

Строительство ГТЭС малой мощности с использованием попутного нефтяного газа

Сжигание попутного нефтяного газа в факельных хозяйствах нецелесообразно, но транспортировка и переработка его для дальнейшего применения тоже нерентабельна, так как стоимость такого топлива будет выше рыночной. Альтернативой сжиганию газа является использование его в качестве топлива для энергоустановок в местах добычи.

В. Макаревич, Н. Джапаридзе – ЗАО «МР-Энерго-Строй»

Среди особенностей развития нефте- и газодобывающей отрасли в современных условиях нужно отметить следующие:

- значительная удаленность новых месторождений от центров электроснабжения, т.е. рассредоточенность промышленных объектов на большой территории;

- неиспользованный попутный нефтяной газ, территориально совмещенный с нефтяными месторождениями. Сжигание его в факелах приводит, с одной стороны, к серьезным экологическим проблемам, с другой – к нерациональному использованию природных ресурсов;

- потребность в электрической и тепловой энергии для осуществления технологического процесса добычи и транспортировки нефти.

Политика рационального использования природных ресурсов декларируется уже несколько десятилетий. Внедрена практика платежей за их нерациональное использование, но проблема попутного нефтяного газа не решена до сих пор.

В то же время для разработки новых месторождений в отдаленных районах требуются дополнительные энергетические мощности. Обеспечение энергоресурсами этих районов обходится очень дорого. Использование современных газотурбинных технологий – это реальный путь решения как проблемы энергообеспечения, так и утилизации попутного нефтяного газа.

Газотурбинная электростанция способна обеспечить:

- высокий *кпд* энергоисточников (до 36% – электрических);

- быстрый ввод в эксплуатацию (от 9 до 18 месяцев);

- относительно невысокий уровень начальных капитальных вложений;

- приемлемый срок окупаемости (5–7 лет);

- низкий уровень выбросов NO_x (ряд западных компаний заявил уровень выбросов до 3 ppm);

- возможность работы в когенерационных режимах (т.е. производство тепла путем утилизации выхлопа ГТУ в котлах-утилизаторах) и т.д.

ЗАО «МР-Энерго-Строй» работает на рынке малой энергетики более 9 лет. В практике часто приходится сталкиваться с неразличением понятий «электростанция» и «энергоблок».

Понятие «электростанция» включает в себя совокупность объектов, сетей и систем, а также связей (технологических, инженерных, электротехнических), объединенных в одном технологическом процессе производства электроэнергии и тепла. Энергоблок, являясь ее основой, собственно электростанцией не является.

Даже небольшая электростанция мощностью 8...10 МВт, как и крупная (в несколько сотен МВт), имеет набор основных и вспомогательных систем и сооружений.

При строительстве электростанций малой мощности применяется принцип блочного сооружения энергоисточника, при этом сокращаются площади, количество зданий и, соответственно, сроки строительства.

Такое решение заложено в схему генплана и компоновку главного корпуса ГТЭС мощностью 10 МВт, строящейся ЗАО «МР-ЭНЕРГО-СТРОЙ» на Западно-Полуденном месторождении НГДУ «Стрежевой-нефть» (ОАО «Томскнефть» ВНК).

Газотурбинная электростанция будет основным источником энергообеспечения объектов нефтедобычи этого месторождения. В качестве основного топлива используется попутный нефтяной газ. ГТЭС должна обеспечивать работу как в автономном режиме, так и параллельно с энергосистемой. Электростанции, состоящие из нескольких энергоблоков, обеспечивают эффективное использование топлива в широком диапазоне мощности. Это позволяет, варьируя загрузку энергетического оборудования, решить вопросы надежности энергообеспечения. В связи с этим в качестве основного оборудования были выбраны хорошо зарекомендовавшие себя в сложных климатических условиях электростанции производства АК «Южтрансэнерго» ЭГ-2500М1.

На рис. изображена схема генплана с перечнем сооружений электростанции, откуда видно, что блок подготовки топливного газа совме-

щен с дожимной компрессорной станцией (ДКС). В главном корпусе находятся центральный щит управления, установка химводоочистки, закрытое распределительное устройство, комплектная трансформаторная подстанция собственных нужд, газотурбинное и котельное отделение, склады масла с маслоаппаратной, механические мастерские, химлаборатория. Применение современных технологий при строительстве электростанций небольшой мощности позволило все помещения сблокировать в одном корпусе.

Выбор технических и технологических решений при строительстве ГТЭС внутри площадки электростанции (в пределах ее ограждения) относится к «внутренним» условиям.

