

DOI: 10.19666/j.rlfed.202405121

利用储能系统与 SVG 协同控制提高风电场 高电压穿越能力

莫基晟¹, 尹纯亚¹, 秦艳辉², 段青熙², 刘江山¹, 解超¹

(1.新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830017;

2.国网新疆电力有限公司电力科学研究院, 新疆 乌鲁木齐 830017)

[摘要] 针对风电高电压穿越 (high voltage ride through, HVRT) 能力不足导致风电机组脱网的问题, 详细阐述了直流故障引起并网点电压升高最终导致风电机组脱网的内在机理, 分析了储能系统和静止无功补偿装置 (static var generator, SVG) 在 HVRT 期间的动态无功响应特性; 通过对并网点电压进行实时监测, 高电压穿越期间可将控制策略优先级分解为: 风电场内部无功调节 (储能系统和双馈异步风力发电机 (doubly fed induction generator, DFIG) 协同控制)、SVG 无功调节。在此基础上, 提出了一种储能系统、DFIG 和 SVG 协同控制策略来提高风电场 HVRT 能力, 同时对故障切除后存在的不利情况进行重新设置电压参考值环节, 避免了不必要的无功流动。最后, 基于 MATLAB/Simulink 平台搭建仿真模型, 验证了理论分析与控制策略的正确性与有效性。研究结果对充分挖掘风电场自身无功调节能力, 极大程度减轻 SVG 无功补偿负担提供了新思路。

[关键词] 双馈异步风力发电机; SVG; 储能系统; 高电压穿越; 协同控制; 无功调节

[引用本文格式] 莫基晟, 尹纯亚, 秦艳辉, 等. 利用储能系统与 SVG 协同控制提高风电场高电压穿越能力[J]. 热力发电, 2025, 54(3): 22-32. MO Jisheng, YIN Chunya, QIN Yanhui, et al. Improving HVRT capability of wind farm with ultracapacitor and SVG cooperative control[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(3): 22-32.

Improving HVRT capability of wind farm with ultracapacitor and SVG cooperative control

MO Jisheng¹, YIN Chunya¹, QIN Yanhui², DUAN Qingxi², LIU Jiangshan¹, XIE Chao¹

(1.School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830017, China;

2.State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Electric Power Science Research Institute, Urumqi 830017, China)

Abstract: Aiming at the problem of wind turbine off-grid due to lack of high voltage ride through (HVRT) capability of wind power, the internal mechanism of wind turbine off-grid due to voltage increase of junction point caused by DC fault is elaborated. The dynamic reactive power response characteristics of energy storage system and static var generator (SVG) during HVRT are analyzed. Through real-time monitoring of the voltage of the junction point, the priority of the control strategy during HVRT crossing is divided into reactive power regulation inside the wind farm (cooperative control of energy storage system and doubly fed induction generator (DFIG)) and SVG reactive power regulation. On this basis, a collaborative control strategy of energy storage system, DFIG and SVG is proposed to improve the HVRT capability of wind farms. At the same time, the voltage reference value for adverse situations after fault removal is reset to avoid unnecessary reactive power flow. Finally, a simulation model is built based on MATLAB/Simulink platform to verify the correctness and effectiveness of the theoretical analysis and control strategy. The research results provide new ideas for fully exploring the reactive power regulation capability of wind farms and greatly reducing the burden of SVG reactive power compensation.

收稿日期: 2024-05-13

基金项目: 新疆维吾尔自治区重点研发项目 (2022B01016-4)

Supported by: Key Research and Development Project of Xinjiang Uygur Autonomous Region (2022B01016-4)

第一作者简介: 莫基晟 (1998), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为新能源并网稳定性分析, 1171035908@qq.com.

通信作者简介: 尹纯亚 (1994), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为交直流系统稳定与控制, 1399132297@qq.com.

Key words: DFIG; SVG; energy storage system; HVRT; cooperative control; reactive power coordination

随着“碳达峰、碳中和”目标的提出，以风能为代表的新能源并网比例不断增加，逐步替代传统化石能源^[1]。风电的迅速发展将导致电网直流传输系统较弱^[2-5]。直流故障下将引起暂态过电压问题突出，直流近区域风电机组面临的脱网风险增大^[6-9]。故充分挖掘风电场内部的无功调节能力并制定相应的协同控制策略具有重要意义。

在提高风电场高电压穿越 (high voltage ride through, HVRT) 方面，已有专家学者主要通过 3 个方面进行了研究与探讨：1) 开发挖掘风电机组本身的无功功率补偿能力；2) 基于风电场内单一设备 (风电机组) 与静止无功补偿装置 (static var generator, SVG) 协调控制；3) 投入额外无功补偿装置。

文献[10]提出了一种通过控制转子侧变流器与网侧变流器来降低风电机组有功功率输出，从而提高机组的无功功率的输出极限。文献[11]以电网调度部门对双馈风电场调度部门下达的功率指令约束条件为基础，考虑各个风机的运行情况将双馈风电场需要输出的有功功率重新分配，并在满足系统有功功率需求的前提下，最大程度提高了风电场的无功功率限度。文献[12]提出了在提高无功功率上限的前提下，尽量降低有功功率，以满足电网的无功功率要求。以上研究虽然提升了风力发电系统的无功功率的调控能力，但以降低系统有功功率输出为代价，并未考虑风电机组发电效益，且对含高比例风电的较薄弱送端而言，仅依靠挖掘风电机组的无功功率的补偿能力很难应对当今新型电力系统背景下电网的技术要求。

文献[13-14]提出了一种双馈风机和 SVG 协同控制策略，在对并网点电压进行实时监控的基础上，以线路的 PV 下垂曲线为依据，计算出系统的无功功率缺额，并将其与风电机组自身的无功功率调节极限值进行对比。首先，使风电机组能够充分地发出无功功率，而无功功率缺额则由 SVG 补充。该思路充分利用了风电场无功功率的调节能力，在一定程度上减轻了 SVG 的补偿负担，但其仅利用风电场内的风电机组作为无功补偿设备，并未充分挖掘风电场内现有的多资源无功功率调节能力，且风电机组无功功率的调节响应速度在直流故障引起并网点电压骤升程度较高时很难满足 HVRT 标准曲线要求。此外，风电机组在无功调节期间尽可能

