

# 基于条件风险价值的含风电多区域 机组组合模型

殷永亮<sup>1</sup>, 吴琼<sup>2</sup>, 张建平<sup>3</sup>, 张衡<sup>4</sup>, 程浩忠<sup>4</sup>, 张啸虎<sup>3</sup>

(1. 上海电力大学 电气工程学院, 上海 200093; 2. 中国长江电力股份有限公司, 北京 100038;

3. 国网华东分部 规划统计部, 上海 200122;

4. 上海交通大学 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室, 上海 200240)

**摘要:** 随着风电装机及并网规模不断扩大, 通过联络线将电网互联可以在更广范围内对其消纳, 但风电出力的不确定性造成系统运行风险增加。为了平衡电网互联的多区域机组组合运行经济性和风险损失, 在多区域机组组合中引入条件风险价值对风险进行量化, 提出了考虑条件风险价值的多区域机组组合模型。此外, 为了协调联络线运行的经济性和灵活性, 对联络线运行方式也进行了详细建模, 并通过引入辅助变量, 将联络线运行方式模型转化为混合整数线性约束, 最终将所提多区域机组组合模型转化成混合整数线性规划形式进行求解。用改进的两区域系统作为仿真算例, 结果表明该方法可以对系统的尾部风险进行有效控制, 在保证多区域互联电网运行经济性的同时提高了抵御风电出力不确定性的能力。

**关键词:** 电网互联; 条件风险价值; 多区域机组组合; 联络线; 不确定性

**中图分类号:** TM73 **文献标识码:** A **DOI:** 10.19457/j.1001-2095.dqed23389

## Multi-regional Unit Commitment Model with Wind Power Based on Conditional Value at Risk

YIN Yongliang<sup>1</sup>, WU Qiong<sup>2</sup>, ZHANG Jianping<sup>3</sup>, ZHANG Heng<sup>4</sup>, CHENG Haozhong<sup>4</sup>, ZHANG Xiaohu<sup>3</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200093, China;

2. China Yangtze Power Co., Ltd., Beijing 100038, China; 3. Planning Statistics Department,

East China Power Grid Company, Shanghai 200122, China; 4. Key Laboratory of

Power Transmission and Conversion of Ministry of Education,

Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China)

**Abstract:** With the increasing scale of wind power installation and grid connection, the interconnection of power grids through tie lines can absorb wind power in a wider range, but the uncertainty of wind power output leads to an increase in the risk of system operation. Conditional value-at-risk(CVaR) was introduced in multi-regional unit commitment to quantify the risk, and a multi-regional unit commitment model considering conditional value at risk was proposed, so as to balance the operation economy and risk loss of multi-regional unit commitment with an interconnected power grid. Besides, the tie line operation mode was modeled in detail to coordinate the economy and flexibility of tie line operation. By introducing auxiliary variables, the tie line operation mode model was transformed into a mixed-integer linear constraint. Finally, the proposed multi-region unit commitment model was transformed into a mixed-integer linear programming form for the solution. With the improved two area system as a simulation example, the results demonstrate that this method can effectively control the tail risk of the system and improve the ability to resist the wind power output uncertainty while ensuring the operation economy of multi-area internet power grid.

**Key words:** interconnection of power grids; conditional value at risk(CVaR); multi-regional unit commitment; tie lines; uncertainty

随着化石能源的枯竭及环境问题日益凸显, 可再生能源的发展受到了广泛关注, 风电、光伏等可再生能源的装机容量逐年增大<sup>[1-2]</sup>。近年来, 我国有多个 1 000 万 kW 级的大型风电场正在建

**基金项目:** 国家重点研究发展计划(2016YFB0900100)

**作者简介:** 殷永亮(1993—), 男, 硕士研究生, Email: 1807289129@qq.com

设或已投入使用。随着风电在系统中的装机规模和发电比例的逐步提高,风电的随机性、间歇性和波动性给电力系统的安全稳定运行带来越发严峻的挑战。

针对含风电的机组组合问题,国内外学者做了大量研究。文献[3]将含有不确定变量的约束转化为基于矩信息模糊集的分布鲁棒机会约束,在保证可靠性的同时兼顾了经济性。文献[4-6]提出含风电的两阶段的机组组合优化模型,以第一阶段得到的优化结果作为第二阶段的初始解,再对第二阶段的机组组合进行优化,最终得到的机组组合方案可以满足多种情况需求。上述文献研究了风电并网后的单区域机组组合问题,为提高电力系统运行经济性和风电消纳能力,多区域电网互联成为世界电力架构的发展趋势。BASU M在文献[7]提出了考虑联络线约束的多区域经济调度模型,并采用人工蜂群优化方法进行求解。文献[8]提出了一种考虑风电和负荷不确定性的系统多区域交换调度方法,并采用一种保证最优性和收敛性的迭代算法求解该模型。文献[9]提出了一种分散的多区域经济调度模型,并采用基于动态乘数的拉格朗日松弛法进行求解。

