



Модернизация оперативно-информационного комплекса АСДУ Днепропетровских электрических сетей

Николай Титов, Владимир Прохвятилов, Анатолий Кривоносов, Наталья Левенец, Дмитрий Бородин, Михаил Гальперин

Сформулированы цели модернизации, представлена соответствующая им новая структура оперативно-информационного комплекса, дано описание применяемого аппаратного и программного обеспечения. Перечислены реализованные меры обеспечения высокой надёжности, показаны расширенные возможности модернизированного комплекса и унифицированный характер представленных решений.

Компанией «Хартэп» корпорации «МАСТ-ИПРА» проведена разработка и передача сначала в опытную (начало 2003 года), а к настоящему времени и в промышленную эксплуатацию оперативно-информационного комплекса автоматизированной системы диспетчерского управления (ОИК АСДУ) нового поколения для Днепропетровских электрических сетей (ДЭС), организационно входящих в структуру ОАО ЭК «Днепрооблэнерго» (ДОЭ).

Назначение комплекса и его структура

ОИК АСДУ ДЭС предназначен для обеспечения:

- контроля и оперативно-диспетчерского управления объектами основной электрической сети, находящейся в оперативной принадлежности диспетчера ДЭС;
- получения оперативной информации от подстанций 330 кВ, являющихся центрами питания электрической сети ДЭС;
- управления диспетчерским мнемощитом;
- технического учёта поступления и отпуска электроэнергии в/из сети ДЭС;

- информационной поддержки диспетчера ДЭС.

До модернизации в ДЭС существовала исторически сложившаяся сложная структура построения ОИК. В ней были использованы разные технические средства: конвертор протоколов (КПР) для ретрансляции данных в Днепровскую энергосистему, устройство сопряжения с телемеханикой (УСТМ), верхний уровень ОИК ДЭС на базе ЭВМ СМ1420, пункты управления (ПУ) ТМ-800А и ТМ-800В, каналы связи с каналообразующей аппаратурой разных систем (ИКМ-30, К-60П, ТН12, 4-канальные радиорелейные линии и физические линии). ПУ телемеханики ТМ-800А и ТМ-800В принимают информацию от подстанций основной сети. Для стыковки с каналами связи устройства ТМ-800А и ТМ-800В имеют входной/выходной интерфейс типа «токовая петля». Контролируемые пункты (КП) установлены на 34 телемеханизированных подстанциях. По различным выделенным каналам связи информация от каждого КП из числа установленных на этих подстанциях поступает на свой пункт управления. ПУ ТМ-800А и ТМ-800В включают в

свой состав систему отображения информации на диспетчерский щит и пульт управления диспетчера. При помощи пульта управления вручную производятся вызов необходимого телеизмерения (для ТМ-800В) и выдача команд телеуправления (ТУ). Кроме того, ПУ ТМ-800 имеет возможность передачи информации в параллельном коде на ПУ верхнего уровня. Для стыковки ПУ ТМ-800А и ТМ-800В с СМ1420 служит устройство сопряжения УСТМ.

До модернизации в ДЭС использовался ОИК, реализованный на ЭВМ СМ1420. Он позволял автоматизировать работу ПУ ТМ-800В и производить выдачу запросов телеизмерений, освобождая диспетчера от необходимости выполнять эту громоздкую процедуру. В последнее время ОИК ДЭС практически не использовался диспетчером, хотя и позволял, кроме автоматического вызова телеизмерений (для ТМ-800В), производить выдачу команд ТУ.

