基于VSG的光伏及混合储能系统功率分配与虚拟惯性控制

李 怡,李永丽,李 松,邵泽广,陈晓龙 (天津大学 智能电网教育部重点实验室,天津 300072)

摘要:在基于虚拟同步发电机(VSG)控制的光伏及混合储能系统中,不同类型的储能之间存在协调配合问题,其荷电状态(SOC)也与VSG的控制策略密切相关。针对该问题,提出了一种基于VSG的光伏及混合储能系统的协调控制策略。在逆变器直流侧引入混合储能系统,并基于VSG控制原理对其进行功率分配。根据储能SOC与VSG虚拟惯性之间的定量关系,设计了一种改进的虚拟惯性自适应控制策略,并给出相关参数的选取原则,在改善系统输出频率和功率动态响应的同时,对储能SOC进行控制。基于MATLAB/Simulink进行仿真,结果表明所提控制策略可以有效改善系统电压和频率的稳定性,实现混合储能之间功率的合理分配,提高储能的充放电性能并延长其寿命。

关键词:虚拟同步发电机;混合储能系统;光伏;功率分配;虚拟惯性;自适应控制 中图分类号:TM615;TM712 **文献标志码:**A DOI

DOI:10.16081/j.epae.202212003

0 引言

近年来,光伏发电因具有清洁、高效等优势,成 为各国大力发展的必然选择[1]。但是,光伏大规模 并网运行会给电网的动态响应和稳定性带来不利的 影响。一方面,虽然光伏并网逆变器的输出频率由 电网支撑,但是光伏出力的间歇性、随机性、波动性 以及电网频率 / 功率扰动会导致逆变器的输出频率 出现动态响应过程,存在越限风险,进而会引起输出 功率超调或振荡,导致较大的功率冲击,严重时会触 发过流保护动作^[2]。另一方面,光伏并网逆变器属 于无转动惯量的电力电子元件,其大量接入会导致 电网整体的转动惯量和阻尼不足,应对功率、频率扰 动的能力下降^[3]。因此,为了提高光伏并网的友好 性,可以在逆变器的控制中引入虚拟同步发电机 (virtual synchronous generator, VSG)控制技术^[4],并 在光伏电站中配置一定容量的储能设备,为VSG的 调节过程提供能量缓冲^[5]。

针对储能系统,为了改善出力性能、降低成本、 延长循环寿命,可根据储能自身的工作特点考虑不 同类型的储能相互配合。目前,光储系统中常采用 低通滤波器实现混合储能之间的功率分配,但在实 际应用中,功率波动的频率和大小未知,因此低通滤 波器截止频率的设计存在困难。文献[6-7]采用低 通滤波法使超级电容器、蓄电池分别平抑高频、低频 功率扰动,并根据储能的运行状态和经济性对截止

收稿日期:2022-08-24;修回日期:2022-11-16 在线出版日期:2022-12-26

基金项目:国家电网有限公司总部科技项目 (SCHE0000DKJS1900093)

Project supported by the Science and Technology Project of Headquarters of SGCC(SGHE0000DKJS1900093)

频率进行调整,但未将混合储能与VSG控制技术相结合,无法充分发挥VSG控制参数灵活可调的优势。文献[8]根据VSG模型及其控制原理,提出了混合储能的功率分配方法,但只适用于与大电网隔离独立运行的孤岛微电网,在光伏及混合储能系统并网运行的情况下,逆变器输出频率被主网箝位,功频特性发生变化,导致所提功率分配方法无法适用。

VSG技术可使含有电力电子接口的新能源发电 系统在运行控制、外特性上近似与同步发电机等效, 具有惯性、阻尼特性^[4]。文献 [9-12] 通过在 VSG 的有 功-频率控制环节中引入频率变化,对VSG的虚拟 惯性、阻尼参数进行自适应控制,有效优化了逆变器 输出频率、功率的动态响应曲线。但现有VSG控制 策略大多以无穷大电源来等效分布式电源和储能元 件,未考虑其真实的输出能力对VSG虚拟惯性自适 应控制效果的影响,阻碍了新能源发电系统的实用 化。为了解决上述问题,文献[13-14]给出了光储系 统中储能单元的优化配置策略,但未给出相应的荷电 状态(state of charge, SOC)控制方法。文献[15-16] 建立了基于储能 SOC 约束的 VSG 控制模型,提出了 计及储能容量和SOC约束的虚拟惯性选取范围,但 未考虑根据储能SOC的变化对虚拟惯性进行自适应 调节。文献[17-18]提出了一种考虑储能充放电极 限的虚拟惯性控制策略,避免了储能过充过放情况 的出现,但未综合考虑频率、储能SOC的变化,导致 逆变器输出频率、功率的动态响应特性较差。

本文首先根据 VSG 模型及其控制原理提出了 一种混合储能的功率分配方法,充分发挥了混合储 能系统的优势,克服了传统一阶低通滤波器截止频 率设计困难的问题;然后,提出了一种 VSG 虚拟惯 性自适应控制策略,在现有虚拟惯性自适应控制策 略中引入与混合储能 SOC 相关的调节系数,并给出 相关参数的选取原则,改善了光储系统输出频率和 功率的动态响应以及储能的出力,提高了VSG控制 技术的工程实用性;最后,通过仿真实验验证了所提 策略的可行性和有效性。

1 光伏及混合储能系统的拓扑结构

本文所建基于 VSG 的光伏及混合储能系统的 拓扑结构如图1所示。系统直流侧的光伏发电单元 和全钒液流电池、超级电容器分别通过 Boost 变换 器和双向 DC / DC 变换器接入直流母线,之后通过 DC / AC 变换器接入电网。其中,光伏发电单元的 Boost 变换器采用最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)控制;全钒液流电池的双向 DC / DC 变换器采用恒功率控制,按照功率指令输 出所需功率;超级电容器的双向 DC / DC 变换器 采用恒电压控制,用于维持直流母线电压的稳定; DC / AC 变换器采用 VSG 控制,使光伏及混合储能 系统按照电网的功率调度指令输出功率,并具有惯 性和阻尼特性,以提高系统的稳定性。





