

А. Ю. Домников, канд. экон. наук, доц.
УГТУ–УПИ, г. Екатеринбург

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИОРИТЕТЫ КОНКУРЕНТНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ КОГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ

Статья посвящена изучению проблемы оценки конкурентных преимуществ когенерационных энергоисточников, входящих в состав централизованной и распределенной систем когенерации энергии. Предложенный методический подход позволяет выявить экономические и технологические приоритеты развития когенерационных энергоисточников различных типов, адаптированных к современным условиям территориального рынка электрической и тепловой энергии.

Закономерности развития систем когенерации энергии в условиях конкуренции

В процессе реформирования российской электроэнергетики сформировались новые условия, характеризующиеся в первую очередь высокой степенью неопределенности в развитии конкурентной среды. Они привели к смене прежних приоритетов в направлении качественного развития генерирующих мощностей за счет повышения эффективности и надежности.

Современные тенденции развития электроэнергетики характеризуются как процессами реструктуризации, инициирующими коммерческую активность энергокомпаний, так и возрастанием конкурентного напряжения на рынках электрической и тепловой энергии, что приводит к появлению специфических форм конкурентной борьбы в сфере генерации энергии на территориальном уровне, которые связаны с реализацией конкурентных преимуществ генерирующих энергоисточников.

Связующим звеном между системной электроэнергетикой и потребителем, а также основой обеспечения на территориальном уровне таких процессов, как электрификация и теплофикация, являются когенерационные энергоисточники (КЭИ), осуществляющие совместную выработку электрической и тепловой энергии с помощью теплофикационных энергоустановок. В зависимости от типа и мощности КЭИ образуют две системы когенерации энергии (СКЭ) – централизованную и распределенную.

В централизованную СКЭ входят ТГК, занимающие некоторое промежуточное положение между «общесистемной» генерацией и потребляющим комплексом, которые образовались в результате реформирования российской электроэнергетики. Основу структуры генерирующих мощностей ТГК составляют когенерационные паротурбинные установки (ПТУ), установленные на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ). В качестве перспективных можно рассматривать парогазовые (ПГУ) и газотурбинные (ГТУ) когенерационные установки.

Проблема развития централизованной СКЭ в условиях конкуренции может быть связана с потерей конкурентных преимуществ и нарушением системных свойств в основном из-за высокого износа оборудования и стремления руководства ТГК к максимизации прибыли за счет интенсивной эксплуатации остаточного ресурса. Это может привести к снижению уровня конкурентоспособности КЭИ в результате: 1) неоптимального режима работы когенерационных установок; 2) увеличения расхода топлива; 3) роста производственных издержек.

В настоящее время наряду с традиционной – централизованной СКЭ получает развитие новый структурный элемент в региональной энергетике – независимый производитель, включающий в себя малые когенерационные установки, составляющие основу распределенной СКЭ.

КЭИ, входящие в распределенную СКЭ, могут быть установлены на удаленных тер-

риториях региона, где отсутствует централизованное энергоснабжение, но имеется достаточное количество относительно дешевого местного топлива (например, биомасса, уголь), а также при их экономической целесообразности на промышленных предприятиях и жилищно-коммунальном хозяйстве.

При определенных обстоятельствах такие когенерационные установки могут составить конкуренцию централизованной СКЭ.

В техническом плане развитие распределенной СКЭ возможно только при высокой энергетической и эксплуатационной эффективности малых когенерационных установок, в результате чего может произойти:

- 1) изменение структуры топливно-энергетического баланса территории в сторону использования более дешевых по сравнению с природным газом – твердых топлив;
- 2) изменение структуры энергоснабжения в сторону распределенной СКЭ на основе либерализации энергетических рынков;
- 3) изменение технологии энергетического использования биомассы и твердых топлив (применение современных газогенераторных технологий в когенерационных установках).

Учитывая указанные технико-экономические особенности, развитие КЭИ в распределенной СКЭ вероятно будет проходить по следующим направлениям:

- 1) превращение котельных в мини-ТЭЦ за счет модернизации энергетического оборудования;
- 2) сооружение ГТУ–ТЭЦ на промышленных предприятиях и в коммунально-бытовом хозяйстве;
- 3) сооружение газогенераторных КЭИ, использующих местные топливные ресурсы на удаленных территориях региона.

В целом предложенные направления не противоречат принципам конкурентного развития всей СКЭ и не снижают системный эффект из-за распространения маломощных КЭИ. В результате этого образуется дополнительное звено в региональной системе генерации энергии, которое обеспечивает энергией небольшие населенные пункты или промышленные предприятия, где нецелесообразно по каким-либо причинам

использовать КЭИ, входящие в состав централизованной СКЭ. Более того, при определенных обстоятельствах КЭИ, входящие в состав распределенной СКЭ, могут органично вписываться в конкурентную среду, занимая свою рыночную нишу в генерации энергии на территории региона.

