

## 多时间尺度相协调的电力市场价值评估

朱雨彤, 靳晶

(国网冀北电力有限公司秦皇岛供电公司, 河北 秦皇岛 066000)

**摘要:**通过对多时间尺度下的各市场类型对风电消纳的影响分析,提出了多级竞争电力市场的价值评估模型,反映市场在优化电网资源配置,促进风电消纳方面的积极效果。该市场价值评估模型中涵盖了日前市场、小时前市场和实时运行校正,通过建立考虑风电不确定性的随机规划模型,评估3种不同时间尺度下的有效资源价值,形成不同时间下各级市场的相协调的出清决策。算例分析结果表明,多时间尺度协调的电力市场能够有效减小大规模风电不确定性带来影响和系统备用运行留用容量,有利于电网优化运行。

**关键词:**电力市场;随机规划;多阶段场景树;风电;不确定因素

**中图分类号:**TM73

**文献标志码:**A

**文章编号:**1009-0665(2015)05-0047-04

为了解决风电所引发的电网运行上的技术和经济问题,目前已经开展了许多关于风电不确定因素影响下的电网最优发电计划和系统备用容量分配的研究<sup>[1]</sup>。随着不确定因素的日益增多,随机因素的分析方法已广泛地用来确定考虑风电不确定性的系统备用容量需求<sup>[2-4]</sup>。文献[5]提出了一种基于场景的随机规划方法,用来分析考虑风电波动特性和风电与负荷负相关性的电力市场出清过程。文献[6]通过求解一种考虑输电安全约束的机组组合问题,建立了一种日前市场的随机出清模型。文献[7]采用随机方法模拟风电特性,并提出一种市场出清方法来确定系统最优备用容量安排。

为了应对风电不确定性对电网运行带来的挑战,从电网调度层面,需要考虑灵活的运行计划安排。通过调整风电预测时间尺度<sup>[8]</sup>,可以获得滚动的且经过校正的风电预测功率,进而可以愈发地接近实时状态进行运行安排,减缓风电不确定性的预测误差因素带来的风险影响。文献[9]利用滚动的机组组合方法,将风电预测的可用价值大幅提升,使电网的运行计划更具鲁棒性。电力市场环境下,文献[10]针对风力发电商提出了一种按照不同时间点的市场类型的最优发电策略,该策略具有减小系统总运行成本和风险的作用特点。这些研究表明,通过灵活地调整不同时期运行计划,能够减小风电不确定性带来的负面影响。文中建立了基于随机规划的多时间尺度协调下不同电力市场类型的价值评估模型,通过近时间点的市场出清决策,滚动校正更新远时间点的已知市场出清信息,形成灵活的电力市场交易出清计划,适应风电出力的波动性。

## 1 市场结构

按照时间演变进度,文中研究的多时间尺度下的

电力市场结构主要包括了日前市场和小时前市场。

所设计的市场时序组织流程(如图1所示)展示了相邻两日的不同时间尺度的电力市场构成,包括 $d-1$ 日的日前计划市场和运行日 $d$ 中若干小时前市场。

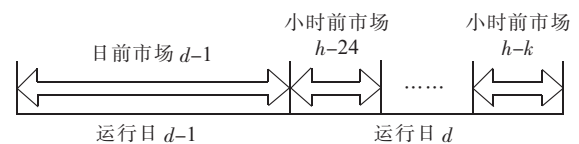


图1 多级竞价市场时序组织流程

基于上述市场的时序组织流程,通过输入和输出变量构成的市场结构如图2所示。输出结果可以分析得到,小时前市场时前出清结果能够修正日前市场中得到的时前期望出清结果,促使整个电网运行计划随时间发展进行滚动更新。

