

多端柔性直流电网平抑风电波动的协调控制策略

周密,徐箭,孙元章

(武汉大学 电气工程学院,湖北 武汉 430072)

摘要: 为了充分利用西南区域和华中区域调节速度快、调峰能力强的水电资源来跨区平抑“三北”地区由于风电波动所造成的频率大幅波动,提出一种在电压源型换流器型多端直流输电(VSC-MTDC)网络中跨区域平抑风电波动的附加控制方法,并将该风电跨区调节附加控制和有功功率-频率下垂控制(P-f 控制)相结合,制定了具体的协调控制策略。当风电装机容量较大的区域电网中由于风电功率波动而导致频率偏移过多时,附加控制启动,抑制该区域电网频率的继续偏移。在风电剧烈波动或者出现其他故障的极端情况下,P-f 控制启动,配合附加控制实现网络中各区域电网的频率稳定。RTDS 仿真结果表明,所提策略能够有效地使风电波动被其他水电资源丰富的地区所调节,且维持各互联电网稳定运行。

关键词: 电压源型换流器型多端直流输电; 高压直流输电; 跨区联网; 风电波动; 协调控制

中图分类号: TM 614; TM 721.1

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.12.005

0 引言

近年来,我国风电产业发展迅速,据统计,我国 2014 年风电新增装机容量为 19810 MW,累计并网装机容量达到 96370 MW^{①-③}。然而,我国的绝大部分风电集中分布在远离负荷中心的“三北”(西北、华北和东北)地区,这类地区负荷水平较低,市场规模小,大规模风电的并网及风电的不确定性给电网调频带来了严峻考验^[1-2]。为提高风电利用率、保证电力系统的安全稳定运行,有必要加强跨区联网建设,实现风电大规模外送和跨省区调节^[3-6]。

基于可控通断器件(IGBT)的电压源型换流器(VSC)所构成的多端柔性直流输电(MTDC)网络不仅能够实现有功功率和无功功率的解耦控制,向无源网络供电,而且能实现潮流快速反转,非常适合可再生能源的并网和跨区域电网的互联^[7]。目前,针对多端柔性直流网络所提出的控制方法主要包括主从控制方法、带电压下垂特性的控制方法及其改进控制^[8-12]。这些控制方法均侧重于直流侧电压控制与功率平衡,没有考虑各交流系统的响应限制和承受能力,以及风电在互联网络中的跨区调节。当某端交流系统由于风电剧烈波动而导致频率大幅偏移时,直流网侧和其他端的交流系统不会对其做出响应。

文献[13]在电压下垂控制中引入附加有功功率-频率下垂控制(以下简称 P-f 控制),该控制能在交流侧电网发生紧急故障时,实现各端交流系统的功率相互支援。然而为了保证小扰动下各交流系

统间互不影响,P-f 控制存在启动上下限^[14],不能及时响应风电波动所引起的频率变化。且 P-f 控制一旦启动后,所有的交流区域电网无论备用容量是多是少,均会被迫参与调节。

针对我国国情,为了充分利用西南区域和华中区域响应速度快、调节能力强的水电资源来跨区平抑“三北”地区由于风电波动所导致的大幅频率偏移,本文在 P-f 控制的基础上,提出了一种在多端直流电网各区域间平抑风电波动的附加控制方法。该方法能实现风电在区域互联电网之间的定向跨区调节,并且在电网频率偏移过大时,可以按照协调控制策略与 P-f 控制相配合,维持系统的稳定。在实时数字仿真器(RTDS)平台搭建了六端柔性直流输电网络的详细模型,并仿真验证了所提出的控制策略的有效性。

1 VSC 换流站控制原理

VSC 换流站的控制方式主要有间接电流控制和直接电流控制 2 种。后者由于快速的动态响应和优良的控制性能,在实际工程中得到了广泛应用,其控制器如图 1 所示^[15]。外环控制器根据柔性直流输电上层控制系统所给定的有功类和无功类物理量参考值,产生合适的参考信号,并传递给内环电流控制器,内环控制器根据该参考信号生成调制波信号和触发脉冲,来控制系统传输的有功和无功功率。

在定交流电压控制模式下,换流站能够快速自动调整无功功率、维持交流侧电压的恒定。故在跨区平抑风电波动的过程中,主要考虑对其有功功率

收稿日期:2015-10-28;修回日期:2016-09-23

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973 计划)资助项目(2012-CB215201);国家自然科学基金资助项目(51477122,51190100)

Project supported by the National Basic Research Program of China(2012CB215201) and the National Natural Science Foundation of China(51477122,51190100)

① 国家电网公司. 特高压规划. 2010.

② 国家能源局. 风电发展“十二五”规划. 2012.

