

СЕКЦИЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА И ТЕПЛОТЕХНИКА

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ПЛАВУЧИЕ СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Бойко Е.Г.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., СТ. ПРЕПОД. ИОКОВА И.Л.

ГЕЛИОЭНЕРГЕТИКА

БОГДАН А.А., ЗАХАРЧЕНКО В.Ю., ИГНАТОВИЧ Р.С., ПАВЛОВИЧ И.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТ. ПРЕПОД. ПЕТРОВСКАЯ Т.А.

МИНИ-ТЭЦ МОЛОДЕЧЕНСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

ХАТЯНОВИЧ П.П., ОСМАНОВ К.О.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТ. ПРЕПОД. КОСМАЧЁВА Э.М.

СВОЙСТВА ВЛАЖНОГО ВОЗДУХА

Бойко Е.Г.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР РОМАНЮК В.Н.

РЕКОНСТРУКЦИЯ МИНСКОЙ ТЭЦ-2

ЛИСАЙ С.Н., МАЛЕЙКО В.Ф.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР РОМАНЮК В.Н.

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ЗА СЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТЕПЛОВЫХ ВЭР

ЯНЧУК В.В., БОЙКО Е. Г.,
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – МУСЛИНА Д.Б.

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ФИНЛЯНДСКОЙ РЕСПУБЛИКЕ НА ПРИМЕРЕ КОМПАНИИ VALMET TECHNOLOGIES OY

КУЗЬМИЧ К.А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ МИГУЦКИЙ И.Е.

ВИМ-ТЕХНОЛОГИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

САЛЕНИК И.И.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТ. ПРЕПОД. ПЕТРОВСКАЯ Т.А.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ И ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО «МОЗЫРСКИЙ НПЗ»

ЕРМОЛЕНКО В. И., ГРИЦУК А. А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – БЕГЛЯК А. В.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ И ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО "МОЗЫРЬСОЛЬ"

ЕРМОЛЕНКО В. И., ГРИЦУК А. А.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – БЕГЛЯК А. В.

КОТЕЛЬНАЯ ЗАО «АТЛАНТ»

ВАЙНИЛОВИЧ В.В.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ МИГУЦКИЙ И.Е.

ТЭЦ-2 МИНСКИХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

ШАЛЕСНАЯ И.В., ЮШКЕВИЧ И.Б.
НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТ. ПРЕПОД. ПЕТРОВСКАЯ Т.А.

ПРИМЕНЕНИЕ ГАЛУРГИЧЕСКОГО МЕТОДА ОБОГАЩЕНИЯ КАЛИЙНЫХ РУД НА ОАО «БЕЛАРУСЬКАЛИЙ»

ГИЛЬ А.Ю.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – БЕГЛЯК А.В.

ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА БОБРУЙСКА

ГРЕЧКО В.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – М.Т.Н., АСС. БОБИЧ А.А.

ОБЛАЧНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

ЗУЕВА Е.С., ДЕВЕТЬЯРОВА М.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТ. ПРЕПОД. ПЕТРОВСКАЯ Т.А.

ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПРОИЗВОДСТВО БИОГАЗА

ТИМОХОВА А.Ю.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д. Т. Н., ПРОФЕССОР СЕДНИН В.А.

СХЕМА ПЕРЕРАБОТКИ ТБО. ИЗВЛЕЧЕНИЕ БИОГАЗА С ПОЛИГОНОВ ТБО

КУЛИНИЧ Р.К.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТ.ПРЕПОД. ПРОКОПЕНЯ И.Н.

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

САТИШУР Д. С., ИГНАТЕНКО Е. И.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПЕТРОВСКАЯ Т.А.

УСТРОЙСТВО ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ SGT-300

ГАРЕЕВ А.А., ВАСИЛЬЕВ А.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – БЕГЛЯК А. В.

РЕКОНСТРУКЦИЯ КОТЕЛЬНОЙ "КЕДЫШКО" ФИЛИАЛА РУП «МИНСКЭНЕРГО» МИНСКИЕ ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

ВАСИЛЬЕВ А. В., ГАРЕЕВ А.А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР РОМАНЮК В.Н.

УДК 620.92

ПЛАВУЧИЕ СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Бойко Е.Г.

Научный руководитель – к.т.н., ст. препод. Иокова И.Л.

За последние годы во всем мире, в особенности в странах Евросоюза, резко возрос интерес к вопросам использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Возобновляемые источники энергии, к которым относят биомассу, гидроэнергию, энергии солнца, геотермальных вод и ветра, могут заменять ископаемые виды топлива, уменьшать выбросы парниковых газов и других вредных веществ.

На данный момент в Париже подписали новое климатическое соглашение, вместо Киотского протокола. Согласно этому соглашению все без исключения страны обязаны принять свои национальные цели по сокращению вредных выбросов,

Способность источников энергии возобновляться не означает, что изобретен вечный двигатель. Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) используют энергию солнца, тепла, земных недр, вращения Земли. Если солнце погаснет, то Земля остынет, и ВИЭ не будут функционировать.

Основные преимущества солнечной энергетики известны. Это:

- Общеизвестность,
- Независимость от сторонних поставщиков электроэнергии,
- Экологическая чистота и безопасность для здоровья.

К недостаткам этого вида энергии можно отнести:

- нестабильность,
- цикличность,
- неравномерность распределения по территории;

Одним из новых видов солнечной энергетики являются плавучие солнечные электростанции, о которых и пойдет далее речь.

Плавучая система сочетает преимущества наземной фиксированной системы и наземной вращающейся электростанции: в наземной фиксированной системе модули установлены относительно близко друг к другу, но все направлены строго на юг, а значит система малоэффективна утром и вечером. Наземные вращающиеся электростанции решают эту проблему, но занимают значительно большую площадь — модули приходится устанавливать на большем расстоянии друг от друга из-за длинных теней утром и вечером. Плавучая система позволяет всегда развернуть ее прямо к солнцу.

Отмечается, что солнечная электростанция эффективно работает при низких температурах, но их эффективность заметно снижается, если панель нагревается выше определенной температуры за счет тепла, поднимающегося от земли. Поскольку вода никогда не прогревается до температур, до которых может нагреться земля летом, расчетная эффективность плавучей вращающейся электростанции на 22% выше, чем у наземной фиксированной системы. Плавучие электростанции проектируются с учетом скорости ветра до 50 м/с, а также изменений уровня воды.

Достоинства

- Перспективность,
- Доступность и неисчерпаемость источника энергии,
- Улучшенное охлаждение,
- Более высокий КПД.

Недостатки

- Зависимость от погоды и времени суток,
- При промышленном производстве — необходимость дублирования солнечных ЭС маневренными ЭС сопоставимой мощности.

• Высокая стоимость конструкции, связанная с применением редких элементов (к примеру, индий и теллур).

Япония установила новый рекорд мощности плавучей солнечной электростанции. Компания Smart Energy сообщила о завершении строительства в городе Кавадзима к северу от Токио (префектура Сайтама) и вводе в эксплуатацию генерирующей установки, которая способна вырабатывать с помощью солнечных батарей до 8,3 млн кВт·ч электроэнергии в год. Согласно подсчетам энергетиков, этого достаточно, чтобы удовлетворить потребность в электричестве 2300 частных жилых домов.

До этого самой мощной плавучей солнечной электростанцией была так же построенная в Японии близ города Като (префектура Хёго). Ту станцию ввели в строй в июне прошлого года. Она дает около 3,3 млн кВтч в год, что обеспечивает электроэнергией примерно 920 типовых японских домохозяйств.

Нынешняя станция-рекордсмен расположена на поверхности большого озера площадью около 130 тыс. квадратных метров, вокруг которого находятся сельскохозяйственные угодья. При создании подобной плавучей электростанции было задействовано более 27,4 тыс. солнечных батарей (в Като установка состоит из 9 тыс. панелей).

Крупнейший в мире плавучий массив солнечных панелей в Европе будет установлен в водохранилище Квин Элизабет II Сторадж в Лондоне. Массив будет иметь пиковую мощность 6,3 МВт и, как ожидается, генерировать 5,8 млн кВтч в первый год, что достаточно для питания около 1800 домов.

Массив является частью цели компании Thames Water генерировать треть своей собственной энергии к 2020 году. По состоянию на 2014/2015, Thames Water производила 12,5 процентов своей собственной энергии, а в настоящее время компания установила солнечные панели на 41 своем объекте.

Инновационный плавучий понтон будет занимать около десятой части водохранилища - достаточно, чтобы заполнить восемь футбольных полей как на стадионе Уэмбли.

Национальная Корпорация Гидроэлектроэнергетики Индии (NHPC) планирует строительство крупнейшей в мире плавучей пресноводной солнечной электростанции.

Электростанцию в 50 МВт планируют разместить в водоеме южного штата Керала.

Солнечные панели установят на плавучих платформах, которые будут прочно заякорены во избежание раскачивания и дрейфа на волнах озера.

Самая крупная в Европе плавучая солнечная электростанция будет построена в Великобритании в графстве Большой Манчестер, в пригороде Годли г. Хайд. 12 тысяч солнечных панелей покроют площадь в 45500 м², что составляет около 75% площади водохранилища Годли. Ожидается, что ежегодно электростанция будет вырабатывать около 2.7 ГВт-часов солнечного электричества.

Производители обещают, что в регионе строительства экология затронута не будет, так как, когда солнечные панели устанавливаются на плавучей платформе, проблема нагревания в значительной степени уменьшается.

В настоящее время в Республике Беларусь так же уже используется солнечная энергетика.

Например, солнечная электростанция в Сморгони (Гродненская область)

Электростанция с общей суммарной мощностью до 17 МВт. Для размещения большого количества солнечных батарей определен участок неиспользуемой земли в 36,8 га в промышленной зоне на восточной окраине города Сморгонь. Уже завершили первую очередь строительства и обеспечили получение 5 МВт энергии. Вторая очередь (еще 6 МВт) должна быть введена в эксплуатацию в декабре 2016 года. Завершить проект и разместить батареи мощностью еще в 6 МВт планируется к июлю 2018 года.

Но время не стоит на месте, и мы можем также рассмотреть вариант о строительстве у нас плавучей солнечной электростанции, так как Республика Беларусь также обладает значительными площадями водоемов.

Площади наших озер в несколько раз превышают площади тех, на которых уже построили станции в других странах и можно заметить, что наш климат схож с климатом

Великобритании (в Великобритании 1476 часов в году наблюдается солнечные дни, в Республике Беларусь – 1800).

Таким образом, можно сделать вывод о возможности рассмотрения вопросов строительства плавучих солнечных электростанций в Республике Беларусь.

Развитие энергетики оказывает воздействие на различные компоненты природной среды: на атмосферу, на гидросферу, на литосферу. В настоящее время это воздействие приобретает глобальный характер, затрагивая все структурные компоненты нашей планеты. Выходом для общества из этой ситуации должны стать: внедрение новых технологий, распространение альтернативной энергетики и использование возобновляемых источников энергии.

Поддерживая эти идеи сейчас мы даём шанс будущему поколению на экономическую и энергетическую независимость.

УДК 621.3

ГЕЛИОЭНЕРГЕТИКА

Богдан А.А., Захарченко В.Ю., Игнатович Р.С., Павлович И.В.

Научный руководитель – ст. препод. Петровская Т.А.

Введение:

Все больше различных природоохранных организаций призывают общественность обратить внимание на экономное расходование природных ресурсов. Особое внимание привлечено к солнечной энергии, которая является, по сути, абсолютно бесплатной. Солнечное же излучение доступно практически в любой точке Земли. Солнечная энергия также весьма универсальна – ее можно использовать как в виде тепла, так и преобразовывать в механическую и электрическую.

Технологии производства солнечных батарей шагнули далеко вперед, благодаря чему их использование стало возможным как в бытовых, так и в промышленных установках. Основное распространение такие системы получили в странах с высокой солнечной активностью – Китай, Индия, Индонезия.

В условиях роста стоимости энергоносителей и осознания ограниченности запасов углеводородного сырья на планете в последние годы страны Западной Европы переживают бум в развитии альтернативной энергетики.

Гелиоэнергетика (от греческого Helios — солнце) или солнечная энергетика - один из наиболее перспективных видов альтернативной энергетики. Полное количество солнечной энергии, поступающей на поверхность Земли за неделю, превышает энергию всех мировых запасов нефти, газа, угля и урана.

Имеется несколько технологий солнечной энергетики. Получение электроэнергии от лучей Солнца не даёт вредных выбросов в атмосферу, производство стандартных силиконовых батарей также причиняет мало вреда. Но производство в широких масштабах многослойных элементов с использованием таких экзотических материалов, как арсенид галлия или сульфид кадмия, сопровождается вредными выбросами.

Для всей территории республики поступление солнечной энергии составляет около $208 \cdot 10^{12}$ кВт·ч в год или $256 \cdot 10^9$ т у. т. при планируемом потреблении в 2020 г. всех видов топливно-энергетических ресурсов $32,8 \cdot 10^6$ т у. т. Это в 7800 раз превышает потребность нашей республики в энергоресурсах и говорит о больших потенциальных возможностях гелиоэнергетики. На нашей планете за счет естественных процессов и производственно-хозяйственной деятельности человека происходит преобразование солнечной энергии в другие виды.

Энергию солнечного излучения можно преобразовывать в другие виды энергии, например, в электрическую с помощью фотопреобразователей или механическую (солнечный парус, фотонный двигатель, или с помощью обыкновенной паровой турбины), можно, наконец, аккумулировать с помощью растений и фотосинтеза, как это и происходит в природе.

Несмотря на многочисленность способов преобразования солнечной энергии, на данный момент наиболее широко используется тепловое действие света и преобразование его в электрическую энергию с помощью фотоэлектрических генераторов.

Солнечные батареи, или фотоэлектрический преобразователь (сокращённо ФЭП) используются для преобразования солнечного излучения в электроэнергию. Фотоэлектродгенераторы собраны из большого числа последовательно и параллельно соединённых элементов. Солнечные батареи могут помещаться на крышах домов, вдоль шоссе дорог.

Солнечные батареи не требуют обслуживания и могут работать более 20 лет. Сегодня фотоэлементы применяются для обеспечения бесперебойного электроснабжения сотовых базовых станций и метеорологических пунктов.

Особенности солнечных батарей позволяют располагать их на значительном расстоянии, а модульные конструкции можно легко транспортировать и устанавливать в другом месте.

Главной причиной, сдерживающей использование солнечных батарей, является их высокая стоимость. Нынешняя стоимость солнечной электроэнергии равняется 4,5 дол. за 1 Вт мощности и, как результат, цена 1 кВт/час электроэнергии в 6 раз дороже энергии, полученной традиционным путём сжигания топлива. Возможно использование солнечной энергии для отопления жилищ. Однако в условиях нашей страны 80% энергии Солнца приходится на летний период, когда нет необходимости отапливать жильё, кроме того, солнечных дней в году недостаточно, чтобы использование солнечных батарей стало экономически целесообразно.

Наиболее простым способом использования солнечной энергии для бытовых и промышленных нужд является ее преобразование в тепловую энергию.

Тепловая гелиоустановка включает в себя:

- приемник, в котором происходит поглощение и преобразование солнечного излучения в тепловую энергию;
- передающее устройство с теплоносителем;
- теплоаккумулятор и другие элементы.

В качестве приемника используют коллекторы различных типов и конструкций. В основе функционирования плоского коллектора лежит парниковый эффект. Плоские коллекторы предпочтительны при нагреве теплоносителя до температуры не выше 100°C, а эффективность их работы зависит от светопропускающих и теплоизолирующих свойств покрытия, а также поглощающих свойств нагреваемого тела. Тепловая гелиоустановка с плоским коллектором для обеспечения более надежного теплоснабжения должна оборудоваться тепловым аккумулятором. Концентрирующие коллекторы используют в случаях, когда требуется получить температуру нагрева более 100°C. Объемные коллекторы используют солнечное излучение для нагрева больших объемов воздуха, воды, почвы, строительных конструкций и других поглотителей тепла. Для объектов АПК использование тепловых гелиоустановок очень перспективно. Установка небольшой мощности с площадью коллектора до 10 м² способна обеспечивать горячей водой отдельно стоящий сельский дом с семьей 4 - 5 человек с апреля по октябрь. В отопительный период применение таких установок, а также объемных коллекторов, позволит существенно снизить затраты топлива для отопления здания.

