

DOI:10.19651/j.cnki.emt.2312668

基于改进 V/f 控制和虚拟振荡器的 光储微网黑启动控制策略^{*}

赵靖英¹ 高天傲¹ 张文煜²

(1. 河北工业大学电气工程学院 天津 300401; 2. 国网冀北张家口风光储输新能源有限公司 张家口 075000)

摘要: 针对光伏电站黑启动过程中存在的母线电压冲击过大、多光伏逆变器相位不同步等问题,研究光储微电网结构和微源控制方式,提出变 d 轴母线电压参考值的改进 V/f 控制策略。基于构网型虚拟振荡器,设计三相电路多并联逆变器并网自同步控制拓扑和策略。建立微电网仿真模型,提出不同工况下黑启动过程母线升压、光伏逆变器相位同步、微电网功率平衡实验方案。结果表明,基于提出的控制策略和拓扑,不同工况下弱电网黑启动过程的母线电压冲击减低,冲击电压由额定电压的 5% 降至 2% 以内;并联逆变器相位不同步程度减少,多逆变器最大相位差降至 1% 以内;储能单元 0.03 s 内可快速响应光伏功率和负载变化,黑启动过程平稳实现。

关键词: 光储微电网;黑启动;V/f 控制;虚拟振荡器;控制拓扑;控制策略

中图分类号: TM727 **文献标识码:** A **国家标准学科分类代码:** 510.1050

Black start control strategy of solar-storage microgrid based on improved V/f control and virtual oscillator

Zhao Jingying¹ Gao Tian'ao¹ Zhang Wenyu²

(1. College of Electrical Engineering, Hebei University of Technology, Tianjin 300401, China;

2. State Grid Jibei Zhangjiakou Wind and Solar Energy Storage and Transportation New Energy Co., Ltd., Zhangjiakou 075000, China)

Abstract: Aiming at the problems such as excessive impact of bus voltage and unsynchronized phase of multiple PV inverters during the black-start process in the solar-storage farm, the structure of solar-storage microgrid and micro-source control mode are studied. An improved V/f control strategy with variable d -axis bus voltage reference value is proposed to reduce the bus voltage impact during black start process. Based on the grid-forming virtual oscillator, the self-synchronization control topology of multiple parallel inverters with three-phase circuit are developed. An independent microgrid model is established. The tests of the bus boost, the PV inverter phase synchronization and the microgrid power balance are designed under different working conditions to verify the effectiveness of the control strategies. The results show that based on the designed control strategy and the structure, the bus voltage surge during the black start process can be reduced to within 2% of the rated voltage from original 5%. The unsynchronization degree of parallel inverters is also reduced. The maximum phase difference of multiple inverters is decreased to less than 1%; and the energy storage unit can quickly respond to photovoltaic power and load changes within 0.03 s. The black start process can be smoothly realized.

Keywords: solar-storage microgrid; black start; V/f control; virtual oscillator; control topology; control strategy

0 引言

微电网中分布式电源协同运行,以提高新能源利用率,是助力我国“双碳”战略目标的重要环节^[1-3]。新能源电站

结构由集中式并网向分布式并网转换,对系统稳定运行提出更高要求^[4]。非必要或必要停电后,微电网要求在最短时间内实现区域快速恢复,即微电网黑启动(black start, BS)过程运行^[5-6]。

收稿日期:2023-01-21

^{*} 基金项目:国家自然科学基金重点项目(51377044)、河北省自然科学基金(E2019202481)、河北省自然科学基金(E2017202284)、河北省重点研发计划项目(20312102D)资助

国内外研究学者在微电网黑启动主电源选择及控制方法优化等方面进行研究。微电网黑启动常选择储能单元作为主电源,进行微源控制结构及微电网控制策略优化。文献[7]以储能单元作为黑启动电源,结合比例谐振控制器,提出改进微源下垂特性的储能单元控制方法,实现变压器预充磁操作,避免过饱和现象。文献[8]针对双层结构光储微电网,综合考虑多储能系统剩余电量及其变流器额定功率,进行黑启动主电源选择,结合光伏系统出力,进行光储微电网分层黑启动方法研究,实现短时间负荷、储能、光伏系统的重新投入。少数学者针对新能源作为黑启动电源时控制策略进行研究,设计控制方案。文献[9]提出在黑启动初期双馈风机连接直流电源来作为黑启动主电源;在频率控制环增加 f/P 下垂系数,提升主电源在黑启动过程的电压和频率支撑能力。文献[10]针对含有大量感性负荷的海岛微电网,提出不区分电源类型的基于熵权法黑启动主电源选择方法,利用粒子群算法优化负荷恢复模型,构造虚拟有功负荷,提高黑启动成功率,降低系统恢复总时间。综上,合适的黑启动电源选择和微电网控制策略,可提升微电网黑启动的成功率和输出性能。

与跟网型控制策略相比,构网型控制策略在提高系统强度、主动支撑系统恢复、削弱电力系统间谐波和不平衡电压具有更好的作用^[11],已引起研究学者的关注。目前构网型控制策略研究处于起步阶段,主要聚焦于虚拟振荡器等策略应用于逆变器设计。文献[12]设计含虚拟振荡器控制(virtual oscillator control, VOC)的微网逆变器并联控制策略,基于虚拟振荡器激励源参数设计,建立自锁相同步,提升微网逆变器在负载变化时输出稳定性。文献[13]考虑微网逆变器同步性问题,基于改进的外部电路,将双环 VOC 策略应用于微网孤岛运行时逆变器的设计,实验验证了双环 VOC 策略的有效性。少数文献引入构网型控制策略,建立黑启动方式。文献[14]面向对等运行模式的孤岛微电网,以直驱风电机组为主电源,提出永磁直驱风电机组网侧变换器与孤岛母线频率的实时联动机制的构网型黑启动控制策略,无需附加大容量储能装置,降低系统成本。综上,微网多逆变器、多电源的黑启动过程存在不同步控制,造成母线电流冲击等现象,基于不同控制策略,可改进微网输出特性。

