

УДК 681.3

АЛГОРИТМИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВЫДЕЛЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКА 210 МВТ С КОТЛОМ ТПЕ-214

С.И. НОВИКОВ, канд. техн. наук, А.И. ГАЛАНОВА, асп.

Приведено алгоритмическое обеспечение системы сохранения собственных нужд для энергоблока 210 МВТ с барабанным пылеугольным котлом ТПЕ-214. Выбран алгоритм обнаружения системной аварии на энергоблоке, рассчитаны уставки для него. Обосновано использование сигнала от ТЗ по снижению уровня в барабане котла в системе сохранения собственных нужд. Расчетным методом определено аккумулярованное тепло котлоагрегата ТПЕ-214.

Ключевые слова: сохранение собственных нужд, системная авария, алгоритм обнаружения, уставки, аккумулярованное тепло котла.

ALGORITHMIC SUPPORT OF AUTOMATIC AUXILIARIES SEPARATION SYSTEMS FOR 210 MW POWER-GENERATING UNIT WITH TPE-214 BOILER

S.I. NOVIKOV, Candidate of Engineering, A.I. GALANOVA, Post Graduate Student

The article is devoted to the algorithmic support of the auxiliaries saving system for 210 MW power-generating unit with TPE-214 drum coal-fired boiler. The system emergency detection algorithm is selected and the corresponding trip points are calculated. The use of the signal from the drum level recession process protection in the auxiliaries saving system operation is validated. The cumulative heat of TPE-214 boiler unit is calculated.

Keywords: auxiliaries saving, system incident, detection algorithm, trip points, boiler cumulative heat.

Развитие современной энергетики характеризуется ростом единичных мощностей энергоустановок и сопровождается объединением национальных энергосистем в транснациональные с большим количеством внутрисистемных связей. Мощные энергообъединения, согласно постулатам противоаварийной автоматики, более устойчивы к единичным нарушениям режима, обусловленным отключениями отдельных ЛЭП, мощных агрегатов или даже целых электростанций [1]. Вместе с тем в условиях больших перетоков мощности, постоянной перегруженности сетей, старения оборудования электрических станций, неудовлетворительного состояния системы противоаварийного управления вероятность возникновения масштабной системной аварии возрастает. Это подтверждает и мировая практика: 19 системных аварий за последние 30 лет и 3 системные аварии только в 2003 г.

После возникновения аварийной ситуации в системе важно как можно быстрее восстановить нормальный режим работы. Сохранение собственных нужд (СН) отключившихся энергоблоков позволяет сократить время восстановления системы. Генератор, отключенный от сети и оставшийся в работе на СН, спустя некоторое время, необходимое для восстановления нормального режима работы теплоэнергетического оборудования, может быть синхронизирован и включен в сеть. Полная мощность может быть восстановлена за 15–60 мин, в зависимости от конструктивных особенностей энергоблока. Практика показывает, что в случае сохранения СН процесс реабилитации энергосистемы происходит в несколько раз быстрее. Поэтому, по результатам расследования

Московской аварии 2005 г., техническое руководство Мосэнерго пришло к решению о создании систем сохранения собственных нужд для всех агрегатов энергосистемы. Таким образом, выделение блока на нагрузку СН при системных авариях способствует повышению надежности и сохранности оборудования (сохранение в работе механизмов, насосов и т.д.) на блочном уровне, позволяет за короткое время восстановить нормальный режим работы энергоблока, а значит, и всей энергосистемы.

В 80–90-х гг. прошлого столетия было выполнено большое количество исследовательских работ по разработке систем сохранения СН при системных авариях на энергоблоках с различным составом оборудования. Большую роль в создании этих систем сыграли предприятия «Союзтехэнерго»: «Южтехэнерго», «Средзтехэнерго» (для энергоблоков 160–200 МВт с газомазутными котлами и наличием БРОУ), «Донтехэнерго», ОРГРЭС (Москва), «Сибтехэнерго» (для энергоблоков с пылеугольными котлами). Результатом этих работ было появление руководящих материалов по созданию систем сохранения СН [2]. Наряду с рекомендуемым алгоритмом действия этих систем существуют альтернативные технические решения. В настоящее время происходит техническое перевооружение электростанций с внедрением АСУТП, что требует анализа существующих алгоритмов работ автоматических систем в целях выбора наиболее рационального варианта.

