

基于直流微电网的混合储能协调控制策略 仿真研究^{*}

薛亚林¹, 周建萍^{1,2}, 崔屹¹

(1. 上海电力学院 自动化工程学院, 上海 200090;

2. 上海发电过程智能管控工程技术研究中心, 上海 200090)

摘要: 针对直流微电网中光伏发电单元出力的波动性和间歇性造成系统内部功率不平衡的问题, 混合储能系统可以同时发挥蓄电池高能量密度和超级电容高功率密度的优势, 根据直流母线电压进行混合储能单元间的协调控制策略。该策略将直流母线电压进行分层控制, 采用四个电压阈值共分成五个控制区域, 以直流母线电压为信息载体, 决定储能系统的运行状态, 实现对混合储能单元的充电、放电模式间自主切换。电压分层控制有效地避免了蓄电池由于电压波动而频繁进行充放电切换, 从而延长了电池的使用寿命。最后, MATLAB/Simulink 的仿真结果验证了所提控制策略的可行性。

关键词: 微电网; 光伏发电; 混合储能; 母线电压; 协调控制

中图分类号: TM 301.2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1673-6540(2017)08-0019-07

Simulation Research on Coordinated Control Strategy of Hybrid Energy Storage Based on DC Microgrid^{*}

XUE Yalin¹, ZHOU Jianping^{1,2}, CUI Yi¹

(1. School of Automation Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. Shanghai Engineering Research Center of Intelligent Management and Control for
Power Process, Shanghai 200090, China)

Abstract: Causing power imbalances within the system for the DC microgrid photovoltaic power generation unit of output volatility and intermittent, the coordinated control strategy of hybrid energy storage system based on DC bus voltage was proposed. The hybrid energy storage system could simultaneously take the advantages of high energy density and high power density. The strategy of the DC link voltage hierarchical control, using four threshold voltage was divided into five regions, with DC bus voltage as the information carrier, determined the operation state of the micro grid system, and realized the free switching between the charging and discharging modes of the hybrid energy storage unit. Hierarchical voltage control could effectively avoid the battery for the normal grid voltage fluctuations and frequent of charge discharge switch, further extending the service life of the battery. Finally, the simulation results of MATLAB/Simulink verified the feasibility of the proposed control strategy.

Key words: microgrid; PV generation; hybrid energy storage; bus voltage; coordinated control

^{*} 基金项目: 国家自然科学基金项目(61275038); 上海市重点科技攻关计划(14110500700); 上海市科学技术委员会工程技术研究中心项目资助(14DZ2251100)

作者简介: 薛亚林(1991—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源发电及储能技术在微电网中的应用。

周建萍(1978—), 女, 副教授, 工学博士, 研究方向为分布式发电与微电网的运行与仿真。

0 引言

随着环境污染和化石能源的日益短缺,开发清洁能源成为解决能源危机和全球变暖的有效方式,其中以光伏发电单元作为新型可再生能源的微电网,具有清洁、易于大规模开发的特点,逐渐得到了广泛应用,对推进节能减排和可持续发展具有重要意义^[1-4]。直流微电网因无需考虑频率稳定、大规模谐波抑制、无功调节、交流损耗等问题^[5-7],相比交流微电网系统,直流微电网可以更高效地接入和实现风光分布式发电单元、储能单元间的优势互补与协调运行,减少分布式发电对电网运行的冲击影响,且具有可直接接入笔记本、电动汽车等直流负荷的优点^[8-10]。

因此,直流微电网系统的研究重点在于如何控制系统内的有功功率平衡,而母线电压的稳定是衡量功率平衡的重要指标。光伏分布式发电单元作为直流微电网系统中的重要组成部分,具有获取条件方便、清洁无污染、效率较高等优点,但输出功率的不可控性和不均匀性,其电能质量无法保证。当外界温度、光照等环境发生变化时,分布式微源相应的输出功率发生波动,从而系统内部功率不平衡,造成微电网母线电压来回波动。为抑制母线电压波动,提高电能质量可靠性,在微电网系统中通常添加储能装置,因此微电网储能的控制策略成为近年来的研究热点之一^[11-13]。