目前构网型微电网黑启动控制策略研究处于起步阶段,需要探求有效策略,解决黑启动过程的母线电压冲击过大、多光伏逆变器相位不同步等问题。本文根据某风光储电站微电网供电需求和结构,进行黑启动问题分析。提出变 d 轴参考值的改进 V/f 控制策略,设计构网型 VOC 控制的拓扑结构和策略,降低弱电网黑启动条件下的升压阶段母线电压冲击和多并联光伏单元逆变器间自同步相位差。设计不同工况下基于改进 V/f 控制策略的储能单元的母线升压实验验证方法、基于虚拟振荡器的多光伏逆变器相位同步实验验证方案、基于储能单元黑启动功率平衡实

验验证方案,验证光储微电网改进 V/f 控制策略与基于构网型虚拟振荡器的黑启动控制策略的有效性。

1 基于黑启动的光储微电网建模设计

1.1 光储微电网的拓扑结构

典型风光储场站的微电网结构如图 1 所示。光伏单元、风电单元、储能单元等微源通过电力电子变换器与各 35 kV 交流母线相连,基于变压器和断路器,微电网与 220 kV 大电网输电线路连接并/离网运行。

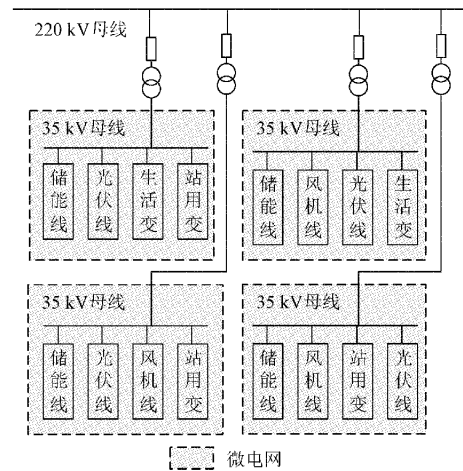


图 1 风光储供电系统拓扑

1.2 光储微电网黑启动过程分析和拓扑设计

黑启动过程中,某风光储场站微电网负荷要求:站内照明、充电屏、插座箱、冷却扇等约 700 kW 必要负荷不断电,生活照明、空调等约 100 kW 次要负荷尽可能保证供电。

应对必要和非必要停电,微电网黑启动主电源要求如下:1)启动速度快,具有充足发电容量;2)自供电辅助系统自启动,建立并维持微电网中电压幅值和频率;3)可运行在电压或电流控制模式,承受非黑启动主电源及负载并网时的冲击^[15]。

选择储能单元作为黑启动电源,控制方式灵活;通过并联可实现容量扩充;对微电网表现为电压源特性,可实现对母线电压的钳位。光伏单元输出相对稳定,选择作为非黑启动电源,提供场站后续运行功率支撑。

光储黑启动过程中微电网结构如图 2 所示。储能单元与光伏单元并联至 35 kV 小系统母线,黑启动过程中微电网并网断路器始终断开。

2 微电网黑启动过程的问题分析

2.1 微电网黑启动试验设计

基于图 2 的微电网黑启动拓扑结构,设计微电网黑启动试验,采用储能单元 1 台、光伏发电单元 2 组,并联至 35 kV 母线。储能单元采用传统 V/f 控制方法,维持微电网母线电压不变,基于负荷变化实现微电网功率平衡。光伏单元逆变器控制策略为基于锁相跟踪的前馈解耦双闭

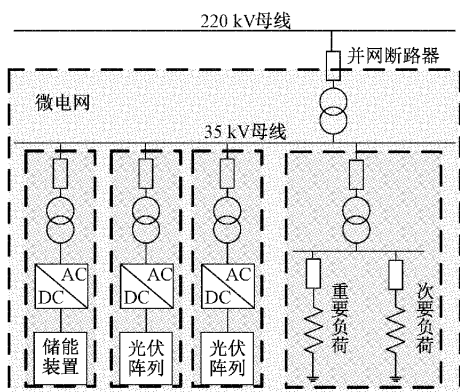


图 2 黑启动过程光储微电网拓扑结构

环 PI 控制,以最大功率输出,延长微电网供电时长。

忽略微电网线路损耗,有功功率平衡满足:

$$P_{PV} + P_{bat} = P_{main} + P_{sec} \quad (1)$$

式中: P_{PV} 和 P_{bat} 分别为光伏单元和储能单元输出功率, P_{main} 和 P_{sec} 为微电网重要负载与次要负载功率。

设计黑启动试验过程如图 3 所示,步骤如下:

1)断开试验区域断路器开关,构建孤岛试验环境。

2)投入储能单元作为启动电源,外接柴油发电机提供控制系统电源,储能变流器控制 35 kV 母线零起升压,支撑必要负荷,逐步提升母线电压,直至额定电压 35 kV。

