

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241415

基于系统等值参数的新能源多场站有功无功协调控制

赵溪洁^{1,2}, 鲍颜红^{1,2}, 吴峰^{1,2,3}, 徐泰山^{1,2}, 张金龙^{1,2}, 任先成^{1,2}

(1. 电网运行风险防御技术与装备全国重点实验室, 江苏 南京 211106; 2. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏 南京 211106; 3. 东南大学电气工程学院, 江苏 南京 211106)

摘要: 针对目前因新能源场站频率电压解耦控制可能无法满足安全稳定运行需求的问题, 提出了协调区域新能源多场站可调资源和控制能力的电压和频率控制技术。首先, 提出了协调控制系统架构, 在各场站分布式自主响应基础上, 采用集中决策的追加控制方式改善系统动态电压频率稳定特性。其次, 采用系统辨识的方法实时修正调度中心下发系统参数并估计并网点等效有功不平衡功率, 在此基础上构建并网点频率和电压控制模型。然后, 采用并网点频率和电压控制模型计算场站协调控制策略, 实现有功频率、无功电压以及两者的协调控制, 保证实时主动支撑系统电压频率安全稳定。最后, 以典型两区域系统进行仿真实验, 结果证明了所提有功无功协调控制方法的有效性。

关键词: 新能源多场站; 有功无功协调控制; 频率控制; 电压控制; 场站追加控制

Coordinated active and reactive power control of multi-new energy stations based on system equivalent parameters

ZHAO Xijie^{1,2}, BAO Yanhong^{1,2}, WU Feng^{1,2,3}, XU Taishan^{1,2}, ZHANG Jinlong^{1,2}, REN Xiancheng^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Technology and Equipment for Defense Against Power System Operational Risks, Nanjing 211106, China; 2. NARI Technology Co., Ltd., Nanjing 211106, China; 3. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 211106, China)

Abstract: To address the limitations that the current decoupled frequency and voltage control strategies at new energy stations may not fully meet the safety and stability requirements, this paper proposes a coordinated voltage and frequency control technology that leverages the adjustable resources and control capabilities of regional multiple new energy stations. First, a coordinated control system architecture is introduced. Based on distributed autonomous responses at each station, an additional centralized control layer is incorporated to enhance the dynamic stability of system voltage and frequency. Second, a system identification method is employed to dynamically correct system parameters dispatched by the control center and to estimate the equivalent active power imbalance at the grid connection point. Based on this, a control model for frequency and voltage at grid connection point is developed. The control model is then utilized to calculate a coordinated control strategy for the stations, enabling integrated management of active power-frequency and reactive power-voltage to ensure real-time stability and security of the active support system. Finally, the effectiveness of the proposed active-reactive coordinated control method is validated through simulation on a representative two-area system.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2022YFB2402701).

Key words: multi-new energy stations; coordinated active and reactive power control; frequency control; voltage control; station-level supplementary control

0 引言

在能源转型和节能降碳目标驱动下, 新能源在

系统中的占比不断增加, 局部地区出现了新能源并入弱交流电网的场景^[1-3]。当前新能源场站控制多为被动式且性能参差不齐, 其大规模接入弱电网会改变原有电网运行方式, 带来电压稳定、频率稳定等多种问题, 给新型电力系统的安全稳定运行带来新

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2022YFB2402701)

的挑战。

分布式新能源呈现数量多、容量小、位置分散、随机性强、可控性低等特点, 鉴于这些特性, 集群化成为其接入电网的重要途径^[4-5]。通过汇聚和协调分散的新能源单元, 集群化技术有效解决了其单体接入带来的挑战, 构建了分布式新能源与电网之间的桥梁。分布式新能源场站通过聚合形成集群后, 具备了自我调节能力, 能够通过集群控制与引导, 在一定程度上降低整体的波动性和输出的随机性, 缓解电网的灵活性压力。更为重要的是, 相较于分布式个体, 集群具备了与电网进行“对话”和协同的能力。

目前, 新能源场站的优化控制主要聚焦于频率或电压的单一维度, 忽略了场站有功与无功支撑能力边界强耦合的现实^[6]。新能源的有功无功协调控制主要可以归纳为以下两种方法: 1) 针对风速大幅波动引发电压失稳及新能源机组无功裕度不足的问题, 通过有功无功协调控制调整机组运行状态, 改变其有功出力, 以提升无功支撑能力; 2) 考虑到电力系统中有功和无功耦合日益紧密, 提出了基于不同时间尺度的有功无功协调控制策略。文献[7]研究了根据风速范围主动调节无功参考值的方法。文献[8]提出了一种通过网侧变流器实现最大功率跟踪和有功无功协调的新型控制策略。文献[9]基于模型预测控制理论, 提出了针对风速波动的有功无功协调控制理论和方法, 并建立了多时间尺度的控制模型。文献[10]基于光伏出力预测信息, 探讨了在长短时间尺度下的有功无功协调控制增量的求解方法。上述研究主要针对单个新能源机组的有功无功协调控制, 设计时考虑了变流器容量与有功调节双重约束对无功调节能力的影响。然而, 目前新能源场站多基于单一目标的频率或电压控制, 较少涉及频率与电压耦合控制, 特别是新能源基地大多位于电网末端, 网架结构脆弱、短路容量低, 现有的有功无功解耦控制已难以满足系统的安全稳定性要求。

新能源场站有功无功协调控制研究的基础在于准确辨识场站并网点外部交流系统的等值参数。目前, 针对电力系统戴维南等值参数的辨识方法主要可归纳为基于观测方程的辨识方法, 例如最小二乘法、递推最小二乘法以及基于比函数的曲线拟合法等。然而, 在某些情况下, 使用最小二乘法求解的戴维南等值参数可能出现严重误差或错误, 即所谓的参数漂移现象, 其根本原因在于这些方法的理论基础依赖于一个在实际电力系统中难以满足的理想假设: 即等值电势和等值阻抗在两个采样时间间隔或一组采样时间间隔内保持不变^[9]。为了解决这一

