

EDN: AIHXSZ

УДК 621.3.051.024

## Simulation of the Electrical-Technical Complex of the Power Transmission Line of DC in the MATLAB Program Environment

Maisam Ibrahim and Vasily I. Pantelev\*  
*Siberian Federal University  
Krasnoyarsk, Russian Federation*

Received 02.12.2022, received in revised form 03.02.2023, accepted 22.02.2023

**Abstract.** One of the main directions of the development of electric power systems is the introduction of devices and technologies based on high-power semiconductor switches (HVDC (High Voltage Direct Current) technologies; one of the elements of this technology is direct current link on the basis of voltage source converter (VSC). VSC-HVDC are used for tasks such as connecting asynchronous power grids for various frequencies, transmission of electricity, improve local and systemic handling of electric power system, increasing the capacity of network elements that contains a “weak” connection. Due to the high degree of controllability of voltage source converters (VSCs), it is mainly addressed in the recent literature on HVDC operation. However, the implementation and operation of VSC-HVDC determines the need for a wide range of analysis and research that can only be done with the help of mathematical modeling. therefore, the purpose of the work is: to analyze the behavior of the HVDC transmission system based on VSC using various control modes by modeling in the MATLAB software environment.

**Keywords:** VSC-HVDC direct current transmission system, rectifier, inverter, control.

Citation: Ibrahim, M., Pantelev, V.I. Simulation of the Electrical-Technical Complex of the Power Transmission Line of DC in the MATLAB Program Environment. J. Sib. Fed. Univ. Eng. & Technol., 2023, 16(2), 212–227.  
EDN: AIHXSZ



# Моделирование электротехнического комплекса линии электропередачи постоянного тока в программной среде MATLAB

**М. Ибрагим, В. И. Пантелеев**  
*Сибирский федеральный университет  
Российская Федерация, Красноярск*

**Аннотация.** Одним из основных направлений развития электроэнергетических систем является внедрение устройств и технологий на базе силовых полупроводниковых ключей (HVDC (High Voltage Direct Current) технологий), в частности вставок постоянного тока на базе преобразователя источника напряжения (VSC). VSC-HVDC используются для решения таких задач, как соединение несинхронных электрических сетей различных частот, передача электроэнергии, повышение локальной и системной управляемости электроэнергетической системы, повышение пропускной способности элементов сети, содержащих «слабые» связи. Благодаря высокой степени управляемости преобразователей источника напряжения (VSC) в основном рассматривается работа HVDC. Однако внедрение и эксплуатация VSC-HVDC определяют необходимость в проведении широкого спектра анализа и исследований, которые можно провести только с помощью математического моделирования. Поэтому целью работы является: анализ поведения системы передачи HVDC на основе VSC с использованием различных режимов управления путем моделирования в программной среде MATLAB.

**Ключевые слова:** система передачи постоянного тока VSC-HVDC, выпрямитель, инвертор, управление.

Цитирование: Ибрагим М. Моделирование электротехнического комплекса линии электропередачи постоянного тока в программной среде MATLAB / М. Ибрагим, В. И. Пантелеев. Журн. Сиб. федер. ун-та. Техника и технологии, 2023, 16(2). С. 212–227. EDN: A1HXSZ

## Сокращения:

VSC: Преобразователь источника напряжения;

HVDC: Постоянный ток высокого напряжения;

PWM: Широтно-импульсная модуляция.

## Введение

Одним из основных направлений развития и совершенствования современных электроэнергетических систем является внедрение устройств и технологий на базе силовых полупроводниковых ключей (HVDC (High Voltage Direct Current) технологий), которые предназначены для повышения управляемости и пропускной способности сетей, обеспечения надёжности передачи электроэнергии [1–3]. Благодаря высокой степени управляемости преобразователей источника напряжения (VSC) в основном рассматривается работа HVDC [4–6].

В этой статье будут проанализированы различные возможные конфигурации управления двух терминалов VSC-HVDC. Анализ конфигурации с двумя терминалами предоставляет важную информацию о производительности многотерминального VSC-HVDC с использованием различных конфигураций управления. Также предлагается стратегия обеспечения стабилизации частоты в сетях переменного тока. Реализация и моделирование системы в MATLAB/Simulink.

## 1. Работа двухтерминальной системы передачи VSC-HVDC

Теперь мы проанализируем взаимодействие различных возможных конфигураций управления двухтерминальной системой передачи VSC-HVDC. На рис. 1 показана система электропередачи постоянного тока с двумя терминалами VSC-HVDC. Предполагается установившийся поток мощности в направлении слева направо. Следовательно, преобразователь на левой стороне линии HVDC работает в режиме выпрямителя, в то время как преобразователь на правой стороне работает в режиме инвертора.

Существует три возможных варианта внешнего контура активного тока, а именно контур управления активной мощностью, контур управления постоянным напряжением и контур управления снижением напряжения постоянного тока [7, 8]. Это означает, что для двухтерминальной системы VSC-HVDC будет  $3 \times 3 = 9$  возможных конфигураций управления. Они перечислены в табл. 1.

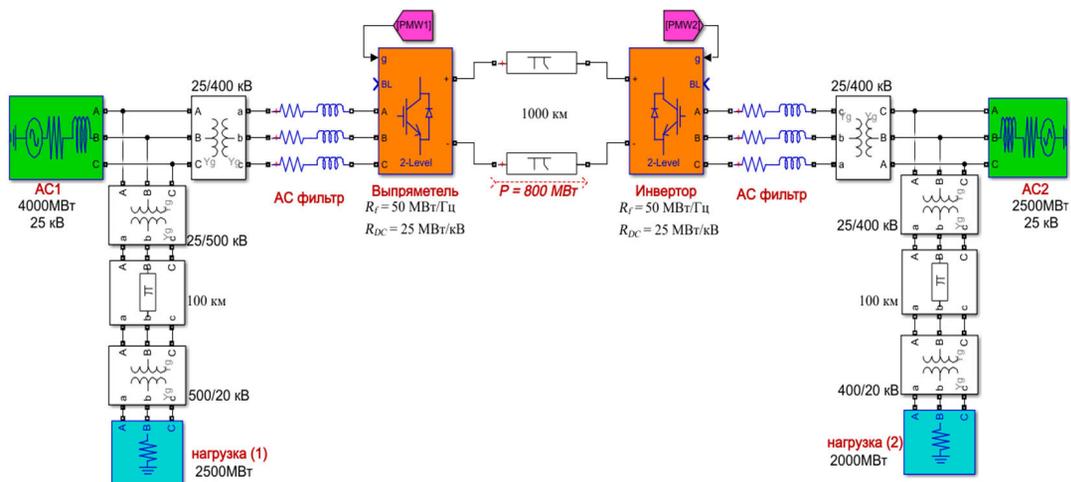


Рис. 1. Система электропередачи постоянного тока с двумя терминалами VSC-HVDC

Fig. 1. DC power transmission system with two VSC-HVDC terminals

Из девяти различных конфигураций управления двухтерминальной системой VSC-HVDC две (1 и 9 в табл. 1) не являются применимыми вариантами.

