

А.Ф. Молочко,
зав. отделом общей
энергетики РУП «БЕЛТЭИ»



Ф.И. Молочко,
к.т.н., гл. специалист отдела
общей энергетики РУП «БЕЛТЭИ»



ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ИССЛЕДОВАНИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ РЕСПУБЛИКИ

Большой объем внедрения высокоэффективных парогазовых технологий в Белорусской энергосистеме позволил существенно повысить ее эффективность с достижением в 2016 году удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии 230,6 г у.т./кВт·ч.

Поскольку использование традиционных способов повышения эффективности работы Белорусской энергосистемы максимально освоено, следует искать новые пути улучшения технико-экономических показателей ее функционирования. Среди возможных направлений следует рассматривать и технические, и организационные.

Любые новые направления воспринимаются настороженно и даже скептически, т.к. положительный результат их использования не всегда очевиден. По этой причине для руководителей, принимающих решение о целесообразности либо нецелесообразности использования новых направлений, требуются соответствующие обосновывающие материалы, которые могут быть получены в результате выполнения НИОКР с подтверждением результатов на базе экспериментальных исследований.

В Год науки хотелось бы обсудить представленный ниже перечень некоторых возможных новых направлений исследований, результаты которых, по мнению авторов, могут быть полезны для повышения эффективности функционирования энергосистемы.

Перечень может быть существенно дополнен либо скорректирован другими авторами.

Для поиска эффективного решения вопросов интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы нами были проанализированы различные варианты, используемые в зарубежной практике, включая: создание гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС), воздушно-аккумулирующих газотурбинных электростанций (ВАГТЭ), расширение использования электродвигателей, развитие зарядной инфраструктуры электромобилей, производство водорода, электрических аккумуляторов, сверхпроводящих

магнитных накопителей, топливных элементов, маховичных систем, межгосударственные потоки электроэнергии.

1. Создание воздушно-аккумулирующей газотурбинной электростанции (ВАГТЭ)

Из перечисленных, для условий Республики Беларусь, по технико-экономическим показателям наиболее приемлемо использование электродвигателей с аккумуляторами теплоты в период минимальных нагрузок энергосистемы и действующих ТЭС с резервно-пиковыми источниками в период максимальных нагрузок. Однако, наряду с названным направлением на основании зарубежного опыта и данных, представленных в [1, 2], наиболее эффективным является использование ВАГТЭ. Важным преимуществом данного технического решения является то, что ВАГТЭ может од-

новременно выступать как регулятор покрытия пиковых и минимальных нагрузок энергосистемы, что особенно важно для Белорусской энергосистемы после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС.

Сущность функционирования ВАГТЭ состоит в том, что в период минимальных нагрузок генератор ГТУ, потребляя электроэнергию из энергосистемы, работает в режиме электродвигателя и приводит в действие компрессор газовой турбины, а сжатый воздух после его дополнительного сжатия в дополнительном компрессоре закачивается в хранилище. В период пиковых нагрузок компрессор газовой турбины работает с минимальной нагрузкой (только для охлаждения), а основной объем расходуемого воздуха для газовой турбины поступает из хранилища. В этом случае почти вся мощность газовой турбины используется для привода генератора, мощность которого может быть увеличена более чем в два раза.

В качестве основного оборудования могут быть использованы существующие типы ГТУ и компрессоры с соответствующей модернизацией, а для хранения сжатого воздуха –



хранилище, созданное на базе трубопроводов диаметром 1,6 м для магистральных газопроводов.

Вариант с использованием ВАГТЭ по технико-экономическим показателям был наиболее эффективен, но не был рекомендован по причине отсутствия опыта создания такого типа источников в бывшем СССР и ограниченного опыта в других государствах (такой опыт существует в США, в Германии, Китае). Причина ограниченного развития ВАГТЭ состоит в том, что большинство государств, где это позволяют географические условия, решают проблемы с помощью ГАЭС и ГЭС, а частично – за счет использования электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения по стимулирующим тарифам там, где продолжительность отопительного сезона значительно меньше, чем в условиях нашей республики. Частично проблему решают и за счет межгосударственных перетоков электроэнергии.

