

В. П. Вершинский – ООО «Газпромэнергосервис»

Каждый двигатель имеет исключительно индивидуальные характеристики, которые необходимо использовать при выборе типа привода. Это позволяет формировать состав основного оборудования электростанции заданной электрической мощности в нескольких вариантах, варьируя, в первую очередь, электрическую мощность и количество необходимых двигателей. Многовариантность создает сложности при выборе предпочтительного типа двигателя.

Какой привод выбрать

Основная деятельность ООО «Газпромэнергосервис» связана со строительством электростанций относительно небольшой мощности, в составе которых работают как газотурбинные двигатели (ГТД), так и поршневые (ПД). В связи с этим у заказчиков часто возникает вопрос, какой привод предпочтительнее. Но, к сожалению, ответить на него однозначно невозможно, и на это есть много причин.

Сама постановка вопроса не совсем правильна. Двигатель и электростанция на его базе – это не одно и то же. Основным интерес представляют показатели работы станции с двигателями конкретного типа.

Выбор типа двигателя, а также их количества для привода электрогенераторов на электростанции любой мощности является сложной технико-экономической задачей. Попытки сравнить между собой в качестве привода поршневые и газотурбинные двигатели чаще всего делаются при условии использования в качестве топлива природного газа. Их принципиальные преимущества и недостатки анализировались в технической литературе [1, 2], в рекламных проспектах производителей электростанций с поршневыми двигателями и даже на страницах Интернета.

Как правило, приводятся обобщённые сведения о разнице в расходах топлива, в стоимости двигателей без всякого учета их мощности

и условий работы. Часто отмечается, что состав электростанций мощностью 10...12 МВт предпочтительнее формировать на базе поршневых двигателей, а большей мощности – на базе газотурбинных. Принимать эти рекомендации как аксиому не следует. Очевидно одно: каждый тип двигателя имеет свои преимущества и недостатки, и при выборе привода нужны некоторые, хотя бы ориентировочные, количественные критерии их оценки.

В настоящее время на российском энергетическом рынке предлагается достаточно широкая номенклатура как поршневых, так и газотурбинных двигателей. Среди поршневых преобладают импортные двигатели, а среди газотурбинных – отечественные.

Сведения о технических характеристиках газотурбинных двигателей и электростанциях на их базе, предлагаемых для эксплуатации в России, в последние годы регулярно публикуются в «Каталоге газотурбинного оборудования» [3].

Аналогичные сведения о поршневых двигателях и электростанциях, в состав которых они входят, можно почерпнуть только из рекламных проспектов российских и иностранных фирм, поставляющих это оборудование. Информация о стоимости двигателей и электростанций чаще всего не публикуется, а опубликованные сведения [3] часто не соответствуют действительности.

Обработка всей имеющейся в ООО «Газпромэнергосервис» информации позволила сформировать приведённую ниже *табл. 1*, которая содержит как количественную, так и качественную оценку преимуществ и недостатков поршневых и газотурбинных двигателей. К сожалению, часть характеристик взята из рекламных материалов, проверить полную достоверность которых чрезвычайно трудно или практически невозможно. Необходимые для проверки данные о результатах работы отдельных двигателей и электростанций, за редкими исключениями [4], не публикуются.

Естественно, что приведённые в *табл. 1* цифры являются обобщёнными – для конкретных двигателей они будут строго индивидуальными. Кроме того, некоторые из них даны в соответствии со стандартами ISO, а фактические условия работы двигателей существенно отличаются от стандартных.

Представленные сведения дают только качественную характеристику двигателей и не могут использоваться при подборе оборудования для конкретной электростанции. К каждой позиции *табл. 1* можно дать некоторые комментарии.

На энергетическом рынке представлен очень большой выбор двигателей, имеющих существенные различия в технических характеристиках. Конкуренция между двигателями рассматриваемых типов возможна только в диапазоне еди-

ничной электрической мощности до 16 МВт. При более высоких мощностях газотурбинные двигатели вытесняют поршневые практически полностью.

