

## **Централизованная система противоаварийной автоматики нового поколения в ОЭС Востока и опыт ее эксплуатации**

**П.Кац, Л.Кощев, А.Лисицын, М.Эдлин, А.Жуков\*, П.Легкоконец, Е.Сацук**  
**ОАО «СО ЕЭС»**  
**ОАО «НТЦ ЕЭС»**

### **АННОТАЦИЯ**

В статье представлены новые алгоритмы централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА), в частности, алгоритм оценки аperiodической статической устойчивости и расчета управляющих воздействий для обеспечения нормативного запаса активной мощности в расчетных опасных сечениях с учетом изменения частоты в послеаварийном режиме энергосистемы. Также описан опыт эксплуатации ЦСПА с новыми алгоритмами в ОЭС Востока.

### **КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**

ЦСПА, энергосистема, устойчивость, противоаварийная автоматика, управляющие воздействия

## Введение

В настоящее время в ОАО «НТЦ ЕЭС» разработаны новые алгоритмы централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА), ориентированные на современные программно-технические средства. Это позволяет сформулировать и решить задачи автоматического противоаварийного управления на основе известного классического описания процессов в энергосистемах.

В статье представлен алгоритм оценки аperiodической статической устойчивости и расчета управляющих воздействий для обеспечения нормативного запаса активной мощности в расчетных опасных сечениях [1] с учетом изменения частоты в послеаварийном режиме (ПАР) энергосистемы. В отличие от [2], существенно переработаны алгоритмы расчета установившихся (в том числе и предельных) режимов, формирования вектора утяжеления (изменения) режима, определения опасных сечений и выбора ступеней управляющих воздействий.

## Математическая модель энергосистемы для расчета установившихся режимов энергосистемы

В качестве расчетной модели для определения допустимых параметров ПАР принята однолинейная математическая модель энергосистемы, аналогичная той, которая используется для расчетов установившихся режимов в распространенных программных комплексах. В отличие от последних синхронные машины представляются постоянной ЭДС за реактивностью. Это расширяет возможности моделирования ПАР, позволяя, если надо, имитировать статизм регуляторов возбуждения путем задания соответствующих внутренних сопротивлений синхронных машин. При этом остается возможность имитации поддержания напряжения в точке регулирования неизменным по величине (путем задания малого сопротивления синхронной машины) до тех пор, пока не наступает ограничение по выработке максимальной или минимальной величины реактивной мощности.

Особенностью математического описания установившихся режимов является использование двух систем уравнений, решаемых совместно:

$$C \cdot \delta = D \quad (1)$$

и

$$A \cdot U = B. \quad (2)$$

Уравнение (1) – матричное линеаризованное уравнение изменения фаз напряжений в функции от небаланса активной мощности в узлах, получаемое в результате составления уравнений баланса активной мощности в узлах и линеаризации нелинейной функции перетока активной мощности в ветвях схемы [3]. Уравнения составляются для всех узлов кроме балансирующего.

Нелинейная функция зависимости перетока активной мощности в общем случае трансформаторной ветви  $i - j$  схемы от разности фаз напряжений по ее концам линеаризуется в виде:

$$P_{ij} = |U_i| \cdot |U_j| \cdot |K_{ij}| \cdot |Y_{ij}| \cdot \delta_{ij}, \quad (3)$$

где  $|K_{ij}|$ ,  $|Y_{ij}|$ ,  $|U_i|$ ,  $|U_j|$  – модули соответственно коэффициента трансформации ветви, проводимости ветви и напряжений в узлах  $i$ - и  $j$  ветви в исходном режиме;

$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$  – разность фаз напряжений в узлах  $i$  и  $j$ ;

$C$  – квадратная матрица размером  $(N-1) \times (N-1)$  ( $N$  – число узлов схемы) с элементами из (3).

Вектор правой части  $D$  на каждом шаге итерации определяется как разница между заданным и расчетным значением активной мощности в узлах схемы.

По параметрам исходного режима (напряжению, мощности генераторов) и внутреннему сопротивлению генераторов рассчитывается вектор ЭДС исходного режима.

