

基于目标级联技术的含风电互联电网机组组合策略

郑 晋¹, 张 琪², 贾燕冰¹, 宋天昊¹, 张佰富¹, 郑惠萍³

(1. 电力系统运行与控制山西省重点实验室(太原理工大学), 太原 030024;

2. 国网山西省电力公司太原供电公司, 太原 030012; 3. 国网山西省电力公司电力科学研究院, 太原 030001)

摘 要: 针对含风电互联电网日前安全约束机组组合的规模大、约束复杂、求解困难等问题, 提出基于目标级联分析技术的分散协调优化策略。将问题分解为负责区域间边界节点电压相角协调的上层优化问题和以并行方式独立优化各区域发电计划的下层优化问题。下层优化以弃风电量期望和电量不足期望, 量化各区域内风电、负荷预测误差, 以及常规机组强迫停运等系统运行不确定性所带来的风险, 并以罚函数的形式引入目标函数, 以综合优化系统可靠性与经济性。2区域12节点系统和IEEE RTS96三区域互联系统算例仿真验证所建模型和算法的有效性。

关键词: 互联电网; 机组组合; 电量不足期望; 弃风电量期望; 分散求解算法; 目标级联技术

中图分类号: O325/TK79

文献标志码: A

0 引 言

近年来, 风电以其污染小、成本低等特性备受青睐, 而其随机性、波动性无疑会给电力系统日前运行带来更多不确定性, 增大了日前发电计划的难度。同时, 多区域电网互联运行已成为世界电力网架结构发展的趋势, 区域之间风电、负荷的差异性和互补性, 使得电网互联提高了系统运行经济性和可靠性, 但同时也使电力系统机组组合问题面临更多挑战。随着风电等新能源的并网发电, 以及电网互联范围的逐步扩大, 中心化的电力系统将出现越来越多的漏洞, 比如电力数据庞大, 处理起来可能出现通信阻塞、求解难度增大甚至无法求解等问题, 且各区域电网的部分数据具有隐私性, 无法将所有数据上传至上级调度中心, 从而影响安全约束机组组合(SCUC)的优化结果。另外相比于去中心化的电力系统, 中心化的电力系统的数据安全问题更加突出, 一旦发生网络袭击事件, 可能导致整个系统的瘫痪。因此, 去中心化将是未来电力系统的发展方向, 采用分散协调优化的方法进行机组组合问题的求解势在必行。

分散协调优化是在满足必要的协调条件下各区域独立求解, 在保证区域信息私密性的同时提高计算效率。拉格朗日松弛法(LR)^[1-2]和增广拉格朗日法(ALR)^[3-5]含有大量惩罚因子, 在迭代中可能出现振荡

现象, 算法不易收敛。目标级联技术(ATC)^[6-8]以其较好的收敛性被广泛应用于多区域的分散协调优化。文献[7]研究了一种基于ATC技术的分散协调风险调度, 但未计及多个时间段的耦合; 文献[8]基于ATC技术建立了直流跨区互联电网SCUC问题的分散调度模型。

考虑风电不确定性的机组组合问题主要有基于场景分析^[9-10]的随机规划、基于机会约束的随机规划^[11-12]和多场景概率风险分析^[13-15]3种方法。在含多个风电场的互联电网中, 方法1会使场景数量成指数增加; 文献[12]采用方法2, 在置信区间内将风电不确定性用1个预测场景和2个极限场景来表示, 简化了问题复杂度, 但无法回答置信水平设定的合理性。与前两种方法相比, 方法3可在有限的场景下以较高的精度综合考虑负荷、风电预测误差以及系统设备故障等不确定性, 并合理制定机组组合计划, 但未考虑电网互联对系统运行调度的影响。在电网互联规模日益扩大, 以及系统不确定性因素不断增多的趋势下, 如何在各区域分散协调优化的基础上, 以有限的场景描述多区域电网的运行风险, 并将其量化评估亟需解决。

针对含风电的互联电网SCUC问题, 本文以系统弃风电量期望和电量不足期望指标量化系统风电、负荷不确定性以及常规机组故障给电网带来的运行风险基础上, 基于ATC技术, 提出一种计及风险的含大规模风电

收稿日期: 2018-09-19

基金项目: 国家重点研发计划(2018YFB0904700); 国家自然科学基金(51777132); 国网山西省电力公司科技项目(52053017000T)

通信作者: 贾燕冰(1980—), 女, 博士研究生、教授、硕士生导师, 主要从事电力系统可靠性、稳定性分析等方面的研究。
jybyut@163.com

的互联电网机组组合分散协调优化策略,将影响互联电网联络线功率的边界节点电压相角值作为区域间的协调变量,以规避区域间的环流问题,形成上层协调器为各区域边界节点电压相角的协调优化,下层优化为各区域 SCUC 问题的平行求解,通过上、下层协调优化问题的交替迭代求解,实现了区域内部机组开停机计划、备用计划与联络线输送功率的协调优化。

1 系统运行风险模型

1.1 风电、负荷不确定模型

风电场的实际出力值是其预测出力与预测误差之和,其预测误差 ξ_{wt} 服从期望为零,标准差为 σ_{wt} 的正态分布。

$$P_{wt} = \bar{P}_{wt} + \xi_{wt} \quad (1)$$

$$\sigma_{wt} = \frac{1}{5}\bar{P}_{wt} + \frac{1}{50}W_p \quad (2)$$

式中, \bar{P}_{wt} 、 P_{wt} 、 ξ_{wt} —— t 时刻风电场 w 的预测出力、实际出力、预测误差, MW; W_p ——风电场总装机容量, MW。

同理系统负荷实际值可由式(3)表示:

$$L_{dt} = L_{dt} + \xi_{dt} \quad (3)$$

式中, L_{dt} 、 L_{dt} 、 ξ_{dt} —— t 时刻电网负荷的实际值、预测值、预测误差, MW; ξ_{dt} 同样服从期望为零,标准差为 σ_{dt} 的正态分布。

