СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ВСТАВОК И ПЕРЕДАЧ ПОСТОЯННОГО ТОКА

К 100-ЛЕТИЮ ВЭИ

АВТОРЫ:

Р.Н. ШУЛЬГА,
К.Т.Н.,
ВЭИ — ФИЛИАЛ ФГУП
«РФЯЦ-ВНИИТФ ИМ.
АКАДЕМ.
Е.И. ЗАБАБАХИНА»

П.М. СТАЛЬКОВ,
К.Т.Н.,
ВЭИ — ФИЛИАЛ ФГУП
«РФЯЦ-ВНИИТФ ИМ.
АКАДЕМ.
Е.И. ЗАБАБАХИНА»

Очевидные недостатки сетей переменного тока, а также многочисленные цепные аварии в начале века привели к необходимости разработки и внедрения вставок и передач постоянного тока.

Ключевые слова: система управления и регулирования; вставка (ВПТ) и передача постоянного тока (ППТ); статический преобразователь тока и напряжения; структура регулятора.

Выборгский преобразовательный комплекс (вставка постоянного тока)

Возрастающая роль возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ), требующих применения накопителей электроэнергии (НЭЭ), обусловливает необходимость разработки и применения статических преобразователей тока (ПТ) на тиристорах и преобразователей напряжения (ПН) на приборах IGBT. Если предыдущие поколения преобразователей соединяли энергосистемы большой или сопоставимой мощности, то в настоящее время появилось много вставок (ВПТ) и передач (ППТ) постоянного тока, работающих на слабую или пассивную систему при резкопеременных нагрузках, что приводит к сильным искажениям напряжения в преобразователях и к ухудшению условий работы систем автоматического управления и регулирования, входящих в комплекс систем управления, регулирования, защиты и автоматики (далее — системы автоматического регулирования, САР).

Цель статьи — анализ основных структур и характеристик САР для ПТ и ПН, входящих в ВПТ и ППТ, работающих в широком диапазоне мощностей и условий применения.

Основные функции САР известны [6] и предусматривают:

- управление потоком мощности, включая реверс;
- снижение воздействий на примыкающие системы, включая ограничение токов коротких замыканий (КЗ);
- защиту оборудования от сверхтоков и перенапряжений.

Дополнительные функции предусматривают ограничение рабочего постоянного тока до уровня 1,2 о. е. на некоторое время, поддержание максимального уровня рабочего напряжения для уменьшения потерь, минимальное потребление реактивной мощности для снижения стоимости подстанций, поддержание стабильной частоты и качества напряжения изолированной энергосистемы и др.

Рассмотрим структурные особенности САР на примере ВПТ на основе ПТ на тиристорах и на основе ПН на приборах IGBT.

Особенности САР на основе тиристоров иллюстрируются на примере Выборгской ВПТ мощностью 1,5 ГВт, образованной параллельным соединением четырех комплектных высоковольтных преобразовательных устройств (КВПУ) (далее — блоков). Впервые для указанной вставки ВЭИ осуществлена поставка оборудования КВПУ, а также внедрена микропроцессорная автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) в виде следующих подсистем: комплекса управления и регулирования блока (КУРБ); комплекса управления и регулирования мощности (КУРМ); комплекса мониторинга первичного оборудования.

При этом КУРМ отвечает за регулирование активной и реактивной мощностей всей подстанции с раздачей уставок на КУРБ по току, напряжению и углам отключения для каждого блока. Структура одного блока КВПУ и КУРБ представлена на рис. 1 и включает тиристорные мосты М1–М4, четырехобмоточные преобразовательные трансформаторы с регуляторами напряжений под нагрузкой (РПН) на сетевых обмотках трансформатора выпрямителя U_{kj}. Для каждой из сторон выпрямителя и инвертора подключаются датчики коммутирующих напряжений от обмотки среднего напряжения трансформатора и датчики токов фаз мостов $I_ф$ от вентильных обмоток трансформаторов. На стороне постоянного тока датчик измеренного тока I_d передает значения тока в регуляторы тока блока (РТБ) и регуляторы минимального тока (РМТ).

КУРБ содержит следующие элементы:

- РТБ, как основной регулятор, задающий углы включения вентилей выпрямителя (ALFA) и обеспечивающий через поддержание заданной уставки тока требуемую передаваемую мощность блока;
- регулятор углов отключения (РУО), который в комплекте с программно-аппаратным измерителем углов отключения определяет текущий минимальный угол отключения из 12 углов двухмостового инвертора и воздействует на интегратор минимального ограничения угла опережения (BETTA) путем определения и интегрирования рассогласования с заданной уставкой минимального угла отключения. Уставка, в свою очередь, задается от подстанционного регулятора КУРМ для корректировки перетока реактивной мощности и обеспечения устойчивой работы инвертора;
- РМТ, позволяющий избежать резкого спада тока блока при выходе РТБ на минимальное ограничение угла ALFA за счет воздействия на увеличение угла BETTA на инверторе с целью снижения противоэлектродвижущей силы (противоЭДС) инвертора. Это воздействие длится до момента изменения коммутирующего напряжения на выпрямителе за счет переключения отпаек РПН в сторону повышения напряжения;
- регулятор угла включения и напряжения (РУВН), который отслеживает изменение напряжений

