

ОЦЕНКА УСТАНОВКИ АКТИВНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НА ПРЕДПРИЯТИИ БЕЛАРУСИ

М. Н. Поздняков, С. Н. Коротченко

Белорусский национальный технический университет, г. Минск

Научный руководитель Н. А. Попкова

У потребителей электроэнергии появился новый способ выхода из энергосистемы. Потребители могут объединяться в активный энергетический комплекс (АЭК) с собственной генерацией и сетевой инфраструктурой. Основной плюс АЭК – существенная экономия расходов на энергоснабжение при сохранении связи с внешней энергосистемой.

Принципиально АЭК является микроэнергосистемой, состоящей из установок собственной генерации, своей внутренней электросетевой инфраструктуры и своего внутреннего промышленного потребителя. Все это вместе объединено структурой, включающей в себя цифровые решения: программно-аппаратный комплекс (ПАК) и управляемое интеллектуальное соединение (УИС), с помощью которых осуществляется регулирование производства и потребления электроэнергии внутри АЭК, а также технологическое взаимодействие энергосистемы с сетью потребителя.

Регулирование производства и потребления электрической энергии (мощности) осуществляется с применением УИС. Архитектурно ПАК и УИС АЭК включает в себя аппаратную и программную часть. Аппаратная часть состоит из полупроводниковых устройств, обеспечивающих управление коммутацией и дополнительные функции РЗА, и интеллектуальной. Программная часть реализует математические алгоритмы и ограничительные механизмы АЭК. Аппаратная часть УИС устанавливается на фидерах, обеспечивающих подключение АЭК к энергосистеме, на шинах генераторов, а также на каждом из фидеров, которыми подключены электроустановки потребителей АЭК. Программная часть реализована в виде двухуровневой системы, состоящей из расчетного балансирующего модуля и периферийных управляющих модулей. Устройства УИС должны устанавливаться на границе балансовой принадлежности каждого АЭК, в том числе объектов, обеспечивающих производство электрической энергии и в точках присоединения энергопринимающих устройств к распределительным устройствам.

Цель проекта АЭК – в первую очередь, привлечь предприятия среднего бизнеса, для которых совместное использование генерирующей мощности становится новым, ранее недоступным фактором повышения эффективности производства.

Так, нами было решено взять предприятие в Беларуси средней мощности, оценить возможность его модернизации путем установки на него АЭК, а также экономические, экологические последствия и влияния его на энергосистему района, в котором оно располагается.

Было рассмотрено несколько вариантов. Был выбран Климовичский комбинат хлебопродуктов (КХП). Предприятие с установленной электрической мощностью 2,5 МВт, паровыми и водогрейными котлами, работающими на газу, печном и древесном топливе.

В данной ситуации было решено заменить, исходя из необходимой тепловой мощности, старые котлы на новые электрические марки КЭП-630/0,4 и КЭВ-400/0,4 с баком накопителем. Потребление электроэнергии предприятием возросло на 1 МВт. Отталкиваясь от этого, мы выбирали мощность АЭК. Среднегодовая скорость ветра в районе КХП составляет 6 м/с, что является достаточным условием для нормальной работы ветряка.

Нами было решено установить 2 ветряка DEC DF103 номинальной мощностью 2,5 МВт каждый. Ветряки выдают в среднем 20 % от своей номинальной мощности, значит суммарно будут выдавать около 1 МВт. Ветровая энергия является экологически чистой, что уменьшает выбросы вредных веществ от нашего предприятия.

Для оценки эффективного использования АЭК необходимо рассчитать экономический эффект и срок его окупаемости:

$$\mathcal{E}_{\text{Год}} = P_{\text{до}} - P_{\text{после}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{Год}}$ — экономический эффект от реализации проекта за год, р.; $P_{\text{до}} - P_{\text{после}}$ — затраты на оплату электроэнергии и сырья для котельных установок до и после реализации проекта, р.

