引用格式:杨威,施琦,曾智健,等.基于现货市场的电力交易服务费违约风险评估模型[J].电力科学与技术学报,2025,40(6):260-270.
Citation: YANG Wei, SHI Qi, ZENG Zhijian, et al. Default risk prediction model of power trading service fees in spot market[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2025,40(6):260-270.

基于现货市场的电力交易服务费违约风险评估模型

杨 威[1],施 琦[1],曾智健[1],龚学良[1],刘嘉逊[1],王馨蕾[2]
(1.广东电力交易中心有限责任公司,广东 广州 510030;2.香港中文大学(深圳),广东 深圳 518116)

摘 要:随着中国电力市场改革的不断深化,电力交易平台将面临更多类型的市场用户、更复杂的交易品种以及更高频的交易活动。作为核心交易中介,电力交易机构在承担大量运营和管理成本的同时,也面临日益增加的交易信用风险,即市场交易主体能否按时履约。此类信用风险存在于交易账户,并与市场波动和用户财务状况密切相关。梳理国际金融领域的传统信用风险度量模型,并基于某省电力市场仿真结果,结合混合信用评分模型,量化分析在完全现货市场条件下电力交易机构可能面临的服务费缴纳情况,研究视角是电力交易机构的服务费回收风险。仿真结果表明,交易电量规模特别大的用户违约对机构成本回收影响显著,在压力测试情景下(如两家特大规模用户同时违约)可能造成较大成本缺口。因此,须在未来建立更完善的保障机制,以应对潜在的大型用户违约风险。

关 键 词:电力现货市场;交易服务费回收;交易信用风险;仿真出清;电力经济
DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2025.06.026 **中图分类号**:F426.61 **文章编号**:1673-9140(2025)06-0260-11

Default risk prediction model of power trading service fees in spot market

YANG Wei[1], SHI Qi[1], ZENG Zhijian[1], GONG Xueliang[1], LIU Jiaxun[1], WANG Xinlei[2]
(1.Guangdong Power Exchange Center Co.,Ltd., Guangzhou 510030, China;
2.The Chinese University of Hong Kong(Shenzhen), Shenzhen 518116, China)

Abstract: With the further reform of the electricity market in China, electricity trading platforms are confronted with more types of market participants, more categories of trading services, and higher trading frequencies. As the core trading intermediary, power trading institutions bear a great number of operating and management costs and face an increasing trading credit risk, namely the risk that market participants may fail to fulfill their contractual obligations on time. The credit risk resides in trading accounts and is closely related to market fluctuations and the financial status of market users. This paper introduces the traditional credit risk measurement model in the international finance field. Based on the electricity market simulation results of a province, the paper utilizes hybrid credit scoring model to quantitatively analyze the default risks that power trading institutions may face in the spot market. The research focuses on the risk of service fee recovery for electricity trading institutions. The simulation results show that default by trading users with exceptionally large trading volumes significantly impacts institutions' cost recovery. Under stress test scenarios, such as the simultaneous default of two users with exceptionally large trading volumes, a substantial cost shortfall could arise. Therefore, a more complete protection plan should be formulated to deal with the possible default of large users in the future.

Key words: electricity spot market; trading service fee recovery; trading credit risk; market clearing simulation; power economy

随着中国电力市场改革的逐步开展,各种场内标准化交易品种日趋活跃,电力交易机构作为中央对手方为买卖双方提供清算服务,虽然中介平台能够提升信用风险管理水平和担保品管理的

收稿日期:2025-08-02;**修回日期**:2025-10-24
基金项目:南方电网公司科技项目(GDKJXM20200208)
通信作者:王馨蕾(1996—),女,硕士研究生,主要从事电力市场方面的研究;E-mail:741770083@qq.com

有效性，但同时对中央对手方的抗风险能力提出了更高要求，交易机构同样面临日益增长的信用风险。一旦市场出现违约情况，将严重影响机构的成本回收和后续运营。目前，国内外已有研究聚焦于电力市场环境下的风险评估与管理。文献[1-2]综述了风险价值（value at risk，VaR）和条件风险价值（conditional value at risk，CVaR）两类用于电力市场短期金融风险的评估方法；文献[3]针对不同的市场发展阶段构建了风险规避模型，并探讨了各阶段用户的风险规避策略；文献[4-6]研究了电力市场信用评价体系的构建；文献[7]梳理了电力市场违约风险的管控机制，并对美国、欧洲在信用体系建设方面的成熟经验进行了比较；文献[8]采用德尔菲法与层次分析法相结合的方法构建了电力市场化下的主体信用评价模型；文献[9]基于用户缴费行为进行数据挖掘，分析缴费行为与信用评价之间的关联。文献[10]构建了电费回收安全风险及电费审核安全预警模型；文献[11-17]针对信用风险预警，构建了基于机器学习的量化分析模型。现有研究主要聚焦于电力市场价格风险或发电/用电侧违约行为的分析，缺乏对交易服务费回收环节的系统性风险度量，尤其在现货市场环境下对多类型用户违约敏感性的研究仍显不足。

本研究的创新点包括：构建适用于现货市场的混合信用评分模型；通过市场仿真评估用户违约对服务费回收的影响；提出结合信用额度与风险准备金的综合保障机制。因此，本文基于某省现货市场规则和数据，提出一套融合定量与定性分析的混合信用评分模型，并利用市场仿真对完全现货市场下电力交易机构可能面临的服务费缴纳情况进行量化分析，以评估用户违约对机构成本的潜在影响。

1　电力市场中的违约风险

1.1　违约风险形成原因

电力商品不同于一般商品，在市场交易过程中通常为一次性完成的交易，先发生电力消费，随后结算，且多采用月度结算方式。虽然“先用电后缴费”的结算方式具有合理性，但若用户出现拖欠，将导致交易机构难以收回成本，增加风险。在市场交易中，导致市场主体违约的风险主要分为两类：市场风险和信用风险[18]。金融学中，市场风险[19]原指因基础资产市场价格的不利或剧烈波动而导致市场主体资产价值变动的风险。在电力市场，市场风险主要表现为商品价格风险，即电力价格波动导致市场主体资产价值变动，可能引发买方或卖方欠费、缴费不足等违约情形，进而增加交易服务费回收难度。当发电用户出现发电容量缺口时，因其无法履行合同，需在实时市场购电以弥补缺额，此时市场价格波动风险将转移至发电用户侧。信用风险（亦称交易对手风险）指交易对手未能履行到期债务的风险[20]。交易对手信用风险具有以下3大特征：双向性，任一方违约均会给另一方造成损失；风险敞口取决于未来合同的市场价值，且因市场价值波动而具有不确定性；多种风险交叉影响，市场风险与信用风险相互关联。

