

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

Л.Е. Лымбина
г. Челябинск, ЮУрГУ

Технико-экономический анализ различных вариантов развития теплоэнергетики подтвердил эффективность и приоритетность энергосберегающих решений, а также перспективность энергетических технологий на топливных элементах.

Объем потребляемого органического топлива в промышленной теплоэнергетике и ТЭС и экологические последствия использования топлива связаны с эффективностью применяемых в промышленности энергетических установок. Повышение их эффективности за счет перехода к новым технологиям и энергосбережению необходимо рассматривать в свете дополнительных капитальных затрат и окупаемости инвестиций.

Основой электрообеспечения страны в настоящее время являются более 700 электростанций общей мощностью свыше 215 тыс. МВт: почти 70 % – это тепловые электростанции в основном на высоких и сверхкритических параметрах пара; 20 % – ГЭС и 10 % АЭС. Средний расход топлива на выработку 1 кВт·ч изменялся в течение 1995–2000 гг. от 335 до 345 г у. т. Стоимость 1 МВт установленной мощности в РАО «ЕЭС России» – 1,75 млн долларов США (USD). За последние 5 лет потери электроэнергии в сетях энергосистем увеличились на 4,2 %, а производительность труда снизилась на 35 %. Производственные мощности РАО «ЕЭС России» имеют существенный материальный и моральный износ. Оборудование ТЭС мощностью 35 тыс. МВт (16,2 %) полностью выработало свой ресурс к 2000 г., к 2005 г. это количество возросло до 55 тыс. МВт или 25,6 %. Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии для промышленных потребителей России в зависимости от региона изменяется от 0,1 до 0,30 USD; в Челябинской области эта величина составляет ~ 0,15–0,25 USD. Одной из основных причин высокой стоимости электроэнергии является большой расход топлива на ее производство и достаточно высокая цена топлива.

Создание ТЭС с конденсационными турбинами единичной мощностью 500 МВт при сложившейся в РАО ЕЭС шкале требует 875 млн USD на каждую установку, то есть, 1,75 млн USD/МВт установленной мощности. При использовании этого оборудования на номинальной мощности 6000 ч в год срок окупаемости составит 8,4–9,6 лет при реализации электроэнергии по цене 0,15 USD/кВт·ч. Срок проектирования и строительства 5–6 лет, таким образом, возврат инвестиций можно ожидать через 13–14 лет, что малопривлекательно для бюджета и частного капитала.

Создание ТЭС с парогазовыми установками (ТЭС-ПГУ) можно осуществить при комбинации ГТУ западных производителей ценой 0,3...0,6 млн USD/МВт с отечественным паротурбинным оборудованием ценой 0,5 млн USD/МВт. С учетом крупных капложений на строительно-монтажные работы ТЭС-ПГУ срок окупаемости установок приблизится к 7–8 годам. При этом расход топлива может быть снижен с 340 до 260 г у. т./кВт·ч.

Атомные электростанции имеют высокую стоимость установленной мощности, достигающую 2 млн USD/МВт, но весьма низкую себестоимость вырабатываемой электроэнергии 0,02 USD/кВт·ч из-за невысоких затрат на топливо, так как 1 кг урана-235 эквивалентен 93 вагонам угля или 67 цистернам жидкого топлива. Срок окупаемости АЭС не менее 8–9 лет. К тому же, АЭС на реакторах БН может иметь коэффициент воспроизводства топлива больше 1,0, что может существенно улучшить ее экономические показатели.

Создание новых крупных ГЭС из-за больших капитальных затрат, наносимого земельным угодьям экологического ущерба и практического истощения потенциала водно-энергетических ресурсов вряд ли перспективно, несмотря на весьма низкую себестоимость электроэнергии, получаемой на ГЭС – менее 0,01 USD/кВт·ч.

По оценкам центра «ВИЭН» при МЭИ-ТУ [2] Урал относится к регионам со средним уровнем запасов энергии: технический потенциал ГЭС на Урале составляет 56 млрд кВт·ч в год, в том числе по малым ГЭС 17 млрд кВт·ч в год, из них используются соответственно 4,5 и 0,3 млрд кВт·ч в год. Однако эти оценки следует несколько уменьшить с учетом того, что на Южном Урале берут начало реки, обеспечивающие водный баланс Волго-Каспийского и Обь-Иртышского бассейнов.

