

基于虚拟惯性控制的光伏直流微电网稳定性分析

王家乾¹,赵晋斌²,曾志伟¹,毛玲¹,屈克庆¹

(1. 上海电力大学 电气工程学院,上海 200090;2. 上海电力大学 海上风电研究院,上海 200090)

摘要:在“双碳”目标下,直流微电网呈现低惯性特性,这对系统稳定运行造成不利影响。建立基于母线节点导纳网络的负反馈模型,利用其等效开环函数对系统稳定性进行分析。针对系统稳定裕度不足,提出将虚拟惯性控制引入光伏单元,实现光照变化较大情况下的母线电压平滑输出。理论分析与实验结果表明,所提控制方法在保证光伏利用率的基础上,对母线电压波动的抑制效果明显。

关键词:直流微电网;母线节点导纳网络;小干扰稳定性;虚拟惯性控制

中图分类号:TM712

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202308013

0 引言

在“双碳”目标下,光伏、储能大量应用,建筑直流化成为未来发展趋势。建筑内部的充电装置及直流用电设备占比较高,直流微电网作为主要的供电系统,具有AC/DC变换环节较少、系统转换效率高、线损低、无需无功功率及频率控制等优势,有较大的发展潜力^[1]。光伏是直流建筑的主要电能来源,光伏发电可满足基本用电需求,实现建筑内少消耗或不消耗传统能源。但直流微电网的主要装置为光伏、储能及其电力电子变流器等静止发电单元,无旋转动能,系统惯性较低^[2],光伏实际输出功率受环境温度、光照强度、遮光率等因素影响,有较大的波动性,光伏渗透率的提高对系统稳定有不利影响^[3-4],因此,亟需对光伏直流微电网进行稳定性分析并对系统稳定性提升方法开展研究。

直流系统的小信号稳定性分析方法主要有特征值分析法、阻抗法等^[5]。特征值分析法需要建立整个系统的状态空间模型,但多变流器系统的矩阵模型较复杂,参数计算和分析难度较大^[6]。而阻抗法基于子系统的外特性对系统稳定性进行分析,不需要了解系统内部结构及参数配置,因而广泛应用于直流微电网的稳定性分析^[7-8]。文献[9]建立变流器的等效矩阵方程,并利用节点导纳矩阵表示系统网络特征,简化了系统传递函数的计算,但该方法不适用于多变流器直流微电网。针对多变流器直流系统

的稳定性分析,文献[10]提出若所有变流器的导纳之和没有右半平面(right half plane,RHP)极点则系统稳定的全局导纳判据,但未考虑线路阻抗网络对系统稳定性的影响。上述研究均未考虑光伏接入引起的系统稳定性问题。

文献[11]分析光伏渗透率及光伏接入点对系统静态电压稳定性的影响,但未考虑光伏单元在光照强度变化下对系统的动态影响。文献[12]通过分析并网状态下直流侧系统参数及控制参数对系统稳定性的作用发现,直流侧并网电容影响功率振荡频率,比例积分(proportional integral,PI)参数影响功率振荡幅值,但该结论不适用于离网状态下的直流微电网,针对该问题,文献[13]利用阻抗法对含储能和恒功率负载(constant power load,CPL)的多变流器直流系统进行稳定性分析,但文献[12-13]均未考虑光伏模块的动态特性,与工程实际不符。上述研究对含光伏单元的系统进行了稳定性分析,但未提出提升稳定性的方法。

由于直流微电网惯性较低,在源侧输入功率波动或负荷侧频繁切换的情况下,母线电压波动幅度较大,这会导致系统稳定性问题。发电机旋转机械特性具有较大的惯性,可平滑地输出电能,系统稳定性较高,因此,虚拟同步发电机(virtual synchronous generator,VSG)控制在提高微电网稳定性方面得到广泛应用。文献[14]结合阻尼与虚拟惯性控制,在稳态及小扰动情况下利用阻尼减小电压振荡幅值,在大扰动情况下利用虚拟惯性控制阻止母线电压突变。文献[15]通过类比直流电机动态调速的物理过程对储能侧变流器的控制进行改进,提高了系统动态响应能力。上述研究主要是通过对储能或负载的虚拟惯性控制提升稳定性,但未考虑对直流微电网中微源如光伏发电单元的虚拟惯性控制。文献[16]通过划分母线电压等级切换光伏侧变流器的最大功率控制和虚拟惯性控制,弃光率较高。文献[17]在光伏直流微电网中采用变流器级联,利用前级实现

收稿日期:2023-05-27;修回日期:2023-07-29

在线出版日期:2023-08-17

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52177184);上海市2021年度“科技创新行动计划”科技支撑碳达峰碳中和专项(第一批)(21DZ1207502)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(52177184) and Shanghai Science and Technology Innovation Action Plan for 2021:Special Project on Scientific Support Carbon Peak and Carbon Neutrality(1st Batch)(21DZ1207502)

最大功率控制,在后级采用虚拟惯性控制,在保证光伏利用率的基础上提升了系统稳定性,但增加了硬件设备和成本。

为克服上述方法对多变流器光伏直流微电网稳定性分析的局限性,本文基于母线节点导纳网络建立系统负反馈模型,提出一种基于等效开环传递函数的系统小扰动稳定性分析方法。首先,研究光照强度和CPL对系统稳定性的影响;然后,为进一步提高系统的稳定裕度,在光伏单元中引入虚拟惯性控制,并分析虚拟电容对系统稳定性的影响;最后,通过实验证明所提方法的准确性和有效性,结果表明,在光照强度变化较大的情况下,所提方法能够有效减小直流母线电压的波动幅值。

1 光伏直流微电网的导纳网络结构

1.1 直流微电网的拓扑结构

光伏直流微电网的基本结构主要由光伏、储能、CPL及其电力电子变流器等构成,如图1所示。图中: P_{PV} 为光伏单元的输出功率; P_E 为储能的充放电功率; P_{CPL} 为CPL吸收功率。光伏单元采用Boost变流器;储能单元采用Buck-Boost变流器,当 $P_{PV} < P_L$ 时,储能单元释放功率,反之,储能单元吸收功率;CPL采用Buck变流器。

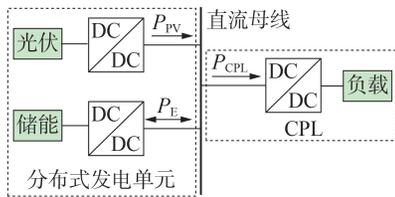


图1 直流微电网结构示意图

Fig.1 Schematic diagram of DC microgrid

1.2 导纳网络模型的建立

根据控制方式可将直流微电网的微源分为直流电压控制的等效广义电压源(generalized voltage source, GVS)和功率控制的等效广义电流源(generalized current source, GCS)2类。直流微电网的结

