

УДК 621.311

МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕРАВНОМЕРНОСТИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Мячин О.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Герасимова А.Г.

Энергосистема любого государства объединяет в едином технологическом процессе множество электростанций, осуществляющих в реальном времени выработку электроэнергии, и множество потребителей, получающих эту энергию от электростанций через передающие и распределительные электросети. Электроэнергия является товаром, который по существующим технологиям невозможно в больших количествах и долго хранить на складах, – этот товар необходимо потреблять в темпе его производства и, наоборот, производить или генерировать в темпе его массового потребления.

Условия работы энергетической системы и входящих в ее состав электростанций определяются режимом электро- и теплотребления обслуживаемого ими района. Они характеризуются соответствующими графиками нагрузок – суточными, недельными, годовыми.

Основной график нагрузки – суточный, представленный на рисунке 1. Электропотребление в течение суток резко меняется в относительно короткие промежутки времени, измеряемые часами и даже минутами, поэтому покрытие этого графика – наиболее сложная задача. Несколько проще покрытие недельной неравномерности, где основная трудность связана с неизбежным массовым остановом агрегатов в субботние и воскресные дни. Наименее сложна задача покрытия годовой неравномерности электро- и теплотребления.

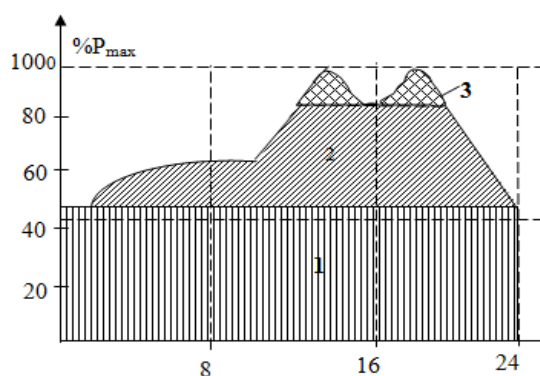


Рисунок 1 – Суточный график нагрузки

Суточный график отличается значительной неравномерностью. Нагрузка непрерывно изменяется, достигая в определенные моменты наибольшей и наименьшей величины. В ночной период сохраняется только нагрузка круглосуточных предприятий и освещения. В 6–8 утра нагрузка растет с возобновлением работы предприятий и транспорта. Провал наблюдается в 12–14 часов в связи с обеденным перерывом. Максимум имеет место в вечерние часы в связи с увеличением бытовой нагрузки. В каждый момент времени генерация электростанций с учетом импорта

электроэнергии должна быть равна потреблению электроэнергии, т.е. постоянно должен соблюдаться баланс электроэнергии и мощности. При невыполнении этого условия происходит изменение частоты электрического тока и перетока по межсистемным линиям электропередачи. Большие отклонения от баланса приводят к серьезным последствиям, связанным с обесточиванием потребителей, отключением генераторов электростанций и прочим. Поэтому в энергосистеме в каждый момент времени должен иметься резерв мощности, используемый для восстановления баланса в случае отклонения потребления электроэнергии от прогнозного значения либо при внезапном выходе из строя генерирующего оборудования.

Суточный график отчетливо подразделяется на постоянную и переменную части: первая отвечает минимальной нагрузке; вторая представляет собой всю площадь графика, расположенную выше минимальной нагрузки.

График нагрузки принято делить на 3 части: базовая; полупиковая; пиковая.

В сумме полупиковая и пиковая образуют зону переменной нагрузки. Максимальные и минимальные нагрузки являются наиболее важными точками.

Возможность участия электростанции в покрытии переменной части суточных графиков нагрузки, а так же регулировании частоты переменного тока в энергосистеме определяется ее маневренностью, которая в свою очередь, зависит от маневренности установленного на станции оборудования. Маневренность – это свойство или характеристика оборудования, отражающая, в каких пределах, с какой скоростью и в каком количестве за установленный срок эксплуатации может изменяться его мощность. В базовой части графика используется нагрузка, вырабатываемая наиболее инертными системами, такими как АЭС. В полупиковой области работают ТЭЦ, КЭС, ГТУ, ПГУ и др. Для покрытия пиковой области используют маловыгодные дизельгенераторы, ГТУ и ПГУ.

Основными факторами, влияющими на маневренность АЭС, являются:

- циклическая прочность конструкционных материалов оборудования и трубопроводов, зависящая от изменений температуры и давления;
- характеристики ядерного топлива, определяемые изменением в нем энерговыделения в переходных режимах;
- алгоритмы управления процессами в оборудовании, в том числе и во вспомогательных технологических системах.