将风电场出力当成负的系统负荷,则电网净负荷为:

$$L_{dt} = L_{dt} - P_{wt} = L_{dt} - \bar{P}_{wt} + \xi_{wt} = L_{pt} + \xi_{lt} \quad (4)$$

式中, L_{dt} 、 L_{pt} 、 ξ_{lt} —— t 时刻电网净负荷的实际值、预测值、预测误差, MW。

设风电场出力与负荷的预测误差为互不相关的随机变量,则 ξ_{lt} 服从期望为零,标准差为 σ_{lt} 的正态分布,且:

$$\sigma_{lt} = \sqrt{\sigma_{dt}^2 + \sigma_{wt}^2} \quad (5)$$

考虑到火电机组的运行状态一般采用两状态模型,是二进制的随机离散变量,而电网净负荷预测误差服从图 1 所示的正态分布,属于连续分布,为使两者结合,本文将净负荷预测误差的概率分布均匀离散化为 7 个区间,即净负荷预测偏差等效为 7 状态,采用区间内某点的值作为该区间对应状态的期望值,区间概率密度函数的积分为该状态的概率。

1.2 弃风和失负荷期望模型

在互联电网运行过程中,若互联电网中某一区域预留的正、负备用不足以应对风电、负荷不确定性以及发

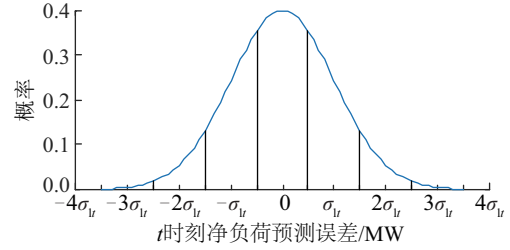


图1 预测误差的正态分布7分段示意图

Fig. 1 Seven-segment diagram of normal distribution of forecasting error

电机故障停运等系统运行风险的影响时,该区域将出现失负荷或弃风的现象。假设由 A、B 两区域组成的互联电网,本文以区域 A 为例,建立失负荷期望和弃风期望模型,以衡量电网中各不确定因素的综合风险水平,从而间接确定系统所需备用容量。计算公式为:

$$EENS_t^A = \sum_{j=0}^G \sum_{l=1}^7 p_{l,t}^A \cdot u_{jt} \cdot p_j \cdot \max \left\{ 0, \left[(\xi_{l,t}^A + L_{pt}^A) - \sum_{i \neq j, i \in \Omega_p^A} u_{it} (P_{it} + R_{it}^+) \right] \right\} \quad (6)$$

$$EWPC_t^A = \sum_{j=0}^G \sum_{l=1}^7 p_{l,t}^A \cdot u_{jt} \cdot p_j \cdot \max \left\{ 0, \left[\sum_{i \neq j, i \in \Omega_p^A} u_{it} (P_{it} - R_{it}^-) - (\xi_{l,t}^A + L_{pt}^A) \right] \right\} \quad (7)$$

式中, $EENS_t^A$ 、 $EWPC_t^A$ ——区域 A 在时刻 t 因正/负备用不足而产生的电量不足期望/弃风电量期望, MW; G ——区域 A 的发电机总数; $\xi_{l,t}^A$ 、 $p_{l,t}^A$ ——区域 A 的净负荷预测误差在 t 时刻 l 分段的状态值 (MW) 与状态概率; p_j ——故障机组 j 的故障率; u_{it} ——机组 i 在时刻 t 的启停状态, 1 表示该机组在线, 否则为 0; P_{it} ——机组 i 在时刻 t 的出力值, MW; Ω_p^A ——区域 A 所有火电机组的集合; L_{pt}^A ——区域 A 在时刻 t 的净负荷预测值, MW; R_{it}^+ ——机组 i 在时刻 t 提供的正/负备用, MW。

2 含风电的互联电网机组组合模型

2.1 目标函数

$$\min \sum_A \sum_{i \in T} \left(\sum_{i \in \Omega_p^A} [C_i(P_{it}, u_{it}) + S_{it}^u(u_{it}) + S_{it}^d(u_{it}) + q_i^+ R_{it}^+ + q_i^- R_{it}^-] + C_{eens} EENS_t^A + C_{ewpc} EWPC_t^A \right) \quad (8)$$

式中, $C_i(P_{it}, u_{it})$ ——常规机组运行成本函数, 采用传统的二次函数表示; $S_{it}^u(u_{it})$ ——机组 i 的启动成本函数; $S_{it}^d(u_{it})$ ——机组 i 的停机成本函数; q_i^+ 、 q_i^- ——火电机

组 i 的正、负备用成本系数; C_{cens} ——电网失负荷惩罚系数; C_{ewpc} ——电网弃风惩罚系数。

2.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{r \in \Psi_m^A} \frac{1}{x_{mr}} (\theta_{mt}^A - \theta_{rt}^A) + \sum_{n \in \Gamma_m^A} \frac{1}{x_{mn}} (\theta_{mt}^A - \theta_{nt}^B) = \sum_{i \in \Omega_{m,p}^A} P_{it} + \sum_{w \in \Omega_{m,w}^A} \bar{P}_{wt} - D_{mt}^A \quad (9)$$

式中, Ψ_m^A 、 Γ_m^A ——区域 A 内部和区域 A 相邻区域中与节点 m 相连的节点集合; $\Omega_{m,p}^A$ 、 $\Omega_{m,w}^A$ ——区域 A 节点 m 的常规机组、风电场集合; x_{mn} ——区域 A 与区域 B 之间联络线 mn 的线路电抗; θ_{mt}^A ——区域 A 边界节点 m 在时刻 t 的电压相角值; θ_{rt}^A ——区域 A 内与节点 m 相连的节点 r 在时刻 t 的电压相角值; θ_{nt}^B ——区域 B 边界节点 n 在时刻 t 的电压相角值; D_{mt}^A ——区域 A 节点 m 在时刻 t 的负荷。

