

# ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС МОНИТОРИНГА ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ «АСМУТ»

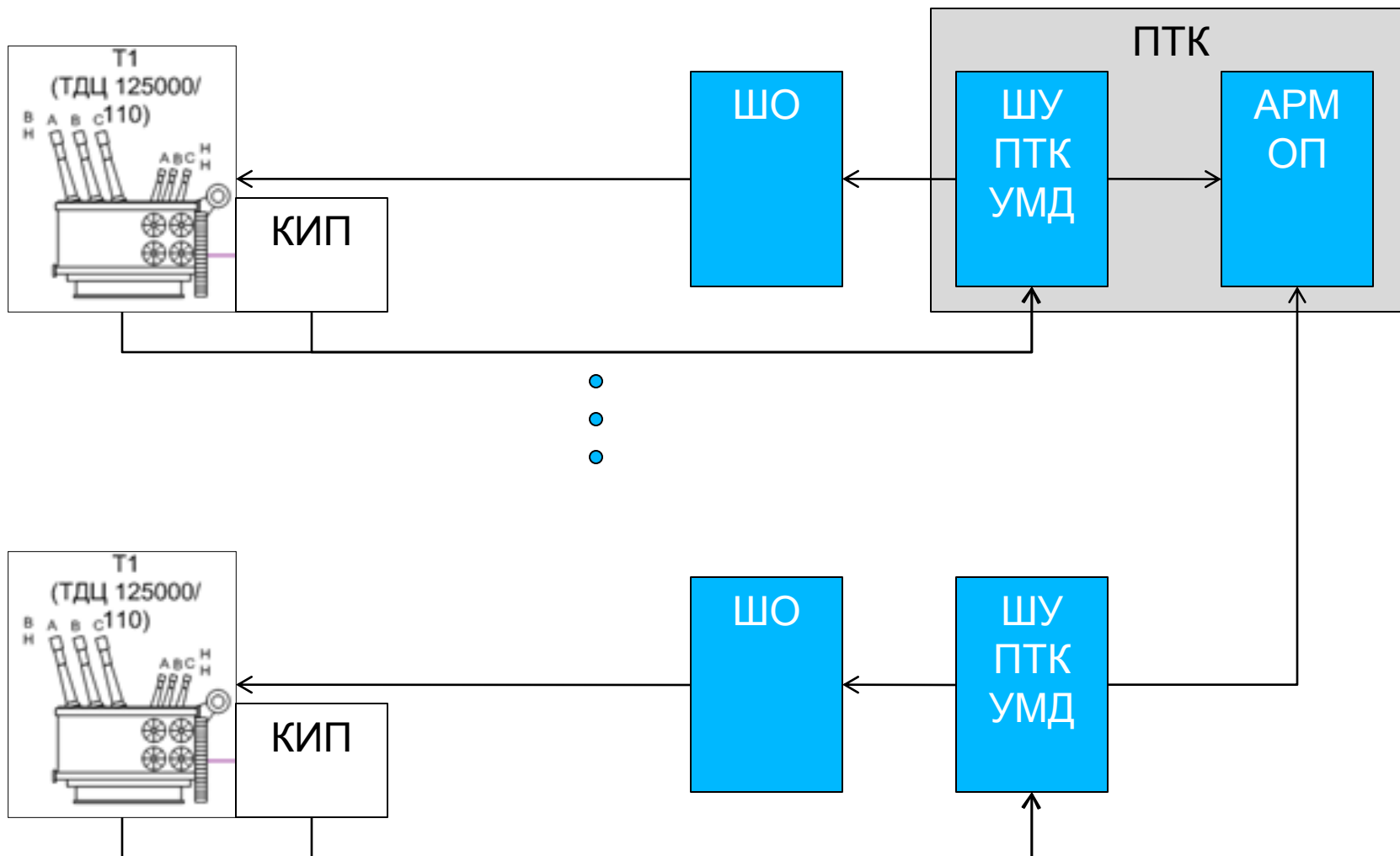


**ПТК «АСМУТ»** – программно-технический измерительный комплекс автоматизированной системы мониторинга, управления и диагностики трансформаторного оборудования (силовых масляных трансформаторов в широком диапазоне мощностей и автотрансформаторов мощностью от 100 МВА).



