

## 1.1. Условия работы АЭС в энергосистемах

Перспективы развития ядерной энергетики. Среднегодовые темпы роста энергетических потребностей в мире составляют около 4%. Несмотря на некоторое прогнозируемое снижение их в будущем, уровень энергопотребления к 1985 г. достигнет  $(0,76 - 1,26) \cdot 10^{17}$ , а к 2000 г.  $(1,26 - 2,52) \cdot 10^{17}$  ккал/год [1-2]. Полные мировые разведанные энергетические запасы, по данным работы [3], не превышают  $1,26 \cdot 10^{19}$  ккал. Очевидно, что даже при самых благоприятных обстоятельствах — отсутствии роста народонаселения и энергопотребления на душу населения после 2000 г. — эти запасы иссякнут в первой половине XXI столетия. Таким образом, уже сейчас назрела необходимость перехода к новым энергетическим источникам в мировом масштабе. Особенно остро этот вопрос встает в странах с малыми запасами природного топлива. Единственным новым промышленно освоенным энергетическим источником в настоящее время является ядерная энергетика.

Во многих промышленно развитых странах взят курс на широкое строительство атомных электростанций (АЭС), в основном, с реакторами на тепловых нейтронах. В условиях повышающихся цен на органическое топливо конкурентоспособность АЭС по отношению к тепловым электростанциям (ТЭС) растет. Этот объясняется тем, что топливная составляющая стоимости электроэнергии, вырабатываемой на зарубежных АЭС, составляет 20-40%, в то время как для ТЭС она превышает 60%. К тому же если топливная составляющая ТЭС почти полностью обусловлена стоимостью самого топлива, то стоимость природного урана не превышает 50% стоимости всей топливной составляющей.

Советский Союз является одной из немногих стран мира, в которой развитие энергетики базируется только на собственных топливно-энергетических ресурсах. Запасы органического топлива и гидроресурсов в СССР еще довольно велики, однако большая их часть сконцентрирована в отдаленных восточных районах страны, в то время как около 75% населения проживает в европейской части. Поэтому широкое строительство АЭС развернуто именно в европейской части СССР, где ядерное топливо должно заменить значительное количество дальнепривозного, и прежде всего углеводородного топлива с востока.

В СССР созданы необходимые условия для широкого развития ядерной энергетики, которая базируется на двух типах реакторов на тепловых нейтронах: корпусных с водой под давлением типа ВВЭР и канальных уран-графитовых типа РБМК. Вместе с тем, осуществляется программа строительства и освоения быстрых реакторов-размножителей. Применение одновременно двух типов реакторов на тепловых нейтронах позволяет накопить широкий опыт в промышленном масштабе, выявить технические и экономические преимущества и недостатки каждого типа. В ближайшие 20-25 лет развитие ядерной энергетики в СССР также будет осуществляться на базе реакторов трех типов: ВВЭР, РБМК и быстрых реакторов-размножителей.

Опережающее развитие ядерной энергетики в сравнении с традиционными источниками энергии обуславливает неуклонный рост доли АЭС в суммарной мощности электрогенерирующих мощностей. Вследствие того что почти все крупные АЭС со-

оружаются в европейской части страны, их доля в суммарной мощности электростанций этого региона будет расти еще быстрее.

С увеличением удельного веса атомных электростанций в общей установленной мощности возрастает их роль и в производстве электроэнергии. Если в 1975 г. на АЭС было произведено около 2% всего производства электроэнергии в стране и 3,1% в европейских районах страны, то в 1980 г. удельный вес атомных электростанций в производстве электроэнергии повысился примерно до 6% по стране и 10% по европейским районам; при этом в природе годового производства электроэнергии в 1980 г. по сравнению с 1975 г. доля АЭС составляет более 20% по стране и около 35% по европейским районам.