问题, 文献[11]提出了基于全微分的戴维南等值参数跟踪方法。然而, 该方法仅在每步电气量变化较小时适用, 并且需要预先给定等值阻抗的初值, 且误差会随着辨识过程的进行而逐步积累。文献[12]则基于单一时间断面的节点电压及其对负荷有功增量的灵敏度信息, 利用求解非线性方程组的方式计算戴维南等值参数, 但同样存在对初值的依赖性。由于新能源机组出力具有波动性, 且系统运行状态变化迅速, 系统的戴维南等值参数表现出强时变特性。时变系统参数辨识问题可以转化为不确定系统的状态估计问题, 利用状态估计算法在系统具有可辨识性时实现参数的跟踪。卡尔曼滤波算法常用于参数辨识, 但其依赖精确的动态模型、观测模型以及已知的噪声特性, 这些条件在实际应用中难以满足。文献[13-14]表明, 通过残差序列白噪声化自适应调整预报协方差矩阵的滤波器具有强跟踪性和鲁棒性。自适应卡尔曼滤波通过对系统动态误差和测量误差的不确定性进行建模, 结合预测信息和实时测量信息, 自适应调整过程噪声和测量噪声协方差矩阵, 从而实现时变系统戴维南等值参数的有效跟踪^[15]。

本文主要研究协调新能源多场站可调资源与控制能力的电压和频率控制技术, 提出了一种协调控制系统架构, 在各场站分布式自主响应的基础上, 通过集中决策的追加控制方式提升系统动态电压和频率的安全稳定性。基于调度控制中心下发的系统惯量及戴维南等值参数等信息, 采用自适应卡尔曼滤波实时修正等值参数; 而系统惯量参数的迭代修正通过调度控制中心在固定下发周期将系统准确的惯量参数下发至场站协调控制器; 在上述基础上估算并网点的等效有功不平衡功率, 从而获得场站的协调控制策略, 实现有功频率和无功电压的协调控制。通过典型的两区域系统仿真验证了该方法的有效性。

1 协调控制系统架构

本文提出的协调控制系统架构如图1所示。场站协调控制器是整个协调控制系统的核心环节, 场站协调控制器接收电网调度控制中心实时下发的系统惯量及戴维南等值参数等信息, 同时场站协调控制器也接收各个场站上送的运行状态信息。当系统发生故障或扰动后, 场站协调控制器监测并网点电压和频率信息, 当发现动态过程中并网点电压频率不满足安全稳定运行要求时, 场站协调控制器计算控制策略并下发至各个场站执行, 通过持续监测控制指令响应, 实现反馈式的连续控制。

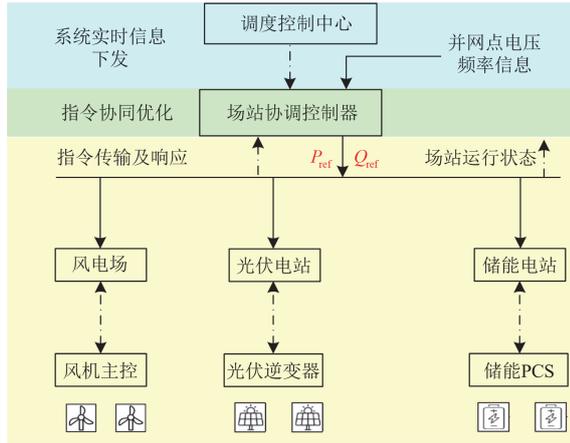


图1 协调控制系统架构

Fig. 1 Coordinated control system architecture

在场站协调控制器集中式策略下，集中控制器与所有新能源场站通信并下发控制指令，各场站控制策略响应完全依赖集中控制器的控制指令。然而，集中式控制需要复杂的通信以采集并处理大量数据，因此控制时延较长，且可能遭遇单点故障问题。考虑到集群状态的快速变化，通信时延将影响系统稳定性，且网络结构的变化也影响控制的可靠性。与之相比，分布式控制模式由于降低了集中计算负担，能够显著提升控制的响应速度^[16-17]。通过将复杂系统的全局控制问题分解为多个局部子问题，并对各子问题迭代计算，逐步逼近全局最优解。但要确保迭代过程收敛到全局最优解，可能需要复杂的协调机制和算法设计，同时各场站之间需要有效的同步机制，以保证迭代过程的一致性和稳定性。

相比于完全的集中控制和分布式自律控制，本文在各场站分布式自主响应的基础上，采用基于集中决策的追加控制方式。一方面，各场站基于预先设定的控制参数和自身测量的电压频率信息，在系统故障后的动态过程中自主响应，支撑系统电压频率安全稳定，控制速度较快；另一方面，在各场站分布式自主响应基础上，场站协调控制器监测并网电压和频率信息，当发现动态过程中并网电压频率不满足安全稳定运行要求时，求解控制策略并下发至各个场站执行，采用二次追加补偿控制的方式进一步改善系统动态电压频率安全稳定特性。

2 新能源场站频率-电压控制模型

2.1 考虑源网耦合的并网点频率控制模型

为保证实时主动支撑系统频率的安全稳定，场站应具备扰动后并网点频率态势感知能力。若忽略频率空间分布差异，扰动后并网点频率动态可表述

为式(1)^[5]。

$$(2Hs + D_f) \frac{df}{dt} = \sum_{m=1}^{N_m} \Delta P_{g,m} + \sum_{n=1}^{N_n} \Delta P_{h,n} + \sum_{r=1}^{N_r} \Delta P_{wind,r} + \sum_{r=1}^{N_r} \Delta P_{pv,r} + \sum_{r=1}^{N_r} \Delta P_{es,r} - \Delta P_L \quad (1)$$

式中： H 为电网惯性时间常数； D_f 为负荷调节系数； df/dt 为并网点实际频率差分； $\Delta P_{g,m}$ 、 $\Delta P_{h,n}$ 分别为第 m 台火电机组和第 n 台水电机组的有功出力变化量； N_m 、 N_n 分别为火电机组和水电机组数量； $\Delta P_{wind,r}$ 、 $\Delta P_{pv,r}$ 、 $\Delta P_{es,r}$ 分别为风电、光伏及储能的有功出力变化量，其中 r 为新能源场站序号， $r=1, \dots, r^*, \dots, N_r$ ，其中 r^* 为采用本文所提控制方法的协调控制系统序号， N_r 为新能源场站数量； ΔP_L 为负荷有功功率扰动。

然而，在新能源场站侧无法直接测量电网其他电源有功出力变化以及负荷有功扰动，即使通过数据采集与监控(supervisory control and data acquisition, SCADA)系统间接获取，受通信传输速率限制，场站接收到延迟信号的时间超过了协调控制系统百毫秒级指令周期的要求，无法应用于系统调频控制^[18]。

