



兼顾中长期交易和风电参与的日前市场出清模型

周明^{1*}, 武昭原¹, 贺宜恒¹, 李庚银¹, 赵彤², 龙苏岩³

1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京 102206

2. 江苏电力交易中心有限公司, 南京 210024

3. 中国电力科学研究院(南京), 南京 210003

* 通信作者. E-mail: zhouming@ncepu.edu.cn

收稿日期: 2018-08-27; 修回日期: 2018-10-09; 接受日期: 2018-10-16; 网络出版日期: 2019-08-09

国家电网公司科技项目(批准号: 18-GW-03)资助

摘要 针对中国电力市场深化改革以中长期交易和现货交易并举的发展模式, 以及希望借助现货市场提高风电等不确定性新能源消纳水平的需求, 本文设计了一种考虑中长期电量交易和风电参与的日前市场交易和结算模式, 提出了中长期合同电量与日前交易相结合的方式; 针对风电出力的不确定性, 采用多概率场景表征, 并建立了日前电量-备用联合出清概率模型. 通过算例分析及与日前电量-备用序贯出清模型对比说明了所提模型的有效性. 研究成果为我国电力市场由以中长期交易为主的电量市场向中长期交易和电力现货交易并举的市场过渡提供分析工具.

关键词 交易模式, 日前市场, 中长期交易, 风电场景, 联合出清

1 引言

2015年, 以“中发9号”为代表的一系列文件拉动了我国新一轮电力市场改革, 该轮改革明确提出我国电力市场建设应该中长期合同交易和现货市场交易并举, 逐步建设以中长期交易规避风险, 以现货交易集中优化配置电力资源, 发现真实价格信号的电力市场体系^[1]. 因此, 如何有效地建立兼顾中长期合同交易的现货市场成为深化电力体制改革的关键.

不同于国外成熟电力市场发展模式^[2], 我国在当前及未来一段时间内仍将采用以中长期电量交易为主的交易形式^[1], 同时探索日前或实时电力现货交易模式. 这种中长期交易一方面可以使得用户大部分用电量得以保证, 另一方面可以使发电商提前锁定大部分收益, 有利于规避市场风险, 更重要的是根据市场预测提前做好发用电计划, 可以有效维持市场的稳定性. 但电力供需需要实时平衡, 因此, 电力交易中心需要将中长期合同电量分解到日、小时, 这必然会出现系统实时运行与预先的调度计划产生偏差, 这时引入现货市场是保证电力实时平衡, 实现电力系统可靠高效运行的有效手段^[3].

引用格式: 周明, 武昭原, 贺宜恒, 等. 兼顾中长期交易和风电参与的日前市场出清模型. 中国科学: 信息科学, 2019, 49: 1050–1065, doi: 10.1360/N112018-00073

Zhou M, Wu Z Y, He Y H, et al. A day-ahead electricity market-clearing model considering medium- and long-term transactions and wind producer participation (in Chinese). *Sci Sin Inform*, 2019, 49: 1050–1065, doi: 10.1360/N112018-00073

大力发展风光等新能源是我国能源生产革命的主要措施,长期以来我国要求电网全额消纳风光等可再生能源发电.但由于风光发电出力的不确定性、波动性和反调峰特性^[4],使得系统由于调峰能力不足导致大量弃风弃光现象.启动现货市场有利于合理分摊调峰成本,利用市场化的手段促进新能源消纳,减少弃风弃光^[5].考虑到风电出力难以准确预测,现货市场中设计合适的风电交易模式就显得尤为重要,因此,研究以中长期电量交易为主,考虑风电参与的现货市场交易模式对于构建中国电力现货市场具有重要的指导意义.

兼顾中长期电量交易和风电参与的现货市场交易模型(本文以日前交易为研究对象)需要解决如下 3 方面问题:中长期交易电量如何与日前交易有机结合,随机波动性风电如何参与日前市场交易,以及如何构建考虑中长期交易电量约束和风电出力波动性的日前市场出清模型.在中长期交易与日前市场结合方面:文献 [6] 通过对中国当前市场环境进行分析,分为 3 个阶段对中国电力现货市场的建设路径进行了设计,提出了基于金融交割曲线的中长期合同的分解算法.文献 [7] 通过对比分析国外典型现货市场的模式,对中国现货市场建设给出了建议.文献 [8] 应用计算代理经济学方法针对中国月度电量市场,对比分析了不同结算模式对市场出清结果的影响.文献 [9] 基于信息间隙决策理论建立了发电商电量分配决策模型以应对现货市场价格波动.文献 [10] 综合考虑了发电商和大用户参与电力现货市场,提出了以社会福利最大化为目标的差价合约分解方法等.在差价合同分解中将发电商期望纳入考量,提出了基于发电商申报的差价合同分解算法.

在风电如何参与现货市场交易的问题上,国内外对于风电不确定性建模、风电竞价策略、风电投标偏差结算等方面均有相关研究.关于风电不确定性建模的研究有概率统计^[11]、场景法^[12]等方法,这些研究在具体的时间断面和空间范围上对风电出力不确定性进行了较为全面的刻画.而对于风电参与市场竞价策略以及偏差结算机制的研究中,已有文献从风电商在包括日前市场^[13]、平衡市场^[14]等各级市场中,以及风电与火电机组^[15],需求响应聚合商^[16]联合报价等行为策略进行了分析.文献 [17] 基于短期概率预测建立了风电商最优报价模型.文献 [18] 基于多阶段随机优化模型提出了有效减少风电商不平衡结算成本的报价策略.文献 [19] 基于 Cournot 均衡理论,研究了风电投标偏差惩罚机制对风电商投标行为的影响.文献 [20] 介绍了欧洲各国的风电偏差电量结算机制,并对比了不同偏差结算机制对风电商收益的影响.

在日前市场出清模型方面,由于近年风力发电的快速发展,国内外研究主要集中在风电的接入对日前市场的影响,已有文献从风电不确定性^[21]、风险约束^[22]、发电商收益^[23]等角度对日前市场出清模型进行了研究.同时考虑到大量风电并网对系统备用提出了更高要求,文献 [24] 介绍了电能与运行备用联合优化模型,并分析了结算价格的影响因素.文献 [25] 建立了电能和备用联合优化模型,并提出了一种事后定价机制.文献 [26] 提出了一种有利于电量和备用联合出清的市场设计模式,解决了电量市场和备用市场的耦合问题.文献 [27] 提出了一个二阶段的随机规划模型,将电能与备用协同优化,解决风电并网对备用市场的影响.

综上所述,目前综合考虑我国电力市场改革的新形势,兼顾中长期电量交易,新能源参与的日前市场交易模式及出清模型的研究几乎没有.为此,本文着重开展 3 方面研究:首先,从基本规约、市场组成、交易模式、报价规则、结算方法、日前市场组织流程等方面设计了考虑中长期交易和风电参与的日前市场交易模式.其次,针对中长期电量交易,基于目前我国电力交易中心的合同电量分解方法,将中长期合同电量进行分解并作为物理约束反映在出清模型的约束中,一方面实现中长期合同交易与日前市场交易有机结合,另一方面也有利于从目前的电量市场向现货市场平稳过渡.最后,针对风电出力的不确定性,建立风电出力多概率场景,研究建立电量和备用联合出清概率模型,联合出清旨在针对风电出力的不确定性,系统需要更多地备用容量,而我国目前尚缺乏专门的辅助服务市场,因此,将

电量和备用容量联合出清有利于提高市场运行的稳定性, 减少套利空间. 针对所提出的交易模式及出清模型, 通过 2 个仿真算例验证其合理性, 并与电量与备用分散出清的市场模式进行对比说明所提模型的有效性.