在电力市场中，信用风险的产生主要源于电力交易机构在市场出清、物理交割与结算之间的时间顺序不一致。时间不同步导致电力用户能够提前使用电量形成信用，而相应费用则可延后支付。因此，电力用户逾期缴费的风险随之上升，增加了交易平台承担的信用风险。随着现货市场的推进，电价波动幅度将进一步扩大；若未能对市场用户进行精准的信用评估，将给电力交易平台带来巨额成本损失。理论上，为降低违约风险，电力交易机构作为中央对手方，应遵循事前风险控制原则，预先计算市场主体的信用额度，并强制覆盖其债务额度。因此，在市场交易中，市场主体的信用额度必须高于其履约风险，即信用额度应大于因违约导致结算部门无法收回的交易费用金额[7]。用户的信用额度[21]反映其经营、管理、财务等方面对违约债务的支撑程度，同时量化了交易平台对该用户可容忍的坏账风险。信用额度通常分为担保信用额度和无担保信用额度：前者通过向结算机构提交金融担保品获取，后者则由结算机构依据市场参与者的财务状况授予。在电力市场改革背景下，如何合理评估市场主体的信用风险并提出预警，是决定电力交易机构能否正常运营的关键因素。

1.2　国内外电力市场违约风险控制机制

信用风险管理常用的方法包括违约金制度、银行保函、保证金和信用评价体系。目前，国内电力交易机构主要采用银行保函作为交易保障方式。银行保函是银行开立的承担付款责任的担保凭证，以银行信用作为保证，若电力交易中一方出现违约，则由银行承担全部付款责任。目前，在中国电力交易市场，售电公司向电力交易中心提供其资产总额证明材料，申报预计年售电规模等信息。售电

公司申报的预计年售电规模应与其资产总额匹配，其履约保函额度依据申报的年售电规模计算得到。然而，履约保函主要覆盖用户的担保信用额度，目前国内交易机构尚未引入无担保信用额度的计算。

为最小化违约风险并保障机构服务费回收，国际电力交易市场采取了一系列相关保障策略。文献[21-22]介绍了国际电力市场的信用风险管理方法。美国电力市场运营机构PJM同时结合资本抵押和机构信用评级（无担保信用额度）的模式，降低市场潜在的信用风险。首先，PJM对每一市场参与者都有资本要求。其次，为了确定市场主体的信用评级，PJM采取外部机构评级与内部评级相结合的方式，根据评级结果确定用户的无担保信用额度。其中，外部机构（如标普、穆迪和惠誉）通常基于参与者发行的优先无担保债券的评级。任何评级在BB+或以下的参与者均不能获得无担保信用额度。对于没有外部评级的市场参与者，PJM则使用其内部评分方法最终确定其无担保信用额度。美国PJM的内部评分模型通过对所有用户计算定量风险得分，兼顾行业定制的量化指标和未被量化指标捕获的定性或判断性因素，以全面说明风险和优势[23]。其信用评级模型考核的指标包括杠杆与资本结构、固定费用覆盖率、资金指标、流动性指标、收益性指标以及其他定性指标（行业层次、组织层次、投资者层次）。若市场参与者在规定期限内违约，将被处以罚款。

澳洲国家市场（Australian energy market operator，AEMO）[24]在2020年报中表示：当交易方未履行合约、未缴纳交易费用时，电力交易机构将承担一定的信用风险和财务损失。因此，在交易过程中，AEMO需要承担现金、现金等价物、预付款项及应收款的信用风险。机构需要评估交易对手风险（counterparty risk，CR），该风险指参与交易的一方可能违约，风险可能存在于信贷、投资和交易中。澳洲国家能源市场要求市场主体提供的银行担保或存款等信贷支持须符合《国家电力规则》（National Electricity Rules）和《国家天然气规则》（National Gas Rules）的要求。同时，AEMO还提出预付款概念，即用户提前支付未来数月内将使用的服务费用。如果用户违约，可在预付款中扣除未缴纳费用，从而减少市场参与者的未付金额。北欧电力交易所（nord pool spot，NPS）和欧洲电力交易所（enropean power exchange，EPEX）均有关于保证金的规定，北欧电力交易所采取动态保证金收取方式，其目标是既能简明直观地反映市场风险，又能在不影响市场流动性的前提下将保证金保持在最低限度。

近年来，随着多主体互动电力市场和智能交易系统的发展，能源系统行为仿真与市场主体建模已成为违约风险研究的重要方向。相关研究利用多主体仿真框架刻画发电商、售电商及用电侧的博弈与信用演化机制，为信用风险建模提供了微观行为基础。文献[25]结合行为建模与风险监测，提出信用额度动态评估方法，其结果表明，引入市场参与者行为反馈能显著提高风险预警的准确率。类似的行为仿真框架对本文混合信用评分模型的仿真模块具有重要参考价值。同时，近年来的电力市场仿真研究也逐渐融入机器学习与复杂系统理论，强调违约行为的非线性演化与多时段反馈特征（如基于强化学习的主体决策建模、基于网络拓扑的风险传播模拟等），为完善本文的仿真基础提供了新的方向。

2 电力交易服务费的违约风险度量

目前，中国电力交易机构主要负责的交易市场包括中长期交易市场和现货交易市场，且均采用双边开放模式。电能供求双方依据交易规则，以集中竞价或双边协商的方式进行交易。在现货环境下，电力用户通过中长期交易为其现货保值，从而规避价格风险。电力交易机构通过收取交易服务费以覆盖运营与管理成本，实现收支平衡[26]。若交易服务费违约，将增加成本回收难度，严重影响机构的正常运营。因此，本节提出针对现货市场的服务费违约风险度量模型，以保障后续服务费的顺利回收。

根据《某省电力市场管理实施细则（信用管理部分）》，市场履约风险分为交易履约风险和结算履约风险两类。电力交易机构需要面对交易履约风险。图1展示了现货市场和中长期市场中电力交易机构的违约风险控制机制。信用额度本质上是信用管理受益主体在特定风险偏好下，对信用对象可容忍的最大风险值。规则将信用额度分为担保信用额度和无担保信用额度两类，当前市场主体主要通过银行保函（以电力交易机构为受益人）提供担保信用额度。因此，在交易服务费违约风险度量模型的设计中，本文参考了现货市场和中长期市场的多市场风险，并将市场主体的担保信用额度作为变量，对其违约风险进行量化评估。

