

考虑充电站可调潜力的虚拟惯性功率补偿控制策略

施兴焯^{1,2}, 柯松^{1,2}, 张帆^{3,4}, 唐建林^{3,4}, 梁莉莉⁵, 杨军^{1,2}

(1. 交直流智能配电网湖北省工程中心, 湖北省武汉市 430072; 2. 武汉大学电气与自动化学院, 湖北省武汉市 430072;
3. 南方电网科学研究院有限责任公司, 广东省广州市 510663; 4. 广东省电网智能量测与先进计量企业重点实验室,
广东省广州市 510663; 5. 广东电网有限责任公司肇庆供电局, 广东省肇庆市 526060)

摘要: 针对微电网因可再生能源接入导致惯量不足问题,提出了一种协同可再生能源发电的充电站惯性功率控制策略。首先,考虑到电动汽车具有良好的柔性调控潜力,在充电站层面将其等效为广义储能为控制器提供功率响应能力。接着,借鉴虚拟同步机的转子运行特性,提出了虚拟惯性功率补偿控制策略,并配合可再生能源发电提供频率支撑。最后,在MATLAB/Simulink中搭建了相应的仿真模型进行验证。仿真结果表明,所提出的虚拟惯性功率补偿控制策略能有效利用充电站调控潜力向系统提供惯性支撑功率,提高系统的频率稳定性。

关键词: 可再生能源; 惯量; 电动汽车; 储能; 虚拟同步机

0 引言

近年来,可再生能源(renewable energy source, RES)发电容量占比不断升高,电力系统的惯量也随之下降,电网的抗扰动能力也持续下降^[1]。高比例RES和高比例电力电子设备的“双高”特性将成为新型电力系统的主要特征^[2],如何挖掘优质调频资源以提高系统的惯量水平、增强电网的抗干扰能力与频率稳定性值得深入研究。

RES大规模接入易导致系统惯量与阻尼不足^[3],当系统遭受功率不平衡冲击时,频率偏差与最大频率变化率过大,给电网稳定性带来严峻挑战。因此,具备主动支撑能力的RES控制技术得到了广泛研究^[4]。RES采用下垂控制策略并网,在一定程度上提高了系统频率稳定性^[5-6],但仍存在缺少惯量与阻尼不足等问题^[7]。虚拟同步机(virtual synchronous generator, VSG)通过模拟同步机的机电特性提供惯量与阻尼,为RES稳定并网提供了解决思路^[8]。文献[9-10]研究了光储VSG并网系统,设计了提升光伏发电效率与系统稳定性的光储协调控制策略。文献[11]设计了基于VSG的风储联合调频控制策略,有效解决了风电机组二次频率跌落的问题。上述文献在设计控制策略时都配置了储能

单元,但忽略了储能自身的响应特性,且存在储能类型单一问题。实际上,将储能等效为直流电压源会影响VSG功能的实现。文献[12-13]通过发挥不同储能的互补特性提高了光伏VSG的工程实用性。然而,由于RES本身不具备良好的惯性功率支撑能力,相较于下垂控制,实现这类VSG控制需配置较大容量且具备短时间响应能力的储能单元,其成本限制了RES扩容与VSG规模化应用^[14]。下垂控制与VSG控制在实现形式上存在惯量支撑功率之差^[15],若能基于传统逆变器控制策略,挖掘系统中惯性功率来源,则能有效减少储能需求,降低改造设备所需成本,并利于后续扩容。

电动汽车(electric vehicle, EV)作为具备快速响应能力的柔性资源,具有参与系统调频、促进RES消纳、提升系统稳定性与经济效益的潜力^[16-18]。为改善系统频率,文献[19]设计了单体EV-VSG方案,可在微电网孤岛运行时提供频率支撑;文献[20]考虑EV的充电需求,设计基于EV的VSG调频控制策略,在EV数量较多时调频效果显著;文献[21]将EV视作储能,设计基于充电站的VSG控制策略来平抑光伏与负载波动,并提供频率支撑能力;文献[22]设计了直流充电站VSG,并在控制策略中考虑EV出行的影响。但上述研究未对具有异质性的EV参与调频响应的能力进行有效评估,导致较难协调调频任务与充电需求,且EV与电网互动均集中在较长时间尺度的频率调整上,影响EV作为负荷的充电计划。

收稿日期: 2023-06-01; 修回日期: 2023-09-15。

上网日期: 2023-12-26。

中国南方电网有限责任公司科技项目(031200KK52222008);
国家自然科学基金资助项目(51977154)。

本文提出了一种基于EV可调潜力的虚拟惯性功率补偿(virtual-inertial power compensation, VIPC)控制策略,旨在不改变已有RES控制策略的前提下,合理利用EV资源提供惯性功率支撑,以减小储能需求和成本,改善新型电力系统中电网抗干扰能力不足的问题。

1 基于闵可夫斯基和的EV可调潜力评估方法

为合理利用充电站内EV参与频率调节的能力,以及有利于设计合理的控制算法在系统并网节点处引入惯性功率支撑,有必要挖掘EV的可调潜力。在不影响充电需求的前提下确定充电功率和电池容量边界,为EV参与调频提供可调裕度。

1.1 EV可调潜力概述

本文假设站内的充电桩均具备V2G(vehicle-to-grid)能力,在此基础上对站内EV的可调潜力进行分析。文献[23]将EV用户在停车时间内可满足未来行驶用能需求所产生的用电负荷称为“自调度负荷”。以此为基础,将能参与到需求响应的EV电池容量与充、放电功率称为EV的可调节潜力。

同一充电站内的EV可在充电站层面上视为广义储能(generalized energy storage, GES),单个时段内对外表现为自调度的充放电功率。当调度指令下达时,在需求响应中改变充、放电功率,可发挥EV可调度潜力。EV的可调潜力如附录A图A1所示。因此,充电站内多个EV可调潜力的评估可转化为GES最大充、放电功率的计算,以及组成GES的每辆EV充、放电行为的计算过程。

