

大规模风电并网系统容量效益裕度计算模型研究

李国庆, 刘 玢, 陈厚合

(东北电力大学 电气工程学院, 吉林 吉林 132012)

摘要: 可用输电能力(ATC)是衡量系统安全稳定运行的技术指标,对于电网运行的可靠性和经济性具有重要的意义。容量效益裕度(CBM)作为直接影响 ATC 计算可信度的一个重要因素,需要构建更加合理、准确的计算模型。针对大规模风电并网后系统的 CBM 计算模型开展研究:首先,为应对风电间歇性扰动,提出基于可靠性指标(缺电时间期望指标)的区域电网 CBM 概率性计算模型;然后,对于多区域电网,计算出某时段各区域的缺电量后,以经济性最佳为目标,构建送电区域各机组发电裕度优化分配模型,进而确定区域间各输电断面 CBM 的大小;最后,以 IEEE 30 和 IEEE 118 节点系统为例分析验证了所构建模型的合理性和有效性。

关键词: 风电; 容量效益裕度; 可靠性; 经济分配; 可用输电能力

中图分类号: TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.07.001

0 引言

由于风电的随机性、波动性和间歇性^[1-2],风电并网给电力系统区域间可用输电能力 ATC(Available Transfer Capability)^[3-5]计算的可信性带来巨大挑战^[6-8]。在 ATC 的计算中,容量效益裕度 CBM(Capacity Benefit Margin)是指负荷所在处的主输电系统为供电服务公司留取的一部分线路传输功率,以保证电力系统运行的可靠性水平^[9]。CBM 留取的合理性和准确性将直接影响所发布 ATC 值的可信度,进而影响系统运行的可靠性和经济性。随着大规模风电并网运行,为了确保系统 ATC 评估的可信性和准确性,需要对区域电网 CBM 的计算模型及多区域电网输电断面 CBM 的求取模型进行更为深入的研究^[10-11]。

当前,电力系统对于 CBM 的研究尚不够完善,关于新能源并网对 CBM 留取的影响、CBM 留取对系统 ATC 可信度的影响及对系统运行可靠性和经济性的影响尚未考虑在内。文献[12-13]采用传统的确定性方法计算 CBM,主要考虑传统机组停机故障等不确定性因素,其发生概率较小,因此 CBM 大小一般取系统内最大发电出力的一个倍数,或者取最大输电能力 TTC(Total Transfer Capability)的一个固定百分比。此类计算方法并不能很好地反映系统变化对 CBM 的影响,特别是风电并网后,该方法将难以应对风电波动性的影响。文献[14]按照与各区域缺电时间期望 LOLE(Loss Of Load Expectation)

指标大小成反比的方法进行输电断面 CBM 分配,此类方法虽然步骤简单且计算速度快,但未考虑系统运行的经济性,只是简单地按照 LOLE 指标对 CBM 进行分配。文献[10]采用概率性方法对 CBM 进行计算,并以各输电断面 CBM 之和最小为目标对各输电断面 CBM 进行经济分配,此类方法可使系统的 ATC 值最大化,但并未考虑系统留取 CBM 的成本问题和系统运行经济性。

因此,本文首先针对大规模风电并网对系统运行可靠性的影响,引入可表征系统运行可靠性的 LOLE 指标^[15],通过计算系统发电裕度建立其与 LOLE 指标的对应关系;然后,综合考虑风电场出力随机性、负荷波动、常规机组故障等各种不确定性因素对系统发电裕度的影响,建立各不确定性因素与系统 LOLE 指标的内在联系。对于区域电网,本文根据系统对可靠性指标的不同要求,根据系统输电断面 CBM 大小与 LOLE 指标的对应关系,建立 CBM 计算模型;对于多区域电网,以区域电网 CBM 计算模型为基础,构建以经济性为目标、满足可靠性约束的送电区域各机组发电裕度分配及多区域电网各输电断面 CBM 留取的数学模型,力求在保证风电并网后系统运行可靠性的基础上,提升系统运行的经济性;最后,以 IEEE 30 节点和 IEEE 118 节点系统为例进行分析验证。

1 区域电网 CBM 模型及计算

大规模风电并网后,风电出力的波动性和随机性增加了系统运行的不确定性。根据 CBM 的物理意义,其为从互联区域输入电能提供了必要条件,当系统运行可靠性降低时,能够通过输电断面预留的 CBM 从其互联电网输入电能,从而改善系统运行的可靠性。因此,电力系统输电断面 CBM 的大小与系统要求的可靠性水平相关。本文基于系统对可靠性指标的不同

