

考虑多灵活资源的虚拟电厂频率响应特性建模方法

石正¹,朱超²,许寅¹

(1. 北京交通大学 电气工程学院,北京 100044;2. 国网浙江省电力有限公司经济技术研究院,浙江 杭州 310002)

摘要:为适应直流受端区域电网的双高化发展趋势,针对虚拟电厂(VPP)辅助大电网进行紧急频率控制的问题,提出了一种考虑多灵活资源的VPP频率响应特性建模方法。设计了VPP参与紧急频率控制的“集中-分散式”分层控制架构。分析了多灵活资源的频率响应特性,构建了VPP的系统频率响应模型及等值模型。基于逐步线性规划算法,提出一种VPP频率响应模型参数估计方法,以兼顾模型的准确性和计算效率。基于PSD-BPA通过对三区域直流受端区域电网仿真测试验证了所提方法的准确性,参数估计结果具有保守性,能够防止在紧急频率控制决策中系统误判。

关键词:虚拟电厂;紧急频率控制;频率响应模型;参数估计;多灵活资源

中图分类号:TM73;TM761+.2

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202410004

0 引言

虚拟电厂(virtual power plant, VPP)作为一种潜在的频率调节资源,可对各类灵活资源进行聚合以整体性地参与电网调控^[1-2],辅助大电网进行紧急频率控制。因此,如何构建合理的VPP频率响应模型以准确快速反映其频率响应特征及调节能力极为重要。

准确地建立VPP模型是其参与大电网调度与控制的基础与前提。文献[3]基于单体电动汽车(electric vehicle, EV)的响应能力模型,提出以EV为主要资源的VPP多时间尺度响应能力评估模型。文献[4]建立了计及VPP暂态调频过程的扩展系统频率响应模型,为VPP整体参与频率控制提供了新思路,但未考虑VPP内部各资源的控制方式。文献[5]将风电机组、储能设备及电动机负荷作为VPP中的调频资源,构建了VPP参与电力系统频率控制的一次调频模型,但该研究缺乏对VPP整体频率控制特性进行描述。文献[6]提出了各类分布式资源基于逆变器下垂控制的系统频率响应模型,但该模型的控制方式单一且模型结构简单,难以准确反映各灵活性资源的控制特性。

现有VPP的相关研究多涉及电力市场^[7-8]、经济调度等领域^[9-10],在VPP频率响应模型暂态研究方面略显不足。文献[11]提出了一种用于暂态稳定性分析的VPP模型,VPP资源为电流源型逆变器和电压

源型逆变器。文献[12]建立了VPP频率响应的等效聚合模型,主要考虑了不同分布式资源之间响应延迟不同。在参数估计方面,文献[13]提出基于频率曲线多项式拟合的方法估计系统等效惯量。文献[14]提出一种基于闭环控制的同步与非同步电源等效惯量和阻尼系数估计方法。文献[15]利用断面信息估计互联多区域系统的等效频率响应模型参数。文献[16]提出一种计及可再生能源可靠性的VPP动态聚合方法,但该方法将不同机组进行同质化处理。

综上所述,由于VPP聚合了海量异构的灵活资源,各资源参与调频的控制方式及响应特性不同,现有的研究难以构建准确反映多灵活资源特性的VPP频率响应模型以支撑电力系统紧急频率控制。同时,VPP频率响应模型复杂高阶且控制参数众多,详细的模型能够保证计算精度但同时也限制了紧急频率控制的决策效率,如何通过参数估计得到兼顾精准性及计算效率的模型参数有待解决。

为解决上述问题,本文首先提出了一种适用于紧急频率控制的VPP分层控制架构;其次,基于多灵活资源的响应特性构建VPP详细频率响应模型;然后,聚合复杂反馈控制支路得到其等值模型,构建参数估计优化模型并基于逐步线性规划算法(successive linear programming, SLP)求解;最后,基于三区域直流受端区域电网通过多故障场景测试验证了所提方法的准确性。

1 适用于紧急频率控制的VPP分层控制架构

本文提出了一种VPP参与紧急频率控制的“集中-分散式”分层架构,包括中央控制层、VPP聚合层和本地控制层3个控制层级。架构示意图见附录A图A1,共包含 N_v 个VPP子站。

中央控制层的主体包括电网调控中心及VPP控制主站。调控中心根据功率缺额及VPP的频率响应

收稿日期:2024-03-24;修回日期:2024-08-03

在线出版日期:2024-10-10

基金项目:国网浙江省电力有限公司科技项目(5211JY230008);
国家自然科学基金资助项目(52277072)

Project supported by the Science and Technology Project of State Grid Zhejiang Electric Power Co.,Ltd.(5211JY230008) and the National Natural Science Foundation of China (52277072)

能力下发具体的功率控制指令值 $\sum_{n=1}^{N_V} P_{\text{eov-q}}^n$ 、系统最低频率门槛值 $f_{\text{nadir}}^{\text{eo}}$ 及准稳态频率门槛值 $f_{\text{qss}}^{\text{eo}}$ ，并实时监测电网频率偏差；VPP控制主站实时上报网内所有VPP能够提供的最大调节功率 $\sum_{n=1}^{N_V} P_{\text{arv-m}}^n$ 、稳态支援功率 $\sum_{n=1}^{N_V} P_{\text{arv-q}}^n$ ，在预想故障下VPP按给定功率指令参与紧急频率控制后的系统频率最低值 $f_{\text{nadir}}^{\text{ar}}$ 及准稳态频率 $f_{\text{qss}}^{\text{ar}}$ 。

VPP聚合层的主体为各500 kV母线下的VPP子站。第 n 个VPP子站一方面接收各控制资源能够提供的最大支援功率 $P_{\text{dar-m}}^n$ 、稳态功率 $P_{\text{dar-q}}^n$ 、控制响应时间 t_{drs}^n 、功率爬坡时间 t_{dr}^n 及爬坡速率 v_{dr}^n ，并且依此上报本子站能够提供的最大调节功率 $P_{\text{arv-m}}^n$ 、稳态支援功率 $P_{\text{arv-q}}^n$ 、爬坡时间 t_r^n 及爬坡速率 v_{VPP}^n ；另一方面根据VPP主站下发的功率支援量 $P_{\text{eov-q}}^n$ 及子站内各控制资源的运行状态，VPP子站将功率指令值 P_{ord}^n 统筹分配至站内多类灵活控制资源。

本地控制层的主体包括中、小型汽轮机组、分布式风电、储能电站(energy storage station, ESS)、集群EV及柔性负荷(flexible load, FL)。当直流受端区域电网发生有功缺额故障时，作为控制终端，各控制资源将参与紧急频率控制，提供功率支援，保障电网频率安全。需要说明的是，功率指令值仅在ESS、集群EV、开断式FL这3类基于事件触发的灵活资源之间进行分配，而分布式风电和中、小型机组以及调节式FL这4类资源基于响应驱动，在紧急频率控制时调控中心不对其下发具体的功率控制指令值。