3)投入两组光伏单元,实现光伏单元功率输出稳定。

4)逐步投入厂站次要负荷。

5)启动后微电网稳定运行时,光伏单元以最大功率输出;储能单元基于 V/f 控制钳位微电网母线电压,输出功率随负荷变化,自适应调节实现微电网功率平衡。

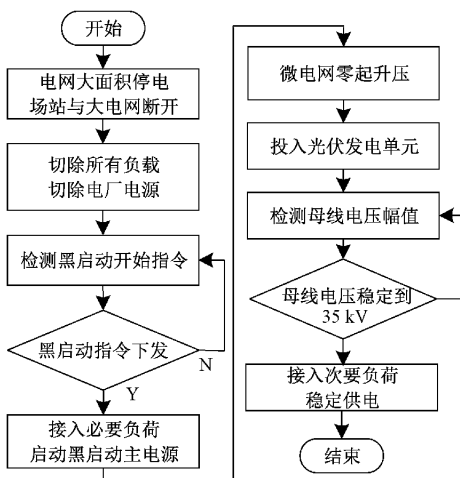


图 3 微电网黑启动过程

2.2 微电网黑启动试验分析

光储微电网黑启动可初步实现,但存在零起升压阶段电压过高、光伏单元相位不同步问题。

1)零起升压电压过高问题分析

试验期间,黑启动过程电压采集周期为 1 min,35 kV

母线电压变化如图 4 所示。

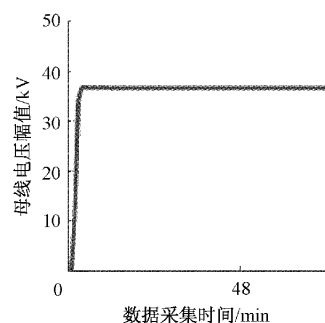


图 4 黑启动过程 35 kV 母线电压变化

升压瞬态变化末期部分节点数据如表 1 所示。储能单元作为黑启动电源,承担母线零起升压,由表 1 可知,启动末期,最大冲击电压为标准电压 105.23%,超出 35 kV 电压允许偏移范围 5% 极限。原因分析为:传统 V/f 控制策略中的固定母线额定电压 d 轴参考值,不能应变黑启动过程母线电压的变化情况,造成参考误差大,动态跟踪效果差,导致瞬时电压冲击、母线电压降落不及时。

表 1 升压瞬态变化末期部分节点数据

数据点	电压/kV	启动程度占比/%
1	12.63	36.09
2	33.95	97.00
3	36.83	105.23

2)多光伏单元逆变器相位不同步问题分析

光储微电网含多个微源,各微源间无直流电网相连,经各自逆变器分别与微网母线并联。采用的传统跟网型策略依赖于锁相环,基于派克变换,对并网有功、无功功率进行解耦,基于双闭环策略控制电流、电压信息,实现多微源相位同步,控制光伏变流器^[16]。

黑启动过程中,电流采集周期为 0.1 ms,光伏单元 1 和 2 的部分电流变化如图 5 所示。

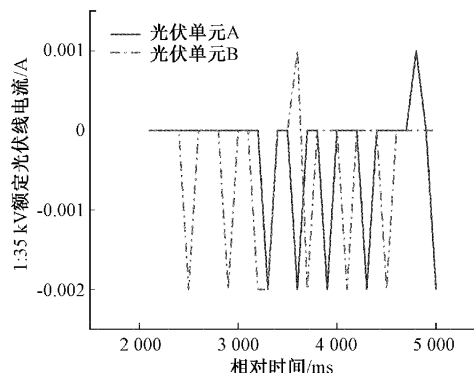


图 5 两光伏逆变器端口 A 部分电流变化

由图 5 可以看出,黑启动过程中,多逆变器电流存在相位差较大问题。弱电网条件下,基于跟网型锁相环控制

策略,母线电压维持能力较差,并且两光伏单元并网点在地理差异,控制的电气信息存在滞后性、不一致性以及运行控制周期时间差较大问题,造成不同光伏单元并网呈现各逆变器电流相位异步,导致高频谐振环流产生,端口电流、微电网功率需求骤升,微电网运行不稳定,甚至黑启动失败。

针对上述问题,本文提出基于变 d 轴参考值的储能单元改进 V/f 控制策略,加强逆变器控制,动态跟踪升压特性;设计基于虚拟振荡器的构网型多光伏逆变器相位同步拓扑和策略,多逆变器控制变量根据统一给定电压相角,独立生成参考相角^[17],降低系统自同步对跟踪能力要求,自适应调整。

3 黑启动过程中储能单元的改进 V/f 控制策略

为控制微电网黑启动过程母线电压上升速度和进行电压限幅,引入储能单元 V/f 控制变 d 轴输入电压参考值 e_{dref} ,动态跟踪电压上升趋势,设计改进 V/f 控制策略,解决母线升压末期瞬时电压冲击等问题。

储能单元采用 V/f 控制策略,跟踪给定电压目标值,控制框图如图 6 所示。 e_{dref} 、 e_{qref} 为 V/f 控制 dq 坐标系输入参考值; e_d 、 e_q 、 i_d 、 i_q 分别为储能单元逆变器输出实时电压、电流经坐标变换后的 dq 轴分量; u_{od} 、 u_{oq} 、 i_{od} 、 i_{oq} 分别为 LC 滤波器的输出电压、电流经坐标变换后的 dq 轴分量; Δe_d 为 e_{dref} 与 e_d 差值。

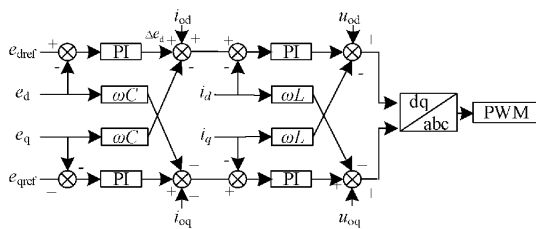


图 6 储能单元 V/f 控制

根据黑启动过程母线升压要求,保证升压速度、末期冲击小、稳态功率平衡,设计基于电压斜率改变的变 e_{dref} 控制函数为:

$$\begin{cases} e_{dref} = k \times t, u < U \\ e_{dref} = U, u = U \end{cases} \quad (2)$$

式中: k 为升压系数,根据升压阶段检测母线电压设置为式(3), U_1 、 T_1 分别为前一周期电压检测幅值和检测时间, U_2 、 T_2 分别为当前周期电压检测幅值和检测时间。 u 为母线电压实时值, U 为母线电压, t 为系统运行时间。

$$k = \frac{U_2 - U_1}{T_2 - T_1} \quad (3)$$

设计 e_{dref} 控制函数,过程控制分为如下两个阶段:

1)瞬态升压阶段, $u < U$, e_{dref} 随电压动态变化,相比传统 V/f 控制的固定 e_{dref} ,变 e_{dref} 与 e_d 差值 Δe_d 误差降低,使电压闭环和电流闭环的 PI 控制误差降低,每个周

期调整量减小,更好的实现母线电压动态跟踪,从而保证母线升压速度的同时,末期冲击减少,稳定于额定母线电压。

2)稳定运行阶段,母线电压稳定于 $u = U$,参考 e_{dref} 固定于 U ,实现储能单元电压钳位;基于负荷的随机性,达到微电网稳态功率平衡。

储能单元逆变器并网输出功率为:

$$P = \frac{3}{2} \times (U_d I_d + U_q I_q) \quad (4)$$

$$Q = \frac{3}{2} \times (U_q I_d - U_d I_q) \quad (5)$$

式中: P 、 Q 分别为控制单元输出有功功率、无功功率, U_d 、 U_q 分别为输出端口 d 轴和 q 轴电压, I_d 、 I_q 分别为输出端口 d 轴、 q 轴电流。

为获得微电网系统有效有功功率输出,降低逆变器端口输出等效 U_q 、 I_q ,一般 e_{qref} 赋值为 0。

4 基于虚拟振荡器的光伏逆变器相位同步控制策略

4.1 基于三相两并联逆变器并网控制的光伏单元 VOC 的拓扑设计

微电网黑启动过程瞬态升压阶段由储能单元实现,升压结束后,两光伏单元和储能单元联合维持稳定运行。

为降低不同光伏单元逆变器并网和运行时存在的相位差,引入构网型虚拟振荡器,设计虚拟振荡器参数,提出三相两并联逆变器并网和运行控制拓扑和策略,基于虚拟电路自发同步特性,实现两个光伏逆变器的同步,减少基于传统锁相环控制方式的电气参量采集、处理等滞后性造成的相位差较大问题。

虚拟振荡电路由虚拟电容 C_{osc} 、虚拟电感 L_{osc} 、虚拟电阻 R_{osc} 和受控电流源等器件构成,如图 7 所示。 u_{osc} 为虚拟振荡器输出电压, i_{osc} 为虚拟振荡器输出电流,SRM 为可调整输入输出函数关系的电流控制电压源, K_i 、 K_u 为分别是主电路输出电流采样系数与虚拟振荡器电压控制系数,一般设置 K_i 、 K_u 为 1。

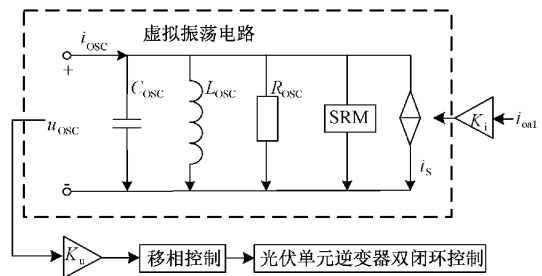


图 7 单台逆变器虚拟振荡器控制结构

虚拟振荡器参数设计满足电路系统稳定起振条件及输出电压同步的充分条件^[18],参数要求为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \omega_{sw} = 2\pi f_{sw} = \frac{1}{\sqrt{L_{osc} C_{osc}}} \\ g_s > \frac{1}{R_{osc}} \\ \sqrt{\frac{L_{osc}}{C_{osc}}} \left(g_s - \frac{1}{R_{osc}} \right) \rightarrow 0 \\ \left| \frac{Z_{osc}(s) \times sL_1 \times g_s}{K_t K_u Z_{osc}(s) [1 - sL_2 \times G_0(s)] - sL_1} \right| < 1 \end{array} \right. \quad (6)$$

式中: ω_{sw} 为谐振角频率; f_{sw} 为逆变器开关频率; g_s 为虚拟振荡器受控源电导率。

图 7 所示的虚拟振荡电路控制结构只能完成单相电流控制。而光储微电网光伏单元逆变器双环控制需三相电信号,因此,本文设计与微电网运行特征相符的三相移相电路,根据光伏单元逆变器 a 相输出电流 i_{oa} ,经虚拟振荡器进行变换,输出电压信号 u_{osc} ,分别经移相器平移 120° 、 240° ,得到 b 相、c 相电压参考值作为参考信号,输入后续控制环节,从而提供三相同步相位参考电压支撑。

针对微电网黑启动系统 2 个光伏单元,设计参数相同的 2 台虚拟振荡器控制两个逆变器,实现自同步。设计的基于三相多虚拟振荡器的自同步控制拓扑如图 8 所示。

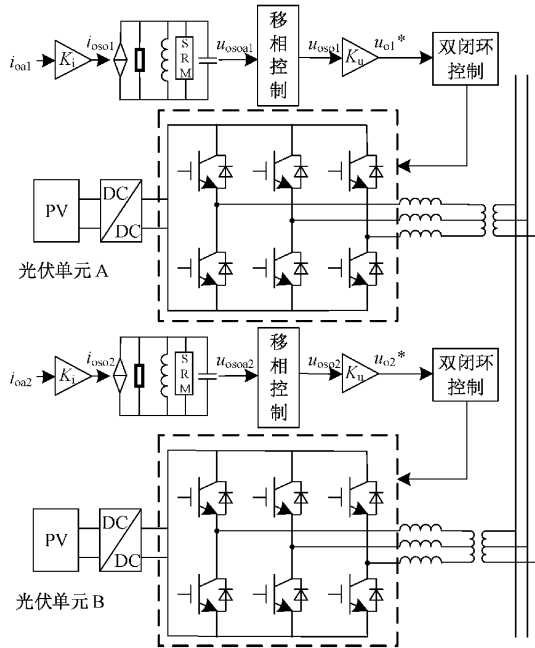


图 8 基于虚拟振荡器的自同步控制拓扑

4.2 三相两虚拟振荡器的并联逆变器自同步控制策略

基于虚拟振荡器的微电网自同步控制结构,设计控制策略。

基于虚拟振荡器的自同步控制拓扑,逆变器的虚拟振荡电路输出电压 u_{osc1} 、 u_{osc2} 作为控制参考值,利用振荡电路输出单相电压参考信号,经过三相移相电路,输出符合微电网黑启动过程控制器的三相信号,经双闭环控制环节和 PWM 环节控制,输出正弦电压,自适应调整光伏单元 A、B

