DOI:10.3969/j.issn.1009-1831.2026.06.003 文章编号:1009-1831(2026)06-0016-07 中图分类号:TM73

新型电力系统资源稀缺性对电力现货市场电价趋势影响分析

牛文娟,徐 筝,谢珍建,葛 毅,王应海,王青山
(国网江苏省电力有限公司 经济技术研究院,南京 210008)

摘要:在高比例新能源接入条件下,资源稀缺性已成为影响电力现货市场价格形成与演化的重要因素。构建日前电能量-备用联合出清与实时再调度相结合的两阶段市场模型,并建立面向资源稀缺性的电价趋势评估指标体系。基于IEEE 30节点系统设置基准、系统紧平衡、灵活性不足、网络阻塞和备用不足5类典型场景。结果表明,系统紧平衡场景综合冲击最强,表现为高价尾部抬升、节点价格分化及切负荷;灵活性不足主要表现为日前-实时价格偏差扩大及局部价格尖峰;网络阻塞主要体现为拥塞持续时间显著增加;备用不足则表现少数时段实时稀缺价格快速抬升、价格波动及日前-实时偏差显著放大,而系统仍可维持能量平衡。所构建方法能够有效区分不同资源稀缺类型下的电价趋势特征,可为现货市场价格风险识别和灵活性资源配置提供参考。

关键词:电力现货市场;资源稀缺性;电价趋势;高比例新能源;两阶段出清

Impact analysis of resource scarcity in new-type power systems on electricity spot market price trends

NIU Wenjuan, XU Zheng, XIE Zhenjian, GE Yi, WANG Yinghai, WANG Qingshan
(Economic Research Institute, State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 210008, China)

Abstract: With the increasing penetration of renewable energy, resource scarcity has become an important factor affecting price formation and evolution in electricity spot markets. A two-stage market model combining day-ahead energy-reserve co-optimization and real-time re-dispatch is developed, and an evaluation framework for electricity price trends from the perspective of resource scarcity is established. Based on the IEEE 30-bus system, five typical scenarios are constructed, including the base case, system-wide tight balance, insufficient flexibility, network congestion, and reserve shortage. It is shown that the system-wide tight-balance scenario causes the most comprehensive impact, characterized by elevated upper-tail prices, wider nodal price differences, and load shedding. Under insufficient flexibility, day-ahead-real-time price deviations are significantly enlarged, while persistent high prices are not formed. Under network congestion, congestion duration is markedly increased, whereas upper-tail price risk is not simultaneously amplified. Under reserve shortage, short-term real-time scarcity prices are triggered, and both price volatility and day-ahead-real-time price deviations are significantly increased, while system energy balance can still be maintained. The proposed framework can therefore distinguish price-trend characteristics under different resource-scarcity conditions and provide support for electricity-price risk identification and flexible-resource allocation in electricity spot markets.

Key words: electricity spot market; resource scarcity; electricity price trends; high renewable penetration; two-stage clearing

0 引言

在“双碳”目标持续推进和新能源大规模并网的背景下,我国电力系统运行方式正在由传统的“源随荷动”加快向“源网荷储协同互动”转变。国家层面相继出台《加快构建新型电力系统行动方案(2024—2027年)》《电力现货市场基本规则(试行)》以及辅助服务价格机制、新能源上网电价市场化改革等政策文件,持续推动新型电力系统建设和电力市场机制完善[1-3]。随着高比例新能源持续接入,净负荷波动、预测误差及晚高峰爬坡需求增加,系统电力平衡及灵活调节需求明显上升[4]。尤其在新能源全面参与市场后,其波动性传导主电价,现货电价呈现时序波动增强、空间分化及局部高价等特征。

围绕新能源条件下现货市场电价变化,国内外已开展了较多研究。从现有成果看,相关研究主要

收稿日期:2026-06-13;**修回日期**:2026-08-27
基金项目:国家电网有限公司科技项目(J2025024)

集中在以下几个方面。首先，较多文献关注新能源渗透率提升对现货价格水平、分布形态及波动特征的总体影响。文献[5]指出，新能源大规模并网可凭借低边际成本压缩传统机组的出清空间，进而压低市场价格中枢；而文献[6-7]表明，新能源固有的出力波动、预测偏差以及电网局部阻塞问题，会增大电价的不确定性，加剧市场主体的收益波动。与此同时，中长期合约、代理购电以及多时间尺度交易安排在一定程度上能够发挥风险对冲和成本平滑作用[8-9]。这类研究阐明了新能源影响电价的基本规律，但对电价变化背后资源稀缺性的作用机理分析不足。

其次，随着新能源出力和净负荷波动加剧，低价、负价以及其他价格问题日益受到关注。现有研究表明，新能源出力与负荷时序错配易引发低价、负价，而储能、需求响应等手段可提升用户侧价格响应能力，缓和该矛盾[10-12]。相关政策文件也提出，应通过完善价格机制并引导灵活性资源参与市场，增强市场价格对供需紧张和调节资源稀缺状态的反映能力[2,3,11]。现有研究多关注低价、负价成因与对策，缺乏对资源稀缺性在不同价格区间作用及其对电价整体影响的系统梳理。

另一方面，稀缺定价、价格上限、价格波动识别等机制逐渐受到关注。研究表明，价格上限、稀缺加价、辅助服务及灵活资源配置，会影响电价尾部特征、持续时长与市场投资激励[12]。高比例新能源场景下，短时灵活性缺口叠加局部网架约束，易将物理资源稀缺转化为市场价格信号[13]。上述研究为稀缺资源下的电价形成分析奠定基础，但多依托国外市场框架，与我国现货市场运行特征结合不足，缺少从资源稀缺视角系统剖析电价演变的成果。

