[微电网]

光储微电网动态运行控制策略仿真研究

文/孟庆国　孔德凯　赵勇　孟顺
中能建储能科技（武汉）有限公司

碳达峰、碳中和“3060”战略目标开启了低碳新时代，也促进新型电力系统的迅速发展。新型电力系统具有高比例新能源和高比例电力电子设备的“双高”特性。当前光伏发电并网技术具有非同步的性质，不具备同步发电机固有的功角稳定性，无法提供有效的惯量和阻尼，电压源的不足进一步导致无法有效提供电网的支撑。研究光伏储能变流器的动态运行控制策略，详细介绍光储微电网的系统架构和配置，研究跟网模式下的PQ控制策略、伴随光伏发电大幅削减，孤岛转并网模式下自同步控制策略和光伏MPPT转PQ控制策略。通过在MATLAB／Simulink中搭建仿真模型，验证储能变流器不同模式下的控制策略有效性，为进一步深入研究构网型储能系统接入大电网提供基础。

微电网作为一种小型发配电系统，具有典型的“双高”特征，含有风电、光伏分布式电源。但光伏、风电向电网输送功率时具有随机性和间歇性的运行特性，提高清洁能源发电的占比会引起电压急剧波动，对电网的安全稳定运行产生威胁[1]。各类分布式电源，大都存在DC/DC和DC/AC变换环节[2]，这些变换环节的变流器的控制至关重要。微电网技术被认为是利用可再生电源的有效方式之一。并且微电网可从并网运行方式转为孤岛运行方式，降低可再生能源不确定性对大电网的影响[3~5]，从而提升可再生能源的利用效率。

为研究光储微电网中储能变流器的动态运行控制策略，搭建了光储微电网的MATLAB/Simulink模型。

本文研究3种微电网运行场景下的控制策略：①光照强度大幅缩减下的PQ控制策略；②孤岛模式下的构网自同步策略；③光伏发电大幅削减下的MPPT转PQ控制策略。通过不同场景下的控制策略研究，验证微电网的动态性能以及相关控制策略的有效性。对光储电站的智能调度和控制模式具备一定指导意义。

