

# 大规模海上风电柔直送出系统惯量支撑策略研究

李万杰, 任军辉, 党瑞

西安西电电力系统有限公司, 西安 710075

## Study on Synthetic Inertia strategy of MMC-HVDC System for Large-scale Offshore Wind Farms

Li Wanjie, Ren Junhui, Dang Rui

Xi'an XD Power Systems Co., Ltd., Xi'an 710075, China

**摘要:** 大规模海上风电经柔性直流输电系统并网, 将陆上和海上交流电网解耦, 导致电力系统总的有效惯量不断减小, 增加了系统稳定运行的压力。欧洲海上风电工程招标、相关标准已明确提出柔直送出方案应具备为交流系统提供惯量支撑功能。针对这一问题, 文中提出了利用柔直系统直流侧电容和基于储能装置的虚拟同步机两种对电力系统惯量支撑的策略。基于电容时间常数定义、MMC-HVDC 系统控制特性及参数推导了直流电容电压控制策略, 分析了柔直系统参数对惯性时间常数的影响。基于荷兰 TenneT 公司 $\pm 525\text{kV}/2\text{GW}$  海上风电柔直送出设计咨询项目参数对两种惯量支撑策略进行时域仿真验证, 给出了改变惯性时间常数对柔直系统设计的影响, 并对两种策略进行了比较说明。

**关键词:** 模块化多电平; 直流输电; 海上风电; 惯量支撑

**ABSTRACT:** With large scale offshore wind farms connecting to the grid by MMC-HVDC system, the onshore and offshore AC power grids are decoupled, which leads to the continuous decrease of the total effective inertia and increases the pressure of the stable operation of the power system. The European offshore wind power project bidding and related standards have clearly proposed that the MMC-HVDC system should provide the function of inertia support for the AC power system. For this problem, this paper proposes two strategies to improve the inertia time constant of AC power system: one using the capacitances of MMCs modulars, and other configuring energy storage device based on the virtual synchronous generator strategy. According to the definition of capacitance time constants, the control characteristics and parameters of MMC-HVDC, the DC voltage control strategy based on inertia support is derived, and the influence of parameters of HVDC system on inertia time constant is analysed. Based on the design consulting project of MMC-HVDC for IJmuiden Ver  $\pm 525\text{ kV}/2\text{ GW}$  offshore wind farms integration of TenneT grid company of the Netherlands, the simulation and validation of two inertia support strategies in time domain is conducted. The influence of changing inertia time constant on the design scheme is given, and the two strategies are compared and illustrated.

**KEY WORD:** Modular Multilevel Converter; HVDC; offshore Wind Farms; synthetic inertia support

## 1 引言

随着碳达峰、碳中和目标的提出, 新能源发电在新型电力系统中的占比越来越大。深远海区域由于面积广阔, 风资源更加丰富优质, 成为大规模海上风电发展的主要趋势。基于模块化多电平换流器 (Modular Multilevel Converter, MMC) 的柔性直流输电技术具有模块化结构设计、电能质量好、开关损害小等优点, 成为深远海大规模海上风电送出的典型结构<sup>[1,2]</sup>。

然而, 柔性直流输电将海上风电场与陆上交

流电网完全解耦, 海上风电场很难为交流系统提供惯量支撑, 且随着风电并网规模越来越大, 导致电力系统的有效惯量不断减小。当系统发生扰动后, 导致系统频率出现较大偏移, 对系统的暂态稳定性构成极大威胁。欧美 ENTSO-E、TenneT 等从事风电技术研究及项目开发的机构已提出风电系统配置惯量支撑功能的需求, 并要求在近几年的工程项目中实施。国内外一些学者对风电系统惯量支撑策略也开展了相关研究, 取得了一定成果<sup>[3-5]</sup>。

文献[6]指出双馈风机转子中存储的动能能够在交流系统扰动时提供惯量支撑,但如果控制不当要求转子提供过多的动能将导致风机转子失速。文献[7]提出风机与电压源型换流器的直流输电系统(Voltage Source Converter-High Voltage Direct Current, VSC-HVDC)协调控制策略,通过检测陆上换流站直流电压触发控制,无需远程通讯设施。文献[8]建立双馈风机-VSC-HVDC-电网动态潮流模型,通过串级下垂控制策略模拟直流系统与风机协同参与惯量支撑。这些策略能够增强电力系统的惯量水平,但均基于 VSC-HVDC 系统,需要直流送出系统与风电场协同控制,且通常要求风机运行于功率保留或减载模式以便在交流系统频率变化时能有效吸收或释放动能,降低了风机发电效率,同时在系统扰动消除后也不利于转子转速恢复,且惯性常数越大恢复越慢<sup>[9]</sup>。