发出更多的无功功率，但在一定程度上影响了风电机组的有功出力。

文献[15-16]引入静止同步补偿器 (static synchronous compensator, STATCOM)，提出了以风电场、STATCOM 与并网点 (point of common coupling, PCC) 间的协同控制策略来抑制风电场内无功功率的波动。文献[17]提出了一种利用虚拟同步机的控制实现储能装置稳定充放电的控制方案。文献[18]提出了一种应用超导磁储能-超导故障限流系统来吸收和释放功率以平滑风电机组的有功功率输出，同时故障期间用以吸收直流侧的多余有功功率。以上文献在 HVRT 期间有效抑制了风电机组直流系统过电压，可以协调网侧变流器向系统提供动态无功支撑，提高了风电机组的 HVRT 能力，但没有考虑调节速度过慢导致很难满足 HVRT 标准曲线的问题，同时增加额外的补偿设备并没有考虑经济性。

为此，本文将详细分析直流故障期间送端并网点电压的变化过程，并从影响电压变化的因素中分析得到引起并网点电压变化的主导因素；由此详细阐述直流故障引起风机脱网的内在机理，分析了储能系统和 SVG 在 HVRT 期间的动态无功功率响应特性，以此改进储能系统换流器控制系统中的控制策略。在此基础上，提出一种充分调用风电场内现有资源 (储能系统、双馈异步风力发电机 (doubly fed induction generator, DFIG)) 与 SVG 的协同控制策略来提高风电场 HVRT 能力。同时，对故障切除后存在的不利情况进行重新设置电压参考值环节，避免不必要的无功流动。最后，通过仿真验证理论分析和控制策略的可行性。

1 直流故障引发风机脱网机理分析

1.1 直流故障引起并网点电压变化过程

直流故障对交流系统影响的等效图见图 1。

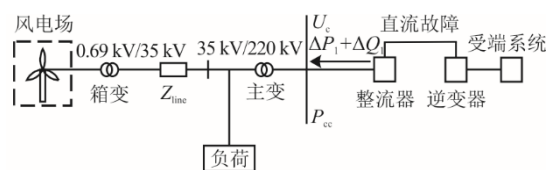


图 1 直流故障后的交流系统等效图
Fig.1 Equivalent circuit diagram of AC system after DC fault

实际电网运行中,当直流系统发生故障(换相失败或直流闭锁)后,直流系统的有功功率、无功功率会大幅度增大,从而打破系统的功率平衡,有功功率、无功功率不平衡量会大量馈入交流系统,引起并网点电压波动,并网点电压表达式为^[19]:

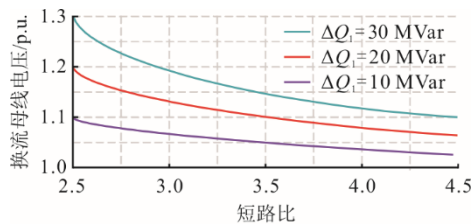
$$U_c = \sqrt{\left(1 + \frac{\Delta Q_1}{\alpha_{scr} P_d}\right)^2 + \left(\frac{\Delta P_1}{\alpha_{scr} P_d}\right)^2} \quad (1)$$

式中: U_c 为并网点电压; ΔP_1 为直流系统有功功率不平衡量; ΔQ_1 为直流系统无功功率不平衡量; P_d 为直流系统额定传输功率; α_{scr} 为短路比。

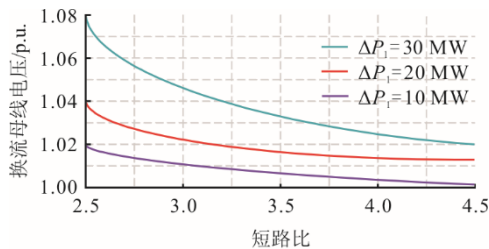
由式(1)可以看出,影响并网点电压的因素有:

- 1) 直流故障后的直流系统有功功率不平衡量 ΔP_1 与直流系统无功功率不平衡量 ΔQ_1 ;
- 2) 短路比 α_{scr} ;
- 3) 直流系统额定传输功率 P_d 。

当直流系统额定传输功率为 50 MW 时, U_c 与 ΔQ_1 、 ΔP_1 、 α_{scr} 的关系可表示为图 2。



a) 不同 ΔQ_1 下 U_c 与 α_{scr} 的关系



b) 不同 ΔP_1 下 U_c 与 α_{scr} 的关系

图 2 并网点电压与有功功率不平衡量、无功功率不平衡量及短路比的关系曲线

Fig.2 The relation curves between voltage of junction point and unbalanced active power, reactive power and short-circuit ratio

由图 2 可以看出,在短路比 α_{scr} 、直流系统额定传输功率 ΔP_d 一定的情况下,随着交流系统内不平衡有功功率、无功功率的增大,整流侧换流母线暂态过电压将骤升。对于含有大规模新能源并网的送端,不平衡的无功功率对并网点电压的影响远大于有功功率,因此直流系统故障引起的无功功率盈余量是引起整流侧暂态过电压骤升的主要诱因。

1.2 直流故障引发风机脱网机理分析

根据《风力发电机组 故障电压穿越能力测试

规程》(GB/T 36995—2018),风电机组 HVRT 技术要求如图 3 所示。

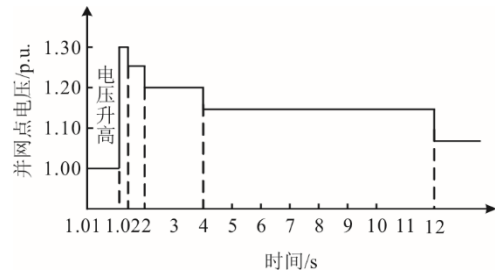


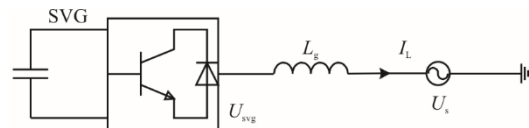
图 3 风电机组 HVRT 标准曲线
Fig.3 HVRT standard curve of wind turbine

根据图 3 风电机组 HVRT 技术要求曲线:当风电机组并网点电压高于 1.3 p.u.或满足风电机组 HVRT 标准曲线的电压尺度却不满足时间尺度时,保护装置动作切除机组。风电机组大规模脱网会影响电力系统稳定性,严重时会导致电力系统解列,从而出现大面积停电事故,严重影响国民生活。目前,由于多数风电机组耐低电压穿越能力较强,高压脱网的风电机组明显多于低压脱网的风电机组。因此充分利用风电场内现有设备提高 HVRT 穿越能力对增强电力系统电压稳定性具有重要意义。

