

УДК 621.311.2

В.М. КОВЕЦКИЙ (Институт общей энергетики НАН Украины, Киев), **М.М. КОВЕЦКАЯ**, канд. техн. наук (Институт технической теплофизики НАН Украины, Киев)

ОЦЕНКА МАНЕВРЕННЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Дана оценка маневренных свойств электрогенерирующих установок для обеспечения устойчивости Объединенной энергосистемы Украины и качества вырабатываемой электроэнергии.

Экспортный потенциал поставок электроэнергии Украины в страны ЕС (6,3 ГВт) сдерживается жесткими требованиями к ее качеству. Стандарты надежности энергообеспечения и качества электроэнергии, действующие в Западной Европе, существенно превышают украинские и определяются уровнем развития высокотехнологических процессов. Так, допустимые отклонения частоты в Европейской энергосистеме UCTE составляют $\pm 0,02$ Гц, а в соответствии с украинскими стандартами $\pm 0,2$ Гц (ДСТУ 13109-97).

Объединенная энергосистема (ОЭС) Украины работала в разных условиях. До 1998 года она была объединена для параллельной работы с ЕЭС России, с 1998-го по 20 августа 2001 года была отключена от нее и работала в автономном режиме, после чего была вновь объединена с ЕЭС России и работает в таком режиме по настоящее время. Анализ работы ОЭС Украины по суточным графикам средних рабочих дней каждого месяца, опубликованных в журнале "Энергобизнес", как в условиях автономной, так и параллельной работы с ЕЭС России, показал, что продолжительность пиковой нагрузки в летний период составляет 3-4 часа, в зимний – до 7 часов. Наибольшая величина пиковой нагрузки среднего рабочего дня приходится на вечернее время и достигает 3,2 ГВт, что составило 17,3% при среднедневной нагрузке 18,5 ГВт, скорости набора мощности 17,7 МВт/мин. Наибольшая скорость роста пиковой нагрузки – 22,5 МВт/мин. Наибольшее снижение нагрузки в ночное время среднего рабочего дня в полупиковой части графика электрических нагрузок составляет 4,3 ГВт, при этом скорость снижения нагрузки – 14,3 МВт/мин. Наибольшая скорость набора и снижения полупиковой нагрузки – 21,6 МВт/мин. Годовая продолжительность пиковой нагрузки составляет в среднем 1800 часов, а полупиковой – 3850 часов. В автономных условиях работы ОЭС Украины частота тока колебалась в пределах 49,0-50,5 Гц. Нижний предел частоты тока 49,0 Гц определяется условия-

ми безаварийной работы энергоблоков АЭС. После перехода на параллельную работу с ЕЭС России и стабилизации частоты тока на уровне $50 \pm 0,1$ Гц данные о ее значениях в печати не приводятся.

Анализ суточных и годовых графиков работы ОЭС Украины в автономном режиме позволяет отметить негативное влияние на обеспечение графика электрической нагрузки и требуемого качества частоты электроэнергии следующих факторов:

- наличие на ТЭС Украины основного электрогенерирующего оборудования, выработавшего нормативный срок непрерывной работы (30 лет), что увеличивает количество внеплановых остановок;

- неустойчивая работа пылеугольных паровых котлов на нерасчетном топливе – угле низкого качества приводит к интенсивному износу поверхностей нагрева котлов, уменьшает их паропроизводительность, увеличивает сроки и затраты на ремонты, не позволяет стабильно работать в полупиковой части суточных графиков электрических нагрузок;

- недостаток средств для модернизации, и тем более реконструкции, основного и вспомогательного оборудования энергоблоков ТЭС, а также на закупку топлива и создания резерва на угольных складах;

- использование ГЭС не только для поддержания требуемой частоты тока и обеспечения пиковых нагрузок, но и для восполнения мощности энергосистемы при отсутствии топлива на ТЭС.

Анализ графиков работы ОЭС Украины после подключения к ЕЭС России позволяет констатировать:

1. В ОЭС Украины сохранились все ранее рассмотренные проблемы.

2. Передача управления ОЭС Украины ЕЭС России, закупка пиковой электрической мощности от Волжского каскада ГЭС и максимальное использование ранее существующих линий электропередач для перетока мощности позво-

лила стабилизировать частоту тока $50 \pm 0,1$ Гц, компенсировать аварийное отключение энергоблоков ТЭС и более рационально использовать гидроресурсы отечественных ГЭС.