2 兼顾中长期电量交易和风电参与的日前市场交易模式

针对我国近期以中长期电量交易为主, 现货交易为辅的市场模式^[1], 基于当前我国电力市场组成现状, 本文选定市场成员包括发电商、用户 (或售电公司) 以及电力交易中心. 但仅发电商 (包括常规发电商和风力发电商) 参与市场报价, 暂不考虑用户参与报价. 具体的市场交易要素设计如下.

2.1 基本规约

- (1) 发电商除申报电能价格外, 还需申报备用容量报价.
- (2) 发电厂计划性的基数电量视为发电厂与电网公司签署的中长期双边合同.
- (3) 日前出清模型以日前市场电量及备用各自对应的节点边际电价结算.
- (4) 所有中长期合同电量均视为物理合同, 发电商需提前将全部中长期合同提交至交易中心.
- (5) 为了抑制电力市场价格异常波动, 针对各类发电侧机组, 包括火电、水电、风电等分别设置价格申报上限.

2.2 报价规则

发电商采用全电量多部分报价^[23]的形式, 具体申报信息如下.

2.2.1 常规发电商报价规约

- (1) 发电报价: 发电商可将其整个出力最多分 3 段报价, 每段报价需包含对应的电量价格及其发电容量区间. 所报总电量应为全部发电量, 即不允许持留容量.
- (2) 备用报价: 发电商还需申报提供上调和下调备用的容量价格和实际调用价格.
- (3) 合同量申报: 发电商需将签订的所有中长期合同提前提交至交易中心, 由交易中心负责合同电量的分解, 具体分解方法见 3.1 小节.
- (4) 常规申报数据: 发电商还需提交各发电机组参数, 包括额定容量、出力上下限、爬坡数据、启停成本、最小启停时间等.

2.2.2 风电商报价规约

- (1) 发电报价: 风电商报价曲线为单段报价, 即各时间段只报一个出力范围和对应的电量价格.
- (2) 合同量申报: 与常规机组的合同量申报流程相同.
- (3) 风电预测信息申报: 风电场需要向交易中心提交风电出力预测信息, 考虑风电出力的不确定性, 由交易中心负责构建风电出力多场景概率模型. 具体风电出力多概率场景构造方法见 3.2 小节.

2.3 兼顾中长期交易和风电参与的日前市场组织流程

本文设计的兼顾中长期交易和风电参与的日前市场交易流程分为以下几步:

(1) 日前市场启动前, 交易中心需根据负荷预测情况将发电商提交的中长期合同电量分解到下一交易日的各时段, 具体分解方法见 3.1 小节.

(2) 日前市场启动后, 常规发电商提交发电报价, 备用容量及其调用报价; 风电商需向交易中心提交风电出力预测信息和报价, 由交易中心负责形成风电出力场景.

(3) 交易中心整理各主体报价数据, 依据下文所建立的出清模型进行日前市场出清.

(4) 交易中心公布日前出清结果, 包括各主体中标电量以及各节点各时段的边际电价及备用价格.

(5) 交易中心依据日前出清结果结合各主体签订的双边合同量进行日前结算.

3 考虑中长期合同电量约束的含风电电力市场日前出清模型

3.1 中长期合同分解方法

我国现行的电力市场交易模式下, 中长期双边合同占有非常重要的地位, 且现阶段大多数中长期合同属于电量合同, 即只给了合同期总电量, 合同中并没有对实时电力曲线有所约束, 因此, 对中长期合同电量进行合理的分解不仅有利于系统安全经济运行, 对市场各主体交易结算的公平性也至关重要, 本文采用的中长期电量合同分解方法如下:

(1) 年初交易中心预测下一年度每日的负荷预测曲线 $P_T^p(t)$, 及全年总用电量 Q^p .

(2) 基于全年负荷预测结果, 得到核电机组、调试机组等尚未参与市场的非竞价机组的总计划发电量 $Q_{nm}^p(t)$, 在每日总负荷预测曲线的基础上减去未参与市场机组的出力曲线, 即得到留给参与市场竞争机组的日出力曲线:

$$P_{MT}(t) = P_T^p(t) - P_{NMT}(t), \quad (1)$$

其中 $P_{MT}(t)$ 为留给参与市场竞争机组的日出力曲线. $P_{NMT}(t)$ 为未参与市场机组的出力曲线.

(3) 根据发电机组所签总的中长期合同电量, 可得每个发电机组合同电量占参与市场竞争机组总发电量的比例:

$$k_i = Q_i^C / (Q^p - Q_{nm}^p), \quad (2)$$

其中 k_i 为发电机组 i 合同电量占参与市场竞争的总发电量的比例, $Q^p - Q_{nm}^p$ 表示参与市场竞争的总发电量, Q_i^C 为发电机组 i 所签的合同总量.

(4) 由每日竞价负荷曲线以及合同电量所占比例可知交易日各时段的中长期合同分解量, 具体到各时段 t 的中长期合同分解量以机组最低出力约束出现在出清模型中:

$$Q_{it}^C = k_i \int_{t-1}^t P_{NMT}(t) dt, \quad (3)$$

其中 Q_{it}^C 为发电机组 i 在 t 时段的合同分解量.

3.2 风电出力不确定性建模

由于日前风电出力预测精确有限, 即实际风电出力存在较大不确定性, 容易导致电力系统实时运行与日前出清结果存在较大偏差, 影响市场稳定运行. 为此, 本文从 2 个方面考虑风电出力不确定性

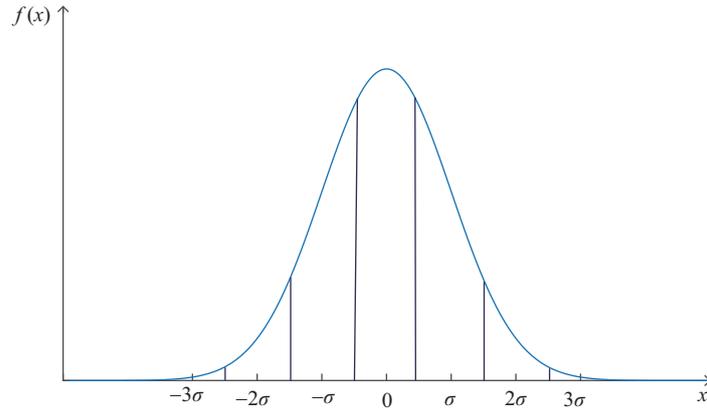


图 1 (网络版彩图) 预测误差离散化示意图

Figure 1 (Color online) The discretization of forecast error normal distribution

对日前交易的影响: 一是利用大量风电出力的历史数据, 针对日前风电预测出力建立多场景概率模型, 并将其引入日前出清模型中; 二是在常规电量交易的基础上, 引入应对风电出力不确定性的备用容量交易机制.

本文采用风电出力场景及其对应的发生概率描述风电的不确定性^[28]. 假设风电场提交的预测出力的误差服从标准差为 σ 的正态分布, 可将正态分布的预测误差等分为数个离散区间, 如图 1 所示, 每个区间宽度为正态分布的标准差 σ 对应的预测误差近似取为区间中点值, 由正态分布概率分布易知各区间概率. 利用大量风电历史预测数据和历史真实出力可确定预测误差正态分布的标准差, 进而确定各区间大小. 考虑到过多的场景会使得场景削减工作量过大, 而场景较少难以准确模拟风电出力随机分布的特性, 为了兼顾求解的准确性和计算复杂程度, 一般离散区间个数取 $K = 7$.