сети на стороне выпрямителя и инвертора и с помощью переключения отпаек РПН преобразовательного трансформатора выпрямителя обеспечивает выравнивание коммутирующих напряжений, задавая оптимальные углы включения вентилей выпрямителя;

– автоматика управления блоком, которая реализует алгоритмы оперативного включения блока, оперативного и аварийного отключения блока с возможностью однократного или двукратного автоматического повторного включения блока. Пауза перед повторным включением блока зависит от длительности аварии на линиях и времени восстановления нормальных коммутирующих напряжений. Автоматика блокирует второе автоматическое повторное включение и производит отключение блока, если первое такое включение было связано с устойчивым нарушением коммутации вентилей из-за их отказа;

– система защит блока, включающая защиты мостов от нарушения коммутации вентилей типа пропуск или пробой, защиты мостов от сверхтоков при КЗ полюс — полюс, полюс — фаза, защиту от минимального тока блока, при котором возникает опасность повреждения вентилей блока и нестабильность режима передачи мощности, защиты от зарегулированного режима управления на стороне выпрямителя и инвертора, от замыкания на землю и от повышения напряжения на инверторе;

– подсистемы контроля работоспособности устройства сопряжения с объектом, каналов выходных импульсов управления, подсистемы обмена информацией с регулятором мощности подстанции и АСУ ТП подстанции;

– подсистема внутреннего цифрового осциллографирования — является универсальным средством для отладки всего программного обеспечения комплекса, который дает возможность отслеживать изменение цифровых параметров комплекса в графическом или цифровом форматах представления на каждом такте работы комплекса.

СТРУКТУРА ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО БЛОКА ВПТ И ЦИФРОВОЙ КОМПЛЕКС УПРАВЛЕНИЯ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫМ БЛОКОМ ТИПА КУРБ

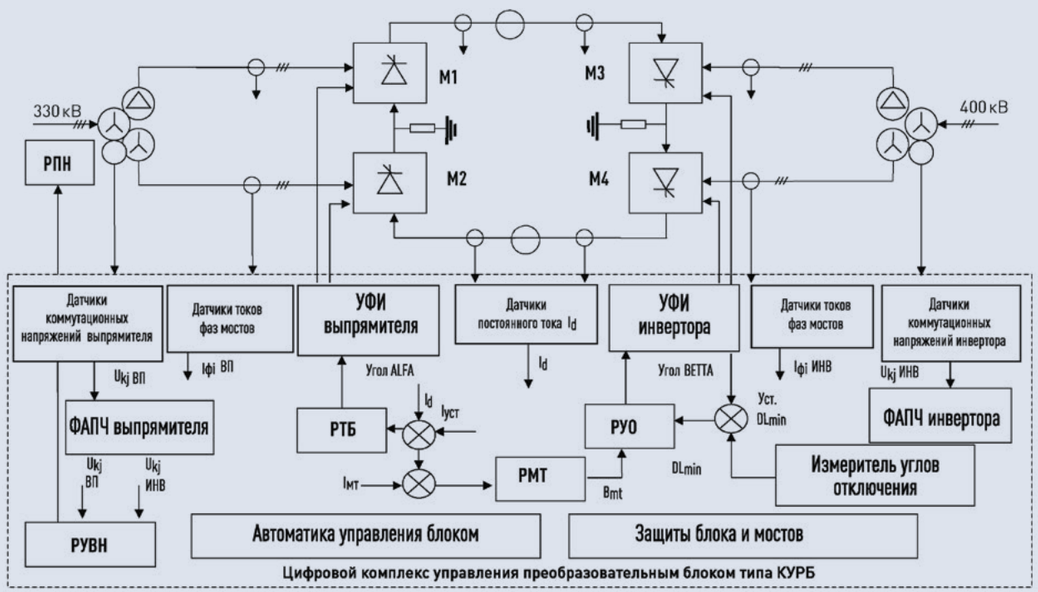

Рис. 1

Примечание: ИНВ — инвертор; ВП — выпрямитель

В листинге программы подготовлены массивы сигналов (16 сигналов на каждый массив) для отладки отдельных подсистем, в том числе и штатные массивы сигналов, которые осциллографируются при эксплуатации комплекса. Путем открытия массивов и перетрансляции программы на каждом комплекте можно задавать массивы для разных подсистем, что значительно увеличивает общий объем сигналов при отладке или испытаниях. В качестве сигналов осциллографирования можно задавать входные и выходные аналоговые и дискретные сигналы, ячейки флагов и состояний, расчетные значения и т.д. Осциллограммы записываются в буфер по факту срабатывания защит, произвольным условиям или командам с клавиатуры. При аварийных отключениях или автоматических повторных включениях блока осциллограммы с комплектов передаются в шлюз системы АСУ ТП, при останове комплектов записываются в файлы.

Элементы «Автоматика управления блоком» и «Защита блока и мостов» в данной статье не рассматриваются.