本文对基于 MMC-HVDC 系统功率模块直流电容充放电及虚拟同步机(Virtual Synchronous Generator, VSG)两种提高交流系统惯性时间常数的策略开展研究<sup>[10-14]</sup>。推导了基于直流电容及 MMC 参数、控制的惯量支撑控制策略,分析了惯性常数的影响因素,基于荷兰 TenneT 公司 ±525kV/2GW 海上风电柔直送出设计咨询项目参数对两种惯量支撑策略进行时域仿真验证,分析了改变惯性时间常数对 MMC-HVDC 系统方案的影响,并对两种策略进行了对比说明。

## 2 基于直流电容的惯量支撑

### 2.1 功率模块电容时间常数

电力系统中,惯性时间常数  $H$  决定了当同步发电机的机械功率与电磁功率之间不平衡时发电机转子的转速响应,即电网频率的变化。该过程可表示为:

$$\frac{2H}{f_0} \cdot \frac{df}{dt} = P_M - P_E = \Delta P_1 (pu) \quad (1)$$

其中:  $H$  为同步发电机惯性时间常数;  $f_0$  为电网额定频率;  $P_M$  为发电机输入机械功率,  $P_E$  为发电机输出电磁功率;  $\Delta P_1$  为发电机输入与输出功率的差值。

根据其物理意义  $H$  还可表示为同步发电机转子储存的动能与其额定容量之间的关系:

$$H = \frac{W_{Gr}}{S_G} = \frac{\frac{1}{2} J \omega^2}{S_G} \quad (2)$$

其中:  $W_{Gr}$  为同步发电机转子的动能;  $S_G$  为同步发电机的额定能量;  $J$  为转动惯量;  $\omega$  为转子角速度。

同理, MMCs 模块的直流电容也具有电容时间常数  $\tau_c$  的物理含义,可表示为:

$$\tau_c = \frac{W_E}{S_{MMC}} = \frac{\frac{1}{2} C N V_{dc}^2}{S_{MMC}} \quad (3)$$

其中:  $W_E$  为直流电容中储存的电场能;  $S_{MMC}$  为 MMC-HVDC 的额定功率;  $C$  为直流模块电容值;  $N$  为直流侧总的电容数;  $V_{dc}$  为直流电容电压。

通过比较式(2)和式(3),从某种程度上讲,存储于直流电容中的电场能类似于存储在具有惯性的  $S_G$  中的机械能,因为  $S_G$  的角速度和 MMC-HVDC 中电容的直流电压均为平方级。

### 1.2 MMC-HVDC 惯量支撑原理

类似于机械角运动方程(1),电容直流电压与输出功率之间的动态关系表示如下:

$$\frac{NCV_{dc}}{S_{MMC}} \cdot \frac{dV_{dc}}{dt} = P_{in} - P_{out} = \Delta P_2 (pu) \quad (4)$$

其中,  $P_{in}$  表示 MMC 直流电容的输入功率;  $P_{out}$  表示 MMC 直流电容的输出功率;  $\Delta P_2$  表示 MMC 直流电容存储或释放的功率。

式(4)表明电容电压的任何变化都会改变直流电容中储存的能量,可以通过 MMC-HVDC 系统外环直流电压控制器改变直流电压目标值对电容进行充放电。因此, MMC-HVDC 系统可利用直流电容这一特性来模拟类似同步发电机  $S_G$  的惯量特性,当系统负荷不平衡时,发电机转速和电网频率发生变化,通过改变 MMC-HVDC 系统的直流电压,使其吸收或释放一定的电能,以抵消负荷不平衡引起的交流系统频率的暂态变化。

为模拟 MMC-HVDC 系统的惯量特性,令  $S_G$  的功率差值  $\Delta P_1$  和直流电容的变化功率  $\Delta P_2$  相等,可得:

$$\frac{2H_{MMC}}{f_0} \cdot \frac{df}{dt} = \frac{NCV_{dc}}{S_{MMC}} \cdot \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (5)$$