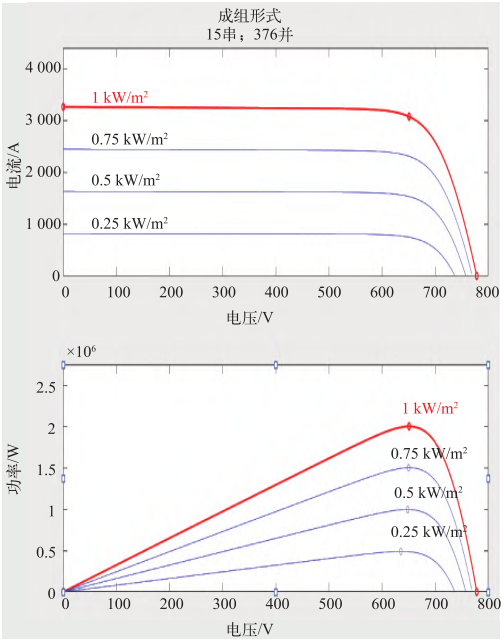
仿真模型构成

微电网动态运行系统研究模型主要由4部分组成，包括光伏电场、储能电池系统、微电网内本地负载和大电网及负载。

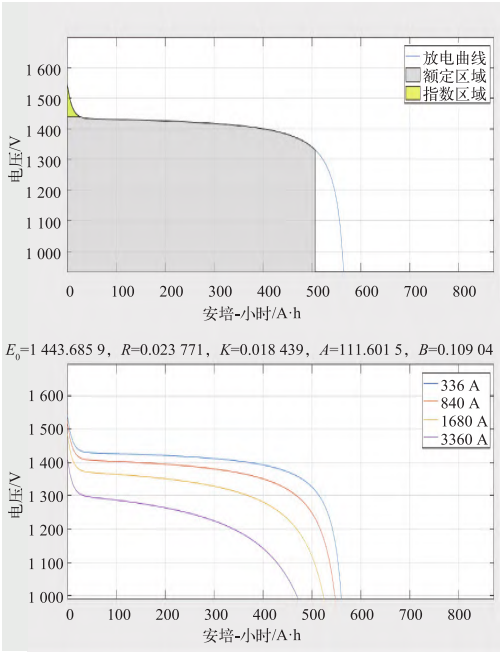
1）光伏部分。单个光伏池板开路电压52 V，功率355 W，每个支路15个电池板串联，整个光伏场站376个并联支路汇集而成，系统电压780 V，2 MW。光伏逆变器采用2级架构，前级为boost电路，后级为NPC三电平变流器，功率为2 MW。图1a为光伏组件功率曲线图。

2）储能部分。416串磷酸铁锂电池组成，电压1331.2 V，280 A·h电芯，6簇，容量为2.24 MW·h，储能逆变器功率为1 MW；光伏储能电池放电曲线如图1b所示。

3）光伏和储能通过交流侧690 V组成交流微网，并在公共连接点处连接0.69 kV/35 kV变压器进



（a）光伏组件功率曲线图



（b）储能电池放电功率曲线图

图1　光伏和储能部分功率曲线图

入配电网，经过20 km馈线通过35 kV/110 kV变压器接入上一级电网，大电网用110 kV大容量三相电压源模拟。

4）负载。本地固定R_L负载400 kW，100 kVar，可切除R_L负载600 kW，50 kVar。35 kV母线设置2 MW阻性负载。

微电网控制策略研究

1. PQ控制策略

在微电网与大电网连接时，储能变流器从大电网吸收或释放一定的有功功率和无功功率，为抑制系统功率大幅波动和维持公共连接点（Point of Common Coupling，PCC）处的潮流稳定，此时储能变流器工作在并网模式，控制策略为恒功率（PQ）控制。

恒功率控制的控制框图[7]如图2所示，其由功率外环和电流内环组成，被控对象为有功功率与无功功率。在并网模式下，储能变流器电网侧的特性与受控电流源一致，内环为电流内环。功率外环用于稳定储能变流器交流侧功率，电流内环用于快速响应功率外环的误差值，对电流进行有效跟踪，从而实现对给定功率参考值的无静差控制。

2. 孤岛模式下构网自同步控制策略

传统跟网型变流器依赖外部PLL获取电压相位，从而实现与电网的同步。同步效果由PLL直接决定，若系统频率发生扰动，PLL锁相失败，将导致跟网型变流器不满足并网要求，进而被保护装置切出电网，引发事故。本文采用一种通过PLL实现预同步的构网型控制方案，与经典构网型控制策略表达式的对比情况见表1。预同步构网型控制表达式与经典构网型控制表达式结构类似，仅在参考频率存在差别。经典构网型控制以给定ω_0为基准，叠加P-f控制，而预同步构网型控制

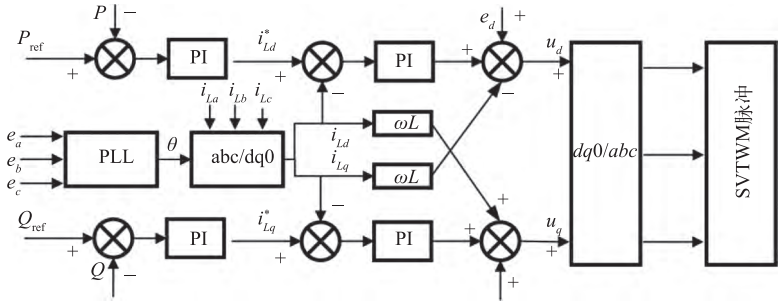


图2　并网PQ控制框图

在P-f支路中引入电网的实际频率ω_0（由PLL锁相得到），消除了相角差周期跳变带来的频率波动问题。

表1　预同步构网与经典构网型控制策略表达式对比

构网类型	下垂有功支路
经典构网	$\omega^*=\omega_0+K_p(P_0-P)$
预同步构网	$\omega^*=\omega_g+K_p(P_0-P)$

