Аннотация

В данной дипломной работе рассмотрены вопросы автоматизации и диспетчеризации систем электроснабжения (СЭС) промышленных предприятий, проблемы создания автоматизированных систем с высокой степенью интеграции в рамках единой автоматизированной системы диспетчерского учёта (АСДУ) промышленного предприятия.

Рассмотрены основные проблемы интеграции технологического оборудования, имеющего разностороннюю прикладную направленность, в единую информационно-управляющую систему диспетчерского контроля.

Работа носит учебно-исследовательский характер и основана на реальных проектах автоматизации промышленных предприятий Самарской области (в том числе энергетического департамента ОАО "АВТОВАЗ").

Приведены функциональная структура, основные характеристики и режимы работы АСДУ на базе контроллеров "Continium".

Показаны возможности внедряемых информационных решений, как в плане внедрения новых технологий, так и модернизации существующих автоматизированных систем.

Показаны примеры автоматизации и диспетчеризации систем электроснабжения (СЭС) промышленных предприятий, построенные в соответствие с новыми подходами и методами управления производством.

Представленные в дипломной работе решения автоматизации и диспетчеризации СЭС на сегодняшний день являются передовыми разработками как зарубежных, так и отечественных производителей. Построение надёжных автоматизированных систем контроля и управления энергопотребления (АСКУЭ) на основе единого системного подхода (и с применением новых информационных технологий) позволит решить многие текущие и будущие проблемы отечественных промышленных предприятий.

В рамках раздела безопасности и экологичности работы рассмотрены вопросы охраны труда диспетчеров на автоматизированном диспетчерском пункте. Произведён расчёт экономической эффективности внедрения автоматизированной системы диспетчерского управления.

Содержание

Аннотация

Содержание

Введение

1. Развитие систем автоматизации и диспетчеризации СЭС

1.1 Телемеханические и диспетчерские системы управления СЭС

1.2 Структура АСКУЭ, построенная с применением ПЭВМ

1.3 Интегрированные системы управления и автоматизация СЭС

2. Задачи автоматизированной системы диспетчерского управления энергосистемой

2.1 Задачи оперативного контроля и управления (1 группа)

2.2 Технологические задачи (2 группа)

2.3 Задачи автоматического управления (3 группа)

2.4 Задачи АСКУЭ (4 группа)

3. Автоматизированная система диспетчерского управления СЭС

3.1 Цели создания АСДУ

3.2 Принципы построения АСДУ

3.3 Требования к аппаратным и программным средствам АСДУ

3.4 Организационная и функциональная структуры АСДУ

3.5 Задачи АСДУ

4. Уровни построения АСДУ

4.1 АСДУ на уровне ЦДП энергосбыта энергосистемы

4.2 АСДУ на уровне ПЭС и РЭС

4.3 АСУТП электростанций и подстанций

4.4 Унификация технических и программных средств АСДУ

5. Современные методы автоматизации диспетчерских пунктов промышленных предприятий

5.1 Инструментальное обеспечение систем диспетчерского управления

5.2.1 Основные виды микропроцессорных средств автоматизации

5.2.2 PC- контроллеры и их характеристики

5.2.3 PLC- контроллеры и их характеристики

5.3 Обзор отечественных и зарубежных микропроцессорных средств автоматизации

5.4.1 Платформа автоматизации Modicon Quantum

5.4.2 Платформа автоматизации Modicon Premium

5.5 Построение АСКУЭ ОАО "АВТОВАЗ"

6. Разработка автоматизированной системы диспетчерского контроля жизнеобеспечения на базе контроллеров Continium

6.1 Назначение системы диспетчерского контроля жизнеобеспечения на базе контроллеров Continium

6.2 Общие требования к разрабатываемой системе

7. Линии и каналы связи ССОИ

7.1 Аппаратная платформа

7.2 Коммутаторы

7.3 Терминальные устройства доступа

7.4 Активное оборудование системы Continuum (Andover Controls)

7.5 Резервирование

8. Проектирование релейной защиты трансформатора 6/0,4 КВ

8.1 Выбор схемы защиты

8.2 Расчёт установок защит по току и проверка чувствительности

8.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора

8.4 Расчёт специальной токовой защиты нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ

9 Безопасность и экологичность

9.1 Опасные и вредные факторы при работе с компьютером

9.2 Анализ микроклимата

9.3 Анализ уровня шума на рабочем месте

9.4 Анализ освещения

9.4.1 Расчёт искусственного освещения

9.5 Статическое электричество

9.6 Электромагнитные излучения

9.7 Электро- и пожаробезопасность

10. Расчёт экономической эффективности автоматизированной системы централизованного диспетчерского управления электроснабжением

10.1 Основные показатели экономической эффективности

10.2 Определение капитальных затрат на внедрение первой очереди АСУЭ

10.3 Расчёт годовой экономии от внедрения АСЦДУЭ

10.3.1 Экономия от снижения расходов энергоресурсов за счет внедрения задачи управления расходом энергоресурсов

10.3.2 Экономия от снижения платы за нагрузку

10.3.3 Экономия от снижения потерь в сетях электроснабжения и улучшения качества электроэнергии

10.3.4 Экономия теплоэнергии

10.3.5 Экономия электроэнергии за счет эффективного управления компрессорами

10.3.6 Экономия от сокращения численности персонала

10.4 Расчёт годового экономического эффекта

Заключение

Литература

Введение

Промышленность России на современном этапе остается основным потребителем энергоресурсов, например, доля промышленного потребления электроэнергии в отдельных регионах достигает 60-65%. Планируемое удвоение ВВП России может привести к увеличению потребления энергоресурсов, но это увеличение должно быть основано на внедрении новых технологий.

Из-за многократного удорожания энергоресурсов их доля в себестоимости продукции для многих промышленных предприятий резко возросла и составляет 20-30%, а для наиболеё энергоёмких производств достигает 40% и болеё. Вместе с удорожанием энергоресурсов наступил экономически целесообразный предел их потребления в рамках исторически сложившихся технологий для каждого отдельного предприятия, возникли вопросы качества использования этих ресурсов внутри предприятия и безопасности основных средств производства. Факторы высокой стоимости энергоресурсов и обеспечения безопасности обусловили в последние годы кардинальное изменение отношения к организации диспетчеризации в промышленности и других энергоёмких отраслях (транспорт и жилищно-коммунальное хозяйство).

Современная цивилизованная организация производства основана на использовании автоматизированного приборного учёта, сводящего к минимуму участие человека на этапе измерения, сбора и обработки данных и обеспечивающего адаптируемый к различным тарифным системам и графикам работы предприятия учёт. Учёт всесторонний с предоставлением оперативной и достоверной информации для всех заинтересованных сторон: поставщиков энергоресурсов и их потребителей, работников самого предприятия и служб инженерного контроля и безопасности.

При наличии современной АСДУ промышленное предприятие полностью контролирует весь свой процесс ресурсопотребления и имеёт возможность по согласованию с поставщиками энергоресурсов гибко переходить к разным тарифным системам, минимизируя свои энергозатраты. В этом случае появляется возможность эффективно перераспределять все виды ресурсов внутри предприятия, контролируя эффективность использования рабочего времени работниками предприятия. При этом обеспечение безопасность их работы будет обеспечена на болеё высоком уровне во время всего рабочего дня.

Сегодняшний день промышленных предприятий в области диспетчеризации связан с внедрением современных АСДУ, реализованных на основе современных информационных технологий. Многие ведущие фирмы мира предлагают интегрированные решения диспетчерских инженерных служб обеспечения жизнедеятельности предприятия с использованием микропроцессорных систем и средств, сетевых телекоммуникационных устройств и высокопроизводительных рабочих станций.

Целью данной дипломной работы является анализ существующих автоматизированных и диспетчерских систем управления СЭС, а также моделирование новых интегрированных решений для промышленных предприятий.

1. Развитие систем автоматизации и диспетчеризации СЭС

1.1 Телемеханические и диспетчерские системы управления СЭС

Автоматизированная система управления (АСУ) – это система "человек-машина", обеспечивающая эффективное функционирование объекта, в которой сбор, передача и обработка информации, необходимой для реализации функций управления, осуществляются с применением средств автоматизации и вычислительной техники.

Если вычислительная техника используется для решения комплексов взаимосвязанных задач управления энергетическим департаментом ПП (управление тепло-, водо-, газоснабжения и т.п.), то принято такую систему называть автоматизированной системой энергоснабжения (АСУ-Энерго). Если построена система управления электропотреблением ПП, то часто используется сокращение – АСУ-Электро. Последняя может быть разработана в виде отдельной изолированной системы или входить в состав общей АСУ-Энерго. Самый верхний уровень иерархии управления предприятием в целом осуществляется с помощью автоматизированной системы управления предприятия (АСУП). Системы АСУЭ соответственно относятся к болеё низкому уровню иерархии – АСУ технологических процессов (АСУ ТП) и имеют ряд специфических особенностей.

В сложных системах полная автоматизация управления предприятием (или его отдельным департаментом) обычно трудно реализовать из-за отсутствия аналитического аппарата управляющих процессов, а также непредсказуемости всех возможных режимов работы. Поэтому наряду с устройствами автоматизации и телемеханики определённые функции выполняет исключительно человек (оператор), при этом система управления превращаются в автоматизированную систему диспетчерского управления (АСДУ).

Эти диспетчерские системы управления отличаются от соответствующих систем автоматизации в первую очередь превалирующей ролью человека (диспетчера) в контуре управления. Приёмо-передача сигналов управления осуществляется диспетчером с помощью специально организованных каналов и линий связи. С помощью средств телемеханики диспетчер получает информацию о параметрах режима электропотребления и положения коммутационных аппаратов на главной понизительной подстанции (ГПП). С помощью этих устройств осуществляется передача управляющих команд с диспетчерского пункта на объекты.

Режимы работы отдельных элементов в системе электроснабжения (СЭС) промышленных предприятий (ПП) взаимосвязаны. Согласованное действие всех этих элементов будет обеспечено лишь в случае, если важнейшие из них обладают устойчивыми операциями контроля и управления, сосредоточенные в одном месте (диспетчерском пункте).

В простейшем случае диспетчеризация управления может осуществляться с помощью телефонной связи диспетчера с обслуживающим персоналом удалённых объектов. При телефонной связи диспетчера с контрольными пунктами получается значительный промежуток времени с момента, требующего оперативного вмешательства до момента исполнения. Кроме того, при диспетчеризации только посредством телефонной связи велика вероятность неполучения или недостоверности информации.

Работа диспетчера оказывается болеё эффективной, если информация о режимах работы элементов системы автоматически приходит от приборов, установленных на диспетчерских пунктах. Кроме того, сам диспетчер имеёт возможность изменить режим работы управляемой системы, непосредственно посылая сигналы на контролируемые объекты.

Если контрольных пунктов мало, а расстояние между диспетчерскими пунктами значительно, то можно использовать дистанционное управление. Для этого необходимо перенести аппаратуру управления и сигнализации со щитов местного управления на центральный диспетчерский пункт (ЦДП) (Рис 1.1). В случаях большого расстояния между диспетчерскими и контрольными пунктами необходимо использовать устройства телемеханики. Они не требуют постоянного дежурного персонала и позволяют использовать управляющую вычислительную машину.

Отдельной задачей АСУЭ является операция, выполненная с помощью технических средств и программного обеспечения, в результате решения которой формируются либо отчетный документ, либо одно или серия однотипных сообщений обслуживающему персоналу.

Отдельная функция АСУЭ – это совокупность задач, направленных на достижение общей цели управления и объединённых единым критерием управления.

Рис 1.1.Диспетчерская система управления СЭС

Телеуправление – управление положением или состоянием объектов методами и средствами телемеханики. Телеуправление предприятиями применяется тогда, когда это дает возможность улучшить ведение режима и позволяет ускорить локализацию и ликвидацию аварии, нарушение и отклонение от нормальных режимов работы, если это невозможно сделать с помощью местной автоматики.

Телесигнализация (ТС) – это получение информации о состоянии контролируемых и управляемых объектов, имеющих ряд возможных дискретных состояний. ТС должна обеспечивать передачу на пульт управления предупреждающих и аварийных сигналов, а также обеспечивать отображение состояние основных элементов СЭС на диспетчерском пульте (и на щите), при этом должны предусматриваться следующие показатели:

- положение всех телеуправляемых объектов;

- положение крупных телеприёмников;

- положение нетелеуправляемых выключателей ВН на вводах;

- положение секционных шинно-соединительных и обходных выключателей;

- положение силовых трансформаторов, находящихся в цехе.

Телеизмерения (ТИ) – должны обеспечивать возможность измерения основных параметров, отображающих работу системы и позволяющих правильно управлять ситуацией. Для телеизмерений в АСУ-Электро рекомендуют выбирать:

- напряжение на головных шинах;

- напряжение на шинах пункта приёма электроэнергии;

- ток на одном из концов линии подстанции;

- суммарную мощность, полученную от отдельных источников и т.д.

Телеизмерения тока и напряжения организуются по вызову, а мощности – по циклическому типу в течение суток. Телеизмерения интегральных параметров (ТИИ) обеспечивают возможность составления энергетических балансов. Кроме того, они используются постоянно для ввода результатов измерений в вычислительную информационную сеть.

Телеизмерения текущих параметров (ТИТ) – должны обеспечивать диспетчеру возможность измерения основных электрических параметров, необходимых для управления системой и восстановления её после аварии.

Телемеханизация (ТМ) должна обеспечивать:

- отображение на диспетчерском пульте состояний и основных элементов;

- передача на диспетчерский пульт предупреждающих и аварийных сигналов;

- управление основными элементами системы и т.п.

В качестве технических средств ТМ используются проводные многоканальные телемеханические устройства заводского изготовления. В качестве первичной измерительной аппаратуры в СЭС используются стандартные измерительные трансформаторы тока, имеющие на выходе ток 1 А или 5 А, и измерительные трансформаторы напряжения с напряжением измерительных обмоток 100 В, а также датчики для сбора различной технической информации.

В связи с постоянным удорожанием потреблённой электроэнергии и необходимости модернизации производственных мощностей (и их систем автоматизации) у промышленных предприятий возникла необходимость в построении интегрированных решений, в разработке автоматизированных систем контроля и управления электропотребления (АСКУЭ), построенных с применением персональных ЭВМ.

1.2 Структура АСКУЭ, построенная с применением ПЭВМ

В числе главных проблем, возникающих при создании АСКУЭ предприятия - оптимальное разделение функций между универсальными и специализированными средствами. Это в конечном итоге определяет конкретный выбор технических средств, суммарные затраты на создание АСКУЭ, её эксплуатацию и достигаемую эффективность.

Одна крайность при решении указанной проблемы заключается в перенесении почти всех функций АСКУЭ на ЭВМ. Полная централизация сбора и обработки измерительных данных на ЭВМ - приводит к уменьшению затрат на специализированное оборудование, но одновременно и к увеличению затрат на кабели связи, снижению надёжности и живучести системы в целом, а также делает проблематичной её метрологическую аттестацию. Другая крайность - построение АСКУЭ исключительно на базе специализированных средств. В данном случае достигается экономия кабельной продукции, успешно решаются вопросы метрологической аттестации, обеспечивается децентрализованный доступ к информации, но снижается эффективность АСКУЭ в целом за счет ограничения функций систем в плане полноты накопления данных, их обработки, отображения, документирования и анализа информации.

