

А. Н. Ведь, А. И. Мехед, К. М. Ефимова,
В. О. Иокст

Государственный научно-технический центр
по ядерной и радиационной безопасности

Исследования влияния энергосистемы на стабильность и безопасность эксплуатации АЭС

Приведены основные аспекты влияния энергосистемы на стабильность и безопасность эксплуатации АЭС, а также предложения по мероприятиям, которые необходимо реализовать на площадке АЭС по снижению их негативного влияния.

Ключевые слова: атомная электрическая станция, энергетическая система, качество электроэнергии, надежность внешнего энергоснабжения, безопасность эксплуатации, частота, напряжение.

А. М. Ведь, А. І. Мехед, К. М. Єфімова, В. О. Іокст

Дослідження впливу енергосистеми на стабільність і безпеку експлуатації АЕС

Наведено основні аспекти впливу на стабільність і безпеку експлуатації енергоблоків АЕС, а також пропозиції щодо заходів, які треба втілити на площадці АЕС для зниження їх негативного впливу.

Ключові слова: атомна електрична станція, енергетична система, якість електроенергії, надійність зовнішнього електропостачання, безпечна експлуатація, частота, напруга.

Энергосистема представляет собой систему типа “электростанция — электросеть — потребители”, элементы которой объединены общностью режима в непрерывном процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Поэтому ей присущи, по крайней мере, две особенности:

при стабильном режиме работы в энергосистеме в любой момент времени имеет место баланс генерируемой и потребляемой мощностей; при этом частота электрической энергии постоянна и одинакова во всех электрических и магнитосвязанных точках энергосистемы;

нарушение нормального режима одного из элементов может отразиться на работе других или даже всех элементов энергосистемы; при этом электрические процессы протекают, как правило, настолько быстро, что оперативный персонал не успевает вмешаться в эти процессы и предотвратить их развитие.

В электроэнергетической системе, как в живом организме, постоянно происходят те или иные “возмущения” режима, влияющие на изменение баланса мощности, а следовательно, и на показатели качества энергии — аварийные и плановые отключения потребителей или элементов электрической сети, останов или ввод в работу генераторов.

Качество электроэнергии определяется, в основном, частотой переменного тока в системе и уровнем напряжения в её узловых точках.

Частота переменного тока является общесистемным параметром, имеющим одно и то же значение в любой точке энергосистемы, и сказывается на работе всех потребителей электроэнергии.

Показатели качества электроэнергии являются функциями баланса мощности в энергосистеме: снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты и уровня напряжения в системе, её возрастание обуславливает рост как частоты, так и уровня напряжения.

Стандарт, определяющий нормы качества электроэнергии у приемников, в том числе и Европейского энергообъединения UCTE, допускает отклонение частоты от номинального значения в пределах $\pm 0,1$ Гц, т. е. при номинальной частоте 50 Гц допускается ее изменение в диапазоне 49,9–50,1 Гц. Больше снижение частоты приводит к снижению скорости вращения синхронных и асинхронных электродвигателей. Среди потребителей повышенные требования к частоте предъявляют электроприемники в системе электроснабжения собственных нужд электростанций, в том числе главные циркуляционные насосы (ГЦН) энергоблоков АЭС, производительность которых уменьшается пропорционально снижению частоты, что приводит к ограничению мощности, генерируемой электростанцией. В свою очередь, это определяет (при хроническом недостатке резерва мощности, характеризующем сложившуюся энергетическую ситуацию в ОЭС) увеличение дефицита мощности и дальнейшее снижение частоты. При частоте менее 49,0 Гц (для обеспечения надежности теплоотвода от ядерного топлива РУ) энергоблоки АЭС автоматически разгружаются на 10 % допустимой мощности, что, в свою очередь, приводит к дальнейшему снижению частоты. При частоте ниже 48,75 Гц (для предотвращения разрушения лопаточного аппарата последних ступеней турбин) возникает необходимость ручного отключения энергоблоков АЭС.