式(5)两边同时积分,经推导可得 MMC-HVDC 系统的惯性时间常数  $H_{MMC}$  表示为:

$$H_{MMC} = \frac{6C \cdot V_{DC0}^2}{S_{MMC} \cdot N_{arm}} \cdot \left[ \left( \frac{\Delta V_{DC}}{V_{DC0}} + 1 \right)^2 - 1 \right] \frac{f_0}{\Delta f} \quad (6)$$

其中:  $N_{arm}$  为每桥臂模块数;  $V_{DC}$  为 MMC-HVDC 系统的实际直流极线电压;  $V_{DC0}$  为 MMC-HVDC 系统的额定直流极线电压, 且  $V_{DC0} = N_{arm} \times V_{dc0}$ ,  $V_{dc0}$  为直流电容额定电压;  $\Delta f$  为交流系统频率变化值,  $\Delta V_{DC}$  为 MMC-HVDC 系统直流极线电压变化值。

由式 (6) 可知, MMC-HVDC 系统模拟惯性特性时直流电压随着交流系统的频率变化而变化。惯性时间常数  $H_{MMC}$  与模块直流电容值  $C$ 、每桥臂的模块数  $N_{arm}$ 、直流电容额定电压的平方  $V_{dc0}^2$  及直流电压变化率成正比, 与电网频率变化率及 MMC-HVDC 系统额定容量成反比。为保证 MMC-HVDC 系统正常运行, 直流电容电压的最大变化范围为  $\pm 15\%$ 。

同时可得包含惯量支撑策略的直流电压参考值为:

$$V_{DC}^* = \sqrt{\frac{K}{6Cf_0} \cdot f - \frac{K}{6C} + V_{DC0}^2} \quad (7)$$

其中,  $K = S_{MMC} \cdot H_{MMC} \cdot N_{arm}$ 。

### 3 VSG 惯量支撑

在风电场满功率及双端 MMC-HVDC 系统并

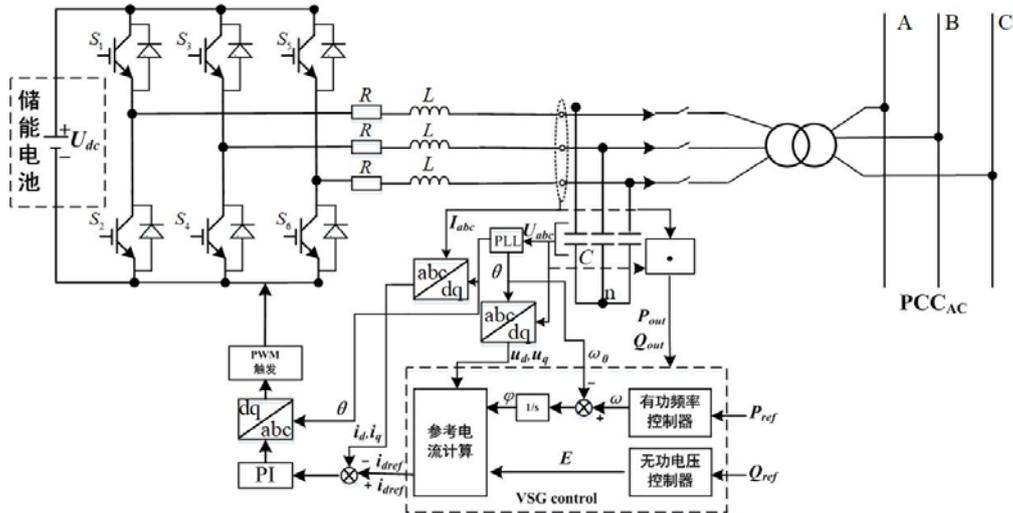


图 1 基于 VSG 的储能装置控制框图

Fig 1 Diagram of energy storage device control based on VSG

网条件下, 若不考虑 MMC-HVDC 直流电容提供能量, 则需要 MMC-HVDC 系统额外配置储能装置实现为交流系统提供惯量支撑。这里考虑储能电池配置能量转换系统 (Power Conversion System, PCS) 的方案, 通过升压变压器接入 MMC-HVDC 陆上交流系统 PCC 点。PCS 采用典型的 VSG 控制策略。

引入虚拟同步发电机转子运动方程, 可得 PCS 的有功频率控制方程为:

$$2H \frac{d\omega}{dt} = P_{ref} - P_{out} - K_d(\omega - \omega_0) \quad (8)$$

其中,  $P_{ref}$  为 PCS 的参考功率;  $P_{out}$  为 PCS 的输出功率;  $K_d$  为阻尼系数;  $\omega$  为陆上 PCC 点交流系统频率;  $\omega_0$  为交流系统额定频率;  $H$  为惯性时间常数。

