



**АВТОМАТИЧЕСКОЕ  
УПРАВЛЕНИЕ**

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ**

**СИСТЕМАМИ**

**В АВАРИЙНЫХ**

**РЕЖИМАХ**

**С ПРИМЕНЕНИЕМ**

**ЦИФРОВЫХ**

**ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ**

**МАШИН**



АКАДЕМИЯ НАУК СССР

КОМИ ФИЛИАЛ

АВТОМАТИЧЕСКОЕ  
УПРАВЛЕНИЕ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ  
СИСТЕМАМИ  
В АВАРИЙНЫХ  
РЕЖИМАХ  
С ПРИМЕНЕНИЕМ  
ЦИФРОВЫХ  
ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ  
МАШИН

Сыктывкар 1976

## СО Д Е Р Ж А Н И Е

	Стр.
Предисловие . . . . .	5
Я.С.Гельфанд, Л.С.Зисман. Релейная защита высоковольтных линий с использованием управляющих вычислительных машин . . . . .	8
Г.Л.Брухис, Т.В.Васькова, Б.И.Иофьев, В.М.Лагускер. Перспективы развития противоаварийной автоматики с использованием ЭВМ . . . . .	19
С.С.Розов, В.К.Гемст. ЭВМ в релейной защите и автоматике энергосистем . . . . .	27
Г.П.Касьянов, Ю.Н.Холоденко. О принципах выполнения устройств релейной защиты как подсистемы общей АСУ в электроэнергетике . . . . .	37
М.И.Успенский. Получение мгновенных значений симметричных составляющих токов или напряжений электрической системы с помощью ЦВМ . . . . .	43
Г.П.Шумилова. Вопросы помехозащищенности и помехоустойчивости ЦВМ на подстанциях . . . . .	56
Р.А.Декснис, А.А.Наргелас, А.С.Навицкас. Цифровой расчет расстояния до точки повреждения для защиты ЛЭП . . . . .	73
В.В.Бабыкин. Некоторые вопросы разработки системы релейной защиты на основе управляющих цифровых вычислительных комплексов . . . . .	84
Н.А.Манов, М.И.Успенский, А.И.Сурнин. Модель управляющего цифрового вычислительного комплекса на базе ЦВМ "МИР-1" для экспериментальной проверки алгоритмов защиты от коротких замыканий . . . . .	93
Я.С.Гнатов, Ю.Г.Елизаров, Н.А.Манов, А.Ф.Пройдаков, А.И.Сурнин, М.И.Успенский. Испытания модели управляющего цифрового вычислительного комплекса на подстанции 110 кВ . . . . .	101

Н.А.Городецкая, А.А.Орсоева, А.А.Рогозин. Функциональная подсистема противоаварийной автоматики Красноярской ГЭС на базе УВМ ТА-100 . . . . .	119
Л.Б.Паперно, Б.С.Пороцкий. Защита от несимметрии фазных токов на базе операционных усилителей . . . . .	126
Э.С.Лукашов, Б.З.Гамм, Г.С.Птушкин, А.К.Самарцев. Аварийное управление возбуждением синхронных машин как средство повышения результирующей устойчивости..	134
Т.А.Филиппова, Ю.А.Секретарев. Вопросы управления составом агрегатов на ГЭС при учете факторов, характеризующих состояние оборудования . . . . .	147

## ПРЕДИСЛОВИЕ

В сборнике представлены некоторые из докладов научно-технического семинара "Применение управляющих ЦВМ для выполнения функций релейной и технологической защиты и противоаварийной автоматики в электроэнергетических системах", состоявшегося в июне 1975 г. в Сыктывкаре. Семинар организован Коми филиалом АН СССР, Коми областным правлением НТОЭ и ЭП и секцией качества и надежности Ленинградского областного правления НТОЭ и ЭП. В организации семинара приняли участие кандидаты технических наук В.М.Быков, Я.С.Гельфанд, Е.Д.Зейлидзон, инженер Ю.Г.Елизаров, кандидат геолого-минералогических наук Е.П.Калинин, кандидаты технических наук И.И.Леонов и Н.А.Манов, доктор технических наук Г.М.Павлов, кандидат технических наук Л.Б.Паперно, инженер А.П.Семененко, кандидат технических наук В.А.Семенов, инженер М.И.Успенский и др. В работе семинара участвовали представители 28 организаций. Краткие сведения о заслушанных на семинаре докладах и дискуссии по ним помещены в журнале "Электрические станции", № 12 за 1975 г.

В решении семинара отмечены следующие положения:

1. Необходимость проведения научно-исследовательских, опытно-конструкторских и проектных работ и накопления опыта по применению управляющих ЦВМ для целей противоаварийной автоматики, релейной защиты, технологического контроля, регистрации и телеуправления.

Применение цифровых вычислительных машин в системах противоаварийной автоматики должно повысить точность, надежность и эффективность управления и облегчить условия эксплуатации. С организацией централизованного сбора и переработки информации об аварийной ситуации в энергосистеме на УЦВМ с последующей корректировкой управляющих воздействий локальных устройств ПА, по-видимому, могут быть снижены вероятность и масштабы развития системных аварий.

Применение управляющих ЦВМ для выполнения функций релейной защиты может привести к повышению технического совершенства

защиты и получению экономического эффекта за счет изъятия части релейной аппаратуры и упрощения схемы вторичной коммутации.

Как свидетельствует зарубежный опыт, применение ЦВМ в системах телеуправления энергообъектами приводит к существенному технико-экономическому выигрышу за счет сокращения дежурного персонала на подстанциях и повышения эффективности управления. Использование ЦВМ, установленных в рамках АСУ энергообъекта, целесообразно также для диагностики состояния устройств РЗА.

2. Недостаточность разработок операционных систем для управляющих ЦВМ, работающих в реальном масштабе времени, особенно при выполнении ими сверхоперативных задач релейной защиты и в меньшей степени противоаварийной автоматики. Это касается как начальной загрузки, обработки ошибок, управления заданием и восстановлением системы, отображением и регистрацией информации, так и резидентной части и программ-диспетчеров для многомашиных комплексов.

3. Рациональность поэтапного подхода к развитию систем противоаварийной автоматики и защиты на основе управляющих ЦВМ как звена иерархической системы АСУ электроэнергетики, которое в перспективе само будет иметь иерархическую структуру. При этом вначале, по-видимому, должны внедряться системы низшего уровня, максимально приближенного к защищаемым объектам и способного работать локально с последующей реализацией более высоких уровней иерархии, способных координировать и корректировать работу низших ступеней.

4. Целесообразность (на начальном этапе практического использования управляющих ЦВМ на подстанциях) осуществления записи и длительного хранения как исходных данных, так и результатов расчета для последующей статистической обработки.

5. Необходимость исследования принципов выполнения, разработки и внедрения аппаратуры для обеспечения надежного питания комплексов технических средств АСУ технологическими процессами энергообъектов с учетом зарубежного опыта. В частности, необходимо скорейшее решение вопроса о серийном выпуске для этих целей тиристорных инверторов с требуемыми характеристиками.

6. Необходимость проведения исследований по помехам и их влиянию на УЦВМ в условиях высоковольтных подстанций, особенно в части помех, проникающих в УЦВМ по цепям питания.

7. Полезность учета при разработке датчиков информации (для систем противоаварийной автоматики, защиты и технологического контроля) способов их сопряжения с управляющими ЦВМ.

8. Перспективность внедрения вероятностных методов анализа,

оптимизации и синтеза при проектировании устройств противоаварийной автоматики и защиты, обеспечивающих более качественные решения по выбору структуры и оптимизации параметров этих устройств, с выполнением расчетов на ЦВМ.

9. Целесообразность проведения в 1977-1978 гг. следующего семинара по автоматическому управлению большими системами энергетики в аварийных режимах с применением управляющих ЦВМ.

## РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УПРАВЛЯЮЩИХ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ МАШИН

Я.С.Гельфанд, Л.С.Зисман

Внедрение автоматизированных систем управления на крупных электроподстанциях (АСУ "Подстанция") связано с установкой управляющих вычислительных машин (УВМ), работающих в реальном масштабе времени. При этом релейная защита элементов подстанции может рассматриваться как одна из подсистем АСУ. На основе анализа возможной степени централизации релейной защиты и возможностей вычислительной системы, намеченной к установке на подстанции, на первом этапе работы, проводимой в настоящее время во ВНИИЭ, было признано целесообразным использовать УВМ для централизованной резервной защиты группы высоковольтных линий 500–750 кВ, присоединенных к одной системе шин. Основными защитами линий остаются быстросрабатывающие высококачественные защиты (дифференциально-фазные или направленные).

При этом на УВМ возлагаются функции измерительных и логических органов следующих защит: многоступенчатой дистанционной защиты от междуфазных коротких замыканий, многоступенчатой защиты от замыканий на землю и междуфазной токовой отсечки. Ниже приводятся результаты исследований, связанных с разработкой алгоритмов пусковых и измерительных органов и составлением технических требований к аппаратуре вычислительной системы, способной решать задачи релейной защиты.

Алгоритмы пусковых и измерительных органов релейной защиты. Алгоритмы задач релейной защиты разрабатывались, исходя из условия, что ввод в память УВМ информации о токах и напряжениях защищаемых линий осуществляется периодически, через интервалы квантования 1–2 мсек. Преобразование значений токов и напряжений в числовые величины производится аналого-цифровыми преобразователями (АЦП). Так как продолжительность операции одного преобразования не превышает 40 мсек, то указанные числовые величины практически соответствуют мгновенным значениям электрических величин, взятым в моменты квантования.



При анализе принципов выполнения пусковых и измерительных органов релейной защиты основное внимание было обращено на варианты с использованием мгновенных значений токов и напряжений без фильтрации слагающей промышленной частоты, которые учитывают как возможности ЭВМ в части запоминания и быстрой обработки информации, так и особенности, возникающие при централизованном выполнении функций релейной защиты. Для разработанных алгоритмов достаточна фильтрация, выполняемая с помощью фильтров нижних частот с полосой пропускания от нуля до 250–500 Гц. Такие фильтры необходимо устанавливать на входах АЦП.

Поскольку одна вычислительная система используется для защиты ряда присоединений, то для обеспечения достаточного быстродействия требуется оптимизация поиска поврежденного элемента. Такая оптимизация заключается в последовательном ограничении числа элементов, среди которых следует искать поврежденный.

Разработанные алгоритмы обеспечивают обнаружение повреждения, определение поврежденных фаз, выбор поврежденного присоединения или направления, в котором произошло повреждение (далее для краткости "поврежденного направления"), и определение, находится ли повреждение на защищаемом присоединении или в зоне резервирования.

Обнаружение повреждения. Программа обнаружения повреждения вводится каждый интервал квантования, вследствие чего она определяет степень постоянной загрузки УВМ программами релейной защиты.

Поэтому наряду с требованиями надежности, быстродействия и чувствительности к данной программе предъявляются требования минимальной загрузки УВМ как вычислительной работой, так и цифровым материалом. При использовании мгновенных значений электрических величин для обнаружения повреждения, а также для программ выбора поврежденных фаз и присоединений возможно использование составляющих напряжений и токов нулевой и обратной последовательности, а также аварийных составляющих фазных напряжений и токов.

Применение составляющих обратной и нулевой последовательности не дает возможности обнаружить трехфазные к.з. с малой длительностью предшествующей несимметрии. Кроме того, для выделения составляющей обратной последовательности необходимы либо аналоговые фильтры, либо дополнительные расчеты на УВМ.

Аварийные составляющие фазных токов или напряжений позволяют обнаружить все виды повреждений, но при использовании токов значительно увеличивается объем информации, вводимой в память УВМ в нормальных режимах работы электрической сети.

В связи с изложенным, алгоритм обнаружения повреждения основан на использовании напряжения нулевой последовательности  $3u_0$  при замыканиях на землю и аварийных составляющих фазных напряжений при междуфазных повреждениях. В расчетах токов к.з. векторное значение аварийной составляющей напряжения принято определять как разность векторов фазного напряжения при к.з. и в предшествующем нормальном режиме. При использовании мгновенных значений напряжений аварийная составляющая  $u_{авар.}$  определяется как сумма текущего значения измеряемой величины  $u_t$  и значения, полученного на 0,01 сек ранее (половина периода промышленной частоты),  $u_{t-0,01}$  :

$$u_{авар.} = u_t + u_{t-0,01} \quad (1)$$

В установившихся нагрузочных режимах и при качаниях напряжение  $u_{авар.}$  должно равняться нулю, однако при отклонении частоты от номинального значения, когда время 0,01 сек перестает соответствовать по длительности половине периода, появляется напряжение небаланса, равное при синусоидальной форме сигнала :

$$u_{нб} = 2U_m \cdot \cos\left(\frac{\pi}{2} \frac{f}{f_n}\right) \sin\left(2\pi ft - \frac{\pi}{2} \frac{f}{f_n}\right), \quad (2)$$

где  $f$  и  $f_n$  - соответственно текущая и номинальная частоты,  $U_m$  - амплитудное значение фазного напряжения.

Чувствительность пусковой программы определяется необходимостью отстройки от напряжения  $u_{нб}$ . При изменении промышленной частоты на 1 Гц амплитуда напряжения небаланса составляет  $0,06 U_m$ .

Напряжения небаланса могут быть уменьшены при использовании суммы мгновенных значений аварийных составляющих напряжений, полученных в моменты времени, сдвинутые на 0,01 сек. При этом в нормальном режиме и при качаниях также будет напряжение небаланса, но его амплитуда  $\Delta U_{авар. м}$  значительно меньше ( $0,0036 U_m$  на 1 Гц) :

$$\Delta U_{авар.} = 4U_m \cdot \cos^2\left(\frac{\pi}{2} \frac{f}{f_n}\right) \quad (3)$$

При коротком замыкании аварийная составляющая напряжения появляется сначала только в одной из сумм (1), следовательно, она будет получена и в значении  $\Delta U_{авар.}$

Таким образом, в каждый интервал квантования, после ввода фазных напряжений производятся следующие операции: вычисление и запоминание  $U_{авар.}$  и  $\Delta U_{авар.}$ , сравнение модулей мгновенных значений напряжений  $\Delta U_{авар.}$  и  $3U_0$  с порогом срабатывания (0,5–1,5 В). Решение о действии программы обнаружения повреждения принимается в случаях, если контролируемые величины превышают пороговые значения в расчетах, проведенных для 2–3 интервалов квантования из 3–5 интервалов.

Ориентировочное время одной прогонки программы на ЭВМ М-6000 по данным текущего интервала может составить 200–250 мксек. Если амплитуда аварийной составляющей напряжения хотя бы в два раза больше напряжения уставки, то повреждение может быть обнаружено через 4–5 интервалов после возникновения. После анализа мгновенных величин напряжений осуществляется переход к программе нормального режима при отсутствии повреждения или к программе определения поврежденных фаз.

Определение поврежденных фаз при междуфазных к.з. Выбор поврежденных фаз необходим для действия программ измерительных органов дистанционной защиты от междуфазных к.з. Он производится с использованием аварийных составляющих фазных напряжений  $\Delta U_{авар.}$ , полученных в результате выполнения программы обнаружения повреждения.

При двухфазных повреждениях векторы напряжения  $\dot{U}_{авар.}$  в поврежденных фазах равны по модулю и сдвинуты по фазе на  $180^\circ$ , а в неповрежденной фазе указанное напряжение практически отсутствует. При двухфазных к.з. на землю напряжения  $\dot{U}_{авар.}$  имеются во всех фазах, причем в поврежденных они существенно больше, чем в неповрежденной, а угловые соотношения изменяются в диапазоне углов до  $90^\circ$  в зависимости от величин результирующих сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательности.

При трехфазных повреждениях напряжения  $\dot{U}_{авар.}$  также имеются во всех фазах, но они равны по модулю и сдвинуты по углу на  $120^\circ$ .

На основании изложенного можно сделать вывод, что по мгновенным значениям  $U_{авар.}$  или  $\Delta U_{авар.}$  можно определить поврежденные фазы при двухфазных и трехфазных к.з. В случае двухфазного к.з. на землю такой выбор невозможен, так как даже при небольших углах сдвига  $\gamma$  между векторами двух величин часть времени  $t_{нс}$  сравнение не производится или мгновенные значения меньшей по амплитуде величины  $Y$  превышают мгновенные значения большей по амплитуде величины  $X$ . Например, если синусоидальные сигналы сравниваются в те интервалы времени, когда

знаки мгновенных значений одинаковы, величина  $t_{нс}$ , отнесенная к длительности периода промышленной частоты  $T$ , составит

$$t_{нс*} = \frac{t_{нс}}{T} = \frac{1}{180} \left( \gamma + \arctg \frac{Y \cdot \sin \gamma}{X - Y \cdot \cos \gamma} \right) . \quad (4)$$

Поэтому в зависимости от вида короткого замыкания выбор поврежденных фаз производится следующим образом. Если напряжение нулевой последовательности меньше заданного уровня, отстроенного от напряжения небаланса (повреждение двухфазное или трехфазное), то используются мгновенные значения фазных напряжений, полученные в текущем интервале квантования. Поврежденными считаются те фазы, в которых значения  $\Delta u_{авар.}$  превышают пороговые значения в 2-3 из 3-5 интервалов. Если напряжение нулевой последовательности больше заданного уровня, то определение поврежденных фаз производится с использованием интегральных величин абсолютных значений за время 10 мсек.

Выбор поврежденной фазы и поврежденного направления при однофазных к.з. Если напряжение нулевой последовательности превышает заданный уровень, то программа выбора поврежденных фаз при двухфазном к.з. на землю должна вводиться только через 10 мсек, когда накопится информация о мгновенных значениях напряжения за полпериода промышленной частоты.

В течение этого времени могут выполняться программы выбора поврежденной фазы, если к.з. - однофазное, и выбора поврежденного направления по знаку или величине тока нулевой последовательности.

Указанные программы можно выполнять, используя мгновенные значения аварийных составляющих фазных напряжений или токи нулевой последовательности, так как :

1) при однофазных к.з. векторы аварийных составляющих фазных напряжений совпадают по фазе или сдвинуты на  $180^\circ$ , причем амплитуда напряжения поврежденной фазы в сетях с большим током замыкания на землю является наибольшей, а в двух других фазах напряжения примерно одинаковы ;

2) токи нулевой последовательности при однофазных и двухфазных к.з. на землю во всех присоединениях практически всегда совпадают по фазе или находятся в противофазе.

Очередность выполнения указанных программ выбирается в зависимости от конкретных условий.

Выбор поврежденной фазы может быть необходимым, если на подстанции предусматривается ОАПВ, а также для оценки вида к.з. на землю, поскольку при двухфазных к.з. на землю в течение не-

скольких интервалов квантования не может удовлетворяться основное соотношение, характерное для однофазных к.з.

Выбор поврежденного направления при замыканиях на землю основан на сопоставлении токов нулевой последовательности каждой из отходящих ВЛ с током в нейтрали трансформатора или автотрансформатора (такой же принцип используется в известных схемах органов направления мощности с токовой поляризацией). При этом считается, что повреждение произошло в направлении тех линий, в которых мгновенные значения токов совпадают по знаку с током в нейтрали.

Выбор поврежденного присоединения. Возможно несколько принципов выбора поврежденной линии :

1) с использованием разрешающих сигналов, поступающих по высокочастотному или радиоканалу связи с противоположного конца линии при условии, что на данной подстанции также выбрано направление, в котором произошло повреждение ;

2) по наибольшему мгновенному значению тока нулевой последовательности при к.з. на землю или по наибольшему току междуфазного к.з., превышающим ток уставки токовой отсечки ;

3) с использованием программы дистанционной защиты от междуфазных к.з., рассчитывающей сопротивления ВЛ в очередности, определяемой величинами токов к.з. на защищаемых присоединениях ;

4) по величине тока нулевой последовательности ВЛ, на которых направление мощности соответствует короткому замыканию в зоне действия.

Эти программы выполняются в приведенной выше очередности, причем первые три программы позволяют производить отключение поврежденной линии без выдержки времени (за исключением междуфазных к.з. во II зоне).

Алгоритмы измерительных органов релейной защиты. Выполнение измерительных органов тока зависит от требований к быстродействию, так как органы максимального тока с временем действия менее 20 мсек (междуфазная токовая отсечка и первая ступень токовой защиты от замыканий на землю) должны быть отстроены от свободных составляющих переходного процесса.

Рассматривались три возможных алгоритма быстродействующих органов, связанных с оценкой величины тока : по мгновенным значениям электрических величин, по средней величине абсолютных значений тока за время от 10 до 20 мсек с коррекцией результата в зависимости от количества и моментов времени, при которых происходят переходы кривой через нуль, и по средним величинам (за 10 мсек) абсолютных значений первых производных тока по

времени. Последний алгоритм обеспечивает отстройку от апериодической слагающей тока к.з. и является наиболее приемлемым, так как первый не обеспечивает достаточной чувствительности, а второй требует дополнительных затрат машинного времени на анализ формы кривой тока или напряжения.

Органы максимального тока для защит с выдержкой времени могут быть выполнены с использованием интегрирования (суммирования) абсолютных мгновенных значений тока за половину периода промышленной частоты, так как свободные составляющие тока затухают за время 0,3-0,5 сек.

Принцип выполнения алгоритма измерительного органа быстродействующих ступеней дистанционной защиты, охватывающих защищаемую линию [1], заключается в том, что для ряда схем замещения линии, принимаемой однородной, решаются алгебраизованные дифференциальные уравнения, в которых неизвестной величиной является расстояние до места повреждения  $l$  или индуктивность поврежденного участка  $L$ , а известными коэффициентами — произведения констант линии (удельных индуктивности, емкости и пр.) на числа, соответствующие значениям токов, напряжений или их производных по времени в данный момент квантования.

При расчетах предусматривается последовательный переход от уравнений, составленных для простейших схем замещения, к более сложным выражениям.

Если при коротких замыканиях на защищаемой линии берутся токи и напряжения для поврежденной пары фаз, то вычисленные значения  $l$  должны повторяться для любого момента квантования на том этапе алгоритма, где используется схема замещения соответствующей сложности. С целью получения надежных результатов расчеты целесообразно проводить по каждому из этапов алгоритма для нескольких последовательных моментов квантования (выполнять от 3 до 5 прогонок). Если в результате хотя бы 2-3 прогонок (из 3-5) расчетные значения  $l$  находятся в пределах защищаемой зоны и если отклонение каждого из них от среднего из 2-3 значений не превышает 10-15%, то полученная средняя величина  $l$  считается достоверной.

Если решаемое уравнение имеет несколько корней, то определение среднего значения  $l$  должно проводиться аналогичным образом после выбора для каждой из прогонок того корня, значение которого находится в пределах защищаемой зоны.

Средние значения  $L$  или  $l$  сравниваются с заданными уставками для соответствующих ступеней защиты.

На первом этапе алгоритма величина  $l$  определяется из выражения, составленного для схемы замещения линии из  $L, R$  эле-

ментов, не учитывающей переходное сопротивление в месте повреждения

$$A_1 l + u = 0, \quad (5)$$

где  $A_1 = -(L_0 i'_t + R_0 i)$ , а  $L_0, R_0$  — удельные индуктивность и активное сопротивление линии.

Первая производная тока в момент времени  $t$

$$i'_t = (i_{t+\Delta t} - i_{t-\Delta t}) / (2\Delta t), \quad (6)$$

где  $\Delta t$  — интервал квантования.

На втором этапе расчетов также используется схема замещения линии из  $L, R$  элементов, но здесь имеется возможность выявить близкие короткие замыкания через переходные сопротивления:

$$L = \frac{u_{t_2} \cdot i_{t_1} - u_{t_1} \cdot i_{t_2}}{i'_{t_2} \cdot i_{t_1} - i_{t_1} \cdot i'_{t_2}}, \quad (7)$$

$$R = \frac{u_{t_1} - L \cdot i'_{t_1}}{i_{t_1}}, \quad (8)$$

где  $i'_{t_1}, i'_{t_2}$  — первые производные (6) тока по времени для моментов  $t_1$  и  $t_2$ .

Третий этап вычислений основан на использовании П-образной схемы замещения линии и сводится к решению квадратного уравнения

$$A_2 l^2 + A_1 l + u = 0, \quad (9)$$

где

$$A_2 = \frac{1}{2} [L_0 C_0 u'' + (R_0 C_0 + L_0 G_0) u' + R_0 G_0 u], \quad (10)$$

$u', u''$  — первая и вторая производные напряжения, значение коэффициента  $A_1$  определяется на первом этапе вычислений, а  $C_0$  и  $G_0$  — удельные емкость и проводимость линии.

Предельно допустимая длина защищаемой линии для указанных этапов составляет 350–600 км, что в большинстве случаев оказывается достаточным для выполнения первой и второй ступени защиты. Измерительные органы третьей ступени выполняются с использованием комплексных амплитуд напряжения и тока, определяемых в соответствии с [2]. При этом фильтрации слагающей промышленной частоты не требуется, так как к моменту действия защиты свободные составляющие переходного процесса практически затухают.

Исследования рассмотренных алгоритмов пусковых и измерительных органов проводились методами математического моделирования

на ЭВМ. В качестве исходных данных в режимах нагрузки и коротких замыканий использовались комплексные амплитуды напряжения и тока промышленной частоты, а также частот свободной составляющей переходного процесса короткого замыкания, найденные для места установки защиты. Расчеты проводились как для реальных сетей 500 кВ, так и упрощенной схемы электропередачи.

В процессе исследований менялись точность выполнения арифметических операций (основные вычисления проводились с фиксированной или плавающей запятой с точностью от 3 до 8 десятичных знаков), точность преобразования аналоговых сигналов, характеристики фильтров нижних частот, которые должны устанавливаться на входах АЦП. Одновременно оценивался объем числового материала, необходимого при выполнении программ релейной защиты, и объем самих программ (по блок-схемам алгоритмов). При этом имелось в виду, что время действия первых ступеней защиты не должно превышать 20 мсек. Проведенные исследования подтвердили работоспособность приведенных алгоритмов и позволили сформулировать основные требования к аппаратуре вычислительной машины.

Технические требования к аппаратуре вычислительной системы. Вычислительная система, которая может использоваться для выполнения функций релейной защиты, должна содержать процессоры, оперативное запоминающее устройство (ОЗУ), устройства памяти на магнитных дисках (УПМД), таймеры, модули ввода и вывода дискретной информации и аппаратуру для преобразования и ввода аналоговых сигналов.

По статистическим данным, резервные защиты группы из 5-6 линий 500 кВ имеют ориентировочное время наработки на отказ в срабатывании и излишнее срабатывание в пределах от 20 до 40 тыс.ч. По данным института Энергосетьпроект, для обеспечения примерно такого же показателя надежности вычислительная система (без электромеханических устройств ввода-вывода) должна иметь два резервирующих друг друга процессора.

Минимальное количество разрядов процессора должно быть на 2-3 разряда больше, чем у аналого-цифровых преобразователей. Это позволяет ускорить первичную обработку данных, связанную с операциями сложения и вычитания, которые можно будет выполнять с одинарными словами и фиксированной запятой. Время выполнения указанных операций не должно превышать 2-4 мсек, операций умножения и деления с фиксированной запятой - 20-40 мсек, а операций умножения и деления с плавающей запятой - 40-60 мсек.

При определении требуемой емкости ОЗУ необходимо учитывать, что для хранения программ пусковых органов и быстродействующих ступеней защиты, информации от трансформаторов тока, напряже -



ния и высоковольтной коммутирующей аппаратуры, а также для запоминания результатов промежуточных расчетов необходимо 2000-3000 слов.

Программы ступеней защиты с выдержкой времени могут размещаться в УПМД при условии, что время обращения к нему менее 200 мсек. Если это время менее 10 мсек, то программы быстродействующих ступеней защиты также могут храниться в УПМД. Таймеры вычислительной системы должны обеспечить измерение как малых интервалов времени, равных 1-2 мсек, так и больших - до 10-20 сек.

Источниками сигналов дискретной (логической) информации для релейной защиты на подстанциях являются функциональные и логические органы индивидуальных устройств защиты, приемники высокочастотных или радиосигналов, блок-контакты или контакты реле-повторителей высоковольтных выключателей и разъединителей, ключи управления и пр. При выполнении аппаратуры для ввода дискретной информации следует предусматривать, что источники указанных сигналов могут находиться на расстояниях от 10 до 500-700 м, причем требуемое время ввода составляет от единиц миллисекунд (расстояния до 30-50 м) до долей секунды (расстояния свыше 50 м).

Практически все модули должны быть предназначены для ввода инициативных сигналов, так как периодичность изменения состояния устройств защиты и высоковольтной аппаратуры велика и не привязана к определенному моменту времени.

Аппаратура преобразования и ввода аналоговых сигналов состоит из аналого-цифровых преобразователей, коммутаторов сигналов и фильтров. Требуемая точность АЦП определяется используемыми алгоритмами и для рассматриваемых задач погрешность преобразования должна быть не более 0,02-0,04% от амплитудного значения номинального входного напряжения. При этом число разрядов на выходе АЦП равно 13 или 14 с учетом знакового разряда. Время преобразования одной величины не должно превышать 15-20 мсек с тем, чтобы сдвиг во времени между моментами квантования сигналов, используемых в одном алгоритме, составлял минимальную величину (не более 100-150 мсек). Коммутаторы сигналов используются для подключения к одному АЦП нескольких датчиков. Время переключения может составлять 2-3 мсек. Фильтры аналоговых сигналов включаются между измерительными трансформаторами и коммутаторами сигналов и используются не только для частичного ослабления свободных составляющих переходного процесса, но и подавления импульсных помех. Поэтому параметры элементов, входящих в фильтры, должны в определенной мере сохраняться при частотах до нескольких мегагерц.

Предварительный анализ показывает, что большинство поставленных требований удовлетворяется при использовании вычислительной системы, выполненной на базе двух процессоров М-7000. При этом дополнительно необходимы АЦП с большей точностью и фильтры аналоговых сигналов.

## В Ы В О Д Ы

1. Разработаны алгоритмы лусковых и измерительных органов релейной защиты, предназначенные для использования на УВМ. Алгоритмы учитывают возможности УВМ в части запоминания информации и ее обработки в темпе процесса, а также особенности, связанные с централизацией релейной защиты.

2. На основе анализа разработанных алгоритмов, проведенного методами математического моделирования на ЭВМ, сформулированы требования к аппаратуре вычислительной системы, устанавливаемой на электроподстанции. Таким требованиям в основном удовлетворяет вычислительная система с двумя процессорами М-7000.

## Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Гельфанд Я.С., Зисман Л.С. Алгоритмы дистанционных органов защит от междуфазных повреждений на длинных линиях электропередачи. - "Электричество", 1975, № 9, с.18-24.

2. M a n n B.J., M o r r i s o n I.F. Digital calculation of impedance for transmission line protection. - IEEE Trans., PAS-90, 1971, No 1, p.270-279.

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭВМ

Г.Л.Брухис, Т.В.Васькова, Б.И.Иофьев, В.М.Лагускер

**Введение.** Противоаварийное управление энергосистемой имеет целью сохранение параллельной работы генераторов при аварийных возмущениях в энергосистеме, прекращение возникшего асинхронного хода, ограничение повышения и понижения частоты.

В настоящее время оно заключается в противоаварийном управлении отдельными районами [1]. Внутри каждого из районов существует система устройств противоаварийной автоматики, взаимосвязанных между собой. Эта система состоит из следующих функциональных частей:

1. Измерительные и пусковые органы, которые дают информацию об исходной схеме и режиме, а также об аварийном возмущении или переходном процессе.

2. Органы дозирования, в которых по информации об исходном режиме, а также о возмущении или переходном процессе определяется интенсивность управляющих воздействий, необходимых для достижения перечисленных выше целей.

3. Исполнительные органы, реализующие управляющие воздействия.

4. Устройства телепередачи сигналов автоматики, по которым передается информация от пусковых органов к органам дозирования или команды от последних к исполнительным органам.

5. Устройства телеизмерения активной мощности, фазного угла, тока, предназначенные для получения информации для измерительных, дозирующих и исполнительных органов.

Среди этих устройств центральное место занимает устройство автоматической дозирования управляющих воздействий (АДВ). Для решения задачи АДВ требуется выполнение большого количества логических и арифметических операций. Поэтому в качестве устройства АДВ целесообразно использовать ЭВМ. Для определения управляющих воздействий в устройстве АДВ на базе ЭВМ существует несколько методов, различающихся математическими способами переработки входной информации и моментом проведения расчета по

отношению к моменту возникновения возмущения [2, 3]. Учитывая требования к скорости расчета и надежности управления, в настоящее время применяют так называемый способ ПДО. Этот способ основан на использовании результатов расчетов устойчивости, выполненных заранее и помещенных в устройство АДВ в виде таблиц или формул. Расчеты дозировки по нему производятся в доаварийном режиме циклически (в зависимости от исходной схемы и параметров исходного режима) и поочередно для всех фиксируемых возмущений [4].

В каждом из районов противоаварийного управления с использованием ЭВМ предполагается централизованное выполнение дозировки управляющих воздействий, т.е. одно цифровое устройство АДВ.

Для одного из районов противоаварийного управления заканчивается проектирование противоаварийной автоматики с использованием ЭВМ в качестве устройства АДВ. Для него разработан алгоритм действия, включающий в себя собственно алгоритм расчета дозировки управляющих воздействий, алгоритм ввода и обработки входной информации, алгоритм вывода информации на запоминающие реле и печать. Опыт проектирования показал важность и возможность достижения целей перехода на цифровое устройство АДВ [1].

На основе алгоритма для этого района построен базовый алгоритм, в котором учтено большинство возможных вариаций пусковых и исполнительных органов. Алгоритм имеет блочное построение и может быть использован для конкретного района противоаварийного управления путем исключения ряда блоков из расчета или добавления в расчет новых блоков.

Выходное устройство АДВ. Расчитанная устройством АДВ дозировка управляющих воздействий для каждого пускового органа должна быть запомнена до получения результатов расчета в следующем цикле.

Запоминание может быть выполнено непосредственно в ОЗУ ЦВМ, используемой в качестве устройства АДВ, или на внешних запоминающих устройствах (выходных устройствах АДВ). Запоминание в ОЗУ ЦВМ более компактно, оно требует лишь одной группы выходных усилителей и реле, число которых равно общему числу различных управляющих воздействий (20-40). Запоминание на внешних устройствах, кроме упомянутых реле, требует применения ячеек внешней памяти, число которых равно, в пределе, произведению числа пусковых органов на число различных управляющих воздействий. В действительности ячеек памяти требуется в 2-4 раза меньше. Запроектировано выходное устройство АДВ, использующее в качестве ячеек памяти малогабаритные двухпозиционные многоконтактные реле типа РПС, т.е. память не разрушается при полном останове АДВ или при потере питания.

Для уменьшения числа выходных усилителей, управляющих ячейками памяти, применен циклический вывод дозирования с помощью программных герконных реле, управляемых устройством АДВ.

Для повышения надежности выходного устройства соответствие положения запоминающих реле расчетному контролируется ЭВМ [5,6].

Вынесенные реле дозирования. С целью повышения надежности и быстродействия противоаварийного управления реле запоминания дозирования в ряде случаев не устанавливаются на одном объекте с устройством АДВ, а располагаются в пунктах реализации управляющих воздействий [7].

В этом случае рассчитанные для каждого пускового органа управляющие воздействия передаются в доаварийном режиме с пункта дозирования в пункты реализации, где происходит их запоминание. Указанное позволяет передавать аварийные сигналы о срабатывании пусковых органов непосредственно в пункты реализации управляющих воздействий, минуя пункт установки устройства АДВ. Тем самым удастся существенно увеличить надежность противоаварийного управления за счет использования минимально необходимого числа каналов связи для передачи аварийных сигналов.

Расположение реле дозирования в пунктах реализации управляющих воздействий позволяет обойтись без переприема аварийной информации в пункте установки устройства АДВ. Это ведет к уменьшению примерно в два раза времени передачи аварийных сигналов, что способствует увеличению быстродействия противоаварийного управления в целом, уменьшению необходимой интенсивности управляющих воздействий, а, в конечном итоге, уменьшению ущерба в энергообъединении.

За счет исключения пункта установки устройства АДВ из тракта передачи аварийных сигналов удастся смягчить требования к выбору объекта, на котором устанавливается устройство АДВ. При этом возникают реальные возможности совмещения функций АДВ с другими функциями, что затруднительно выполнить при запоминании дозирования в ОЗУ ЭВМ, требующем обязательной централизации противоаварийного управления районом.

В случае недостаточной надежности каналов связи, аппаратуры телемеханики или реле запоминания дозирования может оказаться целесообразным контроль правильности запоминания управляющих воздействий по каналам телемеханики с помощью устройства АДВ. Указанный контроль может осуществляться в общем случае по тем же каналам связи, по которым производится сбор доаварийной информации о режиме энергосистемы.

Цели координированного управления. Район противоаварийного управления может иметь установленную мощность от 5

до 40 тыс. МВт. В объединенной и тем более единой энергосистеме может насчитываться много таких районов. В масштабе всей энергосистемы управление в районе является локальным. Его недостатки вытекают из неучета характеристик, потребностей и ограничений энергосистемы в целом.

Структура координированного управления [1, 2] предусматривает трехступенчатую иерархию устройств АДВ: устройства АДВ в районах, координирующие устройства АДВ (КАДВ) и центральное устройство АДВ (ЦАДВ). Устройство КАДВ может быть совмещено с одним из устройств АДВ.

Эффективность координированного управления по сравнению с локальным должна обеспечиваться посредством достижения следующих целей:

1. Для повышения точности управления каждое устройство АДВ или КАДВ должно получать автоматически информацию об эквивалентных параметрах внешних сетей, примыкающих с любой стороны к управляемому району [1, 2].

2. Должна обеспечиваться возможность выполнения в удаленном районе таких управляющих воздействий, которые необходимы при возникновении возмущения в данном районе [1, 2]. Вероятна такая структура, при которой настройка вынесенных реле дозировки передается по иерархии АДВ, а аварийный сигнал о срабатывании пускового органа, помимо этой иерархии, непосредственно к исполнительному органу. Требуется разработать процедуру автоматического принятия решения об изменении управляющих воздействий при невозможности исполнения управляющего воздействия в районе, удаленном от того района, в котором сработал пусковой орган.

3. Ограничение управляющего воздействия в данном районе во избежание нарушения устойчивости в других районах. Поскольку в каждом устройстве АДВ и КАДВ внешняя сеть представляется эквивалентными генераторами, минимизация ущерба от локального противоаварийного управления может приводить в данном районе к столь интенсивным воздействиям, которые ведут к нарушению устойчивости во внешней сети. Если вышестоящая ступень иерархии АДВ выявила такие условия, то должны быть изменены управляющие воздействия, чтобы уменьшить создаваемый ими небаланс мощности до значения, не опасного для внешней сети. Например, нужно использовать деление системы или отключение части нагрузки, хотя с точки зрения ущерба, рассчитываемого в данном районе, это не желательно [2].

Эта важнейшая и сложнейшая задача координации сводится к поиску приемлемого компромисса в условиях противоречивых и неравноценных интересов разных районов.

Пример. Рассматривается сложная система, состоящая из шести ОЭС, соединенных пятью межсистемными связями. Для сохранения устойчивости одной из связей при ее ослаблении необходима разгрузка связи на 1 о.е., для чего может быть применено отключение генераторов в отправной системе и отключение нагрузки в приемной системе в различном сочетании (табл.). Предположим, что имеют место условия, при которых интересы минимизации ущерба от этих воздействий требуют как можно большего преобладания отключения генераторов над отключением нагрузки, но управляющее воздействие может создать такой небаланс мощности в энергообъединении, который приводит к нарушению устойчивости по двум другим связям, если их загрузка велика. Это обстоятельство накладывает ограничения на выбор типа и величины управляющих воздействий.

Возможные сочетания управляющих воздействий для сохранения устойчивости одной из связей в сложной системе

Вариант, №	Мощность по связям, контролируемая в процессе координации, о.е.		Допустимая величина небаланса от управляющих воздействий для сохранения устойчивости рассматриваемой связи, о.е.	Управляющие воздействия, применяемые для сохранения устойчивости рассматриваемой связи, о.е.		Ущерб от применения управляющих воздействий
	первая связь	вторая связь		отключение генераторов	отключение нагрузки	
1.	Велика	Велика	0,44	1,23	0,79	Максимальный
2.	Мала	Велика	1,09	1,57	0,48	Меньше максимального
3.	Мала	Мала	3	2,1	0	Минимальный

Локальное управление без ограничений дает воздействия по варианту № 3, что недопустимо, а с наперед заданным жестким ограничением – по варианту № 1, что ведет к излишнему ущербу. Координированное управление должно гибко переходить от варианта к варианту в зависимости от конкретных условий.

4. Если возможно одновременное срабатывание разных пусковых органов, расположенных в разных районах, то устройства АДВ или КАДВ этих районов должны выполнять согласованную дозировку, так как при независимой дозировке ввод каждого из воздействий может снижать эффективность других. Такие условия возникают, например, при питании одного узла от двух других и одновременной перегрузке обеих связей. В этом случае нужно или ввести иные воздействия, не мешающие друг другу, или увеличить интенсивность воздействий. Иерархия АДВ должна подобрать удовлетворительное воздействие для каждого из районов, учитывающее остальные воздействия как дополнительные возмущения.

Пример. Возникновение аварийного дефицита мощности 1 о.е. в ОЭС, питающейся от двух других ОЭС, приводит к перегрузке обеих связей. При независимой дозировке (в случае применения отключения генераторов) для сохранения устойчивости одной из связей было бы подготовлено управляющее воздействие 0,31 о.е. и для сохранения устойчивости другой связи - 0,49 о.е. Однако каждое из этих управляющих воздействий оказалось бы неэффективным, поскольку, будучи введено для сохранения устойчивости одной из связей, оно увеличивает небаланс мощности в энергообъединении, ухудшая условия устойчивости другой связи. При согласованной дозировке управляющие воздействия должны быть увеличены соответственно с 0,31 до 0,61 о.е. и с 0,49 до 0,81 о.е., что обеспечит сохранение устойчивости по обеим связям.

Иерархическая система АДВ имеет ряд существеннейших преимуществ по сравнению с централизованной (одно устройство АДВ, обслуживающее единую энергосистему как район противоаварийного управления) :

1. Выход из работы устройства КАДВ или ЦАДВ, а также каналов передачи координируемой информации ведет не к полному прекращению дозировки, а к частичному или полному переходу на локальное управление, в большой области режимов удовлетворительное.

2. Соответственно требования к надежности той части системы АДВ, которая предназначена для координации, могут оказаться ниже, чем к системе АДВ в районах.

3. К решению задачи АДВ привлекается ряд цифровых систем, действующих параллельно, вместо одной системы, решающей всю громадную задачу.

4. Имеется возможность поэтапного ввода : вначале устройств АДВ, затем КАДВ и затем ЦАДВ.

Иерархическая система АДВ по сравнению с централизованной обладает тем же недостатком, что и все иерархические системы :



необходимо обеспечить своевременность итеративной выработки решения с помощью одновременной работы ряда ЭВМ по общему алгоритму. Преодоление этой трудности связано с развитием теории иерархических систем и требует серьезнейшей научно-исследовательской и проектной работы в области алгоритмов, программ и технических средств.

ЭВМ и телепередача информации. Основным требованием, предъявляемым к цифровому устройству АДВ при его достаточном быстродействии и объеме памяти, является надежность функционирования. Из реально доступных в настоящее время управляющих вычислительных комплексов имеются АСВТ М-6000 и разрабатываемый ЦНИИКА ТА-100. Надежность ТА-100 обеспечивается схемными методами путем синхронного мажорирования. Однако возможности ТА-100 (особенно быстродействие) невелики, и совмещение функций АДВ с другими функциями на этой ЭВМ, по всей видимости, нецелесообразно.

Повышение надежности работы комплекса АСВТ М-6000 возможно лишь программным способом, как при использовании одной ЭВМ, так и при резервировании.

Очевидно, что при использовании одной ЭВМ неготовность [5], принятая в качестве критерия надежности, будет недопустимо большой, несмотря на то, что вероятность неправильного действия программными способами можно сделать достаточно низкой. В Энергосетьпроекте (МО АСУ) рассмотрен вариант работы двух ЭВМ М-6000 в режиме асинхронного дублирования. При этом достигается требуемая надежность и возникает возможность гибкого использования их для совместного решения ряда задач. В настоящее время разрабатывается необходимое для этого математическое обеспечение.

Преимущества использования ЭВМ для целей противоаварийной автоматики реализуются лишь при наличии своевременной и достоверной информации о режиме энергосистемы, которая не может быть получена без использования устройств телемеханики (быстродействующих для передачи аварийной информации и телеизмерения фазового угла и сравнительно медленно действующих для передачи параметров доаварийного режима). Каналы связи при этом получают с большим количеством промежуточных пунктов и соответственно весьма невысокой надежности, что требует их обязательного резервирования. Кроме того, организация таких каналов в давно эксплуатируемых энергосистемах затруднительна из-за загруженности частотного диапазона.

В настоящее время один из заводов совместно с ВНИИЭ раз-

рабатывает новую аппаратуру, которая позволит в полосе 2 кГц передавать не только аварийную информацию, но и осуществлять телепередачу фазы напряжения и сигналов кодо-импульсных устройств ТИ-ТС. Современные кодо-импульсные системы телемеханики (например, МКТ-2, ТМ-512, ТМ-800) позволяют осуществлять непосредственный ввод кодовой информации в ЭВМ и при наличии каналов ретрансляции вывод ее из ЭВМ по запросу от телемеханики. Однако трудность заключается в том, что отсутствуют стандартизированные требования к сигналам сопряжения устройств телемеханики и ЭВМ. Поэтому приходится разрабатывать нестандартные, лишние устройства сопряжения. Такое положение является совершенно ненормальным на современном уровне развития техники.

Следует отметить, что применение ЭВМ позволяет повысить достоверность информации путем использования специальных программ контроля и сравнения входной информации, а также косвенных методов контроля информации путем сопоставления различных параметров режима энергосистемы, полученных от различных устройств.

#### Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Васькова Т.В., Иофьев Б.И. Перспективы развития автоматизированной системы противоаварийной автоматики. - "Средства управления в энергетике", 1973, вып. 5 (32). М., "Информэнерго", с.1-7.

2. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М., "Энергия", 1974. 416 с.

3. Иофьев Б.И. Способы автоматической дозировки управляющих воздействий, подаваемых противоаварийной автоматикой. - В кн: Доклады на III Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. Л., "Энергия", 1973, с.178-185.

4. Васькова Т.В., Чекаловец Л.Н. Алгоритмы автоматической дозировки управляющих воздействий, подаваемых противоаварийной автоматикой. - Там же, с.186-193.

5. Способы обеспечения надежности устройства автоматической дозировки управляющих воздействий противоаварийной автоматики (АДВ) и его связь с цепями прохождения аварийных сигналов. - Там же, с.194-199. Авт.: Брухис Г.Л., Лагускер В.М., Мохов В.Б., Смирнов Э.П.

6. Устройство автоматической дозировки воздействий противоаварийной автоматики энергосистем. - Заявка на изобретение № 1684986/24-7, 1971. Авт.: Иофьев Б.И., Чекаловец Л.Н., Брухис Г.Л. и др.

7. Брухис Г.Л., Лагускер В.М. Устройство противоаварийной автоматики. - Заявка на изобретение № 2041109/24-7, 1974.

# ЭВМ В РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ И АВТОМАТИКЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ

С.С.Розов, В.К.Гемст

Использование ЭВМ в релейной защите и автоматике энергосистем предполагается в двух основных режимах – пассивном и активном.

Пассивный (или статический) режим предполагает решение ряда расчетных задач вне контура управления. К числу этих задач относятся :

- эксплуатационные расчеты режимов и уставок, выполняемые службами АСДУ или энергосистем ;
- машинное проектирование элементов РЗА, выполняемое разработчиками устройств или в учебных целях работниками и учащимися высших учебных заведений ;
- расчеты динамической устойчивости и переходных процессов, необходимые для анализа действия устройства РЗА ;
- испытания устройств РЗА на аналого-цифровых машинах ;
- построение и решение (синтез и анализ) математических моделей РЗА.

Активный режим предполагает использование ЭВМ в контуре управления, где наряду с рядом задач сигнализации, контроля и управления, выполняемых в реальном времени, решаются и задачи РЗА. Причем, в зависимости от длительности циклов обегания и времени обработки ответа на возмущение, предъявляющих разные требования к операционной системе, а также различных требований к бесперебойности и безошибочности, следует выделить оперативные и сверхоперативные задачи. К первым относятся задачи, решаемые уже в настоящее время в АСУ энергообъектов, такие, как сигнализация и регистрация действия технологических защит, срабатывания аппаратуры и резервных защит электрооборудования с медленными циклами обегания от одной до десяти секунд (для предупредительных сигналов) или выставляющие инициативный сигнал (для аварийных сообщений). К этому же разряду могут быть отнесены расчетные задачи автоматической дозировки воздействий координированных районов противоаварийной автоматики, цикл решения которых предположительно составляет 10-20 сек

для 50-100 пусковых органов. Сюда же следует отнести и программы автоматизированных установок для испытаний крупных турбо- и гидрогенераторов на заводских стендах. Задачи регулирования напряжения и частоты, сохранения динамической устойчивости требуют средней частоты опроса, соответствующей длительности цикла обегания порядка 0,1 сек. Сверхоперативные задачи требуют особой организации функционирования системы в связи с необходимостью быстрого ответа (реакции) на инициативный сигнал и работы всей программы, включая выдачу управляющего сигнала, в пределах 15-20 мсек. Цикл обегания в сверхоперативных задачах составляет величину порядка 1 мсек, и их решение обеспечивается с высшим приоритетом системы. В ряде случаев для сверхоперативных задач, т.е. программ-аналогов основных релейных защит, целесообразно выделение отдельных высоконадежных и быстродействующих малых ЭВМ.

Подсистемы РЗА в АСУ (электрических станций, электроэнергетических систем и районов координированного противоаварийного управления). При планировании использования ЭВМ в системах управления электростанциями, подстанциями, энергосистемами и районами координированного противоаварийного управления должен учитываться ряд особенностей. Прежде всего, это стоимостные показатели (стоимость базовой конфигурации, наличие, совместимость и стоимость периферийных устройств), быстродействие и объем памяти (в частности, оперативной), надежность и резервирование функций, определяющих живучесть системы, серийность производства технических средств и наличие развитого внутреннего и внешнего программного обеспечения.

Организационное обеспечение разработки и внедрения АСУ энергообъектами должно учитывать, с одной стороны, повышение требований к оперативности управления, не обеспечиваемое традиционными средствами автоматики, с другой стороны, массовое внедрение ЭВМ при снижении их стоимости и повышении надежности. Процесс внедрения АСУ неизбежен, и поэтому главная задача на современном этапе - своевременно определить реализуемый объем алгоритмов и требования со стороны подсистемы РЗА к системе в целом и техническому обеспечению, в частности. Ряд сложных и ответственных задач контроля и управления уже реализован в первоочередных АСУ в СССР. Прежде всего следует назвать систему управления, защиты, автоматики, регулирования и контроля (СУЗАРК) атомных электростанций, реализованную на спецпроцессорах. Почти десятилетний опыт разработки систем и эксплуатации мини-ЭВМ в энергетике за рубежом (в том числе и систем, реализующих алгоритмы релейной защиты) дает основание положительно оценить

возможности внедрения сверхоперативных задач, хотя при этом и выявляются некоторые особенности, в частности необходимость большого объема памяти для программ релейной защиты (24 К для программы дистанционной защиты линии электропередачи).

Современные темпы внедрения АСУ ТП весьма велики. К примеру, фирма "Оккерий" (США) за 9 месяцев 1974 г. ввела 600 систем. Фирма гарантирует ввод АСУ ТП типизированных производств за шесть недель. Эффективность тиражирования очень высока, и это будет в дальнейшем характерно для АСУ ТП подстанций, что трудно обеспечить для других АСУ, обслуживающих разнотипное энергооборудование. И еще одна особенность организационного обеспечения заключается в том, что эффективная разработка системы требует объединения усилий достаточно большого коллектива технологов-алгоритмистов (в частности релейщиков), системщиков и программистов. Учитывая размах работ по созданию АСУ энергообъектов, целесообразно выработать основные положения по подсистеме РЗА.

