储能XXXX

广义储能对电力现货市场下节点边际电价的影响研究

鹿十嘉[1,2]，刘牧阳[1,2]，陈俊儒[1,2]，韩嘉龙[1,2]，郭小龙[3]，张新伟[3]
（[1]新疆大学电气工程学院，新疆乌鲁木齐 830041；[2]新疆新型电力系统风光集中消纳运行与控制工程技术中心，新疆乌鲁木齐 830041；[3]新疆电力交易中心有限公司，新疆乌鲁木齐 830063）

摘 要：广义储能参与现货市场会改变节点净负荷、线路潮流和阻塞状态，并反向影响节点边际电价。本文研究对象同时包括指令可控型和响应约束型两类广义储能：前者可按市场出清或调度指令执行确定性充放电，后者受价格、用户意愿和可用状态约束；在统一节点净注入框架下建立两类资源的功率、能量与响应模型。在直流潮流与功率转移分布因子（power transfer distribution factor，PTDF）框架下，将节点电价分解为系统能量价格和阻塞附加量，构建考虑网络疏导、线路重载和价格阻尼的反馈机制。模型明确网络疏导价值不作为独立结算收益，响应约束型资源在价格制定型场景中随反馈价格更新响应量。算例表明，广义储能由价格接受者转为价格制定者后，会改变阻塞缓解效果、节点价差和收益分布；指令可控型资源更适合直接缓解关键线路阻塞，响应约束型资源对价格信号更敏感。全年仿真和标准118节点测试验证了典型日代表性与方法可扩展性。

关键词：广义储能；节点边际电价；容量配置；电力现货市场
doi：10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0517
中图分类号：TM 732　　文献标志码：A　　文章编号：2095-4239（XXXX）XX-1-14

Analysis of Price Feedback Effects of Generalized Energy Storage Participation in Electricity Spot Markets

LU Shijia[1,2], LIU Muyang[1,2], CHEN Junru[1,2]
([1]School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830041, China; [2]Xinjiang Engineering and Technology Research Center for Operation and Control of New Power System with High Penetration of Wind and Solar Energy, Urumqi 830041, China)

Abstract: Large-scale generalized energy storage changes nodal net load, branch flows and congestion patterns in electricity spot markets, and therefore feeds back to locational marginal prices. Both resource categories are studied: dispatchable resources execute deterministic charging or discharging instructions, whereas response-constrained resources are limited by prices, user willingness and availability. They are represented in a unified nodal-injection framework, and a price-feedback mechanism is formulated using the power transfer distribution factor (PTDF), network relief, line loading and price damping. The model separates nodal settlement from diagnostic network-relief value and updates response-constrained resources under the price-making scenario. Case studies show that price-making

收稿日期：2026-06-16；修改稿日期：2026-08-11。
基金项目：兵团重大专项（2025E01034）。
第一作者：鹿十嘉（2001—），男，硕士研究生，研究方向为电力市场，E-mail：lushijia01116@163.com；**通信作者：**陈俊儒，教授，研究方向为新能源并网与控制、电力系统稳定性、电力电子建模与控制、综合能源系统、时域仿真软件开发，E-mail：junru.chen@xju.edu.cn。
引用本文：鹿十嘉, 刘牧阳, 陈俊儒, 等. 广义储能对电力现货市场下节点边际电价的影响研究[J]. 储能科学与技术, XXXX, XX(XX): 1-14.
Citation：LU Shijia, LIU Muyang, CHEN Junru. Analysis of Price Feedback Effects of Generalized Energy Storage Participation in Electricity Spot Markets[J]. Energy Storage Science and Technology, XXXX, XX(XX): 1-14.

behavior reshapes congestion relief, nodal price spreads and revenue allocation. Dispatchable resources relieve critical-line congestion more directly, whereas response-constrained resources are more price-sensitive. Annual simulations and a standard 118-bus test system verify scenario representativeness and scalability.

Keywords: generalized energy storage; locational marginal price; capacity allocation; electricity spot market

0 引 言

高比例新能源并网使电力系统运行呈现更强的波动性、不确定性和时空不均衡特征，系统对调峰、备用、爬坡、调频和阻塞管理等灵活性资源的需求持续增加，储能兼具快速功率调节和能量跨时段转移能力，是支撑新型电力系统安全经济运行的重要资源[1-2]。在电力现货市场中，节点边际电价（Locational Marginal Price，LMP）能够反映系统边际供电成本、网络约束状态及资源接入位置差异，为储能等灵活性资源的市场价值评估提供价格信号[3]。随着独立储能参与电力市场交易机制不断完善，储能价值实现方式正由工程/政策驱动逐步转向市场驱动，其收益来源也由单一容量租赁、调峰补偿扩展至现货价差盈利、辅助服务补偿、容量价值和网络约束疏导等多元渠道[4-5]。

围绕储能参与电力市场，已有研究主要从现货电能量市场、辅助服务市场、多市场联合交易和价格制定者行为等方面展开。独立储能参与现货电能量市场和调频辅助服务市场的联合优化研究表明，多市场协同会改变储能出力计划、能量状态和收益构成[6-8]。同时，储能参与市场的资源边界已由狭义物理储能扩展至风光储氢混合电厂、虚拟电厂、负荷聚合商、电动汽车集群和可调负荷等多类型调节资源[9-10]。上述资源虽不以独立储能身份直接参与市场，但能够通过调整用能时序、改变等效功率响应或聚合形成可调节能力，在市场层面表现出广义储能特征。现有研究为储能市场化运行提供了模型基础，但多数仍将储能视为价格接受者，将市场价格视为外生信号，储能按照既定价格序列在低价时段充电、在高价时段放电。

将储能视为价格接受者时，模型假定储能只按照外生价格报量决策，适用于规模较小、个体行为难以影响市场价格的情形；但当广义储能容量扩大，或接入源侧汇集节点、负荷中心节点及关键传输通道附近时，其充电功率、放电功率和响应行为会改变节点净注入功率，进而影响线路潮流、关键线路负载率和节点边际电价形成过程。已有价格反馈模型的对比研究和市场反馈框架表明，储能规模化参与电力市场后会改变价格形成过程，储能在高价时段放电可能压低价格，低价时段充电可能抬高价格，从而压缩可利用价差，并使传统价格接受型模型高估储能收益测算结果[11-13]。然而，现有关于储能参与现货市场价格影响的研究更多关注时间维度上的可利用价差压缩，对网络约束下的线路阻塞、节点位置差异和关键线路潮流敏感性考虑不足。实际现货市场中，节点价格还包含网络约束引起的空间价格差异；当关键线路接近重载状态时，广义储能改变节点净注入功率可能降低线路潮流和网络重载压力，从而减少节点价格中的阻塞分量，形成网络疏导价值[14-17]。因此，本文将价格反馈视为修正价格接受型收益测算偏差的关键机制，而非对储能实际收益作单向增减判断；在价格接受型与价格制定型两种口径下，收益估计差异的方向取决于可利用价差压缩效应与网络疏导效应的相对强弱[18]。

基于上述分析，本文以陕西省实时出清电价、负荷和新能源出力数据为基础，研究指令可控型与响应约束型两类广义储能，并比较价格接受型和价格制定型场景。主要改进如下：（1）将两类资源统一映射为节点净注入，构建“资源响应—线路潮流—节点价格—资源再响应”闭环，使响应约束型资源随反馈价格动态更新；（2）以关键线路重载程度近似受限线路影子价格强弱，通过PTDF刻画多线路阻塞对节点价格附加量的叠加影响，并区分节点结算与网络疏导调度导向；（3）建立分线路容量比例、阻塞缓解率和边际指标，结合全年逐日与118节点系统验证典型场景代表性和方法可扩展性。

1 广义储能等效建模及其典型运行场景

本文以陕西省实时出清电价、负荷和新能源出力数据为基础，建立指令可控型和响应约束型广义储能等效模型，并设置价格接受型场景（S1）与价格制定型场景（S2）进行对比。其中，S1采用外生价格，S2考虑净注入、线路潮流与价格之间的反馈。下文先建立两类资源等效模型，再按价格是否随净注入变化区分S1与S2；资源类型与市场场景相互独立。按功率可控性、响应确定性和调度可验证性，本文将广义储能分为指令可控型和响应约束型。

1.1 两类广义储能等效建模

1.1.1 指令可控型广义储能等效建模

指令可控型广义储能是指能够按照市场出清结果或调度指令，在给定功率、能量和时间约束下执行相对确定功率调节的资源。该类资源包括蓄电池储能、抽水蓄能、压缩空气储能等物理储能，也包括具备统一调度能力的虚拟电厂、可控电动汽车聚合资源以及能够提交确定性功率承诺的负荷聚合资源。