虽然多区域互联可以提高风电消纳水平和系统经济效益,但仍存在风电的不确定因素在不同区域间扩散的问题,所引发的风险事件在电网互联后可能带来更大的风险损失。许多文献都对含风电机组组合的风险问题进行了研究,并提出各种方法,主要有基于多场景的随机规划方法<sup>[10]</sup>,鲁棒优化方法<sup>[11]</sup>和机会约束方法<sup>[12]</sup>。多场景一般采用期望值指标对风险进行量化,不能精确地反映所有场景的运行风险。鲁棒优化可以考虑极端场景,降低系统的运行风险,但存在鲁棒性和经济性相互制约。机会约束求解过程相对复杂,并且对系统安全运行风险量化指标没有做出明确的描述。

针对上述不足,本文为直观描述多区域电网互联后风电在更广范围消纳带来的运行风险,采用条件风险价值(conditional value-at-risk, CVaR)对尾部风险进行控制,并采用CVaR对运行风险进行量化,提出了一种考虑条件风险价值的多区域随机机组组合模型。同时在利用联络线对各区域电网互联的基础上,为了使建立的联络线潮流模型更符合实际情况,设置联络线潮流传输区

间并限定联络线潮流的反转次数,优化联络线潮流,实现风电在更广范围内的消纳。最后通过仿真算例验证了所提模型的正确性和有效性。

### 1 条件风险价值基本原理

随着人们对电力系统风险损失认识的加深,用来描述潜在风险损失的条件风险价值越来越受到重视<sup>[13]</sup>。CVaR是在风险价值(value-at-risk, VaR)基础上发展出来的一种潜在风险损失计量方法,两者都可用于描述系统面临的潜在风险损失,但CVaR相比VaR具有更好的特性,如平移不变性、次加性、正齐次性、单调性,且可以对尾部风险损失进行控制<sup>[14]</sup>。因此,本研究采用CVaR来表征风电在多区域互联系统中可能造成的风险损失。图1表示在 $\beta$ 置信水平下运行成本分布的CVaR,其中VaR定义为运行成本分布的 $(1-\beta)$ 百分位数,而CVaR是运行成本分布较高的 $(1-\beta)$ 尾部的加权平均成本;横坐标表示成本,单位“元”或“万元”等,纵坐标表示取该成本的概率,取值范围在0~1之间。

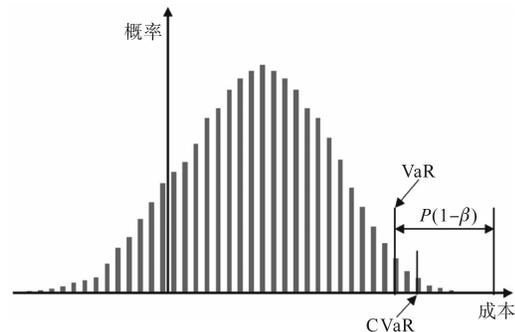


图1 VaR和CVaR图解

Fig.1 Illustration of VaR and CVaR

考虑系统给定的置信水平 $\beta$ ,可以将CVaR描述为系统成本高于系统风险价值的期望值<sup>[15]</sup>。文中对风电和负荷不确定性进行采样,将不同场景对应的运行成本描述为离散分布,因此CVaR的数学表达式以离散概率分布形式给出,如下式所示:

$$\begin{cases} \min_{\Psi_{VaR}, \lambda_w} E[f(w)] + \alpha(\Psi_{VaR} - \frac{1}{1-\beta} E[\lambda_w]) \\ \text{s.t. } f(w) - \Psi_{VaR} \leq \lambda_w; \forall w \\ \lambda_w \geq 0; \forall w \end{cases} \quad (1)$$

式中: $E$ 为期望算子; $f(w)$ 为场景 $w$ 中的运行成本; $\alpha$ 为加权参数,用于平衡运行成本和风险损失; $\Psi_{VaR}$ 为VaR; $\beta$ 为置信水平; $\lambda_w$ 为求解CVaR过程中的正辅助变量,表示运行成本和VaR之间的差值,如果为负,其为零。

## 2 考虑 CVaR 的多区域随机机组组合模型

### 2.1 目标函数

考虑期望的运行成本和以 CVaR 表示的潜在风险损失,目标函数如下式所示:

$$\min F = F_{\text{Expected Cost}} + \alpha F_{\text{CVaR}} \quad (2)$$

其中

$$F_{\text{Expected Cost}} = \sum_{w=1}^{N_s} \omega_w \sum_{t=1}^{T_D} \sum_{g=1}^{N_C} O_g P_{G,g,t,w} + \sum_{t=1}^{T_D} \sum_{g=1}^{N_C} O_{G,g,t} + \rho_{\text{load}} \sum_{w=1}^{N_s} \omega_w \sum_{t=1}^{T_D} \sum_{b=1}^{N_B} P_{\text{s}l,b,t,w} + \sum_{t=1}^{T_D} \sum_{g=1}^{N_C} S_{G,g,t} + \rho_{\text{wind}} \sum_{w=1}^{N_s} \omega_w \sum_{t=1}^{T_D} \sum_{r=1}^{N_R} P_{\text{w}l,r,t,w} \quad (3)$$

$$F_{\text{CVaR}} = \Psi_{\text{VaR}} - \frac{1}{1-\beta} \sum_{w=1}^{N_s} \omega_w \lambda_w \quad (4)$$

