

光储发电系统的虚拟转动惯量控制

张祥宇, 杨黎, 朱晓荣, 付媛

(华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 河北保定 071003)

摘要: 在深入研究光储发电系统控制策略的基础上, 阐述蓄电池虚拟转动惯量的概念, 分析在频率动态变化过程中蓄电池的电池储能与机械动能之间的能量转换关系, 并提出基于光储发电系统的虚拟惯性控制策略。该控制策略通过检测系统频率的变化与蓄电池荷电状态, 调节蓄电池的荷电状态变化率与充放电电流的速率, 从而短时调节蓄电池储备能量为系统提供惯性支持。通过光伏装机比重约为 30% 的仿真系统, 验证该控制策略在系统出现功率不平衡后, 能够利用蓄电池的虚拟惯量快速响应系统频率变化, 从而提高了系统的频率稳定性。

关键词: 光伏发电; 蓄电池; 储能; 虚拟惯量; 荷电状态; 频率支持

中图分类号: TM 615; TM 912

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.09.015

0 引言

近年来, 光伏发电因成本持续降低而始终保持增长潜力, 并已显现竞争优势, 因此其渗透率在电力系统中逐渐提高。光伏电池通过电力电子变流器接入电网, 功率可独立快速调节, 能实现最大功率点跟踪 (MPPT), 并通常配置储能装置, 削弱功率波动, 降低对电网安全运行的影响^[1-3]。然而, 与常规发电机组以及风电均不同, 光储发电单元为静止元件, 因此其接入电网还将面临失去大量旋转动能、能量储备降低、威胁系统暂态稳定性的新问题。

静止发电单元无旋转动能, 大量接入电网后, 电力系统的机械惯性必然降低, 因此保障系统频率的动态稳定性将成为电网提高光储装机比重首先需要解决的难题。传统同步发电机通过迅速响应负荷变化, 释放转子动能, 在频率变化初期可利用固有机械惯性阻止频率发生突变, 为系统重建功率平衡争取时间^[4-5]。然而, 风电、光伏均通过变流器独立控制有功功率输出, 若仅实现最大功率点跟踪功能, 将会失去对系统频率变化的支持作用^[6-8]。尽管风力发电机转速与系统频率不直接耦合, 但通过附加惯性频率控制器, 仍能够使其根据频率变化快速调节电磁功率, 在较宽的转速范围内, 利用自身的机械动能, 虚拟惯性响应, 从而抑制系统频率突变。随着变速风电机组频率控制技术不断完善, df/dt ^[9-10]、 P/f 下垂^[11-12]、比例-积分-微分 (PID)^[13-14] 等频率控制模块已受到风电行业的普遍关注。与上述发电装置不同, 光伏、储能是非旋转静止元件, 高渗透率下电网面临的低惯

性问题将会比风电更为严峻, 但目前关于光储系统的惯性控制技术尚缺乏理论研究。合理定义光储装置的虚拟惯量需要拓展惯性的能量来源, 可通过利用储能装置的快速充放电进行有功调节, 抑制频率突变, 获得对系统频率变化的惯性响应。

本文在深入研究目前光储发电系统控制策略的基础上, 建立静止元件的存储能量与系统频率在动态过程中的机械动能之间的能量转换关系, 进而阐述静止储能元件虚拟惯量的概念, 并提出基于光储发电系统的虚拟惯性控制策略。为验证所提控制策略的有效性, 本文搭建光伏装机比重约为 30% 的仿真系统模型, 并对光储发电系统在不同运行工况下对电网频率的动态支持过程进行仿真研究。

1 静止储能元件的虚拟转动惯量

电力系统的惯性源于常规发电机组具备的旋转动能。忽略阻尼作用, 转子机械部分存储的旋转动能 E_k 为^[4]:

$$E_k = \int \frac{1}{p_n^2} J_s \omega_e d\omega_e = \frac{1}{2p_n^2} J_s \omega_e^2 \quad (1)$$

其中, J_s 为发电机的转动惯量; ω_e 为发电机的同步角速度; p_n 为发电机的极对数。

在电力系统分析中, 通常定义系统惯性时间常数 H_s 为各发电机在同步角速度 ω_e 下的机组转子储能与电机总额定容量 $S_{N\Sigma}$ 之比, 即:

$$H_s = \frac{E_{k\Sigma}}{S_{N\Sigma}} = \frac{\sum_{i=1}^n J_{s,i} \omega_e^2 / (2p_{n,i}^2)}{S_{N\Sigma}} \quad (2)$$

其中, n 为系统中同步发电机组的台数; $J_{s,i}$ 、 $p_{n,i}$ 分别为系统中同步发电机组 i 的转动惯量、极对数; $E_{k\Sigma}$ 为系统中发电机组的旋转动能。