Fig.1 Topology structure of photovoltaic and hybrid energy storage system based on VSG

2 基于VSG的混合储能系统功率分配控制

对于基于VSG控制的光伏并网发电系统而言, 当负荷有功功率或光伏输出功率发生变化,导致电 网功率调度指令变化时,为了给VSG的调频和调功 过程提供能量缓冲,维持基于VSG控制的逆变器稳 定运行,需要在直流侧配置储能系统来补充功率差 额,以协调系统功率的动态平衡。

全钒液流电池是一种新型的环保储能电池,具 有容量与功率设计灵活、能量转换效率高、能量密度 大等优势,在大规模储能系统应用中具有重要的地 位,但其功率密度较小,充放电循环次数较少。超级 电容器的功率密度较大,充放电循环次数也更多,适 用于对动态响应要求高的场合,但其能量密度较小。 因此,为了弥补单一储能元件存在的不足,在VSG 直流侧引入全钒液流电池作为能量型储能、超级电 容器作为功率型储能,并根据VSG模型及控制原理 对其进行合理的功率分配控制。

2.1 VSG控制原理

VSG控制包括有功-频率控制、无功-电压控制、 电压电流双环控制等。其中,类比于传统同步发电 机的转子运动方程和一次调频特性^[4],采用经典二 阶模型,可以得到基于VSG控制的逆变器输出功率 与角频率之间的关系,如式(1)所示。

$$\begin{cases} J\omega_0 d\omega/dt = P_m - P_e - D\omega_0 (\omega - \omega_0) \\ d\delta/dt = \omega - \omega_0 \end{cases}$$
(1)

式中:J、D分别为VSG的虚拟惯性、虚拟阻尼; ω 、 ω_0 分别为VSG虚拟转子对应的实际角速度、额定角速 度; δ 为VSG虚拟转子的功角; P_m 、 P_e 分别为逆变器 的机械功率、实际输出功率,并网情况下其计算公式 分别如式(2)和式(3)所示。

$$P_{\rm m} = P_{\rm ref} + K_{\omega}(\omega_0 - \omega) \tag{2}$$

$$P_{e} = \frac{3EU}{Z} \sin \delta \approx \frac{3EU}{Z} \delta = K_{p} \delta$$
(3)

式中:P_{ref}为逆变器的输出有功功率指令值,由电网 调度给出;K_a为原动机的调差系数;E为逆变器的输 出电压;U为电网电压;Z为逆变器与并网点之间的 阻抗;K_a为比例系数。

基于式(1)—(3),得到VSG的有功-频率控制框 图,见附录A图A1。由此控制逻辑和方法可实现对 传统同步发电机有功-频率特性的模拟,使基于VSG 控制的光伏及混合储能系统具有惯性、阻尼特性。

2.2 混合储能系统的功率分配方法

为了充分发挥由全钒液流电池和超级电容器组成的混合储能系统的优势,需要采用合理的功率分配方法,使得2种储能承担的功率分别与自身的工作特性相符。

由图A1可看出,当电网给出的VSG有功功率指 令发生阶跃变化 ΔP_{ref} 时,储能系统需吸收或释放 的总功率 ΔP_{e} 表现为二阶振荡特性,如式(4)所示。

$$\Delta P_{e}(s) = \frac{K_{p}}{J\omega_{0}s^{2} + (D\omega_{0} + K_{\omega})s + K_{p}} \frac{\Delta P_{ref}}{s} \qquad (4)$$

由于在并网情况下,VSG工作在额定转速附近, 为了简化分析,可近似认为ω≈ω₀。由式(1)和式(2) 可得到功率不平衡时逆变器输出角频率偏差与功率 变化量之间的传递函数为一阶惯性环节,见式(5)。

$$\frac{\omega - \omega_0}{P_{\rm ref} - P_{\rm e}} = \frac{1}{J\omega_0 s + D\omega_0 + K_\omega} \tag{5}$$

结合上述分析以及全钒液流电池能量密度大和 超级电容器功率密度大且充放电循环次数多的特 点,提出混合储能系统的功率分配方法:将ΔP。中表 现出一阶惯性特性的部分分配给全钒液流电池,其 余部分由超级电容器承担。需说明的是,当全钒液 流电池或超级电容器的容量不足时,VSG 控制策略 无法实现,光伏发电系统需运行在切负荷模式。目前 已有文献对基于 VSG 的储能单元容量配置进行了 研究^[14],因此本文不考虑储能单元容量不足的情况。

当VSG有功功率指令发生阶跃变化 ΔP_{ret} 时,全 钒液流电池输出功率 P_{VRB} 和超级电容器输出功率 P_{sc} 的阶跃响应分别为:

$$P_{\rm VRB}(s) = \frac{K_{\rm VRB}}{J\omega_0 s + D\omega_0 + K_\omega} \frac{\Delta P_{\rm ref}}{s}$$
(6)

$$P_{\rm SC}(s) = \frac{K_{\rm p}}{J\omega_0 s^2 + (D\omega_0 + K_{\omega})s + K_{\rm p}} \frac{\Delta P_{\rm ref}}{s} - \frac{K_{\rm VRB}}{J\omega_0 s + D\omega_0 + K_{\omega}} \frac{\Delta P_{\rm ref}}{s}$$
(7)

