



## PS2 – Poster-12



### Методика выбора оптимальных управляющих воздействий для систем противоаварийной автоматики

Н.В. КОРОВКИН, О.Н. СОКОЛОВА, Е.В. СОРОКИН, О.В. ФРОЛОВ

ОАО «НИИПТ»

Россия

[sokolova.olga87@gmail.com](mailto:sokolova.olga87@gmail.com)

#### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Противоаварийная автоматика, алгоритмы противоаварийного управления, оптимизация управления, качество и надежность электроснабжения.

#### 1 ВВЕДЕНИЕ

Стремительное развитие вычислительной техники, с одной стороны, и повышение требований к качеству и надежности электроснабжения, с другой стороны, обуславливают поиск новых способов организации противоаварийного управления. Недопустимые отклонения параметров режима могут возникать как в процессе ведения режима, так и в результате воздействия аварийного возмущения. Работа противоаварийной автоматики, использующая управляющие воздействия, влияющие на изменение потокораспределения в электрической сети, направлена на предотвращение развития нарушений нормального режима и поддержания функционирования энергосистемы.

При диспетчерском ведении режима многовариантный анализ поведения энергосистемы для различных наборов и величин управляющих воздействий, как правило, невозможен [1]. Это связано с ограничением времени восстановления сбалансированного режима ЭС с нормативными запасами устойчивости. Даже при наличии ограниченного числа управляющих воздействий, например восьми, каждое из которых имеет 5 дискретных значений, общее число режимов, анализ которых необходим, будет  $\sim 3.2 \cdot 10^4$ . Несмотря на совершенство современных программных средств анализа режимов энергосистем расчет «методом перебора» проблематичен из-за своей длительности, следует учесть еще и время на подготовку осмысленных наборов данных для этих расчетов, которое, как показывает практика, значительно превышает длительность самих расчетов. Уже эта грубая оценка показывает необходимость разработки новых подходов.

Задача оптимизации управляющих воздействий будет рассматриваться нами далее, как задача оперативного выбора набора и величин управляющих воздействий, позволяющих исключить (минимизировать) ущерб, вызванный аварийным возмущением, для потребителей и оборудования энергосистемы. В работе предлагается использование дробно-полиномиальных функций для формирования алгоритмов противоаварийного управления.

#### 2 МАТЕМАТИЧЕСКИЙ АППАРАТ.ЕГО ОПИСАНИЕ И АПРОБАЦИЯ

Рассматриваемое управляющее воздействие может состоять в:

- изменении загрузки генераторов;
- регулировании потоков мощности с помощью активно-адаптивных устройств;
- изменении топологии электрической сети;

- изменении (уменьшении) энергопотребления в узлах нагрузки электрической сети.

Дополнительной сложностью определения алгоритмов противоаварийного управления является многообразие схемно-режимных условий и аварийных возмущений, определяющих огромное количество аварийных ситуаций, то есть начальных условий процесс, которые подлежат идентификации. Эти особенности должны учитываться при определении алгоритмов управления режимами энергосистем, обеспечивающих их соответствия нормативным стандартам. Рассматриваемый подход позволяет определить алгоритм оптимального управления по критериям недопустимых для электрооборудования режимов.

Рассмотрим далее закономерности изменения режима работы энергосистемы при варьировании нагрузки в узлах энергосистемы. Обобщенный узел нагрузки может быть представлен узлом со статической нагрузкой с комплексной проводимостью  $\dot{Y}$ , синхронными и асинхронными двигателями, последние из которых очень чувствительны к снижению напряжению ниже критического.