③ 国家发展和改革委员会能源研究所. 中国风电发展路线图 2050. 2011.

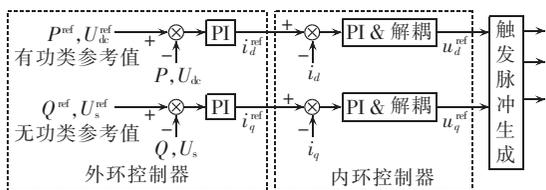


图 1 直接电流控制器结构框图

Fig.1 Structure of direct current controller

的控制。除了跟踪外环控制器的有功类参考量外,柔性直流输电传输的有功功率 P_s 还受到最大直流线路电流 I_{dc}^{\max} 的限制,即:

$$-U_{dc}I_{dc}^{\max} \leq P_s \leq U_{dc}I_{dc}^{\max} \quad (1)$$

其中, U_{dc} 为换流站直流侧电压。

2 风电跨区调节控制方法

2.1 P-f 下垂特性控制方法

与主从控制方法相比,电压下垂控制可以使直流电网中的不平衡功率在各个换流站中按比例分配,从而避免个别地区承担过大的功率扰动^[16]。为了使直流侧能够在必要时响应交流侧的频率变化,文献[13]在电压下垂控制的基础上引入 P-f 下垂特性控制,如图 2 所示。图中, $\Delta f'$ 为 P-f 控制所对应的频率偏差量; K_f 、 K_U 分别为 P-f 控制和电压下垂控制的特性系数。

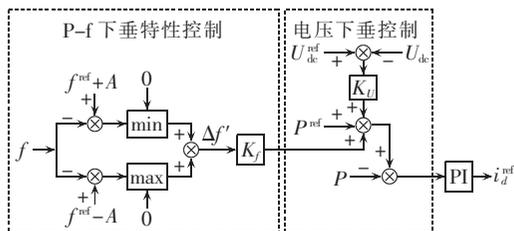


图 2 引入 P-f 特性的电压下垂控制框图

Fig.2 Block diagram of voltage droop control with P-f character

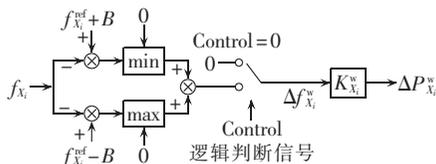
交流系统的频率偏差会影响换流站输出的有功功率值,使直流网中出现不平衡功率,其他各区换流站通过电压下垂特性自动调节其输出的有功功率,直到直流网中的功率达到新的平衡。此外,为了防止交流系统频率的较小波动导致换流站有功指令值的频繁改变,P-f 控制存在启动限值 $f^{\text{ref}} \pm A$ 。

2.2 风电跨区调节附加控制

2.1 节所提出的控制方法虽然能够在某交流系统由于风电功率波动引起频率出现较大偏移时,通过直流网络让其他端交流系统来平抑一部分风电功率波动,但不能按照各区的调节能力来分配其所承担的不平衡功率量,极端情况下可能导致参与调节的某些交流系统出现大的频率波动。本文提出一种改进的风电跨区域调节附加控制方法(以下简称附加控制),其整体思路如下。

将多端系统中的区域划分为 3 类:第 1 类区域风电容量大,作为待调节区域(以下简称 X 区域);第 2 类区域风电容量小或者无风电,而水电备用充足,作为调节区域(以下简称 Y 区域);第 3 类区域不符合前述特征,不参加风电波动的跨区调节(以下简称 Z 区域)。

X、Y 区域的附加控制逻辑分别如图 3 和图 4 所示。电网正常运行时,附加控制不启动。当属于 X 区域的某个交流电网(X_i)风电功率波动过大导致系统频率超过启动限值 $f_{X_i}^{\text{ref}} \pm B$ 时,系统根据当前时刻 X_i 区域的风电功率波动趋势来进行逻辑判断,若此时 X_i 区域的系统频率达到启动上(下)限值,且风电功率相对于前一时刻的值有增加(减小)的趋势,则 Control 信号由 0 跃变为 1,附加控制启动。随后,相应频率偏差量 $\Delta f_{X_i}^w$ 通过比例环节 $K_{X_i}^w$ 叠加至其换流站有功功率指令值上,抑制其频率的继续偏移。同时,为保证直流网内功率平衡,上层控制系统根据所有 X 区域的功率附加量之和 $\sum_i (\Delta P_{X_i}^w)$ 在线修正各 Y 区域换流站的有功功率指令值 $\Delta P_{Y_j}^w$,在 Y 区域内各交流电网按比例 $K_{Y_j}^w$ 分配功率调节量,直至 X_i 区域频率偏移恢复至启动限值 $f_{X_i}^{\text{ref}} \pm B$ 以下,Control 信号恢复至 0。

