

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.03.005

计及风光不确定性的现货-调频市场联合出清策略

李建林¹, 张梦圆¹, 王茜¹, 彭禹宸¹, 李璟廷²

(1. 国家能源用户侧储能创新研发中心(北方工业大学), 北京 100144;

2. 中国电力企业联合会标准化中心, 北京 100761)

摘要: 为了面对具有不确定性的新能源大规模接入电网给传统电力市场带来的挑战, 文中针对传统电力市场出清策略时间尺度长、新型交易主体收益低等问题, 提出考虑风光不确定性的风光火储联合发电系统参与电力现货市场和调频辅助服务市场联合交易的出清策略。首先通过拉丁超立方抽样和 Kantorovich 距离削减对样本场景进行处理, 生成典型的风光出力场景; 然后以生成的典型风光出力场景为研究对象, 提出以最小化发电成本为目标的风光火储联合发电系统参与电力现货市场和调频辅助服务市场联合交易的出清策略, 并采用交替方向乘子法 (alternating direction method of multipliers, ADMM) 进行求解; 最后在 IEEE 39 节点系统中搭建相应的数学模型, 采用西北某地风光数据为算例进行仿真验证。结果表明, 文中所提策略可以合理分配能源出力, 提高能源利用率和各交易主体的收益。

关键词: 风光不确定性; Kantorovich 距离削减; 拉丁超立方抽样; 电力现货市场; 调频辅助服务市场; 联合出清策略

中图分类号: TM715

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2025)03-0053-11

0 引言

调频辅助服务市场旨在维持电力系统的频率稳定, 电力系统中的频率由供电和负荷之间的平衡关系决定。2024年2月国家发展改革委、国家能源局发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》, 强调了电力辅助服务市场与电力现货市场的统筹和衔接联合运行的重要性。电力现货市场旨在平衡供需关系, 反映电能价值, 有效推动电力系统建设。

大规模新能源接入电网的背景下, 其波动性和不确定性可能会给传统电力市场的稳定性带来挑战, 需要更灵活和高效的调频辅助服务来应对。储能电站具有快速响应、随充随放的特性, 可以配合新能源场站共同参与电力现货市场交易获得收益。健全调频辅助服务市场和电力现货市场联合优化出清机制, 通过不同时段的价格信号引导市场主体在高峰和低谷时段调整出力是具有经济性的方式, 也是提升新能源消纳率、提高电能利用率的手段之一^[1]。

目前, 已有学者对新能源参与电力市场的交易出清策略和新能源出力的不确定性等问题展开研究。文献[2]提出考虑循环寿命和电能-调频市场出清的储能自调度策略, 通过改进等效循环寿命模

型和建立双层主从对策 (Stackelberg) 博弈模型来描述, 为储能参与市场交易提供了解决思路。文献[3]提出一种以构网型储能电站为主体的参与调频辅助服务市场的交易策略, 该策略构建了电力调度中心要求用电成本最低和储能电站要求收益最高的博弈模型, 但未加入风光发电机组。文献[4]提出一种风储联合系统参与电能-调频市场的竞价出清策略, 为新能源联合储能电站参与联合市场提供了思路, 但未考虑光伏发电机组。文献[5]构建风光火储共同参与的调频辅助服务市场与电能市场联合出清模型, 并利用层次分析法进行调频性能指标的权重优化, 但该模型中没有针对风光出力不确定性的解决方案。

为了减小风光出力不确定性对能量调度或市场交易的影响, 学者对风光出力不确定性的特性进行了研究。文献[6]对水风光历史数据分析概率构建场景集, 构造混合多变量联合分布函数 (Copula) 分析多能互补系统各变量间的空间相关性。文献[7]在目标函数中增加了基于互信息的正则化项以控制编码与生成场景之间的互信息, 改进了基于深度学习的风光场景集生成方法。文献[8]利用拉丁超立方和欧氏距离对风电出力场景进行生成削减, 提供了在功率分配策略中考虑风电不确定性问题的解决方法。文献[9]提出一种用于研究太阳能和风能相关性的主成分分析法, 该方法生成的低维典型日风光场景可以用于电力市场模型。文献[10]提出一种考虑风电安全风险和调频性能的风电机组

收稿日期: 2024-10-15; 修回日期: 2025-01-03

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52277211); 北京市自然科学基金资助项目(L242008)

参与调频市场的策略,为处理风电参与市场交易的问题提供了解决思路。上述文献为解决描述新能源的不确定性问题提供了思路,在大电网的环境背景下,能量流通交易须通过市场进行,因此亟须提出一种考虑风光资源不确定性的电力市场交易策略。

综合上述研究,文中将风光的不确定性因素加入市场交易出清策略中。首先,通过结合拉丁超立方采样(Latin hypercube sampling, LHS)和Kantorovich距离对大量风光场景进行处理,提高风光发电出力预测准确度,减少弃风弃光率;然后,将电力现货市场和调频辅助服务市场相结合,提出二者联合的交易出清模型;最后,利用算例分析各市场主体的出力行为和运行收益。

1 风光系统参与市场运行分析

风力发电和光伏发电具有不确定性和间歇性,其大量接入电网会对电力市场产生影响。文中将选择合适的数学模型对风光出力进行描述,并根据其特性削减产生典型场景。

1.1 风光参与联合市场运行方式

随着新能源这类短期发电资源并网,电力辅助服务市场和电力现货市场的交易量显著增长。电力现货市场以各主体的收益最优和电网安全稳定运行为目标进行电能量交易,调频辅助服务市场对参与交易的各主体电能量合理分配进行调频,参与交易的市场各主体可以在联合市场交易中获得收益^[11-13]。

文中主要研究风光火储系统参与电力现货市场和调频辅助服务市场联合交易时的能量和数据互换,以各主体的用电成本最小为目标,合理分配参与交易的各主体电能量,两级市场联合交易的具体方法和考虑因素如图1所示。

1.2 风光不确定性处理

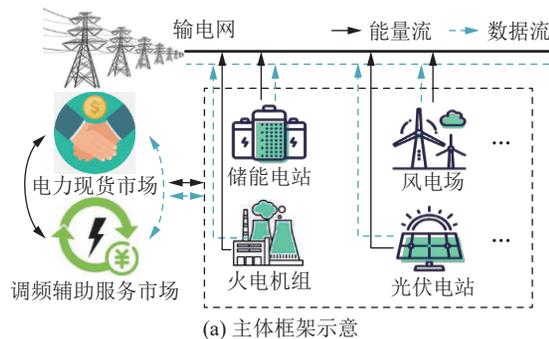
风力发电机组的输出功率与风速有关,实时风速与地理位置、气候环境等因素有关,具有随机性和不确定性^[14-15]。对西北某地区历史风速数据进行处理,结果表明风速的概率分布函数符合Weibull分布,因此文中选用Weibull分布函数来描述风速的概率分布^[16-17]。当风速符合Weibull分布时,表达式简化为:

$$f(U) = \frac{k}{c} \left(\frac{\bar{U}}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{\bar{U}}{c}\right)^k\right) \quad (1)$$

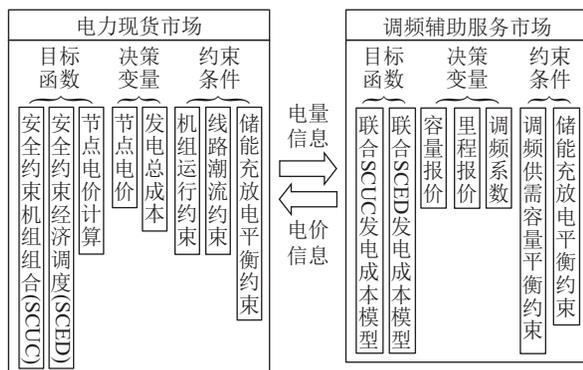
$$\bar{U} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2)$$