2 SVG 和储能系统在故障期间的特性

2.1 SVG 特性

电压型静止无功补偿装置的变流器通过电抗器并联到电网系统,其结构如图 4 所示。



U_{svg} —SVG 的电压幅值向量; L_s —连接电网的电抗;
 I_l —流向电网的电流; U_s —电网电压的幅值向量。

图 4 SVG 结构示意图
Fig.4 Structural diagram of SVG

在故障期间 SVG 发出的无功功率在 dq 变换下的表达式为:

$$Q_{svg} = -\frac{3}{2} U_s I_{svgq} \quad (2)$$

式中: Q_{svg} 、 I_{svgq} 分别为 SVG 发出的无功功率、SVG 流向电网电流的 q 轴分量。在发生直流故障系统电压骤升期间,SVG 的无功功率响应能力较强且无功响应速度相当快。

2.2 储能系统特性

本文储能系统为超级电容通过 boost-buck 电路

带变流器串联电抗器与电网相连,具体如图 5 所示。

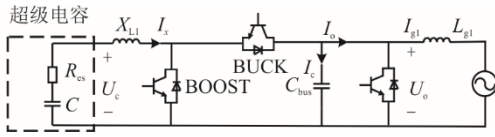


图 5 超级电容简化示意

Fig.5 Simplified schematic diagram of supercapacitors

按照国家强配储能的要求,风电场会配置 5%~30% 装机容量的储能,本文旨在充分利用风电场内现有的补偿设备,因此配备 20% 装机容量的储能。超级电容的储能容量 E_s 、在 t 时刻剩余的电量 $E_c(t)$ 及荷电状态 $S_c(t)$ 的表达式为:

$$\begin{cases} E_s = \frac{1}{2} C (U_{\max}^2 - U_{\min}^2) \\ E_c(t) = \int_0^t \eta_c P_c(t) dt \\ S_c(t) = \frac{E_c(t)}{E_s} \times 100\% \end{cases} \quad (3)$$

式中: U_{\max} 、 U_{\min} 分别为超级电容的最高工作电压与最低工作电压; $P_c(t)$ 为 t 时刻超级电容充放电功率; η_c 为超级电容充放电效率; E_s 为超级电容容量。

储能的功率及荷电状态 (state of charge, SOC) 约束条件为:

$$\begin{cases} P_{\min} \leq P_c(t) \leq P_{\max} \\ S_{\min} \leq S_c(t) \leq S_{\max} \end{cases} \quad (4)$$

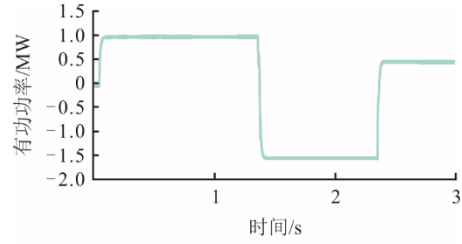
式中: P_{\min} 、 P_{\max} 、 S_{\min} 、 S_{\max} 分别为超级电容的最小输出功率、最大输出功率、SOC 的最小值和最大值。本文取 S_{\min} 为 20%, S_{\max} 为 80%。

不计变流器自身的损耗,在 dq 变换下电网与变流器之间交换的有功功率和无功功率为:

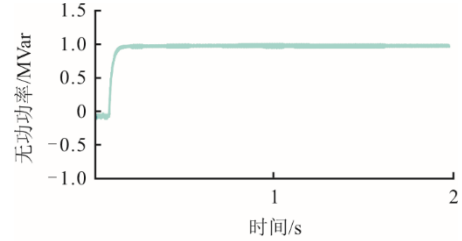
$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} U_s I_{dc} \\ Q_s = -\frac{3}{2} U_s I_{qc} \end{cases} \quad (5)$$

式中: P_s 、 Q_s 、 I_{dc} 、 I_{qc} 分别为电网和变流器之间交换的有功功率、无功功率、流向电网电流的 d 轴分量和 q 轴分量。

现有文献中储能的响应速度如图 6 所示。由图 6 可看出,在 HVRT 期间,储能系统在有功平抑和无功调节的动态响应速度均相当快,完全满足风电机组 HVRT 技术要求曲线,因此充分利用风电场内的储能系统可提高风电场无功支撑能力且可替代 SVG 优先进行无功补偿,极大程度减轻 SVG 的补偿负担。



a) 有功响应



b) 无功响应

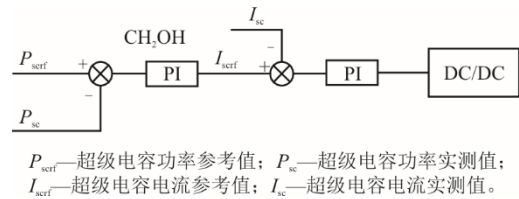
图 6 现有文献中储能的响应速度

Fig.6 Response speed of energy storage in existing literatures

3 储能系统和 SVG 协同控制策略

3.1 超级电容的 HVRT 控制策略

超级电容控制框图如图 7 所示。



P_{sc_ref} —超级电容功率参考值; P_{sc} —超级电容功率实测值;
 I_{sc_ref} —超级电容电流参考值; I_{sc} —超级电容电流实测值。

图 7 超级电容控制系统

Fig.7 Block diagram of supercapacitor control system

在 HVRT 期间,通过调整 P_{sc_ref} 来吸收电网不平衡的有功功率。并网变流器的有功和无功电流参考值、有功功率和无功功率满足以下约束关系:

$$\begin{cases} \sqrt{I_{dc_ref}^2 + I_{dq_ref}^2} \leq 1.2 I_N \\ P_{dc_ref}^2 + Q_{dc_ref}^2 \leq S^2 \end{cases} \quad (6)$$

式中: $1.2 I_N$ 按照新能源储能并网变流器长时耐受电流值整定。

在 HVRT 期间,新能源储能系统并网点电压可表示为:

$$E = \beta U_0 \quad (7)$$

式中: β 为电压升高的比例系数; U_0 为正常运行下网侧电网电压。

由式(6)、式(7)可知,若不考虑变流器长时耐受电流的影响,变流器输出的 PQ 特性曲线是一个以 O 为圆心、以 S 为半径的圆,如图 8 实线所示。由

于并网变流器长时耐受电流的约束，并网电压升高比例系数的改变也影响并网变流器的 PQ 输出，PQ 特性曲线将呈现曲线簇的形状，如图 8 虚线所示。

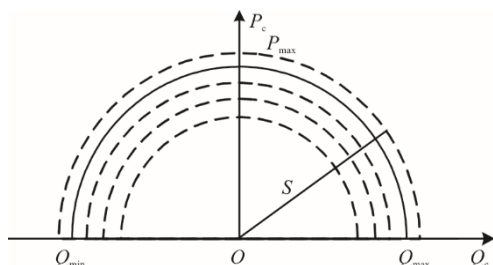


图 8 超级电容侧变流器功率运行范围

Fig.8 Power operation range of the supercapacitor side converter

超级电容运行分为 2 阶段：第 1 阶段，稳态运行时，超级电容有功功率整定值在忽略变流器损耗和满足式(6)、式(7)约束下与变流器有功整定值相等；第 2 阶段，电网出现直流故障，电网电压骤升，电网有功盈余，根据无功优先、有功平抑的原则动态调整。