ОИК ДЭС является центральным звеном системы приёма и ретрансляции телемеханической информации всего ДОЭ, так как узел связи ДОЭ расположен непосредственно в ДЭС. Часть информации, принятой от уст-

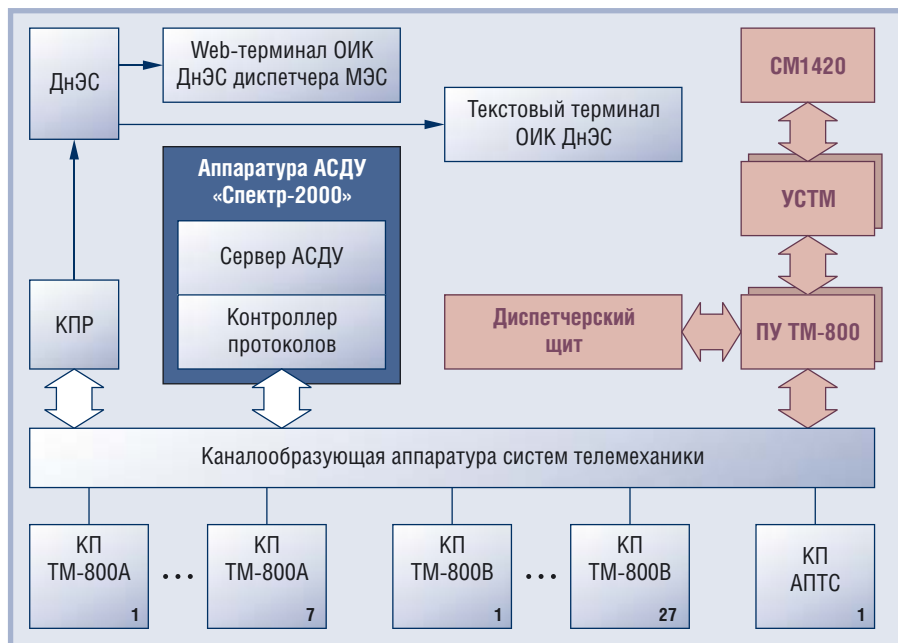
роисшеств телемеханики по каналам связи, параллельно поступает на устройство КНР и ретранслируется в Днепровскую электроэнергетическую систему (ДнЭС). В то же время у диспетчера ДЭС имеется удалённый текстовый терминал ОИК ДнЭС, по которому в ДЭС поступает информация от ДнЭС, а также обеспечивается доступ к ОИК ДнЭС по ведомственной телекоммуникационной сети «Энергия» через Web-интерфейс.

На рис. 1 представлена структура АСДУ ДЭС до модернизации; цветом отмечены устройства, заменяемые на данном этапе модернизации.

Цели модернизации

Целью проведения работ по модернизации ОИК АСДУ ДЭС является повышение эффективности оперативного управления телемеханизированными объектами электрических сетей и снижение нагрузки на оперативный персонал за счёт:

- замены морально и физически устаревшего оборудования ПУ ТМ-800х, УСТМ и СМ1420, установленного на диспетчерском пункте (ДП) ДЭС;
- внедрения высокопроизводительного программно-технического комплекса, отвечающего современным требованиям к системам диспетчерского управления;
- обеспечения возможности доступа к информации ОИК широкого круга пользователей;
- организации информационного взаимодействия со смежными автоматизированными системами и с системами смежных предприятий;
- сокращения потерь времени на ремонты в результате применения современной высоконадёжной аппаратной базы, эффективных программных средств диагностики, специальных структурных решений;
- создания интуитивно-понятного и удобного интерфейса пользователя;
- создания условий для постепенной замены устаревшего оборудования контролируемых пунктов, которые на данном этапе модернизации оставались неизменными;
- оснащения пользователей системы средствами разработки, обеспечи-



Условные обозначения:

■ — оборудование, подлежащее замене в ходе модернизации;
ОИК ДнЭС — оперативно-информационный комплекс Днепровской электроэнергетической системы;
КНР — конвертор протоколов; УСТМ — устройство сопряжения с телемеханикой;
ПУ — пункт управления; КП — контролируемые пункты; АПТС — наименование контролируемого пункта; МЭС — магистральные электросети.

Рис. 1. Структура АСДУ ДЭС до модернизации

вающими последующую модификацию системы собственными силами.