文献[14]介绍了光伏发电单元根据并网和孤岛模式下的转换控制策略,但缺少系统内部储能系统能量管理部分。文献[15-16]利用超级电容的快速充放电特性,调节系统功率波动维持母线电压恒定,但单一的超级电容储能单元无法长时间工作。文献[17]提出了将中心差分法与动态阻抗匹配相结合控制最大功率点跟踪(Maximum Power Point Tracking, MPPT)状态,应用于光储微电网功率的协调控制策略,但该系统将蓄电池作为单一平抑功率波动的储能单元,造成蓄电池应对功率失衡情况下的频繁切换,功率变换器的启动也易产生谐波问题,降低储能元件的使用寿命。文献[18]提出利用混合储能的小信号模型,推导出了储能的稳定条件。文献[19-20]提出了利用混合储能直接功率控制策略,平抑负载波动对直流母线电压造成的影响,结

果表明效果良好。

在直流微电网中,直流母线电压能快速地反映系统内功率平衡状况,因此控制母线电压水平在稳定的范围内至关重要。本文为提高储能单元对电压波动的动态响应特性,以及外部环境造成的干扰,采用母线电压分层控制策略;充分利用超级电容和蓄电池两者工作的互补特性,满足微电网对蓄电池高能量密度及超级电容高功率密度、充放电效率高、响应速度快的要求。依据光伏和储能系统的运行特点,将母线电压作为储能系统动作的信息载体,混合储能系统根据直流母线电压的大小并依据储能单元各自的荷电状态自主切换充放电状态;四个电压阈值共五个控制区域位置的设定,超级电容将首先承担微电网内的功率波动,有效降低蓄电池双向变换器的起停次数,避免产生过多的谐波分量。同时考虑到蓄电池特定的充放电特性,采用恒流和恒压充电控制策略的平滑切换及电池荷电状态(State of Charge, SOC)的控制,避免了蓄电池的过充和过放问题,提高了其充电效率和使用寿命。

1 混合储能系统协调控制策略

由光伏阵列、蓄电池、超级电容、直流负荷以及各种变换器组成的独立直流微电网主电路原理图,如图1所示。如何有效地协调控制各部分发电单元的出力,使直流母线电压稳定至关重要。蓄电池和超级电容的充放电模式根据直流母线电压载体信息情况进行控制,通过比较母线的实际电压值和电压参考值进行切换 buck/boost 状态。由于系统内部功率损耗及外在因素的干扰,易造成母线电压发生微弱的波动,导致蓄电池充放电模式切换频繁,产生电力电子器件谐波、污染电能质量、降低电池寿命等,所以采用电压分层控制策略,充分利用超级电容功率密度大、高循环寿命、响应速度快的优点来吸收网内的波动功率,实现蓄电池和超级电容的协调控制;并将母线电压划分为四个电压阈值共五个控制区域,如图2所示。

图2中的 U_{dc-ref} 为直流母线电压参考额定电压; $U_{dc-low1}$ 、 $U_{dc-max1}$ 分别为母线电压正常范围的临界值; $U_{dc-low2}$ 、 $U_{dc-max2}$ 分别为蓄电池和超级电容切换充放电的临界电压。混合储能系统的协调控制策略可分为以下七种工作模式。

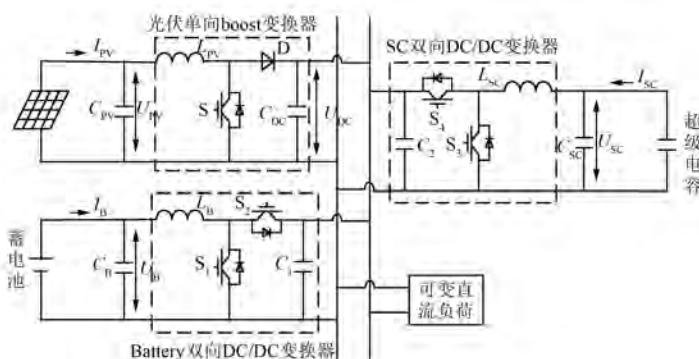


图1 独立直流微电网主电路原理图

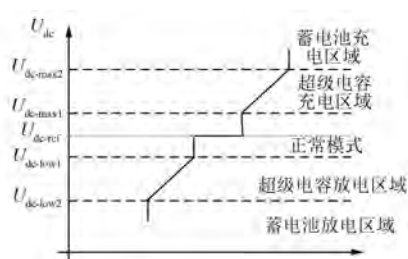


图2 储能系统工作区域与直流母线电压关系示意图

(1) 模式一:混合储能系统停机状态。该层控制模式使光伏阵列的分布式微源以最大功率点输出功率为主,单向 boost 变换器工作在 MPPT 状态,负荷消耗功率全部由分布式微源提供,基本满足其功率需求。在实际操作中,由于光照温度等条件的微小变化,会造成直流母线电压产生小范围内的波动,但不影响维持直流母线电压恒定运行。

