第 52 卷 第 5 期：2194-2206 高电压技术 Vol.52, No.5: 2194-2206
2026 年 5 月 31 日 High Voltage Engineering May 31, 2026
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20250938

基于双自适应协同优化的构网型储能主动支撑策略

郭旭存[1]，任永峰[1,2,3,4]，张　岩[5]，方琛智[1]，贺　彬[1]，胡志帅[1]
（1. 内蒙古工业大学能源与动力工程学院，呼和浩特 010080；2. 内蒙古自治区新能源与储能技术重点实验室，呼和浩特 010080；3. 内蒙古自治区高校可再生能源工程研究中心，呼和浩特 010080；4. 风能太阳能利用技术教育部重点实验室，呼和浩特 010080；5. 西安交通大学电气工程学院，西安 710049）

摘　要：针对风-光系统接入弱电网下主动支撑能力不足的问题，提出一种基于双自适应协同优化的构网型储能主动支撑策略，以提升系统的主动支撑能力。通过建立虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)小信号模型，确定满足储能系统阻尼比和相角裕度的转动惯量与阻尼系数的边界值；结合 VSG 频率调节特性，构建差异化的区间增益调节系数，实现不同运行工况的精准调节，以提高系统动态响应能力。此外，引入以频率偏差与频率变化率为输入的自适应权重系数模型预测控制方法，进一步提升构网型储能的频率调节能力并降低调节成本。最后，搭建风-光-储联合仿真模型，并在不同短路比的弱电网环境下进行支撑性能验证。结果表明，双自适应协同优化控制策略能够有效提升构网型储能的输出性能，降低系统频率偏移，并有效改善系统频率波动情况。
关键词：构网型储能；自适应模型预测控制；自适应虚拟同步机；弱电网；主动支撑

Active Support Strategy for Grid-forming Energy Storage Based on Dual Adaptive Collaborative Optimization

GUO Xucun[1], REN Yongfeng[1,2,3,4], ZHANG Yan[5], FANG Chenzhi[1], HE Bin[1], HU Zhishuai[1]
(1. College of Energy and Power Engineering, Inner Mongolia University of Technology, Hohhot 010080, China; 2. Inner Mongolia Key Laboratory of New Energy and Energy Storage Technology, Hohhot 010080, China; 3. Renewable Energy Engineering Research Center, Inner Mongolia University, Hohhot 010080, China; 4. Key Laboratory of Wind and Solar Energy Utilization Technology of Ministry of Education, Hohhot 010080, China; 5. College of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract：To address the challenge of insufficient active support capability in wind-solar integrated systems under weak grid conditions, this study proposes an active support strategy based on a dual-adaptive cooperative optimization scheme for grid-forming energy storage systems. The proposed method aims to enhance the system's dynamic support performance. A small-signal model of the virtual synchronous generator(VSG) is developed to derive the boundary conditions of the inertia constant and damping coefficient that satisfy the design requirements for system damping ratio and phase margin. Combined with the frequency regulation characteristics of VSG, differentiated interval gain adjustment coefficients are developed to achieve precise control tailored to various operating conditions, thereby further enhancing the system's dynamic response capability. In addition, an adaptive weighted coefficient model predictive control method when frequency deviation and rate of frequency change are taken as inputs is introduced to further enhance the frequency regulation capability of grid-forming energy storage systems while reducing the control cost. Finally, a wind-photovoltaic-storage integrated simulation model is established, and the active support performance is validated under weak grid conditions with different short-circuit ratios. The dual adaptive collaborative optimization method can be adopted to effectively improve the output performance of grid-forming energy storage,lower the frequency offset,and effectively modify the frequency fluctuation of the system.
Key words：grid-forming energy storage; adaptive model predictive control; adaptive virtual synchronous generator; weak grid; active support

基金资助项目：国家自然科学基金(52367022)；内蒙古自治区重点研发和成果转化项目(2023YFHH0077)；中国华能集团有限公司科技项目(HNKJ24-H117)
Project supported by National Natural Science Foundation of China(52367022), Key R&D and Achievement Transformation Projects in Inner Mon-golia Autonomous Region(2023YFHH0077), China Huaneng Group Science and Technology Project (HNKJ24-H117).

0　引言

在“双碳”目标背景下，大规模风力发电与光伏发电等可再生能源不断接入电力系统，导致系统中电力电子设备渗透率不断提高，进而引起电力系统惯量支撑和频率调节能力持续下降。因此，保障高比例可再生能源接入下电力系统的可靠运行已成为当前研究热点[1-3]。目前，可再生能源的电力电子变换器普遍采用跟网型控制模式，该模式本质上属于电流源特性，在运行过程中需依靠电网提供电压和频率的支撑[4]。为了提升电力系统的主动支撑能力，以虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)控制为典型代表的构网型储能技术应运而生。VSG 通过特定的控制策略模拟传统同步发电机的运行特性，从而向电力系统提供必要的惯量和阻尼支撑[5-6]。

研究表明，VSG 的转动惯量与阻尼系数对于逆变器的动态性能具有显著影响。因此，学者们提出通过设计自适应调节函数来对 VSG 的转动惯量与阻尼系数进行调整，以进一步提高其动态响应能力这一方法被称为自适应 VSG(adaptive virtual synchronous generator, AVSG)。文献[7]将转动惯量的调整和虚拟阻抗的调整结合起来，通过调整虚拟阻抗中的电感参数，以有效应对微电网中的功率耦合问题，从而提升系统的功率跟踪能力和响应速度。文献[8-9]通过动态调整虚拟阻抗的参数优化了 VSG 的动态特性，显著改善系统在电压与频率方面的动态调节能力。文献[10-11]引入径向基函数(radial basis function, RBF)神经网络对阻尼补偿量进行实时动态调整，使系统的阻尼系数可随频率变化而自适应优化，进而有效提升电力系统的暂态稳定性并缩短故障后的恢复时间。文献[12]则利用 RBF 神经网络处理虚拟惯量与角频率及其变化率之间的非线性关系，有效减少了频率超调幅度，提高了系统响应速度；同时还基于固定阻尼比原则，提出了自适应调整阻尼系数的方法，进一步抑制了系统的功率振荡。文献[13]在上述基础上提出了一种考虑储能荷电状态(state of charge, SOC)的 RBF 自适应控制策略，在改善储能逆变器动态性能的同时，有效维持了储能系统的 SOC 水平。文献[14]则采用基于数据驱动的积分强化学习方法设计了一种自适应虚拟惯量控制策略，通过神经网络实时调整虚拟惯量参数，实现对微电网频率响应性能的优化。文献[15]基于 VSG 并网系统的小信号建模分析，确定了相关自适应参数的合理取值范围，并将角速度变化量与其瞬时变化率与惯量和阻尼系数进行关联，实现了惯量与阻尼系数的自适应协同调节。文献[16]将下垂系数与惯量、阻尼参数协同调节，并引入了频率差值的积分项，构成了一种综合性的自适应控制策略。然而，上述研究中的有功功率指令通常保持恒定，系统主要参与一次调频，当频率偏差较大或变化速度较快时,系统缺乏实时响应能力，无法及时进行有效的跟踪与补偿。

针对上述问题，部分学者尝试将模型预测控制(model predictive control, MPC)与 VSG 相结合，以实现系统频率的二次调节[17-21]。文献[22-23]将模型预测控制应用于光储系统的 VSG 并网控制中，有效改善了系统频率的偏移现象。文献[24]将自适应控制策略和 MPC 相结合，增强系统的调节能力，以提升固体氧化物燃料电池的频率动态响应能力。文献[25]针对风储联合系统，以频率偏差和调频成本最小化为控制目标，设计了一种自适应模型预测控制(adaptive model predictive control, AMPC)策略，从而提高了系统的协同控制能力。文献[26]在考虑有功功率变化的同时兼顾电压波动，将有功和无功功率控制纳入 MPC 框架，有效增强了系统的频率与电压动态响应能力。文献[27]则进一步引入分数阶 MPC 和分数阶 VSG，以强化系统的动态响应特性；然而分数阶算法存在计算量大、系统响应时间较长的问题。上述文献虽已尝试利用 MPC 提高 VSG 的调节性能，但其权重系数的设计多以频率调节性能为主，可能造成调节成本的增加；且当权重系数为固定值时，难以充分发挥 MPC 方法的调节潜力。在实际工程中，风电机组与光伏场站通常建设于偏远地区，导致输电线路距离较长、阻抗增加，从而使系统短路容量偏低，呈现明显的弱电网特性。在此条件下，电网主动支撑能力不足，更易受到风电与光伏功率波动的影响。因此，需要通过相应的控制策略，在有限储能资源的配置下提升系统主动支撑能力。基于此，本文提出了基于双自适应协同优化的构网型储能主动支撑策略。在自适应 VSG 和 AMPC 的共同作用下，提升构网型储能主动支撑能力的同时兼顾其调节成本。本文首先建立 VSG 小信号模型，根据系统的相角裕度，阻尼比以及动态调节特性确定惯量和阻尼参数的合理范围，避免系统在动态调整过程中参数越界。其次结合系统的调

节目标，设计 MPC 的自适应权重系数调节函数，以有效的增加系统的动态响应能力。最后在 MATLAB/Simulink 中搭建了风-光-储模型，在不同短路比下验证了本文所提控制策略的有效性。

1 风-光-储系统精细化建模

本章构建了风-光-储联合仿真系统，其结构如图 1 所示。系统主要包括额定功率为 5 MW 的直驱式永磁同步风力发电机组(permanent magnet synchronous generator, PMSG)、2 MW 光伏(photovoltaic, PV)单元以及容量为 1 MW/2 MWh 的磷酸铁锂电池储能单元。其中 5 MW 风机采用背靠背的连接方式，建模推导以及仿真验证见附录 A，2 MW 光伏采用跟网型控制方式，其仿真验证见附录 B。储能单元逆变器采用虚拟同步机控制策略，电池 SOC 值为 75%。系统公共连接母线的电压等级为 690 V，经由变压器升压至 35 kV 后接入电网，其拓扑结构如图 1 所示。