1.2 EV可调空间基本模型

单辆EV的可调空间基本模型可通过其并网功率约束、电池荷电状态(state of charge, SoC)及其约束等效表示,如式(1)和式(2)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{n,t}^{\text{ch}} \leq P_{n,\text{max}}^{\text{ch}} x_{n,t} \\ 0 \leq P_{n,t}^{\text{dis}} \leq P_{n,\text{max}}^{\text{dis}} x_{n,t} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{n,t}^{\text{ch}}$ 和 $P_{n,t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时刻第 n 辆EV的充、放电功率; $P_{n,\text{max}}^{\text{ch}}$ 和 $P_{n,\text{max}}^{\text{dis}}$ 分别为第 n 辆EV所能接受的最大充、放电功率; $x_{n,t}$ 为表示第 n 辆EV在 t 时刻处于并网状态的布尔变量,处于并网状态时取值为1,处于离网状态时取值为0。

$$\begin{cases} c_{n,t} = c_{n,t-1} + (\eta_{\text{ch}} P_{n,t}^{\text{ch}} x_{n,t}^{\text{ch}} - \eta_{\text{dis}} P_{n,t}^{\text{dis}} x_{n,t}^{\text{dis}}) \Delta t \\ c_{n,t}^{\text{min}} \leq c_{n,t} \leq c_{n,t}^{\text{max}} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $c_{n,t}$ 为第 n 辆EV在 t 时刻的电池电量; η_{ch} 和 η_{dis} 分别为充、放电实际效率; $x_{n,t}^{\text{ch}}$ 和 $x_{n,t}^{\text{dis}}$ 分别为表示第 n 辆EV在 t 时刻处于充、放电状态的布尔变量; $c_{n,t}^{\text{min}}$ 和

$c_{n,t}^{\text{max}}$ 分别为第 n 辆EV在 t 时刻的电池电量下边界、上边界; Δt 为单位时间间隔。

文献[24]证明了EV在能量交换效率不为100%时不会同时进行充、放电。因此,增加充、放电约束条件如式(3)所示。

$$x_{n,t}^{\text{ch}} + x_{n,t}^{\text{dis}} \leq x_{n,t} \quad (3)$$

由布尔变量的性质可知,当第 n 辆EV处于离网状态时,有 $x_{n,t} = 0$,此时, $x_{n,t}^{\text{ch}} = 0, x_{n,t}^{\text{dis}} = 0$;当第 n 辆EV处于并网状态时,有 $x_{n,t} = 1$,此时, $x_{n,t}^{\text{ch}}$ 和 $x_{n,t}^{\text{dis}}$ 最多有且仅有一个值为1,即在 t 时刻,第 n 辆EV不会同时充、放电。

EV作为负荷,存在用电需求,当第 n 辆EV离网时,其电池电量不应低于用户期望值 c_n^{need} 。设EV并网时电池电量初始值为 c_n^{ini} ,其电池电量边界可以表示为:

$$c_{n,t}^{\text{max}} = \begin{cases} c_n^{\text{ini}} & t = t_a \\ \min \{ c_{n,t-1} + \eta_{\text{ch}} P_{n,\text{max}}^{\text{ch}} \Delta t, c_n^{\text{max}} \} & t_a < t \leq t_1 \\ 0 & t < t_a \\ 0 & t > t_1 \end{cases} \quad (4)$$

$$c_{n,t}^{\text{min}} = \begin{cases} c_n^{\text{ini}} & t = t_a \\ \max \{ c_{n,t-1} + \eta_{\text{dis}} P_{n,\text{max}}^{\text{dis}} \Delta t, c_n^{\text{min}}, c_n^{\text{need}} - \eta_{\text{ch}} P_{n,\text{max}}^{\text{ch}} (t_1 - t) \Delta t \} & t_a < t \leq t_1 \\ 0 & t < t_a \\ 0 & t > t_1 \end{cases} \quad (5)$$

式中: c_n^{max} 和 c_n^{min} 分别为第 n 辆EV所能接受的最大电量和最小电量; t_a 和 t_1 分别为第 n 辆EV的并网时刻和离网时刻。

因此,在考虑用户充电需求的情况下,单辆EV的可调空间可由式(1)至式(5)等效描述,其可调空间如附录A图A2所示。

1.3 基于闵可夫斯基和的等效GES模型

现有EV参与频率调节的V2G控制框架中,EV并不是直接参与频率调节,而是通过充电站、聚合商以聚合的形式参与调频响应^[25-26]。由于EV充电决策空间具有多维异质性,聚合计算需在考虑EV异质空间的基础上对站内EV进行等效评估。

闵可夫斯基和是应用于欧氏空间的一种求取多个相同定义域变量空间膨胀集的求和方法,其原理示意图如附录A图A3所示,基本表达式如式(6)所示。虽然不同EV并网的时间具有差异性,但布尔变量 $x_{n,t}$ 可将EV的并网决策行为延伸至同一时间定义域,借助闵可夫斯基和将充电站内的EV等效为GES。

$$A \oplus B = \{a + b | a \in A, b \in B\} \quad (6)$$

式中: \oplus 为变量空间 A 和 B 的闵可夫斯基求和运算符; a 和 b 分别为变量空间 A 、 B 中的元素。

对于 N 个变量空间,定义 $\Xi \alpha_n = \alpha_1 \oplus \alpha_2 \oplus \dots \oplus \alpha_N$,其中, α_n 为变量空间,包含多个元素变量,且 α_n 具有相同的定义域。对于充电站层面上的EV而言,其单辆EV的变量空间,以及充电站内由 N 辆EV组成的集群 Ψ^{EV} ,经闵可夫斯基求和后的GES模型可以分别表示为 ϵ_n 和 $\Xi \epsilon_n$,其中, ϵ_n 和 $\Xi \epsilon_n$ 分别为由式(7)和式(8)所示约束条件构成的变量空间。