幅值方面，同步控制下储能变流器输出电压幅值V_{inv}表达式（1）

$$V_{inv}=V+\Delta V_s \tag{1}$$

式中，ΔV_s为幅值扰动量，与同步控制相关。

可得基于幅值自恢复下垂控制的幅值同步控制原理如图3所示。

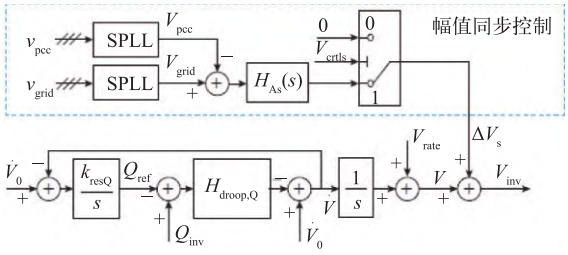


图3　基于无功下垂的幅值同步控制原理

当V_{ctrls}=0时，幅值同步控制未启动，幅值扰动量ΔV_s=0；当V_{ctrls}=1时，幅值同步控制启动，幅值扰动量ΔV_s的调节方法为

$$\Delta V_s=H_{AS}(s)\left(V_{grid}-V_{pcc}\right) \tag{2}$$

式中，$H_{AS}(s)$为幅值同步控制器；V_{grid}为通过SPLL锁相环获取的电网电压幅值。

幅值同步控制的运行机理为电网电压幅值V_{grid}和PCC处电压幅值V_{pcc}之间的幅值差值经过$H_{AS}(s)$之后得到ΔV_s。通过ΔV_s的动态调节使得幅值差值逐渐减小至零，最终实现PCC处电压和电网电压幅值的同步。

3. 光伏MPPT转PQ控制

考虑到实际的太阳辐照度，光伏阵列的输出被降低到额定输出以下。在仿真模型中，模拟了一个大的负载减少，使得发电量超过微电网负载的需求量。此时BESS暂时吸收超过的功率，并向光伏阵列控制系统发送信号，以从MPPT控制切换到PQ控制模式，以减少太阳能发电厂的输出功率。光伏DCDC-boost部分采用MPPT控制，在光伏功率大幅锐减后，采用PQ控制模式降低光伏出力。系统控制框图如图4所示。

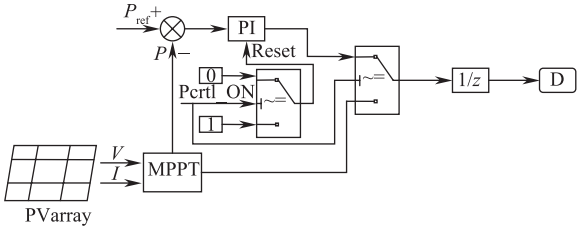


图4　光伏MPPT转PQ控制框图

当P_{ctrls_ON}=0时，光伏采用MPPT模式工作，当大幅减少光伏输出时，给出P_{ctrls_ON}=1信号，光伏采用PQ控制生成boost电路的占空比D。