综上，现有文献围绕新能源接入、低价负价现象与稀缺定价机制，已对现货电价特征开展大量研究，但尚未系统揭示新型电力系统中资源稀缺性对电价趋势的作用规律。现有成果多聚焦新能源出力波动、电价统计特性或稀缺定价规则，对电力平衡、灵活调节、备用及输电等各类稀缺资源的内涵、作用边界与价格传导路径刻画不足；不同稀缺状态对电价水平、时序波动、空间差异、日前实时价差和极端短缺风险的综合影响仍有待深挖。据此，本文研究新型电力系统资源稀缺性与现货电价趋势的关联，剖析紧平衡、灵活性短缺、网架受限、备用不足等场景下的电价形成演化机理，构建电价趋势评估指标体系，为现货市场机制完善、价格风险研判与资源优化配置提供支撑。

1　电力现货市场建模

为分析资源稀缺性对现货电价趋势的影响，本文构建日前电能量-备用联合出清与实时再调度的两阶段市场模型。模型计及电能量平衡、备用配置、机组与网络约束及日前-实时衔接关系，刻画不同资源约束向市场价格的传导过程。

1.1　日前出清模型

日前市场以综合运行成本最小为目标，在满足功率平衡、备用需求、机组运行及网络约束条件下，确定机组出力与备用配置。设 T 、G 、W 、N 和 L 分别表示时段、常规机组、新能源机组、节点和输电线路集合，t 、i 、w 、n 和 l 分别为相应索引。

目标函数如式(1)所示

$$\min \sum_{t\in T}\sum_{i\in G} C_i\left(P_{i,t}\right)+V_{\mathrm{OLL}}\sum_{t\in T}\sum_{n\in N}P_{n,t}^{\mathrm{LS}} \tag{1}$$

式中：$C_i(P_{i,t})$ 为常规机组 i 的发电成本函数；V_{OLL} 为失负荷价值(value of lost load，VOLL)，作为切负荷惩罚系数；$P_{n,t}^{\mathrm{LS}}$ 为节点 n 的切负荷量，用于保证模型在极端供需不足情况下保持可行。

模型约束主要包括功率平衡约束、系统备用需求约束、机组备用能力约束、容量耦合约束、爬坡约束及网络潮流约束等，以全面表征现货市场出清所需满足的物理运行条件。

(1) 功率平衡约束

$$\sum_{i\in G_n}P_{i,t}+\sum_{w\in W_n}P_{w,t}^{\mathrm{W}}+P_{n,t}^{\mathrm{LS}}=D_{n,t}:\lambda_{n,t} \tag{2}$$

式中：$P_{i,t}$ 为常规机组 i 日前计划出力；$P_{w,t}^{\mathrm{W}}$ 为新能源机组 w 日前预测出力；$D_{n,t}$ 为节点 n 日前预测负荷；$\lambda_{n,t}$ 为功率平衡约束对应的影子价格；G_n 和 W_n 分别为接入节点 n 的常规机组集合和新能源机组集合。本文采用负荷与新能源独立建模方式，新能源不预先折算为净负荷。

(2) 系统备用需求约束

$$\sum_i R_{i,t}\geqslant R_t^{\mathrm{req}}:\pi_t \tag{3}$$

式中：$R_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 配置的备用容量；R_t^{req} 为时段 t 的系统备用需求；π_t 为该约束的影子价格，反映备用资源的边际价值。

(3) 机组备用能力限制

$$0\leqslant R_{i,t}\leqslant R_i^{\max} \tag{4}$$

式中：$R_i^{\max}$ 为机组 i 在时段 t 的最大可用备用容量。

(4) 容量耦合约束

该约束体现了电能量出清与备用配置之间的竞争关系，反映了电能量资源与灵活调节资源之间

的相互制约。

$$P_{i,t}+R_{i,t}\leqslant P_i^{\max}:\bar{\alpha}_{i,t} \tag{5}$$

$$P_{i,t}\geqslant P_i^{\min}:\underline{\alpha}_{i,t} \tag{6}$$

式中：$P_i^{\max}$ 和 $P_i^{\min}$ 分别为机组的装机容量与技术最小出力；$\bar{\alpha}_{i,t}$、$\underline{\alpha}_{i,t}$ 为相应影子价格。式(5)表明机组在能量出清后必须保留相应的可调节空间用于备用调用；式(6)则反映机组稳定运行的下边界要求。

(5) 爬坡约束

该约束用于刻画机组跨时段调节能力的有限性，并反映新型电力系统运行中灵活性资源在时间维度上的稀缺特征。

$$P_{i,t}-P_{i,t-1}\leqslant R_i^{\mathrm{U}}:\rho_{i,t}^{\mathrm{U}} \tag{7}$$

$$P_{i,t-1}-P_{i,t}\leqslant R_i^{\mathrm{D}}:\rho_{i,t}^{\mathrm{D}} \tag{8}$$

式中：R_i^{U}、R_i^{D} 分别为机组的最大上、下调节能力；$\rho_{i,t}^{\mathrm{U}}$、$\rho_{i,t}^{\mathrm{D}}$ 为相应拉格朗日乘子。

