

Открытое акционерное общество

"Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра"



СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ

По результатам работы Международной
специализированной выставки

"ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ РОССИИ 2011"

Обзор выставки сделан на основе отчетов филиалов

ОАО «МРСК Центра» и не является рекламным материалом

МОСКВА

Распределительные устройства 35 - 110 кВ

1. Комплектные распределительные устройства элегазовые (КРУЭ)

Компания «СИМЕНС АГ» г. Берлин, Германия представила КРУЭ 8DN8 на напряжение 145 кВ. Основной отличительной чертой данных распределительных устройств является высокая степень гибкости, достигаемая путем использования модульной системы. При этом компоненты монтируются отдельно или в комбинированном виде в соответствии с их функциональным и техническим назначением внутри герметичных газоплотных корпусов. С помощью небольшого числа активных и пассивных модулей возможна реализация всех вариантов электрических схем, типичных для сферы производства комплектного промышленного оборудования. Стандартные переходные устройства обеспечивают совместимость со всеми предыдущими моделями того же уровня напряжения.

С целью достижения особо малых размеров модулей КРУЭ 8DN8 используется трехполюсная изоляция (см. рис.1, 2). Это позволяет разместить КРУЭ на минимальной площади. Ориентированная на пользователя модульная концепция обеспечивает простоту доступа к элементам управления.

В качестве материала корпусов используется алюминий, что обеспечивает антикоррозионный эффект, а также малую массу установки.

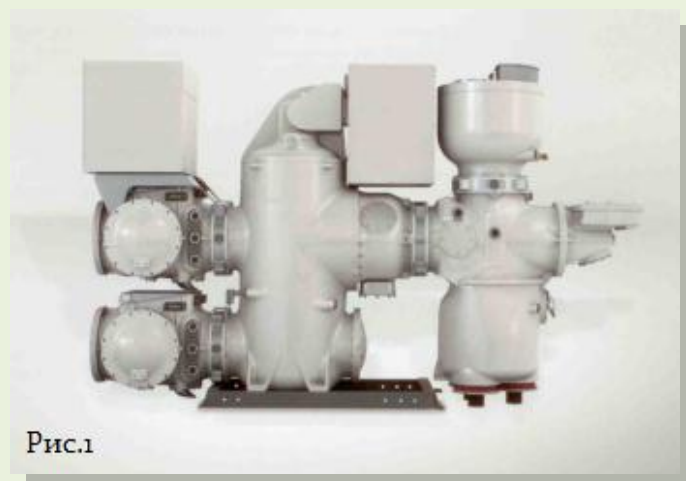


Рис.1

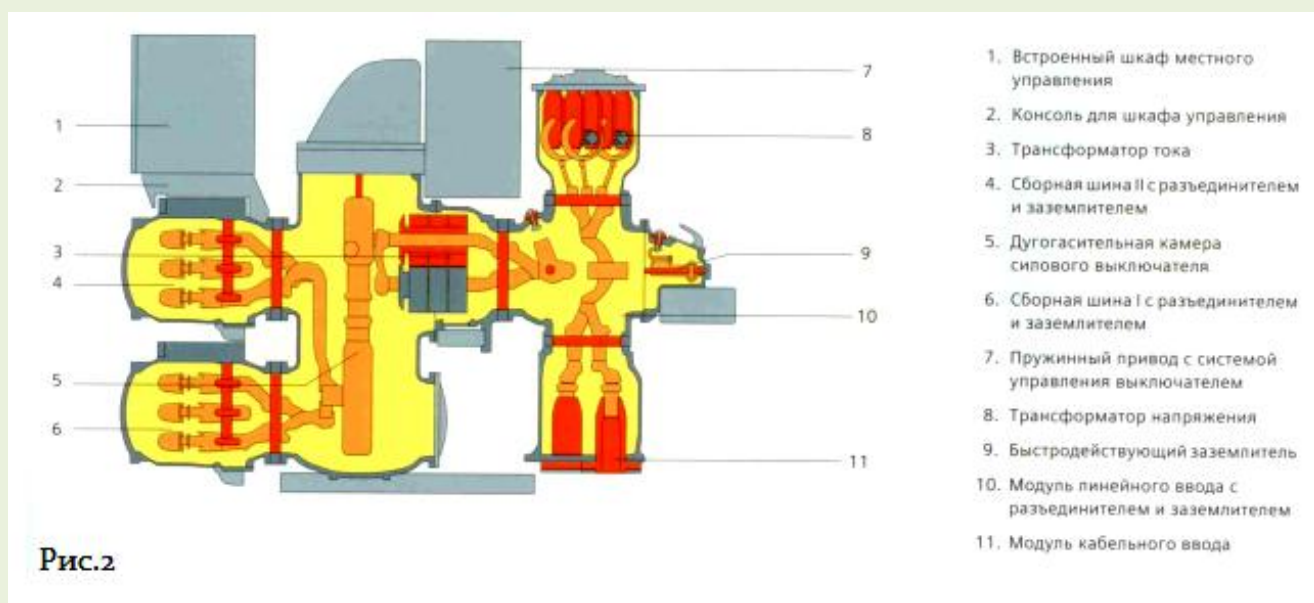


Рис.2

Современные методы конструирования и технологии литья позволяют оптимизировать диэлектрические и механические характеристики корпуса. Малая масса ячеек создает лишь небольшие нагрузки на грунт и позволяет использовать наипростейшие виды фундамента.

Газогерметичность фланцевых соединений в местах соединения модулей обеспечивается посредством уплотнительных колец круглого сечения. Соединительные контакты принимают изменения длины, обусловленные изменением температуры проводника. Доступ к местам соединения модулей при необходимости осуществляется через монтажные отверстия, закрытые герметичными крышками.

Компания «HYOSUNG CORPORATION» г. Сеул, Корея разрабатывает и производит элегазовые РУ с рабочим напряжением от 25,8 кВ до 800 кВ, с токами короткого замыкания до 63 кА, см. рис.3.



Выключатели «Хёсон» комплектуются камерами автокомпрессионного типа и двумя катушками отключения. Управление разъединителями осуществляется электроприводом, однако, предусмотрено устройство ручного оперирования. Индикатор положения разъединителя крепится на валу для простоты проверки включенного или отключенного положения. В КРУЭ предусмотрена установка элегазовых ТН двух типов: МОФ (комбинированный измерительный ТТ/ТН) и измерительные ТН общего назначения. ТТ установлены стандартно в заземленный корпус, изолированный от газонаполненного корпуса.

Сборные шины на напряжение до 362 кВ выполняются трехфазными в общей оболочке для уменьшения комплектующих деталей и сокращения срока монтажа. После подстыковки сборных шин соединение проводников достигается автоматически через контакты розеточного типа. Предусмотрены устройства компенсации механических расширений и сжатий вследствие температурных изменений.

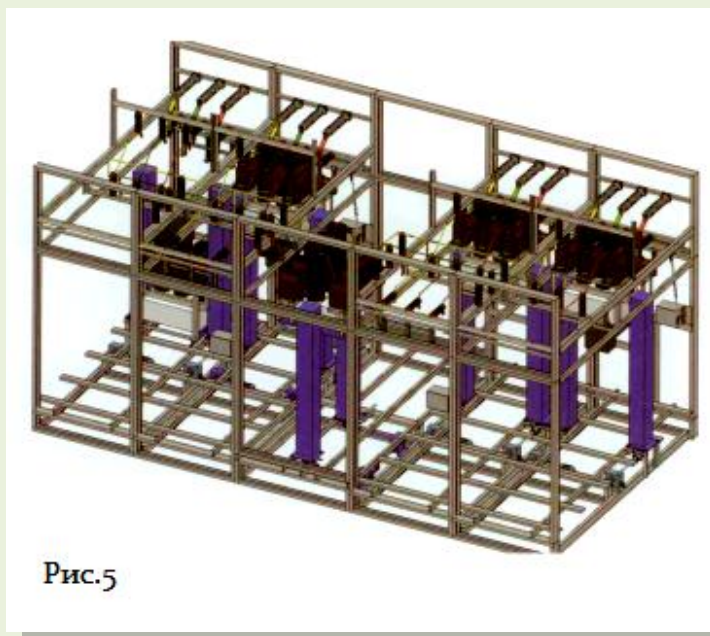
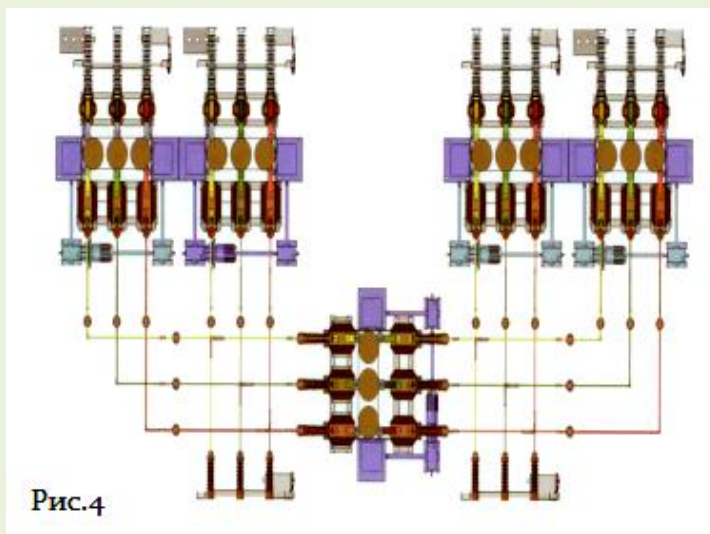
Помимо этого на выставке были представлены КРУЭ производства «HYUNDAI HEAVY INDUSTRIES», Корея, ОАО «Энергомеханический завод» г. Санкт-Петербург, Россия, Toshiba Transmission Company, Япония, ABB.

2. Реализация схем РУ-35-110 кВ с применением компактных модулей

Электроаппаратный завод «ЭАЗ» г. Санкт-Петербург, Россия представил закрытые распределительные устройства на напряжения 35-110 кВ серии «Питер», см. рис. 4-6.

Главным преимуществом является то, что функции разъединителей обеспечиваются перемещением самого оборудования с установленными на нем неподвижными контактами, таким образом, традиционные разъединители заменяются перемещением оборудования и неподвижными контактами, которые не требуют обслуживания. Выключатель, трансформаторы тока и напряжения перемещаются для ревизии (или замены резервным выключателем) на короткое время.

Экономия стоимости строительства обусловлена уменьшением коммутационных аппаратов, объемов фундаментов, стальных рам и требуемого пространства, уменьшением количества соединительных проводов, изоляторов, сокращение габаритов, высокой заводской готовностью элементов (модулей), замены традиционных контрольных кабелей оптоволоконной связью также снизит стоимость установки. Уменьшение стоимости обслуживания обусловлено резким сокращением количества коммутируемых аппаратов главной схемы электрических соединений, приводов и блокировок и, как следствие, сокращение вторичных приборов обслуживания.



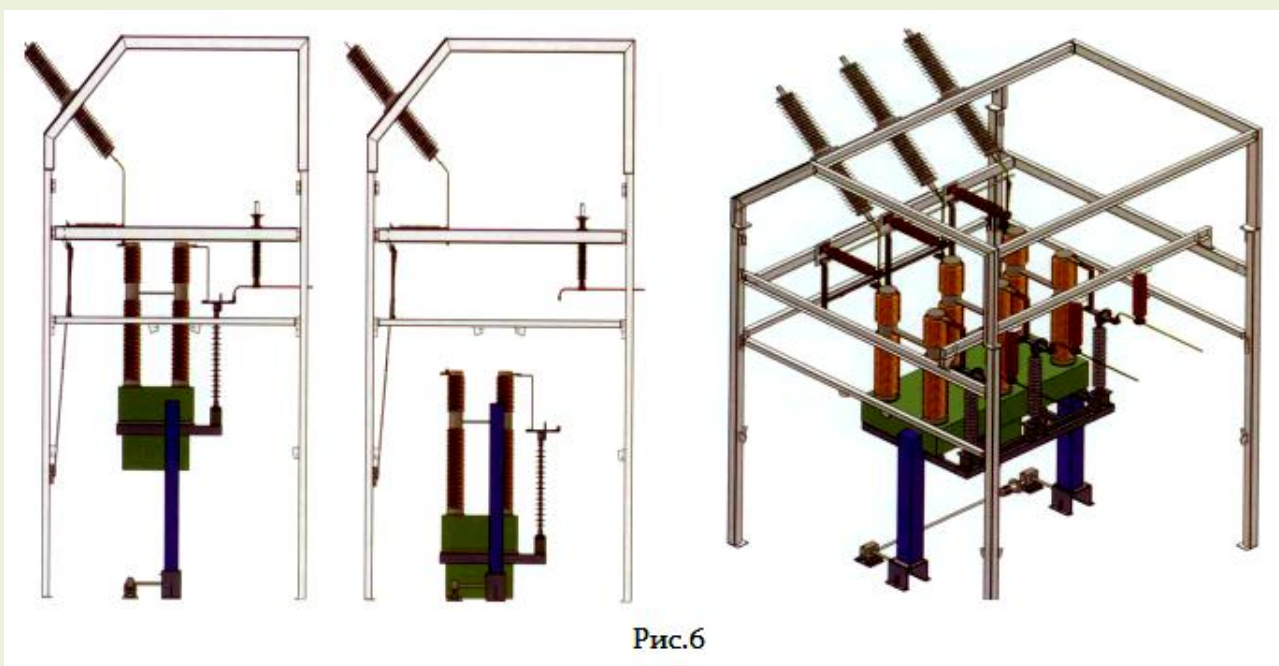


Рис.6

Все механизмы и аппараты имеют электрический привод, что позволит выполнять любые коммутационные операции дистанционно. Мониторинг состояния оборудования модуля в режиме реального времени позволит определять объем необходимого обслуживания.

ЗАО "Высоковольтный союз" Россия г. Екатеринбург с 2010 года начало серийное производство комплектных распределительных устройств на номинальное напряжение 35 кВ со стационарно установленным вакуумным выключателем.

В новом КРУ полюса выключателя и сборные шины помещены в герметичные баки, заполненные элегазом (см. рис.7). Благодаря высокой электрической прочности элегаза производителю удалось максимально уменьшить межполюсное расстояние и расстояние между сборными шинами.

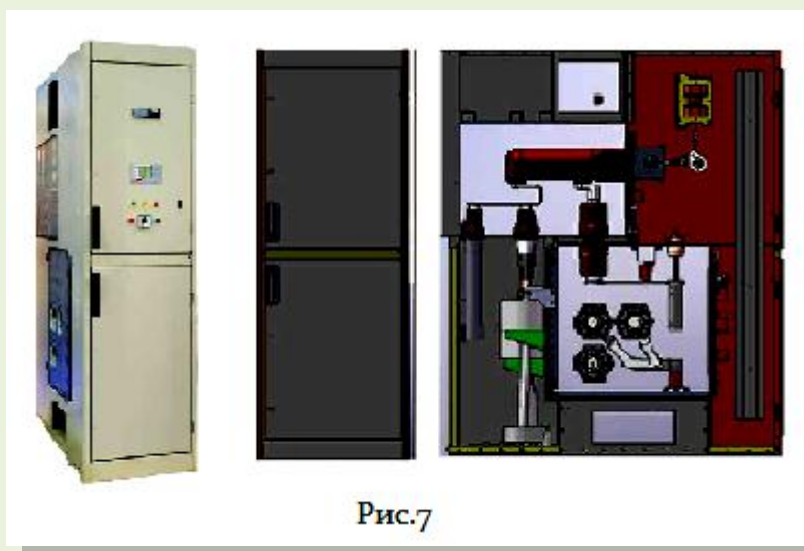


Рис.7

В качестве коммутационного аппарата в КРУ серии КУ35С используются вакуумный выключатель серии ВР35С. Этот выключатель создан на базе успешно эксплуатируемого выключателя ВР35. Полюса выключателя расположены в герметичном, заполненном элегазом баке и через сильфоны связаны изолирующими тягами с приводом, который расположен в верхней части шкафа со стороны фасада.

Отличительные особенности КРУ серии КУ35С:

- малые габариты (ширина нового КРУ по фасаду - 600 мм, для токов до 1000 А (800 мм – для токов выше 1600 А), глубина - 1 650 мм, высота - 1965 мм;
- высокая степень безопасности при эксплуатации;
- универсальность применения;
- широкий выбор типоразмеров;

Технические характеристики КРУ серии КУ35С:

- номинальное напряжение - 35 кВ
- номинальный ток: главных соединений - 630; 1 000; 1250; 1 600; 2 000; 2 500 А, сборных шин - 1 250; 2 500 А;
- номинальный ток отключения выключателей - 31,5 кА
- ток термической стойкости, 3 с - 31,5 кА
- ток электродинамической стойкости - 81 кА

Компания «СИМЕНС АГ» г. Берлин, Германия представила ячейки 35 кВ с элегазовой изоляцией типа NSPLUS. Ячейки представляют собой комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией в трехполюсном металлическом корпусе с металлическими перегородками, для установки в помещениях, с одинарными или двойными системами сборных шин (рис.8, 9).

Конструкция ячейки с одинарной системой сборных шин

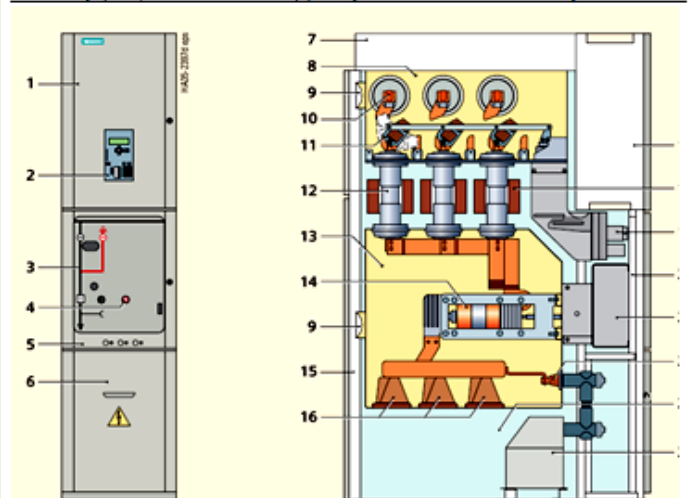


Рис. 8

Конструкция ячейки с двойной системой сборных шин

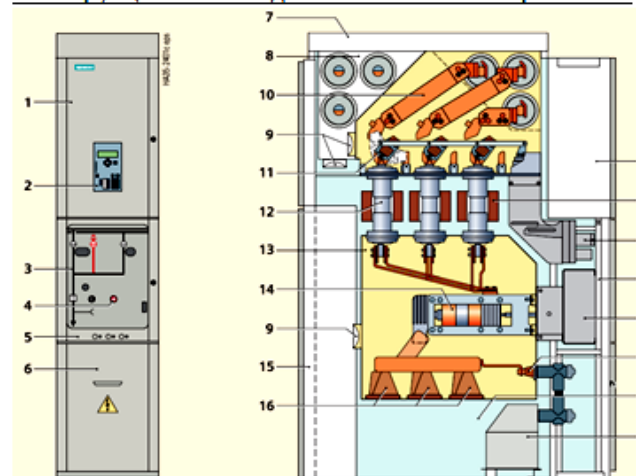


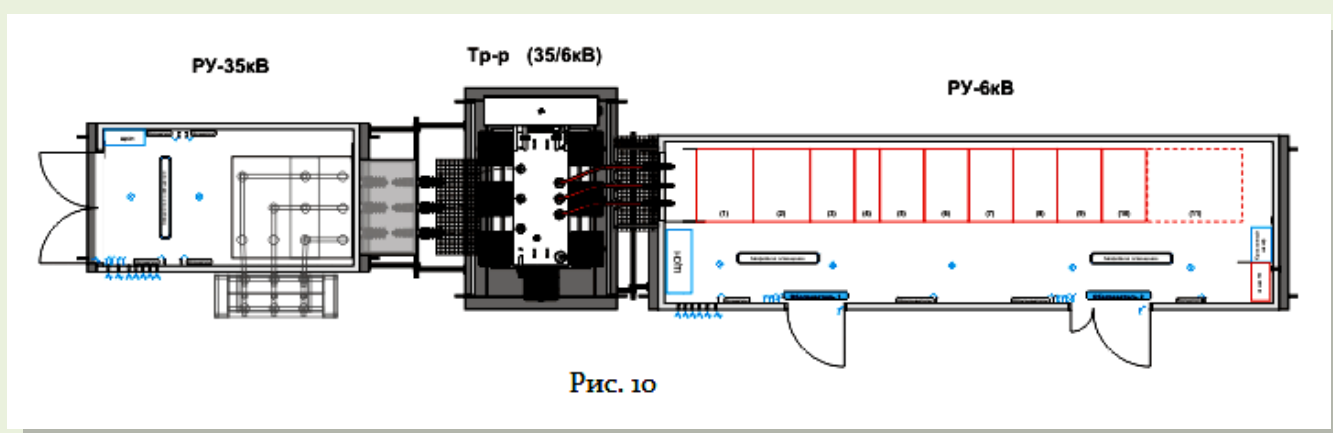
Рис.9

Технические особенности:

- трехполюсная герметизация первичных цепей за счет резервуаров из нержавеющей стали;
- трехпозиционные разъединители используются для разъединения ячейки от сборных шин и заземления линейного фидера;
- ширина ячеек с отходящими фидерами и ячеек ввода питания: 600 мм (1200 мм для тока на фидерных линиях от 2300 А)
- подключение кабелей через штекерную систему проходных изоляторов с внутренним или наружным конусом или подключение шин с твердой изоляцией;
- имеющееся КРУЭ можно расширить в обе стороны без изменения ячеек существующих;
- замена модуля силового выключателя возможна без работ с элегазом и без отключения напряжения на сборной шине;
- трансформаторы демонтируются без изменения положения модулей сборных шин и силового выключателя, без работ с элегазом, т.к. они расположены вне резервуаров;
- вакуумный силовой выключатель не требует технического обслуживания при нормальных условиях окружающей среды согласно IEC 60 694 / VDE 0670-1000.

3. Мобильные модульные подстанции

ООО «Росполь-Электро+» г. Санкт-Петербург, Россия представило передвижную комплектную трансформаторную подстанцию 35/6-10кВ. Подстанции состоит из следующих функциональных блоков: КРУ-35кВ (до 1600А), трансформаторный блок (до 16МВА), КРУ-10(6) кВ (до 2500А), см. рис. 10.



Габариты модулей: РУ ВН (4150х3100х3450), РУ НН (10100х3100х3100).

В этой области на выставке также было представлено решение компании АВВ.

Силовые и измерительные трансформаторы 10 (6)-110 кВ

1. Трансформаторы с магнитопроводом из аморфной стали

Распределительные трансформаторы мощностью 25—630 кВА напряжением 6 - 10 кВ - наиболее массовая серия производимых и эксплуатируемых трансформаторов в нашей стране и за рубежом. Общее количество распределительных трансформаторов в России составляет более чем 4 млн. шт., общие потери электроэнергии в распределительных трансформаторах оцениваются в 7,5 миллиардов кВт*ч и свыше 40% - это потери в магнитопроводах - потери холостого хода. Один из возможных вариантов решения проблемы - применение трансформаторов с магнитопроводом из аморфной стали.

