

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРИГЕНЕРАЦИИ ДЛЯ ЗДАНИЙ В МЕГАПОЛИСАХ

Б. Н. Громов, канд. техн. наук, руководитель проектов, главный научный сотрудник АО «Газпром промгаз»; **М. А. Сердюкова**, директор инженерно-проектного центра «Энергоснабжение» АО «Газпром промгаз»; **А. Ю. Панфилов**, начальник сектора развития энергоисточников инженерно-проектного центра «Энергоснабжение» АО «Газпром промгаз»

Ключевые слова: комбинированное производство энергии, тригенерация, холодильная нагрузка, тепловая энергия

Сравним шесть схем отдельного и комбинированного производства тепловой, холодильной и электрической мощности. Каждый из вариантов энергоснабжения рассматривается в летнем и зимнем режимах. Зимний режим позволяет оценить возможность использования предлагаемого оборудования при расчетной температуре наружного воздуха для отопления. Выравнивание вариантов по объемам производства

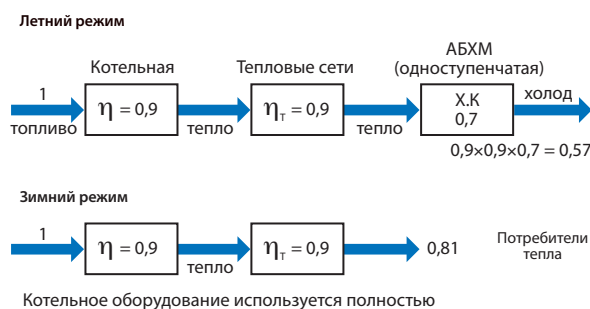
электроэнергии и тепла в летнем режиме осуществляется за счет довыработки электроэнергии на ГРЭС с КПД 37 % и потерях ЛЭП 15 %, а также производства тепла в котельных с КПД 90 % и потерях в сетях 10 %.

Общий расход топлива по каждому варианту (табл. 2) определяется как сумма расходов топлива непосредственно на установке плюс топливопотребление на замещающей ГРЭС и/или РТС.

⁵ См. начало статьи в журнале «Энергосбережение» № 1, 2016.



Схема 1 – эталонный потребитель



В качестве исходной базовой величины при сопоставлении использована относительная холодильная нагрузка $Q_{\text{хм}}$ в летнем режиме – 0,57. Данное значение получено из диаграмм потоков энергии для простейшего варианта генерации холода в одноступенчатой АБХМ, получающей сетевую воду с температурой 100–115 °С от котельной с относительным расходом топлива, равным 1.

В соответствии со значением относительной холодильной нагрузки (0,57) определены и все остальные параметры эталонного потребителя (табл. 2).

Особенности схемы 1:

- наибольший общий расход топлива, который определяется в основном довыработкой электроэнергии на ГРЭС и транспортом ее до городских районов;
- применимость при достаточно крупных (более 500 кВт) холодильных нагрузках;

■ наличие ряда технических преимуществ, которые могут обеспечить ее экономическую эффективность:

- Подключаемая к энергосистеме электрическая нагрузка сокращается на (0,17/0,68) 25 %. Снижение платы за присоединение сопоставимо со стоимостью АБХМ.
- Подключение АБХМ к тепловым сетям не потребует увеличения мощности теплоисточника и пропускной способности тепловых сетей. Требуемая тепловая мощность в зимнем режиме превышает тепловую нагрузку в летнем режиме всего лишь на 19 %. Кроме того, подключение АБХМ увеличит число часов использования установленной мощности и объем реализации тепловой энергии.
- Необходимые для работы АБХМ повышенные температуры подающей сетевой воды в неотапительный период до 100–115 °С не ухудшат тепловую экономичность котлов, однако на относительно короткий период увеличат тепловые потери в теплопроводах. При этом будет иметь место подсушка тепловой изоляции в канальных теплопроводах, которая снизит их повреждаемость и тепловые потери в отопительный период. Увеличение температуры подающей воды повысит требования к автоматике регулирования и безопасности ГВС и в любом случае обеспечит выполнение нормативных требований к температуре горячей воды (60 °С < t < 75 °С).
- Высокая температура обратной сетевой воды не отразится негативно на работе котельной, снизятся затраты на рециркуляцию котловой воды.