由式(2)可知, 发电机组具备的旋转动能决定了电力系统的惯性大小。然而, 在光伏高渗透电网内,

收稿日期: 2016-11-28; 修回日期: 2017-07-31

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (51507065); 中央高校基本科研业务费专项资金资助项目 (2015MS93)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China (51507065) and the Fundamental Research Funds for the Central Universities (2015MS93)

大量静止发电单元已替代传统发电机组,旋转设备显著减少,系统动能必然随之减小,进而导致惯性不足,频率稳定性降低。

光伏发电系统中,光伏组件无法存储能量;储能元件虽为静止设备,自身却能够储备能量且具有快速功率响应能力。通过开发利用静止储能单元的能量,拓展旋转惯量的能量来源,可使频率重新获得惯性支持,有效解决系统的低惯性问题。目前光伏组件的功率控制目标为跟踪最大功率点轨迹,并通常配置储能装置平抑光伏输出功率波动^[15-16],该控制结构如图 1 所示。

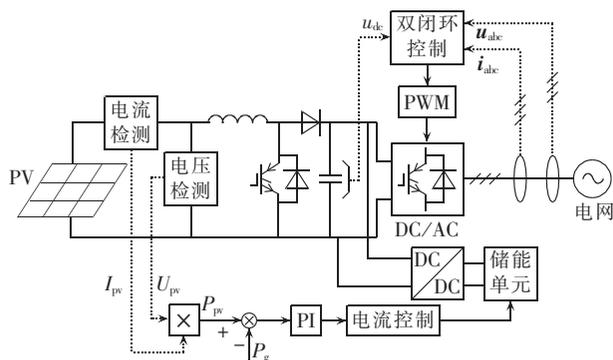


图 1 光储发电系统拓扑结构图

Fig.1 Topological structure diagram of PV generation system with energy storage devices

在上述传统功率控制策略下,光储发电系统的有功输出始终遵循最大功率点跟踪控制,无法参与系统功率调节,为电网提供有功支持。因此,为了解决光伏高渗透率区域电网的低惯性问题,需将频率信号引入现有光储功率控制系统内,在频率动态变化过程中,通过 2 个静止发电单元的功率协调,调用储能元件能量,使电网获得惯性能量。

2 静止储能元件的虚拟惯性

目前,多以铅酸蓄电池作为储能装置。蓄电池在满充状态下的额定容量为 Q_N ,放电过程中电流为 $i_B(t)$,则 t 时刻的荷电状态(SOC)参数 γ_{soc} 可表示为^[17-18]:

$$\gamma_{soc} = \frac{Q_N - \int i_B(t) dt}{Q_N} = \frac{Q_r}{Q_N} \quad (3)$$

其中, Q_N 为蓄电池的额定容量; Q_r 为蓄电池的剩余电量。

结合式(3),蓄电池存储的能量 W_B 可表示为:

$$W_B = \int u_B i_B(t) dt = u_B Q_N \gamma_{soc,0} \quad (4)$$

其中, u_B, i_B 分别为蓄电池的电压、电流; $\gamma_{soc,0}$ 为蓄电池的起始荷电状态。

光储静止发电单元无法在电网频率变化时释放或吸收转子动能,然而却可通过改进蓄电池有功控制,快速调用其储存的能量。尽管通常配备储能仅

用于平抑光伏输出功率波动^[19-20],但若短时可调用足够的蓄电池能量,则仍可认为电网短期内具备有效抑制频率突变的能量储备。由于蓄电池可通过快速功率控制调节充放电电流,在系统频率变化的初始阶段,理论上蓄电池具备与同步发电机等效的惯性响应能力。

系统频率变化过程中,蓄电池的能量又可表示为:

$$W_B = \int u_B i_B(t) dt = \int \frac{u_B i_B(t) dt}{\omega_e d\omega_e / p_n^2} \frac{\omega_e}{p_n^2} d\omega_e = \int \frac{p_n^2 u_B Q_N d(1-\gamma_{soc})}{\omega_e d\omega_e} \frac{\omega_e}{p_n^2} d\omega_e = \int J_{vir,B} \frac{\omega_e}{p_n^2} d\omega_e \quad (5)$$

$$J_{vir,B} = p_n^2 u_B Q_N d(1-\gamma_{soc}) / (\omega_e d\omega_e) \quad (6)$$

由式(5)可知,在电网频率变化引起能量交换的过程中,若能够合理使用蓄电池具备的静止能量将会使其旋转惯性得到新的能量来源,其大小可视为与转动惯量为 $J_{vir,B}$ 、极对数为 p_n 的等效同步发电机组具有的动能相同。因此, $J_{vir,B}$ 可被定义为蓄电池的虚拟转动惯量。根据式(6)可知,蓄电池的虚拟转动惯量大小与其自身电压、荷电状态及系统频率等多种因素密切相关。