仿真结果分析

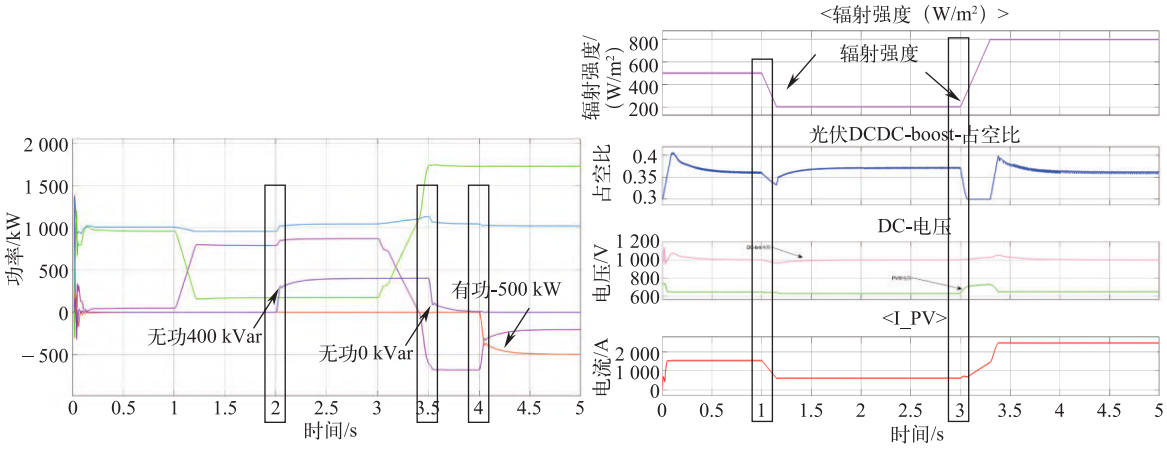
1. 储能系统PQ控制仿真结果

PQ控制模式的仿真实例验证了在光伏辐射强度在1 s时刻从500 降至200 W/m^2，在3 s时刻又升至800 W/m^{2}时的储能变流器控制策略。这是一种跟网型控制模式，为应对光伏出力的大幅减少，控制储能增发无功Q和有功P来动态调整PCC点的潮流，在2 s时，储能变流器增发400 kVar无功，在4 s时，储能变流器增发500 kW有功。以抵消光伏辐射强度剧烈变化对微电网的影响。储能系统PQ控制仿真结果如图5所示。

2. 储能系统孤岛模式下构网自同步控制策略仿真结果

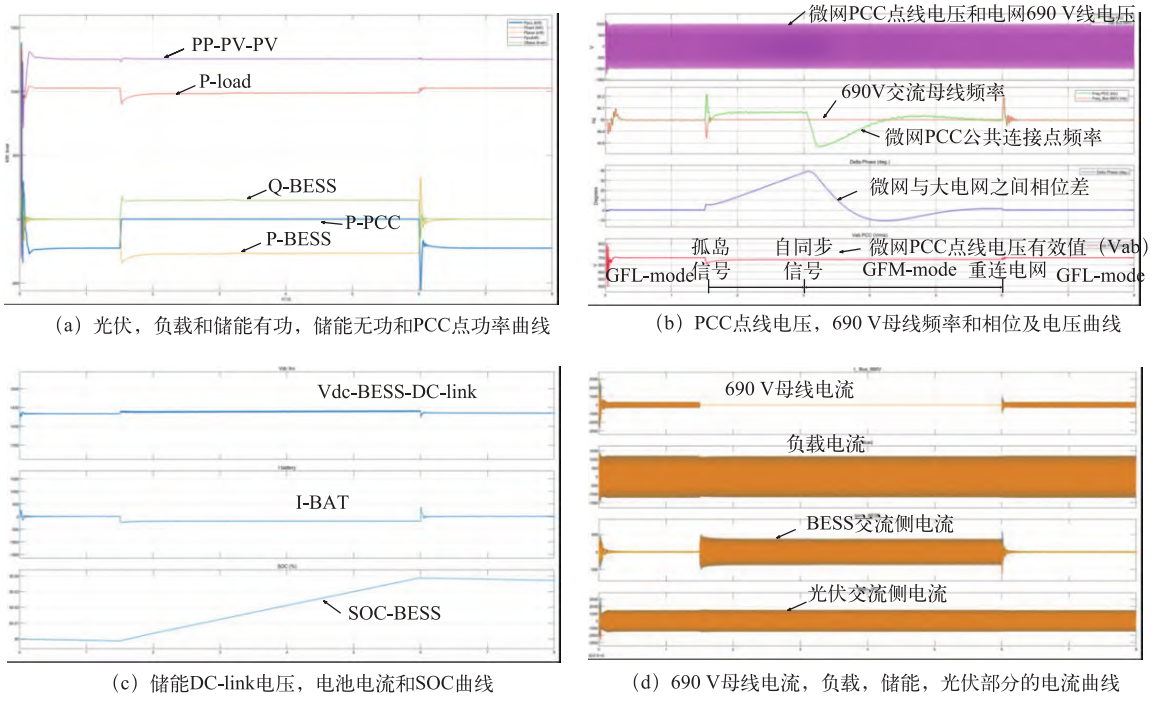
微电网系统在1.5 s时，孤岛运行。在3 s时，启动给定自同步信号，此时通过锁相环控制频率与幅值的同步，在6 s时，完成同步，微电网重新并网。