(2) 模式二:超级电容充电区域。该层控制模式在光照条件充足或直流负荷减少的情况下,造成直流母线产生剩余功率,导致直流母线电压高于 $U_{dc-max1}$ 小于 $U_{dc-max2}$,此时超级电容动作,双向 DC/DC 变换器切换为 buck 模式,进行充电,维持直流母线电压稳定;光伏阵列仍然工作在 MPPT 状态。

(3) 模式三:超级电容放电区域。该层控制模式在负荷增加等情况下造成系统内部功率缺额,光伏阵列发出的功率不足以满足负荷需求,母线电压下降,大于 $U_{dc-low2}$ 小于 $U_{dc-low1}$,超级电容进行放电,双向 DC/DC 变换切换为 boost 模式,超级电容负责维持母线电压恒定;光伏阵列处于

MPPT 工作模式。

(4) 蓄电池充电区域。

模式四:母线电压 U_{dc} 处于 $U_{dc-max1}$ 与 $U_{dc-max2}$ 之间,且超级电容荷电状态 (SOC of Super Capacitor, SOC_{sc}) 大于其最大工作荷电状态,超级电容停止充电,由蓄电池单独进行充电;

模式六:该层控制模式在母线受到电压扰动升到 $U_{dc} \geq U_{dc-max2}$ 时,由蓄电池开始充电,导通蓄电池双向 DC/DC 变换器的 buck 模式,将剩余的功率流向蓄电池;光伏阵列由 MPPT 模式切换到恒压工作模式。

(5) 蓄电池放电区域。

模式五:母线电压 U_{dc} 处于 $U_{dc-low2}$ 与 $U_{dc-low1}$ 之间,且 SOC_{sc} 小于其最小工作荷电状态,超级电容不能放电,由蓄电池单独进行放电;

模式七:该层控制模式在受到扰动致使电压 $U_{dc} \leq U_{dc-low2}$ 时,由蓄电池进行放电,蓄电池双向 DC/DC 变换器切换到 boost 模式,补充系统内的功率缺额;光伏阵列工作在 MPPT 模式。

根据蓄电池模型本身固有的工作特性,在进行充电时,采用了分阶段式充电方法,即分阶段进行恒流充电和恒压充电两种。在充电初期,蓄电池电压偏低,适合以恒定小电流长时间充电,但随着充电的进行,蓄电池电压逐渐升高,此时恒流充电电流偏大,蓄电池容易析出气体,影响其充电效率和使用寿命;此时改为恒压充电模式,此模式充电电压恒定,不会造成过电流充电等情况,充电时间短,功耗低。蓄电池荷电状态 SOC 工作范围设计为 5%~95%,默认始终在其正常值内,不考虑电量饱和及电量严重亏损等极端情况。

2 系统变换器及其控制策略

2.1 光伏阵列单向 boost 变换器控制策略

单向 boost 变换器将光伏阵列和直流微电网母线有效地连接起来,具有转换电能的作用,将光伏电池产生电压幅值较小的电能升压到符合用户用电的水平。因光伏电池易受光照强度、环境温度等自然条件及负荷水平变化的影响,在特定的环境下,光伏电池有唯一的最大功率点,为尽可能利用光伏能量,通常单向变换器需要工作在该最大功率输出状态。

文中采用最大功率点和恒压控制两种模式对单向 boost 变换器进行控制。当微电网直流母线电压达到最大允许的临界运行电压、光伏阵列能够满足所有直流负载且蓄电池已经饱和时,光伏阵列单向 boost 变换器由最大功率运行模式转换到恒压运行模式。工作模式的切换通过实时检测母线电压 U_{dc} 和 U_{dc-max} 的大小:当 $U_{dc} < U_{dc-max}$ 时,boost 变换器工作在最大功率点运行模式,始终输出当前最大功率,由混合储能系统维持母线电压水平;当 $U_{dc} > U_{dc-max}$ 时,boost 变换器切换为恒压工作模式,由光伏阵列负责维持母线电压恒定,储能系统维持微电网内部功率平衡。光伏阵列运行模式选择如图 3 所示。