为此，本文将式(1)等号右侧的其他项视为并网点等效有功不平衡功率 ΔP_{umb} 。这些项不包括采用本文控制方法的风电、光伏、储能场站的有功出力变化量，即

$$\Delta P_{umb} = \sum_{m=1}^{N_m} \Delta P_{g,m} + \sum_{n=1}^{N_n} \Delta P_{h,n} + \sum_{r=1, r \neq r^*}^{N_r} (\Delta P_{wind,r} + \Delta P_{pv,r} + \Delta P_{es,r}) - \Delta P_L \quad (2)$$

由式(1)可知，并网点频率变化率与等效有功不平衡功率存在显式关系，结合数据平滑和多项式拟合改进数值微分方法计算并网点频率变化率，进而获得等效有功不平衡功率，实现对并网点频率态势的解析感知。求解过程主要包括如下步骤。

Step1 在进行多项式拟合之前，采用加权移动平均对测量的并网点频率数据进行平滑处理，以减少噪声的影响。

Step2 使用递归最小二乘法(recursive least squares, RLS)来拟合多项式模型。拟合多项式可以表示为

$$g(t) \approx a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + \dots + a_z t^z \quad (3)$$

式中： z 为多项式的阶数，可取2—5阶； a_i 为多项式系数， $i=1, 2, \dots, z$ 。在每个时间步长更新参数，通过递推公式实时更新多项式拟合参数。

Step3 多项式拟合后，可以通过计算多项式的导数来估计频率差分，如式(4)所示。

$$\frac{dg(t)}{dt} \approx a_1 + 2a_2t + \dots + sa_2t^{z-1} \quad (4)$$

针对式(1)中 H 和 D_f 未知的问题, 前者可采用多机聚合方法, 根据各同步电源参数加权计算, 后者可基于同步相量测量单元(phasor measurement unit, PMU)的历史数据, 采用参数辨识获得^[19]。

由式(1)可见, 当并网点检测到系统频率越限时, 需要及时施加控制避免系统频率的进一步下降。理想情况下, 如能迅速弥补系统的不平衡功率缺额, 则系统频率将停止下降, 考虑到系统一次调频的滞后特性, 本文提出并网点频率控制模型, 如式(5)所示。

$$\Delta P_r^*(t) = \frac{k_r}{f_{\min} - f(t)} \Delta P_{\text{umb}}(t) \quad (5)$$

式中: $\Delta P_r^*(t)$ 为 t 时刻第 r^* 个协调控制系统的有功功率控制量; k_r 为预设的第 r^* 个协调控制系统的有功功率控制系数; f_{\min} 为系统频率门槛值; $f(t)$ 为 t 时刻的并网点频率; $\Delta P_{\text{umb}}(t)$ 为 t 时刻并网点估计的系统等效有功不平衡功率。

当系统频率越限时, 协调控制系统通过求解系统等效有功不平衡功率, 并按照预设的控制参数计算有功功率控制量并下发执行, 可以有效避免系统频率的进一步下降, 保障故障后系统频率的安全稳定性。

2.2 基于局域量测的并网点电压控制模型

戴维南等值是以某一节点(母线)为研究对象, 从该节点向被等值系统看进去的单端口网络等值过程。如图2所示, 对任一时间断面任何复杂的电力系统均可看作由一个等值电压源经过一个等值阻抗向所研究节点供电的两节点系统^[20-21]。

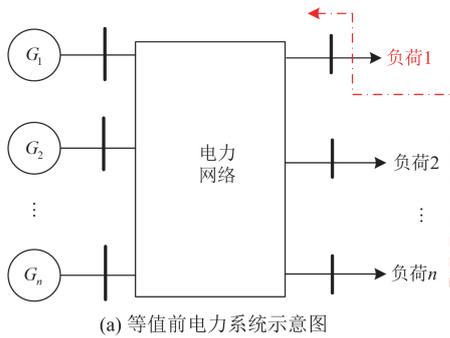


图2 电力系统戴维南等值示意图

Fig. 2 Thevenin equivalent diagram of power system

戴维南等值方程为

$$\bar{E}_{\text{th}} = \bar{Z}_{\text{th}} \bar{I} + \bar{U} \quad (6)$$

式中: \bar{U} 和 \bar{I} 分别为负荷1节点电压和节点电流向量; \bar{E}_{th} 为戴维南等值电势; \bar{Z}_{th} 为戴维南等值阻抗。

由于, \bar{E}_{th} 和 \bar{Z}_{th} 均为复数, 所以式(6)是一个包含4个变量的复数方程。假设 \bar{E}_{th} 和 \bar{Z}_{th} 在等值系统前后两个时间断面不变, 可以利用两组 \bar{U} 和 \bar{I} 解析求解戴维南等值参数 \bar{Z}_{th} , 如式(7)所示。然后代入式(6)求解 \bar{E}_{th} 。

$$\bar{Z}_{\text{th}} = \frac{\bar{U}_k - \bar{U}_{k+1}}{\bar{I}_{k+1} - \bar{I}_k} \quad (7)$$

式中: k 为采样时间序列。

电力系统的戴维南等值参数受系统运行方式、故障扰动和非线性负荷动态行为的影响, 呈现出时变特征, 且其变化规律通常未知, 而新能源出力的随机性和波动性进一步加剧了这种时变特性。电压、电流测量量中往往存在误差和噪声, 即等值系统的观测模型可能包含未知的扰动量。

本文研究以调度中心下发的系统等值参数为基础, 采用 Sage-Husa 自适应卡尔曼滤波算法, 对系统动态变化和测量误差的不确定性进行建模, 结合系统实时测量值及系统预测信息自适应调整过程噪声和测量噪声协方差矩阵, 不断迭代修正以实现时对变系统戴维南等值参数的有效跟踪。

戴维南等值模型的状态方程如式(8)所示。

$$\begin{cases} \bar{E}_{\text{th}}(k) = E_r(k) + jE_i(k) \\ \bar{Z}_{\text{th}}(k) = R_{\text{th}}(k) + jX_{\text{th}}(k) \\ \bar{U}(k) = U_r(k) + jU_i(k) \\ \bar{I}(k) = g(k) + jh(k) \end{cases} \quad (8)$$

式中: $\bar{E}_{\text{th}}(k)$ 、 $\bar{Z}_{\text{th}}(k)$ 、 $\bar{U}(k)$ 和 $\bar{I}(k)$ 分别为等值节点在 k 时刻的戴维南等值电势、等值阻抗、节点电压和节点电流。