Выбор типа и стоимость мини-ЭВМ (МЭВМ). ЭВМ обеспечивает некоторые преимущества перед жестко запрограммированными устройствами РЗА :

- модернизацию и наращивание программ работы без изменения структуры технических средств ;
- сбор и передачу информации с предварительной ее обработкой и фиксацией отклонений с высокой разрешающей способностью по времени ;
- информация легко кодируется и передается по разветвленной диспетчерской сети ;
- при уменьшении сложности аппаратуры, выпускаемой широкой серией, достигается повышение надежности при стоимости, примерно соответствующей традиционным средствам автоматизации.

Выбор типа и структуры ЭВМ производится исходя из следующих соображений :

- характеристик технических средств, таких как время цикла, разрядность и мощность системы команд, количество регистров, объем и скорость обращения к внутренней и внешней памяти, быстродействие и универсальность системы ввода-вывода ;
- наличия, полноты и возможностей наращивания внутреннего и внешнего программного обеспечения ;
- степени сложности обучения операторов и программистов ;
- комплектности поставки, монтажа и наладки системы, осуществляемых по возможности одним объединением (фирмой) ;
- полной стоимости технического и программного обеспечения и эксплуатационных расходов в течение срока службы.

Анализ ряда зарубежных работ показывает, что наиболее подходящим типом современных МЭВМ для целей РЗА являются одноадресные 12-16-разрядные машины с циклом 0,9-2,5 мксек, минимальным объемом оперативной памяти до 8К и расширением до 16-64К, совместимые с широким набором периферийных устройств. Стоимость базовой конфигурации МЭВМ за рубежом систематически снижается и за десять лет (с 1965 г.) снизилась с 20-60 тыс. долл. до 1-5 тыс. долл. Так, МЭВМ типа PDP-8 в 1965 г. стоила 18 тыс. долл., модель S в 1966 г. - 10 тыс. долл., модель J (на интегральных схемах) в 1968 г. - 16 тыс. долл., модель L - 8 тыс. долл., модель E на средних интегральных схемах и ТТЛ в 1971 г. - 5 тыс. долл., модель M - 3,7 тыс. долл. и модель F с 1972 г. 4 тыс. долл. (с циклом памяти 1,2 мксек и операцией сложения 2,6 мксек). Стоимость развитого комплекса МЭВМ составляет до 60-80 тыс. долл.

Наиболее часто используются в АСУ энергообъектами 12-разрядная МЭВМ типа PDP-8/E (12-разрядная) (Digital Equipment) стоимостью до 8,5 тыс. долл., HP-2100A и HP-2116B (Hewlett Packard) стоимостью 24 тыс. долл., DDP-516 (Honeywell) стоимостью 25 тыс. долл., P-2000 (Westinghouse) стоимостью 10 тыс. долл. (все 16-разрядные), Argus 500 (Великобритания), Tosbac -3000 с периферийными машинами Tosbac -40 и "HIDIC -100" (Япония), 24-разрядная машина Siemens серии 304 (ФРГ).

С 1975 г. странами СЭВ планируется массовый выпуск серии малых машин СМ ЭВМ (до 2,5 тыс. комплексов в год). Из серийных машин третьего поколения отечественного производства следует назвать выпускаемую НПО "Импульс" с 1972 г. 16-разрядную машину М-6000, наиболее полно комплектуемую модулями АСВТ-М (15 типовых однопроцессорных комплексов), и перспективную машину М-7000 (7 типовых комплексов, в том числе комплексы 5, 6 и 7 - двухпроцессорные), а также микропрограммный автомат М-6010.

Серийный выпуск машин НПО ВУМ М-400 - основного комплекса и комплексов УВК 400/1 (2 и 3) несколько задержался. В сочетании с машинами централизованного контроля МЦК-46 комплекс М-400 мог бы оказаться весьма подходящим для автоматизации и диспетчеризации подстанций и сетевых районов, а конфигурация М4030 + М400 + М40 была бы аналогичной применяемой в энергетике Японии конфигурации Tosbac -7000 + Tosbac -3000 + Tosbac -40. Однако машина М-400 не будет базовой для СМ ЭВМ, как ранее предполагалось.

С 1976 г. предполагается серийный выпуск машины ТА-100

(разработка ЦНИИКА), а также М-180 (разработка Института кибернетики АН УССР). Заводами МЭП выпускается весьма перспективный комплекс УВК "Радуга К-50" с 12-разрядным процессором "Электроника 100И" (аналог PDP-8) с ОЗУ до 32К и ВЗУ до 130 млн. бит на магнитных лентах (НМЛ-67). Основным недостатком этой и ранее названных машин М-180 и М-400 - трудности получения нарядов и доукомплектации, а также весьма высокая и стабильная стоимость (до 0,5 млн. руб. для развитого комплекса). Предполагается существенное снижение стоимости отечественных МЭВМ в следующем пятилетии.

Техническое обеспечение системы на базе М-6000. Вычислительный комплекс, работающий в контуре управления (*on-line*) и в реальном времени, должен отвечать высоким требованиям по надежности и достоверности результатов вычислений. По расчетам МО АСУ такую высокую надежность обеспечивает двухпроцессорный комплекс М-6000, работающий в режиме асинхронного дуплекса с программной организацией. Коэффициент готовности его оценен в 0,999, а для каналов связи с телемеханикой 0,997.

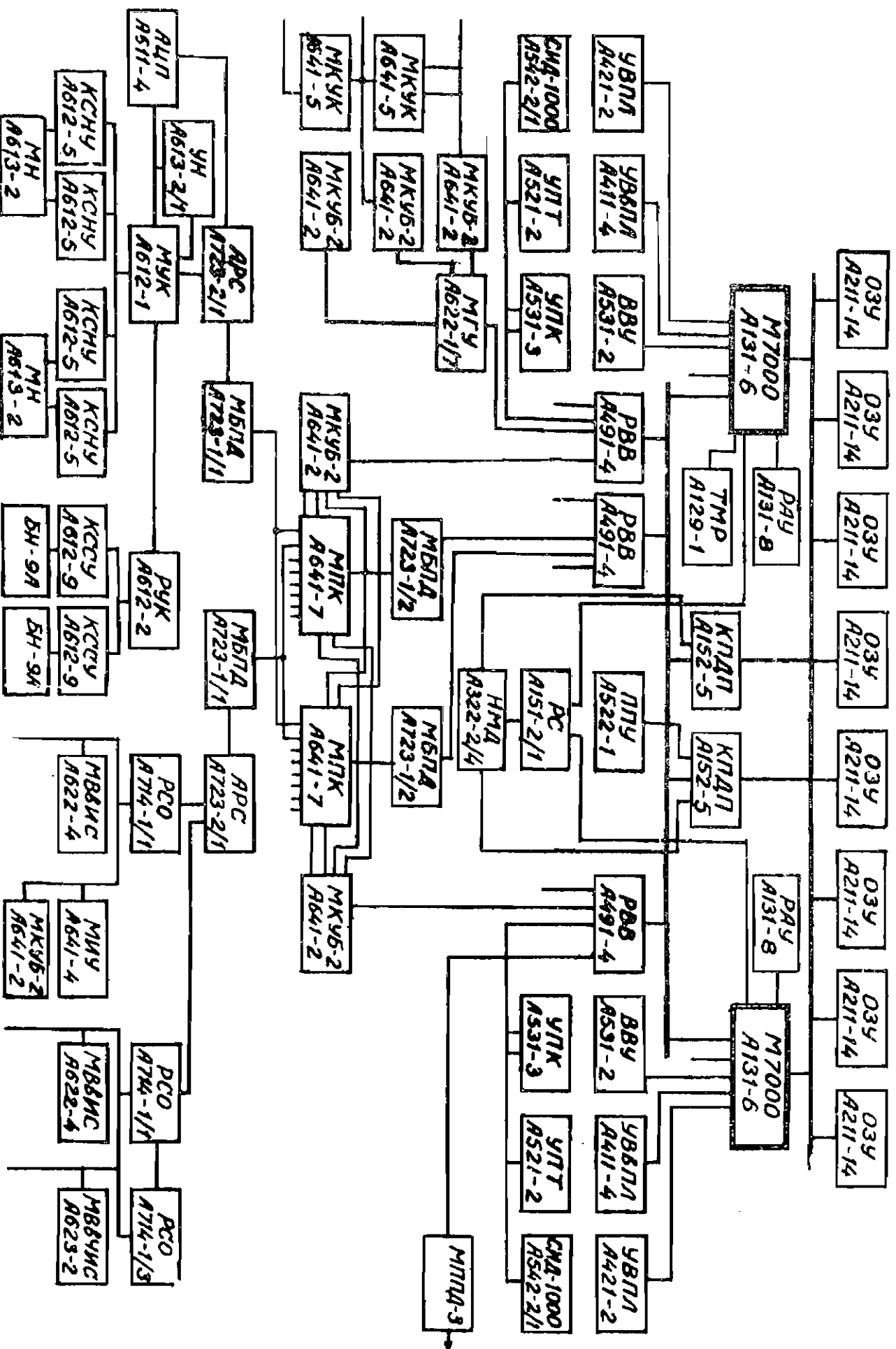
Теоретические расчеты частично подтверждаются двухлетним опытом эксплуатации однопроцессорных комплексов (комплекты М-6000 № 5, 4 и 1) в Институте автоматизации, двухмашинного (комплекты М-6000 № 3 и 8), комплекса в ОДУ Юга и т.д. Время наработки на отказ электронных устройств - процессора, ОЗУ, СИД-1000 и терминальных устройств соответствует техусловиям, т.е. составляет 1500-2000 ч. Механические устройства имеют наработку на отказ до 320-500 ч.

К сожалению, готовность вычислительной системы во многом зависит от качества обслуживания и квалификации операторов. В этом отношении для рассредоточенных энергообъектов с неминуемым дефицитом кадров вычислителей, вероятно, более полезны микропрограммные автоматы (М-6010, МЦК серии 40 и т.д.). В пользу этого говорит и опыт эксплуатации машин ИВ-500 на ГРЭС, где программы жестко "зашиты" в ПЗУ.

Для особо ответственных задач потребуется дублирование каналов обработки и параллельная работа двух процессоров. Примером этому может служить система контроля температурных полей атомного реактора, оперативные расчеты предаварийного режима энергообъединения в АСУ ТП подстанциями в районах координированного противоаварийного управления.

Подобная структура разработана для АСУ ТП крупной подстанции, реализуемой на базе новой модификации М-6300 (т.е. М-7000). Стоимость минимальной конфигурации до 0,5 млн. руб. (430 тыс. руб. на М-6000 по расчетам МО АСУ). Развитая система общей шины

Рис. 1. Структурная схема вычислительного комплекса на базе КУВ № 7 М-7000 для АСУ ТП крупной подстанции





памяти в управляющем ВК № 7 позволит обеспечить объем ОЗУ в 128К (новые "кубы" по 16К), обращение к ОЗУ через два канала прямого доступа в память от терминалов, подключаемых через три расширителя ввода-вывода, т.е. до  $3 \times 16 = 48$  устройств. Наличие арифметического расширителя (РАУ) значительно повышает быстродействие, например операция сложения по подпрограмме - 750 мксек для М-6000, 330 мксек для М-6300 и 70 мксек - для М-6300 с РАУ. Головная система в энергетике с двумя процессорами М-7000 предназначается для АСУ Белоярской АЭС, внутреннее математическое сопровождение обеспечивает НИИ УВМ (г.Северодонецк). Система 2х М-7000 может изменять программно-автоматически конфигурацию при выходе канала или СПр, также обеспечена автоматическая первичная загрузка, запуск с любого пульта и автоматическая диагностика.

Примером развитой конфигурации АСУ территориально рассредоточенных энергообъектов является каскад среднеднепровских ГЭС (число агрегатов - 50, удаление от диспетчерского пункта 4 км и 130 км). Особенностью этого объекта, напоминающего сетевой район, является оснащение удаленных станций микропрограммными автоматами М-6010 и организация каналов через модуль параллельной передачи данных и радиорелейную линию (на Каневскую ГЭС) или по телефонному кабелю (на Киевскую ГАЭС).

Математическое (программное) обеспечение. Перед заказчиком АСУ находится айсберг, видимая и привычная, "надводная" часть которого - техническое обеспечение, а "подводная" часть - это математическое обеспечение. Причем наибольший объем занимает не специальное функциональное обеспечение (пакеты прикладных программ), а машинное и особенно системное программное обеспечение. Стоимость программного обеспечения головной системы составляет до 60% всей стоимости. Причем речь идет не только о стоимости программ, но и трудностях организации функционирования задач из-за занимаемого ими большого объема памяти и загрузки по времени процессора.

Для примера дана структура программного обеспечения АСУ каскада среднеднепровских гидроэлектростанций, состоящая из машинного (в том числе и микропрограммного), системного и функционального программного обеспечения (ПО). Большая часть машинного и системного ПО разработана, поставляется потребителям и необходима для отработки или диагностики системы, т.е. не занимает оперативную память. Однако часть микропрограммного обеспечения и особенно управляющая часть операционной системы (ОС) требуют доработки, даже при наличии ОС РВ (реального времени) и дисковой ОС РВ. Специфические требования к операционной системе со

стороны противоаварийной автоматики приведены ниже :

- 1) обеспечение начального запуска системы и перевод ее в дуплексный режим ;
- 2) обеспечение обмена данными о состоянии аппаратуры ведущей (основной) и ведомой (резервной) ЭВМ в процессе функционирования системы ;
- 3) организация обмена информацией между ведущей и ведомой ЭВМ ;
- 4) переключение ЭВМ при возникновении неисправности или по команде оператора ;
- 5) перевод комплекса из дуплексного режима в одномашинный ;

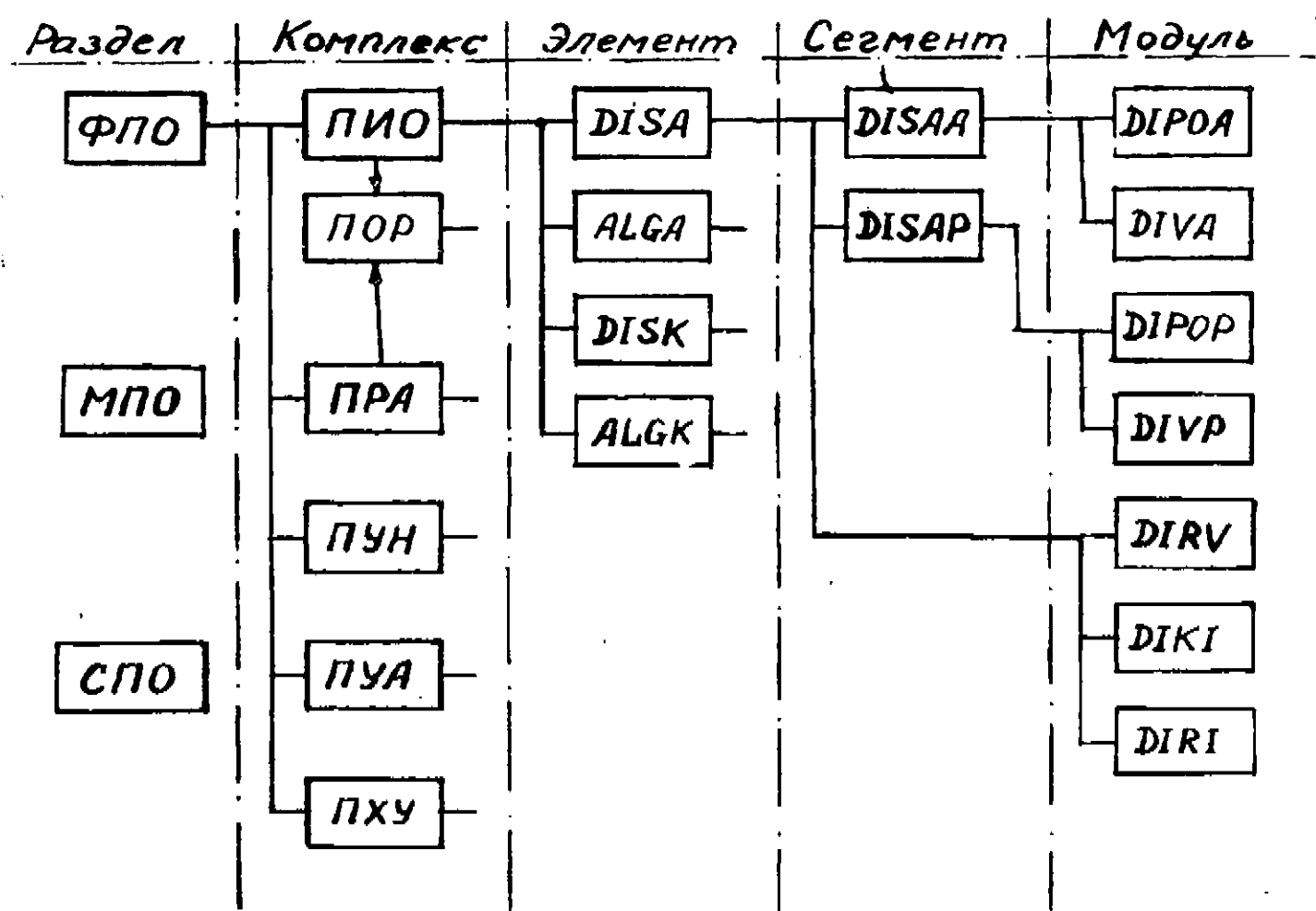


Рис. 2. Пример ветвления программного обеспечения АСУ каскада ГЭС :  
 модуля **DIPOA** (опрос аварийных сигналов дискретной информации) ;  
 сегмента **DISAA** (дискретная информация по ГАЭС аварийные сообщения) ;  
 элемента **DISA** (дискретная информация по ГАЭС) ;  
 комплекса **ППО** (программы информационного обеспечения) ;  
 раздела **ФПО** (функциональное программное обеспечение).

б) подключение ведомой ЭВМ к основной и перевод комплекса в дуплексный режим без нарушения непрерывности управления объектами.

Для постепенного ввода комплексов требуется в первый период пусковая операционная система для однопроцессорного комплекса, а затем уже генерирование основной ОС для многомашинного комплекса с размещением ее частично в ОЗУ и в основном на дисках.

В состав функционального ПО входит ряд комплексов программно-информационного обеспечения, расчетных, отображения и регистрации, управления в нормальном режиме, управления в аварийном режиме (ПУА). Элементы комплекса ПУА (II очередь) будут выполнять также задачи противоаварийной автоматики. Первоначально запланированная подсистема противоаварийной автоматики оказалась значительно урезанной. Теперь предполагается, что по сигналу с Днепровской подстанции 750 кВ системой АУМСУ будет производиться отключение генераторов Каневской и Киевской ГЭС. Выбор отключаемых генераторов, секций шин или ГЭС в целом с учетом требуемой степени разгрузки и реальных генерирующих мощностей должен осуществляться как сверхоперативная задача в АСУ среднеднепровских гидроэлектростанций.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе подтверждается возможность применения ЭВМ для нужд релейной защиты и автоматики энергосистем. Большое внимание обращается на резервные защиты и устройства автоматики. Рассматриваются техническое и математическое обеспечение УЦВК, выпускаемых в СССР и за рубежом. Даются некоторые положения по применению управляющих комплексов для целей РЗА.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Гемст В.К. Использование ЭВМ в релейной защите и автоматике энергосистем. Рига, Изд-во РПИ, 1973. 21 с.
2. Гемст В.К. Применение цифровых вычислительных машин в релейной защите энергосистем. - В кн.: Применение ЭВМ и методов прикладной математики для решения научно-исследовательских задач. Рига, Изд-во РПИ, 1973, с. 9-22.
3. Мошкин Е.А., Поляков В.Е. Реализация логической части релейной защиты и автоматики на базе управляющей цифровой ЭВМ - "Изв. вузов - Энергетика", 1974, № 5, с. 124-127.

4. Розов С.С. и др. Автоматизированная система управления каскадом гидростанций. - В кн.: Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Институт автоматики, Киев, 1975, с.197-199.

5. R o s k f e l l e r G.D. Fault protection with a digital computers. - IEEE Trans., PAS-88, 1969, No 4, p.438-464.

6. R o s k f e l l e r G.D. What are the prospects for substation computer relaying? - "Westinghous Eng.", 1972, 32, No 5, p.152-156.

7. P o n c e l e t R. The use digital computers for network protection. CIGRE, Paris, 1972, s.с. 32-68.

# О ПРИНЦИПАХ ВЫПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ КАК ПОДСИСТЕМЫ ОБЩЕЙ АСУ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Г.П.Касьянов, Ю.Н.Холоденко

Выполнение релейной защиты как подсистемы общей АСУ требует решения вопросов быстродействия и надежности. На первых этапах, по нашему мнению, нужно придерживаться следующей структуры (рис. 1).

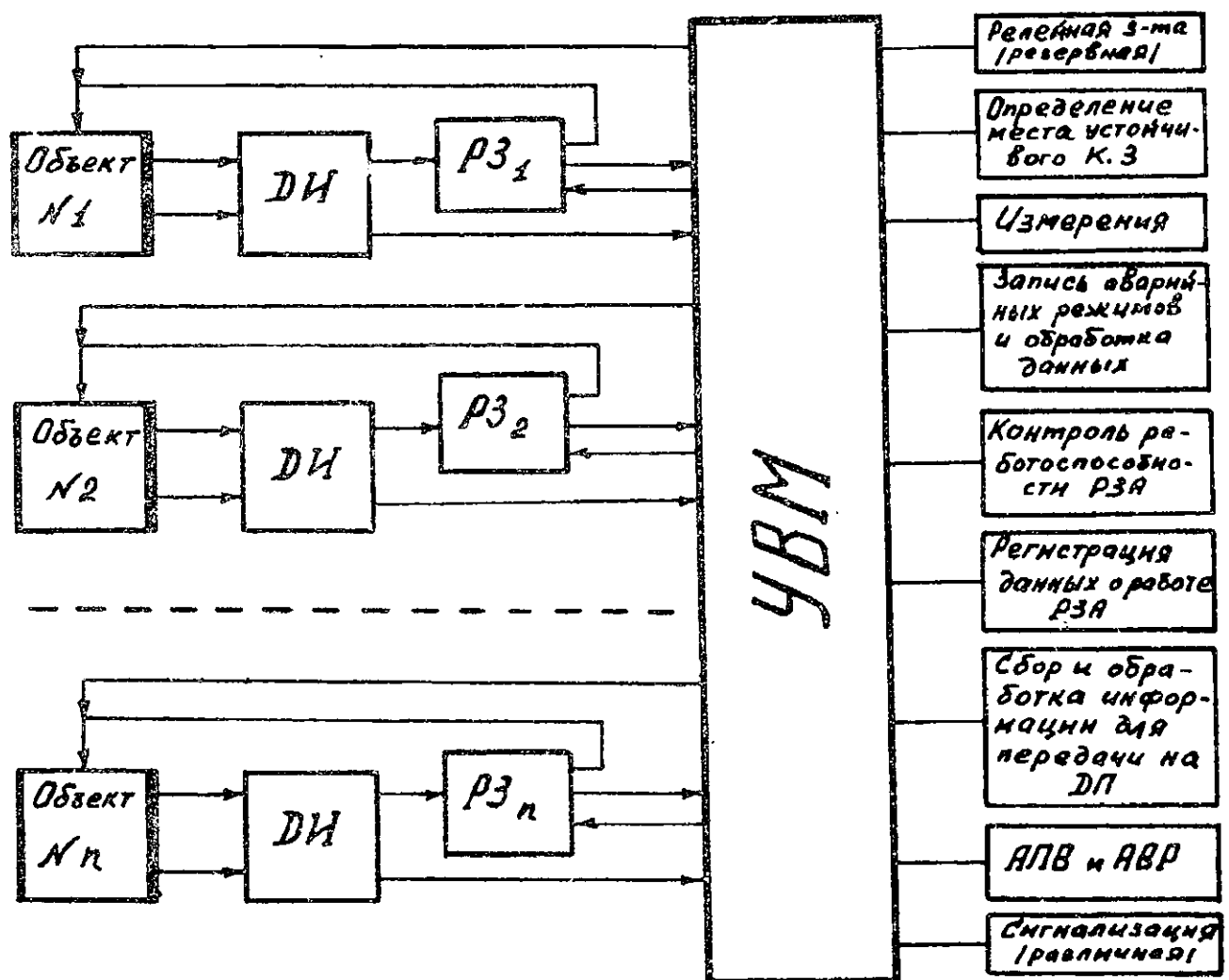


Рис. 1. Структура релейной защиты как подсистемы ОАСУ

Каждый объект имеет специальный датчик информации (ДИ) и автономное устройство релейной защиты (РЗ). Информация о режиме работы защищаемого объекта от ДИ поступает как на автономное устройство РЗ, так и в управляющую вычислительную машину. Кроме этого, существует функциональная связь между РЗ и УВМ, что облегчает формирование инициативного сигнала для пуска соответствующей программы и позволяет контролировать работу РЗ с помощью УВМ. Такая структура дает возможность выполнить основные требования, предъявляемые к релейной защите по быстродействию и надежности. Программа УВМ по защите будет осуществлять как бы резервирование автономного устройства РЗ. Как известно, устройства релейной защиты срабатывают довольно редко, и поэтому периодический контроль их работоспособности необходим для обеспечения надежности. Такой контроль сравнительно легко осуществить с помощью УВМ в предлагаемой структуре. Для этого необходима одна программа контроля для всех устройств РЗ, имеющих на данной подстанции, которая периодически будет проверять их. Такое решение значительно проще, чем разработка специальных устройств контроля для каждой РЗ.

Естественно, что такая система требует разработки специальных датчиков информации и устройств релейной защиты, которые могли бы функционировать совместно с УВМ в одной системе.

Кроме программы защиты УВМ целесообразно поручить программы АПВ и АВР, которые легко можно увязать с программой защиты, причем их можно выполнять централизованно для всей подстанции.

Определение места устойчивого повреждения на высоковольтных линиях также можно осуществлять соответствующей программой централизованно для всей подстанции.

Вопросы измерения в предлагаемой структуре решаются с помощью УВМ с периодической выдачей информации на специальные табло или распечаткой на ленте.

Особо следует отметить запись параметров объекта в аварийных режимах. При соответствующем выполнении системы можно осуществить как запоминание, так и обработку информации при помощи УВМ. Это дает возможность получить данные о моменте к.з., о величине аperiodической составляющей, об амплитудных значениях, что в ряде случаев позволит уточнить уставки устройства РЗА.

Необходимость сбора статистических данных о работе РЗА всем ясна. Наиболее широко и оптимально, с получением объективной информации, этот вопрос может быть решен в рассматриваемой структуре при помощи УВМ.

Сбор и обработку информации для передачи на диспетчерский

пункт и вопросы различной сигнализации также следует решать комплексно со всеми перечисленными программами.

Такой подход к вопросу применения УВМ в релейной защите предполагает тесное взаимодействие автономных систем с ЦВМ, а не взаимное исключение. Подобные мнения высказываются и другими авторами [1].

Как уже было отмечено выше, реализация предлагаемой структуры требует разработки специальных датчиков информации и устройств релейной защиты. Разработка датчиков информации для целей РЗА сама по себе довольно сложная проблема, и решать ее необходимо с учетом намечившихся путей развития РЗА. Наиболее перспективным, по нашему мнению, следует считать переход к дискретной форме представления информации. Это позволит применить элементную базу в виде различных микроинтегральных модулей, которые себя хорошо зарекомендовали в вычислительной технике, и резко повысить эксплуатационную надежность устройств за счет блочного исполнения.

Датчик информации с дискретным выходом можно представить следующей блок-схемой (рис. 2). Преобразователь  $Пр_1$  осуществляет преобразование первичной измеряемой величины в параметры, удобные для дальнейших преобразований. В преобразователе  $Пр_2$  осуществляется преобразование аналогового сигнала в последовательность импульсов, параметры которой пропорциональны мгновенным значениям измеряемой величины.

Преобразование информации в форму, удобную для ввода в машину, осуществляется в преобразователе  $Пр_3$ . Это преобразование удобно осуществлять в каждом датчике информации, а не с помощью центральных АЦП, так как упрощаются схемные решения и увеличивается быстродействие.

Следует отметить, что гальваническая развязка между высоким и низким потенциалами может быть выполнена на стадии первого преобразования (когда используется электромагнитный трансформатор) или же на стадии второго преобразования (в случае использования оптико-электронных трансформаторов).

Важным при разработке датчика информации является выбор вида преобразования  $Пр_2$ , т.е. выбор вида модуляции. Исходя из то-

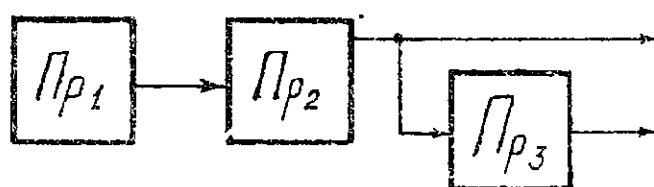


Рис. 2. Блок-схема датчика информации

мехоустойчивости и информационных возможностей следует остановиться на импульсных преобразователях с модуляцией временных параметров импульса, а именно: широтно-импульсная, фазо-импульсная, частотно-импульсная и интервально-импульсная виды модуляции, подробно рассмотренные в [2]. Необходимо помнить, что характеристики вход-выход перечисленных преобразователей не проходят через начало координат и нулевому значению входного модулирующего сигнала соответствует определенное значение одного из параметров импульсной последовательности (рис. 3).

Первые два вида модуляции (широтнo-импульсная и фазo-импульсная) целесообразно использовать для построения различных дифференциальных защит. Частотно-импульсная модуляция хорошо подходит для выполнения системы записи аварийных режимов, а интервально-импульсная модуляция позволяет сравнительно просто выполнять устройства с зависимой характеристикой срабатывания.

Рассмотрим возможное выполнение дифференциальной защиты с использованием широтно-импульсной модуляции на примере рис. 4а. Как известно, при к.з. в зоне действия токи по концам защищаемой зоны направлены от шин в линию. Осциллограммы их мгновенных значений приведены на рис. 4б и 4в. Ток  $i_1$  на выходе преобразователя Пр2 (рис. 2) будет представлен импульсной последовательностью рис. 4г, а ток  $i_2$  — соответственно рис. 4д. Сравнение длительности импульсов первой и второй последовательности начиная с момента  $t_4$  (момент возникновения к.з.) позволяет определить наличие повреждения в зоне, так как при этом в одной последовательности длительности уменьшаются, а во второй — увеличиваются. При нормальном режиме и при внешних повреждениях длительности импульсов в рассматриваемых последовательностях будут одинаковыми (исключая возможные погрешности в ДИ, что можно учесть при выборе уставки срабатывания).

Таким образом, на выходе Пр3 (рис. 2) мы будем получать цифровые последовательности, сравнивая которые с помощью УВМ, получим возможность осуществлять функцию защиты объекта.

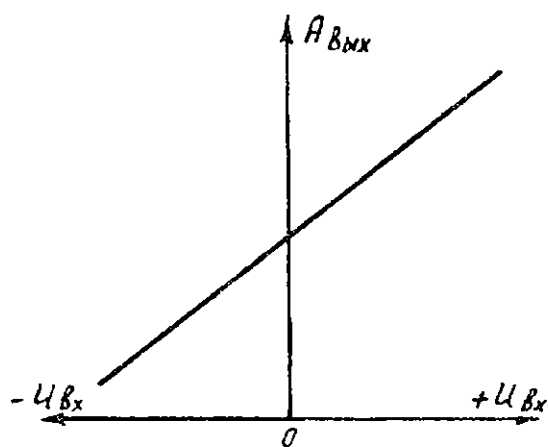


Рис. 3. Характеристика вход-выход импульсных преобразователей



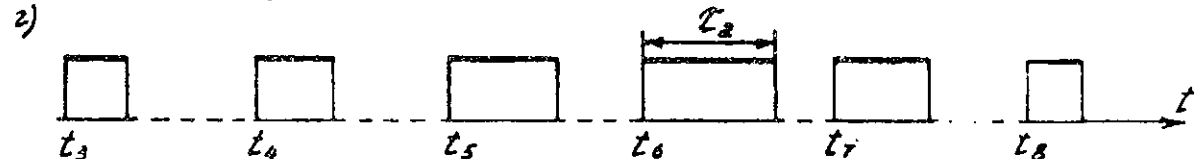
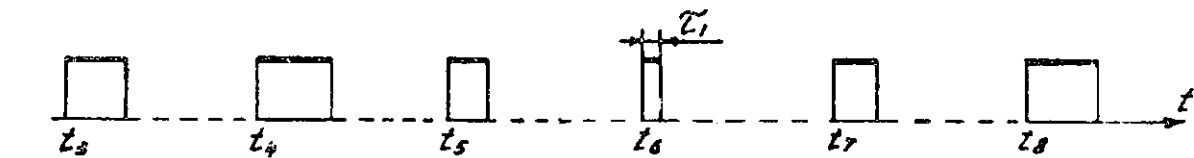
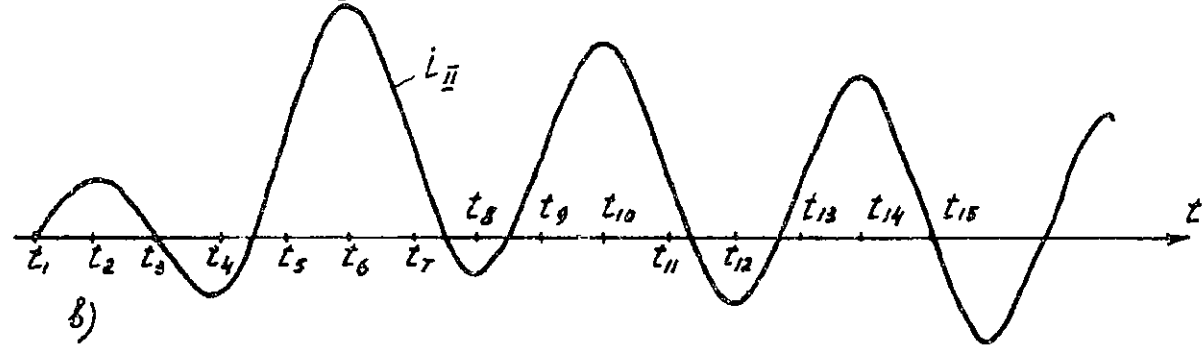
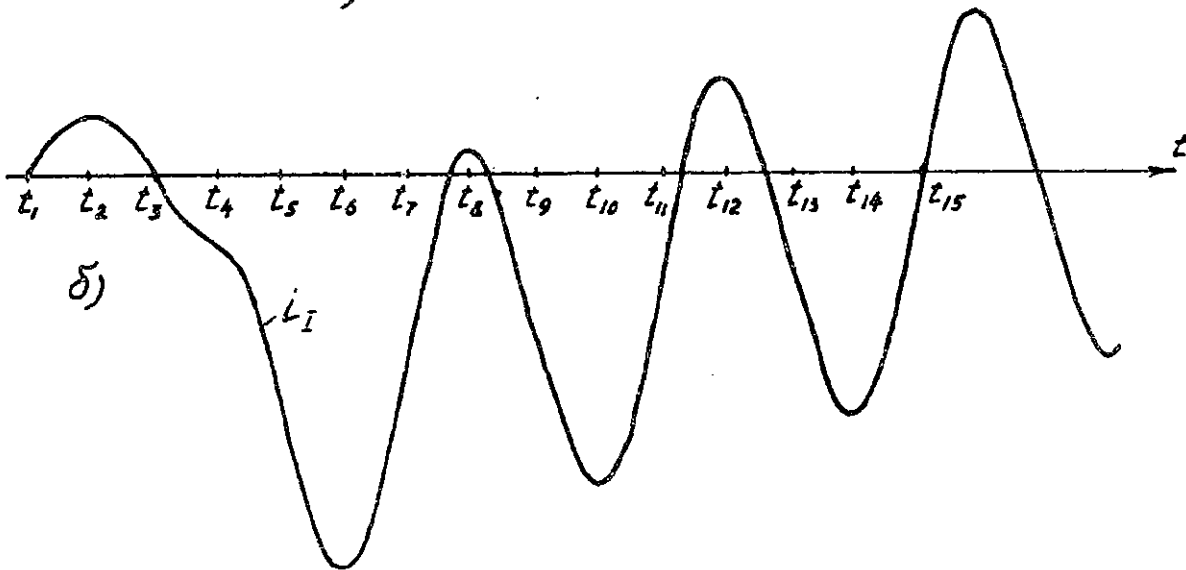
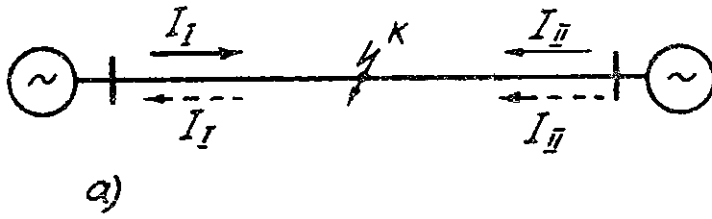


Рис. 4. Принцип работы дифференциальной защиты с использованием широтно-импульсной модуляции. Осциллограммы токов (б) и (в) по концам защищаемой зоны и соответствующие им импульсные последовательности (г) и (д)

Реализация предлагаемой структуры потребует согласования работы всех звеньев между собой с учетом системной помехоустойчивости, которая будет оказывать существенное влияние на надежность функционирования. В настоящее время основное внимание следует обратить на разработку датчиков информации и алгоритмов работы отдельных звеньев. Это дает возможность сформулировать основные требования к отдельным элементам, и в первую очередь к УВМ.

## ВЫВОДЫ

1. Применение вычислительных машин в релейной защите должно дополнять автономные устройства, а не исключать их, что позволит выполнять комплексные высоконадежные системы.

2. Целесообразно разрабатывать новые принципы выполнения устройств РЗА на базе использования информации о режиме работы объекта в дискретной форме, что позволит повысить их быстродействие и надежность.

3. При разработке новых датчиков информации и устройств РЗА следует предусматривать возможность их совместной работы с УВМ.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Кимельман Л.Б. Применение ЦВМ для обслуживания и повышения надежности устройств релейной защиты. - "Труды МЭИ. Релейная защита и автоматика энергосистем", 1974, вып. 199, с.76-83.

2. Куликов С.В., Чистяков Б.В. Дискретные преобразователи сигналов на транзисторах. М., "Энергия", 1972. 288 с.

# ПОЛУЧЕНИЕ МГНОВЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ СИММЕТРИЧНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ ТОКОВ ИЛИ НАПРЯЖЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ПОМОЩЬЮ ЦВМ

М.И.Успенский

При использовании ЦВМ для выполнения функций релейной защиты важным является поиск новых способов и алгоритмов защит, новых методов определения значений электрических величин при коротких замыканиях и ненормальных режимах, более полно отвечающих возможностям вычислительных машин [1]. В настоящей работе рассматривается определение мгновенных значений симметричных составляющих трехфазной системы по выборке мгновенных значений линейных или фазных токов или напряжений при заданном периоде выборки.

Наиболее просто определить мгновенное значение симметричных составляющих нулевой последовательности. Известно, что для величины, например, напряжения нулевой последовательности фазы А, в любой момент времени  $t_i$  справедливо:

$$u_{0A}(t_i) = \frac{1}{3} [u_A(t_i) + u_B(t_i) + u_C(t_i)] , \quad (1)$$

а для других фаз

$$u_{0A}(t_i) = u_{0B}(t_i) = u_{0C}(t_i) . \quad (2)$$

Один из методов определения мгновенных значений симметричных составляющих прямой и обратной последовательностей вытекает из графического метода получения симметричных составляющих, предложенного в [2]. Для их определения необходимо знать мгновенные значения двух линейных величин (токов или напряжений), полученных в один и тот же момент времени  $t_i$  и мгновенное значение одной из этих величин, полученное через известный промежуток времени  $\Delta t$  в момент времени  $t_{i-1}$  или  $t_{i+1}$  где  $t_{i-1} = t_i - \Delta t$ , а  $t_{i+1} = t_i + \Delta t$ .

Рассмотрим получение мгновенных значений симметричных составляющих прямой последовательности для фазы А по мгновенным

ным значениям напряжений  $u_{CA}(t_i)$ ,  $u_{BC}(t_i)$ ,  $u_{BC}(t_{i-1})$  и заданному промежутку времени  $\Delta t$  между замерами  $t_i$  и  $t_{i-1}$  (рис. 1).

Из [2] известно, что при  $A'C = A'B = BC$  вектор  $AA'$  представляет утроенное напряжение прямой последовательности фазы А ( $-3 \times U_{m1A}$ ). Проекции векторов амплитудных значений  $U_{mCA}$ ,  $U_{mBC}$  и  $U_{mBC}$  на ось  $OY$  являются, соответственно, мгновенными значениями  $u_{CA}(t_i)$ ,  $u_{BC}(t_i)$  и  $u_{BC}(t_{i-1})$ , а проекция вектора  $AA'$  есть утроенное мгновенное значение  $3 \cdot u_{1A}(t_i)$ . Из рис. 1 следует, что

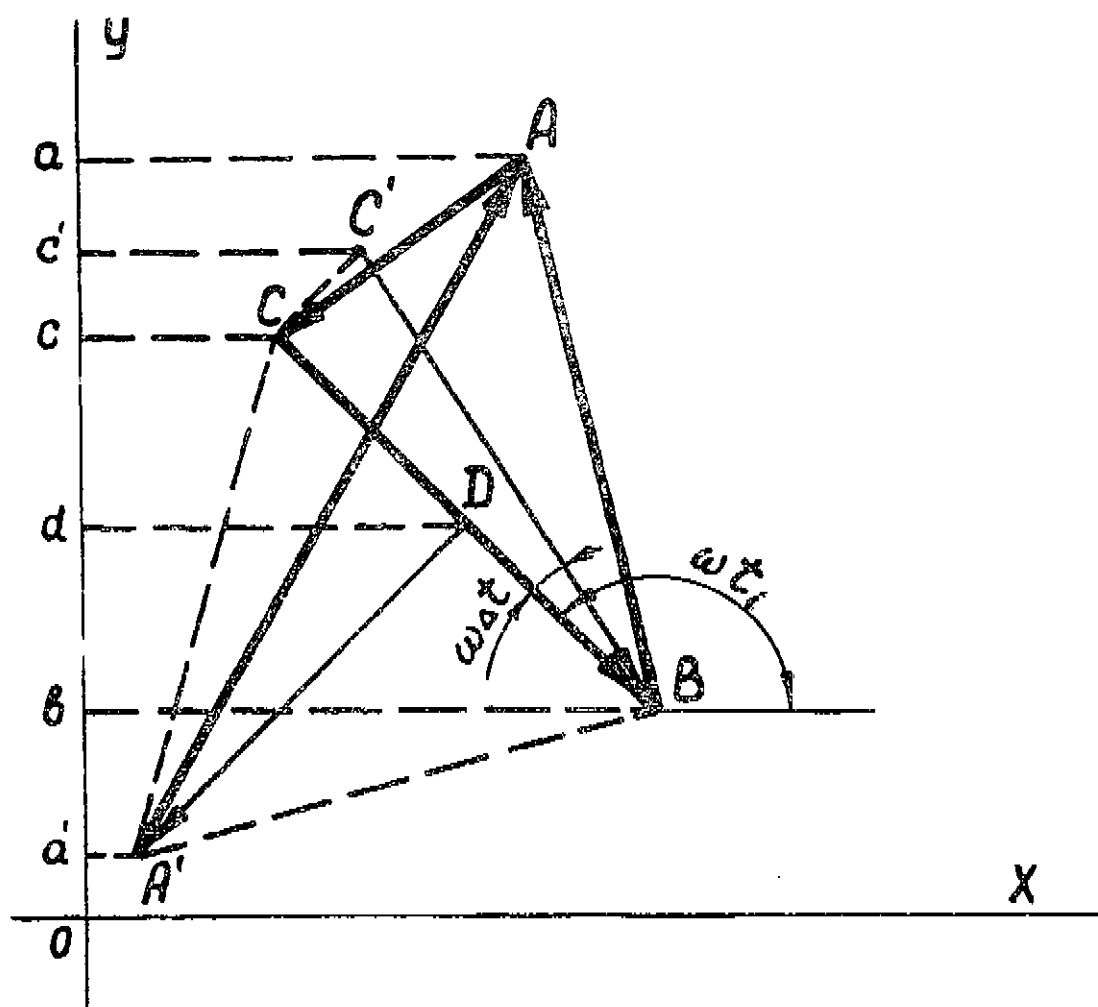


Рис. 1. Получение мгновенного значения составляющей прямой последовательности фазы А

$$-3u_{1A}(t_i) = u_{CA}(t_i) + \frac{1}{2}u_{BC}(t_i) + a'd, \quad (3)$$

$$A'D = \frac{\sqrt{3}}{2} |U_{mBC}|, \quad (4)$$

$$u_{BC}(t_i) = |U_{mBC}| \cdot \sin \omega \cdot t_i, \quad (5)$$

$$u_{BC}(t_{i-1}) = |U_{mBC}| \cdot \sin \omega \cdot (t_i - \Delta t). \quad (6)$$

где  $\omega = 2\pi f$ ,  $f$  - частота сети переменного тока.  
По известным  $A'D$  и  $u_{BC}(t_i)$  определяем

$$a'd = A'D \cdot \sin(\omega t_i - \frac{\pi}{2}) = -\frac{\sqrt{3}}{2} u_{BC}(t_i) \cdot \operatorname{ctg} \omega \cdot t_i. \quad (7)$$

Далее из отношения

$$\frac{u_{BC}(t_{i-1})}{u_{BC}(t_i)} = \frac{\sin \omega (t_i - \Delta t)}{\sin \omega \cdot t_i} \quad (8)$$

находим

$$\operatorname{ctg} \omega \cdot t_i = \frac{1}{\operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t} - \frac{u_{BC}(t_{i-1})}{u_{BC}(t_i) \cdot \sin \omega \cdot \Delta t}. \quad (9)$$

Поставив найденное значение в (7), получаем

$$a'd = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \left[ \frac{u_{BC}(t_{i-1})}{\sin \omega \cdot \Delta t} - \frac{u_{BC}(t_i)}{\operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t} \right]. \quad (10)$$

Следовательно,

$$-3u_{1A}(t_i) = u_{CA}(t_i) + \left(\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2\operatorname{tg}\omega\cdot\Delta t}\right) \cdot u_{BC}(t_i) + \frac{\sqrt{3}}{2\operatorname{Sin}\omega\cdot\Delta t} \cdot u_{BC}(t_{i-1}). \quad (11)$$

Обозначим

$$K_{11} = \frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2\operatorname{tg}\omega\cdot\Delta t}, \quad K_{12} = \frac{\sqrt{3}}{2\operatorname{Sin}\omega\cdot\Delta t}.$$

Тогда мгновенное значение напряжения прямой последовательности фазы А определится как

$$u_{1A}(t_i) = -\frac{1}{3} \left[ u_{CA}(t_i) + K_{11} \cdot u_{BC}(t_i) + K_{12} \cdot u_{BC}(t_{i-1}) \right]. \quad (12)$$

Для определения напряжения фазы А обратной последовательности воспользуемся рис. 2. Из [ 2 ] известно, что при  $A''C = A''B = BC$  вектор  $AA''$  является утроенным напряжением обратной последовательности. Как и в предыдущем случае, воспользуемся тем, что проекции векторов амплитудных значений  $U_{mCA}$ ,  $U_{mBC}$  и  $U_{mBC''}$  на ось  $OY$  являются соответственно их мгновенными значениями  $u_{CA}(t_i)$ ,  $u_{BC}(t_i)$  и  $u_{BC}(t_{i-1})$ , а проекция вектора  $AA''$  - утроенным мгновенным значением напряжения фазы А обратной последовательности  $[-3u_{2A}(t_i)]$ . Из рис. 2 следует, что

$$-3u_{2A}(t_i) = u_{CA}(t_i) + u_{BC}(t_i) + a''d. \quad (13)$$

Воспользуемся (3) - (6) и запишем

$$a''d = A''D \cdot \operatorname{Sin}\left(\omega t_i + \frac{\pi}{2}\right) = \frac{\sqrt{3}}{2} u_{BC}(t_i) \cdot \operatorname{Ctg}\omega \cdot t_i. \quad (14)$$

Подставив (9) в (14), получим

$$a''d = \frac{\sqrt{3}}{2} \left[ \frac{u_{BC}(t_i)}{\operatorname{tg}\omega\cdot\Delta t} - \frac{u_{BC}(t_{i-1})}{\operatorname{Sin}\omega\cdot\Delta t} \right]. \quad (15)$$

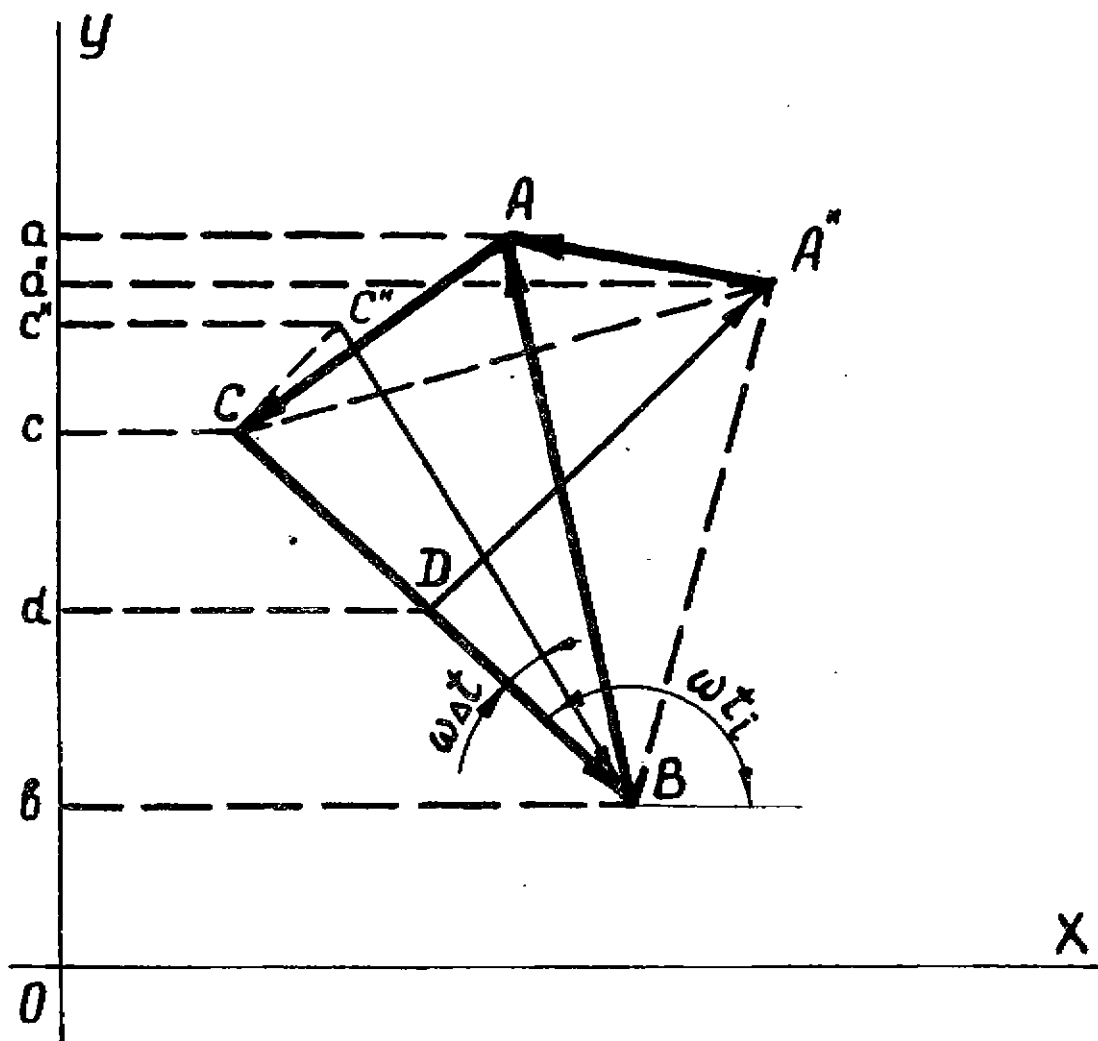


Рис. 2. Получение мгновенного значения составляющей обратной последовательности фазы А

Следовательно,

$$\begin{aligned}
 -3 u_{2A}(t_i) = & u_{CA}(t_i) + \left( \frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t} \right) \cdot u_{BC}(t_i) - \\
 & - \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{Sin} \omega \cdot \Delta t} \cdot u_{BC}(t_{i-1}) .
 \end{aligned} \tag{16}$$

Обозначим

$$K_{21} = \frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t}, \quad K_{22} = -\frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{Sin} \omega \cdot \Delta t}$$

и запишем выражение для мгновенного значения напряжения фазы А обратной последовательности как

$$u_{2A}(t_i) = -\frac{1}{3} \left[ u_{cA}(t_i) + K_{21} \cdot u_{вс}(t_i) + K_{22} \cdot u_{вс}(t_{i-1}) \right]. \quad (17)$$

При использовании второго замера мгновенного значения в момент  $t_{i+1}$  в выражении (6) вместо  $(-\Delta t)$  необходимо принять  $(+\Delta t)$ . В этом случае в (10) и (15) изменится знак перед первой частью, а коэффициенты для (12) и (17), с учетом замены  $u_{вс}(t_{i-1})$  на  $u_{вс}(t_{i+1})$ , примут вид: для прямой последовательности

$$K_{11} = \frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t}, \quad K_{12} = -\frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{Sin} \omega \cdot \Delta t},$$

для обратной последовательности

$$K_{21} = \frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t}, \quad K_{22} = \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{Sin} \omega \cdot \Delta t}.$$

Для определения напряжения фазы А прямой последовательности по мгновенным значениям фазных напряжений подставим выражения

$$u_{cA}(t_i) = u_c(t_i) - u_A(t_i),$$

$$u_{вс}(t_i) = u_B(t_i) - u_C(t_i)$$

в (16). Тогда

$$u_{2A}(t_i) = \frac{1}{3} \left[ u_A(t_i) - \left( \frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t} \right) \cdot u_B(t_i) - \left( \frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t} \right) \times \right. \\ \left. \times u_C(t_i) - \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{Sin} \omega \cdot \Delta t} \cdot u_B(t_{i-1}) + \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{Sin} \omega \cdot \Delta t} \cdot u_C(t_{i-1}) \right]. \quad (18)$$



В общем случае мгновенное значение симметричных составляющих любой последовательности для фазы А определяется

$$u_{nA}(t_i) = \frac{1}{3} \left[ u_A(t_i) + K_1 \cdot u_B(t_i) + K_2 \cdot u_C(t_i) + K_3 \cdot u_A(t_{i-1}) + K_4 \cdot u_B(t_{i-1}) \right], \quad (19)$$

где  $n = 0, 1, 2$  - номер последовательности,  $K_1, K_2, K_3, K_4$  - коэффициенты, зависящие от номера последовательности и момента измерения второго замера ( $t_{i-1}$  или  $t_{i+1}$ ), принимаются при известной частоте сети и известном промежутке времени  $\Delta t$  по табл. 1.