3. Стабилизация частоты тока в ОЭС Украины с отклонениями $\pm 0,1$ Гц не позволяет энергосистеме подключиться для параллельной работы с Объединенной энергосистемой Европы, увеличить экспорт электроэнергии и зарабатывать средства для реабилитации энергохозяйства.

Ежесуточные пуски и остановы энергоблоков мощностью 160–800 МВт не всегда целесообразны из-за неблагоприятных пусковых характеристик оборудования, спроектированного для базовых режимов работы. Снижение мощности на энергоблоках 300 МВт и больше на время до семи часов, соответствующее ночному провалу электропотребления, экономически выгоднее останова энергоблоков на это же время [1].

Надежность работы энергоблоков ТЭС на пониженных нагрузках определяется в основном надежностью работы котельных агрегатов, так как ограничений по работе турбин в рассматриваемом диапазоне допустимых нагрузок котла практически нет. Для пылеугольных энергоблоков основным фактором, ограничивающим диапазон разгрузок, является топочный режим котлов, устойчивость которого зависит от вида, качества сжигаемого топлива и конструктивных особенностей топочных устройств. Энергоблоки, работающие на разных видах топлива, имеют различные диапазоны разгрузок и различную продолжительность работы при низких нагрузках.

Для паровых котлов мощностью 160–300 МВт с жидким шлакоудалением минимальные допустимые нагрузки составляют: при использовании Донецких углей Т, Г, АШ 70–75% $N_{ном}$ неограниченно во времени; при использовании Львовско-Волынских углей – 65% $N_{ном}$ неограниченно во времени и 40% $N_{ном}$ не более двух часов. Для котлов с твердым шлакоудалением минимальные допустимые нагрузки для Донецких

углей Г, Д составляют 75% $N_{ном}$, а Львовско-Волынских 50% $N_{ном}$ без ограничений по времени. Для энергоблоков, работающих на низкорейционных топливах, устойчивость режимов при пониженных нагрузках обеспечивается подсветкой газом или мазутом. Энергоблоки, работающие на жидком и газообразном топливе, позволяют существенно расширить диапазон нагрузок по сравнению с пылеугольными. Минимальные допустимые нагрузки для газомазутных энергоблоков составляют 40–50% $N_{ном}$ без ограничений во времени. Приведенные величины минимальных допустимых нагрузок энергоблоков не охватывают работы дубль-блоков при работе с одним из двух паровых котлов.

Маневренные возможности энергоблока определяются не только величиной изменения нагрузки, но и скоростью ее изменения. При скачкообразном изменении нагрузки увеличиваются маневренные возможности энергоблока. Величина скачка нагрузки определяется прочностными свойствами стопорных и регулирующих клапанов цилиндра высокого давления (ЦВД) паровой турбины. В таблице приведены предельно допустимые значения начального скачка нагрузки (ΔN) и скорости последующего изменения нагрузки ($dN/d\tau$) в том же направлении для турбин мощностью 160–800 МВт при плановом и неплановом изменении нагрузки в регулировочном диапазоне и условии сохранения номинальных параметров пара [2, 3].

Увеличение скорости набора мощности до 7...8% $N_{ном}$ /мин возможно путем замены существующей конструкции цилиндра высокого давления паровой турбины с горизонтальным разъемом и массивным фланцевым соединением на конструкцию “горшкового” типа (фирма Siemens) с внутренним цилиндром, имеющим горизонтальный разъем, и внешним – более тонкостенным, имеющим вертикальный разъем в зоне наименьшего давления пара.

Приведенные в таблице нормы скорости планового изменения нагрузки турбины не рас-

Таблица

Турбина	При плановом изменении нагрузки		При неплановом изменении нагрузки	
	ΔN , МВт	$dN/d\tau$, МВт/мин	ΔN , МВт	$dN/d\tau$, МВт/мин
К-160-130 ХТЗ	35	1,5	15	0,5
К-210-130 ЛМЗ	50	2,5	20	1,0
К-300-240 ЛМЗ	40	2,5	20	1,0
К-300-240 ХТЗ	40	1,7	20	0,8
Т-250/300-240 ТМЗ	50	2,5	20	1,0
К-800-240-3 ЛМЗ	140	5	60	2,5

