УДК 338:242.2

Н.Г.ВОРОНОВ, *канд. экон. наук*, *доцент*, *voronng62@mail.ru*
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», *Санкт-Петербург*
С.Ю.ВАЛЯЕВ, *заместитель главного инженера*, *sergeival@mail.ru*
ООО «Северо-западная энергетическая компания»

N.G.VORONOV, *PhD in ec.*, *associate professor*, *voronng62@mail.ru*
National Mineral Resources University (*Mining University*), *Saint Petersburg*
S.J.VALYAEV, *deputy chief engineer sergeival@mail.ru*
North-West Energy Company

ФОРМИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ С УЧЕТОМ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПРИНЦИПОВ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЕКТАМИ СТРОИТЕЛЬСТВА АВТОНОМНЫХ ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ В УСЛОВИЯХ УДАЛЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рассмотрены организационно-экономические принципы управления проектами строительства автономных объектов малой генерации в условиях удаленных нефтегазовых месторождений как фактор снижения себестоимости добычи, транспортировки, хранения, переработки нефти.

***Ключевые слова*:** управление проектами, принципы управления, малая энергетика, автономные энергоисточники.

FORMATION OF TECHNIKAL SOLUTIONS TO THE ECONOMIC PRINCIPLES OF PROJEKT MENAGEMENT OF CONSTRUCTION OF AUTONOMOUS OBJECTS IN A SMALL GENERATION OF REMOTE GAS FIELDS

We consider the organizational and economic principles of project management of construction of autonomous objects in a small generation of remote gas fields, as a factor in reducing the cost of production, transportation, storage and processing of oil.

***Key words*:** project management, management principles, low energy, self-contained power sources.

В настоящее время рост нефтедобычи связан в основном с вводом в эксплуатацию нефтедобывающих мощностей на новых месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока, расположенных, как правило, в труднодоступных районах со сложными ландшафтными и климатическими условиями, где не развита или вовсе отсутствует сетевая инфраструктура. Проведение линий электропередач в такие районы потребует немало времени и чаще всего экономически нецелесообразно, так как влечет за собой большие капитальные затраты. На уже эксплуатируемых перспективных месторождениях вследствие увеличения выработанности объектов существенно увеличивается энергоемкость производства. Растущие тарифы на электроэнергию также повышают долю энергозатрат в бюджете нефтяных компаний.

Практически во всех компаниях нефтегазовой отрасли на протяжении ряда лет

реализуются программы по энергосбережению и повышению энергоэффективности, поиску более дешевых источников энергии. Предприятия постоянно расширяют арсенал энергоэффективных технологий. Значительные возможности энергосбережения связаны с утилизацией попутного нефтяного газа (ПНГ) для выработки собственной электроэнергии и отводимого тепла (когенерацией). Удаленность месторождений от централизованных источников электроснабжения, сложный рельеф местности, густые леса, невозможность строительства линий электропередач, штрафы за выбросы в атмосферу ПНГ, отсутствие круглогодично действующих дорог делают целесообразным развитие собственных автономных источников электроэнергии. Основным генерирующим оборудованием являются газотурбинные (ГТУ) и газопоршневые (ГПУ) установки. Это направление малой энергетики становится все более актуальным для нефтегазового бизнеса, так как позволяет создать источники энергии с более низкой, чем предлагается монополистами и посредниками, стоимостью электроэнергии. На месторождениях, богатых ПНГ и метаном, себестоимость 1 кВт·ч при эффективной схеме производства не превышает тарифа энергосистемы. Использование «своей» дешевой (по себестоимости) электроэнергии для собственного производства позволит получить более дешевый конечный продукт и в короткий срок окупить затраты на создание собственного энергоисточника.

Следует заметить, что используемое зачастую определение этого энергоисточника как автономного не вполне корректно, так как для надежного электро- и теплоснабжения необходима схема резервирования собственного энергоисточника от региональных электрических сетей и систем централизованного теплоснабжения. Если резервирование электроснабжения всегда разумно и оправданно (при технической возможности), то резервирование теплообеспечения требует подтверждения экономической целесообразности.

В подавляющем большинстве случаев руководители нефтегазовых компаний стремятся сократить расходы основного, профильного бизнеса, снизить долю затрат на электро- и теплоэнергию в себестоимости своего основного продукта. В условиях удаленных месторождений энергоисточник является, как правило, единственным и имеет статус электростанции собственных нужд (ЭСН). Конкретная схема зависит от приоритетной задачи сооружения ЭСН (получения электроэнергии или тепла). Для получения электроэнергии предлагается утилизационная схема: газовая турбина – котел-утилизатор (КУ), паровой или водогрейный, что связано с видом тепловой нагрузки и необходимостью (или возможностью) установки паровой турбины. Если тепловые нагрузки существенно превосходят потребность в электроэнергии, рекомендуется сбросная схема – сброс газов ГТУ в паровые или водогрейные котлы традиционной компоновки.