Оптимальный подход при создании АСКУЭ предприятия состоит в согласованном выборе специализированных и универсальных средств с Учётом их функций. При этом типовая структура централизованной АСКУЭ предприятия включает, как специализированные системы, так и ПЭВМ (Рис. 1.2.). Устройства сбора и передачи данных (УСПД) выполнены в виде микропроцессорных средств и предназначены для экономии кабельной продукции, а также для контроля каналов связи. Структура АСКУЭ конкретных предприятий отличаются количеством и типом систем, средствами связи, но для всех АСКУЭ характерны взаимозависимость функций ПЭВМ и систем.

Рис. 1.2. Типовая структура централизованной АСКУЭ

Современные специализированные информационно-измерительные системы автоматизированного электроснабжения характеризуются определенным числом измерительных каналов и групп учёта, а также списком штатных энергетических (мощность, расход) и сервисных (неработающие каналы, сбои питания и т.п.) параметров. В группу алгебраически суммируются данные определенных измерительных каналов одного вида учёта (точки учёта) в соответствии со схемой АСУ-Энерго конкретного предприятия. По соответствующей группе и (или) каналу система за определённые интервалы времени накапливает информацию о фактических расходах энергии или энергоносителей (электроэнергии, холодной и горячей воды, пара, газа, воздуха и др.).

Перечень интервалов накопления информации о расходах определяется:

1. Требованиями коммерческого учёта в соответствии с действующими и перспективными тарифами;

2. Требованиями технического учёта, то есть задачами оперативного прогнозирования и управления нагрузкой;

3. Требованиями контроля за показателями электроэнергии и т.п.

Поэтому диапазон интервалов содержит, как правило, интервал краткосрочного накопления (1 - 3 мин), интервалы среднесрочного (30 мин, зоны и смены суток, сутки) и долгосрочного (неделя, декада, месяц, квартал, год) накоплений. Данные о расходах электроэнергии и энергоресурсов в указанных интервалах используются помимо своего прямого назначения и для расчётов мощностей или удельных расходов, а также могут быть использованы в контуре экономического энергопотребления (в задачах АСКУЭ).

Основную информацию о процессах электропотребления предприятия получают на основе изучения комплекса графиков и диаграмм, отражающих в интегральном виде характер и динамику процессов на различных объектах (или их группах) системы электроснабжения предприятия. Указанные графики и диаграммы желательно иметь если не по каждой группе или каналу учёта, то по большинству точек учёта, причём в режиме сопоставления их друг с другом (например, суточный график нагрузки нескольких цехов на фоне графика нагрузки предприятия в целом и т.п.) и с возможностью выбора за любой среднесрочный или долгосрочный интервал текущего года.

Основным видом энергетических параметров для АСКУЭ являются не графики нагрузок, а текущие итоговые суммы расходов и мощностей. Поэтому сбор информации для вышеперечисленных графиков и её накопление (архивирование) являются задачами программного комплекса АСКУЭ верхнего уровня.

Периодичность процесса сбора данных в ПЭВМ с систем нижнего уровня определяется, с одной стороны, срочностью решаемой задачи верхнего уровня, а с другой - списком параметров систем. Для согласования времени принятия решения на разных уровнях управления применяются промежуточные системы человеко-машинного интерфейса (SCADA-системы).

Рассмотрим основную структуру диспетчерского управления и автоматизации системы электроснабжения.

1.3 Интегрированные системы управления и автоматизация СЭС

В современных условиях в электроэнергетике России (как и в других странах) происходит постепенное слияние различных систем автоматизации: АСКУЭ, АСДУ и АСУ ТП, и создание на их базе интегрированных автоматизированных систем управления (ИАСУ).

Интегрированные АСУ – это логическое продолжение вертикальной интеграции АС на разных этапах производства (потребления) электроэнергии. Основная цель создания таких систем – дальнейшеё повышение эффективности технических и программных средств автоматизации и диспетчеризации СЭС для улучшения технико-экономических показателей и повышения качества и надёжности электроснабжения ПП.

Реформирование электроэнергетики России требует создания полномасштабных иерархических систем управления: автоматических систем измерения показателей электроэнергии (АСИЭ); автоматизированных систем учёта потребления и сбыта электроэнергии (АСУПСЭ), АС диспетчерского управления (АСДУ), АС контроля и управления электропотреблением (АСКУЭ).

Основная особенность экономического метода управления – рассмотрение электропотребления как главного звена, управляющего рынком электроэнергии. Этот рынок, в свою очередь, представляет совокупность собственно технологического процесса (производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии), учётно-финансового процесса электропотребления, а также политических процессов в государстве и обществе. Эти факторы должны являться основой для создания и развития рынка электроэнергии в России. Причём функционирование такого рынка не возможно без создания интегрированной системы управления электропотреблением на базе систем АСИЭ, АСУПСЭ, АСДУ и АСКУЭ. При этом возникает необходимость чётко разграничить функции указанных систем в рамках единой системы управления энергопотреблением.

Интегрированная система управления электропотреблением в условиях рынка должна охватывать все уровни и стадии управления от производства до реализации - от физических потоков электрической энергии до финансовых и экономических показателей электропотребления (табл.1.1).

Управление на каждом уровне должно осуществляться соответствующими системами, что обусловлено спецификой выполняемых ими функций (в зависимости от стадии управления) и находит подтверждение в теории и практике создания больших информационно-управляющих систем.

В рамках интегрированной системы АСКУЭ должны быть задействованы различные по функциональному назначению технологические системы, образующие иерархию экономического управления электропотреблением.

Такая единая система АСКУЭ поможет реализовать управление электропотреблением экономическим методом:

- долгосрочное и краткосрочное планирование режимов (кривой) потребления — на основе экономических параметров электропотребления потребителей и поставщиков (от АСУПСЭ) и действующей системы тарифов на электроэнергию (отражающей внешнеё, косвенное, воздействие на управление потреблением);

- контроль режимов электропотребления — по параметрам потребления, используемым для расчётов с потребителями (от АСИЭ);

- принятие управленческих решений по регулированию потребления и доведение их до системы управления производством и распределением энергии.

Таблица 1.1. Структура (иерархия) управления электропотреблением

|  |  |
| --- | --- |
| Уровни управления | Стадии управления |
| 1. Внешний (старший) уровень управления. | 1. Директивное и косвенное управление. |
| 2. Уровень экономики. | 2. Управление (планирование и контроль) экономическим методом. |
| 3. Уровень потребления. | 3. Учёт (накопление) экономических параметров для расчёта с потребителями. |
| 4. Уровень присоединения. | 4. Измерение (контроль) параметров для расчёта с потребителями. |
| 5. Уровень процесса. | 5. Измерение (контроль) технических параметров. |

Система АСДУ осуществляет управление на технологическом уровне (уровне процесса и уровне присоединения). Её основными функциями являются:

- управление и регулирование потреблением на основе исполнения команд системы экономического управления (АСКУЭ) либо посредством исполнения директив внешнего уровня;

- обеспечение надёжного электроснабжения посредством автоматического измерения (контроля) технических параметров электроэнергии (/, U. W, Р) и автоматической коммутации цепей и генерирующих мощностей либо посредством исполнения старшего директивного уровня управления.

Система АСУПСЭ выполняет функции:

- учёт и накопление экономических параметров потребления - потреблённой энергии и мощности; соответствующих им стоимости и фактической оплаты;

- взаиморасчёты через выставление платежей непосредственно с поставщиками и потребителями, а также с финансовыми учреждениями для контроля оплаты;

- подготовку исходной информации об экономических параметрах электропотребления со стороны потребителей и поставщиков для принятия решений.

Система АСИЭ осуществляет измерение и контроль параметров электропотребления для расчётов с потребителями (потреблённой энергии и мощности).

Распределение подобным образом функций (рис.1.3) между системами АСИЭ, АСУПСЭ, АСКУЭ и АСДУ позволяет создать контур управления, замкнутый на верхнем уровне экономического управления потребления и производства электроэнергии. Благодаря этому можно обеспечить оптимальное управление электропотреблением, в наибольшей степени учитывающеё (балансирующеё) интересы производителей и потребителей в условиях формирующегося рынка электроэнергии.

АСИЭ выполняет измерение параметров энергопотребления в точках присоединения потребителей и поставщиков. АСУПСЭ осуществляет преобразование и группировку параметров потребления электроэнергии в экономические параметры конкретных потребителей и поставщиков, выставление счетов и контроль оплаты, их Учёт (накопление) и анализ.

АСДУ является исполнительным органом, осуществляющим непосредственное управление (по командам системы управления экономического уровня) коммутацией цепей и генерацией мощностей, т.е. на уровнях процесса и присоединений.

Рис. 1.3 Структурная схема функционального взаимодействия АСИЭ, АСУПСЭ, АСДУ и АСКУЭ при управлении процессом энергопотребления

АСКУЭ должна выполнять одновременно две функции:

- оперативный контроль и управление по выдерживанию заданного режима (кривой) потребления;

- формирование нового оптимального режима потребления на основе фактических экономических параметров потребления и тарифов на электроэнергию, а при необходимости — управление переходом на новый режим потребления.

Следует отметить, что рекомендуемые "ЕЭС России" автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии (или контроля, учёта и управления энергопотреблением) можно структурировать как совокупность систем АСИЭ, АСУПСЭ и АСДУ. Тогда их внедрение можно и нужно рассматривать как этап внедрения интегрированной системы экономического управления энергопотреблением (АСУ-Энерго).

Интегрированные организационно-технологические АСУ энергосистемами создаются на базе функционирующих АСУ как естественное их развитие и характеризуются рядом особенностей, в частности наличием: многомашинного оперативного информационного управляющего комплекса (ОИУК); системой сбора оперативно-диспетчерской и организационно-экономической информации; разветвлённой сетью периферийных пунктов сбора и обработки информации; АСУ различного назначения, автоматизированных систем диспетчерского (АСДУ) и организационно-экономического управления (АСОУ), АСУ технологическими процессами, АСУ энергетическими компаниями и предприятиями.

К объективным трудностям создания такой единой системы АСКУЭ можно отнести продолжающийся процесс реформирования электроэнергетики, только формирующийся рынок электроэнергии, недостаточность правовой базы и отсутствие достаточных инвестиций в отрасль.

2. Задачи автоматизированной системы диспетчерского управления энергосистемой

Задачи оперативного контроля и управления решаются в ходе процесса на различных временных интервалах, осуществляют сбор данных из каналов связи с объектами, обеспечивают создание и ведение баз данных реального времени и являются поставщиком информации для технологических задач и задач автоматического управления. Технологические задачи решаются на основе обработки и анализа данных реального времени и данных из ИБД. В комплексе АСДУ в режиме on–line на единой информационной базе должны быть реализованы функции ОИК (SCADA) и режимно–технологических задач оперативного управления, полностью адаптированные к особенностям и условиям России. Задачи автоматического управления решаются на основе обработки и анализа данных реального времени.

В качестве источника информации для АСДУ могут использоваться: ручной ввод параметров; устройства телемеханики и РЗА; комплексы АСУТП электростанций и подстанций; системы учёта электрической энергии; интегрированная база данных энергопредприятий

2.1 Задачи оперативного контроля и управления(1 группа)

Задачи оперативного управления решаются на базе программно–технических средств оперативно–информационного управляющего комплекса (ОИУК) в рамках двух подсистем: иформационно–управляющей (ИУП) и информационно–вычислительной (ИВП). Основным назначением ИУП является сбор, первичная обработка и отображение информации о текущем режиме, а также контроль допустимости режима и состояния элементов энергооборудования. В задачи ИВП входят болеё сложные вычислительные функции, обеспечивающие помощь оперативному персоналу с расчётом допустимости нормальных и послеаварийных режимов, ремонтных заявок, коммутационных переключений, оценку состояния работы электрических, тепловых сетей и электростанций, определение расстояния до места повреждения, оперативный прогноз нагрузок и контроль за потреблением энергии и мощности, расчёт и оптимизацию электрических и тепловых режимов в реальном времени, диагностику основного оборудования. В части обработки телеинформации должны решаться задачи:

– приёма телеизмерений и телесигналов по каналам связи, контроль достоверности, восстановление недостоверных данных, расчёт интегралов, осреднение, контроль пределов;

– архивирования;

– контроля состояния системы сбора информации и формирование статистических данных о работе отдельных элементов системы сбора;

– управления диспетчерским щитом;

– ретрансляции телеинформации на другие уровни управления.

В части диспетчерской ведомости должны решаться задачи:

– переноса телеизмеряемых данных в архивы и ведомости;

– переноса интегральных и осредняемых значений телеизмерений в архивы и ведомости;

– приёма и передачи данных по каналам межуровневого обмена;

– уточняющего расчёта данных диспетчерской ведомости;

– формирования отчётных документов требуемой структуры.

2.2 Технологические задачи (2 группа)

Технологические задачи решаются в рамках подсистем:

– технологических задач диспетчерского управления;

– планирования режимов.

В подсистему технологических задач диспетчерского управления входят задачи автоматизации функций диспетчерского персонала:

– формирование и ведение оперативной расчётной схемы электрической и тепловой сети;

– ведение оперативного журнала диспетчера;

– ведение оперативной документации;

– автоматизированное рассмотрение диспетчерских заявок;

В подсистему планирования режимов входят задачи:

– прогноз нагрузок на характерные периоды;

– оценка режимных последствий ввода в работу новых объектов и подключёния их к электрическим и тепловым сетям;

– разработка и корректировка нормальных и ремонтных режимов работы оборудования;

– расчёт потерь энергии в электрических сетях и на электростанциях,

– анализ и прогноз надёжности, качества электроснабжения;

– расчёт удельных расходов топлива и себестоимости выработки энергии на электростанциях.

Режимно–технологические задачи оперативного управления включают:

– отслеживание состояния топологии электрической сети энергосистемы по данным ТИ и ТС;

– контроль правильности работы телеизмерительной системы на основе сравнения фактических и оценённых значений телеизмеряемых режимных параметров;

– оценку надёжности текущих режимов и выдача рекомендаций по её повышению;

– оптимизацию текущих электрических режимов энергосистемы и выдача рекомендаций по снижению потерь активной мощности;

– внутрисуточную коррекцию режимов энергосистемы по активной мощности;

– возможность проведения проверочных расчётов режимов на основе реальных данных с целью оценки допустимости тех или иных решений, принимаемых диспетчером;

– возможность проведения обучения диспетчерского персонала на основе данных реального времени.