В Республике Беларусь целесообразны 3 варианта использования солнечной энергии:

- пассивное использование солнечной энергии методом строительства домов «солнечной архитектуры».
- использование солнечной энергии для целей горячего водоснабжения и отопления с помощью солнечных коллекторов;
- использование солнечной энергии для производства электроэнергии с помощью фотоэлектрических установок.

Если проектирование зданий проводить с учётом энергетического потенциала климата местности и условий для саморегулирования теплового режима зданий, то расход энергии на теплоснабжение можно сократить на 20-60%. Так, строительство на принципах «солнечной архитектуры» может снизить годовое теплотребление до 70-80 кВт/кв. м.

Существует опытное производство систем горячего водоснабжения, базирующихся на использовании солнечной энергии. Эти устройства включают в себя солнечные коллекторы и теплонакопители. Оптимальный для местного климата вариант – система с четырьмя коллекторами – позволяет обеспечить потребности в горячем водоснабжении семьи из 4-5 человек. Зимой установку можно интегрировать со стандартной системой отопления.

Вывод:

Для территории Беларуси свойственна относительно малая интенсивность солнечной радиации и существенное изменение её в течение суток и года. В этой связи необходимо

отчуждение значительных участков земли для сбора солнечного излучения, весьма большие материальные и трудовые затраты. По оценкам, для обеспечения потребностей Беларуси в электроэнергии при современном технологическом уровне требуемая площадь фотоэлектрического преобразования составляет 200-600 км², то есть 0,1 – 0,3 % площади республики. Для нашей республики реально использование солнечной энергии для сушки кормов, семян, фруктов, овощей, подъёма и подогрева воды на технологические и бытовые нужды. В результате возможная экономия ТЭР оценивается всего в 5 тысяч тонн условного топлива в год (тыс. т у. т. / г.). В республике начат выпуск гелиоводонагревателей и уже накоплен некоторый опыт в их эксплуатации.

Высокая стоимость солнечных коллекторов, а также сопутствующие затраты на строительно-монтажные работы, конструкции, кабели, системы управления, технические средств для обслуживания, инфраструктуру в настоящее время накладывают сильные ограничения на развитие гелиоэнергетики в Беларуси.

Литература

1. http://coolreferat.com/Гелиоэнергетика_в_Республике_Беларусь

УДК 620.4

МИНИ-ТЭЦ МОЛОДЕЧНЕНСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Хатянович П.П., Османов К.О.

Научный руководитель – ст. препод. Космачёва Э.М.

Молодечненская мини-ТЭЦ образовалась на базе районной котельной №1 в результате реализации «Республиканской программы по энергосбережению на период до 2000 года». Согласно этой программы в паровой котельной установлена противодавленческая турбина Р3,5/6,3-12/1,2 мощностью 3,5 МВт для использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Возможность внедрения такого мероприятия обусловлена наличием избыточной паровой мощности.

Установленная мощность Мини-ТЭЦ составляет: водогрейная часть – 250 Гкал/час (три котла ПТВМ-50 и один КВГМ-100), паровая часть – 70 тонн/час (два котла ДЕ-25/14 и два котла ДКВР 10/13), электрическая -3,5 МВт (противодавленческая турбина Р3,5/6,3-12/1,2). Тепловая мощность турбины при номинальной электрической нагрузке – 25 Гкал/час.

Основным видом топлива Молодечненской мини-ТЭЦ является природный газ. Резервным топливом является мазут топочный. Природный газ приобретается у предприятий производственного объединения «Белтопгаз» - УП «Минскоблгаз».

Мазутное хозяйство станции включает:

- приемно-сливное устройство (эстакада слива мазута, приемная емкость, погружные насосы);
- мазутохранилище с четырьмя металлическими резервуарами (№1 - 1000 м³, №2 - 1000 м³, №3 - 3000 м³, №4 - 5000 м³);
- мазутонасосная;
- магистральные паромазутопроводы от мазутонасосной до паровой и водогрейной части мини-ТЭЦ.

Мазутохранилище служит для хранения мазута и подготовки его к сжиганию и состоит из четырех резервуаров, к которым подводятся трубопроводы.

В состав газового хозяйства станции входят:

- внеплощадочный газопровод высокого давления II категории 6 кгс/см²;
- газорегуляторный пункт;
- газопроводы на площадке котельной;
- газовое оборудование котельных.

Производительность ГРП составляет 38400 нм³/ч: 32000 нм³/ч - на водогрейную котельную, 6400 нм³/ч - на паровую. По проекту ГРП рассчитан на максимальный расход газа 40900 нм³/ч.

УДК 620.92

СВОЙСТВА ВЛАЖНОГО ВОЗДУХА

Бойко Е.Г.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Романюк В.Н.

Влажный воздух – бинарная смесь водяных паров и сухой компоненты.

Влажный воздух в рассматриваемом диапазоне параметров рассматривается как смесь идеальных газов. К сухой компоненте влажного воздуха соотношения идеального газа применимы во всем диапазоне параметров. В отношении водяных паров, прежде всего, требуется учитывать законы фазового равновесия. Расчетные зависимости для описания свойств водяных паров предлагаются следующие: в области, соответствующей системе уравнений МАСП использовать имеющийся пакет прикладных программ, составленный на их основе. В области, выходящей за диапазон системы уравнений МАСП (международная ассоциация свойств воды и пара), а это давление ниже давления основной тройной точки и температур, превышающих температуру фазового равновесия «пар–твердая фаза», использовать уравнения и зависимости идеального газа. Кривая фазового равновесия «пар–лед» рассчитывается по уравнению Уэшбурну.

Свойства влажного воздуха характеризуются следующими основными параметрами: температура по сухому термометру, влагосодержание, относительная влажность, плотность, температура по мокрому термометру, температура точки росы, барометрическое давление, удельная теплоемкость.

Масса водяного пара в воздухе может меняться от 0 до максимального значения. В насыщенном воздухе количество пара является предельно возможным при данной температуре и равно массе пара в 1 м^3 воздуха в состоянии насыщения.

При расчетах процессов тепловлажностной обработки воздуха в аппаратах систем кондиционирования воздуха для получения энергоэкономичного решения приходится выполнять многовариантные вычисления. Использование известных расчетных зависимостей позволяет выполнить такие расчеты, однако температура мокрого термометра и точки росы определяется численными способами с использованием макросов. Сегодня это автоматизированные расчеты, для которых нужны прикладные программные комплексы. Имеющиеся в общедоступной среде прикладные программные комплексы либо не отвечают тем или иным требованиям, либо достаточно дорогие. Это в полной мере относится к расчету состояний влажного воздуха.

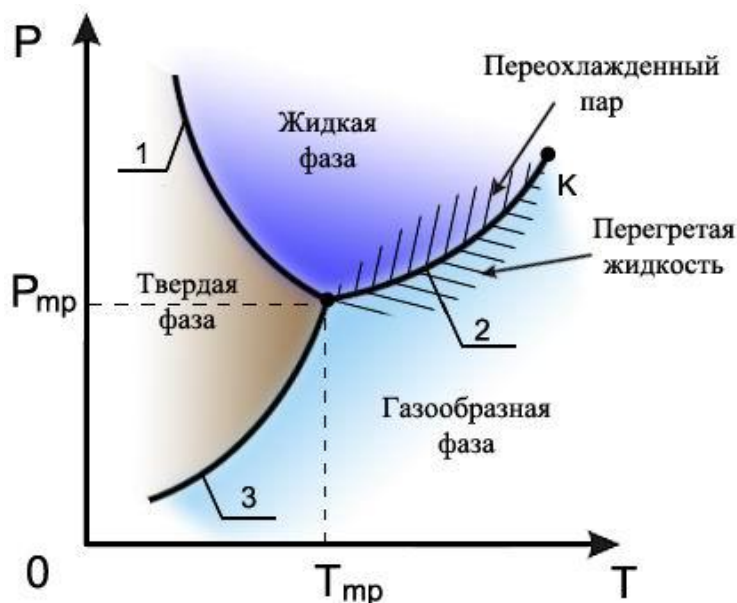


Рисунок 1 – Диаграмма фазовых состояний воды

УДК 621.3

РЕКОНСТРУКЦИЯ МИНСКОЙ ТЭЦ-2

Лисай С.Н., Малейко В.Ф.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Романюк В.Н.

Реконструкция Минской ТЭЦ-2 была предусмотрена Государственной комплексной программой модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006 - 2010 годах, утвержденной Указом Президента Республики Беларусь №399 от 25 августа 2005 г.

Целью реконструкции Минской ТЭЦ-2 было повышение надежности энергоснабжения центральной части г. Минска и повышение эффективности производства электрической и тепловой энергии за счет применения энергосберегающей технологии комбинированного производства электрической и тепловой энергии путем установки современных парогазовых блоков.

После реализации проекта «Реконструкция Минской ТЭЦ-2. I пусковой комплекс» 30.06.2011г. введены в эксплуатацию оборудования двух энергоблоков ПГУ электрической мощностью 65 МВт в составе каждого: газовая турбина типа SGT-600 (SIEMENS), паровая турбина типа СВ 7,5-3,43/0,83/0,12 (Китай), котел-утилизатор компании AEENJ (Китай).

Газовая турбина "Siemens" SGT-600 является наиболее распространенной газотурбинной установкой в данном классе газовых турбин. Всего компанией Siemens и ее предшественниками выпущено и введено в эксплуатацию более 230 данных установок. Конструкция газовой турбины SGT-600 предусматривает работу агрегата в наиболее тяжелых условиях и отличается высокой маневренностью и надежностью. Суммарная эксплуатационная наработка турбин SGT-600 составляет более 5 млн. экв. часов, наработка турбины-лидера – более 145 тыс. часов. Коэффициент надежности по результатам исследования парка этих агрегатов составляет 99,2%.

Модификация и компоновка турбины SGT-600, используемой на Минской ТЭЦ-2, разработаны в 1997 г. Данная газовая турбина имеет двухвальное исполнение, частота вращения рабочего вала – 7700 об/мин, частота вращения вала компрессора – 9100 об/мин.

Котлы-утилизаторы и паровые турбины для данного проекта изготовлены в Китайской народной республике.

Паровые турбины с противодавлением изготовлены на Лоянском заводе генерирующего оборудования, относятся к классу турбоагрегатов малой мощности, который отличается высокой надежностью и имеют огромный потенциал конструкторских наработок и колоссальный опыт эксплуатации на всем постсоветском пространстве, начиная с начала 50-х годов прошлого столетия.

Для сжигания газа в газовых турбинах необходимо повышение его давления до 25 атм. Для этого на ПГУ Минской ТЭЦ-2 установлена дожимная газовая компрессорная станция RQ-2000, изготовленная на Сычуанском заводе компрессорного оборудования и включающая в себя три газовых компрессора, а также системы подготовки и очистки газа.

Реконструкция Минской ТЭЦ-2 позволила повысить установленную электрическую мощность генерирующего оборудования станции с 29 до 94 МВт, а тепловую мощность с 575 до 665 Гкал /ч.

Литература

1. Куличенков, В.П. Парогазовые установки в энергетике / В.П. Куличенков, В.В. Саранцев, Ю.М. Шнайдерман; под ред. В.П. Куличенков. – 2-ое изд. – Минск, 2012. – 238 с.

УДК 330 (476)

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ЗА СЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТЕПЛОВЫХ ВЭР

Янчук В.В., Бойко Е. Г.,

Научный руководитель – Муслина Д.Б.

Проблема утилизации энергии низкотемпературных тепловых ВЭР, сбрасываемых на сегодняшний день в окружающую среду в большинстве стран, общепризнана, актуальна и, как показывают детальный анализ имеющихся в мире публикаций по данной теме, успешно не решена, в том числе, в таких странах, как Турция, Индия, Китай, Германия, Колумбия, Канада и США, Россия. Ситуация по утилизации энергии ВЭР на производствах в большинстве случаев усугубляется тем, что традиционно на нужды теплотехнологий используются высокопотенциальные теплоносители, такие, как пар, дымовые газы с температурой более 300–400 °С, что, на первый взгляд, исключает возможность применения водяного теплоносителя, получаемого в случае рекуперации теплоты сбрасываемых ВЭР. Не спасает ситуацию и возможность повышения потенциала тепловых ВЭР с помощью тех же теплонасосных установок. Авторами труда произведена попытка решения поставленной задачи на примере предприятий легкой промышленности. Следует также отметить, что актуальность решения обозначенной задачи возрастает в связи с изменениями ситуации на рынке энергоресурсов, имеющими устойчивую тенденцию непрерывного, беспрецедентного роста тарифов на основные энергопотоки, требуемые для работы предприятий.

Предприятия легкой промышленности являются теплотехнологическими на которых образуется значительное количество жидких стоков с температурами 40–60 °С, тепловой потенциал которых не используется. В той же Германии к примеру, среди 15 основных секторов промышленности по объему сбрасываемых горячих сточных вод текстильная промышленность занимает восьмое место, 94 % предприятий ее текстильной отрасли сбрасывают их в городские очистные сооружения [1]. Многие высокоразвитые страны, такие как США, Канада и Германия, отказались от решения задачи утилизации канализационных стоков отрасли и перевели часть своих отделочных производств в Индонезию, Бангладеш, Индию, Латиноамериканские государства, где экологическая политика, стандарты, нормы в секторе текстиля и обуви не на столько строги, как требования ЕС и прочие, американские и канадские требования по энерго- и водопотреблению [2–5].

В Беларуси суммарные объемы стоков по текстильным и трикотажным предприятиям на текущий момент составляют порядка 7,3 млн м³/год. Охлаждение их до 15 °С даст дополнительно безтопливный поток теплоты до 1,0 млн ГДж в год, что соответствует годовой экономии условного топлива порядка 35 тыс. т., и составляет 15 % энергопотребления отрасли.

Отсюда очевидна необходимость повышения степени использования энергоресурсов, поступающих на технологические участки за счет использования энергии побочных тепловых потоков, что позволит улучшить энергообеспечение и энергоиспользование теплотехнологий. Все это поможет обеспечить дальнейшее сокращение объемов импорта природного газа для нужд отрасли, тем самым снизит энергетическую составляющую себестоимости производимой продукции.

На предприятиях текстильной и трикотажной отраслей легкой промышленности основным потребителем тепловой энергии является отделочное производство, в основе которого лежат теплотехнологические процессы обработки материалов [2, 6–7]. Согласно статистическим данным Японского центра по энергосбережению Energy Conservation Center Japan, структура расходной части теплового баланса отделочного производства приведена на рисунке 1.

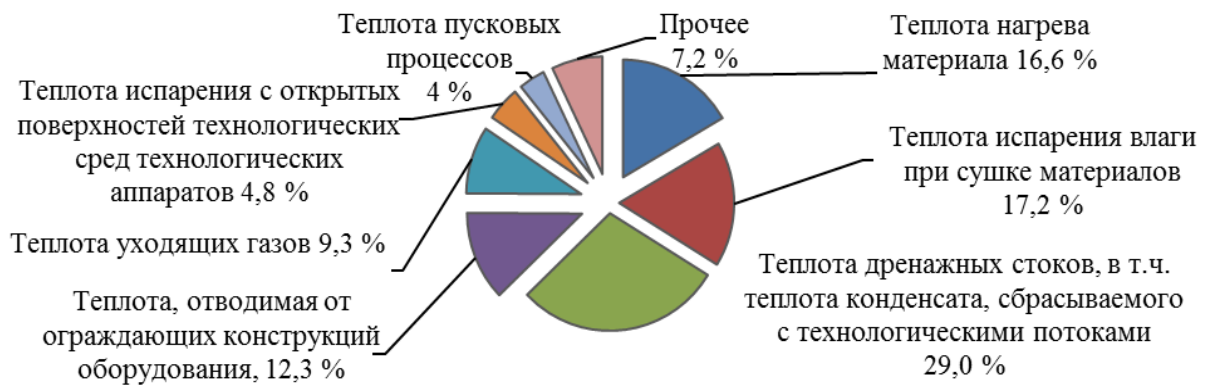


Рисунок 1 – Структура расходной части теплового баланса типового отделочного производства текстильного предприятия Японии [8]

Из рисунка 1 следует, что чрезвычайно большое количество теплоты (до 30 %), используемое на обеспечение теплотехнологических процессов, рассеивается в окружающей среде прежде всего с отработанными жидкими средами, используемыми в технологических операциях. На рисунке 2 приводится структура потерь теплоты для текстильного производства на предприятиях США [9].