Использование аморфных сталей для магнитопроводов распределительных трансформаторов мощностью 25-100 кВА позволяет снизить потери холостого хода более чем в три раза (по сравнению с трансформаторами, где используется лучшая электротехническая холоднокатаная сталь).

С учетом реализации в ОАО «МРСК Центра» «Концепцией построения распределительной сети 0,4 - 10 кВ с переносом пунктов трансформации электроэнергии к потребителю» потребность в трансформаторах 10(6)/0,4 кВ будет ежегодно увеличиваться, пропорционально будут расти и потери х.х. Внедрение энергоэффективных трансформаторов с магнитопроводами из аморфной стали, со сниженными потерями х.х и более высоким, чем у применяемых в настоящее время трансформаторов, КПД (94-96%) позволит существенно снизить в этом случае операционные издержки.

Если рассматривать опыт энергокомпаний зарубежных стран, уже активно применяющих трансформаторы из аморфной стали (США, Индия, Китай, Япония, некоторые страны западной Европы), то изначально их затраты на приобретение таких трансформаторов были значительно выше, чем на приобретение обычных (разница составляла порядка 40%). Но по мере наращивания объемов производства и модернизации технологии изготовления, конечная цена такого трансформатора снизилась на 15 - 20 %. Срок окупаемости, в зависимости от загрузки, составляет от 4 до 5 лет, а полная стоимость трансформатора благодаря снижению потерь электрической энергии компенсируется не более чем за 16 лет.

В настоящее время в России отсутствует производство аморфной стали в промышленных масштабах, а также производство оборудования с её применением. Единственным из участников выставки - производителей силовых трансформаторов, заявившем об изготовлении трансформатора с магнитопроводом из аморфной электротехнической стали является ПК ХК «Электрозавод», г. Москва. Данное предприятие изготовило первый в России трёхфазный силовой трансформатор с магнитопроводом из аморфной стали

мощностью 100 кВА напряжением 10 кВ. Опытный образец успешно прошел полный цикл заводских испытаний. В 2012 году предприятие планирует выпустить опытную партию трансформаторов мощностью 400 кВА, 630 кВА, 1000 кВА.

2. Оптические ТТ и ТН

Традиционными считаются электромагнитные измерительные трансформаторы, которые давно используются в электроэнергетике и на данный момент обладают достаточно высокими техническими характеристиками. При этом они обладают недостатками вытекающих из самой физической природы электромагнитных трансформаторов, и зачастую сами могут быть источниками аварий на энергообъектах. К таким недостаткам можно отнести явления резонанса, гистерезиса, насыщения, остаточного намагничивания.

Одним из альтернативных предложений, появившимся на рынке России, являются волоконно-оптические измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Производители, представленные на российском рынке:

- NxtPHase T&D Corporation (Canada) - ООО «ПроЛайн», вся линейка поставляемой продукции сертифицирована и внесена в Реестр средств измерений Российской Федерации;

- отечественное предприятие полного цикла в области производства оптического волокна и волоконно-оптических приборов – ЗАО «Профотек», продукция компании ЗАО «Профотек» сертифицирована ФГУП ВНИИМС и внесена в государственный реестр средств измерений.

ООО «ПроЛайн» представило трансформатор измерительный высоковольтный оптический напряжения и тока, который сочетает в себе преимущества двух трансформаторов в одном устройстве, также компанией был представлен оптический трансформатор тока (отдельным изделием).

ЗАО «Профотек» представило оптические трансформаторы напряжения и тока (отдельными устройствами).

Сравнение технических характеристик представленного оборудования данных производителей показало, что больших различий в значениях параметров нет. Также видно, что оптические измерительные трансформаторы по многим параметрам превосходят традиционные электромагнитные.

Применение таких трансформаторов особенно эффективно в высоковольтных электрических сетях напряжением 10 кВ и выше, что объясняется тем, что наиболее сложные вопросы обеспечения изоляции, особенно для высоковольтных приложений, решаются автоматически за счет

физической природы преобразования, так как элементы оптики оптического волокна изначально являются диэлектриками. Соответственно, легко обеспечивается гальваническая развязка измерительной и высоковольтной цепи, повышается безопасность при эксплуатации данных приборов.

Поднимая вопрос о практическом применении оптических трансформаторов в РФ, видим, что на данный момент в России нет ГОСТов, которые бы регламентировали, как поверять, как определять класс точности и межповерочный интервал у оптических трансформаторов. Не накоплен опыт эксплуатации и, соответственно, нет сведений, гарантирующих надежность и достоверность данных, которые «выдают» оптические трансформаторы.

Технические характеристики волоконно-оптических ТТ

Параметр	Значение	
	NxtPHase	ЗАО «Профотек»
Ном. напряжение, кВ	110-1150	110-750
Ном. первичный ток, А	100-4000	100-40 000
Ном. вторичный ток, А	1, 5	1
Цифровой выход	МЭК 61850-9-2	МЭК 61850-9-2
Класс точности для измерений	Превышает 0,2S (цифровой) 0,2S(аналоговый)	0,1S (цифровой), 0,2S (аналоговый)
Класс точности для защиты	Превышает 5P (цифровой) 5P (аналог, кратность 20)	5TPE (цифровой, кратность до 65) 5P (аналог, кратность 30-50, с возможностью модернизации до 3TPE)
Частотный диапазон	5-6000 Гц (цифровой), 10-6000 Гц (аналоговый)	0-16000 Гц (цифровой), 0-5000 Гц (аналоговый)
Ном. Нагрузка (аналог. выход) Для измерений Для защиты	 1-2,5 ВА 1-2,5 ВА	 1-2,5 ВА 1-2,5 ВА

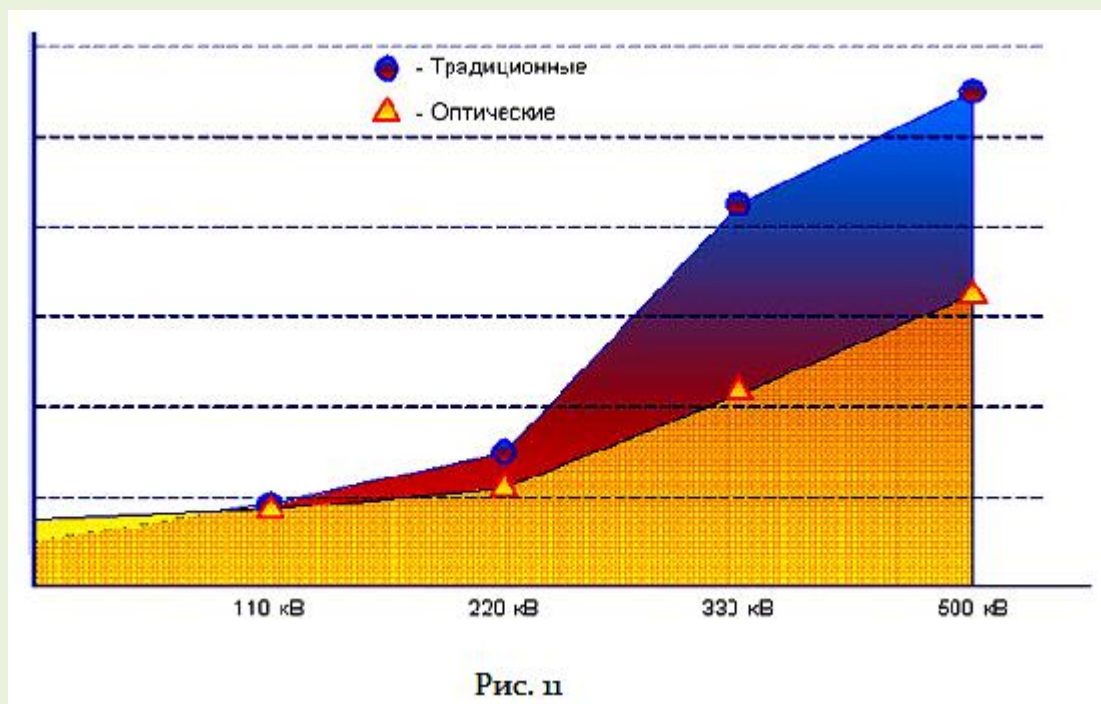
Температурный диапазон	-55 +55 С (измерит. контур) -5 + 40 С (блок обработки)	-50 +60 С (измерит. контур) -10 + 40 С (блок обработки)
Ток динамической стойкости	170 кА	Ограничен только хар-ками изоляционных колон
Расстояние между датчиком и электронным блоком, м, не более	1000	1200
Потребляемая мощность (3 фазы), Вт	135	менее 100
Длина пути утечки, мм	2900 (110 кВ)	-
Скорость ветра, не более, м/с	45	-
Механическая прочность, Н	3000 (110 кВ)	-
Масса изоляционной колонны, кг	56 (110 кВ)	-
Срок службы, лет, не менее	30	30

Технические характеристики волоконно-оптических ТН

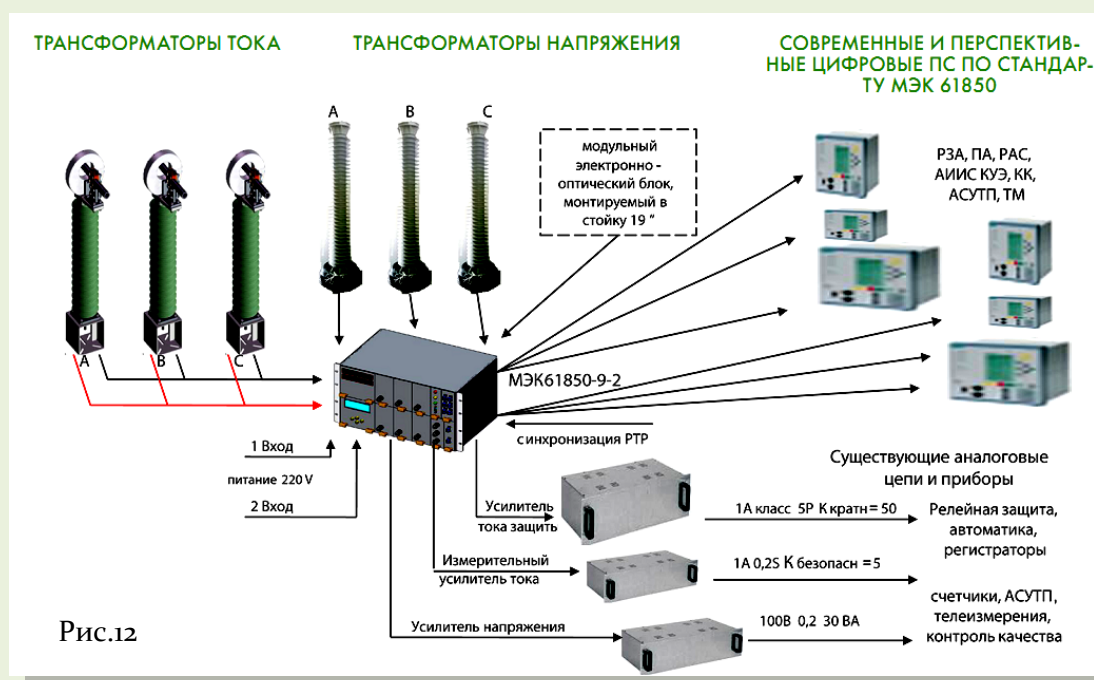
Параметр	Значение	
	NxtPHase (ТТ+ТН)	ЗАО «Профотек»
Ном. напряжение, кВ	110-750	110-750
Ном. Вторичное напряжение, В	100/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$
Цифровой выход	МЭК 61850-9-2	МЭК 61850-9-2
Класс точности	0,2	0,1(цифровой) 0,2(аналоговый)

Частотный диапазон, Гц	0,5-6000 (цифровой), 30-5000 (аналоговый)	15-16000 (цифровой), 15-5000 (аналоговый)
Ном. Нагрузка (аналог. Выход, на фазу), ВА, не более	-	5-15
Температурный диапазон	-55 +55 С (измерит. контур) -5 + 40 С (блок обработки)	-60 +60 С (измерит. контур) -10 + 40 С (блок обработки)
Ток динамической стойкости	170 кА	
Расстояние между датчиком и электронным блоком, м, не более	1000	2000
Потребляемая мощность (3 фазы), Вт	135	-
Механическая прочность, Н	3000 (110 кВ)	-
Длина пути утечки, мм	3600 (110 кВ)	-
Тип изоляции	Сухой азот, 2 атм	-
Масса изоляционной колонны, кг	180 (110 кВ)	-
Срок службы, лет, не менее	30	30

На рис.11 представлен график - сравнение затрат на организацию точки учёта. Из него видно, что в настоящее время по уровню напряжения 110 кВ применение оптических измерительных трансформаторов по стоимости практически сравнимо с традиционными электромагнитными трансформаторами, и чем выше уровень напряжения, тем более оптические трансформаторы выигрывают у электромагнитных. Вместе с тем, на среднем напряжении применение оптических трансформаторов на данное время ограничивается очень высокой стоимостью.



На рис. 12 представлена информационная модель применения оптических ТТ и ТН на объектах электроэнергетики.



Применении оптических ТТ и ТН на ПС на данный момент ограничивается отсутствием у существующих терминалов защит и приборов учёта соответствующих входов для подключения рассматриваемого оборудования. Применение данного оборудования выглядит целесообразным при полном переходе подстанций на новый стандарт МЭК 61850, при реализации построения полностью "цифровой подстанции".

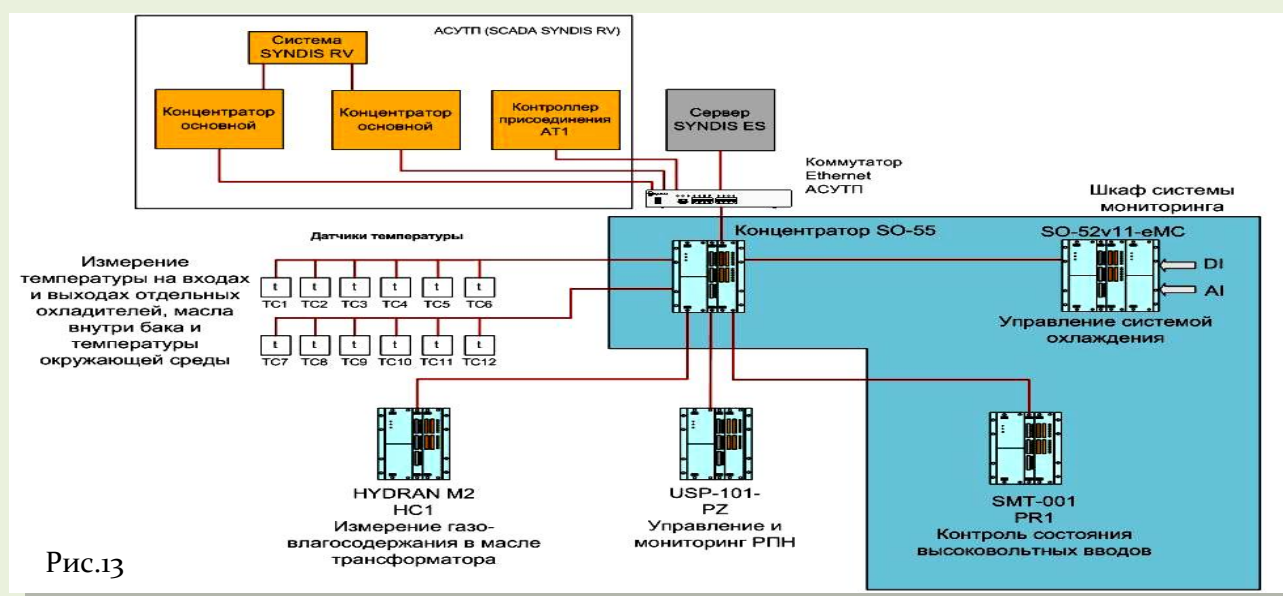
3. Системы мониторинга для силовых трансформаторов 110 кВ

Предложения производителей систем мониторинга силовых трансформаторов (в том числе 110 кВ, мощностью 40-63 МВА) представленные на выставке:

ООО «НПП Микроника»:

- система мониторинга и управления трансформаторным оборудованием производства НПП «Микроника» создана на основе оборудования специально разработанного для применения в электроэнергетике;
- система построена как открытая платформа, интегрирующая датчики и устройства от различных производителей в единое информационное пространство;
- возможность интеграции в АСУТП других производителей, работающих по стандартам: МЭК 60870-5-101/103, 60870-5-104, МЭК 61850, ModBus и т.д.;
- возможность организации инженерного канала для удаленного параметрирования контроллеров;
- возможность организации удаленного доступа как к системе в целом, так и к объектным контроллерам через WEB-интерфейс с целью мониторинга состояния системы без возможности управления и внесения изменений, обеспечивая безопасную работу системы;
- возможность применения, как отдельной системы, так и в качестве подсистемы АСУТП;
- возможность для Заказчика собственными силами осуществлять настройку режимов работы оборудования, дальнейшее развитие и обслуживание системы;

На рис. 13 показано построение системы мониторинга оборудования на базе оборудования ООО «НПП Микроника»:



ООО «Энергетика, микроэлектроника, автоматика» представило систему мониторинга для силовых трансформаторов 10 кВ, данная система имеет возможность последующего дооснащения средствами диагностирования большего числа контролируемых объектов.

Система контроля состоит из средства контроля состояния силового трансформатора и средства обработки данных и представления результатов контроля пользователю (верхний уровень).

Единой средой, объединяющей все составные части, является технологическая локально-вычислительная сеть (ЛВС). В эту сеть включены измерители диагностируемых параметров, контроллеры оборудования, технологический сервер системы, а также рабочие места пользователей. Общее количество рабочих мест в системе не ограничивается. Информация о результатах контроля состояния, а также и все диагностируемые параметры могут быть переданы во внешнюю АСУТП подстанции по одному из стандартных протоколов обмена МЭК 8870-5-104, MODBUS (см. рис. 14).

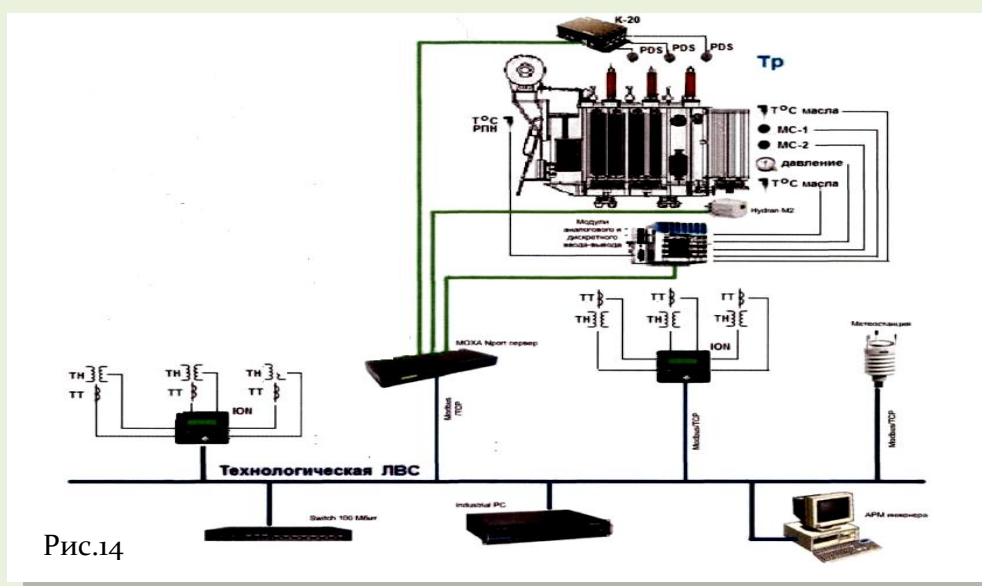


Рис.14

Как следует из структурной схемы, большая группа параметров определяется с использованием информации в цепях РЗА, а среди параметров, определяемых измерительными средствами, находится влажность масла, ЧР и давление масла во вводах. Все элементы системы контроля устанавливаются непосредственно на трансформаторе, за возможным исключением блока измерения и обработки сигналов, который может быть установлен в непосредственной близости к трансформатору, не требуя при этом никаких конструктивных изменений узлов трансформатора. Передача сигналов с датчиков в блок измерения и обработки сигналов производится с помощью коаксиального кабеля или экранированной витой пары, а с блока измерения и обработки сигналов в технологический сервер системы - с помощью оптоволоконной линии

связи. На рисунке 15 а), б) представлен внешний вид трансформатора, например, типа ТРДН, с указанием мест размещением элементов системы контроля трансформатора 10 кВ и структурная схема системы мониторинга.