考虑到各时段风电预测误差都是随机的, 则多时段下系统的风电总出力场景 s 为一系列概率性的单时段风电出力场景的组合, 如式 (4) 所示:

$$s = \{(p_1, \beta_1^s), (p_2, \beta_2^s), \dots, (p_t, \beta_t^s)\}, \quad (4)$$

其中 p_t 表示 t 时刻考虑风电预测误差的某一场景对应的风电功率, β_t^s 表示 t 时刻对应于该风电出力场景的概率.

则对应风电总出力场景 s 的概率如式 (5) 所示:

$$\pi_s = \prod_t \beta_t^s. \quad (5)$$

假设每个时刻对应的预测误差被分为 K 个离散区间, 则对应日前 24 个时段就有 K^{24} 个风电出力场景, 若直接用于日前出清模型中, 计算量极为庞大. 因此, 本文首先通过 Monte Carlo 抽样法生成一定数量的场景, 再利用场景消减技术, 筛选出最具代表性的场景以减少计算量, 提升出清模型效率. 其中 Monte Carlo 抽样生成场景的步骤如下:

(1) 首先依据风电预测功率及预测误差确定每个时段的正态分布参数及图 1 中的区间参数, 然后在 MATLAB 中通过正态分布随机数同时生成一个场景下 t 个时段的风电出力值 (t 为所考虑的时段总数).

(2) 计算生成的每个时刻风电出力和该时刻风电预测值的误差, 确定误差在 K 个区间中的位置, 进而结合该区间的概率得到每一时刻风电出力概率, 并根据式 (5) 得出对应该场景的概率.

(3) 重复步骤 (1) 和 (2) 直到生成的风电场景数量满足需要 (其中关于初始生成场景规模的讨论见文献 [29]), 然后对所有生成的风电场景概率进行归一化处理, 保证抽样生成的所有场景概率之和为 1.

本文采用的场景削减方法为同步回代消减法 [29], 通过定义两个场景的距离筛选并剔除与其余场景距离最近的场景, 即去掉与剩余场景最相似的场景, 这样可以最大限度的保留风电出力不确定性信息, 并根据场景相似度改变剩余场景概率, 使概率之和保持 1, 并以重复迭代的方式直到剩余的场景数达到计算要求.

事实上, 每一种场景描述了一种风电在实时运行时可能的出力情况, 通过在出清模型中以概率的形式对多种可能的结果进行综合分析, 使出清结果与实时运行情况更相符. 从运行角度看, 考虑风电出力多场景能够规避风电机组实际出力偏离预测出力的风险, 减少实时运行时的弃风量, 减少风电不确定性对系统带来的影响. 从市场角度看, 风电出力的不确定性会导致出清时节点价格的不确定, 而采用这种概率性的典型场景表征风电不确定性的方法有利于控制价格波动, 增强市场稳定性.

3.3 应对风电出力不确定性的备用容量交易机制

常规机组备用报价包括两部分: 一部分是备用容量价格, 用 C_r^{up} 和 C_r^{down} 表示常规机组的上调及下调容量报价, 容量报价是考虑到参与报价的常规机组这部分容量在日前市场上损失发电的机会成本; 另一部分报价是备用实际调用的价格, 用 C^U 和 C^D 表示常规机组上调和下调备用的调用价格, 实际调用报价对应于平抑风电不确定性所产生的预期发电成本.

需要说明的是, 虽然常规机组报价中含有备用的容量价格, 但该出清模型仍立足于纯电量市场, 最终结算时只考虑上调及下调用中的实际调用部分, 而备用容量报价仅在出清模型中考虑. 但设置备用容量和备用实际调用分别报价是必要的, 这主要是因为本文通过数个风电出力场景表征风电的不确定性, 实际上是通过风电出力场景模拟了数种可能的风电实时出力的情况, 通过对未来风电出力的估计来决定日前出清结果. 日前需要常规机组提供备用来平抑风电最终的出清结果与各个预测场景之间的偏差. 其中, 备用容量报价代表常规机组提供备用的意愿, 因为备用容量的出清不仅意味着这部分容量无法在日前电量市场获得收益, 甚至可能备用容量根本不会被调用; 而备用调用价格则对应机组提供备用的发电成本. 也就是说备用容量价格可以理解为这部分被分配作为备用的容量在出清模型中的一个不参与实际结算的附加价值, 这种报价方式有助于反映发电商真实成本, 最优化资源配置 [25].

3.4 出清模型的目标函数

出清模型以总的调度成本最小为目标函数. 目标函数由 2 部分组成: 日前调度发电成本以及为了应对风电出力不确定性的预期备用成本.

(1) 日前调度成本

日前调度成本指的是日前调度阶段总成本记为 C_1 , 包括发电机组启停成本, 电能成本以及备用成本, 如下式所示:

$$C_1 = \sum_o \sum_i \sum_t C_{oit}^g p_{oit}^g + \sum_w \sum_t C_{wt}^g p_{wt}^g + \sum_i \sum_t C_{rit}^{\text{up}} R_{it}^{\text{up}} + \sum_i \sum_t C_{rit}^{\text{down}} R_{it}^{\text{down}} + \sum_i \sum_t s_i u_{it} (1 - u_{it-1}), \quad (6)$$

其中 C_{oit}^g 表示常规机组 i 在 t 时段第 o 段报价; C_{wt}^g 表示风电机组 w 在时段 t 的报价; $C_{rit}^{\text{up}}, C_{rit}^{\text{down}}$ 分别表示常规机组上调和下调备用的容量报价; p_{oit}^g, p_{wt}^g 分别表示常规机组和风电机组的出清功率; $R_{it}^{\text{up}}, R_{it}^{\text{down}}$ 分别表示上/下调备用的出清容量; s_i 为机组 i 的启停报价; u_{it} 为 0-1 二进制变量, 表示机组 i 在时段 t 的开机状态.

(2) 预期的备用成本

预期的备用成本指的是为平抑风电不确定性的备用实际发电对应的总成本, 用 C_2 表示, 由各风电场景的概率乘以对应场景下备用实际调用成本减去风电机组实际超发/欠发所获得的收益/惩罚, 如下式所示:

$$C_2 = \sum_s \pi_s \left[\sum_i \sum_t (C_{it}^U r_{its}^{\text{up}} - C_{it}^D r_{its}^{\text{down}}) - \sum_w \sum_t C_{wt}^g (p_{wts}^g - p_{wt}^g - p_{wts}^{\text{spill}}) \right], \quad (7)$$

其中 C_{it}^U 和 C_{it}^D 分别表示常规机组上调和下调备用的调用价格; r_{its}^{up} 和 r_{its}^{down} 分别表示在场景 s 下上/下调备用的实际调用量, 待确定; p_{wts}^g 和 p_{wts}^{spill} 分别表示场景 s 下风电机组预测发电量及弃风量.

综上所述, 则总的目标函数如式 (8) 所示:

$$\text{Min } f = \min(C_1 + C_2), \quad (8)$$

目标函数中, $p_{oit}^g, p_{wt}^g, R_{it}^{\text{up}}, R_{it}^{\text{down}}, r_{its}^{\text{up}}, r_{its}^{\text{down}}, p_{wts}^{\text{spill}}$ 为决策变量, 其余为已知参数.

