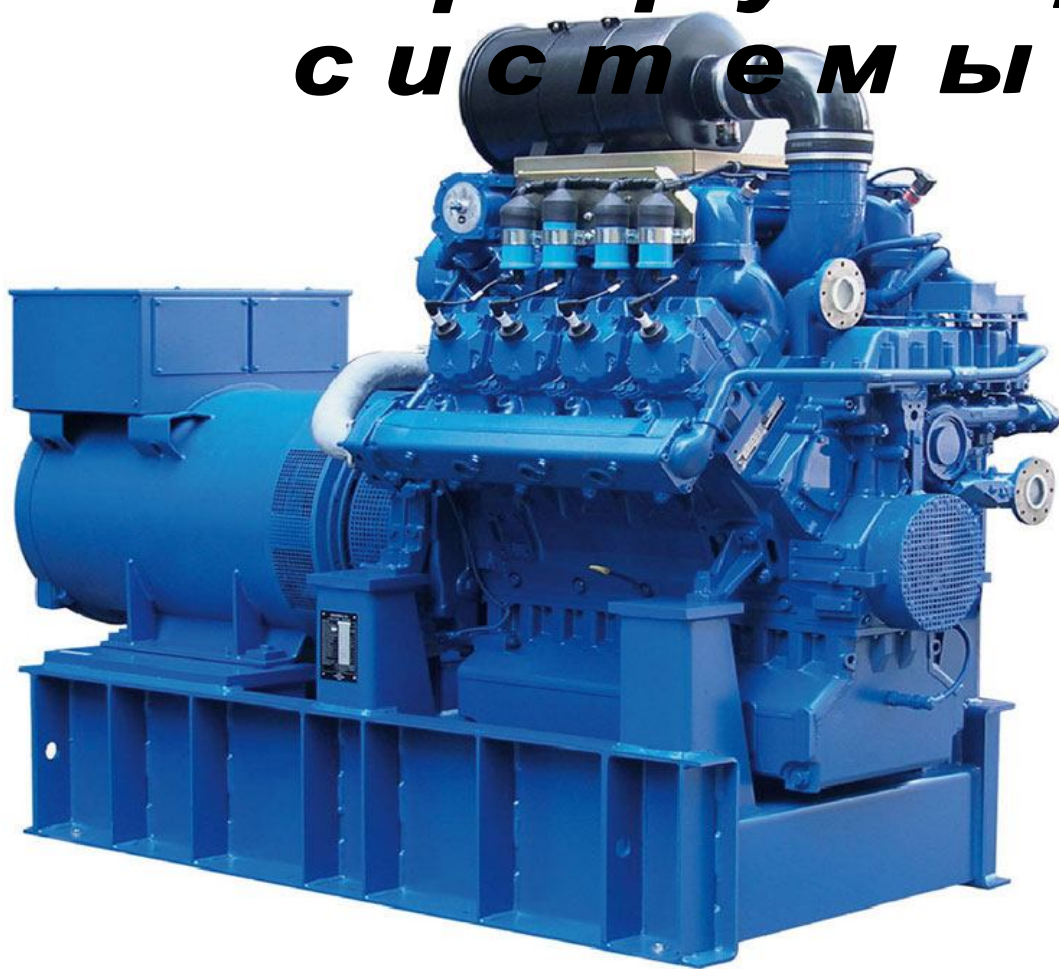


Генерирующие системы



**на базе газопоршневых и
газотурбинных установок**

Разработчик:

ООО «Энергосервисный центр» - проектирование силовой части, подготовка производства, комплексный монтаж, привязка к существующим условиям всех частей и общее руководство проектом.

ООО «НПП «Сибирский энергетический центр» - осуществление фактического выполнения работ в рамках договоров генерального подряда, с комплектацией оборудованием, материалами, сдачей в опытную и промышленную эксплуатацию, а также дальнейшее сопровождение Проекта и эксплуатации.

** При разработке данного предложения использованы материалы Интернет- ресурсов поставщиков и производителей оборудования, а также рекламные выставочные проспекты.*

Системы когенерации на основе газопоршневых и газотурбинных установок.

Содержание:

1. Введение в систему когенерации
2. Основные тенденции, термины и определения, сравнение ГПУ и ГТУ
3. История создания установок на газе, особенности использования различных видов топлива.
4. Требования безопасности к установкам
5. Производители газопоршневых и газотурбинных установок
6. Потенциальные потребители услуг (примеры использования)
7. Техничко-коммерческие предложения (техничко-экономическое обоснование) проектов
8. Стоимостные показатели работы установок
9. Заключение
10. Литература

1. Введение

В условиях постоянного роста тарифов на электрическую и тепловую энергию и активного развития промышленного комплекса России и ближнего зарубежья в целом все более актуальной становится задача надежного энергообеспечения предприятий и населения электрической и тепловой энергией. Одним из приоритетных направлений обеспечения энергетической безопасности является развитие сотовой, автономной энергетики с внедрением современных установок по комбинированной выработке тепловой и электрической энергии, в том числе газотурбинных и газопоршневых агрегатов и газогенераторов. В мировой электроэнергетике накоплен большой многолетний опыт в разработке, производстве, эксплуатации систем автономного и резервного электроснабжения на основе электростанций потребительской мощности (100-10000 кВт) с первичным поршневым двигателем, работающем на *природном газе* или пропане. Эти электростанции обладают замечательными особенностями: экологическая чистота, дешевизна электроэнергии, возможность использования получаемого при работе тепла, близость к потребителю, отсутствие необходимости в дорогостоящих ЛЭП и подстанциях. Эти электростанции легко перевозить и устанавливать. Станции мощностью до 1,5-2 МВт устанавливаются в стандартном ISO контейнере 40". Эти электростанции используются на буровых платформах и скважинах (работают на попутном газе), шахтах (работают на шахтном метане), очистных сооружениях (биогаз) как резервные, вспомогательные и основные источники электроэнергии в госпиталях, аэропортах, жилых массивах и пр. Эти электростанции имеют межремонтный ресурс 50 тыс. часов и низкую стоимость эксплуатационных расходов: расход газа - менее 0,3 м³, расход масла - менее 0,4 г. на 1 кВт-час. Стоимость электроэнергии при использовании таких установок например в условиях Санкт-Петербурга составит около 10 коп. за 1 кВт-час, включая эксплуатационные расходы. Внедрение подобных электростанций может дать существенный экономический эффект для конечного потребителя, а также обеспечит его качественным и бесперебойным электроснабжением. Работа в этом направлении находится в русле основных положений Указа Президента РФ от 28 апреля 1997 г. N 426 "Об Основных положениях структурной реформы в сферах естественных монополий". Российские компании вместе с производителями двигателей, осуществляют поставку, установку, наладку, гарантийное и послегарантийное обслуживание таких электростанций. Наряду с наличием на рынке огромного количества импортного оборудования, такие электростанции и установки производятся и в России. Стоимость новых электростанций ведущих мировых производителей **Waukesha, Cooper, Caterpillar, Cummins** и др. может составить от \$400 до \$900 за 1 кВт мощности в зависимости от комплектации. Существенную долю стоимости в импортных установках составляют системы теплообмена, аварийного охлаждения, автоматики и электрораспределения. Все эти системы могут изготавливаться и на Российских заводах, что позволит существенно понизить цену установок для потребителя. Российскому, стесненному в средствах потребителю, следует обратить внимание на мировой рынок подержанной и восстановленной техники. Так, корпорация **Cooper Cameron** активно работает на вторичном рынке газовых двигателей собственного производства. Многие компании занимаются восстановлением, ремонтом и поставкой подобной техники, которая стоит существенно дешевле новой (на 20-40%), как правило, имеет 100% ресурс и гарантии.

Американская технология восстановления двигателя состоит в следующем: коленчатый вал восстанавливается с помощью ионной технологии до номинального размера., все изнашиваемые части заменяются новыми, номинальных размеров. Никаких "ремонтных размеров" не существует. На восстановленный двигатель после испытаний выдается соответствующая международная гарантия. Деятельность фирм по продаже восстановленного оборудования активна и весьма успешна. Так международный тендер

по поставке газопоршневых электростанций для строящегося газопровода в Боливии был выигран компанией **BTI S.R.L.**, предложившей восстановленные генераторы **Waukesha**. За 1998 год. В России были установлены несколько газопоршневых машин (1МВт в г. Ступино Моск. обл., 1 МВт в Сочи, 600 кВт в Санкт-Петербурге и др.). Санкт-Петербургский 600 кВт агрегат представляет два газопоршневых генератора с двигателями **Deutz-MVM** мощностью по 300 кВт и обеспечивает электроэнергией и теплом офис "Лентрансгаза" на ст. Броневая. За последнее время заказчиками газовых электростанций стали торговые зоны, хлебопекарные предприятия, некоторые предприятия пищевой промышленности. Для потребителей, находящихся на значительном отдалении от существующих газопроводов Российские поставщики предлагают услугу по доставке жидкого метана. Так например 1 тонна жидкого метана с доставкой в радиусе 200 км. от Санкт Петербурга обходится потребителю лишь в 1 тысячу рублей. Что дает электроэнергию 2,5 раза дешевле, чем тариф Ленэнерго. Несмотря на экономический кризис и выросший курс доллара газопоршневые электрогенераторные установки являются экономически привлекательными для Российского промышленного потребителя. Окупаемость новых установок составляет от 1,5 до 6 лет работы. После планируемого в ближайшее время увеличения тарифов на электроэнергию экономическая привлекательность газовых электростанций станет еще более очевидной. Ростехнадзор России одобрил применение газовых двигателей ведущих мировых производителей на территории России.

Малая энергетика - это локальная генерация и эффективное использование ресурсов. Смысл локальной генерации в том, что энергия производится в непосредственной близости от потребителя. Очень важными причинами эффективности малой энергетике являются дешевый природный газ и высокий КПД применяемого генерирующего оборудования.

2. Основные тенденции, термины и определения

Обычный (традиционный) способ получения электричества и тепла заключается в их раздельной генерации (электростанция и котельная). При этом значительная часть энергии первичного топлива не используется, а также большое количество выработанного тепла сбрасывается в атмосферу через конденсаторы пара, градирни и т.п. Можно значительно уменьшить общее потребление топлива за счет утилизации тепла, это повышает эффективность установок с 30-50% для электростанции до 80-90% в системах, путем применения когенерации (совместного производства электроэнергии и тепла).

Когенерация есть термодинамическое производство двух или более форм полезной энергии из единственного первичного источника энергии, т.е. комбинированное производство электрической (или механической) и тепловой энергии.

Для решения вопроса когенерации используются газопоршневые и газотурбинные установки, состоящие из электрического генератора и системы утилизации тепла.

Генераторы предназначены для преобразования механической энергии вращающегося вала двигателя в электроэнергию, могут быть синхронными или асинхронными. Синхронный генератор может работать в автономном режиме или параллельно с сетью. Асинхронный генератор может работать только параллельно с

сетью.



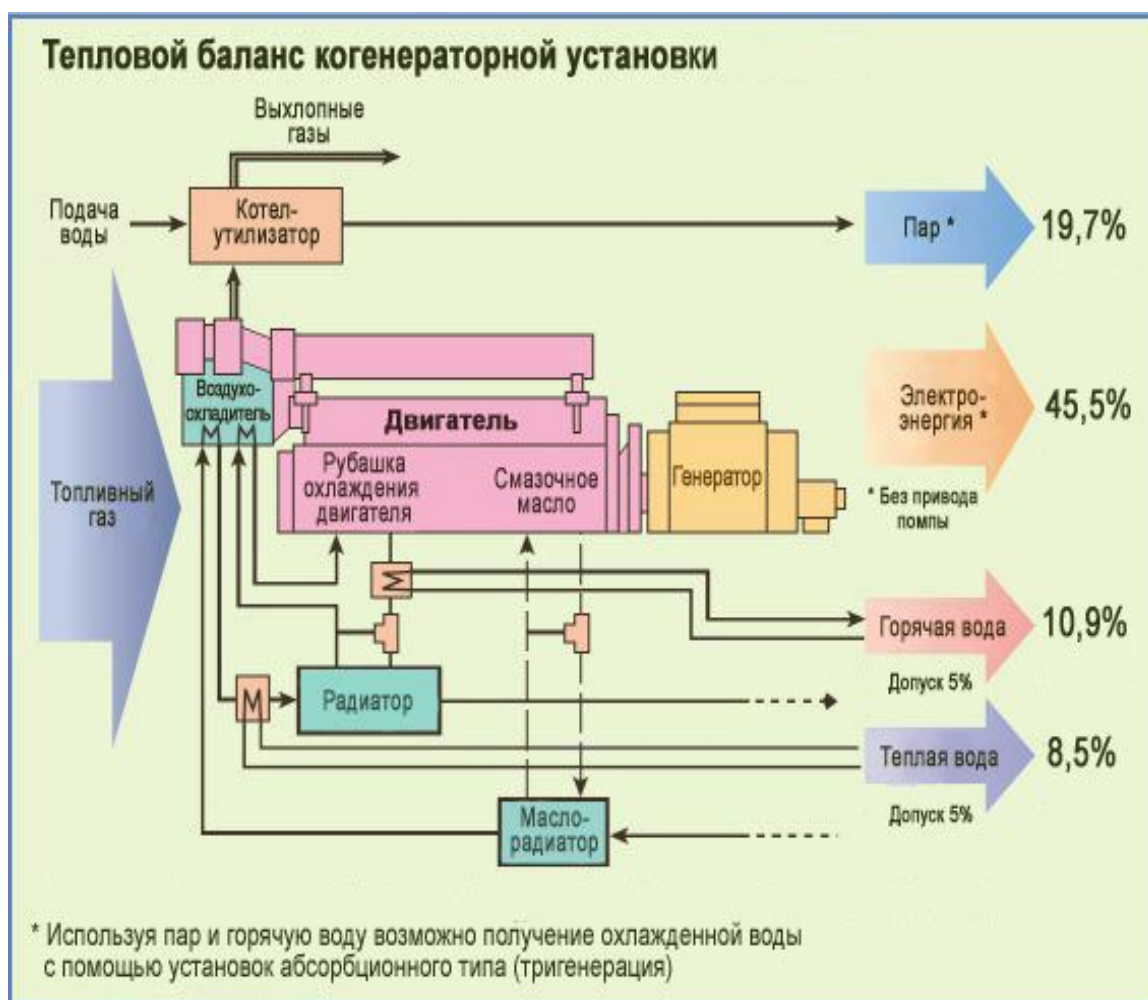
Если произошел обрыв или другие неполадки в сети, асинхронный генератор прекращает свою работу. Поэтому, для обеспечения гибкости применения распределенных когенерационных энергосистем чаще используются синхронные генераторы.

Теплоутилизатор является основным компонентом любой когенерационной системы. Принцип его работы основан на использовании энергии отходящих горячих газов двигателя электрогенератора (турбины или поршневого двигателя). Простейшая схема работы теплоутилизатора состоит в следующем: отходящие газы проходят через теплообменник, где производится перенос тепловой энергии жидкостному теплоносителю (вода, гликоль). После этого охлажденные отходящие газы выбрасываются в атмосферу, при этом их химический и количественный состав не меняется. Кроме того, в атмосферу уходит и существенная часть неиспользованной тепловой энергии. Тому существует несколько причин:

- для эффективного теплообмена температура отходящих газов должна быть выше температуры теплоносителя (не менее чем на 30°C);
- отходящие газы не должны охлаждаться до температур, при которых начинается образование водяного конденсата в дымоходах, что препятствует нормальному выходу газов в атмосферу;
- отходящие газы не должны охлаждаться до температур, при которых начинается образование кислотного конденсата, что приводит к коррозии материалов (особенно это справедливо для топлива с повышенным содержанием сероводорода);

Извлечение дополнительной энергии (скрытой теплоты водяных паров, содержащихся в выхлопных газах) возможно только путем понижения температуры отходящих газов до уровня ниже 100°C, когда водяные пары переходят в жидкую

форму. Но при этом необходимо не забывать о трех других ограничениях, указанных выше.



Из вышесказанного следует, что в качестве утилизатора тепла в когенерационной системе трудно использовать готовое типовое теплоэнергетическое оборудование. Теплоутилизатор, как правило, проектируется с учетом параметров и характеристик отходящего потока газов для каждой модели поршневого двигателя или турбогенератора и типа применяемого топлива. Многие производители двигателей имеют собственные наработки или используют продукцию своих партнеров в части утилизации тепла, что упрощает проектирование и выбор решения в большинстве случаев. Для повышения производительности тепловой части когенерационной системы утилизатор может дополняться **экономайзером** — теплообменником, обеспечивающим предварительный подогрев теплоносителя отходящими из теплоутилизатора газами до его подачи в основной теплообменник, где нагрев теплоносителя обеспечивается уже теплом отходящих газов двигателя. Позитивным моментом, связанным с использованием экономайзера, является дополнительное снижение температуры отходящих из теплоутилизатора в атмосферу газов до уровня 120°C и ниже.

Производимая же механическая энергия также может использоваться для поддержания работы вспомогательного оборудования, такого как компрессоры и насосы. Тепловая энергия может использоваться как для отопления, так и для охлаждения (тригенерация). Холод производится абсорбционным модулем, который может функционировать благодаря горячей воде, пару или горячим газам. Исследования, разработки и проекты, реализованные в течение последних 25 лет, привели к существенному усовершенствованию технологии, которая теперь действительно является зрелой и надежной. Уровень распространения когенерации в

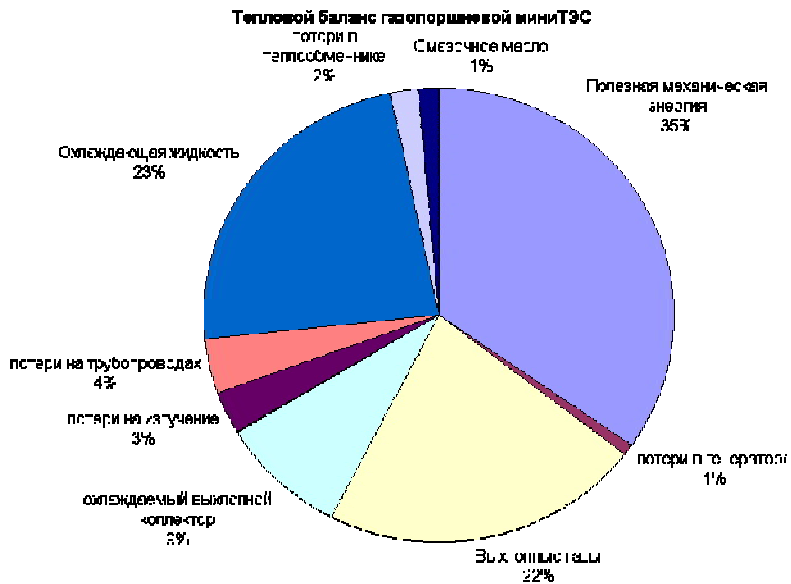
мире позволяет утверждать, что это наиболее эффективная (из существующих) технология энергообеспечения для огромной части потенциальных потребителей. Сравнение между когенерацией и отдельным производством электричества и тепла приводится в таблице 1, основанной на типичных значениях КПД.

Таблица 1

Раздельное производство электроэнергии и тепла	
<p>Топливо 100% → Электростанция → Электричество 36%</p> <p>Топливо 100% → Котел → Тепло 80%</p>	<p>Общая эффективность:</p> $\text{КПД} = \frac{36 + 80}{200} = 58\%$
Когенерация	
<p>Топливо 100% → Система когенерации → Электроэнергия 35%</p> <p>Топливо 100% → Система когенерации → Тепло 55%</p>	$\text{КПД} = \frac{35 + 55}{100} = 90\%$

Технология когенерации действительно одна из ведущих в мире. Что интересно, она прекрасно сочетает такие положительные характеристики, которые недавно считались практически несовместимыми. Наиболее важными чертами следует признать высочайшую эффективность использования топлива, более чем удовлетворительные экологические параметры, а также автономность систем когенерации.

Однако следует заметить, что качественная реализация проекта требует наличия специфических знаний и опыта, иначе значительная часть преимуществ наверняка будет потеряна. К сожалению, в России очень мало компаний, которые действительно обладают необходимой информацией и могут грамотно реализовать подобные проекты.



Для полного осмысливания систем теплоутилизации, когерентности и выработки электрической энергии с помощью газовых двигателей, окупемся на миг в терминологию.

Двигатель, энергосиловая машина, преобразующая какой-либо вид энергии в механическую работу. В зависимости от типа Д. работа может быть получена от вращающегося ротора, возвратно-поступательно движущегося поршня или от реактивного аппарата. Д. приводят в действие рабочие машины, транспортные средства сухопутного, водного, воздушного и космического назначения, производственно-технологической установки, коммунальные и бытовые приборы и т. п. Д., непосредственно преобразующие природные энергетические ресурсы (топливо, 1709 энергию ветра, воды и др.) в

механическую энергию, называются первичными (паровые, ветряные, гидравлические и др.). Наибольшую группу среди первичных Д. составляют [тепловые двигатели](#), использующие химическую энергию топлива или атомную энергию. Д., преобразующие энергию первичных Д. в механическую работу, называются вторичными (электрические, пневматические, некоторые типы гидравлических и др.). Устройства, отдающие накопленную механическую энергию, также относят к Д. (инерционные, пружинные, гиревые механизмы). По назначению Д. разделяют на стационарные, т. е. установленные неподвижно; передвижные, используемые на движущихся рабочих машинах; транспортные, применяемые на различных видах транспортных средств. Первым в истории человечества механическим Д. было водяное колесо, применявшееся для оросительных систем в странах Древнего Востока, в Египте, Китае, Индии. В средние века водяные колёса получили распространение в странах Европы как энергетическая база мануфактурного производства. В этот же период широко применялись ветряные Д. Примерно с 13 в. предпринимались попытки создания [вечного двигателя](#). Переход к машинной технике, начавшийся с середины 18 в., требовал создания Д., не зависящих от местных источников энергии (воды, ветра и т. п.). Первым Д., использующим тепловую энергию топлива, была поршневая пароатмосферная машина прерывного действия, появившаяся в конце 17 — начале 18 вв. (проекты французского физика Д. Папена и английского механика Т. Севери, усовершенствованные в дальнейшем Т. Ньюкоменом в Англии и М. Тривальдом в Швеции). Пароатмосферные Д. значительного распространения не получили. Проект универсального парового Д. был предложен в 1763 русским механиком И. И. [Ползуновым](#), который сдвоил в своей машине цилиндры, получил Д. непрерывного действия. Вполне развитую форму универсальной тепловой Д. получил в 1784 в [паровой машине](#) английского механика [Дж. Уатта](#). Внедрение паровых машин обусловило независимость размещения промышленного производства от природных источников энергии и привело к быстрому развитию промышленности на новой энергетической основе. К 1880 мощность использовавшихся в мировом хозяйстве паровых машин превысила 26 млн. *квт* (35 млн. *л. с.*). Во второй половине 19 в. в процессе дальнейшего совершенствования энергетической базы производства были созданы два новых типа тепловых Д.: [паровая турбина](#) и [двигатель внутреннего сгорания](#) (Д. в. с.). В паровых турбинах, получивших распространение после 1884 (патенты английского учёного Ч. Парсонса, шведского изобретателя К. Лавалья), энергия пара преобразуется в энергию вращающегося вала без кривошипно-шатунного механизма. Паровые турбины открыли широкие возможности наращивания мощности единичного агрегата и стали основным Д. крупных электрических станций. С начала 20 в. мощность паровых турбин непрерывно увеличивается, достигнув в 60-х гг. 20 в. 1200 *Мвт* в одном агрегате.

Первый практически пригодный Д. в. с. был сконструирован в 1860 французским механиком Э. Ленуаром. В 1876 Н. Отто в Германии создал более совершенный 4-тактный газовый Д. По сравнению с паровой машиной Д. в. с., освобожденный от парокотельного агрегата, имел более высокий КПД, был более простым и компактным Д. В 1897 немецкий инженер Р. [Дизель](#), работая над повышением эффективности Д., предложил Д. в. с. с воспламенением от сжатия (см. [Дизель](#)). Дальнейшее усовершенствование этого Д. позволило применить в качестве дешёвого топлива нефть, в результате чего Д. в. с. становится экономичным стационарным Д. В то же время Д. в. с. получает широкое распространение на транспорте. В 60-е гг. 20 в. около 80% суммарной мощности всех существующих Д. падает на долю транспортных (см. [Автомобильный двигатель](#), [Судовой двигатель](#)). Например, общая мощность автомобильных Д. во всех странах мира превысила 11 млрд. *квт* (15 млрд. *л. с.*). Параллельно с развитием тепловых Д. совершенствовалась конструкция первичных гидравлических Д., особенно гидротурбин (проекты французского инженера Б. Фурнерона, американского А. Пелтона, австрийского В. Каплана и др.). Создание мощных гидротурбин позволило строить

гидроэнергетические агрегаты большой мощности (до 600 *Мвт*) и создавать крупные ГЭС в местностях, где имеются большие реки, водопады и т. п.

Газовый двигатель, двигатель внутреннего сгорания, работающий на газообразном топливе: природном и нефтяном (попутном) газах, а также сжиженном газе (пропано-бутановая смесь), доменных, генераторных и др. газах. Преимущества данного двигателя перед жидкотопливными: значительно меньший износ основных деталей благодаря более совершенному смесеобразованию и сгоранию; отсутствие в выхлопных газах вредных примесей; возможность применения более высокой степени сжатия, чем в двигателях, работающих на бензине. Эффективный КПД современных стационарных газовых двигателей достигает 42%.

Наиболее распространены двигатели, работающие по циклу дизеля.



Важнейшие сдвиги в развитии энергетической базы промышленного производства были связаны с изобретением и применением [двигателей электрических](#). В 1831 английский физик М. Фарадей открыл явление электромагнитной индукции, а в 1834 русский учёный Б. С. Якоби создал первый электрический Д. постоянного тока, пригодный для практических целей. Однако только с 70-х гг. 19 в. Д. постоянного тока получают широкое применение благодаря созданию источников дешёвой электроэнергии (генераторов постоянного тока) и усовершенствованию конструкции Д. электротехниками А. Пачинотти в Италии и З. [Граммом](#) в Бельгии. В 1888—89 русский инженер М. О. [Доливо-Добровольский](#) создал трёхфазную короткозамкнутую асинхронную электрическую машину (см. [Асинхронный электродвигатель](#)). В последующие годы конструкция электрических машин совершенствовалась, были созданы электрические Д. в широком диапазоне мощностей — от долей *вт* до десятков *Мвт*. Асинхронные электрические Д. просты в изготовлении, надёжны в эксплуатации, что обусловило их широкое распространение в промышленности. [Электропривод](#) в 20 в. стал основным фактором развития энергетики, обусловив постепенное её расчленение на две самостоятельные системы. Первичные Д. (например, турбогенераторы, гидрогенераторы) концентрируются преимущественно на тепловых электростанциях и ГЭС, а электрические

Д. образуют параллельную систему конечных приёмников тока, установленных на предприятиях различных отраслей народного хозяйства. Электрические Д. получают также широкое применение в бытовом обслуживании (швейные, стиральные, кухонные машины, холодильники, электробритвы и т. п.).