В область режимно–технологических задач краткосрочного планирования входят:

– краткосрочный прогноз суммарной нагрузки энергосистемы и её 'районов на основе фактических нагрузок, хранящихся в диспетчерской ведомости:

– расчёт краткосрочного баланса мощности энергосистемы;

– оптимальное распределение нагрузки между электростанциями энергосистемы;

– формирование расчётной схемы и нагрузок узлов для краткосрочного планирования электрических режимов энергосистемы;

– расчёт и оптимизация краткосрочных электрических режимов энергосистемы исходя из минимума потерь и соблюдения заданных ограничений;

– оценка режимной надёжности сформированных краткосрочных режимов энергосистемы;

– определение плановых краткосрочных значений технико–экономических показателей работы энергосистемы;

– обработка и достоверизация контрольных замеров;

– определение статических характеристик нагрузок;

– прогноз нагрузок в узлах электрических сетей на характерные периоды;

– расчёт плавких вставок предохранителей, устанавливаемых на трансформаторах;

– оценка режимных последствий ввода в работу новых объектов и подключёния их к электрическим сетям;

– разработка и корректировка нормальной и ремонтной схем сетей;

– разработка типовых ремонтных схем;

– расчёт, анализ и прогноз надёжности схем электроснабжения;

– расчёт, анализ и прогноз качества электроэнергии в электрических сетях;

– расчёт, анализ, нормирование и прогноз потерь электроэнергии в электрических сетях.

2.3 Задачи автоматического управления (3 группа)

К таким задачам относятся:

– автоматическое управление энергоагрегатами (котел, турбина, генератор и т.д.);

– автоматическое управление средствами регулирования напряжения и реактивной мощности;

– автоматическое управление средствами первичной коммутации для локализации аварий и восстановления электроснабжения (автоматическое повторное включение (АПВ), автоматическая частотная разгрузка (АЧР), автоматический ввод резерва (АВР), автоматическое секционирование электрических сетей и т.п.);

– автоматическое управление средствами первичной коммутации для оптимизации установившихся режимов электрических сетей;

– релейная защита электрических сетей.

Особенностью этой группы задач является решение их соответствующими устройствами (как локальными, так и АСУ ТП) автоматически, без участия человека.

2.4 Задачи АСКУЭ (4 группа)

Подсистема АСДУ должна быть развёрнута на всех уровнях:

– уровень энергосбыта;

– уровень предприятий электрических сетей (ПЭС) – отделение энергосбыта;

– уровень районов электрических сетей (РЭС) – участок энергосбыта;

– уровень энергообъектов (ТЭЦ и подстанции).

Функции и задачи АСКУЭ заключаются в формировании и передаче данных о выработанной и потреблённой электроэнергии, а также потреблении топлива для оперативного диспетчерского управления (ОДУ) энергосистемой и для решения сбытовых задач.

АСКУЭ создаётся для автоматизации расчётного и технического учёта производства и расхода электроэнергии на базе достоверной, метрологически обеспеченной информации, контроля балансов мощности и энергии, контроля и управления режимами электропотребления, а также управления нагрузкой потребителей. Автоматизацией учёта электропотребления решается проблема коммерческих расчётов за электроэнергию и мощность по дифференцированным и многоставочным тарифам, а также проблема получения точных и достоверных балансов электроэнергии по энергообъектам в едином временном срезе.

В основу создаваемых систем АСКУЭ положены следующие базовые принципы:

– исходной информацией для системы служат данные, получаемые от счётчиков расхода электроэнергии (уровень подстанций и станций);

– система создаётся как расчётная, использующая для расчётного и технического учёта одни и те же комплексы технических средств;

– сбор, первичная обработка, хранение и выдача в систему информации об электроэнергии и мощности на объектах осуществляется с помощью специализированных информационно–измерительных систем или устройств сбора и передачи данных (УСПД);

– информация об электроэнергии и мощности, образующаяся на энергообъектах и циркулирующая в АСКУЭ привязана к астрономическому времени или синхронизирована в пределах энергообъекта;

– система сбора и передачи информации АСКУЭ по возможности использует установленные системы связи.

3. Автоматизированная система диспетчерского управления СЭС

3.1 Цели создания АСДУ

Автоматизированная система диспетчерского и технологического управления (АСДУ) представляет собой многоуровневый программно–технический комплекс, включающий средства сбора информации, каналы связи, ПЭВМ и программы обработки. АСДУ позволяет:

– обеспечить диспетчерский и режимный персонал, энергоснаб, энергонадзор, руководство энергосистемы и предприятий сетей оперативной информацией о текущих прогнозных и ретроспективных режимах;

– организовать эффективный контроль за ведением текущего режима энергосистемы;

– повысить обоснованность принимаемых диспетчером решений;

– повысить качество и надёжность электроснабжения потребителей;

– осуществлять оперативный и ежесуточный контроль баланса мощности и электроэнергии и улучшить планирование внутрисуточных и текущих режимов;

– получить максимальную прибыль за счет оптимального ведения режимов, экономии топлива и электроэнергии;

– внедрить в кратчайший срок в промышленную эксплуатацию самые современные средства вычислительной техники, а также прикладное программное обеспечение.

3.2 Принципы построения АСДУ

АСДУ разрабатывается на основе следующих принципов:

– функциональная полнота – система должна обеспечивать выполнение всех функций, необходимых для автоматизации объектов управления;

– гибкость структуры – возможность достаточно быстрой настройки при изменяющихся условиях эксплуатации объекта управления;

– открытость – должна обеспечивать возможность присоединения к системе новых функций;

– живучесть – способность сохранять работоспособность системы при отказе её отдельных элементов;

– унификация – максимальное использование стандартного системотехнического программного обеспечения и совместимость системы с международными стандартами с целью его дальнейшего развития и включения в межуровневую региональную вычислительную сеть;

– распределённость обработки информации в неоднородной вычислительной сети;

– отработка типовых решений на "пилотных" проектах с последующим их применением на других объектах;

– преемственность по отношению к эксплуатируемым в настоящеё время системам АСДУ энергосистемой, предусматривающая возможность совместной эксплуатации существующих устройств управления на энергообъектах (телемеханики, релейной защиты и автоматики) и внедряемых микропроцессорных систем, с последующей заменой устаревших устройств;

– информационная совместимость на разных уровнях управления.

3.3 Требования к аппаратным и программным средствам АСДУ

АСДУ должна удовлетворять следующим требованиям:

– использования современных микропроцессорных терминалов и контроллеров с требуемой реакцией: электрические процессы – не болеё 1–5 мс, тепломеханические процессы – не болеё 250 мс;

– возможности передачи данных от контроллеров и устройств телемеханики с меткой времени (для расчётов баланса энергии и мощности и регистрации аварийных процессов);

– повышения скорости передачи данных по телемеханическим каналам;

– возможности использования стандартных промышленных контроллерных сетей и применение в этих сетях контроллеров;

– использования стандартов Международной электротехнической комиссии (МЭК) и российских ГОСТов;

– использования стандартных, локальных вычислительных сетей (ЛВС);

– использования стандартных операционных систем, стандартной структуры реляционных баз данных;

– обеспечения требуемой точности и реакции на события в нормальных и аварийных ситуациях.

АСДУ должна иметь открытую сетевую архитектуру, как в отношении конфигурации её оборудования, так и в отношении универсальности функциональных пакетов программ, чем обеспечивается высокая степень гибкости. Она строится на базе многопроцессорных систем управления, объединённых в локальные (ЛВС) и региональные (РВС) вычислительные сети, имеёт в своем составе мощные ЭВМ.

На всех уровнях АСДУ должна быть использована интегрированная база данных (ИБД), включающая SQL–совместимые базы данных и базы данных реального времени (БДРВ), реализующие единое информационное пространство.

ИБД должна обеспечивать необходимую полноту, целостность и надёжность хранения информации.

3.4 Организационная и функциональная структуры АСДУ

АСДУ - это совокупность комплексов АСДУ ЦДП (центр. диспетч. пункта) АО-Энерго, АСДУ ПЭС и РЭС, АСУТП электростанций и подстанций, систем АСКУЭ, обменивающихся информацией по каналам телемеханики или через ЦКИ (центр коммутации информации). В соответствии с территориальным принципом обслуживания и управления объектами АСДУ можно реализовать на трёх или четырёх уровнях управления:

I. Уровень служб и отделов АО-Энерго и энергосбыта (ЦДП, энергосбыт).

II. Уровень предприятий электрических сетей (ДП ПЭС, отделение энергосбыта).

III. Уровень районов электрических и тепловых сетей (ДП РЭС, участок энергосбыта). Крупные предприятия электрических сетей делятся на районы.

IV. Уровень энергообъектов (электростанция, подстанция).

Каждый уровень АСДУ функционирует на базе локальных (ЛВС) либо региональных вычислительных сетей, под управлением специализированных ЭВМ.

3.5 Задачи АСДУ

Задачи АСДУ, в общем, должны быть аналогичными для всех энергопредприятий (за исключением Энергосбыта, где есть только задачи АСКУЭ). Это является одним из основных принципов построения единой вертикали АСДУ АО-Энерго. В состав АСДУ входят следующие группы задач:

– задачи оперативного контроля и управления;

– технологические задачи;

– задачи автоматического управления;

– задачи контроля и учёта электрической энергии.

4. Уровни построения АСДУ

4.1 АСДУ на уровне ЦДП энергосбыта энергосистемы

Комплекс может быть построен на основе модели "клиент–сервер" с использованием следующих стандартов открытых систем:

– Ethernet;

– DECnet, IPX, TCP/IP;

– Windows NT (для рабочих станций и клиентских рабочих мест на базе ПЭВМ).

В комплекс может быть включена поддержка распределённой SQL–базы данных (для задач АСДУ и ПХД).

В состав технических средств, необходимых для функционирования комплекса, входят:

– два базовых сервера АСДУ, которые выполняют функции оперативно–информационного комплекса и оперативного управления режимом;

– два сервера связи АСДУ, которые выполняют коммуникационные функции с нижними уровнями. На первом этапе к этим серверам будут подключаться установленные в энергосистеме КП отечественных телемеханических комплексов и АСУ нижних уровней;

– клиентская часть на базе ПЭВМ и графических рабочих станций;

– автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей;

– вычислительная сеть, обеспечивающая подключёние локальных и удалённых конечных пользователей;

–коммуникационная система, обеспечивающая подключёние удалённых локальных вычислительных сетей по коммутируемым и выделенным каналам связи, для обеспечения обмена с АСУ РАО другими АСУ данного уровня;

– контроллер управления диспетчерским щитом. Реализация человеко–машинного интерфейса в комплексе осуществляется через АРМ пользователей, функционирующие на ПЭВМ в локальной сети. Устанавливаются следующие АРМ:

– АРМ руководства АО;

– АРМ пользователей в службах и отделах (СРЗА, СТМиС, ОАСУ);

– АРМ диспетчеров передающих (системообразующих) сетей;

– АРМ инженера ЦДП по режимам.

Подсистема АСКУЭ на уровне Энергосбыта выполняет следующие основные задачи:

– сбор данных об электроэнергии, и мощности для решения сбытовых задач;

– передача данных об электроэнергии и мощности в АСДУ ЦДЛ для решения технологических, режимных и информационных задач;

– передача обобщенных данных об электроэнергии и мощности в АСУ РАО.

Функции и задачи собственно АСКУЭ, включающие:

– оперативный контроль баланса мощности и электроэнергии по основным подстанциям, сетевым районам и в целом по ПЭС;

– оперативный контроль мощности, потребляемой крупными потребителями в часы максимумов нагрузок;

– текущий контроль режимов электропотребления и договоров с потребителями;

– управление нагрузкой потребителей с целью оптимального расходования энергоресурсов и соблюдения режимов электропотребления;

– статистический Учёт и анализ режимов электропотребления.

Функции коммерческого учёта электроэнергии и мощности, включающие:

– обеспечение соответствующих подразделений энергосистемы информацией, необходимой для коммерческих расчётов;

– оперативное отслеживание условий выполнения заключенных контрактов на покупку (продажу) электроэнергии и мощности.

4.2 АСДУ на уровне ПЭС и РЭС

Уровень РЭС для малых предприятий электрических сетей отсутствует. Функции, выполняемые АСДУ ПЭС и РЭС практически одинаковы. Оперативно–диспетчерское управление распределительными сетями в ПЭС, с выделенными РЭС, децентрализовано.

АСДУ верхнего уровня управления предприятия и района электрической сети создаётся на базе рабочих мест отделов и служб ПЭС и РЭС в рамках локальной вычислительной сети на основе единого информационного обеспечения. На данном уровне реализуется интеграции задач оперативного диспетчерского управления подсистем АСДУ ПЭС и РЭС.

Интеграция осуществляется по двум направлениям:

– согласованным решением задач в каждой подсистеме АСДУ на различных уровнях иерархии – от энергообъектов до ПЭС и РЭС;

– организацией взаимодействия с разными подсистемами данного уровня (АСКУЭ, Электроснабжения).

На начальном этапе рабочие места отделов и служб функционируют автономно. На последуюих этапах интеграции и создания ЛВС информационное единство обеспечивается интегрированной базой данных (ИБД). При этом в отдельных случаях возможна автономная работа некоторых задач при условии согласованности информации.

На уровне АСДУ ПЭС и РЭС решаются следующие задачи:

– по информационно–управляющей подсистеме (ИУП) – контроль и представление сетей, регистрация ТИ, ТС, дорасчёт и контроль параметров режима, накопление данных реального времени, суточная ведомость, телеуправление;

– по информационно–вычислительной подсистеме (ИВП) – достоверизация ТИ, ТС, оценка состояния электрической сети, формирование и контроль баланса мощности и энергии, оперативный расчёт и оптимизация режима распределительной сети, расчёт потерь мощности и энергии, и др.;

– по технологическим задачам диспетчерского управления – формирование и ведение оперативной схемы электрической сети, ведение оперативного журнала диспетчера, ведение оперативной документации, автоматизированное рассмотрение диспетчерских заявок, формирование и ведение базы данных бланков переключении;

– по подсистеме планирования режимов – обработка контрольных замеров, расчёт режимов сетей, расчёт ТКЗ, расчёт уставок защит, разработка ремонтных схем, прогноз нагрузок, анализ и прогноз надёжности;

– по подсистеме автоматического управления – автоматическое управление средствами регулирования и реактивной мощности, автоматическое управление средствами первичной коммутации (АПВ, АЧР, ЧАПВ, АВР и др.).

В состав технических средств, необходимых для функционирования комплекса, входят:

– два базовых сервера АСДУ, которые выполняют функции оперативно–информационного комплекса и оперативного управления режимом;

– два сервера связи АСДУ, которые выполняют коммуникационные функции с нижним и верхним уровнями. На первом этапе к этим серверам будут подключаться установленные в энергосистеме КП отечественных телемеханических комплексов и АСУ нижних уровней;

– клиентская часть на базе ПЭВМ и графических рабочих станций – автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей;

– вычислительная сеть, обеспечивающая подключёние локальных и удалённых конечных пользователей;

– коммуникационная система, обеспечивающая подключёние удалённых локальных вычислительных сетей по коммутируемым и выделенным каналам связи, для обеспечения обмена с другими АСУ данного уровня;

– контроллер управления диспетчерским щитом. Реализация человеко–машинного интерфейса в комплексе осуществляется через АРМ пользователей, функционирующие на ПЭВМ в локальной сети. Предусматриваются следующие АРМ:

– АРМ руководства ПЭС и РЭС;

–АРМ пользователей в службах и отделах;

– АРМ диспетчера распределительной сети;

– АРМ инженера по режимам.