为在充分利用风电场无功调节能力的同时发挥超级电容的有功平抑作用，根据变流器的无功参考值设计了图 9 所示的稳压范围。

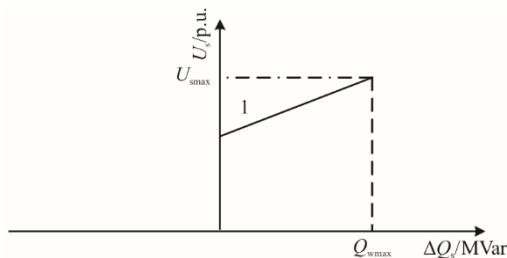


图 9 超级电容侧变流器稳压范围

Fig.9 Voltage regulator range of the supercapacitor side converter

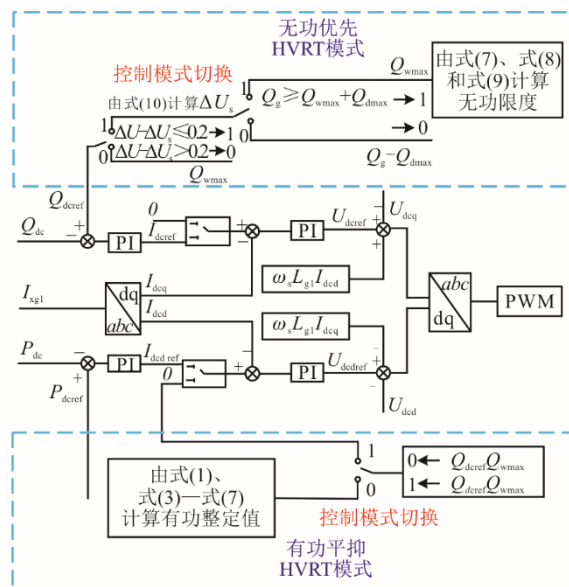
设 Q_{wmax} 为变流器的无功限度， U_{smax} 为稳压上限。可确定折现斜率为：

$$K_w = \frac{U_{smax} - 1}{Q_{wmax}} \quad (8)$$

由于储能系统具有较快的暂态响应速度且完全满足 HVRT 期间的标准曲线，本文提出储能系统无功优先、有功平抑的控制策略，其控制框图如图 10 所示。

并网逆变器运行分为 2 种模式。1) 稳态运行时，选择上通道，HVRT 模块不动作，超级电容发出的有功功率和变流器有功功率在忽略变流器的损耗时相等， I_{dcqref} 为 0，不与电网进行无功交换。

2) HVRT 模式。在网侧电压骤升期间，并网变流器需要输出一定感性无功功率来协同双馈异步风力发电机 (doubly fed induction generator, DFIG) 和 SVG 提高风电场的 HVRT 能力，此时进入 HVRT 运行模式，工作在感性无功功率补偿状态。当系统需求大于等于风电场无功功率调节限度时， Q_{dcref} 为 Q_{wmax} ，此时 I_{dcqref} 为 0，选择下通道。当系统需求小于风电场无功功率调节限度时，为充分利用风电场无功功率调节能力且发挥超级电容有功平抑的作用，如果 $\Delta U \leq 0.2$ ， Q_{dcref} 按照 $Q_g - Q_{dmax}$ 差值进行无功调节，根据式(5)一式(7)得到变流器可吸收的系统有功最大限度，再根据式(3)、式(4)得到超级电容可吸收的有功最大限度，取二者最小值为超级电容和变流器的有功整定值；如果 $\Delta U > 0.2$ ， Q_{dcref} 按照 Q_{wmax} 进行无功整定， I_{dcqref} 为 0，选择下通道。



Q_{wmax} —变流器输出无功功率限度； Q_{dmax} —DFIG有功出力不变情况下输出无功功率限度； Q_g —系统无功功率缺额； ΔU —调压范围； Q_{dcref} —变流器输出无功功率参考值； Q_{dc} —变流器输出无功功率实测值； ΔU —并网点电压波动； L_{g1} —变流器流向电网的电流实测值； P_{dcref} —变流器输出有功功率参考值； P_{dc} —变流器输出有功功率实测值； I_{dqref} 、 I_{dcq} —分别为变流器流向电网电流的q轴分量参考值、实测值； I_{dcqref} 、 I_{dcq} —分别为变流器流向电网电流的d轴分量参考值、实测值。

图 10 改进的变流器控制系统

Fig.10 The improved converter control system

3.2 协同控制策略

为提高风电场的无功电压调节能力和对电网电压的主动支撑能力，极大程度减轻 SVG 的补偿负担，根据优先级将改进的协同控制策略分解为储能系统无功控制、RSC 无功控制、GSC 无功控制、SVG 无功控制。其协同控制策略示意如图 11 所示。

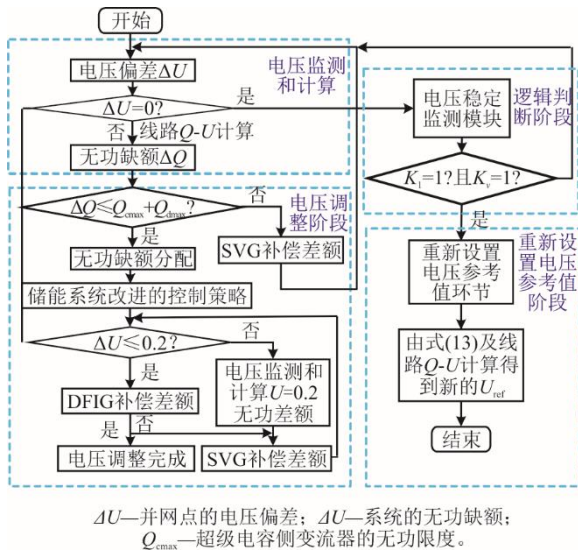


图 11 超级电容、SVG 与 DFIG 机组协调控制策略
 Fig.11 Coordinated control strategy of the supercapacitor, SVG and DFIG

在此需指定电压偏差范围，其定义如下。

1) 电压参考值 U_{ref} 及偏差范围 U_{pc} ，此时电压死区上限 U_{sqmax} 、下限 U_{sqmin} 为：

$$\begin{cases} U_{sqmax} = U_{ref} + U_{pc} \\ U_{sqmin} = U_{ref} - U_{pc} \end{cases} \quad (9)$$