Все остальные конфигурации управления со 2 по 8 являются применимыми, но конфигурации управления 2 и 3 в некоторых случаях сопряжены с риском перенапряжения постоянного тока.

Для двухтерминальной системы VSC-HVDC рекомендуются конфигурации управления с 4 по 8 в списке табл. 1.

## 2. Стратегия обеспечения стабилизации частоты в сетях переменного тока

Благодаря высокой степени управляемости терминалы VSC-HVDC могут использоваться для обеспечения стабилизации частоты в сетях переменного тока [7, 9].

Таблица. 1. Различные конфигурации управления для двухтерминала VSC-HVDC

Table. 1. Various control configurations for the VSC-HVDC dual terminal

№	Режимы управления		Заметки
	Выпрямитель	Инвертор	
1	Постоянная активная мощность	Постоянная активная мощность	Невозможно
2	Постоянная активная мощность	Падение напряжения постоянного тока	Возможно, но с риском перенапряжения постоянного тока
3	Постоянная активная мощность	Постоянное напряжение постоянного тока	Возможно, но с риском перенапряжения постоянного тока
4	Падение напряжения постоянного тока	Постоянная активная мощность	Хорошая производительность, управление потоком мощности с помощью инвертора
5	Снижение напряжения постоянного тока	Снижение напряжения постоянного тока	Хорошая производительность, управление потоком мощности обоими
6	Снижение напряжения постоянного тока	Постоянное напряжение постоянного тока	Хорошее управление потоком мощности выпрямителем
7	Постоянное напряжение постоянного тока	Постоянная активная мощность	Хорошая производительность, управление потоком мощности с помощью инвертора
8	Постоянное напряжение постоянного тока	Снижение напряжения постоянного тока	Хорошее управление потоком мощности инвертором
9	Постоянное напряжение постоянного тока	Постоянное напряжение постоянного тока	Невозможно

Терминал VSC-HVDC, подключенный к активной сети переменного тока, действительно может рассматриваться как виртуальный синхронный генератор, поскольку подача мощности в сеть переменного тока полностью управляема, что позволяет легко использовать управление падением частоты [10, 11].

На рис. 2а и 2б показана реализация управления стабилизации частоты для VSC-HVDC, оснащенного управлением постоянной мощности и управлением падения напряжения постоянного тока соответственно [12]. Предлагаемый здесь метод полностью зависит от локально измеренных сигналов и не требует связи между различными терминалами постоянного тока [12, 13].

Постоянная  $RDC$  представляет собой коэффициент передачи, характеризующий увеличение мощности в МВт, подаваемой в цепь постоянного тока, в ответ на падение напряжения на шине постоянного тока 1 кВ [14].

Постоянная  $Rf$  представляет собой коэффициент передачи, характеризующий увеличение мощности в МВт, подаваемой в цепь переменного тока, в ответ на изменение частоты в сети переменного тока 1 Гц [15].

Обратите внимание, что постоянные  $RDC$  и  $Rf$  на рис. 2б имеют противоположный знак ( $-Rf$ ;  $RDC$ ) из-за того, что уменьшение частоты приводит к увеличению потока мощности от шины постоянного тока к сети переменного тока, в то время как уменьшение напряжения постоянного тока приводит к увеличению потока мощности в противоположном направлении.

Конфигурация управления на рис. 2б может представлять установившееся поведение различных возможных конфигураций управления: для режима управления активной мощностью

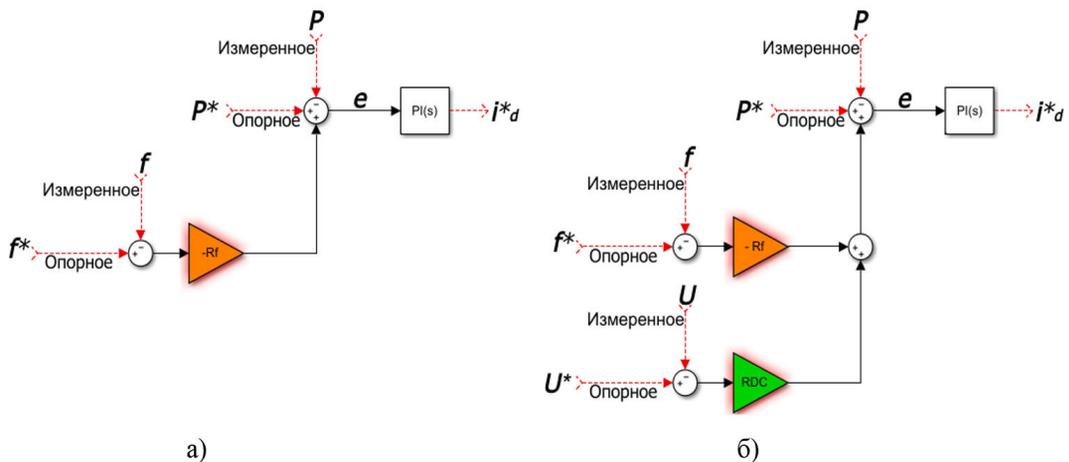


Рис. 2. Реализация управления стабилизацией частоты на терминале VSC-HVDC с: а) управлением постоянной мощностью; б) управлением падения напряжения постоянного тока

Fig. 2. Implementation of frequency stabilization control at the terminal VSC-HVDC with: a) constant power control; b) DC voltage drop control

характеристика напряжения постоянного тока и характеристика частоты ( $RDC = 0$  и  $Rf=0$ ); для режима управления напряжением постоянного тока ( $RDC = \infty$  и  $Rf=0$ ); для режима управления снижением напряжения постоянного тока ( $Rf=0$ ); для режима управления стабилизацией частоты ( $RDC = 0$ ) [16, 17].

