

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.181184

光伏电站面向快速频率响应的优化控制技术与实践

王淑超, 段胜朋, 王健, 王小平, 王晨, 米高祥, 侯炜, 陈俊

(南京南瑞继保电气有限公司, 江苏 南京 211100)

摘要: 目前光伏电站没有一次调频功能, 功率控制响应缓慢且精度不高, 无法满足西北电网对新能源电站提出的快速度、高精度的快速频率响应规范要求, 迫切需要进行优化升级。针对传统方案中平均功率分配算法准确度低和常规逆变器 MPPT 算法功率执行响应速度慢两方面的不足, 分别提出了基于样本逆变器的等比例分配算法和参考样本逆变器状态值的跨越式 MPPT 算法。最后通过执行响应偏差分析、总体性能对比分析和功率分配仿真试验以及光伏电站现场的逆变器响应测试试验, 验证了采用相关技术进行光伏电站快速调频响应的有效性和实用性。

关键词: 光伏电站; 一次调频; 快速频率响应; 功率分配; MPPT; 样本逆变器; 发电能力值

Research and practice of fast frequency response oriented control optimization technology of PV power stations

WANG Shuchao, DUAN Shengpeng, WANG Jian, WANG Xiaoping, WANG Chen, MI Gaoxiang, HOU Wei, CHEN Jun
(NR Electric Co., Ltd., Nanjing 211100, China)

Abstract: At present, photovoltaic power stations generally do not have primary frequency modulation function, and the existing power control response is slow and inaccurate, which can not meet the fast and high-precision requirements of the fast frequency response specifications for the new energy plants released by the Northwest Power Grid of SGCC, so it urgently needs to be optimized and upgraded. In the view of the shortcomings of the low accuracy of traditional average power allocation algorithm and the slow power execution response of conventional MPPT algorithm for inverters, this paper proposes a reference inverter based proportional allocation algorithm on the station side, and also gives a leaping MPPT algorithm based on the reference inverters' state on the final inverter side. Finally, the analysis of response deviation and the comparison of overall scheme performance, the power allocation simulation test and the on-site inverter power response tests are used to verify the effectiveness and practicability of relevant technologies when implementing the fast frequency response function to PV power station.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2017YFB0903305).

Key words: photovoltaic power station; primary power modulation; fast frequency response; power allocation; MPPT; reference inverter; power capability

0 引言

近年来, 随着我国光伏、风电等可再生新能源的大面积推广以及新能源并网发电容量在整个电网中比例的不不断提升, 一些区域电网占比达到甚至超过 30%, 这使得这些区域电网中常规水电、火电旋转备用发电容量占比明显缩小, 电网频率控制特性的结构性困境日趋明显^[1-2]。而且随着“三北地区”

多条大容量、特高压直流输电工程陆续投产, 特高压直流闭锁或功率骤降引发的系统频率稳定风险凸显, 这使得电网对新能源电站提出快速度、高精度的调频控制响应要求, 推进新能源电站参与电网快速频率响应工作具有重要意义^[2]。新能源光伏电站的快速频率响应过程, 也就是光伏电站厂站级一次调频有功功率调节响应过程, 除去固有的系统检测计算和网络通信环节, 厂站端的全站功率分配算法和最终执行单元——光伏逆变器的功率执行响应算法, 这两者对全站频率响应的效果有重要影响。

基金项目: 国家重点研发计划项目 (2017YFB0903305)

当前光伏电站已有的 AGC 功率控制系统, 是为电力系统二次调频服务的, 调节时间要求较为宽松, 一般达分钟级。这种较长时间的调节响应需求, 允许光伏电站 AGC 系统可以无视站内各局部方阵发电能力的差异, 通过在全站各发电单元间进行平均功率分配和多轮次微调, 从而逐步逼近目标功率值^[3-9]。而近期西北电网对光伏电站的快速频率响应的要求是: 从系统频率扰动越限开始, 到在并网点检测到光伏电站开始响应的允许响应滞后时间为 2 s; 而达到 90% 调节量的响应时间则要求不超过 5 s。这几乎超出了当前常规 AGC 系统的控制性能极限。其中 2 s 的启动延迟响应, 主要与系统中检测计算处理和升压站、光伏区各通信传输环节性能相关, 是由固有设备和网络通信架构决定的, 更改优化成本高、难度大, 因此本文主要讨论厂站端的分配算法和终端的逆变器执行算法对整体频率响应性能的影响与优化问题。

当前, 大量已建新能源电站中的光伏逆变器, 内部接收转发(如逆变器内部通信模块和功率执行模块间转发)耗时就可能达 1 s, 而逆变器功率目标跟踪耗时又可达 1~3 s^[10-11]。在上述总共只有 5 s 的调节响应时间要求下, 响应的效果主要由首轮功率分配和执行效果决定。实施新能源快速调频可能会遇到以下 3 种不达标情况: (1) 首轮功率调节即精准执行, 但响应时间超标; (2) 首轮响应虽然时间达标, 但偏差较大不达标, 而没有多余时间进行二次微调; (3) 首轮调节时间和精准度均不达标。无论是上述哪一种情形, 要优化使之达标都依赖于首轮功率分配是否得当, 以及是否得到逆变器的快速准确执行。其中, 厂站端能否进行合理的方阵间功率分配, 这需要各逆变器或者各方阵逆变器群体的发电能力数据作为分配数据支持。然而, 在当前光伏电站各系统中, 还没有电站局部区域或方阵的发电能力值数据。比如当前的光伏电站光功率预测系统, 其计算过程内部通常不生成, 也不输出局部方阵发电能力值或未来预测值的^[12-14]; 关于光伏发电局部发电能力值的计算方法, 也鲜有文献提及; 关于基于局部发电能力预测数据的功率分配方法, 仅文献[15]提出了针对风电场的基于功率预测的风电机组功率分配, 其主要是针对稳态长周期十几分钟甚至小时级响应需求的风电功率控制, 除了光伏与风电固有的大量差异外, 显然其与西北电网要求的仅 5 s 的光伏快速调频功率响应在时间周期方面也有明显差异。

本文针对光伏电站快速频率响应需求, 主要对厂站端全站功率分配和终端逆变器侧功率执行算法两个方面进行研究, 提出了基于样本逆变器计算光

电站局部发电能力值, 再进行全站等比例功率分配的算法与控制策略, 并给出了提高逆变器侧功率执行速度的一体化逆变器功率平台和跨越式 MPPT 算法。接着通过执行响应偏差和总体方案性能对比分析, 基于光伏电站现场数据的软件仿真测试, 以及光伏电站现场逆变器响应试验, 验证了相关技术的有效性和实用性。

1 光伏电站局部发电能力值的生成

1.1 光伏电站当前局部发电功率能力值计算

光伏电站局部发电能力值的一个可能的数据来源是正在发电的各逆变器本身。逆变器一般提供的实时发电状态数据包含电流、电压和功率值等, 然而这些数据中并不包括, 也算不出该逆变器当前的最大发电能力值。光伏逆变器有停机、自然发电、受限发电等多种运行状态, 当逆变器处在限功率状态(在“三北地区”, 平均限光率 20%左右^[16])时, 对于当前各厂家各型号光伏逆变器, 其当前最大发电能力值, 是无法从该逆变器本身获得的^[3,6]。一种思路是通过附近区域不受限自然最大发电状态下的其他逆变器来类比参考。定义这种不受控一直自然最大发电的逆变器为样本逆变器。可以将样本逆变器理解为分布在各个局部方阵区域的“气象仪”。真正的气象仪输出光照辐射强度、气压、温湿度数据后, 还需再考虑光伏面板清洁度、倾斜度、老化程度、以及光电转化效率和线路损耗等众多数据影响因素, 经过复杂模型计算才最终得到理论最大发电功率值, 而样本逆变器“气象仪”直接输出实际的发电功率, 客观上就反应了上述各种因素对发电量的影响, 该值比基于真实气象仪进行的复杂计算建模的输出结果要准确、也更快捷。