В состав оборудования АСМУТ входят:

- Шкаф управления - ШУ ПТК
- Шкаф автоматизированного рабочего места оперативного персонала – АРМ ОП
- Шкаф охлаждения - ШО



Силовые масляные трансформаторы всех типов в широком диапазоне мощностей:

- Блочные трансформаторы
- Сетевые трансформаторы
- Автотрансформаторы (трехфазные и однофазные)
- Трансформаторы собственных нужд электростанций

Заводы-изготовители трансформаторов:

- Электrozавод, Москва
- Тольяттинский трансформатор, Тольятти
- Запорожтрансформатор, Запорожье, Украина

Все классы напряжений от 15,75 кВ и выше

### Задачи:

- Выявить **начальные стадии** развития дефекта или предаварийных и аварийных режимов в контролируемом оборудовании;
- **Увеличить время** эксплуатации оборудования на основании фактических значений критических параметров трансформаторного оборудования;
- **Повысить эффективность** эксплуатации трансформаторного оборудования, за счет сокращения случаев сбоев энергообеспечения по вине отказа оборудования;
- Перейти **от плановой системы** обслуживания и ремонтов трансформаторного оборудования к обслуживанию **по фактическому техническому** состоянию оборудования;

### Что позволит:

- Сократить инвестиционные затраты на необоснованное обновление оборудования;
- Снизить расходы на проведение ремонтов;
- Снизить риски причинения экологического ущерба из-за выхода из строя трансформаторного оборудования;

### Функции ПТК:

- 1) Непрерывное измерение, регистрации и отображение основных параметров трансформаторов в нормальных, предаварийных и аварийных режимах, сигнализация;
- 2) Создание архива собранных значений за все время эксплуатации оборудования (в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.200.10.011-2008 - до 30 лет);
- 3) Оценка и прогнозирование технического состояния трансформаторов с помощью математических моделей (РД 34.46.302-89)
- 4) Управление системой охлаждения трансформатора;
- 5) Управление системой регулирования напряжения под нагрузкой (РПН);

### Испытания трансформаторов с помощью ПТК



5 видов испытаний из 9 могут проводиться в реальном времени средствами АСМУТ



2 вида испытаний, проводимых АСМУТ, позволяют скорректировать сроки планового обследования



2 вида испытаний из 9 требуют отключения трансформатора (не проводятся средствами АСМУТ)



## Высоковольтные Вводы

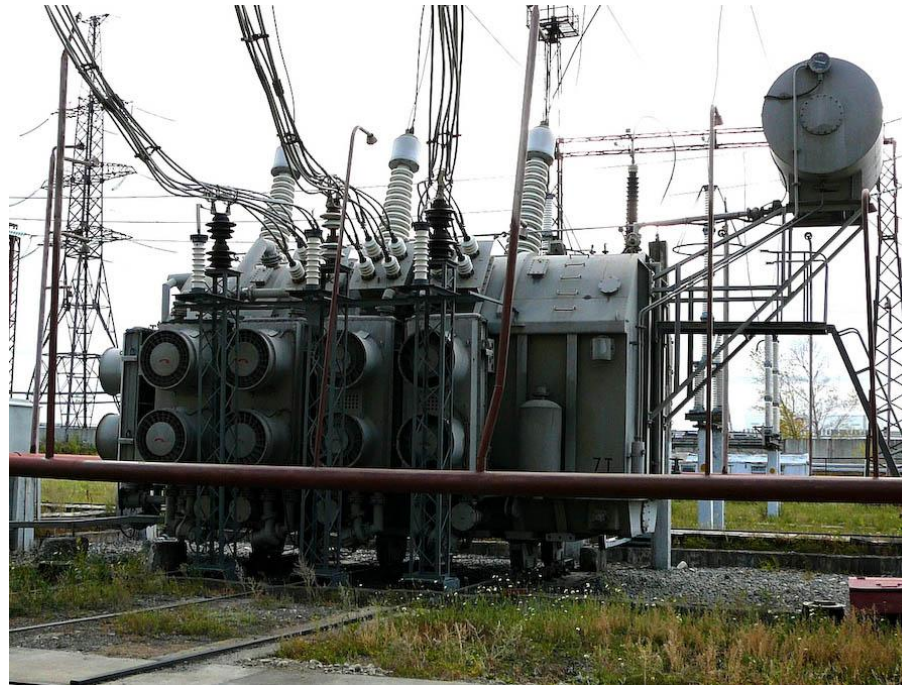
- Небаланс токов проводимости
- фаза небаланса
- значение  $\text{tg } \delta$
- значение емкости
- оценка состояния изоляции