设指令可控型广义储能资源m在时段t的充电功率和放电功率分别为$P_{m,t}^{ch}$和$P_{m,t}^{dis}$，则其净注入功率可表示为

$$P_{m,t}^{D} = P_{m,t}^{dis} - P_{m,t}^{ch} \tag{1}$$

式中，$P_{m,t}^{D}$为资源m在时段t的净注入功率，MW；$P_{m,t}^{ch}$和$P_{m,t}^{dis}$分别为充电功率和放电功率，MW。

指令可控型广义储能需满足功率互斥、能量状态、荷电状态（state of charge，SOC）边界、爬坡和日循环约束。设$u_{m,t}$为资源m在时段t的运行状态变量，$u_{m,t}=1$表示放电状态，$u_{m,t}=0$表示充电状态或待机，则有

$$\begin{cases} 0 \leqslant P_{m,t}^{abs} \leqslant P_{m}^{max}(1-u_{m,t}) \\ 0 \leqslant P_{m,t}^{rel} \leqslant P_{m}^{max}u_{m,t} \end{cases} \tag{2}$$

式中，$P_{m,t}^{abs}$和$P_{m,t}^{rel}$分别为吸收功率和释放功率，MW；P_{m}^{max}为资源m的最大调节功率，MW；$u_{m,t}$为充放电状态变量。

能量状态转移约束为

$$E_{m,t} = E_{m,t-1} + \eta_{m}^{abs}P_{m,t}^{abs}\Delta t - \frac{P_{m,t}^{rel}}{\eta_{m}^{rel}}\Delta t \tag{3}$$

式中，$E_{m,t}$和$E_{m,t-1}$分别为当前与前一时段能量状态，MWh；η_{m}^{abs}和η_{m}^{rel}分别为充电效率和放电效率；Δt为调度时间间隔，h。

能量状态应满足

$$SOC_{m}^{min}E_{m}^{max} \leqslant E_{m,t} \leqslant SOC_{m}^{max}E_{m}^{max} \tag{4}$$

式中，E_{m}^{max}为资源m的能量容量，MWh；SOC_{m}^{min}和SOC_{m}^{max}分别为荷电状态下限和上限。

为保证日内运行的可持续性，设置能量约束：

$$E_{m,T} \geqslant E_{m}^{0} \tag{5}$$

式中，E_{m}^{0}为初始能量状态，MWh；$E_{m,T}$为日内末时段能量状态。

同时，为避免功率突变和日内过度调节，充放电功率需满足爬坡约束与日循环约束：

$$\begin{cases} |P_{m,t}^{abs} - P_{m,t-1}^{abs}| \leqslant r_{m}P_{m}^{max} \\ |P_{m,t}^{rel} - P_{m,t-1}^{rel}| \leqslant r_{m}P_{m}^{max} \\ \sum\limits_{t\in T}P_{m,t}^{rel}\Delta t \leqslant N_{m}^{cyc}\left(SOC_{m}^{max} - SOC_{m}^{min}\right)E_{m}^{max} \end{cases} \tag{6}$$

式中，r_{m}为功率变化比例；N_{m}^{cyc}为日内允许等效循环次数；T为调度时段集合。

1.1.2 响应约束型广义储能等效建模

响应约束型广义储能是指不能完全按照调度指令确定执行，其实际响应受到用户意愿、可用状态、生产计划、补偿价格或响应可靠性影响的调节资源。该类资源包括需求响应、可中断负荷、普通可调负荷、部分电动汽车用户、空调负荷以及响应不确定性较强的用户侧聚合资源。

设节点i在时段t的负荷为$P_{i,t}^{L}$，响应约束型广义储能的最大响应比例为ρ_{i}^{R}，价格响应意愿系数为$\chi_{i,t}$，则其等效响应功率可表示为

$$P_{i,t}^{R} = \rho_{i}^{R}P_{i,t}^{L}\chi_{i,t} \tag{7}$$

式中，$P_{i,t}^{R}$为节点i在时段t的等效响应功率，MW；$P_{i,t}^{L}$为节点负荷，MW；ρ_{i}^{R}为最大响应比例；$\chi_{i,t}$为价格响应意愿系数，取值范围为[0,1]。

其价格响应意愿系数可表示为[19]

$$\chi_{i,t} = \left[\mathrm{clip}\left(\frac{\lambda_{t} - \lambda^{th}}{\lambda^{max} - \lambda^{th}},0,1\right)\right]^{\xi} \tag{8}$$

式中，λ_{t}为时段t用于触发响应的价格，元/MWh；λ^{th}和λ^{max}分别为响应触发价格和价格上界，元/MWh；ξ为响应曲线形状系数；clip(·)为区间截断函数。

式(8)的参数按“价格分布定位—市场边界约束—曲线敏感性检验”确定：λ_{th}取3个典型日实时价格合并样本55%分位数198.2元/MWh的整值200元/MWh，使基准样本中42.7%的时段被激活；

λ_{max}取当前反馈轮次节点结算价格或滚动预测价格的日内最大值；ξ取1.2，以描述价格升高时响应意愿加速增加的凸性。补充试算将λ_{th}在160～240元/MWh、ξ在0.8～1.6内扰动，响应量幅度发生变化，但3个典型日的响应量排序保持不变。式(8)在S1中采用外生实时价格；在S2中采用第r轮节点结算价格或滚动预测价格，并在每轮反馈后更新响应意愿系数与等效响应功率。

由此，节点i在时段t的广义储能净注入功率可统一表示为

$$P_{i,t}^{GES}=\sum_{m\in\Omega_i^D}P_{m,t}^{D}+P_{i,t}^{R} \tag{9}$$

式中，$P_{i,t}^{GES}$为节点i的广义储能净注入功率，MW；Ω_i^D为接入节点i的指令可控型广义储能资源集合；其余符号同式(1)和式(7)。

1.2 两类市场运行场景

1.2.1 价格接受型场景

S1采用外生市场价格，两类资源据此优化充放电或响应行为，收益模型如下。

对于指令可控型广义储能，S1以日内收益最大为目标。其收益由放电功率收益、充电功率成本和调节成本共同决定，可表示为

$$\max R_m^{S1}=\sum_{t\in T}\left[\lambda_t\left(P_{m,t}^{rel}-P_{m,t}^{abs}\right)-C_m^{D}\left(P_{m,t}^{rel}+P_{m,t}^{abs}\right)\right]\Delta t \tag{10}$$

式中，R_m^{S1}为资源m在S1中的日收益，元；λ_t为外生市场价格，元/MWh；C_m^D为单位电量退化成本，元/MWh；其余符号同前。

对于响应约束型广义储能，S1中其响应行为由外生价格触发。以削减型响应资源为例，其响应收益可表示为

$$R_i^{S1,R}=\sum_{t\in T}\lambda_t P_{i,t}^{R}\Delta t \tag{11}$$

式中，$R_i^{S1,R}$为节点i处响应约束型广义储能在S1中的响应收益，元；其余符号同式(7)和式(10)。

两类资源的净注入仍用于潮流与阻塞指标计算，但不回写价格。

1.2.2 价格制定型场景

S2在S1资源约束基础上增加“净注入—潮流—价格—响应”闭环，以下仅给出新增的反馈模型。

S2中，广义储能通过净注入功率改变网络运行状态。设$\boldsymbol{P}_t^{GES}$为广义储能净注入功率向量，$\boldsymbol{P}_t^{L}$为负荷向量，$\boldsymbol{P}_t^{RE}$为其他电源注入向量，则广义储能参与后的网络状态可概括表示为

$$F_t=\mathcal{H}\left(\boldsymbol{P}_t^{RE}+\boldsymbol{P}_t^{GES}-\boldsymbol{P}_t^{L}\right) \tag{12}$$

式中，F_t为时段t的线路潮流向量，MW；$H(\cdot)$为由网络拓扑和潮流模型确定的潮流映射函数。

S2中的反馈价格由原始实时价格、广义储能净注入功率价格修正和线路阻塞状态价格修正共同构成。其基本形式为

$$\lambda_t^{fb}=\mathrm{clip}\left(\lambda_t^{RT}+\Delta\lambda_t^{GES}+\Delta\lambda_t^{cong},\lambda^{min},\lambda^{max}\right) \tag{13}$$

式中，λ_t^{fb}为反馈市场价格，元/MWh；λ_t^{RT}为原始实时价格，元/MWh；$\Delta\lambda_t^{GES}$和$\Delta\lambda_t^{cong}$分别为净注入与线路阻塞引起的价格修正，元/MWh；λ^{min}和λ^{max}分别为价格下限和上限。

忽略网损时，安全约束经济调度（security-constrained economic dispatch，SCED）下的LMP可分解为系统能量价格与阻塞分量，后者为受限线路影子价格与节点PTDF的加权和。本文以关键线路重载程度近似影子价格强弱，并以PTDF方向和归一化权重构造式(16)的节点附加量，作为SCED-LMP阻塞分量的降阶近似。

考虑规模化净注入的非线性和边际递减特征[19]，采用双曲正切函数对价格修正进行饱和化处理：

$$\Delta\lambda_t^{\mathrm{GES}}=-\beta_{\mathrm{net}}\cdot\tilde{P}_t^{\mathrm{net}}\cdot\left[1+\mu\tanh\left(\kappa\cdot s_t\right)\right] \tag{14}$$

