

Оценим влияние факторов внешней среды на потребление электроэнергии.

С ростом среднемесячной долготы дня увеличивается потребление электрической энергии, но потребление ресурса уменьшается с увеличением среднемесячной температуры. С учетом отрицательности среднемесячной температуры в зимнее время суммарный эффект в 2,2 млрд. квт-ч определяет дополнительно расходуемую электроэнергию в течение года из-за внешних условий. Это эквивалентно тому, что дополнительно возможно было увеличить объем выпускаемой продукции на сумму 2,183 9 трлн. р. Кроме того, в декабре объем выпуска продукции на 18 % превышал среднемесячный, что также имело негативное влияние.

Рассмотрим оценки электроемкости. Обычный показатель без учета потерь в электрических сетях и без учета влияния внешних факторов составляет 0,749 631 тыс. кВт-ч/млн. р. Если не учитывать увеличение потребления электроэнергии за счет факторов внешней среды, то электроемкость может снизиться до 0,661 076 тыс. кВт-ч/млн. р. Значительное влияние на электроемкость оказывают потери в электрических сетях, которые достигают свыше 10 % от используемого количества электроэнергии. Таким образом, учет влияния внешних условий приводит к необходимости управления производственной деятельностью для снижения последствий этих влияний.

*Т.Г. Зорина
БГЭУ (Минск)*

ПОСТРОЕНИЕ СЦЕНАРИЕВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ ДО 2025 ГОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ MESSAGE

Для выработки рекомендаций по развитию электроэнергетики Республики Беларусь на период до 2025 г. использовался пакет MESSAGE, разработанный Международным институтом прикладного системного анализа (Австрия) и распространяемый МАГАТЭ среди стран-участниц.

В исследовании рассматривалось 7 основных сценариев, сформулированных на основе Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов белорусской энергетической системы, энергобережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 гг. Диапазон предполагаемых сценариев довольно разнообразен, что позволяет сформулировать и сравнить различные варианты развития электроэнергетической системы. Рассмотренные в качестве основных сценарии можно разделить на два блока.

Первый блок включает в себя сценарии 1-3 и основан на допущении, что имеющиеся на текущий момент в составе белорусской энергетической системы мощности по производству электрической энергии будут в перспективе выводиться по мере выработки паркового ресурса. При этом сценарий 1 допускает,

что на смену выбывшим мощностям предусматривается введение начиная с 2015 года атомных электростанций. Второй сценарий предполагает введение ПГУ в течение 2005–2010 гг. с целью замещения выработавшего паркковый ресурс оборудования. Сценарий 3 рассматривает вариант одновременного строительства ПГУ и АЭС. Кроме того, следует отметить, что все сценарии, входящие в первый блок предусматривают ограничение на импорт электроэнергии на уровне 2003 года, что составляет 10818 млн. кВт/ч.

Второй блок включает сценарии 4–7 и предполагает предусмотренные Государственной комплексной программой мероприятия по модернизации и реконструкции действующих в электроэнергетике республике мощностей, в частности модернизацию и реконструкцию Лукомльской (2006–2008 гг.) и Березовской ГРЭС (2004–2008 гг.), реконструкцию ТЭЦ (2005–2010 гг.), а также строительство ТЭЦ на местном топливе (2005–2009 гг.) и ГЭС на малых реках (2006–2009 гг.). В частности, сценарий 4 предполагает введение в эксплуатацию ТЭЦ на местном топливе, наряду с модернизацией и реконструкцией действующих мощностей; сценарий 6 рассматривает возможную конкуренцию между ТЭЦ на местном топливе, ГЭС и АЭС, а сценарий 7 – в качестве кандидатов на замещение предлагает лишь ГЭС и ТЭЦ на местном топливе. Как и сценарии первого блока, сценарии, входящие во второй блок имеют ограничение на импорт электроэнергии, исключение составляет лишь сценарий 5, который рассматривает возможности модернизации и реконструкции в условиях неограниченного импорта электроэнергии.