为了减小VSG有功功率指令发生阶跃变化后 对超级电容器容量的需求,希望超级电容器只承担 动态响应过程中快速变化的功率,而当动态响应过 程结束,系统进入稳态时,超级电容器不参与功率交 换,由全钒液流电池完全承担该部分的差值功率。 将参数 K_{VRB} 取值设为 $D\omega_0+K_\omega$,由式(6)和式(7)及拉 普拉斯变换终值定理可以得到稳态时全钒液流电 池的输出功率 $P_{VRB}(\infty)$ 和超级电容器的输出功率 $P_{sc}(\infty)分别为:$

$$P_{\rm VRB}(\infty) = \lim_{t \to \infty} P_{\rm VRB}(t) = \lim_{t \to \infty} s P_{\rm VRB}(s) = \Delta P_{\rm ref} \quad (8)$$

$$P_{\rm SC}(\infty) = \lim_{s \to \infty} P_{\rm SC}(t) = \lim_{s \to \infty} s P_{\rm SC}(s) = 0 \tag{9}$$

式中: P_{VRB}(t)、P_{sc}(t)分别为全钒液流电池和超级电容器输出功率的动态响应,分别由式(6)和式(7)经拉普拉斯逆变换得到。

由式(4)、(6)、(7)可得到,当VSG有功功率指令 发生阶跃变化ΔP_{ref}时,VSG、全钒液流电池、超级电 容器输出功率的动态响应见附录A图A2。可看出: 分配给全钒液流电池的功率表现为一阶惯性特性,变 化速度较慢且没有超调量,对响应速度要求不高,当 系统达到稳态后,逆变器输出功率的变化完全由全钒 液流电池承担,可充分发挥其作为能量型储能元件 容量较大的优点;分配给超级电容器的功率表现为 衰减振荡特性,变化速度较快,振荡幅值较大,当系 统达到稳态后,超级电容器出力为0,整个过程中所 需容量较小,符合其作为功率型储能元件所具有的 响应速度快、能量密度小的特点,且能减少全钒液流 电池受到的冲击,对全钒液流电池产生了保护作用。

此外,对照文献[6],当采用传统一阶低通滤波 器对混合储能进行功率分配时,需要设置合理的截 止频率对 VSG 有功功率指令变化量 ΔP_{ref}中的低频 分量进行提取,并将其分配给全钒液流电池。全钒 液流电池的功率指令值 P'_{VBB}为:

$$P'_{\rm VRB}(s) = \frac{1}{\tau s + 1} \frac{\Delta P_{\rm ref}}{s} \tag{10}$$

对比式(6)和式(10)可以发现,本文所提混合储 能系统的功率分配方法与基于一阶低通滤波器的功 率分配方法原理相同,其时间常数τ可表示为:

$$\tau = J\omega_0 / (D\omega_0 + K_\omega) \tag{11}$$

由式(11)可知,本文所提功率分配方法充分利 用了VSG的模型和控制原理,时间常数可以用VSG 的虚拟惯性、阻尼等参数表示,并会随之进行自适应 调整,克服了一阶低通滤波器截止频率设计与选择 存在困难的缺陷。

3 考虑储能SOC的VSG虚拟惯性自适应控制

SOC是用于反映储能单元剩余容量的物理量, 其值过高或过低都会影响储能电池的充放电性能和 寿命,因此为了维持基于VSG控制的光伏及混合储 能系统稳定运行,不仅需要使全钒液流电池和超级 电容器承担的功率与其自身的工作特性相符,还应 保证2种储能的SOC处于合理的范围内。本文分析 了全钒液流电池、超级电容器SOC与VSG虚拟惯性 之间的关联关系,并在对VSG虚拟惯性进行自适应 控制时考虑储能SOC的变化,避免储能系统在实际 运行过程中出现过充过放、功率输出受限等现象,进 而影响VSG的控制效果。

3.1 储能SOC与VSG虚拟惯性之间的关联关系

为了保证系统可以在储能出力约束下稳定运行,VSG虚拟惯性的选取应考虑全钒液流电池和超级电容器 SOC 的变化。因此,需要分析2种储能SOC与VSG虚拟惯性之间的关联关系。

在工程实际中,综合考虑响应速度、超调量2个 动态指标,普遍采用"西门子二阶最优系统"控制策 略,即将系统的阻尼比定义在ζ=0.707处^[19]。在此 情况下,2种储能输出功率、SOC的表达式见附录B。

当VSC有功功率指令发生阶跃变化时,不同虚 拟惯性下全钒液流电池、超级电容器的输出功率和 SOC的变化曲线如附录C图C1所示。可看出:当 VSC虚拟惯性较大时,系统的响应时间较长,全钒液 流电池输出功率的上升速度较缓慢,达到稳态时其 SOC的下降较小;超级电容器充放电功率的振荡较剧 烈,释放能量较多,达到稳态时其SOC的下降较大。

因此,全钒液流电池、超级电容器的SOC与VSG 虚拟惯性之间具有直接关系,VSG虚拟惯性的选取 应考虑全钒液流电池、超级电容器SOC的影响。

3.2 VSG虚拟惯性自适应控制策略

当VSG有功功率指令发生变化时,逆变器的输 出频率存在一个动态响应过程。由于VSG有功功 率指令的变化大小未知,其值较大时逆变器的输出 频率存在越限风险。为了抑制频率偏移,减小频率 调节时间,提高光伏并网发电系统的稳定性,现有研 究大多依据逆变器输出频率的偏差和变化率对虚拟 惯性进行自适应调节^[10]。

由式(1)和式(2)可以得到:

$$\frac{\mathrm{d}\omega}{\mathrm{d}t} = \frac{P_{\mathrm{m}} - P_{e} - D\omega_{0}(\omega - \omega_{0})}{J\omega_{0}}$$
(12)

可见,当 P_m - P_e - $D\omega_0(\omega-\omega_0)$ 一定时,VSG角频 率的变化率与虚拟惯性成反比。当系统受到扰动导 致频率发生偏移时,虚拟惯性越大,频率的变化速度 越慢,对频率波动的抑制效果越强;而当频率偏差达 到最大值后开始恢复时,虚拟惯性越小,频率的恢复 速度越快。因此,当频率发生偏移时,可以通过增大 虚拟惯性来抑制频率波动;而当频率开始恢复时,可 以减小虚拟惯性来加快频率的恢复速度。虚拟惯性 的选取原则如附录C表C1所示。