Необходимо учитывать, что каждый двигатель имеет индивидуальные характеристики, и только их следует использовать при выборе типа привода. Это позволяет формировать состав основного оборудования электростанции заданной мощности в нескольких вариантах, варьируя, в первую очередь, электрическую мощность и количество необходимых двигателей. Многовариантность затрудняет выбор предпочтительного типа двигателя.

Важнейшей характеристикой любого двигателя в составе электростанций является *КПД* по выработке электроэнергии (*КПДэ*), определяющий основной, но не полный объём потребления газа. Обработка статистических данных по значениям *КПДэ* позволяет наглядно показать области применения, в которых по этому показателю один тип двигателя имеет преимущества перед другим (рис. 1).

Взаимное расположение и конфигурация трёх выделенных на рис. 1 зон, в пределах которых отмечены точками значения электрического *КПД* различных двигателей, позволяет сделать некоторые выводы:

- даже в пределах одного типа двигателей одинаковой мощности наблюдается значительный разброс значений *КПД* по выработке электроэнергии;
- при единичной мощности более 16 МВт газотурбинные двигатели в комбинированном цикле обеспечивают значение *КПДэ* выше 48% и монополю владеть рынком;
- электрический *КПД* газотурбинных двигателей мощностью до 16 МВт, работающих как в простом, так и в комбинированном цикле, ниже (иногда очень существенно), чем у поршневых двигателей;
- газотурбинные двигатели единичной мощностью до 1 МВт, появившиеся на рынке в последнее время, по значению *КПДэ*

Табл. 1. Сравнение основных показателей поршневых и газотурбинных двигателей, работающих в составе электростанций

Показатель	Тип двигателя	
	Поршневой	Газотурбинный
Диапазон единичных мощностей двигателей (ISO), МВт	0,1...16,0	0,03...265,0
Изменение мощности при постоянной температуре наружного воздуха	Более устойчив, при снижении нагрузки на 50% КПД снижается на 8-10%	Менее устойчив, при снижении нагрузки на 50% КПД снижается на 50%
Влияние температуры наружного воздуха на мощность двигателя	Практически не влияет	При снижении температуры до минус 20 °С мощность увеличивается примерно на 10-20%, при повышении до +30 °С – уменьшается на 15-20%.
Влияние температуры наружного воздуха на КПД двигателя	Практически не влияет	При снижении температуры до минус 20 °С КПД увеличивается примерно на 1,5% абс.
Топливо	Газообразное, жидкое	Газообразное, жидкое (по спецзаказу)
Необходимое давление топливного газа, МПа	0,01...0,035	Более 1,2
КПД по выработке электроэнергии при работе на газе (ISO)	От 31 до 48%	В простом цикле от 25 до 38%, в комбинированном – от 41 до 55%.
Соотношение электрической мощности и количества утилизированной теплоты, МВт/МВт (ISO)	1/(0,95...1,3)	1/(1,4...4,0)
Возможности использования утилизированной теплоты выхлопных газов	Только на нагрев воды до температуры не выше 115 °С	На производство пара для выработки электроэнергии, холода, опреснения воды и т. д.; на нагрев воды до температуры 150 °С.
Влияние температуры наружного воздуха на количество утилизированной теплоты	Практически не влияет	При снижении температуры воздуха количество теплоты при наличии регулируемого лопаточного аппарата у газовой турбины почти не уменьшается, при его отсутствии – уменьшается.
Моторесурс, ч	Больше: до 300 000 для среднеоборотных двигателей	Меньше: до 100 000
Темп роста эксплуатационных затрат с увеличением срока службы	Менее высокий	Более высокий
Масса энергоблока (двигатель с электрогенератором и вспомогательным оборудованием), кг/кВт	Существенно выше: 22,5	Существенно ниже: 10,0
Габариты энергоблока, м	Больше: 18,3х5,0х5,9 при единичной мощности агрегата 16 МВт без системы охлаждения	Меньше: 19,9х5,2х3,8 при единичной мощности агрегата 25 МВт
Удельный расход масла, г/кВт·ч	0,3...0,4	0,05
Количество пусков	Не ограничено и не влияет на сокращение моторесурса	Не ограничено, но влияет на сокращение моторесурса
Ремонтопригодность	Ремонт может производиться на месте и требует меньше времени	Ремонт возможен на специальном предприятии
Стоимость капремонта	Дешевле	Дороже
Экология	Удельно – в мг/м³ – больше, но объем вредных выбросов в м³ меньше	Удельно – в мг/м³ – меньше, но объем выбросов в м³ больше
Стоимость энергоблока	Меньше при единичной мощности двигателя до 3,5 МВт	Меньше при единичной мощности двигателя более 3,5 МВт

