

Глушенков Р. С.

ИССЛЕДОВАНИЕ КЛЮЧЕВЫХ АСПЕКТОВ ВНЕДРЕНИЯ РЕЖИМА СУТОЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ НА АЭС УКРАИНЫ

В статье осуществлена оценка и рассмотрены основные аспекты внедрения режима суточного регулирования мощности на энергоблоках АЭС Украины. Использование АЭС в этом режиме позволит увеличить маневренность энергосети, заместить маневренную генерацию устаревших ТЭС, в результате снизив зависимость государства от экспортируемых органических источников энергии.

Ключевые слова: АЭС Украины, суточное регулирование мощности, суточное изменение атомной генерации.

1. Введение

Энергетика Украины базируется на использовании традиционных видов (тепловых и гидро) электростанций, характеризуется малой долей генерации на возобновляемых источниках энергии и высокой долей производства электроэнергии с использованием АЭС. Энергосистема Украины имеет дефицит маневренных мощностей. Для осуществления суточного регулирования мощности (далее — СРМ) в объединенной энергосистеме Украины используются ГЭС (в частности ГАЭС), а для покрытия потребностей, которые они не в состоянии обеспечить (50–60 %) — ТЭС.

Большинство украинских ТЭС введены в эксплуатацию еще перед распадом СССР. Эти установки характеризуются сравнительно низкой экономичностью производства электроэнергии, высоким износом оборудования и существенной нагрузкой на окружающую среду. Практически все блоки ТЭС Украины выработали проектный ресурс, большая часть превысила границу физического износа, а некоторые границу запредельного срока эксплуатации. Стоит указать, что их проекты не предусматривали работу в режиме суточного регулирования мощности.

С выходом из эксплуатации ТЭС проблема замены маневренных мощностей будет неуклонно нарастать. Особенно это актуально в сложившейся политической обстановке в стране, когда поставка органических энергоносителей существенно осложнена или полностью ограничена. Исходя из этого, целесообразно заменить часть ТЭС в режиме СРМ на другие генерации, что также позволит продлить срок эксплуатации этих установок путем их эксплуатации в проектом режиме, а кроме того увеличит вариативность в использовании маневренных мощностей.

Учитывая то, что в Украине возможность для увеличения количества производимой «маневренной» электроэнергии на ГЭС (ГАЭС) ограничена и малую долю электростанций на возобновляемых источниках, эту функцию могут выполнить только атомные электростанции. АЭС генерируют почти половину от общей выработки электроэнергии в стране и, исходя из энер-

гетической стратегии Украины до 2030 года, эта доля будет увеличиваться [1].

В последние годы энергоблоки АЭС в виду переизбытка производственных мощностей энергосети нередко находились в резервах по требованию диспетчеров энергосети или эксплуатировались в течении длительных периодов на пониженной мощности, что в свою очередь приводило к высокой невыработке ими электроэнергии и, соответственно, низкому коэффициенту использования установленной мощности.

В сложившейся политической обстановке в энергосистеме Украины образовался дефицит энерго мощностей, что приводит к необходимости продлевать длительности топливных кампаний за счет их эксплуатации на пониженном уровне мощности в конце топливной кампании. Так же особенно острой стала проблема покрытия «маневренных» мощностей.

Эксплуатация АЭС в режиме СРМ позволила бы уменьшить экономические потери за счет продажи «маневренной» электроэнергии по более высокому тарифу повысить экономические показатели и решить проблему с недостатком маневренных мощностей в энергосети и органических энергоносителей. Именно поэтому оценка возможности использования, а также изучение ключевых аспектов и перспектив, связанных с возможным внедрением режима СРМ на АЭС Украины, становятся все более важной и актуальной.

2. Анализ литературных данных и постановка проблемы

Анализ маневренных режимов на АЭС достаточно широко раскрыт в международных источниках, например, в [2, 3]. Особенно это касается стран, в которых эти режимы уже эксплуатируются, таких как Германия и Франция. Особое внимание в этих работах уделено экономическим аспектам. Существует ряд работ [4] и на постсоветском пространстве, которые касаются в основном принципиальной возможности использовать АЭС, спроектированных в СССР, в режиме СРМ, а также некоторых аспектов (управление аксиальным офсетом, осуществление оптимального регулирования

мощности и т. п.), без которых внедрять данный режим нецелесообразно. Эти работы либо слишком подробно рассматривают один из многих технических аспектов данного режима [5], либо же рассматривают маневренные режимы на АЭС лишь в контексте небольшого раздела из особенностей эксплуатации и ремонта АЭС [6]. Можно говорить о том, что научных работ, которые бы максимально полно рассматривали внедрение режима СРМ именно на АЭС Украины с учетом специфики и особенностей, спроектированных еще в СССР энергоблоков, на данный момент нет.

3. Объект, цель и задачи исследования

Объект исследования — АЭС Украины.

Цель исследования — оценка возможности использования АЭС Украины в режиме СРМ и исследование ключевых аспектов внедрения указанного режима таких как: физические, технологические и экономические. Для достижения поставленной цели необходимо выполнить такие задачи:

1. Рассмотреть особенности энергосистемы Украины с точки зрения обеспечения СРМ, роль в ней АЭС.
2. Рассмотреть международный опыт эксплуатации в режиме СРМ АЭС.
3. Рассмотреть ключевые аспекты внедрения режима СРМ на АЭС Украины.
4. Рассмотреть имеющийся опыт эксплуатации в режиме СРМ типов энергоблоков АЭС, которые производят электроэнергию в Украине.
5. На основе имеющихся данных и материалов провести исследование ключевых аспектов внедрения данного режима. В частности, выбрать наиболее подходящего тип энергоблока, режим маневрирования, определить основные требования к реакторной установке.
6. Оценить перспективы внедрения режима СРМ на АЭС Украины, определить потребность в маневренной мощности, и оценить объемы органических энергоносителей, которые возможно высвободить при внедрении указанного режима.

4. Материалы и методы исследований ключевых аспектов внедрения режима СРМ на АЭС Украины

В работе использованы материалы по имеющемуся международному опыту в реализации режима СРМ, а также рассмотрена специфика АЭС Украины с точки зрения возможности реализации этого режима. В работе использованы следующие методы исследований: анализ, обобщения, систематизация, построение аналогий и синтез имеющихся данных.