上述VSG 虚拟惯性控制方法没有考虑实际工程应用中储能系统的出力约束,也没有根据储能SOC的变化对虚拟惯性进行自适应调节。为此,本文提出了一种改进的VSG 虚拟惯性自适应控制策略,使得虚拟惯性可以根据逆变器输出频率及2种储能SOC的变化进行实时调整,在改善逆变器输出频率和功率动态响应特性的同时,对全钒液流电池、超级电容器的出力和SOC进行控制。

定义储能充放电系数K_{soc}为:

$$K_{\rm soc} = \begin{cases} K_{\rm c} & P < 0\\ K_{\rm d} & P > 0 \end{cases}$$
(13)

式中:K_a、K_a分别为储能充、放电状态对应的系数,其 与储能SOC间的关系见附录C图C2^[20];P为储能的 充放电功率,其值为正时表示放电,为负时表示充电。

基于上述关于储能 SOC 与 VSG 虚拟惯性间关 联关系的分析,定义超级电容器的 SOC 调节系数 K_{soc sc},全钒液流电池的 SOC 调节系数K_{soc vB}分别为:

$$K_{\text{SOC}_\text{SC}} = K_{\text{SOC}} \tag{14}$$

$$K_{\text{SOC}_VRB} = 2 - K_{\text{SOC}} \tag{15}$$

由图 C2、式(14)和式(15)可知:当超级电容器 或全钒液流电池放电且剩余放电容量不足时,SOC 越低,超级电容器的 SOC 调节系数 K_{soc_sc}越小,而全 钒液流电池的 SOC 调节系数 K_{soc_yrab}越大,使得超级 电容器或全钒液流电池释放的能量越少,达到稳态 时 SOC 的下降越小,以避免 SOC 过低的情况出现;当 超级电容器或全钒液流电池充电且剩余充电容量不 足时,分析同理。

由于VSG 虚拟惯性对于全钒液流电池和超级 电容器 SOC 的影响作用相反,自适应控制策略需要 综合考虑全钒液流电池和超级电容器的 SOC。本文 引入式(16)所示权重系数 ρ',储能的充放电剩余容 量越大,则权重系数越小,其SOC 对虚拟惯性自适应 调节的影响越小。

$$\rho_i' = f_i^{\rm c} (S_{\rm SOCi} - 0.1) + f_i^{\rm d} (0.9 - S_{\rm SOCi})$$
(16)

$$\begin{cases} f_i^c = 1, f_i^d = 0 \quad P_i < 0 \\ f_i^c = 0, f_i^d = 1 \quad P_i > 0 \\ f_i^c = 0, f_i^d = 0 \quad P_i = 0 \end{cases}$$
(17)

式中: $i \in \{\text{VRB}, \text{SC}\}$ 表示全钒液流电池或超级电容器; S_{soci} 为储能当前的SOC; P_i 为储能的输出功率; $f_i^c \langle f_i^d \rangle$ 别为充、放电标志变量,确定方法见式(17)。

对权重系数进行归一化处理,归一化后的权重 系数ρ为:

$$\rho = \rho_{\rm sc}' / (\rho_{\rm sc}' + \rho_{\rm VRB}') \tag{18}$$

则由超级电容器和全钒液流电池组成的混合储 能系统的SOC调节系数*K*soc为:

$$K_{\text{soc}} = \rho K_{\text{soc}_\text{sc}} + (1 - \rho) K_{\text{soc}_\text{VRB}}$$
(19)

根据上述分析,VSG 虚拟惯性的自适应控制策略可以表示为:

$$J = \begin{cases} J_0 + K_J K_{\text{soc}} \left| \frac{d\omega}{dt} \right| & \Delta \omega \frac{d\omega}{dt} > 0 \text{ I}_{-} \left| \frac{d\omega}{dt} \right| > M_J \\ K_{\text{soc}} J_0 & \Delta \omega \frac{d\omega}{dt} \le 0 \text{ I}_{-} \left| \frac{d\omega}{dt} \right| > M_J \quad (20) \\ J_0 & \left| \frac{d\omega}{dt} \right| \le M_J \end{cases}$$

式中: J_0 为虚拟惯性的稳态值; K_J 为虚拟惯性的调节 系数; M_1 为频率变化率的阈值; $\Delta \omega = \omega - \omega_0$ 。

由式(20)可知,当电网调度给出的VSG有功功 率指令发生阶跃变化时,随着频率变化率的增大,虚 拟惯性会快速增大,但其取值也会根据全钒液流电 池和超级电容器的SOC进行自适应调整。首先,根 据2种储能的SOC分别确定其SOC调节系数,在储 能SOC不足时减小出力,防止出现SOC越限的情况; 然后,根据2种储能的剩余容量确定SOC调节系数 的权重系数,使得虚拟惯性的调节主要考虑SOC更 加接近极限的储能,以保证2种储能的SOC均处于 合理的范围内,实现对2种储能的协调控制。

3.3 稳定性分析及参数选取

为了实现光伏及混合储能系统的稳定控制,需 要对 VSG 虚拟惯性、阻尼、调差系数等参数对于系 统稳定性和动态性能的影响进行分析,并据此确定 参数的选取原则。

根据图 A1 可以得到 VSG 有功功率的闭环特征 方程为:

$$I\omega_{0}s^{2} + (D\omega_{0} + K_{0})s + K = 0$$
 (21)

基于式(21)可以画出不同参数变化下光伏及混 合储能系统的根轨迹,如附录C图C3所示。由图C3 (a)可以看出,当D和K。为恒定值时,J的值越大,极 点越接近坐标原点,系统的稳定性越差,因此J的取 值不能过大。参考鲁汶大学提出的VSG控制策略, 为了充分利用逆变器输出功率的能力,J的取值应该 满足以下条件^[21]:

$$J \leq \frac{P_{\max}}{\max\left\{\omega(\mathrm{d}\omega/\mathrm{d}t)\right\}}$$
(22)