式中，β_{net}为净注入价格反馈系数，基准值为0.55；$P_t^{GES,total}$为广义储能总净注入功率，MW；$\tilde{P}_t^{net}$为净注入功率的饱和映射；$\bar{P}$为饱和尺度，取典型日系统净负荷绝对值第75百分位数的8%；s_t为储能占负荷比例；μ=0.75为占比增益系数，κ=4.0为增益曲线陡峭系数。

线路阻塞状态变化引起的价格修正采用阈值-幂函数形式

$$\Delta\lambda_t^{\mathrm{cong}}=\beta_{\mathrm{cong}}\cdot\left[\left(\max\left(C_t^{\mathrm{GES}}-\bar{c},0\right)\right)^{1.45}-\left(\max\left(C_t^{0}-\bar{c},0\right)\right)^{1.45}\right] \tag{15}$$

式中，β_{cong}为阻塞价格反馈系数，基准值为95.0；C_t^{GES}和C_t^0分别为广义储能参与后和参与前的关键线路最大负载率；$\bar{c}$=0.72为预防性激活阈值；1.45为重载增益指数。

除系统价格反馈外，S2还考虑节点位置差异。由于不同节点对关键线路潮流的影响方向不同，同一时段不同节点的广义储能行为可能具有不同的网络价值。本文用节点价格附加量表示该差异，节点i在时段t的结算价格为

$$\lambda_{i,t}^{node}=\lambda_t^{fb}+A_{i,t} \tag{16}$$

式中，$\lambda_{i,t}^{node}$为节点i在时段t的结算价格，元/MWh；$A_{i,t}$为节点阻塞附加量，元/MWh，用于表征节点净注入对关键线路潮流的边际影响，其经济含义对应LMP阻塞分量。当多条线路同时达到激活阈值时，先定义时段t的活动线路集合K_t^c，再按各线路重载超阈值量、潮流方向和归一化PTDF逐线计算贡献，并在$A_{i,t}$中代数求和。直流潮流下各线路对节点注入的边际响应可线性叠加；若不同线路贡献方向相反，求和后的抵消反映其净边际影响。因此，该近似可处理多线路同时阻塞。

滚动调度将网络疏导价值作为指令可控型资源的调度导向，以引导其在关键线路重载时选择有利于潮流缓解的充放电方向。优化目标为

$$\max R_m^{S2} = \sum_{t\in T}\left[\left(\hat{\lambda}_{i,t} + V_{i,t}\right)\left(P_{m,t}^{rel} - P_{m,t}^{abs}\right) - C_m^{D}\left(P_{m,t}^{rel} + P_{m,t}^{abs}\right)\right]\Delta t \tag{17}$$

式中，R_m^{S2}为资源m在S2中的滚动调节目标值，元；$\hat{\lambda}_{i,t}$为资源接入节点i的预测价格，元/MWh；$V_{i,t}$为网络疏导价值，元/MWh；其余符号同式(10)。

节点i在时段t的网络疏导价值$V_{i,t}$由关键线路重载程度、非线性增益系数及节点对关键线路的PTDF方向共同决定

$$V_{i,t} = \mathrm{clip}\left(\sum_{k\in K_c}\beta_{\mathrm{nrv}}\cdot\sigma_{k,t}^{\alpha}\cdot g_{k,t}\cdot\frac{-\mathrm{sgn}(F_{k,t})\cdot\mathrm{PTDF}_{k,i}}{\max\limits_{j}|\mathrm{PTDF}_{k,j}|},-V_{\max},V_{\max}\right) \tag{18}$$

式中，K_c为关键线路集合；$\sigma_{k,t}$为线路k在时段t的重载超阈值量；$F_{k,t}$和C_k分别为线路潮流和额定容量，MW；c_v=0.62为激活下限；α=1.25为幂次系数；$g_{k,t}$为非线性增益；β_{nrv}为疏导价值系数；$PTDF_{k,i}$为节点i对线路k的潮流转移分布因子；V_{max}为截断上限。sgn(·)为符号函数，$V_{i,t}$的正、负分别表示增加净注入和增加充电更有利于缓解重载。

防重载约束依据线路潮流方向与接入节点PTDF的乘积识别不利充放电行为。

阈值设置借鉴线路利用率筛选和储能拥塞控制研究[20-22]。其中，文献[20]以0.85识别高利用率线路，故本文取0.85作为SCED简化价格响应阈值；文献[21-22]提供储能选址、容量和控制策略影响网络拥塞的建模依据，但未给出可直接移植的归一化阈值。本文0.62和0.72依据典型日关键线路负载率分布与激活时段占比标定，0.90仅作为运行警戒值；扰动范围见表1，灵敏度结果见图8。

$$g_{k,i,t}\left(P_{m,t}^{rel} - P_{m,t}^{abs}\right) \leqslant |g_{k,i,t}|P_m^{ramp} \tag{19}$$

式中，$g_{k,i,t}$为节点i的净注入功率对关键线路k的潮流影响方向系数；P_m^{ramp}为资源m的功率变化限值，MW；其余符号同式(2)。

S2采用滚动预测与反馈更新机制。设第r次反馈迭代得到的价格为$\lambda_t^{(r)}$，反馈计算价格为$\lambda_t^{fb,(r)}$，则价格更新可写为

$$\lambda_t^{(r+1)} = \gamma\lambda_t^{(r)} + (1-\gamma)\lambda_t^{fb,(r)} \tag{20}$$

式中，r为反馈迭代轮次；γ为阻尼系数。本文取γ=0.55并迭代3轮，该组合由典型日试算和图8的收敛性检验确定。

表1 价格反馈参数标定与灵敏度检验

Table 1 Calibration and Sensitivity Analysis of Price Feedback Parameters

参数或设置	基准取值	扰动范围	作用及灵敏度结论
净注入价格反馈系数	0.55	0.40-0.70	影响价差压缩幅度，扰动后反馈方向不变。
阻塞价格反馈系数	95.0	70.0-120.0	影响高重载场景收益幅度，主导机制不反转。
节点阻塞附加系数	75.0	50.0-100.0	改变空间收益分配，不改变弱/强阻塞差异。
网络疏导价值阈值	0.62	0.58～0.68	阈值升高减少触发时段，降低则增强预防性调节。
价格反馈/SCED触发阈值	0.72/0.85	0.68～0.78/0.80～0.90	分级触发不利动作限制与保守价格响应，扰动后结论不变。
阻尼系数与迭代轮次	0.55，3轮	0.40～0.70，2～5轮	3轮后价格趋稳，增轮对主要指标影响较小。

2 案例分析

主算例采用IEEE14节点系统。标准网架中B8为单联支节点，B11与B12间无直接通道；为使B8接入资源可经B9参与中部潮流分配，并检验负荷侧局部环网对节点价格附加量的影响，增设B8-B9和B11-B12两条等值联络支路，形成14节点、22支路网架。两支路仅用于构造等值联络，不将扩展网架表述为标准IEEE 14节点系统，参数见附

录A。陕西省负荷、新能源出力和实时电价按同一系数折算至测试系统，节点负荷按基准占比分配并叠加分类负荷曲线后逐时归一化。

在相同资源调度下移除两条等值联络支路进行敏感性分析，典型日2中L03、L09和L18最大负载率分别由扩展网架的93.64%、44.81%和34.13%变为标准网架的93.58%、48.28%和32.96%；扩展网架相对标准网架的平均节点价格修正绝对值变化为-0.040%，3个典型日的变化均在±0.040%内。可见，新增支路会改变局部潮流分配，但不改变价格反馈方向及主要结论。算例进一步对比两类市场场景的关键线路负载率、节点价格修正和收益构成，并在IEEE 118节点系统上检验可扩展性；两套系统的拓扑和网架数据见附录A。

场景选取采用K-means聚类，从全年负荷、新能源出力和实时价格序列中选取春、夏、冬3个典型日，分别对应低负荷高新能源、高负荷高温和冬季晚峰工况。

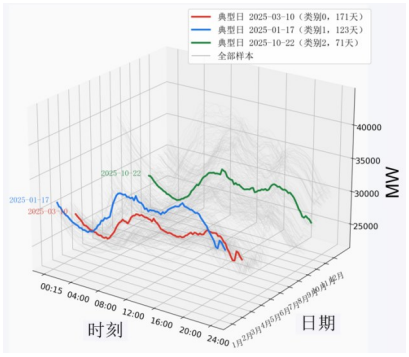
本文选取L03、L09和L18为关键线路，分别覆盖源侧汇集、中部传输和末端负荷支路。L03位于节点2—节点3通道，是典型日2中负载率最高的线路；L09位于节点4—节点9通道，额定容量较小且对中部潮流转移敏感；L18位于节点9—节点14支路，用于反映负荷侧调节对局部潮流的影响。

