

互联新能源电力系统区内 AGC 机组分布式协同控制策略

张磊¹, 马晓伟², 王满亮³, 陈力², 高丙团³

(1. 中国电力科学研究院有限公司, 江苏 南京 210003; 2. 国家电网有限公司西北分部, 陕西 西安 710048;
3. 东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210096)

摘 要: 区域电网中具备自动发电控制 (automatic generation control, AGC) 功能的新能源场站数量多并且不同调频机组的响应特性差异明显, 加重了集中控制器的计算负担, 影响区域电网频率控制效果。针对上述挑战, 提出了一种基于机组动态模型和分布式一致性的互联电力系统区域内 AGC 机组协同控制策略, 区域间根据联络线功率频率偏差进行跨区功率互济。首先, 建立不同类型调频机组的调频响应功率模型。在此基础上, 考虑调频控制的经济性, 以有功出力变化量的二次成本函数最小为目标, 兼顾各调频机组出力约束和功率平衡约束, 构建功率动态分配优化模型, 并证明通过合理的系数设定即可满足调频经济性最优, 无须求解该优化问题。然后, 提出了基于分布式一致性算法的 AGC 调频控制策略, 实现区域内各参与机组 AGC 指令的整定。最后, 以三区域互联电力系统为例进行仿真验证, 结果表明: 所提控制策略可以有效提高调频性能, 降低机组的调频成本。

关键词: 区域互联电力系统; 新能源; 自动发电控制; 分布式协同控制; 调频经济性

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202405101

0 引言

随着电力系统的规模不断扩大, 互联程度不断加深, 中国已形成世界上输电能力最强、新能源并网容量最大、运行电压等级最高的特高压交直流混联电网^[1]。电力资源富集地区将大量电能通过跨区域联络线外送至负荷中心, 以此实现电能的优化配置, 促进新能源消纳, 加强各区域的电力联系^[2-3]。因其在供电可靠性和调度经济性方面具备的显著优势, 这种互联电力系统已经成为现代电力工业发展的重要标志。

电力电量的供需平衡是互联电力系统安全稳定运行的基本要求。自动发电控制 (automatic generation control, AGC) 通过调节区域内调频机组的有功出力实现电力电量供需平衡以及控制联络线交换功率为计划值, 从而维持系统的频率稳

定^[4-6]。随着新能源并网规模不断增加, 电力系统抵御频率扰动能力减弱, 仅依靠常规调频机组难以满足系统频率及联络线功率调整的需求, 新能源参与 AGC 正在发挥着重要作用^[7-12]。

传统的区域电网 AGC 一般采用集中式比例积分 (proportion integration, PI) 控制^[13], 将区域控制偏差 (area control error, ACE) 信号经过 PI 控制器得到控制区域的 AGC 指令, 再通过机组参与因子分配给每台调频机组。但是, 新能源机组与常规机组具有不同的机组容量、控制模型和响应特性, 大规模新能源参与 AGC 控制势必会给系统原本的控制过程带来新的挑战。一方面, 随着新能源发电渗透率的不断提升, 区域电网中具备 AGC 功能的新能源场站数量大幅增加, 海量数据加重了集中控制器的计算负担^[14]。采用分布式控制策略对异质调频机组进行协同优化可以降低控制中心的计算量、提高系统的灵活性。文献^[15]综合考虑常规机组、风电场和储能电站等调频资源, 采用分布式模型预测控制实现区域间的信息互动, 降低系统的计算量, 保证多源协同的功率

收稿日期: 2024-05-27; 修回日期: 2025-01-09。

基金项目: 国家电网有限公司科技项目 (4000-20236084A-1-1-ZN)。

优化分配效果。文献[16]基于发电机组的高阶动态模型设计了一种分布式调频控制器，可以实现功率的最优分配以及保证系统的稳定性。文献[17]在双重 Q 学习基础上引入加权思想提出一种多智能体协同控制算法，提高算法的学习效率和收敛速度，实现多区域互联电力系统之间的分布式协同控制。文献[18]基于一致性算法提出多种分布式调频资源的协同频率控制策略，可有效解决调频资源数量多带来的庞大计算量问题。

另一方面，新型电力系统中各 AGC 机组的响应速度、调频容量和调节模型差异显著[19]。按照可调容量比例分配功率的方式难以实现异质调频机组的优化协同配合。文献[20]考虑 AGC 机组的动态调节特性建立随机前瞻调度模型，实现不同类型机组在响应速度上的最优协同配合，提升系统的动态调节能力。文献[21]考虑新能源的不确定性，在线调整各 AGC 机组的参与因子，提高异质调频机组配合的灵活性。此外，一种基于人工智能算法的新颖 AGC 优化控制策略也得到广泛研究[12-26]，其主要通过大量的样本学习获取 AGC 机组的最优协同控制方案。但是，实际系统模型与训练数据不同会导致不理想的控制效果并且难以用于在线决策。

基于上述分析，本文提出了一种基于机组动态模型和分布式一致性的互联电力系统区域内 AGC 协同控制策略，以此制定不同场站的功率指令，并且新能源场站被等值为一台机组来考虑。首先，考虑异质调频机组在控制特性上的差异，建立了火电机组和新能源机组的调频响应功率模型。其次，以有功出力变化量的二次成本函数最小为目标，兼顾各调频机组出力约束和功率平衡约束，构建了异质调频机组的 AGC 指令动态分配优化模型。指出可对 AGC 指令设置一个调整系数，并理论证明当其为某一特定值时，便可实现调频经济性最优，而无须求解优化问题，从而有利于所提控制策略的实时在线执行。然后，基于分布式一致性算法建立了多区域异质调频机组分布式协同 AGC 模型，设计了各 AGC 机组的调频控制器。最后，基于新英格兰 10 机 39 节点电力系统，构建了含火电、风电和光伏的三区域互联电力系统仿真模型，验证了所提策略的有效性和优越性。

1 互联电力系统 AGC 控制模型

以含火电厂、风电场和光伏电站的多区域互联电力系统为研究对象，其中第 i 个控制区域的 AGC 控制模型如图1所示。

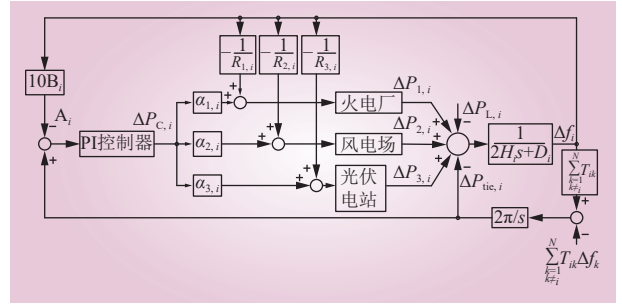


图1 控制区域 i 的AGC控制模型框图

Fig. 1 Block diagram of AGC model for the i th control area

图1中： H_i 、 D_i 分别为控制区域 i 的等效惯性时间常数和阻尼系数； Δf_i 、 Δf_k 分别为控制区域 i 和 k 的频率偏差； T_{i-k} 为联络线 $i-k$ 同步系数； $\Delta P_{1,i}$ 、 $\Delta P_{2,i}$ 、 $\Delta P_{3,i}$ 、 $\Delta P_{L,i}$ 和 $\Delta P_{tie,i}$ 分别为火电厂、风电场、光伏电站、负荷和联络线有功功率的变化量； $R_{1,i}$ 、 $R_{2,i}$ 和 $R_{3,i}$ 分别为火电厂、风电场和光伏电站的调差系数； B_i 为控制区域 i 的频率偏差系数，MW/0.1 Hz，取负值； A_i 为控制区域 i 的区域控制偏差； $\Delta P_{C,i}$ 为控制区域 i 的AGC指令； $\alpha_{1,i}$ 、 $\alpha_{2,i}$ 和 $\alpha_{3,i}$ 分别为火电厂、风电场和光伏电站的AGC参与因子。