构可以简化为由GVS、GCS以及线路阻抗网络构成,系统等效结构图以及GVS、GCS的小信号模型如附录A所示。其中:GVS子系统采用电压源串联阻抗的Thevenin等效模型;GCS子系统采用电流源并联导纳的Norton等效模型^[18]。直流微电网的小信号等效模型如图2所示。图中: $Y_{o,i}$ ($i=1, 2, \dots, n$)为输出导纳, n 为GVS总数; $Z_{o,i}=1/Y_{o,i}$ 为输出阻抗; $\Delta u_{o,i}$ 为GVS_{*i*}的输入扰动; $Y_{i,j}$ ($j=1, 2, \dots, m$)为输入导纳, m 为GCS总数; $\Delta i_{i,j}$ 为GCS_{*j*}的输入扰动; Δi_r 、 Δu_r ($r=1, 2, \dots, n+m$)分别为小扰动下节点 t_r 处的电流、电压。每个GVS和GCS的等效电路均包含1个输入扰动,因此,对每个DC-DC变流器均保留连接到母线侧的等效电路部分,即包含所有的输入扰动,以简化电路分析。

1.3 小信号稳定性判据

GVS子系统的Thevenin等效模型可用Norton模型代替(仅用于系统建模,不影响系统稳定性分析),如图2所示。系统节点导纳矩阵可表示为:

$$\tilde{I} = (Y + Y_{net}) \tilde{U} \quad (1)$$

式中: \tilde{I} 为注入电流矩阵; Y 为母线侧变流器的导纳矩阵; Y_{net} 为线路阻抗网络的母线节点导纳矩阵; \tilde{U} 为母线节点电压矩阵。 \tilde{I} 、 Y 、 \tilde{U} 的表达式如式(2)所示。

$$\begin{cases} \tilde{I} = (Y_{o,1} \Delta u_{o,1}, \dots, Y_{o,n} \Delta u_{o,n}, -\Delta i_{i,1}, \dots, -\Delta i_{i,m})^T \\ Y = \text{diag}(Y_{o,1}, \dots, Y_{o,n}, Y_{i,1}, \dots, Y_{i,m}) \\ \tilde{U} = (\Delta u_1, \dots, \Delta u_n, \Delta u_{n+1}, \dots, \Delta u_{n+m})^T \end{cases} \quad (2)$$

令:

$$\begin{cases} Z_o = \text{diag}(Z_{o,1}, \dots, Z_{o,n}, -1, \dots, -1) \\ Y_i = \text{diag}(1, \dots, 1, -Y_{i,1}, \dots, -Y_{i,m}) \\ \tilde{j} = (\Delta u_{o,1}, \dots, \Delta u_{o,n}, \Delta i_{i,1}, \dots, \Delta i_{i,m})^T \end{cases} \quad (3)$$

式中: Z_o 为输出阻抗矩阵; Y_i 为输入导纳矩阵; \tilde{j} 为输入扰动。

联合式(2)、(3)得式(4)、(5)。

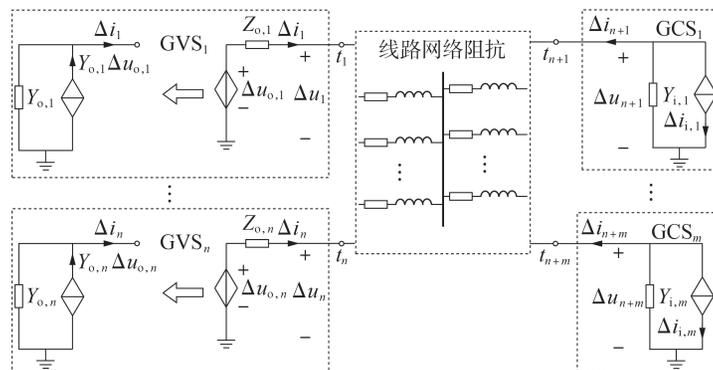


图2 直流微电网的小信号等效模型

Fig.2 Small-signal equivalent model of DC microgrid

$$\tilde{I} = Z_o^{-1} \tilde{j} \quad (4)$$

$$Y = Z_o^{-1} Y_i \quad (5)$$

将式(4)、(5)代入式(1),得到导纳网络的负反馈模型(推导过程如附录B所示),如图3所示。

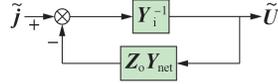


图3 系统负反馈模型

Fig.3 System negative feedback model

由图3可知,直流母线节点导纳网络负反馈模型的开环传递函数 $G = Y_i^{-1} Z_o Y_{net}$ 。由经典控制理论可知,当变流器稳定运行时,式(A1)和式(A2)中2个 2×2 阶矩阵中的传递函数不存在RHP极点,即 Z_o 和 Y_i 不存在RHP极点。根据无源系统理论可知,开环传递函数 G 中也不存在RHP极点^[19]。

根据上述分析可知,节点导纳网络模型的等效开环函数是稳定的。基于多变量频域理论,采用广义Nyquist判据分析负反馈模型的稳定性:光伏直流微电网小扰动稳定的充分必要条件是 G 的特征值轨迹包围临界点 $(-1, 0)$ 的逆时针圈数 N_+ 等于顺时针圈数 N_- 。

2 光伏变换器阻抗模型

为分析小扰动时光伏直流微电网的稳定性,建立光伏单元小信号数学模型。同理,可建立储能单元及CPL单元的小信号模型^[13]。光伏单元拓扑结构如图4所示,包括光伏电池、Boost变流器及传统控制模块。图中: u_{pv} 、 i_{pv} 分别为光伏电池的输出电压、电流; C_{pv1} 为光伏电池侧电容; $i_{L_{pv}}$ 为流过电感 L_{pv} 的电流; d_{pv} 为开关器件的占空比; i_b 为流过二极管的电流; i_c 为流过出口电容 C_{pv2} 的电流; u_{pvdc} 、 i_{pvdc} 分别为Boost变流器的输出电压、电流; C_v 为虚拟电容; U_{dc} 为直流母线电压额定值; K_v 为下垂系数; D_u 为电压阻尼系数; P_D 为流向变流器出口电容 C_{pv2} 的有功功率。