2 VPP频率响应特性建模

2.1 多灵活资源的频率特性建模

220 kV及以下电压等级的机组包括燃煤机组、燃气机组、综合利用电厂(如垃圾电厂、钢材电厂、纸业电厂)等。接入220 kV的中型机组调速系统可采用GS-TA型模型，接入110 kV及35 kV的小型机组调速系统可采用IEEE G2模型^[17-18]。

分布式风机可基于转子动能控制参与调频，其控制框图如图1所示。

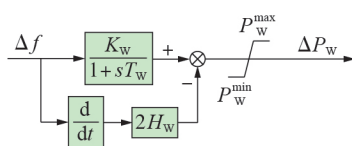


图1 具备调频能力的风电场频率响应模型

Fig.1 Frequency response model of wind farm with frequency regulation ability

图1中： H_w 为风机提供的虚拟惯性时间常数； K_w 为风机的调差系数； T_w 为风机控制响应时间常数； Δf 为系统频率偏差； P_w^{max} 、 P_w^{min} 分别为风机功率的上、下限； ΔP_w 为风机功率变化量。

ESS可基于快速功率控制参与调频，其功率控制函数如式(1)所示。

$$P_{\text{ES}} = P_{\text{ES}}^{\text{ord}} \left[1 - \left(1 + \frac{T_{\text{ES}}}{T_c} \right) e^{-\frac{t}{T_c}} \right] \quad (1)$$

式中： $P_{\text{ES}}^{\text{ord}}$ 与 P_{ES} 分别为VPP下发的ESS功率指令值与实际输出的功率值； T_{ES} 与 T_c 分别为ESS从故障发生到控制响应的通信延迟时间与控制响应时间常数。

EV集群可等效为ESS，通过车-网互动(vehicle to grid, V2G)技术实现反向充电，其功率控制函数如式(2)所示。

$$P_{\text{EV}} = P_{\text{EV}}^{\text{ord}} \left[1 - \left(1 + \frac{T_{\text{EV}}}{T_{\text{ev}}} \right) e^{-\frac{t}{T_{\text{ev}}}} \right] \quad (2)$$

式中： $P_{\text{EV}}^{\text{ord}}$ 与 P_{EV} 分别为VPP下发的EV功率指令值与实际输出的功率值； T_{EV} 与 T_{ev} 分别为EV从故障发生到控制响应的通信延迟时间与控制响应时间常数。

FL参与频率控制的方式主要分为开断式与调节式。其中开断式FL参与频率控制的模型如式(3)所示。

$$P_{\text{FL,S}} = P_{\text{FL,S}}^{\text{ord}} (t - T_{\text{FL,S}}) \quad (3)$$

式中： $P_{\text{FL,S}}^{\text{ord}}$ 与 $P_{\text{FL,S}}$ 分别为开断式FL的控制指令值与实际切负荷量； $T_{\text{FL,S}}$ 为开断式FL从故障发生到切负荷动作之间的时间间隔。

基于文献[19]，一次调频时间尺度内调节式FL的频率响应模型见图2。图中： K_{FL} 为调节式FL的调差系数； k_{FL} 、 T_{FL} 分别为压缩机控制器的调节系数、惯性时间常数； κ 、 γ 为等效热力学参数； α_p 为FL正常运行时电功率常系数； α_Q 为FL的制冷/热量常系数； f_{FL} 为FL的工作频率； $f_{\text{FL}}^{\text{max}}$ 、 $f_{\text{FL}}^{\text{min}}$ 分别为FL工作频率的上、下限； $P_{\text{FL}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{FL}}^{\text{min}}$ 分别为FL功率的上、下限； ΔP_{FL} 为FL功率变化量。

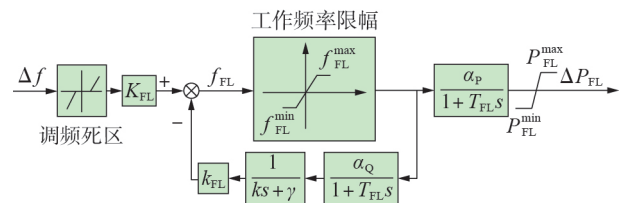


图2 调节式FL频率响应模型

Fig.2 Frequency response model of adjustable FL

2.2 VPP频率响应模型

综合考虑各灵活资源的频率控制特性，不考虑死区和限幅，VPP频率响应模型见附录A图A2。

1)惯量响应。系统等效惯性时间常数和阻尼系数由汽轮机组与分布式风机共同提供,如式(4)所示。

$$\begin{cases} H_{VPP} = \sum_{p=1}^{N_{G,M}} H_{G,Mp} \frac{S_{G,Mp}}{S_{sys}} + \sum_{q=1}^{N_{G,S}} H_{G,Sq} \frac{S_{G,Sq}}{S_{sys}} + \sum_{r=1}^{N_W} H_{Wr} \frac{S_{Wr}}{S_{sys}} \\ D_{VPP} = \sum_{p=1}^{N_{G,M}} D_{G,Mp} \frac{S_{G,Mp}}{S_{sys}} + \sum_{q=1}^{N_{G,S}} D_{G,Sq} \frac{S_{G,Sq}}{S_{sys}} \end{cases} \quad (4)$$

式中: H_{VPP} 为VPP提供的等效惯性时间常数; $H_{G,Mp}$ 、 $H_{G,Sq}$ 与 H_{Wr} 分别为第 p 台中型汽轮机组、第 q 台小型汽轮机组的惯性时间常数与第 r 台分布式风机提供的虚拟惯性时间常数; $N_{G,M}$ 、 $N_{G,S}$ 与 N_W 分别为中、小型汽轮机组与风机的并网运行数量; $S_{G,Mp}$ 、 $S_{G,Sq}$ 与 S_{Wr} 分别为第 p 台中型汽轮机组、第 q 台小型汽轮机组与第 r 台分布式风机的额定容量; S_{sys} 为系统总装机容量; D_{VPP} 为系统等效阻尼系数; $D_{G,Mp}$ 、 $D_{G,Sq}$ 分别为第 p 台中型汽轮机组、第 q 台小型汽轮机组的阻尼系数。

2)一次调频。汽轮机组、分布式风机及调节式FL的一次调频参数如下。

首先定义 α_{gx} (下标 $g=G, M$ 时,表示中型机组; $g=G, S$ 时表示小型机组; $g=W$ 时,表示分布式风机; $g=FL$ 时,表示调节式FL)。 α_{gx} 表示第 x ($x=p, q, r, s$,其中 s 表示第 s 台调节式FL)个反馈控制支路资源 g 的额定容量 S_{gx} 占第 g 种资源总容量的比例,如式(5)所示。

$$\alpha_{gx} = \frac{S_{gx}}{\sum_{x=1}^{N_g} S_{gx}} \quad (5)$$

式中: N_g 为资源 g 的数量。

$$\begin{cases} K_{G,M} = \sum_{p=1}^{N_{G,M}} \alpha_{G,Mp} K_{G,Mp}, & K_{G,S} = \sum_{q=1}^{N_{G,S}} \alpha_{G,Sq} K_{G,Sq} \\ K_W = \sum_{r=1}^{N_W} \alpha_{Wr} K_{Wr}, & K_{FL} = \sum_{s=1}^{N_{FL}} \alpha_{FLs} K_{FLs} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $K_{G,M}$ 、 $K_{G,S}$ 、 K_W 、 K_{FL} 分别为中型汽轮机组、小型汽轮机组、分布式风机、调节式FL的调差系数; $K_{G,Mp}$ 、 $K_{G,Sq}$ 、 K_{Wr} 、 K_{FLs} 分别为第 p 台中型汽轮机组、第 q 台小型汽轮机组、第 r 台分布式风机、第 s 台调节式FL的调差系数。