2) 线路潮流约束

$$\left| \frac{1}{x_{mr}} (\theta_{mt}^A - \theta_{rt}^A) \right| \leq L_{mr}^{A,\max} \quad (10)$$

$$\left| \frac{1}{x_{mn}} (\theta_{mt}^A - \theta_{nt}^B) \right| \leq T_{mn}^{A,\max} \quad (11)$$

式中, $L_{mr}^{A,\max}$ ——区域 A 内部线路 (m, r) 的最大传输功率, MW; $T_{mn}^{A,\max}$ ——区域间联络线 (m, n) 的最大传输功率, MW。

3) 备用约束

$$0 \leq R_i^+ \leq \min(u_i P_i^{\max} - P_{it}, RU_i^{\text{up}} \Delta t) \quad (12)$$

$$0 \leq R_i^- \leq \min(P_{it} - u_i P_i^{\min}, RD_i^{\text{down}} \Delta t) \quad (13)$$

式中, P_i^{\max} 、 P_i^{\min} ——常规机组 i 的出力上、下限, MW; RU_i^{up} 、 RD_i^{down} ——常规机组 i 的上、下坡速率, MW/h。

4) 风险约束

$$EENS_t^A \leq EENS^{A,\max} \quad (14)$$

$$\sum_{t \in T} EWPC_t^A \leq EWPC^{A,\max} \quad (15)$$

式中, $EENS_t^{A,\max}$ ——区域 A 在时刻 t 的失负荷期望限值, MW; $EWPC^{A,\max}$ ——区域 A 在优化周期内的弃风限值, MW。

5) 常规机组特性约束

常规机组特性约束包括机组爬坡率约束、机组开停机时间约束、机组出力约束等, 具体见参考文献[4]。

3 互联区域的分散协调优化

3.1 区域分散协调机制

假设互联电网由区域 A、B 通过联络线 mn 构成, 实

现分散协调优化的关键是找到适当的区域耦合约束, 本文将区域 A、B 的边界节点相角 θ_{mt}^A 、 θ_{nt}^B 作为区域间协调的共享变量, 采用图 2 所示的区域分解准则, 首先复制区域 A、B 的共享变量得到 θ_{mt}^B 、 θ_{nt}^A , 然后将其分别发送至区域 B、A, 并增加耦合约束 $\theta_{mt}^A = \theta_{mt}^B$ 、 $\theta_{nt}^B = \theta_{nt}^A$, 由此将互联电网分解为 2 个独立的区域。如果电网通过多条联络线将多个区域互联的话, 只需将每个区域的共享变量复制后发送至相应区域并增加相应的耦合约束即可。

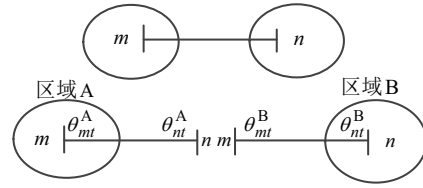


图2 区域分解准则

Fig. 2 Regional decomposition criterion

为实现互联电网的分散优化, 需解耦区域 A、B 间的耦合约束。为此本文引入一个虚拟区域, 该虚拟区域内无任何系统元件, 即该区域不会产生任何能量损耗, 仅作为一个虚拟节点协调区域 A、B 间的共享变量, 称该虚拟区域为上层协调器。如图 3 所示, 上层协调器分别给区域 A、B 的共享变量下发参考值 θ_{mt}^{*A} 、 θ_{nt}^{*A} 和 θ_{mt}^{*B} 、 θ_{nt}^{*B} , 各区域独立并行优化, 将求解得到的共享变量值 θ_{mt}^A 、 θ_{nt}^A 、 θ_{mt}^B 、 θ_{nt}^B 上传给上层协调器, 上层协调器以其为参考值, 以 $\theta_{mt}^{*A} = \theta_{mt}^{*B}$ 、 $\theta_{nt}^{*B} = \theta_{nt}^{*A}$ 为约束, 优化求解得到各区域下一次求解的参考值并下发, 上、下层交替迭代求解直到满足收敛条件为止。

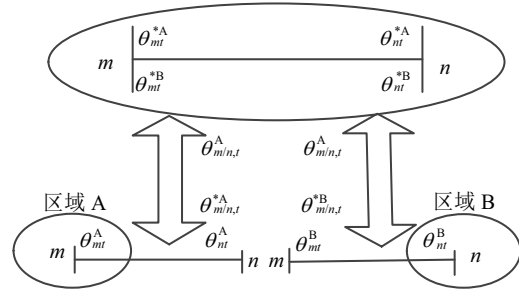


图3 区域协调机制

Fig. 3 Regional coordination mechanism

分散协调优化的思想是通过上层协调器来间接实现各区域共享变量的协调, 即两区域之间无耦合约束, 各区域仅需与上层协调器交换信息, 可保证区域信息私密性, 其系统架构如图 4 所示, 各区调度中心无需交互任何信息, 上、下层调度中心之间采用双向通讯网, 从而实现数据的双向传输。

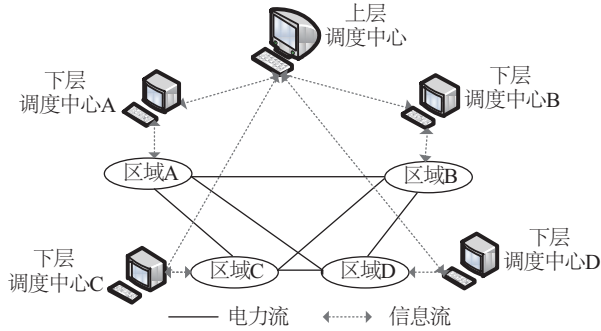


图4 分散协调优化架构图

Fig. 4 Architecture of decentralized coordination optimization

3.2 各区域SCUC模型下层问题求解

根据 3.1 节所述的区域分散协调优化原理,可将 2 节的日前 SCUC 集中优化模型解耦为各区域独立优化求解的 SCUC 模型,具体模型如下(以区域 A 为例):