При рациональном сочетании централизованная и распределенная системы могут взаимно дополнять друг друга и позволяют создать достаточно гибкую СКЭ на территории. Такая СКЭ способна надежно обеспечивать потребителей электрической и тепловой энергией и успешно конкурировать с энергоисточниками, осуществляющими отдельную генерацию энергии за счет реализации конкурентных преимуществ когенерации.

С точки зрения системного подхода СКЭ представляет собой открытую систему, обладающую целостным единством связанных между собой частей – централизованной и распределенной СКЭ, каждую из которых можно разделить на более мелкие элементы – КЭИ и отдельные когенерационные установки, совокупность отношений между которыми образует структуру СКЭ.

Существование и эволюция СКЭ как открытой системы, зависит, с одной стороны, от ее внутреннего устройства, а с другой от взаимодействия с внешней средой. В результате этого уровень конкурентоспособности КЭИ может повышаться или уменьшаться.

Развитие конкурентной среды в генерации энергии на территории требует максимально полной реализации конкурентных преимуществ СКЭ, которые обнаруживаются при сравнении с альтернативным разделным производством электрической и тепловой энергии на конденсационных электростанциях (КЭС) и в котельных. Основные конкурентные преимущества получаются из: 1) экономии топлива; 2) повышения надежности электроснабжения; 3) снижения затрат на сооружение и эксплуатацию электрических и тепловых сетей; 4) сокращения выбросов токсичных и парниковых газов.

Известно, что когенерация энергии является весьма высокоэффективной технологией с общим коэффициентом полезного

¹ Гительман Л.Д. Энергетический бизнес / Л.Д.Гительман, Б.Е.Ратников. М.: Дело, 2006.

действия (КПД) от 60 до 80 %¹, при этом, чем больше вырабатывается электрической энергии на тепловом потреблении (по теплофикационному режиму), тем выше КПД когенерационной установки. Это наглядно показывает экономическую целесообразность развития когенерации и демонстрирует ее главное конкурентное преимущество, заключающееся в экономии тепла при производстве энергии, и в итоге приводит к существенному сокращению наиболее крупной топливной составляющей в себестоимости энергии.

Если предположить, что объемы производства условно составляют: по электрической энергии 1 кВт·ч, а тепловой 860 ккал, то расход тепла на производство единицы электрической энергии на КЭС, имеющей КПД 40 %, составит 2150 ккал ($860/0,4$), а расход тепла на выработку 860 ккал тепловой энергии в котельной с КПД 85% составит 1012 ккал ($860/0,85$). Расход тепла для когенерации на ТЭЦ единицы электрической и тепловой энергии с общим КПД 80 % составит 2150 ккал ($[860+860]/0,8$). Таким образом, экономия расхода тепла топлива при когенерации энергии по отношению к отдельной выработке будет равна 32 % и составит 1012 ккал ($2150+1012-2150$).

Представленный расчет наглядно показывает экономическую целесообразность развития когенерации и демонстрирует ее главное конкурентное преимущество, заключающееся в экономии тепла при производстве энергии. Это приводит к существенному сокращению наиболее крупной – топливной составляющей в себестоимости энергии.

Следует отметить, что перспективы развития централизованной и распределенной СКЭ во многом зависят от состояния конкурентной среды, которая формируется в настоящее время. Конкуренция на территориальном энергорынке заставляет производителей энергии повышать эффективность и надежность КЭИ, что дает возможность снижать тарифы для промышленных и коммунально-бытовых потребителей, реализовывая свои конкурентные преимущества.

С учетом вышеизложенного разработана схема (рис. 1), которая позволяет наращивать конкурентные преимущества СКЭ.

Наращивание конкурентных преимуществ централизованной СКЭ

Конкурентные преимущества КЭИ представляют собой ценовые и качественные характеристики электрической и тепловой энергии, которые выгодно отличают ее производителя и обеспечивают ему устойчивое положение на энергорынке².

Основным конкурентным преимуществом технологии когенерации является высокоэффективное преобразование химической энергии топлива в электрическую и тепловую энергию. При этом, чем больше вырабатывается электроэнергии на тепловом потреблении, тем больше общий КПД у КЭИ. Такое конкурентное преимущество выражается в снижении затрат на выработку энергии и соответственно ее цены на территориальном энергорынке. Известно, что по сравнению с когенерацией технологии отдельного производства электрической энергии на КЭС и тепловой энергии в котельных всегда ведут к суммарному перерасходу топлива на 25–30 %. Следует отметить, что при использовании паротурбинных технологий, в случае увеличения доли конденсационной выработки, когда значительная часть отработавшего в турбине пара пропускается в ее конденсатор, а не отбирается для теплоснабжения (например, в летний период), топливная экономичность ТЭЦ существенно падает, а рост себестоимости энергии сводит на нет конкурентные преимущества когенерации. Преодолеть эту проблему можно за счет использования КЭИ, работающих на парогазовых и газотурбинных технологиях. Другой, весьма существенный фактор, влияющий на реализацию конкурентных преимуществ КЭИ – это технико-экономические характеристики тепловых сетей, осуществляющих доставку тепла от КЭИ к потребителям, так как потребитель оценивает экономическую эффективность когенерации (теплофикации) не по стоимости тепла на коллекторах ТЭЦ, а по его цене на вводе в теплоиспользующие (абонентские) установки³. Поэтому высокозатратные с низким техническим уровнем