如图1所示，控制区域 i 与其他控制区域之间联络线总的功率变化量为

$$\Delta P_{tie,i} = 2\pi \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N T_{i-k} \left(\int \Delta f_i dt - \int \Delta f_k dt \right) \quad (1)$$

式中： N 为控制区域数量。

若控制区域 i 向其他控制区域输送功率，当输送的功率增加时，联络线的功率变化量为正；当输送的功率减少时，联络线的功率变化量为负。反之亦然。

控制区域 i 的区域控制偏差计算式[27]为

$$A_i = \Delta P_{tie,i} - 10B_i \Delta f_i \quad (2)$$

根据图1所示的传统集中式PI控制方法，ACE信号计算出来后经过PI控制器生成控制区

域 i 总的 AGC 指令, 随后根据分配系数下发给每个调频机组。因此, 每个调频机组的 AGC 指令为

$$\Delta P_{Cj,i} = \alpha_{j,i} K_P (\Delta P_{tie,i} - 10 B_i \Delta f_i) + \alpha_{j,i} K_I \int (\Delta P_{tie,i} - 10 B_i \Delta f_i) dt, \quad j = 1, 2, 3 \quad (3)$$

式中: $\Delta P_{Cj,i}$ 为控制区域 i 中第 j 个调频机组的 AGC 指令; K_P 、 K_I 分别为 PI 控制器的比例系数和积分系数。

2 基于机组动态模型和分布式一致性的 AGC 控制策略

2.1 调频机组模型

对于不同类型的调频机组, 通常具有不同阶数的调频响应功率模型, 其状态空间表达式形式为

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}}_j = \mathbf{A}_j \mathbf{x}_j + \mathbf{B}_j \mathbf{u}_j \\ \mathbf{y}_j = \mathbf{C}_j \mathbf{x}_j + \mathbf{D}_j \mathbf{u}_j \end{cases} \quad (4)$$

式中: $\mathbf{x}_j$ 、 $\mathbf{u}_j$ 和 $\mathbf{y}_j$ 分别为状态变量、控制变量和输出变量; $\mathbf{A}_j$ 、 $\mathbf{B}_j$ 、 $\mathbf{C}_j$ 和 $\mathbf{D}_j$ 分别为系统矩阵、控制矩阵、输出矩阵和直接传递矩阵。

当系统达到稳态时, $\dot{\mathbf{x}}_j = 0$, 由此可以得到

$$\mathbf{y}_j^* = (-\mathbf{C}_j \mathbf{A}_j^{-1} \mathbf{B}_j + \mathbf{D}_j) \mathbf{u}_j^* = \mathbf{K}_j \mathbf{u}_j^* \quad (5)$$

式中: $\mathbf{y}_j^*$ 、 $\mathbf{u}_j^*$ 分别为达到稳态的输出变量和控制变量; $\mathbf{K}_j = [k_{j1} \ k_{j2}]$, 为稳态矩阵。

对于火电机组, 采用如图 2 所示的三阶调频响应模型^[28]。图中: Δf 为系统频率偏差; R_M 为火电机组的调差系数; ΔP_{pfr} 、 ΔP_{sfr} 分别为一次调频和二次调频功率变化量; F_H 为高压轮机做功系数; T_R 为再热器时间常数; ΔP_M 为火电机组的有功出力变化量; ΔP_C 为 AGC 指令; K_C 为调整系数; T_W 为锅炉时间常数。

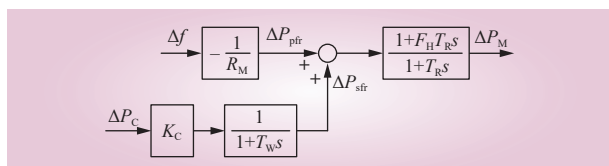


图 2 火电机组的调频响应模型

Fig. 2 Frequency regulation model of the thermal power unit

选择控制变量 $\mathbf{u}_1 = [K_C \Delta P_C \ -\Delta f/R_M]^T$, 可以得到火电机组的调频响应功率模型为

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}}_1 = \mathbf{A}_1 \mathbf{x}_1 + \mathbf{B}_1 \mathbf{u}_1 \\ \mathbf{y}_1 = \mathbf{C}_1 \mathbf{x}_1 + \mathbf{D}_1 \mathbf{u}_1 \end{cases} \quad (6)$$

式中: $\mathbf{x}_1 = [\Delta x_1 \ \Delta x_2 \ \Delta x_3]^T$, 具体含义见图 3; $\mathbf{y}_1 = \Delta P_M$ 。

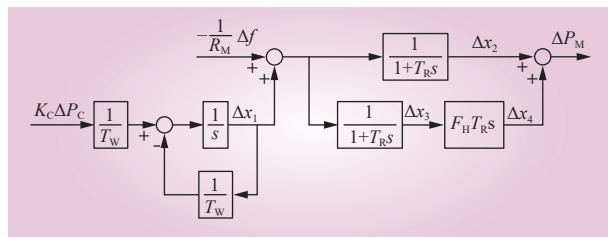


图 3 火电机组的调频响应模型等效形式

Fig. 3 Equivalent form of frequency regulation model of the thermal power unit

矩阵 $\mathbf{A}_1$ 、 $\mathbf{B}_1$ 、 $\mathbf{C}_1$ 和 $\mathbf{D}_1$ 分别为

$$\begin{cases} \mathbf{A}_1 = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_W} & 0 & 0 \\ -\frac{1}{T_R} & -\frac{1}{T_R} & 0 \\ -\frac{1}{T_R} & 0 & -\frac{1}{T_R} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{B}_1 = \begin{bmatrix} \frac{1}{T_W} & 0 \\ 0 & \frac{1}{T_R} \\ 0 & \frac{1}{T_R} \end{bmatrix} \\ \mathbf{C}_1 = [F_H \ 1 \ -F_H], \quad \mathbf{D}_1 = [0 \ F_H] \end{cases} \quad (7)$$

对于新能源机组, 采用如图 4 所示的一阶调频响应模型。图中: R_N 为新能源机组的调差系数; T_N 为新能源机组的等效时间常数; ΔP_N 为新能源机组的有功出力变化量。

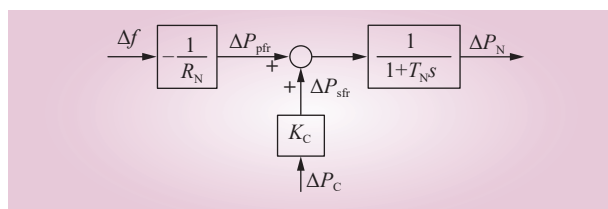


图 4 新能源机组的调频响应模型

Fig. 4 Frequency regulation model of the new energy unit

同样地, 选择控制变量 $\mathbf{u}_2 = [K_C \Delta P_C \ -\Delta f/R_N]^T$, 可以得到新能源机组的调频响应功率模型为

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}}_2 = \mathbf{A}_2 \mathbf{x}_2 + \mathbf{B}_2 \mathbf{u}_2 \\ \mathbf{y}_2 = \mathbf{C}_2 \mathbf{x}_2 + \mathbf{D}_2 \mathbf{u}_2 \end{cases} \quad (8)$$

式中: $\mathbf{x}_2 = \Delta P_N$; $\mathbf{y}_2 = \Delta P_N$ 。

矩阵 $\mathbf{A}_2$ 、 $\mathbf{B}_2$ 、 $\mathbf{C}_2$ 和 $\mathbf{D}_2$ 分别为

$$\begin{cases} A_2 = -\frac{1}{T_N}, B_2 = \begin{bmatrix} \frac{1}{T_N} & \frac{1}{T_N} \end{bmatrix} \\ C_2 = 1, D_2 = 0 \end{cases} \quad (9)$$

