

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200905

# 基于模糊机会约束规划的跨区直流电网系统优化调度

王磊, 张家敏

(安徽新能源利用与节能省级实验室(合肥工业大学), 安徽 合肥 230000)

**摘要:** 直流跨区输电成为当前新能源发电快速发展背景下新能源电力消纳和资源优化配置的有效手段之一, 但风力发电的不确定性也给跨区直流电网的决策调度带来困难。利用模糊参数对风电的不确定性进行描述, 以可信性测度为理论依据, 形成模糊机会约束, 建立了计及风电预测不确定性的跨区域日前调度模型。求解时将模糊机会约束清晰化, 降低了模型的求解难度, 并使用混合整数线性规划方法求解。算例分析表明, 相比传统的确定性模型, 该方法更能反映风电预测不确定性对直流跨区输电决策的影响, 验证了该模型的有效性。

**关键词:** 跨区直流输电; 新能源消纳; 风电不确定性; 模糊机会约束

## Optimal scheduling method for an inter-regional DC grid system based on fuzzy chance constrained programming

WANG Lei, ZHANG Jiamin

(Anhui Provincial Laboratory of Renewable Energy Utilization and Energy Saving  
(Hefei University of Technology), Hefei 230000, China)

**Abstract:** DC inter-regional power transmission has become one of the effective means for new energy power consumption and resource optimization against the background of rapid development of new energy power generation. However, the uncertainty of wind power generation also brings difficulties to the decision scheduling of a cross-area DC power grid. In this paper, fuzzy parameters are used to describe the uncertainty of wind power, and fuzzy chance constraints are formed on the basis of plausibility measurement to establish an inter-regional day-ahead scheduling model that takes into account the uncertainty of wind power prediction. The fuzzy chance constraint is clarified to reduce the difficulty of solving the model, and the model is solved by a mixed-integer linear planning method. The analysis of a case shows that the method in the paper better reflects the influence of wind power forecast uncertainty on the DC inter-regional transmission decision than the traditional deterministic model. This verifies the validity of the model.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2016YFB0900601) "Control and Protection for the Operation of Large-scale AC/DC Hybrid Connection Power Grid".

**Key words:** inter-regional DC transmission; new energy consumption; uncertainty of wind power; fuzzy chance constrained programming

## 0 引言

近年来, 随着新能源发电的迅速发展, 我国电力系统已逐渐形成逆向分布、集中并网的分布格局, 为提升新能源发电的消纳水平, 实现大范围内的能源优化配置, 大规模新能源发电经高压直流远距离输电的模式在我国西北等新能源资源丰富地区得到

了大力发展<sup>[1-4]</sup>。

新能源基地的发电水平与跨区直流输送功率直接相关<sup>[5]</sup>。为提高电网的调峰能力, 促进新能源的跨区消纳, 国内外在直流联络线功率传输优化模型的建立方面开展了较多的研究。文献[6]在不改变日交换电量前提下, 提出一种灵活调整直流联络线输送功率的优化运行模式以促进新能源电力的消纳。文献[7]提出一种考虑直流计划调整虚拟成本的高压直流联络线参与调峰的优化运行方法。文献[8]提出一种自由调节直流联络线功率的优化模式, 联络

基金项目: 国家重点研发计划资助(2016YFB0900601)“大型交直流混联电网运行控制和保护”

线功率仅受实际运行约束限制, 提高了直流功率调整的精确性。文献[9]提出了一种根据风电出力预测结果调整直流联络线功率的优化运行方法, 实现了直流联络线功率的平稳输送和风电的大量消纳。文献[10]研究不同区域间新能源发电功率的互补性并建立了考虑跨区直流功率优化的新能源消纳能力计算分析模型。文献[11]引入直流联络线开关状态变量, 改善了联络线功率阶梯数学模型。文献[12]考虑线路热载能力以提高风火打捆外送电线路利用率。文献[13]将省内安全约束调度模型扩展到省间大电网, 实现了大范围的资源优化配置。

目前对于新能源发电直流跨区调度的研究主要集中于直流联络线参与调峰等方面, 而针对风电出力不确定性对于新能源跨区调度的影响鲜有研究。风力发电具有随机性、波动性的特点, 大规模并网的风电给系统的调峰运行带来了不确定性因素。为应对风电实际出力小于预测出力的可能情况, 系统必须提前预留大量的旋转备用, 此举虽降低了系统的安全风险, 但同时也大大增加了运行成本。可见, 新能源跨区直流输电系统的日前调度计划应充分考虑如何平衡系统安全风险与运行成本之间的关系。

文献[14]利用场景法描述风电不确定性, 建立跨区日前日内调度模型, 求取统计意义上风电弃电最小的发输电计划, 但并未考虑系统经济性因素, 且场景法难以很好地描述风电的不确定性。文献[15]采用保守的确定性方法处理风电备用问题, 在备用约束中考虑风电的最大误差, 但这种方法需要大量的旋转备用来保障风电, 耗费了大量的成本和能源, 且当并网的风电功率较大时, 系统将无法提供足够的风电备用容量。文献[16]通过协调抽水蓄能与蓄电池以补偿风电功率的波动, 但调峰条件过于严苛且模型计算效率较低。