Установившаяся ошибка управления на рис. 2б равна нулю  $e = 0$ , математически это определяется выражением:

$$(P^* - P) - Rf(f^* - f) + R_{DC}(U^* - U) = 0. \quad (1)$$

Следовательно, подача мощности терминалом VSC-HVDC становится следующей:

$$P = P^* - Rf(f^* - f) + R_{DC}(U^* - U). \quad (2)$$

Из уравнения (2) видно, что на управление потоком мощности влияют три параметра  $P^*$ ,  $f^*$  и  $U^*$ . С другой стороны, устраняя ошибку управления частотой ( $f^* - f$ ) и ошибку управления постоянным напряжением ( $U^* - U$ ), можно добиться точного управления потоком активной мощности.

### 3. Моделирование и анализ

В этом разделе будет проанализировано поведение системы передачи HVDC на основе VSC с использованием некоторых из ранее обсуждавшихся режимов управления в табл. 1. Реализация и моделирование системы в MATLAB/Simulink в [18–20].

Передача VSC-HVDC имеет номинальное рабочее напряжение постоянного тока 800 кВ и номинальную мощность 1000 МВт. Начальный установившийся поток мощности по линии передачи постоянного тока составляет 800 МВт. Длина линии передачи 1000 км. Номинальное напряжение переменного тока 400кВ.

Модель ЛЭП постоянного тока с двумя терминалами VSC-HVDC показана на рис. 3.

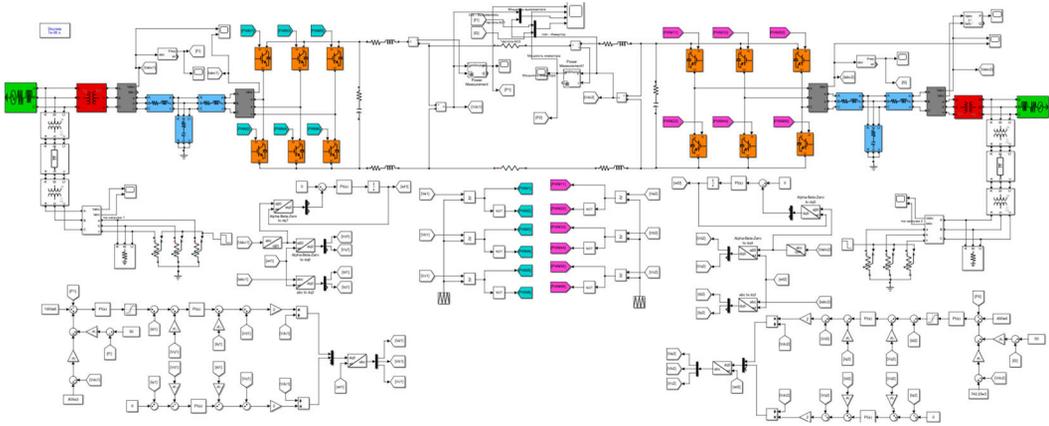


Рис. 3. Модель ЛЭП постоянного тока с двумя терминалами VSC-HVDC

Fig. 3. DC transmission line model with two VSC-HVDC terminals

Для моделируемой системы были приняты следующие параметры фильтров:

$$U_{\text{пос}} = 800 \text{ кВ};$$

$$V_{\text{пер}} = 400 \text{ кВ};$$

$$P_{\text{ном}} = 1000 \text{ МВт};$$

$$f = 50 \text{ Гц};$$

Метод расчета параметров фильтра в [21, 22].

Частота переключения:  $f_{sw} = 10 \text{ кГц}$ ;

$$\text{Выбор резонансной частоты: } f_{ref} = \frac{10 \text{ кГц}}{10} = 1000 \text{ Гц};$$

$$\text{Фазное напряжение } V_{L-N} = \frac{400}{\sqrt{3}} = 230 \text{ кВ};$$

$$\text{Ток сети, определяемый выражением } I_g = \frac{P}{3 * V_{L-N}} = 1450 \text{ А};$$

$$\text{Диапазон переключения тока: } I_{g(sw)} = 0.3 \% I_g = 4.35 \text{ А};$$

$$\text{Напряжение переключения: } V_{g(sw)} = 0.9 * V_{L-N} = 207 \text{ кВ};$$

Минимальное значение индуктивности фильтра LCL:

$$L_{min} = \frac{1}{2\pi f_{sw} \frac{I_{g(sw)}}{V_{g(sw)}} \left(1 - \frac{f_{sw}^2}{f_{ref}^2}\right)} = 7.35 \text{ мГн};$$

$$L_{1min} = L_{2min} = \frac{L_{min}}{2} = 3.675 \text{ мГн};$$

Максимальное значение индуктивности фильтра LCL:

$$L_{max} = \frac{0.2 V_{L-N}}{2\pi f I_g} = 100 \text{ мГн};$$

$$L_{1max} = L_{2max} = \frac{L_{max}}{2} = 50 \text{ мГн};$$

Емкость конденсатора фильтра LCL:

$$C = \frac{0.05 * P}{V_{L-N}^2 * 2 \pi f} = 1 \text{ мкФ}.$$

Параметры фильтра выпрямителя, использовавшиеся при моделировании:

$$L_1 = L_2 \cong L_{1min} = 4 \text{ мГн};$$

$$R_{L1} = R_{L2} = 0,04 \text{ Ом};$$

$$C = 1 \text{ мкФ};$$

$$R_c = 0,001 \text{ Ом};$$

Параметры фильтра инвертора, использовавшиеся при моделировании:

$$L_1 = L_2 \cong L_{1max} = 50 \text{ мГн};$$

$$R_{L1} = R_{L2} = 0,1 \text{ Ом};$$

$$C = 1 \text{ мкФ};$$

$$R_c = 0,001 \text{ Ом};$$

Контроллеры управления выпрямителем;

Контур управления напряжением (внешний контур, ПИ-регулятор):

$$\text{Постоянная времени } T = 200 * 10^{-6} \text{ с};$$

$$\text{Коэффициент передачи П-составляющей } k_p = \frac{3 * C}{T} = 0.015;$$

$$\text{Коэффициент передачи И-составляющей } k_I = \frac{3 * R_c}{T} = 15.$$

Контур управления током (внутренний контур, ПИ-регулятор):

$$\text{Постоянная времени } T = 150 * 10^{-6} \text{ с};$$

$$\text{Коэффициент передачи П-составляющей } k_p = \frac{3 * L_1}{T} = 80;$$

$$\text{Коэффициент передачи И-составляющей } k_I = \frac{3 * R_{L1}}{T} = 800;$$

Контроллеры управления инвертором;

Контур управления напряжением (внешний контур, ПИ-регулятор):

$$\text{Постоянная времени } T = 200 * 10^{-6} \text{ с};$$

$$\text{Коэффициент передачи П-составляющей } k_p = \frac{3 * C}{T} = 0.015;$$

$$\text{Коэффициент передачи И-составляющей } k_I = \frac{3 * R_c}{T} = 15.$$

Контур управления током (внутренний контур, ПИ-регулятор):

$$\text{Постоянная времени } T = 150 * 10^{-6} \text{ с};$$

$$\text{Коэффициент передачи П-составляющей } k_p = \frac{3 * L_1}{T} = 1000;$$

$$\text{Коэффициент передачи И-составляющей } k_I = \frac{3 * R_{L1}}{T} = 2000.$$

Контур фазовой автоподстройки частоты (PLL).