Сравнение результатов расчетов по сценариям 1–7 осуществлялась также по следующим направлениям:

1. Объем импорта электрической энергии. Сценарии 2, 4, 7 имеют постоянный объем импортируемой электроэнергии на уровне 10818,34 млн. кВт/ч, сценарии 1, 3 и 6 предполагают возможность полного отказа от импорта электроэнергии за счет введения в 2015 г. в эксплуатацию АЭС. Сценарий 5 предусматривает динамический рост импорта электроэнергии до 34 623,38 млн. кВт/ч в 2025 г., что составляет 72,31 % по сравнению с объемом импортируемой в базовом периоде году на основе предположений о возможности неограниченного импорта электроэнергии.

2. Потребление природного газа. Наиболее затратным по потреблению природного газа является сценарий 2, который предусматривает выведение действующих установок по мере выработке паркового ресурса и введение ПГУ. Наиболее экономичными являются сценарии 1, 3 и 6, которые предусматривают введение АЭС с 2015 г. и частичное вытеснение природного газа ядерным топливом. Вторым по экономичности потребления природного газа является сценарий 5, в котором относительно низкий уровень потребления энергосистемой природного газа обусловлен значительным удельным весом импорта электроэнергии в структуре производства. Таким образом, можно сделать вывод о том, что потребление природного газа в рассматриваемом периоде будет расти и составит к 2025 г. около 19 000 млрд. м³.

3. Стоимость возмещения затрат. Максимальная стоимость возмещения затрат может быть достигнута лишь согласно сценарию 2, путем замещением ПГУ выведенных из эксплуатации действующих мощностей. Вторыми по стоимости возмещения затрат являются сценарии 4 и 7, которые предусматривают проведение модернизации и реконструкции действующих КЭС и ТЭЦ, а также предполагают строительство новых ТЭЦ. Отсутствие разницы в результатах расчетов по данным сценариям свидетельствует о том, что введение ГЭС на малых реках, предусмотренных сценарием 7, никак не отразится на стоимости возмещения затрат по системе. Незначительное повышение стоимости возмещения затрат на 12 % на протяжении всего прогнозного периода предусматривает сценарий 5, что обусловлено заложенным в расчеты ростом цен на импортируемую электроэнергию. Минимальной стоимости возмещения затрат позволяет достигнуть использование результатов расчетов по сценариям 1, 3, 6, предусматривающим введение АЭС. Безусловно, АЭС вырабатывают самую дешевую электроэнергию, чем и объясняется такое существенное снижение стоимости возмещения затрат по системе, более чем в 2,3 раза в течение анализируемого периода.

В.Л. Кулешова
Филиал БГЭУ (Бобруйск)

ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЕ СРЕДСТВА CRM-ТЕХНОЛОГИИ

Конкурентные преимущества предприятию может обеспечить либо внутренняя производственная эффективность, либо лучшая по сравнению с конкурентами ориентация на рынок. Производственная эффективность обеспечивается в настоящее время корпоративными системами управления ERP (Enterprise Resource Planning – планирование ресурсов предприятия).

Информационными системами, обеспечивающими эффективную ориентацию на рынок, являются системы класса CRM (Customer Relationship Management – управление взаимоотношениями с клиентами). Данные системы направлены на создание обширной базы «верных» клиентов, которая как раз и становится для предприятия долгосрочным конкурентным преимуществом.

Термином CRM обозначают, как правило, не только информационные системы, содержащие функции управления взаимоотношениями с клиентами, но и саму стратегию ориентации на клиента. Суть этой стратегии заключается в том, чтобы объединить разные источники информации о клиентах, продажах, откликах на маркетинговые мероприятия, рыночных тенденциях для построения наиболее тесных отношений с клиентами.

Целью данной работы является анализ возможностей существующих инструментальных средств CRM-технологии.

Существует три уровня CRM. Их характеристики и инструменты реализации приведены в таблице. В связи с тем, что каждый из поставщиков, в той или иной степени специализируется на каком-то уровне (например, SAS – аналити-