2.2 调频经济性最优

将调频过程中火电、风电和光伏的调频成本描述为有功出力变化量的二次函数，即

$$C = \sum_{j=1}^n \frac{1}{2} c_j (\Delta P_j)^2 \quad (10)$$

式中： n 为火电、风电和光伏机组总的数量； c_j 为成本系数； ΔP_j 为调频机组的有功出力变化量，包括一次调频过程中的有功出力变化量和 AGC 控制过程中的有功出力变化量。

此时目标函数为

$$\min \sum_{j=1}^n \frac{1}{2} c_j (\Delta P_j)^2 \quad (11)$$

调频机组的有功出力应该维持在有功出力上下限内。因此，不等式约束条件为

$$\Delta P_{j,\min} \leq \Delta P_j \leq \Delta P_{j,\max} \quad (12)$$

式中： $\Delta P_{j,\min}$ 、 $\Delta P_{j,\max}$ 分别为调频机组有功出力的下限和上限。

当系统频率恢复至额定频率时，调频机组的有功出力变化量应该等于负荷的有功扰动量。因此，等式约束为

$$\sum_{j=1}^n \Delta P_j = \sum_{i=1}^N \Delta P_{L,i} \quad (13)$$

值得注意的是，虽然这里引入了一个优化问题，但并不需要直接求解它，而是设置了一个调整系数，如图 2 和图 4 中的 K_C ，可以证明当 $K_{Cj} = 1/(c_j k_{j1})$ 时，满足调频经济性最优。

命题：当 $K_{Cj} = 1/c_j k_{j1}$ 时，满足调频经济性最优。

证明：对于上述的凸优化问题，当 ΔP_j^* 满足 KKT 条件时，其一定是全局最优解。上述优化问题的拉格朗日函数为

$$L = \sum_{j=1}^n \frac{1}{2} c_j (\Delta P_j)^2 + \sum_{j=1}^n \lambda_{1,j} (\Delta P_j - \Delta P_{j,\max}) + \sum_{j=1}^n \lambda_{2,j} (-\Delta P_j + \Delta P_{j,\min}) + \mu \left(\sum_{j=1}^n \Delta P_j - \sum_{i=1}^N \Delta P_{L,i} \right) \quad (14)$$

其对应的 KKT 条件为

$$\sum_{j=1}^n c_j \Delta P_j^* + \sum_{j=1}^n (\lambda_{1,j} - \lambda_{2,j}) + \mu = 0 \quad (15)$$

$$\lambda_{1,j} (\Delta P_j^* - \Delta P_{j,\max}) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (16)$$

$$\lambda_{2,j} (-\Delta P_j^* + \Delta P_{j,\min}) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (17)$$

$$\sum_{j=1}^n \Delta P_j^* - \sum_{i=1}^N \Delta P_{L,i} = 0 \quad (18)$$

当求解出式 (15) ~ (18) 后， $\lambda_{1,j}$ 、 $\lambda_{2,j}$ 和 μ 都是定值， ΔP_j^* 是优化目标函数的解，也是定值。则式 (15) 可以写为

$$c_j \Delta P_j^* = \eta \quad (19)$$

式中： η 为常数。

令 $\Delta P_{Cj}^* = \eta$ ，并且由式 (5) 知 $\Delta P_j^* = K_j u_j^* = k_{j1} K_{Cj} \Delta P_{Cj}^* - k_{j2} \Delta f^*/R$ 。当系统稳定时， $\Delta f^* = 0$ ，故 $\Delta P_j^* = k_{j1} K_{Cj} \Delta P_{Cj}^*$ 。因此有

$$c_j^{-1} \eta = c_j^{-1} \Delta P_{Cj}^* = c_j^{-1} (k_{j1} K_{Cj})^{-1} \Delta P_j^* = (c_j k_{j1} K_{Cj})^{-1} \Delta P_j^* \quad (20)$$

而

$$c_j^{-1} \eta = \Delta P_j^* \quad (21)$$

联立式 (20) 和式 (21)，得到

$$K_{Cj} = \frac{1}{c_j k_{j1}} \quad (22)$$

因此，当 K_C 按照式 (22) 进行取值时，便可满足调频经济性最优。

2.3 分布式一致性算法

对于多智能体系统的分布式控制可通过基于图论的分布式一致性算法实现，而 AGC 机组可视为一个智能体，在通信网络中作为一个节点与其他节点通过局部通信实现相互协作。具有 m 个节点的通信网络可以用无向加权图 $G(V, E, A)$ 表示，其中， $V = \{1, 2, \dots, m\}$ 为节点集合，即 AGC 机组； $E \subseteq V \times V$ ，表示节点的边集合，即 AGC 机组之间的通信连接； A 是 $m \times m$ 的加权邻接矩阵，其元素 $a_{ii} = 0$ ，如果节点 i 与节点 j 之间存在通信连接，则 $a_{ij} = 1$ ，否则 $a_{ij} = 0$ ，如图 5 所示。

考虑每个节点的状态量为 x_i ，当 x_i 满足式 (23) 时，称作分布式一致性控制，可以实现不同节点之间状态量收敛至相同值。

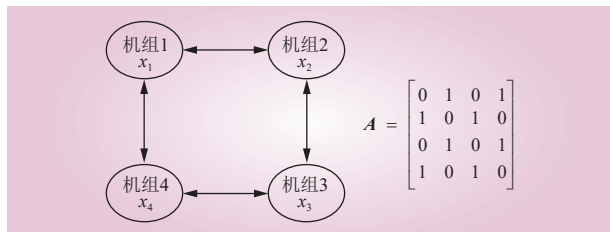


图 5 多机组通信网络及邻接矩阵示意

Fig. 5 Schematic diagram of multi-unit communication network and adjacency matrix

$$\dot{x}_i = - \sum_{j=1}^m a_{ij}(x_i - x_j) \quad (23)$$

式 (23) 的解释如下: 定义一个系数 ω_{ij} , 其满足

$$\omega_{ij} = a_{ij} / \sum_{k=1}^m a_{ik} \quad (24)$$

将 ω_{ij} 代入式 (23), 可以得到

$$\dot{x}_i / \sum_{j=1}^m a_{ij} = -x_i + \sum_{j=1}^m \omega_{ij} x_j \quad (25)$$

当系统稳定时, $\dot{x}_i = 0$ 。则 x_i 等于所有相邻节点 x_j 的加权平均。各节点通过相邻节点的信息不断更新自身的状态, 最终所有节点的状态趋于一致, 即 $x_1 = x_2 = \dots = x_m$ 。对于本文的研究对象, 每个节点的状态量应为机组的 AGC 指令值 ΔP_C 。当系统稳定时, 每个机组的指令值相等, 即 $\Delta P_{C1} = \Delta P_{C2} = \dots = \Delta P_{Cn}$ 。

2.4 所提控制策略

基于上述调频机组动态模型和分布式一致性算法, 提出一种互联电力系统分布式协同 AGC 控制策略, 如图 6 所示。控制区域的 ACE 信号计算出来后发送给部署在调频机组端的控制器, 随后根据式 (26) 生成每台调频机组的 AGC 指令, 再