结合式(3),将式(6)进一步展开,蓄电池的虚拟转动惯量可表示为:

$$J_{vir,B} = \frac{[p_n^2 u_B Q_N d(1-\gamma_{soc})] \gamma_{soc,0} J_s \omega_e}{(\omega_e d\omega_e) \gamma_{soc,0} J_s \omega_e} = -\frac{J_s \omega_e W_B d\gamma_{soc}}{2 \gamma_{soc,0} \omega_e E_k d\omega_e} \approx -J_s \frac{\omega_e \Delta \gamma_{soc}}{\gamma_{soc,0} \Delta \omega_e} \frac{W_B}{2 E_k} = -J_s \frac{k_B W_B}{2 E_k} \quad (7)$$

其中, $\Delta \gamma_{soc}$ 、 $\Delta \omega_e$ 分别为蓄电池的荷电状态、同步发电机的角速度变化量; $k_B = (\Delta \gamma_{soc} / \gamma_{soc,0}) / (\Delta \omega_e / \omega_e)$ 为蓄电池荷电状态变化率与发电机转速变化率的比值。

由式(7)可知,在蓄电池可调用能量与同步发电机组大致相等的情况下,若蓄电池荷电状态变化率远大于发电机转速变化率,即 $|k_B| \gg 1$,则通过蓄电池的短时能量调节,可虚拟出比同步发电机组更大的转动惯量。基于电力电子换流器并网的静止储能发电单元,不仅无旋转惯性,并且能够独立调节有功功率,因此理论上具备比常规发电机组更快的能量调节能力。在系统频率变化过程中,通过控制蓄电池荷电状态使其满足 $|\Delta \gamma_{soc} / \gamma_{soc,0}| \gg |\Delta \omega_e / \omega_e|$,则电网能够从蓄电池单元得到短时惯性支持,避免频率突变。

3 静止储能元件的虚拟惯性控制策略

光伏-蓄电池发电系统无附加控制时,光伏组件应工作在最大功率点跟踪运行模式下,从而提高光伏发电效率;蓄电池监测光伏功率波动,利用 PI 控制器将光储联合发电系统输出功率维持于预设并网功率的给定值,从而提高光伏注入电网功率的稳定

性。该控制器结构如图 2 中模块 I 所示,蓄电池侧并网逆变器有功外环监测光伏输出功率,与并网功率预设值比较后,进入电流内环控制。通过控制蓄电池的工作电流,达到平抑光伏输出功率波动的效果。

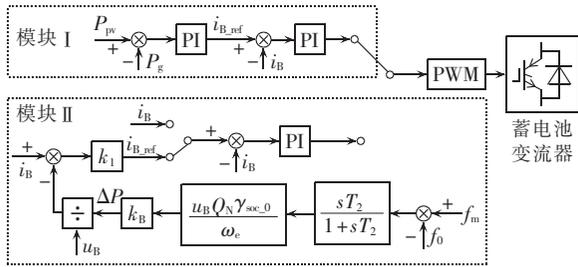


图 2 蓄电池控制策略图

Fig.2 Control diagram of battery

本文在光储传统功率控制的基础上,根据式(7)定义的蓄电池虚拟转动惯量,提出静止储能元件蓄电池的虚拟惯性控制策略,即将系统频率信号引入静止储能元件的有功功率控制系统中,通过控制其充放电电流,迅速调用蓄电池存储的能量,使系统获得惯性支持。图 2 中模块 II 即为该控制策略结构图。

当系统发生扰动,如负荷突增导致频率跌落时,蓄电池侧变流器监测到系统频率偏差 $\Delta f < 0$,此时蓄电池首先检测其荷电状态并判断所处运行区域。如图 3 所示,若蓄电池工作在安全充放电区 ($10\% < SOC < 90\%$),则引入系统频率偏差信号,附加虚拟惯性控制,通过调节 k_B 的大小,控制蓄电池的放电电流,虚拟出转动惯量,为系统提供惯性支持。为防止蓄电池过度放电,若蓄电池已处于过放警戒区 ($SOC < 10\%$),则需要控制放电电流为 0,此时蓄电池无法为系统提供惯性支持,光伏组件仍可工作在最大功率点跟踪模式。蓄电池放电时,若处于图 3 中的低惯性区,则蓄电池仍可短时提供一部分虚拟惯性,直到荷电状态下降至过放警戒区时停止放电。结合式(7),该低惯性区的虚拟惯量可表示为:

$$J_{vir_B} = -J_s \frac{W_B \omega_e (\gamma_{soc_min} - 0.1)}{2E_k \Delta \omega_e \gamma_{soc_0}} \quad (8)$$