进一步,聚合每类资源反馈支路的相关参数,如式(7)所示。

$$\begin{cases} X_{G,M} = \{T_{b,M}, T_{s,M}, T_{R,M}\} \\ X_{G,S} = \{T_{b,S}, T_{s,S}, T_{R,S}, T_{RH,S}, F_{h,S}\} \\ X_W = \{T_W\} \\ X_{FL} = \{T_{FL}, \alpha_p, \alpha_Q, k_{FL}\} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $X_{G,M}$ 、 $X_{G,S}$ 、 X_W 、 X_{FL} 分别为中型机组、小型机组、分布式风机、调节式FL的反馈控制支路参数集; $T_{b,M}$ 、 $T_{s,M}$ 、 $T_{R,M}$ 分别为中型机组蒸汽容积时间常数、

伺服时间常数、调速器响应时间常数; $T_{b,S}$ 、 $T_{s,S}$ 、 $T_{R,S}$ 、 $T_{RH,S}$ 、 $F_{h,S}$ 分别为小型机组蒸汽容积时间常数、伺服时间常数、调速器响应时间常数、再热器时间常数、高压缸功率占比。

3)快速功率控制。ESS、EV、分布式风机及开断式FL的控制参数如下:

$$\begin{cases} T_{ES} = \sum_{v=1}^{N_{ES}} \frac{P_{ESv}}{P_{ES}} T_{ESv} \\ T_{EV} = \sum_{u=1}^{N_{EV}} \frac{P_{EVu}}{P_{EV}} T_{EVu} \\ T_W = \sum_{r=1}^{N_W} \alpha_{Wr} T_{Wr} \\ T_{FL,S} = \sum_{e=1}^{N_{FL,S}} \frac{P_{FL,Se}}{P_{FL,S}} T_{FL,Se} \end{cases} \quad (8)$$

式中: P_{ESv} 、 P_{EVu} 、 $P_{FL,Se}$ 分别为第 v 台ESS、第 u 台EV、第 e 台开断式FL支路实际输出功率; T_{ESv} 、 T_{EVu} 、 T_{Wr} 、 $T_{FL,Se}$ 分别为第 v 台ESS、第 u 台EV、第 r 台分布式风机、第 e 台开断式FL控制响应时间常数; P_{ES} 、 P_{EV} 、 $P_{FL,S}$ 分别为ESS、EV、开断式FL总输出功率; N_{ES} 、 N_{EV} 、 $N_{FL,S}$ 分别为ESS、EV、开断式FL的数量。

3 基于SLP的VPP频率响应模型参数估计方法

3.1 VPP频率响应模型等值方法

由于VPP聚合了多类异构资源,其反馈控制支路具有复杂高阶、参数众多等特点。计及多类灵活资源的频率响应详细模型具有较高的精准性,但对仿真效率及模型参数估计提出了较高要求,同时难以集成于紧急频率控制优化决策。针对以上难点,本节对其复杂反馈控制支路进行聚合,得到VPP频率响应等值模型。

在VPP频率响应模型中,各反馈控制支路之和为一个高阶的传递函数。因此采用通用传递函数 $G_{VPP}(s)$ 来描述VPP等值反馈控制支路模型,其一般形式为:

$$G_{VPP}(s) = \frac{b_j s^j + b_{j-1} s^{j-1} + \dots + b_0}{a_i s^i + a_{i-1} s^{i-1} + \dots + a_0} \quad i \geq j \quad (9)$$

式中: a_i 为分母多项式的系数, $i=1, 2, \dots, N_a$, N_a 为等值模型分母的参数数量; b_j 为分子多项式的系数, $j=1, 2, \dots, N_b$, N_b 为等值模型分子的参数数量; $G_{VPP}(s)$ 为VPP等值调速器的传递函数,当模型阶数为1时,其与简化的汽轮机调速器模型具有等效关系。

对VPP一次调频的复杂反馈控制支路进行等值后的模型见图3。图中: α_{VPP} 为VPP额定功率占系统总容量的比例; ΔP_{VPP} 为VPP功率变化量。惯量响应和VPP快速功率控制模块见图A2,得到VPP频率响应等值模型。

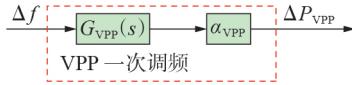


图3 VPP等值调速器模型

Fig.3 Equivalent governor model of VPP

3.2 参数估计优化模型

针对VPP反馈控制支路等值后的系统频率响应模型,在 k 个典型预想故障场景下,以详细系统频率响应模型和等值模型计算得到的频率最低点差值 $\Delta f_{\text{nadir},k}$ 与准稳态频率差值 $\Delta f_{\text{qss},k}$ 和最小为目标,建立VPP参数估计优化模型,如式(10)~(14)所示。其中,式(10)为目标函数,式(11)、(12)分别表示系统频率最低点差值约束及准稳态频率差值约束。为避免频率估计值高于频率真实值,从而造成紧急频率控制优化决策中的系统漏判,设置频率指标真实值与估计值的差值大于0;式(13)、(14)表示估计模型中各参数的限值约束。

$$\min \sum_{k=1}^{N_k} (\Delta f_{\text{nadir},k} + \Delta f_{\text{qss},k}) \quad (10)$$

$$\text{s.t. } f_{\text{nadir},k} - \hat{f}_{\text{nadir},k}(a_i, b_j) \geq 0 \quad (11)$$

$$f_{\text{qss},k} - \hat{f}_{\text{qss},k}(a_i, b_j) \geq 0 \quad (12)$$

$$a_i^{\min} \leq a_i \leq a_i^{\max} \quad (13)$$

$$b_j^{\min} \leq b_j \leq b_j^{\max} \quad (14)$$

式中: N_k 为典型预想故障场景总数; $f_{\text{nadir},k}$ 、 $\hat{f}_{\text{nadir},k}$ 分别为在第 k 个典型预想故障场景下由详细频率响应模型、等值模型计算得到的系统频率最低值; $f_{\text{qss},k}$ 、 $\hat{f}_{\text{qss},k}$ 分别为在第 k 个典型预想故障场景下由详细频率响应模型、等值模型得到的准稳态频率; a_i^{\max} 、 a_i^{\min} 和 b_j^{\max} 、 b_j^{\min} 分别为第 i 个等值模型分母和第 j 个等值模型分子参数的上、下限。

