



Секретариат



Иерархическая система противоаварийного управления ОЭС Сибири

С.Г. АРЖАННИКОВ, А.С. ВТОРУШИН, О.В. ЗАХАРКИН, Е.Ю. ИВАХНЕНКО
ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»
Д.С. ЛОЦМАН
ОДУ Сибири – Филиал ОАО «СО ЕЭС»
Россия
eyi@iaes.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Координирующая система противоаварийной автоматики, район управления, управляющие воздействия.

1 ВВЕДЕНИЕ

На основе результатов исследования условий устойчивости и взаимозависимостей режимов работы сечений схемы в ОЭС Сибири выделено 11 районов противоаварийного управления (ПАУ), которые должны контролироваться системой ПАУ ОЭС Сибири. Ввиду цепочечной структуры расположения районов противоаварийного управления в ОЭС Сибири возникла проблема организации взаимодействия их центров управления, связанная, прежде всего, с необходимостью передачи больших объемов доаварийной и аварийной информации и сигналов управления на значительные расстояния. Это послужило причиной создания координирующей многоуровневой системы противоаварийной автоматики (ПА) ОЭС Сибири.

Задачей координирующей системы противоаварийной автоматики (КСПА) является координация работы региональных (и локальных) систем ПА с целью повышения надёжности работы ОЭС Сибири, уточнения управляющих воздействий (УВ) ПА и увеличения эффективности использования пропускной способности межсистемных связей.

Кратко рассмотрим следующие функции КСПА:

- оценку текущего состояния ОЭС Сибири;
- формирование математической модели энергосистемы;
- определение эквивалентов энергорайона и их коррекция для текущего режима;
- расчёт УВ для районов управления;
- настройка районных центров управления.

2 СТРУКТУРА КСПА

Координирующая система ПАУ ОЭС Сибири включает следующие уровни управления:

- уровень энергообъединения (координирующая система ПА - КСПА);
- уровень района управления (региональная система ПА - РАДВ).

Структура каждого уровня в общем случае представляет совокупность взаимосвязанных и взаимодействующих устройств измерения доаварийной информации (включая средства передачи), выбора дозировки управляющих воздействий, пусковые и исполнительные органы.

На верхнем уровне иерархии функционирует координирующая система ПА, обеспечивающая оценку текущего состояния схемы и режима энергообъединения на основе

данных ОИК ОДУ ОЭС Сибири, формирование математических моделей для выделенных районов управления и их передачу на нижний уровень, выбор дозировки УВ, настройку и координацию взаимодействия систем ПА нижнего уровня. Выбор дозировки УВ в КСПА для всех районов управления выполняется по алгоритму I-ДО в условиях подробной математической модели системы.

На нижнем уровне иерархии функционируют районные комплексы управления, обеспечивающие оценку текущего состояния схемы и режима контролируемого района управления на основе данных собственных систем сбора и передачи информации (ССПИ), а также выбор дозировки УВ на основе полученной информации. В настоящее время в состав координирующей системы ПА ОЭС Сибири включены три РАДВ с центрами управления на ПС Алтай, Итатская, Таврическая.

Выбор дозировки УВ в РАДВ в зависимости от развитости ССПИ может выполняться по алгоритму I-ДО (АДВ на ПС Итатская) или II-ДО (АДВ на ПС Алтай, Таврическая). Принципиально система управления задачами районных комплексов управления позволяет вести расчет по нескольким алгоритмам с последующим выбором УВ в соответствии с принятыми приоритетами. В случаях применения алгоритма I-ДО используются математические модели районов управления, сформированные в КСПА.

Таким образом, в данной иерархической структуре настройка РАДВ осуществляется устройством КСПА. Обмен информацией между КСПА и РАДВ осуществляется по специально выделенным каналам связи. При потере связи между устройствами верхнего и нижнего уровней, устройство РАДВ работает автономно на основе местной информации.

3 ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ОЭС СИБИРИ

Оценка текущего состояния (ОС) энергообъединения обеспечивает процессы формирования математических моделей для выделенных районов управления и выбора дозировки управляющих воздействий полной и достоверной информацией о текущем режиме работы электроэнергетической системы. Оценка состояния осуществляет первичную фильтрацию и достоверизацию полученных из ОИК ОДУ Сибири телеизмерений и телесигналов. Оценка состояния функционирует в соответствии с алгоритмом [1].