式中: $f(U)$ 为风速频率; k 为形状参数; c 为尺度参数; \bar{U} 为平均风速; $\Gamma(\cdot)$ 为伽马函数。

光伏发电的输出功率与接收光照面积、光照强



(a) 主体框架示意



(b) 现货市场和调频市场联合优化

图1 联合市场联合优化出清模型框架

Fig.1 Framework of the joint optimization clearing model for two-level markets

度和光电转化效率系数有关,其中光照强度具有波动性和不确定性^[18-19]。对西北某地区光照数据进行处理,结果表明光照强度概率曲线符合Beta分布。文中采用Beta分布来描述光照强度概率分布,其概率密度函数表达式为:

$$f(r) = \frac{\Gamma(\mu+\nu)}{\Gamma(\mu)\Gamma(\nu)} \left(\frac{r}{r_{\max}}\right)^{\mu-1} \left(1 - \frac{r}{r_{\max}}\right)^{\nu-1} \quad (3)$$

式中: μ 、 ν 为形状参数; r 为光照辐射强度; r_{\max} 为最大光照强度。

蒙特卡洛仿真(Monte Carlo simulation, MCS)将随机问题的解与概率模型和随机过程的参数相关联,LHS利用多维分层抽样的思想进行抽样,这2种方法可以用于模拟抽样,即可以用这2种方法抽样生成大量随机的风光出力场景。2种抽样方法的运行时间与次数呈指数关系增长,如图2所示,在相同运行次数下,MCS的运行时间更长。为了保证运行速度和效率,文中采用LHS处理并生成大量风光出力数据。

通过LHS生成的风光出力数据庞大,为了简化计算并提高效率,文中以Kantorovich距离为依据对生成的场景进行缩减,Kantorovich距离削减最大程度保留了随机场景的特征和拟合精度,可以得到典型的高概率风光出力场景^[20]。具体场景生成及削减流程见图3。

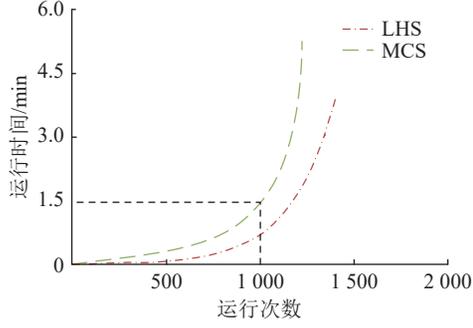


图2 2种抽样方法运行时间与次数的关系

Fig.2 The relationship between running time and frequency of two sampling methods

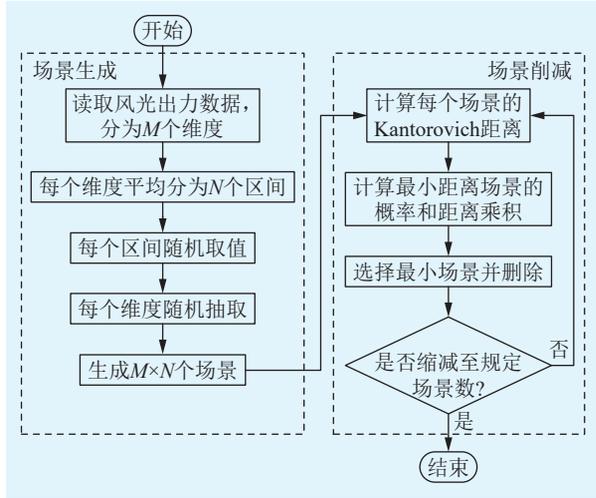


图3 场景生成与缩减

Fig.3 Scene generation and reduction

2 电力现货市场和调频辅助服务市场联合出清模型

风光出力预测的不确定性会影响电力市场, 削减其不确定性并使其参与市场交易需要辅以储能设备。文中以风光火储运行系统为主体, 建立联合电力市场优化调度模型。

2.1 考虑市场交易的风光储数学建模

生成的典型出力预测场景高度拟合实际出力场景, 但与日内风光出力仍然存在微小偏差, 因此在联合出清模型中须考虑弃风和弃光的惩罚成本。其数学模型为:

$$\begin{cases} C_{\alpha, \text{aban}} = \sum_t \delta_{\alpha} (P_{\alpha}(t) - P_{\alpha, \text{ac}}(t)) \\ \text{s.t. } 0 \leq P_{\alpha, \text{ac}}(t) \leq P_{\alpha}(t) \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{cases} C_{\beta, \text{aban}} = \sum_t \delta_{\beta} (P_{\beta}(t) - P_{\beta, \text{ac}}(t)) \\ \text{s.t. } 0 \leq P_{\beta, \text{ac}}(t) \leq P_{\beta}(t) \end{cases} \quad (5)$$

式中: $C_{\alpha, \text{aban}}$ 、 $C_{\beta, \text{aban}}$ 分别为风机 α 弃风、光伏 β 弃光惩罚成本; δ_{α} 、 δ_{β} 分别为风机 α 弃风、光伏 β 弃光惩

罚系数; $P_{\alpha}(t)$ 、 $P_{\beta}(t)$ 分别为 t 时段风机 α 、光伏 β 出力预测值; $P_{\alpha, \text{ac}}(t)$ 、 $P_{\beta, \text{ac}}(t)$ 分别为 t 时段风机 α 、光伏 β 出力实际值。

电力现货市场首先基于安全约束机组组合 (security constrained unit commitment, SCUC) 确定开机方式, 其次考虑安全约束经济调度 (security constrained economic dispatch, SCED) 生成发电计划并进行节点电价计算 (locational pricing calculation, LPC) [21-23]。因此电力现货市场的出清实际上是双层模型, 其与调频辅助服务市场联合出清也是双层模型。

调频辅助服务市场原则上采用基于调频里程的单一制价格机制。各发电场站按规则自主申报分时段调频容量及价格, 通过市场竞争确定出清价格和中标调频容量。调频辅助服务市场的调频费用通常根据出清价格、调频里程、性能系数三者乘积计算 [24]。

电力调频辅助服务市场要求参与调频的提供者对容量报价 λ 和里程报价 μ 进行申报, 市场运营机构会对申报的价格、调频系数及历史数据进行优化, 最终形成综合报价。

$$\lambda = \frac{\lambda_{t,0}}{f} \quad (6)$$

$$\mu = \frac{\mu_{t,0}s}{f} \quad (7)$$

式中: $\lambda_{t,0}$ 为时段 t 场站申报的容量报价; $\mu_{t,0}$ 为时段 t 场站申报的里程报价; s 为过去同一调频时段的里程与容量比; f 为调频性能系数。

储能电站在电力现货市场和调频市场中的运行成本为:

$$C_{\chi}^e = \lambda_{\chi,t}^{\text{dis}} P_{\chi,t}^{\text{dis}} - \lambda_{\chi,t}^{\text{cha}} P_{\chi,t}^{\text{cha}} \quad (8)$$

$$C_{\chi}^m = (\lambda_{\chi} + \mu_{\chi}) P_{\chi,t}^m \quad (9)$$

式中: C_{χ}^e 、 C_{χ}^m 分别为储能电站 χ 在电力现货市场和调频市场中的运行成本; $\lambda_{\chi,t}^{\text{cha}}$ 、 $\lambda_{\chi,t}^{\text{dis}}$ 分别为时段 t 储能电站 χ 在现货市场的充、放电电价; λ_{χ} 为时段 t 优化后的储能电站 χ 的容量报价; μ_{χ} 为时段 t 优化后的储能电站 χ 的里程报价; $P_{\chi,t}^{\text{cha}}$ 、 $P_{\chi,t}^{\text{dis}}$ 分别为时段 t 储能电站 χ 的充、放电功率; $P_{\chi,t}^m$ 为时段 t 储能电站 χ 参与调频市场的出力。