收稿日期:2015-05-26;修回日期:2016-04-17

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51377016,51477027);长江学者和创新团队发展计划资助项目(IRT1114);吉林省科技发展计划项目(20130206038GX,20140101080JC)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51377016,51477027),Changjiang Scholars and Innovative Team Development Plan(IRT1114) and Science and Technology Development Program of Jilin Province(201302-06038GX,20140101080JC)

要求建立区域电网 CBM 计算模型以保障系统运行的可靠性。

1.1 区域电网发电裕度建模

风电所特有的电源特性成为影响系统运行可靠性的关键因素。本文利用蒙特卡洛模拟法模拟风电场的随机因素,考虑风电场风速的随机性,并根据风力发电机组的输出功率曲线进行风电机组出力预测,计算风电场各时段综合输出功率。

根据系统发电量与负荷的关系,确定系统的发电裕度 M ,即系统的总发电量超出系统负荷的部分。借助 M 表征该区域的发电量是否足够支撑其负荷,当系统发电量不足时,通过输电断面上所留取的 CBM,使得该区域可以从与其互联的送电区域输入电能,以满足系统可靠性要求。

根据系统中常规机组出力模型(C)和风电机组出力模型(W),求出系统的总出力 $G=W+C$ 。由于 G 、 W 、 C 均为离散的随机变量,故可利用卷积公式求取 G 的概率质量函数:

$$P_G(W+C=z) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} [P_W(W=z-k) \cdot P_C(C=k)] \quad (1)$$

其中, $P_G(W+C=z)$ 为 G 数组的概率质量函数; k 为自变量; $P_W(W=z-k)$ 为 $W=z-k$ 时的概率; $P_C(C=k)$ 为 $C=k$ 时的概率。

考虑系统中负荷的波动性,设负荷模型为 L ,则系统的发电裕度为 $M=G-L$ 。系统的总出力与总负荷是相互独立的随机变量,所以仍然利用卷积公式求取 M 的概率质量函数:

$$P_M(G-L=z) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} [P_G(G=z+k) \cdot P_L(L=k)] \quad (2)$$

其中,设 $G-L=z$, $P_M(G-L=z)$ 为 M 数组的概率质量函数; k 为自变量; $P_G(G=z+k)$ 为 $G=z+k$ 时的概率; $P_L(L=k)$ 为 $L=k$ 时的概率。

求取 M 的概率质量函数时,以式(2)为目标,综合考虑系统的有功平衡约束:

$$\sum_{i=1}^N p_i(t) = L - \sum_{j=1}^S D_{w_j}(t) \quad (3)$$

机组容量约束:

$$p_{\min} \leq p_i(t) \leq p_{\max} \quad (4)$$

机组爬坡率约束:

$$R_{\text{Damp},i} \Delta T \leq p_i(t) - p_i(t-1) \leq R_{\text{Uamp},i} \Delta T \quad (5)$$

其中, N 为常规机组台数; S 为风电机组台数; L 为负荷预测值; $\sum_{j=1}^S D_{w_j}(t)$ 表示风电机组总出力值; $\sum_{i=1}^N p_i(t)$ 表示常规机组总出力值, $p_i(t)$ 为第 i 台常规机组的出力; p_{\min} 和 p_{\max} 分别为机组 i 的最小和最大出力限值; $R_{\text{Damp},i}$ 和 $R_{\text{Uamp},i}$ 分别为机组 i 的有功出力下降速率和上升速率,单位为 MW/min。

1.2 区域电网 CBM 计算

对某一确定的区域电网,当风电并网运行后,根

据上述模型,可求取风电场出力模型 W 、常规机组出力模型 C 及负荷模型 L 。由式(1)、(2)以及约束条件式(3)—(5),可求得 M 的概率质量函数并绘制 M 的概率分布函数曲线,如图 1 中实曲线所示。LOLE 指标是指某个时段系统容量小于日最高负荷天数的期望值^[16]。对 M 的负值区域的概率进行累积分布处理,可求出此时 M 与 LOLE 的对应关系。当系统对 LOLE 指标要求不同时, M 的概率分布发生变化,进而输电断面留取的 CBM 相应变化。经过计算,得到当 LOLE 为 α 时, CBM 为 0。若系统对可靠性要求提高, LOLE 为 β 且 $\alpha > \beta$ 时, M 的概率分布发生变化,如图 1 中虚曲线所示,进而经过计算得到输电断面留取 φ MW CBM,当系统为受电区域时便可以从其互联的送电区域输入不超过 φ MW 的电能,弥补系统发电量不足,供给负荷。