Уравнение (2) – матричное уравнение баланса токов в узлах, записанное в комплексной форме.  $A$  – квадратная матрица проводимостей сети размером  $N \times N$  ( $N$  – число узлов схемы), включает в диагональных элементах проводимости генераторов ( $10^{+6}$  См) и шунтов нагрузок в исходном режиме, определяемых для  $i$ -х узлов как:

$$Y_{0ni} = S'_{0ni} / |U_i|^2, \quad (4)$$

где  $S'_{0ni}$  – сопряженный комплекс мощности нагрузки в узле,

$|U_i|$  – величина напряжения в узле.

Вектор правой части  $\mathbf{B}$  имеет размерность тока и определяется векторами ЭДС генераторов и разностью заданных и расчетных значений мощности нагрузок.

На рис. 1 приведена функциональная схема алгоритма выбора ступеней УВ по условию обеспечения статической устойчивости в ПАР.

Из внешней по отношению к рассматриваемому алгоритму программы передаются данные о:

- параметрах и исходном режиме расчетной модели энергосистемы или ее фрагмента, содержащего опорный (балансирующий) узел; только для таких схем выполняется выбор УВ в ПАР;
- доступных ступенчатых УВ и УВ, использованных в динамической фазе переходного процесса (ПП),
- пусковом органе (ПО), если его срабатывание не делит схему на электрически несвязанные части. Если ПО делит схему на несвязанные части, то последовательно на расчет подается каждая из этих частей.

В блоке 1 формируются матрицы  $A$  и  $C$  уравнений УР и корректируются по возмущению и УВ, выбранных для обеспечения динамической устойчивости.

## Формирование вектора утяжеления (изменения) режима (блок 2)

Для формирования вектора изменения режима (ВИР) определяются узлы, в которых, учитывая срабатывание ПО, возник небаланс активной мощности: избыток или дефицит. В соответствии с результатами выполненного анализа формируются четыре вектора размерности  $N$ :

- вектор избытков активной мощности  $P_{изб}$  (больше нуля) и соответствующий ему вектор небалансов реактивной мощности  $Q_{изб}$ ,
- вектор дефицитов активной мощности  $P_{деф}$  (меньше нуля) и соответствующий ему вектор небалансов реактивной мощности  $Q_{деф}$ .

При этом вектор изменения режима представляется составляющими изменения нагрузки в узлах схемы по линейному закону:

$$\begin{aligned} V_p &= (P_{изб} + P_{деф}) * (1 - K_{dpar}) \\ V_q &= (Q_{изб} + Q_{деф}) * (1 - K_{dpar}), \end{aligned} \quad (5)$$