В первой половине 20 в. были созданы новые типы практически пригодных тепловых Д. — [газовая турбина](#), [реактивный двигатель](#), [ядерная силовая установка](#). Газовые турбины стали основой авиационного двигателестроения (см. [Авиационный двигатель](#)), распространяются в локомотивостроении (газотурбовозы), на автомобилях и т. д. Реактивные Д. позволяют реализовать огромные мощности в одном агрегате. Суммарная мощность Д. ракеты, которая в 1961 вывела на орбиту первый космический корабль «Восток», пилотируемый Ю. А. [Гагариным](#), составляла 14 млн. *квт* (около 20 млн. *л. с.*), что примерно равно мощности всех электростанций СССР в 1948. Мощность Д. ракеты-носителя «Протон» (1965—68) превышала 45 млн. *квт* (около 60 млн. *л. с.*) (см. также [Ракетный двигатель](#)).

В промышленности СССР свыше 85% мощности сосредоточено в электрических Д. и установках. В сельском хозяйстве в 1968 на долю Д. в. с. приходилось около 90% общей мощности Д. (см. [Тракторный двигатель](#)). Мощность Д. в народном хозяйстве СССР непрерывно растет. В 1967 мощность выпущенных Д. увеличилась по сравнению с 1960 в 1,8 раза и составила по паровым и гидравлическим турбинам 14,7 млн. *квт*, по дизелям (без автотракторных) 11 млн. *квт*. В том же 1967 было выпущено свыше 5 млн. электрических Д. суммарной мощностью около 30 млн. *квт*.

Для обеспечения сложных по режиму условий работы применяется комбинирование Д. различных типов, например паровые турбины устанавливаются совместно с Д. в. с. или газовыми турбинами, разрабатываются проекты комбинированных ракетных Д., в которых сочетаются реактивные и жидкостные ракетные Д. (например, турборакетные или ракетно-прямоточные).

Рост энергосистем, комплексная механизация и автоматизация производства, совершенствование транспорта, расширение космических исследований определяют пути дальнейшего развития Д. Непрерывно увеличивается мощность первичных Д. электрических станций, совершенствуется их конструкция, ведутся работы по созданию установок термоядерного синтеза, Д. внешнего сгорания, новых типов ракетных двигателей (ионных, плазменных, фотонных и др.). Для транспортного двигателестроения важными являются работы по созданию экономичных роторных беспоршневых и роторно-поршневых Д. в. с. (см., например, [Ванкеля двигатель](#)), электрических автомобильных и малогабаритных атомных Д. За рубежом (США) ведутся работы по использованию для автомобильного транспорта Д. внешнего сгорания (см. [Стирлинга двигатель](#)) в комбинации с электрическим Д. Важнейшим направлением развития энергетической техники во второй половине 20 в. является преобразование химической и тепловой энергии топлива при помощи [топливных элементов](#) и [магнетогидродинамических генераторов](#) непосредственно в электрический ток для питания Д. Развитие атомной энергетики, реактивной техники, безмашинных генераторов тока в соединении с Д. большой мощности откроет новые перспективы в развитии производительных сил общества.

Дизель (Diesel) Рудольф (18.3.1858, Париж, — 29.9.1913), немецкий инженер, известен как создатель двигателя внутреннего сгорания с воспламенением от сжатия (см. [Дизель](#)). В 1878 окончил высшую Политехническую школу в Мюнхене. В патентах 1892 и 1893 Д. выдвинул идею создания двигателя внутреннего сгорания, работающего по циклу, близкому к идеальному [Карно циклу](#), в котором наивысшая температура достигалась сжатием чистого воздуха до 25 Мн/м^2 (250 кгс/см^2). В 1897 в Аугсбурге Д. построил двигатель, основанный на принципе предварительного сжатия воздуха и

самовоспламенения топлива, подаваемого в цилиндр в конце такта сжатия. Двигатель отличался сравнительно высоким кпд, но работал на дорогостоящем керосине, имел ряд конструктивных дефектов. После некоторых усовершенствований, внесённых в 1898—99, двигатель стал надёжно работать на дешёвом топливе — нефти и получил широкое распространение в промышленности и на транспорте (см. [Автомобильный двигатель](#), [Судовой двигатель](#), [Тракторный двигатель](#), [Дизельная электростанция](#)). Д. утонул в Ла-Манше **Карно цикл**, обратимый круговой процесс, в котором совершается превращение теплоты в работу (или работы в теплоту). К. ц. состоит из последовательно чередующихся двух изотермических и двух адиабатных процессов. Впервые рассмотрен французским учёным Н. Л. С. Карно (1824) как идеальный рабочий цикл теплового двигателя. Превращение теплоты в работу сопровождается переносом рабочим телом двигателя определённого количества теплоты от более нагретого тела (нагревателя) к менее нагретому (холодильнику).

Автомобильный двигатель. Для автомобилей могут быть применены тепловые (внутреннего сгорания и паровые) и электрические двигатели. Подавляющее большинство А. д. являются поршневыми двигателями внутреннего сгорания (ПДВС). По рабочему процессу автомобильные ПДВС делятся на четырёх- и двухтактные, а по способу воспламенения горючего — на двигатели с искровым воспламенением (называемые также карбюраторными или бензиновыми) и с самовоспламенением в воздухе высокой температуры, сжимаемом в цилиндрах двигателя (дизели). В цилиндры карбюраторных ПДВС поступает горючая смесь, состоящая из паров бензина и воздуха, приготовляемая в [карбюраторе](#). Существуют также ПДВС, которые не имеют карбюратора и снабжены устройством для непосредственного впрыскивания топлива во впускной трубопровод или в цилиндр двигателя. По характеру протекания рабочего цикла эти двигатели не отличаются от карбюраторных. У дизелей топливо с воздухом смешивается внутри цилиндров, в которые дизельное топливо впрыскивается в распылённом виде через форсунки насосом высокого давления. А. д. различаются по числу и расположению цилиндров (рядные, V-образные и др.), расположению клапанов (верхнее и нижнее), рабочему объёму (литражу) цилиндров, типу охлаждения (жидкостное и воздушное), по назначению и т. п. Для современных легковых, а также малых и средних грузовых автомобилей применяются преимущественно четырёхтактные верхнеклапанные карбюраторные ПДВС с жидкостным охлаждением. Дизели, работающие на более дешёвом, чем бензин, топливе и превосходящие карбюраторные двигатели по топливной экономичности и долговечности (но уступающие им по простоте конструкции и первоначальной стоимости, литровой мощности, пусковым качествам, бездымности работы), используются преимущественно для тяжёлых грузовых автомобилей и многоместных автобусов. Однако по таким важным параметрам, как удельная масса ($кг/квт$ или $кг/л. с.$), компактность, бесшумность, современные быстроходные дизели вплотную приблизились к карбюраторным двигателям. В связи с этим благодаря повышению литровой мощности, дизели в последнем десятилетии стали применяться также на лёгких грузовых автомобилях и даже на легковых автомобилях.

Современные четырёхтактные ПДВС (*рис. 1, 2*) состоят из блока цилиндров, выполняемого обычно вместе с картером, головки цилиндров, поршней с уплотнителями и маслосбрасывающими кольцами, шатунов, коленчатого вала, маховика, распределительного (кулачкового) вала, впускных и выпускных клапанов с пружинами, деталей привода клапанов (коромысла, толкатели), передачи, связывающей коленчатый вал с распределительным валом, запальных свечей или топливных форсунок и др. Они оборудуются радиатором и вентилятором системы охлаждения, насосами для принудительной циркуляции смазочного масла и охлаждающей жидкости и для подачи топлива из бака, а также топливными, масляными и воздушными фильтрами, пусковым стартером, трубопроводами для воздуха, газа, топлива, масла и охлаждающей жидкости,

автоматами, управляющими частотой вращения коленчатого вала и температурой охлаждающей жидкости и горючей смеси.

Мощность современных (1968) карбюраторных ПДВС легковых автомобилей 15—310 *квт* (20—425 *л. с.*), рабочий объём цилиндров от 0,35 до 7,6 *л*, степень сжатия 7—11, максимальная частота вращения коленчатого вала 4000—6000 *об/мин*, литровая мощность 22—50 *квт/л* (30—70 *л. с./л*), удельная масса 1,1—4 *кг/квт* (0,8—3 *кг/л. с.*) и минимальный удельный расход топлива до 270 *г/(квт·ч)* [200 *г/(л. с.·ч)*], срок службы до первого капитального ремонта соответствует пробегу автомобиля в 75—150 тыс. *км* и более; у ПДВС спортивных и гоночных автомобилей частота вращения коленчатого вала достигает 10000—12000 *об/мин*, литровая мощность иногда превышает 150 *квт/л* (200 *л. с./л*), у карбюраторных ПДВС, применяемых для грузовых автомобилей, мощность не превышает 220 *квт* (300 *л. с.*), рабочий объём цилиндров составляет 1,5—9,5 *л*, степень сжатия 6,5—8,5, максимальная частота вращения коленчатого вала 2500—4000 *об/мин*. Дизельные ПДВС имеют мощность 30—620 *квт* (40—850 *л. с.*), рабочий объём цилиндров 1,5—40 *л*, степень сжатия 15—24, максимальную частоту вращения коленчатого вала 2000—5000 *об/мин*, литровую мощность 11—23 *квт/л* (15—35 *л. с./л*), удельную массу 3,4—6,8 *кг/квт* (2,5—5 *кг/л. с.*), минимальный удельный расход топлива 205—210 *г/(квт·ч)* [150—155 *г/(л. с.·ч)*], срок службы до первого капитального ремонта соответствует пробегу автомобиля в 150—300 тыс. *км*.

Дальнейшее развитие А. д. предусматривает рост мощности, долговечности, уменьшение габаритов и сокращение содержания вредных компонентов в составе отработавших газов. Увеличение мощности в основном достигается повышением частоты вращения коленчатого вала у карбюраторных двигателей и применением наддува у дизелей. Кроме того, у бензиновых двигателей увеличивается степень сжатия и частично возможна замена карбюратора системой принудительного впрыскивания топлива. Перспективна замена обычных ПДВС на некоторых легковых автомобилях и лёгких грузовых автомобилях более лёгкими и компактными роторно-поршневыми двигателями (см. [Роторный двигатель](#)). В случае решения проблемы топливной экономичности [газотурбинных двигателей](#) без существенного усложнения их конструкции они могут получить широкое распространение при мощностях 750 *квт* (1000 *л. с.*) и более. Создание лёгких и компактных аккумуляторов позволит заменить ПДВС на автомобилях, работающих в городах, электродвигателями (см. также [Двигатель внутреннего сгорания и Автомобиль](#)).

Основные показатели современных отечественных автомобильных ПДВС приведены в таблице.

Основные показатели современных отечественных автомобильных двигателей

Показатели	Карбюраторные двигатели											Дизели		
	МеМ 3 968	ВАЗ 210 1	МЗМ А 408	МЗМ А 412	ЗМЗ 21А	ЗМЗ 24	ЗМЗ 13	ЗМЗ 53А	ЗИЛ 114	ЗИЛ 130	ЗИЛ 375	ЯМЗ 236	ЯМЗ 238	ЯМЗ 240
Число цилиндров	4	4	4	4	4	4	8	8	8	8	8	6	8	12
Рабочий объём цилиндра, <i>л</i>	1,2	1,2	1,36	1,5	2,45	2,45	5,53	4,25	7	6	7	11,1 5	14,86	22,3
Диаметр цилиндра, <i>мм</i>	76	76	76	82	92	92	100	92	108	100	108	130	130	130
Ход	66	66	75	70	92	92	88	80	95	95	95	140	140	140

поршня, мм														
Степень сжатия	7	8,8	7	9	6,7	8,8	8,5	6,7	9	6,5	6,5	16,5	16,5	16,5
Макс. мощность, квт	32	44	37	55	53	72	143	85	220	110	132	132	177/235*	265/385*
л. с.	43	60	50	75	72	98	195	115	300	150	180	180	240/320*	360/520*
Макс. частота вращения коленчатого вала, об/мин														
	4200	5600	4750	5800	4000	4500	4400	3200	4300	3100	3200	2100	2100	2100
Миним. удельный расход топлива, г/(квт.·ч.)	333	286	313	286	313	306	306	324	286	320	320	238	238	238
г/(л. с.·ч)	245	210	230	210	230	225	225	238	210	235	235	175	175	175

• В знаменателе мощность при наддуве.

Газовая турбина, тепловой двигатель непрерывного действия, в лопаточном аппарате которого энергия сжатого и нагретого газа преобразуется в механическую работу на валу. Нагревание сжатого газа может осуществляться в камере сгорания, ядерном реакторе и др. Первые Г. т. появились в конце 19 в. как часть [газотурбинного двигателя](#) и по конструктивному выполнению были близки к [паровой турбине](#). Г. т. представляет собой ряд последовательно расположенных неподвижных лопаточных венцов соплового аппарата и вращающихся венцов рабочего колеса, образующих её проточную часть. Сопловой аппарат в сочетании с рабочим колесом составляет ступень турбины. Ступень состоит из статора, в который входят неподвижные детали (корпус, сопловые лопатки, бандажные кольца), и ротора, представляющего собой совокупность вращающихся частей (рабочие лопатки, диски, вал).

Г. т. классифицируют по направлению газового потока, количеству ступеней, способу использования теплоперепада и способу подвода газа к рабочему колесу. По направлению газового потока различают Г. т. осевые (наиболее распространены) и радиальные, а также диагональные и тангенциальные. В осевых газовых турбинах (*рис.*) поток в меридиональном сечении движется в основном вдоль оси турбины, в радиальных турбинах — перпендикулярно оси. Радиальные турбины могут быть центробежными и центробежными. В диагональной турбине газ течёт под некоторым углом к оси вращения турбины. Рабочее колесо тангенциальной турбины не имеет лопаток, такие турбины применяются при очень малом расходе газа, например в приборах. Г. т. бывают одноступенчатые и многоступенчатые. Число ступеней определяется назначением турбины, её конструктивной схемой, мощностью, развиваемой одной ступенью, а также срабатываемым перепадом давления. По способу использования располагаемого теплоперепада различают турбины со ступенями скорости, в рабочем колесе которых происходит только поворот потока, без изменения давления (активные турбины), и турбины со ступенями давления, в которых давление уменьшается как в сопловых аппаратах, так и на рабочих лопатках (реактивные турбины). Газ может подводиться к рабочему колесу по части окружности соплового аппарата (парциальные Г. т.) или по полной его окружности.

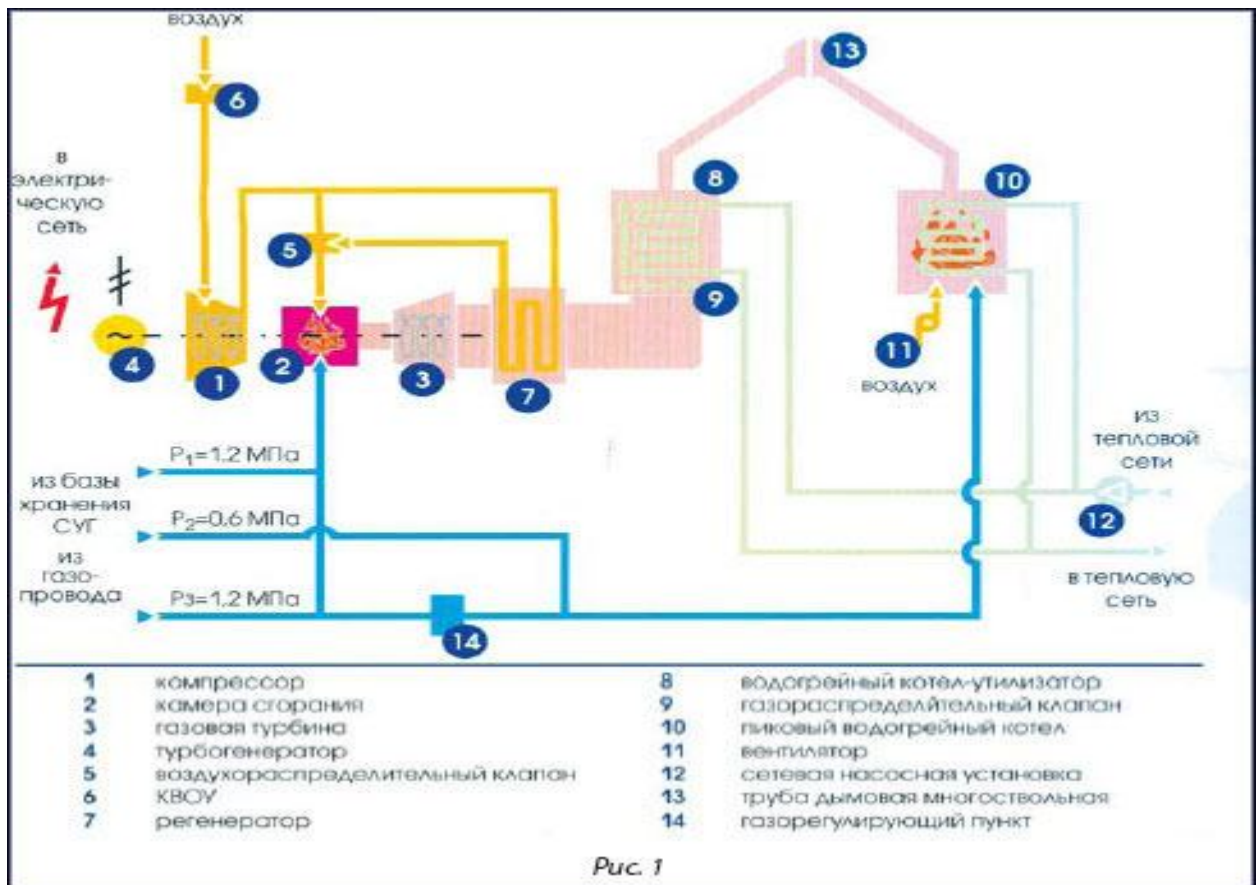
Процесс преобразования энергии в многоступенчатой турбине состоит из ряда последовательных процессов в отдельных ступенях. Сжатый и подогретый газ с начальной скоростью поступает в межлопаточные каналы соплового аппарата, где в процессе расширения происходит преобразование части располагаемого теплоперепада в кинетическую энергию вытекающей струи. Дальнейшее расширение газа и преобразование теплоперепада в полезную работу происходит в межлопаточных каналах рабочего колеса. Поток газа, действуя на рабочие лопатки, создаёт крутящий момент на валу турбины. При этом абсолютная скорость газа уменьшается. Чем меньше эта скорость, тем большая часть располагаемой энергии газа преобразуется в механическую работу на валу турбины. Рабочие лопатки воспринимают усилия, возникающие как вследствие изменения направления скорости газа, обтекающего их (активное действие потока), так и в результате ускорения потока газа при его относительном движении в межлопаточных каналах (реактивное действие потока).

Совершенство Г. т. характеризуется эффективным кпд, представляющим собой отношение работы, снимаемой с вала, к располагаемой энергии газа перед турбиной. Эффективный кпд современных многоступенчатых турбин достигает 0,92—0,94.

Большой вклад в развитие Г. т. внесли советские учёные Б. С. Стечкин, Н. Р. Брилинг, В. В. Уваров, Г. С. Жирицкий, К. В. Холщевиков, И. И. Кириллов и др. Значительных успехов в создании Г. т. для стационарных и передвижных газотурбинных установок достигли зарубежные фирмы (швейцарская «Броун-Бовери», в которой работал известный словацкий учёный А. Стодола, и «Зульцер», американская «Дженерал электрик» и др.).

Дальнейшее развитие Г. т. зависит от возможности повышения температуры газа перед турбиной, что связано с созданием жаропрочных материалов и надёжных систем охлаждения лопаток, совершенствования проточной части и др.

Газотурбинный двигатель (ГТД), тепловой двигатель, в котором газ сжимается и нагревается, а затем энергия сжатого и нагретого газа преобразуется в механическую работу на валу газовой турбины. Рабочий процесс ГТД может осуществляться с непрерывным сгоранием топлива при постоянном давлении или с прерывистым сгоранием топлива при постоянном объёме. Функциональная схема газотурбинной установки представлена на рис. 1



В 1791 английский изобретатель Дж. Барбер впервые предложил идею создания ГТД с газогенератором, поршневым компрессором, камерой сгорания и газовой турбиной. Русский инженер П. Д. Кузьминский в 1892 разработал проект, а в 1900 построил ГТД со сгоранием топлива при постоянном давлении, предназначенный для небольшого катера. В этом ГТД была применена многоступенчатая газовая турбина. Испытания не были завершены из-за смерти Кузьминского. В 1900—04 немецкий инженер Ф. Штольце пытался создать ГТД, но неудачно. В 1906 французский инженер Р. Арманго и Ш. Лемаль построили ГТД, работавший на керосине, со сгоранием топлива при постоянном давлении, но из-за низкого КПД он не получил промышленного применения. В 1906 русский инженер В. В. Караводин спроектировал, а в 1908 построил бескомпрессорный ГТД с 4 камерами прерывистого сгорания и газовой турбиной, который при 10 000 об/мин развивал мощность 1,2 кВт (1,6 л. с.). В 1908 по проекту немецкого инженера Х. Хольцварта был построен ГТД прерывистого горения. К 1933 КПД ГТД с прерывистым горением составлял 24%, однако они не нашли широкого промышленного применения. В России в 1909 инженер Н. В. Герасимов получил патент на ГТД, который был использован им для создания реактивной тяги (турбореактивный ГТД); в 1913 М. Н. Никольской спроектировал ГТД мощностью 120 кВт (160 л. с.) с трёхступенчатой газовой турбиной; в 1923 В. И. Базаров предложил схему ГТД, близкую к схемам современных турбовинтовых двигателей; в 1930 В. В. Уваров при участии Н. Р. Брилинга спроектировал, а в 1936 построил ГТД с центробежным компрессором. В 30-е гг. большой вклад в создание авиационных ГТД внесли советский конструктор А. М. Льюлька (ныне академик АН СССР), английский изобретатель Ф. Уиттл, немецкий инженер Л. Франц и др. В 1939 в Швейцарии был построен и испытан ГТД мощностью 4000 кВт (5400 л. с.). Его создателем был словацкий учёный А. Стодола. В 1939 в Харькове, в лаборатории, руководимой В. М. Маковским, изготовлен ГТД мощностью 736 кВт (1000 л. с.). В качестве топлива использован газ, получаемый при подземной газификации угля. Испытания этого ГТД в Горловке были прерваны Великой Отечественной войной. Большой вклад в развитие и совершенствование ГТД внесли советские учёные и

конструкторы: А. Г. Ивченко, В. Я. Климов, Н. Д. Кузнецов, И. И. Кулагин, Т. М. Мелькумов, А. А. Микулин, Б. С. Стечкин, С. К. Туманский, Я. И. Шнеэ, Л. А. Шубенко—Шубин и др. За рубежом в 40-е гг. над созданием ГТД работали фирмы «Юнкерс», «БМВ» (Германия), «Бристол Сидли», «Роллс-Ройс» (Великобритания), «Дженерал электрик» и «Дженерал моторс» (США), «Рато» (Франция) и др.

Наибольшее промышленное применение получили ГТД с непрерывным сгоранием топлива при постоянном давлении. В таком ГТД (*рис. 1*) сжатый атмосферный воздух из компрессора поступает в камеру сгорания, туда же подаётся топливо, которое, сгорая, нагревает воздух; затем в газовой турбине энергия газообразных продуктов сгорания преобразуется в механическую работу, большая часть которой расходуется на сжатие воздуха в компрессоре. Остальная часть работы передаётся на приводимый агрегат. Работа, потребляемая этим агрегатом, является полезной работой ГТД.

Экономичность ГТД характеризуется его эффективным кпд, который представляет собой отношение полезной работы к количеству тепла, затраченного на создание этой работы.

В современных ГТД кпд компрессоров и турбин соответственно составляет 0,88—0,9 и 0,9—0,92. температура газа перед турбиной в транспортных и стационарных ГТД составляет 1100—1200 К, а в авиационных достигает 1600 К. Достижение таких температур стало возможным благодаря изготовлению деталей ГТД из жаропрочных материалов и применению охлаждения его элементов. При достигнутом совершенстве проточной части и температуре газов 1000 К кпд двигателя, работающего по простейшей схеме, не превышает 25%. Для повышения кпд тепло, содержащееся в выходящем из турбины газе, используется в рабочем цикле ГТД для подогрева сжатого воздуха, поступающего в камеру сгорания. Теплообмен между отходящими газами и сжатым воздухом, поступающим в камеру сгорания, происходит в регенеративных теплообменниках, а рабочий процесс ГТД, в котором утилизируется тепло выходящих из турбины газов, называется регенеративным. Повышению кпд способствуют также подогрев газа в процессе его расширения в турбине, совместно с использованием тепла выходящих газов, и охлаждение воздуха в процессе его сжатия в компрессоре. При этом полезная работа возрастает благодаря увеличению работы развиваемой турбиной, и уменьшению работы, потребляемой компрессором. Схема такого ГТД в 30-е гг. была предложена советским учёным Г. И. Зотиковым. Компрессор и турбина низкого давления находятся на одном валу, который не связан с валом привода, например, генератора, гребного винта. Их частота вращения может изменяться в зависимости от режима работы, что существенно улучшает экономичность ГТД при частичных нагрузках.

ГТД могут работать на газообразном топливе (природном газе, попутных и побочных горючих газах, газогенераторных газах, газах доменных и сажевых печей и подземной газификации); на жидком топливе (керосине, газойле, дизельном топливе, мазуте); твёрдом топливе (угольной и торфяной пыли). Тяжёлые жидкие и твёрдые топлива находят применение в ГТД, работающих по полузакрывному и закрытому циклу. В ГТД закрытого цикла рабочее тело после совершения работы в турбине не выбрасывается, а участвует в следующем цикле. Такие ГТД позволяют увеличивать единичную мощность и использовать в них ядерное топливо. ГТД нашли широкое применение в авиации (см. [Авиационный двигатель](#)) в качестве основных двигателей силовых установок самолётов, вертолётных, беспилотных летательных аппаратов и т. п. ГТД используют на тепловых электростанциях для привода электрогенераторов; на передвижных электростанциях, например в энергопоездах; для привода компрессоров (воздушных и газовых) с одновременной выработкой электрической и тепловой энергии в нефтяной, газовой, металлургической и химической промышленности; в качестве тяговых двигателей газотурбовозов, автобусов, легковых и грузовых автомобилей, гусеничных тракторов, танков; как силовые установки кораблей, катеров, подводных лодок и для

привода вспомогательных машин и механизмов (лебёдок, насосов и др.); на объектах военной техники в качестве энергетических и тяговых силовых установок. Область применения ГТД расширяется. В 1956 мощность ГТД во всём мире составила 900 *Мвт*, к 1958 она превысила 2000 *Мвт*, а к началу 1968 достигла 40 000 *Мвт* (без авиации и военной техники). Наибольшая единичная мощность выпускаемых в СССР ГТД составляет 100 *Мвт* (1969). Достигнутый эффективный КПД двигателей — 35%.