无功电压控制方程为:

$$E = E_0 + K_q [Q_{ref} - Q] + K_u (U_{ref} - U) \quad (8)$$

其中:  $E$  为 PCS 的实际电势;  $E_0$  为 PCS 的空载电势;  $Q_{ref}$  为 PCS 的参考无功;  $Q$  为 PCS 的输出无功;  $U_{ref}$  为 PCS 的端电压参考值;  $U$  为 PCS 的实际端电压;  $K_q$  为无功调节系数;  $K_u$  为电压调节系数。

由于储能装置仅作为惯量支撑用, 因此有功、无功功率参考值  $P_{ref}$ 、 $Q_{ref}$  通常为 0, 储能装置虚拟同步机整体控制策略如图 1 所示。

## 4 仿真分析

### 4.1 仿真模型

基于荷兰 TenneT 公司±525kV/2GW 海上风电柔直送出设计咨询项目参数在电力系统仿真软件 PSCAD/EMTDC 中搭建了如图 2 所示的双端 MMC-HVDC 系统, 采用真双极结构。海上换流站 MMC<sub>2</sub> 负责汇集风电场的能量并维持海上端交流

系统的电压和频率稳定, 陆上换流站 MMC<sub>1</sub> 控制直流极线电压和无功, 将能量传输至陆上交流系统。采用一台同步发电机代表陆上弱交流系统。虚线框内为储能装置, 接入陆上交流系统 PCC<sub>1</sub> 点。PL<sub>1</sub>+QL<sub>1</sub> 为固定负荷, PL<sub>2</sub>+QL<sub>2</sub> 为可变负荷。MMC-HVDC 系统和陆上交流系统共同为负荷提供能量, 采用可变负荷投切模拟交流系统频率的变化。系统参数如表 1、表 2 所示。

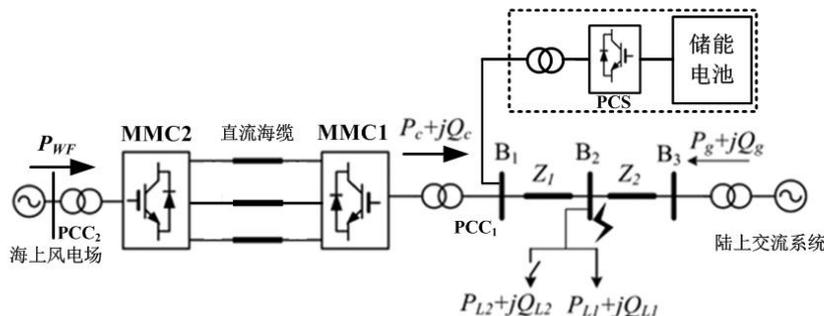


图 2 双端 MMC-HVDC 仿真系统

Fig 2 Point to point MMC-HVDC system

表 1 MMC-HVDC 参数

Tab 1 Parameters of MMC-HVDC

参数	有名值
额定功率 $S$	2000MW
额定直流电压 $V_{DC}$	525kV
功率模块电容 $C_{dc}$	9mF
桥臂电抗器 $L$	75mH
每桥臂功率模块数	246
海上站交流系统电压	66kV
陆上站交流系统电压	400kV

表 2 同步发电机参数

Tab 2 Parameter of synchronous generator

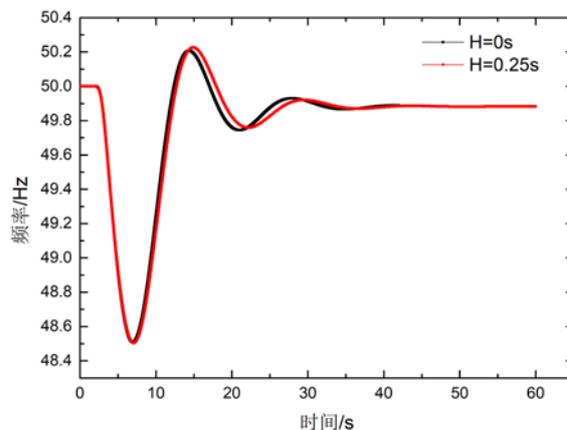
参数	有名值
额定容量 $S_G$	2400MW
额定电压 $V_g$	13.8kV
惯性时间常数 $H$	3.2 s
$X_d, X_d', X_d''$	1.65, 0.25, 0.2
$X_q, X_q', X_q''$	1.59, 0.46, 0.2
$T_{d0}, T_{d0}', T_{q0}, T_{q0}''$	0.67, 0.04, 0.67, 0.09
定子绕组 $R_s$	0.01pu
极对数	1
汽轮机下垂系数 $R_p$	0.05
汽轮机时间常数 $T_w$	2.67 s
伺服电机时间常数	0.07 s
励磁调节器增益	400
励磁时间常数	0.001 s