Также выбираем коэффициенты передачи пропорциональной и интегральной составляющих контроллера фазовой автоподстройки частоты для терминала выпрямителя и инвертора:

$$k_p = 10; k_i = 50000.$$

Для терминала выпрямителя и инвертора установлены следующие значения  $\epsilon$ -параметров:

$$C = 50 \text{ мкФ};$$

$$R_c = 5 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$$

Сглаживающий реактор:  $L_{\text{сгл}} = 10 \text{ мГн}; R_{\text{сгл}} = 50 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$

Линия электропередачи.

Ток в ЛЭП постоянного тока определяется выражением:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{U_{\text{пос}}};$$

Тогда

$$I_{\text{ном}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{800 \cdot 10^3} = 1250 \text{ А}.$$

Расчетное экономическое сечение ЛЭП в соответствии с выражением

$$F_s = \frac{I_{\text{ном}}}{J_s} = 1136 \text{ мм}^2.$$

где:  $J_s$  – экономическая плотность алюминиевого провода,  $\text{А/мм}^2$ .

Ближайший по сечению провод марки АС- 1250/101.8, где электрическое сопротивление 1 км, провод постоянного тока = 0.023 Ом. Соответственно, сопротивление линии передачи постоянного тока:

$$R_{\text{л}} = 1000 \cdot 0.023 = 23 \text{ Ом}.$$

#### 4. Сравнение характеристик при различных конфигурациях управления

Для сравнения характеристик различных конфигураций управления рассмотрим реакции пяти выбранных в табл. 1. конфигураций управления: 4, 5, 6, 7 и 8. Начальный установившийся поток мощности составляет 800 МВт, направление – слева направо. Рассмотрим желаемое увеличение мощности до 1000 МВт, т.е. увеличение на 200 МВт.

##### *Конфигурация управления 4 в табл. 1*

Выпрямитель и инвертор работают в режимах управления снижением напряжения постоянного тока и управления с постоянной мощностью. Желаемое изменение потока мощности достигается соответствующим изменением сигнала опорной мощности к терминалу инвертора. Однако это приводит к уменьшению напряжения на шине постоянного тока инвертора, как показано на рис. 4 (при  $t = 400 \text{ с}$ ). Если требуется восстановление напряжения на шине постоянного тока до начального уровня, то следует изменить уставку опорного напряжения постоянного тока и/или опорной мощности управления выпрямителя.

##### *Конфигурация управления 5 в табл. 1*

Реакция на рис. 5 соответствует конфигурации управления, в которой и выпрямитель, и инвертор должны работать в режиме управления снижением напряжения постоянного тока. Для этого типа конфигурации управления простое изменение опорной мощности

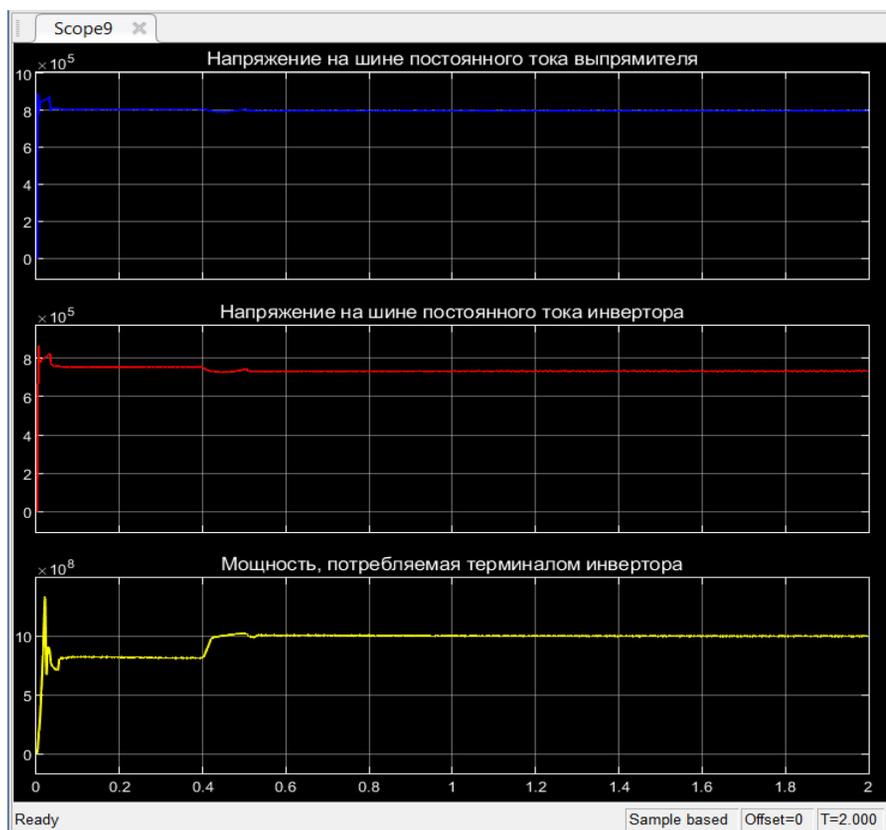


Рис. 4. Реакция конфигурации управления 4 в табл. 1

Fig. 4. Control configuration response 4 in Table 1

инвертора само по себе не приводит к желаемому изменению потока мощности. Это отражено увеличением потока мощности с начального уровня в 800 МВт примерно до 900 МВт (при  $t = 400$  с), что значительно ниже желаемого уровня в 1000 МВт. Желаемый уровень потока мощности достигается путем регулировки характеристики постоянного тока выпрямителя ( $t = 1000$ с). Это означает, что для достижения желаемого уровня потока мощности необходимо дополнительное управляющее воздействие.

#### *Конфигурация управления 6 в табл. 1*

Выпрямитель и инвертор работают в режимах управления снижением напряжения постоянного тока и стабилизации напряжения постоянного тока соответственно. Изменение потока мощности достигается изменением установки опорной мощности для терминала выпрямителя.