式中: $w$ 为风电出力场景; $N_s$ 为风电出力场景数量; $\omega_w$ 为场景 $w$ 出现的概率; $t$ 为时间段编号; $T_D$ 为总时间段数; $g$ 为发电机编号; $N_C$ 为发电机的数量; $O_g$ 为第 $g$ 台发电机的出力成本系数; $P_{G,g,t,w}$ 为第 $g$ 台发电机在时间 $t$ 和场景 $w$ 下的有功输出; $O_{G,g,t}$ , $S_{G,g,t}$ 分别为第 $g$ 台发电机在 $t$ 时刻的开/停机成本; $\rho_{\text{load}}$ 为切负荷的惩罚成本; $b$ 为节点编号; $N_B$ 为负荷节点数量; $P_{\text{s}l,b,t,w}$ 为第 $b$ 个节点在 $t$ 时刻和场景 $w$ 下的切负荷量; $\rho_{\text{wind}}$ 为弃风惩罚成本; $r$ 为风电场编号; $N_R$ 为风电场的数量; $P_{\text{w}l,r,t,w}$ 为第 $r$ 个风电场在 $t$ 时刻和场景 $w$ 下的弃风量。

式(2)中,第一项是期望成本,包括燃料成本、开/停机成本以及切负荷惩罚成本和弃风惩罚成本;第二项是具有加权参数的 CVaR,可以通过调整加权参数来平衡期望成本和风险损失。

### 2.2 约束条件

1)节点功率平衡约束:

$$\sum_g P_{G,g,t,w} + \sum_r (P_{\text{Re},r,t,w}^{\text{max}} - P_{\text{w}l,r,t,w}) + \sum_l f_{mn(l),t,w} = P_{b,t,w} - P_{\text{s}l,b,t,w} \quad \forall t,w \quad (5)$$

式中: $P_{\text{Re},r,t,w}^{\text{max}}$ 为第 $r$ 个风电场在 $t$ 时刻和场景 $w$ 下预测的最大风电出力; $f_{mn(l),t,w}$ 为线路 $l$ 在 $t$ 时刻和场景 $w$ 下的有功潮流; $P_{b,t,w}$ 为节点 $b$ 在 $t$ 时刻和场景 $w$ 下的负荷需求。

2)直流潮流方程:

$$f_{mn(l),t,w} + B_{mn(l)}(\theta_{m,t,w} - \theta_{n,t,w}) = 0 \quad \forall l,t,w \quad (6)$$

式中: $B_{mn(l)}$ 为线路 $l$ 的电纳; $\theta_{m,t,w}$ , $\theta_{n,t,w}$ 分别为线路

两端母线 $m$ 和 $n$ 在 $t$ 时刻和场景 $w$ 下的相角。

3)线路容量约束:

$$|f_{mn(l),t,w}| \leq L_{l,\text{max}} \quad \forall l,t,w \quad (7)$$

式中: $L_{l,\text{max}}$ 为线路 $l$ 传输有功潮流上限。

4)发电机出力约束

$$u_{g,t} P_{G,g,\text{min}} \leq P_{G,g,t,w} \leq u_{g,t} P_{G,g,\text{max}} \quad \forall g,t,w \quad (8)$$

式中: $u_{g,t}$ 为一个二进制变量,用于表示发电机的开/关状态,如果取1,则发电机处于开机状态,如果取0,则发电机处于关机状态; $P_{G,g,\text{min}}$ , $P_{G,g,\text{max}}$ 分别为第 $g$ 台发电机的最小和最大出力。

5)发电机的爬坡率约束

$$P_{G,g,t,w} - P_{G,g,t-1,w} \leq \delta_{g,\text{up}} \quad \forall g,w,t \geq 2 \quad (9)$$

$$P_{G,g,t-1,w} - P_{G,g,t,w} \leq \delta_{g,\text{down}} \quad \forall g,w,t \geq 2 \quad (10)$$

式中: $\delta_{g,\text{up}}$ , $\delta_{g,\text{down}}$ 分别为发电机的上坡、下坡速率。

6)发电机的最小开/关机时间约束:

$$(u_{g,t-1} - u_{g,t})(Dt_{g,t-1}^n - \tau_{\text{on},g}) \geq 0 \quad \forall g,t \geq 2 \quad (11)$$

$$(u_{g,t} - u_{g,t-1})(Dt_{g,t-1}^f - \tau_{\text{off},g}) \geq 0 \quad \forall g,t \geq 2 \quad (12)$$