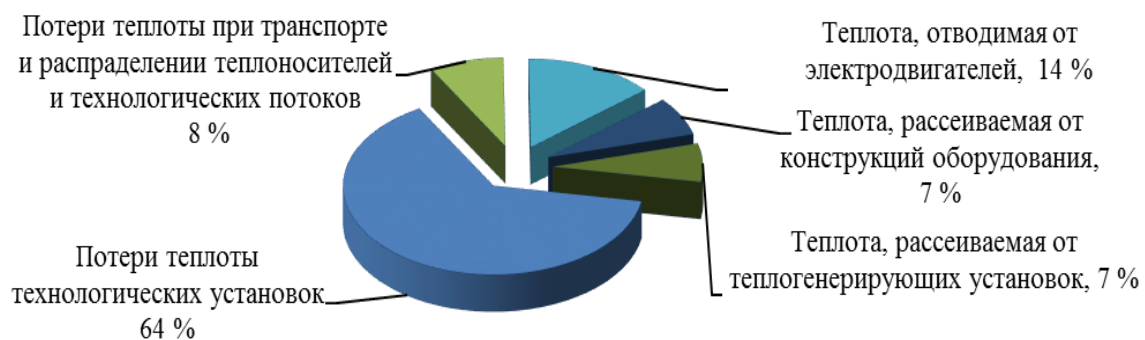


Рисунок 2 – Структура потерь теплоты на типовых отделочных производствах текстильных предприятий США [9]

Согласно приведенным данным, на теплотехнологию приходится до 64 % суммарных потерь теплоты на предприятии. Обобщая имеющиеся данные, можно констатировать, что доля энергии, сбрасываемой со стоками, достигает в зависимости от источника информации от 15 до 40 % от технологического теплопотребления предприятий [6, 10–1213].

Для сравнения, в Беларуси на примере типового текстильного предприятия теплота сбрасываемых в окружающую среду стоков, согласно расчетам, оценивается величиной от 25 до 30 % технологического теплопотребления.

Во всех случаях, в сложившихся условиях на энергетических рынках и в экономике, требуется перейти к полезному использованию теплоты дренируемых потоков. Решить обозначенную задачу можно лишь на основе должного изучения рассматриваемых теплотехнологий. Детальный анализ основных теплотехнологических процессов показал, что совершенствование энергоиспользования в теплотехнологиях отделочных производств возможно и необходимо за счет рекуперации теплоты путем усовершенствования тепловых схем технологических линий и аппаратов и утилизации технологических побочных низкотемпературных потоков с помощью тепловых насосов. Образующиеся потоки теплоты с водяным теплоносителем способны полностью вытеснить аналогичные потоки, поступающие непосредственно от теплогенерирующих устройств, и частично заменить

потребление пара на технологические нужды. Избытки теплоты утилизации энергии побочных тепловых потоков могут быть использованы в сопряженных системах теплоснабжения промышленного узла или административного подразделения. В отношении автономного энергообеспечения эта выгода очевидна, поскольку снижается расход топлива на сопряженной котельной. С вводом же АЭС, актуальность полученных результатов по снижению теплопотребления промпредприятиями возрастает на порядок.

Литература

1. Martinez, C. Energy use and energy efficiency development in the German and Colombian textile industries. / C. Martinez // *Energy for Sustainable Development*. – 2010. – Vol. 14. – P. 94–103.
2. Schonberger, H. Best available techniques in textile industry / H. Schonberger, T. Schafer // Berlin: Federal Environmental Agency (Umweltbundesamt) [Electronic resource]. – 2003. – Mode of access : <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/best-available-techniques-in-textile-industry>. – Date of access : 05.06.2014.
3. Environmental standards in the textile and shoe sector. A guideline on the basis of the BREFS // Best available techniques reference documents of the EU [Electronic resource]. – 2012. – Mode of access : <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/environmental-standards-in-textile-shoe-sector>. – Date of access : 05.10.2013.
4. Internationalizing BAT. Promotion of Best Available Techniques (BAT) in the Textile and Leather Industry in Developing Countries and Emerging Market Economies / W. Kahlenborn, Dr. P. Sawhney, N. Zwagerman // Umweltbundesamt [Electronic resource]. – 2009. – Mode of access : <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/internationalising-bat>. – Date of access : 25.07.2014.
5. Energy Performance : Benchmarking and Best Practices in Canadian Textiles Wet Processing // Natural Resources Canada [Electronic resource]. – 2007. – Mode of access : <http://oee.nrcan.gc.ca/industrial/technical-info/benchmarking/textiles-wet-processing/10728>. – Date of access : 05.10.2013.
6. Improving ventilation system energy efficiency in a textile plant // United States Department of Energy (U.S. DOE) [Electronic resource]. – 2005. – Mode of access : http://www1.eere.energy.gov/manufacturing/tech_assistance/case_study_ventilation_textile.htmlhttp://www1.eere.energy.gov/manufacturing/tech_assistance/pdfs/mtrmkt.pdf. – Date of access : 01.11.2013.
7. Pulat, E. Waste-heat recovery potential in Turkish textile industry : Case study for city of Bursa / E. Pulat, A.B. Etemoglu, M. Can // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2009. – Vol. 13. – P. 663–672.
8. Overview of energy saving technologies in textile industry // Energy Conservation Center, Japan (ECCJ) [Electronic resource]. – 2007. – Mode of access : <http://www.aseanenergy.org/download/projects/promeeec/2007-2008/industry/eccj/ECCJSW03%20Overview%20of%20energy%20saving%20technology%20TH.pdf>. – Date of access : 16.06.2012.
9. Hasanbeigi, A. A review of energy use and energy efficiency technologies for the textile industry / A. Hasanbeigi, L. Price // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2012. – Vol. 16. – P. 3648–3665.
10. Karacapilidis, N.I. Production planning and control in textile industry : A case study / N.I. Karacapilidis, C.P. Pappis // *Computers in industry*. – 1996. – Vol. 30. – P. 127–144.
11. Ozturk, H.K. Energy usage and cost in textile industry: a case study for Turkey / H.K. Ozturk // *Energy*. – 2005. – Vol. 30. – P. 2424–2446.
12. Greer, L. NRDC's ten best practices for textile mills to save money and reduce pollution / L. Greer, K.S. Egan, Z. Lin // Natural Resources Defense Council [Electronic resource]. – 2010. – Mode of access : <http://www.nrdc.org/international/cleanbydesign/files/rsifullguide.pdf>. – Date of access : 26.10.2011.
13. Kenneth, S.J. Water recycling in textile wet processing / S.J. Kenneth. – Bradford : Society of Dyers and Colourists, 2003. – 244 p.

УДК 621.3

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ФИНЛЯНДСКОЙ РЕСПУБЛИКЕ НА ПРИМЕРЕ КОМПАНИИ VALMET TECHNOLOGIES OY

Кузьмич К.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Мигуцкий И.Е.

Энергетическая отрасль является одной из основных в структуре промышленности любой страны. Стоимость энергоресурсов и эффективность их использования напрямую влияют на стоимость энергии, как тепловой, так и электрической, для конечного потребителя. В качестве конечного потребителя может выступать население либо промышленное предприятие.

Республика Беларусь не располагает большими запасами углеводородного сырья, именно поэтому более 99% электроэнергии вырабатывается на станциях, сжигающих импортируемый природный газ. Среди пригодных для использования в энергетической сфере местных видов топлива можно выделить древесину (древесные отходы), торф, горючие сланцы. В последнее время особенно активно стали набирать популярность станции по сжиганию (газификации) твёрдых бытовых отходов.

Схожая ситуация в энергетической сфере касательно наличия углеводородного сырья наблюдается и в другой стране – Финляндии. Энергосистема Финляндии более дифференцирована с точки зрения используемого топлива по сравнению с Беларусью, что объясняется более высокими ценами на природный газ (разница доходила до 250-300\$ за тысячу м³). Наглядное сравнение структуры энергетического рынка, а также инвестиций в альтернативные источники энергии Финляндии и Беларуси приведено на рис.1 Рисунок 1и 2.

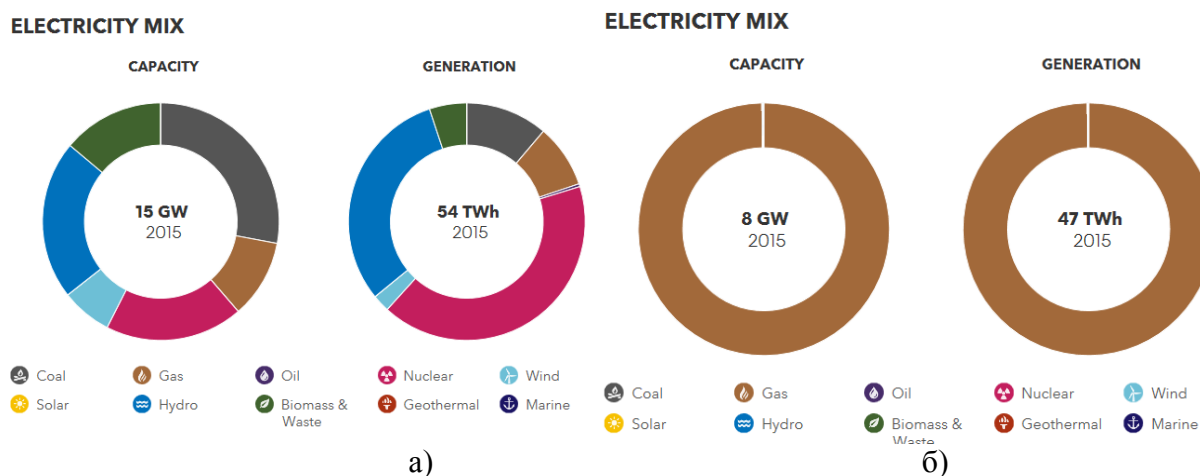
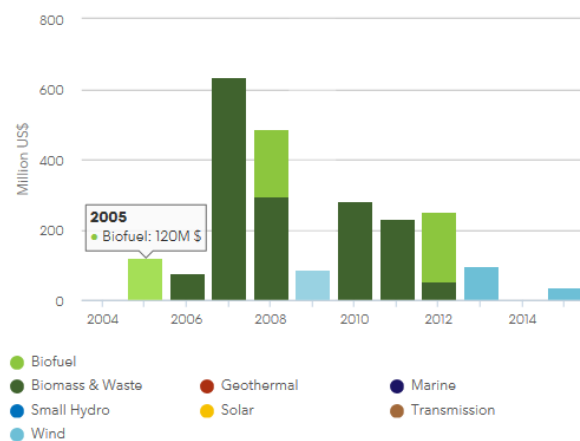


Рисунок 1 – Структура энергетического рынка Финляндии (а) и Беларуси (б)

Компания Valmet сфокусирована на поставке котлов для последующей их работы в схеме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Основное место применения данных котлов – целлюлозно-бумажная промышленность. Котлы могут работать на различных видах трудносжигаемого топлива с различными параметрами (влажность, теплотворная способность и т.д.). Так же возможно поставка модульных ТЭЦ, то есть готовых решений, различной мощности. Данный вариант более прост в доставке и обслуживании. Недостающее оборудование (турбины, насосы и т.д.) закупается у других компаний.

NEW BUILD RENEWABLE ASSET FINANCE

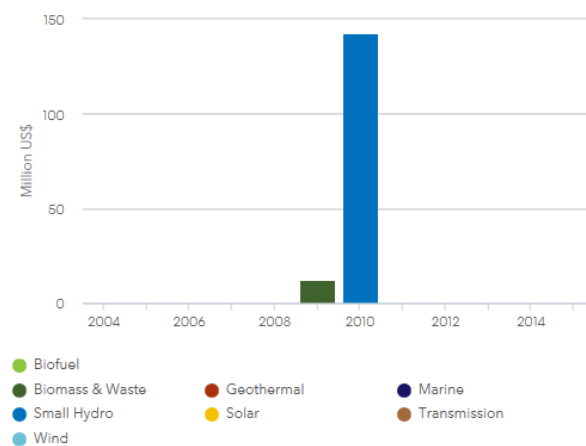
BY SECTOR



а)

NEW BUILD RENEWABLE ASSET FINANCE

BY SECTOR



б)

Рисунок 2 – Инвестиции в альтернативные источники энергии в Финляндии (а) и Беларуси (б)

Среди оборудования, производимого компанией, можно выделить котлы с кипящим слоем, котлы с циркулирующим кипящим слоем, установки газификации топлива.

Одним из решений сжигания «сложных» видов топлива является сжигание его в пузырьковом кипящем слое. Песок, используемый в топке, играет следующую роль: он формирует зону «кипения» на высоте около одного метра от решетки. Горячий песок эффективно осушает топливо и способствует испарению влаги из него, а испаряющиеся газы и мелкие частицы топлива затем сгорают над кипящим слоем в потоке вторичного воздуха. Несгоревшая остаточная часть в виде золы и более крупные частицы топлива сгорают внутри песчаного слоя.

При таком сжигании максимально возможная степень полноты сгорания – 99%. Количество избыточного воздуха мало, а содержание кислорода в уходящих газах – 4%. КПД котла зависит от свойств топлива и в среднем составляет 90%.

Что касается топлива, то данный котёл способен работать на следующих видах топлива: кора, древесная щепа, опилки, лесосечные отходы, торф, рисовая шелуха, топливо из отходов, осадки станций водоочистки.

Ужесточающиеся требования к выбросам вредных веществ промышленных установок, а также появление топлив, сжигание которых является сложным процессом, стало причиной развития технологии циркулирующего кипящего слоя.

Основными видами топлива для данных типов котлов служат уголь и биомасса. При этом возможно, как раздельное, так и совместное их сжигание. Выбор остается на усмотрение владельца станции.

В отличие от котлов с пузырьковым кипящим слоем, котлы с ЦКС оснащены циклонным уловителем, служащим для очистки дымовых газов от циркулирующего агента и других взвешенных веществ.

В случае использования топлива высокой зольности устанавливается охладитель донной золы, где зольный остаток охлаждается до 200 °С, а отданное тепло передается котловой воде.

Еще одной особенностью такого типа котла является петлевое уплотнение пароперегревателя, обеспечивающее возврат несгоревших частиц в топку для их сгорания.

Помимо технологии прямого сжигания топлива используется технология по его газификации. При этом установка может быть возведена с нуля, так и присоединена в уже существующему котлу. Принципиальное отличие от двух вышеупомянутых установок заключается в том, что топливо не сжигается, а газифицируется, т.е. нагревается, с получением генераторного газа в присутствии катализатора.

Литература

1. Тихонов С.Б., Беломестнов Ю.А. Новая технология сжигания бурых углей в топках с низкотемпературным кипящим слоем с вертикальным вихрем. – «Электрические станции», 2001, № 11, с. 28.
2. Газификация твердых топлив. Ретроспек. обзор – В. В. Копытов, 2011г.

УДК 620.9, 658.512

ВІМ-ТЕХНОЛОГІЙ В ЕНЕРГЕТИКЕ

Саленик И.И.

Научный руководитель – ст. препод. Петровская Т.А.

Роль информационных технологий особенно велика в стратегических отраслях экономики, одной из которых является энергетика. Ведь чем сложнее производство, тем острее оно нуждается в большей автоматизации происходящих в ней процессов. Переход на технологии информационного моделирования (ВІМ-технологии) не только в архитектурно-строительном, но и в эксплуатационном секторе энергетики позволяет добиться снижения финансовых и временных издержек.

Вопреки распространённому мнению ВІМ (Building Information Model) – это не просто программный продукт или трехмерная модель здания, содержащая в себе всю информацию по архитектурной, конструктивной, экономической и инженерной части проекта; это прежде всего управление информацией об объекте строительства на всем этапе его создания: от начала разработки концепции (проекта) до эксплуатации уже построенного здания. На основе информационной модели можно организовать интегрированную работу всех участников, построить живую (изменяющуюся по ходу реализации), очень точную логистическую, административно-юридическую и финансовую модель любого проекта. Модель можно сделать хранилищем всей информации по проекту, всех транзакций, всех договоров, регламентов, СНиПов, ГОСТов и т.д. Это мощнейший инструмент управления.

