

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Система мониторинга и диагностики «Система контроля и управления трансформаторным оборудованием» (СКУ) предназначена для сбора, обработки, анализа, отображения и хранения диагностической информации, характеризующей фактическое состояние трансформаторного оборудования класса напряжения 35-1150 кВ.

СКУ аттестована ПАО «ФСК ЕЭС» и рекомендована для эксплуатации на объектах ПАО «Россети» (**заключение аттестационной комиссии № ИЗ-19/14 от 07 февраля 2014г.**).

СКУ удовлетворяет требованиям СТО 56947007-29.200.10.011-2008 и Распоряжения № 538р от 02.08.2011г.

СКУ ОБЕСПЕЧИВАЕТ

- автоматизацию сбора, обработки и представления информации оперативному персоналу;
- повышение достоверности информации о технологических процессах;
- выявление предаварийных и аварийных ситуаций в оперативном режиме;
- оперативное принятие решений по управляющим воздействиям;
- минимизацию потерь в аварийных ситуациях;
- хранение информации на протяжении всего срока службы трансформаторного оборудования.

По согласованию с Заказчиком возможно обеспечение следующих функций:

- автоматическое и ручное дистанционное управление системами охлаждения трансформаторного оборудования при использовании СКУ с силовыми шкафами управления системами охлаждения;
- ручное дистанционное управление устройством регулирования напряжения трансформаторного оборудования под нагрузкой.

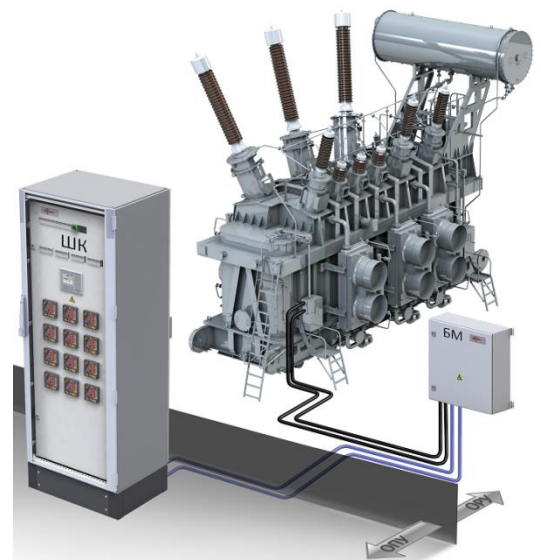
Основные составляющие экономического эффекта от установки СКУ

- прямая экономия затрат за счет проведения ремонтов только по техническому состоянию оборудования (вместо плановых ремонтно-профилактических работ);
- повышение эффективности инвестиционных вложений за счет обоснованного продления срока службы оборудования подстанций;
- повышение надежности работы оборудования за счет его оснащения автоматизированными средствами мониторинга и диагностики;
- сокращение прямых потерь от недоотпуска электроэнергии, вызванного отказами оборудования;
- уменьшение сумм штрафов от прекращения или ограничения энергоснабжения потребителей;
- сокращение расходов на страхование оборудования, оснащенного системами мониторинга и диагностики.