式中: $\tau_{\text{on},g}$ , $\tau_{\text{off},g}$ 分别为发电机的最小开/关机时间; $Dt_{g,t-1}^n$ , $Dt_{g,t-1}^f$ 分别为发电机的持续开/关机时间。式(11)、式(12)含有连续型变量与整数型变量的乘积,具体的线性化方法见文献[16]。

7)弃风约束:

$$0 \leq P_{\text{w}l,r,t,w} \leq P_{\text{Re},r,t,w}^{\text{max}} \quad \forall r,t,w \quad (13)$$

8)平衡节点相角约束

$$\theta_{\text{ref},t,w} = 0 \quad (14)$$

9)联络线的最大和最小负载率约束:

$$-k_{\text{max}} L_{l,\text{max}} \leq f_{mn(l),t,w} \leq k_{\text{min}} L_{l,\text{max}} \quad (15)$$

$$l \in \Gamma^{\text{tie-line}} \quad \forall t,w$$

$$\begin{cases} v_{1mn(l),t,w}, v_{2mn(l),t,w} \in \{0,1\} \\ -M(1 - v_{1mn(l),t,w}) \leq f_{mn(l),t,w} - k_{\text{min}} v_{1mn(l),t,w} L_{l,\text{max}} \leq \\ M(1 + v_{1mn(l),t,w}) - M(1 + v_{2mn(l),t,w}) \leq \\ f_{mn(l),t,w} + k_{\text{min}} v_{2mn(l),t,w} L_{l,\text{max}} \leq \\ M(1 - v_{2mn(l),t,w}) \\ v_{1mn(l),t,w} + v_{2mn(l),t,w} = 1 \\ k_{\text{min}} L_{l,\text{max}} \leq M \\ k_{\text{max}} L_{l,\text{max}} \leq 2M \\ \forall l \in \Gamma^{\text{tie-line}}; t,w \end{cases} \quad (16)$$

式中: $k_{\text{max}}$ , $k_{\text{min}}$ 分别为联络线 $l$ 的最大、最小负载率; $\Gamma^{\text{tie-line}}$ 为联络线集合; $v_{1mn(l),t,w}$ , $v_{2mn(l),t,w}$ 为在 $t$ 时刻和场景 $w$ 下联络线上的潮流方向,当 $v_{1mn(l),t,w}$ 等于1时,表明联络线中潮流方向为正; $M$ 为很大的正数。

式(15)、式(16)所示的约束可以将联络线的潮流限制在一定范围内,避免联络线负载率过高或过

低的情况,并为联络线的输送功率预留余量。

10)联络线功率的上升/下降速率约束:

$$\begin{cases} f_{mn(l),t,w} - f_{mn(l),t-1,w} \leq \sigma_{l,\text{up}} \\ \forall l \in I^{\text{tie-line}}, w, t \geq 2 \end{cases} \quad (17)$$

$$\begin{cases} f_{mn(l),t-1,w} - f_{mn(l),t,w} \leq \sigma_{l,\text{down}} \\ \forall l \in I^{\text{tie-line}}, w, t \geq 2 \end{cases} \quad (18)$$

式中: $\sigma_{l,\text{up}}$ ,  $\sigma_{l,\text{down}}$  分别为联络线潮流的最大上升、下降速率。

受系统自身调节能力的影响,联络线中潮流的变化速率应该在一定范围内,而不会无限制地增大。利用式(17)、式(18)所示约束能限制联络线潮流的波动范围,从而避免联络线潮流的剧烈波动。

11)整个调度期间联络线潮流反转次数:

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{23} c_{1mn(l),t,w} \leq \lambda_{\text{set}} \\ y_{1mn(l),t,w}, y_{2mn(l),t,w} \in \{0,1\} \\ v_{1mn(l),t,w} - v_{1mn(l),t-1,w} = z_{1mn(l),t,w} \quad t \geq 2 \\ -M(1 - y_{1mn(l),t,w}) \leq \\ c_{1mn(l),t,w} + z_{1mn(l),t,w} \leq \\ M(1 - y_{1mn(l),t,w}) - M(1 - y_{2mn(l),t,w}) \leq \\ c_{1mn(l),t,w} - z_{1mn(l),t,w} \leq \\ M(1 - y_{2mn(l),t,w}) \\ y_{1mn(l),t,w} + y_{2mn(l),t,w} = 1 \\ \forall l \in I^{\text{tie-line}}, w \end{cases} \quad (19)$$

式中: $c_{1mn(l),t,w}$  为联络线潮流方向变化的次数,为0-1变量; $\lambda_{\text{set}}$  为联络线潮流的最大反转次数,可由调度人员设定; $y_{1mn(l),t,w}, y_{2mn(l),t,w}, z_{1mn(l),t,w}$  均为引入0-1变量。