2 协同自适应构网型储能控制策略

2.1 构网型储能基本控制原理

构网型储能的控制原理与拓扑结构如图 1 所示，系统分别由有功环、无功环和虚拟阻抗环以及电压-电流双闭环构成。参考电势 $E_{d\mathrm{ref}}$、$E_{q\mathrm{ref}}$ 和电感电流 i_{Ld}、i_{Lq} 在经由虚拟阻抗环节、电压电流双闭环后产生的 PWM 控制信号作用于储能逆变器。

由同步机的机械转矩与频率变化的关系可得：

$$T_{\mathrm{m}}-T_{\mathrm{e}}=J\frac{\mathrm{d}\omega}{\mathrm{d}t}-D(\omega-\omega_0) \tag{1}$$

式中：T_{m} 为机械转矩；T_{e} 为电磁转矩；ω 和 ω_0 分别为 VSG 的输出角频率和额定角频率；由式(1)得到其转子运动方程：

$$J\frac{\mathrm{d}\omega}{\mathrm{d}t}=\frac{P_{\mathrm{m}}-P_{\mathrm{e}}}{\omega_0}-D(\omega-\omega_0) \tag{2}$$

式中：J 和 D 为转动惯量和阻尼系数；P_{m} 和 P_{e} 分别表征机械功率和电磁功率。

根据图 1 中 VSG 的电路结构结合功率传输理论可以计算逆变器并网运行中向电网输送的功率，以及 VSG 系统内包含各变量的表达式：

$$\begin{cases}P_{\mathrm{e}}=\dfrac{3E_0U_{\mathrm{g}}\sin\delta}{X}\\ Q_{\mathrm{e}}=\dfrac{E_0^{\,2}-EU_{\mathrm{g}}\cos\delta}{X}\\ P_{\mathrm{ref}}-P_{\mathrm{e}}-J\omega_0\dfrac{\mathrm{d}\omega}{\mathrm{d}t}-K_{\mathrm{p}}(\omega-\omega_0)=0\\ Q_{\mathrm{ref}}-Q_{\mathrm{e}}-K\dfrac{\mathrm{d}E}{\mathrm{d}t}-K_{\mathrm{q}}(U_0-U)=0\\ \delta=\int(\omega-\omega_{\mathrm{g}})\mathrm{d}t\end{cases} \tag{3}$$

式中：X 是等效电抗；δ 为功角；P_{ref}、Q_{ref} 分别为有功功率、无功功率参考值；Q_{e} 为无功功率实际值；K 为无功增益系数；K_{q} 为无功下垂系数；K_{p} 为有功下垂系数；E_0 为电网额定电压，E 为电网电压；U_{g} 为 VSG 输出电压；U_0 为 VSG 额定电压；U 为实时电压。

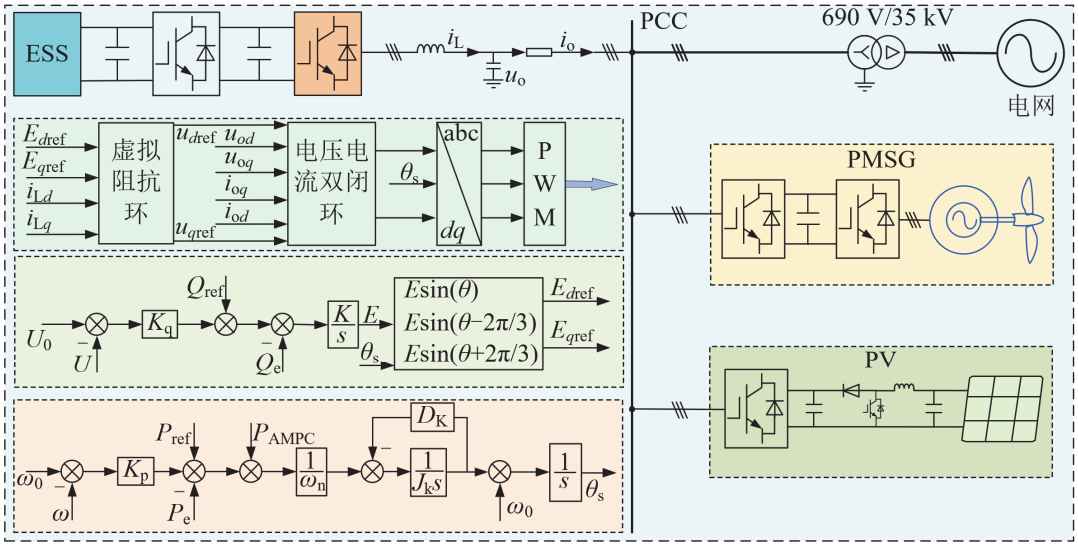


图 1 风-光-储系统拓扑结构及控制策略

Fig.1 Topology and control strategy of wind-PV-storage hybrid system

根据式(3)可得经拉式变换后的小信号模型表达式：

$$\begin{cases}\hat{\omega}(s)=\dfrac{\hat{P}_{\mathrm{ref}}(s)-\hat{P}_{\mathrm{e}}(s)}{J\omega_0 s+D}\\ \hat{\delta}(s)=\dfrac{\hat{\omega}(s)}{s}\\ E(s)=\dfrac{\hat{Q}_{\mathrm{ref}}(s)-\hat{Q}_{\mathrm{e}}(s)}{\sqrt{2}(Ks+K_{\mathrm{q}})}\\ \hat{P}_{\mathrm{e}}(s)=\dfrac{3E_0U_{\mathrm{g}}\hat{\delta}(s)+3U_{\mathrm{g}}\delta_0\hat{E}(s)}{X}\\ Q_{\mathrm{e}}(s)=\dfrac{3(2E_0-U_{\mathrm{g}})\hat{E}(s)+3U_{\mathrm{g}}E_0\hat{\delta}_0}{X}\end{cases}\tag{4}$$

当相位差足够小时，其耦合量可以近似忽略不计，从而得到有功功率的传递函数：

$$G(s)=\frac{\dfrac{3E_0U_{\mathrm{g}}}{J\omega_0X}}{s^2+\left(\dfrac{D}{J}+\dfrac{K_{\mathrm{p}}}{J\omega_0}\right)s+\dfrac{3E_0U_{\mathrm{g}}}{J\omega_0X}}\tag{5}$$

根据式(5)可推导得到 VSG 二阶模型的自然振荡角频率 ω_{n} 和阻尼系数 ξ 为：

$$\begin{cases}\omega_{\mathrm{n}}=\sqrt{\dfrac{3E_0U_{\mathrm{g}}}{J\omega_0X}}\\ \xi=\dfrac{D\omega_0+K_{\mathrm{p}}}{2}\sqrt{\dfrac{\omega_0X}{3E_0U_{\mathrm{g}}}}\end{cases}\tag{6}$$

为了便于分析转动惯量和阻尼系数对系统的稳定性影响，做出如图 2 所示的全局转动惯量和阻尼系数的根轨迹图。

2.2　转动惯量和阻尼系数的参数整定

为明确参数 J 和 D 的合理取值范围，对小信号模型的幅值和相角条件分别作式(7)、(8)的设定：

$$h(\mathrm{dB})=\left.\frac{\omega\sqrt{\omega^2+4\xi^2\omega_{\mathrm{n}}^2}}{\omega_{\mathrm{n}}^2}\right|_{\omega=\omega_{\mathrm{g}}}=+\infty\tag{7}$$

式中：ω_{g} 为系统穿越频率。

$$\gamma=\arctan\left(\frac{2\xi}{\sqrt{\sqrt{1+4\xi^4}-2\xi^2}}\right)>60°\tag{8}$$

根据式(7)、(8)可知此时系统的幅值裕度接近无限大。为进一步提高系统稳定性，本文取相角裕度 γ>60°[10]。图 3 为不同 J 和 D 取值下的相角裕度。其中黑色曲线为 γ=60°的等值曲线。

此外 D 的参数受机械转矩的变化量和角频率的变化量的影响，此处取 $\omega\approx\omega_0$。因此可以得到：

$$D=\frac{\Delta T}{\Delta\omega_{\max}}=\frac{\Delta P}{\omega\Delta\omega_{\max}}\approx\frac{\Delta P}{\omega_0\Delta\omega_{\max}}\tag{9}$$

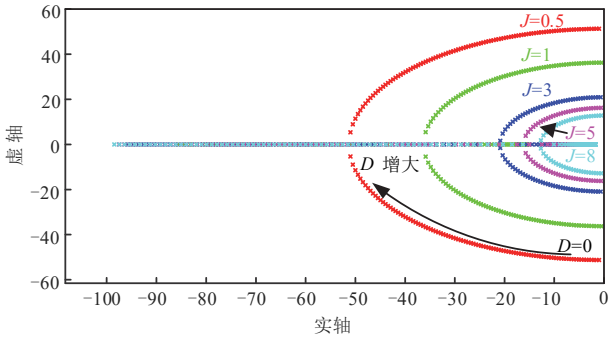


图 2　J、D 变化下的根轨迹图

Fig.2　Root locus plot under variations of J and D

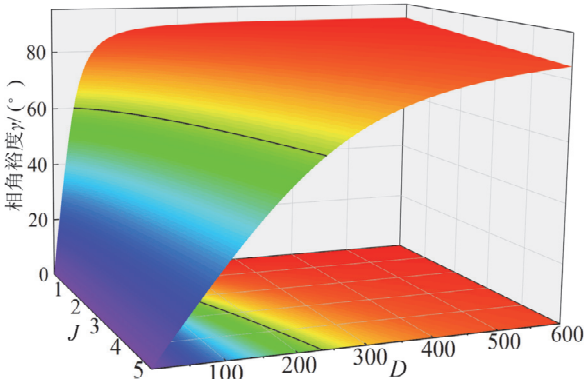


图 3　不同 J 和 D 取值下的相角裕度

Fig.3　Phase margin under different values of J and D

式中：ΔT 为机械转矩变化量，$\Delta T=\dfrac{\Delta P}{\omega}$，$\Delta P$ 为有功功率的变化量。$\Delta\omega_{\max}$ 取 2π。同时由式(6)可以得到 D 为：

$$D=2\xi\sqrt{\frac{3E_0U_{\mathrm{g}}J}{X\omega_0}}-\frac{K_{\mathrm{p}}}{\omega_0}\tag{10}$$