储能电站参与交易的充放电功率由联合市场交易优化模型求得, 文中为简化计算, 荷电状态 (state of charge, SOC) 数值取整个储能电站的总体 SOC 数值。储能电站优化前的 SOC 须与优化开始前的实际 SOC 一致, 优化后的 SOC 须与优化结束

后的实际 SOC 一致。除此之外,其他运行约束条件如下:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\chi,t}^{\text{dis}} \leq P_{\chi,t}^{\text{dismax}} - P_{\chi,t}^{\text{fm}} \\ 0 \leq P_{\chi,t}^{\text{cha}} \leq P_{\chi,t}^{\text{chamax}} - P_{\chi,t}^{\text{fm}} \\ \xi_t^{\text{SOC}} = \xi_{t-1}^{\text{SOC}} + P_{\chi,t}^{\text{cha}} \eta_{\chi,t}^{\text{cha}} - \frac{P_{\chi,t}^{\text{dis}}}{\eta_{\chi,t}^{\text{dis}}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $P_{\chi,t}^{\text{chamax}}$ 、 $P_{\chi,t}^{\text{dismax}}$ 分别为时段 t 储能电站 χ 的充、放电最大功率; $P_{\chi,t}^{\text{fm}}$ 为时段 t 储能电站 χ 在调频市场的出力; ξ_t^{SOC} 为储能电站在时段 t 的 SOC; $\eta_{\chi,t}^{\text{cha}}$ 、 $\eta_{\chi,t}^{\text{dis}}$ 分别为时段 t 储能电站 χ 的充、放电效率。

2.2 联合市场出清模型

目前我国处于由传统能源系统向新型电力系统转型阶段,火电机组仍占据发电资源的大部分^[25-26]。火电机组存在上下爬坡和开停机时间要求,响应时间较慢,储能辅助新能源参与电力现货市场可以减少其带来的影响。火电机组的运行成本为:

$$\begin{cases} C_{i,t}^{\text{op}} = \lambda_{i,t}^{\text{de}} P_{i,t}^{\text{de}} \\ \text{s.t. } P_{i,t}^{\text{re}} \leq P_{i,t}^{\text{de}} \\ z_{i,t} P_{i,t}^{\text{min}} \leq P_{i,t}^{\text{re}} \leq z_{i,t} P_{i,t}^{\text{max}} \\ \sum_i P_{i,t}^{\text{re}} = P_t^{\text{all}} \\ \sum_i z_{i,t} P_{i,t}^{\text{max}} \geq (1 + r^{\text{back}}) P_t^{\text{all}} \\ P_{i,t}^{\text{re}} - P_{i,t-1}^{\text{re}} = P_i^{\text{up}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $C_{i,t}^{\text{op}}$ 为时段 t 机组 i 的运行成本; $P_{i,t}^{\text{re}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{de}}$ 分别为时段 t 机组 i 实际、申报出力; $\lambda_{i,t}^{\text{de}}$ 为时段 t 机组 i 的申报电价; $P_{i,t}^{\text{min}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{max}}$ 分别为时段 t 机组 i 最小、最大发电功率; $z_{i,t}$ 为开停机状态; P_t^{all} 为系统时段 t 总负荷; r^{back} 为系统计划备用比例; P_i^{up} 为机组 i 相邻时段爬坡功率。

火电机组的启动成本为:

$$\begin{cases} C_{i,t}^{\text{st}} = z_{i,t} (1 - z_{i,t-1}) C_i^{\text{st}} \\ \text{s.t. } T_{i,t}^{\text{on}} - (z_{i,t-1} - z_{i,t}) T_i^{\text{on}} \geq 0 \\ T_{i,t}^{\text{off}} - (z_{i,t-1} - z_{i,t}) T_i^{\text{off}} \geq 0 \\ T_{i,t}^{\text{on}} = \sum_{\tau=t-T_i^{\text{on}}}^{t-1} z_{i,\tau} \\ T_{i,t}^{\text{off}} = \sum_{\tau=t-T_i^{\text{off}}}^{t-1} (1 - z_{i,\tau}) \end{cases} \quad (12)$$

式中: $C_{i,t}^{\text{st}}$ 为时段 t 机组 i 的启动成本; C_i^{st} 为机组 i 启动成本; $T_{i,t}^{\text{on}}$ 为时段 t 机组 i 开机时间; $T_{i,t}^{\text{off}}$ 为时段 t 机组 i 停机时间; T_i^{on} 为机组 i 最小开机时间; T_i^{off} 为机组 i 最小停机时间。

火电机组在调频市场的运行成本为:

$$\begin{cases} C_{i,t}^{\text{op,m}} = (\lambda_{i,t} + \mu_{i,t}) P_{i,t}^{\text{m}} \\ \text{s.t. } 0 \leq P_{i,t}^{\text{re,m}} \leq P_{i,t}^{\text{de,m}} \\ \sum_i P_{i,t}^{\text{re,m}} \geq P_t^{\text{c,de}} \\ \sum_i P_{i,t}^{\text{re,m}} s \geq P_t^{\text{m,de}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $C_{i,t}^{\text{op,m}}$ 为时段 t 机组 i 在调频市场的运行成本; $P_{i,t}^{\text{m}}$ 为时段 t 机组 i 在调频市场的出力; $P_{i,t}^{\text{re,m}}$ 为时段 t 机组 i 调频中标容量; $P_{i,t}^{\text{de,m}}$ 为时段 t 机组 i 调频申报容量; $P_t^{\text{c,de}}$ 为时段 t 调频容量需求; $P_t^{\text{m,de}}$ 为时段 t 调频里程需求; $\lambda_{i,t}$ 、 $\mu_{i,t}$ 分别为时段 t 机组 i 的容量电价和里程报价。

高比例新能源接入电网,发电侧具有更强波动性,调频辅助服务市场频繁交易,电力现货市场与调频辅助服务市场联系密切^[27]。各地区的电网结构、供需形势和市场化成熟度有所不同,省内辅助服务市场需与省间市场相互协调,也需要与电力现货市场互相配合以优化发电资源配置和促进新能源消纳。基于上述各市场主体的交易数学模型,提出考虑电力现货市场和调频辅助服务市场的联合市场模型,框架如图 4 所示。