1) 目标函数

$$\min \sum_{t \in T} \{f_{At} + \sum_{(m,n) \in \Gamma^A} [\alpha_{mt}^{A,k} (\theta_{mt}^{A,k-1} - \theta_{mt}^A) + (\beta_{mt}^{A,k})^2 (\theta_{mt}^{A,k-1} - \theta_{mt}^A)^2 + \alpha_{nt}^{A,k} (\theta_{nt}^{A,k-1} - \theta_{nt}^A) + (\beta_{nt}^{A,k})^2 (\theta_{nt}^{A,k-1} - \theta_{nt}^A)^2]\} \quad (16)$$

式中, f_{At} ——区域 A 的机组运行成本、启动成本、备用成本及运行风险成本之和; Γ^A ——区域 A 与相邻区域的联络线集合; $\theta_{mt}^{A,k-1}$ 、 $\theta_{nt}^{A,k-1}$ ——第 k 次迭代开始前,上层协调器下发给区域 A 的边界节点 m 、 n 在时刻 t 的相角参考值; $\alpha_{mt}^{A,k}$ 、 $\alpha_{nt}^{A,k}$ ——一次惩罚系数; $\beta_{mt}^{A,k}$ 、 $\beta_{nt}^{A,k}$ ——二次惩罚系数; θ_{mt}^A 、 θ_{nt}^A ——解耦后区域 A 的共享变量,是待优化变量。

2) 功率平衡约束

$$\sum_{r \in \Psi_m^A} \frac{1}{x_{mr}^A} (\theta_{mt}^A - \theta_{rt}^A) + \sum_{n \in \Gamma_m^A} \frac{1}{x_{mn}^A} (\theta_{mt}^A - \theta_{nt}^A) = \sum_{i \in \Omega_{m,p}^A} P_{it} + \sum_{w \in \Omega_{m,w}^A} \bar{P}_{wt} - D_{mt} \quad (17)$$

注意到由 θ_{nt}^B 变成了 θ_{nt}^A ,实现了区域 A 与区域 B 间的解耦。其他约束条件中不包含耦合约束,因此解耦后各区域的其他约束条件同 2.2 节中条件 2~5。

3.3 上层协调器的协调优化

上层协调器的主要目的是迫使各子区域 SCUC 模型计算出的边界节点电压相角值接近于上层协调器的优化变量值,从而实现各区域之间的协调。

1) 目标函数

$$\min \sum_{A,B} \sum_{t=1}^T \sum_{(m,n) \in \Gamma^A} \{[\alpha_{mt}^{A,k} (\theta_{mt}^{A,k} - \theta_{mt}^A) + [\beta_{mt}^{A,k} (\theta_{mt}^{A,k} - \theta_{mt}^A)]^2 + \alpha_{nt}^{A,k} (\theta_{nt}^{A,k} - \theta_{nt}^A) + [\beta_{nt}^{A,k} (\theta_{nt}^{A,k} - \theta_{nt}^A)]^2]\} \quad (18)$$

式中, $\theta_{mt}^{A,k}$ 、 $\theta_{nt}^{A,k}$ ——区域 A 在第 k 次迭代后上传给上层协调器的边界节点相角参考值; θ_{mt}^A 、 θ_{nt}^A ——上层协调器下发给区域 A 作为其在 $k+1$ 次迭代的边界节点相角参考值,是待优化变量。

2) 约束条件

$$\theta_{mt}^{*A} = \theta_{mt}^{*B} \quad (19)$$

$$\theta_{nt}^{*B} = \theta_{nt}^{*A} \quad (20)$$

式中, θ_{mt}^{*B} 、 θ_{nt}^{*B} ——上层协调器下发给区域 B 作为区域 B 在 $k+1$ 次迭代的边界节点相角参考值,是待优化变量。

3.4 分散协调优化算法求解流程

1) 初始化。设置迭代次数 $k=1$, 上层协调器在 t 时刻下发至各区域的边界节点 m 、 n 变量初值 $\theta_{mt}^{A,k-1} = \theta_{nt}^{A,k-1} = 0$, 罚函数乘子系数 $\alpha_{mt}^{A,k} = \alpha_{nt}^{A,k} = \beta_{mt}^{A,k} = \beta_{nt}^{A,k} = 100$, 相关系数 $\lambda = 1.07$, 收敛精度 $\varepsilon_1 = 0.004$, $\varepsilon_2 = 0.001$;

2) 根据上层协调器下发的共享变量参考值 $\theta_{mt}^{*A,k-1}$ 和 $\theta_{nt}^{*A,k-1}$, 采用混合整数规划算法并行求解各子区域 SCUC 问题, 并将各子区域求解的边界节点变量值 $\theta_{mt}^{A,k}$ 和 $\theta_{nt}^{A,k}$ 上传至上层协调器;

3) 以各子区域上传的边界节点相角值 $\theta_{mt}^{A,k}$ 和 $\theta_{nt}^{A,k}$ 为参考, 采用拉格朗日松弛法求解主问题, 并将主问题求解的边界节点变量值下发至各区域;