Пусть  $Y_0$  – комплексная проводимость нагрузки в некотором текущем режиме, параметры которого (токи, напряжения, мощности) также будем обозначать индексом «0». Зависимости комплексных напряжений  $\dot{U}$  и токов  $\dot{I}$  от проводимости  $Y$  описываются соотношением [2]

$$\begin{Bmatrix} \dot{U} \\ \dot{I} \end{Bmatrix} = \frac{a \cdot Y + b}{c \cdot Y + 1}, \quad (1)$$

где  $Y$  принадлежит множеству  $W: y_{\min} \leq |Y| \leq y_{\max}$ ,  $y_{\min}$ ,  $y_{\max}$  – минимально и максимально допустимые проводимости нагрузки, а комплексные константы  $a$ ,  $b$ ,  $c$  – определяются из расчета трех режимов работы ЭС, соответствующих  $Y = Y_0 = (y_{\min} + y_{\max})/2$ ,  $Y = Y_1$ ,  $|Y_1| \in [y_{\min}, y_{\max}]$ ,  $Y = Y_2$ ,  $|Y_2| \in [y_{\min}, y_{\max}]$ .

Соотношение (1) справедливо для токов любой ветви и напряжений любого узла ЭС и может быть непосредственно использовано для оптимизации УВ. Пусть требуется определить значение комплексной проводимости  $Y_{var}^{(k)}$  в  $k$ -ом узле, обеспечивающей в  $p$ -ой ветви заданный ток  $\dot{I}_{req}^{(p)}$ . Из (1) следует

$$Y_{var}^{(k)} = \frac{\dot{I}_{req}^{(p)} - b}{a - c \cdot \dot{I}_{req}^{(p)}}, \quad (2)$$

Следовательно, для обеспечения заданного тока проводимость в  $k$ -ом узле должна быть изменена от значения  $Y_0^{(k)}$  к значению  $Y_{var}^{(k)}$ , определяемому по (2). Аналогично можно определить проводимость, обеспечивающую заданное напряжение какого-либо из узлов. Далее, когда  $Y_{var}^{(k)}$  известно, можно определить напряжение (ток) любой, например,  $m$ -ой ветви, соответствующее измененной проводимости

$$\dot{U}^{(m)} = \frac{a \cdot Y_{var}^{(k)} + b}{c \cdot Y_{var}^{(k)} + 1}. \quad (3)$$

Уравнения (2) и (3) можно решить совместно (для комплексных значений), или, перейдя к действующим значениям, использовать только одно из них.

Важно, что комплексные константы  $a$ ,  $b$ ,  $c$ , входящие в (1)-(3) могут быть определены заранее для всех (для подавляющего большинства) характерных режимов работы ЭС мегаполиса. Поэтому расчеты с использованием выражений типа (1)-(3) чрезвычайно кратковременны (доли миллисекунд), что позволяет рассматривать данный подход как перспективную основу для оперативной экспертной системы, играющей роль советчика диспетчера.

Выше рассмотрен случай, когда набор УВ состоял только из одного параметра одного типа - комплексной проводимости  $Y_{var}^{(k)}$  в  $k$ -ом узле. При использовании в качестве элемента ПА активно-адаптивного устройства, вид соотношений (1)-(3) сохранится с заменой комплексной

проводимости  $Y_{var}^{(k)}$  на регулируемый параметр активно-адаптивного устройства. При дополнительном введении регулирования ЭДС генераторов  $E_{var}^{(n)}$  в узлах  $n = \overline{1, N}$  их подключения, соотношение, связывающее ток  $\dot{I}$  и напряжение  $\dot{U}$  произвольной ветви (узла) с УВ будет иметь вид

$$\begin{Bmatrix} \dot{U} \\ \dot{I} \end{Bmatrix} = \sum_{n=1}^N E_{var}^{(n)} \frac{a_n \cdot Y_{var}^{(k)} + b_n}{c \cdot Y_{var}^{(k)} + 1}. \quad (4)$$

В соотношение (4) входит  $2N+1$  коэффициента подлежащих определению, таким образом, его использование предполагает предварительное выполнение расчета  $2N+1$  режимов ЭС мегаполиса.

