

Перспективы совершенствования алгоритмов централизованной противоаварийной автоматики

ЛАНДМАН А.К., ПЕТРОВ А.Э., ВТОРУШИН А.С.
ПОПОВА Е.Ю., АРЖАННИКОВ С.Г.
ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»
Россия
eyi@iaes.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Централизованная система противоаварийной автоматики, оценивание состояния, управляющие воздействия, поиск слабых сечений.

1 ВВЕДЕНИЕ

Настоящий период развития централизованных систем противоаварийной автоматики (ЦСПА) можно обозначить как этап интенсивного их внедрения в энергосистемы. Предпосылками к этому являются как развитие микропроцессорных систем локальной автоматики, так и наработки в области алгоритмов 1-ДО. Алгоритмы и функционирование устройств локальной автоматики, позволяющих реализовывать управляющие воздействия верхнего уровня ЦСПА, достаточно хорошо освещены, как в публикациях, так и в материалах производителей подобных устройств. В связи с этим в данной статье рассматривается алгоритмическое обеспечение устройств ЦСПА верхнего уровня, реализованное ЗАО «ИАЭС», на примере ЦСПА ОЭС Сибири.

Технологическая цепочка выбора управляющих воздействий устройства ЦСПА верхнего уровня включает в себя решение следующих задач:

1. Получение полного достоверного режима работы энергосистемы.
2. Оценка запаса устойчивости послеаварийного режима.
3. Ввод послеаварийного режима в допустимую область – выбор управляющих воздействий.
4. Передача выбранных управляющих воздействий на устройства низшего уровня.

Решением первой задачи занимается алгоритм оценивания состояния электроэнергетической системы. Вторая и третья задачи реализованы в алгоритме выбора управляющих воздействий по принципу 1-ДО. Передача выбранных управляющих воздействий осуществляется по протоколу МЭК 60870-5-104.

2 ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Технологические алгоритмы ЦСПА должны обеспечиваться полной и достоверной информацией о режиме работы электроэнергетической системы (ЭЭС). Для данной цели служит алгоритм оценивания состояния ЭЭС, реализуемый в соответствующем модуле.

Алгоритм оценивания состояния [1] предназначен для расчета полного и достоверного режима работы ЭЭС по данным телеметрии. Входными данными для алгоритма являются: параметры схемы замещения электрической сети, телеинформация о режиме работы ЭЭС, специфические настройки модуля ОС. На выходе модуль ОС должен формировать таблицы, содержащие полный сбалансированный режим работы ЭЭС наиболее близкий к текущему режиму.

Основными блоками модуля ОС являются:

- блок первичной достоверизации ТИ и ТС;
- блок контроля топологической и режимной наблюдаемости энергосистемы;
- блок ОС ЭЭС;
- блок контроля качества оцененных режимов.

Блок достоверизации телеизмерений и телесигнализации предназначен для фильтрации грубых ошибок ТИ и формирования списка отключенных элементов ЭЭС. Первичная достоверизация ТИ и ТС применяется для раннего обнаружения и, по возможности, устранения ряда распространенных ошибок в поступающем наборе телеинформации.

Должны эффективно обнаруживаться и устраняться следующие ошибки(либо должен формироваться признак недостоверности рассчитанного режима с переходом на алгоритмы выбора УВ низовых устройств):

- выход значения ТИ за допустимый диапазон (в этом случае замер исключается из состава измерений);
- несоответствие значения перетоков мощности по связи и ТС о ее состоянии (наличие значительного телеизмерения перетока активной мощности в связи, при телесигнале "Откл");
- несоответствие знаков ТИ перетоков активной мощности по разным концам связи (оба положительны, либо оба отрицательны).

Выявленные ошибки в телеизмерениях устраняются понижением весового коэффициента для соответствующего замера, либо его исключением из состава замеров. В случае наличия ошибок в телесигналах, либо при выявлении ошибок в данных, введенных на ручном вводе, расчет не производится.