4) 在所有区域中, 利用式 (21)~式 (23) 判断收敛性, 如果所有区域在任意时刻均收敛, 迭代结束, 获得最优解; 如果不收敛, 转至步骤 5)。

$$|\theta_{nt}^{*A,k} - \theta_{nt}^{A,k}| \leq \varepsilon_1 \quad (21)$$

$$|\theta_{mt}^{*A,k} - \theta_{mt}^{A,k}| \leq \varepsilon_1 \quad (22)$$

$$\left| \frac{\sum_{t=1}^T f_{At}^k - \sum_{t=1}^T f_{At}^{k-1}}{\sum_{t=1}^T f_{At}^k} \right| \leq \varepsilon_2 \quad (23)$$

5) 设置迭代次数 $k=k+1$, 用式 (24)~式 (27) 来更新惩罚因子, 转至步骤 2)。

$$\alpha_{mt}^{A,k+1} = \alpha_{mt}^{A,k} + 2(\beta_{mt}^{A,k})^2 (\theta_{mt}^{A,k} - \theta_{mt}^A) \quad (24)$$

$$\beta_{mt}^{A,k+1} = \lambda \beta_{mt}^{A,k} \quad (25)$$

$$\alpha_{nt}^{A,k+1} = \alpha_{nt}^{A,k} + 2(\beta_{nt}^{A,k})^2 (\theta_{nt}^{A,k} - \theta_{nt}^A) \quad (26)$$

$$\beta_{nt}^{A,k+1} = \lambda \beta_{nt}^{A,k} \quad (27)$$

4 算例分析

4.1 12 节点两区域系统

本文采用 2 个相同的 4 机 6 节点区域电网互联, 2

个系统分别命名为区域 A 和区域 B。单区域网络拓扑如图 5 所示, 参数见表 1、表 2, 基准功率为 100 MVA。区域间联络线连接于区域 A 的节点 4 和区域 B 的节点 2, 联络线电抗标幺值为 0.154。两区域的风电装机容量均为 150 MW, 并假设两区域的自然条件不相关, 负荷预测值、风电场预测出力如图 6 所示。为使两区域之间功率交换更加明显, 将区域 B 的火电机组运行成本系数扩大为区域 A 的 1.5 倍, 机组正、负备用成本系数设

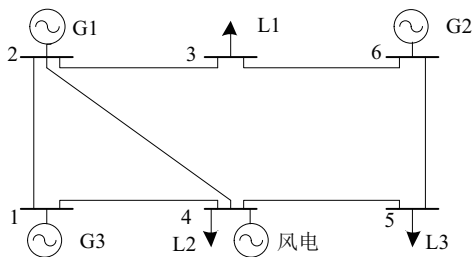


图 5 6 节点测试系统

Fig. 5 Six-node test system

表 1 线路参数

Table 1 Line parameters

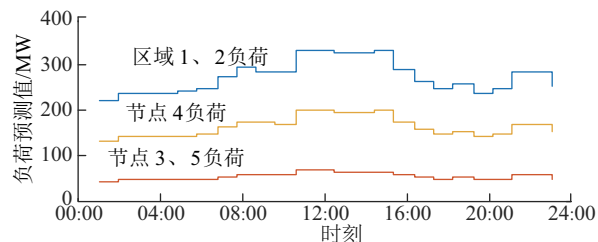
线路编号	始节点	终节点	X/pu	传输容量/MW
1	1	2	0.170	200
2	2	3	0.037	100
3	1	4	0.258	150
4	2	4	0.197	150
5	4	5	0.037	100
6	5	6	0.140	100
7	3	6	0.018	100

表 2 火电机组参数

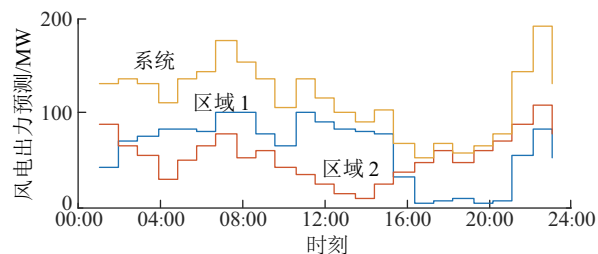
Table 2 Parameters of thermal units

参数	G1	G2	G3
出力下限/MW	60	10	10
出力上限/MW	150	100	100
向上爬坡速率/MW	50	60	30
向下爬坡速率/MW	72	85	50
最小停机时间/h	4	2	1
最小开机时间/h	-4	-3	-1
煤耗系数 $c/\text{GJ} \cdot \text{h}^{-1}$	186.6	137.0	145.0
煤耗系数 $b/\text{GJ} \cdot \text{MWh}^{-1}$	14.2	34.4	18.6
煤耗系数 $a/\text{GJ} \cdot \text{MW}^{-2} \cdot \text{h}^{-1}$	0.0004	0.0011	0.0053
启动煤耗/GJ	147.7	10.6	0.0
煤炭价格/ $\$/\text{GJ}^{-1}$	1.3155	1.3146	1.3147

置为机组运行成本系数 b 的 50%, 系统每小时失负荷期望限值为系统最大负荷的 0.2%, 弃风期望限值为系统风电预测值的 15%, 每台常规机组的强迫停运率为 0.002, 区域 A 的节点 1 设置为平衡节点。在 Matlab 平台上采用 Yalmip 编程, 调用 Gurobi7.0.2 求解, 测试环境 CPU 为 Intel Core i5 3.4 GHz, 4 GB 内存。



a. 负荷



b. 出力预测

图 6 区域负荷、风电场出力预测值

Fig. 6 Regional load and wind farm power forecast

为验证本文所提出的分散协调优化机组组合模型及算法的正确性和有效性, 4.1 节对比分析集中优化和分散协调优化的仿真结果, 并分析不同系统运行风险水平要求对系统优化结果的影响。图 7 为集中优化和分散优化的机组启停状态对比图。机组 A1~A3 为区域 A 机组, 机组 B1~B3 为区域 B 机组, 有/无标记分别代表机组开/停机。从图 7 可看出, 2 种优化方式的机组启停状态相同。