Как уже отмечалось выше, сейчас ядерная энергетика в СССР развивается в основном на базе реакторов двух типов — ВВЭР и РБМК. В 1985 г. 55% общей установленной мощности приходилось на АЭС с реакторами РБМК, 42% на АЭС с реакторами ВВЭР и лишь 3% на АЭС с быстрыми реакторами-размножителями. В ближайшее десятилетие структура ядерной энергетики в СССР практически не изменится.

Двадцатилетний опыт эксплуатации отечественных корпусных реакторов водородного типа продемонстрировал их высокую надежность, легкость в управлении, безопасность и экономичность. Атомные электростанции с реакторами ВВЭР-440 стали вполне конкурентоспособными по своим технико-экономическим показателям со станциями на органическом топливе практически во всех районах европейской части СССР. Так, уже в 1976 г. себестоимость отпущенной энергии на Нововоронежской АЭС составляла 0,632 коп/(кВт·ч) при коэффициенте использования мощности 76,3%, в то время как на крупных электростанциях на органическом топливе она была: на Криворожской ГРЭС № 2 мощностью 3000 МВт, работающей на угле, 0,895 коп/(кВт·ч); на Конаковской ГРЭС мощностью 2400 МВт (мазут, газ) 0,712 коп/(кВт·ч) [6].

Атомные энергоблоки электрической мощностью 440 МВт нашли широкое применение в ГДР, Болгарии, Чехословакии, Венгрии, Финляндии, на Кубе и других странах. В малых странах со слабыми энергосистемами единичная мощность энергоблоков по условиям устойчивости должна быть не более 500–800 МВт. Поэтому и в дальнейшем реакторы ВВЭР-440 будут составлять основу развивающейся ядерной энергетики стран-членов СЭВ и некоторых других зарубежных стран.

В СССР введены в эксплуатацию последние экземпляры установок ВВЭР-440 и осуществлен переход на реакторы единичной электрической мощностью 1000 МВт (ВВЭР-1000). Это вызвано тем, что укрупнение единичной мощности реакторов и всего оборудования ядерных паропроизводящих установок (ЯППУ) позволит ускорить темпы наращивания электроэнергетических мощностей, снизить удельную стоимость строительства АЭС, улучшить условия эксплуатации за счет уменьшения числа единиц основного оборудования.

Реакторы ВВЭР отличаются компактностью, достаточно высокой энергонапряженностью, небольшим количеством конструктивных материалов в активной зоне, надежностью в эксплуатации. В настоящее время они хорошо освоены [7, 8].

Высокие заданные темпы наращивания ядерных мощностей в СССР не могут быть обеспечены только за счет использования и развития энергетических реакторов водородного типа в основном из-за трудностей в изготовлении крупногабаритных корпусов в больших количествах. В этом отношении существенным преимуществом обладают энергетические реакторы канального типа, позволяющие широко использовать стандартизацию конструкций и узлов при изготовлении и увеличении их мощности [9, 10]. Выбор канальных реакторов в качестве одной из концепций развития ядерной энергетики в СССР обусловлен также и отечественным опытом реакторостроения.

Первым мощным серийным коммерческим реактором канального типа явился РБМК-1000 электрической мощностью 1000 МВт, в котором наиболее полно бы-

ли реализованы преимущества канальных реакторов. Опыт эксплуатации этих реакторов выявил некоторые резервы, которые свидетельствовали о возможности форсирования мощности РБМК-1000, что было реализовано в проекте РБМК-1500. Дальнейшее развитие уран-графитовых канальных реакторов связано с реализацией проекта секционно-блочного реактора РБМК мощностью 1200–2400 МВт (эл.), в котором ядерный перегрев пара совмещен с применением жаропрочных циркониевых сплавов, имеющих малые сечения поглощения нейтронов.

Себестоимость отпущенной электроэнергии на АЭС с РБМК до сих пор несколько выше, чем на АЭС такой же мощности с ВВЭР, что связано, в первую очередь, с более высокой удельной стоимостью строительства АЭС.

Тем не менее, АЭС с реакторами РБМК оказываются достаточно эффективными при размещении их в европейской части страны.