Сегодня существует общепринятая концепция уровней зрелости ВІМ, которая была определена с помощью модели зрелости Bew-Richards (Марк Бью и Мервин Ричардс):

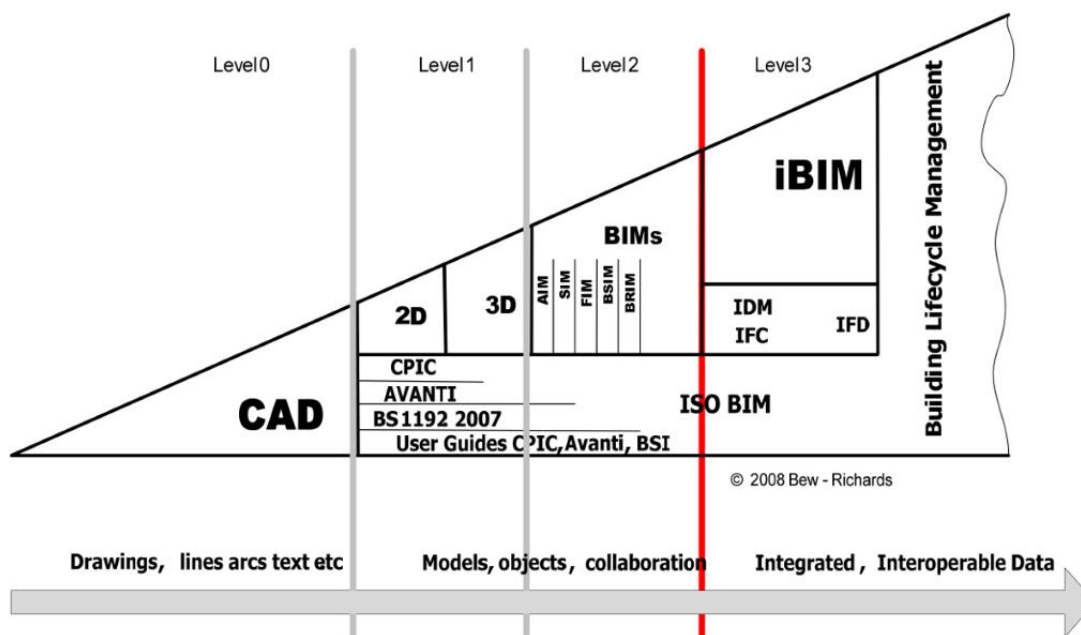


Рисунок 1 – Модель зрелости Bew-Richards

Уровень 0 («Неуправляемый CAD»)

Пользователи применяют традиционный CAD в 2D-формате. На чертежах строительные элементы изображены линиями, дугами, определяющими геометрию конструкции. Обмен данными между участниками проекта происходит на бумажном или электронном носителе.

Уровень 1

Пользователи применяют CAD в 2D- или 3D-формате. Модели первого уровня содержат в основном базовую информацию. Для обмена информацией используются

электронные файлы. На этом уровне взаимодействие между участниками организовано через среду общих данных (Common Data Environment), специфицированную британским стандартом BS 1192:2007. Однако полноценного взаимодействия между участниками, относящимися к разным дисциплинам, не происходит.

Уровень 2

BIM-проект этого уровня представляет собой комплексную модель, над которой параллельно работают специалисты различных специальностей в различных программах. Сборка общей модели, анализ и выявление недостатков осуществляются в специальных «сборочных» программных приложениях. Данный уровень предполагает добавление следующих измерений: 4D (время) и 5D (стоимость). Для этого уровня предполагается формирование данных об объекте в формате COBie.

В Великобритании уже с начала 2016 года обязательным условием получения госзаказов является использование BIM Level 2 (Уровня 2).

Уровень 3

Строительный проект опирается на единую интегрированную модель, которая создается и используется всеми участниками процесса – заказчиком проекта, архитектором, проектировщиком, инженерными службами, подрядчиками и субподрядчиками, собственниками здания. Это полностью интегрированные данные и интегрированный процесс, использующий веб-сервисы и совместимый с новыми стандартами Industry Foundation Classes (IFC).

Как показали последние два года, изменения в энергетической отрасли неизбежны и зачастую происходят неожиданно для участников рынка, поэтому отечественным специалистам уже сейчас необходимо готовиться к новым методикам проектно-производственного и эксплуатационного процесса в энергетике – полностью интегрированному BIM. Сегодня же компании энергетической отрасли находятся на разных уровнях зрелости и, как правило, используют BIM для решения задач узкого профиля и только на первом или изредка на втором уровне зрелости. Наличие среди квалификационных требований для аттестации лиц, предусмотренных Указом Президента Республики Беларусь № 26, *«наличие рабочих мест специалистов, осуществляющих разработку разделов проектной документации, оборудованных программным обеспечением для информационного моделирования объектов строительства»* должно стимулировать специалистов энергетической отрасли к широкому применению BIM-технологий.

УДК 620.9:662.92

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ И ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО «МОЗЫРСКИЙ НПЗ»

Ермоленко В. И., Грицук А. А.

Научный руководитель – Бегляк А. В.

Окончательное решение о первоочередном строительстве ОАО «Мозырский НПЗ» было принято в начале 1966 года.

30 января 1975 года получен первый полесский бензин.

При загрузке завода до 10 млн тонн сырья в год глубина переработки нефти может достичь 80%, а выход светлых нефтепродуктов – 65%.

Ассортимент продукции Мозырского НПЗ составляет экологически чистое дизельное топливо с содержанием серы менее 0,05%, печное топливо с содержанием серы менее 0,035%, бытовые газы и сырье для нефтехимии, нефтяные битумы – дорожные, строительные и кровельные, сера и серная кислота, бензол, автомобильный бензин марок А-80, А-92, АИ-95, гидроочищенный вакуумный газойль с содержанием серы менее 0,1%.

НПЗ включает следующие установки:

- Установка PSA, вырабатывающая водород для процесса легкого гидрокрекинга и секции 200 комплекса ЛК-6У №1, 2;
- Комбинированная установка по переработке мазута;
- Газотурбинная электростанция;
- Установка по производству битума;
- Комплекс ЛК-6У №1 и №2;
- Комбинированная установка каталитического крекинга;
- Комбинированная установка алкилирования;
- Комбинированная установка гидроочистки бензина каткрекинга;
- Установка получения элементарной серы с блоками моноэтаноламина;
- Установка легкого гидрокрекинга;
- Установка вакуумной перегонки мазута;
- Установка изомеризации;
- Установка гидроочистки дизельного топлива.

Секция ЭЛОУ-АТ является головной в комбинированной установке ЛК-6У и предназначена для первичной переработки нефти. Допускается вовлечение в сырье секции ловушечного продукта и газового конденсата в количестве не более 80 м³/ч. Процесс состоит из стадий обессоливания и обезвоживания нефти, ректификации и теплообмена. В состав секции входят:

- блок электрообессоливания и обезвоживания сырой нефти;
- блок атмосферной перегонки нефти;
- блок печей с котлом-утилизатором;
- блок стабилизации;
- насосные.

Расчетная производительность секции 100 составляет 4000000 т/год. Диапазон устойчивой работы – 50 – 110% от расчетной производительности. Число часов работы секции в год – 8000. Сырьем является сырая нефть.

Сырьем секции 100 (ЭЛОУ и АТ) является сырая нефть. Нефть представляет собой сложную природную смесь органических веществ (углеводородов) и является основным источником получения современных видов жидкого топлива – бензина, керосина, дизельного и котельного топлива.

На секции 100 осуществляется первичная переработка нефти, заключающаяся в ее обессоливании и обезвоживании (блок ЭЛОУ) с последующим проведением первичной

неглубокой перегонки с получением прямогонных бензиновых, керосиновых, дизельных фракций и мазута (блок атмосферной перегонки – АТ).

Котлы-утилизаторы КУ-101 и КУ-201 предназначены для выработки водяного пара давлением 11 кгс/см² и 37 кгс/см². Поверхности нагрева котла КУ-101 выполнены в виде четырех змеевиковых пакетов, объединенных последовательно по два в каждом из двух параллельно включенных контурах. Котел выполнен по схеме многократной принудительной циркуляции.

Поверхности нагрева котла-утилизатора КУ-201 заключены в отдельный каркас-кожух, который опирается на собственный фундамент. Первым по ходу газа расположен пароперегреватель котла, состоящий из двух пакетов, соединенных последовательно. Четыре пакета испарителя соединены последовательно по два в каждом из двух параллельно включенных. Котел выполнен по схеме многократной принудительной циркуляции.

Основным поставщиком электроэнергии на «Мозырский НПЗ» является собственная газотурбинная электростанция.

Мозырская ТЭЦ и технологическая схема производства ГТЭС состоит из:

- пункта подготовки газа;
- топливного хозяйства и насосной топлива;
- газотурбинного двигателя ДЖ59Л и турбогенератора ТГ-20;
- котла-утилизатора КУП-3100.

Сущность работы установки заключается в комплексном получении тепловой и электрической энергии за счет сжигания углеводородного газа или жидкого топлива в камере сгорания газотурбинного двигателя ДЖ59Л.

Основными источниками загрязнения почв являются нефтеналивная эстакада и места складирования отходов. По данным экологического паспорта на ОАО «Мозырский НПЗ» образуется 16 видов отходов.

При ведении технологического процесса, ремонте оборудования, в окружающую среду попадают газообразные выбросы. При работе газотурбинного двигателя через дымовую трубу в атмосферу попадают продукты сгорания углеводородного газа, содержащего окислы серы, окиси азота и углерода, сернистый ангидрид.

Углеводородный газ от установки каталитического крекинга поступает в газгольдеры и на газосепаратор, служащий для удаления жидкой фазы из состава углеводородного газа. Отделившийся в газосепараторе конденсат, конденсат от дожимного компрессора ДГК и фильтров-коалесцеров поступает в дренажную емкость, уловленная жидкость из дренажной емкости электронасосом подается в заводскую факельную систему на утилизацию. Сбросы от ППК паропровода ПАР 10, расширителя постоянной продувки и сепаратора котла, состоящие из водяного пара, производятся в атмосферу.

Кроме выше перечисленных выбросов в атмосферу на ГТЭС имеются неорганизованные выбросы от аппаратного двора через неплотности элементов трубопроводов и аппаратов.

В период капитального и текущего ремонтов производится пропарка, промывка, опрессовка, смыв розливов с территории станции водой. Образовавшиеся при этом жидкие стоки, содержащие следы нефтепродукта, собираются в дренажную емкость, из которой стоки откачиваются на очистные сооружения завода, где подвергаются различным методам очистки.

Конденсат пара, после постоянной и периодической продувок сепаратора пара котла-утилизатора, сбрасывается в дренажную емкость. Солеосодержащие стоки, где содержатся соли жесткости и соединения железа, откачиваются на очистные сооружения завода.

Твердые отходы при работе ГТЭС отсутствуют.

Тепловые сети по заводу проложены 2 основных типа магистральных водяных тепловых сетей: промтеплофикация и сантеплофикация. Данные сети обеспечивают тепловой энергией системы отопления и приточной вентиляции. Магистральные

трубопроводы проложены по двухтрубной пиковой схеме, в основном воздушной прокладкой на эстакадах и низких опорах и частично подземной прокладкой.

Компенсация температурных удлинений осуществляется за счет углов поворотов, П-образными, сифонными и сальниковыми компенсаторами. Регулирование температуры и давления в тепловых сетях осуществляется регулирующими клапанами.

ЦКС, совмещенная с ней РКС-1 предназначены для:

- сбора конденсата, поступающего с технологических установок завода и объектов общезаводского хозяйства, и его очистки;
- приготовления и подачи на объекты завода теплофикационной воды системы СТФ;
- приготовления и подачи на объекты завода теплофикационной воды системы ПТФ;
- подготовки подпиточной воды и ее подачи на подпитку систем СТФ, ПТФ, а также для откачки конденсата в линию ХОВ.

В конденсате, поступающем с технологических установок, возможно наличие углеводородов. При загрязнении конденсата нефтепродуктом, возможен выход углеводородных газов через неплотности в сальниковых уплотнениях, фланцевых соединениях, через пробоотборные точки и скапливание их в тупиковых каналах, заглубленных насосных, непроветриваемых помещениях, колодцах и т.п.

Для контроля содержания углеводородов в воздухе, в помещении заглубленной насосной ЦКС установлены 2 датчика, которые выдают сигналы на приборы и мониторы компьютеров. При содержании углеводородов более 300 мг/м³ на мониторах компьютеров включается световая, звуковая сигнализация. Кроме того, один раз в декаду, производится отбор проб воздуха на содержание горючих газов в насосных ЦКС, РКС-2 (всего в 4-х точках) лаборантами ВГСО.

Система СТФ предназначена для обеспечения технологических установок и объектов общезаводского хозяйства горячей водой для отопления бытовых и производственных площадей. Подогрев воды системы СТФ осуществляется в теплообменниках «паром-3» или «паром-10». Количество подаваемого пара зависит от температуры наружного воздуха.

Система ПТФ предназначена для обеспечения горячей водой теплоиспользующего и технологического оборудования, участвующего в технологическом процессе, для обогрева технологических трубопроводов и оборудования с помощью теплоспутников, а также в качестве теплоносителя в системах горячего водоснабжения. Подогрев воды системы ПТФ осуществляется в теплообменниках «паром-3» или «паром-10». Количество подаваемого пара зависит от температуры наружного воздуха.

Трубопроводы ХОВ служат для обеспечения теплоиспользующего оборудования технологических установок питательной водой от Мозырского ТЭЦ. В трубопроводы ХОВ предусмотрена откачка охлажденного конденсата с ЦКС.

При эксплуатации трубопроводов, теплообменников, необходимо принять меры к предотвращению образования тупиковых участков, так как это может привести к размораживанию оборудования.

При выводе оборудования, трубопровода в ремонт его необходимо сдренировать, убедиться в отсутствии в нем воды и в плотности отсекающей арматуры. В случае неплотности арматуры – разобрать фланцевое соединение, установить заглушки.

Дренажи в течение всего периода остановки должны быть открыты.

При отсутствии на трубопроводе дренажей, его следует продуть сжатым воздухом до тех пор, пока из трубопровода прекратится выход воздуха с водой (идет сухой воздух).

В случае отсутствия необходимости дренировать трубопровод, аппарат, его можно поставить на циркуляцию или периодически прокачивать.

Решение о скорости и целесообразности дренирования или прокачки трубопроводов, или аппаратов зависит от их температуры, температуры наружного воздуха и состояния теплоизоляции. Порядок проведения прокачек устанавливается руководством участка.

Отогрев замороженных участков, аппаратов производится паром или горячей водой, после их визуального осмотра. Использование открытого огня для отогрева запрещается.

Все дренажи, воздушники, задвижки отогреваются в закрытом положении.

Напорные шланги для отогрева должны быть в исправном состоянии. После применения шланги должны быть освобождены от воды и помещены на хранение в теплое помещение.

Аналитический контроль качества конденсата производится лаборантами ЦЗЛ и ТТЛ, а также автоматическими анализаторами рН.

Качество конденсата, откачиваемого в трубопроводы ХОВ, контролируется путем отбора проб из емкостей и должно соответствовать показателям, предоставленным в таблице 1:

Таблица 1 – Показатели качества конденсата.

Анализируемый показатель	Единицы измерения	Норма
1	2	3
Прозрачность	см	Не менее 40
Жесткость	мкг-экв/кг	Не более 10
Щелочность	мг-экв/кг	Не более 0,6
Солесодержание	мг/кг	85
Содержание соединений железа	мг/кг	Не более 0,3
Значение рН при 25°C		7 – 10
Содержание нефтепродуктов	мг/кг	Не более 1,0
Содержание растворенного кислорода	мкг/кг	Не более 50

При нарушении нормируемых требований конденсат отправляется на очистку или подпитку систем сан- и промтеплофикационной воды.

Сжигание топлива на печах секции 100 – комбинированное. В качестве топлива используются топливный газ нефтепереработки и жидкое топливо – мазут марки М-100, которые поступающие в секцию 100 установки ЛК-6У№1 из заводских сетей.

Для испарения углеводородного конденсата в сжигаемом топливном газе используется подогреватель топливного газа Т-118. Нагрев осуществляется водяным паром с температурой 250 °С и давлением 1,0 МПа.