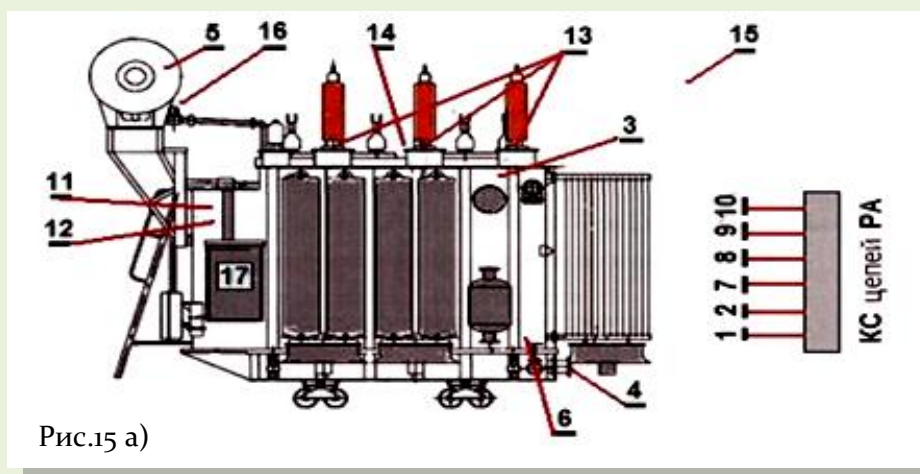


Рис.15 а)

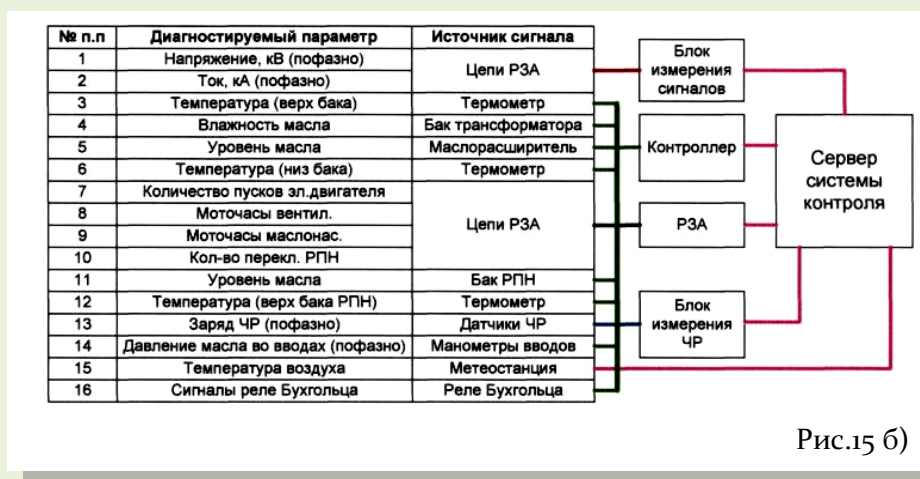


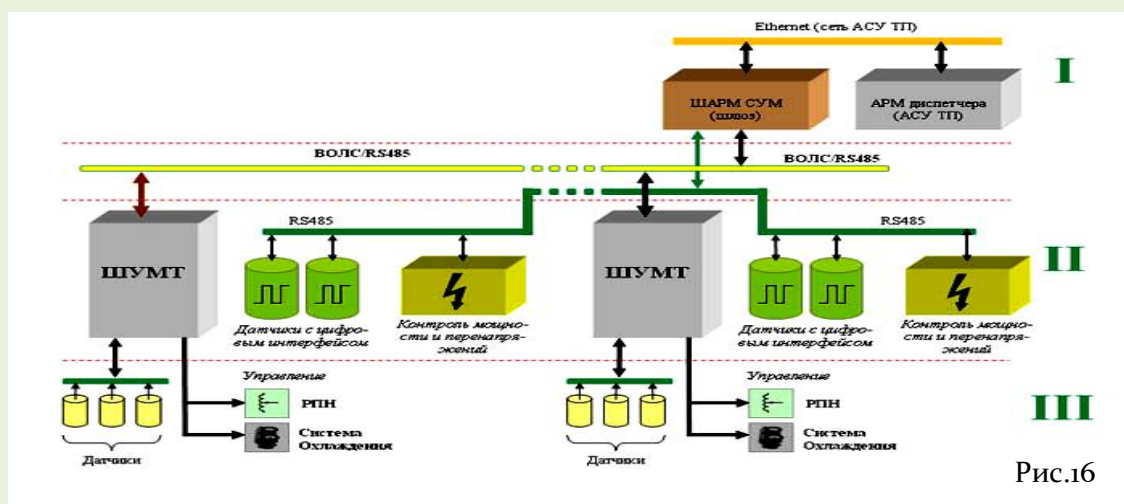
Рис.15 б)

ООО «АСУ-ВЭИ». Данной компанией была представлена система управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования (СУМТО). Система принимает сигналы от первичных датчиков, преобразует их в абсолютные значения измеряемых физических величин, визуализирует и передаёт в АСУ ТП энергообъекта.

СУМТО построена как открытая иерархическая система, позволяющая изменять конфигурацию и наращивать объём выполняемых функций по мере подключения нового оборудования или оснащения контролируемого оборудования дополнительными датчиками.

Конкретная структура СУМТО зависит от количества, состава и особенностей конструкции контролируемого оборудования, а также от топологии энергообъекта.

На рис. 16 представлена логическая схема системы.



Система СУМТО включает в себя 3 уровня (см. рис. 16) и выполняет следующие функции:

- в режиме реального времени измерение и отображение параметров Т и Р в нормальных и аварийных режимах;
- управление системами охлаждения;
- дистанционное управление РПН;
- прогнозирование состояния Т и Р по аналитическим моделям;
- передачу информации в АСУ ТП подстанции;
- создание архивов за время эксплуатации оборудования.

СУМТО соответствует "Общим техническим требованиям на системы управления, мониторинга и диагностики трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов", утверждённым ОАО "ФСК ЕЭС". В СУМТО предусмотрена интеграция по протоколам IEC 61870-5-104, IEC 870-5-101, IEC 61850 и технологии OPC.

ЗАО «Интера» представляет на рынке систему контроля и управления СКУ. Основное назначение СКУ - непрерывный контроль, регистрация и диагностика состояния трансформаторного оборудования класса напряжения 110 кВ и выше (см. рис. 17).

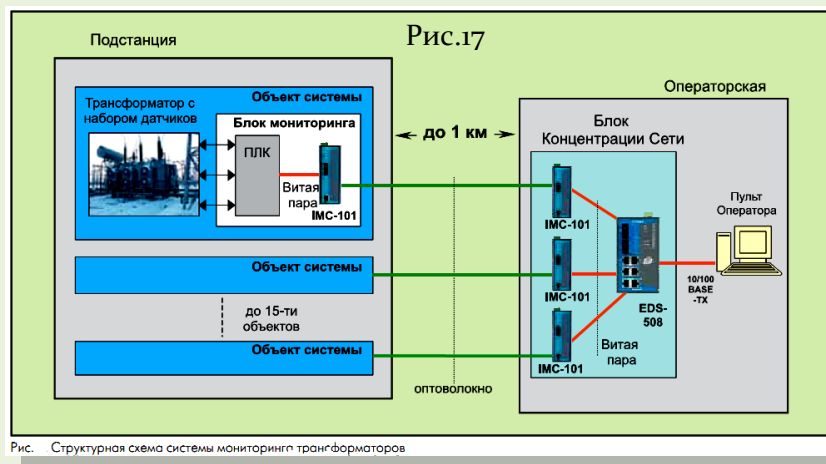


Рис. Структурная схема системы мониторинга трансформаторов

Сигналы от датчиков по линиям связи поступают в блок мониторинга, где на программируемых логических контроллерах (ПЛК) Allen Bradley происходит их предварительная обработка. Там же размещается и коммуникационное оборудование.

Такое расположение блока позволяет минимизировать длину линий связи от аналоговых датчиков с целью снижения влияния электромагнитных помех. Минус такого соседства – влияние на электронику вибрационного фона от трансформатора и его вспомогательных механизмов. Для повышения надежности системы все оборудование в шкафах имеет резервированное питание (+24 В). Первично обработанная мониторинговая информация передается на пульт управления в ОПУ.

В описываемой системе мониторинга все контролируемые трансформаторы (на одном объекте их может быть до пятнадцати) объединяются с пультом управления по топологии “звезда”. Магистральная топология, которая позволила бы сэкономить на оптоволокне, требует использования коммутаторов в каждом блоке мониторинга, что, наоборот, значительно повышает стоимость системы. Специальных требований к надежности системы связи не предъявляется, поскольку она не несет функций управления. Главное – исключить потерю информации с датчиков вследствие обрыва связи. С этой целью в блоке мониторинга реализована возможность накопления данных.

В общем случае все системы мониторинга нацелены на оценку состояния изоляции как наиболее важного и наиболее подверженного разрушению элемента масляного трансформатора. Для этой цели используют оценку режима нагрузки трансформатора, контроль температуры наиболее нагретой точки, определение влагосодержания в бумажной изоляции, определения тангенса угла диэлектрических потерь. Далее в списке приоритетов стоит контроль состояния системы охлаждения, с определением температуры верхних слоев масла, разницы температур масла на входе и выходе системы охлаждения, температуры окружающей среды, состояния маслонасосов и вентиляторов. Так же системы могут выполнять дополнительные функции, такие как управление системой охлаждения, измерение коэффициента нагрузки и т.д. Так очень же важным является возможность интеграции в АСУ ТП ПС, что предполагает поддержку стандартных протоколов обмена данными.

Цели применения систем:

- повышение эффективности эксплуатации трансформаторного оборудования;
- сокращение случаев перерывов электроснабжения по вине отказа оборудования;
- выявление начальной стадии развития дефекта и/или предаварийных и аварийных режимов в контролируемом оборудовании;

- сокращение инвестиционных затрат на необоснованное обновление оборудования;
- снижение расходов на проведение ремонтов;
- увеличение времени эксплуатации оборудования на основании фактических значений критических параметров трансформаторного оборудования;
- снижение рисков причинения экологического ущерба из-за выхода из строя трансформаторного оборудования;
- сокращение численности персонала.

Оценка применения систем мониторинга с технической и экономической точки зрения

Оценочные расчеты выполнены для 3-х вариантов. Первый - это замена отработавшего свой срок трансформатора 110 кВ мощностью 63 МВА, на новый трансформатор такой же мощности.

Второй и третий варианты предполагают оснащение нового трансформатора системой мониторинга с разной первоначальной стоимостью. Цена системы, зависит от комплектации поставляемого оборудования, количества контролируемых параметров и наличия дополнительных модулей.

Наличие большего числа контролируемых параметров позволяет выявлять неполадки в самом начале их проявления и как следствие уменьшить будущие эксплуатационные расходы. В данном расчете для систем мониторинга различной комплектации, стоимость которых составляет, соответственно, 5% и 7% от стоимости нового трансформатора. Источник финансирования - 10-летний кредит с процентной ставкой 10 %. Результаты расчетов и технико-экономическое сравнение вариантов приведены на рис 18.

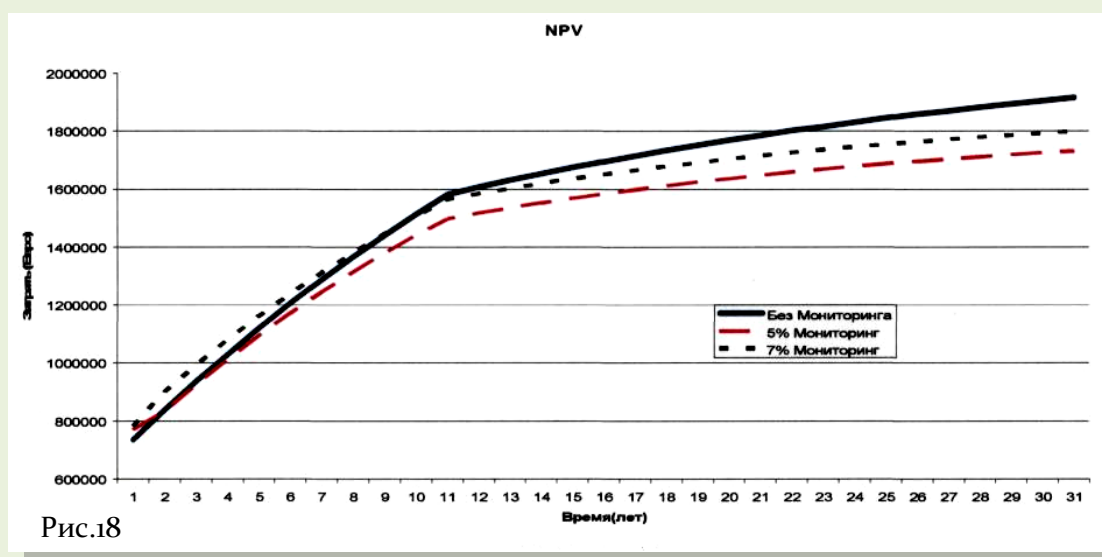


Рис.18

При сравнении вариантов учтено, что процентные отчисления на амортизацию одинаковы, а процентные отчисления на текущий ремонт и обслуживание трансформатора, а также на систему мониторинга различны. Так последние составляют в первом варианте - 1,5 %, во втором - 1% и в третьем - 0,9% от суммарных капитальных вложений в мероприятие. Остальные технические и экономические показатели и параметры соответствующих мероприятий одинаковые. Ущерб от недоотпуска электроэнергии в вариантах не учитывался.

Снижение отчислений на текущий ремонт и обслуживание трансформатора можно объяснить тем, что применение системы мониторинга за состоянием трансформатора позволяет значительно сократить эксплуатационные расходы, исключая планово-предупредительные работы, сокращая отбор проб масла, постоянно контролируя температуру масла, обеспечивая наиболее благоприятные режимы работы, снижая время работы трансформатора с перегрузками или, вообще, исключая такую работу.

Постоянный контроль систем оборудования позволяет выявить дефекты на ранних стадиях развития и вовремя устранить их, не доводя трансформаторное оборудование до аварийных отключений, а производить ремонты в спокойном режиме.

Приведенный экономический анализ показывает, что несмотря на первоначальные дополнительные расходы на систему мониторинга эти расходы окупаются в течение 3-4 лет и 8-9 лет при принятой стоимости системы мониторинга в 5% и 7% от стоимости нового трансформатора соответственно за счет сокращения эксплуатационных расходов. На конец расчетного периода оба варианта с установкой систем мониторинга имеют меньшие суммарные ежегодные затраты у пользователя трансформатором, что свидетельствует о целесообразности установки систем мониторинга на новых трансформаторах и переходу к определению объемов плановых работ исходя из технического состояния оборудования.

В каждом конкретном случае необходим индивидуальный технико-экономический расчёт установки системы мониторинга для каждого трансформатора, который будет учитывать, в том числе мощность, отработанное время (в случае установки на существующее оборудование), загрузку трансформатора, важность ПС (узловая, потребители).

При рассмотрении варианта установки систем мониторинга наибольшим технико-экономическим эффектом обладают системы контроля технического состояния оборудования в составе АСУТП подстанций. Это обусловлено, прежде всего, одновременным использованием аппаратно-информационных технических и программных средств верхнего уровня АСУТП подстанции и диагностических параметров целой группы сигналов устройств РЗА.

ТП 6-10/0,4 кВ**Решения по телемеханизации объектов как шаг к построению
Smart grid**

На выставке были представлены производители оборудования и разработчики программного обеспечения для систем телемеханики (ТМ) ТП 6-10/0,4 кВ : НПП «Микроника», Power Grid Engineering (PGE), «ПЛК Системы», ЗАО «РИССА-Теле Системы», ЗАО «Системы связи и телемеханики», ООО «ТМ системы», ООО «Компания ДЭП».

ЗАО «Системы связи и телемеханики» и ООО «Компания ДЭП» представили законченные типовые решения по телемеханизации ТП 6-10/0,4 кВ.

Целью телемеханизации трансформаторных подстанций (ТП) и распределительных подстанций (РП) является осуществление дистанционного контроля и управления оборудованием, измерения токов и напряжений в электрической сети. Телемеханизация является одним из важнейших условий повышения эффективности работы электрических сетей (надёжности электроснабжения, уменьшения ошибок персонала и т.д.). Комплексная автоматизация, охватывающая все объекты распределённой сетевой компании (РСК), позволяет осуществить переход от традиционных сетей с прямым локальным управлением к интеллектуальным распределительным сетям высокой степени автоматизации Smart Grid. Рассмотрим решения для ТП 6-10/0,4 кВ.

Решаемые задачи: обеспечение наблюдаемости и управляемости ТП, обеспечение охраны и пожарной безопасности ТП, снижение аварийности ТП, коммерческий учет электроэнергии, технический учет электроэнергии, выявление и минимизации коммерческих и технических потерь, обеспечение необходимого уровня параметров качества электроэнергии, повышение ресурса работы оборудования ТП, снижение затрат на ремонты.

Функции: сбор информации о положении коммутационных аппаратов (выключатели, выключатели нагрузки, разъединители и заземляющие ножи) входных и отходящих ячеек трансформаторной подстанции, межсекционных разъединителей; сбор информации о состоянии систем РЗА; измерение электрических величин тока, напряжения, мощности и энергии на входящих фидерах и/или выходе трансформатора; коммерческий учет на входящих и отходящих фидерах ТП; телеуправление коммутационными аппаратами, возможность управления нагрузкой сети; измерение и регистрация основных показателей качества электроэнергии на шинах РУ 0,4 кВ или фидерах потребителей; сбор информации с датчиков охранной (открытия дверей и окон, движения, проникновения в шкафы с оборудованием) и пожарной сигнализации, предоставление возможности оперативного реагирования на нештатную

ситуацию на объекте; передача получаемой информации на диспетчерский пункт района распределительных сетей с использованием основного и резервного цифровых каналов связи.

ЗАО «Системы связи и телемеханики» представило техническое решение по созданию интегрированной АСДТУ / АИИС КУЭ распределительных сетей 6-10/0,4 кВ. Система предназначена к применению на вновь строящихся и модернизируемых подстанциях 6-10 / 0,4 кВ: трансформаторные подстанции (ТП), блочные трансформаторные подстанции (БТП), комплектные трансформаторные подстанции (КТП), блочные комплектные трансформаторные подстанции (БКТП). Интегрированная система АСДТУ / АИИС КУЭ (ТУЭ) трансформаторной подстанции (ТП) построена на базе многофункциональных счетчиков электроэнергии «КИПП-2М», образующих единую платформу интеграции и обеспечивающих сбор, измерение и передачу всего необходимого объема информации, а также управление основным оборудованием подстанции.

Счетчик «КИПП-2М» (рис.19) выполняет функции:

- интеллектуального измерительного преобразователя электрических параметров присоединений класса 0,2;
- счетчика электроэнергии класса 0,2S;
- измерителя показателей качества электроэнергии по ГОСТ 13109-97;
- устройства телемеханики по ГОСТ 26.205-88 (10 или 16 ТС, 2 ТУ).

Программное обеспечение работает локально (интерфейс RS232) и удаленно (сеть Ethernet) и состоит из двух модулей:

- ПО «Чтение архивов» позволяет смотреть журналы событий, архивы учета электроэнергии и экспортировать данные в текстовые файлы;
- ПО «Параметризатор» служит для программной настройки счетчика.

Для связи с системами верхнего уровня поддерживаются протоколы ГОСТ Р МЭК60870-5-101-2006, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 и FT1.2 «Телеканал», выполненный на базе рекомендаций ГОСТ Р МЭК 870-5-2-95.

В зависимости от конструкции ТП и стадии ее строительства или реконструкции, счетчики «КИПП-2М» и сопутствующие им соединительные клеммные колодки могут размещаться в отдельном шкафу автоматизации, вместе с оборудованием связи или в ячейках РУ 0,4 кВ и 6-10 кВ.

Для проектируемых и строящихся ТП размещение счетчиков в ячейках РУ 0,4кВ может быть произведено непосредственно на заводе-производителе ячеек

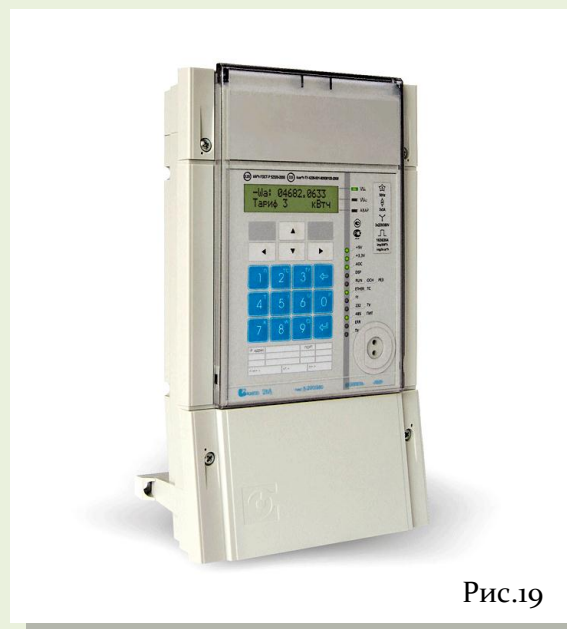


Рис.19

или комплектных ТП. В этом случае существенно снижается стоимость и сроки монтажных работ.

Преимущества решения:

- повышение наблюдаемости нижнего уровня сети;
- обеспечение единства измерений в подсистемах диспетчерского управления и учета электроэнергии за счет применения счетчика «КИПП-2М»;
- возможность сокращения используемого первичного оборудования для измерения электрических параметров (дополнительных трансформаторов, датчиков, измерительных преобразователей тока, напряжения и мощности и т.п.) за счет применения «КИПП-2М» в качестве многофункционального измерительного преобразователя;
- значительное сокращение дополнительного оборудования при автоматизации ТП;
- использование счетчика электроэнергии «КИПП-2М» вместо УСПД и устройства телемеханики; сокращение сроков реализации проекта по разработке и внедрению системы;
- значительное сокращение стоимости используемого оборудования, монтажных и наладочных работ, а также технического обслуживания и ремонта.

ООО «Компания ДЭП» предлагает технические решения для создания типовой унифицированной системы автоматизации объектов РЭС 6/10/20-35 кВ. Помимо решения по телемеханике, обеспечивается также организация подсистем энергоучета, релейной защиты и автоматики. Возможны три варианта автоматизации объектов РЭС: централизованная архитектура (оборудование сосредоточено в одном или нескольких шкафах ТМ); распределенная архитектура (специализированные модули телемеханики встраиваются непосредственно в ячейки на заводе-изготовителе, при монтаже остается лишь соединить их по цифровому интерфейсу).

Типовые комплекты телемеханики с централизованной архитектурой:

- «ДЕКОНТ КС-хх». Например, для телемеханизации распределительных подстанций (РП) напряжением 10 кВ выпускается КТМ «ДЕКОНТ КС-хх» - это полностью готовое к внедрению и эксплуатации изделие. Благодаря высокой надежности, простоте обслуживания, малым габаритным размерам и расширенному температурному диапазону функционирования, комплект получили широкое распространение в ОАО «МОЭСК».
- «ДЕКОНТ-К2С-М-ИВК-РП 22 2VM» позволяет телемеханизировать до 22 ячеек. КТМ дополнительно комплектуется многофункциональными измерителями ЕМ-3 и необслуживаемым безаккумуляторным блоком резервного питания (UPS), обеспечивающим функционирование КТМ в случае пропадания питания. Все КТМ могут выпускаться с поддержкой связи по выделенной или коммутируемой линии, радиоканалу, Ethernet, оптоволокну, RS-485, PLC-2011 г.

модемом, GSM/GPRS-каналом и др. В случае использования GPRS-канала, КТМ поставляется уже с установленным в контроллере А9 GPRS-модемом. Для использования КТМ достаточно только приобрести SIM-карту.

Примеры типовых комплектов телемеханики с распределенной архитектурой:

- "Деконт КС-RTU₂₄/xx" – телемеханизация РП 6-35 кВ;
- "Деконт КП-ТП/АВР/xx" – телемеханизация ТП 6-20 кВ с АВР.