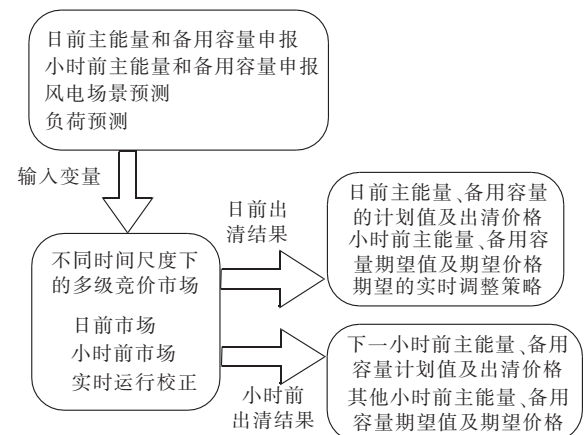


图2 市场结构概述

## 2 数学模型

数学上,文中提出的多时间尺度协调的电力市场价值评估模型可表述为一个含不确定因素的多阶段混合整数规划问题。模型中的目标函数、约束条件以及随机变量的处理如下。

### 2.1 目标函数

$$\min J = \sum_{k=1}^{N_k} \left\{ \sum_{T=1}^{T_D} \sum_{i=1}^{N_G} C_{ik} P_{ik}^D + C_{ik}^{RUD} R_{ik}^{UD} + C_{ik}^{RDD} R_{ik}^{DD} + \sum_{s=1}^{N_s} \rho_s \sum_{t=1}^{T_H} \sum_{i=1}^{N_G} [C_{ik} P_{ik}^H + C_{ik}^{RUH} R_{ik}^{UH} + C_{ik}^{RDH} R_{ik}^{DH} + C_{ik}^U (r_{ik}^U - r_{ik}^D) + UC_{ik}^D] + C_{ik}^W P_{ik}^W \right\} \quad (1)$$

式中:第一行表示日前主能量与正、负备用容量市场的购买成本,第二行表达式为小时前市场的主能量与正、负备用容量购买成本,第三行表示实时运行时的备用容量成本和机组启停成本,第四行表达式为系统弃风成本。其中具体变量含义为: $N_k$ 表示第 $k$ 类型市场; $T_D$ 表示日前市场时段数; $T_H$ 为小时前市场时段数; $N_G$ 表示机组总数量; $N_s$ 表示场景数量; $C_{ik}$ 为市场 $k$ 中机组 $i$ 在时段 $t$ 的主能量单位购买成本; $UC_{ik}^D$ 为 $k$ 类市场中机组 $i$ 在时段 $t$ 的启停成本; $\rho_s$ 为风电场景 $s$ 发生的概率; $P_{ik}^D$ 和 $P_{ik}^H$ 分别为日前和小时前市场机组 $i$ 在时段 $t$ 购买的主能量; $R_{ik}^{UD}$ 、 $R_{ik}^{DD}$ 、 $R_{ik}^{UH}$ 、 $R_{ik}^{DH}$ 、 $r_{ik}^U$ 、 $r_{ik}^D$ 分别为日前、小时前市场和实时运行中机组 $i$ 在时段 $t$ 的正、负备用容量; $C_{ik}^{RUD}$ 、 $C_{ik}^{RDD}$ 、 $C_{ik}^{RUH}$ 、 $C_{ik}^{RDH}$ 分别为日前、小时前市场中机组 $i$ 在时段 $t$ 的正、负备用容量单位购买成本; $C_{ik}^W$ 为 $k$ 类型市场在时段 $t$ 的弃风单位成本; $P_{ik}^W$ 为场景 $s$ 中 $k$ 类型市场在时段 $t$ 的弃风功率总量。

## 2.2 约束条件

(1) 日前/小时前计划市场与实时运行中功率平衡约束:

$$\sum_{i=1}^{N_G} [P_{ik}^D + P_{ik}^H] + P_{ik}^{w,f} = P_{ik}^L, \forall t, k, s \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} [P_{ik}^D + P_{ik}^H + r_{ik}^U - r_{ik}^D] + (P_{ik}^{w,r} - P_{ik}^w) = P_{ik}^L, \forall t, k, s \quad (3)$$

式中: $P_{ik}^{w,f}$ 表示风电在市场 $k$ 时段 $t$ 所处场景 $s$ 中的功率预测值; $P_{ik}^{w,r}$ 为风电在给定场景 $s$ 时段 $t$ 中的实际输出功率; $P_{ik}^L$ 为系统 $t$ 时刻的负荷值。

(2) 机组在计划和实时运行阶段的功率约束:

$$P_i^{\min} x_{ik}^S \leq P_{ik}^D + P_{ik}^H \leq P_i^{\max} x_{ik}^S \quad (4)$$

$$P_i^{\min} x_{ik}^r \leq P_{ik}^D + P_{ik}^H + r_{ik}^U - r_{ik}^D \leq P_i^{\max} x_{ik}^r \quad (5)$$

式中: $P_i^{\min}$ 、 $P_i^{\max}$ 分别为机组 $i$ 的出力最小、最大限值; $x_{ik}^S$ 、 $x_{ik}^r$ 分别为机组 $i$ 在市场计划交易阶段和实时运行阶段的启停状态。