Ниже выполнен анализ алгоритмического обеспечения системы АВСН (автоматического выделения СН) для энергоблока 210 МВт с пылеугольным котлом ТПЕ-214 и турбиной Т-180/210-130. Хорошо проработанные и широко

ко апробированные алгоритмы для энергоблоков с газомазутными котлами не могут быть использованы для блоков с пылеугольными котлами по следующим причинам:

– регулируемый диапазон нагрузок газомазутного котла согласно ГОСТ– 30–100 %, а у пылеугольного – 60(70) %;

– отечественные БРОУ имеют максимальную пропускную способность 30–35 % номинальной паропроизводительности котла;

– сжигание газа и /или мазута обеспечивает более высокую стабильность горения топлива, чем при сжигании твердого топлива.

Алгоритм сохранения СН для блоков с газомазутными котлами предусматривал по сигналу аварийной ситуации полное (или почти полное) открытие БРОУ и отключение части газомазутных горелок, что позволяло сбалансировать расход генерируемого котлом (30–40 %) и потребляемого пара через турбину (10–15 %) и БРОУ (30–35 %) и расход топлива в котел [3].

Для пылеугольного котла осуществление быстрого балансирования расходов и тепла (как это видно из технических характеристик оборудования) невозможно, поэтому единственное решение для блоков с пылеугольными котлами заключается в погашении пылеугольного факела в топке котла и использовании тепла, аккумулированного в элементах котла и блока.

Однако для осуществления этого технического решения существует два алгоритма, которые реализуют по-разному переход к конечной цели. Один из них представлен в [2], второй – разработан «Сибтехэнерго» в 1972 г. и реализован на 20 энергоблоках России и за границей [4]. Целесообразно рассмотреть эти варианты и сравнить между собой.

На рис. 1 показан алгоритм работы АВСН, разработанный «Южтехэнерго» и «Донтехэнерго» [2].

На наш взгляд, приведенный алгоритм имеет серьезные недостатки. Рассмотрим последовательно эти недостатки:

1. Схема выявления аварийной ситуации реализуется блок-контактом выключателя. Однако известно, что современные схемы выдачи мощности генератора в целях повышения надежности и маневренности реализуются тремя системами шин (I, II и обходная), подключение к которым осуществляется своими выключателями. Возникает задача выбора работающего в настоящий момент выключателя. Передача функции выбора оперативному персоналу – источник субъективных ошибок (как показал опыт ТЭС Джерада).

2. Ввод выдержки времени $\tau = 1$ с. Факт возникновения аварийной ситуации должен быть обнаружен с максимальной надежностью, так как ложное отключение блока и последующий его пуск потребуют 200–250 тыс. руб. затрат для блока 200 МВт. Однако, с одной стороны, только выдержка времени не гарантирует

100 % надежности обнаружения аварийной ситуации. С другой стороны, в случае мгновенного сброса нагрузки (время отключения современного выключателя высокого напряжения 0,1–0,2 с) процессы на самом блоке происходят весьма быстро – защита по понижению уровня в барабане срабатывает через 2–3 с, предохранительные клапаны котла срабатывают через 3–5 с. Таким образом, предлагаемая схема обнаружения факта сброса не обладает требуемым быстродействием и надежностью.