关于样本逆变器的选取, 与定义的区域大小有关。定义区域越小, 样本代表的颗粒度越小, 测算的准确度就会越高, 这是有利的一面; 然而定义的区域越小, 需要用到的样本逆变器数目就会越多, 剩余可调的逆变器数目, 也就是全站可调容量就会减少, 这不利于全站功率的大范围调节, 是不利的一面。因此, 综合考虑, 在集中式光伏电站, 由于每个方阵一般由 2 台逆变器组成, 可选择 2~5 个方阵定义为一个局部区域, 选其中 1~2 台逆变器作为样本; 而对于组串式光伏电站, 由于每个方阵中就含有 20~60 台逆变器, 可以将一个方阵作为一个局部区域, 直接在每个方阵中选择 1~2 台逆变器作为样本。不管哪种类型的光伏电站, 总体的思路都是在合适的局部区域中选择 5%~20% 较少量的逆变器作为样本逆变器^[3]。

简单起见, 下面以局部区域为一个方阵的组串式逆变器光伏电站为例进行局部区域——方阵当前最大发电能力值的计算。

假设全站共有 N 个方阵, 一个方阵中可正常运行的发电单元 n 台, 包含样本逆变器 s 台, 则方阵中有 $n-s$ 台参与调节; 设定在某个具体时刻 t , 方阵内的 s 台样本逆变器各自自然最大发电功率为 P_{si} , 则该方阵内这 s 台样本平均自然最大发电能力为式(1)的 \overline{P}_{si} 。

$$\overline{P}_{si} = \frac{\sum_{i=1}^s P_{si}}{s} \quad (1)$$

该方阵内样本的平均发电功率, 即式(2)。

$$\overline{P}_{it} = \overline{P}_{si} \quad (2)$$

则该方阵的当前最大发电能力值(以下简称发电能力值)为

$$P_{f_max} = \overline{P}_{si} \times n \quad (3)$$

厂站端功率控制系统参考每个局部区域的当前发电能力值式(3), 将各个局部累计汇总, 并与每个局部能力值进行对比, 就可以进行基于样本逆变器当前发电能力值的等比例分配。

1.2 光伏电站局部多日平均发电能力曲线计算

考虑到电网提出的光伏电站快速频率响应, 其响应要求是从触发时刻开始, 5 s 内达到变化调节量的 90%, 15 s 内稳定在 $\pm 1\%$ 的偏差范围内。严格来讲, 这并不是对当前时刻的发电要求, 而是在未来 3~15 s, 甚至更远时间对光伏发电能力的预期要求^[2,81]。考虑到大型光伏电站中, 尤其是大型山地光伏电站, 除了各个区域当前发电能力存在差异外, 其变化趋势在不同时刻也存在差异, 而样本逆变器的当前发电功率值并不能反映这种趋势差异。一种策略是通过此前多日样本逆变器的发电功率值的存储计算并描绘同时刻的变化趋势, 这可为进一步更细致的调节控制做数据参考。

同样以组串式逆变器方阵为例, 定义该方阵单台逆变器平均自然最大功率值 \overline{P}_i (见式(2))与其对应的当天日期 d 以及所在时刻值 t 形成的数据 $[d, t, \overline{P}_i]$, 该值以 5~30 s 的时间间隔被存储记录下来; 这样, 连续运行多天后, 就可以得到多天同一时刻的某方阵在 t 时的平均功率值 $\overline{P}_{it1}, \overline{P}_{it2}, \dots, \overline{P}_{itk}$, 其中 k 为连续天数, 取值 3~7。对这 k 天同一时刻的样本逆变器功率值再取 k 天平均功率值, 即

$$\overline{P}_i^k = (\sum_{j=1}^k \overline{P}_{ij}) / k \quad (4)$$

考虑到短时乌云遮挡、天气突变可能造成的光伏发电功率影响, \overline{P}_i^k 并不能直接代表该方阵逆变器在该段时期该时刻正常天气气候平均最大发电率值。还需要在 $\overline{P}_{it1}, \overline{P}_{it2}, \dots, \overline{P}_{itk}$ 中剔除与 \overline{P}_i^k 偏差绝对值超过一定百分比如 $d\%$ 的值, d 取值 5~20。剩下的各值中再取平均值, 如式(5)。

$$\overline{P}_i = \frac{\sum_{i=1}^k \overline{P}_{itk} \times ((\frac{|\overline{P}_{itk} - \overline{P}_i^k|}{\overline{P}_i^k} < d\%)?1:0)}{\sum_{i=1}^k ((\frac{|\overline{P}_{itk} - \overline{P}_i^k|}{\overline{P}_i^k} < d\%)?1:0)} \quad (5)$$

\overline{P}_i 即为剔除突变异常天气(短时乌云遮挡、天气突变)条件后的该段时期该天该时刻的该方阵平均最大发电功率。再将这些值做成纵坐标, 一天时间 t (理论 0~24 h, 实际 6:00~20:00 即可) 作为横坐标, 就可以描绘出该方阵单台逆变器近期平均发电能力值曲线(这样的复杂计算每天做一次即可)。假设光伏电站所在地理区域天气气候是渐变的(突变天气特殊处理), 设 Δt 时间后, 参考近期方阵单台逆变器平均发电能力曲线, 得到本方阵逆变器的功率平均变化为 $\Delta \overline{P}_i$, 则未来短时间 Δt 后本方阵的发电能力值为

$$P_{\Delta t} = (\overline{P}_i + \Delta \overline{P}_i) \times n \quad (6)$$

式中: Δt 大小 30 s~60 min 可设置; $P_{\Delta t}$ 数值即是该方阵未来 Δt 时刻的方阵发电能力值。

假设 $P_{\Delta t_i}$ 为第 i 个方阵 Δt 时刻后的发电能力值, 各方阵该时刻能力值累加, 还可以得到全站 Δt 时刻后的全站发电功率能力值 $P_{\Delta t_station}$ 为

$$P_{\Delta t_station} = \sum_{i=1}^N P_{\Delta t_i} \quad (7)$$

基于局部区域——方阵平均发电能力值曲线, 将全站各局部区域曲线叠加, 得到全站近期多天平均发电能力曲线。基于局部曲线及其发电能力值随时间变化趋势, 可为光伏电站内部各区域功率分配提供进一步的参考; 而基于全站近期平均发电能力曲线, 尤其是未来超短时间内, 所对应点的发电能力值, 或许还能对该光伏电站功率预测系统超短期预测值提供有效地辅助修正数据支持。