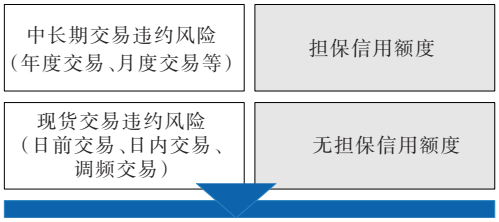

图 1　电力交易机构的交易违约风险控制机制

Figure 1　Power trading institution's default risk control mechanism

2.1　违约风险传统度量模型

文献[27-28]综述了国际上常用的违约风险度量模型，主要包括 Z-score 模型、KMV 模型和 VaR 模型等。Z-score 模型（Z 评分模型）于 1968 年由 Edward I.Altman 提出。该模型是一种基于企业财务数据的判别分析多元模型，已成为西方国家信用风险度量的重要工具。该模型通过对企业历史财务与交易数据进行判别分析，选取能够反映运营与财务状况的关键指标，构建区分信用风险的数学模型。在实际运用时，只需将贷款申请人的财务数据代入模型即可得到 Z 得分；若得分高于预设阈值，说明公司财务状况良好、能够及时履约；若低于阈值，则可能出现违约。

KMV 模型属于违约预测模型[27]，即信用监控模型，该模型适用于所有公开交易的公司和银行，可预测违约概率，尤其在上市公司中应用广泛。通过企业资产市值及其波动率，评估资产与股权之间的结构关系，进而计算企业的预期违约频率（expected default frequency，EDF）。

20 世纪 90 年代，J.P Morgan 银行提出 VaR 模型。该模型用于在给定持有期和置信水平下，衡量资产或负债可能出现的最大损失额[28]。因此，计算 VaR 的关键变量是资产的市值及其波动率（或标准差），在给定置信水平下即可求得最大潜在损失。

2.2　现货环境下电力市场主体的违约风险评分及概率

基于现有市场规则，电力交易机构无法保证收集到市场主体连续的资产价值时间序列数据，即传统的 KMV 模型和 VaR 模型暂时不适合作为电力交易机构对市场用户的风险预估模型。因此，本文采用混合模型（hybrid model，HM）[29]，在继承定量分析的基础上，加入定性分析模块，从而将专家经验与统计方法相结合，采用数理统计中的判别分析技术，对用户主体的违约概率进行统计分析，构建能够最大程度区分违约风险的数学模型。其中，定量分析模块针对电力用户的财务状况以及其他定量指标给出一个分值。定性分析模块则考虑了基于专家判断的定性指标，如行业风险、企业竞争力和管理能力等难以在定量模型中反映的因素。企业的最终信用评分为定量模块与定性模块分值的加权平均。相比于 Z-score 模型，混合模型能够充分利用难以量化的定性信息，从而提升分析的灵活性、全面性和前瞻性。具体的评分计算模型如下：

$$C_{\mathrm{BR}}=w_1X_1+w_2X_2+\cdots+w_{n-k+1}T_1(X_{n-k+1})+\cdots+w_nT_k(X_n) \tag{1}$$

$$C_{\mathrm{FR}}=w_1'T_1(Z_1)+w_2'T_2(Z_2)+\cdots+w_m'T_m(Z_m) \tag{2}$$

$$C_{\mathrm{ER},s}^t=\alpha_1Q_1+\alpha_2Q_2+\cdots+\alpha_{t-1}Q_{t-1} \tag{3}$$

$$C_{\mathrm{ER},L}^t=\alpha_1'q_1+\alpha_2'q_2+\cdots+\alpha_{t-1}'q_{t-1} \tag{4}$$

式中，C_{BR} 为经营模块评级；C_{FR} 为财务模块评级；$C_{\mathrm{ER},s}^t$ 为到 t 月为止用户的现货市场交易数据评级结果；$C_{\mathrm{ER},L}^t$ 为到 t 月为止用户的中长期交易数据评级结果；X 为经营类指标，$X_1\sim X_{n-k}$ 为定性指标；$X_{n-k+1}\sim X_n$ 为定量指标；Z 为财务类指标，均选取表 1 中的财务比率；w_1、w_1' 为两模块内各自的权重分配，$\sum_{i=1}^{n}w_i=1$，$\sum_{i=1}^{n}w_i'=1$；Q_1 为企业在 t 月的现货交易合约电量；q_t^i 为企业在 t 月的中长期交易合约电量；α_i、α_i' 为各月交易数据的权重分配；$T_i(\cdot)$、$T_i'(\cdot)$ 为定性数据从原始值到分值的线性转换。评分分值区间$\in[0,5]$。若用户首次参与电力市场化交易，则使用式(4)，并参考用户提供的到 t 月为止历史每月用量规模。

初步评级结果为

$$C_{\mathrm{PR}}^t=W_1C_{\mathrm{BR}}+W_2C_{\mathrm{FR}}+W_3C_{\mathrm{ER},s}^t+W_4C_{\mathrm{ER},L}^t+W_5C_{\mathrm{CR}}^t \tag{5}$$

式中，C_{CR}^t 为用户主体在履约期 t 月内提供的银行保函（即担保信用额度）总价值与履约期 t 月内总交易电量的比例；W_1 为各模块的权重，且 $\sum_{i=1}^{5}W_i=1$；C_{IR}^t 为最终评级结果；δ_1 为企业自身调整因素；δ_2 为外部支持因素，2 个参数表示模型外级别调整因素，且两者均采用离散分级—权重加和的方式影响最终评级分数 C_{IR}^t，并控制在有限幅度内，避免对主体历史信息的过度覆盖，即

$$C_{\mathrm{IR}}^t=\min\{5,\max\{0,C_{\mathrm{PR}}^t+\alpha_{\mathrm{self}}\cdot\delta_1+\alpha_{\mathrm{ext}}\cdot\delta_2\}\} \tag{6}$$

式中，δ_1、$\delta_2\in\{-2,-1,0,+1,+2\}$ 为打分档位；α_{self}、α_{ext} 为影响系数，设定为 $\alpha_{\mathrm{self}}=\alpha_{\mathrm{ext}}=0.15$（即单