Отметим, что передаваемая мощность составляет около 100 МВт, и есть сложность в управлении потоком мощности через выпрямитель из-за активной связи с сетью.

#### *Конфигурация управления 7 в табл. 1*

Выпрямитель и инвертор работают в режиме стабилизации напряжения постоянного тока и управления постоянной мощностью соответственно, желаемое изменение потока мощности

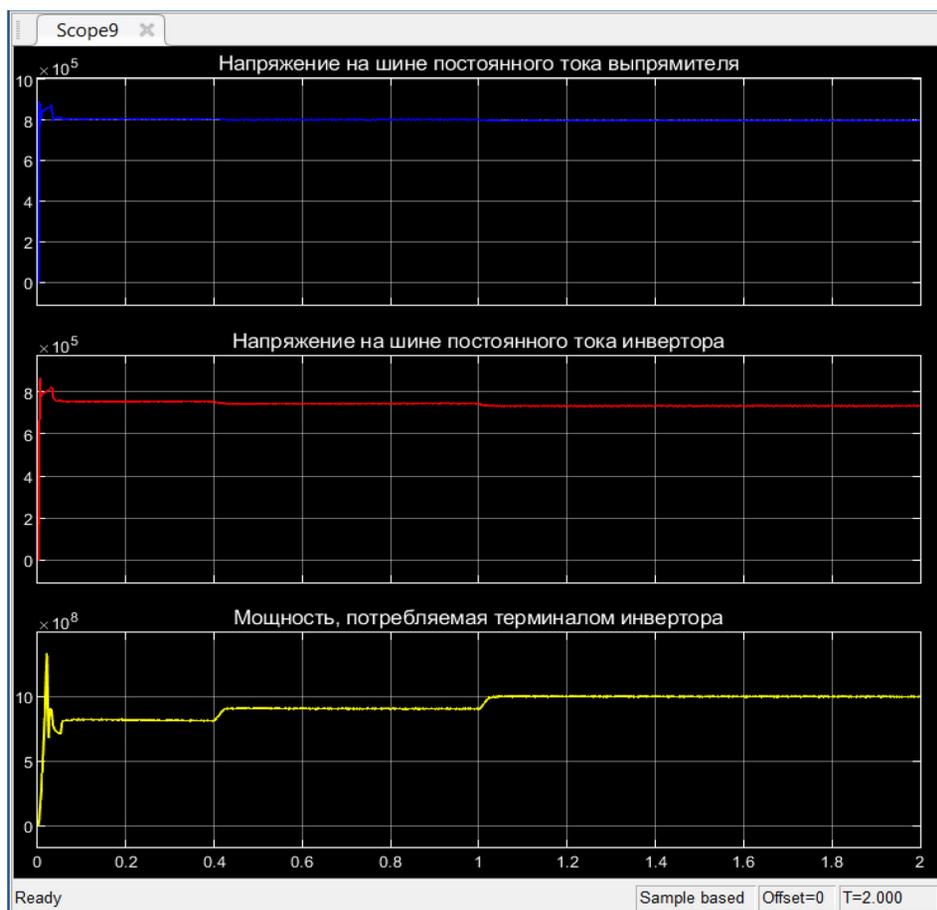


Рис. 5. Реакция конфигурации управления 5 в табл. 1

Fig. 5. Control configuration response 5 in Table 1

достигается за один шаг путем изменения уставки опорной мощности терминала инвертора. Из рис. 7 видно, что напряжение на шине постоянного тока выпрямителя восстанавливается мгновенно, а поток мощности в инвертор увеличивается с 800 МВт до 1000 МВт, как и требовалось.

#### *Конфигурация управления 8 в табл. 1*

Здесь выпрямитель и инвертор работают в режимах стабилизации напряжения постоянного тока и управления снижением напряжения постоянного тока соответственно. Изменение потока мощности достигается изменением уставки опорной мощности терминала инвертора. Однако это приводит к уменьшению напряжения на шине постоянного тока инвертора, как показано на рис. 8 (при  $t = 400$  с).

#### *Конфигурация управления с поддержкой частоты сети*

Две асинхронные сети переменного тока на рис. 1 имеют номинальную генерирующую мощность 4000 МВт и 2500 МВт соответственно; коэффициент передачи по частоте