式中:Pmax为逆变器的功率上限。

由图C3(b)、(c)可以看出,当J为恒定值时,D、

K。的值越大,极点实部的绝对值越大,调节时间越 短,衰减速度越快,系统的稳定性越好。因此,选取 D>0即可满足系统稳定性的要求,而在实际工程中 一般利用"最优二阶系统"的概念对D进行整定,即 阻尼参数D可选为:

$$D = \left(\sqrt{2J\omega_0 K_{\rm p}} - K_{\omega}\right) / \omega_0 \tag{23}$$

调差系数K。需满足:

$$K_{\omega} \leq P_{\max} / \Delta \omega_{\max}$$
 (24)
式中: $\Delta \omega_{\max}$ 为 $\Delta \omega$ 的最大值。

4 仿真验证

针对本文所提混合储能系统功率分配方法和 VSG 虚拟惯性自适应控制策略,采用图1所示基于 VSG 控制的光伏及混合储能系统拓扑结构,在 MATLAB / Simulink 中搭建仿真模型。考虑到光伏 阵列光照强度、温度的时间常数较大,且短时间内光 照强度、温度不会发生显著变化,假设光伏发电单元 在仿真期间的输出功率恒定为8 kW。为了便于在 短时间内观察到全钒液流电池、超级电容器的SOC 变化情况,设置全钒液流电池、超级电容器的容量分 别为200、20 W·h,系统参数及控制参数如附录C表 C2所示。

4.1 混合储能系统功率分配方法的效果验证

为了验证本文所提混合储能系统功率分配方法 的效果,在直流侧采用不同类型的储能以及不同的 功率分配方法进行仿真对比。

VSG有功功率指令 *P*_{ref}在 0.5 s时由 8 kW 突增为 10 kW 的情况下,直流侧分别采用单一全钒液流电 池及由全钒液流电池和超级电容器组成的混合储能 系统时,各端的输出功率、直流母线电压 *U*_{de} 的变化 曲线分别如图 2 和图 3 所示。

由图2和图3可知,在系统并网运行情况下, VSC有功功率指令值突增后,逆变器的输出功率跟随指令值变化。当VSC直流侧采用单一全钒液流 电池时,由于其响应速度较慢,直流侧总的输出功率 与逆变器实际输出功率间存在差额,导致直流母线 电压下降较多。当VSC直流侧配置混合储能系统 时,超级电容器能快速响应功率的变化,使直流母线





电压的波动明显减小,有利于提高光伏并网发电系统的电压稳定性。由图2(b)也可看出,全钒液流电池输出功率的变化速度较慢且没有超调量,超级电容器输出功率表现为衰减振荡特性,稳态下不参与功率交换。因此,将全钒液流电池、超级电容器组成混合储能系统,并按本文所提方法进行功率分配,可将2种储能的优势相结合,提高响应速度并延长寿命。

VSG有功功率指令*P*_{ref}在0.5 s时由8 kW 突增为 10 kW 的情况下,采用不同功率方法对混合储能系 统进行功率分配时,各端的输出功率、直流母线电压 的变化曲线如图4所示。



distribution methods

由图4可看出,VSG有功功率指令突增后:当采 用一阶低通滤波法且时间常数τ=0.1s时,分配给全 钒液流电池的功率上升速度较快,全钒液流电池的 响应速度无法满足要求,导致系统直流母线电压的 波动增大;当采用一阶低通滤波法且时间常数τ= 0.2s时,系统直流母线电压的波动与采用本文方法 时相差不大,但此时超级电容器的最大输出功率和 系统达到稳态前释放的能量均有所增大。因此,本 文所提功率分配方法根据VSG的虚拟惯性、阻尼等 参数确定时间常数,能克服传统一阶低通滤波法参 数选取不当带来的问题,在提高直流母线电压稳定 性的同时,降低对储能功率配置和容量配置的要求。 4.2 VSG**虚拟惯性自适应控制策略的效果验证**

为了验证本文所提 VSG 虚拟惯性自适应控制 策略的可行性和有效性,分别在不同的 VSG 控制策 略以及不同的工况下进行仿真对比。VSG 有功功率 指令 P_{ref}在 0.5 s时由 8 kW 突增为 10 kW 的情况下, 采用 4 种不同的 VSG 虚拟惯性控制策略时,逆变器 的输出频率、功率以及虚拟惯性控制策略时,逆变器 的输出频率、功率以及虚拟惯性控制策略时,逆变器 可输出频率、功率以及虚拟惯性控制策略分别为: ①策略 1,恒定虚拟惯性控制策略;②策略 2,改进型 灵活虚拟惯性控制策略,储能容量不足时仅根据储 能的 SOC 对虚拟惯性进行自适应调节,不考虑频率 变化^[17];③策略 3,灵活 VSG 控制策略,仅根据频率 变化对虚拟惯性进行自适应调节,不考虑储能的 SOC^[10];④策略 4,本文所提控制策略。



图 5 不同控制策略的仿真结果 Fig.5 Simulative results of different control strategies

由图5可看出,VSG有功功率指令突然增大后, 由于虚拟惯性的存在,逆变器的输出频率和功率存 在一个振荡变化并趋于稳定的过程。当VSG采用 策略1、策略2时,虚拟惯性均未考虑频率的变化,导 致逆变器输出频率和功率的超调量较大,调节时间 较长;当VSG采用策略3时,虚拟惯性根据频率的变 化进行自适应调节,逆变器输出频率、功率的超调量 和调节时间均有明显减小;当VSG采用本文所提控 制策略时,虚拟惯性同样可根据频率的变化进行自 适应调节,但该策略同时考虑了储能的SOC,在超级 电容器SOC较低的情况下,虚拟惯性有所减小,导致 逆变器输出频率的最大偏差略微增大,但其恢复速 度加快,且逆变器输出功率的超调量和调节时间均 进一步减小。可见,本文所提虚拟惯性自适应控制 策略使得光储系统输出频率和功率的动态响应特性 得到改善,有利于提高光伏并网发电系统的稳定性。