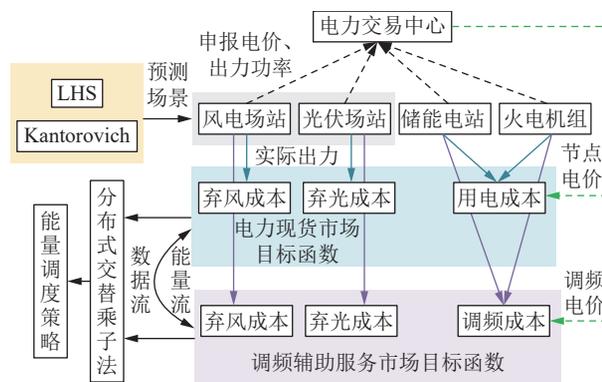


图 4 现货-调频市场框架

Fig.4 Electrical spot-frequency regulation market framework

首先联合现货市场和调频市场的 SCUC 模型进行联合出清,得出发电计划:

$$\begin{cases} \min C_{\text{SCUC}}^{\text{both}} = \sum_{\alpha} C_{\alpha,\text{aban}} + \sum_{\beta} C_{\beta,\text{aban}} + \\ \sum_{\chi} \sum_t (C_{\chi}^{\text{e}} + C_{\chi}^{\text{m}}) + \sum_t \sum_i (C_{i,t}^{\text{op}} + C_{i,t}^{\text{st}} + C_{i,t}^{\text{op,m}}) \\ \text{s.t. } P_{mn,t} = \frac{\delta_{m,t} - \delta_{n,t}}{x_{mn}} \\ -P_{mn}^{\text{max}} \leq P_{mn,t} \leq P_{mn}^{\text{max}} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $C_{\text{SCUC}}^{\text{both}}$ 为联合市场的 SCUC 总成本; $P_{mn,t}$ 为时段 t 节点 m 和节点 n 的潮流功率; P_{mn}^{max} 为节点 m 和节

点 n 之间的最大潮流传输功率; x_{mn} 为节点 m 和节点 n 之间的电抗; $\delta_{m,t}$ 为时段 t 节点 m 的相角; $\delta_{n,t}$ 为时段 t 节点 n 的相角。

其次联合现货市场和调频市场的 SCED 模型进行联合出清, 得出能量调度策略:

$$\begin{cases} \min C_{\text{SCED}}^{\text{both}} = \sum_{\alpha} C_{\alpha, \text{aban}} + \sum_{\beta} C_{\beta, \text{aban}} + \\ \sum_{\chi} \sum_t (C_{\chi}^{\text{e}} + C_{\chi}^{\text{m}}) + \sum_t \sum_i (C_{i,t}^{\text{op}} + C_{i,t}^{\text{op,m}}) \\ \text{s.t.} \quad \sum_i P_{i,t} = \frac{P_{m,t}^{\text{D}}}{\lambda_{m,t}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $C_{\text{SCED}}^{\text{both}}$ 为联合市场的 SCED 总成本; $P_{m,t}^{\text{D}}$ 为时段 t 节点 m 的负荷; $\lambda_{m,t}$ 为时段 t 节点 m 的电价。

电力现货市场出清模型和调频辅助服务市场出清模型可以看作 2 个子问题, 为了求 2 个联合子问题的最优解, 文中引入交替方向乘子法 (alternating direction method of multipliers, ADMM) 来分布式求解 2 个子问题的最小化目标函数^[28-30]。ADMM 因其良好的收敛性、简洁的算法形式以及出色的鲁棒性等特点, 被广泛应用于解决具有可分离变量的优化问题。两级市场联合交易模型的分布式 ADMM 求解流程如图 5 所示。

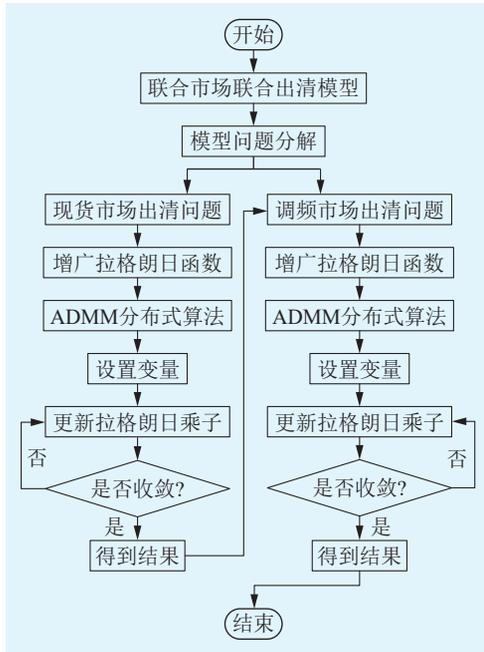


图 5 两级市场联合出清求解流程

Fig.5 Joint clearance solution process for two-level markets

引入电力现货市场和调频辅助服务市场之间的辅助变量, 即各市场主体分别参与 2 个市场交易的中标电量 $P_{i,t}^{\text{e}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{m}}$, 构造电力现货市场出清模型的拉格朗日增广函数 L_e 为:

$$\begin{aligned} L_e = & \sum_{\alpha} C_{\alpha, \text{aban}} + \sum_{\beta} C_{\beta, \text{aban}} + \sum_{\chi} \sum_t C_{\chi}^{\text{e}} + \\ & \sum_i \sum_t (C_{i,t}^{\text{op}} + C_{i,t}^{\text{st}} + C_{i,t}^{\text{op,m}}) + f_{k,t} \sum_i \sum_t (P_{i,t}^{\text{e}} - P_{i,t}^{\text{m}}) + \\ & \frac{\rho}{2} \sum_i \sum_t \|P_{i,t}^{\text{e}} - P_{i,t}^{\text{m}}\|_2^2 \end{aligned} \quad (16)$$

式中: $f_{k,t}$ 为现货市场出清问题中时段 t 第 k 次迭代时的拉格朗日乘子; ρ 为惩罚因子。

初始化迭代次数, 设置参数, 更新拉格朗日乘子:

$$f_{k+1,t} = f_{k,t} + \rho (P_{i,t}^{\text{e}} - P_{i,t}^{\text{m}}) \quad (17)$$

判断收敛情况:

$$\max_{t=1} \sum \|P_{i,t}^{\text{e}} - P_{i,t}^{\text{m}}\|_2^2 < \delta_1 \quad (18)$$

式中: δ_1 为现货市场出清问题的残差收敛精度。

根据 ADMM 迭代收敛后, 得出各市场主体在现货市场中标的最优电量和最小化用电成本。

引入辅助变量节点电价 $\lambda_{i,t}^{\text{e}}$ 和调频电价 $\lambda_{i,t}^{\text{m}}$, 构造调频辅助服务市场出清模型的拉格朗日增广函数为:

$$\begin{aligned} L_m = & \sum_{\alpha} C_{\alpha, \text{aban}} + \sum_{\beta} C_{\beta, \text{aban}} + \sum_{\chi} \sum_t C_{\chi}^{\text{e}} + \\ & \sum_i \sum_t (C_{i,t}^{\text{op}} + C_{i,t}^{\text{op,m}}) + \gamma_{k,t} \sum_i \sum_t (\lambda_{i,t}^{\text{e}} - \lambda_{i,t}^{\text{m}}) + \\ & \frac{\psi}{2} \sum_i \sum_t \|\lambda_{i,t}^{\text{e}} - \lambda_{i,t}^{\text{m}}\|_2^2 \end{aligned} \quad (19)$$

式中: $\gamma_{k,t}$ 为调频市场出清问题中时段 t 第 k 次迭代时的拉格朗日乘子; ψ 为惩罚因子。同式 (17)、式 (18) 进行迭代并判断收敛情况, 最终求得 2 个市场联合运行的最优收益和功率分配。