2 全站总功率目标值生成

当前我国西北电网提出的新能源快速调频响应需求, 要求目标新能源站基于并网点实时采集计算的频率和功率, 参考设定的 $P-f$ 快速调频曲线函数

更新全站目标总功率并进行相应执行响应。

关于新能源快速频率响应与原站内 AGC 系统的如何进行协调控制, 一般情况下, 光伏电站实际发电功率值应该在 AGC 系统目标功率值附近, 文献[2]提出了以 AGC 目标值为快速频率功率基准值的控制方案; 而在有些光伏电站中, 由于各种原因, 会存在光伏电站实际发电功率值, 与 AGC 目标值始终存在一定明显偏差的情况(比如调度不限电, 允许自然最大发电情况下, 调度下发的目标值始终在实际发电功率值之上), 在这种情况下, 如果快速频率响应以 AGC 目标值作为起始基准功率值, 很可能造成较大的功率调节扰动。因此, 将频率扰动触发前 2 s 时刻的光伏电站实际发电功率值(并网点直接采集计算得到的功率)作为光伏电站本次快速调频响应的起始基准功率值, 也是一种可选择的方案。采用该方案, 新能源厂站快速频率响应总功率目标值等于扰动触发前 2 s 时刻并网点实际发电功率与快速频率响应调节输出变化功率的代数和, 即

$$P_{\text{station}_k} = P_{\text{station}_{k-2s}} + \Delta P_{\text{fast}_k} \quad (8)$$

式(8)中: P_{station_k} 为当前 k 时刻全站总目标功率执行值; $P_{\text{station}_{k-2s}}$ 为触发 k 时刻光伏电站 2 s 前并网点的实际发电功率; ΔP_{fast_k} 为快速调频算法模块于当前 k 时刻基于全站并网点频率 f 基于当地电网调度部门提供的 P-f 调频曲线函数得到, 参考公式为

$$\Delta P_{\text{fast}_k} = -P_N \times \frac{f - f_d}{f_N} \times \frac{1}{\delta\%} \quad (9)$$

f_d 为快速频率响应动作门槛(一般取值 50 ± 0.06 Hz, 当频率变化小于门槛值时不做快速频率调整, 即 $\Delta P_{\text{fast}_k} = 0$), P_N 为全站额定总功率, f_N 为额定功率 50 Hz, $\delta\%$ 为调差率(一般 2%~3%)。

3 基于样本逆变器的全站功率分配策略

对于大型光伏电站几千亩范围内的上千台逆变器, 由于故障检修、光照、气温环境、光伏面板清洁与老化、和不同型号的光伏面板或逆变器等各方面条件在全站大范围空间上的多样性, 从而造成同一时刻各局部区域发电能力的差异性, 这种差异性在山地、河谷、和沉陷区的光伏项目中尤为明显。当前光伏电站 AGC 系统通常采用全站各方阵平均分配的算法, 由于平均分配没有考虑各局部区域发电能力的差异性, 这会使得各局部区域内部逆变器接收到的发电功率目标值与其本身当前最大发电能力值失配, 造成在首轮全站功率控制响应中功率出现明显偏差, 致使首轮因偏差大不达标。

3.1 基于样本逆变器当前功率值的功率分配

基于算式(3)可以基于样本逆变器得到各局部方阵的当前发电功率能力值 $P_{i_f_max}$ (i 代表所在光伏电站第 i 个方阵), 各个方阵的发电能力测算模块将本方阵当前发电能力数据上送至厂站端快速调频控制系统(或由厂站端系统基于各方阵样本逆变器直接上送的当前功率值参考式(3)逻辑生成)。基于这些数据, 本文提出基于样本逆变器当前发电功率值, 计算当前各区域发电能力值, 并以此进行等比例分配的厂站端进行全站功率分配的方法。

$$P_{i_f_set} = P_{\text{station}} \times \frac{P_{i_f_max}}{\sum_{i=1}^N P_{i_f_max}} \quad (10)$$

其中: P_{station} 即式(8)中的 P_{station_k} ; $P_{i_f_set}$ 为第 i 个局部区域(方阵)应分配的局部功率; $P_{i_f_max}$ 为第 i 个局部按式(3)得到的当前局部发电能力值。

3.2 基于样本逆变器多天平均发电能力的功率分配

考虑到少数光伏电站内部各方阵发电功率差异比较明显, 基于 3.1 节式(10)的算法还未能考虑到未来不同区域(比如山地光伏的阴面, 阳面以及山顶, 山腰和山谷等区域)光照变化趋势对功率调节的影响, 其首轮分配和执行效果可能不太理想, 影响调节响应的准确度。此外, 对于发向某个局部区域(方阵)的功率目标值, 如果目标值调控指令忽高忽低, 将使其区域内部逆变器功率频繁动作, 会导致各逆变器功率大幅变化次数增加, 从而使得逆变器出现损耗增加, 设备寿命减短等情形, 严重时还可能出现功率振荡或谐振。因此, 对于这种区域间差异大的光伏电站, 在全站功率分配过程中, 为减少局部功率频繁大幅波动, 应最大程度减少方阵出力变化, 类似于风电功率调节中应尽量减少风机的功率频繁调节^[17-18]。

$$\min \sum_{i=1}^N \left(\sum_{t=1}^T |P_{i_t(t+1)} - P_{i_t}| \right) \quad (11)$$

式中: P_{i_t} 为第 i 个局部区域(方阵) t 时刻的实际输出功率; T 为总时段数。当未来某区域发电能力值是下降趋势大时, 应该尽量不安排功率增加任务(如山阴、山谷面的下午); 当未来某区域光伏功率能力是上升趋势明显时, 应该尽量不安排功率下降任务(山顶上午); 当某区域当前或者未来光伏功率因为乌云来去出现功率突变时, 应该尽量不安排功率变化任务。

为了体现未来不同时刻后局部区域发电能力值对不同时间要求功率需求的相关性的差异, 我们定义不同时刻后的相关系数 ε , 见表 1。

表 1 不同时刻发电能力相关系数表

Table 1 Power potential correlation coefficients at different times

方阵发电功率能力值名称		方阵功率能力值	相关系数
频率 响应	2 m 后能力值	P_{2m}	ε_{2m}
	5 m 后能力值	P_{5m}	ε_{5m}
	15 m 后能力值	P_{15m}	ε_{15m}
30 min 后能力值	调度 响应	P_{30m}	ε_{30m}
60 min 后能力值		P_{60m}	ε_{60m}

表中 P_{xm} 表示 x min 后局部区域(方阵)的发电功率能力值。相关系数 ε_{xm} (取值范围 0~1)表示该时段功率能力值和当前功率能力值的相关度和准确度, 根据越近越相关、越近越准确的原则, 可得:

$$\varepsilon_{2m} > \varepsilon_{5m} > \varepsilon_{15m} > \varepsilon_{30m} > \varepsilon_{60m} \quad (12)$$

基于式(8)中两种不同时间尺度要求的功率目标值, 为了体现该差异性, 定义两种不同类型的影响因子 λ_{fast} 、 λ_{AGC} 和总因子 λ 。

$$\lambda_{\text{fast}} = \varepsilon_{2m} \frac{(P_{2m} - P_k)}{P_k} + \varepsilon_{5m} \frac{(P_{5m} - P_k)}{P_k} + \varepsilon_{15m} \frac{(P_{15m} - P_k)}{P_k} \quad (13)$$

$$\lambda_{\text{AGC}} = \varepsilon_{30m} \frac{(P_{30m} - P_k)}{P_k} + \varepsilon_{60m} \frac{(P_{60m} - P_k)}{P_k} \quad (14)$$

$$\lambda = \lambda_{\text{fast}} \frac{P_{\text{fast}}}{P_{\text{AGC}} + P_{\text{fast}}} + \lambda_{\text{AGC}} \frac{P_{\text{AGC}}}{P_{\text{AGC}} + P_{\text{fast}}} \quad (15)$$

λ_{fast} 和 λ_{AGC} 为正值或负值时, 绝对值越大, 表示该区域在未来时段能力值与当前能力值差距越大, 因此越适合参与变化量的分配, 在实际操作时就尽量多调节这些方阵。为正(负)并且绝对值越小, 表示该方阵在未来时段能力值较当前增加(减少)越小, 因此越不适合参与功率增加(减少)量的分配, 而越适合参与减少(增加)量的分配。

