DOI:10.3969/j.issn.1009-1831.2026.06.004 文章编号:1009-1831(2026)06-0023-07 中图分类号:TM73

计及储能投建的售电公司长期购电协议交易决策模型

徐新然[1],王秀丽[1],肖云鹏[1],张 楠[2],时智勇[3]
(1. 西安交通大学 电气工程学院,西安 710049;2. 北京电力交易中心有限公司,北京 102209;3. 国网能源研究院有限公司,北京 102209)

摘要:在"双碳"目标背景下,签订长期购电协议(power purchase agreement,PPA)成为售电公司绿电交易的重要手段。考虑PPA"证电合一"情况下"三者取小"的特殊结算方式,针对售电公司PPA签订策略,构建了计及储能的售电公司PPA交易决策模型。上层为售电公司多时间尺度交易决策模型,以均值-条件风险价值成本最小为目标函数,在中长期决策阶段优化传统能源中长期合约电力曲线、PPA电力曲线及储能投建容量,在现货竞价阶段决策储能充放电策略及绿证报价;下层为电能量市场和绿证市场出清模型,分别以社会购电成本最小和社会购绿证成本最小为目标函数。通过算例仿真,验证了PPA的实施有助于降低售电公司条件风险价值成本及均值成本,激励售电公司投建储能,同时促进电能量市场中可再生能源中标量增加、传统能源中标量下降,从而推动电力系统低碳经济转型。

关键词:售电公司;长期购电协议;绿证市场;多时间尺度;储能

A long-term power purchase agreement trading decision-making model for electricity retailers considering energy storage investment

XU Xinran[1], *WANG Xiuli*[1], *XIAO Yunpeng*[1], *ZHANG Nan*[2], *SHI Zhiyong*[3]
(1. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China; 2. Beijing Power Exchange Center Co., Ltd., Beijing 102209, China; 3. State Grid Energy Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China)

Abstract: Against the backdrop of carbon peaking and carbon neutrality goals, Power Purchase Agreements (PPAs) have been widely adopted as a critical tool for green power trading of power retailers. Considering the special "minimum-of-three" settlement rule under the certificate-electricity integration of PPAs, a PPA trading decision model incorporating energy storage is established for the PPA strategy formulation of power retailers. A multi-time-scale trading decision model is developed in the upper layer, with the minimization of mean conditional value-at-risk (CVaR) cost as the objective function. In the medium- and long-term scheduling stage, the power curves of traditional energy contracts and PPAs, as well as the installed energy storage capacity, are optimized. In the spot bidding stage, the charge-discharge strategies of energy storage and green certificate bidding prices are determined. In the lower layer, clearing models for the electricity market and green certificate market are constructed to minimize the social costs of electricity procurement and green certificate purchase, respectively. Numerical simulations verify that PPA implementation effectively reduces the mean and CVaR costs of power retailers and facilitates their energy storage investment. Furthermore, the bidding-winning volume of renewable energy is increased while that of conventional energy is decreased in the electricity market, thereby promoting the low-carbon and economic transformation of power systems.

Key words: electricity retailer; power purchase agreement; green certificate market; multi-time scale; energy storage

0 引言

作为关键的中长期交易模式,长期购电协议(power purchase agreement,PPA)是电力用户获得绿色电力并实现低碳运行的重要途径[1]。PPA通常指的是电力大用户或政府与可再生能源厂商双方以10年以上的固定周期、协议电价签订的可再生能源电力合同及其绿证的购售合同[2],可作为一种新型融资手段,为发电项目的建设立项融资,降低可再生能源对政策的依赖。由于可再生能源的不确定性,电力用户计划用电量和实际用电量不可避免地产生偏差电量,使电力用户面临较大的财务风险。为了实现电力用户效益的最大化,售电公司可代理用户签订PPA[3]。鉴于PPA交易价格低、履约周期长,售电公司在签约PPA时面临现货市场价格波动及可再生能源出力不确定性的双重挑战,其PPA签

收稿日期:2026-06-22;**修回日期**:2026-09-02
基金项目:国家电网有限公司科技项目(5108-202357451A-3-2-ZN)

订策略亟待研究。

目前针对PPA的研究重点探讨了PPA的定价模式及发电侧签约策略。文献[1]提出了一种基于平准化能源成本公式的方法，用于定义企业长期购电协议价格和合同期限。文献[2]研究了PPA结构和定价如何激励可再生能源开发商提供更可靠的发电预测，并促使其采用储能。文献[4]通过项目融资模型明确了可再生能源项目PPA与市场化收益的最优组合。缺少售电侧的PPA签约策略研究。

现有关于售电公司购电策略的研究聚焦于多时间尺度批发市场购电策略。文献[5]构建了包含双边合同、日前市场、实时市场的售电公司—用户的双层购售电决策模型。文献[6]考虑了售电商参与日前、月度、年度多级市场购电，构建主方购售电组合决策模型和从方零售套餐选择模型。文献[7]提出了一种随机优化框架，用于评估和优化多地点和多技术可再生能源PPA的投资组合。由于现有购电策略主要针对传统能源购电，未考虑到PPA和传统能源中长期合约交易品种的不同对售电公司购电策略的影响，无法直接用于签约PPA。

为有效对冲市场价格风险、缓解可再生能源随机性对合同执行的影响，售电公司可投建储能来保障PPA的履约。在售电公司投资储能方面，文献[8]提出了一种基于全寿命周期理论的售电公司储能优化配置及投资效益分析方法。文献[9]建立了售电公司共享储能服务运营策略的主从博弈模型，分析售电公司共享储能服务定价方法和不确定性因素对收益的影响。关于售电公司储能投资配置的研究大多聚焦于共享储能模式，其主要获利方式包括容量租赁、辅助服务分成等短期策略。对于售电公司通过自主投资建设和管理储能系统以提升PPA收益这一更具长期价值的策略，研究较为缺乏。

针对上述问题，本文建立了计及储能的售电公司PPA交易决策模型。首先，根据PPA“三者取小”的结算方式，构建了考虑售电公司中长期决策和现货竞价决策的多时间尺度交易决策模型，并采用均值-CVaR(mean-conditional value-at-risk)方法，将其目标函数转化为最小化均值-条件风险价值成本；其次，在下层建立了电能量市场出清模型及绿证市场出清模型，采用KKT(karush-kuhn-tucker)条件将双层优化模型转化为单层优化模型。最后，通过算例仿真，研究了实施PPA对售电公司均值成本、条件风险价值成本、储能投资容量及电能量市场的影响。

1 售电交易决策框架

1.1 市场运营框架

为助力实现“双碳”目标，推动可再生能源高质量发展，我国正在逐步推动建立可再生能源电力消纳保障体系和绿证交易市场。以售电公司为配额承担主体可与售电公司最大化收益的实现动力相互激励，有助于可再生能源消纳。现构建市场运营框架如附录图A-1所示。