Развитие ГТД идёт по пути совершенствования его элементов (компрессора, турбины, камеры сгорания, теплообменников и др.), повышения температуры и давления газа перед турбиной, а также применения комбинированных силовых установок с паровыми турбинами и свободнопоршневыми генераторами газа. Эксплуатация таких установок в стационарной энергетике и на транспорте показала, что при утилизации тепла отходящих газов и высоком совершенстве основных элементов их эффективный КПД достигает 42—45%.

Газотурбинная электростанция, тепловая электростанция, в которой в качестве привода электрического генератора используется [газовая турбина](#). Г. э. появились как станции, работающие на продуктах [подземной газификации углей](#). Первая такая Г. э. в СССР — Шатская буроголивая подземногазовая электростанция (Тульская обл.) — была сооружена в районе залегания высокозолевого и влажного бурого угля. Угольные Г. э. широкого применения не получили главным образом из-за быстрого износа лопаток газовых турбин под воздействием содержащихся в газах частиц угля.

В 50—60-х гг. 20 в. в мировой практике получили широкое распространение Г. э. с [газотурбинными двигателями](#). Их суммарная мощность к 1970 превысила 2000 *Мвт*. Так, в США и Великобритании тепловые блоки мощностью свыше 500 *Мвт*, как правило, снабжаются газотурбинными установками мощностью 25—35 *Мвт* для покрытия нагрузок в часы «пик». Получили также распространение автоматические Г. э. на базе авиационных турбин с 2—4 газовыми турбоагрегатами (каждый мощностью 10—20 *Мвт*). Конструктивно Г. э. могут быть размещены на полуприцепах-фургонах или железнодорожных платформах и использованы в местах новых разрабатываемых месторождений полезных ископаемых, особенно в районах месторождений нефти, где Г. э. могут работать на попутном газе, или в районах строительства в качестве временных электростанций. Г. э. могут также служить резервными источниками мощности, включаемыми в случае возникновения в энергосистемах аварийных ситуаций. Г. э., предназначенные для покрытия нагрузок в часы «пик», имеют облегчённую тепловую схему без-регенерационного типа, КПД порядка 20—25%; стоимость установленного *квт* таких электростанций составляет примерно 50% стоимости установленного *квт* современной ТЭС. Г. э. имеют, как правило, высокую степень автоматизации и дистанционное управление. Пуск станции и приём нагрузки, а также работа вспомогательного оборудования (например, пополнение топливных и масляных баков) обычно автоматизируются. Передвижные Г. э. применяются редко, т. к. имеют низкий КПД и относительно высокую стоимость оборудования по сравнению, например, с [дизельными электростанциями](#). Существуют проекты атомных Г. э. (США), в которых рабочий газ (гелий), нагретый до 800—1000°С, будет поступать от высокотемпературных [графито-газовых реакторов](#).

Перспективны комбинированные [парогазотурбинные установки](#) (ПГУ). В ПГУ топливо и воздух подводятся под давлением в камеру сгорания; продукты сгорания и нагретый воздух поступают в газовую турбину. После первых ступеней газовой турбины продукты сгорания отводятся в промежуточную камеру сгорания, в которой сжигается часть топлива за счёт избыточного кислорода, имеющегося в газах. Из промежуточной камеры сгорания продукты сгорания поступают в последующие ступени турбины, где происходят их дальнейшее расширение и охлаждение. Тепло отработавших газов может быть использовано для подогрева воды или выработки пара низкого давления в

парогенераторе. Воздух в камеру сгорания подаётся компрессором, размещенным на одном валу с турбиной. Технология, схема Г. э. отличается простотой, малым количеством вспомогательного оборудования и трубопроводов. Комбинированная ПГУ в нормальном режиме работает по паротурбинному циклу, а для покрытия нагрузок в часы «пик» в энергосистеме переключается на парогазовый цикл. При этом удаётся получать высокие начальные температуры рабочего тела и сравнительно низкие температуры отвода тепла, что и определяет повышенный КПД у ПГУ при некотором снижении капитальных затрат.

Первая в СССР паро-газотурбинная установка общей мощностью 16 *Мвт* была пущена в 1964 на Ленинградской ГЭС-1 в качестве надстройки над существующей паровой турбиной (30 *Мвт*). Вслед за этой установкой был создан проект ПГУ мощностью 200 *Мвт*. В состав паро-газового блока входят: газовая турбина (35—40 *Мвт*), рассчитанная на температуру газа перед турбиной 700—770°C; серийная паровая турбина (160 *Мвт*) — на параметры пара 13 *Мн/м²* и 565/565 °С; высоконапорный парогенератор производительностью 450 *т/ч* — на параметры пара 14 *Мн/м²* и 570/570°C.

В настоящий период времени топливно-энергетический комплекс страны переживает кризисное состояние. Это связано с общим кризисом, охватившим все сферы экономики страны. Основное проявление кризиса в энергетике заключается в нарушении снабжения отдельных регионов и потребителей топливом, электрической и тепловой энергией. Главной причиной напряженности топливно-энергетического баланса страны является устойчивая, начиная с 1990 года, тенденция снижения объемов добычи нефти и угля, а также наметившаяся тенденция снижения объемов добычи природного газа.

Во всех сценариях развития экономики и топливно-энергетического баланса России предусматривается покрытие дефицита потребности в энергоресурсах исключительно за счет природного газа (на 2005 год в размере 750 млрд. м³). Из приведенных данных следует, что повышение эффективности использования газа при производстве электрической и тепловой энергии является исключительно актуальным.

В теплоэнергетике положение усугубляется тем, что сокращение объемов промышленного производства на 50 - 60% по сравнению 1991 годом не сопровождалось адекватным снижением объемов потребления электрической и тепловой энергии. Сложилась ситуация, когда в условиях наличия большого резерва электрической мощности в региональных энергосистемах, невозможно его использовать вследствие падения потребления технологического пара промышленными потребителями. В результате противоаварийные турбоагрегаты теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) фактически простаивают, а турбины типа ПТ являются незагруженными. Кроме того, в новых экономических условиях перехода к социально-ориентированным рыночным отношениям, высокого уровня инфляции, невозможности использования централизованных средств для восполнения отработавших свой ресурс и требующих замены генерирующих мощностей, ориентация на традиционное централизованное теплоэнергоснабжение от крупных источников становится проблематичной.

Традиционные централизованные теплофикационные системы не обеспечивают расчетной экономии топлива и общей эффективности. Это связано, в основном, с двумя причинами. Эффект системной экономии топлива от централизации теплоснабжения практически сведен к нулю вследствие того, что КПД промышленных и отопительных котельных повышен до уровня КПД энергетических котлов. Вторая составляющая топливного эффекта от комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на ТЭЦ также оказалась ниже расчетной вследствие тепловых потерь и потерь с утечками при транспорте горячей воды на большие расстояния. Эти потери достигают 20-25%. Кроме того, магистральные тепловые сети от ТЭЦ имеют низкую надежность,

что приводит в ряде случаев к нарушению теплоснабжения и соответствующему ущербу как материальному, так и социальному.

Таким образом, строительство новых крупных ТЭЦ для покрытия дефицита тепловых мощностей неизбежно связано с омертвлением капитала и проблемой отыскания источников финансирования. Ориентация же на строительство крупных котельных с точки зрения обеспечения системной экономичности является неперспективной из-за увеличения потребностей в топливе и необходимости решения экологических проблем.

В этих условиях в стране наметилась тенденция на строительство децентрализованных комбинированных источников электро- и теплоснабжения. Создание таких энергоустановок имеет ряд преимуществ. Среди них основными являются короткие сроки строительства, повышение надежности теплоснабжения потребителей, снижение инерционности теплового регулирования и потерь в тепловых сетях. Однако существует ряд недостатков, связанных с трудностью их размещения, необходимостью решения экологических задач и вопросов отпуска избытка электроэнергии в общую сеть.

Необходимость строительства собственной электростанции, как правило, обуславливается одной из следующих причин:

- затраты на подвод электроэнергии и тепла сопоставимы с расходами на строительство собственной электростанции (новое строительство);
- есть проблемы с региональными энергосетями либо со стоимостью дополнительной электроэнергии (расширение мощностей);
- наличие и качество электроэнергии критично с точки зрения непрерывности технологического процесса или нарушения технологии;
- штрафы за выбросы в атмосферу попутного газа, прочих продуктов сопоставимы со стоимостью оборудования электростанции (нефтедобывающие компании);
- возможность использования дешевого или "бесплатного" газа в качестве топлива для электростанции (добывающие и транспортные топливные компании);
- ожидание роста тарифов на электроэнергию.

На сегодняшний момент возможными приводами генераторов для децентрализованных малых тепловых электростанций являются газовые поршневые и турбинные двигатели. "Сколько это стоит?" — первый вопрос, который задается при принятии решения "строить или не строить собственную электростанцию".

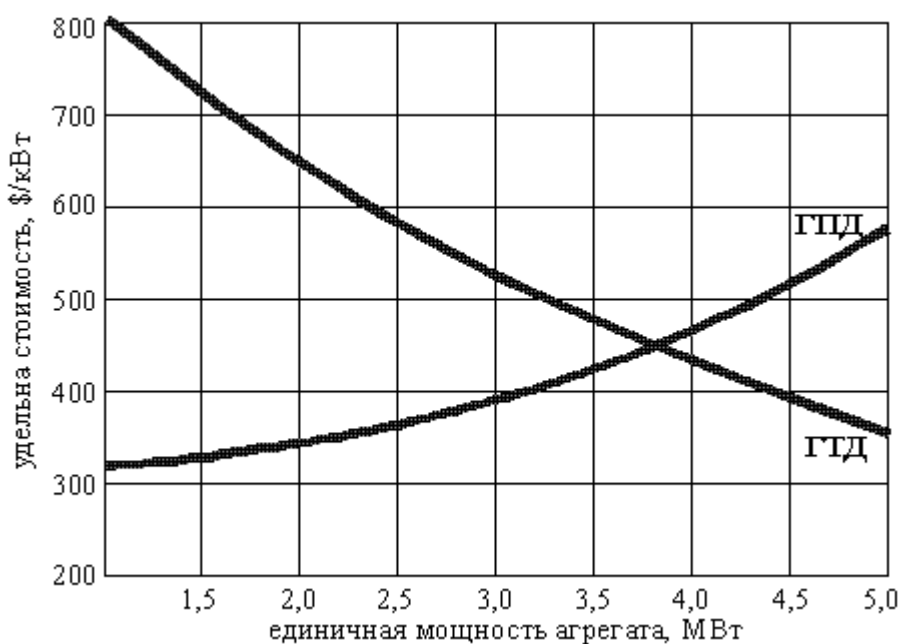


Рисунок 1. Удельная стоимость поршневой и турбинной установок

Как видно из рисунка, при единичных мощностях менее 3,5 МВт наименьшая удельная стоимость оборудования у поршневых машин. Здесь нужно заметить, что стоимость оборудования и стоимость станции не одно и то же, особенно в том случае, когда речь идет о подводе газа высокого давления (как требуется для газовых турбин).

Следующими очень важными для будущих владельцев станций являются вопросы расхода топлива и эксплуатационных затрат, которые напрямую связаны с выгодами, которые получит владелец и со сроком окупаемости оборудования станции.

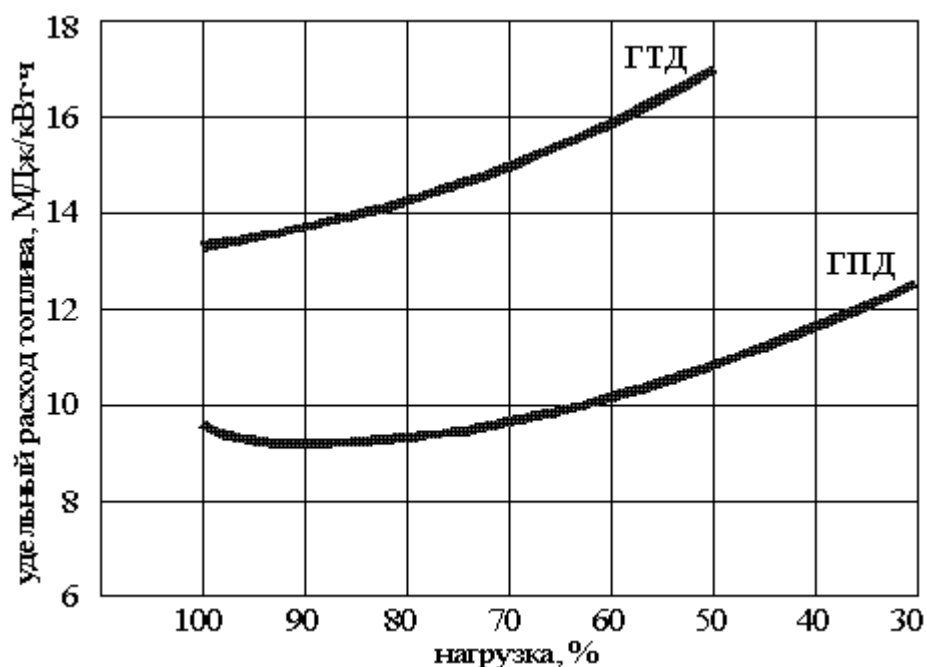


Рисунок 2. Удельный расход топлива поршневой и турбинной установками

Удельный расход топлива на выработанный кВт*ч меньше у газопоршневой установки, причем при любом нагрузочном режиме. Это объясняется тем, что КПД поршневых машин составляет 36...45%, а газовых турбин — 25...34%.

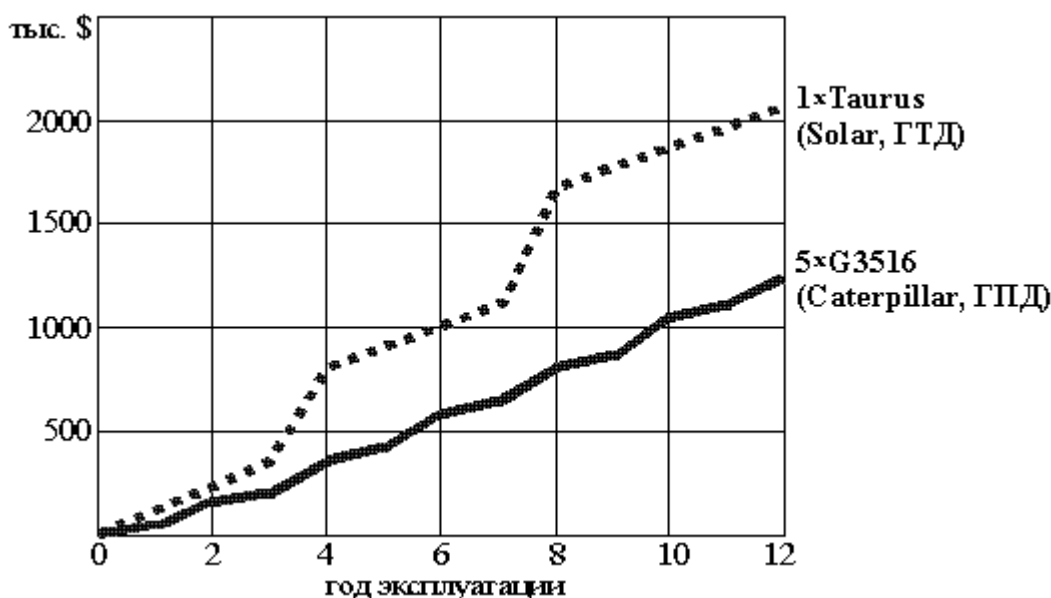


Рисунок 3. Эксплуатационные затраты на электростанцию мощностью 5 МВт

Эксплуатационные затраты на тепловую электростанцию с поршневыми машинами ниже, чем на электростанцию с газовыми турбинами. Резкие скачки на графике ГТД - капитальные ремонты двигателя. У эксплуатационных затрат ГПД таких скачков нет, капитальный ремонт требует значительно меньше финансовых и людских ресурсов.

Сравнение газопоршневых и газотурбинных двигателей по другим немаловажным вопросам установки и эксплуатации приведено в таблице 1.

Таблица 1

Показатель	Газопоршневой привод (ГПД)	Газотурбинный привод (ГТД)
Долговечность	без ограничения при соблюдении правил эксплуатации и обслуживания	без ограничения при соблюдении правил эксплуатации и обслуживания
Ремонтопригодность	* ремонт производится на месте * ремонт требует меньше времени	* ремонт производится на специальных заводах * затраты времени и денег на транспортировку, центровку и т.д.
Сохраняемость	* не теряет свойств при правильном хранении * может перевозиться любым видом транспорта	* не теряет свойств при правильном хранении * транспортировка железнодорожным транспортом не желательна
Экономичность	КПД мало меняется при нагрузке от 100% до 50% мощности	КПД резко снижается на частичных нагрузках
Удельный расход топлива при 100% и 50% нагрузках	9,3...11,6 МДж/кВт*ч 0,264...0,329 м ³ /кВт*ч	13,2...17,7 МДж/кВт*ч 0,375...0,503 м ³ /кВт*ч
Падение напряжения и время восстановления после 50% наброса нагрузки	22% 8 с	40% 38 с
Влияние переменной нагрузки	* не желательна долгая работа на нагрузках менее 50% (сильно влияет на интервалы обслуживания) * при меньшей единичной мощности агрегата, более гибкая работа электростанции в целом и выше надежность энергоснабжения	* работа на частичных нагрузках (менее 50%) не влияет на состояние турбины * при высокой единичной мощности агрегата, отключение вызывает потерю 30...50% мощности электростанции
Размещение в здании	* требует больше места, т.к. имеет больший вес на единицу мощности * не требует компрессора для дожима газа, рабочее давление газа на входе - 0,1...0,35 бар	* при мощности электростанции 5 МВт выигрыш от меньшего размера помещения не значителен * минимальное рабочее давление газа на входе - 12 бар, требуется газ высокого давления, либо дожимной компрессор, а так же оборудование для запуска турбины
Обслуживание	* останов после каждой 1000 ч. работы, замена масла * кап. ремонт через 72 000 ч., выполняется на месте установки	* останов после каждых 2000 ч. (данные фирмы Solar) * кап. ремонт через 60 000 ч., выполняется на специальном заводе

Сравнение турбинных и поршневых двигателей для применения на мини-ТЭЦ показывает, что установка газовых турбин наиболее выгодна на крупных промышленных предприятиях, которые имеют значительные (больше 8...10 МВт) электрические нагрузки, собственную производственную базу, высококвалифицированный персонал для эксплуатации установки, ввод газа высокого давления.

Малые тепловые электростанции на базе газопоршневых двигателей перспективны в качестве основного источника электроэнергии и теплоты на предприятиях самого широкого диапазона деятельности, а именно: в сфере обслуживания — в гостиницах, санаториях, пансионатах и предприятиях пищевой промышленности; в промышленности — на деревообрабатывающих и химических предприятиях; в сельском хозяйстве — в тепличных хозяйствах, на птицефермах и животноводческих комплексах.

3. История создания установок на газе, особенности использования различных видов топлива

Изобретателем ДВС является выдающийся голландский математик, механик, физик и астроном Х. Гюйгенс (1629-1695). Двигатель, предложенный им в 1678 году, должен был использовать в качестве топлива порох, однако этот двигатель построен не был. В 1860 году бельгийский инженер Э. Ленуар (1822-1900) построил первый промышленный двигатель внутреннего сгорания, работавший на светильном газе. В 1866 году германские инженеры — Э. Ланген (1833-1895) и Н. Отто (1832-1891) создали более эффективный газовый двигатель, и в 1876 году Н. Отто построил четырехтактный двигатель, явившийся прототипом так называемого ДВС с циклом Отто, который теперь является наиболее распространенным ДВС. В двигателях Отто использовались различные газы: светильный, генераторный, доменный, природный, попутный, нефтяные.

Быстроходный двигатель внутреннего сгорания, построенный германским инженером Г. Даймлером (1834-1900) в 1885 году, запатентованный в 1887 году революционизировал мировую автомобильную промышленность. Изобретателями карбюратора, позволившего перевести изначально газовые двигатели Отто на жидкое топливо, принято считать Г. Даймлера и К. Бенца (1844-1929), работавших независимо. Выдающийся германский инженер Р. Дизель (1858-1913) построил в 1891 году ДВС с воспламенением смеси от сжатия. Столетняя история развития ДВС в совокупности с достижениями последних десятилетий в области новых материалов, электроники и вычислительной техники позволила создать высокоэффективные газовые двигатели, работающие по циклу Отто.

В настоящее время технология применения газовых двигателей переживает в России свое второе рождение. Это связано с их применением в системах локальной генерации электроэнергии и тепла. Россия, имеющая колоссальные запасы природного газа, а также испытывающая потребность в электроснабжении удаленных районов имеет прекрасную возможность решения проблем электроснабжения с помощью газопоршневых электростанций станций (ГПЭС) малой мощности. Недостатком поршневых машин является только ограниченная мощность до 5 МВт для одной машины. Средний промышленный потребитель в России имеет установленную мощность в 1-2 МВт. При необходимости, может быть установлено несколько



параллельно работающих агрегатов. Имеются примеры установки до 40 агрегатов в одной локальной системе.

Выработка электроэнергии собственными электростанциями стала в России весьма прибыльным делом, так при среднем существующем тарифе в 45-50 коп с НДС за 1 кВт*ч электроэнергии в России стоимость электроэнергии, получаемой от собственной ЭС не превышает 10 коп. при тарифе на газ 30 коп. за 1 Нм³, что является на 50% ниже стоимости электроэнергии на оптовом рынке ФОРЭМ. При стоимости 1 кВт установленной мощности в 6-7 тысяч рублей 100% окупаемость требует около 2-х лет. Особенно преимущества ГПЭС становятся очевидными при сравнении проектов электроснабжения удаленных и новых объектов использующих централизованное и местное электроснабжение. В случае локальной генерации электроэнергии отпадает необходимость в ЛЭП, ТП, протяженной кабельной сети.

Технология применения ГПЭС имеет также важный научный и инфраструктурный аспект. Ученые мира единодушны в своем мнении, что будущее энергетики — это водородно-ядерные технологии. Шагом к этим технологиям является применение сжиженного природного газа (СПГ). Системы ГПЭС создают инфраструктуру потребления жидкого водорода, включая криогенные системы хранения и транспортировки. Многие современные газовые двигатели могут использовать водород в качестве топлива.

Бесперебойное энергоснабжение является обязательным условием работы ответственных потребителей: узлов связи, больниц, административных зданий, диспетчерских пунктов, банков, страховых компаний, таможенных терминалов, систем жизнеобеспечения (водо-подающих станций, очистных сооружений, котельных в зимнее время).

Учащающиеся аварии в энергосетях и вследствие этого перерывы в энергоснабжении требуют резервного энергоснабжения для объектов с непрерывным циклом производства - пищевые, холодильные предприятия, химические производства, порты, перевалочные базы, автозаправочные станции, крупные типографии и др. Кроме того, газопоршневые установки для локального производства электроэнергии дают невероятно низкую стоимость электроэнергии в 4-5 раз ниже существующих тарифов.



Одним из наиболее актуальных технико-экономических вопросов, которые часто приходится решать сегодня при проектировании обустройства нефтяных месторождений и близлежащих районов, является инжиниринг систем автономного энергообеспечения на основе использования добываемого на месторождении попутного газа. При этом основные задачи автономного электроснабжения заключаются в обеспечении потребителей электроэнергией на наиболее выгодных условиях, экономически эффективной утилизации свободных ресурсов попутного нефтяного газа и повышении надежности электроснабжения. Далее мы рассмотрим некоторые особенности таких систем и проблемы общего характера, которые возникают при их проектировании. Хотелось бы подробно остановиться на вопросе участия электростанции в утилизации попутного газа. К великому сожалению, полная утилизация попутного газа на отдельно взятом объекте с помощью лишь автономных электрических станций практически невозможна, и связано это в первую очередь с несовпадением графика объемов добычи попутного газа с графиком электропотребления, то есть

потребностью в попутном газе как в топливе. В лучшем случае, когда месторождение характеризуется высоким газовым фактором, будет наблюдаться его избыток, особенно в годы максимальной добычи нефти, а в худшем, при низком газовом факторе, - в период снижения объемов добычи нефти возникнет дефицит попутного газа и тогда придется дополнительно использовать дорогое резервное топливо (дизельное или нефть). Наиболее перспективными вариантами утилизации газа в этом аспекте являются временное хранение избытков газа в пласте, либо транспорт газа на соседние с соседних месторождений, находящихся на разных стадиях разработки. Еще в одной задаче - повышение надежности системы электроснабжения - возлагаются определенные надежды на автономные электрические станции. Особенностью газопоршневых машин является их низкая перегрузочная способность и ограниченная возможность одновременного приема нагрузки. Эти обстоятельства заставляют с повышенным вниманием относиться к задаче выбора оптимального соотношения единичной, рабочей и полной мощности электростанции, так как при неверном выборе соотношения указанных мощностей внезапная остановка одного агрегата может привести к предельной перегрузке оставшихся в работе, что в итоге неизбежно повлечет за собой полную остановку всех агрегатов автономной электростанции. Однако, несмотря на отсутствие протяженных линий электропередачи как основного источника аварийности в сетевом варианте электроснабжения, в варианте автономного электроснабжения тоже имеется ненадежный элемент - это система топливоснабжения, и в первую очередь это относится к газопоршневым машинам. Как известно, попутный нефтяной газ, в отличие от природного газа, характеризуется нестабильностью своего состава, высоким содержанием влаги, конденсата, механических примесей, повышенным содержанием нефтяных фракций и, как правило, невысоким метановым индексом. Кроме этого, порой несовершенство технологического процесса ДНС на некоторых месторождениях провоцирует залповые выбросы нефти в систему газоснабжения. Эти обстоятельства и определяют жесткие требования к системе подготовки газа. Опыт проектирования показывает, что обычно недостаточно тех средств очистки и подготовки топливного газа, которые идут в комплекте с газопоршневыми машинами. Комплексная система подготовки топливного газа должна состоять из нескольких дополнительных элементов: сепараторов, на которых происходит отделение жидкой фазы, и блока подготовки газа, в котором происходит очистка от механических примесей. Причем, рекомендуется устанавливать сепараторы как в начале трассы на электрических станциях, так и в конце ее у блока подготовки газа. Оба эти сепаратора также должны обеспечивать улавливание возможных прорывов нефти. Газопровод, подающий газ на площадку, в обязательном порядке обогревается с целью исключения его перемерзания. Окончательная очистка газа от механических и жидкостных (конденсата) примесей выполняется в блоке подготовки газа (БПГ) различной конструкции и технологических схем (специальные сепараторы, фильтры и т.д.). В этом же блоке производится снижение давления топливного газа до требуемой величины. Подготовленный таким образом газ подается на узлы приема топлива двигателей. Очень важно не допустить снижения температуры газа на участке от БПГ до двигателей с целью исключения выпадения конденсата на конечном участке. Помимо вышеописанной технологии, также предлагались варианты более дорогой и сложной системы подготовки газа, заключающейся в компримировании газа с последующим его охлаждением и редуцированием до необходимого давления. Однако ввиду дороговизны такие системы для подготовки топливного газа на объектах пока не применялись.

