

ОРГАНИЗАЦИЯ СОТРУДНИЧЕСТВА ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ (ОСЖД)

II издание

Разработано экспертами Комиссии ОСЖД
по инфраструктуре и подвижному составу 16-18 сентября 2008 г.,
г. Рига, Латвийская Республика

Утверждено совещанием Комиссии ОСЖД по инфраструктуре и
подвижному составу 3-6 ноября 2008 г., Комитет ОСЖД,
г. Варшава

Дата вступления в силу: 6 ноября 2008 г.

Примечание. Теряет силу I издание Памятки от 18.12.1989 г.

Р
622/2

**РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ПРИМЕНЕНИЮ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ТЕХНИКИ
В СИСТЕМАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ
УСТРОЙСТВАМИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ**

ОГЛАВЛЕНИЕ

Принятые сокращения

1. Общие требования к применению микропроцессорных устройств систем технологического управления тяговым электроснабжением железных дорог
2. Микропроцессорная техника технологического управления на уровне присоединения
3. Применение микропроцессорных устройств технологического управления на уровне подстанций, постов секционирования и т.д.
4. Применение микропроцессорных устройств технологического управления на уровне дистанций электроснабжения (ЭЧ) и электрифицированных железных дорог

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АБ	– линия автоблокировки.
АСДО	– автоматизированная система диагностики оборудования.
АСДУ	– автоматизированная система диспетчерского управления.
АСКУЭ	– автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии.
АСТУЭ	– автоматизированная система технического учета электроэнергии.
АРМ	– автоматизированное рабочее место.
АТП	– автотрансформаторный пункт системы тягового электроснабжения 2х25кВ.
ДПР	– линия электроснабжения нетяговых потребителей, расположенных вдоль железной дороги «два провода – рельс».
МПУ	– микропроцессорные устройства.
МПК	– микропроцессорный комплекс устройств.
МЭК	– международная электротехническая комиссия.
ОМП	– определение расстояния до места повреждения.
ПАК	– программно-аппаратный комплекс.
ППР	– планово-предупредительный ремонт оборудования.
ППС	– пункт поперечного соединения контактной сети.
ПС	– пункт секционирования контактной сети.
ПЭ	– линия продольного электроснабжения.
РЗА	– релейная защита и автоматика.
РРУ	– ремонтно-ревизионный участок ЭЧ.
ТИИ	– телеизмерения интегральные.
ТИТ	– телеизмерения текущие.
ТН	– трансформатор напряжения.
ТП	– тяговая подстанция.
ТР	– телерегулирование.
ТС	– телесигнализация.
ТСН	– трансформатор собственных нужд.
ТУ	– телеуправление.
ЭЦД	– энергодиспетчерский пункт дистанции электроснабжения.
ЭЦД	– энергодиспетчерский пункт хозяйства электроснабжения дороги.
ЭЧ	– дистанция электроснабжения.

1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРИМЕНЕНИЮ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЯГОВЫМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕМ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

1.1. Целями внедрения микропроцессорных устройств (МПУ) системы технологического управления устройствами электроснабжения являются:

1.1.1. Повышение надежности и оперативности управления устройствами и, как следствие, повышение устойчивости тягового электроснабжения.

1.1.2. Снижение эксплуатационных расходов за счет перехода от обслуживания оборудования на основании графика планово-предупредительных ремонтов (ППР) к эксплуатации по реальному состоянию.

1.1.3. Уменьшение потребления электроэнергии на собственные нужды.

1.1.4. Сокращение количества эксплуатационного персонала.

1.1.5. Выявление предаварийных режимов работы.

1.1.6. Быстрейшую ликвидацию аварийных режимов отходящих присоединений.

1.1.7. Селективную локализацию мест повреждения.

1.1.8. Уменьшение и, в идеальном случае, полное исключение ошибок оперативного персонала при переключениях.

1.1.9. Возможность постепенного расширения функций управления и диагностики только за счет совершенствования и наращивания программного обеспечения, без замены самих МПУ.

