

基于电压灵敏度的构网型储能预防性电压控制策略研究

张栩慎, 郝思鹏

(南京工程学院 电力工程学院、沈国荣学院, 江苏 南京 211167)

摘要:为应对高比例光伏接入配电网引发的电压越限与弃光问题,提出一种基于电压灵敏度的构网型储能预防性电压控制策略。该策略的核心在于将电压越限的“被动补救”转变为“主动预防”,策略基于电压灵敏度矩阵与光伏出力预测,提前研判电压越限风险。若有越限的风险,则在越限发生前便主动下发设定的充电功率曲线至构网型储能,使其通过提前吸收有功功率为系统预留安全裕度。在 Matlab/Simulink 中的仿真验证表明,该策略不仅能有效预防电压越限,同时实现零弃光和储能动作次数的降低,显著提升了配电网的电压安全水平与光伏消纳能力。

关键词:高比例光伏;电压灵敏度;构网型储能;预防性电压控制;光伏消纳

中图分类号:TM744 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqed26980

Research on Voltage Sensitivity-based Grid-forming Energy Storage Preventive Voltage Control Strategy

ZHANG Xushen, HAO Sipeng

(School of Electric Power Engineering, School of Shen Guorong College,
Nanjing Institute of Technology, Nanjing 211167, Jiangsu, China)

Abstract: To address the voltage over-limit and curtailment issues caused by the high proportion of photovoltaic (PV) integration into distribution networks, a grid-forming energy storage preventive voltage control strategy based on voltage sensitivity was proposed. The core of the strategy lies in transforming the "passive remediation" of voltage over-limit into "active prevention". The strategy is based on the voltage sensitivity matrix and PV output prediction, and it assesses the risk of voltage over-limit in advance. If there is a risk of over-limit, a preset charging power curve will be actively issued to the grid-forming energy storage before the over-limit occurs, allowing it to reserve safety margin for the system by absorbing active power in advance. Simulation verification in Matlab/Simulink show that this strategy not only effectively prevented voltage over-limit but also achieved zero curtailment and reduced the number of energy storage actions, significantly enhancing the voltage security level and PV absorption capacity of the distribution network.

Key words: high-proportion photovoltaic; voltage sensitivity; grid-forming energy storage; preventive voltage control; photovoltaic power consumption

随着可再生能源发电占比在电力系统中的日益攀升,分布式光伏的大规模接入已成为现代配电网中的典型特征^[1]。然而,光伏发电具有的间歇性、不确定性和波动性给配电网安全运行带来了严峻挑战,尤其在“光伏大发”时段,若负荷消纳能力不足,则会导致大量光伏功率逆向输送,极易引起电压越限的问题,严重威胁供电可

靠性^[2]。

为应对此挑战,现有研究主要围绕电抗器补偿、变流器无功调节与储能装置等手段展开^[3-5]。然而,这些方法属于被动响应式控制。电抗器与变流器补偿存在响应延迟或容量限制,传统储能控制及光伏有功削减,则通常在电压已越限后启动^[6-7]。这种“先越限,后校正”的模式不仅可能导

基金项目:江苏省科技成果转化专项资金项目(BA2022105)

作者简介:张栩慎(2001—),男,硕士,主要研究方向为构网型储能调压优化,Email:1170652700@qq.com

致弃光,更会因储能的频繁投切加剧设备老化。

近年来,构网型储能系统(grid-forming energy storage, GFES)因具备快速功率响应和自主电网支撑能力,为电压控制提供了新思路^[8]。但现有基于构网型储能的研究,或侧重于其参数配置与优化选址^[9-10],或仍将其用作越限后的功率支撑^[11],未能充分发挥其前瞻性、主动性调节的潜力。

为解决上述问题,本文提出一种基于电压灵敏度的构网型储能预防性电压控制策略。该策略旨在将构网型储能的电压支撑模式由被动响应转变为主动预防。具体工作如下:

首先,基于不断在线更新的电压灵敏度矩阵与未来光伏出力预测,通过电压灵敏度判断未来光伏在最大出力时是否会导致电压越限,若有越限风险,策略核心并非等待,而是立即行动,利用不断更新的电压灵敏度矩阵和预测的光伏出力快速计算出设定所需的有功功率,并生成和不断更新充电功率曲线参考值,随后将该充电功率曲线参考值在电压越限发生之前下发至构网型储能,使其开始提前充电,从而在光伏大发时段到来之前,为系统预留出足够的电压安全裕度,从根本上避免越限发生。

其次,设计了一种储能充电功率自适应调整机制。该机制充分考虑储能系统的实际运行状态,依据储能实时荷电状态(state of charge, SOC),动态优化储能的充电功率设定值。确保了预防性充电动作的可持续性,避免储能过度充电。

最后,基于 Matlab/Simulink 仿真平台对所提控制策略的有效性和优越性进行了综合验证。仿真结果充分证明了该策略在预防电压越限、减少弃光率、提升光伏消纳率以及保障储能合理运行方面的显著效果。

1 灵敏度与构网型储能系统

1.1 电压灵敏度矩阵

在电力系统分析中,电压灵敏度矩阵是一个重要工具,其在电力系统运行、控制、规划和优化中扮演着核心角色^[12]。

在某时刻输入分布式光伏发电、各个节点负荷和线路阻抗等参数,电压灵敏度矩阵可以由牛顿-拉夫逊算法进行潮流计算时的雅可比矩阵得到^[13]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中: $\Delta P, \Delta Q$ 为节点的有功功率和无功功率变化量; $\Delta \theta$ 为节点电压相角变化量; ΔU 为节点电压幅值变化量; H, N, J, L 为雅可比矩阵中的4个元素。对式(1)求逆可得:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{\theta P} & S_{\theta Q} \\ S_{UP} & S_{UQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2)$$

式中: $S_{\theta P}, S_{\theta Q}, S_{UP}, S_{UQ}$ 为电压灵敏度矩阵中的4个元素。

由式(2)可得:

$$\Delta U_i = \sum_{j=1}^n S_{UP}^{ij} \Delta P_j + \sum_{j=1}^n S_{UQ}^{ij} \Delta Q_j \quad (3)$$

式中: n 为配电网节点数; ΔU_i 为*i*节点的电压幅值变化量; S_{UP}^{ij}, S_{UQ}^{ij} 为电压灵敏度矩阵中第*i*行*j*列元素; $\Delta P_j, \Delta Q_j$ 分别为*j*节点的有功功率和无功功率变化量。