目前对风电的研究中, 文献[17-20]用随机变量描述风电出力的不确定性, 认为风速是服从 Weibull 分布的随机变量, 对风速样本进行随机取样, 通过风速与出力的关系得到风电出力, 虽然表现了风电的不确定性, 但刻画过于粗糙, 有很大的误差。文献[21]利用 Beta 分布概率密度函数族描述风电不确定性, 降低了风电概率分布模型的复杂程度, 但一定程度上会牺牲相应优化调度模型求解结果的最优性。文献[22]将风光出力的不确定性转化为相应储能提供的备用容量的不确定性, 实现了可靠性与经济性之间的平衡, 但仅适用于微网系统。

文献[23]通过实时调度修正风电预测误差, 但控制策略过于复杂。文献[24]通过安排电动汽车放电, 缓解风电波动性的不利影响。运用模糊理论,

可以用模糊参数表达风电出力, 通过约束条件的模糊性来表现风电出力的模糊性。显然, 使用模糊参数能够更好地表达风电出力的不确定性。但是在传统确定性模型中加入模糊参数, 将会使其约束条件失去意义, 导致模型难以求解。而且传统模糊论难以判定事物是否一定会发生, 只能给出“可能性”结论, 在实际决策中也不会采用在低可信性下得出的最优解。

可信性测度是基于可能性测度形成的模糊论体系<sup>[25]</sup>, 具有自对偶性的性质<sup>[26-27]</sup>。可信性测度能够判定事件是否一定发生<sup>[28]</sup>, 避免了可能性测度下的决策混乱问题。文献[29-30]将风电出力用模糊变量表示, 但只考虑了单个风电场出力的不确定性, 没有考虑风电大规模接入跨区直流电网的场景。

综上, 现有针对现有新能源发电跨区直流输电系统的研究中, 分析时鲜有结合风电出力的不确定性开展优化研究, 设置备用容量时并未充分考虑系统运行的经济性与安全性。因此本文利用基于模糊机会约束规划的随机化模型和可信性理论, 建立一种计及风电出力不确定性的跨区日前调度模型, 用模糊参数表达两区域的风电出力, 通过置信水平实现风险的可控, 最终作出兼顾安全性与经济性的日前调度计划。为使模型求解更加高效简单, 将模糊机会约束条件清晰化, 使用混合整数线性规划方法对其求解, 算例结果表明了本文方法可以充分考虑风电不确定性对跨区直流电网的影响, 改善系统运行的经济性与安全性。

## 1 基于可信性理论的模糊机会约束规划

模糊机会约束规划是当约束条件中存在模糊随机变量时, 且必须在预测到随机变量实现之前做出决策的情况下, 决策结果可能不满足约束条件, 这时可以允许决策结果在一定程度上不满足约束条件, 但该结果使约束条件成立的概率不小于可以接受的置信水平<sup>[31-32]</sup>。模糊机会约束的表现形式为

$$M[g(x, \xi) \leq 0] \geq \alpha \quad (1)$$

式中:  $x$  为决策变量;  $\xi$  为模糊变量;  $g$  为约束条件集合;  $\alpha$  为置信水平;  $M$  为测度函数。

模糊事件  $A$  的可信性测度表示为:  $M(A) = C_r(A)$ 。

且有如下公式:

$$C_r(\xi \in A) = \frac{\sup_{x \in A} \mu(x) + 1 - \sup_{x \in A^c} \mu(x)}{2} \quad (2)$$

式中:  $\mu$  为模糊变量  $\xi$  的隶属度函数;  $\sup$  为上界。可信性测度  $C_r$  具有自对偶性, 文献[29]对其进

行了严格的证明,认为可信度为 1 的事件必定发生,可信度为 0 的事件必定不发生,避免了传统隶属度计算可能导致的决策混乱问题。

## 2 基于模糊机会约束规划的跨区直流电网系统优化调度模型

### 2.1 风电预测误差的可信性分布函数

用风电预测误差的模糊性来表达风电的模糊性<sup>[27]</sup>,将预测值视为一个确定值,转而对误差进行模糊建模,定义风电预测的误差百分数  $\varepsilon_w$  为

$$\varepsilon_w \% = \frac{p'_w - p_w}{p'_w} \times 100\% \quad (3)$$

式中:  $p_w$ 、 $p'_w$  分别为风电实际出力和预测出力。误差有两种表现形式:若实际出力高于预测出力,则为正误差;若实际出力低于预测出力,则为负误差。可用柯西分布表示其隶属度  $\mu_w$ <sup>[25]</sup>。

$$\mu_w = \begin{cases} \frac{1}{1 + \sigma(\varepsilon_w / E_{w+})^2}, \varepsilon_w > 0 \\ \frac{1}{1 + \sigma(\varepsilon_w / E_{w-})^2}, \varepsilon_w \leq 0 \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $E_{w+}$ 、 $E_{w-}$  分别表示正误差和负误差的统计平均值;  $\sigma$  为权重。根据式(2),对  $\varepsilon_w \in R$ , 预测误差  $\xi$  的可信性测度为

$$C_r(\xi \leq \varepsilon_w) = \begin{cases} 1 - \frac{1}{2 \cdot [1 + \sigma(\varepsilon_w / E_{w+})^2]}, \varepsilon_w > 0 \\ \frac{1}{2 \cdot [1 + \sigma(\varepsilon_w / E_{w-})^2]}, \varepsilon_w \leq 0 \end{cases} \quad (5)$$