Использована математическая постановка задачи оценивания состояния как задачи минимизации взвешенной суммы квадратов отклонений рассчитанных и измеренных параметров электрического режима:

$$\text{минимизировать } \varphi(X, Y) = \sum_{i=1}^{N_I} c_i [R_i(X, Y) - R_i]^2 = (R - R)^t C (R - R), \quad (1)$$

$$\text{при ограничениях } F(X, Y) = 0, \quad (2)$$

где X, Y – векторы напряжений "сетевых" (с нулевыми инъекциями) и нагрузочных (или генераторных) узлов схемы, соответственно; N_I – количество измерений без учета нулевых

нагрузок "сетевых" узлов; R, R – вектора рассчитываемых и измеренных параметров режима; C – диагональная матрица весовых коэффициентов размером $N_I \times N_I$; c_i – весовой коэффициент, учитывающий значимость и качество измерения R_i относительно других параметров ($c_i = (c'_i / \sigma_i)^2$, где c'_i – коэффициент, учитывающий априорное качество измерения, равный 1 для большинства измерений, а σ_i – среднеквадратичное отклонение);

$R_i(X, Y)$ – функция, определяющая режимный параметр R_i через узловые напряжения; R_i – измеренное значение параметра; t – символ транспонирования.

Для решения задачи ОС возможно использование различных методов, в том числе и использующих ограничения на расчетные значения режимных параметров.

Результатом работы блока ОС является полный сбалансированный режим работы ЭЭС и ряд служебных данных, в том числе значение целевой функции в точке решения.

Блок контроля качества полученного режима.

Высокие требования к достоверности режимной информации, накладываемые использованием оцененных режимов в алгоритме I-ДО, требуют использования алгоритмов автоматического контроля достоверности полученных режимов.

Сформулируем необходимые критерии достоверности результатов ОС:

1. Если весовые коэффициенты для реальных измерений пропорциональны точности их измерения, то значение функции в точке решения можно принять как один из критериев определения достоверности результатов оценивания. Таким образом, при значении целевой функции в точке решения $\varphi(X, Y) \leq 3$, при постановке задачи ОС в виде (1) с учетом «правила 3-х сигм» (не менее чем с 99,7% достоверностью значение нормально распределенной случайной величины лежит в интервале $(\bar{x} - 3\sigma; \bar{x} + 3\sigma)$), для реальных измерений режим является достоверным.

2. Полученные оценки модулей напряжения не должны отличаться от номинального напряжения более чем на заданную, для каждой из ступеней напряжения величину.

3. Количество ненаблюдаемых узлов не превышает заданное число от общего числа узлов в схеме сети. Следует учитывать, что в связи с ограничениями, накладываемыми системой сбора информации, наблюдаемость ряда узлов не может быть обеспечена по причине отсутствия требуемых телеизмерений.

4. В ходе решения задачи оценивания состояния не достигнут предел по числу итераций.

5. Отсутствуют локализованные в сетевых районах массовые расхождения между измерениями и их оценками.

6. Отсутствуют изменения мощностей нагрузок или генераций в узлах сети больше, чем на величину порядка 4σ относительно предыдущего рассчитанного режима, что позволяет исключить возможные не выявленные ошибки в телеизмерениях.

7. Изменение значения целевой функции, в постановке задачи ОС (1), для соседних циклов расчета не превышает пороговой величины (резкий скачек значения целевой функции в точке решения связан с поступлением в блок ОС ЦСПА пакета недостоверной телеметрии, либо скачкообразным изменением режима работы энергосистемы).

Во всех случаях, при обнаружении недостоверности полученного режима, осуществляется переход на алгоритмы выбора УВ низовых устройств с переходом алгоритма I-ДО ЦСПА в режим ожидания достоверного режима на входе.