3.5 约束条件

(1) 节点功率平衡约束:

$$\begin{cases} \sum_{j \in \alpha_n} p_{jt}^d = \sum_{i \in \beta_n} p_{it}^g + \sum_w p_{wt}^g + \sum_{l|to(l)=n} p_{lt}^f - \sum_{l|fr(l)=n} p_{lt}^f, \\ \sum_b p_{bjt}^d = p_{jt}^d, \\ \sum_o p_{oit}^g = p_{it}^g, \end{cases} \quad (9)$$

其中 p_{it}^g 表示发电机组 i 在 t 时段的总中标功率, 包含合同分解功率; p_{jt}^d 表示负荷 j 在 t 时段的负荷量; α_n, β_n 分别是节点 n 的负荷和发电机集合, p_{lt}^f 表示线路 l 在 t 时段的有功潮流, $l|fr(l)=n, l|to(l)=n$ 分别表示起始点和终端点为 n 的有向线路 l .

(2) 线路有功潮流约束:

$$\begin{cases} p_{lt}^f = (\delta_{frlt} - \delta_{toit})/x_l, \\ -P_l^{\text{max}} \leq p_{lt}^f \leq P_l^{\text{max}}, \end{cases} \quad (10)$$

其中 P_l^{max} 表示线路 l 的最大传输功率, $\delta_{frlt}, \delta_{toit}$ 分别表示线路 l 始端和终端的电压相角, x_l 表示线路 l 的电抗.

(3) 发电机组出力约束:

$$\begin{cases} P_{\text{mini}}^g u_{it} \leq p_{it}^g \leq P_{\text{maxi}}^g u_{it}, \\ 0 \leq p_{oit}^g \leq P_{\text{maxoit}}^g, \end{cases} \quad (11)$$

其中 $P_{\text{mini}}^g, P_{\text{maxi}}^g$ 分别表示发电机组 i 在 t 时段的最小出力和最大出力, P_{maxoit}^g 表示发电机组在对应报价段的申报上限值.

(4) 系统备用约束:

系统备用约束是为了保证实时的供需平衡, 系统常规的备用约束如式 (12) 所示:

$$\begin{cases} \sum_i p_{it}^g + R_{tup}^s \leq \sum_i P_{maxit}^g, \\ \sum_i p_{it}^g - R_{tdown}^s \geq \sum_i P_{minit}^g, \end{cases} \quad (12)$$

其中 R_{tup}^s , R_{tdown}^s 分别表示系统所需的上调备用值和下调备用容量值.

由于本文采用多个风电出力场景表征风电的不确定性, 而最终的出清结果是综合考虑各个场景出力情况的综合结果, 即针对某一个特定风电出力场景, 系统潮流相比于最终出清结果对应的潮流会发生改变, 而此处潮流的改变主要与该场景下常规机组提供的备用容量相关, 如式 (13) 所示:

$$\begin{aligned} \sum_{i \in \beta_n} (r_{its}^{up} - r_{its}^{down}) + \sum_{w \in \omega_n} (p_{wts}^g - p_{wt}^g - p_{wts}^{spill}) = \sum_{l|fr(l)=n} (\delta_{frlts} - \delta_{tolts} - \delta_{frlt} + \delta_{tol}) / x_l \\ - \sum_{l|to(l)=n} (\delta_{frlts} - \delta_{tolts} - \delta_{frlt} + \delta_{tol}) / x_l, \end{aligned} \quad (13)$$

其中 ω_n 表示节点 n 上的风电机组集合, δ_{frlts} , δ_{tolts} 分别表示场景 s 下线路 l 始端和终端 t 时刻的电压相角.

(5) 中长期合同约束

依据上文给出的中长期合同分解方法将各个发电机组的中长期合同分解至交易日各时段, 即 Q_{it}^c , 则有约束如式 (14), 即每个时段有中长期合同的机组出力不小于该时段的合同分解量, 以保证合同物理执行. 其中 Δt 为相邻交易时段的间隔, 本文设为 1 小时.

$$p_{it}^g \Delta t \geq Q_{it}^c. \quad (14)$$

连续开停机时间与爬坡约束与传统机组组合问题一致, 此处不再赘述.

分析目标函数 (8) 和约束条件 (9)~(14) 可知, 该日前出清模型为一个混合整数线性优化问题, 可用现有的商业软件进行快速求解. 本文通过 MATLAB 调用 CPLEX 对所建立的日前出清模型进行求解.

3.6 交易结算方法

交易结算指的是各市场主体在日前市场出清后, 针对日前出清结果进行的结算.

(1) 常规发电商

常规发电商在结算时收入由中长期双边合同收入、日前市场卖电收入和为风电提供备用的收入 3 部分组成. 即某个常规机组 i 的日前总收入 R_i 如下:

$$R_i = \sum_t \left[(p_{it}^g - Q_{it}^c) \lambda_{nt} + \sum_s \gamma_{nts} (r_{its}^{up} - r_{its}^{down}) + p_{it}^{cn} Q_{it}^c \right], \quad (15)$$

其中 Q_{it}^c 表示常规机组 i 在 t 时段的中长期合同量; p_{it}^{cn} 表示发电机组 i 与 Q_{it}^c 对应的合同价格; λ_{nt} 表示日前市场节点 n 在 t 时段电能的节点边际价格, 对应于出清模型中潮流约束 (式 (9)) 的对偶变量; γ_{nts} 表示日前市场节点 n 在 t 时段场景 s 下备用的节点边际价格, 对应于应对场景 s 的备用需求的潮流约束 (式 (13)) 的对偶变量.

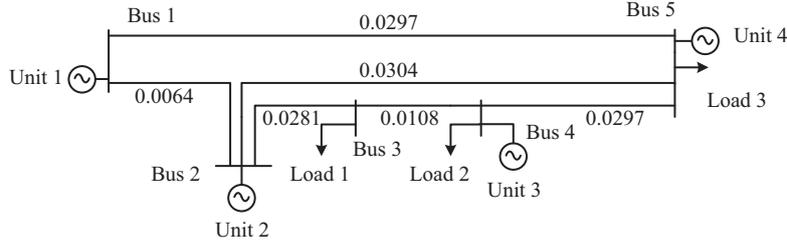


图 2 算例 1 网络结果图
Figure 2 One-line diagram for case-1

(2) 风电机组

风电机组在结算时收入由中长期合同收入、出售电能的收入、由于不确定性超发/欠发对应的收入/惩罚、支付给常规机组提供备用的费用 4 部分组成. 针对某风电机组 w 的日前总收入 R_w 为

$$R_w = \sum_t \left[\sum_s \gamma_{nts} (p_{wts}^g - p_{wt}^g - p_{wts}^{spill} - r_{its}^{up} + r_{its}^{down}) + p_{wt}^c Q_{wt}^c + (p_{it}^g - Q_{wt}^c) \lambda_{nt} \right], \quad (16)$$

其中 Q_{wt}^c 表示风电机组 w 在 t 时段的中长期合同量, p_{wt}^c 表示风电机组 w 在 t 时段的中长期合同价格.

4 算例及分析

下面通过 2 个算例来验证所提出清模型, 一个算例是 6 节点算例 [23], 旨在验证本文所提的电量-备用联合出清模型的正确性, 以及该出清模型是否可以将中长期交易与日前交易有机结合; 另一个是基于 IEEE-118 节点的改进算例, 侧重考察所提出清模型在大系统中的适应性和可行性, 并与电量和备用分散出清结果进行对比分析, 验证所提模型的优越性.