Для достижения этих целей в состав модернизированной части верхнего уровня ОИК АСДУ были включены резервированный каналный адаптер, резервированный SCADA-сервер, автоматизированные рабочие места (АРМ) диспетчеров, активный диспетчерский мнемощит, контроллер диспетчерского мнемощита (система управления мнемощитом), источники бесперебойного электропитания (ИБП), активное и пассивное оборудование ЛВС Ethernet (рис. 2).

Установленные в ДЭС ПУ ТМ-800х, УСТМ и СМ1420 постепенно выводились из эксплуатации с передачей их функций каналному адаптеру КА-96 и SCADA-серверу.

Функции, показатели назначения, меры по обеспечению надёжности комплекса

Вновь создаваемый ОИК АСДУ должен был обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- сбор, проверка достоверности, первичная обработка и хранение оперативных параметров, полученных от

систем телемеханики, включая интегрирование телеизмерений мощности для технического учёта электроэнергии;

- выдача команд телеуправления;
- диагностика состояния устройств телемеханики и каналов связи;
- поддержка функционирования диспетчерского щита;
- ведение схемы нормального режима сети (НР);
- отображение на экранах АРМ однолинейных схем телемеханизированных подстанций (ПС) с учётом положения коммутационных аппаратов по отношению к НР;
- вывод оборудования в ремонт и отображение ремонтного состояния оборудования на мнемосхемах;
- контекстное отображение паспортной информации оборудования на мнемосхемах;
- сигнализация о нештатных ситуациях;
- масштабирование планшетов ПС;
- быстрая навигация по системе, в том числе быстрая навигация к объекту, на котором произошло событие;
- вычисление расчётных потерь, построение балансов потребления в различных разрезах;