3 ВЫБОР УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

В алгоритме I-ДО ЗАО «ИАЭС» применён нетрадиционный подход к определению показателя запаса статической устойчивости ЭЭС, позволяющий избавиться от многомерности задачи. Суть подхода состоит в подобном преобразовании области существования режимов со смещением рассматриваемой точки режима на границу области устойчивости. Данное преобразование выполняется за счет одновременного изменения всех параметров схемы сети в k_n раз [2]. Такая операция также эквивалентна одновременному изменению задающих активных мощностей всех узлов в k_n раз. Значение параметра k_n , при котором граница области статической устойчивости в пространстве активных мощностей узлов проходит через изображающую точку анализируемого режима, численно характеризует напряженность режима. Параметр k_n рассматривается как коэффициент напряженности режима, а величина, дополняющая k_n до единичного значения, принимается за общий для энергосистемы показатель запаса статической устойчивости ($k_H = 1 - k_{з\text{УС}}$).

На рисунке 1 приведена укрупненная блок-схема алгоритма выбора управляющих воздействий I-ДО. Рассмотрим основные блоки:

1,2 – осуществляется контроль исходного режима.

3 – выбор управления по условию обеспечения требуемого запаса устойчивости послеаварийного режима (1).

4-6 – доуправление (если требуется) по условиям (2)-(4) рисунка.

7 – блок минимизации управляющих воздействий – предназначен для "отбрасывания" возможно избыточных ступеней управления полученных в блоках 3-6. Избыточность может появляться, например, в следствии выбора на разных этапах близких УВ одного типа значительно отличающихся по объему ступеней (первое – небольшое, второе – большее поглощает перекрывает первое).

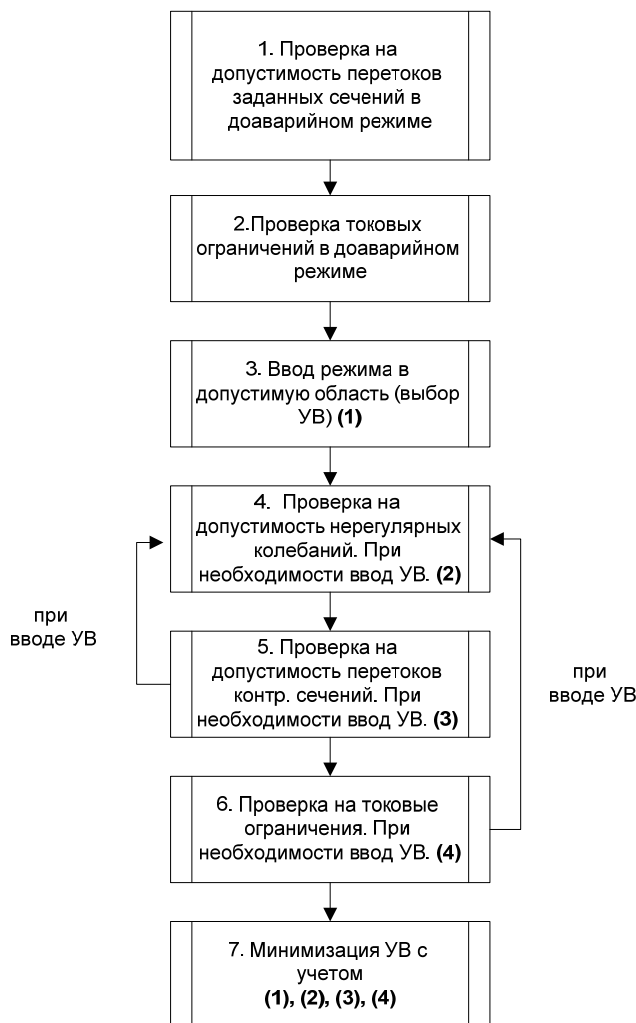


Рис 1. Схема взаимодействия алгоритмов I-ДО.

Выбор УВ осуществляется в цикле по районам управления (внешний цикл) и в цикле по пусковым органам каждого района управления (внутренние циклы).