根据 GB/T34120 的规定，当参与一次调频时调差率应为 0.5%~3%，当系统频率下降 1 Hz 时，构网型储能输出有功功率为 0.4~1 MW。联立式(6)、(9)、(10)可得阻尼系数的取值范围为（202, 510）。

对于二阶系统，在扰动发生初期，系统应保持在欠阻尼状态，以确保较短的调节时间；而在扰动发生后期，系统则应过渡到临界阻尼或过阻尼状态，以减小振荡时间并避免功率超调。为了使系统在扰动期间能够在欠阻尼与过阻尼状态之间进行有效切换，J 与 D 需进行协同调整，以实现系统的动态性能优化。图 4 所示为 J、D 与阻尼系数之间的关系，图中曲线是阻尼系数为 1 的等值曲线。

此外，当电网容量较小时，电网阻抗较大，逆变器输出的电流和电压波动对系统的稳定性有较大

的影响。因此，在确定转动惯量时，不仅需要考虑系统对扰动的响应过程，还必须评估其对电网稳定性的潜在影响。根据储能逆变器所接电网的容量，将系统特征根距离虚轴的距离设为 15 即：

$$\mathrm{Re}(S_{\mathrm{i}}) \le -15 \tag{11}$$

结合以上分析可以确定转动惯量的取值范围为(0.2, 5)。

2.3 协同自适应构网型储能优化方法

在弱电网中，电网阻抗值较大，系统抗干扰能力较弱，因此，在储能进行功率补偿时，应尽量减少输出功率的超调和振荡周期，以增强系统的稳定性。传统自适应中根据功角-频率特性曲线对转动惯量和阻尼系数的自适应区间分为两部分，对于惯量与阻尼参数自适应调节只有相应的增减，并不对增减速率进行细化，尽管能够实现转动惯量和阻尼系数的自适应控制，但是存在控制精度不够，协调性差的问题。

基于此，本文提出分区协同的自适应 VSG 优化方法，在功角-频率曲线的基础上根据频率的偏差以及变化趋势，针对 4 个区间分别设计不同的设计不同的增益系数，在不同区间内实现不同的变化速率和调整幅度。为了避免参数调整过度，引入指数衰减因子，用来适应调整速率。通过多个参数的相互协作调整，实现精细化调节。变换函数如式(12)：

$$\begin{cases} J = \begin{cases} J_0 \\ J_0 + \gamma_{\mathrm{J}}\alpha_{\mathrm{J}}\mathrm{e}^{\lambda}, |\Delta\omega| \ge K_{\mathrm{J}} \end{cases} \\ D = \begin{cases} D_0 \\ D_0 + \gamma_{\mathrm{D}}\alpha_{\mathrm{D}}\mathrm{e}^{\lambda}, |\Delta\omega| \ge K_{\mathrm{D}} \end{cases} \end{cases} \tag{12}$$

式中：J_0、D_0 为初始转动惯量和阻尼；γ_{J}、γ_{D} 分别为 J 和 D 的自适应增益；λ 为指数衰减因子，用于调节适应速率；K_{J}，K_{D} 为启动阈值；α_{J}、α_{D} 分别为区间调整系数，根据工作区间不同而变化，具体工作区间如表 1 所示。

由式(12)可知，由于转动惯量对系统的影响较大，因此其变化范围及变化趋势应严格依据理论分析进行调整。在第 1 区间时，系统应增大转动惯量以确保输出功率能够及时跟踪到功率指令，同时适当增加阻尼系数以配合转动惯量的变化，系统运行在欠阻尼状态。进入第 2 区间后，系统处于扰动后期，此时应及时减小转动惯量，增大阻尼系数，减小系统的振荡周期，系统需运行在过阻尼的状态。第 3 区间时，实际输出功率大于功率指令，此时应该增加转动惯量减小阻尼系数，缩短调节时间，将

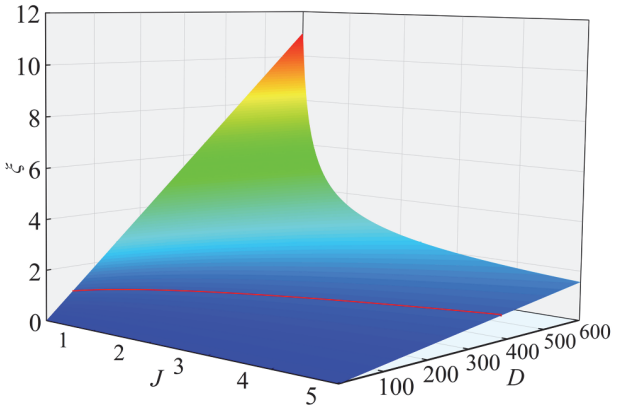


图 4 不同 J 和 D 取值下的阻尼系数

Fig.4 Damping coefficients corresponding to various values of J and D

表 1 J、D 区间调整系数

Table 1 Interval adjustment coefficients for J and D

区间	$\Delta\omega$	$\mathrm{d}\omega/\mathrm{d}t$	α_{J}	α_{D}
①	>0	>0	1.85	0.2
②	>0	<0	−0.8	1.8
③	<0	<0	2.15	−0.5
④	<0	>0	−0.9	0.8

调整系数设定较小以避免阻尼系数下降过快，整个系统需运行在欠阻尼状态。第 4 区间时，系统完成调节，此时应减小振荡周期，增加系统的稳定性，转动惯量和阻尼系数须同时配合，既要避免转动惯量减小过快，又要避免阻尼系数过度增加，导致恢复速度过慢。

3 构网型储能自适应模型预测控制策略

MPC 具有良好的响应速度以及精确度，同时还具有较强的鲁棒性，MPC 的机理可以描述为：在每个采样时刻根据当前系统的状态变量和控制变量预测未来连续 p 个周期的状态趋势，再基于系统的期望输出计算当前时刻的最优控制量，并将此控制量作用于系统。将 MPC 引入有功频率控制环节可以增加其频率调节能力。本文在传统 MPC 的基础上进行改进，通过引入自适应权重系数对 MPC 输出量进行实时优化，在增强调节能力的同时兼顾了调节成本。

3.1 AMPC 模型的建立

根据 MPC 方法的基本原理，结合 VSG 的频率特性，将文中式(1)与(2)联立可以得到 VSG 的状态空间方程和输出方程：

$$\begin{cases}\dot{\omega}(t)=-\dfrac{D(\omega(t)-\omega_0)}{J\omega_0}+\dfrac{P_{\mathrm{m}}(t)-P_{\mathrm{e}}(t)}{J\omega_0}\\ y(t)=\omega(t)-\omega_0\end{cases}\tag{13}$$

式中：$P_{\mathrm{m}}(t)$为 VSG 的输入变量，而输出变量 $P_{\mathrm{e}}(t)$可视为一个可以测量的扰动量以便于控制输出的上下限。对式(13)基于采样时间离散化后可以得到[22]：

$$\begin{cases}\Delta\omega(k+1)=A\Delta\omega(k)+B_{\mathrm{m}}\Delta P_{\mathrm{m}}(k)+D_{\mathrm{e}}\Delta P_{\mathrm{e}}(k)\\ y(k)=C\Delta\omega(k)+y(k-1)\end{cases}\tag{14}$$

式中：A、B_{m}、D_{e}、C 分别为系统的状态量、输入量、扰动量和输出量。

$$A=\mathrm{e}^{-\frac{D}{J}T_{\mathrm{s}}},B_{\mathrm{m}}=\frac{1}{J\omega_0}\int_0^{T_{\mathrm{s}}}\mathrm{e}^{-\frac{D}{J}\tau}\mathrm{d}\tau,D_{\mathrm{e}}=-\frac{1}{J\omega_0}\int_0^{T_{\mathrm{s}}}\mathrm{e}^{-\frac{D}{J}\tau}\mathrm{d}\tau\tag{15}$$

$\Delta\omega(k)$、$\Delta P_{\mathrm{m}}(k)$、$\Delta P_{\mathrm{e}}(k)$、$y(k)$ 分别为状态变量增量、控制输入变量增量、干扰变量增量、被控输出变量；T_{s}为采样周期。以式(14)作为预测模型，设从 k 时刻起系统输入发生 m 步变化，之后保持不变。p 和 m 分别是预测时域和控制时域。