图 3 X_i 区域风电附加控制逻辑框图Fig.3 Block diagram of additional control logic for wind power of X_i areas

$$\sum_i (\Delta P_{X_i}^w) \rightarrow K_{Y_j}^w \rightarrow \Delta P_{Y_j}^w$$

图 4 Y_j 区域风电附加控制逻辑框图Fig.4 Block diagram of additional control logic for wind power of Y_j areas

由于 Z 区域不参与风电的跨区调节附加控制,因此,该类区域的 VSC 换流站采用常规电压下垂控制。

3 风电跨区调节协调控制策略

3.1 协调控制策略

2.2 节提出的附加控制可以在 X_i 区域风电波动时抑制频率的过大偏移,但其调节范围仍受 Y_j 区域水电调节能力的限制。若风电波动异常剧烈,或者在附加控制启动的同时 X_i 区域又出现了其他使频率偏差过大的故障,则很有可能导致 Y_j 区域的频率超出运行限制。因此本文将 P-f 控制作为附加控制的后备控制,设计了如图 5 所示的考虑风电跨区调

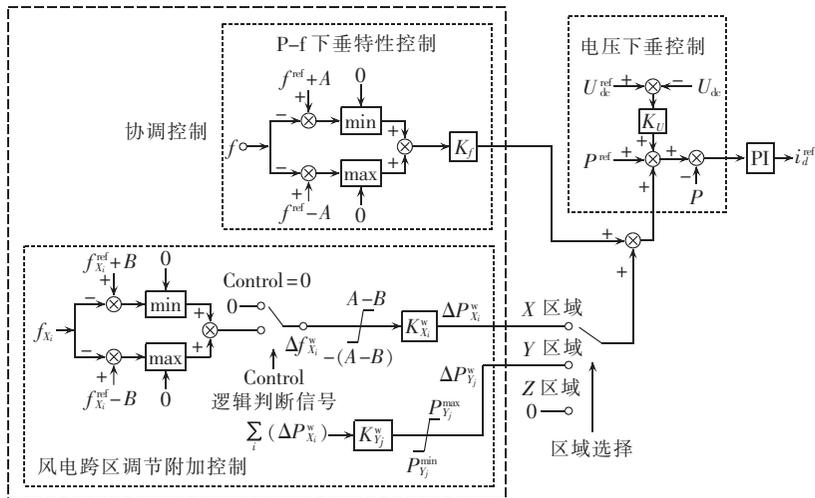


图 5 风电跨区调节协调控制方法框图

Fig.5 Block diagram of coordinated control for interregional wind power adjustment

节的协调控制策略,除风电跨区调节附加控制外,各X、Y、Z区域的其他控制部分均采用相同的结构。各X、Y、Z区域可通过区域选择开关来选择相应的跨区调节附加控制策略。

对于X区域,当 X_i 区域频率偏移 $|\Delta f_{X_i}|$ 达到B且附加控制启动后,若参与调节的某区域频率仍波动至超过 $\{f^{\text{ref}}-A, f^{\text{ref}}+A\}$ ($A > B$),则启动P-f控制,所有互联区域(包括Z区域)均参与频率控制,共同维持系统稳定。此外,在 X_i 区域的附加控制中加入上下限 $\{-(A-B), A-B\}$,即附加控制正常作用所对应的 $|\Delta f_{X_i}|$ 区间为 $\{(-A, -B) \cup (B, A)\}$,当 X_i 区域 $|\Delta f_{X_i}|$ 超过A后,附加控制的功率叠加量将被保持在 $|\Delta f_{X_i}|$ 为A时所对应的上限值,以确保P-f控制过程中换流站调节功率不受风电波动的影响,从而快速使全网系统恢复稳定。

对于Y区域,在 X_i 区域的风电附加控制启动后, Y_j 区域根据比例 $K_{Y_j}^w$ 分配风电功率调节量,并调节相应的换流站有功功率;若在调节过程中 Y_j 区域交流电网的频率超出范围 $\{-(A-B), A-B\}$,则其P-f控制启动,控制频率稳定。

对于Z区域,由于该类区域不参与风电的跨区调节附加控制,因此,区域选择开关置0。

3.2 控制参数的选择

为了保证响应的及时性,同时避免启动太频繁,将附加控制的启动参数B取0.1 Hz。而为了使附加控制有充分的作用区间,避免在跨区平抑风电波动的过程中对未参与调节的区域频率造成影响,取 $A = 0.15$ Hz,即当系统频率偏移超过0.15 Hz时,启动P-f控制。

由于换流站的有功功率不能超过由式(1)确定的正常运行上下限 $\{P_{X_i}^{\text{min}}, P_{X_i}^{\text{max}}\}$,为了考虑与P-f控制的配合,在 X_i 区域附加控制中引入功率裕度系数