Изменение конфигурации ЭС, рассматриваемое как УВ, может быть учтено с помощью логических переменных  $X_{nm}$ . Значение  $X_{nm}$ , равное единице, соответствует наличию связи (линии) между узлами  $n$  и  $m$ ,  $X_{nm}$ , равное нулю ( $\bar{X}_{nm} = 1 - X_{nm} = 1$ ), соответствует отсутствию такой связи. При одновременном введении, например, двух сетевых элементов  $X_{nm}$  и  $X_{pq}$ , а также комплексной проводимости  $Y_{var}^{(k)}$  в  $k$ -ом узле, соотношение, связывающее ток  $\dot{I}$  и напряжение  $\dot{U}$  произвольной ветви (узла) с УВ будет иметь вид

$$\begin{Bmatrix} \dot{U} \\ \dot{I} \end{Bmatrix} = X_{nm} X_{pq} \frac{a_1 Y_{var}^{(k)} + b_1}{c_1 Y_{var}^{(k)} + 1} + X_{nm} \bar{X}_{pq} \frac{a_2 Y_{var}^{(k)} + b_2}{c_2 Y_{var}^{(k)} + 1} + \\ + \bar{X}_{nm} X_{pq} \frac{a_3 Y_{var}^{(k)} + b_3}{c_3 Y_{var}^{(k)} + 1} + \bar{X}_{nm} \bar{X}_{pq} \frac{a_4 Y_{var}^{(k)} + b_4}{c_4 Y_{var}^{(k)} + 1}. \quad (5)$$

В соотношение (5) входит 4 набора коэффициентов  $a_s, b_s, c_s, s = \overline{1, 4}$ , подлежащих определению, таким образом, использование (5) предполагает предварительное выполнение расчета 12 режимов ЭС.

В случае, когда в качестве УВ выступают одновременно две проводимости  $Y_{var}^{(k)}$  и  $Y_{var}^{(\ell)}$  узлов  $k$  и  $\ell$  соответственно, выражение для тока  $\dot{I}$  и напряжения  $\dot{U}$  произвольной ветви (узла) через УВ будет иметь вид

$$B_m^{(0,0)}(Y^{(k)}, Y^{(\ell)}) \equiv \begin{Bmatrix} \dot{U} \\ \dot{I} \end{Bmatrix} = \frac{a_1 \cdot Y_{var}^{(k)} + a_2 \cdot Y_{var}^{(\ell)} + a_3 \cdot Y_{var}^{(k)} \cdot Y_{var}^{(\ell)} + a_4}{b_1 \cdot Y_{var}^{(k)} + b_2 \cdot Y_{var}^{(\ell)} + b_3 \cdot Y_{var}^{(k)} \cdot Y_{var}^{(\ell)} + 1} \quad (6)$$

и требовать предварительного расчета 7 режимов работы ЭС мегаполиса.

Для компактной универсальной записи выражений для напряжений и токов ЭС, удобно использование сокращенных обозначений, показанных в (6). Здесь у функции  $B$  (это ток или напряжение) верхние индексы  $(0,0)$  показывают число (ноль в данном случае) регулируемых ЭДС генераторов и число (также ноль) сетевых элементов; нижний индекс  $m$  - на номер управляемой ветви; в скобках перечислены УВ (параметры управления). Таким образом, функция  $B_m^{(3,2)}(E^{(1)}, E^{(2)}, E^{(3)}, X_{nm}, X_{pq}, Y^{(k)}, Y^{(l)}, Y^{(f)})$ , представляет собой выражение для произвольного тока (напряжения) в  $m$ -ой ветви (узле), при действии 8 УВ, перечисленных в списке ее аргументов: ЭДС трех генераторов, введение (удаление) двух линий, изменение проводимостей узлов  $k, \ell$  и  $m$ . При использовании современных подходов формирования алгоритмов противоаварийного управления число анализируемых режимов не зависит от вида и числа дискретных значений управляющих воздействий. При использовании предполагаемого математического аппарата имеет место обратная ситуация. Таким образом, при использовании указанного выше набора управляющих воздействия для определения всех параметров этой функции требуется провести анализ 80 режимов. Сопоставляя это число с полученной ранее оценкой сложности решения аналогичной задачи методом перебора, приходим к выводу о перспективности данного метода.

Как известно, с целью анализа режима работы электрической сети необходимо решить систему нелинейных уравнений. При этом разработанный математический аппарат представляет собой систему дробно-линейных функций. Аprobация алгоритма как на примере тестовой схемы, так и на примере реальной энергосистемы показала, что погрешность вычисления составляет около 1%. Это связано с тем, что исходные данные для определения коэффициентов, входящих в выражения, берутся на основании результатов расчетов режимов в ПК по расчету режимов (RastrWin, EuroStag и т. д.).