2.1 价格反馈效应对广义储能收益的影响

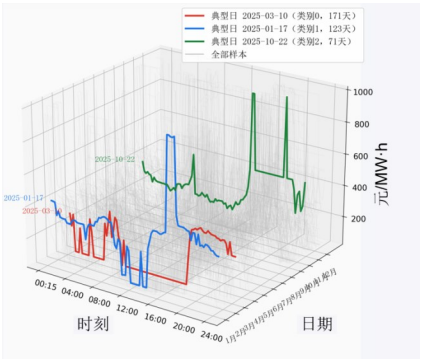
价格反馈对收益的影响可分解为两类：一是价格压制效应，即高价集中放电压低反馈后价格、低价集中充电抬升低价时段价格，从而压缩可利用价差；二是网络疏导效应，即广义储能在阻塞敏感节点改变节点净注入功率，降低关键线路负载率，并通过节点价格附加量形成空间价格收益。

图2、图3表明，收益偏差取决于系统阻塞状态。典型日1和3中，S1较S2分别高估11.8%和16.8%；典型日2重载较强，S2较S1提高16.7%，其中指令可控型资源收益由2537.3元增至7619.3元，响应约束型资源收益由55322.6元增至59922.9元。

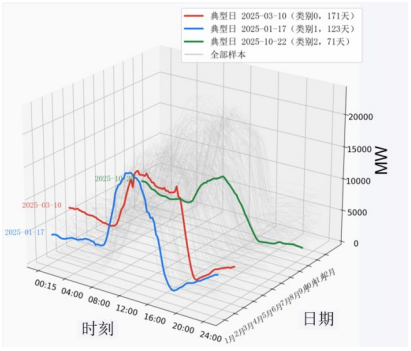
在新能源大发、轻负荷和外生负电价工况中，S1相对S2的收益偏差为+18.7%。S1直接将外生负电价作为充电收益信号，指令可控型广义储能可在午间集中充电并于后续高价时段放电；S2中集中充电和晚高峰放电均会修正节点结算价格，最终压缩两侧价差。



（a） 典型日负荷曲线聚类结果



（b） 典型日电价曲线聚类结果



（c） 典型日新能源出力曲线

图1 典型日负荷、电价与新能源出力聚类选取结果

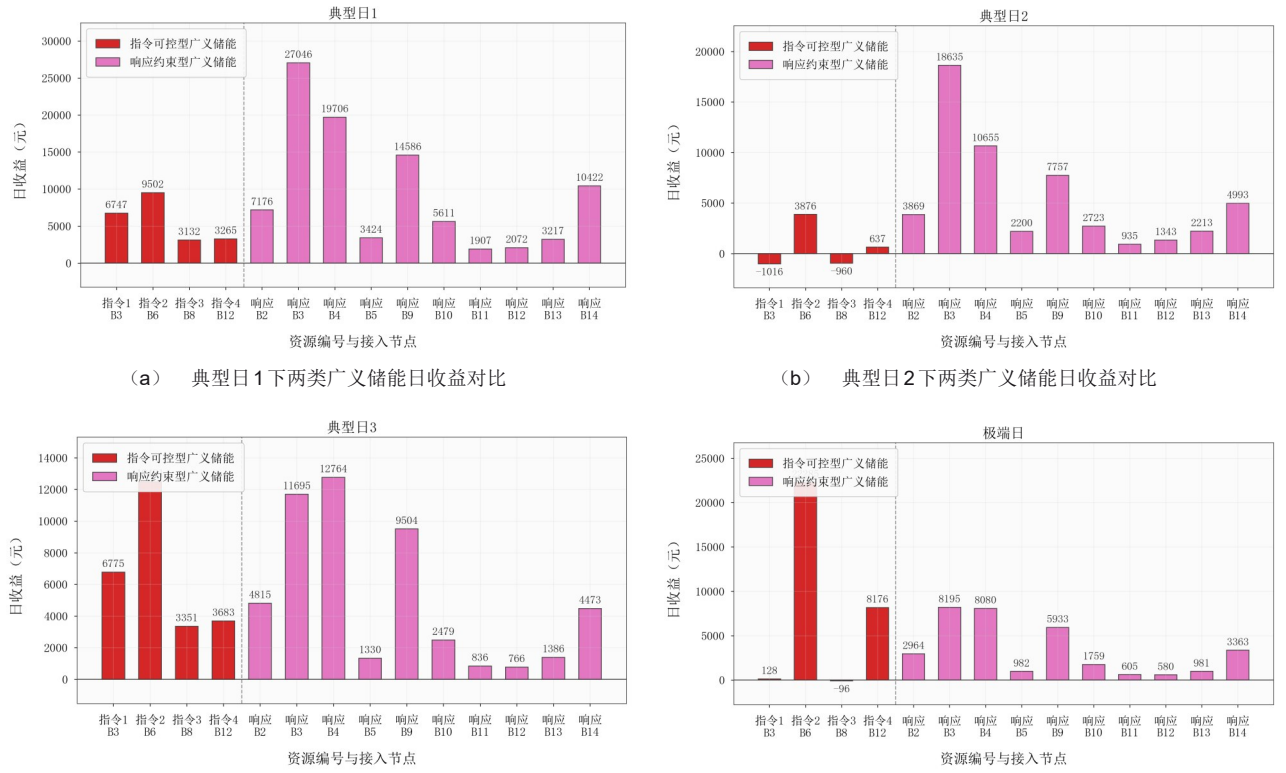
Fig. 1 Clustering-based selection results of typical days for load, electricity price, and renewable energy output

2.2 容量比例分析与阻塞缓解效果

容量比例ρ用于表征广义储能可调功率规模相对于关键线路额定容量的配置水平，可表示为

$$\rho = \frac{P^{real} + P^{DR}}{C_{L03} + C_{L09} + C_{L18}} \tag{21}$$

式中，P^{real}为指令可控型广义储能总额定调节功率，MW；P^{DR}为响应约束型广义储能最大等效



（a） 典型日1下两类广义储能日收益对比

（b） 典型日2下两类广义储能日收益对比

（c） 典型日3下两类广义储能日收益对比

（d） 极端日下两类广义储能日收益对比

图2 S1下两类广义储能日收益对比

Fig. 2 Daily revenue comparison of two types of generalized energy storage under the S1 price-taking scenario

响应功率，MW；C_{L03}、C_{L09}和C_{L18}为三条关键线路额定容量，MW。ρ用于表征多断面综合配置水平；分线路容量比例按单条线路容量C_k计算，并结合式(23)评价单线阻塞缓解贡献。

为分析容量增加对阻塞缓解的影响，本文以基准配置为初始水平，构造三类递增路径：仅增加指令可控型广义储能、仅增加响应约束型广义储能、两类广义储能同步增加，分别考察双向充放电、负荷侧响应和协同扩容对关键线路潮流的作用。

由图4和图6可见，容量比例提高后，广义储能净注入对市场价格的反馈增强，低价充电和高价放电时价格修正方向相反。在多数容量水平下，响应约束型广义储能的阻塞缓解效果优于指令可控型广义储能。以典型日2为例，容量比例由0.6提高至1.0时，仅增加响应约束型广义储能对应的阻塞缓解率由32.3%升至56.6%，相较仅增加指令可控型广义储能的优势由约16.7个百分点扩大至40.1个百分点。这主要因为其调节行为直接削减阻塞通道附近负荷需求。

仅增加指令可控型广义储能容量时，若充电时段与关键线路重载时段重合且接入节点PTDF敏感，可能出现负阻塞缓解率[23]。采用0.72激活阈值定义重载压力指数：

$$S_\rho = \sum_{t\in T}\sum_{k\in K_c}\max\left(\frac{|F_{k,t}^{(\rho)}|}{C_k} - 0.72, 0\right) \tag{22}$$

式中，S_ρ为容量比例ρ下的重载压力指数；T为调度时段集合；K_c为关键线路集合；$F_{k,t}^{(\rho)}$为线路k在时段t的潮流，MW；C_k为线路额定容量，MW。进一步定义阻塞缓解率为