α ,即:

$$\alpha P_{X_i}^{\text{min}} \leq P_{X_i} + \Delta P_{X_i}^w \leq \alpha P_{X_i}^{\text{max}} \quad (2)$$

其中, P_{X_i} 为 X_i 区域的换流站初始功率。

根据图3所示的附加控制框图,式(2)可改写为:

$$\alpha P_{X_i}^{\text{min}} - P_{X_i} \leq \Delta f_{X_i}^w K_{X_i}^w \leq \alpha P_{X_i}^{\text{max}} - P_{X_i} \quad (3)$$

附加控制所对应的频率偏差量 $\Delta f_{X_i}^w$ 的上下限 $\{-(A-B), A-B\}$ 为 $\{-0.05 \text{ Hz}, 0.05 \text{ Hz}\}$,故对式(3)分别取 $\Delta f_{X_i}^w = 0.05 \text{ Hz}$ 和 $\Delta f_{X_i}^w = -0.05 \text{ Hz}$,可得:

$$K_{X_i}^w \leq (\alpha P_{X_i}^{\text{max}} - P_{X_i}) / 0.05 \quad (4)$$

$$K_{X_i}^w \leq (\alpha P_{X_i}^{\text{min}} - P_{X_i}) / (-0.05) \quad (5)$$

考虑控制的快速性, $K_{X_i}^w$ 取其允许范围内的最大值,即:

$$K_{X_i}^w = \min \{ (\alpha P_{X_i}^{\text{max}} - P_{X_i}) / 0.05, (\alpha P_{X_i}^{\text{min}} - P_{X_i}) / (-0.05) \} \quad (6)$$

其中, $P_{X_i}^{\text{min}}, P_{X_i}^{\text{max}}$ 可由式(1)计算得到。式(1)中 $I_{\text{dc}}^{\text{max}}$ 通常取1.2倍的额定直流电流^[17],且在所提出的控制方法中,直流电压 U_{dc} 波动不大,故有功功率上下限 $\{P_{X_i}^{\text{min}}, P_{X_i}^{\text{max}}\}$ 可取为 $\{-1.2P_{X_i}^{\text{rated}}, 1.2P_{X_i}^{\text{rated}}\}$,其中 $P_{X_i}^{\text{rated}}$ 为 X_i 区域换流站的额定功率。

为了合理利用Y区域的备用及换流站容量裕度,将所有X区域输入到多端柔性直流网的风电跨区调节附加功率之和按照各Y区域当前的备用容量之比分配,并保证不超过各换流站的功率限值 $\{P_{Y_j}^{\text{min}}, P_{Y_j}^{\text{max}}\}$,即:

$$K_{Y_j}^w = \frac{P_{Y_j}^{\text{re}}}{\sum_j P_{Y_j}^{\text{re}}} \quad (7)$$

且:

$$P_{Y_j}^{\text{min}} \leq P_{Y_j} + \Delta P_{Y_j}^w \leq P_{Y_j}^{\text{max}} \quad (8)$$

其中, $P_{Y_j}^{\text{re}}$ 为 Y_j 区域当前的机组备用容量; $\sum_j (\Delta P_{Y_j}^w)$ 为所有Y区域的机组实际备用容量之和; P_{Y_j} 为 Y_j 区域换流站的初始功率。Y区域的机组备用容量可通

过本地相量测量单元(PMU)实时同步采样监测得到。

对于 P-f 控制中的系数 K_f , 其数值大小直接决定了该控制方式下各区域换流站响应其交流侧频率偏差量 $\Delta f'$ 所产生的功率调整量, 即该区域的不平衡功率量, 故可综合考虑其交流系统强度和换流站容量裕度来进行整定^[18]。

4 仿真验证

为了验证本文所提出的协调控制策略的有效性, 在 RTDS 平台搭建了如图 6 所示的六端柔性直流输电系统。系统参数如表 1 和表 2 所示, 3 号区和 5 号区系统的风电渗透率分别达到了 30% 和 20%, 属于 X 区域; 2 号区和 4 号区系统的水电装机比例分别占其总装机的 60% 和 50%, 具有充足的水电调节容量, 属于 Y 区域; 1 号区和 6 号区则属于 Z 区域。取附加控制的功率裕度系数 $\alpha=0.8$, 根据前述计算方法可得到 3 号区和 5 号区的风电跨区调节附加控制系数 K_{X3}^w, K_{X5}^w 分别为 3.2、5.2。P-f 控制的特性系数 K_f 均设为 3。