1.1.10. Исключение режимов, опасных для эксплуатационного персонала.

1.1.11. Повышение экологической безопасности системы тягового электроснабжения.

1.1.12. Уменьшение площадей и объемов, занимаемых техническими средствами.

1.2. Внедрение микропроцессорных устройств и систем технологического управления целесообразно на:

1.2.1. Энергодиспетчерских пунктах дистанций электроснабжения (ЭЧЦ) и дороги (ЭЦД, ЦЭДП).

1.2.2. Тяговых подстанциях (ТП) постоянного и переменного тока.

1.2.3. Постах секционирования контактной сети (ПС).

1.2.4. Пунктах параллельного соединения контактной сети (ППС).

1.2.5. Автотрансформаторных пунктах (АТП) системы тягового электроснабжения 2х25 кВ и пунктах группировки станций стыкования.

1.2.6. Пунктах компенсации реактивной мощности, установленных вне ТП, ПС, ППС и АТП.

1.2.7. Железнодорожных станциях (местах управления разъединителями контактной сети, линий продольного электроснабжения (ПЭ), автоблокировки (АБ) и «два провода – рельс» (ДПР)).

1.2.8. Подстанциях узлов электроснабжения железных дорог.

1.2.9. Цехах ЭЧ и помещениях бригад ремонтно-ревизионного участка (РРУ).

1.3. Для реализации функций управления и контроля с применением МПУ устройств можно условно выделить три уровня:

1.3.1. Первый уровень – уровень присоединения. На этом уровне происходит исполнение команд управления, формируется местная и телесигнализации (ТС), собираются данные текущих (ТИТ) и интегральных (ТИИ) местной и телеизмерений, формируются осциллограммы и т.д. То есть, на первом уровне реализуются функции локального децентрализованного автоматического управления и контроля. В случае потери связи со вторым уровнем, должна быть предусмотрена автономная работа первого, с сохранением ретроспективы ТС, ТИТ, ТИИ, информации о диагностике оборудования в течение не менее 48 часов.

1.3.2. Второй уровень – уровень местного управления. На этом уровне происходит прием и обработка сигналов и информации с уровня присоединений, первичная обработка, отображение и хранение этой информации, происходит отображение местной сигнализации о положении объектов управления, аварийная и предупредительная сигнализации. Одновременно, на этом уровне происходит прием команд телемеханики и подготовка информации для передачи на уровень управления (третий). Этот уровень включает в себя ТП, ПС, ППС, АТП, пункты группировки, места, с которых происходит управление разъединителями контактной сети, линий АБ, ПЭ, ДПР, подстанции железнодорожных узлов. Иными словами, на втором уровне реализуются функции местного централизованного рассредоточенного автоматического (или автоматизированного), а также местного (ручного) управления и

контроля. В случае потери связи с третьим уровнем, должна быть предусмотрена автономная работа второго, с сохранением ретроспективы не менее 48 часов.

1.3.3. Третий уровень – уровень телеуправления, телерегулирования и принятия окончательных решений. На этом уровне происходит прием информации (ТС, ТИТ, ТИИ, осциллограммы и т.д.) со второго уровня, ее обработка и хранение. Вырабатываются и передаются на второй уровень команды телеуправления (ТУ) и телерегулирования (ТР). Это уровень энергодиспетчерских ЭЧ, дорог и их объединений. То есть, третий уровень – это уровень централизованного автоматизированного оперативного управления режимами и оборудованием устройств электроснабжения в пределах диспетчерских кругов, ЭЧ, дорог и их объединений.

1.4. Составными частями системы технологического управления устройствами электроснабжения являются:

1.4.1. Подсистема автоматизированного диспетчерского управления (АСДУ).

1.4.2. Автоматизированная подсистема диагностики оборудования тягового электроснабжения (АСДО).

1.4.3. Автоматизированная подсистема коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ).