Реальными шагами для улучшения ситуации с ночной разгрузкой ТЭЦ, регулирования режима работы энергосистемы, обеспечения высокоманевренного резерва мощности может быть один из вариантов, предложенных ниже.

1. Сооружение гидроаккумулирующей электростанции, которая позволит в ночные часы потреблять избытки мощности, а в часы максимальных нагрузок – покрывать часть электрической нагрузки. Это, в свою очередь, улучшит экономичность работы Белорусской энергосистемы за счет меньшего количества включенного оборудования, а также снизит потребность энергосистемы в конденсационной мощности.

2. Применение теплового аккумулирования энергии.

3. Установка пиковых газовых турбин, работающих только в часы максимальных нагрузок, позволит снизить величину включенного оборудования конденсационных электростанций и увеличить долю теплофикационной выработки ТЭЦ в ночные часы отопительного периода.

4. Применение для потребительских блок-станций дифференцированного по зонам суток тарифа на электроэнергию в целях исключения выдачи в энергосистему электроэнергии в часы ее избытков и стимулирования выдачи электроэнергии в пиковые часы.

5. Перевод всех потребителей на дифференцированный по зонам суток тариф на электроэнергию.

6. Применение электродвигателей для выработки тепловой энергии в ночные часы отопительного периода.

Наиболее перспективными являются первые два пункта, т.е. применение гидроаккумулирующих станций и теплового аккумулирования энергии. Аккумулирование на АЭС более перспективно, чем для других станций. Это объясняется следующими соображениями:

- аккумулирование энергии на АЭС позволяет избавиться от использования органического топлива;
- начальные затраты на блок АЭС очень высоки, и аккумулирование энергии позволяет максимально использовать эту существенную составляющую затрат;
- циклическая работа ядерного реактора вредна для топливных элементов и сложна, а аккумулятор позволяет снизить до минимума температурные колебания.

Тепловое аккумулирование на АЭС более перспективно, чем для станций, работающих на другом топливе. Системы аккумулирования питательной воды существенно ограничены в отношении пиковой мощности и оказывают сильное влияние на основную систему. В противоположность этому системы аккумулирования пара теоретически не ограничены по

пиковой мощности и представляют собой отдельные установки, связанные с основной станцией только линиями зарядки и возврата конденсата. Применительно к АЭС это рассматривается как преимущество. К таким системам относятся системы с внутренней генерацией пара и системы с внешней генерацией пара.

Если снижение потоков отбора в АЭС считается недопустимым, а перегрузка турбинной установки невозможна, то требуется специальная пиковая турбина. К преимуществам специальной пиковой турбины относят устранение ограничений мощности, вызванных аккумулярованием питательной воды и/или ограничениями впуска пара основной турбины. Тот факт, что система теплового аккумулярования энергии с основным блоком образует горячий резерв также является преимуществом этой схемы.

Аккумулярование энергии с помощью гидроаккумулярующих электрических станций (ГАЭС). ГАЭС – это насосно-аккумулярующая ГЭС, которая в одни периоды времени использует электроэнергию других электростанций из электросетей энергосистемы для преобразования ее в потенциальную энергию воды (прямое преобразование), а в другие периоды времени преобразует потенциальную энергию воды в электроэнергию (обратное преобразование), отдавая ее в электросети для покрытия пиков нагрузки энергосистемы. Гидротехнические сооружения ГАЭС состоят из двух бассейнов – верхнего (аккумулярующего) и нижнего (питающего), расположенных на разных уровнях и соединенных системой крупных наклонных трубопроводов (водоводов). Гидроагрегаты ГАЭС в зависимости от высоты напора воды оснащаются поворотными лопастными, диагональными, радиально-осевыми или ковшовыми гидротурбинами. Время пуска и смены режимов гидроагрегатов ГАЭС измеряется несколькими минутами, что определяет их высокую эксплуатационную маневренность. ГАЭС могут быть с суточным, недельным и сезонным циклами регулирования. Регулировочный диапазон ГАЭС близок к двухкратной величине ее установленной мощности, так как регулирование графика нагрузки энергосистемы осуществляется станцией как в насосном режиме (регулирование ночного провала), так и в генераторном (регулирование пика). Стандартные функции ГАЭС за последние десятилетия наполнились новым содержанием. Если изначально главной задачей ГАЭС была работа в генераторном режиме в часы пика нагрузки, а потребление электроэнергии при прямом преобразовании ГАЭС считалось неизбежным злом, снижающим КПД станции и повышающим стоимость ее пиковой энергии, то в новых условиях, при создании мощных тепловых блоков, особенно на атомных электростанциях, имеющих ограниченные возможности регулирования мощности, большой проблемой стало прохождение ночного минимума нагрузки, когда тепловые блоки не могут быть разгружены не только по техническим условиям, но и в связи с необходимостью несения тепловой нагрузки. При этом «зло зарядки» ГАЭС превращается для энергосистемы в благо, особенно в тех регионах, где преобладают АЭС. Кроме того, гидроагрегаты успешно используются и для регулирования в энергосистеме частоты и напряжения. С образованием в последнее десятилетие в электроэнергетике ряда стран оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) на первый план выходит также использование ГАЭС как источника быстро вводимого резерва активной мощности (для сравнения: современные газотурбинные или парогазовые установки требуют 5–10 мин для выхода на полную мощность против 2–3 мин у ГАЭС). Таким образом, в современной энергетике ГАЭС превращается в многофункциональный источник оказания системных услуг, способствующих не только оптимизации суточного графика нагрузок, но и повышению надежности и качества электроснабжения.