如果式(13)、式(14)中 λ_{fast} 和 λ_{AGC} 计算式中 3 项符号不一致时, 说明在该局部区域功率能力趋势出现波动。表达式中 3 项均取绝对值计算, 值越大表示该局部区域在未来时段能力较当前能力变化越多, 应参与目标功率变化量的分配。但参与的是增加还是减少, 则需要根据其第 1 项的符号进行确定: 若首项为正则参与目标增加量的分配; 反之则参与调度减少量的分配。

式(15) λ_i 中 λ_{fast} 和 λ_{AGC} 的比例是根据全站总功

率目标中超短快速响应功率需求和较长时间调度中心功率响应需求来确定的。根据上述原则, 可以得到以光伏电站局部区域为基础的有功功率控制优化算法的优化目标函数:

$$\min \sum_{i=1}^N \frac{(P_{f_i_set} - P_{f_i})^\gamma}{\lambda_i} \quad (16)$$

约束条件为

$$\begin{cases} P_{\text{station_k}} = P_{\text{station_k-2s}} + \Delta P_{\text{fast_k}} \\ \sum_{i=1}^N P_{f_i_set} = P_{\text{station_k}} \\ P_{f_i} \leq P_{f_i_set} \leq P_{f_i_k} \quad \lambda_i \geq 0 \\ P_{f_i_set} = P_{f_i_k} \quad \lambda_i \geq 0 \text{ 且 } P_{f_i} > P_{x\text{tm}} \\ P_{f_i_set} \leq P_{f_i} \quad \lambda_i < 0 \end{cases} \quad (17)$$

其中, γ 为功率变化影响系数, 代表功率变化对光伏电站的不利影响程度。算法得到 $P_{f_i_set}$ 即为局部区域(一个或多个方阵)分配的目标功率值。

3.3 功率分配响应误差与敏感性分析

实际工程中, 快速调频如果采用此前常用的平均法进行功率分配(以下简称平均法)时, 由于逆变器接收到目标功率值与本身最大发电能力不一致性, 会使得最终全站功率执行与总目标值出现偏差。而采用基于样本当前发电值的局部能力值(参考样本当前值估算, 以下简称样本法, 暂不考虑多天平均)进行等比例分配时, 由于计算得到的局部当前能力理论值与所代表的区域真实最大发电能力值, 肯定也会存在一定偏差, 这也会导致全站功率执行与全站总目标值会出现偏差, 下面对两种分配算法进行对比分析。假设全站有 N 个方阵, 并以方阵作为局部区域为例进行分析, 假设某时刻全站各方阵中最大、最小和平均方阵发电功率分别为 $P_{i\text{max}}$, $P_{i\text{min}}$ 和 $P_{i\text{avg}}$ 。

1) 当上级下达的全站总目标功率 $P_{\text{station}} \leq N \times P_{i\text{min}}$ 时, 无论是基于样本逆变器进行等比例分配, 还是进行全站平均分配, 两种分配效果几乎是一样的(暂不考虑执行误差, 下同), 全站平均分配法响应偏差理论值 $\alpha\%$ (简称平均法偏差率), 基于样本逆变器当前值进行局部能力估算的等比例分配法偏差 $\beta\%$ (简称样本法偏差率, 下同)均为 0, 如图 1 的①区所示。

2) 当上级发送的目标功率值 $N \times P_{i\text{min}} \leq P_{\text{station}} \leq N \times P_{i\text{avg}}$ (即 $P_{i\text{max}}$) (全站当前最大发电能力即为 $P_{i\text{max}} = N \times P_{i\text{avg}}$, 对应图 1 的②区间), 此时平均法开

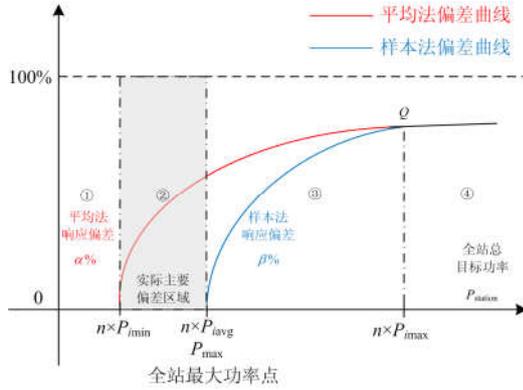


图1 平均和样本分配法理论偏差曲线

Fig. 1 Theoretical deviation curve of average and proportional allocation algorithm

始出现偏差增大, 而样本法偏差保持为 0, 两种偏差率分别为

$$\begin{cases} \alpha\% = \frac{\sum_{i=1}^k |(P_{\text{station}}/N) - P_i|}{P_{\text{station}}} \times 100\%, & k < n \\ \beta\% = 0 \end{cases} \quad (18)$$

k 为各方阵发电能力小于方阵平均发电目标要求的方阵数目。

3) 而当下发的全站目标功率值 $P_{\text{station}} > N \times P_{\text{avg}}$ (即 P_{max}), 即下发目标值超过当前全站总发电能力时, 样本法偏差 $\beta\%$ 才开始从 0 逐渐增大(发电总能力小于总目标值, 偏差是必然的)。

$$\beta\% = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{i-\text{f-set}} - P_i)}{P_{\text{station}}} \times 100\% = \frac{P_{\text{station}} - P_{\text{max}}}{P_{\text{station}}} \times 100\% \quad (19)$$

其中: $P_{i-\text{f-set}}$ 为按照样本法等比例分配给第 i 个方阵的发电功率目标值; P_i 为第 i 个方阵的最大发电能力值。而此时平均法的偏差扩大至所有方阵。

$$\alpha\% = \frac{\sum_{i=1}^n |(P_{\text{station}}/N) - P_i|}{P_{\text{station}}} \times 100\% \quad (20)$$

平均法的偏差是由各局部发电能力达不到要求平均局部目标值 P_{station}/N 的部分, 以及发电能力较高但被 P_{station}/N 限制发电的部分共同组成的; 而样本法的偏差仅由超出全站发电能力那部分差额组成。此时, 平均法的偏差显然会比按样本法的大。

4) 而当目标功率值进一步增大达到甚至超过 $N \times P_{i\text{max}}$ 情况下, 平均法分配给每个方阵的功率要求均为 $P_{i\text{max}}$ 甚至超过该值, 也就是所有方阵的发电潜力都发挥出来, 再也没有被限制发电的方阵了,

两种分配方案的偏差又趋于一致, 均为

$$\alpha\% = \beta\% = \frac{P_{\text{station}} - P_{\text{max}}}{P_{\text{station}}} \times 100\% \quad (21)$$

两种分配法下的偏差达到相同值(即图 1 中的 Q 点), 此后两种算法偏差值将随着全站目标值的不断增大保持相等并同步向 100% 逐渐接近。

图 1 描述了两两种算法偏差的变化完整过程。实际情况下, 考虑到调度下发的功率目标值通常是要低于全站最大发电能力, 即 $P_{\text{station}} \leq P_{\text{max}}$, 对应图 1 的①和②区; 而超过 P_{max} , 甚至超过 $n \times P_{i\text{max}}$ 的情况为特殊情况(比如不限电), 此时对应③、④区域的误差分析没有意义。因此, 从工程应用角度出发, 以及考虑到前述分析中被忽略的执行偏差和样本逆变器采样偏差, 下面主要分析①和②区间误差效果。其中①区间两方法理论偏差为 0, 实际偏差主要由逆变器执行误差导致, 数值较小且相当, 没有大的比较意义, 下面主要分析②区间两算法各自的误差。

