



ИНСТИТУТ АВТОМАТИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА
СВЯЗЬ И ТЕЛЕМЕХАНИКА
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

НИОКР

- разработка систем противоаварийного управления энергообъединений, соответствующих современным требованиям по надежности с применением высокотехнологических средств;
- разработка и совершенствование программно-технического комплекса КПА-М;
- разработка и совершенствование программно-технического комплекса ЦСПА;
- разработка новых подходов к решению задач ПАУ, мониторинга функционирования систем ЛАПНУ.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Выполнение проектных работ на всех стадиях по разделам:

- противоаварийная автоматика;
- релейная защита;
- системы связи;
- системы сбора и передачи информации для управления распределенными объектами;
- системы АСУ ТП, АСКУИЭ, АРЧМ, СМПР.

ПРОИЗВОДСТВО

Изготовление оборудования ПА на базе собственно разработанных шкафов КПА-М, которое успешно работает на объектах ЕЭС России и ОЭС Казахстана:

- в составе системы АПНУ - АДВ (на уровне ЛАПНУ, ЦСПА), ФОЛ, ФОТ, ФТКЗ, САОН;
- локальные устройства ПА – АЛАР, АОПН, АОПО, АОСН, АРПМ, АОСЧ, АОПЧ;
- ГРАМ, ГРАРМ;
- система термоконтроля оборудования;
- шкаф измерительных преобразователей;
- аналого-цифровые устройства для ПА.



Адрес: 630132, г. Новосибирск, ул. Железнодорожная, 12/1
Тел./факс: +7 383 363 02 65; E-mail: iaes@iaes.ru

www.iaes.ru



Опыт эксплуатации устройств АЛАР, установленных на линиях, отходящих от Усть-Хантайской ГЭС



ЗАО «ИАЭС» выполняет разработку и внедрение устройств автоматики ликвидации асинхронного режима. За время эксплуатации внедренных устройств получен ценный опыт успешной работы, в том числе в аварийных асинхронных режимах. Проведенный анализ работы подтвердил обоснованность принятых алгоритмических решений и высоких требований по частоте скольжения отказа.

ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»,
г. Новосибирск

Одним из наиболее опасных для сохранения работоспособности электроэнергетических систем и их оборудования является асинхронный режим (АР). Для выявления АР в энергосистемах служит отдельный вид противоаварийной автоматики — автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР). Поскольку АР возникают редко, ценным является опыт их выявления в реальных условиях работы электроэнергетических систем. По этой причине представляет интерес реальный случай возникновения АР и анализ работы АЛАР, установленной на контролируемой линии связи.

Рассматриваемые устройства АЛАР установлены на системообразующих линиях 220 кВ Норильско-Таймырского энергетического комплекса. Поскольку узловым объектом, к которому подключены все системообразующие линии, является Усть-Хантайская ГЭС, на ней в 2002 году были установлены микропроцессорные устройства АЛАР на все линии 220 кВ.

Установленные устройства АЛАР являются однотипными (аппаратно и программно) и реализованы в серийно выпускаемых ЗАО «ИАЭС» шкафах комплекса противоаварийной автоматики многофункционального

(КПА-М). В этих устройствах используется принцип действия, основанный на анализе движения вектора сопротивления замера в комплексной плоскости [1]. Применение этого метода позволяет выявлять асинхронный режим и электрический центр качаний (ЭЦК) на основании информации, получаемой от измерительных трансформаторов тока, установленных на одном конце контролируемой линии электропередачи.