² Домников А.Ю. Конкурентное развитие территориальной системы когенерации энергии // Российское предпринимательство. 2008. №1. С. 37-42.

³ Гительман Л.Д. Энергетический бизнес /

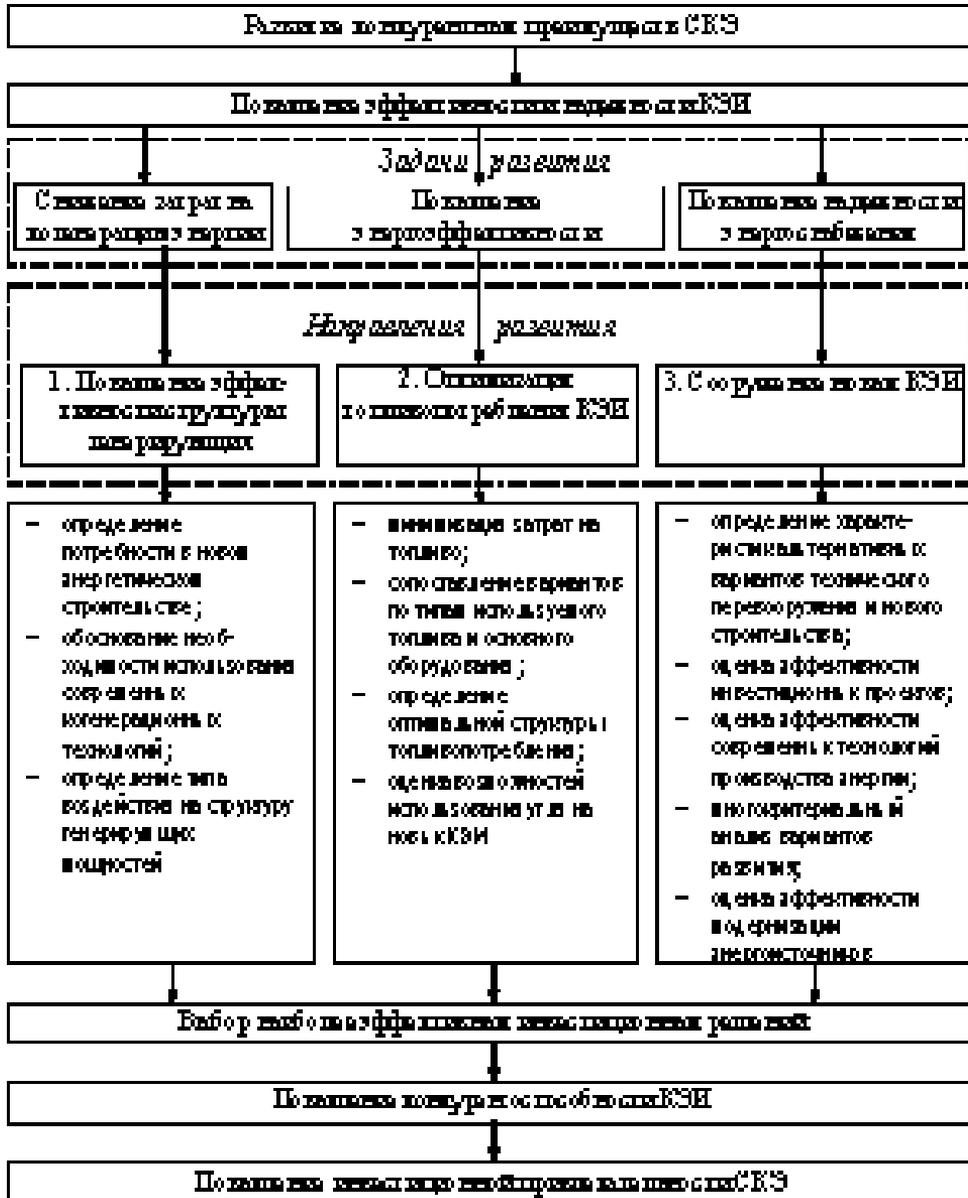


Рис. 1. Схема наращивания конкурентных преимуществ СКЭ

тепловые сети зачастую сводят на нет все преимущества когенерации и заставляют потребителей создавать собственные источники тепловой энергии.