2) 电压偏差 ΔU 取值为：

$$\Delta U = \begin{cases} 0 & U_{sqmin} \leq U \leq U_{sqmax} \\ U - U_{ref} & U = \text{其他} \end{cases} \quad (10)$$

当协同控制完成时，风电机组响应速度较慢，需要实时监测风电机组的无功响应状态 K_1 。 $K_1=1$ 表示无功补偿尚未完成， $K_1=0$ 表示无功功率补偿完成， K_n 为此时风电机组的无功功率值， K_g 为协同控制中风电机组的指令值。

$$K_1 = \begin{cases} 1 & \frac{K_n}{K_g} \neq 1 \text{ 且 } K_g \neq 0 \\ 0 & \frac{K_n}{K_g} = 1 \end{cases} \quad (11)$$

通过无功调整后，电压趋于稳定，但是存在一种不利的情况，即故障时风电机组、储能、SVG 参与系统电压调节，同时吸收或发出无功功率，但故障切除瞬间，由于风电机组的响应速度较慢，可能尚未完全完成无功功率调节，此时电压出现反向偏差，电压监测模块将再次触发协同控制，储能与 SVG 将优先动作而进行反向无功功率的调节，而此时风电机组尚未达到的无功功率调节量将对其产生反作用，因此为避免储能、SVG 与风电机组之间

无效的无功功率交换，需对此时风电机组的无功状态进行检测以确定是否需要设置新的电压参考值。设置 K_v 为电压调整标志， $K_v=1$ 表示需要重新设置电压参考值， $K_v=0$ 则不需要。 K_v 的取值为：

$$K_v = \begin{cases} 1 & \Delta U_1 \Delta U_2 < 0 \\ 0 & \Delta U_1 \Delta U_2 \geq 0 \end{cases} \quad (12)$$

式中： ΔU_1 、 ΔU_2 分别为故障切除前、后的电压偏差。

若 $K_1=1$ 且 $K_v=1$ ，则进入设置新的电压参考值环节，需根据风电机组的无功功率补偿量与无功功率指令值的差值由 $Q-U$ 曲线关系得到并网点电压偏差 ΔU_3 。为避免储能、SVG 与风电机组之间无效的无功功率交换，需重新设置新的电压参考值 U_{refx} ，使储能与 SVG 不考虑风电机组的反向无功补偿量，同时风电机组根据控制系统自动调整自身的无功功率参考值，表达式为：

$$U_{refx} = U_{ref} + \Delta U_3 \quad (13)$$

根据图 11 所示，该协调控制策略在 HVRT 过程中的步骤如下：

1) 通过采集监测点的电压并由式(9)与式(10)判断当前电压是否处于设定的期望范围：如果电压超过该范围，则进入电压调整阶段；如果电压在该范围内，无功调整装置不动作。

2) 电压超过期望值后，通过线路 $Q-U$ 计算得到需要补偿的无功功率 ΔQ 。

3) 比较 ΔQ 与风电场内部无功功率调节限度。第 1 种情况： ΔQ 在风电场自身调节范围内，进入改进的储能系统控制策略，通过并网点监测和计算，如果 $\Delta U \leq 0.2$ ，DFIG 进行无功功率缺额补偿；如果 $\Delta U > 0.2$ ，则 SVG 补偿至 $\Delta U = 0.2$ 后退出运行，DFIG 进行无功功率缺额补偿。第 2 种情况：超出风电场自身调节范围，SVG 补偿至满足第 1 种情况后执行情况 1。在此仍需考虑电网运行中可能遇到的其他不利因素导致风电机组无功功率指令值尚未达到时的不可控因素，此时应根据风电机组的无功情况来判定，若未能达到指令值则差额将由 SVG 进行补偿。

4) 结合式(11)与式(12)判断是否需要重新设置电压参考值环节，若 $K_1=1$ 且 $K_v=1$ ，则表示风电机组尚未完成无功功率补偿且电压反向偏置，此时需要进入重新设置电压参考值阶段，结合式(13)以及线路 $Q-U$ 关系得到新的电压参考指令值。若 $K_1=0$ ，则表示风电机组完成无功功率补偿，协同控制过程结束。

4 仿真分析

为验证本文改进控制策略可有效提高风电场的无功功率调节能力,极大程度减轻 SVG 的补偿负担,利用 MATLAB/Simulink 平台搭建了仿真模型,其系统接线图如图 12 所示。风电场(含 10 台 2.5 MVA 的双馈风机)、可变负荷在 20 MVar(容性)至 20 MVar(感性)之间连续可调;SVG、风电场与监测点均有检测装置,并通过信号传输线接入控制室。DFIG 仿真参数见表 1,SVG 和超级电容系统参数见表 2,储能系统并网变流器仿真参数见表 3。

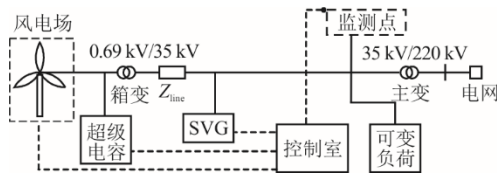


图 12 风电场仿真模型接线图
Fig.12 Wiring diagram of wind farm simulation model

表 1 DFIG 仿真参数
Tab.1 Simulation parameters of DFIG

部件	项目	数值
风轮机	额定风速 $v/(m \cdot s^{-1})$	11
	叶轮半径 R/m	48
	空气密度 $\rho/(g \cdot m^{-3})$	1.25
发电机	额定功率 P/MW	2.5
	额定电压 U/V	690
	定子漏抗 $L_s/p.u.$	0.357 0
	定子电阻 $R_s/p.u.$	0.004 8
	转子漏抗 $L_r/p.u.$	0.084 5
	转子电阻 $R_r/p.u.$	0.008 5
	激磁电抗 $L_m/p.u.$	2.963 5
变流器	网侧额 P_{GSC}/MVA	2.00
	机侧额 P_{RSC}/MVA	0.75
变压器	箱变变比/kV	0.69/35
	主变变比/kV	35/230
电网	电网等效阻 $p.u.$	0.049

注: 电网等效阻抗以 20 MVA、35 kV 为基准。

表 2 SVG 和超级电容系统参数
Tab.2 Parameters of the SVG and supercapacitor system

部件	项目	数值
SVG	额定容量/MVA	7
	额定电压 U/kV	35
超级电容	额定容量/MVA	5
	SOC 区间	20%~80%
	最高工作电压/V	400
	最低工作电压/V	300
	最高工作电流/A	60
	有功功率比例系数	85
	电流环比例系数	0.715
	有功功率积分系数	0.75
	电流环积分系数	1

表 3 储能系统并网变流器仿真参数
Tab.3 Simulation parameters of grid-connected converter for energy storage system