Таблица 2 Данные к различным схемам раздельного и комбинированного производства тепловой, холодильной и электрической мощности

Схема	Зимний режим		Летний режим				Необходимая дополнительная мощность		Расход топлива		
	N	Q _т	∑N	N _{хм}	Q _т	Q _{хм}	N	Q _т	На установке	На замещающей установке	Общий
Потребитель	0,51	1,04	0,68	0,17	0,06	0,57	0	0	-	-	-
Схема 1	0	0,81	0	0	0,06	0,57	Летний режим 0,51	Зимний режим 0,23	1,00	0,51 / (0,37 × 0,85) = 1,62	2,62
Схема 2	0	0	0,68	0,17	0	0,57	Летний режим 0,68	Зимний режим 1,04	-	0,68 / (0,37 × 0,85) = 2,16	2,16
Схема 3	0	0,45	0	0	0	0,57	0,51	Зимний режим 0,59	0,518	0,51 / (0,37 × 0,85) = 1,62	2,138
Схема 4	0,51	0,64	0,51	0	0	0,57	0	0,40	1,21 + 0,32 = 1,53	0	1,53
Схема 5	0,51	0,518	0,51	0	0	0,57	0	0,522	1,29	0	1,29

Следует отметить, однако, что подача тепла на АБХМ в неотапливаемый период не должна иметь перерывов, связанных с ремонтом теплогенерирующего и тепло-сетевого оборудования.

Исходя из условий надежности теплоснабжения, целесообразно рассмотреть вариант автономной котельной с исключением потерь в тепловых сетях.

Схема 2



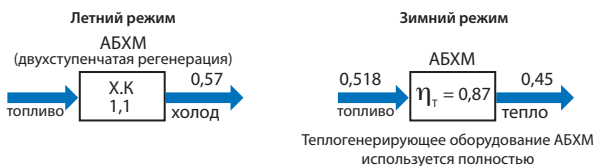
Традиционная схема 2 основана на использовании электроэнергии из энергосистемы и парокомпрессионной холодильной машины (ПКХМ). При затратах топлива 0,55 получаемая холодильная мощность составляет 0,57 (табл. 2). Очевидно, что по мере внедрения ПГУ энергетическая эффективность схемы 2 будет увеличиваться.

Схема 2 обеспечивает производство низко- и средне-температурного холода, при необходимости может частично обеспечить нагрузку ГВС за счет утилизации тепла конденсаторов с подогревом воды до 30–35 °С. Следует отметить, что на производство холода расходуется лишь 0,55 первичной энергии (25%), прочее – на производство электроэнергии.

Нулевой расход топлива в летнем режиме тем не менее не исключает необходимости подвода топлива для зимнего режима.

Наличие холодильной нагрузки обусловит увеличение летней электрической нагрузки сверх зимнего максимума. Плата за дополнительное подключение крупных агрегатов можеткратно превосходить стоимость ПКХМ в расчете на 1 кВт холодильной мощности. В зимнем режиме дополнительная электрическая нагрузка и ПКХМ не используются.

Схема 3

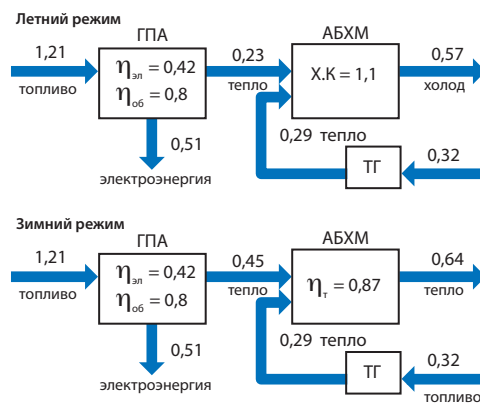


В схеме 3 задействована АБХМ с генератором высокого и низкого давления. Высокий ХК, достигающий значения 1,1, в этих установках обеспечивается за счет двухступенчатой десорбции хладагента из абсорбента.