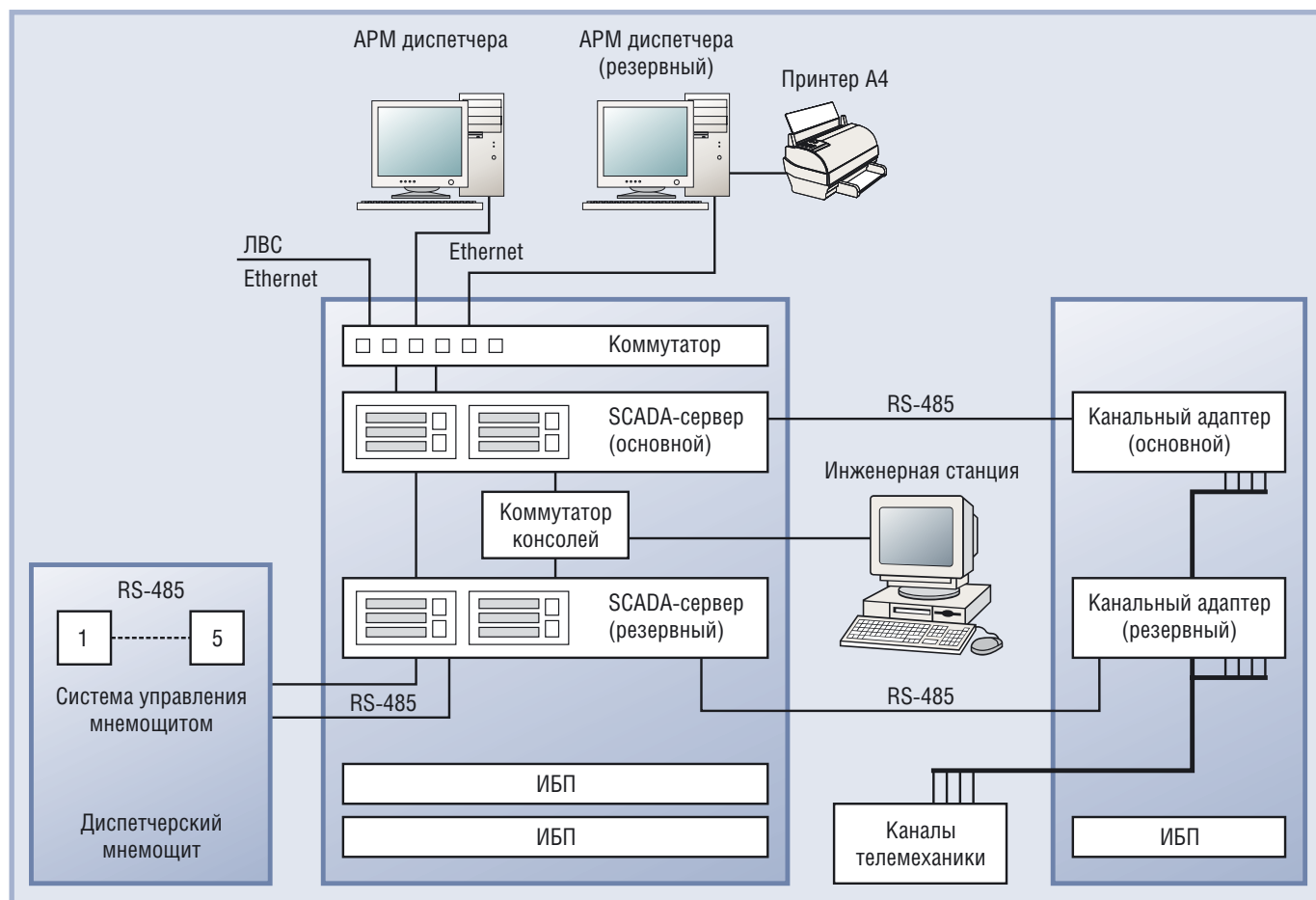


Рис. 2. Структурная схема верхнего уровня нового ОИК АСДУ ДЭС

Таблица 1

Показатели назначения ОИК АСДУ

- дополнительный расчёт величин, не измеряемых средствами телемеханики;
- ручной ввод значений параметров телесигнализации (ТС), телеизмерения (ТИ) и плановых значений;
- ручной ввод в систему (а также возможность автоматического ввода) и представление показаний приборов учёта;
- защита информации и функций системы от несанкционированного доступа.

Помимо перечисленных функций, ОИК АСДУ должен обеспечивать возможность доступа (с учётом соответствующих прав) к информационной базе с АРМ различных подразделений заказчика, а также возможность конфигурирования и модернизации системы силами заказчика. С учётом возможности последующего расширения ОИК АСДУ имеет показатели назначения, приведённые в табл. 1.

Особое внимание при модернизации ОИК было уделено обеспечению высокой надёжности комплекса, в том числе недопустимости потерь информа-

Наименование показателя	Значение	Примечание
Количество КП телемеханики	До 48	Дуплекс
Количество сигналов ТС	До 2000	—
Количество сигналов ТУ	До 1000	—
Количество ТИ	До 5000	—
Количество дискретных сигналов ручного ввода (псевдо-ТС)	До 32000	—
Количество аналоговых сигналов ручного ввода (псевдо-ТИ)	До 5000	—
Количество дополнительно рассчитываемых параметров	До 1000	—
Количество индикаторов ТС на мнемощите	До 5000	—
Период приёма сигналов телемеханики на верхнем уровне	1-30 с	Зависит от канала связи, типа КП и дисциплины обмена
Период обработки ТС и ТИ в базе данных реального времени	0,05 с	—
Такт обновления видеокadra на АРМ диспетчера	≤1 с	—
Глубина хранения архива ТИ	До 6 месяцев	Определяется количеством сигналов в архиве и объёмом дискового пространства
Коэффициент готовности	0,95	—

ции о переключениях в сети и работе оборудования подстанций. Надёжность всего комплекса достигается за счёт следующих мер:

