

УДК 621.311.4 + 621.316.925

## **УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ ПОДСТАНЦИИ, ПИТАЮЩЕЙ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩУЮ СТАНЦИЮ**

*А.М. Ершов, К.Р. Манжуков, А.К. Бухмастов*

Рассмотрены особенности построения систем электроснабжения нефтеперекачивающих станций; особенности режимов работы технологического оборудования; направления развития систем релейной защиты, автоматики, телемеханики и управления технологическими агрегатами.

Ключевые слова: электрические сети; нефтеперекачивающая станция; релейная защита и автоматика; цифровая подстанция; управление режимами работы.

Нефтеперекачивающие станции (НПС) магистральных нефтепроводов и схемы их электроснабжения по сравнению с обычными потребителями электрической энергии имеют ряд особенностей. Эти особенности [2, 8, 9] рассмотрим на примере варианта схемы электроснабжения нефтеперекачивающей станции, приведенной на рис. 1.

НПС получают электроэнергию от районных подстанций энергосистемы с первичным напряжением 35, 110 или 220 кВ. Мощности силовых трансформаторов этих подстанций могут достигать до 63 МВА. На НПС выполняется, как правило, свое технологическое распределительное устройство напряжением 6–10 кВ, питающееся от районной подстанции.

НПС по требованиям надежности электроснабжения относят к 1-й категории. При этом все НПС должны получать питание от двух независимых источников питания [7]. Для обеспечения 100 %-го резерва пропускная мощность каждого силового трансформатора районной подстанции и каждая питающая линия должны соответствовать мощности, потребляемой НПС. Подвод электроэнергии от районной подстанции энергосистемы до технологического распределительного устройства НПС осуществляют как минимум по двум кабельным линиям, каждая из которых состоит не менее чем из двух параллельных кабелей.

На магистральных нефтепроводах строят насосные перекачивающие станции двух видов: головные и промежуточные. Головные станции располагаются в начале трубопровода (или в начале участка трубопровода) и служат для перекачки нефти и нефтепродуктов из резервуарных парков в магистральный трубопровод. Промежуточные станции предназначены для повышения давления перекачиваемых продуктов в магистральном трубопроводе. Перекачку нефти и нефтепродуктов в современных трубопроводах ведут по системе «из насоса в насос».