部件	项目	数值
储能侧变流器	额定容量/MVA	5
	额定电压 U/kV	0.69
	直流母线电压 U/V	900
	开关频率/Hz	10
	滤波电感/mH	1.23
	有功功率比例系数	1
	电流环比例系数	85
	无功功率比例系数	2.75
	电流环积分系数	100
	有功功率积分系数	7.64
电网	电流环积分系数	70
	无功功率积分系数	10.5
	电流环积分系数	105

4.1 场景 1

设定风速为额定风速 11 m/s,模拟小负荷变化的情景,设置在 5 s 时可变负荷由 0 突变为 7 MVar(容性)。并网点电压检测曲线如图 13 所示,电压变化情况见表 4。由图 13 及表 4 可以看出,当容性负荷突增导致并网点电压骤升时,传统控制策略相比协同控制策略的电压稳定时间更快,但本文的协同控制策略可使并网点电压维持在更低水平且电压稳定时间完全满足 HVRT 标准曲线要求。

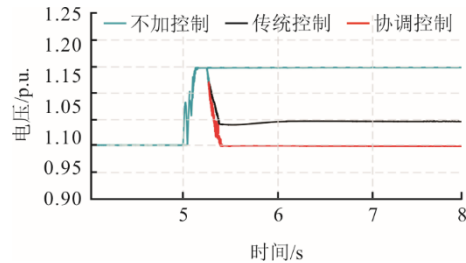


图 13 小负荷变化时并网点电压检测曲线
Fig.13 Voltage detection curves of grid connection point with small load change

表 4 小负荷变化时电压变化情况
Tab.4 Voltage variation with small load change

控制情况	电压稳定值/p.u.	电压稳定时间/s
不加任何控制	1.15	无
传统控制 (SVG 与 DFIG)	1.05	0.20
协调控制	1.00	0.25

图 14、图 15 分别为超级电容有功功率变化曲线和小负荷变化时的无功功率曲线。由图 14 与图 15 可看出:小负荷变化时,如果采用传统控制策略,在风电场内部满足 HVRT 穿越标准曲线要求情况下优先调用 SVG 进行无功调节,将无法充分挖掘风电场内的调节能力而造成资源浪费;如果采

用本文协同控制策略,当风电机组无功调节能力在不影响有功出力情况下满足 HVRT 穿越技术要求时,优先发挥风电机组的无功调节能力可使储能发挥有功平抑作用,吸收系统盈余的有功功率。

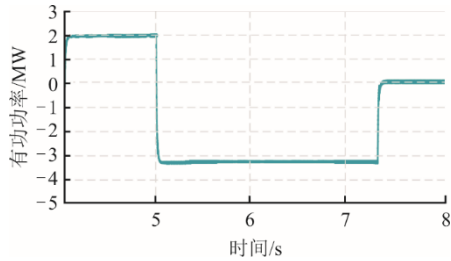
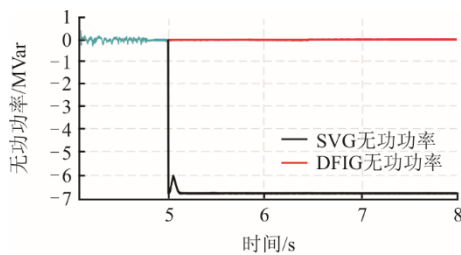
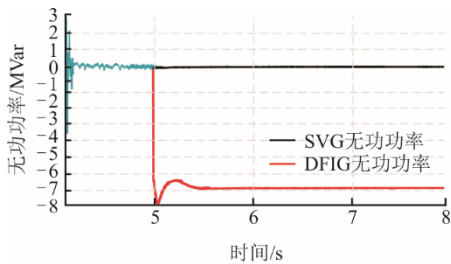


图 14 超级电容有功功率变化曲线
Fig.14 Active power curve of the supercapacitor



a) 传统控制策略



b) 本文协同控制策略

图 15 小负荷变化的无功功率变化曲线

Fig.15 Reactive power change curve with small load change

4.2 情景 2

设置风速为额定风速 11 m/s,模拟大负荷变化情形,设置在 5 s 时可变负荷由 0 突变为 20 MVar (容性),并网点电压检测曲线如图 16 所示,电压相关变化情况见表 5。

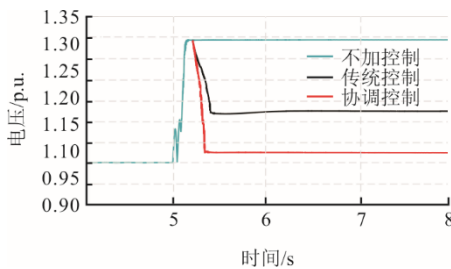


图 16 大负荷变化时并网点电压检测曲线

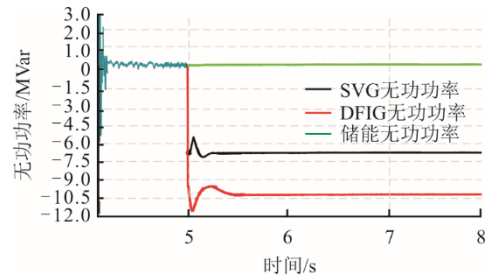
Fig.16 Voltage detection curves of grid connection point with large load change

表 5 大负荷变化时电压变化情况
Tab.5 Voltage variation with large load change

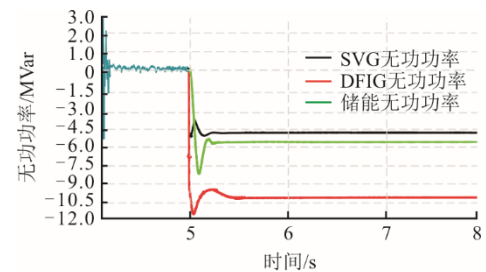
控制情况	电压稳定值/p.u.	电压稳定时间/s
不加任何控制	1.29	无
传统控制 (SVG 与 DFIG)	1.12	0.3
协调控制	1.03	0.2

由图 16 与表 5 可以看出:当大负荷(容性负荷)突增时,如果采用传统控制,电压稳定时间较长,电压虽有所降低但未能达标;而采用协同控制策略可将电压维持在较低水平且稳定时间较短。