Подсистемы АСКУЭ на уровне РЭС выполняет следующие основные задачи:

– сбор данных об электроэнергии и мощности;

– передача данных об электроэнергии и мощности в АСКУЭ Энергосбыта;

– передача данных об электроэнергии и мощности в АСДУ ПЭС и РЭС для решения технологических, режимных и информационных задач.

4.3 АСУТП электростанций и подстанций

АСУ ТП станций и подстанций выполняется на базе МП терминалов РЗА и программируемых контроллеров. Такая система управления должна обеспечивать:

– информационные функции, которые включают сбор аналоговой и дискретной информации о режимных и технологичеких параметрах оборудования;

– регистрацию событий и процессов в аварийных режимах;

– обработку, накопление, архивирование информации;

– ведение базы данных реального времени;

– отображение графической информации в виде схем, графиков и др.;

– функции управления, в том числе управление коммутационными аппаратами, регулирование и др.;

– диагностику работы оборудования, определение ресурса работы, тепловизионный контроль и др.;

– диагностику технических средств АСУ ТП;

– приём и передачу информации на разные уровни управления и смежные подсистемы (АСКУЭ);

– выполнение функции релейной защиты и автоматики. Сочетание контроллеров и терминалов РЗА позволяет создать гибкую систему АСУ ТП, имеющую различную конфигурацию и учитывающую особенности различных подстанций.

В состав технических средств, необходимых для функционирования АСУ электростанций и подстанций, входят:

– базовый сервер АСУ (на ТЭЦ – резервный), который выполняет функции оперативно–информационного комплекса и оперативного управления режимом;

– два сервера связи АСУ (на небольших подстанциях интегрирован с базовым сервером), который выполняет коммуникационные функции с оборудованием нижнего уровня АСУ ТП, уровнем РЭС или ПЭС, другими АСУ данного уровня (АСКУЭ);

– клиентская часть на базе ПЭВМ и графических рабочих станций – автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей;

– вычислительная сеть, обеспечивающая подключёние локальных и удалённых конечных пользователей.

Рабочие места пользователей АСУ ТП станций и крупных подстанций с постоянным оперативным персоналом строятся на базе IBM–совместимых ПЭВМ, офисного или промышленного исполнения, работающих автономно либо в составе ЛВС. На небольших подстанциях без персонала могут использоваться переносные ЭВМ.

Предусматриваются следующие АРМ:

– АРМ пользователей в службах и отделах (СРЗА, СТМиС. ОАСУ);

– АРМ оперативного дежурного персонала.

Подсистема АСКУЭ на уровне станций и подстанций выполнена на базе счётчиков электроэнергии и устройств сбора и передачи данных (УСПД).

УСПД решает следующие основные задачи:

– сбор данных об электроэнергии и мощности с счётчиков;

– передача данных об электроэнергии и мощности в АСКУЭ РЭС или ПЭС;

–передача данных об электроэнергии и мощности в АСУ станций и подстанций для решения технологических, режимных и информационных задач.

4.4 Унификация технических и программных средств АСДУ

В настоящий момент внедрение систем АСДУ ограничено, в основном, установкой автономных телемеханических комплексов разных производителей.

Резкое увеличение потребности в информационном обеспечении всех служб электростанций и подстанций, РЭС, ПЭС и энергосистемы привело к необходимости замены установленных и внедрения новых подсистем АСДУ на всех уровнях – от уровня АСУ ТП подстанций до уровня АСДУ энергосистемы. Подсистемы АСДУ выполняющие одинаковые управляющие функции (Электроснабжение, АСКУЭ) на всех уровнях должны выполнять следующие требования:

– функциональной завершённости;

– гибкости структуры;

– открытости;

– преёмственности;

– информационной совместимости.

Такой подход к выбору единого базового программного обеспечения позволит:

– унифицировать АСДУ уровня РЭС и ПЭС;

– унифицировать АСУ уровня электростанций и подстанций;

– разработать библиотеки программных модулей, расширяющих возможности базового комплекса;

– снизить единичные затраты на разработку и внедрение АСДУ;

– организовать централизованную поддержку внедрения и эксплуатации подсистем АСДУ.

Тесное взаимодействие между подсистемами АСДУ необходимо для эффективной работы каждой из них. Однако особенности базового инструментария и существенно отличающиеся показатели надёжности (в т.ч. готовности), делают нецелесообразной или затрудняют реализацию всего комплекса АСДУ на основе одной программно–аппаратной платформы. Важной задачей является обеспечение двунаправленного интерфейса между подсистемами на основе ПО промежуточного слоя (шлюзов), работающего на стандартных сетевых протоколах различного уровня, среди которых можно выделить как сетевые версии Windows протоколов ОDВС, DDЕ, СОМ (ОLЕ), так и другие открытые протоколы, например, OPC.

5. Современные методы автоматизации диспетчерских пунктов промышленных предприятий

5.1 Инструментальное обеспечение систем диспетчерского управления

Построение систем диспетчерского управления как открытых систем, аппаратные средства и программное обеспечение которых согласуется с международными стандартами, обеспечивает принятие наилучшего решения, удовлетворяющего как потребителей, так и производителей АСУ. Их отличительной особенностью является жесткая функционально-временная связь с технологическим циклом (оборудованием) производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, которая и определяет подход к созданию открытых АСКУЭ и АСДУ.

Основу архитектуры (платформы) рассматриваемых систем должны составлять базовое изделие – система диспетчерского управления и сбора данных (СДУСД), а также модули прикладного программного обеспечения. Данный подход обеспечивает многообразие (масштабируемость) и гибкость (наращивание) при построении АСУ на единой платформе – от систем на базе однопользовательского персонального компьютера (РС) и диспетчерского щита с мнемосхемой (на небольших и средних подстанциях) до многопользовательских систем на основе специализированных серверов и рабочих станций. В первом случае говорят об одноуровневой АСУ, во втором – двух- и многоуровневой архитектуре АСУ.

Архитектура открытых АСУ должна предусматривать чёткое разделение функций, реализуемых отдельными серверами. При этом критичные ко времени функции можно реализовать на двойном комплекте серверов (основном и резервном), в то время как менеё критичные – на одинарных. Эта гибкая и эффективная схема резервирования в полной мере обеспечивает высокую надёжность функционирования АСУ.

Информация в СДУСД должна поступать через серверы сбора данных и серверы связи. Серверы сбора данных сообщаются с локальными блоками управления (ЛБУ), устанавливаемыми на подстанциях, а серверы связи – с другими центрами управления.

Для облегчения создания и изменения (расширения) СДУСД в соответствии с уникальными требованиями заказчика программное обеспечение должно быть выполнено в виде отдельных модулей со стандартными интерфейсами. Современный уровень программирования предусматривает ориентацию на рабочие станции и серверы фирм "Sun" и "IBM" и такие производственные стандарты, как POSIX (для операционной системы UNIX), Х.25 и ТСР/IР (для сетевых коммуникаций), Ethernet (для локальных вычислительных сетей), X Window System и OSF/Motif (для человеко-машинных интерфейсов ), ORACLE RDBMS C SQL2 (для работы с базами данных ), ISO/OSI (для протоколов обмена), С++ и РАSCAL (для языков программирования).

Использование в открытых СДУСД высокопроизводительных рабочих станций и серверов, распределённых компьютерных баз данных, а также разработка человеко-машинных интерфейсов обеспечивают наибольшеё удобство работы операторов и наилучшеё исполнение ими функциональных обязанностей, касающихся управления технологическим оборудованием.

Рис. 5.1 Масштабируемая архитектура СДУСД

Масштабируемая (расширяемая) архитектура открытых СДУСД предоставляет им возможности не только собственного неограниченного роста (посредством добавления большого количества рабочих станций и серверов для поддержки сотен ЛБУ, сотен тысяч передающих цифровых и аналоговых точек и миллионов распределенных цифровых и аналоговых точек), но и создания (развития) на их основе систем управления генерацией энергии, управления энергией, управления распределением энергии и управления нагрузкой (посредством добавления серверов и модулей программного обеспечения, реализующих соответствующие функции) (Рис. 5.1).

Чтобы добиться поставленных задач, необходимо использовать для автоматизации систем управления современные технологии и микропроцессорные средства автоматизации.

5.2 Микропроцессорные средства автоматизации и диспетчеризации СЭС

5.2.1 Основные виды микропроцессорных средств автоматизации

Программно-аппаратная реализация системы автоматизации контроля и управления электроснабжения имеёт ряд особенностей, в первую очередь с позиции требуемой распределенности, быстродействия и параметров устройств связи с объектом.

Сложилось так, что сигналы выводились ото всех датчиков на щиты управления – блочные, групповые, местные. Там же размещались контрольно-измерительные приборы, устройства защиты, регуляторы, ключи управления. Соответственно и формировалась структура АСУТП, когда на щитах управления располагались программируемые контроллеры (Рис. 5.2), включая модули ввода – вывода устройств связи с объектом, и велось централизованное управление основным и вспомогательным технологическим оборудованием. В последнеё время ситуация несколько меняется. Все чаще применяется установка контроллеров, объединённых в локальную вычислительную сеть (ЛВС).

Рис. 5.2. Контроллеры для систем автоматизации

Устройства релейной защиты и автоматики (РЗА), измерительные приборы и ключи управления максимально приближены к объектам, т.е. находятся в самих распределительных устройствах (РУ). В ряде случаев последние отстоят на сотни метров и даже на километры от главных или центральных щитов управления. Для электрической части характерно такая идеология управления и регулирования, когда к централизованным задачам относятся, в основном, лишь автоматическое регулирование частоты и мощности, групповое управление возбуждением генераторов и противоаварийная автоматика, а устройства РЗА выполненные в виде отдельных локальных устройств. Следовательно, микропроцессорное устройство системы контроля и управления электрической части должны иметь не только функциональную, но и территориальную распределённость.

Программно-технические комплексы (ПТК) для тепловой части выпускают в мире десятки производителей. Имеются развёрнутые производства в России, в том числе и отечественные разработки. Для электрической же части выбор ПТК, в составе которых присутствует полная гамма микропроцессорных устройств РЗА для электрических сетей всех классов напряжения, ограничен. Даже на европейских рынках доминируют лишь четыре системы фирм ABB,GEC Alsthom, Merlin Gerin, Siemens.

Микропроцессорные устройства РЗА хотя и являются многофункциональными, однако работают по жёсткой логике. Помимо традиционных функций защиты, автоматических ввода резерва (АВР), повторного включения (АПВ) и частотной разгрузки (АЧР) они осуществляют регистрацию и осциллографирование событий, измерение электрических величин, самодиагностику. В ряде случаев в них встроены блоки схем управления коммутационной аппаратурой. Объём информации снимаемый в цифровом коде с рассматриваемых устройств, представителен.

Другие задачи реализуются на базе иных программно-аппаратных средств с использованием технологии открытых систем. Под понятием "открытая система" понимается совокупность таких свойств, как высокий уровень стандартизации, отсутствие патентного права, наличие значительного числа независимых поставщиков, процессорная независимость, масштабируемая производительность, широкий спектр приложений.

В структуре любой микропроцессорной системы контроля и управления присутствуют следующие основные составляющие: программируемые контроллеры; операционные системы реального времени; средства программирования контроллеров; локальные вычислительные сети; средства человеко-машинного интерфейса. Глобальная тенденция такова, что перечисленные элементы системы разрабатываются различными, независимыми, специализированными производителями. В этом случае каждый элемент полностью унифицируется. Рассмотрим возможности и характеристики PC- и PLC- контроллеров.

5.2.2 PC- контроллеры и их характеристики

Концепция открытой модульной архитектуры контроллеров - OMAC (Open Modular Architecture Controls) была выдвинута фирмой General Motors летом 1994 г. в документе, содержащем требования к контроллерам, использующимся в автомобильной промышленности.

Смысл OMAC-требований к контроллерам можно сформулировать в терминах, основные из которых представлены в названии архитектуры:

* Open (открытая) архитектура, обеспечивающая интеграцию широко распространённого на рынке аппаратного и программного обеспечения;
* Modular (модульная) архитектура, позволяющая использовать компоненты в режиме Plug & Play;
* Scaleable (масштабируемая) архитектура, позволяющая легко и эффективно изменять конфигурацию для конкретных потребностей;
* Economical (экономичная) архитектура, обеспечивающая невысокую стоимость жизненного цикла контроллерного оборудования;
* Maintainable (легко обслуживаемая) архитектура, выдерживающая напряженные условия работы в цехах и простая в ремонте и обслуживании (минимальное время простоя).

PC-контроллеры привлекают своей открытостью, т. е. с возможностью применять в АСУ ТП самое современное оборудование, только-только появившеёся на мировом рынке, причём оборудование для PC-контроллеров сейчас выпускают уже не десятки, а сотни производителей, что делает выбор уникально широким. Это очень важно, если учесть, что модернизация АСУ ТП идет поэтапно и занимает длительное время, иногда несколько лет.

Пользователь АСУ ТП уже не находится во власти одного производителя, который навязывает ему свою волю и заставляет применять только его технические решения, а сам может сделать выбор, применяя те подходы, которые в данный момент его больше всего устраивают. Он может теперь применять в своих системах продукцию разных фирм, следя только, чтобы она соответствовала определенным международным или региональным стандартам.

Операционная система контроллеров должна удовлетворять требованиям открытости. Специфика условий работы контроллеров требует, чтобы ОС поддерживала работу в режиме реального времени, была компактна и имела возможность запуска из ПЗУ или флэш-памяти.

Для PC-контроллеров лучше всего подходит операционная система QNX (фирма QSSL, Канада). Прежде всего, это связано с тем, что её архитектура является открытой, модульной и легко модифицируемой. QNX может загружаться как из ПЗУ, флэш-памяти, так и с помощью удаленной загрузки по сети. Данная файловая система была разработана с Учётом обеспечения целостности данных при отключениях питания. Даже при форс-мажорном отключении питания вы лишь потеряете некоторые данные из кэш-памяти, но файловая система не разрушится. После включения компьютера будет обеспечена нормальная работа системы. QNX поддерживает одновременную работу в сетях Ethernet, Arcnet, Serial и Token Ring и обеспечивает болеё чем один путь для коммуникации, а также балансировку нагрузки в сетях. Если кабель или сетевая плата выходят из строя и связь прекращается, то система будет автоматически перенаправлять данные через другую сеть. Это предоставляет пользователю автоматическую сетевую избыточность и увеличивает скорость и надёжность коммуникаций во всей системе.

Следует отметить, что PC-контроллеры болеё экономически выгодны удобны, отличаются быстродействием, но пока не слишком надежны как PLC-контроллеры, на которые ориентируются большинство предприятий производителей АСКУЭ.

5.2.3 PLC- контроллеры и их характеристики

Роль контроллеров в АСУТП в основном выполняют PLC (Programmable Logic Controller - программируемые логические контроллеры) зарубежного и отечественного производства. Наиболеё популярны в нашей стране PLC-контроллеры таких зарубежных производителей, как Allen-Braidly, Siemens, ABB, Modicon, и такие отечественные модели, как "Ломиконт", "Ремиконт", Ш-711, "Микродат", "Эмикон".