Развитие конкурентных преимуществ СКЭ непосредственно связано с решением следующих задач, определяющих направления развития КЭИ:

- 1) снижение затрат на совместную выработку тепловой и электрической энергии за счет совершенствования и повышения эффективности структуры генерирующих мощностей в централизованной СКЭ;
- 2) оптимизация топливопотребления КЭИ в централизованной СКЭ;
- 3) использование современных когенерационных установок, имеющих высокие показатели надежности и эффективности.

Исследование конкурентных преимуществ как централизованной, так и распределенной СКЭ требует разработки методического аппарата, который даст возможность проводить экономическую оценку конкурентных преимуществ СКЭ и выбирать направления развития КЭИ, наиболее подходящие для функционирования в конкурентной среде.

Существенное влияние на реализацию конкурентных преимуществ централизованной СКЭ оказывает структура КЭИ, входящих в состав ТГК. В этом отношении техническая база отечественной когенерации отличается чрезмерно большой долей низкокочномичных паротурбинных установок, работающих на природном газе. При этом многие из них имеют значительный физический износ. Практическое применение высокоэффективных конкурентоспособных когенерационных технологий на базе ПГУ и ГТУ пока незначительно.

Совершенствование структуры генерирующих мощностей ТГК с помощью оптимизационных методов является весьма важным этапом на пути реализации конкурентных преимуществ централизованной СКЭ, поскольку существующие паротурбинные когенерационные установки, расположенные на ТЭЦ, в ряде случаев оказываются не в состоянии конкурировать с производителями тепловой энергии в основном из-за низкой совокупной эффективности и надежности.

Оптимизация структуры генерирующих мощностей ТГК позволит выявить низкоэффективные когенерационные установки и предложить наиболее рациональные варианты развития с точки зрения экономических критериев, в качестве которых можно использовать: а) интегральные затраты; б) интегральный эффект.

Предложенные критерии позволяют учесть различные экономические интересы субъектов управления централизованной СКЭ. Такие интересы можно разделить на две группы. Первая группа отражает стремление определять необходимые затраты на производство и распределение электрической и тепловой энергии, исходя из стремления к их минимизации для повышения уровня конкурентоспособности КЭИ. Вторая группа отражает стремление производителей электроэнергии как самостоятельных субъектов добиваться максимально благоприятных финансовых результатов в своей деятельности, зачастую в ущерб надежности когенерационных установок.

Совершенствование структуры КЭИ в ТГК проводится с помощью специально разработанной для этого оптимизационной объектно-структурной модели. Эта модель показывает возможности адаптации к конкурентной среде централизованной СКЭ с учетом развития конкурентных преимуществ КЭИ.

Анализ результатов расчетов, представленных на рис. 2 и 3, показывает следующее. Оптимизация генерирующих мощностей ТГК-9 выявила слабые места в ее составе и структуре, которые характеризуются значительным отставанием в развитии энергокомпании и в ближайшее время неизбежно станут препятствием на пути развития промышленности и социальной сферы региона.

По критерию интегральных затрат на большинстве ТЭЦ требуется проведение мероприятий по замене действующего оборудования общей мощностью 2 255 МВт (56 %). Частичный или полный демонтаж оборудования необходимо осуществить в объеме 520 МВт (13 %) из-за низких его технико-экономических показателей, в основном из-за высокого расхода топлива на выработку энергии. Следует отметить, что на ряде электростанций ТГК-9 необходимо

будет продлить срок эксплуатации оборудования за счет модернизации (11%), в частности на Ново-Свердловской ТЭЦ, Пермской ТЭЦ-9, Пермской ТЭЦ-14, Чайковской ТЭЦ в размере 200, 110, 100, 50 МВт соответственно. Вводы новых генерирующих мощностей будут в объеме 780 МВт, в том числе 420 МВт ПГУ–ТЭЦ. При этом общая установленная мощность электростанций энергокомпании увеличится к 2010 г. на 240 МВт и составит 3535 МВт.

По критерию интегрального эффекта наибольшую долю в структуре мероприятий имеет мероприятие, соответствующее продлению срока эксплуатации генерирующих мощностей – 50%, что составляет 1690 МВт.

Мероприятия, связанные с заменой действующего оборудования, необходимо будет провести в объеме 752 МВт (23%). Демонтаж устаревшего оборудования, имеющего низкие технико-экономические показатели составит 254 МВт (8%), новое строительство на базе современных технологий 620 МВт (19%) большая доля которых должна приходиться на ПГУ–ТЭЦ в основном из-за их высокой эффективности, что будет особенно актуально при увеличении цены на природный газ. Общая установленная мощность энергокомпании увеличится на 417 МВт и достигнет 3712 МВт.

