

4. Borovikov Yu.S., Gusev A.S., Sulaymanov A.O., Ufa R.A., Vasilev A.S., Andreev M.V., Ruban N.Yu., Suvorov A.A. A Hybrid Simulation Model for VSC HVDC // IEEE Transactions on Smart Grid. – 1997. – V. 7.-P. 2242-2249.

Научный руководитель: Р.А. Уфа, ассистент каф. ЭЭС ЭНИН ТПУ.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ К УПРАВЛЕНИЮ ПЕРСПЕКТИВНЫМИ МНОГОТЕРМИНАЛЬНЫМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧАМИ И СЕТЯМИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

¹О.В. Сулова, ²Р.А. Уфа, ²В.Е. Рудник

¹ОАО «Научно-технический центр единой энергетической системы»

²Томский политехнический университет
ЭНИН, ЭЭС

В настоящее время перед отечественной электроэнергетической отраслью стоят задачи модернизации и развития единой энергетической системы (ЕЭС) с последовательным присоединением к ней объединенной энергосистемы Востока и ряда изолированных энергосистем при обеспечении эффективного и надежного электроснабжения в сочетании с интеллектуализацией систем, интеграции электроэнергетики в едином экономическом пространстве Евразийского экономического союза и увеличение экспорта электрической энергии и мощности, прежде всего на востоке страны. При реализации протяженных электрических присоединений на переменном токе могут возникать проблемы с обеспечением их устойчивости, повышенными потерями мощности, увеличением токов короткого замыкания, необходимостью установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности. Перспективным альтернативным решением является использование для этих целей воздушно-кабельных и кабельных электропередач постоянным током с использованием преобразователей напряжения (ПН). Среди преимуществ электропередачи с использованием ПН по сравнению с аналогичными устройствами, выполненными на основе преобразователей тока, можно отметить: возможность поддержания напряжения при авариях в примыкающих сетях; работа в условиях малых отношений короткого замыкания и даже на автономную нагрузку; отсутствие фильтров высших гармоник на стороне переменного тока; возможность балансирования и симметрирования напряжения примыкающей сети переменного тока. Использование ПН, объединенных в многотерминальную электропередачу (МТЭ) кабельными или воздушно-кабельными линиями, позволит реализовать осуществить присоединение изолированных энергосистем к ЕЭС, осуществить надежное энергоснабжение изолированных потребителей и энергорайонов, обеспечив присоединение промежуточных подстанций. Использование сложнзамкнутой сети постоянного тока (СПТ) обеспечивает передачу балансового потока мощности при отключенном состоянии одного из элементов сети (принцип «n-1»), повышая надежность энергоснабжения [1].

Надежное и эффективное функционирование МТЭ и СПТ определяется алгоритмами работы их систем управления и качеством их реализации. Актуальными являются задачи выработки оптимальных стратегий управления преобразователями МТЭ и СПТ, распределение перетоков активной мощности, алгоритмов взаимодействия преобразователей с СПТ.

Для МТЭ и СПТ можно выделить два уровня управления: уровень управления модулями ПН (внутренняя подсистема), уровень управления преобразователем (внешняя подсистема).

Под модулем ПН подразумевается полумостовая или полномостовая ячейка с конденсатором. Для управления модульным ПН предлагается большое количество разнообразных методов [2]. Разнообразие предлагаемых методов вызвано попытками оптимизировать число переключений модулей, уменьшить потери в преобразователе, а также искажение высшими гармониками выходного напряжения. Основные алгоритмы управления модулями представлены на рис. 1.