综合考虑计算速率与计算精度，本文选择控制 m 和 p 均为 3。基于上述设置，可以计算得到未来 3 个时刻的转子角频率：

$$\begin{cases}\Delta\omega(k+1|k)=A\Delta\omega(k)+B_{\mathrm{m}}\Delta P_{\mathrm{m}}(k)+D_{\mathrm{e}}\Delta P_{\mathrm{e}}(k)\\ \Delta\omega(k+2|k)=A\Delta\omega(k+1)+B_{\mathrm{m}}\Delta P_{\mathrm{m}}(k+1)+\\ \qquad D_{\mathrm{e}}\Delta P_{\mathrm{e}}(k+1)=\\ \qquad A^2\Delta\omega(k)+AB_{\mathrm{m}}\Delta P_{\mathrm{m}}(k)+\\ \qquad AD\Delta P_{\mathrm{e}}(k)+B_{\mathrm{m}}\Delta P_{\mathrm{m}}(k+1)+\\ \qquad D_{\mathrm{e}}\Delta P_{\mathrm{e}}(k+1)\\ \Delta\omega(k+3|k)=A\Delta\omega(k+2)+B_{\mathrm{m}}\Delta P_{\mathrm{m}}(k+2)+\\ \qquad D_{\mathrm{e}}\Delta P_{\mathrm{e}}(k+2)=\\ \qquad A^3\Delta\omega(k)+A^2B_{\mathrm{m}}\Delta P_{\mathrm{m}}(k)+\\ \qquad AB_{\mathrm{m}}\Delta P_{\mathrm{m}}(k+1)+B_{\mathrm{m}}\Delta P_{\mathrm{m}}(k+2)+\\ \qquad A^2D_{\mathrm{e}}\Delta P_{\mathrm{e}}(k)\end{cases}\tag{16}$$

由方程式(14)和状态方程量(16)可以预测到 k+1 到 k+3 时刻的输出量：

$$\begin{cases}y(k+1)=C\Delta\omega(k+1|k)+y(k)\\ y(k+2)=C\Delta\omega(k+2|k)+y(k+1|k)\\ y(k+3)=C\Delta\omega(k+3|k)+y(k+2|k)\end{cases}\tag{17}$$

联立式(16)、(17)则可得到其预测方程：

$$\boldsymbol{Y}_{\mathrm{p}}(k+1|k)=\boldsymbol{S}_{\mathrm{A}}\Delta\omega(k)+\boldsymbol{S}_{\mathrm{m}}\Delta\boldsymbol{P}_{\mathrm{M}}(k)+\boldsymbol{S}_{\mathrm{e}}\Delta P_{\mathrm{e}}(k)+\boldsymbol{\gamma}\Delta\omega(k)\tag{18}$$

式中：$\Delta\boldsymbol{P}_{\mathrm{M}}(k)$为控制输入变量的增量矩阵；$\boldsymbol{S}_{\mathrm{A}}$、$\boldsymbol{S}_{\mathrm{m}}$、$\boldsymbol{S}_{\mathrm{e}}$、$\boldsymbol{\gamma}$ 为参数矩阵。

$$\Delta\boldsymbol{P}_{\mathrm{M}}(k)=\left[\Delta P_{\mathrm{m}}(k)\quad\Delta P_{\mathrm{m}}(k+1)\quad\Delta P_{\mathrm{m}}(k+2)\right]^{\mathrm{T}}\tag{19}$$

$$\boldsymbol{S}_{\mathrm{A}}=\left[A\quad A^2+A\quad A^3+A^2+A\right]^{\mathrm{T}}\tag{20}$$

$$\boldsymbol{S}_{\mathrm{m}}=\begin{bmatrix}B_{\mathrm{m}}&0&0\\ AB_{\mathrm{m}}+B_{\mathrm{m}}&B_{\mathrm{m}}&0\\ A^2+AB_{\mathrm{m}}+B_{\mathrm{m}}&AB_{\mathrm{m}}+B_{\mathrm{m}}&B_{\mathrm{m}}\end{bmatrix}\tag{21}$$

$$\boldsymbol{S}_{\mathrm{e}}=\left[D_{\mathrm{e}}\quad AD_{\mathrm{e}}+D_{\mathrm{e}}\quad A^2D_{\mathrm{e}}+AD_{\mathrm{e}}+D_{\mathrm{e}}\right]^{\mathrm{T}}\tag{22}$$

$$\boldsymbol{\gamma}=\left[1\quad1\quad1\right]^{\mathrm{T}}\tag{23}$$

3.2　权重系数自适应方程的建立

代价函数的选取直接反映了对系统的性能要求，本文在设计代价函数时，首先考虑系统频率的偏差量；为避免控制输入变量的剧烈变化对系统稳定性造成不利影响，以及逆变器输出功率波动对系统性能产生干扰，代价函数需要同时兼顾对频率偏差与控制输入变量增量的有效约束[28]。可以设置如下：

$$\begin{aligned}&J_{\mathrm{p}}(\Delta\omega(k),\Delta P_{\mathrm{m}}(k))=\\ &\left\|\boldsymbol{\Gamma}_{\mathrm{y}}(\boldsymbol{Y}_{\mathrm{p}}(k+1|k)-\boldsymbol{R}(k+1)\right\|^2+\left\|\boldsymbol{\Gamma}_{\mathrm{Pm}}\Delta\boldsymbol{P}_{\mathrm{M}}(k)\right\|^2=\\ &\sum_{i=1}^{p}\left(\left(\alpha\left(y\left(k+i|k\right)-r\left(k+i\right)\right)\right)^2+\left(\beta\Delta\boldsymbol{P}_{\mathrm{M}}(k+i-1)\right)^2\right)\end{aligned}\tag{24}$$

式中：$\boldsymbol{\Gamma}_{\mathrm{y}}$和 $\boldsymbol{\Gamma}_{\mathrm{pm}}$是角频率偏差和控制输入变量增量的权重系数矩阵；$\boldsymbol{R}(k+1)$为控制输出的参考序列矩阵；$r(k+i)$表示频率期望偏差。

$$\begin{cases}\boldsymbol{\Gamma}_{\mathrm{y}}=\mathrm{diga}(\alpha,\alpha,\alpha)\\ \boldsymbol{\Gamma}_{\mathrm{Pm}}=\mathrm{diga}(\beta,\beta,\beta)\\ \boldsymbol{R}(k+1)=\left[0\quad0\quad0\right]^{\mathrm{T}}\end{cases}\tag{25}$$

式中：α，β 分别为频率变化和输出功率变化的权重因子；diga 表示对角矩阵。

权重系数在控制过程中直接体现各控制目标的优先级。权重系数的选取尚无统一标准，可根据系统的性能要求进行主观的选择。本文中系统有两个性能指标：一是频率偏差，增大此项权重系数可以加快频率回到参考值，二是 VSG 的输出，增大此项权重系数可以降低 VSG 的调节成本。若仅以频率偏差优化为目标而忽略 VSG 的调节成本，则易造成资源浪费，且输出功率波动较大，不利于系统稳定运行。反之，若仅考虑降低调节成本而忽略频率偏差，则可能导致频率恢复缓慢。

基于上述分析，本文提出自适应权重系数方法以实现频率调节与调节成本之间的有效平衡，在有限的调节成本代价下，加快系统频率的恢复速度。本文权重系数自适应函数如下：

$$\begin{cases}\alpha=\alpha_0+K_{\mathrm{A}}(\mathrm{e}^{|\omega-\omega_0|}-1)-K_{\mathrm{D}}\dfrac{\Delta\omega}{\Delta t}\\ \beta=\beta_0-K_{\mathrm{B}}(\mathrm{e}^{|\omega-\omega_0|}-1)+K_{\mathrm{D}}\dfrac{\Delta\omega}{\Delta t},\quad\omega-\omega_0<0\\ \beta=\beta_0+K_{\mathrm{B}}(\mathrm{e}^{|\omega-\omega_0|}-1)+K_{\mathrm{D}}\dfrac{\Delta\omega}{\Delta t},\quad\omega-\omega_0>0\end{cases}\tag{26}$$

式中：α_0和 β_0表示初始权重因子；K_{A}，K_{B}分别是 α

和 β 的频率变化增益；K_D 为变化率的增益。当系统频率偏差增大时，频率权重系数呈指数形式增长，频率偏差越大或频率变化率越大频率权重系数增幅越明显，从而更迅速的参与到系统的频率恢复过程中，当系统频率开始恢复时，频率权重系数逐渐降低，恢复速度与减少的速度相匹配。当系统频率偏差较大时，增加频率权重系数，配合系统进行频率调节，当系统进入恢复阶段，增加输出权重系数降低 VSG 的调节成本。

3.3 具有约束的 AMPC 模型求解

根据电网系统的频率波动特性以及幅度要求，带约束的 MPC 优化求解可描述为：

$$\begin{cases} \min\limits_{\Delta P_{\mathrm{m}}(k)} \Delta \boldsymbol{P}_{\mathrm{M}}(k)^{\mathrm{T}} \boldsymbol{H} \Delta \boldsymbol{P}_{\mathrm{M}}(k) - \boldsymbol{G}(k+1|k)^{\mathrm{T}} \Delta \boldsymbol{P}_{\mathrm{M}}(k) \\ \boldsymbol{C}_{\mathrm{m}} \Delta \boldsymbol{P}_{\mathrm{M}}(k) \le \boldsymbol{b}(k) \end{cases} \tag{27}$$

$$\boldsymbol{C}_{\mathrm{m}} = \begin{bmatrix} -\boldsymbol{B}_{\mathrm{m}} \\ \boldsymbol{B}_{\mathrm{m}} \end{bmatrix} \tag{28}$$

$$\boldsymbol{H} = \boldsymbol{B}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{\Gamma}_{\mathrm{y}}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{\Gamma}_{\mathrm{y}} \boldsymbol{B}_{\mathrm{m}} + \boldsymbol{\Gamma}_{\mathrm{P_m}}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{\Gamma}_{\mathrm{P_m}} \tag{29}$$

$$\boldsymbol{G}(k+1|k) = 2\boldsymbol{B}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{\Gamma}_{\mathrm{y}}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{E}_{\mathrm{p}}(k+1|k) \tag{30}$$

$$\boldsymbol{b}(k) = \begin{bmatrix} \boldsymbol{S}_{\mathrm{A}} \Delta\omega(k) + \gamma y(k) + \boldsymbol{S}_{\mathrm{e}} \Delta P_{\mathrm{e}}(k) - \boldsymbol{Y}_{\max}(k+1) \\ -(\boldsymbol{S}_{\mathrm{A}} \Delta\omega(k) + \gamma y(k) + \boldsymbol{S}_{\mathrm{e}} \Delta P_{\mathrm{e}}(k)) + \boldsymbol{Y}_{\min}(k+1) \end{bmatrix} \tag{31}$$

$$\boldsymbol{E}_{\mathrm{p}}(k+1|k) \overset{\mathrm{def}}{=} \boldsymbol{R}(k+1) - \boldsymbol{S}_{\mathrm{A}}\ \Delta\omega(k) - \gamma \mathrm{y}(k) - \boldsymbol{S}_{\mathrm{e}} \Delta P_{\mathrm{e}}(k) \tag{32}$$