### 2.2 跨区直流电网最优经济效益的目标函数

优化调度的目的是在保证系统安全稳定运行的前提下,使系统在调度周期内总成本最低,其为各类电源的发电运行成本与机组启停机成本之和,对于该优化问题,列出如下目标函数

$$\min F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N f_i(P_{i,t}^n) + \sum_{t=1}^T M_{dc}^t + \sum_{i=1}^m (m_i c_i) \quad (6)$$

式中:  $T$  表示运行周期内的总时段数;  $N$  为火电机组的数量;  $f_i(\cdot)$  为第  $i$  台火电机组的发电成本函数;  $P_{i,t}^n$  为第  $i$  台火电机组在第  $n$  个时段的最优出力;  $m_i$  为第  $i$  台火电机组启停损耗;  $c_i$  为第  $i$  台火电机组在运行周期内的启停次数;  $M_{dc}^t$  为直流联络线在第  $t$  个时段的功率调整费用。

### 2.3 跨区直流电网最优经济效益的约束条件

本文设定研究场景为跨区域直流电网系统,假设电网送端为区域 a,受端为区域 b。

#### 1) 系统负荷平衡约束

$$P_{ac,t} + P_{aw,t} - P_{dc,t} = P_{ald,t} + R_{ald,t} \quad (7)$$

式中:  $P_{ac,t}$  为区域 a 火电机组出力之和;  $P_{aw,t}$  为区域 a 风电场总出力;  $P_{dc,t}$  为直流联络线在时段  $t$  的传输功率;  $P_{ald,t}$ 、 $R_{ald,t}$  为区域 a 的负荷水平及所需备用。

$$P_{bc,t} + P_{bw,t} + P_{dc,t} = P_{bld,t} + R_{bld,t} \quad (8)$$

式中:  $P_{bc,t}$  为区域 b 火电机组出力之和;  $P_{bw,t}$  为区域 b 风电场总出力;  $P_{bld,t}$ 、 $R_{bld,t}$  为区域 b 的负荷水平及所需备用。

#### 2) 火电机组运行特性约束

本模型中火电机组满足有功功率上下限约束、爬坡约束、启停约束,与传统机组特性约束相同,此处不再赘述。

#### 3) 直流联络线运行约束

##### (1) 直流输送电量约束

跨区直流功率输送计划主要由电量输送协议确定,为保障交易的正常进行,计划周期内输送的电量应该在协议规定的范围内。

$$W_{dc,\min} \leq \sum_{t=1}^T P_{dc,t} \Delta t \leq W_{dc,\max} \quad (9)$$

式中:  $\Delta t$  为单位时段时长;  $W_{dc,\max}$  和  $W_{dc,\min}$  分别为直流线路在计划周期内的最大、最小输送电量。

##### (2) 交换功率阶梯化约束

实际调度运行中,日前计划需要实现大范围的能源优化调度,两端电网的负荷波动和调峰需求对其影响较小,直流联络线的前日传输功率计划不应反复变动,而应尽量保持稳定平整;同时为了保证直流运行的可靠性和保护运行设备的使用寿命,直流联络线的传输功率应呈现阶梯形状<sup>[8]</sup>。

$$P_{dc,t} \in \{P_{dc1}, P_{dc2}, \dots, P_{dcn}\} \quad (10)$$

式中,  $P_{dc1}, P_{dc2}, \dots, P_{dcn}$  为直流联络线的固定运行功率档位。

##### (3) 调整间隔约束

直流联络线功率在一段时间内不应反复调整,在经过一次调整后,为了保持直流功率传输的稳定性,在规定的最小间隔时间内,应保持该功率稳定运行。

$$c_t + c_{t+\tau-1} \leq 1, \forall \tau \in [1, \dots, J-1] \quad (11)$$

式中:  $c_t$  是表示直流联络线功率在  $t$  时段内是否发生调整的 0-1 状态变量;  $J$  是直流联络线功率调整的最小间隔时间。

##### (4) 调节速率约束

$$\begin{aligned} P_{dc,t} - P_{dc,t-1} &\leq R_{dc}^+ \Delta t \\ P_{dc,t-1} - P_{dc,t} &\leq R_{dc}^- \Delta t \end{aligned} \quad (12)$$