С учетом специфики работы КСПА, можно отметить следующие особенности алгоритма ОС:

- 1) Работа в реальном времени без вмешательства оператора.
- 2) Эффективная процедура фильтрации телеметрии и восстановления наблюдаемости ненаблюдаемых участков сети.
- 3) Алгоритм проверки достоверности оцененных режимов.

Использование результатов ОС для нужд противоаварийного управления и, соответственно значительное влияние возможных ошибок в оцененном режиме на объем выбираемых управляющих воздействий, потребовало разработки ряда процедур, позволяющих автоматически оценивать достоверность полученных режимов. Полученный в результате ОС режим подвергается проверке по ряду критериев:

- значение среднеквадратичного отклонения измеренных и расчетных значений режимных параметров;
- отсутствие грубых ошибок в телесигнализации;
- отсутствие значительных локальных отклонений между ТИ и расчетным значением для режимных параметров сети 500 кВ;
- контроль уровня напряжений в сети 500-220 кВ.

По результатам проверки принимается решение о допустимости использования режима для работы алгоритма I-До и алгоритма определения внешних эквивалентов энергорайона.

Результаты опытной эксплуатации КСПА позволяют говорить о высокой эффективности как работы блока оценивания состояния в целом, так и предложенных авторами процедур определения достоверности оцененных режимов.

4 ФОРМИРОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Алгоритм по принципу I-ДО при выборе УВ использует математическую модель района управления в виде системы уравнений узловых напряжений, применяемую при расчете установившихся режимов. Такая математическая модель энергорайона содержит системообразующую сеть, источники и приемники электрической энергии в основных узлах, а также эквивалент шунтирующей сети более низкого напряжения и эквиваленты примыкающих энергосистем.

Задача формирования математической модели энергорайона разделена на следующие этапы:

1) Задание базовой информации о структуре и параметрах учитываемой сети, пусковых органах, местах приложения и ступенях управляющих воздействий. Параметры сети задаются в виде параметров схем замещения ее отдельных элементов (линий электропередач, трансформаторов и реакторов) и зависимостей мощностей генераторов и нагрузок узлов от напряжения и частоты.

2) Определение параметров внешних эквивалентов энергорайона.

3) Определение параметров внутренних эквивалентов энергорайона.

4) Уточнение состава включенного оборудования, значений мощностей генераторов и нагрузок в узлах расчетной схемы на основе данных системы телеизмерений района управления.

5) Определение параметров (дорасчет) текущего режима математической модели энергорайона.

Основные затруднения при решении задачи формирования математической модели энергорайона на уровне РАДВ вызваны ограниченными возможностями систем телеизмерений, используемых в районных центрах управления. Ввиду того, что в ОДУ Сибири имеется достаточно полная информация о режиме всей энергосистемы, поставляемая ОИК, задача формирования математических моделей энергорайонов решается на основе этой информации в координирующем центре управления.

В зависимости от уровня развития системы телеизмерений в районе управления в КСПА могут выполняться либо все этапы решения задачи формирования математической модели энергорайона, либо только некоторые из них. При слабом развитии этой системы формирование математической модели энергорайона осуществляется в КСПА, а в РАДВ производится лишь уточнение параметров текущего режима. При достаточно развитой системе телеизмерений (пример – ССПИ для АДВ на ПС Итатская) в КСПА производится только определение параметров внутренних и внешних эквивалентов энергорайона, а окончательное формирование математической модели осуществляется в РАДВ.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКВИВАЛЕНТОВ ЭНЕРГОРАЙОНА И ИХ КОРРЕКЦИЯ ДЛЯ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА

Задача определения внешних эквивалентов энергорайона состоит из сворачивания полной схемы сети ОЭС Сибири до границ района управления и расчета параметров эквивалентов в граничных узлах. Для более быстрого решения первой части задачи используется алгоритм одновременной свертки схемы сети относительно граничных узлов всех районов управления [2]. Внешние эквиваленты энергорайонов представляются в виде задающих мощностей генераторов и нагрузок, коэффициентов их статических характеристик по частоте и напряжению, пределов по реактивной мощности эквивалентных генераторов и дополнительных шунтов на землю в граничных узлах энергорайона. Эквивалентирование схемных и режимных параметров сворачиваемого участка сети производится по алгоритму, описанному в [3]. Особенностью применяемой в алгоритме эквивалентирования методики является разложение задающих токов эквивалентируемых узлов на задающий ток генератора и задающий ток нагрузки, представленный в виде трех составляющих, которые соответствуют постоянству мощности, постоянству тока и постоянству проводимости. Дополнительные шунты в узлах пересчитываются в добавки к задающим токам, соответствующим постоянству проводимости. По напряжению узла составляющие задающих токов переводятся в составляющие задающих мощностей. Такой алгоритм эквивалентирования обеспечивает

соответствие генераторной и нагрузочной мощности эквивалента суммарной генераторной и нагрузочной мощности узлов исключаемой части схемы.

