**Теплофикация теплоэлектроцентралей (ТЭЦ)**

Теплофикация - энергоснабжение тепловых и электрических потребителей на базе комбинированного производства тепла и электроэнергии в одной технологической установке. Переход с раздельного производства энергии на теплофикацию позволяет увеличить коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) в 1,5 раза с 55 % до 83 %.

Используемое при теплофикации тепло, как правило, является продуктом отходов производства при выработке электроэнергии или сжигании мусора. Вместо того, чтобы бесполезно отдавать это тепло в окружающую среду, его можно применить для обогрева зданий и целых кварталов города. Чем дальше удалено местонахождение источника от потребителя, тем больше тепла теряется при транспортировании. Поэтому для теплофикации предпочтительнее использовать электростанцию небольшой мощности вблизи районов концентрации населения, чем крупные, но удаленные от мест потребления. Таким образом, преимущество теплофикации состоит в том, что, наряду с экономией производственного пространства, достигается лучшее использование произведенной энергии, и поэтому стоимость такого тепла сравнительно низка.

Так как подобные энергетические установки могут быть одновременно поставщиками как тепла, так и электрического тока, их общий к.п.д. достигает 80%. Например, теплофикационные установки блочного типа обеспечивают теплом многие жилые кварталы городов. Однако в настоящее время лишь незначительная часть действующих мощностей таких энергетических установок используется наилучшим образом.

Когенерация - передовая технология, позволяющая вырабатывать электричество и тепло. Особенно эффективна она при наличии дешевого топлива и минимальной удаленности генератора от потребителя.

Когенерация (теплофикация) - это способ одновременного получения электрической и полезной тепловой энергии от сжигания топлива. Для максимального снижения эксплутационных расходов произведенные виды энергии необходимо использовать полностью.

На сегодняшний день наиболее дешевым видом топлива является природный газ. Его потребление в процессе теплофикации особенно эффективно при соблюдении трех условий:

- надежность и низкая цена поставки «голубого топлива» в места переработки;

- дефицит электроэнергии и, соответственно, высокие цены за кВт/час;

- близость потребителя.

Главное преимущество когенератора перед обычными теплоэлектростанциями заключается в том, что он преобразует энергию с большей эффективностью. Система когенерации работает с наименьшими тепловыми потерями. Уменьшаются также производственные расходы.

Когенератор представляет собой эффективную альтернативу тепловым сетям благодаря возможности гибкого изменения параметров теплоносителя в зависимости от требований в любое время года. Он вырабатывает электрическую и тепловую энергию в соотношении 1:1,6.

Когенератор не зависим от финансового состояния дел в энергетических компаниях. Доход (экономия) от реализации энергоносителей покрывает все расходы на теплофикатор. Капитальные вложения в когенератор окупаются быстрее средств, затраченных на подключение к тепловым сетям. Таким образом ,обеспечивается быстрый и устойчивый возврат инвестиций.

Теплофикационные приборы хорошо вписываются в электрическую схему отдельных потребителей и при параллельном подключении в электросети города. Они покрывают недостаток генерирующих мощностей, позволяют избавиться от перегрузок и предоставляют возможность присоединения новых районов.

Устройство теплофикационного прибора.

Когенератор состоит из газового двигателя, генератора, системы отбора тепла и системы управления. Теплоноситель может отбираться из газовыхлопа, масляного холодильника и охлаждающей жидкости двигателя. При этом в среднем на 100 кВт электрической мощности потребитель получает 150–160 кВт тепловой в виде горячей воды (90-129 °С) для отопления и ГВС.

Для выравнивания пиков и провалов тепловых нагрузок необходимо предусмотреть тепловые аккумуляторы.

Системы когенерации электрической мощностью 150-3200 кВт и тепловой – 240-5120 кВт могут устанавливаться в относительно небольших помещениях, причем существующие котлы и водогреи могут использоваться как дополнительные или запасные источники тепла. Так же можно задействовать и местные энергосистемы.

Благодаря теплофикационным приборам успешно решается проблема обеспечения потребителей дешевой электрической и тепловой энергией. Кроме того, независимое электроснабжение влечет за собой ряд преимуществ.

Потребление.

Электричество, получаемое при когенерации, имеет стандартные параметры (трехфазный ток 50 Гц, стандартное напряжение 0,4-10 кВ) и легко реализуется на рынке.

Требования к тепловой энергии отличаются большим разнообразием. Они зависят от вида технологического процесса или графика потребления тепла по суткам и сезонам. Более того, требования потребителя могут не совпадать с имеющимися стандартами.