В Руководстве МАГАТЭ № NS-G-1.8 [4] вопросам влияния энергосистемы на надежность и безопасность эксплуатации энергоблоков АЭС уделено достаточное пристальное внимание, а также даны рекомендации по мерам, которые необходимо предусмотреть на площадке АЭС с целью снижения последствий влияния энергосистемы на надежность и безопасность эксплуатации энергоблоков АЭС.

С точки зрения нормативного регулирования, в соответствии с рекомендациями [4] в национальных нормативных документах по ядерной и радиационной безопасности необходимо, как минимум, установить требования по следующим аспектам:

- анализу устойчивости энергосистемы при переходных процессах и вероятности потери энергоснабжения от внешней сети;

- надежности внешнего энергоснабжения;

- доказательствам возможности выдачи полной мощности АЭС (число линий связи, их независимость);

- вероятности потери связи с энергосистемой;

- возможности подачи энергоснабжения АЭС от постороннего источника при системных авариях;

- согласованности действий автоматической частотной разгрузки;

- обоснованию необходимости принятия дополнительных мер на площадке АЭС с целью устранения негативного влияния энергосистемы на надежность и безопасность эксплуатации АЭС;

- компоновке и показателям надежности схемы электро-снабжения собственных нужд АЭС.

Нарушение стабильности режима работы энергосистемы, например при уменьшении генерируемой мощности, приводит к нарушению баланса мощностей. Возникший при этом дефицит генерируемой мощности в начальный момент покрывается за счет энергии вращающихся масс систем “турбина — генератор”, а затем — за счет снижения частоты в энергосистеме. Переходный процесс, сопровождаемый уменьшением частоты энергосистемы, длится до тех пор, пока регуляторы скорости (частоты вращения) турбин, регулирующий эффект нагрузки (потребителей) и (или) автоматика частотной разгрузки (АЧР) энергосистемы полностью не устранят возникший разбаланс мощностей.

Понятно, что для возможности нормального балансирования мощностей энергосистема должна иметь определенный резерв генерирующей мощности. В противном случае балансирование будет осуществляться, в основном, с помощью автоматической частотной разгрузки (АЧР), которая возникший дефицит генерируемой мощности устраняет отключением части потребителей энергосистемы. Действие АЧР всегда связано с определенным ущербом, поскольку само по себе является началом частичного, управляемого, но все же развала (точнее — саморазвала) энергосистемы. Максимальный объем отключаемой АЧР нагрузки составляет 55 % всей потребляемой в энергосистеме электроэнергии. Тем не менее, АЧР широко используется в энергосистемах как средство предотвращения еще большего ущерба, который неизбежен при полном развале энергосистемы, так как при этом, как правило, обесточивается около 70–90 % обслуживаемой территории.

Такие тяжелые системные аварии могут привести к аварийному расхолаживанию всех реакторных энергоблоков. Требованиями системы диктуется необходимость быстрого запуска хотя бы одного атомного энергоблока, для чего нужно обеспечить питание трансформаторов собственных нужд.

В исследованиях влияния условий функционирования ОЭС Украины на надежность и безопасность работы атомных электростанций, входящих в ее состав, электростанция рассматривается:

- как элемент энергосистемы, предъявляющий “жесткие” требования к параметрам режима с точки зрения обеспечения устойчивой работы электростанции;

- как генерирующий источник энергосистемы, являющийся элементом единого процесса производства, распределения и потребления электроэнергии;

- как объект, подлежащий управлению со стороны системы, особенно при различного рода режимных возмущениях.

Причины, приводящие к возникновению экстремальных режимов в энергосистеме, можно разделить на две характерные группы:

- внутренние (изменение параметров системы, обусловленное изменением генерации, а также ремонтными или ремонтно-аварийными отключениями элементов сети либо различными сочетаниями вышеуказанных факторов);

- внешние (изменение параметров системы, вызванное физическими нарушениями целостности электроэнергетических объектов при воздействии на них окружающей среды или результатов деятельности человека).