Анализ традиционных путей развития энергетики по оценкам РАН показывает малую инвестиционную привлекательность создания в стране крупных электростанций в ближайшее время [1].

Из нетрадиционных технологий производства электроэнергии следует отметить геотермальные ТЭС, строительство которых возможно в некоторых регионах России. На базе Мутновского (Камчатка) геотермального месторождения и на Курильских островах в течение ближайших 10 лет

можно построить Гео-ТЭС общей мощностью 250 МВт; реальная стоимость установленной мощности более 2,0 млн USD/МВт без учета создания и инженерного обеспечения скважин.

Уральский регион, включающий Свердловскую, Пермскую, Челябинскую, Оренбургскую области, Башкирию, Татарстан и Удмуртию, относится к регионам со средним запасом геотермальной энергии – общий технический потенциал составляет 4 млн т у. т. в год. Полное использование этого потенциала равносильно введению в работу одного паротурбинного блока мощностью 50 МВт.

В течение 1995–2000 гг. на территории России было введено менее 3 МВт ветроэлектрических станций, и трудно ожидать прогресса в этом направлении. Следует отметить, что за рубежом, где существуют государственные программы поддержки развития нетрадиционных источников энергии, ветровая и солнечная энергетика имеет ежегодный темп пророста в 30 %. Южный Урал характеризуется среднегодовой скоростью ветра от 3 до 5 м/с, среди других регионов это соответствует средним значениям. Стоимость установленной мощности ветроэлектрических станций – 1,0 млн USD /МВт, срок окупаемости 6–7 лет.

В области использования микроГЭС при стоимости более 2,5 млн USD/МВт и существенном ограничении на их месторасположение также не следует ожидать создания электростанций общей мощностью более 10 МВт.

Установки преобразования солнечной энергии в электроэнергию стоят около 3,0 млн USD/МВт и их широкое внедрение в государственном масштабе маловероятно. Урал относится к областям с низкой продолжительностью солнечного сияния – менее 1700 часов в год [2].

В РАН имеется эскизный проект создания так называемых гиридных электростанций единичной мощностью 2...3 МВт, использующих кинетическую энергию океанских течений скоростью до 16 км/ч в районе Южно-Курильских островов.

Таким образом, можно полагать, что суммарная мощность электростанций, работающих с использованием энергии геотермального тепла, ветра, воды и солнца в ближайшие 10 лет не будет превышать 300...350 МВт при условии их 100 % финансирования в размере 800...900 млн USD в год. При этом экономия органического топлива составит приблизительно 1 млн т у. т., в денежном выражении 80...100 млн USD; общий срок окупаемости этого проекта примерно 10 лет. Следует отметить, что внедрение этих установок возможно только в 10–12 областях России. Урал, как отмечалось, относится к регионам со средним запасом геотермальной энергии – общий технический потенциал составляет 4 млн т у. т. в год.

Серьезную конкуренцию традиционным энергетическим циклам в области децентрализованной стационарной энергетики в ближайшем будущем составят электрохимические генераторы

на топливных элементах (ЭХГ). Единичная мощность ЭХГ от 5 кВт до 10 МВт, в 2004 году достигнута установленная мощность 50 МВт при стоимости 3 млн USD/МВт; поставлена задача довести стоимость до 1 млн USD/МВт, при этом срок окупаемости приблизится к 5–6 годам. К числу достоинств ЭХГ относятся: высокий КПД, низкая токсичность, бесшумность, модульная конструкция заводской готовности, широкий интервал мощности. На твердооксидных топливных элементах, использующих метан в качестве топлива, достигнут КПД 45...55 %, а при рекуперации теплоты 60...65 %. Недостатком следует считать малый ресурс работы 2...5 тыс. часов, вместо требуемого 20...30 тыс. часов [3].

Основные экономические показатели современных энергоустановок на базе нетрадиционных источников энергии, в отличие от традиционных ТЭС, ГЭС, АЭС и дизельных электростанций, имеют устойчивую тенденцию к улучшению и сегодня уже сопоставимы с аналогичными показателями традиционных электростанций. В качестве примера в таблице приведены данные по энергоустановкам США.