Вот почему основная задача при проектировании теплофикационных объектов заключается в максимальном согласовании совокупной энергии с требованиями заказчика. Она считается выполненной, если характеристики всего производящего и потребляющего оборудования сети грамотно скоординированы.

Например, газопоршневые машины являются источниками электроэнергии и горячей воды (+90 °С) и иногда пара, низкого (в 1 атм, получаемого из теплообменников двигателя) или высокого давления (получаемого от выхлопной системы). В ряде случаев остаточное тепло используется в низкотемпературных производственных процессах, таких как сушка, дубление, обработка пищевых продуктов, обогрев помещений и нагревание воды в зданиях.

При рассмотрении проекта применения когенератора для нужд производства необходимо изучить работу всех тепловых технологических контуров, поскольку может оказаться возможным непосредственное использование низкопотенциального тепла теплофикатора.

Использование когенераторов в центральной части крупных городов позволяет увеличивать поставки электроэнергии без реконструкции старых перегруженных сетей. При этом значительно улучшается качество энергоносителей.

Автономное функционирование устройства дает возможность поддерживать стабильные теплоэлектрические параметры, такие как напряжение, частота и температура, качество воды.

Потенциальными потребителями энергии могут быть заводы, больницы, объекты жилищной сферы, а также газоперекачивающие, компрессорные станции, котельные и т. д.

Когенерация решит проблему обеспечения населения теплом и электроэнергией без дополнительного строительства мощных высоковольтных линий передач и теплопроводов. Близость когенерационных установок к потребителю позволяет значительно снижать потери при транспортировке энергии и улучшать ее качество, повышая коэффициент использования природного газа.

Используя когенераторы, местные власти могут более гибко выстраивать отношения с генерирующими компаниями-монополистами. В некоторых регионах стоимость подключения нового абонента сопоставима с ценой теплофикатора с одинаковыми энергетическими параметрами. Капитальные затраты на приобретение устройства возмещаются в течение трех-четырех лет за счет низкой себестоимости энергии, а расходы на подсоединение к сетям теряются при передаче вновь построенных станций на баланс энергетиков.

По сравнению с обеспечением от централизованных сетей, энергоснабжение от теплофикационных приборов снижает ежегодные траты примерно на 100 долл. за каждый кВт номинальной электрической мощности в случае, когда он работает в базовом режиме генерации энергии (при 100 % нагрузки круглый год). Такое возможно, если когенератор питает нагрузку в непрерывном цикле функционирования и если он действует параллельно с сетью.

Последнее решение выгодно также генерирующим компаниям, поскольку они приобретают дополнительные мощности без финансовых вложений. Более того, энергетики имеют возможность купить дешевую электроэнергию для последующей перепродажи третьим лицам.

При традиционном производстве электроэнергии масштабные потери энергии (до 65 %) происходят в паротурбинных генераторах, где в качестве топлива используются уголь, мазут, газ, ядерные компоненты и т. д. Энергия теряется при охлаждении в градирне. КПД газотурбинной установки редко превышает 38-40 %. Применение теплофикационных систем способно утилизировать избытки тепла и направлять их на нужды потребителя.

К методам теплофикации можно отнести использование газотурбинных установок с котлами-утилизаторами или когенераторов на базе первичного газового (дизельного) двигателя внутреннего сгорания с электрогенератором на валу, где применяются комплексные устройства переработки оставшейся от первичного цикла тепловой энергии. Таким образом, обеспечивается автономность производства электричества, снижающая его цену. На 1000 кВт в среднем можно получить 150-160 кВт тепловой мощности в виде горячей воды для нужд отопления и горячего водоснабжения.

При всех преимуществах данной технологии к выбору систем теплофикации следует подходить серьезно. Необходимо учитывать доступность и цену топлива, местные климатические условия и потребность в тепле. Важно убедиться в надежности и качестве имеющегося в арсенале оборудования. Потребуется предварительный тщательный технико-экономический анализ, по результатам которого можно принимать решения по инвестициям, выбору методологий установки и типов оборудования. Следует учитывать условия взаимодействия с внешними инженерными сетями, в первую очередь - электрическими.

Возникновение идеи централизованного теплоснабжения относится к 80-м годам XIX века. В 1877 году в г. Локпорте в США была сооружена первая установка для централизованного теплоснабжения. Однако в США длительное время (до 1937 года) централизованное теплоснабжение не связывалось с организацией комбинированной выработки электроэнергии, то есть не являлось теплофикацией.