Существенное влияние на стоимость и сроки строительства ГТЭС на попутном нефтяном газе оказывают также и «внешние» условия, такие как:

- характеристики газового топлива;

- условия выдачи электрической и тепловой мощности;

- наличие водных ресурсов и химический состав исходной воды;

- климатическая и геофизическая зона расположения площадки электростанции, а также ряд других условий, не связанных с профилем оборудования ГТЭС.

Остановимся на двух основных «внешних» условиях – характеристиках попутного нефтяного газа (состав и давление) и условиях выдачи продукции: электрической мощности (напряжение и количество отходящих линий) и тепловой энергии (параметры и вид теплоносителя).

Для обеспечения работы основного оборудования на электростанции предусматривается система подготовки и подачи попутного нефтяного газа. Условия и схема подготовки газа определяется требованиями к качеству топливного газа, подаваемого к энергоустановкам электростанции [1].

При низком исходном давлении

включаются дожимные компрессоры для компримирования топливного газа до требуемого давления. При высоком давлении предусматривается его редуцирование до необходимой величины. Как правило, давление попутного нефтяного газа, поступающего от установок подготовки нефти с площадки месторождения, составляет не более 0,2...0,4 МПа, и пункты подготовки газа оснащаются дожимными компрессорами.

Подготовка газа для газотурбинных двигателей заключается в очистке от механических примесей, компримировании до давления 1,2...3 МПа, осушке и подогреве.

В качестве примера технологических решений проблемы использования попутного нефтяного газа можно привести проект этой же газотурбинной электростанции.

Основное и резервное топливо ГТЭС – попутный нефтяной газ Западно-Полуденного месторождения, подготовленный в блоке подготовки топливного газа ГТЭС, очищенный, обезвоженный и ком-

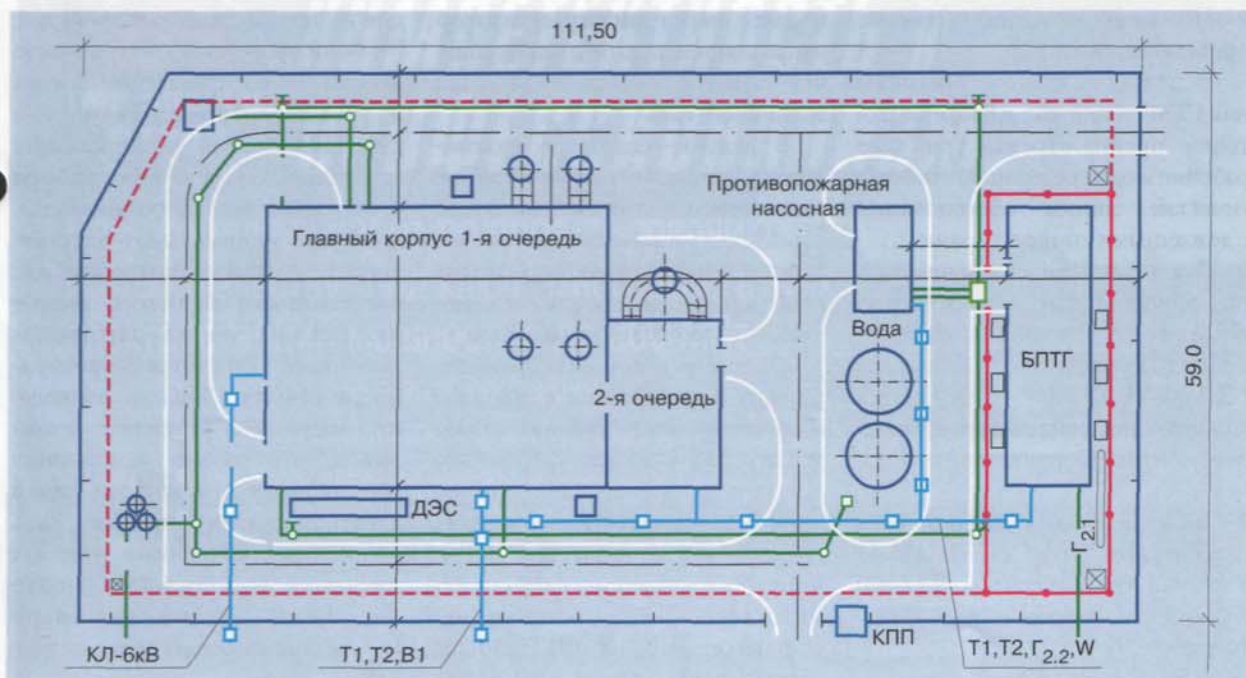


Рис. Генплан ГТЭС-10 МВт Западно-Полуденного месторождения НГДУ «Стрежевойнефть»: Т1 – теплопровод прямой; Т2 – теплопровод обратный; В1 – водопровод хозяйственной; Г_{2.1} – газопровод попутного газа Р=0,2 МПа; Г_{2.2} – рециркуляционный газопровод; W – электрокабели, кабельная эстакада 6 кВ

