

考虑动态分区可靠性约束的新能源电力系统备用优化模型

陈鸿鑫¹, 惠恒宇¹, 包铭磊¹, 丁一¹, 徐立中², 郭超³

(1. 浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市 310027; 2. 国网浙江省电力有限公司, 浙江省杭州市 310007;

3. 浙大城市学院, 浙江省杭州市 310015)

摘要: 随着大规模新能源持续接入,从系统层面配置备用的传统调度方法可能因线路阻塞而导致不同地区备用无法共享,需从区域层面进行优化。然而,现有的分区备用优化模型多采用确定性的方法,难以有效反映新能源波动、机组故障和线路断线等多重不确定因素影响下不同地区的备用需求。为此,综合考虑新能源波动等多重不确定因素,建立了考虑分区可靠性约束的分区备用优化模型,以实现备用的精细化管理。首先,通过蒙特卡洛模拟方法构建海量不确定场景,评估各场景下线路阻塞风险。然后,以阻塞风险加权的发电机输出功率转移分布因子作为分区依据,通过低秩双随机矩阵分解对节点进行聚类,实现电网的动态分区。在此基础上,构建考虑多重不确定因素的分区可靠性约束,提出内嵌分区可靠性约束的分区备用优化模型。采用IEEE 118节点测试系统与中国某省级电网算例的仿真结果表明,所提模型不仅能有效降低备用的传输阻塞风险,保证备用配置的有效性与充裕性,还能提高分区供电可靠性。

关键词: 新能源; 电力系统; 备用优化; 可靠性; 动态分区; 传输阻塞

0 引言

在“双碳”目标的战略驱动下^[1],高比例新能源是未来电力系统的主要特征之一^[2]。受气象等因素影响,新能源的出力具有较强的间歇性与波动性,电力系统需预留一部分备用容量来平抑其波动性,以保证电力的供需平衡^[3]。若备用容量不足,电力系统供需失衡的风险将显著提升,安全可靠运行受到较大挑战。2020年美国加州大停电事故的主要原因之一就是极端高温天气下用电负荷激增与短时新能源出力骤降叠加作用导致系统预留备用容量不足,难以保证供需平衡^[4]。因此,在新能源持续接入背景下,如何合理安排有效的备用以保证系统安全可靠运行成为当前研究的热点问题之一。

在现有电力系统调度方法中,多从系统层面来优化备用,即假定系统中各台机组所提供的备用能为全网的电力供需平衡所用^[5]。然而,中国电力系统新能源机组与负荷逆向分布的特性,使得不同地区间的备用需通过传输线路共享。在实际运行中,受机组故障、新能源波动或线路断线等不确定因素的影响,不同地区间的备用因线路传输能力限制难

以实现完全共享,即存在备用传输阻塞问题^[6]。随着未来电力系统中新能源渗透率的增加,系统需预留的备用量也随之增加,进一步加剧了备用传输阻塞。为此,已有文献提出将电力系统分成多个区域,结合不同区域内部的运行需求进行备用安排,通过备用分区降低备用传输阻塞的风险,实现备用的精细化管理^[7]。

分区方法可分为固定分区与动态分区2类方法。固定分区方法较为简单,调度员根据历史经验或地理条件对电网进行区域划分,并在此基础上安排各分区备用。文献[7]建立了含风电电力系统的多区域备用调度模型,并考虑分区备用的 $N-1$ 安全约束。文献[8]提出了一种考虑区域间备用互济的电能量与备用辅助服务联合优化方法。然而,上述基于固定分区的备用分配方法难以有效考虑电力系统运行状态的变化特性。而动态分区方法可以根据系统不同的运行状态进行分区,使阻塞线路位于或邻近分区边界,从而降低所配置的备用在阻塞线路上传输的可能,保证其有效调用。文献[9-10]考虑了风电出力的不确定性和线路故障对线路阻塞的影响,利用图割算法、半监督谱聚类等方法动态更新备用分区,并进行相应分区备用配置。上述分区方法仅考虑线路是否可能发生阻塞,并未有效考虑线路的阻塞程度。在实际运行中,电网的电能传输与

收稿日期: 2023-04-17; 修回日期: 2024-05-26。

上网日期: 2024-07-22。

国家电网公司科技项目(5108-202218280A-2-448-XG)。

安全运行往往受限于阻塞严重的线路,忽略线路阻塞程度来进行分区难以准确反映系统的实际阻塞特征。因此,在传统以改善备用传输阻塞为目标的动态分区方法中,需进一步考虑线路阻塞程度这一属性。

现有的分区备用优化模型多采用确定性的备用配置方法,即根据新能源预测出力与负荷量的一定比例确定备用需求^[9-12]。文献[9-12]取分区内固定比例的新能源与负荷量之和作为最低分区备用容量。文献[13]考虑新能源及负荷预测精度的时变特性,确定了年内、周内和日内多时间尺度备用容量需求。由于新能源出力随机性较大,采取固定比例的备用配置方法易造成备用配置过剩或过少的问题。此外,在电力系统元件故障等其他不确定因素叠加作用下,确定性的备用配置方法难以有效反映系统的实际备用需求^[14]。与确定性方法相比,概率性备用配置方法因考虑新能源出力、元件故障等不确定因素,能更好地平衡系统运行的经济性与安全性。从系统层面配置备用的概率方法^[15-17]虽能满足各不确定场景下的备用需求,并确保备用配置的充裕度,但无法保证实际运行中备用资源的有效调用,仍存在一定运行风险。

从区域层面配置备用,通过分区降低备用传输阻塞风险,并基于概率方法确定各分区备用需求,能够兼顾备用配置的充裕性与有效性。由于分区的合理性将直接影响分区备用安排结果,如何综合考虑多重不确定因素,寻找阻塞程度严重、阻塞发生频率较高的线路作为分区依据,使动态分区结果更能准确反映系统的实际需求,是分区备用优化的关键。此外,基于分区结果,需进一步提出有效的分区备用优化模型,以保证备用容量能有效应对多重不确定因素。

针对上述问题,本文综合考虑新能源出力不确定性、线路和机组随机故障因素,建立了考虑分区可靠性约束的分区备用优化模型。该模型不仅能够有效降低备用传输阻塞风险,保证备用的有效性与充裕性,还能提高分区供电可靠性,从而保证电力系统的安全高效运行。

1 基于传输阻塞的新能源电力系统动态分区方法

电力系统动态分区多采用基于图论^[18]的方法,根据电网运行状态的变化动态调整分区结果,将对阻塞线路潮流影响相似的节点划分至同一分区,并使阻塞线路尽可能位于或邻近分区边界^[9],以降低分区内线路阻塞风险,保证分区备用的有效配置。

在电力系统实际运行过程中,不同线路的阻塞程度差异较大,电网的安全运行往往受限于阻塞严重的线路。在进行备用分区时,若忽略线路的阻塞特性差异,易造成分区效果不佳、部分区域阻塞风险较高的问题。为此,本文在传统动态分区方法的基础上进一步考虑线路阻塞特性与节点对线路潮流的影响,使分区备用的阻塞风险降至最低,从而使分区结果更为合理有效。

基于传输阻塞的动态分区过程如图1所示。首先,利用蒙特卡洛模拟方法计算多重不确定因素下线路潮流的概率分布。然后,以潮流越限概率与越限比例的乘积作为线路阻塞风险,并结合发电机输出功率转移分布因子^[19](generation shift distribution factor, GSDF)作为节点聚类标准。最后,通过低秩双随机矩阵分解聚类方法得到分区结果。分区结果与电网网架参数、线路阻塞风险有关。后续,将基于聚类动态分区结果,建立考虑分区可靠性约束的多区域备用动态优化模型,在满足各时段分区可靠性指标的条件下,实现区域备用优化。