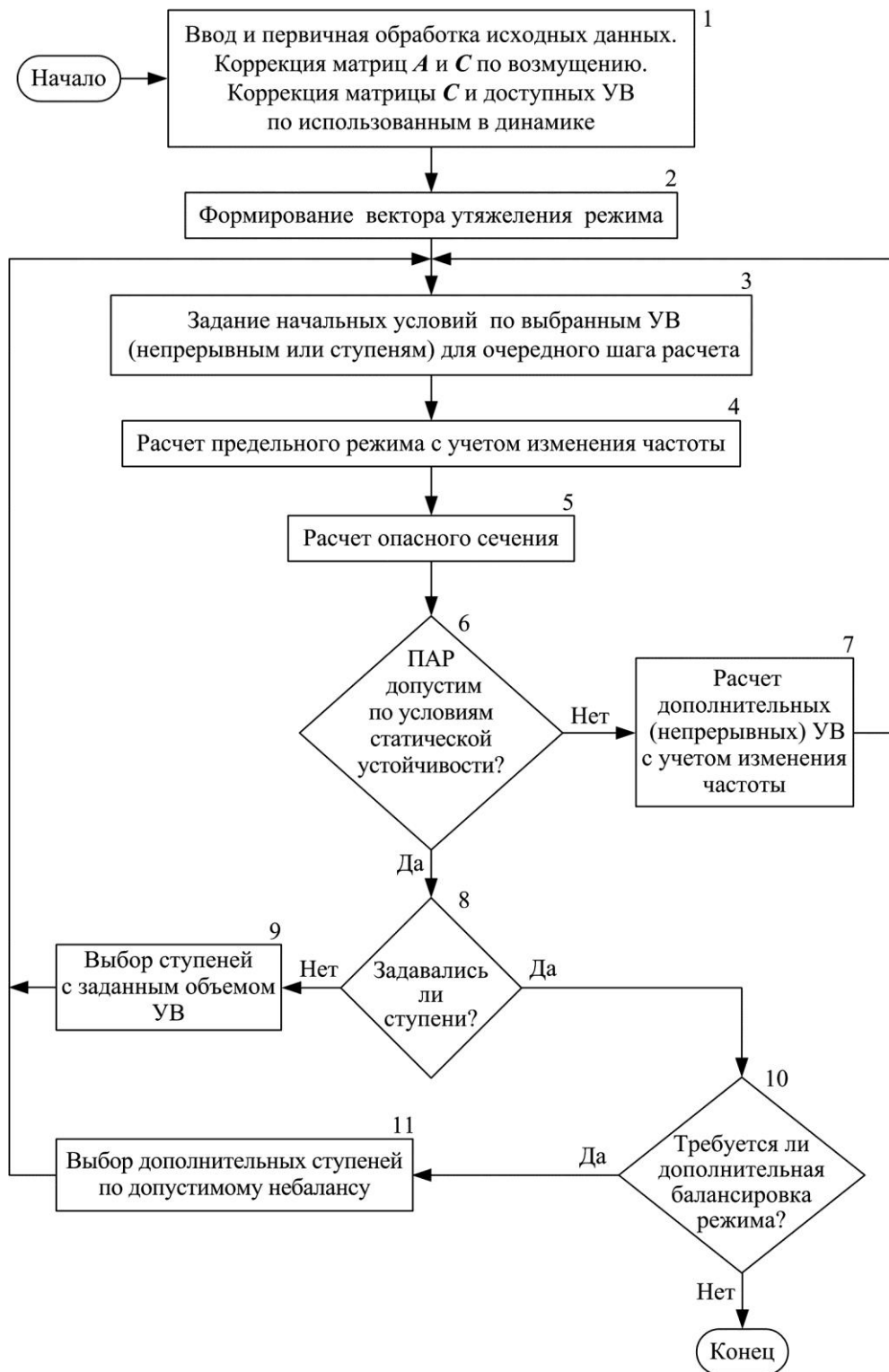
где

$V_p, V_q$  – активная и реактивная составляющие вектора  $V$ ;

$K_{dpar}$  – длина вектора  $V$ ;

При  $K_{dpar}$ , равному нулю, вектор  $V$  целиком суммируется с вектором нагрузок исходного режима  $S_{n_0} = P_{n_0} + jQ_{n_0}$  и расчетный режим совпадает с исходным.

Результаты работы блока являются исходными для последующих шагов расчета УВ по условиям допустимости ПАР.



**Рис. 1.** Функциональная схема алгоритма выбора ступеней УВ по условию обеспечения статической устойчивости в ПАР

### Задание начальных условий по выбранным УВ (блок 3)

В блоке выполняется коррекция векторов нагрузки  $S_n$  и мощности турбин  $P_t$  и их номинальных значений  $P_{t\text{ном}}$  (мощность генератора отличается от мощности турбины на малую величину, определяемую условиями сходимости итерационного процесса расчета уравнений установившегося режима) по выбранным УВ, дополнительным к УВ динамики. На первом шаге дополнительные (по условиям допустимости ПАР) УВ равны нулю.

Корректируются матрица  $A$  и доступные ступенчатые УВ на стадии их расчета.

