

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200700

光伏发电接入柔直互联区域调频策略

杜永安¹, 杜丽艳², 徐岩³

(1. 中国电建集团吉林省电力勘测设计院有限公司, 吉林 长春 130022; 2. 国网冀北电力有限公司, 北京 100053;
3. 华北电力大学电力工程系, 河北 保定 071003)

摘要: 针对大规模光伏发电接入柔直互联区域带来受端电网调频能力不足的问题, 采用人工耦合受端电网频率的同时, 设计光伏发电虚拟惯量控制策略, 实现了光伏发电主动参与受端电网的频率调节。其次, 建立了含光伏发电、柔性直流输电的电力系统频率响应模型, 分析不同控制参数对受端电网频率动态特性的影响及其变化规律。再次, 分析不同控制参数对系统小干扰稳定性的影响。在 EMTDC/PSCAD 中建立了系统仿真模型, 验证了控制策略的可行性以及对频率动态特性的改善作用。

关键词: 光伏发电; 频率调节; 虚拟惯量控制; 柔性直流输电

Frequency regulation for PV generation connected to an interconnection area by VSC-HVDC

DU Yongan¹, DU Liyan², XU Yan³

(1. Power China Jilin Electric Power Engineering Co., Ltd., Changchun 130022, China;

2. State Grid Jibei Electric Power Company Limited, Beijing 100053, China;

3. Department of Electrical Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: Large-scale PV generation connected to the interconnection area by a Voltage Source Converter Based High Voltage Direct Current (VSC-HVDC) leads to an insufficient frequency regulation capability of the system. To tackle this, a virtual inertia control strategy of PV generation, one which adopts artificial coupling receiving end power network frequency, is put forward. This can accomplish the participation of PV generation in the frequency regulation of the receiving end power network actively. Then a frequency response model of the power system, including PV generation and VSC-HVDC, is established. This paper analyzes the influence of different control parameters on the dynamic frequency characteristics of the receiving end power network and its variation rule. The small signal stability of the system with different control parameters is also analyzed. A simulation model is established in EMTDC/PSCAD to verify the feasibility of the control strategy and that there is improvement of frequency dynamic characteristics.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51307059).

Key words: PV generation; frequency regulation; virtual inertial control strategy; VSC-HVDC

0 引言

截至 2019 年底, 我国风力发电装机容量为 2.1 亿 kW, 光伏发电装机容量为 1.9 亿 kW^[1], 呈现快速发展态势。新能源出力的随机性、波动性、远离负荷中心等特点, 给大规模新能源并网消纳和电力系统安全稳定运行带来了严峻挑战^[2-4]。

基于电压源型换流器的柔性直流输电技术 (Voltage Source Converter Based High Voltage Direct

Current, VSC-HVDC) 具有潮流快速反转、有功无功解耦控制等优点, 为新能源的并网、跨区域电网互联提供了可行方案^[5-6]。

在 VSC-HVDC 的隔离下, 送端电网频率与受端电网频率解耦, 任意一端区域电网发生频率偏移时, 另一端区域电网无法感知其频率变化。随着 VSC-HVDC 输送功率占比不断提高, 压缩受端电网中同步发电机组的开机, 系统的频率稳定面临挑战。因此, 有必要研究频率协调控制策略, 使不同区域间具备相互支援的能力^[7-8]。

国内外学者围绕新能源发电参与电网频率调

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51307059)

节、新能源发电与 VSC-HVDC 协同调频控制策略均开展广泛的研究^[9-10]。其中,对于光伏发电参与电网频率调节的研究,主要包括虚拟惯量控制策略^[11-12]、下垂控制策略^[13-15]、光伏虚拟同步发电机^[16-19]等。文献[11-12]中通过增加控制参数来等效增加光伏发电的虚拟惯量,使其有利于电网频率的动态调节。然而,并未考虑控制参数的改变对于系统运行稳定性的影响,研究结果过于理想化。

在新能源发电与 VSC-HVDC 协同调频控制策略研究中,文献[20-21]在各风机和换流站加装通信,利用远端通信方式实现海上风电参与陆上交流电网频率调节,但该方法存在控制时间延时与可靠性问题。文献[22-24]采用人工耦合陆上电网频率的方式,利用 VSC-HVDC 中直流电压传递频率信息,即控制直流电压跟随交流电网频率变化,并将该变化传递到风电机组侧的交流频率上。

本文在现有研究工作的基础上,主要围绕光伏发电接入柔性互联区域展开研究。首先,采用人工耦合受端电网频率,基于光伏发电虚拟惯量控制策略实现光伏发电主动参与受端电网的频率调节;其次,建立含光伏发电、VSC-HVDC 的电力系统频率响应模型,分析不同控制参数对电网频率动态特性的影响;再次,分析不同控制参数对系统小干扰稳定性的影响;最后,在 EMTDC/PSCAD 中搭建仿真算例来验证控制策略的可行性。

1 电网频率动态特性分析

电力系统的频率动态特性是指系统出现不平衡功率而产生频率上升或者下降的过程,其动态行为直接对电能质量、安全性和稳定性产生影响。基于图 1 所示的电力系统频率响应模型(System Frequency Response, SFR),可分析同步发电机组的惯性时间常数对电网频率动态特性的影响。图 1 中: H 、 D 为同步发电机组的惯性时间常数和阻尼系数; Δf 为频率扰动; R 为调差系数; T_{RH} 为原动机再热时间常数; F_{HP} 为原动机高压缸做功比例; P_s 为系统负荷占比; P_L 为系统负荷。