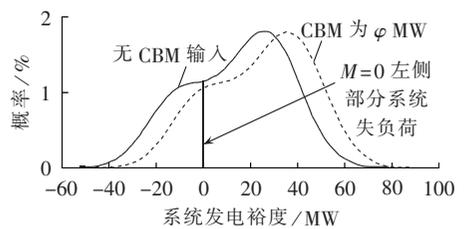


图 1 某时刻系统发电裕度的概率分布

Fig.1 Probability distribution of generation margin at a particular moment

因此,根据不同系统对于 LOLE 指标的不同要求,可求出该时段输电断面需要为本区域留取的 CBM 的大小。根据 LOLE 与 CBM 之间的对应关系,可绘制其关系曲线,以 CBM 取值为横坐标, LOLE 大小为纵坐标,如图 2 所示,以便在之后的实用计算中应用该曲线根据系统对可靠性指标的不同要求求取对应的 CBM 的大小。若系统要求的可靠性指标 LOLE 为 θ h/a,则通过该曲线中所标注的点可以求出,此时 CBM 为 γ MW。即为满足系统可靠性要求,该时段系统输电断面需要为其留取的 CBM 大小为 γ MW。

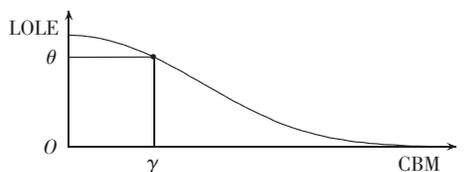


图 2 某时刻 CBM-LOLE 关系曲线

Fig.2 CBM-LOLE curve at a particular moment

2 多区域电网 CBM 求取模型

当互联电网存在多个区域电网时(以区域 A 、 B 、 C 3 区电网为例),如果区域 B 、 C 同时为送电区域、区域 A 为受电区域,区域 B 、 C 至区域 A 的输电断面留取的 CBM 可分别记为 $C_{B \rightarrow A}$ 和 $C_{C \rightarrow A}$,指为满足受电区域可靠性指标, B 或 C 送电区域单独作用时输电断

面为受电区域留取的 CBM,由前文方法可分别计算得到 B、C 两区域至 A 区输电断面留取的 CBM 之和,即 $C_{B \rightarrow A} + C_{C \rightarrow A}$ 。该代数和已超过区域 A 的实际需求,造成一定程度的经济浪费。故本文综合考虑 B、C 送电区域协同向受电区域 A 输送电能,提高受电区域可靠性并减少电能浪费。此时系统输电断面中留取 CBM 的大小等于送电区域各机组为受电区域预留发电裕度的总和。因此,以送电区域各机组发电裕度获取经济性最佳为目标得到各时段送电区域各机组为受电区域预留发电裕度的大小,进而求得各送电区域至受电区域输电断面上 CBM 的大小,使系统运行可靠性得到保障且经济性提高。

2.1 目标函数

以所有送电区域各机组为受电区域所留取发电裕度获取总成本最小为多区域电网各输电断面 CBM 模型的目标函数:

$$\min C(q_i) = \sum_{i=1}^n [F_i(q_i)] \quad (6)$$

其中, n 为可调度的机组总数; q_i 为机组 i 为受电区域预留的发电量,即通过输电断面上的 CBM 向受电区域传输功率的大小; $F_i(q_i)$ 为机组 i 所预留发电裕度成本,以二次函数表示为 $F_i(q_i) = a_i q_i^2 + b_i q_i + c_i$, 其中, a_i, b_i, c_i 为给定常数。

2.2 约束条件

首先,各机组出力要在其可行范围内;其次,受电区域可靠性未达到系统要求时,送电区域应在满足其自身可靠性要求的基础上,通过输电断面 CBM 将各机组留取的发电裕度输送至受电区域,以弥补受电区域可靠性的不足,故约束条件如下:

$$0 \leq q_i \leq P_i - p_i \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^n q_i \geq C_A \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^b q_i \leq C_B \quad (9)$$

$$\sum_{i=1}^c q_i \leq C_C \quad (10)$$

其中, P_i 为机组 i 的最大技术出力; p_i 为机组 i 现有的有功出力; C_A 为此时段受电区域 A 的发电不足量,为满足系统可靠性要求所需从互联区域输入功率的大小,即输电断面需要为区域 A 留取 CBM 的大小; b, c 分别为此时段区域 B、C 机组中未满发的机组数量; C_B, C_C 为此时段送电区域 B、C 中各机组发电裕度大小的总和,即在满足自身系统可靠性约束后可以通过输电断面中留取的 CBM 向区域 A 输送电能的大小。

约束条件中,式(7)表示送电区域机组提供的通过输电断面中的 CBM 向受电区域传输的功率的大小在其可行范围内,即在保证其所在区域安排的发电

量后可以提供的有功功率的范围;式(8)表示送电区域向受电区域输送一部分功率后能够使受电区域满足可靠性要求;式(9)、(10)表示送电区域通过输电断面中 CBM 为受电区域输送功率后,其自身运行仍然满足可靠性水平要求。