(6) 网络潮流与输电容量约束

为刻画网络约束对节点电价的影响，本文采用基于功率传输分布因子(power transfer distribution factor，PTDF)的直流潮流模型描述节点注入与线路潮流关系。在忽略网损的直流潮流近似条件下，节点净注入可表示为

$$P_{n,t}^{\mathrm{inj}}=\sum_{i\in G_n}P_{i,t}+\sum_{w\in W_n}P_{w,t}^{\mathrm{W}}+P_{n,t}^{\mathrm{LS}}-D_{n,t} \tag{9}$$

在线路层面，网络潮流约束如式(10)、式(11)所示

$$F_{l,t}=\sum_{n\in N}P_{l,n}^{\mathrm{TDF}}P_{n,t}^{\mathrm{inj}} \tag{10}$$

$$-F^{\max}\leqslant F_{l,t}\leqslant F^{\max}:\mu_{l,t}^{+},\ \mu_{l,t}^{-} \tag{11}$$

式中：$F_{l,t}$ 为线路 l 在时段 t 的潮流值；$P_{l,n}^{\mathrm{TDF}}$ 为线路 l 对节点 n 的功率传输分布因子；$F^{\max}$ 为线路的额定传输容量；$\mu_{l,t}^{+}$、$\mu_{l,t}^{-}$ 为正、反向潮流约束的拥塞影子价格。

1.2 实时再调度模型

实时市场基于实际负荷和新能源出力修正日前计划，以消除预测偏差并维持实时平衡。其约束体系与日前模型一致，并增加备用调用约束。该模型以实时测量数据替代日前预测数据，显式刻画“日前备用预留-实时备用调用”之间的衔接关系，揭示系统运行偏离预期时，资源稀缺性经由备用调用和调节需求传导至实时价格的机理。

实时市场以总调节成本与惩罚成本最小化为目标，其目标如式(12)所示

$$\min\sum_t\sum_i C_i\left(P_{i,t}^{\mathrm{RT}}\right)+k_u\sum_t\sum_i U_{i,t}^{\mathrm{ex}}+k_d\sum_t\sum_i D_{i,t}^{\mathrm{ex}}+V_{\mathrm{OLL}}\sum_t\sum_n P_{n,t}^{\mathrm{LS,RT}} \tag{12}$$

式中：k_u 和 k_d 分别为备用上调、下调的单位惩罚成本，表征额外调节资源的稀缺程度；$P_{i,t}^{\mathrm{RT}}$ 为机组实时出力，与日前出力 $P_{i,t}^{\mathrm{DA}}$ 的偏差由备用调用量补偿；$U_{i,t}^{\mathrm{ex}}\geqslant 0$ 和 $D_{i,t}^{\mathrm{ex}}\geqslant 0$ 分别为超过日前备用覆盖范围后的额外上、下调变量，用于表征实时阶段进一步显现的灵活性短缺成本。

(1) 实时功率平衡约束

$$\sum_{i\in G_n}P_{i,t}^{\mathrm{RT}}+\sum_{w\in W_n}P_{w,t}^{\mathrm{W,RT}}+P_{n,t}^{\mathrm{LS,RT}}=D_{n,t}^{\mathrm{RT}}:\lambda_{n,t}^{\mathrm{RT}} \tag{13}$$

式中：$P_{w,t}^{\mathrm{W,RT}}$ 和 $D_{n,t}^{\mathrm{RT}}$ 分别为实时新能源出力和实时负荷；$P_{n,t}^{\mathrm{LS,RT}}$ 为实时切负荷量；$\lambda_{n,t}^{\mathrm{RT}}$ 为约束对偶变量。

(2) 实时再调度约束

$$P_{i,t}^{\mathrm{RT}}-P_{i,t}^{\mathrm{DA}}\leqslant R_{i,t}^{\mathrm{DA}}+U_{i,t}^{\mathrm{ex}} \tag{14}$$

$$P_{i,t}^{\mathrm{DA}}-P_{i,t}^{\mathrm{RT}}\leqslant R_{i,t}^{\mathrm{DA}}+D_{i,t}^{\mathrm{ex}} \tag{15}$$

式中：$P_{i,t}^{\mathrm{DA}}$ 和 $R_{i,t}^{\mathrm{DA}}$ 分别为机组在时段的日前出清出力与日前配置备用。式(14)和式(15)分别表示实时阶段由日前在线机组首先在已预留调节能力范围内进行再调度，其中上调需求优先由日前配置的上调备用承担；当上调需求超过可调用备用范围时，由额外调节资源承担。机组下调则受其下调能力、最小出力及爬坡约束限制。

其他运行约束与日前模型一致。

1.3 定价机理

在直流潮流且忽略网损的条件下，节点 n 在时段 t 的节点边际电价(locational marginal price，LMP)可分解为系统能量边际成本与网络拥塞边际成本两部分。基于日前或实时出清问题 Karush-Kuhn-Tucker(KKT)条件，节点电价可统一表示为式(16)。

$$L_{n,t}^{\mathrm{MP}}=\lambda_t+\sum_{l\in L}P_{l,n}^{\mathrm{TDF}}\left(\mu_{l,t}^{+}-\mu_{l,t}^{-}\right) \tag{16}$$

式中：第1项为能量平衡边际成本，第2项为网络阻塞成本。当线路受限时，拥塞影子价格通过PTDF作用于节点，形成空间价格差异。

2 资源稀缺性表征与电价趋势评估指标

2.1 资源稀缺性表征与电价趋势影响

新型电力系统资源稀缺性是指在现货市场出清周期内，可用于满足电能量平衡、实时调节、备用保障和网络传输需求的关键运行资源相对于系统需求不足或趋紧的状态。结合现货市场出清模型，本文将其划分为电力平衡资源稀缺、灵活调节资源稀缺、输电通道资源稀缺和备用资源稀缺4类。