Таблица 1

Коэффициенты для определения мгновенных значений симметричных составляющих по выборке мгновенных значений фазных величин

Условия определения	$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$
Напряжение (ток) нулевой последовательности ( $n=0$ )	1	1	0	0
Напряжение (ток) прямой последовательности ( $n=1$ )				
а) при использовании замера в момент $t_{i-1}$	$-\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t}$	$-\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t}$	$-\frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{Sin} \omega \cdot \Delta t}$	$\frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{Sin} \omega \cdot \Delta t}$
б) при использовании замера в момент $t_{i+1}$	$-\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t}$	$-\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t}$	$\frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{Sin} \omega \cdot \Delta t}$	$-\frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{Sin} \omega \cdot \Delta t}$
Напряжение (ток) обратной последовательности ( $n=2$ )				
а) при использовании замера в момент $t_{i-1}$	$-\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t}$	$-\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t}$	$\frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{Sin} \omega \cdot \Delta t}$	$-\frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{Sin} \omega \cdot \Delta t}$
б) при использовании замера в момент $t_{i+1}$	$-\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t}$	$-\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{tg} \omega \cdot \Delta t}$	$-\frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{Sin} \omega \cdot \Delta t}$	$\frac{\sqrt{3}}{2 \operatorname{Sin} \omega \cdot \Delta t}$

При необходимости получения симметричных составляющих любой последовательности для других фаз можно воспользоваться выражением (19) и произвести в нем круговую подстановку индексов фаз. Так например для симметричных составляющих напряжения фазы В

можно записать

$$u_{nB}(t_i) = \frac{1}{3} \left[ u_B(t_i) + K_1 \cdot u_C(t_i) + K_2 \cdot u_A(t_i) + K_3 \cdot u_C(t_{i-1}) + K_4 \cdot u_A(t_{i-1}) \right] \quad (20)$$

Представляет интерес частный случай рассматриваемого метода для получения мгновенных значений составляющих обратной последовательности при  $\Delta t = \frac{1}{6f}$ . В этом случае мгновенное значение составляющей обратной последовательности определяется как

$$u_{2A}(t_i) = \frac{1}{3} \left[ u_{AB}(t_i) + u_{BC}(t_{i-1}) \right] \quad (21)$$

Но для цифрового фильтра получение шести замеров мгновенного значения за период основной частоты сети недостаточно. Однако если воспользоваться запоминающим устройством, то можно получить теоретически любое число замеров мгновенных значений  $U_2$ , кратное шести.

Рассмотрим действие такого фильтра на примере с  $\Delta t = \frac{1}{24f}$ , т.е. для получения 24 замеров мгновенного значения  $U_2$  за один период колебаний сети. Предварительно, начиная с момента времени, соответствующего  $i=0$ , запоминаются первые четыре мгновенных значения напряжения  $u_{BC}(t)$ . Затем для момента времени  $i=4$  определяется значение  $u_{AB}(t_4)$ , по выражению  $\frac{1}{3} [u_{AB}(t_4) + u_{BC}(t_0)]$  определяется  $u_{2A}(t_4)$ , а мгновенное значение  $u_{BC}(t_4)$  запоминается вместо  $u_{BC}(t_0)$ . Для вычисления следующего значения  $u_{2A}(t_5)$  все операции повторяются. После использования  $u_{BC}(t_3)$  и замены его на новое полученное значение  $u_{BC}(t_7)$  для вычисления  $u_{2A}(t_8)$  используется значение  $u_{BC}(t_4)$ , которое было записано вместо  $u_{BC}(t_0)$ .

Программная реализация алгоритма определения адреса значения  $u_{BC}(t_{i-4})$  может быть записана, например, следующим образом:

$$A = i - 4E(i/4) \quad (22)$$

где  $A$  - относительный адрес ячейки памяти, из которой выбирается значение  $U_{BC}$  для вычисления  $U_{2A}$ ;  $E$  - антье, выделение целой части.

Техническая реализация подобной структуры запоминающего устройства также не вызывает затруднений.

Положительными свойствами такого фильтра являются простота реализации, малое количество операций. К недостаткам следует отнести начальную задержку в работе фильтра, равную  $\frac{1}{6f}$ , которая связана с предварительным запоминанием четырех значений  $U_{BC}$ .

Аналогично можно выполнить и фильтр составляющей прямой последовательности для  $\Delta t = \frac{1}{3f}$ , а число замеров мгновенных значений  $U_i$  в этом случае должно быть кратно трем. Но начальная задержка в работе фильтра прямой последовательности будет составлять  $1/3$  периода основной частоты сети.

Экспериментальная проверка рассмотренного метода выделения симметричных составляющих проводилась на цифровом вычислительном комплексе, описанном в [3]. Мгновенные значения симметричных составляющих были получены по выборке мгновенных значений двух линейных напряжений, которые предварительно были записаны в аналоговой форме на магнитную ленту. Частота исследуемых сигналов составляла 50 Гц. Период выборки  $\Delta t = 4,55$  мсек. На рис. 3 представлена диаграмма векторов линейных напряжений ис-

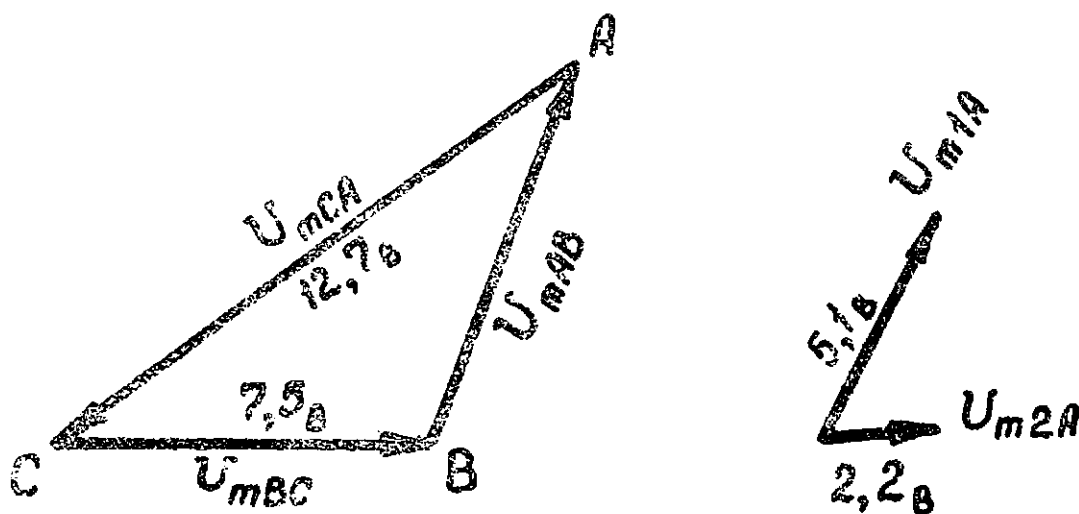


Рис. 3. Диаграмма исходных линейных напряжений и напряжений симметричных составляющих

следуемой трехфазной системы и симметричных составляющих фазы А прямой и обратной последовательностей в произвольный момент времени. Коэффициенты, рассчитанные при использовании второго замера в момент  $t_{i+1}$ , равны

$$K_{11}=0,624 ; K_{12}=-0,873 ; K_{21}=0,375 ; K_{22}=0,873.$$

Результаты сравнения экспериментальных (полученных рассмотренным методом) и расчетных (вычисленных по известным амплитудным значениям линейных напряжений и известному углу  $\omega t_i$ ) мгновенных значений симметричных составляющих напряжения фазы А представлены в табл. 2. Погрешность в определении мгновенных значений напряжений симметричных составляющих определялась по формуле

$$\delta u_n = \frac{u_{n \text{ расч.}}(t_i) - u_{n \text{ эксп.}}(t_i)}{U_{n \text{ макс.}}} \cdot 100\% , \quad (23)$$

где  $n=1,2$  - номер последовательности выделяемой симметричной составляющей;  $u_{n \text{ расч.}}(t_i)$  и  $u_{n \text{ эксп.}}(t_i)$  - мгновенные значения напряжений  $n$ -ой последовательности, полученные соответственно расчетным и экспериментальным путем;  $U_{n \text{ макс.}}$  - амплитудное значение напряжения  $n$ -ой последовательности.

Анализ полученных результатов с помощью векторных диаграмм показал, что погрешности в определении мгновенных значений напряжений симметричных составляющих определялись главным образом погрешностью используемого аналого-цифрового преобразователя. Так, например, абсолютная погрешность последнего в третьем замере члена составила 0,1 В ( $u_{\text{вс}}(t_{i+1})=5,3\text{В}$  вместо 5,4 В), что и определило большую относительную погрешность результирующего значения для составляющей обратной последовательности. В целом получены приемлемые результаты фильтрации.

Существуют и другие методы получения симметричных составляющих. Например, в одном из алгоритмов, применяемом в аналоговых фильтрах тока, выделение мгновенного значения симметричной составляющей производится по выражениям:

$$u_{1A}(t_i) = \frac{1}{2} \cdot \left[ u_A(t_i) - u_0(t_i) + \frac{u_{\text{вс}}(t_{i+1}) - u_{\text{вс}}(t_{i-1})}{\sqrt{3} \omega \Delta t} \right] ; \quad (24)$$

Таблица 2

Расчетные и экспериментальные мгновенные значения  
симметричных составляющих напряжения фазы А

№	$U_{сА}(t_i)$	$U_{вс}(t_i)$	$U_{вс}(t_{i+1})$	Расчет- ное	Экспе- римен- тальное	$\delta U_1$ %	Расчет- ное	Экспери- менталь- ное	$\delta U_2$ %
	В	В	В	$U_{1А}(t_i)$	$U_{1А}(t_i)$		В	$U_{2А}(t_i)$	
1	- 9,4	1,6	7,3	5,0	4,92	1,56	0,8	0,81	-0,45
2	-12,4	4,9	6,3	4,94	4,94	0	1,68	1,68	0
3	- 0,1	4,5	-5,3	-2,41	-2,44	0,59	1,07	1,02	2,27
4	- 3,2	5,8	-3,9	-1,27	-1,27	0	1,46	1,48	-0,9
5	10,7	-2,8	-7,1	-5,1	-5,05	-0,98	-1,13	-1,15	0,9
6	-12,8	6,1	5,1	4,43	4,47	-0,78	1,98	2,01	-1,36
7	9,9	-2,1	-7,2	-5,08	-4,95	-2,55	0,88	0,88	0
8	- 1,9	5,1	-4,5	-1,76	-1,74	-0,39	1,31	1,3	0,45

$$u_{2A}(t_i) = \frac{1}{2} \left[ u_A(t_i) - u_0(t_i) - \frac{u_{BC}(t_{i+1}) - u_{BC}(t_{i-1})}{\sqrt{3} \omega \Delta t} \right] \quad (25)$$

При замене в (24) и (25)  $u_0(t_i)$  через (1) будут получены выражения, подобные (12) и (17). Однако в формулах (24) и (25) используются три замера, либо необходимы дополнительные арифметические операции для приведения измеренных значений к середине периода замера, тогда как в (12) и (17) достаточно двух замеров. Анализ расчетной погрешности показывает, что формулы (12) и (17) дают несколько более точное значение из-за компенсации погрешностей определения мгновенных значений при вычислении (примерно 1/3 абсолютной погрешности определения значений). Кроме того, для (12) и (17) не требуется дополнительного определения значений  $u_0(t_i)$ . С точки зрения количества арифметических операций при наличии линейных мгновенных значений в цифровой форме выгоднее использовать (12) и (17). При использовании фазных мгновенных значений и с учетом того, что количество операций по расчету  $u_0(t_i)$  распределяется на несколько алгоритмов, некоторое преимущество дают выражения (24) и (25).

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведен цифровой метод выделения симметричных составляющих трехфазной системы. Показан частный случай реализации цифрового фильтра по приведенному методу.

Даны результаты экспериментальной проверки работы фильтра на цифровом вычислительном комплексе. Погрешность определения симметричных составляющих по рассмотренному методу обуславливается стабильностью периода замера и погрешностью аналого-цифрового преобразования. По результатам экспериментальной проверки она не превышала 3% от амплитудного значения определяемой величины.

По сравнению с методом, основанным на алгоритме аналогового фильтра тока, рассмотренный метод не требует определения составляющих нулевой последовательности и третьего замера либо приведения значений к середине промежутка  $\Delta t$ . При выборе метода определения значений симметричных составляющих необходимо учитывать как наличие линейных или фазных значений в цифровой форме, так и общий комплекс программ, обрабатываемых на ЦВМ с целью уменьшения времени фильтрации и увеличения точности результата.

## Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Успенский М.И. Некоторые вопросы построения защит от коротких замыканий с использованием ЦВМ. – Краткие тезисы докл. к Всесоюзному науч. – техн. совещанию "Пути научно-технического прогресса в энергетике". Л., 1973, с. 186-188.

2. Нейман Л.Р., Калантаров П.Л. Теоретические основы электротехники, ч. П. М. – Л., ГЭИ, 1954. 416 с.

3. Успенский М.И. Аналого-цифровой вычислительный комплекс на базе ЦВМ "МИР-1" для экспериментальной отработки алгоритмов защиты от коротких замыканий. – "Труды Коми филиала АН СССР," 1975, № 29, с. 68-73.

## ВОПРОСЫ ПОМЕХОЗАЩИЩЕННОСТИ И ПОМЕХОУСТОЙЧИВОСТИ ЦВМ НА ПОДСТАНЦИЯХ

Г.П.Шумилова

Применение ЦВМ для выполнения функций релейной защиты требует особого изучения вопросов помехоустойчивости и помехозащищенности управляющих цифровых вычислительных комплексов, установленных на электрической подстанции, так как в этих условиях возможен высокий уровень электромагнитных помех. Систему защиты нельзя признать нормально функционирующей, если все ее элементы исправны, но она в силу своей малой помехоустойчивости неверно перерабатывает информацию. Надежность системы нельзя рассматривать в отрыве от ее помехоустойчивости.

Наибольшие успехи в теории и практике борьбы с помехами достигнуты в технике передачи информации. Это естественно, так как соответствующий опыт здесь начал накапливаться раньше по сравнению с техникой обработки информации. Потребности техники связи породили теорию потенциальной помехоустойчивости, теорию информации, помехоустойчивое кодирование и т.п. Однако накопленный здесь опыт ограниченно пригоден для устройств хранения или обработки информации, в частности для ЦВМ. Например, информационная избыточность мало эффективна, когда воздействию помехи одновременно подвергается большая часть, а то и вся информация, содержащаяся в устройстве. Только некоторые понятия и критерии оценки, принятые в теории передачи информации, могут быть использованы при анализе работы ЦВМ.

Определение помехи и помехоустойчивости. Помехой для цифрового устройства является нежелательное электрическое и (или) магнитное воздействие, которое может привести к искажению хранимых, преобразуемых, передаваемых или обрабатываемых данных [1]. Таким образом в качестве помехи рассматриваются лишь те сигналы, которые в состоянии вызвать в устройстве непредусмотренные изменения. Для этого посторонний сигнал должен удовлетворять двум условиям: иметь достаточный уровень по амплитуде и превышать по продолжительности некоторое минимальное время. Последнее определяется быстродействием, а критерием быстродействия является максимальная частота смены сигналов, на кото-



рую устройство еще в состоянии отреагировать [2].

Помехи могут быть внешними и внутренними, а источники их самыми различными. Внутренние, или схемные, помехи возникают внутри самой электронной аппаратуры вследствие неидеальности характеристик применяемых электронных приборов, а также того, что в схемах наряду с маломощными и высокочувствительными элементами имеются элементы большой мощности. Внешние помехи возникают при коммутациях различных электромагнитных контактов, реле, соленоидов включения, отключения и т.п. Эти помехи могут быть очень сильными, и подавление их представляет сложную задачу. Все внешние помехи, независимо от их происхождения, разделяются по форме на импульсные, флуктуационные и помехи в виде синусоидальных колебаний [3]. Реальные помехи в ряде случаев трудно отнести к какому-либо определенному виду, так как они являются суммой импульсных и флуктуационных помех или относятся к промежуточной области. По характеру взаимодействия с сигналом помехи классифицируют на аддитивные и мультипликативные.

Под помехоустойчивостью элемента (узла) цифрового устройства понимается способность его функционировать с заданными значениями показателей бессбойности, несмотря на наличие помех с заданными значениями параметров на входах элемента (узла).

Помехозащищенностью определяется способность вычислительного устройства функционировать с заданными значениями показателей бессбойности и (или) безотказности, несмотря на наличие внешних помех с заданными значениями параметров [1].

Причины возникновения помех на подстанциях. Одной из необходимых предпосылок для определения помехоустойчивости и помехозащищенности ЦВМ является наличие априорной информации о возможных реализациях помех, дающей классификацию помех по следующим качественным признакам: 1) методы наведения; 2) пути распространения; 3) характер проявления; 4) вид помехи; 5) источник возникновения помехи; 6) природа происхождения.

В [4] приведена классификация помех. На основании этой классификации можно определить причины возникновения помех для ЦВМ на подстанциях. Причины могут быть следующими: колебания напряжения от коммутационных и переходных процессов; неплотные контакты силовой аппаратуры; электрические газовые разряды на участках изоляции; коронирование на установках высокого напряжения; помехи в воздушных включениях, находящихся в высоковольтной изоляции трансформаторов; наводки на линии электропередачи

от атмосферных разрядов и мощных радиопередающих устройств и др. В [5] говорится, что более частыми, а поэтому и опасными в отношении появления кратковременных помех со значительной амплитудой оказываются операции, выполняемые коммутационными аппаратами – выключателями и разъединителями.

Некоторые виды помех, действующих на ЦВМ. Вследствие перечисленных и других причин на ЦВМ действуют следующие виды помех.

1. Импульсные помехи. Этот вид помех представляет собой одиночный импульс или последовательность импульсов произвольной формы, длительность которых достаточна для изменения состояния запоминающих или формирующих элементов [1]. В общем случае помехи имеют произвольную форму, а амплитуда, длительность и момент появления их носят случайный характер.

2. Помехи из сети питания. Этот вид помех представляет собой отклонение в течение некоторого интервала времени значений напряжения в сети питания от предписанных для данной сети значений, превышающее регламентированное допустимое значение [1].

3. Наводка. Представляет собой помеху, возникающую вследствие непредусмотренной схемой и конструкцией вычислительного устройства передачи по паразитным связям напряжения, тока, заряда или магнитного потока из источника помехи в рассматриваемую часть вычислительного устройства [1]. В зависимости от физической природы элементов электрических цепей различают паразитную связь через общее полное сопротивление, емкостную паразитную связь, паразитную связь через взаимную индуктивность и др. На рис. 1 показана емкостная паразитная связь между проводником  $L$  и входной цепью  $E$ , причем проводник  $L$  может принадлежать как к рассматриваемому, так и к постороннему устройству. Изменение напряжения на  $L$  передается через возникший емкостной делитель по его плечам  $C_{EO}$  (емкость на землю) и  $C_K$  (емкость связи) на вход  $E$ , где вызывает изменение сигнала.

Паразитная связь через взаимную индуктивность изображена на рис. 2, который показывает связь аналого-цифрового преобразователя с измерительным трансформатором (ИТ) в схеме цифровой защиты. На вход АЦП поступают сигналы с измерительного трансформатора с входящим в него сопротивлением  $r$ , один из полюсов которого привязан к нулевому потенциалу. Вследствие этого в схеме образуется петля, с которой может сцепиться магнитное поле тока  $I$ , проходящего по одному из близких проводников  $L$ . Изменение тока  $I$  приводит к изменению магнитного потока  $\Delta\Phi$ ,

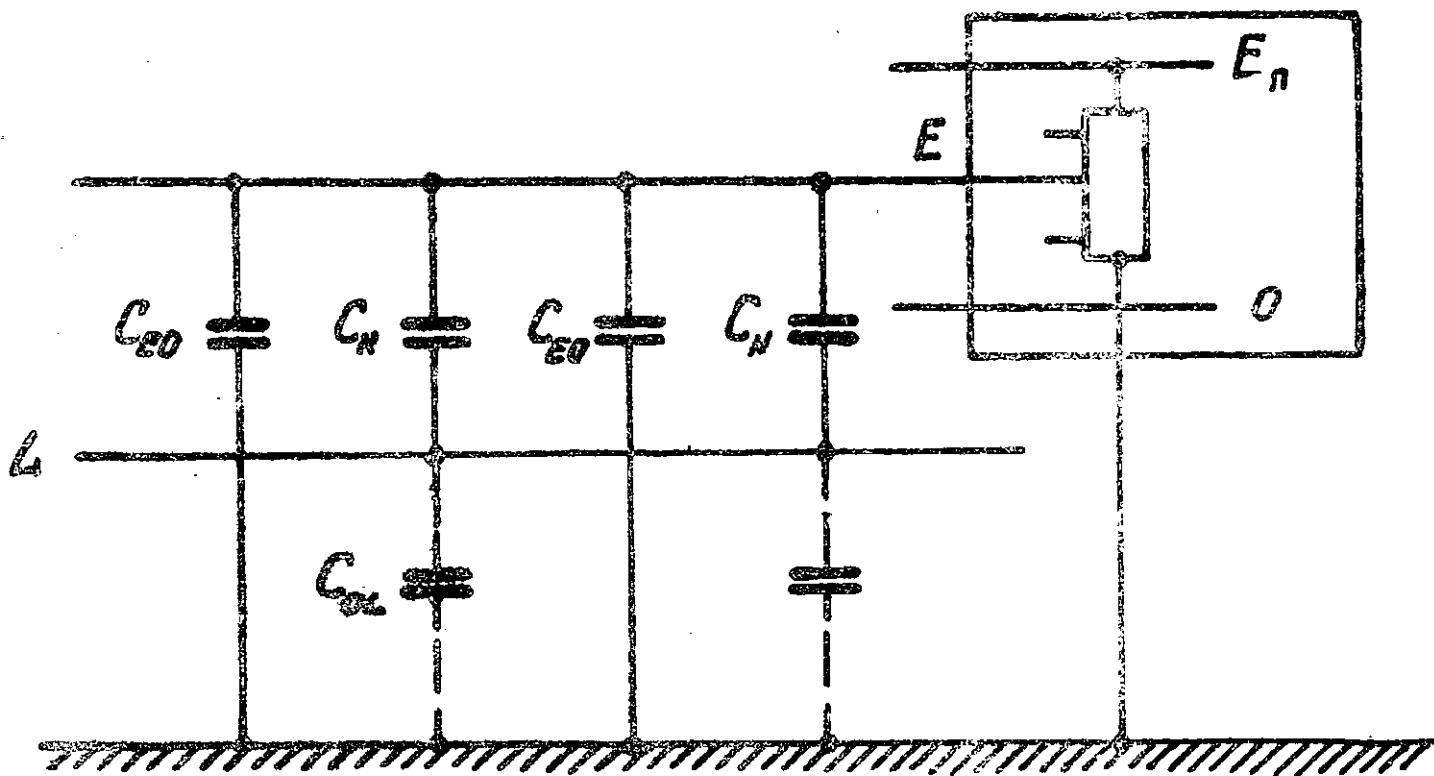


Рис. 1. Схема соединения аналого-цифрового преобразователя с измерительным трансформатором

наводящего в петле напряжение  $\Delta U$ . Это напряжение может исказить сигнал от измерительного трансформатора на входе АЦП.

На практике обычно встречаются все три вида помех, преобладание одного из которых зависит от структуры схемы и ее параметров [2].

4. Помеха от разряда электростатического заряда. Возникает вследствие разряда электростатического заряда, накопленного диэлектрическими частями конструкции и носителями информации или обслуживающим персоналом на проводящие части вычислительного устройства [1].

5. Помеха от электромагнитного поля излучения. Возникает вследствие электромагнитного излучения радиопередатчика на присвоенной ему частоте или другого источника электромагнитного излучения, от которого вычислительное устройство расположено на таком удалении, что влиянием паразитных емкостной и индуктивной связей между источником помех и вычислительным устройством можно пренебречь [1].

Оценка помехоустойчивости логических элементов в определении помехоустойчивости логических элементов отсутству-

ет единая методология [4]. Это порождает многообразие определе - ний, порою противоречащих друг другу. Рассмотрим наиболее общий вероятностный подход к определению помехоустойчивости потенци - альных логических элементов (ПЛЭ), описанный в [4]. Выбор ПЛЭ обусловлен тем, что они нашли широкое применение в цифровой технике, а также тем, что на этих элементах построена ЦВМ "МИР-1", используемая в модели управляющего цифрового вычис - лительного комплекса, установленного на подстанции "Восточная" в Сыктывкаре для испытаний [6,7].

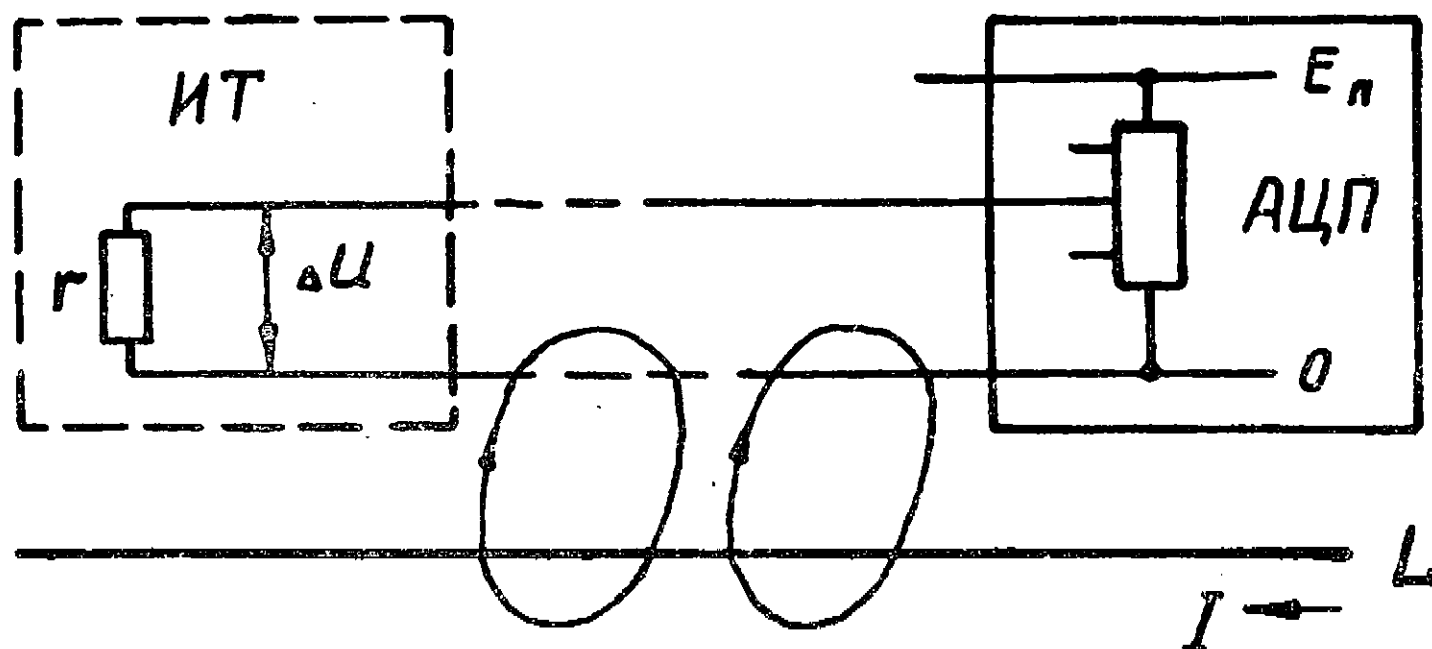


Рис. 2. Емкостная паразитная связь между проводником L и входной цепью E

В зависимости от того, рассматривается или нет взаимодейст - вие ПЛЭ с помехой во времени, помехоустойчивость подразделяет - ся на динамическую и статическую. Статическая помехоустойчивость при детерминированном, большой длительности сигнале помехи он - определяется по передаточным характеристикам на рис. 3. В этом случае напряжение (потенциал) помехи  $V_n$  не должно превышать запаса помехоустойчивости  $U_n$ . Или в общем случае в вероятност - ных терминах это запишется как

$$a_{ст.п.} = p_1(V_n < U_n), \quad (1)$$

где  $V_n$  - амплитуда помехи - (случайная величина) ;  
 $U_n$  - запас помехоустойчивости (неслучайная величина) ;  
 $p_i$  - индекс вероятности.

Так как в выражение (1) не входит параметр "время" и все используемые напряжения потенциальные, то помехоустойчивость, определяемая по (1), называется статической потенциальной помехоустойчивостью ПЛЭ.

При действии единичной импульсной помехи помехоустойчивость определяется уже двумя координатами: амплитудой помехи  $V_n$  и длительностью пришедшего импульса  $t_u$ . Следовательно, помехоустойчивость к единичной импульсной помехе определяется функцией двух случайных величин:

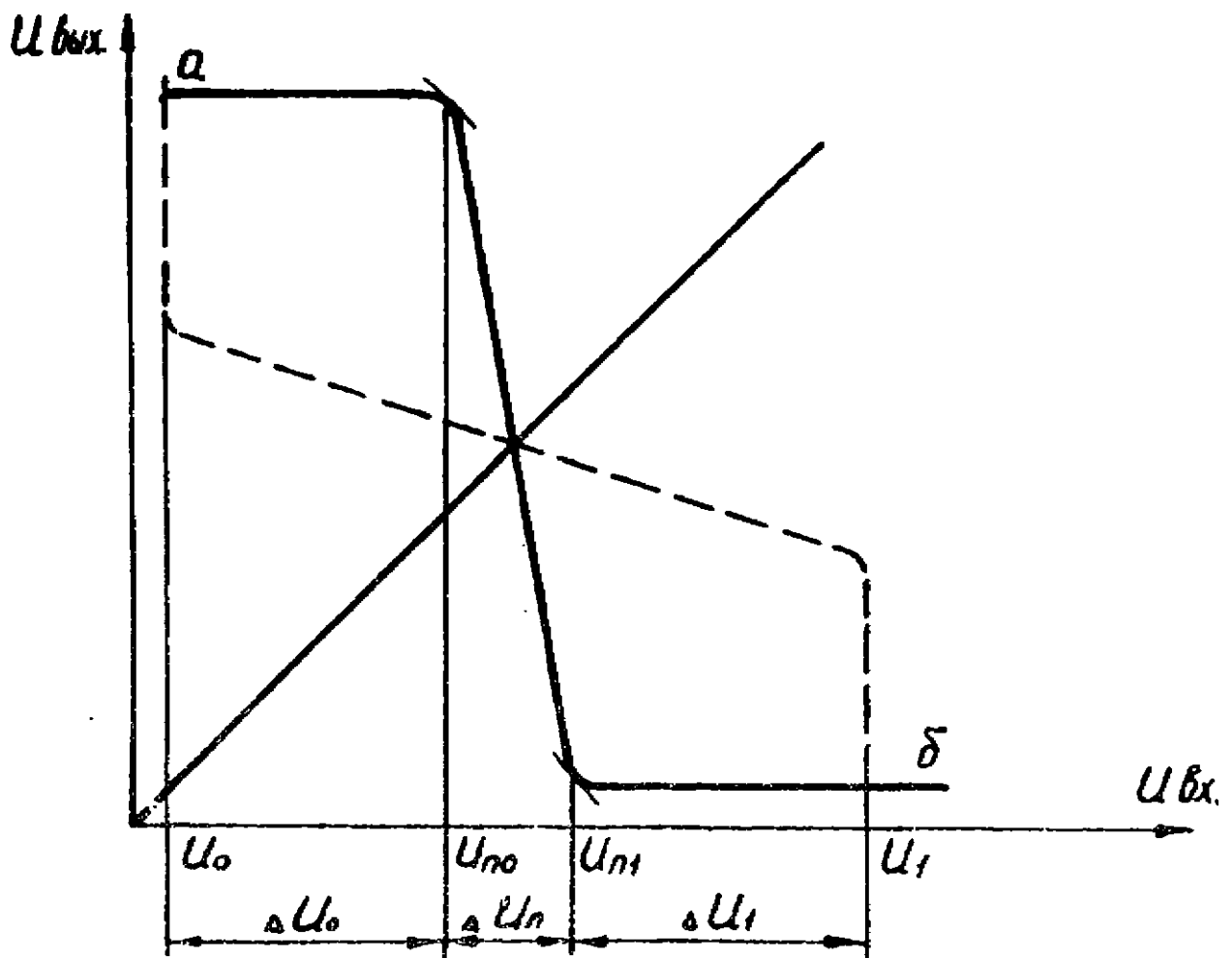


Рис. 3. Определение запаса помехоустойчивости по передаточной характеристике

$$\delta_{ст.у.} = p_2(V_n < U_n; t_u < t_{ном.}), \quad (2)$$

где  $t_{ном.}$  - минимальная длительность потенциала помехи, т.е. длительность, соизмеримая или превышающая длительность переходного процесса ПЛЭ.

Выражение (2) характеризует статическую помехоустойчивость к единичной импульсной помехе, называемую статической импульсной помехоустойчивостью первого рода.

В реальных условиях эксплуатации возможна помеха, состоящая из группы в  $m$  ( $m \geq 2$ ) импульсов. Уровень помехоустойчивости при этом понижается. Такой вид помехоустойчивости называют статической импульсной помехоустойчивостью второго рода. Помехоустойчивость второго рода определяется уже функцией трех случайных величин:

$$\delta_{ст.у.} = p_3(V_n < U_n; t_u < t_{ном.}; m^* < m). \quad (3)$$

Сравнивая выражения (1), (2), (3) можно видеть, что статическая потенциальная помехоустойчивость является частным случаем статической импульсной помехоустойчивости первого рода, а последняя является соответственно частным случаем статической импульсной помехоустойчивости второго рода.

Динамическая помехоустойчивость характеризует поведение ПЛЭ во времени. Модель динамической помехоустойчивости описывается многомерной функцией

$$\delta_{дин.} = p_4[V_n(t; t_u; m) < U_n(t; t_u; m)], \quad (4)$$

где  $t$  - текущий параметр "время".

В общем случае помехоустойчивость ПЛЭ с несколькими возможными входами помехи с учетом логических состояний ("0" или "1") и других параметров имеет вид:

$$P = \prod_{i=1}^n d_i p_i [V_n(t; t_u; \tau_\varphi; m) < U_n(t; t_u; \tau_\varphi; m; S; N; K)], \quad (5)$$

где  $n$  - количество входов для помех;  
 $d_i$  - статистический коэффициент веса  $i$ -го входа;  
 $p_i$  - помехоустойчивость по  $i$ -му входу;  
 $t$  - текущее время;  
 $t_u$  - длительность импульса;  
 $t_\phi$  - длительность фронта импульса;  
 $m$  - количество импульсов в групповой помехе;  
 $S$  - состояние ПЛЭ в момент прихода помехи ("0"; "1" или переходный процесс);  
 $N$  - количество внутренних положительных обратных связей;  
 $K$  - коэффициент разветвления по выходу;  
 $V_n$  - амплитуда помехи (случайная функция случайных аргументов);  
 $U_n$  - запас помехоустойчивости (неслучайная функция случайных величин).

Анализируя изложенное, следует отметить, что для создания надежной, с точки зрения помехоустойчивости, защиты необходимо изучать характер помех и их параметры в условиях подстанций, т.е. амплитуду помехи, длительность импульса помехи, длительность фронта, и если помеха групповая, то количество импульсов в групповой помехе. Для этого должны собираться данные по статистике помех в условиях подстанций.

Влияние помех на функционирование управляющего цифрового вычислительного комплекса в режиме защиты. Воздействие помехи на функционирование ЦВМ при недостаточной ее помехоустойчивости и помехозащищенности рассмотрим на примере УЦВК на базе "МИР-1" [6]. На рис. 4 изображена схема сопряжения аналого-цифрового преобразователя и ЦВМ. В АЦП - есть схема сравнения (СС), в которой происходит сравнение входного напряжения  $u_{вх.}$  с напряжением кода преобразователя  $u_{пр.}$  При уравнивании их схема сравнения разрывает цепь обратной связи, прекращая таким образом выработку тактовых импульсов ГИ, код АЦП записывается в регистры машины по ее запросу, и машина продолжает свою работу.

Для наглядности рассмотрим воздействие помехи по временной диаграмме, изображенной на рис. 5 (здесь для простоты  $u_{вх.}$  изображено постоянным). При отсутствии помехи сравнение происходит через время  $t$ . А при наличии помехи (с определенной длительностью, амплитудой и знаком) возможны два случая. В первом напряжением кода преобразователя не может сравниться с результирующим напряжением  $u_{вх.} + u_{пом.}$  во время действия помехи. Во втором случае - может сравниться. В первом случае произой-

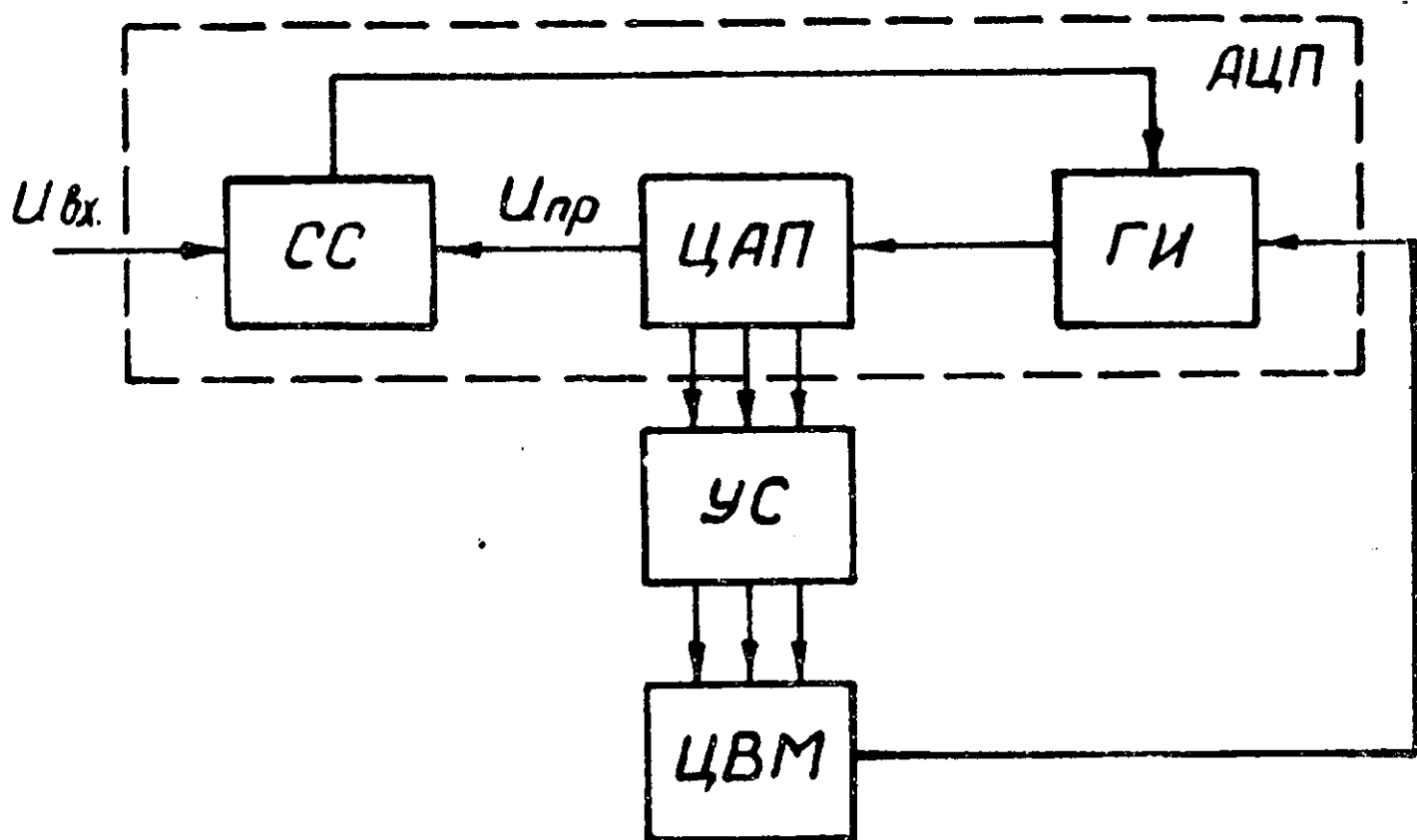


Рис. 4. Схема сопряжения АЦП и ЦВМ

дет задержка определения мгновенного значения входного сигнала на время  $t_{пом.}$ , а следовательно, и задержка в срабатывании защиты. А во втором – неправильное определение значения входного сигнала, что может привести к отказу или излишнему срабатыванию защиты.

Экспериментально проверялась возможность этого предположения. Наблюдались оба случая, т.е. при действии симитированной помехи достаточно высокого уровня возможна неправильная работа защиты. Поэтому после установки УЦВК на подстанции первой проводилась проверка его на помехозащищенность. На вход УЦВК подавалось напряжение 50 В с частотой 50 Гц. Программа включала в себя: ввод с АЦП, ряд вычислительных операций, используемых в дальнейшем в алгоритмах защиты, и подсчет количества циклов. При сбое в устройствах управления ЦВМ и АЦП машина останавливалась, а количество циклов управлением с нуля можно было вывести на печать. Во время такой проверки на подстанции производились операционные переключения, работали зарядные агрегаты, срабатывали реле при проверках релейной защиты и работе телеме-



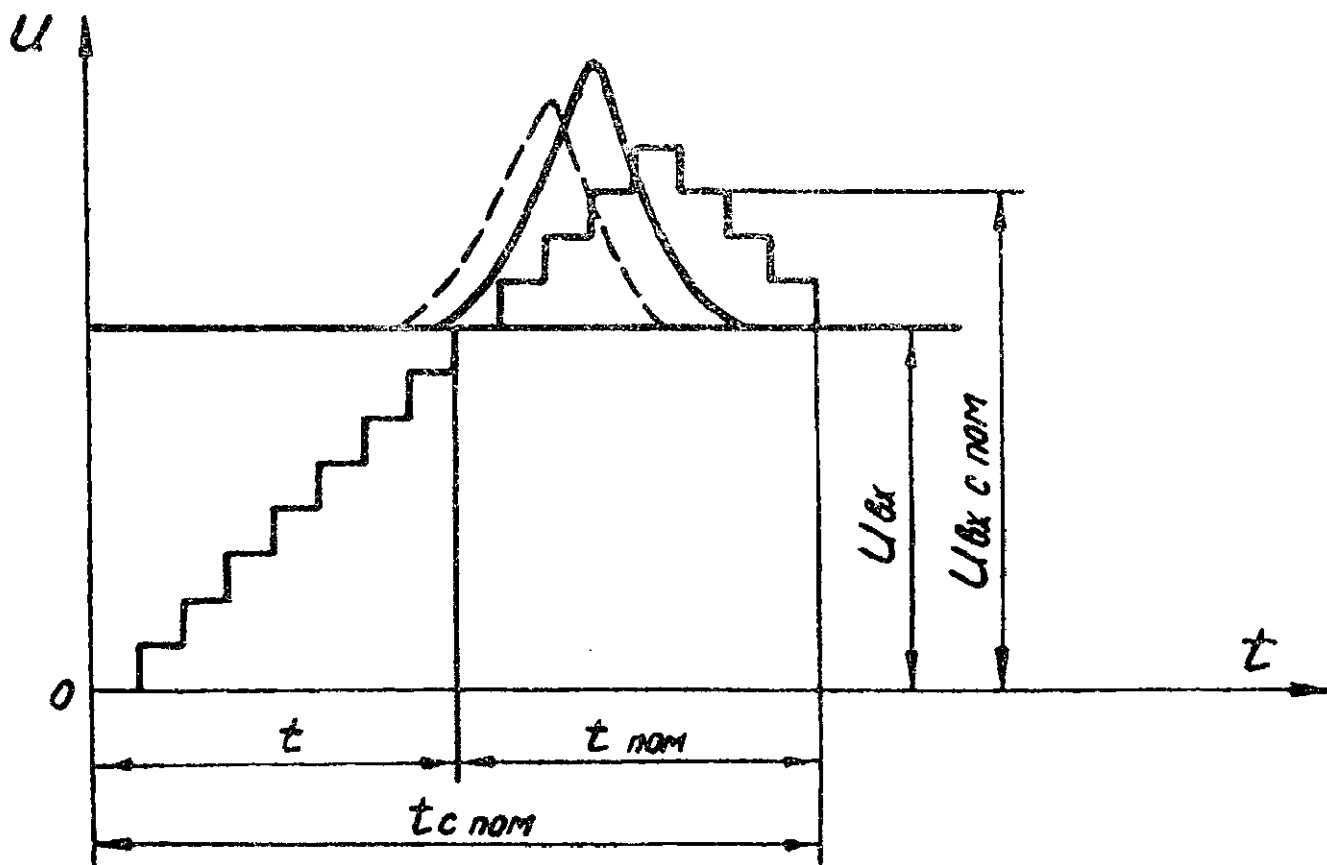


Рис. 5. Временная диаграмма работы схемы сравнения

ханики. Длительность одноразовой проверки достигала 204 часов. Суммарное время составило 587 часов. За указанный период сбоев УЦВК зафиксировано не было.

Для успешного достижения необходимых результатов по помехозащите электронные системы должны обязательно подвергаться испытаниям на помехоустойчивость при помощи имитационной аппаратуры. Проверка работы всей системы в целом, а также отдельных узлов и блоков в процессе разработки при помощи имитаторов помех не только дает возможность определить ее помехоустойчивость, но и помогает оценить качество фильтрации, экранирования, заземления и правильность выполнения монтажа.

Но в настоящее время аппаратура, имитирующая помехи, пока отечественной промышленностью серийно не выпускается. Была поставлена задача хоть в какой-то мере симитировать помехи, возможные на подстанции, и посмотреть, оказывают ли они влияние на ЦВМ "МИР-1", построенную на потенциальных логических элементах, и если оказывают, то какое.

Для имитации помех применена пульспара, собранная на двух реле типа РП-25. Помехи излучались антенной, представляющей собой изолированный провод, припаянный к нагрузке, и наблюдались на экране осциллографа. Вид излучаемых помех представлен на рис. 6. Зарегистрированная максимальная амплитуда помехи, которая непосредственно воздействует на элементы машины, равна 600 В. Исследование влияния помех проводилось при питании ЦВМ от сети и от аккумуляторной батареи подстанции через инвертор.

При питании от сети машина давала сбои при расположении излучающей антенны на расстоянии до двух метров (со снятыми экранирующими щитами). При наличии экрана ЦВМ сбивалась при приближении антенны на расстояние 0,5 метра. В этом случае особенно чувствительной к помехам оказалась микропрограмма вывода.

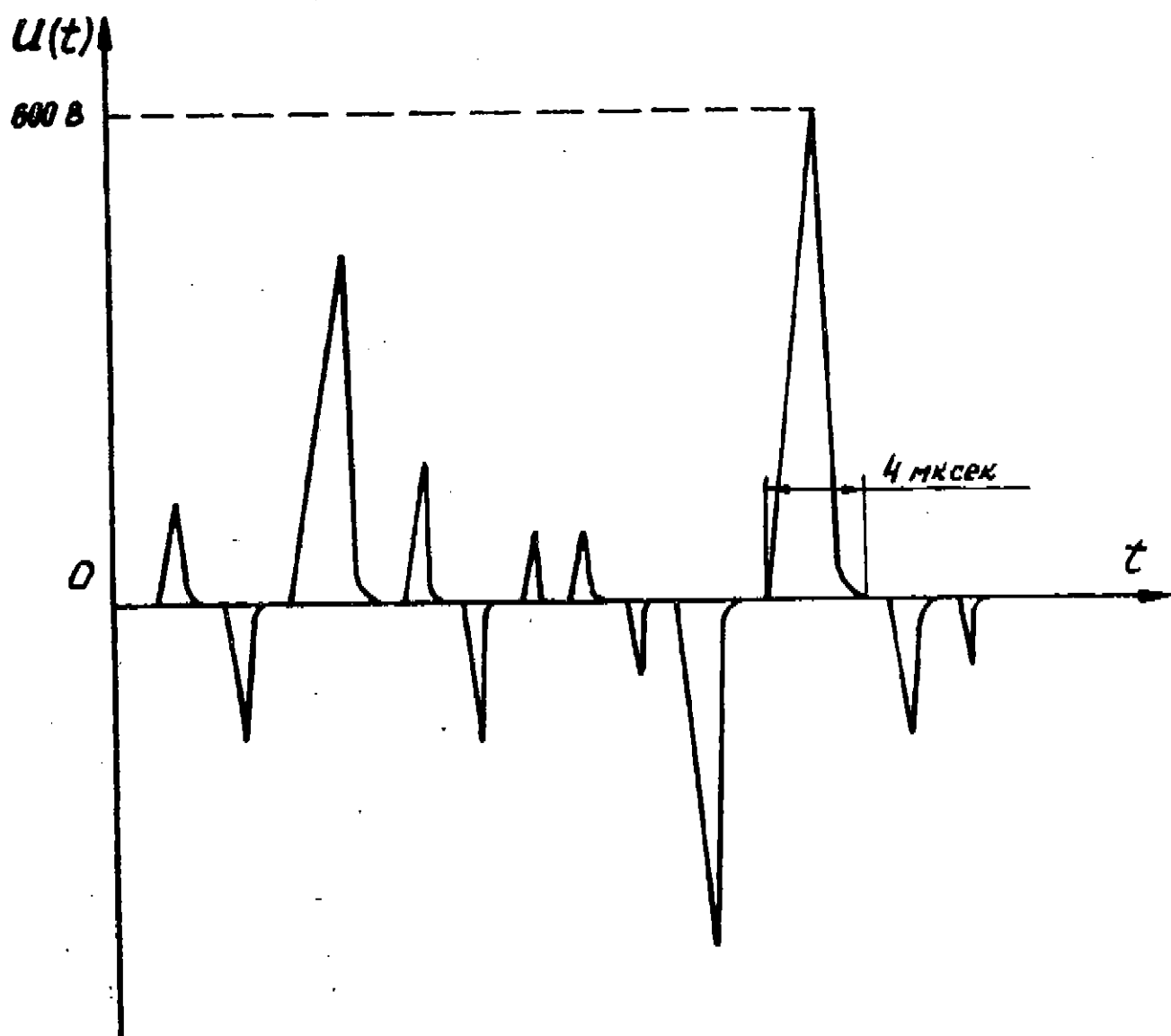


Рис. 6. Вид излучаемых антенной импульсных помех

При питании от аккумуляторной батареи, когда цепи питания машины и пульсары практически развязаны, сбои машины происходили при расположении антенны от нее на расстоянии 5–10 см. В этом случае не все блоки были чувствительны к помехам. Как и предполагалось, наименее помехоустойчивыми оказались матрица информационная и матрица операторов, так как сигналы с них имеют малую величину (от  $-1,1$  до  $-2,2$  В). Поэтому на усилителях считывания, куда поступают эти сигналы, в момент стробирования входящий сигнал помехи регистрируется как полезный сигнал. Микропрограмма вывода при питании от инвертора оказалась нечувствительной к помехам.