Основными внутренними воздействиями являются:

- устойчивые короткие замыкания на высоковольтных линиях электропередачи (ВЛ) с последующим их выводом из работы (50–70 % всех аварийных возмущений в энергосистеме);

- короткие замыкания, приводящие к срабатыванию дифференциальной защиты шин (более 10 %);

- аварийные отключения энергоблоков (около 5 %);

- неправильные действия персонала (около 5 %).

К причинам возникновения *внешних воздействий* на объекты энергосистемы относятся:

- сейсмические колебания почвы;

- ветровые воздействия на электросетевые объекты;

- гололедообразования на проводах ВЛ;

- стихийные бедствия (пожары, наводнения, ураганные ветры, загрязнение окружающей среды отходами производства).

Критерии влияния энергосистемы на безопасность работы атомных энергоблоков также можно разделить на две характерные группы:

- общесистемные* — критерии, которые оказывают одинаковое влияние на все энергоблоки АЭС, работающие в энергосистеме (в том числе структура установленной мощности в ОЭС, наличие резерва генерирующих мощностей, режимы работы ОЭС со смежными энергосистемами, качество электроэнергии — частота электрического тока);

- локальные* — критерии, влияние которых распространяется на энергоблоки конкретной электростанции; к ним относятся соответствие схемы присоединения АЭС к сетям энергосистемы нормам технологического проектирования, показатель работоспособности линий выдачи мощности, балансы мощности энергорайонов объединения и загрузка связей, соединяющих эти районы, режимные изменения сетей (отключения высоковольтных линий, автотрансформаторов, шинных разъединителей и т. п.), возможность создания в аварийных ситуациях схем электропитания собственных нужд энергоблоков АЭС от сетей энергосистемы в аварийных ситуациях.

Создание условий безопасной эксплуатации АЭС и других объектов электроэнергетики — один из основных

принципов, на котором базируется государственная политика Украины в электроэнергетике и сфере использования ядерной энергии. Поэтому энергосистема Украины должна отвечать требованиям, предъявляемым к ней со стороны АЭС и ее основного оборудования. Тем более, что доля вырабатываемой на АЭС электроэнергии составляет сегодня более 45 % общей выработки в ОЭС Украины и, судя по всему, в ближайшие годы будет только расти.

Надежность функционирования или живучесть АЭС как элемента энергосистемы в значительной степени определяется надежностью работы основного электрического оборудования — силовых трансформаторов и автотрансформаторов, измерительных трансформаторов тока и напряжения, коммутационной аппаратуры — выключателей и разъединителей, средств защиты от электромагнитных переходных процессов, вызванных короткими замыканиями.

Анализ режимов работы магистральных электрических сетей ОЭС Украины показывает наличие резко-переменных режимов по напряжению (повышенные уровни напряжения в режимах минимальных нагрузок и, соответственно, пониженные уровни напряжения в режимах максимальных нагрузок).

Влияние резко-переменных режимов по напряжению на надежность работы оборудования АЭС, важного для безопасности, существенное. Рассмотрим только один из аспектов этого влияния на безопасность эксплуатации оборудования и энергоблока АЭС в целом — обеспечение режима самозапуска электродвигателей механизмов (насосов, вентиляторов, компрессоров и т. д.), которые обеспечивают ведение технологического процесса.

Самозапуск электродвигателей (далее — самозапуск) служит одним из проектных режимов повышения бесперебойности и надежности работы электрической станции. Возможность его осуществления впервые была доказана в СССР, а многолетняя практика использования подтвердила его эффективность. Поэтому режим самозапуска сегодня широко применяется не только на электрических станциях, но и на других промышленных предприятиях.