### 4.2 直流电容惯量支撑仿真分析

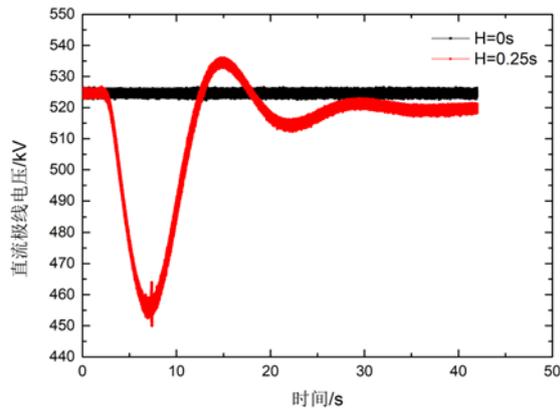
仿真中固定负荷 PL<sub>1</sub>+QL<sub>1</sub> 为 3000MW+750MVar, 可变负荷 PL<sub>2</sub>+QL<sub>2</sub> 为 150MW+51MVar。设定电容电压的最大变化率为 ±12%。虚拟同步机策略不使能。t=3s 时可变负荷

投入, 图 3 给出了直流电容为 9mF 时投入惯量支撑策略前后的交流系统频率、直流极线电压、同步发电机输出功率曲线。

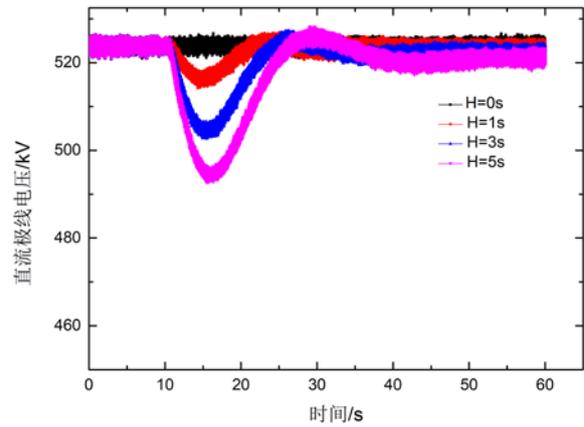
图中黑色、红色曲线分别为施加惯量支撑策略前后的系统响应曲线。曲线 (a)、(c) 几乎重合。从曲线 (b) 可看出, 负荷投入时刻系统检测到频率下降, 电容电压下降释放能量提供有功频率支撑, 在频率上升阶段电压逐渐恢复。该参数下系统所能提供的惯性时间常数  $H_{MMC}$  计算值为 0.258s, 仿真值为 0.25s, 理论计算与仿真结果基本一致。