## Система охлаждения

- температура масла на входе охладителя
- температура масла на выходе охладителя
- поток масла в охладителях
- контроль количества включенных охладителей и насосов
- подсчет моточасов работы охладителей и насосов
- контроль цепей питания и управления
- оценка эффективности системы охлаждения
- управление системой охлаждения (Д, ДЦ, Ц, М/Д/ДЦ)

## Общие данные

- температура воздуха
- общее время работы - технологический паспорт оборудования



## РПН

- текущее положение
- температура масла РПН
- количество переключений
- ток двигателя привода
- длительность переключения
- оценка остаточного ресурса
- контроль режима управления
- контроль цепей питания и управления
- управление РПН

## Трансформаторное Масло

- влагосодержание
- газосодержание
- температура верхних слоев
- температура нижних слоев

## Электрические показатели

- напряжение
- ток
- мощность (активная, реактивная)
- $\text{Cos } \phi$
- Временные превышения напряжения

## Активная Часть

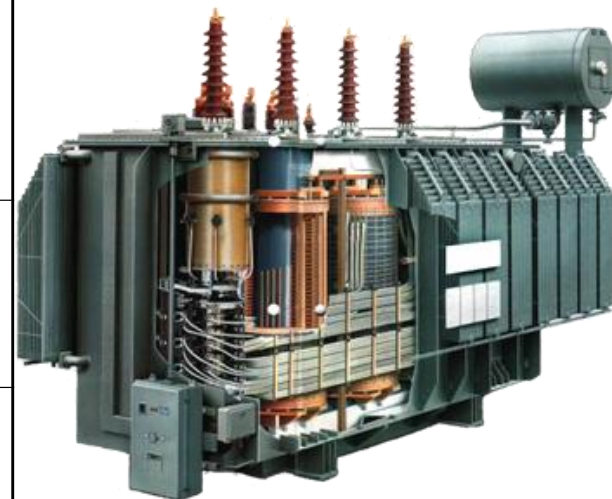
- температура обмотки
- расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки
- оценка состояния изоляции
- содержание влаги в изоляции

## Технологические Защиты

- уровень масла «максимум»
- уровень масла «минимум»
- перегрев масла
- перегрев обмотки
- реле Бухгольца
- отсечной клапан
- предохранительные клапаны
- струйное реле
- небаланс токов проводимости
- предельное газосодержание
- предельное влагосодержание



<b>Изоляция</b>	<p>Регистрация перенапряжений с периодом 20 мс; Определение допустимого повышения нагрузки без сокращения срока службы трансформатора; Контроль температуры верхних слоев масла и наиболее нагретой точки обмотки; Контроль влагосодержания твердой изоляции; Определение номинального и фактического старения изоляции.</p>
<b>Масло</b>	<p>Определение газо- и влагосодержания масла; Определение дефектов на основе постоянного хроматографического анализа.</p>
<b>Вводы</b>	<p>Контроль tgδ и емкости вводов; Контроль уставок и отслеживание тенденций.</p>
<b>Система охлаждения</b>	<p>Подсчет моторесурса, контроль токов двигателей; Оценка эффективности охлаждения.</p>
<b>РПН</b>	<p>Подсчет номинального и эквивалентного износа РПН; Определение ресурса переключений до ревизии и замены.</p>





## Варианты построения системы:

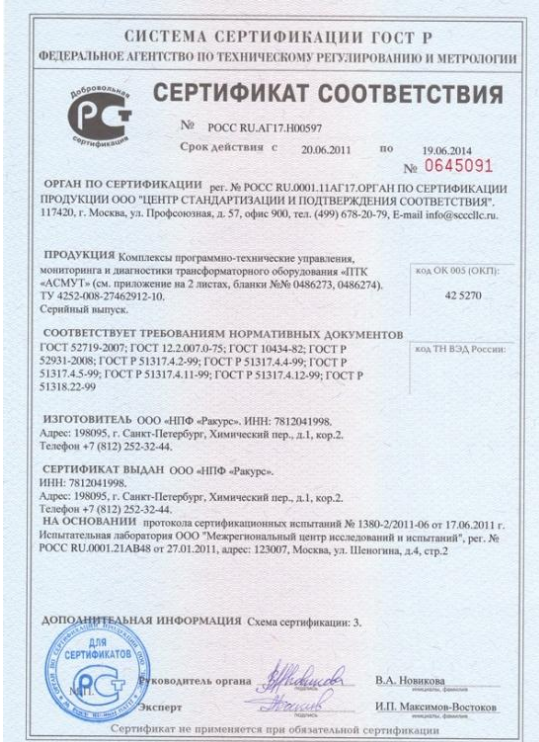
- Система мониторинга и диагностики, создаваемая в составе АСУ ТП электростанции;
- Система без функций управления, реализующая только функции мониторинга и диагностики с передачей информации в центральную базу данных электростанции или на удаленный центр управления;
- Система без функций управления, реализующая только функции мониторинга и диагностики с передачей информации на АРМ оперативного персонала;
- Полнофункциональная система, в том числе реализующая управление системой охлаждения трансформатора, а также контроль и управление РПН;

