

Противоаварийное управление энергообъектами Усть-Тегусского и Урненского месторождений нефти



В статье рассмотрены особенности выполнения комплекса противоаварийной автоматики (ПА) на объекте мощностью 111 МВт, работающего в условиях изолированной энергосистемы с большим количеством объектов генераций разных типов и мощностей, когда мощность единичного потребителя соизмерима с мощностью генератора и имеется большое количество интеллектуальных приводов. Рассмотрено взаимодействие комплекса ПА с групповыми регуляторами частоты и напряжения. Показана целесообразность и необходимость оперативного предоставления дежурному персоналу информации о режимах работы комплекса ПА, что позволит соблюдать баланс нагрузок и генерации в энергосистеме.

ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ», г. Санкт-Петербург

Сегодня актуальность надежного электроснабжения месторождений нефти и газа не вызывает сомнений. Этот вопрос в какой-то мере снимается при подключении к единой энергосистеме России. Но, к сожалению, не всегда есть такая возможность. При автономном электроснабжении на устойчивость работы электрической сети влияют особенности источников электроэнергии и технологического производства месторождения.

Примером может служить месторождение нефти и газа Восточного Увата. Энергоснабжение объектов нефтедобычи обеспечивает изолированная энергосистема с подстанциями классов напряжения 110, 35, 6(10) кВ. Источниками генерации являются газотурбинные агрегаты мощностью 5,5 МВт, газопоршневые агрегаты мощностью 1,54 МВт и дизельные генераторные установки мощностью 0,8...1,28 МВт.

Основное топливо генерирующих установок — попутный газ. Суммарная установленная мощность генераторов составляет 111 МВт. Уровень загрузки энергоблоков в процентах от номинальной мощности оборудования — 76...89%. Потребите-

лями на месторождении являются двухтрансформаторные подстанции 35/6 кВ кустов буровых установок с трансформаторами мощностью по 6,3...10 МВА.

Несмотря на то что мощность энергосистемы Восточного Увата относительно невелика по сравнению с единой энергосистемой России, все требования к противоаварийной автоматике (ПА) здесь аналогичны. Для обеспечения устойчивой работы системы понадобилось строить комплекс ПА со всеми основными функциями и центральным координирующим устройством. Особенность проекта заключалась в том, что для объекта такой мощности потребовались решения, как для большой энергосистемы, что экономически сложно обосновать.

Кроме того, к сложностям в обеспечении надежного электроснабжения месторождения относятся: зависимость генерации от работы основного технологического процесса, соизмеримая единичная мощность генераторов и потребителей, а также узкий диапазон работы регуляторов активной и реактивной мощности генераторов. Отключение генераторов или линий электропередачи, несущих

более 10% мощности энергосистемы, вызывает лавинообразный процесс развития аварии с полным погашением энергосистемы. Это и показал анализ выполненных расчетов. При отключении трех и более генераторов ГТУ 5,5 МВт мощности оставшихся в работе генераторов недостаточно для покрытия нагрузки потребителей.

Перед специалистами ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ» — компании, специализирующейся на разработке и внедрении средств автоматизации в энергетике, была поставлена задача повысить надежность электроснабжения месторождения Восточного Увата, создав систему противоаварийной автоматики. Параллельно компанией ООО «ПромАвтоматика» внедрялась режимная автоматика управления генерацией с использованием групповых регуляторов активной и реактивной мощности.