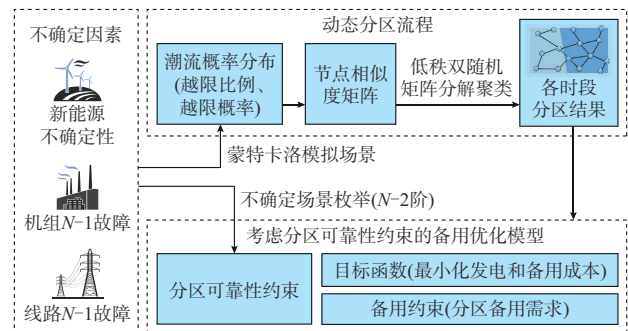


图1 考虑分区可靠性约束的多区域备用动态优化框架
Fig. 1 Dynamic optimization framework of multi-zone reserve considering partitioning reliability constraints

1.1 线路传输阻塞风险评估

综合考虑新能源出力与电力元件故障等不确定因素对线路潮流的影响,筛选出各不确定场景下的阻塞线路,并根据其阻塞程度判断线路重要程度,进一步形成阻塞风险加权 GSDF 矩阵,作为后续分区依据。

1) 多重不确定因素建模

新能源出力具有随机不确定性,可通过连续的概率分布模型或离散的多状态模型进行建模。以风电出力为例,风电出力的概率分布函数^[20] $f(\cdot)$ 表示为:

$$f(\chi|\alpha, \beta, \gamma) = \frac{\alpha\beta\exp(-\alpha(\chi - \gamma))}{[1 + \exp(-\alpha(\chi - \gamma))]^{\beta+1}} \quad (1)$$

式中: χ 为风电出力(标幺值); α, β, γ 为概率分布函数参数,因风电出力预测区间不同而有所差异^[20]。

基于风电出力的概率分布函数,将其离散化得到风电机组的多状态模型^[20-21]。以此为基础,将风电场内 q 个风电机组的多状态模型进行聚合,得到风电场的多状态模型,在状态 a_w 下风电场 w 的出力 P_{w,a_w} 与其对应概率 p_{w,a_w} 可表示为:

$$\begin{cases} P_{w,a_w} = \frac{1}{q} a_w P_w^r \\ p_{w,a_w} = \int_{(a_w-1)/q}^{a_w/q} f(\chi|\alpha, \beta, \gamma) d\chi \end{cases} \quad (2)$$

式中: $a_w = 1, 2, \dots, q$; P_w^r 为风电场 w 的装机容量。

受气候、环境等因素的影响,火电机组与线路发生故障停运具有一定的随机性。随机故障场景 a_g 下火电机组 g 的出力 P_{g,a_g} 与其概率 p_{g,a_g} 可表示为:

$$P_{g,a_g} = P_g (1 - u_{g,a_g}) \quad (3)$$

$$p_{g,a_g} = (1 - \Gamma_{g,a_g})(1 - u_{g,a_g}) + \Gamma_{g,a_g} u_{g,a_g} \quad (4)$$

式中: P_g 为火电机组 g 正常工作时的出力; u_{g,a_g} 为表示火电机组 g 故障的0-1状态变量; Γ_{g,a_g} 为火电机组 g 的停运更换率。

同样地,随机故障场景 a_m 下线路 m 的传输功率 P_{m,a_m} 与其概率 p_{m,a_m} 可表示为:

$$P_{m,a_m} = P_m (1 - u_{m,a_m}) \quad (5)$$

$$p_{m,a_m} = (1 - \Gamma_{m,a_m})(1 - u_{m,a_m}) + \Gamma_{m,a_m} u_{m,a_m} \quad (6)$$

式中: P_m 为线路 m 未故障时的传输功率; u_{m,a_m} 为表示线路 m 故障状态的0-1变量; Γ_{m,a_m} 为线路 m 的停运更换率。

2) 基于阻塞风险加权GSDF的分区依据

在电力系统分区中,通常将影响阻塞线路潮流变化方向相同的节点划分至同一区域^[22],整个过程基于GSDF来实现^[10,22]。若考虑多重不确定因素,则系统中不同线路的阻塞特性将不同。具体来说,部分线路在极端场景下才可能出现轻微阻塞,其阻塞概率与潮流越限功率均较小。反之,部分线路在多数情况下均会发生阻塞,且阻塞较为严重。因此,为更加精确地量化多元不确定场景下阻塞线路的严重程度,本文将线路越限容量与越限概率加权考虑至现有GSDF中。

首先,通过GSDF与支路开断分布因子(line outage distribution factor, LODF)^[19],计算风电出力不确定性、机组故障与线路故障对潮流的影响。不确定场景 s 下线路 l 的传输功率 $P_{l,s}$ 可表示为:

$$P_{l,s} = \sum_{i=1}^{N_b} Q_{i,l}^{\text{GSDF}} \left(\sum_{g \in i} P_{g,s} + \sum_{w \in i} P_{w,s} - \sum_{d \in i} D_d \right) + \sum_{m=1, m \neq l}^{N_l} Q_{l,m}^{\text{LODF}} P_{m,s} \quad (7)$$

$$Q_{i,l}^{\text{GSDF}} = \frac{X_{ib_1} - X_{ib_2}}{x_l} \quad (8)$$

$$Q_{l,m}^{\text{LODF}} = \frac{X_{l,m}/x_l}{1 - X_{m,m}/x_m} \quad (9)$$

式中: N_b, N_l 分别为节点、输电线路总数; $Q_{i,l}^{\text{GSDF}}$ 为节点 i 对线路 l 的GSDF; $Q_{l,m}^{\text{LODF}}$ 为线路 l 关于线路 m 的LODF; $g \in i, w \in i, d \in i$ 分别表示火电机组 g 、风电场 w 、负荷 d 属于节点 i 上所包含的火电机组、风电场、负荷集合; $P_{g,s}, P_{m,s}, P_{w,s}$ 分别为不确定场景 s 中火电机组 g 的出力、线路 m 的传输功率、风电场 w 的出力; D_d 为负荷 d 的功率; X_{ib_1}, X_{ib_2} 分别为直流潮流模型中节点导纳矩阵逆矩阵的第 i 行第 b_1, b_2 列元素(b_1, b_2 为线路 l 两端节点编号); $X_{l,m}$ 为线路 l 和线路 m 两端节点对之间的互阻抗; $X_{m,m}$ 为线路 m 两端节点对的自阻抗; x_m, x_l 分别为线路 m, l 的阻抗。需要说明的是,未故障时 P_g 与 P_m 通过系统预调度获得。预调度结果由传统的安全约束机组组合(security-constrained unit commitment, SCUC)模型求解获得。

然后,根据蒙特卡洛模拟方法模拟风电场风速不确定场景与 $N-1$ 电力元件故障场景^[23],计算各场景下线路潮流越限概率与越限容量。

阻塞线路 l 的越限概率 $p_{l,s}$ 与越限容量比例 $\rho_{\text{over},l,s}$ 分别如式(10)和式(11)所示。

$$p_{l,s} = p_s \xi_{l,s} \quad (10)$$

$$\rho_{\text{over},l,s} = \frac{|P_{l,s}| - P_l^{\text{max}}}{P_l^{\text{max}}} \quad (11)$$

式中: p_s 为不确定场景 s 的概率; $\xi_{l,s}$ 为表示场景 s 中线路 l 越限状态的0-1变量,仅当 $|P_{l,s}| > P_l^{\text{max}}$ 时为1,反之为0; P_l^{max} 为线路 l 的最大传输容量。

最后,筛选出所有越限概率非零的线路($p_{l,s} > 0$)作为阻塞线路,进一步构建系统全部节点的阻塞风险加权GSDF矩阵 H ($H \in \mathbf{R}^{N_b \times N_p}$,其中, N_p 为阻塞线路数目)。

$$H = \begin{bmatrix} h_{1,1} & h_{1,2} & \cdots & h_{1,N_p} \\ h_{2,1} & h_{2,2} & \cdots & h_{2,N_p} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ h_{N_b,1} & h_{N_b,2} & \cdots & h_{N_b,N_p} \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$h_{i,l} = Q_{i,l}^{\text{GSDF}} \sum_s \rho_{\text{over},l,s} p_{l,s} \quad (13)$$