Рассмотрим вариант строительства ГАЭС мощностью 1200 МВт и строительство ГТУ аналогичной мощности. Себестоимость отпускаемой электроэнергии находится по формуле:

$$C_{\text{ээ}} = \frac{И}{\mathcal{E}_{\text{отп}}}, \quad (1)$$

где $И$ – годовые издержки, $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ – годовой отпуск электроэнергии.

Годовой отпуск электроэнергии для данной ГАЭС находится по формуле 2:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = N \cdot h \cdot \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}}{100}\right) \quad (2)$$

где N – мощность станции, h – число часов использования установленной мощности, $\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды.
 Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Сводная таблица технико-экономических показателей

Наименование показателей	Обозначение	Размерность	ГАЭС	ГТУ
Установленная мощность	N	МВт	1200	1200
Число часов использования установленной мощности	h	ч/год	1400	1400
Годовой отпуск энергии	\mathcal{E}	МВт·ч	$169,94 \cdot 10^4$	$172 \cdot 10^4$
Удельные капиталовложения	$k_{\text{уд}}$	у.е./кВт	120	1000
Полные капиталовложения	K	у.е.	$144 \cdot 10^6$	$1200 \cdot 10^6$
Штатный коэффициент	$k_{\text{шт}}$	чел./МВт	0,2	0,3
Среднегодовая заработная плата	$Z_{\text{ср}}$	у.е./год	12000	10000
Норма амортизации	N_a	%	2	2
Топливные издержки	I_t	млн.\$/год	62,05	232,7
Издержки на амортизацию	I_a	млн.\$/год	2,88	24
Издержки на ремонт	I_r	млн.\$/год	1,73	7,2
Издержки на заработную плату	$I_{\text{зп}}$	млн.\$/год	4,03	3,6
Прочие издержки	$I_{\text{пр}}$	млн.\$/год	1,73	3,38
Себестоимость электроэнергии	$C_{\text{ээ}}$	у.е./кВт·ч	0,043	0,157

Выводы

1. В результате расчетов видно, что себестоимость электроэнергии на ГАЭС более чем в 3 раза дешевле, чем энергия, выработанная на аналогичной по мощности ГТУ (0,043 \$/кВтч против 0,157 \$/кВтч).

2. ГАЭС являются в условиях современного индустриального общества эффективным маневренным инструментом суточного (в пиковые и ночные часы), недельного (в рабочие и выходные или праздничные дни) и сезонного (в отопительный и межотопительные периоды) регулирования графика нагрузки энергосистемы, повышения качества и надежности электроснабжения, обеспечения быстрых поставок электроэнергии на оптовый и розничные рынки электроэнергии.

3. ГАЭС являются быстро окупаемыми (до 7 – 8 лет) и сравнительно мало затратными сооружениями как по капитальным (100 - 300 долл. на установленный кВт мощности против 700 - 800 долл. для ТЭС или ТЭЦ), так и эксплуатационным расходам (0,2 единицы персонала на 1 МВт установленной мощности, отсутствие топливной составляющей).

4. ГАЭС, в отличие от ГЭС, используют для выработки электроэнергии воду в почти замкнутом цикле (с подпиткой от открытого источника) и наносят минимальный экологический ущерб окружающей природе.

Литература

1. Бродянский В.М. Тепловое аккумулирование энергии. – М.: Мир, 1987.
2. Гуртовцев А.Л. Гидроаккумулирующие электростанции. – РУП «БелТЭИ».
3. Качан А.Д. Технико-экономические расчеты / А.Д. Качан, Б.В. Яковлев. – Мн.: Вышэйшая школа, 1982.
4. Тепловые и атомные электрические станции / В.А. Григорьев, В.М. Зорин. – М.: Энергоатомиздат, 1989.