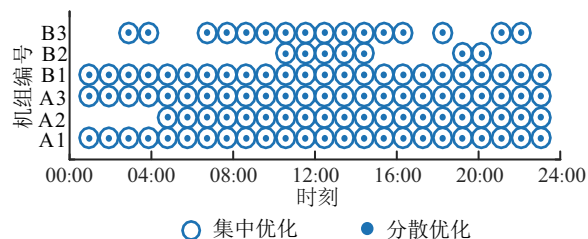


图 7 集中、分散优化的机组启停状态

Fig. 7 Start and stop status of units before of decentralized and centralized optimization

表 3 为集中优化与分散优化的结果对比。可看出分散优化的运行成本较集中优化的不高不到 0.1%, 说明本文提出的分散协调优化的正确性。但分散协调

优化的计算时间较集中优化的长,这是因为在规模较小的系统中,本文提出的分散协调优化需通过上、下层优化问题的不断迭代,直到满足所有边界节点相角和系统总运行成本的收敛条件才能完成整个系统的优化。需要说明的是,分散协调优化目的并非为提高计算速度,而是为保证各区域间的数据隐私从而实现独立优化。

表3 分散优化与集中优化的结果对比

Table 3 Results comparison of decentralized and centralized optimization

优化方式	运行成本/\$	计算时间/s	迭代次数
集中优化	261111.9	197	1
分散优化	261289.3	1734	18

图8给出了各区域边界节点电压相角值的变化情况。在迭代过程中,上层协调器优化得到的共享变量电压相角值在所有时刻均位于2个区域边界节点电压优化值的中间,2个区域的边界节点电压相角优化值逐渐接近上层协调器优化值,整个问题在迭代到第18次时所有节点相角在各个时刻才满足收敛条件。

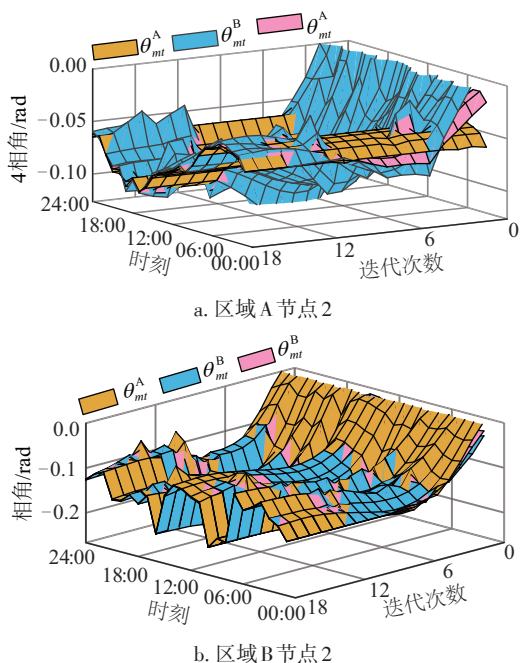


图8 边界节点电压相角变化情况

Fig. 8 Evolution of voltage phase angles of boundary buses

图9为每次迭代中各优化子问题的计算时间,整个迭代过程中,上层优化总时长为204.6 s,占求解总时长的11.8%,区域A求解总时长为774.6 s,区域B为754.8 s,若采用并行计算,忽略并行计算传输时间,总时长约为979.2 s。对于我国互联电网的实际计算情况而

言,各区域电网的日前机组组合是由各自区域的计算机独立计算,然后将其协调信息上传给上层协调器,即多台计算机并行计算。当系统互联范围达到一定规模后,在相同计算精度下,集中优化因问题规模的增大而使计算时间急速增加,甚至可能出现无解的情况;而本文提出的分散协调优化算法将集中优化问题分解为几个区域独立并行优化,区域数对每个区域的优化求解影响很小,求解时间仅随迭代次数的增加而缓慢增大,当电网互联区域数达到一定值时,本文方法将比集中优化计算速度快。

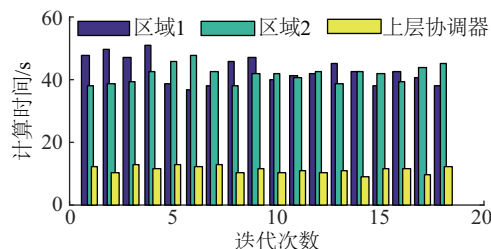


图9 迭代中各优化子问题的计算时间

Fig. 9 Calculation time of each optimization sub-problem in iteration

图10为系统失负荷期望EENS限值与系统正备用总量和系统总的运行成本关系图。随着电网对可靠性指标EENS的放宽,系统总的正备用总量逐渐减少,但系统运行总成本不一定下降,因为EENS限值放宽,正备用总量减少,备用成本减少,但系统失负荷惩罚成本会随EENS的增大而增大,因此系统运行总成本的变化趋势与正备用成本和失负荷惩罚成本的变化比例相关。

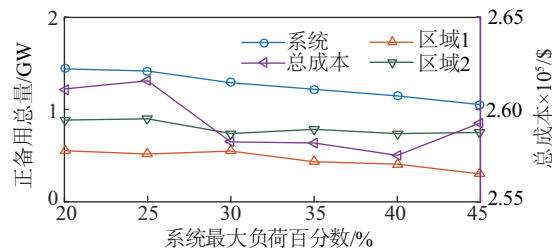


图10 EENS限值与系统正备用总量和运行总成本关系图

Fig. 10 Relation between EENS limit value and total system positive reserve and operating cost

图11为系统弃风期望EWPC限值与系统负备用总量和总运行成本关系图。随着电网对可靠性指标EWPC的放宽,系统总的负备用总量逐渐减少,而系统运行成本呈先增大后减小的趋势,因为EWPC限值放宽,负备用总量减少,负备用成本减少,但系统弃风惩罚