3 算例分析

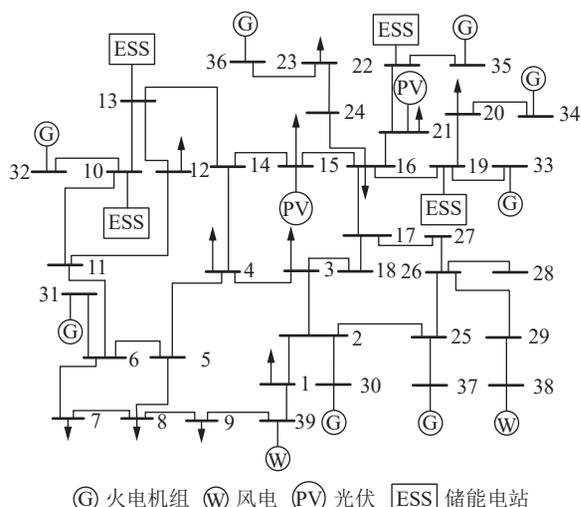
3.1 参数设置

以我国西北某地的实际风光出力数据为参考, 将风光火储接入 IEEE 39 节点系统, 作为算例模型, 如图 6 所示。选取 15 min 为时间间隔, 一个出清周期为 24 h, 共 96 个时间段。算例采用标么值计算, 基准值为 100 MW, 参与交易的各发电场站及储能电站的参数见表 1^[31]。全系统负荷曲线如图 7 所示。

3.2 场景削减结果

文中选取西北某地区夏季和冬季各 1 d 的风光出力数据, 对其进行处理及场景生成与削减, 最终生成 10 个典型场景, 选取概率最高的 2 种场景作为运行模型的风光出力场景, 图 8—图 10 为运行结果。

从图 8—图 10 可以看出, 风光出力数据经过抽样并削减后, 风电的出力波动性较强, 且夏季的



Ⓜ 火电机组 Ⓜ 风电 Ⓜ 光伏 Ⓜ 储能电站

图 6 IEEE 39 节点改进系统

Fig.6 Improved IEEE 39-node system

表 1 参与运行的机组参数

Table 1 Parameters of participating units in operation

机组	节点	最大功率/ p.u.	最小功率/ p.u.	发电报价/ [元· $(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}$]	爬坡 速率/ $(\text{p.u.}\cdot\text{h}^{-1})$	启动 成本/ $(\text{元}\cdot\text{次}^{-1})$	关停 成本/ $(\text{元}\cdot\text{次}^{-1})$
火电1	30	1.5	0.15	200	0.35	4 250	2 000
火电2	31	1.35	0.2	250	0.25	4 000	1 800
火电3	32	0.95	0.2	250	0.3	3 850	1 900
火电4	33	1.1	0.2	250	0.35	2 900	1 900
火电5	34	1.15	0.15	250	0.25	1 750	1 000
火电6	35	1.15	0.2	300	0.25	2 000	1 000
火电7	36	1.2	0.25	300	0.35	3 000	1 500
火电8	37	1.35	0.15	500	0.15	4 000	2 050
储能1	10			259			
储能2	13			233			
储能3	19			224			
储能4	22			262			

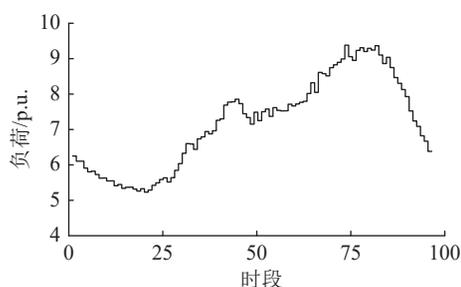
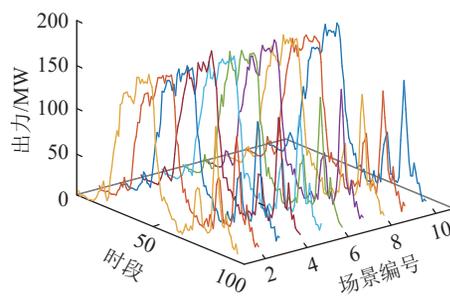


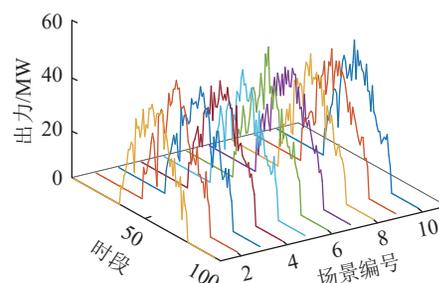
图 7 系统负荷曲线

Fig.7 System load curve

风电出力高于冬季风电出力;光伏出力具有周期性,波动性较弱,且冬季的光伏出力少于夏季的光伏出力。这 2 种风光出力场景具有特性,可以用于后续电力市场交易模型。文中已考虑风光出力的不确定性,因此后续仿真运行中认为风光出力完全消纳。



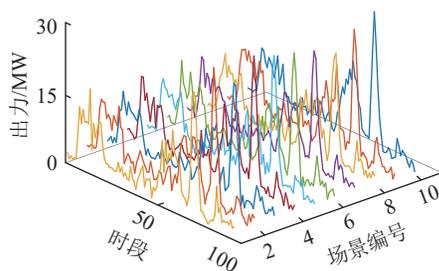
(a) 夏季风力发电典型场景



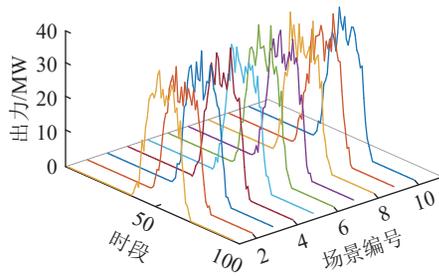
(b) 夏季光伏发电典型场景

图 8 夏季典型风光场景

Fig.8 Typical wind and PV output scenarios in summer



(a) 冬季风力发电典型场景



(b) 冬季光伏发电典型场景

图 9 冬季典型风光场景

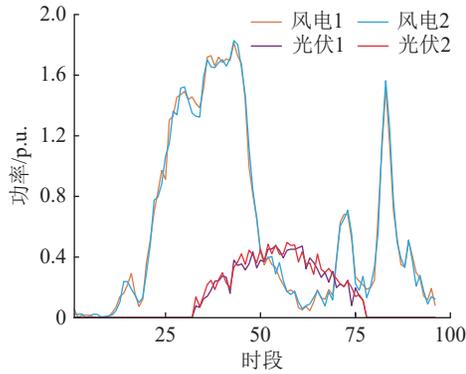
Fig.9 Typical wind and PV output scenarios in winter

3.3 交易运行结果

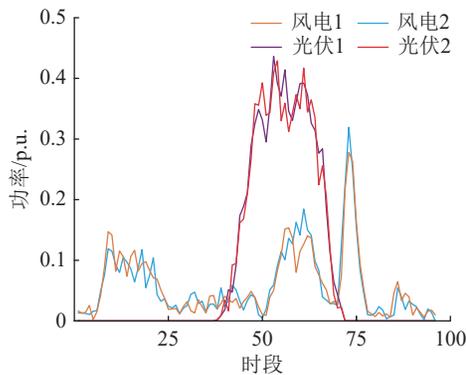
3.3.1 经济性结果分析

为验证文中所提联合市场联合运行策略的经济性,取夏季风光出力为算例数据,运用 IEEE 39 节点系统运行该策略,得到各市场主体的收益结果,如图 11 所示。

由图 11 可知,每个主体的联合市场运行的总收益都高于 2 个市场单独运行的总收益,这说明联合市场运行策略有效。各市场主体场站的具体收益如表 2—表 5 所示。储能电站和火电机组的收益



(a) 夏季最高概率风光场景出力



(b) 冬季最高概率风光场景出力

图 10 运行模型风光出力场景

Fig.10 Wind and PV output scenarios of operational model

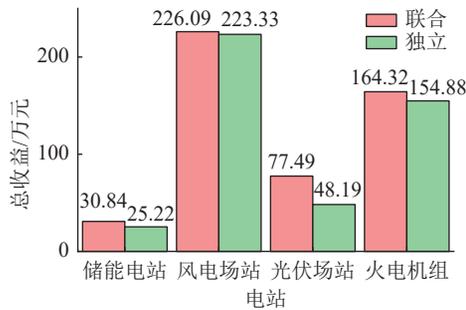


图 11 现货市场和调频市场运行收益

Fig.11 Income from independent operation of spot market and frequency modulation market