(3) 备用容量约束:

$$0 \leq R_{ik}^{UD} \leq R_{ik}^{UD, \max} x_{ik}^S \quad (6)$$

$$0 \leq R_{ik}^{UH} \leq R_{ik}^{UH, \max} x_{ik}^S \quad (7)$$

$$0 \leq R_{ik}^{DH} \leq R_{ik}^{DH, \max} x_{ik}^S \quad (8)$$

$$0 \leq r_{ik}^U \leq R_{ik}^{DH, \max} x_{ik}^S \quad (9)$$

式中: $R_{ik}^{UD, \max}$ 、 $R_{ik}^{DD, \max}$ 、 $R_{ik}^{UH, \max}$ 、 $R_{ik}^{DH, \max}$ 分别为日前与小时前市场正负备用容量的最大限值。

(4) 机组启停约束:

$$x_{ik}^{SH} \geq x_{ik}^{SD} \quad (10)$$

$$x_{i(k+1)s}^{SH} \leq x_{i(T_D+T_H)ks}^{r} + x_{i(k+1)s}^{SD} \quad (11)$$

其中: $x_{ik}^S \in \{x_{ik}^{SH}, x_{ik}^{SD}\}$ 。 $x_{ik}^{SH}$ 和 $x_{ik}^{SD}$ 分别为小时前和日前市场中机组计划启停状态。

(5) 风电弃风约束:

$$0 \leq P_{ik}^w \leq P_{ik}^{w,r}, \forall t, k, s \quad (12)$$

## 2.3 场景树模拟技术

为了描述风电功率的不确定性<sup>[11]</sup>,采用多阶段场景树技术<sup>[12]</sup>模拟模型中的随机变量。场景树通过对随机变量在不同阶段的概率特性分析,将随机规划模型转换为确定性模型。多阶段风电输出功率的场景树如图3所示。每各节点表示对应场景下的风电输出功率,任意两节点连接的树枝表示上一阶段到下一阶段场景的演变。假定预测风电输出功率变量 $P_{ik}^{w,f}$ 的概率分布 $p_{is}$ ,则:

$$p_{is} = p(P_{ik}^{w,f}) \prod_{\tau=2}^T p(P_{\tau ks}^{w,f} | P_{1ks}^{w,f}, \dots, P_{(\tau-1)ks}^{w,f}) \quad (13)$$

式中: $p(P_{\tau ks}^{w,f})$ 表示 $\tau$ 时段 $P_{\tau ks}^{w,f}$ 发生的概率; $p(P_{\tau ks}^{w,f} | \dots)$ 表示 $\tau$ 时段 $P_{\tau ks}^{w,f}$ 发生的条件概率。

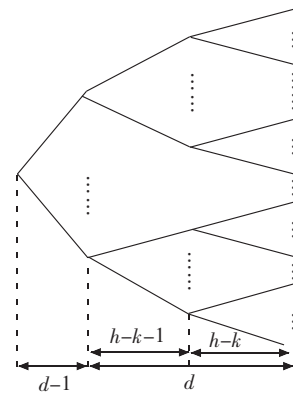


图3 多阶段风电概率场景树

## 3 求解方法及流程

文中提出的数学模型如式(1—13)所示,构成了一个多阶段的混合整数规划问题。采用Benders分解技术将原问题分解为整数变量和含连续变量的线性规划子问题,进行交替迭代获取优化问题的最优解。具体操

作流程为:

(1) 初始化。通过场景树技术模拟随机变量,获得初始阶段  $s$  的场景信息。初始化迭代步  $v=1$ 。

(2) 求解初始场景下的混合整数规划主问题。

(3) 求解仅含连续变量的线性规划子问题。

(4) 收敛性判断。比较主问题与子问题目标函数值的边界的差值,若该差值满足收敛精度则计算下一阶段场景  $s+1$  的优化问题;否则,继续步骤(5)。

(5) 更新迭代步,  $v=v+1$ 。计算  $v+1$  迭代步内的混合整数规划主问题,返回至步骤(3)继续迭代。

(6) 获得随机变量所有场景下的模型最优解,计算结束。

## 4 算例分析

### 4.1 基础数据

假设系统中有 4 台常规机组,具体机组信息见表 1。同时,风电装机容量为 150 MW,常规机组无论在日前市场还是小时前市场均具有同时提供主能量和备用容量的能力。系统负荷为 480 MW 且为恒定值。设风电在下一场景发生的概率为 0.5,预测场景中风电输出功率波动区间为 [80 MW, 120 MW],并仅考虑小时前市场风电随机特性场景。