Программируемый логический контроллер (PLC) - устройство, предназначенное для сбора, преобразования, обработки, хранения информации и выработки команд управления. Контроллер реализован на базе микропроцессорной техники и работает в локальных и распределённых системах управления в реальном времени в соответствии с набором программ. На сегодняшний день PLC, благодаря своей универсальности, решают широчайший круг задач и могут применяться в любых отраслях промышленности, в энергетике, металлургии, медицине, транспорте, сельском хозяйстве.

По функциональным признакам в PLC можно выделить следующие элементы:

- центральный процессор, предназначенный для выполнения команд (инструкций) управляющей программы и обработки данных, размещённых в памяти;

- память контроллера с жёстким распределением областей для размещения различных типов данных;

- модули ввода, обеспечивающие приём и первичное преобразование информации от датчиков объекта управления;

- модули вывода, предназначенные для выдачи управляющих сигналов на исполнительные устройства объекта управления.

По конструктивному исполнению PLC могут быть:

- блочного типа;

- модульного типа.

В отличие от множества существующих PLC, имеющих жесткую конфигурацию, модульная структура, позволяет гибко изменять конфигурацию, сокращать и наращивать число каналов В/В. Номенклатура модулей В/В перекрывает практически все потребности промышленной автоматизации. Это модули: дискретного ввода, дискретного вывода, релейного выхода, цифроаналоговые преобразователи по напряжению и по току, аналого-цифровые преобразователи по напряжению и по току, частотные входы, последовательные интерфейсы. В модулях предусмотрена оптическая изоляция системной части от объекта. В модулях аналогового ввода есть встроенные средства автокалибровки. Входы и выходы имеют защиту от перенапряжения и короткого замыкания. В модулях приняты меры по помехозащищённости.

В таких микропроцессорных системах используются специальные модули ввода-вывода, имеющие с одной стороны интерфейс с внутренней шиной контроллера, а с другой стороны — несколько (обычно кратно восьми) каналов для подключёния внешних сигналов. Несмотря на широкое распространение такого решения, у него есть недостатки. Главный из них заключается в том, что центральный процессор вынужден заниматься не только задачами управления и сетевого взаимодействия, но и ввода-вывода. Причём алгоритмы работы с различными модулями ввода-вывода могут существенно отличаться друг от друга. Например, ряд модулей может использовать линии прерывания, другие требуют дополнительной настройки контроллера прямого доступа к памяти. В любом случае в такой системе должны присутствовать дополнительные программные компоненты — драйверы модулей ввода вывода, специфичные для каждого типа примененных модулей.

Таблица 5.1. Сравнительные достоинства PLC- и PC-контроллеров

|  |  |
| --- | --- |
| PLC | PC |
| Установившаяся ценовая инфраструктура | Низкая стоимость систем Hi-End класса |
| Оптимизация аппаратуры и ОС под задачи управления | Интегрированное видео |
| Малое время загрузки | Большие Объёмы памяти и ЗУ |
| Высокая надёжность | Internet-возможности |
| "Горячие" замена-восстановление | Интегрированная база данных SQL |
| Интегрированные платы ввода-вывода, интегрированный ждущий таймер | Широкий набор средств разработки и богатые средства ОС |

Программируемые логические контроллеры имеют по сравнению с РС контроллерами (Табл. 5.1.) ряд преимуществ: выполнение программ действительно в реальном времени, значительно упрощённая архитектура (и как следствие повышенная надёжность), преемственность. К недостаткам можно отнести необходимость наличия специализированного программного обеспечения и дополнительного обучения специалистов.

5.3 Обзор отечественных и зарубежных микропроцессорных средств автоматизации

На рынке микропроцессорных средств автоматизации представлено множество контроллеров для систем промышленной автоматизации.

PC-совместимый промышленный контроллер производства компания "Ниеншанц-Автоматика"(Россия) – "NZ-6000" (Рис. 5.3.). Контроллер предназначен для применения в отраслях, выдвигающих жесткие требования к эксплуатации оборудования. Наиболеё удачно контроллер применяется в энергетике. В настоящеё время изделие нашло применение на объектах "Ленэнерго".

Рис. 5.3. PC-совместимый промышленный контроллер NZ-6000

Рассмотрим основные технические параметры базовой модели. NZ-6000 имеёт ударопрочный влагонепроницаемый корпус со степенью защиты IP65, PC-совместимый встроенный компьютер, флеш-диск от 8 Мбайт, Ethernet, RS-485, слот для платы расширения PC-104, 4 слота для плат цифрового В/В и носителей субмодулей, позволяющих измерять до 32 каналов термопар, термосопротивлений, токовых или вольтовых сигналов.

Питание контроллера осуществляется от постоянного напряжения 9-36 В. Возможно питание NZ-6000 от источника бесперебойного питания, что позволяет применять его в необслуживаемых удалённых помещениях.

С точки зрения программиста, NZ-6000 представляет собой не что иное, как обычный PC, поэтому программировать его можно как с помощью традиционных языков программирования (C , Pascal, Basic и т.д.), так и с помощью языков логического программирования, например в ISaGRAF и ISaGRAF PRO.

Программируемые контроллеры фирмы Siemens - SIMATIC S7-300 (Рис. 5.4) — это модульные процессоры для решения задач автоматизации низкой и средней степени сложности. Модульная конструкция, работа с естественным охлаждением, возможность построения распределенных структур управления, удобство обслуживания обеспечивают экономичность применения SIMATIC S7-300 при решении широкого круга задач автоматизации.

Рис.5.4 Программируемый контроллер SIMATIC S7-300

Основными областями применения контроллеров SIMATIC S7-300 являются: системы управления общего назначения; автоматизированные измерительные установки; системы управления электротехническим производством и другие.

Контроллер имеёт модульную конструкцию. Он включает в свой состав широкий спектр модулей самого разнообразного назначения:

* - модули центрального процессора. Для решения задач различного уровня сложности может использоваться несколько типов центральных процессоров различной производительности, включая модели со встроенными входами-выходами и соответствующими функциями, а также модели со встроенным интерфейсом PROFIBUS-DP;
* - сигнальные модули, используемые для ввода и вывода дискретных и аналоговых сигналов;
* - коммуникационные процессоры для подключёния к сетям и PPI-соединений;
* - функциональные модули для решения задач счета, позиционирования и автоматического регулирования.

К контроллеру может быть централизованно подключёно максимум 1024 цифровых и 256 аналоговых каналов. Используются новые Simatic Micro Memory Cards (MMC) ёмкостью до 8 MB, в качестве энергонезависимой памяти.

Контроллеры SIMATIC S7-300 обладают широкими коммуникационными возможностями: наличие коммуникационных процессоров для подключёния к сетям PROFIBUS, Industrial Ethernet и AS-интерфейсу; наличие коммуникационных процессоров для подключёния к PPI-интерфейсу; наличие в каждом центральном процессоре встроенного интерфейса MPI (multipoint interface), позволяющего создавать простые и дешевые сетевые решения для связи с программаторами, персональными ЭВМ, устройствами человеко-машинного интерфейса и т.д.

Контроллеры для работы в стандартных промышленных сетях WAGO I/O серии 750 (Рис. 5.5.).Контроллер WAGO I/O предназначен для организации удалённого сбора данных и управления на основе различных промышленных сетей (Fieldbus). Система позволяет принимать и передавать дискретные, аналоговые, числоимпульсные сигналы, а также обмениваться данными с различными специальными устройствами.

Рис. 5.5. Контроллер для работы в промышленных сетях WAGO I/O 750

Разработчик может подключиться к любой существующей промышленной сети выбрав соответствующий сетевой адаптер. При этом нет необходимости менять весь контроллер. Подключёние к различным промышленным сетям осуществляется путём применения соответствующих базовых контроллеров, при этом состав модулей ввода-вывода может оставаться неизменным.

С другой стороны, пользователю предоставлена возможность максимально гибко изменять состав каналов ввода-вывода за счет использования модулей, рассчитанных на подключёние четырёх, двух или одного канала ввода-вывода.

Это дает значительную экономию средств по сравнению с традиционными PLC имеющими, как правило, модули, рассчитанные на 16/8 каналов ввода-вывода за счет уменьшения избыточности системы.

В WAGO I/O отсутствует традиционное для практически всех PLC объединительное шасси. Механическим соединителем для отдельных модулей ввода-вывода является стандартный монтажный DIN-рельс, а электрическим . надежные лепестковые контакты внутренней шины.

Базовые контроллеры могут быть пассивными и активными (программируемыми). Обычный пассивный базовый контроллер выполняет две основные задачи:

* - организация циклического обмена по внутренней магистрали между модулями ввода-вывода и внутренним двухпортовым ОЗУ;
* - поддержание связи по внешней промышленной сети с управляющим компьютером, передача в сеть (по запросу ведущего) данных из внутреннего ОЗУ и наоборот.

Загрузка программ может быть осуществлена как локально, через диагностический порт контроллера WAGO I/O, так и дистанционно, по сети Fieldbus.

5.4 Микропроцессорные средства автоматики и диспетчеризации корпорации SchneiderElectric

5.4.1 Платформа автоматизации Modicon Quantum

Контроллеры Quantum (Рис. 5.6) являются специализированными компьютерными системами с возможностями цифровой обработки сигналов. Quantum - разработан на базе модульной, расширяемой архитектуры для задач управления в реальном времени в индустрии и промышленности. При этом используются центральные процессоры (CPU), модули В/В (I/O) (и удалённый ВВОД/ВЫВОД серии 800), источники питания (PS), и монтажные платы.

Рис. 5.6. Контроллер Modicon TSX Quantum 311 10

При разработке контроллеров серии Quantum сохранена полная преемственность с семейством контроллеров Modicon 984. Кроме этого, для повышения эффективности прикладных систем предусмотрен ряд усовершенствований, позволяющих улучшить функциональные возможности и снизить их общую стоимость. На рис. 5.7 показан пример типичной системы управления с использованием Quantum.

Все модули могут вставляться в любой слот монтажной панели. Ограничения по расположению модулей на монтажной панели из-за каких-либо условий конфигурации, за исключением модуля питания, отсутствуют. Для отображения состояния модулей при работе, на них имеются светодиодные индикаторы.

Рис.5.7 Система управления на базе контроллера Quantum

Можно применять "горячую" замену модулей (удаление/установка модулей без отключения контроллера). Разъёмы внешних подключёний при этом должны быть предварительно отсоединены от модуля. Разъёмы внешних подключёний устанавливаются с лицевой стороны модуля В/В.

Местная панель может содержать до 14 модулей В/В. Сеть удалённого В/В (RIO) может поддерживать до 31 подканала. Сеть RIO может использовать одинарный или сдвоенный кабель передачи данных. Дублирование кабеля увеличивает надёжность связи в сетях RIO и позволяет продолжать работу даже когда один из кабелей вышел из строя.

CPU – это модуль центрального процессора Quantum, обязательно находится на местной монтажной панели В/В. Процессор - это электронная вычислительная система, которая использует программируемую память для хранения внутри себя команд пользователя. Эти команды используются для выполнения специальных функций типа логической обработки сигналов, изменения последовательности действий, измерения интервалов времени, осуществления связи и математических вычислений, а также управления с помощью цифровых и аналоговых выходов для различных типов агрегатов и процессов.

Процессор Quantum обеспечивает управление местным, удаленным, и распределённым ВВОДОМ/ВЫВОДОМ системы. Модули В/В (I/O) Quantum - электрические преобразователи сигналов, которые преобразуют сигналы, вводимые от различных датчиков, таких, как концевые выключатели, различные переключатели, датчики температуры, к уровням и формату сигналов, которые могут обрабатываться центральным процессором, и формируют выходные сигналы на исполнительные механизмы, например, соленоиды, приводы клапанов или задвижек и др.

Источники питания используются для обеспечения системным питанием всех модулей, установленных на монтажной панели, включая модули центрального процессора, модули интерфейса для сетевой передачи данных и модули В/В Quantum. В зависимости от конфигурации системы существуют следующие режимы использования источников питания:

* автономный;
* объединённый - для конфигураций, потребляющих больше, чем номинальный ток одного источника, на одной монтажной панели могут быть установлены два источника питания;
* дублированный - для конфигураций, где при функционировании системы требуется обеспечить её бесперебойное питание. При этом используются два дублированных источника питания.

Благодаря модульной архитектуре контроллера, масштабируемой от одиночного контроллера до глобальной системы автоматизации, он способен решать задачи на любом уровне управления предприятием.

5.4.2 Платформа автоматизации Modicon Premium

Новый уровень производительности контроллеров Premium (рис. 5.8) — это сокращённый цикл обработки программ, а также большой объём диагностических и сервисных функций, обеспечивающих оптимальный уровень работы установки. Прозрачная и распределённая архитектура платформы Premium позволяет свободно объединять различные компоненты систем автоматизации, производимые Schneider Electric.

Рис. 5.8 Контроллер Premium

Платформа Premium обеспечивает наглядность и отличную читаемость приложений, позволяющие операторам реагировать максимально быстро на сложившуюся ситуацию. В контроллере предусмотрено расширение памяти программ при помощи платы PCMCIA.

Контроллер Premium благодаря своей модульной архитектуре может использоваться для создания систем автоматизации любой сложности, как самостоятельно, так и в сочетании с другими контроллерами корпорации Schneider Electric.

Обзор показывает, что компания Modicon выпускает микропроцессорные средства автоматизации для любого уровня управления промышленным предприятием. В контроллерах сочетается гибкая модульная архитектура и мощные производительные возможности процессоров.

5.5 Построение АСКУЭ ОАО "АВТОВАЗ"

Система передачи и обработки информации АСКУЭ "Волжского автозавода" создана на основе ранеё установленного комплекса (с телемеханическим комплексом "Гранит"). "АвтоВАЗ" спроектировал и сертифицировал эту систему самостоятельно силами ДИС и ЭП, что экономически целесообразно при наличии достаточного количества квалифицированных специалистов в области информационных технологий.

Рис. 5.9 Блок-схема обмена информацией в существущей АСКУЭ ОАО "АвтоВАЗ"

6. Разработка автоматизированной системы диспетчерского контроля жизнеобеспечения на базе контроллеров Continium

6.1 Назначение системы диспетчерского контроля жизнеобеспечения на базе контроллеров Continium

Другим способом автоматизации диспетчерского пункта промышленного предприятия является создание единой службы диспетчерского контроля по всем жизненно важным направлениям инженерного обеспечения производственного цикла предприятия, такими как:

* управление системами отопления, вентиляции, кондиционирования;
* управление системами освещения и энергоснабжения;
* интеграция охранных, пожарных систем, систем контроля доступа и CCTV;
* интеграция инженерного оборудования со встроенными контроллерами управления;
* получение полной информации о работе всех систем зданий на предприятии.

Что позволит получить следующие преимущества: контроль за событиями в зданиях предприятия, контроль за персоналом и посетителями, контроль за расходованием энергоресурсов - электроэнергия, тепло, вода, газ, контроль за планово-предупредительным ремонтом, интеграция в работу систем АСУТП, управление процессами с одной рабочей станции.