4.1 算例 1

4.1.1 算例设置

算例如图 2 所示, 包括 4 个发电商, 其中发电商 1~3 为火电机组, 发电商 4 为风电机组; 3 个负荷, 线路电抗 (标幺值) 如图所示, 除节点 1~5 的线路容量设为 240 MW 外, 其余各条线路容量均为 400 MW. 算例中风电出力的预测标准差取预测值的 10%, 离散区间个数取 $K = 7$, 通过 Monte Carlo 抽样法生成 1000 个风电出力场景, 并利用本文所述场景削减方法将风电场景削减到 5 个.

日前出清只考虑 3 个时间段, 且假设发电侧报价不随时间变化, 不考虑停机成本及爬坡速率, 所有发电机初态为停机, 发电机的基本参数以及电量和备用报价如表 1 所示, 假设报价为单段报价, 备用调用报价与电量报价相等; 为分析中长期交易比例对出清结果的影响, 算例对以下 3 种中长期合同情况进行对比: (1) 中长期合同占比较高, 约占各时段总负荷的 70% 左右, 用 Q_{it}^{CH} 表示; (2) 中长期合同占比较低, 约占各时段总负荷的 30%, 用 Q_{it}^{CL} 表示; (3) 发电机组都无中长期合同. 各时段负荷见表 2. 根据所采用的中长期合同分解方法得到的中长期合同分解情况也列于表 2.

表 1 发电机数据
Table 1 Generation data

Unit	P_{minit}^g (MW)	P_{maxit}^g (MW)	C_{it}^g (\$/MWh)	C_{rit}^{up} (\$/MWh)	C_{rit}^{down} (\$/MWh)	s_i (\$)	Q_{i1}^C (MW)	Q_{i2}^C (MW)	Q_{i3}^C (MW)
1	60	600	10	16	15	6000	500	380	400
2	15	210	15	13	12	3000	150	170	165
3	20	280	30	10	9	360	45	50	55
4	0	150	-	-	-	-	50	50	50

表 2 各时段负荷值及各机组中长期交易分解量 (MW)
Table 2 The consumption levels and the long-term contracts decomposition results (MW)

Period	Load			The decomposition amount of long-term contracts							
	1	2	3	Q_{1t}^{CH}	Q_{2t}^{CH}	Q_{3t}^{CH}	Q_{4t}^{CH}	Q_{1t}^{CL}	Q_{2t}^{CL}	Q_{3t}^{CL}	Q_{4t}^{CL}
1	500	220	280	500	200	100	50	150	100	80	50
2	450	225	300	450	150	50	50	120	70	40	50
3	450	200	290	500	150	75	50	80	90	60	50

表 3 不同中长期合同比例下发电侧出清功率 (MW)
Table 3 Generation levels in different proportion of long-term contract (MW)

Period	High contract proportion (70%)				Low contract proportion (30%)				No contract			
	P_{1t}^g	P_{2t}^g	P_{3t}^g	P_{wt}^g	P_{1t}^g	P_{2t}^g	P_{3t}^g	P_{wt}^g	P_{1t}^g	P_{2t}^g	P_{3t}^g	P_{wt}^g
1	600.0	180.0	127.9	92.1	600.0	177.1	128.3	94.6	600.0	177.1	128.3	94.6
2	587.7	210.0	83.2	94.2	587.7	210.0	83.2	94.2	587.7	210.0	83.2	94.2
3	600.0	177.4	75.0	92.6	600.0	190.6	60.0	89.4	600.0	194.6	49.87	95.6

4.1.2 日前出清结果及分析

3 种中长期合同比例下各发电机组的中标功率如表 3 所示.

对比分析 3 组出清结果可以发现, 由于节点 1 的 1 号机组发电报价较低, 所以 3 个场景下 1 号机组各时间段都趋于满发; 第 2 时段未达到满发一方面是负荷 1 需求量下降, 另一方面是负荷 2 和 3 需求量上升, 但线路 1~5 的传输容量有限. 同时注意到, 由于系统传输容量的限制, 当系统中长期合同比例过高时, 各机组均有较大比例需要物理执行的功率, 此时风电出清功率相比无合同约束时略低, 这主要是由于较大的物理合同比例导致各机组相对难以提供充足的上调备用, 因此风电出清结果较为保守, 可以看出得到的出清结果仍是在考虑提供备用经济性基础上得出的, 具有合理性.

各场景下出清结果的最大区别在于 3 号机组各时段的出清量, 3 号机组由于发电成本较高, 报价较高, 因此调用优先级较低. 在中长期合同比例较大时, 3 号机组的出清功率基本等于或略大于所分解的中长期合同电量. 特别是第 3 时段, 在高中长期交易比例下, 3 号机组出清功率为该时段所分解的合同电量, 这主要是因为负荷总量在第 3 时段出现下降, 但所分解的合同量需要物理执行. 因此 3 号机组发电量为该时段所分解的合同量. 随着合同比例的降低, 3 号机组在第 3 时段的出力也不断下降, 这也使发电经济性更好的 2 号机组出力不断升高.

表 4 日前出清电价及备用价格

Table 4 LMP of electricity and reserve in day-ahead market

Bus	Co-optimized of energy and reserve						Orderly optimized of energy and reserve					
	LMP of energy (\$/MWh)			LMP of reserve (\$/MWh)			LMP of energy (\$/MWh)			LMP of reserve (\$/MWh)		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	10.00	10.00	15.00	12.07	11.15	12.40	10.00	10.00	15.00	14.63	15.12	13.42
2	15.00	16.98	15.00	12.13	12.89	12.65	11.87	16.98	15.00	16.85	13.34	13.63
3	28.43	26.38	25.00	10.89	15.24	12.40	27.34	26.38	15.00	11.55	15.98	13.37
4	30.00	30.00	15.67	11.13	16.15	13.92	30.00	30.00	15.00	12.40	16.6	14.1
5	16.27	39.94	15.00	11.77	18.63	12.40	16.27	39.94	15.00	14.24	19.54	14.09
Total cost	44762						47382					

可以看出,当中长期合同比例较高时,系统内一些经济性较差的机组由于中长期合同的物理执行而允许开机,虽然这种现象不利于系统的经济性运行,但较高的中长期合同比例有助于维持市场稳定,保证发电侧市场主体收益,规避现货风险;同时,中长期合同的物理执行也保证了系统发电计划相对稳定,有利于我国由目前的中长期电量市场向现货市场过渡。

考虑到出清的节点边际价格以及交易结算均与出清结果相关,且中国当前市场环境下中长期交易仍占较大比重。因此,以高比例中长期合同交易的场景为例。详细分析高比例合同情形下日前出清结果。并将本文所提联合出清模型与电量和备用序贯出清模型进行对比分析,结果如表 4 所示。其中电量和备用序贯出清指的是:首先进行日前市场出清,日前市场出清完成后,市场竞价机组剩余发电能力可在备用市场继续报价;而新能源发电商则需要考虑自身实时出力的不确定性,在备用市场购买所需的备用容量,即备用市场在日前市场后出清。

由表 4 电量和备用联合出清模型的日前边际电价可知,节点 3~5 的边际电价相对较高,主要有以下几方面原因,首先虽然风机发电成本很低,但是风机所在的节点 5 负荷需求较高,超过风机发电能力,且线路 1~5 的传输容量有限,因而节点 1 处便宜的电能难以满足节点 5 的全部需求;其次另一侧与节点 5 相连的节点 4 处的 3 号发电机发电成本较高,也造成了节点 4 和 5 电价相对较高。而节点 3 本身没有发电机,需要靠临近节点的发电机供应电能,而相对较便宜的 2 号发电机难以满足其负荷需求,所以节点 3 电价也较高。