4.1. Дефицит маневренных мощностей энергосистемы Украины. Маневренные мощности, которыми обладает энергосистема Украины, составляют только 9 % от общего производства электроэнергии, в то время как рекомендуемый уровень — 20 %. Разница между максимальной

и минимальной нагрузками энергосистемы («ночной провал») составила зимой 2011–2012 года — 7400 МВт, зимой 2012–2013 года — около 7000 МВт. В летний период это значение обычно на 35–40 % меньше (рис. 1).

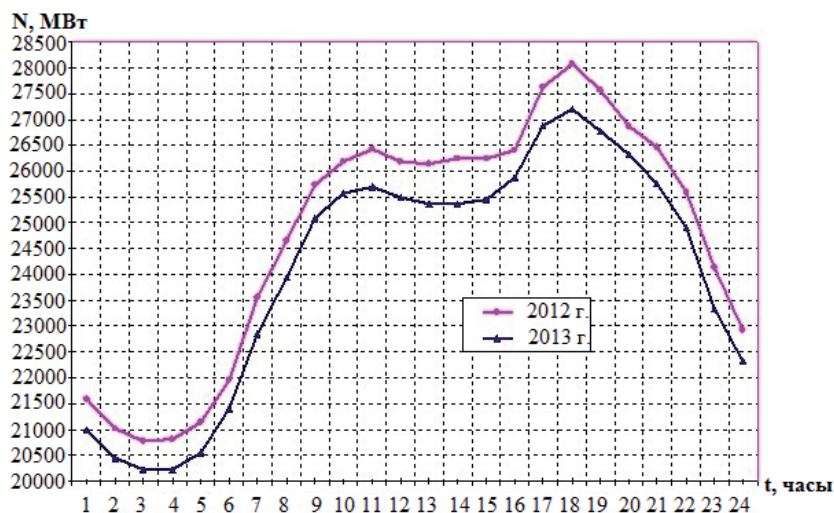


Рис. 1. Среднее потребление электрической мощности N в течение суток (будние дни января 2012 и 2013 годов)

Покрытие «пиковой» части суточного графика агрегатами ГЭС и ГАЭС обеспечивается только на 40–50 %. Остальная часть покрывается за счет ТЭС при их работе в маневренном режиме за счет остановки в ночной период (на 4–6 часов) около 17 энергоблоков зимой и 7 энергоблоков летом [7].

Практически все блоки ТЭС Украины выработали проектный ресурс (100 тыс. час.), более 85 % блоков превысили границу физического износа (200 тыс. час.), а 9 блоков — границу запредельного срока эксплуатации (300 тыс. часов) [8].

4.2. Краткое описание атомной энергетики Украины. В 2013 году атомной энергетикой Украины было произведено 83,2 млрд. кВт·час электроэнергии, что составило 42,9 % от общего производства электроэнергии в стране [9]. В Украине эксплуатируются четыре атомных электростанции с пятнадцатью энергоблоками [10].

На территории страны эксплуатируются реакторы, которые относятся к типу ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор, особенностью которого является то, что вода в нем выполняет функцию, как теплоносителя, так и замедлителя): два — ВВЭР-440 и тринадцать — ВВЭР-1000.

В Украине эксплуатируются следующие типы энергоблоков: В-213 (ВВЭР-440), так называемая «малая» серия ВВЭР-1000: В-302 и В-338, а также серийные ВВЭР-1000 — В-320. Рассмотрим некоторые особенности этих типов энергоблоков:

1. В-213 — присутствует 3 канала системы безопасности, включающие пассивную систему аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ).
2. В-302 и В-338 — в них по сравнению с прототипом реактора ВВЭР-1000 (В-187) модернизированы тепловыделяющие сборки, приводы СУЗ и выгородка реактора. В реакторе В-338 по сравнению с В-302 используется большее количество ОР СУЗ (61 вместо 49).
3. В-320 — серийные реакторы, в которых был модернизирован верхний блок реактора, днище шахты,

а кроме того было решено исключить главные запорные задвижки.

В энергетической стратегии Украины до 2030 года предусматривается увеличение доли производства атомной энергетики как за счет постепенного вывода из эксплуатации отработавших свой ресурс ТЭС, так и за счет введения в эксплуатацию новых мощностей АЭС [1].

По данным из открытых источников недобыработка ГП «НАЭК «Энергоатом» по причине диспетчерских ограничений за 8 месяцев 2013 года достигла 6,7 млрд. кВт·ч.

4.3. Режим СРМ на АЭС и европейские требования к энергоблокам, которые проектируются для работы в этом режиме. При раз-

витии атомной отрасли АЭС в основном рассматривались как энергетические установки, которые будут работать исключительно в базовом режиме. Основная причина этого была в том, что работа АЭС на номинальной мощности является, как правило, более эффективной. Кроме того, когда атомная энергетика только начала внедряться в энергосистемы различных государств, то их доля была очень мала, а маневренные возможности АЭС были обычно ограничены требованиями безопасности (например, срабатывание защиты в случае существенного изменения мощности).

С течением времени ситуация в ряде стран изменилась. Доля ядерной энергетики в национальных энергосистемах неуклонно росла и в некоторых из них стала настолько существенной, что возник вопрос реализации маневренных режимов на АЭС с целью адаптировать нагрузку с ежедневными или сезонными вариациями требуемой мощности. Также продолжалась и модернизация самих энергоблоков, которая позволила осуществлять их эксплуатацию более эффективно и с более высоким уровнем обеспечения безопасности. До настоящего времени существовали и продолжают частично оставаться субъективные причины (высокая стоимость органических энергоносителей, ограниченные водные ресурсы и др.), затрудняющие выполнение тепловыми электростанциями задаваемых графиков нагрузки и расширения генерации ГЭС и ГАЭС.

Можно выделить следующие три типа регулирования мощности [11]:

- работа в базовом режиме, когда поддерживается номинальная мощность при незначительных флуктуациях;
- первичное и вторичное регулирование частоты энергосети;
- режим СРМ.

Первичное регулирование — это автоматическое регулирование, основанное на изменении локальной частоты в сроки от нескольких секунд, чтобы установить баланс между производством и нагрузкой, а также ее стабилизации.

Вторичное регулирование (ручное или автоматическое) на выбранной установке или АЭС, производится для восстановления частоты и полезной мощности до их стационарных значений (в течение нескольких минут).

Режим суточного регулирования мощности АЭС — это использование программы изменения мощности, предусматривающей одно или два изменения мощности энергоблока (энергоблоков) в течение суток. Пример такой эксплуатации приведен на рис. 2.