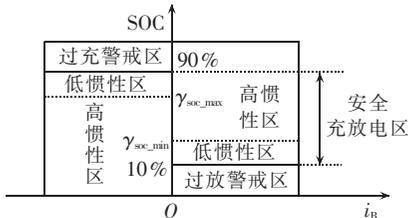


图 3 蓄电池惯性区域

Fig.3 Battery inertia zone

当系统发生扰动,如负荷突减导致频率升高时,蓄电池侧变流器监测到系统频率的变化量 $\Delta f > 0$,此时蓄电池首先检测其荷电状态并判断所处运行区域。若蓄电池在安全充放电区 ($10\% < SOC < 90\%$),此时则将频率的变化量经隔直环节输出,通过调节

k_B 的大小,控制蓄电池的工作电流,进而间接地控制蓄电池 γ_{soc} 的变化量,使电流的参考值(定义放电电流为正)也相应增大,从而加快蓄电池的充电速度,快速吸收能量,为系统提供惯性支持。为防止蓄电池过度充电,若蓄电池处于过充警戒区 ($SOC > 90\%$),控制蓄电池充电电流为 0,此时蓄电池无法再提供惯性支持。蓄电池充电时,若处于图 3 中的低惯性区,蓄电池仍可充电提供一部分惯性支持,直到荷电状态上升至过充警戒区时,蓄电池停止工作。结合式(7),该低惯性区的虚拟惯量可表示为:

$$J_{vir_B} = -J_s \frac{W_B \omega_e (0.9 - \gamma_{soc_max})}{2E_k \Delta \omega_e \gamma_{soc_0}} \quad (9)$$

当蓄电池无法再提供惯性支持时,为保证系统正常运行,光伏退出最大功率点跟踪模式。如图 4 所示,将负荷与网侧发电机输出功率的差值作为参考功率,经 PI 控制器,通过调节 Boost 电路的占空比使光伏减载运行在图 5 中的电压源区,这样光伏输出端的电压变化量相对较小,有利于逆变器的正常运行。

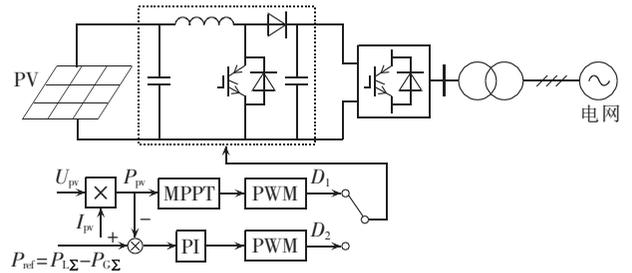


图 4 光伏单向 Boost 电路控制

Fig.4 Control of PV unidirectional Boost circuit

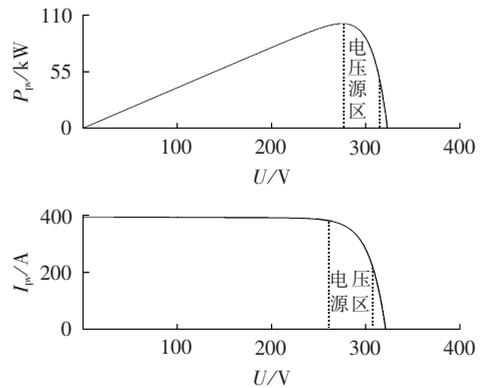


图 5 光伏输出特性曲线

Fig.5 Curve of PV output characteristic

综上所述,静止储能元件的虚拟惯性控制流程图如图 6 所示。

4 仿真实验

4.1 仿真系统简介

为验证所提控制策略的有效性,利用 MATLAB/Simulink 仿真软件搭建了如图 7 所示的仿真系统。该系统包含容量为 100 kW 的光伏组件,2 个容量分