式中,  $R_{dc}^+$  和  $R_{dc}^-$  分别为直联联络线功率的上升、下降速率限值。

#### 4) 决策可行域的模糊机会约束

由模糊参数表示的风电误差具有不确定性, 使得传统的确定性约束条件可能无法得到满足, 故结合式(3), 将确定性约束条件式(7)和式(8)改写为模糊机会约束条件, 使得决策结果不满足约束条件的概率小于要求的置信水平:

$$C_r \left[ \sum_{i=1}^{N_a} P_{ai,t} + P'_{aw,t} (1 + \varepsilon_w / 100) \leq P_{ald,t} + R_{ald,t} + P_{dc,t} \right] \leq \alpha \quad (13)$$

$$C_r \left[ \sum_{i=1}^{N_b} P_{bi,t} + P'_{bw,t} (1 + \varepsilon_w / 100) + P_{dc,t} \leq P_{bid,t} + R_{bid,t} \right] \leq \alpha \quad (14)$$

式中:  $N_a$ 、 $N_b$  分别为送端和受端的火电机组数量;  $\alpha$  定义为风险水平, 表示为机组出力低于负荷需求导致失负荷的可能性不超过  $\alpha$ 。

$\alpha$  描述了风电出力的不确定性给跨区直流电网系统带来的系统失衡风险, 其最大值由系统对风险的承受能力所决定。其对偶值  $(1-\alpha)$  反映了系统正常运行的可靠程度。

在确定性模型中, 为了应对风电出力不确定性所带来的风险问题, 往往加入旋转备用机组, 其功率大小由确定性公式根据风电预测值给出<sup>[33]</sup>。而在模糊机会约束的机组组合模型中, 用置信水平控制不确定性带来的风险大小, 故无需单独设定备用功率。

#### 2.4 模糊机会约束的清晰等价类与模型求解

为了简化模型的求解过程, 需要将模糊机会约束清晰化, 故引入预测修正系数  $\lambda$  对风电预测值进行修正, 将模糊机会约束条件转化为清晰等价类, 使其兼顾经济性与安全性。

将式(13)和式(14)代入式(5), 推导出

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_a} P_{ai,t} + \lambda P'_{aw,t} \geq P_{ald,t} + R_{ald,t} + P_{dc,t} \\ \sum_{i=1}^{N_b} P_{bi,t} + \lambda P'_{bw,t} + P_{dc,t} \geq P_{bid,t} + R_{bid,t} \end{cases} \quad (15)$$

其中,  $\lambda$  与风险水平  $\alpha$  的大小有关:

$$\lambda = \begin{cases} 1 + (E_{w+} \%) \left[ \frac{2}{\sigma(1-\alpha)} \right]^{\frac{1}{2}}, & \frac{1}{2} < \alpha \leq 1 \\ 1 - (E_{w-} \%) \left[ \frac{1-2\alpha}{2\sigma\alpha} \right]^{\frac{1}{2}}, & 0 < \alpha \leq \frac{1}{2} \end{cases} \quad (16)$$

同时本文采用分段线性化的方法, 将火电机组发电成本函数进行线性简化处理, 从而将混合整数非线性规划模型转化为混合整数线性规划模型, 降低了模型的求解难度, 可采用现有的求解工具求解。本文使用 Gurobi 软件包进行模型求解。

### 3 算例分析

#### 3.1 算例参数

跨区直流电网结构如图 1 所示, 送端和受端的风电装机占比分别为 49.19% 和 28.5%。直联联络线最大传输功率为 700 MW, 日计划传输电量范围为 11 851~15 167 MWh。

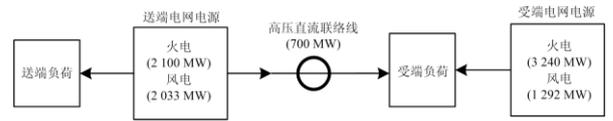


图 1 跨区直流输电示意图

Fig. 1 Schematic diagram of cross-area DC transmission

区域  $a$  和  $b$  分别采用中国西部某市和南方某市的典型日负荷曲线, 负荷备用设定为总负荷的 5%。风电预测误差可信性分布参数如下:  $E_{w+} = E_{w-} = 20\%$ ,  $\sigma = 2.333$ 。

#### 3.2 系统优化调度分析

图 2 给出了跨区直流系统在风险水平处于 0.1~0.5 之间的优化结果。可以看到随着  $\alpha$  增大, 总成本也随之降低, 即风险越大, 经济性越好。

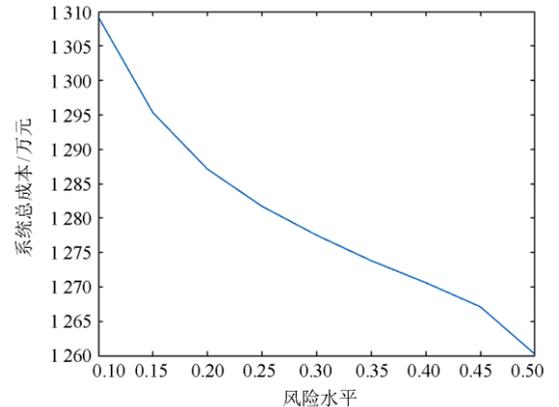


图 2 不同风险水平下的系统总成本

Fig. 2 Total cost of the system at different risk levels

风险水平反映了系统对风险的承受能力, 通过模糊机会约束, 可以将系统失衡的风险控制在可接受的置信水平之下, 实现对风险的把控。实际决策时可根据系统实际运行状态, 选择在可承受的风险水平之下能够获得最大经济收益的机组组合方案。