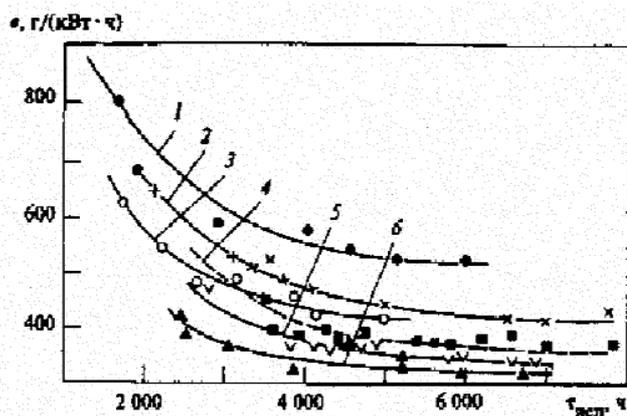


Рис. 1. Залежність економічності електростанції від ступеня її привлечення до регулюванню навантаження

пространяються на умови роботи енергоблоку на скользящих параметрах пара.

В умовах систематичного участія енергоблоку в регулюванні графіків навантаження найбільше сильно змінюються техніко-економічні показники котлів [4]. На рис. 1 представлена залежність економічності (удельного расхода топлива) електростанцій від ступеня їх привлечення до регулюванню навантаження (кількість годин роботи в році).

На рисунку: 1 – конденсаційна ТЭС (КЭС) середнього тиску; 2 – КЭС високого тиску з поперечними зв'язками; 3 – піковий поліблок; 4-6 – КЭС з енергоблоками потужністю 200, 300, 800 МВт відповідно.

Із рисунка видно, що зменшення числа годин використання енергоблоку ($\tau_{исп}$) з 7000 до 5000 ч/рік призводить до незначального зміненню удельних расходов топлива практично для всіх енергоблоків. При наступному зменшенні $\tau_{исп}$ до 2500 і 2000 ч/рік вони досягають більших значень. Для повноцінного участія енергоблоків ТЭС в регулюванні потужності в ОЭС України з коррекцією по частоті в поліпиковій частині суточного графіка електричних навантажень необхідно:

- технічне переоснащення (реконструкція) діючих ТЭС для виконання всіх нормативних вимог по їх участю в регулюванні частоти і перетоку потужності;

- оснащення енергоблоків регуляторами потужності основного технологічного паросилового обладнання, пристроями групового розподілу активної потужності і общестанционными системами автоматичного управління частотою і потужністю;

- заміна механіко-гідролічних систем паророзподілу турбін на електрогідролічес-

кіє з більшим швидкодієвстю і меншою зоною нечувствителюності по швидкості обертання.

Фірмою "Сіменс" розроблені технічні пропозиції по реконструкції систем регулювання турбін і котлів енергоблоків потужністю 200 і 300 МВт, що дозволить задовольнити вимоги УСТЕ. Вартість такої реконструкції енергоблоку становить близько 500 дол. США [5].

При значальному зменшенні споживаної активної потужності в енергосистемі (ночний провал) мобільних властивостей енергоблоків ТЭС може бути недостатньо. В цих випадках часті енергоблоків ТЭС зупиняють на строк до 6,5 годин, т.е. переводять в режим гарячого резерву (РГР).

В поліпиковій частині графіка електричних навантажень при зростанні попиту на активну електричну потужність запуск вугільного енергоблоку потужністю 200 МВт(э) з докритичними параметрами пара (13 МПа, 540°C) потребує 215 хв. для виходу на номінальну потужність [6]. Такий щоденний режим роботи енергоблоку призводить до збільшенню циклічних навантажень на основне і допоміжне обладнання, трубопроводи, арматуру, системи контролю і автоматичного управління.

Зменшення циклічних впливів на обладнання і системи і створення більш шадливого режиму роботи на відключених від енергосистем енергоблоках можливо шляхом модернізації теплової схеми турбіни [7], зменшення продуктивності допоміжних систем і механізмів, відключення від енергосистем генератора і його системи збудження, зменшення кількості обертів парової турбіни до 800-1000 об./хв. Організація режиму гарячого обертаючого резерву (РВГР) в відміння від режиму РГР дозволяє більш динамічно підключати енергоблоки в поліпиковій частині графіка при зростанні навантаження за 90-113 хв. на енергоблоку потужністю 200 МВт.