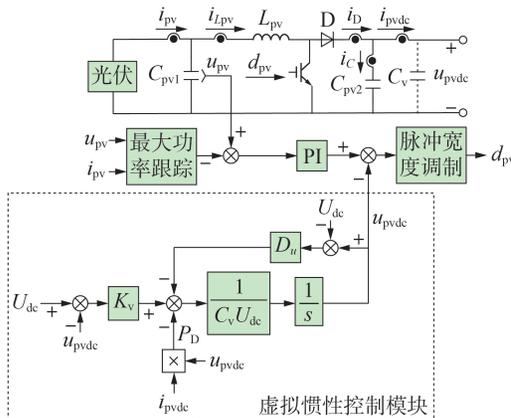


图4 光伏单元拓扑结构

Fig.4 Topological structure of photovoltaic unit

基于文献[20]中光伏电池 u_{pv} 与 i_{pv} 之间的数学模型,由实际运行状态推导出光伏单元的简化数学模型,推导过程如附录C所示。

光伏变流器主电路的状态变量可写为在最大功率点处的稳态量与小扰动之和,小信号扰动下光伏变流器的线性化模型为:

$$C_{pv1} d\Delta u_{pv} / dt = \Delta i_{pv} - \Delta i_{L_{pv}} \quad (6)$$

$$L_{pv} d\Delta i_{L_{pv}} / dt = \Delta u_{pv} - (1 - D_{pv}) \Delta u_{pvdc} + U_{pvdc} \Delta d_{pv} \quad (7)$$

$$C_{pv2} d\Delta u_{pvdc} / dt = -\Delta i_{pvdc} + (1 - D_{pv}) \Delta i_{L_{pv}} + I_{L_{pv}} \Delta d_{pv} \quad (8)$$

式中: Δi_{pv} 、 Δu_{pv} 分别为光伏电池电流、电压的扰动量; $I_{L_{pv}}$ 、 $\Delta i_{L_{pv}}$ 分别为流过Boost变流器电感 L_{pv} 的电流稳态值及其扰动量; D_{pv} 、 Δd_{pv} 分别为传统控制的占空比稳态值及其扰动量; U_{pvdc} 、 Δu_{pvdc} 分别为光伏单元变流器输出电压稳态值及其扰动量; Δi_{pvdc} 为光伏单元变流器直流侧输出电流扰动量。

采用传统控制的光伏单元变流器如图4所示,可以得到小信号扰动下的电压环为:

$$\Delta d_{pv} = g_{pv} (\Delta u_{pv} - \Delta u_{mp}) \quad (9)$$

式中: $g_{pv} = k_{ppv} + k_{ipv} / s$ 为Boost变流器的PI控制器参数, k_{ppv} 和 k_{ipv} 分别为对应的比例增益和积分增益; Δu_{mp} 为光伏电池在最大功率点处的电压扰动量。

对式(6)~(8)进行拉氏变换后,可得到传统控制下光伏单元的输出阻抗 Z_{pv} 为:

$$Z_{pv} = \frac{G_{uipv} g_{pv} (1 - \eta) G_{udpv}}{1 - g_{pv} (1 - \eta) T_{udpv}} + Z_{opv} \quad (10)$$

式中: G_{uipv} 为 i_{pvdc} 到 u_{pv} 之间的传递函数, G_{udpv} 为 d_{pv} 到 u_{pvdc} 之间的传递函数, T_{udpv} 为 d_{pv} 到 u_{pv} 之间的传递函数, Z_{opv} 为 i_{pvdc} 到 u_{pvdc} 之间的传递函数,各传递函数表达式如附录D所示; $\eta = k_{pv} k_{mp}$, k_{pv} 、 k_{mp} 为系数。

3 光伏直流微电网稳定性分析

在实际工况中,光伏电池输出功率受环境温度以及光照强度的影响。环境温度的变化时间尺度较长,对光伏输出功率的影响较小;光照强度短时变化明显,受遮挡物等因素影响,光伏输出功率波动幅度较大。为减小光伏单元输入功率波动对系统稳定性的影响,本文提出在光伏单元中引入虚拟惯性控制。

3.1 光伏功率波动对稳定性的影响

由图4可知,当光伏单元采用传统控制时,最大功率点随光照强度的变化而移动。根据光伏电池的输出特性,不同光照强度下最大功率点处的电压变化范围较小,而最大功率点处的输出电流随着光照强度的增大按一定比例增加,结合式(10)可知,随着光照强度的增大,光伏单元输出阻抗减小,如图5所示。

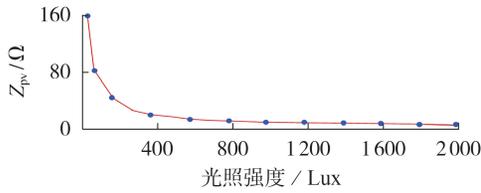


图5 光照强度变化时的光伏单元输出阻抗
Fig.5 Output impedance of PV unit when light intensity changes

不同光照强度下的系统广义Nyquist曲线如图6所示。根据广义Nyquist理论可知,负荷侧阻抗不变,源侧阻抗降低,系统Nyquist曲线远离点(-1,0),系统稳定性增强。由图6可知,随着光照强度的增大,系统Nyquist曲线先靠近点(-1,0)(光照强度从200 Lux到1000 Lux),后远离点(-1,0)(光照强度大于1000 Lux),与输出阻抗的分析结果一致。

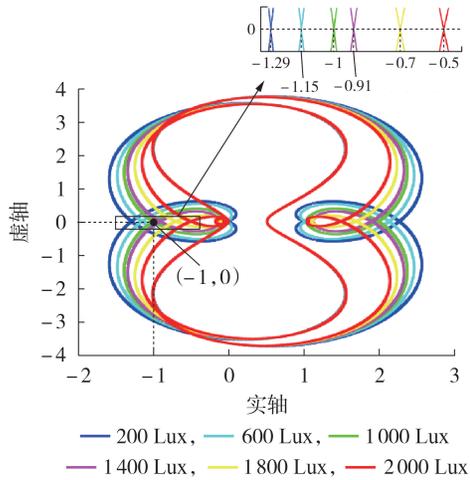


图6 光照强度对系统稳定性的影响

Fig.6 Influence of light intensity on system stability

3.2 CPL对系统稳定性的影响

CPL采用恒定功率控制,母线电压变化不影响负载变流器的吸收功率。由于CPL具有负阻抗特性,负载功率的增加不利于系统稳定^[21]。不同CPL的系统Nyquist曲线如图7所示。

由图7可知,随着 P_{CPL} 的增加,系统Nyquist曲线先靠近点(-1,0),后远离点(-1,0),稳定裕度不断减小,系统稳定性降低。

3.3 基于虚拟惯性控制的稳定性提升方法

根据3.1节的分析可知,光伏单元输出阻抗与光照强度呈负相关,光照强度变化时,系统稳定性降低。为增加系统惯性,交流系统中采用的VSG技术通过构造同步发电机转子运动方程和定子电气方程控制变流器的输出,模拟同步发电机的惯性、阻尼特性及一次调频特性,其中转子运动方程(同步发电机的极对数为1)可表示如式(11)所示。