随着  $\alpha$  的增加, 送端和受端电网的运行费用、直流联络线调整费用见表 1。

表 1 不同风险水平下的费用

Table 1 Costs at different risk levels

风险水平	送端运行费用/万元	送端备用容量/MW	直流联络线功率调整费用/万元	受端运行费用/万元	受端备用容量/MW
0.10	561.22	5 649.4	0.7	747.22	4 281
0.15	550.67	4 797.7	0.7	743.96	4 034.3
0.20	541.82	4 308	0.8	744.51	3 862.1
0.25	537.93	3 995.1	0.8	742.93	3 741
0.30	535.04	3 761.8	0.8	741.63	3 642.1
0.35	532.54	3 560.5	0.8	740.48	3 555
0.40	530.39	3 387.7	0.8	739.38	3 471.6
0.45	528.09	3 201.8	0.8	738.20	3 381.9
0.50	523.59	2 839.6	0.8	735.84	3 202.3

由表 1 可以看出: 随着  $\alpha$  的增大, 送端和受端的备用容量和运行费用都随之减少。备用容量是系统为了应对风电不确定性的额外容量, 当机组出力小于负荷需求时, 产生的不平衡功率则由备用消除, 其大小是模糊机会约束模型中不考虑风电不确定性的传统确定性模型中火电机组出力水平的差值。

图 2 的曲线中,  $\alpha$  在 0.2 时出现明显拐点, 发电成本随风险水平增大而减小的趋势放缓, 可以认为风险的升高没有带来成本的显著降低, 因此可以认为 0.2 是最优风险水平。 $\alpha = 0.2$  时, 送端和受端的风电出力、常规机组出力、旋转备用如图 3 和图 4 所示。

### 3.3 不同调度模式对比分析

为对比分析不同调度模式下, 风电不确定性对于跨区直流电网的影响, 本节使用三种不同的调度模式进行对比分析。

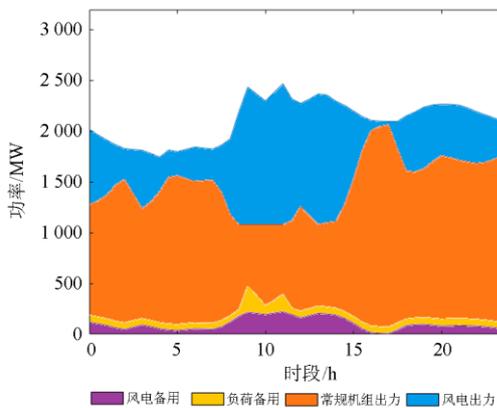


图 3 送端电网的发电与备用

Fig. 3 Generation and backup in the feeder grid

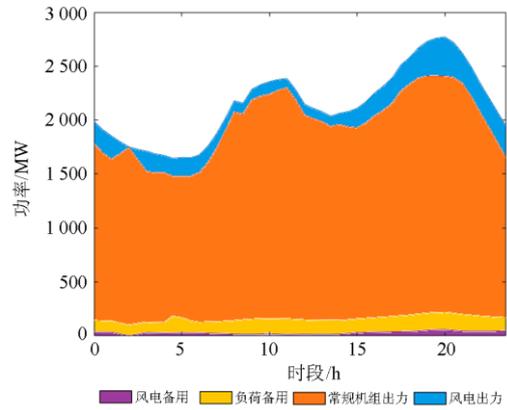


图 4 受端电网的发电与备用

Fig. 4 Generation and backup on the receiving grid

调度模式 1: 不考虑风电的不确定性, 基于日前风电出力的预测数据, 进行确定性跨区直流电网调度。

调度模式 2: 文献[15]采用的方法, 考虑风电的最大误差, 使用确定性方法计算备用容量, 进行跨区直流电网调度。

调度模式 3: 本文提出的调度模式, 用模糊参数表达风电出力的不确定性, 通过置信水平实现风险的可控, 作出兼顾安全性与经济性的跨区直流电网调度计划。本节仿真对比中, 模式 3 风险水平设置为 0.2。

表 2 为三种调度模式下跨区直流电网的失负荷电量。其中, 失负荷电量为各调度模式下, 由于风电出力的不确定性导致发电系统出力低于预期后, 不能被满足的负荷电量。

表 2 不同调度模式下的失负荷电量

Table 2 Missed load in different dispatch modes

调度模式	风电理论发电量/MWh	失负荷电量/MWh	失负荷率/%
1	19 765	2 244.7	2.39
2	19 765	0	0
3	19 765	0	0