Топливный газ:

- Давление в сети – 0,1 ÷ 0,3 (макс.0,6) Мпа (изб.);
- Температура в сети – 35 °С;

Жидкое топливо (мазут):

- Давление в сети:
 - в прямом коллекторе – 0,9 (макс. 1,0) МПа (изб.);
 - в обратном коллекторе – 0,7 Мпа (изб.);
- Температура в прямом коллекторе – до 105 °С.

УДК 620.9:662.92

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ И ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО "МОЗЫРЬСОЛЬ"

Ермоленко В. И., Грицук А. А.

Научный руководитель – Бегляк А. В.

Открытое акционерное общество "Мозырьсоль" входит в состав концерна БГК "Белгоспищепром". Появилось оно на карте Беларуси в 1982 году на базе огромных залежей каменной соли, открытых в 1975 году недалеко от города Мозыря. Мозырское месторождение каменной соли территориально находится примерно в 5 км от окраины г. Мозырь в Мозырском районе Гомельской области Республики Беларусь. Днём рождения предприятия считается 21 декабря 1982 года - день, когда была выпущена первая продукция. ОАО "Мозырьсоль" является одним из самых молодых предприятий в своей отрасли.

Минимальная производительность одной рассолодобывающей скважины – 25 м³/ч, максимальная производительность – 50 м³/ч. В среднем производительность одной скважины составляет около 30 м³/час.

На ОАО «Мозырьсоль» выпускают следующие виды продукции:

1. Соль «Морская плюс»
2. Соль экстра «Полесье»
3. Приправы сухие
4. Соль «Белорусская»
5. Гранулированная соль для посудомоечных машин
6. Соль таблетированная «Универсальная»
7. Соль гранулированная
8. Добавка комплексная пищевая для мясной продукции «Смесь посолочно-нитритная»

Всего ОАО «Мозырьсоль» ежегодно выпускает около 440 тыс. тонн соли.

Технологический процесс получения соли состоит из следующих этапов:

1. Получение рассола подземным размывом солей, содержащихся в породах, залегающих на глубине более одного километра.
2. Приготовление химических реагентов для очистки рассола.
3. Содовая очистка рассола от солей кальция и магния.
4. Вакуум-выпарка исходного очищенного рассола.
5. Концентрирование в брандесах упаренной суспензии.
6. Центрифугирование концентрированной суспензии.
7. Введение в соль антислеживающей добавки перед сушкой.
8. Сушка соли в барабанных сушилках.
9. Добавление йода и фтора в выварочную соль.
10. Фасовка соли в тару от 0,5 кг до 1000 кг.
11. Отгрузка соли в крытые железнодорожные вагоны и автомобили, отправка потребителям.

Данные процессы осуществляются при помощи перечисленных ниже аппаратов.

Для упаривания солевого раствора установлены три выпарные установки, в том числе одна резервная. Выпарная установка оснащена четырьмя выпарными аппаратами с принудительной циркуляцией и выносной греющей камерой поверхностью теплообменника 500 м². Выпарной аппарат состоит из сепаратора, греющей камеры, циркуляционного насоса, циркуляционных труб, нижней и верхней растворной камер, трубы вскипания и сливного бочка.

В целях унификации оборудования для всех выпарных аппаратов выпарных установок приняты аппараты одного типоразмера, в конструкцию четвертого аппарата внесено изменение: в сепараторе предусмотрена установка жалюзийного брызгоулавливателя.

При упаривании в аппаратах происходит кристаллизация поваренной соли, при этом расход питающего рассола в каждый аппарат задается таким (24-32 м³/час), чтобы массовая доля твердой фазы в упаренной суспензии (пульпе) каждого выпарного аппарата была равной 30-40%. При массовой доле ниже 30% увеличиваются затраты греющего пара на получение соли и образуются солевые отложения на стенках сепаратора выпарных аппаратов, что приводит к сокращению межпромывочного периода работы выпарной установки. При массовой доле выше 40% ухудшается теплопередача в выпарных аппаратах и уменьшается производительность выпарной установки, кроме того при этом снижается размер кристаллов поваренной соли.

Упаренная пульпа перетекает из корпуса в корпус самотеком через переливной бачок. Этому способствует последовательное уменьшение давления по корпусам. Уменьшение давления приводит к частичному самоиспарению раствора в последующих корпусах и дополнительному выделению в них вторичного пара.

Из четвертого (последнего) выпарного аппарата производционная солепульпа, содержащая 30-40% масс кристаллической поваренной соли, в количестве 60-90 м³/час насосом типа ГрТ 160/31,5 перекачивается в отделение центрифугирования в сгустители типа «Брандес».

Барометрический конденсатор предназначен для конденсации вторичного пара из выпарного аппарата. Техническая характеристика: диаметр 2000 мм, высота 9500 мм, геометрический объем – 31,7 м³, масса – 7900 кг. Всего – 3 конденсатора (по числу выпарных установок). Неконденсирующиеся газы из барометрических конденсаторов отсасываются вакуум-насосами типа ВВН-50 и типа ВВН-25.

Сгущение среды после выпарных аппаратов производится в сгустителях типа «Брандес». Техническая характеристика: диаметр – 3600 мм, конусность – 45°. Расчетная скорость восходящего потока – 3-3,5 м/час. Установлено 4 сгустителя, в том числе рабочих 4.

Центрифугирование производится на фильтрующих горизонтальных с пульсирующей выгрузкой осадка центрифугах типа ½ ФГП-1201т-01.

Производительность 10 т/ч. Остаточная влажность не более 3% масс по воде. Проектом предусмотрено 8 центрифуг, в том числе 2 резервных. Оптимальная концентрация твердой фазы в солепульпе 40-50%.

Для подогрева питающего рассола конденсатом греющего пара 1 корпуса установлен теплообменник 8ООТНВ-III поверхностью теплообмена 75м² и теплообменник марки 400 ТВГ – II-10-10-Т. Кожухо-трубчатый ТА

Сжигание природного газа или мазута осуществляется в топках, работающих под разрежением 50 Па. Объем камеры сгорания 12 м³, тепловое напряжение 168117 ккал/м³ ч (704 МДж/м³ ч.) Температура в камере сгорания до 1300°C. Установлены три топки, в том числе одна резервная.

В качестве сушильного агента применяется горячий воздух с температурой до 300°C. Нагрев воздуха осуществляется в трубчатом подогревателе дымовыми газами с температурой 550±50°C.

Площадь поверхности теплообмена подогревателя 601м², расчетный расход воздуха – 16000 м³/ч. При нагреве воздуха в межтрубном пространстве дымовые газы охлаждаются с 550 до 180°C, точка росы их 150°C, а объемный расход 8000м³/ч.

Сушка соли производится в прямоточных сушильных барабанах марки ВН2,8-20НУ-0,1 (СБ2,8-20ЛС) производительностью до 30 т/ч, диаметром 2,8 м, длиной 20 м. Мощность электродвигателя 100 кВт, угол наклона аппарата 3°, частота вращения корпуса аппарата 2,3,4,6 об/мин. Установлено три барабана, из них один резервный. Сушка производится воздухом, нагретым в воздухоподогревателе до 280°C.

Очистка отработанного воздуха от соляной пыли, выносимой из барабанов в процессе сушки, предусмотрена в две ступени: сухим и мокрыми способами. Для очистки от более крупных частиц от соляной пыли сухим способом применены циклоны. Производительность одного циклона по воздуху составляет 20-35 тыс. м³/ч. Проектная степень очистки – 0,9.

Соляная пыль выводится из батарейных циклонов с помощью течек, оснащенных мигалками (шлюзовыми затворами), и подается в емкость, куда поступает обратная вода. Образующаяся засоленная вода направляется в приямок.

Для окончательной санитарной очистки воздуха от тонкодисперсных частиц пыли мокрым способом применено следующее оборудование: в струйном скруббере Вентури вода подается в количестве 0,3-0,5 л/м³ газовой фазы в горловину распылителя под давлением 0,8-1 атм и тонко распыляется в потоке запыленного воздуха, который перемещается через установку при помощи вентилятора. В расширенной части распылителя (диффузоре) скорость потока снижается, тонко распыленная жидкость увлажняет и поглощает частицы пыли. Вследствие этого капельки жидкости укрупняются и выделяются из газового потока в циклонном сепараторе. Далее засоленная вода самотеком подается в бак разбавленного рассола и насосом подается на рассолопромысел.

Энергосбережение предприятия. Производство вакуум-выворочной соли – технологический процесстребующий больших затрат тепловой энергии. Основное потребление натурального топлива и электроэнергии (более 85%) приходится на технологические процессы получения рассола подземным размывом солей, вакуум-выпарку исходного очищенного рассола и сушку соли в барабанных сушилках. Наиболее энергоемкое оборудование это вакуум-выпарные установки (ВВУ), потребляющие пар до 35 т/ч давлением 2,5 ата. Далее по энергоемкости следует процесс сушки соли. Для ведения данного процесса используется природный газ, который сжигается в топках и через воздухоподогреватели передается тепло на сушильный агент (воздух), которым сушится соль. В настоящее время установлены два газопоршневых агрегата Caterpillar G3516C, которые позволили уйти от прямого сжигания газа и перейти на когенерацию, получая дополнительно электроэнергию.

Электроснабжение предприятия осуществляется от сетей филиала Мозырские электрические сети РУП «Гомельэнерго», от двух паротурбогенераторов «Кубань-1,5», установленных на предприятии, и от двух ГПА Caterpillar G3516C. Электроэнергия напряжением 10 кВ поступает на предприятие по двум вводам от подстанции 110/10 «Сользавод». Заявленная мощность на предприятии в часы максимума энергосистемы 2400 кВт. Компенсация реактивной мощности осуществляется батареями статических конденсаторов (БСК), установленными на стороне 0,4 кВ подстанции и частично турбогенератором №2. Всего на предприятии установлены силовые трансформаторы общей мощностью 17600 кВА, в эксплуатации постоянно находятся трансформаторы с общей мощностью 15600 кВА. Электрическая мощность двух ГПА составляет 3,2 МВт.

Газоснабжение промышленных потребителей топлива предприятия производится от ГРП, установленного на территории предприятия. Также на территории котельной имеется собственное мазутное хозяйство. Потребителями топлива на предприятии являются производственноотопительная котельная, два модуля ГПА и отделение сушки соли. Котельная вырабатывает пар, который идет через турбогенераторы на выпарку. В отделении сушки установлены 3 топки, в которых сжигается газ. Дымовыми газами греется сушильный агент (воздух) который поступает в сушильные барабаны для сушки соли.

Источником теплоснабжения предприятия служат собственная производственноотопительная котельная и тепловыделения от двух модулей ГПА. Основной вид топлива – природный газ, резервное топливо котельной – мазут.

Котельная в составе 4-х паровых котлов ГМ-50/14 суммарной установленной мощностью 136 Гкал/ч, обеспечивает нагрузку по пару технологического оборудования, отопление помещений предприятия и горячего водоснабжения. Установленный водогрейный котел КВГМ-100 по договору с Мозырской ТЭЦ обеспечивает в пиковом режиме теплоснабжение города.

Генерируемый поток тепловой энергии двух модулей ГПА составляет 2,53 Гкал/ч. Установленная тепловая мощность ГПА $W_T=1815$ кВт.

Вырабатываемый котлами пар параметрами $P=1,3$ МПа и $t=192$ °С редуцируется до параметров $P=0,25$ МПа и $t=130-135$ °С в паротурбогенераторе «Кубань-1,5». Далее пар поступает в отделение выпаривания, где конденсируется в греющих камерах первого выпарного аппарата, затем конденсат, проходя через секционный гидрозатвор собирается в емкости первичного конденсата. Из емкости насосами конденсат по трубопроводу диаметром $D=150$ мм длиной $L=750$ м поступает на котельную в деаэратор.

УДК 620.4

КОТЕЛЬНАЯ ЗАО «АТЛАНТ»

Вайнилович В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Мигуцкий И.Е.

Котельная отпускает тепло в виде горячей сетевой воды для нужд отопления, горячего водоснабжения, а также горячей воды на технологические нужды. Для покрытия тепловых нагрузок в котельной установлены четыре водогрейных конденсационных котла АОГВ-50-ЗП Альфа-Калор теплопроизводительностью 50 кВт каждый котел. Возможность внедрения такого мероприятия обусловлена наличием избыточной паровой мощности.

Работой котла управляет автоматический блок управления, на который поступают сигналы со всех датчиков, реле и термостатов. В зависимости от их состояния блок автоматически управляет режимами работы газовой горелки.

Электроснабжение тепловентиляционного оборудования, а также системы управления этим оборудованием осуществляется от силовых щитов питания. Установленная электрическая мощность устанавливаемого оборудования составляет 12,59 кВт.

Котлы работают в автоматическом режиме, без постоянного обслуживающего персонала. Топливом для котлов является природный газ. Резервным топливом является мазут топочный. Природный газ приобретается у предприятий производственного объединения «Белтопгаз» - УП «Минскоблгаз». Продукты сгорания удаляются через общую дымовую трубу. Система теплоснабжения – закрытая.

Мазутное хозяйство станции включает:

- приемно-сливное устройство (эстакада слива мазута, приемная емкость, погружные насосы);
- мазутохранилище с металлическими резервуарами
- мазутонасосная;

Мазутохранилище служит для хранения мазута и подготовки его к сжиганию и состоит из резервуаров, к которым подводятся трубопроводы.

В состав газового хозяйства станции входят:

- внеплощадочный газопровод;
- газорегуляторный пункт;
- газопроводы на площадке котельной;
- газовое оборудование котельных.

Теплопроизводительность котельной составляет 200 кВт. Давление газа на входе в котельную 3 кПа.

УДК 620.4

ТЭЦ-2 МИНСКИХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Шалесная И.В., Юшкевич И.Б.

Научный руководитель – ст. препод. Петровская Т.А.

РУП «Минские тепловые сети» является филиалом РУП «Минскэнерго». Одним из основных структурных подразделений Минских тепловых сетей является Минская ТЭЦ-2.

Минская ТЭЦ-2 расположена в центральной части г. Минска и предназначена для теплоснабжения: отопительной нагрузки тепловых потребителей; отопительно-вентиляционной нагрузки промпредприятий, магазинов, учреждений и метро; снабжение технологическим паром близрасположенных фабрик и заводов; выработка электроэнергии на тепловом потреблении.

Реконструкция Минской ТЭЦ-2 была произведена в 2006 - 2010 годах и позволила повысить установленную электрическую мощность генерирующего оборудования станции с 29 до 94 МВт, а тепловую мощность с 575 до 665 Гкал /ч.

Также за счет внедрения современного энергетического и вспомогательного оборудования повысилась надежность и эффективность работы оборудования.

Энергоэффективность установленного оборудования характеризуется следующими показателями:

Проектные удельные расходы условного топлива:

На отпуск электроэнергии - 161,6 г/кВт·ч.

На отпуск тепла – 166,9 кг/Гкал

На текущий момент номинальная электрическая мощность ТЭЦ-2 составляет – 94 МВт («старая очередь» - 29 МВт, ПГУ – 65 МВт), номинальная тепловая – 665 Гкал («старая очередь» - 175 Гкал, ПГУ – 90 Гкал, ПВК – 400 Гкал).

Состав основного оборудования:

Паровые турбины:

ТГ-1, Nэ=4 МВт, Q=24 Гкал, Шкода, год изготовления – 1927,

ТГ-2, Nэ=10 МВт, Q=90 Гкал, Сименс-Шуккерт, год изготовления – 1930,

ТГ-3, Nэ=15 МВт, Q=61 Гкал, Вумаг, год изготовления – 1940,

Паровые котлы, с естественной циркуляцией, P=3,9 МПа (эксплуатация с 1940-х гг.):

К-5, Gпара=90 т/ч, НЗЛ (Невский завод им. Ленина),

К-6, Gпара=110 т/ч, Бабкок-Верке,

К-7, Gпара=110 т/ч, Бабкок-Верке,

К-8, Gпара=105 т/ч, БКЗ,

Пиковая водогрейная котельная:

К-1, ПТВМ-100, Q=100 Гкал; К-2, ПТВМ-100, Q=100 Гкал;

К-3, ПТВМ-100, Q=100 Гкал; К-4, КВГМ-100, Q=100 Гкал,

ПГУ-32,5 МВт (1 КУ + 1 ГТУ + 1 ПТУ), 2 энергоблока, (эксплуатация с 2011г.):

Газовые турбины SGT-600, Nэ=25 МВт, Сименс,

Паровые турбины СВ-7,5, Nэ=7,5 МВт, Q=30 Гкал, КНР,

Котлы-утилизаторы Q-235/541, Gпара=32,5 т/ч, Q=15 Гкал, КНР.