Требования к топливному газу ГТУ ЭГ-2500М1		Таблица
Параметр	Величина	
Размер частиц механических примесей, мкм	40	
Наличие капельной жидкости (конденсата)	Не допускается	
Температура, °С	+50	
Давление (изб.), МПа	1,2	
Содержание в газе: - сероводорода, кислорода, меркаптановой серы - натрия, мг/м ³ - двуокиси углерода, %	По ГОСТ 5542-87 0,5 0,5	
Низшая теплотворная способность, кДж/м ³	Не ниже 37 700	
Расход топлива, нм ³ /ч (при низшей теплоте сгорания Н=41,7 МДж/нм ³ , плотности ρ=0,82 кг/нм ³ , температуре окружающей среды t ₀ =+15°С)	924,8	

примированный в газовых компрессорах до необходимого рабочего давления.

На ГТЭС применены современные газотурбинные установки ЭГ-2500М1 единичной мощностью агрегатов 2,5 МВт. Требования к топливному газу этих установок приведены в табл. [2].

С целью надежного обеспечения ГТЭС топливом, в блоке подготовки предусмотрены три (две рабочие и одна резервная) технологические линии оборудования с дожимными компрессорами.

Для повышения давления газа применяются винтовые компрессоры с электроприводом типа ZKR 204 производства фирмы CKD NOVE ENERGO, a.s. (Чехия). Конструкция компрессоров позволяет сжимать попутный нефтяной газ.

В соответствии с требованиями к топливному газу ГТУ ЭГ-2500М1 в состав технологической схемы включено следующее оборудование:

- фильтр-сепаратор;
- компрессорная установка;
- теплообменник «газ-газ»;
- аппарат воздушного охлаждения газа;

■ аппарат воздушного охлаждения охлаждающей жидкости (антифриза) из циркуляционной системы охлаждения масла компрессора;

■ дренажная емкость. Входящий поток попутного нефтяного газа с площадки месторождения давлением 0,2 МПа (изб.) и температурой 7°С через измерительную диафрагму поступает на вход компрессорных установок, где сжимается до давления 1,2 МПа (изб.).

После конечного холодильника компрессора газ с температурой +60°С направляется в теплообменник «газ-газ», где охлаждается встречным потоком охлажденного газа до температуры +40°С. После аппарата воздушного охлаждения газ направляется в теплообменник «газ-газ», где подогревается встречным потоком горячего газа из компрессора до требуемой температуры +50°С и далее через фильтр-сепаратор направляется на вход в газотурбинную электростанцию в качестве топливного газа.

В фильтре-сепараторе производится улавливание газового конденсата и влаги. Затем автоматически через электроприводной клапан-регулятор уровня жидкость сбрасывается в дренажную емкость с последующим вывозом ее на утилизацию.

Охлаждение компрессоров производится антифризом с применением аппаратов воздушного охлаждения АВМ. Согласно требованию завода-изготовителя, температура воды, поступающей в компрессор, должна быть не выше 27,5°С. Расчетный перепад температур между охлажденной и нагретой водой составляет 5°С. Этому условию удовлетворяет аппарат воздушного охлаждения типа АВМ 20.

Второе из рассмотренных «внешних» условий – выдача электрической и тепловой мощности –

присутствует как при автономной (работа на выделенную нагрузку), так и при параллельной работе электростанции с энергосистемой. Требования к теплоносителю (пар/вода) и параметрам (давление/температура) определяются типом присоединенной к КГТЭС тепловой нагрузки.

Продукция – электрическая и тепловая энергия, отпускаемая электростанцией, – должна соответствовать ГОСТу на ЭЭ [4] и требованию Заказчика.

Параллельную работу электростанции с энергосистемой можно проиллюстрировать опять же на примере строящейся ГТЭС.

ГТЭС расположена на месторождении в районе подстанции 35/6 кВ, включенной в сети «Томск-энерго». Она присоединяется к шинам 6 кВ указанной подстанции по двум двухцепным высоковольтным линиям 6 кВ протяженностью 0,7 км. Для подключения намечаемых ВЛ к шинам 6 кВ ПС необходимо выполнить расширение закрытого распределительного устройства 6 кВ указанной подстанции на четыре линейные ячейки.