3 模型的求解

遗传算法 GA(Genetic Algorithm)模拟物竞天择的生物进化过程,包括遗传、突变、自然选择以及杂交等。该方法已被引入广泛的工程问题中,进而快速发展成一种“自适应启发式概率性迭代式全局搜索算法”。采用 GA 求解多区域电网送电区域各机组发电裕度经济分配模型流程如图 3 所示。

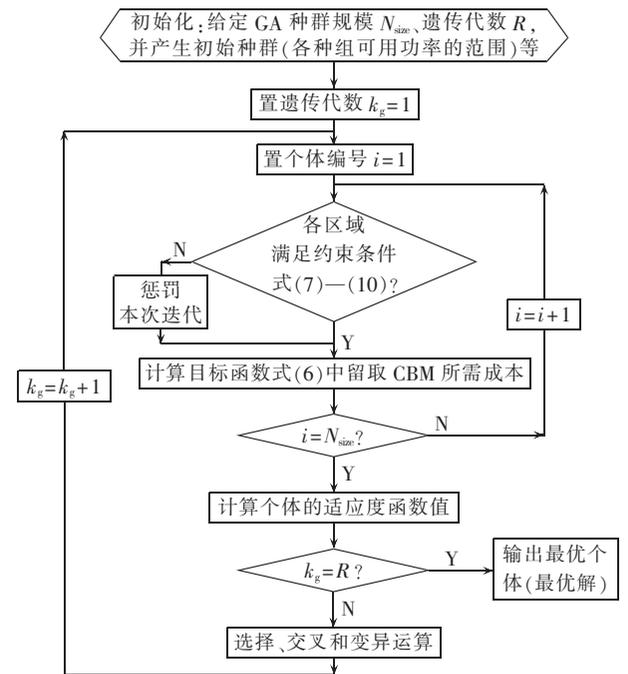


图 3 GA 流程图
Fig.3 Flowchart of GA

4 算例分析

4.1 IEEE 30 节点系统算例分析

首先以 IEEE 30 节点 3 区系统为例进行分析,该系统常规机组装机容量为 435 MW,区域 A、B、C 的节点 16、3、28 各加入 10 MW 的风电场(考虑到风电的波动性,本算例选取风电在电网中的贡献率不超过 10%),系统结构如图 4 所示。

采用蒙特卡洛抽样 24 h 风电场出力模型 W、常规机组出力模型 C 及负荷模型 L,取 LOLE < 1d/10 a (或 LOLE < 2.4 h/a),即 10 a 中负荷超过最大发电容量的时间累计最多不超过 1 d。由式(1)和(2)及 CBM-LOLE 曲线分别计算各时段输电断面 CBM 值如图 5 所示,CBM 大于 0 代表系统满足可靠性要求,各机组可通过输电断面上的 CBM 向外界提供电能;CBM 小

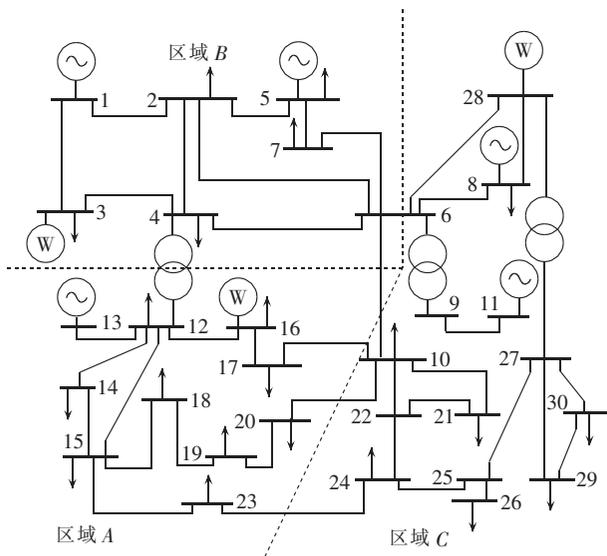


图 4 IEEE 30 节点系统图
Fig.4 IEEE 30-bus system

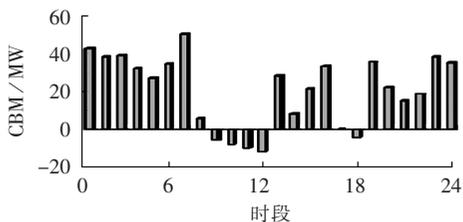


图 5 IEEE 30 节点系统输电断面 CBM 留取情况
Fig.5 Calculated CBM of transmission section of IEEE 30-bus system