За збільшення динамічності і мобільності енергоблоків ТЭС в режимі РВГР доводиться розплачуватися додатковим расходом топлива (при зупині вугільних горелок котел працює на двох запальних мазутних форсунках або газових горелках) – 22 т. у.т в години нічного провалу [6] і дотриманням строгих правил швидкого проходження критичних чисел обертів роторів турбогенератора во избежание резонансного пошкодження робочих лопаток турбіни.

Для ТЭС з пылеугольными котлами і котлами ЦКС, працюючими в поліпиковій частині гра-

фика электрических нагрузок (3000 ч/год в условиях Франции) стоимость отпускаемой электроэнергии в 1,96-2,14 раз больше стоимости электроэнергии, получаемой при их работе в базовой части графика нагрузок [8]. Для условий Украины при средней продолжительности полупиковой нагрузки 3850 ч/год стоимость отпускаемой электроэнергии должна быть в 1,53-1,67 раз больше стоимости электроэнергии, получаемой при работе ТЭС в базовом режиме.

Газотурбинные электростанции заняли прочное место в энергетике зарубежных стран. По сравнению с паротурбинными электростанциями они имеют следующие преимущества:

- низкие капитальные вложения и эксплуатационные расходы;
- небольшой срок сооружения; компактность;
- короткое время запуска и выхода на номинальную мощность;
- возможность частых и быстрых запусков;
- легко поддаются автоматизации и требуют минимум персонала.

Наибольший интерес представляют ГТУ большой мощности, позволяющие существенно влиять на обеспечение пиковых нагрузок суточных графиков. Время выхода ГТУ V.94.2 мощностью 156 МВт на номинальную мощность при стандартном пуске составляет 19 мин., при быстром - 12 мин. [9]. Газотурбинные установки могут нести переменную электрическую нагрузку в диапазоне от собственных нужд до номинальной.

Однако ряд технических и экономических факторов сужает область их использования. Несмотря на то, что ГТУ могут работать в широком диапазоне нагрузок, их КПД более чувствителен к изменению нагрузки, чем КПД паротурбинных установок (в диапазоне нагрузок 70-100% КПД ГТУ изменяется на 3%, а КПД ПТУ на 1%). Другой особенностью ГТУ является жесткий лимит на количество циклических нагрузок. При ежедневных пусках и остановках ГТУ выработают свой рабочий ресурс 1000 пусков за 2,7 года. Ограничение общего количества пусков до 5000 потребует снятия с эксплуатации ГТ через 13,5 года. Экономическая заинтересованность в сооружении пиковых газотурбинных ТЭС, станет возможной в результате обоснованной оценки фактической стоимости отпускаемой электроэнергии. По данным различных источников стоимость отпускаемой пиковой электроэнергии оценивается в 2,5-3 раза выше стоимости электроэнергии в базовой части графика электрических нагрузок.

Несмотря на высокие маневренные качества ГТУ в составе парогазотурбинной установки, маневренные возможности ПГУ в целом определяются маневренностью паросиловой части (котел-утилизатор + паротурбинная установка). Основными факторами, препятствующими маневренности ПГУ, являются циклические температурные нагрузки в высокотемпературных узлах паровой турбины.

Нижняя граница регулировочного диапазона нагрузок ПГУ-450 (Северо-Западная ТЭС г. Санкт-Петербург) составляет $64\%N_{ном}$ [10]. Время пуска дубль-блока ПГУ-450Т (2ГТУ+2КУ+ПТУ) из холодного состояния составляет 210 мин [11]. Одним из возможных способов повышения маневренности ПГУ является пуск ГТУ со сбросом образующегося в котле пара через быстродействующую редуцирующую охлаждающую установку в конденсатор турбины. Другим способом является установка так называемой байпасной дымовой трубы (БДТ) с газоплотным высокотемпературным шибером (клапаном) между ГТУ и котлом-утилизатором, позволяющим "отсечь" уходящие газы ГТУ от него и направить их в атмосферу. При этом, осуществляя опережающий пуск ГТУ, можно очень быстро набрать примерно две трети мощности парогазового энергоблока, что особенно важно при росте электрической нагрузки. ПГУ целесообразно использовать в полупиковой части суточного графика электрических нагрузок.

Третий путь увеличения маневренности ПГУ связан с увеличением количества ГТУ (более двух) в составе ПГУ. Он приводит к увеличению капитальных затрат, усложнению компоновки и технологических связей между ГТУ, КУ и ПТУ.