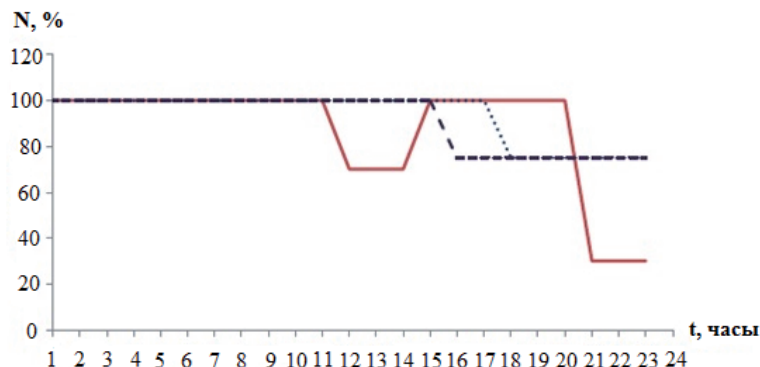


Рис. 2. Примеры изменения мощности энергоблока N в течение времени t в режиме СРМ

Требования к маневренным характеристикам могут быть разделены на две основные группы. Первой группе должны удовлетворять характеристики всех энергоблоков АЭС при любой структуре энергосистемы: участие в аварийном регулировании частоты и мощности для сохранения устойчивости энергосистем и АЭС при действиях противоаварийной автоматики, участие в первичном регулировании частоты.

Вторая группа включает в себя требования к энергоблокам АЭС в отношении планового регулирования неравномерности (суточной, недельной, сезонной) диспетчерских графиков нагрузки и перетоков мощности по межсистемным связям [4].

В частности, в европейских требованиях к современной реакторной установке, которая будет эксплуатироваться в режиме СРМ, указано следующее [12]:

1. Блок должен работать в непрерывном режиме в диапазоне от 50 до 100 % от его номинальной мощности N (но не ниже минимального уровня мощности). Тем не менее, рекомендуется наличие возможности эксплуатации реакторной установки при более низкой мощности (обычно до 20 %). Низкий уровень минимальной нагрузки может быть востребован оператором энергосети, когда уровень нагрузки уменьшается (например, ночью и в выходные дни).

2. Оборудование энергоблока должно позволять осуществление плановых и внеплановых нагрузок и разгрузок (то есть покрывать незапланированные изменения в потреблении электроэнергии) в 90 % времени эксплуатации всего топливного цикла. Такое ограничение связано с особенностями эксплуатации активной зоны в конце топливной кампании.

Блок должен быть способен изменять нагрузку со 100 % N до минимального уровня мощности, предполагаемого режимом СРМ, со скоростью 3 % N /мин. Более высокие скорости изменения мощности могут быть согласованы между оператором установки (установок) и оператором энергосети. РУ должна обеспечивать следующие количества вариаций, являющихся переходом от максимальной мощности до минимальной нагрузки и обратно на полную мощность:

- 2 раза в день;
- 5 дней в неделю;
- 200 раз в год.

Нагрузка и разгрузка в реакторах PWR, работающих в режиме СРМ должна быть проведена без корректировки концентрации бора в теплоносителе во время маневра.

Топливо должно быть сконструировано таким образом, чтобы избежать ограничений на скорость увеличения мощности для горячих пусков установки (запуск после горячего останова, после работы на номинальных или вблизи номинальных параметров без выхода в холодный останов), а также для холодного пуска.

1. Блок должен быть способен принимать участие в первичном регулировании частоты энергосети.

2. Проект энергоблока должен осуществлять вторичное регулирование (опционально).

3. Установка должна быть в состоянии внести свой вклад в восстановление энергосети. Если установка принимает участие в восстановлении поставок клиентам, то она должна быть способна обеспечивать незапланированные пиковые нагрузки шагом до 10 % N.

4.4. Режим СРМ реализованный в Европейском Союзе. Пример Франции. Режим СРМ реализованный на реакторах типа PWR во Франции. Как видно из рис. 3 во Франции более 75 % электроэнергии производится на атомных электростанциях. Оставшуюся генерацию обеспечивают ГЭС, а также ТЭС, кроме того существует малая доля производства электроэнергии на возобновляемых источниках.

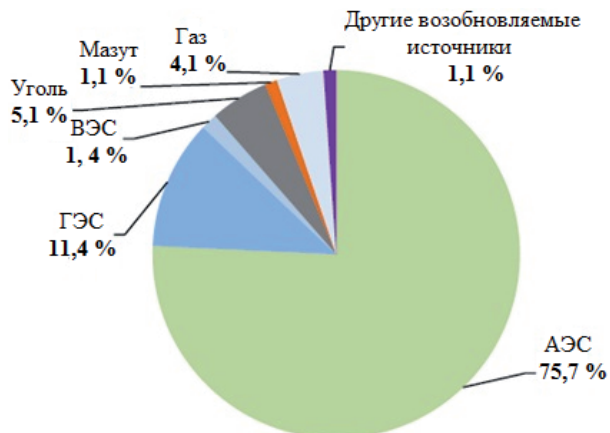


Рис. 3. Доля производства электроэнергии во Франции между генерациями в 2009 году [13]

Поскольку доля атомной энергии в национальной энергетике Франции высока, некоторые атомные электростанции работают в режиме СРМ, пример такой работы представлен на рис. 4.

На рис. 4 представлена работа атомной генерации во Франции в 2010 году, а также суточное изменение атомной генерации G_{24} (в процентах от средней атомной генерации в этот день), определяется как:

$$G_{24} = \frac{G_{\max} - G_{\min}}{G_{\text{ср}}}, \quad (1)$$

где G_{\max} — максимальное изменение атомной генерации за сутки; G_{\min} — минимальное изменение атомной генерации за сутки; $G_{\text{ср}}$ — среднее значение атомной генерации за сутки.