При проведении этого эксперимента наибольшее влияние на работу ЦВМ оказывали помехи из сети питания и наводки.

На подстанции 110 кВ "Восточная" исследовалась работа ЦВМ в режиме регистрации срабатывания защиты. Первоначально была выполнена система связи с контактами реле по однопроводной линии без экранировки с использованием заземляющего контура в качестве второго провода (рис. 7а).

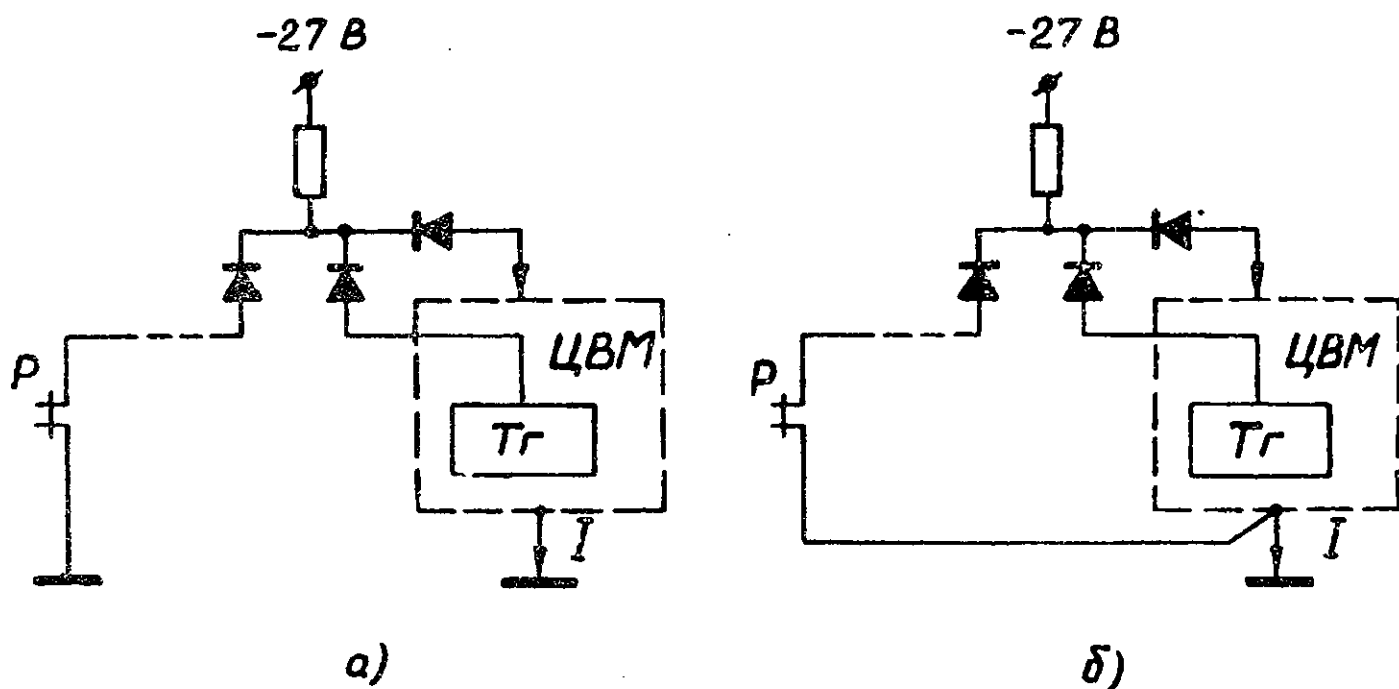


Рис. 7. Схема подключения каналов регистрации без дополнительного источника тока

Однако выяснилось, что при такой схеме связи с ЦВМ система регистрации непомерно устойчива. Дело в том, что различные точки заземления на подстанции неэквипотенциальны. По заземляющему проводу ЦВМ протекает импульсный ток большой величины, создавая на нем падение напряжения, которое регистрируется как полезный сигнал. Источником импульсного тока в заземляющем проводе ЦВМ "МИР-1" был блок питания машины.

Кроме того, при таком канале связи велики помехи от электромагнитного поля излучения при коммутациях.

Канал связи, выполненный в виде двухпроводной неэкранированной линии, без заземления со стороны реле (рис. 76), оказался более помехоустойчивым. Но и в этом случае при переключениях на подстанции происходила регистрация помехи как полезного сигнала. За сутки машина ложно регистрировала до 10 срабатываний в зависимости от количества переключений на подстанции.

Наиболее простой способ борьбы с помехой - это многократное превышение сигнала над помехой. Для этого связь ЦВМ с устройствами релейной защиты была выполнена по схеме на рис. 8. Выполненный таким образом канал связи оказался помехоустойчивым. Если в первых двух случаях ток в линии связи представлял собой импульсы длительностью около 100 мксек (длительность импульса определяется временем цикла оператора ВВТ), то в последнем по линии связи протекал постоянный ток, величина которого определялась сопротивлением  $R_1 = 300$  Ом и напряжением источника питания. В большинстве случаев можно задаться такой величиной тока, которая превышает амплитуду тока помехи.

Испытания на помехоустойчивость, проведенные с помощью пульс-пары, показали, что регистрации помех как полезных сигналов не происходит, даже если антенна расположена вплотную к проводам линии связи. При этом было выяснено, что если неэкранированные провода канала связи расположены внутри корпуса машины, то помехи, распространяющиеся по ним, могут вызывать сбой машины в целом.

Таким образом, на подстанции 110 кВ при использовании сравнительно помехоустойчивой машины "МИР-1", построенной на потенциальных логических элементах, возникла необходимость борьбы с помехами. Но для целей релейной защиты будут применяться более быстродействующие управляющие машины, построенные на интегральных схемах (ИС), помехоустойчивость которых во много раз меньше. Для примера: помехоустойчивость ПЛЭ "Урал-10" 2,1-1,3 В; помехоустойчивость ИС типа ТЛНС (транзисторные логические с непосредственными связями) 0,15-0,35 В [8]. К тому

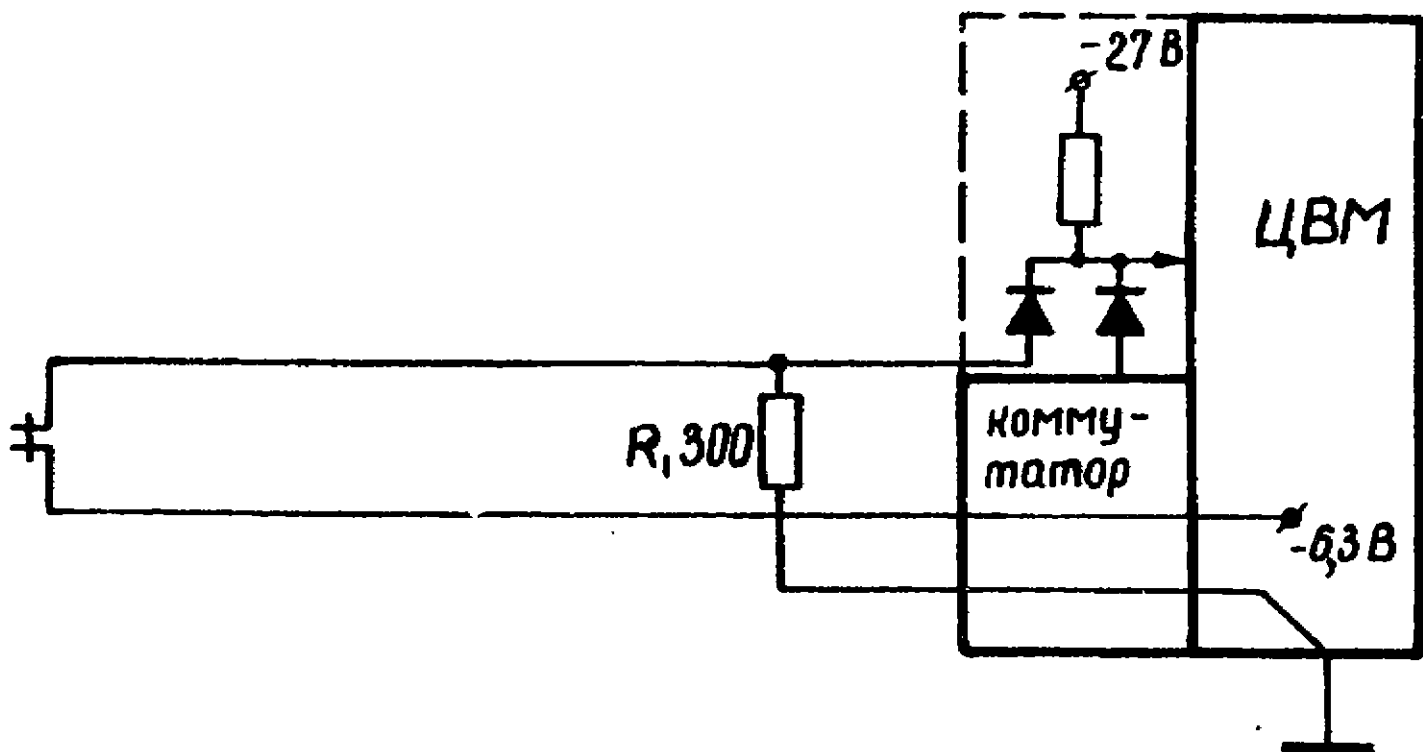


Рис. 8. Схема подключения каналов регистрации с дополнительным источником тока

же возможный уровень помех в условиях эксплуатации ЦВМ на более высоковольтных подстанциях может быть гораздо больше. Поэтому при разработке УЦВК для выполнения функций релейной защиты необходимо учитывать помехоустойчивость ее элементов.

Меры по снижению влияния помех на ЦВМ. Уменьшение влияния помех можно осуществлять двумя путями: подавлением помех в месте их возникновения и защитой от имеющихся помех. Необходимо во всех возможных случаях подавлять помеху в месте ее возникновения, например устанавливать диоды и емкости, шунтирующие экстратоки реле. Но в ряде случаев, особенно при мощных силовых аппаратах, устранить помехи таким образом практически трудно. Поэтому нужно использовать по возможности весь комплекс способов устранения помех.

Для обеспечения требуемой степени помехозащищенности устройств от импульсных помех в цепях питания необходимо корректно проектировать и выполнять внешние соединения [4]. В частности, на вводе первичного питания в машине целесообразно устанавливать помехоподавляющий фильтр. Необходимый коэффициент подавления амплитуды импульсных помех  $K_u$  с некоторым запасом

можно определить из неравенства

$$K_u \geq 20 \lg \frac{U_{un}}{U_{нз}} \quad (6)$$

где  $U_{un}$  - амплитуда импульсной помехи ;  
 $U_{нз}$  - допустимая величина амплитуды помехи на входе функциональных элементов или узлов ЦВМ.

Кроме величины  $K_u$  требуется оговаривать максимальную длительность импульсной помехи  $\tau_{un}$ , для которой еще должно выполняться неравенство (6). ЦВМ "МИР-1" подключена к сети питания через фильтр типа ФП-9, рабочее затухание которого равно 80 дБ, ток 4 А, напряжение постоянного тока 1000 В, переменного - 380 В. Опыт эксплуатации машины в течение более 1,5 года в лабораторных условиях и в течение года на подстанции показал, что единственным источником сбоев было отклонение напряжения питания от номинального на 30-40%. При подключении ее без фильтра сбои происходят даже при включении в сеть паяльника, осциллографа и т. д.

Импульсные помехи образуют и электромагнитное поле в пространстве, окружающем ЦВМ. Поэтому необходимо, чтобы корпус машины обладал заданными экранирующими свойствами. Необходимый коэффициент уменьшения напряженности поля за счет экранирующих свойств корпуса также можно определить, пользуясь неравенством (6).

Наиболее опасными для машины, выполняющей функции релейной защиты, являются аварийные отключения электропитания. Для обеспечения требуемой степени помехозащищенности устройств от длительных помех в цепях переменного тока могут использоваться два принципиально разных способа защиты: резервирование питания и свертывание информации в запоминающее устройство. Для ЦВМ, установленных на подстанции, приемлем только первый способ. Резервирование питания в зависимости от жесткости требований может выполняться на разных уровнях. Одним из способов резервирования, например, может быть увеличение конденсаторных батарей низкочастотных фильтров вторичных источников питания. Для целей защиты, где перерыв в питании недопустим, необходимо, например, к цепям переменного тока параллельно сети подключать инвертор, питающийся от аккумуляторной батареи подстанции. На модели УЦВК выполнен вариант питания ЦВМ "МИР-1" от аккумуляторной батареи через инверторный блок постоянно.

Но таким образом мы еще не полностью разрешаем проблему питания ЦВМ, так как инверторы, построенные на тиристорах, сами

являются источниками помех. Вследствие того что помехи распространяются по проводам практически без затухания, они могут привести к нарушениям и сбоям в работе ЦВМ, которые не обеспечены входными сетевыми фильтрами либо обеспечены фильтрами недостаточной эффективности. Экспериментально установлено, что причиной высокого уровня напряжений радиопомех является процесс включения тиристорного выпрямителя. В некоторых случаях применение фильтров радиопомех существенно влияет на силовые характеристики устройств питания, поэтому наиболее эффективным путем снижения уровней радиопомех является проектирование силовых схем выпрямителей с учетом параметров помехоподавляющих фильтров.

Наряду с аппаратурными методами повышения помехоустойчивости должны проводиться программные мероприятия. Проведение контроля типа "двойной счет" и контроля входной величины позволяет существенно увеличить помехоустойчивость программ защиты к внешним воздействиям.

При работе ЦВМ "МИР-1" от инвертора в режиме регистрации срабатываний защиты на подстанции "Восточная" было зарегистрировано два сбоя. Причина этих сбоев не выяснена, но возможно, что они произошли вследствие воздействия подстанционных помех.

## ВЫВОДЫ

1. Рассмотрены причины возникновения помех на подстанциях, а также некоторые виды помех, воздействующие на УЦВК. Представлены результаты экспериментальной проверки воздействия помех на УЦВК на базе с ЦВМ "МИР-1" как в целом, так и по отдельным узлам.

2. Для определения требований к помехоустойчивости УЦВК, работающих на подстанции, необходимо накапливать статистические данные по параметрам типичных помех и выполнять натурные испытания функционирования УЦВК на подстанциях.

3. Экспериментально выявлено, что одним из основных источников помех является питающая сеть, поэтому в цепях питания УЦВК должны устанавливаться фильтры. Для УЦВК с высокой степенью бесперебойности питания желательно его осуществлять от автономных источников, например аккумуляторных батарей, через инверторы, что позволяет существенно ослабить помехи по цепям питания.

4. При разработке системы с подстанционным УЦВК необходимо уделять внимание расположению входных и выходных цепей в системе и их схемам подключения как каналам проникновения по-

мех во внутренние цепи устройств УЦВК. Узлы УЦВК с маломощными сигналами, например цепи считывания с ферромагнитных ЗУ, должны быть достаточно удалены или заэкранированы от внешних цепей.

5. При исследовании и разработке систем, включающих подстанционные УЦВК, вопросы помехоустойчивости и помехозащищенности должны рассматриваться как одна из составляющих надежности функционирования комплекса в целом.

## Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Машины вычислительные. Помехи. Термины и определения. ГОСТ 19542-74.

2. Повышение помехоустойчивости и надежности устройств автоматического управления. - Экспресс-информация "Электрические станции, сети и системы", 1975, № 8, с. 15-21.

3. Макаров В.А. Теоретические основы телемеханики. Изд-во Ленинград. ун-та, 1974. 286 с.

4. Помехи в цифровой технике - 71. Тезисы докл. Всесоюзной науч.-техн. конференции "Исследование помех в цифровой технике и аппаратурные способы борьбы с ними". Вильнюс, октябрь 1972, 256 с.

5. Розов С.С. Помехоустойчивость релейных устройств в энергетических системах. - В кн.: Электрические сети и системы. Вып. 10, Львов, 1974, с. 142-149.

6. Манов Н.А., Успенский М.И., Сурнин А.И. Модель управляющего цифрового вычислительного комплекса на базе ЦВМ "МИР-1" для экспериментальной проверки алгоритмов защиты от коротких замыканий. - В наст. сб. с. 93

7. Гнатив Я.С., Елизаров Ю.Г., Манов Н.А., Пройдаков А.Ф., Сурнин А.И., Успенский М.И. Испытания модели управляющего цифрового вычислительного комплекса на подстанции 110 кВ. - В наст. сб. с. 101

8. Колесов Л.Н. Введение в инженерную микроэлектронику. М., "Сов.радио", 1974. 280 с.



## ЦИФРОВОЙ РАСЧЕТ РАССТОЯНИЯ ДО ТОЧКИ ПОВРЕЖДЕНИЯ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ЛЭП

Р.А.Декснис, А.А.Наргелас, А.С.Навицкас

Развитие электроэнергетических систем предъявляет повышенные требования к быстрейшей ликвидации аварии и минимизации времени восстановления нормального режима. Поэтому вопросы разработки быстродействующей релейной защиты и автоматики и создания способов определения места повреждения ЛЭП, позволяющих обеспечить требуемую точность и быстроту действия при минимальном числе исходных данных, остаются актуальными. При этом важно разработать средства измерения параметров аварийного режима, показания которых непосредственно пригодны для ввода в ЦВМ.

При к.з.  $n$  - проводной линии на расстоянии  $\ell$  справедливо следующее выражение :

$$[u] = \ell ([r][i] + [L] \left[ \frac{di}{dt} \right]) + [y_k]^{-1} [i_k] , \quad (1)$$

где  $[u], [i], \left[ \frac{di}{dt} \right], [i_k]$  - столбцевые матрицы  $n$ -го

порядка мгновенных значений напряжения в начале линии, токов линии, их производных и токов в месте к.з. соответственно ;

$[r], [L], [y_k]$  - квадратичные матрицы  $n$ -го порядка удельных активных сопротивлений, индуктивностей и проводимостей в месте к.з. соответственно.

При к.з.  $m$ -го провода на землю через сопротивление  $r_k$  напряжение поврежденного провода в начале линии равно :

$$u_m = \ell \sum_{j=1}^n (r_{mj} i_j + L_{mj} \frac{di_j}{dt}) + r_k i_k . \quad (2)$$

В случае к.з. между проводами  $m$  и  $p$  через сопротивление  $r_k$  напряжение между поврежденными проводами выражается так:

$$u_{mp} = l \sum_{j=1}^n (r_{mj} \cdot i_j + L_{mj} \frac{di_j}{dt} - r_{pj} \cdot i_j - L_{pj} \frac{di_j}{dt}) + r_k i_k. \quad (3)$$

Первый член выражений (2) и (3) пропорционален падению напряжения на удельном участке линии поврежденного провода.

Для определения расстояния до места повреждения (ОМП) несимметричных и параллельных ЛЭП предложено определить отношение мгновенного значения напряжения поврежденного провода  $u$  к мгновенному значению падения напряжения на удельном участке данного провода  $U$  :

$$l = \frac{u}{U}. \quad (4)$$

Это отношение мгновенных значений рассматривается для момента, когда мгновенное значение тока в месте к.з. принимает нулевое значение. Однако в начале линии, где осуществляются измерения, ток  $i_k$  в общем случае неизвестен. Поэтому при к.з. на землю в качестве характеристического тока берется ток нулевой последовательности в начале линии, а при к.з. между проводами — разность токов поврежденных проводов. Для получения падения напряжения на удельном участке линии предложены схемы моделирования удельного участка линии.

Вышеуказанный способ позволяет определить расстояние до места к.з. не только на одиночных и симметричных линиях [1], но и на многопроводных несимметричных линиях.

Предложенные принципы ОМП могут быть успешно использованы и для реализации дистанционной защиты. При этом величина  $l$  является основным критерием срабатывания устройств дистанционной защиты. Если при расчетах расстояние до места к.з. получается меньше защищаемого участка, то повреждение находится в зоне действия защиты и линия должна быть отключена. Если же величина  $l$  окажется больше защищаемого участка, то повреждение находится за пределом зоны действия защиты. При к.з. в других линиях аварийный ток имеет противоположную фазу по сравнению с током к.з., когда повреждена защищаемая линия. В этом случае мгновенное значение падения напряжения  $U$  и расстояние до точки к.з.  $l$  получаются с отрицательным знаком, что свидетельствует об отсутствии повреждения данной линии.

Точность данного способа ОМП зависит от точности моделирования параметров ЛЭП схемой удельного участка линии, а также

от сопротивления к.з.  $\Gamma_k$  и совпадения по фазе токов линии в месте к.з. Точные значения индуктивностей ЛЭП чаще всего неизвестны и зависят в основном от электрической проводимости земли  $\lambda$ . Кроме того, трудно учесть защитный трос ЛЭП, который заземлен на каждой опоре через сопротивление  $R$ . Фазы токов к.з. в линии обуславливаются режимами энергосистем, т.е. углом между э.д.с. примыкающих к линии систем  $\delta$  и сопротивлением (мощностью) питающей системы  $X$ .

Возникновение отдельных режимов энергосистем, а также значения проводимости земли, сопротивлений дуги и заземлений троса в основном являются случайными событиями. Поэтому значение общей погрешности ОМП как результата совокупного влияния указанных величин будет иметь вероятностный характер. Для всесторонней характеристики точности способа ОМП нужно знать параметры распределения случайной величины, такие как математическое ожидание, среднее квадратическое отклонение, мода и коэффициенты корреляции между исследуемыми величинами и погрешностью ОМП. Ответ на поставленный вопрос был получен путем применения метода статистического исследования с помощью ЦВМ.

Для проведения статистического исследования составлена схема замещения ЛЭП и примыкающих к ней систем в фазных координатах. Учтены активные сопротивления систем и зависимость импеданса стального троса от протекающего тока. Заданы параметры  $\lambda$ ,  $R$ ,  $\Gamma_i$ ,  $\delta$ ,  $X$  величины которых распределены по заранее известным законам. Составлена схема моделирования удельного участка линии. Значения индуктивностей данной схемы определены при наиболее вероятных значениях электрической проводимости земли. Защитный трос учтен как идеально заземленный на каждой опоре. По схеме замещения сети составляются системы уравнений, по которым можно вычислять напряжения и токи аварийных режимов линии. На основе полученных данных можно определять расстояния до точки к.з.  $l_{oi}$ . При этом,  $i$ -ое значение общей погрешности равно :

$$\Delta l_i = \frac{l - l_{oi}}{L} \cdot 100, \quad (5)$$

где  $L$  - длина линий;  $l_{oi}$  - истинное расстояние до точки к.з.;  
 $i = 1, 2 \dots, n$ .

Тогда статистические характеристики погрешности ОМП, при заданном объеме выборки  $n$  можно определить по выражениям :

среднее значение

$$\bar{\Delta l} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta l_i, \quad (6)$$

среднее квадратическое отклонение

$$\sigma_{\Delta l} = \left[ \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\Delta l_i - \bar{\Delta l})^2 \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (7)$$

коэффициент корреляции

$$r_{y\Delta l} = \frac{1}{n\sigma_y\sigma_{\Delta l}} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})(\Delta l_i - \bar{\Delta l}), \quad (8)$$

где  $y$  - один из параметров  $\lambda, R, r_i, \delta, X$ .

Наивероятнейшее значение суммарной погрешности можно определить по кривой плотности распределения случайной величины.

Показатели точности  $\bar{\Delta l}$  и  $\sigma_{\Delta l}$  как оценки неизвестных математического ожидания и среднего квадратического отклонения можно получить с помощью доверительных интервалов:

$$I_{\bar{\Delta l}} = \left( \bar{\Delta l} - t \frac{\sigma_{\Delta l}}{\sqrt{n}}; \bar{\Delta l} + t \frac{\sigma_{\Delta l}}{\sqrt{n}} \right), \quad (9)$$

$$I_{\sigma} = \left( \sigma_{\Delta l} \left[ 1 - t \sqrt{\frac{2}{n-1}} \right]^{\frac{1}{2}}; \sigma_{\Delta l} \left[ 1 + t \sqrt{\frac{2}{n-1}} \right]^{\frac{1}{2}} \right), \quad (10)$$

где  $t$  - коэффициент доверительного уровня, определяемый по  $t$  - распределению Стьюдента.

С целью получения числовых характеристик погрешности по данному способу ОМП составлена программа для ЦВМ "Минск-22". В качестве исследуемой линии выбрана линия 110 кВ длиной 50 км с проводами АС-150 и тросом ПС-50. Учтена зависимость сопротивления грозозащитного троса от протекающего тока.

На основе анализа определено, что распределения величин  $R$  и  $X$  по своему характеру соответствуют плотностям бета-распределения случайной величины, а распределение величин  $\lambda, r_k, \delta$  - плотностям нормальной случайной величины. С учетом того, что возможны механические повреждения и металлические к.з. линии, для сопротивления в месте к.з. принят ограниченный нормальный закон распределения. Значения математического ожидания и среднего квадратического отклонения вышеуказанных случайных величин приведены в табл. Некоторые результаты расчетов приведены на рис.1 и 2.

Числовые значения параметров распределения исследуемых величин

Параметры	$\lambda$ (1/0м. см)	$R$ (0м)	$r_k$ (0м)	$\delta$	$X$ (0м)
	$4 \cdot 10^{-4}$	10	0,5	$45^\circ$	32
	$4 \cdot 10^{-5}$	7	0,6	$15^\circ$	28

Анализ расчетов показал, что рассчитанные величины  $\Delta l$  и  $\epsilon_{\Delta l}$  хорошо соответствуют математическому ожиданию и среднему квадратическому отклонению. Максимальное значение погрешности ОМП по данному способу при к.з. в конце линии колеблется в пределах от +8 до -1%. Вероятность появления крайних значений невелика. Значение наименьшей погрешности не превышает 1,3%. Вероятность того, что максимальные значения погрешности будут превышать пределы +6 -0,2%, равна 0,02, а пределы +3 -0,1% - равна 0,1 (рис.1, кривые 2-2, 3-3).

Степень тесноты линейной зависимости между погрешностью и величинами  $\lambda, R, r_k, \delta, X$  не остается одинаковой по всей длине линии (рис.2). При к.з. в начале линии основной причиной погрешности является сопротивление питающей системы, в середине линии - точность моделирования параметров ЛЭП, а в конце линии - как первое, так и второе. При возрастании значений электрической проводимости земли, сопротивлений заземления траса и в месте к.з. значение общей погрешности имеет тенденцию в среднем возрастать, а при возрастании значений угла э.д.с. и сопротивления питающей системы - убывать. Поэтому точность ОМП может быть повышена путем коррекции значений индуктивностей схем моделирования удельного участка линии. Для этого параметры

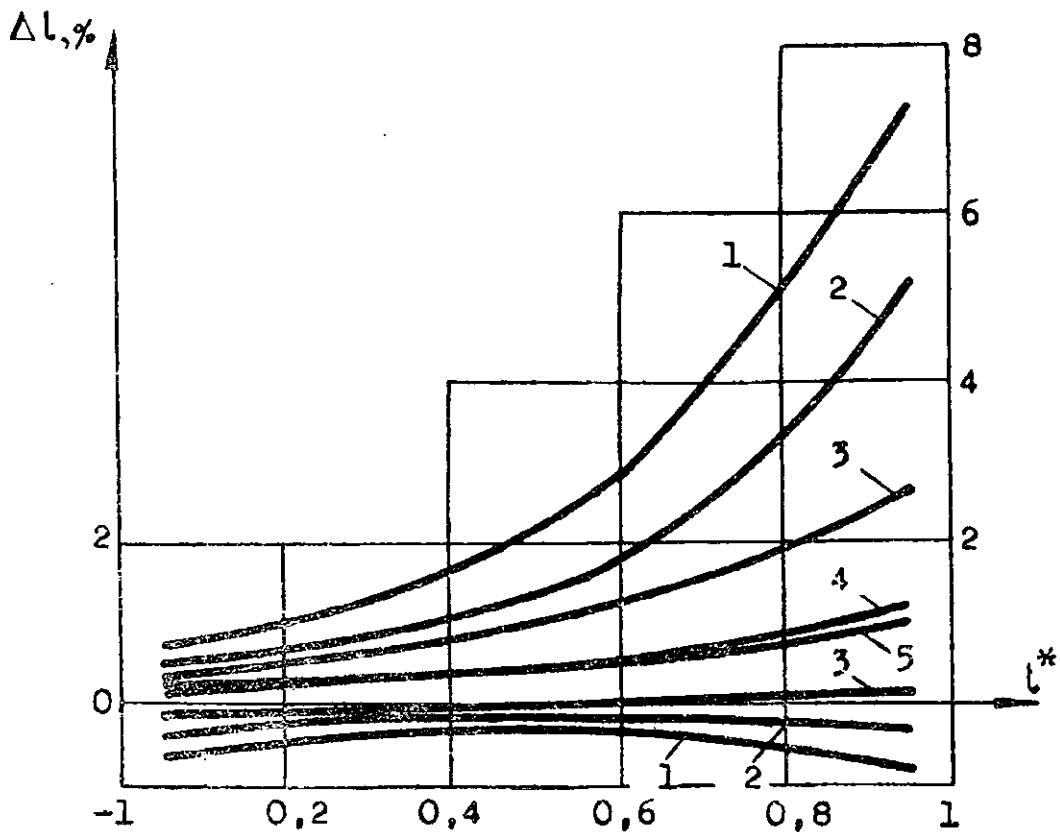


Рис. 1. Вероятностные кривые погрешности ОМП:  
 пределы 1-1 - вероятность  $\beta = 1$ ; пределы  
 2-2 -  $\beta = 0,92$ ; пределы 3-3 -  $\beta = 0,9$ ; 4 -  
 среднее арифметическое, 5 - мода

ЛЭП должны определяться при значении проводимости земли, большем значения среднего арифметического. Возможным путем снижения погрешностей может быть выбор момента измерения. При расчетах было получено, что для устранения постоянной составляющей погрешности измерения должны проводиться с запаздыванием на  $2-3^\circ$  относительно прохождения тока нулевой последовательности через нуль.

С целью проверки результатов теоретических исследований и практического применения способа ОМП по мгновенным значениям параметров аварийного режима были зарегистрированы необходимые параметры искусственных к.з. Экспериментальные результаты в основном совпали с результатами теоретических исследований.

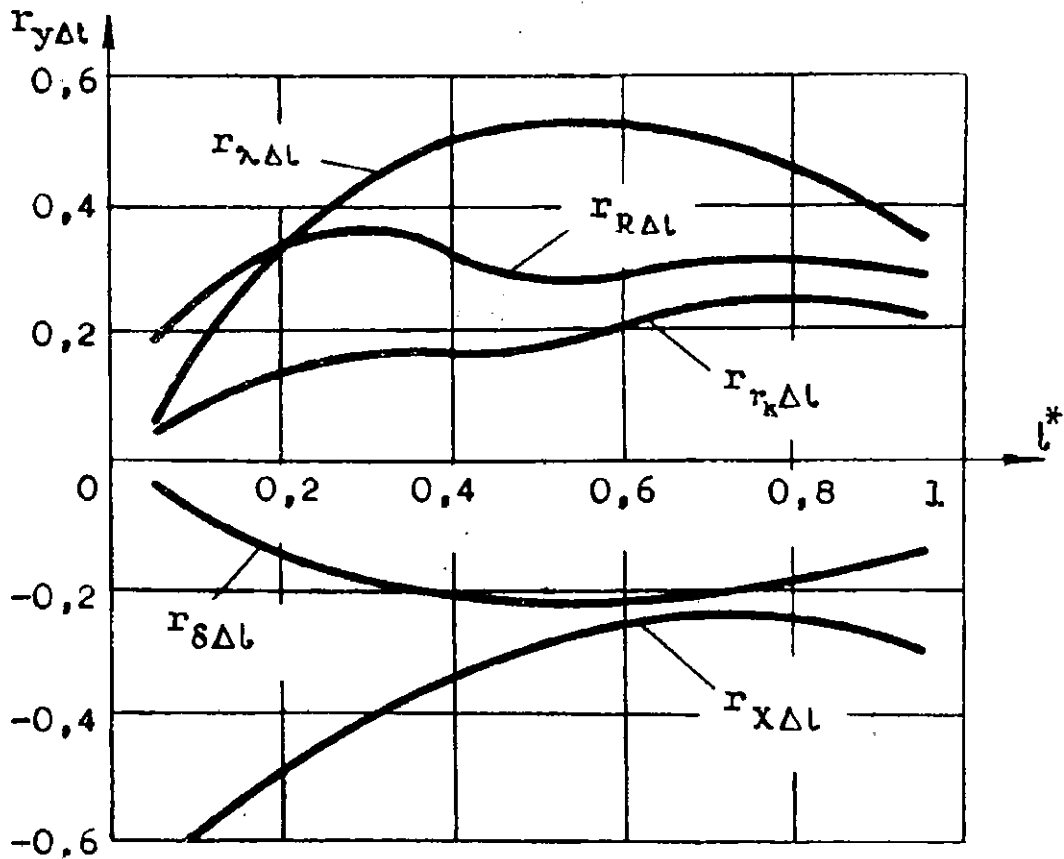


Рис. 2. Кривые коэффициентов корреляции

Осуществление данного способа ОМП и принципов дистанционной защиты ЛЭП показаны на рис. 3. Устройство содержит блок определения вида повреждения и поврежденных фаз 1, блок формирования сигнала запуска 2, схему моделирования удельного участка линии 3, блоки коммутации 4, аналого-цифровые преобразователи 5 и вычислительное устройство 6. Работает устройство следующим образом. Напряжения и токи к.з. подаются на блок 1. С последнего токи через блок 2 поступают на схему моделирования удельного участка линии 3. Блок 1 определяет вид повреждения и поврежденную фазу и подает соответствующую команду на блоки коммутации 4. Блок 2 формирует сигнал пуска, пропорциональный току к.з., и подает его на пусковые входы преобразователей 5. Последние в определенный момент преобразуют мгновенные значения напряжения  $u$  и падения напряжения  $\mathcal{U}$  и передают на блок 6. В данном блоке проводятся необходимые расчеты и вырабатывается необходимый сигнал управления выключателем линии.

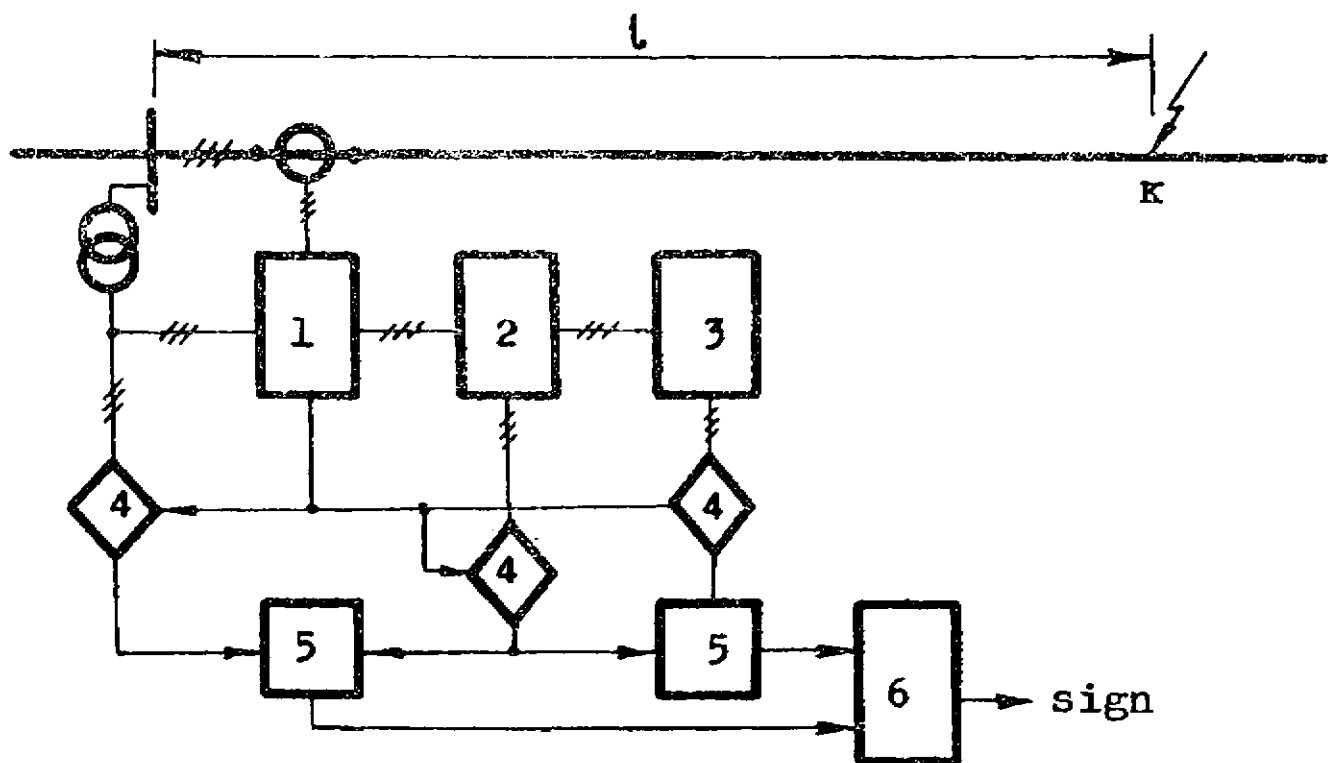


Рис. 3. Функциональная схема устройства для определения места повреждения и защиты ЛЭП

Отсутствие простых аналого-цифровых преобразователей, отличающихся точностью и быстротой действия, обусловило разработку специализированного быстродействующего фиксирующего прибора. В связи с требованиями быстрого действия целесообразно применить аналого-цифровой преобразователь с промежуточным преобразованием измеряемого параметра в интервал времени, имеющий довольно простое схемное решение и достаточную точность.

Быстродействующий фиксирующий прибор (рис. 4) содержит входное устройство 1, пуско-синхронизирующее устройство 2, быстродействующий аналого-цифровой преобразователь 3 и отсчетное устройство 4. Работает прибор следующим образом. Напряжение  $u$  через входное устройство 1, содержащее трансформатор или делители напряжения, поступает на аналого-цифровой преобразователь 3. На пуско-синхронизирующее устройство 2 поступает запуская величина  $u_0$ . Устройство 2 обеспечивает запуск преобразователя 3 в заданный момент времени, обусловленный функциями, выполняемыми прибором. Результат измерения представляется в десятичной системе исчисления на отсчетном устройстве 4.



Теоретический анализ показал, что точность предлагаемого прибора можно увеличить путем уменьшения интервала преобразования  $T$  максимального значения напряжения  $U_m$ , т.е. путем увеличения частоты  $f_0$  генератора опорной частоты, изменения чувствительности пуско-синхронизирующего устройства или амплитуды запус-

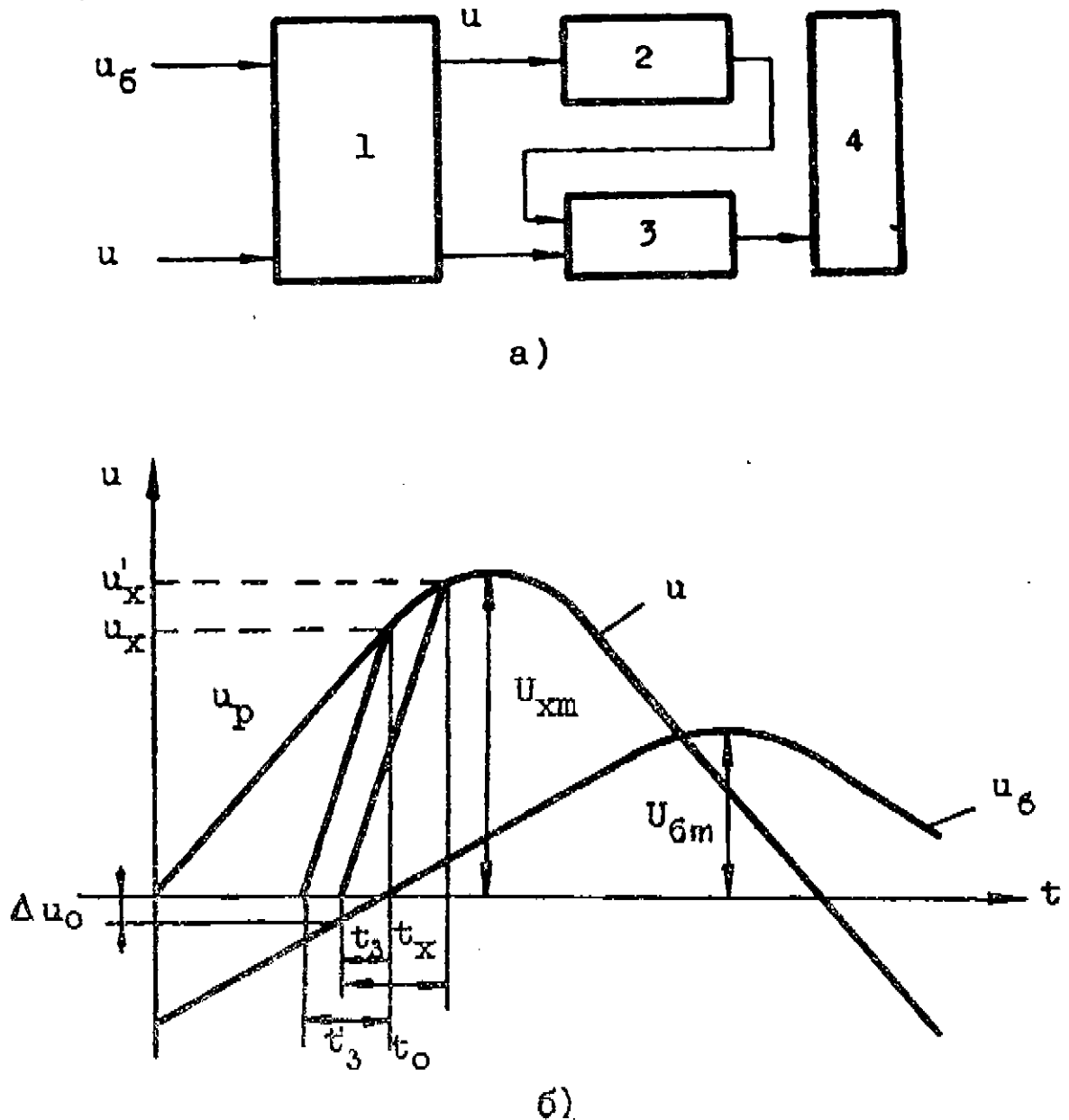


Рис.4. Быстродействующий фиксирующий прибор : а - функциональная схема, б - эпюры, поясняющие работу прибора

кающей величины  $U_{\delta m}$ . В общем случае показания прибора можно выразить следующим образом:

$$u'_x = t_x \cdot f_0, \quad (11)$$

где  $t_x$  - время сравнения мгновенных значений измеряемой величины и напряжения развертки.

Величина  $t_x$  определялась из трансцендентного уравнения:

$$U_{x_m} \cdot \sin(t_0 - t_3 - t_x) - E(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}) = 0 \quad (12)$$

где

$$\tau = -\frac{T}{\ln(1 - \frac{1}{K_u})}; \quad K_u = \frac{E}{U_m}$$

Проведенный на ЦВМ анализ точности прибора приводит к выводу, что частота генератора опорной частоты должна быть не менее 400 кГц и коэффициент  $K_u$  должен быть не менее четырех. Определено, что при  $K_u = 10$  и времени запуска  $t_3 = 0,3 T$  среднее значение общей погрешности  $\delta_x = 0,7\%$ , среднее квадратическое значение  $\epsilon_x = 0,7\%$  при  $f_0 = 400$  кГц,  $\epsilon_x = 0,5\%$  при  $f_0 = 600$  кГц и  $\epsilon_x = 0,4\%$  при  $f_0 = 1000$  кГц, а пределы изменения значения погрешностей не превышает - 1,6% и +2%.

На основе проведенного анализа создан полупроводниковый быстродействующий прибор, погрешность измерения которого порядка 2%.

## ВЫВОДЫ

1. Предложены новые способы определения расстояния до места повреждения по мгновенным значениям параметров аварийного режима. Эти способы могут быть использованы для построения быстродействующей дистанционной защиты ЛЭП.

2. Разработана методика статистического исследования погрешностей определения мест повреждения по мгновенным значениям параметров и составлены алгоритм и программа для выполнения расчетов с помощью ЦВМ "Минск-22М" ("Минск-32") на языке МАЛГОЛ. Определено, что погрешность имеет максимальные значения при к.з. в конце линии. Предельные значения общей погрешности в сетях 110 кВ не превышают +8% и -1%. Значение наименьшей погрешности не превышает +1,3%.

3. Предложены пути повышения точности определения мест повреждения по мгновенным значениям параметров аварийного режима. Теоретические выводы проверены экспериментально искусственными к.э. линии.

4. Исследованы возможности фиксации мгновенных значений напряжений и построен быстродействующий фиксирующий прибор с двухпроцентной точностью измерения. Разработаны функциональные схемы устройств для определения расстояния до места повреждения и дистанционной защиты по мгновенным значениям параметров аварийного режима.

#### Л И Т Е Р А Т У Р А

1. S o u l l a r d M., F o n t e n y M. Procédé de localisation des défauts sur une ligne de transport d'énergie électrique. Brevet D'invention No 1566425. Bulletin officiel de la Propriété industrielle, 1969, No 19.

2. Наргелас А.А., Декснис Р.А. Способ определения места повреждения на линиях электропередачи. Авт. свид. № 475571. Бюлл. изобретений, 1975, № 24.

3. Декснис Р.А., Навицкас А.С., Наргелас А.А. Фиксация мгновенных значений параметров аварийного режима. - В кн.: Электротехника. Мат-лы конф. по внедрению результатов науч. иссл. проводимых в вузах республики. Каунас. политехн. ин-т, 1973. с. 106-109.

## НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА ОСНОВЕ УПРАВЛЯЮЩИХ ЦИФРОВЫХ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ

В.В.Бабыкин

Создание системы релейной защиты (СРЗ) на основе управляющих цифровых вычислительных комплексов (УЦВК) как звена иерархической системы АСУ электроэнергетики в настоящее время становится одной из актуальных проблем развития релейной защиты.

На кафедре автоматизации и релейной защиты электроэнергетических систем МЭИ ведется работа по созданию подсистемы низшего уровня СРЗ, максимально приближенной к защищаемым объектам, а также подсистемы более высокой степени, управляющей работой подсистемы низшего уровня (ПСНУ).

Одной из важных задач, решаемых при создании ПСНУ, является разработка дистанционной защиты ВЛ 500 кВ на базе УЦВК. Трудность создания защит ВЛ 500 кВ в значительной мере определяется их работой в условиях интенсивных электромагнитных переходных процессов. Измерительные органы дистанционных защит в общем случае выполняются реагирующими либо только на составляющую промышленной частоты, либо на ряд или на все составляющие переходного процесса. В рассматриваемой ниже дистанционной защите, разработанной для ПСНУ, измерительный орган первой степени выполняется реагирующим на принужденную составляющую электромагнитного переходного процесса.

Как известно, алгоритмы измерительных органов, действие которых основано на принципе сравнения фаз или амплитуд сигналов промышленной частоты, требуют при своей реализации времени, достигающего 10 мсек. Для снижения времени действия измерительного органа, в защите наряду с анализируемыми сигналами используются сигналы, им ортогональные.

Сигнал, ортогональный исходному, образуется путем получения замеров исходного сигнала со сдвигом по времени на 5 мсек. При этом вносится дополнительная задержка в 5 мсек, но зато снижается время обработки этих сигналов в измерительном органе.

По мгновенным значениям сигналов тока  $i$  и напряжения  $u$  петли короткого замыкания и по мгновенным значениям сигналов  $i_{орт}$  и  $u_{орт}$ , им ортогональным, сопротивление петли к.з. выражается как

$$\begin{aligned} \dot{Z}_p &= \frac{u_{орт} + j u}{i_{орт} + j i} = \frac{u_{орт} \cdot i_{орт} + u \cdot i}{i_{орт}^2 + i^2} + j \frac{u \cdot i_{орт} - i \cdot u_{орт}}{i_{орт}^2 + i^2} = \\ &= R_p + j X_p . \end{aligned} \quad (1)$$

В защите расчет активной  $R_p$  и реактивной  $X_p$  составляющих сопротивления петли к.з. осуществляется по двум вычислительным схемам, в зависимости от соотношения между  $i$  и  $i_{орт}$ .

Если  $|i| > |i_{орт}|$ , то вычисления ведутся по формулам

$$R_p = \frac{u + \frac{u_{орт} \cdot i_{орт}}{i}}{i + \frac{i_{орт}^2}{i}} \quad (2)$$

и

$$X_p = \frac{-u_{орт} + \frac{u \cdot i_{орт}}{i}}{i + \frac{i_{орт}^2}{i}} . \quad (3)$$

Если же  $|i| < |i_{орт}|$ , то по формулам

$$R_p = \frac{\frac{u \cdot i}{i_{орт}} + u_{орт}}{\frac{i^2}{i_{орт}} + i_{орт}} \quad (4)$$

и

$$X_p = \frac{u - \frac{u_{орт} \cdot i}{i_{орт}}}{\frac{i^2}{i_{орт}} + i_{орт}} . \quad (5)$$

Такой порядок вычислений способствует использованию максимального числа разрядов АЦП вычислительного комплекса, а следовательно, и получению минимального значения тока точной работы.

Зона срабатывания первой ступени защиты имеет форму четырехугольника (рис.1). Углы наклона его сторон к оси абсцисс приняты: для правой стороны  $63^\circ$ , левой  $-104^\circ$ , нижней и верхней  $-14^\circ$ .