式中：$\boldsymbol{Y}_{\max}$，$\boldsymbol{Y}_{\min}$ 为频率上下限约束。联立式(27)—式(32)求得最优解 $\Delta \boldsymbol{P}_{\mathrm{M}}(k)$后取第 1 项作为最优增量作用于 VSG 有功环节，通过这种滚动优化的方式不断修正 VSG 的有功输出，在实现更好的频率响应的同时减少了 VSG 的调节成本。

双自适应协同优化的构网型储能主动支撑流程如图 5 所示。

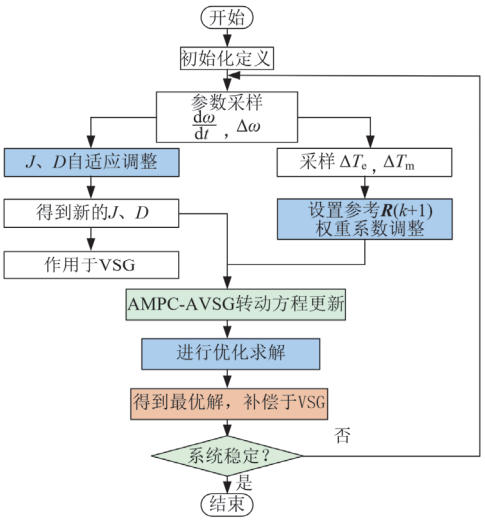


图 5 构网型储能主动支撑策略控制流程图

Fig.5 Control flowchart of active support strategy for grid-forming energy storage

4 仿真分析

为验证上述理论分析的正确性以及所提策略的有效性，利用 MATLAB/Simulink 搭建如图 1 所示的仿真模型，并设计多种典型工况进行仿真验证。构网型储能主要参数如表 2 所示。

表 2 构网型储能主要参数

Table 2 Main parameters of grid-forming

参数	数值	参数	数值
额定功率/kVA	1 000	γ_J	7
额定线电压/V	690	γ_D	5
R_f/Ω	0.05	λ	3
L_f/mH	0.8	α_0	8
C_f/uF	100	β_0	6.5
J_0	3.5	K_A	1.5
D_0	240	K_B	0.8
K_J	0.05	K_D	0.05

仿真共设置了 3 种运行工况：一是对比功率指令切换条件下储能输出功率的平滑性能；二是在不同短路比条件下，分析风速发生较大瞬时波动时储能系统的支撑性能；三是研究长时间尺度条件下储能系统对风电与光伏持续性功率波动的平抑能力。此外，在第 2 种工况下，进一步对 VSG、AVSG、MPC-AVSG 和 AMPC-AVSG 4 种控制策略进行了对比验证。

4.1 有功功率指令切换下性能改善验证

为验证本文提出的 VSG 分区协同自适应控制策略对于 VSG 的性能改善，将储能的功率指令切换过程设置如下：功率指令在仿真第 1 s 开始逐渐变化，具体表现为功率指令先逐步上升，再逐步下降，最后进入持续波动状态。由图 6 可知，当系统功率指令不断变换时，本文所提出分区协同控制策略应对功率指令在 1.55 s 变化时储能输出频率超调量从 0.336 Hz 下降到 0.195 Hz，超调量下降 41.96%；对比文献[29]普通 AVSG 策略，超调量下降 28.83%。在功率波动方面，对比 VSG 以及文献[29]普通 AVSG，本文所提策略有功功率的超调从 0.061 MW 下降到 0.003 MW，超调量降低 95%。对比普通 AVSG 超调量降低 74%。

通过对比可以看出：本文所提的策略能够有效改善超调量并缩短调节时间，同时对功率的波动抑制也更加明显。如图 7 所示，从储能输出电流可以

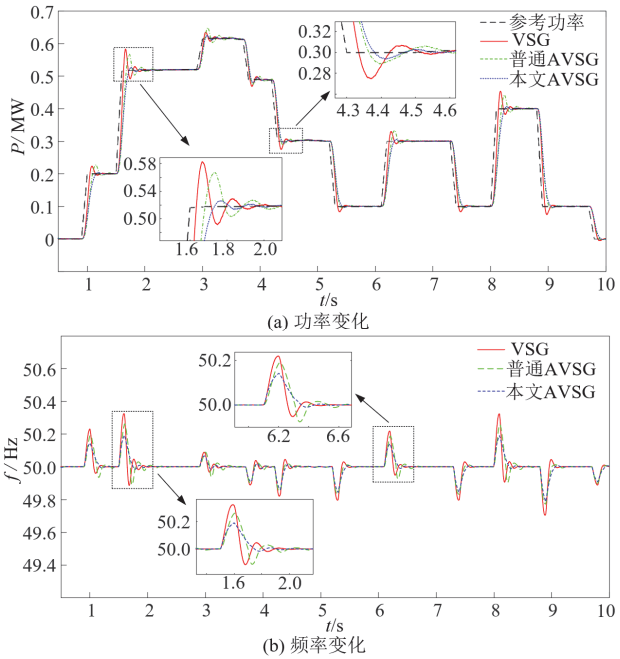


图 6　有功功率指令切换下的 VSG 有功-频率变化

Fig.6　Active power-frequency variation of VSG under active power reference switching

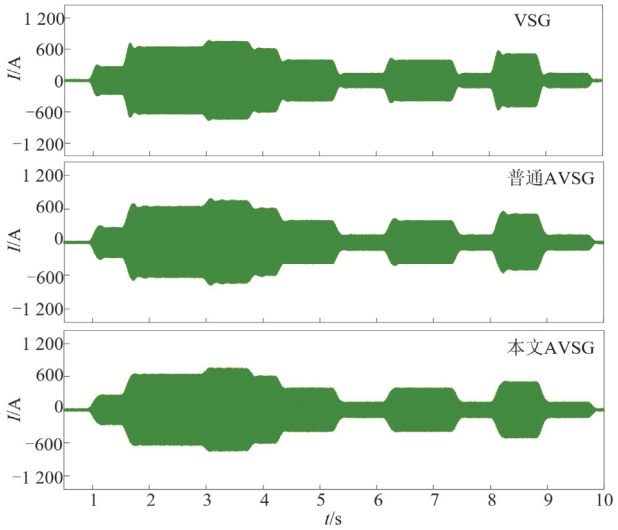


图 7　功率指令切换下的储能输出电流变化

Fig.7　Variation of energy storage output current under power command switching

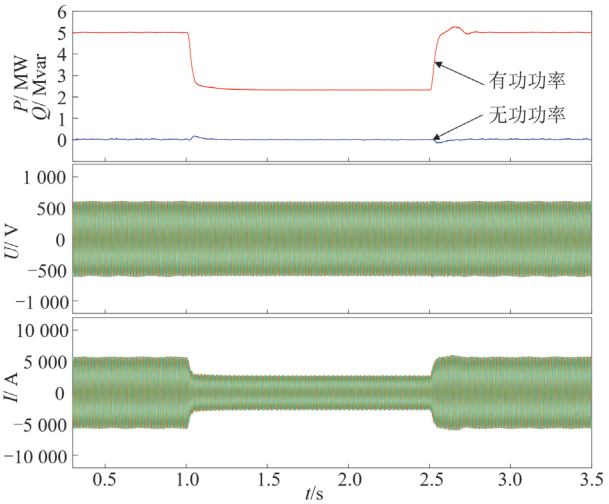


图 8　变风速下 PMSG 仿真图

Fig.8　PMSG simulation under variable wind speeds

看出本文提策略较传统 VSG 或是文献[29]的 AVSG 控制，储能输出电流的平滑性都有显著的提升，对储能逆变器更加友好。

4.2　不同短路比下的支撑能力仿真验证

弱电网环境下系统主动支撑能力较弱，系统易受风光波动带来的扰动，为验证本文所提策略在风电瞬时波动较大下系统主动支撑能力的提升，设置风速在 1 s 时由额定 10.5 m/s 瞬时波动至 8 m/s，并在 2.5 s 时恢复至 10.5 m/s 的额定风速。PMSG 的功率、电压电流变化情况如图 8 所示。

在 1 s 风速下降至 8 m/s 时，PMSG 输出功率由 5 MW 下降至 2.36 MW，无功功率在 0 Mvar 附近波动。风机并网点电压保持在 563.4 V，风机并网点电流由额定的 5 916 A，下降至 2 792 A，在 1~3.5 s 时由于风电功率骤减，导致系统频率出现较大的波动，储能开始进行功率补偿，对系统的频率跌落进行支撑。上述工况下，分别设定短路比为 2.5，3，5 的情况下，来验证所提策略的有效性。相同短路比不同控制策略下储能的主动支撑能力如图 9 所示。

由图 9 可知，当 PMSG 输出功率骤减时，不同短路比条件下采用不同控制策略的构网型储能系统在主动支撑能力方面存在显著差异。此外，短路比的变化直接影响了系统的惯量支撑能力：短路比越低，系统等效惯量越小，频率对功率扰动的敏感程度越高，频率下降幅度亦越明显。在短路比分别为 2.5、3 和 5 的情形下，采用传统 VSG 控制的储能系统进行支撑后，系统频率的最大下降幅度分别为 0.415 Hz、0.324 Hz 和 0.188 Hz；在 PMSG 功率恢复阶段，系统频率的回升幅度分别为 0.416 Hz、0.328 Hz 和 0.193 Hz。这充分表明，短路比越低，系统抵抗扰动的能力也越弱。