⁶ Оптимизация этих схем выходит за пределы данной работы.

Энергетическая эффективность производства холода в схеме 3 практически равноценна значениям по схеме 2, а экономическая предпочтительность определяется отсутствием затрат на присоединение дополнительной электрической нагрузки и возможностью использования установленного холодильного оборудования в режиме теплогенератора в зимнем режиме. При том же расходе топлива (0,518) можно получить до 0,45 единицы тепла, что сокращает затраты на необходимые для зимнего режима теплогенерирующие мощности.

Схема 4



В схеме 4 используется ТЭЦ с газопоршневыми агрегатами (ГПА) с электрическим КПД ~42 % и общим коэффициентом использования топлива 80 %, а также АБХМ с холодильным коэффициентом 0,7. В схеме отсутствуют тепловые сети и, соответственно, тепловые потери в них.

Схема 4 обладает высокой эффективностью, однако труднореализуема из-за низкой температуры греющей воды после рубашки охлаждения ДВС (< 95 °С), высокой температуры обратной воды после генератора АБХМ и сложности выдачи избыточной электрической мощности в энергосистему.

Половина тепла от ГПА (выхлопные газы) имеет температуру около 450 °С, и именно эти 50 % тепла используются в АБХМ.

Во избежание производства избыточной электрической мощности в данной схеме ГПА ограничена величиной 0,51. Для компенсации тепловой мощности, необходимой для работы АБХМ, потребуется установка дополнительного теплогенератора мощностью около 0,29 с подводом к нему топлива в размере до 0,32. Общий расход топлива составляет 1,53.

Наличие двух потоков сбросного тепла от ГПА с существенно разными температурами (< 95 °С и > 450 °С) обуславливает возможность комбинаций⁶ АБХМ различного типа.

Схема 5

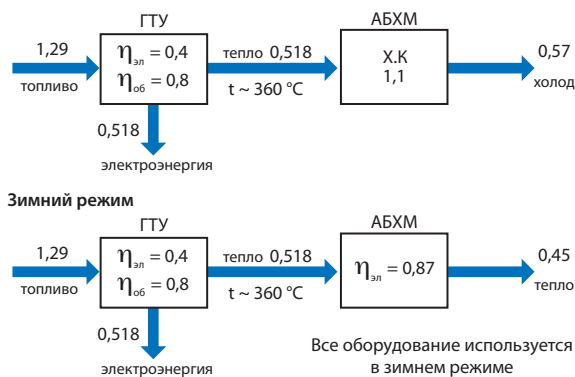
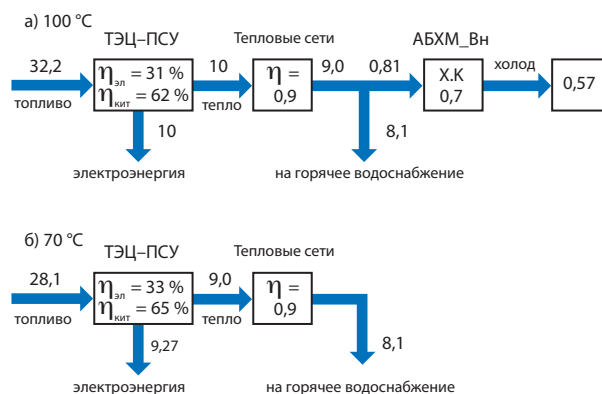


Схема 5 предусматривает использование ГТУ с внутренней регенерацией (типа Mercury 50) с КПД 40% и АБХМ с двухступенчатой регенерацией раствора. Достаточно высокая температура газов после ГТУ (более 360 °C) позволяет использовать весь поток сбросного тепла для производства холода с высоким ХК. Эта схема обеспечивает производство необходимой электрической и холодильной мощности при минимально возможном расходе топлива.

Использование обычной ГТУ с электрическим КПД, равным 30–32%, и температурой отходящих газов око-

ло 500 °C при производстве необходимой холодильной мощности не обеспечивает необходимой электрической мощности, требует подвода мощности из энергосистемы и энергетически менее эффективна.