Описание решения

Первоочередная задача заключалась в следующем: необходимо было привести сложную первичную схему энергосистемы, имеющей большое количество поперечных связей, к упрощенной схеме с выделением

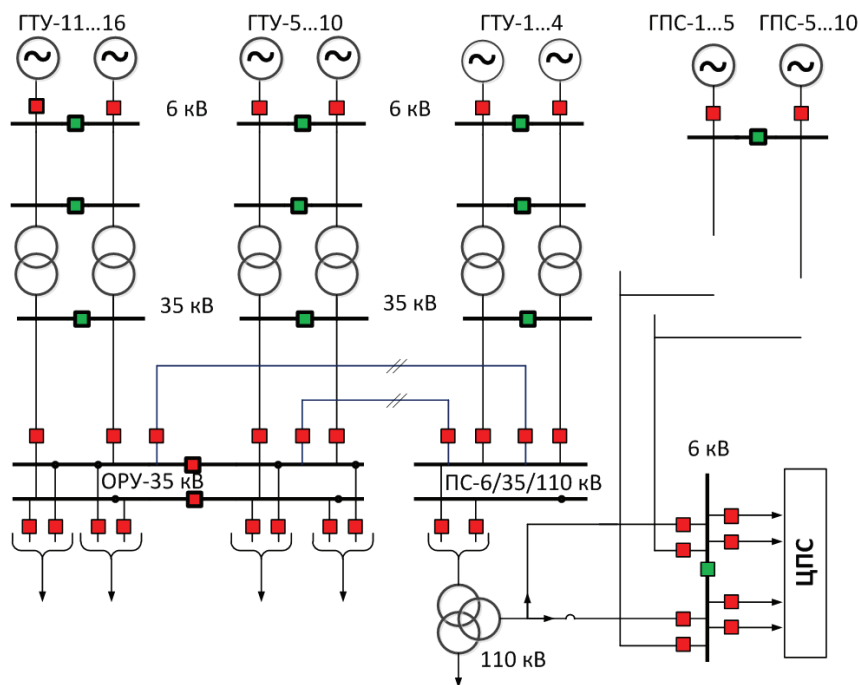


Рис. 1. Приведенная схема энергосистемы месторождения

центра нагрузок (рис. 1). Для выполнения противоаварийного управления все шесть систем шин 35 кВ, объединенных между собой, были приняты как центр нагрузок схемы выдачи мощности между генерацией и потребителями.

После проработки с заказчиком режимов работы энергосистемы и определения некоторых ограничений по временным схемам удалось решить глобальную задачу внедрения комплекса противоаварийной автоматики для изолированной энергосистемы.

Для реализации функций противоаварийного управления был использован комплекс противоаварийной автоматики на базе серийно выпускаемого оборудования НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ» — микропроцессорных устройств «НЕВА-ПА». Комплекс «НЕВА-ПА» позволяет реализовать сложные алгоритмы противоаварийного управления, в частности, с учетом особенностей объекта применить нетиповой подход к отдельным техническим решениям и алгоритмам работы ПА.

Система противоаварийного управления централизованная, контролирует совокупность схемно-режимных параметров энергосистемы месторождения с единым центром принятия решения. Совокупность элементов противоаварийного управ-

ления состоит из аппаратных и программных подсистем, каждая из которых работает по собственным алгоритмам при полном взаимодействии в составе единого комплекса противоаварийной автоматики.

Автоматика прекращения нарушения устойчивости (АПНУ) является центром принятия решения и формирования управляющего воздействия. Остальные подсистемы комплекса противоаварийной автоматики представляют собой пусковые органы АПНУ, каждый из которых работает по собственным алгоритмам.

Основной подсистемой среди них является САОН, быстродействующая система автоматического ограничения нагрузки с пуском по фиксации отключения генератора (ФОГ),

фиксации отключения линии схемы выдачи мощности (ФОЛ) и фиксации сброса мощности (ФСМ). АПНУ от пускового органа САОН действует без выдержки времени, отключает нагрузку, эквивалентную потерянной мощности генерации. При проведении испытаний время выдачи управляющего воздействия при срабатывании пускового органа ПА не превысило 42 мс.

При расчете управляющего воздействия специалисты столкнулись с проблемой передачи управляющего воздействия до конечного потребителя. Это было связано с большим разбросом по местности технологических установок и отсутствием каналов связи с ними для передачи команд. Построение этих каналов в рамках внедрения комплекса ПА было невозможным из-за дороговизны исполнения.