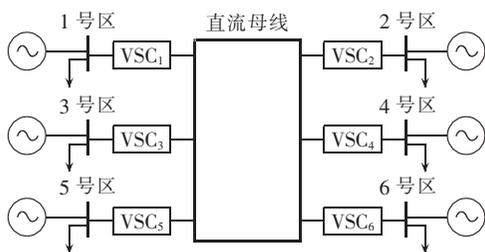


图 6 六端柔性直流输电系统

Fig.6 Six-terminal VSC-HVDC system

表 1 六端柔性直流网络系统参数

Table 1 Parameters of six-terminal VSC-HVDC system

区域编号	各区装机容量/MW	风电比例/%	水电比例/%	火电比例/%	负荷/MW	换流站外送功率/MW	区域分类
1	650	0	10	90	900	-250	Z
2	1000	0	60	40	750	250	Y
3	1000	30	5	65	300	400	X
4	800	0	50	50	1100	-300	Y
5	1000	20	10	70	400	350	X
6	600	0	15	85	1050	-450	Z

表 2 换流站主电路参数

Table 2 Parameters of converter stations

参数	数值
额定直流电压	± 200 kV
额定功率	500 MW
直流侧电容	1000 μ F
等效连接电抗	0.19 p.u.
联结变压器变比	220 kV/200 kV
直流传输线电阻	400 km \times 0.01 Ω /km
开关频率	1050 Hz

算例 1: $t=0$ s 开始, 5 号区风电功率出现如图 7

所示大幅波动, 波动范围达到风电额定装机容量的 20%。

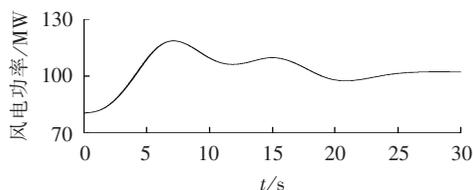


图 7 5号区风电功率

Fig.7 Wind power of Area 5

图 8 所示为 P-f 控制方法下各区域频率响应曲线。由图 8 中的虚线可知, 若仅靠 5 号区系统自身发电机和负荷的调节能力, 该风电波动将导致系统频率振荡超过 50.35 Hz。若加入 P-f 控制, 在 5 号区系统频率 f_5 上升至 50.15 Hz 后, P-f 控制启动, 5 号区系统将和其他 5 个区域共同承担其不平衡功率。平衡过程中所有区域均参与调节, f_5 被控制在运行限制值 50.2 Hz 以下, 但是相应地, 其他区域的频率均有波动。

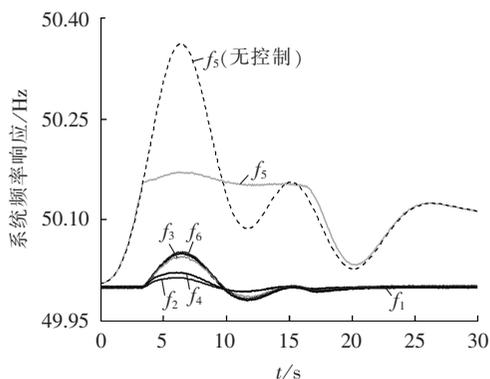


图 8 P-f 控制方法下各区域频率响应曲线

Fig.8 Frequency response of six areas under P-f control

如果采用本文提出的风电波动跨区调节协调控制方法, 其控制效果如图 9 所示。 $t=3.5$ s 时, f_5 升至 50.1 Hz, 附加控制启动, 一部分不平衡功率通过换流

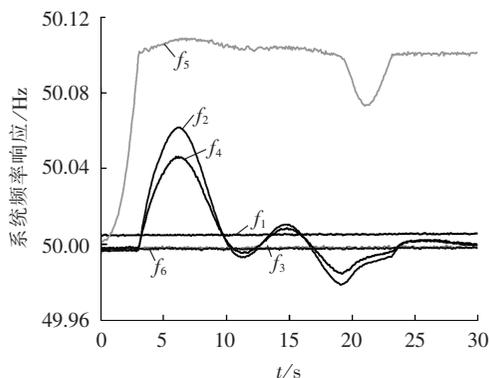


图 9 协调控制方法下各区域频率响应曲线

Fig.9 Frequency response of six areas under coordinated control

站送至 2 号区和 4 号区, f_5 的振荡得到了快速控制, 最终未超过 50.15 Hz, 根据协调策略, 后备 P-f 控制未启动。2 号区和 4 号区的频率出现小幅波动, 但由于水电的快速调节能力, 其频率偏移未超过允许范围。而 1 号区和 6 号区没有参与调节, 其系统频率不会受到任何影响。