联络线潮流方向的反复变化会引起系统电压稳定等稳定性问题。因此,式(19)用于限制调度周期内的潮流反转次数。

12)CVaR约束:

$$\begin{aligned} & \sum_{t=1}^{T_h} \sum_{g=1}^{N_g} O_{g,t} P_{G,g,t,w} + \sum_{t=1}^{T_h} \sum_{g=1}^{N_g} S_{G,g,t} + \sum_{t=1}^{T_h} \sum_{g=1}^{N_g} O_{G,g,t} + \\ & \rho_{\text{wind}} \sum_{t=1}^{T_h} \sum_{r=1}^{N_r} p_{wl,r,t,w} + \rho_{\text{load}} \sum_{t=1}^{T_h} \sum_{b=1}^{N_b} p_{sl,b,t,w} - \Psi_{\text{VaR}} \leq \lambda_w \end{aligned} \quad (20)$$

13)求解CVaR的辅助变量约束:

$$\lambda_w \geq 0 \quad (21)$$

14)发电机的开/停机成本约束:

$$\begin{cases} O_{G,g,t} \geq 0 \quad \forall g \in \Omega \\ O_{G,g,t} \geq C_{\text{open},g} [u_{g,t} - u_{g,t-1}] \quad \forall g \in \Omega \end{cases} \quad (22)$$

$$\begin{cases} S_{G,g,t} \geq 0 \quad \forall g \in \Omega \\ S_{G,g,t} \geq C_{\text{shut},g} [u_{g,t-1} - u_{g,t}] \quad \forall g \in \Omega \end{cases} \quad (23)$$

式中: $\Omega$ 为发电机集合; $C_{\text{open},g}$  为发电机 $g$ 的单机开机费用; $C_{\text{shut},g}$  为发电机 $g$ 的单机关机费用。

### 3 算例分析

基于 IEEE RTS-24 节点系统<sup>[17]</sup>,构建一种如图2所示的改进两区域互联系统图,将两个区域分别命名为 Area1 和 Area2。使用三条加粗标记的联络线来连接这两个子系统,具体为 Area1 的 bus22 与 Area2 的 bus41 相连,Area1 的 bus13 与 Area2 的 bus40 相连,Area1 的 bus8 与 Area2 的 bus27 相连。三条联络线对应的传输容量上限均为 275 MW,电纳标么值分别为 0.021 6, 0.021 6 和 0.067 8。联络线单位时间内最大爬坡/下坡容量为线路额定容量的 40%,每条联络线在整个调度周期内允许潮流反转次数为 4。

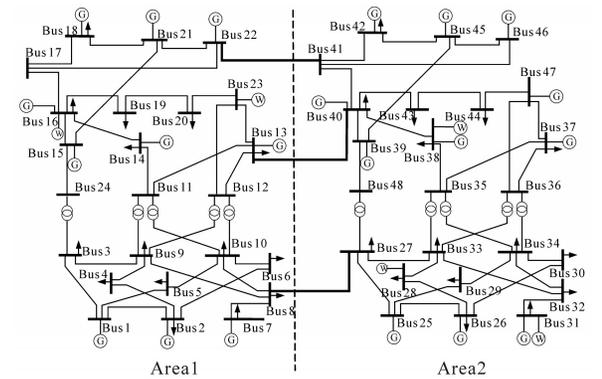


图2 改进的两区域系统图

Fig.2 Diagram of the improved two-area system

此外,该系统还在 Area1 的 bus16, bus23 以及 Area2 的 bus28, bus31, bus44 共接入 5 个装机容量为 100 MW 的风电场;切负荷和弃风惩罚成本分别是 9 000 \$/(MW·h) 和 500 \$/(MW·h)<sup>[18]</sup>;置信水平  $\beta$  取 0.95,联络线的最大和最小负载率设置为 0.8 和 0.4,假设开始时所有发电机均关闭。所有计算过程均在 Matlab2016a 上进行,利用成熟商业软件包 YALMIP 和 Gurobi 进行求解。

#### 3.1 期望成本与 CVaR

考虑在多区域机组组合问题中由于风电出力 and 负荷需求的不确定性所造成的风险损失,研究在不同风险策略下,即  $\alpha$  在 0.2 ~ 5 之间变化时,系统期望成本与 CVaR 的关系。结果如图 3 所示。系统加权参数越大,则风险水平越低,从图 3 中可以看出,随着加权参数的增大,系统的期望成本随之增加,而 CVaR 随之降低。系统期望成本增加是因为加权参数增大,此时系统将采取更为保守的运行策略,会改变系统中最优的机组

组合方案和机组出力;系统 CVaR 降低是因为加权参数增大,可以降低风电等不确定性因素带来的风险损失。

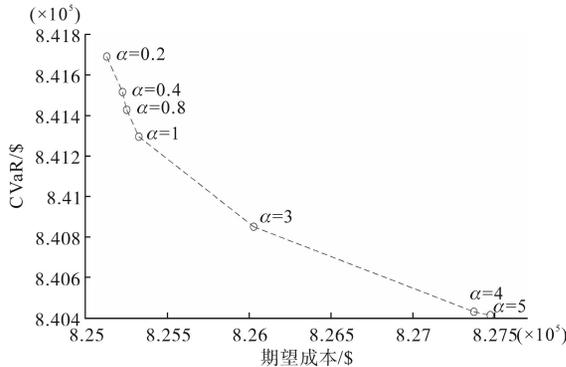


图3 不同权重参数下的期望成本与 CVaR  
Fig.3 Expected cost and CVaR with different weighting parameter