相位同步。

光伏单元 A、B 由于地理位置和性能等因素存在延时并网和运行过程相位差时,采集各自逆变器输出 A 相电流 i_{oa1} 、 i_{oa2} ,作为各虚拟振荡器的输入,自适应调整。

虚拟振荡器控制的多逆变器并联相当于虚拟振荡器电路的并联,虚拟振荡器振荡电路的等效电路如图 9 所示^[19]。 u_{osc1} 、 u_{osc2} 为两并联电路端口电压; i_{s1} 、 i_{s2} 为两控制单元输出电流; Z_{osc1} 、 Z_{osc2} 为两并联电路等效阻抗; i_{zosc1} 、 i_{zosc2} 为流过 Z_{osc1} 、 Z_{osc2} 电流; Z_1 、 Z_2 为两电路等效串联阻抗; Z_a 为两电路连接线路等效阻抗; i_{circle} 为电流环流。

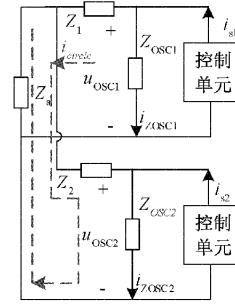


图 9 基于 VOC 并联等效电路

当两逆变器输出电压 u_{osc1} 与 u_{osc2} 存在相位差时,并联瞬间产生环流 i_{circle} ,系统特性为:

$$\begin{cases} i_{zosc1} = i_{s1} - i_{circle} \\ i_{zosc2} = i_{s2} + i_{circle} \\ u_{osc1} = i_{zosc1} \times Z_{osc} \\ u_{osc2} = i_{zosc2} \times Z_{osc} \end{cases} \quad (7)$$

设置两虚拟振荡器参数 Z_{osc1} 、 Z_{osc2} 相同,采集两逆变器输出 A 相电流 i_{oa1} 、 i_{oa2} 作为虚拟振荡电路电源控制量,基于虚拟振荡器的自同步特性,自适应调整式(7)电流 i_{zosc1} 、 i_{zosc2} ,两逆变器电流向靠近方向调整, u_{osc1} 与 u_{osc2} 差异减小,环流 i_{circle} 降低。同步电压信号 u_{osc1} 、 u_{osc2} 通过移相环节转换为三相控制信号,经双闭环控制环节、PWM 环节控制,两逆变器端口电压相位趋于一致,实现基于 VOC 的两光伏单元输出电压的自同步。

5 光储微电网黑启动控制策略的验证实验设计与分析

5.1 光储微电网参数设计

参考某风光储电站实际工况,基于 MATLAB/Simulink,建立如图 2 的微电网结构仿真模型。容量为 64 kAh 的储能单元和 200 kW 的光伏发电单元(光伏 A 和光伏 B)联合供电,关键参数如表 2 所示。

根据系逆变器及母线电压,基于式(6),确定虚拟振荡器参数: f_{sw} 为 100 000 rad/s。

黑启动零起升压过程如 2.1 节所述。设计基于变 d 轴电压改进 V/f 控制策略储能单元的母线升压实验验证方案、基于虚拟振荡器的光伏逆变器相位同步实验验证方案、

表 2 微电网黑启动仿真模型关键参数

系统	参数	数值
虚拟振荡器	虚拟谐振电阻/ Ω	1.092 9
	虚拟谐振电感/H	$2.251 6 \times 10^{-6}$
	虚拟谐振电容/F	1×10^{-6}
	受控源电导率	1
	K_r	1
	K_u	1
微电网	母线电压/kV	35
光伏单元	额定功率/kW	200
	输出电压/V	260
储能单元	储能容量/kAh	64
	低压侧电压/V	660
	直流侧电容/F	0.2
负载单元	必要负载/kW	700
	次要负载/kW	100

基于储能单元黑启动功率平衡实验验证方案,验证黑启动控制策略的可行性。

5.2 基于变 d 轴电压参考值的改进 V/f 控制策略的母线升压验证实验方案设计和分析

考虑微电网黑启动 e_{dref} 赋值方式和光伏单元运行环境因素,设计 3 组对比实验方案,如表 3 所示。方案 1 中 e_{dref} 赋值固定为额定 660 V;方案 2、3 中 e_{dref} 根据式(2)进行赋值,如图 10 所示。

表 3 基于改进 V/f 控制策略的实验方案

方案	光伏单元 A/B	光伏单元 A/B	是否改进 e_{dref}
	光伏辐照度/ $(W \cdot m^{-2})$	温度/ $^{\circ}C$	
1	1 000/800	25/25	否
2	1 000/800	25/25	是
3	800/800	25/25	是