В 1893 году фирма «Сименс-Шуккерт» построила в Гамбурге первую в Германии теплоэлектроцентраль. По теплотрассе длиной около 250 м производилось отопление новой ратуши. Паровые машины имели мощность 100-500 л. с. при рабочем давлении пара 6,5 атм.

В 1900 году была пущена в работу первая районная теплофикационная установка в Германии (г. Дрезден). В 1907 году фирмой AEG была создана первая паровая турбина с отбором пара.

Теплоснабжающие предприятия в Республике Беларусь - одни из крупнейших потребителей органического топлива. Его доля составляет 46 % общего потребления всех видов топлива, расходуемого в стране, что примерно в 2 раза больше, чем топливоемкость электроэнергетики, и соизмеримо с топливоемкостью всех остальных отраслей народного хозяйства.

Анализируя положительные и отрицательные стороны теплофикации, способствуя умножению первых и устранению вторых, представляется целесообразным продолжать наращивать усилия по увеличению поставок тепла от теплофикационных систем на белорусский рынок. Практически это может быть достигнуто путем сочетания двух направлений.

Первое направление - обновление, техническое перевооружение и реконструкция действующих теплофикационных систем. При этом, прежде чем приступить к обновлению действующих систем, следует проверить целесообразность их дальнейшего функционирования в существующем виде. В одних случаях системы от отдельных источников тепла экономично объединять для совместной работы, полностью исключая при этом необходимость содержания резервного энергооборудования.

В других случаях, когда зона охвата города тепловыми сетями велика, а их техническое перевооружение или ремонт требуют неоправданно больших капиталовложений, систему предпочтительно делить.

Второе направление - освоение новых технологий, новых типов энергоисточников прежде всего в населенных пунктах, где нет в настоящее время ТЭЦ и ГРЭС, за счет вытеснения морально и физически стареющих городских котельных путем внедрения новых полностью автоматизированных паросиловых, газотурбинных и парогазовых ТЭЦ.

Для будущего теплофикации очень важно также создать благоприятные для нее экономические условия, которые ориентировали бы производителей и потребителей тепла не на сиюминутные экономические выгоды, связанные с произвольным ценообразованием и тарифами в условиях несовершенного законодательства и налогообложения, а на осуществляемые в интересах национальной экономики и общества в целом экономию ресурсов и защиту окружающей среды.

Существующий технико-экономический анализ работы ТЭЦ совершенно не отвечает технологии производства низкопотенциального сбросного тепла и электрической энергии. Метод ценообразования на сбросное тепло необходимо пересматривать. Ответы на эти и многие другие парадоксы в энергетике кроются в абсурдности существующего метода ценообразования на энергию, в оторванности тарифной политики от технологии производства тепловой и электрической энергии.

Методологические недостатки отечественной тарифной политики.

В существующей тарифной политике на тепловую и электрическую энергию заложено 6 видов логических ошибок, определяющих недостатки сегодняшней тарифной политики применительно к “энергетике крупного города”.

Мы пытаемся одной мерой оценить стоимость двух различных видов энергетической продукции: мощности во времени предоставляемой тепловой и электрической энергии; количества за период отпущенной тепловой и электрической энергии.

Отсутствует (неразвита) система классификации видов энергетической продукции по качеству, количеству.

Отсутствуют (неразвит) принцип авансирования затрат на соответствующий вид энергетической продукции.

При комбинированном производстве тепловой и электрической энергии на ТЭЦ принятый на сегодня метод разделения затрат топлива на тепловую и электрическую энергию не отвечает технологии производства энергии на ТЭЦ.

Мы не стимулируем экономичного потребителя на комбинированное потребление тепловой и электрической энергии, получаемой по комбинированному способу на ТЭЦ, а также не принуждаем неэкономичного потребителя к изменению технологии потребления энергии (мы вынуждены принуждать все общество).

Мы не осуществляем анализ и нормирование расходов топлива, закладываемых в тарифы для конкретного типа потребителей тепловой и электрической энергии.

Самым главным недостатком существующей тарифной политики является то, что тарифы не отражают технологическую суть производства энергии как по качеству, так и по количеству. Предметом рыночных отношений является не просто количество потребленной энергии, а предоставление мощности в определенное временя. На рынок энергетических услуг предоставляется два вида энергетической продукции:

Возможность использования заявленной энергетической мощности в определенное время;

Количество потребленной энергии. При этом методологически нет никакой принципиальной разницы, на какой вид энергии предоставляются услуги - тепловую или электрическую.