Аprobация метода проводилось на примере операционной зоны филиала ОАО «СО ЕЭС» Приморское РДУ. Необходимо было определить алгоритм противоаварийного управления для снятия недопустимой токовой перегрузки с ВЛ 500 кВ «ЛуТЭК – Дальневосточная». На рис. 1 показана зависимость тока линии от параметров нагрузок, введенных под САОН (ПС 220 кВ Уссурийск 2 ( $k$  узел нагрузки) и ПС 110 кВ Западная ( $l$  узел нагрузки)).

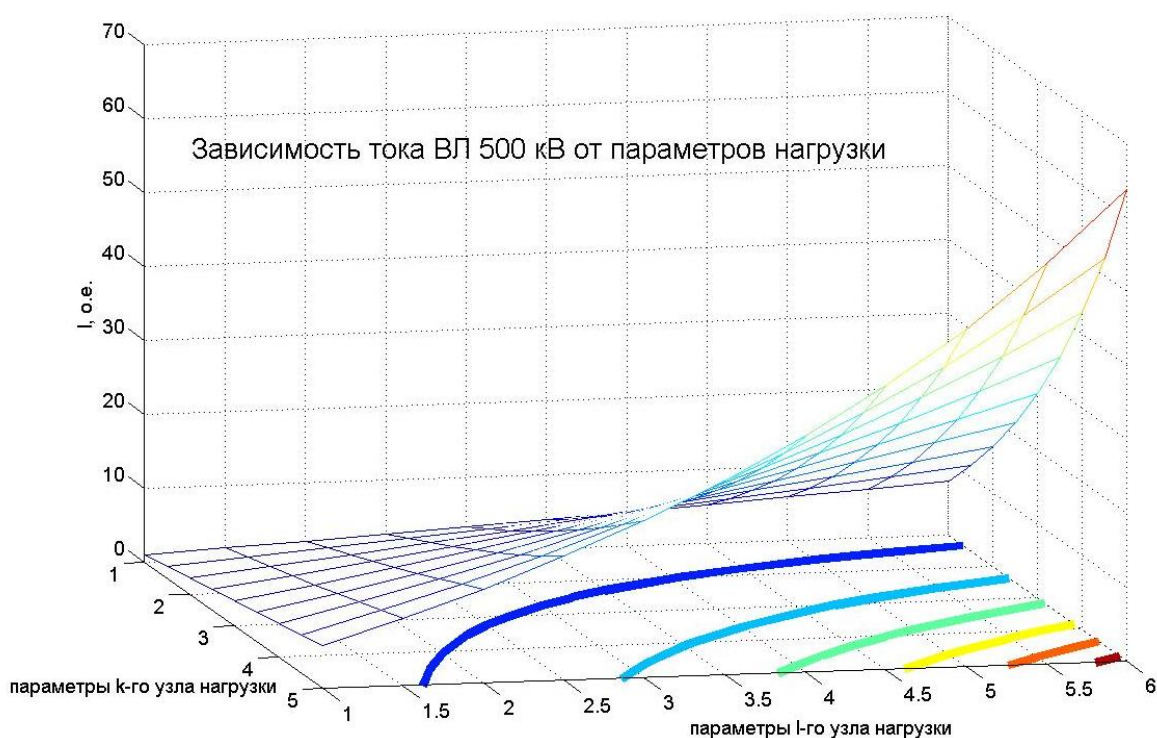


Рис. 1: Зависимость тока ВЛ 500 кВ «ЛуТЭК – Дальневосточная» от параметров в узлах нагрузки (ПС 220 кВ Уссурийск 2 и ПС 110 кВ Западная)

Линиями уровня показаны множества значений в узлах нагрузки, соответствующие тому или иному значению тока линии. Важно отметить, что узлы нагрузки могут быть и не подключены к линии, так как полученные выражения справедливы для любых элементов графа электрической сети. В качестве управляющего воздействия противоаварийной автоматики использовалось отключение нагрузки, которое напрямую связано с недоотпуском электроэнергии. Сравнение полученного алгоритма с алгоритмом, предложенным в рамках работы «Предварительное технико-экономическое обоснование реконструкции системы противоаварийной автоматики операционной зоны филиала ОАО «СО ЕЭС» Приморское РДУ» показало эффективность предложенного алгоритма. Ущерб от недоотпуска электроэнергии уменьшается более чем на 17%. Примерный расчет в масштабах Единой Энергосистемы России показал, что эффект от использования разработанного математического аппарата значительный.

