

# 基于虚拟同步发电机控制的光/储/燃料电池微电网能量管理

田铭兴<sup>1,2</sup>, 路涛涛<sup>1,2</sup>, 贾志博<sup>1,2</sup>, 高云波<sup>1,2</sup>

(1. 兰州交通大学 自动化与电气工程学院, 甘肃 兰州 730070;

2. 兰州交通大学 甘肃省轨道交通电气自动化工程实验室, 甘肃 兰州 730070)

**摘要:**为提高微电网自主参与电网运行和管理的能力,提出一种基于虚拟同步发电机(VSG)控制的光/储/燃料电池微电网。针对逆变器 VSG 控制与前级分布式电源及附加储能单元的协调配合问题,以储能荷电状态(SOC)为依据,分别设计了光伏和燃料电池 VSG 的能量管理策略,使微电网响应电网需求参与一次调频且提供惯性的同时,实现了光伏发电的最大功率输出、燃料电池发电的燃料平衡调节以及储能单元 SOC 的安全可控。最后,利用 MATLAB/Simulink 软件搭建仿真模型,验证了所提能量管理方案能够实现 VSG 控制与分布式电源及储能的协调配合,在并/离网下都能保证微电网安全可靠运行。

**关键词:**虚拟同步发电机;微电网;能量管理;恒功率;下垂控制

**中图分类号:**TM 31;TM 727

**文献标识码:**A

**DOI:**10.16081/j.issn.1006-6047.2019.05.013

## 0 引言

虚拟同步发电机(VSG)控制因其借鉴电力系统的运行经验,将同步发电机的内部机理和外部特性移植到微电网并网变流器的控制上,使微电网表现出同步发电机的运行特性,自主参与电网频率和电压调节,并通过附加储能单元提供必要的惯性,以抵御外部扰动对系统的干扰<sup>[1-2]</sup>,得到了国内外学者的广泛关注。

文献[1-6]从数学模型、基本原理、研究现状、示范工程、面临的挑战等多方面对 VSG 做了综合介绍与分析;文献[7-8]基于小信号模型,研究了 VSG 稳定性和参数设计方法;文献[9-10]分析了惯性、阻尼、无功等对 VSG 储能容量的影响,得到了储能容量配置方法及运行边界;文献[11]基于状态空间法分析了 VSG 并列运行时的功率分配策略;文献[12]从多角度对 VSG 控制和下垂控制做了对比分析;文献[13]探讨了电压不平衡时 VSG 的功率分配策略;文献[14]设计了一种自适应惯量阻尼的 VSG 综合控制算法;文献[15]提出了一种根据频率变化量调整虚拟转动惯量的自适应惯量 VSG 控制;文献[16]分析了无功功率给定对 VSG 暂态稳定性的影响,并提出了基于协同控制理论的虚拟功角和虚拟频率;

文献[17]基于  $dq$  旋转坐标系研究了 VSG 输出阻抗模型,并对弱电网下 VSG 稳定性进行了分析。还有一些文献开展了 VSG 技术的相关研究,但大多集中在 VSG 算法上,将前级的分布式电源和储能单元用直流源来代替。然而考虑到分布式电源的可控性差,储能单元的充放电受容量约束,需根据其荷电状态(SOC)进行充放电管理。如何实现逆变器 VSG 控制与分布式电源及附加储能单元的协调配合问题,目前已有文献进行了阐述但不够全面,文献[18]提出了采用蓄电池提供惯性的同时平抑光伏功率波动,但未考虑蓄电池 SOC 的约束;文献[19]针对光柴储微电网提出了一种根据储能端电压调整输出功率的协调控制方法,但存在在储能端电压临界状态下系统频率振荡的隐患;文献[20-21]提出了一种自适应分段调节下垂系数的光储 VSG 协调控制方法,但运行模式过于复杂,不利于工程应用。

光伏发电因具有无燃料成本、无噪声、无污染等优点,得到了快速发展与应用,但由于其出力不可控,为保证微电网的安全可靠运行,需可控分布式电源协调配合。燃料电池作为一种可控分布式电源,相较于柴油发电机,具有转换效率高、污染物排放少、无噪声等优点<sup>[22]</sup>,但存在动态响应慢的缺点,需配置辅助储能环节<sup>[23]</sup>,这为 VSG 控制奠定良好的基础。因此,本文在上述研究的基础上,提出一种基于 VSG 控制的光/储/燃料电池微电网。为实现微电网中逆变器 VSG 控制与前级分布式电源及储能的协调配合,针对光伏和燃料电池 VSG 分别设计各自的能量管理策略,使得储能单元为系统提供惯性和一次调频能量实现逆变器 VSG 控制,并将其 SOC 控制在安全可控范围内,同时光伏输出功率可实现最大功率点跟踪(MPPT),燃料电池的燃料平衡可调。最后,利用 MATLAB/Simulink 软件对其有效性和可行性进行了验证。

**收稿日期:**2018-05-26;**修回日期:**2019-03-11

**基金项目:**国家自然科学基金资助项目(51367010);甘肃省科技计划资助项目(17JR5RA083);甘肃省自然科学基金资助项目(1610RJZA042);兰州交通大学优秀科研团队资助项目(201701)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51367010), the Science and Technology Program of Gansu Province(17JR5RA083), the Natural Science Foundation of Gansu Province(1610RJZA042) and the Program for Excellent Team of Scientific Research in Lanzhou Jiaotong University(201701)