Внешние характеристики выпрямителя и инвертора приведены на рис. 2 в виде зависимостей напряжения от тока. Верхняя линия характеристики выпрямителя определяется зависимостью:

$$V_d = V_{d0}\cos\alpha - R_э I_d, \qquad (1)$$

где V_{d0} — максимальное напряжение выпрямителя на холостом ходу при угле управления, равном нулю;

$R_э$ — внутреннее сопротивление нерегулируемого преобразователя, равное

ВНЕШНИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫПРЯМИТЕЛЯ И ИНВЕРТОРА

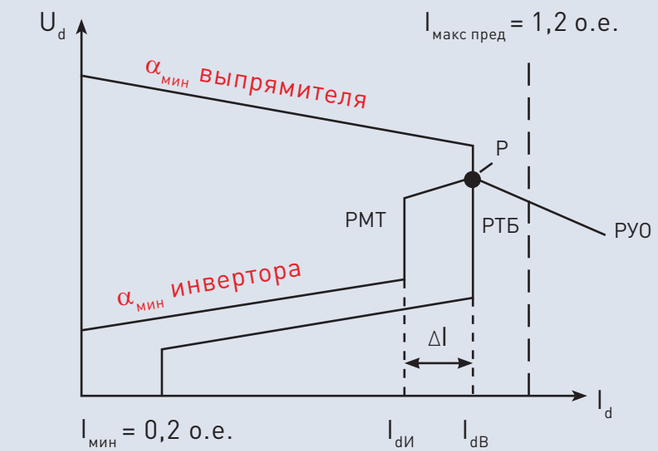

Рис. 2

$$R_э = \frac{3}{\pi} x_к, \qquad (2)$$

где $x_к$ — индуктивное сопротивление коммутации выпрямителя.

В установившемся режиме выпрямитель работает с минимальным значением угла управления, равным 2–5 эл. град., для повышения рабочего напряжения и снижения гармоник и потребляемой реактивной мощности.

Ограничение рабочего тока до значения 1,2 о.е. осуществляется РТБ, исходя из верхнего предела пропускной способности вентилей.

Предельная величина тока, зависящая от снижения напряжения в примыкающей системе, характеризуется нижней наклонной линией характеристики выпрямителя, а ограничение по минимальному току принимается для недопущения режима прерывистых токов, приводящих к перенапряжениям на вентилях.

Для инвертора верхняя линия РУО, поддерживающего постоянный угол отключения δ, определяется зависимостью

$$V_d = V_{d0}\cos\delta - R_э I_d, \qquad (3)$$

где V_{d0} и $R_э$ относятся к инвертору, причем наклон линии РУО обычно круче, чем для выпрямителя, что связано обычно с более слабой примыкающей системой инвертора.

Вертикальная линия инвертора соответствует характеристике РМТ и определяет минимальный рабочий ток. Рабочая точка (P) пересечения внешних характеристик определяет режим работы ВПТ или ППТ. При этом вводится нормируемый запас тока ΔI_d = 0,1 о.е., равный разности между уставками токов выпрямителя и инвертора (рис. 2). Указанный запас предотвращает взаимное влияние характеристик РТБ и РМТ, что было бы возможно из-за наложения высших

СТРУКТУРА РТБ ВЫПРЯМИТЕЛЯ

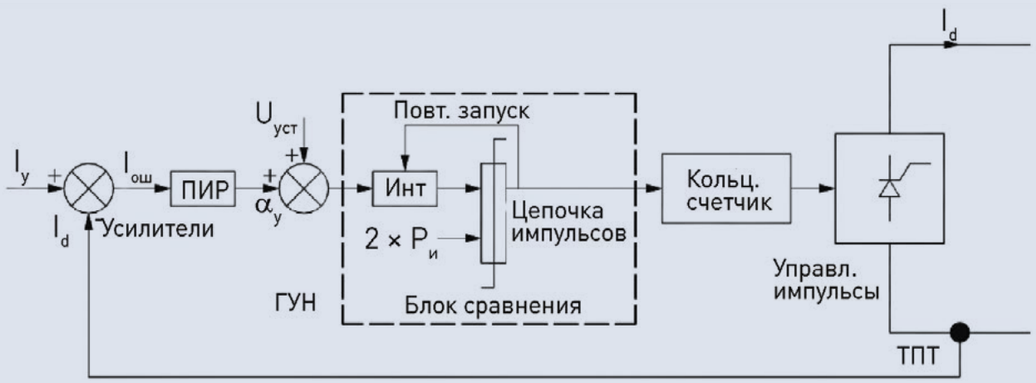

Рис. 3

гармоник на кривую выпрямленного тока.

Наклонная линия $\alpha_{мин}$ инвертора соответствует углу управления инвертора 100–110 эл. град. и используется для предотвращения рыскания между режимами выпрямителя и инвертора, что обеспечивает минимальное напряжение U_d инвертора при включении выпрямителя скачком на холостом ходу. Модификация характеристики РУО левее рабочей точки применяется для избежания неустойчивости из-за появления нескольких рабочих точек при слабой примыкающей к инвертору энергосистеме.

Структура РТБ приведена на рис. 3. Выпрямленный ток I_d от трансформатора постоянного тока (ТПТ) измеряется и сравнивается с током уставки. Полученная разница в виде ошибки тока вводится в пропорционально-интегральный регулятор (ПИР), выдающий сигнал, соответствующий уставке угла управления α_y. Это значение сравнивается с напряжением уставки и выдает сигнал, пропорциональный частоте примыкающей энергосистемы, который поступает на вход блока фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ), состоящего из интегратора и блока сравнения. Коэффициент усиления интегратора принимается равным $720 \cdot P_и$, а блок сравнения выдает пакет импульсов с частотой шесть или 12 импульсного преобразования (300 или 600 Гц). Указанные частоты могут независимо изменяться в диапазоне 0,8–1,2 f_0, где f_0— несущая частота преобразования [14]. Синхронизация независимой частоты на выходе ФАПЧ с частотой сети обеспечивается за счет отрицательной обратной связи, так что любое отклонение ошибки тока от нуля приводит либо к ускорению, либо к замедлению синхронизации ФАПЧ с частотой сети.