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА СКУ

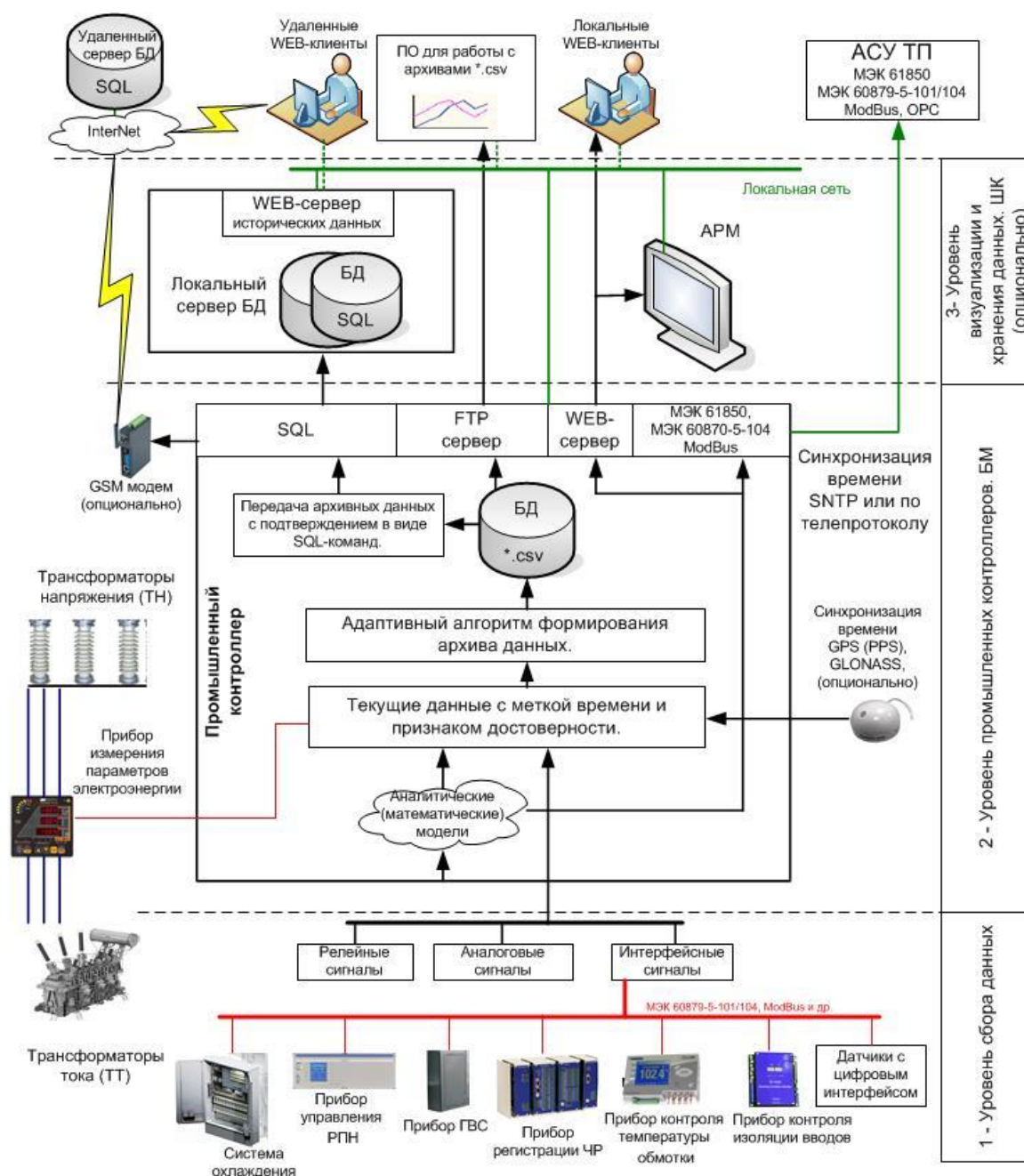
СКУ функционально делится на три уровня:

Первый уровень – уровень датчиков. Включает в себя первичные датчики и измерительные системы (измерительные трансформаторы тока, датчики температуры, приборы контроля содержания газов и влаги в масле, системы контроля изоляции вводов и т.п.), предназначенные для получения первичных технологических параметров состояния трансформаторного оборудования.