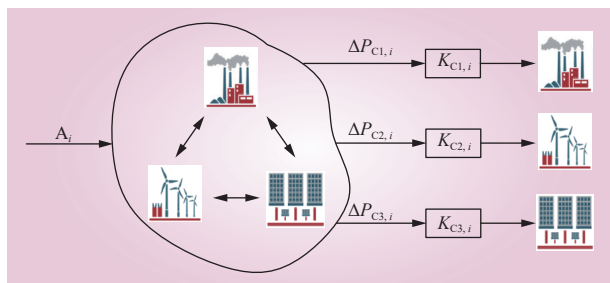


图 6 所提 AGC 控制策略

Fig. 6 The proposed AGC control strategy

经过调整系数下发给机组执行。

其中, 每台调频机组 AGC 指令计算为

$$\Delta P_{Cj,i} = \frac{1}{\mu_j} \int (\Delta P_{tie,i} - 10B_i \Delta f_i) dt + \frac{1}{\mu_j} \int (\Delta P_j - K_j u_j) dt - \frac{1}{\mu_j} \int \left[\sum_{k=1}^n a_{jk} (\Delta P_{Cj,i} - \Delta P_{Ck,i}) \right] dt \quad (26)$$

式中: μ_j 为常数。

根据式 (26) 整定调频机组 AGC 指令时共包含 3 项。第 1 项 $(\Delta P_{tie,i} - 10B_i \Delta f_i)$ 确保系统稳定后, 联络线功率收敛至计划值, 系统频率恢复至额定值, 即 $\Delta P_{tie,i}^* = 0$, $\Delta f^* = 0$ 。第 2 项 $(\Delta P_j - K_j u_j)$ 考虑调频过程中各调频机组的功率动态调节模型, 确保各机组的稳定, 最终收敛至零, 如式 (5) 所示。第 3 项实现不同调频机组的 AGC 指令收敛至相同值, 即 $\Delta P_{Cj,i} = \Delta P_{Ck,i}$, 如式 (23) 所示。

本文所提 AGC 控制策略的流程如图 7 所示。首先, 输入有功扰动、区域调频容量和 AGC 机组的有功输出状态信息。其中, 有功扰动量可根据文献 [28] 中的方法估算得到。然后, 根据控制区域内有功扰动大小的不同, 区域电网的 AGC 控制存在 2 种情况。情况 1: 有功扰动小于控制区域自身的调频容量, 无须其他控制区域支援, 联络线功率计划值不变。各控制区域按照联络线功率频率偏差控制模式就地平衡扰动功率。情况 2: 有功扰动大于控制区域自身的调频容量, 需要修改联络线交换功率计划值, 跨区域平衡扰动功

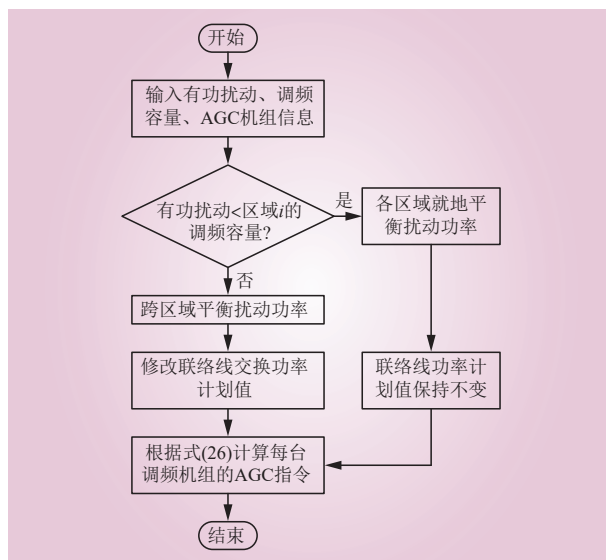


图 7 所提控制策略流程

Fig. 7 Flowchart of the proposed control strategy

率。最后，根据式（26）计算每台调频机组的 AGC 指令值。

3 仿真实验

为验证所提 AGC 控制策略的效果，基于新英格兰 10 机 39 节点系统（如图 8 所示），分别在区域 1、区域 2 和区域 3 接入一个风电场、一个风电场和 2 个光伏电站。区域之间通过联络线互联，其中，区域 2 向区域 1、区域 2 向区域 3 以及区域 3 向区域 1 输送的联络线交换功率分别为 132 MW、341 MW 和 282 MW，各区域内的调频机组之间存在环形通信网络。互联电力系统的新能源渗透率为 30%，区域 1~3 的调频容量分别为 556 MW、662 MW 和 570 MW。区域 1~3 的负荷分别为 2 770 MW、2 162 MW 和 3 028 MW。参考文献 [15]，火电、光伏和风电的调频成本系数分别设置为 2.0、1.5 和 1.0。调频结束后，实际调频成本价格按照不同调频机组的积分电量计算，火电、光伏和风电的调频成本价格分别为 0.4 元/(3.6 MW·s)、0.3 元/(3.6 MW·s) 和 0.2 元/(3.6 MW·s)。其他仿真参数如表 1 所示。

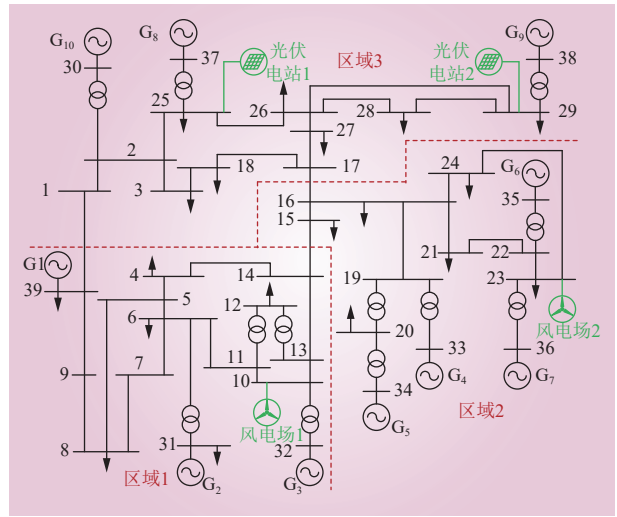


图 8 仿真结构图
Fig. 8 One-line diagram of simulated power grid

通过 2 种不同程度负荷阶跃扰动场景和不同新能源渗透率下大扰动场景的仿真分析，对比所提 AGC 控制策略和传统的集中式 PI 控制方法，以验证所提策略在调频效果和经济性方面的优异效果。

表 1 仿真参数
Table 1 Simulation parameters

区域	机组	容量/MW	调差系数/ (MW·Hz ⁻¹)	T _R /s	F _H
1	G1	1 250	20	12.0	0.35
	G2	347	20	6.5	0.15
	G3	812	20	10.0	0.32
	风电场1	750	25		
2	G4	790	20	9.0	0.30
	G5	635	20	8.0	0.26
	G6	812	20	10.0	0.30
	G7	700	20	8.5	0.28
	风电场2	750	25		
3	G8	675	20	8.0	0.25
	G9	1 037	20	12.0	0.35
	G10	312	20	6.0	0.20
	光伏电站1	830	30		
	光伏电站2	830	30		

3.1 区域 2 负荷阶跃 0.2 p.u.