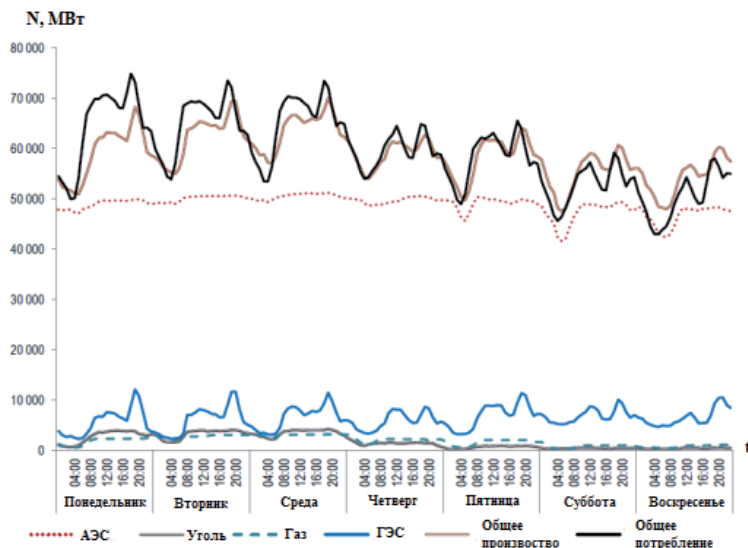


Рис. 4. Пример изменения мощности N французской энергосети в течение недели в ноябре 2010 года [14]

При таком определении, ежедневное изменение атомной генерации, как правило, меньше чем 5–10 % от общего количества производимой электроэнергии на АЭС Франции. Среднесуточная вариация атомной генерации в 2010 году составляет около 6,7 %. Тем не менее, для некоторых периодов, ежедневное изменение может быть выше 20 %.

Высокая зависимость от ядерной энергетики во Франции, таким образом, создает некоторые технические трудности, так как реакторы должны коллективно использоваться в режиме суточного регулирования мощности. Так как электричество не может быть законсервировано, выходная генерация электроэнергии должна быть в точности равна потреблению во все время. Любое изменение спроса или производства электроэнергии на данном временном отрезке сети сразу же оказывает влияние на всю систему.

Основу атомной энергетики Франции составляют реакторы типа PWR (аналог ВВЭР). Есть два основных способа изменения выходной мощности этих реакторов: регулируемыми стержнями и борной кислотой. Использование органов регулирования для снижения мощности вызывает поглощение нейтронов в верхней части активной зоны. При длительном использовании такого регулирования создается дисбаланс в топливе в виду того, что нижняя часть ТВС становится менее выгоревшей (более реактивной), чем верхняя. Добавление же бора в теплоноситель изменяет реактивность равномерно, но при этом образуется большее количество радиоактивных отходов, а регулирование характеризуется высокой стоимостью и длительными промежутками времени необходимыми для его реализации.

Таким образом, чтобы минимизировать эти последствия последние 25 лет «Électricité de France» (EdF) в каждом реакторе PWR заменила стержни на менее поглощающие «серые», которые весят меньше с нейронной точки зрения, чем обычные стержни, и позволяют производить устойчивое изменение выходной мощности [3].

Реакторы PWR, как и ВВЭР, в начале работы топливного цикла являются очень гибкими в регулировании, так как в активной зоне свежее топливо и присутствует

высокий запас реактивности. Однако когда топливный цикл проходит около 65 % своей длительности то управление реактором становится менее гибкими, и доля таких реакторов в режиме СРМ стремительно уменьшается. Когда реакторы проходят 90 % топливного цикла, то они участвуют только в регулировании частоты, и, по сути, никакого изменения мощности не допускается (за исключением необходимых изменений для обеспечения безопасности). Так в самом конце цикла, они работают на постоянной выходной мощности и не регулируют нагрузки до следующей перегрузки топлива. Réseau de Transport d'Électricité (RTE — французский оператор энергосетей) осуществляет постоянный контроль всех французских предприятий и определяет, какие станции использовать для участия в режиме СРМ.

4.5. Нейтронно-физические, технические и экономические аспекты осуществления режима СРМ на АЭС Украины

4.5.1. Нейтронно-физические аспекты осуществления режима СРМ

Есть несколько важных нейтронно-физических эффектов, которые ограничивают возможности изменений мощности в легководных ядерных реакторах:

1. Саморегулирование реактора при изменении температуры теплоносителя

Свойство саморегулирования присуще реакторам, обладающим отрицательными эффектами реактивности. Изменения температуры, которые неизбежны в работе реактора, могут привести к значительным изменениям реактивности. Коэффициент размножения изменяется с температурой, по крайней мере, по двум причинам: во-первых, с изменением ядерных свойств, связанных с формированием энергетического спектра нейтронов и доплер-эффектом, во-вторых, в связи с изменением плотности материалов (прежде всего, замедлителя и отражателя), что приводит к изменению средних пробегов нейтронов и утечке их из реактора [15].

Во время увеличения температуры теплоносителя происходит его расширение и, следовательно, его плотность уменьшается. В связи с этим замедление нейтронов проходит менее эффективно и реактивность уменьшается.

2. Эффект Доплера

Этот эффект обусловлен тем, что сечения взаимодействия с нейтронами зависят от температуры топлива и скоростей нейтрона и атомного ядра. Резонансные сечения нуклидов имеют сильно выраженные пики при определенных энергиях нейтрона. При увеличении температуры топлива T_f расширение резонансных пиков приводит к изменению микроструктуры спектра нейтронов в области резонансных энергий. Вследствие этого меняются и скорости реакций. Прежде всего, увеличение температуры топлива приводит к увеличению резонансного поглощения в ^{238}U , так как изменение резонансных сечений у делящихся нуклидов мало и при небольших обогащениях топлива им можно пренебречь.

Увеличения скоростей деления и захвата в ^{235}U и ^{239}Pu частично компенсируют друг друга. Поэтому увеличение температуры топлива приводит к возникновению отрицательного температурного эффекта реактивности (эффект Доплера) из-за увеличения поглощения нейтронов в ^{238}U [15].

3. Отравление реактора (ксеноновые колебания)

Под отравлением реактора понимается поглощение нейтронов короткоживущими радиоактивными продуктами деления (как непосредственно осколками деления,

так и продуктами их последовательного радиоактивного распада), имеющими высокое сечение поглощения в тепловой области энергий. Концентрация этих ядер за сравнительно короткое время достигает равновесного значения. Отравление реактора практически полностью определяется ядрами ^{135}Xe [16].

Изменение мощности реактора вызывает переходный ксеноновый процесс, связанный с изменением общего количества ядер ^{135}Xe в активной зоне и соответствующим изменением реактивности. При ненулевой выходной мощности, характерной особенностью изменения реактивности является наличие экстремума. По характеру доминирующих эффектов различают следующие основные этапы ксеноновых переходных процессов:

— выгорание ксенона — рост реактивности после подъема мощности (концентрация ^{135}Xe уменьшается за счет поглощения нейтронов);

— отравление — уменьшение реактивности непосредственно после снижения мощности или после достижения максимума реактивности в ходе выгорания ксенона (концентрация ^{135}Xe увеличивается за счет распада ядер ^{135}I);

— разотравление — рост реактивности после достижения минимума в ходе отравления (доминирует распад ядер ^{135}Xe).