项最大影响±0.30,合计不超过±0.6分)。

企业自身调整因素δ_1主要用于反映市场交易主体内部经营和用能状况的变化。取值参考2个方面:重大负面事件(行政处罚、生产事故、环境限产等);重大利好(生产线扩建、新增订单等)。

取值范围按事态严重程度分为“明显改善”“一般改善”“无显著变化”“一般恶化”“明显恶化”5档,对应正向或负向不同幅度的调整,分别对应分值{−2,−1,0,+1,+2}。

外部支持因素δ_2用于衡量主体在出现信用风险时能否获得来自外部的有效支持。取值参考2个方面:母公司或集团担保,是否存在有效的连带责任担保、实际注资或增资;金融机构支持,银行已落实的授信额度、信用证、保函等。同样分为5档,根据外部支持的力度和稳定性确定取值,力度越强,取值越高,分别对应分值{−2,−1,0,+1,+2}。

对于各类市场主体,模型各模块分别考察其经营风险、财务风险、中长期交易历史数据、现货交易历史数据以及具体信用额度,根据式(1)~(6)计算最终评级结果C_{IR}^{t},评级结果每月更新。表1展示了发电用户、电力用户的违约风险评级所需的定量数据和模型参数,表2则展示了售电公司违约风险评级所需的定量数据和模型参数。计算最终市场用户的违约概率为

$$P_t\left(C_{\mathrm{IR}}^{t};\theta,\beta\right)=\frac{1}{1+\mathrm{e}^{(\theta+\beta\cdot C_{\mathrm{IR}}^{t})}} \tag{7}$$

其中,θ和β的取值需要保证,即

$$\begin{aligned}\mathrm{Max}\,L(\theta,\beta)=&\sum_{i\in S_1}\log\left(P_t\left(C_{\mathrm{IR},i}^{t};\theta,\beta\right)\right)+\\&\sum_{i\in S_2}\log\left(1-P_t\left(C_{\mathrm{IR},i}^{t};\theta,\beta\right)\right)\end{aligned} \tag{8}$$

式中,$C_{\mathrm{IR},i}^{t}$为市场用户i在t月的最终评分;S_1为出现过违约的企业集合;S_2为未曾违约的企业集合。权重的分配基于市场内所有用户,权重体系采取了离散数据的形式,权重的估算基于已公开机构评级数据和用户经营、电费等信息,以拟合误差最小为目标,应用线性回归的数理统计的方法对模块内各指标权重以及模块间的可变权重进行估计,得到有约束条件下的最优解,从而确定了各指标的权重。具体结果如表1、2所示。

用户侧经营模块的替代指标。针对工商业大用户(尤其是非上市企业或公共机构),传统“营业总收入、经营性现金流”等指标在可获得性与口径一致性方面存在不足。为此,本文将用户侧BR模块替换为与用能行为紧密相关的代理指标(如上一年度用电量或电费总支出)。

表1 发电用户或工商业大用户违约风险计算各模块参数

Table 1 Parameters of each module for calculating default risk of generation-side participants or large industrial and commercial users

序号	指标类型	模型板块	板块权重/%
1	营业总收入	经营风险模块	20
2	产品结构多元化程度		
3	设备技术水平		
4	全部债务资本比率	财务风险模块	20
5	EBIT利润率		
6	经营活动现金流入量		
7	全部债务		
8	中长期交易数据	中长期交易模块	10
9	现货交易数据	现货交易模块	10
10	担保信用额度总价值/总交易电量	信用额度模块	20

表2 售电公司违约风险计算各模块参数

Table 2 Parameters of each module for calculating default risk of electricity retailers

序号	指标类型	模型板块	板块权重/%
1	零售侧电费总收入	经营风险模块	20
2	全部债务资本比率	财务风险模块	20
3	EBIT利润率		
4	零售侧电费现金流入量		
5	全部债务		
6	中长期交易数据	中长期交易模块	10
7	现货交易数据	现货交易模块	10
8	担保信用额度总价值/总交易电量	信用额度模块	20

表1、2所列参数的取值依据主要来源于南方某省电力交易中心2022年度市场结算与信用管理数据。各模块权重的初始设定基于Delphi专家评分法确定的均值,并通过样本回归(最小二乘法)对权重进行修正以最小化评分误差。取值区间如下:

1)财务类指标(如EBIT利润率、债务比率)为[−0.15,0.25];

2)信用额度占比为[0,1];

3)经营风险模块、财务风险模块各20%,交易模块各10%,信用额度模块20%,两项调整因素合计不超过±0.3。

权重确定过程遵循“可解释性优先、误差最小化”原则，确保模型在多主体下的可复现性。

3　完全现货市场下的仿真实验

仿真实验中发电机组的行为模型基于聚类算法的代理行为模型，市场和网络出清的模型是文 3.2 的最优潮流模型（optimal power flow，OPF）[30]和边际节点电价（locational marginal price，LMP）[31]计算模型。根据以往经验，在仿真平台 Prophet 上搭建某省模拟电网。仿真模拟的是某省冬季负荷曲线，核心关注冬季典型天的系统服务费缴纳情况预测。本文采用仿真出清数据作为机组出力、节点电价[31]、用户侧最终负荷以及最终结算费用的预测值。

3.1　仿真实验设计

实验选取的样本数据来自南方某省 2022 年 1 月至 2023 年 12 月的现货及中长期交易结算记录，构建包含售电公司、发电企业与大用户的样本集。交易中心平均成本线按年度总成本折算至 15 min 频率口径。本文关注的评价对象为交易服务费回收风险，不涉及全市场福利变化。该时间范围覆盖负荷高峰与低谷季节，具有较好的时序代表性。由于南方电力市场规则在全国试点中具备典型性，实验结果对其他省份（已启动现货试运行地区）亦具有一定参考意义。

实验中，各类市场主体的数量比参考了某区域电力交易中心的实际参与交易的用户数据（售电公司∶发电公司∶电力用户＝133∶82∶17 432）。中长期交易和现货交易的交易合约电量比为 95%∶5%。实验设定中长期交易服务费费率为 2.1 万元/亿千瓦时，现货交易服务费费率为 1 万元/亿千瓦时，假设最终参与市场交易的主体用户数量为 20 000 家。根据式（1）～（8），可以计算电力交易机构在 t 月的收入期望 R_t：

$$R_t=\sum_{i=1}^{a}\left[P\left(R_{t,i}^{\mathrm{B}}\right)\cdot\left(\pi_t^{\mathrm{s}}Q_{t,i}+\pi_t^{\mathrm{L}}q_{t,i}\right)\right]+\sum_{j=1}^{b}\left[P\left(R_{t,j}^{\mathrm{S}}\right)\cdot\left(\pi_t^{\mathrm{s}}Q_{t,j}+\pi_t^{\mathrm{L}}q_{t,j}\right)\right] \tag{9}$$