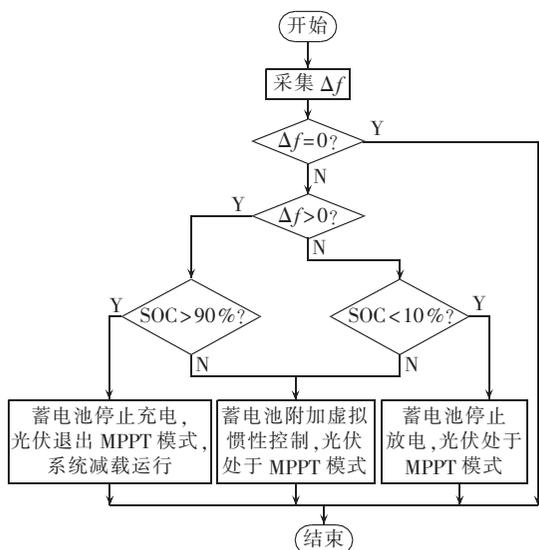


图 6 控制流程图

Fig.6 Flowchart of control strategy

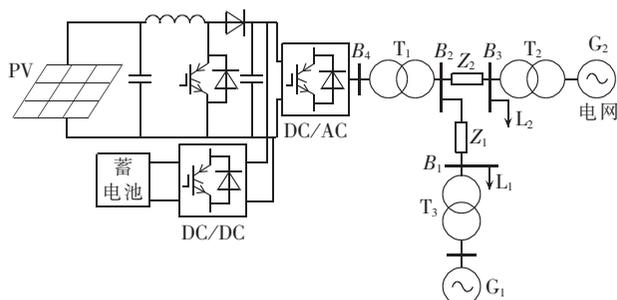


图 7 系统仿真结构图

Fig.7 Diagram of simulation system

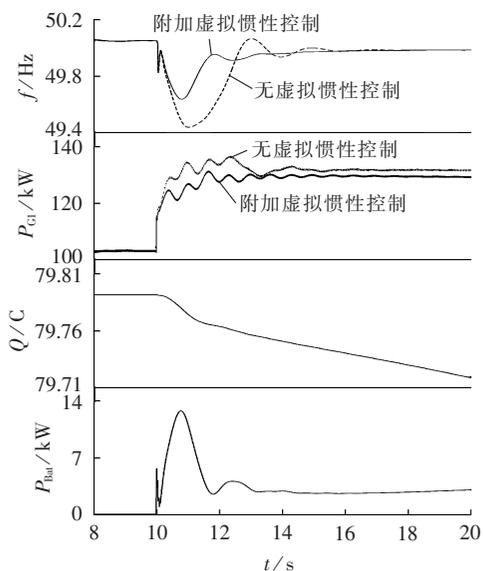
别为 $160 \text{ kV} \cdot \text{A}$ 、 $75 \text{ kV} \cdot \text{A}$ 的常规发电机组 G_1 、 G_2 ，以及容量为 $100 \text{ A} \cdot \text{h}$ 的蓄电池装置。负荷 L_1 、 L_2 的容量分别为 180 kW 和 45 kW 。仿真过程中，光照强度为 $800 \text{ W}/\text{m}^2$ 。

4.2 仿真算例分析

4.2.1 负荷突增后的系统惯性响应

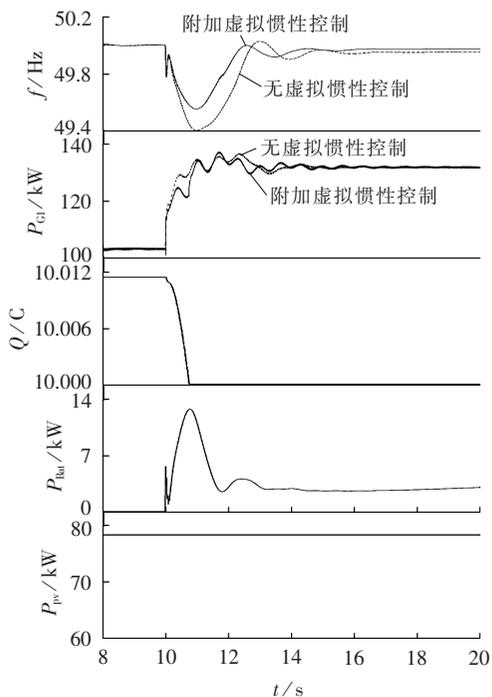
负荷 L_1 在 10 s 时由 180 kW 突增至 240 kW ，引起系统频率大幅跌落。蓄电池初始荷电状态为 79.79% ，处于安全充放电区中的高惯性区，仿真结果如图 8 所示。图中，由上至下依次为系统频率 f 、发电机 G_1 的电磁功率 P_{G1} 、蓄电池的电量 Q 、蓄电池的功率 P_{bat} 的波形图。

由图 8 可知， 10 s 时负荷突增，系统因严重缺乏惯性支持，导致频率迅速跌落至 49.43 Hz 。当光储发电系统附加虚拟惯性控制后，系统频率的下降速率得到明显减缓，频率最小值由 49.43 Hz 增大至 49.64 Hz ，频率幅值的变化率减少了 37.1% ，蓄电池在频率动态变化过程中对电网起到了显著的惯性支持作用。采用虚拟惯性控制后，蓄电池快速增加输出约 12.7 kW 的有功功率，减小其自身电量，虚拟出惯性响应。蓄电池提供的功率支持，使 G_1 输出的有功功率升高在

图 8 高惯性区下负荷 L_1 突增后系统动态响应Fig.8 System dynamic responses in high inertia zone after L_1 sudden increasing

负荷突增后有所降低。

负荷 L_1 在 10 s 时突增 60 kW ，蓄电池处于低惯性区，仿真结果如图 9 所示。

图 9 低惯性区下负荷 L_1 突增后系统动态响应
Fig.9 System dynamic responses in low inertia zone after L_1 sudden increasing

由图 9 可知，无附加控制时，系统负荷突增后，频率出现了大幅跌落。当附加虚拟惯性控制后，系统频率的下降得到一定缓减，频率的最小值由 49.43 Hz 上升至 49.51 Hz 。与图 8 相比，蓄电池的惯性支持能力受到了明显限制。由于蓄电池初始荷电状态已接近过放警戒区，在采用虚拟惯性控制动态过程中，当

荷电状态达到 10% 时,蓄电池立即停止放电,输出功率迅速降为初始值,不再为系统提供惯性支持。当蓄电池不再采用惯性控制后,为避免系统频率稳定性恶化,应最大化利用光伏发电功率,尽量满足负荷增加的需求,光伏组件仍工作在最大功率点跟踪模式。