- 1. СТО 56947007-29.200.10.011-2008** Система мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования;
- 2. МЭК 60076-7** «Трансформаторы силовые. Часть 7. Руководство по нагрузке масляных силовых трансформаторов»;
- 3. РД ЭО 0410-02** «Методические указания по оценке состояния и продлению срока службы силовых трансформаторов», утверждено концерном «РОСЭНЕРГОАТОМ» 20.10.2003 г.;
- 4. ГОСТ 14209-85** «Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки»;
- 5. РД 34.45-51.300-97** «Объем и нормы испытаний электрооборудования», утверждено департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» 08.05.1997 г.;
- 6. РД 153-34.0-46.302-00** «Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов»;
- 7. ТУ 4252-008-27462912-2010** Комплекс программно-технический измерительный мониторинга трансформаторного оборудования «АСМУТ»

# ПТК «АСМУТ» Свидетельство и разрешения



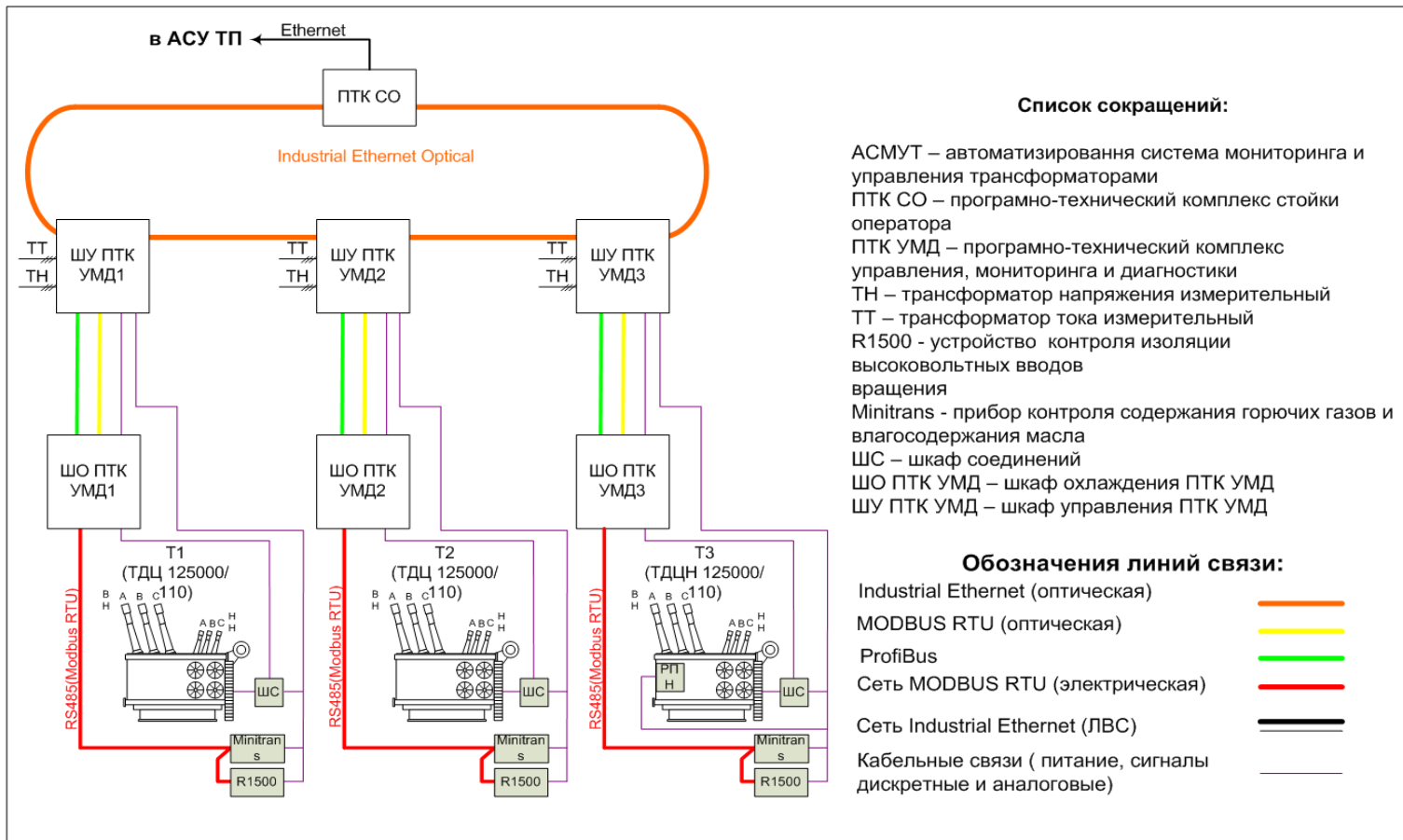
**СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ  
УТВЕРЖДЕНИИ ТИПА  
СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ**  
ВЫДАН: ФЕДЕРАЛЬНЫМ АГЕНСТВОМ ПО  
ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И  
МЕТРОЛОГИИ