令 k 时刻系统的 n 维状态向量为 $\mathbf{X}(k)$, 系统观测矩阵为 $\mathbf{H}(k)$, 如式(9)和式(10)所示。

$$\mathbf{X}(k) = [E_r(k), E_i(k), R_{\text{th}}(k), X_{\text{th}}(k)]^T \quad (9)$$

$$\mathbf{H}(k) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -g(k) & h(k) \\ 0 & 1 & -h(k) & -g(k) \end{bmatrix} \quad (10)$$

又令 $\mathbf{Y}(k) = [U_r(k) \ U_i(k)]^T$, 则由式(6)可得

$$\mathbf{Y}(k) = \mathbf{H}(k)\mathbf{X}(k) \quad (11)$$

式中: $\mathbf{Y}(k)$ 为系统 m 维观测序列。

由于测量得到的电压、电流量一般存在测量误差和测量噪声, 因此在式(11)中引入测量噪声矩阵 $\mathbf{r}(k)$ 表征电压电流量的测量误差和测量噪声, 则系

统观测方程为

$$Y(k) = H(k)X(k) + r(k) \quad (12)$$

式中: $r(k)$ 为系统测量噪声矩阵, 且 $r(k) \sim N(0, R)$, R 为测量噪声协方差矩阵; $H(k)$ 为 $m \times n$ 维观测矩阵。

由于系统戴维南等值参数的时变特性, 难以通过准确的数学模型来描述其变化规律, 因此引入过程噪声矩阵 $q(k)$ 来表征系统动态变化的不确定性。则系统的动态方程为

$$X(k+1) = AX(k) + q(k) \quad (13)$$

式中: $X(k) \sim N(0, P)$, P 为预测误差协方差矩阵; A 为系统的非奇异状态转移矩阵, 考虑到调度中心下发的系统前一时刻戴维南等值参数较为准确, 因而取为单位矩阵; $q(k) \sim N(0, Q)$, Q 为过程噪声协方差矩阵。

Sage-Husa 自适应卡尔曼滤波克服了传统卡尔曼滤波对精确噪声模型的依赖, 即矩阵 R 和 Q 为定值的问题^[22-24], 利用测量信息实时估计并修正系统过程噪声和测量噪声的协方差矩阵, 从而生成自适应滤波增益以估计系统状态变量, 并计算其最优估计值。系统戴维南等值参数估计算法的流程如下。

Step1 计算一步预测方程, 获取戴维南等值参数的先验估计值。

$$\hat{X}(k+1) = AX(k) + q(k) \quad (14)$$

式中: $\hat{X}(k+1)$ 为 $k+1$ 时刻预测状态变量先验估计值。

Step2 计算预测误差协方差矩阵先验估计值 $\hat{P}(k+1)$ 。

$$\hat{P}(k+1) = AP(k)A^T + Q(k) \quad (15)$$

式中: $P(k)$ 为 k 时刻预测误差协方差矩阵; $Q(k)$ 为 k 时刻过程噪声协方差矩阵。

Step3 更新滤波增益方程。

$$k = \hat{P}(k+1)H(k)^T(H(k)\hat{P}(k+1)H(k)^T + R(k))^{-1} \quad (16)$$

式中: k 为自适应卡尔曼滤波增益; $R(k)$ 为 k 时刻测量噪声协方差矩阵。

Step4 计算残差。

$$e(k+1) = Y(k+1) - H(k)\hat{X}(k+1) - r(k) \quad (17)$$

式中: $e(k+1)$ 为 $k+1$ 时刻系统观测值与预测值之间的差值。

Step5 计算 $k+1$ 时刻状态估计值。

$$X(k+1) = \hat{X}(k+1) + ke(k+1) \quad (18)$$

式中: $\hat{X}(k+1)$ 为 $k+1$ 时刻的系统最优估计值或系统状态变量的后验估计值。

Step6 计算 $k+1$ 时刻预测协方差矩阵。

$$P(k+1) = (I - kH(k))\hat{P}(k+1) \quad (19)$$

式中: I 为单位矩阵。

Step7 更新自适应卡尔曼滤波噪声矩阵。

$$\begin{cases} r_{k+1} = (1-d_k)r_k + d_k(Y_{k+1} - H_{k+1}\hat{X}_{k+1}) \\ R_{k+1} = (1-d_k)R_k + d_k(e_{k+1}e_{k+1}^T - H_{k+1}P_{k+1}H_{k+1}^T) \\ q_{k+1} = (1-d_k)q_k + d_k(\hat{X}_{k+1} - A_{k+1}\hat{X}_{k+1}) \\ Q_{k+1} = (1-d_k)Q_k + \\ d_k(k_{k+1}e_{k+1}e_{k+1}^T k_{k+1}^T + P_{k+1} - A_{k+1}P_{k+1}A_{k+1}^T) \end{cases} \quad (20)$$

式中: r_{k+1} 、 R_{k+1} 、 q_{k+1} 、 Q_{k+1} 分别为更新后测量噪声矩阵、更新后测量噪声协方差矩阵、更新后过程噪声矩阵及更新后过程噪声协方差矩阵; d_k 为遗忘因素, $d_k = (1-b)/(1-b^{k+1})$, b 为遗忘因子, b 的取值由经验确定, 一般取值在 0.95~0.99 之间。由式 (20) 可知, d_k 取值不同, 系统时变噪声统计特性不同, $d_k \approx 1$ 时, 更新后噪声特性更信任当前时刻系统观测值, 能够实现对历史数据遗忘, 从而获取新的噪声协方差矩阵, 更好地逼近实际系统噪声矩阵真值^[24-25]。

Step8 将得到的计算结果转入 Step1 进行下一轮滤波算法的迭代。

由于场站间线路 R/X 较大, 风/光/储场站有功调节对并网点电压的影响无法忽略, 故并网点电压控制模型^[5]可表示为

$$\Delta v = \sum_{l=\text{wind,pv,es}} \left(\frac{\partial v}{\partial P_l} \Delta P_l + \frac{\partial v}{\partial Q_l} \Delta Q_l \right) \quad (21)$$

式中: Δv 为并网点实际电压偏差; $\partial v / \partial P_l$ 、 $\partial v / \partial Q_l$ ($l = \text{wind,pv,es}$) 分别为并网点电压对各场站有功、无功出力的灵敏度系数; ΔP_l 、 ΔQ_l 分别为各场站有功、无功出力变化量。