4.2.2 负荷突减后的惯性响应

负荷 L_1 在 10 s 时由 180 kW 突减至 120 kW,引起系统频率大幅升高。蓄电池初始荷电状态为 79.79%,处于安全充放电区中的高惯性区,仿真结果如图 10 所示。

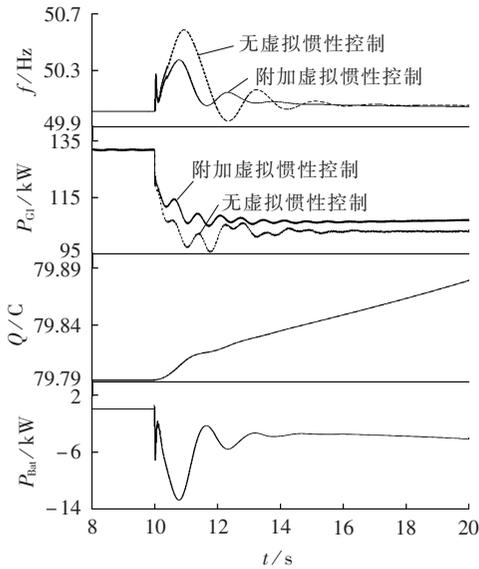


图 10 高惯性区下负荷 L_1 突减后系统动态响应
Fig.10 System dynamic responses in high inertia zone after L_1 sudden decreasing

由图 10 可知,10 s 时负荷突减,系统因严重缺乏惯性支持,导致频率迅速增长至 50.58 Hz。当光储发电系统附加虚拟惯性控制后,系统频率的增长速率得到明显减缓,频率的最大值由 50.58 Hz 减至 50.36 Hz,频率幅值的变化率减少了 37.9%,蓄电池在频率动态变化过程中对电网起到了显著的惯性支持作用。采用虚拟惯性控制后,蓄电池快速吸收约 12.75 kW 的有功功率,增大电量,虚拟出惯性响应。蓄电池吸收多余的功率,为系统提供惯性支持,使 G_1 的有功功率下降在负荷突变后有所升高。

负荷 L_1 在 10 s 时突减 60 kW,蓄电池处于低惯性区,仿真结果如图 11 所示。

由图 11 可知,无附加控制时,系统负荷突减后,频率出现了大幅上升。当附加虚拟惯性控制后,系统频率的上升得到一定缓减,频率的最大值由 50.58 Hz 下降至 50.4 Hz。与图 10 相比,蓄电池的惯性支持能力受到了明显限制。由于蓄电池初始荷电状态已接近过充警戒区,在采用虚拟惯性控制动态过程中,当荷电状态达到 90% 时,蓄电池立即停止充电,吸收

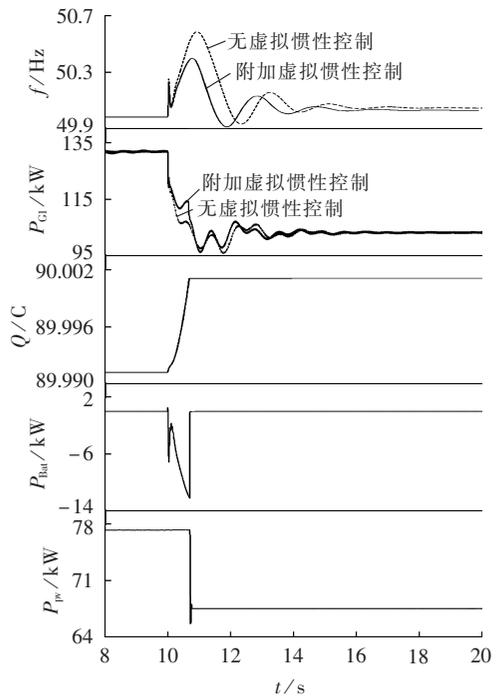


图 11 低惯性区下负荷 L_1 突减后系统动态响应
Fig.11 System dynamic responses in low inertia zone after L_1 sudden decreasing

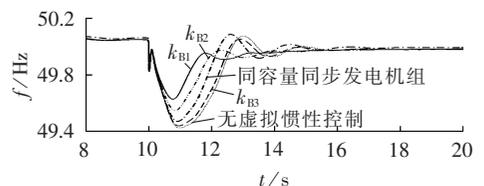
功率迅速降为初始值,不再为系统提供惯性支持。当蓄电池不再采用惯性控制后,为避免系统频率稳定性恶化,应减小光伏发电功率,光伏组件退出最大功率点跟踪模式,系统减载运行。

4.2.3 与同容量常规发电机组的惯性响应对比

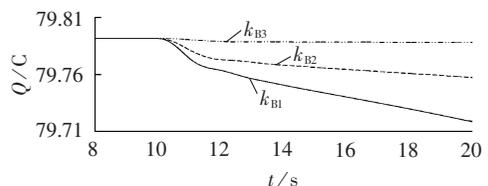
为了进一步验证蓄电池具备的惯性支持能力,以相同容量的常规发电机组(固有惯性时间常数为 0.1 s)替代仿真系统中的光储发电单元。负荷 L_1 在 10 s 时突增 60 kW,蓄电池处于安全充放电区中的高惯性区。