Схема 6



В схеме 6 рассмотрена возможность и энергетическая целесообразность присоединения к тепловым сетям ТЭЦ общего пользования с турбоагрегатами Т-250-240.

Поздравляем коллектив Консорциума ЛОГИКА-ТЕПЛОЭНЕРГОМОНТАЖ с 25-летием!

Четверть века – серьезная дата, говорящая о стабильности и успешности компании. Предприятие стояло у истоков формирования отрасли коммерческого учета энергоресурсов в России. История Консорциума – это история открытий, дерзких начинаний и ярких идей, а также формирования мощной структуры и высоко-профессиональной команды единомышленников. Консорциум с честью выдержал испытание временем, добившись значительных достижений и став признанным экспертом в области энергосбережения по различным вопросам, как правовым, так и техническим.

Сегодня Консорциум ЛОГИКА-ТЕПЛОЭНЕРГОМОНТАЖ закрывает весь жизненный цикл приборов, от разработки и производства до ремонта и поверки, и обеспечивает комплексное решение задач коммерческого учета энергоносителей и энергосбережения в промышленности и коммунальном хозяйстве. Накоплен уникальный опыт реализации энергосберегающих проектов, миллионы единиц проданного оборудования, десятки тысяч обслуживаемых объектов и множество приборов, прошедших через лаборатории предприятия.

Выражаем искреннюю признательность за неизменно профессиональный подход к работе и высокое чувство ответственности. Желаем дальнейшего процветания и стабильности, достижения поставленных целей и уверенного взгляда в будущее!

Коллектив журнала «Энергосбережение»

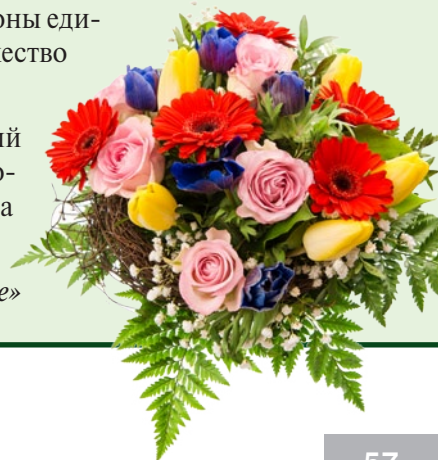


Таблица 3 Параметры режимов турбоблока Т-250-240 при давлениях, соответствующих различным температурам отбора

Показатели	Температура отбора $t_{отб}, ^\circ\text{C}$	
	80	110
Электрическая мощность, МВт	175	163
Тепловая мощность, – Гкал/ч – МВт	140 163	140 163
Расход острого пара, т/ч	620	620
Расход топлива, – т у. т./ч – МВт	64 521	64 521
Электрический КПД, %	0,336	0,313
Коэффициент использования тепла топлива	0,648	0,626

В неотапливаемый период в тепловых сетях поддерживается температура подающей сетевой воды на уровне 70–77 °С. Электрическая мощность агрегатов в этот период составляет почти 70% от номинала.

Сопоставлена энергетическая эффективность двух конкурирующих вариантов обеспечения холодильной нагрузки.

Вариант 6а предполагает повышение температуры сетевой воды от ТЭЦ до 110 °С с использованием АБХМ-Вн. Как известно, при температуре греющей воды около 75 °С холодопроизводительность агрегатов типа АБХМ-Вн падает вдвое, что практически удваивает необходимые капиталовложения и исключает возможность экономического обоснования подобной схемы.

Вариант схемы 6б предполагает сохранение режима работы ТЭЦ и обеспечение холодильной нагрузки с использованием ПКХМ.

Принято, что даже в отдаленной перспективе тепловая нагрузка АБХМ не превысит 10% от нагрузки горячего водоснабжения большого города. Для расчета были использованы данные (табл. 3) диаграммы режимов турбоблока Т-250-240 при давлениях в отборе, соответствующих температурам 80 и 110 °С.

Повышение давления в отборе обуславливает снижение общего и электрического КПД энергоблока.