在 $t=10\text{ s}$ 时区域 2 负荷突增 432 MW（0.2 p.u.），小于区域 2 的调频容量。由区域 2 自身即可消除有功不平衡，不需要区域 1 和区域 3 通过联络线向区域 2 增加有功。此时，保持各联络线功率计划值不变。图 9 给出了系统频率的变化波形图，可以发现，相较于集中式 PI 控制，所提策略在一定程度上可以提高频率最低点，这是由于考虑了机组的调频响应功率模型，更好地发挥了新能源机组的快速响应能力，并显著改善了频率恢复过程中的超调。

图 10 给出了各联络线功率的波动情况。由于系统初始稳定时区域 2 均向区域 1 和区域 3 输送联络线功率，因此当区域 2 出现负荷突增扰动时，为了支撑本区域有功不平衡，联络线 1-2 和 2-3 的功率均突然减小，随后经过一段时间后恢复至计划值不变。在联络线交换功率恢复过程中，所提策略的功率超调更小，功率恢复过程更加平滑。

由于该场景下区域 2 自身即可消除有功不平衡，不需要区域 1 和区域 3 向区域 2 增加有功。因此重点关注区域 2 内各调频机组的协同情况。图 11 给出了区域 2 内各机组 AGC 指令的变化情况。可以看出 4 台同步机和风电场的 AGC 指令经

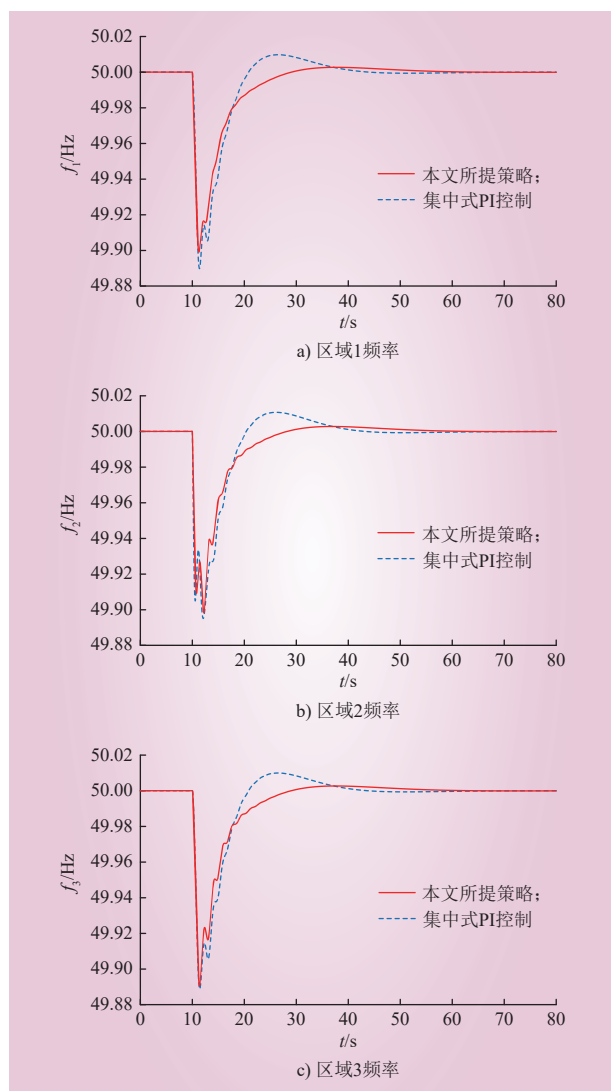


图 9 区域 2 负荷突增 0.2 p.u. 系统频率
Fig. 9 System frequency when the load increases by 0.2 p.u. in area 2

过不同的动态响应过程后，最终均收敛于相同值，验证了分布式一致性算法的效果。

3.2 区域 2 负荷阶跃 0.4 p.u.

在 $t=10\text{ s}$ 时区域 2 负荷突增 864 MW (0.4 p.u.)，已经超过区域 2 的调频容量。此时，需要修改联络线交换功率计划值，由区域 1 向区域 2 增发 100 MW，区域 3 向区域 2 增发 200 MW。图 12 和图 13 分别给出了系统频率和联络线功率的变化波形图，可以看出，所提策略仍然可以提高频率最低点，并显著改善频率恢复过程中的超调，频率恢复地更加平滑。此时，联络线交换功率计划值已经修改，从图 13 可以发现联络线 1-2 和联络线 2-3 的功率最终分别变化了 100 MW 和 200 MW，联络线 1-3

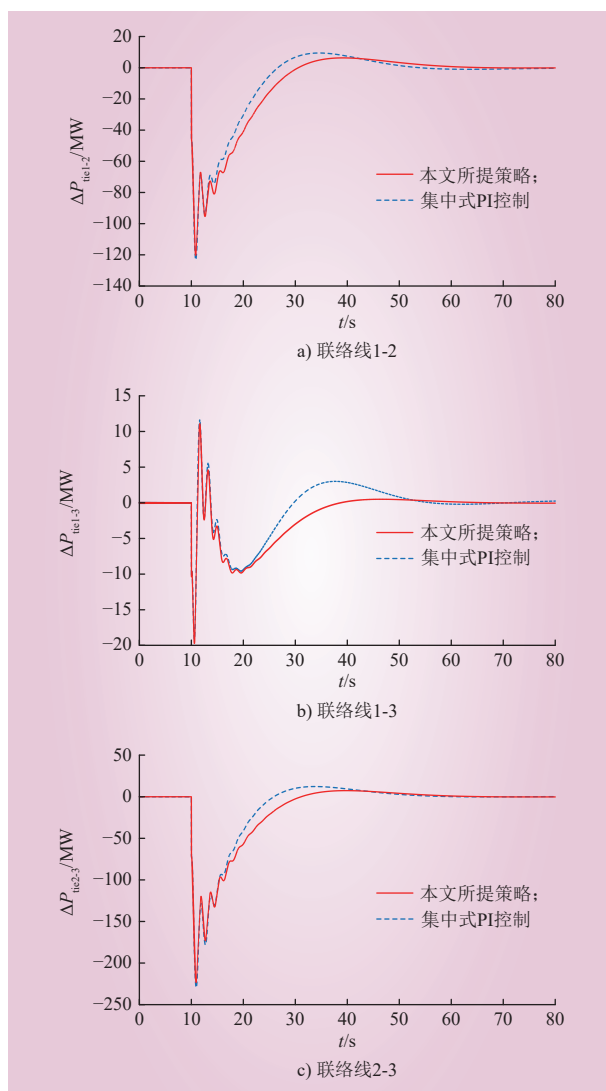


图 10 区域 2 负荷突增 0.2 p.u. 联络线功率
Fig. 10 Tie-line power flow changes when the load increases by 0.2 p.u. in area 2

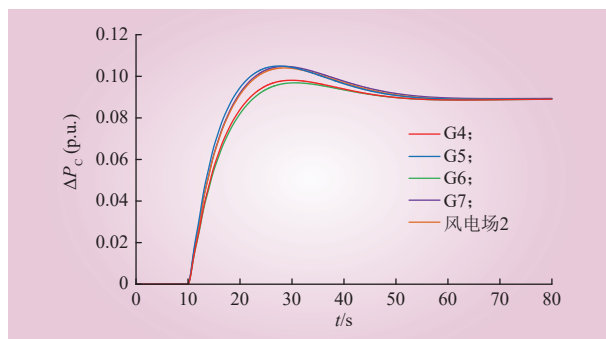


图 11 区域 2 各机组 AGC 指令变化
Fig. 11 Results of the AGC command for each unit in area 2