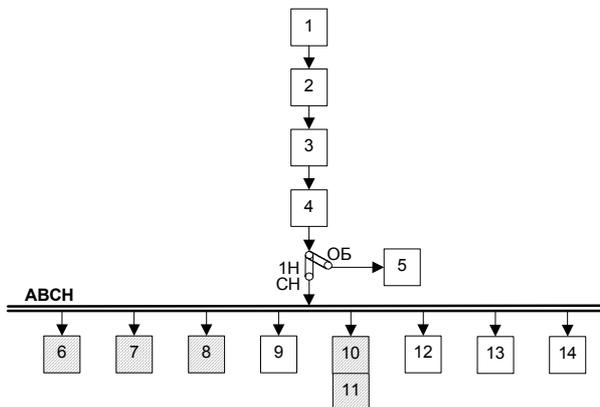


Рис. 1. Алгоритм действия АВСН по [2]: 1 – авария во внешней сети генератора; 2 – автоматический ввод-вывод; 3 – блок-контакт выключателя блока; 4 – Задержка по времени $\tau = 1$ с; 5 – останов блока (ОБ); 6 – отключение воздействия всех регуляторов на механизм управления турбиной; 7 – погашение котла на время до 15 мин с использованием аккумулированного тепла; 8 – перевод на конденсатор первого ПВД по ходу питательной воды; 9 – перевод на резервный источник (деаэрактор; паровые эжекторы; уплотнения турбины; калориферы котла); 10 – отключение воздействия регулятора общего воздуха на направляющие аппараты дутьевого вентилятора; 11 – дистанционное закрытие направляющих аппаратов дутьевого вентилятора до 25 %; 12 – операции по погашению котла; 13 – автоматический вывод технологических защит (ТЗ) (прекращение расхода через промперегреватель; понижение уровня в барабане котла на 2,5 мин; понижение температуры свежего пара за котлом дубль-блока; погасание общего факела в топке; понижение давления газа; понижение давления мазута; отключение всех вентиляторов первичного воздуха; отключение всех мельничных вентиляторов; понижение температуры свежего пара перед турбиной; потускнение общего пылеугольного факела в топке); 14 – автоматический ввод ТЗ «Понижение до нижней уставки температуры свежего пара перед турбиной»

3. Погашение котла реализуется алгоритмами воздействия, которые дублируют воздействие технологических защит по останову котла, действие защит по уровню в барабане.

4. Автоматический вывод технологических защит излишне усложняет схему АВСН и является источником понижения надежности технологических защит (последовательно включаемые запреты).

5. Необходимость перевода технологической защиты по понижению температуры острого пара перед турбиной на новую уставку, на наш взгляд, не подтверждается опытом сбросов нагрузки. Времени работы на нагрузке СН (~20–25 мин) до первоначальной уставки

(490 °С) вполне достаточно для выявления возможности нового включения блока и вентиляции топки (10 мин). А всякое переключение является источником возможного отказа.

6. Необходим перевод на резервный источник питания деаэратора, эжекторов, уплотнений, калориферов котла. Во-первых, этого источника в условиях аварий в энергосистеме нет, так как все блоки находятся в равных условиях, а во-вторых, как показал опыт «Сибтехэнерго», в этом нет необходимости, и деаэрация по [4] происходит даже лучше в условиях пониженного давления.

7. Операцию вывода технологической защиты по понижению уровня на 2,5 мин никто не может обосновать – ни специалисты-котельщики, ни специалисты по автоматизации. Если предположить, что котел не будет погашен за 2,5 мин, то возникает возможность срабатывания этой защиты, так как обычно предохранительные клапаны открываются и остаются открытыми, а затем закрываются и понижение уровня возможно.

Операции, осуществляемые в обоих алгоритмах, на рис. 1, 2 заштрихованы.

На рис. 2 показан алгоритм АВСН «Сибтехэнерго».

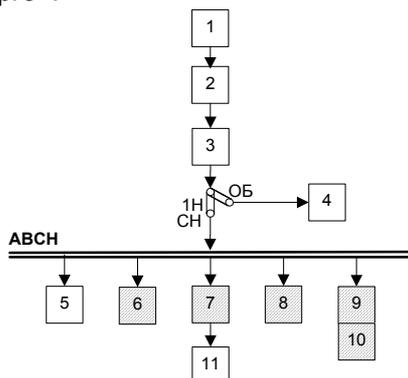


Рис. 2. Алгоритм действия АВСН ОАО «Сибтехэнерго»: 1 – авария во внешней сети генератора; 2 – автоматический ввод-вывод; 3 – датчик аварийной ситуации; 4 – останов блока (ОБ); 5 – запрет закрытия СК, ГПЗ и байпаса, РПК, ТЗ блока; 6 – отключение воздействия всех регуляторов на механизм управления турбиной; 7 – погашение котла с использованием аккумулированного тепла; 8 – перевод на конденсатор первого ПВД по ходу питательной воды; 9 – отключение воздействия регулятора общего воздуха на направляющие аппараты дутьевого вентилятора; 10 – дистанционное закрытие направляющих аппаратов дутьевого вентилятора до 25 %; 11 – операции по погашению котла выполняет ТЗ останов котла по понижению уровня в барабане

Рассмотрим операции по переводу энергоблока на нагрузку СН по алгоритму «Сибтехэнерго». Обнаружение аварийной ситуации осуществляется специальным датчиком, имеющим надежность обнаружения на порядок выше, чем в предыдущем варианте, за счет использования двух двойных схем совпадения. Подробнее конструкция датчика рассматривается ниже. Учитывая, что для блоков с пылеугольным котлом понижение уровня в барабане

котла до уставки технологической защиты неизбежно, было решено использовать комплекс технологических защит для погашения котла и выполнения операций по останову котла. Для предотвращения останова блока по факту останова котла вводится запрет закрытия парозапорных органов котла (ГПЗ и байпаса), турбины (СК) и работающего РПК.