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq P_{n,t}^{\text{ch}} \leq P_{n,\text{max}}^{\text{ch}} x_{n,t}^{\text{ch}} \\ 0 \leq P_{n,t}^{\text{dis}} \leq P_{n,\text{max}}^{\text{dis}} x_{n,t}^{\text{dis}} \\ c_{n,t} = c_{n,t-1} + (\eta_{\text{ch}} P_{n,t}^{\text{ch}} x_{n,t}^{\text{ch}} - \eta_{\text{dis}} P_{n,t}^{\text{dis}} x_{n,t}^{\text{dis}}) \Delta t \\ c_{n,t}^{\text{min}} \leq c_{n,t} \leq c_{n,t}^{\text{max}} \end{array} \right. \quad (7)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq \sum_{n \in \Psi^{EV}} P_{n,t}^{\text{ch}} \leq \sum_{n \in \Psi^{EV}} P_{n,\text{max}}^{\text{ch}} x_{n,t}^{\text{ch}} \\ 0 \leq \sum_{n \in \Psi^{EV}} P_{n,t}^{\text{dis}} \leq \sum_{n \in \Psi^{EV}} P_{n,\text{max}}^{\text{dis}} x_{n,t}^{\text{dis}} \\ \sum_{n \in \Psi^{EV}} c_{n,t} = \sum_{n \in \Psi^{EV}} c_{n,t-1} + \sum_{n \in \Psi^{EV}} (P_{n,t}^{\text{ch}} x_{n,t}^{\text{ch}} - P_{n,t}^{\text{dis}} x_{n,t}^{\text{dis}}) \Delta t + \\ \quad \sum_{n \in \Psi^{EV}} c_n^{\text{ar}} x_{n,t} (x_{n,t} - x_{n,t-1}) - \\ \quad \sum_{n \in \Psi^{EV}} c_n^{\text{le}} x_{n,t-1} (x_{n,t-1} - x_{n,t}) \\ \sum_{n \in \Psi^{EV}} c_{n,t}^{\text{min}} x_{n,t} \leq \sum_{n \in \Psi^{EV}} c_{n,t} \leq \sum_{n \in \Psi^{EV}} c_{n,t}^{\text{max}} x_{n,t} \end{array} \right. \quad (8)$$

式中: c_n^{ar} 和 c_n^{le} 分别为第 n 辆EV并网开始时刻、并网结束时刻的电池电量。

式(8)的本质是将充电站内的EV决策空间投影至一个超立方体空间,将站内EV决策行为投影至立方体内对应决策量。在进行边界条件的闵可夫斯基求和聚合过程中,实际上增加了决策的可行域,但同时保留了变量决策间的条件约束,还考虑了单个EV并网、离网对等效GES充、放电功率边界和等效电池电量的影响,因而在实现模型维度等效压缩的前提下,仍能保证充放电决策空间的可行性^[27]。

上述模型从充电站层面将站内所有并网EV等效为一个大容量和大充、放电功率的GES设备,实现了集群EV充放电决策空间的聚合。GES中的参数变量 $\{P_{\text{ch,GES},t}^{\text{max}}, P_{\text{dis,GES},t}^{\text{max}}, C_{\text{GES},t}^{\text{min}}, C_{\text{GES},t}^{\text{max}}, \Delta C_{\text{GES},t}\}$ 决定了站内EV的可调潜力,其中: $P_{\text{ch,GES},t}^{\text{max}}$ 和 $P_{\text{dis,GES},t}^{\text{max}}$ 分别为 t 时刻GES能够达到的最大充、放电功率;

$C_{\text{GES},t}^{\text{min}}$ 、 $C_{\text{GES},t}^{\text{max}}$ 分别为 t 时刻GES等效电池容量的下边界和上边界; $\Delta C_{\text{GES},t}$ 为 t 时刻GES因EV并网情况改变而引起的等效电池电量变化。充电站层面等效GES的变量及其参数如式(9)所示。

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{ch,GES},t} = \sum_{n \in \Psi^{EV}} P_{n,t}^{\text{ch}} \\ P_{\text{dis,GES},t} = \sum_{n \in \Psi^{EV}} P_{n,t}^{\text{dis}} \\ P_{\text{ch,GES},t}^{\text{max}} = \sum_{n \in \Psi^{EV}} P_{n,\text{max}}^{\text{ch}} x_{n,t}^{\text{ch}} \\ P_{\text{dis,GES},t}^{\text{max}} = \sum_{n \in \Psi^{EV}} P_{n,\text{max}}^{\text{dis}} x_{n,t}^{\text{dis}} \\ C_{\text{GES},t} = \sum_{n \in \Psi^{EV}} c_{n,t} \\ C_{\text{GES},t}^{\text{min}} = \sum_{n \in \Psi^{EV}} c_{n,t}^{\text{min}} x_{n,t} \\ C_{\text{GES},t}^{\text{max}} = \sum_{n \in \Psi^{EV}} c_{n,t}^{\text{max}} x_{n,t} \\ \Delta C_{\text{GES},t} = \sum_{n \in \Psi^{EV}} c_n^{\text{ar}} x_{n,t} (x_{n,t} - x_{n,t-1}) - \\ \quad \sum_{n \in \Psi^{EV}} c_n^{\text{le}} x_{n,t-1} (x_{n,t-1} - x_{n,t}) \end{array} \right. \quad (9)$$

式中: $P_{\text{ch,GES},t}$ 和 $P_{\text{dis,GES},t}$ 分别为 t 时刻GES的充、放电功率; $C_{\text{GES},t}$ 为 t 时刻GES的等效电池电量。

等效GES模型考虑了单个EV并网、离网对等效GES充、放电功率边界和等效电池电量的影响。同时,保留了单辆EV的变量约束条件,保证了充放电决策的有效性。基于闵可夫斯基和可实现多EV单体的聚合管理,从充电站层面将站内所有并网EV充、放电决策通过等效GES统一决策,免去了多变量带来的计算复杂、调度难度高的问题,同时,也避免了单辆EV调度功率小、补偿能力不足的缺陷。

2 充电站GES的VIPC控制策略

EV参与长时间尺度的频率调节可能会影响用户的充电需求。因此,参考VSG的暂态响应特性,提出适用于充电站的VIPC控制策略,使得充电站等效的GES可为系统提供短时间的频率支撑,不影响用户的充电体验。

2.1 VSG控制策略

同步发电机具有一次调频与惯量的特性,在实际同步发电机中,输入的机械角速度为 Ω ,转子角速度为 ω ,电机极对数为 p ,满足以下条件:

$$\omega = p\Omega \quad (10)$$

设电机极对数 p 为1,角速度在数值上等于机械角速度,当系统中出现功率不平衡冲击时,VSG在不平衡功率引起的转矩作用下,VSG状态参数(功角、转子角速度)表述为:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_n \quad (11)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{T_m - T_e - T_D}{J} \quad (12)$$