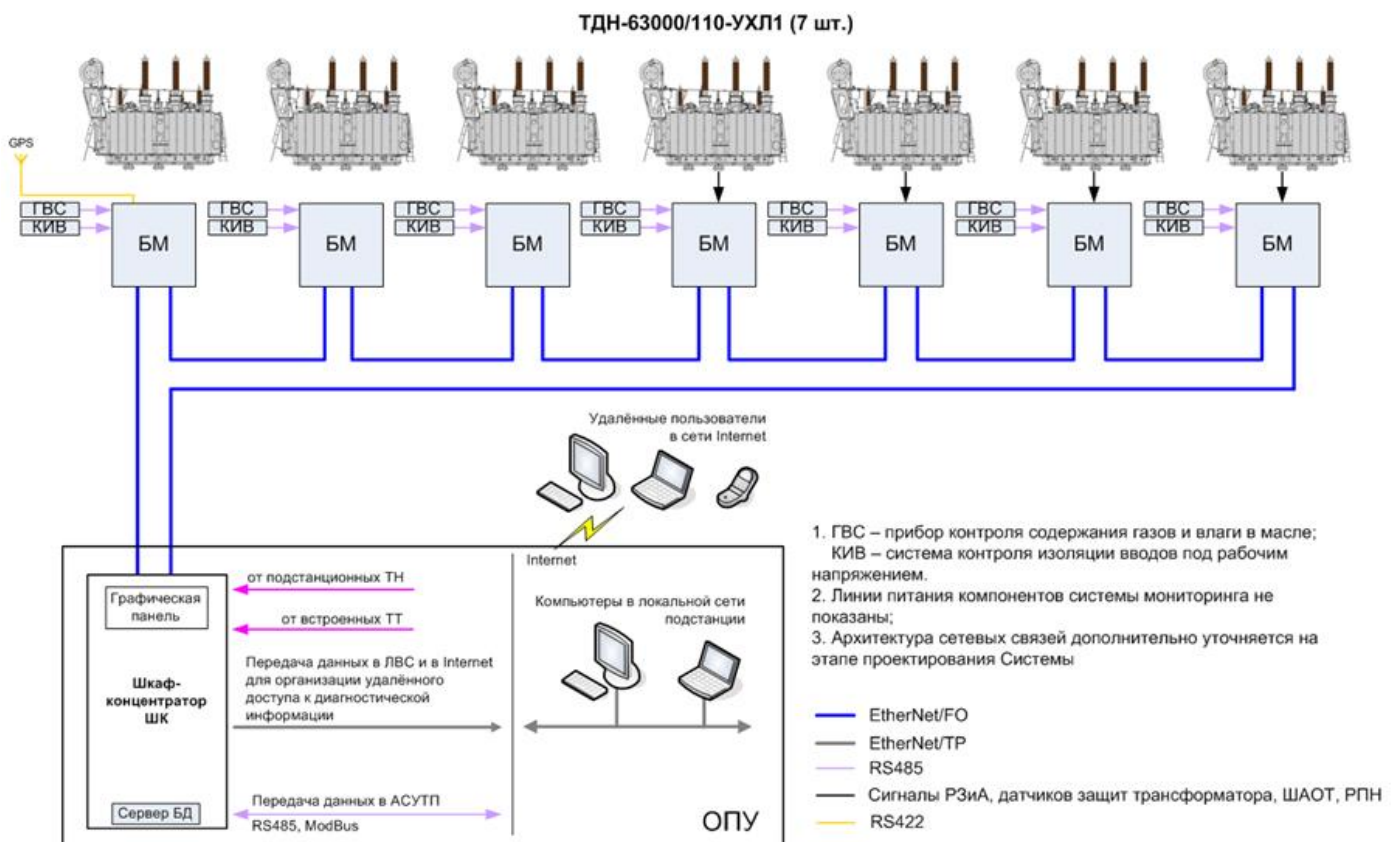
Второй уровень – уровень промышленных контроллеров. Включает в себя блок мониторинга (БМ), располагающийся вблизи контролируемого оборудования на открытом воздухе и шкаф-концентратор (ШК), устанавливаемый в ОПУ (возможен вариант и без ШК). БМ предназначен для сбора информации с первичных датчиков и приборов, преобразования информации в цифровой вид и передачи её в контроллер СКУ. ШК предназначен для сбора, расширенной обработки, анализа, формирования и долговременного хранения базы данных измеренных и расчетных параметров состояния трансформаторного оборудования, для обеспечения передачи данных в АСУТП подстанции и обеспечения системной информационной безопасности. БМ соединяются между собой и с ШК по резервированной волоконно-оптической линии связи.

Третий (верхний) уровень – уровень автоматизированных рабочих мест. Предназначен для предоставления оперативной и исторической информации, накопления общей базы данных трансформаторного оборудования. Третий уровень реализован в виде Web-сервера для обеспечения доступа к оперативным и историческим данным посредством локальной сети, что дает возможность любому зарегистрированному пользователю просматривать информацию при помощи обыкновенного web-браузера.