从表 2 可以看出, 调度模式 2 和 3 的失负荷电量均为 0, 能够保证电力系统的安全运行。而调度模式 1 由于完全不考虑风电出力的不确定性, 当风电出力低于预期时, 发电量小于负荷量, 不得不放弃某些负荷需求, 严重时甚至危及整个电力系统的安全运行, 其失负荷电量占到了总负荷量的 2.39%, 证明在跨区直流电网的运行决策中考虑风电出力的不确定性是十分必要的。

根据表 3、表 4 和图 5 可以看出, 调度模式 2 相比调度模式 3, 备用容量增大 23.5%, 总运行费

用增大了 1.849%。尽管调度模式 2 和 3 都能够保证电力系统的安全运行, 但模式 2 对系统备用容量的要求过高, 使得系统运行的经济性降低, 增大了系统运行的成本。而模式 3 考虑了系统的置信水平, 可以在保证安全运行的基础上, 合理减少系统备用容量, 提高了系统运行的经济性。而调度模式 1 由于不考虑风电的不确定性, 预留的备用容量为 0, 故其总运行费用显然最低, 但牺牲了电网运行的安全性, 故并不值得提倡。

表 3 不同调度模式下的备用容量和计算时间

Table 3 Spare capacity and calculation time in different dispatch modes

调度模式	送端备用容量/MW	受端备用容量/MW	计算总时间/s
1	0	0	6.825
2	6 011.8	4 078.6	6.921
3	4 308	3 862.1	7.53

表 4 不同调度模式下的运行费用

Table 4 Operating costs in different dispatch models

调度模式	送端运行费用/万元	受端运行费用/万元	直流联络线功率调整费用/万元	总运行费用/万元
1	509.48	698.67	0.8	1 208.9
2	563.82	746.58	0.5	1 310.9
3	541.82	744.51	0.8	1 287.1

表 3 中调度模式 1 完全不考虑风电不确定性带来的影响, 进行确定性分析, 故其计算时间最短。模式 2 虽考虑预留备用来应对风电不确定性, 但同样是以确定性方法来计算备用容量, 故其计算时间与模式 1 相差很小。模式 3 是在系统置信水平的基础上, 用模糊参数表达风电的不确定性, 进行模糊机会约束分析计算, 故其计算时间相比前两者稍长, 但与其优越的决策效果相比, 这是可以接受的。

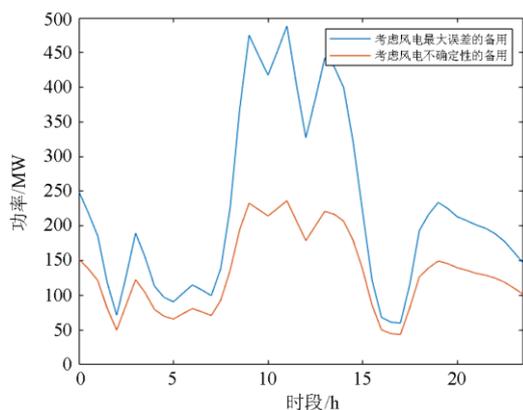


图 5 不同风电备用处理方法下的风电备用需求

Fig. 5 Wind power spare demand under different wind power spare treatment methods

## 4 结论

风电出力的不确定性, 给跨区直流电网调度运行带来困难。跨区直流电网系统应充分考虑风电不确定性的影响, 在满足可接受的置信水平的条件下, 决策应兼顾安全性与经济性。

本文改进了传统确定性跨区直流电网模型, 引入了可信性测度和模糊机会约束, 建立了计及风电不确定性的跨区优化调度模型。用风电预测误差的模糊性来表达风电出力的模糊性, 采用可信性测度避免了传统隶属度下模糊计算的决策混乱问题, 用置信水平来表达系统决策对风险的承受能力。求解中将模糊机会约束清晰化, 无需复杂的模糊模拟过程求解, 实现了模型的高效求解。算例验证表明:

1) 该模型能够反映风电不确定性对跨区直流系统的影响, 并将其所需求的系统备用容量量化, 同时实现可接受的置信水平下的模糊机会约束调度决策。

2) 系统的高可靠性需要高昂的运行成本来维持, 选择适度合理的风险水平可以减少系统的运行成本。考虑风电不确定性的模糊机会约束模型可以在风险可控的前提下, 作出兼顾经济性与安全性的决策计划。

3) 本文建立的跨区优化调度模型能够减轻风电不确定性对跨区直流系统的新能源消纳和调峰运行的不利因素影响, 使得直流联络线更好地联通两地能源网络, 实现资源的优化配置和经济运行。