的功率仍保持不变。但是，在图 13 b) 中，在 10~20 s 的时间段内，本文所提策略出现了短暂的

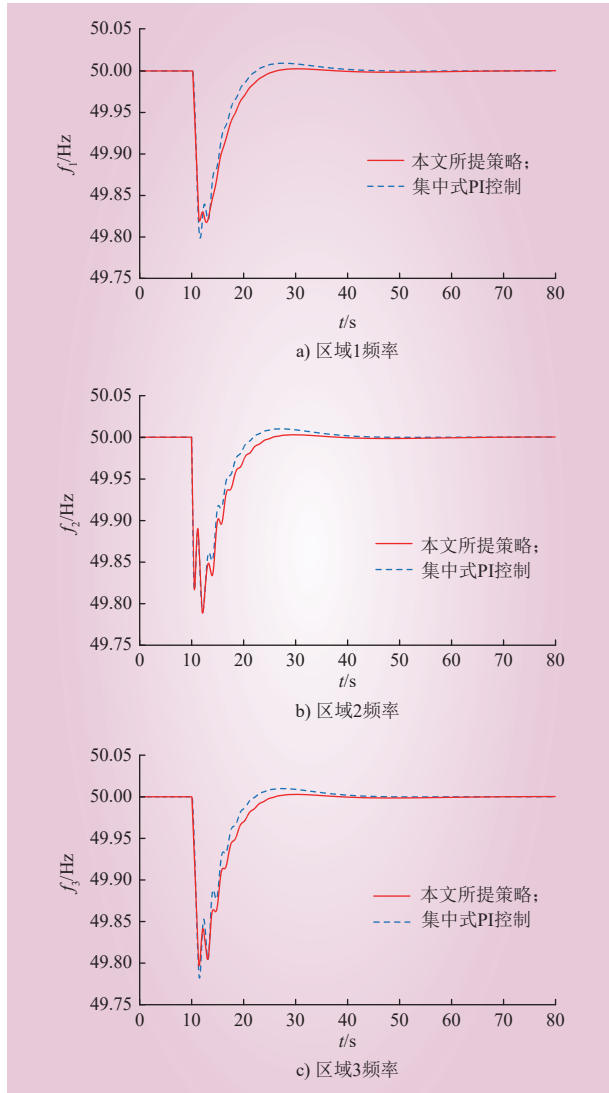


图 12 区域 2 负荷突增 0.4 p.u.系统频率

Fig. 12 System frequency when the load increases by 0.4 p.u. in area 2

较大功率振荡。这是由于在频率变化初期，区域 1 与区域 3 的新能源场站快速增发有功，2 个区域输出有功速率的差异，造成联络线功率出现振荡。随着频率逐渐恢复，各区域的有功出力速率放缓，功率振荡减弱。在 20 s 之后，本文所提策略的联络线功率恢复效果显著优于集中式 PI 控制。

由于该场景下需要区域 1 和区域 3 均向区域 2 增发有功，因此各区域的调频机组协同情况均须关注。图 14 给出了不同区域各机组 AGC 指令的变化情况。同样地，可以看出在不同区域内，各调频机组的 AGC 指令经过不同的动态响应过程后，最终均收敛于相同值。

表 2 给出了不同程度的负荷扰动下 2 种 AGC

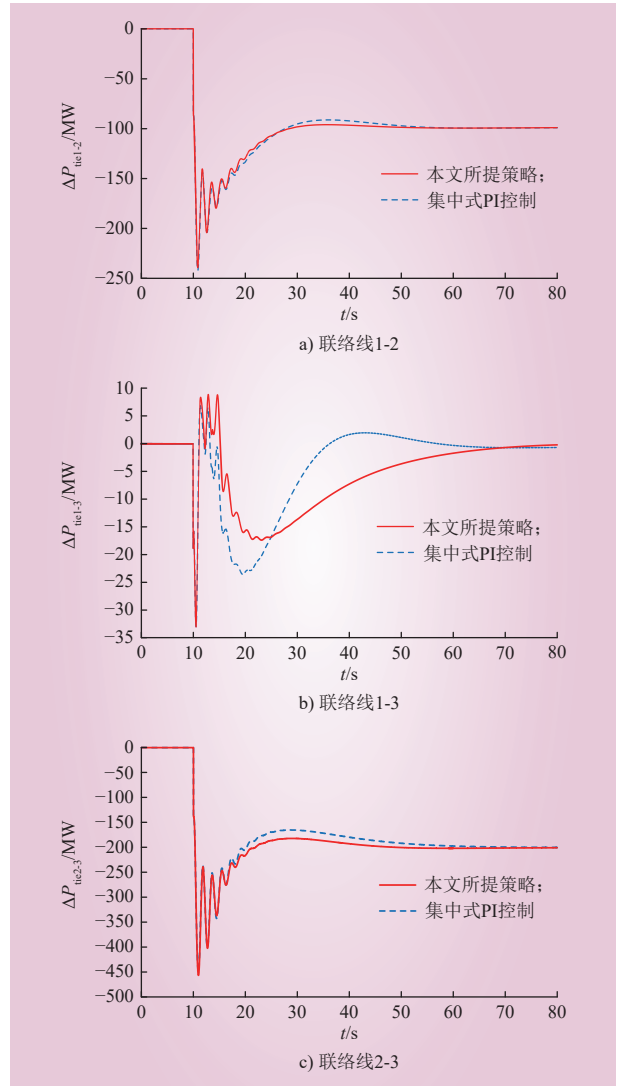


图 13 区域 2 负荷突增 0.4 p.u.联络线功率

Fig. 13 Tie-line power flow when the load increases by 0.4 p.u. in area 2

方法的调频成本结果。这里的调频成本是在调频结束后，按照每度电的调频成本价格乘以调频机组的积分电量计算得到，可以更为直观地反映出不同控制策略的调频经济性。可以发现，相比于集中式 PI 控制，所提策略的调频成本在负荷突增 0.2 p.u.和 0.4 p.u.下分别减少了 22.6% 和 20.9%。所提策略的经济性优于集中式 PI 控制。

3.3 不同新能源渗透率

为了验证所提策略在不同新能源渗透率场景的适用性，通过新能源机组等容量置换火电机组的方式，基于 3.2 节的仿真条件，增加了新能源渗透率为 45% 和 60% 的算例结果。采用所提策略的系统频率变化波形如图 15 所示。随着新能源渗

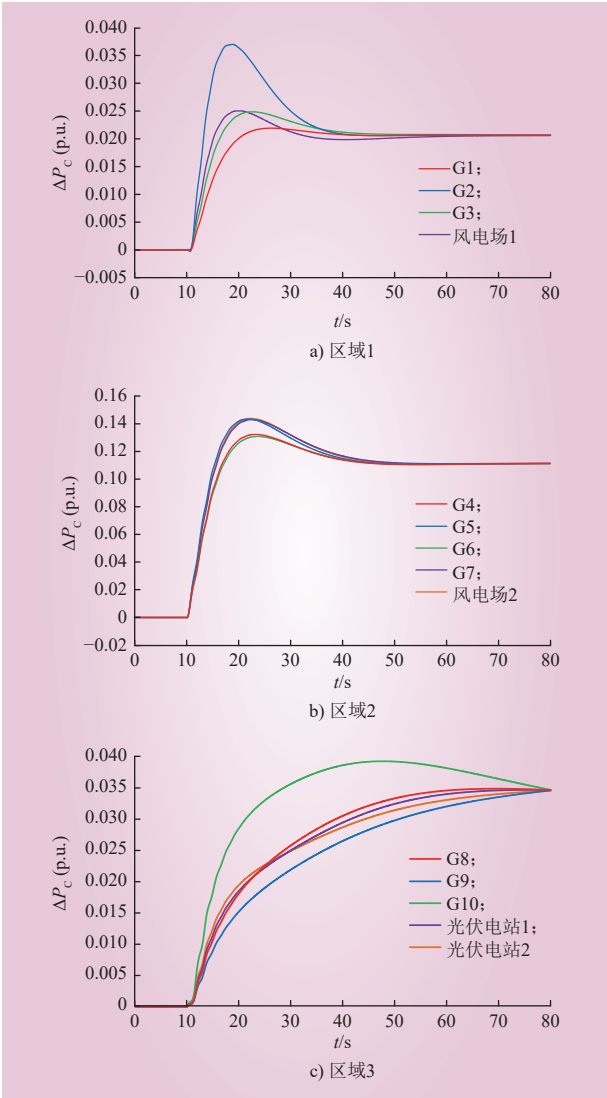


图 14 不同区域各机组 AGC 指令变化
Fig. 14 Results of the AGC command for each unit in different area

表 2 不同 AGC 方法调频成本对比结果
Table 2 Comparison of frequency modulation cost for different AGC methods