Полученные для каждого района управления эквиваленты передаются по каналу связи из КСПА в центр управления энергорайона, где пристыковываются к схеме контролируемой сети энергорайона. Для более полного совпадения статических свойств эквивалентов и статических свойств замещаемой ими части схемы алгоритм эквивалентирования обеспечивает сохранение в эквивалентах суммарных значений мощностей генераторов и потребителей исключаемых узлов и определяет коэффициенты эквивалентных статических характеристик генераторов и нагрузок по частоте и напряжению.

Задача определения внутренних эквивалентов состоит в расчёте параметров эквивалента шунтирующей сети внутри энергорайона, которая не охвачена системой сбора данных РАДВ, но информация о состоянии и режиме работы которой имеется в ОИК. Решение этой задачи производится одновременно с определением внешних эквивалентов путем сворачивания шунтирующей сети энергорайона относительно внутренних узлов, входящих в состав его математической модели. Полученные в КСПА параметры внутренних эквивалентов также передаются в РАДВ. Быстродействие алгоритмов эквивалентирования позволяет проводить формирование математических моделей районов управления на каждом цикле расчета дозировки управляющих воздействий.

Корректировка полученных значений мощностей генераторов и нагрузок внешних и внутренних эквивалентов в граничных узлах осуществляется по данным телеизмерений текущего баланса мощностей в этих узлах, выполняемых системой сбора информации для АДВ района управления [4]. Необходимость корректировки внешних эквивалентов вызвана тем, что параметры текущего режима сети, при которых рассчитывается внешний эквивалент, не соответствуют параметрам режима, при котором внешний эквивалент пристыковывается к расчетной схеме района управления. В связи с этим появляется “временная” погрешность в параметрах внешних эквивалентов к расчётным схемам РУ. В результате этой погрешности нарушится баланс мощностей в узлах примыкания эквивалентов, что приведёт к искажению текущего режима системы, отображаемого на математической модели РУ. Существенные искажения текущего режима могут сопровождаться неправильной дозировкой управляющих воздействий, рассчитываемых в АДВ РУ. “Временная” погрешность в параметрах внешних эквивалентов может быть разделена на две составляющие: “схемная” погрешность, возникающая из-за изменений схемы сети в эквивалентируемой части системы, и “режимная” погрешность, появляющаяся из-за изменения генерации и потребления в эквивалентируемой части системы. Схемные изменения отражаются на параметрах, как эквивалентных узлов, так и эквивалентных связей. Режимные изменения отражаются на параметрах эквивалентных узлов. Серьезные изменения схемы сети эквивалентируемой части системы вне цикла эквивалентирования маловероятны и учесть их невозможно. Поэтому приходится идти на сохранение параметров эквивалентных связей между циклами получения эквивалентов. Некоторая компенсация “схемной” погрешности может быть получена за счет коррекции параметров эквивалентных узлов, направленной на сохранение баланса мощностей в расчетной схеме района управления, соответствующего дорассчитанному текущему режиму. На основе такой коррекции одновременно может быть получена компенсация “режимной” погрешности.

6 РАСЧЕТ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ДЛЯ РАЙОНОВ УПРАВЛЕНИЯ

Выбор УВ в КСПА осуществляется на основе алгоритма управления, реализующего принцип I-ДО, в условиях подробной математической модели системы. Расчетная схема энергосистемы содержит порядка 150 узлов и 250 связей напряжением 500 – 110 кВ. Степень детализации математической модели соответствует допущениям, обычно применяемым при анализе статической аperiodической устойчивости сложных энергосистем (учитываются статические характеристики нагрузки по частоте и напряжению, моментно-скоростные характеристики турбин, условия регулирования напряжения на шинах генераторов).