Были проведены электрические расчеты – распределение потока и уровней напряжения в сети 220...110...35...6 кВ для нормальных (длительных) режимов работы сети; уровня зимних максимальных и летних минимальных электрических нагрузок потребителей; расчеты токов короткого замыкания (т.к.з.) с учетом синхронных двигателей. Рассмотрены возможности работы ГТЭС на выделенную нагрузку. В результате сделан вывод, что уровни напряжения на подстанциях и загрузка линий электропередачи, уровни т.к.з. во всех рассмотренных режимах находятся в допустимых пределах. Таким образом, перевооружения существующих сетей не требуется.

С целью определения возможности параллельной работы ГТЭС с энергосистемой выполнены расчеты динамической устойчивости.


На основании проведенных расчетов будут установлены быстродействующие защитные системы устройства автоматического ввода резерва (АВР) на секционных выключателях существующей подстанции. Это обеспечит устойчивую работу генераторов ГТЭС и синхронных двигателей сети 35 кВ.

Чтобы вывести ГТЭС на сбалансированную нагрузку, на подстанциях этого района устанавливается аппаратура высокочастотной связи ЕЛТ и автоматика частотной разгрузки (АЧР) на шинах 6 кВ всех ПС 35/6 кВ для автоматического балансирования нагрузки.

Для обеспечения устойчивой работы двигателей ГТЭС на вновь сооружаемых линиях 6 кВ подстанции № 23 устанавливаются терминалы защиты и автоматики линий, на ПС 110 кВ совершенствуются защиты трансформаторов.

Выбор типа котла-утилизатора и температурного графика также обусловлены «внешними» условиями, а именно: температурным графиком теплосети и тепловой нагрузкой потребителей месторождения. В проекте принят водогрейный котел-утилизатор горизонтальной компоновки с байпасом отработавших газов ГТУ, работающий по тепловому графику теплосети 115/70°C.

Максимальная тепловая мощность котла — 5,3, а расчетная — 4,0 Гкал/ч, что позволит при росте тепловых нагрузок месторождения покрывать их от строящейся ГТЭС. По соображениям надежности теплоснабжения предусматривается два котла-утилизатора (1 — работающий, 1 — в резерве, в режиме байпасирования). Существующая котельная месторождения выводится из эксплуатации.

Опыт проектирования и строительства ГТЭС на попутном нефтяном газе показал, что решения по выбору типа и профиля основного и вспомогательного оборудования электростанции должны приниматься с учетом всех условий строительства. Стоимость проекта и продолжительность строительства ГТЭС также зависят от приведенных выше условий. 

Список литературы

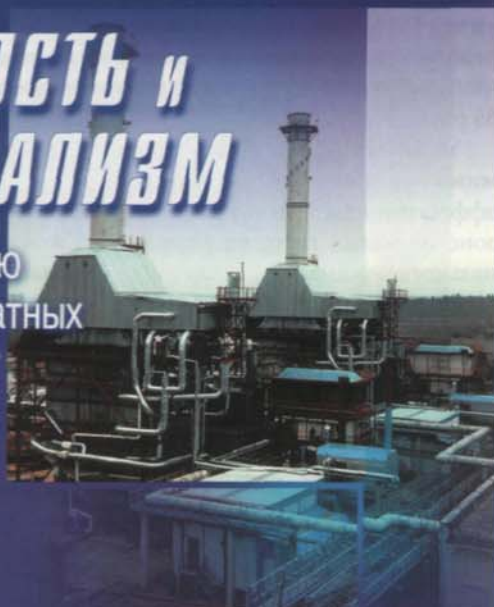
1. ГОСТ 29328-92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия.
2. Технические условия ТУ У 0011 0993. Электростанция газотурбинная ЭГ-2500М1, 2000 г.
3. «Ссылка на требование к качеству ЭЭ».
4. ГОСТ 13109-87. Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения.



КОМПЕТЕНТНОСТЬ И ПРОФЕССИОНАЛИЗМ

Весь комплекс работ по проектированию и строительству "под ключ" многоагрегатных электростанций мощностью до 300 МВт

- газотурбинные электростанции
- дизельные электростанции
- паровые электростанции
- парогазовые электростанции
- промышленные и бытовые котельные



Реализованные проекты:

ГТЭС ПО "НАФТАН" - 40 МВт (г. Новополоцк, Белоруссия)
ГТЭС - 65 МВт (г. Карабулак, Ингушетия)

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "MR-ЭНЕРГО-СТРОЙ"

Россия, 127015, Москва, ул. Правды, 23, тел/факс (095) 257-17-73, 257-06-47, 257-06-79, E-mail: enerol@dol.ru