Перспективной задачей можно считать разработку специальных недорогих систем подготовки газа, обеспечивающей как качественную его очистку, так и возможность увеличения метанового числа. Учитывая непрекращающиеся работы в области, можно сделать вывод, что эта задача будет решена в ближайшие годы. Широкое внедрение преобразователей частоты без необходимых фильтрокомпенсирующих устройств в сторону питающей сети приводит ко многим негативным явлениям в электрических

сетях. Особенно остро эта проблема проявляется при автономном электроснабжении. Так, на одном из месторождений из-за высоких искажений, вносимых в питающую сеть, стали возникать сбои в системе синхронизации генераторов электрических станций. Другой момент, на котором хотелось бы заострить внимание, - это низкая вероятность следования принятым технологическим схемам разработки месторождений, что приводит, в конечном счете, к отклонению от прогнозируемых электрических нагрузок. Как известно, расчет электрических нагрузок является основополагающим для дальнейшей разработки проекта схемы электроснабжения месторождений, в том числе для определения номинальной мощности электростанции. В практике уже приходилось встречаться с явлениями, когда мощности построенной электростанции было либо недостаточно, либо она была завышена. В этой связи представляется наиболее оптимальным принятие технологии поэтапного строительства электростанции и ввода генерирующих мощностей по мере необходимости. При этом на стадии проектирования необходимо предусмотреть резерв под возможное будущее расширение электростанции. В плане поэтапного ввода мощностей более привлекательно выглядят модульные компоновки ЭСт, к тому же такие электростанции проще демонтировать и переносить на другое месторождение (и такие случаи реально в нашей практике были).

4. Требования безопасности к установкам

На данный момент нормативно-техническая база, согласованная в надзорных органах по проектированию, монтажу и эксплуатации в России отсутствует, вероятно по причине того, что большинство газопоршневых и газотурбинных установок выпускается за рубежом. До 1995 года действовали «Нормы технологического проектирования дизельных электростанций» НТПД-90, разработанные институтом «Сельэнергопроект» в 1990 году и утвержденные Минэнерго СССР. Они не были согласованы с надзорными организациям (Госгортехнадзором и пожарной инспекцией) и Настоящие нормы устанавливают основные требования к проектированию новых, расширяемых и реконструируемых стационарных дизельных электростанций (ДЭС) единичной мощностью агрегатов 30 кВт и выше.

Нормы не распространяются на проектирование ДЭС специального назначения, разработка которых осуществляется по ведомственным нормативным документам.

Повысительные подстанции при ДЭС проектируются по «Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ», и распространялись только на дизельные электростанции. В настоящее время, как отмечают разработчики этого документа, он является справочным. ОАО «Газпром» разработало отраслевой руководящий нормативный документ РД51-015 86 23-07-95 «Применение электростанций собственных нужд нового поколения с поршневым и газотурбинным приводом». Однако этот документ, по сути, не является проектным, в нем отсутствуют правила обеспечения санитарной, пожарной, экологической и других обязательных требований безопасности при проектировании электростанций. Документ не согласован с надзорными органами, и в результате ими как нормативный не признается. Другими отраслями не разработаны даже подобные документы. Ряд требований к проектированию газотурбинных электростанций, системам их топливоснабжения и подготовки газа содержатся в ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления», причем иногда необъяснимые, например, требование «оборудование и аппаратура электроустановки должны быть во взрывозащищенном исполнении». РАО «ЕЭС России» разработало «Инструкцию по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий», требования которой распространяются на стационарные газотурбинные парогазовые и дизельные электростанции. Однако пожарнадзор не признает правомерность применения этого документа для электростанций, проектируемых другими отраслями. Вообще отсутствуют требования на проектирование газопоршневых электростанций,

вероятно, из-за того, что отечественная промышленность практически не изготавливает газопоршневые двигатели. Пожнадзор в своих замечаниях на проекты требует разработки для них нормативных документов. *В результате надзорные органы могут делать, что хотят, ведь конкретных нормативов нет, а распространение каких-либо действующих, напрямую не связанных с конкретными, всегда можно поставить под сомнение.* Иногда согласование проекта проходит без проблем, а иногда...

5. Производители газопоршневых и газотурбинных установок

Уже на протяжении ряда лет производством газопоршневых и газотурбинных установок на базе газовых двигателей плотно и плодотворно занимается ряд предприятий и объединений России.

Так, *ЗАО Финансово - промышленная компания «РЫБИНСККОМПЛЕКТ»* освоила выпуск газопоршневых установок АГП-350 на базе газового дизеля с первичным двигателем ЯМЗ-Э8502, 4-тактный, 8-цилиндровый с V-образным расположением цилиндров, с непосредственным впрыском топлива и жидкостным охлаждением, с наддувом, под установку охладителя наддувочного воздуха типа "воздух-воздух" и силовым синхронным генератором LSA 47.2 S5 производства LEROY-SOMER (Франция) и генератором серии БГ-350 производства ОАО "Баранчинский электромеханический



завод». Данные электростанции серии АГП соответствуют ГОСТ-13822, прошли предварительные испытания и ввод в опытную и промышленную эксплуатацию, имеют все необходимые сертификаты и разрешительные документы.

С сентября 2005 г. на рынок производства газопоршневых установок вышел ООО «АВТОРЕМОНТНЫЙ ЗАВОД» СИНТУР - НТ г. Нижний Тагил, до настоящего момента уже изготовлено и успешно работают 12 электростанций.

Общество с ограниченной ответственностью «УРАЛЬСКИЙ ДИЗЕЛЬ-МОТОРНЫЙ ЗАВОД» было организовано 18 ноября 2003 года на базе дизель-моторного завода ОАО «Турбомоторный завод». В настоящее время Уральский дизель-моторный завод занимается разработкой, созданием, реализацией и совершенствованием:

- Дизелей ДМ-21 мощностью от 1050 до 2600 л.с. и дизель-генераторов мощностью от 630 до 1600 кВт
- Судовых автоматизированных дизель-генераторов мощностью от 630 кВт
- Электроагрегатов и блочно-транспортных электростанций мощностью от 100 до 1600 кВт
- Газопоршневых электроагрегатов мощностью 100,160,200 кВт (для использования в качестве основных и резервных источников электроснабжения)
- Турбокомпрессоров для наддува дизелей

Предприятие работает во многих регионах мира, оказывая услуги для нефтегазовой отрасли, судостроения, малой энергетики и машиностроения, на протяжении ряда лет были установлены тесные контакты с компаниями в нефтяной и газовой промышленности регионов ближнего и дальнего зарубежья.



Технические характеристики газопоршневого агрегата мощностью 250 кВт

1	Номинальная электрическая мощность, кВт	250
2	Номинальная тепловая мощность, кВт (Гкал/ч)	300 (0,34)
3	Мощность электродвигателя насоса утилизационного блока (УБ), кВт	2x2,2
4	Напор, создаваемый насосом УБ, кг/см ²	2
5	Производительность насоса УБ, м ³ /ч	
6	Температура теплоносителя на входе в УБ, С Температура теплоносителя на входе в УБ, град.С	40...50
7	Температура теплоносителя на выходе из УБ, град.С	70...95
8	Габаритные размеры УБ, мм:– длина;-ширина;-высота	900;800;1900
9	Нормы качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ 13822-82	
10	Давление срабатывания паро-воздушного клапана УБ, кг/см ²	4
11	Пределы изменения уставки напряжения при автоматическом и ручном регулировании, %, от номинального	90...105
12	Основное топливо	Магистральный природный газ по ГОСТ 5542-87
13	Основное масло, по ГОСТ 12337-84	М-14В2
14	Часовой расход топлива, не более, нм ³ /ч	70
15	Удельный расход масла на угар, г/кВт.ч, не более	2.0
16	Объем масла в системе, л	75

17	Объем жидкости в системе охлаждения, л	75
18	Масса сухого электроагрегата (без щита управления и УБ), кг	3400
19	Масса утилизационного блока, кг	2x500
20	Габаритные размеры электроагрегата, мм:– длина;-ширина;-высота	3275;1200;1645
21	Степень автоматизации по ГОСТ 14228-80	1 и 2
22	Мощность пускаемого (от ненагруженного агрегата) прямым включением асинхронного короткозамкнутого электродвигателя, кВт	120
23	Гарантийная наработка, час	8000
24	Назначенный ресурс до капитального ремонта, час	40000

ОАО "Звезда-Энергетика" одна из ведущих компаний малой энергетики России, обладающая необходимым потенциалом решать комплексные задачи электро- и теплоснабжения объектов промышленности и ЖКХ. В активе компании один из лучших в России инженерно-конструкторский коллектив, собственное современное производство в Санкт-Петербурге, сеть сервисных центров, надежные российские и зарубежные партнеры. За последние три года ОАО "Звезда-Энергетика" произведено и сдано в эксплуатацию более 400 дизельных и газопоршневых электростанций в стационарном и блочно-модульном исполнении.

ОАО "Звезда-Энергетика" проектирует и производит электростанции с использованием:

- Дизельных двигателей, мощностью 30-2400 кВт
- Газовых двигателей мощностью 40-6000 кВт

Электростанции полностью автоматизированы и автономны в работе. Потребителю предлагаются дополнительные опции, связанные с утилизацией тепла для использования его в хозяйственных и бытовых целях, топливоподготовкой, особыми условиями эксплуатации. Возможно использование лизинговых схем поставки.

"Звезда-Энергетика" гарантирует качество своей продукции и предлагает полный комплекс сервисных услуг по обслуживанию дизельных и газовых электростанций. На сегодняшний день сервисные центры действуют в гг. Якутск, Сургут, Анадырь.

В число наших заказчиков входят "Газпром", РАО "ЕЭС России", "ЛУКОЙЛ", "Роснефть", РИТЭК, "Сургутнефтегаз", "Сибнефть", "Башнефть", многие другие

крупнейшие компании. В 2004 г. ОАО "Звезда-Энергетика" сертифицирована по международным стандартам .

Система менеджмента качества: ИСО 9001:2000.от 8.09.2004 и IQ NET



Газопоршневые электростанции "Звезда-Энергетика" работают на природном или попутном газе и являются оптимальным источником энергии. Изготавливаются, в том числе, и в когенерационном исполнении с отводом тепла системы охлаждения двигателя и тепла выхлопных газов в тепловые сети заказчика.

Газопоршневые электростанции могут быть выполнены в низковольтном (0,4 КВ) или высоковольтном (6,3 и 10КВ) исполнении с использованием соответствующих типов генераторов или трансформаторных подстанций. Агрегаты комплектуются панелями автоматического управления, которые позволяют осуществлять автоматическую работу электростанции, в том числе параллельно с сетью или другими агрегатами.

Газопоршневая электростанция может быть установлена в закрытом помещении и в специально построенном здании. "Звезда-Энергетика" осуществляет строительство стационарных электростанций "под ключ".

Открытое Акционерное общество "РУМО" - одно из крупнейших российских предприятий тяжелого машиностроения с богатой историей основано (основание предприятия в г. Риге как АО "Фельзер и К". 1874 году). В 1993 году преобразование в ОАО "РУМО" в рамках Государственной Программы Приватизации. ОАО "РУМО" - правопреемник государственного дизельного завода "Двигатель Революции" в отношении всех прав и обязанностей преобразованного предприятия.

В 1995 году начало производства насосов высокого давления НБ - 125 для перекачивания высокоабразивных жидкостей при цементировании, ремонте и бурении нефтяных и газовых скважин, для нагнетания воды в пласт при интенсификации добычи нефти, для перекачивания высоковязких жидкостей, включая нефть.



В 1998 году начата разработка ряда дизелей нового поколения размерностью ЧН22/28, предназначенных как для использования в качестве промышленных дизелей для привода различных механизмов, так и в качестве главного судового дизеля и для привода генератора на судах речного и морского флота, а также кораблях

ВМФ, начата разработка новых перспективных приводных газовых поршневых компрессоров типа ПК-12, ПК-32 начало производства водогрейных котлов

Газопоршневые электрические агрегаты с двигателями ряда 36/45, предназначенные в качестве резервного и основного источника электроснабжения промышленных потребителей

- Служат источником электроэнергии для промышленных предприятий, населенных пунктов в районах, удаленных от централизованных энергосистем, резервным источником питания на предприятиях с непрерывными технологическими процессами.



- Устанавливаются на стационарных электростанциях в закрытых, отапливаемых и вентилируемых помещениях на бетонном фундаменте.
- Возможна комплектация котлом-утилизатором, служащим для глубокой утилизации тепла выхлопных газов.
- Надежно работают в условиях континентального, арктического, тропического климата, на высокогорье.
- Могут быть применены для замены электроагрегатов ДГ68, ДГ73, ДГ72М, ДГ99.

Технические характеристики

Марка агрегата	ДГ68М	ДГ98М
Мощность, кВт	800	1000
Частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	6,25 (375)	8,33 (500)
Род тока, частота	переменный, 50 Гц	
Напряжение, В	400, 6300	400, 6300, 10500
Топливо	природный газ с теплотворной способностью 7500...8600 ккал/Н.м ³	
Номинальное давление топливного газа, МПа(кгс/см ²)	0,2...1,2 (2,0...12,0)	
Смазочное масло	моторное М-10В2С, М-10Г2ЦС ГОСТ 12337-84	
Удельный расход масла на номинальной мощности, г/кВтч	1,36	
Ресурс до капремонта, час	70000	60000
Масса, кг	33100	35850 (ДГ98М-400) 35650 (ДГ98М-6300) 35650 (ДГ98М-10500)

Данный перечень предприятий можно продолжать еще очень долго, также многие предприятия занимаются поставкой продукции различных фирм по производству газопоршневых и газотурбинных установок отечественного и импортного производства.

Caterpillar – американский производитель газовых электростанций и когенерационных установок (тепло, излучаемое двигателем утилизируется - общий КПД более 80%). Электростанции Caterpillar могут работать на: природном газе, попутном газе, пропане, биогазе, газе мусорных свалок, газе сточных вод, особых газах (например, шахтном газе, коксовом газе, древесном газе).

Электрическая мощность электростанций Caterpillar приводится в кВт при $\cos(\varphi)=0,8$.

Модельный ряд газопоршневых электростанций Caterpillar:



- Газопоршневые электростанции Caterpillar. Серия G3300

Электрическая мощность 70-125 кВт

- Газопоршневые электростанции Caterpillar. Серия G3400

Электрическая мощность 160-395 кВт

- Газопоршневые электростанции Caterpillar. Серия 3500

Электрическая мощность 390-1820 кВт

- Газопоршневые электростанции Caterpillar. Серия G3500

Электрическая мощность 480-2000 кВт

- Газопоршневые электростанции Caterpillar. Серия G3600

Электрическая мощность 1270-3860 кВт

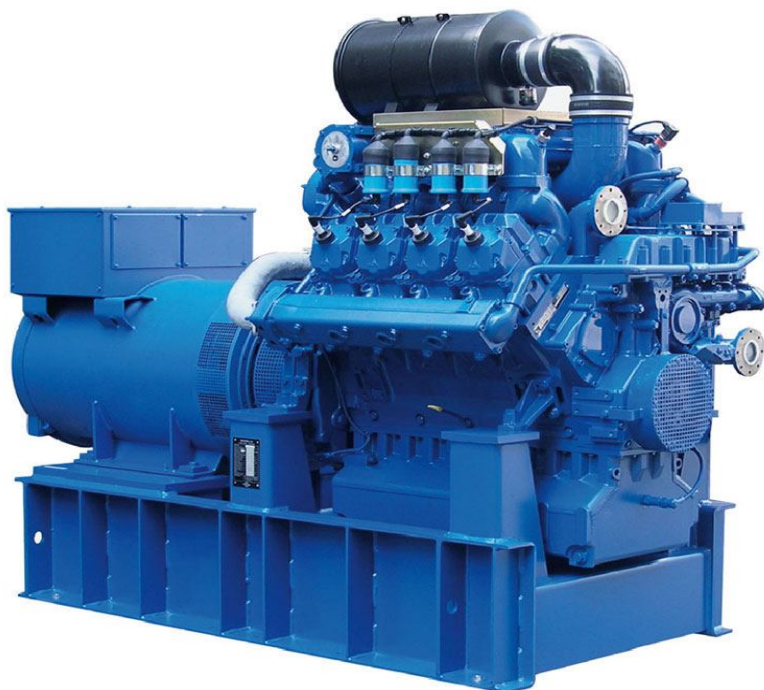
- Газопоршневые электростанции Caterpillar. Серия 3600

Электрическая мощность 1280-5200 кВт

- Газопоршневая электростанция Caterpillar GCM34

Deutz – немецкий производитель газовых электростанций и когенерационных

установок (тепло, излучаемое двигателем утилизируется - общий КПД около 80%).



Электростанции Deutz могут работать на: природном газе, попутном газе, пропане, биогазе, газе мусорных свалок, газе сточных вод, особых газах (например, шахтном газе, коксовом газе, древесном газе).

Электрическая мощность электростанций Deutz приводится в кВт при $\cos(\varphi)=1$.

Модельный ряд тепловых электростанций Deutz:

- [Газопоршневые электростанции Deutz. TCG 2015](#)

Электрическая мощность 172-230 кВт

Тепловая мощность 261-351 кВт

- [Газопоршневые электростанции Deutz. TCG 2116](#)

Электрическая мощность 580-774 кВт

Тепловая мощность 674-893 кВт

- [Газопоршневые электростанции Deutz. TCG 2016 K](#)

Электрическая мощность 337-678 кВт

Тепловая мощность 463-898 кВт

- [Газопоршневые электростанции Deutz. TCG 2020](#)

Электрическая мощность 1169-2014 кВт

Тепловая мощность 1339-2247 кВт

- [Газопоршневые электростанции Deutz. TCG 2020 K](#)

Электрическая мощность 1021-1364 кВт

Тепловая мощность 1240-1661 кВт

- [Газопоршневые электростанции Deutz. TCG 2032](#)

Электрическая мощность 2928-3916 кВт

Тепловая мощность 2970-3976 кВт

FG Wilson – производитель газовых электростанций и когенерационных установок (тепло, излучаемое двигателем утилизируется - общий КПД около 80%) из Великобритании.

Электрическая мощность электростанций FG Wilson приводится в кВт при $\cos(\varphi)=0,8$.

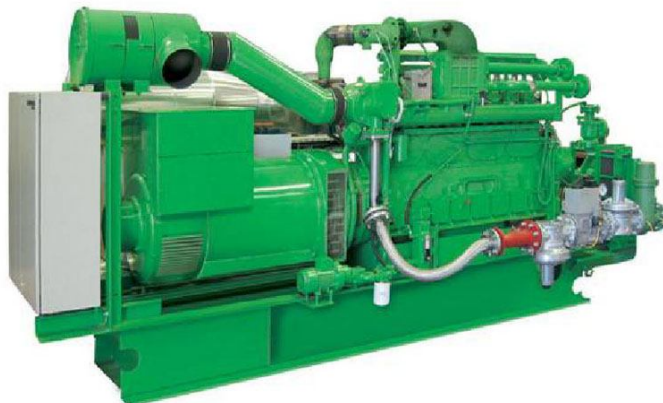
Модельный ряд газопоршневых электростанций FG Wilson (природный газ):



Модель газопоршневой электростанции	Модель двигателя	Электрическая мощность (кВт)
Однофазные газовые электростанции с двигателями Isuzu и Ford, 220-240 В, 50 Гц		
Газопоршневая электростанция FG Wilson UG11P1S	Isuzu 4ZB1	10
Газопоршневая электростанция FG Wilson UG13E1S	Isuzu 4ZB1	11,8
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG17P1S	Ford LRG425	14,8
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG20E1S	Ford LRG425	17,6
Газопоршневая электростанция FG Wilson UHG24E1S	Isuzu 4ZB1	24
Трёхфазные газовые электростанции с двигателями Isuzu, Ford и General Motors, 380-415 В, 50 Гц		
Газопоршневая электростанция FG Wilson UG14P1	Isuzu 4ZB1	10

Системы когенерации на основе газопоршневых и газотурбинных установок

Газопоршневая электростанция FG Wilson UG16.5E1	Isuzu 4ZB1	12
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG22P1	Ford LRG425	15,2
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG25E1	Ford LRG425	17,6
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG27P1	Ford ESG642	21,6
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG30E1	Ford ESG642	24
Газопоршневая электростанция FG Wilson UHG30E1	Isuzu 4ZB1	24
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG34P1	Ford ESG642	27,2
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG40E1	Ford ESG642	32
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG40P1	Ford ESG642	32
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG46.5E1	Ford ESG642	37,2
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG51P1	Ford WSG1068	40,8
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG60E1	Ford WSG1068	48
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG65P1	Ford WSG1068	52
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG75E1	Ford WSG1068	60
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG85P1	Ford WSG1068	68
Газопоршневая электростанция FG Wilson FG100E1	Ford WSG1068	80
Газопоршневая электростанция FG Wilson GMG110P1	General Moto	88
Газопоршневая электростанция FG Wilson GMG125E1	General Moto	100
Трехфазные газовые электростанции с двигателями Perkins и Scania, 380-415 В, 50 Гц		
Газопоршневая электростанция FG Wilson SG240	Scania SGI-1	192
Газопоршневая электростанция FG Wilson PG345B	Perkins 4006	276
Газопоршневая электростанция FG Wilson PG475B	Perkins 4008	380
Газопоршневая электростанция FG Wilson PG750B	Perkins 4012	600
Газопоршневая электростанция FG Wilson PG1000B	Perkins 4016	800
Газопоршневая электростанция FG Wilson PG1240B	Perkins 4016	992
Газопоршневая электростанция FG Wilson PG1250B	Perkins 4016	1000



Jenbacher – австрийский производитель газовых электростанций и когенерационных установок (тепло, излучаемое двигателем утилизируется - общий КПД около 80%). В 2003 куплен американской корпорацией General Electric.

Электростанции Jenbacher могут работать на: природном газе, попутном газе, пропане, биогазе, газе мусорных свалок, газе

сточных вод, особых газах (например, шахтном газе, коксовом газе, древесном газе, пиролизном газе).

Электрическая мощность электростанций Jenbacher приводится в кВт при $\cos(\varphi)=1$.

Модельный ряд тепловых электростанций Jenbacher:

- [Газопоршневые электростанции Jenbacher. Модельный ряд 2](#)

Электрическая мощность 312-330 кВт

Тепловая мощность 351-361 кВт

- [Газопоршневые электростанции Jenbacher. Модельный ряд 3](#)

Электрическая мощность 526-1064 кВт

Тепловая мощность 640-1200 кВт

- [Газопоршневые электростанции Jenbacher. Модельный ряд 4](#)

Электрическая мощность 1416 кВт

Тепловая мощность 1455-1498 кВт

- [Газопоршневые электростанции Jenbacher. Модельный ряд 6](#)

Электрическая мощность 1820-3041 кВт

Тепловая мощность 1808-3047 кВт

6. Потенциальные потребители услуг (примеры использования)

Практически каждый проект когенерации можно условно отнести к одному из четырех секторов:

- I. Когенерация в коммунальном хозяйстве
- II. Когенерация в промышленности
- III. Когенерация для зданий
- IV. Когенерация в сельском хозяйстве

В современных условиях истощения традиционных энергетических ресурсов и напряженной экологической обстановки крайне важно использовать возобновляемые источники энергии. Крайне эффективным примером этого может служить использование газопоршневых когенераторов, работающих на специальных газах.

Поэтому мы считали возможным вынести информацию по специальным газам отдельным пунктом, таким образом

Тепловые электростанции, построенные как когенерационные системы, или преобразованные в них, могут снабжать теплом близлежащие города или районы города, промышленные предприятия, теплицы, рыбные хозяйства, станции опреснения воды (в особенности на островах или в странах с недостаточными водными ресурсами) и т.д. Дистанция от пользователей тепла до станции когенерации и рассеяние потребителей имеют критическое значение для осуществимости проекта.

Когда город или район снабжается теплом от когенерационной системы, это называется схемой централизованного теплоснабжения (District Heating). Для схем ЦТ наиболее важными параметрами, помимо уже упомянутых расстояния до потребителей и их рассеяния, являются требуемая тепловая мощность и годовое количество градусо-суток. В большинстве случаев максимальным экономически оправданным расстоянием до потребителя является дистанция в 10 км, но в исключительных случаях этот показатель может достигать и 30 км.

В России многие воспринимают ЦТ, как устаревшую, неэффективную и закостеневшую технологию. Это верно для старых систем ЦТ и изношенных, нуждающихся в капитальном ремонте домов. **Но новейшие системы ЦТ могут функционировать великолепно и быть рентабельными.**

Централизованное теплоснабжение является одной из основных областей применения когенерации. Основное преимущество когенерационных систем по сравнению с традиционными котельными состоит в возможности более эффективного использования сжигаемого топлива (в дополнение к эквивалентному количеству тепла появляется “бесплатная” электроэнергия). Кроме того, гибкость по отношению к выбору топлива и более низкая эмиссия вредных веществ по сравнению с традиционными котлами позволяют решать экологические проблемы (использование биогаза со свалок, очистных сооружений и аграрных предприятий).

Классический подход, состоящий в построении централизованной тепловой сети, утрачивает свою привлекательность по причине снижения бюджетного финансирования

на новые сети и содержание старых, а также возросшей стоимости выполнения этих работ, связанной с обилием подземных коммуникаций в крупных населенных пунктах.

Летом, в зонах с жарким климатом, крайне эффективно себя показывает так называемое централизованное кондиционирование (District Chilling). В таких условиях тепло системы используется для питания абсорбционного холодильника или модуля кондиционирования. Можно иметь центральный холодильник и распределять холодную воду потребителям. В этом случае нет необходимости в сети холодной воды, сеть горячей воды или пара используется в течение всего года.

Централизованное кондиционирование — термин, появившийся в последние годы, который определяет метод удовлетворения потребностей жилых зданий, коммерческих объектов и, иногда, промышленных предприятий в кондиционировании (охлаждении) с помощью систем коллективного пользования (в отличие от индивидуальных кондиционеров).

В таких приложениях чаще всего используются абсорбционные охладители (чиллеры), которые достаточно легко интегрируются с когенерационным оборудованием. Основные причины для этого состоят в следующем: удовлетворение летней потребности в кондиционировании существенно повышает экономическую привлекательность применения когенерации за счет выравнивания сезонной потребности в тепловой энергии; в качестве хладагента в охладителе применяется вода, а не экологически вредные хлоро-фторо-углероды (традиционно используемые в индивидуальных кондиционерах).