Для условий Франции [8] стоимость отпускаемой электроэнергии ПГУ, работающих в полупиковой части графика электрических нагрузок, в 1,5-1,75 раза больше, чем при их работе в базовой части графика. Для условий Украины увеличение стоимости полупиковой электроэнергии по сравнению с базовой составит 1,12-1,36 раза.

Большая роль в покрытии пиковой части графика электрической нагрузки принадлежит гидроэлектростанциям (ГЭС) и гидроаккумулирующим электростанциям (ГАЭС). По времени выхода на номинальную мощность и по мобильным свойствам гидроагрегаты ГЭС и ГАЭС в полной мере отвечают динамике нарастания и спада пиковых нагрузок в суточных графиках электрических нагрузок. Основным преимуществом гидроагрегатов по сравнению с другими электрогене-

рируючими установками является их постоянное пребывание во вращающемся рабочем режиме, тем самым исключается время, необходимое на их разворот, синхронизацию и включение в энергосистему. Нахождение ГЭС во вращающемся резерве обеспечивает, как минимум, экологически необходимый сток рек через плотину. По уровням напора воды и установленной мощности на ГЭС Украины наиболее рационально использовать гидротурбины с поворотными лопостями. Использование таких гидротурбин позволяет работать с КПД 80-88% в диапазоне изменения нагрузки от 40 до 110% $N_{ном}$ [12]. Время пуска гидрогенератора из состояния покоя до выхода на номинальную мощность составляет 2 мин., а из состояния холостого хода 0,25-0,5 мин.

Фактическое использование потенциала ГЭС ограничивается:

- водностью года в его летний период, а также накопленным объемом воды в водохранилище;
- допустимым объемом воды в водохранилище, который может быть использован для нужд энергетики, определяемым Водным кадастром Украины;
- техническим состоянием оборудования.

Возможности создания мощных ГЭС в условиях равнинного рельефа Украины практически исчерпаны. Поэтому, при дальнейшем увеличении пиковой нагрузки в энергосистеме перспективным является строительство ГАЭС. В отличие от ГЭС ГАЭС могут использовать почти весь запасенный в водохранилищах объем воды (кроме несливаемой части) для обеспечения пиковой нагрузки. В Украине эксплуатируется только одна Киевская ГАЭС мощностью 0,23 ГВт, сооружаются Ташлыкская и Днестровская. ГАЭС требуют для запуска из состояния покоя до включения в сеть приблизительно 1-2 мин. На Киевской ГАЭС открытие затворов, разворот турбин, автоматическая синхронизация и поднятие мощности до номинальной осуществляются за 35-40 сек.

При решении проблемы маневренных мощностей ГАЭС занимают особое положение – они одновременно являются высокоманевренными источниками пиковой мощности и потребителями-регуляторами, так как работают в генераторном режиме в пиковой части графика и в насосном в ночной минимум. Время перехода от генераторного режима к насосному не превышает 5,5 мин. Кроме того, в отличие от ГЭС, работа ГАЭС не зависит от водности года. В настоящее время в Украине отсутствует рынок услуг, связанный с

выполнением маневренных функций, влияющих на устойчивость ОЭС и качество электроэнергии. В результате дефицитная пиковая электроэнергия ГЭС продается в 2-6 раз дешевле, чем базовая [13].

Маневренные характеристики АЭС определяются способностью всего комплекса ядерного и теплоэнергетического оборудования энергоблока к изменению мощности при работе в режиме регулирования нагрузки. Опыт эксплуатации АЭС показывает, что они в принципе могут работать в режиме недельного регулирования нагрузки. Действующие АЭС пока не приспособлены к работе в режиме суточного регулирования, так как при этом возникает много сложных проблем. Маневренные характеристики реактора ВВЭР определяются в значительной степени нейтронно-физическими характеристиками активной зоны: коэффициентом реактивности по температуре воды и топлива, эффективностью борного регулирования, эффективностью органов регулирования системы управления и защиты, нестационарным отравлением ксеноном-135, распределением энерговыделения по объему активной зоны реактора.