ОСОБЕННОСТИ СКУ

- система является гибкой и масштабируемой, пригодной к дальнейшему расширению, как по количеству объектов контроля, так и по развитию функциональности;



- сбор сигналов от трансформаторного оборудования осуществляется непосредственно у источников сигналов, т.е. БМ устанавливаются возле трансформаторного оборудования;
- сбор данных с различных приборов и систем по цифровым интерфейсам;
- система построена на базе современных промышленных контроллеров, обеспечивающих требуемые показатели надежности и имеющих сертификат о соответствии типу средств измерения Госстандарта РФ. Применяемые контроллеры имеют энергонезависимую память для хранения операционной системы, прикладного ПО и архивных данных;
 - для гарантированной привязки событий по времени математические алгоритмы системы реализованы непосредственно в контроллерах;
 - предусмотрено резервирование каналов связи между компонентами СКУ;
 - возможность интеграции с АСУТП подстанции по стандартным протоколам МЭК-60870-5-104, МЭК 61850 и др.;
- в ШК установлена графическая панель, предоставляющая доступ к измеряемой информации и управлению трансформаторным оборудованием;
 - концептуально СКУ рассматривается как подсистема АСУТП подстанции;
 - для обеспечения гарантированной привязки событий по времени до завершения работ по наладке АСУТП система мониторинга имеет собственную систему синхронизации точного времени (GPS/ГЛОНАСС).

ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ И ИНФОРМАЦИОННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

Ключевой особенностью СКУ является возможность осуществлять диагностику технического состояния трансформаторного оборудования без его отключения на основе анализа текущих параметров и исторических данных. Данный анализ проводится в соответствии с диагностическими моделями и экспертными оценками, описывающими физические процессы внутри трансформаторного оборудования при его эксплуатации и выполняющими требования действующих в РФ нормативных документов.

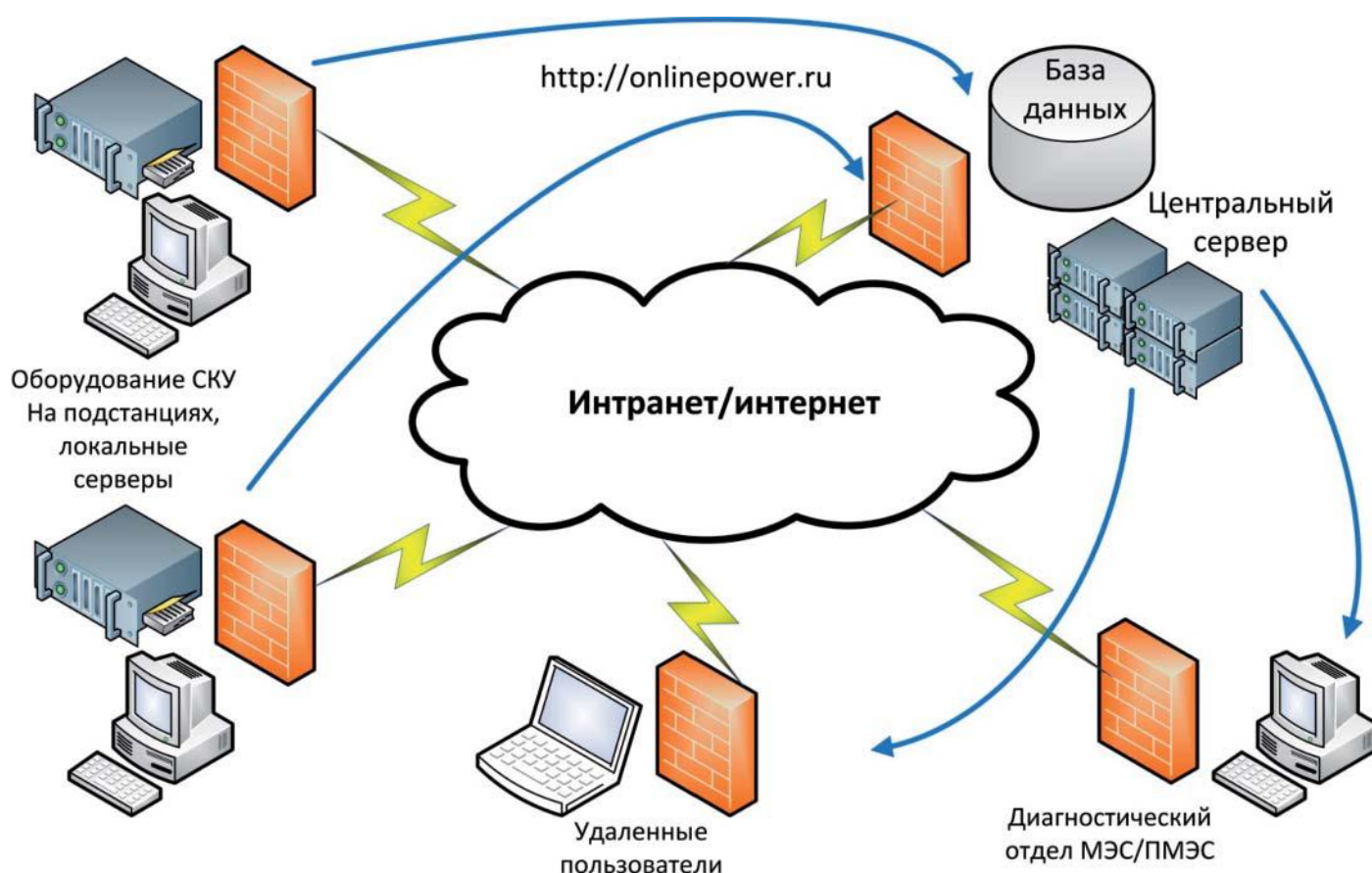
Получение наиболее достоверной информации о состоянии трансформаторного оборудования достигается уточненными диагностическими моделями, учитывающими тип, конструктивные особенности и технологию изготовления конкретного трансформаторного оборудования.