从式(18)两者偏差率看出, 平均法的偏差主要是由低于平均功率值的方阵累加而成的, 这是一个数值较大的非误差值, 在一般光伏电站中, 可达 10% 以上, 山区光伏可达 20% 甚至更高(坡谷, 山体或乌云遮挡); 而样本法的理论偏差为 0, 实际偏差主要是由样本逆变器与所代表的本区域方阵平均功率值样本误差(样本逆变器灵敏度), 以及逆变器的执行误差造成。其中样本逆变器造成的采样误差, 与样本逆变器的选取相关。一般情况下, 样本逆变器的选择是在光伏区自动化监控系统统计计算推荐和人工选择下的共同实施的, 1~2 MW 范围内的准确度可达 2%, 即使更大一点的偏差 5%(逆变器故障或光伏面板组件故障不在此考虑范围内), 也是可以接受的(这也比平均法中, 由于方阵发电能力低于平均值 10% 以上, 得出的执行偏差要小), 而逆变器的执行误差一般在 1% 以内。这样, 样本法由误差造成的真实执行偏差 $\beta\%$ 一般是远小于平均法由于各个小于方阵平均功率分配不当造成的明显执行偏差 $\alpha\%$ 的。只有在样本逆变器出现故障, 致使其样本代表性灵敏度大大降低时, 才会使得其样本法偏差比平均法偏差大, 而这属于非正常故障情况, 是能够通过光伏功率控制系统统计检测及时发现并纠正的。

4 逆变器快速功率响应技术

对于光伏电站常规 AGC 功率控制系统, 最终的功率执行环节是光伏逆变器。前述常规光伏逆变器由于内部通信和执行响应的的时间较长可达几秒, 对于全站总调节响应时间只有 5 s 光伏电站快速频率响应要求而言, 已经难度很高, 更不用讲使得光伏

电站参与电网暂态过程调节, 在稳控系统300 ms动作时间内完成暂态调节这种更高级别的需求了。然而, 考虑到逆变器IGBT类的电力电子设备, 理论上具备百毫秒内快速功率调节潜力的, 通过通信与执行环节的优化, 技术上也是可以实现的。

为此, 以集中式逆变器为例, 本文提出逆变器通信与控制单元软硬件一体化的软硬件结构。该结构中, 逆变器的通信单元和功率执行控制单元作为一体化硬件平台的不同模块, 是基于内部高速总线进行信息交互的, 交换速度可达百兆/秒以上。

光伏逆变器本身的功率控制拓扑结构如图2所示, 对于光伏逆变器的功率执行速度, 从理论上讲, 基于IGBT的电力电子功率执行CPU单元从接收到新的功率目标指令后, 经过采样环节、PQ运算、

锁相环锁相(5 ms)、正负序分解(5.1 ms)、dq变换(5 ms)、内环PI调节、电压外环PI调节等环节执行完后, 再控制IGBT的开通与关断, 最终是能够将执行耗时控制在30 ms内的^[10,19-21]。其中, 在降功率的情况下, 由于光伏面板电池功率输出是确定能满足目标功率条件的, 控制算法较容易实现, 难度较小; 而在升功率情况下, 主要差别在于, 对于每台逆变器, 当它在限功率运行状态时, 其当前可达最大功率是未知数^[19-21]。这样, 如果下达的快速目标功率执行值超过其对应光伏面板电池当前的自然最大功率值, 逆变器的功率控制中略有偏差, 就可能导致逆变器直流母线电压崩塌而使逆变器跳闸脱网^[10-11], 因此需要采取合适精准且安全的策略接近目标功率。

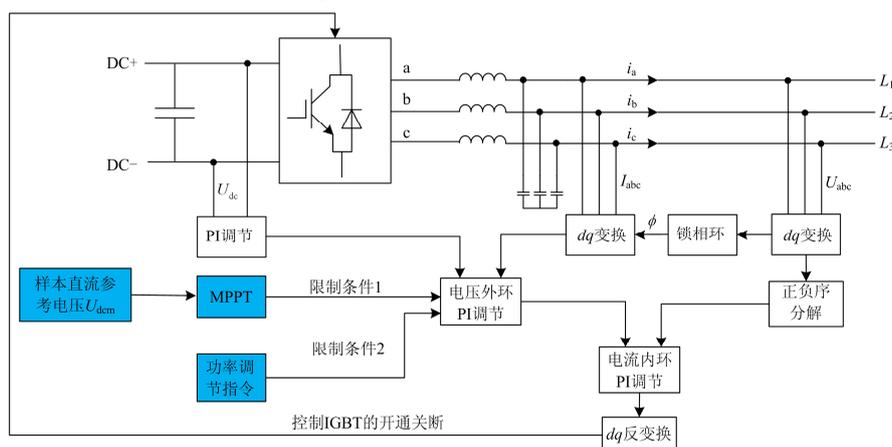


图2 光伏逆变器功率控制拓扑图

Fig. 2 Power control topology of PV inverter

为此, 区别于常规MPPT算法微小细步缓慢跟踪过程^[10-11,20-24], 本文提出一种跨越式MPPT算法进行快速功率提升, 它的核心思想是首先通过同局部区域同型号样本逆变器(自然最大功率运行时)当前对应的直流母线电压参考值 U_{dcm} 作为关键算法调节参考值进行跨越式大步跟踪, 以快速跟踪到位(见图3)。假设逆变器原工作点在 P_1 点, 参考 U_{dcm}

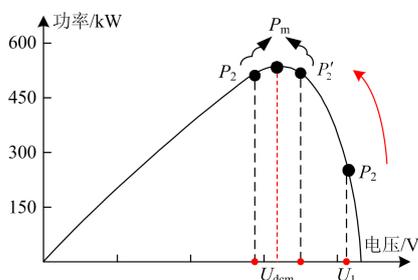


图3 跨越式MPPT算法示意图

Fig. 3 Diagram of leaping MPPT

值, 新算法第一步就将光伏出力迅速大跨越提升至最大功率或目标功率指令附近 P_2 或 P_2' 点, 然后再小步跟踪至目标功率点或最大功率点, 最终使得响应时间(指达到调节功率的90%)控制在30 ms以内。其中, 所需的 U_{dcm} 值可以由T站级功率控制系统对本机下发本次调节功率目标值时同时送达。

5 应用试验与仿真情况分析

2017年10月至2018年5月期间, 在内蒙古神舟正缘光伏电站与西藏运高光伏电站进行了上述相关技术的测试应用, 并结合软件模拟仿真, 对相关技术进行测试验证。

5.1 局部区域发电能力值测算验证

神舟正缘光伏电站含有多个组串式光伏方阵, 每个方阵还有30台额定功率为33 kWp的组串式逆变器。按照前述基于样本逆变器的局部区域发电能力值测算方案, 在神舟正缘光伏电站13#方阵区域

进行了测试,并在图 4 中将该局部区域(即 13#方阵)实时发电能力测算值、该时刻 3 日平均发电能力测算值,当前发电 AGC 目标值以及当前实发功率值进行了比较。绿线为基于样品逆变器参考式(1)计算得到本方阵当前最大发电功率值 $\overline{P}_{st} \times n$ (即当前区域发电能力值, n 为可正常发电逆变器台数,下同)曲线;黑线为依据样本逆变器参考式(5)计算的 $\overline{P}_i \times n$ 通过 3 天数据计算出的方阵 3 日平均发电能力曲线;蓝线为厂站 AGC 给 13#方阵区域下发的方阵有功目标值曲线,红线为方阵实际发电功率值曲线。