电力平衡资源稀缺体现为发电容量裕度收紧，由机组容量、切负荷变量刻画；灵活调节稀缺源于机组爬坡能力不足，依托爬坡约束与实时再调度量表征；输电稀缺是关键线路传输受限，由潮流约束

与拥塞影子价格体现；备用稀缺为预留备用难以覆盖实时需求，通过备用需求、调用量等变量描述。各类资源约束改变能量边际成本、调节与拥塞成本，最终影响现货电价。

2.2　电价趋势评估指标体系

为从时序、极端风险和空间分化等角度刻画不同资源稀缺状态下的电价趋势，本文选取实时电价变异系数、日前-实时电价偏差率、条件风险价值、总切负荷量、最大节点电价差和拥塞小时数6项指标，构建如图1所示的评估体系。根据指标的经济与物理含义，将其归纳为时序波动与实时偏差、高价尾部与资源稀缺、空间分化与网络约束3个维度。

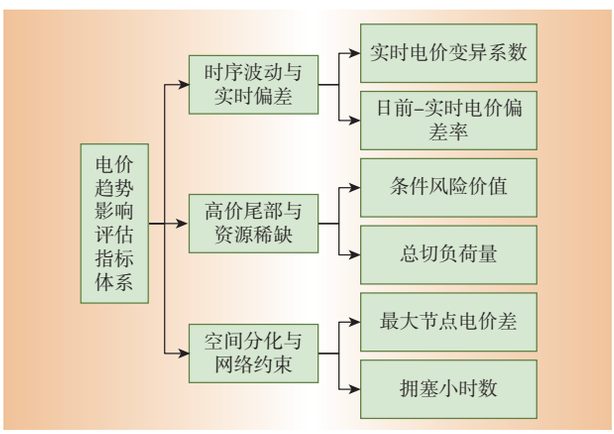


图1　电价趋势评估指标体系

Fig. 1　Evaluation index system for electricity price trends

设系统在时段 t 的实时系统电价为 λ_t^{RT}，日前系统电价为 λ_t^{DA}，节点 n 在时段 t 的实时节点边际电价为 $L_{n,t}^{\mathrm{MP,RT}}$，系统总时段数为 T，线路 l 在时段 t 的拥塞影子价格为 $\mu_{l,t}$，时段的切负荷量为 P_t^{LS}。

（1）时序波动与实时偏差维度

时序波动与实时偏差维度用于反映实时价格的波动程度以及日前计划与实时运行之间的价格偏离，包括实时电价变异系数和日前-实时电价偏差率。其数学定义如式(17)—式(20)所示

$$\bar{\lambda}^{\mathrm{RT}}=\frac{1}{T}\sum_{t\in T}\lambda_t^{\mathrm{RT}} \tag{17}$$

$$\sigma^{\mathrm{RT}}=\sqrt{\frac{1}{T-1}\sum_{t\in T}\left(\lambda_t^{\mathrm{RT}}-\bar{\lambda}^{\mathrm{RT}}\right)^2} \tag{18}$$

$$V^{\mathrm{RT}}=\frac{\sigma^{\mathrm{RT}}}{\bar{\lambda}^{\mathrm{RT}}} \tag{19}$$

$$r^{\mathrm{DA-RT}}=\frac{\sum_{t\in T}\left|\lambda_t^{\mathrm{RT}}-\lambda_t^{\mathrm{DA}}\right|}{\sum_{t\in T}\max\left(\left|\lambda_t^{\mathrm{DA}}\right|,\varepsilon_{\mathrm{p}}\right)} \tag{20}$$

式中：式(17)和式(18)分别定义实时电价均值与标准差；式(19)给出实时电价变异系数；式(20)给出日前—实时电价偏差率。其中，ε_{p} 为避免分母为零所设置的极小正数。上述指标数值越大，表明系统在研究时段内越容易受到负荷快速变化、新能源出力偏差或机组爬坡受限等因素影响，进而表现出更强的实时价格波动和更高的再调度压力。

（2）高价尾部与资源稀缺维度

高价尾部与资源稀缺维度用于刻画资源趋紧条件下的高价尾部风险及极端供需不足状态，包括条件风险价值和总切负荷量。其数学定义如式(21)—式(23)所示

$$R_{95}^{\mathrm{VaR}}=Q_{0.95}\left(\lambda_t^{\mathrm{RT}}\right) \tag{21}$$

$$R_{95}^{\mathrm{CVaR}}=\frac{1}{\left|\Omega_{95}\right|}\sum_{t\in\Omega_{95}}\lambda_t^{\mathrm{RT}} \tag{22}$$

$$P_{\mathrm{total}}^{\mathrm{LS}}=\sum_{t\in T}P_t^{\mathrm{LS}}\Delta t \tag{23}$$

式中：本文取95%分位数作为阈值，式(21)定义实时电价的风险价值，$Q_{0.95}(*)$ 表示样本的95%分位数；在此基础上，式(22)定义条件风险价值，表征95%置信水平下尾部极端电价的条件平均值；$\Omega_{95}=\left\{t\middle|\lambda_t^{\mathrm{RT}}\geqslant R_{95}^{\mathrm{VaR}}\right\}$ 为实时电价不低于 R_{95}^{VaR} 的时段集合。R_{95}^{CVaR} 数值越大，表明系统在高价尾部区间内的平均价格水平越高，说明资源稀缺状态下价格上沿抬升越明显。式(23)定义总切负荷量，当 $P_{\mathrm{total}}^{\mathrm{LS}}>0$ 时，表明至少部分时段在既定发电、调节及网络约束下无法完全满足负荷需求，系统已出现供需可行性不足；Δt 为时间间隔。