Преимущества распределенной архитектуры:

- сокращение монтажных и пуско-наладочных работ на объекте. Установка модулей RTU₃ и ЕМ₃ на заводе-изготовителе ячеек. Соответственно в заводских условиях будет производиться полная проверка подключения всех сигналов;

- повышение помехозащищенности системы в целом. В классическом варианте подключение ШТМ производится сигнальным кабелем, длина которого достигает 20м. При этом все сигнальные кабели лежат в одном лотке и идут параллельно высоковольтным шинам. В таких условиях помехи могут как исказить сигнал, так и «выжигать» электронные изделия. При установке модулей в ячейки, длина сигнального провода менее 1м и они сосредоточены в небольшом объеме;

- повышается надежность телеуправления. В современных системах команда на включение поступает (очень часто через несколько промежуточных клемм) на дискретной вход релейной защиты, а это обычно высокоомный слабозащищенный вход;

- уменьшение проектных работ. Производители ячеек обычно выводят сигналы телемеханики на промежуточные клеммники, причем набор сигналов определяют сами. У разных производителей разные типы клеммников и разная цоколевка. Это приводит к тому, что для целей телемеханики приходится выпускать свой проект на каждое РТП/ТП;

- актуальность типового проекта РТП/ТП. Унификации клеммника в ячейках приводит к тому, что становится возможным создание единого проекта для РТП/ТП;

- улучшение качества обслуживания. Наличие типового проекта уменьшает кол-во хранимой документации, упрощает обучение персонала. Устранение неисправности будет сводиться к определению ячейки и замене в ней модуля телемеханики;

- актуализация документации. Документация, поступающая вместе с ячейками с заводов будет содержать всю необходимую реальную информацию по телемеханике;

- появляется возможность подключить специфических сигналов, таких как, например, наличие напряжения на подходящих кабелях;

- минимизируется количество кабеля, прокладываемого между ячейками;
- уменьшается стоимость оборудования телемеханики. В классическом варианте многие организации, в стремлении иметь однотипные устройства телемеханики, выбирают некий усредненный комплект, с запасом покрывающий потребности большинства РТП/ТП. В распределенной системе количество модулей телемеханики точно соответствует количеству ячеек.

Каналы ввода-вывода модуля RTU₃:

- управление выключателем ячейки – 3 канала;
- дискретный ввод «сухой контакт» - 7 каналов;
- наличие напряжения на кабельных линиях – 3 канала;
- измерение тока нагрузки – 1 канал.

Для измерения тока в линии по фазам в ячейке, дополнительно к модулю RTU₃, устанавливается модуль ЕМ₃. МИП ЕМ-3 имеет класс точности 0,5S и предназначен для измерения и учета активной и реактивной энергии в двух направлениях в 3-х и 4-х проводных цепях переменного тока промышленной частоты, а также для использования в составе АИИС. Измеренные модулем значения параметров электрической сети представлены в памяти модуля в цифровой форме и могут быть считаны по интерфейсу RS-485, а также выводиться на внешний подключаемый минипульт.

Базовое программное обеспечение для работы в среде MS Windows служит для обслуживания сети контроллеров и осуществляет поддержку функций OPC-сервера для связи со SCADA-пакетами.



Коммутационные аппараты 0,4 – 110 кВ

Коммутационные аппараты на напряжение 110 кВ были представлены как зарубежными (ABB, Сименс АГ, CHINT T&D, Taikai Electric Group и др.), так и отечественными (Евроконтракт, ЗЭТО, НПП Контакт, Высоковольтный союз, Энергомаш и др.) производителями.

Группа компаний «ЭнТерра» представила разъединитель типа ONIII 123 (рис. 20). Конструкция колонок разъединителя позволяет опереть жесткую ошиновку непосредственно на контакт колонки и исключить использование дополнительных опорных изоляторов. Применение ONIII 123 с жесткой



Рис.20

ошиновкой позволяет значительно сократить площадь распределительного устройства.

Концерн «**Сименс АГ**» представил высоковольтное компактное распределительное устройство (модуль) 3AP1DTC на напряжения 145 кВ и номинальный ток 3150 А. Устройство объединяет в себе высоковольтный выключатель бакового типа, оснащенный проходными трансформаторами тока, один или более разъединителей с заземлителями и вводы для присоединений к воздушным линиям и системам шин.

Группа компаний **ABB** представила свою разработку выключатель – разъединитель типа DCB (LTV), в котором собственные контакты выключателя, расположенные в дугогасительной камере, выполняют функцию разъединителя. Надежная система блокировки, композитные изоляторы и заземлитель с моторным приводом обеспечивают безопасность персонала.

ООО «**Евроконтракт – Высоковольтные аппараты**» представило как баковые и колонковые элегазовые выключатели, так и ячейки КРУЭ 110 кВ с номинальными током 1250–3150 А, токами термической стойкости 31,5–50 кА (4 сек.) и токами динамической стойкости 80–127 кА.

ЗАО «**ЗЭТО**» представило колонковый элегазовый выключатель ВГТ-110 кВ. Данный выключатель испытан в режиме отключения полного тока $T_{100\sigma}$ в полном коммутационном цикле О – 0,3 – ВО – 20 – ВО (цикл 1а, режим двукратного успешного АПВ) без разделения на отдельные операции цикла. Испытания в режиме $T_{100\sigma}$ в неразделенном цикле, исключительно сложны как с точки зрения обеспечения самого режима испытаний, так и воздействия на испытуемый выключатель, поскольку в этом цикле имитируется тяжелейший аварийный режим выключателя в поврежденной сети (три отключения подряд в одном цикле). Выключатель имеет взрыво- и пожаробезопасную конструкцию и установочные и присоединительные размеры взаимозаменяемые с маломасляными выключателями серии ВМТ.

ЗАО «**Высоковольтный союз**» представило вакуумный выключатель ВРС-110 с пружинным приводом (рис.21). Выключатель имеет один разрыв на фазу и цельнолитые полюса с кремнийорганической изоляцией.

Верхняя и нижняя части полюса выполнены из стеклопластиковой трубы, покрытой с внешней стороны кремнийорганической изоляцией. Для обеспечения изоляционной

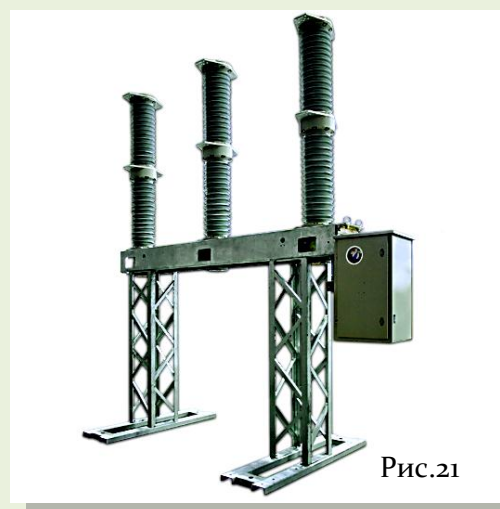


Рис.21

прочности внутри полюса: пространство между верхней крышкой и вакуумной камерой заполнено полимерной изоляцией, внутренняя поверхность нижней крышки покрыта кремнийорганической изоляцией. Изоляционная тяга полюса, также покрыта кремнийорганической изоляцией. Данная изоляция тяги выполнена с оребрением для увеличения пути утечки. Для исключения появления и влияния влаги, все внутренние полости полюсов заполнены азотом под абсолютным давлением 115 кПа при температуре 20°С.. Эти полости полюсов соединены между собой соединительными трубками. Причем закачка азотом выполняется через клапан, установленный на одном крайнем полюсе, а индикатор условного давления на другом крайнем полюсе.

Выключатели ВРС-110 по электрической принципиальной схеме привода, а также по внешним соединениям вторичных цепей и величинам токов потребления взаимозаменяемы с выключателями, установленными на подстанциях ранее.

Выключатель прошёл опытную эксплуатацию в качестве секционного выключателя 110 кВ на подстанции ПС-318 «Возрождение» филиала ОАО "Ленэнерго" Выборгские электрические сети.

В октябре 2011 года выключатель завершил сертификацию. Аппарат получил декларацию о соответствии и сертификат системы «Энергосерт», подтвердив тем самым свое соответствие нормативным документам и требованиям ГОСТ Р 52565-2006.

В секторе среднего напряжения производители почти полностью отказались от элегаза и предлагают в основном вакуумную продукцию. Элегаз применяют отдельные производители только в качестве дополнительной изоляции, чтобы уменьшить габаритные размеры.

Широкой линейкой продукции 10-35 кВ выделяются китайские CHINT T&D и Taikai Electric Group, японская Toshiba, отечественные «Электрощит»-ТМ Самара и Таврида Электрик.

ООО «Астер Электро» представило вакуумные выключатели ВВ/AST-10-12/630, ВВ/AST-10-20/630 и ВВ/AST-10-20/1000 с блоками управления и комплектами адаптации ко всем типам ячеек (рис. 22). На базе выключателя ВВ/AST-10-12/630 «Астер Электро» производит пункты секционирования ПС/AST-10-12.5/630-У1 состоящий из высоковольтного коммутационного блока, шкафа управления и дистанционного беспроводного пульта управления.



Рис.22

Промышленная группа «Таврида Электрик» представила как хорошо зарекомендовавшие себя вакуумные выключатели ВВ/TEL 10 кВ, в том числе серии Sell, и реклоузеры РВА/TEL 10 кВ, так и свои новые разработки:

- сверхбыстродействующий выключатель ВВ/TEL-10-31.5/2000 Q рекомендуемый к применению в системах быстродействующей АВР;
- прототип нового поколения выключателя TEL с унифицированным основанием и новым решением по организации блокировок;
- реклоузер РВА/TEL-35 кВ – самый малогабаритный в своем классе (рис.23). В реклоузере для соединения дугогасительной камеры и привода на основе «магнитной защелки» с двумя разрывами магнитной системы на одну фазу, применен специально разработанный тяговый изолятор двухлабиринтного типа выдерживающий напряжение до 190 кВ.



Рис.23

Так же пункт секционирования (реклоузер) ПСС-10 был представлен ООО «Инициатива». Его преимуществом является расположение трансформаторов собственных нужд внутри высоковольтного модуля, что не требует дополнительного монтажа ТСН при установке. Помимо секционирования и резервирования сети в реклоузере реализована функция коммерческого учёта.

Для установки в шкафах РУ, КСО, КТП были представлены как уже известные вакуумные выключатели нагрузки ВВНР-10/630, так и новая разработка ООО «БелЭлтика» – выключатели нагрузки серии ОМ (ОМВ) с ручным или моторным приводами.

Низковольтный сектор коммутационного оборудования представляли ОАО «Корневский завод низковольтной аппаратуры», группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара, CHINT T&D, Hyundai Heavy Industries и многие другие производители.

Были представлены предохранители ПН-2 с неразборной плавкой вставкой, ПН-33, ПН-39, быстродействующие предохранители ППБ, разъединители РЕ 19-31, ПЦ-1, РПС с повышенной коммутационной и механической износостойкостью, выключатель-разъединитель серии ВНК мгновенного действия.

Среди производителей воздушных автоматических выключателей особо выделяется продукция **Hyundai Heavy Industries**, которую в России представляет Санкт-Петербургское ООО «СПб ХЭС». Её воздушные автоматические выключатели серий HiAN/HiAS с отключающей способностью до 130 кА при номиналах рабочих токов от 630 А до 3200 А (рис. 24). Автоматы разработаны так, что размер разреза в панели одинаков для всех типов выключателей HiAN/HiAS, что облегчает



Рис.24

разработку щитов и их реконструкцию в дальнейшем. Кроме того стоимость выключателей HiAN/HiAS существенно ниже аналогов.

Свои воздушные автоматические выключатели представили группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара (ВА-СЭЩ-В) и CHINT T&D (NA1). Выключатели ВА-СЭЩ-В исполняются в трёх типоразмерах и рассчитаны на токи от 630 А до 6300 А с отключающей способностью до 150 кА. Выключатели NA1 – в пяти типоразмерах, на токи от 200 А до 6300 А с отключающей способностью до 85 кА.

Помимо воздушных, были представлены корпусные автоматические выключатели серий HI на номинальные токи от 3 А до 1200 А и ВА-СЭЩ-TD, ВА-СЭЩ-TS на номинальные токи от 16 А до 800 А.

Основной тенденцией развития в высоковольтном секторе является переход к применению оборудования, не требующего периодического обслуживания и регулировок на весь период эксплуатации за счёт конструктивных исполнений с минимальным количеством деталей без промежуточных кинематических звеньев и дополнительных узлов трения, а также применяемых материалов.

Перспективным направлением развития является применение вакуумного оборудования на всех номиналах напряжения свыше 1 кВ.

РЗА: защиты ВЛ и трансформаторов 35-110 кВ, защиты ВЛ, КЛ 6-10 кВ и РП 6-10/0,4 кВ

На выставке «Электрические сети России – 2011» был представлен значительный состав производителей МП защит:

ООО «АББ Автоматизация», ООО ИЦ «Бреслер», НПП «Бреслер», НТЦ «Механотроника», ЗАО «Радиус автоматика», ООО НПП «ЭКРА», ОАО «ЧЭАЗ», ООО «РЗА Системз» и др.

Из всего состава оборудования и материалов, используемых в РЗА, можно выделить следующие новинки, на которые акцентировали внимание участники экспозиций.

ООО «АББ Автоматизация»

Интеллектуальные электронные устройства Relion серии 670:

- широкий перечень выполняемых функций защит и автоматики;
- возможность контроля несколько объектов с помощью одного устройства;
- возможность одно- и трехфазного отключения, регулирования напряжения до восьми параллельных трансформаторов, аварийный осциллограф с расширенным набором функций, а также возможность обмена дискретными и аналоговыми данными между устройствами;

– реализация работы устройств в соответствии со стандартом связи МЭК61850. Возможность работы устройств с другими устройствами и системами, поддерживающими протокол МЭК61850, обмен GOOSE - сообщениями между равноправными устройствами, осуществление бесшовной связи с устройствами других производителей, поддерживающих стандарт МЭК 61850 на любом уровне напряжения.

ЗАО «Радиус Автоматика»

Из новинок можно отметить шкаф дифференциальной защиты сборных шин 35–220 кВ ШЭРА-ДЗШ-3002 и шкаф определения места повреждения линии 6–750 кВ ШЭРА-ОМП-6004. Начато производства терминала «Сириус-3-ВЧ» (шкаф ШЭРА-ВЧ-1001) и «Сириус-3-ДФЗ» (ШЭРА-ДФЗ 110-1001), предназначенных для защиты воздушных и кабельных линий 110–220 кВ в сетях с эффективнозаземленной нейтралью и содержащие основные защиты абсолютной селективности.

Тип защиты абсолютной селективности – направленная высокочастотная (НВЧЗ) и дифференциально-фазная защита (ДФЗ) соответственно.

Устройство предназначено для совместной работы со всеми широко используемыми ВЧ приемопередатчиками: ПВЗУ, ПВЗУ-Е, ПВЗУ-М, ПВЗ-90М, ПВЗ-90М1, АВЗК-80, ПВЗ и др.

Также необходимо отметить, что устройства предусматривают возможность работы в случае, если на других концах линии установлены устройства других производителей, выполняющие аналогичные функции защиты, в том числе панели защиты типа ДФЗ-201.

Устройства оснащены цифровым регистратором аварийных процессов с автоматическим осциллографом, имеющим гибкую систему настроек, а также устройством определения места повреждения.

Набор программируемых функций достаточно широк, вся техническая информация находится на официальном сайте производителя. Также присутствуют типовые решения для внедрения всей линейки устройств, для различных первичных схем исполнения подстанций.

ЗАО «РАДИУС Автоматика» выпустило так же новую серию терминалов защиты для собственных нужд электрических станций и подстанций: терминалы «Сириус-2-0,4АВ» и «Сириус-2-0,4ВВ» предназначенные для защиты, автоматики, управления и сигнализации аварийных и рабочих вводов секций 0,4 кВ КТП, ЩСН.

ЗАО «ЧАЭЗ»

Панель ПМЗЛ-16 предназначена для замены устаревших панелей защиты ЭПЗ 1636, которые наиболее распространены на энергообъектах. Для удобства

эксплуатации, наладки и монтажа при переходе с электромеханической панели на микропроцессорную, в новой панели сохранены основные параметры ЭПЗ1636:

- набор функций защиты;
- ряды зажимов (схема подключения внешних цепей новой панели ПМЗЛ-16 полностью аналогична ЭПЗ 1636);
- цепи сигнализации;
- расположение органов управления (накладок);
- расположение органов блоков испытательных;
- габаритные и установочные размер.

Панель может быть использована:

- в качестве единственной защиты, т.е. основной и резервной защиты линий;
- в качестве резервной защиты линий, при наличии отдельной основной (ВЧ – направленной или ВЧ-ДФЗ);
- для выполнения направленной защиты с высокочастотной блокировкой (совместно с панелью ЭПЗ 1643).

Шкаф ШМДФЗ предназначен для использования в качестве основной быстродействующей защиты воздушных линий 110-220 кВ, при всех видах КЗ, он изготовлен на базе микропроцессорного (МП) блока серии БЭМП.

Шкаф позволяет работать с приемопередатчиками типа: ПВЗУ, ПВЗУ-Е, ПВЗУ-Е (ВОЛС), ПВЗУ-М, ПВЗ-90М, ПВЗ-90М1, АВЗК-80, ПВЗ, АВЗ и др.

По принципу действия ШМДФЗ является микропроцессорным аналогом панели ДФЗ-201 и обеспечивает совместную работу ШМДФЗ с данной панелью, а также с микропроцессорными полуккомплектами ДФЗ других отечественных производителей.

Для пуска ВЧ-приемопередатчика предусмотрены пусковые органы по току обратной последовательности, нулевой последовательности, линейных токов. Для подготовки цепи отключения, кроме вышеперечисленных пусковых органов, защита имеет трехфазное реле сопротивления.

Кроме стандартных функций есть дополнительные:

- пусковой орган, реагирующий на приращение абсолютного значения вектора тока обратной последовательности, позволяющий работать на линиях с тяговой нагрузкой;
- реле минимального сопротивления и орган направления мощности;
- обеспечивающие правильное функционирование защиты на линиях с ответвлениями;
- измерительные органы контроля цепей напряжения (блокировка при неисправностях в цепях напряжения);
- пусковые органы и логика УРОВ.

Сервисные функции микропроцессорного блока БЭМП:

- измерение и расчет токов и напряжений, активной и реактивной мощности, электроэнергии;
- регистрация дискретных и аналоговых событий;
- осциллографирование аварийных событий;
- определение расстояния до места повреждения;
- связь с АСУ ТП и программная настройка защиты;
- автоматическая проверка ВЧ-канала и вывод защиты при неисправности ВЧ-канала;

- непрерывная проверка функционирования и самодиагностика БЭМП и элементов шкафа ШМДФЗ.

Шкафы серии ШМЗЛ предназначены для использования в качестве основной и резервной или только резервной защиты одиночных и параллельных ВЛ 110-220 кВ с двусторонним и односторонним питанием.

По перечню функций защит шкафы схожи с панелями ЭПЗ-1636 и шкафами ШДЭ-2801.

В состав функций защит шкафа входят:

- трехступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий с блокировкой при качаниях и неисправностях в цепях напряжения;
- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности для защиты от КЗ с землей;
- токовая отсечка и ненаправленная максимальная токовая защита;
- УРОВ с возможностью работы в режимах с автоматической проверкой исправности выключателя или с дублированным пуском с контролем от реле положения «включено».

Кроме того, шкафы ШМЗЛ с функцией управления выключателем выполняют функции:

- двукратное АПВ с возможностью контроля наличия напряжения на линии и шинах,
- синхронизма между этими напряжениями, АПВ шин с контролем напряжения на линии и отсутствии на шинах, АПВ линии с контролем наличия напряжения на шинах и отсутствии на линии, слепое АПВ;
- автоматика управления выключателем.

Шкафы ШМЗЛ выпускаются в различных модификациях - с установкой одного или двух комплектов защит в шкафу, при этом возможна установка комплектов защит как с функцией управления выключателем, так и без.

Дополнительные возможности:

- измерение и расчет токов и напряжений, активной и реактивной мощности, электроэнергии;
- регистрация дискретных и аналоговых событий;

- осциллографирование аварийных событий;
- определение расстояния до места повреждения;
- связь с АСУ ТП и программная настройка защиты;
- непрерывная проверка функционирования и самодиагностика БЭМП и элементов шкафа.

Шкаф типа ШМРН предназначен для управления приводами устройств регулирования под нагрузкой. Регулирование напряжения может происходить как в автоматическом, так и в ручном режимах.

Шкаф изготовлен на базе микропроцессорного (МП) блока серии БЭМП типоразмеров БЭМП 1-20. Данный блок содержит 16 входных дискретных сигналов и 8 выходных реле.

Шкаф может совместно работать с приводами немецких, болгарских и российских производителей. Кроме того, возможна работа с приводами, не имеющих конечные переключатели верхнего и нижнего положений.

Основные функции МП блока БЭМП 1-20:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- одновременное регулирование напряжения на одной секции и контроль напряжения на другой секции;
- оперативное изменение регулируемой и контролируемой секций с одной на другую;
- коррекция уровня регулируемого напряжения по току нагрузки;
- блокировку регулирования внешними релейными сигналами;
- блокировку регулирования и сигнализацию при обнаружении перегрузки,
- превышении $3U_0$ или при пониженном измеряемом напряжении;
- возврат в прежнее положение привода при его застревании;
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержанию с одного, заранее выбранного значения, на другое;
- измерение электрических параметров;
- связь по последовательному каналу с ПК и системой верхнего уровня;
- регистрация событий и параметров аварийных режимов;
- встроенный осциллограф.

Устройство БЭМП 1-20 является свободно конфигурируемым и может содержать в себе различное количество входных дискретных сигналов и выходных реле в зависимости от аппаратного типоразмера устройства. Назначение дискретных входных сигналов и выходных реле определяется настройками матрицы конфигурации.

НПП «ЭКРА»

Релейная защита энергообъектов напряжением 110 - 220 кВ реализована на базе серии шкафов ШЭ2607 и обеспечивает:

- защиту линий электропередачи и автоматику управления линейным выключателем;

- защиту и автоматику управления для обходного и шиносоединительного (секционного) выключателя;
- защиту трансформаторов и управления выключателем ввода;
- защиту автотрансформаторов и автоматики управления ввода;
- защиту ошиновки;
- защиту шин;

Шкаф ШЭ2607 085 200 – 088 200 предназначен для использования в качестве основной высокочастотной защиты линии напряжением 110 – 220 кВ при всех видах КЗ и включает в себя: основную высокочастотную защиту линии (дифференциально-фазную защиту (ДФЗ), или направленную защиту обратной последовательности (НВЧЗ), или направленную защиту нулевой последовательности (ВЧБ)); комплект ступенчатых защит (КСЗ) (пять ступеней ДЗ от междуфазных замыканий, ступень от земляных замыканий, шесть ступеней ТНЗНП, ТО); устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ); автоматику разгрузки при перегрузке по току (АРПТ). Защита содержит релейную и высокочастотную части. В состав релейной части входят измерительные органы, логическая часть, входные и выходные цепи, а также цепи сигнализации. Высокочастотная часть поставляется отдельно предприятиями - изготовителями ВЧ аппаратуры и монтируется на шкаф на месте.

Релейная часть ДФЗ и УРОВ реализованы на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704Vo8х. В качестве высокочастотной части защиты могут использоваться приемо-передатчики типов ПВЗУ, ПВЗУ-К, ПВЗУ-М, ПВЗУ-Е, ПВЗ-90М, ПВЗ-90М1, АВЗК-80, ПВЗ.

Защита действует на отключение при всех видах КЗ в защищаемой зоне и не действует при внешних КЗ, качаниях, неполнофазных режимах, реверсе мощности, асинхронном режиме работы ВЛ, несинхронных включениях и режимах одностороннего включения без КЗ. При нарушении цепей напряжения излишние и ложные срабатывания защиты отсутствуют.