系统频率响应受电网运行状态、反馈控制支路参数、功率缺额等多种因素影响,其频率动态复杂且非线性,导致VPP的参数估计问题不宜直接求解。因此,基于轨迹灵敏度方法将式(11)、(12)中的频率差值约束线性化,建立模型参数与最低频率及准稳态频率间的耦合关系。上述优化模型可改写成如下线性规划模型。

$$\min \sum_{k=1}^{N_k} \left[(f_{\text{nadir},k} - \hat{f}_{\text{nadir},k}(a_i, b_j)) + (f_{\text{qss},k} - \hat{f}_{\text{qss},k}(a_i, b_j)) \right] \quad (15)$$

$$\text{s.t. } \sum_{i=0}^{N_i} (\beta_{\text{nadir},i}^k \Delta a_i) + \sum_{j=0}^{N_j} \beta_{\text{nadir},j}^k \Delta b_j \leq f_{\text{nadir},k} - \hat{f}_{\text{nadir},k}(a_i^0, b_j^0) \quad (16)$$

$$\sum_{i=0}^{N_i} (\beta_{\text{qss},i}^k \Delta a_i) + \sum_{j=0}^{N_j} (\beta_{\text{qss},j}^k \Delta b_j) \leq f_{\text{qss},k} - \hat{f}_{\text{qss},k}(a_i^0, b_j^0) \quad (17)$$

$$-a_i^0 \leq \Delta a_i \leq a_i^{\max} - a_i^0 \quad (18)$$

$$-b_j^0 \leq \Delta b_j \leq b_j^{\max} - b_j^0 \quad (19)$$

式中: a_i^0 、 b_j^0 分别为模型参数 a_i 、 b_j 的初始值; $\hat{f}_{\text{nadir},k}(a_i^0, b_j^0)$ 与 $\hat{f}_{\text{qss},k}(a_i^0, b_j^0)$ 分别为等值模型在初始参数设置下的系统频率最低值和准稳态频率; Δa_i 、 Δb_j 分别为模型参数 a_i 、 b_j 的变化量; $\beta_{\text{nadir},i}^k$ 、 $\beta_{\text{nadir},j}^k$ 和 $\beta_{\text{qss},i}^k$ 、 $\beta_{\text{qss},j}^k$ 分别为在第 k 个典型预想故障场景下模型参数 a_i 、 b_j 的频率最低点灵敏度系数和准稳态频率灵敏度系数,如式(20)所示。

$$\begin{cases} \beta_{\text{nadir}/\text{qss},i}^k = \frac{\hat{f}_{\text{nadir}/\text{qss},k}(a_i, b_j, \kappa_{a_i}) - \hat{f}_{\text{nadir}/\text{qss},k}(a_i, b_j)}{\kappa_{a_i}} \\ \beta_{\text{nadir}/\text{qss},j}^k = \frac{\hat{f}_{\text{nadir}/\text{qss},k}(a_i, b_j, \kappa_{b_j}) - \hat{f}_{\text{nadir}/\text{qss},k}(a_i, b_j)}{\kappa_{b_j}} \end{cases} \quad (20)$$

式中: κ_{a_i} 、 κ_{b_j} 分别为模型参数 a_i 、 b_j 的摄动量。

3.3 基于SLP的求解算法

基于SLP算法对上述参数估计优化模型进行求解。计算流程如附录A图A3所示。

步骤1:初始化参数。提取电网多类调频资源的运行状态数据,设置等值模型参数初值 a_i^0 、 b_j^0 及模型阶数;设置典型预想故障场景总数 N_k ,计算各故障场景下由详细频率响应模型计算得到的系统最低频率 $f_{\text{nadir},k}$ 、准稳态频率 $f_{\text{qss},k}$,由等值模型在给定初值情况下计算得到的系统最低频率值 $\hat{f}_{\text{nadir},k}(a_i^0, b_j^0)$ 及准稳态频率值 $\hat{f}_{\text{qss},k}(a_i^0, b_j^0)$;设置时域仿真时间与步长,迭代次数 $\xi=0$ 。

步骤2:优化求解。首先对频率关键指标差值约束线性化,将VPP参数估计问题转化为线性规划模型。设置 a_i 、 b_j 的摄动量均为0.1,按照式(20)计算得到 a_j 、 b_j 在第 ξ 次迭代时的系统最低点频率灵敏度系数、准稳态频率灵敏度系数。然后求解式(15)~(19)所示线性规划模型,得到第 ξ 次迭代下的模型参数变化量 Δa_i^ξ 、 Δb_j^ξ ,并更新估计值 $a_i^{\xi+1} = a_i^\xi + \Delta a_i^\xi$, $b_j^{\xi+1} = b_j^\xi + \Delta b_j^\xi$ 。

步骤3:终止判定及参数输出。判断模型参数在第 ξ 次迭代下的变化量是否小于截止误差 ε_a 、 ε_b ,或参数值 a_i^ξ 、 b_j^ξ 是否超出参数设计范围,若满足则计算结束,输出参数估计结果;否则令 $\xi = \xi + 1$,返回步骤2。

4 仿真分析

4.1 测试系统

本节基于机电暂态仿真软件PSD-BPA进行验证。测试系统为三区域(A—C)电网模型,如附录B图B1所示,在附录B图B2所示直流受端区域电网C系统中配置VPP,主要参数见文献[20]。测试系统设置接入4台500kV的大型火电机组,容量共计3.85GW;接入18座VPP,容量共计3.79GW,除由直

流馈入的功率外,本地电网区域内的VPP容量占发电资源的比例为49.6%。以虚拟电厂VPP₁为例,其内部参与频率控制的资源种类、设备容量等信息见附录B表B1。

4.2 VPP频率响应模型准确性验证

考虑故障的随机性与多样性,设置3类故障场景:①场景1,在1s时HVDC₁—HVDC₇发生单极/双极闭锁故障;②场景2,电网负荷按照总负荷量的0.1%、0.2%、…、10.0%增加负荷扰动;③场景3,场景1、2故障随机组合下的运行工况。

4.2.1 不同模型阶数

设置仿真时间为20s,仿真步长为0.01s,迭代次数 $\xi=0$;采用一阶、二阶及三阶模型对VPP反馈控制支路进行参数估计;模型参数 a_i 、 b_j 对应的截止误差 ε_a 、 ε_b 皆为0.01;设置故障场景数为1000;在各故障场景下,由计及VPP详细反馈控制支路的系统频率响应模型得到的频率最低值及准稳态频率作为真实值;设置一阶模型参数初值 $a_0^0=0.5$ 、 $a_1^0=7$ 、 $b_0^0=15$ 、 $b_1^0=15$ 。