与风光场站的收益成反相关, 当风光出力不足时, 储能电站和火电机组为系统提供电能。文中算例选取的夏季风光数据中风电出力较高, 风电场站的夏季收益远远高于冬季收益。由此可以看出西北的风力资源充足, 风电场站可以获得较高的收益。光伏场站的夏季收益高于冬季收益, 但没有明显的差距, 这主要源于冬季日照强度低于夏季, 且西北地区较少有多云天气, 光伏出力不会受到较大影响。

3.3.2 出力特性分析

考虑风光出力不确定性的 IEEE 39 节点系统仿真运行后的出力结果如图 12 所示。

表 2 各储能电站收益

Table 2 Revenue of each energy storage station

单位: 万元

机组	夏季收益	冬季收益
储能1	6.65	8.83
储能2	6.41	8.07
储能3	5.94	5.96
储能4	6.22	7.98
总计	25.22	30.84

表 3 各风电场站收益

Table 3 Revenue of each wind power station

单位: 万元

机组	夏季收益	冬季收益
风电1	70.47	18.99
风电2	155.62	18.89
总计	226.09	37.88

表 4 各光伏场站收益

Table 4 Revenue of each photovoltaic power station

单位: 万元

机组	夏季收益	冬季收益
光伏1	37.55	24.61
光伏2	39.94	24.75
总计	77.49	49.35

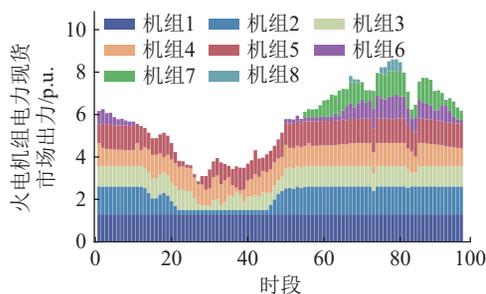
表 5 各火电机组收益

Table 5 Revenue of each thermal power unit

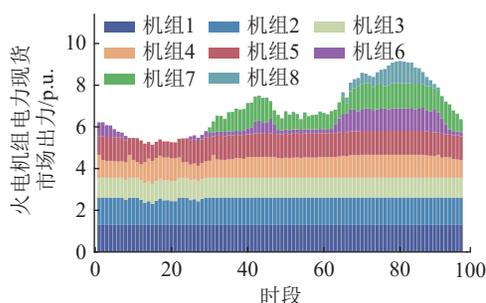
单位: 万元

机组	夏季收益	冬季收益
火电1	4.75	5.46
火电2	21.45	46.81
火电3	44.60	78.55
火电4	25.76	48.99
火电5	25.71	49.95
火电6	15.17	36.68
火电7	17.25	40.99
火电8	0.19	1.66
总计	154.88	309.09

由图 12 可见, 机组 1 爬坡速率快, 且最大出力高, 因其优越的性能在优化运行时被优先考虑。图 12(a)中时间段 73 有明显的出力缺口, 图 10(a)中夏季风力发电出力在时段 73 急剧增长, 这说明火电机组在联合市场的出力与风光出力相关。图 12(b)中, 冬季风光出力少于夏季, 火电机组须填补系统所须负荷出力的空缺, 机组 1—机组 5 几乎为满发状态。从图 12(a)、(b)总体的出力曲线中可以看出, 火电机组的出力随着风光出力的减少而增



(a) 夏季火电机组电力现货市场出力



(b) 冬季火电机组电力现货市场出力

图 12 火电机组电力现货市场出力

Fig.12 Output of the electric spot market for thermal power units

加,二者大致互补,新能源出力的不确定性可以通过传统化石能源填补。

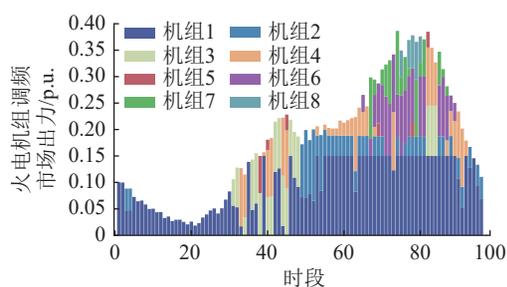
火电机组参与调频辅助服务市场出力情况如图 13 所示。调频服务需要机组具备快速响应能力,从图 13(a)、(b)中均可以看出爬坡性能良好且启停成本较低的机组 1 参与调频辅助服务市场更多,其次是机组 3、机组 4,这说明参与调频辅助服务市场时市场主体的响应速率更为重要。火电机组受限于其爬坡速率,仅在储能电站没有多余容量参与调频市场时出力。储能电站在调频辅助服务市场全部放电,其出力示意不再展示。

储能电站在联合市场中的优化出力结果及电价曲线如图 14 所示。储能电站在用电需求量较少的凌晨进行充电,该时段的节点电价较低;在用电需求量较多的晚上放电。在白天光伏出力较多的时段,节点电价较高。从图 14 可以看出,除去考虑储能电站 SOC 的约束后,储能电站在文中的运行优化下可以实现低峰充电、高峰放电,实现其利益最大化。

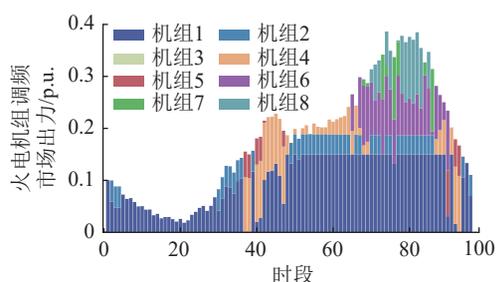
3.3.3 敏感度分析

通过算例分析发现,各市场主体的特性、节点位置以及出力对节点电价和调频电价有一定影响,而节点电价和调频电价又是影响场站收益的主要经济因素,因此对其进行敏感性分析。

各市场主体的经济效益与节点电价相关,为了验证参与联合市场交易的主体对电价(包括节点电



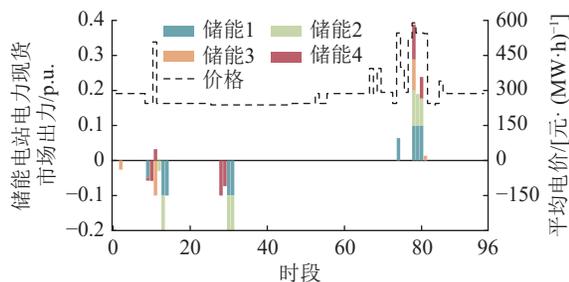
(a) 夏季火电机组调频辅助服务市场出力



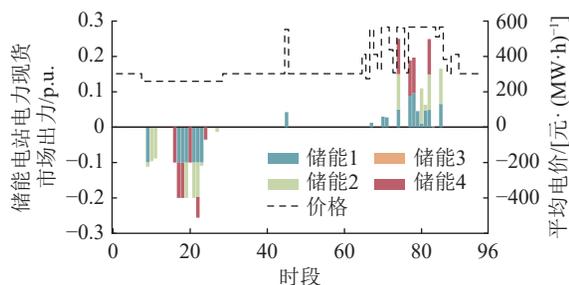
(b) 冬季火电机组调频辅助服务市场出力

图 13 火电机组调频辅助服务市场出力

Fig.13 Output of the electric energy market for energy storage power stations



(a) 夏季储能电站电力现货市场出力及电价



(b) 冬季储能电站电力现货市场出力及电价

图 14 储能电站电力现货市场出力及电价

Fig.14 Output of the electric spot market for energy storage power stations and electricity prices