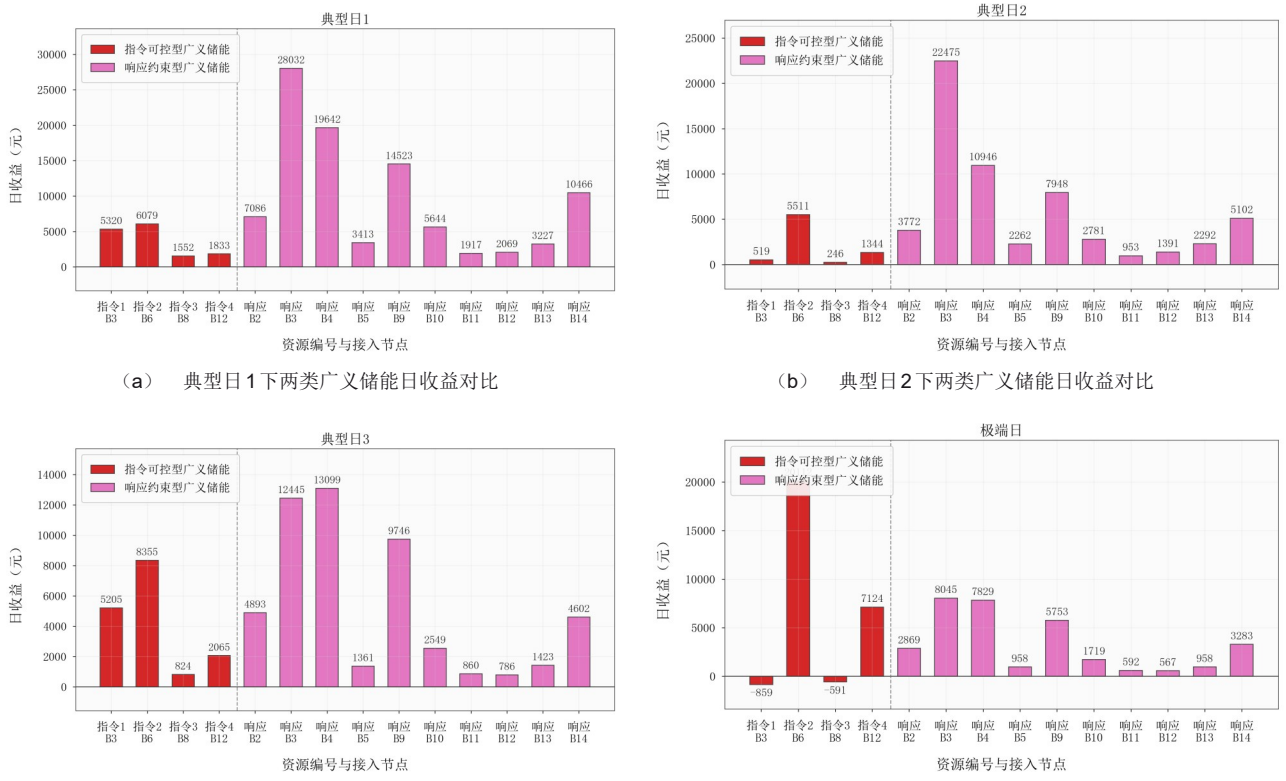
$$\eta_\rho^{cong} = \frac{S_0 - S_\rho}{S_0} \times 100\% \tag{23}$$

式中，η_ρ^{cong}为容量比例ρ下的阻塞缓解率；S_0和S_ρ分别为基准配置和扩容配置的重载压力指数；$\eta_\rho^{cong}<0$表示阻塞加剧。

从时段层面看，可将关键线路最大负载率超过0.72的时段定义为压力指数激活时段集合：

$$T_\rho^{heavy} = \left\{ t\in T \,\middle|\, \max_{k\in K_c}\frac{|F_{k,t}^{(\rho)}|}{C_k} > 0.72 \right\} \tag{24}$$

将节点b上储能充电功率大于0的时段定义为充电时段集合：



（a） 典型日1下两类广义储能日收益对比

（b） 典型日2下两类广义储能日收益对比

（c） 典型日3下两类广义储能日收益对比

（d） 极端日下两类广义储能日收益对比

图3 S2下两类广义储能日收益对比

Fig. 3 Daily revenue comparison of two types of generalized energy storage under the S2 price-feedback scenario

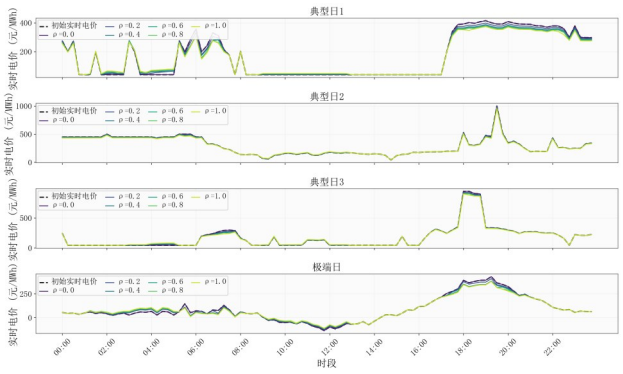


图4 不同容量比例下反馈后实时价格变化

Fig. 4 Real-time price variation after feedback under different capacity ratios

$$\mathcal{T}_{b,\rho}^{\mathrm{ch}}=\left\{t\in\mathcal{T}\,\middle|\,P_{b,t}^{\mathrm{ch},(\rho)}>0\right\} \tag{25}$$

当重载时段集合与充电时段集合存在交集，且充电引起的潮流增量与原线路潮流同向时，有

$$\mathrm{sgn}\left(F_{k,t}^{(\rho)}\right)\Delta F_{k,t}^{\mathrm{tch}}>0 \tag{26}$$

式中，$\Delta F_{k,t}^{ch}$为充电引起的线路潮流增量，MW。按节点净注入为正的PTDF定义，有

$$\Delta F_{k,t}^{\mathrm{ch}}=-PTDF_{k,b}P_{b,t}^{\mathrm{ch},(\rho)} \tag{27}$$

由式(26)和式(27)，充电加剧关键线路重载的判据为

$$-\mathrm{sgn}\left(F_{k,t}^{(\rho)}\right)PTDF_{k,b}>0 \tag{28}$$

进一步定义重载时段充电电量占比为

$$\theta_{b,\rho}^{\text{heavy - ch}}=\frac{\sum_{t\in\mathcal{T}_{\rho}^{\text{heavy}}}P_{b,t}^{\mathrm{ch},(\rho)}\Delta t}{\sum_{t\in\mathcal{T}}P_{b,t}^{\mathrm{ch},(\rho)}\Delta t} \tag{29}$$

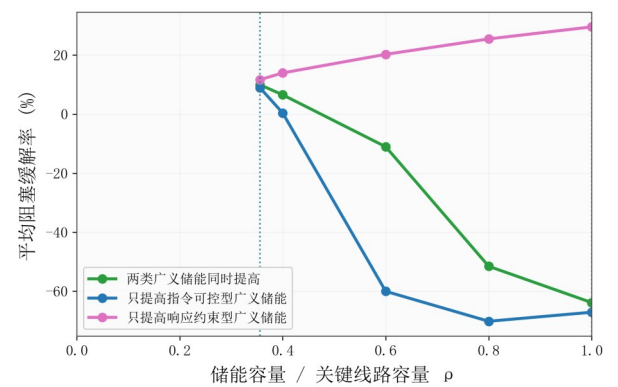
式中，$\theta_{b,\rho}^{heavy-ch}$为节点b在容量比例$\rho$下的重载时段充电电量占比；$P_{b,t}^{ch,(\rho)}$为节点b在时段t的充电功率，MW；$\Delta t$为调度时段长度。$\theta_{b,\rho}^{heavy-ch}$较高且式(28)成立时，扩容可能加剧线路重载。

相同容量比例下，不同典型日的缓解效果不宜合并判断。以仅提高响应约束型广义储能、ρ=0.6为例，典型日1、典型日2和典型日3的阻塞缓解率分别为60.3%、32.3%和-11.5%；差异来自初始重载水平、负荷与新能源时序以及响应节点PTDF方向的共同作用。典型日2中，该扩容路径相邻容量比例的边际阻塞缓解率依次约为51.8%、

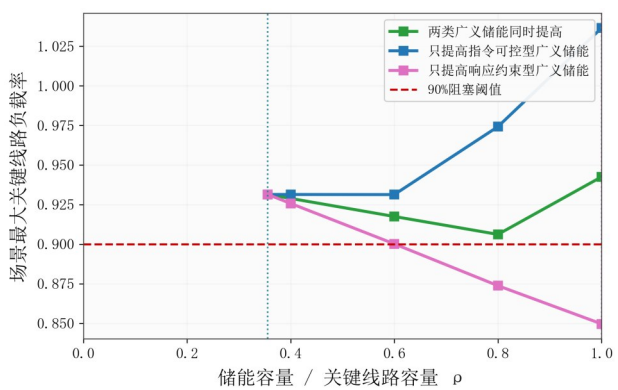


图5　各场景线路最大负载率对比

Fig. 5　Comparison of maximum line loading rates under different scenarios



（a）　平均阻塞缓解率随容量比例变化



（b）　最大关键线路负载率随容量比例变化

图6　容量比例提高对关键线路阻塞缓解的影响

Fig. 6　Impact of capacity ratio increase on congestion mitigation of critical lines

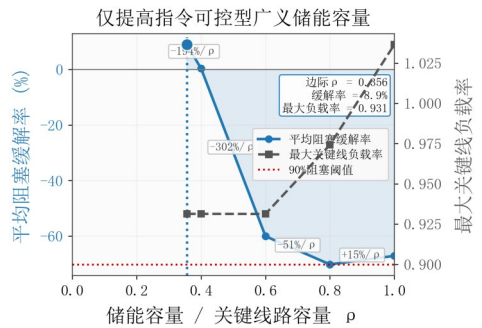
31.5%、26.1%和20.4%，呈递减趋势；典型日3的负值则表明，在原始重载压力较低或响应时段与关键断面不匹配时，增加同等容量未必产生正向缓解。