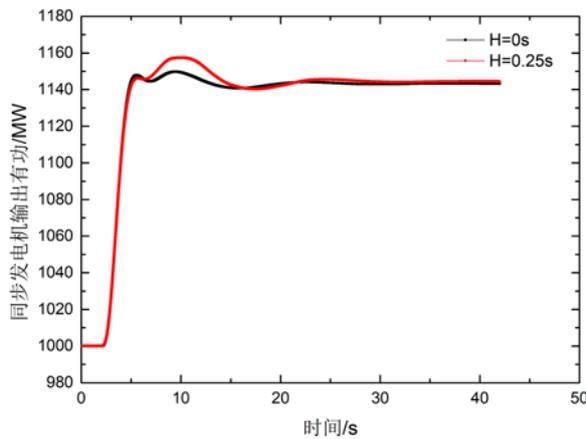
(a) 交流系统频率



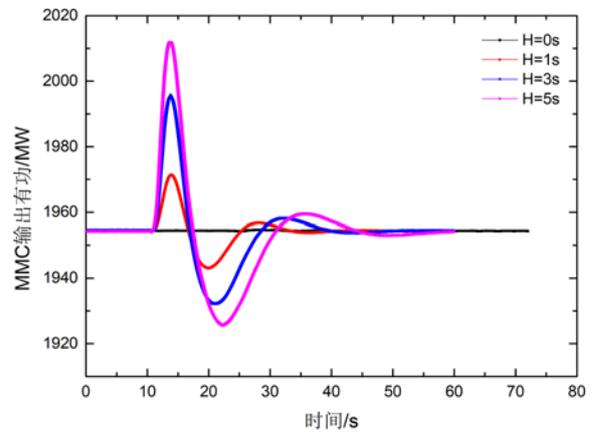
(b) 直流极线电压



(b) 直流电压



(c) 同步发电机有功功率

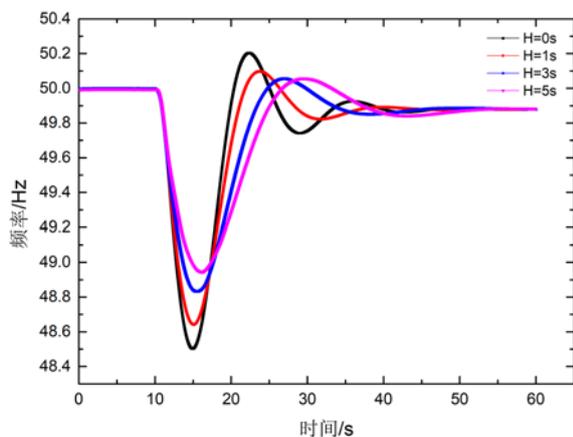


(c) MMC 输出有功功率

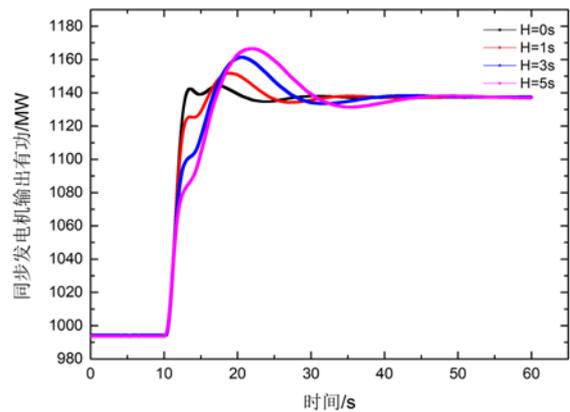
图 3 负荷增加时系统惯性响应

**Fig 3 Inertia response of system when the load increase**

为满足惯性时间常数  $H_{MMC}$  为 5s 的工程要求, 经计算电容值需增大至 284mF。图 4 给出了惯性时间常数  $H_{MMC}$  分别为 1s、3s、5s 时的交流系统频率、直流极线电压、发电机有功功率、MMC 输出功率。



(a) 交流系统频率



(d) 同步发电机输出有功功率

 图 4 惯性时间常数  $H_{MMC}$  增大后系统惯性响应

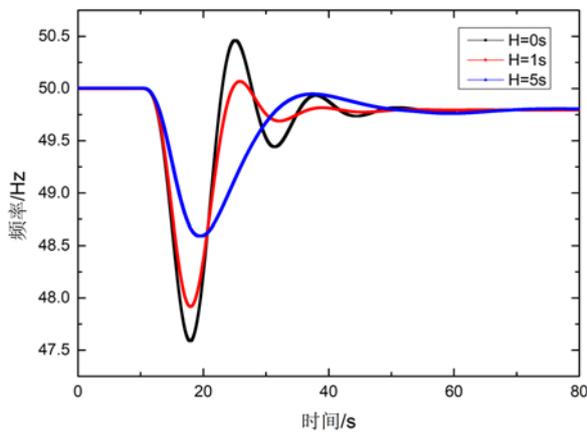
**Fig 4 Inertia response of system when the  $H_{MMC}$  increase**

从曲线 (a) 可看出, 无惯量支撑策略时, 负荷投入后系统频率会降至 48.5Hz, 加入惯量支撑策略后, 频率至最低点的变化量、频率下降的速率随着惯性时间常数增大而减小, 表明该策略可以