Суть самозапуска состоит в том, что при кратковременном исчезновении или глубоком снижении (провале) напряжения все механизмы, ответственные за производственный процесс, или большая их часть (“ответственные механизмы”) не отключаются, а остаются включенными. Поэтому при восстановлении напряжения они сами автоматически разворачиваются (“сами запускаются”) до первоначальной частоты вращения и восстанавливают значения технологических параметров (расход, давление и т. п.) и технологический процесс. Таким образом, задача самозапуска, в основном, сводится к сохранению производственного (технологического) процесса или к сведению до минимума времени его восстановления.

Нормальный установившийся режим работы машинного агрегата “электродвигатель — механизм” (далее — агрегата) характеризуется равенством вращающего момента электродвигателя $M_{эд}$ и момента сопротивления механизма $M_{мех}$, вращаемого электродвигателем: $M_{эд} = M_{мех}$. При нарушении этого равенства агрегат будет либо разгоняться (при $M_{эд} > M_{мех}$), либо тормозиться (при $M_{эд} < M_{мех}$).

Вращающий момент электродвигателя $M_{эд}$ находится в квадратичной зависимости от величины напряжения, подведенного к электродвигателю. Поэтому незначительное снижение напряжения в схеме электроснабжения приводит к довольно существенному нарушению равен-

ства вращающего момента электродвигателя и момента сопротивления механизма. Например, снижение напряжения на 10 % (до $0,9U_{ном}$) приведет к снижению момента $M_{эд}$ на 19 % (до $0,81M_{эд, ном}$), а снижение напряжения на 30 % (до $0,7U_{ном}$) или на 50 % (до $0,5U_{ном}$) — к снижению момента $M_{эд}$ на 51 % (до $0,49M_{эд, ном}$) или 75 % (до $0,25M_{эд, ном}$) соответственно.

Переходный процесс при самозапуске затрагивает все категории потребителей собственных нужд, включая системы безопасности энергоблока (СБ), и может сопровождаться нарушением эксплуатационных пределов и условий безопасной эксплуатации. При этом обобщающим параметром, характеризующим процесс протекания самозапуска, является уровень напряжения на секциях схемы СН. При успешном развороте (самозапуске) всех электродвигателей до номинальных частот вращения напряжение восстанавливается до первоначального или близкого к нему уровня. При неуспешном развороте электродвигателей механизмов напряжение в системах электроснабжения не восстанавливается, либо снижается почти до нулевого значения, либо “зависает” на уровне ниже номинального. По результатам исследований и расчетов, напряжение может “зависнуть” на уровне 50–80 % $U_{ном}$; это ведет к тому, что при провалах напряжения в схеме СН АЭС все лопастные механизмы с электродвигателями 6 кВ, включая СБ, попадают в условия, не предусмотренные проектом и не совместимые с принципами обеспечения надежной и безопасной работы АЭС. В таких ситуациях, при появлении аварийного технологического сигнала на запуск СБ, лопастные механизмы последних заведомо не развернутся и не выполнят своих функций безопасности. При этом все лопастные механизмы или многие из тех, которые оказались в нештатных условиях по напряжению, могут выйти из строя с возможным возгоранием обмоток электродвигателей и (или) коммутационных аппаратов и силового электрооборудования электродвигателей (отказ систем безопасности (СБ) по общей причине).

Протекание данного процесса неразрывно связано с переходными процессами, происходящими в энергосистеме.

Принимая во внимание, что в соответствии с проектом системы, элементы и оборудование СБ энергоблока АЭС при нормальном режиме эксплуатации (при наличии напряжения в схеме СН) запитаны от секций 6 кВ схемы электроснабжения СН, вопросам обеспечения режима самозапуска электродвигателей СБ должно уделяться пристальное внимание.