Для поддержания постоянной мощности изменение реактивности в ходе ксеноновых процессов компенсируют изменением содержания поглотителя в активной зоне путем водообмена и/или движения ОР СУЗ.

4. Неравномерность поля энерговыделения

Изменение уровня мощности реактора приводит к изменению аксиальной (высотной) температуры охлаждающей жидкости, в связи с изменением температурного градиента в активной зоне. Соответственно меняются и локальные свойства теплоносителя. В верхней части при наличии меньшей плотности теплоносителя в связи с увеличением его температуры свойства замедления хуже, чем в нижней.

Неравномерность поля энерговыделения так же характеризуется изменением распределения по объему активной зоны ядер ^{135}Xe . Для эксплуатации реактора практическое значение имеют аксиальные (высотные) и диаметральные ксеноновые колебания [17].

5. Выгорание топлива

В результате взаимодействия нейтронов с ядерным топливом возникают осколки деления, если произошло деление, или образуются новые неделящиеся ядра, если происходит радиационный захват нейтронов. Новые ядра сами по себе не устойчивые и в результате радиационных превращений переходят в новые ядра. Таким образом, в реакторе происходит непрерывное изменение изотопного состава топлива. Идет постоянное накопление продуктов деления в ядерном реакторе. В процессе работы реактора идет убыль загруженного делящегося материала, может идти наработка новых делящихся материалов, которые, в свою очередь, делятся, т. е. вносят определенную долю в энерговыделение реактора. Изменение количества ядерного топлива приводит к изменению коэффициента размножения реактора и, следовательно, к изменению запаса реактивности. Уменьшение количества загруженного делящегося материала называется выгоранием.

4.5.2. Технические аспекты

Одним из наиболее важных требований для осуществления режима СРМ (или любого значительного

Таблица 1

Энергоблоки АЭС Украины

Название АЭС	Энерго-блок	Реакторы	Тип реактора	Мощность, МВт	Пуск	Продление эксплуатации
Запорожская	1	ВВЭР-1000	В-320	1000	1984	—
	2	ВВЭР-1000	В-320	1000	1985	—
	3	ВВЭР-1000	В-320	1000	1986	—
	4	ВВЭР-1000	В-320	1000	1987	—
	5	ВВЭР-1000	В-320	1000	1989	—
	6	ВВЭР-1000	В-320	1000	1995	—
Ривненская	1	ВВЭР-440	В-213	420	1980	20 лет
	2	ВВЭР-440	В-213	415	1981	20 лет
	3	ВВЭР-1000	В-320	1000	1986	—
	4	ВВЭР-1000	В-320	1000	2004	—
Хмельницкая	1	ВВЭР-1000	В-320	1000	1987	—
	2	ВВЭР-1000	В-320	1000	2004	—
Южно-Украинская	1	ВВЭР-1000	В-302	1000	1982	10 лет
	2	ВВЭР-1000	В-338	1000	1985	—
	3	ВВЭР-1000	В-320	1000	1989	—

изменения мощности) является достаточный уровень надежности топлива. Маневренность реактора может быть ограничена ограничениями по количеству циклов нагружения, потому что топливо претерпевает значительные вариации линейной нагрузки на тепловыделяющие элементы.

Кроме этого существенные нагрузки испытывает турбинное оборудование. При снижении мощности происходит снижение температуры первого контура, что в свою очередь понижает температуру рабочего тела. Это приводит к увеличению количества капель в паре, которые наносят существенный ущерб турбинному оборудованию.

4.5.3. Экономические аспекты режима СРМ

При внедрении режима СРМ неизбежно ухудшение таких экономических показателей как: коэффициент использования установленной мощности, топливной составляющей себестоимости электроэнергии, капитальных затрат на ремонт оборудования. Кроме этого внедрение указанного режима приведет к существенным финансовым затратам на модернизацию оборудования.

Все эти негативные эффекты возможно покрыть либо за счет увеличения тарифа для атомной энергетики или же за счет принятия стоимости 1 кВт маневренной мощности. Учитывая то, что производство электроэнергии на АЭС на текущий момент является наиболее экономически выгодным по сравнению с другими генерациями, то несмотря на повышение на тарифы для производства 1 кВт атомной энергетики это бы снизило затраты по всей энергосети Украины.

4.5.4. Дополнительные аспекты в контексте внедрения режима СРМ на АЭС Украины

Помимо, указанных выше аспектов можно выделить еще и политические. Внедрение чего-либо зачастую сопряжено с политико-экономическими сложностями, когда внедрение технологий и процессов осложнено из-за отсутствия финансирования по политическим причинам. Потому внедрение режима СРМ на АЭС Украины помимо всего требует и стабильной политической и экономической обстановки в стране, так как это внедрение подразумевает под собой длительный и дорогостоящий процесс.

4.6. Возможность работы энергоблоков АЭС Украины в режиме СРМ. Как видно из табл. 1 на АЭС Украины эксплуатируются реакторы ВВЭР различных типов. Эти реакторы используются для работы в режиме несения базовой нагрузки. Тем не менее, с 1980 года было выполнено несколько тестов и экспериментов их работы в режимах с переменной нагрузкой. Например, в начале 1980 г. на реакторах ВВЭР-440 в Германии (АЭС Рейнсберг и Грайфсвальд) осуществили режим работы с синусоидальным изменением мощности (с периодом 20–30 ч). Основной целью этих испытаний было увеличить длину топливного цикла, а также производство большей мощности в течение дня, нежели в ночное время [3]. Возможность осуществления маневренных режимов была значительно увеличена с появлением реакторов ВВЭР-1000 [4]. Это стало возможным благодаря реализации значительных улучшений различных систем: водообмена, контроля измерений и управления реакторной установкой (например, измерения основных параметров активной зоны, лучшего регулирования мощности) и т. д. Возможность использования реактора ВВЭР-1000 В-320 была протестирована на энергоблоке № 2 Хмельницкой АЭС в 2006 году.