Вход в этот блок происходит в трех случаях:

- после формирования вектора утяжеления режима (из блока 2, один раз);
- после очередного шага расчета дополнительных непрерывных УВ (из блока 7) до тех пор, пока не обеспечен ПАР с требуемыми параметрами (блок 6);
- после задания ступенчатых УВ (из блока 9), объем и эффективное место реализации которых (множество узлов) определяется при расчете непрерывных УВ, до тех пор, пока не обеспечен допустимый ПАР со ступенчатым УВ, без дополнительных непрерывных (блок 10), после выбора дополнительных ступеней УВ (из блока 11) для обеспечения допустимого небаланса (допустимого изменения частоты в ПАР)ж
- В результате работы блока формируются текущие (на данном шаге) вектора  $S_n$  и  $P_t, P_{t\text{ном}}$ .

### Расчет предельного режима с учетом изменения частоты (блок 4)

Расчет установившегося режима требует задания мощности нагрузок  $S_{n\_zadan}$  и генераторов  $P_{t\_zadan}, P_{t\text{ном}}$ . Учет изменения частоты выполняется путем задания известной линейной зависимости указанных параметров режима от частоты [4]:

$$\left. \begin{aligned}
 S_{n\_zadan} &= P_{n\_zadan} + jQ_{n\_zadan}; \\
 P_{n\_zadan} &= P_n \cdot (1 + K_{nag\_f} \cdot D_f) + V_p; \\
 Q_{n\_zadan} &= Q_n + V_q; \\
 P_{t\_zadan} &= P_t \cdot (1 - K_{gen\_f} \cdot D_f); \\
 D_f &= \text{Nebalans} / (K_{gen\_f} \cdot \Sigma P_{t\text{ном}} + K_{nag\_f} \cdot \Sigma P_{n\_zadan}); \\
 \text{Nebalans} &= \Sigma P_t - \Sigma P_{n\_zadan} - Los,
 \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

где параметры с суффиксом  $\_zadan$  – исходные данные для расчета установившегося режима;

$K_{nag\_f}, K_{gen\_f}$  – регулирующие эффекты нагрузки и генерации по частоте;

$D_f$  – изменение частоты в рассчитываемом режиме в относительных единицах (отнесено к 50 Гц);

$\text{Nebalans}$  – первичный небаланс активной мощности по генерации и потреблению (на частоте исходного режима);

$Los$  – потери активной мощности в рассчитываемом режиме.

Задание конкретного значения  $K_{dpar}$  позволяет рассчитать по (6) исходные данные для расчета установившегося режима, а по (1) и (2) – сам режим.

Расчет предельного режима сводится к определению предельного значения  $K_{dpar}$ , при котором совместное решение по (1), (2), (5) и (6) существует.

Предельный режим (ПР) в настоящей версии алгоритма определяется с точностью до 0,1 % от длины вектора  $V$ .

Установившемуся ПАР соответствует  $K_{dpar} = 1$ , ПР –  $K_{dpar} > 1$ . На этапах расчета, когда  $K_{dpar} < 1$ , ПАР и ПР совпадают.

## Расчет опасного сечения (блок 5)

Отправной точкой для определения опасного сечения (ОС) является формирование вектора изменения углов (ВИУ) по ветвям расчетной схемы при утяжелении от исходного режима к предельному.

Наибольшая по величине составляющая ВИУ определяет «самую опасную» ветвь. Эта ветвь и все ветви, связанные с ней и имеющие одинаковое с ней направление перетока активной мощности, определяют «самую опасную» угловую характеристику мощности и поэтому из дальнейшего рассмотрения удаляются. Из оставшихся ветвей ищется новая «самая опасная» ветвь и так далее до тех пор, пока совокупность опасных ветвей не разделит схему на две части. Указанная совокупность ветвей определяет ОС.

## Контроль допустимости ПАР по статической устойчивости (блок 6)

Знание ПР и ОС позволяет определить допустимый (с запасом 8% и с учетом нерегулярных колебаний) переток в ОС. Если он больше или равен перетоку в ПАР, то делается вывод о допустимости ПАР. В противном случае ответ отрицательный, при этом разница между расчетным и допустимым значениями перетоков определяет необходимую величину разгрузки ОС –  $P_{\text{разгрузки}}$ .