В промышленных и районных ТЭС и других установках промышленной теплоэнергетики отмечаются следующие тенденции. Стоимость 1 МВт установленной мощности для ТЭС, сжигающих биомассу и бытовые отходы, может достигать 1,0 млн USD при существующих метантанках, паровых котлах и готовой производственной инфраструктуре. Срок окупаемости такого проекта 2–3 года без учета экономии от уменьшения затрат на создание иловых полей, мусорных свалок и полигонов; в течение ближайших 5–6 лет можно ожидать ввод около 50 МВт на этих технологиях.

Одним из серьезных резервов является замена дросселирующих установок типа РОУ на противодавленные турбины; общий потенциал таких технологий оценивается в 15...17 тыс. МВт. Стоимость 1 МВт составляет 0,45 млн USD для энергокомплекса мощностью 0,5 МВт и 0,25 млн USD при мощности более 6 МВт; срок окупаемости 1–2 года [1]. Однако весь указанный потенциал использовать невозможно из-за трудностей согласования суточно-сезонных графиков нагрузок по производственному пару.

Аналогичной по экономическим показателям является установка предвключенной газовой турбины перед паровыми или водогрейными котлами, но в стране отсутствует производство высокоэффективных газовых турбин мощностью 25–40 МВт, а фирмы, использующие технологии АBB, «Сименс» и «Дженерал электрик» пока не вышли на уровень промышленного производства.

На газокompрессорных станциях РАО «Газпром» имеется большой потенциал теплоты продуктов сгорания после газотурбинных приводов компрессоров с температурой 350 °С и выше – приблизительно 4...5 тыс. МВт. Стоимость установлен-

Теплоэнергетика

Цена электроэнергии (числитель), USD/ кВт·ч и капитальные вложения (знаменатель), млн USD/МВт традиционных и нетрадиционных электростанций за рубежом

Наименование электростанции	1980 г.	1990 г.	2000 г.
Тепловые электростанции	<u>0,03...0,04</u> 0,6...0,9	<u>0,04...0,05</u> 1,10	<u>0,06</u> 1,50
В том числе на мазуте	<u>0,06</u> 0,6...0,8	<u>0,06</u> 0,85	<u>0,07</u> 1,0
Крупные гидроэлектростанции	<u>0,02</u> 1,2	<u>0,04</u> 1,5...1,8	<u>нет данных</u> 2,0
Атомные электростанции	<u>0,03...0,05</u> 1,5	<u>0,04...0,13</u> 2,0	<u>0,07...0,15</u> 2,25
Ветроэлектростанции	<u>0,25</u> 3,0	<u>0,07</u> 1,5...2,0	<u>0,04</u> 1,0
Солнечные тепловые электростанции	<u>0,24</u> 15,0	<u>0,08...0,12</u> 3,0	<u>0,05</u> 2,5
Солнечные фотоэлектрические станции	<u>1,5</u> 50,0	<u>0,35</u> 20,0	<u>0,06...0,12</u> 3,0...5,0
Малые гидроэлектростанции	<u>нет данных</u> 2,5	<u>нет данных</u> 3,0	<u>нет данных</u> 3,5
Геотермальные электростанции	<u>0,025...0,07</u> 1,5...2,0	<u>нет данных</u> 2,3	<u>нет данных</u> 2,5

ной мощности утилизационного паротурбинного оборудования составляет 0,7 млн USD/МВт, срок окупаемости 2 года.

Общий потенциал энергосберегающих технологий промышленных ТЭС составляет не менее 3,0 тыс. МВт, экономия топлива при их внедрении достигает 4,5 млн т у. т. в год.

Литература

1. Энергосберегающие и нетрадиционные технологии производства электроэнергии/ А.И. Леонтьев,

В.И. Доброхотов, И.А. Новожилков и др.// Теплоэнергетика. – 1999. – № 4. – С. 2–6.

2. Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии/ В.И. Виссарионов, С.В. Белкина, Г.В. Дерюгина и др./ Под. ред. В.И. Виссарионова. – М.: ООО фирма «ВИЭН», 2004.

3. Месяц Г.А., Прохоров М.Д. Водородная энергетика и топливные элементы// Вестник РАН. – 2004. – Т. 74. – № 7. – С. 579–597.

Лымбина Людмила Ефимовна – доцент кафедры «Промышленная теплоэнергетика» Южно-Уральского государственного университета, кандидат технических наук. В 1974 г. окончила Магнитогорский горно-металлургический институт по специальности «Промышленная теплоэнергетика».