式中，$P\left(R_{t,i}^{\mathrm{B}}\right)$为电力买方（Buyer）$i$ 在 t 月的违约概率；$P\left(R_{t,j}^{\mathrm{S}}\right)$为电力卖方（Seller）$j$ 在 t 月的违约概率；市场中共有 a 位电力买方和 b 位电力卖方；π_t^{s} 为现货交易服务费费率；π_t^{L} 为中长期交易服务费费率；$Q_{t,i}$、$Q_{t,j}$ 分别为用户 i、j 在 t 月的总现货交易电量；$q_{t,i}$、$q_{t,j}$ 分别为用户 i、j 在 t 月的总中长期交易合约电量。

为预测并分析不同场景下交易服务费的缴纳情况，仿真实验需要根据市场出清数据、服务费费率、用户违约概率数据，计算在不同仿真实验下电力交易机构的收入期望 R_t，从而分析电力交易机构的实际成本回收情况，具体仿真实验设计如下，

1）基准情景（无违约）：仿真实验 1 代表完全现货环境下的电力市场出清，中长期交易和现货交易的交易合约电量比为 95∶5，市场用户不出现违约。

2）一般情景（按模型预测的违约概率抽样）：仿真实验 2 代表完全现货环境下的电力市场出清，中长期交易和现货交易的交易合约电量比为 95∶5，市场用户出现违约（用户违约风险按照文 2.2 的模型计算）。

3）压力情景 1（两家发电用户交易规模特别大且相关性上升）：仿真实验 3 代表完全现货环境下的电力市场出清，中长期交易和现货交易的交易合约电量比为 95∶5，最大的两家发电用户同时出现违约。

4）压力情景 2（两家用电用户交易规模特别大且相关性上升）：仿真实验 4 代表完全现货环境下的电力市场出清，中长期交易和现货交易的交易合约电量比为 95∶5，最大的两家需求侧用电用户同时出现违约。

5）缓释情景：仿真实验 5 引入“预付款 1 个月和信用额度下限”制度，观察成本缺口改善情况。该实验有助于交易中心对风险缓释方法进行选择。

仿真实验 1、2 用于对比不同违约风险下电力交易机构的服务费总收入情况，而仿真实验 3～5 的设计则是对市场的违约风险响应进行敏感度测试。

3.2　现货市场仿真出清

为使实验结果更符合市场真实情况，本文基于南方某省电力现货市场的真实数据进行市场仿真。其中，市场电价是基于边际节点电价（locational marginal price，LMP），仿真模型则基于最优潮流（optimal power flow，OPF）模型进行物理系统出清，使得系统运行成本最小化。

本文按照广东省电力市场的规则，以加权平均节点电价作为用户的结算电价。

4　仿真结果分析

根据市场用户的电力交易、财务状况等历史数据，实验根据式（7）计算出对应评分，并根据评分进行概率映射。概率映射基于样本指标值的中位数、

分位数、平均值、最大值、最小值等统计分布设定映射的违约概率阈值范围。一般来说，最大值和最小值分别对应模型的违约风险为0和违约风险为最大值。因此，实验根据行业经验确定特定等级对应的阈值范围后，再根据样本数据的统计分布设定等级映射。图2为本文预测所有市场主体最终信用评分的分布直方图，以及对应的违约概率的散点图。C_{IR}评分分值区间，分值越高代表信用评级越好，违约概率越低。

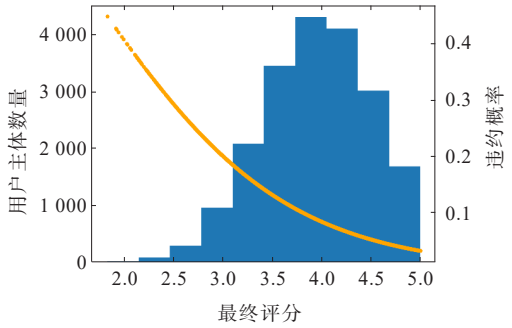

图2 市场主体最终信用评分分布直方图和对应违约概率

Figure 2 Histogram of market participants' credit scores and their default probability

图3比较了仿真实验1、2的仿真结果，对比了在完全现货环境下的服务费缴纳情况。最上层的柱状图代表仿真实验1中无用户违约时的服务费总收入；中层柱状图代表仿真实验2中考虑到市场违约风险时服务费总收入期望；下层柱状图则代表实际发生市场违约现象时的合约总收入（数据对应右侧坐标轴）。水平虚线代表交易中心分摊到每15 min的平均成本，可以发现在考虑到违约风险[32-34]时，服务费收入期望无法完全覆盖基本成本线，并且大部分时刻在成本线下方。因此，若不及时增强机构抗风险能力，或不对用户违约进行提前预警，那么市场中一旦出现违约，将带来十分严重的经济损失。

图4比较了实验3、4中不同类型用户发生违约时，对应的交易机构实时利润值。在实验中，电力交易机构的利润值是以每15 min一次的频率进行测算的。利润值指交易机构服务费总收入和平均成本的差值，正值代表实时收入为正，负值代表实时亏损。浅灰色柱状图代表市场中最大的两家发电用户违规时交易机构的利润值，深灰色柱状图则代表市场中最大的两家用电用户违规时交易机构的利润值。通过对比，可以发现发电用户违约带来的经济损失远高于售电用户违约，因为发电用户往

