

СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ И СВЯЗИ В ТГК-8

Денис Двойных

эксперт по учету энергоресурсов компании Р.В.С.

Задача. Перед специалистами компании Р.В.С. стояла задача привести системы телемеханики и связи энергообъектов ОАО «ЮГК ТГК-8» в соответствие с требованиями балансирующего рынка электроэнергии.

Решение. Построены системы телемеханики и связи (СТМиС) компании-заказчика на базе программного комплекса СК-2007 с использованием оборудования WAGO 750-841, ION7330, ION7300, РЭСЗ.

Результаты. ОАО «ЮГК ТГК-8» получило информационную поддержку на балансирующем рынке путем организации автоматизированного контроля над сбором и передачей технологической информации о состоянии основного оборудования электрической части в местные РДУ.

ОАО «ЮГК ТГК-8» является крупнейшим производителем тепла в Южном федеральном округе, кроме того, занимает прочные позиции на оптовом и розничном рынках электроэнергии.

Суммарная установленная электрическая мощность предприятий ЮГК ТГК-8 — более 3 601 МВт, установленная тепловая мощность — 13 366 Гкал/ч. Филиальная сеть охватывает Астраханскую, Волгоградскую, Ростовскую области, Краснодарский и Ставропольский края, Республику Дагестан. В целом в регионах присутствия доля компании на рынке электроэнергии составляет около 17%, тепловой энергии — порядка 60%.

Вышеприведенный проект был успешно реализован инжиниринговой компанией Р.В.С. Специалисты Р.В.С. внед-

рили системы телемеханики и связи на всех 20 генерирующих станциях ЮГК ТГК-8 и обеспечили передачу данных в местные РДУ. Система введена в опытную эксплуатацию в марте 2008 г.

Сотрудники ЮГК ТГК-8 получили возможность контроля, сбора технологической информации о состоянии основного оборудования электрической части генерации. Повышение точности и достоверности этой информации обеспечило надежность и эффективность управления. Появились дополнительные возможности подробного ретроспективного анализа режимов работы основного электрооборудования.

Весь проект создания новой системы телемеханики и связи занял десять месяцев, непосредственно на монтаж обо-

рудования и его настройку затрачено три месяца. Чтобы добиться сбора всех необходимых сигналов телемеханики, пришлось смонтировать порядка 400 измерительных преобразователей ION73XX, 30 контроллеров WAGO 750-841, 50 регистраторов аварийных событий РЭСЗ. На серверах, обеспечивающих консолидацию и передачу технологической информации, были установлены программные комплексы СК-2007 с интегрированными программными модулями сбора аварийных событий SignW.

Упрощенная схема СТМиС приведена на рисунке.

Нижний уровень

Состав нижнего уровня системы представлен цифровыми измерительными преобразователями (ЦИП), измерительными преобразователя-

ми (датчиками температуры), контроллерами сбора ТС, модулями регистрации аварийных событий, оборудованием РЗиА, коммутаторами.

Задачами устройств нижнего уровня являются:

- измерение параметров электрического режима (ТИ) на присоединениях;
- регистрация (осциллографирование) аварийных процессов на присоединениях;
- сбор информации о положении коммутационных аппаратов и состоянии устройств РЗиА присоединений (ТС);
- измерение и сбор дополнительных параметров (температуры);
- нормализация и масштабирование измеряемых и расчетных величин;
- передача в цифровом виде измеренных и расчетных параметров на верхний уровень СТМиС.

Верхний уровень

Верхний уровень системы представлен вычислительными ресурсами и автоматизированными рабочими местами (АРМ) пользователей, устройством единого астрономического времени, коммутаторами и маршрутизаторами. Основой верхнего уровня является комплекс СК-2007.

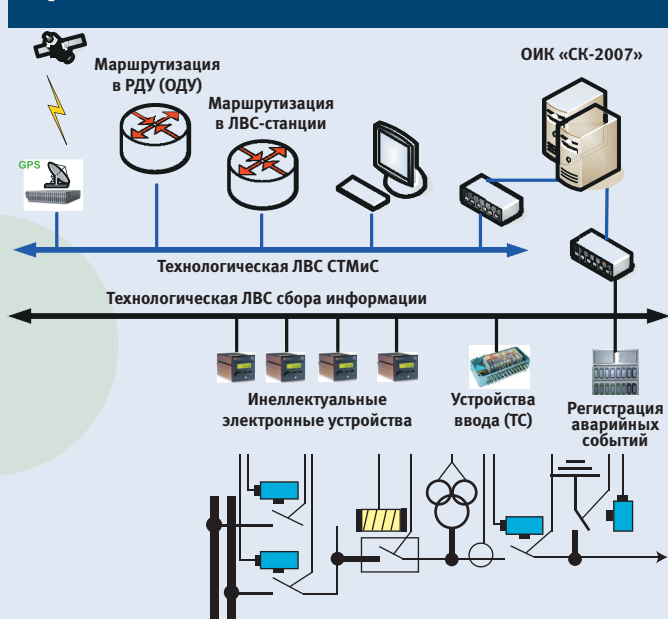
В задачи верхнего уровня входят:

- хранение в базе данных (БД) сведений о конфигурации и настройке всех подсистем и модулей на основе информационной модели, текущей и архивной информации;
- обеспечение целостности и непротиворечивости данных об оборудовании, его состоянии и режимах работы, о вторичных устройствах и их характеристиках: получение конфигурационных параметров и других видов информации, необходимых для функционирования СТМиС и эффективной работы диспетчерского и эксплуатационного персонала;
- долгосрочное (не менее трех лет) хранение в БД всех видов архивной информации (срезов, журналов, ведомостей, результатов фиксации и регистрации, интервальных приращений и т. п.);
- поддержка представления модели электрической части станции;
- ведение нормативно-справочной информации;
- разграничение доступа к данным различных групп пользователей и процессов;
- обмен данными СУБД со смежными и внешними информационными и автоматизированными системами;
- оперативный контроль лимитов и графиков выработки;
- преобразование информации в требуемые форматы (XML) для обмена с внешними АС;
- формирование отчетных документов;
- регистрация событий в системе;
- учет выработки и потребления электроэнергии (для целей технологического управления);
- регистрация и допуск к работе эксплуатационного

персонала и других пользователей системы;

- организация, загрузка, ведение, резервирование, защита и репликация баз данных СТМиС;
- контроль и управление режимом работы компонентов главной схемы электростанции;
- сбор и просмотр данных полного/выборочного протоколирования действий пользователей СТМиС;
- контроль функционирования технических средств СТМиС;
- периодическая синхронизация времени в серверах СТМиС с системой астрономического времени;
- сбор данных с измерительного оборудования СТМиС (протокол Modbus);
- достоверизация и обработка собранных данных;
- сбор информации с регистраторов аварийных событий;
- синхронизация времени в СТМиС с астрономическим временем (т. е. синхронизация сервера времени с единым астрономическим временем) с точностью не ниже ± 50 мс;
- синхронизация встроенных часов основного и резервного серверов СК-2007 с сервером времени при синхронизации по сети с точностью не ниже $\pm 0,5$ с;
- сбор осциллограмм аварийных событий с регистрирующего оборудования подсистемы РАС;
- ведение архивов осциллограмм аварийных событий;
- передача данных в РДУ (ОДУ) с заданной периодичностью и по регламентированному протоколу (IEC 60870-5-104);
- передача осциллограмм аварийных событий в РДУ (ОДУ) в соответствии с согласованным регламентом.

Упрощенная схема СТМиС



Диспетчерская связь

В ходе модернизации диспетчерской связи были решены следующие задачи:

- диспетчеру Системного оператора предоставлено для работы не менее двух диспетчерских каналов (основной и резервный);
- организовано соединение типа «диспетчер — диспетчер»;
- диспетчеру Системного оператора обеспечен выход на объект по автоматической телефонной связи с правом принудительного разъединения канала, занятого абонентами;
- установлены коммутаторы для связи между диспетчерами разных уровней управления и дежурным персоналом объектов без набора номера (однократным нажатием на клавишу нужного направления);
- непрерывная запись переговоров оперативно-диспетчерского персонала поддерживается при помощи специальных звукозаписывающих систем, подключенных к рабочим местам диспетчеров, с хранением этих записей в со-

ответствии с установленным порядком.

В процессе реализации проекта специалисты Р.В.С. решали вопросы, связанные с состоянием контактно-сигнальной аппаратуры (КСА), которая в значительной степени устарела, с нехваткой свободных контактов у РП (промежуточного реле с повторяющимся циклом).

Поскольку некоторые станции были построены в начале 40-х гг. прошлого века, в отдельных случаях применялись нестандартные решения. Прежде всего это касалось сбора сигналов с измерительных преобразователей и КСА. Так, штатное место для монтажа герконовых КСА отсутствовало, требовалось дополнительное проектирование.

Персонал ЮГК ТГК-8 оказывал специалистам Р.В.С. своевременную информационную и административную поддержку, что в итоге позволило осуществить данный проект в кратчайшие сроки.