若除了*n*节点外其余节点的有功无功变化量均为0,由式(3)可得*n*节点电压幅值的变化量为

$$\Delta U_n = S_{UP}^{nn} \Delta P_n + S_{UQ}^{nn} \Delta Q_n \quad (4)$$

然而上述基于雅可比矩阵求逆的灵敏度本质是一种静态、线性化的近似。在高比例光伏接入、潮流方向多变的配电网中,固定的灵敏度矩阵其预测精度将难以保障^[14]。为应对这一问题,本文在控制策略设计中将引入一种“事件触发的灵敏度矩阵终验更新机制”,通过不断在线更新灵敏度矩阵,当电压越限事件触发时进行最终更新,此举确保了整个预防性控制策略在动态场景下的有效性。

1.2 构网型储能系统与储能充放电控制

目前,并网变流器控制方式主要分为跟网型(grid-following, GFL)控制和构网型(grid-forming, GFM)控制两大类^[15]。不同于跟网型控制,构网型控制无需锁相环(phase-locked loop, PLL)来获取电网相位,其根据功率的有差流动来实现频率和电压的控制^[16]。根据控制环节的差异,构网型控制主要分为下垂控制和虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)控制等。构网型储能系统则是由构网型控制变流器与储能蓄电池结合所组成,如图1所示。

由图1可知,储能蓄电池经过双向DC/DC电路连接至变流器直流侧,变流器侧控制方式采用构网型控制,当构网变流器释放功率时,蓄电池放电, SOC 下降,反之蓄电池充电, SOC 上升。对于构网变流器通过调整其有功功率参考值 P_{ref} (设输出为正),可以控制变流器对外释放或者吸收

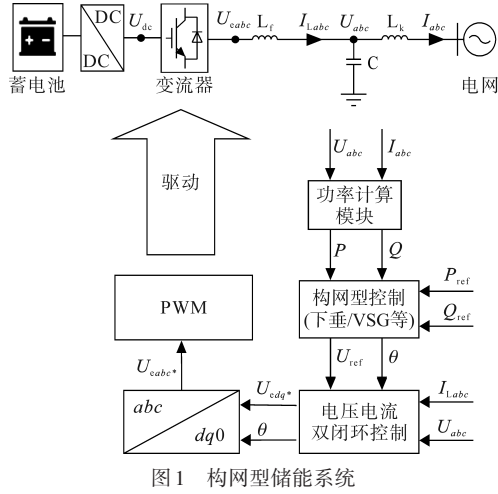


图1 构网型储能系统

Fig.1 Grid-forming energy storage system

功率从而控制储能蓄电池的充放电行为,如表1所示。

表1 储能充放电行为控制表

Tab.1 Control table for energy storage charging and discharging behavior

P_{ref}	变流器	储能蓄电池	SOC
0	无动作	无动作	几乎不变
+	释放功率	放电	下降
-	吸收功率	充电	上升

2 预防性电压控制策略

2.1 电压越限风险判断

选取某日理想晴朗天气下的典型日光伏出力曲线作为研究对象,如图2所示。

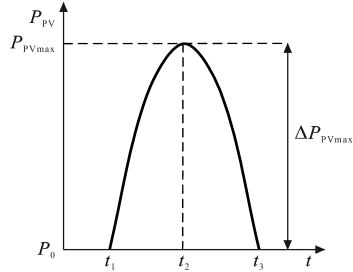


图2 某日典型日光伏出力曲线

Fig.2 Typical photovoltaic output curve on a certain day

由图2可知,光伏初始出力为 P_0 , t_1 时刻出力开始增加, t_2 时刻达到峰值 P_{pvmax} ,接着在 t_3 时刻出力降为初始值 P_0 ,期间光伏最大出力变化量为 ΔP_{pvmax} 。设光伏与构网型储能都接在馈线末端 n 节点处, n 节点处负荷变化量为0,光伏初始出力为 P_0 时,节点电压为 U_{P0} 。由式(4)可得:

$$\Delta U_n = S_{UP}^{nn}(\Delta P_{PV} + \Delta P_{GFES}) + S_{UQ}^{nn}(\Delta Q_{PV} + \Delta Q_{GFES}) \quad (5)$$

式中: ΔP_{PV} , ΔQ_{PV} 分别为光伏的有功、无功变化

量; ΔP_{GFES} , ΔQ_{GFES} 分别为构网型储能的有功、无功变化量。

设光伏工作在单位功率因数,构网型储能初始无动作,则式(5)可变形为

$$\Delta U_n = S_{UP}^{nn} \Delta P_{PV} + S_{UQ}^{nn} \Delta Q_{GFES} \quad (6)$$

由式(6)可得:

$$\Delta U_{nmax} = S_{UP}^{nn} \Delta P_{PVmax} + S_{UQ}^{nn} \Delta Q_{GFESmax} \quad (7)$$

式中: ΔU_{nmax} 为 n 节点电压最大变化量; $\Delta Q_{GFESmax}$ 为构网型储能最大无功变化量(正的表示释放感性无功,负的表示吸收感性无功)。

若 $U_{P0} + \Delta U_{nmax} \leq 1.05$ (标么值),则构网型储能无功容量足以应对光伏出力,无需预防性电压控制,若 $U_{P0} + \Delta U_{nmax} > 1.05$ (标么值),则构网型储能无功容量不足,电压将会越限,需启用预防性电压控制。

2.2 预防性电压控制策略

2.2.1 预防性电压控制策略本质

已知构网型变流器无功-电压控制环通常采用“无功-电压下垂控制”策略,即

$$Q_{GFES} = Q_0 + K_q(U_0 - U_n) \quad (8)$$

式中: Q_{GFES} 为构网型储能的无功输出量; Q_0 为构网型储能初始无功输出量; K_q 为下垂系数; U_0 为电压参考值,一般为1.0(标么值); U_n 为当前电压的实际值。

将式(8)变形可得:

$$\Delta Q_{GFES} = -K_q \Delta U_n \quad (9)$$

当 $U_{P0} + \Delta U_{nmax} > 1.05$ (标么值)时,引入 n 节点参考电压的变化量 ΔU_{nref} ,使其满足:

$$\begin{cases} \Delta U_b = \Delta U_{nmax} - \Delta U_{nref} \\ U_{P0} + \Delta U_b \leq 1.05(\text{标么值}) \\ \Delta U_{nref} \geq 0 \\ \Delta U_{nref} \leq \Delta U_{nmax} \end{cases} \quad (10)$$