Было принято решение выполнить управляющее воздействие ПА на выключатели отходящих линий 35 кВ в центре схемы выдачи мощности. Но при групповом отключении потребителей сложно рассчитать необходимый объем мощности управляющего воздействия, поэтому количество ступеней работы ПА было увеличено до девяти.

Если после срабатывания АПНУ от пускового органа САОН баланс мощности в энергосистеме не восстанавливался, то дальнейшую разгрузку генерации обеспечивал «второй эшелон ПА», функция АОСЧ, которая имеет несколько очередей:

- существующая локальная автоматическая частотная разгрузка (АЧР);
- дополнительная автоматическая разгрузка по частоте (ДАРЧ);
- частотно-делительная автоматика (ЧДА).

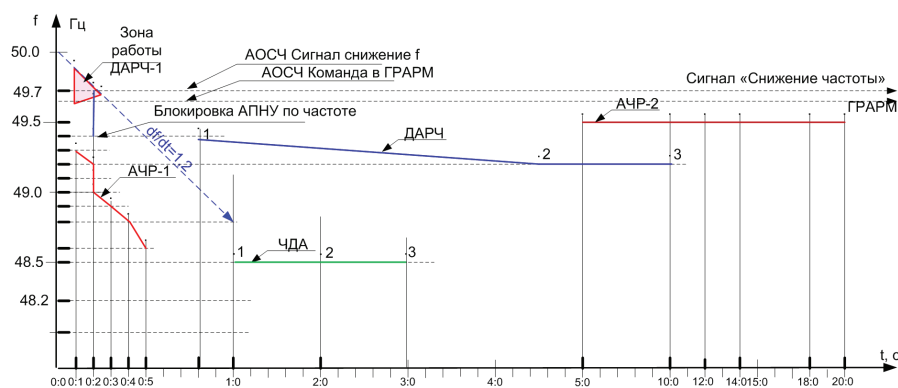


Рис. 2. Диаграмма селективности

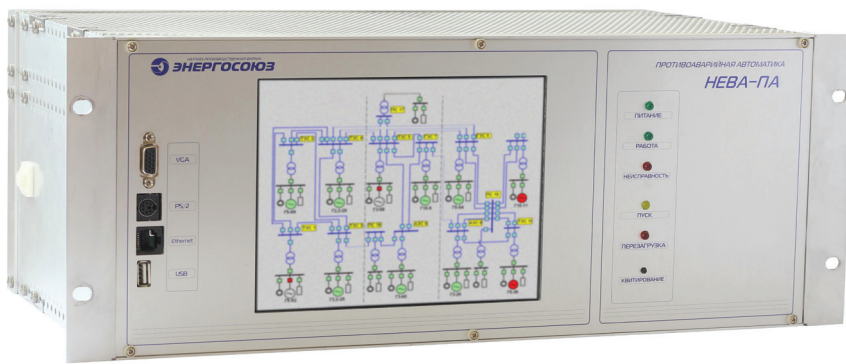


Рис. 3. Устройство противоаварийной автоматики

В настоящее время в электрической сети Усть-Тегусского месторождения установлены локальные автономные устройства автоматической частотной разгрузки – АЧР. Устройства АЧР с заданными уставками по частоте и времени установлены приближенно к потребителям, на фидерах 6 кВ распределительных устройств в кустах нагрузок. Все устройства АЧР работают автономно от общей системы ПА.

Работа противоаварийной автоматики позволяет при возникновении в сети аварийных процессов, связанных с потерей генерирующей мощности, с минимальной выдержкой времени выдать управляющие воздействия. Данные по времени срабатывания, скорости изменения час-

тоты и величине потерянной мощности задаются уставками срабатывания ПА и определяются заказчиком.

Разработанная диаграмма селективности показана на рис. 2.