式中： δ 为VSG转子功角； ω_n 为同步转子角速度（电网角频率），取 100π rad/s； T_m 、 T_e 、 T_D 分别为VSG的输入机械转矩、电磁转矩和虚拟阻尼转矩； J 为VSG的虚拟转动惯量。

根据转矩与功率间的关系，式(12)可改写为：

$$J \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_m}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} - D(\omega - \omega_n) \quad (13)$$

式中： P_m 为VSG的输入机械功率； P_e 为电磁功率，即VSG的输出功率； D 为阻尼系数。

同步发电机的功频调节部分由调速系统完成，借鉴同步发电机调速系统，VSG的调速方程可以表示为：

$$P_m = P_{ref} + K_f(\omega_n - \omega) \quad (14)$$

式中： P_{ref} 为有功功率给定值； K_f 为VSG的虚拟调差系数。

根据功角特性，VSG的有功输出功率 P_e 可以表示为：

$$P_e = \frac{U_1 E_0}{X_f} \sin \delta \approx \frac{U_1 E_0}{X_f} \delta \quad (15)$$

式中： U_1 为VSG的输出端电压； E_0 为VSG的滤波器端口电压； X_f 为滤波器电抗。

采用小信号模型法对VSG进行分析，VSG输出功率和有功功率给定值之间的传递函数 $G(s)$ 可近似表述为：

$$G(s) = \frac{\tilde{P}_e(s)}{\tilde{P}_{ref}(s)} = \frac{\frac{U_1 E_0}{JX_f \omega_n}}{s^2 + \frac{D\omega_n + K_f}{J\omega_n}s + \frac{U_1 E_0}{JX_f \omega_n}} \quad (16)$$

式中： s 为拉普拉斯算子； $\tilde{P}_e(s)$ 和 $\tilde{P}_{ref}(s)$ 分别为 P_e 和 P_{ref} 的频域变量。

由式(16)可知，理想条件下，VSG在对应功率给定指令阶跃变化时的输出功率特性表现出二阶振荡衰减特性。由式(12)可知，当系统处于稳态时，VSG的转矩量 $T_m - T_e - T_D$ 恒定，角速度变化率 $d\omega/dt$ 与虚拟转动惯量 J 的大小成反比，即虚拟转动惯量越大，系统的角速度变化率越小，系统抵抗频率扰动的频率稳定性越强。VSG控制策略通过引入与同步机类似的虚拟转动惯量使得系统的频率稳定性得到了相应的提高。

2.2 VSG 惯性功率响应分析

VSG表现出的惯量是在功率环中加入惯性功率分量，使惯量以电功率的形式并入电网。

根据式(11)、式(13)、式(14)、式(15)，转子角速度表达式为：

$$\frac{\tilde{\omega}(s) - \omega_n}{\tilde{P}_{ref}(s) - \tilde{P}_e(s)} = -\frac{1}{J\omega_n s + D\omega_n + K_f} \quad (17)$$

式中： $\tilde{\omega}(s)$ 为 ω 的频域变量。

稳态时， P_{ref} 与 P_e 相等，当系统中负荷发生阶跃扰动时，表现为系统功率指令发生 ΔP_{ref} 阶跃变化，可求得式(17)的时域表达式：

$$\omega(t) = \omega_n - \frac{\Delta P_{ref}}{D\omega_n + K_f} (1 - e^{-\frac{D\omega_n + K_f}{J\omega_n} t}) \quad (18)$$

系统负荷发生扰动后，由转子转矩方程可知，转子角速度将发生变化，转子将吸收或释放动能以平衡转矩，体现为转子动能的增减。定义转子惯性功率为 P_J ，由式(13)可改写得到转子的功率守恒方程为：

$$P_J = -J\omega_n \frac{d\omega}{dt} - D\omega_n(\omega - \omega_n) \quad (19)$$

因此，转子惯性功率的指令阶跃响应为：

$$\tilde{P}_J(s) = \frac{\frac{U_1 E_0}{JX_f \omega_n}}{s^2 + \frac{D\omega_n + K_f}{J\omega_n}s + \frac{U_1 E_0}{JX_f \omega_n}} \frac{\Delta \tilde{P}_{ref}(s)}{s} - \frac{\frac{K_f}{J\omega_n s + D\omega_n + K_f}}{s} \frac{\Delta \tilde{P}_{ref}(s)}{s} \quad (20)$$

式中： $\tilde{P}_J(s)$ 和 $\Delta \tilde{P}_{ref}(s)$ 分别为 P_J 和 ΔP_{ref} 的频域变量。

式(20)表明，VSG控制策略的响应过程是在下垂控制的基础上加入虚拟转子惯性功率的动态响应，其功率动态响应组成如图1所示。VSG中下垂控制环节输出的功率提供稳态功率支撑，转子惯性功率提供暂态功率支撑。

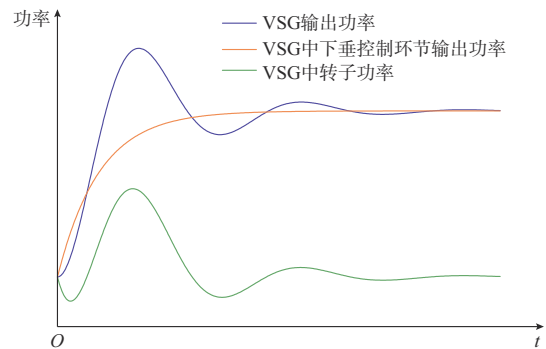


图1 VSG 转子惯性功率动态响应
Fig. 1 Dynamic response of inertia power of VSG rotor

2.3 VIPC 控制策略

由式(19)可知，VIPC控制策略的核心是将系统频率扰动作为输入指令使其产生对应的惯性功率

输出,以改善频率稳定问题,其示意图如图2所示。图中: U_{abc} 和 i_{abc} 分别为逆变器输出的三相电压、三相电流量; U_d 为逆变器输出电压的 d 轴分量; i_d^* 为 d 轴电流参考值; i_d 和 i_q 分别为逆变器输出电流的 d 轴、 q 轴分量; L 为逆变器滤波电感; E_{abc}^* 为三相参考电压; P_1^* 为 P_1 参考值;PI为比例-积分控制。需要说明的是,由于GES对整个系统而言应被视作一个可调的大功率负荷,正常情况下,GES以当前站内EV所需充电功率作为消耗功率。当系统频率发生扰动时,GES通过合理协调站内EV可调功率来响应功率需求^[26],提供惯性功率支撑。因此,惯性功率补偿控制环节中的功率参考量以当前GES功率消耗为零基准值。