1.4.4. Автоматизированная система технического учета электроэнергии (АСТУЭ).

Примечание. В зависимости от действующих в различных странах правил учета электрической энергии, две последние подсистемы могут быть объединены в одну – автоматизированную подсистему учета электроэнергии.

1.5. Система технологического управления устройствами электроснабжения железных дорог призвана решать следующие задачи:

1.5.1. Местное, дистанционное и телеуправление объектами с возможностью отображения на всех уровнях сигнализации о положении и состоянии объектов.

1.5.2. Измерение и отображение информации величинах токов, напряжений и, если это необходимо, углов между ними (ТИТ).

1.5.3. Измерение, соответствующая обработка и отображение информации о потреблении (выдаче) электрической энергии и мощности (ТИИ) для коммерческих и технических учетов электрической энергии, а также, контролируемые параметры показателей качества электроэнергии.

1.5.5. Диагностика состояния оборудования и устройств системы электроснабжения.

1.5.6. Организация охранной сигнализации и видеонаблюдения.

1.6. Алгоритм функционирования системы технологического управления должен предусматривать непрерывное выполнение функций, объединенных в единый цикл:

- сбор информации, первичная обработка, масштабирование и размещение в соответствующие поля памяти, оценка параметров и состояния режимов;
- обработка информации в соответствии с установленным режимом с приоритетом (в порядке убывания) выполнения функций аварийного, послеаварийного, вынужденного и нормального режимов;
- оценка текущего состояния процесса, хранение и представление информации, формирование и передача информации на вышестоящий уровень.

1.7. Аппаратура управляющего комплекса должна соответствовать условиям национальных норм, обладать высокой надежностью и обеспечивать наработку на отказ не менее 5000 часов.

1.8. Необходимо предусматривать горячее и холодное резервирование аппаратуры программно-аппаратного комплексов технологического управления. Время восстановления аппаратуры управляющего комплекса после отказа не должно превышать одного часа.

1.9. Оборудование устройств управляющего комплекса в отношении климатических требований и вибрации должна соответствовать исполнению основной телемеханической аппаратуры и удовлетворять требованиям Международной электротехнической комиссии (МЭК).

2. МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ТЕХНИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ НА УРОВНЕ ПРИСОЕДИНЕНИЯ

2.1. Первый уровень – это совокупность контроллеров присоединений представляющую собой распределенную систему.

2.2. В зависимости от местных условий и существующего опыта применения микропроцессорных устройств на различных дорогах, а также от объема внедрения цифровых устройств защиты и автоматики присоединений, возможны несколько вариантов построения схем управления присоединениями устройствами тягового электроснабжения на первом уровне.

2.2.1. Основой первого уровня является контроллер присоединения. В качестве этого устройства рекомендуется применять промышленно выпускаемые цифровые блоки, выполняющие функции управления, а также защиты и автоматики присоединения (РЗА).

2.2.2. В тех случаях, когда замена существующих устройств РЗА в электромеханическом или электронном (с низкой и средней степенью интеграции) исполнении нецелесообразна, возможно применение специализированных микропроцессорных устройств.

2.3 Контроллер присоединения, кроме задач РЗА, должен выполнять следующие функции:

2.3.1. Управление коммутирующими аппаратами присоединения непосредственно с места его установки или по команде со второго уровня.

2.3.2. Местное отображение положения коммутирующих аппаратов присоединения (высоковольтных выключателей и разъединителей, высоковольтных и низковольтных автоматов, низковольтных контакторов) формирование и передача этой информации на второй уровень.

2.3.3. Прием информации от соответствующих быстродействующих датчиков о величинах токов, напряжений и т.д. данного присоединения, ее преобразование в цифровую форму, обработка, отображение и передача на второй уровень.

2.3.4. Сбор информации о состоянии оборудования (диагностика), ее обработка и передача на второй уровень, а также выявление аварийных параметров.