При построении комплекса ПА приняты следующие решения:

- ▶ центральное координирующее устройство («НЕВА-ПА») расположено в центре схемы выдачи мощности на подстанции 35 кВ и выдает управляющие воздействия на выключатели 35 кВ данной подстанции;
- ▶ локальные устройства комплекса противоаварийной автоматики («НЕВА-ПА») имеют функцию регистрации аварийных событий;
- ▶ комплекс ПА использует данные от группового регулятора активной мощности (ГРАМ) по мощности

работающих генераторов и величине суммарного вращающегося резерва;

▶ устройства регистрации аварийных событий («НЕВА-РАС») выполняют некоторые расчеты электрических параметров и передают их в ЦПА для использования в алгоритме работы ПА;

▶ для приема и передачи данных и команд между устройствами «НЕВА-ПА» создан выделенный сегмент локальной вычислительной сети Ethernet. Приемопередатчиков для передачи команд управляющих воздействий между устройствами ПА в комплексе противоаварийной автоматики нет;

▶ локально-вычислительная сеть ПА используется регистраторами аварийных событий и для передачи данных на сервер ПА.

Комплекс ПА построен как иерархическая, распределенная автоматическая система, работающая в темпе протекания технологического процесса и оснащенная средствами сбора, регистрации аварийных событий, их обработки, выработки управляющих воздействий и визуализации режима работы ПА и энергосистемы в целом.

Несмотря на единый центр расчета и принятия решений (ЦПА), некоторые расчеты выполняются в локальных устройствах противо-