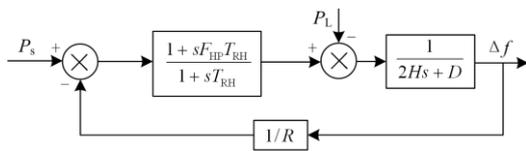


图 1 电力系统频率响应模型

Fig. 1 System frequency response model

由图 1 可知,从负荷扰动 ΔP_L 到频率扰动 Δf 的传递函数 $G(s)$ 为

$$G(s) = \frac{-R(1 + sT_{RH})}{(2Hs + D) \cdot (1 + sT_{RH}) \cdot R + sF_{HP} \cdot T_{RH} + 1} \quad (1)$$

当负荷存在阶跃扰动时,电网频率 f 的表达式为

$$f(t) = 1 - \frac{1}{2H} \left[\frac{1/T_{RH}}{\omega_n^2} - e^{-\xi\omega_n t} A \sin(\omega_d \cdot t + \beta) \right] \quad (2)$$

$$\begin{cases} \omega_d = \omega_n \cdot \sqrt{1 - \xi^2} \\ z_1 = 1/T_{RH} \\ A = \sqrt{\left(\frac{z_1}{\omega_n}\right)^2 + \left(\frac{-z_1 \cdot \xi + \omega_n}{\omega_n \cdot \omega_d}\right)^2} \\ \beta = \arctan \left[\frac{\omega_d \cdot z_1}{(z_1 \cdot \xi - \omega_n) \cdot \omega_n} \right] \end{cases} \quad (3)$$

式中: ω_n 为无阻尼振荡频率; ξ 为阻尼比; ω_d 为阻尼振荡频率。

基于式(2)和式(3),求取反映电网频率动态特性的指标,即电网频率变化率 df/dt 、最低频率跌落 f_{t_peak} 、超调量 σ 以及稳定时间 t_s (各特征量表达式见附录 A),分析各指标的变化规律,评估电网频率动态特性。

在光伏发电接入柔直互联区域的研究场景下,随着 VSC-HVDC 输送功率占比不断提高,压缩受端电网中常规电源的开机,降低其等效转动惯量,逐渐恶化了系统的频率特性,使得受端电网在扰动(如机组脱网、负荷突变)下的频率变化率增加、频率最低点降低、稳态频率偏差增加等,严重威胁系统安全稳定运行。

2 系统结构与典型控制策略

光伏发电接入柔直互联区域的系统结构如图 2 所示。图 2 中: C_{dc} 为换流站直流侧滤波电容; U_{dc} 为换流站直流侧电压; U_g 为受端电网电压有效值; P_{load} 为负荷。

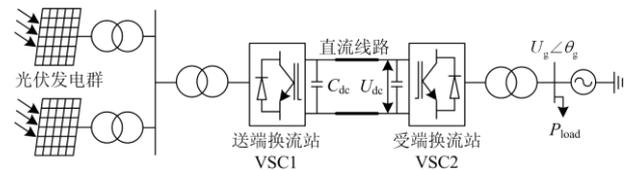


图 2 光伏发电接入柔直互联区域的系统结构

Fig. 2 Configuration of PV generation connected to the interconnection area by VSC-HVDC

2.1 光伏阵列与光伏逆变器

光伏发电系统由光伏阵列、光伏逆变器及控制系统、升压变压器等构成,其拓扑结构如文献[25]所示。光伏逆变器作为光伏阵列的并网装置,其控

制系统中蕴含多个不同时间尺度的控制器, 而本文重点关注机电时间尺度的调频问题, 有必要对光伏逆变器及其控制系统进行简化。本文后续研究中, 基于文献[26]提出的光伏逆变器机电暂态模型展开研究, 其中, 光伏阵列的简化模型如式(4)所示。

$$P_{PV} = N_p \cdot N_s \cdot P_m \cdot \frac{S}{S_{ref}} \cdot \left[1 + \frac{b}{e} (S - S_{ref}) \right] \quad (4)$$

式中: P_{PV} 为光伏阵列的输出功率; P_m 为单个光伏电池的最大输出功率; N_p 为光伏电池的并联数; N_s 为光伏电池的串联数; S_{ref} 、 S 分别为额定光照度和实际光照度; b 为电池材料相关常数; e 为自然对数的底。

2.2 换流站 VSC1 和 VSC2 控制策略

送端换流站 VSC1 采用定交流母线电压频率控制策略, 如图 3 所示。交流母线电压幅值控制器生成换流站 VSC1 的调制比 M_{ref} , 与给定的频率 f_{PV} 共同驱动换流站 VSC1 工作, 为光伏发电提供稳定的运行电压与频率。图 3 中, v_{as} 、 v_{bs} 和 v_{cs} 为 abc 坐标系下送端换流站 VSC1 的调制电压。

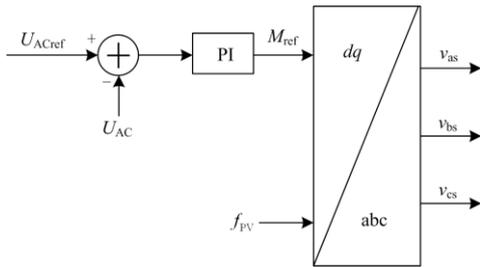


图 3 送端换流站 VSC1 控制策略

Fig. 3 Control strategy of VSC1

受端换流站 VSC2 与光伏逆变器的控制策略一致, 采用双闭环电压前馈解耦控制策略, 如图 4 所示。直流电压外环控制生成内环 d 轴电流参考值, 无功功率外环控制生成内环 q 轴电流参考值, dq 轴电流内环控制生成逆变器调制电压 u_d 和 u_q , 基于正弦脉宽调制驱动逆变器工作。图 4 中, v_{ac} 、 v_{bc} 和 v_{cc} 为 abc 坐标系下受端换流站 VSC2 的调制电压。