不难发现, 建立模型式(21)的关键在于求解电压灵敏度系数, 可以采用传统的潮流雅可比矩阵法求取。将区域内各节点划分为 PQ 节点集合, 系统侧节点划分为松弛节点集合, 连接阻抗取为戴维南等值阻抗, 电压值取为戴维南等值电势, 基于潮流方程分别对有功及无功功率求偏导数, 即可获得各场站有功、无功出力的灵敏度系数。

上述方法涉及的参数包括协调控制系统区域内各节点电压相量、各场站注入复功率以及节点导纳矩阵。其中, 各节点电压相量、各场站注入复功率由各场站上送获取。然后根据潮流雅可比矩阵即可计算电压灵敏度系数。

3 协调控制方式

3.1 有功频率协调控制

当协调控制系统监测到并网点频率低于系统频率门槛值, 即启动有功协调控制。首先采用 2.1 节提出的并网点频率动态模型估计系统等效有功不平衡功率, 之后采用式(5)计算协调控制系统的总有功功率控制量。在将总有功控制量分配至新能源场站和储能电站时, 首先基于各个场站上送的有功备用容量, 按照可用备用容量的大小按比例分配有功功率控制量; 在后续的控制过程中, 通过不断监测各场站的指令响应情况, 将有功功率响应与下发指令之比定义为控制性能指标, 按照控制性能指标由大到小的顺序分配有功控制量, 尽可能快速提升有功功率, 满足系统频率安全稳定控制需求。

通过不断重复上述控制过程, 直至并网点检测系统频率满足要求, 或协调控制系统无法提供更多的有功控制量。

3.2 无功电压协调控制

当协调控制系统监测到并网点电压低于门槛值时, 即启动无功电压协调控制。通过求解如下优化问题, 获得各场站的无功功率控制量。

目标函数: 电压控制目标为并网点各场站节点电压幅值与额定电压偏差的平方和最小, 即

$$\min_{\mathbf{Q}^s} \frac{1}{2} \|\mathbf{V} - \boldsymbol{\mu}\|_2^2 \quad (22)$$

式中: \mathbf{Q}^s 为各场站无功功率控制量的列向量; $\|\cdot\|_2$ 代表矩阵的 2-范数; \mathbf{V} 为并网点各场站节点电压幅值; $\boldsymbol{\mu}$ 代表节点额定电压分布向量, 在标幺值下可设定为元素全部为 1 的向量。

由于优化问题应满足潮流电压方程的约束, 为清晰表述节点电压与电源无功注入的关系, 基于潮流雅可比矩阵计算的无功电压控制灵敏度, 得到目标函数的新形式, 如式(23)所示。

$$\min_{\mathbf{Q}^s} f(\mathbf{Q}^s) = \frac{1}{2} \left\| \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{Q}^s} \mathbf{Q}^s + \bar{\mathbf{V}} - \boldsymbol{\mu} \right\|_2^2 \quad (23)$$

式中: $\partial \mathbf{V} / \partial \mathbf{Q}^s$ 为无功电压控制灵敏度矩阵; $\bar{\mathbf{V}}$ 为控制前各场站节点电压列向量。可见目标函数式(23)完全由优化变量 \mathbf{Q}^s 的二次形式表示。

约束条件: 由于各电源无功调节能力受逆变器容量限制, 本文将表示为优化变量的有界约束, 即

$$\underline{\mathbf{Q}}^s \leq \mathbf{Q}^s \leq \bar{\mathbf{Q}}^s \quad (24)$$

式中: 向量 $\underline{\mathbf{Q}}^s$ 和 $\bar{\mathbf{Q}}^s$ 分别代表由节点 i 电源无功功

率下限和无功功率上限构成的列向量。

因此, 式(23)和式(24)构成了完整的有界约束二次规划电压优化控制模型。通过求解该优化模型, 即可获得各场站的无功功率控制量。

通过不断重复上述控制过程, 直至并网点检测电压满足要求, 或协调控制系统无法提供更多的无功功率控制量。

3.3 有功无功协调控制

由于场站并网点位于电网末端, 并网点电压较为薄弱, 若系统侧发生线路切断、发电机切机等故障, 新能源场站会释放有功备用支撑系统频率, 但有功增发可能会导致电压薄弱节点发生电压安全问题。在场站协调控制器下发有功控制指令给各个新能源场站和储能场站前, 基于戴维南等值参数及网络潮流信息判断有功控制指令执行后并网点电压是否满足系统安全稳定运行要求, 如不能满足要求, 指令下发时通过紧急追加场站无功指令, 增加无功出力的方式, 满足并网点电压安全的要求。

如并网点电压频率均不满足要求, 则首先计算有功控制量, 然后基于戴维南等值参数及网络潮流信息判断有功控制指令执行后并网点电压是否满足系统安全稳定运行要求, 如不能满足要求, 再通过求解式(23)获得无功控制量, 将有功功率和无功功率指令同时下发执行。

3.4 场站协调控制策略实施流程

本文所提控制策略主要包括以下步骤:

Step1 任意时刻, 根据采样周期最新采样或采样保持, 获取并网点频率的最新及历史量测值。同时, 获取电压在线监测区域各节点电压相量、各支路复功率及节点导纳矩阵。

Step2 采用 2.1 节所述方法估计并网点等效有功不平衡功率; 采用 2.2 节所述方法估计系统戴维南等值参数, 计算各项电压灵敏度系数。

Step3 判断并网点频率或电压是否超出调节死区, 若超出死区进入 **Step4**, 否则等待进入下一时刻再次判断。

Step4 利用第 3.1 节和 3.2 节所述方法求解获得风/光/储场站的有功、无功功率控制量, 下发控制量并进行功率跟踪。

Step5 进入下一时刻, 使用最新量测数据和计算参数更新模型并再次求解, 直至频率及电压均恢复至死区内。

在新能源出力波动较大情况下, 若场站协调控制器在指令下发后间隔 2 s 监测到执行控制指令的新能源场站出力饱和, 则场站协调控制器基于当前时刻修正后的系统等值参数重新计算功率控制量,

并将其分配至备用充足的新能源场站继续执行指令。

4 算例分析

本节以典型两区域系统为例，验证所提方法的有效性。如图3所示，区域1包含3个新能源场站(含风/光/储模块)，分别经 Bus1、Bus2 及 Bus3 汇集于 Bus6 并网，新能源场站额定容量为 200 MVA，最大有功出力为 200 MW，预留 10%有功备用；区域2 包含两台火电机组 G1 和 G2，额定容量均为 900 MVA，有功出力均为 730 MW。Bus1—Bus5 负荷均为 15 MW；Bus6 有功负荷为 50 MW，无功负荷为 150 Mvar；Bus7 负荷为 1167 MW。设置扰动 $t = 3\text{ s}$ 时在 Bus6 投入有功负荷 225 MW，无功负荷 60 MVar。其余仿真参数数值见表 1。