在中长期合同签约电量比例要求[10]和可再生能源电力消纳责任权重考核[11](简称“消纳责任权重”)的双重要求下，售电公司通过签订中长期合约满足中长期合同签约电量比例要求和消纳责任权重要求，通过购买绿证满足消纳责任权重。绿证来源包括PPA捆绑绿证和绿证市场自愿购买[12]，多余绿证可在市场出售获利。

PPA采用“证电合一”的形式。根据《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》绿证结算的部分，假定PPA交割电量与绿证数量按合约电量、发电企业上网电量、售电公司用电量三者取小的原则确定结算数量。

1.2 售电公司多时间尺度交易决策框架

中长期与现货交易需通过分时段优化衔接[13]，售电公司在交易决策时进行分时段优化，直接形成传统能源中长期合约及PPA分时电量曲线。售电公司多时间尺度交易决策框架如图1所示。

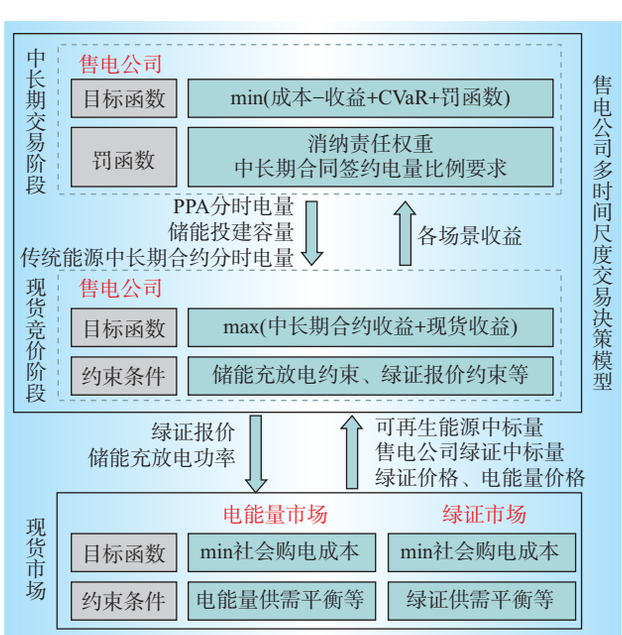


图1 售电公司多时间尺度交易决策框架

Fig. 1 Multi-time-scale transaction decision-making framework for electricity retailer

在中长期决策阶段，售电公司根据各场景收益，决策传统能源中长期合约电力曲线、PPA电力曲线和储能投建容量。在现货竞价阶段，售电公司以在电能量市场和绿证市场的收益之和最大为目标函数，根据电能量市场和绿证市场出清所得的可再生能源中标量、售电公司绿证中标量、绿证价格和电能量价格决策储能充放电功率和绿证报价。

将未满足中长期合同签约电量比例要求和消纳责任权重的部分作为中长期目标函数中的惩罚项。由于中长期决策阶段和现货竞价阶段的决策主体均为售电公司，售电公司依据多场景下售电公司现货竞价阶段得到的收益来构建中长期决策阶段的目标函数，售电公司在中长期交易决策中向现货竞价决策传递的PPA分时段电量、传统能源中长期合约分时段电量用于结算各场景的收益，可作为不随现货市场场景而变化的决策变量在现货决策的尺度进行优化。

鉴于此，售电公司中长期决策阶段和现货竞价决策阶段可合并作为售电公司多时间尺度交易决策模型置于上层。下层为电能量市场出清模型及绿证市场出清模型。由于售电公司储能充放电策略影响到电能量-绿证市场中的负荷总量，上层向下层传递绿证报价和储能充放电功率。

2　计及储能的售电公司PPA交易决策模型

2.1　售电公司多时间尺度交易决策模型

2.1.1　售电公司目标函数

售电公司在中长期签约传统能源合约与PPA并投建储能，现货市场中卖出中长期电量、调整储能充放电并买卖绿证获利。未满足考核要求及超额/差额签约均受惩罚。各场景成本C_s计算方式如下

$$C_s = C^{\mathrm{SE}} + C_s^{\mathrm{MCO}} + C_s^{\mathrm{MCG}} + C_s^{\mathrm{RPS}} - (F_s^{\mathrm{MC}} + F_s^{\mathrm{PPA}} + F_s^{\mathrm{GEC}} + F_s^{\mathrm{SE}}) \tag{1}$$

式中：C^{SE}为售电公司平摊到典型日的投建成本及储能寿命衰减成本；C_s^{MCO}、C_s^{MCG}和C_s^{RPS}分别为售电公司在场景s下的中长期超额惩罚、中长期缺额惩罚和未满足消纳责任权重惩罚；F_s^{MC}、F_s^{PPA}、F_s^{GEC}和F_s^{SE}分别为场景s下售电公司通过签订传统能源中长期合同、签订PPA、绿证市场和现货市场中调整储能充放电得到的权益。

场景s下实际结算的PPA各时段电量$P_{h,s,t}^{\mathrm{PPA}}$为PPA合同签定量、售电公司用电量以及可再生能源上网电量3者取小。

$$P_{h,s,t}^{\mathrm{perc}} = \sum_l (P_{l,s,t}^{\mathrm{D}} + P_{l,s,t}^{\mathrm{se}}) \tag{2}$$

$$P_{h,s,t}^{\mathrm{PPA}} = \min\{P_{h,t}^{\mathrm{nel}}, P_{h,s,t}^{\mathrm{perc}}, P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}}\} \tag{3}$$

式中：$P_{h,s,t}^{\mathrm{perc}}$为售电公司用电量；$P_{h,t}^{\mathrm{nel}}$为售电公司与可再生能源发电商$h$签订的PPA合同的各时段电量；$P_{c,t}^{\mathrm{cgl}}$为售电公司与传统能源发电厂商$c$签订的$t$时刻的中长期合约电量；$P_{l,s,t}^{\mathrm{se}}$为售电公司在$l$负荷建立的储能在场景$s$下$t$时刻储能充放电功率；$P_{l,s,t}^{\mathrm{D}}$为负荷$l$在场景$s$下$t$时刻的负荷电量；$P_{h,s,t}^{\mathrm{perc}}$为场景$s$下$t$时刻可再生能源$h$签订电量的实际分配用电量；$P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}}$为场景$s$下$t$时刻可再生能源$h$签订电量的实际中标电量。

