

УДК 620.97

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО  
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ  
НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПОТОКОВ ПРЕДПРИЯТИЙ И  
ЭНЕРГОИСТОЧНИКОВ**

**IMPROVEMENT OF CENTRALIZED HEAT SUPPLY SYSTEMS DUE TO  
THE USE OF LOW POTENTIAL HEAT FLOWS OF ENTERPRISES AND  
ENERGY SOURCES**

И.В. Василевский, Я.С. Яцухно

Научный руководитель – А.А. Бобич, к. т. н., доцент

Белорусский национальный технический университет, г. Минск

I. Vasilevsky, Ya. Yatsukhno

Supervisor – A. Bobich, Candidate of Technical Science, Assistant professor

Belarusian national technical university, Minsk

*Аннотация:* В данном докладе рассматриваются варианты повышения эффективности использования первичного топлива.

*Abstract:* This report examines options for improving the efficiency of using primary fuel.

*Ключевые слова:* Энергетика, энергоэффективность, сокращение энергоемкости производства.

*Keywords:* Energy, energy efficiency, reduction of energy intensity of production.

### Введение

Централизованное теплоснабжение является одним из преимуществ и достояний топливно-энергетического комплекса Республики Беларусь. В тоже время, так как оно создавалось на протяжении десятилетий, начиная в основном с пятидесятих годов прошлого столетия, то требуется тщательное исследование в части поиска оптимальных решений сохранения его эффективности в тренде современного развития энергетики и экономики в целом. [1]

### Основная часть

Как показывает практика, опыт других стран не может непосредственно быть использован в наших условиях, что объясняется целым рядом факторов, среди которых следует отметить:

- наличие в стране развитой инфраструктуры теплофикационных систем теплоснабжения в крупных и средних городах, ориентированных при их проектировании и создании на промышленные тепловые нагрузки;
- специфика изменения промышленной инфраструктуры и прогнозов их перспективного развития, а, следовательно, и тепловых нагрузок;
- своеобразии климата Беларуси и стохастичности его изменения;
- спецификой топливно-энергетического баланса страны;
- несбалансированностью энергогенерирующих мощностей в перспективе ввода в эксплуатацию Белорусской атомной станции;
- применением в последнее десятилетие на ряде теплоисточников парогазовых и газопоршневых установок;

- появлением на мировом рынке новых энергетических технологий;
- специфика тенденций развития альтернативной энергетики в республике;
- проблема утилизации промышленных и органических отходов.

Основные энергетические мощности энергосистемы – тепловые электрические станции (КЭС, ТЭЦ) и котельные были введены в эксплуатацию в 60–70-е годы прошлого столетия, большая часть генерирующего оборудования выработало свой ресурс и требует замены или реконструкции. Реконструкция теплоисточников проходит в рамках ввода новых когенерационных мощностей (внедрение парогазовых установок на ТЭЦ, либо в ходе проведения капитальных ремонтов существующего оборудования котельных).

Внедрение парогазовых технологий существенно повысили технико-экономические показатели работы теплоэлектростанций, что позволило сократить потребление импортируемого природного газа, удельный вес которого в приходной части энергосистемы в настоящее время составляет 97. Таким образом задача сокращения потребления природного газа не потеряет актуальности в ближайшее десятилетие. В этих условиях еще острее становится вопрос повышения энергоэффективности немодернизированного энергогенерирующего оборудования и экономичности его эксплуатации.

Считается, что паротурбинные установки практически достигли предела своего энергетического совершенства, и при этом, морально и физически устарели, поэтому следует переходить на высокоэффективные парогазовые и газопоршневые технологии. Однако, на практике данный тезис не всегда оказывается верным. На паросиловых станциях имеются значительные резервы в части повышения эффективности вспомогательного оборудования, утилизации тепловых отходов и оптимизации режимов работы, что позволяет при гораздо меньших затратах добиться положительного результата. Важным аспектом является разработка технических решений по взаимодействию теплоисточников и теплопотребителей (промышленных предприятий, социального и бытового сектора) в рамках использования тепловых отходов, что особенно интересно в условиях цифровизации экономики и возможности придания теплопотребителю опции энергопроизводителя.

Как уже отмечалось выше, паротурбинные ТЭЦ морально и физически устарели и практически достигли предела своего энергетического совершенства. «Вдохнуть новую жизнь» и повысить энергетическую эффективность ТЭЦ при их модернизации позволяет переход к парогазовой технологии, которая может быть реализована на базе утилизационной или сбросной схемы ПГУ. В условиях ввода Белорусской АЭС и наличия избыточных электрических мощностей ввод новых генерирующих мощностей может вызывать определенные опасения. Однако следует отметить, что для климатических условий Беларуси и с учетом структуры потребления тепловой и электрической энергии в стране, альтернативы ТЭЦ нету и поэтому необходимо проводить их модернизацию и дальше повышать их эффективность. Также следует отметить, что на ТЭЦ, не допускающих перерыва в пароснабжении потребителей, требуется содержать в работе одновременно несколько паровых котлоагрегатов (ПКА), что ухудшает

показатели экономичности ТЭЦ, из-за отсутствия должных тепловых нагрузок и вынужденного пропуска пара в конденсатор.