2.4. В системах коммерческого и технического учета электрической энергии, в качестве контроллеров присоединений могут выступать как сами микропроцессорные счетчики, так и соответствующие устройства (например: датчики оборотов диска индукционных счетчиков).

2.5. Для управления разъединителями, которые располагаются вне данного объекта (подстанции, поста секционирования и т.д.), рекомендуется применять отдельные специализированные контроллеры.

2.6. Кроме контроллеров присоединений на ТП, ПС и т.д. могут применяться микропроцессорные устройства, выполняющие некоторый объем задач для группы присоединений (например: определение расстояния до места повреждения (ОМП)), если эти функции не выполняются вышеуказанными контроллерами.

2.7. Все входы и выходы контроллеров присоединений (включая оперативные цепи и цепи питания) должны быть гальванически развязаны с внешними цепями.

2.8. Также могут быть применены отдельные диагностические микропроцессорные комплексы (например: диагностики силовых трансформаторов).

2.9. Для защиты системы передачи информации с первого на второй уровни от помех необходимо применять:

- кодовые защиты;
- средства оптоэлектронной техники;
- логические контрольные системы;
- устройства и программы самодиагностики;
- соответствующие виды заземления и экранирования кабелей;
- применение беспроводных цифровых технологий связи (например: Wi-Fi).

2.10. Для обмена информации между первым и вторым уровнями рекомендуется использовать типовые промышленные протоколы, уже применяемые на конкретных железных дорогах (например: MUTBAS).

3. ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ НА УРОВНЕ ПОДСТАНЦИЙ, ПОСТОВ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ И Т.Д.

3.1. Второй уровень системы управления представляет собой централизованную местную систему, предназначенную для управления присоединениями, сбора информации с первого уровня, ее обработки хранения и передачи на третий уровень, а также, как промежуточного устройства, для передачи управляющих воздействий, поступающих с третьего уровня системы технологического управления.

3.2. Устройства системы технологического управления конструктивно располагаются в щите управления и сигнализации (ЩУС), который представляет собой шкаф с одним или несколькими микропроцессорными комплексами и, одновременно, должен выполнять функции контролируемого пункта телемеханики.

3.3. Связь между первым и вторым уровнями технологического управления рекомендуется организовывать в соответствии со схемой рис.1.

3.4. Рекомендуемый состав задач и функций, решаемых на втором уровне системы технологического управления:

3.4.1. Задача сбора и первичной обработки информации со следующими функциями:

3.4.1.1. Ввод информации.

3.4.1.2. Проверка достоверности введенной информации.

3.4.1.3. Масштабирование, сортировка и формирование массивов информации.

3.4.1.4. Хранение и представление информации.

3.4.1.5. Отображение, документирование, диалоговая связь.

3.4.1.6. Вывод информации по запросу.

3.4.1.7. Автоматический вывод информации.

3.4.2. Задача регистрации событий со следующими функциями:

3.4.2.1 Регистрация аварий, аварийных отключений коммутирующих аппаратов и значения электрических величин в режиме аварии.

3.4.2.2 Регистрация переключения коммутационных аппаратов в режиме дежурства.

3.4.2.3 Регистрация срабатывания релейной защиты и автоматики.

3.4.2.4 Ведение журнала времени работы оборудования под нагрузкой.

3.4.2.5 Идентификация режима работы.