Оплата за электроэнергию осуществляется по двухставочному тарифу:

$$\Pi = 365 \cdot \alpha P'_{\text{max}} + b \mathcal{E}_0,$$

где α — основная ставка за киловатт заявленной мощности; b — дополнительная ставка за каждый кВт ч; р./год; P'_{max} — среднегодовая мощность предприятия, участвующая в максимуме энергосистемы; \mathcal{E}_0 — электроэнергия, отпущенная предприятию за год;

$$\Pi_{\text{до}} = 365 \alpha P'_{\text{max}} + b \mathcal{E}_0 = 365 \cdot 0,86 \cdot 1796,6 + 0,23 \cdot 13813078 = 3685595 \text{ р/год};$$

$$\Pi_{\text{до}} = 365 \alpha P'_{\text{max}} + b \mathcal{E}_0 = 365 \cdot 0,86 \cdot 1100,0 + 0,23 \cdot 12553080 = 318848 \text{ р/год}.$$

Затраты на покупку сырья (газ, древесина) для котельных установок за год составляют $P_{\text{сырья}} = 568533,9$ р/год, тогда:

$$P_{\text{до}} = \Pi_{\text{до}} - \mathcal{Z}_{\text{сырья}} = 3685595 + 568533,9 = 4254129,9 \text{ р/год};$$

$$P_{\text{после}} = \Pi_{\text{после}} = 3181848 \text{ р/год}.$$

Теперь определим экономический эффект за год:

$$\mathcal{E}_{\text{Год}} = P_{\text{до}} - P_{\text{после}} = 4254129,9 - 3181848 = 1072280,9 \text{ р/год}.$$

Итогом расчета будет являться определение срока окупаемости АЭК:

$$T_{\text{ок}} = \frac{\mathcal{Z}}{\mathcal{E}_{\text{Год}}},$$

где \mathcal{Z} — затраты на покупку, доставку и установку ветряков, электродвигателей, бака накопителя и трансформаторов;

$$T_{\text{ок}} = \frac{\mathcal{Z}}{\mathcal{E}_{\text{Год}}} = \frac{6801988,2}{1072280,9} = 6,35 \text{ лет}.$$

В итоге мы получаем проект, который требует единовременных больших капитальных вложений с достаточно быстрым сроком окупаемости в 6,35 лет. Данный проект позволяет многим предприятиям обновить свои котельные установки на современные электрические, не нагружая дополнительно энергосистему, также снижая энергопотребление в пики энергосистемы благодаря гибкому потреблению электроэнергии котлов. Данный проект является экологически чистым, потому что мы используем энергию ветра и котельные установки без выброса вредных веществ.

Литература

1. Бердиков, Р. Н. Политика инновационного развития и модернизации ОАО «ФСК ЕЭС» / Р. Н. Бердиков. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru>. – Дата доступа: 30.03.2021.
2. Ганэ, В. А. Управление деятельностью инновационного предприятия на контрактных рынках высокотехнологичных проектов / В. А. Ганэ, И. А. Гончарук // Белорус. экон. журн. – 2010. – № 4. – С. 78–89.
3. Парр, Э. Программируемые контроллеры. Руководство для инженера : пер. с англ. / Э. Парр. – М. : БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007.

ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Е. М. Гецман, Н. А. Попкова

Белорусский национальный технический университет, г. Минск

Один из показателей энергетической безопасности страны – доля собственных энергоресурсов в ее топливном балансе. Для Республики Беларусь, в полной мере не обеспеченной собственными топливно-энергетическими ресурсами, важно отслеживать мировые энергетические тренды и анализировать их влияние на экономику страны для выработки рациональной энергетической политики.

Единая энергетическая модель нашей страны представляет собой централизованную систему с учетом особенностей каждой области, в частности, наличия запасов собственных энергоресурсов, в которой большая часть электроэнергии вырабатывается крупными станциями, а затем поставляется потребителям. Преимущество данной системы состоит в том, что благодаря ограниченному числу генераторов удается достаточно просто поддерживать необходимый баланс между производством и использованием электричества.

Специфика и основа энергетической модели – теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) – паротурбинные и парогазовые), конденсационные электростанции (КЭС) и котельные. Система энергообеспечения остается в основном углеводородной. Ее основу составляют КЭС и ТЭЦ, а также многочисленные блок-станции на базе когенерационных установок. Кроме того, в ее состав входят ГЭС с установленной мощностью около 250 МВт и введенные ветроэнергетические установки [1].