（3）空间分化与网络约束维度

空间分化与网络约束维度用于反映网络受限条件下节点价格分化程度及拥塞持续性，包括最大节点电价差和拥塞小时数。其数学定义如式(24)—式(26)所示

$$\Delta\lambda_t^{\mathrm{RT}}=\max_n\left(L_{n,t}^{\mathrm{MP,RT}}\right)-\min_n\left(L_{n,t}^{\mathrm{MP,RT}}\right) \tag{24}$$

$$\Delta\lambda_{\max}^{\mathrm{RT}}=\max_t\left(\Delta\lambda_{tx}^{\mathrm{RT}}\right) \tag{25}$$

$$T_{\mathrm{cong}}=\sum_{t\in T}1\left(\exists l,\left|u_{l,t}\right|>\varepsilon_u\right) \tag{26}$$

式中：式(24)定义时段 t 的节点电价差；式(25)给出全时段最大节点电价差，该指标数值越大，表明某些时段不同区域、不同节点之间的边际供电成本差异越显著，说明网络拥塞或局部送受电能力受限对价格形成产生了更强影响；式(26)定义拥塞小时数，其中 $1(*)$ 为示性函数，ε_u 为避免数值误差影响判断而设定的较小正数。拥塞小时数越大，说明网络约束活跃时段越多，拥塞对电价形成的影响越持续。最大节点电价差反映空间分化强度，两者结合能够从强度和持续性两个方面刻画网络约束主导下的电价趋势特征。

3 算例分析

3.1 参数说明

算例采用IEEE 30节点系统，包括30个节点、6台常规机组和1个风电接入节点。为体现高比例新能源特征，在保持风电日内出力形态不变的基础上，对风电容量进行比例调整，使基准场景下24 h新能源可利用电量占系统总负荷电量的35%。风电和负荷时序采用MISO公开运行数据，并经归一化和比例缩放后映射至测试系统；日前、实时电价均由本文模型内生出清得到。IEEE 30节点系统的网络拓扑及资源接入位置见附录图A-1，机组参数见附录表A-1。

为保证算例能够在高比例可再生出力波动与负荷预测误差情形下保持可行并体现资源稀缺状态下的价格响应特征，本文在基准设置中将系统单一备用需求按负荷比例确定，即30%。同时，本文将VOLL设置为10 000美元/MWh，以表征极端供需失衡条件下的社会成本。上述参数设置一方面保证了在常规工况下系统具备一定的备用缓冲能力，另一方面也能够在供给收缩、灵活性不足或网络受限时有效显化电价变化特征。

在此基础上，本文设置1个基准场景和4个扰动场景，用于对应前文定义的不同电价趋势影响，如表1所示。

表1 典型场景设置

Table 1 Typical scenario settings

场景	扰动参数	参数调整方式	备注
S0		采用基准参数设置	基准场景
S1	系统负荷水平	其余条件不变，系统负荷提高至S0的1.2倍	系统紧平衡
S2	机组爬坡能力	其余条件不变，机组爬坡能力缩减为S0的0.8倍	灵活裕度不足
S3	关键线路传输容量	其余条件不变，将22—24线路传输容量缩减为S0基准容量的5%	阻塞分化
S4	实时可调用备用	日前备用配置保持与S0一致，实时阶段将可调用备用规模限制至日前负荷的0.8%	备用稀缺

3.2 结果分析

基于上述场景设置，各评价指标计算结果如表2所示，S0风电及负荷出力见附录图A-2，S0至S4典型电价变化分别见图2至图6。整体来看，不同资源稀缺场景在实时价格波动、高价尾部、日前-实时偏差以及网络拥塞等方面呈现出较为明显的差异，所构建指标能够从时序、风险及空间3个维度反映不同资源约束下的电价趋势特征。

表2 指标结果

Table 2 Evaluation indicator results

场景	V^{RT}	r^{DA-RT}	R_{95}^{CVaR}	P_{total}^{LS}	$\Delta\lambda_{max}^{RT}$	T_{cong}
S0	0.51	0.24	3.59	0	10.07	0
S1	1.93	0.28	1 948.12	10.44	10 040.34	11
S2	0.34	0.59	3.59	0	10.07	6
S3	0.35	0.17	2.43	0	8.03	23
S4	3.36	73.23	2 001.75	0	10.07	7

S0结果如图2所示。系统日前、实时电价整体处于较低水平，仅随负荷及新能源出力变化产生小幅波动。其中，$V^{RT}=0.51$、$R_{95}^{CVaR}=3.59$，$r^{DA-RT}=0.24$；同时，$P_{total}^{LS}=0$、$T_{cong}=0$，表明在35%的新能源电量占比下，系统仍能维持供需平衡，且未发生持续网络拥塞和极端高价。虽然个别时段节点间仍存在一定瞬时价差，但未形成持续性网络约束，可将S0作为后续资源稀缺场景的比较基准。