式中: ΔU_b 为预防性控制后的节点最大电压变化量。

由式(10)可得 ΔU_{nref} 的范围为

$$\Delta U_{nmax} + U_{P0} - 1.05(\text{标么值}) \leq \Delta U_{nref} \leq \Delta U_{nmax} \quad (11)$$

联立式(6)和式(9)可得:

$$\begin{cases} \Delta P_{PVref} = \frac{\Delta U_{nref}(1 + S_{UQ}^{nn} K_q)}{S_{UP}^{nn}} \\ \Delta P_{PVref} = P_{PVref} - P_0 \end{cases} \quad (12)$$

式中: ΔP_{PVref} 为 ΔU_{nref} 对应下的光伏出力变化量。预防性电压控制策略本质上是将 P_0 向上平移至目标功率 P_{PVref} 处,使得 P_{PVref} 处的电压幅值替换为 P_0 处的电压幅值,以此来应对电压越限。

2.2.2 储能充电功率参考值曲线的设计

本文将构网型储能的充电功率参考值设计为线性曲线,主要基于以下考量:

1)电网友好性:线性充放电能确保功率平滑渐变,避免恒功率切换导致的功率阶跃。

2)设备保护性:功率阶跃会引发电池电流的剧烈波动,加速老化;同时,也易导致变流器电流环饱和。

3)工程优越性:线性曲线仅由初始值、终止值与爬坡时间3个参数定义,模型简单、计算负担小,易于在线生成与精确跟踪。

2.2.3 预防性电压控制策略设计原理

由式(12)的 P_{PVref} 和光伏出力曲线即可得到 P_0 向上平移至目标功率 P_{PVref} 处的充电时间与充电量,如图3所示。

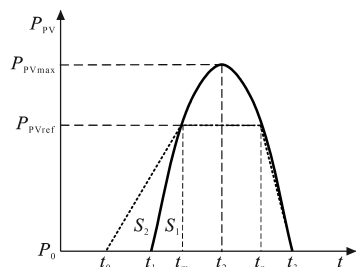


图3 充电时间与充电量原理

Fig.3 Principle of charging time and charging capacity

由图3可知,设光伏出力达到 P_{PVref} 时,对应的时间分别为 t_m 和 t_n ,当 $S_1=S_2$ 时,则由图3可得:

$$P_{PVref}(t_m - t_0) = 4 \int_{t_1}^{t_m} [P_{PV}(t) - P_0] dt \quad (13)$$

式中: t_0 为充电开始时间; $P_{PV}(t)$ 为光伏出力曲线函数式。

解得:

$$t_0 = t_m - \frac{4 \int_{t_1}^{t_m} [P_{PV}(t) - P_0] dt}{P_{PVref}} \quad (14)$$

则构网型储能充电变化曲线参考值如图4所示。

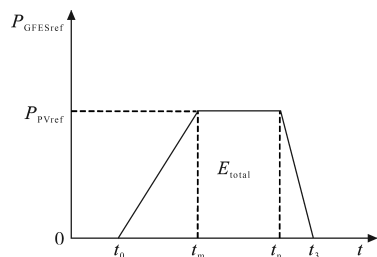


图4 构网型储能充电变化曲线参考值

Fig.4 Reference value of charging variation curve for grid-forming energy storage

图4中, E_{total} 为变流器吸收的总能量参考值,

由图4可得构网变流器的有功功率参考值 $P_{GFESref}$ 变化曲线,由于设输出为正,输入为负,因此需对图4中曲线取负,即为构网变流器实际的有功功率参考值 $P_{GFESref}$ 的变化曲线。但在实际系统运行中,受虚拟惯性等因素影响,变流器的实际功率输出曲线与参考值并不完全一致。曲线对比如图5所示。

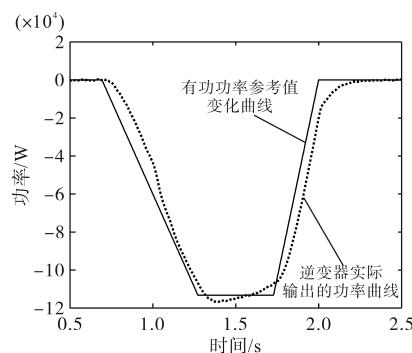


图5 功率参考值与实际功率输出曲线对比

Fig.5 Comparison of power reference value and actual power output curve

由图5可知,构网型储能的实际输出功率与参考值在具体时刻存在细微偏差,但整体趋势一致,尤其在光伏出力最大时充电功率仍能稳定在 P_{PVref} 附近。因此,该功率曲线仍可有效支撑所提电压控制策略。后续仿真也表明,尽管惯性等因素会引入波形差异,但并未影响预防性控制策略的整体有效性。

预防性电压控制策略原理如图6所示。

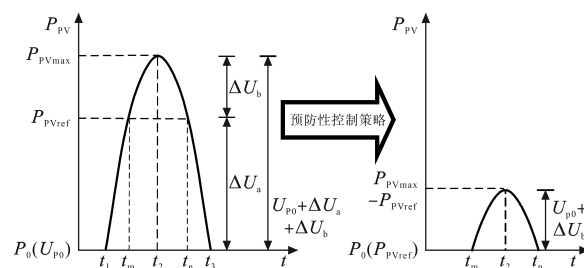


图6 预防性电压控制策略原理

Fig.6 Principle of preventive voltage control strategy

从图6中可以看出,若没有使用预防性控制策略,在光伏达到最大出力时,其电压变化为 $U_{P0} + \Delta U_a + \Delta U_b$,而预防性控制策略将 P_0 向上平移至 P_{PVref} 处,使得在光伏最大出力时,其电压变化为 $U_{P0} + \Delta U_b$ 。

2.2.4 控制策略预测校正机制

由于实际中可能存在预测的光伏出力与实际光伏出力不匹配,倘若充电曲线依旧按照原预测光伏曲线设定,很可能导致控制策略失效,为

了解决这一问题,本文设计了一种控制策略预测校正机制,在每个时刻都进行一次光伏出力曲线预测,并不断修改充电曲线参考值,比较相邻两次预测生成的充电曲线参考值,若满足:

- 1) 充电总能量变化小于阈值 ΔE_{th} 。
- 2) 充电曲线的起始时刻 t_0 和结束时刻 t_3 的变化小于时间阈值 Δt_{th} 。
- 3) 充电曲线的峰值功率变化小于阈值 ΔP_{th} 。

则停止更新充电曲线,认为预测已稳定。当预测充电曲线稳定时,变流器在执行最终充电曲线的前一时刻,机制将再次进行最终预测校验,若仍满足条件则执行,否则继续更新。控制策略预测校正机制流程如图7所示。

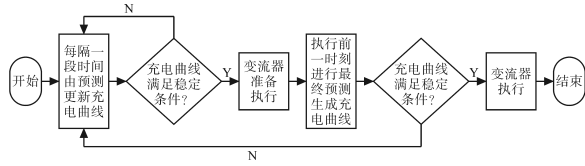


图7 控制策略预测校正机制流程
Fig.7 Flow of the prediction and correction mechanism for control strategy

2.2.5 预防性电压控制策略流程

由上述可得整个控制策略流程如下:在当前时刻 t_c , 基于更新的电压灵敏度矩阵与光伏出力预测判断未来电压是否越限。若越限, 则立即更新矩阵与预测数据, 生成充电曲线, 构网变流器准备执行。在执行前一时刻, 对电压灵敏度矩阵与充电曲线进行最终更新, 形成最终指令。随后, 变流器自 t_0 时刻开始充电, 功率从0线性上升, 电压随之下降。至 t_1 时刻附近, 因光伏开始出力, 电压逐渐回升。约在 t_m 时刻, 充电功率达到最大 P_{PVref} , 电压相应升至 U_{P0} 。在 $t_m - t_n$ 时段, 充电功率在 P_{PVref} 附近小幅波动, 期间电压从 U_{P0} 呈现先上升后下降的变化趋势。 t_n 时刻附近, 随着光伏出力减弱, 充电功率自 P_{PVref} 开始下降, 至 t_3 时刻光伏停止出力, 储能充电结束。完整时序流程如图8所示。

在执行上述预防性控制策略时需满足以下约束条件:

- 1) 电压下降约束, 即电压下降阶段中电压不能低于电压下限:

$$U_{P0} - (S_{UP}^{nn} \Delta P_{GFESrefdemax} + S_{UQ}^{nn} \Delta Q_{GFESmax}) \geq 0.95 (\text{标么值}) \quad (15)$$

式中: $\Delta P_{GFESrefdemax}$ 为构网变流器在充电功率上升阶段的最大净有功。

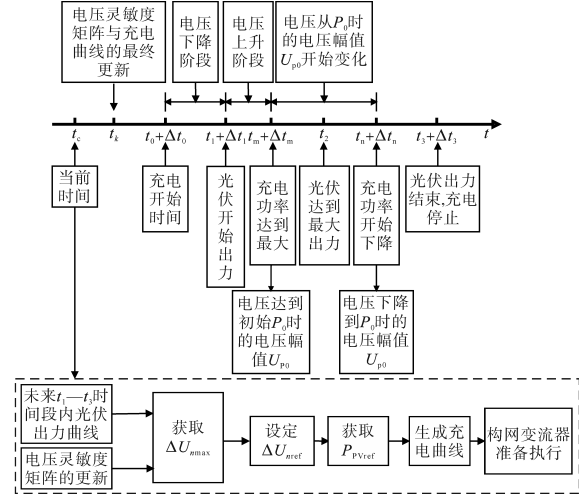


图8 预防性电压控制策略时间线

Fig.8 Timeline of preventive voltage control strategy

2) 储能最大爬坡率与最大功率约束:

$$\begin{cases} \left| \frac{P_{PVref}}{t_m - t_0} \right| \leq P_{batmax} \\ \left| \frac{P_{PVref}}{t_n - t_3} \right| \leq P_{batmax} \\ P_{PVref} \leq P_{batmax} \end{cases} \quad (16)$$

式中: P_{batmax} , $P_{batdmax}$, P_{batmax} 分别为储能最大上升爬坡率、储能最大下降爬坡率和储能最大充电功率。

2.2.6 控制性能量化指标

为了量化本文控制策略在减少弃光率与储能动作次数上的优越性, 从而定义弃光率计算公式如下:

$$S_{pver} = \frac{\int_{t_0}^{t_{fl}} [P_{PVtheomax}(t) - P_{PVactual}(t)] dt}{\int_{t_0}^{t_{fl}} P_{PVtheomax}(t) dt} \times 100\% \quad (17)$$

式中: S_{pver} 为弃光率; t_0 , t_{fl} 分别为记录开始与记录结束时间; $P_{PVtheomax}(t)$ 为 t 时刻光伏理论最大出力; $P_{PVactual}(t)$ 为 t 时刻光伏实际出力。

定义储能动作为, 储能设备功率状态发生切换的瞬时时刻计为一次动作。即从空闲状态 ($P_{ess}=0$) 切换为充电状态 ($P_{ess}<0$) 记为一次动作, 从充电状态切换回空闲状态记为一次动作。在实际测量中为了避免测量噪声误触发, 设定当功率绝对值变化超过一定值时, 才认定为一次有效的状态切换, 此时记为一次储能动作。

2.3 储能充电功率自适应控制策略

由2.2节可知, 通过 ΔU_{nmax} 来设置 ΔU_{nref} , 再通过 ΔU_{nref} 确定 P_{PVref} , 以此来确定 P_0 向上平移至 P_{PVref} 处的充电曲线参考值以及充电总能量参考值 E_{total} ,

但若使用固定的 ΔU_{nref} 设置,容易导致储能过度充电。为了应对这一问题,本文提出了一种储能充电功率自适应控制策略,通过储能的SOC状态,自动匹配最优的充电曲线,从而避免储能的过充。

已知安时积分法是一种常用的蓄电池SOC计算方法,这种方法的基本原理是:在电池充放电时,通过累积充进和放出的电量来计算SOC^[17]。

由安时积分法可得:

$$\Delta SOC = \frac{1}{C_n} \int_{t_{start}}^{t_{end}} \eta i_{bat}(t) dt \times 100\% \quad (18)$$

式中: C_n 为蓄电池额定容量, A·h; t_{start} , t_{end} 分别为充电开始和结束时间; η 为库伦效率; $i_{bat}(t)$ 为蓄电池端电流。