**СЕРТИФИКАТ  
СООТВЕТСВИЯ**  
ВЫДАН: ФЕДЕРАЛЬНЫМ АГЕНСТВОМ  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



**ПТК «АСМУТ» ДОПУЩЕНО К  
ПРИМЕНЕНИЮ НА ОБЪЕКТАХ ОАО  
«ФСК ЕЭС» И ОАО «ХОЛДИНГ  
МРСК».**



**ЮГО-ЗАПАДНАЯ ТЭЦ:** Система, поставленная «Ракурс», интегрируется в общую систему управления и диспетчеризации, существующую на станции. Мы имеем возможность комплексно контролировать и оперативно диагностировать состояние трансформаторного оборудования, предвидеть возможности аварийных ситуаций.



За последние 5 лет НПФ «Ракурс» было внедрено более 20 систем

№ пп	Наименование объекта	Тип трансформаторного оборудования	Характеристика трансф-ного оборудования	Количество	Год	Примечание
1	ТЭЦ 8 Москва	Сетевой трансформатор	ТДЦ 125000/110	1	2008	Совместно с ВЭИ
2	Юго- Западная ТЭЦ СПб	Блочные трансформаторы	ТДЦ 125000/110	2	2011	1-ая очередь
		Сетевой трансформатор	ТДЦН 125000/110	1	2011	
3	Юго- Западная ТЭЦ СПб	Блочные трансформаторы	ТДЦ 125000/110	4	2012	2-ая очередь
		Сетевой трансформатор	ТДЦН 125000/110	1	2012	
4	Богучанская ГЭС	Блочные трансформаторы	ТЦ 400000/500	6	2011	
		Блочные трансформаторы	ТЦ 400000/220	3	2012	
		Автотрансформаторы связи	АОДТЦТН 167000/500/220	6	2012	
		Трансформаторы собственных нужд	ТДНС 10000/15,75	4	2011	
5	ПС Молжаниновка	Сетевые трансформаторы	ТДЦН 167000/220	2	2011	
6	Загорская ГАЭС-2	Согласующие трансформаторы пусковых тиристорных установок	ТДП 30000/15,75/15,75	2	2012	

- Система, позволяющая выявить повреждения отдельных конструктивных узлов, а также предоставить данные для проведения комплексной диагностики всего трансформатора;
- Легкая масштабируемость системы – возможность контролировать дополнительное оборудование (выключатели, разъединители и т.п.);
- Использование стандартных надежных промышленных контроллеров, распространенных на объектах энергетики России;
- Возможность построения системы с дублированными процессорами (время переключения < 30мс) и функциями «горячей» замены модулей;
- Возможность передавать данные по стандартным телемеханическим протоколам, а также «бесшовная» интеграция в системы.

**СЕГОДНЯ РАКУРС - ЕДИНСТВЕННЫЙ ПОСТАВЩИК СИСТЕМ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ИМЕЮЩИЙ НЕ ТОЛЬКО АККРЕДИТАЦИЮ В ОАО «ФСК ЕЭС», НО И ПОЛУЧИВШИЙ СЕРТИФИКАТ ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ НА СВОЮ ПРОДУКЦИЮ.**

## Назначение систем автоматизации ОРУ, КРУЭ

- Сбор информации о текущем состоянии оборудования КРУЭ;
- Представление оператору текущей и архивной информации;
- Оперативное управление с АРМов;
- Передача телемеханической информации в РДУ.