В ходе выполнения программы работ по быстрым реакторам-размножителям уже созданы и действуют первые промышленные установки БН-350, БН-600, заложены научные и технические основы для промышленного освоения надежных, конкурентоспособных и экономически эффективных энергетических быстрых реакторов. Основным направлением в программе создания быстрых реакторов в СССР, так же как и в других странах, решающих проблему бридерной энергетики, является разработка быстрых реакторов с натриевым теплоносителем [11]. Исследуются также и возможности применения газовых теплоносителей – гелия и диссоциирующей окиси азота ( $\text{NO}_2$ ). Эти исследования вызваны стремлением обеспечить резервное решение, упростить технологическую схему установки за счет применения одноконтурной схемы преобразования тепла на основе газожидкостного цикла и, возможно, несколько выиграть в коэффициенте воспроизводства.

В настоящее время ведутся разработки быстрого реактора электрической мощностью 1600 МВт, который должен стать в будущем основой серийных блоков АЭС, имеющих приемлемые технико-экономические показатели.

Опережающее развитие ядерной энергетики приводит к изменению структуры генерирующих мощностей на электростанциях Единой энергетической системы европейской части СССР (ЕЭС СССР); наблюдается явная тенденция к увеличению доли АЭС и снижению доли ГЭС и тепловых электростанций на органическом топливе. В будущем, судя по многочисленным прогнозам, эта тенденция сохранится.

По отдельным объединенным энергосистемам (ОЭС) структуры генерирующих мощностей существенно отличаются друг от друга. Это объясняется, в основном, природными условиями. Как было отмечено выше, АЭС сооружаются в основном в европейской части страны, и в первую очередь в ОЭС Центра, Северо-Запада и Юга, где основной прирост генерирующих мощностей в ближайшие 20 лет должен быть получен за счет АЭС с реакторами на тепловых нейтронах. Уже в 1976 году на долю АЭС приходилось: в ОЭС Центра 5%, в ОЭС Северо-Запада 12,6% всей установленной мощности электростанций этих энергосистем. По оценкам, в конце 80-х годов в этих энергосистемах доля АЭС будет составлять: в ОЭС Центра около 17%, в ОЭС Северо-Запада около 20%.

Режим и структура электропотребления. Выбор типа электростанций и их основного оборудования зависит от многих факторов; важнейшие из них – режим и структура электропотребления, которые находят свое отражение в графиках нагрузки энергосистем. Режим работы потребителей определяется сменностью, продолжительностью смен, продолжительностью рабочей недели, темпами роста потребления электроэнергии и т.д. Структура потребителей электроэнергии зависит от типа потребителей и от их доли в суммарном потреблении электроэнергии. Чем неравномернее режим работы тех или иных потребителей электроэнергии и чем больше их удельный вес в общем электропотреблении, тем большей неравномерностью будут характеризоваться графики нагрузки энергосистемы.

Главным потребителем электроэнергии по стране является промышленность. Однако ее удельный вес в суммарном потреблении электроэнергии систематически снижается. Это происходит в основном за счет опережающего развития электри-

фикации сельского хозяйства, сферы обслуживания и коммунального хозяйства. Проявление этой тенденции является логическим следствием основного экономического закона социалистического общества — повышения уровня благосостояния народа [12].

Неравномерность суточных графиков нагрузки характеризуется коэффициентом, представляющим собой отношение минимальной и максимальной нагрузок в течение суток. В ЭЭС СССР и ОЭС наибольшая неравномерность графиков имеет место в осенне-зимний период. В летние месяцы суточные графики более равномерны вследствие уменьшения доли коммунально-бытовых и осветительных нагрузок и несопадения их максимумов с часами максимального потребления электроэнергии промышленностью.

Поскольку все же промышленностью потребляется большая часть электроэнергии, режим электропотребления в этой сфере оказывает существенное влияние на конфигурацию суточных графиков нагрузки энергосистем. В тех энергосистемах, где в промышленности преобладают нагрузки машиностроительных предприятий, графики нагрузки наиболее разуплотнены (ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра), и наоборот, там, где в структуре электропотребления преобладают электроемкие производства непрерывного действия (ОЭС Казахстана, ОЭС Сибири), графики нагрузки более равномерны.