收益和成本计算公式如下

$$C^{\mathrm{SE}} = \sum_l (c^{\mathrm{e}} Q_l^{\mathrm{se}} + c^{\mathrm{cycle}} \sum_t P_{l,s,t}^{\mathrm{se,f}} \Delta t) \tag{4}$$

$$C_s^{\mathrm{MCO}} = c^{\mathrm{over}} \max\{\delta^{\mathrm{over}} \sum_{l,t} (P_{l,s,t}^{\mathrm{D}} + P_{l,s,t}^{\mathrm{se}}) \Delta t - \sum_{c,t} P_{c,t}^{\mathrm{cgl}} \Delta t - \sum_{h,t} P_{h,t}^{\mathrm{nel}} \Delta t, 0\} \tag{5}$$

$$C_s^{\mathrm{MCG}} = c^{\mathrm{gap}} \max\{\sum_{c,t} P_{c,t}^{\mathrm{cgl}} \Delta t + \sum_{h,t} P_{h,t}^{\mathrm{nel}} \Delta t - \delta^{\mathrm{gap}} \sum_{l,t} (P_{l,s,t}^{\mathrm{D}} + P_{l,s,t}^{\mathrm{se}}) \Delta t, 0\} \tag{6}$$

$$C_s^{\mathrm{RPS}} = c^{\mathrm{RPS}} \max\{v^{\mathrm{l}} \sum_{l,t} (P_{l,s,t}^{\mathrm{D}} + P_{l,s,t}^{\mathrm{se}}) \Delta t + E_s^{\mathrm{GECL}} - \sum_{h,t} P_{h,s,t}^{\mathrm{PPA}} \Delta t, 0\} \tag{7}$$

$$F_s^{\mathrm{MC}} = \sum_{c,t} (\alpha_{n:c\in\varphi_n,s,t} - \alpha_{c,t}^{\mathrm{cgl}}) P_{c,t}^{\mathrm{cgl}} \Delta t \tag{8}$$

$$F_s^{\mathrm{PPA}} = \sum_{h,t} (\alpha_{n:h\in\varphi_n,s,t} - \alpha_{h,t}^{\mathrm{PPA}}) P_{h,s,t}^{\mathrm{PPA}} \Delta t \tag{9}$$

$$F_s^{GEC} = \beta_s E_s^{\mathrm{GECL}} \tag{10}$$

$$F_s^{\mathrm{SE}} = \sum_{l,t} \alpha_{l:c\in\varphi_n,s,t} P_{l,s,t}^{\mathrm{se}} \Delta t \tag{11}$$

式中：c^{e}为储能的成本，元/MWh；Q_l^{se}为售电公司在负荷l处建立的储能容量，MWh；c^{cycle}为储能每放电1 MWh的折旧成本，元/MWh；$P_{l,s,t}^{\mathrm{se,f}}$为储能$t$时刻的放电功率，MW；$c^{\mathrm{over}}$和$\delta^{\mathrm{over}}$分别为中长期合约超额惩罚的惩罚价格，元/MWh和超额比例，%；c^{gap}和δ^{gap}分别为中长期合约差额惩罚的惩罚价格，元/MWh和差额比例，%；c^{RPS}和v^{l}分别为售电公司可再生能源消纳责任权重的惩罚价格，元/MWh和考核比例，%；$\alpha_{n,s,t}$为t时刻在场景s下在节点n电能量出清价格，元/MWh；$\alpha_{c,t}^{\mathrm{cgl}}$为售电公司与传统能源发电厂商$c$签订的$t$时刻的中长期合约价格，元/MWh；$\alpha_{h,t}^{\mathrm{PPA}}$为售电公司与新能源发电厂商$h$签订的PPA各时段价格，元/MWh；$\beta_s$为场景$s$下绿证出清价格，元/个；$E_s^{\mathrm{GECL}}$为售电公司在场景$s$下出售的绿证数量，个。

CVaR方法能控制超过VaR值的风险状态，可更好地衡量预期尾部损失[14]。上层以最小化售电公司的均值成本与风险厌恶系数乘以条件风险价

值之和为优化目标，即建立以均值-条件风险价值成本最小化为目标函数

$$\min\sum_{s=1}^{S}\gamma_s C_s+\delta R_\sigma^{\mathrm{CVaR}} \tag{12}$$

式中：γ_s 为场景 s 发生的概率；δ 为风险厌恶系数。δ 增加会使得售电公司对风险的厌恶程度提高。当 $\delta=0$ 时，售电公司不考虑对风险的控制。

2.1.2 售电公司约束条件

（1）CVaR约束条件

设定置信水平为 σ，本章将售电公司各场景成本概率分布的 $1-\sigma$ 分位点对应的值作为售电公司成本的VaR值，从而使得售电公司成本大于VaR值的概率小于 $1-\sigma$。

$$\begin{cases} R_\sigma^{\mathrm{CVaR}}=\xi+\dfrac{1}{1-\sigma}\sum\limits_{s\in S}\gamma_s C_s \\ \begin{cases} C_s-\xi-\mu_s\leqslant 0 & \forall s \\ \mu_s\geqslant 0 & \forall s \end{cases} \end{cases} \tag{13}$$

式中：变量 ξ 的优化结果定义为售电公司运行成本的VaR值；μ_s 为非负辅助变量，具体表征为各典型场景下售电公司成本超过 ξ 的量。售电公司对成本超过VaR值的风险场景进行优化，降低这些风险场景下成本。

（2）储能充放电功率约束

售电公司在负荷 l 处投建储能，储能充放电功率满足充电功率上下限约束。

$$P_l^{\mathrm{sef,min}}\leqslant P_{l,s,t}^{\mathrm{se,f}}\leqslant P_l^{\mathrm{sef,max}} \quad \forall l,\forall s,\forall t \tag{14}$$

$$P_l^{\mathrm{sec,min}}\leqslant P_{l,s,t}^{\mathrm{se,c}}\leqslant P_l^{\mathrm{sec,max}} \quad \forall l,\forall s,\forall t \tag{15}$$

式中：$P_{l,s,t}^{\mathrm{se,f}}$ 和 $P_{l,s,t}^{\mathrm{se,c}}$ 分别为储能 t 时刻的放电功率，MW和充电功率，MW；$P_l^{\mathrm{sef,max}}$ 和 $P_l^{\mathrm{sef,min}}$ 分别为储能电站放电功率的最大值，MW和最小值，MW；$P_i^{\mathrm{sec,max}}$ 和 $P_i^{\mathrm{sec,min}}$ 分别为储能电站充电功率的最大值，MW和最小值，MW。

（3）储能荷电状态约束

储能电站满足荷电状态上下限约束以及储能始末荷电状态一致约束，取时间间隔为1 h。

$$S_l^{\mathrm{OC,min}}\leqslant S_{l,s,t}^{\mathrm{OC}}\leqslant S_l^{\mathrm{OC,max}} \quad \forall l,\forall s,\forall t \tag{16}$$

$$S_{l,s,1}^{\mathrm{OC}}Q_l^{\mathrm{se}}=S_{l,s}^{\mathrm{OC,Ini}}Q_l^{\mathrm{se}}+P_{l,s,1}^{\mathrm{se,c}}\eta^{\mathrm{c}}-\frac{P_{l,s,1}^{\mathrm{se,f}}}{\eta^{\mathrm{f}}} \quad \forall l,\forall s,t=1 \tag{17}$$

$$S_{l,s,t}^{\mathrm{OC}}Q_l^{\mathrm{se}}=S_{l,s,t-1}^{\mathrm{OC}}Q_l^{\mathrm{se}}+P_{l,s,t}^{\mathrm{se,c}}\eta^{\mathrm{c}}-\frac{P_{l,s,t}^{\mathrm{se,f}}}{\eta^{\mathrm{f}}} \quad \forall l,\forall s,\forall t\geqslant 2 \tag{18}$$

$$S_{l,s,24}^{\mathrm{OC}}=S_{l,s}^{\mathrm{OC,Exp}} \quad \forall l,\forall s \tag{19}$$