Для обеспечения высокой эффективности и устойчивости функционирования устройства АЛАР в нем используются реализованные микропроцессорными средствами изме-

рительные дистанционные органы, имеющие характеристики срабатывания, адаптированные для выполнения функции органа выявления асинхронного режима (ОВАР). Два дистанционных органа, чувствительный и грубый, имеют трапециевидные характеристики срабатывания. Как показал наш опыт проектирования и настройки АЛАР, трапециевидная характеристика позволяет достаточно удобно настроить устройство. Принципиально характеристики срабатывания могут иметь форму любой выпуклой геометрической фигуры. Третий орган обладает линейной характеристикой срабатывания и поэтому условно назван органом направления мощности (ОНМ). На рис. 1 показано взаимное расположение характеристик измерительных органов, входящих в состав ОВАР. Этот ОВАР используется в АЛАР линий, связывающих Усть-Хантайскую и Курейскую ГЭС. Характеристика чувствительного органа (ЧО) показана красным цветом и имеет форму трапеции. Характеристика грубого органа (ГО) показана желтым цветом и также обладает формой трапеции. Трапеции имеют одинаковую высоту, и их основания (верхние и нижние) проходят по общим прямым линиям. Характеристика срабатывания ОНМ показана зеленым цветом и проходит по срединной высоте обеих трапеций. Положение

характеристики ОВАР в комплексной плоскости сопротивлений и размеры трапеций выбираются таким образом, чтобы при асинхронном режиме в контролируемом сечении трапеции охватывали возможные положения ЭЦК, а годограф вектора сопротивления пересекал характеристику ОНМ перпендикулярно. Такой выбор характеристики ОВАР позволяет с использованием структурных методов теории распознавания образов выявлять внутренние асинхронные режимы, не реагируя на внешние АР, и надежно отстраиваться от КЗ и синхронных качаний.

События, приведшие к возникновению АР в Норильско-Таймырской ЭЭС, произошли в 2005 году.

Передача электроэнергии от Курейской ГЭС ведется по трем воздушным линиям, которые заходят на Усть-Хантайскую ГЭС, осуществляющую транзитную передачу этой электроэнергии в Норильск. Физически эта связь выполнена одной двухцепной линией (Л-205, Л-206), непосредственно связывающей шины Курейской и Усть-Хантайской ГЭС, а также третьей линией (Л-203 – Л-204), которая выполнена одноцепной с заходом на подстанцию «Игарка».

За весь срок эксплуатации, который к настоящему времени составил более 10 лет, ложных действий установленных на Усть-Хантайской ГЭС комплектов не было (ни при коротких замыканиях, ни при синхронных качаниях). Следует отметить, что вероятность возникновения АР в рассматриваемой энергосистеме достаточно низка благодаря эффективной работе автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), которая своими превентивными отключениями в опасных режимах исключает потерю синхронизма между генераторами ГЭС и частью энергосистемы, охватывающей энергетический комплекс г. Норильска. Установка АЛАР в данной сети необходима как резерв на случай отказа или недостаточной эффективности действия АПНУ, обусловленной сочетанием нескольких неблагоприятных факторов. Такое сочетание произошло и в конечном итоге привело к работе АЛАР и полному разрыву связи между Курейской и Усть-Хантайской ГЭС.

Режим работы связи, который привел к возникновению АР, был следующим. Линия Л-206 была выведена в плановый ремонт. По услови-

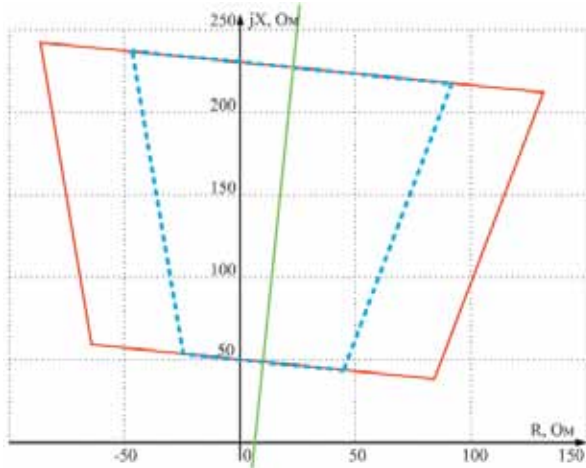


Рис. 1. Характеристика органа выявления асинхронного режима: синяя линия – характеристика срабатывания грубого дистанционного органа (ГО), зона действия внутри трапеции; красная линия – характеристика срабатывания чувствительного дистанционного органа (ЧО), зона действия внутри трапеции; зеленая линия – характеристика срабатывания органа направления мощности (ОНМ), зона действия слева от прямой