AGC方法	单位：元	
	负荷突增0.2 p.u.	负荷突增0.4 p.u.
所提策略	1900	3330
集中式PI控制	2456	4211

透率的提高，各区域的最大频率偏差均减小。虽然新能源渗透率的增加会减小系统的等效惯量，导致功率扰动下系统的频率变化率和最大频率偏差增大。但是，调频的速度加快，同样可以保证最大频率偏差不变^[29-30]，甚至获得更小的最大频率偏差。新能源机组的调频响应速度快于火电机

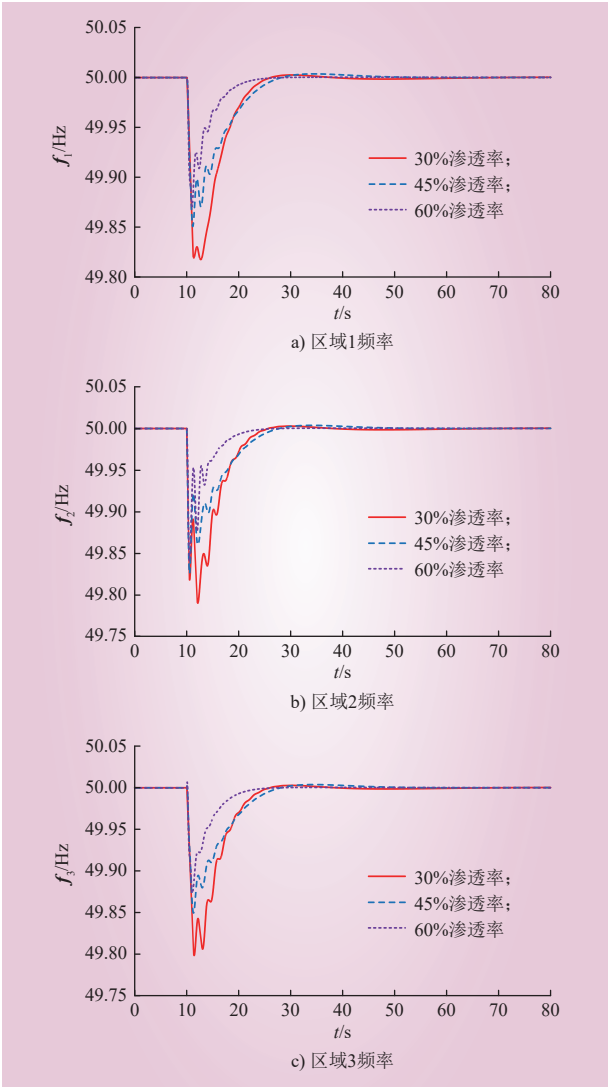


图 15 不同新能源渗透率下系统频率结果
Fig. 15 System frequency under different penetration rates of new energy

组，本文所提策略更多地释放新能源机组的快速响应能力。新能源渗透率越高，新能源响应速度快的优势被更加充分地发挥，有利于调频效果的改善。当新能源渗透率达到 60% 时，频率恢复至额定值的速度也更快。

4 结论

为了实现区域电网中异质调频机组的功率最优协同配合，本文提出了一种基于机组动态模型和分布式一致性的 AGC 机组协同控制策略，通过含火电、风电和光伏的三区域互联电力系统仿真验证了所提策略在调频效果和调频成本上的优

势。主要结论如下。

1) 考虑异质调频机组在调节模型和响应特性上的差异,建立了不同类型调频机组的调频响应功率模型,基于各调频机组的动态模型生成 AGC 指令,有利于充分发挥各调频机组的频率调节能力。

2) 针对调频成本优化问题,通过对 AGC 指令设置一个调整系数,当其取值为发电成本系数与调频机组稳态矩阵首个元素乘积的倒数时,便实现调频经济性最优,避免求解该优化问题,更适用于 AGC 的实时在线控制。

3) 各调频机组通过与相邻机组的有功信息传递,分布式协同分配 AGC 指令,减轻了集中控制器的计算负担,具有较强的控制灵活性。

本文中调频机组的调频响应功率模型忽略了备用容量、调节死区、调节速率限制以及控制特性差异等问题,建立更加精准的调频响应功率模型是今后新能源大规模接入时应用所提方法需要重点考虑的问题。

参考文献:

- [1] 辛保安,李明节,贺静波,等.新型电力系统安全防御体系探究[J].中国电机工程学报,2023,43(15):5723–5732.
XIN Baoan, LI Mingjie, HE Jingbo, *et al.* Research on security defense system of new power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(15): 5723–5732.
- [2] 朱一兵,丛野,张粒子,等.跨国跨州/跨省跨区输电定价机制及对中国专项工程定价的启示[J].电力系统自动化,2024,48(4):86–100.
ZHU Yibing, CONG Ye, ZHANG Lizi, *et al.* Transnational/interstate and trans-provincial/trans-regional transmission pricing mechanism and its enlightenment for pricing of dedicated projects in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(4): 86–100.
- [3] 梁双,王涉,徐辉.中国西电东送40年发展成效与政策建议[J].中国电力,2024,57(11):88–93.
LIANG Shuang, WANG She, XU Hui. Development achievements and policy suggestions of China's west to east power transmission for 40 Years[J]. Electric Power, 2024, 57(11): 88–93.
- [4] 王鹤,丁晨,范高峰,等.基于AGC调频分区控制的光储联合系统参与市场投标策略[J].电力系统保护与控制,2023,51(2):121–131.
WANG He, DING Chen, FAN Gaofeng, *et al.* Photovoltaic and storage system participating in the electricity market based on AGC zoning control[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(2): 121–131.
- [5] 王益斌,陈飞雄,邵振国,等.基于权重系数校正的火储两阶段联合调频方法[J].中国电力,2024,57(3):83–94.
WANG Yibin, CHEN Feixiong, SHAO Zhenguo, *et al.* Two-stage frequency regulation method for energy storage coordinated with thermal power unit based on weight coefficient correction[J]. Electric Power, 2024, 57(3): 83–94.
- [6] 徐飞阳,薛安成,常乃超,等.电力系统自动发电控制网络攻击与防御研究现状与展望[J].电力系统自动化,2021,45(3):3–14.
XU Feiyang, XUE Ancheng, CHANG Naichao, *et al.* Research status and prospect of cyber attack and defense on automatic generation control in power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(3): 3–14.
- [7] MA Y X, HU Z C, SONG Y H. Hour-ahead optimization strategy for shared energy storage of renewable energy power stations to provide frequency regulation service[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(4): 2331–2342.
- [8] KARANAM A N, SHAW B. A new two-degree of freedom combined PID controller for automatic generation control of a wind integrated interconnected power system[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2022, 7(2): 1–16.
- [9] LI Z W, CHENG Z P, LIANG J, *et al.* Distributed cooperative AGC method for new power system with heterogeneous frequency regulation resources[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(5): 4928–4939.
- [10] 姚琦,胡阳,柳玉,等.考虑载荷抑制的风电场分布式自动发电控制[J].电工技术学报,2022,37(3):697–706.
YAO Qi, HU Yang, LIU Yu, *et al.* Distributed automatic generation control of wind farm considering load suppression[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(3): 697–706.
- [11] 崔童飞,李晓明,王硕,等.区域新能源电力系统AGC调频容量实时评估方法[J].电力系统及其自动化学报,2023,35(11):43–49.
CUI Tongfei, LI Xiaoming, WANG Shuo, *et al.* Real-time evaluation method for AGC frequency modulation capacity of regional new energy power system[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(11): 43–49.
- [12] 杜刚,赵冬梅,刘鑫.含高比例风电系统随机备用调度研究[J].电网技术,2023,47(4):1378–1387.
DU Gang, ZHAO Dongmei, LIU Xin. Stochastic reserve scheduling of high proportion wind power system[J]. Power System Technology, 2023, 47(4): 1378–1387.