При изменении мощности узлов за счет ввода УВ, изображающая точка режима энергосистемы смещается на предельную поверхность, соответствующую требуемому значению k_n . Выбор оптимальных УВ осуществляется по направлению нормали к границе области предельных режимов энергосистемы. Направление этой нормали определяет собственный вектор транспонированной матрицы Якоби, соответствующий нулевому собственному значению.

При рассмотрении очередного пускового органа выполняется оценка напряженности послеаварийного режима, соответствующего срабатыванию этого пускового органа – $k_n^{n\text{ав}p}$.

Расчет $k_n^{n\text{ав}p}$ выполняется аналогично расчету $k_n^{исх p}$ при мощностях узлов исходного режима, но в условиях послеаварийной схемы сети.

Процесс выбора дозировки УВ состоит из нескольких итераций управления, на каждой из которых решаются следующие вопросы:

- 1) поиск опасного сечения (рассмотрено ниже) и определение требуемого типа управления;
- 2) определение более эффективного места приложения и ступени УВ;
- 3) проверка допустимости небаланса мощности после управления и, при необходимости, балансировка режима;

4) расчет коэффициента напряженности послеаварийного режима при выбранном управлении.

Если коэффициент напряженности меньше требуемого значения, то осуществляется переход к п.5. Если коэффициент напряженности больше требуемого значения, то процесс выбора дозировки УВ по пунктам 1) – 4) повторяется.

5) проверка найденных опасных сечений на нерегулярные колебания, при необходимости ввод дополнительных УВ.

6) проверка соблюдения аварийно-допустимых перетоков активной мощности в заданных контролируемых сечениях, при необходимости ввод дополнительных УВ.

7) проверка на токовые ограничения для элементов сети, при необходимости ввод дополнительных УВ.

В случае если отсутствуют нарушения k_n , АДП, допустимых нерегулярных колебаний, внешних небалансов и токовых ограничений, осуществляется минимизация УВ, иначе считается, что данный пусковой орган не рассчитан (переход к следующему ПО).

В процессе минимизации УВ при попытке исключения выбранного УВ производится проверка на сохранение условий (1)-(4) рисунка 1. Если таковые условия не выполняются, то исключение рассматриваемого УВ блокируется.

Эффективность выбора управляющих воздействий во многом обусловлена алгоритмом поиска опасных сечений для послеаварийного режима. Поиск опасного сечения состоит в разделении графа электрической сети на два подграфа, для которых верно упрощенное утверждение: увеличение перетока мощности из одного подграфа в другой приведет к нарушению статической апериодической устойчивости. Так как выражение для свободного члена характеристического уравнения при выполнении ряда условий совпадает с якобианом уравнений установившегося режима, то основным критерием нарушения статической апериодической устойчивости можно считать вырождение матрицы Якоби системы в процессе утяжеления электрического режима.

В связи с этим, разделение схемы сети на подграфы необходимо выполнять с учетом факторов, так или иначе влияющих на обусловленность матрицы Якоби системы.

Следует отметить, что задача поиска опасных сечений содержит в себе две подзадачи:

1. Формулирование математического признака близости перетока активной мощности по связи сети к предельному значению, позволяющего выбирать наиболее загруженные связи сети.

2. Поиск оставшихся связей, образующих сечение. Здесь предполагается решение топологической задачи математического аппарата теории графов известными методами – разбиение взвешенного графа на подграфы с заданными условиями.

Для решения первой подзадачи используется собственный вектор матрицы (R) , соответствующий нулевому собственному значению и позволяющий наиболее адекватно отображать свойства матрицы Якоби. Для точного определения свойств системы необходимо использование свойств матрицы Якоби в точке близкой к $\det(J) = 0$, т.е. для предельного режима системы.