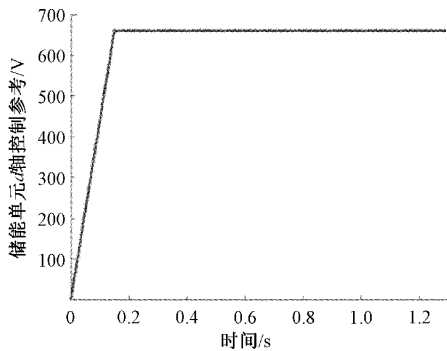
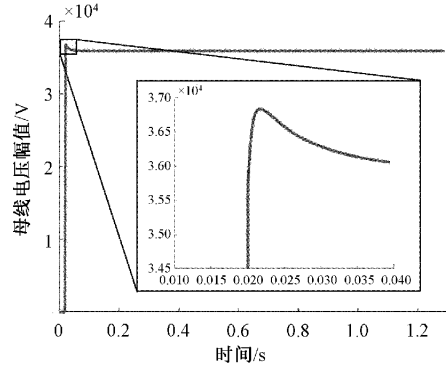
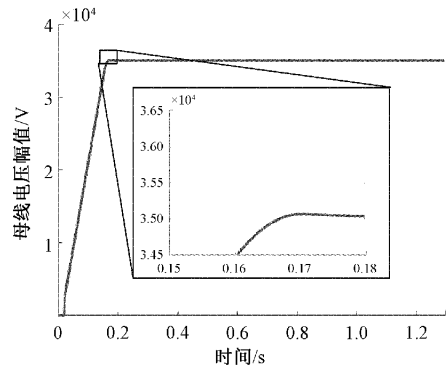


图 10 变 e_{dref} 幅值变化

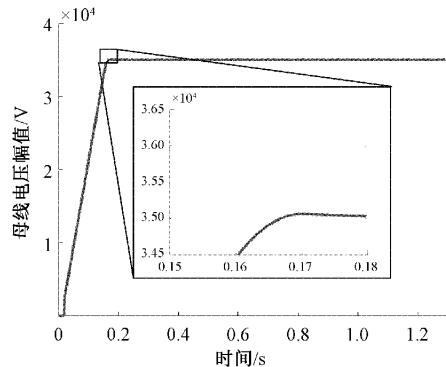
设置在 0.01 s 下发黑启动指令,基于储能单元的未改进和改进 V/f 控制策略,获取母线电压幅值变化如图 11 所示。



(a) 方案 1:1 000/800 辐照度固定 e_{dref} 微电网母线电压变化



(b) 方案 2:1 000/800 辐照度固定 e_{dref} 微电网母线电压变化



(c) 方案 3:1 000/800 辐照度固定 e_{dref} 微电网母线电压变化

图 11 微电网母线电压变化

从图 11(a)可以看出,方案 1 基于传统 V/f 控制,固定母线电压 d 轴参考值,相同参数下,与试验图 4 趋势和冲击情况基本相符,进一步验证了仿真模型的正确性。末期冲击电压可达 36.78 kV,冲击电压超过目标电压 35 kV 的 5%。经传统 V/f 控制策略调整,母线电压回落至 35 kV 的 0.5% 以内,维持稳定。

从图 11(b)和(c)可以看出,方案 2 和方案 3 基于改进 V/f 控制策略,动态改变 d 轴母线电压参考值,母线电压以 205.88 kV/s 速度上升,在 0.14 s 完成黑启动的零起升压过程,末期电压冲击均控制在 0.2% 以内。

验证结果表明,基于改进 V/f 控制策略,可实现微电网黑启动零起升压过程电压冲击的平滑,维持母线工作电压的稳定运行。

5.3 基于 VOC 的光伏逆变器相位同步性实验验证方案和分析

考虑光伏单元辐照度与温度等环境因素影响,设计 4 组实验方案,如表 4 所示,验证黑启动过程微电网自同步控制策略和黑启动实现的有效性。

表 4 基于 VOC 策略的正交实验方案

方案	光伏单元 A/B 光伏辐照度/(W·m ⁻²)	光伏单元 A/B 温度/°C	是否采用 VOC 控制策略
1	1 000/800	25/25	否
2	1 000/800	25/25	是
3	800/800	30/25	否
4	800/800	30/25	是

基于 4 种实验方案的微电网零起升压阶段两光伏单元逆变器输出电压 A 相相位差,如图 12 所示。

由图 12 可知,方案 1、2、3 和 4 分别在 0.25、0.35、0.3 和 0.35 s 内将两逆变器相位差缩小至 0.01°以内,相位差最大值分别在 0.08、0.09、0.08 和 0.07 s 呈现为 5.3°、0.78°、2.5°和 0.47°。结果表明,不同工况下,基于 VOC 策略的自同步在 0.1 s 内完成,与跟网型传统锁相环控制策略相比,最大相位差分别由 5.3°降为 0.78°、2.5°降为 0.47°,缩小了逆变器最大电压相位差,提升了同步性。

由于实际不同光伏单元并网存在时间差,设置光伏单元 A 和 B 分别在 0.07 和 0.3 s 完成并网,两光伏单元输出电流变化如图 13 所示。

由图 13 可以看出,基于方案 1 和方案 2,两光伏单元并网,分别在 0.056 和 0.054 s 出现电流冲击为 11.07 和 5.49 A,采用 VOC 控制策略实验结果与传统实验结果对比,冲击电流降低 5.58 A。经 0.25 s,并网结束,两光伏单元电流幅值均稳定在 1.8 A 左右。因此,基于 VOC 策略可减小由于并联逆变器相位不同步导致的输出端口电流冲击问题;并网过程结束,光伏单元端口电流稳定。

5.4 基于储能单元黑启动功率平衡实验验证方案设计和分析

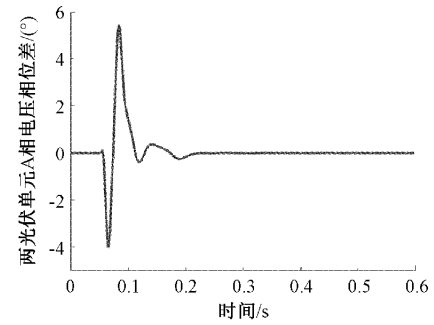
模拟微电网负荷波动,设计试验如下:

1) 0.01 s 接收黑启动信号,同时接入 700 kW 必要负荷。

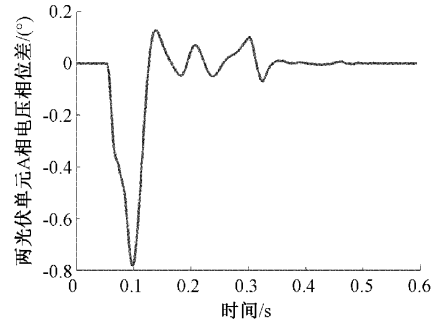
2) 考虑实际黑启动速度、多光伏单元并网短暂间隔、供电时长,母线电压提升至 35 kV 额定电压 50%时,光伏单元 A 在 0.07 s 接入,光伏单元 B 在 0.3 s 接入;考虑次要负荷类型不同,接入时间存在差异,设置微电网母线电压稳定在期望值 0.5%以内后,0.7 和 0.9 s 分别接入次要负荷 50 和 50 kW。

3) 考虑场站次要负荷切出引起的功率波动,按照次要负荷总容量 50%切除,1.1 s 切出次要负荷 50 kW。

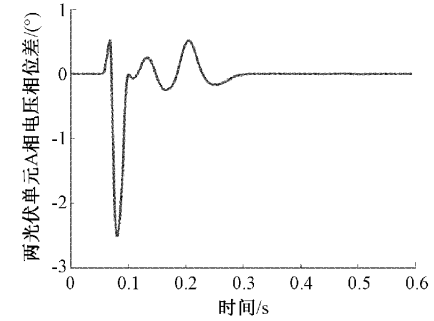
基于表 3 中的方案 2 和方案 3,微电网总功率平衡情况



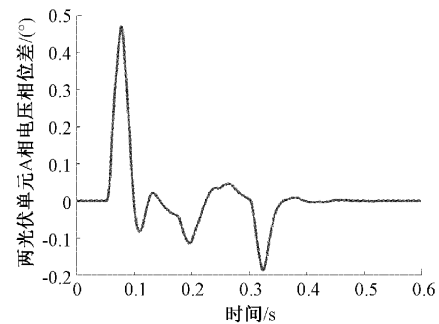
(a) 方案1 A相电压相位差



(b) 方案2 A相电压相位差



(c) 方案3 A相电压相位差



(d) 方案4 A相电压相位差

图 12 光伏单元 A 相电压相位

如图 14 所示。实线、虚线、点划线分别为负载功率、储能单元和光伏单元输出功率。

由图 14 看出,方案 2 和方案 3 中,黑启动过程 0.01 s 接入必要负荷 700 kW,储能单元自适应调整,增加输出 700 kW。两光伏单元在 0.3 s 完成并网,两方案中分别输出 170 和 150 kW,基于负荷 700 kW,储能单元调整出力分别为 530 和 550 kW。基于 VOC 策略,微电网可实现功率

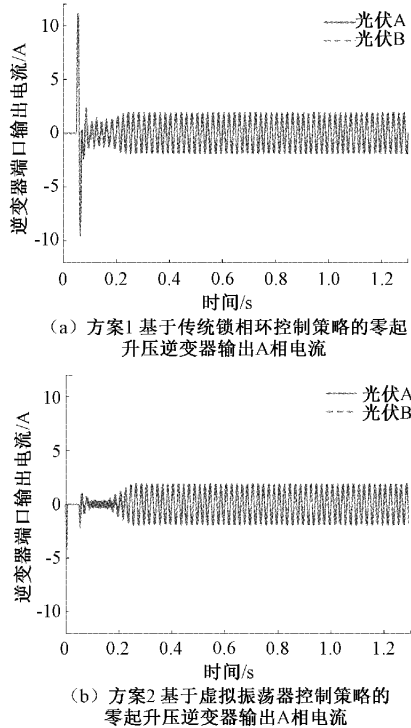


图 13 逆变器输出 A 相电流

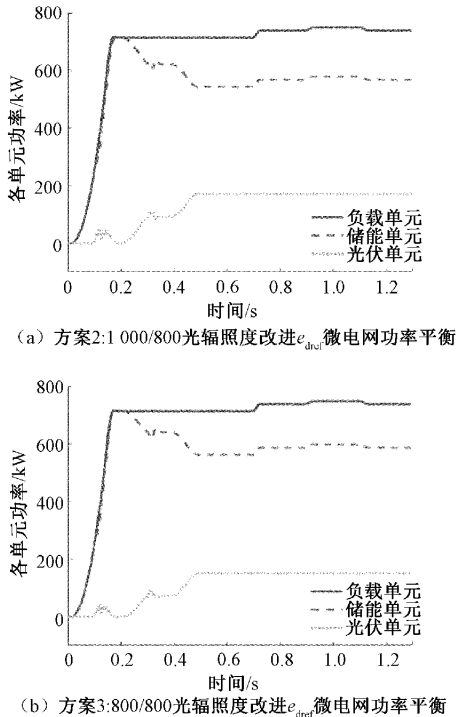


图 14 微电网黑启动稳定阶段功率平衡关系

平衡调节。

稳定运行阶段,在 0.7、0.9 和 1.1 s 设置次要负荷的切出和接入,负荷功率波动分别为 +50、+50、-50 kW。根据设计策略,由图 14 看出,弱电网环境下,基于负荷波动,储能单元参与次要负荷波动的自适应调节 +50、+50、