为了进一步分析风险水平对机组组合方案的影响,图4~图6给出了基于多场景分析的随机机组组合方案和考虑 CVaR 的不同加权参数的( $\alpha=1,5$ )机组组合方案。三个图形的横坐标表示调度周期,一个调度周期 24 h,纵坐标表示发电机的位置和容量信息。例如,“B15\_155”表示发电机位于母线 15 处,装机容量为 155 MW。图中的黑色框表示该发电机此时正在工作,而白色框表示该发电机不工作。

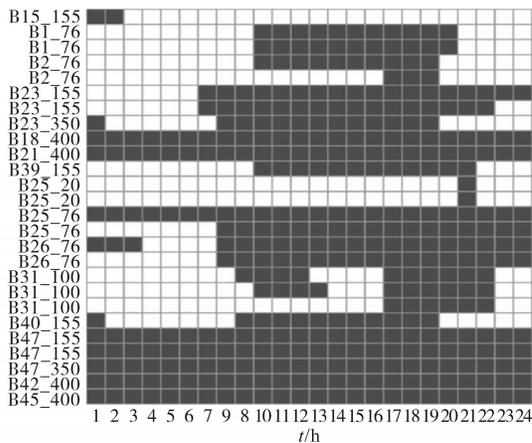


图4 基于多场景分析的随机机组组合方案  
Fig.4 Stochastic unit commitment scheme based on multi scenario analysis

从图4~图6中可以看出,随着风险水平降低,需要调整机组组合方案,增加大容量机组开机时间,以尽可能减少风险损失。以发电机“B15\_155”为例,基于多场景分析的随机机组组合方案(图4),发电机只在  $t=1$  h 和 2 h 时工作;考虑 CVaR 的不同加权参数时,当  $\alpha=1$ (图5),发电机在  $t=7$  h 时投入 4 h;当  $\alpha=5$ (图6),发电机在  $t=$

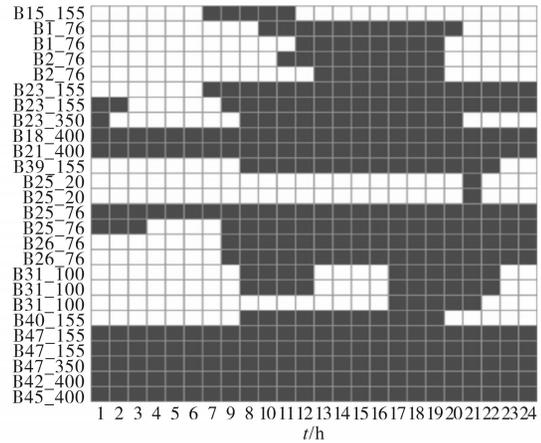


图5  $\alpha=1$ 时的机组组合方案

Fig.5 Unit commitment scheme with  $\alpha = 1$

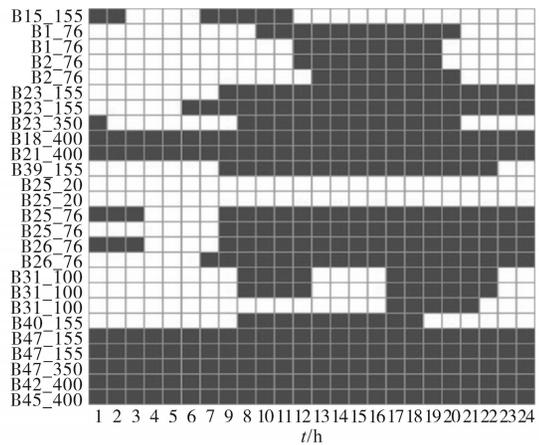


图6  $\alpha=5$ 时的机组组合方案

Fig.6 Unit commitment scheme with  $\alpha = 5$

1 h 和 2 h 工作,并从  $t=7$  h 开始连续工作 4 h。此外,根据对装机容量为 155 MW, 300 MW 和 400 MW 的发电机在整个调度周期内的开/关工作时间进行统计,发现基于多场景分析的随机机组组合方案有 241 h 发电机工作;考虑 CVaR 的不同加权参数时,当  $\alpha=1$ ,有 248 h 发电机工作;当  $\alpha=5$ ,有 249 h 发电机工作。原因是为了提高系统应对不确定性的能力,降低系统的潜在风险损失,更有可能使大容量发电机投入使用。事实上,发电机的容量越大,开机时间就越长,一旦大容量机组关闭,投入运行需要更长时间,这将削弱系统应对不确定性的能力,增加系统的潜在风险损失。

