

УДК 621.311

ПНЕВМОАККУМУЛИРУЮЩИЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ СГЛАЖИВАНИЯ ГРАФИКОВ СУТОЧНОЙ НАГРУЗКИ

Лихута А.В., Олизарович Е.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент, Назаров В.И.

Главным плюсом строительства БелАЭС является экономия около 5 млрд. кубометров газа в год и снижение энергозависимости от российского сырья (но в соответствии с межправительственным соглашением Беларусь должна закупать топливо для АЭС у России в течение всего срока эксплуатации станции).

Ввод в эксплуатацию Белорусской АЭС потребует резкого изменения режимов работы других генерирующих источников белорусской энергосистемы, что, в свою очередь, вызовет ряд сопутствующих проблем. А именно профицит вырабатываемой в стране электроэнергии.

В 2014 году общее потребление электроэнергии в Беларуси составило 38,04 млрд. кВт•ч (100,9 % к предыдущему году). При этом 3,83 млрд. кВт•ч Беларусь импортировала (на 43 % меньше, чем годом ранее).

Первый блок АЭС мощностью 1200 МВт в Беларуси планируется ввести в эксплуатацию в 2018 году, а второй – в 2020 году. АЭС будет производить примерно 18 млрд. кВт•ч электроэнергии в год. От импорта электроэнергии Беларусь полностью откажется уже после ввода первого блока АЭС. Тем не менее с вводом в эксплуатацию двух блоков станции профицит электроэнергии в любом случае окажется достаточно большим – около 14 млрд. кВт•ч.

Работающим в Беларуси станциям придется работать с меньшей, чем прежде, нагрузкой, в новом режиме – постоянного чередования пуска и остановки. Все эти проблемы белорусская энергосистема особо почувствует в условиях минимальных нагрузок в ночные часы. В этот период придется ежедневно проводить большой объем регулировочных мероприятий на КЭС и ТЭЦ, предельно разгружая их до технического минимума с возможной регулярной остановкой отдельных блоков, а также снижать теплофикационную мощность ТЭЦ. В результате эффективность работы ТЭЦ заметно ухудшится.

Чтобы энергосистема функционировала нормально, атомной станции необходим резерв. Причем резервная мощность в энергосистеме Беларуси должна составлять как минимум 1200 МВт – на случай, если из строя выйдет один из блоков АЭС.

Чтобы иметь такой резерв, можно построить новые станции или же воспользоваться уже действующими – Березовской ГРЭС, Лукомльской ГРЭС, Минской ТЭЦ-5 и т.д. (если после запуска АЭС не консервировать излишние мощности этих станций, а поддерживать их в рабочем состоянии).

Белорусские энергетики имеют определенный опыт регулирования максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы. Это – использование действующих ТЭЦ и КЭС при их работе в период максимальных и минимальных нагрузок, а также применение дифференцированных тарифов в зависимости от времени выработки электроэнергии.

И все же после ввода в эксплуатацию АЭС Беларуси придется активнее заняться «электрификацией». На действующих отопительных котельных и ТЭЦ необходимо будет установить электродотопители, а также построить новые электродотопительные для отопления и горячего водоснабжения жилых и производственных зданий.

Во избежание исключения остановки генерирующего оборудования белорусской энергосистемы в часы минимальных нагрузок на ТЭЦ потребуются установка электродотопителей суммарной мощностью до 495 МВт, а на котельных «Белэнерго» – электродотопителей мощностью до 450 МВт.

По оценкам, цена вопроса дальнейшей «электрификации» в системе «Белэнерго» – около 113 млн. долларов, в том числе 75 млн. долларов потребуются для энергетической модернизации котельных и мини-ТЭЦ и 38 млн. долларов – для ТЭЦ.

БелАЭС можно разгрузить и на 20 %, но желательно сделать это разово: то есть, допустим, в таком режиме она будет работать в течение всего лета, а полностью нагружать станцию будут днем.

В мире по-разному регулируют нагрузки в энергосистеме с учетом работы АЭС. Наиболее востребованы для этих целей действующие тепловые электростанции: во время спада потребления электроэнергии их разгружают до технического минимума, а в период пика – максимально загружают.

Интеграции АЭС в энергосистему помогают воздушно-аккумулирующие газотурбинные электростанции, специальные пиковые источники на базе газотурбинных установок (ГТУ) либо газопоршневых агрегатов.

В отличие от традиционной ГТУ, которая в процессе работы для привода компрессора использует 2/3 потребляемого топлива, воздушно-аккумулирующая газотурбинная установка закачивает воздух в хранилище в часы малых нагрузок при низкой стоимости электроэнергии (например, ночью) и использует ее в требуемые часы нагрузки, для выработки электроэнергии. Этот фактор обеспечивает высокую эффективность системы.