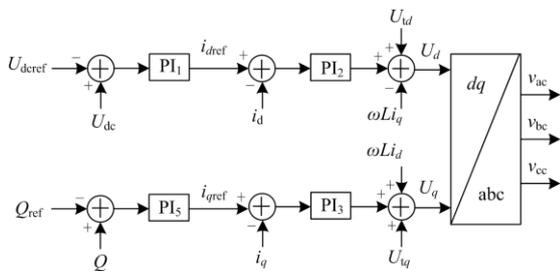


图 4 受端换流站 VSC2 控制策略

Fig. 4 Control strategy of VSC2

3 频率附加控制策略

为实现光伏发电感知受端电网频率扰动, 本文采用人工耦合受端电网频率的控制策略, 即通过主动控制 VSC-HVDC 直流母线电压的方式来实现受端电网频率变化向光伏发电侧的传递。

3.1 受端换流站 VSC2 频率-直流电压 ($f-U_{dc}$) 附加控制

由图 2 可知, VSC-HVDC 中直流电容的动态特性表示为

$$P_{PV} - P_g = C_{dc} \cdot U_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt} \quad (5)$$

式中, P_g 为传递到受端电网的有功功率。为简化分析, 忽略有功功率损耗。

若利用直流电容 C_{dc} 动态模拟同步发电机组的惯量响应, 则

$$C_{dc} \cdot U_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt} = 2H_{dc} \cdot f \frac{df}{dt} \quad (6)$$

$$U_{dc} = \frac{2H_{dc} \cdot f_0}{C_{dc} \cdot U_{dc0}} (f - f_0) + U_{dc0} = k_{dc} (f - f_0) + U_{dc0} \quad (7)$$

式中, H_{dc} 为换流站 VSC2 的虚拟惯性时间常数。

在受端换流站 VSC2 的直流电压控制器中引入 $f-U_{dc}$ 附加控制, 如图 5 所示, 受端电网频率扰动时调整 VSC-HVDC 中直流电压参考值 U_{dcref} , 实现受端电网频率扰动信号向直流电压扰动信号的传递。

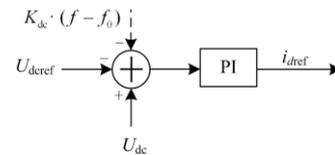


图 5 $f-U_{dc}$ 附加控制策略

Fig. 5 Additional control strategy of $f-U_{dc}$

3.2 送端换流站 VSC1 附加控制

送端换流站 VSC1 引入附加控制的目的在于将 VSC-HVDC 中直流电压扰动信号向光伏发电侧传递, 实现人工耦合受端电网频率。送端换流站 VSC1 的附加控制可写为

$$f_{PV} = f_{PV0} + K_A \cdot \Delta U_{dc} \quad (8)$$

式中: K_A 为控制参数; f_{PV0} 为送端换流站 VSC1 侧的初始频率。

3.3 光伏发电的虚拟惯量控制

基于逆变器锁相环的工作原理^[27-29], 测量得到的电网频率 f 如式(9)所示, 求得光伏发电动态过程中增发的有功功率 ΔP_{PV} 如式(10)所示。

$$f = \frac{U_{tq}}{2\pi} \cdot (k_{ppll} + \int k_{ipll} dt) \quad (9)$$

$$\Delta P_{PV} = 2H_{PV} \frac{df}{dt} = 2H_{PV} \cdot \frac{U_{tq} \cdot k_{ipll}}{2\pi} \quad (10)$$

式中： U_{tq} 为光伏发电单元端电压矢量 q 轴分量； k_{ppll} 、 k_{ipll} 分别为锁相环控制器的比例系数与积分系数； H_{PV} 为光伏发电的虚拟惯量时间常数。

光伏发电虚拟惯量控制策略如图 6 所示。图 6 中： $\sigma\%$ 为光伏发电备用功率比； P_{PV0} 为光伏发电当前光照度下输出功率额定值； P_{PVref} 为光伏发电输出功率参考值； i_{PVref} 为光伏逆变器 d 轴电流内环参考值。相比于其他光伏调频控制策略，图 6 中的控制策略简单、有效，不增加硬件成本投资，后续研究中会进一步讨论不同虚拟惯量参数对系统小干扰稳定性的影响。

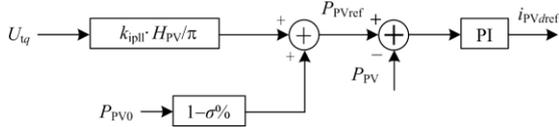


图 6 光伏发电虚拟惯量控制策略

Fig. 6 Virtual inertial control strategy of PV generation

3.4 调频控制策略对电网频率动态特性的影响

当光伏发电、VSC-HVDC 采用调频控制策略和附加控制策略后，含光伏发电、VSC-HVDC 的电力系统频率响应模型如图 7 所示。相比于图 1 中的惯性时间常数 H ，图 7 中电力系统的惯性时间常数变为 H_{sys} ，即

$$H_{sys} = H + H_{PV} \cdot K_A \cdot k_{dc} + \frac{1}{2} U_{dc0} \cdot C_{dc} \cdot k_{dc} \quad (11)$$