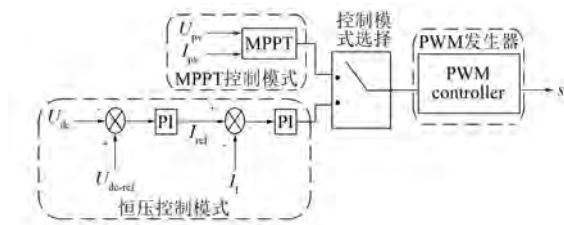


图 3 光伏阵列运行模式选择

2.2 储能系统双向 DC/DC 变换器控制策略

双向 DC/DC 变换器是连接着微电网和储能系统的关键转换装置,承担起微电网母线电压的恒定。在蓄电池和超级电容组成的混合储能系统中,必须根据实时情况进行良好的充电模式和放电模式的自由切换,以进行功率的双向流动。文中两者根据各自的双向 DC/DC 变换器连接到直流母线,构成并联型混合储能系统,并进行协调控制运行。

直流母线实际电压小于运行临界最大电压且

未达到储能系统的荷电状态时,储能系统进行放电,buck/boost 变换器工作于 boost 模式,向直流母线输送不平衡功率。此时由储能模块调整母线电压水平,维持整个微电网系统的功率平衡,采用恒压放电模式。

图 4 为储能系统恒压放电控制流程框图, U_{dc} 、 U_{dc-ref} 分别为直流母线实际电压和参考额定电压; $I_{b/sc}$ 、 $I_{b/sc-ref}$ 分别为实际储能系统电感电流和经过电压环获得的参考储能系统放电电流; S_{boost} 为经过恒压放电控制模式输出的双向 DC/DC 变换器占空比信号。

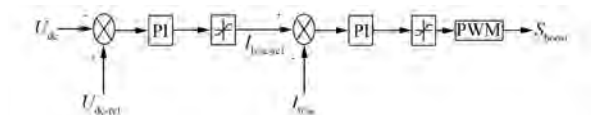


图 4 储能系统恒压放电控制流程框图

当直流母线电压达到其最大运行临界电压且满足负荷功率要求时,需进行储能系统的充电模式切换,将系统中多余的功率通过双向变换器流向储能模块,buck/boost 变换器工作在 buck 模式。储能系统的蓄电池充电有恒流充电和恒压充电两种,其控制框图如图 5 所示。

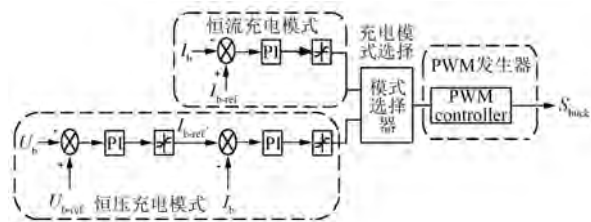


图 5 蓄电池恒流恒压充电运行模式选择框图

图 5 中, U_b 、 U_{b-ref} 分别为蓄电池实际电压和参考额定电压值; I_b 、 I_{b-ref} 分别为蓄电池输出电感电流和额定电流值; S_{buck} 为双向 DC/DC 变换器充电占空比信号。

3 算例仿真与分析

3.1 仿真参数设置

根据图 1 所示的独立直流微电网主电路原理图,运用 MATLAB/Simulink 软件搭建其仿真模型。

根据光伏阵列数学公式搭建其仿真模型,光伏电池的仿真参数:最大功率点电压和电流 $U_m =$

36.5 V, $I_m = 5.2$ A; 开路电压 $U_{oc} = 45.5$ V, 短路电流 $I_{sc} = 5.6$ A, 参考日照下的电压变化和电流变化系数分别为 $\alpha = 0.006\ 72$, $\beta = 0.227\ 5$; 光伏模块串联电阻 $R_s = 0.5\ \Omega$; 输出功率 $P_{pv} = 188$ W。

混合储能系统中蓄电池参数: 额定电压 $U_{b-ref} = 54.25$ V, 额定容量 $S = 10$ Ah, 初始荷电状态 $SOC = 50\%$, 蓄电池端电压波动范围设置为 5% , 则允许的最大电压为 $U_{b-max} = 56.7$ V; 蓄电池荷电状态 (SOC of battery, SOC_{bat}) 工作范围为 $5\% \sim 95\%$ 。超级电容仿真设置参数: 额定电容量 $C = 500$ F, 电容等效内阻为 $0.002\ 1\ \Omega$, 额定工作电压为 50 V, 初始电压值为 17.4 V; 超级电容荷电状态工作范围为 $30\% \sim 85\%$ 。