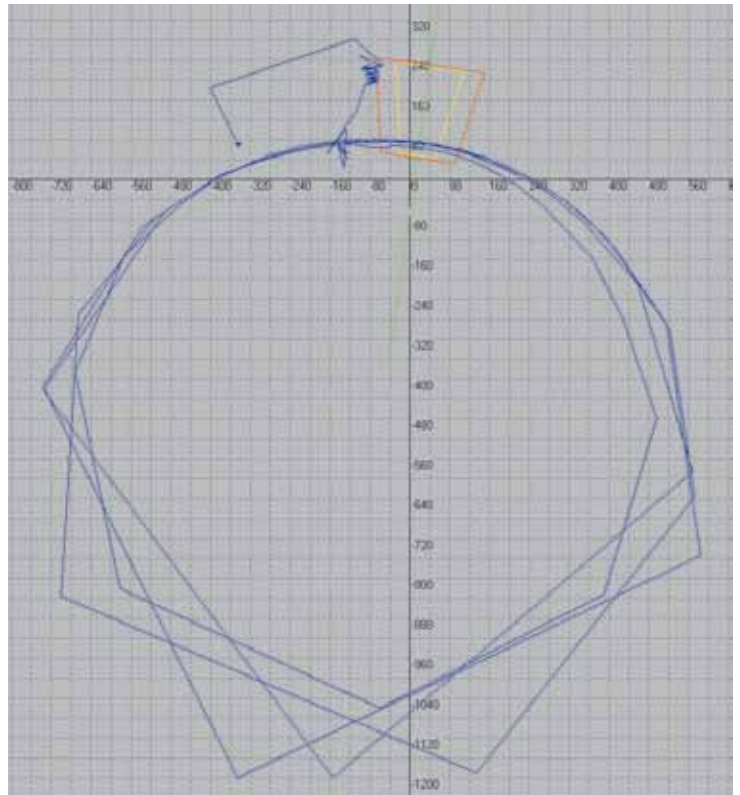


Рис. 2. Осциллограмма годографа вектора сопротивления до момента срабатывания второй ступени

ям обеспечения статической устойчивости выдача мощности по оставшимся в работе двум линиям связи между Курейской и Усть-Хантайской ГЭС осуществлялась тремя гидроагрегатами Курейской ГЭС.

Авария началась с короткого замыкания, произошедшего на линии Л-205, успешно отключенной защитами этой линии. В результате этого мощность трех генераторов Курейской ГЭС стала передаваться по одной оставшейся связи, состоящей из последовательно включенных линий Л-203 и Л-204. Поскольку пропускная способность оставшейся в работе линии недостаточна для обеспечения статической устойчивости передачи, АПНУ сформировала команду на отключение генераторов Курейской ГЭС. Однако из-за ограниченного объема имеющегося ресурса управления статическая устойчивость в послеаварийном режиме не была обеспечена. Это привело к дальнейшему развитию аварии, выразившемуся в возникновении асинхронного режима. При этом оставшиеся в работе гидроагрегаты Курейской ГЭС начали быстро увеличивать скорость вращения.

В течение того времени, пока существовало короткое замыкание, гидроагрегаты Курейской ГЭС ускорялись, увеличивая свою кинетическую энергию. Накопленная генераторами кинетическая энергия оказалась настолько большой, а пропускная способность оставшейся в работе линии связи настолько малой, что взаимный угол между ЭДС генераторов и напряжением системы стал стремительно возрастать и произошел переход в асинхронный режим с большой частотой скольжения.