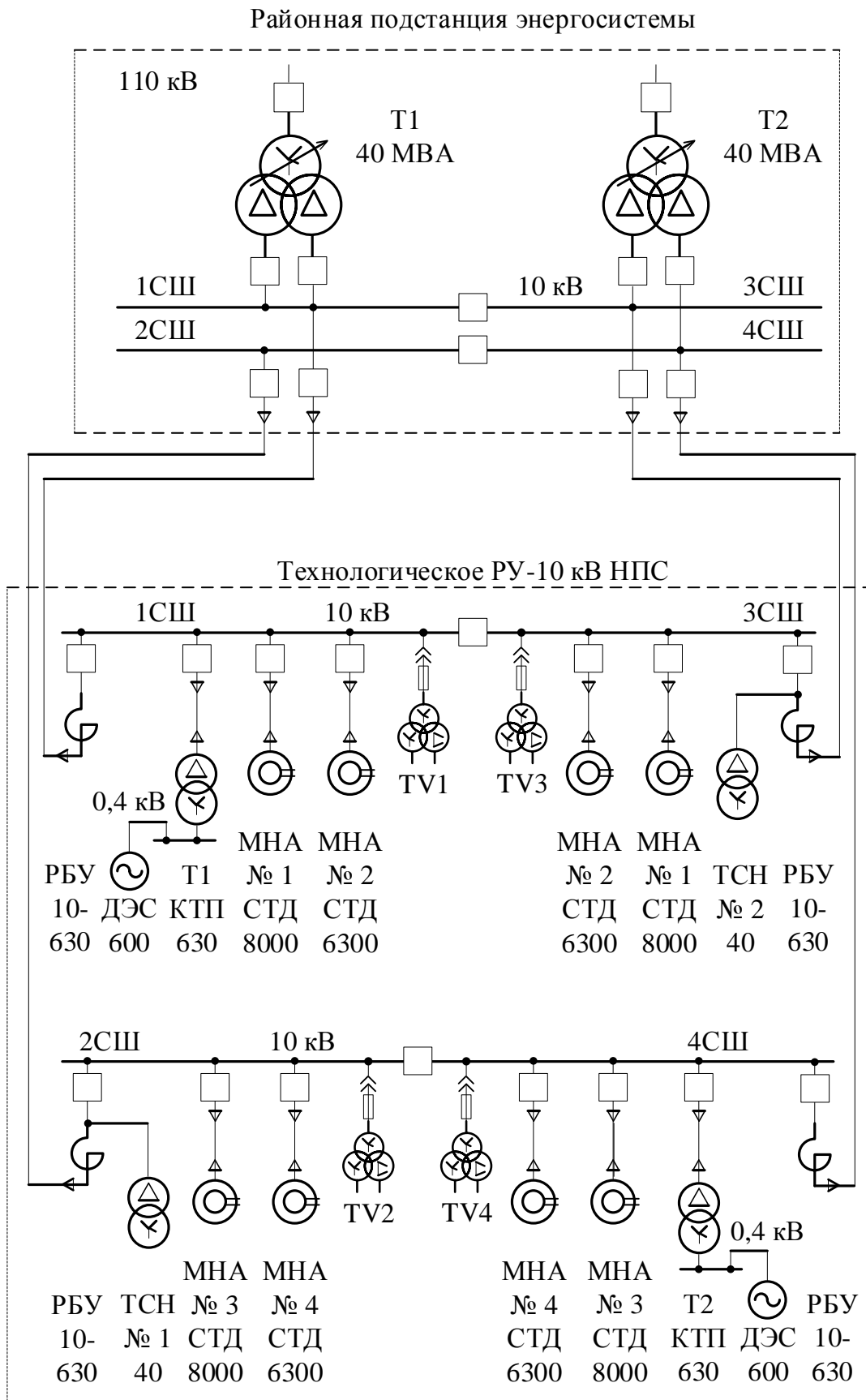


Рис. 1. Схема электроснабжения нефтеперекачивающей станции

Центробежный насос для перекачки нефти и его электродвигатель называют главным или магистральным насосным агрегатом (МНА), а подпорные насосы с его электродвигателем – подпорным насосным агрегатом (ПНА).

Для привода главных насосов на насосных станциях используют синхронные двигатели с частотой вращения 3000 об/мин, мощностью до 4000–8000 кВт. Для привода главных насосов НПС также находят применение двухполюсные короткозамкнутые асинхронные двигатели мощностью от 500 до 5000 кВт. Для привода подпорных насосов применяют синхронные и асинхронные двигатели мощностью до 1600 кВт [5, 9].

Для привода вспомогательных установок НПС применяют короткозамкнутые асинхронные двигатели напряжением 380 В мощностью 1–20 кВт. Для их электроснабжения используют двухтрансформаторные подстанции 6–10/0,4 кВ мощностью 400–1000 кВА с секционированными сборными шинами и АВР на стороне низшего напряжения.

Для питания ответственных потребителей (особой группы 1-й категории) в период перерыва электроснабжения от энергосистемы на время, большее 15–20 с предусматривают дизель-электрические станции (ДЭС) мощностью до 630 кВт, запускающиеся автоматически при исчезновении напряжения 6–10 кВ. К числу потребителей особой группы относят входная, выходная задвижки и задвижки для работы нефтепровода при отключившейся станции, противопожарный пенный насос и его задвижка, освещение насосной, противопожарная автоматика, системы автоматизации и телемеханики насосной станции [10, 11].