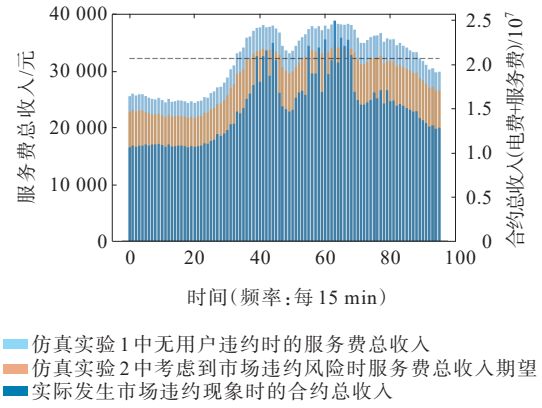

图3 市场服务费收入对比

Figure 3 Comparison of market service fee revenue

往在现货市场和中长期市场交易更大规模的电量。因此，一旦有较大的发电用户产生违约，即使违约次数少，也将给交易机构带来更严重的收益和利润损害。

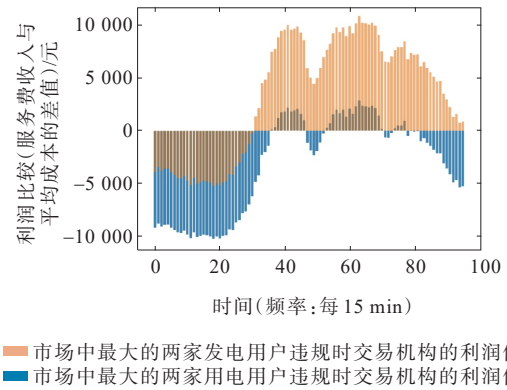

图4 不同违约主体场景下15 min频率利润对比

Figure 4 Comparison of profits at 15 min intervals under different default participant scenarios

图5展示了在仿真实验5中3种不同情景下，电力交易机构服务费的时间序列变化（每15 min一个时段），并与平均成本线进行对比。3种情景如下：

1）基准情景（无违约），理论上可全额回收服务费；

2）信用额度下限情景（设置最低信用额度，违约部分按CR_MIN可回收比例计算）；

3）缓释情景，即在信用额度下限基础上，引入“预付款1个月”制度。

从图5曲线可以看出，缓释情景在全时段均高于仅设置信用额度下限的情景，表明预付款制度显著减少了因违约导致的服务费损失。与基准情景相比，缓释情景的服务费缺口明显缩小，尤其在交易高峰时段（第35～65个时段）效果更为显著。平

均成本线显示，在缓释情景下，绝大多数时段的服务费收入高于成本线，说明该制度具备较好的成本保障作用。

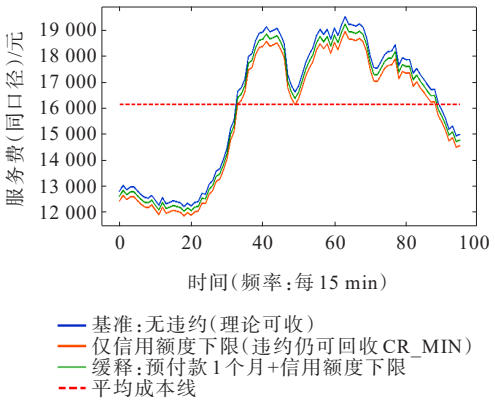

图 5　缓释情景对比

Figure 5　Comparison of relief scenario

本文计算了各情景下服务费收益变化率与成本缺口比例。压力情景 1（发电侧双违约）下交易机构收益下降幅度达 13.6%，缺口比例为 18.4%；压力情景 2（用电侧双违约）下收益下降 6.2%，缺口比例为 9.8%；而缓释情景下缺口比例仅为 3.7%，相较仅设置信用额度下限情景提升约 1.4 个百分点。这表明本文提出的“预付款＋信用额度下限”机制在控制成本缺口、平滑机构收入波动方面具有显著效果。

图 6 直观对比了 3 种情景下服务费收入对成本的覆盖率。缓释情景在降低缺口比例方面优于仅信用额度下限情景，覆盖率提高了 1.4 个百分点；相较于完全无违约的理想情景，缓释制度仍存在极少数缺口，主要集中在交易量高且单一大用户占比高的时段。结果表明，结合预付款和信用额度下限制度是有效的信用风险缓释措施，尤其在减少成本缺口比例方面效果显著。

本文采用滚动回溯验证：用 T0～T5 月数据训练评分与违约映射模型，在 T6～T8 月预测违约并与实际对比。模型的 ROC 曲线（如图 7 所示）显示

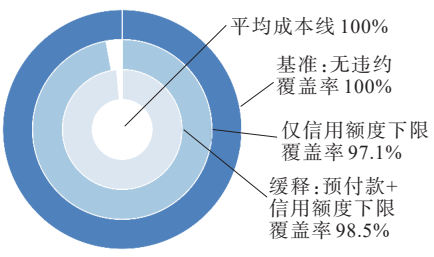

图 6　3 种情景下的成本覆盖率

Figure 6　Cost coverage rates under three scenarios

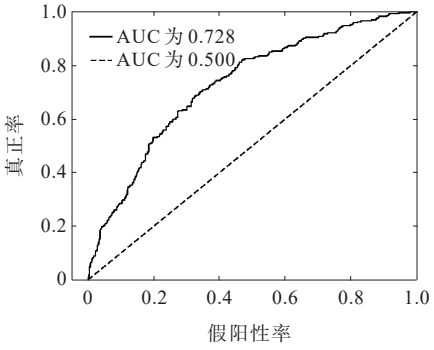

图 7　ROC 曲线显示评分模型的判别能力

Figure 7　ROC curve illustrating discriminatory power of scoring model

AUC 为 0.728，显著优于随机猜测（AUC 为 0.5），说明评分模型在区分违约与非违约客户方面具有较好的判别能力。

分桶校准曲线如图 8 所示。可知，各评分桶的预测违约率与实际违约率大致沿对角线分布，整体偏差较小，表明模型在概率输出方面具备较好的校准度。个别高风险区间存在轻微低估现象，但总体 Brier Score 处于合理范围，说明模型输出的违约概率在风险定价与额度管理中具有可解释性与应用价值。

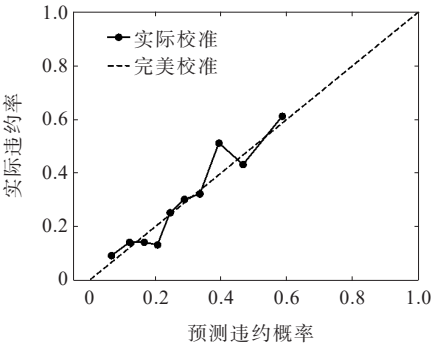

图 8　分桶校准曲线比较预测违约概率与实际违约率的吻合程度

Figure 8　Bucket calibration curve comparing predicted default probabilities with actual default rates