光伏，负载和储能有功，储能无功和PCC点功率曲线如图6a所示。在1.5 s时，启动孤岛，微电网发生功率不平衡，储能发出有功和无功，吸收光伏发出多余的功率。PCC点线电压，690 V母线频率和相位及电压波形如图6b所示。可以看出孤岛运行时，频率和相位与电网发生失步，在3 s启动自同步控制后，在6 s时，频率和相位基本达到一致，重新并网。暂态波动后进入稳定状态。储能DC-link电压。电池电流和SOC曲线如图6c所示。690 V母线电流，负载，储能，光伏部分的电流如图6d所示，在孤岛时，690 V母线电流为0，储能输出电流以支撑母线电压。



（a）光照强度变化时微网各部分功率变化曲线　（b）光照强度变化时光伏部分各电气参数变化曲线

图5　储能系统PQ控制仿真结果



（a）光伏，负载和储能有功，储能无功和PCC点功率曲线　（b）PCC点线电压，690 V母线频率和相位及电压曲线

（c）储能DC-link电压，电池电流和SOC曲线　（d）690 V母线电流，负载，储能，光伏部分的电流曲线

图6　孤岛模式下构网自同步控制策略仿真结果

3. 光伏MPPT转PQ控制仿真结果

微网系统在光伏功率大幅锐减后，采用PQ控制模式降低光伏出力。

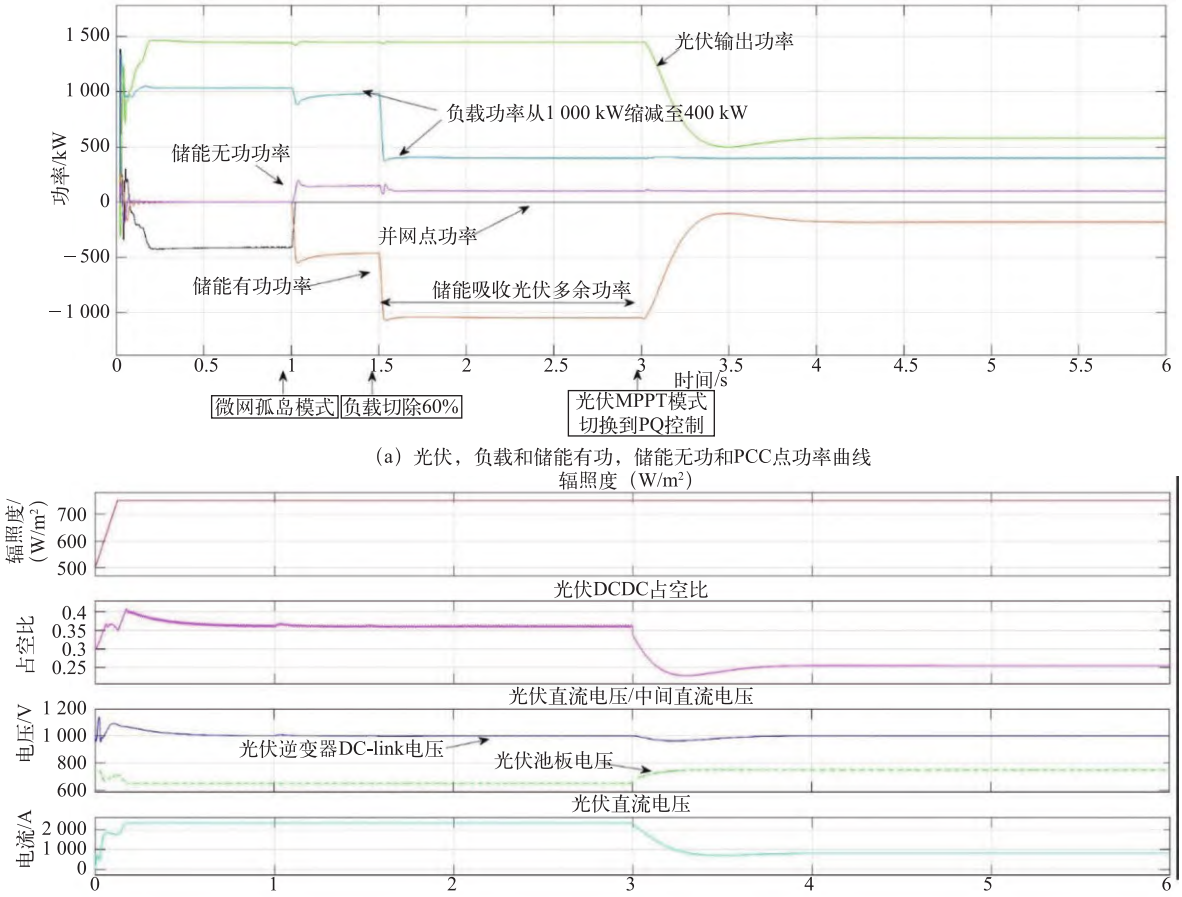
在1 s时，微电网转为孤岛运行，在1.5 s负载从1 000 kW减少为400 kW，此时储能吸收多余有功，在3 s时，在光照幅度不变的情况下，控制光伏从MPPT模式转为PQ模式，设置其有功功率为600 kW稳定运行，光伏，负载和储能有功，储能无功和PCC点功率曲线如图7a所示。辐照度，DCDC占空比，光伏DC-link及光伏电压，电流曲线如图7b所示。