В целом по результатам оптимизации можно отметить, что в зависимости от выбранного критерия наблюдается различная



Рис. 2. Оптимизированная структура мероприятий в ТГК-9 по критерию интегральных затрат



Рис. 3. Оптимизированная структура мероприятий в ТГК-9 по критерию интегрального эффекта

структура типов воздействия на генерирующие мощности ТГК-9. Так, по критерию интегральных затрат наибольшая доля придется на замену основного оборудования – 56 %, а по интегральному эффекту на этот тип воздействия придется только 25 %.

По критерию интегрального эффекта значительная доля приходится на продление срока эксплуатации энергетического оборудования – 50 %, тогда как этот тип воздействия по критерию интегральных затрат составит только 11 %. По остальным типам воздействия по обоим критериям существенного изменения не произойдет. Как показали расчеты, на новое энергетическое строительство придется 20 и 19%, а на демонтаж 13 и 8 % соответственно по критериям интегральных затрат и эффекту. Следует отметить, что если руководство ТГК-9, в своих решениях будет придерживаться критерия интегральных затрат при совершенствовании структуры ее мощностей, то это будет способствовать более быстрому переходу на устойчивое развитие экономики региона, поскольку такая стратегия ориентируется прежде всего на вывод из эксплуатации оборудования выработавшего ресурс и имеющего относительно низкие технико-экономические показатели. Тем не менее она не позволяет получать максимальные доходы в долгосрочной перспективе прежде всего из-за существенных капиталовложений в развитие генерирующих мощностей.

В соответствии со вторым критерием коммерческие интересы менеджмента энергокомпании связаны ориентацией на получение наибольшего дохода за счет интенсивной эксплуатации остаточного ресурса оборудования и продлением срока его службы. Тем не менее ориентация на большую доходность позволит увеличить установленную мощность электростанций ТГК-9 на 177 МВт по сравнению с альтернативной стратегией. Следует отметить, что вводы новых энергетических мощностей в энергокомпании по критерию интегрального эффекта будут меньше на 260 МВт, чем по критерию интегральных затрат.

Весьма вероятно, что в последующем ориентация на максимизацию дохода, приносящую на первых этапах развития относительно большую прибыль в ущерб реализации широкомасштабных программ

технического перевооружения и модернизации, может привести к снижению доходности за счет более частых ремонтов и низкой экономичности генерирующих мощностей энергокомпании, а также стать серьезной угрозой устойчивому развитию экономики региона.

Очевидно, что руководство ТГК-9 в процессе принятия решения по развитию должен исходить из приоритета устойчивого и долгосрочного развития, а не быстрого получения дохода. Этому в полной мере отвечает стратегия, построенная в соответствии с критерием интегральных затрат.

Выявленные противоречия направлений развития централизованной СКЭ можно разрешить путем использования трех групп критериев. Энергетическую группу характеризуют: удельный расход топлива, коэффициент готовности, объем выработки электрической и тепловой энергии. Экологическую определяют: объем выбросов окислов азота, стоимость выбросов, плата за земельные ресурсы. И, наконец, третью группу – экономическую – составляют: удельные капиталовложения, себестоимость энергии, интегральный эффект и интегральные затраты. Такие группы критериев позволяют проводить исследование направлений развития исходя из особенностей развития и состояния того или иного КЭИ, а также возможностей наращивания конкурентных преимуществ⁴.

В процессе предварительного анализа эффективности вариантов развития КЭИ из всех возможных выделены четыре как наиболее перспективные с точки зрения повышения эффективности.

1. Продление сроков службы когенерационной установки за счет модернизации вспомогательного и основного энергетического оборудования с заменой физически изношенных элементов, в основном работающих в зонах высоких температур и давлений.
2. Замена существующей когенерационной установки на новую с сохранением

⁴ Домников А.Ю. Разработка оптимизационной модели перспективного развития электроэнергетики региона / А.Ю. Домников, М.Б.Ходоровский, К.Б. Кожов // Вестник УГТУ-УПИ. Серия экономика и управление. 2004. №10(40). С.35-42.

- прежних типоразмеров.
3. Расширение действующего КЭИ за счет установки когенерационной ПГУ в новом главном корпусе.
 4. Сооружение нового КЭИ на базе ПГУ с газификацией твердого топлива.