## 参考文献

- [1] 刘增训, 游沛羽, 周勤勇. 适用高比例新能源系统广域消纳的输电技术研究综述[J]. 电力工程技术, 2020, 39(5): 59-70.  
LIU Zengxun, YOU Peiyu, ZHOU Qinyong. Transmission technologies adapting to power systems with widely-consumed high-proportion renewable energy[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(5): 59-70.
- [2] 齐方方, 王海云, 王维庆. 含风电的 VSC-HVDC 并网系统暂态特性分析[J]. 高压电器, 2019, 55(6): 212-217, 224.  
QI Fangfang, WANG Haiyun, WANG Weiqing. Analysis on transient characteristics of VSC-HVDC grid connected system with wind power[J]. High Voltage Apparatus, 2019, 55(6): 212-217, 224.
- [3] 游广增, 杨健, 李玲芳, 等. UPFC 在提高地区电网风电送出能力中的应用[J]. 高压电器, 2019, 55(10): 224-231.  
YOU Guangzeng, YANG Jian, LI Lingfang, et al. Application of unified power flow controller to wind

- power transmission capacity enhancement of regional power grid[J]. High Voltage Apparatus, 2019, 55(10): 224-231.
- [4] 杨楠, 崔伟, 王智伟, 等. 含风电特高压直流系统单极接地故障暂态特性研究[J]. 高压电器, 2020, 56(2): 142-149, 157.  
YANG Nan, CUI Wei, WANG Zhiwei, et al. Research on transient characteristics of monopolar grounding fault for wind power integrated UHVDC[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(2): 142-149, 157.
- [5] 程雄, 程春田, 申建建, 等. 大规模跨区特高压直流水电网省两级协调优化方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(1): 151-158, 232.  
CHENG Xiong, CHENG Chuntian, SHEN Jianjian, et al. Coordination and optimization methods for large-scale trans-regional hydropower transmission via UHVDC in regional and provincial power grids[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(1): 151-158, 232.
- [6] 董吉哲, 谢开贵, 马冲, 等. 计及风速和负荷特性的风火打捆发电系统规划[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(15): 59-66.  
DONG Jizhe, XIE Kaigui, MA Chong, et al. Optimal planning of bundled wind-thermal generation power systems considering wind speed and load characteristics[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(15): 59-66.
- [7] 钟海旺, 夏清, 丁茂生, 等. 以直流联络线运行方式优化提升新能源消纳能力的新模式[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(3): 36-42.  
ZHONG Haiwang, XIA Qing, DING Maosheng, et al. A new mode of HVDC Tie-line operation optimization for maximizing renewable energy accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(3): 36-42.
- [8] 韩红卫, 涂孟夫, 张慧玲, 等. 考虑跨区直流调峰的日前发电计划优化方法及分析[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(16): 138-143.  
HAN Hongwei, TU Mengfu, ZHANG Huiling, et al. Day-ahead generation scheduling method considering adjustable HVDC plan and its analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(16): 138-143.
- [9] 王斌, 夏叶, 夏清, 等. 直流跨区互联电网发输电计划模型与方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(3): 8-13, 26.  
WANG Bin, XIA Ye, XIA Qing, et al. Model and methods of generation and transmission scheduling of inter-regional power grid via HVDC Tie-line[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(3): 8-13, 26.
- [10] 董存, 梁志峰, 礼晓飞, 等. 跨区特高压直流外送优化提升新能源消纳能力研究[J]. 中国电力, 2019, 52(4): 41-50.  
DONG Cun, LIANG Zhifeng, LI Xiaofei, et al. Study on power optimization of the trans-regional UHVDC delivery channels in promoting renewable energy accommodation capacity[J]. Electric Power, 2019, 52(4): 41-50.
- [11] 徐帆, 丁恰, 韩红卫, 等. 促进跨区新能源消纳的直流联络线功率优化模型及分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(18): 152-159.  
XU Fan, DING Qia, HAN Hongwei, et al. DC tie line power optimization model and analysis to promote new energy consumption across regions[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(18): 152-159.
- [12] 许丹, 梁访, 黄国栋, 等. 考虑多级调度的跨省区大电网安全约束经济调度模型[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(22): 94-100.  
XU Dan, LIANG Fang, HUANG Guodong, et al. A model of security constrained economic dispatch of trans provincial power grid considering multi-level dispatch[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(22): 94-100.
- [13] 张梦婕, 叶荣, 林章岁, 等. 考虑热载荷能力的风火打捆外送电线路截面和火电容量联合优化[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(4): 91-98.  
ZHANG Mengjie, YE Rong, LIN Zhangsui, et al. Joint optimization of wind-thermal bundling transmission line cross-section and thermal power capacity considering heat capacity[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(4): 91-98.
- [14] 王会超, 秦昊, 周昶, 等. 计及新能源预测不确定性的跨区域日前—日内调度模型[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(19): 60-72.  
WANG Huichao, QIN Hao, ZHOU Chang, et al. Cross-regional day-ahead to intra-day scheduling model considering forecasting uncertainty of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(19): 60-72.
- [15] SU C C, HSU Y Y. Fuzzy dynamic programming: application to unit commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1991, 6(3): 1321-1237.
- [16] LI Jinghua, WANG Sai, YE Liu, et al. A coordinated dispatch method with pumped-storage and battery-storage for compensating the variation of wind power[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(1): 21-34. DOI: 10.1186/s41601-017-0074-9.
- [17] CHEN L C. Optimal wind-thermal generating unit commitment[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008, 23(1): 273-280.
- [18] 丁明, 吴义纯, 张立军. 风电场风速概率分布参数计算方法的研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(10): 107-110.