Следует отметить, что по аспектам, связанным с влиянием энергосистемы на надежность и безопасность эксплуатации энергоблоков АЭС, действующими в Украине нормативными документами по ядерной и радиационной безопасности требования не установлены. Не установлены также требования к нормам качества электроэнергии, обеспечению режима самозапуска электродвигателей механизмов.

За последнее десятилетие условия функционирования ОЭС Украины кардинально изменились в худшую сторону, они-то, в основном, и являются факторами, снижающими безопасность эксплуатации АЭС (изолированная работа со смежными энергосистемами, увеличение доли АЭС в структуре генерирующих мощностей, отсутствие резерва мощности, снижение нагрузки энергоёмких потребителей). При этом действующая система автоматической частотной разгрузки (АЧР) не отвечает современным требованиям из-за:

несогласованности действия АЧР и частотной автоматики АЭС;

несогласованности АЧР 1-й ступени (очереди);
наличия очередей АЧР малой мощности;
отсутствия эксплуатационного и ремонтного запаса устройств АЧР;

отсутствия уставок по скорости изменения частоты сети.

Нестабильная энергетическая ситуация определяет высокую вероятность развития каскадной аварии в энергосистеме с полным погашением отдельных регионов и, в крайнем случае, ОЭС в целом. В сложившейся ситуации для обеспечения безопасной эксплуатации энергоблоков АЭС Украины требуется принятие дополнительных мер на площадках АЭС в соответствии с рекомендациями МАГАТЭ [4].

Для проведения исследований влияния энергосистемы на надежность и безопасность эксплуатации энергоблоков АЭС авторами выбрана Ривненская АЭС — наиболее уязвимая с точки зрения построения схемы главных соединений и построения схемы СН.

Ривненская АЭС связана с сетями Западного региона ОЭС Украины четырьмя линиями напряжением 330 кВ (с подстанциями 330/110 кВ “Ровно”, “Грабов”, “Ковель” и “Луцк Северная”) и одной линией 750 кВ, соединяющей электростанцию с открытым распределительным устройством ОРУ 750 кВ подстанции ПС 750/330 кВ “Западно-украинская”.

Реализованная схема присоединения Ривненской АЭС к сетям ОЭС Украины не соответствует “Нормам технологического проектирования АЭС” [5] в части режима аварийного выхода из работы единственной высоковольтной линии электропередачи ВЛ-750 кВ “РАЭС-Западно-Украинская”.

В этом режиме для сохранения устойчивости работы турбогенераторов энергоблоков требуется отключение средствами противоаварийной автоматики (ПА) одного энергоблока 1000 МВт, что противоречит документу [5].

Расширение Ривненской и Хмельницкой АЭС привело к увеличению генерирующей мощности Западного региона ОЭС Украины, на территории которого расположены электростанции, до 5000 МВт и выше (без учета Буштынской ТЭС, работающей в так называемом острове параллельно с европейской энергосистемой УСТЕ, и энергоблоков Добротворской ТЭС, обеспечивающих “направленную” передачу экспортных поставок в энергосистему Польши по высоковольтным линиям электропередачи ВЛ(ЭП)-220 кВ на подстанцию ПС “Замость”).

В сложившихся условиях раздельной работы ОЭС Украины с Восточно-Европейским объединением сечения Запад — Винница являются единственным каналом передачи избытка мощности электростанций Западного региона в смежные районы объединения.

Учитывая базисный режим работы АЭС, суммарное ограничение мощности Ривненской и Хмельницкой АЭС по критерию предельной загрузки сечения Запад — Винница составляет 800–900 МВт в осенне-зимний период и 1000–1200 МВт — в летний период.

Таким образом, требование обеспечения допустимого перетока по существующим связям сечения Запад — Винница определяет “запирание” уже в нормальной схеме сети как минимум одного энергоблока 1000 МВт на Ривненской или Хмельницкой АЭС. В ряде режимов при одинарных (ремонтных или аварийных) или двойных (ремонтно-аварийных) отключениях линий электропередачи ограниченная пропускная способность сечения может стать причиной “запирания” до 2000 МВт генерирующей

мощности электростанций Западного региона, что равноценно мощности введенных на АЭС энергоблоков.