- [13] 杨蕾, 李胜男, 黄伟, 等. 考虑风光新能源参与二次调频的多源最优协同控制 [J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(19): 43–49.
- YANG Lei, LI Shengnan, HUANG Wei, *et al.* Optimal coordinated control of multi-source for AGC with participation of wind and solar energy[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(19): 43–49.
- [14] ZHANG X S, TAN T, ZHOU B, *et al.* Adaptive distributed auction-based algorithm for optimal mileage based AGC dispatch with high participation of renewable energy[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 124: 106371.
- [15] 杨冬锋, 朱军豪, 姜超, 等. 基于分布式模型预测的高比例风电系统多源协同负荷频率控制策略 [J]. 电网技术, 2024, 48(7): 2804–2814.
- YANG Dongfeng, ZHU Junhao, JIANG Chao, *et al.* Highly-proportional wind power system multi-source collaborate load frequency control strategy based on distributed model prediction[J]. Power System Technology, 2024, 48(7): 2804–2814.
- [16] KASIS A, MONSHIZADEH N, LESTAS I. A distributed scheme for secondary frequency control with stability guarantees and optimal power allocation[J]. Systems & Control Letters, 2020, 144: 104755.
- [17] 李彦彦, 席磊, 郭宜果, 等. 基于权重双 Q-时延更新学习算法的自动发电控制 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(15): 5459–5471.
- LI Yanying, XI Lei, GUO Yiguo, *et al.* Automatic generation control based on the weighted double Q-delayed update learning algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(15): 5459–5471.
- [18] 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): 888–900.
- 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): 888–900.
- [19] 李忠文, 柏宁宁, 程志平, 等. 新型电力系统中异质调频机组分布式协同 AGC 方法研究 [J]. 电网技术, 2024, 48(6): 2327–2335.
- LI Zhongwen, BAI Ningning, CHENG Zhiping, *et al.* Distributed collaborative AGC method for heterogeneous frequency regulation units in new power systems[J]. Power System Technology, 2024, 48(6): 2327–2335.
- [20] 田野, 李正烁, 吴文传. 计及调节资源 AGC 动态特性的离散-连续时间随机前瞻经济调度 [J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(7): 2578–2590.
- TIAN Ye, LI Zhengshuo, WU Wenchuan. Discrete-continuous-time stochastic look-ahead economic dispatch model considering the dynamic characteristics of AGC provided by regulating resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(7): 2578–2590.
- [21] TSYDENOV E, PROKHOROV A, WANG L. Online estimation of plant participation factors for automatic generation control in power systems with variable energy resources[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(4): 4401–4410.
- [22] 杨丽, 孙元章, 徐箭, 等. 基于在线强化学习的风电系统自适应负荷频率控制 [J]. 电力系统自动化, 2020, 44(12): 74–83.
- YANG Li, SUN Yuanzhang, XU Jian, *et al.* Adaptive load frequency control of wind power system based on online reinforcement learning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(12): 74–83.
- [23] 梁煜东, 陈峦, 张国洲, 等. 基于深度强化学习的多能互补发电系统负荷频率控制策略 [J]. 电工技术学报, 2022, 37(7): 1768–1779.
- LIANG Yudong, CHEN Luan, ZHANG Guozhou, *et al.* Load frequency control strategy of hybrid power generation system: a deep reinforcement learning: based approach[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(7): 1768–1779.
- [24] MA Y X, HU Z C, SONG Y H. A reinforcement learning based coordinated but differentiated load frequency control method with heterogeneous frequency regulation resources[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(1): 2239–2250.
- [25] LI J W, YU T, CUI H Y. A multi-agent deep reinforcement learning-based "Octopus" cooperative load frequency control for an interconnected grid with various renewable units[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2022, 51: 101899.
- [26] ZHANG X S, LI C Z, XU B, *et al.* Dropout deep neural network assisted transfer learning for bi-objective Pareto AGC dispatch[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(2): 1432–1444.
- [27] 李卫东, 常烨, 陈兆庆, 等. 区域控制偏差的动态内涵 [J]. 电力系统自动化, 2016, 40(24): 146–150, 163.
- LI Weidong, CHANG Yekui, CHEN Zhaoqing, *et al.* Dynamic contents of area control error[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(24): 146–150, 163.
- [28] 刘子琦, 刘洋, 李卫东, 等. 火电机组一次调频和二次调频响应功率数据剥离方法 [J]. 电力系统自动化, 2023, 47(16): 132–141.
- LIU Ziqi, LIU Yang, LI Weidong, *et al.* Data separation method for primary and secondary frequency regulation response power of thermal power units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(16): 132–141.
- [29] LI J P, LI Y J, LI W B, *et al.* System power imbalance estimation utilizing linear component of local frequency[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(1): 2373–2376.
- [30] 闵勇, 陈磊, 刘瑞阔, 等. 电力系统频率动态中惯量与惯量响应特性

辨析[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(3): 855–868.

MIN Yong, CHEN Lei, LIU Ruikuo, *et al.* Analysis on characteristics of inertia and inertial response in power system frequency dynamics[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(3): 855–868.



张磊

作者简介:

张磊(1982), 男, 高级工程师(教授级), 从事新能源并网控制技术, E-mail: zhang-lei3@epri.sgcc.com.cn;

马晓伟(1979), 男, 高级工程师(教授级), 从事电力系统调度与运行控制技术研究, E-mail: maxw@nw.sgcc.com.cn;

sgcc.com.cn;

王满亮(1999), 男, 博士研究生, 从事新能源并网控制技术研究, E-mail: wangmanliang@seu.edu.cn;

陈力(1995), 男, 工程师, 从事电力系统调度与运行控制技术研究, E-mail: 1094502622@qq.com;

高丙团(1981), 男, 通信作者, 教授, 博士生导师, 从事新能源并网控制、机器人与智能电力运维技术研究, E-mail: gaobingtuan@seu.edu.cn.

(责任编辑 许晓艳)

Distributed Collaborative Control Strategy for Intra-regional AGC Units in Interconnected Power System with Renewable Energy

ZHANG Lei¹, MA Xiaowei², WANG Manliang³, CHEN Li², GAO Bingtuan³

(1. China Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China; 2. Northwest Branch of State Grid Corporation of China, Xi'an 710048, China; 3. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

Abstract: In the regional power grid where a large number of renewable energy stations are equipped with automatic generation control (AGC) functionality, the response characteristics of different frequency regulation units vary significantly, which may aggravate the computation load of the centralized controller and affect the frequency control performance of the regional power system. In response to the above challenges, a collaborative control strategy for intra-regional AGC units in interconnected power system based on unit dynamic model and distributed consistency is proposed, while power interchange is dispatched across different regional power systems according to tie-line power flow and the bias of frequency. Firstly, the frequency response models for different types of frequency regulation units are established. Then, considering the frequency regulation economy, a power dynamic allocation optimization model is constructed, with the objective of minimizing the quadratic cost function of active power variation constrained by active power output and power balance. It is also proved that the objective of economic optimization for frequency regulation can be fulfilled by setting reasonable coefficients, without directly solving the optimization problem. Hence, an AGC frequency control strategy based on distributed consistency algorithm is proposed to determine the settings of intra-regional AGC commands. Finally, taking a three-area interconnected power system as an example, the results show that the proposed strategy can effectively improve frequency regulation performance and reduce the frequency regulation cost.

This work is supported by Science and Technology Project of SGCC (No.4000-20236084A-1-1-ZN).

Keywords: regional interconnected power system; renewable energy; automatic generation control; distributed collaborative control; frequency regulation economy