VSG有功功率指令*P*_{ref}在0.5 s时由8 kW 突增为 10 kW、由8 kW 突降为6 kW 的情况下,当VSG采用 策略3和本文所提控制策略时,不同工况下超级电容器的SOC S_{SOC_SC}、全钒液流电池的SOC S_{SOC_YRB}和输出功率P_{VRB}、虚拟惯性的变化曲线分别如图6和附录C图C4所示。图中:工况1下超级电容器处于过放区,全钒液流电池处于过充区,设置系统进入稳态时超级电容器、全钒液流电池SOC的初始值分别为25%、75%;工况2下超级电容器处于过充区,全钒液流电池处于过放区,设置系统进入稳态时超级电容器、全钒液流电池SOC的初始值分别为75%、25%。





由图6可看出:工况1下VSG有功功率指令突 增后,由于超级电容器处于过放区,而全钒液流电池 的剩余放电容量充足,希望在超级电容器放电时适 当减小其出力。当VSG采用本文所提控制策略时, 虚拟惯性的自适应调节考虑了超级电容器和全钒液 流电池SOC的影响,在超级电容器放电时适当减小 虚拟惯性,使得仿真期间超级电容器SOC的下降相 比于采用策略3时明显减小,有效避免了超级电容 器SOC过低情况的出现;在工况2下,超级电容器的 剩余放电容量充足,而全钒液流电池处于过放区,相 比于采用策略3,采用本文所提控制策略时,在VSG 有功功率指令突增后通过适当增大虚拟惯性使得仿 真期间全钒液流电池SOC的下降有所减小,延缓了 其SOC低于工作下限的时间。

由图C4可看出,电网给出的VSC有功功率指令 突降后,相比于采用策略3,采用本文所提控制策略 时,在工况1下考虑到全钒液流电池的剩余充电容 量不足,适当增大虚拟惯性的取值,在工况2下考虑 到超级电容器的剩余充电容量不足,适当减小虚拟 惯性的取值,这样有效避免了2种储能SOC越限情况的出现。

此外,从图6和图C4中全钒液流电池的输出功 率曲线还可以看出,在超级电容器剩余充放电容量 充足的情况下,当VSG采用本文所提控制策略时, 虚拟惯性的适当增大还可以起到降低全钒液流电池 输出功率变化速度的作用,从而使其更加符合全钒 液流电池自身的工作特性。

VSG有功功率指令P_{ref}连续波动的情况下,超级 电容器、全钒液流电池的SOC以及虚拟惯性的变化 曲线如附录C图C5所示。由图可看出,当采用本文 所提控制策略时,由于VSG有功功率指令连续波动, 虚拟惯性不仅根据频率变化不断进行调节,还考虑到 超级电容器处于过放区而全钒液流电池处于过充区 进行进一步调整,使得仿真期间超级电容器的SOC 有所恢复,全钒液流电池SOC的下降也比采用策略3 时有所增加。可见,本文所提虚拟惯性自适应控制 策略有利于储能尽快从过充过放区进入正常工作状 态,降低对储能的损害程度,延长储能的使用寿命。

综合上述仿真结果可知,当VSG采用本文所提 虚拟惯性自适应控制策略时,由于虚拟惯性同时根 据逆变器输出频率和2种储能SOC的变化进行调 节,在改善光储系统输出频率和功率动态响应过程 的同时,还可以对超级电容器、全钒液流电池的输出 功率和SOC进行协调控制,保证了基于VSG的光伏 及混合储能系统稳定运行。

5 结论

本文针对基于 VSG 控制的光伏并网发电系统 中混合储能的功率分配方法与 VSG 虚拟惯性自适 应控制策略进行研究,基于仿真结果可得如下结论:

1)为了克服采用传统一阶低通滤波法对混合储 能系统进行功率分配时截止频率设计困难的缺陷, 提出了一种基于VSG控制原理的功率分配方法,将 储能需承担的功率中具有一阶惯性特性的部分分配 给全钒液流电池,将具有衰减振荡特性的部分分配给 超级电容器,且时间常数可用VSG参数表示,充分 发挥了2种储能的优势,提高了系统的电压稳定性;

2) 传统 VSG 虚拟惯性自适应控制策略没有考虑储能的出力约束,本文在此基础上引入混合储能SOC的调节系数,同时根据逆变器输出频率和2种储能SOC的变化对虚拟惯性进行自适应调节,实现了对2种储能出力和SOC的协调控制,延长了储能的寿命,提高了VSG 控制技术的工程实用性;

3)通过根轨迹分别基于 VSG 的光伏及混合储 能系统的稳定性,确定了关键参数的选取原则,提高 了参数设计的准确性,实现了对系统的稳定控制。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1] GHOSH S, YADAV R. Future of photovoltaic technologies: a comprehensive review [J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2021, 47:101410.
- [2]陈炜,艾欣,吴涛,等.光伏并网发电系统对电网的影响研究综述[J].电力自动化设备,2013,33(2):26-32,39.
 CHEN Wei,AI Xin,WU Tao,et al. Influence of grid-connected photovoltaic system on power network[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(2):26-32,39.
- [3] 文云峰,杨伟峰,林晓煌. 低惯量电力系统频率稳定分析与控制研究综述及展望[J]. 电力自动化设备,2020,40(9):211-222.
 WEN Yunfeng, YANG Weifeng, LIN Xiaohuang. Review and prospect of frequency stability analysis and control of low-inertia power systems[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020,40(9):211-222.
- [4] DU W J,FU Q,WANG H F. Power system small-signal angular stability affected by virtual synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4): 3209-3219.
- [5]金铭鑫,王彤,黄世楼,等.含储能型虚拟同步发电机的直驱风 机并网系统自适应协调阻尼控制策略[J].电力自动化设备, 2021,41(10):170-177,191.
 JIN Mingxin, WANG Tong, HUANG Shilou, et al. Adaptive

coordinated damping control strategy for grid-connected directdriven wind turbine system with energy storage-based virtual synchronous generators [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 170-177, 191.