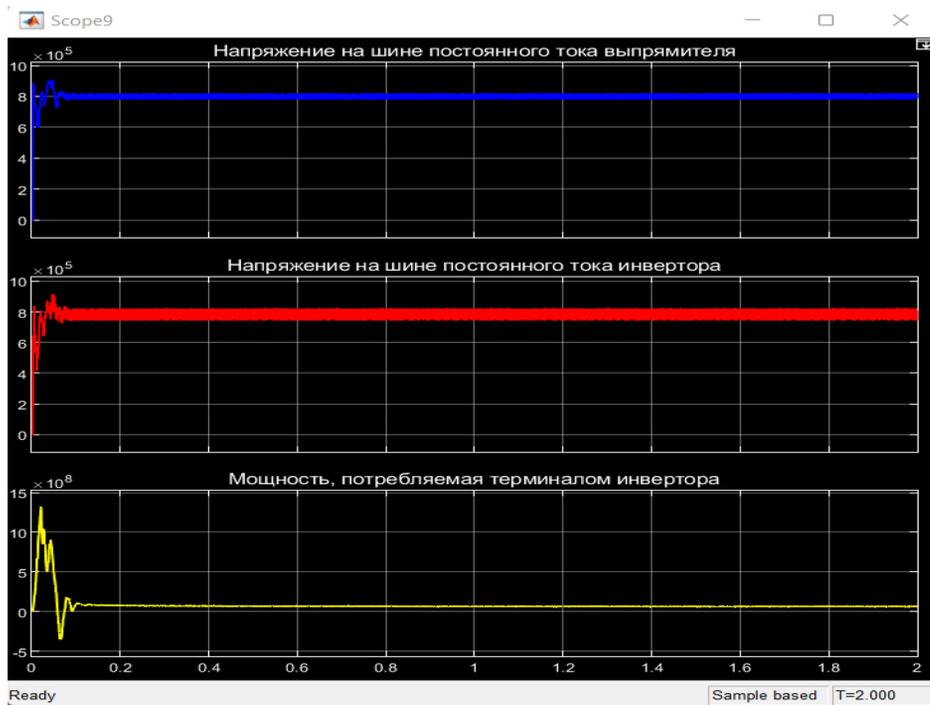


Рис. 6. Реакция конфигурации управления 6 в табл. 1

Fig. 6. Control configuration response 6 in Table 1

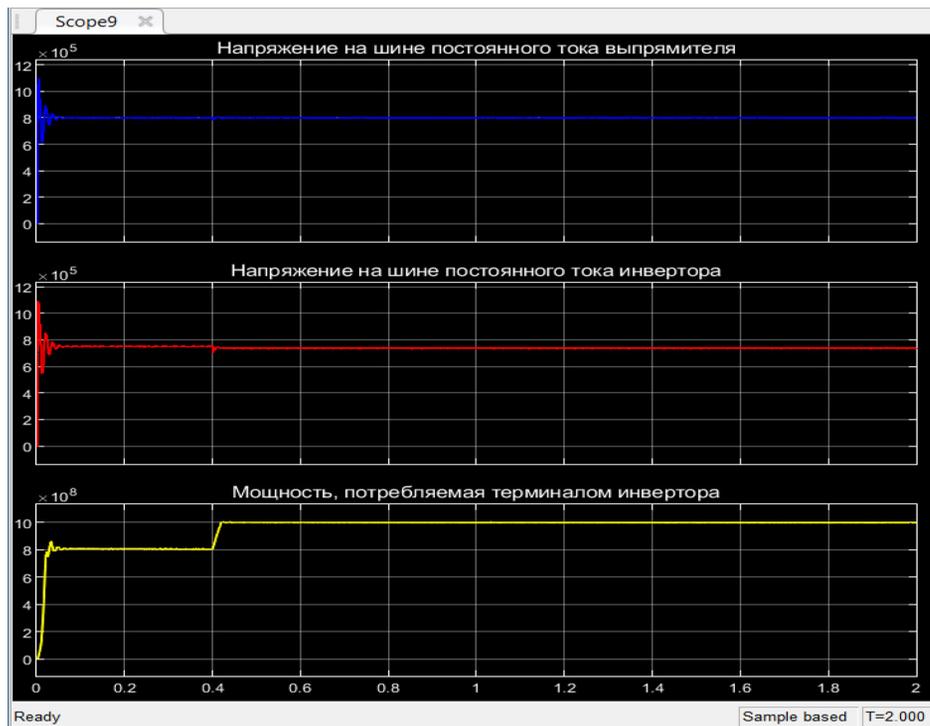


Рис. 7. Реакция конфигурации управления 7 в табл. 1

Fig. 7. Control configuration response 7 in Table 1

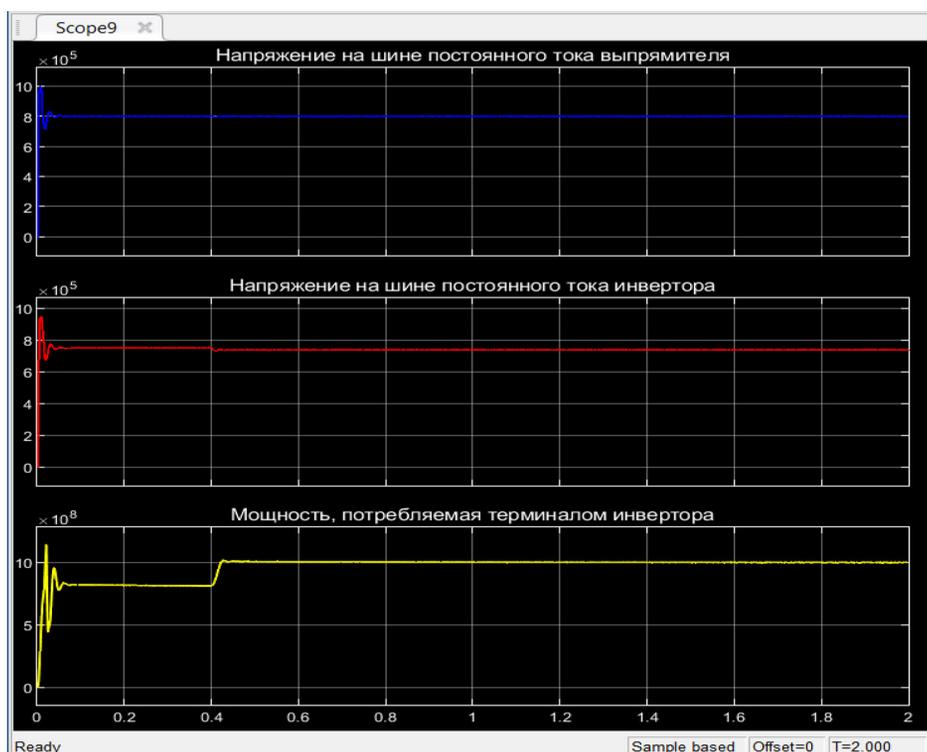


Рис. 8. Реакция конфигурации управления 8 в табл. 1

Fig. 8. Control configuration response 8 in Table 1

$R_f = 50$  МВт/Гц, коэффициент передачи по напряжению  $RDC = 25$  МВт/кВ для обоих терминалов VSC-HVDC. Кроме того, начальные локальные нагрузки двух сетей переменного тока AC 1 и AC 2 составляют 2500 МВт и 2000 МВт соответственно.

Когда локальная нагрузка любой из двух сетей переменного тока увеличивается, частота переменного тока падает, и в результате увеличивается локальная генерация. При наличии контура стабилизации частоты в контроллерах преобразователя будет происходить дополнительная передача мощности от звена постоянного тока, что приведет к улучшению частотной характеристики [23]. Это можно продемонстрировать на двух примерах моделирования системы на рис. 1.

В первом случае моделирования два преобразователя оснащены управлением снижения напряжения постоянного тока, но не стабилизацией частоты [24]. При  $t = 800$  с – локальная нагрузка в сети переменного тока AC2 увеличивается с 2000 МВт до 2200 МВт, изменение нагрузки на 200 МВт (эквивалентно 8 % номинальной генерирующей мощности сети переменного тока). Затем следует уменьшение установившейся частоты. При  $t = 1400$  с локальная нагрузка в сети переменного тока AC1 увеличивается с 2500 МВт до 2900 МВт – изменение нагрузки на 400 МВт (10 % от номинальной генерирующей мощности сети). На рис. 9 показаны реакции двух сетей переменного тока на перенагрузку.