- реализация 100-процентного «горячего» резервирования основных технических средств (два SCADA-сервера, два канальных адаптера, два АРМ диспетчера);
- использование ИБП для обеспечения гарантированного электропита-

ния технических средств комплекса и основных средств отображения;

- использование высоконадёжных, сертифицированных элементов и узлов известных мировых производителей;
- применение надёжного лицензионного системного и телекоммуникационного программного обеспечения;
- использование отказоустойчивой базовой операционной системы и сер-

Таблица 2

Значения основных показателей надёжности ОИК

Среднее время наработки на отказ	Не менее 20 000 часов
Среднее время восстановления	Не более 1 часа
Назначенный срок службы	10 лет

верной дисковой подсистемы на базе RAID-массива;

- построение отказоустойчивой локальной вычислительной сети с использованием современного активного сетевого оборудования;
- принятие специальных программно-алгоритмических и организационных мер защиты информации от несанкционированного стирания, модификации и записи информации в массивы и архивы базы данных (система личных паролей персонала и других пользователей с соответствующими уровнями доступа, автоматическое протоколирование всех действий оператора, контроль использования и нераспространения копий программного обеспечения и т.д.).

В результате были достигнуты значения основных показателей надёжности, представленные в табл. 2.

ОПИСАНИЕ ОТДЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ОИК

Канальный адаптер

Канальный адаптер КА-96 выполняет следующие функции:

- поддержка на физическом и логическом уровнях протоколов обмена с

48 дуплексными (96 симплексными) каналами телемеханических устройств подстанций и поддержка до 10 каналов связи с UART совместимыми протоколами;

- приём и предварительная обработка информации, получаемой от телемеханических устройств подстанций;
- передача принятой информации в SCADA-сервер;
- приём команд ТУ от SCADA-сервера и передача их на телемеханические устройства подстанций;
- конфигурирование и настройка программных и аппаратных средств;
- контроль функционирования каналов связи с телемеханическими устройствами подстанций, собственных аппаратных и программных средств, формирование и передача в SCADA-сервер диагностической и служебной информации, переключение основных и резервных каналов связи;
- обеспечение программного задания телемеханического протокола и ско-

рости передачи информации из ряда 40-100, 200, 300, 600, 1200, 2400 и более бит/с и др.

Предусмотрена возможность увеличения количества телемеханических каналов и протоколов систем телемеханики.

Структурная схема аппаратуры шкафа канальных адаптеров, размещаемого в помещении ДП ДЭС, приведена на рис. 3.

Канальный адаптер КА-96 построен с использованием аппаратных средств формата MicroPC: IBM PC совместимой высокопроизводительной процессорной платы CPU686E фирмы Fastwel, плат дискретного ввода-вывода 5600 и крейта 5208 фирмы Octagon Systems. Два устройства КА-96 устанавливаются в двухсторонний шкаф с принудительной вентиляцией DK 7060 фирмы Rittal. Общий вид шкафа показан на рис. 4 (в верхней части виден один КА-96, второй находится с другой стороны). Для стыков-