РМТ инвертора работает аналогично РТБ выпрямителя. РУО инвертора измеряет угол отключения δ, соответствующий отрицательному напряжению вентиля инвертора, причем должен быть измерен минимальный угол δ одного из шести или 12 вентилей.

РТБ с ФАПЧ по схеме рис. 3 имеет интегральные характеристики, и поэтому не удается выдавать индивидуальные импульсы управления, учитывающие переходные и несимметричные режимы примыкающей энергосистемы.

На рис. 4 приведена структурная схема модифицированного РТБ с преобразователем координат напряжений (ПКН), на которой приняты следующие обозначения:

- U_a, U_b, U_c — фазные напряжения примыкающей сети;
- U_α, U_β — преобразованные ортогональные напряжения примыкающей сети;
- $U_{ош}$ — напряжение ошибки;
- θ — напряжение на выходе ПКН;
- $U\sin\theta$, $U\cos\theta$ — соответственно синхронизирующее и коммутирующее напряжения.

Преобразование координат напряжений выполняется по формулам:

$$U_\alpha = \frac{2}{3}U_a - \frac{1}{3}U_b - \frac{1}{3}U_c, \quad (4)$$

$$U_\beta = \frac{1}{\sqrt{3}}(U_b - U_c). \quad (5)$$

Сигнал ошибки получается из выражения:

$$U_{ош} = U_\alpha U\sin\theta + U_\beta U\cos\theta. \quad (6)$$

Сигнал ошибки подается на вход ПИР для выработки уставки ФАПЧ постоянной составляющей, дающей среднюю частоту, которая может быть модулирована сигналом. Выходной сигнал ФАПЧ пропорционален пилообразной кривой, соответствующей углу θ, который используется в виде обратной связи для выработки сигнала ошибки. Схема рис. 4 исключает появление второй гармоники в сигнале ошибки и обеспечивает более быструю реакцию на изменение режима.

Специфика работы КУРБ [6, 14] характеризуется следующими особенностями:

- реализация асинхронных процессов выпрямителя и инвертора на одном микропроцессоре;
- формирование тактовых прерываний по фактору готовности аналого-цифрового преобразователя (АЦП);
- синхронизация интервала между преобразованиями АЦП по частоте и фазе с частотой примыкающей сети;
- программная синхронизация ФАПЧ по принципу фазочастотного детектора в отличие от аппаратной реализации по схемам рис. 3 и 4;
- построение мажорированной системы резервирования на основе программного межкомплектного обмена базовыми входными и расчетными параметрами с целью контроля их расхождения для принятия решения об отказе комплекта;
- введение принципа ведущего и ведомого комплектов, который позволяет упростить обработку аналоговой межкомплектной информации;
- объединение с помощью условной трансляции программного обеспечения комплекса с регуляторами, защитами, автоматикой и системой выдачи управляющих импульсов устройства формирования импульсов (УФИ) с цифровой моделью преобразовательного блока.

Программы ФАПЧ включают следующие этапы:

- синхронизация, выдающая индекс такта из временного интервала периода частоты 50 Гц, равного 60 тактам длительностью 5–6 периодов;
- переходный процесс работы ФАПЧ, подстраивающей длительность такта дискретизации, чтобы период внутреннего генератора совпадал по частоте и фазе с периодом частоты сети;
- установление флага успешной синхронизации по окончании заданного интервала контроля синхронизации и при приближении ошибки к нулю. В противном случае программа повторяет цикл синхронизации заново. (Более детальное описание работы КУРБ см. [1, 3].)

На рис. 5, 6 показана временная реакция (в мс) программной ФАПЧ выпрямителя при КЗ в примыкающей системе [3]. На рисунках используются следующие обозначения сигналов: 1 — номер такта выпрямителя; 2, 3, 4 — опорные коммутирующие напряжения; 5 — сигнал рассинхронизации (ошибки); 6 — сигнал подстройки такта. В интервале 70–110 мс