通过比较图 8 和图 9 可知, 本文所提出的风电波动跨区调节附加控制方法不仅能够有效地抑制风电波动所导致的频率偏移, 还充分利用了水电丰富区域的调节能力来跨区平抑风电波动。与仅有 P-f 控制时相比, 该附加控制方法针对性更强, 并且在跨区调节风电的过程中, 可避免调节能力较弱的地区(1 号区和 6 号区)受 5 号区风电波动的影响。

算例 2: $t=0$ s 开始, 5 号区风电仍然按照图 7 所示波动。 $t=7.5$ s 时刻, 5 号区系统交流侧甩负荷 100 MW, $t=9.5$ s 时负荷恢复。

系统在仅有 P-f 控制和在风电跨区调节协调控制方法下的频率响应曲线分别如图 10 和图 11 所示。由仿真结果可知, 在仅有 P-f 控制时, f_5 在负荷故障后上升到了 50.3 Hz 以上, 超出系统正常运行限值, 并且其他 5 个区域的频率都上升到了近 50.2 Hz。若采用本文所提出的协调控制方法, 则能够更早期

抑制 f_5 因风电波动产生的偏移, 比较图 10 和图 11, 协调控制方法中的附加控制将 5 号区系统甩负荷前一刻的频率从 50.17 Hz 降低到了 50.11 Hz, 并且使 1 号区和 6 号区的频率保持在额定值。在负荷恢复后, 由于不平衡功率过多, f_5 继续上升, 上升过程中附加控制仍在发挥作用, 2 号区和 4 号区利用水电优势来分担这部分不平衡功率, 直到 f_5 超过 50.15 Hz, P-f 控制启动, 随后其他区域一起参与调节。协调控制方法下, 所有区域系统的频率偏移都未超过 ± 0.2 Hz, 各系统均能够稳定运行。

算例 3: 3 号区和 5 号区风电同时剧烈波动(如图 12 所示), 3 号区和 5 号区的风电功率波动范围分别为 19% 和 20%。

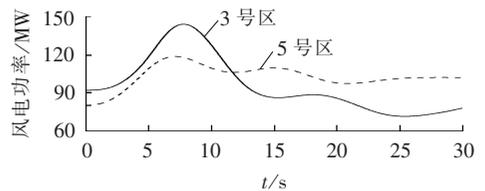


图 12 3 号区和 5 号区风电功率
Fig.12 Wind power of Area 3 and 5

图 13 和图 14 分别为采取 P-f 控制方法和本文提出的风电跨区调节协调控制策略的控制效果。

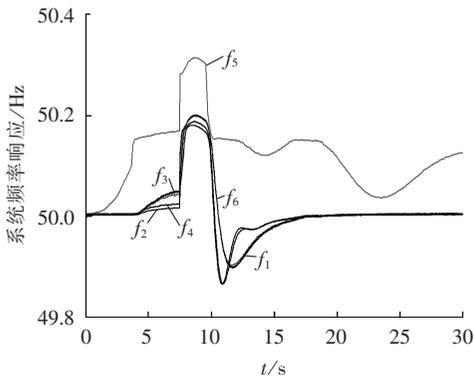


图 10 P-f 控制方法下各区域频率响应曲线
Fig.10 Frequency response of six areas under P-f control

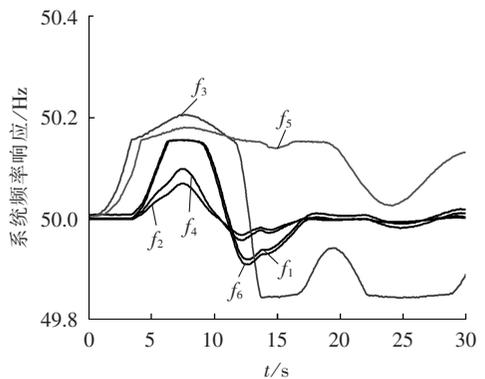


图 13 P-f 控制方法下各区域频率响应曲线
Fig.13 Frequency response of six areas under P-f control

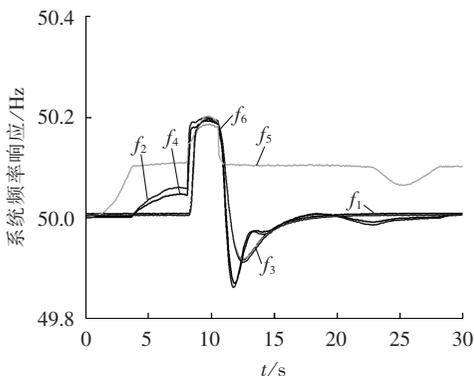


图 11 协调控制方法下各区域频率响应曲线
Fig.11 Frequency response of six areas under coordinated control