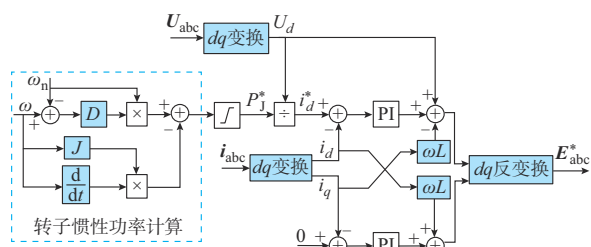


图2 VIPIC控制策略示意图

Fig. 2 Schematic diagram of VIPIC control strategy

GES采用VIPIC控制策略,只在频率发生扰动时刻输出惯性功率,待系统频率重新恢复正常值后即恢复基准,这避免了对EV的充电计划产生影响,可改善EV电池的损耗问题。

以光伏为例,光伏电站与采用VIPIC控制策略的EV充电站协同的拓扑结构如图3所示。采用下垂控制策略的光伏电站作为微电网中调频的稳态功率来源,采用VIPIC控制策略的GES作为调频辅助资源,提供惯性功率支撑。通过光伏电站与充电站协同配合,对外表现出VSG的特性。

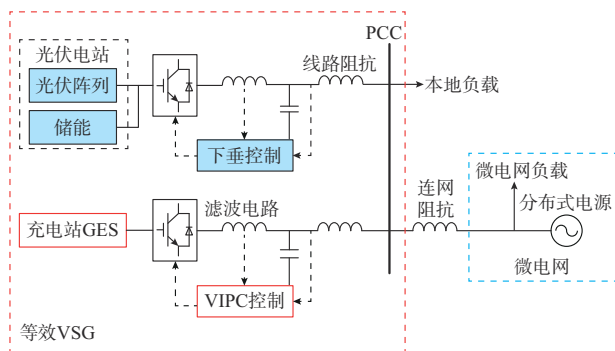


图3 光伏电站与EV充电站协同拓扑结构

Fig. 3 Topology of photovoltaic power station coordinating with EV charging station

3 仿真分析

3.1 场景选取及仿真参数

在MATLAB/Simulink中搭建充电站GES模型及图3的拓扑模型,光伏电站采用下垂控制策略,GES采用VIPIC控制策略。其中:EV与充电站参数如附录B表B1所示;光伏电站、VIPIC参数以及微电网相关参数如附录B表B2所示。

3.2 仿真结果与讨论

3.2.1 GES等效调节容量

采用本文GES建模方法得到在满足用户充电需求情况下充电站全天GES的等效容量边界范围,如附录C图C1所示。GES在容量边界范围内都是可调的,具体的控制策略与电网调度策略以及EV聚合商的调控策略相关。本文假设现有EV参与调频的市场机制合理且完善,价格激励能补偿EV参与调频的损失,站内的EV均能参与V2G调频服务。因此,暂不考虑EV在站内的具体优化问题。

图4为充电站实时可调功率边界,站内的可调功率边界与EV的荷电状态相关。由于已达到上边界的EV仅具备放电能力,如附录C图C2所示,在 $t=13$ h时,站内等效容量已偏向饱和,大部分EV已经达到上边界。因此,出现图4中上调功率边界减小的情况。

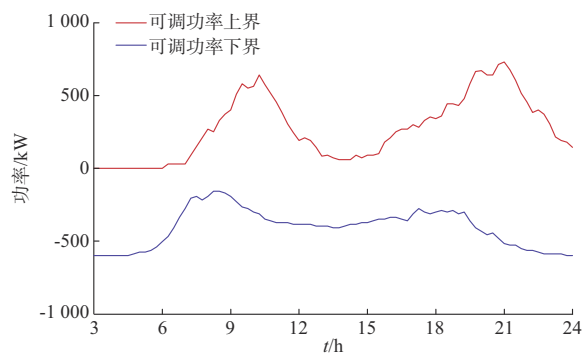


图4 充电站实时可调功率边界

Fig. 4 Real-time adjustable power boundary of charging station

3.2.2 并网运行时频率提升效果

以 $t=13$ h时GES调节参数为例,此时,GES的可调功率下界为 -330 kW,可调功率上界为 90 kW。将GES采用VIPIC控制策略,并配合光伏电站参与频率支撑服务,为系统提供惯量。

初始时刻,系统稳定运行于额定状态,光伏电站输出额定功率 300 kW,微型燃气轮机输出额定功率 1200 kW,系统频率稳定在 50 Hz。 $t=1$ s时,系统

负荷突增 250 kW, 1 s 后系统恢复额定状态运行; $t=3$ s 时, 负荷突减 250 kW, 1 s 后系统恢复额定状态。根据容量以及下垂系数分配功率, 微型燃气轮机和光伏电站分别承担 200 kW 与 50 kW 功率。3 种控制方案下的功率与频率响应结果如图 5 与附录 C 图 C3 所示。