Основным видом топлива на ТЭЦ-2 является газ (резервное – мазут). Газотурбинное дизельное топливо планируется использовать в качестве аварийного для газовых турбин. Для этого предусмотрено хозяйство дизельного топлива, куда входит насосная (9х30 м) и склад топлива с двумя наземными металлическими резервуарами объемом по 1000 м³. Максимальный расход дизельного топлива для двух турбин составит 18,34 т/ч, а с учетом рециркуляции – 20,2 т/ч. Система управления электростанции Webfield ECS-100 (разработки и производства Surcon Technologies) выполнена на элементной базе Siemens. Управление всем оборудованием ПГУ осуществляется с блочного щита управления.

УДК 620.9:662.92

ПРИМЕНЕНИЕ ГАЛУРГИЧЕСКОГО МЕТОДА ОБОГАЩЕНИЯ КАЛИЙНЫХ РУД НА ОАО «БЕЛАРУСЬКАЛИЙ»

Гиль А.Ю.

Научный руководитель – Бегляк А.В.

Калийные руды – основное сырье для производства калийных и комплексных удобрений и других химических веществ. Калий в основном представлен минералом – сильвин (KCl), породообразующий минерал – галит (NaCl) с примесями карналлита, ангидрита и силикатно-карбонатных материалов (нерастворимого остатка).

Среди способов обогащения главное место занимают механический (флотация) и химический (метод галургии). Процесс флотации основан на различной способности поверхностей минералов, входящих в состав обогащаемой руды, смачиваться водой или насыщенными растворами солей. При флотации через пульпу обогащаемой руды продувают пузырьки воздуха. Частицы несмачиваемых минералов прилипают к пузырькам и всплывают на поверхность, с которой удаляются в виде минерализованной пены, а смачиваемые водой частицы опускаются на дно. Таким образом осуществляется флотационное разделение минеральных составляющих обогащаемой руды. Большинство минералов хорошо смачивается водой, поэтому при обогащении природных руд чаще всего приходится использовать флотационные реагенты. Под воздействием этих реагентов можно направленно изменить смачиваемость поверхности того или иного минерала и таким путем регулировать процесс флотации. Особенно большие успехи достигнуты при флотационном обогащении сильвинитовых руд.

Галургический метод переработки калийсодержащего сырья основан на растворении хлористого калия из руды горячим раствором при 120 °С и отдельной кристаллизации солевых составляющих перерабатываемой руды. Технологический процесс галургического способа складывается из дробления сильвинитовой руды, растворения сильвинита горячим щелоком в растворителях со шнековыми мешалками и ковшовыми элеваторами, охлаждению (с целью кристаллизации хлорида калия из осветленного насыщенного раствора) сгущения в отстойниках. Затем сгущенная суспензия через промежуточную мешалку подается на центрифуги. Сушка отфильтрованного хлорида калия осуществляется на сушильных барабанах или печах кипящего слоя. Содержание хлористого калия в концентрате составляет 95-98%, в галитовых отходах 2,5-3,0%, извлечение 86,5-87,5%.

Технико-экономическое сравнение методов.

Преимущества флотационного метода:

- Процесс может быть легко автоматизирован;
- Процесс осуществляется при нормальной температуре, что резко снижает коррозию аппаратуры, улучшает условия труда;
- Концентрат менее слеживается.

Недостатки флотационного метода перед галургическим:

- Содержание KCl в готовом продукте не превышает 95%;
- Галитовые отходы имеют незначительные примеси жирных аминов, что затрудняет их переработку на кормовую и пищевую соль;
- Галургический метод производства хлористого калия обеспечивает лучшую возможность для комплексного использования сырья и получения продукта более высокого качества.

Технологический процесс галургического метода состоит из следующих стадий:

- Дробление руды с предварительным грохочением;
- Подогрев щелоков;
- Растворение руды;
- Фильтрация галитовых отходов;

- Осветление насыщенного щелока;
- Кристаллизация хлористого калия;
- Сгущение и центрифугирование хлоркалийевой суспензии;
- Сушка калия хлористого;
- Гранулирование калия хлористого;
- Складирование, хранение и погрузка;
- Охлаждение оборотной воды;
- Приготовление реагентов;
- Складирование отходов производства.

4 РУ единственное рудоуправление, которое применяет галургический способ обогащения. Выпускает 5 видов продукции. Продукция 4РУ РУП ПО "Беларуськалий" поставляется в Европу, Азию, Африку, Южную и Северную Америку – всего более чем в 50 стран мира.

Литература

1. Переработка природных солей и рассолов : справочник / И.Д. Соколов [и др.] ; под общ. ред. И.Д. Соколова – Санкт-Петербург : Химия, 2007. – 208 с.

УДК 697.1

ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА БОБРУЙСКА

Гречко В.В.

Научный руководитель – м.т.н., асс. Бобич А.А.

Систему теплоснабжения города Бобруйска можно разделить на 3 части: ТЭЦ (Бобруйская ТЭЦ-1 и Бобруйская ТЭЦ-2), коммунальные котельные и котельные и мини-ТЭЦ предприятий. На Бобруйской ТЭЦ-1 и Бобруйской ТЭЦ-2 производится 67% пара и 59% горячей воды.

На Бобруйской ТЭЦ-1 установлены один котел типа БелКЗ-75-39 ст.№3 (производительностью 75т/ч, $P=3,9$ МПа (40 кгс/см^2), $t=440^\circ\text{C}$), один котел типа БКЗ-75-39 ст.№6 (производительностью 75 т/ч, $P=3,9$ МПа (40кгс/см^2), $t=440^\circ\text{C}$), один котел типа Е-30-3,9-440ТФТ (производительностью 30т/час, с номинальным давлением пара 3,9 Мпа (40 кгс/см^2) и температурой 440°C), паровая турбина ПР-12-3,4/1,0/0,1, бойлерная установка на 75 Гкал/час. Основное топливо – газ, резервное – топочный мазут. Котлы подключены к дымовой трубе $H = 65\text{м}$; один котел Е-30-3,9-440-ТФТ паропроизводительностью 30 т/ч, 440°C , 3,9 МПа на местных видах топлива (торф, лигнин). Тепловые нагрузки потребителей в зоне Бобруйской ТЭЦ-1 с учетом переключения от ведомственных котельных, нагрузки поселка «Фандок» и гидролизного завода на период 2007-2010гг составляют в паре давлением 3,0 МПа (30кгс/см^2) – 17 т/ч; давлением 1,5 МПа (15 кгс/см^2) – 17 т/ч; давлением 0,7 МПа (7 кгс/см^2) - 25 т/ч; в горячей воде на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение – 56 Гкал/час. Система теплоснабжения – закрытая. Температурный график отпуска тепла с горячей водой $150/70^\circ\text{C}$.

Бобруйская ТЭЦ-2 размещается в Северном промышленном районе города. ТЭЦ обеспечивает теплом промышленные предприятия района и жилищно-коммунальный сектор города. На ТЭЦ установлены паровые котлы: 4 БКЗ-210/140, 2 БКЗ-420/140; водогрейные котлы: 3 ПТВМ-100, 2 ПТВМ-180; паровые турбины: 2 ПТ-60-130/22, 1 паровая турбина ПТ-60-130/13,1 ПР 2,5-2,1/1,3/0,6. В связи с низкими тепловыми нагрузками Бобруйской ТЭЦ-2 в межотопительный период в работе находится одна паровая турбина ПТ-60-130/22 ст. № 1 или ст. № 3 в связи с необходимостью отпуска пара 2,1 МПа и 1,3 МПа для нужд шинного комбината и обеспечения теплофикационных нужд потребителей в горячей воде. Паровая турбина ПТ-60-130/13 ст.№ 2 включается в работу только в отопительный период.

На обеих ТЭЦ основное оборудование установлено в 1970-80-е годы, и сейчас изношено и морально устарело. В связи со спадом в промышленности нарушаются нормальные режимы работы ТЭЦ, что ведет к потере экономичности. Из-за высоких тарифов на тепловую энергию промышленные предприятия стремятся к постройке собственных мощностей, в т.ч. мини-ТЭЦ. В связи с запуском Белорусской АЭС структура потребления тепловой и электрической энергии в Республике Беларусь сильно изменится. Все это приведет к необходимости ликвидации или консервации части мощностей ТЭЦ, или к их перестройке и модернизации.

УДК 621.3

ОБЛАЧНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Зуева Е.С., Девятьярова М.В.

Научный руководитель – ст. препод. Петровская Т.А.

На данный момент идет активная разработка и совершенствование технологии облачных вычислений в энергетике. Но речь идет именно о разработке, а не об использовании. На данный момент многие боятся именно самого факта, что информацию будут хранить сторонние люди. И хотя почти невозможность утери либо кражи данных уже доказана, немногие готовы довериться подобным сервисам. Так же сказывается недостаточное на данный период времени качество, стабильность и скорость Интернет-соединений, что создает ощутимые трудности для разработчиков.

При использовании облачных вычислений в энергетике, потребители информационных технологий могут существенно снизить капитальные расходы - на построение центров обработки данных, закупку серверного и сетевого оборудования, аппаратных и программных решений по обеспечению непрерывности и работоспособности - так как эти расходы поглощаются провайдером облачных услуг. Кроме того, длительное время построения и ввода в эксплуатацию крупных объектов инфраструктуры информационных технологий и высокая их начальная стоимость ограничивают способность потребителей гибко реагировать на требования рынка, тогда как облачные технологии обеспечивают возможность практически мгновенно реагировать на увеличение спроса на вычислительные мощности.

При использовании облачных вычислений в энергетике, затраты потребителя смещаются в сторону операционных - таким образом классифицируются расходы на оплату услуг облачных провайдеров.

Использование облачных технологий в деятельности коммерческих организаций в области энергетики определяется различными подходами к их управлению, методологией их внедрения и использования. Именно поэтому необходимо рассматривать облачные технологии в неразрывной связи со всеми реализуемыми бизнес-процессами в компании.

Облачные технологии совершенно справедливо считаются наиболее энергоэффективными, по крайней мере, благодаря четырем своим особенностям:

1. Экономия от масштаба.
2. Разнообразие.
3. Гибкость.
4. Возможность обойти организационные вопросы

Возрастающий спрос на облачные технологии в энергетике объясняется предоставляемыми ими преимуществами, среди которых важнейшим является то, что они обеспечивают качественный уровень развития компании. Другим немаловажным достоинством является гибкость программных продуктов (необходимый набор модулей). Важно отметить другое преимущество, которое выражается в сокращении бюрократических проволочек. Следующее преимущество представляется возможностью оперативного энергетического контроля. Также облачные технологии позволяют хранить истории передачи данных (полный архив по проекту в энергетике).

Однако использование облачных технологий в энергетике сопровождается и рядом проблем. Во-первых, они требуют относительно большие затраты на создание собственных облаков. Во-вторых, зарубежные разработки не всегда учитывают потребности российской энергетической отрасли. В-третьих, всегда существует вопрос безопасности передачи данных. В-четвертых, доступ к облачным технологиям будет обеспечен только при наличии доступа к Интернету, что означает их зависимость от канала связи. В-пятых, внедрение облачных технологий в деятельность энергетической компании требует адаптации персонала к новым принципам организации работы.

Возможности облачных технологий можно широко использовать в энергетике в следующих сферах деятельности:

1. Расчет стоимости
2. Документооборот
3. Комплексное управление проектом
4. Проектирование
5. Телефония
6. Автоматизированный контроль над энергетическим объектом в период эксплуатации

Однако, несмотря на эти существенные недостатки, плюсы от внедрения данной технологии ясны всем. Ведь это экономия для потребителей, борьба с пиратством для разработчиков, минимизация затрат в IT сфере для бизнеса, унификация сетевых стандартов для всех пользователей.

Литература

1. Макаров С.В. За «Облачные вычисления» // Креативная экономика. - М.: №8, 2010
2. Макаров С.В. Социально-экономические аспекты облачных вычислений // Монография - М.: ЦЭМИ РАН, 2010

УДК 620.97; 920.92

ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПРОИЗВОДСТВО БИОГАЗА

Тимохова А.Ю.

Научный руководитель – д. т. н., профессор Седнин В.А.

В соответствии с Национальной программой по рациональному использованию энергетических ресурсов на 2016-2020 общее потребление топливно-энергетических ресурсов в Беларуси в 2017 году прогнозируется на уровне 37 млн. тонн условного топлива, а в 2020 году 40,3 млн. тонн условного топлива. Данной программой ставится задача создания биогазовых установок на очистных сооружениях и полигонах захоронения твердых коммунальных отходов, в сельскохозяйственных организациях.

Одним из направлений переработки биомассы является разложение в анаэробных условиях (при отсутствии кислорода) осадка точных вод и прочих органических отходов растительного и животного происхождения с целью получения биомассы. Процесс брожения представляет собой набор химических реакций, протекающих при определенных условиях и состоит из четырёх основных этапов. Каждый этап – это неповторимый процесс ферментативных реакций, зависящий от жизнедеятельности различного симбиоза микроорганизмов.

На первом этап (гидролиз) происходит разложение высокомолекулярных соединений (углеводов, белков, жиров) на низкомолекулярные соединения, второй этап (ацидогенезис) – получение органических кислот, их солей и спиртов из низкомолекулярных соединений с помощью кислотообразующих бактерий, далее третий этап (ацетогенезис) – получение H_2 и CO_2 и также ацетатов в ходе ферментативных реакций. И заключающий этап (метаногенезис) – получение смеси метана и углекислого газа в процессе жизнедеятельности метанобразующих бактерий.

Для эффективной работы установки, производящей биогаз, кроме строго анаэробной среды, придется соблюдать ряд требований. Во-первых, поддерживать в реакторе оптимальные температурный и кислотный режимы. Во-вторых, постоянно следить за наличием питательных веществ в сбраживаемой среде, обеспечивая низкое содержание в данной среде веществ-ингибиторов, то есть веществ, препятствующих жизнедеятельности микроорганизмов.

В настоящее время широкое распространение получили анаэробные однокорпусные установки. Все процессы преобразования в емкости реактора должны протекать в строго установленном порядке, так как тесно взаимосвязаны друг с другом, и любое нарушение одного из промежуточных этапов приводит к нарушению всего процесса. [1]

Для оптимизации условий проведения технологического процесса сбраживания нами предложено применить вместо однокорпусной установки многокорпусную, состоящей из N корпусов гидравлически последовательно связанных колонн непрерывного действия, в каждой из которых организуются последовательные процессы гидролиза, ацидогенезиса, ацетогенезиса и метаногенезиса. За счет пространственного разделения процессов преобразования сырья становится возможным избежать отрицательного воздействия одной стадии на другую, а также удешевить конструкцию установки, так как реакторы могут изготавливаться из более дешевых материалов (из стандартных пластиковых труб). Правда при этом реактор потребует большую площадь для его размещения.

В ходе выполнения работы была разработана математическая модель расчета аппаратов колонного типа по времени протекания каждой стадии процесса сбраживания.

Подводя итог, необходимо отметить, что анализ данной математической модели и научно-технической информации подтверждает, что существует тесная взаимосвязь между характеристиками исходного сырья, его количеством, режимом загрузки, временем пребывания субстрата в каждой из колонн. Однако определение влияния каждого из факторов на количество образующегося биогаза аналитическим методом не представляется возможным. Для оценки влияния вышеуказанных факторов целесообразно проводить

апробацию предложенной биогазовой установки на лабораторных и промышленных установках.