将式(18)变形可得:

$$\Delta SOC = \frac{1}{C_n} \int_{t_{start}}^{t_{end}} \frac{kP_{GFESref}(t)}{U_{bat}} dt \times 100\% = \frac{kE_{total}}{E_{btotal}} \times 100\% \quad (19)$$

式中: k 为综合效率系数; U_{bat} 为蓄电池端电压; E_{total} 为充电总能量, kW·h; E_{btotal} 为蓄电池额定容量, kW·h。

由2.2节式(10)和式(11)可得 $\Delta U_{nrefmin} = \Delta U_{nmax} + U_{p0} - 1.05$ (标么值), 且 ΔU_b 的选取范围为 $0 \leq \Delta U_b \leq 1.05$ (标么值) - U_{p0} , 所以有 $\Delta U_{bmax} = 1.05$ (标么值) - U_{p0} 。自适应原理如下: 将 ΔU_{bmax} 进行 N 等分, 随后计算每一个等分电压的充电总能量, 由储能SOC获取储能最大可充电能量, 之后匹配最佳的充电曲线。设计如下:

$$\begin{cases} \Delta U_{nref} = \Delta U_{nrefmin} \rightarrow E_{bat1} \\ \Delta U_{nref} = \Delta U_{nrefmin} + \frac{\Delta U_{bmax}}{N} \rightarrow E_{bat2} \\ \Delta U_{nref} = \Delta U_{nrefmin} + 2 \frac{\Delta U_{bmax}}{N} \rightarrow E_{bat3} \\ \vdots \\ \Delta U_{nref} = \Delta U_{nrefmin} + (h-1) \frac{\Delta U_{bmax}}{N} \rightarrow E_{bat h} \\ \Delta U_{nref} = \Delta U_{nrefmin} + h \frac{\Delta U_{bmax}}{N} \rightarrow E_{bat(h+1)} \\ \vdots \\ \Delta U_{nref} = \Delta U_{nmax} \rightarrow E_{bat N} \end{cases} \quad (20)$$

由式(20)可得, 当 ΔU_{nref} 等于不同等分的电压时, 其对应的充电总能量分别为 E_{bat1} , E_{bat2} , E_{bat3} , ..., E_{batN} , 由式(19)可得储能最大充电能量为

$$E_{totalmax} = \frac{E_{btotal} \Delta SOC_{max}}{k \times 100\%} \quad (21)$$

式中: $E_{totalmax}$ 为储能最大可充电能量; ΔSOC_{max} 为储

能最大SOC变化量。

之后判断 $E_{totalmax}$ 位于 E_{bat1} , E_{bat2} , E_{bat3} , ..., E_{batN} 哪个区间内, 若 $E_{bat h} \leq E_{totalmax} \leq E_{bat(h+1)}$, 则最终 $E_{totalmax} = E_{bat h}$, 随后变流器执行 $E_{bat h}$ 对应的充电曲线, 若 $E_{totalmax} < E_{bat1}$, 说明储能以最大容量充电电压依旧越限, 则触发报警。由于构网变流器存在虚拟惯性等因素, 使得变流器在整个充电过程中实际吸收的能量 E_{actual} 往往小于 E_{total} 。因此上文中使用 E_{total} 来进行最大充电能量的设计时, 若 E_{total} 不会导致储能过充, 那么实际中的 E_{actual} 就更进一步降低储能过充的风险。随着 N 的增加SOC越能充分利用, 但是运行速度则会降低。

基于上述可得预防性电压控制策略流程如图9所示。

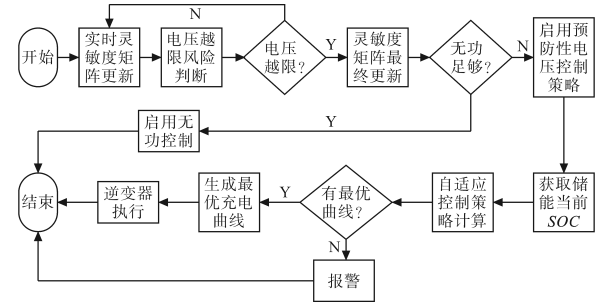


图9 预防性电压控制策略流程

Fig.9 Flow of preventive voltage control strategy

3 仿真实验

为了验证上述所提控制策略的有效性, 在Matlab/Simulink中根据上述所提策略搭建仿真模型, 构网型控制选择虚拟同步发电机控制, 模型采用参数如表2所示。

表2 系统参数

Tab.2 System parameters

参数名	描述	数值
电压初始值	U_{p0} (标么值)	1.0
变流器初始有功参考值	$P_{GFESref}/W$	0
储能额定容量	$E_{btotal}/(kW \cdot h)$	0.4
光伏最大出力	P_{PVmax}/kW	200
电压最大变化量	ΔU_{nmax} (标么值)	0.065
储能初始荷电状态	$SOC/\%$	50.5

模型中光伏出力从1 s开始增加, 1.5 s达到最大出力200 kW, 随后下降, 在第2 s恢复初始出力, 设置 $\Delta U_{nref} = 0.054$ (标么值)。

3.1 线性充电曲线验证

为了验证本文提出的线性充电曲线的合理性, 设置相同的最大充电功率, 将线性充电曲线

与恒功率充电曲线进行对比,如图10所示。

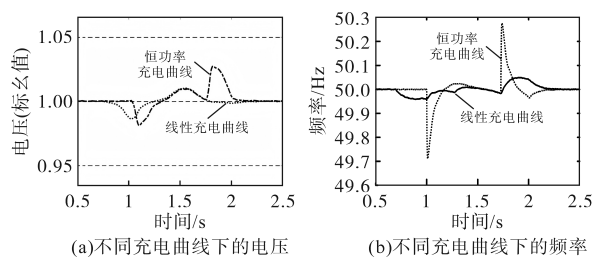


图10 不同充电曲线下的电压、频率对比

Fig.10 Comparison of voltage and frequency under different charging curves

在相同最大充电功率下,由图10a可知,恒功率充电在启动和停止瞬间功率会发生突变,分别导致电压明显突降与突增;而线性充电全程电压变化平稳,无明显突变。同时由图10b可知,恒功率充电的功率突变会引发系统频率突变,而线性充电的频率变化则更平稳。因此本文所选的线性充电曲线在电压控制和系统频率上均优于恒功率充电曲线,更利于维持充电期间电力系统的稳定性。