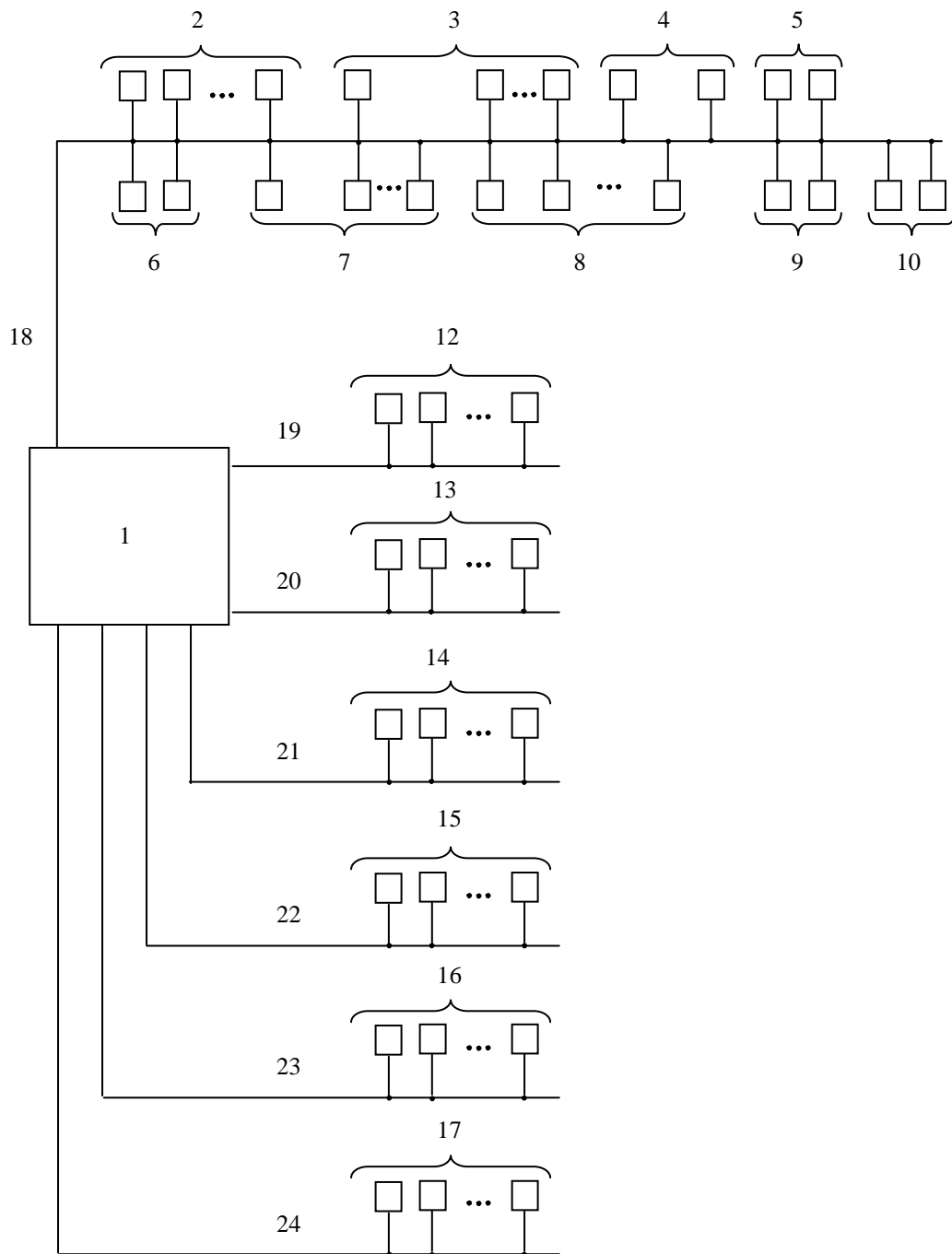


Рис. 1.

Блок-схема технологического управления второго уровня

(1 – ЩУС, контроллеры присоединения фидеров контактной сети (2), вводов тягового электроснабжения (3), линий ДПР или ПЭ (4), ТЧН (5), силовых трансформаторов (7), ТН (6), присоединений высокого напряжения (110-220 кВ) (8), линий АБ (10), контроллеры счетчиков коммерческого (12) и технического (13) учета электроэнергии, контроллеры управления разъединителями, расположенными вне ТП, ПС и т.д. (14), общеподстанционные контроллеры диагностики и ОМП (7), микропроцессорные устройства системы видеонаблюдения (16) и охранной сигнализации (17), 18-24 – соответствующие линии связи)