从图 4 中可以看出:绿色实时发电能力测算值曲线,围绕在较为平滑的 3 天平均发电能力测算曲线附近;区域方阵目标功率值在小于方阵当前实时能力值时,相关系统能够控制本方阵区域内各逆变器限功率发电至目标值附近(限功率模式)。

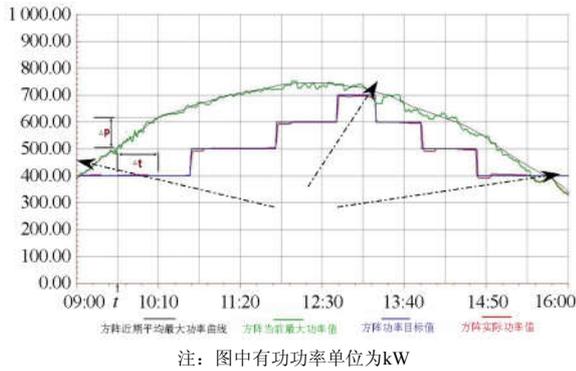


图 4 方阵当前功率目标、发电能力、平均与实发功率曲线
Fig. 4 Current target, capability, average and real power curves of a single PV array

当目标值超出方阵当前发电能力测算值时,方阵的实发功率曲线会被方阵当前发电能力曲线包络住(图 4 中两侧和中间的箭头所示)。

此外,选取神舟正缘光伏电站 5 个有代表性的组串式方阵(平坦、坡顶,坡阳、坡阴,坡底各一个),作为 5 个局部区域进行研究。5 个方阵区域中分别选出 1 台逆变器作为样本逆变器,选取在 2017 年 10 月的某天某整时刻 T 时刻(比如 10:00, 14:00)开始如表 2 记录,然后通过式(2)计算得到上述各局部区域(方阵)的 T 时刻开始的发电能力值表。于此同时,让这 5 个方阵所有逆变器测试期间一直处于自然满发状态,每个时刻分别记录下各方阵的真实最大发电功率。

按照上述数据,基于样本逆变器计算得到测算值与相应方阵所有逆变器自然满发得到的真正最大发电能力值的最大绝对误差为 1.68%,平均绝对误差为 0.93%。

表 2 方阵发电能力测算值与实测值对比

Table 2 Comparison of array potential power and real power

区域名称	最大功率值	方阵能力测算值与功率实测值/kW					
		T 时刻	5 s 后	5 min 后	15 min 后	30 min 后	1 h 后
方阵 1	测算值	778	774	759	770	749	779
	实测值	770	778	772	763	754	768
方阵 2	测算值	829	828	805	816	801	817
	实测值	820	820	818	810	806	806
方阵 3	测算值	754	760	761	767	769	761
	实测值	769	765	763	762	763	767
方阵 4	测算值	751	759	768	778	783	772
	实测值	759	755	763	768	770	778
方阵 5	测算值	843	844	845	840	841	852
	实测值	831	832	834	836	837	838

上述曲线和数据对比分析表明,通过样本逆变器计算得到的区域发电能力值与实测的方阵最大发电能力值绝对误差总体小于 2%。

5.2 不同分配算法效果比较分析

基于上表 2 中的计算和采集数据,以这 5 个典型方阵虚拟组成一个小型 5 MW 光伏电站,模拟各时刻各种分配算法的得到的分配执行效果,再与光伏电站各方阵同时刻自然满发实测值进行比较,来评估各分配方案下的执行效果情况。为了方便评估,简单起见,假设当方阵的功率分配目标值小于或等于方阵该时刻实测最大功率值时,发电功率值是可以达到并等同与目标功率值的;而当方阵的功率分配目标值大于该时刻方阵实际最大功率值时,方阵发电功率值会被实际能力值封顶,从而产生与目标值的偏差。通过评估全站总体功率目标值按照上述原则可发到的功率值的偏差,来评估各算法策略的优劣。

这些分配策略为: A 为局部平均等比例分配策略(简称平均分配策略),它在局部(方阵)间直接平均分配; B 为各局部按当前能力值进行等比例分配策略(简称按当前能力等比例分配策略),它参考表 2 第 1 栏 T 时刻 5 个方阵的能力值,按式(14)计算;和 C 各局部多日平均能力值综合分配策略(简称按多日平均能力曲线综合分配策略),它需要输入表 2 后续及此前相关数据,按较复杂的式(16)计算。

表 3 记录了上述三种不同分配策略下的 Matlab 仿真模拟功率控制测试效果。可以看出,方案 A 平均分配后首轮 5 s 后执行即出现较大偏差,5 min, 15 min 后保持较大偏差;而方案 B,首轮 5 s 和 5 min 存在明显的改善效果,15 min 后才出现小的偏差。对于方案 C,仿真实验中其功率偏差值最小。

表 3 全站局部间不同分配算法效果对比表

Table 3 Comparison of execution effects of different allocation algorithms among PV parts

方案	A				B				C			
方案描述	平均分配				按当前能力值等比例分配				按多日平均能力曲线综合分配			
对比项目	分配值	偏差值			分配值	偏差值			分配值	偏差值		
		5 s 后	5 min 后	15 min 后		5 s 后	5 min 后	15 min 后		5 s 后	5 min 后	15 min 后
方阵 1	780.0	-2	-8	-17	767.2	0	0	-4	765.4	0	0	-2
方阵 2	780.0	0	0	0	810.6	0	0	0	806.6	0	0	0
方阵 3	780.0	-15	-17	-18	754.4	0	0	0	755.5	0	0	0
方阵 4	780.0	-25	-17	-12	745.5	0	0	0	751.3	0	0	0
方阵 5	780.0	0	0	0	822.4	0	0	0	821.3	0	0	0
累计偏差		-42	-43	-47		0	0	-4		0	0	-2
5~15 s 内响应表现		×				√				√		
算法难度	简单				较简单				复杂			
工程可行性	容易				较容易				困难			

通过分析, 方案 A 虽然计算量最少, 但是由于没有考虑到各方阵当前发电能力大小差异, 导致分配简单粗糙, 执行效果不太理想是可以预见的。方案 C 虽取得了最优的调节效果, 但它的缺点是, 需要输入并存储多天大量的数据, 而且方案算法开发设计、参数设置与运算工作量, 以及对计算存储资料的消耗均较大, 远高于方案 A 和方案 B。方案 B 的效果虽略不如方案 C, 但它仅需要几个少量的数据输入, 以及以各局部当前发电能力值的等比例分配算法也较易实现, 算法参数和计算量也小, 工程实施简单。

综合比较, 考虑到算法复杂性, 计算量, 成本和便利性, 和实施协调难度等各方面原因, 在一般的光伏电站功率控制应用中, 推荐难度较小, 计算工作量也不大, 而控制优化效果也很好的方案 B; 对于一些地势平坦的平原光伏电站, 算法最为简单的方案 A 也是适用的; 而方案 C, 对于少数地势差异明显的光伏电站, 如有特殊控制要求, 在方案 B 难以满足其要求的情况下, 可供参考。

5.3 逆变器功率执行响应能力试验

由于组串式逆变器行业普遍采用 RS-485 串口通信, 将其改造升级为以太网口高速通信的工作量和成本需求均较大, 于是优先进行了针对集中式逆变器的软硬件优化升级和快速功率控制响应实践工作, 并于 2017 年 11 月至 2018 年 3 月期间, 在西藏运高 20 MW 光伏电站, 进行了逆变器单机功率快

速响应性能测试。运高光伏电站采用了额定功率为 630 kW 的集中式逆变器, 图 5 记录了现场#1 逆变器在功率下降、功率提升和超最大功率提升几种典型情况下的实际功率执行曲线。