实际上,为了提高机组组合方案的鲁棒性,不仅要考虑机组的开停机状态,还要同时考虑机组的出力。图7~图9给出了具有不同加权参数的发电机出力。

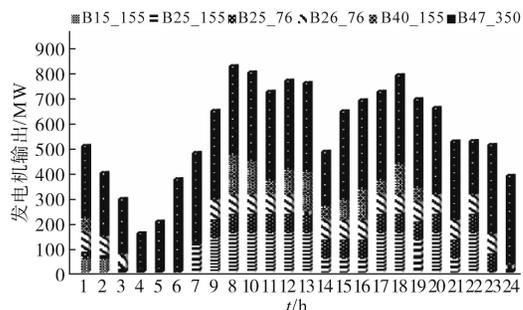


图7 基于多场景分析的随机机组组合方法的发电机出力  
Fig.7 Generators' output estimation based on multi scenario analysis and stochastic unit commitment method

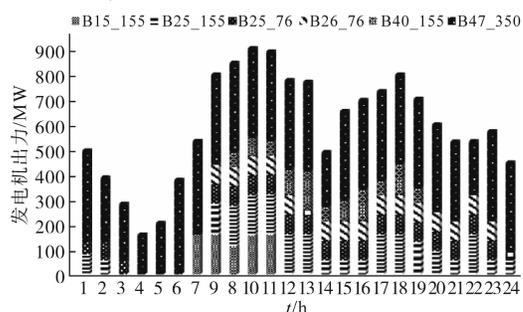


图8  $\alpha=1$ 时的发电机出力  
Fig.8 Generators' output with  $\alpha = 1$

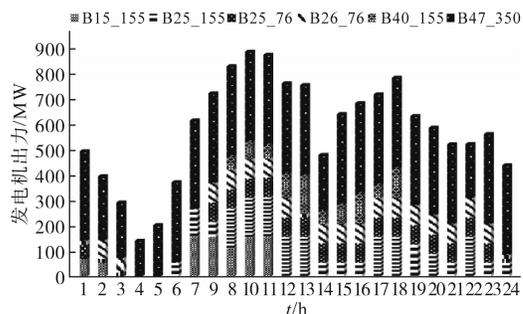


图9  $\alpha=5$ 时的发电机出力  
Fig.9 Generators' output with  $\alpha = 5$

从图7~图9可以看出,考虑到潜在的风险损失,需要调整发电机的输出,以减少风电和负荷不确定性带来的风险损失。在整个调度周期以“B15\_155”为例,基于多场景分析的随机机组组合方法,共输出 180.6 MW·h 的电能,而当  $\alpha$  取 5 时,输出电能高达 851.7 MW·h。相应地,当  $\alpha=5$  时,发电机“B25\_76”,“B26\_76”和“B40\_155”在整个调度周期内的输出降低。因为一方面要保证机组的经济性,另一方面还应考虑系统备用,以应对潜在的风险事件。

### 3.2 风电场装机容量及加权参数的经济性分析

本节研究风电作为清洁能源所带来的经济效益与其出力的不确定性所带来的潜在风险损失之间的关系。对不同装机规模的风电场采用灵敏度方法分析期望成本与 CVaR 的加权参数关

系如图 10 所示。

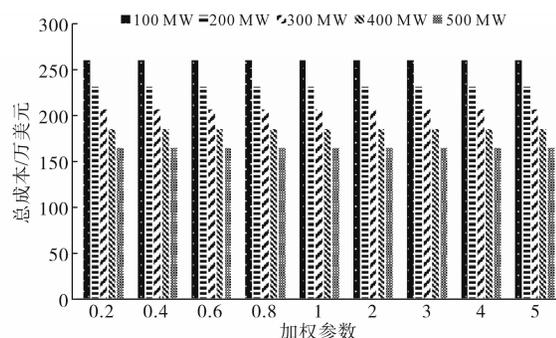


图10 不同风电场容量及加权参数的总成本

Fig.10 Total cost with different capacities of wind farms and weighting parameters

从图 10 可以看出,在风电场装机容量一定的情况下,加权参数变化对总费用影响不大。实际上,从图 3 所示的期望成本与 CVaR 之间的关系可以看出,当更加关注潜在的风险损失时,会采取更为保守的运行策略。因为随着加权参数的增大,虽然改变了发电机开/停方式和输出,导致期望成本增加,但更保守的机组组合方案降低了 CVaR,系统的总成本实际上只是略有变化。

但是,在加权参数一定的情况下,系统的总成本随着风电场装机容量的增大而降低。以  $\alpha=0.2$  为例,风电场装机容量 100 MW 时,总成本为 263.4 万美元,当容量达到 500 MW 时,总成本降至 166.7 万美元,降幅为 36.7%。因为风力发电虽然具有随机性和间歇性,但仍有一定的置信能力替代一些常规机组从而满足负荷需求。

## 4 结论

文中采用 CVaR 方法对风电和负荷的不确定性造成的潜在风险损失进行了量化,建立多区域随机机组组合模型,该模型以 CVaR 和期望成本之和表示系统中费用,同时还考虑了互联系统联络线的详细模型。