Перечень диагностических моделей и экспертных оценок

Наименование	Описание
Временные превышения напряжения на стороне ВН, СН	Анализ и регистрация в соответствии с требованиями ГОСТ 1516.3-96.
Мощность контролируемого оборудования	Постоянный расчет активной и реактивной мощности, $\cos\phi$ по сторонам контролируемого объекта.
Температура наиболее нагретой точки обмотки	Постоянный расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки по данным температуры верхних слоев масла (измеренной датчиком) и нагрузки в соответствии МЭК 60076-7.
Содержание влаги в изоляции	Преобразование данных относительного влагосодержания масла в абсолютное. Расчет влагосодержания твердой изоляции в местах перегрева.
Температура образования пузырьков пара	Определение температуры закипания, запас по температуре закипания.
Старение изоляции	Расчет старения изоляции по температуре наиболее нагретой точки обмотки и расчетному влагосодержанию твердой изоляции. Прогноз старения, общего износа. ГОСТ 14209, МЭК 60076-7.
Состояние и эффективность системы охлаждения	Расчет температуры верхних слоев масла по МЭК 60076-7 (ГОСТ 14209), сравнение с фактической. Непрерывный контроль режима работы системы охлаждения (уровней охлаждения), электродвигателей маслонасосов и вентиляторов.
Состояние РПН	Расчет перепада температур масла в основном баке и баке контактора РПН. Определение механического и электрического износа контактов.
Оценка состояния основной изоляции высоковольтных вводов	Расчет параметров основной изоляции высоковольтных вводов ($\tan \delta$, емкость и их изменения, ЧР).
Нагрузочная способность трансформатора	Расчет нагрузочной способности трансформатора по ГОСТ 14209 (МЭК 354-91), МЭК 60076-7, МЭК 60076-2, в том числе выдача времени возможной работы до достижения предельных параметров при текущей нагрузке и схеме работы системы охлаждения. Допустимые величины и время перегрузки без ущерба для общего срока службы.
Внутренние потери в трансформаторе	Расчет внутренних потерь в трансформаторе (в том числе P_{xx} и P_{kz}) в зависимости от типа трансформаторного оборудования, конструкции обмоток и типа регулирования напряжения
Контроль деформации обмоток на основе Z_k	Расчет полного сопротивления короткого замыкания обмоток (Z_k) в зависимости от типа трансформаторного оборудования, конструкции обмоток и типа регулирования напряжения
Перегревы обмоток,	Расчет перегревов обмоток, температуры наиболее нагретой точки обмоток в