式中：$S_{l,s,t}^{\mathrm{OC}}$ 为售电公司在负荷 l 处建立的储能电站 t 时刻的荷电状态，%；$S_l^{\mathrm{OC,min}}$ 为储能电站 l 荷电状态的最小值；$S_l^{\mathrm{OC,max}}$ 为储能电站 l 荷电状态的最大值；$S_{l,s}^{\mathrm{OC,Ini}}$ 为储能电站 l 荷电状态的初始值；$S_{l,s}^{\mathrm{OC,Exp}}$ 为储能电站 l 荷电状态的末值；η^{c} 为储能的充电效率，%；η^{f} 为储能的放电效率，%。

（4）绿证市场报价的上下限约束

绿证的售出相当于对可再生能源发电厂商的一种补贴，售电公司未满足消纳责任权重考核要求时，政府对其惩罚。售电公司在绿证市场上的报价 β_s^l 不会超过其惩罚价格

$$0\leqslant\beta_s^l\leqslant\beta^{\max} \quad \forall s \tag{20}$$

式中：$\beta^{\max}$ 为政府惩罚价格，元/个。

2.2 下层电能量-绿证市场出清模型

下层市场包含电能量市场、绿证市场协同出清。电能量市场目标为社会购电总成本最小，满足系统功率平衡、机组出力上下限约束；绿证市场以社会绿证采购总成本最小为目标，满足绿证供需平衡约束。售电公司储能充放电会改变系统等效负荷，作为参数传入下层出清。具体数学模型见附录A式(A-1)—式(A-10)。

3 求解方法

式(3)中PPA的实际结算为3者取小，3者取小属于非线性项，可通过引入约束将其转化为线性形式

$$\begin{cases} P_{h,t}^{\mathrm{nel}}\geqslant P_{h,s,t}^{\mathrm{PPA}} \\ P_{h,s,t}^{\mathrm{perc}}\geqslant P_{h,s,t}^{\mathrm{PPA}} \\ P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}}\geqslant P_{h,s,t}^{\mathrm{PPA}} \\ P_{h,t}^{\mathrm{nel}}\leqslant P_{h,s,t}^{\mathrm{PPA}}+M(1-u_{h,t}^1) \\ P_{h,s,t}^{\mathrm{perc}}\leqslant P_{h,s,t}^{\mathrm{PPA}}+M(1-u_{h,t}^2) \\ P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}}\leqslant P_{h,s,t}^{\mathrm{PPA}}+M(1-u_{h,t}^3) \\ u_{h,t}^1+u_{h,t}^2+u_{h,t}^3\geqslant 1 \\ u_{h,t}^1,u_{h,t}^2,u_{h,t}^3\in\{0,1\} \end{cases} \tag{21}$$

式中：$M\geqslant\max\{P_{h,t}^{\mathrm{nel}},P_{h,s,t}^{\mathrm{perc}},P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}}\}-\min\{P_{h,t}^{\mathrm{nel}},P_{h,s,t}^{\mathrm{perc}},P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}}\}$，为一个大的常数。

目标函数中 F_s^{MC}、F_s^{PPA} 包含双线性项，为下层出清价格与上层决策变量相乘，对 $P_{c,t}^{\mathrm{cgl}}$、$P_{h,t}^{\mathrm{nel}}$ 进行二进制的离散化

$$P_{c,t}^{\mathrm{cgl}}=\Delta^{\mathrm{cgl}}\sum_{k=0}^{K_1}2^k x_{k,c,t}^{\mathrm{cgl}} \quad \forall c,\forall t \tag{22}$$

$$P_{h,t}^{\mathrm{nel}}=\Delta^{\mathrm{nel}}\sum_{k=0}^{K_2}2^k x_{k,h,t}^{\mathrm{nel}} \quad \forall h,\forall t \tag{23}$$

式中：$\Delta^{\mathrm{cgl}}=\dfrac{P_{c,t}^{\mathrm{cgl,max}}}{2^{K_1+1}}$、$\Delta^{\mathrm{nel}}=\dfrac{P_{h,t}^{\mathrm{nel,max}}}{2^{K_2+1}}$，$x_{k,c,t}^{\mathrm{cgl}}$ 和 $x_{k,h,t}^{\mathrm{nel}}$ 为0-1变量。

目标函数中售电公司的中长期超额惩罚 C_s^{MCO}、中长期缺额惩罚 C_s^{MCG} 和未满足消纳责任权重的惩

罚 C_s^{RPS} 的计算为非线性项，将其化为线性约束

$$\begin{cases} z_s^{\mathrm{MCO}} \geqslant \sum_{c,t} P_{c,t}^{\mathrm{cgl}} \Delta t + \sum_{h,t} P_{h,t}^{\mathrm{nel}} \Delta t - \delta^{\mathrm{over}} \cdot \sum_{l,t} (P_{l,s,t}^{\mathrm{D}} + P_{l,s,t}^{\mathrm{se}}) \Delta t \\ z_s^{\mathrm{MCO}} \geqslant 0 \end{cases} \tag{24}$$

$$\begin{cases} z_s^{\mathrm{MCG}} \geqslant \delta^{\mathrm{gap}} \cdot \sum_{l,t} (P_{l,s,t}^{\mathrm{D}} + P_{l,s,t}^{\mathrm{se}}) \Delta t - \sum_{c,t} P_{c,t}^{\mathrm{cgl}} \Delta t - \sum_{h,t} P_{h,t}^{\mathrm{nel}} \Delta t \\ z_s^{\mathrm{MCG}} \geqslant 0 \end{cases} \tag{25}$$

$$\begin{cases} z_s^{\mathrm{RPS}} \geqslant v^{\mathrm{l}} \cdot \sum_{l,t} (P_{l,s,t}^{\mathrm{D}} + P_{l,s,t}^{\mathrm{se}}) \Delta t + E_s^{\mathrm{GECL}} - \sum_{h,t} P_{h,s,t}^{\mathrm{PPA}} \Delta t \\ z_s^{\mathrm{RPS}} \geqslant 0 \end{cases} \tag{26}$$