除此之外,第 2 时段:节点 1 的边际电价达到 15.00,超过节点 1 处发电机的报价,这主要是因为第 3 时段 1 号机组满发,节点 1 部分负荷是由发电成本较高的机组提供的,因此边际价格升高。可见,采用节点边际定价能给出明确的反映实时供需平衡的价格信号。

通过对比电量和备用联合出清和序贯出清的结果,容易看出相比于序贯出清,联合出清模型的日前节点边际电价相对较高而备用边际电价较低,同时联合出清的总调度成本相对较低。出现这种结果主要是因为,电量和备用联合出清模型中,发电机组同时提交日前电量报价及备用报价,优化模型实质上统筹考虑到了日前发电和备用两部分的综合成本最低。而电量和备用序贯出清模型中,发电机组首先在日前市场报价,日前出清模型先占用了性价比高的电源,因而日前节点边际电价相对较低;而在之后的备用出清模型中,系统只能调度发电机组剩余的发电能力提供备用,因此备用边际电价相对较高。即分散出清中同一发电机组在日前提供电量和提供备用的报价是不相同的。电量和备用联合出清综合考虑了日前电能交易和备用交易两部分,做到了资源的最优配置,因此总调度成本也相对较低。

表 5 日前结算收益

Table 5 The settlement results of the day-ahead market

Unit	Long-term contract revenue (\$)			Generation revenue (\$)			Revenue of reserve (\$)			Total revenue (\$)
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Unit 1	6000	4560	4800	1000	2077	3000	0	0	0	21437
Unit 2	2550	2890	2805	450.0	679.2	186.0	0	0	29.68	9590
Unit 3	1395	1550	1705	2487	996.0	313.4	175.33	181.22	55.23	8858
Unit 4	1000	1000	1000	685.0	1765	639.0	-175.33	-181.22	-84.91	5648

假设各火电机组及风电机组所签中长期合同的合同价格分别为 12, 17, 31, 20 (\$/MWh), 根据结算规则, 则各机组在日前市场结算收入如表 5 所示.

由表 5 的日前结算收益可知, 各发电机组除去通过中长期合同提前锁定了大部分收益外, 还能获得基于自身发电及备用的日前市场收益.

在所提出的日前出清模式下, 火电机组采用分段报价的方式, 并可根据自身情况同时申报备用容量价格和备用调用价格, 价格申报自由度较高, 市场申报情况能够较好地反映市场电量及备用的供给与需求情况, 并最终形成发电总成本最小的市场出清结果, 较好地实现了通过市场优化配置资源的效果.

4.2 算例 2

为进一步验证本文所提出清模型在较大规模系统中的适应性及可行性, 选取 IEEE-118 节点系统进行测试, 其中发电机参数取自文献 [30], 在原系统 20, 21, 22 节点处增加装机容量为 200 MW 的风电机组, 以西北某风电场实际数据作为风电出力的预测值, 并按装机容量等比例调整, 出清模型中所涉及的潮流均为直流潮流.

本算例中, 常规机组按发电成本分 3 段报价, 备用容量报价为发电第 3 段报价的 1.2 倍, 上调备用的调用报价取机组发电第 3 段报价, 下调备用的调用报价取机组发电第 1 段报价 (其中第 27 号机组取发电第 2 段报价), 为保证风电尽可能消纳, 风电场采取零报价策略, 出清时段为 24 个时段, 各时段的负荷换算系数见文献 [23]. 风电出力的预测标准差取预测值的 10%, 预测误差离散区间个数 $K = 7$, 利用 Monte Carlo 抽样法生成 2000 个风电出力场景, 并通过场景缩减将风电场景缩减到 10 个场景, 如图 3 所示.

为研究不同风电渗透率对市场的影响, 在保持原有风电不确定性的基础上, 将所接风电机组装机容量依次变为 100 MW, 300 MW. 图 4 给出了负荷高峰时段风电渗透率为 5%, 10%, 15% (即所接入的风电装机容量为 100, 200 和 300 MW) 时的市场出清结果 (仅包含开机的常规机组出清功率及所在节点的节点边际电价, 蓝色部分为中长期合同分解电量). 可以看出, 随着风电渗透率的增加, 系统内的常规发电机组出清功率有不同程度的下降, 而系统所需备用出清有所上升, 特别是风电接入节点附近的机组 (27 号, 28 号机组) 更为明显; 同时, 随着风电渗透率的增加, 系统各节点的边际电价有一定程度的下降, 特别是风电接入区域的边际电价下降幅度较大. 这主要是因为风电接入削减了常规机组的发电空间, 由于其零发电边际成本, 也起到了降低节点边际电价的作用. 但因为风电机组出力固有的不确定性和波动性, 风电接入比例增大也增加了系统对备用的需求.

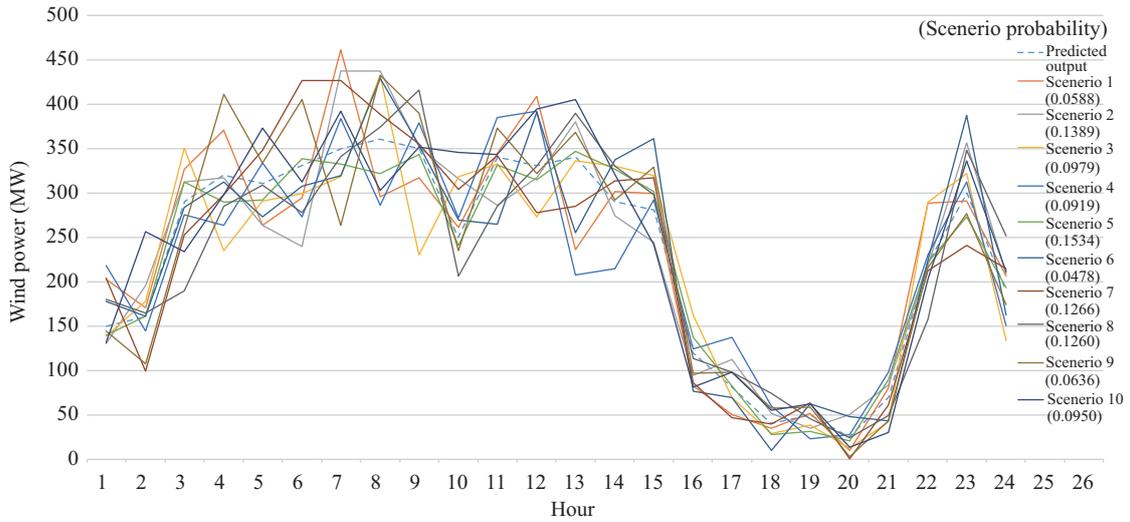


图 3 (网络版彩图) 风电场景
Figure 3 (Color online) Wind power scenario

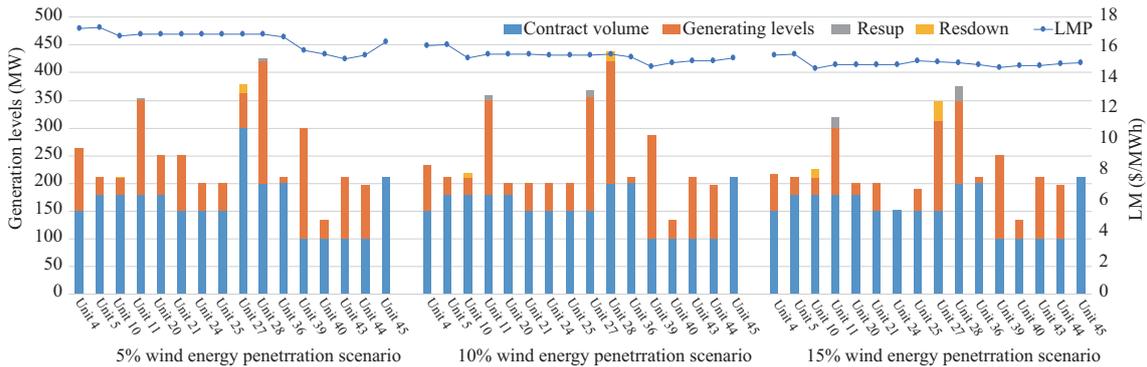


图 4 (网络版彩图) 不同风电渗透率下市场出清结果
Figure 4 (Color online) Market clearing results under different wind energy penetration