Современные НПС оснащены системами диспетчеризации и управления электроснабжением (СДУЭ). СДУЭ предназначено для оперативного управления электроснабжением НПС, режимами их работы, планирования электропотребления, технического учета электроэнергии, а также контроля качества электроэнергии.

Структурная организация систем управления электроэнергетическими объектами в значительной мере определяется уровнем развития информационных и микропроцессорных технологий. Весьма распространенным типом энергообъекта является подстанция класса напряжения 110–220 кВ. В состав информационно-технологических систем подстанции наряду с другими входит система релейной защиты и автоматизации (РЗА).

На смену традиционным и устаревшим системам релейной защиты и автоматизации приходят цифровые подстанции. Под термином «цифровая подстанция» понимается подстанция с применением интегрированных цифровых систем измерения, релейной защиты, управления высоковольтным оборудованием, использующих цифровые трансформаторы тока и напряжения [1, 6].

Первые экспериментальные цифровые системы РЗА подстанции в конце 60-х годов XX в. строились на централизованном принципе. Причина заключалась в том, что использовать на подстанции несколько вычислительных устройств не представлялось возможным. Появление в 70-х годах микропроцессоров изменило ситуацию, создав предпосылки для построения распределенных систем РЗА. На начальном этапе внедрения микропроцессорных средств в технику релейной защиты одним из их достоинств называлась универсальность, т.е. способность решать различные задачи. Декларировалось, что одно вычислительное устройство может заменить несколько панелей РЗА. В то же время специфика функционирования систем РЗА заключается в необходимости обеспечения их высокой надежности. Технические средства систем РЗА включают в себя не только панели и шкафы устройств защиты, но и измерительные трансформаторы, кабельное хозяйство, средства связи (высокочастотные, оптоволоконные), источники оперативного тока. Для обеспечения требуемого высокого уровня надежности системы применяется дублирование ее функций в различных устройствах.

В соответствии с Нормами технологического проектирования (НТП) [6], различают функции основной и резервной защит. Система РЗА выполняет функции не только ближнего, но и дальнего резервирования, действуя при отказах защит или выключателей смежных элементов. Таким образом, при реализации функций системы РЗА предусматривается основное действие с двойным резервированием (троирование). При недостаточной чувствительности защит смежных элементов, выполняющих функции дальнего резервирования, НТП предусматривают усиление функции ближнего резервирования на защищаемом объекте путем установки третьего комплекта защит (он необходим в случае штатного вывода из работы одного комплекта и аварийного отказа другого). Для обеспечения эксплуатационной надежности функцию управления выключателем в большинстве случаев приходится, в соответствии с требованиями ОАО «ФСК ЕЭС», выносить в отдельное устройство. Несмотря на то, что средствами микропроцессорной техники в одном устройстве можно выполнить перечисленные функции трех устройств защиты и четвертого устройства – управления, на одном защищаемом присоединении приходится устанавливать до четырех отдельных устройств. В итоге количество микропроцессорных устройств защиты на подстанции 110–220 кВ нередко превышает сотню.

Таким образом, при переходе с электромеханической элементной базы на микропроцессорную, сокращения числа панелей (шкафов), практически не наблюдается и реализация функций РЗА требует значительного объема программно-аппаратных средств. Необходимость технико-экономической оптимизации информационно-технологических систем делает актуальной разработку концепции «цифровой подстанции» [1].

Переход на цифровые технологии связи на подстанциях позволит реализовать полноценный мониторинг и диагностику работы как отдельных интеллектуальных электронных устройств, промышленных сетей, высоковольтных ячеек, так и подстанции в целом.

Цифровая подстанция обеспечивает эффективное использование информации о процессах как на подстанции, так и на питаемом объекте; повышение согласованности действия различных видов оборудования, объединение функций защиты, управления и измерения.

Магистральные насосы НПС работают в длительном режиме с переменной нагрузкой. Основными факторами, влияющими на изменение режимов работы насосов и их электроприводов, являются переменная нагрузка нефтепровода, вызванная как переменным режимом работы поставщиков нефти, так и переменным режимом работы потребителей; изменение параметров перекачиваемой нефти или нефтепродуктов вследствие изменения их состава; разного рода отказы как системы электроснабжения, так и технологического оборудования.