температуры наиболее нагретой точки обмоток	зависимости от типа трансформаторного оборудования, конструкции обмоток и типа регулирования напряжения
Ресурс срока службы трансформаторного оборудования	Расчетный ресурс срока службы трансформаторного оборудования в зависимости от типа трансформаторного оборудования, конструкции обмоток и типа регулирования напряжения
Комплексная оценка состояния оборудования в «текущий» момент эксплуатации	Комплексная оценка технического состояния на «текущий» момент эксплуатации в соответствии с п. 1.5. Рекомендации по стратегии эксплуатации контролируемого оборудования с учетом требований РД 34.45-51.300-97.

Логика и архитектура построения информационной части системы мониторинга позволяет, используя WEB-технологии обеспечить оперативный контроль состояния оборудования не только для персонала подстанций, но и для вышестоящих структур и дать возможность накопления исторических данных для последующей диагностики, анализа и планирования мероприятий по обслуживанию, ремонтам и модернизации трансформаторного оборудования.



Данные с трансформаторного оборудования принимаются, обрабатываются и хранятся в контроллере на энергонезависимой памяти. Интеллектуальный механизм формирования архива и его размер позволяют хранить исторические данные с высокой временной точностью (до 5 мс) за весь срок службы контролируемого трансформаторного оборудования. По опыту внедрения можно сделать вывод, что исторические данные в контроллере перезапишутся примерно через 30 лет (объем стека).

Параллельно данные постоянно передаются на локальный сервер, на котором организовано их хранение в базе данных SQL. При наличии хорошего канала доступа в интернет данные с контроллера передаются на специализированный центральный сервер, причём это выполняется независимо от передачи данных на локальный сервер.

Обновление данных на центральном сервере происходит в режиме реального времени с задержкой, обусловленной скоростью работы интернета. Хранение данных на центральном сервере также организовано в базах данных SQL, к этим данным можно получить удалённый доступ по паролю. Доступ к базам данных и самим данным разграничен по объектам, уровням доступа и т.п. и осуществляется по индивидуальным паролям. Такая технология позволяет передавать данные на центральный сервер в случае, когда СМиД интегрирована в АСУ ТП, без использования локального сервера.

Если полноценного канала доступа в интернет нет, то на центральный сервер по каналу GPRS поступают только данные о состоянии комплекса программно-технических средств СКУ. Данные о состоянии контролируемого трансформаторного оборудования на центральном сервере не пополняются и доступны только на локальных серверах на ПС. При необходимости СКУ может отправлять аварийные и предупредительные сообщения о состоянии оборудования на заранее введённый номер мобильного телефона в рамках прав доступа. Такая архитектура СКУ позволяет решить сразу несколько задач:

- обеспечить работу персонала ПС с текущими и архивными данными;
- обеспечить удалённый доступ к данным мониторинга персонала вышестоящий диагностических подразделений;
- разместить на центральном сервере подходящее программное обеспечение для автоматической диагностики маслонаполненного оборудования;
- расширить в дальнейшем объём мониторинга объектов ПС с маслонаполненного оборудования до всего остального, поддающегося контролю (выключателей, разъединителей, ОПН и т.д.);
- подключать к центральной базе данных системы мониторинга разных производителей, прописав в требованиях обязательное наличие соответствующего интерфейса;
- разработчики трансформаторов и реакторов, учёные и конструкторы потенциально могут в результате иметь огромный фактический материал для анализа работы оборудования за многие годы в различных режимах эксплуатации.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ИСПОЛНЕНИЯ СКУ

Исполнение СКУ должно определяться на стадии проектирования вновь вводимых или реконструируемых объектов. В основе выбора должно быть технико-экономическое обоснование, выполненное с учетом следующих основных принципов:

1) Исполнение СКУ должно определяться необходимой функциональностью. В зависимости от выбранного Заказчиком функционала разработчик СКУ определяет конфигурацию, количество и типы необходимых датчиков и измерительных систем.