Задачей алгоритма I-ДО, входящего в состав технологических алгоритмов КСПА, является проверка устойчивости послеаварийных режимов системы, рассчитанных в условиях ее математической модели при заданном наборе аварийных ситуаций, и выбор оптимальных управляющих воздействий, обеспечивающих ввод режимов в допустимую область. Решение

этой задачи осуществляется на основе итерационного решения расширенной системы уравнений предельных режимов, включающей в себя уравнения установившегося режима и уравнения границы области возможных режимов работы системы [5].

Работа алгоритма I-ДО предусматривает три этапа:

- определение показателя запаса статической устойчивости в текущем установившемся режиме;

- определение показателя запаса статической устойчивости в послеаварийном режиме, соответствующем срабатыванию одного из пусковых органов;

- выбор управляющих воздействий, если показатель запаса статической устойчивости послеаварийного режима ниже заданного.

Второй и третий этапы алгоритма выполняются в цикле для всех пусковых органов.

Управляющее устройство при выборе УВ решает следующие задачи:

1. Определение необходимости ввода УВ для каждой из расчетных аварий (пусковых органов – ПО) в условиях сложившейся схемно-режимной ситуации.

2. Выбор наиболее слабой части системы.

3. Выбор наиболее эффективного вида управления.

4. Выбор наиболее эффективного места приложения УВ данного вида.

5. Выбор достаточной для сохранения устойчивости ступени управления.

Решение этих задач проводится на основе следующего алгоритма [6].

Определение коэффициента запаса устойчивости. Первая задача состоит в определении коэффициента запаса устойчивости рассматриваемого послеаварийного режима. Если коэффициент запаса меньше допустимого (или послеаварийный режим не существует), то необходим ввод управляющих воздействий. Данная задача решается с помощью метода определения предельных режимов, предложенного ЗАО «ИАЭС» [5]. Этот метод основан на совместном решении уравнений установившегося режима (УУР) подробной математической модели электроэнергетической системы и уравнений границы области предельных режимов в форме произведения транспонированной матрицы Якоби УУР на собственный вектор этой матрицы, отвечающий нулевому собственному значению. В качестве одной из переменных совокупной системы уравнений выступает коэффициент напряженности режима k_n , связанный с коэффициентом запаса устойчивости соотношением $k_n = 1 - k_{зyc}$.

Выбор слабой части системы. Разработанный алгоритм реализует известное для простейших систем положение об эффективности ОГ в передающей системе более слабой по мощности, чем приемная система, и эффективности ОН в приемной системе, более слабой по мощности, чем передающая система [7].

При выборе УВ полная расчетная схема сети сворачивается относительно узлов примыкания аварийно отключаемых связей – «аварийных узлов». Таких узлов может быть два, если отключается одна связь, или несколько, если одновременно отключаются две (или более) связи, имеющие разные узлы примыкания. Сворачивание схемы сети осуществляется по алгоритму эквивалентирования, описанному в [3]. При сворачивании схемы сети используются исходные параметры аварийных связей.

После эквивалентирования схемы сети каждый из аварийных узлов содержит эквивалентный генератор и эквивалентную нагрузку, соответствующие доаварийному режиму. Все аварийные узлы ранжируются в порядке возрастания мощности эквивалентного генератора. В качестве наиболее слабой части системы выбирается аварийный узел, имеющий наименьшую мощность эквивалентного генератора.

Выбор эффективного вида управления. Требуемый для обеспечения необходимого запаса устойчивости системы в послеаварийном режиме вид УВ (ОГ или ОН) определяется по направлению перетока мощности по сечению между наиболее слабым аварийным узлом и остальными аварийными узлами. При направлении перетока от слабого узла в слабой части системы необходимо произвести ОГ, при направлении перетока к слабому узлу в слабой части системы необходимо произвести ОН.

Выбор эффективного места приложения УВ. Возможные места приложения УВ каждого вида определены заранее и соответствуют «управляемым узлам». Каждый управляемый узел может быть связан через сеть с любым из аварийных узлов. Степень близости управляемого узла к любому из аварийных узлов характеризуется величиной

эквивалентного реактивного сопротивления между этими узлами. Для определения этих сопротивлений производится сворачивание полной схемы сети к эквивалентам в виде пары узлов «управляемый узел – аварийный узел» при использовании алгоритма эквивалентирования [3]. Аварийные связи в этом случае при сворачивании схемы сети отключены, и эквивалентное сопротивление между парами узлов определяется по параметрам шунтирующей сети. После определения реактивных сопротивлений между аварийным узлом и управляемыми узлами, для аварийного узла составляются списки управляемых узлов (по эффективному для аварийного узла виду УВ). Номера управляемых узлов в списке располагаются в порядке увеличения реактивного сопротивления между аварийным и управляемыми узлами.