## Система производства «Ракурс»

- Поддерживает передовые промышленные интерфейсы;
- Может интегрировать в АСУТП подсистемы сторонних производителей;
- Имеет многоуровневую систему защиты, включающую ограничение доступа, реализацию блокировок и защит от ошибочных действий оператора.

## В числе реализованных компанией проектов:

- ✓ работы на Северном Кавказе – Баксанская ГЭС и Кашхатау ГЭС,
- ✓ на Загорской ГАЭС и Загорской ГАЭС-2.



**2012 год, Комплекс работ по модернизации АСУТП РЗА, ПА и связи, КРУЭ-500 кВ на Загорской ГАЭС и Загорской ГАЭС-2**

**АСУТП обеспечивает комплексную автоматизацию технологических процессов объединённого КРУЭ 500 кВ Загорской ГАЭС и Загорской ГАЭС-2 с целью повышения надежности и экономичности работы оборудования КРУЭ и участка прилегающих электрических сетей 500 кВ.**

Поставленные цели достигаются благодаря:

- повышению скорости и безошибочности действий персонала за счет представления ему более полной, достоверной и своевременной информации о режимах работы и состоянии оборудования, в том числе для оперативного управления и ведения режимов электростанции и прилегающей сети 500 кВ;
- повышению уровня контроля и управления технологическими процессами в нормальных и аварийных режимах;
- упрощению и удешевлению эксплуатации средств автоматизации КРУЭ;
- существенному сокращению времени простоев и уменьшению количества отказов средств автоматизации КРУЭ.

АСУТП, таким образом, становится для оперативного персонала электростанции главным средством ведения технологического процесса, обеспечивающим требуемый уровень надежности и эффективности эксплуатации основного оборудования во всех режимах функционирования.



Кроме того, АСУТП должна стать средством интеграции объектных информационно-технологических систем (РЗА, ПА, АИИС КУЭ, регистрации аварийных событий и процессов и др.).

В свою очередь, АСУТП объединенного КРУЭ 500 кВ в перспективе должна быть интегрирована в единую АСУТП Загорской ГАЭС и Загорской ГАЭС-2. Такая интеграция информационно-технологических систем позволит уменьшить общую стоимость системы управления (за счет совместного использования различных ресурсов: сетевых устройств, архива, средств отображения, подсистемы единого времени и т.д.), а также увеличить удобство и безаварийность эксплуатации за счет единого интерфейса средств управления на АРМ оперативного персонала.

Поскольку объединённое КРУЭ 500 кВ Загорской ГАЭС и Загорской ГАЭС-2 и заходящие на него ЛЭП 500 кВ являются объектами, находящимися в оперативном управлении ОДУ Центра (Московского РДУ), то АСУТП КРУЭ должна стать системой нижнего уровня в рамках иерархической системы диспетчерского управления ОЭС Центра, снабжая высшие уровни иерархии полной и достоверной информацией о функционировании соответствующего электрооборудования станции.

В состав основных технологических функций (функциональных подсистем) входят:

- прием и первичная обработка аналоговой информации о текущих режимах и состоянии оборудования
- прием и первичная обработка дискретной информации о состоянии оборудования и технологических событиях;
- оперативный контроль текущего режима и состояния главной схемы КРУЭ 500 кВ с АРМ дежурного инженера станции (ДИС) и АРМ оперативного персонала (АРМ ОП), организуемого в помещении КРУЭ 500 кВ;
- автоматизированное управление (дистанционное с АРМ ДИС и по месту) коммутационными аппаратами КРУЭ, включая оперативную блокировку разъединителей;
- технологическая предупредительная и аварийная сигнализация;
- регистрация - средствами АСУТП и МП устройств РЗА, ПА - аварийных событий и процессов (РАС),
- контроль текущего состояния электрооборудования (выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока);
- контроль качества электроэнергии;
- определение места повреждения на ЛЭП - ОМП (средствами АСУТП и МП устройств РЗА);
- обмен информацией с высшими уровнями иерархии управления электрическими сетями (ОДУ Центра, Московским РДУ, Московским ЦУС МЭС Центра).

## Преимущества АСУТП КРУЭ, ОРУ:

- высокая надежность, достигаемая за счет использования системы автоматизации Сименс;
- высокая помехоустойчивость (использование протоколов МЭК 61850 по оптическим линиям связи);
- высокая информационная емкость, расширяемость;
- полная резервируемость;
- большой выбор протоколов и интерфейсов для интеграции систем сторонних производителей;
- высокая точность синхронизации всех событий, происходящих в системе, за счет использования резервированной системы единого времени (GPS+GLONASS).