为便于仿真参数的计算以及观察母线电压波动时储能系统间的协调运行状况, 将参数设置为微电网直流母线额定电压 100 V; 根据国家电网公司《直流电源系统技术监督规定》等相关标准与规范(直流母线电源连续供电时, 其电网电压正常波动应不大于额定电压的 10%), 文中仿真参数取其电压波动的 $\pm 7\%$, 具体设置如下: 正常电压误差范围为 2% , 即 $U_{dc-low1} = 98$ V、 $U_{dc-max1} = 102$ V; 储能系统动作区域为 $2\% \sim 7\%$, $U_{dc-low2} = 93$ V、 $U_{dc-max2} = 107$ V。故可知储能系统间的协调控制策略具体条件如下: (1) 混合储能系统停机状态。光伏阵列单向 boost 变换器工作在 MPPT 模式, 储能系统双向 DC/DC 变换器处于空闲状态, 不进行充电或放电。(2) 超级电容充电区域。当直流母线电压为 $102 \sim 107$ V, 且 $SOC_{sc} \leq 85\%$ 时, 超级电容进行充电, 吸收网内多余的功率。(3) 超级电容放电区域。当直流母线电压为 $93 \sim 98$ V, 且 $SOC_{sc} \geq 30\%$ 时, 超级电容进行放电, 补充网内的功率缺额。(4) 蓄电池充电区域。当蓄电池荷电状态满足放电状态时, 即 $SOC_{bat} \leq 95\%$ 且 $U_{dc} > 107$ V (或 U_{dc} 为 $102 \sim 107$ V 且 $SOC_{sc} > 85\%$) 时, 蓄电池进行充电, 吸收网内功率, 稳定母线电压达到稳定状态。(5) 蓄电池放电区域。蓄电池荷电状态 $SOC_{bat} \geq 5\%$ 且 $U_{dc} < 93$ V (或 U_{dc} 为 $93 \sim 97$ V 且 $SOC_{sc} < 30\%$) 时, 蓄电池进行放电, 直至 U_{dc} 恢复其正常工作状态。

3.2 试验方案设计及仿真

为证明文中提出微电网混合储能系统七个不同运行模式的有效性, 将在 MATLAB/Simulink 中

进行相关的仿真实验验证。针对混合储能系统的不同运行模式, 可以分为蓄电池和超级电容的充电状态、放电状态以及直流母线受到电压扰动时的运行状态; 以下将通过四个试验方案实现所述混合储能系统的三种运行状态。

方案一: 光伏阵列的光照温度为 $25\ ^\circ\text{C}$, 光照强度为 $[1\ 000\ 800\ 500\ 200\ 1\ 000]$ W/m², 模拟降低分布式微源的出力情况; 直流负荷 $54.37\ \Omega$, 超级电容电压 17.4 V。仿真初始时直流母线处于额定值状态, 电压 U_{dc} 为 100 V, 储能系统为空闲模式; 某时刻开始一系列改变光照强度, 直流母线电压下降, 观察储能系统能否进入放电模式, 对母线进行稳压动作; 最后将光照强度调回初始状态, 观察系统母线电压回到其额定值, 超级电容能否自动结束放电过程。工作模式相继为模式一→模式三→模式五→模式一。

方案二: 光伏阵列的温度保持不变, 光照强度为 $[1\ 000\ 1050\ 1300\ 1500\ 1\ 000]$ W/m², 直流负荷保持不变, 超级电容初始电压 43 V。母线初始状态保持额定值, 混合储能系统不动作; 某时刻光照强度增大, 网内功率过剩, 母线电压升高, 观察储能系统能否工作, 抑制母线电压波动; 某时刻光照强度回到初始时刻值, 观察母线电压能否回到额定值, 储能系统停止工作。工作模式分别为模式一→模式二→模式六→模式一。

方案三: 光伏阵列和直流负荷设置同方案二。考虑了模式四中超级电容初始荷电状态 SOC 的极端状态 $SOC_{sc} \geq 85\%$, 母线电压初始状态保持额定值, 储能系统不动作; 某时刻光伏出力增大, 网内功率过剩电压升高, 此时超级电容无法动作, 观察蓄电池能否动作抑制母线电压继续上升。工作模式分别为模式一→模式四。

方案四: 光伏阵列和直流负荷设置同方案一。仿真初始直流母线处于额定值状态, 电压 U_{dc} 为 100 V, 储能系统为空闲模式; 某一时刻突然加一个电压扰动, 使电压突然降低到 $U_{dc-low2}$ 之下, 观察蓄电池的动作情况以及电压上升到 $U_{dc-low1} \sim U_{dc-low2}$ 时, 超级电容能否进入放电模式, 对母线进行稳压动作; 最后将光照强度调回初始状态, 观察系统母线电压回到其额定值, 超级电容能否自动结束放电过程。工作模式相继为模式一→模式七→模式三→模式五→模式一。