Выбор необходимых ступеней управления. Выбор УВ начинается с ввода первой ступени управления требуемого вида в наиболее близком к слабой части системы управляемом узле. Если по данным оценки параметров текущего режима ввод ступени УВ заданной мощности невозможен (отключены генераторы или снижена нагрузка), ввод ступени УВ осуществляется в следующем по списку управляемом узле. Если требуемый для аварийного узла вид УВ отсутствует, то выбор вида и ступени УВ проводится для следующего по рангу аварийного узла.

После выбора ступени УВ производится расчет послеаварийного режима и определяется коэффициент напряженности k_n . Если коэффициент напряженности меньше нормативного значения, то расчет УВ для рассматриваемого ПО заканчивается. Если коэффициент напряженности больше нормативного значения, то выполняется выбор следующей ступени управления.

При выборе УВ контролируется возникший от ввода управления небаланс мощности в системе. Если при вводе очередной ступени УВ этот небаланс превышает допустимое значение, то осуществляется балансировка режима за счет ввода управления противоположного знака в аварийном узле, расположенном на другом конце аварийной связи.

7 НАСТРОЙКА РАЙОННЫХ ЦЕНТРОВ УПРАВЛЕНИЯ

Первым этапом настройки районных центров управления является расчет УВ для всех ПО районов управления.

Алгоритм работы КСПА по настройке РАДВ включает в себя следующее:

- 1) Выбор района управления, для которого осуществляется настройка РАВД, заданных пусковых органов и располагаемых мест приложения и ступеней управляющих воздействий;
- 2) Расчет дозировки УВ;
- 3) Передача выбранных управлений по каналу связи в центр управления энергорайона.

При расчете дозировки УВ для пусковых органов конкретного района управления учитываются места приложения и ступени УВ, имеющиеся в пределах этого района. Если собственных ресурсов управления энергорайона недостаточно для сохранения устойчивости, то привлекаются ресурсы соседних районов.

При функционировании КСПА и каналов связи приоритет отдается дозировкам, полученным в КСПА, а на дозировки, полученные в РАДВ, возлагаются резервные функции. Периодически со стороны КСПА производится контроль дозровок, выбранных в РАДВ.

8 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Координирующая система ПА установлена в ОДУ Сибири и в конце 2008 года запущена в опытную эксплуатацию. В состав технологического программного обеспечения КСПА входит алгоритм выбора УВ, время цикла которого для 40 ПО составляет 30 секунд.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Вторушин А.С., Грунин О.М. Оценивание состояния электроэнергетической системы в задачах противоаварийной автоматики // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Изд-во ФГОУ ВПО «НГАВТ», 2009. №1. С.____

- [2] Захаркин О.В., Ивахненко Е.Ю. Алгоритмы получения эквивалентов для районов управления в КСПА // Технологии управления режимами энергосистем XXI века. Сб. докладов Всерос. науч.-практ. конф. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – С. 135-141.
- [3] Захаркин О.В., Ивахненко Е.Ю. Особенности эквивалентирования электрической схемы ЭЭС при формировании математических моделей районов управления // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Изд-во ФГОУ ВПО «НГАВТ», 2009. №1. С.____
- [4] Захаркин О.В., Ивахненко Е.Ю. Коррекция параметров внешних эквивалентов расчётной схемы по данным текущего режима ЭЭС // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Изд-во ФГОУ ВПО «НГАВТ», 2009. № 1. С.____
- [5] Аржанников С.Г., Захаркин О.В., Петров А.М. Оценка запаса устойчивости установившегося режима ЭС и выбор управлений для его ввода в допустимую область / электрон. журн. «Новое в российской электроэнергетике», 2005, № 5.
- [6] Аржанников С.Г., Захаркин О.В., Ивахненко Е.Ю., Лоцман Д.С. Алгоритм определения вида, места приложения и ступеней управляющих воздействий для централизованной системы ПА // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Изд-во ФГОУ ВПО «НГАВТ», 2009. №1. С.____
- [7] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. - М.: Энергоавтомиздат, 1990. – 392с.