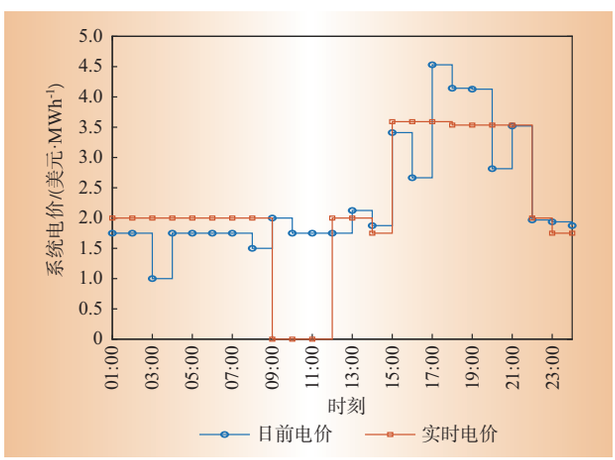


图2 场景S0系统电价

Fig. 2 System electricity prices in scenario S0

S1结果如图3所示。当系统负荷提高至基准场景的1.2倍后，电力平衡裕度明显收缩，约第16时段至第21时段出现持续高价平台。其V^{RT}升至1.93，R_{95}^{CVaR}达到1 948.12美元/MWh，并出现10.45 MWh切负荷，说明部分时段可用供给能力已难以完全满足系统需求。同时，$\Delta\lambda_{max}^{RT}$达到10 040.35美元/MWh，增加至11 h，表明在系统整体供需趋紧后，局部输电约束和节点间资源分布差异会进一步放大价格空间分化。相比之下，T_{cong}仅由0.24升至0.28。虽然日前和实时价格均显著抬升，但两者在高价时段走势基本同步，因此相对偏差增幅有限。这表明S1的主要特征是电力平衡资源不足引起的整体高价、切负荷及空间价格分化，而非日前-实时价格脱节。

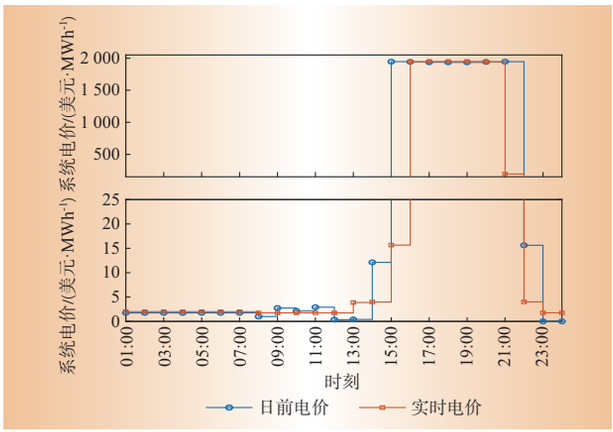


图3　场景S1系统电价

Fig. 3　System electricity prices in scenario S1

S2结果如图4所示。在其他条件保持不变的情况下，将机组上、下爬坡能力缩减至基准值的0.8倍后，系统未出现切负荷，且 $R_{95}^{\mathrm{CVaR}}=3.59$，与S0基本一致，说明灵活调节资源收紧尚未演化为持续性的能量短缺。但其 $r^{\mathrm{DA-RT}}$ 由0.24显著增加至0.60，部分时段日前价格相较常规水平出现明显跃升，而实时价格总体仍处于较低水平。由此表明，爬坡能力受限主要影响机组跨时段出力调整以及日前计划与实时运行之间的衔接，使日前-实时价格偏离加剧，而对全天实时价格平均水平和高价尾部的影响相对有限。因此，仅依靠平均价格或高价尾部指标难以识别该类灵活性约束，需要结合日前-实时偏差指标进行判断。

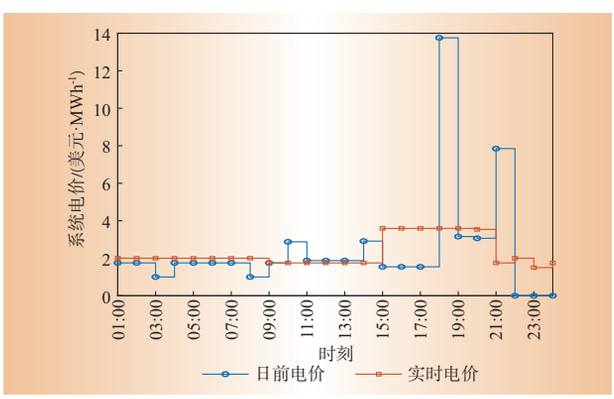


图4　场景S2系统电价

Fig. 4　System electricity prices in scenario S2

S3结果如图5所示。关键输电线路容量收紧后，最显著的变化体现在网络约束持续时间。T_{cong} 由S0的0 h增加至23 h，表明关键输电通道在绝大多数时段处于受限状态。与此同时，$V^{\mathrm{RT}}=0.35$、$R_{95}^{\mathrm{CVaR}}=2.44$，且 $P_{\mathrm{total}}^{\mathrm{LS}}=0$，均未表现出系统整体供需紧张特征；$r^{\mathrm{DA-RT}}$ 也未明显增加。值得注意的是，最大节点价差并未同步大幅上升，这说明输电通道资源稀缺不一定表现为单一时刻极高的节点价差，更可能体现为网络约束长期活跃及价格空间分化的持续存在。因此，在判断阻塞型电价趋势时，拥塞持续时间能够对单一最大节点价差指标形成有效补充。