3.3 仿真结果分析

四个试验方案的仿真试验结果如图6~图9所示。设置储能系统放电电流为正,充电电流为负。

图6为试验方案一仿真结果。初始时刻直流母线处于额定值状态,电压为100 V,直流负荷为 $54.37\ \Omega$,系统保持稳定,储能系统(超级电容和蓄电池)处于空闲状态(模式一);在1.2~1.7 s时刻,光照强度开始第一次减弱,光伏阵列输出功率降低,网内产生不平衡功率,母线电压立即下降,超级电容进入放电模式,放电电流约为10 A,维持母线电压稳定,起到松弛终端的作用。在1.7~2.2 s时刻光照强度为 $500\ \text{W}/\text{m}^2$,超级电容仍能维持母线恒定在98 V,放电电流为50 A,端电压逐渐下降(模式三);在2.2~2.7 s时刻光照 $200\ \text{W}/\text{m}^2$,2.5 s时刻超级电容荷电状态达到正常工作最低值,停止工作。此时蓄电池进入放电模式,继续维持母线电压稳定(模式五);在2.7 s时,调回初始时刻光照强度,分布式微源发出功率上升,母线电压上升至额定值,蓄电池荷电状态不再下降,放电过程结束(模式一)。

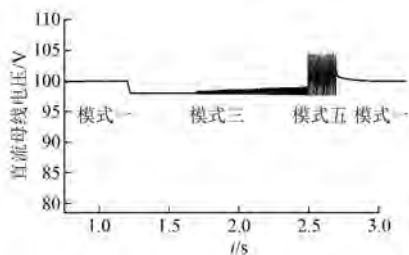


图6 方案一中微电网直流母线电压

方案二仿真结果如图7所示。初始时刻直流母线处于额定值状态,电压为100 V,直流负荷为 $54.37\ \Omega$,系统保持稳定,储能系统(超级电容和蓄电池)处于空闲状态(模式一);在1.2~1.7 s时刻,光照强度开始首次增强,光伏阵列输出功率增大,网内产生剩余功率,母线电压逐渐上升,超级电容进入充电模式,负责母线电压稳定在102 V,起松弛终端作用(模式二);在1.7~2.7 s时刻光照强度相继增大,超级电容逐渐接近饱和状态 $\text{SOC} \approx 85\%$,充电电流减小,此时蓄电池进入充电模式,继续维持母线电压稳定(模式六);在2.7 s时,调回初始时刻光照强度,分布式微源发出功率下降,母线电压恢复至额定值,蓄电池不再充电,

充电过程结束(模式一)。

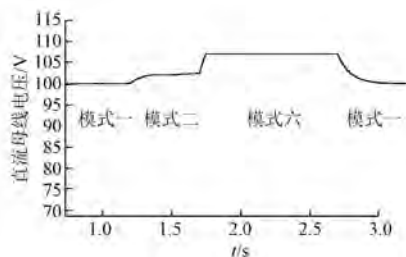


图7 方案二中微电网直流母线电压

方案三仿真结果如图8所示。初始时刻直流母线处于额定值状态,电压为100 V,直流负荷为 $54.37\ \Omega$,系统保持稳定,储能系统处于空闲状态(模式一);在1.2 s时刻,光伏阵列出力增加,母线电压有所上升,超级电容处于饱和状态 $\text{SOC} > 85\%$,无法正常充电;蓄电池开始动作,双向变换器处于buck模式,维持母线电压恒定(模式四);1.7 s时刻,光伏出力继续增大,由图8可知,蓄电池仍能继续维持电压的恒定。

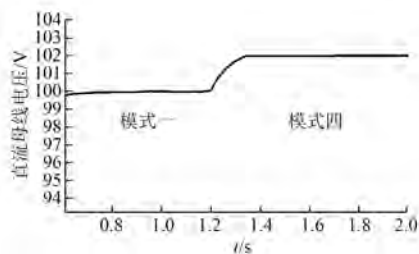


图8 方案三中微电网直流母线电压

方案四仿真结果如图9所示。初始时刻直流母线处于额定值状态,电压为100 V,直流负荷为 $54.37\ \Omega$,系统保持稳定,储能系统(超级电容和蓄电池)处于空闲状态(模式一);在0.5 s时刻,增加一电压扰动,直流母线电压突然下降到83 V,此时,蓄电池立即进入放电状态,在很短的时间内,直流母线电压恢复到初始时刻值(模式七);