Анализ алгоритма показывает простоту его реализации, надежность действия, исключение большого числа операций по предыдущему варианту. Промышленная апробация этого алгоритма на 20 энергоблоках в течение длительного срока не выявила каких-либо недостатков, поэтому в дальнейшем принято решение ориентироваться на его реализацию программным путем. Предыдущие реализации выполнялись на базе релейно-контактных схем.

Надежность работы выбранного алгоритма определяют три аспекта: во-первых, важно, как можно быстрее и надежнее обнаружить аварийную ситуацию; во-вторых, должна сработать ТЗ по снижению уровня в барабане; в-третьих, время возможного использования аккумулированного тепла должно быть больше допустимого, что для пылеугольных котлов составляет 15 мин.

ОАО «Сибтехэнерго» разработало простой датчик обнаружения аварийной ситуации во внешней сети энергоблока на релейно-контактных элементах, который учитывает недостатки предыдущего устройства [5]. Для обнаружения системной аварии требуется два таких датчика, один из которых контролирует амплитуду и скорость изменения мощности генератора, а второй контролирует амплитуду и скорость изменения давления за регулирующей ступенью. Для определения мощности на клеммах генератора в качестве чувствительного элемента используется дополнительное сопротивление, включаемое в цепь измерительного трансформатора тока генератора. Падение напряжения на нем U_{29-30} пропорционально мощности на клеммах генератора. На рис. 3. приведены зависимости напряжения U_{29-30} и давления за регулирующей ступенью от активной мощности на клеммах генератора.

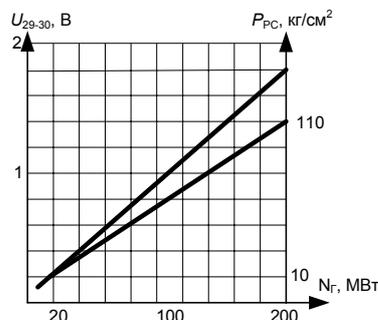


Рис. 3. Зависимость напряжения на чувствительном элементе и давления за регулирующей ступенью от нагрузки генератора ТГВ-200М

Алгоритм работы датчиков приведен на рис. 4.

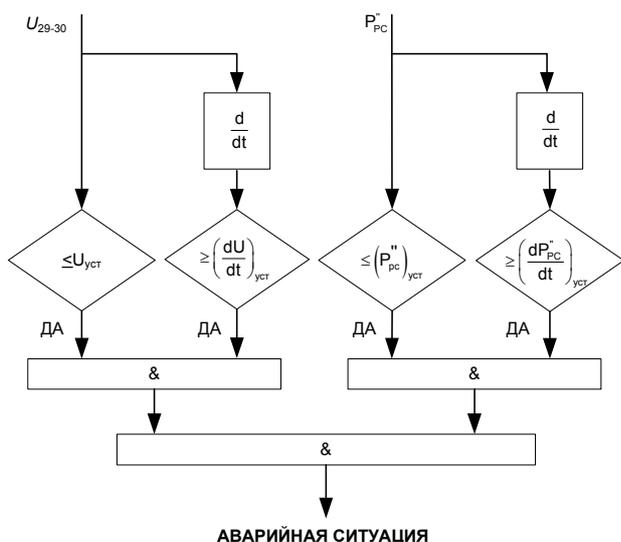


Рис. 4. Алгоритм обнаружения аварийной ситуации

Аварийная ситуация обнаружится только в случае выполнения всех следующих четырех условий:

- 1) $U_{29-30} \leq U_{уст}$;
- 2) $\frac{dU_{29-30}}{dt} \geq \frac{dU_{уст}}{dt}$;
- 3) $P_{pc}'' \leq P_{уст}$;
- 4) $\frac{dP_{pc}''}{dt} \geq \frac{dP_{уст}}{dt}$.

Выбор уставок осуществляем следующим образом:

1. Уставку по значению U_{29-30} (соответствует току статора генератора) выбираем по рис. 2 при нагрузке собственных нужд равной 20 МВт:

$$U_R^{CH} = 0,2 \text{ В.}$$

2. Уставку по скорости уменьшения U_{29-30} выбираем исходя из данных, что сброс с полной нагрузки происходит за $t = 0,2-0,3$ с [5]:

$$V_N^{уст} = \frac{\Delta N}{t},$$

где ΔN – изменение нагрузки блока; $V_N^{уст} = 530$ МВт/с.