ЭСН сооружается чаще всего на разрабатываемом месторождении, еще не включенном в процесс промышленной добычи, и условия площадки существенно влияют на компоновку оборудования. Котел-утилизатор может иметь вертикальную компоновку и располагаться над ГТУ, если площадка под корпус ограничена; горизонтальная компоновка целесообразна, если высота сооружения ограничена ветровыми нагрузками. Эти решения зависят также от компоновки самой ГТУ: с отводом выхлопа вверх в средней части агрегата (в основном для ГТУ небольшой мощности) либо осевым отводом.

Следующая проблема – выбор основного тепломеханического оборудования. Газотурбинное оборудование представлено на российском рынке широчайшим спектром ГТУ иностранного производства и уже составляющими им конкуренцию отечественными агрегатами. Все агрегаты в каждой из мощностных линеек имеют различные технические характеристики и особенности компоновки, стоимость, комплектацию, ресурс, уровень сервисного обслуживания и т.п. Чаще всего выбор поставщика ГТУ проходит через процедуру тендерных торгов, и торги эти требуют разработки технических требований, технического задания. Подготовку этого документа следует

поручать специализированной проектной организации.

Опыт работы и применение ГТУ иностранного производства в Сибири показал, что силовые установки не приспособлены к суровым климатическим условиям. Адаптация ГТУ стандартного исполнения существенно снижает общий КПД установки, заграничные производители вынуждены предусматривать обогрев циклового воздуха, воздуха на вентиляцию контейнера и другие мероприятия, препятствующие «замерзанию», что в конечном итоге может потребовать до 30 % дополнительных затрат.

Разработку, изготовление и поставку котлов-утилизаторов для ГТУ уверенно берут на себя отечественные котлостроительные заводы, и опыт в этой области уже ими наработан. В связи с различием характеристик различных ГТУ (расход и температура выхлопных газов, необходимость дожигания топлива перед КУ) утилизатор разрабатывается, рассчитывается и проектируется практически заново для каждой ГТУ, т.е. серийного оборудования в этой области не существует. Для разработки котла-утилизатора изготовитель должен получать задание от генерального проектировщика.

Если проектной группой принимается решение об использовании в качестве основного генерирующего оборудования силового блока на основе ПГУ, то в ряде мощности до 25 МВт, применимых для ЭСН, о которых идет речь, единственный реальный российский поставщик паровых турбин – Калужский турбинный завод. Серийные турбины из его номенклатуры закрывают практически любые потребности малой и средней энергетики. Однако если в цикле ПГУ обосновано применение двухконтурного котла-утилизатора, то и паровая турбина для такой установки потребует индивидуальной разработки. Выбор генераторов и трансформаторов не представляет больших проблем – это оборудование выпускают отечественные производители, а ГТУ иностранного производства поставляется, как правило, комплектно с генератором. Главной проблемой при разработке электротехнических решений по проектируемым ЭСН на существующих месторождениях является определение места подключения генераторов в существующую схему электроснабжения месторождения с наименьшими затратами на ее реконструкцию. Как правило, в цепях питания от распределительных устройств (6 или 10 кВ) ТЭС устанавливаются токоограничивающие реакторы для сохранения коммутационного оборудования в существующей схеме предприятия.

В перспективных районах нефтедобычи, обеспеченных энергоснабжением от энергосистемы, появление генерирующего источника вызывает необходимость получения от энергосистемы технических условий на подключение электростанции к сетям энергосистемы. Это необходимо, поскольку предусматривается режим параллельной работы турбоагрегатов ЭСН с энергосистемой. Зачастую энергосистемы ставят слишком жесткие и дорогостоящие условия на подключение энергоисточника к энергосистеме, поэтому заказчики нередко выбирают автономный режим работы ТЭС, отказываясь от резервной связи с энергосистемой.

Целесообразность строительства собственной генерации успешно доказана опытом многих компаний в России. Средние капитальные затраты на строительство ЭСН на основе ГТУ составляют от 1500 до 2000 долларов за 1 кВт установленной мощности. Хотя по объектам средней и большой генерации затраты на 1 кВт установленной мощности около 1100 долларов, строительство ЭСН окупается более низкой стоимостью (в 2-3 раза) за 1 кВт·ч. Стоимость электроэнергии, получаемой от внешних источников, ориентировочно, 1,8 руб./(кВт·ч), а собственная генерация стоит 80-90 коп./(кВт·ч). Окупаемость таких проектов от 4 до 6 лет.