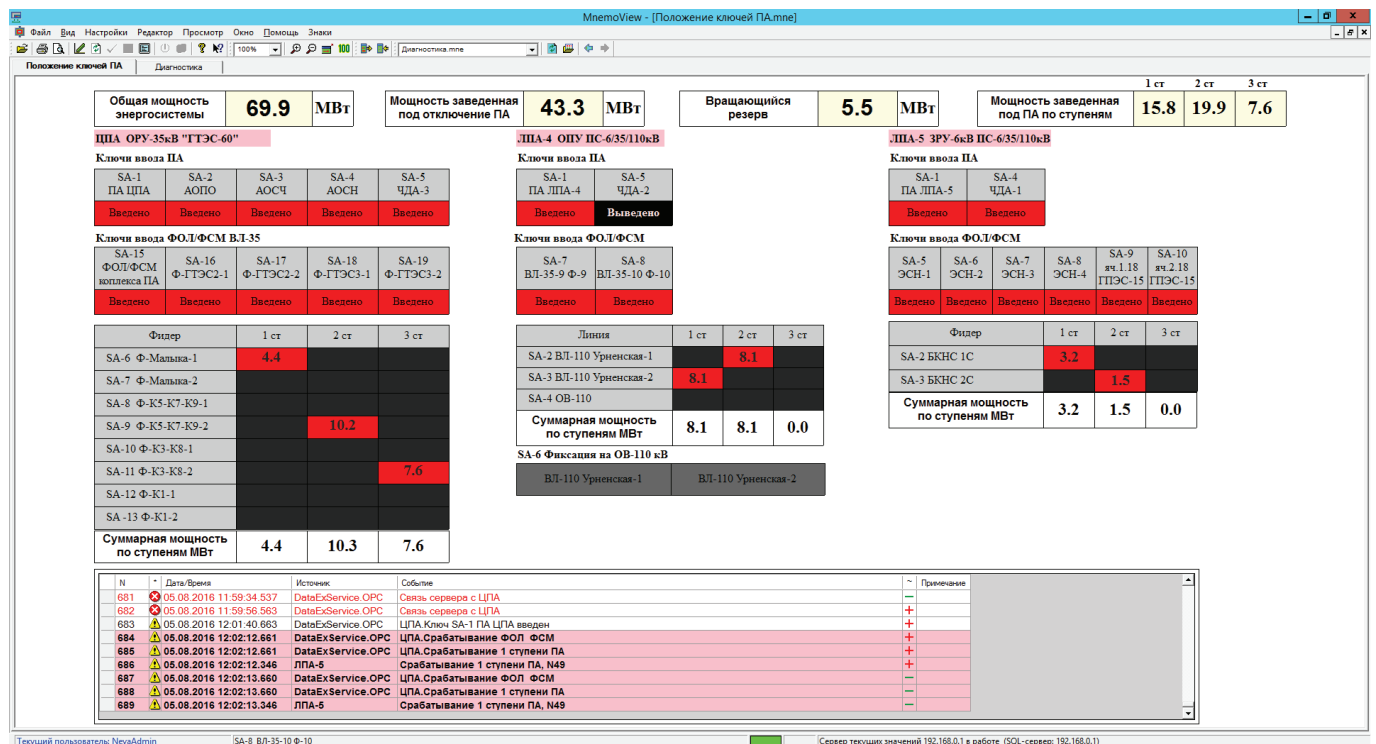


Рис. 4. Видеограмма ПА объекта

аварийной автоматики и регистраторов аварийных событий.

В связи с большим разнообразием режимов работы энергосистемы потребовалась визуализация режима работы комплекса ПА для обслуживающего персонала и диспетчера энергосистемы. С этой целью в структурной схеме ПА установлен сервер для сбора, хранения и предоставления информации обслуживаемому персоналу, автоматизированное рабочее место ПА диспетчера энергосистемы и инженерная станция инженера РЗА.

На сервере установлено технологическое программное обеспечение «СКАДА-НЕВА». Эта SCADA обеспечивает сбор информации с устройств противоаварийной автоматики и регистраторов аварийных событий. Пример видеогаммы режима работы комплекса ПА приведен на рис. 4.

В процессе проведения опытной эксплуатации по предложению заказчика были реализованы дополнительные функции с учетом особенностей эксплуатации энергосистемы месторождения. Одна из них — выявление неисправного ТН, или перегорания предохранителя на высокой

стороне, вывод его из работы и снятие с блокировки работы ПА с работой от смежного ТН.

Поскольку основной уровень напряжения сети 35 кВ, блокировку работы ПА по 3U₀ также пришлось выводить на время устойчивого длительного замыкания на землю одной фазы, а в работе алгоритма использовать линейное напряжение.

Заключение

Структурная схема комплекса противоаварийной автоматики в изолированной энергосистеме вышла за рамки классической схемы выполнения ПА, поэтому потребовалось более длительное время опытной эксплуатации и проведение дополнительных испытаний, в ходе которых были отработаны некоторые решения противоаварийного управления, позволившие решить задачу повышения надежности электроснабжения автономно работающей энергосистемы месторождения нефти. Во многом этому способствовали гибкость аппаратной конфигурации микропроцессорных устройств «НЕВА-ПА» и программное обеспечение, позволяющее учесть все особенности объ-

екта и в кратчайшие сроки реализовать все требования заказчика по алгоритмам работы противоаварийной автоматики.

Особо необходимо отметить, что автоматически работающий комплекс ПА в реальном времени предоставляет диспетчеру энергосистемы всю необходимую информацию о состоянии противоаварийной автоматики в зависимости от режима работы энергосистемы. Визуализация данных работы ПА и сигнализация пограничных режимов позволяет диспетчеру энергосистемы своевременно принимать меры по поддержанию баланса нагрузок и генерации в энергосистеме и предотвращать вероятное срабатывание автоматического противоаварийного управления.

А. Б. Афанасьев, главный специалист
управления энергетики,
ООО «РН-Уватнефтегаз», г. Тюмень,
Н. Е. Долгих, технический директор
ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ»,
г. Санкт-Петербург,
тел.: +7 (812) 320-0099,
e-mail: mail@energsoyuz.spb.ru,
сайт: www.energsoyuz.spb.ru