3.2 不同惯性对电压控制的影响验证

为了验证本文控制策略在不同惯性情况下对电压控制的影响,设置惯性1,2,3,4,5对应的虚拟惯量 J 和阻尼 D 如表3所示。

表3 不同惯性值

Tab.3 Different inertia values

编号	虚拟惯量 J	阻尼 D
惯性1	0.05	10
惯性2	0.5	60
惯性3	2	100
惯性4	5	150
惯性5	10	250

变流器在不同惯性下的实际输出功率曲线与对应惯性下的电压控制曲线如图11所示。

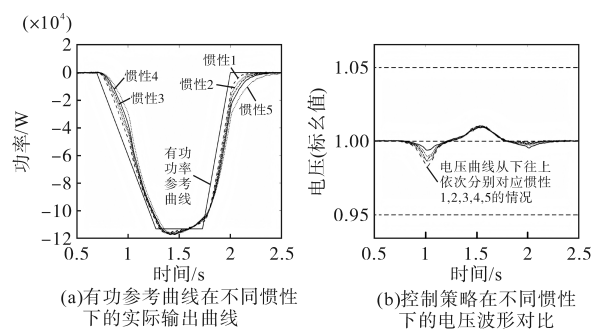


图11 不同惯性对控制的影响

Fig.11 The impact of different Inertia on control

由图11a可知,由于构网变流器惯性的存在,

其实际输出的功率曲线与给定的有功功率参考值 $P_{GFESref}$ 曲线往往无法完全重合,并且随着构网变流器惯性的不同其实际输出曲线也不同。同时由图11b可知,虽然实际充电曲线与给定的有功功率参考值 $P_{GFESref}$ 曲线不同,但是其整体趋势相同,除在开始充电电压下降阶段有些许的变化外,在光伏最大出力时间点范围内均能达到最大有功功率附近。因此即使变流器有虚拟惯量等存在,由图11a和图11b也能直观看出本文所提出的预防性电压控制策略依旧是有效的。

3.3 不同控制策略对电压的影响

不同控制策略对电压的影响如图12所示。

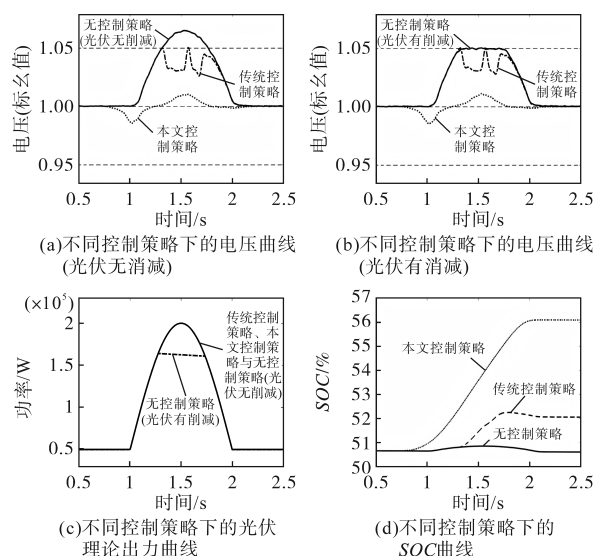


图12 不同控制策略对比

Fig.12 Comparison of different control strategies

由图12a可知,当构网型储能系统无控制时,随着光伏出力的增加,无功容量耗尽,光伏无削减控制时,电压在1.31 s—1.76 s期间越限,最高达到1.065(标么值)。传统控制策略即电压达到1.05(标么值)时启动固定有功功率(80 kW)开始充电(储能动作1次),随后在1.52 s电压达到1.02(标么值)停止充电(储能动作1次),但随着光伏持续出力,在1.565 s时电压又达到1.05(标么值),随后继续开始充电(储能动作1次),在1.67 s电压又达到1.02(标么值)时停止充电(储能动作1次),期间储能总动作4次。当使用本文控制策略时,在0.693 s时,储能开始充电(储能动作1次),电压开始持续下降到0.985(标么值),在1 s时光伏出力开始增加,电压随之开始上升,在1.272 s时达到1.0(标么值),之后随着光伏出力持续增加电压继续上升到最大1.011(标么值),之后光伏出力开始下降,电压也随之开始下降,

在 1.728 s 时达到 1.0(标么值),之后光伏出力持续下降,充电功率也随之下降,到 2 s 时光伏出力停止,充电也随之停止(储能动作 1 次),期间储能总动作 2 次。同时由图 12a 仿真曲线可知传统控制策略存在的问题是:控制策略在临界点附近响应,存在因延迟导致失效、引发电压越限及光伏削减的风险,且频繁动作影响储能寿命;而本文控制策略则通过提前充电建立电压安全裕度,动作次数少,有利于延长储能寿命。

由图 12b 可知当构网储能无控制时,为了降低电压,光伏变流器会启动有功削减策略,将电压维持在上限临界值 1.05(标么值),同时结合图 12c 可知,相比于本文控制策略和传统控制策略期间光伏出力来说,无控制策略时启动有功削减策略会造成弃光。各控制期间弃光率与储能动作次数以及电压情况对比如表 4 所示。

表 4 各控制性能评估

Tab.4 Evaluation of various control performances			
控制策略	弃光率	储能动作次数	电压情况
无控制策略 (光伏无削减)	0%	0	越限
无控制策略 (光伏有削减)	5.20%	0	临界上限
传统控制策略	0%(不定)	4(不定)	无越限(不定)
本文控制策略	0%	2	无越限且拥有较大安全裕度

通过表 4 可以看出本文控制策略在整体上相比于其他控制策略来说,具有一定优越性。

由图 12d 可知当系统采用无控制策略时, SOC 保持在初始 50.5% 没有变化,使用传统控制策略时, SOC 从 50.5% 最终稳定在 52%。而使用本文控制策略时, SOC 从 50.5% 最终稳定在 56%。可见使用本文控制策略可以在保证电压拥有足够安全裕度的情况下最大程度消纳光伏。

3.4 预测校正机制与鲁棒性验证

为了验证本文控制策略预测校正机制和控制策略的鲁棒性,分别选择 3 种事件进行仿真验证,3 种事件如表 5 所示。

表 5 3 种事件描述

Tab.5 Description of 3 types of events	
事件	描述
1	实际光伏出力曲线波形与预测有极大差异
2	实际光伏出力时间与预测出力时间有差异
3	实际光伏出力在出力时间和波形上与预测都有差异