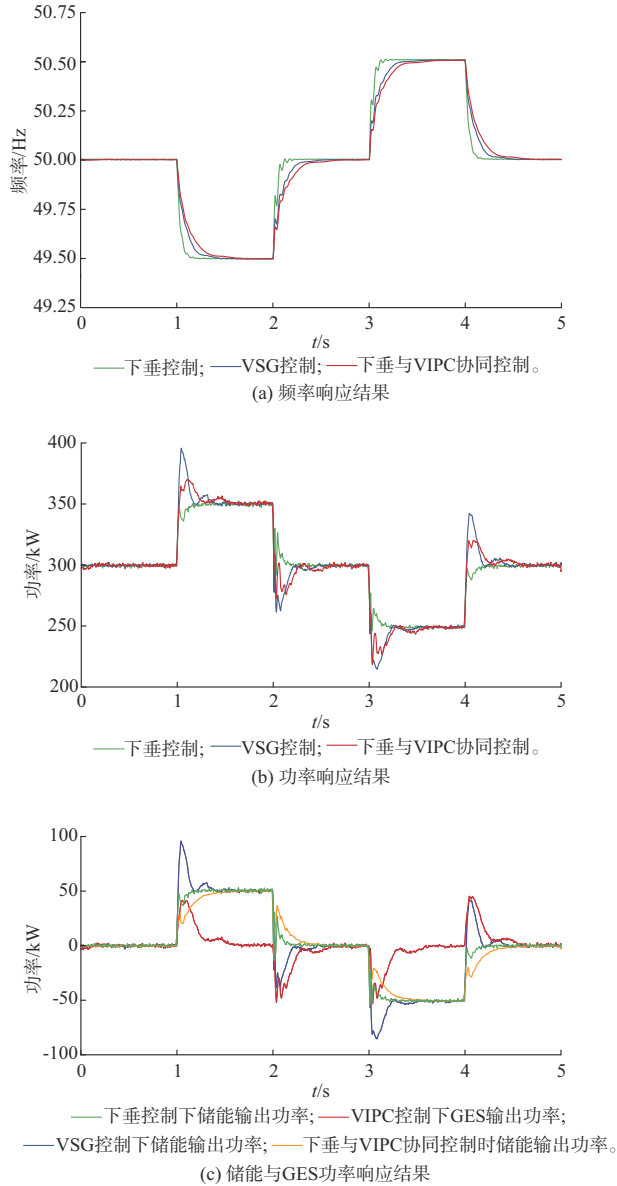


图 5 并网运行时功率响应与频率响应结果
Fig. 5 Power response and frequency response results during grid-connected operation

3 种控制方案中, 达到新的稳态的响应时间 t_s 与最大频率变化率 f_{cr} 如表 1 所示。相较于其余 2 种控制方案, 在同样的参数下, VIPC 控制策略有效延长了频率稳定时间 t_s , 降低了 f_{cr} , 提升了系统惯量与稳定性。从图 5(c) 可以看出, VIPC 控制下, GES 能提供惯性功率支撑, 响应持续时间约为 0.6 s, 响应前后

功率基准值不变。同时, 在 VIPC 控制策略的协同下, 储能功率输出更为平缓, 可以降低储能快速性要求, 并验证了 EV 能以短时间尺度参与调频的结论。

表 1 并网运行时不同控制方案的频率稳定性指标
Table 1 Index of frequency stability with different control strategies during grid-connected operation

控制策略	t_s/s	$f_{cr}/(\text{Hz}\cdot\text{s}^{-1})$
下垂控制	0.098	4.847
VSG 控制	0.228	2.083
下垂与 VIPC 协同控制	0.329	1.443

3.2.3 孤岛自治运行下频率稳定效果

假定光伏电站运行于孤岛自治状态, 即在图 3 中连网阻抗处断开, 讨论在该场景下 VIPC 控制策略的频率稳定效果。3 种控制方案的功率响应与频率响应结果如图 6 所示。

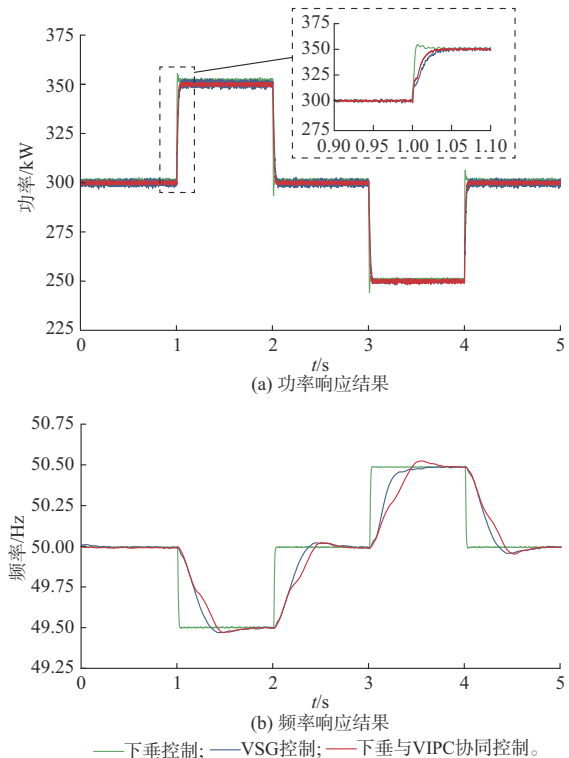


图 6 孤岛自治运行时功率响应与频率响应结果
Fig. 6 Power response and frequency response results during islanded autonomous operation

由图 6(a) 可见, 在孤岛自治运行模式下, 3 种控制方案均能快速响应负荷需求。由图 6(b) 可知, 下垂控制中由于缺乏惯性功率补偿单元, 频率下降速率很快, 系统的稳定性较低; VSG 控制中加入了虚拟惯量控制环节, 在孤岛运行模式下系统频率变化近似满足一阶惯量响应特性, 系统频率稳定性提高;

下垂与VIPC协同控制的频率响应与VSG相似,其频率稳定时间 t_s 、频率超调量 σ 、最大频率变化率 f_{cr} 等频率稳定性指标如表2所示。在同样的参数下,与直接采用VSG控制策略的光伏电站相比,采用下垂控制策略的光伏电站配合采用VIPC控制策略的GES频率稳定性更优。

表2 孤岛自治运行时不同控制方案频率稳定性指标
Table 2 Index of frequency stability with different control strategies during islanded autonomous operation

控制策略	t_s/s	σ	$f_{cr}/(\text{Hz}\cdot\text{s}^{-1})$
下垂控制	0.029	0	11.45
VSG控制	0.360	0.041 9	0.91
下垂与VIPC协同控制	0.410	0.036 1	0.81

图7展示了VSG中储能功率响应以及VIPC控制策略下GES功率响应的结果。在孤岛自治运行场景下,为使得频率获得快速支撑,采用VSG策略需要储能具备快速响应能力,而VIPC控制策略使GES能在发生负荷扰动时提供快速响应的惯性功率,降低了光伏电站对储能设备的响应能力要求,并提高了系统频率稳定性。同时,对于EV而言,在孤岛自治运行模式下,提供惯性功率支撑的响应持续时间约为0.7 s,相对于整个充电过程所释放或吸收的能量而言,基本可以忽略不计,且在长时间尺度上扰动也可以互相抵消,EV整个充电计划不会受到影响。