式中: $h_{i,l}$ 为 H 中元素,表示节点 i 关于线路 l 的阻塞风险加权GSDF, $i=1, 2, \dots, N_b, l=1, 2, \dots, N_p$ 。

需要说明的是, H 中元素 $h_{i,l}$ 由GSDF与阻塞风险权值两部分组成:GSDF定量反映节点功率变化对线路潮流的影响,GSDF相似的节点,即对阻塞线

路潮流影响相似的节点,将其分至同一区域进行调度有利于减缓传输阻塞;阻塞风险加权项反映线路的严重程度,引入加权项可使后续节点分区聚类优先考虑阻塞严重的线路。

1.2 基于低秩双随机矩阵分解聚类的分区方法

通过对节点聚类实现电网分区,将高相似度的节点聚类至同一分区内。相似度矩阵 $O(O \in \mathbf{R}^{N_b \times N_b})$ 是衡量节点间相似性的矩阵,本文采用高斯核函数的全连接法来确定相似度矩阵 O 。节点 i 与节点 j 间的相似度 o_{ij} 可表示为:

$$o_{ij} = \begin{cases} 0 & (i, j) \notin B \\ \exp(-\|H_i - H_j\|_2^2 / 2\sigma^2) & (i, j) \in B \end{cases} \quad (14)$$

式中: σ 为邻域宽度; H_i, H_j 分别为 H 中节点 i, j 所在的行向量; B 为线路集合; $\|\cdot\|_2$ 为 2 范数。当节点 i, j 间无线路时,权重 o_{ij} 为 0,即代表节点 i, j 间没有关联。

与 K -means 等传统聚类方法相比,低秩双随机矩阵分解聚类^[24]能更有效地处理稀疏数据,对数据分布的适应性更强,且聚类结果受相似度矩阵的尺度参数影响较小。低秩双随机矩阵分解聚类通过最小化相似度矩阵 O 与双随机矩阵 A 的 KL(Kullback-Leibler) 散度距离 $E_{KL}(O, A)$ 来实现聚类,如式(15)所示。

$$\min_{W \geq 0} E_{KL}(O, A) = \sum_{i=1}^{N_b} \sum_{j=1}^{N_b} \left(o_{ij} \log \frac{o_{ij}}{A_{ij}} - o_{ij} + A_{ij} \right) \quad (15)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{s.t. } A_{ij} = \sum_{k=1}^{N_r} \frac{W_{ik} W_{jk}}{\sum_v W_{vk}} \\ \sum_{k=1}^{N_r} W_{ik} = 1 \quad i = 1, 2, \dots, N_b \end{array} \right. \quad (16)$$

式中: N_r 为聚类(分区)个数; W 为聚类矩阵, $W \in \mathbf{R}^{N_b \times N_r}$; W_{ik}, W_{jk}, W_{vk} 为 W 的元素,其大小衡量了数据点对各类簇的归属度; A_{ij} 为 A 的元素。

通过乘性更新法实现对式(15)的迭代求解。其迭代过程如下:

步骤 1: 数据输入。输入相似度矩阵 O 、聚类数目 N_r 、初始聚类矩阵 W_0 , 本文选择 K -means 聚类获得初始聚类矩阵。

步骤 2: 根据式(16)计算双随机矩阵 A 。

步骤 3: 根据式(17)、式(18)计算目标函数对 W_{ik} 的下降梯度 μ_{ik} 。为了方便后续计算,将梯度拆分成两部分表示,即 $\mu_{ik} = \mu_{ik}^+ - \mu_{ik}^-$, 其中, μ_{ik}^+, μ_{ik}^- 分别为下降梯度正分量、负分量。

$$\mu_{ik}^- = 2\Lambda_{1,ik} \left(\sum_{v=1}^{N_b} W_{vk} \right)^{-1} + W_{ik}^{-1} \quad (17)$$

$$\mu_{ik}^+ = \Lambda_{2,kk} \left(\sum_{v=1}^{N_b} W_{vk} \right)^{-2} + W_{ik}^{-1} \quad (18)$$

其中: $\Lambda_{1,ik}, \Lambda_{2,kk}$ 分别为 $GW, W^T GW$ 的元素,其中, G 为权系数矩阵,其元素 $G_{ij} = o_{ij}/A_{ij}$ 。

步骤 4: 更新聚类矩阵 W 。

$$W_{ik} = W_{ik} \frac{\mu_{ik}^- \sum_{l=1}^{N_r} W_{il} / \mu_{il}^+ + 1}{\mu_{ik}^+ \sum_{l=1}^{N_r} W_{il} / \mu_{il}^+ + \sum_{l=1}^{N_r} W_{il} \mu_{il}^- / \mu_{il}^+} \quad (19)$$

步骤 5: 若聚类矩阵 W 满足收敛精度,则转至步骤 6; 否则,返回步骤 2。

步骤 6: 根据聚类矩阵 W 权重大小对节点聚类,得到各调度时段的分区结果。

需要说明的是,上述分区方法并未区分发电机节点与负荷节点,有可能造成最后迭代收敛的分区结果中出现个别分区内不包含发电机节点、分区内无任何备用资源的情况。在聚类算法的工程应用中,监督信息^[10]可被用以指导数据样本的聚类过程。为了避免出现分区内不包含发电机的情况,需筛选出相似度差异最大的 N_r 对发电机节点,将各发电机节点对的相似度置为 0 作为监督信息,以保证最后各分区均含有发电机节点,以预留一定分区备用资源。

2 考虑分区可靠性约束的备用优化模型

基于上述分区结果,根据各分区负荷比例确定分区最低备用容量配置要求。同时,考虑分区内火电机组故障与分区间联络线故障,构建分区可靠性约束,并建立考虑分区可靠性约束的备用优化模型。

2.1 考虑多重不确定因素的分区可靠性指标

电力系统的可靠性取决于风电出力波动、火电机组和线路故障等多重不确定因素。对上述不确定因素进行状态聚合,可得到电力系统的不确定场景 s 的空间分布:

$$s \in \{ \{ P_{g,t,1}, P_{w,t,1}, P_{l,t,1} \}, \{ P_{g,t,2}, P_{w,t,2}, P_{l,t,2} \}, \dots, \{ P_{g,t,a_g}, P_{w,t,a_w}, P_{l,t,a_l} \}, \dots \} \quad (20)$$

式中: P_{g,t,a_g} 为状态 a_g 下火电机组 g 在时间 t 的出力; P_{w,t,a_w} 为状态 a_w 下风电场 w 在时间 t 的出力; P_{l,t,a_l} 为状态 a_l 下线路 l 在时间 t 的传输功率。状态空间中状态 s 的概率为火电机组、风电场、线路的状态概率乘积。

当火电机组、线路等设备发生故障,或风电场出力较预期出力降低造成电网存在功率缺额时,若预留备用不足或备用无法调用,则需要削减负荷以维持电力平衡。因此,常使用期望失负荷电量(expected

energy not served, EENS)作为可靠性指标^[25]。

但上述可靠性指标从系统层面进行评估,缺乏对系统内各分区的精细化评估,难以适用于本文的分区备用优化问题。从节点层面进行可靠性评估^[26],虽可以实现更精细的评估,但过多的节点可靠性指标与约束易造成模型复杂难以求解,故本文在优化配置备用时考虑分区可靠性指标,以兼顾可靠性评估的精细度与模型计算的复杂度。如图2所示,一个分区的可靠性除了与分区内机组故障有关,还受分区间联络线传输功率的影响。图中: $P_{Z_2, \text{in}}$ 、 $P_{Z_2, \text{out}}$ 分别为分区 Z_2 向分区 Z_1 输入、输出的功率; $P_{Z_3, \text{in}}$ 、 $P_{Z_3, \text{out}}$ 分别为分区 Z_3 向分区 Z_1 输入、输出的功率。