Для устранения потери эффективности ТЭЦ с категорируемыми потребителями пара целесообразно применение новой структурной схемы ТЭЦ с параллельными связями при интеграции высокотемпературной надстройки ГТУ по сбросной схеме с энергетическими паровыми котлоагрегатами. Предлагается использование комплексов «ГТУ–ПКА» в составе одной ГТУ и двух ПКА с возможностью работы ГТУ с любым из них, когда один работает, второй в резерве. Это решение обеспечивает увеличение числа часов работы ГТУ за счет возможности замещения одного котла другим. Мощность ГТУ, ограничиваемая пропускной способностью аэродинамического тракта парового котлоагрегата, в условиях ТЭЦ Беларуси находится в пределах 25–45 МВт. ГТУ этой мощности менее требовательны к режимам изменения нагрузки, что позитивно сказывается на моторесурсе. Количество параллельно работающих ПКА определяется тепловой нагрузкой ТЭЦ, при этом рассматривается их работа на техническом минимуме, что обеспечивает и максимальное вытеснение прямого сжигания природного газа, и возможность изменения генерации электроэнергии в диапазоне 50–100 % от номинальной мощности ГТУ, устанавливаемой по сбросной схеме на ТЭЦ при сохранении тепловых нагрузок и надежности пароснабжения категорируемых теплопотребителей. При этом, в дневное время ГТУ может работать на 50 % нагрузке, обеспечивая тем самым дополнительный резерв мощности на случай выхода из строя одного блока АЭС. В период ночных провалов нагрузки, ГТУ может быть полностью остановлена.

При этом с целью стабилизации характеристик ГТУ (КПД, мощность) в межтопительный период, целесообразно использовать абсорбционные холодильные машины (АБХМ) для охлаждения воздуха перед компрессором ГТУ.

В итоге сбросная схема ПГУ на ТЭЦ при сохранении тепловых нагрузок позволяет увеличить коэффициент полезного использования топлива до 89 % с годовой экономией природного газа в стране 1 тыс. т у.т. на 1 МВт установленной мощности ГТУ по сбросной схеме при возможности резервирования электрической мощности энергосистемы.

Дальнейшее повышение технико-экономических показателей ТЭЦ требует поиска новых нетрадиционных путей. Возможными путями решения этой задачи являются:

- совершенствование тепловых схем, которые на данный момент практически исчерпали энергосберегающий потенциал при традиционном подходе к их развитию;
- современный подход к энергосбережению предполагает использование системных эффектов за счет расширения энергосберегающей базы, например, применение теплонасосных технологий для рекуперации потенциала сбросных низкотемпературных потоков, рассеиваемых в настоящее время в окружающую среду на ТЭЦ с циркуляционной водой и на промышленных предприятиях с оборотной водой;
- использование теплоты глубокого охлаждения дымовых газов паровых

котлов, установленных на ТЭЦ и котельных.

На ТЭЦ имеют место побочные низкотемпературные потоки, рассеиваемые в окружающую среду, поскольку не находят потребителей из-за низкой температура, не превышающей 45 °С. Это потоки теплоты охлаждения циркуляционной воды, обеспечивающей конденсацию пара после турбины, охлаждение генератора и систем смазки. Например, только теплоту процессов охлаждения систем смазки и генераторов всех турбоагрегатов энергосистемы Беларуси с учётом их фактической загрузки можно оценить величиной 90 Гкал/ч. Из конденсаторов турбоагрегатов теплофикационных энергоисточников в окружающую среду рассеивается теплота процесса конденсации пара, величина которой – не менее 300 Гкал/ч.

На промышленных предприятиях оборотная вода охлаждается от 30 до 20 °С в испарительных градирнях, при этом в градирнях потери воды в виде пара составляют 350–500 т/ч. Также в окружающую среду выбрасывается около 250 Гкал/ч теплоты или 3-5 % энергии топлива, потребляемого промышленностью.[2]

Если организовать совместную утилизацию теплоты глубокого охлаждения дымовых газов (до 30 °С) и низкотемпературных тепловых потоков ТЭЦ и предприятий сопряженного промузла, и вернуть теплоту, рассеиваемую в окружающую среду, обратно в цикл, с помощью абсорбционных тепловых насосов (АБТН), возможно сэкономить первичное топливо и повысить технико-экономические показатели работы ТЭЦ (в частности энергетический КПД на 6–10 %) и сократить расход подпиточной воды на промышленном предприятии.

Абсорбционный тепловой насос предлагается устанавливать на ТЭЦ и с его помощью утилизировать внутренние низкотемпературные тепловые потоки ТЭЦ и внешние от промышленных предприятий. На привод АБТН использовать пар промышленных отборов паровых турбин для получения сетевой воды с температурой до 85 °С для дальнейшего использования на нужды отопления, вентиляции и ГВС зоны ответственности ТЭЦ. При этом будет обеспечен переход к новой системе теплоснабжения с одновременной системной годовой экономией природного газа в стране и снижением генерации электроэнергии на ТЭЦ при сохранении тепловых нагрузок и загрузкой Белорусскую АЭС на соответствующую величину.

### **Заключение**

Реализация указанных мероприятий по внедрения ПГУ по сбросной схеме на ТЭЦ, АБХМ и АБТН на ТЭЦ энергосистемы и сопряженных промузлах, АБТН на котельных, когенерационных теплотехнологических комплексов на промышленных предприятиях в первом приближении позволит снизить потребление природного газа в стране на величину 2-3 млн т у. т. в год, что эквивалентно 10-15 % существующего годового потребления природного газа в стране.

### Литература

1. Михалевич, А. А. Энергетическая безопасность Республики Беларусь: компоненты, вызовы угрозы [Электронный ресурс]. – 2010. – Режим доступа: [http://nmnby.eu/pub/0911/energy\\_security.pdf](http://nmnby.eu/pub/0911/energy_security.pdf). – Дата доступа: 26.03.2010.
2. Романюк, В.Н. Абсорбционные тепловые насосы в теплоэнергетических системах промышленных предприятий для снижения энергетических и финансовых затрат /В.Н. Романюк, А. А. Бобич, Д. Б. Муслина, и др. // Энергия и Менеджмент. – 2013. - №2(71). –С. 32-37.