Функция УРОВ шкафа реализует принцип индивидуального устройства, причем возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском от защит, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя. Шкаф имеет все необходимые переключающие элементы, которые позволяют устанавливать его на линиях с одним или двумя выключателями на присоединение.

Также имеется широкий спектр шкафов защит трансформаторов, информация представлена на официальном сайте. Шкафы серии ШЭ2607 для присоединений 110-220 кВ прошли аттестацию на соответствие техническим требованиям ОАО «ФСК ЕЭС» и рекомендованы для применения в качестве устройств релейной защиты и автоматики с возможностью работы с протоколом коммуникаций по стандарту МЭК 61850-8-1 на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

Кроме этого ООО НПП «ЭКРА» представила на выставке терминал БЭ2704, поддерживающий работы в стандарте МЭК 61850 (рис. 25 а, б). Он имеет три порта Ethernet, два из которых резервируют друг друга и выделены под MMS и GOOSE, а один используется под SV.

Для использования протоколов MMS и GOOSE было доработано ПО терминалов БЭ2704 и разработана программа конфигурирования по протоколу МЭК 61850 значительно облегчающая процедуру наладки устройств МП РЗА. Проведены совместные испытания с ОАО «НИИПТ», подтверждающие полное соответствие терминалов БЭ2704 требованиям протокола МЭК 61850-8-1 и их надежную работу по данному протоколу, в том числе в режиме «информационного шторма».

В настоящее время опробована совместная работа цифрового оптического трансформатора ЗАО «Профотек», АСУ ТП ООО «Энергопром Автоматизация», терминала РЗА «ЭКРА».

Характеристики защит в терминале проверены подачей аналоговых величин по протоколу SV (МЭК 61850-9-2 LE). В дальнейшем предстоят полигонные и объектные испытания.

Так же разработчик представил терминал новый микропроцессорный терминал ЭКРА211 (рис.26).

Терминал имеет исполнения для воздушных и кабельных линий, трансформаторов собственных нужд, секционных и вводных выключателей, трансформаторов напряжения, электродвигателей, батарей статических конденсаторов и др.

НТЦ «Механотроника»

Терминал БМРЗ-КСЗ предназначен для выполнения функций ступенчатых защит линий электропередач напряжением 110–220 кВ.

В новом блоке реализованы функции защиты:

- четырехступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий (ДЗМФ);
- пятиступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);



Рис.25 а)



Рис.25 б)



Рис. 26

- трехступенчатая максимальная токовая защита с возможностью комбинированного пуска от напряжения (ПОН), с функцией токовой отсечки (МТЗ);
- резервная защита трансформаторов «отпаечных» подстанций (РЗТ);
- двухступенчатая защита от неполнофазного режима работы (ЗНФР).

Также в блоке реализованы функции АОСН (трехступенчатое автоматическое ограничение снижения напряжения в линии) и АРЛ (трехступенчатая автоматическая разгрузка линии по току). Сигналы срабатывания ступеней АОСН и АРЛ могут быть использованы для автоматического воздействия на форсировку возбуждения синхронных машин (генераторов, компенсаторов); управление установками емкостной компенсации; отключение шунтирующих реакторов; блокировку действия автоматического регулирования коэффициента трансформации трансформаторов; пуск резервных генераторов и синхронных компенсаторов; ввод дополнительных обходных связей; отключение части нагрузки или питающих ее линий; деление сети, питающей узлы нагрузки; отключение линии.

Помимо перечисленных выше функций БМРЗ-КСЗ обладает дополнительными возможностями:

- формирование команд на выполнение и запрет автоматического повторного включения (АПВ) при срабатывании функций защит;
- контроль цепей управления выключателем с формированием вызывной сигнализации в случае обнаружения их неисправности;
- контроль исправности измерительных цепей напряжения;
- вызывная сигнализация при срабатывании функций защиты и противоаварийной автоматики или при возникновении неисправности оборудования;
- восемь независимых программ уставок защит и автоматики;
- измерение и расчет всех необходимых параметров процесса, осциллографирование;
- современные коммуникационные интерфейсы.

Терминал **БМРЗ-ТД** предназначен для выполнения функций основной быстродействующей дифференциальной защиты, измерения и сигнализации двухобмоточных трансформаторов с напряжением стороны высшего напряжения (ВН) до 220 кВ включительно.

В блоке предусмотрены:

- возможность управления короткозамыкателем и отделителем при защите силового трансформатора без выключателя на стороне В;
- компенсация поворота фазы при различных комбинациях соединений обмоток защищаемого объекта - операция "цифровой треугольник", включаемая

автоматически для требуемой стороны при задании уставкой соответствующей группы соединения обмоток трансформатора;

- цифровое выравнивание токов сторон, благодаря чему не требуется применения промежуточных трансформаторов тока, расчет коэффициента выравнивания осуществляется автоматически исходя из параметров силового трансформатора и трансформаторов тока;

- учет положения устройства регулирования под нагрузкой (РПН), что позволяет снизить составляющую тока небаланса, обусловленную влиянием РПН трансформатора, и повысить чувствительность дифференциальной защиты с торможением (ДЗТ).

- удаление токов нулевой последовательности для любых обмоток силового трансформатора, соединенных по схеме «звезда», что предотвращает излишнее срабатывание ДЗТ и дифференциальной токовой отсечки при внешних однофазных замыканиях на землю.

- вызывная сигнализация, срабатывающая при возникновении небаланса токов плеч дифференциальной защиты, что позволяет осуществлять контроль состояния измерительных токовых цепей трансформаторов тока.

- хранение двух независимых программ уставок защит и автоматики. Выбор программы 2 осуществляется при подаче входного дискретного сигнала.

FastView 4

Это новый программный продукт компании (см. рис. 27 а, б, в, г), который помимо традиционных для программ просмотра осциллограмм векторной и частотной диаграммы, предоставляет возможность обработки сигналов

в редакторе расчетных каналов. Доступно вычисление симметричных составляющих, мощностей, сопротивлений, выделение гармонических составляющих и другие операции. Для осциллограмм, записанных блоками БМРЗ, возможно считывание изменения частоты сети. При помощи встроенного калькулятора пользователь может легко задавать и другие, более сложные алгоритмы математической обработки сигналов.

Техническая начинка FastView 4.2

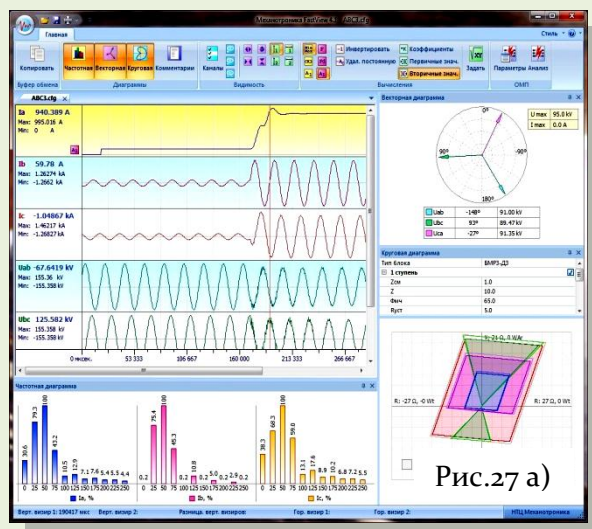


Рис.27 а)

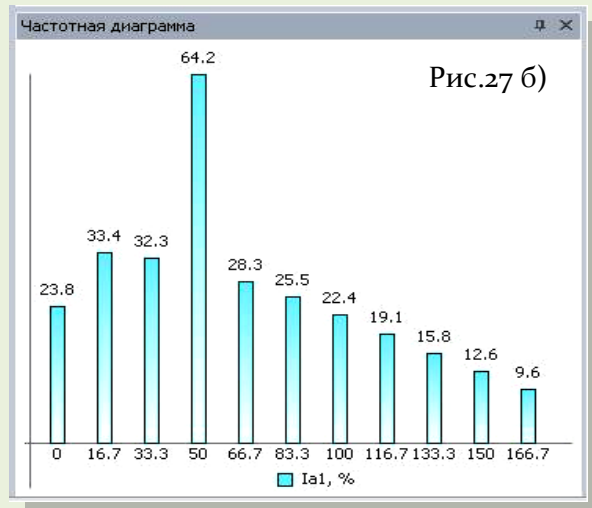


Рис.27 б)

представлена широким набором инструментов для анализа осциллограмм аварийных событий.

Частотная диаграмма

Инструмент предназначен для анализа спектра сигнала.

Помимо основной и кратных гармоник для расчета и отображения доступны субгармонические и интергармонические составляющие.

Векторная диаграмма

Векторная диаграмма предназначена для отображения комплексных изображений векторов. Анализ векторных диаграмм может осуществляться с учетом амплитуды сигнала или только по направлениям. Отсчет углов может происходить относительно одного из каналов, либо в абсолютных величинах.

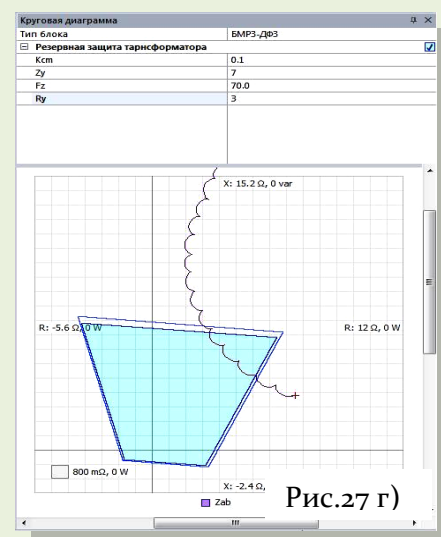
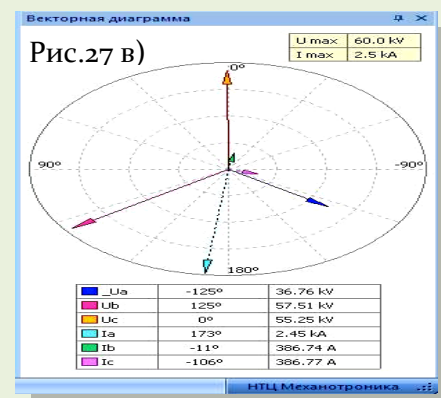
Круговая диаграмма

Круговая диаграмма предназначена для отображения годографа - пути, проделываемого концом вектора полного сопротивления или мощности, рассчитываемых автоматически с применением редактора формул. На круговой программе возможно отображение характеристик срабатывания и возврата дистанционных органов микропроцессорных блоков производства НТЦ "Механотроника". Расширяемая база характеристик постоянно обновляется, свежую версию можно найти на сайте НТЦ "Механотроника".

Производителем на данный момент разработан и внедрен ПТК «Защита-2» – автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления (АСОДУ). Источниками информации на нижнем уровне и приемниками команд управления от верхнего уровня являются цифровые устройства РЗА, цифровые устройства телемеханики и регистраторы аварийных процессов.

ПТК обеспечивает:

- динамическое отображение на АРМ информации о состоянии коммутационного оборудования;
- динамическое отображение на АРМ текущих значений аналоговых величин и состояний дискретных сигналов, контролируемых блоками ЦРЗА, ИП и УСО;
- отображение на АРМ информации о пусках и срабатываниях защит блоков ЦРЗА;



- отображение на АРМ параметров аварийных событий и осциллограмм, зарегистрированных блоками ЦРЗА, УСО и РАПС;
- просмотр полученной от блоков ЦРЗА и УСО информации в табличных и графических формах, в виде мнемосхем, ведомостей событий, аварийно-предупредительной организации;
- дистанционное чтение и редактирование конфигурации ЦРЗА и УСО (уставки, ключи и т.д.);
- дистанционное управление коммутационным оборудованием (включение/отключение) выключателя и др.);
- ведение долговременного архива событий комплекса, журнала действий операторов аварийной информации и другой вспомогательной документации;
- передачу информации в верхний уровень АСУ ТП объекта в соответствии с международными протоколами МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-104, IEC-61850 и спецификациями OLE for Process Control (OPC).

Кроме этого компания показала другие свои решения:

- Шкаф основной защиты линии (ДФЗ) **ШОЗЛ-МТ** и шкаф резервной защиты автотрансформатора **ШЗАТ-МТ** (данные шкафы защиты и автоматики предназначены для применения на подстанциях 110-220 кВ);
- Шкаф защиты трансформатора двухстороннего обслуживания со смотровым окном — **ШЗТ-МТ** (с защитой вводного выключателя с низкой стороны).
- Модернизированные цифровые устройства релейной защиты и автоматики типа **БМРЗ** с новыми схемотехническими реализациями всех функциональных модулей. Созданные блоки, сохраняя функциональную преемственность с ранее выпускаемыми изделиями, получили технические характеристики и возможности, позволяющие рассматривать их как **новое поколение БМРЗ**. Использование новейшей элементной базы и соответствующих ей схемотехнических решений обеспечили существенное снижение количества навесных элементов, повышение помехозащищенности и технологичности производства.
- Устройство центральной сигнализации **УЦС-МТ**, предназначенное для выполнения функций центральной сигнализации, контроля и управления территориально-распределительными технологическими процессами, в частности: телемеханики, функциями контролируемого пункта и оперативной блокировки.

ООО «РЗА Системз»

Производитель представил микропроцессорные устройства дифференциальной защиты трансформаторов РС83-ДТ2, предназначенные для использования в схемах РЗА электрических машин, трансформаторов, для их

защиты от коротких замыканий и от перегрузок. РС83-ДТ2 могут применяться на новых и реконструируемых подстанциях распределительных сетей и промышленных предприятий, в том числе для замены старых устройств РЗА и телемеханики.

Устройства выполняют функции токовой защиты (в том числе дифференциальной) для двухобмоточных трансформаторов, синхронных компенсаторов, электродвигателей, генераторов.

Питание устройств РС83-ДТ2 может осуществляться от источника как постоянного, так и переменного оперативного тока.

Компания представила так же новые модификации 3-х фазных реле тока РС80М3 (введены новые исполнения РС80М3М-7...9), что позволяет их использование в схемах с дешунтированием и дистанционной блокировкой отсечки. Реле имеют дополнительный выход (сухой контакт), позволяющий корректно работать с блоком управления выключателя.

Разработаны специальные исполнения устройства РЗА по току и напряжению РС83-AB2:

- спец. исполнение устройства **РС83-AB2** с внешними клеммами под винтовое присоединение проводников токовых цепей **РС83-AB2В** - разработано для повышения надежности внешних соединений токовых цепей при больших токах. Технические характеристики аналогичны стандартным исполнениям.
- спец. исполнение устройства **РС83-AB2** с внешними токовыми клеммами под винт с термической стойкостью **400А** в течение 1с.
- **РС83-AB2Т** – разработано для применения на объектах и в схемах РЗА, где требуется повышенная термическая стойкость входных токовых цепей. Остальные технические характеристики аналогичны стандартным исполнениям.

ИЦ «Бреслер»

Компания представила на выставке действующую модель фрагмента цифровой подстанции с использованием стандарта МЭК 61850 на базе собственного оборудования РЗА.

ЗАО «ПРОФОТЕК» и ООО «ИЦ «Бреслер» успешно провели совместные испытания функциональной совместимости между микропроцессорным терминалом производства ООО «ИЦ «Бреслер» и электронно-оптическим блоком производства ЗАО «ПРОФОТЕК» в соответствии с протоколом МЭК 61850-9-2LE.

В ходе испытаний электронно-оптический блок волоконно-оптического преобразователя тока ЗАО «ПРОФОТЕК» был настроен на передачу, а микропроцессорное устройство РЗА ООО «ИЦ «Бреслер» на приём данных в соответствии с параметрами, указанными в спецификации МЭК 61850-9-2LE (один поток – 80 отсчетов/период).

Было подтверждено, что электронно-оптический блок успешно формирует цифровой поток данных в соответствии со спецификацией МЭК 61850-9-2LE, программное обеспечение ЗАО «Профотек» успешно формирует файл конфигурации CID (Configured IED Description) в соответствии со своей текущей конфигурацией.

Программное обеспечение ООО «ИЦ «Бреслер» успешно обрабатывает конфигурационный файл CID и позволяет настраивать микропроцессорное устройство на прием соответствующего набора данных, а микропроцессорное устройство РЗА ООО «ИЦ «Бреслер» успешно принимает цифровой поток данных. Ошибки и несоответствия не обнаружены.

Шкафы защит и автоматики линий серии ШЛ, защит трансформаторов серии ШТ:

- большой спектр функциональных возможностей;
- поддержка стандарта МЭК61850, компания в октябре 2011 г., провела ряд успешных испытаний работы своих устройств в вышеуказанном стандарте с устройствами других производителей;
- собственная система организации связи устройств РЗА, образующих нижний уровень АСУ ТП, с устройствами верхнего уровня АСУ ТП, в качестве которых могут выступать компьютеры, концентраторы, преобразователи протоколов и другие интеллектуальные устройства, осуществляющие сбор информации и/или управление устройствами РЗА на базе оптических модулей связи серии «МС»;
- программа автоматизированного расчета уставок «PSC» защит линий 6-35, 110 кВ:
 - автоматизированный расчет уставок
 - контроль всех параметров на допустимость значений и на соответствие рекомендациям по расчету уставок
 - возможность использования результатов расчета (токов, напряжений, сопротивлений) моделирующих программ
 - редактирование файлов уставок защит расчетными значениями с сопровождением комментариями
 - формирование протоколов расчета уставок в форматах MS Word, MS Excel, DOS

ЗАО "РТСофт"

Одной из компаний занимающихся освоением и внедрением стандарта МЭК 61850 является так же ЗАО "РТСофт". В июне 2011 года завершены испытания по интеграции терминалов МП РЗА серии БЭ2704 (производства ООО НПП «Экра») в ПТК SMART-SPRECON (производства ЗАО «РТСофт») по протоколу

МЭК 61850. Испытания проводились на полигоне компании «РТСофт» в г. Чебоксары. В результате успешных испытаний была подтверждена полная совместимость ПТК SMART-SPRECON и терминалов МП РЗА. Это означает, что они могут применяться совместно в проектах АСУТП электрических подстанций.

ЗАО МПОТК «Технокомплект»

Компания представило свои новые и модернизированные разработки:

- устройство контроля присоединений УКП-4/24-УХЛ4;
- комплекс измерительно-вычислительный ПКИ-07-12-УХЛ4;
- преобразователь напряжения зарядно-подзарядный ПНЗП-80-260-М2;
- шкаф распределительный ШР-ПКИ-12-80;
- система оперативного тока УУЗП-20-220-М2;
- комплектное распределительное устройство КРУ серии КМ-108.

В октябре 2011 г. ЗАО "МПОТК "Технокомплект" получило Заключение аттестационной комиссии о соответствии оборудования техническим требованиям ОАО "ФСК ЕЭС" и ОАО "Холдинг МРСК". Рекомендовано для применения на объектах ОАО "ФСК ЕЭС" и ОАО "Холдинг МРСК".

Выводы по результатам анализа рынка устройств РЗА:

Типовые проектные решения есть у большинства российских и зарубежных производителей оборудования РЗА. Основное внимание следует уделить следующим компаниям:

ООО «РЗА Системз» – типовые проектные решения разработаны под всю линейку производимой продукции. Есть свой департамент проектирования.

ООО НПП «ЭКРА» – типовые проектные решения разработаны под всю линейку производимой продукции.

ОАО «ЧЭАЗ» – типовые проектные решения разработаны под всю линейку производимой продукции; заявляют о наличии опыта выполнения проектов на базе устройств зарубежного производства (Siemens, ABB, AREVA), подготавливают типовые решения по РЗА на базе терминалов Siemens.

ЗАО «Радиус автоматика» – типовые проектные решения разработаны под всю линейку производимой продукции.

ООО ИЦ «Бреслер» – занимаются проектированием на базе производимой продукции.

Следует так же обратить внимание на следующие программно-технические комплексы по расчету параметров аварийного режима, а так же по расчету и выбору параметров срабатывания устройств РЗА:

ПК «Бриз» выпускает программный комплекс, который позволяет:

- строить математическую модель электрической сети с неограниченным объемом узлов и связей, как в графическом виде, так и иметь ее представление в табличном виде, экспортировать графическое изображение сети в формат

программ CorelDRAW, AutoCAD, производить экспорт/импорт электрической части модели сети (Ветви и её параметры) в формат программы EXEL;

- производить расчеты электрических величин в сети неограниченного объема при повреждениях любой сложности с учетом групп ветвей взаимоиндукции, активной составляющей сопротивлений, отличия величины сопротивлений прямой и обратной последовательностей и фактических групп соединения обмоток трансформаторов в трехфазной симметричной сети любого напряжения, получать выходные документы в формате WORD и EXEL;

- рассчитывать уставки микропроцессорных защит, токовых ступенчатых защит от замыканий на землю, дистанционных защит типа ЭПЗ-1636, ДЗ-503, ПЗ-5, ПДЭ-2001, ШДЭ-2801, БРЭ-2801, токовых защит от междуфазных К.З., микропроцессорных дистанционных защит НПП «ЭКРА», SIEMENS; получать выходные документы в формате программы WORD, производить экспорт релейного фонда в формат программы EXEL;

- получать новую сеть на базе эквивалента сети. Производить расчет параметров производной схемы замещения (ШУНТОВ) для повреждений любой сложности с учетом параметров взаимоиндукции ветвей нулевой последовательности;

- производить расчеты по определению места повреждения сети;

- рассчитывать таблицы для определения мест повреждений сети;

- рассчитывать места повреждения сети (ОМП) по показаниям приборов.

ООО ИЦ «Бреслер» разработал программный комплекс автоматизации расчета уставок «ПАРУС РЗА». Программный комплекс в полной мере автоматизирует процессы выбора расчетных режимов, непосредственного расчета уставок и проверки чувствительности с контролем всех фигурирующих при этом параметров; выдает результаты в формате, понятном пользователю, и в формате, соответствующем устройству; формирует протоколы расчета как в краткой (для выдачи задания на подстанцию), так и в полной (для архива) форме.

Программный контроль и помощь в расчете не ограничивают пользователя в выборе данных для расчета. Пользователь сам может определять, какие измерительные органы рассчитывать, какие уставки и сопроводительные данные вносить в файл уставок. Кроме того, в комплексе автоматизирован процесс использования результатов расчета моделирующих режимы программ, в том числе АРМ СРЗА. Удобный интерфейс «ПАРУС РЗА» позволяет быстро и легко освоить работу с программой пользователю ПК любого уровня.

Алгоритмы и методики расчета уставок и выбора параметров устройства, заложенные в программе, соответствуют нормативно-технической документации (руководящим указаниям, ПУЭ и т.п.) и рекомендациям производителей и раскрыты для пользователя в виде контекстно-зависимой справки, в которой методика излагается со ссылками на конкретные источники.