Для решения технических аспектов, изложенных в п. 4.4, в частности неравномерности поля энерговыделения, на энергоблоке № 2 Хмельницкой АЭС использовать внедренные на АЭС Украины усовершенствованные алгоритмы для управления аксиальным распределением поля энерговыделения в активных зонах ВВЭР-1000 [18]. Использование этих алгоритмов позволит отказаться от использования борной кислоты в качестве инструмента по регулированию мощности, а также не проводить замену ОР СУЗ на более облегченные «серые».

При использовании У-алгоритмов состав и расположение ОР СУЗ управляющих групп обеспечивает эффективное управление мощностью и высотным распределением энерговыделения активной зоны реактора при минимальной деформации радиального распределения. Это обеспечивает оптимальное и эффективное управление мощностью реактора и высотным распределением энерговыделения при минимальной деформации радиального распределения энерговыделения [17].

5. Результаты исследований ключевых аспектов внедрения режима СРМ на АЭС Украины

5.1. Возможность использования АЭС Украины в режиме СРМ: преимущества и недостатки. Исходя из текущего опыта и ключевых аспектов эксплуатации энергоблоков ВВЭР в режиме СРМ, можно утверждать, что существует принципиальная возможность использования их для этого режима при условии осуществления модернизации оборудования.

Недостатки и основные сложности работы энергоблоков АЭС Украины в режиме СРМ:

1. Изначально ни энергоблок, ни ядерное топливо не проектировались для эксплуатации в этом режиме. Переход на данный режим неизбежно требует модернизации оборудования.

2. Маневренный режим приведет к образованию большего количества РАО за счет увеличения интенсивности водообмена.

3. Необходимость обоснования безопасной эксплуатации энергоблока у генерального конструктора РУ (ОКБ «Гидропресс», г. Подольск, РФ) и согласование данного обоснования безопасности в регулирующем органе (ГИЯРУ).

4. Выполнение глубокой экономической оценки целесообразности перевода энергоблока в маневренный режим. В случае положительной оценки, потребуются также проведение опытной эксплуатации энергоблока в маневренном режиме в течение не менее одной топливной кампании [19].

Плюсы перевода АЭС Украины на маневренный режим эксплуатации:

1. Возможность продажи на энергорынок части электроэнергии (так называемой маневренной составляющей) дороже базового тарифа для электроэнергии, вырабатываемой на АЭС.

2. Поддержание стабильности энергосистемы в условиях суточного/сезонного изменения потребления.

3. Уменьшение простоя энергоблоков в резервах.

4. В соответствии с обновленной стратегией развития энергетики до 2030 года предусматривается дальнейший рост доли атомной энергетики в производстве электроэнергии, что в будущем приведет к необходимости внедрения такого режима в виду возможной нехватки установок работающих на других источниках, таких как ТЭС.

5. Замена устаревших и более дорогостоящих в производстве «маневренной» электроэнергии ТЭС.

6. Увеличение маневренности самой сети за счет использования большего количества энергоустановок, участвующих в регулировании.

7. Уменьшение зависимости от органических источников энергии.

5.2. Оценка преимуществ и недостатков различных типов энергоблоков АЭС Украины при эксплуатации в режиме СРМ. Определение основных требований и выбор режима маневрирования для опытной эксплуатации

5.2.1. Оценка преимуществ и недостатков различных типов энергоблоков АЭС Украины при эксплуатации в режиме СРМ

Исходя из особенностей энергоблоков АЭС Украины можно выделить преимущества и недостатки каждого типа энергоблока для его работы в режиме СРМ.

Два реактора ВВЭР-440 тип В-213 эксплуатируются на Ривненской АЭС. Преимуществом этого типа энергоблока является следующее:

— в реакторах этого типа отсутствует проблема с ксеноновыми колебаниями в виду малых размеров активной зоны и относительно невысоких значений энерговыделения;

— кроме этого в РНЦ «Курчатовский институт» в 2009 году было проведено обоснование эксплуатации активной зоны энергоблока № 2 Ривненской АЭС в режиме недельно-суточного регулирования;

— на этих энергоблоках внедрено топливо второго поколения, которое предусматривает возможность обеспечить более чем в два раза большее количество циклов нагружения, чем в ТВСА ВВЭР-1000, что является важным преимуществом в условиях переменных нагрузок топлива.

Тем не менее, существует и ряд недостатков:

— относительно малая мощность, которая не позволит существенно изменить показатель G ;

— оба блока Ривненской АЭС находятся на продлении срока эксплуатации и уже исчерпали свой проектный ресурс, что само-собой характеризует высокий износ оборудования, которое во время работы в режиме СРМ будет испытывать дополнительные нагрузки.

Реакторы ВВЭР-1000 «малой серии» эксплуатируются на Южноукраинской АЭС: энергоблок № 1 (В-302) и энергоблок № 2 (В-338). По сравнению с реакторами ВВЭР-440 они обладают более высокой мощностью и позволяют существенно изменить показатель G . Однако у них есть ряд недостатков:

— на этих реакторах не внедрены У-алгоритмы, а зона достаточно велика для возникновения ксеноновых колебаний, что значительно усложняет управление реакторной установкой во время изменения мощности;

— в виду больших размеров активной зоны и относительно высоких значений энерговыделения в этих реакторах существуют сложности с контролем ксеноновых колебаний;

— сравнительно малое количество возможных циклов нагружения ТВСА, а топливо нового поколения та текущий момент не планирует внедряться;

— энергоблок № 1 исчерпал свой проектный термин эксплуатации в 2013 году, а энергоблок № 2 исчерпает свой проектный срок уже 12 мая 2015 года [20].

Реакторы ВВЭР-1000 тип В-320 эксплуатируются на энергоблоках № 1–6 Запорожской АЭС, № 3 и № 4 Ривненской АЭС, № 1 и № 2 Хмельницкой АЭС, а также энергоблоке № 3 Южно-Украинской АЭС. Можно выделить следующие преимущества данного типа энергоблока:

— мощность, как и «малой серии» составляет 1000 МВт, что предоставляет широкий диапазон для изменения мощности сети;

— на всех установках внедрены У-алгоритмы;

— этот тип установок эксплуатируется меньший срок по сравнению с другими типами. Например, срок эксплуатации энергоблоков № 4 РАЭС и № 2 ХАЭС не превышает 10 лет;

— на энергоблоке № 3 ЮУАЭС проходит опытную эксплуатацию топливо компании «Westinghouse», при введении его в промышленную эксплуатацию существует возможность эксплуатации его в указанном режиме.