表 1 常规机组信息

项目	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4
机组下限 /MW	100	100	50	50
机组上限 /MW	200	200	100	100
启停成本 /\$	1000	1000	200	50
主能量单位成本 / [\$·(MW·h) <sup>-1</sup> ]	20	25	40	60
日前正备用单位 成本 /\$·MW <sup>-1</sup>	6	5	4	3
日前负备用单位 成本 /\$·MW <sup>-1</sup>	6	5	4	3
小时前正备用单 位成本 /\$·MW <sup>-1</sup>	8	7	6	5
小时前负备用单 位成本 /\$·MW <sup>-1</sup>	8	7	6	5

仿真环境为 Intel Xeon 处理器和 4GB 的 RAM 的计算机上采用 MATLAB CPLEX 软件工具包进行求解。

### 4.2 仿真结果及分析

选取相邻两日作为仿真时间,主能量与备用容量在日前市场和小时前市场的出清结果如表 2、3、4、5 所示。小时前市场中出清的主能量与备用容量与风电场景输出功率相关,其中 40(3,6)表示在场景 3、4、5、6 中取值为 40。数据表明,机组 1 为承担基荷机组,并且在计划市场中仅提供主能量服务。机组 2 在日前市场和小时前市场均具有提供主能量和正、负备用容量的能力。但机组 2 在日前市场提供的主能量多于小时前

市场,表明在远时间点计划量大于近时间点的调整量,符合降低系统运行风险的原则和减小运行成本的目标。另外,机组 2 不仅可以提供正备用服务,还可以提供负备用容量。对于某些低风电输出功率场景,如 5、6、7、8,机组 1 和 2 无法满足系统的全部负荷需求,因此需要结合机组 3、机组 4 共同实现系统功率平衡。从前 8 小时市场出清结果可以看出,机组 4 由于是价格昂贵机组仅提供 50 MW 的正备用容量服务。

表 2 G1 机组主能量与备用容量最优计划安排

能量 类型	$d-1$	$d$		
		(1~8)h	(9~16)h	(17~24)h
$P^D$	200	200	200	200
$R^{LD}$	0	0	0	0
$R^{DD}$	0	0	0	0
$P^H$	—	0	0	0
$R^{LH}$	—	0	0	0
$R^{DH}$	—	0	0	0

表 3 G2 机组主能量与备用容量最优计划安排

能量 类型	$d-1$	$d$		
		(1~8)h	(9~16)h	(17~24)h
$P^D$	150	153	130	137
$R^{LD}$	27	23(1,2) 40(3,6) 23(7,8)	27(1,4) 27(5,8)	0
$R^{DD}$	23	0	0	0
$P^H$	—	0(1,4) 27(5,8)	23(1,4) 0(5,8)	13(1,2) 40(3,6) 23(7,8)
$R^{LH}$	—	0	0	27(1,4) 0(5,8)
$R^{DH}$	—	0	0	0

表 4 G3 机组主能量与备用容量最优计划安排

能量 类型	$d-1$	$d$		
		(1~8)h	(9~16)h	(17~24)h
$P^D$	25	0(1,4) 25(5,8)	0(1,4) 25(5,8)	0
$R^{LD}$	0	0	0	0
$R^{DD}$	0	0	0	0
$P^H$	—	0	0	0
$R^{LH}$	—	0	0	0
$R^{DH}$	—	0	0	0

图 4 为不同市场模式下的弃风效果对比分析。其中场景 1 表示文中所采用的多时间尺度协调的市场模式,包括日前市场和小时前市场。场景 2 表示仅考虑日前市场的交易模式。结果表明,随着弃风单位成本从 1 增加到 35 \$/MW·h,2 种场景的市场模式均有降低系统弃风量的效果,但文中所采用的市场模式可以更大限度减少弃风,优于场景 2 的市场模式。因此,文中设计的市场模式的价值之一体现为可有效减少风电弃风损失,促进新能源更大程度的消纳。

表 5 G4 机组主能量与备用容量最优计划安排

能量类型	$d-1$	$d$		
		(1~8)h	(9~16)h	(17~24)h
$P^D$	0	0	0	0
$R^{UD}$	50	0(1,4) 50(5,8)	0	0
$R^{DD}$	0	0	0	0
$P^H$	—	0	0	0
$R^{UH}$	—	0	0	0
$R^{DH}$	—	0	0	0