К вопросу создания ВАГТЭ в нашей республике отношение большинства специалистов более чем осторожное, а скорее всего, негативное в силу новизны направления. Однако, в бывшем СССР для регулирования нагрузки Северо-Запада планировалось создание двух ВАГТЭ именно в нашей республике (в районе г. Мозыря), а Ростовский ТЭП приступил к проектированию таких источников. Впоследствии, с развалом СССР работы в этом направлении были прекращены.

Создание эффективной высокоавтоматизированной ВАГТЭ для Республики Беларусь представляется важным не только для целей регулирования нагрузки энергосистемы, но и в качестве инновационной экспортно-ориентированной технологии. Уровень специалистов в республике и имеющаяся техническая база позволяют реализовывать такие технологии не хуже, а лучше мирового уровня. Неопределенность и значительный риск существуют в каждом новом направлении. Однако, без реализации собственных инноваций мы всегда будем только импортировать зарубежные технологии и стимулировать развитие науки и технический прогресс за рубежом, а не у себя.

Предлагается рассмотреть возможность создания на базе существующих импортных ГТУ и компрессоров опытного образца ВАГТЭ небольшой мощности (до 5 МВт), на котором отработать вопросы модернизации и приспособления ГТУ к условиям работы ВАГТЭ, а также все требуемые технологии, включая использование аккумуляторов теплоты, создание высокоавтоматизированной системы управления, режимы работы во взаимосвязи с режимами работы энергосистемы. Вероятность принятия такого предложения по многим объективным и субъективным причинам крайне мала, однако как говорится, надежда умирает последней.



2. Переход от водогрейных котлов к водонагревателям

Развитие и функционирование систем теплоснабжения максимально ориентировано на нормативы, разработанные в бывшем СССР, когда цены на топливо были многократно ниже, чем в настоящее время. Не останавливаясь на общеизвестных температурных графиках при расчете тепловых сетей, отметим, что в реальных условиях в республике температура прямой воды в системах теплоснабжения не превышает 100°C при любых фактических температурах наружного воздуха за исключением отдельных магистралей от ТЭЦ, где кратковременно температура может быть выше. В этих условиях возникает вопрос о целесообразности использования традиционных водогрейных котлов, работающих под давлением с температурой возможного нагрева воды значительно выше 100°C, с жесткими требованиями по качеству воды, по режимам эксплуатации, существенной зависимости КПД от нагрузки, со значительными расходами на закупку, ремонты и техническое обслуживание таких котлов. Для получения температуры воды до 100°C достаточно использовать водонагреватели, работающие без давления. По этой причине их конструкции могут быть разнообразны, но предельно просты, а их изготовление может быть организовано на любом металлообрабатывающем предприятии республики.

В качестве аналога могут быть использованы контактно-поверхностные водонагреватели (КПВН), высокую эффективность которых подтверждает опыт эксплуатации в течение 10 лет в котельной «Новка» РУП «Витебскэнерго» [3]. Единичная мощность установленных КПВН составляет 1, 3 и 10 МВт. В принципе по этой отработанной технологии относительно быстро может быть разработана конструкторская документация и изготовлены водонагреватели любой единичной мощности. Основные преимущества КПВН в сравнении с существующими водогрейными котлами состоят в следующем:

1. Используется скрытая теплота конденсации водяных паров дымовых газов, за счет чего коэффициент полезного использования топлива повышается до 15%.
2. Не подлежат регистрации в местных органах госгортехнадзора.
3. В КПВН происходит естественная деаэрация нагреваемой воды.
4. Возможен нагрев жестких и даже артезианских вод без предварительного умягчения.
5. Могут самоочищаться от накипи.
6. Взрывобезопасны.
7. Имеют малую удельную металлоемкость.
8. Просты в изготовлении и обслуживании.
9. Не обладают большой тепловой инерцией, а выход на максимальную нагрузку обеспечивается за 10–15 минут.
10. КПД практически не зависит от нагрузки.
11. Уровень pH в контуре КПВН находится в диапазоне 7,05–7,85 (данные по состоянию на 14.03.2017).

Помимо названных КПВН, опробованных в нашей республике, существует множество зарубежных аналогов, используя преимущества которых, можно организовать в республике разработку и производство высокоэффективных водонагревателей различной мощности и полностью отказаться от импорта зарубежных водогрейных котлов.