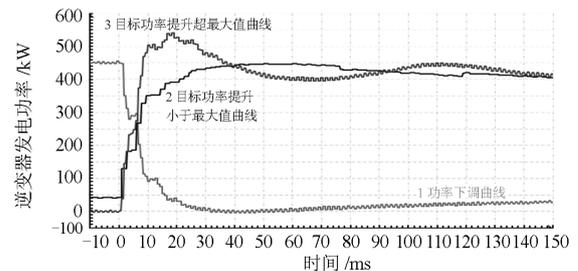


图 5 逆变器单机典型功率响应曲线

Fig. 5 Typical power response curves of single inverter

图中横轴是逆变器功率执行相对时间, 其中 0 时刻是逆变器接收到调节指令并开始功率执行的时刻; 纵轴是逆变器的交流发电功率值。

1) 单机降功率响应

图 5 中曲线 1 是逆变器收到控制装置的通信调节指令并从 450 kW 降到 20 kW 的执行过程功率曲线波形。从波形上看, 从 450 kW 降到 63 kW(90% 调节量)的时延大概是 15 ms。此后, 功率略有超调至 0 kW, 随后爬坡回升至 20 kW。

2) 单机目标值低于最大功率点的升功率响应

图 5 中曲线 2 是逆变器当前最大发电功率(即光

伏面板电池当前最大功率)高于目标功率情形下的升功率响应, 对应逆变器从 50 kW 提升到目标值 400 kW(当时相邻逆变器最大功率值在 450 kW 以上)的执行过程功率曲线。调节过程采用了前述的跨越式 MPPT 算法, 该算法基于样本逆变器的直流母线电压参考值, 在调节的初期, 进行了跨越式快速调节, 此时该逆变器瞬间小幅超调接近 450 kW。此后, 功率逐步下降至 400 kW, 响应时间在 15~25 ms。

3) 单机目标值高于最大功率点的升功率响应

图 5 中曲线 3 是逆变器在另一种情形, 即逆变器当前最大发电功率(约 400 kW)不能满足目标功率(500 kW)情形下的功率执行曲线。该情况下, 逆变器的控制过程和上述第 2) 种情况是相同的。从实际响应曲线看出, 逆变器从 0 kW 开始强制提升至 500 kW 的过程中, 瞬时 6~8 ms 内有一个冲高超过自然最大功率(400 kW), 甚至超过目标功率(500 kW)的冲顶过程, 分析表明这是由于逆变器直流母线电路中电容储能短暂能量释放造成的瞬间超功率现象。之后, 逆变器的交流输出功率值小幅振荡下行, 最终稳定在最大功率点附近, 响应时间也在 15~25 ms。

5.4 总体方案性能对比

经过相关试验总结, 下面综合比较下平均分配法和样本分配法两种典型算法(多日平均算法过于复杂, 此处暂不予评估)与不同 MPPT 算法结合下的性能, 比较结果见表 4。

表 4 不同分配和 MPPT 算法下各控制性能总结

Table 4 Summary of control performance between different allocation and MPPT algorithms

比较项目	平均法	样本法
首轮分配偏差 (主要指图 1 灰色区域)	与全站各区域不均 衡发电能力相关, 偏 差一般 10%~20%	仅与样本逆变器灵敏度 相关, 一般 2%以内
检测计算 耗时	嵌入式装置一般在 50~100 ms; PC/工控机一般在 500 ms~2 s; 还与其下发计算周期密切相关	
通信传输延时	与中转次数、网络协议以及通信介质相关; 每经过一个装置或系统(如分区采集, 站级通信装 置, 方阵通信装置), 将增加 500 ms~1 s 延时 ^[25] ; TCP 网络直达逆变器, 200 ms~1 s 左右; TCP 经规约转换串口转发, 1~3 s	
普通 MPPT 耗时	一般 MPPT 调节周期在 100 ms 以上, 时间 1~3 s	
普通 MPPT 执行精度	与逆变器控制器的采样和控制精度相关, 一般采 样精度为 0.5%, 误差在 1%内	
跨越式 MPPT 耗时	跨越过程时间为 15~30 ms, 稳态后进入 100 ms 以上周期	
跨越式 MPPT 执行精度	与逆变器控制器采样精度和控制精度相关, 一般 采样精度为 0.5%, 误差在 1%内。	

从表 4 可以得出, 如果采用平均分配法+普通 MPPT 算法, 只能勉强在 3~6 s(串口通信情况下延时偏长, 有的遥调命令还需经选择后, 才可执行)时间内完成首轮功率响应, 但是由于平均法很可能与目标值偏差较大, 达 10%以上, 首轮功率偏差达标概率大, 而二次调节时间又不足。总之, 这种方案, 执行功率和时间偏差值均可能较大而难以达标^[24-25]; 而采用样本法+跨越式 MPPT 算法, 如果采用网络直通 TCP 传输, 时间 0.5~1.5 s, 首轮精度能在 2%以内, 即使精度与要求略有差异, 还有时间进行后续第二轮的微调, 从而达到相关要求; 此外如果采用较慢的 TCP 转串口通信方式, 首轮调节时间为 2~4 s, 精度在 2%左右; 这相对于平均分配法+普通 MPPT 算法, 在功率响应准确性和时间性能方面均有明显改善的。

6 结论

为缓解新能源高渗透率给电网频率安全带来的挑战^[2-3], 在电网公司对新能源电站提出快速频率响应调节需求的背景^[2]下, 针对当前大型光伏电站进行新能源快速频率响应改造时, 在全站功率分配和常规逆变器功率执行响应速度两方面的不足, 本文提出了厂站端基于样本逆变器进行局部方阵能力值进行全站等比例分配和逆变器侧跨越式 MPPT 功率执行的技术。文章通过进行不同算法执行响应偏差和总体方案性能对比分析, 以及最后基于现场光伏实测数据进行的各种分配策略仿真测试与分析结果表明, 基于样本逆变器的全站等比例分配算法综合性能较好, 工程实施也较容易; 另外, 本文提出的基于样本逆变器直流母线电压参考值的跨越式 MPPT 算法, 也在光伏电站现场试验中验证了其快速有效性。这两个方面的研究和试验测试成果, 将有助于光伏快速频率项目的推广和实施。基于相关技术, 后续还可进行全站系统功能配置和网络通信架构的优化研究, 从而进一步提高新能源尤其是光伏电站的快速调频效果, 满足电网对新能源光伏电站可能提出的更高的控制响应性能需求。

参考文献

- [1] 胡斌, 娄素华, 李海英, 等. 考虑大规模光伏电站接入的电力系统旋转备用需求评估[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(18): 15-19.
- HU Bin, LOU Suhua, LI Haiying, et al. Spinning reserve demand estimation in power systems integrated with large-scale photovoltaic power plants[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(18): 15-19.