各事件及仿真情况如图 13 所示。事件 1 曲线如图 13a、图 13b 所示;事件 2 曲线如图 13c~图 13e 所示;事件 3 曲线如图 13f、图 13g 所示。

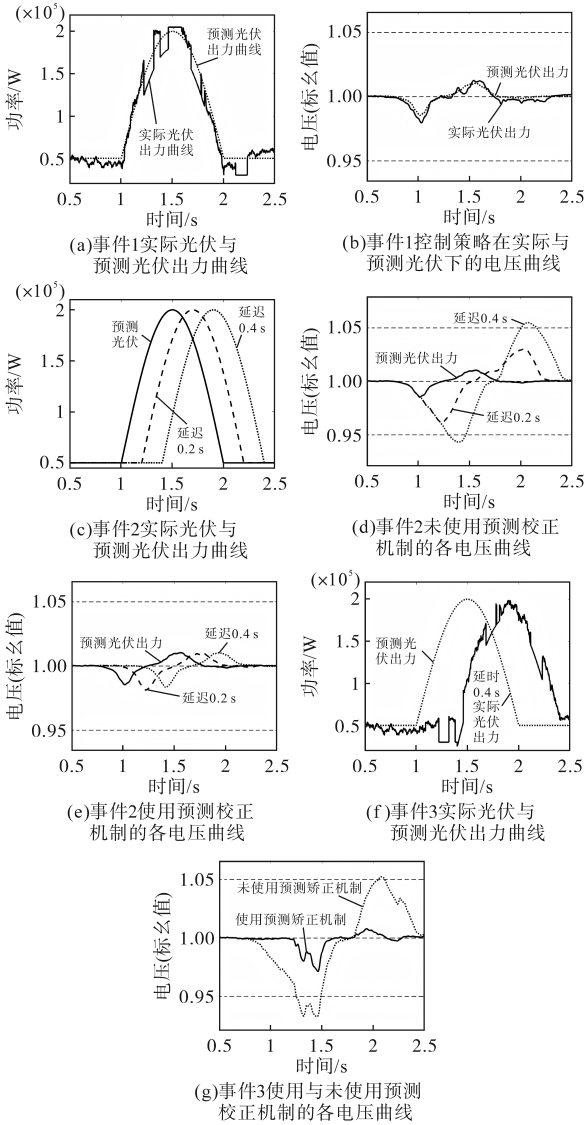


图 13 各事件及仿真对比

Fig.13 Comparison of various events and simulations

由图 13a 和图 13b 可知,当预测光伏曲线与实际光伏曲线有极大差异时,本文的控制策略依旧有效,这是因为本文控制策略主要是由光伏最大出力来制定,所以在光伏最大出力时达到设定的充电功率,电压就不会越限。因此只要知道光伏最大出力,其在最大出力以外的波形变化对本文控制无影响。由图 13c、图 13d 和图 13e 可知当光伏实际出力时间与预测时间误差过大时,控制策略会失效,这是因为在没有使用预测校正机制时,充电曲线由最初预测的曲线固定,当其达到最大充电功率时实际光伏并没有大发,因此储能会误充电导致电压大幅下降甚至越下限,实际光

伏延迟时间越长则越严重,而使用了预测校正机制后,充电曲线会不断根据光伏出力曲线进行更新,从而阻止储能的误充电,使得电压在合理范围内。由图 13f 和图 13g 可知,当实际光伏在曲线与时间上都与预测有差异时,本文的控制策略依旧有效,说明本文控制策略在预测与实际有误差时,对电压的控制具有一定的鲁棒性。

3.5 自适应控制策略验证

为了验证自适应控制策略的有效性,取 N 为 5,仿真曲线如图 14 所示。

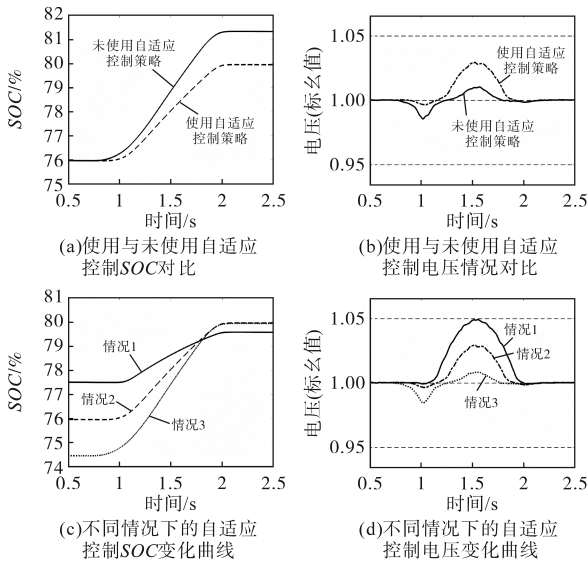


图 14 自适应控制策略验证

Fig.14 Verification of adaptive control strategy

由图 14a 可知,设置初始 SOC 为 76%,当未使用自适应控制策略时, SOC 最终稳定在 81.3%,超过了储能最大安全上限阈值 80%,而使用了自适应控制后,根据 SOC 最大可用容量的 4%,自动匹配最优充电曲线 $\Delta U_{nref} = 0.035$ (标么值) 的充电曲线,此时 SOC 最终稳定在 79.9%。同时由图 14b 可知未使用自适应控制的电压安全裕度比使用了自适应控制的安全裕度要高,这是因为,为了避免储能的过充,自适应控制自动匹配了储能的可用容量对应的充电曲线,该充电最大功率要低于未使用自适应控制的最大充电功率,因此电压裕度也相对下降。

图 14c 和图 14d 中情况 1, 2, 3 分别对应 SOC 取 77.5%, 76%, 74.5% 时。由图 14c 可得当储能初始 SOC 为不同情况时,自适应控制均能自动匹配该 SOC 情况下的最优充电曲线,且由图 14d 可得,根据储能最大可用容量的不同,电压安全裕度也不同,储能最大可用容量越大,电压安全裕

度也越高,反之则越低。

4 结论

本文为了解决无功容量不足情况下构网型储能应对光伏引起的电压越限问题,提出了基于电压灵敏度的构网型储能预防性电压控制策略,通过理论建模和仿真验证,得出如下结论:

1) 该控制策略将构网型储能系统中储能模块对电压的支撑模式由被动响应转变为主动预防。当系统无功容量不足时,通过储能预先充电来实现在未来关键时段为系统电压预留充足的安全裕度并且最大程度消纳光伏,减少弃光,同时为后续相关预防性控制策略研究提供参考。

2) 本文设计的控制策略预测校正机制,可以根据预测的光伏出力不断更新充电曲线参考值,避免了储能的误充电,使得控制策略具有一定鲁棒性。

3) 本文设计的储能充电功率自适应控制策略,可以根据储能的 SOC 情况,选择最优的充电曲线,在满足储能安全运行的情况下,可最大程度预防电压越限,增加了储能的经济性和可持续性。

参考文献

- [1] 付利达,贾清泉,孙玲玲,等. 构网/跟网型光伏变流器混联的配电网有功无功双层调压策略[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(12): 171-183.
Fu Lida, Jia Qingquan, Sun Lingling, et al. Active and reactive power dual-layer voltage regulation strategy for distribution networks with hybrid connection of grid-forming/grid-following photovoltaic inverters[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(12): 171-183.
- [2] 李清然,张建成. 含分布式光伏电源的配电网电压越限解决方案[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(22): 117-123.
Li Qingran, Zhang Jiancheng. Solution to voltage exceedance in distribution networks with distributed photovoltaic power sources[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(22): 117-123.
- [3] 许晓艳,黄越辉,刘纯,等. 分布式光伏发电对配电网电压的影响及电压越限的解决方案[J]. 电网技术, 2010, 34(10): 140-146.
Xu Xiaoyan, Huang Yuehui, Liu Chun, et al. Impact of distributed photovoltaic power generation on distribution network voltage and solutions for voltage exceedance[J]. Power System Technology, 2010, 34(10): 140-146.
- [4] 钱乙卫,田浩,刘财华,等. 考虑概率分布的分布式光伏无功下垂控制策略[J]. 发电技术, 2024, 45(2): 273-281.

- Qian Yiwei, Tian Hao, Liu Caihua, et al. Distributed photovoltaic reactive power droop control strategy considering probability distribution[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(2): 273-281.
- [5] 刘星,陈众,陈李杰,等. 含高渗透率光伏的配电网就地-分布式电压控制[J]. 电力电容器与无功补偿, 2021, 42(6): 268-275.
- Liu Xing, Chen Zhong, Chen Lijie, et al. Local-distributed voltage control for distribution networks with high penetration of photovoltaics[J]. Electric Power Capacitors and Reactive Power Compensation, 2021, 42(6): 268-275.
- [6] Chen Yuanyuan, Li Geng, Wang Chengshan, et al. Network partition and voltage coordination control for distribution networks with high penetration of distributed PV units[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 3396-3407.
- [7] Yan H W, Liang G, Beniwal N, et al. Flexible power point tracking aided power ramp rate control for photovoltaic systems with small energy storage capacity[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2024, 39(2): 2798-2810.
- [8] 刘泽洪,郑炜,李佳朋,等. 构网型技术发展现状与前景[J]. 全球能源互联网, 2025, 8(4): 399-415.
- Liu Zehong, Zheng Wei, Li Jiapeng, et al. Development status and prospects of grid-forming technology[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2025, 8(4): 399-415.
- [9] 张宸宇,喻建瑜,史明明,等. 基于构网型储能的新能源微电网电压动态控制性能分析与优化[J]. 中国电力, 2025, 58(9): 115-123.
- Zhang Chenyu, Yu Jianyu, Shi Mingming, et al. Analysis and optimization of voltage dynamic control performance in new energy microgrids based on grid-forming energy storage[J]. Electric Power, 2025, 58(9): 115-123.
- [10] 程诗尧,王芳,李雪城,等. 虚拟同步发电机稳定性分析与参数设计[J]. 电气传动, 2021, 51(2): 51-57.
- Cheng Shiyao, Wang Fang, Li Xuecheng, et al. Stability analysis and parameter design of virtual synchronous generator[J]. Electric Drive, 2021, 51(2): 51-57.
- [11] 边家瑜,周专,于志勇,等. 高比例新能源电力系统下基于多尺度的构网型储能配置优化研究[J]. 可再生能源, 2025, 43(6): 839-845.
- Bian Jiayu, Zhou Zhuan, Yu Zhiyong, et al. Research on multi-scale-based grid-forming energy storage configuration optimization in high-proportion renewable energy power systems[J]. Renewable Energy Resources, 2025, 43(6): 839-845.
- [12] 杨重伟,梁旭,毛岚. 基于高比例光伏接入低压系统的电压控制研究[J]. 电气传动, 2022, 52(8): 60-67.
- Yang Chongwei, Liang Xu, Mao Lan. Research on voltage control based on high-proportion photovoltaic integration into low-voltage systems[J]. Electric Drive, 2022, 52(8): 60-67.
- [13] 吴福保,孙文文,何国庆,等. 基于电压灵敏度的分布式光伏电压控制方法[J]. 太阳能学报, 2024, 45(11): 313-319.
- Wu Fubao, Sun Wenwen, He Guoqing, et al. Distributed photovoltaic voltage control method based on voltage sensitivity[J]. Acta Energetica Sinica, 2024, 45(11): 313-319.
- [14] 许佳佳,严栋,是晨光,等. 基于灵敏度修正的分布式储能电网接入选址与定容[J]. 自动化与仪器仪表, 2025(1): 258-263.
- Xu Jiajia, Yan Dong, Shi Chenguang, et al. Site selection and capacity determination of distributed energy storage grid integration based on sensitivity correction[J]. Automation & Instrumentation, 2025(1): 258-263.
- [15] Ai C, Li Y, Zhao Z, et al. An extension of grid-forming: a frequency-following voltage-forming inverter[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2024, 39(10): 12118-12123.
- [16] Rathnayake D B, Bahrani B. Multivariable control design for grid-forming inverters with decoupled active and reactive power loops[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2023, 38(2): 1635-1649.
- [17] 梁叶,蔡孟冶,姜岩峰,等. 基于修正安时积分法的锂电池荷电状态估算[J]. 电源学报, 2026, 24(8): 131-139.
- Liang Ye, Cai Mengye, Jiang Yanfeng, et al. Estimation of state of charge of lithium batteries based on modified ampere-hour integration method[J]. Journal of Power Supply, 2026, 24(8): 131-139.

收稿日期:2025-09-09

修改稿日期:2025-11-04