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА МОДИФИЦИРОВАННОГО РТБ

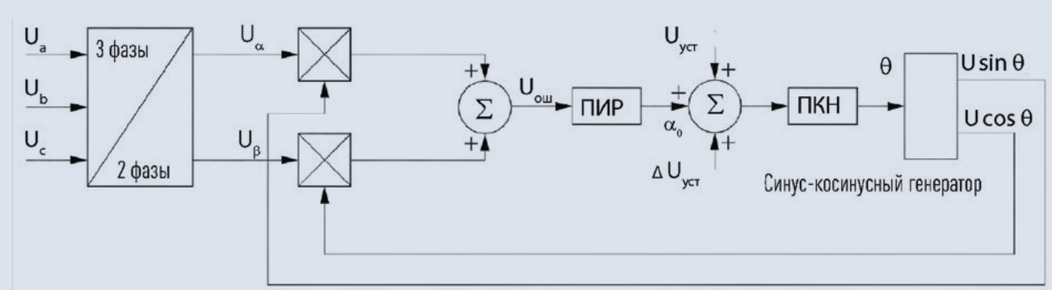

Рис. 4

РАБОТА ФАПЧ В НОРМАЛЬНОМ И АВАРИЙНОМ РЕЖИМАХ

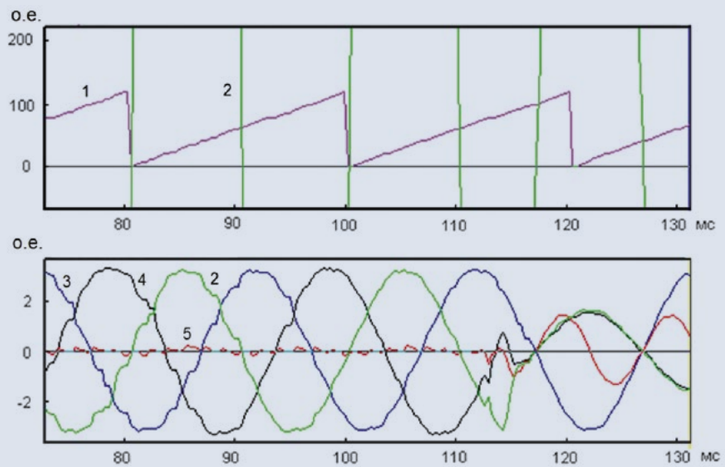

Рис. 5

СИНХРОНИЗАЦИЯ ТАКТОВ ВЫПРЯМИТЕЛЯ ПРИ ВЫХОДЕ ИЗ КЗ

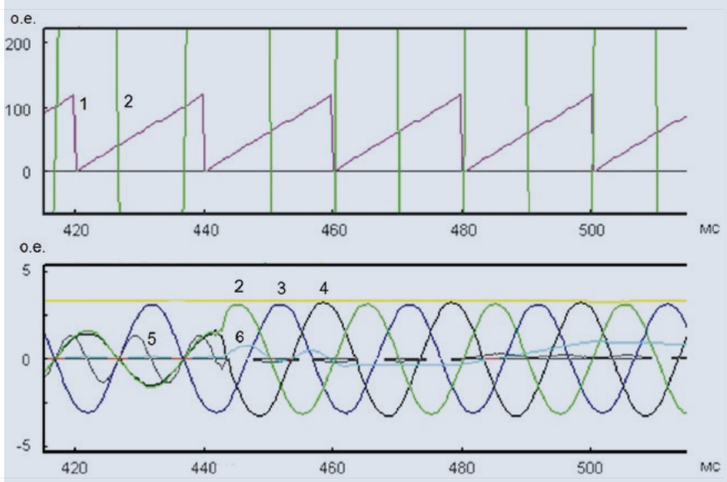

Рис. 6

наблюдается устойчивая синхронизация тактов с сетью, что видно по переключению сигнала (1) в ноль в момент перехода напряжения (2) через ноль.

При аварии в сети из-за искажения коммутирующих напряжений сигнал (5) резко увеличивается и начинает изменяться с удвоенной частотой сети. Однако из-за превышения ограничения рассогласования (ошибки) воздействие ФАПЧ замораживается, и процесс изменения аргумента остается прежним, что показывают осциллограммы.

Из рис. 6 видно, что после ликвидации КЗ на 440 мс коммутирующие напряжения восстановились без сдвига фаз, за счет этого сигнал рассогласования резко снизился, ФАПЧ был разблокирован и стал формировать сигнал подстройки такта (6). В момент времени 460 мс номер такта (1) переключился вблизи перехода через ноль опорного напряжения (2). Переходный колебательный процесс занимает пять периодов частоты сети, после чего устанавливается устойчивая синхронизация.

Далее рассматриваются два преимущественно используемых варианта построения ПН: трехуровневый ПН с использованием широтно-импульсной модуляции (ШИМ) на частоте более 1000 Гц (СТАТКОМ) и модульный многоуровневый преобразователь (ММС) [12]. В статье они описываются применительно к их системам управления и регулирования.

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПН СТАТКОМ И ММС

На рис. 7 приведена функциональная схема системы управления СТАТКОМ [4]. Блок вычисления параметров напряжения сети опре-

ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СТАТКОМ

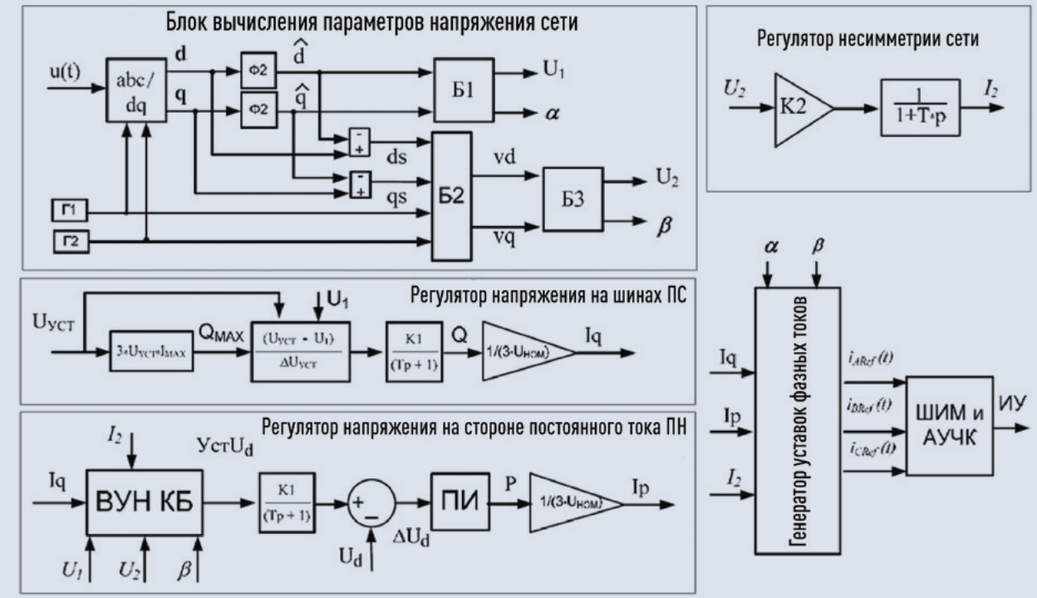

Рис. 7

деляет значения амплитуд прямой U_1 и обратной последовательности U_2 напряжения сети и их фазы α и β относительно эталонного вектора. Блоки Г1 и Г2 являются генераторами эталонных единичных синусоид и косинусоид прямой последовательности, которые используются в abc/dq преобразовании фазных напряжений сети. Значения d и q фильтруются интегральным фильтром второй гармоники Φ_2.

Блок Б1 вычисляет амплитуду и фазу прямой последовательности напряжения по усредненным значениям d и q. Блок Б2 определяет проекции вектора обратной последовательности на эталонные вектора синуса и косинуса. Блок Б3 вычисляет амплитуду и фазу обратной последовательности напряжения.

Блок регулирования напряжения сети на шинах подстанции осуществляет регулирование амплитуды прямой последовательности напряжения. Уставка реактивной мощности СТАТКОМ задается пропорциональным регулятором по закону:

$$Q = (Q_{max}/\Delta U)\,(U_{уст} - U_1),$$

где $U_{уст}$ — уставка напряжения прямой последовательности;

U_1 — напряжение прямой последовательности сети;

$Q_{max} = 3 \cdot U_{уст} \cdot I_{max}$ — максимальная мощность, выдаваемая преобразователем;

I_{max} — максимально допустимый фазный ток преобразователя.

Блок регулятора несимметрии напряжения сети представляет собой пропорциональный регулятор, на выходе которого формируется уставка тока симметрирования.

Блок регулятора напряжения на стороне постоянного тока состоит из блока вычисления уставки напряжения U_d и регулятора активной мощности.

Регулирование напряжения на стороне постоянного тока позволяет уменьшить уровень потерь. По разности реального напряжения на КБ и уставки, регулятор активной мощности в виде ПИР формирует уставку активной мощности.

Блок генератора уставок фазных токов по уставкам активной, реактивной мощности и по уставке

ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ММС

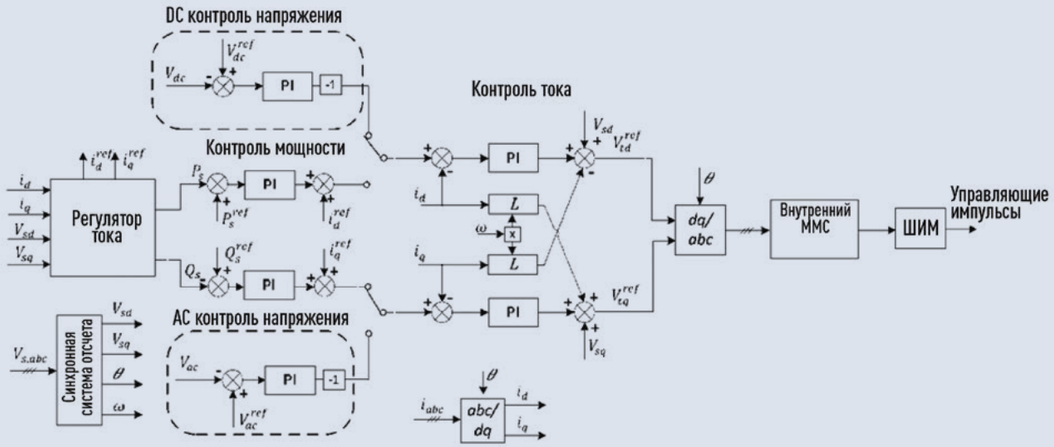

Рис. 8

симметрирующего тока формирует мгновенные значения ожидаемого фазного тока — уставки фазных токов. Вычисленные уставки фазных токов далее подаются в блок алгоритмов ШИМ и алгоритмы уменьшения числа коммутаций вентилей преобразователя (АУЧК).

На рис. 8 приведена функциональная схема системы управления ММС, которая значительно сложнее, чем схема управления для СТАТКОМ. Система управления позволяет осуществлять реверс мощности преобразователя и состоит из двух подсистем внешнего и внутреннего управления. Подсистема внешнего управления содержит регулятор тока, DC-контроль напряжения, контроль мощностей P и Q, AC-контроль напряжения, контроль тока относительно заданных уставок, синхронную систему отсчета углов и напряжений, преобразователи координат фаз a, b, c и векторов d, q. Выход регулятора тока подается на внутренний контроль ММС, который осуществляет балансировку напряжений на конденсаторах модулей и подавление токов нулевой и обратной последовательностей при несимметричных авариях со стороны сети. Токи нулевой последовательности приводят к появлению колебаний напряжения между нейтралью и землей, которые передаются в неповрежденную AC-систему. При отсутствии разделительного трансформатора внутренний контроль ММС подстраивается под конкретную примыкающую AC-систему. Выход блока внутреннего контроля поступает на низкочастотный ШИМ для подзаряда конденсаторов модулей и формирует управляющие импульсы вентилей.