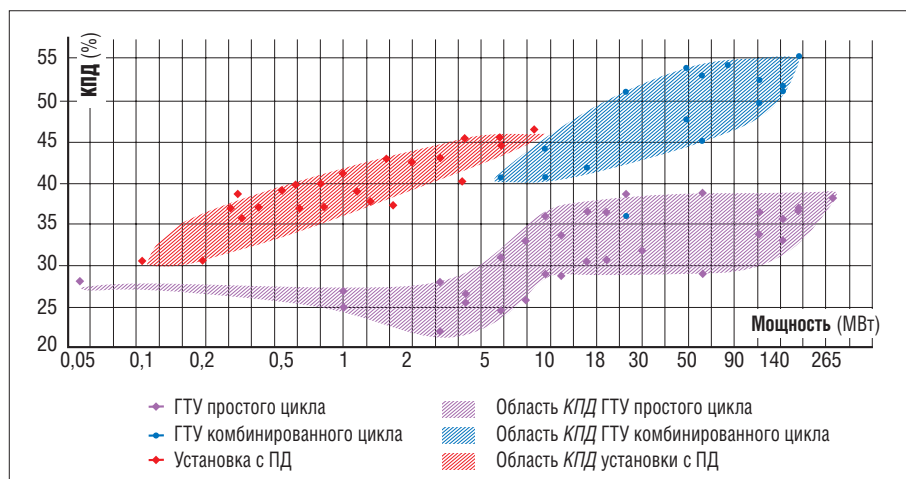


Рис. 1. Сравнение газотурбинных и поршневых двигателей по значению КПД

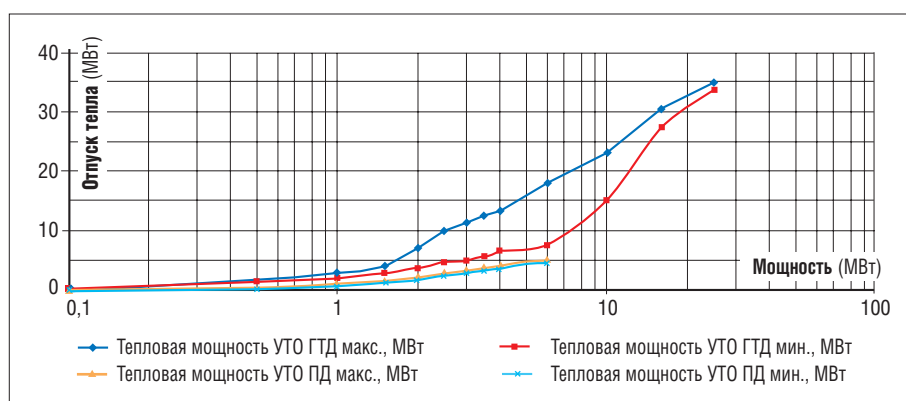


Рис. 2. Возможности отпуска утилизированной теплоты от газотурбинных и поршневых двигателей

превосходят двигатели мощностью 2...8 МВт, наиболее часто применяемые сегодня в составе электростанций;

- характер изменения $KПДэ$ газотурбинных двигателей имеет три зоны: две с относительно постоянным значением – 27% и 36% соответственно и одну с переменным – от 27 до 36%; в пределах двух зон $KПДэ$ слабо зависит от электрической мощности;
- значение $KПД$ по выработке электроэнергии поршневых двигателей находится в постоянной зависимости от их электрической мощности.