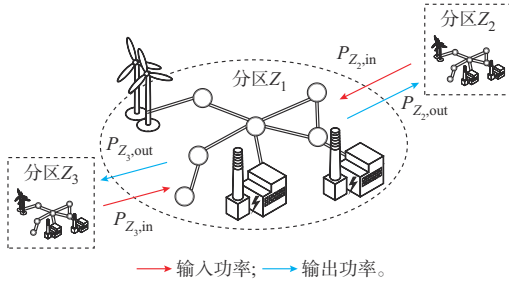


图2 分区示意图

Fig. 2 Schematic diagram of partitioning

火电机组电能的稳定供给与联络线功率的稳定传输对维持分区内电力平衡起着重要作用。为此,本文考虑火电机组故障与线路故障影响,提出分区可靠性指标用以衡量各分区的运行可靠性。

受分区间联络线随机故障与分区内或火电机组随机故障的影响,需要考虑机组出力与备用安排能否满足故障场景 s 下的分区电能需求,通过计算分区内有效电能供给与负荷的差值得到分区失负荷电量,用以衡量分区可靠程度。

分区可靠性可用区域失负荷概率(loss of load probability, LOLP)、区域EENS来衡量。对于分区 k ,其计算表达式为:

$$p_{\text{LOLP},k}(t) = \sum_{s \in S_s} p_{t,s} \xi_{k,t,s} \Delta t \quad (21)$$

$$R_{\text{ZEENS},k}(t) = \sum_{s \in S_s} p_{t,s} L_{k,t,s} \xi_{k,t,s} \Delta t \quad (22)$$

$$L_{k,t,s} = D_{k,t} - \sum_{g \in \psi_k} (P_{g,t} + R_{g,t}^{\text{up}}) u_{g,s} - \sum_{w \in \psi_k} P_{w,t,s} + \sum_{c \in \psi_k} P_{c,t} n_{c,s} - \sum_{h \in \psi_k} (P_{h,t} - D_{h,t} + R_{h,t}^{\text{up}}) - \sum_{e \in \psi_k} (P_{e,t}^{\text{d}} - P_{e,t}^{\text{c}} + R_{e,t}^{\text{up}}) \quad (23)$$

$$p_{t,s} = \prod_g p_{g,s} \prod_c p_{c,s} \prod_w p_{w,s} \quad (24)$$

式中: $p_{\text{LOLP},k}(t)$ 、 $R_{\text{ZEENS},k}(t)$ 分别为时间 t 区域LOLP、区域EENS; S_s 为多重不确定场景集合; $p_{t,s}$ 、 $L_{k,t,s}$ 分别为时间 t 场景 s 的概率、分区 k 的失负荷电量; $\xi_{k,t,s}$ 为表示分区 k 在场景 s 中时间 t 的失负荷状态变量,仅当 $L_{k,t,s} > 0$ 时为1,否则为0; Δt 为可靠性评估时间间隔; $D_{k,t}$ 为时间 t 分区 k 的总负荷; $P_{g,t}$ 、 $R_{g,t}^{\text{up}}$ 分别为时间 t 火电机组 g 的出力、正备用容量; $u_{g,s}$ 为0-1状态变量,表示火电机组 g 在场景 s 中的故障状态; ψ_k 为分区 k 的节点集合; ϕ_k 为分区 k 与其他分区之间的联络线集合; $P_{w,t,s}$ 为风电场 w 在场景 s 中时间 t 的出力; $P_{c,t}$ 为分区间联络线 c 在时间 t 的传输功率; $n_{c,s}$ 为0-1状态变量,表示分区间联络线 c 在场景 s 中的故障状态; $R_{h,t}^{\text{up}}$ 、 $R_{e,t}^{\text{up}}$ 分别为抽水蓄能机组 h 、储能设备 e 在时间 t 提供的正备用容量; $D_{h,t}$ 、 $P_{h,t}$ 分别为抽水蓄能机组 h 在时间 t 的抽水、发电功率; $P_{e,t}^{\text{c}}$ 、 $P_{e,t}^{\text{d}}$ 分别为储能设备 e 在时间 t 的充电、放电功率; $p_{c,s}$ 为场景 s 中分区间联络线 c 的状态概率。

2.2 考虑分区可靠性约束的备用优化模型的目标函数

模型的优化目标为日前调度所有时间段内发电成本与备用成本总和最小,其表达式如下所示:

$$\min F = F_g + F_h + F_e \quad (25)$$

$$F_g = \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{g=1}^{N_G} (C_g P_{g,t} + C_{g,\text{RU}} R_{g,t}^{\text{up}} + C_{g,\text{RD}} R_{g,t}^{\text{dn}} + F_{g,\text{NL}} z_{g,\text{NL},t} + F_{g,\text{SU}} z_{g,\text{SU},t} + F_{g,\text{SD}} z_{g,\text{SD},t}) \quad (26)$$

$$F_h = \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{h=1}^{N_H} (C_{h,\text{G}} P_{h,t} + C_{h,\text{D}} D_{h,t} + C_{h,\text{RU}} R_{h,t}^{\text{up}} + C_{h,\text{RD}} R_{h,t}^{\text{dn}} + F_{h,\text{SG},t} + F_{h,\text{SD},t}) \quad (27)$$

$$F_e = \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{g=1}^{N_G} [(C_{e,\text{G}} P_{e,t}^{\text{d}} + C_{e,\text{D}} P_{e,t}^{\text{c}} + C_{e,\text{RU}} (R_{e,t}^{\text{c,up}} + R_{e,t}^{\text{d,up}}) + C_{e,\text{RD}} (R_{e,t}^{\text{c,dn}} + R_{e,t}^{\text{d,dn}})] \quad (28)$$

式中: F 、 F_g 、 F_h 、 F_e 分别为总成本、火电机组、抽水蓄能机组、储能设备的运行成本; N_T 为调度周期总时长; N_G 为系统内火电机组总数; C_g 为火电机组 g 的发电成本系数; $C_{g,\text{RU}}$ 、 $C_{g,\text{RD}}$ 分别为火电机组 g 的正、负备用成本系数; $R_{g,t}^{\text{dn}}$ 为火电机组 g 在时间 t 所提供的负备用容量; $F_{g,\text{NL}}$ 为火电机组 g 的空载成本; $z_{g,\text{NL},t}$ 为表示火电机组 g 在时间 t 处于运行状态的0-1变量; $F_{g,\text{SU}}$ 、 $F_{g,\text{SD}}$ 分别为火电机组 g 的开机、停机成本; $z_{g,\text{SU},t}$ 、 $z_{g,\text{SD},t}$ 分别为表示火电机组 g 在时间 t 开机、停机的0-1变量; N_H 为系统内抽水蓄能机组总数; $R_{h,t}^{\text{dn}}$ 为抽水蓄能机组 h 在时间 t 提供的负备用容量; $C_{h,\text{G}}$ 为抽水蓄能机组 h 的发电成本系数; $C_{h,\text{D}}$ 为抽水蓄能机组 h 的抽水成本系数; $C_{h,\text{RU}}$ 、 $C_{h,\text{RD}}$ 分别为抽水蓄能机组 h 的正、负备用成本系数; $F_{h,\text{SG},t}$ 、 $F_{h,\text{SD},t}$

分别为抽水蓄能机组 h 处于发电工况、抽水工况下在时间 t 的启动成本; N_E 为系统内储能设备总数; $R_{e,t}^{c,up}$ 、 $R_{e,t}^{c,dn}$ 分别为储能设备 e 处于充电状态下在时间 t 提供的正、负备用容量; $R_{e,t}^{d,up}$ 、 $R_{e,t}^{d,dn}$ 分别为储能设备 e 处于放电状态下在时间 t 提供的正、负备用容量; $C_{e,G}$ 、 $C_{e,D}$ 分别为储能设备 e 的放电、充电成本系数; $C_{e,RU}$ 、 $C_{e,RD}$ 分别为储能设备 e 的正、负备用成本系数。

2.3 考虑分区可靠性约束的备用优化模型的约束条件

1) 节点功率平衡约束

$$\sum_{g \in \phi_{G,i}} P_{g,t} + \sum_{h \in \phi_{H,i}} (P_{h,t} - D_{h,t}) + \sum_{e \in \phi_{E,i}} (P_{e,t}^d - P_{e,t}^c) - \sum_{d \in \phi_{L,i}} D_{d,t} + \sum_{w \in \phi_{W,i}} P_{w,t} = \sum_{j \in i} B_{ij} (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \quad (29)$$