Возможность оперировать с аналитическими зависимостями для комплексных значений токов и напряжений дает возможность получения аналитических зависимостей и для действующих значений токов и напряжений, а также для активных, реактивных и полных мощностей.

Коэффициенты, входящие в выражение (1), имеют вид:  $a=Ar+jAk$ ,  $b=Br+jBk$ ,  $c=Cr+jCk$ . Опуская громоздкие вычисления, получим выражения для действующего значения напряжения:

$$U = \left| \frac{(yAr + jyAk + Br + jBk)^2}{(yCr + jyCk + 1)^2} \right| \quad (7)$$

Аналогичные выражения получим для действующих значений токов ветвей электрической сети. Необходимо отметить, что знаменатель дробно-полиномиального выражения одинаков как для тока, так и для напряжения. Его вид зависит только от топологии электрической сети.

$$I = \left| \frac{(yAr_i + jyAk_i + Br_i + jBk_i)^2}{(yCr + jyCk + 1)^2} \right| \quad (8)$$

При введении режима диспетчер контролирует в первую очередь потоки мощности по контролируемым сетевым элементам. Таким образом, в алгоритмах противоаварийного управления Выражения (7,8) позволяют получить дробно-полиномиальные зависимости для мощностей. Таким образом, зависимость полной мощности ветви от параметров в узлах нагрузки при учете изменения режимов работы электростанций имеет вид:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n E_i \cdot (A + Br \cdot y + jy \cdot Bk) \cdot \frac{(Ai + Br_i \cdot y + jy \cdot Bk_i)^2}{(yCr + jyCk + 1)^2}}{(yCr + jyCk + 1)^2} \quad (9)$$

При анализе вариантов противоаварийного управления необходимо учитывать то, что в большинстве случаев возможные варианты управления локализованы (в электрическом смысле) в окрестности места аварийного возмущения. Поэтому даже для энергосистемы, содержащей тысячи ветвей и узлов УВ существенно влияющие на восстановление допустимого режима невелико. Это справедливо как при ликвидации аварий, вызванных транзитными перетоками, так и в случае нарушений режима из-за концевых нагрузок.

### 3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Накопленный опыт эксплуатации энергосистем показывает, что качество и надежность электроснабжения потребителей напрямую зависит от скорости и эффективности ликвидации недопустимых режимов работы оборудования. Существующие алгоритмы противоаварийного управления не соответствуют критериям оптимальности, несмотря на их работоспособность. Полученные дробно-полиномиальные зависимости учитывают различные схемно-режимные условия работы энергосистемы. Использование разработанного математического аппарата позволит повысить эффективность и скорость принятия решений. Таким образом, рассматриваемый алгоритм можно использовать для поддержки диспетчерских решений.

Апробация алгоритма на примере энергосистемы филиала ОАО «СО ЕЭС» Приморское РДУ показала, что ущерб от недоотпуска электроэнергии уменьшается на 17% или более чем на 2 миллиона рублей в год. Примерный расчет в масштабах ЕЭС России показал значительное уменьшение ущерба от недоотпуска электроэнергии.

### ЛИТЕРАТУРА

- [1] Волков А.И., Коровкин Н.В., Соколова О.Н., Сорокин Е.В., Фролов О.В. Методика оптимизации управляющих воздействий в послеаварийных системах мегаполиса // Электрические станции. 2010 №12 С. 33-35
- [2] Демирчан К.С., Коровкин Н.В., Нейман Л.Р. Теоретические основы электротехники. ч. 1 СПб., 2008.