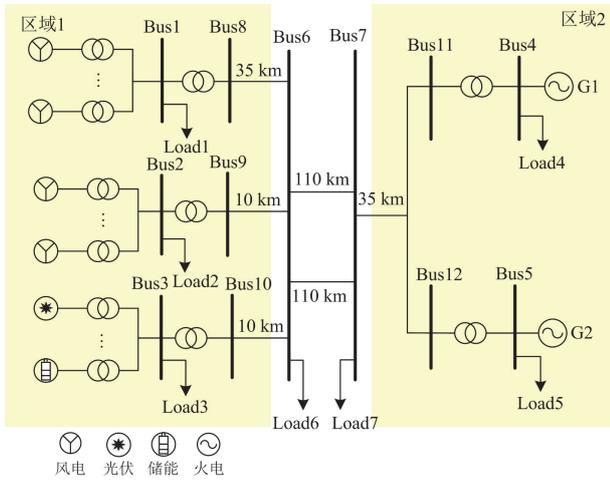


图 3 典型两区域系统结构图

Fig. 3 Structure diagram of typical two-area system

表 1 仿真参数

Table 1 Simulation parameters

参数	数值
系统额定电压/kV	230
系统额定容量/MVA	100
采样周期/s	0.1
电压参考值/p.u.	1.0
加权后惯性时间常数 H	3.99
一次调频死区/Hz	± 0.1
频率参考值/Hz	50
电压调节死区/p.u.	± 0.05
负荷调节系数	1.1
线路电阻 R (p.u./m)	10^{-7}
线路电抗 X (p.u./m)	10^{-6}

4.1 系统等值参数辨识

自适应卡尔曼滤波参数初值 $P_0 = 10^{-5} I$ ，遗忘因子 $b = 0.98$ ，噪声模型参数 $R_0 = 10^{-6} I$ ， $Q_0 =$

$10^{-8} I$ 。状态变量初值取故障前稳态时系统等值参数，模拟故障前调度中心下发的系统等值参数。

图4为本文所提方法辨识得到的系统戴维南等值参数。故障发生后动态过程中等值参数时变，难以准确计算故障后等值参数，为验证所提方法的有效性，基于本文方法辨识系统等值参数、模拟调度中心下发系统等值参数及传统两点法辨识系统等值参数，分别求解 $t = 4.95\text{ s}$ 时新能源场站有功增发后系统并网点电压值，如图5所示，并与仿真算例中并网点电压值进行对比，对比结果如表2所示。

利用本文方法辨识的系统等值参数计算出的有功增发后并网点电压值，与图5仿真算例结果最为接近。

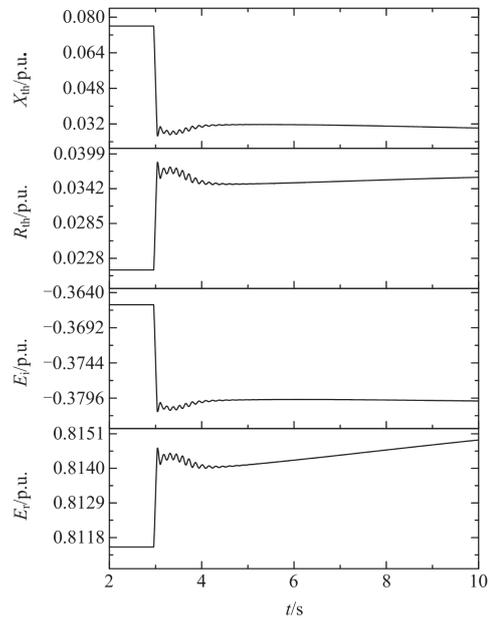


图 4 自适应卡尔曼滤波戴维南等值参数辨识结果

Fig. 4 Identification result of adaptive Kalman filter

Thevenin equivalent parameter

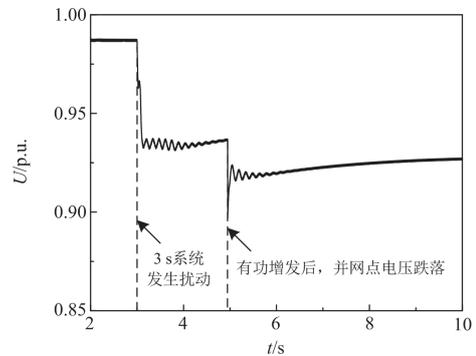


图 5 有功增发后并网点电压值

Fig. 5 Voltage of point of common coupling after active power increase

表 2 有功增发并网点电压对比结果

Table 2 Comparison results of voltage of point of common coupling of active power increase

方法	并网点电压值/p.u.
本文方法	0.924
模拟调度中心下发	0.875
传统两点法	0.832

由于有功无功的强耦合特性, 上述有功增发后系统并网点电压跌落低于门槛值 0.95 p.u., 基于表 2 中所述 3 种方法得到系统等值参数, 求解各方法为支撑系统电压需要追加的无功控制量。并在 $t = 4.95$ s 时下发无功指令值, 检验指令响应后并网点电压是否满足安全稳定运行要求, 如图 6 所示。

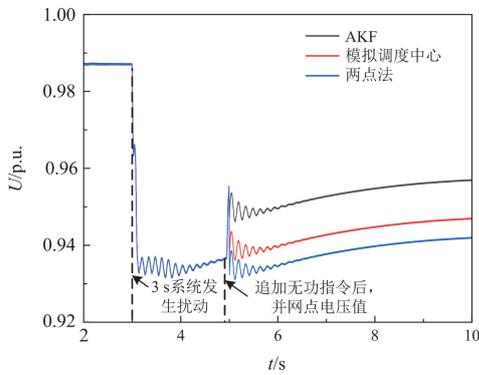


图 6 无功追加指令执行后并网点电压值

Fig. 6 Voltage value of the point of common coupling after the execution of the reactive power additional instruction

表 3 的对比结果显示, 采用本文方法辨识系统等值参数并据此计算的无功追加指令值, 响应效果最佳。因此, 综上两种对比方法可知, 本文所提方法辨识得到的系统戴维南等值参数具有更高的准确性。

表 3 无功指令执行后并网点电压对比结果

Table 3 Comparison results of the voltage of point of common coupling after reactive power command execution