于 0 代表系统可靠性未满足要求,需在输电断面为其预留 CBM 从互联电网输入电能。

区域 A、B、C 的 10 MW 风电场出力预测、常规机组出力及负荷预测数据分别如图 6、7、8 所示。同样采用本文所建区域电网 CBM 计算模型,根据区域 A、B、C 的出力及负荷情况计算各时段各区域输电断面

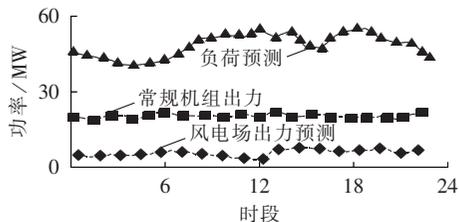


图 6 区域 A 的发电量和负荷情况
Fig.6 Power generation and load of region A

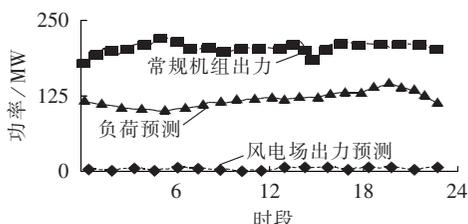


图 7 区域 B 的发电量和负荷情况
Fig.7 Power generation and load of region B

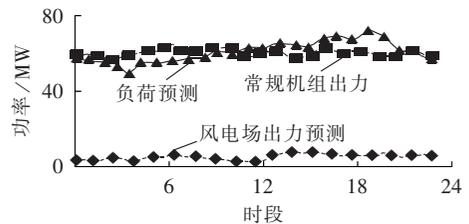


图 8 区域 C 的发电量和负荷情况
Fig.8 Power generation and load of region C

上的 CBM,计算结果如图 9 所示。由图 9 可见,区域 A 发电量不足,可靠性不满足要求,需要输电断面为其预留 CBM 从互联电网输入电能;而区域 B、C 可靠性满足要求,各机组可通过输电断面上的 CBM 向外界提供电能。限于篇幅,以第 13 个时段为例进行分析:该时段,由于受电区域 A 系统可靠性未满足要求,需从外界输入 37.2 MW 功率,因此输电断面共需要为其留取 CBM 37.2 MW;送电区域 B 和 C 中各机组可分别通过输电断面向互联区域输送的功率总和分别为 81.9789 MW 和 13.3401 MW。

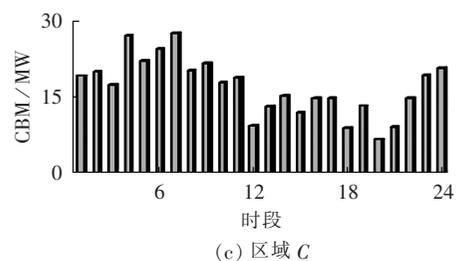
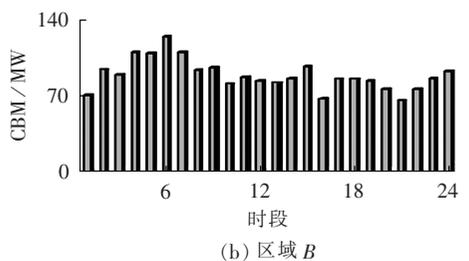
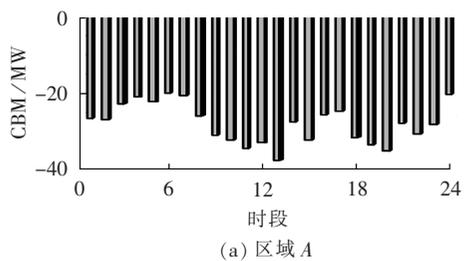


图 9 IEEE 30 节点系统各区域输电断面 CBM 留取情况
Fig.9 Calculated CBM of three regional transmission sections of IEEE 30-bus system

采用本文送电区域各机组发电裕度经济分配模型,可将遗传算法种群大小设为 $N_{size}=100$,迭代终止次数为 200。根据各区域该时段发电情况及输电断面 CBM 值,计算可得到第 13 个时段系统送电区域各机组为受电区域预留发电裕度分配情况如表 1 所示。各送电区域发电机组为受电区域预留发电裕度

表 1 IEEE 30 节点系统第 13 个时段送电区域机组发电裕度

Table 1 Generation margin of units in feeding regions of IEEE 30-bus system in 13th period

| 区域 | 机组号 | 发电裕度/MW |
|----------|-----|----------------------|
| B | 1 | 23.2957 |
| | 2 | 5.7922 |
| | 5 | 1.2485 |
| C | 8 | 4.9204 |
| | 11 | 1.9436 |
| 所需总费用/\$ | | 6.8299×10^4 |