下面在风电渗透率为 10% 的基础上设置 3 种风电不确定性场景, 比较不同风电不确定性场景的市场出清结果, 特别是风电不确定性对系统备用出清的影响: (1) 风电预测较为准确: 预测误差取 5%; (2) 风电预测准确度一般: 预测误差取 10%; (3) 风电预测误差较大: 预测误差取 15%.

图 5 描绘了不同风电预测误差场景下备用出清情况, 各时段加权平均的节点边际电价以及备用加权平均边际电价. 可以看出, 随着风电不确定性的增大, 各时段备用出清功率明显增高, 特别是风电出力较高的时段; 同时, 各时段对应的电能和备用的节点边际价格波动性也随风电不确定性有明显上升. 由于算例中系统发电侧冗余度较高, 所以即使在风电不确定性最大的场景下, 也没有出现非常高的边际电价, 容易注意到各时段的电能节点边际电价水平基本与负荷水平相一致, 且备用电价普遍高于电能价格, 说明该出清模型较好地反映了市场实时的供需情况, 并能同时解决电能和备用分配问题.

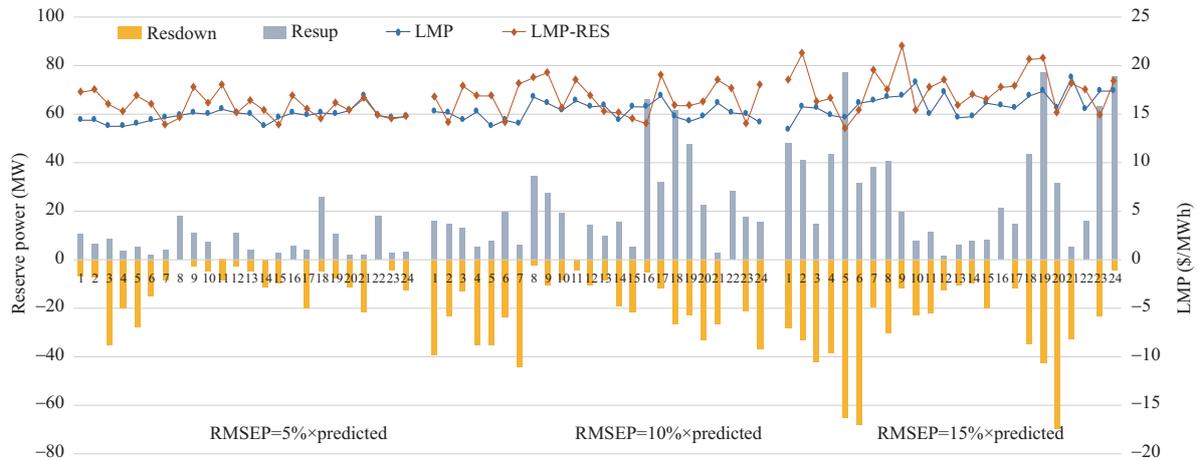


图5 (网络版彩图) 不同风电不确定性程度下备用出清功率及边际电价

Figure 5 (Color online) Reserve clearing results and LMP under different wind power forecast error

5 结论

针对中国电力市场的发展趋势,以及通过现货市场提高风电消纳水平的需求,本文给出了兼顾中长期交易和风电参与的日前市场交易和结算模式;设计了中长期合同电量融入日前交易的方式.针对风电出力不确定性,采用多场景概率模型对其进行建模,并建立了日前电量-备用联合出清概率模型.出清模型能够在保证中长期合同物理执行的基础上,给出各发电商(机组)出清的电量,备用容量及其对应边际价格.两个算例通过对比分析中长期合同比例,风电不确定性,风电渗透率大小对市场出清结果的影响.结果表明:所提交易模式及出清模型能够正确反映中长期合同物理执行,风电出力不确定性对备用的需求和各发电商报价与收益之间的关系,且相较于传统的电能-备用序贯出清模型,电能-备用联合出清模型能更合理地分配发电资源,降低市场运行成本,实现系统最优化运行.

研究成果提供了一个同时考虑中长期交易和风电参与的日前市场出清分析模型,对分析中长期合同执行方式,风电参与市场的交易方式,和辅助服务交易提供了仿真模型,为我国电力市场从中长期电量交易市场向电力现货市场过渡提供了分析工具和方法指导.

参考文献

- 1 Liu D N. An interpretation of the basic rules for mid- and long-term transactions in electric power (provisional)—about protection of priority generation rights and renewable energy consumption. *Energy Power Industry China*, 2017, 6: 44–46 [刘敦楠.《电力中长期交易基本规则(暂行)》解读——关于优先发电权和可再生能源消纳保障.中国电力企业管理, 2017, 6: 44–46]
- 2 Zhou M, Yan Y, Ding Q, et al. Transaction and settlement mechanism for foreign representative power markets and its enlightenment for chinese power market. *Autom Electr Power Syst*, 2017, 41: 1–8 [周明, 严宇, 丁琪, 等. 国外典型电力市场交易结算机制及对中国的启示. 电力系统自动化, 2017, 41: 1–8]
- 3 Bao M L, Ding Y, Shao C Z, et al. Review of nordic electricity market and its suggestions for China. *Proc CSEE*, 2017, 37: 4881–4892 [包铭磊, 丁一, 邵常政, 等. 北欧电力市场评述及对我国的经验借鉴. 中国电机工程学报, 2017, 37: 4881–4892]
- 4 Xue Y S, Lei X, Xue F, et al. A review on impacts of wind power uncertainties on power systems. *Proc CSEE*, 2014, 34: 5029–5040 [薛禹胜, 雷兴, 薛峰, 等. 关于风电不确定性对电力系统影响的评述. 中国电机工程学报, 2014, 34: 5029–5040]
- 5 Figueiredo N C, Silva P P D, Cerqueira P. Wind generation influence on market splitting: the Iberian spot electricity market. In: *Proceedings of the 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lisbon, 2015.