Литература

1. Баадер В. «Биогаз: теория и практика»/В. Баардер, Е. Доне, пер. с нем. И предисловие М.И. Серебрянного» - М.: Колос, 1982 – 148с.
2. Веденеев А.Г. «Биогазовые технологии в Кыргызской Республике»/А.Г. Веденеев. — Бишкек: Типография «Евро», 2006. — 90с
3. Янко В.Г. «Обработка сточных вод и осадка в менатненках»/В.Г. Явко, Ю.Г. Янко – Киев: Будивельник, 1987-120с.
4. Анализ факторов, влияющих на производство биогаза при сбраживании осадка сточных вод/В.А.. Седнин и др.//Изв. Высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ – Энергетика: Теплотехника. – 2009. - №5 (сентябрь-октябрь). – с. 49-58.
5. Биогазовые установки Практическое пособие. Практическое пособие//ZORG[Электронный ресурс] – 2003. Режим доступа: http://zorgbiogas.ru/upload/pdf/Biogas_plants_Practics.pdf – Дата доступа: 04.11.2016

УДК 621.3

СХЕМА ПЕРЕРАБОТКИ ТБО. ИЗВЛЕЧЕНИЕ БИОГАЗА С ПОЛИГОНОВ ТБО

Кулинич Р.К.

Научный руководитель – ст.препод. Прокопеня И.Н.

Тема материалов: В связи с резким обострением энергетического кризиса, а также ухудшением экономической обстановки, все более актуальным становится решение вопросов привлечения в народное хозяйство нетрадиционных источников энергии, одним из которых является биогаз, образующийся на свалках и полигонах ТБО в результате анаэробного разложения органической составляющей. Площадка складирования (полигон), заполненная твердыми бытовыми отходами, представляет собой биохимический реактор, в котором при анаэробном разложении органических компонентов образуются метаносодержащие газы («биогаз»).

При разложении ТБО химический состав биогаза следующий:

1. Метан – 60%
2. Углекислый газ – 36%
3. Водород – 0,7%
4. Сероводород – 1-2%
5. Азот – 1,5%
6. Ароматические углеводороды – 0,5%
7. Галогено-ароматические углеводороды – 0,2%

Теплотворная способность биогаза 5,0-5,5 тыс.ккал/м³ или 22 Мдж/м³. При разложении 1 м³ ТБО выделяется до 1,5 м³/год биогаза в первые 15-20 лет. Затем интенсивность выделения биогаза резко сокращается.

Количество электроэнергии, которое можно получить с 1 м³ биогаза равно 5,5 кВт/ч.

При отсутствии на полигонах ТБО газосборочной системы образующийся при разложении отходов биогаз попадает в окружающую среду, заражая ее вредными для человека, животных и растений веществами. При концентрации биогаза в воздухе свыше 15%, он может самовозгореться и взорваться.

Последствия взрывов самые разные, но все они вызывают необходимость восстановительных работ. Для предотвращения этих явлений, и для получения нетрадиционного возобновляемого источника энергии предлагается биогаз извлекать из полигона ТБО и утилизировать его в качестве моторного топлива в двигателях-генераторах, а также использовать его в котельных для получения тепла для хозяйственных нужд полигона ТБО.

Биогаз, образовавшийся в толще захороненных на полигоне ТБО, извлекается через специально пробуренные скважины с помощью водокольцевых вакуум-насосов и по системе трубопроводов поступает в газосборные пункты и затем через влагоотделитель и установку очистки в газорегуляторную установку и дальше на утилизацию.

В состав комплекса сооружений входят:

- группа газосборных скважин;
- газосборные пункты с запорно-регулирующей и контрольно-измерительной аппаратурой;
- насосная станция с водокольцевыми вакуум-насосами в которой размещены и влагоотделители и адсорберы;
- здание двигатель-генераторной, где вырабатывается из биогаза электроэнергия
- газорегуляторная установка.

Все сооружения, кроме скважин и газосборных пунктов, располагаются за пределами зоны складирования ТБО. Для сбора и отведения биогаза из толщи ТБО на полигоне

буровым способом сооружают скважины с шагом 30 м по всей площади полигона, которые соединяются между собой трубопроводами.

Магистральные трубопроводы прокладываются параллельно поверхности планировочной земли с уклоном не менее 3% и установкой в низших точках дренажных штуцеров с запорной арматурой. Трубы укладываются на подвижные опоры с шагом 3,0 м.

Скважины бурятся на всю глубину слоя складированных отходов до противофильтрационного экрана. В качестве газоотводных труб используются перфорированные полиэтиленовые трубы Ду100 мм. Отверстия или пропилы располагаются в шахматном порядке. Верхняя часть трубы длиной 1,5–2,0 м должна быть сплошной, без перфорации.

Нижняя часть скважины засыпается щебнем крупных фракций, затем в нее опускается труба.

Пространство между трубой и стенкой скважины засыпается щебнем. Площадь вокруг скважины радиусом 1,5 – 2,0 м изолируется слоем глины толщиной 0,3 – 0,4 м.

Устье скважины оборудуется колодцем, в котором располагается запорно-регулирующая арматура и пробоотборник для контроля химического состава биогаза.

Из скважины биогаз по магистральному трубопроводу Ду50 мм, объединяющему до 9 скважин, поступает к газосборным пунктам. Подключение скважины к магистральному газопроводу производится посредством резиноканевого рукава Ду25 мм. Насосная станция (дегазационная установка ДУ) предназначена для извлечения биогаза из толщи мусора путем откачивания через скважины и обеспечивает его стабильное поступление на установку утилизации.

Вакуум-насосы используются с электродвигателями во взрывобезопасном исполнении.

Вакуум-насосы создают в системе трубопроводов незначительное понижение давления (около 100 Па), достаточное для того, чтобы газ диффундировал из мусорной толщи в газосборники и на преодоление местных сопротивлений газопроводов.

В здании насосной установлены влагоотделители и установка для очистки биогаза (адсорбер и фильтр).

Влагоотделитель – горизонтальная цилиндрическая емкость. За счет резкого уменьшения скорости газового потока, влага осаждается на пластинах, стекает в нижнюю часть емкости и периодически удаляется.

Очистка биогаза происходит в адсорберах – вертикальных цилиндрах со съемной крышкой. Внутри находятся контейнеры, в которые загружается сорбент. Днище контейнера выполнено из металлической сетки с ячейками 2 – 4 мм. Загрузка – активированный уголь или цеолит. Скорость движения биогаза через слой сорбента 5 – 7 мм/с; время контакта газа с сорбентом – 5 мин.

Для сглаживания неравномерности поступления и потребления биогаза служит газорегуляторная установка (резервуары-накопители с регуляторами давления газа).

Очищенный биогаз из резервуаров-накопителей поступает в качестве моторного топлива в двигатель-генераторы, которые вырабатывают тепло и электроэнергию.

Аналогичные проекты могут быть разработаны для полигонов любого объема, имеющих достаточную глубину заложения мусора (не менее 7 – 8 м в центральной части).

Литература

1. <http://www.solidwaste.ru/publ/view/203.html> - "Технология извлечения и утилизации биогаза полигонов ТБО."

УДК 556.16

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Сатишур Д. С., Игнатенко Е. И.

Научный руководитель – старший преподаватель Петровская Т.А.

Вопрос энергетической безопасности является одним из самых актуальных для Беларуси. Собственные топливно-энергетические ресурсы страны покрывают лишь 15% от объема общего потребления. С целью стимулирования развития возобновляемых источников энергии и использования местных видов топлива были разработаны Национальная программа развития местных и возобновляемых энергоисточников на 2011-2015 годы и Стратегия развития энергетического потенциала Беларуси до 2020 года и другие проекты. [2]

Энергия ветра используется людьми уже очень давно: древние финикийцы использовали парусный флот, а в Персии в двухсотом году до н. э. использовались ветряные мельницы для размолва зерна. Они использовались в исламском мире, а в XIII веке появились и в Европе.[1]



Рисунок 1 - Ветряная электростанция (ВЭС) Nordex 29 в деревне Купёлы Могилевского района

Беларусь располагает значительными ресурсами энергии ветра, которые оцениваются в 1600 МВт и годовой выработкой электроэнергии 2,4 млрд кВтч. На территории нашей страны выявлено около 1840 площадок, пригодных для размещения ветроэнергетических станций и ветропарков. Эти площадки представляют собой в основном ряды холмов высотой от 250 м над уровнем моря, где средняя скорость ветра колеблется от 5 до 8 м/с. На каждой из них можно разместить от 3 до 20 ветроэнергетических установок. [2]

В настоящий момент на территории Беларуси действует 23 ветроустановки. ВЭУ установлены в Гродненской, Минской, Витебской, Могилевской областях. Самая крупная ветроэнергетическая установка в Беларуси действует в посёлке Грабники, Новогрудского района, Гродненской области: её мощность составляет 1,5 МВт. Ветряк под Новогрудком до сих пор остается самым большим и мощным в Беларуси, а также единственным государственным. По заверениям специалистов ветроустановки окупятся в течении пяти лет при среднегодовой скорости 6–8 м/с.[1]

Почему были выбраны именно эти площадки видно после просмотра данных изображений:

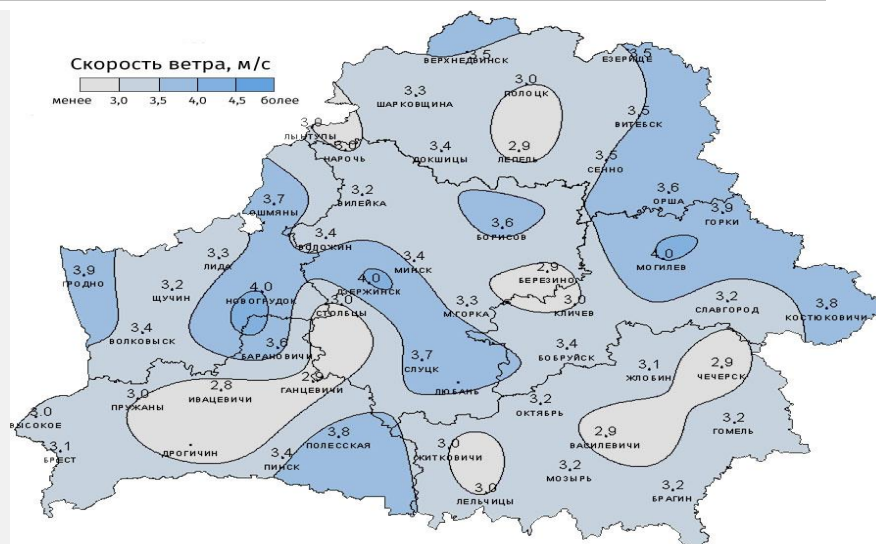


Рисунок 2 - Средняя годовая фоновая скорость ветра на высоте десяти метров

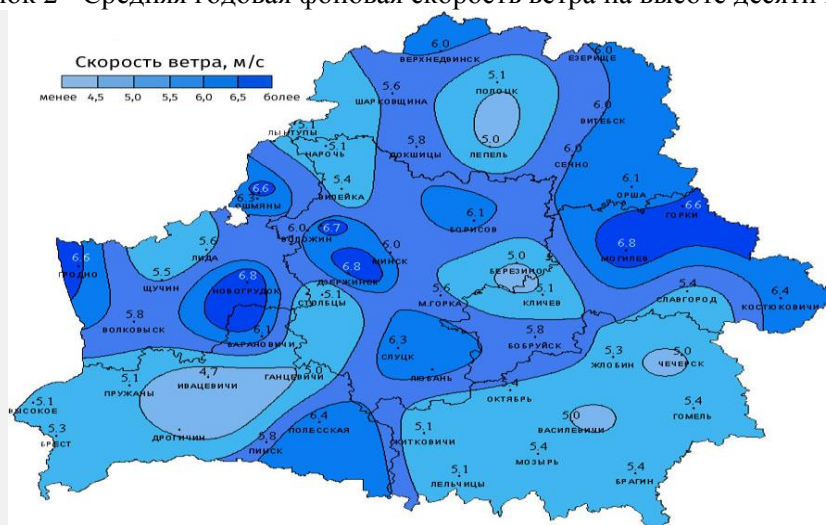


Рисунок 3 - Средняя годовая расчетная скорость ветра на высоте ста метров (с учётом данных мониторинга параметров ветра)

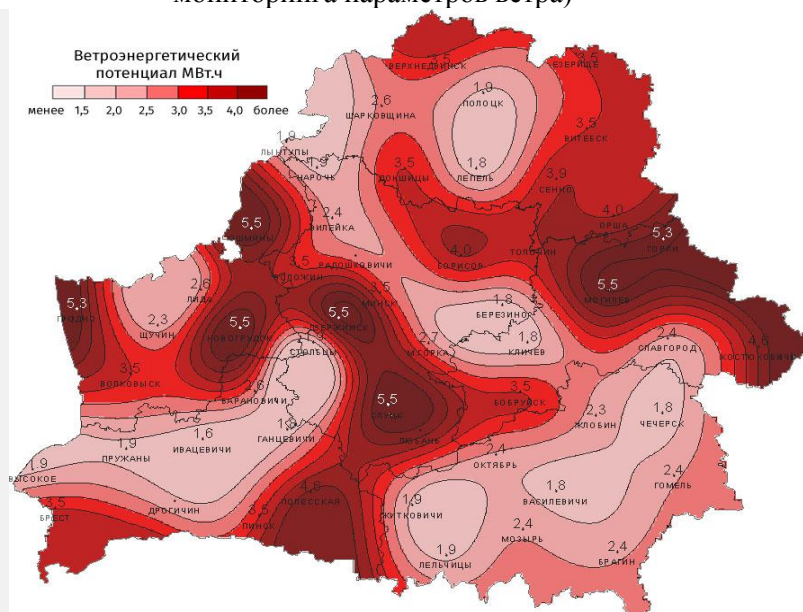


Рисунок 4 - Карта-схема ветроэнергетического потенциала территории Республики Беларусь на высоте установки ветроротора ста метров от поверхности земли (для ВЭУ установленной мощностью 2,5 МВт)

В Сморгонском районе строят ветропарк, а в апреле 2014 года прошла церемония открытия первых двух ветроустановок. За 2014–2015 года обещали 17 ветроустановок. Первый ветрогенератор установлен в 2013 году в Бобруйском районе. Под Новогрудком к одинокой ветроустановке добавляют еще пять. Вместе они смогут закрыть практически четверть потребностей района в электроэнергии! Ветропарк планируется создать в районе деревни Лужище Ошмянского района. Реализация инвестпроекта предусматривается в 6 этапов до 2020 года. [1]

Интересен тот факт, что электросети обязаны дороже покупать выработанную альтернативным способом энергию у частных лиц. По расчётам, если бы такой ветряк, как в Новогрудке, установил частник, то, продавая энергию государству по завышенным тарифам, он заработал бы за год около полтора миллиона долларов. [1]



Рисунок 5 - Ветряки в районе Новогрудка

Наш земляк сам смастерил на своем участке ветряк из старых автозапчастей, который при скорости ветра более пяти метров в секунду вырабатывает 5 кВт энергии, питая с десяток 12-вольтовых светодиодных лампочек по всему участку. Даже если наступит полное безветрие, лампочки во дворе будут гореть ещё две ночи, потребляя запасенную аккумулятором энергию.



