulova T.Kh. *Nuclear power plants*. Textbook for Universities, 5th ed. Moscow. Izdat Publ., 1994, 288 p. (in Russian).
6. NP-001-15. General safety provisions for nuclear power plants. Moscow. The Federal Service for Ecological, Technological and Nuclear Supervision Publ., 2015, 74 p. (in Russian).
7. Krushelnitsky V.N., Topchiyan R.M. A preliminary report on safety justification. A General description of the nuclear power plant. Novoronezh NPP-2. Moscow. FGUP «Atomenergoproekt» Publ., 2007, 120 p. (in Russian).
8. Safety of Nuclear Power Plants: Design, IAEA Safety Standards Series No. NS-R-1. IAEA, Vienna, 2003, 67 p.
9. EUR presentations at the WNU International Forum on harmonization of Reactor Design Requirements, Manchester (UK), September 1-4 2009. Available at <http://www.europeanutilityrequirements.org/Portals/0/Documents/EUR%20Forum%20WNU.zip> (accessed Jun 20 2017).
10. Shutikov A.V. *Development and experience of plant operation at the increased power level. The prospects of further capacity increase up to 110 and 112%*. Proc. of the VIIth International Scientific and Technical Conference «Safety, Efficiency and Economy of Atomic Energy». Moscow. «Kontsern Rosenergoatom» Publ., 2010, pp. 5-6 (in Russian).
11. Samoilov O.B., Falkov A.A., Shipov D.L., Bogryakov V.G., Sorokin N.M., Dmitriev S.M. Thermohydraulic and hydrodynamic studies of fuel assembly characteristics alternative design of VVER-1000. *VANT. Ser. Fizika yadernykh reaktorov*. 2004, no. 2, pp. 47-55 (in Russian).
12. Malovik K.N., Nikishin V.V. Forecasting of a condition of the coolant of nuclear reactors. *Izvestiya vuzov. Yadernaya energetika*. 2013, no. 1, pp. 48-53 (in Russian).
13. Aminov R.Z., Khrustalev V.A., Dubansky A.S., Osadchiy A.I. *NPPs with VVER reactors: operating modes, characteristics, efficiency*. Moscow. Energoatomizdat Publ., 1990, 264 p. (in Russian).
14. Baranova Yu.A., Slepov M.T. AES 2006 VVER-1200 – a new approach to display the cost information from the systems of technical diagnostics. *Izvestiya vuzov. Yadernaya energetika*. 2014, no. 4, pp. 11-20 (in Russian).

Authors

Gusev, Igor Nikolayevich, Deputy Chief Engineer

E-mail: GusevIN@nvnpp1.rosenergoatom.ru

Kazansky, Vladimir Ruslanovich, Deputy Chief Engineer

E-mail: kazanskiyvr@nvnpp1.rosenergoatom.ru

Vitkovsky, Igor Leonidovich, Deputy Chief Engineer