## 1 光/储/燃料电池微电网结构

光/储/燃料电池微电网结构示意图如图 1 所示,其由光伏发电系统、燃料电池发电系统及各自的附加储能组成。相较于光/柴/储微电网,其具有清洁、无污染、无噪声、安装维修方便、易于建设等优点。光伏和燃料电池并网逆变器都采用 VSG 控制,对等运行。超级电容器根据频率偏差快速充放电为系统提供惯性和一次调频能量,使微电网自主参与电网的运行和管理。

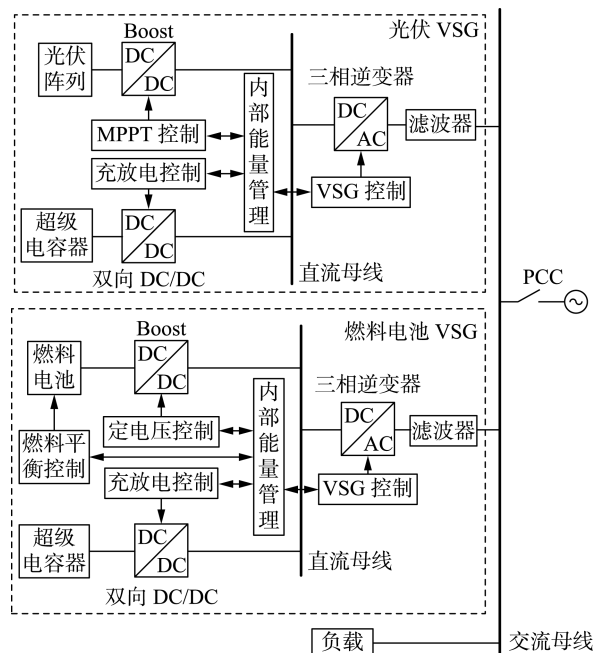


图 1 光/储/燃料电池微电网结构示意图

Fig.1 Schematic diagram of photovoltaic/storage/fuel cell microgrid

光/储/燃料电池微电网采用 VSG 控制时在并网和孤岛下的运行模式是一致的。稳态情况下,光伏和燃料电池 VSG 分别根据各自的下垂系数和系统频率输出相应的功率,储能单元根据系统频率偏差进行充放电;在光照强度、温度或系统频率发生波动的暂态情况下,光伏 VSG 附加储能单元根据虚拟转动惯量的大小和下垂曲线进行有功瞬态补偿和一次调频,燃料电池 VSG 附加储能单元只提供惯性能量进行有功瞬态补偿,一次调频能量由燃料控制系统调节燃料流量来实现。

图 2 为 VSG 的有功-频率控制框图,模拟的是同步发电机的惯性和一次调频特性。图中, $P_{ref}$  为 VSG 有功功率给定值; $D_p$  为有功-频率下垂系数; $J$

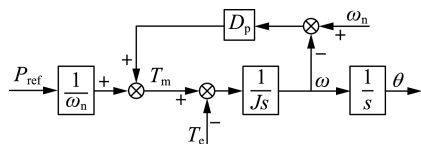


图 2 VSG 控制框图

Fig.2 Control block diagram of VSG

为虚拟转动惯量; $T_e$  为电磁转矩; $\omega$  和  $\omega_n$  分别为逆变器输出角频率和额定角频率。VSG 控制的详细数学模型及基本原理可参见文献[1-5],这里不再赘述。

对于本文所提光/储/燃料电池微电网,采用 VSG 控制时,需要储能单元提供的一次调频和惯性能量分别为<sup>[24]</sup>:

$$\Delta P_1 = -D_p \omega_n \Delta \omega \quad (1)$$

$$\Delta P_2 = J \Delta \omega \frac{d\Delta \omega}{dt} \quad (2)$$

其中, $\Delta \omega = \omega - \omega_n$ ,为 VSG 频率  $\omega$  与额定频率  $\omega_n$  之间的偏差。

## 2 光伏 VSG 能量管理策略

从图 1 及微电网运行要求中可以看出,光伏发电需满足 MPPT 控制;光伏逆变器需根据电网频率或负载大小调整其有功输出,储能单元为其提供惯性和一次调频能量,但出力受容量约束,需根据 SOC 进行充放电管理。

兼顾上述三方面要求设计光伏 VSG 能量管理策略,以储能单元 SOC 为依据,设计 2 种运行模式:当  $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$  ( $SOC_{min}$  和  $SOC_{max}$  分别为保证储能单元安全运行的 SOC 下限和上限)时,由储能单元提供惯性和一次调频能量,光伏发电系统运行于 VSG 模式;当  $SOC \leq SOC_{min}$  或  $SOC \geq SOC_{max}$  时,为避免储能单元过充或过放,光伏发电系统运行于恒功率模式,输出 MPPT 功率。