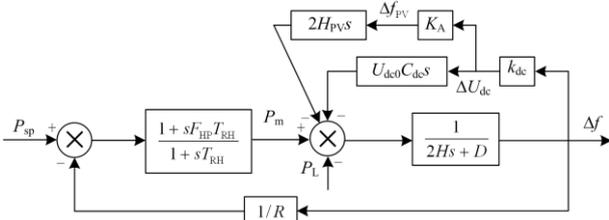


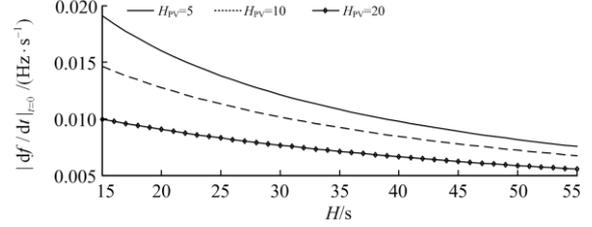
图 7 含光伏发电与柔性直流输电的电力系统频率响应模型

Fig. 7 System frequency response model including PV generation and VSC-HVDC

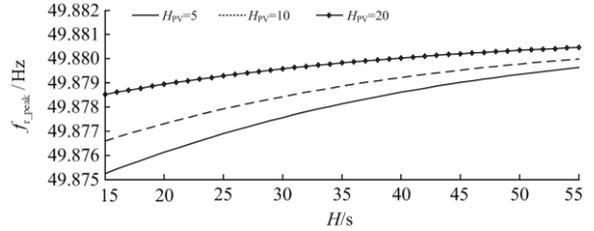
由式(11)可知，光伏发电、VSC-HVDC 采用调频控制策略后会影响到系统的惯性时间常数，而惯性时间常数的改变会通过附录 A 中式(A1)一式(A4)来影响系统的频率动态特性。

当系统出现负荷扰动，不同控制参数(H_{PV} 、 k_{dc})下，电网频率变化率的初始值、最低频率跌落值、

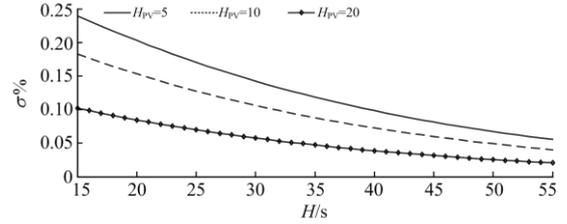
超调量以及稳定时间如图 8、图 9 所示。由图 8、图 9 可知：随着控制参数 H_{PV} 与 k_{dc} 的增加(H_{PV} 由 5 变化至 20， k_{dc} 由 5 变化至 20)，系统等效惯性时间常数增加，电网频率变化率的初始值和超调量逐渐减小，最低频率跌落值和稳定时间逐渐增加，整体有利于系统的安全稳定运行。



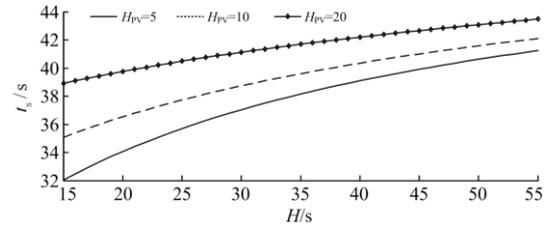
(a) 频率变化率



(b) 频率最低跌落点



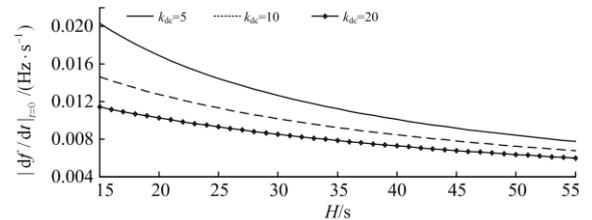
(c) 超调量



(d) 稳态时间

图 8 不同 H_{PV} 下各特征量与惯性时间常数 H 的关系曲线($k_{dc}=20$)

Fig. 8 Relationship between the characteristic quantities and the inertial time constant H under different H_{PV} ($k_{dc}=20$)



(a) 频率变化率

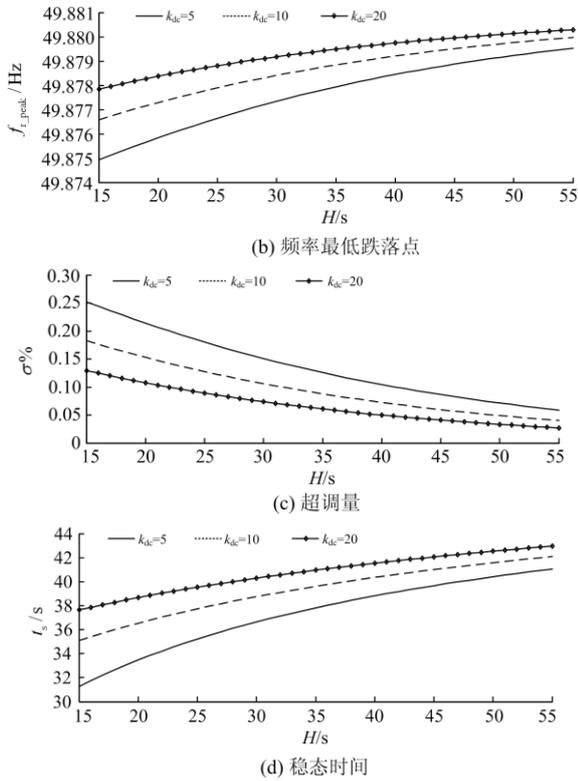


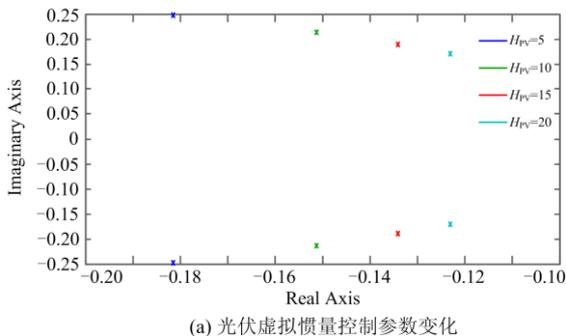
图 9 不同 k_{dc} 下各特征量与惯性时间常数 H 的关系曲线($H_{PV}=10$)