3. Мониторинг обеспечения оптимальной температуры уходящих дымовых газов во взаимосвязи с состоянием дымовых труб

Нормативные показатели по оптимальной температуре уходящих газов из энергетических котлов были ранее разработаны с учетом необходимости соблюдения нормальных условий эксплуатации дымовых труб, но при относительно низких ценах на топливо. В настоящее время, когда цены возросли мно- ▶



гократно, возникает экономически обоснованная необходимость более жестко контролировать и оптимизировать температуру уходящих газов во взаимосвязи с оптимальными параметрами состояния дымовых труб в ходе оперативного процесса. Температура уходящих дымовых газов на ТЭС и котельных с учетом влияния внешних факторов находится в диапазоне 85–140°C, ее возможное снижение ограничено опасениями возможной конденсации водяных паров в дымовых газах и, как следствие, коррозии и разрушения дымовых труб.

Известно, что условия конденсации определяются как параметрами дымовых газов внутри трубы (температура, парциальное давление, влажность), так и параметрами наружного воздуха (температура, скорость ветра, давление, влажность).

В практических условиях эксплуатации котельных агрегатов осуществляется без измерения состояния параметров дымовых газов внутри трубы и состояния внутренней поверхности дымовой трубы. По этой причине температура уходящих газов устанавливается ориентировочно и в большинстве случаев превышает точку росы водяных паров в дымовых газах на 35–40°C, что равнозначно снижению КПД котлоагрегата на 1,4–1,6%.

Из сказанного следует, что при организации инструментального контроля состояния дымовых газов внутри трубы и состояния внутренней поверхности дымовой трубы в ходе оперативного процесса имеется возможность повышения КПД котлоагрегатов на величину до 1,5%.

Параллельно, при организации такого контроля существенно снижается вероятность конденсации водяных паров в дымовых трубах, и, как следствие, разрушения труб.

4. Разработка автоматизированной системы оперативного формирования дифференцированных тарифов на электрическую и тепловую энергию в рыночных условиях

В настоящее время тарифы на электрическую энергию для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей устанавливаются, как правило, на один год с дифференциацией по категориям потребителей и корректировкой согласно изменению курса белорусского рубля к курсу доллара США на день оформления платежного документа, а электроэнергия для целей отопления и го-

рячего водоснабжения отпускается по периодам суток – минимальная нагрузка с 2300 до 600 и остальное время суток.

Тарифы для населения: одноставочный и дифференцированный по временным периодам с 2200 до 1700 и с 1700 до 2200, а для целей отопления и горячего водоснабжения – с 2300 до 600 и остальное время суток.

В зарубежной практике используется более глубокая дифференциация по часам суток – до 24 часов, по рабочим и выходным дням, по периодам года. При этом расчет тарифов осуществляется в автоматическом режиме с учетом всех составляющих.

Необходимость перехода на более глубокую дифференциацию тарифов в нашей республике обусловлена, в первую очередь, планируемым созданием общего электроэнергетического рынка государств – участников единого экономического пространства (ЭР ЕЭП) и во вторую – с учетом интеграции АЭС и необходимости существенного увеличения использования электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения.

При использовании существующей системы формирования тарифов без оперативной их корректировки возможны условия, при которых энергосистема будет нести убытки по причине того, что в течение года изменяются исходные данные, которые были учтены на стадии обоснования и утверждения тарифов. В частности, такая ситуация возникает при существенном увеличении потребления электрической и тепловой энергии по льготным тарифам и, как следствие, сокращении потребления по нелюбимым тарифам, при увеличении объемов закупки электроэнергии от локальных источников по повышенным тарифам, при сокращении объемов импорта электроэнергии по выгодным тарифам и др.

В тарифной политике для сглаживания неравномерности платежей за электрическую и тепловую энергию по периодам года желательно и для энергосистемы, и для потребителя еще раз рассмотреть вопрос о разделении платежей на две составляющие: постоянную оплату в течение года за присоединение к электрическому и тепловым сетям и переменную – за потребленную энергию. Распространенность такой системы подтверждается примерами платежей за домашние и мобильные телефоны, за Интернет и т.д. Постоянная плата за присоединение к тепловым сетям используется и в зарубежной практике и, в частности, в Бельгии.

При более высокой степени дифференциации тарифов появляется вопрос о целесообразности оперативного их утверждения в соответствующих организациях. Для исключения такой проблемы необходимо утвердить только методику формирования тарифов и независимый периодический контроль правильного использования такой методики.