的总和即为该送电区域至受电区域输电断面留取 CBM 的大小,则各送电区域至受电区域输电断面 CBM 优化结果见表 2,算法收敛过程见图 10。

表 2 IEEE 30 节点系统第 13 个时段输电断面留取的优化 CBM

Table 2 Optimized CBM of transmission sections of IEEE 30-bus system in 13th period

| 输电断面 | CBM/MW |
|------|---------|
| B→A | 30.3364 |
| C→A | 6.8640 |

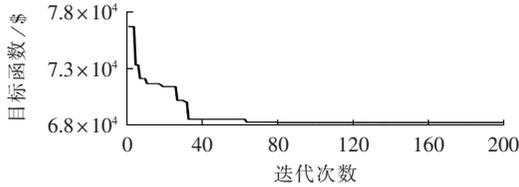


图 10 IEEE 30 节点系统第 13 个时段所需费用最小化收敛过程

Fig.10 Convergence process of cost minimization for IEEE 30-bus system in 13th period

若采用传统的确定性 CBM 留取方法,即简单地 将输电断面的 CBM 直接留取为一个确定的值,则本系统输电断面共需留取 CBM 为最大发电单元出力 40 MW,且传统方法直接按照与区域 B、C LOLE 指标大小成反比的方法对 CBM 进行分配。将本文概率性方法与传统确定性方法进行比较,结果如表 3 所示。由计算结果可见,传统方法是将 CBM 直接取为一个较大值,来保证系统运行可靠性,但无法保证经济性;而本文所构建模型是在满足系统要求的可靠性水平的基础上将 CBM 取为一个较小的值,且经济性较好,更为合理。

表 3 CBM 计算和分配结果对比

Table 3 Comparison of CBM calculation and allocation results

| 计算方法 | 输电断面 CBM 大小/MW | 输电断面 CBM 分配方案 | 总费用/\$ |
|------|----------------|-----------------|----------------------|
| 传统方法 | 40 | 与 LOLE 指标成反比分配 | 1.077×10^5 |
| 本文方法 | 37.2 | 送电区域发电机组经济性最优分配 | 6.8299×10^4 |

4.2 IEEE 118 节点系统算例分析

IEEE 118 节点系统可划分为 3 个区域^[17]。该系统总装机容量为 5790 MW。假设在系统中新增 500 MW 风电,平均分配在 A、B、C 3 个区域的节点 39、67 和

102。采用区域电网输电断面留取 CBM 模型,可以求得当 LOLE 为 2.4 h/a 时,该 118 节点系统各时段输电断面共为其留取 CBM 的大小,计算结果见图 11。

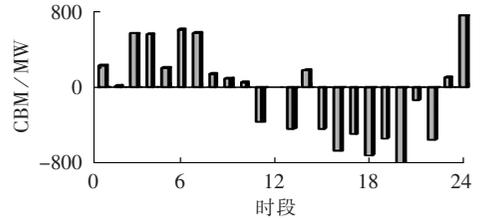


图 11 IEEE 118 节点系统各时段输电断面 CBM 留取情况

Fig.11 Calculated CBM of three regional transmission sections of IEEE 118-bus system

同样,可求得 A、B、C 3 区域各时段输电断面留取 CBM 的情况。以第 16 个时段为例,此时区域 A 可靠性未满足要求,为受电区域,需要输电断面留取 201.1714 MW 的 CBM。区域 B 和 C 可靠性已满足要求,为送电区域,各机组可分别通过输电断面上的 CBM 向外界输送功率 112 MW 和 534.8265 MW。由送电区域各机组发电裕度经济分配模型计算得,此时段该系统区域 B、C 各机组通过输电断面为区域 A 预留发电裕度经济分配结果如表 4 所示。进而可分别求得由区域 B、C 至区域 A 输电断面上 CBM 的优化结果如表 5 所示。图 12 为经济优化计算目标函数迭代 300 次的收敛过程。

若采用传统方法对 IEEE 118 节点 3 区系统进行 CBM 计算,可以得到此时输电断面为区域 A 共留取 CBM 为 450 MW,明显多于本文方法所求得的 201.1714 MW,故其所需经济成本必然高于本文方法的 6.2088×10^5 \$,对比结果如表 6 所示。

