

新型电力系统背景下考虑新能源的现货电能量和调频市场交易机制

白云霄¹, 戴漫茹², 季天瑶², 荆朝霞², 钟佳宇¹

(1. 广东电力交易中心有限责任公司, 广州 510180; 2. 华南理工大学电力学院, 广州 510641)

摘要: 随着电力系统中新能源占比的不断提高, 新能源市场化交易模式逐渐形成体系, 不同比例的新能源、不同的出清模式都会影响现货电能量和调频辅助服务市场出清的结果。为此, 总结了新能源参与市场的交易模式, 对比分析了典型调频市场如美国 PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection) 和美国 CAISO (California independent system operator) 的市场出清细则。在此基础上, 为简化因单独核算机会成本导致的市场出清流程较复杂问题, 构建了由机组在容量报价时自行考虑机会成本、并以机组申报的容量报价和里程报价作为出清排序依据的调频市场出清模型, 并基于此给出了现货电能量和调频辅助服务市场顺次与联合出清模型。为研究不同机制下高比例和低比例新能源参与下的市场出清成本效益, 构建了仿真算例进行对比分析, 结果表明联合出清模式在高比例新能源背景下具有一定的优势。

关键词: 新能源; 调频市场; 出清模型; 电力市场; 现货电能量

Trading Mechanism of Spot Electric Energy and Frequency Regulation Markets Considering Renewable Energy Under the Background of New Power System

BAI Yunxiao¹, DAI Manru², JI Tianyao², JING Zhaoxia², ZHONG Jiayu¹

(1. Guangdong Power Exchange Center Co., Ltd., Guangzhou 510180, China; 2. School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China)

Abstract: With the continuous increase in the proportion of new energy in the power system, the market-oriented trading mode of new energy is gradually forming a system. Different proportions of new energy and different clearing modes will affect the clearing results of spot electric energy and frequency regulation ancillary service markets. To address this, the trading models of new energy participation in the market are summarized and a comparative analysis of the clearing rules of typical frequency regulation markets is conducted such as PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection) and CAISO (California independent system operator) in the United States. On this basis, in order to simplify the complex market clearing process caused by separately accounting for opportunity costs, a frequency regulation market clearing model is constructed, where generating units voluntarily consider opportunity costs during capacity bidding, and the clearing sequence is determined based on the units' declared capacity bids and mileage bids. Furthermore, based on this model, sequential and joint clearing models for the spot electric energy and frequency regulation ancillary service markets are proposed. To study the cost-effectiveness of market clearing under different mechanisms with high and low proportions of new energy participation, simulation cases are constructed for comparative analysis, which demonstrate that the joint clearing mode has certain advantages in the context of high proportions of new energy.

Key words: new energy; frequency regulation market; clearing models; electric market; spot electric energy

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52077081); 广东电力交易中心有限责任公司创新项目(GDKJXM20222592)。

Foundation item: Supported by the National Natural Science Foundation of China (52077081); the Innovation Project of Guangdong Power Exchange Center Co., Ltd. (GDKJXM20222592).

0 引言

构建新型电力系统是我国贯彻落实国家能源安全新战略、实现“碳达峰、碳中和”战略目标的必由之路^[1]。2023年6月,国家能源局发布《新型电力系统发展蓝皮书》标志着建设以新能源为主体的新型电力系统进入了全面启动和加速推进的重要阶段^[2-3]。新型电力系统建设背景下,为实现能源供给侧脱碳,光伏、风电将成为新增能源主力军。2023年前三季度,我国可再生能源新增装机再创历史新高,风电和光伏新增装机容量达到162 GW;全国风电和光伏发电量达到107 Twh时,同比增长22.3%,约占全社会用电量的16.2%^[4]。

新一轮电力体制改革部署实施以来,我国电力市场建设稳步有序推进,多元竞争主体格局初步形成,市场在资源优化配置中的作用明显增强^[5]。随着构建新型电力系统目标的落实,电源结构的不断优化,电力市场运营也迎来了新问题^[6-7]。

1)稳定性问题:由于新能源出力具有波动性,且发电出力预测的准确度与预测时间距实际调度时刻的时长有关,无法准确预测,参与电力市场存在电力电量平衡的风险,影响市场均衡,不利于电力市场安全稳定运行。

2)灵活性问题:新能源发电与传统能源发电相比,具有显著的不可控性以及不确定性,一些风电还具有反调峰特性,电力市场需要更多的灵活调节手段。

3)运行成本问题:新能源机组凭借低边际发电成本,通过报低价获得优先发电权,虽促进了清洁能源利用,但相应延长了新能源投资的成本回收周期,降低了其在市场中的竞价活力。与此同时,为维持电网实时供需平衡及稳定性,传统机组需承担额外的辅助服务责任,而过度的辅助服务需求则加剧了系统运行的整体成本负担。

在电力交易的过程中,现货电能量市场是促进电力资源实现更优质的配置、引导电力供需趋于实时平衡的关键。而调频辅助服务市场是保障系统频率稳定的基础,以尽可能小的辅助服务成本来维护系统实时运行的安全、稳定与灵活^[8]。关于面向高比例新能源的电力市场的研究,学术界已经开展了大量研究,研究内容包括新能源的

参与对电力市场的影响、国内外新能源市场化支持政策和机制设计经验、考虑新能源主体的电力市场多主体竞价策略、适应新能源主体参与电力市场的出清方法等。

文献[6]综述了随着市场中新能源参与度的升高,电力市场会产生的一系列特殊问题以及相关研究,包括市场电价、传统机组效益、社会效益、市场均衡以及调频市场等方面的内容。我国新能源发电大都作为现货市场边界条件予以优先安排,全额保障消纳,如浙江、福建等省份。虽然从机制上确保了新能源的全额消纳,但受新能源实际出力与预测值偏差的影响,现货市场价格出现波动性,影响市场优化资源配置的效果。美国、欧洲等^[9-14]新能源渗透率高的国家针对新能源市场机制的建设相对成熟,制定了精细化的现货市场交易出清细则,保障了新能源完全自由地参与市场竞价。文献[15]提出了一种新能源交易机制,现货市场中,市场出清模型在基于电力预测的基础上引入新能源运行成本及生产约束;同时,参与现货市场的月份可根据系统月度削峰填谷盈亏情况来确定。中长期市场中,以政府授权合同的形式签订中长期合同,其中光伏电站以日发电预测曲线为合同曲线,风电场则以实际输出的80%~90%作为合同曲线,促进了新能源的优先消纳,并减少新能源参与集中式电力现货市场后的收入波动。