用式(27)—式(29)替换式(5)—式(7)

$$C_s^{\mathrm{MCO}} = c^{\mathrm{MCO}} z_s^{\mathrm{MCO}} \tag{27}$$

$$C_s^{\mathrm{MCG}} = c^{\mathrm{MCG}} z_s^{\mathrm{MCG}} \tag{28}$$

$$C_s^{\mathrm{RPS}} = c^{\mathrm{RPS}} z_s^{\mathrm{RPS}} \tag{29}$$

具体数学模型如附录图B-1所示，以式(27)—式(29)修正售电公司总成本，以式(12)表示的售电公司条件风险价值最小为目标函数，式(A-2)—式(A-7)、式(A-9)—式(A-10)、式(21)—式(26)及下层市场出清的KKT条件式(A-20)—式(A-38)为约束条件进行求解。

4　算例仿真

4.1　算例基本数据

由于签订PPA物理结算的特殊性，本文选取可再生能源充足地区作为算例，算例包括5个区域、5家传统能源发电商、1家风力发电商、1家光伏发电商以及3家售电公司，区域间联络线参数见附录表A-1。研究其中1家售电公司与风力发电商签订PPA的场景，设置中长期超额比例和差额比例分别为120%和45%，消纳责任权重配额考核指标为30%，同时，取置信水平a=90%。发电商现货报价、中长期合约签订价格、PPA签订价格、储能等相关参数如附录表C-1—表C-7所示，典型日场景如附录图C-1—图C-3所示。

4.2　仿真结果

4.2.1　签订合约曲线

风险厌恶指数为0.5时售电公司优化的传统能源中长期签约电量曲线、PPA签约电量曲线和负荷电量曲线如图2所示。定义各场景负荷电力曲线与PPA电力曲线偏差标准差的加权平均为曲线贴合度，如附录表C-8所示，有储能参与的实际负荷曲线与PPA曲线贴合度明显优于无储能的基本负荷曲线，表明投建储能可使实际负荷更贴合PPA签订曲线。

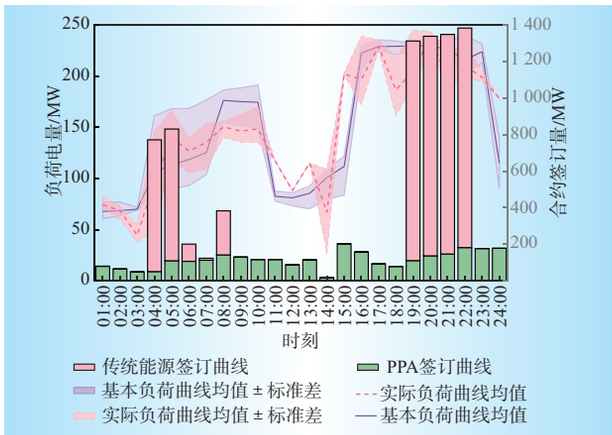


图2　售电公司合约签约电量与负荷曲线

Fig. 2　Contracted power and load profiles of electricity retailer

4.2.2　签订PPA和风险厌恶指数对售电公司收益的影响

如图3所示，不同风险厌恶指数下，售电公司签订与不签订PPA的成本均值及CVaR成本差异显著。PPA捆绑绿证销售的模式，可帮助售电公司满足中长期签约电量比例与新能源消纳责任权重考核要求，同时通过提前锁定电价，在现货市场电价高于PPA定价时赚取价差收益，超额考核标准的绿证还可在电能量-绿证市场售卖，获取额外收益。未签订PPA时，售电公司需在现货市场高价购证完成考核，电能量与绿证综合成本更高。结果显示，风险厌恶指数为0、0.5、1时，签订PPA可使售电公司均值成本分别降低93.527万元、94.403万元、94.387万元，CVaR成本分别降低95.582万元、94.447万元、94.422万元，降本与控险效果突出。

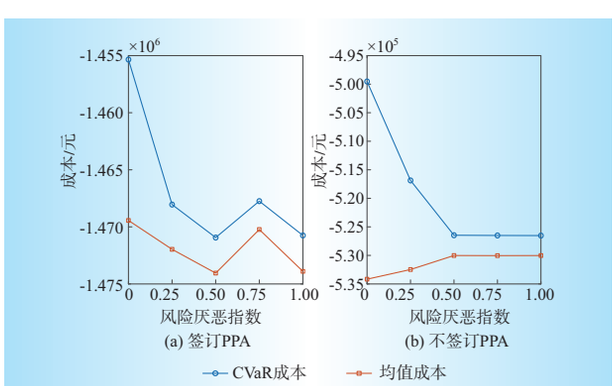


图3　售电公司成本均值及条件风险价值成本

Fig. 3　Mean value and CVaR cost of electricity retailer

风险厌恶指数会显著影响售电公司的成本决策。签订PPA场景下，可再生能源出力的随机性存在履约风险，风险厌恶程度越高，售电公司越侧重规避潜在风险，通过优化PPA签约曲线、配置储能降低CVaR成本，使CVaR随风险厌恶指数提升呈下

降趋势。但中长期交易曲线优化与储能投建的过程中，可能会增加额外投资成本，反而会因策略调整导致成本小幅上升。

未签订PPA场景下，售电公司仅面临现货电价波动风险，风控手段仅为储能套利对冲。风险厌恶指数0时，企业仅聚焦均值成本最小化；风险厌恶指数大于0时，决策重心转向CVaR最小化，风控效果显著提升。当风险厌恶指数超0.25后，储能配置已完全覆盖现货电价波动风险，继续提升风险厌恶指数无法优化成本，均值成本与CVaR成本趋于稳定。

4.2.3 签订PPA对售电公司储能投资容量的影响

PPA的签订可有效激励售电公司储能投资。如图4所示，签订PPA后，投建储能可平抑新能源出力波动引发的PPA电量偏差，规避现货价格波动风险，减少高价补购电力的成本；不签订PPA时，售电公司储能投建仅用于现货峰谷价差套利，所以售电公司在签订PPA的情况下大幅增加储能投建容量。风险厌恶指数为0.5时，PPA可推动售电公司新增储能投建容量211.902 MWh。

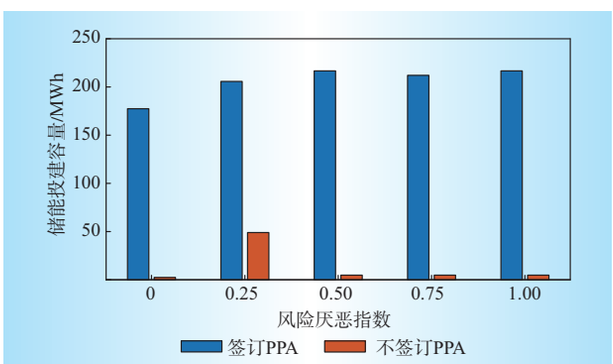


图4 不同PPA签订状态下售电公司储能投建容量

Fig. 4 Energy storage capacity of electricity retailer under different PPA signing conditions

4.2.4 灵敏度分析

选取风险厌恶指数0.5，以价格与基准价格的比值作为相对价格倍数，分析PPA签约价格与传统能源中长期合约价格变动下售电公司PPA购电及储能投资策略的变化如图5所示。