式中: $D_{d,t}$ 为负荷 d 在时间 t 的有功功率; $\phi_{G,i}$ 、 $\phi_{L,i}$ 、 $\phi_{W,i}$ 、 $\phi_{H,i}$ 、 $\phi_{E,i}$ 分别为节点 i 接入的常规火电机组、负荷、风电场、抽水蓄能机组、储能设备集合; $P_{w,t}$ 为风电场 w 在时间 t 的出力; B_{ij} 为系统节点导纳矩阵第 i 行第 j 列元素的虚部; $\theta_{i,t}$ 、 $\theta_{j,t}$ 分别为节点 i 、 j 在时间 t 的电压相位; $j \in i$ 表示 j 属于所有与节点 i 有联系的节点集合。

2) 传输线潮流约束

$$|B_{ij} (\theta_{i,t} - \theta_{j,t})| \leq |P_{ij}^{\max}| \quad (30)$$

式中: P_{ij}^{\max} 为位于节点 i 和节点 j 之间线路的最大传输功率。

3) 火电机组出力约束

$$P_g^{\min} z_{g,NL,t} \leq P_{g,t} \leq P_g^{\max} z_{g,NL,t} \quad (31)$$

式中: P_g^{\min} 、 P_g^{\max} 分别为火电机组 g 出力的下限、上限。

4) 机组爬坡约束

$$P_{g,t+1} - P_{g,t} \leq r_g^+ \Delta T \quad (32)$$

$$P_{g,t} - P_{g,t+1} \leq r_g^- \Delta T \quad (33)$$

式中: r_g^+ 、 r_g^- 分别为火电机组向上、向下爬坡速率; ΔT 为调度时间间隔。

5) 火电机组备用容量约束

$$R_{g,t}^{up} \leq z_{g,NL,t} \min \{ P_g^{\max} - P_{g,t}, T_{10} r_g^+ \} \quad (34)$$

$$R_{g,t}^{dn} \leq z_{g,NL,t} \min \{ P_{g,t} - P_g^{\min}, T_{10} r_g^- \} \quad (35)$$

式中: T_{10} 为 10 min 时间长度。需要说明的是, 本文仅考虑 10 min 正、负旋转备用, 对于其他时间尺度的备用, 可改变备用响应时间对其容量进行约束。

6) 机组启停约束

$$(z_{g,NL,t} - z_{g,NL,t-1}) + (z_{g,NL,t+\lambda-1} - z_{g,NL,t+\lambda}) \leq 1 \quad \forall \lambda \in \{T_0, T_0 + \tau, \dots, T_{g,on} - \tau\} \quad (36)$$

$$(z_{g,NL,t-1} - z_{g,NL,t}) + (z_{g,NL,t+\lambda} - z_{g,NL,t+\lambda-1}) \leq 1 \quad \forall \lambda \in \{T_0, T_0 + \tau, \dots, T_{g,off} - \tau\} \quad (37)$$

式中: $T_{g,on}$ 、 $T_{g,off}$ 分别为火电机组 g 保持运行状态和

停机状态的最小持续时间; λ 为持续时间; T_0 为起始时间; $\tau = 1$ h, 为单位时长。

7) 机组组合约束

$$z_{g,SU,t} - z_{g,SD,t} = z_{g,NL,t+1} - z_{g,NL,t} \quad (38)$$

$$z_{g,SU,t} + z_{g,SD,t} \leq 1 \quad (39)$$

8) 基于动态分区的可靠性约束

分区可靠性约束旨在缓解备用传输阻塞的同时保证分区内电能量与备用容量的均衡性分配。根据所提的分区可靠性指标, 保证各分区内机组的出力与备用容量安排满足一定的要求:

$$R_{ZEENS,k}(t) \leq R_{ZEENS,k}^{req} \quad (40)$$

式中: $R_{ZEENS,k}^{req}$ 为分区 k 所允许的区域 EENS 最大值。

由于本文所提的备用分区为动态分区, 各时段的分区分区结果不尽相同, 分区所允许的区域 EENS 最大值也应随之变化, 本文取分区负荷的一定比例作为各分区所允许的区域 EENS 最大值。另外, 抽水蓄能机组和储能设备的运行约束^[27-28]见附录 A。

3 算例分析

本文以 IEEE 118 节点系统和中国某省级电网为例, 对所提的多区域备用动态优化模型进行验证。

3.1 IEEE 118 节点算例

3.1.1 算例说明

所采用的 IEEE 118 节点系统包括常规火电机组 54 台, 风电场 6 座 (分别位于节点 19、56、77、82、89、104, 装机容量均为 1 800 MW), 抽水蓄能电站 2 座 (分别位于节点 59、99), 储能电站 2 座 (分别位于节点 41、69)。

由于不同时刻各分区规模差异较大, 本文取分区负荷的 0.3% 作为各分区所允许的区域 EENS 最大值^[29]。最小调度时间间隔设为 1 h, 日前调度总时长为 24 h。本文采用解析法进行可靠性评估, 元件故障主要考虑 $N-2$ 故障, 风电出力波动场景与元件故障场景叠加得到最后的随机不确定场景。

为衡量日前计划安排备用的有效性, 在安排机组日前调度阶段出力、备用容量的基础上再进行实时调度。在实时调度阶段, 机组出力调节上下限为日前备用安排量, 弃风和切负荷作为电量平衡的手段, 以运行经济成本最优作为实时调度的目标函数。为验证所提备用优化模型的有效性, 本文共设计 3 种场景。

场景 1: 采用传统日前机组组合模型, 不考虑分区备用约束与分区可靠性约束, 采用确定性的备用配置方法, 取系统预测负荷的 3% 与风电预测出力的 5% 之和作为总备用需求。

场景 2: 采用日前机组组合模型, 考虑确定性的

分区备用约束^[10],但不考虑分区可靠性约束。区域备用需求根据区域内预测负荷的3%与区域内风电出力的5%之和来设定^[30]。

场景3:采用本文所提出的考虑分区可靠性约束的备用优化模型。

本文模型在MATLAB R2018b平台上构建,并由YALMIP调用Cplex 12.8求解器求解,计算环境为3.8 GHz、6核处理器和32 GB内存的计算机。

3.1.2 结果分析

本文设置蒙特卡洛模拟次数为10 000次,节

点聚类收敛精度设置为0.1%,整个聚类分区过程共耗时377.68 s,日前备用优化模型的求解耗时为183.98 s。动态分区可在系统阻塞程度较为严重时进行,在电网阻塞程度较轻的时段不进行分区或减少分区数目,以降低求解时间。本文所得到的分区结果随着系统运行状态变化而动态调整。本算例中最大分区个数设为6个。其中,16、23 h时的分区结果如图3所示。由图3可知,阻塞线路基本位于分区边界,各分区所包含的节点数目有所差异,不同时刻的分区结果差异较大。