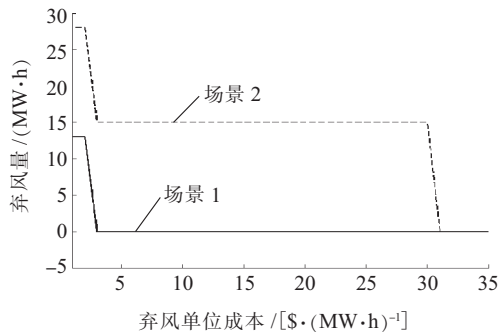


图 4 不同市场模式下的弃风效果比较分析

## 5 结束语

可对多时间尺度协调下主能量和备用容量联合市场的价值进行了评估研究,通过建立多阶段随机规划模型实现对不同时间点电网调度运行在计划和实时状态时做出的决策,可使全网运行更加优化,更大限度地促进风电大规模消纳。算例结果表明,市场价值体现为该模式能够有效利用历史信息,降低风电不确定性带来的负面影响,减少系统备用容量的计划留用量和风电弃风。

### 参考文献:

- [1] 王瑞庆,王宏福,王 晔,等.考虑高阶矩时变性的电力市场风险价值计算[J].电力系统保护与控制,2012,40(24):46-52.
- [2] 徐立中,易永辉,朱承治,等.考虑风电随机性的微网多时间尺度能量优化调度[J].电力系统保护与控制,2014,42(23):1-8.

- [3] PAPAVALILION A, OREN S, O'NEILL R. Reserve Requirements for Wind Power Integration: A Scenario-based Stochastic Programming Framework[J]. IEEE Transactions. on Power Systems, 2011,26(4):2197-2206.
- [4] 邵成成,王锡凡,王秀丽,等.考虑风电的电力联营市场日前出清模型[J].电力系统自动化,2014,38(13):45-50.
- [5] OUFFARD F, GALIANA F. Stochastic Security for Operations Planning with Significant Wind Power Generation [C]//IEEE Power and Energy Society General Meeting- Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008:1-11.
- [6] WZNG J, SHAHIDEHPOUR M, LI Z. Security-constrained Unit Commitment with Volatile Wind Power Generation [J]. IEEE Transactions. on Power Systems, 2008,23(3):1319-1327.
- [7] MORALES J, CONEJO A, PEREZ-RUIZ J. Economic Valuation of Reserves in Power Systems with High Penetration of Wind Power[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2009,24(2):900-910.
- [8] DOHERTY R, O'MALLEY M. A New Approach to Quantify Reserve Demand in Systems with Significant Installed Wind Capacity [J]. IEEE Transactions . on Power Systems, 2005,20(2):587-595.
- [9] MEIBOM P, BARTH R, HASCHKE B, et al. Stochastic Optimization Model to Study the Operational Impacts of High Wind Penetrations in Ireland [J]. IEEE Transactions . on Power Systems, 2011,26(3):1367-1379.
- [10] MORALES J, CONEJO A, PEREZ-RUIZ J. Short-term Trading for a Wind Power Producer [J]. IEEE Transactions. on Power Systems, 2010,25(1):554-564.
- [11] 江 林. 可再生能源国际标准的现状及发展[J]. 江苏电机工程, 2013,32(6):81-84.
- [12] 姜 文, 严 正, 杨建林. 基于解析法的风电场可靠性模型[J]. 电力自动化设备, 2010,30(10):79-83.

### 作者简介:

朱雨彤(1988),男,河北秦皇岛人,工程师,从事电力系统规划与运行工作;

靳 晶(1988),女,河北秦皇岛人,工程师,从事电力系统优化运行及电力市场工作。

## Evaluation on the Value of Multiple Time-scale Electricity Market

ZHU Yutong, JIN Jing

(Qinhuangdao Power Supply Company of State Grid Jibei Electric Power Co. Ltd., Qinhuangdao 066000, China)

**Abstract:** This paper presents an evaluation model to reflect the value brought from multiple competitive electricity markets throughout the analysis of the impact of multiple time-scale markets on wind power integration. This model is capable of optimally allocating the resources of power grids and promoting high wind power penetration by means of market measures. The proposed electricity market model consists of the day-ahead market, hour-ahead market and real time operation adjustment. Stochastic programming is used to model decision-making under wind power uncertainty, to evaluate the value of the available resources in this three time points. Furthermore, multiple time-scale coordination market clearing can be obtained at the corresponding time points. Numerical simulation demonstrates that the presented market framework can mitigate the uncertainty of large-scale wind power, leads to a reduction in system reserve requirements, and be beneficial to the optimal operation for a power grid.

**Key words:** electricity market; stochastic programming; multi-stage scenario tree; wind power; uncertainty