Увеличение доли коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей в суммарном электропотреблении, обладающих наиболее пиковыми нагрузками, будет вести к разуплотнению суточных графиков нагрузки. Это разуплотнение соответствует примерно росту удельного веса коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей в общем потреблении электроэнергии.

Кроме неравномерности потребления электроэнергии в течение суток, наблюдается неравномерность электропотребления и в течение недели. В выходные дни нагрузка значительно ниже, чем в рабочие, вследствие остановки большого количества промышленных предприятий. Общее снижение максимумов нагрузки в воскресные дни по сравнению с рабочими по ЭЭС СССР составляет 22–24%, в субботние 10–12% [12].

В связи со значительным снижением в выходные дни потребления электроэнергии отраслями промышленности с наибольшей неравномерностью графиков (легкая промышленность, машиностроение и др.) неравномерность суточных графиков в выходные дни значительно ниже, чем в рабочие, — в среднем на 10–12%.

В целях выравнивания графиков нагрузки проводятся различного рода мероприятия:

дальнейшее совершенствование энергосистем и достигаемое в результате этого совмещение нагрузок;

дальнейшее развитие автоматизации производственных процессов в промышленности, что позволит повысить полноту использования технологического оборудования;

увеличение удельного веса в потреблении электроэнергии по промышленности непрерывных энерготехнологических процессов с 29,3 в 1975 г. до 31% в 1980 г.;

усиление работы по регулированию графиков нагрузки промышленных предприятий в целях снижения потребляемой ими мощности в часы максимальных нагрузок энергосистем без ущерба для выполнения заданий по производству промышленной продукции.

Однако проведение указанных мероприятий позволит только снизить скорость увеличения неравномерности графиков нагрузки, а общая тенденция к разуплотнению графиков нагрузки по энергосистемам страны в ближайшем будущем, по-видимому, сохранится.

Анализ режима и структуры электропотребления показывает, что в условиях опережающего роста коммунально-бытовых и сельскохозяйственных нагрузок, имеющих наибольшую суточную неравномерность потребления электроэнергии, снижения доли промышленности в общем объеме электропотребления, снижения продолж-

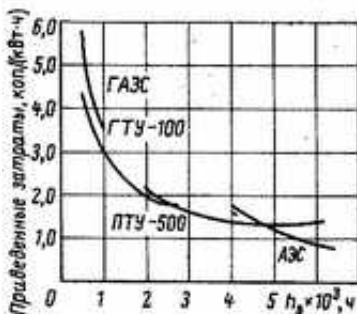


Рис. 1.1. Приведенные затраты в электростанции различных типов в зависимости от годового числа часов использования установленной мощности

тельности рабочей недели при односменном графике работы большого количества промышленных предприятий, происходит увеличение неравномерности графиков нагрузки энергосистем ЭЭС СССР.

Проблема покрытия переменной части графиков нагрузки энергосистем. Графики электрической нагрузки состоят из трех частей: пиковой, определяемой как разница между максимальной нагрузкой и ее дневным минимумом; полупиковой, определяемой как разница между дневным минимумом нагрузки и ее ночным минимумом в нерабочие дни; базисной, определяемой ночным минимумом нагрузки нерабочего дня. Анализ графиков нагрузки ЭЭС СССР показывает, что пиковая нагрузка и резервная мощность составляют 13–15%, полупиковая нагрузка – около 25–30% и базисная – 50–60%. Годовое число часов использования установленной мощности электростанций, работающих с пиковой нагрузкой, составляет при этом 1000–1500 ч, с полупиковой – 3000–4000 ч и с базисной – 7000–7500 ч.

В каждой части графиков нагрузки целесообразно использовать электростанции с таким оборудованием и того типа, которые отвечают предъявляемым требованиям и наиболее экономичны для данного режима работы (рис. 1.1) [13].