Потери энергии в пневмоаккумулирующем устройстве происходят главным образом при сжатии (нагревание) и расширении (охлаждение) технологического воздуха. Для увеличения эффективности подобных установок необходимо, чтобы процесс происходил без потерь тепла, т.е. был адиабатическим. Вопрос состоит в том, как сохранить и сжатый воздух и громадное количество тепла. Для аккумуляции тепла, при нагревании воздуха, используем теплообменники. Воздух закачивается герметичное помещение.

Для нашего расчета задаемся мощностью 100 МВт, которые снимаем во время ночного провала в течение 10 часов.

Расчет температуры воздуха на выходе из компрессора

Первоначальное значение степени повышения давления лопаточного аппарата:

$$\pi_{ла} = \frac{\pi_K \cdot \sigma_{вх}}{\sigma_{вх} \cdot \sigma_{вых}} = \frac{8,36}{0,99 \cdot 0,98} = 8,617$$

Температура заторможенного потока на выходе из компрессора:

$$T_2^* = T_n \cdot \pi_{ла}^{\frac{\kappa-1}{\kappa \cdot \eta_{пол}}} = 288 \cdot 8,617_{ла}^{\frac{1,4-1}{1,4 \cdot 0,8}} = 621,5 \text{ K}$$

Температура воздуха на выходе из компрессора:

$$T_2 = T_2^* - \frac{C_{2a}^2}{2 \cdot C_p} = 621,5 - \frac{105^2}{2 \cdot 1004,5} = 616 \text{ K}$$

Количество энергии за время ночного провала, которое может быть получено:

$$A = N \cdot \tau = 100.000.000 \cdot 10 \cdot 3600 = 3,6 \cdot 10^{12} \text{ Дж}$$

Количество энергии, которую получит воздух:

$E_n = A \cdot \alpha = 3,6 \cdot 10^{12} \cdot 0,8 = 2,88 \cdot 10^{12}$, где α – коэффициент, учитывающий долю потерь энергии.

Необходимая масса воздуха:

$$m = \frac{E_n^* \cdot \mu}{R \cdot T \cdot \ln\left(\frac{P_2}{P_1}\right)} = \frac{(2,88 \cdot 10^{12} / 2) \cdot 0,029}{8,314 \cdot 616 \cdot \ln 8,36} = 3,847 \cdot 10^6 \text{ кг}$$

Масса воды для охлаждения воздуха в теплообменнике:

$$m_{вод} = \frac{m_{воз} \cdot c_{воз} \cdot \Delta t_1}{c_{вод} \cdot \Delta t_2} = \frac{3,847 \cdot 10^6 \cdot 1005 \cdot (343 - 15)}{4187 \cdot (338 - 15)} = 0,936 \cdot 10^6 \text{ кг}$$

Температура воды после снятия теплоты воздуха:

$$t_{вод} = \frac{m_{вод} \cdot c_{вод} \cdot \Delta t_1 \cdot \alpha}{m_{воз} \cdot c_{воз}} = \frac{0,936 \cdot 10^6 \cdot 4187 \cdot (338 - 15)}{3,8 \cdot 10^6 \cdot 1005} = 332^\circ \text{C}$$

Потенциальная энергия воздуха перед турбиной:

$$E_n = \frac{m \cdot R \cdot T \cdot \ln\left(\frac{P_2}{P_1}\right)}{\mu} = \frac{3,847 \cdot 10^6 \cdot 8,314 \cdot 675 \cdot \ln 70}{2,9 \cdot 10^{-2}} = 2,8 \cdot 10^{12} \text{ Дж}$$

Количество энергии, которую получим на электрогенераторе:

$$E_n = A \cdot \alpha = 2,8 \cdot 10^{12} \cdot 0,8 = 2,3 \cdot 10^{12}.$$

Мощность, которую может выдать турбина:

$$N = \frac{E_n \cdot \eta_{oi}}{4 \cdot 3600} = \frac{2,3 \cdot 10^{12} \cdot 0,8}{4 \cdot 3600} = 127,78 \text{ МВт},$$

где η_{oi} – внутренний относительный КПД турбины.

Расчеты показывают, что в течение 4 часов, пневмоаккумулирующая установка сможет выдать электроэнергию в энергосистему, в часы пиковой нагрузки, около 128 МВт.

Литература

1. Кошкин Н.И. Справочник по элементарной физике. Учебник / Н.И. Кошкин, М.Г. Ширкевич. – М.: «Наука», 1975. – 256 с.
2. Ляхтер В.М. Ветровые электростанции большой мощности. Обзорная информация / В.М. Ляхтер. – М.: Информэнерго, 1987. – 72 с.
3. Яровой Я. Альтернативная энергетика. Аккумуляция электрической энергии. [Электронный ресурс].