价和调频电价)的影响,文中对风电场站、光伏场站以及储能电站的出力与电价之间的敏感度进行分析,结果见表 6。

由表 6 可以看出,风电场对电价影响较大,2 个风电场站的平均敏感度为 4.75%,在算例中,风电出力较高,对电力系统的供电需求贡献占比高,因此影响了电价。储能电站和光伏场站的敏感性较弱,这与其出力较少相关。风光储的加入降低了电力

表 6 敏感性分析结果

Table 6 Sensitivity analysis results

市场主体	所在节点	敏感度/%
风电1	38	4.71
风电2	39	4.79
光伏1	15	0.20
光伏2	21	0.07
储能1	10	0.96
储能2	13	0.82
储能3	19	0.11
储能4	22	0.14

系统的电价,这使得电力系统的供电成本降低,从而增加了运行收益。

4 结论

在新能源渗透率日益增加的背景下,加强电力现货市场与调频辅助服务市场的交流联合有助于提高新能源消纳率,助力新型电力系统建设。文中提出一种计及风光不确定性的电力现货市场和调频辅助服务市场的联合交易出清方法,给出了处理风光发电不确定性问题的解决思路,研究了联合市场中参与交易的市场主体的出力情况和经济性,并通过算例验证了该方法的有效性和可行性。具体结论如下:

(1) 文中研究风速概率的 Weibull 分布和光照概率的 Beta 分布特征,精准描述了风力发电和光伏发电的出力特性。

(2) 通过 LHS 和 Kantorovich 距离削减对风光出力的场景集进行削减,可以生成预测概率较高的出力场景,且该方法相比于 MCS 具有更高效的计算速度,削减生成的场景与原始场景有较高相似度,可以准确体现风光预测出力的特征。

(3) 提出调频辅助服务市场和电力现货市场的联合交易出清方法,并通过仿真验证了该方法的有效性和经济性。储能电站和火电机组可以在新能源出力不足时进行补充并获得收益,风电和光伏的收益潜力大,健全 2 个市场的联合出清政策和策略可以有效提高新能源消纳并获得收益。

文中提出的交易方法可以使储能电站的充放电特性与市场电价波动相吻合,从而获得更高的收益。储能电站不用考虑充放电速率,因此在调频辅助服务市场具有良好的出力特性。储能电站与风光场站联合出清,能有效消纳新能源,使能量利用率最大化。

致谢

本文得到国家能源用户侧储能创新研发中心(110051360024XN149-09)资助,谨此致谢!

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] 陈泽宇,陈艳波. 计及循环寿命和电能量-调频市场出清的储能自调度策略[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(14): 28-41.
CHEN Zeyu, CHEN Yanbo. Self-scheduling strategy of energy storage considering cycle life and clearing of electric power energy-frequency regulation market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(14): 28-41.
- [3] 张硕,陈媛丽,李英姿,等. 计及电力现货机会成本的构网型储能电站调频辅助服务竞价出清双层博弈模型[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(S1): 146-158.
ZHANG Shuo, CHEN Yuanli, LI Yingzi, et al. A bi-level game model for frequency regulation ancillary service bidding and clearing of grid-forming energy storage stations considering opportunity cost of electricity spot trading[J]. Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering, 2024, 44(S1): 146-158.
- [4] 范高锋,李佳宁,丁晨,等. 风储联合参与能量-调频辅助服务市场竞价策略及效益分析[J/OL]. 现代电力: 1-7.[2024-11-06]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0179>.
FAN Gaofeng, LI Jianing, DING Chen, et al. Bidding strategy and profit analysis of wind-storage system participating in energy and frequency modulation ancillary service market[J/OL]. Modern Electric Power: 1-7.[2024-11-06]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0179>.
- [5] 王傲儿,赵书强,宋金历,等. 考虑新能源与储能参与调频的联合市场出清模型[J]. 太阳能学报, 2024, 45(3): 367-376.
WANG Aoer, ZHAO Shuqiang, SONG Jinli, et al. Joint market clearing model considering participation of new energy and energy storage in frequency modulation[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2024, 45(3): 367-376.
- [6] 牟长兴,张俊涛,程春田,等. 考虑时空相关性的流域风光多能互补系统高维不确定性场景生成方法[J]. 电网技术, 2024, 48(9): 3614-3623.
MU Changxing, ZHANG Juntao, CHENG Chuntian, et al. High-dimensional uncertainty scenario generation method for hydro-wind-solar multi-energy complementary system considering spatio-temporal correlation[J]. Power System Technology, 2024, 48(9): 3614-3623.
- [7] 陈凡,陈刘明,王曼,等. 基于改进信息最大化生成对抗网络的风光出力场景可控生成方法[J]. 电网技术, 2024, 48(4): 1477-1490.
CHEN Fan, CHEN Liuming, WANG Man, et al. Controllable