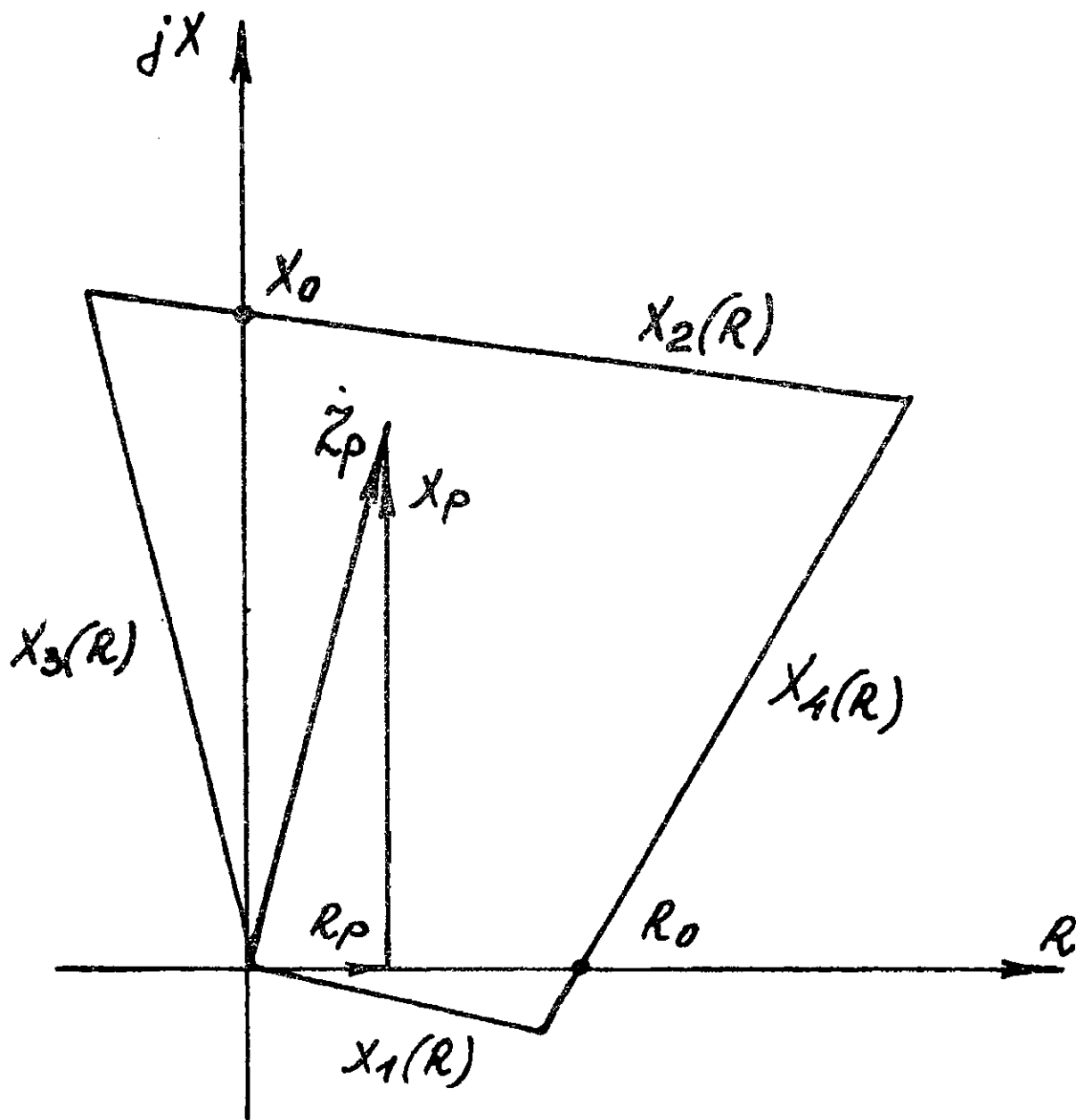


Рис.1. Характеристика срабатывания первой ступени дистанционной защиты ВЛ-500 кВ

Уравнения прямых, ограничивающих зону срабатывания защиты, в соответствии с рис. 1 имеют вид

$$\begin{cases} X_1 = -0,25R \\ X_2 = X_0 - 0,25R \\ X_3 = -4R \\ X_4 = 2(R - R_0) \end{cases} \quad (6)$$

Нахождение вектора  $\dot{Z}_p$  в зоне срабатывания фиксируется по выполнению системы неравенств

$$\begin{cases} X_p > -0,25R_p \\ X_p < X_0 - 0,25R_p \\ X_p > -4R_p \\ X_p > 2(R_p - R_0) \end{cases} \quad (7)$$

Свободные составляющие первичного переходного процесса, по частоте и амплитуде близкие к промышленной, могут приводить как к действию защиты, в том числе и указанной, вне защищаемой зоны, так и к ее замедлению. Для отстройки от свободных составляющих переходного процесса используется фильтрация. В защите фильтрация осуществляется программно, без дополнительных интерфейсных устройств.

На рис. 2 приведена весовая функция используемого цифрового нерекурсивного фильтра тринадцатого порядка [1]. При интервале сканирования  $\Delta t$  равном 1,25 мсек, его амплитудно-частотная характеристика (АЧХ) имеет вид, представленный на рис. 3. Соответственно полное время фильтрации равно 15 мсек.

Поведение первой ступени рассмотренной защиты в условиях интенсивных электромагнитных переходных процессов симметричных к.з. было исследовано с помощью математического моделирования на ЦВМ "МИР-1". Для этого была составлена программа расчета токов и напряжений, подводимых к защите, а также программа, моделирующая алгоритм защиты. Исходными данными для первой программы являлись: параметры линии, передаваемая по ней в предшествующем нагрузочном режиме мощность, место установки защиты, место к.з. и фаза напряжения в момент к.з. Исследования показали, что при установке рассмотренной защиты на ЛЭП 500 кВ длиной до 600 км, соединяющей две системы бесконечной мощности, удлинение зоны срабатывания при времени срабатывания 20 мсек не превышает 15%.

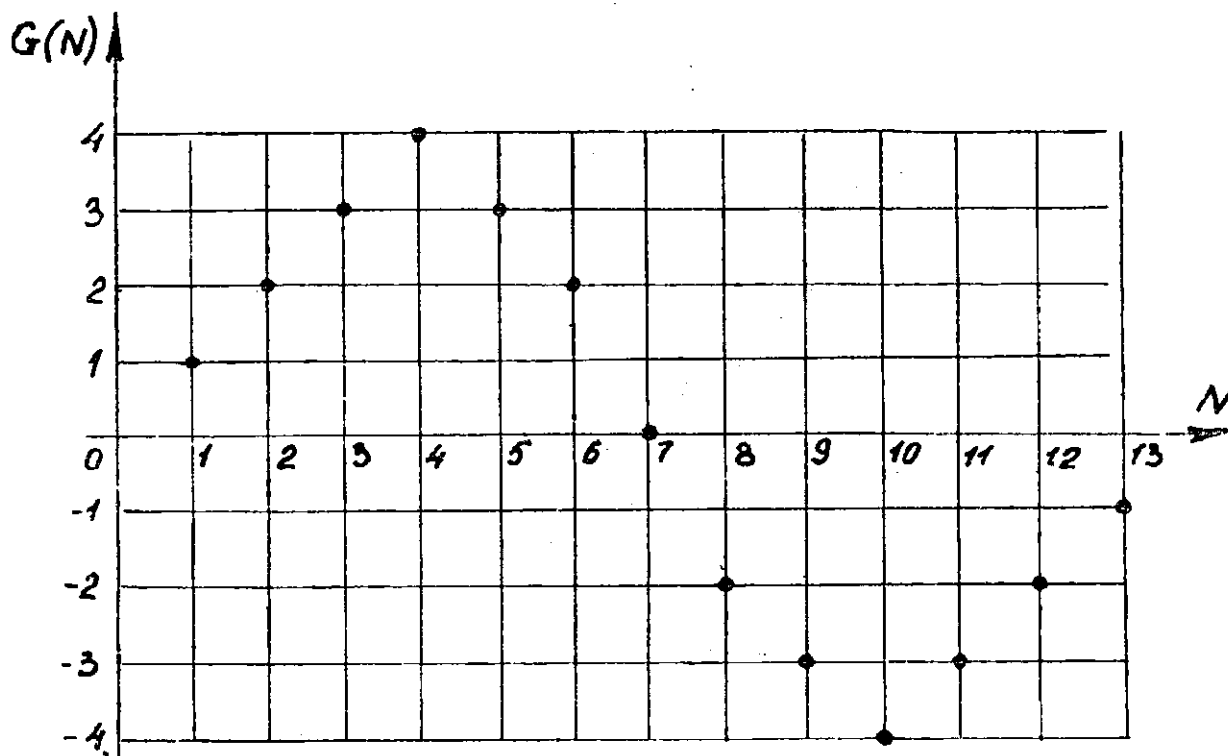


Рис. 2. Весовая функция цифрового фильтра

Рассмотренные выше алгоритмы предварительной обработки входных сигналов и измерительного органа дистанционной защиты наряду с разработанными алгоритмами дифференциальных защит трансформаторов и шин положены в основу создания подсистемы релейной защиты низшего уровня.

В разрабатываемой СРЗ алгоритм управления ПСНУ подстанции 500 кВ строится на основании того, что все защиты элементов подстанции делятся на группы, исходя из требований, предъявляемых к защитам по быстродействию. Так первые ступени защит ВЛ 500 кВ, дифференциальные защиты трансформаторов и шин образуют группу защит, реализуемых в первую очередь. Все остальные защиты реализуются во вторую очередь. Возникновение междуфазных к.з. в энергосистеме фиксируется быстродействующим аналоговым пусковым органом, реагирующим на появление на шинах 500 кВ напряжения обратной последовательности. По сигналу пускового органа анализ состояния энергосистемы передается системе релейной защиты.

По разработанному алгоритму управления ПСНУ анализ состоя-



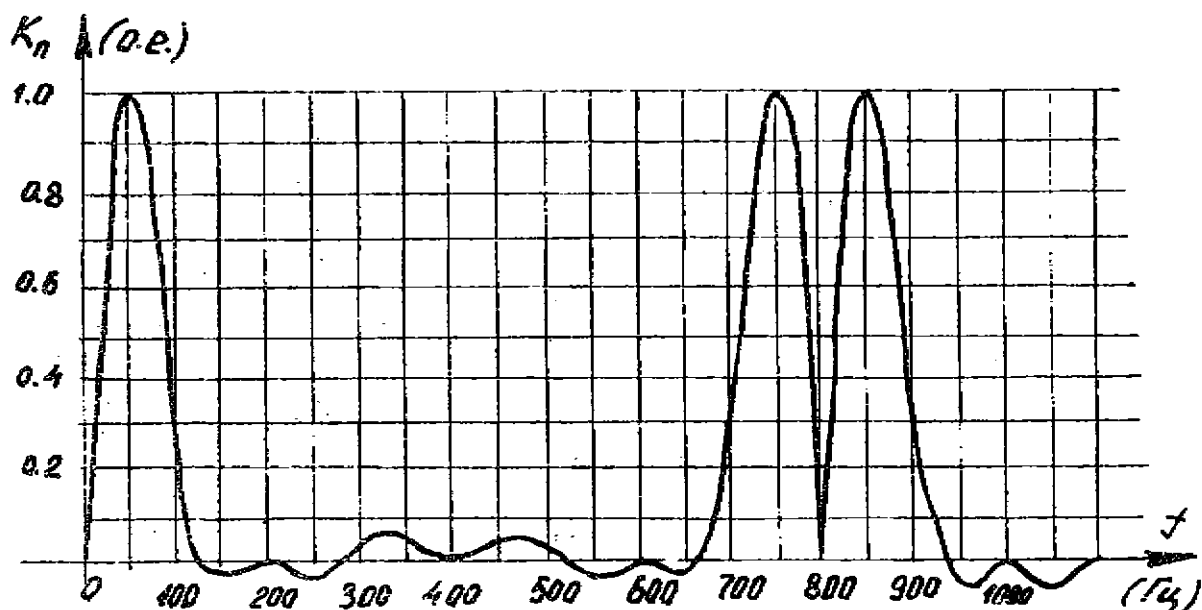


Рис. 3. АЧХ цифрового фильтра

ния системы начинается с фильтрации и ортогонализации всех сигналов, необходимых для действия защит первой очереди (линейных токов и напряжений ВЛ 500 кВ, токов в цепях циркуляции дифференциальных защит трансформаторов и т.д.), причем фильтрация носит характер групповой [2]. Как показывает анализ, только при групповом исполнении за 22 мсек может быть произведена фильтрация и ортогонализация сигналов от нескольких присоединений (например, от двух ВЛ 500 кВ и двух трансформаторов 500/220 кВ).

После получения отфильтрованных и ортогональных им сигналов, последовательно рассчитываются для каждой петли к.з. активные и реактивные составляющие вектора сопротивления. Затем также последовательно проверяется соответствие каждого вектора зоне срабатывания защиты своей ВЛ. При этом сначала проверяется, не соответствует ли вектор сопротивлению короткому замыканию "за спиной". Если соответствует, то дальнейший анализ этой петли прекращается и начинается анализ новой. Если не соответствует, то проверяется соответствие вектора короткому замыканию вне защищаемой зоны, но в направлении действия защиты. Если и в последнем случае результат отрицательный, то проверяется соответствие вектора сопротивления ограничениям по зоне слева и справа.

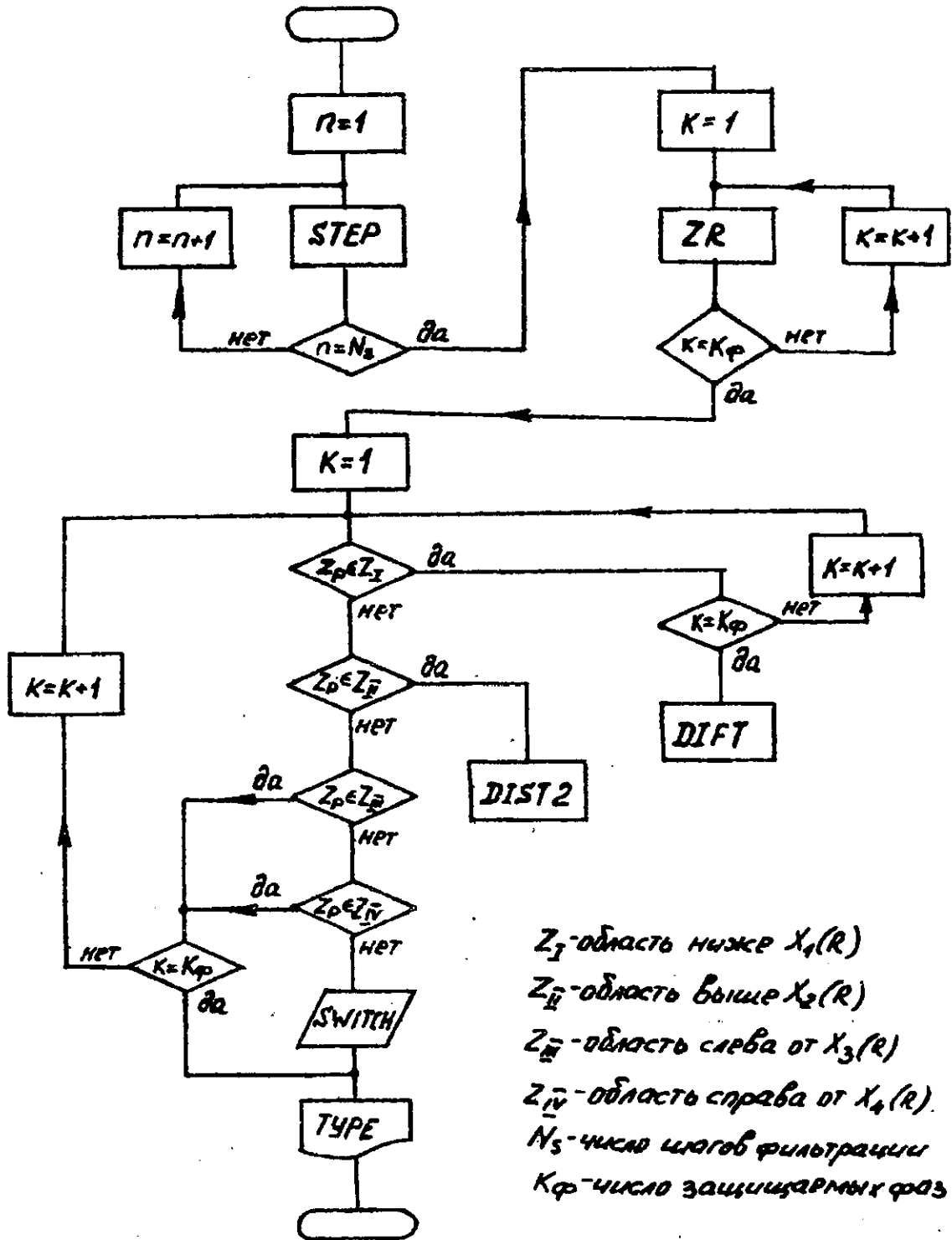


Рис. 4. Блок-схема программы первой ступени дистанционной защиты ВЛ-500 кВ.

В том случае, когда вектор сопротивления для какой-нибудь петли к.з. удовлетворяет всем четырем ограничениям, соответствующая линия отключается и печатается результат анализа.

Если для каждой петли фиксируется к.з. "за спиной", то анализ состояния системы продолжается по алгоритму измерительного органа дифференциальной защиты трансформатора. После этого анализ может быть продолжен по алгоритмам защит второй очереди.

На рис. 4 приведена блок-схема программы, частично реализующей рассмотренные алгоритмы. Она состоит из подпрограмм:

- предварительной обработки входных сигналов ( **STEP** );
- расчета активных и реактивных составляющих сопротивления петли к.з. ( **ZR** );
- анализа расположения вектора сопротивления относительно зоны срабатывания ( **ANAL** );
- отключения поврежденного присоединения ( **SWITCH** );
- печати результатов анализа ( **TYPE** ).

По подпрограмме предварительной обработки задается интервал сканирования входных сигналов (  $\Delta t = 1,25$  мсек), пускается таймер, производится подключение соответствующего сигнала ко входу АЦП, пуск АЦП, фильтрация и ортогонализация сигнала по замерам, полученным на предыдущих шагах, засылка нового замера, представленного двоичным кодом, в соответствующую ячейку памяти и ожидание сигнала срабатывания таймера. Следующие две подпрограммы составлены в соответствии с описанными выше алгоритмами.

По подпрограмме отключения поврежденного присоединения определяется присоединение, на котором произошло к.з., и выдается команда соответствующему цифро-аналоговому преобразователю на выдачу сигнала отключения.

Программа записана на языке "Мнемокод" для комплекса технических средств типа АСВТ М-6000.

Применительно к этому комплексу защита четырех присоединений 500 кВ имеет время срабатывания 22-30 мсек и удлинение зоны срабатывания 15%.

## В Ы В О Д Ы

1. Разработаны алгоритм и программа первой ступени дистанционной защиты ВЛ 500 кВ применительно к комплексу технических средств АСВТ М-6000 для использования в системе нижнего уровня АСУ электроэнергетики.

2. Для уменьшения времени действия защит целесообразно ис-

пользовать в измерительном органе не только отфильтрованные сигналы, но и сигналы, ортогональные им.

3. При создании защит, использующих различные составляющие первичного переходного процесса, наиболее целесообразно использовать групповую фильтрацию.

4 Предлагаемый алгоритм управления ПСНУ пригоден для использования в системе релейной защиты подстанции 500 кВ.

## Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Бабыкин В.В. Цифровые фильтры для устройств релейной защиты. - "Труды МЭИ", 1975, вып. 271, с.16-26.

2. Бабыкин В.В. Вариант организации защиты подстанции 500 кВ с использованием групповой фильтрации сигналов. - Там же , с.27-38.

# МОДЕЛЬ УПРАВЛЯЮЩЕГО ЦИФРОВОГО ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА НА БАЗЕ ЦВМ "МИР-1" ДЛЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ПРОВЕРКИ АЛГОРИТМОВ ЗАЩИТЫ ОТ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Н.А.Манов, М.И.Успенский, А.И.Сурнин

Задача применения управляющих цифровых вычислительных комплексов для выполнения функций релейной защиты требует экспериментальной проверки разрабатываемых алгоритмов и накопления опыта работы в реальных условиях энергообъектов. С этой целью в отделе энергетики Коми филиала АН СССР была разработана модель УЦВК на базе "МИР-1". Помимо ЦВМ "МИР-1" модель включала в себя аналого-цифровой двухканальный преобразователь на основе АЦПС-100-11/2, устройство сопряжения АЦП с ЦВМ, стереомагнитофон "Юпитер-202" и тиристорный инвертор для автономного питания модели от аккумуляторной батареи 220 В.

Устройство сопряжения и тиристорный инвертор были разработаны и изготовлены в отделе энергетики. В схему аналого-цифрового преобразователя АЦПС-100-11/2 были внесены изменения, связанные с необходимостью согласования выходного кода АЦП с внутренним представлением чисел ЦВМ "МИР-1". Модернизации подверглась и сама ЦВМ "МИР-1", что позволило расширить ее возможности.

Так, осуществление ввода сигналов с АЦП и с каналов регистрации срабатываний устройств РЗА потребовало дополнения математического обеспечения, которое было выполнено в свободных прошивках матриц операторов и информационной. В матрице операторов был введен новый оператор "Ввод аналога" для связи машины с АЦП. Во внешнем языке ЦВМ появились два новых оператора: "СТОП" А - обращение к АЦП и "СТОП" Т - обращение к каналам регистрации. Использование оператора "СТОП" вызвано, с одной стороны, ограничением количества служебных слов по блоку транслятора ЦВМ, а с другой - простотой анализа и перехода на соответствующие подпрограммы по этому оператору. Кроме того, были выявлены и устранены недостатки алгоритмов обработки входной информации ЦВМ "МИР-1", приводившие к ее заикливанию через некоторое время после включения при сканировании мгновенных значений измеряемых величин.

Вся техническая сторона разработки модели УЦВК на базе ЦВМ "МИР-1" подробно описана в [1, 2]. Применение в модели стерео-магнитофона и сопряжение ЦВМ с АЦП рассмотрено в [3]. Поэтому в данной статье освещаются лишь некоторые вопросы использования разработанной модели для проведения экспериментальных исследований.

Модель УЦВК испытывалась на подстанции 110 кВ "Восточная" в Сыктывкаре. Испытания модели проводились в режимах [4]: дифференциальной защиты с торможением трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВ · А, дистанционной защиты линии 110 кВ от однофазных коротких замыканий, токовой отсечки отходящей линии 10 кВ от междуфазных коротких замыканий с автоматической перестройкой уставок при изменении схемы электрических соединений питающей подстанцию сети 110 кВ, регистрации срабатывания устройств релейной защиты и автоматики на подстанции с дискретностью регистрации 30 мсек. Кроме того, исследовалось влияние помех на работу УЦВК [5]. При проведении опытов коротких замыканий в июне 1975 г. модель УЦВК дважды отключала линию 110 кВ в режиме дистанционной защиты и трижды отходящую воздушную линию 10 кВ в режиме токовой отсечки [4].

При разработке модели прежде всего учитывалось малое быстродействие ЦВМ "МИР-1": 800-1000 операций в сек на уровне микрокоманд и около 300 операций в сек на уровне внешнего языка. Кроме того, ЦВМ "МИР-1" имеет стековую память, т.е. результаты основных и промежуточных операций записываются в ОЗУ на свободном месте рабочей зоны. После заполнения всей памяти ОЗУ происходит ее уплотнение, при котором ненужные числовые результаты стираются, а нужные для дальнейших расчетов переносятся к началу рабочей зоны. Операция уплотнения памяти создает временной разрыв в обработке программы, вызывая тем самым дополнительное снижение быстродействия ЦВМ.

Поэтому при работе модели в режиме выполнения функций релейной защиты вначале осуществляется ввод в ЦВМ группы исходных данных, а затем - их программная обработка. Группа исходных данных обычно состоит из двух последовательных замеров (пары замеров) одного или нескольких электрических сигналов. Минимальный интервал времени между двумя замерами (период выборки)  $T_{\text{выб}}$  определяется временем работы операторов ЦВМ "МИР-1" и составляет 4,55 мсек.

Передача мгновенных значений измеряемых величин с АЦП в ЦВМ осуществляется устройством сопряжения, которое при испытаниях работало в режиме одновременного запуска двух каналов АЦП

и поочередного считывания значений входных сигналов в ОЗУ ЦВМ [2]. Управление устройством сопряжения осуществляется подпрограммой ввода исходных данных с АЦП в ЦВМ.

Первый оператор считывания с АЦП "СТОП" А (рис. 1) производит предварительную очистку регистра первого канала АЦП, поскольку в нем находится код, не связанный с обрабатываемой парой замеров. Второй оператор "СТОП" А производит очистку регистра второго канала АЦП и одновременно запускает схемы устройства сопряжения, вырабатывающие тактовые импульсы в первом и втором каналах преобразователя. После этого в регистрах АЦП набираются коды мгновенных значений измеряемых величин для момента времени  $t_1$ . Третий оператор "СТОП" А переписывает измеренное мгновенное значение входного сигнала 1 из регистра первого канала в ячейку ОЗУ символа А и обнуляет первый регистр АЦП. Следующий оператор присваивает измеренное значение входного сигнала 1 идентификатору X1. Четвертый оператор "СТОП" А переписывает измеренное мгновенное значение входного сигнала 2 из регистра второго канала в ячейку ОЗУ символа А, обнуляет второй регистр АЦП и запускает оба канала АЦП для второго замера. Следующий оператор присваивает измеренное значение входного сигнала 2 идентификатору X2. Последующие четыре оператора присваивают измеренные значения входных сигналов 1 и 2 в момент времени  $t_2$  соответственно идентификаторам X3 и X4.

После окончания работы подпрограммы ввода программой за-

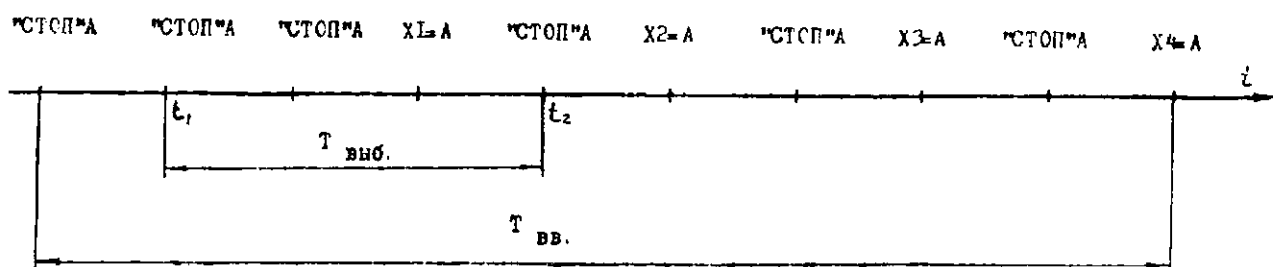


Рис. 1. Временная диаграмма работы подпрограммы ввода двух последовательных замеров двух электрических сигналов с АЦП в ЦВМ

щиты производится обработка мгновенных значений входных сигналов, присвоенных идентификаторам X1-X4, а затем - при отсутствии короткого замыкания в зоне защиты - происходит повторение цикла работы подпрограмма ввода-программа защиты.

Таким образом, между двумя парами замеров входных сигналов при отсутствии к.з. проходит промежуток времени, равный времени работы программы защиты при несрабатывании. Это приводит к разбросу времени срабатывания  $T_{\text{ср}}$  модели УЦВК в режиме защиты при коротком замыкании, максимальное значение которого равно времени работы программы защиты  $T_{\text{п}}$  при несрабатывании (рис. 2).

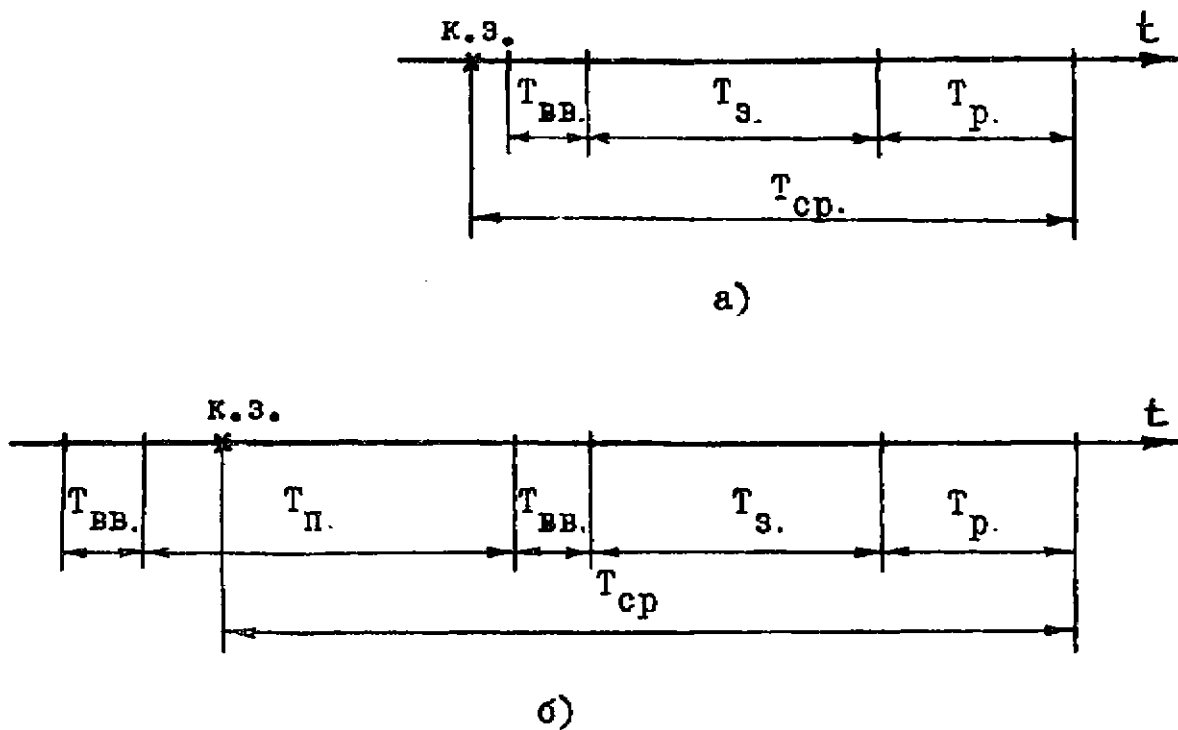


Рис. 2. Время срабатывания ЦВМ в режиме защиты  $T_{\text{ср}}$  при различных моментах возникновения к.з. по отношению к моменту измерения величин входных сигналов:

а) к.з. произошло непосредственно перед работой подпрограммы ввода  $T_{\text{ср}} \approx T_{\text{вв}} + T_{\text{з}} + T_{\text{р}}$ , где  $T_{\text{вв}}$  - время работы подпрограммы ввода,  $T_{\text{з}}$  - время работы программы защиты при срабатывании,  $T_{\text{р}}$  - время срабатывания выходных реле ЦВМ и защиты; б) к.з. произошло непосредственно после работы подпрограммы ввода  $T_{\text{ср}} \approx T_{\text{п}} + T_{\text{вв}} + T_{\text{з}} + T_{\text{р}}$ , где  $T_{\text{п}}$  - время работы программы защиты при несрабатывании

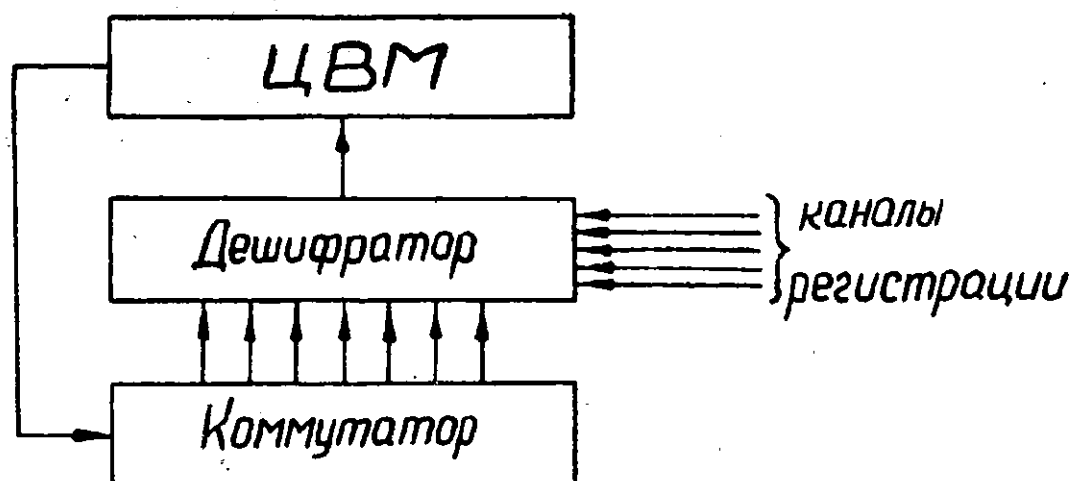


Непосредственное время преобразования АЦП от момента его запуска до набора цифрового кода измеряемой величины зависит от значения входного сигнала. В модели УЦВК значения сигналов на входе АЦП ограничивались 20 В при шаге квантования 0,1 В. В этом случае время преобразования АЦП не превышало 0,66 мсек. Из-за разницы в значениях входных сигналов замер их происходит одновременно даже при одновременном запуске обоих каналов. Эта одновременность вносит дополнительную погрешность в определение короткого замыкания, что должно учитываться при анализе работы модели УЦВК.

Перед проведением испытаний с подключением модели к измерительным трансформаторам программы защиты проверялись и отлаживались при выдаче измеряемых величин со стереомагнитофона. Для проведения таких проверок на магнитную ленту записывались тесты, представляющие собой два синусоидальных сигнала, как правило, примерно одного уровня, но с различными углами сдвига между ними. При отладке программы выбирались тесты с парой сигналов, имеющих необходимый фазовый сдвиг, уровни сигналов устанавливались в соответствии с ожидаемыми уровнями с измерительных трансформаторов при проведении опытов короткого замыкания. Грубая установка уровней производилась выбором отпаяк согласующих трансформаторов, которые установлены между выходом магнитофона и входом АЦП. В качестве согласующих использовались трансформаторы типа ТВК-90. Плавная регулировка уровней и соотношения между ними выполнялась потенциометрами "громкость" и "баланс" стереомагнитофона. Амплитуда сигнала на входе АЦП измерялась осциллографом С-1-16 и находилась в пределах 0-20 В. Нестабильность амплитуды выходных сигналов магнитофона, связанная с девиацией скорости движения магнитной ленты и поперечными колебаниями ее в процессе движения, не превышала 10% по амплитуде и  $10^\circ$  по фазе.

В качестве выходного реле ЦВМ "МИР-1" использовалось реле типа РСМ, которое было подключено параллельно катушке электромагнита незанятого символа печатающей машинки, а в программе защиты команда отключения записывалась как вывод этого символа.

Для работы модели УЦВК в режиме регистрации срабатываний устройств РЗА в схему ЦВМ "МИР-1" были дополнительно введены коммутатор и дешифратор состояния каналов регистрации (рис. 3). По запросу из ЦВМ коммутатор последовательно подключает каналы регистрации к дешифратору состояния каналов. Дешифратор определяет состояние контактов подключенного канала в виде 0, если контакт разомкнут, или 1, если контакт замкнут, и полученную ин-



Р и с. 3. Блок-схема модели УЦВК при работе в режиме регистрации срабатываний устройств РЗА

формацию заносит в регистр ЦВМ. Далее выполняется программная обработка полученного кода [2].

В процессе проведения отладки программ приходилось выполнять в среднем до трех-четырех замен в тексте на одну программу. Такие замены были вызваны как незамеченными ошибками в алгоритме, так и проявляющимися в процессе отладки возможностями совершенствования программы с целью уменьшения времени обработки данных, повышения удобства пользования результатами и т.д.

Параллельно с отладкой программы с помощью осциллографа выполнялись замеры с целью оценки времени работы защиты при ее срабатывании и времени расчета программы при несрабатывании защиты. При определении времени срабатывания вывод информации на печатающую машинку не производился. В первом случае на вход АЦП подавались сигналы со значениями, при которых защита должна срабатывать. За время срабатывания защиты принимался период на экране осциллографа между моментами окончания подачи напряжения на катушку выходного реле ЦВМ за вычетом длительности подачи этого напряжения (защита работала циклически: подпрограмма ввода-программа защиты-импульс на выходное реле ЦВМ-подпрограмма ввода и т.д.). Во втором случае на вход ЦВМ подавались сигналы со значениями, при которых защита не должна срабатывать. За время работы программы при несрабатывании защиты принимался период на экране осциллографа между импульсами за-

пуска АЦП для первого замера (при включении в программу контроля типа "двойной счет" - двукратное значение этого периода). В этом случае цикл работы защиты складывается из последовательной работы подпрограммы ввода и программы защиты.

После отладки программы производилась проверка ее работы прогрузкой первичных цепей трансформаторов тока, участвующих в работе защиты. При необходимости подачи напряжения в измерительные цепи защиты, оно снижалось автотрансформатором до уровня, соответствующего реальным испытаниям, а фаза тока выбиралась подключением первичных цепей прогрузочной схемы на одно из трех линейных или фазных напряжений сети собственных нужд таким образом, чтобы максимально приблизиться к реальным условиям. В процессе проверки уточнялись токи и напряжения срабатывания, затем полученные значения изменялись на 10% с целью увеличения запаса по срабатыванию, а выходное реле ЦВМ подключалось к выходному реле защиты и производился замер времени срабатывания до выдачи напряжения на катушку отключения выключателя.

Для автономного питания модели УЦВК на подстанции от аккумуляторной батареи 220 В был разработан трехфазный тиристорный преобразователь мощностью 1,5 кВ·А с к.п.д. 90% на частоту 50 Гц, собранный по схеме последовательного инвертора [2]. Преобразователь обеспечивает форму кривой выходного напряжения, близкую к синусоидальной. Уровень шума не превышает обычного для трансформатора такой же мощности. Наиболее неприятными в начальный период были отказы инвертора из-за срывов коммутации. В процессе работы и устранения слабых мест (плохо пропаянных контактов, дросселя с повышенной вибрацией и т.д.) надежность инвертора повышалась и на 31 декабря 1975 г. составила 2310 ч. работы с УЦВК и более ста включений без срывов коммутации (всего инвертор проработал с УЦВК 2650 ч., т.е. отказы имели место в течение первых 340 ч. работы).

Работа ЦВМ "МИР-1" в составе УЦВК на подстанции 110 кВ "Восточная" с июня 1974 г. по декабрь 1975 г. характеризуется следующими данными. Общая длительность работы - 6850 ч. полезного машинного времени, в том числе за 1975 г. - 4276 ч. Число отказов за все время шесть, в том числе в 1975 г. - один. Все отказы произошли из-за электроники. Среднее время на устранение одного отказа около одного часа. Помимо устойчивых отказов имели место два сбоя ЦВМ. Возможная причина сбоев - воздействие помех на ЦВМ [5]. Суммарное время профилактики ЦВМ - 24,6 ч., в том числе в 1975 г. - 10,4 ч. Коэффициент готовности ЦВМ "МИР-1" за 1975 г. - 0,9995, коэффициент технического использования - 0,997.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка модели УЦВК потребовала решения вопросов, связанных с вводом аналоговых величин в ЦВМ "МИР-1", недостаточным быстродействием процессора ЦВМ, необходимостью надежного питания модели и т.д., что дало возможность провести натурные испытания по использованию модели в режиме выполнения функций релейной защиты и регистрации срабатываний устройств РЗА на подстанции 110 кВ. Разработка модели и проведение испытаний позволили накопить определенный опыт, который будет полезен при дальнейшем развертывании экспериментальных исследований по применению современных УЦВК для выполнения функций релейной защиты в электрических системах.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Исследование возможностей использования цифровых вычислительных машин для осуществления функций релейной защиты синхронных генераторов большой мощности (научный отчет). Инв. номер Всесоюзного науч.-техн. информ. центра. Б 369715. Манов Н.А., Кузнецова И.Ф., Сурнин А.И., Успенский М.И., Шумилова Г.П. Сыктывкар, 1974. 156 с.
2. Испытания управляющего цифрового вычислительного комплекса на базе ЦВМ "МИР-1" в режиме выполнения функций релейной защиты (научный отчет). Инв. номер Всесоюзного науч.-техн. информ. центра Б 442925. Манов Н.А., Сурнин А.И., Успенский М.И., Шумилова Г.П. Сыктывкар, 1975. 118 с.
3. Успенский М.И. Разработка аналого-цифрового вычислительного комплекса на базе ЦВМ "МИР-1" для экспериментальной отработки алгоритмов защиты от коротких замыканий. - Труды Коми филиала АН СССР, 1975, № 29, с. 68-73.
4. Гнатив Я.С. и др. Испытания модели управляющего цифрового вычислительного комплекса на подстанции 110 кВ. - В наст. сб., с. 101.
5. Шумилова Г.П. Вопросы помехозащищенности и помехоустойчивости ЦВМ на подстанциях. - В наст. сб., с. 56.

## ИСПЫТАНИЯ МОДЕЛИ УПРАВЛЯЮЩЕГО ЦИФРОВОГО ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА НА ПОДСТАНЦИИ 110 кВ

Я.С.Гнатив, Ю.Г.Елизаров, Н.А.Манов, А.Ф.Пройдаков,  
А.И.Сурнин, М.И.Успенский

Цель испытаний модели УЦВК на базе ЦВМ "МИР-1" [1-3] заключалась в следующем :

- показать возможность реализации функций релейной защиты на модели ;
- оценить быстродействие программ защиты для ЦВМ "МИР-1";
- выявить трудности в составлении и отладке программ и необходимое для этого время ;
- найти примеры новых качеств, которые могут быть получены при выполнении функций релейной защиты на ЦВМ ;
- рассмотреть возможность использования модели в режиме регистрации срабатываний устройств релейной защиты и автоматики ;
- оценить помехозащищенность и помехоустойчивость ЦВМ типа "МИР-1" в условиях работы на щите управления подстанции 110 кВ;
- проверить работоспособность системы автономного питания модели УЦВК от аккумуляторной батареи через тиристорный инвертор ;
- накопить опыт работы по использованию модели УЦВК для выполнения функций релейной защиты на реальном энергообъекте.

Помимо данной статьи результаты испытаний частично отражены в [4, 5].

Испытания модели УЦВК в режиме дифзащиты трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВ·А. Общая продолжительность испытаний модели в режиме дифзащиты составила около 1600 ч. Поскольку модель УЦВК имела лишь один двухканальный преобразователь аналог-код, программа дифзащиты реагировала не на все виды коротких замыканий. Действие модели в режиме дифзащиты трансформатора фиксировалось с помощью электрической пишущей машинки ЦВМ "МИР-1".

Наибольшая нагрузка защищаемого трансформатора при испытаниях составила 8 МВ·А. При работе модели УЦВК в режиме дифзащиты имели место сквозные короткие замыкания в сети 10 кВ.

Как при нормальном режиме работы, так и при сквозных корот-

ких замыканиях модель УЦВК в режиме дифзащиты работала правильно. При включениях трансформатора под напряжение программа дифзащиты работала ложно из-за отсутствия в ее алгоритме блока отстройки от броска намагничивающего тока.

Правильная работа программы дифзащиты при имитации к.з. в зоне и определение уставки срабатывания проверялись прогрузкой первичных цепей трансформатора со стороны 110 кВ, а также подачей токов во вторичные цепи трансформаторов тока с высокой и низкой сторон при различном сдвиге их по фазе. Время срабатывания дифзащиты находилось в пределах 0,25-0,37 сек.

Алгоритм и программа дифзащиты и условия проведения испытаний описаны в [1, 2].

Испытания модели УЦВК в режиме дистанционной защиты линии 110 кВ от однофазных к.з. Были составлены и отлажены программы ненаправленной и направленной дистанционной защиты. Входными сигналами являлись напряжение и ток той фазы линии 110 кВ, на которой производились опыты искусственного короткого замыкания.

Работа программы дистанционной защиты начинается с подпрограммы ввода входных сигналов тока и напряжения с АЦП в ЦВМ (блок А на рис. 1). Описание этой подпрограммы дано в [4].

В блоке Б определяются расчетные величины напряжения  $U$ , тока  $I$  и их производных  $U'$  и  $I'$  по данным двух последовательных замеров в виде

$$U = 0,5[U(t_{k+1}) + U(t_k)] , \quad (1)$$

$$I = 0,5[I(t_{k+1}) + I(t_k)] , \quad (2)$$

$$U' = \frac{1}{\omega \Delta t} [U(t_{k+1}) - U(t_k)] , \quad (3)$$

$$I' = \frac{1}{\omega \Delta t} [I(t_{k+1}) - I(t_k)] , \quad (4)$$

где  $U(t_k)$ ,  $I(t_k)$ ,  $U(t_{k+1})$ ,  $I(t_{k+1})$  - мгновенные значения напряжения и тока соответственно для моментов времени  $t_k$  и  $t_{k+1}$   
 $\Delta t$  - период выборки мгновенных значений входных сигналов (равен 4,55 мсек);

$\omega$  – угловая частота тока (напряжения).

Ввод блока В обусловлен следующим. Во-первых, если величина тока в линии и его производная равны нулю, то при расчете сопротивления ЦВМ выйдет на "АВОСТ" по делению на нуль. Во-вторых, если используются трансформаторы напряжения со стороны линии, модель УЦВК в момент включения линии может действовать на отключение при прохождении помехи по токовым цепям.

Для ненаправленной дистанционной защиты в блоке Д рассчитывается полное сопротивление

$$Z = \sqrt{\frac{U^2 + U'^2}{I^2 + I'^2}} \quad (5)$$

а для направленной защиты, кроме того, активное и реактивное сопротивление

$$R = \sqrt{\frac{Z^2}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}} \quad (6)$$

и

$$X = R \operatorname{tg} \varphi \quad (7)$$

Значение тангенса угла между током и напряжением для первой четверти на плоскости  $R, X$  можно определить как

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{U \cdot I' - I \cdot U'}{U \cdot I + U' \cdot I'} \quad (8)$$

Если числитель или знаменатель в выражении (8) имеют отрицательное значение, что свидетельствует о коротком замыкании "за спиной", то блок Г, в котором производится расчет  $\operatorname{tg} \varphi$ ,

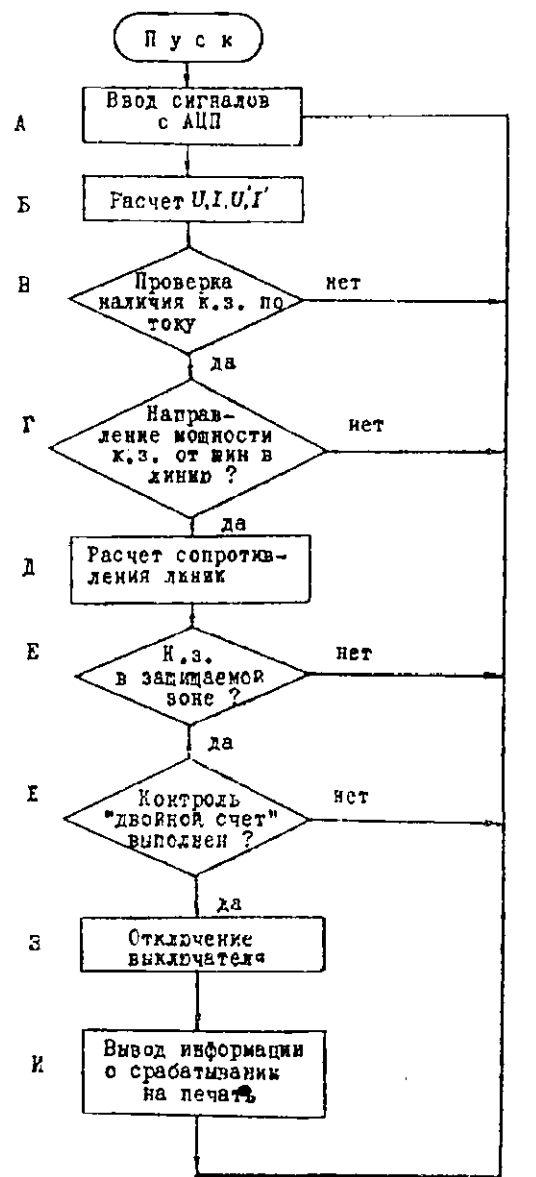


Рис. 1. Блок-схема алгоритма дистанционной защиты линии электропередачи 110 кВ от однофазных коротких замыканий на землю.

осуществляет программный переход к блоку А (в программе ненаправленной защиты блок Г отсутствует).

Блок Е проверяет, находится ли короткое замыкание в защищаемой зоне в соответствии с принятыми характеристиками защит (рис. 2). Уставка срабатывания ненаправленной дистанционной защиты на выходе АЦП составила 1,96 Ом, что соответствует 40 Ом на напряжении 115 кВ. Условия срабатывания направленной дистанционной защиты записываются следующим образом

$$\begin{aligned} X &> 0, \\ X - 0,328R &< 1,96, \\ 14,2R - X &< 1,75. \end{aligned} \quad (9)$$

Максимальное сопротивление срабатывания для направленной дистанционной защиты составляет 54 Ом, приведенных к напряжению 115 кВ.

Блок Ж проводит контроль типа "двойной счет" в программе ненаправленной дистанционной защиты. В программе направленной

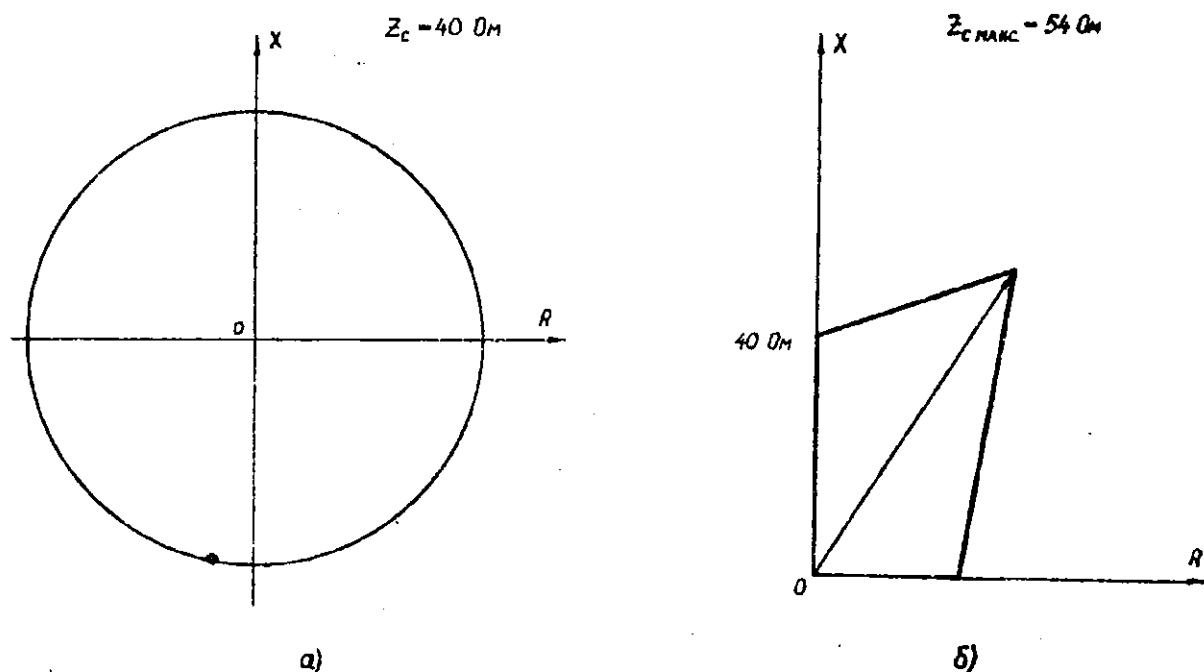


Рис. 2. Характеристики дистанционной защиты линии 110 кВ от однофазных к.з. на землю: а) ненаправленной, б) направленной



защиты для уменьшения времени срабатывания при проведении опытов к.з. контроль "двойной счет" был исключен.

Блоки З и И служат соответственно для отключения выключателя и вывода информации о срабатывании на печать. В программе ненаправленной защиты выводились название защиты, номер защищаемой линии, величина  $I_k$  тока к.з., остаточное напряжение на шинах подстанции  $U_k$ , полное сопротивление  $Z_k$ , приведенное к первичным цепям, и расстояние до точки к.з.  $L_k$ , определяемое как отношение полного сопротивления до места к.з. к удельному сопротивлению на один км длины линии. В программе направленной защиты дополнительно выводились значения реактивного  $X_k$  и активного  $R_k$  сопротивления до места к.з., а расстояние рассчитывалось по реактивному сопротивлению.