Fig. 9 Relationship between the characteristic quantities and the inertial time constant H under different k_{dc} ($H_{PV}=10$)

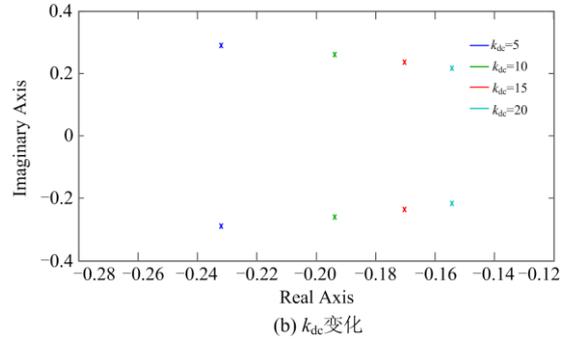
3.5 控制参数对系统稳定性的影响

基于图 7 所示的含光伏发电与柔性直流输电的电力系统频率响应模型, 进一步分析不同控制参数下系统小干扰稳定性。

当光伏虚拟惯量控制参数 H_{PV} 由 5 变化至 20 时, 系统的特征值变化趋势如图 10(a)所示, 当 k_{dc} 由 5 变化至 20 时, 系统的特征值变化趋势如图 10(b)所示。由图 10 可知: 随着控制参数 H_{PV} 与 k_{dc} 的增加, 系统主导特征根逐渐向实轴的正半轴方向移动, 即系统稳定性降低。因此, 在选择系统调频控制参数时, 一方面要兼顾不同控制参数对系统调频特性的影响, 另一方面要兼顾系统的稳定性。



(a) 光伏虚拟惯量控制参数变化



(b) k_{dc} 变化

图 10 不同控制参数下系统小干扰稳定性

Fig. 10 Small signal stability of the system under different control parameters

4 仿真算例验证

在 EMTDC/PSCAD 中搭建如图 2 所示的仿真模型。其中: 光伏发电输出的额定有功功率为 200 MW, 仿真参数如表 1 所示; 同步发电机组输出的额定有功功率为 900 MW; 柔性直流输电输送的额定有功功率为 300 MW, 仿真参数如表 2 所示; 受端负荷消耗有功功率为 620 MW。光伏发电和直流输电中都包含了多个 PI 控制器, 对于 PI 控制器参数的整定可以采用试凑方法或者基于相位裕度来整定。

表 1 光伏发电参数

Table 1 Main parameters of PV generation

参数	数值
光伏发电额定输出功率 P_{PV}/kW	500
光伏发电单元个数	400
光伏逆变器有功功率外环(k_{p1}, k_{i1})	(2, 200)
光伏逆变器有功电流内环(k_{p2}, k_{i2})	(1, 100)
光伏逆变器无功电流内环(k_{p3}, k_{i3})	(1, 100)
光伏逆变器锁相环(k_{p4}, k_{i4})	(5, 200)

表 2 柔性直流输电参数

Table 2 Main parameters of VSC-HVDC

参数	数值
柔性直流输电额定输送功率 P_{PV}/MW	300
直流电压 U_{dc}/kV	160
直流电容 $C_{dc}/\mu F$	2 000
换流站 VSC2 直流电压偏差控制参数 k_{dc}	20
换流站 VSC1 变频控制参数 K_{λ}	0.08

光伏发电输出功率为 180 MW(处于限功率运行状态), $t=30$ s 时, 受端电网负荷增加 50 MW, 不同光伏发电虚拟惯性时间常数 H_{PV} 下($k_{dc}=20$), 受端电网频率 f 、光伏发电输出功率 P_{PV} 、同步发电机组输出功率 P_G 、VSC-HVDC 中直流电压 U_{dc} 以及送端电网频率 f_{PV} 如图 11、图 12 所示。

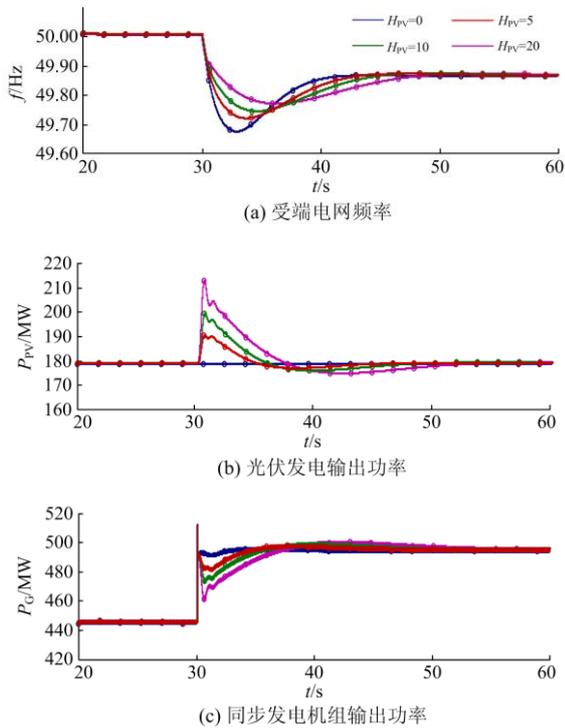


图 11 负荷增加时不同控制参数 H_{PV} 下 f 、 P_{PV} 、 P_G 的响应曲线

Fig. 11 System responses of f , P_{PV} and P_G for a load increased with different control parameters H_{PV}