文献[16]介绍了辅助服务定义和辅助服务采购机制,分析了可再生能源对能量和辅助服务市场的影响,给出了基于可再生能源的辅助服务采购思路,并指出可再生能源和储能联合运行具有巨大的潜力,但没有给出具体的联合运行模型。文献[17]为实现可再生能源保障性消纳,在出清模型目标函数里增加新能源报价弃能惩罚项,构建了含可再生能源主体的现货市场出清机制。文献[18]构建了反映风电商不同风速时机会成本变化的日前电能和调频市场联合竞价模型,但忽略了调频里程对市场出清的影响。文献[19]考虑动态需求响应价格和消费者综合满意度,提出了虚拟电厂在多元市场的多目标优化策略。文献[20]对比分析了顺次出清与联合出清两种机制在不同负荷情况下的出清结果、综合利益和交易成本,但出清模型建立过程中未考虑新能源机组的生产约束以及调频里程的效果。文献[21]构建了现货电能量与调频服务的联合出清模

型,考虑储能在未来高比例新能源市场参与下的重要作用,分析了独立储能对现货电能量与调频市场购电成本的影响,其中调频市场出清规则参考了美国 PJM 调频市场运行规则,考虑提供调频辅助服务的机会成本,最终形成综合报价出清。

由于新能源发电的不确定性,新能源市场化势必使得市场出清问题变得复杂、市场出清流程变得繁琐,不同新能源的占比变化也直接影响电力市场的运行效率和成本效益。此外,鲜有研究针对新能源渗透率高低的因素对顺次出清和联合出清两市场机制进行讨论和分析。因此,在新能源参与市场的背景下,本文梳理国内外新能源参与市场的交易模式,并对比分析典型调频市场如美国宾夕法尼亚州-新泽西州-马里兰州互联网络(Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection, PJM)和美国加州独立系统运营商(California independent system operator, CAISO)的市场出清细则,在此基础上构建了以机组申报的容量报价和里程报价作为出清排序依据的调频市场出清模型,并基于此形成考虑新能源主体的现货电能量与调频服务的顺次出清与联合出清模型。最后,通过仿真不同新能源比例下的不同出清模式的市场出清,分析它们对出清结果、成本效益的影响,为我国未来新型电力系统建设背景下的现货电能量和调频辅助服务市场机制设计提供了参考。

1 国内外现货电能量和调频辅助服务市场机制实践经验

1.1 新能源的市场化交易模式

1.1.1 新能源消纳方式及上网激励政策

新能源的消纳主要有两种形式,一是新能源中标出力由市场出清优化结果直接可得,新能源主体自负弃电量损失,如美国、英国、澳大利亚等;二是由电网企业保障性收购,新能源拟弃电量的消纳责任主体为电网企业,如日本、芬兰等国家的新能源按固定电价上网,不参与电力市场。

国外成熟市场经验表明,新能源发展初期可以根据新能源建设技术情况实施固定上网电价递减机制,全额收购新能源以吸引投资快速促进新能源的装机落地。在新能源发展初具规模时期,对新能源市场化电量实行上网电价溢价补贴机制,保障新能源市场价值。当新能源发展到一定程度,发电成本

开始大幅下降时,可以取消对新能源上网电价的补贴,实施新能源发电集中竞争招标制度,推动新能源市场化发展,如德国电力市场。此外,英国还引入了可再生能源义务证书制度,强制性保障可再生能源电量在发电供应商总电量的比例,在可再生能源大力发展阶段又提出了低碳电源差价合约机制这一政府授权合约机制,促进可再生能源全面市场化。新能源上网激励政策总结如表 1 所示。

表 1 新能源上网激励政策

Tab. 1 Incentive policies for new energy grid connection

新能源发展阶段	新能源上网激励政策
发展初期	固定上网电价递减机制,全额收购新能源
初具规模时期	市场化电量,实行上网电价溢价补贴机制
发电成本大幅下降阶段	取消上网电价补贴,实施新能源发电集中竞争招标制度
大力发展阶段	差价合约等政府授权合约

1.1.2 新能源参与市场的交易模式

合理的上网激励和市场化交易机制能够确保新能源在市场竞争中获得合理的收益,激发其投资和发展动力。

甘肃、山东和蒙西等地区的新能源可以以报量报价的方式参与现货市场,广东、山西、福建、浙江、四川等地区新能源主要以报量不报价或不参与的模式参与现货市场。具体而言,广东日前和实时市场按节点边际电价结算,新能源不参与现货市场定价,在日前和实时市场中采取优先消纳机制。甘肃对于部分特许及扶贫新能源机组采取优先消纳机制,其余新能源机组分段报量报价参与现货市场,按日前和实时市场的分区边际电价进行结算。山东和蒙西新能源采取优先消纳和报量报价相结合的机制参与现货市场,绝大部分新能源发电电量仍按优先发电或保障性收购的方式消纳,对于新能源超短期预测出力的 10% 或超出保障性电量的部分以新能源申报价格参与市场出清。

价格机制上,国外电力市场具有更多丰富的经验。如美国 PJM 的节点边际电价机制,一方面保证了新能源边际发电成本低的市场价值收益,另一方面节点边际电价考虑输电阻塞,当出现弃风弃光现象时,新能源报价低或报负价的优势转变成了对弃风弃光的惩罚,一定程度上保障了新能源发电的消纳量。德国日内市场的按报价支付方式,考虑到日

内市场流通规模较小,相对更容易受到市场力操控,按报价定价方式下单个市场主体的报价不能直接影响其他主体的中标价格,更有利于抑制市场主体的合谋报价。澳大利亚的全电量池竞价上网模式包括新能源主体在内的所有发电主体,并实行区域电价机制,在新能源发电建设成本基本一致的情况下,电价高(需求高)的地区投资回报率更高,能够在一定程度上推动新能源发电优先在电价较高的地区建设,减少需要大规模远距离输电情况的发生,降低弃风弃光率^[22]。

1.2 电力市场出清模式

目前我国电能量市场与调频辅助服务市场存在顺次出清与联合出清两种应用较为广泛的出清模式,这两种调频出清模式在各个地区的使用情况较为随机,但以顺次出清模式为主。国外尤其是美国电力市场则主要采用联合出清模式。国内外现货电能量和调频辅助服务市场出清模式如表2所示。

表2 国内外现货电能量和调频辅助服务市场出清模式

Tab.2 Clearing modes for domestic and international spot electric energy and frequency regulation ancillary service markets