Рисунок 6 - Ветряк из старых автозапчастей

Ветроэнергетику часто критикуют и говорят, что она неконкурентоспособна с обычными видами энергии и её приходится дотировать. Так и есть, если сравнивать ветряк с газовым месторождением или плотиной ГЭС, то у него мало шансов выжить. Впрочем, всем известно, что ни природного газа, ни существенных гидроресурсов на территории Беларуси нет, а это значит, что развитие ветроэнергетики в Беларуси является отличным вкладом в будущее страны. И не стоит забывать, что энергия ветра не только возобновляемая, но и чистая, а это весомый аргумент. [1]

Развитию ветроэнергетики в Беларуси способствуют государственные программы и планы, направленные на стимулирование использования возобновляемых источников энергии. Наряду с этим существует необходимость привлечения внешних инвестиций, активизации поиска путей снижения стоимости ВЭУ. Предстоит подготовка квалифицированных кадров, расширение законодательной и нормативно-правовой базы, регулирующей вопросы тарифно-налоговой политики, проектирования и эксплуатации ветроустановок и ветропарков, а также оценки воздействия ВЭУ на окружающую среду. [2]

Развитие ветроэнергетики даст нам не только чистую энергию: например, часть оборудования для ветропарков можно производить в Беларуси. Это касается и опор, которые ничто не мешает изготавливать из железобетона, трансформаторов, преобразователей, систем контроля и управления, металлоконструкций, отдельных блоков силовой передачи. Только лопасти и электрогенераторы вероятно придется закупать в других странах. В любом случае ветроэнергетика будет развиваться у наших соседей (России, Украины, Литвы) и комплектующие можно будет поставлять им. Спрос на подобную продукцию будет постоянный, вне зависимости от состояния внешних рынков. Производство комплектующих, и поддержка ветроустановок позволит увеличить количество рабочих мест. Всё это положительно повлияет на развитие всей экономики страны. [1]

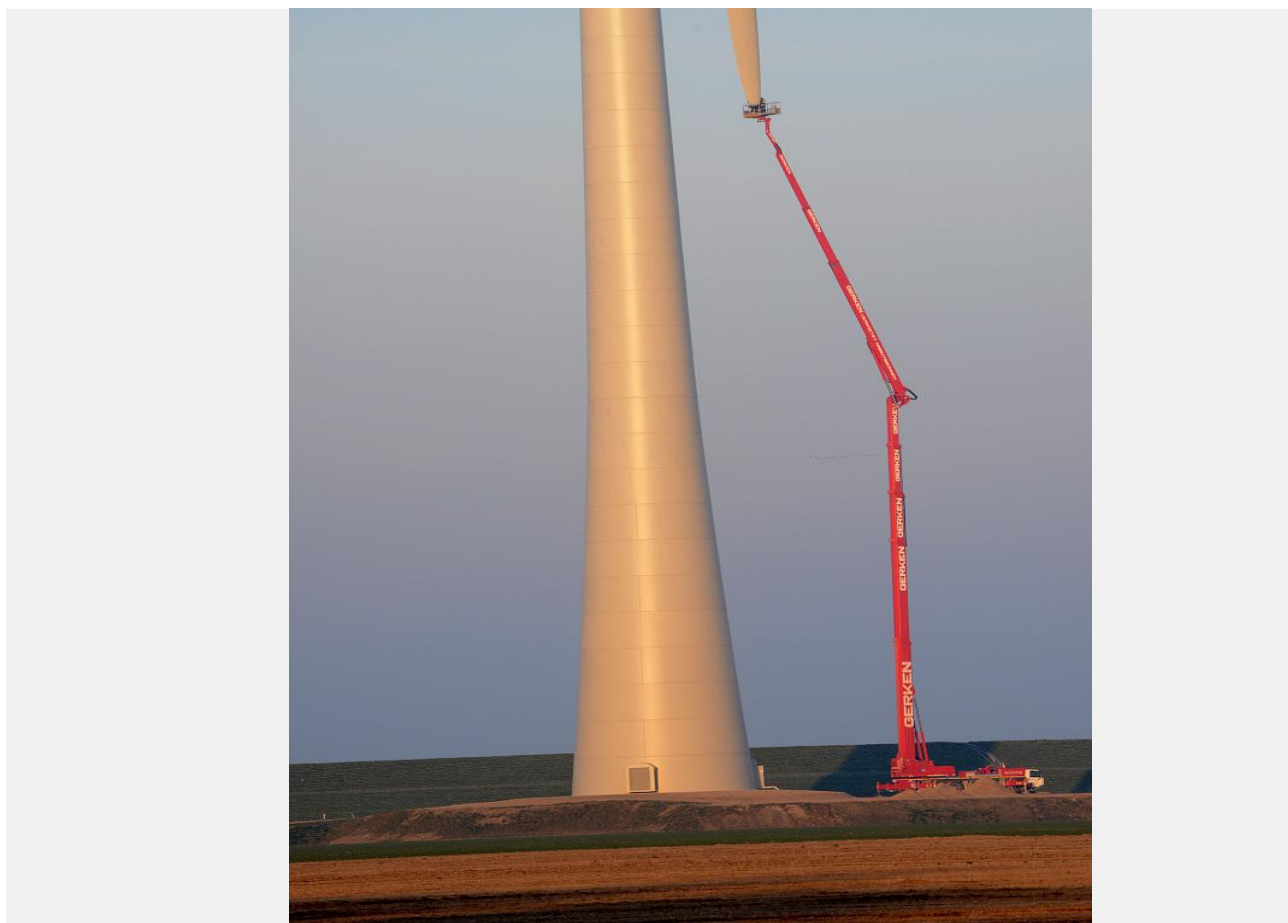


Рисунок 7 - Техобслуживание лопастей

Ветряные энергетические установки производят:

- механический шум - шум от работы механических и электрических компонентов (для современных ветроустановок практически отсутствует, но является значительным в ветроустановках старших моделей),
- аэродинамический шум - шум от взаимодействия ветрового потока с лопастями установки (усиливается при прохождении лопасти мимо башни ветроустановки). [4]

Как правило, жилые дома располагаются на расстоянии не менее 300 м от ветроустановок. При эксплуатации ветроустановок в зимний период при высокой влажности воздуха возможно образование ледяных наростов на лопастях. При пуске ветроустановки возможен разлет льда на значительное расстояние. Как правило, на территории, на которой возможны случаи обледенения лопастей, устанавливаются предупредительные знаки на расстоянии 150 м от ветроустановки. Визуальное воздействие ветрогенераторов — субъективный фактор. Для улучшения эстетического вида ветряных установок во многих крупных фирмах работают профессиональные дизайнеры. Ландшафтные архитекторы привлекаются для визуального обоснования новых проектов. Турбины занимают только 1% от всей территории ветряной фермы. На 99% площади фермы возможно заниматься сельским хозяйством или другой деятельностью, что и происходит в таких густонаселённых странах, как Дания, Нидерланды, Германия. Фундамент ветроустановки, занимающий место около 10 м в диаметре, обычно полностью находится под землёй, позволяя расширить сельскохозяйственное использование земли практически до самого основания башни. Земля сдаётся в аренду, что позволяет фермерам получать дополнительный доход. [4]

Анализ ветровых условий Беларуси показывает, что приведенные среднегодовые фоновые скорости ветра составляют 2,8 - 4,4 м/с, что считается неперспективными для ветроэнергетики. Однако в ряде местностей и в отдельных точках отмечаются более высокие скорости ветра: наибольшие на вершинах некоторых возвышенностей 5-6 м/с и фоновые на возвышенностях - 4,4 - 4,8 м/с. Такие площадки перспективны для внедрения ветроэнергетических установок. [3]

В целом исследователи указывают на 1800...2000 площадок на территории Беларуси со среднегодовыми скоростями ветра от 4,8 до 6 м/с и более. Расчеты показывают технико-экономическую целесообразность строительства ветроэлектростанций на территории Минской, Гродненской, Витебской и других областей на площадках со среднегодовыми скоростями ветра 4,8 м/с и выше. Если на перспективных площадках установить только по одной ВЭУ мощностью 1500 кВт (при расчетной скорости ветра 11 м/с и высоте установки 110 м), возможная выработка электроэнергии составит [3]

$$W = 1500 \cdot 1800 \cdot 0,305 \cdot 8760 = 7,2 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год},$$

а срок окупаемости при тарифе на электроэнергию 0,095 долл./кВт.ч

$$T = \frac{1300}{(1-0,2) \cdot 0,095 \cdot 0,305 \cdot 8760} = 6,4 \text{ года},$$

где 0,305 - коэффициент использования номинальной мощности при средней среднегодовой скорости ветра на этих площадках 5 м/с.

При тарифе на электроэнергию 0,06 долл./кВт.ч и использовании 1/2 всех названных площадок, где средняя среднегодовая скорость ветра 5,5 м/с, выработка электроэнергии составит

$$W = 1500 \cdot 900 \cdot 0,382 \cdot 8760 = 4,5 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год},$$

а срок окупаемости не более

$$T = \frac{1300}{(1-0,2) \cdot 0,06 \cdot 0,382 \cdot 8760} = 8,0 \text{ лет}$$

Для сравнения, капитальные затраты на строительство атомной электростанции составляют от 1500 до 2500 долларов на 1 кВт установленной мощности. Эксплуатационные затраты АЭС включают: потребление электроэнергии на собственные нужды станции, издержки на техническое обслуживание и текущий ремонт, отчисления на погашение процентной ставки за кредит, отчисления за эксплуатацию электросетей, государственные отчисления, затраты на закупку ядерного топлива и на захоронение радиоактивных отходов и составляют 30...35% стоимости выработанной электроэнергии. При тарифе на покупку электроэнергии у производителей 0,0475 долларов за 1 кВт. ч, при коэффициенте использования номинальной мощности 0,7 срок окупаемости АЭС на основании (1) составит

$$T = \frac{2500}{(1-0,3) \cdot 0,0475 \cdot 0,7 \cdot 8760} = 12,2 \text{ года}$$

Таким образом, ветроэнергетика в Беларуси по своим технико-экономическим показателям предпочтительней ядерной энергетики. Однако возможная выработка электроэнергии с помощью окупаемых ВЭУ пока ограничена 10...20% потребности страны. Наиболее предпочтительным вариантом первоочередного строительства ВЭС по срокам окупаемости и выработке электроэнергии являются варианты расположения ВЭС на максимальных высотах со среднегодовой скоростью ветра 6...6,2 м/с. [3]

На данный момент ветер должен давать Беларуси 2–5% энергии от общего энергобаланса страны. Ветер также может помочь нашему государству решить проблему энергетической зависимости от соседей. Это не сиюминутное решение проблемы, но вполне доступное и реальное. [1]

Литература

1. <http://blog.fwt.com.ua/vetroenerhetyka-v-belarusy/>
2. http://energobelarus.by/articles/alternativnaya_energetika/vetroenergetika_belarusi_sostoyanie_i_perspektivy_razvitiya/
3. <http://allrefrs.ru/1-7941.html>
4. <http://www.tycoon.by/page/ekologicheskie-aspekty-vetroenergetiki>

УДК 621.165

УСТРОЙСТВО ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ SGT-300

Гареев А.А., Васильев А.В.

Научный руководитель – Бегляк А. В.

SGT-300 представляет собой нерегенеративную одновальную промышленную газовую турбину, работающую по простому незамкнутому циклу. Она рассчитана на привод с постоянной частотой вращения генератора переменного тока через редуктор. Турбина состоит из радиального входного корпуса, через который воздух поступает в 10-ступенчатый осевой компрессор, повышающий давление воздуха перед подачей в систему сгорания топлива. В состав системы сгорания топлива входят противоточные камеры сгорания в количестве 6 единиц предназначенные для смешивания, сжигания и расширения топливоздушная смеси для привода двухступенчатой силовой (компрессорной) турбины с последующим выпуском отработавших продуктов сгорания через выхлопной диффузор. Комбинированный компрессорно-турбинный ротор опирается на задающие его положение радиальные и упорные подшипники, расположенные во входном и компрессорном подшипниковых корпусах. Для понижения частоты вращения турбины до частоты вращения, требуемой для привода генератора переменного тока, используется планетарный редуктор, расположенный между турбиной и генератором переменного тока.

Корпус входа воздуха в турбину называется корпусом опорных подшипников и спроектирован в форме, обеспечивающей плавный канал поступления воздуха к компрессору. На впускном фланце входного корпуса, имеющем прямоугольное сечение, с которым соединен внешний воздуховод, установлены входной экран и гибкое соединение, компенсирующее относительные тепловые смещения.

Статор турбокомпрессора состоит из корпуса низкого давления и вставки высокого давления, в которых расположены лопатки статора компрессора.

Корпус статора низкого давления выполнен разъемным по центральной оси и снабжен фланцевым соединением с входным подшипниковым корпусом на своем входном конце и с центральным корпусом турбины - на выходном конце. В верхней половине корпуса предусмотрены отверстия для введения бороскопического оборудования, используемого для периодического обследования статорных и роторных лопаток компрессора.

Первые четыре ряда статорных лопаток компрессора представляют собой входные направляющие поворотные лопатки, оснащенные электроприводом. Статорный корпус высокого давления выполнен в виде разъемной по горизонтальной плоскости вставки, он расположен в центральном корпусе. Статорные лопатки высокого давления фиксируются в этой вставке при помощи замков типа "ласточкин хвост".

Подшипниковый корпус компрессорной турбины обеспечивает опору для "горячего" конца турбины, включающего в себя систему сгорания, статор силовой турбины и систему выпуска отработавших газов. Выходной конец ротора турбины опирается на самоустанавливающийся радиальный подшипник.

Роторный узел состоит из секций компрессорного и турбинного роторов. Ротор компрессора представляет собой одноконтурный 10-ступенчатый осевой компрессор, состоящий из ряда дисков, на которых установлены лопатки с замком "ласточкин хвост". Эти лопатки вместе с муфтами с V-образными зубьями установлены на наружном диаметре ротора и зафиксированы с помощью центрального, работающего на растяжение болта.

Турбинный ротор представляет собой двухступенчатую конструкцию, он состоит из роторного диска высокого давления (ВД) и роторного диска низкого давления (НД). На дисках по всей их длине окружности с помощью «ёлочных» замков закреплены рабочие лопатки. Роторные турбинные диски, консольно выступающие относительно компрессорного ротора, установлены на муфтах с V-образными зубьями (муфтах Херта) и закреплены к компрессорному ротору посредством центрального работающего на растяжение болта.

Турбинный статор представляет собой двухступенчатую структуру: 1 ступень – сопловой аппарат высокого давления (ВД), 2 ступень – сопловой аппарат низкого давления (НД). Сопловые аппараты ступеней представляют собой неподвижные направляющие лопатки, в которых происходит расширение продуктов сгорания топлива.

Система сгорания состоит из шести симметрично расположенных камер сгорания, оси которых расположены под углом 30° к оси ГТ двигателя. Каждая камера сгорания состоит из жаровой трубы и присоединенного к ней газосборника. Эта система работает на принципе осевого обратного потока - выходящий из выпускного сопла компрессора воздух основной частью направляется в обратном направлении и входит в головки камер сгорания через завихритель, который придает потоку быстрое вращение для обеспечения хорошего смешения топлива с воздухом. Топливоздушная смесь, попадая в жаровую трубу, воспламеняется, образовавшийся поток продуктов сгорания направляется в газосборник и далее на лопатки соплового аппарата высокого давления. Часть воздушного потока, поступающего из компрессора попадает непосредственно в зону горения через отверстия в стенках жаровой трубы.

Теплоизолированный выхлопной диффузор, установленный на корпусе турбины под давлением, обеспечивает отвод отработавших газов в систему выхлопа.

Ротор турбины соединен с понижающим редуктором, который уменьшает частоту вращения до частоты привода генератора. Редуктор снабжен выходными валами для привода стартерной системы и основного маслососа смазочной системы. Редуктор также оснащён приводным устройством для проворота ротора газовой турбины в ручном режиме при проведении обследования внутренних подвижных частей установки.

УДК 620.9:658.011.56

**РЕКОНСТРУКЦИЯ КОТЕЛЬНОЙ "КЕДЫШКО" ФИЛИАЛА РУП
«МИНСКЭНЕРГО» МИНСКИЕ ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ**

Васильев А. В., Гареев А.А.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Романюк В.Н.

Районная котельная "Кедышко" расположена в жилом массиве в северо-восточной части г. Минска. Введена в эксплуатацию в 1967/68 году, работает в автономном режиме и имеет установленную тепловую мощность 412 Гкал/час. Котельная является отопительной и предназначена для теплоснабжения производственных и жилищно-коммунальных потребителей районов "Восток" и "Зеленый луг", где наблюдается постоянное увеличение потребителей тепла за счет интенсивного жилищного строительства. В котельной установлено два паровых котла типа ДКВР-10/13, четыре водогрейных котла типа ПТВМ-50 и два типа ПТВМ-100. Пар от котлов ДКВР-10/13 предназначен для обеспечения собственных нужд котельной. Питание паровых котлов осуществляется очищенной водой, которая идет в подогреватель ХВО, затем в деаэратор ДС-75, откуда подпиточными насосами подается на питание паровых котлов. Вода после деаэратора используется также для подпитки теплосети. Предприятие потребляет газ из магистрального газопровода. В качестве резервного – используется мазутное хозяйство. В целях технического усовершенствования, а также повышения технико-экономических показателей котельной, ОАО «Белэлектромонтажналадка» провели ряд работ по модернизации данного объекта МТС. Они произвели комплекс строительно-монтажных, пусконаладочных и режимно-наладочных работ. В основу автоматизации технологических процессов котельной "Кедышко" положено программное обеспечение БУИМ на базе пакета "Теплосети" (разработка Научно-исследовательской части Белорусского национального технического университета – НИЧ БНТУ).