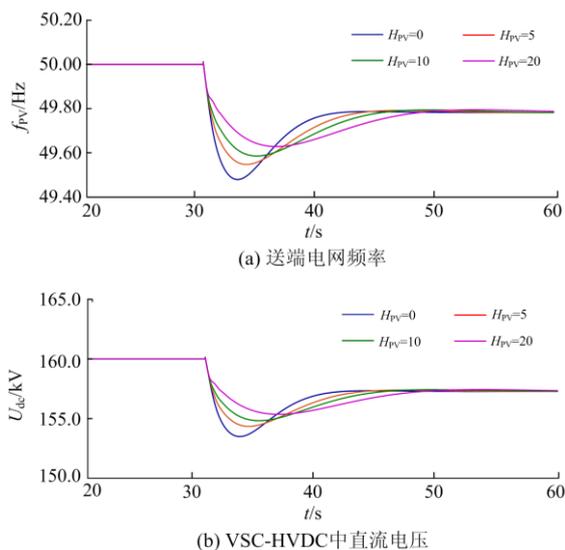


图 12 负荷增加时不同控制参数 H_{PV} 下 f_{PV} 、 U_{dc} 的响应曲线
Fig. 12 System responses of f_{PV} and U_{dc} for a load increased with different control parameters H_{PV}

由图 11、图 12 可知：1) 波动的受端电网频率信号通过换流站直流电压向送端电网传递，光伏发电感知频率扰动后，基于虚拟惯量控制来增发功率

抑制受端电网频率跌落；2) 虚拟惯性时间常数 H_{PV} 越大，光伏发电的等效惯量越大，频率动态过程中可提供支撑的功率越多。

光伏发电输出功率为 180 MW(处于限功率运行状态)， $t=30$ s 时，受端电网负荷减少 50 MW，不同光伏发电虚拟惯性时间常数 H_{PV} 下($k_{dc}=20$)，受端电网频率 f 、光伏发电输出功率 P_{PV} 、同步发电机组输出功率 P_G 、VSC-HVDC 中的直流电压 U_{dc} 以及送端电网频率 f_{PV} 如图 13、图 14 所示。

由图 13、图 14 可知：受端电网负荷减少，换流站 VSC1 和换流站 VSC2 采用频率附加控制策略、光伏发电采用虚拟惯量控制时可有效抑制受端电网频率的升高。

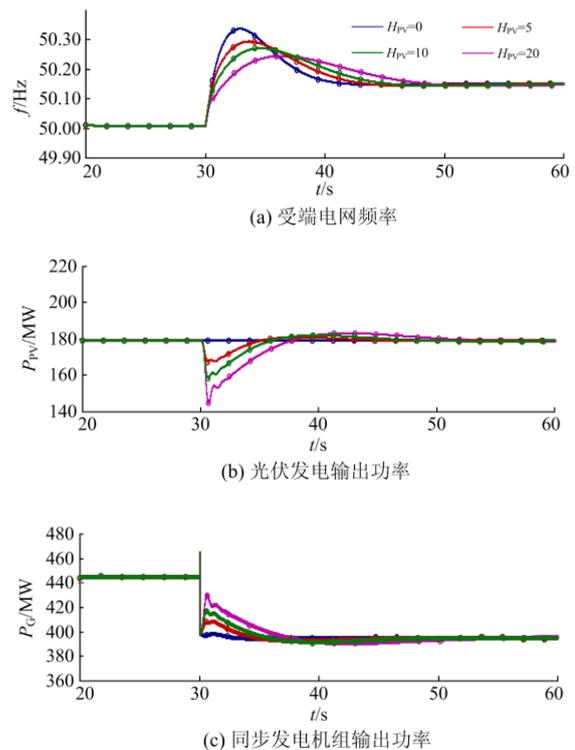
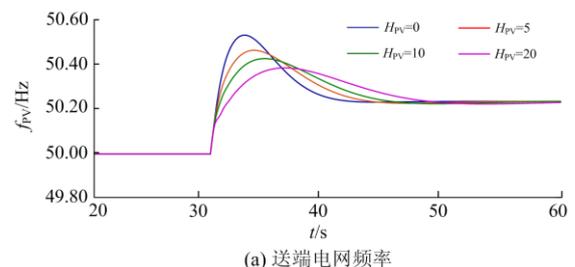


图 13 负荷减小时不同控制参数 H_{PV} 下 f 、 P_{PV} 、 P_G 的响应曲线

Fig. 13 System responses of f , P_{PV} and P_G for a load decreased with different control parameters H_{PV}



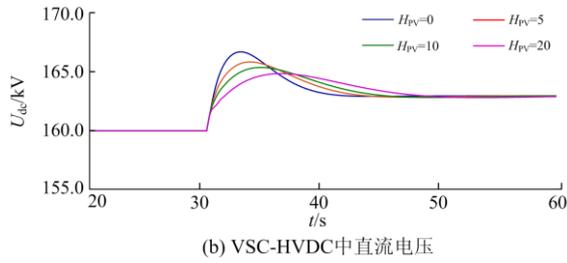


图 14 负荷减小时不同控制参数 H_{PV} 下 f_{PV} 、 U_{dc} 的响应曲线

Fig. 14 System responses of f_{PV} and U_{dc} for a load decreased with different control parameters H_{PV}

光伏发电输出功率为 180 MW(处于限功率运行状态), $t=30$ s 时, 受端电网负荷增加 50 MW, 不同控制参数 k_{dc} 下($H_{PV}=10$), 受端电网频率 f 、VSC-HVDC 中的直流电压 U_{dc} 如图 15 所示。由图 15 可知: 控制参数 k_{dc} 越大, 受端电网频率动态过程中, VSC-HVDC 中直流电容的放电功率越多, 有利于降低系统的最低频率跌落和频率变化率, 但随着直流电容电压的变小, 换流站 VSC1 和换流站 VSC2 容易出现过调制现象, 影响直流输电的安全稳定运行。