При изменении мощности реактора температура оболочек тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ) меняется незначительно, а температура топливных таблеток – существенно (на несколько сотен градусов). В результате возникают термические напряжения в ТВЭлах, которые могут вызвать их деформацию и разгерметизацию. Поэтому на АЭС, работающей в переменном режиме, необходимо иметь специальные ТВЭлы, выдерживающие существенно большие циклы нагружения, чем это позволяют ТВЭлы действующих реакторов. Другая проблема – преодоление нестационарного отравления реактора ксеноном (^{135}Xe), которое вынуждает использовать топливо повышенного обогащения, чтобы иметь значительный запас реактивности в течение большей части кампании реактора. При переменных режимах работы энергоблока необходимо также учитывать допустимые скорости прогрева толстостенного металла оборудования и его циклическую усталость.

Для ВВЭР-440 изменение мощности на 5% $N_{ном}$ не имеет ограничений по скорости и количеству циклов нагружения. Изменение мощности на 5-10% $N_{ном}$ имеет ограничение по скорости изменения мощности – не более 3% $N_{ном}$ в минуту и не имеет ограничений по количеству циклов нагружения. Изменение мощности на 10-

50% $N_{\text{НОМ}}$ имеет ограничение по скорости – не более 3% $N_{\text{НОМ}}$ в минуту и по количеству циклов нагружения – не более 250 циклов за период использования тепловыделяющих сборок ядерного топлива. Для ВВЭР-440 эти условия распространяются как на подъем, так и на снижение мощности.

Регламент ВВЭР-1000 в отличие от ВВЭР-440 разделяет режимы снижения и подъема мощности по условиям их проведения из-за более высоких линейных тепловых нагрузок твэлов (415 Вт/см против 300 Вт/см). Снижение мощности с 100% $N_{\text{НОМ}}$ до минимального контролируемого уровня (МКУ) допускается со скоростью не более 3% $N_{\text{НОМ}}$ в минуту. Подъем мощности выполняется при соблюдении следующих условий:

- от МКУ до 40-45% $N_{\text{НОМ}}$ со скоростью не более 3% $N_{\text{НОМ}}$ в минуту;
- с 45% $N_{\text{НОМ}}$ до 75-80% $N_{\text{НОМ}}$ – не более 1% $N_{\text{НОМ}}$ в минуту с трех часовой выдержкой по завершении подъема мощности;
- с 80% $N_{\text{НОМ}}$ до 100% $N_{\text{НОМ}}$ – со скоростью не более 1% $N_{\text{НОМ}}$ в минуту.

Количество циклов нагружения для ВВЭР-1000 в зависимости от конструкции тепловыделяющих сборок (ТВС) составляет: до 70 для ТВС-М и до 94 для ТВС-А за полный (четырёхлетний) топливный период их использования. Для всех режимов и условий изменения мощности реакторов ВВЭР обязательным условием их безаварийной работы является сохранение частоты тока 50 Гц с колебаниями +0,5 Гц и –1,0 Гц.

Сравнение маневренных характеристик двух типов водо-водяных ядерных реакторов позволяет утверждать, что ВВЭР-440 более маневренны по скорости изменения мощности в зоне от 40% $N_{\text{НОМ}}$ и выше (13 МВт/мин против 10 МВт/мин) и по количеству циклов нагружения (250 против 70 или 94). Сравнение регламентных скоростей изменения мощности ВВЭР с условиями изменения электрических нагрузок свидетельствует, что ВВЭР-440 возможно использовать в регулируемой полупиковой части недельных графиков электрических нагрузок. Энергоблоки с ВВЭР-1000/В-320 не располагают техническими возможностями для участия в недельных графиках электрических нагрузок.

Для участия ЯЭУ в полупиковой части суточных графиков электрических нагрузок целесообразно использовать реакторы, разработанные на

базе транспортных ядерных энергетических установок. Такой проект разрабатывается в России для выведенных из эксплуатации энергоблоков Нововоронежской АЭС на базе модульных свинцово-висмутовых реакторов на быстрых нейтронах (СВБР-75/100) электрической мощностью 100МВт [14]. По данным работы [8] стоимость электроэнергии АЭС при работе в течение 7000 ч/год возрастает по сравнению с базовой (8760 ч в год) в 1,19 раз, при работе 6000 ч/год – в 1,33 раз, при работе 5000 ч/год – в 1,55 раз.

Выводы

1. Одним из путей увеличения устойчивости ОЭС Украины и обеспечения качества электроэнергии является целевое использование электрогенерирующих установок в обеспечении суточных и недельных графиков электрических нагрузок.