Однако эти факторы не являются основанием для того, чтобы отдать приоритет поршневым двигателям. Даже если электростанция будет вырабатывать только электрическую энергию, при сравнении вариантов состава оборудования с различным типом двигателей потребуется выполнить экономические рас-

чёты. Необходимо доказать, что стоимость сэкономленного газа окупит разницу в стоимости поршневых и газотурбинных двигателей, а также дополнительного оборудования к ним. Количество сэкономленного газа не может быть определено, если неизвестен режим работы станции по отпуску электроэнергии в зимнее и летнее время. Идеально, если известны необходимые электрические нагрузки – максимальные (зимний рабочий день) и минимальные (летний выходной день).

Если же электростанция должна производить не только электрическую, но и тепловую энергию, то потребуется определить, за счёт каких источников можно покрыть тепловое потребление. Таких источников, как правило, два – утилизированная теплота двигателей и/или котельная.

У поршневых двигателей утилизируется теплота охлаждающего масла, сжатого воздуха и выхлоп-

ных газов, у газотурбинных – только теплота выхлопных газов. Основное количество теплоты утилизируется из выхлопных газов с помощью утилизационных теплообменников (УТО).

Количество утилизированной теплоты в значительной степени зависит от режима работы двигателя по выработке электроэнергии и от климатических условий, как это следует из данных табл. 1. Неверная оценка режимов работы двигателей в зимнее время приведёт к ошибкам в определении количества утилизированной теплоты и неправильному выбору установленной мощности котельной.

График на рис. 2 показывает возможности отпуска утилизированной теплоты от газотурбинных и поршневых двигателей для целей теплоснабжения. Точки на кривых соответствуют данным заводоизготовителей о возможностях имеющейся техники для утилизации теплоты. На двигателе одной и той же электрической мощности производители устанавливают различные УТО – исходя из конкретных задач.

Преимущества газотурбинных двигателей в части выработки тепла бесспорны. Особенно это касается двигателей электрической мощностью 2...10 МВт, что объясняется относительно низким значением их электрического $KПД$. По мере роста $KПДэ$ газотурбинных двигателей количество утилизированной теплоты должно неизбежно снижаться.

При выборе поршневого двигателя для электро- и теплоснабжения конкретного объекта необходимость использования котельной в составе электростанции почти не вызывает сомнений. Работа котельной требует увеличения расхода газа сверх необходимого для выработки электроэнергии. Возникает вопрос, как отличаются расходы газа на энергоснабжение объекта, если в одном случае используются только ГТД с утилизацией теплоты выхлопных газов, а в другом – поршневые двигатели с утилизацией теплоты и котельная. Только после досконального изучения особенностей потребления объектом электро-

энергии и тепла можно ответить на этот вопрос.

Если принять, что расчётное потребление тепла объектом может быть полностью покрыто утилизированной теплотой ГТД, а недостаток теплоты при использовании поршневого двигателя компенсируется котельной, то можно выявить характер изменения суммарного расхода газа на энергоснабжение объекта.

Используя данные на рис. 1 и 2, можно для характерных точек зон, отмеченных на рис.1, получить сведения об экономии или перерасходе газа при использовании приводов различного типа. Они представлены в табл. 2. Абсолютные значения экономии газа справедливы только для конкретного объекта, характеристики которого были заложены в расчёт, но общий характер зависимости отражён правильно, а именно:

- при относительно близких значениях электрического КПД (разница до 10%) использование поршневых двигателей и котельной приводит к перерасходу топлива;
- при разнице значений КПДэ более 10% для работы поршневых двигателей и котельной потребуется меньше газа, чем для ГТД;
- существует некая точка с максимальной экономией газа при использовании поршневых двигателей и котельной, где разница между значениями КПДэ двигателей равна 13-14%;
- чем выше значение КПДэ поршневого двигателя и ниже — газотурбинного, тем больше экономия газа.