图 12 对比了常规电源、光储发电单元附加惯性控制,负荷突增后系统的动态响应。图中, $k_{B3} < k_{B2} < k_{B1}$ 。

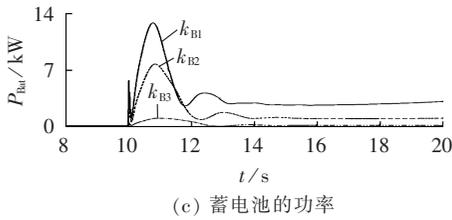
由图 12 可知,光伏、蓄电池接入后,系统惯量降低,最大频差约为 0.57 Hz。替换蓄电池为同容量的同步发电机组后,系统频率的最小值增大至 49.48 Hz,



(a) 系统频率



(b) 蓄电池的电量



(c) 蓄电池的功率

图 12 与同容量常规发电机组的动态响应对比
Fig.12 Dynamic responses comparison between conventional generators with same capacity

最大频差约为 0.52 Hz。当蓄电池附加虚拟惯性控制后,通过调节系数 k_B 的大小,蓄电池可提供不同大小的虚拟惯量,对系统惯性支持作用明显,得到的频率响应甚至会优于同容量的常规同步发电机组。

5 结论

本文研究了光储发电系统中储能元件的虚拟转动惯量控制技术,利用其储备的静止能量为系统提供灵活可控的惯性支持。通过对提出的控制策略进行理论分析和仿真验证,得出如下结论。

a. 与常规发电机组的固有转动惯量不同,光伏、储能均为静止发电设备,无旋转动能及机械惯量,通过适当调节蓄电池的储备能量,可以灵活控制其虚拟惯量的大小,避免光储大规模接入威胁系统的动态频率稳定。

b. 通过建立频率动态变化过程中蓄电池储备的静止能量与机械动能的能量转换关系,利用蓄电池侧换流器的快速有功控制,可使光储发电系统虚拟出可控的惯性响应。

c. 蓄电池虚拟转动惯量的大小与其自身电量密切相关。为延长蓄电池使用寿命,本文针对蓄电池划分了惯性区域,通过检测荷电状态,判断电池所处惯性区域,并与光伏组件输出功率协调配合,可有效避免由惯性调节引起的蓄电池过度充放电。

参考文献:

[1] 邱培春,葛宝明,毕大强. 基于蓄电池储能的光伏并网发电功率平抑控制研究[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(3):30-33.
QIU Peichun, GE Baoming, BI Daqiang. Battery energy storage-based power stabilizing control for grid-connected photovoltaic power generation system[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(3):30-33.

[2] 张冰冰,邱晓燕,刘念,等. 基于混合储能的光伏波动功率平抑方法研究[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(19):104-109.
ZHANG Bingbing, QIU Xiaoyan, LIU Nian, et al. Research on the method for balancing fluctuant PV power based on hybrid energy storage system[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(19):104-109.

[3] 彭飞,刘志祥,任敬国,等. 新型无均衡管理光伏锂电储能发电模组及其 MPPT 控制策略[J]. 电力自动化设备,2017,37(4):73-81.
PENG Fei, LIU Zhixiang, REN Jingguo, et al. PV/Li-ion energy-storage power module based on non-balancing cell management

and its MPPT control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(4):73-81.

[4] 倪以信,陈寿孙,张宝霖. 动态电力系统的理论和分析[M]. 北京:清华大学出版社,2002:34-35.

[5] 杜威,姜齐荣,陈蛟瑞. 微电网电源的虚拟惯性频率控制策略[J]. 电力系统自动化,2011,35(23):26-31.
DU Wei, JIANG Qirong, CHEN Jiaorui. Frequency control strategy of distributed generations based on virtual inertia in a microgrid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(23):26-31.

[6] 朱晓荣,蔡杰,王毅,等. 风储直流微网虚拟惯性控制技术[J]. 中国电机工程学报,2016,36(1):49-58.
ZHU Xiaorong, CAI Jie, WANG Yi, et al. Virtual inertia control of wind-battery-based DC micro-grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(1):49-58.

[7] 赵晶晶,吕雪,符杨,等. 基于双馈感应风力发电机虚拟惯量和桨距角联合控制的风光柴微电网动态频率控制[J]. 中国电机工程学报,2015,35(15):3815-3822.
ZHAO Jingjing, LÜ Xue, FU Yang, et al. Dynamic frequency control strategy of wind/photovoltaic/diesel micro grid based on DFIG virtual inertia control and pitch angle control[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(15):3815-3822.