В части устройств РЗА и ПА по соотношению цена-качество-функциональность одним из лидеров в данном секторе оборудования остается ЗАО «Радиус Автоматики», но если говорить о комплексном подходе к оснащению энергосистем современными терминалами защит, с возможностью реализации стандарта МЭК 61850, то преимущество у таких производителей как ООО «АББ Автоматизация», НПП «ЭКРА», ООО ИЦ «Бреслер». В данных фирмах имеются технические средства поддержки выполнения проектных работ по оснащению ПС современными УРЗА: комплексы расчета уставок защит, комплексы интеграции терминалов защит в единую сеть с поддержкой стандарта МЭК 61850.

Кабельные линии 6-110 кВ

Системы температурного мониторинга КЛ 6-110 кВ

На рынке готовых технических решений систем температурного мониторинга в России представлена продукция следующих компаний:

- 1) Omnisens (Швейцария) с системой контроля DITEST на основе оптоволоконных датчиков;
- 2) LIOS (Германия) с системой контроля LIOS'DTS на основе оптоволоконных датчиков;
- 3) Schlumberger (Нидерландские Антильские острова) с системой контроля DTS SENSE на основе оптоволоконных датчиков;
- 4) BARTEC (Германия) с системой контроля RedGuard на основе сенсорного кабеля;
- 5) nkt kables (Дания) с системой контроля VALCAP на основе оптоволоконных датчиков;
- 6) ООО «СЕДАТЭК» (Россия) с системой контроля ПТС на основе оптоволоконных датчиков.

Из перечисленных выше производителей систем температурного мониторинга продукция компании Schlumberger, в основном, ориентирована на рынок нефтегазовых месторождений. Сравнительно недавно были разработаны Системы Распределенного Измерения Температуры (DTS) силовых кабелей, в которых в качестве чувствительного элемента (сенсора) используется стандартный оптоволоконный (телекоммуникационный) кабель, прикрепляемый к силовому кабелю или устанавливаемый рядом с ним.

Достоинства сенсоров на основе оптоволоконного кабеля

- в качестве сенсора обычно используется стандартный оптоволоконный телекоммуникационный кабель (что экономически эффективно);
- можно использовать уже установленные ранее оптоволоконные кабели (что также экономически эффективно);
- малый вес;

- малые размеры, что позволяет устанавливать их в ранее недоступные пространственно ограниченные места (например, трубопроводы, трубы, туннели, каналы, нефтяные скважины и т.п.)
- легко устанавливаются;
- эффективны на больших расстояниях благодаря слабому затуханию оптического сигнала;
- абсолютно не чувствительны к электромагнитным помехам (EMI);
- не восприимчивы к ударам / вибрации / химическим воздействиям;
- не имеют ни электронных компонентов, ни каких-либо движущихся частей в зоне контроля;
- могут работать при высоких температурах (вплоть до 650°C);
- расположив оптоволоконный кабель (сенсор) рядом с силовым кабелем, можно отслеживать тепловое сопротивление засыпки.

Ниже приведена таблица сравнительных характеристик систем мониторинга.

№ п/п	Наименование производителя	Система контроля	Максимальная дальность действия, км	Точность локализации, м	Точность регистрации температуры, °C	Точность регистрации натяжения, ppm	Датчик
1	Omnisens (Швейцария)	DITEST	25*	1	0,1 °C	2	Одномодовый ВОК
2	LIOS (Германия)	LIOS' DTS	2-16	0,5-1,5	1° C	-	Многомодовый ВОК
3	nkt kables (Германия)	VALCAP	2-16	0,5-1,5	1° C	-	Многомодовый ВОК
4	ООО «СЕДАТЭК» (Россия)	ПТС	5-18	1	±1,5 °C	-	Многомодовый ВОК
5	BARTEC (Германия)	RED Guard	0,5*	2, 4, 7, 10, 14 или 20	±2 °C	-	Сенсорный кабель из полиуретана или фторполимера

Более подробно можно остановиться на системе производства компании Omnisens, использующей в качестве методики не Романовское (как в остальных системах), а Бриллюэновское рассеяние, а так же системе компании BARTEC «RED Guard» использующей сенсорный кабель.

1) **Omnisens (Швейцария)**. Особенность методики, используемой в Omnisens DITEST (рисунок 3), заключается в том, что слабый сигнал Бриллюэновского рассеяния оптически стимулируется свипирующим оптическим излучением, что приводит к значительному росту полезного сигнала Бриллюэновского рассеяния и, следовательно, к улучшению соотношения сигнал-шум. Методика использует стандартный одномодовый оптический кабель с низкими потерями, что позволяет осуществлять мониторинг на расстояниях до 50 км (*с использованием промежуточных усилителей – до 250 км) при максимально высоких рабочих параметрах и при полной совместимости со стандартными телекоммуникационными компонентами.

Кабель является линейным сенсором, который позволяет контролировать изменения температуры (ΔT°) и натяжения ($\Delta \epsilon$) в каждой точке по всей длине кабеля.

При изменении ΔT° и/или $\Delta \epsilon$ изменяются и параметры оптического сигнала, распространяющегося по оптоволокну. Измерения основаны на анализе обратнорассеянного излучения от запущенного в оптоволокно лазерного импульса. Эта концепция используется для быстрых, часто повторяющихся и точных измерений таких физических величин, как температура, натяжение или давление (в зависимости от того, какой тип волокна используется в качестве сенсора). При изменении ΔT° или $\Delta \epsilon$ изменяются спектральные характеристики обратнорассеянного светового сигнала характерным и калиброванным образом. Локализация события осуществляется с использованием принципа работы радара – измеряется отрезок времени между моментом запуска оптического импульса в сенсорное оптоволокно и моментом поступления обратноотражённого импульса на фотоприёмник измерительного прибора. Зная скорость распространения света в оптоволокну, легко преобразовать полученный временной интервал в расстояние.

2) **В системе RED Guard®** для измерения температуры использован сенсорный кабель типа SD в полиуретановой оболочке. Такой кабель измеряет температуру электронного оборудования и делает адресацию датчиков. Он же передает данные на вычислительные блоки. Между датчиками можно выбирать различные фиксированные расстояния от двух до двадцати метров. Сенсорный кабель типа SD состоит из плоского восьмиполярного ленточного провода. У кабеля есть два избыточных провода для питания, массы, адресации и передачи данных. Плоские ленточные кабели защищают две дополнительные оболочки. Внутренние оболочки кабелей из термопластичных эластомеров создают барьер для влажности, внешние полиуретановые оболочки оптимизируют химическую и механическую устойчивость.

Данные сенсорного кабеля:

- тип защиты сенсорного кабеля: SD – IP 68;
 - максимальная длина в кабельном барабане - 500 м;
 - частота дискретизации сенсорного кабеля типа SD – до 100 датчиков / сек;
 - точность измерения сенсорного кабеля типа SD составляет ± 2 °C;
 - расстояние между датчиками сенсорного кабеля типа SD – обычно 2, 4, 7, 10, 14 или 20. Возможны и другие расстояния между датчиками;
 - способ адресации датчиков сенсорного кабеля типа SD между датчиками – защищенная патентом технология LISA®Technology;
 - радиус изгиба сенсорного кабеля типа SD между датчиками – 50 мм (200 мм вокруг датчика);
- крепление сенсорного кабеля типа SD – специальные зажимы.

Организация дюкерных переходов при строительстве КЛ

В проектировании и строительстве дюкером называют участок кабельной системы, прокладываемый на пересечении с искусственным или естественным препятствием: под руслом реки или канала, по дну глубокого оврага, под авто или железной дорогой (рис. 28).

С внедрением развитием технологии горизонтального направленного бурения, устройство дюкера методом ГНБ явилось прекрасной альтернативой традиционному методу прокладки кабельных линий. Монтаж кабельной системы выполняется на одном берегу водоема (препятствия), а буровой комплекс располагается на противоположном берегу. Прокладка дюкера методом ГНБ производится с целым рядом преимуществ:

- сокращение стоимости строительства устройства дюкера за счет сокращения сроков строительства, затрат на привлечение дополнительной рабочей силы и специальной техники;
- отсутствие работ по размыву берегов, последующему берегоукреплению и эксплуатации специальных сооружений;
- сокращение эксплуатационных расходов на контроль и ремонт дюкера в процессе эксплуатации.
- сохранение природного ландшафта и экологии на территории проведения работ, исключение воздействия на флору и фауну,



отсутствие размыва берегов и донных отложений рек и водоемов.

- минимизация возможного негативного влияния на условия проживания людей в непосредственной близости от проведения работ.

Этап 1

Бурение осуществляется при помощи породоразрушающего инструмента - буровой головки со скосом в передней части и встроенным излучателем (рис.29). Контроль за местоположением буровой головки осуществляется с помощью приемного устройства локатора, который принимает и обрабатывает сигналы встроенного в корпус буровой головки передатчика. На мониторе локатора отображается визуальная информация о местоположении, уклоне, азимуте буровой головки. Также эта информация отображается на дисплее оператора буровой головки. Эти данные являются определяющими для контроля соответствия траектории строящегося трубопровода (футляра) проектной, и минимизирует риски излома рабочей нити.

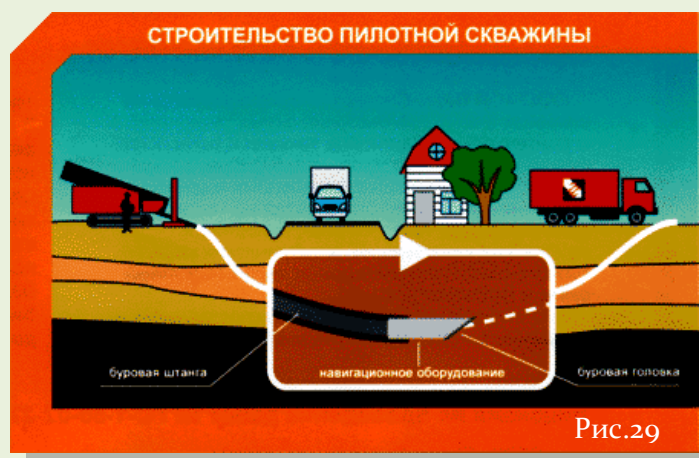


Рис.29

Этап 2

Расширение осуществляется после завершения пилотного бурения (рис.30). При этом буровая головка отсоединяется от буровых штанг и вместо нее присоединяется расширитель обратного действия. Приложением тягового усилия с одновременным вращением расширитель протягивается через створ скважины в направлении буровой установки, расширяя пилотную скважину до необходимого для протаскивания трубопровода диаметра. Для обеспечения беспрепятственного протягивания трубопровода через расширенную скважину ее диаметр должен на 20-30% превышать диаметр трубопровода (футляра).



Рис.30

Этап 3

На противоположной от буровой установки стороне скважины располагается готовая к протягиванию плетть кабельной системы. К переднему концу плети крепится оголовок с воспринимающим тяговое усилие шарниром (вертлюгом) и расширителем. Шарнир позволяет вращаться буровой колонне и

расширителю, и в тоже время не передает вращательное движение на затягиваемую кабельную систему. Таким образом, буровая установка затягивает в скважину плеть кабельной системы до проектных отметок.

В случае прокладки кабельной системы по дну крупного водного объекта (водохранилище, река с широким руслом, море и т.д.) во избежание повреждений кабель заглубляется в дно водоема. Способ заглубления подводного кабеля в дно определяется на стадии проекта и выбирается по результатам инженерно-геологических изысканий грунтов.

Как правило, во избежание повреждения подводного кабеля якорями судов, предусмотрено заглубление кабеля в дно (укладка кабеля в узкую подводную траншею). Для выполнения заглубления судно-кабелеукладчик оборудовано подводным самоходным модулем. Модуль оснащен механической цепной фрезой, которая создает в грунте траншею. Кабель движется по системе роликов непосредственно за цепной фрезой и укладывается в траншею. Замыв траншеи осуществляется сразу после укладки кабеля.

Характеристики подводного самоходного модуля (рис.31 а, б):

Глубина траншеи – до 4 м.

Скорость прокладки – до 200 м/час

Глубина погружения модуля – до 50 м



Рис.31 а)

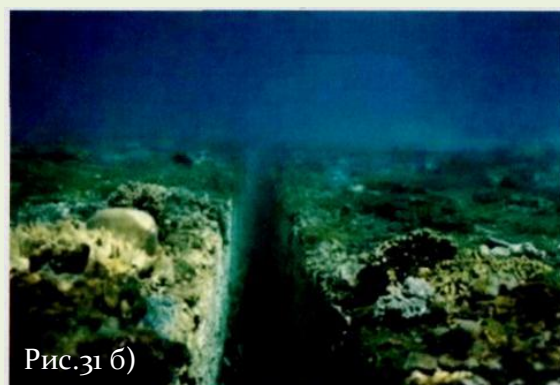


Рис.31 б)

Современные способы заглубления кабеля:

- струйное размытие грунта с помощью гидравлического плуга;
- механическая разработка грунта с помощью цепного или дискового модуля.

Гидравлический плуг (рис. 32)

Траншея на дне создается методом размытия грунта напором воды высокого давления. Возможно самоходное и несамоходное исполнение шасси плуга. Работает в илистых и песчаных грунтах с

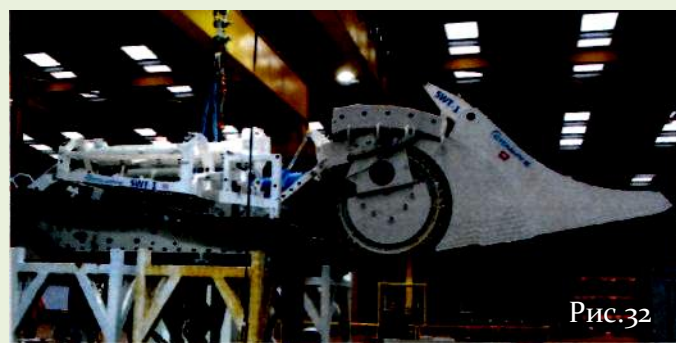


Рис.32

включением небольших твердых частиц.

Дисковый траншейный модуль: работает в тяжелых грунтах, вплоть до монолитных скальных пород, **цепной траншейный модуль** работает в песчаных и глинистых грунтах с включением твердых частиц среднего размера (камни, булыжники, и т.д. диаметром до 250 мм).

На выставке «Электрические сети России 2011» услуги по данному виду работ, включая проектирование дюкерных переходов, предлагали:

- 1) Группа компаний Комплексные энергетические решения, г. Санкт-Петербург, г. Москва;
- 2) ОАО Средневолжсксельэлектросетьстрой, г. Казань;
- 3) ОАО Энергосетьпроект, г. Москва;
- 4) ОАО «Энергостройинвест – холдинг», г. Москва.

Кабели с изоляцией на основе этилен – пропиленовой резины для строительства КЛ в особо стесненных условиях

Преимущества кабелей с изоляцией из этиленпропиленовой резины (ЭПР):

- этиленпропиленовая резина – эластичный материал, следовательно, допускает повышенные вибронагрузки кабеля при эксплуатации (подключения к двигателям, насосам);
- отличные термомеханические характеристики – изгиб кабеля (в том числе и термодинамическая нагрузка) вызывает незначительные механические напряжения слоев изоляции, что в свою очередь не провоцирует неравномерного распределения электрической напряженности в толщине изоляции;
- высокая стойкость резины к абсорбции влаги. Как результат – отсутствие образования триингов (водных деревьев, приводящих к ионизационному пробое). Для кабелей с резиновой изоляцией нет необходимости использовать дополнительную влагозащиту (продольную и поперечную водоблокировку). В том числе стойкость к образованию триингов обеспечивает надежную работу кабелей с этиленпропиленовой изоляцией в сетях с изолированной нейтралью;
- длительно допустимая температура этиленпропиленовой резины при применении отдельных кабелей (одножильных небронированных на напряжение 20-35 кВ) составляет 105 °С, что увеличивает пропускную способность кабеля на 15-20 %;
- материал изоляции сохраняет отличные эксплуатационные характеристики при отрицательных температурах до -60 °С;
- кабели с изоляцией из этиленпропиленовой резины допускаются к прокладке во взрывоопасных зонах всех классов.

В таблице приведено сравнение кабелей с этиленпропиленовой резиной (производства компании Nexans) с кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена и бумажной изоляцией:

№ п/п	Характеристики	Кабель с этиленпропиленовой изоляцией	Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена	Кабель с бумажно-пропитанной изоляцией	Комментарии
1	Температура жилы при работе в номинальном режиме, °С	90 (до 105)	90	70	При использовании одинаковых сечений, токовая нагрузка кабелей с ЭПР изоляцией выше
2	Температура жилы при перегрузке, °С	140	130	65-90	
3	Температура жилы при коротком замыкании (до 5 сек) , °С	300	250	140-170	
4	Минимальная температура прокладки без предварительного прогрева, °С	-15 (до -40)	-15	0	Для сшитого полиэтилена и ЭПР изоляции наружная оболочка ПВХ или безгалогенная композиция
5	Температурный диапазон эксплуатации, °С	От - 60 до +50	От - 50 до +50	От - 50 до +50	
6	Термическое сопротивление	хорошее	среднее	удовлетворительное	Высокое сопротивление снижает риск деформации в материале изоляции кабеля
7	Светостойкость	Стойкость оболочек к УФ излучению без дополнительных	опционально		

		защит			
8	Стойкость к маслам	хорошая	средняя	хорошая	
9	Гибкость	хорошая	средняя	плохая	Высокая гибкость кабеля сокращает время установки
10	Уровни прокладки	Без ограничений	Без ограничений	Не более 15 м	
11	Радиусы изгиба	От 7 Dн	15 Dн	25 Dн	Высокая гибкость упрощает монтаж кабельных линий
12	Нераспространение горения	хорошее	Удовлетворительное (*)	хорошее	(*) в оболочках типа «нг»
13	Огнестойкость	хорошая	плохая	плохая	СПЭ не прошел испытания по МЭК 60332-1. Для прохождения испытания СПЭ требуется дополнительная защита
14	Водный триинг (древовидные трещины в структуре изоляции, при попадании воды на ее поверхность)	Хорошая устойчивость	Средняя устойчивость	-	При использовании изоляции из СПЭ необходимы присадки, обеспечивающие устойчивость к водному триингу и герметизация
15	Применение в сетях с изолированной нейтралью (триингостойкость) – стойкость к разрушению при КЗ – К(1)	хорошая	Плохая	Хорошая	При возникновении К(1) в сети с изолированной нейтралью возможно значительное повреждение изоляции СПЭ, что может привести к возникновению К(1,1) и К(2)

16	Применение во взрывоопасных зонах	да	Нет (п. 7.3.102 ПУЭ)	да	
17	Диэлектрическая стойкость	Хорошая (до 60 кВ/мм)	Очень хорошая (до 80 кВ/мм)		
18	Коэффициент диэлектрических потерь ($\tan\delta$)	0,002	0,0004	-	
19	Плотность	Большая (1,13 кг/дм ³)	меньшая (0,92 кг/дм ³)		Кабель с изоляцией СПЭ легче. При одинаковом объеме меньше материала

Выводы: на отечественном рынке кабельной продукции номенклатуры силовых кабелей 6-110 кВ на текущий момент наметилась серьезная конкуренция как отечественных, так и зарубежных поставщиков. Выпускаемая практически всеми как отечественными, так и зарубежными производителями продукция имеет во многом схожие технические параметры.

При этом, на рынке достаточно регулярно появляются новые решения как по типу изоляционных материалов, оболочки, так и по технологии прокладки кабельных систем. В данном направлении хорошо себя зарекомендовал метод горизонтально направленного бурения (ГНБ). Учитывая востребованность кабельных систем (кабельной продукции), особенно в сегменте напряжения 35-110 кВ в населенных пунктах и территориях с во многом избыточной инженерной инфраструктурой, в том числе и бесхозной (центры крупных городов, зоны массовой жилищной застройки и т.д.), а также при преодолении естественных препятствий (водоемы, овраги и т.д.), метод ГНБ при прокладке кабельных систем в ближайшее время будет по настоящему востребован.

Учитывая все возрастающие нагрузки крупных населенных пунктов и недостаточное финансирование инвестиционных программ сетевых компаний на первый план выходит оптимальное использование существующих распределительных сетей как воздушного, так и кабельного исполнения. Для оптимизации нагрузок, мониторинга загруженности как воздушных, так и кабельных ЛЭП необходимо внедрение Систем температурного мониторинга (DTC) наиболее загруженных (узких) мест энергосистемы. Кроме этого, внедрение данных систем при относительно небольших (в сравнении со стоимостью кабельной системы) затратах позволит обеспечить мониторинг исправности кабельной системы в реальном времени и при использовании

соответствующего программного обеспечения окажет соответствующую помощь оперативному персоналу в ремонтных и послеаварийных схемах.

ВЛ 35-110 кВ

Грозозащитные тросы

Грозозащитные тросы для ВЛ 35-110 кВ производятся следующими заводами-изготовителями: «Северсталь метиз», «Мегапром», Россия, ООО «Эм-Кабель», Республика Мордовия.

В настоящее время в ОАО «МРСК Центра» запрещены к использованию грозозащитные тросы марок ТК, ПС, С.

Конструкция грозотроса МЗ-В-ОЖ-Н-Р впервые разработана специально для защиты ВЛ от ударов молнии, выполнена с применением современных канатных технологий и обладает следующими отличительными свойствами:

- стойкость к удару молнии в 98,8% диапазоне реальных нагрузок;
- сохранение заданных характеристик после удара молнии, что снимает необходимость замены;
- высокая коррозионная стойкость за счет применения Zn-гальванического покрытия группы "ОЖ" с +5% допуском;
- гальванический метод нанесения покрытия предотвращает отслоение слоя цинка при повышенных токах и температурах (КЗ), что значительно отличает представленный продукт от ранее применявшегося;
- повышенная относительно штанных канатов прочность на разрыв (180кГ/мм²-200кГ/мм²), что обеспечивает значительный рост надежности при, что особенно важно для анкерных опор;
- технология производства грозозащитного троса по СТО 71915393- ТУ 062-2008 обеспечивает снижение величины относительного удлинения, что особенно важно при возникновении гололеда.

В таблице представлены основные технические характеристики грозотроса марки МЗ:

Наименование	Маркировочная группа	Ориентировочная масса 1000 м грозотроса, кг
МЗ-8,0-В-ОЖ-Н-Р	1770 (180), 1860(190), 1960(200)	443
МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р	1770 (180), 1860(190), 1960(200)	544
МЗ-11,2-В-ОЖ-Н-Р	1770 (180), 1860(190), 1960(200)	752

Как новинку для ВЛ 35-110 кВ можно рассматривать грозозащитный трос марки ГТК, выпускаемый компанией ООО «Эм-Кабель», Республика Мордовия, г. Саранск.

Трос изготавливается из стальных проволок, покрытых алюминием методом плакирования (обжатия под высоким давлением). Конструкция троса аналогична конструкции канатов, применяемых в настоящее время в качестве грозотросов, но отличается тем, что все проволоки троса преформированы с целью исключить выплетание проволок из повива при обрыве одной или нескольких проволок.