2) По принципу взаимодействия с АСУТП подстанции выделяются два варианта поставки:

- СКУ поставляется в виде автономной подсистемы АСУТП. В этом случае СКУ может использовать ресурсы АСУТП: подстанционную ЛВС для обеспечения коммуникаций между устройствами, серверные ресурсы, систему единого времени и т.п;

- СКУ реализуются в составе АСУТП. В этом случае СКУ поставляется в виде отдельных блоков второго уровня с установленным специализированным программным обеспечением и программного обеспечения для автоматизированного рабочего места оператора (третий уровень). Все остальные компоненты третьего уровня реализуются средствами АСУТП.

При поставке СКУ на реконструируемые подстанции функциональность СКУ должна определяться по результатам комплексного обследования с учётом особенностей существующего трансформаторного оборудования и АСУТП подстанции.

ИНТЕГРАЦИЯ СКУ И АСУТП

В типовой СКУ предусмотрена возможность интеграции с современными АСУТП подстанции по стандартным протоколам МЭК-60870-5-104, МЭК 61850 и др. Для интеграции с АСУТП на реконструируемых подстанциях в СКУ может быть реализован протокол ModBus TCP/RTU.

В соответствии с требованиями СТО 56947007-29.200.10.011-2008 и Распоряжения № 538р от 02.08.2011 для интеграции с АСУТП в СКУ реализован следующий типовой (обязательный) перечень аналоговых, дискретных и расчетных параметров:

Аналоговые параметры	Кол-во параметров	Тип сигнала
Напряжение фазное ВН, СН, НН	1 (3)	0–100 В
Ток фазный ВН, СН, НН	1 (3)	0–1(5) А
Ток фазный общей обмотки	1	0–1(5) А
Температура обмотки	для каждой обмотки	Описание типа РМ 130 Plus 4–20 мА (Pt100)
Температура верхних и нижних слоев масла	1 (3)	
Температура внешней среды	1	
Температура масла в контакторе РПН	1 (3)	
Номер положения РПН	1 (3)	4–20 мА
Ток проводимости основной изоляции высоковольтных вводов	Для каждого высоковольтного ввода с измерительным выводом	0–100 мА Предусмотрена связь с прибором контроля изоляции высоковольтных вводов, поставляемого в комплекте с трансформаторным оборудованием.
Содержание влаги в масле	1 (3)	Modbus, МЭК 61850
Содержание газов в масле	1 (3)	4–20 мА

Дискретные параметры	Кол-во параметров	Тип сигнала
Указатель потока масла в охладителе	По количеству охладителей	«Сухой» контакт
Включение двигателя вентиляторов	По количеству групп охлаждения	
Включение насосов	По количеству групп охлаждения	
Ручное/автоматическое управление двигателями вентиляторов	1 (3)	
Ручное/Автоматическое управление двигателями насосов	1 (3)	
Идет переключение РПН	1 (3)	
Переключение РПН не завершено	1 (3)	
Питание привода РПН отключено	1 (3)	

Расчетные параметры	Кол-во параметров	Тип сигнала
Коэффициент нагрузки	1 (3)	Аналоговый
Активные, реактивные, полные мощности, коэффициенты мощности cosφ	12 (36)	
Температура наиболее нагретой точки обмотки	1 (3)	
Физически отработанное время	1 (3)	
Календарно отработанное время	1	
Относительная скорость термического износа изоляции	1 (3)	
Относительный износ изоляции за календарно отработанное время	1 (3)	
Относительное влагосодержание масла	1 (3)	
Влагосодержание твердой изоляции	1 (3)	
Температура образования пузырьков	1 (3)	
Количество повышений напряжения за текущий год	10 (30)	Аналоговый
Отработанные моточасы вентиляторов и маслонасосов	По количеству групп охлаждения	
Количество пусков вентиляторов и маслонасосов	По количеству групп охлаждения	
Количество переключений РПН за календарно отработанное время	1 (3)	

Температура верхних слоев масла (расчетная)	1 (3)	Аналоговый
Относительный электрический/механический износ контактов РПН за календарно отработанное время	1 (3)	
Перепад температуры масла в основном баке и баке контактора РПН	1 (3)	
Тангенс угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg}\delta_1$) основной изоляции вводов и его изменение ($\Delta \operatorname{tg}\delta_1$)	Для каждого в/в ввода с измерительным выводом	
Емкости основной изоляции вводов (C_1), и ее изменение ($\Delta C_1/C$)	Для каждого в/в ввода с измерительным выводом	
Нагрузочная способность трансформатора	По количеству контролируемого оборудования	