В пиковой части графиков электрических нагрузок предпочтительно использовать:

- гидроагрегаты ГЭС, а при дефиците водного потенциала еще и ГАЭС;
- газотурбинные установки в энергосистемах, удаленных от ГЭС и ГАЭС, тупиковых (Крымэнерго) и находящихся на границах экспортной передачи электроэнергии;
- парогазовые установки с байпасными дымовыми трубами, оснащенные на две трети установленной мощности газотурбинными установками.

В полупиковой части суточных графиков электрических нагрузок:

- паротурбинные установки с реконструкцией технологических систем или переводом их в режим горячего вращающегося резерва при ночном минимуме нагрузок;
- парогазотурбинные установки с реконструкцией технологических систем;
- ядерные энергетические установки с использованием реакторов, обладающих мобильными свойствами.

2. На всех электрогенерирующих установках необходимо внедрение автоматической системы управления технологическими процессами энергоблока и систем автоматического регулирования частоты и мощности с требуемой чувствительностью и быстродействием для обеспечения качества вырабатываемой электроэнергии.

3. Для обеспечения необходимого качества электроэнергии целесообразно экономически стимулировать сооружение пиковых установок,

провести реконструкцию существующих и построить новые полуликовые энергетические установки. Для этого необходимо ввести дифференцированную оплату отпускаемой электростанциями пиковой, полуликовой и базовой электроэнергии.

1. Шварц А.Л., Булгакова Н.В., Миронов С.Н., Робашевский Ф.М. Расширение регулировочного диапазона энергоблоков 160-800 МВт // *Электрические станции*. – 1982. – №9 – С. 17–20.
2. НР 34-70-113-86. Нормы предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160-800 МВт в регулировочном диапазоне. – М.: Союзтехэнерго. – 1987. – 23 с.
3. Лайзерович А.Ш., Плоткин Е.Р., Созаев А.С., Гончаренко З.Ф. Ограничения изменения нагрузки турбины при участии энергоблока в регулировании частоты и мощности энергосистемы // *Теплоэнергетика*. – 1982. – №6 – С. 25–28.
4. Мадоян А.А., Кучеров Ю.Н. Экономические показатели ТЭС при регулировании мощности // *Теплоэнергетика*. – 2004. – №2 – С. 64–67.
5. Кучеров Ю.Н., Коган Ф.Л., Ительман Ю.Р., Касьянов Л.Н. О подготовке электрических станций к синхронной работе ЕЭС России с энергообъединениями Европы // *Электрические станции*. – 2000. – №4 – С. 3–9.
6. Литвинцев Г.М., Абрамов А.И., Тишин С.Г. Исследование экономичности работы энергоблока 200 МВт с парогенератором ТП-100 в режиме горячего вращающегося резерва // *Электрические станции*. – 1988. – №12 – С. 20–23.
7. Литвинцев Г.М. Тепловое состояние элементов турбины К-200-130 ЛМЗ при работе в режиме горячего вращающегося резерва // *Электрические станции*. – 1987. – №4. – С. 27–29.
8. Кудинов В.В. Конкурентоспособность различных электрогенерирующих технологий // *Атомная техника за рубежом*. – 2005. – №11. – С. 7–24.
9. *Gas Turbines and Gas Turbine Power Plants. Siemens Power Generation*. – 1994. – 19 p.
10. Радин Ю.А. Освоение первых отечественных бинарных парогазовых установок // *Теплоэнергетика*. – 2006. – №7. – С. 4-13.
11. Костюк Р.И., Писковацков И.Н., Чугин А.В. и др. Некоторые особенности режимов эксплуатации головного энергоблока ПГУ-450Т // *Теплоэнергетика*. – 2002. – №9 – С. 6-11.
12. Ковалев Н.Н. *Гидротурбины*. – М.: Машгиз, 1961. – 615 с.
13. Осадчук В.А. Особенности работы ГЭС и ГАЭС в условиях формирования рынка системных услуг в энергетике Украины // *Энергетика и электрификация*. – 2005. – №7. – С. 21-23.
14. Драгунов Ю.Г., Степанов В.С., Климов Н.Н. и др. Реакторная установка СВБР-75/100. Оценка возможности ее использования в проектах реновации энергоблоков АЭС с ВВЭР // *Теплоэнергетика*. – 2006. – №1. – С. 15-19.