为了进一步体现本文所提出控制策略的有效性，针对不同短路比条件下各控制策略的相对改善率进行了对比分析，对比结果如图 10 所示。从图中可以看出，在不同短路比条件下，本文所提策略相比于其他对比策略均能有效提升系统的主动支撑性

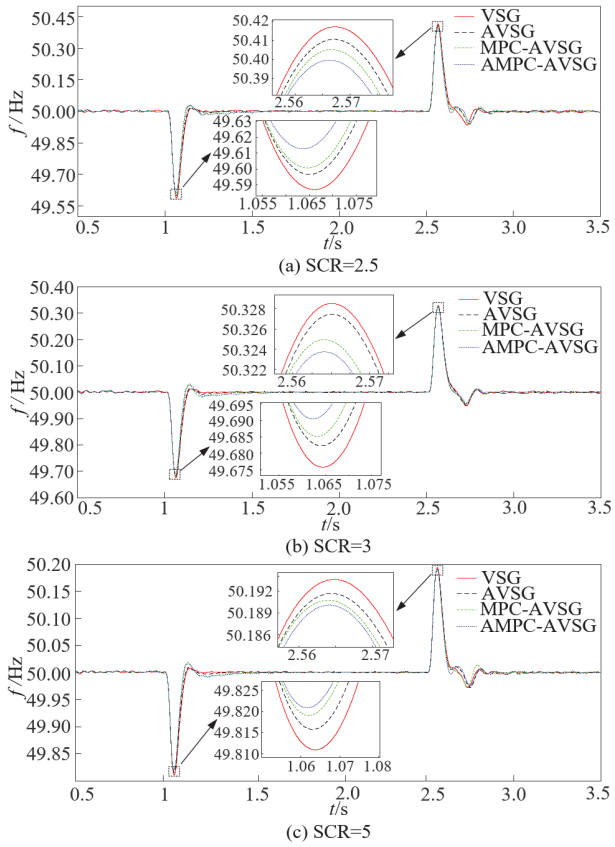


图 9 不同控制策略储能的主动支撑能力

Fig.9 Active support capability of energy storage with different control strategies

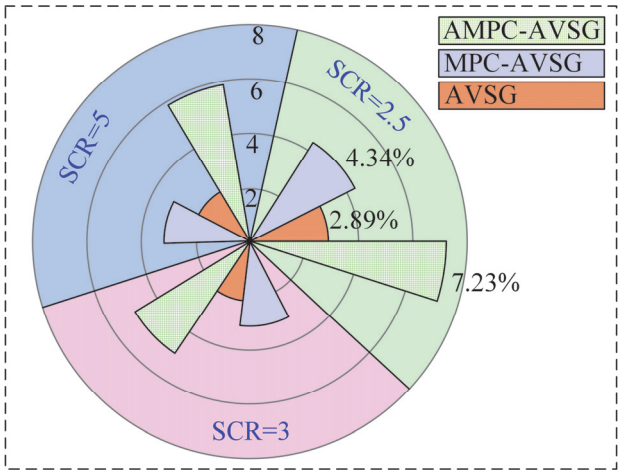


图 10 不同短路比下的相对改善率

Fig.10 Relative improvement rate under different short-circuit ratios

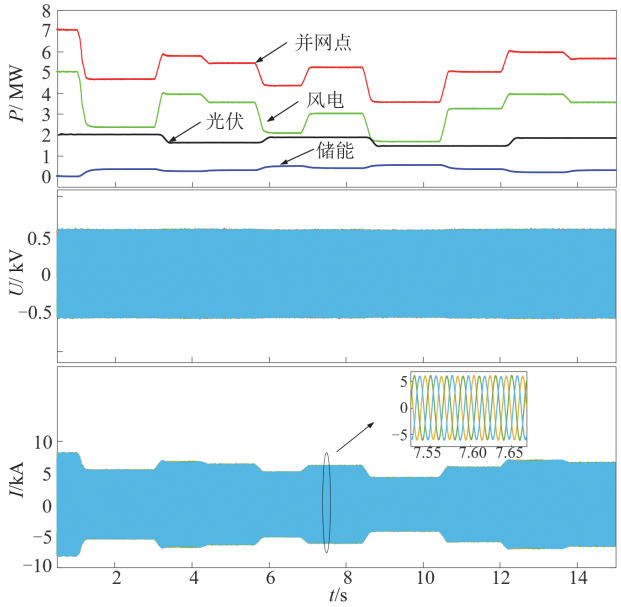


图 11 风-光瞬时波动较大时的功率、电压电流响应

Fig.11 Power, voltage, and current responses to large instantaneous wind-photovoltaicfluctuations

能。当短路比为 2.5 时，各控制策略对应的最大频率偏移量分别为 0.415 Hz、0.403 Hz、0.397 Hz 和 0.385 Hz，本文提出的策略较其他 3 种策略的频率偏移量分别降低了 7.8%、4.7%和 3.1%；同时频率的相对偏差量从−0.83%降低至−0.77%，相对改善率分别提高了 2.89%、4.34%和 7.23%。同理，在短路比分别为 3 和 5 的情形下，本文所提出的策略相较于其他 3 种控制策略亦表现出显著优势，体现出最佳的主动支撑效果。

4.3 风-光瞬时波动较大时支撑效果仿真验证

弱电网下系统短路容量较低，系统惯量和阻尼较弱，系统频率易受到功率波动的影响。当风电、光伏波动较大时，系统频率同样也会呈现波动的特性，为验证本文所提策略对系统主动支撑能力的提升，本文在短路比为 3 的系统下设置 15 s 风-光瞬时波动的场景来验证本文所提策略的有效性。

风-光瞬时波动较大时的功率、电压电流响应情况如图 11 所示。在风电光伏瞬时波动较大的过程中，为减小波动，增强系统的稳定性，储能根据波动场景下的功率缺额进行补偿，系统总容量为 7 MW，在波动场景下，并网点母线电压维持在 563.4 V 附近，波动幅度较小，展现出较好的电压支撑能力。并网点电流跟随有功功率进行波动，畸变率较小。波动过程中并网点频率支撑效果如图 12 所示。

图 12 可以看出，应用本文所提控制策略，在抑制频率波动方面较传统 VSG 有着较大的性能改善，当系统功率下降时，支撑效果更加明显，能够降低频率的偏移量。在 1 s 时风速减小，风电输出

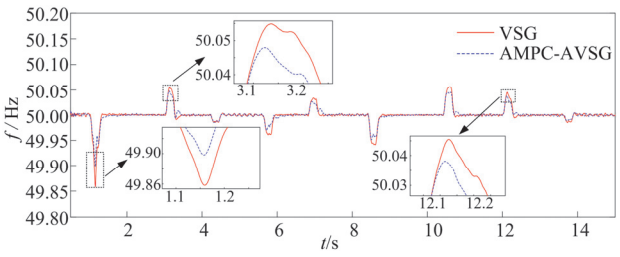


图 12　并网点频率支撑效果对比

Fig.12　Comparison of frequency support effects at the grid connection point

功率减少，系统频率下降，采用本文所提策略系统频率最大偏移量相较传统 VSG 减少 40%。在 3 s 时系统风速增大，系统功率上升，系统频率最大偏移量减少 17%。可见本文策略在抑制波动方面性能同样优于传统 VSG。

5　结论

本文提出一种基于双自适应协同优化的构网型储能主动支撑策略，以提升风-光系统在弱电网下的主动支撑能力。在转动惯量与阻尼系数的自适应控制方面，根据频率调节区间的动态特性差异，设计差异化区间增益调节系数，实现运行状态的精细化控制，进而增强构网型储能的动态调节能力；在 MPC 的权重系数优化部分，通过引入频率偏差及频率变化率的自适应权重系数，对 MPC 权重系数进行在线实时优化，提升补偿能力的同时兼顾调节成本。最后在 MATLAB/Simulink 中进行仿真验证可以得出以下结论：

1）通过对比分析，本文提出的控制策略在改善频率超调量及调节时间方面，相较于 VSG 控制和普通自适应 VSG 控制均表现出明显优势，展现出较好的动态响应能力。同时，该策略使储能系统的输出功率更加平滑，有效减轻了储能系统的运行压力。

2）相较于 VSG 控制以及自适应 VSG 控制和自适应 VSG 与 MPC 控制相结合的控制策略，本文提出的双自适应协同优化的控制策略能够在弱电网下表现出更好的频率支撑能力，在极端工况下表现出更好的稳定性。

3）在风-光瞬时波动较大的场景下，通过两者的协同控制，能够有效地平抑系统频率的波动幅度，提高系统运行的稳定性，体现出良好的协同控制效果。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献　References

[1] 侯　恺，刘泽宇，贾宏杰，等. 含高比例可再生能源的电力系统运行可靠性解析评估方法综述[J]. 高电压技术，2023，49(7)：2697-2710.
HOU Kai, LIU Zeyu, JIA Hongjie, et al. Review of analytical methods for operation reliability assessment of power systems with high-penetration renewable energy[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(7): 2697-2710.

[2] 谢小荣，贺静波，毛航银，等. “双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J]. 中国电机工程学报，2021，41(2)：461-474.
XIE Xiaorong, HE Jingbo, MAO Hangyin, et al. New issues and classification of power system stability with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 461-474.