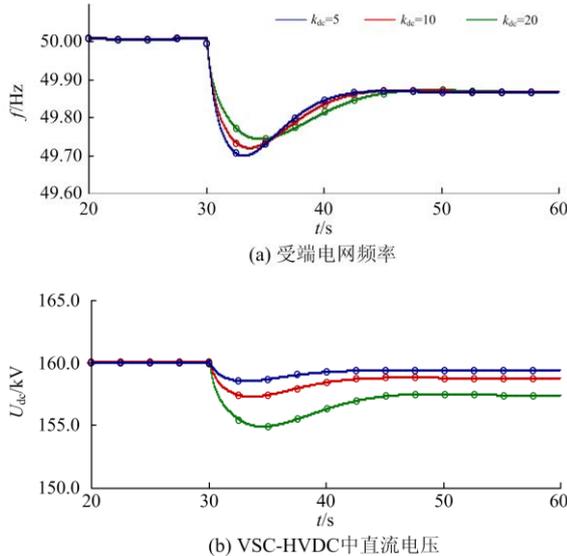


图 15 负荷增加时不同控制参数 k_{dc} 下 f 、 U_{dc} 的响应曲线
Fig. 15 System responses of f and U_{dc} for a load increased with different control parameters k_{dc}

5 结论

本文以光伏发电接入柔性互联区域为研究对象, 采用人工耦合受端电网频率, 设计了光伏发电虚拟惯量控制策略, 分析了不同控制参数对电网频率动态特性的影响, 得到如下结论:

1) 电网频率动态过程中, 光伏发电是主要的能

量调控单元, 为抑制受端电网频率波动而增发(或者减少)的功率取决于其虚拟惯量控制, 随着虚拟惯量时间常数 H_{PV} 增大, 有利于系统的频率稳定。

2) 受端换流站频率附加控制主要用于实现受端电网频率与光伏发电的耦合, 频率动态过程中虽可利用直流电容充放电来提供能量支撑, 但要受控制策略中电压过调制的约束。

3) 随着调频控制参数的增加, 会弱化系统小干扰稳定性, 因此在选择调频控制参数时, 一方面要兼顾不同控制参数对系统调频特性的影响, 一方面要兼顾系统的运行稳定性。

由于光伏发电的输出功率受外界环境影响因素较大, 不同外界环境会影响光伏发电的调频性能, 下一步拟探索光伏发电与储能电池联合调频的可行性。此外, 在耦合受端电网频率时是否可以将直流电压扰动转化至光伏发电侧交流电压幅值扰动, 也可进一步探索。

附录 A

$$\frac{df_{r-pu}(t)}{dt} = G_0 \left[\xi \omega_n \cdot e^{-\xi \omega_n t} A \sin(\omega_d \cdot t + \beta) - e^{-\xi \omega_n t} \cdot A \cdot \omega_d \cos(\omega_d \cdot t + \beta) \right] \quad (A1)$$

$$t_{peak} = \frac{1}{\omega_d} \cdot \left[\arctan\left(\frac{\sqrt{1-\xi^2}}{\xi}\right) - \beta + \pi \right] \quad (A2)$$

$$\sigma = \left| \frac{e^{-\xi \omega_n t_{peak}} \cdot A \sqrt{1-\xi^2} \omega_n^2}{2H \omega_n^2 - z_1} \right| \times 100\% \quad (A3)$$

$$t_s = -\frac{1}{\xi \cdot \omega_n} \cdot \ln\left(\frac{0.02 \cdot z_1}{A \cdot \omega_n^2}\right) \quad (A4)$$

参考文献

- [1] 国家能源局. 2019 年风力发电统计信息[EB/OL]. [2020-02-28]. http://www.nea.gov.cn/2020-02/28/c_138827910.htm.
- [2] 王君亮, 李军. 风光并网对河南电网系统稳态影响[J]. 电网与清洁能源, 2019, 35(9): 81-87.
WANG Junliang, LI Jun. Effect of integration of wind and photovoltaic power on henan power grid steady-state[J]. Power System and Clean Energy, 2019, 35(9): 81-87.
- [3] 黄河, 朱磊, 高松, 等. 提升分布式电源消纳的配网快速遍历重构方法[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(3): 166-172.
HUANG He, ZHU Lei, GAO Song, et al. Reconfiguration method of distribution system for increasing the penetration of distributed generation[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(3): 166-172.