Как и следовало ожидать, в этом случае на передачу мощности по звену постоянного тока не влияют изменяющиеся нагрузки в сетях переменного тока 1 и 2. С другой стороны, когда

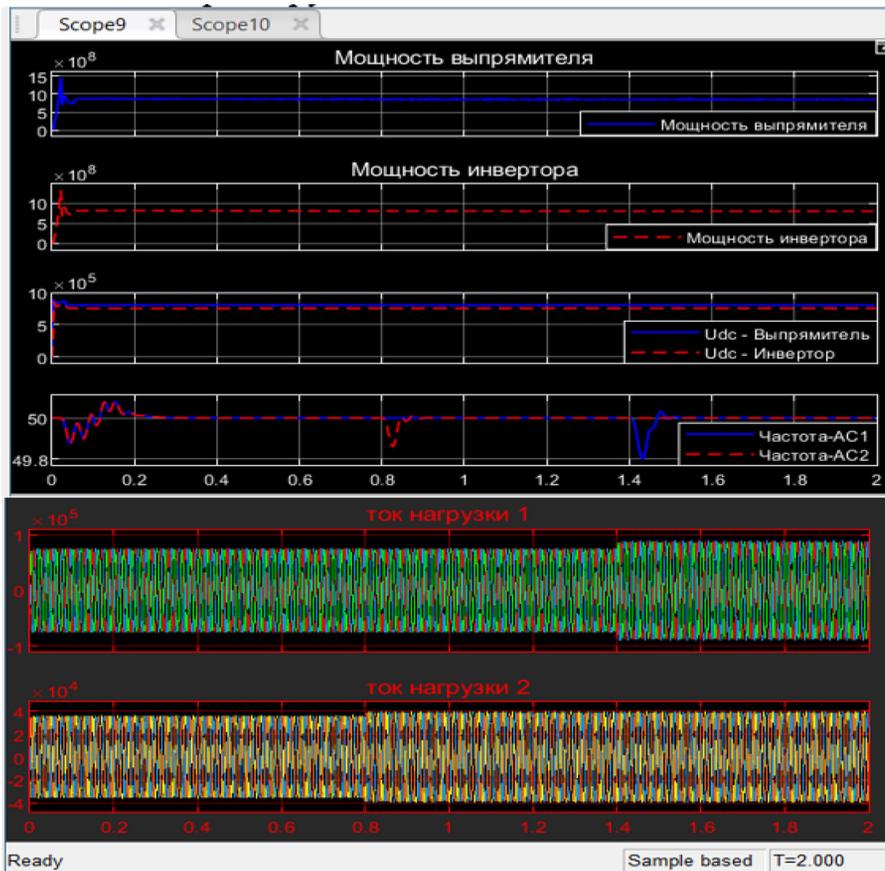


Рис. 9. Частотные характеристики сети на события нагрузки при 800 с и 1400 с при отсутствии стабилизации частоты по линии VSC-HVDC

Fig. 9. Network frequency response to load events at 800 s and 1400 s, in the absence of frequency stabilization via the VSC-HVDC line

для двух терминалов VSC-HVDC используется управление стабилизацией частоты, частотные характеристики обеих сетей переменного тока улучшаются [25]. Это видно из временных графиков на рис. 10.

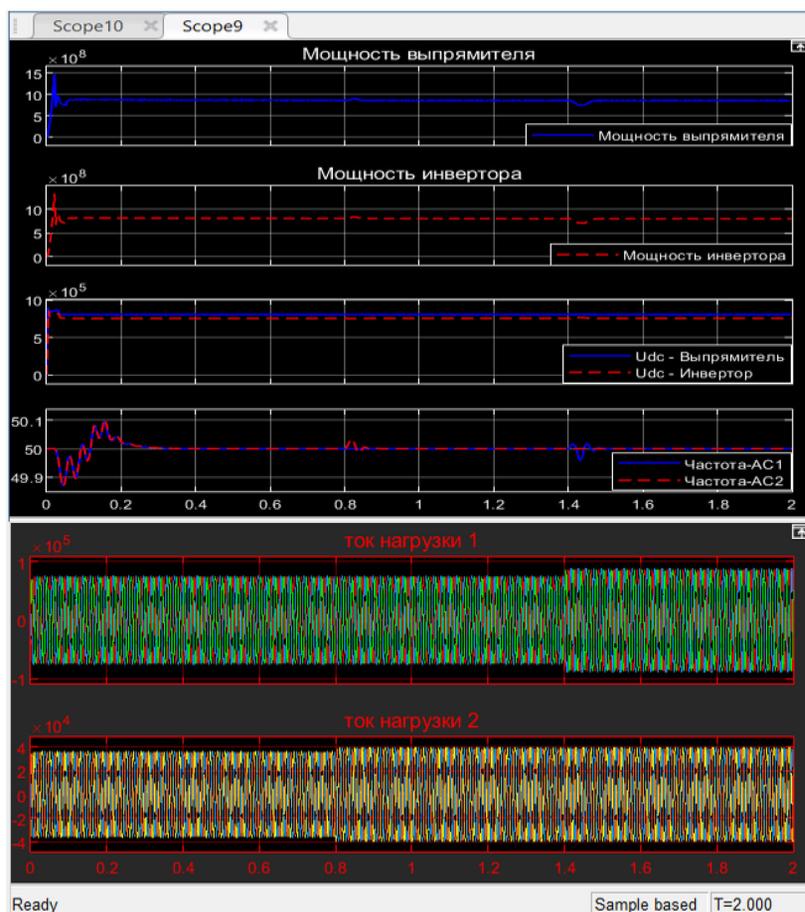


Рис. 10. Частотные характеристики сети на события нагрузки при 800 с и 1400 с при наличии управления стабилизации частоты

Fig. 10. Network frequency response to load events at 800 s and 1400 s with frequency stabilization control

### Выводы

Таким образом, в результате моделирования различных конфигураций управления двух-терминальной системы VSC-HVDC в программной среде MATLAB выявлено предпочтение конфигураций управления с 4 по 8 в списке табл. 1.

Предложен метод управления для повышения стабилизации частоты сети переменного тока, подключенной к VSC, реализации системы стабилизации частоты, оснащенной управлением постоянной активной мощностью и управлением снижения напряжения соответственно. При использовании управления частотой стабилизация частоты обеих сетей переменного тока повышается.

### Список литературы / References

- [1] Уфа Р.А., Сулайманова В.А., Гусев А.С., Ставицкий С.А. Принципы построения гибридной модели вставки постоянного тока на базе преобразователя напряжения. *Журнал ВЕСТН. САМАР. ГОС. ТЕХН.*, 2018, 3(59), 180–189 [Ufa R.A., Sulaimanova V.A., Gusev A.S.,

Stavitsky S. A. Principles of constructing a hybrid model of a DC link based on a voltage converter, *J. VESTN. SAMAR. GOS. TECHN.*, 2018, 3(59), 180–189 (in Rus.).