由于PPA结算量遵循售电公司用电量、PPA签定量及可再生能源中标量3者取小的原则，PPA签定量、储能投建总量和PPA签订价格之间均存在耦合关系。PPA价格升高时，PPA签约量与储能投建容量同步变化。传统能源中长期合约与PPA存在替代竞争关系，当传统能源中长期价格上升时，传统能源中长期合约竞争优势下降，售电公司投建储能容量及PPA签订量同步上升。随着PPA价格的上升，PPA签定量与储能投建容量呈同步变化。

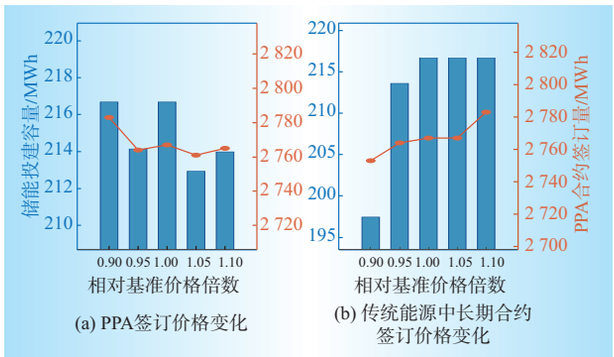


图5 各价格变动时PPA签订电量及储能投建容量

Fig. 5 Contracted electricity quantity and energy storage construction capacity under various price changes

选取风险厌恶指数为0.5，均值成本、CVaR成本随各价格的变化如附录图C-4所示。PPA签订价格及传统能源中长期合约签订价格的上升直接影响售电公司的收益水平，使得售电公司盈利随各价格的上升呈逐步下降趋势，对应均值成本及条件风险价值成本则随之提高。

4.2.5 实施PPA对市场的影响

随着PPA的实施，售电公司签约PPA配套储能设施，提升系统灵活调节能力，有效平抑净负荷波动，显著降低系统净负荷峰谷差。由附录表C-9可知，不同风险厌恶指数场景下，相较于无PPA模式，可再生能源中标量上升、传统能源中标量下降，进而降低现货市场的社会总购电与绿证购置成本。综上，PPA既可削减售电公司风险价值成本，激励售电公司优化储能配置以平抑负荷波动，又可提升现货市场可再生能源中标占比、降低传统能源中标量与市场总购电购绿证成本，支撑电力系统低碳经济运行。

5 结束语

本文构建售电公司多时间尺度交易策略模型与电能量-绿证市场出清模型，结合PPA“3者取小”结算方式，分析售电公司在传统能源中长期电力曲线、PPA电力曲线及储能容量方面的优化决策，并通过算例研究PPA对售电公司与电能量-绿证市场的作用，主要结论如下：

（1）PPA可以在售电公司购电时起到价格锁定的作用，售电公司可在市场价格高于PPA价格时，出售低价采购的绿电和绿证获取收益。

（2）在PPA签订的情况下，售电公司通过投建储能来平抑由于可再生能源发电的随机性导致的PPA偏差电量，并降低现货市场价格波动风险，且PPA签订价格及传统能源签订价格均对售电公司购电及储能策略造成影响。

（3）随着PPA的施行，售电公司投建储能量增多，增大了系统的可再生能源消纳能力。相比不施行PPA，施行PPA后系统峰谷差减小，市场中可再生能源的中标量上升、传统能源的中标量下降。

本研究可为售电公司中长期合约、PPA签约及储能投资决策提供理论支撑，但仍存在局限，模型仅考虑单家售电公司决策，其余市场主体报价作为输入参数，未刻画售电公司间的博弈行为。后续可基于多主体博弈框架，探究绿证动态报价对市场出清与运营决策的影响。

附录见本刊网络版（http://dsm.ijournals.cn）。

参考文献：

[1] Mendicino L, Menniti D, Pinnarelli A, et al. Corporate power purchase agreement: formulation of the related levelized cost of energy and its application to a real life case study[J]. Applied Energy, 2019, 253: 113 577.

[2] International Renewable Energy Agency. Corporate sourcing of renewable energy: market and industry trends[EB/OL]. [2025-05-27]. https://www.irena.org/Publications/2018/May/Corporate-Sourcing-of-Renewable-Energy.

[3] 邱小燕，刘学，郭鸿业，等. 可再生能源长期购售协议的国际实践及启示[J]. 电力自动化设备，2025，45(2)：1-10.
Qiu Xiaoyan, Liu Xue, Guo Hongye, et al. International experience of power purchase agreement for renewable energy [J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(2): 1-10.

[4] Gohdes N, Simshauser P, Wilson C. Renewable investments, hybridised markets and the energy crisis: optimising the CfD-merchant revenue mix[J]. Energy Economics, 2023, 125: 106 824.

[5] 任艺，周明，李庚银. 考虑用户需求响应的售电公司购售电决策双层模型[J]. 电力系统自动化，2017，41(14)：30-36.
Ren Yi, Zhou Ming, Li Gengyin. Bi-level model of electricity procurement and sale strategies for electricity retailers considering user's demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(14): 30-36.

[6] 潘虹锦，高红均，杨艳红，等. 基于主从博弈的售电商多元零售套餐设计与多级市场购电策略[J]. 中国电机工程学报，2022，42(13)：4 785-4 800.
Pan Hongjin, Gao Hongjun, Yang Yanhong, et al. Multi-type retail packages design and multi-level market power purchase strategy for electricity retailers based on master-slave game[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(13): 4 785-4 800.

[7] Gabrielli P, Aboutalebi R, Sansavini G. Mitigating financial risk of corporate power purchase agreements via portfolio optimization [J]. Energy Economics, 2022, 109: 105 980.

[8] 刘继春，陈雪，向月. 考虑共享模式的市场机制下售电公司储能优化配置及投资效益分析[J]. 电网技术，2020，44(5)：1 740-1 750.
Liu Jichun, Chen Xue, Xiang Yue. Optimal sizing and investment benefit analysis for energy storage of electricity retailers under market mechanisms considering shared mode [J]. Power System Technology, 2020, 44(5): 1 740-1 750.

[9] 胡银龙，叶梓松，解振霖，等. 基于机会约束的售电公司共享储能经济运行优化[J]. 电力自动化设备，2024，44(5)：44-50.
Hu Yinlong, Ye Zisong, Xie Zhenlin, et al. Economic operation optimization of shared energy storage for electricity retailer based on chance constraint [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(5): 44-50.

[10] 国家发展和改革委员会. 关于做好2023年电力中长期合同签订履约工作的通知[EB/OL]. [2025-05-24]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202212/t20221222_1343756_ext.html.
National Development and Reform Commission. Notice on the Work of Signing and Fulfilling Medium-and Long-term Power Contracts in 2023[EB/OL]. [2025-05-24]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202212/t20221222_1343 756_ext.html

[11] 国家发展和改革委员会，国家能源局. 关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知[EB/OL]. [2025-05-24]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2019-09/25/content_5432993.htm.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice of the National Development and Reform Commission and the National Energy Administration on Establishing and Improving the Mechanism for Ensuring the Consumption of Renewable Energy Electricity [EB/OL]. [2025- 05- 24]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2019- 09/25/content_5432993.htm.