Основным способом обеспечения заданного режима работы нефтепровода в настоящее время является сочетание ступенчатого и плавного регулирования магистральными насосами. Современное состояние полупроводниковых преобразователей частоты, а также средств управления и регулирования позволяют заменить нерегулируемые электроприводы магистральных насосов большой мощности на регулируемые как на базе асинхронных, так и на базе синхронных двигателей. Оснащение электродвигателей МНА преобразователями частоты является перспективным не только для сбережения энергоресурсов, но и для автоматизации технологических процессов. Частотный преобразователь повышает управляемость магистрального насоса по параметрам технологического режима, позволяет минимизировать установленные на НПС мощности [10].

Первые частотно-регулируемые электроприводы магистральных насосных агрегатов НПС на территории СНГ были введены в эксплуатацию в 2002 году в КазТрансОйл. Основными результатами внедрения регулируемого привода явились: возможность плавного пуска электродвигателей; исчезли гидравлические удары в трубопроводе, снизились динамические нагрузки на торцевые уплотнения и радиально-упорные подшипники насосного агрегата; существенная экономия электроэнергии.

### **Заключение**

В настоящее время в мире началось массовое внедрение решений класса «Цифровая подстанция», основанных на стандартах серии МЭК 61850, реализуются технологии управления SmartGrid, вводятся в эксплуатацию приложения автоматизированных систем технологического управления. Сегодня в России активно ведется работа над проектом цифровой подстанции. Ведущие российские фирмы предлагают свои решения для цифровой

подстанции. Применение технологии цифровой подстанции должно позволить в будущем существенно сократить расходы на проектирование, пуско-наладку, эксплуатацию и обслуживание энергетических объектов [3].

С развитием систем автоматизации и телемеханизации должны решаться задачи мониторинга параметров состояния технологического оборудования НПС, анализа режимов его работы в реальном масштабе времени.

#### Библиографический список

1. Алексинский, С.О. Варианты архитектурных решений релейной защиты и автоматики «цифровой подстанции» 110–220 кВ / С.О. Алексинский // Вестник ИГУЭ. – 2011. – № 1. – С. 1–5.
2. Бак, С.И. Электрификация блочно-комплектных установок нефтяной промышленности / С.И. Бак, С.П. Читипаховян. – М.: Недра, 1989. – 183 с.
3. Горелик, Т.Г. Цифровая подстанция. Подходы к реализации / Т.Г. Горелик, О.В. Кириенко, Н.А. Дени // Сборник докладов XXI конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем». – М.: ФСК ЕЭС, 2012. – С. 10–17.
4. Инновации и развитие. – М.: ОАО «Россети», 2014. – 93 с.
5. Меньшов, Б.Г. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности / Б.Г. Меньшов, М.С. Ершов, А.Д. Яризов. – М.: Недра, 2000. – 487 с.
6. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС). Стандарт организации. Приложение к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009, № 136. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 96 с.
7. Правила устройства электроустановок: утв. Приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242 / М-во энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 750 с.
8. Руководящий документ РД-17.01-60.30.00-КТН-009-1-04. Регламент обеспечения устойчивой работы НПС ОАО «АК Транснефть» при отключении одного источника электроснабжения.
9. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение предприятий и установок нефтяной промышленности / Ю.Д. Сибикин, В.А. Яшков. – М.: Недра, 1997. – 285 с.
10. Шабанов, В.А. Основы регулируемого электропривода основных механизмов бурения, добычи и транспорта нефти: учеб. пособие / В.А. Шабанов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 156.
11. Шабанов, В.А. Проектирование электротехнических комплексов нефтегазовой отрасли: учеб. пособие / В.А. Шабанов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – 70 с.

[К содержанию](#)