Недостаток существующего ценообразования заключается в том, что цена не отражает качества энергии. Если для электроэнергии разработан государственный стандарт, то, как ни парадоксально, мы находимся только на пороге формирования требований к качеству производства и продажи тепловой энергии. Согласно требованиям Гражданского кодекса, поставлены и сформулированы задачи по определению качества и надежности теплоснабжения. Так, если для котельной нет принципиальной разницы, когда производится тепло - летом или зимой, - то для ТЭЦ это различные технологии. Если летом для горячего водоснабжения можно использовать бросовое тепло, поступающее на градирни ТЭЦ, то зимой для отопления жилья отработанного тепла уже не хватает, и необходимо затрачивать дополнительные первичные источники энергии. Если же летом тепло от ТЭЦ не купят, то она все равно это тепло выбросит в окружающую среду или же просто остановится в вынужденный резерв из-за отсутствия теплового потребления.

Одна из основных ошибок существующего метода ценообразования заключается в том, что для простоты калькуляции рассчитываются не конкретные тарифы для характерных режимов энергоснабжения, а средневзвешенные, среднегодовые тарифы. Хотя среднегодовая цена тепла у ТЭЦ ниже чем у котельной, все равно она не стимулирует промышленных покупателей тепловой энергии пойти на то, чтобы не сжигать топливо на своих котельных и по обоюдовыгодной цене использовать сбросное тепло от ТЭЦ.

Абсурдность существующих тарифов заключается и в том, что цена не отражает количество потребленной энергии по времени. Так, при равномерном потреблении 1000 Гкал в течение года достаточно источника тепла с мощностью 0.11 Гкал/час. Для производства этого же количества тепла, требуемого для того, чтобы обеспечить зимний максимум нагрузок за расчетную пятидневку требуется уже 8.3 Гкал/час. Разница мощностей установленного оборудования составляет 73-кратную величину. Соответственно нужны дополнительные специалисты, площади, оборудование. Оборудование находится в резерве 97% времени и работает только 3% времени, а стоимость покупки энергии одинакова в обоих случаях. Но для общества нет никакой разницы в оплате затрат.

Тепловые насосы в отопительном процессе могут использоваться в водо- и пароподогревателях. Еще несколько лет тому назад они представляли собой лишь ориентиры в экономии энергии. Сейчас они нашли уже довольно широкое применение. Однако не во всех случаях тепловые насосы позволяют экономить энергию. Особенно это касается тепловых насосов с электроприводом, которые потребляют значительное количество электроэнергии. Совсем по-другому обстоит дело при использовании двигателей внутреннего сгорания с дизельным или газовым топливом, равно как и абсорбционных тепловых насосов.

Принцип работы.

Тепловой насос по принципу работы не отличается существенно от холодильника, где тепло с помощью вспомогательного источника энергии извлекается из объема охлаждаемого тела и передается в воздух помещения. Тепловой насос «качает» энергию из окружающего воздуха, земли или воды и использует это тепло для подогрева воды и отопления. В зависимости от привода различают компрессионные и абсорбционные тепловые насосы.

Тепловой насос извлекает энергию из окружающей среды при относительно низких температурах. Для использования этой энергии при отоплении или паро- и водоподогреве температурный уровень энергии необходимо повысить. Это может быть сделано, например, путем сжатия пара.

Электрические компрессионные тепловые насосы осуществляют сжатие пара за счет электродвигателей небольшой мощности.

Газокомпрессионные тепловые насосы обеспечивают сжатие пара путем использования небольшого газового мотора.

Поскольку уносимое мотором тепло может вовлекаться в циркуляцию, осуществляемую тепловыми насосами, выработанная первичная энергия используется хорошо. Так, из 100% произведенной первичной энергии с учетом использования энергии окружающей среды можно получить до 160% полезной энергии.

Компрессионные тепловые насосы с дизельными моторами сравнимы с газовыми тепловыми насосами, однако здесь возникает проблема с отводом выхлопных газов.

Абсорбционные тепловые насосы, в сущности, отличаются от компрессионных тепловых насосов только элементами привода. Сжатие осуществляется не при помощи двигателя, а рабочим телом и теплом сгорания жидкого или газового топлива. Так как абсорбционные тепловые насосы почти не имеют подвижных элементов, они отличаются высокой долговечностью (большим рабочим ресурсом).

Абсорбционные тепловые насосы весьма перспективны для отопления жилых домов, поскольку их узлы невелики по размерам и в серийном производстве недороги.