[6] 陈厚合,杜欢欢,张儒峰,等.考虑风电不确定性的混合储能容量优化配置及运行策略研究[J]. 电力自动化设备,2018,38(8):174-182,188.
CHEN Houhe, DU Huanhuan, ZHANG Rufeng, et al. Optimal capacity configuration and operation strategy of hybrid energy storage considering uncertainty of wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(8):174-182,188.

- [7] WANG L, WANG Y J, LIU C, et al. A power distribution strategy for hybrid energy storage system using adaptive model predictive control[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(6):5897-5906.
- [8] 赵伟,李雄,乔仁飞,等.基于混合储能的孤岛微网VSG控制策略[J].电力系统保护与控制,2021,49(12):33-40.
 ZHAO Wei,LI Xiong,QIAO Renfei,et al. VSG control strategy of an isolated microgrid based on hybrid energy storage[J].
 Power System Protection and Control,2021,49(12):33-40
- [9] WANG F, ZHANG L J, FENG X Y, et al. An adaptive control strategy for virtual synchronous generator[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2018, 54(5): 5124-5133.
- [10] 邹培根,孟建辉,王毅,等.灵活虚拟同步机主要控制参数对系统频率稳定性的影响分析[J].高电压技术,2018,44(4):1335-1342.
 ZOU Peigen, MENG Jianhui, WANG Yi, et al. Influence analysis of the main control parameters in FVSG on the frequency stability of the system[J]. High Voltage Engineering,2018,44
- (4):1335-1342.
 [11] 李东东,朱钱唯,程云志,等.基于自适应惯量阻尼综合控制算法的虚拟同步发电机控制策略[J].电力自动化设备,2017,37 (11):72-77.
 LI Dongdong, ZHU Qianwei, CHENG Yunzhi, et al. Control strategy of virtual synchronous generator based on self-adaptive rotor inertia and damping combination control algorithm
 - [J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(11):72-77.
- [12] 杨赟,梅飞,张宸宇,等. 虚拟同步发电机转动惯量和阻尼系

数协同自适应控制策略[J]. 电力自动化设备,2019,39(3): 125-131.

YANG Yun, MEI Fei, ZHANG Chenyu, et al. Coordinated adaptive control strategy of rotational inertia and damping coefficient for virtual synchronous generator[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 125-131.

- [13] 朱晓荣, 鹿国微, 谢婉莹.考虑源网荷灵活性资源的配电网储 能鲁棒规划[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(8):8-16, 40.
 ZHU Xiaorong, LU Guowei, XIE Wanying. Robust planning of energy storage in distribution network considering source-network-load flexible resources[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(8):8-16, 40.
- [14] 邢东峰,田铭兴. 虚拟同步发电机频率特性与储能设备容量及 充放电特性的关系[J]. 电网技术,2021,45(9):3582-3590.
 XING Dongfeng,TIAN Mingxing. Relationship between frequency characteristics of virtual synchronous generator and parameters of energy storage equipment [J]. Power System Technology,2021,45(9):3582-3590.
- [15] 杨帆,邵银龙,李东东,等. 一种计及储能容量和SOC约束的模 糊自适应VSG控制策略[J]. 电网技术,2021,45(5):1869-1877. YANG Fan,SHAO Yinlong,LI Dongdong, et al. Fuzzy adaptive VSG control strategy considering energy storage capacity and SOC constraint[J]. Power System Technology,2021,45(5): 1869-1877.
- [16] 李吉祥,赵晋斌,屈克庆,等.考虑SOC特性的微电网VSG运行参数边界分析[J]. 电网技术,2018,42(5):1451-1457.
 LI Jixiang,ZHAO Jinbin,QU Keqing, et al. Boundary analysis of operation parameters of microgrid VSG considering SOC characteristics[J]. Power System Technology,2018,42(5):1451-1457.
- [17] 孟建辉,彭嘉琳,王毅,等.考虑储能荷电状态及频率恢复特性的改进型灵活虚拟惯性控制[J].电力自动化设备,2020,40
 (6):100-107,114.

MENG Jianhui, PENG Jialin, WANG Yi, et al. Improved flexible virtual inertial control considering SOC of energy storage and characteristics of frequency recovery [J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(6): 100-107, 114.

- [18] 刘英培,周素文,梁海平,等. 光储直流配电网灵活虚拟惯性控制策略[J]. 电力自动化设备,2021,41(5):107-113.
 LIU Yingpei, ZHOU Suwen, LIANG Haiping, et al. Flexible virtual inertial control strategy of photovoltaic-energy storage DC distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(5):107-113.
- [19] 温春雪,陈丹,胡长斌,等. 微网逆变器的VSG转动惯量和阻 尼系数自适应控制[J]. 电力系统自动化,2018,42(17):120-126,183.

WEN Chunxue, CHEN Dan, HU Changbin, et al. Self-adaptive control of rotational inertia and damping coefficient of VSG for converters in microgrid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(17): 120-126, 183.

- [20] 邓霞,孙威,肖海伟. 储能电池参与一次调频的综合控制方法
 [J]. 高电压技术,2018,44(4):1157-1165.
 DENG Xia,SUN Wei,XIAO Haiwei. Integrated control strategy of battery energy storage system in primary frequency regulation[J]. High Voltage Engineering,2018,44(4):1157-1165.
- [21] 胡文强,吴在军,孙充勃,等. 基于 VSG 的储能系统并网逆变器 建模与参数整定方法[J]. 电力自动化设备,2018,38(8):13-23.
 HU Wenqiang, WU Zaijun, SUN Chongbo, et al. Modeling and parameter setting method for grid-connected inverter of energy storage system based on VSG[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(8):13-23.