- [4] 马喜平, 沈渭程, 杨臣, 等. 高比例新能源微电网参与电网调峰能力评估[J]. 电网与清洁能源, 2020, 35(8): 62-68, 75.
MA Xiping, SHEN Weicheng, YANG Chen, et al. Evaluation of high proportion new energy microgrids participating in peak-shaving capacity of power grid[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 35(8): 62-68, 75.
- [5] DING Qingqing, YAO Yao, WANG Bingqian, et al. A modified lumped parameter model of distribution transformer winding[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(2): 158-165.
- [6] 奚鑫泽, 徐志, 高尚. 直流变压器光伏中压并网故障运行特性研究[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(5): 89-95.
XI Xinze, XU Zhi, GAO Shang. Fault operation of DC transformer for the PV medium voltage DC grid[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(5): 89-95.
- [7] 曾雪洋, 刘天琪, 王顺亮, 等. 风电场柔性直流并网与传统直流外送的源网协调控制策略[J]. 电网技术, 2017, 41(5): 1390-1397.
ZENG Xueyang, LIU Tianqi, WANG Shunliang, et al. A coordinated source-grid control strategy for wind farm integration with VSC-HVDC and transmission with LCC-HVDC[J]. Power System Technology, 2017, 41(5): 1390-1397.
- [8] YAN Tao, LIU Jialiang, NIU Qianqian, et al. Distributed energy storage node controller and control strategy based on energy storage cloud platform architecture[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(2): 166-174.
- [9] 赵争鸣, 雷一, 贺凡波, 等. 大容量并网光伏电站技术综述[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(12): 101-107.
ZHAO Zhengming, LEI Yi, HE Fanbo, et al. Overview of large-scale grid-connected photovoltaic power plants[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(12): 101-107.
- [10] 张金平, 汪宁渤, 黄蓉, 等. 高渗透率光伏发电参与电力系统调频研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(15): 179-186.
ZHANG Jinping, WANG Ningbo, HUANG Rong, et al. Survey on frequency regulation technology of power grid by high-penetration photovoltaic[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(15): 179-186.
- [11] 孙铭爽, 贾祺, 张善峰, 等. 面向机电暂态分析的光伏发电参与电网频率调节控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(18): 28-37.
SUN Mingshuang, JIA Qi, ZHANG Shanfeng, et al. Single-stage grid-connected photovoltaic generation taking part in grid frequency regulation for electromechanical transient analysis[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(18): 28-37.
- [12] NANOU S I, PAPAKONSTANTINOUS A G, PAPATHANASSIOUS A. A generic model of two-stage grid-connected PV systems with primary frequency response and inertia emulation[J]. Electric Power Systems Research, 2015, 127: 186-196.
- [13] JIBJI-BUKAR F, ANAYA-LARA O. Frequency support from photovoltaic power plants using offline maximum power point tracking and variable droop control[J]. IET Renewable Power Generation, 2019, 13(13): 2278-2286.
- [14] HERNANDEZ J C, BUENO P G, SANCHEZ-SUTIL F. Enhanced utility-scale photovoltaic units with frequency support functions and dynamic grid support for transmission systems[J]. IET Renewable Power Generation, 2017, 11(3): 361-372.
- [15] XUE Lyu, ZHAO Xu, JIAN Zhao, et al. Advanced frequency support strategy of photovoltaic system considering changing working conditions[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2018, 12(12): 363-370.
- [16] SUN Dawei, LIU Hui, GAO Shunan, et al. Comparison of different virtual inertia control methods for inverter-based generators[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2020, 8(4): 768-777.
- [17] KHAZAEI J, TU Zhenghong, LIU Wenxin. Small-signal modeling and analysis of virtual inertia-based PV systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2020, 35(2): 1129-1138.
- [18] 葛俊, 刘辉, 江浩, 等. 虚拟同步发电机并网运行适应性分析及探讨[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(9): 26-35.
GE Jun, LIU Hui, JIANG Hao, et al. Analysis and investigation on grid-connected operation adaptability of virtual synchronous generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 26-35.
- [19] 刘宏伟, 袁泉添, 洪昊, 等. 用于区域间电网互联的新型 VSC 虚拟同步技术[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(2): 142-150.
LIU Hongwei, YUAN Xiaotian, HONG Hao, et al. Novel virtual synchronous control of VSC-based HVDC transmission for interarea connection[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(2): 142-150.
- [20] MIAO Zhixin, FAN Lingling, OSBORN D, et al. Wind farms with HVDC delivery in inertial response and primary frequency control[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2010, 25(4): 1171-1178.
- [21] CASTRO L M, ACHA E. On the provision of frequency regulation in low inertia AC grids using HVDC

- systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(6): 2680-2690.
- [22] 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 协调控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6021-6031.
LI Yujun, YANG Yong, LI Yingyi, et al. Coordinated control of wind farms and VSC-HVDC to improve inertia level of power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6021-6031.
- [23] LIU Hongzhi, CHEN Zhe. Contribution of VSC-HVDC to frequency regulation of power systems with offshore wind generation[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2015, 30(3): 918-926.
- [24] LI Yujun, ZHAO Xu, JACOB O, et al. Coordinated control strategies for offshore wind farm integration via VSC-HVDC for system frequency support[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(3): 843-856.
- [25] 李旭涛, 贾祺, 项丽, 等. 双级式光伏发电主动参与电网频率调节[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(12): 100-110.
LI Xutao, JIA Qi, XIANG Li, et al. Double-stage grid-connected photovoltaic generation taking part in grid frequency regulation actively[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(12): 100-110.
- [26] 张磊, 朱凌志, 陈宁, 等. 新能源发电模型统一化研究[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(24): 129-138.
ZHANG Lei, ZHU Lingzhi, CHEN Ning, et al. Review on generic model for renewable energy generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(24): 129-138.
- [27] 骆坚, 张瀚宇, 张松, 等. 不平衡负载下三相离网逆变器的序阻抗建模及特性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(12): 33-40.
LUO Jian, ZHANG Hanyu, ZHANG Song, et al. Modeling and characteristic analysis of sequential impedance of three-phase off-grid inverter under unbalanced load[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(12): 33-40.
- [28] 张文嘉, 蔡晖, 王国腾, 等. 分散接入式混合直流系统的机电暂态建模与控制策略研究[J]. 高压电器, 2020, 56(9): 230-239.
ZHANG Wenjia, CAI Hui, WANG Guoteng, et al. Research on electromechanical transient modeling and control strategy of decentralized hybrid HVDC systems[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(9): 230-239.
- [29] 齐方方, 王海云, 常鹏. 含风电的混合直流输电并网系统暂态特性分析[J]. 高压电器, 2019, 55(5): 201-206.
QI Fangfang, WANG Haiyun, CHANG Peng. Analysis on transient characteristics of hybrid DC transmission connected-grid system with wind power[J]. High Voltage Apparatus, 2019, 55(5): 201-206.

收稿日期: 2020-06-19; 修回日期: 2020-08-19

作者简介:

杜永安(1984—), 男, 本科, 工程师, 研究方向为电力系统保护与控制; E-mail: duyongan566@126.com

徐岩(1976—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统保护与控制。E-mail: xuyanworkncepu@126.com

(编辑 魏小丽)