Наиболее надежными и экономичными источниками пиковой энергии из электростанций освоенных типов являются все ГЭС, имеющие водохранилища. Гидравлические станции удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к источникам пиковой энергии, так же как и гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС). Последние, хотя и отличаются относительно высокими удельными затратами на строительство и требуют соответствующего рельефа местности для сооружения, тем не менее находят все более широкое применение как у нас в стране, так и за рубежом. Интерес к электростанциям этого типа вызван, кроме получения пиковой энергии, возможностью выравнивания графиков нагрузки энергосистем за счет использования ГАЭС в насосном режиме (режим потребления электроэнергии) в часы минимальной нагрузки и в генераторном режиме в период максимума нагрузки.

Для покрытия пиковых нагрузок используются также газотурбинные установки (ГТУ). В настоящее время уже созданы, освоены и действуют ГТУ электрической мощностью 100 МВт и ведутся работы по созданию ГТУ мощностью 200 МВт.

Практика эксплуатации электрических станций показывает, что в процессе развития энергетики и создания все более экономичных установок происходит процесс перемещения менее экономичных установок из базисной в полупиковую, а затем и в пиковую части графиков нагрузки энергосистем. Таким образом, процесс морального старения оборудования является как бы источником поступления пиковых мощностей.

В некоторых случаях (в основном, для снабжения электроэнергией мелких потребителей) в качестве источников пиковой энергии могут использоваться специальные установки с авиационными двигателями.

Для покрытия полупиковой части графика нагрузки в настоящее время наиболее экономичны маневренные паротурбинные энергоблоки мощностью 500 МВт с

умеренными начальными параметрами пара ( $P = 130 \text{ кгс/см}^2$  и  $T = 510 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Кроме того, в полупиковый режим работы постоянно переводится часть устаревшего базисного оборудования. Так, в ближайшей перспективе в полупиковый режим работы будет переведено конденсационное оборудование, работающее на паре давлением  $90 \text{ кгс/см}^2$  и часть энергоблоков мощностью  $150\text{--}200 \text{ МВт}$ . Одновременно осуществляются мероприятия по увеличению диапазона регулирования нагрузки электростанций различного типа.

В базисной части графика электрических нагрузок в основном используются конденсационные агрегаты тепловых электростанций на закритических параметрах пара, теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) и энергоблоки атомных электростанций.

Как видно из кривых, приведенных на рис. 1.1, для каждой части графика электрических нагрузок может быть выбран тот тип электростанции и с таким оборудованием, которые наиболее экономичны для данного режима работы. Однако вследствие того что любые прогнозы, и в частности прогнозы развития народного хозяйства в целом, прогнозы роста электропотребления и его структуры и т.п., имеют какую-то неопределенность, не всегда удается заранее точно установить, в течение какого времени тот или иной тип электрогенерирующего оборудования будет наиболее экономичен в определенном режиме работы. Кроме того, факторы, влияющие на формирование перспективной структуры генерирующих мощностей, также подвержены колебаниям. Это, а также большой расчетный срок службы основного оборудования электростанций приводят к тому, что оборудование не всегда используется в самом экономичном режиме.

В этом плане характерен пример с атомными электростанциями на тепловых нейтронах. До недавнего времени требования к режимному и аварийному регулированию АЭС не предъявлялись. Все атомные электростанции проектировались и строились для работы в базовом, наиболее экономичном для них режиме. Однако изменение условий использования АЭС в Объединенных электроэнергетических системах — непрерывный рост доли АЭС в структуре генерирующих мощностей ОЭС, разуплотнение графиков нагрузок энергосистем, отсутствие достаточных пиковых и полупиковых мощностей на органическом топливе и гидроэнергии, недостаточные темпы и масштабы их ввода и так далее — привело к необходимости постановки вопроса о привлечении АЭС к покрытию неравномерностей графиков нагрузки энергосистем. Наиболее остро эта проблема уже сейчас стоит в ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра и ОЭС Юга.