当大负荷变化时,传统控制与协同控制策略下各个补偿设备的无功出力情况如图 17 所示。由图 17 可以看出:虽然在传统控制中风电机组与 SVG 均进入满发状态,但结合图 16 及表 5 可看出电压仍未达标;协同控制中充分发挥了风电场内部的无功调节能力,极大程度减轻了 SVG 的无功补偿负担。



a) 传统控制策略



b) 本文协同控制策略

图 17 大负荷变化时无功曲线

Fig.17 Reactive power curves with large load changes

4.3 场景 3

设置风速为额定风速 11 m/s,模拟负荷投切的情形,设置 5.0 s 时负荷由 0 突变至 20 MVar(容性),5.2 s 时突变为 0。是否采用重新设置参考电压环节的 2 种情况下,并网点电压变化如图 18 所示,储能、风电机组及 SVG 的无功出力情况如图 19 所示。

由图 18 与图 19 可看出,在 5.2 s 负荷被切除后:如果不采取重新设置电压参考值环节,电压波动时间较长且风电机组在负荷切除后仍未完全完成负荷切除前的无功补偿任务,将导致电压偏离标准

值,另外风电机组尚未完成无功补偿量将增大 SVG 补偿负担,造成不必要的无功流动;如果采用重新设置电压参考值环节,电压波动较小且电压稳定效果更好,另外消除了 SVG 与风电机组之间不必要的无功流动,减轻了 SVG 的无功补偿负担。

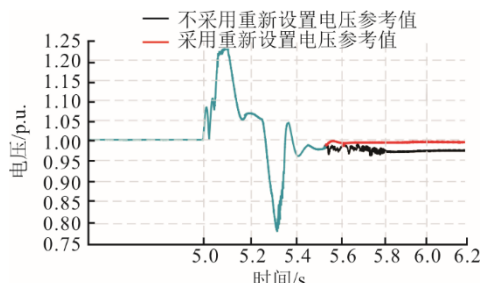


图 18 负荷投切时并网点电压检测曲线
Fig.18 Voltage detection curves of grid connection point during load switching

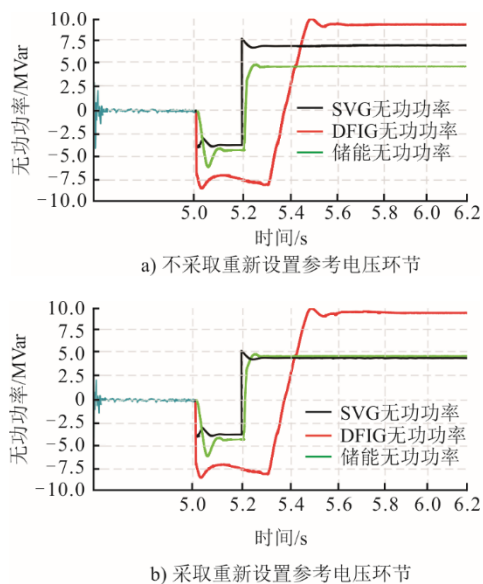


图 19 负荷投切时无功变化曲线
Fig.19 Change curves of reactive power during load switching

4.4 场景 4

设置风速从 5 s 时开始从额定风速 11 m/s 降低,模拟无功调整期间风速对风电机组的影响如图 20、图 21 所示。

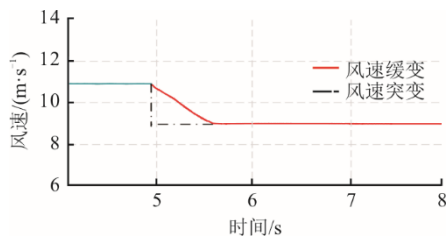


图 20 风速变化曲线
Fig.20 Wind velocity curve

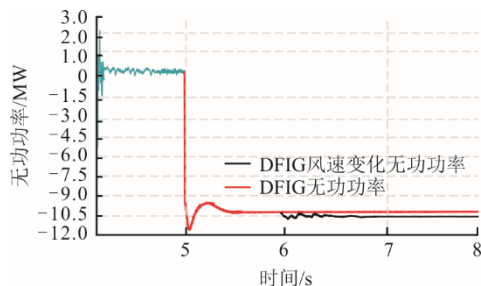


图 21 DFIG 无功功率变化曲线
Fig.21 Changes of active power output in DFIG

由图 21 可以看出,5 s 时,负荷突增,风机参与无功调压过程,虽然风速由额定值开始变化,但风速变化的影响将在风机无功调节结束后延迟到达,故在暂态过程中风速的变化对风机调节能力的影响可以忽略不计。

通过理论分析与仿真验证可知,由于风电场按照国家强配储能的要求,会配置 5%~30% 装机容量的储能,因此采用本文协同控制策略在小负荷波动时仅仅通过发电机组的调节作用就可以满足 HVRT 的技术要求,相较传统控制策略大大缓解了 SVG 的无功补偿负担(表 6)。在大负荷波动时,通过本文控制策略为 SVG 预留了极大(36%)的裕度(表 7),说明在大负荷波动时仅通过风电场内现有设备与 SVG 的部分容量便可满足 HVRT 的技术要求,相较传统控制策略可极大减少 SVG 的容量配置。根据文献[20-22],在考虑无功补偿设备寿命周期内建设、运行维修直至报废等成本因素后,减少无功补偿设备 SVG 的容量配备可减少投资,带来极大的经济效益。故本文控制策略在满足 HVRT 技术要求的前提下,相较传统策略可带来更大的经济效益。

表 6 小负荷变化时 SVG 与储能的变化情况 单位: %
Tab.6 Changes of SVG and energy storage with small load changes

控制情况	SVG 容量使用情况	储能容量使用情况
传统控制	95	0
协同控制	0	0

表 7 大负荷变化时 SVG 与储能的变化情况 单位: %
Tab.7 Changes of SVG and energy storage with large load changes

控制情况	SVG 容量使用情况	储能容量使用情况
传统控制	100	0
协同控制	64	98

5 结 论

1) 根据 DFIG 的运行特性方程,详细阐述了直

流故障引起风电机组脱网的内在机理,分析了HVRT期间储能系统、SVG动态响应特性,在此基础上采用风电场内部无功调节(储能系统、DFIG)与SVG改进的协调控制策略可以有效抑制并网点电压骤升,极大程度减轻SVG的补偿负担,且在一定程度上解决电网有功盈余的问题。

2)若并网点电压骤升较低,协同控制策略仅通过风电场内部无功调节即可维持并网点电压在期望范围内,SVG可以不参与无功调节;若并网点电压骤升较高而风电场内部无功调节不能满足HVRT技术要求,协同控制策略通过储能系统、DFIG与SVG协同有序动作使并网点电压维持在期望范围内。

3)在故障切除后可能存在的不利情况下,通过重新设置电压参考值环节,可使电压波动更小且稳定效果更好,消除SVG与风电机组之间不必要的无功流动,极大减轻SVG的补偿负担以应对后续的电压突发事件。