- DING Ming, WU Yichun, ZHANG Lijun. Study on the algorithm to the probabilistic distribution parameters of wind speed in wind farms[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(10): 107-110.
- [19] 陈志杰, 李凤婷, 黄蓉. 计及需求响应的含风电电力系统旋转备用优化配置策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(13): 117-122.
- CHEN Zhijie, LI Fengting, HUANG Rong. Spinning reserve optimal configuration strategy of a wind power system with demand response[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(13): 117-122.
- [20] HETZER J, YU D C. An economic dispatch model incorporating wind power[J]. IEEE Transactions on Power Energy Conversion, 2008, 23(2): 603-611.
- [21] 杨喆麟, 汪可友, 李国杰. 考虑风电不确定性的VSC-MTDC互联系统两阶段交直流最优潮流[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(14): 25-34.
- YANG Zhelin, WANG Keyou, LI Guojie. Two-stage AC/DC optimal power flow with VSC-MTDC considering uncertainty of wind power[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(14): 25-34.
- [22] 夏鹏, 刘文颖, 蔡万通, 等. 基于风电离散化概率序列的机会约束规划优化调度方法[J]. 电工技术学报, 2018, 33(21): 5069-5079.
- XIA Peng, LIU Wenyong, CAI Wantong, et al. Optimal scheduling method of chance constrained programming based on discrete wind power probability sequences[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(21): 5069-5079.
- [23] LI Y, Yang Z, LI G, et al. Optimal scheduling of an isolated microgrid with battery storage considering load and renewable generation uncertainties[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(2): 1565-1575.
- [24] 尹琦琳, 秦文萍, 于浩, 等. 计及风电波动性和电动汽车随机性的电力现货市场交易模型[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(12): 118-127.
- YIN Qilin, QIN Wenping, YU Hao, et al. Transaction model for electricity spot market considering the volatility of wind power and the randomness of electric vehicles[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(12): 118-127.
- [25] RUEY-HSUN L, LIAO Jianhao. A fuzzy-optimization approach for generation scheduling with wind and solar energy systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4): 1665-1674.
- [26] LIU Baoding, LIU Yiankui. Expected value of fuzzy variable and fuzzy expected value models[J]. IEEE Transactions on Fuzzy Systems, 2002, 10(4): 445-450.
- [27] LIU Yiankui. Convergent results about the use of fuzzy simulation in fuzzy optimization problems[J]. IEEE Transactions on Fuzzy Systems, 2006, 10(4): 295-304.
- [28] 刘宝碇, 彭锦. 不确定理论教程[M]. 北京: 清华大学出版社, 2005: 74-128.
- [29] 艾欣, 刘晓. 基于可信性理论的含风电电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(增刊): 12-18.
- AI Xin, LIU Xiao. Dynamic economic dispatch for wind farms integrated power system based on credibility theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(S): 12-18.
- [30] 蔡佳铭, 王承民, 谢宁, 等. 含风电电力系统机组组合问题的两阶段对称模糊建模与优化[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(6): 36-45.
- CAI Jiaming, WANG Chengmin, XIE Ning, et al. Two-stage symmetrical fuzzy modeling and optimization for the unit commitment in wind power systems[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(6): 36-45.
- [31] 艾欣, 刘晓, 孙翠英. 含风电电力系统机组组合的模糊机会约束决策模型[J]. 电网技术, 2011, 35(12): 202-207.
- AI Xin, LIU Xiao, SUN Cuiying. A fuzzy chance constrained decision model for unit commitment of power grid containing large-scale wind farm[J]. Power System Technology, 2011, 35(12): 202-207.
- [32] 左剑, 汤吉鸿, 钟伟, 等. 考虑输配交互的含风电场电力系统多目标动态随机模糊最优潮流[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(1): 50-60.
- ZUO Jian, TANG Hongji, ZHONG Wei, et al. Multi-objective dynamic random fuzzy optimal power flow of wind integrated power system considering the interaction of transmission-distribution system[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(1): 50-60.
- [33] 杨肖虎, 罗剑波, 郁琛, 等. 适应大规模新能源并网的电力系统备用配置及优化综述[J]. 电力工程技术, 2020, 39(1): 10-20, 63.
- YANG Xiaohu, LUO Jianbo, YU Chen, et al. Review of power system reserve configuration and optimization for large-scale renewable energy integration[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(1): 10-20, 63.

收稿日期: 2020-07-29; 修回日期: 2020-09-28

作者简介:

王磊(1978—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为分布式发电和微网技术、综合能源系统; E-mail: wanglei223@hfut.edu.cn

张家敏(1994—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化运行。E-mail: 769637909@qq.com

(编辑 葛艳娜)