## Расчет дополнительных (непрерывных) УВ (блок 7)

Термин непрерывные УВ связан с тем, что в этом случае выбор УВ осуществляется в предположении возможности управления генерацией и нагрузкой во всех узлах с непрерывным изменением мощности (вплоть до полного отключения).

Знание ОС позволяет определить эффективность УВ в частях  $ch_1$  и  $ch_2$ , разделяемых ОС, на разгрузку ОС.

На каждом этапе расчета УВ фиксируется только одно ОС и для этого случая сумма эффективностей управления равна 1. По окончании расчета УВ могут выявиться несколько ОС, в этом случае сумма эффективностей управления не равна 1.

Тип УВ (ОН или ОГ) определяются той частью, эффективность управления в которой (на снижение перетока в ОС) больше. Если часть с более эффективным управлением избыточна, то выбирается ОГ, если дефицитна – ОН.

Суммарный объем УВ вычисляется как

$$УВ = P_{\text{разгрузки}} / eff_{ch}. \quad (7)$$

Распределение УВ в случае ОН выполняется в узлах с наибольшим снижением напряжения.

При распределении УВ типа ОГ предпочтение отдается генераторам с наибольшим изменением фазы ЭДС при утяжелении режима (по аналогии со скольжением в динамическом переходном процессе).

## Выбор ступеней с заданным объемом УВ (блок 9)

Алгоритм выбора ступеней реализован по одной и той же схеме как для ступеней по нагрузке, так и для ступеней по генерации.

Исходные данные по доступным УВ организованы в виде следующей структуры: каждое располагаемое УВ – это совокупность нескольких ступеней управления, а каждая ступень – это некоторое множество нагрузочных (или генераторных) узлов, для каждого из которых задана отключаемая мощность.

Рассмотрим для определенности выбор ступеней управления по нагрузке.

Для каждой ступени управления определяется цена отключения. Она задается в относительных единицах, по умолчанию – пропорционально суммарной отключаемой мощности. Кроме того, задается коэффициент, зависящий от номера ступени: для первой ступени цена умножает-

ся на 1, для второй – на 1,1, для третьей – на 1,2 и т. д. Для ступеней управления по генерации, помимо этого, могут вводиться дополнительные коэффициенты, связанные с типом электростанций (ГЭС, тепловая, атомная) или с другими факторами.

Задача заключается в том, чтобы для каждого УВ выбрать ступени управления с минимальной суммарной ценой и суммарной отключаемой мощностью (в пределах дефицитной части энергосистемы) не меньше необходимого объема.

Дефицитная и избыточная части определяются опасными сечениями, которые проявились в ходе расчета непрерывных УВ.

При выборе ступеней учитывается, что узлы, входящие в одну и ту же ступень управления, могут лежать по разные стороны от опасного сечения. При этом какие-то из ступеней могут оказаться неэффективными. Поэтому алгоритм организован в виде полного перебора всех возможных сочетаний ступеней всех заданных УВ.

Для уменьшения числа подлежащих рассмотрению сочетаний ступеней вначале выполняется их отбраковка: неэффективные ступени управления изымаются из списка. Если какое-то УВ содержит только неэффективные ступени – данное УВ отбраковывается целиком.

Если после отбраковки выясняется, что эффективных УВ для данной схемно-режимной ситуации вообще нет, то расчет прекращается и выдается сообщение о том, что подобрать ступени управления невозможно.

Остающиеся эффективные УВ ранжируются по суммарной отключаемой мощности.

Например, если в схеме заданы 4 управляющих воздействия и в каждом из них доступно по 3 ступени, то полное число возможных вариантов  $S = 256$ . В общем случае число ступеней для каждого УВ может быть различным.

Для перебора всех возможных сочетаний ступеней организуется цикл от 1 до  $S$ .