- 3.4.3. Задача диагностики оборудования со следующими функциями:
- 3.4.3.1. Определение остаточного ресурса высоковольтных выключателей и автоматов.
 - 3.4.3.2. Определение ресурса и диагностика состояния трансформаторов.
 - 3.4.3.3. Диагностика преобразовательных и инверторных агрегатов.
 - 3.4.3.4. Контроль нагрева проводов контактной сети.
 - 3.4.3.5. Контроль изоляции высоковольтного оборудования.
 - 3.4.3.6. Диагностика состояния разъединителей, отделителей, короткозамыкателей.
 - 3.4.3.7. Диагностика устройств РЗА в режимах дежурства и аварии.
 - 3.4.3.8. Контроль состояния и диагностика компенсирующих устройств и их элементов.
 - 3.4.3.9. Диагностика состояния цепей обратного тока.
 - 3.4.3.10. Диагностика состояния контура заземления.
- 3.4.4. Информационные и технологические задачи:
- 3.4.4.1. Ретроспективный анализ аварийных и предаварийных режимов.
 - 3.4.4.2. Контроль и управление профилактическим подогревом проводов и режимом плавки гололеда.
 - 3.4.4.3. Определение места повреждения на контактной сети, линиях ДПР, АБ, ПЭ.
 - 3.4.4.4. Статистическая регистрация величин токов и напряжений отходящих присоединений.
 - 3.4.4.5. Контроль экологичности режимов электроснабжения.
 - 3.4.4.6. Контроль электробезопасности при производстве работ.
 - 3.4.4.7. Контроль возникновения режимов, опасных для обслуживающего персонала.
 - 3.4.4.8. Регулирование мощности и состава оборудования, включенного в работу.
 - 3.4.4.9. Регулирование мощности компенсирующих устройств.
 - 3.4.4.10. Регулирование уровня напряжения.
 - 3.4.4.11. Мероприятия по снижению уравнительных токов.
 - 3.4.4.12. Контроль времени и объема проведения графика планово-предупредительных работ.
 - 3.4.4.13. Контроль времени работы оборудования при перегрузках и его износа.
 - 3.4.4.14. Определение времени восстановления электроснабжения потребителей при возможных аварийных и вынужденных режимах и расчет ущерба.
 - 3.4.4.15. Автоматическое повторное включение выключателей, с его блокировкой на фидерах контактной сети при превышении заданных параметров, во избежание пережога контактного провода.
 - 3.4.4.16. Автоматическое включение резервного источника энергии на подстанциях и линиях электропередачи.
- 3.4.5. Задачи управления:
- 3.4.5.1. Управление в нормальном режиме.
 - 3.4.5.2. Управление в вынужденных режимах.
 - 3.4.5.3. Управление в аварийных и послеаварийных режимах.
 - 3.4.5.4. Программное переключение коммутирующих аппаратов.
 - 3.4.5.5. Автоматическая разгрузка подстанции.
 - 3.4.5.6. Диалоговая связь с вышестоящим уровнем управления.
 - 3.4.5.7. Диалоговая связь с обслуживающим персоналом.
- 3.4.6. Задачи учета электроэнергии, ее экономии и качества:
- 3.4.6.1. Учет потребленной активной, потребленной и генерируемой реактивной

электрической энергии.

3.4.6.2. Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах и отходящих присоединениях.

3.4.6.3. Выявление уравнивающих токов и выработка мероприятий по их уменьшению.

3.4.6.4. Измерение и расчет величин несинусоидальности токов и напряжений, величин обратной и нулевой последовательности напряжений и подготовка рекомендаций по их снижению.

3.4.6.5. Документирование информации по потреблению электроэнергии и качеству напряжения.

3.5. Исначальная структура микропроцессорных комплексов первого и вторых уровней должна быть ориентирована на существующий уровень развития микропроцессорной техники, соответствовать реальным возможностям их использования и обладать способностью развития технических и программных средств на основе децентрализации функций и технических средств и поэтапным расширением состава выполняемых задач. Развитие базовой структуры комплекса должно предусматривать модульное наращивание технических и программных средств, расширение состава выполняемых функций.