- scenario generation method for wind power and photovoltaic output based on improved InfoGAN[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(4): 1477-1490.
- [8] 李建林, 孙浩元, 赵文鼎, 等. 基于变分模态分解—多模糊控制的风电混储系统功率分配策略[J/OL]. *上海交通大学学报*: 1-18. [2024-11-06]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.572>.
LI Jianlin, SUN Haoyuan, ZHAO Wending, et al. Power allocation strategy for wind power hybrid storage system based on variational modal decomposition-multi-fuzzy control[J/OL]. *Journal of Shanghai Jiaotong University*: 1-18. [2024-11-06]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.572>.
- [9] DENSING M, WAN Y. Low-dimensional scenario generation method of solar and wind availability for representative days in energy modeling[J]. *Applied Energy*, 2022, 306: 118075.
- [10] 陈春宇, 黄宸恺, 王剑晓, 等. 考虑风电不确定性的调频辅助服务市场多时间尺度出清调度策略[J]. *电工技术学报*, 2024, 39(21): 6804-6818.
CHEN Chunyu, HUANG Chenkai, WANG Jianxiao, et al. Multi-time-scale frequency regulation market clearing and dispatch strategy considering wind power uncertainty[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2024, 39(21): 6804-6818.
- [11] 李哲涵. 国内典型调频辅助服务市场数值仿真与比较研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2023.
LI Zhehan. Numerical simulation and comparative study of domestic typical frequency regulation ancillary service market[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2023.
- [12] 谭慧娟, 郭文鑫, 郑文杰, 等. 国内外电力现货市场的发展综述与展望[J/OL]. *发电技术*, 2024: 1-11. [2024-11-06]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/33.1405.tk.20240517.0906.002.html>.
TAN Huijuan, GUO Wenxin, ZHENG Wenjie, et al. Review and outlook of worldwide spot market development[J/OL]. *Power Generation Technology*, 2024: 1-11. [2024-11-06]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/33.1405.tk.20240517.0906.002.html>.
- [13] HE G N, CHEN Q X, KANG C Q, et al. Cooperation of wind power and battery storage to provide frequency regulation in power markets[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 32(5): 3559-3568.
- [14] 黄文琦, 方必武, 戴珍, 等. 基于多源数据图表示学习的风电出力预测方法[J]. *电力建设*, 2023, 44(11): 43-53.
HUANG Wenqi, FANG Biwu, DAI Zhen, et al. Wind power output forecasting based on multi-source data graph representation learning[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(11): 43-53.
- [15] 杨迪, 王辉, 贺仁杰, 等. 基于改进经验模态分解和混合深度学习模型的风速预测[J]. *智慧电力*, 2024, 52(1): 1-7.
YANG Di, WANG Hui, HE Renjie, et al. Wind speed prediction based on improved empirical mode decomposition and hybrid deep learning models[J]. *Smart Power*, 2024, 52(1): 1-7.
- [16] 林立栋. 基于概率统计方法的风电机组异常数据识别方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2023.
LIN Lidong. Research on wind turbine abnormal data identification method based on probability and statistics method[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2023.
- [17] 李化. 基于威布尔分布的风功率密度计算方法比较[J]. *南方能源建设*, 2024, 11(1): 33-41.
LI Hua. Comparison of wind power density calculation methods based on weibull distribution[J]. *Southern Energy Construction*, 2024, 11(1): 33-41.
- [18] 李永飞, 张耀, 林帆, 等. 基于气候特征分析及改进 XGBoost 算法的中长期光伏电站发电量预测方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(11): 84-92.
LI Yongfei, ZHANG Yao, LIN Fan, et al. Medium-and long-term power generation forecast based on climate characterization and an improved XGBoost algorithm for photovoltaic power plants[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(11): 84-92.
- [19] 李庆生, 张裕, 龙家焕, 等. 基于 IMFO-LSTM 模型的光伏功率预测研究[J]. *电力科学与技术学报*, 2024, 39(3): 199-206.
LI Qingsheng, ZHANG Yu, LONG Jiahuan, et al. Photovoltaic power prediction based on IMFO-LSTM model[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2024, 39(3): 199-206.
- [20] 李嘉森, 王进, 杨蒙, 等. 基于随机优化的虚拟电厂热电联合经济优化调度[J]. *太阳能学报*, 2023, 44(9): 57-65.
LI Jiasen, WANG Jin, YANG Meng, et al. Combined heat and power economic optimal dispatching in virtual power plant based on stochastic optimization[J]. *Acta Energetica Sinica*, 2023, 44(9): 57-65.
- [21] 张帅龙, 郑可迪, 刘学, 等. 基于藤 Copula 理论的海上风电建模及电力市场运行分析[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(11): 134-142.
ZHANG Shuailong, ZHENG Kedi, LIU Xue, et al. Modeling of offshore wind power based on vine Copula theory and electricity market operation analysis[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(11): 134-142.
- [22] 王进, 张粒子, 丛野, 等. 应用图论建模输电网的电力现货市场出清模型[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(9): 3429-3440.
WANG Jin, ZHANG Lizi, CONG Ye, et al. A clearing model of electricity spot market based on graph theory to modeling transmission network[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(9): 3429-3440.
- [23] 房欣欣, 杨知方, 余娟, 等. 节点电价的理论剖析与拓展[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(2): 379-390.
FANG Xinxin, YANG Zhifang, YU Juan, et al. Theoretical analysis and extension of locational marginal price[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(2): 379-390.
- [24] U-DOMINIC C M, UJAM J C, IGBOKWE N. Applications of analytical hierarchy process (AHP) and knowledge management (KM) concepts in defect identification: a case of cable manufacturing[J]. *Asian Journal of Advanced Research and Reports*, 2021: 9-21.
- [25] 国家能源局. 新型电力系统发展蓝皮书[M]. 北京: 中国电力出版社, 2023.

- National Energy Administration. New power system development blue book [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2023.
- [26] 许洪华, 邵桂萍, 鄂春良, 等. 我国未来能源系统及能源转型现实路径研究[J]. 发电技术, 2023, 44(4): 484-491.
- XU Honghua, SHAO Guiping, E Chunliang, et al. Research on China's future energy system and the realistic path of energy transformation [J]. Power Generation Technology, 2023, 44(4): 484-491.
- [27] 冯梦圆, 文书礼, 时珊珊, 等. 满足新型电力系统调峰调频需求的储能优化配置及运行研究综述[J/OL]. 上海交通大学学报:1-32.[2024-07-25]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2024.128>.
- FENG Mengyuan, WEN Shuli, SHI Shanshan, et al. A review of optimal allocation and operation of energy storage system for peak shaving and frequency regulation in new type power systems[J/OL]. Journal of Shanghai Jiaotong University: 1-32. [2024-07-25]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2024.128>.
- [28] BISWAS B D, HASAN M S, KAMALASADAN S. Decentralized distributed convex optimal power flow model for power distribution system based on alternating direction method of multipliers[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2023, 59(1): 627-640.
- [29] 刘辉, 杨坤, 王泉泉, 等. 基于 ADMM 算法的中低压配电网多目标分布式协调优化运行策略[J]. 电力建设, 2024, 45(9): 100-112.
- LIU Hui, YANG Kun, WANG Xiaoxiao, et al. Multi-objective distributed optimal scheduling of distribution network with high-permeability distributed photovoltaic resource access[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(9): 100-112.
- [30] 曹猛, 解超, 李凤婷, 等. 基于两阶段鲁棒的多综合能源微网-共享储能电站协同优化运行策略[J]. 电网技术, 2024, 48(11): 4493-4502.
- CAO Meng, XIE Chao, LI Fengting, et al. Co-optimized operation of multi-integrated energy microgrids-shared energy storage plants based on two-stage robustness[J]. Power System Technology, 2024, 48(11): 4493-4502.
- [31] 谭玉东, 周年光, 杨炯, 等. 考虑风险效用的风光水火抽蓄日前联合半调度方法[J]. 电气工程学报, 2024, 19(2): 229-238.
- TAN Yudong, ZHOU Nianguang, YANG Xian, et al. Combined semi-dispatch method of wind, light, water, fire and storage with risk utility[J]. Journal of Electrical Engineering, 2024, 19(2): 229-238.

作者简介:



李建林

李建林(1976),男,博士,教授,研究方向为大规模储能技术(E-mail: dklj@163.com);

张梦圆(2000),女,硕士在读,研究方向为电力系统与储能技术;

王茜(1989),女,博士在读,研究方向为电化学储能电池。

Joint clearing strategy in electricity spot market and frequency regulation market considering the uncertainty of wind and solar

LI Jianlin¹, ZHANG Mengyuan¹, WANG Qian¹, PENG Yuchen¹, LI Jingyan²

(1. National User-Side Energy Storage Innovation Research and Development Center (North China University of Technology), Beijing 100144, China; 2. China Electricity Council, Beijing 100761, China)

Abstract: In order to face the challenge of large-scale integration of new energy into the power grid with uncertainty to the traditional electricity market, and to address the problems of long time scales and low returns of new trading entities in the clearing strategy of the traditional electricity market, a clearing strategy considering the uncertainty of wind-solar-thermal-storage combined power generation system is proposed to participate in the joint trading of electricity spot market and frequency regulation auxiliary service market. Firstly, the sample scenes are processed using Latin hypercube sampling and Kantorovich distance reduction to generate typical wind solar power output scenarios. A wind-solar-thermal-storage combined power generation system with the goal of minimizing power generation costs is proposed to participate in the joint trading clearing strategy of electricity spot market and frequency regulation auxiliary service market, taking the generated typical wind and solar output scenarios as the research object. The model is solved by alternating direction method of multipliers (ADMM). Finally, a corresponding mathematical model is built in the IEEE 39-node system, and simulation verification is carried out using wind and solar data from a certain location in northwest China as an example. The results show that the strategy can allocate energy output reasonably and improve energy utilization efficiency and the profits of various trading entities. The results verify the effectiveness of the strategy.

Keywords: uncertainty of wind and solar; Kantorovich distance reduction; Latin hypercube sampling; electricity spot market; frequency regulation market; joint clearance strategy

(编辑 方晶)