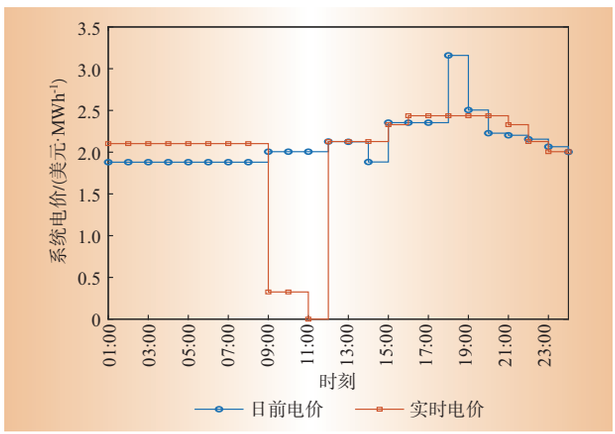


图5　场景S3系统电价

Fig. 5　System electricity prices in scenario S3

S4结果如图6所示，其用于刻画实时可调用备用不足的情形。日前备用配置保持与S0一致，当部分时段实际上调需求超过可调用备用范围后，系统调用备用覆盖范围之外的额外上调资源0.33 MWh，而 $P_{\mathrm{total}}^{\mathrm{LS}}=0$，表明备用资源虽已进入稀缺状态，但系统仍能够维持能量平衡。受高成本额外调节资源影响，少数备用不足时段的实时电价快速升至约2 000美元/MWh，使 V^{RT} 由S0的0.51增加至3.36，R_{95}^{CVaR} 达到2 001.75美元/MWh，$r^{\mathrm{DA-RT}}$ 也显著增至73.23。与此同时，其余非稀缺时段实时电价总体维持在较低水平，并随系统运行状态产生正常波动，表明备用稀缺具有明显的时段集中性。该场景下 $T_{\mathrm{cong}}=7$ h，但最大节点电价差为10.07美元/MWh，并未进一步扩大，说明部分时段虽伴随网络约束活跃，但极端高价主要由实时上调需求突破可调用备用边界后调用高成本调节资源所驱动，而非由空间价格分化主导。

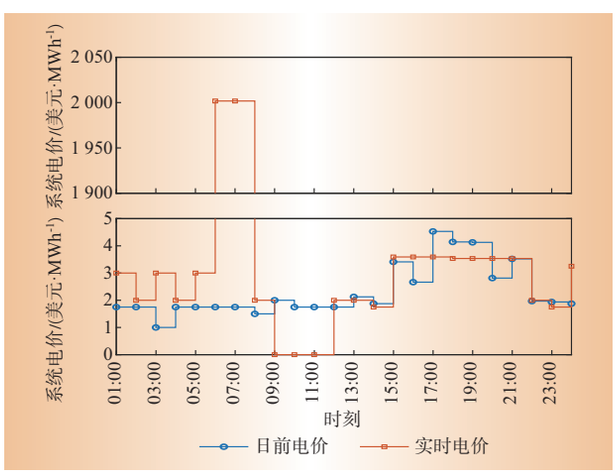


图6　场景S4系统电价

Fig. 6　System electricity prices in scenario S4

综上，不同资源稀缺类型在时序波动、高价尾部、日前-实时偏差及网络空间约束等维度呈现差异化响应，表明所构建指标体系能够有效识别不同资源约束下的电价趋势特征。

4 结束语

本文构建了日前-实时两阶段现货市场模型及多维电价趋势评估体系，从电力平衡、灵活调节、输电通道和备用资源4类约束出发分析资源稀缺向市场价格的传导特征。研究表明，资源稀缺可通过差异化约束路径，从价格水平、时序波动、日前-实时偏差、空间分化与高价尾部等多个维度对电价产生作用。即使均表现为高价，不同稀缺类型对应的切负荷、拥塞时长和额外调节需求也差异显著，价格异常的成因识别不能仅依赖单一价格阈值。

因此，电价风险监测应由单一“价格高低”判断转向价格指标与物理运行状态的联合识别，通过不同指标的组合响应辨别其背后的资源约束类型，从而为灵活性资源配置、备用安排及网络运行调整提供更有针对性的依据。本文尚未显式考虑机组组合及启停过程，后续可进一步拓展至包含机组启停和更复杂多时间尺度约束的市场出清模型。

附录见本刊网络版(http://dsm.ijournals.cn)。

参考文献：

[1] 国家发展改革委，国家能源局，国家数据局. 关于印发《加快构建新型电力系统行动方案(2024—2027年)》的通知[EB/OL]. [2026-03-09]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202408/content_6966863.htm
National Development and Reform Commission, National Energy Administration, National Data Bureau. Notice on issuing the action plan for accelerating the construction of a new power system (2024- 2027) [EB/OL]. [2026-03-09]. https://www.gov.cn/zhengce/zheng ceku/202408/content_6966863.htm

[2] 国家发展改革委，国家能源局. 关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知[EB/OL]. [2026-03-09]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_396066.html
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on deepening the marketization reform of new energy grid electricity prices and promoting high quality development of new energy [EB/OL]. [2026-03-09]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_396066.html

[3] 国家发展改革委，国家能源局. 电力现货市场基本规则(试行)[EB/OL]. [2026-03-09]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202309/content_6904881.htm
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Basic rules of electricity spot market (Trial) [EB/OL]. [2026-03-09]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202309/content_6904881.htm

[4] 赵倩宇，王璐洋，王守相. 新型配电系统灵活性及其评价指标综述[J]. 供用电，2024，41(8)：35-44.
Zhao Qianyu, Wang Luyang, Wang Shouxiang. Review on flexibility of new distribution systems and its evaluation indexes [J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(8)：35-44.