作者简介:



李 怡(1998—), 女, 硕士研究生, 主 要研究方向为光储联合发电系统协同控制 (**E-mail**: livi0210@tju.edu.cn);

李永丽(1963—),女,教授,博士,主要 研究方向为电力系统保护与控制(E-mail: lyltju@163.com)。

李 怡

(编辑 陆丹)

Power distribution and virtual inertia control of photovoltaic and hybrid energy storage system based on VSG

LI Yi, LI Yongli, LI Song, SHAO Zeguang, CHEN Xiaolong

(Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China)

Abstract: In the virtual synchronous generator (VSG) control-based photovoltaic and hybrid energy storage systems, there are coordination problems among different types of energy storage, and their state of charge (SOC) is also closely related to the control strategy of VSG. To solve this problem, a coordinated control strategy of photovoltaic and hybrid energy storage system based on VSG is proposed. A hybrid energy storage system is integrated into the DC side of the inverter and its power is distributed based on the control principle of VSG. According to the quantitative relationship between the energy storage SOC and the VSG virtual inertia, an improved virtual inertia self-adaptive control strategy is designed and the selection principles of relevant parameters are given. The energy storage SOC can be controlled while improving the dynamic response of the system output frequency and power. MATLAB / Simulink simulative results show that the proposed control strategy can effectively improve the stability of system voltage and frequency, achieve the rational power distribution among hybrid energy storage, improve the charging and discharging performance of energy storage and extend its life.

Key words: virtual synchronous generator; hybrid energy storage system; photovoltaic; power distribution; virtual inertia; self-adaptive control













附录 B

由附录 A 图 A1 所示的典型二阶模型可知,基于 VSG 的光伏及混合储能系统的自然振荡角频率 ω_n 和 阻尼比 ζ 分别为:

$$\begin{cases} \omega_{n} = \sqrt{\frac{K_{p}}{J\omega_{0}}} \\ \xi = \frac{D\omega_{0} + K_{\omega}}{2} \sqrt{\frac{1}{J\omega_{0}K_{p}}} \end{cases}$$
(B1)

当 $0 < \zeta < 1$ 时,系统为欠阻尼系统;当 $\zeta = 1$ 时,系统为临界阻尼系统;当 $\zeta > 1$ 时,系统为过阻尼系统。当采用"西门子二阶最优系统"控制策略,即将系统的阻尼比定义在 $\zeta = 0.707$ 处时,对式(6)、(7)进行 拉普拉斯逆变换,可以得到当 VSG 有功功率指令发生阶跃变化 ΔP_{ref} 时,全钒液流电池和超级电容器输 出功率的动态响应分别为:

$$P_{\rm VRB}(t) = \Delta P_{\rm ref} \left[1 - e^{-\frac{t}{J\omega_0/(D\omega_0 + K_\omega)}} \right]$$
(B2)

$$P_{\rm SC}(t) = \Delta P_{\rm ref} \left[1 - \frac{e^{-\xi \omega_{\rm s} t}}{\sqrt{1 - \xi^2}} \sin(\omega_{\rm q} t + \theta) \right] - \Delta P_{\rm ref} \left[1 - e^{-\frac{t}{J\omega_{\rm q}/(D\omega_{\rm q} + K_{\rm s})}} \right]$$
(B3)

式中: $\omega_{\rm d} = \omega_{\rm n} \sqrt{1-\xi^2}$; $\theta = \arctan \frac{\sqrt{1-\xi^2}}{\xi}$ 。

全钒液流电池和超级电容器的 SOC 和充放电功率存在如下关系:

$$S_{\rm SOC} = S_{\rm SOC0} - \frac{1}{S_{\rm n}} \int P dt \tag{B4}$$

式中: *S*_{soc}、*S*_{soce}分别为储能当前 SOC 和初始 SOC; *P*为储能的充放电功率,其值为正时表示放电,为负时表示充电; *S*_n为储能的额定容量。

附录 C



图 C1 不同虚拟惯性下储能的输出功率及 SOC



<0

表 C1 虚拟惯性的选取原则						
Table C1	e C1 Selection principle of virtual inertia					
$\Delta \omega$	$d\omega/dt$	$\Delta \omega (\mathrm{d} \omega / \mathrm{d} t)$	J			
>0	>0	>0	增大			
>0	<0	<0	减小			
<0	<0	>0	增大			

100	uco, ur	<u> 100(000/01)</u>	0
>0	>0	>0	增大
>0	<0	<0	减小

<0

减小



>0

图 C2 储能充放电系数与 SOC 的关系

Fig.C2 Relationship between charging and discharging coefficient and SOC of energy storage







(b) D 由 0.5 ~ 8N · m · s/rad 变化 ($J = 0.6 \text{kg} \cdot \text{m}^2$, $K_{\omega} = 500$)



图 C3 不同参数变化下的根轨迹图



表 C2 仿真参数

Table C2 Simulation parameters					
参数	取值	参数	取值		
直流母线电压 Udc	750 V	线路电感 Lg	11 mH		
额定电压 U0	380 V	线路电阻 Rg	0.1 Ω		
额定频率 fo	50 Hz	虚拟惯性稳态值 J ₀	1 kg·m²		
额定角速度ω0	314 rad/s	虚拟惯性调节系数 K _J	0.2		
滤波电感 L _f	2 mH	频率变化率阈值 M _J	0.1		
寄生电阻 rf	0.1 Ω	调差系数 K _w	500		
滤波电容 Cf	50 µF	光照强度	$1000 \ W/m^2$		
滤波由阳 Re	1.0	温度	25℃		



Fig.C4 Simulative results of different conditions when P_{ref} decreases suddenly



Fig.C5 Simulative results when P_{ref} fluctuates continuously