在 VSG 模式下,令其参考功率给定为:

$$P_{ref\_pv} = P_{pv} \quad (3)$$

其中, $P_{pv}$  为光伏 MPPT 功率。

光伏 VSG 根据电网频率或负载大小调整有功输出,由图 2 及式(1)~(3)可得其输出功率为:

$$P_{e\_pv} = P_{pv} - D_{p\_pv} \omega_n \Delta \omega + J_{pv} \Delta \omega \frac{d\Delta \omega}{dt} \quad (4)$$

其中, $D_{p\_pv}$  为光伏 VSG 有功-频率下垂系数; $J_{pv}$  为光伏 VSG 虚拟转动惯量; $\Delta \omega_{pv}$  为光伏 VSG 输出频率与额定频率的偏差。

由式(4)可得光伏 VSG 储能单元的充放电功率为:

$$P_{sc\_pv} = -D_{p\_pv} \omega_n \Delta \omega + J \Delta \omega \frac{d\Delta \omega}{dt} = P_{e\_pv} - P_{pv} \quad (5)$$

即将输出功率与 MPPT 功率的差值作为储能单元的充放电功率,通过控制储能单元吸收或释放能量来模拟同步发电机的惯性和一次调频特性,实现光伏发电系统的 VSG 控制。

在恒功率模式下,有  $P_{sc\_pv} = 0$ ,这就要求在频率

变化时输出功率不变,即  $P_{e\_pv} = P_{pv}$ 。

本文借鉴电力系统二次调频策略,根据储能 SOC 平移下垂曲线实现恒功率运行,具体原理如图 3 所示。图中,  $P_{ref\_pv}$  为光伏 VSG 运行于曲线 1 时的参考功率;  $P'_{ref\_pv}$  为运行于曲线 2 时的参考功率。设开始阶段储能 SOC 满足  $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$ , 光伏 VSG 运行于曲线 1, 当系统频率为  $\omega_1$  时, 输出功率为  $P_{e\_pv}$ , 从图中可以看出, 此时  $P_{e\_pv} < P_{ref\_pv}$ , 储能单元吸收能量。若以  $\omega_1$  运行一段时间后, 其 SOC 满足  $SOC \geq SOC_{max}$ , 为避免储能单元过充, 将下垂曲线由曲线 1 平移到曲线 2, 此时输出功率  $P_{e\_pv} = P_{ref\_pv} = P_{pv}$ , 储能充电功率  $P_{sc\_pv} = 0$ , 实现恒功率运行。结合图 2 和图 3 可得, 平移后曲线 2 的参考功率(即恒功率运行时的参考功率)为:

$$P'_{ref\_pv} = P_{pv} + D_{p\_pv} \omega_n \Delta \omega_g \quad (6)$$

其中,  $\Delta \omega_g = \omega_g - \omega_n$ ,  $\omega_g$  为储能单元 SOC 越界时的电网频率。当  $SOC \leq SOC_{min}$  时, 其分析过程类似, 不再赘述。

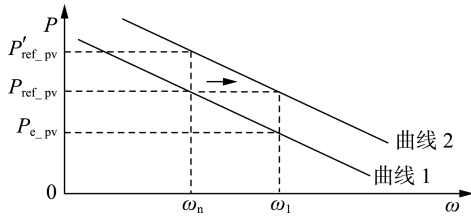
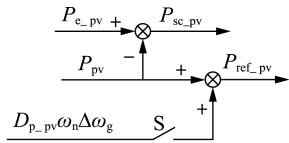


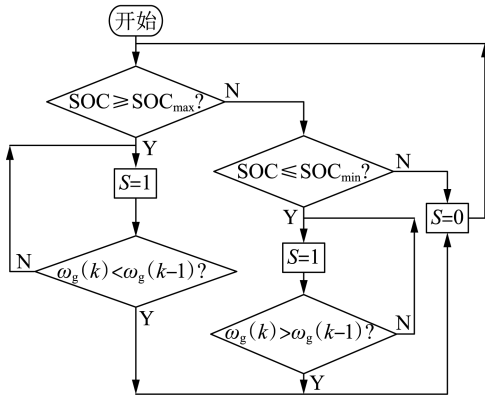
图 3 光伏 VSG 下垂曲线

Fig.3 Droop curve of photovoltaic VSG

光伏 VSG 能量管理框图如图 4 所示。图 4(a) 为参考功率给定框图。图中,  $S$  为模式选择开关,  $S=0$  时采用 VSG 模式,  $S=1$  时采用恒功率模式; 模式选择信号实现流程图如图 4(b) 所示。图中,



(a) 参考功率给定



(b) 模式选择信号实现流程

图 4 光伏 VSG 能量管理框图

Fig.4 Energy management block diagram of photovoltaic VSG

$SOC_{s\_max}$ 、 $SOC_{s\_min}$  分别为储能单元 SOC 上、下限设定值, 由于在运行模式切换的暂态过程中, 储能单元处于工作状态, 所以  $SOC_{s\_max}$  略小于  $SOC_{max}$ ,  $SOC_{s\_min}$  略大于  $SOC_{min}$ ;  $\omega_g(k)$  和  $\omega_g(k-1)$  分别为系统频率当前采样时刻与前一采样时刻的值, 当  $\omega_g(k) = \omega_g(k-1)$  时,  $S$  保持原来的状态。