一阶模型下的各次迭代参数情况变化如附录C表C1所示。经过第1次迭代,参数估计值大幅增加,实现了对最优解的一次逼近;在第2次迭代后,参数估计值仍持续增加,但增量减小,虽然此时估计参数 a_1 的变化量 Δa_1 小于截止误差 ε_a ,但其他参数的变化量仍不满足终止条件,因此需要继续计算;经过第3次迭代,各估计参数的变化量满足截止误差的要求,优化计算结束,记第3次迭代下的结果为一阶模型的估计参数。类似地,二阶、三阶模型的求解过程见附录C表C2、表C3。

等值反馈控制支路模型阶数影响着频率响应模型精准性,针对3种模型阶数,详细系统频率响应模型和等值模型计算得到的频率最低点绝对误差 $|\Delta f_{\text{nadir}}|$ 与准稳态频率绝对误差 $|\Delta f_{\text{qss}}|$ 见图4。

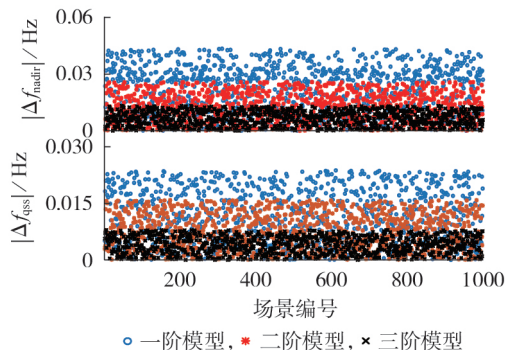


图4 频率最低值与准稳态频率绝对误差

Fig.4 Absolute error of frequency nadir and quasi-steady-state frequency

在各预想故障场景下,最低频率、准稳态频率的真实值与估计值的绝对误差大于0,这体现了模型

的保守性。随着模型阶数的提升,频率最低值及准稳态频率的误差均变小。当采用三阶模型时,频率最低值与准稳态频率的绝对误差约小于0.01 Hz与0.005 Hz;即使采用一阶模型,频率最低值误差也小于0.05 Hz,即0.001 p.u.,准稳态频率误差小于0.015 Hz,即0.0003 p.u.,满足工程应用的需求。

4.2.2 不同初值参数

为分析不同初值对参数估计的影响,基于一阶模型,设置3组不同的初值:第1组与表C1中的初值设置一致;第2组初值设置接近参数下限值, $a_0^0=0.1$ 、 $a_1^0=4.0$ 、 $b_0^0=12.5$ 、 $b_1^0=5.0$;第3组初值设置接近参数上限, $a_0^0=2.0$ 、 $a_1^0=11.0$ 、 $b_0^0=33.0$ 、 $b_1^0=100.0$,算法其他设置不变。第2、3组初值下的参数估计过程见附录C图C1。

根据图C1所示的结果,当设置不同初值进行参数估计时,经过算法迭代求解后的估计值接近。以第1组初值下的估计参数为基准,其余2组参数估计值的绝对误差数量级为 10^{-3} ;无论初值设置偏高或偏低,通过求解后依旧能够逼近最优解,这表明本文所提参数估计优化模型在不同的初值参数下具有良好的适应性。

4.2.3 不同故障场景

当HVDC₁分别发生单极闭锁故障(损失功率650 MW)和双极闭锁故障(损失功率1300 MW)时,由频率响应模型及时域仿真得到频率响应如图5所示,2种故障下的频率响应分别如图中实线、虚线所示。由图5可知,在不同故障场景下,由各阶模型计算得到的系统频率响应曲线均位于时域仿真曲线的下方,这体现了本文所提方法的保守性。

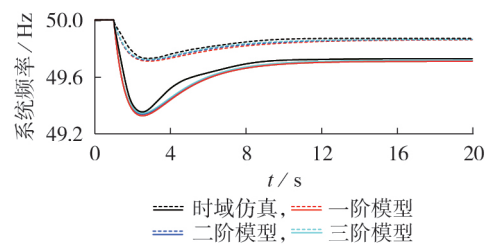


图5 不同故障场景下的系统频率响应

Fig.5 System frequency responses under different fault scenarios

不同故障场景下由频率响应模型得到的系统频率最低值及准稳态频率与由时域仿真计算结果的相对误差如表1所示。表中 $f_{\text{nadir},1}$ 、 $f_{\text{qss},1}$ 和 $f_{\text{nadir},2}$ 、 $f_{\text{qss},2}$ 分别为单极闭锁故障和双极闭锁故障下的系统最低频率、准稳态频率。由表可知,不同故障场景中,各阶模型下的频率指标相对误差均小于0.1%。即使采用一阶模型对VPP复杂反馈控制支路进行参数估计,系统频率最低值误差与准稳态频率误差的数量

表1 频率最低点及准稳态频率的相对误差

Table 1 Relative errors of frequency nadir and quasi-steady-state frequency

频率指标	相对误差 / %		
	一阶模型	二阶模型	三阶模型
$f_{\text{nadir},1}$	0.0394	0.0243	0.0147
$f_{\text{qss},1}$	0.0182	0.0146	0.0116
$f_{\text{nadir},2}$	0.0541	0.0304	0.0184
$f_{\text{qss},2}$	0.0374	0.0241	0.0221

级也仅为 10^{-2} ,这表明本文所提方法具有较高的准确性。

4.2.4 对比分析

本节将所提参数估计方法与时域仿真、最小二乘法、文献[15]中的参数估计方法进行对比。其中,在本文所提方法中采用精度较高的三阶模型,初值设置与表C3中的一致。非线性最小二乘法中的拟合函数采用文献[21]中的式(10),该表达式描述了系统频率响应与各控制参数的关系。文献[15]中,设置典型初值如下:汽轮机组调速器响应时间常数 $T_r=0.2$ s,蒸汽容积时间常数 $T_b=0.3$ s,再热器时间常数 $T_{RH}=7$ s,高压缸功率占比 $T_h=0.3$ 。设置故障场景为1 s时电网负荷突增700 MW。不同方法下的系统频率响应曲线如图6所示,频率关键指标及误差如表2所示。

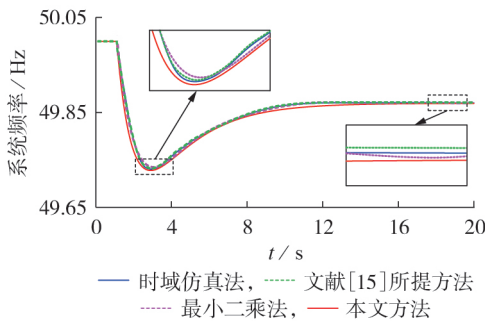


图6 不同方法下的系统频率响应曲线

Fig.6 System frequency response curves under different methods

表2 不同方法下的频率指标及相对误差

Table 2 Frequency indices and relative errors under different methods

方法	最低频率 / Hz	准稳态频率 / Hz	相对误差 / %	
			最低频率	准稳态频率
时域仿真法	49.7308	49.8704		
最小二乘法	49.7347	49.8699	0.0078	0.0010
文献[15]所提方法	49.7323	49.8712	0.0030	0.0016
本文方法	49.7278	49.8692	0.0060	0.0024