Результаты многокритериального анализа показали, что наиболее эффективным оказался вариант технического перевооружения КЭИ на базе новых технологий производства электроэнергии – вариант 3, предусматривающий сооружение когенерационной ПГУ. Этот же вариант обладает наибольшей степенью недоминируемости в сравнении с остальными альтернативами по энергетическому и экологическому критериям (при их весах, равных единице). В указанных условиях вторым по предпочтительности является вариант сооружения новой когенерационной ПГУ (вариант 4). Более низкий ранг последнего, как показывает анализ, обуславливается: по энергетическому критерию – существенно меньшими объемами производства электроэнергии на начальном этапе (из-за увеличения сроков энергетического строительства) и по экологическому критерию – потребностью в дополнительном отводе земель для нового КЭИ. При повышенном весе экономического критерия (0,75–1,0) становится более эффективным вариант продления сроков службы существующей когенерационной установки (вариант 1), обладающий более благоприятными инвестиционными характеристиками. В результате этого в зону наиболее высокой эффективности попадают варианты 1 и 3. Так, для краткосрочной перспективы развития КЭИ наиболее предпочтительно продление остаточного ресурса основного оборудования, а исходя из планов долгосрочного развития расширение действующего КЭИ с установкой ПГУ.

Важной проблемой в реализации конкурентных преимуществ централизованной СКЭ является топливопотребление, которое во многом определяет энергоэффективность КЭИ. Это требует создания методического подхода к изучению проблемы диверсификации видов используемого топлива в централизованной СКЭ, которая требует координации действий инвесторов и увязывание темпов добычи топлива, его транспорта и потребления в централизованной СКЭ.

Основными видами топлива, исполь-

зуемого КЭИ в централизованной СКЭ, являются газ и уголь. Мазут в основном используется как резервное топливо. В настоящее время производство электрической энергии на угольных КЭИ в России является более затратным по сравнению с производством на газомазутных из-за относительно низкой цены на газ на внутреннем рынке (по сравнению с ценой на уголь и мазут), а также меньшее значение КПД паросиловых когенерационных энергоустановок, работающих на угле.

Вышеизложенное позволяет сформулировать задачу развития конкурентных преимуществ централизованной СКЭ, которая заключается в обосновании эффективных видов топлива для существующих и новых КЭИ с учетом адаптации к условиям (ограничениям) топливоснабжения.

Пример прогнозной оценки энергоэффективности КЭИ в ТГК-9 на 2011 г. проводился по следующим двум вариантам: первый вариант – сохранение существующего уровня энергоэффективности; второй вариант – повышение энергоэффективности, путем проведения мероприятий, связанных с применением современных технологий:

- на газомазутных КЭИ – сооружение ПГУ;
- на пылеугольных когенерационных энергоисточниках использование технологии ЦКС.

По результатам составленного прогноза топливной составляющей на 2011 г. можно сделать следующие выводы. В условиях прогнозируемых темпов роста цен на газ показатели топливной составляющей на газомазутных КЭИ за 2006–2011 гг. увеличатся в гораздо большей степени, чем на угольных, даже при широком использовании современных технологий.

По первому варианту прогноза, предполагающему сохранение существующего уровня энергоэффективности на КЭИ, к 2011 г. показатели топливной составляющей на газомазутных КЭИ увеличатся на 265,4 %, а угольных на 157,8 %.

По второму варианту прогноза, предусматривающему проведение реконструкции КЭИ и повышение их КПД, показатели топливной составляющей на газомазутных к 2011 г. увеличатся на 203,3 %, а угольных на 120,4 %.

В результате по каждому варианту прогноза к 2011 г. показатели топливной составляющей на газомазутных КЭИ будут больше, чем на угольных.

Топливная составляющая КЭИ в централизованной СКЭ, работающих на угле, в 2011 г. составит:

- по первому варианту прогноза, предусматривающему работу при существующем уровне КПД – 602,3 руб./тыс. кВт·ч, что на 37 % меньше, чем на газомазутной когенерационной ПГУ;
- по второму варианту прогноза, предполагающему проведение реконструкции и установку котлов с ЦКС – 496,6 руб./тыс. кВт·ч, что на 37,3 % меньше, чем на газомазутной с когенерационной ПГУ.

Следует отметить, что в 2011 г. расходы на топливо на угольных КЭИ в ТГК-9 по второму варианту прогноза (при переходе на современные технологии сжигания топлива в котлах с ЦКС) будут на 23,4 % меньше соответствующих расходов по первому варианту прогноза, предусматривающему работу КЭИ при существующих значениях энергоэффективности. Экономия топливных расходов на газомазутных КЭИ в результате использования когенерационных ПГУ в 2011 г. может составить 23,7 % от расходов на топливо при работе на имеющемся паросиловом оборудовании.

Нарращивание конкурентных преимуществ распределенной СКЭ

В условиях повышения цен на кондиционные энергоносители, ухудшающегося качества ископаемых твердых топлив и увеличения негативной техногенной нагрузки на окружающую среду, становятся актуальными вопросы разумной децентрализации энергоснабжения с привлечением потенциала распределенной СКЭ, а также вопросы повышения надежности и бесперебойности энергоснабжения, в условиях, когда основная часть энергетического оборудования в значительной мере работает свой ресурс. За счет использования потенциала распределенной СКЭ может быть решена проблема энергоснабжения удаленных территорий.