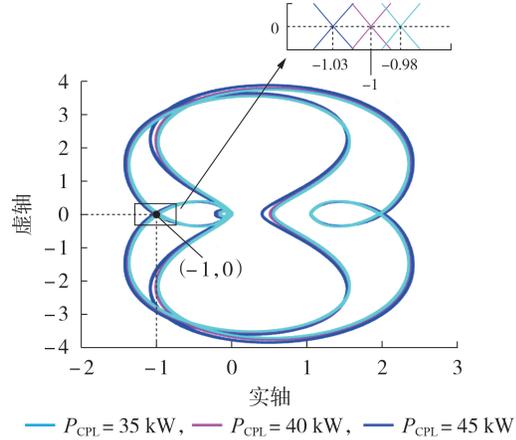


图7 CPL对系统稳定性的影响

Fig.7 Influence of CPL on system stability

$$P_o - P_e - D_\omega(\omega - \omega_0) = J\omega_0 \frac{d\omega}{dt} \quad (11)$$

式中: P_o 为输出功率; P_e 为电磁功率; D_ω 为频率阻尼系数; ω 、 ω_0 分别为发电机实际角速度和电网额定角速度; J 为转动惯量。

由式(11)可知,当发电机的输出功率 P_o 突然变化时,由于转动惯量 J 和阻尼系数 D_ω 的作用,发电机实际角速度 ω 缓慢变化。在直流微电网中,抑制直流母线电压波动是提升系统稳定性的主要方法,因此,以 P_{PV} 代替 P_o ,以 P_D 代替 P_e ,以 u_{pvdc} 代替 ω ,以 D_u 代替 D_ω ,以 U_{dc} 代替 ω_0 ,以 C_{pv2} 和 C_v 合并后的等效电容 C_{dev} 代替 J ,即可得到与式(11)类似的直流母线电压虚拟惯性控制方程,即:

$$P_{PV} - P_D - D_u(u_{pvdc} - U_{dc}) = C_{dev} U_{dc} \frac{du_{pvdc}}{dt} \quad (12)$$

控制方式如图4中虚拟惯性控制模块所示。在光伏单元中引入虚拟惯性控制后,当光伏功率波动 ΔP_{PV} 时,虚拟电容可平抑母线电压波动,即:

$$\Delta P_{PV} = C_v U_{dc} \frac{du_{pvdc}}{dt} \quad (13)$$

结合式(10)和式(12),光伏单元变流器的小信号控制框图如图8所示。

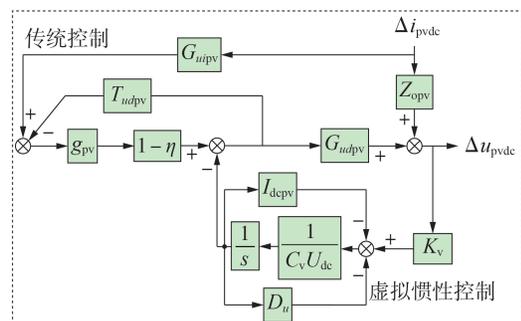


图8 光伏单元变流器的小信号控制框图

Fig.8 Small signal control block diagram of PV unit converter

由图 8 可得引入虚拟惯性控制的光伏单元闭环输出阻抗 Z_{outpv} , 如式(14)所示。

$$\begin{cases} Z_{\text{outpv}} = G_{\text{upv}} \frac{g_{\text{pv}}(1-\eta)G_{\text{uv}}}{1-g_{\text{pv}}(1-\eta)G_{\text{uv}} \frac{T_{\text{udpv}}}{G_{\text{udpv}}}} + \frac{Z_{\text{opv}}}{1+G_v G_{\text{udpv}}} \\ G_{\text{uv}} = \frac{G_{\text{udpv}}}{1+G_v G_{\text{udpv}}} \\ G_v = \frac{K_v}{sC_v U_{\text{dc}} + I_{\text{pvdc}} + D_u} \end{cases} \quad (14)$$

式中: G_v 为虚拟惯性控制的传递函数; G_{uv} 为引入虚拟惯性控制后 d_{pv} 到 u_{pv} 的传递函数; I_{pvdc} 为光伏单元变流器输出电流稳态值。

对式(12)进行拉氏变换得到:

$$u_{\text{pvdc}}(s) = \frac{P_{\text{pv}} - P_{\text{D}} + D_u U_{\text{dc}}}{sC_{\text{dev}} U_{\text{dc}} + D_u} \quad (15)$$

由式(15)可知: 采用虚拟惯性控制的 $u_{\text{pvdc}}(s)$ 在频域范围为一阶惯性输出; U_{dc} 为常数, 在 D_u 一定的情况下, C_v 越大, 母线电压输出越平滑。

4 算例分析

为验证本文所提方法的有效性, 利用 RT-LAB 硬件在环实验平台建立六阶多变流器模型, 其中, 2 组光伏单元经 Boost 变流器与直流母线相连, 2 组储能单元经 Buck-Boost 变流器与直流母线相连, 2 组 CPL 经 Buck 电路与直流母线相连。直流母线电压为 400 V, 开关频率 $f_s = 10$ kHz。对光伏直流微电网进行实验分析, 在 DSPTMS320F2812 中编写控制程序, OP5700 仿真器模拟的硬件拓扑包含各微源、变流器及线路阻抗, 利用示波器对输出波形进行观测。实验直流系统拓扑结构、实验平台及详细实验参数如附录 E 所示。

4.1 系统稳定性分析

设定光伏单元工作在标况 ($T_n = 298$ K, 光照强度为 1000 Lux), 光伏单元分别采用传统控制、虚拟直流机 (virtual DC machine, VDCM) 控制^[22] 和虚拟惯性控制 ($C_v = 0.15$ F) 的系统 Nyquist 曲线如图 9 所示。由图可知: 光伏单元采用传统控制时的系统 Nyquist 曲线临近点 $(-1, 0)$, 系统稳定裕度不足; 光伏单元采用 VDCM 控制和虚拟惯性控制时的系统 Nyquist 曲线均在点 $(-1, 0)$ 的右边, 且光伏单元采用虚拟惯性控制时的系统 Nyquist 曲线距离点 $(-1, 0)$ 更远, 系统稳定裕度最大。

光伏单元采用虚拟惯性控制时, 不同光照强度下的系统 Nyquist 曲线如图 10 所示。由图可知: 不同光照强度下的系统 Nyquist 曲线均不包围点 $(-1, 0)$, 系统稳定运行; 随着光照强度的增大, 系统 Nyquist 曲线远离点 $(-1, 0)$, 系统稳定裕度增加。