### 3 燃料电池 VSG 能量管理策略

对于燃料电池发电系统的 VSG 控制, 从图 1 中可以看出: 燃料电池发电需采用定直流电压控制; 并网逆变器需要根据电网频率调整其有功输出; 为减小储能容量, 储能单元只提供惯性参与暂态过程的调节, 不参与一次调频, 但其充放电同样受其容量约束; 燃料调节系统需根据系统频率调节燃料电池的发电功率。

兼顾上述要求设计燃料电池 VSG 能量管理策略, 同样以储能 SOC 为依据设计 2 种运行模式: 当  $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$  时, 储能单元提供惯性能量, 燃料电池发电系统运行于 VSG 模式; 当  $SOC \leq SOC_{min}$  或  $SOC \geq SOC_{max}$  时, 储能单元处于待机状态, 燃料电池发电系统运行于下垂调节模式, 继续参与电网频率调节。

运行于 VSG 模式时, 由式(2)可知, 此时若系统频率发生变化, 需要储能单元提供的惯性能量为:

$$P_{sc\_fc} = J_{fc} \Delta \omega_{fc} \frac{d\Delta \omega_{fc}}{dt} \quad (7)$$

其中,  $P_{sc\_fc}$  为储能单元充放电功率;  $J_{fc}$  为燃料电池 VSG 虚拟转动惯量;  $\Delta \omega_{fc} = \omega_{fc} - \omega_n$ , 为燃料电池 VSG 频率  $\omega_{fc}$  与额定频率的偏差。

由式(1)、(2)及能量守恒可知, VSG 模式下燃料电池 VSG 输出功率为:

$$P_{e\_fc} = P_{ref\_fc} - D_{p\_fc} \omega_n \Delta \omega_{fc} + J_{fc} \Delta \omega_{fc} \frac{d\Delta \omega_{fc}}{dt} \quad (8)$$

其中,  $P_{ref\_fc}$  为参考功率给定, 由微电网容量确定;  $D_{p\_fc}$  为燃料电池 VSG 有功-频率下垂系数。

联立式(7)、(8)可得, VSG 模式下燃料电池的发电功率  $P_{fc}$  和储能单元的充放电功率  $P_{sc\_fc}$  分别为:

$$P_{fc} = P_{ref\_fc} - D_{p\_fc} \omega_n \Delta \omega_{fc} \quad (9)$$

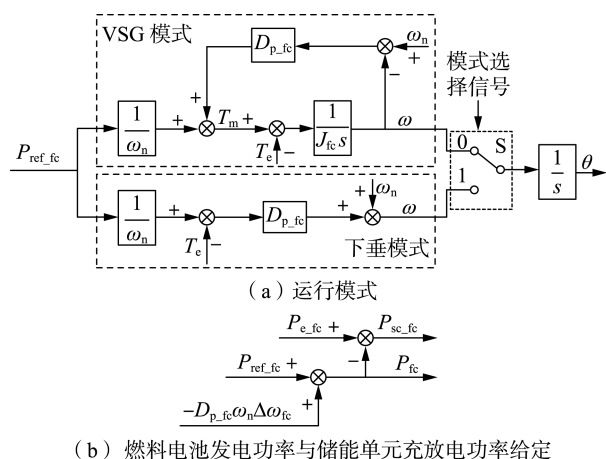
$$P_{sc\_fc} = P_{e\_fc} - P_{fc} \quad (10)$$

运行于下垂调节模式时, 燃料电池 VSG 输出功率等于其发电功率, 即  $P_{e\_fc} = P_{fc}$ 。由式(10)可得, 储能单元充放电功率  $P_{sc\_fc} = 0$ 。

图 5 为燃料电池 VSG 能量管理框图。图 5(a) 为运行模式框图。图中  $S$  为模式选择开关,  $S=0$  时采用 VSG 模式,  $S=1$  时采用下垂调节模式, 模式选择信号  $S$  的逻辑框图见图 4(b)。图 5(b) 为 2 种模式下燃料电池的发电功率与储能单元的充放电功率



给定。



(b) 燃料电池发电功率与储能单元充放电功率给定

图 5 燃料电池 VSG 能量管理框图

Fig.5 Energy management block diagram of fuel cell VSG

#### 4 仿真分析

为验证本文所提能量管理策略的正确性,在 MATLAB/Simulink 平台搭建如图 1 所示的光/储/燃料电池微电网仿真模型。仿真参数如表 1 所示。光伏发电采用扰动观测法实现 MPPT;超级电容器充放电采用直流母线电压外环充放电电流内环的双闭环控制,并将充放电功率作为电流内环的功率前馈;燃料电池容量为 50 kW。由于所提并网和孤岛下的能量管理方法是相同的,限于篇幅,这里只给出并网及并网切换到孤岛时的仿真结果,孤岛时的仿真结果与并网时一致,不再赘述。