图5对比了不同场景中各线路最大负载率。典型日2高重载场景是网络疏导效应被放大的主要条件；极端日虽存在负电价，但主导因素更多体现为新能源外送和净负荷下降。

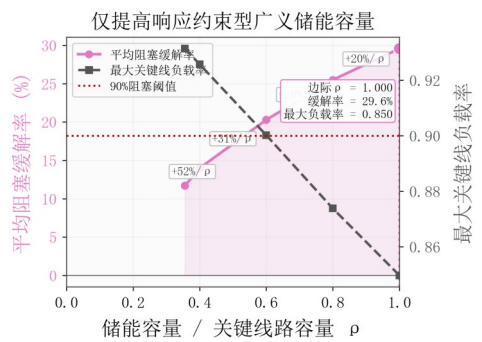
图6和图7进一步给出容量扫描与边际容量搜索。响应约束型资源的累计缓解率总体上升但边际增量递减；其余两条路径存在非单调区间，说明容量阈值不能脱离接入位置与运行时序独立确定。

2.3　适用性检验

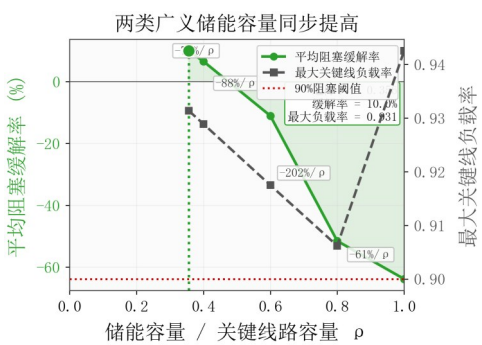
本节从参数扰动、时间样本和网络规模三个方



（a）　仅提高指令可控型广义储能容量



（b）　仅提高响应约束型广义储能容量



（c）　两类广义储能容量同步提高

图7　边际容量搜索过程

Fig. 7　Marginal capacity search process

面检验模型稳健性。图8表明，β_{net}主要影响系统价格修正幅度，β_{cong}对均值影响较小；净负荷比例由5%增至12%时，最大绝对价格修正增大，但不同百分位数组合下反馈方向一致。以8轮结果为参照，γ=0.55且迭代3轮时平均误差为0.743元/(MWh)，基准迭代轮次可兼顾稳定性与计算量。

图9对比全年365日逐日仿真与3个聚类典型日。平均实时价格、最大绝对价格修正、合计收益和关键线路最大负载率均落入全年主要分布区间，表明典型日能够覆盖低负荷高新能源、高负荷高温和冬季晚峰等主要运行状态。

图10显示，IEEE 14和IEEE 118系统均保持“储能净注入—线路潮流变化—节点价格修正”的作用链条。IEEE 118系统线路潮流平均绝对变化为7.54%，最大绝对价格修正为7.005元/(MWh)。

3 结 论

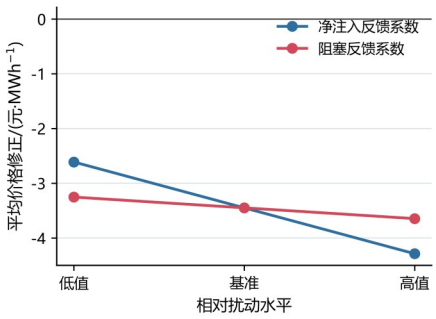
本文基于陕西省实时出清电价、负荷及新能源出力数据，在扩展IEEE 14节点系统中建立指令可控型和响应约束型广义储能等效模型，对比S1与S2，并引入容量比例和阻塞缓解率评估扩容对关键线路重载压力的影响。主要结论如下：

（1）S1与S2的收益测算差异取决于价格压制效应和网络疏导效应的相对强弱。典型日1和典型日3中，S1相较S2分别高估收益约11.8%和16.8%，表明弱阻塞场景下价差压缩占主导；典型日2高重载场景中，S2测算收益较S1提高约16.7%，表明网络疏导效应超过价格压制效应。

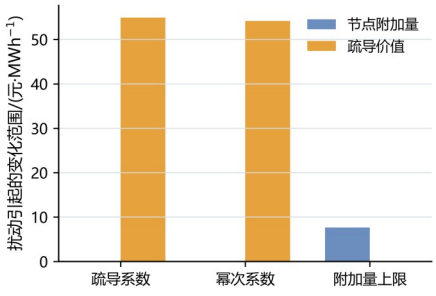
（2）两类广义储能阻塞缓解能力与接入位置和调节方向密切相关。响应约束型广义储能直接作用于阻塞通道附近负荷需求，缓解效果在多数容量水平下优于指令可控型广义储能；后者因具有双向充放电特性，充电阶段可能增加阻塞敏感节点等效负荷，在部分场景下出现负阻塞缓解率。

（3）单一类型广义储能扩容效益呈边际递减特征。典型日2中，仅增加响应约束型广义储能时，相邻容量比例的边际阻塞缓解率约为51.8%、31.5%、26.1%和20.4%。同步扩容在部分场景中出现负边际缓解率，说明协同扩容效果受接入节点潮流方向和当期重载断面匹配关系约束。

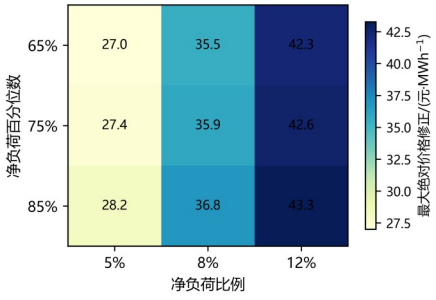
（4）参数扰动、365日逐日仿真及IEEE 118节点验证表明，反馈方向在设定扰动范围内稳定。



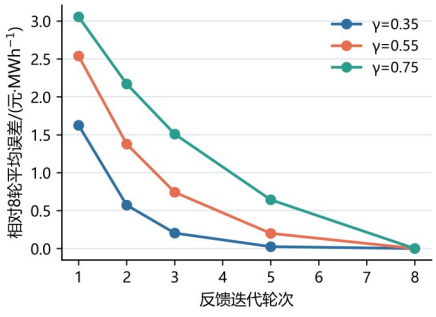
（a） 反馈强度参数对系统价格修正的影响



（b） 节点附加量与网络疏导价值的参数敏感性



（c） 净负荷百分位数与比例系数组合检验

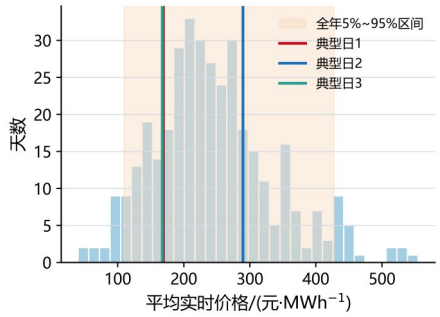


（d） 反馈迭代轮次与阻尼系数收敛性检验

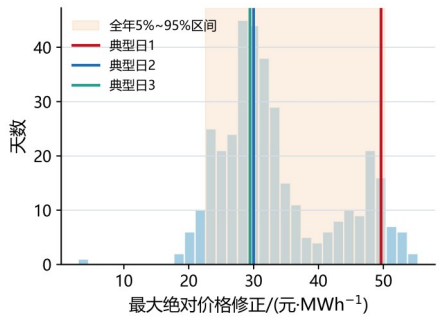
图8 参数稳健性与价格反馈收敛性检验

Fig. 8 Robustness and convergence tests of price feedback parameters

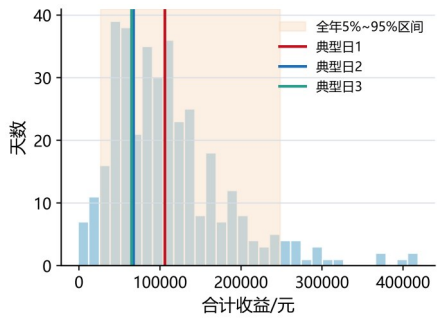
若以10%的收益测算偏差作为反馈校核触发线，则3个典型日和1个极端日的S1与S2差异绝对值均超过该值（11.8%～18.7%）。阻塞管理中，以0.72作为模型的预防性筛查阈值时，容量比例0.6