Чиллеры могут располагаться централизованно вместе с когенерационной системой или удаленно на территории конкретных потребителей. Временное ограничение, связанное с нижним порогом мощности абсорбционных чиллеров, доступных сегодня на рынке, позволяет эффективно применять их в помещениях общей площадью 300-400 м² и выше. В ряде городов и автономий России совместным решением администрации принята к действию «Концепция энергоснабжения городов и автономий на перспективу до 2015 года. Необходимость в разработке Концепции энергоснабжения вызвана самой жизнью: города растут. Кому, как не энергетикам, было задуматься над этим вопросом. На сегодняшний день мощностей ТЭЦ достаточно, чтобы покрыть только 10 - 15 % в электрической энергии. Остальная же электроэнергия поступает из других регионов по протяженным линиям электропередачи, вероятность непредвиденного отключения которых всегда существует. А это неизбежно влечет за собой отключение систем водопровода и канализации, централизованного и автономного теплоснабжения, других систем жизнеобеспечения города с тяжелыми последствиями и колоссальными финансовыми потерями на восстановление вышедшего из строя оборудования. Таким образом вопрос обеспечения энергобезопасности всегда стоит в ряду наиважнейших в производственно-хозяйственной и жилищно-коммунальной деятельности. С целью повышения надежности и эффективности электро- и теплоснабжения, повышения уровня комфортности и снижения затрат населения на оплату коммунальных услуг необходимо срочно решать вопросы резервирования энергоресурсов.

За счет комбинированного способа производства электрической и тепловой энергии мы сможем экономить 30-40 % топлива. Соответственно уменьшатся затраты топливных составляющих, понизятся тариф и уровень платежей потребителей за предоставляемые услуги.

Основное решение это обеспечение энергетической независимости путем строительства рассредоточенных теплоэлектроцентралей малой и средней мощности

суммарной мощностью не менее 150 МВт с использованием высокоэффективных газотурбинных и газопоршневых двигателей единичной мощностью от 100 кВт до 30 МВт и организацией комбинированного (совместного) производства электрической и тепловой энергии. Максимальное приближение мини-ТЭЦ к центрам электро- и теплопотребления, что позволит сократить затраты на транспорт энергии и строительство тепловых сетей. Максимальное использование теплоты отработавших в газотурбинных и газопоршневых двигателях газов с температурой 400-500° С для теплоснабжения потребителей со снижением себестоимости тепловой энергии (за счет соответствующего сокращения сжигания природного газа в водогрейных котлах).

Оптимальное сочетание централизованного и автономного способов энергоснабжения потребителей.

Выбор системы теплоснабжения на основании технико-экономических расчетов с учетом качества исходной воды, степени обеспеченности ею и поддержания требуемого качества горячей воды у потребителей.

Автономные или централизованные системы отопления и теплоснабжения — проблемы выбора

По мнению специалистов, доля автономных котельных в городах должна составить 10-15% от рынка тепловой энергии. Автономные системы (оснащенные современными котлами, коэффициент полезного действия которых 92-95%) экономичнее централизованных систем.

До середины восьмидесятых годов в нашей стране преимущественно развивались крупные системы теплофикации и централизованного теплоснабжения. Строительство



мощных теплофикационных систем позволило наиболее эффективным способом решить проблему обеспечения электроэнергией и теплом быстро растущие города и промышленные комплексы.

Однако системы централизованного теплоснабжения, эксплуатирующиеся в России, имеют ряд недостатков. К числу наиболее существенных можно отнести следующие.

Тепловые сети в большинстве городов изношены, тепловые потери в них в несколько раз превышают нормативные, высокая повреждаемость сетей, что приводит к аварийным ситуациям, а следовательно, к перерывам в теплоснабжении. Значительную величину составляют потери при распределении тепловой энергии по многочисленным потребителям из-за гидравлической разрегулировки систем, а также из-за

несоответствия требуемых режимов потребления отдельных зданий режиму центрального регулирования отпуска тепла.

Существенны также затраты электроэнергии на транспортировку теплоносителя по тепловым сетям.

В последние годы в связи с появлением на рынке большого разнообразия отопительного оборудования, в том числе малых автоматизированных котлов отечественного и зарубежного производства, а также в связи с перечисленными выше недостатками систем централизованного теплоснабжения набирает темпы строительство автономных систем.

Приведенные в таблице ориентировочные данные о расходе первичных топливно-энергетических ресурсов при централизованном и автономном теплоснабжении показывают, что автономные системы (оснащенные современными котлами, коэффициент полезного действия которых 92-95%) экономичнее централизованных систем.

Кроме того, современные автономные автоматизированные котельные не требуют при их эксплуатации постоянного обслуживающего персонала (работают “на замке”), что также существенно улучшает их экономические показатели. Высокая заводская готовность таких котельных позволяет осуществлять их монтаж и пуск в эксплуатацию менее, чем в течение месяца.

И, наконец, для размещения этих котельных не требуется отвода специальных территорий. Они могут монтироваться в контейнерах на крыше, в чердачных либо подвальных помещениях, а также устанавливаться в непосредственной близости от отапливаемого здания.

Перечисленные достоинства автономных систем предопределили широкое применение рассматриваемых систем — главным образом с использованием автоматизированных газовых модулей с единичной тепловой мощностью до 1,5 МВт.

В последнее время в инженерных кругах наметилась тенденция отрицания перспективности дальнейшего развития и даже сохранения в городах России мощных систем централизованного теплоснабжения.



Вместе с тем во многих зарубежных странах (Дании, Швеции, Германии, Финляндии и др.) в последние десятилетия интенсивно сооружаются системы централизованного теплоснабжения. На развитие этого процесса существенное влияние оказали не только мировой энергетический кризис 1972 года, но опыт Советского Союза по созданию мощных систем теплофикации и централизованного теплоснабжения.

Бесспорным преимуществом централизованных систем является возможность экономически чистого сжигания низкосортного масляного топлива, а также бытовых отходов. В связи с большой сложностью и дороговизной систем сортировки, подачи и сжигания такого рода топлива, а также очистки домовых газов подавлением вредных выбросов, их сооружение технически возможно и экономически оправдано только для крупных теплоисточников.

Концентрация производства тепловой энергии в централизованных системах позволяет улучшить состояние воздушной среды городов и при сжигании высококачественных топлив. В крупных установках возможна реализация наиболее эффективных термодинамических циклов для совместного производства электрической и тепловой энергии. Централизация теплоснабжения является необходимой предпосылкой теплофикации городов и промышленных комплексов. Широкие возможности при централизованном теплоснабжении открываются также для решения задачи использования вторичных энергетических ресурсов промышленных предприятий. Повышение надежности, экономичности и качества существующих систем теплоснабжения достигается путем планомерного осуществления комплекса технических и организационных мероприятий. В их числе: замена теплопроводов с применением эффективных теплоизоляционных материалов, реконструкция тепловых пунктов с установкой в них автоматизированных теплообменников, осуществление совместной работы ТЭЦ и котельных на общие тепловые сети, строительство высокоэффективных ТЭЦ с парогазовым циклом, преобразование районных котельных в мини-ТЭЦ, применение компьютерных технологий для управления системами и др. Необходимо, однако, отметить, что разработки отечественных и зарубежных фирм последних лет, позволяющие резко повысить технический уровень российских систем централизованного теплоснабжения, к сожалению, реализуются в очень ограниченном объеме из-за невозможности финансирования крупномасштабной реконструкции теплоснабжающих комплексов.

Из изложенного следует, что для больших городов автономные котельные не являются конкурентами крупных ТЭЦ и районных котельных, а служат их разумным дополнением. По мнению специалистов целесообразная доля автономных котельных в городах должна составить 10-15% от потенциального рынка тепловой энергии.

Область применения автономных котельных включает отдельные вновь строящиеся или модернизируемые здания в районах плотной застройки, охваченные централизованным теплоснабжением, где из-за ограниченной пропускной способности тепловой сети невозможно подключение к ней дополнительных потребителей, а перекладка либо прокладка новых тепловых сетей затруднена; здания, удаленные от районов централизованного теплоснабжения; дома малоэтажной усадебной застройки; здания с временным подключением к передвижному автономному источнику; объекты с повышенными требованиями к режиму теплоснабжения, который не может быть гарантированно обеспечен подачей тепла из тепловой сети; вновь строящиеся объекты в районах, где наблюдается дефицит тепла основного источника.

В заключение следует отметить, что стихийное развитие автономных систем может существенно ухудшить сложившуюся в течение десятилетий инфраструктуру города и даже привести к ее разрушению. Поэтому необходимо обеспечить достаточно жесткое градостроительное регулирование этого процесса с одновременной интенсивной реконструкцией централизованных систем теплоснабжения, позволяющих сократить теплотери, снизить тарифы на отпускаемую тепловую энергию, сделав тем самым стихийное строительство автономных источников во многих случаях неконкурентоспособным.

По мнению специалистов целесообразная доля автономных котельных в городах должна составить 10-15% от потенциального рынка тепловой энергии.

Наименование показателя, отнесенного к конечному потребителю, %	Виды систем теплоснабжения			
	Централизованная		Автономная	
	Районная котельная	Квартальная котельная	Домовая котельная	Индивидуальный (квартирный) теплогенератор
Расход топлива с учетом несовершенства регулирования в центральных и местных тепловых пунктах	120-160	110-150	105-140	100-125
То же, с учетом потерь тепла и утечек при транспорте по тепловым сетям	135-180	115-160	105-140	100-125
То же, с учетом потерь на теплоисточнике с уходящими газами, расходом тепла на собственные нужды	150-230	150-190	115-160	115-150
Расход первичных топливно-энергетических ресурсов с учетом потерь при транспортировании и хранении топлива	160-240	155-200	120-165	120-155

На птицефабрике в с.Писанец (Свердловская обл.) введена в эксплуатацию газопоршневая электростанция

Это первая запущенная в Уральском регионе газопоршневая электростанция на базе ГДГ-90 (ГДГ500/1000). В состав электростанции входит газопоршневой двигатель 280ГД (Волжский дизель им.Маминых) номинальной мощностью 500 кВт и синхронный генератор HSI634R2 (Stamford).



Система управления двигатель-генератором – шкаф управления ЩУГ 520.20 второй степени автоматизации.

Поставку, шефмонтажные и пусконаладочные работы выполнило ОАО «Волгодизельмаш-Урал» согласно договору лизинга с ОГУП «Птицефабрика Среднеуральская».

Следующая электростанция на базе ГДГ-90 будет запущена на предприятии «Уральский базальт» в г. Н-Тура (Свердловская обл.).

Компания «Мантрак Восток» реализовала проект теплоэлектростанции в г. Снежинске (Челябинская обл.)

ТЭС выполнена на базе трех газопоршневых агрегатов CAT® G3516 в контейнерном исполнении. Общая электрическая мощность станции – 3 МВт, тепловая – 3,6 МВт. ТЭС обеспечивает электроэнергией и теплом вновь строящееся предприятие по производству керамической плитки и является единственным источником энергоснабжения завода.



Отличительная особенность данного проекта - необходимость согласования работы генераторных установок с технологическими режимами оборудования предприятия (частые пуски и остановки мощных потребителей). Станция имеет блочно-модульное исполнение, в результате чего срок от поставки оборудования до ввода его в эксплуатацию составил 2 месяца. Заключенный договор на техническое обслуживание и поставку запчастей со стороны дилера позволил сократить персонал ТЭС до минимума.

В г.Богдановиче (Свердловская обл.) начала работу газопоршневая электростанция мощностью 200 кВт.

Она работает на очистных сооружениях города. Заказчиком станции выступило МУП «Водоканал». Оборудование изготовлено Уральским дизель-моторным заводом (г. Екатеринбург). Установка работает в простом цикле, стоимость вырабатываемой электроэнергии составляет 67 копеек за 1 кВт·ч.



Система утилизации тепла будет поставлена на станцию в текущем году. Вырабатываемое тепло будет использоваться для нужд теплофикации. В ближайшее время заказчику должна быть поставлена еще одна аналогичная установка. Всего предприятия города планируют в течении двух лет заказать еще десять подобных агрегатов. Уральский дизель-моторный завод предполагает к концу года выпустить на рынок мини-ТЭЦ на базе энергоблока АГ-200. В установке применен генератор БГ200-4 Баранчинского электромеханического завода.

На месторождении «Средняя Харьяга» (Печора- Нефть) наращивается мощность электростанции.

Для этой цели компания закупила три контейнерных энергоблока JMS 320 GS-N.LC (GE Jenbacher), каждый из которых будет вырабатывать 900 кВт электроэнергии. Энергоблоки созданы на базе газопоршневых двигателей J 320 GS и оснащены синхронными генераторами LSA 52.2 VL50 компании Leroy Somer. Они будут работать в простом цикле. Поставщиком оборудования является ЗАО «Сигма Технолоджис».

Функции генподрядчика выполняет заказчик – компания «Печора-Нефть». Ввод в эксплуатацию первого энергоблока запланирован на IV квартал текущего года, двух других – на начало 2007-го. На станции уже работают пять модулей Caterpillar 1000SPE на базе двигателей G3516. Оборудование поставлено ООО «Цепеллин Руссланд» (агрегатирование выполнила компания Tedom). Два энергоблока имеют систему утилизацию тепла (Tedom). Кроме газопоршневых энергоблоков, работающих на попутном нефтяном газе с низким метановым индексом, электростанция имеет две резервные дизель-генераторные установки Caterpillar C18 мощностью по 500 кВт.

Энергоцентр Чистинного месторождения работает на попутном нефтяном газе.

Он введен в эксплуатацию в начале текущего года. В состав энергоцентра входят четыре газопоршневых энергоблока Waukesha VHP9500GS1 (мощностью по 1390 кВт) с двигателями 9390GS1, двухтопливная установка PBF 1250X (1000 кВт) с двигателями Perkins 4016TESI и аварийная установка P250 мощностью 190 кВт (производство компании FG Wilson).



Установка подготовки топливного газа (УПТГ) производит очистку газа от капельной жидкости и механических примесей, а также обеспечивает на коллекторе двигателя требуемое давление топлива. Метановый индекс попутного газа – 44, с содержанием более 12% тяжелых углеводородов. Энергоцентр работает на этом газе без специальных систем газоподготовки, поднимающих метановый индекс.

Пусконаладочные работы проводились при температуре окружающего воздуха до минус 53 °С. Дополнительные сложности были обусловлены также тем, что ввод объекта сопровождался немедленным подключением реальной нагрузки к последовательно запускаемым энергоблокам. Несмотря на это, станция запущена в эксплуатацию в планируемые сроки.

Энергоцентр Чистинного месторождения построен и введен в эксплуатацию в течение 14 месяцев с момента заключения контракта. Это стало возможным в результате тщательной проработки технического решения специалистами ООО «Энерготех» совместно с Заказчиком и тесной координации действий в период строительства объекта.

Электростанция расположена в легкосборном здании ангарного типа. Генпроектировщиком выступил НижневартовскНИПИнефть. Агрегатирование выполнила компания «Энерготех», она же поставила систему управления верхнего уровня.

Обучение персонала поводилось на объекте, в настоящее время организуется обучение в специальных учебных классах.

Муниципальная электростанция в г. Анадыре введена в эксплуатацию.



Она выполнена на базе пяти газопоршневых установок G3616 (Caterpillar) мощностью по 3,65 МВт и двух резервных дизельных агрегатов D3616 (Caterpillar) по 5,2 МВт. Станция предназначена для электро- и теплоснабжения Анадыря. Ее электрическая мощность составляет 28,65 МВт, тепловая, включая котельную, – 92,2 МВт.

Разработчик АСУ ТП электростанции - РУП «Белэлектромонтажналадка». На верхнем уровне установлена система Scada Trace Mode, на нижнем и среднем уровнях - контроллеры Mitsubishi Electric. Система управляет ТЭС и городскими подстанциями (35 кВ).

Все агрегаты оборудованы котлами-утилизаторами. На станции также установлены четыре пиковых водогрейных котла типа UT-H-WT (Loos International) – Y14500x10. Электростанция размещена в капитальном здании. В настоящее время она работает в базовом режиме в параллель с энергосистемой, в дальнейшем ее планируется использовать в качестве основного источника энергоснабжения городов Анадырь и Угольные Копи.

Для обеспечения бесперебойной работы электростанции компания «Восточная Техника», которая является официальным дилером Caterpillar, организовала в Анадыре склад запасных частей.

Арендная электростанция обеспечит энергией Верх-Тарское месторождение (Новосибирскнефтегаз).

[2006 - Июнь](#)

Энергоблок Звезда-1125ВК-02МЗ электрической мощностью 1125 кВт поставлен ОАО «Звезда-Энергетика».

В состав энергоблока входит 16-цилиндровый V-образный дизельный двигатель КТА50G8 производства компании Cummins и синхронный четырехполюсный генератор HC7G (Stamford) с выходным напряжением 6,3 кВ. Электростанция имеет третью степень автоматизации

87 МВт - мощность газопоршневой электростанции, введенной в эксплуатацию в Азербайджане.



Станция построена под ключ в г.Астара компанией Wartsila. Она расположена в здании легкоборного типа. На сегодня это самая мощная газопоршневая электростанция на территории СНГ. Ввод ее в эксплуатацию позволил ликвидировать дефицит в обеспечении города энергией.

Электрическая мощность станции составляет 87 МВт; электрический КПД - 44,3%. Она имеет четвертую степень автоматизации. Станция синхронизирована с энергосистемой Азербайджана, работает в базовом режиме. На электростанции установлено 10 энергоблоков на базе двигателей 20V34SG компании Wartsila. В качестве топлива используется природный газ. В настоящее время строятся четыре аналогичные станции с использованием энергоблоков мощностью по 8,7 МВт:

- в Баку - на территории законсервированной бакинской ТЭЦ-2 (12 установок);
- в Хачмазском и Шекинском районах (по 10 установок);
- в Нахичеванской Автономной Республике (10 установок).

Проект реализуется по заказу компании «Азерэнерджи». Для него Международным банком Азербайджана привлечены синдицированные кредиты Citygroup и Commerzbank в размере \$30 млн. Также используются средства, выделенные Исламским банком развития в сумме более \$100 млн. Необходимо отметить, что это самый масштабный в СНГ проект с использованием газопоршневых энергоблоков. Суммарная мощность пяти электростанций составит более 450 МВт.

Павловский автобусный завод использует энергию собственной электростанции.

Она создана на базе четырех газопоршневых энергоблоков ДГ98М единичной мощностью 1 МВт и частотой вращения 500 об./мин. Они разработаны и серийно производятся ОАО «РУМО» (г. Нижний Новгород).



Станция работает в когенерационном цикле: каждый энергоблок оснащен котлом-утилизатором КУВ-0,7, который также серийно изготавливается РУМО. Горячая вода используется для теплофикационных нужд предприятия. Энергоблоки размещены в здании легкоборной конструкции. Они работают в режиме единой электростанции, синхронизированной с энергосистемой. Разработчик проекта теплоэлектростанции – ООО «СИРИН-НН» (г. Н. Новгород). Система управления электроагрегатами и генераторы разработки и производства – НП АО «Электромаш» (г. Тирасполь, Молдова). В энергоблоках применены синхронные бесщёточные генераторы типа СГСБ900К-12В2 с выходным напряжением 6300 В.

ООО «Цеппелин Русланд» реализовало в С.-Петербурге проект по строительству мини-ТЭС.



Станция, созданная на базе двигателей G3508 и G3512 (Caterpillar), вырабатывает 1,27 МВт электрической и 1,54 МВт тепловой энергии. Уникальность проекта заключается в том, что газотурбинные установки, обслуживающие фармацевтическое предприятие, работают в «островном» режиме - при полном отсутствии городской электросети и резервных источников энергии. Вместе с тем особенности производственного процесса требуют повышенного качества электроэнергии и бесперебойного энергоснабжения.

ТЭС полностью покрывает все потребности предприятия в тепле и электроэнергии и функционирует в автоматическом режиме под контролем удаленного диспетчерского центра потребителя и сервисной службы «Цепелин Русланд», связь с которой установлена в режиме on-line через GSM-модем. Благодаря высокой степени заводской готовности оборудования, мини-ТЭС была смонтирована за полтора месяца. Менее чем за полгода агрегаты наработали по 3000 моточасов – их эксплуатация осуществляется практически в безостановочном режиме, чему способствует своевременная поставка расходных материалов и запасных частей

Энергоустановка когенерационного цикла обеспечит электроэнергией сельскохозяйственный кооператив.

Она создана на базе трех газовых двигателей компании GE Jenbacher JMS 420 GS-B.LC. Электрическая мощность установки составит 4,2 МВт, тепловая – 4,3 МВт. Основным топливом будет биогаз, который получают из отходов кукурузы и ржи.

Вырабатываемая электроэнергия будет передаваться в региональную энергосеть, тепловая - использоваться в технологическом процессе производства дрожжей для пищевой промышленности.

Собственником установки, построенной в сельской местности (в 100 км от Гамбурга), является компания Protein & Energy Soltau GmbH (ProEn). Кроме газовых двигателей, GE Jenbacher поставила в рамках контракта АСУ ТП верхнего уровня, систему очистки выхлопных газов, охладители и другое вспомогательное оборудование.

7. Техничко-коммерческие предложения (техничко-экономическое обоснование) проектов

Для обоснования газопоршневой или газогенерирующей установки на предприятии или жилом комплексе необходимо провести тщательный анализ на основе технико-экономического обоснования, в качестве примера расчета рассмотрим ТЭО на установку газопоршневой (газотурбиной) установки на предприятии города Новосибирска.

В настоящий период времени происходит реформирование энергетики России, которое должно привести рыночные механизмы в эту монополизированную до настоящего времени отрасль экономики страны. Базой для реформирования являются:

- Постановление правительства № 526 от 11.07.2001 г. «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации»

и принятый Государственной Думой и Советом Федерации пакет законов:

- Федеральный Закон «Об электроэнергетике»;
- изменения в Федеральный Закон "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в РФ";
- Федеральный Закон "Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период";
- Федеральный Закон о внесении изменений и дополнений в закон "О естественных монополиях";

Целью реформ объявлено создание конкурентной отрасли с независимыми производителями. Правда пока, по крайней мере, в Новосибирской области наблюдается обратный процесс еще большей монополизации отрасли. Вместе с тем, принятые законы декларируют возможность появления независимых производителей электроэнергии, и участвовать предприятиям в качестве, как покупателя, так и продавца.

Реформа отнюдь не исключает рост цен, как на тепло, так и электроэнергию. Прогноз развития ситуации с ценами на энергоресурсы приведен в Приложении 1. Что касается доступности энергоресурсов, то вряд ли стоит опасаться прекращения поставок газа в ближайшие десятилетия.

Менеджмент промышленных предприятий озабочен складывающейся ситуацией, как фактором нестабильности (дополнительного риска) для собственного производства и ищет пути уменьшения риска, как недостатка энергии, так и хеджирования ее стоимости.

Одним из направлений энергетической стратегии предприятия может стать создание своего генерирующего источника. Это направление может развиваться как:

- обеспечение Предприятия более дешевой э/энергией,
- оптимизации закупок с оптового рынка э/энергии
- собственный бизнес по последующей продаже э/энергии на оптовый рынок.

Создание собственной ТЭС позволит приобрести опыт эксплуатации подобных систем, отработку режимов параллельной работы ТЭС с внешней энергосистемой, начать оптимизацию затрат на потребляемую энергию.

Финансирование строительства мини ТЭС может быть осуществлено, как за счет собственных средств, так и с использованием заемных средств.

1. Энергосистема предприятия

Система электроснабжения

Электроснабжение предприятия осуществляется, в основном, от ГРУ ТЭС на генераторном напряжении 10 кВ и на том же напряжении от подстанции. Кроме того, промплощадка получает частично питание на напряжении 35 кВ от подстанции и на напряжении 6 кВ от подстанций. В настоящее время готовится пересмотр схемы с задачей вывести часть питающих фидеров в резерв.

Трансформация до рабочих напряжений 6, 3, и 0,4 кВ производится на 79 понизительных подстанциях, где смонтировано 147 трансформаторов с общей установленной мощностью 139,96 МВт.

С 1999 года расчеты с энергосистемой за израсходованную электроэнергию ведутся по одноставочному тарифу, что сняло остроту необходимости контроля потребляемой мощности в часы максимума нагрузки энергосистемы.

Разрешенная к использованию мощность на 2005 г. -35 МВт, на 2006 г. –37 МВт.

Наибольшее значение фактической максимальной мощности составила 26,373 МВт в январе 2006 г. и 27,704 МВт в январе 2005 года.

Графики фактической максимальной мощности представлены на Рисунке 2-1, 2-2.

Рисунок 1-1 Максимальная мощность в 2005 г.

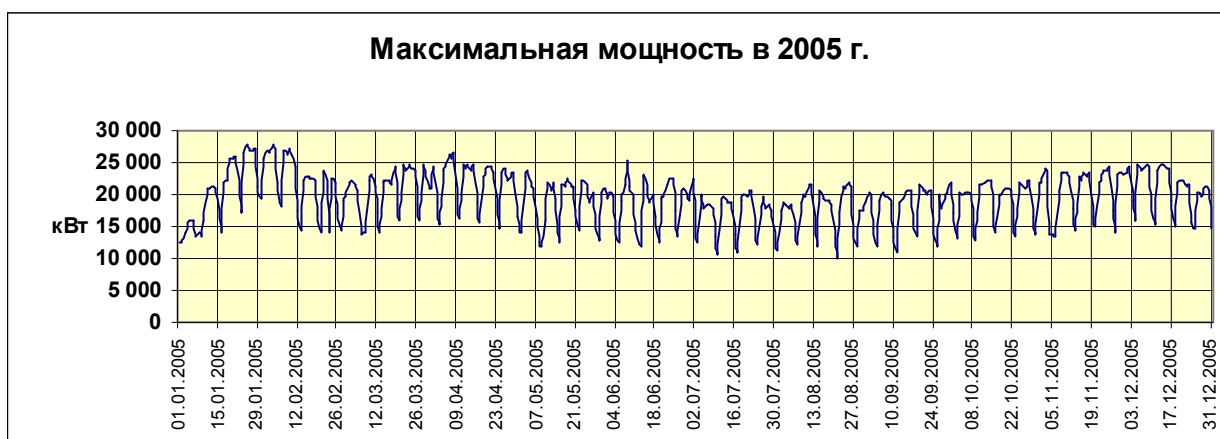


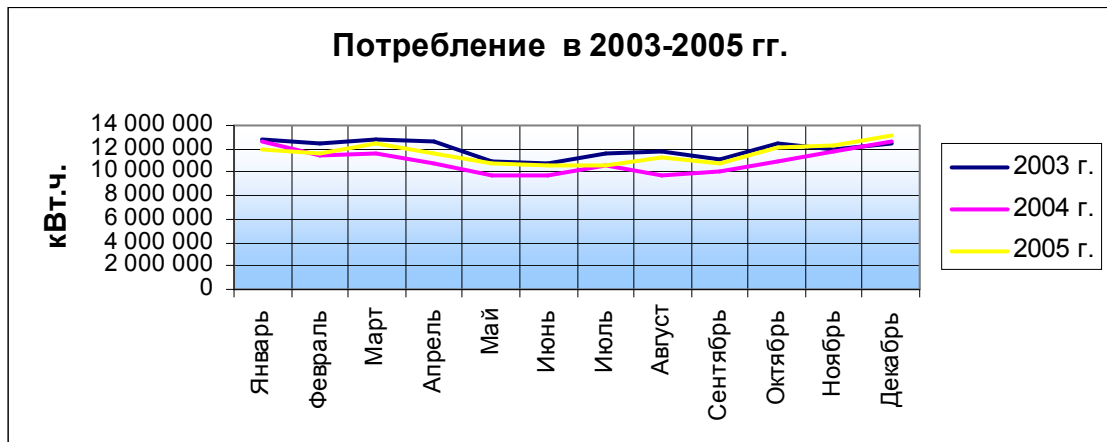
Рисунок 1-2 Максимальная мощность в 2006 г



Суточное потребление электроэнергии колеблется в пределах 250-260 тысяч кВт*ч в летние месяцы и 450-470 тысяч кВт*ч в зимние.