考虑 CPL 对系统稳定性的影响, 光伏单元采用虚拟惯性控制时的系统 Nyquist 曲线如图 11 所示。

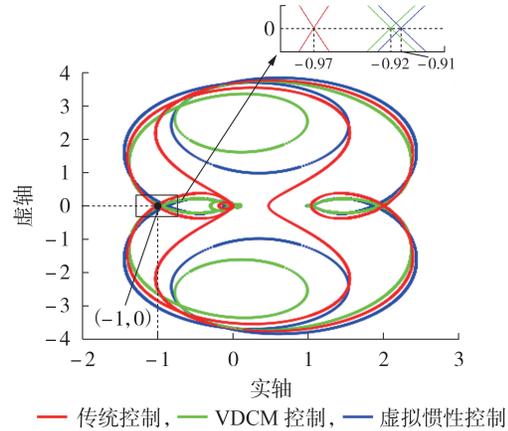


图 9 光伏单元采用不同控制方法时的系统稳定性
Fig.9 System stability when photovoltaic unit adopts different control methods

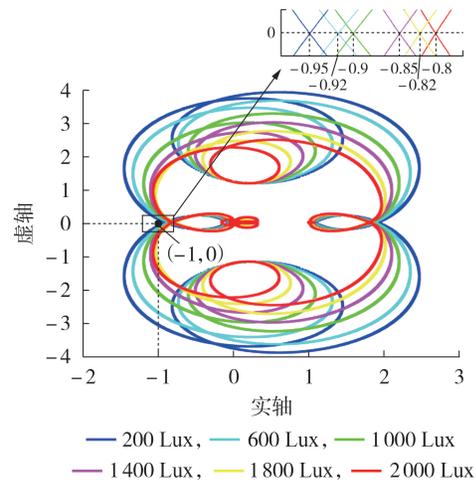


图 10 光伏单元采用虚拟惯性控制时光照强度对系统稳定性的影响
Fig.10 Influence of light intensity on system stability when photovoltaic unit adopts virtual inertia control

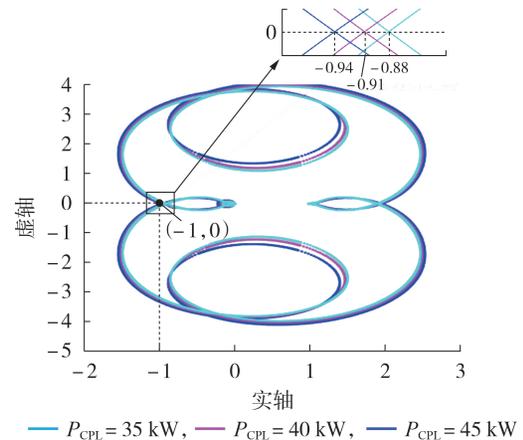


图 11 光伏单元采用虚拟惯性控制时 CPL 对系统稳定性的影响
Fig.11 Influence of CPL on system stability when photovoltaic unit adopts virtual inertia control

由图可知, 系统 Nyquist 曲线随着 P_{CPL} 的增加向点

$(-1, 0)$ 移动,系统稳定裕度降低,但系统Nyquist曲线均在点 $(-1, 0)$ 右侧,系统稳定。

设定光伏模块工作在标准工况下,虚拟电容分别为0.05、0.1、0.2、0.4、0.8、1 F时的系统Nyquist曲线如图12所示。

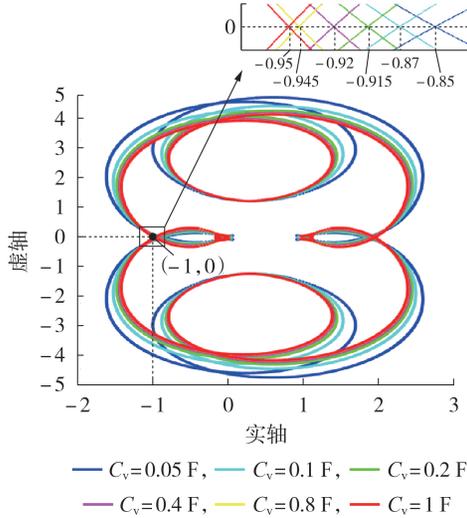


图12 C_v 对系统稳定性的影响

Fig.12 Influence of C_v on system stability

由图12可知,随着虚拟电容从0.05 F增至1 F,系统Nyquist曲线向点 $(-1, 0)$ 移动,但曲线没有包围点 $(-1, 0)$,系统稳定。

4.2 实验验证

0.6~0.9 s,光照强度发生变化(100~2 500 Lux),光伏单元分别采用传统控制和虚拟惯性控制($C_v=0.15$ F)时的直流母线电压瞬时值 u_{dc} 如图13所示。

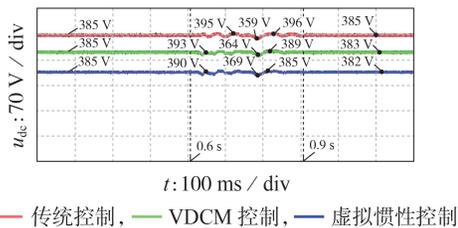


图13 光照强度变化下的直流母线电压实验波形

Fig.13 Experimental waveforms of DC bus voltage when light intensity changes

由图13可知:光伏单元采用传统控制时,在0.6~0.9 s,直流母线电压随着光照强度的变化而波动,波动范围为稳态值的93.2%~102.9%;光伏单元采用VDCM控制时,直流母线电压波动范围为稳态值的94.5%~102.2%;光伏单元采用虚拟惯性控制时,直流母线电压波动范围为稳态值的96.3%~101.2%,变化幅度最小,输出较平滑。

虚拟电容分别选取0.1、0.5、1 F时的直流母线电压瞬时值 u_{dc} 如图14所示。由图可知:虚拟电容为0.1 F时,随着光照强度的变化,直流母线电压波动

较为明显;虚拟电容值为0.5 F时,直流母线电压的波动幅值明显减小,输出较平滑;虚拟电容为1 F时,光照强度变化对直流母线电压输出无影响,直流母线电压稳定输出。 P_{CPL} 在初始时刻为35 kW,在0.5 s增至40 kW,直流母线电压瞬时值 u_{dc} 如图15所示。

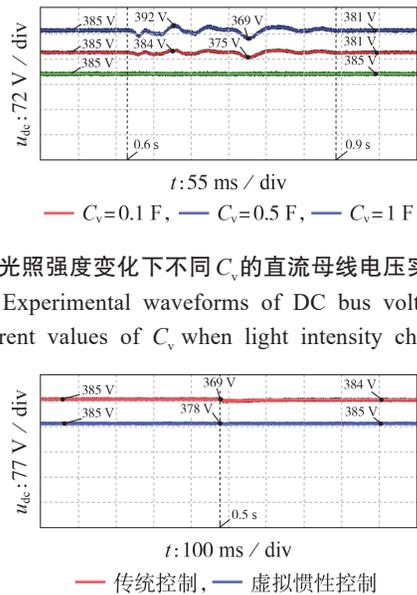


图14 光照强度变化下不同 C_v 的直流母线电压实验波形
Fig.14 Experimental waveforms of DC bus voltage with different values of C_v when light intensity changes