Для создания безубыточных условий функционирования энергосистемы и стимулиро-

вания потребителей к увеличению использования электроэнергии на выгодных условиях, как для потребителей, так и для энергосистемы необходимо обеспечить комплексный учет в алгоритме расчета всех внутрисистемных и внешних факторов и возможность формирования различных «тарифных меню», безубыточных для энергосистемы и выгодных для потребителей. В алгоритме помимо технологических и экономических взаимосвязей должна быть предусмотрена возможность вводить определенные организационные и экономические ограничения для обеспечения энергетической безопасности. Необходимость создания автоматизированной системы оперативного формирования дифференцированных тарифов в меньшей степени касается сегодняшнего дня, но особенно остро проявится после вхождения Белорусской энергосистемы в ЭР ЕЭП и ввода в эксплуатацию БелАЭС. Задача сложная и ее следует решать заблаговременно, т.к. сроки для разработки и реализации ограничены.

5. Разработка методики определения типа замыкающего энергоисточника и замыкающих затрат на энергоносители

При технико-экономическом обосновании целесообразности создания новых либо модернизации существующих энергетических объектов возникает необходимость сравнения вариантов с учетом системного эффекта в целом для энергосистемы и республики на базе сопоставления показателей по проекту с замыкающими затратами на замыкающем источнике.

Определение «замыкающий объект» предполагает, что это самый экономически невыгодный в эксплуатации объект и что в случае реализации разрабатываемого проекта замыкающий объект либо его часть будут выведены из эксплуатации. Однако в реальных условиях этот объект может вообще не эксплуатироваться, а находиться в резерве, либо иногда эксплуатироваться в течение короткого времени в период пиковых нагрузок. Следовательно, в реальных условиях в качестве замыкающих будут рассматриваться разные объекты, а их тип и технико-экономические показатели будут зависеть от режимов работы энергосистемы.

В настоящее время отсутствуют регламентирующие документы (методики), на базе которых необходимо определять, что относится к замыкающим источникам и как определять конкретные величины замыкающих затрат с учетом планируемых режимов работы проектируемого объекта и режимов работы энергосистемы.

При отсутствии таких материалов многие авторы разработки энергетических проектов в различной отрасли используют различные показатели, что позволяет осуществить подгонку расчетов под результаты, нужные за-

казкичу, но во многих случаях ущербные для энергосистемы и экономики республики.

Разработка такой методики позволит исключить принятие экономически невыгодных, в первую очередь, для энергосистемы, проектов.

6. Обоснование необходимости корректировки нормативных материалов для проектирования тепловых сетей

На стадии проектирования тепловых сетей выбор типов трубопроводов, арматуры, тепловой изоляции, контрольно-измерительных приборов, режимов эксплуатации, а также определение потерь теплоты, расходов теплоносителя, затрат на перекачку теплоносителей и др. осуществляется с учетом температурных графиков $150 \times 70^\circ\text{C}$ либо $120 \times 70^\circ\text{C}$, а в реальных условиях эксплуатации осуществляется по графику в пределах $100 \times 45^\circ\text{C}$.

Возникает естественный вопрос – зачем проектировать то, чего в реальных условиях не бывает? Ссылки на существующие нормативы для проектирования тепловых сетей оправданы, однако следует учитывать, что нормативы были разработаны в давние времена, когда цены на топливо и материалы были не соизмеримы с существующими. Для получения обоснованного ответа на вопрос о целесообразности приведения температурных графиков и других нормативов проектирования тепловых сетей к реальным условиям эксплуатации назрела необходимость проведения соответствующих технико-экономических расчетов с учетом реальных цен на топливо, материалы, режимы эксплуатации и т.п. Результаты таких расчетов могут быть использованы для получения реальных экономических выгод.

7. Использование когенерационных газомоторных электрогенераторов для привода механизмов собственных нужд в котельных

В настоящее время электроснабжение привода механизмов собственных нужд в котельных обеспечивается за счет использования электроэнергии от энергосистемы по соответ-



ствующим тарифам, а надежность – общесистемными мероприятиями.

Основными недостатками такой системы является:

первое – в случае возникновения аварийной ситуации в электрических сетях (включая резервные) в районе расположения котельной котельная будет вынужденно остановлена с соответствующими последствиями для теплоснабжения потребителей;

второе – велики затраты на покупную электроэнергию при использовании существующих тарифов.