Сложившаяся ситуация по условиям выдачи полной электрической мощности энергоблоков РАЭС не отвечает требованиям [5].

С точки зрения влияния на устойчивую работу Ривненской АЭС неблагоприятных внешних и внутренних возмущений в энергосистеме в случае их возникновения следует рассмотреть компоновку энергоснабжения потребителей системы собственных нужд (СН) на площадке РАЭС.

Питание потребителей собственных нужд энергоблоков № 1 и № 2 обеспечивается от двух рабочих трансформаторов мощностью по 25 МВ·А для каждого энергоблока, а энергоблоков № 3 и № 4 — от двух рабочих трансформаторов мощностью по 63 МВ·А для каждого энергоблока. Предусмотрено резервирование питания потребителей СН энергоблоков от резервных трансформаторов, а питание потребителей первой и второй группы надёжности в аварийном режиме — от специально устанавливаемых аварийных источников питания (резервных дизель-электрических станций и аккумуляторовных батарей). Рабочее питание потребителей СН осуществляется на напряжении 6 кВ от рабочих трансформаторов СН, подключаемых к ответвлению турбогенератор — блочный повышающий трансформатор.

Питание потребителей СН каждого из энергоблоков № 3 и № 4 РАЭС резервируется от двух трансформаторов типа ТРДН(С)-63000, присоединенных к ОРУ 330 кВ. Такое размещение пускорезервных трансформаторов собственных нужд (ПРТСН) соответствует требованию создания необходимой электрической удаленности между точками подключения рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд атомных энергоблоков.

Мощность рабочих и (или) резервных трансформаторов СН энергоблоков № 3 и № 4 обеспечивает электроснабжение всей присоединенной нагрузки без перегрузки отдельных обмоток трансформатора или других элементов электрической схемы СН АЭС, а также позволяет без перегрузки обеспечить питание СН двух энергоблоков одновременно (пуск и/или останов) и отвечает требованиям [5].

Резервное питание потребителей СН энергоблоков № 1 и № 2 осуществляется от одного ПРТСН типа ТРДН-40000, подсоединенного к шинам ОРУ 110 кВ. По своей мощности ПРТСН не обеспечивает одновременно надежного питания всех СН энергоблоков № 1 и № 2, что не соответствует требованиям [5].

Низкая надежность электроснабжения схемы СН энергоблоков № 1 и № 2 РАЭС обусловлена еще и тем, что питание ПРТСН от шин 110 кВ организовано от двух автотрансформаторов АТ 330/110 кВ по схеме “блока”, что может привести к потере одновременно двух автотрансформаторов при авариях на системе сборных шин ОРУ 330 кВ. Предотвратить возможность потери двух автотрансформаторов одновременно можно путем “разнесения” точек подключения автотрансформаторов АТ 330/110 кВ в различные ячейки.

Для обеспечения надежного питания схемы СН энергоблоков № 1 и № 2 необходимо предусмотреть еще один ПРТСН в соответствии с требованиями [5].

Потеря связи энергоблоков РАЭС с энергосистемой может произойти при:

ремонте (или коротком замыкании) среднего выключателя в сочетании с коротким замыканием (или ремонтом)

выключателя системы шин, к которой коммутируется энергоблок;

коротком замыкании на гибкой связи, соединяющей энергоблок с открытым распределительным устройством ОРУ 330/750 кВ;

отказе среднего выключателя ОРУ 330 кВ при коротком замыкании на шинах или линейном присоединении.

С целью уменьшения влияния энергосистемы на безопасную эксплуатацию энергоблоков на РАЭС принят ряд компенсирующих мероприятий.