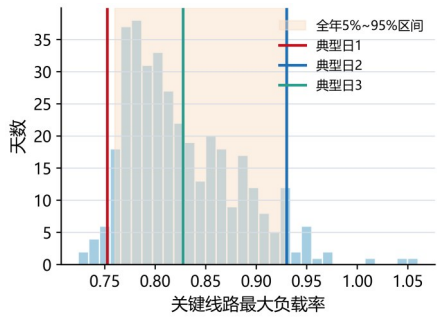
（a） 全年平均实时价格分布与典型日位置



（b） 全年最大绝对价格修正分布与典型日位置



（c） 全年广义储能合计收益分布与典型日位置

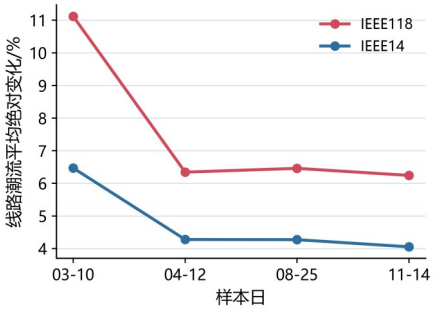


（d） 全年关键线路最大负载率分布与典型日位置

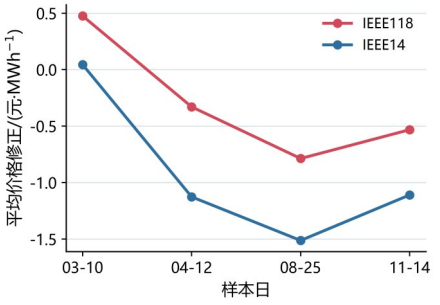
图9 全年逐日仿真分布与典型日覆盖性

Fig. 9 Annual simulation distribution and typical-day coverage

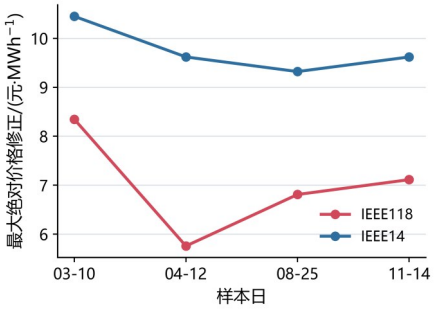
下仅增加响应约束型资源在3个典型日的阻塞缓解率分别为60.3%、32.3%和-11.5%，说明准入容量



（a） 不同系统下线路潮流平均绝对变化



（b） 不同系统下平均价格修正



（c） 不同系统下最大绝对价格修正

图10 IEEE 14与IEEE 118节点系统价格反馈一致性验证

Fig. 10 Price-feedback consistency verification on IEEE 14-bus and IEEE 118-bus systems

和接入位置需按运行场景与PTDF方向差异化校核。

参考文献

[1] 刘坚. 新型储能产业发展关键问题及政策机制[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(7): 2625-2634.
LIU Jian. Key issues and policy mechanisms for developing new energy storage in China[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(7): 2625-2634.

[2] QIN X, XU B, LESTAS I, et al. The role of electricity market design for energy storage in cost-efficient decarbonization[J]. Joule, 2023, 7(6): 1227-1240.

[3] 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.

[4] 靳慧龙, 刘宏扬, 康赫然, 等. 国内外独立储能参与电力市场交易机制研究[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(7): 2602-2616.
JIN Huilong, LIU Hongyang, KANG Heran, et al. Research on the mechanism of independent energy storage participating in electricity market trading in China and abroad[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(7): 2602-2616.

[5] 李迁, 姜欣, 张钧钊, 等. 规模化储能参与电力现货市场的商业模式[J]. 上海交通大学学报, 2023, 57(12): 1543-1558.
LI Qian, JIANG Xin, ZHANG Junzhao, et al. Business model for large-scale energy storage participating in electricity spot market [J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2023, 57(12): 1543-1558.

[6] 王雷, 闫瑞涛, 张凡, 等. 基于现货电能量市场与一次调频市场联合优化模型的独立储能项目经济性分析[J]. 储能科学与技术, 2025, 14 (2): 834-845.
WANG Lei, YAN Ruitao, ZHANG Fan, et al. Economic analysis of independent energy-storage project participation based on the optimization model of in-spot power market and primary frequency regulation markets[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(2): 834-845.

[7] 徐宁, 周波, 凌云鹏, 等. 现货市场下独立储能参与电能量与辅助服务协同优化策略[J]. 现代电力, 2025, 42(1): 109-116.
XU Ning, ZHOU Bo, LING Yunpeng, et al. Collaborative optimization strategy for independent energy storage participating in energy and ancillary service markets under the spot market[J]. Modern Electric Power, 2025, 42(1): 109-116.

[8] DENG L, ZHANG X, YANG T, et al. Energy management of price-maker community energy storage by stochastic dynamic programming[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2024, 10(2): 492-503.

[9] 孙浩, 邢作霞, 吴维宁, 等. 计及电力市场交易机制的风-光-储-氢混合电厂配置策略研究[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(7): 2801-2812.
SUN Hao, XING Zuoxia, WU Weining, et al. Research on configuration strategies for wind-solar-battery-hydrogen hybrid power plants considering electricity market trading mechanisms [J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(7): 2801-2812.

[10] 周挺, 谭玉东, 孙晋, 等. 虚拟电厂参与能量与辅助服务市场的协同优化策略[J]. 中国电力, 2024, 57(1): 61-70.
ZHOU Ting, TAN Yudong, SUN Jin, et al. Collaborative optimization strategy for virtual power plant participating in energy and ancillary service market[J]. Electric Power, 2024, 57 (1): 61-70.

[11] XIE D J, XU Y. Strategic bidding of price-maker energy storage systems in electricity markets with limited information[J]. Applied Energy, 2025, 390: 125824.

[12] EMMANUEL M I, DENHOLM P. A market feedback framework for improved estimates of the arbitrage value of energy storage using price-taker models[J]. Applied Energy, 2022, 310: 118250.

[13] WU Y Q, XU B, ANDERSON J. Market power and withholding behavior of energy storage units[EB/OL]. arXiv: 2405.01442, 2024.

[14] 陈熠, 王晗, 严正, 等. 全国统一电力市场演进过程下省间-省内市场出清及定价模型[J]. 电工技术学报, 2024, 39(7): 2116-2131.
CHEN Yi, WANG Han, YAN Zheng, et al. Clearing and pricing model of inter-provincial and intra-provincial markets under the evolution of unified electricity market[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(7): 2116-2131.

[15] 雷星雨, 杨知方. 显式计及新能源不确定性多统计矩特征的电力市场定价方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(15): 5772-5785.
LEI Xingyu, YANG Zhifang. An electricity market pricing method considering multiple statistical moments of renewable energy uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(15): 5772-5785.

[16] 王正风, 王吉文, 高卫恒, 等. 电力现货市场阻塞费用结算机制分析[J]. 浙江电力, 2024, 43(1): 57-63.
WANG Zhengfeng, WANG Jiwen, GAO Weiheng, et al. Analysis of congestion cost settlement mechanism in electricity spot market[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(1): 57-63.

[17] SHAFIEKHANI M, QADRDAN M. Addressing electricity transmission network congestions using battery energy storage systems: A case study of Great Britain[J]. Applied Energy, 2025, 384: 125418.

[18] 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. Multi-stage collaborative trading strategy for independent energy storage in electricity market environment[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(5): 91-99.

[19] Wang Y, Xu C, Xie D, et al. A novel scheduling strategy for virtual power plant based on power market dynamic triggers[J]. Applied Energy, 2023, 350: 121758. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121758.

[20] MUHLE-KARBE J, WANG Z, WEBSTER K. Stochastic liquidity as a proxy for nonlinear price impact[J]. Operations Research, 2024, 72(2): 444-458. DOI: 10.1287/opre.2022.0627.

[21] 刘阳, 曾鉴, 刘方, 等. 考虑水电富集地区线路利用率的阻塞场景筛选及电网扩展规划[J]. 工程科学与技术, 2023, 55(2): 117-127.
LIU Yang, ZENG Jian, LIU Fang, et al. Congestion scenarios screening and expansion planning of transmission network with high proportion of hydropower considering capacity utilization of transmission lines[J]. Advanced Engineering Sciences, 2023, 55 (2): 117-127.

[22] Manocha A, Mantegna G, Patankar N, Jenkins J D. Reducing transmission expansion by co-optimizing sizing of wind, solar, storage and grid connection capacity[J]. Environmental Research: Energy, 2025, 2(1): 015003. DOI: 10.1088/2753-3751/adafab.

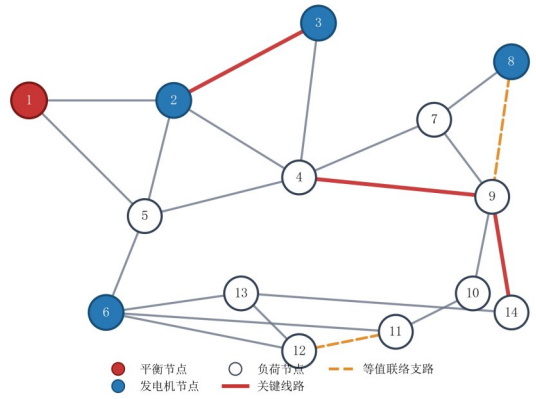
[23] VAN SOMEREN C, VISSER M, SLOOTWEG H. How battery energy storage impacts grid congestion: An evaluation of the trade-offs between different battery control strategies[J]. Journal of Energy Storage, 2025, 134: 118100.