表 1 光/储/燃料电池微电网仿真参数

Table 1 Simulation parameters of photovoltaic/storage/fuel cell microgrid

| 参数                                            | 光伏 VSG | 燃料电池 VSG |
|-----------------------------------------------|--------|----------|
| 直流母线电压 $U_{dc}/V$                             | 700    | 1 000    |
| 参考功率 $P_{ref}/kW$                             | 22.8   | 20       |
| 下垂系数 $D_p/(N \cdot m \cdot s \cdot rad^{-1})$ | 10     | 10       |
| 转动惯量 $J/(kg \cdot m^2)$                       | 0.8    | 1.2      |
| 超级电容器电容值/F                                    | 1.5    | 0.5      |

##### 4.1 并网运行

2~6 s 主要仿真光伏 VSG 在其储能 SOC 越过设定下限 30% 时,由 VSG 模式切换到恒功率模式及在频率升高后恢复到 VSG 模式的过程,其波形如图 6 所示。图中,  $f_{pv}$  为光伏 VSG 频率;  $f_g$  为电网频率;  $P_{pv}$  为光伏 MPPT 功率;  $P_{e-pv}$  为光伏 VSG 输出功率;  $P_{sc-pv}$  为光伏 VSG 超级电容提供的惯性和一次调频功率。7~12 s 主要仿真燃料电池 VSG 在其储能 SOC 越过设定上限 99% 时,由 VSG 模式切换到下垂调节模式及在频率下降后恢复到 VSG 模式的过程,其波形如图 7 所示。图中,  $f_{fc}$  为燃料电池 VSG 频率;  $P_{ref-fc}$  为燃料电池 VSG 参考功率;  $P_{e-fc}$  为燃料电池

VSG 输出功率;  $P_{fc}$  为燃料电池发电功率;  $P_{sc-fc}$  为燃料电池 VSG 超级电容提供的惯性功率。

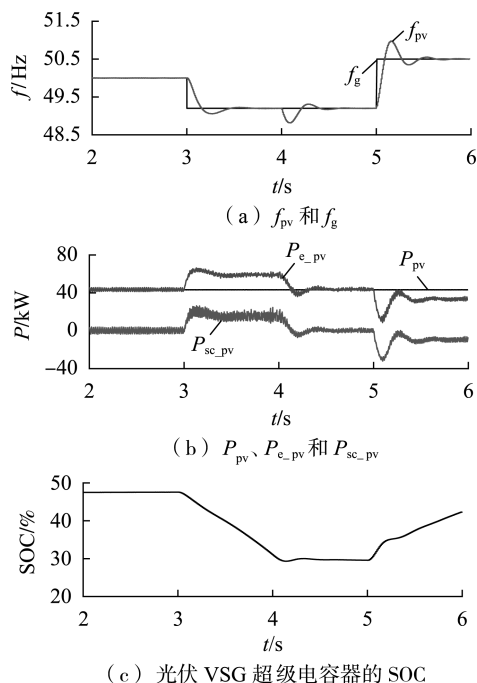


图 6 并网运行时光伏 VSG 仿真结果

Fig.6 Simulative results of photovoltaic VSG under grid-connected operation

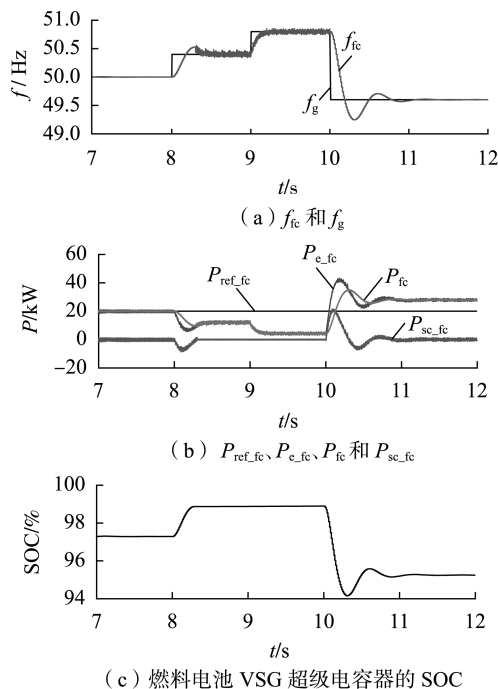


图 7 并网运行时燃料电池 VSG 仿真结果

Fig.7 Simulative results of fuel cell VSG under grid-connected operation

从图 6 中可以看出,初始时光伏 VSG 运行于额定频率下,输出 MPPT 功率,储能单元提供的惯性和一次调频能量为 0;3 s 时电网频率下降到 49.2 Hz,系统有功缺额,光伏 VSG 参与电网一次调频,由储