当采用不同风险策略时,发电机的开/停状态和发电机出力会同时发生变化。考虑 CVaR 的方法相比于基于多场景分析的随机机组组合方法更加保守,系统中经济性较差的机组出力增加,导致整个系统的期望成本增加,但风险损失也相应降低。即可以对系统尾部风险进行控制,同时提高系统抵御风电出力不确定性的能力。在后续的研究中,该方法可推广应用于电力系统规划,通过协调长期规划和短期运行问题,可以有效地引导风电和电力资产投资,避免潜在风险因

素造成投资收益低的问题。

#### 参考文献

- [1] 马磊,张超,钟鸣,等.光储气微网优化运行研究[J].电气传动,2021,51(9):67-74.  
MA Lei,ZHANG Chao,ZHONG Ming, et al. Research on economical operation of the micro-grid with photovoltaic and natural gas[J]. Electric Drive, 2021, 51(9):67-74.
- [2] 张惠忠,周嘉新,张雅雯.含源-荷-储的虚拟电厂经济性优化运行研究[J].电气传动,2021,51(9):55-60,66.  
ZHANG Huizhong,ZHOU Jiaxin,ZHANG Yawen. Research on economic optimization operation of virtual power plant with source-load-storage[J]. Electric Drive, 2021, 51(9):55-60,66.
- [3] 刘明,曾成碧,苗虹.基于分布鲁棒机会约束的机组组合模型[J].电测与仪表,2021,58(1):32-36.  
LIU Ming,ZENG Chengbi,MIAO Hong. Unit commitment model based on distributionally robust chance constraints[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(1):32-36.
- [4] 张智,陈艳波,刘芳,等.计及运行风险和响应需求的两阶段鲁棒机组组合模型[J].中国电机工程学报,2021,41(3):961-973.  
ZHANG Zhi,CHEN Yanbo,LIU Fang, et al. Two-stage robust unit commitment model considering operation risk and demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(3):961-973.
- [5] 李利利,汪志成,王岗,等.基于安全约束机组组合的中长期电量安全校核两阶段优化[J].电力系统自动化,2020,44(13):166-171.  
LI Lili,WANG Zhicheng,WANG Gang, et al. Two-stage optimization of medium-and long-term electricity security check based on security-constrained unit commitment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(13):166-171.
- [6] 江粟,袁杨,周全,等.适用于大规模系统的两阶段机组组合优化方法[J].电测与仪表,2019,56(16):7-12.  
JIANG Li,YUAN Yang,ZHOU Quan, et al. Two-stage optimization method for unit commitment of large-scale system[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 56(16):7-12.
- [7] BASU M. Artificial bee colony optimization for multi-area economic dispatch[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2013, 49:181-187.
- [8] 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.
- [9] KAHL M, FREYE C, LEIBFRIED T. A cooperative multi-area optimization with renewable generation and storage devices[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(5):2386-2395.
- [10] 张琪,贾燕冰,宋天昊,等.基于多场景风险分析的含风电互联网机组组合策略研究[J].电力建设,2019,40(5):98-106.  
ZHANG Qi, JIA Yanbing, SONG Tianhao, et al. Study on the unit commitment in the interconnected power grid with wind power according to multi-scenarios risk analysis[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(5):98-106.
- [11] 王智冬,娄素华,范臻,等.基于机会约束规划的含大规模风电电力系统阻塞调度优化[J].电力系统自动化,2019,43(23):147-154.  
WANG Zhidong, LOU Suhua, FAN Zhen, et al. Chance-constrained programming based congestion dispatching optimization of power system with large-scale wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(23):147-154.
- [12] 李坤.考虑风险偏好的虚拟电厂鲁棒优化运行[J].电力学报,2018,33(3):190-196.  
LI Kun. Risk-constrained virtual power plant robust optimization operation[J]. Journal of Electric Power, 2018, 33(3):190-196.
- [13] JI Y, TONG L. Multi-area interchange scheduling under uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2):1659-1669.
- [14] 林辉,何建敏. VaR在投资组合应用中存在的缺陷与 CVaR模型[J].财贸经济,2003(12):46-49,93.  
LIN Hui, HE Jianmin. The shortcomings of VaR in portfolio management and improved CVaR model[J]. Finance & Trade Economics, 2003(12):46-49,93.
- [15] WU H, SHAHIDEHPOUR M, ALABDULWAHAB A, et al. A game theoretic approach to risk-based optimal bidding strategies for electric vehicle aggregators in electricity markets with variable wind energy resources[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(1):374-385.
- [16] CARRION M, ARROYO J M. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(3):1371-1378.
- [17] GRIGG C, WONG P, ALBRECHT P, et al. The IEEE reliability test system-1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(3):1010-1020.
- [18] MOHAMMAD Majidi-Qadikolai, ROSS Baldick. Integration of N-1 contingency analysis with systematic transmission capacity expansion planning: ERCOT case study[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(3):2234-2245.

收稿日期:2021-04-20

修改稿日期:2021-05-27