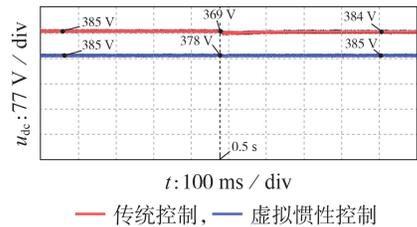


图15 负荷突增时的直流母线电压实验波形

Fig.15 Experimental waveforms of DC bus voltage when CPL increases suddenly

由图15可知:光伏单元采用传统控制时,直流母线电压在0.5 s跌落4.1%,电压恢复时间较长;光伏单元采用虚拟惯性控制时,直流母线电压跌落1.2%,变化幅度较小,电压恢复时间较短。

5 结论

为保证光伏利用率以及增加系统稳定裕度,本文基于光伏直流微电网的稳定性分析,将虚拟惯性控制引入光伏单元,结果如下。

1)建立各单元的小信号模型,推导出基于母线节点导纳网络的等效负反馈模型,并利用开环传递函数对系统稳定性进行分析,得出光伏单元输出阻抗与光照强度呈负相关,即随着光照强度的减小,光伏输出阻抗增加,这导致系统稳定裕度降低。

2)针对光伏直流微电网的弱惯性特点,本文在光伏单元中引入虚拟惯性控制,并分析虚拟电容及CPL对系统稳定性的影响。当光照强度变化时,与传统控制、VDCM控制相比,光伏单元采用虚拟惯性控制时的直流母线电压波动幅度减小,系统稳定性增强。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 江亿,郝斌,李雨桐,等.直流建筑发展路线图2020—2030(I)

- [J]. 建筑节能,2021,49(8):1-10.
- JIANG Yi,HAO Bin,LI Yutong,et al. The development roadmap of direct current buildings(2020-2030)(I)[J]. Building Energy Efficiency,2021,49(8):1-10.
- [2] 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.
- [3] 李军徽,孙大朋,朱星旭,等. 光伏高渗透率下分布式储能群间协同的电压控制策略[J]. 电力系统自动化,2023,47(10):47-56.
- LI Junhui,SUN Dapeng,ZHU Xingxu,et al. Voltage regulation strategy for distributed energy storage considering coordination among clusters with high penetration of photovoltaics[J]. Automation of Electric Power Systems,2023,47(10):47-56.
- [4] 徐海亮,刘壮壮,王诗楠,等. 低惯量直流微电网并网变换器的预测电流分区补偿控制策略[J]. 电力自动化设备,2021,41(5):160-166,202.
- XU Hailiang,LIU Zhuangzhuang,WANG Shinan,et al. Predictive current partition compensation control strategy for low inertia DC microgrid interfaced grid-connected converter[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(5):160-166,202.
- [5] HUANG Z C,WONG S C,TSE C K. Revisiting stability criteria for DC power distribution systems based on power balance[J]. CPSS Transactions on Power Electronics and Applications,2017,2(1):76-85.
- [6] 朱晓荣,韩丹慧. 基于虚拟惯性控制的直流微电网稳定性分析及其改进方法[J]. 电力自动化设备,2019,39(12):121-127.
- ZHU Xiaorong,HAN Danhui. Stability analysis of DC microgrid based on virtual inertia control and its improved method[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(12):121-127.
- [7] PAN P P,CHEN W,SHU L C,et al. An impedance-based stability assessment methodology for DC distribution power system with multivoltage levels[J]. IEEE Transactions on Power Electronics,2020,35(4):4033-4047.
- [8] ZHANG X,RUAN X B,TSE C K. Impedance-based local stability criterion for DC distributed power systems[J]. IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers,2015,62(3):916-925.
- [9] LI Y,SHUAI Z K,LIU X,et al. Stability analysis and location optimization method for multiconverter power systems based on nodal admittance matrix[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics,2021,9(1):529-538.
- [10] CAO W,LIU K L,WANG S Y,et al. Harmonic stability analysis for multi-parallel inverter-based grid-connected renewable power system using global admittance[J]. Energies,2019,12(14):2687.
- [11] 高晓帆,田书,常永强. 一种新的大型光伏并网系统稳定性分析方法[J]. 电力系统保护与控制,2020,48(1):26-32.
- GAO Xiaofan,TIAN Shu,CHANG Yongqiang. A novel stability analysis method for large-scale photovoltaic system[J]. Power System Protection and Control,2020,48(1):26-32.
- [12] BATZELIS E I,ANAGNOSTOU G,COLE I R,et al. A state-space dynamic model for photovoltaic systems with full ancillary services support[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2018,10(3):1399-1409.
- [13] 刘镇湘,赵晋斌,曾志伟,等. 基于阻抗网络模型的多变流器直流微电网小扰动稳定性分析[J]. 电力自动化设备,2021,41(5):29-33,84.
- LIU Zhenxiang,ZHAO Jinbin,ZENG Zhiwei,et al. Small disturbance stability analysis of multi-converter DC microgrid based on impedance network model[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(5):29-33,84.
- [14] 曾国辉,廖鸿飞,赵晋斌,等. 直流微网双向DC/DC变换器虚拟惯量和阻尼系数自适应控制策略[J]. 电力系统保护与控制,2022,50(6):65-73.
- ZENG Guohui,LIAO Hongfei,ZHAO Jinbin,et al. A self-adaptive control strategy of virtual inertia and a damping coefficient for bidirectional DC-DC converters in a DC microgrid[J]. Power System Protection and Control,2022,50(6):65-73.
- [15] 支娜,明旭,张林杰,等. 模拟直流电机调速特性的双向DC/DC变换器虚拟直流电机控制策略[J]. 电力自动化设备,2022,42(12):115-121.
- ZHI Na,MING Xu,ZHANG Linjie,et al. Virtual DC machine control strategy for bidirectional DC/DC converter simulating speed regulation characteristics of DC machine[J]. Electric Power Automation Equipment,2022,42(12):115-121.
- [16] HOSSEINIPOUR A,HOJABRI H. Virtual inertia control of PV systems for dynamic performance and damping enhancement of DC microgrids with constant power loads[J]. IET Renewable Power Generation,2018,12(4):430-438.
- [17] 程启明,杨小龙,褚思远,等. 基于虚拟直流发电机的光伏系统控制策略[J]. 高压技术,2017,43(7):2097-2104.
- CHENG Qiming,YANG Xiaolong,CHU Siyuan,et al. Research on control strategy of PV system based on virtual DC generator[J]. High Voltage Engineering,2017,43(7):2097-2104.
- [18] 朱晓荣,李铮. 多换流器直流微电网稳定性分析[J]. 电网技术,2021,45(4):1400-1410.
- ZHU Xiaorong,LI Zheng. Stability analysis of multi converter DC microgrid[J]. Power System Technology,2021,45(4):1400-1410.
- [19] 周庭阳,张红岩. 电网络理论:图论方程综合[M]. 北京:机械工业出版社,2008:125-170.
- [20] VILLALVA M G,GAZOLI J R,FILHO E R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays[J]. IEEE Transactions on Power Electronics,2009,24(5):1198-1208.
- [21] LIN P F,WANG P,XIAO J F,et al. An integral droop for transient power allocation and output impedance shaping of hybrid energy storage system in DC microgrid[J]. IEEE Transactions on Power Electronics,2018,33(7):6262-6277.
- [22] LIN G,MA J J,LI Y,et al. A virtual inertia and damping control to suppress voltage oscillation in islanded DC microgrid[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion,2021,36(3):1711-1721.