[12] 王辉，陈波波，赵文会，等. 可再生能源配额制下跨省区电力交易主体最优决策[J]. 电网技术，2019，43(6)：1 987-1 995.
Wang Hui, Chen Bobo, Zhao Wenhui, et al. Optimal decision-making of trans-provincial power transaction subjects under renewable portfolio standard[J]. Power System Technology, 2019, 43(6): 1 987-1 995.

[13] 张恒基，王海宁，袁明珠，等. 中国电力中长期市场交易机制分析与建议[J]. 电力系统自动化，2024，48(11)：11-23.
Zhang Hengji, Wang Haining, Yuan Mingzhu, et al. Analysis and suggestions on trading mechanism of china's medium-and long-term electricity market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(11): 11-23.

[14] 徐文军，吴梦凯，潘夏，等. 考虑条件风险价值和热网动态特性的电-热系统储能鲁棒优化配置[J]. 浙江电力，2022，41(9)：50-57.
Xu Wenjun, Wu Mengkai, Pan Xia, et al. Robust optimization configuration of energy storage in electric-thermal system considering CVaR and dynamic characteristics of heat networks [J]. Zhejiang Electric Power, 2022, 41(9): 50-57.

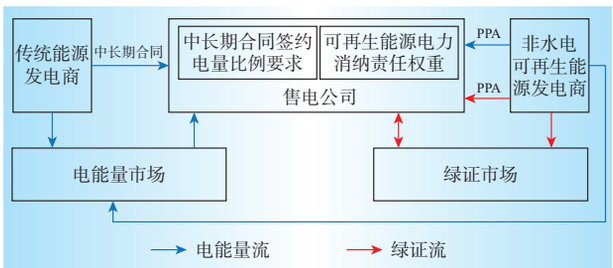
作者简介：

徐新然（2000），女，陕西西安人，硕士研究生，研究方向为电力市场；

肖云鹏（1990），男，陕西西安人，副教授，研究方向为电力市场、新能源电力系统调度优化。

（责任编辑　崔素媛　张雨悦）

附录A



图A-1　市场运营框架

Fig. A-1　Market operation framework

1　电能量市场出清模型

在日前电能量市场中，可再生能源发电商和传统能源发电商进行分时段电能量报量报价。以社会购买电能量成本最小为目标函数进行出清，按照边际统一出清价格结算电能量价格。

电能量市场的目标函数为社会购电能量成本社会成本 C_s^{E} 最低

$$\min C_s^{\mathrm{E}}=\sum_{c,b,t}\rho_{c,b,s}^{\mathrm{U}}P_{c,b,s,t}^{\mathrm{U}}\Delta t+\sum_{h,t}\rho_{h,s}^{\mathrm{ne}}P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}}\Delta t \tag{A-1}$$

式中：$\rho_{c,b,s}^{\mathrm{U}}$ 为场景 s 下传统能源发电厂商 c 的第 b 段出力在电能量市场的报价，元/MWh；$P_{c,b,s,t}^{\mathrm{U}}$ 为时刻 t 场景 s 下传统能源发电厂商 c 的第 b 段出力在电能量市场的中标量，MW；$\rho_{h,s}^{\mathrm{ne}}$ 为可再生能源发电厂商在电能量市场报价；$P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}}$ 时刻 t 可再生能源厂商 h 在电能量市场的中标量，MW。

约束条件如下：

（1）电量供需平衡约束

$$\sum_{l\in\Psi_n}(P_{l,t}^{\mathrm{D}}+P_{l,t}^{\mathrm{se}})+\sum_{m\in\Theta_n}B_{nm}\left(\theta_{n,s,t}-\theta_{m,s,t}\right)=\sum_{c\in\Psi_n}P_{c,s,t}^{\mathrm{cg}}+\sum_{h\in\Psi_n}P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}},\ \forall n,\forall t,\forall s \tag{A-2}$$

$$P_{c,s,t}^{\mathrm{cg}}=\sum_{b}P_{c,b,s,t}^{\mathrm{U}},\ \forall c,\forall t,\forall s \tag{A-3}$$

式中：$P_{c,s,t}^{\mathrm{cg}}$ 为场景 s 下时刻 t 传统能源发电机组 c 的总出力；B_{nm} 为线路 nm 的导纳，S；$\theta_{n,s,t}$ 为场景 s 下时刻 t 节点 n 的电压相角，rad。

（2）电量中标量约束

$$\begin{cases}P_{c,b}^{\mathrm{U,min}}\leqslant P_{c,b,s,t}^{\mathrm{U}}\leqslant P_{c,b}^{\mathrm{U,max}},\ \forall c,\forall b,\forall t,\forall s\\ P_{h}^{\mathrm{ne,min}}\leqslant P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}}\leqslant P_{h}^{\mathrm{ne,max}},\ \forall h,\forall t,\forall s\end{cases} \tag{A-4}$$

式中：$P_{c,b}^{\mathrm{U,max}}$ 和 $P_{c,b}^{\mathrm{U,min}}$ 分别为传统能源发电机组 c 的第 b 段出力的上、下限，MW。

（3）传统能源机组爬坡约束

$$-R_g^{\mathrm{U}}\leqslant P_{c,s,t}^{\mathrm{cg}}-P_{c,s,t-1}^{\mathrm{cg}}\leqslant R_g^{\mathrm{U}},\ \forall c,t\geqslant 2 \tag{A-5}$$

式中：R_g^{U} 为传统能源发电机组 c 的爬坡上限，MW。

（4）节点功率约束

$$\begin{cases}\theta_{n,s,t}=0,\forall n=1,\forall t,\forall s\\ -\pi\leqslant\theta_{n,s,t}\leqslant\pi,\forall n,\forall t,\forall s\end{cases} \tag{A-6}$$

（5）线路潮流上下限约束

$$-P_{nm}^{\mathrm{f,max}}\leqslant B_{nm}\left(\theta_{n,s,t}-\theta_{m,s,t}\right)\leqslant P_{nm}^{\mathrm{f,max}},\ \forall n,\forall m\in\Theta_n,\forall t,\forall s \tag{A-7}$$

式中：Θ_n 为连接节点 n 的节点集合；$P_{nm}^{\mathrm{f,max}}$ 为 nm 线路的潮流上限。

2　绿证市场出清模型

绿证市场以社会购绿证成本最小为目标函数

$$\min C_s^{\mathrm{G}}=\sum_{i}\beta_s^{\mathrm{l}}E_s^{\mathrm{GECL}}+\sum_{h}\beta_{h,s}^{\mathrm{ne}}E_{h,s}^{\mathrm{GECN}}+\sum_{m}\beta_{m,s}^{\mathrm{m}}E_{m,s}^{\mathrm{GECM}} \tag{A-8}$$