Программы направленной и ненаправленной дистанционных защит от однофазных к.з. на землю, а также примеры вывода информации на печать представлены в приложении. Расчетные значения тока к.з., остаточного напряжения в месте установки защиты, угла между напряжением и током, а также полного, активного и реактивного сопротивлений при проведении опытов искусственного к.з. (рис.3) составили :

$$I_k = 675 \text{ А}, \quad U_k = 22,5 \text{ кВ}, \quad X_k = 31 \text{ Ом}, \quad R_k = 12,6 \text{ Ом}, \\ Z_k = 33,4 \text{ Ом}, \quad \psi_{UI} = 68^\circ.$$

При проведении первого опыта однофазного к.з. на линии 110 кВ и работе модели УЦВК по программе ненаправленной дистанционной защиты (рис. 4а) получены следующие результаты :

$$I_k = 707 \text{ А}, \quad U_k = 23 \text{ кВ}, \quad Z_k = 32,0 \text{ Ом}, \quad L_k = 43,7 \text{ км}, \\ \psi_{UI} = -112^\circ, \quad t_k = 0,65 \text{ сек.}$$

Направление тока во вторичных цепях при первом опыте было изменено на  $180^\circ$  для возможности проверки несрабатывания направленной дистанционной защиты по записи этого опыта к.з. на магнитной ленте.

При проведении второго опыта однофазного к.з. и работе модели УЦВК по программе направленной дистанционной защиты (рис. 4б) получены результаты :

$$I_k = 750 \text{ А}, \quad U_k = 26,4 \text{ кВ}, \quad X_k = 26,5 \text{ Ом}, \quad R_k = 19,8 \text{ Ом}, \\ Z_k = 33,2 \text{ Ом}, \quad L_k = 44,8 \text{ км}, \quad \psi_{UI} = 54^\circ, \quad t_k = 0,85 \text{ сек.}$$

При проверке программ защиты до проведения опытов к.з. путем прогрузки трансформаторов тока время срабатывания находилось в пределах : для ненаправленной дистанционной защиты 0,6-0,78 сек, для направленной дистанционной защиты 0,70-0,90 сек.

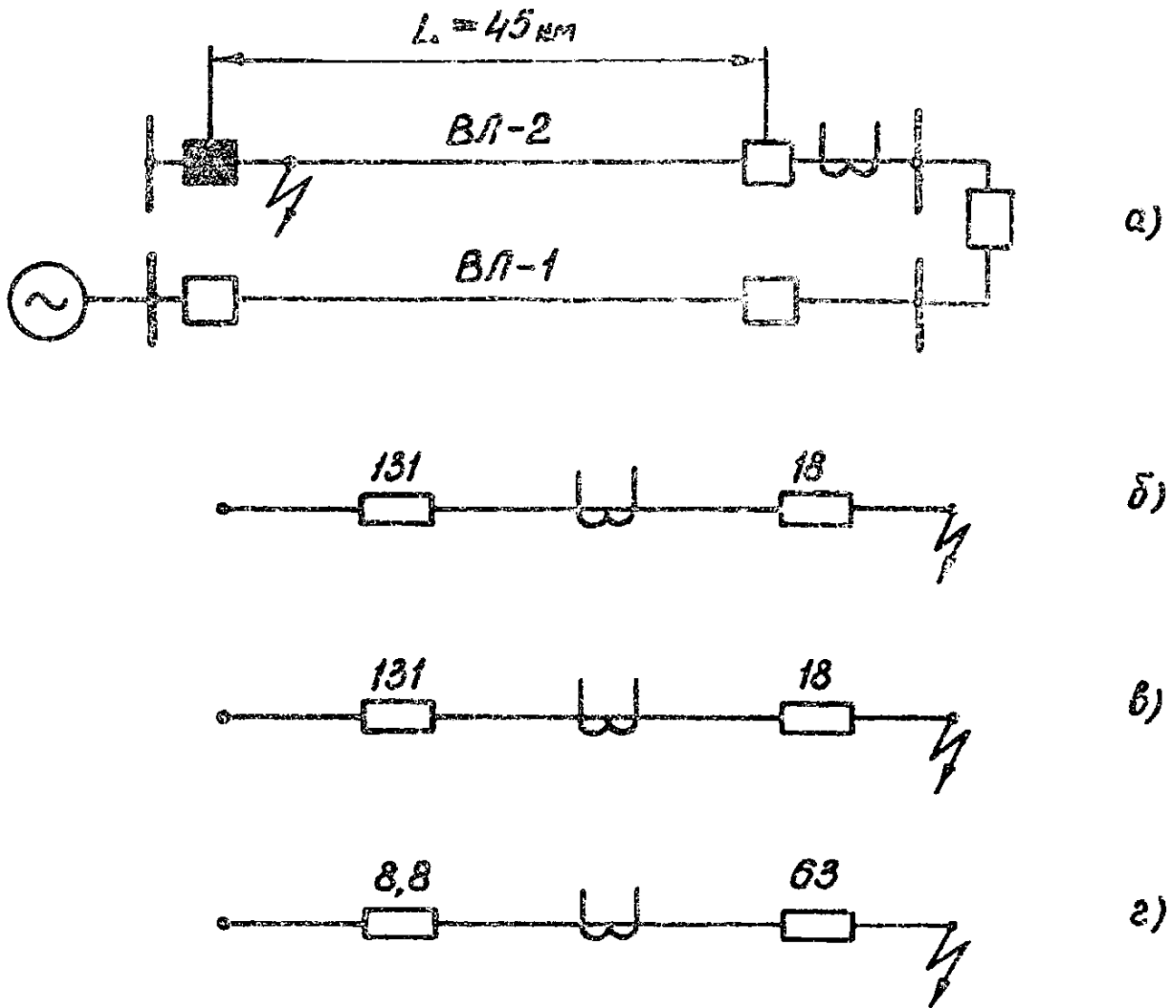


Рис. 3. Схема участка сети 110 кВ при проведении опытов короткого замыкания (а) и схемы замыкания прямой (б), обратной (в) и нулевой (г) последовательностей (сопротивления указаны в Ом, приведенных к напряжению 115 кВ)

Испытания модели УЦВК в режиме токовой отсечки отходящей линии 10 кВ с автоматической перестройкой установки при изменении схемы электрических соединений подстанции. Информация о выключателях подстанции (рис. 5), положение которых влияет на величину тока к.з. в защищаемой линии, представляется в виде кода из единиц и нулей. Каждому выключателю соответствует своя цифра в коде: она равна нулю, если выключатель отключен, и единице — если включен. Такая информация поступает с контактов реле поло-

жения выключателей через устройство ввода дискретных сигналов [2] в ОЗУ ЦВМ. Уставки токовой отсечки для различных уровней токов к.з. рассчитываются заранее (см. табл.) и заносятся в память ЦВМ. В зависимости от кода положения выключателей процессор идентифицирует уровень тока к.з. и по нему выбирает одну из заданных уставок.

Как следует из рис. 5, в рассматриваемом случае возможны четыре схемы замещения и соответственно четыре уровня токов к.з. в точке К1. Количество же различных вариантов схемы электрических соединений подстанции велико. Для уменьшения числа выключателей, несущих информацию о состоянии коммутируемых ими элементов, контакты реле положения выключателей В7 и В8 включаются по схеме "И" с аналогичными контактами соответственно выключателей В4 и В5. Таким образом вводится понятие групп выключателей. Единица в коде положения групп выключателей Ю или

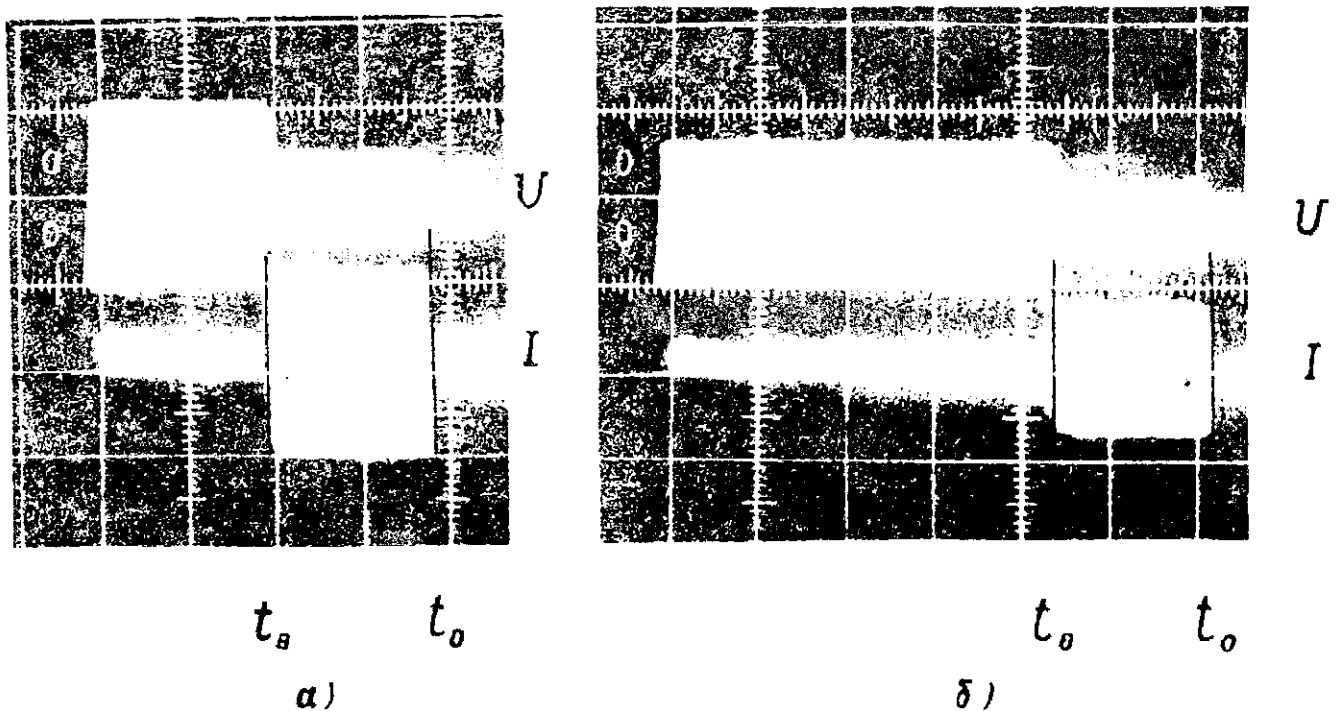


Рис. 4. Осциллограммы напряжения  $U$  и тока  $I$  при опытах к.з. на линии 110 кВ : а) при действии модели УЦВК по программе ненаправленной дистанционной защиты ; б) при действии модели УЦВК по программе направленной дистанционной защиты ;  $t_b$  - момент включения линии на к.з.,  $t_o$  - момент отключения линии от модели УЦВК

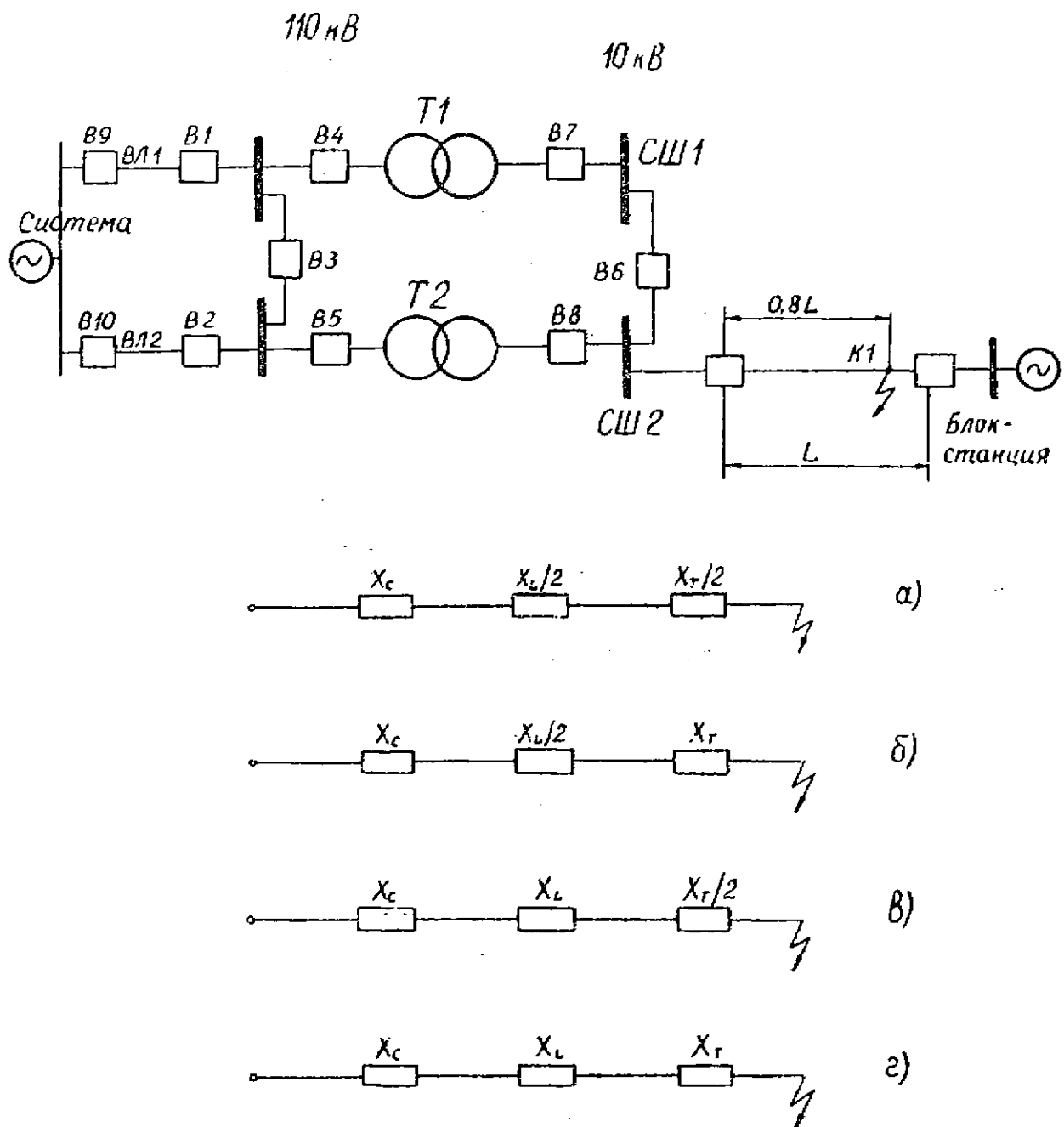


Рис. 5. Схема электрических соединений подстанции, на которой испытывались модель УЦВК в режиме токовой отсечки воздушной линии 10 кВ, и схемы замещения для различных вариантов питания второй секции шин 10 кВ : а) по двум линиям 110 кВ и двум трансформаторам ; б) по двум линиям 110 кВ и одному трансформатору ; в) по одной линии 110 кВ и двум трансформаторам ; г) по одной линии 110 кВ и одному трансформатору

Выбор уставки токовой отсечки при различных схемах электрических соединений подстанции

Номер схемы электрических соединений	Положение группы выключателей (+ выключатели группы включены, - хотя бы один выключатель группы отключен)						Код положения группы выключателей подстанции	Схема замещения	Ток короткого замыкания $I_k$ (А)	Уставка токовой отсечки $I_y$ (А)
	У	У	У	Ш	П	1				
1	+	+	+	+	+	+	111111	a}	880	810
2	+	+	-	+	+	+	111011	a}		
3	+	-	+	+	+	+	101111	б}		
4	-	+	-	+	+	+	010111	б}	840	780
5	-	+	+	+	+	+	011111	б}		
6	+	+	-	+	+	+	110111	б}		
7	+	+	+	+	-	+	111101	в}	818	755
8	+	+	+	+	+	-	111110	в}		
9	-	+	+	-	+	+	011011	г}	800	750
	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....	г}		

У указывает на включенное состояние соответственно трансформатора Т1 или Т2. Группы выключателей 1, П, Ш, У1 включают соответственно по одному выключателю В1, В2, В3 и В6. Однако группы 1 и П могут включать и выключатели с противоположной стороны линий с передачей сигналов об их положении на подстанцию.

Однако и при вводе понятия "группа выключателей" количество возможных кодов для сложных схем может быть достаточно большим. Поэтому должна быть какая-то оптимальная процедура определения кода состояния схемы электрических соединений подстанции. Для схем, подобных рис. 5, идентификация уровня токов к.э. может быть выполнена по алгоритму рис. 6. Вначале рассматриваются ближайшие к защищаемой линии группы выключателей 4,5 и 6 (блок А). Если в разрядах кода положения группы выключателей подстанции этим группам соответствуют единицы, то проверяется положение группы выключателей 1 и 2 (блок Б). По результатам

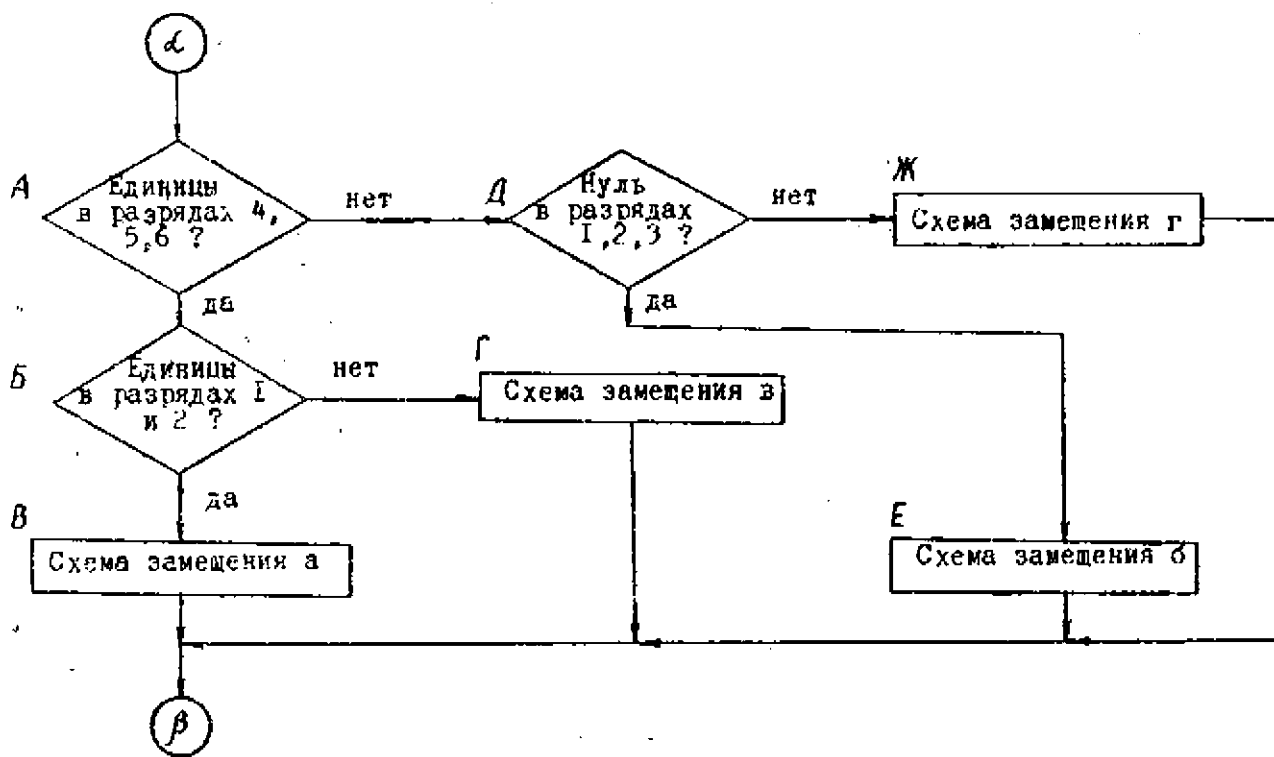


Рис. 6. Алгоритм подпрограммы идентификации схемы электрических соединений подстанции для выбора уставок в программе токовой отсечки линии 10 кВ

этой проверки идентифицируются схемы замещения а) или в). Возможны, правда, некоторые маловероятные схемы (например, включены группы выключателей 1,4, 5,6 или 2,4,5,6 при отключенных соответственно выключателях В2, В3 и В1, В3), когда вместо схемы в) должна идентифицироваться схема г). Однако для увеличения быстродействия программы целесообразно не считаться с такими схемами, т.е. не предусматривать для них полной адаптации токовой отсечки поскольку, уставки для схемы замещения в) грубее, чем для схемы замещения г). Идентификация схем замещения б) и г) производится с помощью блока Д. В зависимости от идентифицированной схемы замещения программно задается уставка защиты.

Кроме схемы электрических соединений подстанции на уровне тока к.з. в точке К1 влияет также положение выключателей В9 и В10 на линиях ВЛ1 и ВЛ2 и значение результирующего сопротивления  $X_c$  в схемах замещения. Поэтому учет схемы электрических соединений подстанции обеспечивает лишь частичную адаптацию программы токовой отсечки к изменению уровней тока короткого замыкания. Выключатели В9 и В10, как указывалось выше, принципиально могут быть учтены в составе групп выключателей 1 и 2.

При проведении опытов точка к.з. выбиралась на расстоянии 0,8 длины от выключателя подстанции. Испытания проводились для первой и девятой схем электрических соединений подстанции, т.е. для максимального и минимального уровней тока короткого замыкания. В программе токовой отсечки, представленной в приложении, для упрощения учитывалось состояние только трех выключателей подстанции - В2, В6, В3. Соответственно код состояния выключателей записывался в виде трехзначного числа:

111 - выключатели В2, В6, В3 включены;

101 - отключен выключатель В6;

011 - отключен выключатель В2;

001 - отключены выключатели В2 и В6.

Во время опытов к.з. программа токовой отсечки работала правильно, уставки защиты изменялись автоматически, модель УЦВК трижды отключала защищаемую линию. Как видно из рис. 7, в обоих режимах защищаемая токовой отсечкой зона постоянна и составляет 0,9 длины отходящей линии.

Испытания модели УЦВК в режиме регистрации срабатываний устройств релейной защиты и автоматики на подстанции.

Техническая сторона осуществления режима регистрации срабатываний устройств РЗА на модели УЦВК подробно описана в [2] и в данной статье не рассматривается.

К каналам регистрации были подключены семь устройств РЗА, просмотр состояния которых производился в следующей последовательности :

1 - автомат повторного включения линии 110 кВ, 2 - максимальная токовая защита (МТЗ) обходного выключателя 110 кВ, 3 и 4 - МТЗ трансформатора 16 МВ·А соответственно со стороны 10 и 110 кВ, 5 - дифзащита того же трансформатора, 6 и 7 - соответственно максимальная токовая и делительная по частоте защиты линии связи 10 кВ с небольшой блок-станцией. Код состояния каналов регистрации читается справа налево : первый разряд - первый канал, второй разряд - второй канал и т.д.

Модель УЦВК в режиме регистрации фиксирует время и после -

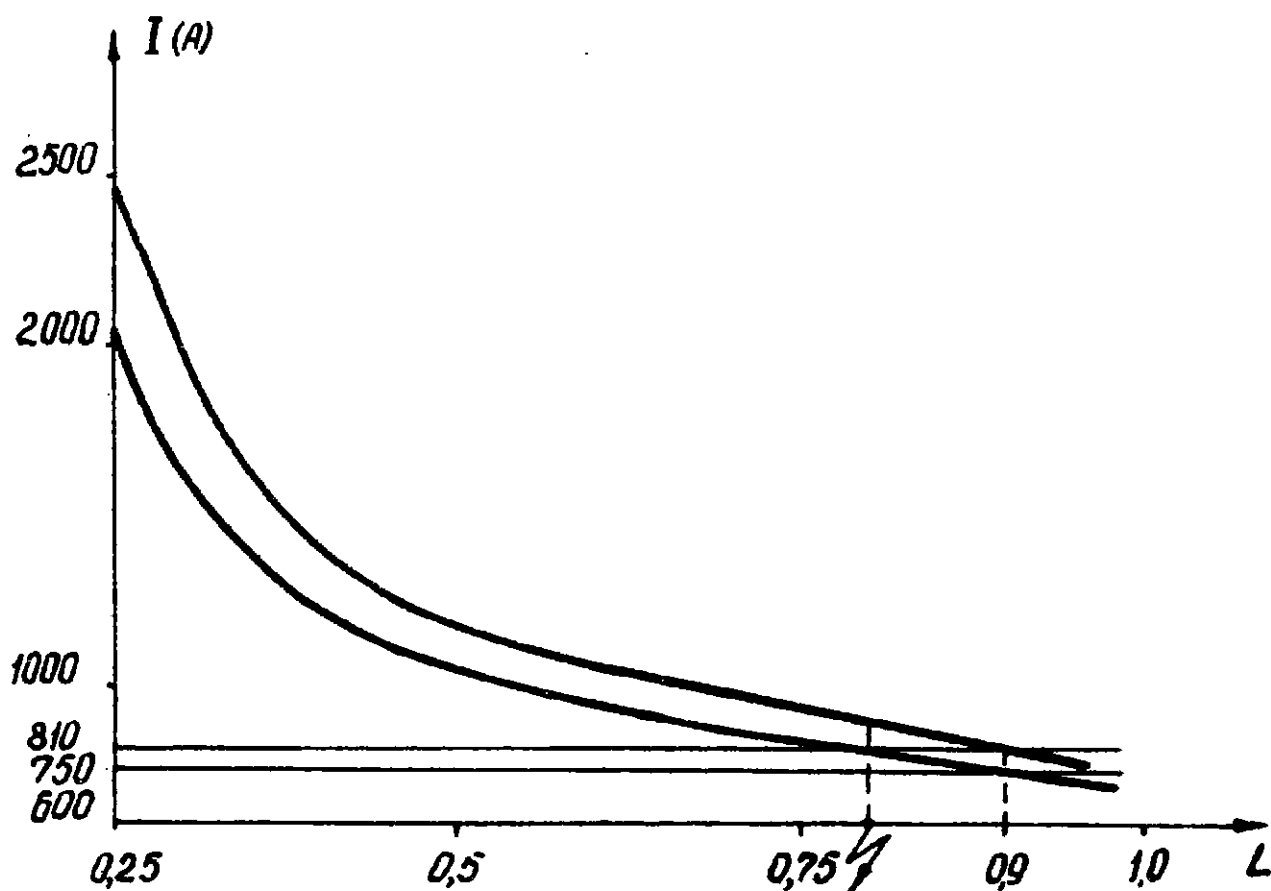


Рис. 7. Кривые спада токов двухфазного короткого замыкания на линии 10 кВ с ростом удаленности точки к.з. для максимального и минимального режимов электрической сети



довательность срабатываний устройств РЗА, а также интервалы времени между отдельными срабатываниями. Минимальное время обращения к каналам регистрации - 30 мсек.

Для более быстрого опробования модели УЦВК в режиме регистрации фиксировались не срабатывания, а запуск этих устройств. С этой целью в каналах регистрации использовались нормально замкнутые контакты реле времени (для максимальных токовых и делительной защиты), реле РНТ-565 (для дифзащиты трансформатора), промежуточного реле (для АПВ).

Вывод информации на печать производится в той последовательности, в какой происходит изменение кода состояния устройств, действие которых регистрируется. Например, печать в виде 10.18 1110011 0 1111111.6 означает, что при к.з. в сети 10 кВ в 10 ч. 18 мин запускались максимальные токовые защиты трансформатора № 2 на стороне 10 и 110 кВ. Ноль означает начало отсчета времени в сек с момента запуска, а 0,6 - время в сек возврата защит после отклонения к.з. Печать в виде 12.33 1110011 0 1111111.3  $10^{-1}$  означает, что запуск этих же защит имел место, по видимому, при срабатывании разрядника в сети 10 кВ.

В некоторых случаях размыкание нормально замкнутых контактов реле времени при пуске защиты и их замыкание при возврате для МТЗ трансформатора № 2 со стороны 10 и 110 кВ происходит неодновременно. Об этом свидетельствуют случаи вывода на печать:

- 1) 16.42 1111011 0 1110011 .3 $10^{-1}$  1110111 .51 1111111 .54
- 2) 10.20 1110111 0 1110011 .3 $10^{-1}$  1110111 .42 1111111 .45

В первом случае вначале произошел пуск реле времени МТЗ трансформатора № 2 на стороне 10 кВ, затем - при следующем обращении к каналам регистрации - зафиксирован пуск реле времени МТЗ на стороне 110 кВ. Вернулось вначале реле времени МТЗ на стороне 10 кВ примерно через 0,51 сек после пуска. При следующем обращении к каналам регистрации зафиксирован возврат реле времени МТЗ на стороне 110 кВ. Во втором случае вначале произошел пуск реле времени МТЗ на стороне 110 кВ, а возврат имел место в той же последовательности, что и в первом случае.

В качестве примера регистрации пуска других защит (имели место два случая такой регистрации, время указано для одного из них) приведем печать в виде 22.30 1011101 0 1111111.24. При к.з. на одной из линий 110 кВ, питающих подстанцию "Восточная", запускались МТЗ обходного выключателя 110 кВ, используемого в качестве шиносоединительного, и МТЗ фидера связи 10 кВ с блок-станцией. Возврат защит через 0,24 сек произошел после отключения к.з. на линии 110 кВ поперечной дифференциальной защитой.

Печать в виде 13.36 1011111 0 1111111.36 1011111 .54 1111111  
.96 1011111 .99 1111111.102<sub>10</sub><sup>1</sup> 1011111 .105<sub>10</sub><sup>1</sup> 1111111.147<sub>10</sub><sup>1</sup>  
1011111 .159<sub>10</sub><sup>1</sup> 1111111.204<sub>10</sub><sup>1</sup> 1011111 .207<sub>10</sub><sup>1</sup> 1111111.21<sub>10</sub><sup>1</sup>  
1011111 .213<sub>10</sub><sup>1</sup> 1111111.252<sub>10</sub><sup>1</sup> 1011111 .261<sub>10</sub><sup>1</sup> 1111111.303<sub>10</sub><sup>1</sup>  
1011111 .327<sub>10</sub><sup>1</sup> 1111111.345<sub>10</sub><sup>1</sup> 1011111 .372<sub>10</sub><sup>1</sup> 1111111.399<sub>10</sub><sup>1</sup>

означает, что в течение 4 сек МТЗ фидера связи 10 кВ с блок-станцией запускалось десять раз из-за кратковременной перегрузки фидера.

Общее время работы модели УЦВК в режиме регистрации пре-высило 2,5 тыс. ч. За это время неоднократно производилась регистрация работы устройств РЗА.

Испытания модели УЦВК в режиме регистрации показали, что с помощью ЦВМ на подстанции можно проводить более качественный анализ нарушений нормального режима работы электрической сети.

## В Ы В О Д Ы

1. Показана возможность реализации функций релейной защиты и проверки алгоритмов и программ на модели цифрового вычислительного комплекса на базе ЦВМ "МИР-1". Проверка производилась на примере дифференциальной защиты с торможением трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВ·А, дистанционной (ненаправленной и направленной) защиты линии 110 кВ от однофазных коротких замыканий, токовой отсечки отходящей воздушной линии 10 кВ. Из-за малого быстродействия ЦВМ время срабатывания дифзащиты находилось в пределах 0,25-0,37 сек, ненаправленной дистанционной защиты 0,64-0,78 сек, направленной дистанционной защиты-0,70-0,90 сек, токовой отсечки-0,40-0,73 сек.

2. Экспериментально подтверждена возможность получения новых качеств при защите электрооборудования с помощью УЦВК по сравнению с релейной защитой. Так, реализованная на модели УЦВК программа токовой отсечки обладает свойством адаптации уставок к изменению схемы питания секции шин 10 кВ, к которой подключена защищаемая линия.

3. На модели УЦВК экспериментально показана возможность использования подстанционной ЦВМ в режиме регистрации срабатываний устройств РЗА. В отличие от существующей системы блинкерной сигнализации ЦВМ имеет возможность зафиксировать очередность срабатывания различных устройств, время и интервалы времени между срабатываниями. Такая регистрация облегчает анализ

работы устройств РЗА и повышает эффективность использования подстанционной ЦВМ, имеющей разделение времени.

Приложение. Программы защиты для ЭВМ "МИР-1".

1. Программа ненаправленной дистанционной защиты.

"4.A=I11 ; 1.C=0; 2."СТОП" А; "СТОП" А;  
"СТОП" А; I1=A ; "СТОП" А; U1=A; "СТОП" А;  
I2=A; "СТОП" А; U2=A ;

$U=(U2+U1) \times .5$  ;  $V=(U2-U1) \times .689$  ;  $I=(I2+I1)$   
 $\times .5$  ;  $J=(I2-I1) \times .689$  ;

"Е"  $I^2 + J^2 < 100$  "ТО" ("НА" 1)

$Z=(U^2+V^2+16)/(I^2+J^2)$  ;

"Е"  $Z < 3.9$  "ТО"

(C=C+1; "Е" C > 1 "ТО"

("ВЫВ" [ ] ;

ДИСТ. 3-ТА ВЛ-2

$IK=\sqrt{I^2+J^2} \times 6.28$  ;  $UK=\sqrt{U^2+V^2} \times 12$   
82;  $ZK=Z/.049$  ;  $LK=ZK/.68$  ; "ВЫВ"  
"ЗНАЧ" [IK=], IK, "ПРО", [A], "СТР",  
[UK=], UK, "ПРО", [KB], "СТР", [ZK=], ZK,  
"ПРО", [OM], "СТР", [LK=], LK, "ПРО",  
[KM], "СТР"; "НА" 1) ; "НА" 2) ; "НА" 1  
"К"

ДИСТ.3-ТА ВЛ-2

IK=707 А

UK=23 КВ

ZK=32.3 Ом

LK=43.7 КМ

ввод мгновенных значений входных сигналов с АЦП

определение расчетных значений напряжения и тока и их производных

пуск по току

расчет полного сопротивления

к.з. в зоне?

контроль "двойной счет"

отключение выключателя

вывод информации о срабатывании на печать

пример вывода информации на печать

2. Программа направленной дистанционной защиты.

"4.A=111; 1."СТОП"А; "СТОП"А;  
 "СТОП"А; I1=A; "СТОП"А; U1=A;  
 "СТОП"А; I2=A; "СТОП"А; U2=A;

ввод мгновенных значений входных сигналов с АЦП

$V=(U_2-U_1) \times 0.689$ ;  $J=(I_2-I_1) \times 0.689$ ;  
 $U=(U_2+U_1) \times 0.5$ ;  $I=(I_2+I_1) \times 0.5$ ;

определение расчетных значений напряжения и тока и их производных

"E"  $I^2+J^2 < 100$  "ТО" ("НА"1);

пуск по току

$K=(U \times J - I \times V)$ ; "E"  $K < 0$  "ТО" ("НА"1);  
 $K=K/(V \times J + U \times I)$ ; "E"  $K < 0$  "ТО" ("НА"1);

определение направления мощности короткого замыкания

$Z=(U^2+V^2)/(I^2+J^2)$ ;  $R=\sqrt{Z/(K^2+1)}$ ;  
 $X=K \times R$ ;

расчет полного, активного и реактивного сопротивлений до места к.з.

"E"  $X - 0.328 \times R < 1.96$  "ТО" ("E"  $14.2 \times R - X < 17.5$  "ТО"

к.з. в зоне ?

("ВЫВ" [ ]);

отключение выключателя

$I_K=\sqrt{I^2+J^2} \times 6.28$ ;  $U_K=\sqrt{U^2+V^2} \times 12$   
 $82$ ;  $X_K=X/.049$ ;  $R_K=R/.049$ ;  $Z_K=Z/.049$ ;  
 $L_K=X_K/.59$ ; "ВЫВ" "ЗНАЧ" [ДИСТ.3-ТА  
 ВЛ-2], "СТР", [I\_K=], I\_K, "ПРО", [A],  
 "СТР", [U\_K=], U\_K, "ПРО", [KV], "СТР",  
 [X\_K=], X\_K, "ПРО", [OM], "СТР", [R\_K=],  
 R\_K, "ПРО", [OM], "СТР", [Z\_K=], Z\_K,  
 "ПРО", [OM], "СТР", [L\_K=], L\_K,  
 "ПРО", [KM], "СТР";  
 "НА"1)); "НА"1 "К"

вывод информации о срабатывании на печать

ДИСТ.3-ТА ВЛ-2

I<sub>K</sub>=750 А

U<sub>K</sub>=26.4 КВ

X<sub>K</sub>=26.5 Ом

R<sub>K</sub>=19.8 Ом

Z<sub>K</sub>=33.2 Ом

L<sub>K</sub>=44.8 КМ

пример вывода информации на печать

3. Программа токовой отсечки линии

"4.A=0; 1.C=0; 2."СТОП"Т; K=3111111 А; ввод информации о схеме питания

A=111; "СТОП"А; "СТОП"А; "СТОП"А;  
I1=A; "СТОП"А; I2=A; "СТОП"А; I3=A;  
"СТОП"А; I4=A;

"Е"К=111"ТО"(IY=1893<sub>Ю6</sub>)"ИН"("Е"  
K=101"ТО"(IY=1755<sub>Ю6</sub>)"ИН"("Е"K=11  
"ТО"(IY=1645<sub>Ю6</sub>)"ИН"("Е"K=1"ТО"  
(IY=1624<sub>Ю6</sub>)"ИН"("НА"1))));

M=(.5x(I3+I1))<sup>†</sup>2+(.689x(I3-I1))<sup>†</sup>2;  
"Е"М>IY"ТО"(Ф=1;  
З.С=C+1; "Е"С>1"ТО"  
("ВЫВ" "ЗНАЧ" [ ] ,

[МТЗ ФИД.-14], "СТР", [ФАЗА], Ф,  
"СТР", [IK=1, √(M)/.43, [A], "СТР",  
[УСТ.=], √  
(IY)/.43, [A], "СТР"; "НА"1); "НА"  
2); M=(.5x(I4+I2))<sup>†</sup>2+(.689x(I4-I2))<sup>†</sup>2;  
"Е"М>IY"ТО"(Ф=2; "НА"3);

M=(.5x(I4+I3+I2+I1))<sup>†</sup>2+(.689x(I4+I3-  
I2-I1))<sup>†</sup>2; "Е"М>IY"ТО"(Ф=3;"НА"3);  
"НА"1"К"

МТЗ ФИД.-14

ФАЗА 2

IK=800 А

УСТ.=750 А

ввод мгновенных значе-  
ний входных сигналов с  
АЦП

определение уставки  
токовой отсечки

сравнение величины тока  
фазы А с уставкой  
контроль "двойной счет"  
отключение выключателя

вывод информации о  
срабатывании на печать

сравнение величины тока  
фазы В с уставкой

сравнение величины тока  
фазы С с уставкой

пример вывода инфор-  
мации на печать

## Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Исследование возможностей использования цифровых вычислительных машин для осуществления функций релейной защиты синхронных генераторов большой мощности (научный отчет). Инв. номер Всесоюзного науч.-техн. информ. центра Б 369715. Манов Н.А., Кузнецова И.Ф., Сурнин А.И., Успенский М.И., Шумилова Г.П. Сыктывкар, 1974. 156 с.

2. Испытания управляющего цифрового вычислительного комплекса на базе ЦВМ "МИР-1" в режиме выполнения функций релейной защиты (научный отчет). Инв. номер Всесоюзного науч.-техн. информ. центра Б 442925. Манов Н.А., Сурнин А.И., Успенский М.И., Шумилова Г.П. Сыктывкар, 1975. 118 с.

3. Успенский М.И. Разработка аналого-цифрового вычислительного комплекса на базе ЦВМ "МИР-1" для экспериментальной отработки алгоритмов защиты от коротких замыканий. - "Труды Коми филиала АН СССР", 1975, № 29, с.68-73.

4. Манов Н.А., Успенский М.И., Сурнин А.И. Модель управляющего цифрового вычислительного комплекса на базе ЦВМ "МИР-1" для экспериментальной проверки алгоритмов защиты от коротких замыканий. - В наст. сб., с.93.

5. Шумилова Г.П. Вопросы помехозащищенности и помехоустойчивости ЦВМ на подстанциях. - В наст. сб., с.56.

## ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ПОДСИСТЕМА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ КРАСНОЯРСКОЙ ГЭС НА БАЗЕ УВМ ТА-100

Н.А.Городецкая, А.А.Орсоева, А.А.Рагозин

Разрабатываемая для Красноярской ГЭС автоматизированная система управления на базе вычислительной техники третьего поколения обеспечит качественное улучшение оперативно-технологического и производственно-хозяйственного управления станцией. Для решения задач оперативно-технологического управления ГЭС устанавливается УВМ ТА-100, объединяющая три вычислительных комплекса, резервирующих друг друга мажоритарно и работающих синхронно по одной программе, что создает весьма высокую надежность управляющего комплекса в целом. Это обусловило целесообразность включения в состав задач, решаемых УВМ, управление станцией в аварийных и послеаварийных режимах, необходимое для предотвращения нарушения устойчивости электропередач, связывающих Красноярскую ГЭС с другими энергосистемами, при коротких замыканиях и аварийных отключениях линий электропередачи, аварийном возникновении дефицита мощности в приемной ОЭС, а также появлении значительного избытка мощности в отделившихся частях ОЭС. Напомним, что до настоящего времени логическая часть автоматики управления аварийными и послеаварийными режимами (выбор уставок, дозировка управляющего воздействия, выбор вида деления и т.д.) Красноярской ГЭС, как и других крупных ГЭС и отдельных энергообъединений, выполнялась с помощью релейных устройств и обладала рядом недостатков, а именно: ограниченными возможностями релейных схем и в связи с этим неточностью дозировки управляющих воздействий противоаварийной автоматики, большим количеством панелей устройств (на крупных электростанциях число панелей доходит до 50-100), а следовательно, их низкой надежностью, трудностью эксплуатации таких устройств, трудностями изменения алгоритма управления при развитии энергообъединения и т.д. (Использование УВМ благодаря большим логическим возможностям позволит исключить все вышеперечисленные недостатки, присущие релейным устройствам противоаварийной автоматики, а также обеспечить экономический эффект, определяемый в основном повышением точности дозировки управляющих воздействий и связан-

ным с ним исключением возможности развития аварий, снижением недоотпуска электроэнергии потребителям и т.д.

В настоящей работе приводятся принципы построения алгоритма управления Красноярской ГЭС в аварийных режимах, дается структура и краткая характеристика программы для УВМ. Учитывая, что время от момента возникновения аварийного возмущения и срабатывания релейной защиты до получения ответа из УВМ об оптимальном управляющем воздействии не должно превышать 2-3 десятых долей секунды, алгоритм и программа построены исходя из более жестких требований к данной подсистеме АСУ по быстрдействию, чем ограничений по памяти.

Структурная схема энергообъединения приведена на рис. 1. Энергообъединение содержит Красноярскую ГЭС, связанную ВЛ 500 кВ с западной и восточной частями ОЭС Сибири. Характерными узлами западного направления являются ГРЭС-1, подстанции 2 и энергосистемы, примыкающие к подстанциям 3, 4; для восточного направления - подстанция 1 и соединенные с ней ВЛ 1, 2 гидростанции восточного объединения. Красноярская ГЭС в максимальных режимах покрывает значительный дефицит мощности западной части энергообъединения. Западное направление является наиболее опасным с точки зрения сохранения устойчивости параллельной работы станций объединения при аварийных воздействиях и в послеаварийных режимах; основной объем противоаварийной автоматики сосредоточен именно на этом направлении. В соответствии с требованиями ОДУ Сибири рассматриваются шесть возможных схем сети, влияющих на выбор уставок действия противоаварийной автоматики; основная, учитывающая полный состав линий электропередачи, и пять ремонтных состояний схемы. Это ремонты на одной из ВЛ

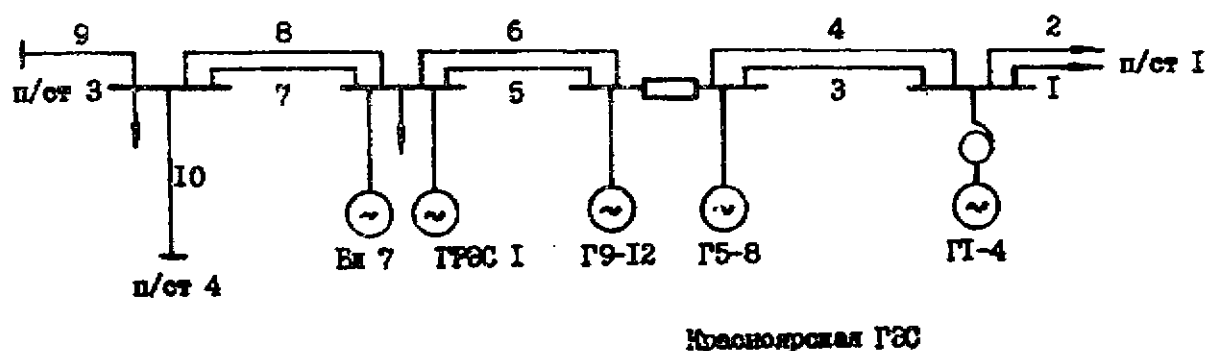


Рис. 1. Структурная схема энергообъединения



(см. схему рис. 1) : 5(6), 7(8), 9(10), ремонт двух ВЛ 5(6) и 9(10) или ремонт блока 7, присоединенного к шинам 500 кВ ГРЭС-1. Максимальное число возможных аварийных ситуаций (срабатываний пусковых органов ПАА) для полной схемы сети составляет около 20 ; для ремонтных режимов их число сокращается.

Общая структура алгоритма ПАА показана на рис.2. До поступления аварийного воздействия алгоритм реализуется циклически и производит периодический опрос аналоговых датчиков, усреднение аналоговых режимных параметров, опрос датчиков телемеханики для фиксации состояния схемы системы, расчет объема управляющего воздействия (дозировки) с выбором вида деления и состава отключаемых агрегатов. Эта группа задач может быть разбита на ряд параллельных программ (см. рис.2), реализуемых с разделением

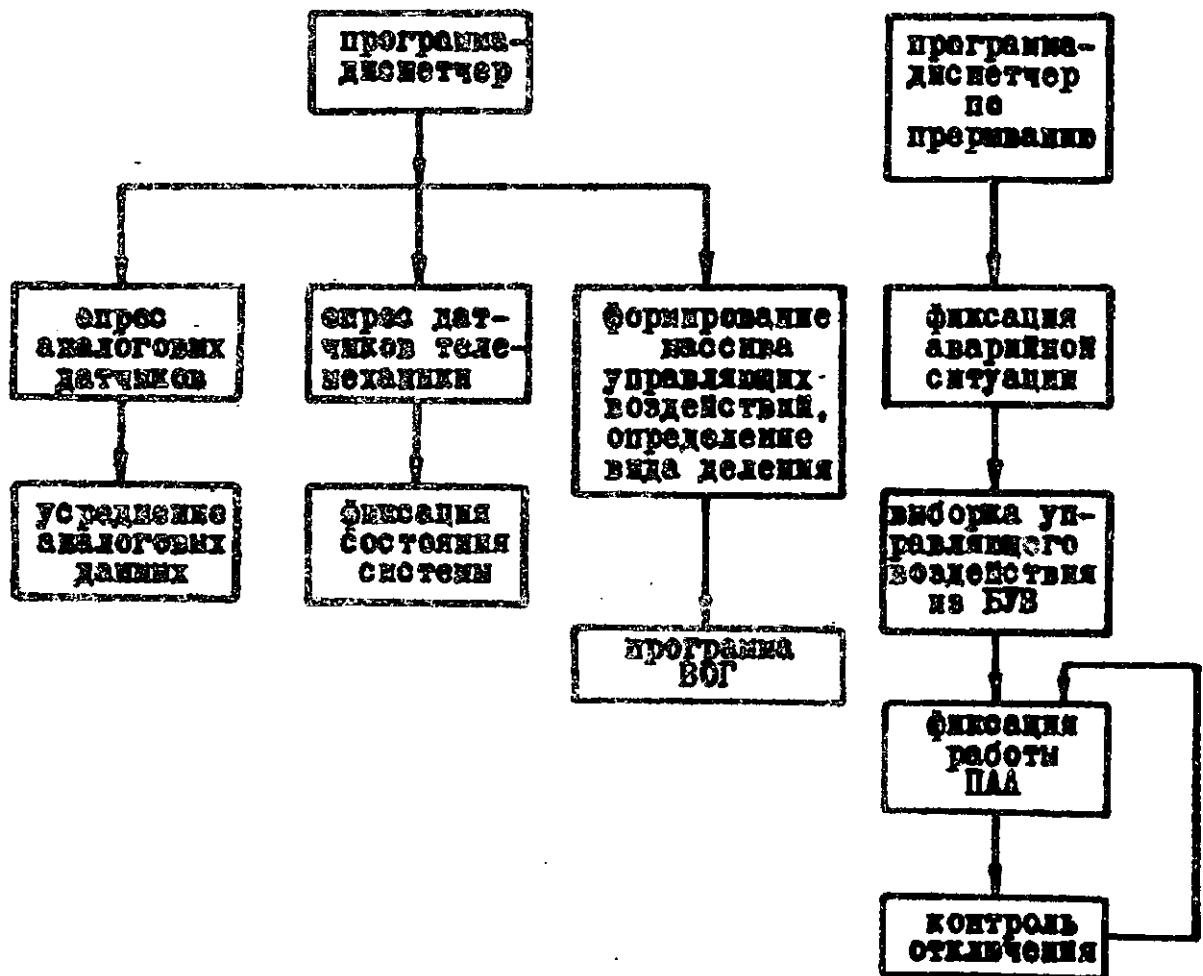


Рис.2. Общая структура алгоритма ПАА

времени. При аварийном воздействии ввод сигналов о срабатывании пускового органа ПАА осуществляется от телемеханики по прерыванию; при этом с максимальным приоритетом производится поиск подготовленного в нормальном режиме работы алгоритма управляющего воздействия. Основным звеном подсистемы ПАА является алгоритм расчета объема управляющего воздействия и связанного с ним выбора состава отключаемых агрегатов. Быстродействие программы во многом определяется потребным временем для реализации именно этой части алгоритма. В этой связи ниже главное внимание отводится принципу построения алгоритма расчета дозирок управляющего воздействия, реализуемого в функциональной подсистеме ПАА АСУ ТП Красноярской ГЭС.

Основу алгоритма расчета дозирок управляющих воздействий составляет таблица уставок ПАА, рассчитанных ОДУ Сибири исходя из условий сохранения динамической устойчивости энергосистемы и допустимости режимных параметров для различных схем сети, состояний блока 7 ГРЭС-1 и при разных аварийных ситуациях. Следует отметить, что основным фактором, ограничивающим переток мощности в западном направлении, является дефицитность приемных энергосистем западной части объединения по реактивной мощности. Так, результаты расчетов, выполненных Ленгидропроектom и ОДУ Сибири, показали, что предельные перетоки мощности по условиям сохранения динамической устойчивости генераторов Красноярской ГЭС при действии основных защит выше, чем максимально возможные перетоки мощности в установившихся режимах энергосистемы с точки зрения обеспечения допустимых уровней напряжений в западных энергообъединениях; и лишь только при отказе основных защит и действии УРОВ уставка ПАА в целом определяется условием сохранения динамической устойчивости. Сказанное во многом упрощает алгоритм расчета дозирок управляющих воздействий, так как позволяет не учитывать при выборе уставок ПАА динамические характеристики отправной и приемной частей энергообъединения. Необходимая отключаемая мощность при действии того или иного возмущающего воздействия в этом случае равна разности между передаваемой мощностью в исходном режиме и предельным перетоком мощности в послеаварийной схеме. Одновременно это приводит к существенному ускорению реализации на УВМ алгоритма вычисления дозирок.