地区	调频市场
美国	联合出清
澳大利亚	联合出清
欧洲	顺次出清
山西	顺次出清
浙江	联合出清
蒙西	顺次出清
广东	顺次出清

1.3 美国PJM和CAISO调频市场出清机制对比

在我国推行的市场化调频机制中很大程度上参考并借鉴了美国成熟的调频市场机制,涵盖了调频容量评估、调频容量投标、调频市场出清以及调频费用结算等几个主要环节^[23]。特别是PJM的调频市场模式成为了我们设计实际市场机制和学术研究重要的参考对象之一,如文献[21]中调频市场出清模型的设计由调度机构统一核算调频服务的机会成本,最终以综合报价出清。

在日前市场,PJM联合优化电能量和备用服务;时前组织调频和备用市场,通过分步骤的方式与实时电能市场进行联合优化^[24]。在PJM调频市场,调频资源提交的报价并不直接作为统一出清时

的排序价格,而要经过收益因子、调频性能指标等参数的修正。在时前和实时阶段,PJM基于调频资源的运行成本曲线和实时能量市场的节点边际电价(locational marginal price, LMP),时前阶段为预测的LMP,实时阶段为实时出清结果的LMP对参与调频的机组进行机会成本的统一核算。调度机构核算的机会成本、修正后的调频容量报价和调频里程报价三者共同形成一个出清排序价格,在每个调度时段,PJM根据最新的排序价格通过边际价格计算程序实时出清,排序价格的边际为调频市场综合出清价格,出清后中标机组中的最高里程报价为里程出清价格,容量出清价格等于调频市场综合出清价格减去里程出清价格。

与PJM调频市场规则不同,CAISO在日前市场联合优化形成调频容量和里程的出清价格,在实时市场上,CAISO不再进行调频市场出清^[25]。为确保调频资源的充分供应,CAISO引入了系统调频里程系数和机组调频里程系数这两个参数,在日前阶段用于预估里程需求,并据此进行里程的出清定价,里程价格即为满足调频里程需求的边际里程报价。系统里程系数和机组里程系数均由上一周7天的实际调度数据计算得到。此外,CAISO允许机组在提交容量报价时一并将机会成本纳入其中,最后容量出清价格就是满足系统调频容量需求的边际容量报价。这种处理方式使得机组在报价时能够更全面地考虑自身成本,同时也简化了市场的定价流程。美国PJM和CAISO调频市场规则对比总结如表3所示。

PJM调频服务补偿为调频容量补偿和调频里程补偿两部制补偿。容量补偿费用由容量出清价格、调频性能指标以及调频容量中标量三者乘积计算得到,里程补偿费用由里程出清价格、调频性能指标以及调频里程中标量三者乘积计算得到^[24]。CAISO则按照市场出清的调频容量和调频里程边际价格对参与调频的机组进行补偿^[21]。

2 电能量和调频市场出清模型

出清模型的建立是市场出清环节的核心问题,它与电力系统运行的经济性和可靠性有关,对交易价格有着直接的影响^[26]。我国不同地方的电力市场所处阶段不同,现货电能量与调频市场的出清机制细则也不尽相同,新能源等新市场主体接入电力系

表 3 PJM 与 CAISO 调频辅助服务市场规则对比

Tab. 3 Comparison of rules between frequency regulation ancillary service markets of PJM and CAISO's

调频市场	美国 PJM	美国 CAISO
产品需求	双向调频服务, 每小时的调频需求分为峰时需求和谷时需求	单向调频服务, 容量需求为一定比例的峰荷值, 里程需求为上一周的平均里程需求量, 系统调频里程系数和容量需求的乘积, 以及机组调频里程系数和容量中标量的乘积, 三者取小
资源申报	日前报价: 容量报价、里程报价、愿意提供的调频容量、运行成本曲线	日前报价: 容量报价、里程报价
市场出清	时前出清: 与能量、备用联合优化, 确定各资源调频容量中标量、实时出清; 确定调频市场出清价格, 并用于市场结算	日前出清: 与能量、备用联合优化, 得到调频容量和里程中标量及市场出清价格, 并用于结算

统后, 不同出清模型会对调度方案和社会成本效益产生影响。因此, 研究考虑新能源参与下的不同市场出清机制具有重要的理论价值和现实意义。本节将对考虑新能源参与的现货电能量和调频市场顺次出清和联合出清模型进行数学建模, 作为一般性出清模型研究, 由日前安全约束机组组合(security constrained unit commitment, SCUC)模型确定开机方式, 由日前安全约束经济调度(security constrained economic dispatch, SCED)模型确定各机组中标容量, 最终实现市场化定价, 不考虑新能源保障性消纳和弃能等因素, 由新能源主体自主申报量价、自负盈亏。

2.1 顺次出清模型

2.1.1 电能量市场 SCUC 目标函数及约束条件

$$\min \left(\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^{\text{pmin}}] + \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T M[S_l^+ + S_l^-] \right) \quad (1)$$

式中: N 为机组的数量; T 为所考虑的总时段数量, 考虑 96 时段/日; $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的出力, 等于机组申报的各段出力区间中的中标电力之和; $C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^{\text{pmin}}$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行成本、启动成本、最小稳定技术出力成本, 其中

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 等于机组申报的各段出力区间的中标电力与对应的报价乘积之和, $C_{i,t}^U$ 为机组 i 在时段 t 由停机状态变为开机状态产生的费用, 其中新能源机组的启动成本按 0 处理, $C_{i,t}^{\text{pmin}}$ 这一参数只有火电机组才有, 在火电机组开机的时段纳入计算; M 为网络潮流约束松弛罚因子; S_l^+ 、 S_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量; L 为线路总数量^[27]。

系统运行约束如式(2)~(3)所示。

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} = D_t \quad (2)$$

$$-P_l^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - S_l^+ + S_l^- \leq P_l^{\max} \quad (3)$$

式中: D_t 为系统在时段 t 的全系统负荷需求; $P_l^{\min}$ 、 $P_l^{\max}$ 分别为线路 l 的正、反向潮流传输极限; G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子; K 为系统中包含的节点数量; G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子; $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。