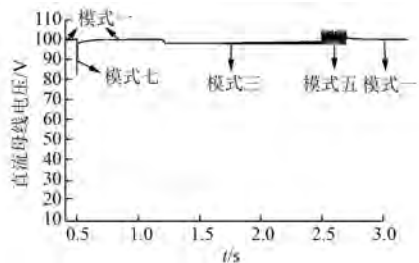


图9 方案四中微电网直流母线电压

之后随光照条件的变化,储能系统的工作模式相继切换到超级电容放电状态(模式三)、蓄电池放电(模式五),最后到储能空闲状态(模式一)。

从上述仿真结果可以看出,各储能单元能够根据直流母线电压所处不同电压层波动的情况,进行相应的响应动作,维持网内系统功率的有效平衡,保持了电压在正常范围内的稳定,改善了电能质量和供电可靠性,提高了稳定运行的安全性和可操作性。由此可知,该仿真策略可有效模拟基于光伏微电网的混合储能协调控制下的动态响应状态。因仿真时间较长,为便于观察该系统短时间内在各种运行模式下储能元件的响应情况及母线电压运行状态,在相关七种运行模式中只进行了一定时间的仿真运行,并验证其所提方法的有效性;该策略同样也适用于较长时间内系统的稳定运行,对实际工程应用具有一定的借鉴性和指导作用。

4 结 语

蓄电池和超级电容组成的混合储能系统有效地平抑了分布式电源的波动性和间歇性造成电能质量影响的问题,对微电网的可运行性具有重要的作用和意义。根据直流母线电压作为信息载体的分层控制,有效地为储能的协调运行状态提供依据,避免了蓄电池和超级电容对母线电压正常波动造成的频繁动作而产生过多的谐波污染;所提控制策略能够有效弥补分布式微源输出功率的波动性,以及由电压扰动造成母线电压突变带来的影响,确保系统稳定运行;无需通信操作系统,节约了成本;蓄电池恒流和恒压的阶段性的充电策略,提高了蓄电池的使用寿命。在 MATLAB/Simulink 中的算例仿真,验证了所提储能系统间协调控制策略理论的有效性和正确性。

【参考文献】

[1] DEVON M, REIGH W, NICK M, et al. The grid of the future: how PES can help meet its demands[J]. IEEE Power and Energy, 2014, 12(5): 10-18.

[2] LIU X, WANG P, LOH P C. A hybrid AC/DC microgrid and its coordination control[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2011, 2(2): 278-286.

[3] 王正宇,金尧,蒋传文,等.考虑光伏储能和可控负荷的配电网检修计划优化[J].电网与清洁能源,

2015, 31(11): 74-82.

[4] WANG Z Y, JIN Y, JIANG C W, et al. Maintenance schedule optimization in distribution network with consideration of photovoltaic system with energy storage and controllable load[J]. Power System and Clean Energy, 2015, 31(11): 74-82.

[5] 程志江,李永东,谢永流,等.带超级电容的光伏发电微电网系统混合储能控制策略[J].电网技术, 2015, 39(10): 2739-2745.

[6] CHENG Z J, LI Y D, XIE Y L, et al. Control strategy for hybrid energy storage of photovoltaic generation microgrid system with super capacitor[J]. Power System Technology, 2015, 39(10): 2739-2745.

[7] CHEN D, XU L. Autonomous DC voltage control of a DC microgrid with multiple slack terminals[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(4): 1897-1905.

[8] ZHAO Y M, WEN B, WANG L, et al. Control strategy of automatic charging/discharging of hybrid energy storage systems in DC micro-grid island mode [C] // IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2015: 1288-1294.

[9] EGHTEDDARPOUR N, FARJAH E. Control strategy for distributed integration of photovoltaic and energy storage systems in DC micro-grids[J]. ELSEVIER Renewable Energy, 2012(45): 96-110.

[10] 李霞林,郭力,王成山,等.直流微电网关键技术研究综述[J].中国电机工程学报, 2016, 36(1): 2-16.

[11] LI X L, GUO L, WANG C S, et al. Key technologies of DC microgrids: an overview[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(1): 2-16.

[12] 孟润泉,刘家赢,文波,等.直流微网混合储能控制及系统分层协调控制策略[J].高电压技术, 2015, 41(7): 2186-2193.