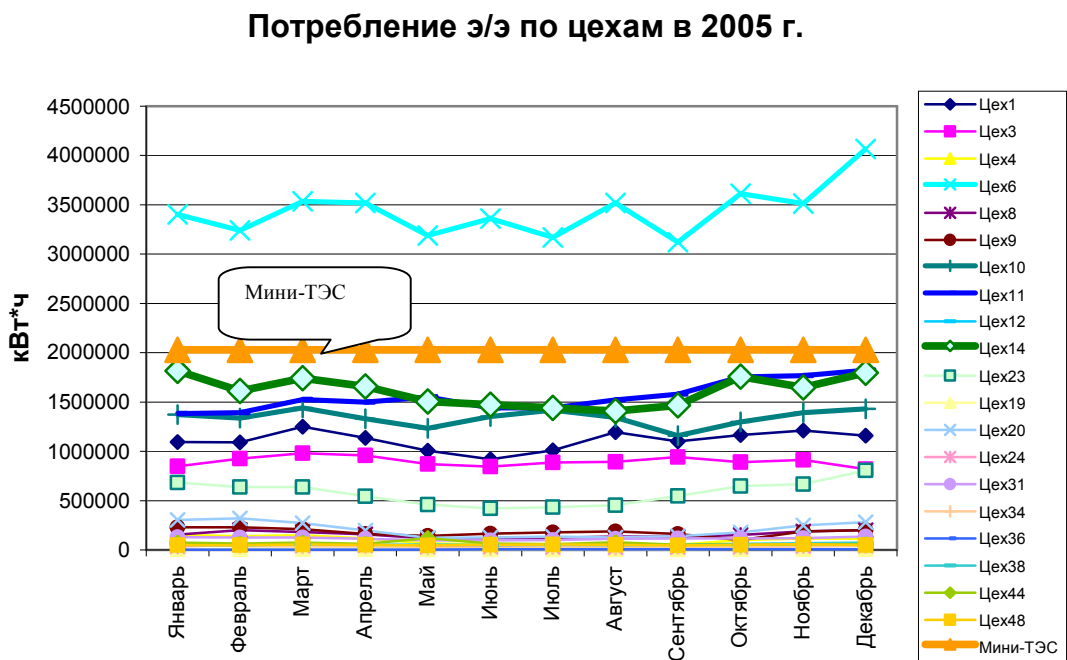
Месячное потребление электроэнергии составляет 12 –13 тысяч МВт*ч.

Рисунок 1-3 Месячное потребление э/э в 2003-2005 гг.



На рисунке 2-4 представлено месячное потребление по цехам, для сравнения на этом же графике представлен график выработки э/энергии мини-ТЭС мощностью 3 МВт.

Рисунок 1-4



На рисунках 2-4,2-5 представлена средняя получасовая активная мощность по вводным фидерам от ТЭЦ-4 до КП-2, КП-3, КП-4 завода.

Рисунок 1-5 Получасовая активная мощность по фидерам 1081, 1083, 1092, 1093, 1084 за июль 2005 г.

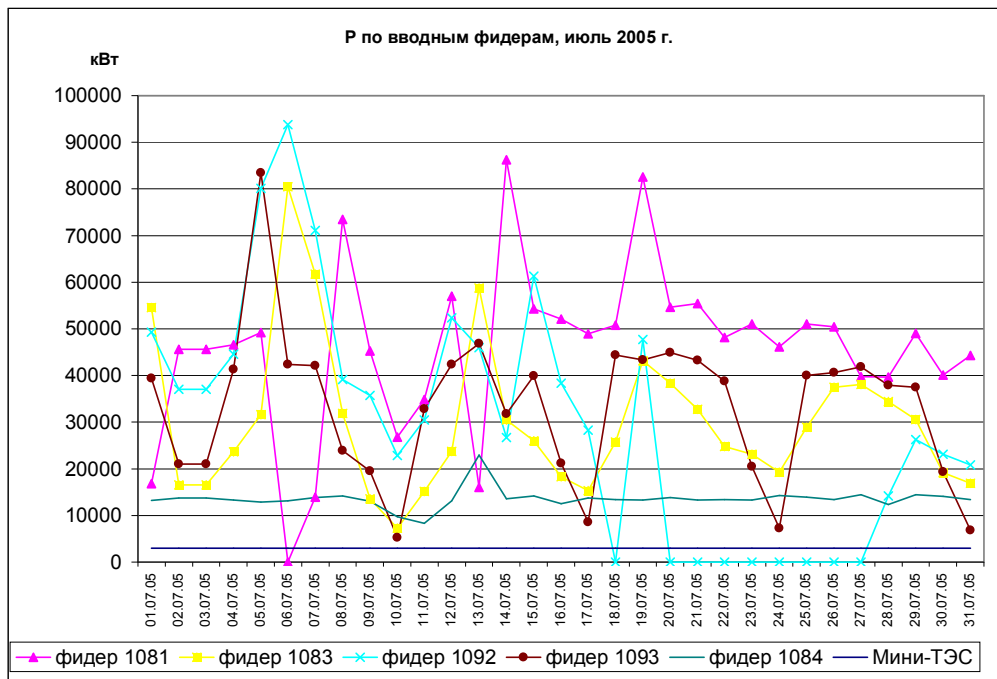
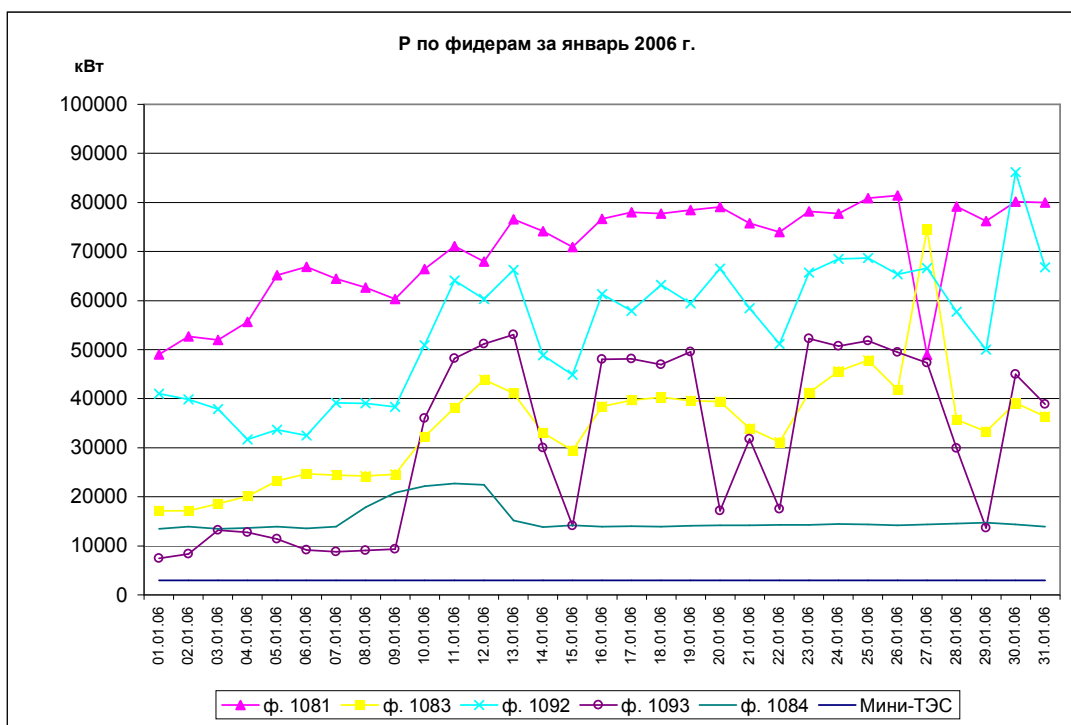


Рисунок 1-6 Получасовая активная мощность по фидерам 1081, 1083, 1092, 1093, 1084 за январь 2006 г.



Из рисунков можно сделать вывод, что 3 МВт мощности Мини-ТЭС существенно не повлияют на электроснабжение определённых КП завода, которые выбирались как возможные места подключения вводных фидеров от Мини-ТЭС.

Система теплоснабжения.

Теплоснабжение промплощадки осуществляется от ТЭС по двум ветвям:

Восточная ветвь:

$2D^y = 600$ мм по горячей воде

$D^y = 450$ мм по пару

Западная ветвь:

$2D^y = 500$ мм по горячей воде

$D^y = 450$ по пару

Транзитом через промплощадку проходят трубопроводы $2D^y = 500$ мм теплоснабжения поселка.

Схема теплоснабжения радиально-кольцевая с достаточно высокой степенью резервирования. Система теплоснабжения частично открытая, частично закрытая.

Западный и Восточный выходы имеют коммерческие приборы учета, как по сетевой воде, так и по пару, но находятся в нерабочем состоянии. Учет потребляемой тепловой энергии производится на основании показаний приборов учета установленных на ТЭЦ-4 приборов учета

Помесячное потребление тепла с паром и горячей водой (без учета субабонентов) в 2003-05 годах представлено на Рисунке 2-6. Общее потребление тепловой энергии:

2003 год – 372530 Гкал, 2004 год – 297701 Гкал, 2005 год – 273656 Гкал.

Рисунок 1-7 Потребление тепловой энергии (без учета субабонентов) в 2003-05 гг.

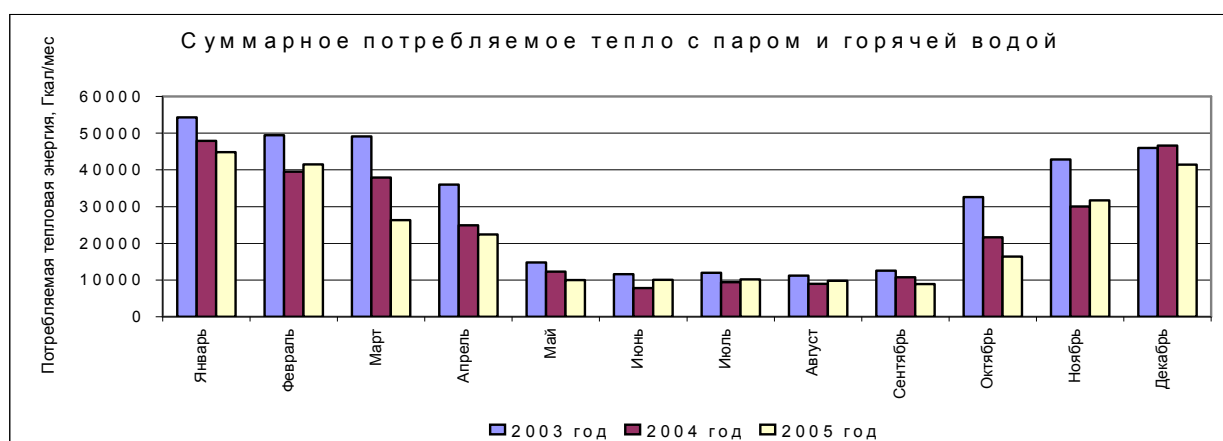


Рисунок 1-8 Потребление тепла с паром (без учета субабонентов) в 2003-05 гг.

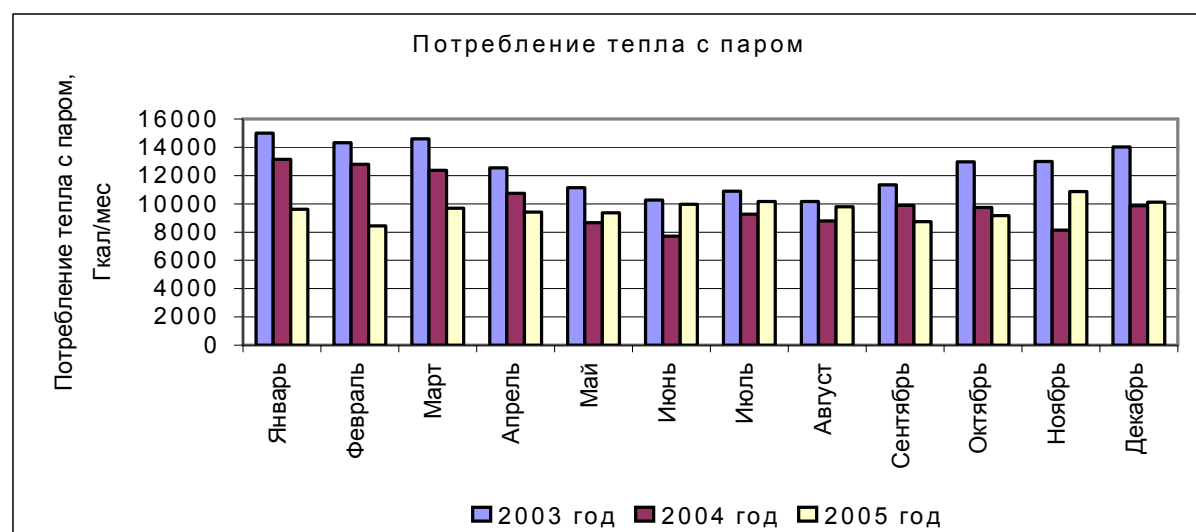


Рисунок 1-9 - Потребление тепла с горячей водой (без учета субабонентов) в 2003-05 гг.

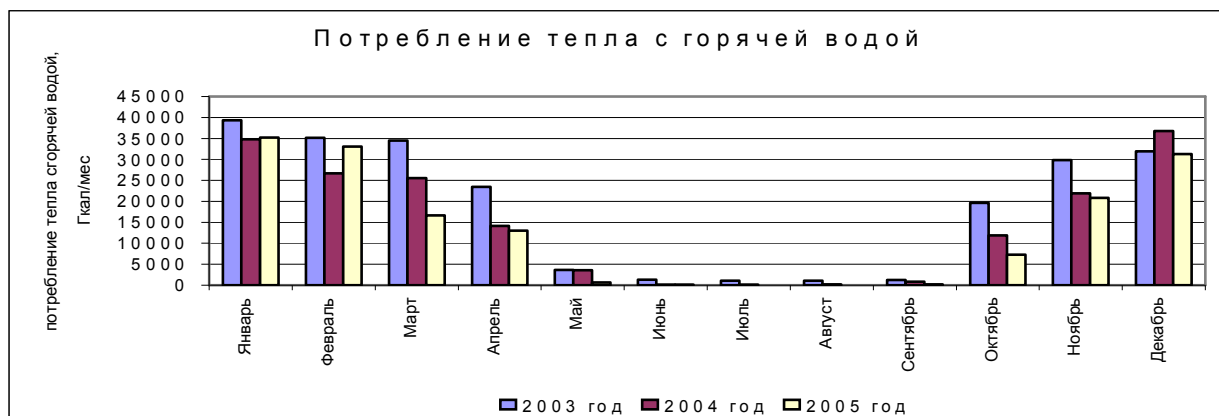


Таблица 1-1. Общее потребление тепла с паром и горячей водой (Гкал)

	2003 год	2004 год	2005 год
Пар	150260	121130	115366
Горячая вода	222270	176571	158290

Как видно из графика (см. Рисунок 2-7), потребление тепла с горячей водой носит ярко выраженный сезонный характер. Т. е. в основном тепло используется в отопительный период. В летний период тепло потребляется на нужды горячего водоснабжения.

Потребление тепла с горячей водой в июне-августе 2003-05 гг. представлено в таблице 2-2.

Таблица 1-2. Потребление тепла с горячей водой в июне-августе 2003-05 гг (Гкал)

	2003 год	2004 год	2005 год
Июнь	1338	98	116
Июль	1095	125	9
Август	1060	186	25

Для определения оптимального места расположения мини-ТЭС, были рассмотрены расчетные тепловые нагрузки (см. таблица 3) и тепловая схема предприятия.

Расчетные проектные тепловые нагрузки по цехам представлены в **Приложение 2**.

В Таблице 2-3 представлены суммарные проектные нагрузки по предприятию.

Таблица 1-3 Тепловые проектные нагрузки

Наименование объекта (цех-здание)	Пар, Гкал/час	Горячая вода, Гкал/час			Всего
		Отопление	Вентиляция	ГВС	
1	2	3	4	5	6
Итого	48,5	24,9	93,1	17,4	183,9

2. Технические варианты мини-ТЭС

Для начального этапа создания мини-ТЭС рассматривался вариант строительства ТЭС мощностью 2-3 МВт, в составе 2-3 блоков.

Наиболее подходящими приводами генераторов для ТЭС такой мощности являются газо-поршневые (ГПД) и газотурбинные (ГТД) двигатели.

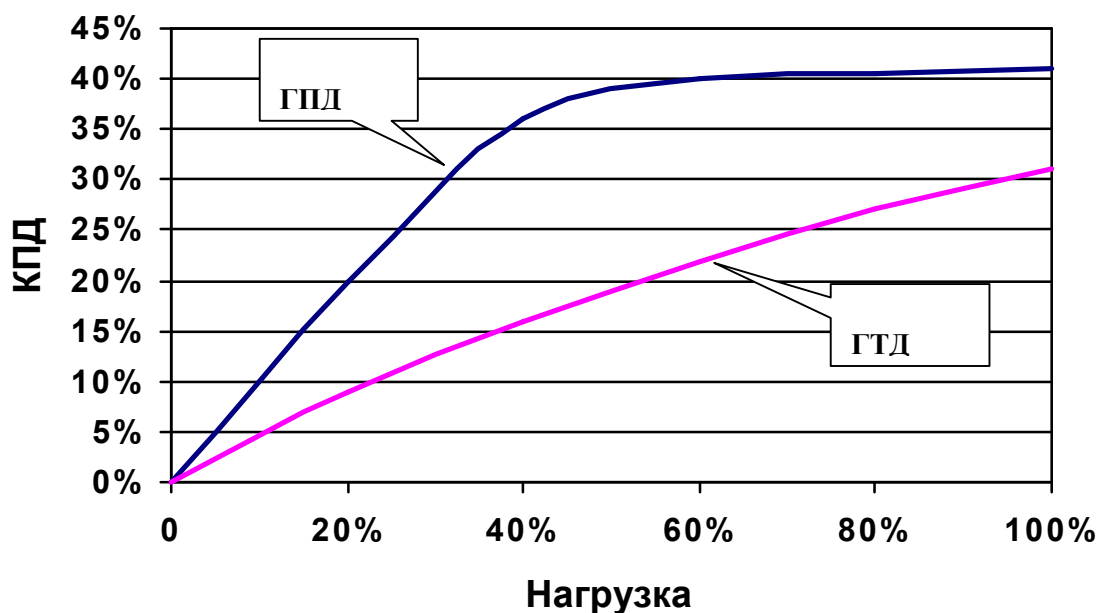
Рассмотрим преимущества и недостатки каждого из вариантов.

Сопоставление вариантов с ГПД и ГТД на принятом для расчётов уровне нагрузок не дают преимущества ни одному из них. Незначительная разница в расходе топлива не может ощутимо повлиять на выбор.

Газотурбинная установка более, чем ГПД приспособлена к решению задачи теплоснабжения, вырабатывая пар, который можно использовать непосредственно или через теплообменник, а ГПД помимо пара всегда будет производить горячую воду из охладительной системы двигателя. ДВС имеет значительно больший электрический КПД и больше подходит в случае, когда приоритет отдается электроснабжению.

- Важным параметром работы небольших энергоустановок является их маневренность. То есть способность быстро реагировать на изменение нагрузки. В этом смысле установки с ГПД вне конкуренции. Они быстро запускаются и останавливаются, а также малочувствительны к изменению нагрузки.
- ГПД в режиме переменных нагрузок от 60% до 100% незначительно снижает экономичность, ГТУ более чувствительна к переменным нагрузкам (см. Рисунок 2-1)

Рисунок 2-1 Зависимость КПД от нагрузки



- Существенным моментом при выборе оборудования является чувствительность устройства к температуре окружающего воздуха. Мощность ГТД сильно зависит от температуры воздуха, поступающего в камеру сгорания - изменение температуры воздуха от 0 до 30 °С вызывает изменение мощности на 20%, а ГПД в этом диапазоне не чувствителен к температуре.
- Не менее важным параметром при выборе оборудования является расход топлива и эксплуатационные затраты, которые напрямую связаны с выгодами от

эксплуатации ТЭС и со сроком окупаемости инвестиций. На (Рисунок 2-2) приведена зависимость удельного расхода топлива при изменении нагрузки для обоих типов двигателей. Как видно из рисунка, удельный расход топлива на выработанный кВт.ч(э) меньше у газо-поршневой установки, причем при любом нагрузочном режиме. Это объясняется тем, что электрический КПД газо-поршневых машин выше чем у газотурбинных. Для ГПД КПД составляет 36-45%, а газовых турбин – 25-34%.

- Существенным параметром, определяющим срок окупаемости инвестиций в создание ТЭС, является величина эксплуатационных затрат (см. Рисунок 3-3). Из рисунка следует, эксплуатационные затраты на электростанцию с поршневыми машинами ниже, чем на электростанцию с газовыми турбинами. Резкие скачки на графике ГТД - капитальные ремонты двигателя. У эксплуатационных затрат ГПД таких скачков нет, капитальный ремонт требует значительно меньших финансовых ресурсов и времени. Поскольку капитальные ремонты турбин осуществляются заводом-изготовителем, тогда как ремонт ГПД может быть осуществлен на месте.

Рисунок 2-2 Сравнение удельного расхода топлива

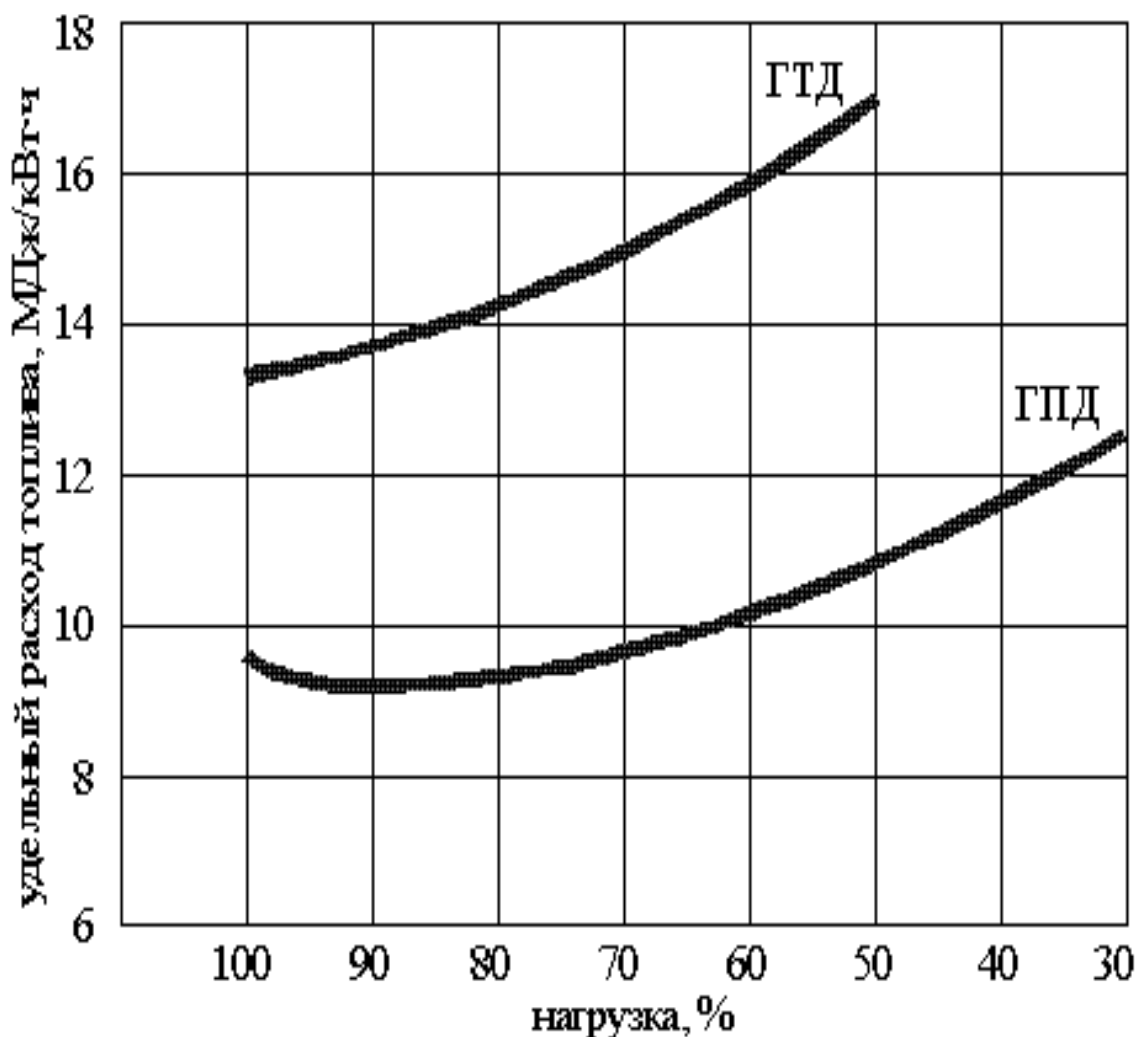
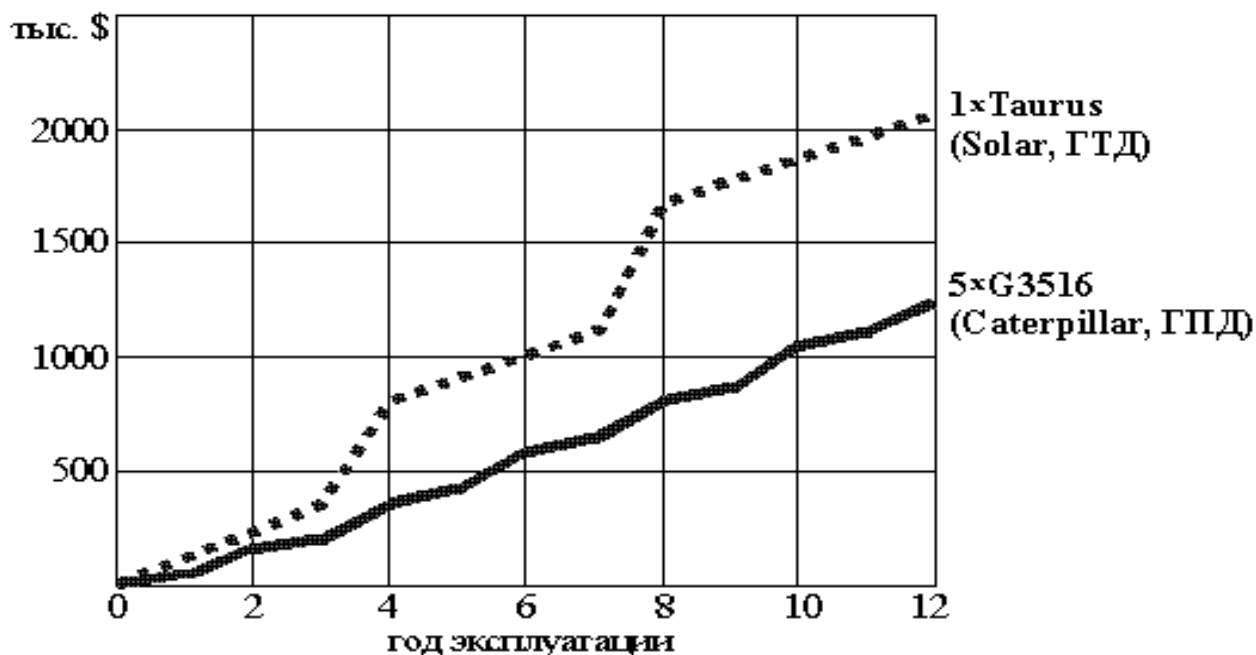


Рисунок 2-3 Эксплуатационные затраты на электростанцию мощностью 5 МВт



Сравнение газо-поршневых и газотурбинных двигателей по другим немаловажным вопросам установки и эксплуатации приведено в (Таблица 2-1).