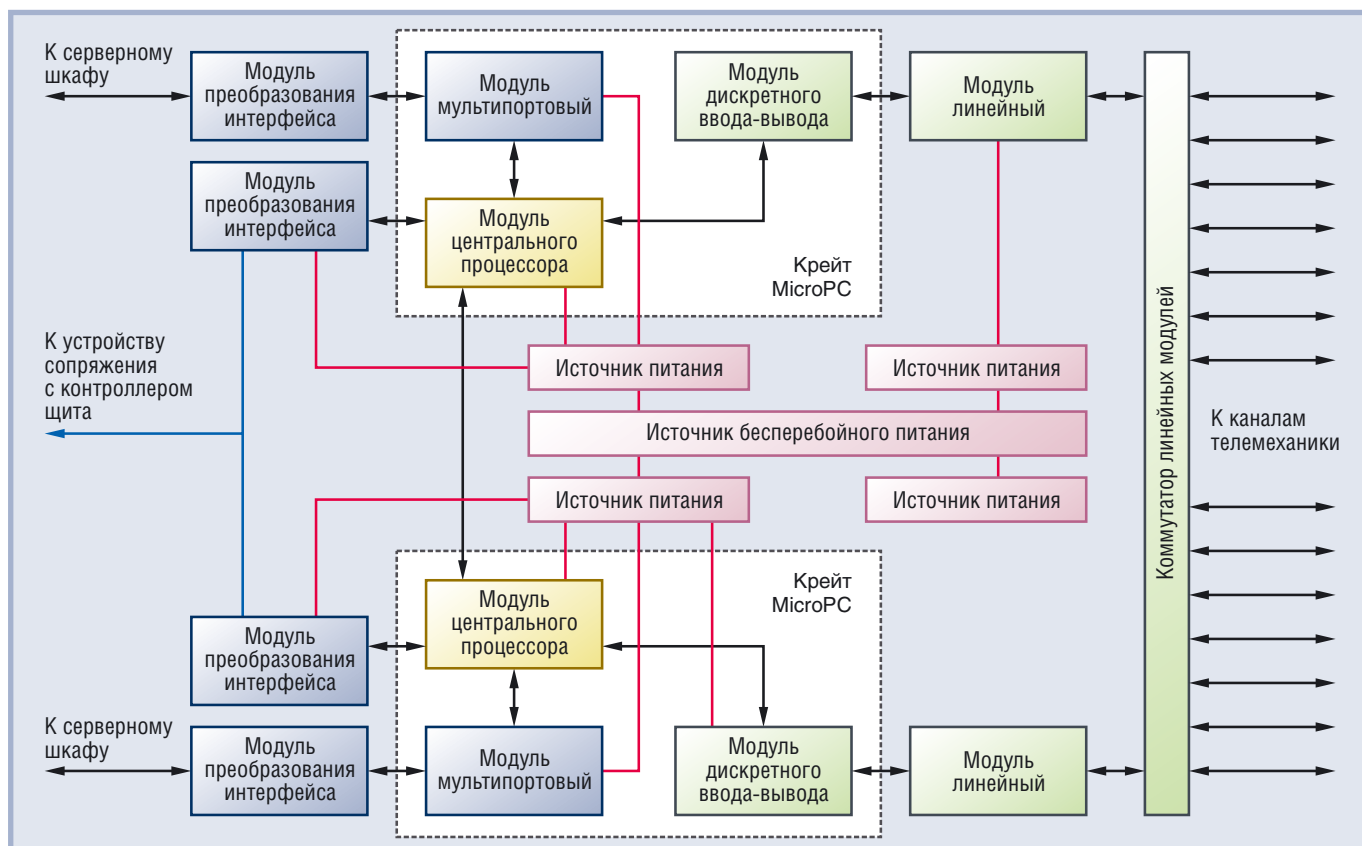


Рис. 3. Структурная схема аппаратуры шкафа канальных адаптеров



Рис. 4. Общий вид шкафа канальных адаптеров

ки с каналами телемеханики используются линейные модули ЛМ-1 собственной разработки, для обмена информацией со SCADA-серверами и АРМ телемеханика предназначены последовательные асинхронные порты. Бесперебойное электропитание аппаратуры шкафа обеспечивается источником Smart-UPS 700RM компании APC.

SCADA-сервер

SCADA-сервер выполняет следующие функции:

- организация сбора данных с объектов контроля;
- формирование запросов ТИ и ТС на КП ТМ-800В;
- выдача ТУ на КП ТМ-800В;
- ведение баз данных и отчетов;
- мониторинг и диспетчерское управление;
- планирование событий.

В качестве SCADA-серверов использованы два двухпроцессорных компьютера на базе Intel Server Chassis SR 1200 с процессорами Pentium III-1266/512/133 FCPGA-2.

В качестве шкафа для установки серверов тоже выбран шкаф с принудительной вентиляцией DK 7060.