[13] MENG R Q, LIU J Y, WEN B, et al. Hybrid energy storage control and system hierarchical coordinated control strategy for DC microgrids[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(7): 2186-2193.

[14] 刘家赢,韩肖清,王磊,等.直流微电网运行控制策略[J].电网技术, 2014, 38(9): 2356-2362.

[15] LIU J Y, HAN X Q, WANG L, et al. Operation and control strategy of DC microgrid[J]. Power System Technology, 2014, 38(9): 2356-2362.

(下转第 37 页)

5.2 两种控制策略的比较

图 10 给出了最优定子电流控制与恒电流角 45° 控制的输出转矩与输入电流关系的实测结果。可以看出最优定子电流控制有明显优势,能够有效减低电流从而提高电机效率。

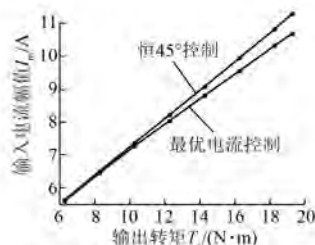


图 10 两种控制方法的转矩-电流曲线

6 结 语

本文所建立的同步磁阻电机非线性数学模型反映了磁路饱和对电机运行特性的影响,为进一步研究同步磁阻电机的精确控制奠定基础。通过有限元分析结果得到同步磁阻电机的最优电流轨迹与转矩的关系,并由转矩给定值最优分配 dq 轴电流可以保证电机工作在 MTPA 最优点,使电机效率达到最高。转速对同步磁阻电机最优定子电流的影响很小,因此在考虑磁路饱和的 MTPA 控制策略中可以忽略转速的影响。

【参考文献】

[1] 吴汉光,林秋华,游琳娟.同步磁阻电动机研究[J].中国电机工程学报,2002,22(8): 94-98.
[2] 辜承林,CHALMERS B J.高密度轴向迭片式 ALA 转子同步电机的优化设计[J].中国电机工程学报,1998(1): 29-33.

[3] BETZ R E. Theoretical aspects of control of synchronous reluctance machines[J]. Iee Proceedings B, 1992, 139(4): 355-364.
[4] 杜佳星.同步磁阻电机的矢量控制研究[D].武汉:华中科技大学,2006.
[5] 李军,何资,林嘉义.基于黄金分割搜索法的 IPMSM 最大转矩电流比控制[J].微电机,2014(9): 32-36.
[6] 廖勇,伍泽东,刘刃.车用永磁同步电机的改进 MTPA 控制策略研究[J].电机与控制学报,2012,16(1): 12-17.
[7] LUBIN T, RAZIK H, REZZOUG A. On-line efficiency optimization of a synchronous reluctance motor[J]. Electric Power Systems Research, 2007, 77(5): 484-493.
[8] YAMAMOTO S, HIRAHARA H, ADAWEY J B, et al. Maximum efficiency drives of synchronous reluctance motors by a novel loss minimization controller with inductance estimator [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2013, 49(6): 2543-2551.
[9] QU Z, TUOVINEN T, HINKKANEN M. Minimizing losses of a synchronous reluctance motor drive taking into account core losses and magnetic saturation[C] // European Conference on Power Electronics and Applications, 2014: 1-10.
[10] 罗富强,夏长亮,乔照威,等.PWM 激励下异步电机铁耗等值电阻模型[J].电工技术学报,2012,27(7): 101-108.
[11] 邓仁燕,唐娟,夏炎,等.基于前馈补偿的永磁同步电机电流环解耦控制[J].电力电子技术,2013,47(6): 68-70.

收稿日期: 2016 -07 -11

(上接第 25 页)

[16] 蒋凯,李浩秒,李威,等.几类面向电网的储能电池介绍[J].电力系统自动化,2013,37(1): 47-53.
[17] JIANG K, LI H M, LI W, et al. On several battery technologies for power grids [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 47-53.
[18] 彭思敏,曹云峰,蔡旭.大型蓄电池储能系统接入微电网方式及控制策略[J].电力系统自动化,2011,35(16): 38-43.

[19] PENG S M, CAO Y F, CAI X. Control of large scale battery energy storage system interface to microgrid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(16): 38-43.
[20] 薛亚林,周建萍,朱建萍,等.微电网混合储能及其控制策略研究现状和挑战[C] // 上海: 全国智能电网学术会议, 2015: 69-74.

收稿日期: 2016 -10 -21