4)通过仿真验证了本文提出的控制策略的可行性,对充分挖掘风电场自身无功调节能力,极大程度减轻SVG无功补偿负担提供了新思路。

[参考文献]

- [1] 张智刚,康重庆.碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J].中国电机工程学报,2022,42(8):2806-2818.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2818.
- [2] DRIESEN J, BEL MANS R. Distributed generation: challenges and possible solutions[C]//Proceedings of 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 18-22, 2006 Montreal, Canada.
- [3] HOCH HEIMER J P E. Wind generation integration operation-technical challenges issues[C]//Proceedings of 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 18-22 2006, Montreal, Canada.
- [4] AZMY A M, ERLICH I. Impact of distributed generation on the stability of electrical power system[C]//Proceedings of 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting: Vol2, June 12-16, 2005, San Francisco, CA, USA 2005: 1056-1063.
- [5] YUAN L, MENG K, HUANG J, et al. Development of HVRT and LVRT control strategy for PMSG-based wind turbine generators[J]. Energies, 2020, 13(20): 5442.
- [6] 朱丽萍,刘文颖,邵冲,等.基于调相机与SVC协调的抑制高压直流送端风机脱网的控制策略[J].电力自动化设备,2021,41(6):107-113.
ZHU Liping, LIU Wenyang, SHAO Chong, et al. Control strategy of suppressing wind turbine tripping based on coordination between synchronous condenser and SVC in sending-end network of HVDC[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(6): 107-113.
- [7] 陆王琳,陆启亮,张志洪.碳中和背景下综合智慧能源发展趋势[J].动力工程学报,2022,42(1):10-18.
LU Wanglin, LU Qiliang, ZHANG Zhihong. An overview of the integrated energy systems development under the background of carbon neutralization[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2022, 42(1): 10-18.
- [8] 刘颖明,刘闯闯,王晓东.基于风电机组无功裕度预测的风电场无功分层控制策略[J].可再生能源,2021,39(3):380-387.
LIU Yingming, LIU Chuangchuang, WANG Xiaodong. Reactive power hierarchical control strategy for wind farm based on reactive power margin prediction of wind turbines[J]. Renewable Energy Resources, 2021, 39(3): 380-387.
- [9] 韩璐,尹纯亚,戴晨,等.高比例新能源送端系统暂态电压运行风险分析[J].电力系统保护与控制,2024,52(1):24-34.
HAN Lu, YIN Chunya, DAI Chen. Transient voltage operational risk of a high-proportion new energy sending system[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(1): 24-34.
- [10] GHOSH S, ISBEIH Y J, BHATTARAI R, et al. A dynamic coordination control architecture for reactive power capability enhancement of the DFIG-based wind power generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 3051-3064.
- [11] 周宗仁.双馈风机协同SVG调节电网电压的控制策略[D].成都:西南交通大学,2021:1.
ZHOU Zongren. Control strategy of DFIG cooperated with SVG regulating grid voltage[D]. Chengdu: Southwest Jiaotong University, 2021: 1.
- [12] 程晓磊.基于风机无功支持能力的风电场无功控制策略研究[D].天津:河北工业大学,2018:1.
CHENG Xiaolei. Research on wind farm reactive power control strategy based on wind turbine reactive power support capability[D]. Tianjin: Hebei University of Technology, 2018: 1.
- [13] 崔森,颜湘武,李锐博.提高双馈风电机组动态无功协调控制能力的实验研究[J].电力系统保护与控制,2022,50(8):118-129.
CUI Sen, YAN Xiangwu, LI Ruibo. Experimental research on improving the dynamic reactive power coordinated control capability of doubly-fed induction wind turbine[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(8): 118-129.
- [14] 杨蕾,周宗仁,郭成,等.SVG协同风电场的电网电压稳定控制策略研究[J].电工电能新技术,2020,39(10):56-62.
YANG Lei, ZHOU Zongren, GUO Cheng, et al. Study on voltage stability control strategy of power grid with SVG coordinated wind farm[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2020, 39(10): 56-62.
- [15] 杨蕾,廖佳思,郭成,等.基于限功率运行的DFIG与SVG协调电压控制策略[J].电力建设,2020,41(10):125-132.
YANG Lei, LIAO Jiasi, GUO Cheng, et al. Voltage control strategy of DFIG coordinating with SVG under power-limited operation[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(10): 125-132.
- [16] 刘其辉,毛未,高瑜.提升无功调节能力的双馈式风力发电机转速变模式控制策略[J].电力自动化设备,2018,38(9):85-92.
LIU Qihui, MAO Wei, GAO Yu. Speed change mode control strategy of doubly-fed wind turbine to improve

- reactive power regulation ability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(9): 85-92.
- [17] GUCHHAIT P K, BANERJEE A. Stability enhancement of wind energy integrated hybrid system with the help of static synchronous compensator and symbiosis organisms search algorithm[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, 5(2): 138-150.
- [18] 邹和平, 于芑, 周玮, 等. 基于超级电容器储能的双馈风力发电机低电压穿越研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(10): 49-52.
ZOU Heping, YU Peng, ZHOU Wei, et al. Study on the low voltage ride through of doubly fed wind generator based on the supercapacitor storage[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(10): 49-52.
- [19] 王敏, 周羽生, 杨航, 等. 基于 SMES-SFCL 直驱永磁风电并网故障穿越能力[J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34(10): 139-144.
WANG Min, ZHOU Yusheng, YANG Hang, et al. Fault ride through capability of direct drive permanent magnet wind power generation connected to grid based on SMES-SFCL[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2022, 34(10): 139-144.
- [20] 刘江山, 李凤婷, 尹纯亚, 等. 换相失败引发送端混合级联直流系统换流母线暂态电压波动机理及抑制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(20): 37-46.
LIU Jiangshan, LI Fengting, YIN Chunya, et al. Mechanism of and suppression strategy for transient voltage fluctuation in the commutator bus of a hybrid cascaded DC system caused by commutation failure[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(20): 37-46.
- [21] 何松涛, 邵振国, 郑文迪, 等. 计及 SVG 动态调压策略的配电网双层不确定性无功规划配置[J]. 电网技术, 2023, 47(12): 5159-5168.
HE Songtao, SHAO Zhenguo, ZHENG Wendi, et al. Bi-level uncertain reactive power planning of distribution network considering SVG dynamic voltage regulation strategy[J]. Power System Technology, 2023, 47(12): 5159-5168.
- [22] 徐玉琴, 刘杨, 谢庆. 基于全寿命周期成本的配电网无功规划研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(11): 31-36.
XU Yuqin, LIU Yang, XIE Qing. Research on reactive power planning of distribution network based on life cycle cost[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(11): 31-36.

(责任编辑 李园)