К недостаткам можно отнести:

— несколько энергоблоков близки к исчерпанию проектного срока эксплуатации (30 лет, табл. 1);

— сложность с контролем ксеноновых колебаний;

— сравнительно малое количество возможных циклов нагружения ТВСА, а также и топлива нового поколения ТВСА-12.

Так же стоит рассмотреть вариант с введением в эксплуатацию реакторной установки новейшего типа, которая в самом проекте будет включать в себя возможность работы реакторной установки в режиме СРМ. К примеру, любая установка, которая будет отвечать требованиям, изложенным в [12].

Преимуществом данного выбора можно считать то, что не требуется дорогостоящей модернизации оборудования, которая необходима для существующих типов

энергоблоков. Кроме этого не потребуются дополнительные обоснования и экспертизы.

Недостатками такого варианта являются достаточно субъективная причина — это необходимость серьезных финансовых вливаний в постройку нового энергоблока.

Наиболее подходящим вариантом однозначно является постройка нового энергоблока, но также достаточно перспективными вариантами можно считать эксплуатацию энергоблоков ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 (тип В-320), которые наименее исчерпали свой ресурс (энергоблоки № 6 ЗАЭС, № 4 РАЭС и № 2 ХАЭС).

5.2.2. Определение основных требований и выбор режима маневрирования для опытной эксплуатации на существующих энергоблоках

Исходя из анализа типов энергоблоков, представленном в разделе 5.2, можно выделить следующие энергоустановки, которые наиболее подходят для работы в режиме СРМ в режиме опытной эксплуатации в объединенной энергосистеме Украины: № 6 ЗАЭС, № 4 РАЭС и № 2 ХАЭС суммарной мощностью 3000 МВт. Энергосеть Украины характеризуется изменениями мощности, как сезонными, так и в течение суток (рис. 1). Исходя из особенностей энергоблоков ВВЭР-1000 тип В-320, а также взяв за основу требования к современным АЭС для работы в режиме СРМ, приведенных в разделе 1, можно задать следующие основные требования для указанных выше трех энергоблоков:

1. Блок должен быть способен работать в непрерывном режиме в диапазоне от 75 (80) до 100 % от его номинальной мощности N (50–100 % для ВВЭР-440).

2. Разгрузка и нагрузка должна осуществляться с регламентной скоростью не больше 3 % $N_{\text{ном}}/\text{мин}$.

3. РУ должна обеспечивать следующие количества вариаций, являющихся переходом от максимальной мощности до минимальной нагрузки и обратно на полную мощность:

- 2 раза в день;
- 5 дней в неделю;
- не более 200 раз за топливную кампанию для ВВЭР-1000 и не более 250 для ВВЭР-440.

Нагрузка и разгрузка реакторов, работающих в режиме СРМ, должна быть проведена с минимальной корректировкой концентрации бора в теплоносителе во время маневра.

1. Должна быть проведена максимально возможная модернизация, как топлива, так и турбинного оборудования.

2. Блок должен быть способен принимать участие в первичном регулировании частоты энергосети.

6. Обсуждение результатов исследования ключевых аспектов внедрения режима СРМ на АЭС Украины

Используя элементарные алгебраические формулы несложно определить маневренную мощность, которую можно получить при переходе АЭС Украины на режим СРМ. При переходе трех энергоблоков на этот режим возможно обеспечить потребность в маневрировании в размере: $750 \text{ МВт} - 5 \% N_{\text{на собственные нужды}} = 712,5 \text{ МВт}$ используя трех энергоблоков ВВЭР-1000 (режим 75 %–100 %–75 %), а так же $417 \text{ МВт} - 5 \% N_{\text{на собственные нужды}} = 396,1 \text{ МВт}$ при эксплуатации двух энергоблоков ВВЭР-440 (режим 50 %–100 %–50 %).

Таким образом, без постройки нового энергоблока существует возможность обеспечить энергосистему Украины суммарной «маневренной» мощностью 1108,6 МВт, которая смогла бы покрыть седьмую часть потребности в маневренной мощности, требуемой в зимнее время. Используя коэффициенты перехода электрической энергии в условное топливо получаем, что выработка такого количества электроэнергии эквивалентна потреблению 3219,37 тонн условного топлива или 2789,75 тыс. м³ природного газа ежедневно. Таким образом, за год получится сэкономить 1,018 млрд. м³ газа или 1,175 млн. тонн условного топлива.

Введение в эксплуатацию современной реакторной установки мощностью в 1200 МВт, позволило так же внести 570 МВт (режим 50 %–100 %–50 %) маневренной мощности, что вместе с существующими установками позволило бы обеспечить 1678,6 МВт маневренной мощности. Использование еще двух существующих энергоблоков или постройка еще одного позволили бы полностью отказаться от использования ТЭС для покрытия суточных пиков энергосети в летний период за исключением нескольких установок, которые бы находились в резерве.

7. Выводы

Как показывает опыт АЭС Франции и Германии, а также эксперименты, проведенные в Украине, существует принципиальная возможность осуществления эксплуатации АЭС в переменной нагрузке с одним или двумя крупными изменениями мощности в течение дня. Такие изменения мощности смогут сбалансировать сезонные, ежедневные и еженедельные изменения мощности в соответствии со спросом. В виду того, что атомные электростанции Украины имеют большую долю в производстве электроэнергии в национальной, а также в сложившейся политической обстановке в стране, энергосети, внедрение на них режима СРМ выглядит особенно актуальным.

На основе проведенного в статье анализа и исследований можно сделать следующие выводы:

1. Наиболее подходящим типом энергоблоков из эксплуатируемых на текущий момент для работы в режиме СРМ являются ВВЭР-1000 тип В-320. Для осуществления опытной эксплуатации целесообразно будет использовать самые новые из них, в которых не так высок износ оборудования. Также возможна эксплуатация в этом режиме и реакторов ВВЭР-440.

2. В статье приведены основные требования к работе таких энергоблоков.

3. Наиболее серьезным препятствием для начала работы в режиме СРМ является модернизация топлива и турбинного оборудования, в виду того, что проекты этих энергоблоков не предусматривали эксплуатацию в переменных нагрузках.

4. Осуществление режима СРМ позволило бы увеличить маневренность для украинской энергосети, уменьшить зависимость от участия ТЭС в маневрировании мощности. Уменьшить расходы всей энергосети на производство электроэнергии.

5. Внедрения режима СРМ позволило бы диверсифицировать источники производства «маневренной» электроэнергии.