火电机组运行特性约束包括出力上下限约束、爬坡约束、最小连续开停机时间约束等, 如式(4)~(10)所示。

$$\alpha_{h,t} P_{h,t}^{\min} \leq P_{h,t} \leq \alpha_{h,t} P_{h,t}^{\max} \quad (4)$$

$$P_{h,t} - P_{h,t-1} \leq \Delta P_h^U \alpha_{h,t-1} + P_{h,t}^{\min} (\alpha_{h,t} - \alpha_{h,t-1}) + P_{h,t}^{\max} (1 - \alpha_{h,t}) \quad (5)$$

$$P_{h,t-1} - P_{h,t} \leq \Delta P_h^D \alpha_{h,t} - P_{h,t}^{\min} (\alpha_{h,t} - \alpha_{h,t-1}) + P_{h,t}^{\max} (1 - \alpha_{h,t-1}) \quad (6)$$

$$T_{h,t}^U - (\alpha_{h,t-1} - \alpha_{h,t}) T_{\min}^U \geq 0 \quad (7)$$

$$T_{h,t}^D - (\alpha_{h,t} - \alpha_{h,t-1}) T_{\min}^D \geq 0 \quad (8)$$

$$T_{h,t}^U = \sum_{k=t-T_{\min}^U}^{t-1} \alpha_{h,k} \quad (9)$$

$$T_{h,t}^D = \sum_{k=t-T_{\min}^D}^{t-1} (1 - \alpha_{h,k}) \quad (10)$$

式中: $\alpha_{h,k}$ 为火电机组 h 在时段 t 的启停状态, $\alpha_{h,t} = 0$ 表示机组停机, $\alpha_{h,t} = 1$ 表示机组开机; $P_{h,t}^{\max}$ 、 $P_{h,t}^{\min}$ 分别为火电机组 h 在时段 t 的最大、最小出力; ΔP_h^U 、 ΔP_h^D 分别为火电机组 h 最大上、下爬坡速率; $T_{\min}^U$ 、 $T_{\min}^D$ 分别为火电机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间; $T_{h,t}^U$ 、 $T_{h,t}^D$ 分别为火电机组 h 在时段 t 已经连续开机的时间和连续停机的时间^[28-29]。

新能源机组运行特性约束如式(11)~(13)所示。

$$0 \leq P_{r,t} \leq \alpha_{r,t} P_{r,t}^F \quad (11)$$

$$P_{r,t} - P_{r,t-1} \leq \Delta P_r^U \alpha_{r,t-1} + P_{r,t}^{\min} (\alpha_{r,t} - \alpha_{r,t-1}) + P_{r,t}^{\max} (1 - \alpha_{r,t}) \quad (12)$$

$$P_{r,t-1} - P_{r,t} \leq \Delta P_r^D \alpha_{r,t} - P_{r,t}^{\min} (\alpha_{r,t} - \alpha_{r,t-1}) + P_{r,t}^{\max} (1 - \alpha_{r,t-1}) \quad (13)$$

式中: $P_{r,t}$ 为新能源机组 r 在时段 t 的中标出力; $\alpha_{r,t}$ 为新能源机组 r 在时段 t 的启停状态, $\alpha_{r,t} = 0$ 表示机组停机, $\alpha_{r,t} = 1$ 表示机组开机; $P_{r,t}^F$ 为新能源机组 r 在时段 t 的短期功率预测值; $P_{r,t}^{\max}$ 、 $P_{r,t}^{\min}$ 分别为新能源机组 r 在时段 t 的最大、最小出力; ΔP_r^U 、 ΔP_r^D 分别为新能源机组 r 的最大上、下坡速率。式(12)—(13)为新能源机组 r 的上下爬坡约束。

2.1.2 能量市场出清 SCED 目标函数及约束条件

$$\min \left(\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T M[S_l^+ + S_l^-] \right) \quad (14)$$

系统运行约束同 SCUC 模型的式(2)—(3)。

SCUC 确定的开机机组运行特性约束如式(15)—(18)所示。

$$P_{h,t}^{\min} \leq P_{h,t} \leq P_{h,t}^{\max} \quad (15)$$

$$P_{h,t} - P_{h,t-1} \leq \Delta P_h^U \quad (16)$$

$$P_{h,t-1} - P_{h,t} \leq \Delta P_h^D \quad (17)$$

$$0 \leq P_{r,t} \leq P_{r,t}^F \quad (18)$$

当日前市场采用节点边际定价机制时, 节点 k 在时段 t 的节点电价 $p_{k,t}^{\text{LMP}}$ 为:

$$p_{k,t}^{\text{LMP}} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^+ - \tau_{l,t}^-) G_{l-k} \quad (19)$$

式中: λ_t 为在时段 t 系统负荷平衡约束(式(2))的拉格朗日乘子; $\tau_{l,t}^+$ 、 $\tau_{l,t}^-$ 分别为线路 l 最大正向和反向潮流约束(式(3))的拉格朗日乘子。

2.1.3 调频市场出清

基于美国 CAISO 调频市场规则, 二次调频市场中, 由调度机构预测并公布系统的调频容量需求和调频里程需求, 发电机组申报容量报价 $C_{i,t}^{\text{cap}}$ 及里程报价 $C_{i,t}^{\text{mil}}$ 两部分报价, 并以机组申报的容量报价和里程报价作为出清排序依据。

调频市场出清模型目标函数及约束条件如下:

$$\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}^{\text{cap}} P_{i,t}^{\text{cap}} + C_{i,t}^{\text{mil}} P_{i,t}^{\text{mil}}] \quad (20)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{cap}} \leq P_{i,t}^{\text{cap,max}} \quad (21)$$

$$P_{i,t}^{\text{cap}} \leq P_{i,t}^{\text{mil}} \leq k_i P_{i,t}^{\text{cap}} \quad (22)$$

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t}^{\text{cap}} \geq P_t^{\text{RegcapD}} \quad (23)$$

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t}^{\text{mil}} \geq P_t^{\text{RegmilD}} \quad (24)$$

$$P_t^{\text{RegmilD}} = \min(P_{t-7}^{\text{RegmilD}}, k_s P_t^{\text{RegcapD}}, \sum_{i=1}^N k_i P_{i,t}^{\text{cap}}) \quad (25)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{cap}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{cap,max}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{mil}}$ 分别为机组 i 在时段 t 调频容量中标量及申报量与调频里程中标量; P_t^{RegcapD} 、 P_t^{RegmilD} 分别为时段 t 系统调频辅助服务容量需求及前 7 天系统的平均调频里程需求; k_s 、 k_i 分别为系统调频里程系数和机组 i 的调频里程系数。目标函数式(20)表示时段 t 调频辅助服务的总成本; 约束条件式(21)—(22)分别表示调频容量中标出力范围约束、调频里程中标出力范围约束; 约束条件式(23)—(24)分别表示系统调频容量需求和调频里程需求约束。本文调频里程需求取 $k_s P_t^{\text{RegcapD}}$, 即系统调频里程系数与调频容量需求的乘积。

调频容量出清价格 p_{cap} 和调频里程出清价格 p_{mil} 如式(26)所示。

$$\begin{cases} p_{\text{cap}} = c_t \\ p_{\text{mil}} = m_t \end{cases} \quad (26)$$