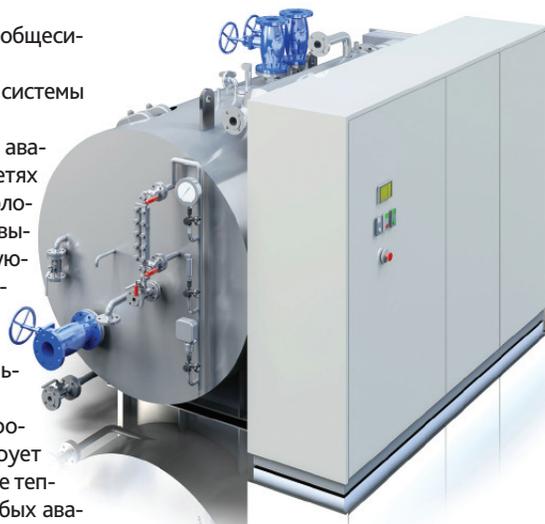
Установка газомоторных электрогенераторов в котельных гарантирует надежную их работу и беспереывное теплоснабжение потребителей при любых аварийных ситуациях в электрических сетях в районе расположения котельной, как минимум, двукратное снижение затрат на электроснабжение собственных нужд и возможность использования таких агрегатов в качестве резервно-пиковых источников для регулирования нагрузки энергосистемы.

Если даже учесть, что в практике эксплуатации котельных энергосистемы такие аварийные ситуации не возникали, то вопросы снижения затрат на собственные нужды всегда актуальны.

8. Установка электрокотлов на электросетевых объектах ГПО «Белэнерго» для целей отопления и горячего водоснабжения взамен использования теплоты от объектов ЖКХ

Для целей отопления и горячего водоснабжения административных и производственных помещений свыше десяти электросетевых объектов ГПО «Белэнерго» используют теплоту от котельных ЖКХ по тарифам от 80 до 170 \$/Гкал и с затратами свыше 800 тыс. \$ в год. В перечень таких объектов входят: Витебский городской РЭС, Городокская база ВЭС-3, Бешенковичский РЭС, Рубовский РЭС, Поставский РЭС, Миорский РЭС, Березовский РЭС, база Брестских электрических сетей, Речицкие электрические сети, Мозырское отделение энергообъема, Волковысские ЭС.

В энергосистеме с учетом ввода АЭС для регулирования нагрузки предусматривается использование электрокотлов на ТЭС и в котельных. Параллельно с названными объектами целесообразно рассмотреть эффективность использования электрокотлов с аккумуляторами теплоты и на электросетевых объектах в сравнении с получением теплоты от котельных ЖКХ.



Предусматривается, что за счет электрокотлов будет обеспечено теплоснабжение предприятий в период минимальных нагрузок и накоплена теплота в аккумуляторе для теплоснабжения в остальное время суток по тарифам на электроэнергию, установленным на период минимальных нагрузок.

Если рассматривать эквивалентную стоимость электроэнергии вместо теплоты от объектов ЖКХ, то при стоимости теплоты 80 \$/Гкал эквивалентные затраты на электроэнергию в расчете на 1 Гкал будут обеспечены при тарифе на электроэнергию 6,7 цента/кВт·ч, а при 170 \$/Гкал – 14,3 цента/кВт·ч.

Следовательно, уже при существующих тарифах целесообразно рассматривать вопросы использования электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения на электросетевых предприятиях энергосистемы вместо теплоты от объектов ЖКХ.

Литература

1. Методы регулирования неравномерности электропотребления / Г.Г. Ольховский, В.А. Казарян, А.Я. Столяревский. – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 712 с.
2. Молочко, Ф.И., Молочко, А.Ф. ВАГТЭ как вариант регулирования нагрузки энергосистемы. – Энергетика и ТЭК. – 2008. – №9. – С. 12–15.
3. Молочко, Ф.И., Молочко, А.Ф. Высокоэффективные контактные водонагреватели. – Энергетика и ТЭК. – 2007. – №9. – С. 19–23.
4. Контактно-поверхностный водонагреватель. Патент № 13585. Патентообладатель: Научно-исследовательское и проектное республиканское предприятие «БЕЛТЭИ». Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений 2010.06.08. ■