方法	并网点电压值/p.u.
本文方法	0.953
模拟调度中心下发	0.931
传统两点法	0.927

4.2 有功无功协调控制

在 $t = 3$ s 扰动后, 并网点电压频率均不满足要求, 基于所提有功无功协调控制方法, 求解有功不平衡功率及无功追加指令值, 并于 $t = 4.95$ s 时将有功功率和无功功率指令值同时下发执行, 对比系统自主响应、仅有功控制及协调控制 3 种方法, 该协调控制方法对系统频率和电压的支撑效果最为显著。

系统频率门槛值设为 49.9 Hz, 由图 7 可知,

$t = 3$ s 发生扰动时, 若仅由系统自主响应抵抗频率波动, 系统频率仍低于门槛值; 基于所提并网点频率控制模型求解等效不平衡功率 $\Delta P = 36.2$ MW, 在 $t = 4.95$ s 时将求解的有功控制量下发并执行, 响应后并网点频率高于门槛值, 满足安全稳定运行要求。但由图 8 中的有功控制仿真曲线可知, 此时并网点电压低于门槛值。因此, 仅有功控制不能满足系统安全稳定运行要求。

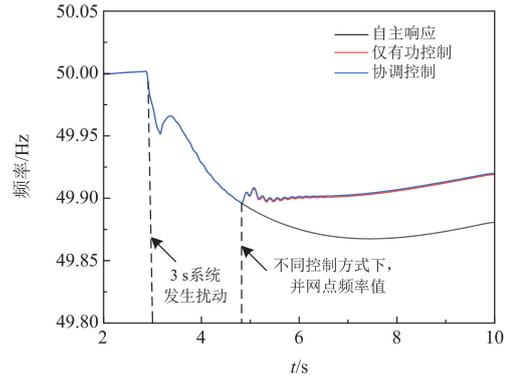


图 7 并网点频率对比结果

Fig. 7 Comparison results of the frequency of point of common coupling

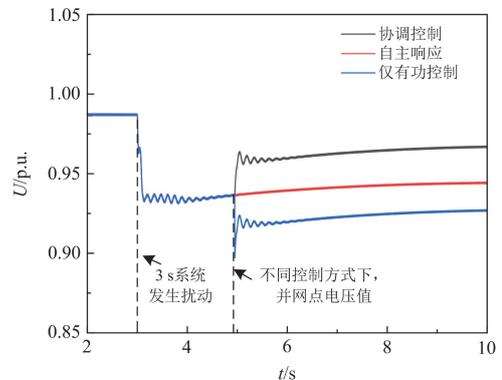


图 8 并网点电压对比结果

Fig. 8 Comparison results of the voltage of point of common coupling

依据 3.3 节有功无功协调控制方法, 求解有功指令值和无功指令值 ($\Delta Q = 36.12$ Mvar), 在 $t = 4.95$ s 时将两者同时下发并执行, 由图 7 和图 8 中协调控制方法仿真曲线可知, 系统频率电压均满足安全稳定运行要求, 验证了本文所提有功无功协调控制的有效性。

5 结论

本文主要研究协调区域新能源多场站可调资源

和控制能力的电压和频率控制技术。主要结论如下。

1) 提出了协调控制系统架构,在各场站分布式自主响应基础上,采用基于集中决策的追加控制方式改善系统动态电压频率安全稳定性。相比于完全的集中控制和分布式自律控制,一方面各场站基于预先设定的控制参数和自身测量的电压频率信息,支撑系统电压频率安全稳定控制速度较快;另一方面,集中决策可以有效协调各场站可调资源和控制能力,采用追加控制的方式进一步改善系统动态电压频率安全稳定性。

2) 基于调度控制中心下发的系统惯量以及戴维南等值参数等信息,采用系统辨识的方法实时修正参数,估计并网点等效有功不平衡功率,在此基础上构建了并网点频率和电压控制模型。

3) 采用并网点频率和电压控制模型计算场站协调控制策略,实现有功频率、无功电压以及两者的协调控制,保证实时主动支撑系统频率电压安全稳定控制的准确性和鲁棒性。

在后续工作中,将主要研究新能源场站广域协调控制,构建“单元-场站-广域”三级协同控制体系。电网中的非线性因素可能会导致系统戴维南等值参数时变、系统惯量的非线性特性增强及系统有功不平衡功率特性复杂。但本文重点在于新能源多场站有功无功协调控制理论方法研究,在实际工程应用可能仍存在考虑不足之处,将在后续的工作中深入研究。

参考文献

[1] 朱子民, 张锦芳, 常清, 等. 大规模新能源接入弱同步支撑柔直系统的送端自适应 VSG 控制策略[J]. 中国电力, 2024, 57(5): 211-221.
 ZHU Zimin, ZHANG Jinfang, CHANG Qing, et al. Adaptive VSG control strategy of sending end for large-scale renewable energy connected to weakly-synchronized support VSC-HVDC system[J]. Electric Power, 2024, 57(5): 211-221.

[2] 杨效, 曾成碧, 赖辉, 等. 弱电网下基于谐波状态空间模型的光储一虚拟同步发电机稳定性分析与优化控制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(16): 34-47.
 YANG Xiao, ZENG Chengbi, LAI Hui, et al. A stability analysis method and optimal control of a photovoltaic energy storage-virtual synchronous generator based on a harmonic state space model in a weak grid[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(16): 34-47.

[3] 张兴, 战祥对, 吴孟泽, 等. 高渗透率新能源发电并网变流器跟网/构网混合模式控制综述[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(21): 1-15.

ZHANG Xing, ZHAN Xiangdui, WU Mengze, et al. Review on grid-following/grid-forming hybrid mode control for grid-connected converter in high penetration rate of renewable energy generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(21): 1-15.

[4] 刘方, 徐耀杰, 杨秀, 等. 考虑电能交互共享的虚拟电厂集群多时间尺度协调运行策略[J]. 电网技术, 2022, 46(2): 642-656.
 LIU Fang, XU Yaojie, YANG Xiu, et al. Multi-time scale coordinated operation strategy of virtual power plant clusters considering power interactive sharing[J]. Power System Technology, 2022, 46(2): 642-656.

[5] 李明扬, 张智. 基于强化学习的含分布式风-光-储虚拟电厂优化调度[J]. 智慧电力, 2024, 52(8): 50-56.
 LI Mingyang, ZHANG Zhi. Optimal dispatch of distributed wind-solar-storage virtual power plants based on reinforcement learning[J]. Smart Power, 2024, 52(8): 50-56.