Существующие экономические проблемы энергетической отрасли, такие как

диспропорция тарифов на тепло- и электроэнергию, регламентируемая рентабельность, повышенные тарифы промышленным потребителям создали к настоящему времени ситуацию, когда автономные КЭИ в распределенной СКЭ, работающие на местных топливных ресурсах, получают конкурентные преимущества и становятся экономически и технически целесообразными.

Одним из основных направлений развития распределенной СКЭ на удаленных территориях, где отсутствует централизованное теплоснабжение, учитывая как климатические особенности, так и обеспечение достаточным количеством подходящего топлива, является использование биомассы для выработки тепловой и электрической энергии в когенерационных газотопливных энергоустановках с внутрицикловой газификацией. Следует отметить, что при определенных условиях газификация биомассы представляет конкурентоспособную альтернативу методу прямого сжигания топлива для выработки энергии. Поэтому весьма перспективным направлением технического развития распределенной СКЭ следует признать автономные КЭИ на базе газопоршневых когенерационных установок. Подобные установки являются достаточно конкурентоспособным вариантом в сфере «мини-энергетики» за счет того, что имеют высокие технико-экономические показатели. Поскольку подобные установки особенно выгодно применять при наличии различных твердых топлив, в том числе отходов органического происхождения (например, древесные и сельскохозяйственные отходы и т. п.), что повышает эффективность распределенной энергетики. Одним из конкурентных преимуществ использования таких когенерационных установок является и то, что они могут быть максимально приближены к потребителям энергии, что не требует создания крупной сетевой инфраструктуры и значительно сокращает сроки окупаемости инвестиционных проектов по сооружению газогенераторных КЭИ.

Расчет экономической эффективности использования газогенераторных КЭИ мощностью 2 МВт показал следующее. Интегральный эффект проекта был рассчитан на срок 4 года и составил 328,5 руб. при норме дисконта 10 % и 165,4 при 20 %. Это позволяет сделать вывод о том, что проект

использования газогенераторных КЭИ является достаточно эффективным даже при существенном влиянии внешних факторов (инфляция, процентная ставка за кредит, экономические риски и др.). Интегральные затраты составили 951,8 и 799,3 руб. при нормах дисконта 10 % и 20 % соответственно, это говорит о том, что полученные значения интегральных затрат являются приемлемыми, поскольку позволяют получить существенный интегральный эффект. Это связано прежде всего с преимуществом проекта по себестоимости перед централизованным энергоснабжением. Себестоимость производства энергии в проекте составила для электрической энергии – 0,56 руб./кВт·ч, а тепловой 180,5 руб./Гкал. При этом стоимость электрической и тепловой энергии от системы централизованного энергоснабжения для данного варианта в Свердловской области составляет 1,3 руб./кВт·ч и 900 руб./Гкал за электрическую и тепловую энергии соответственно, что подтверждает в данном случае преимущество автономного энергоснабжения перед централизованным. Срок окупаемости проекта составляет 23 мес при норме дисконта 10 % и 29 мес. при 20 %. Полученные сроки окупаемости являются не высокими. На показатели окупаемости в первую очередь повлияли сравнительно невысокие капитальные вложения – 17211 руб./кВт (645 долл./кВт). Зарубежные аналоги имеют более высокие капитальные вложения. Например, для газогенераторных КЭИ на природном газе этот показатель составляет 800–1200 дол./кВт, а на твердом топливе (биомасса) от 2000 до 6000 дол./кВт. Это обстоятельство подтверждает преимущество отечественного оборудования перед импортным. Норма безубыточности проекта составляет по электрической энергии 420 и 520 тыс. кВт·ч, по тепловой энергии этот показатель составил 735 Гкал и 910 Гкал при нормах дисконта 10 % и 20 % соответственно.

Проведенный анализ целесообразности сооружения газогенераторных КЭИ позволяет сделать вывод о значительной экономической эффективности собственной когенерации. В качестве варианта решения задачи развития конкурентных преимуществ распределенной СКЭ можно предложить газогенераторные когенерационные установки, работающие на отходах лесопереработки и

сельского хозяйства.