成本会随 $EWPC$ 的增大而增大,即系统运行总成本的变化趋势同样与负备用成本和弃风惩罚成本的变化比例相关。

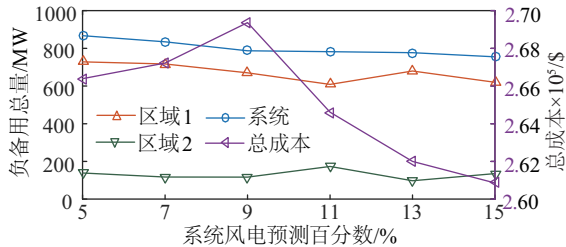


图 11 $EWPC$ 限值与系统负备用总量和运行总成本关系图

Fig. 11 Relation between $EWPC$ limit value and total system negative reserve and operating cost

4.2 IEEE RTS96 三区域互联测试系统

为验证本文所提分散协调优化策略在大规模电力系统中的适用性,在 RTS96 三区域互联系统中进行仿真计算。RTS96 测试系统是由 3 个相同的 RTS79 系统互联构成,其三区连接情况如图 12 所示。RTS79 系统结构如图 13 所示,并将其进一步划分为 3 个区域。RTS96 三区域系统网络参数及典型日负荷数据(第 45 周工作日)见参考文献[16]。区域 A 的节点 14 以及区域 B、C 的节点 21 接有风电装机容量为 500 MW 的风电场。本文分别将 RTS96 测试系统划分为 3、4、5、6、7 个区域,采用本文所提的分散协调优化求解。分区情况见表 4,各区域分区数为 2 时,是将 RTS79 分区系统的分区 1 和分区 2 合并成 1 个区域。

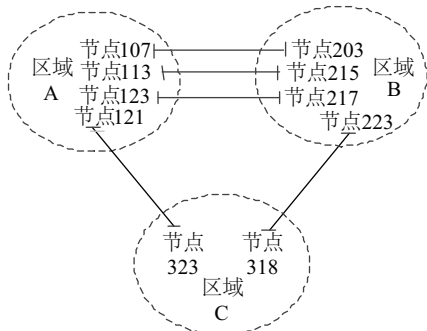


图 12 IEEE RTS96 三区互联结构分解图

Fig. 12 IEEE RTS96 three region interconnection structure decomposition diagram

在上述互联网中采用本文所提方法进行机组组合,其计算结果如表 5 所示。各种情况下的系统运行总费用相差不到 0.2%,可见优化结果与系统所分区域数基本无关。但对于求解速度来说,随着区域数的增加,

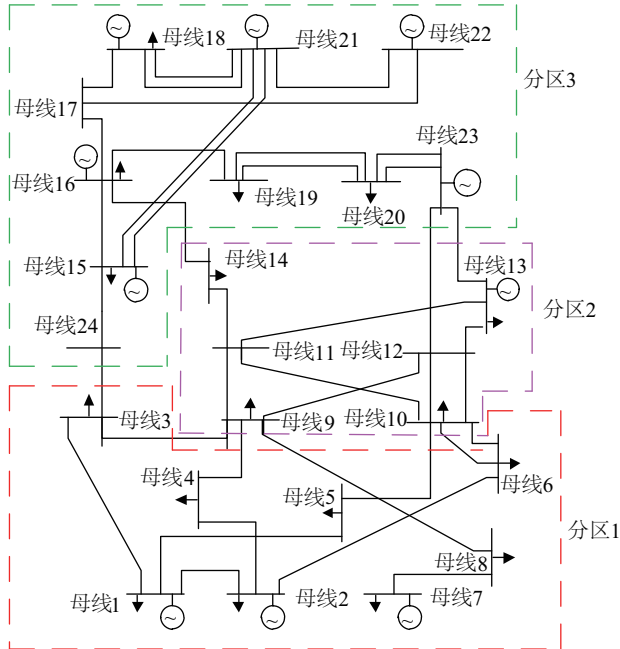


图 13 IEEE-RTS79 系统分区

Fig. 13 IEEE-RTS79 partition

表 4 IEEE-RTS96 测试系统的分区方法

Table 4 Partitioning method of IEEE-RTS96 test system

总区域数	分区数		
	区域 A	区域 B	区域 C
3	1	1	1
4	2	1	1
5	2	2	1
6	2	2	2
7	3	2	2

表 5 不同分区数的优化结果对比

Table 5 Optimization results comparison of different partition numbers

区域数	运行成本/\$	计算时间/s	迭代次数
1	2095736	679	1
3	2097985	1801	23
4	2096921	1097	26
5	2098137	598	28
6	2097379	793	29
7	2099287	1373	34

分散协调优化的计算时间呈先减少后增加的趋势,当区域数为 5 时计算时间最短,分散协调优化的计算速度比

集中求解快。说明并非所分区域数越多求解速度越快,不同规模的系统在进行分散协调优化时有其最合适的分区数。

5 结 论

针对含大规模风电的互联电网机组组合问题,本文提出一种计及系统运行风险的分散协调优化策略。仿真结果表明,本文模型可合理衡量系统运行不确定性,并间接量化系统正、负备用需求,实现了系统可靠性与经济性的协调统一;分散协调优化策略与集中优化的优化结果大致相同,但在分散协调优化中仅需与上层协调器传递边界节点相角值,区域间无需传递任何信息即可收敛,可保证各区域的数据隐私性。

[参考文献]