В таблице представлены основные технические характеристики грозозащитного троса марки ГТК:

Параметры ГТК	ГТК20-0/50-9,1/60	ГТК20-0/70-11,1/87	ГТК20-0/90-12,1/104
Наружный диаметр ГТК, мм	9,1	11,1	12,1
Вес ГТК, кг/км	333	493	580
S стальных элементов, мм ²	49,96	72,58	86,34
S алюминиевых элементов, мм ²	-	-	-
Общее сечение, мм ²	49,96	72,58	86,34
R постоянному току при 20 °С, Ом/км,	1,7194	1,2038	0,9993
Термическое воздействие тока короткого замыкания, кА ² с	22,7	48	67,7
КТЛР, 10 ⁻⁶ 1/°С	13	13	13
Модуль упругости (конечный), кг/мм ²	162	162	162

Преимущества грозозащитного троса марки ГТК перед используемыми в настоящее время стальными канатами, в том числе оцинкованными:

- высокая коррозионная стойкость;
- высокая надежность – алюминиевое покрытие проволок невозможно отделить от стали ни механическим, ни термическим путем;
- стойкость к высоким температурам. Цинковое покрытие разрушается и отделяется от стали при температуре около 100 °С. Трос ГТК выдерживает температуру до 400 °С, сохраняя при этом все эксплуатационные характеристики;
- стойкость к повышенным токам короткого замыкания. Алюминий составляет 25% от сечения троса и соответственно обладает большей проводимостью, способностью к растеканию импульсных токов;
- все проволоки троса преформированы таким образом, чтобы при обрыве одной или нескольких проволок они не выплетались из повива. Таким образом предотвращается его деформация в виде расплетения, снижается риск негативных последствий в виде замыканий вследствие перекрытия расплетенной жилой грозотроса;
- вес плакированного троса меньше веса стального того же диаметра, что значительно снижает нагрузку на опоры;
- срок эксплуатации плакированного троса составляет 45 лет;
- простота монтажа. Плакированный трос аналогичен по габаритным размерам традиционным тросам, соответственно не требует для монтажа специальной арматуры.

Композитные опоры

В последние годы за рубежом после возникновения стихийных явлений были разработаны и введены в эксплуатацию участки ЛЭП на композитных опорах. Данные опоры применяются в качестве опор освещения, опор для ВЛ до 20 кВ и опор для ВЛ 35-220 кВ.

Хотя срок эксплуатации участков линий на композитных опорах составляет 3-4 года, данный вид опор зарекомендовал себя с наилучшей стороны при неблагоприятных погодных условиях, в том числе с ледяным дождем, по сравнению с опорами выполненными другим материалом (дерево, бетон, металл).

Композитные опоры изготавливаются из олигомеров и стекловолокна, что позволяет их использовать при температурах окружающей среды от -60 до +75°С, данный материал обладает высокой удельной прочностью, гидрофобен, диэлектрик, защищен от ультрафиолетового излучения, не поддерживает горение, прочнее бетона в 27 раз, металла – в 9,5 раз. Стойка длиной 23 м из композитного материала легче бетонной в 7 раз, металлической в 2 раза. Материал опор позволяет изготавливать технологические отверстия и изменение

длины модуля в полевых условиях при помощи дрели и болгарки. Возможна сборка опоры как в горизонтальном, так и в вертикальном положении. Имеется при необходимости возможность наращивания высоты стойки. Опоры имеют более эстетический вид. Средний срок службы данных опор составляет 80 лет, гарантия качества от дефектов 41 год, гарантия от поломок в непогоду на весь срок эксплуатации. Композитные опоры состоят из отдельных модулей разной длины, разного диаметра, массы (см. табл.).

Модуль	Длина, м	Толщина, см	Масса, кг	Конусность, мм/м	Диаметр вершины, см	Диаметр основания, см
1L	6,147	1,180	98	9,09	19,22	24,81
1	4,615	1,180	69	9,27	20,53	24,81
2	5,385	0,965	77	20,22	21,01	31,90
3	5,300	0,965	102	20,26	28,16	38,90
4	5,774	0,965	136	20,14	34,77	46,40
5	5,789	1,030	163	20,59	42,14	54,06
5/6	10,630	1,180	350	19,71	42,13	63,08
6/7	10,630	1,080	408	20,52	49,10	70,91
8/9	10,895	1,165	543	20,17	65,59	87,56
10/11	11,240	1,165	680	19,88	81,19	103,53

Таким образом возможно создавать стойки любой высоты до 36,6 м, в сложенном состоянии стойки представляют собой компактные, легкие упаковки, что в свою очередь снижает затраты на логистику.

Композитные опоры представлены на мировом рынке канадской фирмой POLYCOMTEC В России работа по созданию опор из композитных материалов находится в стадии разработки, в частности такой разработкой занимается фирма «Феникс-88» (приложение 3.2), которая планирует сдать в опытную эксплуатацию данный вид опор в конце 2012 года.

Длительный срок эксплуатации, сохранность механической прочности при воздействии атмосферных воздействий, низкие эксплуатационные затраты для данного вида опор позволяют считать целесообразным их применение при строительстве и реконструкции существующих ВЛ 35-110 кВ, а так же в аварийных ситуациях.

ВЛ 0,4-20 кВ

Деревянные опоры ЛЭП 0,4 – 10 кВ – перспективы применения, достоинства и недостатки, опыт эксплуатации

Деревянные опоры на выставке и на российском рынке представлены следующими производителями:

- ООО «Опора»;
- ООО «Первый деревопропиточный завод»;
- ООО «Сеесъяровский мачтопропиточный завод»;
- ОАО «Белоярский мачтопропиточный завод»;
- ООО «Леспром»;
- ООО «Элеоп»;
- ООО «ЭнергоЛайнСтрой»;
- ЗАО «Владимирский Электромеханический Завод»;

Достоинства и недостатки деревянных опор

К достоинствам деревянных опор можно отнести следующие:

- нормативный срок службы деревянной опоры, пропитанной ССА составом – 40-50, а то и 70 лет. Нормативный срок службы железобетонной опоры – 25 лет;
- масса деревянной опоры в 3-4 раза меньше массы железобетонной опоры той же длины;
- деревянные опоры перевозятся в лесовозе по 60-70 штук, при доставке на место легко выгружаются. Железобетонные опоры при транспортировке требуют, как минимум, 3 точки опоры по длине. Для разгрузки железобетонных опор требуется спецтехника;
- в отличие от железобетонных опор, деревянные опоры могут быть установлены без применения спецтехники. При необходимости опору можно установить в грунт вручную;
- затраты на монтаж деревянных опор гораздо ниже, чем на монтаж железобетонных опор. Монтаж деревянных опор не требует специальной и грузоподъемной техники. При необходимости доставки опор в аварийных ситуациях или при невозможности подъезда к месту установки, погрузка, разгрузка и установка опор осуществляется вручную;
- благодаря механическим свойствам деревянных опор, их использование позволяет избежать выхода из строя линии электропередач по «принципу домино», как часто происходит в случае с железобетонными опорами;
- благодаря изоляционным свойствам древесины, деревянные опоры надежнее функционируют в сетях с изолированной нейтралью;
- в случае пробоя изолятора, линия на деревянных опорах продолжает выполнять свои функции. В линиях на железобетонных опорах происходит короткое замыкание на землю, и линия обесточивается до устранения неисправности;
- утилизация деревянных опор существенно дешевле, чем утилизация железобетонных опор;

- деревянные опоры, в отличие от железобетонных, имеют лучшую устойчивость во влажных и рыхлых грунтах;
- более низкая стоимость по сравнению с ж/б опорой аналогичного класса;
- простота обслуживания – электромонтер легко и безопасно поднимается на опору и спускается с нее;
- большая механическая прочность при воздействии стихийных явлений (порывистый ветер, гололед);
- не требуют бережного обращения (в допустимых, естественно, пределах) при перевозке, разгрузке, складировании, установке в котлованы по сравнению с ж/б;
- для увеличения срока службы можно производить дополнительное антисептирование в местах, подверженных более интенсивному гниению;

Недостатки деревянных опор следующие:

- при производстве деревянных опор одна из важнейших проблем – это качество ее изготовления, поэтому нерешенность этого вопроса и послужила причиной начала массового применения железобетонных опор в нашей стране в 70–80-е годы прошлого века. Сделать плохую железобетонную опору, значительно труднее, чем плохую деревянную;
- подверженность ее горению, что особенно актуально в пожароопасный период;
- наличие вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Степень вредности зависит от пропиточного состава и может быть с 1 по 4 класс опасности (пример: бензин и керосин относится к 4 классу);
- при заготовке бревен для стоек необходима подборка по диаметрам и сбегу (конусности) под размеры монтерских когтей;
- для получения качественной пропитки и требуемого срока эксплуатации опоры необходимы зимняя рубка (с декабря по март) и атмосферная предпропиточная сушка бревен под навесом не менее 6 мес. При этом на период атмосферной сушки надо проводить антисептирование поверхности бревен от поражения биологическими агентами.

Опыт и перспективы применения:

В настоящее время в Ярэнерго эксплуатируются деревянные опоры класса напряжения 6-10 и 0,4-0,23 кВ. Имеются опоры, находящиеся в эксплуатации более 40 лет (с 70-х годов прошлого столетия), так и установленные в этом столетии (в 2000-2005 годах). По опыту эксплуатации можно сказать, что следы загнивания уже имеются у опор обработанных криозотом либо обмазанных битумом и/или установленные на ж/б приставках, построенных в 70-80-х годах 20-го века. Данные опоры уже необходимо менять, однако стоит заметить, что свой срок они полностью отслужили. Но имеются и более настораживающие факты

загнивания опор, установленных относительно недавно (в 2000-2005 годах), что говорит о качестве их изготовления и пропитки.

Поэтому использование качественно пропитанных деревянных опор для ВЛ низкого и среднего напряжения будет гораздо предпочтительнее, чем любых других. Это подтверждено Департаментом электрических сетей РАО «ЕЭС России», который в своем письме от 03.10.2001 рекомендует с целью повышения устойчивости и снижения стоимости ВЛ 0,4 – 10 кВ «массовое применение деревянных опор нового поколения, особенно в районах, подверженных гололедно-ветровым авариям, с повышенной грозовой деятельностью и с частой гибелью птиц на ВЛ».

Однако при этом необходимо с особой тщательностью подходить к выбору производителя качественных опор, в противном случае указанная выше выгода может обернуться убытком. Кроме того так и остается без ответа вопрос о пожароопасности деревянных опор, что не дает 100% положительного ответа об их применении.

Основные требования к деревянным опорам.

Древесина для опор должна удовлетворять требованиям ГОСТ 9463—88* и должна быть пропитана заводским способом в соответствии с ГОСТ 20022.6—93 и ГОСТ 20022.5—93*. При этом качество пропитки должно быть подтверждено актом технического контроля завода.

Элементы опор ВЛ 10 кВ и ниже, кроме траверс и приставок, можно изготавливать из ели и пихты. При изготовлении опор с древесины должна быть целиком удалена кора со снятием луба. Элементы опор выполняются как из круглой, так и из пиленой древесины. Диаметр элементов опор должен приниматься по проекту. При этом для основных элементов опор (стоек, подкосов, траверс) диаметр бревна в верхнем отрубе должен быть не менее 16 см для ВЛ от 6 до 35 кВ и 14 см – для ВЛ 0,4 кВ. Диаметр приставок для опор ВЛ от 6 до 10 кВ допускается не менее 18 см, а для опор ВЛ 0,4 кВ – не менее 14 см. Для вспомогательных элементов опор ВЛ от 6 до 10 кВ диаметр бревен в верхнем отрубе должен быть не менее 14 см, а для ВЛ 0,4 кВ – не менее 12 см.

Горизонтально и наклонно расположенные торцы стоек и приставок рекомендуется защищать от гниения (крышками, пастой и т. п.). Все детали при сборке опор должны быть плотно пригнаны друг к другу. Зазор в местах врубок и стыков не должен превышать 4 мм. Обработку стоек и приставок следует выполнять таким образом, чтобы стык был совершенно плотным, без просветов. Древесина в местах стыков должна быть без сучков и трещин. Зарубы, затесы и отколы должны быть выполнены на глубину не более 10 % диаметра бревна. Рабочие поверхности врубок должны быть выполнены сплошным пропилом (без долбежки).

Правильность врубок и затесов должна проверяться шаблонами. Сплошные щели в стыках рабочих поверхностей не допускаются. Заполнение клиньями щелей между рабочими поверхностями не допускается. Отклонение от проектных размеров всех деталей собранной деревянной опоры допускается в пределах: по диаметру ± 2 см, по длине 1 см на 1 м. Отрицательный допуск по длине при изготовлении траверс запрещается.

Отверстие для крюка, высверленное в опоре, должно иметь диаметр, равный внутреннему диаметру нарезки крюка, и глубину – 0,75 длины нарезной части крюка. Крюк должен быть ввернут в тело опоры всей нарезной частью плюс 10–15 мм. Отверстия в опорах должны быть просверлены. Прожигание отверстий нагретыми стержнями запрещается.

Бандажи для сопряжения приставок с опорой должны выполняться из мягкой стальной оцинкованной проволоки диаметром не менее 4 мм. Допускается применение не оцинкованной проволоки диаметром от 5 до 6 мм, покрытой асфальтовым лаком. Число витков бандажа зависит от диаметра проволоки и, если нет специальных указаний в проекте, должно быть равно: 12 – при диаметре проволоки 4 мм; 10 – при 5 мм и 8 – при 6 мм. Все витки бандажа должны быть равномерно натянуты и плотно прилегать друг к другу. При обрыве одного витка весь бандаж следует заменить новым. Концы проволоки бандажа необходимо забивать в дерево на глубину 20–25 мм.

Допускается взамен проволочных бандажей применять специальные стяжные (на болтах) хомуты, механическая прочность которых должна быть проверена расчетом. Каждый бандаж (хомут) должен сопрягать не более двух деталей опоры.

Свойства древесины, которые дают возможность применять ее в качестве строительного материала, разделяются на физические и механические. Из физических свойств древесины, применяемой для ВЛ, большое значение имеет влажность.

Влажностью древесины называется отношение массы влаги, содержащейся в дереве, к массе совершенно сухой древесины. Влажность свежесрубленных деревьев хвойных пород – от 54 до 61 %. При уменьшении влажности дерево подвергается усушке, т. е. уменьшается в размерах. Усушка дерева крайне неблагоприятно отражается на деревянных конструкциях, вызывая слабины в соединениях, развинчивание гаек, ослабление бандажей и т. п. Кроме того, при быстром высыхании дерева возможно его расслоение.

Из механических свойств древесины основным является ее прочность. В эксплуатационных условиях элементы деревянных опор могут испытывать растягивающие или сжимающие усилия, работать на изгиб или скалывание.

Повышенная влажность существенно уменьшает прочность дерева. При изменении влажности от 10 до 30 % предел прочности на сжатие уменьшается

более, чем в 2 раза. Аналогично, хотя и в меньших размерах, изменяется и прочность на изгиб. Поэтому для возможности сравнения все результаты испытаний древесины приводятся к влажности 15 %.

Для опор ВЛ может применяться древесина по качеству не ниже 3-го сорта. Срок службы деревянных опор зависит от очень многих факторов: породы и качества древесины, атмосферных условий, характера грунта и прочих, но в среднем для непропитанного леса он составляет: от 15 до 20 лет – для лиственницы, от 4 до 5 лет – для сосны, от 2 до 3 лет – для ели. В отдельных случаях, в зависимости от климатических условий, срок службы может существенно меняться. Поэтому при использовании древесины под опоры большое внимание уделяется ее пропитке антисептиками. Пропитка антисептиками значительно увеличивает срок службы деревянных опор. Применение для деревянных опор непропитанной сосны или ели запрещается. Способность разных пород дерева поддаваться пропитке различна. Лучше всего поддается пропитке сосна. Ель и лиственница плохо поддаются пропитке, особенно их наружные слои.

В качестве пропитки применяются креозотовое, сланцевое масла и высокоэффективные медно-хромомышьяковые (ССА) составы. Пропитка составами ССА практически не оказывает влияния на механические свойства опор. Опоры, пропитанные составами ССА, в отличие от опор, пропитанных креозотом или сланцевым маслом, не имеют запаха и не выделяют пропиточный состав в окружающую среду. Для производства деревянных опор применяется также пропитка дерева антисептиком АСС-1. Он представляет собой водный раствор органического соединения триэтаноламиновой соли сульфированного совтола ПХДС-Т. Этот антисептик более безопасен и обеспечивает срок службы деревянных опор до 40 лет.

При вычислении массы деталей за единицу принимается масса 1 м³ древесины (850–900 кг).

На ВЛ 0,4 кВ применяются следующие типы деревянных опор: промежуточные (ПН), перекрестные (ПКН), промежуточные повышенные (ППН), анкерные концевые (АКН), угловые анкерные (УАН), угловые промежуточные (УПН) и ответвительные (ОАН).

Марки опоры расшифровываются следующим образом: первые две или три буквы – вид опоры; цифры – типоразмер; последние буквы – материал опоры.

Для нормальных опор из цельных бревен применяются стойки длиной 9,5 и 11 м, а для составных – 9,5; 7,5 и 6,5 м в сочетании с железобетонными приставками длиной 3,25 и 4,25 м и деревянными приставками длиной 3,5 и 4,5 м. Для повышенных цельностоечных опор используются бревна длиной 11 и 13 м, а для составных – 8,5 и 9,5 м в сочетании с деревянными приставками 6,5 и 8,5 м, железобетонными приставками длиной 4,25 м. Конструкции опор рассчитаны для

подвески проводов: алюминиевых А16-А70; сталеалюминиевых АС 16-АС 50, СИП. Провода на опорах крепят с использованием изоляторов на стальных крюках типа КН или на штырях типа Д либо арматуры СИП.

Обзор рынка производителей стальных многогранных опор 6 – 10 кВ

ОАО «Опытный завод «Гидромонтаж»

Завод приступил к выпуску стальных многогранных опор в 2003 году.

С 2010 г. продукция завода представлена различными типами металлических опор 6-10 кВ, разделяющихся по конструктиву: многогранные опоры, опоры из стальных труб, опоры из гнутого профиля.

ЗАО ДЗМК «Метако»

Данный завод выпускает практически все типы многогранных металлических опор 10 кВ - промежуточная опора СМ10П; анкерно-переходная опора СМ10АП; анкерно-угловая опора СМ10АУ; анкерно-ответвительная опора СМ10АО.

Опоры поставляются в полной заводской готовности и обладают всеми вышеперечисленными преимуществами.

Опоры успешно прошли испытания, которые проводились Фирмой «Оргрэс».

Имеется каталог типовых решений по их установке, а также сертификат соответствия ТУ.

ГК "Элси"

Группа компаний «ЭЛСИ» уже 20 лет занимается производством металлических опор ЛЭП новых конструкций: облегченных быстромонтируемых опор из гнутых стальных профилей переменного по высоте сечения. На основе четырех базовых конструкций стальных опор ЛЭП компанией «ЭЛСИ» создано и внедрено в промышленное производство, строительство и эксплуатацию около 130 модификаций опор линий электропередачи для ВЛ 6-10 кВ с неизолированными и изолированными проводами. Опоры конструкции ЭЛСИ можно рассматривать как стальные облегченные многогранные опоры ЛЭП. Применение опор ЭЛСИ, особенно при строительстве и эксплуатации ЛЭП в сложных геолого-климатических условиях предоставляет ряд преимуществ, в сравнении с использованием традиционных конструкций металлических опор линий электропередачи. Стальные опоры ЛЭП конструкции ЭЛСИ в соответствии с требованиями ПУЭ седьмого издания прошли приемочные механические испытания в Центре испытаний воздушных линий филиала ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Фирма ОРГРЭС». Разработанные в «ЭЛСИ» конструкции стальных опор ЛЭП серий СюП, отвечают требованиям ПУЭ седьмого издания и рассчитаны на эксплуатацию в районах с расчетной температурой холодной

пятидневки до минус 65С. Опоры линий электропередачи серии С10П предназначены для применения в I-VII районах по нормативному давлению ветра и в I-VI районах по гололеду.

За счет гибкой конструкции опоры линий электропередачи серии С10П могут эксплуатироваться в районах сейсмичностью до 9 баллов.

Опоры ВЛ серии С10П предназначены для применения в 1-7 ветровом и в 1-6 гололедном районах. Опоры ЛЭП изготовлены из низколегированной стали марки 09Г2С и могут применяться в регионах с температурой холодной пятидневки до – 65 градусов Цельсия.

Опоры предполагают применение голых проводов марки АС или изолированных проводов марки СИП, САХ, или иных аналогичных.

Крепление проводов на промежуточных опорах выполняется на штыревых или подвесных полимерных изоляторах. Крепление проводов на анкерных (концевых) и анкерно-угловых опорах выполняется на полимерных изоляторах.

Промежуточные опоры устанавливаются на сваю из стальной трубы диаметром 219 или 325 мм. Закрепление опор на фундамент осуществляется:

- на сваю из трубы диаметром 219 мм хомутами или на фланце;
- на сваю из трубы диаметром 325 мм на фланце или хомутами на переходной узел, выполненный из трубы 219 мм.

«Инэлко»

Производственная компания «ИНЭЛКО» поставляет свою продукцию для объектов внешнего электроснабжения на территории Дальнего Востока РФ. Продукция «ИНЭЛКО» аттестована «ФСК ЕЭС» для применения в Единой энергетической системе РФ. С 2010 года производственная компания «ИНЭЛКО» участвует в программе строительства объектов внешнего электроснабжения “Саммита АТЭС 2012”. Завод освоил выпуск следующих типов опор: ПАМ 10-2 переходная анкерная; ПМ 10-1, ПМ 10-2 промежуточные опоры; УПМ 10-1 угловая опора; АМ 10-1 анкерная опора.

«МуромЭнергоМаш»

ЗАО «МуромЭнергоМаш» (г.Муром) – новый завод по производству многогранных опор линий электропередач, опор освещения и контактных сетей, строительных металлоконструкций и нестандартного оборудования. Опоры производства завода представляют собой полые конические металлические оцинкованные или с покрытием 8-ми и 16-ти гранные стойки переменного продольного сечения.

В мае 2010 года запущена в производство линия горячего цинкования (производительностью 35÷38 тыс. тонн в год, размер ванны 2000 x 13000 x 3000мм), предназначенная для цинкового покрытия металлических конструкций с целью защиты их от коррозии. Средняя величина цинкового покрытия составляет 80-130 мкм.

ОАО «Энергостальконструкция»

На предприятии изготавливаются многогранные опоры линий электропередачи 10-500 кВ.

Изготовленные на предприятии металлоконструкции соответствуют СП 53-101-98, ГОСТ 2318-99 и ТУ 3412-10057-10, ТУ 5264-002-0010562-11. Рекламаций по качеству выпускаемой продукции завод не имеет.