С целью дальнейшего повышения быстродействия поиска, требуемого в зависимости от той или иной аварийной ситуации, управляющего воздействия от УВМ программа расчета дозирок включает в себя два блока, реализуемых отдельно: блок управляющих воздействий (БУВ), работающий циклически в нормальном режиме ра-

боты системы, и блок поиска управляющего воздействия (БПУВ), вступающий в работу только при срабатывании пускового органа защиты. В блоке управляющих воздействий производится выбор массива уставок в зависимости от состояния блока 7 ГРЭС-1, определяется состояние линий электропередачи, выбирается вид деления, производится балансировка для выбранного вида деления. В результате заполняется массив управляющих воздействий, в который заносятся величины отключаемой мощности для каждой аварийной ситуации. Каждой аварийной ситуации отвечает определенная уставка ПАА. Выборка уставок ПАА для повышения быстродействия программы осуществляется из различных массивов уставок, соответствующих различным состояниям блока 7 ГРЭС-1, состояниям схемы сети, возможным аварийным ситуациям в той или иной схеме сети и т.д. Так, для фиксации состояния блока 7 предусмотрен согласующий элемент, на разряд которого с входных датчиков УВМ приходит сигнал о ремонте блока; при этом выборка уставок ПАА осуществляется из массива уставок, соответствующих выведенному из работы блоку 7, либо из массива уставок при включенном блоке 7. Исходное состояние схемы оценивается с помощью согласующего элемента и массива ремонтов. Необходимая отключаемая мощность для всех возможных аварийных ситуаций в той или иной схеме энергосистемы группируется в массивы. По такому же принципу формируется массив, определяющий, для каких аварийных ситуаций в зависимости от схемы сети необходимо произвести деление и по какому сечению. В связи с тем, что при выполнении деления неизбежны случаи возникновения значительного небаланса мощности в разделившихся частях системы, необходимо применение балансировки, которая дозирует отключение генераторов в зависимости от мощности, выделяемой на поврежденное направление. Применение УВМ дает возможность точнее дозировать отключаемую мощность, максимально приближая остающуюся мощность к предельно допустимому перетоку, зависящему от вида аварии и послеаварийной схемы. Для этой цели разработан алгоритм выбора отключаемых генераторов, который позволяет определить оптимальное число и состав отключаемых агрегатов ГЭС для каждой из возможных аварийных ситуаций по величинам отключаемой мощности. Алгоритм основан на предположении возможности режимов работы ГЭС с различной нагрузкой генераторов. Массивы управляющих воздействий, сформированные в блоке БУВ, обрабатываются подпрограммой выбора отключаемых генераторов (программа ВОГ), в которой в соответствующем массиве готовится необходимый состав отключаемых генераторов. После этого с выдержкой времени цикла управление передается вновь на начало работы алгоритма

(ввод исходной информации, усреднение аналоговых данных и т.д.).

Блок поиска управляющих воздействий, как уже было сказано выше, вступает в работу только при возникновении какой-либо аварийной ситуации; при этом сигнал о срабатывании пускового органа защиты или другого фактора аварийного воздействия с максимальным приоритетом поступает на вход УВМ. Предусмотренные ОДУ Сибири аварийные ситуации сведены в массив. Фиксация аварийной ситуации осуществляется в УВМ с помощью согласующего элемента, на различные разряды которого поступают сигналы об аварийных возмущениях. В этом блоке осуществляется поиск в векторе-столбце управляющих воздействий строки, содержащей необходимое в зависимости от вида аварийной ситуации управляющее воздействие. Для ускорения поиска управляющего воздействия с помощью массива ремонтов просматривается лишь часть элементов массива возможных аварийных ситуаций. Найденной строке управляющих воздействий соответствует строка массива номеров отключаемых генераторов. БПУВ также задает величину неплановой мощности, подлежащей разгрузке посредством программы группового регулирования активной мощности (ГРАМ), если необходимая отключаемая мощность мала и в западной части объединения состоялось телеотключение нагрузки. При действии ПАА БПУВ формирует сигнал на увеличение уставки АРВ-СД, поступающий в программу группового регулирования реактивной мощности.

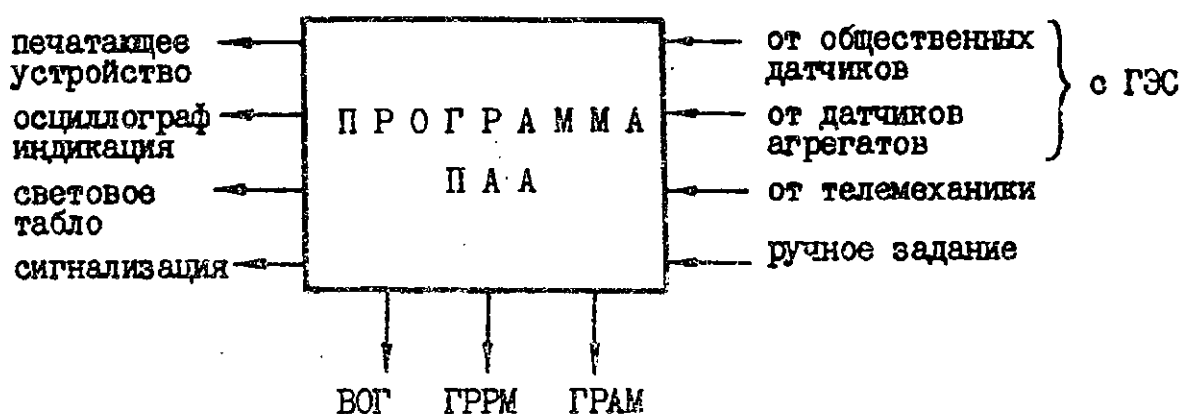


Рис. 3. Структура внешних связей рабочей программы ПАА

Данные о состоянии схемы системы, подготовленное управляющее воздействие автоматики, данные об авариях в системе и действие ПАА выдаются на печать, световое табло, регистрацию и сигнализацию, а перетоки по ВЛ 5,6,7,8 дополнительно поступают на осциллограф. Структура внешних связей программы ПАА пока — зана на рис. 3.

Блочный (модульный) принцип построения программы позволяет наиболее просто вводить изменения в алгоритм управления противоаварийной автоматикой и увеличить быстродействие программы, что особенно важно при работе УВМ в темпе времени.

Программа составлена на мнемокоде УВМ ТА-100. Рабочая программа ПАА западного направления занимает 920 ячеек оперативной памяти; объем памяти ПАА восточного направления составляет около 190 ячеек. Объем потребной памяти приводится без учета обращения к модулям операций ввода, вывода и печати. Программа ПАА работает с требуемым быстродействием.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная функциональная подсистема противоаварийной автоматики на базе УВМ ТА-100 обеспечивает непрерывный анализ режимов и состояния элементов электропередачи, точную дозировку управляющих воздействий при всех возможных аварийных ситуациях с выбором вида деления и состава отключаемых агрегатов, требуемое быстродействие. Блочный принцип построения программы позволяет достаточно просто вносить изменения технологического алгоритма управления энергообъединением при его развитии.

## ЗАЩИТА ОТ НЕСИММЕТРИИ ФАЗНЫХ ТОКОВ НА БАЗЕ ОПЕРАЦИОННЫХ УСИЛИТЕЛЕЙ

Л.Б.Паперно, Б.С.Пороцкий

Для защиты электродвигателей и других трехфазных электроустановок от повреждений и ненормальных режимов работы применяется комплекс защит. В настоящее время в комплекс защит трехфазных электроустановок, как правило, входят защиты от токов короткого замыкания, от перегрузки по току, от повышения или понижения напряжения питания и др.

В выпускаемых комплексных защитах для электроустановок общепромышленного применения [1] не предусмотрены защиты от несимметрии фазных токов. Но как показывает опыт эксплуатации трехфазных электроустановок и, в частности, асинхронных электродвигателей, такая защита необходима. Характерным повреждением электродвигателей является сгорание обмоток из-за несимметричных коротких замыканий, внутренних витковых замыканий и обрыва фазы. Сгорание обмоток может произойти также и по причине несимметрии фазных токов.

Практическое распространение и внедрение новых устройств защиты зависит от их функциональных особенностей и свойств, и особенно от возможностей их легкого создания, простоты и надежности.

В Рижском политехническом институте проводятся работы по созданию защит от несимметрии фазных токов. В качестве датчика входных сигналов используется трехфазный выпрямительный мост (ТВМ), питаемый от вторичных обмоток трансформаторов тока или трансреакторов. Применение ТВМ представляется целесообразным и для всего комплекса токовых защит электроустановки. Входным сигналом для всех защит в этом случае является напряжение на выходе ТВМ. Регулирование уровня входных сигналов в зависимости от номинальной мощности защищаемой электроустановки может быть осуществлено переменным резистором или потенциометром, подключенными на выход ТВМ параллельно входам защит.

Напряжение на выходе ТВМ зависит от первичных фазных токов. При возникновении несимметрии фазных токов изменяются амплитуда и частота пульсаций напряжения на выходе ТВМ, соответствен-

но изменяются переменная и постоянная составляющие этого напряжения.

Величина несимметрии фазных токов  $K_n$  может характеризоваться отношением симметричных составляющих токов прямой и обратной последовательностей  $K_n = \frac{I_2}{I_1}$  [2]. На рис. 1 показана полученная аналитическим путем зависимость отношения переменной и постоянной составляющих выпрямленного напряжения  $\frac{U_{п.в.ср.}}{U_{ср.}}$

от степени несимметрии фазных токов  $K_n$  при угле между  $I_2$  и  $I_1$ , равном  $0^\circ$ , где переменная составляющая для удобства сравнения выпрямлена диодом и сглажена. На основе зависимости

$\frac{U_{п.в.ср.}}{U_{ср.}} = f\left(\frac{I_2}{I_1}\right)$  выполнена защита от несимметрии фазных токов [3,4] схема которой приведена на рис. 2.

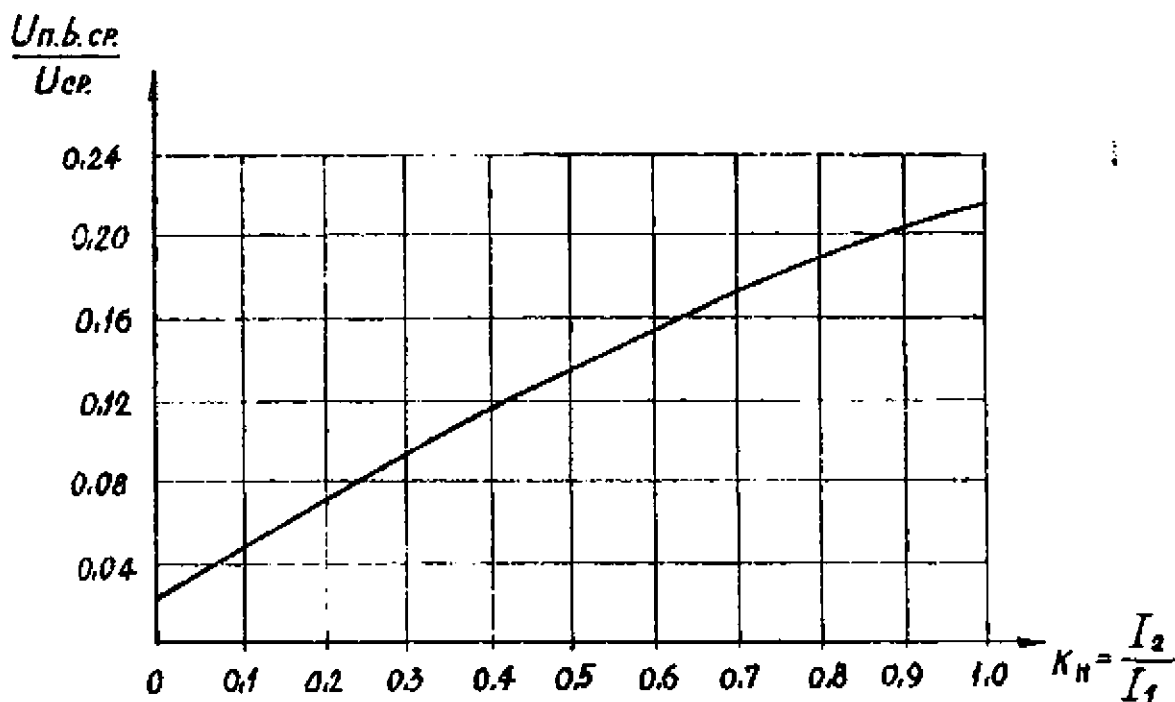


Рис. 1. Зависимость отношения переменной и постоянной составляющих на выходе ТВМ от несимметрии фазных токов

Защита производит сравнение выпрямленной и сглаженной переменной составляющей, являющейся рабочей величиной, со средним значением выпрямленного напряжения, являющимся тормозной величиной. Существенным недостатком такой защиты, как будет показано ниже, является необходимость введения элемента выдержки времени для отстройки от ложных срабатываний при внешних несимметричных коротких замыканиях и при резких симметричных изменениях фазных токов или напряжения питания электроустановки. Следовательно, данная защита предназначается главным образом для действия при обрыве фазы или витковых замыканиях, когда допустима выдержка времени.

Между тем большинство повреждений электроустановок происходит из-за несимметричных коротких замыканий, в частности двухфазных. Во избежание серьезных повреждений оборудования и возникновения пожаров их необходимо отключать без выдержки времени. В настоящее время такое отключение осуществляется токовой мгновенной отсечкой, отстроенной, например, от пусковых токов для защиты электродвигателей. Однако во многих случаях минимальных режимов, при значительной удаленности электродвигателя от питающего трансформатора или при коротком замыкании через переходное сопротивление, эта отсечка оказывается недостаточно

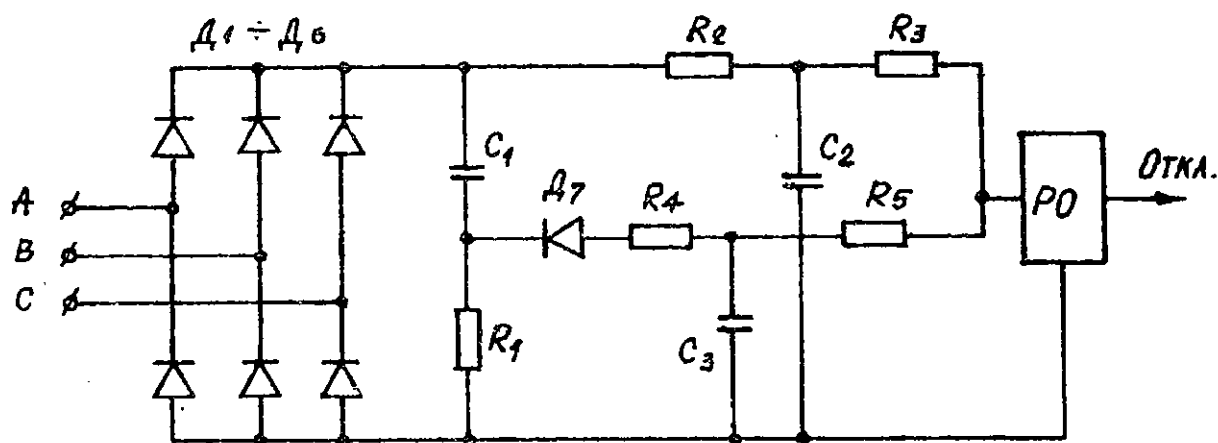


Рис. 2. Принципиальная схема защиты от несимметрии фазных токов по способу сравнения средних значений переменной и постоянной составляющих напряжения на выходе ТВМ



чувствительной [2]. Возможны случаи, когда при коротком замыкании на выводах электродвигателя  $I_{к.з.} < I_{ср.отс.}$ . Использование ТВМ в качестве датчика сигналов для защиты от несимметричных коротких замыканий позволяет осуществить более чувствительную защиту, чем токовая мгновенная отсечка.

При двухфазном коротком замыкании на выводах электродвигателя место короткого замыкания будет питаться несимметричными фазными токами со стороны основного питания и со стороны других элементов, подключенных к этим же шинам. Через защиту неповрежденного электродвигателя будут протекать токи подпитки, что может привести к неселективной работе быстродействующей защиты этого электродвигателя. В месте двухфазного короткого замыкания симметричные составляющие напряжения прямой  $U_1$  и обратной  $U_2$  последовательностей равны. Составляющие токов прямой  $I_1$  и обратной  $I_2$  последовательностей не равны между собой, так как сопротивления прямой и обратной последовательностей электродвигателя зависят от скольжения двигателя и не равны друг другу [5]. При малых значениях скольжения ( $s \approx s_{ном}$ )  $z_2 < z_1$ , поэтому имеет место соответствующее соотношение между составляющими токов прямой и обратной последовательностей  $I_2 > I_1$ . В данном случае величина отношения  $\frac{U_{п.в.ср.}}{U_{ср.}}$  мала, и это позволяет отстроиться от ложной работы, приняв величину отношения срабатывания несколько большей.

По мере торможения электродвигателя, когда отключение поврежденного двигателя происходит с выдержкой времени, будет изменяться соотношение  $I_2$  и  $I_1$ , соответственно будет увеличиваться величина отношения переменной и постоянной составляющих напряжения на выходе ТВМ. В какой-то момент окажется, что  $I_2 = I_1$ .

В этом случае отношение  $\frac{U_{п.в.ср.}}{U_{ср.}}$  будет максимальным и быстродействующая защита отключит исправный двигатель. Такой случай возможен и при внешних коротких замыканиях, когда  $U_2 < U_1$ , или при коротких замыканиях через переходное сопротивление на тех же шинах. Для этого случая может быть введена дополнительная блокировка по среднему значению тока. Поэтому поврежденный электродвигатель должен быть отключен без выдержки времени.

Наличие конденсатора для выделения переменной составляющей в защите от несимметрии фазных токов (рис. 2) ограничивает быстродействие защиты. Кроме того, неодинаковое по времени изменение уровней переменной и постоянной составляющих выпрямленного напряжения при колебаниях напряжения питания электроустановки или

фазных токов может привести к ложному срабатыванию защиты и требует выдержки времени.

Защита от несимметрии фазных токов, использующая операционные усилители, обеспечивает высокое быстродействие при несимметричных коротких замыканиях, так как производит сравнение мгновенного значения со средним значением выпрямленного напряжения, а благодаря одновременному двойному сравнению этих величин не допускает ложного срабатывания при резких колебаниях фазных токов или напряжения питания электроустановки.

На рис. 3 приведена принципиальная схема устройства быстродействующей защиты от несимметрии фазных токов (упоминающаяся блокировка по среднему значению тока для упрощения не показана). В устройство защиты входят трансформаторы тока ТТ, установленные в каждой фазе и зашунтированные резисторами  $R_A, R_B, R_C$ . Линейные напряжения, пропорциональные первичным фазным токам, поступают на вход трехфазного выпрямительного моста ТВМ. Выпрямленное напряжение с выхода ТВМ поступает на входы операционных усилителей ОУ<sub>1</sub> и ОУ<sub>2</sub>. На неинвертирующий вход ОУ<sub>1</sub> через резисторы  $R_1$  и  $R_2$  подается сигнал  $U_1$  пропорциональ-

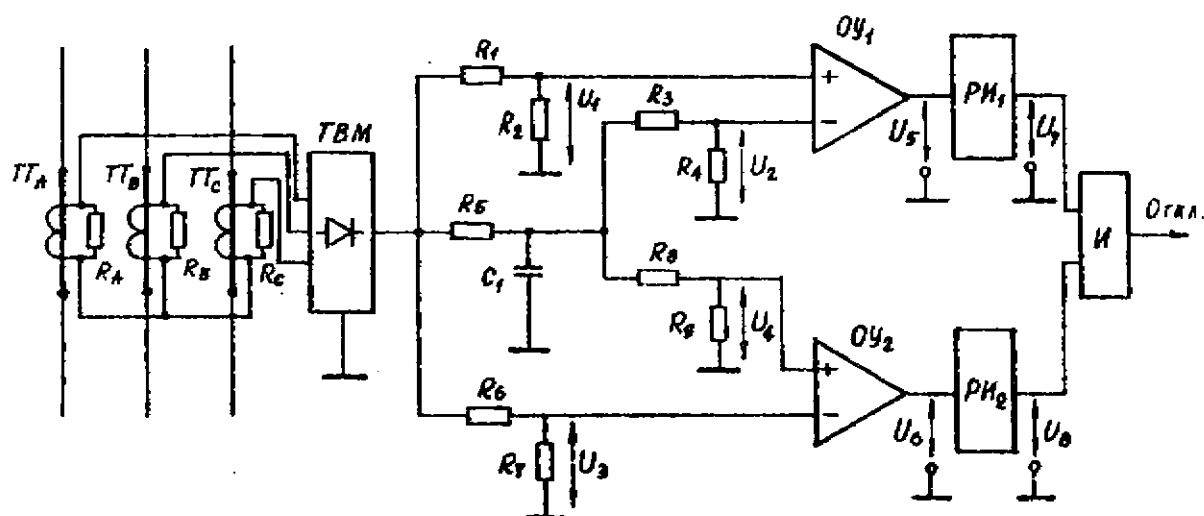


Рис. 3. Принципиальная схема быстродействующей защиты от несимметрии фазных токов

ный мгновенному значению выпрямленного напряжения, а на инвертирующий вход ОУ<sub>1</sub> через резисторы  $R_3$  и  $R_4$  - сигнал  $U_2$ , пропорциональный среднему значению того же напряжения, предварительно сглаженному фильтром  $R_5 C_1$ . На инвертирующий вход ОУ<sub>2</sub> через резисторы  $R_6$  и  $R_7$  подается сигнал  $U_3$ , пропорциональный мгновенному значению выпрямленного напряжения, а на неинвертирующий вход ОУ<sub>2</sub> через резисторы  $R_8$  и  $R_9$  - сигнал  $U_4$ , пропорциональный среднему значению того же напряжения. Причем,  $U_1$  и  $U_3$  являются рабочими величинами, а  $U_2$  и  $U_4$  - тормозными для своих ОУ. Выходы ОУ<sub>1</sub> и ОУ<sub>2</sub> связаны через расширители импульсов РИ<sub>1</sub> и РИ<sub>2</sub> с логическим элементом И.

Параметры схемы выбираются таким образом, чтобы в симметричном режиме работы защищаемой электроустановки удовлетворялись неравенства  $U_2 > U_1$  и  $U_4 > U_3$ . При этом на выходах ОУ сигналы равны нулю и защита не работает.

На рис. 4 показаны диаграммы напряжений на выходе ТВМ и сигналов на элементах схемы при симметрии фазных токов. Как видно из диаграмм, в симметричном режиме выходные сигналы равны нулю, так как тормозные величины сигналов на входах ОУ<sub>1</sub> и ОУ<sub>2</sub> больше рабочих.

На рис. 5 показаны диаграммы напряжений на выходе ТВМ и сигналов на элементах схемы при несимметрии фазных токов. При несимметрии фазных токов изменяется соотношение между величинами сигналов на входах ОУ<sub>1</sub> и ОУ<sub>2</sub>. В определенные промежутки времени, когда имеет место превышение рабочих величин сигналов над тормозными, на выходах ОУ<sub>1</sub> и ОУ<sub>2</sub> появляются импульсные сигналы  $U_5$  и  $U_6$ . Эти сигналы посредством расширителей импульсов РИ<sub>1</sub> и РИ<sub>2</sub> удлиняются и непрерывные сигналы  $U_7$  и  $U_8$  поступают на входы логического элемента И. Совпадение сигналов на входе элемента И приводит к появлению сигнала  $U_{откл.}$  и отключению электроустановки.

При резких симметричных изменениях фазных токов или напряжения питания электроустановки срабатывания защиты не произойдет. Если произошло внешнее короткое замыкание и резко уменьшилось напряжение питания, также резко уменьшится величина мгновенного значения выпрямленного напряжения. На входах ОУ<sub>2</sub> станет  $U_4 < U_3$  и на его выходе появится сигнал  $U_6$ . А на входах ОУ<sub>1</sub> останется без изменений  $U_2 > U_1$ . Срабатывание защиты

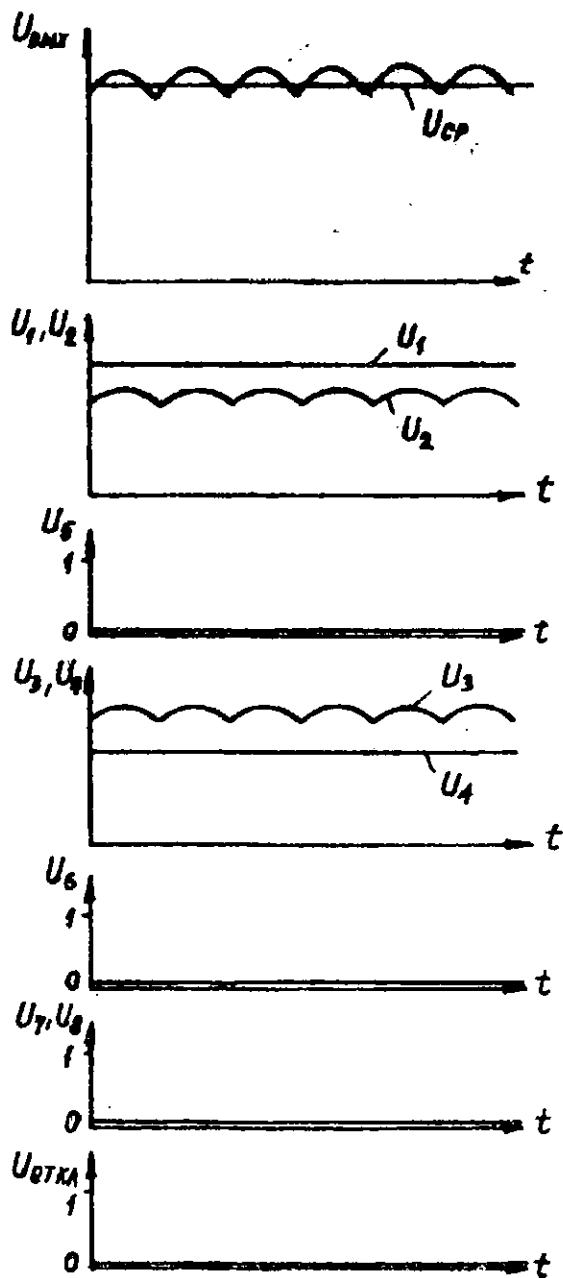


Рис. 4. Диаграммы напряжений на выходе ТВМ и сигналов на элементах схемы быстродействующей защиты от несимметрии фазных токов в симметричном режиме.

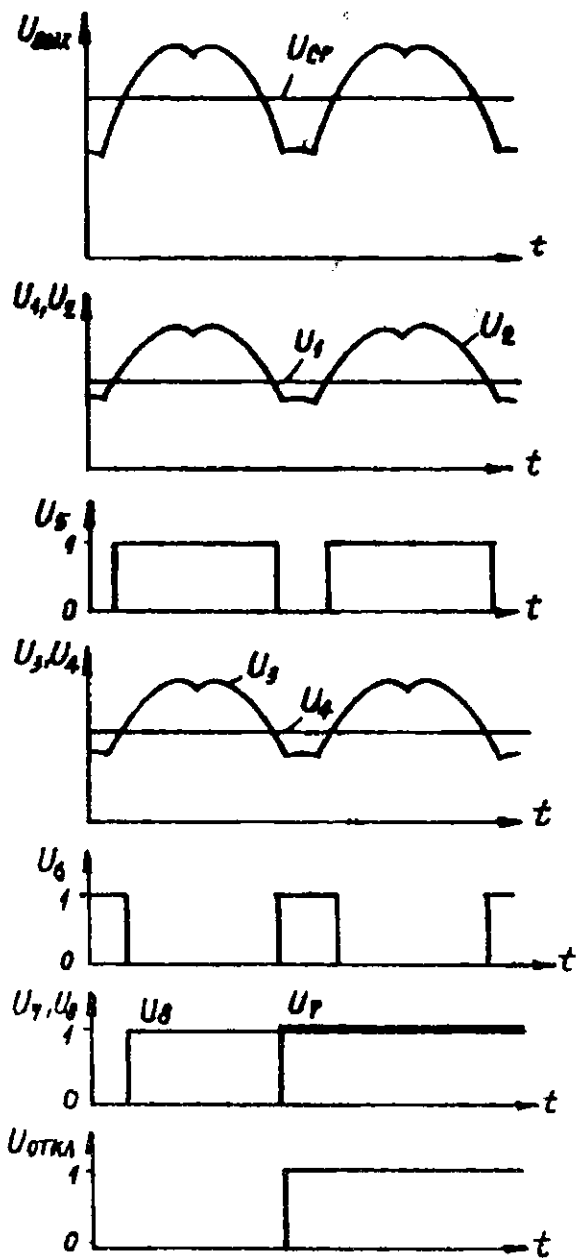


Рис. 5. Диаграммы напряжений на выходе ТВМ и сигналов на элементах схемы быстродействующей защиты от несимметрии фазных токов при нарушении симметрии

не произойдет, так как на входе элемента И окажется только один сигнал  $U_8$ .

При резком увеличении тока нагрузки, например при отключении внешнего короткого замыкания, также не произойдет срабатывание защиты. В этом случае появится сигнал  $U_5$  на выходе ОУ<sub>1</sub>, так как на его входах станет  $U_2 < U_1$ , а на входах ОУ<sub>2</sub> останется без изменений неравенство  $U_4 > U_3$ .

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Устройство защиты от несимметрии фазных токов посредством одновременного двойного сравнения мгновенного значения выпрямленного напряжения со средним значением того же напряжения обеспечивает надежную работу защиты при любой несимметрии фазных токов, действует без выдержки времени, его работа не зависит от уровня фазных токов.

При использовании в качестве схем сравнения и расширителей импульсов операционных усилителей защита достаточно проста, имеет небольшие габариты и малое потребление энергии.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Могилевский Г.В. и др. Бесконтактные устройства защиты для низковольтных электрических аппаратов. М., "Энергия", 1971. 88 с.
2. Гимоян Г.Г., Лейбов Р.М. Релейная защита подземного электрооборудования и сетей. М., "Недра", 1970. 281 с.
3. Паперно Л.Б., Мерняев А.С., Пороцкий Б.С. Устройство для защиты трехфазных электроустановок от несимметрии фазных токов. Авт. свид. № 383153 (СССР). - Бюлл. "Изобретения. Пром. образцы. Товарные знаки", 1973, № 23.
4. Пороцкий Б.С. Защита от несимметрии фазных токов по способу сравнения средних значений составляющих выпрямленного напряжения. - "Изв. АН Латв. ССР", 1974, № 3, с. 101-104.
5. Кулик Ю.А. Электрические машины. М., "Высшая школа", 1971. 456 с.

## АВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЕМ СИНХРОННЫХ МАШИН КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ РЕЗУЛЬТИРУЮЩЕЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Э.С.Лукашов, Б.З.Гамм, Г.С.Птушкин,  
А.К.Самарцев

Нарушение синхронной работы генераторов в энергосистемах может иметь место в различных ситуациях, таких как потеря возбуждения, короткие замыкания, резкие колебания нагрузки и т.п. Наиболее опасны асинхронные режимы, особенно гидрогенераторов, работающих через дальние линии электропередач, при сохранении возбуждения [1]. Такие условия работы синхронных машин сопровождаются значительными колебаниями режимных параметров во всей энергосистеме или в отдельных ее частях [2]. Поэтому необходимо предусматривать специальные меры по обеспечению ресинхронизации и восстановлению нормальной работы.

Из рассмотрения уравнения баланса моментов на валу агрегата

$$\dot{s} = \frac{1}{T_j} \left\{ (M_T + W_1) - [(M_{11} + W_2) + (M_{12} \cdot \sin \delta + W_3) + M_{ac}(s)] \right\} \quad (1)$$

(здесь  $M_T$ ,  $M_{11}$ ,  $M_{12}$ ,  $M_{ac}$  - соответственно момент турбины, собственный, взаимный и асинхронный моменты,  $\delta$  - угол между осью ротора генератора и синхронной осью,  $T_j$  - постоянная инерции генератора) видно, что решение этой задачи можно достичь за счет создания соответствующих управляющих воздействий  $W_1$ ,  $W_2$  и  $W_3$ .

В качестве управляющего воздействия может использоваться, например, аварийная разгрузка турбины [3,4]. Недостатком этого способа является недоотпуск электроэнергии потребителям. Возможно воздействие на величину собственного электромагнитного момента регулированием возбуждения или подключением тормозных

сопротивлений, что требует специальной высоковольтной аппаратуры. Исследовалось и влияние управляющих воздействий на внешнюю составляющую момента  $M_{12}$  [5], с помощью которых можно создать условия для втягивания машины в синхронизм.

В лаборатории управления режимами электрических систем СибНИИЭ предложен способ повышения результирующей устойчивости путем аварийного управления возбуждением генераторов, выпавших из синхронизма. Управляющее воздействие, реализующее этот способ, направлено на фазовое изменение внешней составляющей электромагнитного момента.

Для пояснения принципа предлагаемого способа сохранения результирующей устойчивости рассмотрим простую схему, в которой синхронный генератор через линию электропередачи работает на шины бесконечной мощности (ШБМ).

Проанализируем условия динамического перехода при проходящем трехфазном коротком замыкании в начале линии, сравнивая площадки торможения и ускорения (рис. 1).

Если при данном возмущении не выполняется условие

$$S_{y1} \leq S_{y2} \quad (2)$$

то кинетическая энергия, запасенная ротором, не будет погашена и при дальнейшем увеличении угла  $\delta > \delta_{кр}$  момент турбины становится больше  $M_{эм}$ , и ротор генератора снова ускоряется.

Новая площадка ускорения  $S_{y2}$  значительно больше первой, и при прохождении ее ротор приобретает значительную скорость, после чего восстановление нормальной работы невозможно без специальных мер. Если в момент перехода характеристики мощности через нуль изменить полярность подключения напряжения к обмотке возбуждения (ОВ), то величина э.д.с.  $E_r$  останется неизменной, но противоположной по фазе. Это соответствует смещению характеристики мощности на угол  $\delta_{\phi} = 180^\circ$ , т.е.  $P_n = P_{макс.}(\delta - \delta_{\phi})$ ,

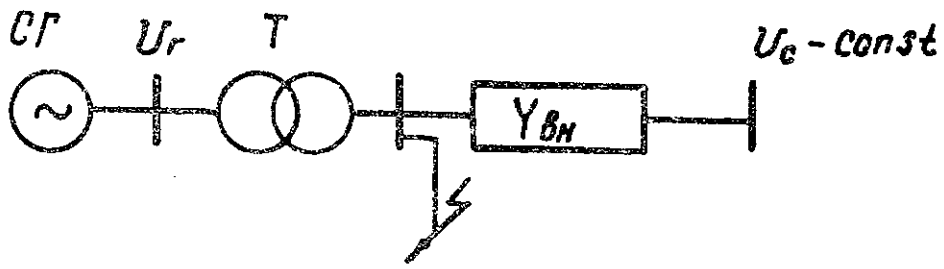
где  $P_n$  - угловая характеристика мощности после переключения.

Таким образом, изменяя полярность подключения напряжения к ОВ генератора в моменты времени, соответствующие углам  $\delta$

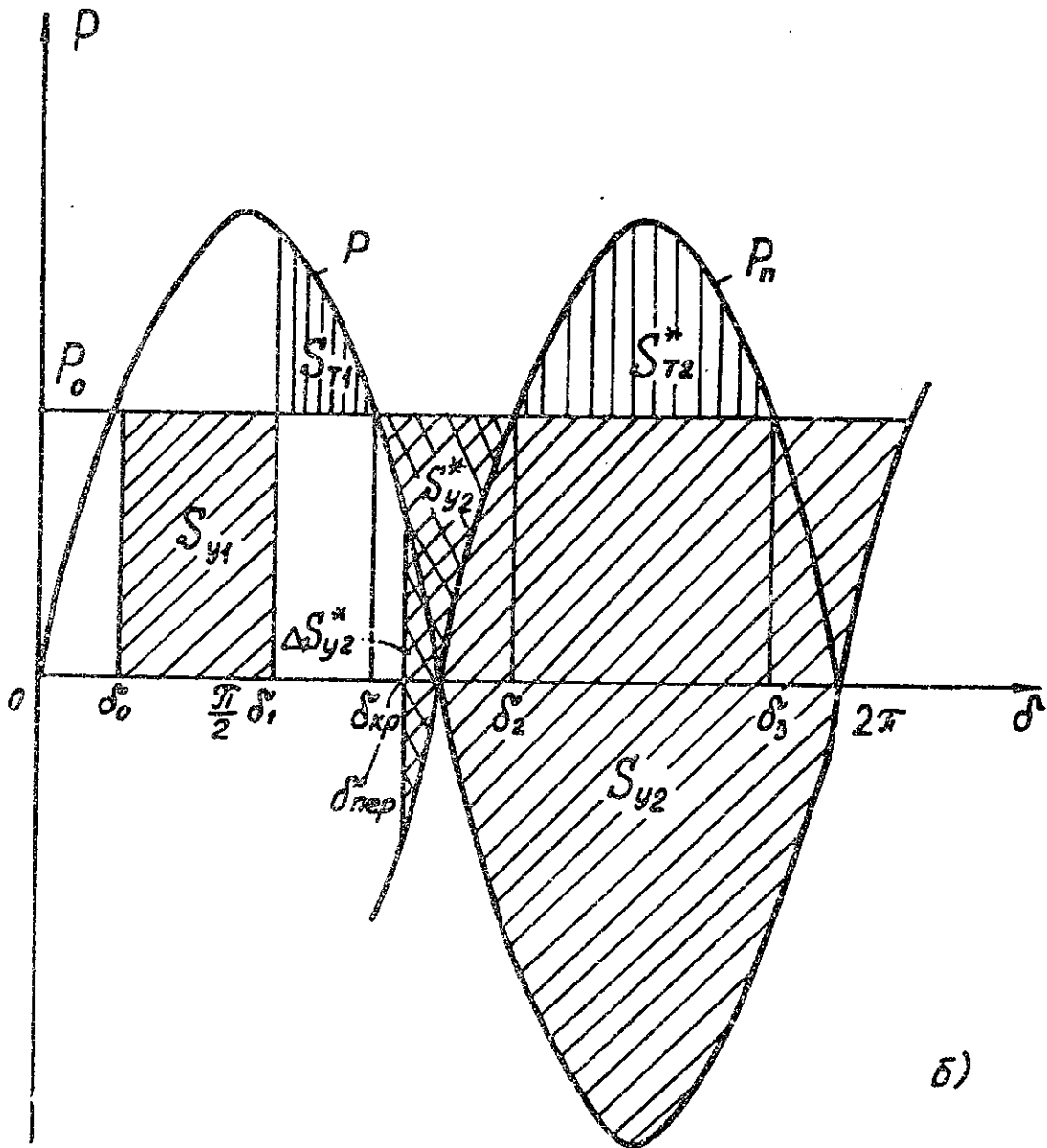
$$\delta = K\pi \quad (3)$$

где  $K$  - целое число, можно получить характеристику мощности, положительную во всем диапазоне изменения угла  $\delta$ .

Вторичная площадка ускорения  $S_{y2}$  резко уменьшается до величины  $S_{y2}^*$  и появляется дополнительная площадка торможения  $S_{т2}^*$  (рис.1б).



a)



b)

Рис. 1. Расчетная схема электропередачи (а) и угловые характеристики мощности при переключении полярности напряжения на обмотке возбуждения синхронного генератора (б)



Условие сохранения результирующей устойчивости определяется соотношением дополнительных площадок ускорения и торможения

$$S_{y2}^* < S_{T2}^* \quad (4)$$

Из рис. 1 видно, что отклонение момента переключения от  $\delta_{пер.} = K\pi$  увеличивает площадку  $S_{y2}^*$  на величину  $\Delta S_{y2}^*$ . В этом случае условие успешной ресинхронизации можно представить в виде

$$S_{T2}^* > S_{y2}^* + \Delta S_{y2}^* \quad (4a)$$

и предельная передаваемая мощность в исходном режиме определится как

$$P_{о.пр.} \leq \frac{2 \cos \Delta \delta}{\pi} \cdot P_{макс.}^{III} \quad (5)$$

где  $P_{макс.}^{III}$  — амплитуда послеаварийной угловой характеристики,

$\Delta \delta$  — отклонение момента переключения от точки  $\delta = K\pi$ . Выполнение условия (4a) теоретически обеспечивает успешную ресинхронизацию при конечном числе переключений.

Анализируя соотношения площадок ускорения и торможения по формуле

$$S_{y1} + n(S_{y2}^* + \Delta S_{y2}^*) < S_{T1} + n S_{T2}^* \quad (6)$$

можно оценить и конкретизировать условия сохранения результирующей устойчивости при переключении полярности ОВ.

Так, при известном соотношении  $a = P_0 / P_{макс.}^{III}$  и заданном числе переключений  $n$  можно определить предельный по условию сохранения результирующей устойчивости угол отключения аварии

$$\delta_1 = \delta_{пр.рез.} :$$

$$\delta_{пр.рез.} \leq \arccos \left[ a\pi(1+n) - 2ab - \cos b - 2n \cos \Delta \delta \right] \quad (7)$$

где  $\beta = \arcsin a$ .

Этим показателем можно оценивать эффективность применения данного способа при данных  $a$  и  $n$  в сравнении с другими средствами и мерами повышения результирующей устойчивости.

При известных  $a$  и  $\delta_{\text{пр.рез.}}$  по (6) необходимо определить, в каком полуцикле произойдет синхронизация, т.е. определить  $n$ :

$$n \geq \frac{a\pi - 2a\beta - [\cos \delta_{\text{пр.рез.}} + \cos \beta]}{2 \cos \Delta\delta - a\pi} \quad (8)$$

Если заданы момент отключения аварии и возможное число коммутаций, то можно оценить необходимую амплитуду послеаварийной угловой характеристики, обеспечивающей условие (4). Согласно рис. 1б площади, соответствующие энергии ускорения и торможения ротора генератора при данном цикле возмущения, определяются следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} S_{y1} &= P_0 (\delta_1 - \delta_0), \\ S_{T1} &= P_{\text{макс.}} (\cos \delta_1 + \cos \delta_0) + P_0 (\delta_0 + \delta_1 - \pi), \\ S_{y2}^* &= 2 [P_0 \delta_0 - P_{\text{макс.}} (1 - \cos \delta_0)], \\ S_{T2}^* &= 2 [P_{\text{макс.}} \cos \delta_0 - P_0 (\pi - 2\delta_0)], \\ \Delta S_{y2}^* &= 2 P_{\text{макс.}} (1 - \cos \Delta\delta), \end{aligned} \quad (9)$$

$$\delta_{\text{кр}} = \pi - \delta_0,$$

$$\delta_2 = \pi + \delta_0,$$

$$\delta_3 = \pi - \delta_0.$$

Приведенный выше анализ принципа аварийного управления возбуждением путем переключения полярности напряжения на ОВГ с целью обеспечения результирующей устойчивости синхронной машины по статическим угловым характеристикам носит качественный характер, так как предполагает мгновенное изменение положения вектора э.д.с. При таком рассмотрении не учитывался ряд факторов, сопровождающих и влияющих на процесс переключения. Некоторые из этих факторов снижают эффективность предполагаемого способа в сравнении с его осуществлением с принятыми предпосылками, рассмотренными выше (5,6,7,8), другие благоприятно влияют на условия ресинхронизации. К первым относятся наличие постоянных времени контуров ротора, а также возможность возникновения перенапряжений на обмотке возбуждения в момент коммутаций. К факторам, повышающим эффективность предлагаемого способа, относятся наличие асинхронных моментов при больших скольжениях и первичное регулирование скорости турбины.

Для иллюстрации на рис. 2 (а,б,в,г) приведены расчетные осциллограммы перехода в асинхронный режим в результате нарушения динамической устойчивости без применения (рис. 2а) и с использованием (рис. 2б, 2в и 2г) рассматриваемого способа. Синхронная машина моделировалась уравнениями Горева-Парка.

Алгоритм аварийного управления заключался в изменении полярности напряжения возбуждения в моменты  $\delta = K\pi - \Delta\delta$  с дальнейшей блокировкой переключений при переходе скольжения через нуль :

$$U_f = \begin{cases} +U_f & \text{при } \text{Sign}[\text{Sin } \delta] > 0 \\ -U_f & \text{при } \text{Sign}[\text{Sin } \delta] < 0 \end{cases} \quad s > 0 \quad (10)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} + \\ - \end{array} \right\} U_f \quad \text{при первом переходе } s \text{ через нуль.}$$

Основные параметры исследуемого генератора соответствуют каталожным данным турбогенератора ТВВ-200 и гидрогенератора СВФ 1690/175-64 [6,7]. Расчетная осциллограмма потери генератором синхронизма для  $P_0 = 0,7 P_{\text{макс.}}$ , с учетом регулятора скорости (АРС,  $T_s = 0,8$  сек,  $\epsilon = 10\%$ ) и одного эквивалентного

демпферного контура в каждой из осей  $d$  и  $q$  ( $T_{D_0} \approx 1,62$  сек,  $T_{Q_0} \approx 1$  сек) показана на рис. 2а. Постоянная времени  $T_{f_0}$  обмотки возбуждения принималась в расчетах относительно малой (0,4 сек), что иллюстрирует случай с условиями, близкими к качественному рассмотрению процесса. Видно, что при учете демпферных контуров условия ресинхронизации облегчаются  $t_{\text{рес.}} = 1100$  рад.,  $M_{T_{\text{мин}}} = 30\% M_{T_0}$ .

Если подключить устройство аварийного управления возбуждением, то втягивание в синхронизм произойдет через  $t_{\text{рес.}} = 500$  рад при двух переключениях при условиях  $M_{T_{\text{мин}}} = 72\% M_{T_0}$  и  $\Delta\delta = 20^\circ$  (рис. 2б) и при трех переключениях, если  $\Delta\delta = 0^\circ$  (рис. 2в).

Наличие демпферных обмоток сказывается в том, что изменение потока  $\Phi_d$  и обусловленной им э.д.с. статора происходит с большей постоянной времени  $T_{d_0} \approx T_{f_0} + T_{D_0}$ , хотя реверс тока возбуждения может произойти при  $T_{f_0} < T_{D_0}$  [6]. Преодолеть этот фактор можно, вводя упреждение момента переключения на величину  $\Delta\delta$ . На рис. 2г приведена расчетная осциллограмма успешной ресинхронизации гидрогенератора. Модель учитывала по три демпферных контура в каждой из осей (параметры которых определены по экспериментальным частотным характеристикам), АРС и форсировку возбуждения в момент к.з. На моменты переключений в цепь ОВ вводилось активное сопротивление, снижающее постоянную времени до  $T_{f_0\Delta\delta} \approx 1,3$  сек, которое после восстановления синхронной работы, при двух переключениях, отключалось и снималась форсировка возбуждения. Эффективность такого алгоритма управления повышается с увеличением верхнего предела напряжения возбуждения.

Из анализа осциллограмм видно, что осуществление предлагаемого способа облегчает условия ресинхронизации, улучшая качество переходного процесса.

Результаты исследований возможности осуществления способа на основе математической модели были подтверждены экспериментом на электродинамической модели (табл.). Помимо оценки возможности осуществления аварийного управления возбуждением с целью ресинхронизации синхронного генератора в условиях физической модели, эксперимент ставил задачей проверку алгоритма управления переключением, а также отработку структурной схемы устройства автоматического управления переключением полярности напряжения возбуждения (УППВ), обеспечивающего данный закон управления и создающего необходимое управляющее воздействие.

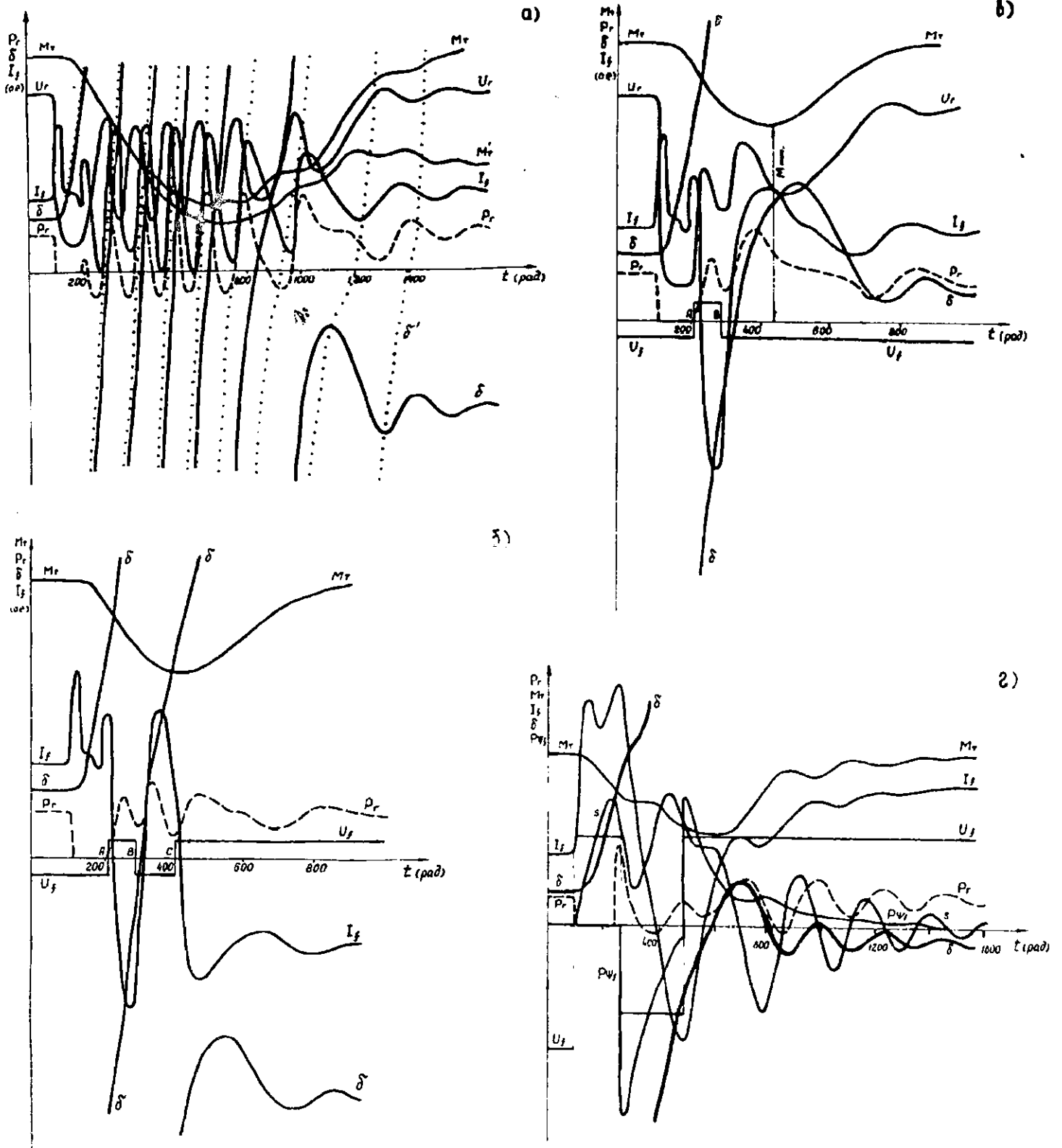


Рис. 2. Расчетные осциллограммы асинхронного хода (а) и ресинхронизации возбуждением с помощью аварийного управления (б, в, г) синхронного генератора: а) асинхронный режим СГ с учетом и без учета демпферных контуров ( $M'_T, \delta'$ ),  $\sigma = 10\%$ ; б) 1-  $\Delta\delta = 0$ ;  $T_D, T_Q \neq 0$ ;  $\sigma = 10\%$ . А, В, С - моменты переключений; в) 2-  $\Delta\delta = 20^\circ$ ;  $T_D, T_Q \neq 0$ ;  $\sigma = 10\%$ ; А, В - моменты переключений; г) условия ресинхронизации гидрогенератора  $U_f = 6 U_{f0}$ ,  $\Delta\delta = 27^\circ$ ,  $r_{f0в.} = r_{f0}$ ,  $\sigma = 5\%$ ,  $T_{f0} = 5$  сек, 1 и П моменты переключений

— 111 —

Основные параметры используемого в модели  
оборудования

Модель- ный ге- нератор	$U_H$ В	$I_H$ А	$S_H$ кВа	$X_d$ о.е.	$X_q$ о.е.	$X_d''$ о.е.	$T_{f_0}$ сек	$T_J$ сек	$T_{J\Sigma}$ сек	$r_{f_0}$ Ом
MT-5-П	230	12,5	5	1,13	0,968	0,05	1,6	12	36	56

Внешняя сеть  $X_{л} = 0,262$  (Ом/км);  $l = 300$  км;  $X_{T1} = X_{T2} = 26$  (Ом)

Схема исследований и возмущение принимались такими же, как и при анализе на ЦВМ.

На рис. 3а приведена осциллограмма перехода испытуемого модельного генератора в асинхронный режим работы при  $t_{аб} = 0,58$  сек и  $P_0 = 0,6 P_H$ . Асинхронный ход характеризуется значительными колебаниями параметров ( $U_f, I_f, P_r, Q_r, U_c, I_c$ ). Видно, что генератор при этом выдает среднюю асинхронную мощность, равную примерно 20%  $P_H$ .