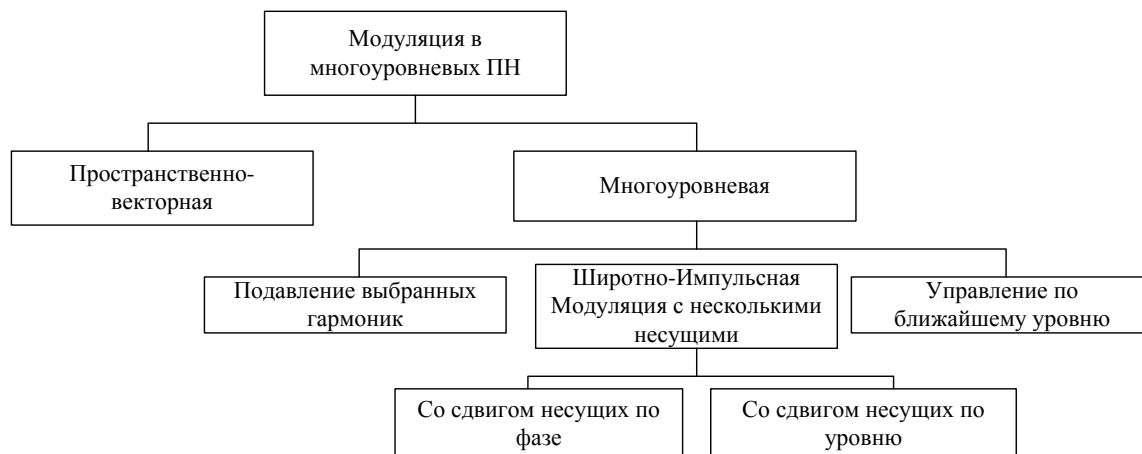


Рис. 1. Алгоритмы модуляции, используемые в модульных многоуровневых преобразователях.

В задачи внутренней подсистемы также входит балансирование напряжений на конденсаторах модулей. Наиболее распространённый подход, используемый для поддержания установленного уровня напряжения на конденсаторах – сортировка модулей, которые должны быть подключены в цепь преобразователя в процессе цикла заряда или разряда [3]. Напряжение на конденсаторах изменяется несколько раз за период основной частоты. Модули сортируются в порядке, соответствующему напряжению на их конденсаторах. Если ток в плече положительный, то к плечу подключаются модули с наименьшим напряжением, и их конденсаторы заряжаются. Соответственно, если ток в плече отрицательный, то к плечу подключаются модули с наибольшим напряжением, и их конденсаторы заряжаются. В результате, даже если на определенном интервале времени число подключенных модулей не должно изменяться, операции переключения должны производиться. Это увеличивает частоту переключений, а также потери преобразователя на переключения. Другой задачей внутренней системы регулирования является подавление так называемых циркулирующих токов, имеющих в своем составе значительную вторую гармонику и возникающие из-за разницы фазных напряжений преобразователя. Наиболее распростра-

нен метод прямого подавления циркулирующих токов, основанный на использовании векторной системы [4].

Внешняя подсистема (рис.2) [5, 6] состоит из следующих основных блоков: блока фазовой автоподстройки частоты (phase-locked loop, PLL), регуляторов ток, активной мощности, напряжения на шинах переменного тока, реактивной мощности, напряжения на шинах постоянного тока.

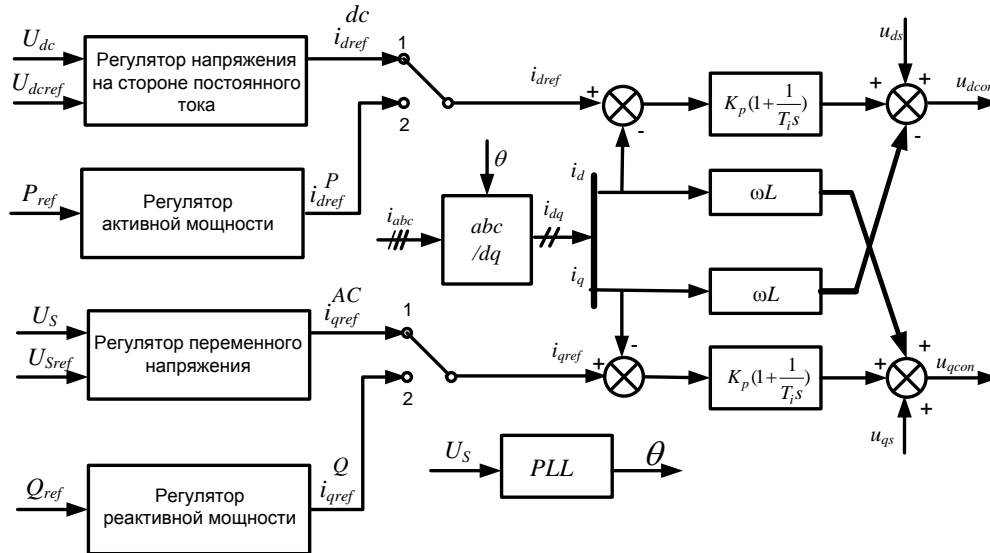


Рис. 2. Общая структура системы регулирования ПН.

Одна из важнейших задач управления МТЭ и СПТ – обеспечение поддержания напряжения на стороне постоянного тока на заданном уровне. При использовании стратегии «балансирующий преобразователь» задача регулирования напряжения возлагается на один ПН, который будет потреблять или выдавать активную мощность, необходимую для поддержания напряжения на заданном уровне. Этот ПН должен быть присоединен к сильной сети переменного тока и иметь повышенную установленную мощность для обеспечения нормального функционирования системы в переходных процессах. Основным недостатком такой системы – при аварийном отключении этого ПН будет выведена из строй вся МТЭ или СПТ. На другие ПН возлагается задача поддержания активной мощности.