Степень участия АЭС в регулировании нагрузок энергосистем зависит от их маневренных характеристик и соответствия этих характеристик требованиям к маневренному оборудованию. Задача состоит не только в исследовании маневренных возможностей АЭС, но и в разработке путей увеличения этих возможностей.

## **1.2. Технические требования к маневренности атомных энергоблоков**

Требования по маневренности ядерного и теплоэнергетического оборудования АЭС с реакторами на тепловых нейтронах почти во всех развитых странах, в основном, следующие:

возможность работать на сниженных уровнях мощности в диапазоне допустимых нагрузок;

возможность набирать мощность после пуска и регулировать ее с такой же скоростью, как на ТЭС;

возможность останавливаться или снижать мощность до уровня собственных нужд ночью и в нерабочие дни [14].

Если вопрос об участии АЭС в покрытии переменной части графиков нагрузки энергосистем ориентирован на перспективу, хотя и ближайшую, то вопрос об участии АЭС в аварийном регулировании должен решаться немедленно. Последнее требование обусловлено необходимостью сохранения устойчивости параллельной работы

электростанций в энергосистемах и бесперебойного электроснабжения потребителей в аварийных ситуациях.

**Аварийное регулирование.** Требованиям аварийного регулирования [15] должны удовлетворять все энергоблоки АЭС независимо от типа реактора и условий эксплуатации АЭС в энергосистемах. Все энергоблоки должны участвовать в аварийном регулировании частоты и мощности АЭС с целью сохранения устойчивости энергосистем и самих АЭС при действии противоаварийной автоматики, в первичном регулировании частоты сети.

Для обеспечения необходимого качества отпускаемой потребителям электроэнергии все без исключения энергоблоки АЭС должны изменять нагрузку в соответствии со своими статическими характеристиками регулирования скорости. Неравномерность статической характеристики для каждой АЭС должна выбираться индивидуально в зависимости от структуры генерирующих мощностей и режима производства и потребления электроэнергии в той энергосистеме, в которой работает данная АЭС.

Все энергоблоки АЭС должны принимать участие в аварийном регулировании с целью сохранения динамической устойчивости отдельных электростанций и энергосистем в целом. При этом основным способом аварийного регулирования должен быть быстрый сброс нагрузки турбогенераторами либо отключением генераторов от сети, либо быстрой импульсной разгрузкой (второй путь более предпочтителен).

Устойчивость работы энергоблоков АЭС при аварийных сбросах и набросах нагрузки определяется динамическими характеристиками турбин и реакторов, включая и основные системы регулирования. Одним из основных условий, определяющих устойчивость работы АЭС при возмущениях по нагрузке, является условие сохранения баланса между мощностью реактора и нагрузкой турбин. Даже при самых сильных возмущениях — отключении блока от сети при номинальной нагрузке — системы регулирования должны обеспечивать удержание турбин под нагрузкой собственных нужд АЭС и снижение мощности реактора до соответствующего уровня. Особенно важно при аварийных ситуациях в энергосистеме не допускать срабатывания быстродействующей аварийной защиты реактора и его перевода в подкритическое состояние. Вывод реактора в критическое состояние после срабатывания аварийной защиты является сложным, ядерно-опасным режимом, требующим определенных затрат времени. Любые же потери времени в аварийных ситуациях снижают маневренность энергоблоков АЭС, способствуют развитию аварии в энергосистеме, а потому крайне нежелательны.

Наличие в составе генерирующего оборудования энергосистем мощных атомных энергоблоков, обладающих быстродействующими системами регулирования турбин, предопределяет необходимость участия блоков АЭС в первичном регулировании частоты сети для обеспечения необходимого качества отпускаемой потребителям электроэнергии.

Невыполнение этой группы требований может привести к тяжелым последствиям, вплоть до крупных системных аварий [16].

**Режимное регулирование.** Вторая группа требований касается привлечения энергоблоков АЭС к регулированию суточных, недельных и сезонных графиков нагрузки энергосистем, а также к автоматическому регулированию частоты и потоков мощности по линиям электропередач.