Однако режим автономного электроснабжения месторождения от ЭСН имеет ряд существенных недостатков:

1) сокращение продолжительности использования номинальной мощности турбоагрегатов из-за жесткой зависимости мгновенной мощности турбоагрегатов от графика электрической нагрузки приводит к ухудшению их КПД, перерасходу топлива, увеличению срока окупаемости капитальных затрат;

2) в режиме с пониженной нагрузкой на ГТУ выработка электроэнергии становится крайне невыгодной и особенно дорогой для заказчика; Если единичная нагрузка ГТУ при снижении потребляемой мощности окажется менее 25 % от номинальной мощности, необходимо производить останов части агрегатов, добиваясь нагрузки на агрегат не ниже 80 %. Уже при снижении нагрузки до 50 %, электрический КПД газовой турбины снижается почти в 3 раза;

3) механический ресурс ГТУ из-за большего количества пусков, остановов, сбросов и набросов нагрузки вырабатывается быстрее. В случае параллельной работы ЭСН с энергосистемой предусматривается противоаварийная автоматика выделения турбоагрегатов на автономную работу со сбалансированной нагрузкой, при снижении частоты в энергосистеме и при других аварийных ситуациях. Однако такой режим автономного электроснабжения продолжается недолго, до ликвидации аварийной ситуации.

Возмущения в электрических сетях оказывают определенное влияние на статическую и динамическую устойчивость турбоагрегатов ЭСН. Наиболее существенным фактором, определяющим устойчивость газотурбинных генераторов, является значительно меньший момент инерции газовой турбины по сравнению с паровой. Как следствие, для нарушения устойчивости требуется уже значительно меньшее возмущение. К другим факторам, определяющим устойчивость турбоагрегатов, относятся место расположения ЭСН относительно других электростанций и узлов нагрузки, пропускная способность связей ЭСН с остальной энергосистемой. Поэтому расчеты устойчивости, безусловно, должны являться совместным продуктом как генерального проектировщика ЭСН, так и региональных проектных институтов. Практика расчетов устойчивости показывает, что задача обеспечения надежного электроснабжения от ЭСН достаточно сложна и многогранна.

ЭСН оснащается интегрированной АСУТП, обеспечивающей централизованный контроль и управление всем (вспомогательным, теплотехническим, электротехническим) оборудованием станции из операторной; релейная защита и автоматика имеет микропроцессорную элементную базу. По структурной реализации АСУТП ЭСН является распределенной функционально и в пространстве системой, объединяющей в своем составе различные уровни и подсистемы. Такая концепция построения позволяет в полном объеме обеспечить полный мониторинг работы всего оборудования, прогнозирование отказов оборудования, снижение остановов оборудования по причине ложных срабатываний элементов системы АСУ и противоаварийной автоматической защиты. В конечном итоге, положительный экономический эффект достигается за счет внедрения современного комплекса технических средств АСУТП; отсутствие незапланированных простоев оборудования, прогнозирование ремонтов позволяет держать на складе оптимальный запас запасных частей и расходных материалов, снижать штат эксплуатационного персонала.

Наиболее важные задачи, решаемые АСУТП ЭСН, следующие:

- управление режимами запуска и останова агрегатов;
- групповое регулирование активной и реактивной мощности с ограничением (при необходимости) выдачи мощности в сеть;
- релейная защита и автоматика;
- управление синхронизацией;
- анализ электронных осциллограмм;
- диагностика состояния и настройка системы.

Ключевым фактором безаварийной работы ЭСН является персонал. Все специалисты, задействованные в проекте строительства, должны иметь соответствующую квалификацию. Проектанты, монтажники, пусконаладчики, эксплуатирующий персонал на всем протяжении строительства должны взаимодействовать друг с другом. На протяжении реализации всего проекта до сдачи в эксплуатацию следует вести работу по совершенствованию, доработке, адаптации объекта к данному месторождению. Хотелось бы отметить, что каждая ЭСН является индивидуальной и неповторимой, поэтому

процесс проектирования особенно нуждается в детальной проработке всех проектных решений.

Огромный груз ответственности ложится на плечи эксплуатирующего персонала ЭСН. Специалисты, обеспечивающие жизнедеятельность станции после окончания строительства, обязаны в полном объеме знать все узлы и агрегаты. Особенно это важно для ГТУ, где уровень заводской автоматизации позволяет отследить все технологические параметры и неисправности. Грамотный специалист способен в считанные минуты найти неисправность и продолжить работу. Квалифицированный эксплуатирующий персонал является гарантом надежности энергоснабжения в суровых климатических условиях, вдали от цивилизации. Каждый час «без напряжения» не только грозит убытками для нефтяной компании из-за простоя буровой, насосной, но и может оказаться опасным для жизни людей. Поэтому завод-изготовитель ГТУ должен обеспечить качественное обучение персонала, чтобы в случае экстренной ситуации он мог применить навыки и знания, полученные в процессе обучения.

Главная цель проекта строительства ЭСН заключается в снижении себестоимости добычи, транспортировки, хранения, в отсутствии простоев. Все технико-экономические, организационные решения, принятые в проекте автономного энергоисточника, должны быть направлены на оптимизацию бесперебойного энергоснабжения месторождения.