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Наименование параметра	Значение
Блок мониторинга	
Параметры цепей питания БМ: -номинальное напряжение питания, В -допустимое отклонение от номинального напряжения, % -номинальная частота, Гц -потребляемая мощность: с отключенными нагревателями, ВА, не более с включенными нагревателями, ВА, не более Параметры питания цепей сигнализации: -номинальное напряжение питания, В -потребляемая мощность, ВА, не более	~220 +10 -15 50 150 930 =220 50
Унифицированные входные сигналы постоянного тока, мА	4 – 20 (0 – 20)
Входные сигналы термометров сопротивления Pt100 (трехпроводное подключение), °С	-200...850
Количество входных контактных сигналов, шт.	0-64
Количество выходных контактных сигналов, шт.	0-64
Интерфейсы обмена БМ с датчиками (измерительными системами)	RS485/RS422/RS232
Интерфейс обмена БМ с ШК	Ethernet FX оптическое «кольцо»
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP54
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69:	УХЛ1
Габаритные размеры, не более (высота×ширина ×глубина), мм	600×600×210
Масса, кг, не более	40
Шкаф-концентратор	
Параметры цепей питания: -номинальное напряжение питания, В -допустимое отклонение от номинального напряжения, % -номинальная частота, Гц -потребляемая мощность, ВА, не более: Параметры питания цепей сигнализации: -номинальное напряжение питания, В -потребляемая мощность, ВА, не более	~220 +10 -15 50 2960 =220 100
Количество программируемых контроллеров для обработки данных	1-4

Наименование параметра	Значение
мониторинга	
Количество каналов измерения сигналов переменного тока с $I=0...1A$ или $I=0...5A$, шт.	3-72
Количество каналов измерения сигналов напряжения переменного тока $U=0...100V$, шт.	3-72
Количество входных контактных сигналов, шт.	0-64
Количество выходных контактных сигналов, шт.	0-64
Интерфейс связи с БМ и обмена между компонентами	Ethernet FX оптическое «кольцо»
Интерфейс передачи информации в локальную сеть	Ethernet TX
Интерфейс передачи информации в АСУТП (централизованную базу данных)	Ethernet/RS485
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP40
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69:	УХЛ4.2
Габаритные размеры, не более (высота×ширина×глубина), мм	2000×800×600 (высота с цоколем 2200мм)
Масса, кг, не более	250

УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Характеристики	Блок мониторинга	Шкаф-концентратор
- рабочая температура окружающей среды, °С	-60 ÷ 40	+10 ÷ +35
- относительная влажность, %	95 при 25°С	≤90% при 25°С
- атмосферное давление, кПА	84 ÷ 106,5	84 ÷ 106,5
- степень защиты	IP54	IP40
- механические факторы	M6	M3
- высота установки над уровнем моря, не более, м	1000	1000
- сейсмостойкость по шкале MSK-64	соответствует 9 (высотная отметка 0-10 м)	соответствует 9 (высотная отметка 0-10 м)

ПРОИЗВОДСТВО, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, СЕРВИС

Исследование, разработка и серийное производство размещено на собственных производственных площадях ЗАО «Интера». Для всей выпускаемой продукции разработаны типовые решения, схемы привязки, регламенты технического обслуживания, эксплуатационная документация.

Специалисты ЗАО «Интера» выполняют шефмонтажные и пусконаладочные работы. При выполнении пусконаладочных работ проводится обучение эксплуатационного персонала на Объектах установки.

Вся выпускаемая продукция проходит 100% наладку и испытания после изготовления, что сокращает сроки внедрения продукции на объектах Заказчика.

Отдел сервиса и технической поддержки ЗАО «Интера» оперативно осуществляет гарантийную поддержку поставленной продукции в режиме on-line консультаций и с выездом на объект в случае необходимости.

Осуществляется послегарантийное сопровождение продукции: регулярное техническое обслуживание, переобучение персонала и продление гарантийного срока эксплуатации.