[5] Li X, Tan Z, Shen J, et al. Research on the operation strategy of joint wind-photovoltaic-hydropower-pumped storage participation in electricity market based on Nash negotiation [J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 442：140 981.

[6] 高卫恒，王吉文，栾喜臣. 电力市场环境下独立储能多阶段协同交易策略研究[J]. 浙江电力，2024，43(5)：91-99.
Gao Weiheng, Wang Jiwen, Luan Xichen. Research on a multi- stage collaborative trading strategy for independent energy storage in the electricity market [J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(5)：91-99.

[7] 吴明兴，王宁，王浩浩，等. 双轨制下电力现货市场政府授权合约分解优化模型与方法[J]. 中国电力，2023，56(9)：15-26.
Wu Mingxing, Wang Ning, Wang Haohao, et al. A decomposition and optimization method for government-authorized contracts in a dual-track spot electricity market based on game equilibrium [J]. Electric Power, 2023, 56(9)：15-26.

[8] Tselika K, Tselika M, Demetriades E. Quantifying the short- term asymmetric effects of renewable energy on the electricity merit-order curve [J]. Energy Economics, 2024, 132：107 471.

[9] 赵越，刘思捷，白杨，等. 国外电力现货市场价格上限设置方法综述[J]. 电力需求侧管理，2023，25(3)：111-116.
Zhao Yue, Liu Sijie, Bai Yang, et al. Summarization of price caps setting methods in foreign electricity spot markets [J]. Power Demand Side Management, 2023, 25(3)：111-116.

[10] 李煜阳，任正，李相俊，等. 计及负荷预测偏差的配电网节点电价机制下储能系统运行优化方法研究[J]. 供用电，2025，43(11)：114-123.
Li Yuyang, Ren Zheng, Li Xiangjun, et al. Research on energy storage system operation optimization method under DLMP with load forecasting deviation [J]. Distribution & Utilization, 2025, 43(11)：114-123.

[11] 蒋燕，陈雨果，孙宇军，等. 美国PJM电力现货市场环境下需求响应机制分析与启示[J]. 电力需求侧管理，2021，23(6)：96-100.
Jiang Yan, Chen Yuguo, Sun Yujun, et al. Analysis and enlightenment of demand response mechanism under PJM electricity spot market [J]. Power Demand Side Management, 2021, 23(6)：96-100.

[12] 甘海庆，任禹丞，齐路，等. 考虑电力市场机制下的客户侧储能参与需求响应控制策略[J]. 电力需求侧管理，2022，24(1)：81-86.
Gan Haiqin, Ren Yucheng, Qi Lu, et al. Customer side energy storage participating in demand response control strategy under power market mechanism [J]. Power Demand Side Management, 2022, 24(1)：81-86.

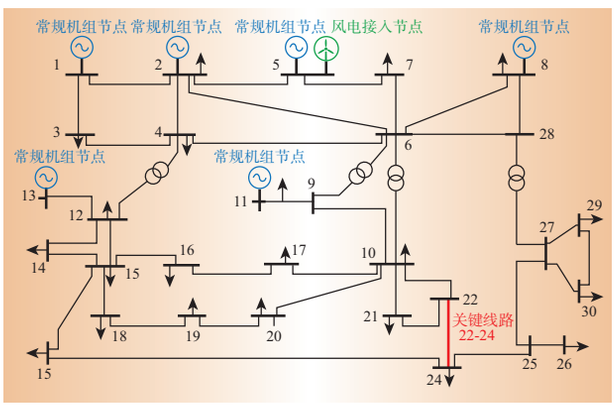
[13] Lo P C, Palmer K, Robertson M. Time for a market upgrade? A review of wholesale electricity market designs for the future[J]. Energy Economics, 2025, 148：108 640.

作者简介：

牛文娟(1983)，女，山东泰安人，博士，高级工程师，研究方向为电力市场、电碳耦合、能源经济、新型电力系统等。

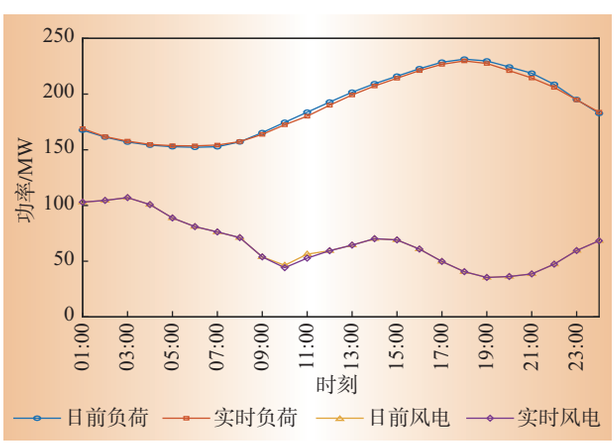
(责任编辑 孙 晶 张雨悦)

附录A



图A-1　IEEE 30节点测试系统拓扑及资源配置

Fig. A-1　Topology and resource configuration of the IEEE 30-bus test system



图A-2　场景S0风电出力与负荷曲线

Fig. A-2　Wind power output and load profile in scenario S0

表A-1　发电机参数

Table A-1　Generator parameters

机组编号	所在节点	c_i/（美元·MWh^{-1}）	P_i^{max}/MW	P_i^{min}/MW	R_i^U/（MW·h^{-1}）	R_i^D/（MW·h^{-1}）
1	1	2	80	0	24	24
2	2	1.75	80	0	24	24
3	5	1	50	0	15	15
4	8	3.25	55	0	16.5	16.5
5	11	3	30	0	9	9
6	13	3	40	0	12	12