Другим весьма перспективным вариантом развития конкурентных преимуществ распределенной СКЭ является модернизация устаревшего энергетического оборудования в котельных. В результате такой модернизации котельная превращается в КЭИ за счет реализации схемы когенерационной надстройки котельной с ГТУ, работающей со «сбросом» уходящих газов в топку водогрейного котла. В такой схеме объединяются функции утилизации тепла, дожигания и пикового догрева. Перед подачей газа в турбину его давление повышается с помощью дожимающего компрессора. Охлаждение уходящих газов ГТУ перед подачей на дутье в топку водогрейного котла осуществляется в экономайзере. Сбросные газы поступают в горелки водогрейного котла в количестве, необходимом для горения с обеспечением проектного коэффициента избытка воздуха. Круглогодичная работа сбросной схемы обеспечивается переводом нагрева подпиточной воды с паровых котлов на водогрейные. Следует отметить, что мощность такой когенерационной ГТУ должна покрывать круглогодичную нагрузку горячего водоснабжения города и работать в максимально возможном экономичном режиме в межотопительный период.

Анализ результатов расчетов подтверждает экономическую эффективность сооружения когенерационной ГТУ мощностью 58 МВт на ОАО «УралАТИ», так как она обеспечивает:

- низкую себестоимость электроэнергии – 0,63 коп./кВт·ч при тарифе из системы 130 коп./кВт·ч;
- полностью обеспечивает тепловой энергией жилищно-коммунальное хозяйство и производство;
- позволяет экономить затраты на топливо за счет высокой тепловой экономичности установки;
- дает возможность получения дополнительного дохода от внешней продажи энергии.

При наличии собственной когенерационной ГТУ экономится до 15–25 % энергоресурсов. Когенерационная ГТУ получается за счет потребления и продажи электроэнергии от собственного энергоисточника, составит

порядка 558 млн руб. При этом произойдет экономия топлива за счет использования тепла уходящих газов для теплофикации в размере 54 тыс. т у.т., что составит при цене на топливо 1047 руб./ т у.т., 56,57 млн руб. Чистая прибыль от реализации проекта составит 267,48 млн руб., а срок окупаемости 4,3 года (без дисконтирования).

Важным обстоятельством для развития распределенной СКЭ является дополнительное влияние КЭИ на интенсивность развития конкурентной среды в территориальной генерации и появление (при определенных обстоятельствах) полноценных конкурентных отношений с централизованной СКЭ. В результате этого некоторые потребители энергии могут перейти из категории покупателя в категорию продавца (при достаточной электрической мощности и гибкости) и поставлять избыточную электроэнергию на региональный энергорынок.

Как показала экономическая оценка конкурентных преимуществ распределенной СКЭ, ее развитие должно идти по пути расширения использования современных высокоэффективных чистых твердотопливных технологий, например, на базе жидкотопливных и газотопливных когенерационных установок, имеющих достаточно высокие технико-экономические и экологические показатели.

Выводы

1. Оценка экономических и технологических приоритетов развития СКЭ показала, что соотношения между обеими ее частями могут быть различными в зависимости от состояния конкурентной среды. Так, помимо традиционных ПТУ, в централизованной СКЭ приоритет следует отдать когенерационным ПГУ, как наиболее конкурентоспособным, с точки зрения регулирования нагрузки, а в распределенной СКЭ – когенерационным ГТУ, в основном сооружаемых на базе котельных. При такой структуре когенерационные ПТУ и ПГУ будут работать в базовой части электрической нагрузки, а отдельные ГТУ – в полупиковой и пиковой зоне, что существенно повысит эффективность и надежность КЭИ.

2. Проведенные исследования показали, что конкурентное развитие СКЭ представляет собой процесс, связанный с созданием

динамично развивающихся, экономически эффективных и надежных КЭИ, входящих в состав централизованной и распределенной СКЭ, которые принимают активное участие в формировании стабильного регионального рынка электрической и тепловой энергии при постоянном поиске новых направлений и путей реализации своих конкурентных преимуществ.

Библиографический список

1. ¹ Гительман Л.Д. Региональная энергетика/ Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников, А.С. Семериков. Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2006. 600 с.
2. Гительман Л.Д. Энергетический бизнес / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. М.: Дело, 2006. 600 с.
3. Домников А.Ю. Конкурентное развитие территориальной системы когенерации энергии / А.Ю. Домников // Научно-практический журнал «Российское предпринимательство». М. : Креативная экономика, 2008. № 1. С. 37–42.
4. Домников А.Ю. Аспекты многокритериального анализа направлений технического перевооружения электрических станций/ А.Ю. Домников // Вестник УГТУ–УПИ. Серия «Экономика и управление». Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. № 1(53). С. 48–55.
5. Домников А.Ю. Разработка оптимизационной модели перспективного развития электроэнергетики региона / А.Ю. Домников, М.Б. Ходоровский, К.Б. Кожов // Вестник УГТУ–УПИ. Серия экономика и управление. Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2004. № 10(40). С. 35–42.
6. Домников А.Ю. Перспективы создания автономных источников энергии на базе местных топливных энергетических ресурсов / А.Ю. Домников, А. Ф. Рыжков, В. Е. Силин // Вестник УГТУ–УПИ. Серия «Теплоэнергетика». Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2004. № 3(33). С. 178–184.