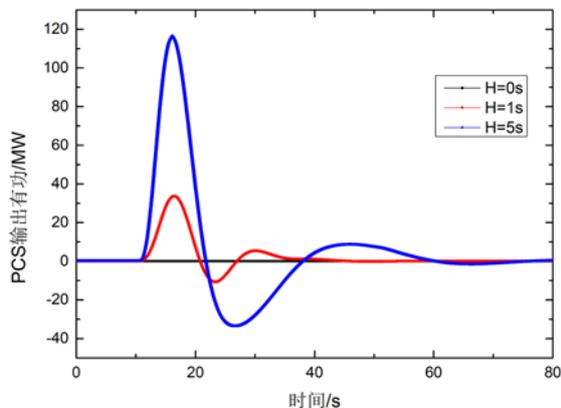
增大交流系统的惯量。图 (b) 中惯性时间常数越大, 直流电压下降越多, 表明 MMC 释放的有功能量越大, 频率上升过程中电压逐渐恢复至稳态值。图 (c) 和图 (d) 为同步发电机和 MMC 有功输出, 二者共同作用实现功率平衡。惯性时间常数越大, MMC 附加输出功率越大, 发电机输出功率增量越小, MMC 惯量支撑策略在频率下降过程中能够发挥主要支撑作用, 减轻同步发电机的调频压力。

#### 4.3 VSG 策略仿真分析

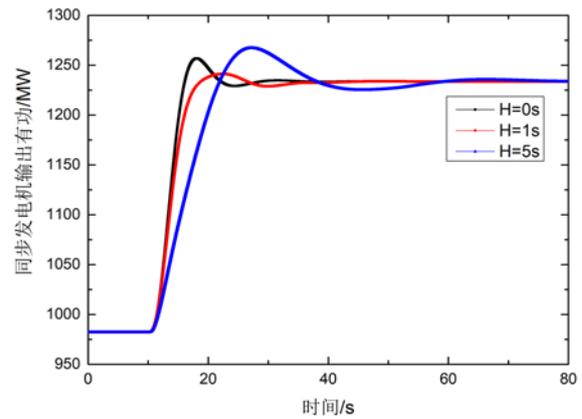
仿真中固定负荷  $PL_1+QL_1$  为  $3000MW+750MVar$ , 可变负荷  $PL_2+QL_2$  为  $250MW+51MVar$ 。直流电容惯量支撑策略不使能。图 5 给出了虚拟同步机惯量支撑策略前后的交流系统频率、同步发电机输出有功、MMC 输出有功曲线。



(a) 交流系统频率



(b) PCS 输出有功功率



(c) 同步发电机输出有功功率

图 5 系统惯性响应

Fig 5 Inertia response of system

从图 (a) 可看出, 无惯性支撑策略时系统频率最低点为  $47.5\text{Hz}$ , 随着  $H_{MMC}$  的增大, 频率最低点升高, 频率变化速率减小, 表明配置储能电池方案能够为交流系统提供惯量支撑, 增强系统稳定性。图 (b) 为 PCS 输出的有功功率, 其最大值与图 3 (d) 中相同惯性时间常数下 MMC 附加输出有功相比要大一些, 原因在于此处的频率跌落深度更大。从图 (c) 可看出, 其基本趋势与图 3 (d) 一致, 在频率下降阶段, 随着惯性时间常数增大, PCS 输出有功增大, 同步发电机输出有功减小, 储能电池在功率平衡中发挥主要作用, 在频率恢复阶段, 同步发电机输出功率增大, PCS 输出功率逐渐减小至 0。此外, 还对切出可变负荷时的系统惯性响应做了仿真, 鉴于篇幅限制, 此处未给出仿真结果。

## 5 两种策略对工程设计方案的影响比较

### 5.1 直流电容策略影响

通常 MMC-HVDC 系统功率模块直流电容的上限值为  $18\text{mF}$ , 因此在直流电容值由  $9\text{mF}$  变为  $18\text{mF}$  时对工程设计方案的影响进行了评估。基于  $\pm 525\text{kV}/2\text{GW}$  实际工程设计参数, 此时 MMC-HVDC 所能提供的惯量水平为  $0.5\text{s}$ 。阀塔宽度增加  $300\text{mm}$ , 阀厅沿 3 个桥臂方向增加  $4200\text{mm}$ , 单阀厅总占地面积增加约  $16\%$ 。单个换流站换流阀总重量增加约  $29.1\%$ 。对于陆上换流站, 可以增大阀厅占地面积, 对成本影响有限。对于海上换流站, 需要将所有设备集成于海上换流平台, 位于深远海吊装及施工作业难度巨大, 上述参数变化将