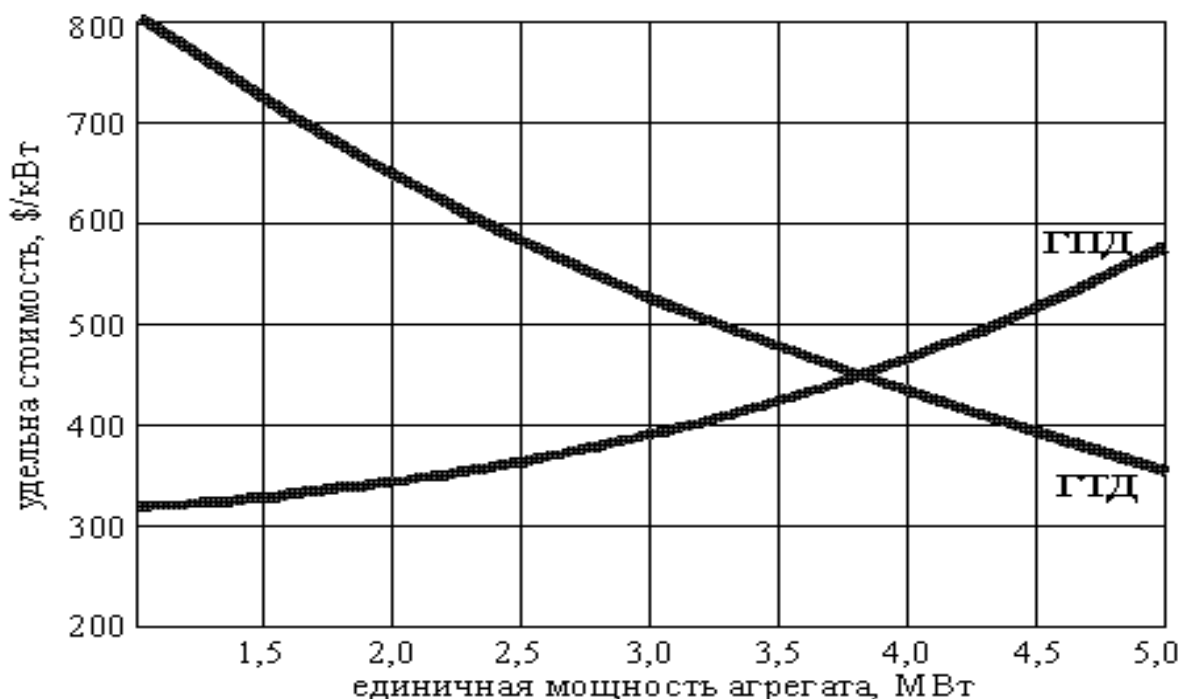
Таблица 2-1

Показатель	Газо-поршневой привод (ГПД)	Газотурбинный привод (ГТД)
Долговечность	Без ограничения при соблюдении правил эксплуатации и обслуживания	Без ограничения при соблюдении правил эксплуатации и обслуживания
Ремонтопригодность	Ремонт производится на месте, требует меньше времени	Ремонт производится на специальных заводах затраты времени и денег на транспортировку, центровку и т.д.
Сохраняемость	Практически без ограничения при правильном хранении, может перевозиться любым видом транспорта	Практически без ограничения при правильном хранении, транспортировка железнодорожным транспортом не желательна
Экономичность	КПД мало меняется при нагрузке от 100% до 60% мощности	КПД резко снижается на не полной нагрузке
Удельный расход топлива при 100% и 50% нагрузках	9,3 - 11,6 МДж/кВт.ч 0,264 - 0,329 м ³ /кВт.ч	13,2 - 17,7 МДж/кВт.ч 0,375 - 0,503 м ³ /кВт.ч

Падение напряжения и время восстановления после 50% наброса нагрузки	22% 8 с	40% 38 с
Влияние переменной нагрузки	Не желательна долгая работа на нагрузках менее 50% (сильно влияет на интервалы обслуживания). При меньшей единичной мощности агрегата, более гибкая работа электростанции в целом и выше надежность энергоснабжения.	Работа на частичных нагрузках (менее 50%) не влияет на состояние турбины. При высокой единичной мощности агрегата, отключение вызывает потерю 30...50% мощности электростанции.
Размещение в здании	Имеет большой вес на единицу мощности. Не требует компрессора для дожима газа, рабочее давление газа на входе - 0,1...0,35 бар.	Требует помещения меньшей площади. Минимальное рабочее давление газа на входе - 12 бар, требуется газ высокого давления, либо дожимной компрессор, а так же оборудование для запуска турбины.
Обслуживание	Останов после каждой 1000 ч. работы, замена масла Капитальный ремонт через 60000 - 80000 ч., выполняется на месте установки	Останов после каждых 2000 ч. работы (по данным фирмы Solar) Капитальный ремонт через 50000 - 60000 ч., выполняется на специальном заводе

Отмеченные особенности каждого из вариантов на этой стадии технического сопоставления в пользу установки с ДВС. Однако окончательная оценка вариантов может быть сделана после выполнения экономических расчётов с определением капиталовложений и эксплуатационных затрат.

Наиболее существенный вопрос для принятия решения о начале строительства ТЭС – вопрос стоимости оборудования. На рисунке (Рисунок 2-4) приведено сравнение удельной стоимости ГТД и ГПД. Как видно из рисунка, при единичных мощностях менее 3,5 МВт наименьшая удельная стоимость ТЭС на базе поршневых машин. Важно заметить, что стоимость оборудования и стоимость станции не одно и то же, особенно в том случае, когда речь идет о подводе газа высокого давления (как требуется для газовых турбин).

Рисунок 2-4 Удельная стоимость поршневой и газотурбинной установок ¹

В последнее время все больше появляется на рынке микротурбины, в частности компании Capstone, мощностью 30 и 65 кВт (в 2006 году готовится к серийному производству блоки 200 кВт), которые представляют собой блоки высокой заводской готовности. Возможен комплекс машин до 100 блоков общей мощностью 6,5 МВт. Электрический КПД таких машин составляет 29-35%. Они отличаются низкими эксплуатационными затратами, но и высокой удельной стоимостью ~ 1200 \$/кВт, что вдвое выше чем у ГПД.

В заключение следует сказать, что сравнение турбинных и поршневых двигателей для применения на мини-ТЭС показывает, что установка газовых турбин наиболее выгодна при единичных блоках более 4-5 МВт, ввод газа высокого давления.

ТЭС на базе газо-поршневых двигателей перспективны в качестве основного источника электроэнергии и теплоты на предприятиях самого широкого диапазона деятельности.

Таким образом, консультант рекомендует приобрести для создания мини-ТЭС на газо-поршневой двигатель.

Выбор поставщика оборудования, как правило, определяется тендером на поставку. Должно ли быть оборудование отечественным или импортным зависит от многих параметров. Импортное оборудование, как правило, дороже, однако имеет значительно больший ресурс и меньшие эксплуатационные затраты, а также как правило поставляется со всем комплексом необходимого оборудования и автоматики, опробованного с данным видом установки. В Приложении 3 приведены коммерческие предложения ряда производителей, запрошенных для подготовки данного ТЭО (Caterpillar, Deutz, РУМО) с характеристиками их оборудования. Присланные характеристики использованы далее в расчетах коммерческой эффективности мини-ТЭС.

¹ Замоторин Р.В., Малые теплоэлектроцентрали - поршневые или турбинные, Энергетика и промышленность России, 2002 г.

3. Возможные режимы работы мини-ТЭС.

Как указывалось в кратких описаниях системы электроснабжения и системы теплоснабжения предприятия - разрешенная к использованию мощность составляет в настоящее время 37 МВт., а договорная нагрузка по горячей сетевой воде около 107 Гкал.

Фактическая максимальная мощность в январе 2006 года составила 26,237 МВт, а максимальная тепловая нагрузка в отопительный сезон 2005 – 2006 года составляла около 65 Гкал.

Предполагаемая, установленная электрическая мощность мини-ТЭС – 2,5-3 МВт, соответственно тепловая (с коэффициентом 1,35) - 3,375-4 МВт (2,9-3,5 Гкал/час).

Мини-ТЭС с электрической мощностью 2,5-3,0 МВт и тепловой мощностью 2,9 - 3,5 Гкал/час при имеющихся электрических и тепловых нагрузках предприятия, не может оказать сколько-нибудь существенного влияния на устойчивость электроснабжения и теплоснабжения предприятия. Строительство и ввод в работу такой ТЭС ставит своей задачей приобрести опыт эксплуатации собственного источника тепловой и электрической энергии, проработать экономические и технические показатели, получить на практике сравнительные данные централизованного и независимого энергоснабжения предприятия.

Однако для получения хороших экономических данных и низкого срока окупаемости станции необходимо, чтобы она имела круглый год загрузку не менее 70% установленной мощности.

Вопрос о возможности работы в автономном или параллельном режиме с внутриводской сетью можно решать, только имея схемное решение. В большинстве вариантов это возможно, объединив несколько объектов, за исключением нагрузок цехов 6, 14, 10, 11. Выбор варианта электроснабжения, необходимо сделать после получения ТУ энергосистемы, что необходимо в случае параллельной работы с системой.

Схемное решение не рассматривалось на этом этапе, ввиду недостатка информации и предполагаемой реконструкции сетей завода. Данный вопрос должен стать предметом при подготовке технического проекта.

Для определения оптимального места расположения мини-ТЭС по тепловой нагрузке, были рассмотрены расчетные тепловые нагрузки (см. Приложение 2) и тепловая схема "НЗХК".

Установка мини-ТЭС на концевом участке

Недостаточный перепад давлений в прямом и обратном трубопроводах хвостовых участков теплосети при договорной циркуляции в 1700 тонн/час не обеспечивает нормальное теплоснабжение цехов 3, 4, 8, 9, 12, 14 и др., подключенных к этим участкам.

Проанализировав расчетные тепловые нагрузки и тепловую схему, был рассмотрен вариант установки мини-ТЭС на концевом участке сети между зданиями №№28 и 29. Такое решение было принято с целью улучшить качество теплоснабжения потребителей находящихся в концевой части. Перечень этих потребителей представлен в Таблице 4-1.

Схема размещения мини-ТЭС в Приложении 3

Для оценки, фактической тепловой нагрузки концевых потребителей, были проанализированы данные приборов учета потребления тепловой энергии на тепловом вводе предприятия, за 12 января 2006 года (см. Таблица 4-2).

Таблица 3-1. Перечень потребителей находящихся в концевой части

Наименование объекта здание) (цех-	Горячая вода, Гкал/час			Всего
	Отопление	Вентиляция	ГВС	
1	3	4	5	6
73	0,0839	4,23	0,705	5,0189
61(склад)	0,207	0,62	0,0215	0,8485
60	0,201	1,83	0,23	2,261
26	0,014	-	0,0297	0,0437
29	0,246	4,63	0,743	5,619
21б	0,054	0,034	0,171	0,259
21г	0,36	4,6	0,145	5,105
301	0,09	2,03	0,267	2,387
Цех №21	1,645	-	-	1,645
Итого	2,9009	17,974	2,3122	23,1871

Таблица 3-2. Данные приборов учета потребления тепла с горячей водой на вводе в "НЗХК"

Дата и время	Температура подающей воды t1, °С	Температура обратной воды t2, °С	Суммарный расход подающей воды m1, т	Суммарное потребление тепла Q, Гкал/ч
1	2	3	4	5
12.01.06 00	104,93	61,64	1607,2	69,2
12.01.06 01	105,37	61,69	1608,4	69,8
12.01.06 02	106,19	62,23	1610,3	70,3
12.01.06 03	106,82	62,28	1606,8	71,2
12.01.06 04	107,37	63,14	1619,4	71,3
12.01.06 05	107,66	63,39	1620,3	71,4
12.01.06 06	107,86	63,57	1614,9	71,3
12.01.06 07	107,23	63,41	1613,4	70,5
12.01.06 08	106,58	61,96	1639,4	73,1
12.01.06 09	105,83	60,30	1645,8	75,0
12.01.06 10	105,39	59,69	1645,8	75,3
12.01.06 11	105,37	59,48	1652,3	76,0
12.01.06 12	105,47	59,69	1655,0	76,0
12.01.06 13	105,50	59,75	1630,4	74,8
12.01.06 14	105,66	60,03	1620,6	74,1
12.01.06 15	105,66	60,47	1640,5	74,4
12.01.06 16	105,80	60,86	1661,1	75,0
12.01.06 17	105,83	61,65	1577,8	69,7
12.01.06 18	106,15	62,27	1600,6	70,0
12.01.06 19	106,25	62,67	1603,7	69,6
12.01.06 20	106,14	62,77	1605,3	69,3
12.01.06 21	106,04	62,68	1610,9	69,5
12.01.06 22	105,66	62,59	1611,5	69,0
12.01.06 23	105,45	62,42	1627,6	69,7
Всего	—	—	38928,9	1725,2
Среднее	106,1	61,7	1622,0	71,9

Из таблицы видно, что среднечасовое потребление (с учетом субабонентов) 12 января составило $Q_{\text{ф}}=71,9$ Гкал/час. Далее, это потребление было пересчитано на расчетные условия г. Новосибирска по формуле:

$$Q_{\text{пер}} = Q_{\text{ф}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{нар.рас}}) / (t_{\text{вн}} - t_{\text{нар.факт}}), \text{ Гкал/час}$$

Где:

$t_{\text{вн}}$ – усредненная расчетная температура внутреннего воздуха, $+16$ °С,

$t_{\text{нар.рас}}$ – расчетная температура наружного воздуха для отопления, -39 °С,

$t_{\text{нар.факт}}$ – фактическая среднесуточная температура наружного воздуха 12 января, -34 °С.

$$Q_{\text{пер}} = 79,1 \text{ Гкал/час}$$

Определяем коэффициент фактического использования расчетной тепловой нагрузки

$$K = Q_{\text{пер}} / Q_{\text{рас}}$$

Где,

$Q_{\text{рас}}$ – суммарная тепловая нагрузка (с учетом субабонентов) на отопление приточную вентиляцию и горячее водоснабжение, 150 Гкал/час.

$$K = 0,53$$

Принимаем, что данный коэффициент характерен для всех потребителей тепла с горячей водой. Тогда, ожидаемая тепловая нагрузка конечных потребителей:

$$Q_{\text{ожид}} = Q_{\text{рас кон}} \cdot K = 23,1871 \cdot 0,53 = 12,29 \text{ Гкал/час}$$

Где

$Q_{\text{рас кон}}$ – расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (см. Таблица 4-1).

Ожидаемый расход горячей воды для конечных потребителей:

$$G_{\text{ожид}} = Q_{\text{ожид}} \cdot 10^3 / (t_{1\text{ф}} - t_{2\text{ф}}), \text{ т/час}$$

Где:

$t_{1\text{ф}}$, $t_{2\text{ф}}$ – фактические средние температуры подающей и обратной воды, соответственно $106,1$ °С и $61,7$ °С.

$$G_{\text{ожид}} = 276,8 \text{ т/час}$$

Ожидаемая температура смешанной воды после мини ТЭЦ определяется по зависимости:

$$t_{\text{см}} = (G_{\text{тэц}} t_{\text{тэц}} + G_{\text{мини-тэс}} t_{\text{мини-тэс}}) / G_{\text{общ}} = 89,5 \text{ °С}$$

Где

$G_{\text{тэц}}$, $G_{\text{мини-тэс}}$ – соответственно расчетные расходы с ТЭЦ 4 и мини-ТЭС – 237 и 40 т/ч,

$t_{\text{тэц}}$, $t_{\text{мини-тэс}}$ - соответственно расчетные температуры подающей воды с ТЭЦ 4 и мини-ТЭС при средней за отопительный период температуре наружного воздуха ($-8,7$ °С) – 85 и 115 °С,

$G_{\text{общ}}$ – общий расход на конечных потребителей – 277 т/ч.

Т. е. температура воды в подающем трубопроводе будет выше, чем по графику на $4,5$ °С.

Определим возможность увеличения тепловой мощности мини-ТЭС, для этого рассчитаем ожидаемую среднюю за отопительный период тепловую нагрузку:

$$Q_{\text{ср. от. пер.}} = Q_{\text{ожд.}} * (t_{\text{вн}} - t_{\text{ср. От. Пер}}) / (t_{\text{вн}} - t_{\text{нар. рас}}) = 5,52 \text{ Гкал/час}$$

Т. е. имеется возможность увеличить тепловую мощность мини-ТЭС в 2 раза, что позволит обеспечить 100 % потребность в тепле с горячей водой конечных потребителей в диапазоне температур наружного воздуха от +8 до -8,7 °С. При температуре ниже -8,7 рекомендуется параллельная работа мини-ТЭС и основного источника теплоснабжения.

Остается открытым вопрос об использовании тепловой мощности мини-ТЭС в летний период. Фактическое потребление тепла в летний период незначительное (см. Таблица 2-2). Возможно несколько режимов работы мини-ТЭС в летний период:

- Выработка электрической энергии со сбросом тепла в окружающую среду.
- Частичное использование тепловой мощности мини-ТЭС на нужды горячего водоснабжения от водяных тепловых сетей.
- Перевод в летний период всей системы горячего водоснабжения «НЗХК» на нагрев сетевой водой.

Первый режим работы является неэкономичным и значительно увеличивает срок окупаемости.

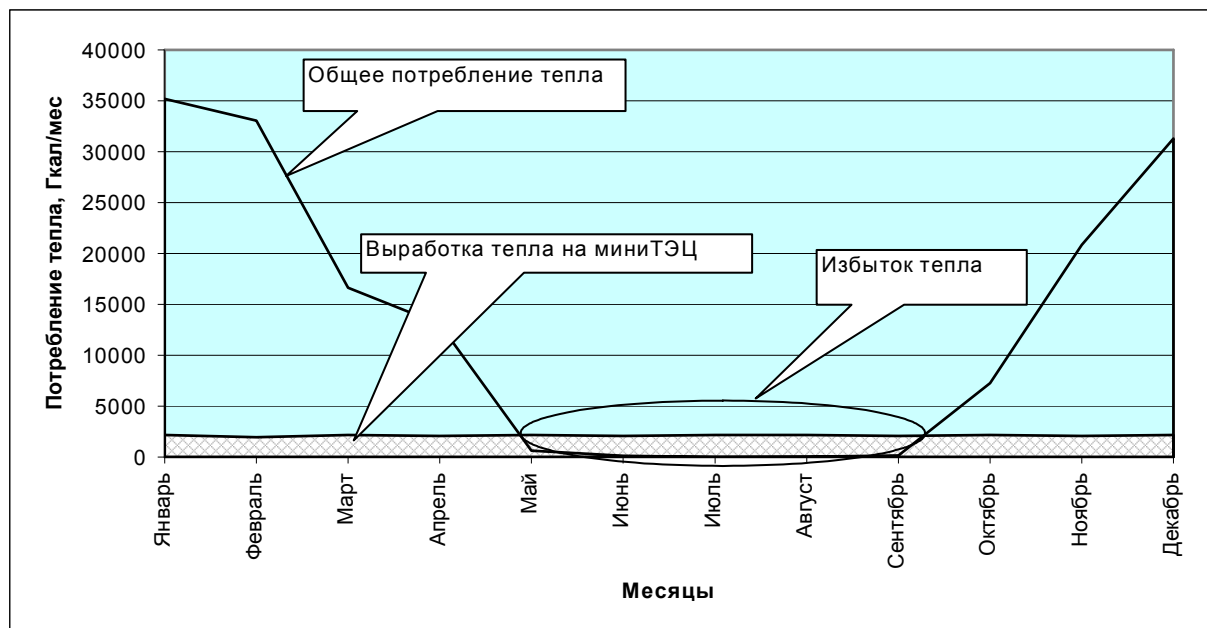
Второй режим работы предполагает удовлетворение потребности в ГВС в зданиях с открытым водоразбором и водоводяными теплообменниками. При имеющемся фактическом потреблении в августе 2005 года – 116 Гкал/мес., среднечасовая загрузка мини-ТЭС составит: $116/744 = 0,16$ Гкал/час, что эквивалентно примерно 6% от ее установленной тепловой мощности - это практически равнозначно первому варианту.

Перевод в летний период всей системы горячего водоснабжения на нагрев сетевой водой предусматривает отключение всех пароводяных подогревателей (при наличии технической возможности) и врезка в трубопровод сетевой воды. При этом предполагается, что горячая вода на нужды ГВС будет подаваться по существующим трубопроводам. По представленным данным общая максимальная часовая нагрузка на ГВС составляет 17,38 Гкал/час. На основании опыта проведенных обследований промышленных предприятий принимаем среднечасовую нагрузку равную 20% от максимальной, или 3,5 Гкал/час. Что обеспечивает 100 % загрузку мини-ТЭС в летний период. При этом, учитывая неравномерность потребления горячей воды по часам суток, необходим бак-аккумулятор.

Целесообразно использовать в качестве бака-аккумулятора подающий трубопровод тепловой сети, его примерная емкость 350 м³, что соответствует максимальному водоразбору.

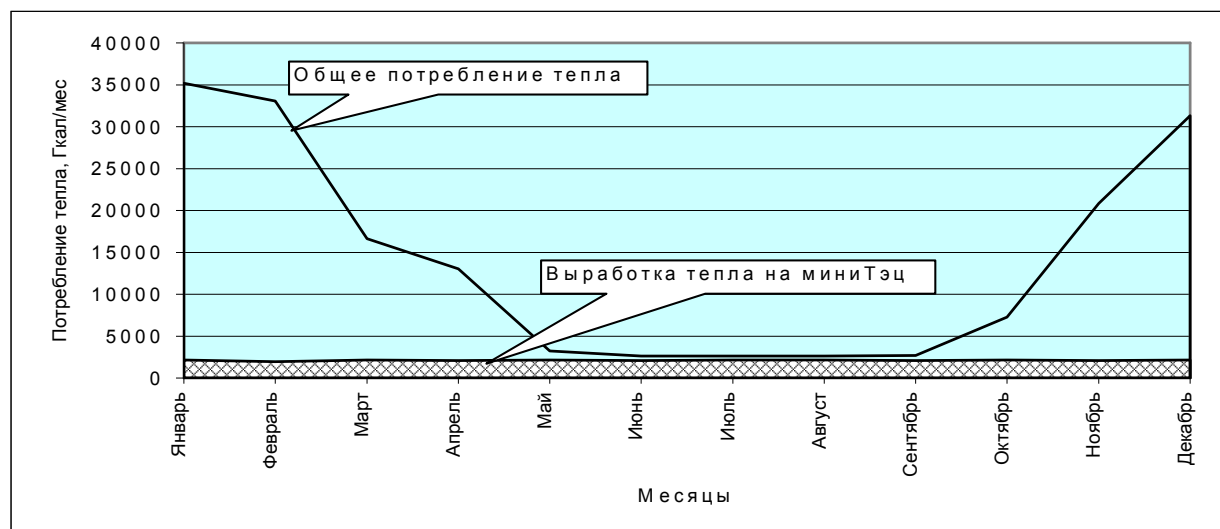
Потребление тепла с горячей водой с включенными и отключенными пароводяными подогревателями представлено на Рисунках 4-1 и 4-2.

Рисунок 3-1. Потребление тепла без отключения пароводяных подогревателей в



летний период

Рисунок 3-2. Потребление тепла с отключением пароводяных подогревателей



Как видно из диаграммы (см. Рисунок 4-1), при неизменности ситуации в период с мая по сентябрь образуется избыток тепла, которое надо будет сбрасывать в атмосферу, уменьшая суммарный КПД установки в целом. Уменьшение числа часов работы на этот период увеличит срок окупаемости.

При отключении пароводяных подогревателей в период с мая по сентябрь, в первом приближении, вся произведенная на мини-ТЭС тепловая энергия, полностью потребляется на нужды горячего водоснабжения (см. Рисунок 4-2).

Установка мини-ТЭС на начальном участке

В процессе выполнения данной работы специалистам стало известно о планах руководства предприятия о переводе части зданий на автономное теплоснабжение, в том числе: 29, 29б, 29г и 301. При реализации этих планов, проектные тепловые нагрузки, принятые к расчету по варианту установки мини-ТЭС в концевой части составят:

Отопление – 2,1509 Гкал/час,

Вентиляция – 6,68 Гкал/час,

Горячее водоснабжение – 0,9862 Гкал/час,

Всего – 9,8171 Гкал/час.

По данным, предоставленным энергослужбой предприятия капитальная реконструкция системы отопления не производилась. Т. е. можно предположить, что нагрузка на отопление изменилась незначительно, примерно $\pm 3-5\%$. По этой причине принимаем к расчету эту цифру.

По ряду причин сложнее с приточной вентиляцией: уменьшение теплопроизводительности в процессе эксплуатации, перевод в режим воздушного отопления, включение на ограниченный период времени и т. д. Выяснить фактическое состояние приточной вентиляции и режим ее работы, задача более широкая, чем объем данной работы. Предположительно, в диапазоне температур наружного воздуха от $+8$ до -5°C , приточная вентиляция или полностью отключена, или в работе находится 10-20% от общего количества. Т. е. примерно 2100 часов отопительного периода приточная вентиляция не работает или работает с минимальной нагрузкой. Потребление тепла на нужды горячего водоснабжения носит неравномерный характер в течение суток. Основное потребление происходит в часы максимума, в другое время оно стремится к нулю (см. ниже).