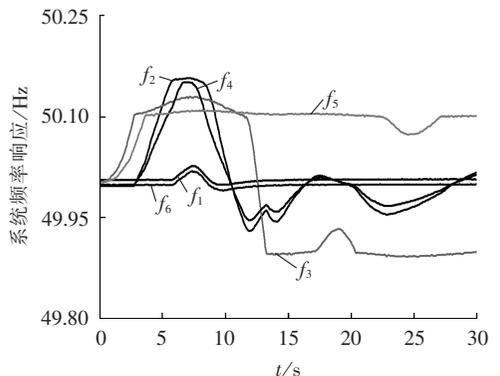


图 14 协调控制方法下各区域频率响应曲线
Fig.14 Frequency response of six areas under coordinated control

如图 14 所示,采用本文所提出的协调控制策略, $t=0\text{ s}$ 开始,3 号区和 5 号区风电功率同时迅速增加,导致其系统频率 f_3 和 f_5 先后达到 50.1 Hz,附加控制启动,将大量的不平衡功率输送到 2 号区和 4 号区进行平抑,虽然 2 号区和 4 号区具有大量水电调节容量,但是由于风电功率的波动太大,使得其系统频率急剧上升,直至 2 号区频率 f_2 超过 50.15 Hz 时,后备 P-f 控制启动,将一部分风电功率通过 P-f 控制分摊至全网,1 号区和 6 号区也参与调节。对比图 13 和图 14,采用协调控制策略后,既能在几乎不影响 1 号、6 号两区系统的同时平抑 3 号、5 号两区因大量风电波动导致的频率偏移,又能避免承担过多不平衡功率的 2 号区与 4 号区系统的频率超过安全稳定限制。

5 结论

本文基于我国现有风电功率调节问题和柔性多端直流输电的特点,提出了一种跨区域平抑风电波动的多端柔性直流电网协调控制策略。该方法将风电跨区调节附加控制和 P-f 下垂控制相结合,并制定了详细的配合策略,给出了控制参数的范围。RTDS 仿真结果表明,本文所提出的协调控制方法能够在系统正常运行时实现风电高渗透率地区短时剧烈风电波动的定向跨区域调节。在风电极端波动的情形下,也可以有效控制整个系统频率。

与仅通过本地发电机组和负荷进行传统的频率调节相比,本文提出的附加控制方法利用柔性直流输电技术快速灵活的控制特性,能够将某一区域风电波动引起的不平衡功率在整个网络中进行更为合理的分配,避免单个区域电网承担过大的调频压力。此外,与交流联网相比,直流互联网络可以快速精确地控制换流站的传输功率并有效维持系统电压的稳定,还能在平抑风电波动的过程中,限制波动及其他故障的影响范围。

本文所提出的跨区平抑风电波动的协调控制策略,对于我国风电的未来开发和利用具有一定的参考价值。仿真算例中的风电波动数据及趋势均以我国东北和西北风电实测统计数据为依据,符合实际情况。仿真模型中的 X 区域与我国“三北”地区电网相似,Y 区域的特点符合西南以及华中等水电资源丰富、调节能力较强的电网,Z 区域类似于华东电网。

参考文献:

[1] 靳慧龙. 风电场接入容量对电网影响的研究[D]. 北京:华北电力大学,2011.
JIN Huilong. Research on impact of wind power penetration on grid[D]. Beijing:North China Electric Power University,2011.
[2] 蒋大伟. 大规模风电并网对系统频率影响分析[D]. 吉林:东北

电力大学,2010.