Если в энергосистеме задано достаточно много УВ (порядка 10 или более), то количество возможных сочетаний будет очень большим. Поэтому в ходе перебора вариантов вся таблица сочетаний не запоминается. Одновременно в оперативной памяти хранится только очередной вариант и текущий минимум – сочетание, при котором обеспечивается перекрытие необходимого объема УВ при минимальной (среди всех ранее рассмотренных вариантов) суммарной цене. Как только на очередном шаге цикла удастся найти сочетание с меньшей суммарной ценой, перекрывающее требуемый объем УВ, – оно запоминается вместо прежнего варианта. Таким образом, после перебора всех возможных сочетаний будет найден минимум суммарной цены, при которой удовлетворяется требование по объему УВ.

Выбор ступеней управления по генерации осуществляется аналогично, со следующими отличиями:

- эффективными считаются управляемые генераторы, находящиеся в избыточной части системы;
- каждая ступень управления, как правило, содержит один генератор;
- в исходных данных не задается отключаемая мощность для каждой ступени – отключается целиком вся мощность генерации в данном узле.

### **Контроль несбалансированности ПАР и выбор дополнительных ступеней по допустимому небалансу (блоки 10, 11)**

Допустимые небалансы в системе (результатирующие, от возмущения и действия противоаварийной автоматики) задаются в исходных данных: максимальный (больше нуля) и минимальный (меньше нуля).

Расчетный небаланс *Nebalanc* вычисляется по (6).

Если расчетный небаланс превышает максимальный, то требуется балансирующие УВ типа ОН; если расчетный небаланс меньше минимального, то требуется балансирующие УВ типа

ОГ. Превышение расчетного небаланса над заданным является заданием на объем дополнительных УВ.

При этом УВ, выбранные по всем условиям допустимости ПАР, являются базовыми, а УВ по допустимому небалансу являются буквально дополнительными.

До работы блока 11 определились, в общем случае, избыточный и дефицитный районы. Если по условиям балансировки требуется ОН, то оно выполняется на множестве узлов, не включающее избыточный район. Аналогично при балансировке с ОГ выбирается множество узлов, не включающее дефицитный район. В остальном алгоритм блока 11 совпадает с алгоритмом блока 9.

Если балансирующие УВ не обеспечивают допустимость ПАР, то расчет прекращается с сообщением о невыполнении балансировки.

Если последующая проверка обеспечивает выполнение всех рассмотренных выше условий, то работа алгоритма расчета УВ по условию обеспечения статической устойчивости ПАР завершается успешно.

Работа алгоритма завершается и в случае, когда доступными УВ не удается выполнить то или иное условие допустимости ПАР, при этом выдаются данные о выбранных ступенях УВ и сообщение о невыполненном условии, чтобы не усложнять изложение основных положений разработанного алгоритма, эта логика не отражена на рис. 1.

### **Реализация ЦСПА нового поколения в ОЭС Востока.**

Выбор ОЭС Востока в качестве объекта для первого внедрения ЦСПА нового поколения определился, в основном, двумя причинами – в ОЭС Востока ранее не было централизованной противоаварийной автоматики и схемно-режимные особенности этого энергообъединения обуславливают ярко выраженную динамическую фазу переходного процесса при многих расчетных аварийных возмущениях. Кроме того, в ряде послеаварийных режимов наряду с ограничениями по условиям статической устойчивости могут возникать и ограничения по условиям перегрузки элементов сети по току. Таким образом, реализуются все три составляющие основного технологического алгоритма во взаимодействии при выборе управляющих воздействий.

Сравнительно простая схема основной сети ОЭС Востока позволяет организовать эффективную систему предотвращения нарушения устойчивости при расчетных аварийных возмущениях с использованием локальных устройств противоаварийной автоматики. Это, очевидно, обуславливает меньшую относительную эффективность ЦСПА по условиям сокращения объема управляющих воздействий в ОЭС Востока.

Однако оценка эффективности ЦСПА должна определяться с учетом использования ее, прежде всего, во всех ОЭС и на уровне ЕЭС в целом. Кроме того, следует иметь в виду, что хотя ЦСПА и принадлежит к мероприятиям автоматики по предотвращению нарушения устойчивости (АПНУ), в определенных случаях действие ЦСПА позволяет предотвращать каскадное развитие аварий в нерасчетных аварийных ситуациях, т. е. является средством обеспечения живучести энергосистемы. При этом в отличие от локальных устройств ЦСПА предотвращает каскадное развитие аварии, обеспечивая сохранение синхронизма в энергосистеме (или в разделившихся частях энергосистемы).