表 4 系统第 16 个时段送电区域发电裕度经济分配结果

Table 4 Results of generation margin economic allocation for feeding regions of system in 16th period

| 区域 | 向区域 A 输送功率 | | 区域 | 向区域 A 输送功率 | |
|--------|------------|---------|----------------------|------------|---------|
| | 机组号 | 功率值/MW | | 机组号 | 功率值/MW |
| B | 46 | 4.0938 | C | 80 | 19.0370 |
| | 49 | 15.8799 | | 85 | 2.4479 |
| | 54 | 1.7216 | | 87 | 3.5448 |
| | 55 | 3.1508 | | 89 | 29.9219 |
| | 56 | 3.8151 | | 90 | 2.4586 |
| | 59 | 3.7456 | | 91 | 3.6581 |
| | 61 | 9.9373 | | 99 | 3.3399 |
| | 62 | 3.2068 | | 100 | 10.9702 |
| | 65 | 9.4458 | | 103 | 6.6254 |
| | 66 | 14.4833 | | 104 | 3.6597 |
| | 69 | 5.5525 | | 105 | 2.8885 |
| | 70 | 8.2664 | | 107 | 1.9741 |
| | 72 | 3.1062 | | 110 | 2.8134 |
| | 73 | 0.8278 | | 111 | 6.7057 |
| | 74 | 3.2076 | | 112 | 3.8228 |
| | 76 | 1.2420 | | | |
| 77 | 2.4241 | | | | |
| 116 | 3.4896 | | | | |
| 总费用/\$ | | | 6.2088×10^5 | | |

表 5 IEEE 118 节点系统第 16 个时段
各输电断面 CBM 的优化结果

Table 5 Optimized CBM of transmission
sections of IEEE 118-bus system in 16th period

| 输电断面 | CBM/MW |
|------|----------|
| B→A | 97.5962 |
| C→A | 103.8680 |

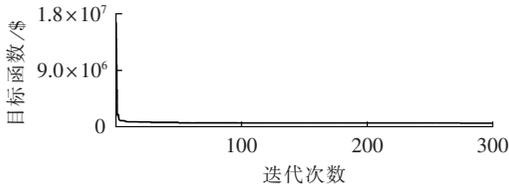


图 12 系统第 16 个时段费用最小化收敛过程

Fig.12 Convergence process of cost minimization
for system in 16th period

表 6 CBM 计算和分配结果对比

Table 6 Comparison of CBM calculation and
allocation results

| 计算方法 | 输电断面共为区域 A 留取 CBM 的大小/MW | 各输电断面留取 CBM 的分配方案 | 总费用/\$ |
|------|--------------------------|-------------------------|-----------------------|
| 传统方法 | 450 | 按照与 LOLE 指标成反比分配 | 3.68512×10^6 |
| 本文方法 | 201.1714 | 由区域 B、C 以经济性最优为目标分配到各机组 | 6.2088×10^5 |

由分析可见,本文所构建模型既保证了各时段系统运行的可靠性水平,又避免了资源浪费,实现了系统运行的经济性。因此,在电力系统区域间 ATC 的评估与决策中,采用基于可靠性指标并兼顾系统运行经济性的 CBM 模型是合理和有效的。

5 结论

本文提出了基于可靠性指标的 CBM 概率性计算模型,并对互联系统提出了以送电区域各机组预留发电裕度获取经济性最佳为目标的 CBM 分配模型。本文方法具有以下特点。

a. 不再按照传统的确定性方法将输电断面留取的 CBM 取为一个固定值,而是采用概率性方法进行 CBM 计算,根据系统发电裕度 M ,并引入 LOLE 指标,不同系统对于可靠性水平的要求不同时,其取值不同,通常系统所要求的 LOLE 取值为 2.4 h/a。充分考虑风电的波动性,通过绘制 CBM-LOLE 曲线并结合系统的可靠性要求,求取 CBM 的值。采用该方法计算后,输电断面留取 CBM 的大小有所降低,但仍然满足系统运行可靠性要求,使得 CBM 的留取更加科学、可靠,CBM 的合适取值减少了电力系统失负荷的概率,使发布的 ATC 的值更加可靠,为系统创造了效益。

b. 对互联系统输电断面进行 CBM 计算,不再采用未考虑系统运行经济性的传统方法只按照与各送

电区域 LOLE 指标大小成反比的方法进行经济分配,而是以送电区域各机组预留发电裕度获取经济性最优为目标,满足可靠性为约束,得到送电区域各机组预留发电裕度的分配方案,进而得到各输电断面 CBM 的值,确定最佳的运行方式,使系统运行的可靠性与经济性相结合。

参考文献:

- [1] WANG C, LU Z, QIAO Y. A consideration of the wind power benefits in day-ahead scheduling of wind-coal intensive power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1): 236-245.
- [2] DING Y, WANG P, GOEL L, et al. Long-term reserve expansion of power systems with high wind power penetration using universal generating function methods[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(2): 766-774.
- [3] NERC. Available transfer capability definitions and determination [R]. New Jersey, USA: North American Electricity Reliability Council, 1996.
- [4] 陈厚合, 李国庆, 姜涛. 计及静态电压稳定约束的交直流系统可用输电能力[J]. 电网技术, 2012, 36(2): 75-81.
CHEN Houhe, LI Guoqing, JIANG Tao. Available transfer capability of hybrid AC/DC power system considering constraint of static voltage stability[J]. Power System Technology, 2012, 36(2): 75-81.
- [5] SALIM N A, OTHMAN M M, SERWAN M S, et al. Determination of available transfer capability with implication of cascading collapse uncertainty[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2014, 8(4): 705-715.
- [6] LUO G, CHEN J, CAI D, et al. Probabilistic assessment of available transfer capability considering spatial correlation in wind power integrated system[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2013, 7(12): 1527-1535.
- [7] SHAYESTEH E, HOBBS B F, SODER L, et al. ATC-based system reduction for planning power systems with correlated wind and loads[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(1): 429-438.
- [8] ZHOU Z, BOTTERUD A. Dynamic scheduling of operating reserve in co-optimized electricity markets with wind power[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1): 160-171.
- [9] NERC. Transmission capability margins and their use in ATC determination [R]. New Jersey, USA: North American Electricity Reliability Council, 1999.
- [10] RAMEZANI M, HAGHIFAM M, SINGH C, et al. Determination of capacity benefit margin in multiarea power systems using particle swarm optimization [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 631-641.
- [11] 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.
- [12] EJEBE G C, WAIGHT J G, SANOTS-NIETO M, et al. Fast calculation of linear available transfer capability[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 15(3): 255-260.
- [13] LYON J D, HEDMAN K W, ZHANG M. Reserve requirements

Coordinated optimization of active power and reserve capacity for power grid with wind farm

LI Qian, LIU Tianqi, HE Chuan, ZHOU Yiguang, LI Xingyuan

(School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: The reserve capacity required against the forecast error and power output fluctuation due to the randomness and fluctuation of wind power is analyzed, the relationship between the reserve capacity demand and the power output of wind power is analyzed according to the probability distributions of wind forecast error and wind power fluctuation, and a reserve capacity demand model of wind power is proposed, based on which, a dispatch model with the coordinated optimization of active power and reserve capacity is established for the power grid with wind farm. The system reserve capacity demand is divided into two types: fast reserve and emergency reserve. The reserve capacities of two types can be optimally allocated among the units while the optimal power output schedule of each unit is achieved. The simulative calculations are carried out for the modified IEEE 6-bus system and IEEE 118-bus system, verifying the rationality and effectiveness of the proposed model and method.

Key words: wind power; probability distribution; operational reserve; coordinated optimization; dispatch

(上接第 6 页 continued from page 6)

to efficiently manage intra-zonal congestion[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1): 251-258.

[14] OU Y, SINGH C. Assessment of available transfer capability and margins[J]. IEEE Power Engineering Review, 2002, 22(5): 69.

[15] BENIDRIS M, MITRA J. Reliability and sensitivity analysis of composite power systems under emission constraints[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1): 404-412.

[16] MATOS M A, BESSA R J. Setting the operating reserve using probabilistic wind power forecasts[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(2): 594-603.

[17] MEHRJERDI H, LEFEBVRE S, SAAD M, et al. A decentralized control of partitioned power networks for voltage regulation and prevention against disturbance propagation[J]. IEEE Transactions

on Power Systems, 2013, 28(2): 1461-1469.

作者简介:



李国庆

李国庆(1963—),男,吉林长春人,教授,博士研究生导师,博士,从事电力系统安全性分析与控制、电力系统继电保护和配电系统自动化等领域的理论与应用研究;

刘 玢(1989—),女,吉林吉林人,硕士研究生,从事电力系统安全性分析方面的研究;

陈厚合(1978—),男,江苏徐州人,副教授,博士,从事电力系统安全性与稳定性方面的研究(E-mail: ChenHouhe@nedu.edu.cn)。

CBM calculation model for power system with large-scale wind power

LI Guoqing, LIU Bin, CHEN Houhe

(School of Electrical Engineering, Northeast Dianli University, Jilin 132012, China)

Abstract: ATC(Available Transfer Capability) is a technical index for evaluating the safety and stability of system operation and it is very significant of the reliability and economy of power system. Since the CBM(Capacity Benefit Margin) is a key factor directly affecting the accuracy of ATC, an accurate and feasible CBM calculation model is needed. The CBM calculation model is researched for the power system with large-scale wind power. Aiming at the intermittent disturbance of wind power, a probabilistic CBM calculation model based on LOLE(Loss Of Load Expectation, a reliability index) is proposed for the regional grid. For the multi-region grid, based on the calculated generation shortage of each region for a certain period, an optimal generation margin allocation model with the best economy as its objective is built for the units in a feeding region to further determine the CBM of each transmission section among regions. The calculative results for IEEE 30-bus system and IEEE 118-bus system verify the accuracy and effectiveness of the proposed model.

Key words: wind power; capacity benefit margin; reliability; economic allocation; available transfer capacity