Преимущества ММС перед СТАТКОМ определяются отсутствием силового трансформатора, конденсаторов и фильтров на сторонах AC и DC, что обеспечивает малую площадь преобразователя. ММС отличается низкими потерями (0,65 % против 1,3 % для СТАТКОМ) за счет малой частоты коммутаций вентилей, более простой силовой схемой и повышенной надежностью из-за наличия избыточных модулей. Однако система управления ММС значительно сложнее, чем система управления СТАТКОМ.

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЛЯ НЭЭ

Предполагается, что НЭЭ используют либо аккумуляторные батареи (АБ) (например, литий-ионные), либо топливные элементы (ТЭ) и применяются в сочетании с распределенными традиционными источниками или с ВИЭ в сетях микро- и малой генерации, а также в большой энергетике. Структура, схемотехника и характеристики НЭЭ в части АБ, ТЭ изложены в многочисленных публикациях [5, 10, 11, 13], вопросы управления при наличии совокупности преобразователей и НЭЭ в сетях решены недостаточно полно из-за их взаимного влияния и стохастических режимов работы. В ранее проведенной работе по многофункциональному энергетическому комплексу (МЭК) в рамках темы ОПК-8–22 с Минобрнауки России по теме 2.07–2100–200 было выполнено моделирование МЭК в программном комплексе ATP-EMTP [15].

Основные требования к САР преобразователей отличаются, как отмечалось выше, типом применяемых инверторов (автономные или ведомые сетью).

Эти требования характеризуются необходимостью раздачи уставок активных мощностей по агрегатам ФЭУ, ВЭУ, АБ, осуществлению баланса реактивных мощностей на шинах агрегатов и поддержания необходимого качества выходного напряжения по амплитуде, частоте, содержанию гармоник и другим параметрам как в установившемся номинальном режиме, так и при малых нагрузках и перегрузках.

САР должна осуществлять защиту силового оборудования при возникновении аварий типа КЗ в преобразователе и в схеме электростанции путем отключения выключателей, отделяющих ФЭУ, ВЭУ, АБ и преобразователь от сборных шин. Операции ручного или автоматического повторного включения после ликвидации КЗ должны осуществляться в зависимости от назначения объекта.

САР в составе двух блоков — системы управления преобразователем (СУП) и устройства фазоимпульсного управления (ФИУ ПА) — должна осуществлять регистрацию выдаваемой электроэнергии и мониторинг состояния оборудования, а также выдавать на пульт оператора или в систему управления высшего уровня информацию о неисправностях отдельных видов оборудования.

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ НЭЭ

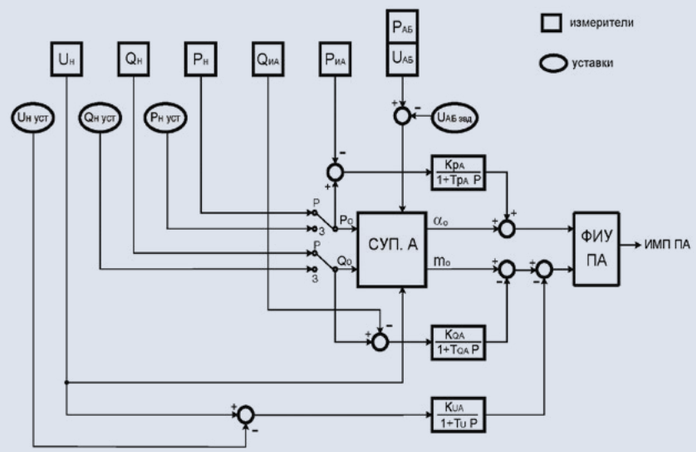

Рис. 9

В СУП должны входить блоки:

- измерения;
- формирования импульсов;
- дополнительных регуляторов (напряжения, тока, частоты и др.);
- дополнительных устройств запуска, останова, защиты, индикации и др.

Функциями САР являются:

- определение уставок активной и реактивной мощностей, необходимых для нагрузки или задаваемых от сети (диспетчером или от АСУ энергосистемы), и раздача соответствующих уставок по агрегатам;
- осуществление баланса активных и реактивных мощностей на сборных шинах МЭК;
- поддержание необходимого качества выходного напряжения на сборных шинах (с контролем уровня напряжения, тока, частоты, содержания гармоник и других параметров в зависимости от характера нагрузки или требований системы);
- осуществление контроля состояния накопителя (АБ или ТЭ), включая его температуру, и режимы заряда–разряда в соответствии с нормативами на АБ, ТЭ и в зависимости от характера нагрузки (с индикацией на панель СУП);
- осуществление функционирования преобразователя накопителя (АБ, ТЭ) при выводе (выходе его из строя);
- осуществление защиты преобразователя накопителя (АБ, ТЭ) при снижении или превышении допустимого уровня его входного и выходного напряжений;

– осуществление учета выдаваемой электроэнергии и мониторинга состояния силового оборудования с выдачей информации на пульт;

– передача информации о неисправностях, срабатывании РЗА, готовности отдельных устройств на пульт оператора ЭС.