-50 kW,而光伏单元仍保证最大功率输出,实现了功率波动的恢复。结果表明基于提出的控制策略,可保证微电网稳定供能。

6 结 论

本文针对光储微电网中储能和光伏单元协同参与黑启动的关键技术,提出了基于变 d 轴参考值的改进 V/f 控制策略和构网型虚拟振荡器自同步控制拓扑及策略。

设计了微电网及其黑启动过程的简化模型。分析了传统 V/f 控制和锁相环控制方式下微电网黑启动过程试验中母线电压冲击过大、多并联逆变器相位差大等问题。

设计了基于变 d 轴母线电压参考值的改进 V/f 控制策略。升压阶段,引入变 d 轴母线电压参考值,电压抬升速率自适应变化,提高系统动态响应能力;稳压阶段,固定 d 轴参考值,稳定微电网运行。

提出了三相多并联逆变器并网自同步控制拓扑和策略,设计了三相移相电路,弥补虚拟振荡电路单相控制的缺陷。利用虚拟振荡电路电压自发同步特性,给出三相电路两光伏单元逆变器自同步控制过程和方法。

基于光储微电网不同工作条件,设计不同工况下黑启动过程母线升压、光伏逆变器相位同步、微电网功率平衡实验方案。结果表明,基于变 d 轴参考值的改进 V/f 控制策略,黑启动零起升压末期母线电压冲击可降低到额定电压的 0.2% 以内。相比跟网型锁相环控制策略,构网型虚拟振荡器自同步拓扑和策略可适应黑启动弱电网环境,多逆变器最大相位差分别由 5.3° 、 2.5° 降低到 0.78° 、 0.47° 。不同工况条件下,应对负荷变化,光伏单元可最大功率输出,储能单元可快速响应调整,保证功率平衡和稳定输出。

基于变 d 轴参考值的改进 V/f 控制策略和构网型虚拟振荡器自同步控制策略可以实现微电网黑启动升压过程平滑进行。现场光伏单元运行数量较多,后续考虑分组启动顺序影响,设计大数量光伏单元并网自同步方法。

参考文献

- [1] 王建平,郑成强,徐晓冰,等. 基于卡尔曼滤波的微电网同步并网研究[J]. 电子测量与仪器学报, 2017, 31(5): 809-815.
- [2] 于会群,钟永,张浩,等. 微电网混合储能系统控制策略研究[J]. 电子测量与仪器学报, 2015(5): 730-738.
- [3] 王鑫,张雨杰. 基于自适应 CKF 的姿态数据融合算法[J]. 电子测量技术, 2019, 42(3): 17-21.
- [4] 程逸帆,乔飞,侯珂,等. 区域微电网群两级能量调度策略优化研究[J]. 仪器仪表学报, 2019, 40(5): 68-77.
- [5] JAIN H, SEO G S, LOCKHART E, et al. Blackstart of power grids with inverter-based resources[C]. 2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting(PESGM), IEEE, 2020: 1-5.

- [6] 余进,刘亚锦,刘志坚,等. 骨干网架电力恢复研究[J]. 电子测量技术,2019,42(19):19-24.
- [7] 杨荣,赵兴勇,赵钰彬,等. 一种适用于微电网黑启动的改进微源电压控制策略[J]. 可再生能源,2019,37(10):1504-1510.
- [8] 杨苹,许志荣,郑群儒,等. 复杂拓扑结构光储型微电网黑启动策略[J]. 电力系统保护与控制,2016,44(15):142-149.
- [9] 朱凌燕,潘再平,许国东. 采用改进虚拟同步控制的双馈型风电场黑启动方案[J]. 太阳能学报,2021,42(4):162-167.
- [10] 林加阳,周伟豪,易永利,等. 含有大量感性负荷的海岛微电网黑启动优化策略[J]. 重庆大学学报,2021,44(8):76-90.
- [11] 许诤翔,刘威,刘树,等. 电力系统变流器构网控制技术的现状与发展趋势[J]. 电网技术,2022,46(9):3586-3595.
- [12] 屠勇,苏建徽,杜燕,等. 基于虚拟振荡器的微网逆变器并联系统分析[J]. 电力自动化设备,2017,37(9):24-30. 1006-6047.
- [13] LU M, SEO G S, SINHA M, et al. Adaptation of commercial current-controlled inverters for operation with virtual oscillator control[C]. 2019 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition(APEC), IEEE, 2019: 3427-3432.
- [14] 桑顺,齐琛,张新松,等. 永磁直驱风电机组的构网型控制与黑启动[J]. 电网技术,2022,46(8):3168-3180.
- [15] NGUYEN Q, VALLEM M R, VYAKARANAM B, et al. Control and simulation of a grid-forming inverter for hybrid PV-battery plants in power system black start[C]. 2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting(PESGM), IEEE, 2021: 1-5.
- [16] 屠勇,苏建徽,杨向真,等. 虚拟振荡器控制的新型逆变器无线并联方案[J]. 中国电机工程学报,2016,36(15):4184-4192.
- [17] ROSSO R, ANDRESEN M, ENGELKEN S, et al. Analysis of the interaction among power converters through their synchronization mechanism[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, 34(12):12321-12332.
- [18] 魏琦,钱强,谢少军,等. 基于虚拟振荡器的无互联线载波同步控制策略[C]. 中国电源学会第二十三届学术年会,2019:1181-1186.
- [19] 屠勇. 基于虚拟振荡器控制的逆变器无互联线并联技术研究[D]. 合肥:合肥工业大学,2017.

作者简介

赵靖英,博士,教授,主要研究方向为智能电网、电力设备可靠性理论及应用。

E-mail:zhaojy931@hebut.edu.cn

高天傲,硕士研究生,主要研究方向为智能电网。

E-mail:gaotianao312@qq.com

张文煜,硕士研究生,主要研究方向为微新能源发电及运行控制技术研究。

E-mail:zhang.wyu@hotmail.com