- 1-5
- 6 Guo H Y, Chen Q X, Zhong H W, et al. Spot market mechanism design and path planning based on standard curve for financial delivery. *Autom Electr Power Syst*, 2017, 41: 1-8 [郭鸿业, 陈启鑫, 钟海旺, 等. 基于标准化金融交割曲线的现货市场建设路径设计. *电力系统自动化*, 2017, 41: 1-8]
 - 7 Zou P, Chen Q X, Xia Q, et al. Logical analysis of electricity spot market design in foreign countries and enlightenment and policy suggestions for China. *Autom Electr Power Syst*, 2014, 38: 18-27 [邹鹏, 陈启鑫, 夏清, 等. 国外电力现货市场建设的逻辑分析及对中国的启示与建议. *电力系统自动化*, 2014, 38: 18-27]
 - 8 Jing Z X, Zhu J S. Simulation experiment analysis on market rules for monthly centralized bidding. *Autom Electr Power Syst*, 2017, 41: 42-48 [荆朝霞, 朱继松. 月度电量集中竞价市场规则的仿真实验分析. *电力系统自动化*, 2017, 41: 42-48]
 - 9 Zhao C, Zhang S H. Generation asset allocation strategies based on IGDT. *Control Dec*, 2017, 32: 751-754 [赵琛, 张少华. 基于信息间隙决策理论的发电电量分配策略. *控制与决策*, 2017, 32: 751-754]
 - 10 Nie Z, Gao F, Wu J, et al. Contract for difference energy decomposition model for maximizing social benefit in electricity market. In: *Proceedings of the World Congress on Intelligent Control and Automation*, Guilin, 2016. 2449-2454
 - 11 van Stiphout A, de Vos K, Deconinck G. The impact of operating reserves on investment planning of renewable power systems. *IEEE Trans Power Syst*, 2017, 32: 378-388
 - 12 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. *IEEE Trans Power Syst*, 2013, 28: 3114-3125
 - 13 Papavasiliou A, Oren S S. Large-scale integration of deferrable demand and renewable energy sources. *IEEE Trans Power Syst*, 2014, 29: 489-499
 - 14 Sharma K C, Bhakar R, Tiwari H P. Strategic bidding for wind power producers in electricity markets. *Energy Convers Manag*, 2014, 86: 259-267
 - 15 Banaei M, Oloomi-Buygi M, Zabetian-Hosseini S M. Strategic gaming of wind power producers joined with thermal units in electricity markets. *Renew Energy*, 2018, 115: 1067-1074
 - 16 Wang X, Wang L H, Zhang S H. Impacts of cooperation between wind power producer and DR aggregator on electricity market equilibrium. *Power Syst Tech*, 2018, 42: 110-116 [王琨, 王留晖, 张少华. 风电商与 DR 聚合商联营对电力市场竞争的影响. *电网技术*, 2018, 42: 110-116]
 - 17 Pinson P, Chevallier C, Kariniotakis G N. Trading wind generation from short-term probabilistic forecasts of wind power. *IEEE Trans Power Syst*, 2007, 22: 1148-1156
 - 18 Chaves-Ávila J P, Hakvoort R A, Ramos A. Short-term strategies for Dutch wind power producers to reduce imbalance costs. *Energy Policy*, 2013, 52: 573-582
 - 19 Wang X, Huang M T, Zhang S H. Equilibrium analysis of electricity market considering penalties for wind power's bidding deviation. *Power Syst Tech*, 2016, 40: 602-607 [王琨, 黄蒙涛, 张少华. 考虑风电投标偏差惩罚的电力市场均衡分析. *电网技术*, 2016, 40: 602-607]
 - 20 Brunetto C, Tina G. Wind generation imbalances penalties in day-ahead energy markets: the Italian case. *Electric Power Syst Res*, 2011, 81: 1446-1455
 - 21 Shao C C, Wang X F, Wang X L, et al. An electricity market clearing model for day-ahead pool market considering wind power. *Autom Electr Power Syst*, 2014, 38: 45-50 [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. *电力系统自动化*, 2014, 38: 45-50]
 - 22 Zhang Y, Giannakis G B. Distributed stochastic market clearing with high-penetration wind power. *IEEE Trans Power Syst*, 2016, 31: 895-906
 - 23 Fernandez-Blanco R, Arroyo J M, Alguacil N. On the solution of revenue- and network-constrained day-ahead market clearing under marginal pricing-part I: an exact bilevel programming approach. *IEEE Trans Power Syst*, 2017, 32: 208-219
 - 24 Liu G Y, Chen N S, Pu T J, et al. Mathematical model and clearing price analysis of co-optimization of energy regulation and operation reserves. *Autom Electr Power Syst*, 2014, 38: 71-78 [刘广一, 陈乃仕, 蒲天骄, 等. 电能调频和运行备用同时优化的数学模型与结算价格分析. *电力系统自动化*, 2014, 38: 71-78]
 - 25 Zheng T, Litvinov E. Ex post pricing in the co-optimized energy and reserve market. *IEEE Trans Power Syst*, 2006, 21: 1528-1538
 - 26 Sores P, Divényi D, Polgári B, et al. Day-ahead market structures for co-optimized energy and reserve allocation. In: *Proceedings of the 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lisbon, 2015. 1-5
 - 27 Fernandez-Blanco R, Arroyo J M, Alguacil N. A unified bilevel programming framework for price-based market clearing under marginal pricing. *IEEE Trans Power Syst*, 2012, 27: 517-525
 - 28 Liu X, Wang B, Li Y. A transmission-constrained stochastic unit commitment model with real-time pricing for high wind power integration. In: *Proceedings of Power and Energy Engineering Conference, Asia-Pacific*, 2013. 1-6

- 29 Ma X Y. Scenario analysis and stochastic programming of wind-integrated power systems. Dissertation for Ph.D. Degree. Wuhan: Wuhan University, 2014 [马溪原. 含风电电力系统的场景分析方法及其在随机优化中的应用. 博士学位论文. 武汉: 武汉大学, 2014]
- 30 Subcommittee P M. IEEE reliability test system. IEEE Trans Power Apparatus Syst, 1979, 98: 2047-2054

A day-ahead electricity market-clearing model considering medium- and long-term transactions and wind producer participation

Ming ZHOU^{1*}, Zhaoyuan WU¹, Yiheng HE¹, Gengyin LI¹, Tong ZHAO² & Suyan LONG³

1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy (North China Electric Power University), Beijing 102206, China;

2. Jiangsu Power Exchange Center, Nanjing 210024, China;

3. China Electric Power Research Institute (Nanjing), Nanjing 210003, China

* Corresponding author. E-mail: zhouming@ncepu.edu.cn

Abstract A transaction and settlement model of day-ahead markets that considers both long-term contract and wind power producer participation is proposed for China's electricity market, in which current developments promote both long-term contracts and spot transactions, and in which a trend to improve new energy accommodation through the spot market exists. The combination of long-term contract electricity and day-ahead transactions, as well as a joint optimization model of electric power and reserve, has been proposed. A multi-scenario probability distribution was used to examine the stochastic nature of wind generation. The case studies demonstrate the effectiveness and rationality of the proposed model by comparison with the sequential clearing model. The results provide an analytical tool for the transition from the current electricity market, which consists mainly of long-term contracts and spot transactions.

Keywords trading mode, day-ahead market, medium-and long-term transactions, wind power scenario, joint optimization



Ming ZHOU was born in 1967. She received her Ph.D. degree in electrical engineering from North China Electric Power University (NCEPU) in 2006. She is currently a professor at NCEPU. Her research interests include renewable integrated power system planning and operation, power system economics, and demand response.



Zhaoyuan WU was born in 1994. He is currently a Ph.D. student at North China Electric Power University. His research interests include electricity markets and economics of power system.



Yiheng HE was born in 1994. He is currently a master's student at the School of Electrical and Electronic Engineering at North China Electric Power University (NCEPU). His research interest is electricity market.



Gengyin LI was born in 1964. He received his Ph.D. degree in electrical engineering from North China Electricity Power University in 1996. He is currently a professor at North China Electricity Power University (NCEPU). His areas of interest include high-voltage direct current (HVDC) transmission, power quality analysis and control, and new transmission and distribution technologies.