- [2] 孙晓强, 刘鑫, 程松, 等. 光伏逆变器参与西北送端大电网快速频率响应能力实测分析[J]. 电网技术, 2017, 41(9): 25-31.
SUN Xiaoqiang, LIU Xin, CHENG Song, et al. Actual measurement and analysis of fast frequency response capability of PV-inverters in Northwest Power Grid[J]. Power System Technology, 2017, 41(9): 25-31.
- [3] 王淑超, 段胜朋, 侯炜, 等. 光伏电站分层分布式自动功率控制技术[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(8): 126-132.
WANG Shuchao, DUAN Shengpeng, HOU Wei, et al. Research and application on a hierarchical distributed control structure based AGC technology for PV power plants[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(8): 126-132.
- [4] 胡伟, 王淑颖, 徐飞, 等. 基于分层控制的 AGC 与 AVC 自动优化协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(15): 40-45.
HU Wei, WANG Shuying, XU Fei, et al. An optimal coordinated control strategy of AGC and AVC based on hierarchical control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(15): 40-45.
- [5] 刘俊, 王旭, 郝旭东, 等. 基于多维气象数据和 PCA-BP 神经网络的光伏发电功率预测[J]. 电网与清洁能源, 2017, 33(1): 122-129.
LIU Jun, WANG Xu, HAO Xudong, et al. Photovoltaic power forecasting based on multidimensional meteorological data and PCA-BP neural network[J]. Power System and Clean Energy, 2017, 33(1): 122-129.
- [6] 吴志程, 江智军, 杨晓辉. 一种基于功率闭环控制的改进全局 MPPT 方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(1): 57-62.
WU Zhicheng, JIANG Zhijun, YANG Xiaohui. An improved global MPPT method based on power closed-loop control[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(1): 57-62.
- [7] 王松岩, 于继来. 含大规模风电系统的非 AGC 与 AGC 机组高峰协调控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(7): 156-163.
WANG Songyan, YU Jilai. Coordinated dispatch regulation strategy between non-AGC units and AGC units with high wind power penetration[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(7): 156-163.
- [8] HAN Xiaonan, AI Xin, SUN Yingyun. Research on large-scale dispatchable grid-connected PV systems[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2014, 2(1): 69-76.
- [9] 魏世贵, 刘双. AGC / AVC在光伏电站的应用[J]. 江苏电机工程, 2013, 32(2): 35-37.
WEI Shigui, LIU Shuang. Application of AGC/AVC in photovoltaic power station[J]. Jiangsu Electric Engineering, 2013, 32(2): 35-37.
- [10] 徐鹏威, 刘飞, 刘邦银, 等. 几种光伏系统MPPT方法的分析比较及改进[J]. 电力电子技术, 2007(5): 3-5.
XU Pengwei, LIU Fei, LIU Bangyin, et al. Analysis, comparison and improvement of several MPPT methods for PV system[J]. Power Electronics, 2007(5): 3-5.
- [11] 李勇, 郭勇, 皇甫星星, 等. T型三电平逆变器的中点平衡建模与控制[J]. 电力工程技术, 2017, 36(2): 61-65.
LI Yong, GUO Yong, HUANGFU Xingxing, et al. Modeling and control of neutral point voltage balancing for T-type three-level inverters[J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(2): 61-65.
- [12] 徐瑞, 滕贤亮, 张小白, 等. 大规模光伏有功综合控制系统设计[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(13): 24-29.
XU Rui, TENG Xianliang, ZHANG Xiaobai, et al. Design of integrated active power control system for large scale photovoltaic power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(13): 24-29.
- [13] 王哲, 刘聪, 迟福建, 等. 光储联合单元在区域配电网的优化配置研究[J]. 电网与清洁能源, 2017, 33(5): 104-108, 114.
WANG Zhe, LIU Cong, CHI Fujian, et al. Research on PV-ESS capacity optimization in distribution system[J]. Power System and Clean Energy, 2017, 33(5): 104-108, 114.
- [14] 龚莺飞, 鲁宗相, 乔颖, 等. 光伏功率预测技术[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(4): 140-150.
GONG Yingfei, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. An overview of photovoltaic energy system output forecasting technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(4): 140-150.
- [15] 朱想, 居蓉蓉, 程序, 等. 组合数值天气预报与地基云图的光伏超短期功率预测模型[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(6): 4-10.
ZHU Xiang, JU Rongrong, CHENG Xu, et al. A very short term prediction model for photovoltaic power based on numerical weather prediction and ground based cloud image[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(6): 4-10.
- [16] 刘俊, 王旭, 郝旭东, 等. 基于多维气象数据和 PCA-BP 神经网络的光伏发电功率预测[J]. 电网与清

- 洁能源, 2017, 33(1): 122-129.
- LIU Jun, WANG Xu, HAO Xudong, et al. Photovoltaic power forecasting based on multidimensional meteorological data and PCA-BP neural network[J]. Power System and Clean Energy, 2017, 33(1): 122-129.
- [17] 周强, 汪宁渤, 何世恩, 等. 高弃风弃光背景下中国新能源发展总结及前景探究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(10): 146-154.
- ZHOU Qiang, WANG Ningbo, HE Shien, et al. Summary and prospect of China's new energy development under the background of high abandoned new energy power[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(10): 146-154.
- [18] 汤奕, 王琦, 陈宁. 采用功率预测信息的风电场有功优化控制方法[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(34): 1-7.
- TANG Yi, WANG Qi, CHEN Ning. An optimal active power control method of wind farm based on wind power forecasting information[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(34): 1-7.
- [19] 黄鑫, 易映萍, 范丽君, 等. 大功率光伏并网发电系统RTDS的建模与仿真[J]. 电力系统自动化, 2015, 38(22): 32-37.
- HUANG Xin, YI Yingping, FAN Lijun, et al. RTDS modeling and simulation of high-power grid-connected photovoltaic power generation system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 38(22): 32-37.
- [20] 刘洋, 张红. 基于改变比例因子的变步长最大功率跟踪算法[J]. 电源技术, 2017, 41(5): 777-779, 793.
- LIU Yang, ZHANG Hong. Variable step size MPPT method based on variable scaling factor[J]. Chinese Journal of Power Sources, 2017, 41(5): 777-779, 793.
- [21] 陈亚爱, 周京华, 李津, 等. 梯度式变步长 MPPT 算法在光伏系统中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(19): 3156-3161.
- CHEN Ya'ai, ZHOU Jinghua, LI Jin, et al. Application of gradient variable step size MPPT algorithm in Photovoltaic system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(19): 3156-3161.
- [22] 靳文涛, 徐少华, 张德隆, 等. 并网光伏电站 MW 级电池储能系统应用及响应时间测试[J]. 高电压技术, 2017, 43(7): 2425-2432.
- JIN Wentao, XU Shaohua, ZHANG Delong, et al. Application and response time test of MW-level battery energy storage system used in PV power station[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(7): 2425-2432.
- [23] 朱晓荣, 刘世鹏, 张海宁. 不平衡电网电压下光伏并网逆变器滑模直接电压/功率控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(23): 133-140.
- ZHU Xiaorong, LIU Shipeng, ZHANG Haining. Sliding mode control based direct voltage/power control strategy PV grid-connected inverters under unbalanced grid voltage[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(23): 133-140.
- [24] 宋平岗, 朱维昌, 戈旺. 基于微分平坦理论的单相 PWM 整流器直接功率控制[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(5): 38-44.
- SONG Pinggang, ZHU Weichang, GE Wang. Differential flatness based direct power control for single-phase PWM rectifier[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(5): 38-44.
- [25] 赵伟然, 汪海蛟, 李光辉, 等. 分布式光伏并网电压和功率因数协调控制策略[J]. 电力工程技术, 2017, 36(6): 20-26.
- ZHAO Weiran, WANG Haijiao, LI Guanghui, et al. Voltage and power factor coordination control for distributed photovoltaic integration[J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(6): 20-26.

收稿日期: 2018-09-17; 修回日期: 2019-01-01

作者简介:

王淑超(1979—), 男, 通信作者, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统与新能源发电并网控制技术; E-mail: wangsc@nrec.com

段胜朋(1987—), 男, 硕士, 研究方向为新能源发电保护与控制技术;

王健(1991—), 男, 硕士, 研究方向为新能源发电保护与控制技术。

(编辑 姜新丽)