Источники тепла.

Все тепловые насосы используют тепло окружающей среды, источником которого, в конечном счете, является солнечное излучение. В результате сжатия испаряющейся жидкости насос переходит на высокий температурный уровень. Так как все же со снижением температуры окружающей среды расход электроэнергии сильно повышается, некоторые природные источники тепла не могут в течение всего года использоваться экономно.

Область применения тепловых насосов в системе теплофикации.

Законодателям, определяющим энергетическую стратегию региона, необходимо полностью отказаться от услуг так называемого “физического метода” распределения экономии топлива и перейти на применение “эксергетического метода” анализа. Методические указания по составлению отчета электростанции о тепловой экономичности оборудования должны быть пересмотрены и должны отвечать технологической сути комбинированного производства энергии. Чем ниже температура сетевой воды, используемой тепловым потребителем, тем меньше требуется топлива на ТЭЦ для его дополнительного производства как тепловой, так и электрической энергии.

Низкотемпературное тепло на уровне 45 °С как раз и является той экономической нишей, где применение тепловых насосов технически и экономически выгодно. Не надо строить дополнительных теплообменников для забора тепла из систем охлаждения конденсаторов! Достаточно забирать это тепло непосредственно в центре тепловых потребителей из обратной сетевой воды, “захолаживая” обратную сетевую воду от 45-70° С до температуры +10°С. Цена на это тепло должна зависеть от числа часов использования сбросного тепла. Если же это тепло не будет забираться в часы максимума тепловых нагрузок, то цена должна быть в 10-20 раз ниже цены пикового тепла.

Тепловые насосы и теплофикация являются взаимно исключающими и взаимно дополняющими энергосберегающими технологиями. Теплофикация является более эффективным технологическим решением, чем тепловые насосы. Применять тепловые насосы непосредственно на ТЭЦ, ГРЭС, где имеются круглогодичные сбросы тепла в градирни, пруды охладители, нет никакого смысла. Греть воду, получать пар необходимых параметров необходимо производить непосредственно с отборов паровых турбин, без сложной трансформации тепла с помощью тепловых насосов. Однако, если на ТЭЦ имеются сбросы тепла в атмосферу или водоем, то можно применять тепловой насос для сверхбалансовой нагрузки, непосредственно забирая тепло из обратной сетевой воды у удаленного потребителя по цене сбросного тепла. Это означает, что, если на ТЭЦ имеется сбалансированная тепловая и электрическая нагрузка, то область применения тепловых насосов возможно только в те периоды, когда нет пиковых нагрузок. Для условий г. Омска этот внепиковый период времени составляет порядка 7000-7500 часов.

Экономическая ниша в схеме балансов тепловой и электрической энергии на ТЭЦ позволяет сделать технологический прорыв в применении тепловых насосов в “Энергетике крупного города”. Так, с применением тепловых насосов можно и нужно:

- значительно расширить область комбинированного производства и комбинированного потребления тепловой и электрической энергии;

- пересмотреть концепцию теплоснабжения населения городов:

- базовая низкотемпературная нагрузка до 115° С - от теплофикационных отборов ТЭЦ;

- пиковая нагрузка - от пиковых котельных, абсорбционных тепловых насосов, компрессионных тепловых насосов, находящихся в центре тепловых нагрузок;

- применять низкотемпературный транспорт базовой нагрузки тепловых сетей по графику: для полубазовых нагрузок ТЭЦ – 65-10° С, для пиковых нагрузок ТЭЦ – 115-10° С, для пиковых нагрузок тепловых сетей - количественно - и качественное регулирование;

- использовать полиэтиленовые трубы для невысоких температур до 95° С и невысоких давлений до 0.6 Мпа;

- применять трехтрубные системы: две трубы - отопление, третья труба- только для горячего водоснабжения;

- получать пар из сетевой воды и закрыть сотню низкоэффективных паровых котельных.

**Список использованных источников**

1. Гительман Л.Д, Ратников Б.Е. Энергетический бизнес. – М.: Дело, 2006. – 600 с.

2. Основы энергосбережения: Учеб. пособие / М.В. Самойлов, В.В. Паневчик, А.Н. Ковалев. 2-е изд., стереотип. – Мн.: БГЭУ, 2002. – 198 с.

3. Стандартизация энергопотребления - основа энергосбережения / П.П. Безруков, Е.В. Пашков, Ю.А. Церерин, М.Б. Плущевский //Стандарты и качество, 1993.

4. www.cogeneration.ru

5. www.open.by