[6] 郭博恒, 王程, 邹祖冰, 等. 基于局域电气量态势感知的新能源场站频率-电压协同支撑控制[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(24): 9658-9671.
 GUO Boheng, WANG Cheng, ZOU Zubing, et al. Frequency-voltage cooperative support control for renewable energy station based on situational awareness of local electrical quantities[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(24): 9658-9671.

[7] OUYANG Jinxin, TANG Ting, YAO Jun, et al. Active voltage control for DFIG-based wind farm integrated power system by coordinating active and reactive powers under wind speed variations[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2019, 34(3): 1504-1511.

[8] 李和明, 董淑惠, 王毅, 等. 永磁直驱风电机组低电压穿越时的有功和无功协调控制[J]. 电工技术学报, 2013, 28(5): 73-81.
 LI Heming, DONG Shuhui, WANG Yi, et al. Coordinated control of active and reactive power of PMSG-based wind turbines for low voltage ride through[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5): 73-81.

[9] OUYANG Jinxin, LI Mengyang, ZHANG Zhen, et al. Multi-timescale active and reactive power-coordinated control of large-scale wind integrated power system for severe wind speed fluctuation[J]. IEEE Access, 2019, 7(6): 51201-51210.

[10] 张颖, 季宇, 唐云峰. 基于 MPC 含分布式光伏配电网有功功率无功功率协调控制[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(21): 140-146.
 ZHANG Ying, JI Yu, TANG Yunfeng. Coordinated control of active and reactive power for distribution network with distributed photovoltaic based on model predictive control[J].

- Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21): 140-146.
- [11] 汤涌, 孙华东, 易俊, 等. 基于全微分的戴维南等值参数跟踪算法[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(13): 48-53.
TANG Yong, SUN Huadong, YI Jun, et al. Tracing algorithm for Thevenin equivalent parameters based on complete differential equation[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(13): 48-53.
- [12] 罗华伟, 吴政球, 戴庆华, 等. 电网戴维南等值参数的快速计算[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(1): 35-39.
LUO Huawei, WU Zhengqiu, DAI Qinghua, et al. Fast computation of Thevenin equivalent parameters[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(1): 35-39.
- [13] 周东华, 席裕庚, 张钟俊. 一种带多重次优渐消因子的扩展卡尔曼滤波器[J]. 自动化学报, 1991, 17(6): 689-695, 758.
ZHOU Donghua, XI Yugeng, ZHANG Zhongjun. A suboptimal multiple fading extended Kalman filter[J]. Acta Automatica Sinica, 1991, 17(6): 689-695, 758.
- [14] BAI M, ZHOU D H, SCHWARZ H, et al. Adaptive augmented state feedback control for an experimental planar two-link flexible manipulator[J]. IEEE Transactions on Robotics and Automation, 1998, 14(6): 940-950.
- [15] 廖国栋, 王晓茹. 电力系统戴维南等值参数辨识的不确定模型[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(28): 74-79.
LIAO Guodong, WANG Xiaoru. Uncertain models for identification of electric power system Thevenin equivalent parameters[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(28): 74-79.
- [16] LIN C, LIN S. Distributed optimal power flow with discrete control variables of large distributed power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(3): 1383-1392.
- [17] 陈灵, 黄兴华, 张功林, 等. 考虑削峰填谷的分布式电源集群协同控制方法[J]. 智慧电力, 2023, 51(4): 8-15.
CHEN Ling, HUANG Xinghua, ZHANG Gonglin, et al. Distributed generations clusters collaborative control method considering peak load shifting[J]. Smart Power, 2023, 51(4): 8-15.
- [18] TSIKALAKIS A G, HATZIARGYRIOU N D. Centralized control for optimizing microgrids operation[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008, 23(1): 241-248.
- [19] 黄桦. DFIG 风电系统频率响应的建模、分析与控制[D]. 武汉: 华中科技大学, 2019.
- [20] 李东东, 刘振宇, 尹睿. 基于幂级数展开的电力系统戴维南等值参数跟踪算法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(9): 35-41.
LI Dongdong, LIU Zhenyu, YIN Rui. A tracing algorithm of Thevenin equivalent parameters for power systems based on power series expansion[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(9): 35-41.
- [21] 张森, 王慧芳, 叶睿恺. 基于分层估计的戴维南等值阻抗在线计算方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(12): 90-98.
ZHANG Sen, WANG Huifang, YE Ruikai. Thevenin equivalent impedance online calculation method based on hierarchical estimation[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(12): 90-98.
- [22] 李江, 王义伟, 魏超, 等. 卡尔曼滤波理论在电力系统中的应用综述[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(6): 135-144.
LI Jiang, WANG Yiwei, WEI Chao, et al. A survey on the application of Kalman filtering method in power system[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(6): 135-144.
- [23] 王广玉, 窦磊, 窦杰. 基于自适应卡尔曼滤波的多目标跟踪算法[J]. 计算机应用, 2022, 42(增刊 1): 271-275.
WANG Guangyu, DOU Lei, DOU Jie. Multiple object tracking algorithm based on adaptive Kalman filter[J]. Journal of Computer Applications, 2022, 42(S1): 271-275.
- [24] 焦鹏悦, 杨德友, 蔡国伟. 基于 Koopman 算子与卡尔曼滤波的同步发电机动态状态估计[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(9): 27-35.
JIAO Pengyue, YANG Deyou, CAI Guowei. Dynamic state estimation for a synchronous generator based on the Koopman operator and Kalman filter[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(9): 27-35.
- [25] 周勇, 张玉峰, 张超, 等. 基于 Sage-Husa 的线性自适应平方根卡尔曼滤波算法[J]. 西北工业大学学报, 2013, 31(1): 89-93.
ZHOU Yong, ZHANG Yufeng, ZHANG Chao, et al. A novel algorithm of linear adaptive square-root Kalman filtering based on Sage-Husa[J]. Journal of Northwestern Polytechnical University, 2013, 31(1): 89-93.

收稿日期: 2024-10-22; 修回日期: 2025-01-09

作者简介:

赵溪洁(2000—), 女, 硕士研究生, 研究方向为新能源并网安全稳定分析与控制技术; E-mail: zhaoxijie2000@126.com

鲍颜红(1971—), 男, 通信作者, 博士, 高级工程师(教授级), 研究方向为新能源并网安全稳定分析与控制技术。

E-mail: baoyanhong@sgepri.sgcc.com.cn

(编辑 周金梅)