АРМ диспетчера

АРМ диспетчера образуют ПЭВМ офисного исполнения на базе процессора Celeron 1500 МГц.

АРМ выполняет следующие функции:

- отображение информации о состоянии объектов контроля (общее число сигналов ТС — 758, ТИ — 367) на дисплее в автоматическом режиме и по запросу оператора;
- предоставление пользовательского интерфейса для организации взаимодействия оператора с системой в части диагностики и конфигурирования АСДУ;
- предоставление пользовательского интерфейса для ручного ввода информации;
- вывод информации на печатающее устройство по запросу оператора.

Основной формой отображения информации на дисплее АРМ являются планшеты различных типов (однолинейные мнемосхемы подстанций, таблицы телеметрии, телемеханическая сеть, контроль нагрузки и др.). Каждый уровень напряжения отображается на планшетах соответствующим цветом. Предусматривается возможность вызова паспортной информации по основным объектам подстанций и сетей (трансформаторам, реакторам, выключателям, разъединителям, участкам ЛЭП и т.д.).

Источники бесперебойного питания

ИБП предназначены для обеспечения надёжного наблюдения за объектами электрической сети и управления ими при кратковременном отключении питания, скачках и падениях напряжения в сети электроснабжения 220 В. От них запрашиваются SCADA-серверы, канальные адаптеры, устройства АРМ диспетчера, сетевое оборудование. Применяемые ИБП обеспечивают сохранение параметров сети при нарушении первич-

ного электроснабжения на время до 15 минут. В качестве источников бесперебойного питания в составе комплекса используются устройства Smart-UPS 700RM мощностью 700 В·А.

Мнемощит

На мнемощите (рис. 5) представлена схема сети 35-150 кВ, объекты которой находятся в управлении или ведении диспетчера ДЭС. Для отображения сигналов ТС (выключатели и отделители), сигналов положения линейных разъединителей и заземляющих ножей, а также аварийно-предупредительных сигналов (АПС) всего задействовано более 3,5 тысяч индикаторов. Тип щита — «тёмный», то есть светятся только индикаторы активных сигналов АПС и индикаторы не соответствующих схеме нормального режима коммутационных аппаратов, а также мигают индикаторы, соответствующие состоянию не квитированной диспетчером тревоги после переключения.

Особенностью оборудования ОИК в целом и отдельных его устройств является удобная для эксплуатации конструкция, обеспечивающая простой монтаж и лёгкую замену узлов и блоков. Все оборудование ОИК сертифицировано.

Программное обеспечение ОИК

Основными составляющими программного обеспечения (ПО) ОИК являются:

- SCADA/HMI-система Intellution iFix;
- СУБД Oracle;
- ОС Windows 2000 Server;



Рис. 5. Рабочее место дежурного диспетчера и общий вид мнемощита

● прикладное ПО.

Отметим основные достоинства Intellution iFix:

- «продвинутые» визуальные средства разработки графических примитивов и мнемосхем;
- встроенный объектно-ориентированный язык программирования VBA и встроенная подсистема разработки, включающая среду программирования, графический редактор, редактор базы данных реального времени, средства администрирования и достаточно полный набор утилит;
- встроенные функции поддержки резервированных структур;
- обширная библиотека графических примитивов с возможностью расширения пользователем;
- встроенная поддержка стандартных интерфейсов и сетевых протоколов, а также возможность использования графического терминального доступа (терминальные клиенты Microsoft, Citrix Metaframe);
- эффективная организация процесса разработки системы за счёт разбиения на подсистемы и блоки, из которых затем собирается готовая система.

Возможности модернизированного ОИК АСДУ

В ОИК АСДУ предусматривается оперативное оповещение оператора о возникновении на телемеханизированных объектах следующих событий:

- срабатывание аварийной сигнализации на ПС;
- срабатывание предупредительной сигнализации на ПС;
- срабатывание коммутационных аппаратов на ПС;
- выход значений телеизмерений за пределы заданных диапазонов.