根据图6及表2的结果,采用非线性最小二乘法得到的系统最低频率高于时域仿真的计算值,相对误差为0.0078%,结果偏于乐观;文献[15]所提方法

构建了以频率真实值与估计值之差的平方和最小为目标的优化模型,通过最优化方法(最速下降法、牛顿法等)进行求解,得到估计参数。该方法具有较高的计算精度,适用于分析系统频率响应动态特性,但无法保证频率关键指标的保守性,即系统最低频率及准稳态频率可能高于时域仿真下的结果,难以用于紧急频率控制优化决策。此外,以上2类方法均需要对故障后的系统频率进行大量采样以获取算法所需的计算数据,而本文方法仅需以频率关键指标值作为输入,在实现上更为简单的同时具有良好的精准性,该场景下频率指标相对误差的数量级为 10^{-3} ;并且本文方法具有保守性,能够防止系统在紧急频率控制决策中发生漏判。

5 结论

VPP通过聚合多类灵活资源以参与紧急频率控制,但各资源的频率响应特性各异且VPP模型具有复杂高阶、参数未知等特点,因此难以构建VPP的频率响应模型。本文基于SLP算法对计及多类灵活资源的VPP频率响应模型进行参数估计,方法创新体现如下。

1)本文提出计及多类灵活资源的VPP频率响应模型充分考虑了各类资源的频率响应特性,并基于惯量响应、一次调频及快速功率控制多维度分析各控制方式对频率支撑的作用。

2)基于SLP的VPP频率响应模型参数估计方法仅需以频率关键指标值作为输入,在方法实现更为简单的同时具有较高的精准度;此外参数估计结果具有保守性,能够防止在紧急频率控制决策中系统误判。

3)本文方法的有效性基于三区域直流受端区域电网C,通过多故障测试场景进行仿真验证。即使采用一阶模型进行参数估计,其频率关键指标误差也小于0.001 p.u.,满足工程应用的需求。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] ZHOU B, ZHANG K, CHAN K W, et al. Optimal coordination of electric vehicles for virtual power plants with dynamic communication spectrum allocation[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2021, 17(1): 450-462.
- [2] 陈伟,艾欣,范滢丹. 基于模仿者动态算法的虚拟发电厂内部分布式发电资源均衡调度方法[J]. 电网技术, 2014, 38(3): 589-595.
CHEN Wei, AI Xin, FAN Yingdan. Replicator dynamics algorithm based equilibrium dispatching strategy for distributed energy resources in virtual power plant[J]. Power System Technology, 2014, 38(3): 589-595.
- [3] 张亚朋,穆云飞,贾宏杰,等. 电动汽车虚拟电厂的多时间尺度响应能力评估模型[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(12): 94-103.

- ZHANG Yapeng, MU Yunfei, JIA Hongjie, et al. Response capability evaluation model with multiple time scales for electric vehicle virtual power plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(12):94-103.
- [4] 徐清文,曹永吉,张恒旭,等. 考虑暂态调频能力的虚拟电厂预防控制方法[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(18):83-89.
XU Qingwen, CAO Yongji, ZHANG Hengxu, et al. Preventative control method for virtual power plant considering transient frequency regulation capability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18):83-89.
- [5] 李润,徐天奇,李琰,等. 不同控制策略下虚拟电厂一次调频特性研究[J]. 现代电子技术, 2021, 44(17):95-99.
LI Run, XU Tianqi, LI Yan, et al. Study on primary frequency modulation characteristics of virtual power plant using different control strategies[J]. Modern Electronics Technique, 2021, 44(17):95-99.
- [6] 王晶晶,廖思阳,姚良忠,等. 基于一致性算法的直流受端电网分布式调频资源协同频率控制[J]. 电网技术, 2022, 46(3):888-896.
WANG Jingjing, LIAO Siyang, YAO Liangzhong, et al. Coordinated frequency control strategy for DC receiving-end power grid with distributed frequency regulation resources using consensus algorithm[J]. Power System Technology, 2022, 46(3):888-896.
- [7] 刘汶瑜,陈中,杜璞良,等. 基于联盟博弈的多虚拟电厂参与日前电力市场竞标模型[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(5):135-142.
LIU Wenyu, CHEN Zhong, DU Puliang, et al. Bidding model for multiple virtual power plants participating in day-ahead electricity market based on coalition game[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(5):135-142.
- [8] 谢宏伟,严强,李扬,等. 市场模式下兼顾区域负荷特性的多虚拟电厂分布式协调优化[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5):199-209.
XIE Hongwei, YAN Qiang, LI Yang, et al. Distributed coordination optimization of multiple virtual power plants considering regional load characteristics in market[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5):199-209.
- [9] 李东东,王啸林,沈运帷,等. 考虑多重不确定性的含需求响应及电碳交易的虚拟电厂优化调度策略[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5):210-217, 251.
LI Dongdong, WANG Xiaolin, SHEN Yunwei, et al. Optimal scheduling strategy of virtual power plant with demand response and electricity-carbon trading considering multiple uncertainties[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5):210-217, 251.
- [10] 王佳惠,牛玉广,陈玥,等. 电-碳联合市场下虚拟电厂主从博弈优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5):235-242.
WANG Jiahui, NIU Yuguang, CHEN Yue, et al. Master-slave game optimal dispatching of virtual power plant under electricity-carbon joint market[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5):235-242.
- [11] CHEN J R, LIU M Y, MILANO F. Aggregated model of virtual power plants for transient frequency and voltage stability analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(5):4366-4375.
- [12] FENG C, CHEN Q X, WANG Y, et al. Provision of contingency frequency services for virtual power plants with aggregated models[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2023, 14(4):2798-2811.
- [13] INOUE T, TANIGUCHI H, IKEGUCHI Y, et al. Estimation of power system inertia constant and capacity of spinning-reserve support generators using measured frequency transients[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1997, 12(1):136-143.
- [14] LIU M Y, CHEN J R, MILANO F. On-line inertia estimation for synchronous and non-synchronous devices[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(3):2693-2701.
- [15] 王淘阳,李霞林,郭力,等. 基于断面信息的多区域互联系统频率响应模型参数估计方法[J]. 电网技术, 2022, 46(11):4277-4291.
WANG Xunyang, LI Xialin, GUO Li, et al. Parameter estimation method of a frequency response model of multi-area interconnected power system based on cross-section information[J]. Power System Technology, 2022, 46(11):4277-4291.
- [16] 白雪岩,樊艳芳,王天生,等. 计及可再生能源可靠性的虚拟电厂动态聚合方法[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7):102-110.
BAI Xueyan, FAN Yanfang, WANG Tiansheng, et al. Dynamic aggregation method of virtual power plants considering reliability of renewable energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7):102-110.
- [17] 韩松,徐政,吴小辰,等. PSD-BPA与PSS/E暂态稳定数学模型比较[J]. 南方电网技术, 2010, 4(3):67-71.
HAN Song, XU Zheng, WU Xiaochen, et al. Comparison of mathematical models for transient stability between PSD-BPA and PSS/E[J]. Southern Power System Technology, 2010, 4(3):67-71.
- [18] 中国电力科学研究院. PSD-BPA暂态稳定程序用户手册4.0版[EB/OL]. [2024-03-24]. <https://www.doc88.com/p-332785-1230482.html?r=1>.
- [19] 惠红勋. 温控负荷参与电力系统动态响应的建模与控制方法研究[D]. 杭州:浙江大学, 2020.
HUI Hongxun. Modelling and control of thermostatically controlled loads for participating in dynamic response of power systems[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2020.
- [20] SHI Z, XU Y, WANG Y, et al. Coordinating multiple resources for emergency frequency control in the energy receiving-end power system with HVDCs[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(5):4708-4723.
- [21] SHI Q, LI F, CUI H. Analytical method to aggregate multi-machine SFR model with applications in power system dynamic studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6):6355-6367.