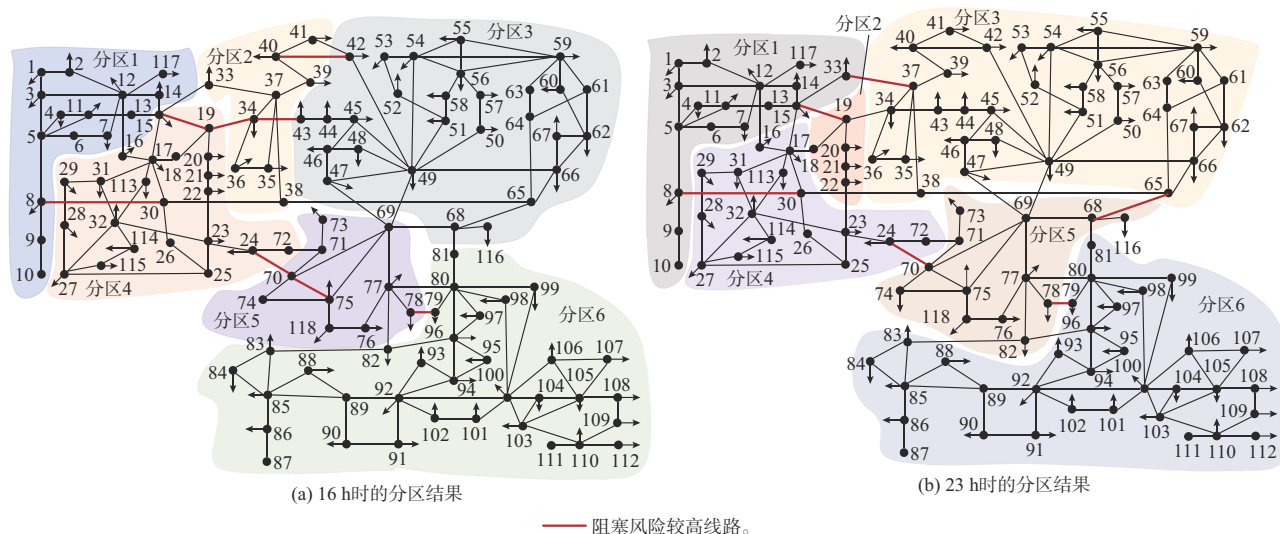


图3 典型运行阶段的分区结果

Fig. 3 Partitioning results of typical operation periods

选取谷荷(7 h)、峰荷(16 h)、腰荷(20、23 h)4个典型时段,对备用安排结果进行分析。3种场景下的分区正备用优化结果如表1所示。

表1 分区正备用优化结果
Table 1 Optimization results of positive partitioning reserve

场景	时间/ h	分区正备用容量/MW					
		分区1	分区2	分区3	分区4	分区5	分区6
1	7	24.0	46.9	0	0	44.0	0
	16	48.8	21.7	0	0	0	116.0
	20	0	68.0	52.0	51.2	0	0
	23	24.0	59.7	36.0	44.0	0	0
2	7	6.4	42.5	13.8	12.6	7.2	32.5
	16	17.6	23.6	36.0	18.5	58.1	32.8
	20	39.8	17.5	18.3	61.7	15.5	18.4
	23	8.2	57.8	16.0	8.2	44.8	28.7
3	7	9.4	54.7	54.8	12.6	28.5	32.5
	16	17.6	24.2	36.1	18.5	61.4	63.2
	20	39.8	36.4	55.1	62.4	15.5	23.9
	23	13.5	81.2	56.0	27.1	44.8	44.1

与场景1相比,场景2和场景3中备用的安排更为均衡。在场景1中,预留的备用容量根据机组的备用边际成本进行安排,造成系统所需的总备用容量都被安排在分区1至分区5中,而分区6并没有预留备用容量。在场景2、场景3中,由于考虑分区备用需求,各个分区均预留一定的备用容量。场景3相较于场景2,由于考虑了分区间联络线故障、机组故障、风电出力不确定性的影响,所预留的备用容量有所提高。

为验证在日前调度阶段中备用安排的有效性,以切负荷和弃风作为实时功率平衡手段,仅考虑风电出力误差;假设系统内机组与线路在实时调度运行阶段均未发生故障,以确定的预想场景进行实时调度。实时调度阶段的切负荷情况如图4所示。其中,功率缺额为实时调度阶段风电出力较日前预测出力的减少量。

在场景1中,当系统存在较大功率缺额时,均导致切负荷。相较于场景1,场景2和场景3的切负荷量均有明显的降低。场景1和场景2的各时段备用配置总量相同,场景2在进行备用分区配置时,安排

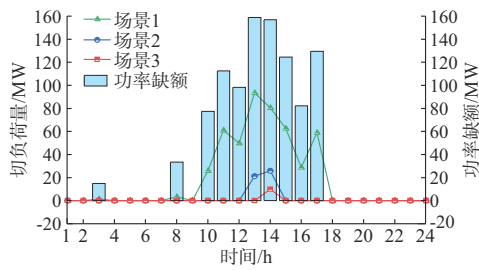


图4 不同场景中实时调度阶段的切负荷结果
Fig. 4 Load shedding results of real-time scheduling period in various scenarios

分区内功率缺额尽可能由区域内机组承担,降低了系统的切负荷量。相较于场景2,场景3考虑了分区间联络线与机组的故障因素,对因风电出力波动引起的切负荷量影响不大。由于场景3中备用配置总量的提升,系统全时段的总切负荷量有所降低。

为了分析所提模型对备用传输阻塞的影响,统计实时调度阶段的阻塞线路(线路无可传输容量)数目,如图5所示。在3种场景中,场景1中线路阻塞程度最为严重,特别是当系统存在较大功率缺额时(例如,10~17 h时段),阻塞线路数目均大于场景2与场景3。系统阻塞线路数目越多,意味着备用在调用时受到传输阻塞影响越大,将造成更多的切负荷量。场景2相较于场景1,因配置了分区的备用容量,避免了备用容量长距离、跨区域的传输,降低了备用在调用过程中的传输阻塞风险。相较于场景2,场景3考虑了区域可靠性约束,各分区的电能与备用需求尽可能地由分区内的机组承担,各分区载荷较为均衡,在大部分时段中线路阻塞数目均为3种场景中最少,备用传输阻塞情况得到进一步改善。

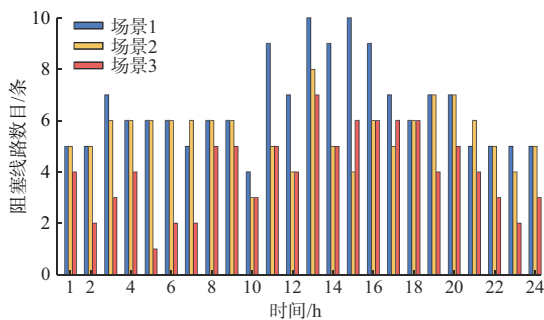


图5 实时调度阶段线路阻塞的统计结果
Fig. 5 Statistical results of congested lines during real-time scheduling period

考虑风电出力波动、机组故障、输电线路故障因素,在多重不确定场景下进行实时调度,得到EENS。系统EENS与区域EENS分别如图6、图7所示。由图6可知,相较于场景1,场景2的EENS

较小,系统可靠性更高。这是因为传统日前机组组合模型只考虑调度的经济性,并未考虑备用调用过程中的传输阻塞问题。当场景2进行备用的分区配置时,避免了备用长距离、跨区域的传输,降低了备用在调用过程中的传输阻塞风险,保证了配置备用的有效性,在实时调度阶段EENS有所降低。场景3相较于场景2除了对备用进行分区配置外,还考虑了新能源出力波动、设备故障对区域电力供需平衡的影响,使得各分区内都预留了备用容量,足以应对各种故障紧急场景,保证了备用配置的有效性与充裕性,故场景3中EENS最小,可靠性水平最高。

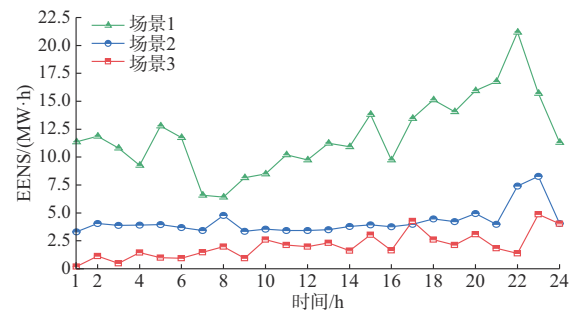


图6 不同场景中系统EENS的比较
Fig. 6 Comparison of systematic EENS in different scenarios

由图7可知,场景2和场景3的区域EENS均明显低于场景1。以23 h为例,此时场景1中备用主要集中配置于分区2、分区3、分区4,受限于线路的传输容量,这些区域的备用资源无法有效传输至分区5、分区6,造成该区域产生较大的EENS。场景2和场景3通过备用的分区配置,使得各分区均有一定的备用容量,可以抵御新能源波动或设备故障,区域EENS较小,区域的可靠性水平提高。因此,采用本文所提出的分区备用优化方法,可以使得各区域备用分配情况相对均衡,降低了备用的传输阻塞风险,提高了各区的可靠性。