作者简介:

王家乾(1999—),男,硕士研究生,主要研究方向为直流微电网稳定性分析与控制(E-mail:1599836109@qq.com);

赵晋斌(1972—),男,教授,博士研究生导师,博士,通信作者,研究方向为现代电力电子技术在电力系统中的应用、新能源发电技术、无线电能传输技术(E-mail:zhaojinbin@shiep.edu.cn);

曾志伟(1987—),男,博士研究生,主要研究方向为交直流系统稳定性分析与控制(E-mail:zhiweizeng525@163.com)。

(编辑 王锦秀)

(下转第95页 continued on page 95)

Multi-mission profile reliability analysis method for heterogeneous converter

ZHU Wenqing¹, ZHAO Xibei¹, XIONG Yan², ZHOU Yuebin², ZHAO Chengyong¹

- (1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;
2. State Key Laboratory of HVDC, Electric Power Research Institute of China Southern Power Grid, Guangzhou 510663, China)

Abstract: Most existing studies on the reliability analysis of modular multi-level converter (MMC) focus on the converters with independent sub-module structures. However, there is still a lack of effective reliability analysis methods for heterogeneous topologies with low-cost and multi-mode. Therefore, the reliability analysis of heterogeneous converter is of great significance to extend its application boundary. The characteristics of heterogeneous MMC are summarized. Taking the embedded full-bridge MMC (EFB-MMC) as an example, a reliability modeling method suitable for heterogeneous MMC is proposed, which considers the multi-mission profile and the continuity of working state failure caused by bridge switching. By analyzing the different operating states of the converter, the Markov model is established and its redundancy configuration scheme is analyzed. Based on the simulation example, the reliability of EFB-MMC is calculated, and the influence of the redundant configuration of sub-modules on its reliability is analyzed. Compared with the traditional models, it is verified that the proposed method can provide a strategic reference for the reliability analysis and redundancy configuration of the heterogeneous MMC with multi-switch state.

Key words: modular multi-level converter; reliability analysis; Markov model; multi-mission profile

(上接第61页 continued from page 61)

Stability analysis of photovoltaic DC microgrid based on virtual inertia control

WANG Jiaqian¹, ZHAO Jinbin², ZENG Zhiwei¹, MAO Ling¹, QU Keqing¹

- (1. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;
2. Offshore Wind Power Research Institute, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: Under the goal of “double carbon”, DC microgrid show low inertia characteristics, which adversely affects the stable operation of the system. A negative feedback model based on the bus node conductor network is established, and its equivalent open-loop function is used to analyze the system stability. Aiming at the lack of system stability margin, it is proposed to introduce the virtual inertia control into the photovoltaic unit, which realizes the smooth output of bus voltage under the situation of large light intensity variation. Theoretical analysis and experimental results show that the proposed control method is effective in suppressing the bus voltage fluctuation on the basis of ensuring the photovoltaic utilization rate.

Key words: DC microgrid; bus node conduction network; small disturbance stability; virtual inertia control

附录 A 直流微电网简化模型

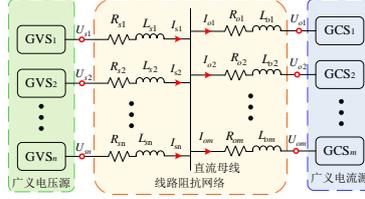


图 A1 直流微电网等效模型

Fig.A1 Equivalent model of DC microgrid

图 A1 为直流微电网等效模型，图中 k 个变流器包括 n 个 GVS 和 m 个 GCS， U_{si} 、 $I_{si}(i=1,2,\dots,n)$ 分别为 GVS $_i$ 的输出电压、电流； U_{oj} 、 $I_{oj}(j=1,2,\dots,m)$ 分别为 GCS $_j$ 的输入电压、电流； R_{si} 、 L_{si} 和 R_{oj} 、 L_{oj} 分别为 GVS $_i$ 侧和 GCS $_j$ 侧线路电阻、电感，共同组成线路阻抗网络。

两种控制方式的变流器双端口小信号模型分别表示为式(A1)和式(A2)^[7]。

$$\begin{bmatrix} \Delta i_{i,i} \\ \Delta u_{o,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{i,i} & G_{ii-uo,i} \\ G_{uo-ii,i} & -Z_{o,i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta u_{i,i} \\ \Delta i_{o,i} \end{bmatrix} \quad (A1)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta i_{i,j} \\ \Delta i_{o,j} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{i,j} & G_{ii-uo,j} \\ G_{io-ii,j} & -Y_{o,j} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta u_{i,j} \\ \Delta u_{o,j} \end{bmatrix} \quad (A2)$$

式中： $\Delta u_{i,i}$ 和 $\Delta i_{o,i}$ 为 GVS $_i$ 的输入扰动； $\Delta u_{i,j}$ 和 $\Delta u_{o,j}$ 为 GCS $_j$ 的输入扰动； $Y_{i,i(j)}=1/Z_{i,i(j)}$ 为输入导纳； $Z_{o,j(i)}=1/Y_{o,j(i)}$ 为输出阻抗； $G_{ii-uo,i}$ 为输出电流-输入电流的传递函数； $G_{uo-ii,i}$ 为输入电压-输出电压的传递函数； $G_{ii-uo,j}$ 为输出电压-输入电流的传递函数； $G_{io-ii,j}$ 为输入电压-输出电流的传递函数。

附录 B 负反馈模型的传递函数：

将式(4)、(5)代入式(1)得：

$$\begin{aligned} \tilde{U} &= (Y_i + Z_o Y_{net})^{-1} \tilde{J} = \\ &= Y_i^{-1} (I + Y_i^{-1} Z_o Y_{net})^{-1} \tilde{J} = \\ &= \frac{Y_i^{-1}}{I + Y_i^{-1} Z_o Y_{net}} \tilde{J} \end{aligned} \quad (B1)$$