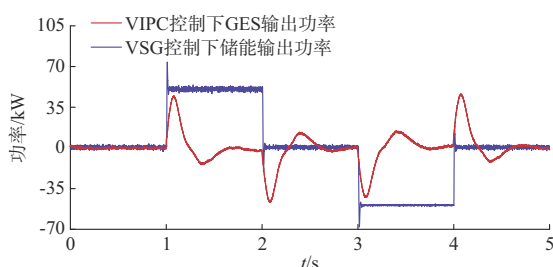


图7 储能与GES功率响应结果

Fig. 7 Power response results of energy storage and GES

4 结语

EV是典型的柔性负荷资源,合理利用其储能特性可增强系统的频率稳定性。为提高EV资源的利用率,减少RES并网对高性能储能设备的需求以降低应用成本,且在不改变既有RES控制算法的基础上引入惯性功率,提出了充电站层面上的GES建模方法。通过分析VSG转子功率特性设计了VIPC控制策略,并将其应用于GES中,协同配合RES发电提高系统频率稳定性。得到以下结论:

1)借助闵可夫斯基和提出了充电站GES建模方法,对高维度异质化的多EV充放电决策空间进行等效压缩处理,有效评估了充电站内EV的聚合可调潜力,为EV参与调频响应提供支撑。

2)GES中引入VIPC控制策略有效提高了RES并网惯量,改善了系统的频率稳定性。在并网和孤岛自治运行模式下,稳态时间相较于下垂控制均能延长0.3 s以上,调频效果略优于VSG。同时,在不改变RES传统并网模式的基础上有效利用EV的调频能力,为提高系统频率稳定性提供了新思路。

3)VIPC控制策略将EV参与调频时间尺度降低到1 s内,极大减少了EV参与调频的时间,并且不影响EV的充、放电计划。

本文仅对单个充电站的控制策略进行设计,针对参数各异的充电站集群参与调频的VIPC协同控制策略,以及在协同过程中通信交互对所提控制策略的影响还需进一步研究。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] 鲁宗相,姜继恒,乔颖,等.新型电力系统广义惯量分析与优化研究综述[J].中国电机工程学报,2023,43(5):1754-1776.
LU Zongxiang, JIANG Jiheng, QIAO Ying, et al. A review on generalized inertia analysis and optimization of new power systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1754-1776.
- [2] 谢小荣,贺静波,毛航银,等.“双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J].中国电机工程学报,2021,41(2):461-475.
XIE Xiaorong, HE Jingbo, MAO Hangyin, et al. New issues and classification of power system stability with high shares of renewables and power electronics [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 461-475.
- [3] 卓振宇,张宁,谢小荣,等.高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J].电力系统自动化,2021,45(9):171-191.
ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191.
- [4] 曹炜,钦焕乘,陆建忠,等.新型电力系统下虚拟同步机的定位和应用前景展望[J].电力系统自动化,2023,47(4):190-207.
CAO Wei, QIN Huancheng, LU Jianzhong, et al. Orientation and application prospect of virtual synchronous generator in new power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 190-207.
- [5] 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):2792-2798.
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): 2792-2798.
- [6] 孙晓强, 刘鑫, 程林, 等. 基于多调频资源协调控制的西北送端大电网新能源快速频率响应参数设置方案[J]. 电网技术, 2019, 43(5): 1760-1765.
SUN Xiaoqiang, LIU Xin, CHENG Lin, et al. Parameter setting of rapid frequency response of renewable energy sources in northwest power grid based on coordinated control of multi-frequency regulation resources [J]. Power System Technology, 2019, 43(5): 1760-1765.
- [7] 王光宇, 付立军, 胡祺, 等. 计及电压环影响的虚拟同步发电机低频振荡阻尼分析与控制[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(14): 177-184.
WANG Guangyu, FU Lijun, HU Qi, et al. Analysis and control of low-frequency oscillation damping of virtual synchronous generator considering influence of voltage loop [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(14): 177-184.
- [8] 张林, 张海波, 蒋维勇, 等. 基于自适应动态虚拟同步阻抗的虚拟同步机功率解耦策略[J/OL]. 中国电机工程学报: 1-13 [2023-06-14]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20230601.1743.008.html>.
ZHANG Lin, ZHANG Haibo, JIANG Weiyong, et al. Power decoupling strategy for virtual synchronous generator based on adaptive dynamic virtual synchronous impedance [J/OL]. Proceedings of the CSEE: 1-13 [2023-06-14]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20230601.1743.008.html>.
- [9] 徐华电, 苏建徽, 施永, 等. 具有同步发电机特性的储能型光伏并网发电系统研究[J]. 控制理论与应用, 2018, 35(7): 1021-1028.
XU Huadian, SU Jianhui, SHI Yong, et al. Research on grid-connected photovoltaics-energy storage system with synchronous generator characteristics [J]. Control Theory & Applications, 2018, 35(7): 1021-1028.
- [10] 温焯婷, 戴瑜兴, 毕大强, 等. 一种电网友好型光储分布式电源控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 464-476.
WEN Yeting, DAI Yuxing, BI Daqiang, et al. A grid friendly PV/BESS distributed generation control strategy [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 464-476.
- [11] 张冠锋, 杨俊友, 王海鑫, 等. 基于虚拟同步机技术的风储系统协调调频控制策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(增刊1): 83-92.
ZHANG Guanfeng, YANG Junyou, WANG Haixin, et al. Coordinated frequency modulation control strategy of wind farm-storage system based on virtual synchronous generator technology [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(Supplement 1): 83-92.
- [12] 禹红, 夏向阳, 彭梦妮, 等. 基于虚拟同步电机技术的混合储能平抑微网频率波动策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(22): 47-54.
YU Hong, XIA Xiangyang, PENG Mengni, et al. Research on strategy of micro-grid frequency control in hybrid energy storage system based on virtual synchronous generator technology [J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(22): 47-54.
- [13] 李怡, 李永丽, 李松, 等. 基于VSG的光伏及混合储能系统功率分配与虚拟惯性控制[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(7): 27-34.
LI Yi, LI Yongli, LI Song, et al. Power distribution and virtual inertia control of photovoltaic and hybrid energy storage system based on VSG [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(7): 27-34.
- [14] 沈诞煜, 赵晋斌, 李吉祥, 等. 分布式电源并网惯性功率补偿研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(16): 50-57.
SHEN Danyu, ZHAO Jinbin, LI Jixiang, et al. Analysis and application of inertia power compensating of grid-connected distributed generation [J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(16): 50-57.
- [15] LIU J, MIURA Y, ISE T. Comparison of dynamic characteristics between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(5): 3600-3611.
- [16] 胡俊杰, 赖信辉, 郭伟, 等. 考虑电动汽车灵活性与风电消纳的区域电网多时间尺度调度[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 52-60.
HU Junjie, LAI Xinhui, GUO Wei, et al. Multi-time-scale scheduling for regional power grid considering flexibility of electric vehicle and wind power accommodation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 52-60.
- [17] 姚一鸣, 赵溶生, 李春燕, 等. 面向电力系统灵活性的电动汽车控制策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(11): 2813-2824.
YAO Yiming, ZHAO Rongsheng, LI Chunyan, et al. Control strategy of electric vehicles oriented to power system flexibility [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(11): 2813-2824.
- [18] KESTER J, NOEL L, ZARAZUA DE RUBENS G, et al. Promoting vehicle to grid (V2G) in the Nordic region: expert advice on policy mechanisms for accelerated diffusion [J]. Energy Policy, 2018, 116: 422-432.
- [19] SUUL J A, D'ARCO S, GUIDI G. Virtual synchronous machine-based control of a single-phase bi-directional battery charger for providing vehicle-to-grid services [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2016, 52(4): 3234-3244.
- [20] 苏粟, 李家浩, 李泽宁, 等. 考虑用户需求的电动汽车虚拟同步机辅助调频控制策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(11): 40-47.
SU Su, LI Jiahao, LI Zening, et al. Auxiliary frequency regulation control strategy based on virtual synchronous machine for electric vehicles considering user demand [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(11): 40-47.
- [21] DHINGRA K, SINGH M. Frequency support in a micro-grid using virtual synchronous generator based charging station [J]. IET Renewable Power Generation, 2018, 12(9): 1034-1044.
- [22] DHINGRA K, SINGH M. Smart charging station to cater the sudden ingress and egress of EVs while supporting the frequency of microgrid through VSG [J]. Arabian Journal for Science and Engineering, 2020, 45(8): 6715-6727.
- [23] 詹泽澎, 杨军, 韩思宁, 等. 考虑电动汽车可调度潜力的充电站两阶段市场投标策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(10): 86-96.
ZHAN Xiangpeng, YANG Jun, HAN Sining, et al. Two-stage market bidding strategy of charging station considering schedulable potential capacity of electric vehicle [J]. Automation