3种场景下的调度成本如表2所示。首先,场景1在调度优化时仅考虑经济性,优先安排边际成本最低的机组提供出力或备用,但未考虑备用配置的有效性与区域可靠性,其发电成本与备用成本均为最低,而期望失负荷损失成本与总成本均最高。其次,场景2在进行备用分区配置时增加了系统的发电成本与备用成本,但减少了实时调度阶段的切负荷量,使得期望失负荷损失成本大幅减少,总运行成本减少。相较于场景2,场景3考虑了新能源出力波动、机组故障、输电线路故障等不确定因素,安排更多的区域备用以满足区域可靠性需求,系统的发电成本与备用成本会进一步增加,期望失负荷损失成本减少,系统总运行成本进一步减少。

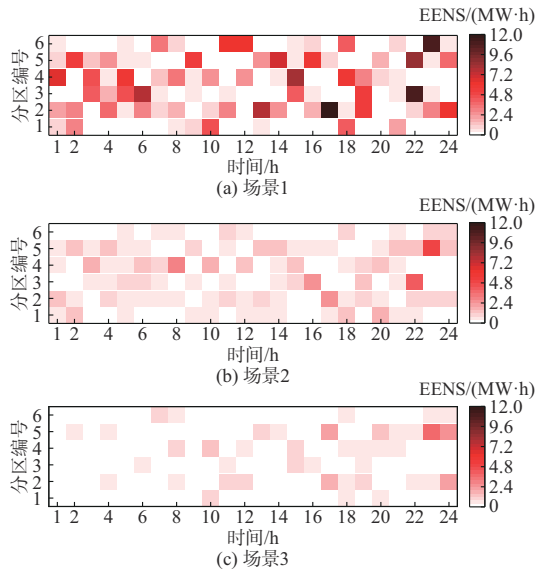


图7 不同场景中区域EENS的比较
Fig. 7 Comparison of zonal EENS in various scenarios

表2 不同场景中IEEE 118节点系统调度成本的比较
Table 2 Comparison of scheduling cost of IEEE 118-bus system in various scenarios

场景	总成本/ 美元	发电成本/ 美元	备用成本/ 美元	期望失负荷损 失成本/美元
1	3 250 974	2 380 894	33 829	836 251
2	2 812 534	2 416 255	35 677	360 602
3	2 644 627	2 427 050	42 286	175 291

3.2 某省级电网算例

将本文所提模型应用至某省级电网。蒙特卡洛模拟次数设置为100 000次,模型优化求解时间为5 276.1 s。与IEEE 118节点测试系统类似,共设置3种场景,不同场景的调度成本如表3所示。

表3 不同场景中某省级电网调度成本比较
Table 3 Comparison of scheduling cost of provincial-level power grid of China in various scenarios

场景	总成本/ 美元	发电成本/ 美元	备用成本/ 美元	期望失负荷损 失成本/美元
1	33 024 028	24 893 317	351 502	7 779 209
2	27 727 689	24 894 558	373 737	2 459 394
3	27 134 623	24 962 699	395 827	1 776 097

对比场景1和场景2可以发现,在考虑备用分区配置后,系统期望失负荷损失成本大幅减少。场景3中因考虑新能源出力波动、设备故障对区域电力供需平衡的影响,使得各分区内预留的备用容量更为有效,能更好地应对预想事故,期望失负荷损失成本、总运行成本进一步减少。

某省级电网基于日前备用安排结果,以考虑风

电出力误差的预想场景进行实时调度,进一步说明本文所提模型的有效性。如图8所示,场景2和场景3的切负荷量均明显低于场景1,在考虑分区备用配置的情况下,电网的切负荷量明显减少。相较于场景2,场景3因考虑新能源出力波动、设备故障对区域电力供需平衡的影响,使得各个分区内预留的备用容量更为有效,可更好地应对预想事故。因此,切负荷量进一步降低。

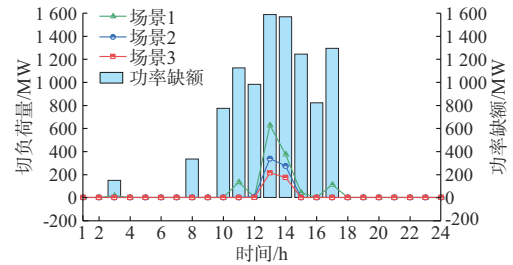


图8 某省级电网实时调度阶段的切负荷结果
Fig. 8 Load shedding results of provincial-level power grid of China during real-time scheduling period

4 结语

本文针对新能源电力系统下的备用传输阻塞问题和安全经济调度问题,提出了一种考虑分区可靠性约束的多区域备用动态优化模型。为评估动态分区的运行可靠性,提出了一种考虑多重不确定因素的分区可靠性评估指标。仿真结果表明,所提的多区域备用优化方法能够有效降低备用的传输阻塞风险,保证备用配置的有效性、充裕性,提高区域的运行可靠性,对于提高电力系统的运行安全性及可靠性具有重要意义。在未来电力市场环境下,本文所提方法可与SCUC、安全约束经济调度相结合,进行考虑区域可靠性需求的备用与电能量联合出清,以兼顾系统的可靠性与经济性。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] 中国争取2060年实现碳中和[EB/OL].[2023-10-13].<http://www.tanpaifang.com/tanzhonghe/2020/0923/74144.html>. China strives to achieve carbon neutrality by 2060 [EB/OL].[2023-10-13]. <http://www.tanpaifang.com/tanzhonghe/2020/0923/74144.html>.
- [2] 卓振宇,张宁,谢小荣,等.高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J].电力系统自动化,2021,45(9):171-191. ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric

- Power Systems, 2021, 45(9): 171-191.
- [3] 张振宇,王文倬,马晓伟,等.基于风险控制的新能源纳入电力系统备用方法[J].电网技术,2020,44(9):3375-3382.
ZHANG Zhenyu, WANG Wenzhuo, MA Xiaowei, et al. Reserve of power system considering renewable energy based on risk control[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3375-3382.
- [4] 何剑,屠竞哲,孙为民,等.美国加州“8·14”、“8·15”停电事件初步分析及启示[J].电网技术,2020,44(12):4471-4478.
HE Jian, TU Jingzhe, SUN Weimin, et al. Preliminary analysis and lessons of California power outage events on August 14 and 15, 2020[J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4471-4478.
- [5] 电力系统技术导则:SD 131—1984[S].北京:水利电力出版社,1984.
Technical guidelines for power systems: SD 131—1984 [S]. Beijing: Water Resources and Electric Power Press, 1984.
- [6] 梁访,潘毅,许丹,等.基于极限场景分析的电力系统有功功率和备用协调调度[J].电力系统自动化,2019,43(22):101-109.
LIANG Fang, PAN Yi, XU Dan, et al. Coordinated dispatching of active power and reserve for power system based on extreme scenario analysis [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(22): 101-109.
- [7] LIU F, BIE Z, LIU S Y, et al. Day-ahead optimal dispatch for wind integrated power system considering zonal reserve requirements[J]. Applied Energy, 2017, 188: 399-408.
- [8] 周华锋,胡亚平,聂涌泉,等.区域互联电网电能量与备用辅助服务联合优化模型研究[J].电网技术,2020,44(3):991-1001.
ZHOU Huafeng, HU Yaping, NIE Yongquan, et al. Co-optimization model of energy and reserve auxiliary service for regional interconnected power grid [J]. Power System Technology, 2020, 44(3): 991-1001.
- [9] 黄煜,徐青山,许彪,等.采用图割算法的含风电电网动态分区备用配置[J].中国电机工程学报,2020,40(12):3765-3775.
HUANG Yu, XU Qingshan, XU Biao, et al. Graph cut method for dynamic zonal reserve allocation in power grid with wind power integration[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(12): 3765-3775.
- [10] 刘扬,严正,马洪艳,等.风电接入下基于半监督谱聚类的备用动态分区方法[J].电力建设,2018,39(1):90-98.
LIU Yang, YAN Zheng, MA Hongyan, et al. Reserve dynamic zone partitioning method based on semi-supervised clustering considering wind power [J]. Electric Power Construction, 2018, 39(1): 90-98.
- [11] WANG F Y, HEDMAN K W. Dynamic reserve zones for day-ahead unit commitment with renewable resources [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(2): 612-620.
- [12] ABEDI S, HE M, GIESSELMANN M. Graph partitioning-based zonal reserve allocation for congestion management in power systems with wind resources[C]// 2016 North American Power Symposium (NAPS), September 18-20, 2016, Denver, USA: 1-6.
- [13] 王魁,张步涵,闫大威,等.含大规模风电的电力系统多时间尺度滚动协调调度方法研究[J].电网技术,2014,38(9):2434-2440.
WANG Kui, ZHANG Buhuan, YAN Dawei, et al. A multi-time scale rolling coordination scheduling method for power grid integrated with large scale wind farm [J]. Power System Technology, 2014, 38(9): 2434-2440.
- [14] 陈哲,王檀裕,郭创新,等.基于风险的多区互联电力系统分布式鲁棒动态经济调度[J].电力系统自动化,2021,45(23):113-122.
CHEN Zhe, WANG Luyu, GUO Chuangxin, et al. Risk-based distributed robust dynamic economic dispatch for interconnected multi-regional power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(23): 113-122.
- [15] 罗超,杨军,孙元章,等.考虑备用容量优化分配的含风电电力系统动态经济调度[J].中国电机工程学报,2014,34(34):6109-6118.
LUO Chao, YANG Jun, SUN Yuanzhang, et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power system considering optimal scheduling of reserve capacity [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6109-6118.
- [16] 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 Xiaomeng, TAYIERJIANG Baheyi, YANG Libin, et al. Optimizing the spinning reserve in wind power system using scenario method[J]. Power System Technology, 2018, 42(3): 835-841.
- [17] 张丹宁,徐箭,孙元章,等.含风电电力系统日前备用动态评估与优化[J].电网技术,2019,43(9):3252-3260.
ZHANG Danning, XU Jian, SUN Yuanzhang, et al. Day-ahead dynamic estimation and optimization of reserve in power systems with wind power [J]. Power System Technology, 2019, 43(9): 3252-3260.
- [18] 卢开澄,卢华明.图论及其应用[M].2版.北京:清华大学出版社,1995.
LU Kaicheng, LU Huaming. Graph theory and its application [M]. 2nd ed. Beijing: Tsinghua University Press, 1995.
- [19] 张伯明,陈寿孙,严正.高等电力网络分析[M].2版.北京:清华大学出版社,2007:212-214.
ZHANG Boming, CHEN Shousun, YAN Zheng. Analysis of advanced power network [M]. 2nd ed. Beijing: Tsinghua University Press, 2007: 212-214.
- [20] ZHANG Z S, SUN Y Z, GAO D W, et al. A versatile probability distribution model for wind power forecast errors and its application in economic dispatch[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 3114-3125.
- [21] GUO Z W, PINSON P, CHEN S B, et al. Chance-constrained peer-to-peer joint energy and reserve market considering renewable generation uncertainty [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(1): 798-809.
- [22] WANG F Y, HEDMAN K W. Reserve zone determination based on statistical clustering methods [C]// 2012 North American Power Symposium (NAPS), September 9-11, 2012, Champaign, USA: 1-6.
- [23] 杨阳.考虑负运行备用的电力系统可靠性分析及其优化调度研究[D].杭州:浙江大学,2020.
YANG Yang. Operating reliability analysis and optimization research of power system considering down operating reserve

- [D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2020.
- [24] YANG Z R, CORANDER J, OJA E. Low-rank doubly stochastic matrix decomposition for cluster analysis [J]. The Journal of Machine Learning Research, 2016, 17(1): 6454-6478.
- [25] 包铭磊,王可欣,丁一,等.考虑电、气备用协同配置的故障传播影响抑制策略[J].电力系统自动化,2022,46(5):40-53.
BAO Minglei, WANG Kexin, DING Yi, et al. Containment strategy of failure propagation impacts considering coordinated allocation of power and natural gas reserve [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(5): 40-53.
- [26] BOUFFARD F, GALIANA F D, CONEJO A J. Market-clearing with stochastic security-Part I: formulation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4): 1818-1826.
- [27] 曹敏健,胡泽春,孟颖,等.含抽蓄电站与新能源发电的柔性直流系统日前优化调度方法[J].电力系统自动化,2021,45(15): 36-44.
CAO Minjian, HU Zechun, MENG Ying, et al. Day-ahead optimal dispatch method for flexible DC system with pumped storage hydropower plant and new energy power generation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(15): 36-44.
- [28] 谢敏,韦薇,李建钊,等.储能电站参与能量-调频市场联合调度模式研究[J].电力建设,2019,40(2):20-28.
XIE Min, WEI Wei, LI Jianzhao, et al. Research on combined dispatching mode of energy storage in energy market and regulation market [J]. Electric Power Construction, 2019, 40(2): 20-28.
- [29] 国家能源局.2021年全国电力可靠性年度报告[EB/OL]. [2023-08-19].http://prpq.nea.gov.cn/ndbg/8540.html.
National Energy Administration. 2021 National electricity reliability annual report [EB/OL]. [2023-08-19]. http://prpq.nea.gov.cn/ndbg/8540.html.
- [30] HOLTINEN H, MILLIGAN M, ELA E, et al. Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(4): 713-723.

陈鸿鑫(1998—),男,硕士研究生,主要研究方向:电力系统优化运行与调度。E-mail:hongxinchen@zju.edu.cn

惠恒宇(1997—),男,博士研究生,主要研究方向:综合能源系统和需求响应。E-mail:huihengyu@zju.edu.cn

包铭磊(1994—),男,博士,主要研究方向:综合能源系统、可靠性和电力市场。E-mail:baominglei@zju.edu.cn

丁一(1978—),男,通信作者,教授,博士生导师,主要研究方向:智能电网、复杂多状态工程系统可靠性、电力系统规划与可靠性评估和电力经济。E-mail:yiding@zju.edu.cn

(编辑 顾晓荣)

Optimization Model for Reserve of Power System with Renewable Energy Considering Reliability Constraints of Dynamic Partitioning

CHEN Hongxin¹, HUI Hengyu¹, BAO Minglei¹, DING Yi¹, XU Lizhong², GUO Chao³

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;

2. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310007, China;

3. Hangzhou City University, Hangzhou 310015, China)

Abstract: With the continuous integration of large-scale renewable energy, the traditional scheduling method for reserve allocation from the system level may cause the reserve of different zones to not be shared due to the transmission congestion. It is necessary to optimize the reserve from the regional level. However, the existing partitioning reserve optimization models usually adopt deterministic methods, and it is difficult to effectively reflect the reserve requirements of different zones due to the influence of multiple uncertain factors such as renewable energy fluctuations, generation unit failures, and line breakage faults. Therefore, an optimization model for partitioning reserves considering the partitioning reliability constraints is constructed to realize the refined reserve management. Firstly, the massive uncertain scenarios are built through the Monte Carlo simulation method to evaluate the line congestion risk in each scenario. Secondly, taking the generation shift distribution factor weighted with congestion risks as the partitioning basis, the nodes are clustered by low-rank doubly stochastic matrix decomposition to realize the dynamic partitioning of power grids. On this basis, the partitioning reliability constraints considering the multiple uncertain factors are constructed, and the optimization model for the partitioning reserve embedded with the partitioning reliability constraints is proposed. The simulation results for the IEEE 118-bus test system and a provincial-level power grid of China demonstrate that the proposed model can effectively alleviate the transmission congestion risk of reserve, ensure the availability and sufficiency of the reserve allocation, and improve the reliability of zonal power supply.

This work is supported by State Grid Corporation of China (No. 5108-202218280A-2-448-XG).

Key words: renewable energy; power system; reserve optimization; reliability; dynamic partitioning; transmission congestion