Следующая осциллограмма (рис. 3б) приведена для случая, когда в работу было введено устройство УППВ. Время длительности к.з. несколько больше ( $t_{аб} = 0,615$  сек), что утяжеляет условия ресинхронизации. Как видно, одного переключения оказалось недостаточным для успешной ресинхронизации модельного генератора с ШБМ, и после одного проворота следует вторичное реверсирование в цепи возбуждения  $\delta_{пер. II} = 2\pi - \Delta\delta$ . Переключение происходит в момент времени  $t_{пер.} = \frac{K\pi - \Delta\delta}{\omega_p}$ , соответствующий углу  $\delta_{пер.}$ , взятому с упреждением на  $\Delta\delta$  в связи с инерционностью обмотки возбуждения, и прохождению сигнала управления через УППВ. После второго переключения генератор плавно втягивается в синхронизм и устанавливается режим с прежней мощностью и углом  $\delta_0 = 2\pi + \delta_0$ . Максимальная величина напряжения на обмотке возбуждения в момент переключений, зарегистрированная шлейфовым осциллографом, не превышала  $2,5 U_{fH}$ . Устройство УППВ, блок-схема которого приведена на рис. 4, объединяет элементы, фиксирующие контрольный параметр  $\delta$  (3), преобразующие сигнал управляющей координаты (4) и исполнительные (5), реализующие сформированное управляющее воздействие.

Блоки 6,7 – соответственно система возбуждения и объект управления – обмотка возбуждения генератора. Структурная схема

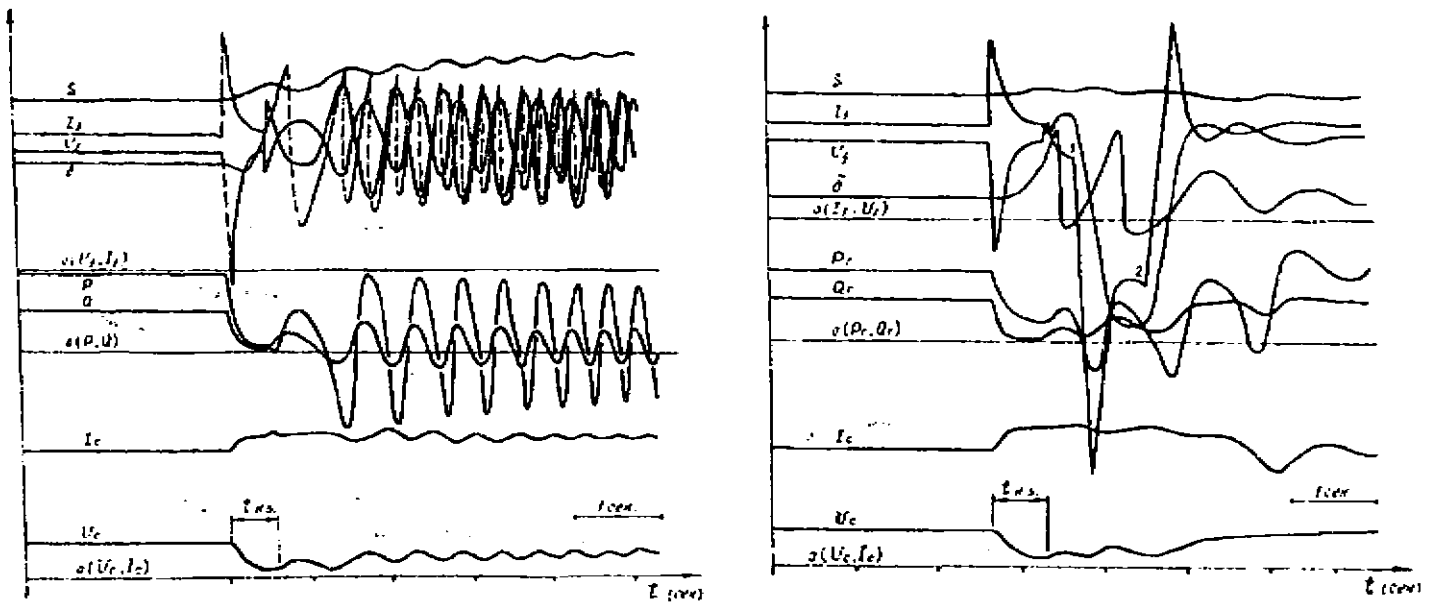


Рис. 3. Экспериментальные осциллограммы асинхронного хода модельного генератора МТ-5 : а) без аварийного регулирования возбуждения; б) с введением устройств УППВ

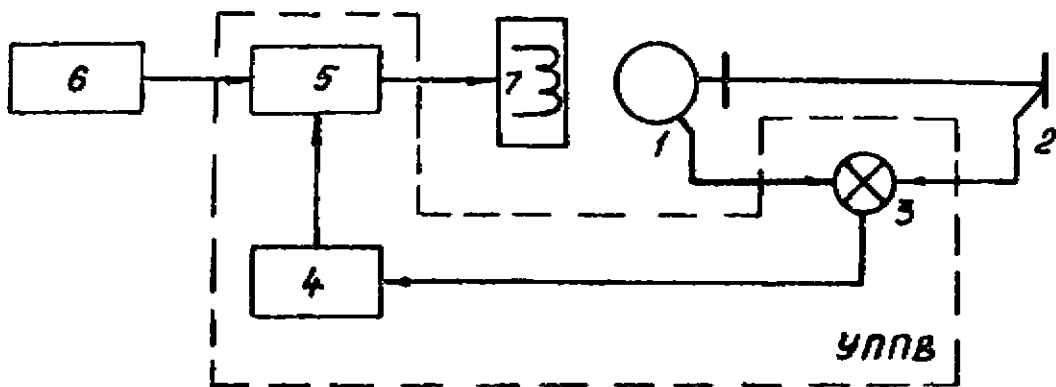


Рис. 4. Функциональная схема связи основных элементов модели энергосистемы

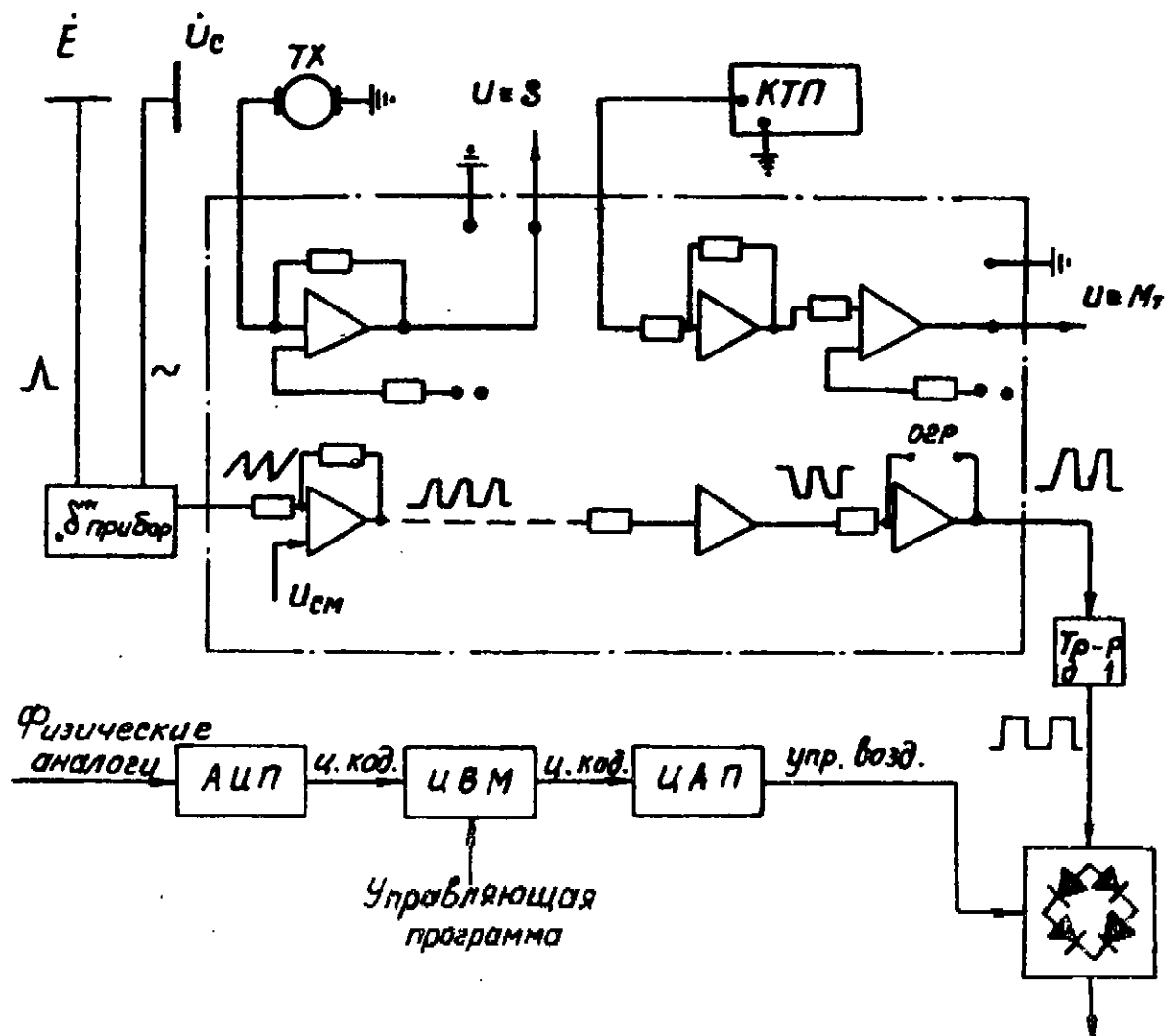


Рис. 5. Структурная схема устройств УППВ

УППВ, использованная на модели, приведена на рис. 5, на котором показаны элементы преобразования управляющего сигнала схемы измерения скольжения ( $s$ ), момента турбины ( $M_T$ ). Основными элементами этой схемы являются датчик угла, управляющая аналоговая машина с выходом на триггерное устройство и релейная схема исполнения.

На последующем этапе обработки устройства УППВ предполагается использовать аналого-цифро-физический комплекс (АЦФК) модели. Он включает в себя: электродинамическую (физическую) модель - объект управления, преобразователи АЦПК-100-11/2 и ЦАПТ-5-3/10 и ЦВМ БЭСМ-4.



С помощью АЦФК можно определить необходимый параметр управления косвенным методом [8], пользуясь параметрами установившегося или переходного режима станции, вычисляя его как функцию измеряемых переменных. По заранее определенному значению  $\delta_{пер.} (P_p, P_g)$ , при совпадении  $\delta_{тек.} \approx \delta_{пер.} \pm \Delta$ , по одному из каналов АЦФК возможно релейное управление элементом модели. Здесь  $P_p, P_g, \delta_{тек.}, \Delta$  — соответственно обозначения параметров режима, параметров элемента объекта управления, текущее значение угла, получаемое в виде управляющей координаты с дискретностью  $\Delta$ . Подобная система управления не требует телепередачи угла и позволяет достаточно просто изменять управляющую координату, что потребуется при аварийном управлении возбуждения генератора, работающего в сложной энергосистеме.

## ВЫВОДЫ

1. Предложенный способ аварийного управления возбуждением синхронных машин с целью повышения результирующей устойчивости способствует при определенных условиях быстрой ресинхронизации, а практическая реализация устройства переключения полярности напряжения возбуждения не требует больших затрат на оборудование и ремонт существующих систем возбуждения.

2. Исследования на математической модели показали высокую эффективность принципа аварийного управления с точки зрения повышения результирующей устойчивости, а также определили влияющие факторы и уточнили закон управления автоматикой.

3. Результаты расчетов подтверждены экспериментальными исследованиями на электродинамической модели, где опробован макет УППВ модельного синхронного генератора при работе его через линию электропередачи на шины неизменного напряжения.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Мамиконянц Л.Г. Использование асинхронных режимов генераторов для повышения надежности энергоснабжения. — "Электричество", 1955, № 8, с. 27-33.

2. Гамм Б.З. Моделирование и анализ асинхронных режимов современных мощных турбогенераторов. — В кн.: Повышение надежности эксплуатации и допустимых нагрузок мощных турбогенераторов. Киев, 1974, с. 34-37.

3. Тихонов Ю.А., Травкина В.Н. Исследование принципов аварийного ограничения мощности паровой турбины. - "Труды ВНИИЭ", 1974, вып. 46, с.12-29.

4. Жуков Л.А., Хачатуров А.А. Расчет длительности асинхронного режима гидрогенераторов и качественное исследование условий синхронизации. - "Труды ВНИИЭ", 1959, вып. 9, с. 252-278.

5. Пек Ен Чер. Исследование влияния знакопеременного возбуждения синхронных машин на процесс вхождения в синхронизм. - "Изв. вузов. Энергетика", 1958, № 10, с.1-8.

6. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.-Л., "Энергия", 1964. 704 с.

7. Справочник по проектированию электрических систем. Под ред. С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро. М., "Энергия", 1971. 248 с. -

8. Богатырев Л.Л. Методы исследования комплексного аварийного управления энергетическим блоком. Автореф. канд. дисс. Свердловск, 1968. 22 с.

## ВОПРОСЫ УПРАВЛЕНИЯ СОСТАВОМ АГРЕГАТОВ НА ГЭС ПРИ УЧЕТЕ ФАКТОРОВ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ

Т.А.Филиппова, Ю.А.Секретарев

В условиях АСУ задача управления составом агрегатов должна обязательно решаться с учетом факторов текущего эксплуатационного состояния элементов агрегатного блока (турбина - генератор - трансформатор). Некоторую информацию о нем может дать срабатывание определенного числа и типа релейных защит и автоматики ГЭС, которое вызывается отклонением (аварийным или в пределах допустимого) температурных, химических, электрических и других параметров от нормального значения.

Изменение эксплуатационного состояния при управлении режимом агрегатов в нормальном режиме не должно быть аварийным. Такие отклонения характеризуют срабатывания предупредительных защит.

Для их учета в контуре управления составом агрегатов в генераторном режиме (ГР) и в режиме синхронного компенсатора (СК) необходимо формализовать срабатывания предупредительных защит и ввести этот параметр в алгоритм управления составом агрегатов ГЭС. Возможность такой формализации дает применение весового ранжирования каждой защиты всего рассматриваемого списка предупредительных защит на конкретной ГЭС [1].

Для оценки приоритета предупредительных защит необходимо:

а) выбрать к рассмотрению список защит, который наиболее полно отражает изменение состояния оборудования основных элементов агрегатного блока;

б) присвоить каждой защите определенный весовой показатель в зависимости от ее приоритета;

в) ввести весовые показатели в схему управления составом агрегатов.

Отсутствие на ГЭС информации о частоте появления аварий после срабатывания определенной предупредительной защиты не позволяет получить их весовые показатели с помощью статистики. Применение метода экспертных оценок дает возможность получить до-

статочны объективные веса этих защит, если численность экспертной группы будет значительна (больше 25 человек) [2]. Кроме того, полученные по этому методу веса будут учитывать накопленный опыт эксплуатации персоналом ГЭС и инженерную интуицию, основанную на тонком знании особенностей данного оборудования, т.е. такие параметры, статистическая оценка которых вообще невозможна.

Исходя из сказанного, экспертными группами Новосибирской и Красноярской гидроэлектростанций и специалистами Ленгидропроекта (всего – 51 человек) был оценен предлагаемый список защит и получены нормированные весовые показатели (табл.) Список защит, подлежащих учету, был согласован с ними же.

Схема управления составом агрегатов при учете весовых показателей будет выглядеть следующим образом. Так как срабатывание предупредительной защиты не означает наступления аварийной ситуации, а является лишь ее симптомом, то учет сигнала целесообразно осуществлять по мере возможности. Например, если по графику нагрузки ГЭС следует остановить определенное число машин, то в первую очередь должны останавливаться те агрегаты, значение суммарного весового показателя которых будет наибольшим. Суммарный весовой показатель на  $i$ -ой машине определяется как

$$v_i^{\Sigma} = \sum_{k=1}^m v_{ik} , \quad (1)$$

где  $m$  – число срабатывающих защит;  $v_{ik}$  – вес каждой сработавшей защиты на  $i$ -ом агрегате.

Таким образом, данные весовые показатели будут определять целесообразность останова работающих агрегатов ГЭС. Этот учет может вестись только в темпе производства. Остановленная по весовому показателю машина должна также иметь и весовой показатель на дальнейший пуск. Использование для пуска обратной шкалы весовых показателей на останов [3] является не совсем строгим, так как не все причины, вызвавшие срабатывание определенных защит, самоликвидируются на остановленной машине. Как правило, эти причины ликвидируются после осмотра соответствующего оборудования эксплуатационным персоналом ГЭС. Так как по ПТЭ время устранения причин, вызвавших срабатывание предупредительных защит на работающей или остановленной машине, составляет в пределах два часа, то возможным путем их учета является формирование временного запрета на включение данной машины. Таким образом,

Нормированные весовые показатели предупредительных защит агрегатов  
для Новосибирской и Красноярской ГЭС

№	Фактор, на который реагирует предупредительная защита агрегата ГЭС	Новосибирская ГЭС		Красноярская ГЭС		Новосибирская и Красноярская ГЭС совместно	
		вес фактора, %	ранг	вес фактора, %	ранг	вес фактора, %	ранг
1.	Температура подпятника генератора выше нормы	7,49	1	7,13	1	6,12	1
2.	Температура подшипника генератора выше нормы	7,13	2	5,65	3	5,2	3
3.	Температура масла в ванне подпятника выше нормы	6,37	4	4,31	8	4,14	9
4.	Температура охлаждения воздуха генератора выше нормы	4,68	10	2,5	22	2,09	25
5а.	Уровень масла турбинного подшипника отклонился (если смазка маслом)	-	-	3,77	12	4,21	8
5б.	Включился клапан резервной смазки турбинного подшипника (если смазка водой)	4,27	14	3,35	17	3,15	19
6а.	Отклонился уровень масла в сливном баке МНУ	2,73	19	2,43	23	2,15	24
6б.	Отклонился уровень масла в лекажном баке МНУ	2,59	20	1,28	27	1,1	29
7.	Включился резервный насос МНУ или "снижение давления масла в МНУ"	4,96	9	3,74	13	3,64	14
8.	Поломка разрывных устройств НА	-	-	2,98	20	2,6	22
9а.	Отклонился уровень масла в ванне подпятника	4,35	12	3,57	14	3,05	18
9б.	Отклонился уровень масла в ванне подшипника	4,35	13	3,4	16	2,94	18
10.	Повышен уровень воды на крышке турбины	2,17	21	1,54	26	1,39	28
11.	Засорение сороудерживающих решеток	3,52	18	2,0	24	1,86	26
12.	1 ступень газовой защиты трансформатора блока	5,04	7	5,77	2	5,02	4
13.	Неисправность подачи воды для охлаждения трансформатора	5,0	8	3,02	19	2,63	21
14.	Несимметричные перегрузки генератора	3,83	16	4,85	5	4,37	7
15.	Симметричные перегрузки генератора	3,75	17	4,26	10	4,02	11
16.	Снизилось давление в воздухохранильнике	0,86	22	1,04	25	1,73	27
17.	Включился резервный насос циркуляции масла трансформатора	4,12	15	3,85	11	3,57	15
18.	Снижение уровня масла трансформатора	4,48	11	4,36	7	3,78	12
19.	Перегрев трансформатора	5,53	5	5,2	4	4,45	5
20.	Замыкание на землю в одной точке ротора	7,12	3	-	-	5,92	2
21.	Замыкание на землю на стороне генераторного напряжения	5,31	6	-	-	4,44	6
22.	Неисправность в системе СН	-	-	2,96	21	2,59	23
23.	2 ступень газовой защиты автотрансформатора, уравнительного реактора	-	-	4,68	6	4,12	10
24.	Погасание вентили конного возбуждения	-	-	3,34	18	2,93	20
25.	Превышение давления в высоковольтных вводах трансформатора	-	-	4,28	9	3,76	13
26.	Охлаждение статора генератора (водой)	-	-	3,5	15	3,07	17

более правильно говорить о временной задержке на пуск агрегата, а не о весовых показателях на пуск.

Кроме того, на ГЭС может возникнуть необходимость в запрете останова машин, т.е. включенный в работу агрегат не должен останавливаться в течение определенного времени. Этот запрет определяется эксплуатационными условиями работы агрегата — как правило, температурным режимом подпятника генератора. Учесть его можно также временной задержкой (1–2 часа).

Как известно, при выборе состава агрегатов ГЭС решается задача минимизации стока воды, проходящего через агрегаты за расчетный период оптимизации. Если вес каждой защиты представить эквивалентом потери расхода воды, то весовые показатели можно учитывать непосредственно в целевой функции.

Расходный эквивалент ( $\Delta Q^э$ ) можно получить через весовой показатель защиты, имеющий экономический смысл, например через защиту, сигнализирующую о засорении решеток. Срабатывание этой защиты происходит при определенном перепаде давления на решетках.

Расходный эквивалент в этом случае будет выражать только экономический смысл срабатывания предупредительной защиты. Так как появление признака срабатывания защиты означает определенное отклонение параметров от нормального состояния, то более правильно рассчитывать расходный эквивалент с учетом возможной аварийной ситуации

$$\Delta Q^э = \sum_{k=1}^m \frac{I_k \cdot \lambda_k \cdot v_{нк}}{9,81 \cdot H \cdot \eta \cdot S}, \quad (2)$$

где  $I_k$ ,  $\lambda_k$  — издержки на аварийный ремонт элемента агрегатного блока и интенсивность отказов данного элемента;  $H$ ,  $\eta$  — напор и к.п.д. ГЭС в рассматриваемый интервал времени;  $v_{нк}$  — нормированный вес  $k$ -той защиты;  $S$  — себестоимость вырабатываемой энергии по системе.

Большая сложность при использовании этой формулы заключается в определении, на какой именно элемент воздействует срабатывание каждой конкретной защиты. В результате этого приходится применять обобщенные значения параметров  $I_k$  и  $\lambda_k$  т.е. действия защит относить косвенно к какому-либо элементу. Это вызывает значительную неточность в определении расходного эквивалента.

Вторым путем, который позволяет ввести весовые показатели в схему управления составом агрегатов, является их учет как ограничений, заданных в виде неравенств:

$$\sum_{k=1}^m v_{нкt} \geq NOR, \quad (3a)$$

$$\sum_{k=1}^m v_{нкt} < NOR, \quad (3б)$$

где  $\sum_{k=1}^m v_{нкt}$  - сумма нормированных весовых показателей к сработавшим защит по агрегату для  $t$ -ого интервала времени; **NOR** - нормативная уставка.

Выполнение условия (3a) означает рекомендацию на останов машины, а выполнение условия (3б) сохраняет работающий состав агрегатов.

Под нормативной уставкой **NOR** понимается обобщенный весовой показатель ряда тех защит, которые наиболее часто срабатывают в расчетном интервале времени и имеют наибольшее значение приоритета. Для выбора нормативной уставки можно пользоваться картой зависимости математического ожидания обобщенного весового показателя от числа срабатываемых защит. Это позволит гибко и просто выбирать уставку при управлении составом агрегатов на ГЭС.

Для построения карты зависимости была составлена программа на ФОРТРАНе (рис.1), которой производилось генерирование случайных чисел по равномерному закону (**RAND**) т.е. генерировались положительные числа, лежащие внутри интервала 0 и 1 [4].

Задаваясь вероятностью срабатывания защит и сравнивая ее со значениями, получаемыми в процедуре **RAND**, можно определить число срабатывающих защит и среднее значение обобщенного весового показателя за расчетное число опытов. Число опытов равнялось 200 для каждой защиты.

Для Новосибирской ГЭС была построена карта зависимости нормативной уставки от числа срабатываний защит (рис.2). Зная среднее число срабатывания защит за расчетный интервал, можно определить **NOR**. Расчетный интервал при управлении составом агрегатов определяется ступенями графика нагрузки ГЭС и, как правило, равен 1 ч. Среднее число срабатываний защит за 1 ч. не превышает 1-2. Соответственно нормативная уставка будет равна 5-10%.

На рис. 3 приведена блок-схема учета весовых показателей при управлении составом агрегатов ГЭС. Так как подсистема рационального управления составом агрегатов является только частью АСУ ГЭС, то наличие общей информационной системы позволяет использовать ее для сбора предупредительной сигнализации по агрегатам. Таким образом, блок 3 является общим для всей автоматизированной системы управления.

Так как весовые показатели учитываются только при управлении составом агрегатов, то отпадает необходимость организации его в виде отдельного задания с определенным приоритетом. Блок расчета весовых показателей запускается каждый раз, как только начинает счет любая программа подсистемы рационального управления состава агрегатов (блок 1). Блок-схема состоит из двух ветвей: ветвь останова машин (блоки 3, 4, 5, 6, 7) и ветвь пуска (блоки 8 и 9). Разветвление счета происходит после установления факта пуска или останова машин в блоке 2. После считывания из информационной системы АСУ кодированного состояния предупредительных защит (сработала-не сработала) в работу вступает блок 4. В данном блоке происходит

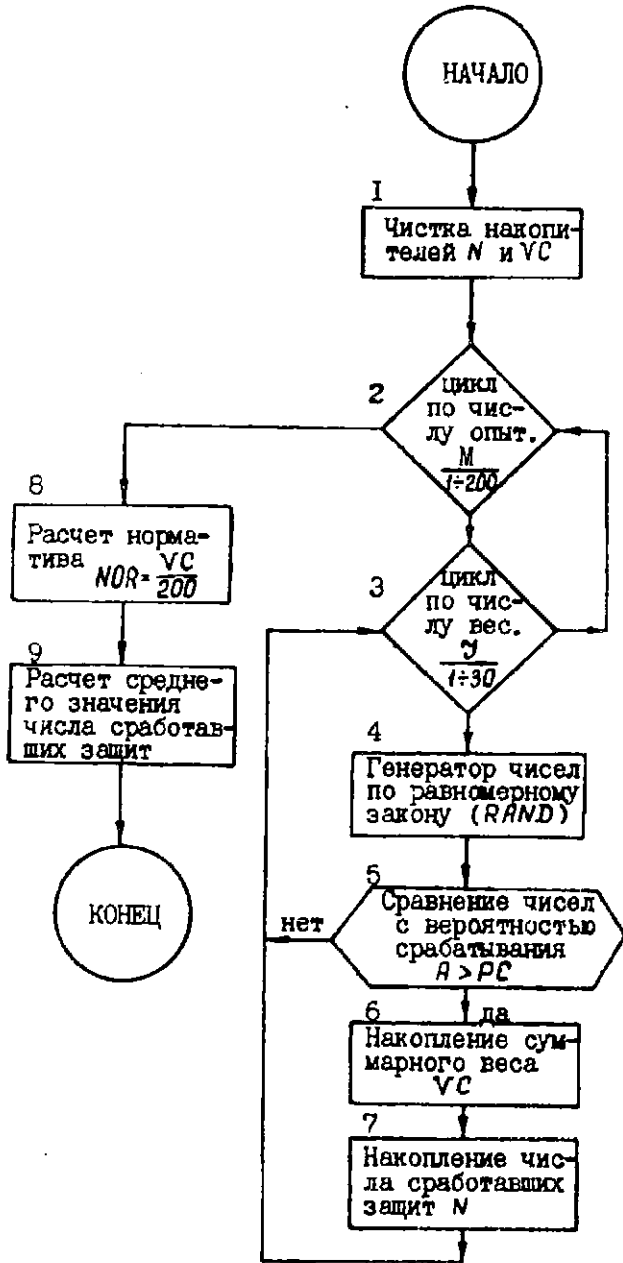


Рис. 1. Блок-схема расчета среднего веса защиты при условии их равновероятного срабатывания

выборка состояний защит по работающим агрегатам, присвоение каждой сработавшей защите своего весового показателя, определенного заранее, и накопление суммарного весового показателя по каждому агрегату отдельно ( $v_i^z$ ). В блоке 5 производится



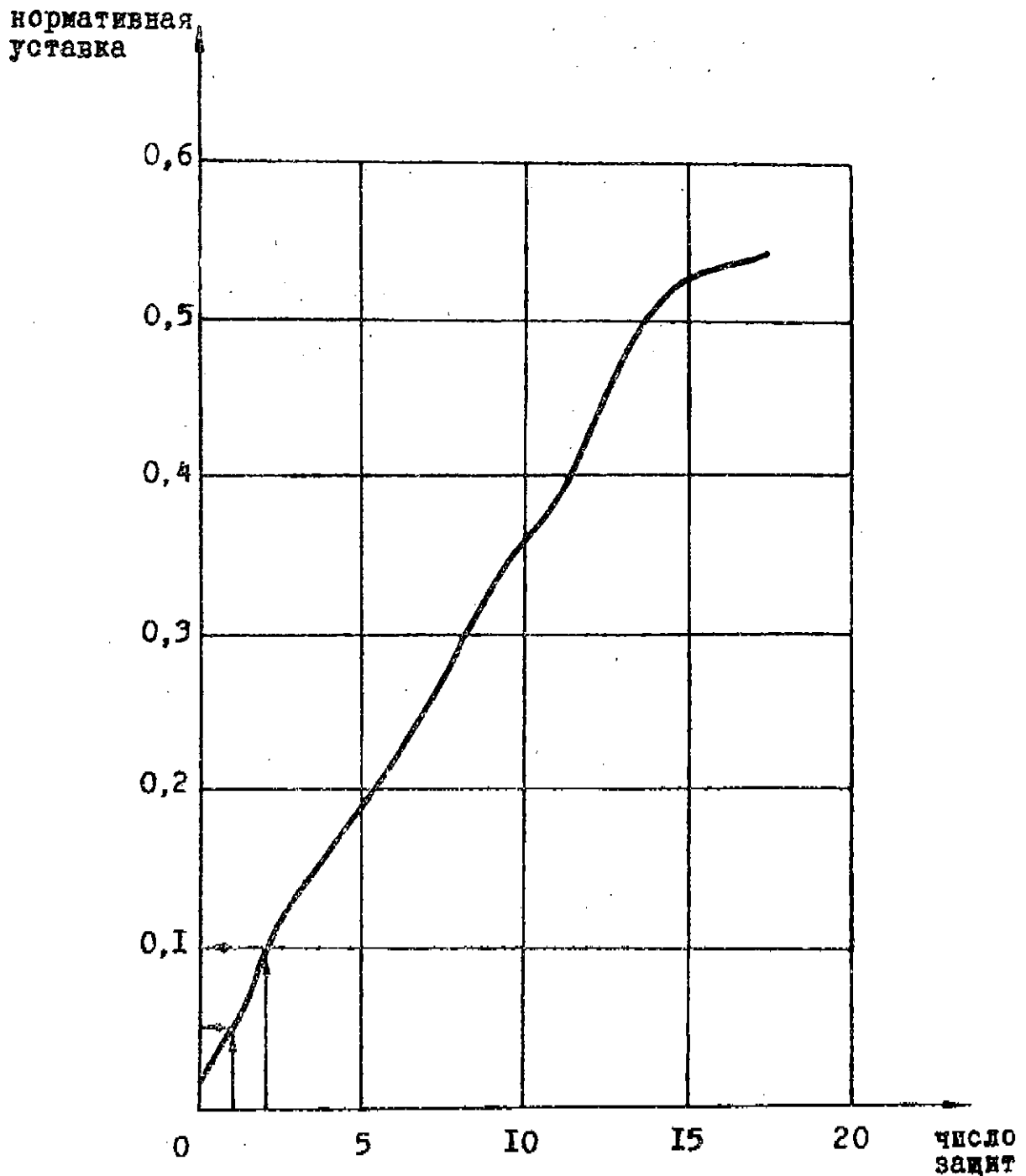


Рис. 2. Зависимость среднего весового показателя от числа срабатываемых защит

сравнение  $v_i^z$  с нормативной уставкой  $NOR$ . Если  $v_i^z \geq NOR$ , то запоминается суммарный вес и номер этого агрегата. Формиру-

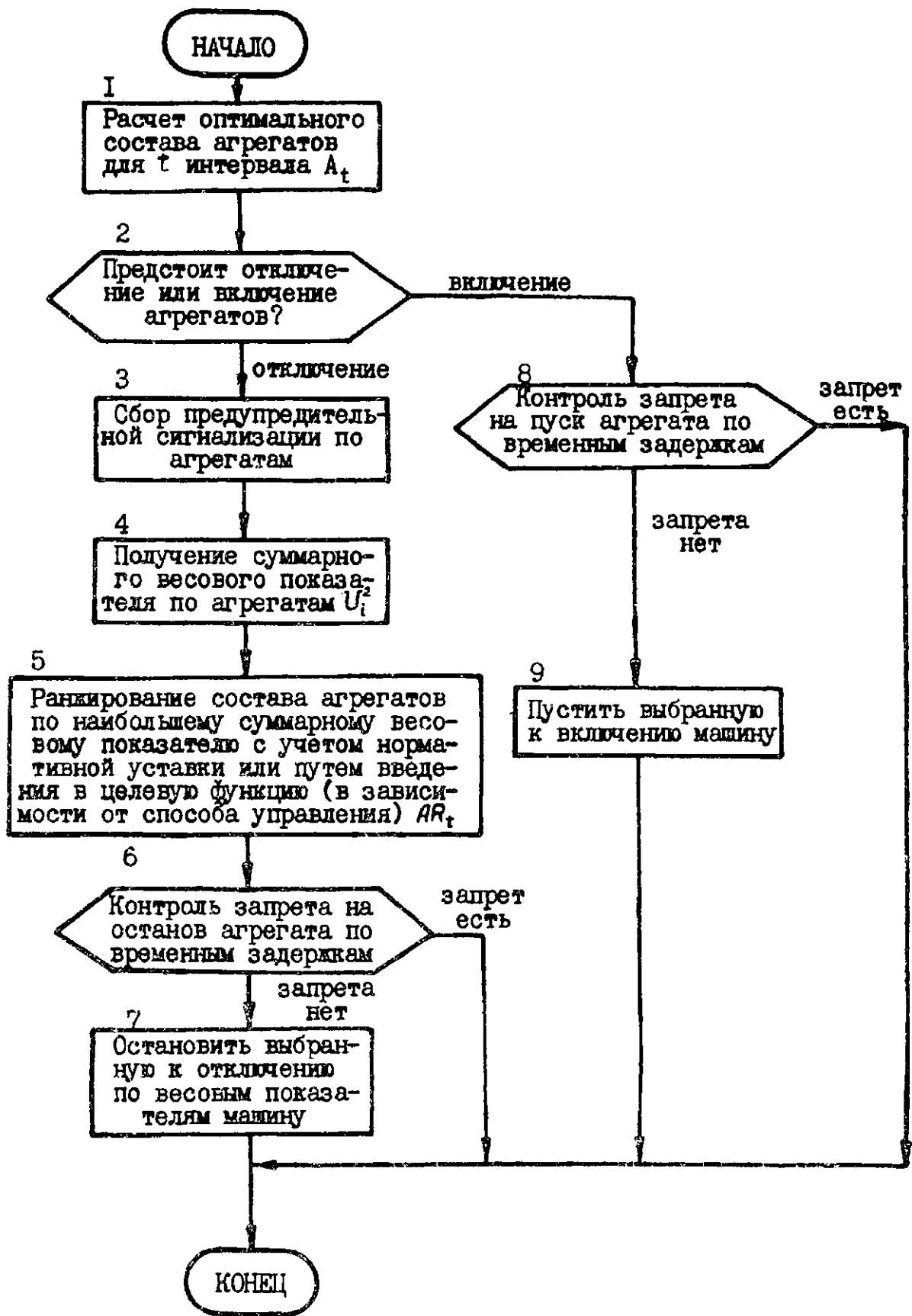


Рис. 3. Блок-схема управления составом агрегатов ГЭС с учетом весовых показателей

ется ранжированный ряд номеров агрегатов, где на первом месте стоит агрегат с наибольшим весовым показателем. Предпочтительный к отключению по наибольшему весовому показателю агрегат проверяется в блоке 6 на наличие на нем запрета на останов. Блок 7 является выходным управляющим блоком, воздействующим на технологическую автоматику останова агрегата.

Если предстоит включение агрегатов, то вступает в работу блок 8, где контролируется наличие запрета на пуск агрегата. В блоке 9 осуществляется подача импульса на технологическую автоматику пуска агрегатов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При создании АСУ ГЭС управление составом гидроагрегатов должно вестись с учетом их текущего эксплуатационного состояния. Определенную информацию о нем в темпе производства дает срабатывание предупредительных защит оборудования ГЭС. Введением весовых показателей по данным защитам в контур управления составом гидроагрегатов можно решать эту задачу. Веса защит можно определить, используя опыт, интуицию и знания оперативного и обслуживающего персонала ГЭС (в анкетной форме). Возможны два вида управления составом агрегатов по весовым показателям: учет их в целевой функции или в форме ограничений. Менее строгим, но более удобным в эксплуатации, следует считать второй путь.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Митина С.А., Нейштадт И.С. Принцип и алгоритм выбора состава работающих на ГЭС агрегатов. – В кн.: Разработка математического обеспечения ОАСУ "Энергия". Кишинев, "Штиинца", 1973, с. 85-88.

2. Гурвич Ф.Г. Методы и процедуры получения экспертной информации. – "Экономика и математические методы", 1973, № 5, с. 965-972.

3. Митина С.А., Нейштадт И.С. Бесконтактный автооператор для оптимизации числа и состава работающих агрегатов ГЭС. – "Электрические станции", 1972, № 1, с.31-34.

4. Голенко Д.И. Моделирование и статистический анализ псевдослучайных чисел на ЭВМ. М., "Наука", 1965. 227 с.

## СПИСОК УЧАСТНИКОВ СЕМИНАРА

1. Андреева Т.С. Всесоюзный НИИ электромашиностроения, Ленинград.
2. Ануфриев А.Ф. к.т.н. Коми филиал АН СССР, Сыктывкар.
3. Бабыкин В.В. Московский энергетический институт.
4. Бобков С.Н. Сыктывкарские электрические сети РЭУ Комиэнерго.
5. Богаченко А.Е. к.т.н. Институт электродинамики АН УССР, Киев.
6. Висящев А.Н. к.т.н. РЭУ Иркутскэнерго.
7. Водопетов В.А. Горьковское отделение института Энерго - сетьпроект.
8. Гамм Б.З. к.т.н. Сибирский НИИ энергетики, Новосибирск.
9. Гарке В.Г. к.т.н. Рижский политехнический институт.
10. Гнатив Я.С. Южные электрические сети РЭУ Комиэнерго, Сыктывкар.
11. Грумад В.А. РЭУ Комиэнерго, Ухта.
12. Декснис Р.А. Каунасский политехнический институт.
13. Дорогунцев В.Г. к.т.н. Московский энергетический институт.
14. Дорохин А.П. ЦДУ ЕЭС СССР, Москва.
15. Елизаров Ю.Г. Южные электрические сети РЭУ Комиэнерго.
16. Жуков С.Ф. к.т.н. Ждановский металлургический институт.
17. Зисман Л.С. к.т.н. Всесоюзный НИИ электроэнергетики, Москва.
18. Ильиничнин В.В. ЦДУ ЕЭС СССР.
19. Касьянов Г.П. к.т.н. Киевский политехнический институт.
20. Лагускер В.М. Институт Энергосетьпроект, Москва.
21. Левкович Д.Д. Институт Энергосетьпроект, Москва.
22. Леонов И.И. к.т.н. Всесоюзный НИИ электромашиностроения.
23. Лосев С.Б. к.т.н. Институт Энергосетьпроект, Москва.
24. Манов Н.А. к.т.н. Коми филиал АН СССР.
25. Мошкин Е.А. ОДУ Урала, Свердловск.
26. Нейштадт И.С. к.т.н. Центральный НИИ комплексной автоматизации, Москва.
27. Овчаренко В.Г. Комикоммуэнерго, Сыктывкар.
28. Орsoева А.А. Ленинградское отделение института Гидропроект.
29. Паулаускас М.А. к.т.н. Институт физико-технических проблем энергетики АН Лит. ССР, Каунас.
30. Пороцкий Б.С. Рижский политехнический институт.

31. Печников И.И. Коми филиал АН СССР.
32. Птушкин Г.С. Сибирский НИИ энергетики.
33. Розов С.С. к.т.н. Институт автоматики АН УССР, Киев.
34. Саухатас А.С. Рижский политехнический институт.
35. Секретарев Ю.А. Новосибирский электротехнический институт.
36. Семененко А.П. РЭУ Комиэнерго.
37. Сурнин А.И. Коми филиал АН СССР.
38. Сивков А.П. Ленинградское электротехническое объединение "Электросила".
39. Успенский М.И. Коми филиал АН СССР.
40. Успенская И.Г. Коми филиал АН СССР.
41. Хаусман Р.Ю. Эстонглавэнерго, Таллин.
42. Цыганков Л.М. Сибирский НИИ энергетики.
43. Шумилова Г.П. Коми филиал АН СССР.
44. Шурупов А.А. Всесоюзный НИИ релестроения, Чебоксары.
45. Шутов Г.В. Сибирский энергетический институт СО АН СССР, Иркутск.

УДК 621.316.925

Релейная защита высоковольтных линий с использованием управляющих вычислительных машин. Гельфанд Я.С., Зисман Л.С. - В кн.: Автоматическое управление электроэнергетическими системами в аварийных режимах с применением цифровых вычислительных машин. Коми филиал АН СССР, 1976, с.8-18.

Разработаны алгоритмы пусковых и измерительных органов, позволяющие выполнить функции многоступенчатых токовых и дистанционных защит линий 500-750 кВ.

Реализацию алгоритмов намечено осуществить на управляющей вычислительной машине, устанавливаемой на подстанции.

На основе анализа выполненных алгоритмов, проведенного методами математического моделирования, сформулированы основные требования к УВМ, способной выполнять функции релейной защиты.

Библ. 2.

УДК 621.316.9:681.3

Перспективы развития противоаварийной автоматики с использованием ЭВМ. Брухис Г.Л., Васькова Т.В., Иофьев Б.И., Лагускер В.М. - В кн.: Автоматическое управление электроэнергетическими системами в аварийных режимах с применением цифровых вычислительных машин. Коми филиал АН СССР, 1976, с.19-26.

В статье обобщены результаты опыта проектирования устройств автоматической дозировки управляющих воздействий (АДВ) противоаварийной автоматики на базе ЭВМ для одного из районов противоаварийного управления, намечены пути развития техники противоаварийного управления энергообъединением с использованием иерархической системы цифровых устройств АДВ, отмечены трудности, возникающие на этом пути.

Табл. 1. Библ. 7.

УДК 621.316.925:681.3

ЭВМ в релейной защите и автоматике энергосистем. Розов С.С., Гемст В.К. - В кн.: Автоматическое управление электроэнергетическими системами в аварийных режимах с применением цифровых вычислительных машин. Коми филиал АН СССР, 1976, с. 27-36.

Приводится перечень задач релейной защиты и автоматики энергосистем, решаемых ЭВМ, с разбивкой этих задач на пассивные и активные (оперативные и сверхоперативные). Рассматриваются возможности создания подсистем АСУ для нужд релейной защиты и автоматики на электростанциях, подстанциях, в сетевых районах и энергосистемах в части организационного, технического и математического обеспечения на базе отечественных и зарубежных ЭВМ.

Илл. 2. Библ. 7.

УДК 621.316.925:681.3

О принципах выполнения устройств релейной защиты как подсистемы общей АСУ в электроэнергетике. Касьянов Г.П., Холоденко Ю.Н. - В кн.: Автоматическое управление электроэнергетическими системами в аварийных режимах с применением цифровых вычислительных машин. Коми филиал АН СССР, 1976, с. 37-42.

В работе рассмотрена возможная структура применения управляющих вычислительных машин (УВМ) для целей релейной защиты и автоматики. Предлагается использовать УВМ совместно с автономными устройствами. При разработке новых принципов выполнения РЗА предлагается использовать информацию о режиме работы объекта в дискретной форме, что позволит повысить быстродействие и надежность.

Илл.4. Библ. 2.

УДК 621.316.925:681.3

Получение мгновенных значений симметричных составляющих токов или напряжений электрической системы с помощью ЦВМ. Успенский М.И. - В кн.: Автоматическое управление электроэнергетическими системами в аварийных режимах с применением цифровых вычислительных машин. Коми филиал АН СССР, 1976, с. 43-55.

Рассмотрен один из возможных методов получения симметричных составляющих тока (напряжения). Даны результаты его экспериментальной проверки на модели УЦВК. Предложен частный случай применения указанного метода.

Табл. 2. Илл. 3. Библ. 3.

УДК 621.316.925:681.32-19

Вопросы помехозащищенности и помехоустойчивости ЦВМ на подстанциях. Шумилова Г.П. - В кн.: Автоматическое управление электроэнергетическими системами в аварийных режимах с применением цифровых вычислительных машин. Коми филиал АН СССР, 1976, с. 56-72.

Рассмотрены некоторые виды помех и причины их возникновения на подстанциях. Приведены результаты экспериментальной проверки воздействия помех на модель управляющего цифрового вычислительного комплекса на базе ЦВМ "МИР-1".

Илл.8. Библ. 8.

УДК 621.316.925:658.513.001.1

Цифровой расчет расстояния до точки повреждения для защиты ЛЭП. Декснис Р.А., Наргелас А.А., Навицкас А.С.- В кн.: Автоматическое управление электроэнергетическими системами в аварийных режимах с применением цифровых вычислительных машин. Коми филиал АН СССР, 1976, с. 73-83.

Описан новый способ определения расстояния до места повреждения по мгновенным значениям параметров аварийного режима. Приведена методика и результаты статистического исследования на ЭВМ погрешностей данного способа и предложены пути повышения его точности. На основе описанного способа определения расстояния до места повреждения предложено устройство быстродействующей защиты ЛЭП.

Табл. 1. Илл.4. Библ. 3.

УДК 621.316.925:681.3

Некоторые вопросы разработки системы релейной защиты на основе управляющих цифровых вычислительных комплексов. Бабыкин В.В. - В кн.: Автоматическое управление электроэнергетическими системами в аварийных режимах с применением цифровых вычислительных машин. Коми филиал АН СССР, 1976, с. 84-92.

Рассмотрена дистанционная защита ВЛ 500 кВ на основе УЦВК М-6000 с применением цифровой фильтрации для выделения основной гармоники. Показано, как на УЦВК М-6000 можно осуществить защиту 4-5 присоединений (ВЛ-500 кВ, трансформаторы 500/220 кВ)



на подстанции. Показано, что при этом время срабатывания дистанционной защиты находится в пределах 22-30 мсек, а удлинение зоны срабатывания не превышает 15%. Рассмотрен алгоритм управления нижним уровнем системы релейной защиты, как звена АСУ электроэнергетики.

Илл. 4. Библ. 2.

УДК 621.316.925:681.3

Модель управляющего цифрового вычислительного комплекса на базе ЦВМ "МИР-1" для экспериментальной проверки алгоритмов защиты от коротких замыканий. Манов Н.А., Успенский М.И., Сурнин А.И. - В кн.: Автоматическое управление электроэнергетическими системами в аварийных режимах с применением цифровых вычислительных машин. Коми филиал АН СССР, 1976, с. 93-100.

Описана модель управляющего цифрового вычислительного комплекса, включающая ЦВМ "МИР-1", аналого-цифровой преобразователь, устройство сопряжения АЦП с ЦВМ, стереомагнитофон "Юпитер-202" и тиристорный инвертор для автономного питания модели от аккумуляторной батареи 220 В. Рассмотрены вопросы ввода измеряемых величин в ЦВМ "МИР-1", их обработки в условиях недостаточного быстродействия процессора и последовательности отладки программ. Приведены технические показатели работы ЦВМ "МИР-1" в составе модели на подстанции 110 кВ с июня 1974 по декабрь 1975 г.

Илл. 3. Библ. 5.

УДК 621.316.925:681.3

Испытания модели управляющего цифрового вычислительного комплекса на подстанции 110 кВ. Гнатив Я.С., Елизаров Ю.Г., Пройдаков А.Ф., Манов Н.А., Сурнин А.И., Успенский М.И. - В кн.: Автоматическое управление электроэнергетическими системами в аварийных режимах с применением цифровых вычислительных машин. Коми филиал АН СССР, 1976, с. 101-118.

Приведены результаты испытаний модели УЦВК на подстанции 110 кВ в режимах дифференциальной защиты с торможением трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВ·А, дистанционной защиты линии 110 кВ от однофазных коротких замыканий, токовой отсечки линии 10 кВ и регистрации срабатываний устройств РЗА на под-

станции. Даны алгоритмы и программы дистанционной защиты и токовой отсечки для ЦВМ "МИР-1".

Табл. 1. Илл. 7. Библ. 5.

УДК 621.311.001:681.3

Функциональная подсистема противоаварийной автоматики Красноярской ГЭС на базе УВМ ТА-100. Городецкая Н.А., Орсова А.А., Рагозин А.А. - В кн.: Автоматическое управление электроэнергетическими системами в аварийных режимах с применением цифровых вычислительных машин. Коми филиал АН СССР, 1976, с.119-125.

Приводятся принципы построения алгоритма управления Красноярской ГЭС в аварийных режимах; дается структура и краткая характеристика программы для УВМ ТА-100.

Илл. 3.

УДК 621.313.333:621.316.93

Защита от несимметрии фазных токов на базе операционных усилителей. Паперно Л.Б., Пороцкий Б.С. - В кн.: Автоматическое управление электроэнергетическими системами в аварийных режимах с применением цифровых вычислительных машин. Коми филиал АН СССР, 1976, с.126-133.

Описывается быстродействующая защита от несимметрии фазных токов, которая осуществляет одновременное двойное сравнение мгновенного значения выпрямленного напряжения со средним значением того же напряжения. В качестве элементов схемы защиты для повышения надежности работы, сокращения габаритов и потребности применены операционные усилители.

Илл. 5. Библ. 5.

УДК 621.313.322.013.8.016.35

Аварийное управление возбуждением синхронных машин как средство повышения результирующей устойчивости. Лукашов Э.С., Гамм Б.З., Птушкин Г.С., Самарцев А.К. - В кн.: Автоматическое управление электроэнергетическими системами в аварийных режимах с применением цифровых вычислительных машин. Коми филиал АН СССР, 1976, с.134-146.

Рассматриваются некоторые вопросы повышения результирующей устойчивости на основе аварийного управления возбуждением синхронного генератора, заключающегося в подаче знакопеременного напряжения на обмотку возбуждения по определенному закону. Отработка закона управления исследовалась на математической модели и проверялась экспериментально на электродинамической модели. Исследования показали высокую эффективность рассматриваемого способа повышения результирующей устойчивости и позволили уточнить влияние факторов на закон формирования управляющего воздействия.

Табл. 1. Илл. 5. Библ. 8.

УДК 621.311.

Вопросы управления составом агрегатов на ГЭС при учете факторов, характеризующих состояние оборудования. Филиппова Т.А., Секретарев Ю.А. - В кн.: Автоматическое управление электроэнергетическими системами в аварийных режимах с применением цифровых вычислительных машин. Коми филиал АН СССР, 1976, с. 147-155.

Рассматриваются вопросы управления составом агрегатов ГЭС с учетом текущего эксплуатационного состояния оборудования. Состояние оборудования характеризуют срабатывания предупредительных защит. Приводятся весовые показатели данных защит, полученные в результате анкетирования персонала ГЭС. Описан алгоритм учета весовых показателей при управлении составом агрегатов.

Табл. 1. Илл. 3. Библ. 4.

**АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ  
В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ  
ЦИФРОВЫХ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ МАШИН**

Отв. за выпуск Ю.Кочев  
Техн. редактор М.Сазанская  
Корректор В.Пименова

Ц02839. Подписано к печати 17/У1-76 г. Уч.-изд.л. 10. Формат 70 x 90 1/16. Тираж 700 экз. Заказ № 1133. Цена 70 коп.

---

Ротапринт Коми филиала АН СССР, г.Сыктывкар,  
Коммунистическая, 24.

### Опечатки

стра- ница	строка	напечатано	должно быть
8	12 сверху	высококачественные	высокочастотные
14	18 сверху	удельных	удельные
52	12 снизу	определнии	определении
100	20 снизу	иследование	исследование
124	рис. 3	общественных	общестанционных
133	5 сверху	несимметри	несимметрии
156	6 снизу	Комикоммуэнерго	Комикоммунэнерго