[2] Законьшек Я. Моделирование электроэнергетических систем в реальном времени. *Журнал Энергия. Единой сети.*, 2018, 4(40), 63–70 [Zakonshek Ya. Modeling of electric power systems in real time, *J. Energy. Unified network.*, 2018, 4(40), 63–70 (in Rus.).]

[3] Белоус А.И., Солодуха В.А., Ефименко С.А., Пилипенко В.А. *Основы силовой электроники*. М.: Техносфера, 2019. 424 [Belous A.I., Solodukha V.A., Efimenko S.A., Pilipenko V.A. Fundamentals of power electronics. M.: Technosfera, 2019. 424 (in Rus.).]

[4] Honglin Z., Geng Y., Jun W. Modeling, analysis, and control for the rectifier of hybrid HVdc systems for DFIG-based wind farms, *J. IEEE. Energy.*, 2011, 26(1), 53–62.

[5] Zhou H., Yang G., Wang J., Geng H. Control of a hybrid high-voltage DC connection for large doubly fed induction generator-based wind farms, *J. IET. Power.*, 2011, 5(1), 36–47.

[6] Mohamed A.K., Radouane M., Adnane E., Ibrahim B., Nadia M. Control and Protection of Hybrid LCC–VSC HVDC Transmission System based on VDCOL Strategy, *J. International Journal on Electrical Engineering and Informatics.*, 2022, 14(1), 204–223.

[7] Zhu L., Yuan Z., Chao S. Review of frequency support control methods for asynchronous interconnection system based on VSC-HVDC, *J. Electric Power Automation Equipment.*, 2019, 39(2), 84–92.

[8] Wu J., Wang Z. Improved droop control strategy for multi-terminal voltage Source converter-HVDC, *J. Transaction of China Electrotechnical Society.*, 2017, 32(20), 241–250.

[9] Shagufta K., Suman B. A comprehensive power-flow model of multi terminal PWM based VSC-HVDC systems with DC voltage droop control, *J. Elsevier. Electrical Power and Energy Systems.*, 2018, 102, 71–83.

[10] Jiebei Z., Xiaonan W., Junbo Z., Lujie Y., Suxuan L., Yunwei L., Josep M., Chengshan W. Inertia Emulation and Fast Frequency-Droop Control Strategy of a Point-to-Point VSC-HVdc Transmission System for Asynchronous Grid Interconnection, *J. IEEE. Transactions on Power electronics.*, 2022, 37(60), 6530–6543.

[11] Adeuyi O.D., Cheah M., Liang J., Jenkins N. Fast frequency response from offshore multiterminal VSC-HVDC schemes, *J. IEEE. Trans. Power.*, 2017, 32(6), 2442–2452.

[12] Rodriguez C., Roldán J., Prodanovic M., Suul J. A., Arco S. Coupling of AC grids via VSC-HVDC interconnections for oscillation damping based on differential and common power control, *J. IEEE. Trans. Power Electron.*, 2020, 35(6), 6548–6558.

[13] Phulpin Y. Communication-free inertia and frequency control for wind generators connected by an HVDC-link, *J. IEEE Trans. Power Syst.*, 2012, 27(2), 1136–1137.

[14] Abdelwahed M.A. El-Saadany E.F. Power sharing control strategy of multiterminal VSC-HVDC transmission systems utilizing adaptive voltage droop, *J. IEEE. Trans. Sustain. Energy.*, 2017, 8(2), 605–615.

[15] Enric S., Eduardo P., Oriol G., Samuel G. Systematic and optimal design of droop-controlled MMCs in MT-HVDC networks, *J. Elsevier. Electrical Power and Energy Systems.*, 2022, 138, 1–16.

[16] Xu L., Yao L. DC Voltage control and power dispatch of a multi-terminal HVDC system for integrating large offshore wind farms, *J. IET. Renew Power Gener.*, 2011, 5(3), 223–233.

- [17] Prieto-Araujo E., Egea-Alvarez A., Fekriasl S., Gomis-Bellmunt O. DC Voltage droop control design for multi-terminal HVDC systems considering AC and DC grid dynamics. *J. IEEE. Trans. Power. Deliv.*, 2016, 31(2), 575–585.
- [18] Shuping G., Hangjian Z., Baohui Z., Guobing S. Modeling and simulation analysis of Hybrid Bipolar HVDC system based on LCC-HVDC and VSC-HVDC, *J. IEEE. Electronic.*, 2018, 3(18), 1448–1452.
- [19] Kun S., Wei Y., Jiakun F., Xiaomeng A., Jinyu W., Shijie C. Impedance Modeling and Stability Analysis of Grid-Connected DFIG-Based Wind Farm With a VSC-HVDC, *J. IEEE. Power Electronics.*, 2020, 8(2), 1375–1389.
- [20] Yanj L., Zhu Y., Guo Q. Modelling and Validation of Digital-analog Hybrid Simulation for VSC-HVDC System Based on HYPERSIM. *J. Power System Technology.*, 2020, 44(11), 4055–4062.
- [21] Zhang X., Li M., Guo Z. Review and Perspectives on Control Strategies for Renewable Energy Grid-connected Inverters. *J. Global Energy Interconnection.*, 2021, 4(5), 506–515.
- [22] Campos-Gaona D., Pena-Alzola R., Monroy-Morales J.L., Ordonez M., Anaya-Lara O., Leithead W.E. Fast selective harmonic mitigation in multifunctional inverters using internal model controllers and synchronous reference frames, *J. IEEE Trans. Ind. Electron.*, 2017, 64(8), 6338–6349.
- [23] Mehrabankhomartash M., Saeedifard M., Yazdani A. Adjustable wind farm frequency support through multi-terminal HVDC grids, *J. IEEE. Trans. Sustain Energy.*, 2021, 12(2), 1461–1472.
- [24] Luis M. Simulation framework for automatic load frequency control studies of VSC-based AC/DC power grids, *J. Elsevier. Electrical Power and Energy Systems.*, 2022, 141, 1–11.
- [25] Sai Gopal Vennelaganti., Nilanjan Ray Chaudhuri. Stability Criterion for Inertial and Primary Frequency Droop Control in MTDC Grids with Implications on Ratio-Based Frequency Support, *J. IEEE. Transactions on power systems.*, 2020, 35(5), 3541–3551.