作者简介:

石正(1995—),男,中级工程师,博士,主要研究方向为电力系统紧急频率控制,电网规划等(E-mail:shizheng@bjtu.edu.cn);

朱超(1984—),男,高级工程师,主要研究方向为电力系统安全、电网规划等(E-mail:zhu_chao_hz@139.com);

许寅(1986—),男,教授,博士,通信作者,研究方向为电力系统安全韧性(E-mail:xuyin@bjtu.edu.cn)。

(编辑 王欣竹)

(下转第208页 continued on page 208)

[28] 黄旭锐,于丰源,杨波,等. 基于Transformer网络和多任务学习的园区综合能源系统电-热短期负荷预测方法[J]. 南方电网技术,2023,17(1):152-160.

HUANG Xurui, YU Fengyuan, YANG Bo, et al. Short-term electric-thermal load forecasting method for park-level integrated energy system based on transformer network and multi-task learning[J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(1):152-160.

作者简介:

余强(1984—),男,教授,博士研究生导师,主要研究方向为配电网规划、运行与控制,光伏/光热发电技术以及电动农机电机驱动控制等(**E-mail**:yuqiang_21st@sina.com);

韩静娴(1997—),女,硕士研究生,主要研究方向为配电网规划、运行与控制(**E-mail**:herzeleid0602@cau.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

Collaborative forecasting of electricity-thermal load based on improved dual squeeze and excitation and multi-head feature attention mechanism

YU Qiang¹, HAN Jingxian¹, YANG Ziliang¹, SONG Jidong¹, YANG Dechang¹, QI Haijie², YU Peng³

(1. College of Information and Electrical Engineering, China Agricultural University, Beijing 100083, China;

2. State Grid Smart Grid Research Institute Co., Ltd., Beijing 102200, China;

3. State Grid Shandong Electric Power Research Institute, Jinan 250003, China)

Abstract: Loads are diverse and coupled in the integrated energy system, in order to improve the accuracy of load forecasting, a short-term electricity-thermal load collaborative forecasting model based on an improved dual attention mechanism and group convolutional neural network-gated recurrent unit is proposed. Each input channel is weighted by the improved squeeze and excitation attention mechanism, and grouped for the convolution. The convolution results are weighted by the multi-head feature attention mechanism and the load is forecasted by the input gated recurrent unit model. The example simulative results show that the mean absolute percentage errors of the proposed model are less than 3%.

Key words: integrated energy system; load forecasting; group convolutional neural network; gated recurrent unit; improved squeeze and excitation attention mechanism; multi-head feature attention mechanism

(上接第185页 continued from page 185)

Frequency response characteristics modeling method of virtual power plant considering multiple flexible resources

SHI Zheng¹, ZHU Chao², XU Yin¹

(1. School of Electrical Engineering, Beijing Jiaotong University, Beijing 100044, China;

2. Economic and Technical Research Institute of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310002, China)

Abstract: In order to adapt to the double-high development trend of DC receiving-end regional power grid, a frequency response characteristics modeling method of virtual power plant (VPP) considering multiple flexible resources is proposed for the problem of emergency frequency control of large power grid assisted by VPP. The “centralized-decentralized” hierarchical control architecture for VPP participating in emergency frequency control is designed. The frequency response characteristics of multiple flexible resources are analyzed, and the system frequency response model and equivalent model of VPP are constructed. Based on the successive linear programming method, the VPP frequency response model parameter estimation method is proposed, aiming to balance the accuracy and computational efficiency of the model. Based on PSD-BPA, the accuracy of the proposed method is verified by simulation test of three-area DC receiving-end regional power grid, the parameter estimation results are conservative, which can prevent the system from misjudging in emergency frequency control decision.

Key words: virtual power plants; emergency frequency control; frequency response model; parameter estimation; multiple flexible resources