Основными параметрами, определяющими маневренность блоков АЭС, в этом случае являются: регулировочный диапазон; скорости нагружения и разгрузки блоков как в регулировочном диапазоне, так и при наборах нагрузки после ночных и воскресных отключений блоков от сети; допустимое число циклов изменения мощности.

Требования режимного регулирования предъявляются ко всем блокам АЭС с канальными реакторами, располагающими необходимым для регулирования запасом реактивности и снабженными разгрузочно-перегрузочными машинами, а также блокам с реакторами ВВЭР, не исчерпавшим оперативный запас реактивности

для регулирования. Эти требования не распространяются на АЭС с быстрыми реакторами и тепловыми конверторами; атомные электростанции, проходящие период освоения мощности; блоки с реакторами ВВЭР, исчерпавшие запас реактивности на регулирование; атомные тепловых электростанции (АТЭЦ).

Эти требования содержат два аспекта: первый — это техническая возможность относительно длительной работы агрегатов АЭС в таких режимах, второй — это экономическая целесообразность постоянного привлечения ряда или большинства агрегатов АЭС к работе в регулировочном режиме [16]. При эксплуатации АЭС в этом режиме снижаются технико-экономические показатели (ТЭП) блоков: уменьшается коэффициент полезного действия, увеличивается себестоимость электроэнергии, увеличивается расход электроэнергии на собственные производственные нужды, увеличиваются потери тепла при пусках и остановках блоков и т.д. Масштабы снижения ТЭП зависят от величины регулировочного диапазона, доли постоянной составляющей в себестоимости электроэнергии, вырабатываемой блоком, количества циклов изменения мощности в течение года и т.п. В то же время даже незначительная разгрузка АЭС ночью и в нерабочие дни позволит сэкономить средства, необходимые для строительства полупиковых энергоблоков на органическом топливе, позволит связать потребности в органическом топливе.

При определении регулировочного диапазона энергоблоков АЭС, т.е. степени их участия в регулировании графиков нагрузки, следует учитывать не только техническую возможность работы агрегатов АЭС в таких режимах относительно длительные периоды, но и экономическую целесообразность постоянного привлечения АЭС к работе в переменном режиме [16]. При существующих ценах на органическое и ядерное топливо ежесуточная ночная разгрузка и разгрузка на выходные дни энергоблоков АЭС более чем на 25–30% экономически нецелесообразна. В то же время такой регулировочный диапазон АЭС удовлетворяет и перспективным потребностям энергосистем [17].

При формировании требований к скорости изменения нагрузки энергоблоками АЭС в регулировочном диапазоне необходимо учитывать особенности ядерного оборудования, ограничивающего темп набора мощности после разгрузки. Таким образом, по этому показателю требования должны быть мягче, чем соответствующие требования к энергоблокам ТЭС. Речь идет в основном о скорости набора нагрузки, уровень которой в регулировочном диапазоне (0,7–1,0%/мин), по-видимому, будет вполне приемлемым, если учитывать выявленные возможности кратковременного форсирования мощности блоками на органическом топливе.

Энергоблоки АЭС с реакторами водо-водяного типа в силу особенностей самой реакторной установки имеют более предпочтительные перспективы использования для регулирования энергосистем, чем блоки с уран-графитовыми реакторами. Поэтому в дальнейшем рассмотрены проблемы маневренности, касающиеся в основном энергоблоков с реакторами ВВЭР.

## Глава 2

### ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ЛИМИТИРУЮЩИЕ МАНЕВРЕННОСТЬ ЭНЕРГБЛОКОВ АЭС С РЕАКТОРАМИ ВВЭР

Маневренные характеристики энергоблока АЭС определяются способностью всего комплекса ядерного и теплоэнергетического оборудования энергоблока к восприятию нагрузки после остановки и при работе в режиме регулирования мощности. Поэтому факторы, влияющие на маневренность энергоблока АЭС в целом, могут быть определены из рассмотрения возможностей работы в переменном режиме отдельных узлов, систем и оборудования [18].