[3] 李建林，郭兆东，马速良，等. 新型电力系统下“源网荷储”架构与评估体系综述[J]. 高电压技术，2022，48(11)：4330-4341.
LI Jianlin, GUO Zhaodong, MA Suliang, et al. Overview of the “source-grid-load-storage” architecture and evaluation system under the new power system[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(11): 4330-4341.

[4] 舒印彪，张正陵，汤　涌，等. 新型电力系统构建的若干基本问题[J]. 中国电机工程学报，2024，44(21)：8327-8340.
SHU Yinbiao, ZHANG Zhengling, TANG Yong, et al. Fundamental issues of new-type power system construction[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(21): 8327-8340.

[5] 迟永宁，江炳蔚，胡家兵，等. 构网型变流器：物理本质与特征[J]. 高电压技术，2024，50(2)：590-604.
CHI Yongning, JIANG Bingwei, HU Jiabing, et al. Grid-forming converters: physical mechanism and characteristics[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(2): 590-604.

[6] 吕志鹏，盛万兴，钟庆昌，等. 虚拟同步发电机及其在微电网中的应用[J]. 中国电机工程学报，2014，34(16)：2591-2603.
LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, ZHONG Qingchang, et al. Virtual synchronous generator and its applications in micro-grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2591-2603.

[7] REN M W, LI T, SHI K, et al. Coordinated control strategy of virtual synchronous generator based on adaptive moment of inertia and virtual impedance[J]. IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems, 2021, 11(1): 99-110.

[8] LIANG X D, ANDALIB-BIN-KARIM C, LI W X, et al. Adaptive virtual impedance-based reactive power sharing in virtual synchronous generator controlled microgrids[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(1): 46-60.

[9] 何　鑫，左芸裴，杨映海，等. 基于虚拟同步机参数自适应调节的并网逆变器控制策略研究[J]. 太阳能学报，2024，45(7)：259-266.
HE Xin, ZUO Yunpei, YANG Yinghai, et al. Research on control strategy of grid-connected inverter based on parameter adaptive adjustment of virtual synchronous generator[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2024, 45(7): 259-266.

[10] 张子星，赵晋斌，曾志伟，等. 基于 RBF 的 VSG 虚拟惯量和动态阻尼补偿自适应控制[J]. 电力系统保护与控制，2024，52(2)：155-164.
ZHANG Zixing, ZHAO Jinbin, ZENG Zhiwei, et al. VSG virtual inertia and dynamic damping compensation adaptive control based on RBF[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(2): 155-164.

[11] LING Z, LIU Y T, WANG Z P, et al. Adaptive inertia and damping of

grid-connected inverter with improved VSG control[J]. IET Power Electronics, 2023, 16(16): 2769-2781.

[12] YAO F J, ZHAO J B, LI X J, et al. RBF neural network based virtual synchronous generator control with improved frequency stability[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2021, 17(6): 4014-4024.

[13] 袁 涛，杜振东. 考虑储能 SOC 的 RBF 自适应 VSG 控制策略[J]. 上海电力大学学报，2023，39(5)：436-442，452.
YUAN Tao, DU Zhendong. RBF adaptive VSG control strategy considering energy storage SOC[J]. Journal of Shanghai University of Electric Power, 2023, 39(5): 436-442, 452.

[14] LIU P, BI Y X, LIU C. Data-based intelligent frequency control of VSG via adaptive virtual inertia emulation[J]. IEEE Systems Journal, 2022, 16(3): 3917-3926.

[15] 王振浩，张 越，成 龙，等. 多参数协同自适应的改进虚拟同步控制策略[J]. 电网技术，2023，47(6)：2403-2413.
WANG Zhenhao, ZHANG Yue, CHENG Long, et al. Improved virtual synchronization control strategy with multi-parameter adaptive collaboration[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2403-2413.

[16] 陈 杰，程 静，王维庆，等. 应用多参数协同自适应方法的虚拟同步发电机控制策略[J]. 电力系统保护与控制，2024，52(23)：74-85.
CHEN Jie, CHENG Jing, WANG Weiqing, et al. Control strategy for a virtual synchronous generator using a multi-parameter cooperative adaptive method[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(23): 74-85.

[17] 陈来军，王 任，郑天文，等. 改善独立微网频率动态特性的虚拟同步发电机模型预测控制[J]. 电力系统自动化，2018，42(3)：40-47.
CHEN Laijun, WANG Ren, ZHENG Tianwen, et al. Model predictive control of virtual synchronous generator to improve dynamic characteristic of frequency for isolated microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(3): 40-47.

[18] YANG X H, LI H, JIA W, et al. Adaptive virtual synchronous generator based on model predictive control with improved frequency stability[J]. Energies, 2022, 15(22): 8385.

[19] WANG R T, WANG M F, WANG K, et al. Optimization of frequency dynamic characteristics in microgrids: an improved MPC-VSG control[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2024, 156: 109783.

[20] 倪泽龙，林钰钧，王治涛，等. 基于模型预测的虚拟同步机控制储能调频研究[J]. 电力系统保护与控制，2022，50(14)：85-93.
NI Zelong, LIN Yujun, WANG Zhitao, et al. Research on frequency regulation of VSG controlled energy storages based on model predictive control[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(14): 85-93.

[21] 李帅虎，向丽珍，向振宇，等. 用于改善 VSG 频率响应的模型预测控制方法[J]. 高电压技术，2021，47(8)：2856-2864.
LI Shuaihu, XIANG Lizhen, XIANG Zhenyu, et al. MPC control method for improving VSG frequency response[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(8): 2856-2864.

[22] 王开让，赵一名，孟建辉，等. 基于自适应模型预测控制的光储虚拟同步机平滑并网策略[J]. 高电压技术，2023，49(2)：831-839.
WANG Kairang, ZHAO Yiming, MENG Jianhui, et al. Smooth grid-connected strategy for photovoltaic-storage virtual synchronous generator based on adaptive model predictive control[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(2): 831-839.

[23] 屈克庆，郭东豪，潘 超，等. 基于光储虚拟同步机的模型预测双环协同优化控制策略[J]. 电力系统保护与控制，2024，52(18)：149-157.
QU Keqing, GUO Donghao, PAN Chao, et al. Model predictive dual-loop cooperative optimal control strategy based on an optical storage virtual synchronous generator[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(18): 149-157.

[24] 郑云聪，赵晋斌，潘 超，等. 固体氧化物燃料电池的模型预测 VSG 调频控制策略[J]. 高电压技术，2024，50(8)：3715-3724.
ZHENG Yuncong, ZHAO Jinbin, PAN Chao, et al. Model predictive VSG frequency modulation control strategy of solid oxide fuel cells[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(8): 3715-3724.

[25] 王育飞，张文韬，杨铭诚，等. 考虑虚拟控制参数调节的风储联合调频优化模型预测控制[J]. 电力系统保护与控制，2024，52(16)：37-48.
WANG Yufei, ZHANG Wentao, YANG Mingcheng, et al. Combined wind-storage system frequency regulation optimization model predictive control considering virtual control parameter adjustment[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(16): 37-48.

[26] LONG B, LIAO Y, CHONG K T, et al. MPC-controlled virtual synchronous generator to enhance frequency and voltage dynamic performance in islanded microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(2): 953-964.

[27] LONG B, LI X Y, RODRIGUEZ J, et al. Frequency stability enhancement of an islanded microgrid: a fractional-order virtual synchronous generator[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 147: 108896.

[28] LONG B, LIAO Y, CHONG K T, et al. Enhancement of frequency regulation in AC microgrid: a fuzzy-MPC controlled virtual synchronous generator[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(4): 3138-3149.

[29] 杨 赟，梅 飞，张宸宇，等. 虚拟同步发电机转动惯量和阻尼系数协同自适应控制策略[J]. 电力自动化设备，2019，39(3)：125-131.
YANG Yun, MEI Fei, ZHANG Chenyu, et al. Coordinated adaptive control strategy of rotational inertia and damping coefficient for virtual synchronous generator[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 125-131.



郭旭存
1997—，男，硕士生
主要从事新能源发电与储能技术方面的研究
E-mail: 1874420320@qq.com

GUO Xucun



任永峰(通信作者)
1971—，男，博士，教授，博导
主要从事新型电力系统运行与控制、新能源发电、集能与氢能技术方面的研究工作
E-mail: renyongfeng@vip.sina.com

REN Yongfeng
Ph.D., Professor
Corresponding author

收稿日期 2025-06-26 在线出版日期 2025-09-19 编辑 陈 蔓

附录 A

5 MW 风机建模及方程推导：

风力机的风功率转化关系以及发电机定子电压方程、同步机的磁链方程贺转矩方程由式(A1)—式 A(4)所示：

$$T_{\mathrm{m}}=\frac{1}{2}\rho\pi R^{3}\frac{C_{\mathrm{p}}(\lambda,\beta)}{\lambda}v_{\mathrm{w}}^{2} \tag{A1}$$

$$\begin{cases}u_{sd}=R_{\mathrm{s}}i_{sd}+\dfrac{\mathrm{d}\psi_{sd}}{\mathrm{d}t}-\omega_{\mathrm{s}}\psi_{sd}\\ u_{sq}=R_{\mathrm{s}}i_{sq}+\dfrac{\mathrm{d}\psi_{sq}}{\mathrm{d}t}-\omega_{\mathrm{s}}\psi_{sq}\end{cases} \tag{A2}$$

$$\begin{cases}\psi_{sd}=L_{sd}i_{sd}+\psi_{\mathrm{f}}\\ \psi_{sq}=L_{sq}i_{sq}\end{cases} \tag{A3}$$

$$T_{\mathrm{e}}=\frac{3}{2}n_{\mathrm{p}}(i_{sq}\psi_{sd}-i_{sd}\psi_{sq}) \tag{A4}$$