式中 c_t 、 m_t 分别为时段 t 系统调频容量需求约束式(23)、调频里程需求约束式(24)的拉格朗日乘子。

采用两部制结算机制得到各调频资源的容量收益 r_{cap} 和里程收益 r_{mil} 。

$$r_{\text{cap}} = P_{i,t}^{\text{cap}} p_{\text{cap}} \quad (27)$$

$$r_{\text{mil}} = P_{i,t}^{\text{mil}} s_i^{\text{mc}} p_{\text{mil}} \quad (28)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{cap}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{mil}}$ 分别为机组 i 的中标容量和实际里程值; s_i^{mc} 为机组 i 的实际调频性能指标。

2.2 联合出清模型

2.2.1 SCUC 目标函数及约束条件

$$\begin{aligned} \min & \left(\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^{\text{pmin}}] + \right. \\ & \left. \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}^{\text{cap}} P_{i,t}^{\text{cap}} + C_{i,t}^{\text{mil}} P_{i,t}^{\text{mil}}] + \right. \\ & \left. \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T M[S_l^+ + S_l^-] \right) \end{aligned} \quad (29)$$

式中 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^{\text{pmin}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{cap}} P_{i,t}^{\text{cap}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{mil}} P_{i,t}^{\text{mil}}$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行成本、启动成本、最小稳定技术出力成本、调频容量成本、调频里程成本。

系统运行约束同式(2)—(3)、(21)—(25)。

机组运行特性约束如式(30)—(32)所示, 还有式(5)—(10)、(12)—(13)。

$$P_{h,t} + P_{h,t}^{\text{cap}} \leq \alpha_{h,t} P_{h,t}^{\max} \quad (30)$$

$$P_{h,t} \geq \alpha_{h,t} P_{h,t}^{\min} \tag{31}$$

$$0 \leq P_{r,t} + P_{r,t}^{\text{cap}} \leq \alpha_{r,t} P_{r,t}^{\text{F}} \tag{32}$$

2.2.2 SCED 目标函数及约束条件

$$\min \left(\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^{\text{cap}} P_{i,t}^{\text{cap}} + C_{i,t}^{\text{mil}} P_{i,t}^{\text{mil}}] + \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T M[S_l^+ + S_l^-] \right) \tag{33}$$

系统运行约束同式(2)—(3)、(21)—(22)。

开机机组运行特性约束如式(34)—(36)所示，还有式(16)—(17)。

$$P_{h,t} + P_{h,t}^{\text{cap}} \leq P_{h,t}^{\max} \tag{34}$$

$$P_{h,t} \geq P_{h,t}^{\min} \tag{35}$$

$$0 \leq P_{r,t} + P_{r,t}^{\text{cap}} \leq P_{r,t}^{\text{F}} \tag{36}$$

电能量节点边际电价、调频容量出清价格和里程出清价格分别由式(19)与(26)计算得到。

3 算例分析

本文采用改进的 IEEE 39 节点系统分析现货电能量和调频服务市场在顺次出清与联合出清两种模式下的购电成本和社会福利。系统的网络拓扑如图 1 所示。

系统包含 10 台发电机组，每台机组装机容量均设为 100 MW。系统负荷曲线以及单台风电机

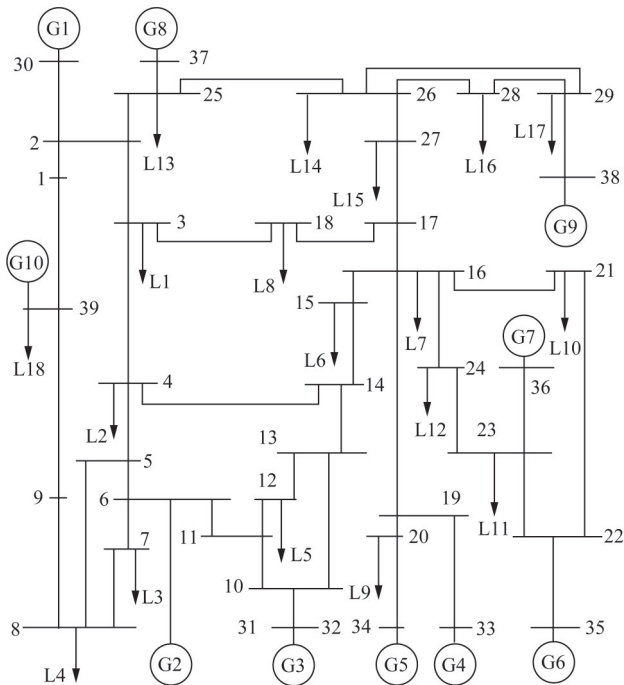


图 1 IEEE 39 节点系统拓扑图

Fig. 1 IEEE 39-node system topology diagram

组、光伏机组预测出力曲线如图 2 所示。系统调频容量需求取负荷需求的 15 % 加上所有新能源机组预测出力的 1 %^[30]，系统调频里程系数取 3。

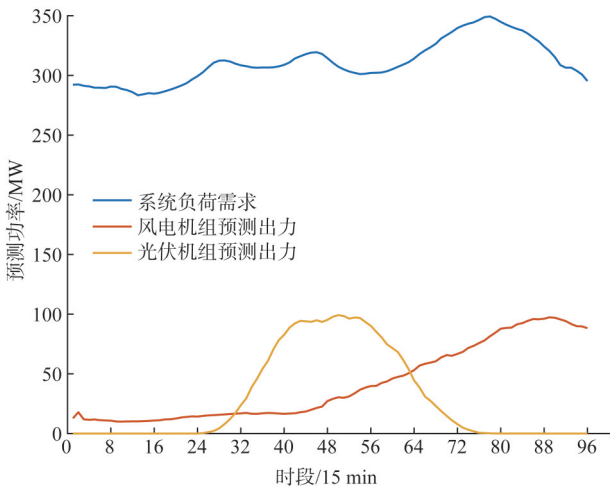


图 2 系统负荷曲线和新能源预测出力曲线

Fig. 2 System load curve and new energy forecast output curves

3.1 新能源机组容量占比为 20 % 时

此场景下，各发电机组参数如表 4 所示。其中火电机组共 8 台，所在节点分别为节点 30、31、32、33、34、35、36 和 37；新能源机组共 2 台，分别在节点 38(光伏)和节点 39(风电)。各发电商报价信息如表 5—6 所示^[14]。

表 4 发电机参数(20 %)

Tab. 4 Generator parameters(20 %)