能单元放电进行有功瞬态补偿,即为其提供惯性和一次调频能量,在惯性的作用下,输出功率缓慢增加,3.4 s 进入稳态后储能只提供一次调频能量;4 s 时储能 SOC 达到设定下限 30%,为使储能单元不过放而损坏,光伏 VSG 由 VSG 模式切换到恒功率模式运行,输出 MPPT 功率,储能单元转为待机状态,在储能单元提供的惯性作用下,切换过程较为平滑;5 s 时电网频率上升到 50.5 Hz,有功过剩,光伏 VSG 减小输出功率,未输出功率由储能单元吸收,光伏 VSG 由恒功率模式恢复到 VSG 模式。从图 7 中可以看出,燃料电池 VSG 在 7 s 时运行于额定频率下,输出参考功率;8 s 时电网频率上升到 50.5 Hz,有功过剩,其参与电网一次调频,减小其有功输出,在频率变换的瞬间,燃料电池来不及减小其燃料流量,由储能单元吸收瞬态功率,在其惯性作用下,输出功率缓慢下降,8.3 s 时储能 SOC 达到设定上限 99%,为避免储能单元过充而损坏,燃料电池 VSG 由 VSG 模式切换到下垂调节模式;9 s 时电网频率上升到 50.8 Hz,说明系统还是有功过剩,燃料电池 VSG 以下垂模式参与电网频率调节,减小其发电量;10 s 时电网频率下降到 49.5 Hz,说明系统有功缺额,由储能单元释放能量进行有功瞬态补偿,燃料电池 VSG 恢复到 VSG 模式。

从上述仿真波形及分析可以看出,本文所提光伏和燃料电池 VSG 内部能量管理方案是有效可行的,能够保证光/储/燃料电池微电网在并网下可靠运行,参与电网一次调频并为系统提供惯性的同时保证超级电容器安全工作,不过充或过放。

#### 4.2 并离网切换

光/储/燃料电池微电网从并网切换到孤岛运行的仿真波形如图 8 所示。图中,  $P_L$  为负载有功功率。

在图 8 所示的仿真中,2~3 s 微电网在额定频率下并网运行,光伏和燃料电池 VSG 分别输出各自的额定功率,各自的储能单元都处于待机状态;3 s 时由并网切换到孤岛运行,负载功率为 30 kW,微电网发电功率为 42.8 kW,系统有功过剩,在切换的瞬间,光伏发电输出 MPPT 功率,燃料电池来不及减小其燃料流量,主要由储能单元吸收瞬态功率,在其惯性作用下,系统频率缓慢上升,在之后的切换过程中,光伏和燃料电池 VSG 根据各自的调节系数进行一次调频,自动减小有功输出,3.4 s 时切换结束,系统频率稳定在 50.3 Hz;5 s 时微电网负载变为额定负载 42.8 kW,光伏和燃料电池 VSG 按各自的下垂曲线自动增加有功输出;5.4 s 时微电网供需平衡,其频率稳定在额定频率下运行。从图 8(e)所示的在并离网切换过程微电网电压波形中可以看出,切换到孤岛时,微电网母线电压有所波动,这主要是因为缺少电网支撑,VSG 算法下有功和无功分量紧密耦合且与线路阻抗密切相关,要实现微电网电压的

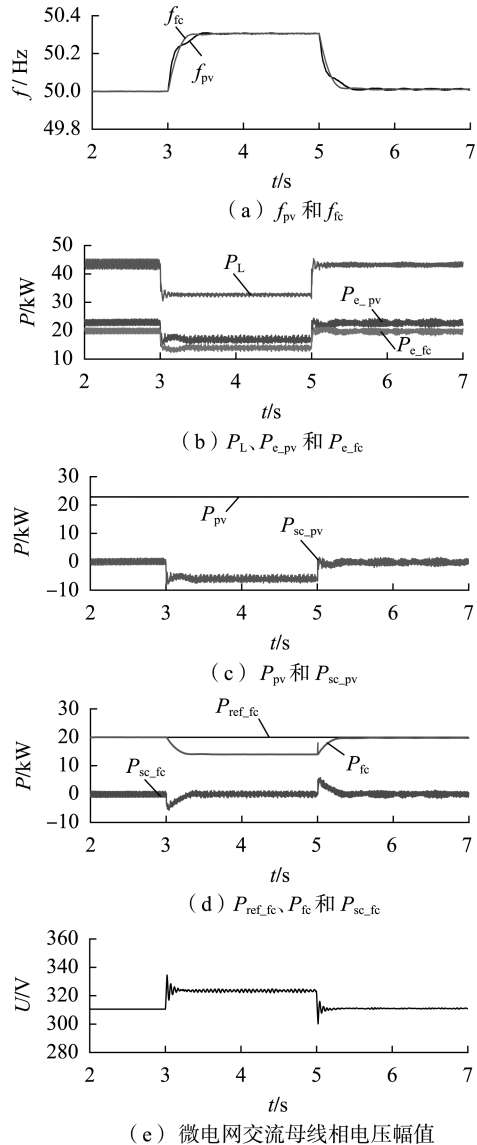


图8 光/储/燃料电池微电网并网切换到孤岛的仿真结果

Fig.8 Simulative results of switching from grid-connected to islanding operation for photovoltaic/storage/fuel cell microgrid 稳定需要改进 VSG 算法,使有功和无功实现解耦,具体可参见文献[25]。