А скорость изменения падения напряжения на $R_{доп}$

$$V_{UR}^{уст} = \frac{1,6 \text{ В}}{0,3 \text{ с}} = 5,3 \text{ В/с},$$

где 1,6 В – изменение падение напряжения на $R_{доп}$, соответствующее сбросу нагрузки блока.

3. Уставка по давлению за регулирующей ступенью рассчитывается как

$$(P_{pc}'')^{уст} = 10 \text{ кгс/см}^2.$$

4. Уставку по скорости снижения давления за регулирующей ступенью выберем исходя из того, что P_{pc}'' во время системной аварии умень-

шается со значения, соответствующего нормальному режиму (110 кгс/см^2), до значения 10 кгс/см^2 в аварийном режиме, а время сброса нагрузки для турбины составляет 2–3 с:

$$V_{P_{pc}''}^{уст} = 33 \frac{\text{кгс/см}^2}{\text{с}}.$$

После обнаружения системной аварии надежность работы алгоритма зависит от срабатывания ТЗ по снижению уровня в барабане котла. Многочисленные экспериментальные данные по сбросам нагрузки показывают, что в результате повышения давления по пароводяному тракту во время системной аварии уставка этой ТЗ достигается раньше открытия предохранительных клапанов.

Следующим этапом в разработке системы сохранения СН становится подтверждение экспериментальных данных расчетным значением. Для котла ТПЕ-214 показано снижение уровня в барабане котла как минимум на 162 мм ниже «нулевого» [6]. Это позволяет использовать ТЗ по снижению уровня в барабане котла в алгоритме работы системы сохранения СН для рассматриваемого энергоблока.

После погашения факела в топке котла пар генерируется на тепле, аккумулированном в топке котла, а нагрузкой генератора являются СН энергоблока.

До сих пор единственным методом определения возможного времени работы на аккумулярованной энергии таких энергоблоков был эксперимент с полным сбросом нагрузки и фиксацией изменения давления и температуры пара перед турбиной. Полный сброс нагрузки достаточно сложен и технически, и психологически, поэтому производится сначала пробный сброс с частичной нагрузкой (60–70 %), затем один-два сброса с полной – для определения свойств данного блока по аккумулярованному теплу, и один – приемосдаточный после монтажа схемы реализации алгоритма. Стоимость одного сброса в современных условиях – около 150–200 тыс. руб.

Накопленный экспериментальный материал по сбросам нагрузки позволяет проанализировать возможность определения расчетным путем по конструктивным параметрам котла аккумулярованного тепла и возможного времени его использования.

Список литературы

1. Савалов В.А., Семенов В.А. Противоаварийная автоматика энергосистем. – М.: МЭИ, 1995.
2. РД 34.35.132-95. Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования блоков с барабанными котлами. – М.: СПО ОРГРЭС, 1997.
3. Новиков С.И., Новикова Л.В., Никольский Н.В. Опыт внедрения и эксплуатации технологических защит, снижающих нагрузку на энергоблоках с газомазутными котлами // Экспресс-информация: Энергетика и электрификация. Серия: Эксплуатация и ремонт электростанций. – 1980. – Вып. 13.
4. Новиков С.И., Новикова Л.В., Никольский Н.В. Опыт внедрения и эксплуатации технологических защит,

снижающих нагрузку на энергоблоках с пылеугольными котлами // Экспресс-информация: Энергетика и электрификация. Серия: Эксплуатация и ремонт электростанций. – 1981. – Вып. 14. – С. 1–47.

5. **Новиков С.И.** Устройство обнаружения аварийных ситуаций во внешней сети энергоблоков // Электрические станции. – 1983. – № 2.

Новиков Станислав Иванович,
Новосибирский государственный технический университет,
кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций,
телефон (4932) 26-97-57,
e-mail: tverskoy@su.ispu.ru

Галанова Анна Игоревна,
Новосибирский государственный технический университет,
аспирант кафедры тепловых электрических станций,
телефон (4932) 26-97-57,
e-mail: tverskoy@su.ispu.ru

6. **Галанова А.И., Новиков С.И.** Методика расчета изменения уровня воды в барабане котла при резком изменении давления в его пароводяном тракте // Энергетика и теплотехника. – 2008. – № 12.