На рис. 9 приведена структурная схема системы управления и регулирования преобразователя НЭЭ. На указанной схеме в верхней части в квадратах отмечены датчики в виде трансформаторов напряжения и тока с измерительными преобразователями тока, напряжения, мощности. Выходы указанных измерительных преобразователей через сигнальные кабели подключены к входам блока СУП, а выходы блока с сигналами по углу управления α_o и коэффициенту модуляции m_o сравниваются с корректирующими сигналами регуляторов P_A и Q_A. Вычисленные сигналы подаются на блок ФИУ ПА, который генерирует импульсы управления вентилями преобразователя [7–9].

В качестве измеренных величин используются:

— напряжение и мощности нагрузки $U_н$, $Q_н$, $P_н$, которые сравниваются с уставками (обведены кругом) $U_{н\ уст}$, $Q_{н\ уст}$, $P_{н\ уст}$;

— измеренные на преобразователе значения $Q_{ИА}$, $P_{ИА}$, которые сравниваются с соответствующими значениями мощностей нагрузки;

— измеренные на выходе преобразователя значения $P_{АБ}$, $U_{АБ}$, причем последнее сравнивается с уставкой $U_{АБ\ зад}$.

Ключи в цепи P_0 и Q_0 с индексами Р и З обозначают соответственно режимы разряда и заряда преобразователя НЭЭ.

В цепи измерителей P, Q, U также установлены апериодические и режекторные фильтры (не показаны на рис. 9) для исключения влияния гармонических искажений на работу регуляторов.

ВЫВОДЫ

Выполнен анализ структуры и особенностей построения систем управления и регулирования статических ПТ и ПН для ВПТ и ППТ.

Приведены внешние характеристики преобразователей с учетом регуляторов тока и напряжения, а также структурные схемы их аппаратной реализации. Описана реализация программного микропроцессорного комплекса управления и регулирования для Выборгской ВПТ и приведены осциллограммы его функционирования при аварии в примыкающей энергосистеме.

Проанализирована структура регуляторов мощности, тока и напряжения применительно к НЭЭ на основе литий-ионных аккумуляторных батарей большой мощности.

Предлагаемая к реализации система управления и регулирования ВПТ должна объединить аналогичную систему накопителя электроэнергии, работающего в режимах заряда, разряда и компенсации реактивной мощности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гетманова Н.Ю., Местергази В.А., Шульга Р.Н. Облик цифровой системы управления, регулирования и защит перспективной вставки постоянного тока/Доклад на научно-практической конференции «Опыт и перспективы применения СПП и ППТ», 08.12.2016.
2. Ивакин В.Н., Сысоева Н.Г., Худяков В.В. Электропередачи и вставки постоянного тока и статические тиристорные компенсаторы. М.: Энергоатомиздат, 1993.
3. Лисицын Л.Г., Местергази В.А., Шульга Р.Н. Комплексное решение проблемы автоматизации перспективных вставок постоянного тока//Электро. 2017. № 4. С. 21–25.
4. Пешков М.В. Разработка и исследование систем управления статическим компенсатором реактивной мощности. Автореф. дис. на соискание уч. степ. канд. тех. наук. М., 2009.
5. Путилов В.Я., Шульга Р.Н. Некоторые технические и экологические аспекты применения накопителей электроэнергии в энергетике//Электро. 2016. № 1. С. 6–12.
6. Суд В.К. HVDC and FACTS Controllers: применение статических преобразователей в энергетических системах/Пер. с англ. М.: Научно-инженерное информационное агентство, 2009.
7. Хренников А.Ю. Высоковольтное оборудование в электротехнических системах: диагностика, дефекты, повреждаемость, мониторинг: учеб. пособие. М.: ИНФРА-М, 2019.
8. Хренников А.Ю., Кувшинов А.А., Александров Н.М. Сетевой ударный стенд с емкостным накопителем энергии для электродинамических испытаний силовых трансформаторов//Энергетик. 2020. № 9. С. 22–27.
9. Хренников А.Ю., Шульга Р.Н., Петров А.Ю. Модульные энергетические платформы с использованием цифровых подстанций и энергоблоков//Энергия единой сети. 2020. № 3. С. 28–38.
10. Шульга Р.Н. Автономное энергоснабжение с использованием разнородной генерации//Электро. 2015. № 3. С. 12–18.
11. Шульга Р.Н. и др. Облик накопителя электроэнергии на основе литий-ионных аккумуляторов мегаваттного класса мощности//Электро. 2017. № 5 (6). С. 38–44.
12. Шульга Р.Н. К вопросу о возможности создания гибридной энергораспределительной сети ГЭРС с накопителем электроэнергии//Новое в российской энергетике. 2015. № 12. С. 22.
13. Шульга Р.Н. Характеристики накопителей и статических преобразователей//Энергоснабжение и водоподготовка. 2016. № 1 (99). С. 68–76.
14. Ainsworth J.D. Harmonic instability between controlled static converters and AC networks//Proc. IEEE. 1967. Vol. 114. P. 949–957.
15. ATP-EMTP Rule Book, 2002.
16. Timofeev A., Gamboa D. Control of MMC in HVDC application. Project group. WPS4–1054. Aalborg University, Denmark, 2013.