## 5 结论

为提高微电网参与电网运行和管理的能力,本文提出一种具备同步发电机特性的光/储/燃料电池微电网,针对光伏和燃料电池 VSG 分别设计了各自的能量管理策略,得到结论如下:

a. 对于光伏发电系统,为实现逆变器 VSG 控制与 MPPT 及储能之间的协调配合,提出了 2 种运行模式,储能 SOC 在设定上下限之间时,运行于 VSG 模式,超出上下限时,运行于恒功率模式;

b. 对于燃料电池发电系统,为实现逆变器 VSG 控制与燃料平衡调节及储能间的协调配合,同样提出 2 种运行模式,储能 SOC 在设定上下限之间时,

运行于VSG模式,超出上下限时,运行于下垂调节模式;

c. 利用Simulink对所提能量管理策略进行了仿真验证,结果表明所提能量管理策略能够实现逆变器VSG与前级分布式电源及储能单元的协调配合。

### 参考文献:

- [1] ZHONG Q C. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
- [2] 吕志鹏, 盛万兴, 刘海涛, 等. 虚拟同步机技术在电力系统中的应用挑战[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 349-359.  
LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, LIU Haitao, et al. Application and challenge of virtual synchronous machine technology in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 349-359.
- [3] 吕志鹏, 盛万兴, 钟庆昌, 等. 虚拟同步发电机及其在微电网中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2591-2603.  
LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, ZHONG Qingchang, et al. Virtual synchronous generator and its applications in micro-grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2591-2603.
- [4] 钟庆昌. 虚拟同步机与自主电力系统[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 336-348.  
ZHONG Qingchang. Virtual synchronous machines and autonomous power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 336-348.
- [5] ZHONG Q C. Self-synchronized synchronverters: inverters without a dedicated synchronization unit[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(2): 617-630.
- [6] 郑天文, 陈来军, 陈天一, 等. 虚拟同步发电机技术及展望[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(21): 165-175.  
ZHENG Tianwen, CHEN Laijun, CHEN Tianyi, et al. Review and prospect of virtual synchronous generator technologies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 165-175.
- [7] 吴恒, 阮新波, 杨东升, 等. 虚拟同步发电机功率环的建模与参数设计[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(24): 6508-6518.  
WU Heng, RUAN Xinbo, YANG Dongsheng, et al. Modeling of the power loop and parameter design of virtual synchronous generators[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(24): 6508-6518.
- [8] 颜湘武, 刘正男, 张波, 等. 具有同步发电机特性的并联逆变器小信号稳定性分析[J]. 电网技术, 2016, 40(3): 910-917.  
YAN Xiangwu, LIU Zhengnan, ZHANG Bo, et al. Small-signal stability analysis of parallel inverters with synchronous generator characteristics[J]. Power System Technology, 2016, 40(3): 910-917.
- [9] 袁敬, 刘昌, 赵天扬, 等. 基于储能物理约束的虚拟同步机运行边界研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 506-515.  
YUAN Chang, LIU Chang, ZHAO Tianyang, et al. Research on operating boundary of virtual synchronous machine based on physical constraint of energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 506-515.
- [10] 曾正, 邵伟华, 冉立, 等. 虚拟同步发电机的模型及储能单元优化配置[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(13): 22-31.  
ZENG Zheng, SHAO Weihua, RAN Li, et al. Mathematical model and strategic energy storage selection of virtual synchronous generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(13): 22-31.
- [11] LIU J, MIURA Y, BEVRANI H. Enhanced virtual synchronous generator control for parallel inverters in microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(5): 2268-2277.
- [12] MENG X, LIU Z, LIU J. Comparison between virtual synchronous generator and droop controlled inverter[C]//Power Electronics Conference. Auckland, New Zealand: IEEE, 2016: 1-6.
- [13] 肖湘宁, 陈萌. 不平衡电压下虚拟同步发电机功率控制策略[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(8): 193-200.  
XIAO Xiangning, CHEN Meng. Power control of virtual synchronous generator under unbalanced grid voltage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(8): 193-200.
- [14] 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.
- [15] 程启明, 余德清, 程尹曼, 等. 基于自适应旋转惯量的虚拟同步发电机控制策略[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12): 79-85.  
CHENG Qiming, YU Deqing, CHENG Yinman, et al. Control strategy of virtual synchronous generator based on adaptive rotational inertia[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 79-85.
- [16] 王扬, 张靖, 何宇, 等. 虚拟同步发电机暂态稳定协同控制[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12): 181-185.  
WANG Yang, ZHANG Jing, HE Yu, et al. Transient stability synergistic control of virtual synchronous generator[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 181-185.
- [17] 韩刚, 蔡旭. 虚拟同步发电机输出阻抗建模与弱电网适应性研究[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(12): 116-122.  
HAN Gang, CAI Xu. Output impedance modeling of virtual synchronous generator and its adaptability study in a weak grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(12): 116-122.
- [18] XU X Z, DUNFORD W G, DJORDJE G, et al. Reference model based power smoothing for hybrid PV parks[C]//Power Electronics for Distributed Generation Systems. Rogers, AR, USA: IEEE, 2014: 1-7.
- [19] 林岩, 张建成. 含虚拟同步发电机的光/柴/储独立微网控制策略[J]. 电网技术, 2017, 41(4): 1277-1284.  
LIN Yan, ZHANG Jiancheng. Control Strategy of islanded photovoltaic-diesel-storage microgrid with virtual synchronous generator[J]. Power System Technology, 2017, 41(4): 1277-1284.
- [20] 林岩, 张建成, 王宁. 一种基于虚拟同步发电机的光储发电系统能量管理控制策略[J]. 现代电力, 2017, 34(5): 64-73.  
LIN Yan, ZHANG Jiancheng, WANG Ning. A management control strategy of photovoltaic-storage system based on virtual synchronous generator[J]. Modern Electric Power, 2017, 34(5): 64-73.
- [21] MAHMOOD H, MICHAELSON D, JIANG J. A power management strategy for PV/battery hybrid systems in islanded microgrids[J]. IEEE Journal of Emerging & Selected Topics in Power Electronics, 2014, 2(4): 870-882.
- [22] 陈光, 崔崇, 徐锋, 等. 新材料概论[M]. 北京: 国防工业出版社, 2013: 168-169.
- [23] 郑文迪, 蔡金锭. 燃料电池/超级电容器混合发电系统能量管理策略[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(12): 28-42.  
ZHENG Wendi, CAI Jinding. Energy management strategy for hybrid generation system with fuel cell and super-capacitor[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(12): 28-42.
- [24] 孟建辉, 石新春, 王毅, 等. 改善微电网频率稳定性的分布式逆变电源控制策略[J]. 电工技术学报, 2015, 30(4): 70-79.