Предложенный алгоритм позволяет осуществлять поиск опасных сечений не связанных с аварийной связью. Для этого вводится термин **связь, задающая сечение – это такая связь, которая заведомо входит в опасное сечение.**

Имеется несколько типов таких связей:

1. **Аварийная связь.** Задаёт сечение в послеаварийном режиме без управления. С учетом специфики задания аварийных ситуаций как разрыва связи в заранее заданном сечении, опасное сечение близко к проектному сечению для алгоритма П-ДО.

2. **Связи, имеющие точку минимального напряжения.** Такие связи характеризуются положительными (в системе из узла в линию) перетоками реактивной мощности.

3. **Связь, имеющая максимум** $m_R = \sqrt{R_{Qi}^2 + R_{Qj}^2}$, где R_{Qi}, R_{Qj} – компоненты собственного вектора матрицы Якоби системы в предельном режиме; i, j – индексы компонент, соответствующие узлам начала и конца связи.

4. **Связь, имеющая максимум** $|R_{Pi} - R_{Pj}|$ компонент правого собственного вектора R .

5. Связь, имеющая максимальное значение

$$\frac{\Delta\delta}{X} = \frac{|\delta_i - \delta_j|}{X_{ij}},$$

где δ_i, δ_j – углы напряжения в узлах начала и конца связи; X_{ij} – сопротивление связи.

Полученное опасное сечение используется в процедуре выбора управляющих воздействий.

Алгоритм поиска опасного сечения для *связи, задающей сечение*, выглядит следующим образом:

1. Пусть имеется ЭЭС, заданная в виде графа $G = (N, V)$, и разделение ее на подсистемы вида:

$$G = \begin{cases} G_1 = (N_1, V_1) \\ G_2 = (N_2, V_2) \\ G' = (\emptyset, V') \end{cases}$$
$$V = V_1 \cup V_2 \cup V'$$
$$N = N_1 \cup N_2,$$

где N_1, N_2 – множества узлов подсистем; V_1, V_2 – множества связей подсистем; V' – множество связей сечения.

2. Поиск связей, образующих V' , осуществляется рекурсивным алгоритмом теории графов, обеспечивающим входение в V' минимального количества связей, имеющих максимальный вес:

$$m_R = \sqrt{R_{Qi}^2 + R_{Qj}^2},$$

где R_{Qi}, R_{Qj} – компоненты собственного вектора матрицы Якоби системы в предельном режиме; i, j – индексы компонент, соответствующие узлам начала и конца связи.

Таким образом, с учетом приведенного описания типов связей, задающих сечение, имеется массив векторов $[V']$, содержащий m ($m \geq 5$) элементов V' . При этом, если очередная связь, задающая сечение, входит в ранее найденное сечение, то сечение относительно этой связи не ищется. Таким образом, осуществляется отбор сечений, обладающий максимальным входением связей, по которым возможно нарушение статической аperiodической устойчивости.

Для определения наиболее опасного сечения из $[V']$, элементы массива необходимо проранжировать. Имеется ряд возможных подходов к ранжировке:

1. Критерием тяжести сечения выбирается величина среднего значения \bar{m}_R для всех связей, входящих в V' :

$$\bar{m}_R = \frac{\sum_{V \in V'} m_R}{n},$$

где n – число связей в V' . Обоснованием данного критерия является тот факт, что сечение с максимальным \bar{m}_R задает кратчайшую, по собственному вектору матрицы R , траекторию ввода послеаварийного режима в допустимую область.

2. Определяется коэффициент напряженности (k_n) режима при доутяжелении связей, входящих в сечение. Доутяжеление осуществляется инъекциями активной мощности нагрузки

в начале и конце связи. Инъекция $\Delta P_{св.нач.} = kP_{нач.}$ и $\Delta P_{св.кон.} = kP_{кон.}$ вводится для всех связей, входящих в сечение с общим коэффициентом k . После чего осуществляется расчёт величины k_n для утяжеленного сечения (при сохранении имеющегося состояния сети – введенных УВ и аварийных возмущениях).