- JIANG Dawei. Analysis of the impact on power system frequency in respect of large-scale wind power integration into grid[D]. Jilin:Northeast Dianli University,2010.
[3] 朱凌志,陈宁,韩华玲. 风电消纳关键问题及应对措施分析[J]. 电力系统自动化,2011,35(22):29-34.
ZHU Lingzhi,CHEN Ning,HAN Hualing. Key problem and solutions of wind power accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(22):29-34.
[4] 张丽英,叶廷路,辛耀中,等. 大规模风电接入电网的相关问题及措施[J]. 中国电机工程学报,2010,30(25):1-9.
ZHANG Liying,YE Tinglu,XIN Yaozhong,et al. Problems and measures of power grid accommodating large scale wind power [J]. Proceedings of the CSEE,2010,30(25):1-9.
[5] 汪宁渤,王建东,何世恩. 酒泉风电跨区消纳模式及其外送方案[J]. 电力系统自动化,2011,35(22):82-89.
WANG Ningbo,WANG Jiandong,HE Shien. Cross-border accommodation method and transmission scheme of Jiuquan wind power[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(22):82-89.
[6] 黄春雷,丁杰,田国良,等. 大规模消纳风电的常规水电运行方式[J]. 电力系统自动化,2011,35(23):37-40.
HUANG Chunlei,DING Jie,TIAN Guoliang,et al. Hydropower operation modes of large-scale wind power grid integration[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(23):37-40.
[7] 汤广福,罗湘,魏晓光. 多端直流输电与直流电网技术[J]. 中国电机工程学报,2013,33(10):8-17.
TANG Guangfu,LUO Xiang,WEI Xiaoguang. Multi-terminal HVDC and DC-grid technology[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(10):8-17.
[8] 付媛,王毅,张祥宇,等. 多端电压源型直流系统的功率协调技术[J]. 电力自动化设备,2014,34(9):130-136.
FU Yuan,WANG Yi,ZHANG Xiangyu,et al. Coordinated power control of VSC-MTDC system[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(9):130-136.
[9] 喻锋,王西田,解大. 多端柔性直流下垂控制的功率参考值修正方法[J]. 电力自动化设备,2015,35(11):117-122.
YU Feng,WANG Xitian,XIE Da. Power refernce correction method for droop control of VSC-MTDC system[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(11):117-122.
[10] 潘伟,李勇,曹一家,等. 用于大规模集中式风电并网的 VSC-HVDC 频率控制方法[J]. 电力自动化设备,2015,35(5):94-99.
PAN Wei,LI Yong,CAO Yijia,et al. Frequency control of grid-connection system based on VSC-HVDC for large-scale centralized wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(5):94-99.
[11] 唐庚,徐政,刘昇,等. 适用于多端柔性直流输电系统的新型直流电压控制策略[J]. 电力系统自动化,2013,37(15):125-132.
TANG Geng,XU Zheng,LIU Sheng,et al. A novel DC voltage control strategy for VSC-MTDC systems [J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(15):125-132.
[12] HAILESELISSIE T M,UHLEN K. Power system security in a meshed north sea HVDC grid[J]. Proceedings of the IEEE,2013,101(4):978-990.
[13] CHAUDHURI N R,MAJUMDER R,CHAUDHURI B. System frequency support through Multi-Terminal DC(MTDC) grids[J].

- IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1):347-356.
- [14] 朱瑞可,李兴源,应大力. VSC-MTDC 互联系统频率稳定控制策略[J]. 电网技术, 2014, 38(10):2729-2734.
- ZHU Ruike, LI Xingyuan, YING Dali. A frequency stability control strategy for interconnected VSC-MTDC transmission system[J]. Power System Technology, 2014, 38(10):2729-2734.
- [15] 汤广福. 基于电压源换流器的高压直流输电技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010:132-134.
- [16] HAILESELAASSIE T M, UHLEN K. Impact of DC line voltage drops on power flow of MTDC using droop control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3):1441-1449.
- [17] 任敬国,李可军,牛林,等. 包含 VDCOL 的 VSC-HVDC 改进控制策略[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(7):46-51.
- REN Jingguo, LI Kejun, NIU Lin, et al. Advanced active power control strategy based on additional signal for VSC-HVDC transmission system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(7):46-51.
- [18] 余涛,沈善德,王明新,等. 三峡—华东 HVDC 辅助频率控制的动模试验[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(20):77-81.

YU Tao, SHEN Shande, WANG Mingxin, et al. Dynamic simulation experiment of auxiliary frequency control for Three Gorges HVDC transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(20):77-81.

作者简介:



周 密

周 密(1991—),女,湖北丹江口人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统稳定分析与运行控制、大规模风电并网分析与控制(E-mail: 2009302540140@whu.edu.cn);

徐 箭(1980—),男,湖北咸宁人,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统暂态稳定、电压稳定分析与控制、大规模

风电并网分析与控制等(E-mail: xujian@whu.edu.cn);

孙元章(1953—),男,湖南岳阳人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力系统运行与控制、分布式电力系统(E-mail: yzsun@whu.edu.cn)。

Coordinated control restraining wind power fluctuation of VSC-MTDC

ZHOU Mi, XU Jian, SUN Yuanzhang

(School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: An additional control for restraining the wind power fluctuation of Three Northern Areas by applying the fast and sufficient peak-load regulation capacity of Southwestern and Central Areas is proposed to suppress the frequency oscillation of interregional VSC-MTDC (Voltage Source Converter-based Multi-Terminal HVDC) system, which is combined with the P-f control (active power & frequency droop control) to form a coordinated control strategy. The additional control is activated when the wind power fluctuation causes the frequency deviation of regional grid with larger wind power capacity bigger than the limit. In the extreme conditions of violent wind power fluctuation or system fault, the P-f control starts to coordinate with the additional control for maintaining the system frequency. The results of RTDS simulation verify that, the proposed control strategy uses the rich hydropower of other areas to effectively suppress the frequency oscillation and maintain the stability of interconnected power grids.

Key words: VSC-MTDC; HVDC power transmission; interregional connection; wind power fluctuation; coordinated control