Выполнение этих задач на одной рабочей станции возможно, если внедряемая система основывается на контроллерах семейства "Continium". Основные характеристики этой системы:

* двухуровневая распределённая система управления;
* до 4.000.000 сетевых контроллеров на шине Ethernet;
* интеграция с предыдущими семействами "Infinity" и "Eclipse";
* программа управления "Continuum Cyberstation" - графический интерфейс, Windows NT и SQL server;
* открытая система;
* интеграция любых систем, имеющих RS-232/485 интерфейс;
* встроенный язык программирования "Plain English".

Система сбора и обработки информации в рамках системы диспетчерского учёта предназначена для оперативного контроля потребления энергоресурсов и состояния технических средств: релейной защиты, противопожарной защиты, повышения оперативности управления и улучшения условий работы оперативного и ремонтного персонала. Совокупность перечисленных функций, в конечном итоге, направлена на снижение материальных и людских потерь от: перерасхода энергоресурсов, потребления некачественной электроэнергии, выхода из строя силового эл. оборудования, пожаров, утечки взрывоопасных и ядовитых газов, хищений оборудования и кабеля.

6.2 Общие требования к разрабатываемой системе

Система сбора и обработки информации (ССОИ) является системой верхнего уровня контроля и управления распределённой сетью: электронных электросчётчиков, модулей DI-6 Continium, станций автоматической пожарной сигнализации SecuriPro. И характеризуется высокой степенью интеграции устройств подсистемы Continium, высокой информативностью подсистемы и определяется большим количеством нестандартных конструктивных, функциональных и архитектурных особенностей оборудоваемого объекта (рис. 6.1). Структурно ССОИ подразделяется на три части:

* ядро системы;
* аппаратные средства обработки информации;
* программно-аппаратные средства обработки, маршрутизации и передачи данных по выделенной локальной вычислительной сети системы.

Ядро системы включает в себя общий сервер системы на базе персонального компьютера с программным обеспечением, обеспечивающим обмен и разделение информации от рабочих станций операторов и распределенных контроллеров системы. Также в ядро системы входят автоматизированные рабочие места оперативных дежурных на базе персональных компьютеров, на которые выводится вся необходимая информация и осуществляется управление системой либо частью её.

Аппаратные средства обработки информации это сетевые контроллеры, предназначенные для сбора, обработки и хранения информации непосредственно от технических средств противопожарной защиты таких как:

* система обработки информации от электронных счётчиков электроэнергии;
* система сбора информации от средств релейной защиты;
* системы автоматической охранной и пожарной сигнализации;
* системы пожаротушения;
* системы вентиляции;
* системы оповещения.

Программно-аппаратные средства обработки, маршрутизации и передачи данных по выделенной локальной вычислительной сети системы. Предназначены для распределения информационных потоков по выделенным линиям связи от распределенных подсистем автоматики, на центральный пост оперативного наблюдения (рис. 6.2).

Рис. 6.1 Локальная вычислительная сеть АСДУ, построенная на базе контроллеров "Continium"

Рис. 6.2 Блок-схема обмена информацией в информационно - управляющей системе АСДУ

7. Линии и каналы связи ССОИ

Для обмена информацией между устройствами верхнего уровня системы предусмотрено использование вновь прокладываемых линий выполненных витой парой пятой категории. Прокладка осуществлена по предусмотренным лоткам, кабелеканалам, и телефонной канализации.

7.1 Аппаратная платформа

Активное оборудование выделенной локальной компьютерной сети взято от производителей LUCENT, Cisco, ZELAX. Серверы доступа DSL предназначены для построения выделенной IP-сети системы и должны иметь следующие характеристики:

* два слота и два порта Ethernet;
* интегрированная IP-маршрутизация с поддержкой RIP, RIP 2 и OSPF;
* режимы Frame Relay и PPP;
* аутентификация и управление услугами на базе RADIUS;
* поддержка PAP/CHAP;
* поддержка SNMP и управление Navis;
* различные транковые интерфейсы DS3, OS3/STM-1, транковые каналы T1/E1;
* встроенная поддержка Ethernet 10/100 Mbit/s;
* поддержка бриджинга (802.3);
* поддержка L2TP, ATMP, PPTP;
* высокопроизводительная RISC-архитектура;
* поддержка межсетевых экранов;
* линейные карты SDSL должны обеспечивать высокоскоростной сетевой доступ и высокую плотность портов при малых габаритах;
* многоскоростной доступ на базе SDSL от 144Кбит/с до 2,3 Мбит/с;
* гибкую конфигурацию, карты SDSL на 8 и 16 портов;
* высокую плотность – 1536 портов SDSL в стандартной 7-ми футовой стойке
* стандартная сигнализация 2B1Q;
* совместимость с клиентским оборудованием фирмы Lucent Technologies DSLPipe-S, HS, HST, HS1E.

В системе должен быть установлен дополнительный сервер базы данных, работающий в режиме "горячего" резерва, при отказе основного сервера резервный должен быть подключён автоматически. База данных должна формироваться параллельно на обоих серверах.

7.2 Коммутаторы

Коммутаторы должны иметь следующие характеристики:

* не блокируемая производительность на всех портах, включая и гигабитные порты;
* коммутационная шина 8,8 Гбит/с и максимальная скорость коммутации

6,6 млн. пакетов в секунду;

* 12-10 Base T/100 Base TX портов с автоматической подстройкой скорости, с полосой пропускания до 200 Мбит/с для индивидуального пользователя, сервера или рабочей группы;
* работа по стандартной медной кабельной системе 5-й категории на расстояние до 100 м;
* 8 Мбайтная распределённая архитектура памяти;
* наличие 16МБ DRAM памяти и 8 МБ флэш памяти;
* объединение полосы пропускания с использованием технологий FastEtherChanel Gigabit EtherChanel;
* поддержка протокола 802.1Q для создания виртуальных локальных сетей на каждом порту.
* групповое управление через поддержку отслеживания протокола IGMP на аппаратном уровне.

7.3 Терминальные устройства доступа

Терминальные устройства DSL доступа должны представлять собой высокоскоростные SDSL модемы внешнего исполнения с функциями маршрутизатора/моста для подключёния пользователей по одной паре проводов на скорости до 2,3 Мбит/с. Данный модем должен поддерживать PPP, MP, MP+,

Frame Relay, а также безопасность соединения с помощью дополнительного программного обеспечения Secure Connect Firewall и шифрования. Дальность работы по одной паре до 6,5 км со скоростью 384 Кбит/с (жила 0,5 кв. мм).

Терминальные устройства доступа должны обеспечивать:

* симметричную скорость передачи данных до 2,3, Мбит/с;
* технологию с адаптивной скоростью;
* поддерживать расстояния до 6,3 км. При 384 Кбит/с.
* одновременную маршрутизацию и бриджинг- протокол PPP, MP, MP+, Frame Relay;
* полнофункциональное обеспечение безопасности с возможностью установки межсетевого экрана Secure Connect (дополнительно) и шифрования;
* режим Plug-and-play;
* полнофункциональный мониторинг и контроль над коммутируемыми и выделенными сетями доступа.

7.4 Активное оборудование системы Continuum (Andover Controls)

Сервер базы данных предназначен для обработки всей поступающей информации от сети распределенных контроллеров, записи её в SQL базу данных системы и хранения на встроенных носителях. Срок хранения базы данных определяется администратором системы.

В системе должен быть предусмотрен дополнительный сервер базы данных, работающий в режиме "горячего" резерва, и при отказе основного сервера. Дополнительный сервер должен быть подключён к системе автоматически, без вмешательства администратора системы. Для предотвращения утери информации, хранящейся в базе данных в составе сервера необходимо предусмотреть аппаратные средства резервного копирования базы данных.

Минимальное требование к базовому программному обеспечению:

* Windows 2000 File Server-Service Pack не менеё 1;
* Internet Explorer 4.01;
* MS SQL Server 7, Service Pack не ниже 3;
* A MAPI-compliant E-mail server software.

Рабочие станции операторов с предустановленным программным обеспечением Continuum Cyberstation должны удовлетворять следующим требованиям:

* контроль и управление интеллектуальными объектами программным обеспечением на платформе Windows NT , с установленной кодовой страницей English(USA);
* интерфейс сходный с Windows Explorer;
* встроенные функции OLE;
* адресация до 4 миллионов узлов сети Ethernet;
* совместимость с оборудованием Infinity;
* графическое меню;
* иметь систему шаблонов для сокращения времени конфигурации;
* пользовательские графические панели, встроенная библиотека управления и модуль оперативной помощи;
* планировщик, система контроля и генерации отчетов, определяемые пользователем.

При восстановлении питания контроллер автоматически, без вмешательства персонала, должен восстановить все мониторные функции, возобновить работу согласно реальному времени и восстанавливать статус и специальные процедуры, если это было предусмотрено при инсталляции. Каждый контроллер должен быть оборудован устройством, гарантирующим сохранение в памяти в течение не менеё 48 часов параметров, содержащих данные для восстановления после возобновления питания.

Модули DI-6 Continium предназначены для сбора и передачи информации в локальную сеть о состоянии средств релейной защиты.

7.5 Резервирование

В случае обрыва (короткого замыкания) на линиях связи:

* контроллер CX9900 4M-4-T - интерфейс SIB 71;
* терминальное устройство DSL доступа DSL-HST-E – сервер доступа

(DSLMX-20 AC);

* сервер доступа (DSLMX-20 AC) –коммутатор WS –C2950-12.

Рис.7.2 Схема резервирования данных управляющего уровня

Также в случае выхода из строя основного коммуникационного порта сетевого контроллера CX9900 4M-4-T (COM 1), либо любого вышеперечисленного оборудования резервный коммуникационный порт, ближайшего по расположению контроллера CX9900 4M-4-T, автоматически принимает на себя программно-аппаратные функции вышедшего из строя устройства по сбору, обработке и передаче данных на центральный диспетчерский пульт, с сохранением информации в базе данных (Рис. 7.2).

Переключение с основного коммуникационного порта контроллера, на резервный коммуникационный порт ближайшего контроллера осуществляется автоматически программным путём.

8. Проектирование релейной защиты трансформатора 6/0,4 КВ

8.1 Выбор схемы защиты

Выбор трансформатора тока.

 , (8.1)

 , (8.2)

По шкале токов находим ток для вычисления коэффициента трансформации:

 ;

8.2 Расчёт установок защит по току и проверка чувствительности

Расчёт токовой отсечки трансформатора:

 , (8.3)

 , (8.4)

 , (8.5)

 , (8.6)

Токовая отсечка по чувствительности проходит.

8.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора

 , (8.7)

 , (8.8)

 , (8.9)

 , (8.10)

Максимальная токовая защита по чувствительности к двухфазным к.з. – проходит.

 , (8.11)

Максимальная токовая защита не обладает достаточной чувствительностью к однофазным коротким замыканиям на стороне 0,4 кВ, поэтому устанавливают специальную токовую защиту нулевой последовательности.

8.4 Расчёт специальной токовой защиты нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ

 , (8.12)

 , (8.13)

Защита работает с выдержкой времени меньше .

Рис. 8.1 Схема защиты трансформатора 6/0,4 кВ

Рис. 8.2 Схема комплекта защиты К3-22 (а) цепи переменного тока, (б) цепи оперативного тока, (в) цепи сигнализации

Рис. 8.3 Схема вывода сигнала

9. Безопасность и экологичность

Важным моментом в комплексе мероприятий направленных на совершенствование условий труда диспетчера СЭС являются мероприятия по охране труда. Этим вопросам с каждым годом уделяется все большеё внимание, т.к. забота о здоровье человека стала не только делом государственной важности, но и элементом конкуренции работодателей в вопросе привлечения кадров. Для успешного воплощения в жизнь всех мероприятий по охране труда необходимы знания в области физиологии труда, которые позволяют правильно организовать процесс трудовой деятельности человека.

* 1. Опасные и вредные факторы при работе с компьютером

Источниками вредного излучения являются дисплей и процессорный блок компьютера. В реальных условиях электромагнитные поля относительно невелики по уровню, существенно неоднородны в пространстве и нестационарны во времени. Одним из факторов, снижающих уровни электромагнитного поля, является хорошеё заземление.

В результате неправильной осанки может развиться грыжа межпозвоночных дисков шейного или поясничного отделов, перенапряжение мышцы шеи, плеча и грудной клетки.

При многочасовой работе с неправильной осанкой также могут быть признаки травмы запястья - ладони и запястья немеют, опухают, возникают боль и покалывание указательного и среднего пальцев.

В результате неправильного положения руки при работе за компьютером может возникнуть синдром "теннисного локтя", который возникает в результате воспаления общего сухожилия мышц-разгибателей, расположенных около локтя.

Помещения, где расположены ПК, должны иметь естественное и искусственное освещение. Местное освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. В качестве источников света при искусственном освещении должны применяться преимущественно люминесцентные лампы типа ЛБ. Допускается применение ламп накаливания и светильников местного освещения. Применение светильников без рассеивателей и экранирующих решеток не допускается.

Для обеспечения нормируемых значений в помещениях пользования ПК следует проводить чистку стекол оконных рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

Рабочие места с ПК по отношению к световым проёмам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева. Расстояние между рабочими столами и видеомониторами должно быть не менеё 2 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов - не менеё 1,2м. Идеально ПК должны размещаться по периметру помещения. Площадь на одно рабочеё место с ВДТ должна составлять не менеё 6 кв.м.

Профессиональные пользователи ПК должны проходить обязательные (при приёме на работу) и периодические медицинские осмотры. Женщин со времени установления беременности и в период кормления ребенка грудью к выполнению всех видов работ, связанных с использованием видео дисплейных терминалов, не допускают.

Снятию локального утомления, улучшению мозгового кровообращёния, снятию утомления с плечевого пояса и рук, с туловища и ног, глаз способствует комплекс физкультурных пауз.

9.2 Анализ микроклимата

Значительным физическим фактором является микроклимат рабочей зоны, особенно температура и влажность воздуха. Человек постоянно находится в процессе теплового взаимодействия с окружающей средой. Исследования показывают, что высокая температура в сочетании с высокой влажностью воздуха оказывает большое влияние на работоспособность оператора. Увеличивается время реакции оператора ЭВМ, нарушается координация движений, резко увеличивается число ошибочных действий. Высокая температура на рабочем месте оператора отрицательно влияет на психологические функции: понижается внимание, уменьшается Объём оперативной памяти, снижается способность к ассоциациям.

В конторских помещениях чаще всего бывает пониженная влажность воздуха. Зимой из-за систем центрального отопления, а летом - из-за применения кондиционеров и вентиляторов. Пониженная влажность воздуха отрицательно сказывается на состоянии кожного покрова человека: кожа теряет влагу, становится сухой и шершавой. При пониженной влажности ощущается сухость во рту, появляется жажда.

Температура, относительная влажность и скорость движения воздуха влияют на теплообмен и необходимо учитывать их комплексное воздействие. Нарушение теплообмена вызывает тепловую гипертермию, или перегрев. Температура тела в тяжелых случаях достигает выше 40-41С, наступает сильное потоотделение, значительно учащается пульс, дыхание, появляется шум в ушах.

На рабочем месте в помещении ДП поддерживается оптимальная температура. В зимнеё время температура воздуха 20-23С, а в летнеё время не должна превышать 25С. Постоянно проводится должная уборка. Помещение регулярно проветривается.

Оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственного помещения в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 Оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Период года | Категория работы | Температура, С | Относительная влаж. воздуха, % | Скорость движения воздуха, не болеё м/с |
| Холодный и переходный | легкая | +20 - +23 | 60-40 | 0,2 |
| Теплый | легкая | +22 - +25 | 60-40 | 0,2 |

9.3 Анализ уровня шума на рабочем месте

С физиологической точки зрения шумом является всякий нежелательный, неприятный для восприятия человека шум. Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека. При длительном воздействии шума на организм человека происходят нежелательные явления:

снижается острота зрения, слуха;

повышается кровяное давление;

понижается внимание.

Сильный продолжительный шум может быть причиной функциональных изменений сердечно-сосудистой и нервной систем, что приводит к заболеваниям сердца и повышенной нервозности.

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в Дб в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31.5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц. Допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 9.2.

Таблица 9.2 Допустимые уровни звукового давления

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Рабочее место | Уровни звукового давления в дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц | Уровни звука в эквивалентных уровнях звука в дБА |
| 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
| операторов, программистов | 71 | 61 | 54 | 49 | 45 | 42 | 41 | 38 | 50 |

Таким образом, шум в помещениях ДП не превышает допустимого уровня.

9.4 Анализ освещения

Освещение рабочего места - важнейший фактор создания нормальных условий труда. Освещению следует уделять особое внимание, так как при работе с монитором наибольшеё напряжение получают глаза.

При организации освещения необходимо иметь в виду, что увеличение уровня освещённости приводит к уменьшению контрастности изображения на дисплеё. В таких случаях выбирают источники общего освещения по их яркости и спектральному составу излучения.

Общая чувствительность зрительной системы увеличивается с увеличением уровня освещённости в помещении, но лишь до тех пор, пока увеличение освещённости не приводит к значительному уменьшению контраста.

Для определения приёмлемого уровня освещённости в помещении необходимо:

* определить требуемый для операторов уровень освещённости лицевых панелей дисплеёв внешними источниками света;
* если требуемый уровень освещённости не приёмлем для других операторов, работающих в данном помещении, надо найти способ сохранения требуемого контраста изображения другими средствами.

Рекомендуемые соотношения яркостей в поле зрения следующие:

* между экраном и документом 1:5 - 1:10;
* между экраном и поверхностью рабочего стола 1:5;
* между экраном и клавиатурой, а также между клавиатурой и документом - не болеё 1:3;
* между экраном и окружающими поверхностями 1:3 - 1:10.

Местное освещение на рабочих местах операторов обеспечивается светильниками, устанавливаемыми непосредственно на рабочем столе, или на вертикальных панелях специального оборудования с вмонтированными в него экранами видеотерминалов. Они должны иметь непросвечивающий отражатель и располагаться ниже или на уровне линии зрения операторов, чтобы не вызывать ослепления.

Если рабочеё место находится рядом с окном, необходимо избегать того, чтобы терминал был обращён в сторону окна. Его необходимо расположиться под прямым углом к нему, причём экран дисплея тоже был перпендикулярен оконному стеклу (исключаются блики на экране).

Избавиться от бликов можно с помощью оконных штор, занавесок или жалюзи, которые позволяют ограничивать световой поток, проходящий через окна. Чтобы избежать отражений, которые могут снизить чёткость восприятия, нельзя располагать рабочеё место прямо под источником верхнего света.

В помещении моего рабочего места здания ВЦ на окнах используются жалюзи совместно с занавесками.

Стена или какая-либо другая поверхность позади компьютера должна быть освещена примерно также как и экран. Необходимо остерегаться очень светлой или блестящей окраски на рабочем месте - она может стать источником причиняющих беспокойство отражений

В таблице 9.3 приведены нормы проектирования естественного и искусственного освещения для третьего разряда зрительной работы по СНиП II-4-710.

Таблица 9.3 Нормы естественного и искусственного освещения.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Характеристика зрительной работы | Максимальный Объём различения | Искусственное освещение, лк | Естественное освещение, КЕО % |
| Комбиниро-ванное | общеё | верхнеё | боковое |
| очень высокой точности | 0,15-0,3 | 1000 | 300 | 7 | 2,5 |

Кроме освещённости, большое влияние на деятельность оператора оказывает цвет окраски помещения и спектральные характеристики используемого света. Рекомендуется, чтобы потолок отражал 80-90%, стены - 50-60%, пол - 15-30% падающего на них света. К тому же цвет обладает некоторым психологическим физиологическим действием. Например, тона "теплой" гаммы (красный, оранжевый, желтый) создают впечатление бодрости, возбуждения, замедленного течения времени и ощущение тепла. "Холодные" тона (синий, зеленый, фиолетовый) создают впечатление покоя и вызывают у человека ощущение прохлады. Предметы и поверхности, окрашенные в "холодные" цвета, кажутся меньше, чем окрашенные в "теплые" тона (при их одинаковой светлости) и как бы удаляются от смотрящего.

С осторожностью следует применять сочетания различных тонов, так как одновременное использование "теплых" и "холодных" тонов может вызвать состояние растерянности и беспокойства.

Действие на человека недостаточной освещённости рабочей зоны и пониженной контрастности. Неудовлетворительное освещение утомляет не только зрение, но и вызывает утомление всего организма в целом. Неправильное освещение часто является причиной травматизма (плохо освещённые опасные зоны, слепящие лампы и блики от них). Резкие тени ухудшают или вызывают полную потерю ориентации работающих, а также вызывают потерю чувствительности глазных нервов, что приводит к резкому ухудшению зрения.

9.4.1 Расчёт искусственного освещения

Имеются помещения центрального диспетчерского пункта, предназначенные для работы диспетчеров, размером:

длина 5 м;

ширина 4 м;

высота 2,5 м.

Потолок, пол и стены окрашены краской. Метод светового потока сводится к определению количества светильников по следующей формуле:

N=(\*Sп\*К\*Z) / (F\* \*n)

где Енорм - нормируемая минимальная освещённость на рабочем месте, лк;

Енорм=400лк;

Sn - площадь производственного помещения, м2; S=20м2;

К - коэффициент запаса светового потока, зависящий от степени загрязнения ламп, К=1.4,

Z – коэффициент минимальной освещённости, для люминесцентных ламп=z=1.1

F – световой поток лампы, лм;

коэффициент использования светового потока ламп;

n – число ламп в светильнике, n=2.4;

коэффициент затенения,=0.9

Индекс помещения определяется по формуле:

А и В - длина и ширина помещения, м;

Нр - высота подвеса светильника над рабочей поверхностью, м.

После подстановки данных, находим индекс помещения:

i=(5\*4) / (2\*(5+4))=1.11

Коэффициенты отражения потолка и пола принимаем 0.75 и 0.50 соответственно.

В зависимости от индекса помещения и коэффициентов отражения потолка и пола находим коэффициент использования светового потока по таблице.

Выбираем тип люминесцентных ламп низкого давления:

Лампа ЛТБ-20, световой поток 975 лм;

Лампа ЛТБ-30, световой поток 1720 лм;

Лампа ЛТБ-40, световой поток 3000 лм.

Подставив все значения, найдем количество светильников:

N=(400\*20\* 1.4\*1.1)/(975\*0.54\*2.4\*0.9)=10.8=11 шт;

N=(400\*20\* 1.4\*1.1)/(1720\*0.54\*2,4\*0.9)=8.1=6 шт;

N=(400\*20\*1.4\*1.1)/(3000\*0.54\*2.4\*0.9)=3.52=4 шт.

Из трёх вариантов выбираем наиболеё экономичный.

Для определения оптимального варианта надо рассчитать:

Руд =N\*F/Sn

1. Руд =11\*975 / 20=538.25

2. Руд =6\*1720 / 20=516

3. Руд =4\*3000 / 20=600

Следовательно, наиболеё экономичным будет вариант 2:

ЛТБ-30, и поэтому конструктивно выбираем его.

9.5 Статическое электричество

Электризация - это комплекс физических и химических процессов, приводящих к разделению в пространстве зарядов противоположных знаков или к накоплению зарядов одного знака. ЭВМ может являться источником статического электричества. Электризуется поверхность дисплея, при прикосновении к которому может возникнуть электрическая искра. Вредное воздействие статического электрического электричества сказывается не только при непосредственном контакте с зарядом, но и за счет действия электрического поля, возникающего вокруг заряженной поверхности.

В исследованиях показано, что под действием статических полей экрана монитора ионы и частички пыли приобретают положительный заряд и устремляются к ближайшему заземленному предмету - обычно им оказывается лицо пользователя, и результатом может стать не проходящая сыпь. Однако с помощью хорошего фильтра можно почти полностью освободиться от статических полей.

При статической электризации напряжение относительно земли достигает десятков, а иногда и сотен тысяч вольт. Значения токов при этих явлениях составляют, как правило, доли микроампера (0.0001-1мА). Человек начинает ощущать ток величиной 0.6-1.5мА. По ГОСТ 12.1.038-82 напряжение электрического тока не должно превышать 42В в помещениях без повышенной опасности, какими являются кабинеты кафедры Информатики ТГУ.

Таким образом, мероприятия по устранению или снижению повышенного уровня электромагнитных излучений в рабочей зоне должны быть направлены на предупреждение переоблучения персонала путём увеличения расстояния между оператором и источником, сокращение продолжительности работы в поле излучения, экранирование источника излучения.

9.6 Электромагнитные излучения

Мониторы являются основным источником различных видов излучений (электромагнитного, ионизирующего, неионизирующего) и статического электричества. Электронно-лучевая трубка (ЭЛТ) монитора является потенциальным источником рентгеновского излучения.

Спектр излучения компьютерного монитора включает в себя рентгеновскую, ультрафиолетовую и инфракрасную области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. В ряде экспериментов было обнаружено, что электромагнитные поля с частотой 60 Гц (возникающие вокруг линий электропередач, видеодисплеёв и даже внутренней электропроводки) могут инициировать биологические сдвиги (вплоть до нарушения синтеза ДНК) в клетках животных. В отличие от рентгеновских лучей электромагнитные волны обладают необычным свойством: опасность их воздействия совсем не обязательно уменьшается при снижении интенсивности облучения, определённые электромагнитные поля действуют на клетки лишь при малых интенсивностях излучения или на конкретных частотах - в "окнах прозрачности". Источник высокого напряжения компьютера - строчный трансформатор - помещается в задней или боковой части терминала, уровень излучения со стороны задней панели дисплея выше, причём стенки корпуса не экранируют излучения. Поэтому пользователь должен находиться не ближе чем на 1.2 м от задних или боковых поверхностей соседних терминалов.

По результатам измерения электромагнитных излучений установлено, что максимальная напряженность электромагнитного поля на кожухе видеотерминала составляет 3.6 В\м, однако в месте нахождения оператора её величина соответствует фоновому уровню (0.2-0.5 В\м); градиент электростатического поля на расстоянии 0.5м менеё 300 В\см является в пределах допустимого.

На расстоянии 5 см от экрана ВТ интенсивность электромагнитного излучения составляет 28-64В\м в зависимости от типа прибора. Эти значения снижаются до 0.3-2.4 В\м на расстоянии 30 см от экрана (минимальное расстояние глаз оператора до плоскости экрана).

Тем не менеё, в течение рабочего дня необходимо равномерно распределять и чередовать различную по степени напряженности нагрузку (ввод данных, редактирование программ, печать документов или чтение информации с экрана). При этом непрерывная работа за монитором не должна превышать четырёх часов при 8 часовом рабочем дне, а количество обрабатываемых символов (знаков) 30 тыс. за 4 часа работы.

Таким образом, при использовании вышеуказанной аппаратуры и соблюдении изложенных требований условия работы за дисплеём выполнены в соответствии с основными требованиями санитарных норм и правил.

9.7 Электро- и пожаробезопасность

Для обеспечения электробезопасности в помещении проверены следующие показатели:

* соответствие напряжения в сети тому, на которое рассчитан ПК;
* наличие защитного заземления;
* меры защиты от перепадов в сети.

Приборы, находящиеся в помещении работают от номинального напряжения 220 В. В нашем случае применено заземление с изолированной нейтралью. Заземление выведено на заземляющий контур с сопротивлением 4 Ома. Заземление дисплеёв осуществляется через системный блок ЭВМ.

Соединение ПК с сетью выполнено с помощью трёхжильного медного силового кабеля с вилкой, имеющей клеммы заземления. Все провода в рабочем помещении имеют характеристики, соответствующие токам и напряжениям в сети.

При эксплуатации ЭВМ возможны возникновения следующих аварийных ситуаций:

* короткие замыкания;
* перегрузки;
* повышение переходных сопротивлений в электрических контактах;
* перенапряжение;
* возникновение токов утечки.

10. Расчёт экономической эффективности автоматизированной системы централизованного диспетчерского управления электроснабжением

10.1 Основные показатели экономической эффективности

При разработке технико-экономического обоснования проекта АСДУ, важное значение имеёт решение о внедрении принципиально "новой" системы или о постепенном расширение существующей "старой". Руководству предприятия, ответственному за развитие служб инженерного обеспечения, необходимо болеё широко рассматривать вопросы интеграции этих служб и рассчитывать на болеё долгосрочную перспективу. Это позволит: снизить производственные издержки, избавиться от вопросов технологической несовместимости оборудования автоматизации и диспетчеризации, обеспечить болеё эргономичные и благоприятные условия труда диспетчерским службам и персоналу. При этом необходимо рассматривать болеё широкий спектр подбора активного оборудования, линий коммуникации, исполнительных устройств и программного обеспечения, связывая этот выбор с возможностью перспектив развития и экономической целесообразностью.

Основным критерием экономической эффективности разработки и внедрения АСУ является рост прибыли промышленного предприятия на основе роста производительности коллективного труда и в основном за счет снижения затрат на производство продукции. В качестве количественного выражения экономической эффективности АСУ принимается годовая экономия от внедрения АСУ (Э год.), расчётный коэффициент затрат (Ер), срок окупаемости капитальных затрат (Т), годовой экономический эффект (Э).

Величина годовой экономии рассчитывается по формуле:

 , (10.1)

Где

, – годовой объём реализуемой продукции до и после внедрения АСУ, млн.рублей;

, – затраты на рубль реализуемой продукции после внедрения АСУ;

 - прибыль от реализации продукции до внедрения АСУ, тыс. рублей;

- годовой прирост прибыли за счет снижения издержек производства, млн. рублей.

Годовой экономический эффект определяется по формуле:

, (10.2)

где

 - нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений в данной отрасли (в расчёте принять равным 0,33);

 - капитальные вложения, связанные с созданием и внедрением АСУ.

Эффективность затрат определяется показателями:

 ; , (10.3)

Внедрение системы считается достаточно эффективным, если расчётный коэффициент () затрат равен или больше нормативного (), т.е.

 ; , (10.4)

В автомобильной промышленности принять равным 0,3, следовательно внедрение системы эффективно, если

 ;

* 1. Определение капитальных затрат на внедрение первой очереди АСУЭ

Сумма капитальных затрат определяется следующим образом:

 , (10.5)

где

 - предпроизводственные затраты на проектирование АСЦДУ;

 - капиталовложения в технические средства системы.