5　结语

基于仿真实验结果，本文发现电力交易机构承担的信用风险主要取决于交易电量规模最大的几家交易用户的违约风险值，在压力测试情境下，若市场中交易规模最大的两家用户产生了违约，电力交易机构则无法保障成本回收，需要承担较大规模的经济亏损。因此，随着中长期电力交易品种的逐渐丰富以及现货市场规模的扩大，电力交易机构需

要在未来考虑更为完善的服务费回收保障方案，从而应对可能出现的大型用户违约情况。随着电力市场发展及相关法律法规的完善，电力交易机构需要重视信用管理机制，使其作为市场结算机构控制结算风险和信用风险的手段。因此，从电力交易机构风险控制角度看，本文有如下几点建议。

设置风险准备金：建议电力交易中心在未来增加违约基金（风险准备金）设计。对于不断发展的现货市场，需要考虑到中长期交易可能产生的违约风险。按照“谁负责结算、谁承担结算风险”的原则和国际惯例，交易中心同时也是结算机构，应该研究设立违约基金的问题。国外衍生品市场的违约基金是通过结算会员资格金、清算所和会员缴纳的基金份额来解决的。国内期货交易所是按净收入的20%提取风险准备金，经过多年连续提取，达到或超过注册资金十倍，来解决资金来源问题。按照交易中心的情况，违约基金不可能直接向会员收取或分摊，只能从服务费中提取、逐年积累。

引入信用额度管理体系：中国电力交易机构目前暂未采纳信用额度的方式管理交易风险。随着电力现货市场的进一步开展，市场用户类型和交易规模逐渐扩大，市场价格风险也逐渐加大，电力交易机构可以考虑加入信用额度限制交易量、限制交易金额的机制，提前进行风险预警，保障电费的回收率。同时，电力交易机构可以规定信用等级高的市场用户可以被系统优先配对，或信用等级高的用户可以少提供一部分履约保函金额，或享受优先的结算资格。因此，一方面可以使市场交易风险降低，另一方面可以引导市场用户更好地维护自身信用，重视信用评分。

引入事前评价指标：对于用户的无担保信用额度计算，需要引入对市场成员财务状况的事前评价指标，涵盖市场成员企业资产、财务指标、企业经营情况的分析。未来会有越来越多的工商业用户加入电力市场化交易，相关财务指标是唯一可以在事前协助预估市场成员的偿付能力的量化依据，因此引入此类指标可以更好地协助交易机构进行事前风险防控。

从政策与管理角度看，研究结果对中国电力交易中心的信用管理制度建设具有重要启示。具体分为如下几点。

推动跨机构信用信息共享：在国家电力交易信息平台框架下，构建覆盖全国用户的统一信用数据库，避免跨区域交易中的信息不对称风险。

引入智能监测与动态预警机制：结合AI与大数据技术，实时监测用户交易与履约行为，实现动态信用评分与违约风险预警；

完善监管与激励机制：通过政策引导与奖惩结合，强化市场参与者的信用意识，确保电力市场平稳健康运行。

参考文献：

[1] DAHLGREN R, LIU C C, LAWARREE J. Risk assessment in energy trading[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(2): 503-511.

[2] 周浩，张富强．采用VaR历史模拟方法计算电力市场短期金融风险[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(3): 14-18.
ZHOU Hao, ZHANG Fuqiang. Calculation of short-term financial risk in electricity market by var historical simulation method[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(3): 14-18.

[3] 杨苹，曾凯林，余雁琳，等．电能量市场下负荷聚合商参与负荷削减投标策略[J]. 电力工程技术, 2022, 41(1): 2-10.
YANG Ping, ZENG Kailin, YU Yanlin, et al. Strategy of load aggregator participating in load curtailment bidding under power market[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(1): 2-10.

[4] 邓爱民，熊剑，张凡．基于BP神经网络的订单融资风险预警模型[J]. 情报杂志, 2010, 29(11): 23-28.
DENG Aimin, XIONG Jian, ZHANG Fan. Order financing risk pre-warning model based on BP network [J]. Journal of Intelligence, 2010, 29(11): 23-28.

[5] GARCEZ T V, DE ALMEIDA A T. A risk measurement tool for an underground electricity distribution system considering the consequences and uncertainties of manhole events[J]. Reliability Engineering & System Safety, 2014, 124: 68-80.

[6] BORENSTEIN S. Customer risk from real-time retail electricity pricing: bill volatility and hedgability[J]. The Energy Journal, 2007, 28(2): 111-130.

[7] 刘军，张佳妮，李文萱．国际成熟电力市场信用体系建设的经验比较与启示[J]. 价格理论与实践, 2018(2): 71-74.
LIU Jun, ZHANG Jiani, LI Wenxuan. Experience comparison and enlightenment of the construction of credit system in international mature electricity market [J]. Price:Theory & Practice, 2018(2): 71-74.

[8] 王玉萍，刘磊，朱明，等．电力市场化交易主体信用管理的研究与实践[J]. 电力大数据, 2019, 22(5): 1-5.

WANG Yuping, LIU Lei, ZHU Ming, et al. Research and practice on credit management of electricity marketization transaction subject[J]. Power Systems and Big Data, 2019, 22(5): 1-5.

[9] 高芳萍，李明莉．基于交费行为数据挖掘的电力市场用户信用风险防范机制研究[C]//中国电机工程学会电力市场专业委员会2018年学术年会暨全国电力交易机构联盟论坛论文集．上海，2018: 227-230.

[10] 韩宁宁．供电公司电费安全风险预警模型研究[D]. 北京：华北电力大学，2012.
HAN Ningning. Study on tariff safety rosk early warning model of power supply enterprise[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2012.

[11] 周晖．市场条件下电力客户信用分析与欠费预警研究[D]. 北京：北京交通大学，2010.
ZHOU Hui. Credit analysis of power clients and default forewarning in electricity market[D]. Beijing: Beijing Jiaotong University, 2010.

[12] 黄福员．信用风险预警的MA-RSFNN模型构建与应用[J]. 智能计算机与应用，2013, 3(6): 10-13+17.
HUANG Fuyuan. A fuzzy neural network based on memetic algorithms and rough set theory for credit risk early warning and its application[J]. Intelligent Computer and Applications, 2013, 3(6): 10-13+17.