В полной мере сохраняется экономический эффект, получаемый за счет расширения области допустимых режимов.

Кроме того следует отметить, что новый комплекс программ ЦСПА в тех или иных модификациях может быть использован для решения следующих практических задач:

- Мониторинг режимов (запасов устойчивости) в сечениях основной сети и получение рекомендаций по ведению режима энергосистемы;
- Анализ режимов при подготовке ремонтных схем;



- Оперативные расчеты переходных и послеаварийных режимов энергосистемы для определения настроек и выбора уставок устройств автоматики и релейной защиты;
- Экспресс-оценка режимов и условий устойчивости сложных энергосистем при выполнении проектных работ.

На момент выхода данного номера журнала ЦСПА в ОЭС Востока находится в опытной эксплуатации. Главной целью опытной эксплуатации является не выявление возможного эффекта от гипотетического срабатывания ЦСПА, а установление факта правильного выбора УВ при расчетных аварийных возмущениях во всех схемно-режимных эксплуатационных условиях. Контроль должен осуществляться путем расчетов переходных процессов в реальных схемно-режимных условиях при расчетных возмущениях и выбранных УВ с оценкой точности выбора располагаемых ступеней УВ, т. е. оптимальности выбора.

Положительные результаты опытной эксплуатации являются основанием к переводу ЦСПА в режим нормальной эксплуатации и проектированию ЦСПА нового поколения в других ОЭС.

Универсальный характер основного технологического алгоритма не исключает тех или иных дополнений и особенностей использования. Возможно расширение видов используемых управляющих воздействий, может возникнуть необходимость учета особенностей организации защит при коротких замыканиях и АПВ и др. Следует также иметь в виду перспективы использования базовых алгоритмов для задач мониторинга режимов, выработки советов для оперативного персонала, анализа вариантов ремонтных схем по условиям надежности и др.

Все это подразумевает возможность изменений и дополнений в той или иной части базового алгоритма и его программных реализаций.

Таким образом, разработка и реализация ЦСПА на базе алгоритма нового поколения обеспечивает повышение эффективности системы противоаварийного управления в ЕЭС России и открывает новые возможности использования алгоритма ЦСПА для повышения наблюдаемости и управляемости ЕЭС и входящих в нее энергосистем.

## **Заключение**

В России разработана централизованная система автоматического противоаварийного управления нового поколения с технологическим алгоритмом, использующим только традиционные общепризнанные расчетные методики и обеспечивающим выбор управляющих воздействий не только по условиям обеспечения требуемого запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах и предотвращения перегрузок по току, но и по условию сохранения устойчивости в динамической фазе переходного процесса.

Тем самым обеспечивается универсальность ЦСПА на базе этого алгоритма, а также возможность использования его при решении других задач повышения наблюдаемости, надежности и управляемости ЕЭС России и входящих в нее энергосистем.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] Методические указания по устойчивости энергосистем. Приказ Минэнерго, от 30.06.2003, №277.
- [2] *Шульгинов Н. Г., Жуков А. В., Демчук А. Т., Коцеев Л. А., Кац П. Я., Эдлин М. А.* Повышение эксплуатационной надежности ЕЭС России средствами противоаварийного автоматического управления // Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010. – С. 12–22.
- [3] *Воронина Т. Н., Кац П. Я., Косаревич Г. Б.* Приближенный расчет послеаварийного режима энергосистемы в задачах централизованной противоаварийной автоматики. «Сб. науч. тр. НИИТ», 1982. – С. 8–15.
- [4] *Левит Л. М., Горбунова Л. М., Рабинович Р. С., Совалов С. А., Портной М. Г.* О реакции протяженной энергосистемы на небалансы активной мощности. –Электричество, 1982, № 1, – С. 20–23.