式中：T_{m}是风机的机械转矩；ρ 为空气密度；v_{w}表示风速；λ 是风力机的叶尖速比；C_{p}为风能利用系数；u_{sd}，u_{sq}为定子电压的 dq 轴分量；i_{sd}、i_{sq} 为定子电流的 dq 轴分量；ψ_{sd} 和 ψ_{sq} 为定子磁链的 dq 轴分量；L_{sd}、L_{sq}为定子 dq 轴同步电感；ω_{s}为转子电角速度；n_{p} 为定子绕组的极对数。联立式(A2)和式(A3)，并消减去定子磁链表达式，可得到永磁同步电机的定子电压方程：

$$\begin{cases}u_{sd}=R_{\mathrm{s}}i_{sd}+L_{sd}\dfrac{\mathrm{d}i_{sd}}{\mathrm{d}t}-\omega_{\mathrm{s}}L_{sq}i_{sq}\\ u_{sq}=R_{\mathrm{s}}i_{sq}+L_{sq}\dfrac{\mathrm{d}i_{sq}}{\mathrm{d}t}+\omega_{\mathrm{s}}L_{sd}i_{sd}+\omega_{\mathrm{s}}\psi_{\mathrm{f}}\end{cases} \tag{A5}$$

联立式(A3)和式(A5)，则电磁转矩方程可进一步表示为：

$$T_{\mathrm{e}}=\frac{3}{2}n_{\mathrm{p}}(i_{sq}\psi_{sd}+(L_{sq}-L_{sd})i_{sd}i_{sq}) \tag{A6}$$

式中：$i_{sq}\psi_{\mathrm{f}}$是由转子磁链与定子电流 i_{sq} 间耦合作用产生的电磁转矩；$(L_{sd}-L_{sq})i_{sd}i_{\mathrm{s}}$ 则为转子与凸极效应有关的磁阻转矩，当不存在凸极效应时，有 $L_{sd}=L_{sq}=L_{\mathrm{s}}$，此时该项为 0。

通过定子电压、电流的 dq 轴分量，可计算出定子端输出的功率为：

$$\begin{cases}P_{\mathrm{s}}=\dfrac{3}{2}(u_{sd}i_{sd}+u_{sq}i_{sq})\\ Q_{\mathrm{s}}=\dfrac{3}{2}(u_{sd}i_{sd}-u_{sq}i_{sq})\end{cases} \tag{A7}$$

式中：P_{s}、Q_{s}分别代表同步发电机定子侧输出的有功功率和无功功率。

5 MW PMSG 仿真验证：

表 A1　直驱式风机参数

Table A1　Parameters of PMSG

参数	值	参数	值
额定容量 S_{n}/MVA	5	滤波电感 L/mH	0.47
额定电压 U_{n}/V	690	滤波电阻 R/Ω	0.003
额定频率 f/Hz	50	直流侧电压 U_{dc}/V	2 250

变风速下仿真结果：

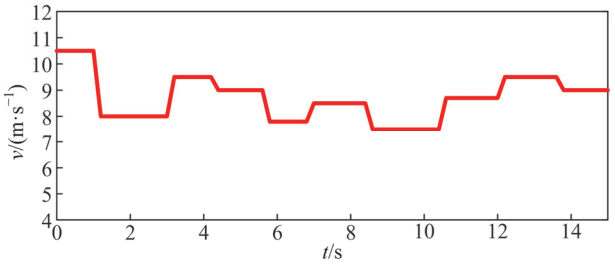


图 A1　风速变化

Fig.A1　Variation of wind speed

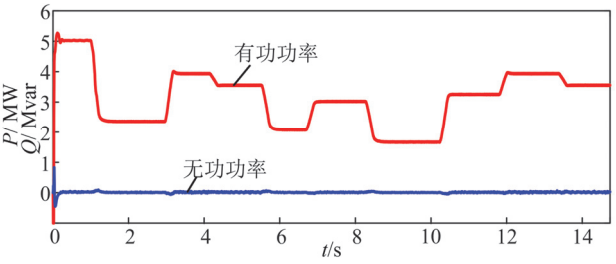


图 A2　变风速下 PMSG 功率响应

Fig.A2　Power response of PMSG under variable wind speed

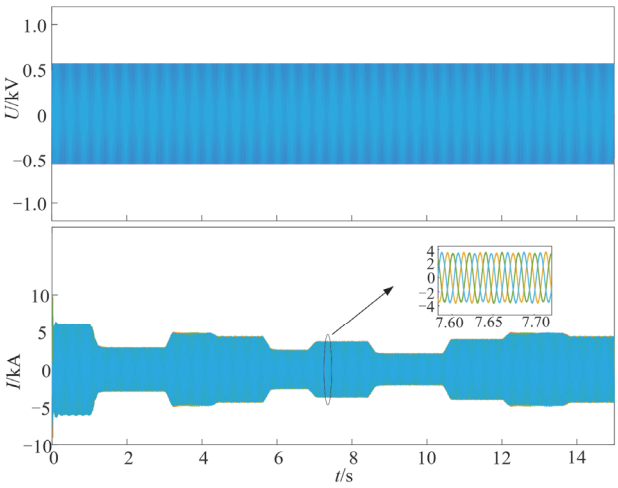


图 A3　变风速下 PMSG 电压、电流响应

Fig.A3　Voltage and current responses of PMSG under variable wind wpeed

附录 B

2 MW 光伏仿真验证：

表 B1　光伏参数

Table B1　Parameters of PV

参数	值	参数	值
额定容量 S_n/MVA	2	滤波电感 L/mH	0.32
额定电压 U_n/V	690	滤波电阻 R/Ω	0.002
额定频率 f/Hz	50	直流侧电压 U_{dc}/V	1 260

25 ℃变辐照度下仿真结果：

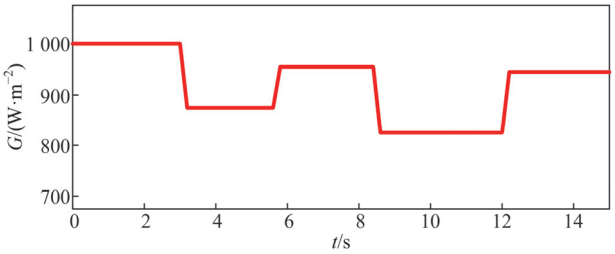


图 B1　辐照度变化

Fig.B1　Irradiance Variation

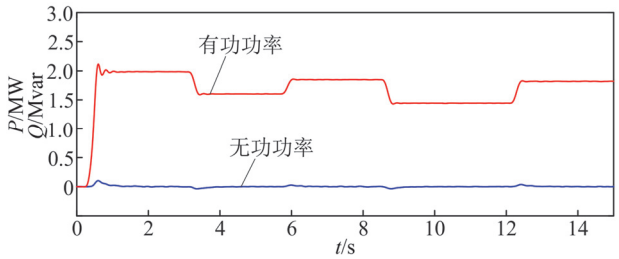


图 B2　变辐照度下 PV 功率响应

Fig.B2　Power response of PV system under variable irradiance

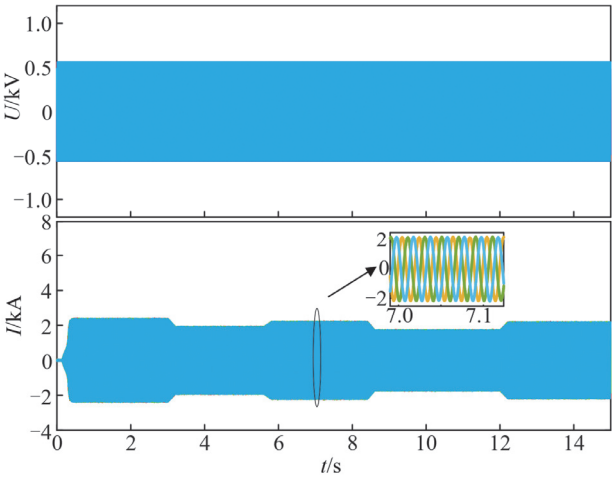
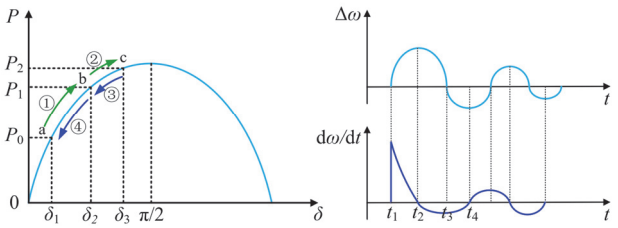


图 B3　变辐照度下 PV 电压、电流响应

Fig.B3　Voltage and current responses of PV system under variable irradiance

附录 C



(a) 功角特性曲线　　(b) 频率特性曲线

图 C1　功角、频率特性曲线图

Fig.C1　Characteristics curves of power angle and frequency

如图 C1 所示，在第 1 区间时，功率指令大于实际输出功率，此时 VSG 转矩过剩，转速将上升，达到平衡点 b 时由于惯性作用功率将继续上升，转子转速达到最大。系统应增大转动惯量以确保输出功率能够及时跟踪到功率指令，同时适当增加阻尼系数以配合转动惯量的变化，系统运行在欠阻尼状态。进入第 2 区间时系统已经越过平衡点 b。转子速度较低，转子转速回到额定转速。此时应及时减小转动惯量，增大阻尼系数，减小系统的振荡周期，系统需运行在过阻尼的状态。第 3 区间时，由于惯性作用，转子转速持续降低，实际输出功率大于功率指令，此时应该增加转动惯量减小阻尼系数，缩短调节时间，将调整系数设定较小以避免阻尼系数下降过快，整个系统运行在欠阻尼状态。第四区间时，转子转速降到最低，开始加速回到额定值，此时应减小振荡周期，增加系统的稳定性，转动惯量和阻尼系数须同时配合，既要避免转动惯量减小过快，又要避免阻尼系数过度增加，导致恢复速度过慢。