Для обеспечения потребителей систем безопасности электроэнергией гарантированного качества и обеспечения режима самозапуска электродвигателей механизмов на всех энергоблоках РАЭС внедрено отраслевое техническое решение ТР-Н.1234.05.43-03, предусматривающее запуск резервных дизель-генераторов систем безопасности при снижении напряжения собственных нужд ниже значения $0,7U_{ном}$ и $0,5U_{ном}$.

На площадке РАЭС внедрены общешлюзовые резервные дизель-генераторы и завершаются работы по возможности подключения к ним механизмов любого энергоблока, что существенно повышает безопасность эксплуатации энергоблоков при потере связи с энергосистемой.

Разработан и намечен к внедрению комплекс мероприятий по обеспечению возможности подачи напряжения на схему собственных нужд от сторонних источников при потере связи с энергосистемой.

Ведутся работы по проектированию для установки второго пускорезервного трансформатора собственных нужд (ПРТСН) на ОРУ 110 кВ, который при параллельной работе со штатным ПРТСН типа ТРДН-40000\110 обеспечит надежное электроснабжение СН энергоблоков № 1 и № 2.

Намечен также комплекс мероприятий по окончанию строительства линии электропередачи ВЛ 750 кВ РАЭС—ПС “Киевская”, что позволит обеспечить выдачу полной электрической мощности энергоблоков РАЭС и повысить надежность связи с энергосистемой.

Выводы

На основании анализа существующей энергетической ситуации в ОЭС Украины, а также прогнозной оценки её перспективы на ближайший период в статье отмечены основные факторы влияния энергосистемы на безопасность эксплуатации энергоблоков АЭС и даны оценки достаточности принимаемых на площадке АЭС компенсирующих мероприятия по их снижению.

Несмотря на вынужденное принятие на площадке АЭС компенсирующих мероприятий по снижению влияния энергосистемы на безопасность эксплуатации энергоблоков АЭС, полностью данная проблема может быть решена только в комплексе с мероприятиями по приведению ОЭС Украины в соответствие с современными требованиями.

Приведение ОЭС Украины в соответствие с современными требованиями нуждается в значительных капиталовложениях и должно решаться на государственном уровне, но данному вопросу уделяется недостаточное внимание.

Список литературы

1. *ГКД 34.20.507-2003*. Техническая эксплуатация электрических станций и сетей. Правила. — К., 2003.
2. *ПНАЭ Г-9-026-90*. Общие положения по устройству и эксплуатации аварийного электроснабжения атомных станций. — М.: Госпроматомнадзор СССР, 1991.
3. *ПНАЭ Г-9-027-91*. Правила проектирования систем аварийного электроснабжения атомных станций.
4. Руководство МАГАТЭ № NS-G-1.8 Проектирование систем аварийного электроснабжения атомных станций. — Вена, 2008.
5. *РД 210.006-90*. Правила технологического проектирования атомных станций (с реакторами ВВЭР). — М.: Минатомэнергопром СССР, 1990.
6. *ГОСТ 13109-97*. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. — К.: Госстандарт Украины, 1999.
7. *Тарасенко В. М.* Устойчивость энергосистемы по частоте и ее влияние на надежность и безопасность работы АЭС / В. М. Тарасенко, В. Н. Васильченко, А. И. Мехед и др. // *Ядерная и радиационная безопасность*. — 2001. — № 3.
8. *Тарасенко В. М.* О самозапуске электродвигателей собственных нужд АЭС / В. М. Тарасенко, В. Н. Васильченко, А. И. Мехед // *Ядерная и радиационная безопасность*. — 2001. — № 4.
9. Отчет по анализу безопасности. Дополнительные материалы по анализу безопасности. Энергоблок № 3 РАЭС. — Ч. 6: Анализ изменений и/или дополнительных факторов связи с энергосистемой. 22.3.145.ОБ.03.7.6. — К.: НАЭК “Энергоатом”, 2009.

Надійшла до редакції 24.03.2010.