Как видно из диаграмм потоков энергии (схема 6а), необходимость производства дополнительного количества тепла в размере 0,81 определяет в данном варианте и дополнительную выработку электроэнергии, хотя и с меньшим КПД.

Для выравнивания условий по вариантам 6а и 6б к последнему должен быть присоединен расход топлива:

■ на производство недовыработки электроэнергии $B = (10 - 9,27) / (0,37 \times 0,85) = 2,32$;

■ а также для производства холода $B = 0,57 / 3,3 / (0,37 \times 0,85) = 0,55$.

В результате суммарный расход топлива в схеме 6б составляет $28,1 + 2,32 + 0,55 \approx 31,0$, что меньше, чем в варианте 6а, на 1,2 единицы топлива. Это обусловлено ухудшением режима работы ТЭЦ из-за характеристик малой доли потребителей. В действительности энергетические потери будут выше из-за разницы в числе часов использования присоединенной нагрузки горячего водоснабжения в неотапливаемый период (~3 400) и холодильной нагрузки (< 500 ч).

Ежегодное прекращение теплоснабжения как минимум на 10 сут. в неотапливаемый период вряд ли стимулирует владельцев АБХМ к присоединению к крупным теплофикационным системам.

Выводы

В условиях большого города существующий и перспективный жилой фонд не может рассматриваться как объект массового централизованного холодоснабжения, в том числе на основе тригенерации.

Наиболее перспективными для обустройства автономных систем комбинированного производства холода, тепловой и электрической энергии являются вновь строящиеся крупные торгово-административные комплексы и другие сооружения с мощными системами кондиционирования воздуха. При характерных для таких объектов соотношениях тепловой, электрической (без учета ПКХМ) и холодильной нагрузок, равных соответственно 1,00; 0,50 и 0,55, наибольшую энергетическую эффективность имеют схемы с ГПА и ГТУ. Они и предлагаются к дальнейшей проработке на конкретных вновь строящихся комплексах.

При выборе основного оборудования следует исходить из необходимости покрытия расчетной холодильной нагрузки, целесообразности обеспечения всей электрической нагрузки, возможности круглогодичного использования предлагаемого для установки оборудования.

В условиях дефицита природного газа в районах строительства новых комплексов и отсутствия ограничений на присоединение к электрическим сетям могут найти применение и другие схемы энергоснабжения. Решающее значение имеет плата за присоединение к электрическим сетям, а также соотношение цен на холодильную мощность на АБХМ и ПКХМ.

Использование АБХМ при повышении температуры сетевой воды от ТЭЦ с ПТУ типа Т не приводит к энергетическому эффекту. ■



«ТЕРМОСТАТИЧЕСКИЕ СМЕСИТЕЛИ В СИСТЕМАХ ВОДОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ»

Готовятся к печати новые рекомендации АВОК «Термостатические смесители в системах водоснабжения жилых и общественных зданий». Положения настоящих рекомендаций предназначены для применения при проектировании, монтаже и эксплуатации внутренних систем водоснабжения жилых и общественных зданий.

Термостатические смесители рекомендовано применять:

- в кабинках уборных для маломобильных групп населения общественных и производственных зданий (согласно СП 59.13330.2012);
- в геронтологических центрах, домах сестринского ухода, хосписах (согласно СП 35-113-2004);
- в зданиях и помещениях медицинских организаций в палатах или шлюзах при палатах, а также во врачебных кабинетах, комнатах и кабинетах персонала, процедурных, перевязочных, в уборных, вспомогательных помещениях, в детских и психиатрических палатах (согласно СП 158.13330.2014);
- в домах-интернатах общего типа, психоневрологического типа, специальных отделениях в жилых ячейках (согласно СП 35-112-2005).

Системы водоснабжения с термостатическими смесителями обеспечивают регулирование и автоматическое поддержание температуры смешанной воды на заданном уровне независимо от изменения таких параметров, как температура горячей и холодной воды, их давление и расход на входе в смеситель. Вместе с тем применение термостатических смесителей позволяет снизить расход питьевой воды и сократить потребление тепловой энергии, затрачиваемой на нагрев горячей воды в системе водоснабжения.