В целом участие украинских АЭС в режиме СРМ имеет свои преимущества и недостатки, которые заслу-

живают более глубокого исследования, особенно касающихся нейтронно-физических процессов в активной зоне, а также экономических аспектов. Однако их внедрение открывает широкие перспективы для будущего украинских АЭС, особенно с внедрением новых типов энергоустановок и ядерного топлива, которые в самом проекте включают в себя работу в таком режиме. Также существенным преимуществом является диверсификация производства «маневренной» электроэнергии, которая особенно актуальна в сложившейся политической обстановке.

Литература

1. Энергетична стратегія України [Електронний ресурс] / Енергоатом — оператор АЕС України. — Режим доступу: \www/URL: <http://www.energoatom.kiev.ua/ua/about/strategy>
2. Persson, J. Additional Costs for Load-following Nuclear Power Plants. Experiences from Swedish, Finnish, German, and French nuclear power plants [Text] / J. Persson, K. Andgren, H. Henriksson, J. Loberg, C. Malm, L. Pettersson, J. Sandström, T. Sigfrids. — *Elforsk rapport 12:71*. — Stockholm, Sweden, 2012. — 54 p.
3. Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants [Electronic resource] / Nuclear Development. — Nuclear Energy Agency, OECD, June 2011. — 52 p. — Available at: \www/URL: <http://www.oecd-nea.org/ndd/reports/2011/load-following-npp.pdf>
4. Аминов, В. А. АЭС с ВВЭР: Режимы, Характеристики, Эффективность [Текст] / В. А. Аминов, А. С. Хрусталева, А. И. Осадчий. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 264 с.
5. Баскаков, В. Е. Алгоритм эксплуатации энергоблока АЭС с ВВЭР в поддержании суточного баланса мощности энергосистемы [Текст] / В. Е. Баскаков, М. В. Максимов, О. В. Маслов // Труды Одесского политехнического университета. — 2007. — № 2(28). — С. 56–60.
6. Воронин, Л. М. Особенности эксплуатации и ремонта АЭС [Текст] / Л. М. Воронин. — М.: Энергоиздат, 1981. — 168 с.
7. Халатов, А. А. Возможность использования электрической энергии для теплоснабжения населения и в коммунально-бытовой сфере Украины. Часть 1 [Текст] / А. А. Халатов, Н. П. Тимченко, А. И. Сигол, Д. И. Розинский // Пром-электро. — 2014. — № 3. — С. 18–21.
8. Халатов, А. А. Современное состояние и перспективы использования газотурбинных технологий в тепловой и ядерной энергетике, металлургии и ЖКХ Украины. Часть 1 [Текст] / А. А. Халатов, К. А. Ющенко // Промышленная тепло-техника. — 2012. — Т. 34, № 6. — С. 30–45.
9. Nuclear Power in Ukraine [Electronic resource] / World Nuclear Association. — 2015. — Available at: \www/URL: <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-T-Z/Ukraine/>
10. Атомная энергетика Украины [Электронный ресурс] / Википедия — свободная энциклопедия. — Режим доступа: \www/URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Атомная_энергетика_Украины
11. Lokhov, A. Load-following with nuclear power plants [Electronic resource] / A. Lokhov // NEA updates, NEA News. — 2011. — № 29,2. — P. 18–20. — Available at: \www/URL: <http://www.oecd-nea.org/nea-news/2011/29-2/nea-news-29-2-load-following-e.pdf>
12. Roche, B. The European utility requirement document (EUR) [Text] / B. Roche // Nuclear Engineering and Design. — 2001. — Vol. 209, № 1–3. — P. 39–45. doi:10.1016/S0029-5493(01)00386-7
13. Electricity generation by fuel. France [Electronic resource] / IEA/OECD Electricity Statistics. — Available at: \www/URL: <http://energyatlas.iea.org/?subject=-1118783123>
14. Réseau de transport d'électricité, France [Electronic resource] / Electrical Energy Statistics for France. — 2010. — Available at: \www/URL: <http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/telecharge.jsp>
15. Температурный коэффициент реактивности, связанный с эффектом Доплера [Электронный ресурс] / Ядерная энергия. — Режим доступа: \www/URL: <http://nuclearenergy.ru/content/view/41/230/>. — 28.01.2008.
16. Широков, С. В. Нестационарные процессы в ядерных реакторах АЭС [Текст] / С. В. Широков. — Киев, 2002. — 286 с.
17. Борис, В. П. Учебное пособие по управлению энерговыделением активной зоны реактора с ВВЭР-1000 с помощью усовершенствованных алгоритмов [Текст] / В. П. Борис, В. В. Грабко. — ОП «РАЭС», 2009. — 40 с.
18. Отчет о проведении первого этапа испытаний маневренных характеристик энергоблока № 2 [Текст]. — ОП ХАЭС № 2. ЯБ.0171.ОТЧ-06. — Нетшин, 2006. — С. 12.
19. НП 306.2.106-2005. Требования к проведению модификаций ядерных установок и порядку оценки их безопасности. — ГКЯР Украины, 2005.
20. Проектний термін експлуатації другого енергоблоку Южно-Української АЕС завершиться 12 травня 2015 року [Електронний ресурс] / Южно-Українська АЕС. Офіційний сайт Южно-Українського енергокомплексу. — Режим доступу: \www/URL: <http://www.sunpp.mk.ua/ru/ltoc/1779>. — 14.03.2014.

ДОСЛІДЖЕННЯ КЛЮЧОВИХ АСПЕКТІВ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЖИМУ ДОБОВОГО РЕГУЛЮВАННЯ ПОТУЖНОСТІ НА АЕС УКРАЇНИ

У статті здійснено оцінку та розглянуто основні аспекти впровадження режиму добового регулювання потужності на енергоблоках АЕС України. Використання АЕС в режимі добового регулювання потужності дозволить збільшити маневреність енергомережі, замінити маневрену генерацію застарілих ТЕС, в результаті знизивши залежність держави від органічних джерел енергії.

Ключові слова: АЕС України, добове регулювання потужності, добове змінення атомної генерації.

Глушенко Роман Сергєєвич, аспірант, кафедра енергетических систем, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», Україна, e-mail: rs.glushenkov@gmail.com.

Глушенко Роман Сергійович, аспірант, кафедра енергетических систем, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», Україна.

Glushenkov Roman, National Technical University of Ukraine «Kyiv Polytechnic Institute», Ukraine, e-mail: rs.glushenkov@gmail.com