[8] 朱晓荣,赵猛,王毅. 双馈感应风力发电机组复合频率控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制,2012,40(8):21-29.
ZHU Xiaorong, ZHAO Meng, WANG Yi. Composite frequency control strategy of doubly-fed induction generator wind turbines [J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(8):21-29.

[9] MAURICIO J M, MARANO A, GOMEZ-EXPOSITO A, et al. Frequency regulation contribution through variable speed wind energy conversion systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(1):173-180.

[10] MIAO Z X, FAN L L, OSBOM D. Wind farms with HVDC delivery in inertial response and primary frequency control[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2010, 25(4):1171-1178.

[11] 徐诚,刘念,赵泓,等. 基于电力系统二次调频原理的微电源频率控制策略[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(3):15-20.
XU Cheng, LIU Nian, ZHAO Hong, et al. A novel frequency control strategy of micro-grid based on the secondary frequency regulation of power system[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(3):15-20.

[12] ZHANG Z S, SUN Y Z, LIN J, et al. Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants[J]. IET Renewable on Power Generation, 2012, 6(1):38-47.

[13] 王毅,付媛,苏晓晴,等. 基于 VSC-HVDC 联网的风电场故障穿越控制策略研究[J]. 电工技术学报,2013,28(12):151-159.
WANG Yi, FU Yuan, SU Xiaoqing, et al. Fault ride-through control strategy of wind farm integrated with VSC-HVDC [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(12):151-159.

[14] HUANG H, CHUNG C Y, TRIPATHY M, et al. Coordinated damping control design for DFIG-based wind generation considering power output variation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(4):1916-1925.

[15] 涂炼,刘涤尘,廖清芬,等. 计及储能容量优化的含风光储配电网可靠性评估[J]. 电力自动化设备,2015,35(12):40-46.
TU Lian, LIU Dichen, LIAO Qingfen, et al. Reliability evaluation considering storage capacity optimization for distribution system with wind-PV-storage[J]. Electric Power Automation Equipment,

- 2015,35(12):40-46.
- [16] 蒋玮,周赣,王晓东,等. 一种适用于微电网混合储能系统的功率分配策略[J]. 电力自动化设备,2015,35(4):38-43.
JIANG Wei,ZHOU Gan,WANG Xiaodong,et al. Power allocation strategy of hybrid energy storage system for microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(4):38-43.
- [17] 季迎旭,杜海江,孙航. 蓄电池SOC估算方法综述[J]. 电测与仪表,2014,51(4):18-22.
JI Yingxu,DU Haijiang,SUN Hang. A survey of state of charge estimation methods[J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2014,51(4):18-22.
- [18] 石庆均,江全元. 包含蓄电池储能的微网实时能量优化调度[J]. 电力自动化设备,2013,33(5):76-82.
SHI Qingjun,JIANG Quanyuan. Real-time optimal energy dispatch for micro grid with battery storage[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(5):76-82.
- [19] 李碧辉,申洪,汤涌,等. 风光储联合发电系统储能容量对有功功率的影响及评价指标[J]. 电网技术,2011,35(4):123-128.
LI Bihui,SHEN Hong,TANG Yong,et al. Impacts of energy

storage capacity configuration of HPWS to active power characteristics and its relevant indices [J]. Power System Technology, 2011,35(4):123-128.

- [20] 朱兰,严正,杨秀,等. 风光储微网系统蓄电池容量优化配置方法研究[J]. 电网技术,2012,36(12):26-31.
ZHU Lan,YAN Zheng,YANG Xiu,et al. Optimal configuration of battery capacity in micro grid composed of wind power and photovoltaic generation with energy storage[J]. Power System Technology,2012,36(12):26-31.

作者简介:



张祥宇

张祥宇(1984—),男,河南商丘人,讲师,博士,研究方向为新能源发电与智能电网、电力电子技术及其应用(E-mail:zh.xy.sq@163.com);

杨黎(1990—),女,湖北襄阳人,硕士研究生,研究方向为光伏-储能发电并网控制技术。

Virtual rotational inertia control of PV generation system with energy storage devices

ZHANG Xiangyu, YANG Li, ZHU Xiaorong, FU Yuan

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: On the basis of the control strategy for PV(PhotoVoltaic) generation systems, the concept of virtual inertia of battery is defined. The energy conversion relationship between the battery energy and the mechanical kinetic energy is analyzed, and the virtual inertia control method of PV generation system with energy storage devices is proposed. The proposed strategy could regulate the rate of SOC(State Of Charge) and the battery current according to the frequency deviation and the SOC of battery. The battery reserve energy can be adjusted in a short time to provide the inertial support to the system. A simulation system, in which the installed capacity of PV is around 30% of the total installed power generators, is designed to validate the effectiveness of the proposed control strategy. Simulative results indicate that the proposed virtual inertia control of battery provides rapid response to the frequency fluctuation, effectively improving the frequency stability of the power system.

Key words: photovoltaic power generation; electric batteries; energy storage; virtual inertia; state of charge; frequency support