- MENG Jianhui, SHI Xinchun, WANG Yi, et al. Control strategy of DER inverter for improving frequency stability of microgrid [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(4): 70-79.
- [25] LI B, ZHOU L, YU X, et al. Improved power decoupling control strategy based on virtual synchronous generator [J]. IET Power Electronics, 2017, 10(4): 462-470.

#### 作者简介:

田铭兴(1968—),男,甘肃武威人,教授,博士研究生导师,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统电能质量分析与控制、电机设计及其控制系统、电力电子技术及其应用等



田铭兴

(E-mail: tianmingxing@mail.lzjtu.cn);

路涛涛(1993—),男,甘肃白银人,硕士研究生,主要研究方向为新能源发电控制技术等(E-mail: 724701972@qq.com);

贾志博(1994—),男,山西临汾人,硕士研究生,主要研究方向为新能源在铁路上的应用(E-mail: 363543896@qq.com);

高云波(1980—),男,陕西眉县人,副教授,硕士,主要研究方向为交通运输工程(E-mail: 5090142@qq.com)。

## Energy management of photovoltaic-storage-fuel cell microgrid based on virtual synchronous generator control

TIAN Mingxing<sup>1,2</sup>, LU Taotao<sup>1,2</sup>, JIA Zhibo<sup>1,2</sup>, GAO Yunbo<sup>1,2</sup>

(1. School of Automation and Electrical Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, China;

2. Rail Transit Electrical Automation Engineering Laboratory of Gansu Province, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, China)

**Abstract:** To improve the ability of microgrid to participate in grid operation and management, a PV( PhotoVoltaic )-storage-fuel cell microgrid based on VSG( Virtual Synchronous Generator ) control is proposed. In order to coordinate the VSG control of inverters with the distributed power supply and the additional energy storage unit, based on the SOC( State Of Charge ) of energy storage, the energy management schemes of PV and fuel cell VSG are designed respectively, which enables microgrid to efficiently participate in primary frequency modulation and provide inertia in response to the demand of power grid. At the same time, the maximum power output of the photovoltaic power generation, the fuel balance regulation of the fuel cell power generation, as well as the safety and controllability of SOC in energy storage unit are realized. Finally, simulative results on MATLAB/Simulink verify that the proposed energy management scheme effectively coordinates the VSG control with distributed generation and energy storage, and ensures safe and reliable operation of microgrid under both grid-connected and islanded conditions.

**Key words:** virtual synchronous generator; microgrid; energy management; constant power; droop control

(上接第 88 页 continued from page 88)

## Optimal control strategy of secondary frequency regulation for power grid with large-scale energy storages

ZHANG Shengqi, YUAN Bei, XU Qingshan, ZHAO Jianfeng

(School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210009, China)

**Abstract:** In recent years, it is one of the most potential application directions for large-scale battery energy storages to participate in the secondary frequency regulation control of power grid besides the peak-shaving application. However, traditional secondary frequency regulation control strategies cannot distinguish the technical characteristic differences of different BESSs( Battery Energy Storage Systems ), so it is difficult to make full use of BESS's frequency regulation advantages, resulting in waste of resources. Therefore, a secondary frequency regulation control strategy of power grid considering the technical characteristics of BESS is proposed. Inspired by the frequency regulation cost model of traditional generators, the frequency regulation cost function of BESS is established, based on which to quantitatively describe the frequency regulation cost of energy storage with different technical characteristics. The frequency regulation responsibility of energy storage is allocated to meet the secondary frequency regulation requirements of power grid with the minimum frequency regulation cost as the objective. The dynamic model of regional power grid with multiple BESSs is built in MATLAB/Simulink to verify the feasibility of the proposed control strategy, and the proposed control strategy is compared with other two frequency regulation control strategies. Simulative results show that the proposed control strategy can fully consider the technical characteristics of different BESSs, so as to accurately dispatch the energy storage to meet the frequency regulation requirements of power grid, and realize the balanced control of BESS's state of charge.

**Key words:** secondary frequency regulation; large-scale battery energy storage; quadratic programming; dynamic frequency regulation model; optimal control