Автоматика ликвидации асинхронного режима выявила АР на первом цикле, когда взаимный угол превысил 180° . При этом был сформирован сигнал «Срабатывание первой ступени», а также правильно сформирован сигнал «Торможение», который верно указал характер нарушения синхронной работы (годограф вектора сопротивления до момента срабатывания первой ступени показан на рис. 1). Однако действие первой ступени на формирование управляющих воздействий не было предусмотрено, и развитие АР про-

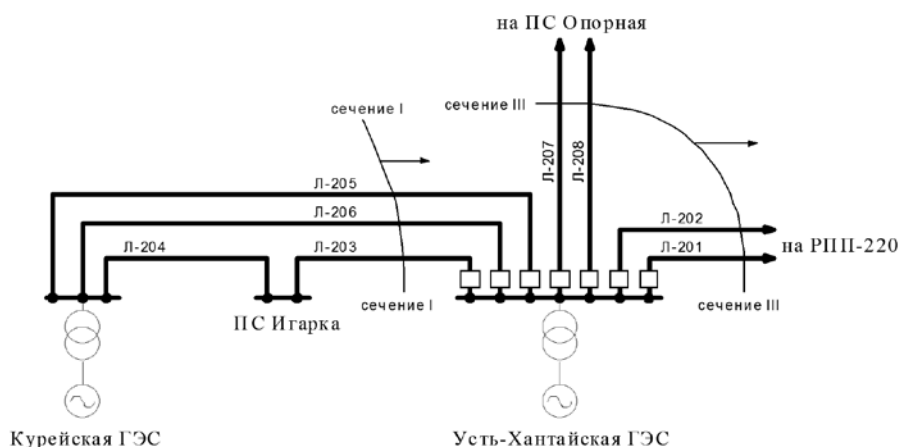


Рис. 3. Структурная схема сети 220 кВ Норильской энергосистемы

должилось. После этого начался подсчет полных циклов асинхронного режима. До срабатывания второй ступени было совершено 4 полных цикла АР, что соответствует заданной уставке (годограф вектора сопротивления до момента срабатывания второй ступени показан на рис. 2).

На основании данных регистрации аварийного процесса определены его важные особенности, которые должны учитываться как при составлении требований к устройствам АЛАР, так и при их разработке.

► По контролируемой линии в процессе АР протекала знакопеременная активная мощность: от минус 392 МВт до плюс 530 МВт, то есть на каждом из включенных в работу генераторов активная мощность изменялась от минус $2,2 \cdot P_{ном}$ до плюс $1,6 \cdot P_{ном}$.

► Первый переход через взаимный угол 180° произошел через сравнительно небольшое время: с момента возникновения КЗ прошло 0,82 с. В то же мгновение АЛАР сформировала сигнал «Срабатывание первой ступени».

► Завершение полного четвертого цикла АР произошло через 1,865 с от момента возникновения КЗ. В то же мгновение АЛАР сформировала сигнал «Срабатывание второй ступени».

► Длительность последнего, четвертого, цикла составила 0,22 с, что соответствует частоте скольжения 4,55 Гц.

По результатам анализа рассмотренной аварии можно сделать следующие выводы.

1. Асинхронный режим мог быть предотвращен достаточным объемом отключений от АПНУ.

2. Возникший асинхронный режим обусловил большие знакопеременные динамические нагрузки на гидроагрегаты Курейской ГЭС, что чревато их повреждением.

3. Отказ от формирования управляющего воздействия от АЛАР по сигналу «Срабатывание первой ступени» привело к утяжелению аварии и увеличению ее длительности.

4. Для обеспечения надежной работы ступеней АЛАР, действующих после завершения нескольких циклов (вторые и третьи ступени), необходимо, чтобы они корректно функционировали при скольжениях 5 Гц и более.

5. Разработанное ЗАО «ИАЭС» устройство АЛАР показало свою работоспособность и, что особенно важно, способность корректно функционировать при больших скольжениях в асинхронном режиме.

Литература

1. Гоник Я.Е., Иглицкий Е.С. Автоматика ликвидации асинхронного режима. М.: Энергоатомиздат, 1988.

В.Е. Глазырин, к. т. н., доцент кафедры электрических станций, Новосибирский государственный технический университет,

А.К. Ландман, к. т. н., генеральный директор,

Г.П. Попов, директор департамента проектирования,

ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем», г. Новосибирск,

тел.: +7 (383) 363-0265,

e-mail: iaes@iaes.ru,

www.iaes.ru