机组编号	G1	G2	G3	G4	G5
所在节点	30	31	32	33	34
发电容量/MW	100	100	100	100	100
最小连续开停机时间/h	1	1	1	1	1
机组上下爬坡速率/(MW/15 min)	25	25	25	25	30
启动成本/(元·次 ⁻¹)	90	90	90	90	100
最小稳定技术出力成本/(元·次 ⁻¹)	100	100	100	100	110
机组调频里程系数	5	5	5	5	6
机组综合调频性能指标	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
机组编号	G6	G7	G8	G9	G10
所在节点	35	36	37	38	39
发电容量/MW	100	100	100	100	100
最小连续开停机时间/h	1	1	1		
机组上下爬坡速率/(MW/15 min)	30	35	35	999	999
启动成本/(元·次 ⁻¹)	100	110	110	0	0
最小稳定技术出力成本/(元·次 ⁻¹)	110	120	120		
机组调频里程系数	6	6	6	3	4
机组综合调频性能指标	0.7	0.7	0.7	0.5	0.6

表 5 电能量市场报价(20 %)

Tab. 5 Electric energy market bidding (20 %)

机组	第一段		第二段		第三段		第四段		第五段	
	出力范围 /MW	报价/ (元·MW ⁻¹)	出力范围 /MW	报价/ (元·MW ⁻¹)	出力范围 /MW	报价/ (元·MW ⁻¹)	出力范围 /MW	报价/ (元·MW ⁻¹)	出力范围 /MW	报价/ (元·MW ⁻¹)
G1	10~20	200	20~40	250	40~60	300	60~80	400	80~100	510
G2	10~20	200	20~40	250	40~60	300	60~80	400	80~100	510
G3	10~20	200	20~40	250	40~60	300	60~80	400	80~100	510
G4	10~20	200	20~40	250	40~60	300	60~80	400	80~100	510
G5	10~20	210	20~40	260	40~60	310	60~80	410	80~100	520
G6	10~20	210	20~40	260	40~60	310	60~80	410	80~100	520
G7	10~20	220	20~40	270	40~60	320	60~80	420	80~100	530
G8	10~20	220	20~40	270	40~60	320	60~80	420	80~100	530
G9	0~20	130	20~40	160	40~60	200	60~80	280	80~100	380
G10	0~20	135	20~40	165	40~60	205	60~80	285	80~100	385

表 6 调频市场报价(20 %)

Tab. 6 Frequency regulation market bidding (20 %)

机组	调频报价			
	最小出力 /MW	最大出力 /MW	容量报价/(元· MW ⁻¹)	里程报价/(元· MW ⁻¹)
G1	0	100	10	15
G2	0	100	10	15
G3	0	100	10	15
G4	0	100	10	15
G5	0	100	11	15
G6	0	100	11	15
G7	0	100	11	15
G8	0	100	11	15
G9	0	100	3	7
G10	0	100	4	8

新能源占比较低时两种模式下新能源消纳情况如图 3 所示。电能量市场中, 新能源发电预测出力小的时段, 机组由于报价低优先中标从而全额消纳, 但在新能源高发电出力高的时段, 由于新能源第 4、5 段报价高于火电机组前 3 段报价, 所以新能源出现弃能, 由火电满足负荷需求。调频市场中, 新能源大发时段如时段 40—62、时段 78—96, 新

能源机组提供调频服务的报价低, 机组剩余的容量优先中标参与调频, 新能源机组剩余容量无法满足调频容量需求时, 由火电机组补充完成系统调频任务。对于成本方面, 两种模式下电能量和调频市场的购电成本是相同的, 在电能量市场的社会福利差值为 0, 具体如表 7 所示。

3.2 新能源机组容量占比为 70 % 时

此场景下, 各发电机组参数如表 8 所示。系统

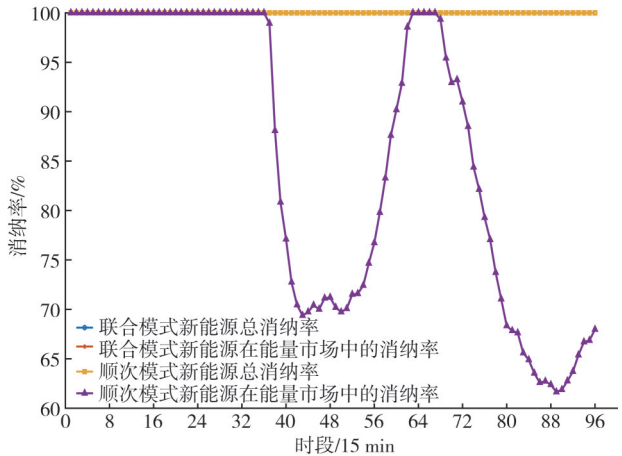


图 3 20 % 新能源占比下顺次出清和联合出清的新能源消纳
Fig. 3 New energy consumption for sequential and joint clearing under a 20 % proportion of new energy

表 7 20 % 新能源占比下顺次出清和联合出清成本效益

Tab. 7 Cost effectiveness of sequential and joint clearing under a 20 % proportion of new energy

出清模式	能量市场发电成本	能量市场购电成本	能量市场社会福利	调频容量购电成本	调频里程购电成本	调频市场总购电成本
元						
顺次出清	6 418 932. 49	7 712 159. 65	1 293 227. 16	52 519. 15	144 151. 02	196 670. 17
联合出清	6 418 932. 49	7 712 159. 65	1 293 227. 16	52 519. 15	144 151. 02	196 670. 17

包括3台火电机组，分别在节点30、31和32；新能源机组共7台，分别在节点33(光伏)、34(风电)、35(光伏)、36(风电)、37(风电)、38(光伏)、39(风电)。发电商报价信息如表9—10所示。

表 8 发电机参数(70 %)

Tab. 8 Generator parameters(70 %)

机组编号	G1	G2	G3	G4	G5
所在节点	30	31	32	33	34
发电容量/MW	100	100	100	100	100
最小连续开停机时间/h	1	1	1		
机组上下爬坡速率(MW/15 min)	25	30	35	999	999
启动成本/(元·次 ⁻¹)	90	100	110	0	0
最小稳定技术出力成本/(元·次 ⁻¹)	100	110	120		
机组调频里程系数	5	6	6	3	4
机组综合调频性能指标	0.7	0.7	0.7	0.5	0.6

机组编号	G6	G7	G8	G9	G10
所在节点	35	36	37	38	39
发电容量/MW	100	100	100	100	100
最小连续开停机时间/h					
机组上下爬坡速率(MW/15 min)	999	999	999	999	999
启动成本/(元·次 ⁻¹)	0	0	0	0	0
最小稳定技术出力成本/(元·次 ⁻¹)					
机组调频里程系数	3	4	4	3	4
机组综合调频性能指标	0.5	0.6	0.6	0.5	0.6

如图4所示，高比例新能源渗透场景下：对于电能量市场，在新能源发电出力小的时段，其凭借低边际成本的优势在电能量市场全额出清。调频市

表 10 调频市场报价(70 %)