附录 A

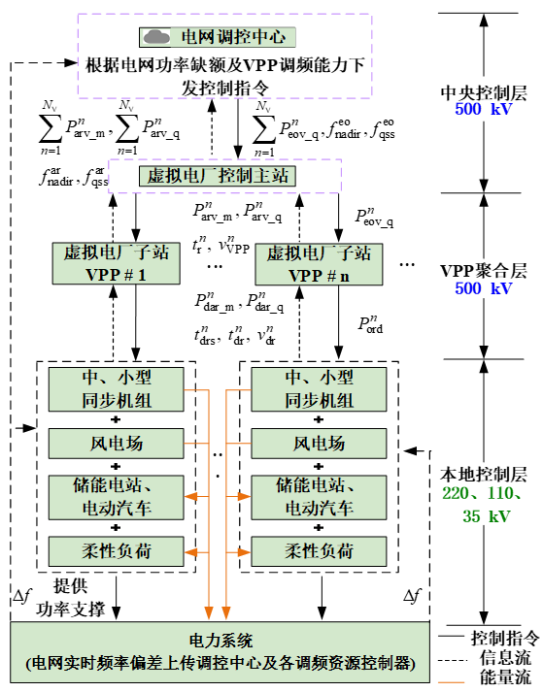


图 A1 “集中-分散式”VPP 分层控制架构

Fig.A1 Hierarchical control architecture of “centralized-decentralized” VPP

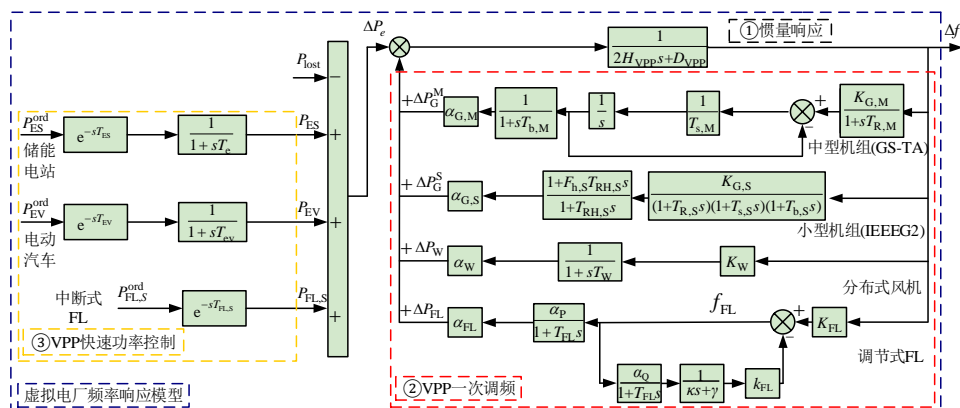


图 A2 VPP 的频率响应模型

Fig.A2 Frequency response model of VPP

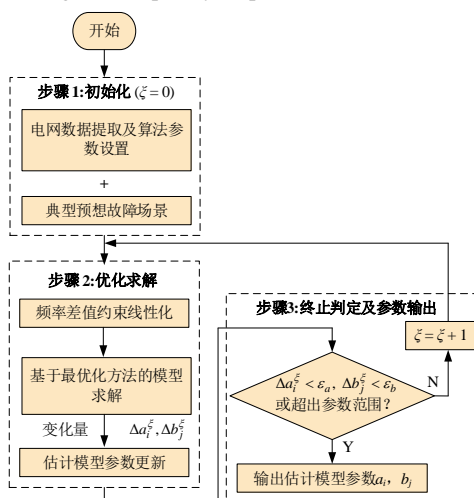


图 A3 基于 SLP 算法的模型参数估计流程

Fig.A3 Parameter estimation process based on SLP algorithm

附录 B

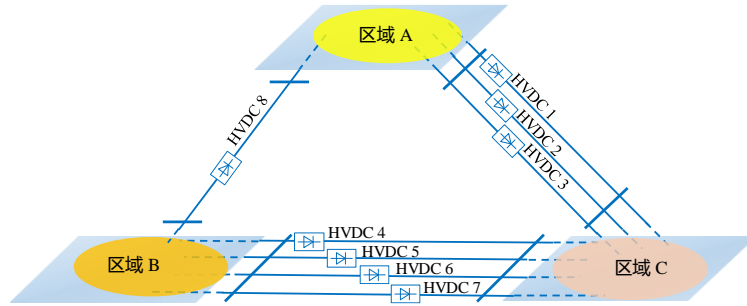


图 B1 三区域电网模型示意图

Fig.B1 Schematic diagram of HVDC interconnected power grid model with three regions

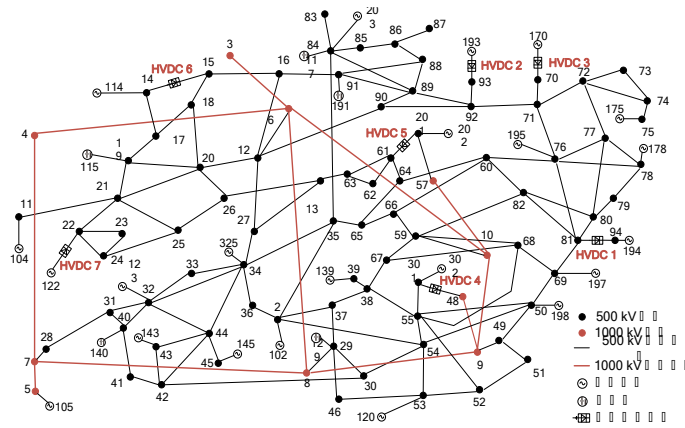


图 B2 受端区域电网 C 的拓扑结构

Fig.B2 Topology of receiving-end power system at Region C

表 B1 VPP₁ 的调频资源

Table B1 Frequency regulation resources in VPP₁

调频资源	设备容量/MW	运行功率/MW	控制方式	调节功率/MW	触发方式
燃气轮机	54.0	42.0	惯量响应及一次调频	12.0	响应驱动
燃煤机组	50.0	40.0	惯量响应及一次调频	10.0	响应驱动
风电	22.5	22.5	转子动能控制	3.0	响应驱动
储能电站	30.0	25.0	快速功率控制	5.0	事件触发
电动汽车	5.0	3.0	快速功率控制 (V2G)	6.0	事件触发
柔性负荷	5.0 (调节式)	3.0	一次调频	3.0	响应驱动
	3.0 (开断式)	2.0	切负荷	2.0	事件触发

附录 C

表 C1 一阶模型下的各次迭代参数情况变化

Table C1 Parameter changes of iterations under first-order model

迭代次数	a_0^0	a_1^0	b_0^0	b_1^0
0	0.500	7.000	15.000	15.000
1	0.863	8.995	15.827	32.320
2	0.991	9.002	16.136	38.881
3	0.998	9.007	16.142	38.889

表 C2 二阶模型下的各次迭代参数情况变化

Table C2 Parameter changes of iterations under second-order model

迭代次数	a_0^0	a_1^0	a_2^0	b_0^0	b_1^0
0	0.500	7.000	1.000	15.000	15.000
1	0.859	8.376	2.018	15.715	32.002
2	0.995	8.949	2.612	16.134	38.878
3	0.997	9.291	2.695	16.140	38.885
4	0.998	9.293	2.697	16.141	38.884

表 C3 三阶模型下的各次迭代参数情况变化

Table C3 Parameter changes of iterations under third-order model

迭代次数	a_0^0	a_1^0	a_2^0	a_3^0	b_0^0	b_1^0
0	0.500	7.000	1.000	0.5	15.000	15.000
1	0.857	8.816	3.761	0.712	15.795	32.202
2	0.995	9.336	4.680	0.777	16.134	38.876
3	0.996	9.591	5.594	0.805	16.138	38.884
4	0.998	9.594	5.597	0.807	16.141	38.885
5	0.999	9.595	5.601	0.808	16.142	38.885

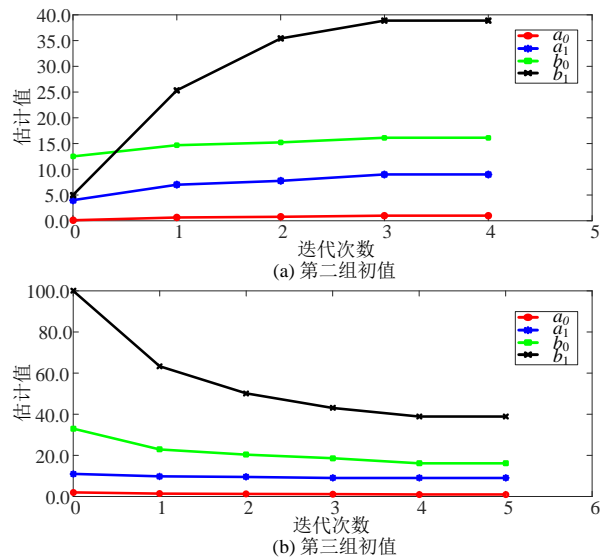


图 C1 不同初值下的各次迭代参数情况变化

Fig.C1 Parameter changes of iterations under different initial values