[13] 方匡南，章贵军，张惠颖．基于Lasso-logistic模型的个人信用风险预警方法[J]. 数量经济技术经济研究，2014, 31(2): 125-136.
FANG Kuangnan, ZHANG Guijun, ZHANG Huiying. Individual credit risk prediction method: application of a lasso-logistic model[J]. The Journal of Quantitative & Technical Economics, 2014, 31(2): 125-136.

[14] 余乐安．基于最小二乘近似支持向量回归模型的电子商务信用风险预警[J]. 系统工程理论与实践，2012, 32(3): 508-514.
YU (LeYue)('an). E-commerce credit risk early-warning with a least squares proximal support vector regression model[J]. Systems Engineering-Theory & Practice, 2012, 32(3): 508-514.

[15] 曹祎，张莉，郭静，等．基于大语言模型的低碳电力市场发展应用前景[J]. 智慧电力，2024, 52(2): 8-16.
CAO Yi, ZHANG Li, GUO Jing, et al. Prospects for development of low-carbon electricity markets based on large language models[J]. Smart Power, 2024, 52(2): 8-16.

[16] 郭文伟，陈泽鹏，钟明．基于MLP神经网络构建小企业信用风险预警模型[J]. 财会月刊，2013, 34(6): 22-26.
GUO Wenwei, CHEN Zepeng, ZHONG Ming. Construction of credit risk early warning model for small enterprises based on MLP neural network[J]. Finance and Accounting Monthly, 2013, 34(6): 22-26.

[17] 杨德琪．电力市场违约风险管控机制研究[J]. 风力发电，2017(2): 49-53.
YANG Deqi. The study on risk control mechanism in power market[J]. Wind Power, 2017(2): 49-53.

[18] 熊尚飞，邹小燕．电力市场价格风险价值与波动预测研究综述[J]. 电力系统保护与控制，2014, 42(2): 146-153.
XIONG Shangfei, ZOU Xiaoyan. Value at risk and price volatility forecasting in electricity market: a literature review[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(2): 146-153.

[19] 巴曙松，尚航飞，朱元倩．巴塞尔III流动性风险监管的影响研究[J]. 金融与经济，2012(11): 4-8.
BA Shusong, SHANG Hangfei, ZHU Yuanqian. Study on the impact of Basel III liquidity risk supervision[J]. Journal of Finance and Economics, 2012(11): 4-8.

[20] 巴曙松，曾智，朱元倩．交易对手信用风险的度量及其防范[J]. 价格理论与实践，2014(4): 14-18.
BA Shusong, ZENG Zhi, ZHU Yuanqian. Measurement and prevention of counterparty credit risk[J]. Price: Theory & Practice, 2014(4): 14-18.

[21] 陈晓东，田琳，甘倍瑜，等．美国电力批发市场的信用额度评估机制分析[J]. 电力系统自动化，2018, 42(19): 98-105.
CHEN Xiaodong, TIAN Lin, GAN Beiyu, et al. Appraisal mechanism analysis on credit limit quantification of wholesale electricity markets in the United States[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(19): 98-105.

[22] 徐宏，林新，朱策，等．电力市场信用评级管理建设探讨[J]. 电网技术，2020, 44(7): 2582-2589.
XU Hong, LIN Xin, ZHU Ce, et al. Crediting management in the electricity market[J]. Power System Technology, 2020, 44(7): 2582-2589.

[23] MA X W, SUN D I, OTT A. Implementation of the PJM financial transmission rights auction market system[C]// IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Chicago, IL, USA. IEEE, 2005: 1360-1365.

[24] ANUTA O H, TAYLOR P, JONES D, et al. An international review of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, 38: 489-508.

[25] 柳文轩，赵俊华，黄杰，等．面向能源领域信息物理社会系统的行为仿真建模分析：以现货电力市场为例[J]. 电力系统自动化，2020, 44(4): 8-15.
LIU Wenxuan, ZHAO Junhua, HUANG Jie, et al. Simulation and modelling analysis on behavior of cyber physical social system in energy: a case in electricity spot market[J]. Automation of Electric Power Systems,

2020, 44(4): 8-15.

[26] 程倩, 王雁凌, 唐婧. 电力交易收费问题研究[J]. 电网技术, 2008, 32(S2): 209-212.
CHENG Qian, WANG Yanling, TANG Jing. Study on charging for electricity transaction[J]. Power System Technology, 2008, 32(S2): 209-212.

[27] CROUHY M, DAN G L, MARK R. A comparative analysis of current credit risk models[J]. Journal of Banking & Finance, 2000, 24(1/2): 59-117.

[28] JORION P. Value at risk: the new benchmark for managing financial risk[M]. New York: McGraw-Hill Companies,2006.

[29] ZHU Y, XIE C, SUN B, et al. Predicting China's SME credit risk in supply chain financing by logistic regression, artificial neural network and hybrid models [J]. Sustainability, 2016, 8(5): 433.

[30] 陈萍, 党喜, 刘龙成, 等. 考虑风光不确定性的暂态稳定约束最优潮流模型研究[J]. 智慧电力, 2024, 52(3): 17-24.
CHEN Ping, DANG Xi, LIU Longcheng, et al. Transient stability constrained optimal power flow model considering uncertainty of wind and photovoltaic output [J]. Smart Power, 2024, 52(3): 17-24.

[31] 潘敬东, 谢开. 节点边际电价的优化原理[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(22): 38-42+95.
PAN Jingdong, XIE Kai. Optimization principle of locational marginal pricing[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(22): 38-42+95.

[32] 李道强, 龚建荣, 李忠憓, 等. 电力市场环境下的差价合约电量分解问题[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(1): 40-49.
LI Daoqiang, GONG Jianrong, LI Zhonghui, et al. Decomposition of an electrical energy contract for difference in electricity market environment[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(1): 40-49.

[33] 刘军, 龚建荣, 孙瑜, 等. 考虑风电不确定性的中长期合同电量分解[J]. 电力科学与技术学报, 2021, 36(3): 84-91.
LIU Jun, GONG Jianrong, SUN Yu, et al. Mid-long term contract energy decomposition considering wind power uncertainty[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021, 36(3): 84-91.

[34] 陈明媛, 莫东, 刘起兴, 等. 计及发电容量充裕度的容量市场多能源定价模型[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(5): 270-278.
CHEN Mingyuan, MO Dong, LIU Qixing, et al. A multi-energy pricing model for capacity markets considering generating capacity adequacy[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 270-278.