Tab. 10 Frequency regulation market bidding (70 %)

机组	调频报价			
	起始出力 /MW	结束出力 /MW	容量报价/ (元·MW ⁻¹)	里程报价/ (元·MW ⁻¹)
G1	0	100	10	15
G2	0	100	11	15
G3	0	100	11	15
G4	0	100	3	7
G5	0	100	4	8
G6	0	100	4	8
G7	0	100	5	9
G8	0	100	6	10
G9	0	100	5	9
G10	0	100	7	11

场中，新能源发电出力旺盛时期，由于新能源机组调频容量报价和里程报价较低，系统调频容量需求完全由新能源机组满足，但因为供给远大于需求，新能源机组仍存在弃能。在光伏发电出力开始减小、风电发电出力逐渐增大的时段56—69期间，两种出清模式下的机组中标计划发生差异，表现为联合出清模式适当选择调用了火电机组第一段报价区间内的出力满足负荷需求，使得低调频成本的新能源机组提供调频服务；顺次模式则依据低价优先的顺序，先调用边际成本的新能源机组来满足负荷需求，再根据机组余量提供调频服务，这往往导致调频容量需求需由更高成本的新能源机组甚至火电

表 9 电能量市场报价(70 %)

Tab. 9 Electric energy market bidding (70 %)

机组	第一段		第二段		第三段		第四段		第五段	
	出力范围 /MW	报价/ (元·MW ⁻¹)	出力范围 /MW	报价/ (元·MW ⁻¹)	出力范围 /MW	报价/ (元·MW ⁻¹)	出力范围 /MW	报价/ (元·MW ⁻¹)	出力范围 /MW	报价/ (元·MW ⁻¹)
G1	10~20	200	20~40	250	40~60	300	60~80	400	80~100	510
G2	10~20	210	20~40	260	40~60	310	60~80	410	80~100	520
G3	10~20	220	20~40	270	40~60	320	60~80	420	80~100	530
G4	0~20	130	20~40	160	40~60	200	60~80	280	80~100	380
G5	0~20	135	20~40	165	40~60	205	60~80	285	80~100	385
G6	0~20	140	20~40	170	40~60	210	60~80	290	80~100	390
G7	0~20	145	20~40	175	40~60	215	60~80	295	80~100	395
G8	0~20	150	20~40	180	40~60	220	60~80	300	80~100	400
G9	0~20	155	20~40	185	40~60	225	60~80	305	80~100	405
G10	0~20	160	20~40	190	40~60	230	60~80	310	80~100	410

机组来提供。成本方面, 联合出清模式下调频市场的购电成本比顺次出清机制下的少了 512. 08 元, 联合出清与顺次出清的电能市场社会福利差值为 38 958. 55 元。如表 11 所示。

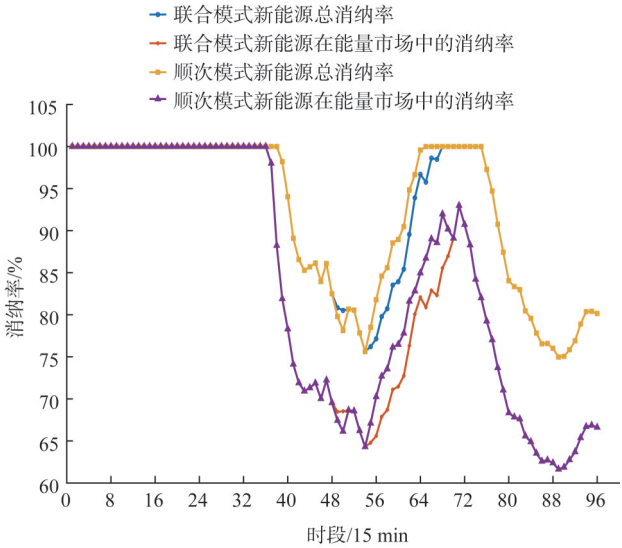


图 4 70 % 新能源占比下顺次出清和联合出清新能源消纳
Fig. 4 New energy consumption for sequential and joint clearing under a 70 % proportion of new energy

进一步地对比分析新能源渗透率分别为 20 % 与 70 % 时不同出清模式的结果, 可以观察到社会成本效益的显著差异: 在新能源占比为 20 % 的环境下, 顺次出清模式与联合出清模式在促进新能源参与电能量市场、提高社会整体福利方面的表现相当接近, 二者之间的差异并不显著。这表明, 在新能源融入市场的初期阶段, 市场设计者可灵活选择这两种机制之一, 而无需过分担心其对社会福利的显著影响。随着新能源市场化比例的提高, 两种出清模式在促进社会福利方面的差距逐渐显现并扩大。联合出清模式展现出了更为优越的性能, 其带来的社会福利显著高于顺次出清模式, 并且有利于降低调频市场的购电成本。

综上所述, 当新能源在电力市场中的渗透率逐渐提高时, 市场机制的设计不妨尝试联合出清的模式。这一选择不仅能够更有效地提升社会整体福

利, 还能够促进新能源资源的充分利用和高效配置, 从而为实现电力市场的可持续发展奠定坚实基础。

4 结论

我国依旧存在相当规模的新能源享受优先购电和保障性收购政策优惠, 大部分试点地区新能源作为现货出清边界条件直接消纳, 市场化的竞争程度不足, 不利于市场充分发挥优化配置资源的作用。再者, 在市场信息透明的前提下, 顺次出清模式实现的是各市场条件下的效益最优, 联合出清模式实现的是电能量和辅助服务总效益最优。目前国内开展现货市场与调频市场实践的区域, 市场出清模式主要采取顺次出清模式。但电能量与辅助服务市场本来就不是两个独立的市场, 联合模式往往更能反映这两个市场间的相关性, 并最有效地体现辅助服务提供者的机会成本, 实现社会福利的最大化。

本文针对调频服务市场出清流程的复杂性, 创新性地提出基于美国 CAISO 调频市场规则的调频市场出清模型, 这一模型减少了调度机构核算各机组机会成本的工作, 简化了市场出清流程, 提高了市场效率。并构建算例对不同新能源占比场景下顺次出清与联合出清两种模式下市场出清结果进行了对比分析。研究结果表明, 在低新能源比例环境下, 两种机制的社会福利差异不大; 然而, 随着新能源比例的提高, 联合出清机制在提升社会福利和新能源消纳水平方面展现出了显著优势。

目前我国电能量市场体系已基本建成, 市场运行也已日渐平稳, 完全具备实现辅助服务市场与电能量市场联合出清的条件, 为寻求全局最优的出清结果, 在市场机制设计过程中, 应考虑到新能源占比变化的影响, 稳步推进联合出清模式的试点实践, 以促进电力市场的健康发展, 推动新型电力系统的构建。