结束语

本文详细介绍光储微电网的系统架构和配置，研究3种不同工况下的微网动态运行控制策略。

在Simulink/Simscape Electrical/Specialized PowerSystems（SPS）中搭建一个由电池储能系统（BESS）和太阳能发电厂组成的微电网的仿真模型。该微电网可以在跟网或构网模式下运行。

通过3种工况下的仿真，验证了微电网的动态性



（a）光伏，负载和储能有功，储能无功和PCC点功率曲线

（b）辐照度，DCDC占空比，光伏DC-link及光伏电压，电流曲线

图7　孤岛模式下构网自同步控制策略仿真结果

能以及相关控制策略的有效性，对光储电站的智能调度和控制模式具备一定指导意义。EA

（收稿日期：2024-08-30）

参考文献

[1] 张学，裴玮，邓卫，等．含恒功率负载的交直流混联配电系统稳定性分析[J]．中国电机工程学报，2017，37(19)：5572-5582．

[2] 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)：2-17．

[3] 温春雪，毛健，王鹏，等．基于虚拟同步发电机的构网型光储变流器控制策略研究[J]．内蒙古电力技术，2024，42(1)：1-8．

[4] 王耀铎．直流微电网的惯性与阻尼综合控制研究[D]．北京：华北电力大学，2022．

[5] 柴秀慧，张纯江，赵晓君，等．基于自恢复下垂的分布式电源主动同步控制及参数优化[J]．电力系统自动化，2020，44(19)：128-133．

[6] 杨淇淇．大功率储能变流器VF/PQ控制策略研究及装备研制[D]．长沙：湖南大学，2023．

[7] 兰征，刁伟业，曾进辉，等．含异构微源孤岛微电网内虚拟同步发电机预同步控制策略[J]．电力系统自动化，2022，46(19)：154-161．

[8] 徐晓宁，周雪松．微网脱/并网运行模式平滑切换控制策略[J]．高电压技术，2018，44(8)：2754-2760．