3.6. Для связи с третьим уровнем технологического управления могут быть применены:

- проводные и оптоволоконные (при условии отсутствия несанкционированного доступа) каналы связи для передачи сигналов системы телемеханики (ТУ, ТС, ТИТ), систем видеонаблюдения и охранной сигнализации, а также, для создания систем коммерческого учета электроэнергии.

- дорожные корпоративные сети передачи данных для обмена информацией о состоянии оборудования и технического учета электроэнергии.

4. ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ НА УРОВНЕ ДИСТАНЦИЙ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ (ЭЧ) И ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННЫХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

4.1. Третий уровень предназначен для осуществления:

4.1.1. Оперативно-диспетчерского управления, которое должно быть реализовано соответствующими автоматизированными системами.

4.1.2. Оптимального централизованного управления электроснабжением в нормальных и аварийных режимах, противодействию возникновения последних и быстрейшему их прекращению.

4.1.3. Необходимого (регламентируемого национальными актами) качества электроэнергии.

4.1.4. Качественной организации проведения ремонтных и восстановительных работ, долгосрочное, краткосрочное и оперативное планирование.

4.2. В центре управления, как правило, должны применяться программно-аппаратные комплексы, оснащенные компьютерами в промышленном исполнении.

4.3. Система управляющего комплекса должна быть оснащена устройствами самодиагностики.

4.4. В управляющем центре (энергодиспетчерской) должны применяться мнемотехнические или дисплейные щиты, предназначенные для отражения положения коммутирующих аппаратов, состояния оборудования и режима работы устройств электроснабжения.

4.5. Система управляющего комплекса должна иметь защиту от несанкционированных и ошибочных команд. Рекомендуется применять разнообразные вещественные пароли (электронные подписи).

4.6. Параметры каналов связи между управляющим центром и контролируемыми пунктами телемеханики должны обеспечивать возможность организации управления не менее 200 км.

4.7. Управляющий комплекс тягового электроснабжения должен быть взаимосвязан с системами управления движения поездов или они должны представлять собой единую интегрированную систему.

4.8. В центр управления, как правило, должна передаваться информация о состоянии схемы электроснабжения и режимах работы оборудования, срабатывании устройств релейной защиты, автоматики и других событиях.

4.9. Оборудование одного энергодиспетчерского центра должно позволять управление не менее пятидесяти контролируемых пунктов.

4.10. Схемы электроснабжения энергодиспетчерских центров должны исключать возможность пропадания напряжения на время более допустимого, для применяемых источников бесперебойного питания.

4.11. На третьем уровне технологического управления рекомендуется решать следующие задачи:

4.11.1. Оперативного управления и контроля.

4.11.1.1. Прием, обработка, документирование и отображение информации ТС, ТИТ, ТИИ.

4.11.1.2. Управление устройствами электроснабжения с помощью устройств ТУ с разделением прав и функций энергодиспетчеров различных уровней.

4.11.1.3. Учет, планирование, прогнозирование, составление необходимых отчетов, ведение журналов и другой документации.

4.11.1.4. Систематизация и анализ данных отказов устройств электроснабжения и предаварийных ситуаций.

4.11.1.5. Учет потребленной активной и реактивной электроэнергии, генерации реактивной мощности, оптимизации потерь.

4.11.1.6. Обобщение планов капитального и текущего ремонтов устройств с прогнозом потребности в материалах и оборудовании. Переход от проведения обслуживания оборудования на основании графиков ППР, к эксплуатации по реальному состоянию.

4.11.1.7. Анализ качества электроэнергии. Принятие мер по недопущению его снижения ниже нормируемых значений.

4.11.1.8. Формирование приказов и распоряжений (в том числе и для объектов не оснащенных устройствами ТУ-ТС), ведение диспетчерской документации.