表 11 70 % 新能源占比下顺次出清和联合出清成本效益						
Tab. 11 Cost effectiveness of sequential and joint clearing under a 70 % proportion of new energy						元
出清模式	能量市场发电成本	能量市场购电成本	能量市场社会福利	调频容量购电成本	调频里程购电成本	调频市场总购电成本
顺次出清	6 217 766. 93	9 380 170. 87	3 162 403. 94	33 731. 18	104 220. 16	137 951. 34
联合出清	6 219 047. 34	9 420 409. 83	3 201 362. 49	36 120. 75	101 318. 50	137 439. 26

参考文献

- [1] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806–2819.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806–2819.
- [2] 舒印彪, 陈国平, 贺静波, 等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 61–69.
SHU Yinbiao, CHEN Guoping, HE Jingbo, et al. Building a new electric power system based on new energy sources [J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 61–69.
- [3] 李政, 李伟起, 张忠伟, 等. “双碳”目标下我国电力系统灵活性资源发展策略研究[J]. 中国工程科学, 2024, 26(4): 108–120.
LI Zheng, LI Weiqi, ZHANG Zhongwei, et al. Development strategy of flexible resources in China's power system under the carbon peaking and carbon neutrality goals [J]. Strategic Study of CAE, 2024, 26(4): 108–120.
- [4] 邵桂萍, 许洪华. 可再生能源综合系统现状与未来发展趋势研究[J]. 太阳能, 2024(7): 127–132.
SHAO Guiping, XU Honghua. Research on present situation and future development trend of renewable energy integrated system [J]. Solar Energy, 2024(7): 127–132.
- [5] 程松, 周鑫, 任景, 等. 面向新型能源体系的电力市场机制发展趋势研究[J]. 广东电力, 2023, 36(11): 29–40.
CHENG Song, ZHOU Xin, REN Jing, et al. Research on the trend of electricity market mechanism for new energy system [J]. Guangdong Electric Power, 2023, 36(11): 29–40.
- [6] 肖云鹏, 王锡凡, 王秀丽, 等. 面向高比例可再生能源的电力市场研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(3): 663–674.
XIAO Yunpeng, WANG Xifan, WANG Xiuli, et al. Review on electricity market towards high proportion of renewable energy [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 663–674.
- [7] 武泽辰, 马莉, 范孟华. “双碳”目标下电力市场的关键问题探讨[J]. 中国电力企业管理, 2021(25): 45–46.
- [8] 杨萌. 可再生能源高渗透率电力系统的有功辅助服务市场机制设计与出清模型研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2020.
- [9] BIAN K, XU J, SU Y, et al. Benchmarking research on market policy of renewable energy generation in new power system [J]. Lecture Notes in Electrical Engineering, 2023 (1030): 370–376.
- [10] 王彩霞, 李琼慧. 国外新能源消纳市场机制及对我国启示[J]. 中国能源, 2016, 38(8): 33–37.
- [11] 刘祥瑞, 王子石, 吴滇宁, 等. 德国高比例可再生能源参与的电力市场机制设计及其启示[J]. 价格理论与实践, 2023 (11): 174–179.
LIU Xiangrui, WANG Zishi, WU Dianning, et al. The design of the electricity market mechanism with the high proportion of renewable energy participation in Germany and its implications [J]. Price: Theory & Practice, 2023(11): 174–179.
- [12] HU H, ZHANG Z, XU B, et al. Research on the mechanism of new energy participation in the centralized electricity spot market [C]// 2024 3rd International Conference on Energy, Power and Electrical Technology (ICEPET), May 17–19, 2024, Chengdu, China. New York: IEEE, 2024: 1305–1310.
- [13] BANSHWAR A, SHARMA N K, SOOD Y R, et al. Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets [J]. Energy Strategy Reviews, 2017(18): 106–120.
- [14] 陈启鑫, 刘学, 房曦晨, 等. 考虑可再生能源保障性消纳的电力市场出清机制[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 26–33.
CHEN Qixin, LIU Xue, FANG Xichen, et al. Electricity market clearing mechanism considering guaranteed accommodation of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 26–33.
- [15] 葛晓琳, 凡婉秋, 符杨, 等. 基于改进柔性策略评价的风火储多主体博弈电能-调频市场联合竞价模型[J]. 电网技术, 2023, 47(5): 1920–1933.
GE Xiaolin, FAN Wanqiu, FU Yang, et al. Joint bidding model of electricity and frequency regulation market with wind fire storage multi-agent games based on improved soft actor-critic [J]. Power System Technology, 2023, 47(5): 1920–1933.
- [16] MEI S, TAN Q, LIU Y, et al. Optimal bidding strategy for virtual power plant participating in combined electricity and ancillary services market considering dynamic demand response price and integrated consumption satisfaction [J]. Energy, 2023(284): 128592.1–128592.10.
- [17] 刘新元, 赵书强, 薄利明, 等. 不同负荷状态下联合市场顺次出清与联合出清对比研究[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2025, 52(2): 107–115, 125.
LIU Xinyuan, ZHAO Shuqiang, BO Liming, et al. Research on sequential clearing and joint clearing in joint market under different load conditions [J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2025, 52(2): 107–115, 125.
- [18] 肖云鹏, 张兰, 张轩, 等. 包含独立储能的现货电能与调频辅助服务市场出清协调机制[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(S1): 167–180.
XIAO Yunpeng, ZHANG Lan, ZHANG Xuan, et al. The coordinated market clearing mechanism for spot electric energy and regulating ancillary service incorporating independent energy storage resources [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(S1): 167–180.
- [19] 樊宇琦, 丁涛, 孙瑜歌, 等. 国内外促进可再生能源消纳的电力现货市场发展综述与思考[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(05): 1729–1752.
FAN Yuqi, DING Tao, SUN Yuge, et al. Review and cogitation for worldwide spot market development to promote renewable energy accommodation [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(5): 1729–1751.
- [20] PJM. PJM Manual11. [EB/OL]. [2024-03-20]. <https://www.pjm.com/library/manuals>.
- [21] 陈启鑫, 张维静, 滕飞, 等. 欧洲跨国电力市场的输电机制与耦合方式[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(5): 423–429.
CHEN Qixin, ZHANG Weijing, TENG Fei, et al. Transmission mechanisms and coupling approaches in European transnational electricity markets [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(5): 423–429.
- [22] IGNATIEVA K, TRÜCK S. Modeling spot price dependence in Australian electricity markets with applications to risk management [J]. Computers & Operations Research, 2016 (66): 415–433.

(下转第 139 页 Continued on Page 139)