根据式(B1)，由自动控制原理可得母线节点导纳网络的负反馈模型：开环传递函数为 $Y_i^{-1} Z_o Y_{net}$ ，传递函数的负反馈环节为 $Z_o Y_{net}$ 。

附录 C 光伏单元简化数学模型

$$i_{pv} = N_p I_{scr} - N_p I_{0n} \left(e^{\frac{q u_{pv}}{N_s n k T}} - 1 \right) \quad (C1)$$

式中： N_p 和 N_s 分别为光伏电池的并联数和串联数； I_{scr} 为标准条件 ($G_n=1000\text{W/m}^2$, $T_n=298.18\text{K}$) 下光伏电池的短路电流； I_{0n} 为标准条件下的二极管饱和电流； k 为玻尔兹曼常数 ($1.380625 \times 10^{-23} \text{J/K}$)； T 为光伏阵列的实际温度 (本文中的 $T=T_n$)； q 为单位电荷 ($1.60217 \times 10^{-19} \text{C}$)。对式(C1)线性化，得到光伏单元的小信号模型：

$$\Delta i_{pv} = N_p I_{0n} \frac{q}{N_s n k T} e^{\frac{q u_{pv}}{N_s n k T}} \Delta u_{pv} \quad (C2)$$

进一步简化，式(C2)可改写为：

$$\Delta i_{pv} = k_{pv} \Delta u_{pv} \quad (C3)$$

式(C3)中系数 k_{pv} 表示为：

$$k_{pv} = -q(N_p I_{0n} - N_p I_{scr} - I_{pv}) / (N_s nkT) \quad (C4)$$

光伏单元采用基于电导增量法的传统控制，稳态时在最大功率点处的光伏电池电压、电流满足：

$$di_{pv} / du_{mp} + i_{pv} / u_{mp} = 0 \quad (C5)$$

式中： u_{mp} 为光伏板最大功率点处的输出电压。将式(C3)代入(C5)得：

$$\Delta u_{mp} = k_{mp} \Delta i_{pv} \quad (C6)$$

式(C6)中系数 k_{mp} 为：

$$k_{mp} = \frac{(N_s nkT / q)^2}{(N_p I_{0n} U_{mp}) \exp\left(\frac{qU_{mp}}{N_s nkT}\right) - \frac{I_{pv}}{U_{mp}} (N_s nkT / q)^2} \quad (C7)$$

附录 D 光伏单元传递函数

$$Z_{opv} = \frac{\Delta u_{pvdc}}{\Delta i_{pvdc}} = \frac{sL_{pv}(k_{pv} - sC_{pv1}) - 1}{sC_{pv2} [sL_{pv}(k_{pv} - sC_{pv1}) - 1] + (1 - D_{pv})^2 (k_{pv} - sC_{pv1})} \quad (D1)$$

$$G_{uipv} = \frac{\Delta u_{pv}}{\Delta i_{pvdc}} = \frac{(1 - D_{pv})}{sC_{pv2} [sL_{pv}(k_{pv} - sC_{pv1}) - 1] + (1 - D_{pv})^2 (k_{pv} - sC_{pv1})} \quad (D2)$$

$$T_{udpv} = \frac{\Delta u_{pv}}{\Delta d_{pv}} = \frac{sC_{pv2} U_{dc} + I_L (1 - D_{pv})}{sC_{pv2} [sL_{pv}(k_{pv} - sC_{pv1}) - 1] + (1 - D_{pv})^2 (k_{pv} - sC_{pv1})} \quad (D3)$$

$$G_{udpv} = \frac{\Delta u_{pvdc}}{\Delta d_{pv}} = \frac{-I_L [sL_{pv}(k_{pv} - sC_{pv1}) - 1] + s(k_{pv} - sC_{pv1})(1 - D_{pv}) U_{dc}}{sC_{pv2} [sL_{pv}(k_{pv} - sC_{pv1}) - 1] + (1 - D_{pv})^2 (k_{pv} - sC_{pv1})} \quad (D4)$$

附录 E 实验系统拓扑结构及参数

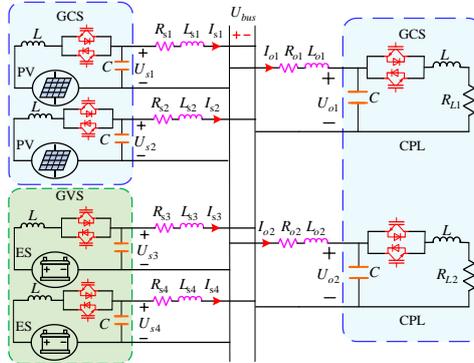


图 E1 光伏直流微电网拓扑结构

Fig.E1 Topology of PV DC microgrid

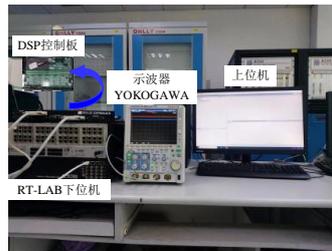


图 E2 实验平台

Fig.E2 Experimental platform

光伏单元采用 TBEA4180T 型号的光伏电池，每个单元串联 4 块，并联 20 块；Boost 变流器实验参数及控制参数见表 E1，光伏单元最大功率输出 14.4 kW·h；储能单元容量为 40 kW·h，详细参数见表 E2；CPL 的详细参数见表 E3；线路参数见表 E4。

表 E1 光伏单元详细参数

Table E1 Detailed parameters of PV unit

参数	数值	参数	数值
L_{pv}	2mH	MPPT 扰动步长	0.05
C_{pv1}	4.7 μ F	k_{ppv}	2
C_{pv2}	2200 μ F	k_{ipv}	30
K_v	100	D_u	5

表 E2 储能单元详细参数

Table E2 Detailed parameters of storage unit

参数	数值	参数	数值
R_b	0.1 Ω	k_{u_pb}	0.3
L_b	1mH	k_{u_ib}	18
C_b	600 μ F	k_{i_pb}	2.5
k_b	0.1	k_{i_ib}	20

表 E3 CPL 单元详细参数

Table E3 Detailed parameters of CPL unit

参数	数值	参数	数值
R_L	0.5 Ω	K_{pLu}	0.5
L_L	1mH	k_{pLu}	10
C_L	1000 μ F	u_{cpl}	140

表 E4 输电线路详细参数

Table E4 Detailed parameters of transmission line

参数	数值	参数	数值
r_{line}	0.3 Ω	L_{line}	1.25 μ H
C_{bus}	2200 μ F	U_{bus}	400