3. Применение доутяжеления сечения в направлении, противоположном требуемому для данного сечения управлению. Пусть $N_l \div N_m$ – узлы, имеющие доступное УВ требуемого типа для данного сечения, тогда утяжеление осуществляем как:

$$\Delta P_{Ni} = -kP_{ген.Ni}, \Delta Q_{ген.max Ni} = kQ_{ген.max Ni}, \Delta Q_{ген.min Ni} = kQ_{ген.min Ni},$$

для УВ вида ОГ, где $Q_{ген.max Ni}, \Delta Q_{ген.min Ni}$ – допустимый диапазон изменения реактивной мощности для генератора, $P_{ген.Ni}$ – мощность генерации в узле.

$$\Delta P_{Ni} = -kP_{нагр.Ni}, \Delta Q_{Ni} = kQ_{нагр.Ni},$$

для УВ вида ОН.

При этом осуществляется поиск такого значения безразмерного коэффициента k , что при $k = k_{тек} + \varepsilon$, где $k_{тек}$ – текущее найденное значение коэффициента, ε – заданная точность поиска. Получаем предельный режим, для которого вычисляется

$$K_3 = 1 - \frac{P_{тек}}{P_{пред}},$$

где K_3 – коэффициент запаса в сечении, $P_{тек}$ – переток в сечении в текущем режиме, $P_{пред}$ – переток, полученный в предельном доутяжеленном режиме.

Следует отметить, что расчет K_3 возможен только в случае, когда существует ($k_n < 1$) текущий обрабатываемый режим (послеаварийный, или послеаварийный с введенным объемом управляющих воздействий).

Для первых двух случаев наиболее опасным является сечение, имеющее максимальное значение ранжирующего параметра \bar{m}_R, k_n , и минимальное значение K_3 для третьего метода ранжировки.

Результаты поиска опасных сечений в различных тестовых режимах показали:

- эффективность второго и третьего методов ранжирования найденных ОС;
- при выборе ранжирования опасных сечений по K_3 и значении текущего $k_n > 1$ (нормальный режим не существует), ранжирование сечений при выборе УВ осуществлять по k_n до ввода послеаварийного режима с управлением в область $k_n < 1$, после чего ранжирование можно осуществлять по K_3 .

- при ранжировании по K_3 требуется задавать $K_{3.зад.}$. При этом, если найденные K_3 для всех сечений больше $K_{3.зад.}$, то расчет УВ следует прекратить и данный пусковой орган считать нерассчитанным.

4 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АЛГОРИТМОВ ЦСПА

Современные разработки в части алгоритмического обеспечения ЦСПА позволяют эффективно решать задачи противоаварийного управления энергосистем. При этом дальнейшее развитие средств сбора телеметрической информации и возможностей средств вычислительной техники позволяют говорить о том, что совершенствование алгоритмов и программного обеспечения ЦСПА позволит не только увеличить надежность управления, но и, за счет повышения точности математических моделей, уменьшить требуемые объемы управляющих воздействий в конкретных схемно-режимных условиях.

Отметим перспективные направления развития алгоритмического обеспечения устройств верхнего уровня ЦСПА:

1. Уменьшение цикла расчета как за счет крупноблочного параллелизма (по пусковым органам) так и внутреннего параллелизма алгоритмов.
2. Разработка блочной архитектуры формирования технологической цепочки алгоритмов ЦСПА. Что позволит минимизировать изменения кода при адаптации алгоритмов для конкретной энергосистемы.
3. Отказ от использования приближенных математических моделей в ходе выбора управляющих воздействий устройствами ЦСПА верхнего уровня, например учитывающих только активные мощности.
4. Более тесная интеграция с системами адаптивного САОН.

5 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Вторушин А.С., Грунин О.М. Оценивание состояния электроэнергетических систем в задачах противоаварийной автоматики // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2009. – Спецвыпуск. – №1. – С.137-140.
- [2] 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.