 включают в себя затраты на составление тех. задания, проектирование и внедрение системы. Данные работы будут производиться силами работников завода с привлечением сторонних организаций. Трудозатраты работников завода должны составить:

* на предпроектное обследование и составление тех. задания – 24 человеко-месяцев;
* на проектирование и внедрение – 216 человеко–месяцев.

Среднемесячная зарплата ИТР по заводу составляет 8462 руб., процент отчислений на соцстрах с зарплаты равен 36,8. Отсюда трудозатраты работников завода на создание АСЦДУ составят:

Затраты на привлечение сторонних организаций для разработки проекта привязки технических средств, прокладки линий связи, выполнение необходимых НИР составят ориентировочно 5500 000 руб.

 включает в себя затраты на приобретение, монтаж технических средств АСЦДУЭ, а также на строительство или реконструкцию помещения под размещение комплекса технических средств (КТС) системы, т.к. под КТС выделяется готовое помещение (ЦПД),не требующеё реконструкции, т.о. последние затраты в данном случае равны нулю. Следовательно, определится по формуле:

 , (10.6)

где

 - стоимость технических средств;

- затраты на транспортировку и монтаж технических средств.

 согласно методике определения экономической эффективности внедрения АСУП в предварительных расчётах принимается в размере 10% от стоимости технических средств, т.е. = 0,1. включает в себя стоимость ЭВМ (), телемеханического комплекса (), датчиков () и линий связи ().

 согласно спецификации и ценника средств вычислительной техники составляет: = 1300 тыс.руб.

 согласно предварительного разброса КП и Объёма снимаемой с объектов информации составляет: = 300 тыс.руб.

 принимается обычно 30% от стоимости телемеханики, т.е. 90 тыс.руб.

Согласно спецификации и ценника датчиков величина

= 290000 руб.

Определяем :

(10.7)

 , (10.8)

Определение эксплуатационных расходов АСЦДУЭ.

Эксплутационные расходы АСЦДУЭ () определяются по формуле:

, (10.9)

где

 - расходы за год по зарплате и отчислениям на соцстрах персонала, занятого обслуживанием тех. средств системы, руб.;

 - сумма годовых амортизационных отчислений технических средств системы, руб.;

 - расход материалов и запчастей на текущий ремонт и содержание технических средств, руб.;

 - стоимость потребляемой электроэнергии, руб.;

 - прочие расходы.

Для АСДУ требуется обслуживающего персонала 8 человек в одну смену. Существующий комплекс телемеханики ТМЭ-I обслуживается персоналом в количестве 8 человек в одну смену, т.е. обслуживающий персонал не увеличивается. Учитывая, что предполагается использование двух серверов при трёхсменном режиме работы требуется 12 диспетчеров, 5 инж.электроников и 4 электромеханика 5-го разряда. Расходы в год на зарплату обслуживающего персонала и отчисления на соцстрах составляют:

Норма амортизации средств АСУ составляет 12%, т.е.

Стоимость материалов и запчастей на текущий ремонт и содержание технических средств, исходя из опыта эксплуатации технических средств АСУ ВАЗа, составляет 1 - 1,5% от стоимости технических средств.

руб.

Стоимость потребляемой электроэнергии определяется исходя из установленной мощности оборудования ( = 10 кВт), годового фонда времени(Т=8760), тарифа за 1 кВт·час электроэнергии(=0,998 руб.) и коэффициентом интенсивности использования мощности (В = 0,85 , согласно отраслевой методики определения эффективности АСУП).

руб.

Стоимость прочих расходов складывается из стоимости затрат на, содержание помещения (амортизационные расходы, расходы на освещение, отопление, уборку). Эти расходы не изменятся при внедрении АСЦДУЭ, т.к. технические средства будут установлены в зале ЦДП, где сейчас установлены и функционируют тех. средства диспетчеризации.

Определим сумму эксплуатационных затрат:

руб.

10.3 Расчёт годовой экономии от внедрения АСЦДУЭ

Экономия от внедрения АСЦДУЭ будет за счет снижения издержек производства. Статьи экономии рассмотрены ниже.

10.3.1 Экономия от снижения расходов энергоресурсов за счет внедрения задачи управления расходом энергоресурсов

В решении данной задачи цель (экономия) будет достигаться лишь в том случае, если производства будут, выполнять план по расходу энергоресурсов, рассчитанный и скорректированный управляющей системой.

Следовательно, экономия энергоресурсов будет равна разности между этой запланированной величиной расхода и той фактической величиной, которая была бы без внедрения управляющей системы. Оценить эту разность можно уже сейчас, анализируя графики суточного потребления энергоресурсов в течение нескольких месяцев. Т.е. сравнивая фактический месячный расход с тем, который бы планировался, определим величину возможной экономии энергоресурсов.

Рис. 10.1 График суточного потребления электроэнергии ОАО "АвтоВАЗ"

Исходя из статистических данных о расходах энергоресурсов за 2001 и 2002 годы по заводу и производствам, и применяя описанный метод расчёта плана расходов энергоресурсов, рассчитаем план расхода заводом энергоресурсов каждого вида.

На рис. 10.1 приведен график суточного потребления электроэнергии заводом за февраль 2002 года (выходные дни в выборке отсутствуют).

Выпуск продукции в течение суток в данном периоде практически постоянен, следовательно, можно оперировать с данными расхода как с данными удельного расхода (Рис.10.1). Рассчитаем среднюю величину расхода электроэнергии:

 , (10.10)

Где - величина расхода за - ные сутки.

Затем из статистической выборки удаляем значение расхода, превышающие как значение, характеризующеё неэффективную работу завода в данные сутки.

Рассчитаем плановую величину суточного расхода:

 , (10.11)

где

 - суточного расхода электроэнергии, не превышающеё , = 384 ;

 - количество указанных значений.

Величина возможной экономии электроэнергии составляет от месячного расхода:

Исследуя аналогичным образом графики потребления за несколько месяцев 2005 и 2006 годов и принимая во внимание то, что при внедрении задачи управления расходом АСЦДУЭ организуется только Учёт и планирование по производствам, т.е. полностью реализовать полученный резерв в потреблении энергоресурсов не удастся, получим следующие величины годовой экономки энергоресурсов:

* электроэнергия - 1%
* ХПВ - 2%
* ПВ - 2%
* дем. вода - 1,5%
* 9° вода - 2%
* метан - 1,5%
* кислород - 2%
* ацетилен - 1,7%
* азот - 2,5%
* сжатый воздух - 3%
* углекислота - 2%

Пользуясь данными о годовых расходах и стоимости каждого вида энергоресурсов из таблицы 13 , получим величины экономии за счет снижения расхода каждого вида энергоресурсов. Итак, общая экономия за счет уменьшения расхода энергоресурсов при внедрения задачи управления расходом составит 18048000 руб.

10.3.2 Экономия от снижения платы за нагрузку

При внедрении задачи управления нагрузками завод получит возможность эффективно управлять нагрузками и ликвидировать превышение лимита. До настоящего момента времени завод не платил штрафа за превышение лимита, хотя факты превышения были часто. В настоящем году за превышение лимита по нагрузке будет введен десятикратный штраф. Но так как фактических штрафов в исследуемом периоде не было, эффект будем рассчитывать только за счет уменьшения платы за максимальную нагрузку.

Из анализа данных о величинах заявленных предприятием нагрузок на квартал и фактических максимальных нагрузок следует, что за 1992 год, завод превысил заявляемую нагрузку во втором квартале на 6,954 МВт, в третьем - на 4,1 МВт, в четвертом - на 8 МВт. Это повлекло к однократной доплате за максимальную нагрузку в следующем размере:

33,6 руб. - стоимость 1 кВт потребляемой мощности за год.

Зa nepвый квартал заводом было уплачено за 237 МВт, потреблено же было 233,2 МВт, т.е. за счет неточного заказа потери завода составили:

При внедрении системы будет производиться болеё точный заказ максимальной мощности и ликвидироваться превышение лимита, таким образом экономия за счет уменьшения платы за нагрузку составит:

руб.

Что в ценах 2006 г. примерно соответствует 17 млн.руб.

10.3.3 Экономия от снижения потерь в сетях электроснабжения и улучшения качества электроэнергии

Управление сетями электроснабжения на основе расчёта режимов системы электроснабжения ВАЗа позволит существенно сократить потери активной мощности электроэнергии и обеспечить повышение качества эксплутационных напряжений.

На основании отечественного и зарубежного опыта внедрение оптимизационных методов управления сетями электроснабжения обеспечивает сокращение потерь электроэнергии в электрической сети на уровне 0,3% от общего потребления электроэнергии заводом.

В соответствии с указанным ожидаемый годовой эффект при ожидаемом годовом потреблении электроэнергии Ргод =1326792 тыс. КВт/ч и стоимости 1 КВт·ч электроэнергии в размере:

=0.998 руб. КВт/ч составит:

руб. , (10.12)

Кроме прямого экономического эффекта обеспечивается косвенный эффект за счет повышения качества напряжения, что приводит к улучшению эксплутационных условий (снижение технологических ущербов), увеличению сроков службы и межремонтных циклов электрооборудования.

В связи с отсутствием в настоящеё время методики расчёта указанного экономического эффекта его ориентировочная величина обычно принимается в размерах 0,54% от общего электропотребления, что составит:

 руб.

10.3.4 Экономия теплоэнергии

Пусконаладочным управлением было произведено обследование сетей теплоснабжения и в техническом отчете управления пусконаладочных работ "Разработка мероприятий по наладке системы технологического теплоснабжения" даны рекомендации по эксплуатации сетей теплоснабжения и рассчитана экономия тепла при выполнении этих мероприятий. Но данные мероприятия выполнимы при наличии информации о потреблении теплоэнергии. Такую информацию можно будет получить при внедрении АСУДП.

Согласно указанному отчету экономия от снижения расхода тепла составит:

 руб. ,

Где 216 руб.- стоимость 1 Гкал.

10.3.5 Экономия электроэнергии за счет эффективного управления компрессорами

Оценим величину экономии электроэнергии при управлении системой компрессоров. Рассчитаем расход электроэнергии на дросселирование при работе компрессоров в I и II смены за счет неравномерно потребления сжатого воздуха по заводу:

, где

 - производительность компрессора;

60 мин – количество минут в часе;

16 ч. – время работы двух смен;

300 дн. - количество дней в году (рабочих);

0,25 - коэффициент дросселирования (из практики эксплуатации);

2 шт. - количество компрессоров К-250 , работающих в режиме дросселирования в I и II смены;

100 КВт.ч. - удельная норма расхода электроэнергии на 1000 .

При внедрении системы коэффициент дросселирования должен снизиться в 2 раза. Тогда экономия электроэнергии составит:

руб.

10.3.6 Экономия от сокращения численности персонала

При внедрении АСУДП отпадает необходимость в обсчитывании диаграммных лент группой расчёта. В настоящеё время указанная группа состоит из 5 человек. Также можно сократить дежурный персонал ГПП, т.к. его основные функции будут формализованы управляющей системой. Расчёт показывает возможность сокращения 5 человек.

Экономия фонда заработной платы составит:

 руб. ,

где

10 - количество сокращаемого персонала;

7000 - средняя месячная заработная плата;

1,36 - значение коэффициента отчисления на соцстрах.

Экономия по учитываемым статьям составит:

 руб.

* 1. Расчёт годового экономического эффекта

Годовая экономия от внедрения АСЦДУА составит:

 руб. , (10.13)

Годовой экономический эффект составит:

руб. , (10.14)

Определим расчётный коэффициент затрат:

 , (10.15)

Срок окупаемости системы будет равен:

 года,

что меньше нормативного срока - 3,3 года, следовательно разработка и внедрение автоматизированной системы централизованного диспетчерского управления завода эффективны.

Заключение

Будущеё промышленного производства связано с необходимостью жесткого контроля над энергоресурсами, ограничением и снижением их доли в себестоимости продукции. Решение этих задач необходимо связывать с энергосбережением и внедрением новых технологий управления предприятиями. Решительный шаг в этом направлении - это разработка и внедрение интегрированных автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), которые включают в себя обеспечение жизнеобеспечения всего промышленного предприятия. Рассмотренная в дипломной работе АСДУ промышленного предприятия, построенная на базе контроллеров "Continium", даёт возможность повысить эффективность управления и комплексно решать задачи жизнеобеспечения.

Для организации эффективного диспетчерского контроля можно рекомендовать к установке интегрированные системы управления промышленными объектами, что приведет к большей оперативности диспетчерских служб и болеё качественному обслуживанию систем жизнеобеспечения предприятия.

Литература

1. Поспелов Г.Е. АСУ и оптимизация режимов энергосистем. Минск: Энергия. 1979, 467 с., 2 экз.
2. Гельман Г.А. Автоматизированные системы управления электроснабжением промышленных предприятий. -М.: Энергоатомиздат, 1984.-255 с., 3 экз.
3. В. С. Самсонов Автоматизированные системы управления в энергетике. М. Высшая Школа, 1990. –400 с., 2 экз.
4. Власов Б.В., Ковалёв А.П. Автоматизированные системы управления предприятиями массового производства. М.: Высшая школа. 1987, -423 с., 5 экз.
5. Кустов А.А. Автоматизация управления рациональным электропотреблением. -Тольятти, 1990. –160 с., 20 экз.
6. Соскин Э.А., Киреёва З.А. Автоматизация управления промышленным энергоснабжением. -М.: Энергоатомиздат, 1990.-384 с., 8 экз.
7. Мукосеёв Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. -М.: Энергия, 1973.-584 с., 20 экз.
8. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. -М.: Высшая школа, 1969.-510 с., 10 экз.
9. Маликонов А.Г. Методы разработки автоматизированных систем управления. М.: Энергия. 1973, – 300 с., 1 экз.
10. Лифанов Е.И. Системное решение АСКУЭ для промышленного предриятия // Энергетик, 1999 г., № 4
11. Алиев Т.М. Измерительная техника // Высшая школа, 1991 г.
12. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минтопэнерго России, АОЗТ "Энергосервис", 1994 г.
13. ПУЭ // Главгосэнергонадзор России, 2002 г.
14. Правила эксплуатации электроустановок потребителей // Главгосэнергонадзор России, 1997 г.
15. Потребич А.А., Шевцов В.И., Овчинникова Н.С. и др. Применение интегрированной системы для решения задач АСУ ПЭС // Электрические станции, 1996 г., № 2
16. AndoverControls. Continium Configuration // Andover Controls Corporation World Headquarters 300 Brickstone Square Andover, Massachusetts 01810 USA
17. Securiton AG. SecuriStar Introduction // SecuriGroup Headquarters Zolikhofen Suiss
18. Федосеёв, Релейная защита электрических систем // "Энергетика", Москва, 1976 г.
19. Олифер В.Г., Олифер Н.А. Компьютерные сети: принципы, технологии, протоколы. СПб.: Питер. 2001, 668 с., 2 экз.
20. Гук М. Аппаратные средства локальных сетей. СПб: Питер. 2000, 570 с., 2 экз.
21. Вендров А.М. Проектирование программного обеспечения экономических информационных систем. М.: Финансы и статистика. 2000, 470 с. 1 экз.