附录A

主算例采用扩展IEEE 14节点系统，共14个节点、22条支路，其中L16（B8-B9）和L20（B11-B12）为新增等值联络支路，L03、L09和L18为关键线路；完整支路参数见表A2。IEEE 118扩展验证采用标准IEEE 118节点数据，共118个节点、186条支路，包括173条输电线路和13条变压器支路；考虑并联支路后对应179个独立输电通道。

拓扑图中的节点坐标仅用于清晰表达电气连接关系，不代表实际地理位置。两套系统均按同一PTDF构建、线路潮流计算和价格反馈流程处理。

A.1扩展IEEE 14节点系统



图A1 扩展IEEE 14节点测试系统拓扑 Fig. A1 Topology of the expanded IEEE 14-bus test system

A.2IEEE 118节点系统

表A3 IEEE 118节点系统支路连接与电抗参数

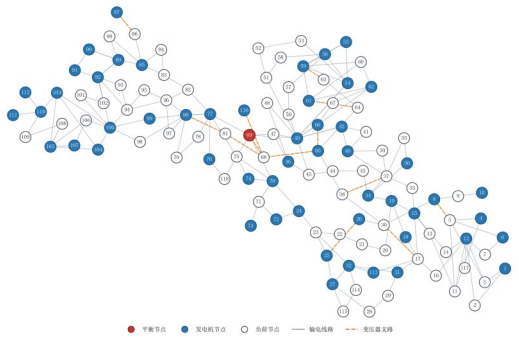
编号	首末节点	x（标幺值）	类型	编号	首末节点	x（标幺值）	类型
1	1-2	0.0999	线路	94	62-66	0.218	线路
2	1-3	0.0424	线路	95	62-67	0.117	线路
3	4-5	0.00798	线路	96	66-67	0.1015	线路
4	3-5	0.108	线路	97	47-69	0.2778	线路
5	5-6	0.054	线路	98	49-69	0.324	线路
6	6-7	0.0208	线路	99	69-70	0.127	线路
7	8-9	0.0305	线路	100	24-70	0.4115	线路
8	9-10	0.0322	线路	101	70-71	0.0355	线路
9	4-11	0.0688	线路	102	24-72	0.196	线路
10	5-11	0.0682	线路	103	71-72	0.18	线路
11	11-12	0.0196	线路	104	71-73	0.0454	线路
12	2-12	0.0616	线路	105	70-74	0.1323	线路
13	3-12	0.16	线路	106	70-75	0.141	线路
14	7-12	0.034	线路	107	69-75	0.122	线路
15	11-13	0.0731	线路	108	74-75	0.0406	线路
16	12-14	0.0707	线路	109	76-77	0.148	线路
17	13-15	0.2444	线路	110	69-77	0.101	线路
18	14-15	0.195	线路	111	75-77	0.1999	线路
19	12-16	0.0834	线路	112	77-78	0.0124	线路
20	15-17	0.0437	线路	113	78-79	0.0244	线路
21	16-17	0.1801	线路	114	77-80	0.0485	线路
22	17-18	0.0505	线路	115	77-80	0.105	线路
23	18-19	0.0493	线路	116	79-80	0.0704	线路
24	19-20	0.117	线路	117	77-82	0.0853	线路
25	15-19	0.0394	线路	118	82-83	0.03665	线路
26	20-21	0.0849	线路	119	83-84	0.132	线路
27	21-22	0.097	线路	120	83-85	0.148	线路
28	22-23	0.159	线路	121	84-85	0.0641	线路
29	23-24	0.0492	线路	122	85-86	0.123	线路
30	23-25	0.08	线路	123	85-88	0.102	线路
31	25-27	0.163	线路	124	85-89	0.173	线路
32	27-28	0.0855	线路	125	88-89	0.0712	线路
33	28-29	0.0943	线路	126	89-90	0.188	线路
34	8-30	0.0504	线路	127	89-90	0.0997	线路
35	26-30	0.086	线路	128	90-91	0.0836	线路
36	17-31	0.1563	线路	129	89-92	0.0505	线路
37	29-31	0.0331	线路	130	89-92	0.1581	线路
38	23-32	0.1153	线路	131	91-92	0.1272	线路
39	31-32	0.0985	线路	132	92-93	0.0848	线路
40	27-32	0.0755	线路	133	92-94	0.158	线路
41	15-33	0.1244	线路	134	93-94	0.0732	线路
42	19-34	0.247	线路	135	94-95	0.0434	线路
43	35-36	0.0102	线路	136	80-96	0.182	线路
44	35-37	0.0497	线路	137	82-96	0.053	线路
45	33-37	0.142	线路	138	94-96	0.0869	线路
46	34-36	0.0268	线路	139	80-97	0.0934	线路
47	34-37	0.0094	线路	140	80-98	0.108	线路
48	37-39	0.106	线路	141	80-99	0.206	线路
49	37-40	0.168	线路	142	92-100	0.295	线路
50	30-38	0.054	线路	143	94-100	0.058	线路
51	39-40	0.0605	线路	144	95-96	0.0547	线路
52	40-41	0.0487	线路	145	96-97	0.0885	线路
53	40-42	0.183	线路	146	98-100	0.179	线路
54	41-42	0.135	线路	147	99-100	0.0813	线路
55	43-44	0.2454	线路	148	100-101	0.1262	线路
56	34-43	0.1681	线路	149	92-102	0.0559	线路
57	44-45	0.0901	线路	150	101-102	0.112	线路
58	45-46	0.1356	线路	151	100-103	0.0525	线路
59	46-47	0.127	线路	152	100-104	0.204	线路
60	46-48	0.189	线路	153	103-104	0.1584	线路
61	47-49	0.0625	线路	154	103-105	0.1625	线路
62	42-49	0.323	线路	155	100-106	0.229	线路
63	42-49	0.323	线路	156	104-105	0.0378	线路
64	45-49	0.186	线路	157	105-106	0.0547	线路
65	48-49	0.0505	线路	158	105-107	0.183	线路
66	49-50	0.0752	线路	159	105-108	0.0703	线路

续表

编号	首末节点	x（标幺值）	类型	编号	首末节点	x（标幺值）	类型
67	49-51	0.137	线路	160	106-107	0.183	线路
68	51-52	0.0588	线路	161	108-109	0.0288	线路
69	52-53	0.1635	线路	162	103-110	0.1813	线路
70	53-54	0.122	线路	163	109-110	0.0762	线路
71	49-54	0.289	线路	164	110-111	0.0755	线路
72	49-54	0.291	线路	165	110-112	0.064	线路
73	54-55	0.0707	线路	166	17-113	0.0301	线路
74	54-56	0.00955	线路	167	32-113	0.203	线路
75	55-56	0.0151	线路	168	32-114	0.0612	线路
76	56-57	0.0966	线路	169	27-115	0.0741	线路
77	50-57	0.134	线路	170	114-115	0.0104	线路
78	56-58	0.0966	线路	171	12-117	0.14	线路
79	51-58	0.0719	线路	172	75-118	0.0481	线路
80	54-59	0.2293	线路	173	76-118	0.0544	线路
81	56-59	0.251	线路	174	8-5	0.0267	线路
82	56-59	0.239	线路	175	26-25	0.0382	线路
83	55-59	0.2158	线路	176	30-17	0.0388	线路
84	59-60	0.145	线路	177	38-37	0.0375	线路
85	59-61	0.15	线路	178	63-59	0.0386	线路
86	60-61	0.0135	线路	179	64-61	0.0268	线路
87	60-62	0.0561	线路	180	65-66	0.037	线路
88	61-62	0.0376	线路	181	65-68	0.01604	线路
89	63-64	0.02	线路	182	68-69	0.037	线路
90	38-65	0.0986	线路	183	81-68	0.02028	线路
91	64-65	0.0302	线路	184	81-80	0.037	线路
92	49-66	0.0919	线路	185	87-86	0.20787	线路
93	49-66	0.0919	线路	186	116-68	0.00405	线路

表A2　扩展IEEE 14节点系统支路参数

支路编号	起始节点	终止节点	电抗x（标幺值）	容量/MW	支路属性
L01	1	2	0.05917	400	普通线路
L02	1	5	0.22304	200	普通线路
L03	2	3	0.19797	200	关键线路
L04	2	4	0.17632	200	普通线路
L05	2	5	0.17388	200	普通线路
L06	3	4	0.17103	200	普通线路
L07	4	5	0.04211	250	普通线路
L08	4	7	0.20912	200	普通线路
L09	4	9	0.55618	100	关键线路
L10	5	6	0.25202	200	普通线路
L11	6	11	0.1989	150	普通线路
L12	6	12	0.25581	150	普通线路
L13	6	13	0.13027	150	普通线路
L14	7	8	0.17615	250	普通线路
L15	7	9	0.11001	200	普通线路
L16	8	9	0.001	9999	等值联络
L17	9	10	0.31845	150	普通线路
L18	9	14	0.27038	150	关键线路
L19	10	11	0.19207	150	普通线路
L20	11	12	0.17552	150	等值联络
L21	12	13	0.1128	150	普通线路
L22	13	14	0.20912	150	普通线路



图A2　IEEE 118节点测试系统拓扑 Fig. A2 Topology of the IEEE 118-bus test system