Обеспечивается ведение электронного журнала событий, а также сохранение в электронном архиве заданных при конфигурировании системы параметров ТИ и ТС для последующего отображения на экране или распечатки. Период записи информации в электронный архив устанавливается по группам параметров архивирования, а глубина хранения записей в архиве настраивается на заданный при конфигу-

рировании системы временной интервал и может быть изменена в процессе эксплуатации системы. В результате базы данных ОИК содержат следующую информацию:

- оперативные данные реального времени;
- архив событий системы;
- архивы телеметрии;
- архивы часовых параметров;
- данные энергопотребления;
- нормативно-справочная информация;
- паспортная информация по объектам диспетчерского управления.

Обеспечивается ручной (в перспективе автоматический) ввод и сохранение в базе данных параметров электропотребления и отдачи активной и реактивной энергии по заданным при конфигурировании системы точкам учёта, а также автоматическое интегрирование телеизмерений. Общее количество точек учёта — 720.

В ОИК АСДУ заложена возможность развития системы в следующих направлениях:

- увеличение количества объектов и параметров контроля;
- подключение КП других типов;
- интегрирование в ОИК ОАО ЭК «Днепрооблэнерго»;
- создание базы данных однолинейных схем подстанций района электрических сетей;
- реализация системы расчёта режимов сети (текущего, расчётного, оптимального);
- реализация механизма автоматического съёма параметров учёта электроэнергии с приборов учёта;
- реализация системы паспортизации оборудования с использованием ГИС-технологии.

Заключение

Представленный в статье ОИК АСДУ ДЭС уже введён в промышленную эксплуатацию.

Весь комплекс работ в ООО «Хартэп» проводился и проводится под управлением системы качества, имеющей сертификат соответствия международному стандарту ISO 9001-2001 (№ UA2.003.575).

Описанные технические решения являются унифицированными и могут

быть использованы при модернизации или создании новых АСДУ любых энергообъектов.

В конце 2003 года была введена в эксплуатацию следующая, более мощная разработка ООО «Хартэп» — ОИК АСДУ Северной энергосистемы национальной энергокомпании (НЭК) «Укрэнерго» [1]. В этом проекте, помимо верхнего уровня системы, подверглось модернизации и установленное на ПС оборудование ОИК, в частности, создан АРМ дежурного ПС, связанный с КП телемеханики подстанции и с ОИК верхнего уровня. Кроме того, разработан и включён в состав ПО ОИК новый программный комплекс «Советчик диспетчеру» по ведению режимов магистральных электрических энергосистем [2].

В настоящее время ведётся разработка ещё более мощного ОИК АСДУ Западной энергосистемы НЭК «Укрэнерго».

В заключение необходимо отметить большой вклад, который внесли и вносят в реализацию проекта модернизации ОИК АСДУ ДЭС руководители и специалисты оперативно-диспетчерской службы Днепротетровских электрических сетей и ОАО ЭК «Днепрооблэнерго». ●

Литература

1. Титов Н.Н., Прохвятилов В.Ю., Рыбальченко Т.В., Кривонос А.И., Корнейчук В.Я. Модернизация оперативно-информационного комплекса АСДУ Северной энергосистемы Украины // Автоматизация в промышленности. 2004. № 4.
2. Титов Н.Н., Прохвятилов В.Ю., Кривонос А.И., Трубицын В.В., Тиховский В.М. Программный комплекс «Советчик диспетчеру» по ведению режимов магистральных электрических энергосистем // Автоматизация в промышленности. 2005. № 7.

Авторы — сотрудники

ООО «Хартэп»

**корпорации «МАС-ИПРА»,
телефон/факс:**

(+38-057) 717-6699, 717-6688,

и ОАО ЭК «Днепрооблэнерго»,

телефон: (+38-056) 371-4270,

факс: (+38-056) 371-4276