- [1] LAI X, XIE L, XIA Q, et al. Decentralized multi-area economic dispatch via dynamic multiplier-based lagrangian relaxation[J]. IEEE transactions on power systems, 2015, 30(6): 3225-3233.
- [2] CONEJO A J, AGUADO J A. Multi-area coordinated decentralized DC optimal power flow[J]. IEEE transactions on power systems, 1998, 13(4): 1272-1278.
- [3] 李佩杰, 陆镛, 白晓清, 等. 基于交替方向乘子法的动态经济调度分散式优化[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(10): 2428-2435.
- LI P J, LU Y, BAI X Q, et al. Decentralized optimization for dynamic economic dispatch based on alternating direction method of multipliers[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(10): 2428-2435.
- [4] LI Z G, WU W C, ZENG B, et al. Decentralized contingency-constrained tie-line scheduling for multi-area power grids[J]. IEEE transactions on power systems, 2017, 32(1): 354-367.
- [5] AHMADI-KHATIR A, CONEJO A J, CHERKAoui R. Multi-area unit scheduling and reserve allocation under wind power uncertainty[J]. IEEE transactions on power systems, 2014, 29(4): 1701-1710.
- [6] 文云峰, 郭创新, 郭剑波, 等. 多区互联电力系统的分散协调风险调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3724-3733.
- WEN Y F, GUO C X, GUO J B, et al. Coordinated decentralized risk-based dispatch of multi-area interconnected power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3724-3733.
- [7] 周明, 翟俊义, 任建文, 等. 含风电并网的直流互联电网分散协调调度方法[J]. 电网技术, 2017, 41(5): 1428-1434.
- ZHOU M, ZHAI J Y, REN J W, et al. A decentralized coordinated dispatch approach for interconnected power grid with wind power via HVDC tie-line[J]. Power system technology, 2017, 41(5): 1428-1434.
- [8] 谢敏, 吉祥, 柯少佳, 等. 基于目标级联分析法的多微网主动配电系统自治优化经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(17): 4911-4921.
- XIE M, JI X, KE S J, et al. Autonomous optimization economic dispatch of active power distribution system based on target cascade analysis[J]. Chinese journal of electrical engineering, 2017, 37(17): 4911-4921.
- [9] 曹宇峰, 陈启鑫, 夏清, 等. 基于风险预控的多区域电力网络能量-备用联合优化[J]. 电网技术, 2014, 38(8): 2155-2160.
- CAO Y F, CHEN Q X, XIA Q, et al. Energy-reserve co-optimization in multi-area power systems towards risk precaution target[J]. Power system technology, 2014, 38(8): 2155-2160.
- [10] 付一木, 刘明波. 求解多目标随机动态经济调度问题的场景解耦方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(9): 34-40.
- FU Y M, LIU M B. Scenario decomposition method for multi-objective stochastic dynamic economical dispatch problem[J]. Automation of electric power systems, 2014, 38(9): 34-40.
- [11] 汪超群, 韦化, 吴思缘. 计及风电不确定性的随机安全约束机组组合[J]. 电网技术, 2017, 41(5): 1419-1427.
- WANG C Q, WEI H, WU S Y. Stochastic-security constrained unit commitment considering uncertainty of wind power[J]. Power system technology, 2017, 41(5): 1419-1427.
- [12] 盛四清, 孙晓霞. 考虑节能减排和不确定因素的含风电场机组组合优化[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(17): 54-59.
- SHENG S Q, SUN X X. Unit commitment optimization containing wind farms considering energy saving, emission reduction and uncertainties[J]. Automation of electric power systems, 2014, 38(17): 54-59.
- [13] 艾小猛, 塔伊尔江·巴合依, 杨立滨, 等. 基于场景集的含风电电力系统旋转备用优化[J]. 电网技术, 2018, 42(3): 835-841.
- AI X M, TAYIERJIANG BAHEYI, YANG L B, et al. Optimizing the spinning reserve in wind power system using scenario method[J]. Power system technology,

- 2018, 42(3): 835-841.
- [14] 张刘冬, 殷明慧, 宋坤隆, 等. 基于净负荷分步建模的旋转备用优化确定风险分析方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(24): 16-22.
- ZHANG L D, YIN M H, SONG K L, et al. Risk analysing method of optimizing spinning reserve requirements based on multi-step modeling of net demand [J]. Automation of electric power systems, 2015, 39(24): 16-22.
- [15] AHMADI-KHATIR A, BOZORG M, CHERKAoui R. Probabilistic spinning reserve provision model in multi-control zone power system[J]. IEEE transactions on power systems, 2013, 28(3): 2819-2829.
- [16] The Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. The IEEE reliability test system-1996[J]. IEEE transactions on power systems, 1999, 14(3): 1010-1020.

UNIT COMMITMENT STRATEGY FOR INTERCONNECTED POWER GRID WITH WIND POWER BASED ON ANALYTICAL TARGET CASCADING TECHNOLOGY

Zheng Jin¹, Zhang Qi², Jia Yanbing¹, Song Tianhao¹, Zhang Baifu¹, Zheng Huiping³

(1. Shanxi Key Lab of Power System Operation and Control (Taiyuan University of Technology), Taiyuan 030024, China;

2. Taiyuan Power Supply Company, State Grid Shanxi Electric Power Company, Taiyuan 030012, China;

3. Electric Power Science & Research Institute of Shanxi Electric Power Company, Taiyuan 030001, China)

Abstract: Aiming at the problems of large scale, complex constraints and difficult solution for day-ahead security-constrained unit commitment (SCUC) in the wind power interconnection grids, the proposed decentralized coordination optimization strategy based on target cascade analysis technology is proposed. The problem is decomposed into the upper optimization problem which is responsible for the coordination of voltage phase angle between the boundary nodes, and the lower optimization optimization the regional power generation schemes in parallel. The system operation uncertainties such as wind power, load forecasting error and forced shutdown of conventional units are quantified in each region with the expected wind power curtailed (EWPC) and the expected energy not supplied (EENS), which are introduced into the target function as punishment to comprehensively optimize the system reliability and economy. The effectiveness of the proposed model and algorithm is verified by two simulation examples of the 2-area with 12-node system and the IEEE RTS96 three-region interconnection system.

Keywords: multiple zones; unit commitment; EENS; EWPC; distributed solution algorithm; analytical target cascading technology