Оценим ожидаемую тепловую нагрузку в период стояния температур наружного воздуха от $+8$ до -5°C . При оценке принято допущение, что нагрев воды на нужды горячего водоснабжения производится только в пароводяных подогревателях. Варианты с различной загрузкой приточной вентиляции представлены в Таблице 4-3

Таблица 3-3

Наименование параметра	Единица измерения	показатели при $t_{\text{нар}}=+8^{\circ}\text{C}$	показатели при $t_{\text{нар}}=-5^{\circ}\text{C}$
Расчетная нагрузка на отопление	Гкал/час	2,15	2,15
Расчетная нагрузка на вентиляцию	Гкал/час	6,68	6,68
Расчетная температура внутреннего воздуха	$^{\circ}\text{C}$	16	16
Принятая температура наружного воздуха	$^{\circ}\text{C}$	8	-5
Расчетная температура наружного воздуха	$^{\circ}\text{C}$	-39	-39
Фактическая нагрузка при 50% работе приточной вентиляции	Гкал/час	1,28	3,37
Фактическая нагрузка при 100% работе приточной вентиляции	Гкал/час	0,80	2,10
Фактическая нагрузка при 10% работе приточной вентиляции	Гкал/час	0,41	1,08
Фактическая нагрузка при отключенной приточной вентиляции	Гкал/час	0,31	0,82

Таким образом, при внедрении автономного отопления в части зданий (№ см. выше) что мини-ТЭС будет загружена на 100 % при температуре наружного воздуха ниже -5°C (за счет включения приточной вентиляции). Т. к. мини-ТЭС будет состоять из 2-3 установок тепловой мощностью примерно 1,2 Гкал/час каждая, то при температурах наружного воздуха от $+8$ до -5°C нагрузка может составить 30-90% от номинальной мощности (одной машины) в зависимости от режима работы приточной вентиляции. Необходимо отметить, что к расчету приняты проектные нагрузки на приточную вентиляцию, ее фактическое состояние не было учтено.

С точки зрения использования тепловой мощности мини-ТЭС место расположения не играет большой роли, т. к. выработка на ней тепла по сравнению с общим потреблением в отопительный период незначительна. При рекомендуемой схеме подогрева горячей воды из обратного трубопровода и подачей в прямой трубопровод, влияние мини-ТЭС на гидравлический режим практически в отопительный период отсутствует. Включение в работу мини-ТЭС, теоретически, должно привести к снижению потребления тепла от ТЭС-4, практически же, учитывая погрешность приборов учета, это снижение можно не заметить.

Принимая во внимание вышесказанное, установить мини-ТЭС можно на любой свободной территории.

Рассмотрев расчетные тепловые нагрузки и тепловую схему, предварительно, рассмотрен вариант, об установки мини-ТЭС вблизи со зданием № 655, с подключением ее к основной магистрали. Этот выбор основан на наличии свободного пространства и подъездных путей. Предлагаемый вариант гарантирует 100 % загрузку по теплу в отопительный период.

Возможное использование тепла мини-ТЭС в паре.

По данным, представленным специалистами, занимающимися непосредственно внедрением мини-ТЭС, сделан вывод, что выработка на ней тепла с паром возможна. Но обращают на себя внимание два важных момента:

Увеличение общей стоимости мини-ТЭС, примерно на 30-50%, за счет установки дополнительного оборудования необходимого для выработки пара.

Выработанный пар будет насыщенным, а на предприятии используется перегретый. Теоретически выработка перегретого пара возможна, но практически – это приведет к дальнейшему усложнению технологической схемы, увеличению капитальных затрат и высоким требованиям к обслуживающему персоналу.

Таким образом, несмотря, на то, что установка мини-ТЭС с выработкой тепла в паре удовлетворит примерно 30% от часовой потребности пара, и можно было бы гарантировать 100% загрузку в течение круглого года, внедрение этого варианта требует более детального технико-экономического обоснования.

Выводы

- Можно рассматривать два варианта подключения мини-ТЭС по энергии: в автономном режиме, с подключением одного или несколько цехов, либо работа в «параллели», причем это решение необходимо принимать после получения ТУ энергосистемы, и оценки влияния стоимости выполнения условий энергосистемы.
- Электрическая мощность 2,5-3 МВт незначительна по сравнению с общей потребляемой мощностью предприятия. Наиболее критична тепловая нагрузка мини-ТЭС. Для того, чтобы оценить схемные решения подключения мини-ТЭС к схеме электроснабжения завода на генераторном напряжении необходима более точная информация.

- Установка мини-ТЭС в хвостовой части, позволит улучшить качество теплоснабжения конечных потребителей. Расчеты показывают, что ее тепловая мощность будет 100% использована в отопительный период. В начале и конце отопительного периода тепловой мощности достаточно для удовлетворения нужд в тепле с горячей водой конечных потребителей. Ожидаемая температура внутреннего воздуха, превысит расчетную (фактическую), примерно на 1 °С. В перспективе, возможна установка рядом аналогичного блока мини-ТЭС, что позволит на 100 % обеспечить теплом с горячей водой конечных потребителей, при средней за отопительный период тепловой нагрузке.
- При установке мини-ТЭС в хвостовой части и переводе части потребителей на независимое от мини-ТЭС и ТЭЦ-4 теплоснабжение, гарантировать ее полную загрузку нельзя. Этот вариант предусматривает работу 1 машины с загрузкой 30-90 % в течение 2100 часов.
- Включение в работу мини-ТЭС на начальном участке не окажет видимого влияния на потребление тепла и гидравлический режим в отопительный период, т. к. установленная тепловая мощность незначительна по сравнению с расчетными тепловыми нагрузками. Выбранное место установки мини-ТЭС, принято из условий достаточной площади для размещения и наличия подъездных путей. Использование номинальной тепловой мощности в отопительный период гарантируется.
- Номинальное использование тепловой мощности в летний период при обоих вариантах возможно, только при условии перевода всей системы горячего водоснабжения на тепло сетевой воды. Предполагается, незначительное снижение ($\approx 3\%$) расхода горячей воды на вводе.
- При третьем варианте с выработкой пара, 100% загрузка мини-ТЭС будет гарантированы в течение всего года. Это позволит покрыть примерно 30% от общего потребления пара. Но реализация этого решения требует установки дополнительного парового котла, который использует в качестве сетевой воды горячую воду с утилизационных контуров мини-ТЭС.

4. Согласования, разрешения

После проведения первого этапа инвестиционного планирования – предварительного ТЭО проекта, следующий важный шаг – оформление декларации о намерениях.

Декларация о намерениях представляется в местные органы власти (в том числе: Энергонадзор, Ростехнадзор, Госкомприрода, Санэпидемнадзор, Новосибирскэнерго, Межрегионгаз и т.д.) для предварительного согласования проекта.

ИНСТРУКЦИЯ о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений от 1995-07-01
Статья 42 ФЗ «Об электроэнергетике» определяет следующие экспертизы, связанные со строительством объектов электроэнергетики:

«Инвестиционные проекты, связанные со строительством объектов электроэнергетики, в соответствии с законодательством об инвестиционной деятельности подлежат следующим видам обязательной государственной экспертизы:

- ✓ экспертизе промышленной безопасности, осуществляемой в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов";
- ✓ экологической экспертизе, осуществляемой в соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 1995 года № 174-ФЗ "Об экологической экспертизе";
- ✓ экспертизе безопасности гидротехнических сооружений (для проектов строительства гидравлических электростанций), осуществляемой в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 года № 117-ФЗ "О безопасности гидротехнических сооружений";
- ✓ экспертизе безопасности ядерных установок (для проектов строительства атомных электростанций), осуществляемой в соответствии с законодательством Российской Федерации об использовании атомной энергии».

В законе прямо сказано, что:

«Ни одно лицо не вправе требовать от инвесторов проведения обязательной предварительной экспертизы инвестиционных проектов, связанных со строительством объектов электроэнергетики, за исключением предусмотренных настоящим Федеральным законом видов обязательной государственной экспертизы».

Разрешения

Необходимо получить следующие разрешения:

- ✓ Разрешения и одобрения на строительство
- ✓ Разрешения и одобрения на мехобрудование
- ✓ Разрешения и одобрения на электрообрудование
- ✓ Разрешение и одобрение на противопожарное оборудование
- ✓ Разрешение и одобрение экологов и СЭС
- ✓ Разрешение и одобрение комитета по занятости
- ✓ Средства на получение разрешений и одобрений местных органов
- ✓ ТУ местного ЭНЕРГО

5. Оценка коммерческой эффективности создания мини-ТЭС.

Исходные данные для расчета

В расчетах на данном этапе проекта использованы варианты установки с предоставленными коммерческими предложениями от следующих производителей:

Производитель	Количество модулей, шт.	Мощность, кВт (э)	Мощность, кВт (т)	Стоимость оборудования, млн. руб. (без НДС)	Удельная стоимость, тыс. руб/кВт
Caterpillar (США)	3 (Контейнер)	3090	4020	55,8	18,04
Deutz (Германия)	2 (Контейнер)	2317	2458	56,3	24,33
РУМО (Нижний Новгород, Россия)	3 (Без контейнера)	3150	3000	27,2	8,64

Для данных установок имеется достаточная информация для предварительных расчетов.

В Приложении 1 настоящего отчета проведен анализ цен на энергоносители и сделан прогноз инфляционных ожиданий на ближайшую перспективу.

Наиболее реальный прогноз инфляционных ожиданий был положен в основу финансовых расчетов.

Для оценки коммерческой эффективности проект был условно выделен из общего баланса предприятия.

Произведенная установкой тепловая и электрическая энергия считается проданной предприятию по ценам внешней энергосистемы с учетом инфляционных ожиданий.

Горизонт расчета – 10 лет.

На данной стадии инвестиционного проектирования при определении эффективности НДС не учитывался.

Был разработан план финансирования проекта, рассмотрены суммы и порядок инвестирования, стоимость эксплуатации и обслуживания установки, были рассчитаны основные финансовые показатели.

Основные методы оценки экономической эффективности

Как правило, финансирование крупных инвестиционных проектов осуществляется не только компанией организующей проект, но и внешними инвесторами, интерес которых связан с возможностью получения прибыли на вложенные средства. Поэтому еще до начала проекта необходимо проанализировать и оценить экономическую эффективность проекта. В настоящем ТЭО рассматриваются только показатели коммерческой эффективности проекта, без показателей общественной эффективности, что в первом приближении достаточно.

Из большого числа критериев, используемых для оценки экономической эффективности, в настоящем проекте используются следующие.

Чистый дисконтированный доход ЧДД (Net Present Value, NPV)

ЧДД представляет собой разность дисконтированных показателей дохода от инвестиционных вложений и инвестиционных затрат.

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{P_t - I}{(1 + d)^t},$$

где: t – годы реализации инвестиционного проекта; P_t – чистый поток платежей; d – ставка дисконтирования; I – сумма инвестиционных вложений.

Величина ставки дисконтирования выбрана равной средней депозитной ставке.

Внутренняя норма доходности ВНД (Internal Rate of Return, IRR)

ВНД представляет собой такую величину ставки дисконтирования, при которой чистый дисконтированный доход равен нулю.

$$\sum_{t=0}^T \frac{P_t - I}{(1 + \text{ВНД})^t} = 0$$

В случае если инвестиционный проект осуществляется только за счет заемных средств, ВНД является показателем, определяющим максимальную процентную ставку, под которую можно брать кредиты.

Срок окупаемости СО (Pay-back period)

Под сроком окупаемости подразумевается период времени, по истечении которого текущий чистый доход становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

В настоящем отчете срок окупаемости исчисляется от начала инвестирования.

Стоимость инвестиций предлагаемых вариантов

Необходимые инвестиции в реконструкцию складываются из следующих составляющих:

Виды затрат	Объем, тыс. руб.
Подготовка предварительного ТЭО	350
Техническое проектирование	4000
Проведение тендера	10
Согласования и разрешения	1000
Затрат на доставку оборудования	10
Расходов связанных с общестроительными работами, подсоединений и монтажом оборудования	6000
Итого:	11370
Выполнение ТУ энергосистемы	1000-20000

Итого (без стоимости оборудования) 12370-31370

Стоимости оборудования, включая: По ком.
Предложению.
- Таможенных платежей (в случае приобретения импортного оборудования)
- Стоимости пуско-наладки и обучения персонала

С целью выбора оптимального для настоящего проекта оборудования необходимо проведение тендера на поставку среди основных европейских и российских производителей.

Условия тендера должны включать:

- коммерческие вопросы (предмет и объем поставки, условия поставки, стоимость оборудования, страхование, гарантии и т.п.)
- технический раздел, оформленный в виде Технического задания.

Стоимость эксплуатации и обслуживания для предлагаемых вариантов

Стоимость эксплуатации оборудования складывается из следующих затрат:

- Расходов на потребленное топливо.
- В расчетах расход топлива принимался при теплотворной способности газа равной 8060 ккал/нм³.
- Расходов на техническое обслуживание: запасные части и смазочные материалы.

Учет этих расходов производился по данным, полученным от производителей оборудования.

- Расходы на персонал.

В расчетах предполагалось, что эксплуатация нового энергоисточника будет производиться в три смены. В каждой смене надзор за работой установки будет осуществляться двумя работниками, 2- резерв для смен.

Таким образом, обслуживание установки потребует 8 человек (4 моториста-газовика, 4 электрика).

- Прочих расходов.

В расчетах принято, что прочие и непредвиденные расходы не будут превышать 1% от стоимости оборудования в год.

Программа расчета

Для проведения финансовых расчетов использовалась модифицированная программа на базе Microsoft Excel, разработанная специалистами ОАО «Новосибирский энергетический центр».

Алгоритм вычислений заключался в следующем.

1. По данным производителя строился график строительства и платежей, из которого определялось время изготовления, монтажа и запуска в эксплуатацию установки.

2. Из графика электрической нагрузки в базисном (2005) году определялось время работы установки в номинальном режиме и время работы с нагрузкой 75% и

50%. В расчете считалось, что при нагрузке меньше 50% установка будет выключаться.

3. Вычислялось:

- суммарное производство электроэнергии и тепла по году,

4. Рассчитывались результаты финансовой деятельности при условии что:

- Нормативный срок амортизации составляет 8 лет.
- Налоговая нагрузка состоит из налога на имущество, налогов на оплату

труда и налога на прибыль.

5. Далее рассчитывались показатели коммерческой эффективности:

- Чистый дисконтированный доход.
- Внутренняя норма доходности.
- Срок окупаемости.

6. По балансу финансирования определялась потребность в оборотных средствах.

Расчет вариантов

В расчетах рассматривался, вариант инвестирования за счет собственных средств и 50% кредитования. Расчеты проводились в рублях.

Сводные результаты расчетов приведены в таблице, полные расчетные таблицы приведены в **Ошибка! Источник ссылки не найден.**4, где представлены два варианта расчетов для разных типов установок.

Таблица 5-1 Сводная таблица результатов расчета

Вариант	Мощность	Схема финансирования	Производитель	Инвестиции	ЧДД	ВНД	СО _{дисконт}
	КВт(э)			Млн. руб.	Млн. руб.	%	лет
CAT	3090	Собственные средства	Caterpillar	67,2	54,2	28,04	6,19
Deutz	2317	Собственные средства	Deutz	67,7	16,6	15,2	8,6
ПУМО	3150	Собственные средства	ПУМО	38,6	59,0	43,9	4,75
CAT-k	3090	Кредит на 2 года	Caterpillar	67,2	48,4	25,3	6,64
Deutz-k	2317	Кредит на 2 года	Deutz	67,7	10,8	12,85	9,38
ПУМО-k	3150	Кредит на 2 года	ПУМО	38,6	55,1	40,5	5,07

Расчеты показывают среднюю окупаемость инвестиций за 6-7 лет, что для энергетических проектов считается неплохим показателем. Лучшие показатели у варианта ПУМО, но надо учесть, что данный вариант рассчитывался без учета строительства здания для него, что в конечном итоге, практически может уравнивать показатели Caterpillar и ПУМО.

В указанных расчетах не учитывались затраты на выполнение технических условий внешней энергосистемы, поскольку объем их достаточно сложно оценить. При стоимости этих затрат на 20 млн. руб. срок окупаемости вырастает в среднем на 1,5 года.

6. Риски

При организации генерационного бизнеса возникают риски, оценка которых должна быть выполнена в проектном ТЭО.

Рассмотрим основные из них.

Законодательный риск

В связи с тем, что в России продолжается работа по дальнейшему формированию законодательной базы, вероятность законодательного риска не равна нулю. В большей степени это относится не к налоговой нагрузке, поскольку введение 1 части Налогового Кодекса дает хорошие основания для надежного планирования налогов, а скорее к изменению нормативной базы регламентирующей производство и продажу энергоресурсов. Действительно, развитие малой электроэнергетики подрывает монополизм энергосистем в области ценообразования и организации энергоснабжения. Очевидно, что монополисты будут всячески лоббировать изменение существующей нормативной базы в сторону ужесточения требований к мелким энергопроизводителям. В то же время, принятый в 2003 г. пакет федеральных законов «Об электроэнергетике» дает хорошие основания для уверенности в стабильном состоянии законодательной базы, и, следовательно, небольшом законодательном риске.

Технические риски

Технические риски связаны в основном с выходом из строя оборудования. Уменьшить эти риски можно приобретая оборудование, которое уже эксплуатируется в условиях, подобных планируемым. Одним из вопросов, который следует поставить перед поставщиками при проведении тендера, это вопрос о том, где уже работает предлагаемое ими оборудование. Большинство предлагаемых установок имеют работающие аналоги, поэтому даваемые сроки наработки на отказ кажутся убедительными. Возможным способом уменьшения технических рисков является увеличение планируемых в проекте затрат на запасные части до максимальной величины типичных затрат.

Важным вопросом для возможных кредиторов является опыт работы заемщика с подобным оборудованием. Как правило, этот вопрос снимается в случае обучения фирмой производителем специалистов, которые будут эксплуатировать оборудование, и оговоренным договором купли-продажи оборудования патронажем компании изготовителя на первый год эксплуатации.

Контрактные риски

Уменьшение контрактных рисков в ситуации, когда покупателем всей произведенной энергии является само Предприятие, сводится, во-первых, к выбору надежного поставщика оборудования и страхованию сделки покупки оборудования, во-вторых, к заключению долговременного контракта на поставку природного газа.

Риск реализации

Риск реализации это риск того, что проект может не принести ожидаемой прибыли. Кредит может быть выплачен, если при реализации проекта происходит поступление наличных денег. В рассматриваемом случае, когда единственным покупателем произведенной продукции является сам Комбинат, этот риск становится весьма существенным, поскольку выплаты кредитов предполагается осуществлять из поступлений средств за продажу основных услуг и продукции предприятия.

Риск неодобрения

Риск неодобрения суть правовой и экологический риски. Риск неполучения необходимых разрешений к началу осуществления проекта можно свести к минимуму,

тщательно подготовив с помощью профессионального консультанта Декларацию о намерениях, проведя предварительное согласование с разрешительными органами и подготовив детальный план дальнейших согласований.

Топливо

Вряд ли следует опасаться нехватки газа в Сибири в ближайшие 20 лет. Цена на газ регулируется государством и можно планировать ее повышение в ближайшие годы. Доля топливной составляющей в цене конечного продукта не превышает 20%, поэтому повышение цены газа не сильно скажется на финансовых результатах. Тем не менее, имеет смысл побеспокоиться о том, чтобы договор с поставщиком газа был заключен не менее чем на 5 лет.

Цена на электроэнергию

Прогнозы изменения цен на электроэнергию показывают, что в среднем рост цен будет следовать за ростом инфляции, хотя необходимость в обновлении средств большая. Вместе с тем государство надеется на существенные частные инвестиции в энергетический бизнес. Рост цен на электроэнергию повышает эффективность генерирующего бизнеса, а, следовательно, и данного проекта.

7. Программа реконструкции

Организация работ

Для организации дальнейших работ по осуществлению проекта необходимо:

1. Привлечь к работам профессиональных консультантов. Необходимость иметь профессионального проект менеджера, вызвана теми обстоятельствами, что работа с кредитными учреждениями, контролирующими и разрешительными органами, требует специальных знаний и опыта.
2. Организовать глубокий и целенаправленный тендер среди поставщиков наиболее подходящего оборудования. Разработать для проведения такого тендера детальное техническое задание. Особое внимание следует уделить детальной оценке стоимости эксплуатации предлагаемого оборудования. Имеет смысл посетить предприятия, где уже работает подобное оборудование, чтобы получить референции персонала непосредственно занимающегося эксплуатацией.
3. Глубоко проработать вопрос необходимых согласований и разрешений. Необходимо определить цену вопроса работы в параллельном режиме с внешней энергосистемой и сроки выполнения этих требований.
4. Организовать финансовую схему прохождения проекта, при необходимости кредитов или применения лизинговой схемы выбрать наиболее подходящий вариант.
5. Тщательно проработать вопросы получения первичных энергоносителей (газа) и потребления энергии, обеспечив максимальную загрузку оборудования.
6. Особенно важно выдержать этапность работ. Для этого необходимо разработать график работ и назначить ответственных исполнителей.

Пример возможного графика работ приведен ниже.

График работ

В графике работ обязательно следует указать не только время начала и окончания выполнения, ответственного исполнителя и документ, подтверждающий этап выполнения, но и источник финансирования работы.

Идентификация модернизации энергохозяйства.	}	Частично выполненные работы
Проведение энергетического и экологического аудитов.		
Подготовка предварительного ТЭО.		

1. Подготовка Декларации о намерениях и представление ее в местные органы власти.
2. Подготовка начального предложения для банков.
3. Уточнение концепции проекта.
4. Проведение начального рассмотрения проекта в банке.
5. Проведение тендера на поставку оборудования.
6. Разработка ТЭО (инвестиционный план, проектная документация).
7. Получение лицензий и разрешений.

8. Разработка графика строительства и платежей.
9. Выбор подрядчиков на проведение общестроительных работ, подписание протоколов о намерениях.
10. Заключительное рассмотрение проекта в банке.
11. Подписание кредитных договоров.
12. Подписание договоров на поставку оборудования.
13. Подписание работ на проведение общестроительных работ.
14. Выполнение работ в соответствии с графиком.
15. Выполнение инвестиционного плана. Возврат заемных средств кредитору.

8. Основные нерешенные вопросы и заключение

Настоящий проект – «Предварительное ТЭО мини-ТЭС» имеет целью предоставить заказчику и другим заинтересованным лицам достаточную информацию о проекте создания на установки совместного производства тепловой и электроэнергии. Основные вопросы необходимые для принятия решения о продолжении проекта представлены. В тоже время за рамками проекта остались вопросы, работу над которыми необходимо продолжить в дальнейшем.

В первую очередь, это относится к правовой основе проекта, а именно детальному анализу ключевых предписаний и разрешительных требований для осуществления деятельности по энергопроизводству: согласованию шагов по реализации проекта с органами местной власти, энергосистемой, Ростехнадзором и т.д.

Важно также детально разработать схему работы при одновременном потреблении электроэнергии из энергосистемы и от новой установки. Откуда логично вытекает необходимость решения вопросов комплексной автоматизации и оптимизации режимов работы системы в целом. В случае сложности выполнения требований энергосистемы остается вопрос о выделении электрических мощностей для автономного электроснабжения.

Пока остается открытым вопрос о возможности утилизации тепла мини-ТЭС в виде пара, что чрезвычайно актуально для предприятия в целом.

Более детально следует проработать вопрос о роли банков при прохождении проекта, в частности роль банка в реализации различных финансовых схем оплаты оборудования.

В заключение следует еще раз остановиться на вопросе о целесообразности продолжения работ по проекту.

По мнению авторов необходимо продолжать работу над проектом, решая вопросы перечисленные выше. Быстро меняющаяся ситуация в экономике может привести к тому, что проект придется выполнять в «пожарном порядке». Поэтому необходимо быть готовым для быстрого реагирования на изменение экономических условий. Общая же тенденция развития энергетики, по мнению экспертов, направлена на увеличение использования генерирующих установок, в том числе небольшой мощности для электро- и теплоснабжения промышленных предприятий и объектов социальной сферы. В сочетании вопроса выхода на оптовый рынок э/энергии генерационное направление несомненно повысит энергоэффективность и энергобезопасность предприятия.

9. Выводы

1. Для проекта когенерационного источника мини-ТЭС с мощностью 2,5-3 МВт(э) и тепловой мощностью 2,9 - 3,5 Гкал/час при имеющихся электрических и тепловых нагрузках предприятия, рекомендуется газо-поршневая установка, которая в данном диапазоне мощностей более эффективна, чем газотурбинная.

2. Рассмотрены варианты размещения мини-ТЭС по наиболее критичному параметру - тепловой нагрузке. В зависимости от планов по теплоснабжению конечных потребителей возможен выбор одного из них.

3. Сделана оценка коммерческой эффективности трех предложений производителей: Caterpillar, Deutz, РУМО. В настоящее время реализация проекта по установке источника совместного производства электрической и тепловой энергии на экономически целесообразна. Расчеты показывают среднюю окупаемость инвестиций за 6-7 лет, что для энергетических проектов считается неплохим показателем. В указанных расчетах не учитывались затраты на выполнение технических условий внешней энергосистемы, поскольку объем их достаточно сложно оценить. При стоимости этих затрат на 20 млн. руб. срок окупаемости вырастает в среднем на 1,5 года.

4. Сделана предварительная оценка рисков и методов их снижения.

5. Предложена программа дальнейших действий.

Литература

Лит.: Генкин К. И., Газовые двигатели, М., 1962; Коллеров Л. К., Газовые двигатели поршневого типа, 2 изд., Л., 1968.

Лит.: Двигатели внутреннего сгорания, т. 1—3, М., 1957—62; Двигатели внутреннего сгорания, М., 1968.

Лит.: Зельдович Я. Б., Компанеец А. С., Теория детонации, М., 1955; Щёлкин К. И., Трошин Я. К., Газодинамика горения, М., 1963; Компанеец А. С., Ударные волны, М., 1963.

Лит.: Бикчентай Р. Н., Лоноян Г. С., Поршаков Б. П., Применение газотурбинных установок в промышленности, М., 1959; Уваров В. В. и Чернобровкин А. П., Газовые турбины, М., 1960; Шнез Я. И., Газовые турбины, М., 1960; Основы проектирования и характеристики газотурбинных двигателей, [пер. с англ.], М., 1964; Газотурбинные установки. Атлас конструкций и схем, М., 1967; Simmons C. R., Gas turbine manual, L., 1968.

Лит.: Нефтепродукты. Справочник, под ред. Б. В. Лосикова, М., 1966; Технические условия на нефтепродукты, М., 1969.

Лит.: Михеев В. П., Газовое топливо и его сжигание, Л., 1966.

Лит.: Автомобильные бензиновые V-образные двигатели, М., 1958; Справочник инженера автомобильной промышленности, пер. с англ., т. 1, М., 1962; Анохин В. И., Отечественные автомобили, 2 изд., М., 1964; Конструкция и расчёт автотракторных двигателей, 2 изд., М., 1964; Ханин Н. С., Чистозвонов С. Б., Автомобильные роторнопоршневые двигатели, М., 1964.

Лит.: Ферми Э., Термодинамика, пер. с англ., Хар., 1969; Путилов К. А., Термодинамика, М., 1971.

Лит.: Петровский Н. В., Судовые двигатели внутреннего сгорания и их эксплуатация, М., 1966; Гаврилов В. С., Камкин С. В., Шмелев В. П., Техническая эксплуатация судовых дизельных установок, М., 1967; Плаксионов Н. П., Берете А. Г., Судовые турбинные установки, М., 1973; Справочник судового механика, под ред. Л. Л. Грицаца, т. 1—2, М., 1973—74