- of Electric Power Systems, 2021, 45(10): 86-96.
- [24] 李媛,冯昌森,文福拴,等.含电动汽车和电转气的园区能源互联网能源定价与管理[J].电力系统自动化,2018,42(16):1-10.
LI Yuan, FENG Changsen, WEN Fushuan, et al. Energy pricing and management for park-level Energy Internets with electric vehicles and power-to-gas devices [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(16): 1-10.
- [25] KE S, YANG J, CHEN L, et al. A frequency control strategy for EV stations based on MPC-VSG in islanded microgrids[J/OL]. IEEE Transactions on Industrial Informatics: 1-12[2023-06-10]. <https://ieeexplore.ieee.org/document/10138878>.
- [26] LIU H, QI J J, WANG J H, et al. EV dispatch control for supplementary frequency regulation considering the expectation of EV owners[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(4): 3763-3772.
- [27] 吴界辰,艾欣,胡俊杰.需求侧资源灵活性刻画及其在日前优化调度中的应用[J].电工技术学报,2020,35(9):1973-1984.
WU Jiechen, AI Xin, HU Junjie. Methods for characterizing flexibilities from demand-side resources and their applications in the day-ahead optimal scheduling [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(9): 1973-1984.
- 施兴烨(1999—),男,硕士研究生,主要研究方向:柔性负荷优化调度、微电网运行控制。E-mail:shixy1222@whu.edu.cn
- 柯松(1996—),男,通信作者,博士研究生,主要研究方向:电动汽车与电网互动、微电网运行控制。E-mail:kesong1997@whu.edu.cn
- 张帆(1996—),男,硕士,主要研究方向:车网双向互动技术、电动汽车无线充电技术。E-mail:zhangfan4@csg.cn
- (编辑 顾晓荣)

Control Strategy for Virtual-inertial Power Compensation Considering Adjustable Potential of Charging Station

SHI Xingye^{1,2}, KE Song^{1,2}, ZHANG Fan^{3,4}, TANG Jianlin^{3,4}, LIANG Lili⁵, YANG Jun^{1,2}

- (1. Hubei Engineering and Technology Research Center for AC/DC Intelligent Distribution Network, Wuhan 430072, China;
2. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China;
3. Electric Power Research Institute of China Southern Power Grid Company Limited, Guangzhou 510663, China;
4. Guangdong Provincial Key Laboratory of Intelligent Measurement and Advanced Metering of Power Grid, Guangzhou 510663, China;
5. Zhaoqing Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Zhaoqing 526060, China)

Abstract: To address the problem of inertia insufficiency in microgrids due to the integration of renewable energy sources, an inertial power control strategy for charging stations in collaboration with renewable energy generation is proposed. First, considering that electric vehicles (EVs) have good flexible regulation potential, they are treated as the generalized energy storage at the charging station level to provide power response capability for the controller. Then, the control strategy of virtual-inertial power compensation is proposed in reference to the rotor operation characteristics of virtual synchronous generator (VSG), which can cooperate with renewable energy generation to provide frequency support. Finally, the corresponding simulation model is built on MATLAB/Simulink for verification. The simulation results show that the proposed control strategy of virtual-inertial power compensation can effectively make use of the regulation potential of charging stations to provide inertia support power to the system, so as to improve the frequency stability of the system.

This work is supported by China Southern Power Grid Company Limited (No. 031200KK52222008) and National Natural Science Foundation of China (No. 51977154).

Key words: renewable energy source; inertia; electric vehicle; energy storage; virtual synchronous generator