导致海上换流平台尺寸和总重量增加较为明显，总成本可能呈指数式增长。因此，该策略的工程经济性较差。

## 5.2 VSG 策略影响

通过计算，上述 4.3 节仿真中  $H$  为 1s 时储能 PCS 的最大输出功率为 40MW，需配置的储能电池容量为 53kWh。 $H$  为 5s 时 PCS 的最大输出功率为 120MW，储能电池容量为 195kWh。由于 MMC-HVDC 系统配置了 2000MW/2s 的 DC Chopper 装置，可以在负荷切出系统频率上升时吸收 MMC-HVDC 的部分功率为交流系统提供有功频率支撑，因此可仅按负荷投入工况考虑储能电池的容量配置，有效降低了电池成本。同时鉴于电池容量不大，可考虑将储能装置放置于阀厅内或采用集装箱形式放置于换流站内。在正常情况下该储能装置还可做交流系统无功补偿用。

基于直流电容的惯量支撑能力非常有限，改变参数对方案设计及成本影响显著，可行性较小。与之相比，基于储能电池的虚拟同步机策略成本低，无施工难度，可根据工程要求灵活配置，具有较强的可行性。

## 6 结论

本文对大规模海上风电柔直送出系统两种惯量支撑策略进行了研究，并在 PSCAD/EMTDC 软件中进行了仿真验证，结果表明两种策略在理论上均可作为交流系统提供惯量支撑。

通过两种策略对 MMC-HVDC 系统工程设计方案影响的比较分析，直流电容惯量支撑策略对工程方案的施工难度及成本影响较大，而基于储能装置的虚拟同步机策略具有较好的可行性。

未来随着高比例的新能源通过直流系统接入，交流系统的低惯量问题会愈加突出，具有自适应有功频率支撑功能的组网控制策略将成为热点研究方向。

## 参 考 文 献

- [1] 刘吉臻, 马利飞, 王庆华, 等. 海上风电支撑我国能源转型发展的思考[J]. 中国工程科学, 2021, 23(1): 149-159.
- [2] 刘卫东, 李齐南, 王轩, 等. 大规模海上风电柔性直流输电技术应用现状和展望[J]. 中国电力, 2020, 53(7): 55-71.
- [3] European Commission, "Commission regulation (eu) 2017/2196 of 24 November 2017 establishing a network code on electricity emergency and restoration," 24.11.2017
- [4] ENTSO-E, "Need for synthetic inertia (si) for frequency regulation: Entso-e guidance document for national implementation for network codes on grid connection," 2017. [Online]. Available: [https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-4/user\\_uploads/6---igd-on-si.pdf](https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-4/user_uploads/6---igd-on-si.pdf)
- [5] Gao, Q., & Preece, R. (2017). Improving frequency stability in low inertia power systems using synthetic inertia from wind turbines. In IEEE Power Tech Manchester 2017 <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7980836>
- [6] M.Kayikci and J.V.Milanovic, "Dynamic contribution of DFIG-based wind plants to system frequency disturbances," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 859-867, May 2009.
- [7] 李宇骏, 杨勇, 李颖毅, 等. 提高电力系统惯性水平的风电场和 VSC-HVDC 协同控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6021-6031.
- [8] 李生虎, 孙婷婷, 黄杰杰, 等. DFIG 与 VSC-HVDC 协同参与电网调频的动态潮流算法[J]. 电网技术, 2019, 43(12): 4433-4439.
- [9] Jiebei Zhu, Campbell D. Booth, Grain P. Adam, "Inertia Emulation Control Strategy for VSC-HVDC Transmission Systems", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 28, NO. 2, pp. 1277-1287, MAY 2013.
- [10] LiTu, Yuexi Yang, JieYang, "The Synthetic Inertia Controller for M-MC HVDC Based Offshore Wind Farm Integration", 2021 IEEE 1st International Power Electronics and Application Symposium (PEAS), IEEE, 2021.
- [11] 管敏渊, 张浩, 楼平, 等. 柔性直流输电换流站的同步电机模拟特性分析[J]. 电网技术, 2016, 40(6): 1743-1750.
- [12] 曾正, 邵伟华, 冉立, 等. 虚拟同步发电机的模型及储能单元优化配置[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(13): 22-31.
- [13] 殷大鹏, 虚拟同步发电机技术及系统稳定控制策略研究[D]. 南京: 东南大学, 2018.
- [14] 田艳军, 彭飞, 朱晓荣, 等. 直流微网储能单元的灵活类虚拟同步发电机控制[J]. 高电压技术, 2020, 46(7): 2316-2326.

### 作者简介:

李万杰 (1985 年生), 男, 陕西韩城人, 博士, 高级工程师, 主要从事直流输电运行与控制, 电能质量治理等研究。