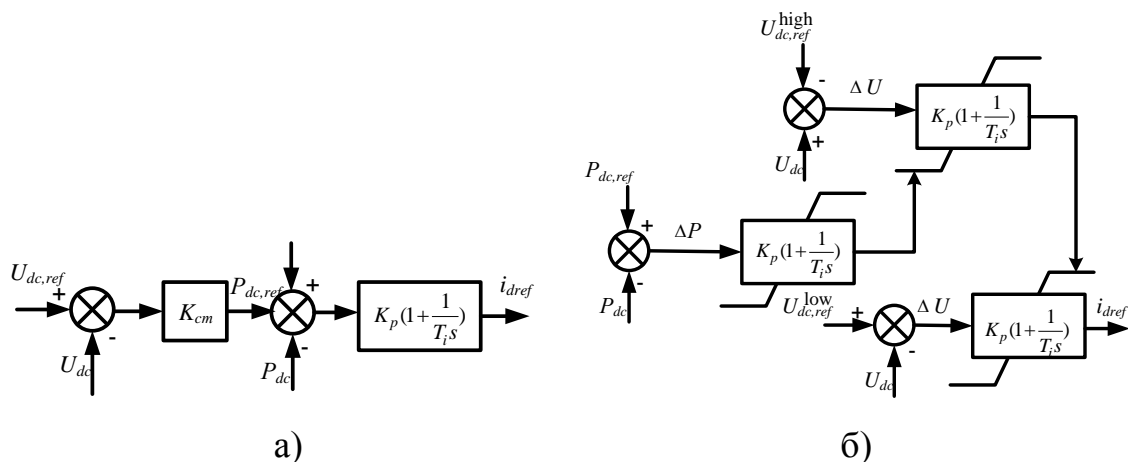


Рис. 3. Структурные схемы контуров регулирования напряжения: а) регулирование по «статизму напряжения», б) регулирование по «запасу по напряжению».

Стратегия регулирования по «статизму напряжения» [7] (рис.3,а) подразумевает участие в регулировании напряжения нескольких преобразователей, коэффициент наклона характеристики $U_{dc} - P_{dc} K_{cm}$ определяет степень участия в регулировании для данного ПН. Стратегия управления «запаса по напряжению» [8] (рис. 3, б) подразумевает участие в регулировании напряжения в данный момент времени одного ПН, но только до тех пор, пока требуемое значение потребляемой или выдаваемой активной мощности находится в заданных пределах, тогда другой ПН берет на себя эту функцию. Вопрос выбора оптимальной стратегии управления напряжением зависит от целого ряда факторов, связанных с размерами и протяжённостью МТЭ и СПТ, свойствами замыкающих сетей переменного тока.

Работа выполнена при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, Госзадание «Наука», проект №3901: «Разработка и исследование гибридной модели вставки несинхронной связи электроэнергетических систем».

ЛИТЕРАТУРА:

1. Ahmed N.; Haider A., Van Hertem D. Lidong Zhang, Nee H.-P. Prospects and challenges of future HVDC SuperGrids with modular multilevel converters. Power Electronics and Applications, Proceedings of the 2011-14th European Conference on , vol., no., pp.1,10, 2011.
2. Rodriguez J., Lai J.S., Peng F.Z.. Multilevel inverters: a survey of topologies, controls, and applications. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 49, pp. 724–738., 2002
3. Lesnicar A.; Marquardt R. An innovative modular multilevel converter topology suitable for a wide power range. Power Tech Conference Proceedings, IEEE Bologna , vol.3, no., pp.6 pp. Vol.3.,2003
4. Qingrui Tu; Zheng Xu; Jing Zhang. Circulating current suppressing controller in modular multilevel converter. 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, 2010.
5. R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodríguez, “Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems”. John Wiley & Sons, Ltd., 2011.
6. Сулова О.В. Моделирование вставки постоянного тока на преобразователях напряжения в режиме реального времени на RTDS. Известия НТЦ единой энергетической системы, №: 2 (71), 2014 с.: 18-28.
7. J. Beerten, D. Van Hertem, and R. Belmans, “VSC MTDC systems with a distributed DC voltage control – A power flow approach”. Proc. IEEE PowerTech '11, Trondheim, Norway, June 19–23, 2011.
8. T. Nakajima and S. Irokawa, “A control system for HVDC transmission by voltage sourced converters,” in IEEE PES Summer Meeting, 1999, vol. 2, 1999, pp. 1113–1119.