4.11.1.9. Обработка и передача информации на другие уровни управления.

4.11.1.10. Оптимизация процесса электроснабжения.

4.11.1.11. Моделирование работы системы электроснабжения в нормальных и вынужденных режимах, обучение персонала.

4.11.1.12. Выбор оптимальных условий работы системы электроснабжения и отдельных ее устройств.

4.12. Часть устройств третьего уровня технологического управления могут размещаться вне энергодиспетчерских пунктов (например: анализ параметров коротких замыканий и работы РЗА – у специалиста данного профиля; информация о значениях потребленной электроэнергии – в отделах энергосбыта соответствующих подразделений).

4.13. Для реализации задач и функций технологического управления устройствами электроснабжения железных дорог, рекомендуется разработать и внедрить следующие ПАК и автоматизированные рабочие места:

4.13.1. В энергодиспетчерской:

4.13.1.1. ПАК энергодиспетчера.

4.13.1.2. АРМ старшего энергодиспетчера.

4.13.1.3. ПАК компьютера стыковки с линиями связи и энергодиспетчерским щитом.

1.4. АРМ и стенд специалиста телемеханики.

4.13.2. АРМы подразделений (цехов) дистанции электроснабжения:

4.13.2.1. АРМ тяговой подстанции.

4.13.2.2. АРМ района контактной сети.

4.13.2.3. АРМ района электроснабжения.

4.13.2.4. АРМы ремонтно-ревизионного участка:

4.13.2.4.1. АРМ бригад по эксплуатации силового оборудования (масляного хозяйства, высоковольтных и низковольтных испытаний, химической лаборатории).

4.13.2.4.2. АРМ бригад по эксплуатации устройств вторичной коммутации (релейной защиты и автоматики, телемеханики, КИП, дистанционного управления).

4.13.2.4.3. АРМ начальника ремонтно-ревизионного участка.

4.13.3. АРМы технического отдела дистанции электроснабжения:

4.13.3.1. АРМ специалиста по контактной сети.

4.13.3.2. АРМ специалиста по районам электроснабжения.

4.13.3.3. АРМ специалиста по тяговым подстанциям и ремонтно-ревизионному участку.

4.13.3.4. АРМ инженера по охране труда.

4.13.3.4.1. Обучающе-экзаменационные АРМы различных направлений.

4.13.4. АРМы руководства дистанции электроснабжения (начальника, заместителей начальника, главного инженера).

4.13.4.1. АРМ согласования технических условий

4.13.4.2. Мобильный АРМ ответственного дежурного дистанции электроснабжения.

4.13.5. АРМы группы (отдела) энергосбыта дистанции электроснабжения.

4.13.5.1. АРМ руководителя группы энергонадзора и энергопотребления.

4.13.5.2. АРМы расчетов с различными категориями потребителей.

4.13.6. АРМы службы (предприятия) электроснабжения дороги.

4.13.6.1. АРМы руководства службы (предприятия) электроснабжения (начальника, заместителей начальника, главного инженера).

4.13.6.1.1. Мобильный АРМ ответственного дежурного службы (предприятия) электроснабжения.

4.13.6.2. АРМ отдела энергонадзора.

- 4.13.6.3. АРМ отдела энергопотребления.
- 4.13.6.4. АРМ энергодиспетчера.
- 4.13.6.5. АРМ главного энергодиспетчера хозяйства электроснабжения дороги.
- 4.13.6.6. АРМы инженера по охране труда с различными обучающе-экзаменационными функциями.
- 4.13.6.7. АРМ технического отдела службы (предприятия) электроснабжения.
- 4.13.6.8. АРМ отдела эксплуатации службы (предприятия) электроснабжения.
- 4.13.6.9. АРМ специалиста по снабжению службы (предприятия) электроснабжения.
- 4.13.6.10. АРМ специалиста по капитальному строительству службы (предприятия) электроснабжения.