Требования к безопасности опор ВЛ для жизни и здоровья людей и охраны окружающей среды изложены в пунктах 3 и 4 настоящих ТУ. Настоящие технические условия разработаны с учетом требований ПУЭ-7, СП 53-102-2004, СНиП II-23-81, СП 53-101-98, ГОСТ 2318-99, имеются сертификаты соответствия ТУ.

Альбомы типовых решений.

В настоящее время имеются следующие типовые решения стальных опор 6-10 кВ:

- Серия 3.407.2-132 Металлические опоры воздушных линий электропередачи напряжением 6-10 и 35 кВ с малыми сечениями проводов для переходов через инженерные сооружения;
- Серия 3.407.2-181.09 Стальные многогранные опоры ВЛ 6-10 кВ;
- Серия 3.407.9-180 Передвижные опоры линий электропередачи 6-35 кВ для карьеров;
- типовой проект 22.0028 «Стальные многогранные опоры ВЛ 6-10 кВ» ОАО «РОСЭП», 2002 г., производитель опор – ООО «Опытный Завод Гидромонтаж»;
- типовой проект серии РЛ/99-373 «Металлические опоры ВЛ 6 (10) кВ из гнутого профиля» ЗАО ВНПО «РОСЛЭП», 2002 г., производитель опор ЗАО ВНПО «РОСЛЭП» и ДООАО «Электрогаз»;
- типовой проект ЭЛ-ТП.010-05 (неизолированный провод) и ЭЛ-ТП.010.06 (изолированный провод), производитель опор – группа компаний ЭЛСИ;

Выводы:

В настоящее время рынок производителей многогранных опор 6-10 кВ находится в стадии становления. Основные производители – единицы, а заводы производящие стальные опоры планируют переход на стальные многогранные опоры 6-10 кВ в ближайшем будущем.

В этом ракурсе очень привлекательным выглядит предложение строительства ВЛ 6-10 кВ на стальных опорах серии С10П со следующими основными преимуществами по отношению к варианту строительства ВЛ с применением типовых железобетонных опор (ЖБО):

- возможность многократного использования и большая долговечность (до 50 лет) стальных опор;
- большой габаритный пролет за счет более высокой механической прочности (несущая способность стальных опор серии С10П на изгиб составляет

74 кН×м против 35-50 кН×м для ЖБО), приводит к сокращению объема строительно-монтажных работ;

- меньший вес опор серии С10П (250-300 кг против 1150 кг для ЖБО) приводит к сокращению объема перевозок и снижению объемов строительно-монтажных работ;

- увеличенные междуфазные расстояния на опорах серии С10П (230 см против 130 см для ЖБО) позволяют избежать схлестывания проводов и их пережигания;

- высокая стойкость стальных опор к повреждениям при перевозках и проведении погрузочно-разгрузочных работ приводит к отсутствию отбраковки опор и к исключению возможности установки в ЛЭП опор с повреждениями, которые впоследствии могут привести к авариям;

- наличие решетчатой грани обеспечивает подъем персонала на опору при строительстве и обслуживании ВЛ, что делает возможным проведение монтажных и строительных работ без применения автовышек, а также обеспечивает более безопасный подъем на опору, чем для ЖБО опор при помощи лазов);

- использование подвесной полимерной изоляции позволяет исключить аварии, вызванные разрушением изоляторов и обрывом вязок, кроме того, полимерная изоляция имеет малый вес, повышенную долговечность, надежность, трекинго-эрозионную стойкость и устойчивость к фактам вандализма («расстрелу» изоляторов).

Применение стальных опор при строительстве ВЛ 6-10 кВ оправдано в районах с большими гололедно-ветровыми нагрузками, т.к. механическая прочность стальных опор существенно выше чем у железобетонных и деревянных опор, а также в районах со сложными грунтовыми условиями – когда требуется свайное закрепление опор или применение поверхностных фундаментов. Также применение стальных опор оправдано для труднодоступной местности, когда необходимо построить ВЛ по принципу «построил и забыл».

Современные решения по защите линий от грозовых перенапряжений

Устройства по защите линий от грозовых перенапряжений на выставке представлены следующими производителями:

- НПО «Стример»;
- ЗАО «Завод энергозащитных устройств»;
- ООО "ЭЗОП" - Электроэнергетика Защита от Помех;
- ЗАО «МВЗА».

НПО «Стример»

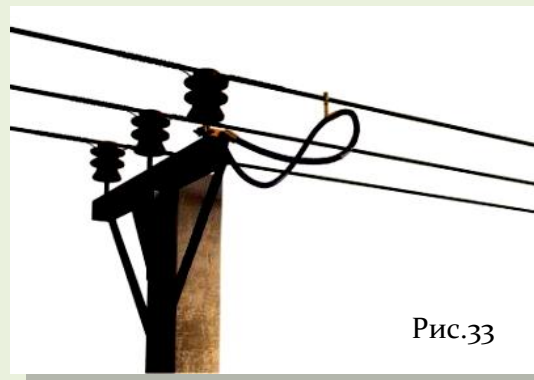


Рис.33

РДИП-10-IV-УХЛ₁ - данные разрядники, имеющие в соответствии с утвержденными в 2002 году Техническими Условиями, официальное сокращенное название РДИП-10-IV-УХЛ₁, прошли все необходимые испытания и сертификацию, приняты МВК к серийному производству и массовой эксплуатации в энергосистемах (рис.33).

В настоящее время РДИП-10-IV-УХЛ₁ находят все более широкое применение в различных регионах страны при строительстве новых, реконструкции и техническом перевооружении существующих ВЛ 6,10 кВ, в соответствии с проектными решениями, базирующимися на необходимой нормативно-технической документации, разработанной институтом «ОАО РОСЭП». Число разрядников, успешно эксплуатируемых во многих регионах России, превышает 200 000.

РДИП-10 предназначен для защиты воздушных линий электропередачи напряжением 6-10 кВ трехфазного переменного тока с защищёнными и неизолированными проводами от индуктированных грозовых перенапряжений и их последствий и рассчитан для работы на открытом воздухе при температуре окружающего воздуха от минус 60°С до плюс 50°С в течение 30-и лет.

РДИМ-10-1,5-IV-УХЛ₁ - предназначен для защиты от прямых ударов молнии и индуктированных грозовых перенапряжений воздушных линий электропередачи (ВЛ) и подходов к подстанциям напряжением 6, 10 кВ трехфазного переменного тока с неизолированными и защищенными проводами (рис. 34).

РДИМ обладает наилучшими вольт-секундными характеристиками, именно поэтому его целесообразно применять для защиты участков линии, подверженных прямым ударам молнии, а также для защиты подходов к подстанциям ВЛ.



Рис.34

РДИМ состоит из двух отрезков кабеля из полиэтилена высокого давления с резистивным корделем, соединённых между собой хомутами. Разрядник снабжён оконцевателями, с помощью которых он при соединяется при помощи универсального зажима к проводу и при помощи кронштейна крепления к опоре ВЛ. Элементы крепления дополнительно соединены с траверсой посредством шины для осуществления заземления. Конструкция зажима для провода имеет две модификации, позволяющие устанавливать разрядник как на неизолированные провода, так и на защищённые провода, для которых зажим имеет прокусывающие шипы.

Технология грозозащиты длинно-искровыми разрядниками применима для ВЛ с любыми видами опор - железобетонными, металлическими, деревянными, изоляторов - штыревыми, натяжными, подвесными, фарфоровыми, стеклянными, полимерными, и проводов, как защищенными, так и неизолированными.

РДИМ-10-К-II-УХЛ₁- предназначен для защиты от индуктированных грозовых перенапряжений и их последствий воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 6, 10 кВ трехфазного переменного тока с неизолированными и защищенными проводами компактного исполнения с расстоянием между соседними проводами около 0,5 м и с изоляторами класса 20 кВ в районах со степенью загрязнения не выше II (рис. 35).



Рис.35

РДИШ-10-IV-УХЛ₁ - Разрядник предназначен для защиты ВЛ напряжением 6, 10 кВ трехфазного переменного тока с защищенными и неизолированными проводами от индуктированных грозовых перенапряжений и их последствий в тех случаях, когда необходимо применять двойное крепление проводов (рис. 36).



Рис.36

РМК-20-IV-УХЛ₁ - разрядник предназначен для защиты воздушных линий электропередачи напряжением 10 - 20 кВ трехфазного переменного тока с защищенными и неизолированными проводами от индуктированных грозовых перенапряжений и их последствий и рассчитан для работы на открытом воздухе при температуре от минус 60°С до плюс 50°С в течение 30-и лет (рис.37).



Рис.37

ИРМК-U₁₂₀AD-II-УХЛ₁-является принципиально новым устройством, сочетающими в себе одновременно свойства и изолятора, и разрядника. Его применение позволяет защитить воздушные линии электропередачи напряжением 35-500 кВ от прямых ударов молнии и от индуктированных грозовых воздействий и их последствий.

При использовании ИРМК вместо стандартных изоляторов возможно обеспечить молниезащиту ВЛ любого класса напряжения, так как с увеличением класса напряжения увеличивается число изоляторов в гирлянде, и соответственно увеличивается номинальное напряжение и дугогасящая способность гирлянды из ИРМК.

Основу изолятора-разрядника составляет массово выпускаемый стеклянный тарельчатый изолятор U₁₂₀AD, на который специальным образом установлены мультикамерная система (МКС) и электроды. Такие дополнения не приводят к ухудшению изоляционных свойств изолятора, но благодаря им он приобретает свойства разрядника. МКС установлена по периметру ребра изолятора. Она занимает примерно пять шестых окружности ребра, оставшаяся часть которого

занята профилем из силиконовой резины без электродов. От одного из концов МКС отходит верхний подводящий электрод, а от другого – нижний отводящий электрод.

По всем указанным выше разрядникам имеются типовые проекты ОАО «РОСЭП».

В настоящее время НПО «Стример» разработал принципиально новые изоляторы-разрядники ШФМК-20-IV-УХЛ1 на основе изолятора SDI37 (рис.38). Данные изоляторы-разрядники мультикамерные предназначены для защиты ВЛ 6-10 кВ от индуцированных перенапряжений, выполненный на основе штырьевого изолятора. МКС устанавливается по периметру одного из ребер изолятора. Он занимает примерно $\frac{3}{4}$ окружности ребра. На одном конце МКС установлен верхний подводящий электрод, а на другом – нижний электрод. Между верхним подводящим электродом и проводом с одной стороны, и нижним электродом и штырем с другой стороны расположены искровые промежутки.



Рис.38

Применение данной разработки является перспективной для применения в электросетевом комплексе.

Вывод: опытная эксплуатация подтверждает эффективность работы РДИ, но массовое внедрение требует технико-экономических обоснований.

Компенсация емкостных токов

Системы контроля емкостных токов и управление плунжерными дугогасящими реакторами

Компания Energan: автоматический регулятор REG-DP(A)

Цифровые регуляторы REG-DP(A) предназначены для автоматического управления плунжерными дугогасящими реакторами 6-35 кВ (рис. 39).

Отличительные особенности:

- удобство эксплуатации (вычисляет емкостной ток сети, активную составляющую в токе замыкания, отображает на дисплее резонансную кривую сети и в виде засечки на ней текущую позицию реактора, автоматически отслеживает изменения емкости сети, управляет включением шунтирующего резистора);

- высокая чувствительность по напряжению $3U_0$ (в



Рис.39

диапазоне 0,1–120 В), не требуется установка высоковольтного конденсатора для создания искусственного смещения нейтрали;

- устройство инъекции тока в нейтраль сети (опция, применяется для измерения емкости сети при малых напряжениях $3U_0$ и частых изменениях конфигурации сети, обеспечивает точную настройку реактора и малый износ его привода, может использоваться для контроля изоляции присоединений);

- функция master-slave (обеспечение параллельной работы дугогасящих реакторов и правильной компенсации емкостного тока при объединении секций распределительного устройства 6–35 кВ);

- восстановление характеристики измерительного потенциометра (гарантирует работоспособность дугогасящего реактора при отказе или сбое в работе измерительного потенциометра вследствие его износа);

- автоматическое управление шунтирующим резистором (подключение и отключение резистора на вторичную силовую обмотку дугогасящего реактора для поиска однофазных замыканий на землю; в регуляторе реализована тепловая модель резистора);

- функция записи напряжения $3U_0$ (регистрация изменения напряжения на нейтрали и положений реактора на длительных промежутках времени).

Компания «Энергия Т»: автоматический регулятор САНК 5.1

Система управления САНК 5.1. предназначена для управления всеми типами плунжерных ДГР.

Использование в САНК 5.1 инновационного метода измерения расстройки компенсации позволило создать устройство с хорошими эксплуатационными характеристиками: надежностью, точностью и скоростью работы. Кроме того, система собирает и хранит всю статистику замыканий и позволяет получать данные статистики как при помощи меню системы, так и дистанционно, при помощи компьютера (есть USB и Ethernet порты).

Конструктивно устройство САНК 5.1 выполнено в корпусе, предназначенном для установки на панель или в шкаф (рис.40).

Основные технические характеристики САНК 5.1	
Погрешность настройки режима компенсации, не более, %	±2
Диапазон изменения расстройки компенсации, А	–20...+20
Шаг задания расстройки компенсации, А	1
Режим измерения параметров сети	непрерывно
Напряжение питания переменного тока, В	18
Потребляемая мощность, не более, Вт	60
Допустимая мощность реактора, кВА	120–2000
Рабочая температура, °С	+1...+40
Влажность, не более, %	80



Рис.40

Основные функции САНК 5.1

1. Автоматическая настройка плунжерных ДГР:
 - на резонансный режим (режим полной компенсации);
 - на заданный режим расстройки.
2. Работа в ручном режиме управления плунжером.
3. Определение величины и знака расстройки контура (в амперах).
4. Регистрация событий.
5. Поддержка интерфейсов передачи данных:
 - USB 2.0;
 - Ethernet;
 - RS485.
6. Работа с параллельно включенными реакторами.
7. Работа с комбинированным включением реактора с высокоомным резистором.
8. Самодиагностика.

Блок автоматического управления ДГР

На основе САНК 5.1» разработан БАУДР 1.1 - блок автоматического управления дугогасящим реактором, предназначенный для работы с плунжерными ДГР.

Конструктивно БАУДР 1.1 состоит из блока САНК 5.1 и вспомогательного оборудования. БАУДР 1.1 работает с плунжерными дугогасящими реакторами в автоматическом и ручном режимах настройки компенсации. На передней панели шкафа, кроме САНК 5.1, расположены:

1. Индикаторы:
 - регулировки верхнего и нижнего пределов тока реактора;
 - питания шкафа;
 - срабатывания аварийной муфты;
 - силы тока реактора;
 - напряжения сигнальной обмотки реактора.
2. Кнопки настройки уровня компенсации в ручном режиме.
3. Переключатель режима работы.

При установке БАУДР 1.1 монтажа дополнительного оборудования не требуется, что значительно сокращает сроки пусконаладочных работ.

Компания ОРГРЭС: автоматический регулятор МИРК

В МИРК-3 были учтены недостатки, присущие регуляторам предыдущих поколений, вследствие чего он имеет улучшенные технические и сервисные характеристики:

- более высокую чувствительность и помехозащищенность, обусловленную использованием современной элементной базы и схемотехническими решениями;
- линейную характеристику фазочувствительного блока, и, как следствие, отсутствие ложных срабатываний;
- точную подстройку в резонанс в нормальном режиме работы сети;
- выдержку времени на срабатывание выходных реле;
- блокировку схемы управления при замыкании на землю и при пропадании входного сигнала (обрыве вторичных цепей).

На передней панели регулятора размещены также:

- два стрелочных индикатора, показывающих напряжение смещения нейтрали и степень расстройки компенсации;
- светодиоды, индицирующие отработку регулятора из зон недо- и перекомпенсации, крайних положений плунжера, а также временную задержку;
- переключатель режимов “Ручное управление” - “Автоматическое управление”.

При отработке регулятора из зон недо- и перекомпенсации предусмотрена возможность звукового сопровождения.

НПП Бреслер: терминал автоматики управления дугогасящими реакторами "Бреслер - 0107.060"

В устройстве (рис. 41) предусмотрены возможности:

- совместной работы с терминалами защит;
- блокировки функции определения расстройки при обнаружении однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) с сохранением расстройки, предшествующей ОЗЗ;
- регистрации событий (ОЗЗ, процессы регулирования);
- определение величины емкостного тока;
- выход для коммутации заземляющего резистора при комбинированном включении реактора;
- увеличения количества обслуживаемых секций за счет установки нескольких терминалов.

Терминал предназначен для работы:



Рис.41

- с плунжерным реактором;
- с ректором со ступенчатым регулированием;
- с параллельно включенными реакторами;
- с комбинированным включением реактора с высокоомным резистором.

Основные технические данные и характеристики устройства

Число обслуживаемых секций	1 или 2
Диапазон измерения расстройки, %	-200...75
Точность измерения расстройки, %	± 1
Задаваемые значения расстройки, %	± 20
Регулируемая зона нечувствительности, в % от заданного значения	$\pm 1... \pm 10$
Номинальное напряжение питания, В	$\sim 220 \pm 10\%$
Частота питающего напряжения, Гц	50
Потребляемая мощность, не более, Вт	15

В основу прибора положен новый принцип определения параметров контура нулевой последовательности сети по его переходной характеристике, получаемой в результате кратковременного воздействия на КНП сети.

Прибор имеет следующие преимущества:

- не требует принудительного перекося фаз;
- может работать в сетях с низкой добротностью КНП, в том числе с комбинированным заземлением нейтрали;
- не требует пробных включений плунжера для определения расстройки;
- позволяет получить регулировочную характеристику ДГР для оценки текущего положения плунжера;
- имеет высокие метрологические характеристики, обусловленные методикой измерения.

Для ввода в нейтраль тестового сигнала используется сигнальная обмотка дугогасящего реактора, с которой может быть снят сигнал для определения параметров контура нулевой последовательности сети. Для увеличения быстродействия при настройке плавнорегулируемых дугогасящих реакторов в качестве входного сигнала используется напряжение измерительного трансформатора $3U_0$.

Автоматика выполнена в виде шкафов и панелей, в которых установлена вся необходимая сигнальная и коммутационная аппаратура.

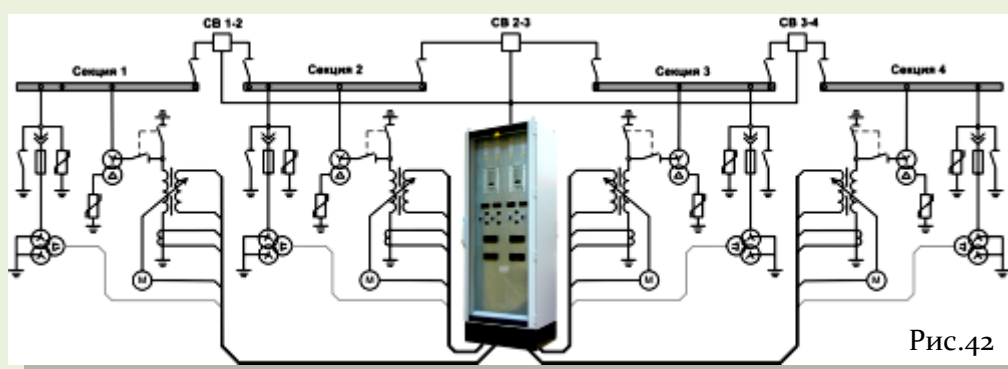
Разработанная в НПП Бреслер и внедряемая в электрических сетях автоматика управления дугогасящими реакторами «Бреслер 0107.060.XX» не имеет присущих фазовым и экстремальным регуляторам недостатков и способна

работать в сетях с комбинированным заземлением нейтрали; при объединении секций шин; с параллельно включенными реакторами одной секции.

В сетях с установленными в нейтрали реакторами ступенчатого регулирования индуктивности терминал может работать в качестве устройства определения оптимальной отпайки ДГР.

Возможность непрерывного определения расстройки позволяет получить регулировочную характеристику ДГР, тем самым провести диагностику как электрической, так и механической частей плунжерных реакторов.

На рис. 42 показана типовая схема включения шкафа (панели) автоматики управления дугогасящими реакторами выполняются на базе терминалов "Бреслер-0107.060".



Контактная информация о производителях и поставщиках, представленных в аналитическом отчете.

1. ОАО «Уралэлектротяжмаш - Уралгидромаш» (г. Екатеринбург). Сайт: www.uetm.ru.
2. ОАО «Электрозавод» (г. Москва). Тел. 8(495)777-82-12. Сайт: www.elektrozavod.ru.
3. ОАО Раменский электротехнический завод «Энергия» (г. Раменское). Тел. 8(496)463-66-93. Сайт: www.ramenergy.ru.
4. Представительство компании NxtPhase T&D Corporation ООО «Пролайн».
5. ЗАО «ЧЭМЗ» (г. Чебоксары) Тел. 8(8352)26-69-48.
6. ЗАО «Завод электротехнического оборудования» (г. Великие Луки).
7. Промышленная группа «Таврида электрик» (г. Москва). Тел. 8(495)995-25-25. Сайт: www.tavrida.ru.
8. ОАО «Гидромонтаж» опытный завод (г. Москва). Тел. 8(495) 627-50-59.
9. ЗАО ДЗМК «Метако» (г. Домодедово). Тел. 8(49679) 302-55.
10. ЗАО «МЗВА» (г. Москва). Тел. 8(495)780-51-65. Сайт: www.mzva.ru.
11. ОАО НПО «Стример» (г. Санкт-Петербург). Тел. 8(812)327-08-08. Сайт: www.streamer.ru.

12. Представительство компании «Nexans» ООО «Нексанс СНГ» (г. Москва). Тел. 8(495)775-82-40.
13. ООО «АББ Электроинжиниринг» (г. Москва). Тел. 8(495)956-29-46. Сайт: www.abb.ru.
14. ЗАО «Высоковольтный союз» (г. Екатеринбург). Тел. 8(343)217-48-44. Сайт: www.vsoyuz.ru.
15. Представительство компании Hyundai ЗАО «Эйч ди энерго» (г. Москва). Тел. 8(495)780-46-03. Сайт: www.hdenergo.ru.
16. ОАО «Энергомеханический завод» (г. Санкт-Петербург). Тел. 8(812)567-11-19.
17. «Сименс». Сайт: www.siemens.com
18. ЗАО «Радиус-автоматика» (г. Зеленоград). Тел. 8(499)735-22-91. Сайт: www.rza.ru.
19. ООО НПП «Бреслер» (г. Чебоксары). Тел. 8(8352)45-91-91. Сайт: www.bresler.ru.
20. ООО НПП «Экра» (г. Чебоксары). Тел. 8(8352)220-210. Сайт: www.ekra.ru.
21. ОАО «НТЦ Механотроника» (г. Санкт-Петербург). Тел. 8(812)744-89-94. Сайт: www.mtrele.ru.
22. ОАО Серпуховский конденсаторный завод «КВАР» (г. Серпухов). Тел. 8(4967)720-435. Сайт: www.kvar.ru.