Как правило, задача не ограничивается выбором типа привода, требуется также определить состав

основного оборудования электростанции — тип агрегатов, их количество, вспомогательное оборудование.

Выбор двигателей для производства нужного количества электроэнергии определяет возможности выработки утилизированной теплоты. При этом надо учесть все особенности изменения технических характеристик двигателя, связанные с климатическими условиями, с характером электрической нагрузки, и определить влияние этих изменений на отпуск утилизированной теплоты.

Необходимо также помнить, что в состав электростанции входят не только двигатели. На ее площадке обычно располагается свыше десятка вспомогательных сооружений, работа которых также влияет на технические и экономические показатели электростанции.

Как уже указывалось, состав оборудования электростанции с технической точки зрения можно сформировать в нескольких вариантах, поэтому его окончательный выбор может быть обоснован только с экономических позиций.

При этом знание характеристик конкретных двигателей и их влияние на экономические показатели будущей электростанции чрезвычайно важно. При выполнении экономических расчётов неизбежен учёт моторесурса, ремонтпригодности, сроков проведения и стоимости капитальных ремонтов. Эти показатели также индивидуальны для каждого конкретного двигателя, независимо от его типа.

Нельзя исключать влияние экологических факторов на выбор типа двигателей для электростанции. Состояние атмосферы в районе предполагаемой эксплуатации элек-

тростанции может стать основным фактором при определении типа двигателя (несмотря ни на какие экономические соображения).

Как уже отмечалось, данные о стоимости двигателей и электростанций на их базе не публикуются. Изготовители или поставщики оборудования ссылаются на возможную разницу в комплектации, условия доставки и другие причины. Только после заполнения фирменного опросного листа будут представлены цены. Поэтому сведения в табл. 1 о том, что стоимость поршневых двигателей мощностью до 3,5 МВт ниже стоимости газотурбинных такой же мощности, могут оказаться неверными.

Таким образом, в классе единичной мощности до 16 МВт нельзя отдавать однозначное предпочтение ни газотурбинным, ни поршневым двигателям. Только тщательный анализ ожидаемых режимов работы конкретной электростанции по выработке электроэнергии и тепла (с учётом особенностей конкретных двигателей и многочисленных экономических факторов) позволит полностью обосновать выбор типа двигателя. Определить состав оборудования на профессиональном уровне может специализированная фирма. ■

Использованная литература

1. Губич А. Применение газотурбинных двигателей малой мощности в энергетике // Газотурбинные технологии. 2001, № 6. С. 30-31.
2. Буров В.Д. Газотурбинные и газопоршневые энергетические установки малой мощности // Горный журнал. 2004, специальный выпуск. С. 87-89, 133.
3. Каталог газотурбинного оборудования // Газотурбинные технологии. 2005. С. 208.
4. Салихов А.А., Фаткулин Р.М., Абрахманов Р.Р., Шаулов В.Ю. Развитие мини-ТЭЦ с применением газопоршневых двигателей в Республике Башкортостан // Новости теплоснабжения. 2003, № 11. С. 24-30.

Табл. 2. Экономия/перерасход газа при использовании поршневых двигателей и котельной

Показатель	Варианты			
	1	2	3	4
Мощность электрическая газотурбинного/поршневого двигателя, МВт	0,6/0,6	2/2	6/6	12/12
Мощность тепловая газотурбинного/поршневого двигателя, МВт	1,8/0,6	7,0/2,3	18/6	30/12
КПДэ газотурбинного/поршневого двигателя, %	27/37	27/43	31/46	37/48
Перерасход (-) или экономия (+) газа, %	-1	+15	+11	+6