式中：β_s^{l} 和 E_s^{GECL} 分别为售电公司在场景 s 下购买绿证的报价，元/个和中标量，个；$\beta_{h,s}^{\mathrm{ne}}$ 和 $E_{h,s}^{\mathrm{GECN}}$ 分别为可再生能源发电厂 h 在场景 s 下出售绿证的报价，元/个和中标量，个；$\beta_{m,s}^{\mathrm{m}}$ 和 $E_{m,s}^{\mathrm{GECM}}$ 分别为其他绿证交易商的报价，元/个和中标量，个。当中标量大于0时，绿证交易商出售绿证，当中标量小于0时，绿证交易商购买绿证。

约束条件如下：

（1）绿证平衡约束

绿证购买量和绿证出售量相等。

$$E_s^{\mathrm{GECL}}+\sum_{h}E_{h,s}^{\mathrm{GECN}}+\sum_{m}E_{m,s}^{\mathrm{GECM}}=0,\forall s \tag{A-9}$$

（2）绿证中标量约束

可再生能源发电厂商可出售的绿证上限为其中标量减去PPA签约的绿证；售电公司可出售的绿证数量上限为签约PPA得到的绿证数，售电公司需要购买的绿证数量上限为其配额所需的绿证数。

$$\begin{cases}0\leqslant E_{h,s}^{\mathrm{GECN}}\leqslant\sum_{t}(P_{h,t}^{\mathrm{ne}}-P_{h,t}^{\mathrm{PPA}})\Delta t,\forall h,\forall s\\ -v^{\mathrm{l}}\cdot\sum_{l,t}(P_{l,t}^{\mathrm{D}}+P_{l,t}^{\mathrm{se}})\Delta t\leqslant E_s^{\mathrm{GECL}}\leqslant\sum_{h,t}P_{h,t}^{\mathrm{PPA}}\Delta t,\forall s\\ E_{m,s}^{\mathrm{GECM,min}}\leqslant E_{m,s}^{\mathrm{GECM}}\leqslant E_{m,s}^{\mathrm{GECM,max}},\forall m,\forall s\end{cases} \tag{A-10}$$

式中：$E_{m,s}^{\mathrm{GECM,max}}$ 和 $E_{m,s}^{\mathrm{GECM,min}}$ 分别为场景 s 下绿证交易商 m 交易绿证上下限。

取时间间隔为1 h，简化电能量市场总成本与绿证市场总成本之和最小为目标函数如下

$$\min C_s^{\mathrm{R}}=\sum_{c,b,t}\rho_{c,b,s}^{\mathrm{U}}P_{c,b,s,t}^{\mathrm{U}}+\sum_{h,t}\rho_{h,s}^{\mathrm{ne}}P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}}+\sum_{i}\beta_s^{\mathrm{l}}E_s^{\mathrm{GECL}}+\sum_{h}\beta_{h,s}^{\mathrm{ne}}E_{h,s}^{\mathrm{GECN}}+\sum_{m}\beta_{m,s}^{\mathrm{m}}E_{m,s}^{\mathrm{GECM}} \tag{A-11}$$

约束条件：

$$\sum_{l\in\Psi_n,t}(P_{l,t}^{\mathrm{D}}+P_{l,t}^{\mathrm{se}})+\sum_{m\in\Theta_n}B_{nm}\left(\theta_{n,s,t}-\theta_{m,s,t}\right)=\sum_{c\in\Psi_n}P_{c,s,t}^{\mathrm{cg}}+\sum_{h\in\Psi_n}P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}}:\lambda_{n,t},\ \forall n,\forall t,\forall s \tag{A-12}$$

$$P_{c,s,t}^{\mathrm{cg}}=\sum_{b}P_{c,b,s,t}^{\mathrm{U}}:\psi_{c,t},\ \forall c,\forall t,\forall s \tag{A-13}$$

$$\begin{cases}P_{c,b}^{\mathrm{U,min}}\leqslant P_{c,b,s,t}^{\mathrm{U}}\leqslant P_{c,b}^{\mathrm{U,max}}:d_{c,b,s,t}^{\mathrm{U,min}},d_{c,b,s,t}^{\mathrm{U,max}},\ \forall c,\forall b,\forall t,\forall s\\ P_{h}^{\mathrm{ne,min}}\leqslant P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}}\leqslant P_{h}^{\mathrm{ne,max}}:d_{h,s,t}^{\mathrm{ne,min}},d_{h,s,t}^{\mathrm{ne,max}},\ \forall h,\forall t,\forall s\end{cases} \tag{A-14}$$

$$-R_{g}^{\mathrm{U}}\leqslant P_{c,s,t}^{\mathrm{cg}}-P_{c,s,t-1}^{\mathrm{cg}}\leqslant R_{g}^{\mathrm{U}}:R_{c,t}^{\mathrm{down}},R_{c,t}^{\mathrm{up}},\forall c,t\geqslant 2 \tag{A-15}$$

$$\begin{cases}\theta_{n,s,t}=0:e_{t}^{\mathrm{E},1},\forall n=1,\forall t,\forall s\\ -\pi\leqslant\theta_{n,s,t}\leqslant\pi:e_{t}^{\mathrm{E,min}},e_{t}^{\mathrm{E,max}},\forall n,\forall t,\forall s\end{cases} \tag{A-16}$$

$$-P_{nm}^{\mathrm{f,max}}\leqslant B_{nm}\left(\theta_{n,s,t}-\theta_{m,s,t}\right)\leqslant P_{nm}^{\mathrm{f,max}}:n_{nm}^{\mathrm{min}},n_{nm}^{\mathrm{max}},\ \forall n,\forall m\in\Theta_{n},\forall t,\forall s \tag{A-17}$$

$$E_{s}^{\mathrm{GECL}}+\sum_{h}E_{h,s}^{\mathrm{GECN}}+\sum_{m}E_{m,s}^{\mathrm{GECM}}=0:\beta,\forall s \tag{A-18}$$

$$\begin{cases}0\leqslant E_{h,s}^{\mathrm{GECN}}\leqslant\sum_{t}(P_{h,t}^{\mathrm{ne}}-P_{h,t}^{\mathrm{PPA}}):C_{h}^{\mathrm{A,min}},C_{h}^{\mathrm{A,max}},\forall h,\forall s\\ -v^{\mathrm{l}}\cdot\sum_{l,t}(P_{l,t}^{\mathrm{D}}+P_{l,t}^{\mathrm{se}})\leqslant E_{s}^{\mathrm{GECL}}\leqslant\sum_{h,t}P_{h,t}^{\mathrm{PPA}}:C^{\mathrm{E,min}},C^{\mathrm{E,max}},\forall s\\ E_{m,s}^{\mathrm{GECM,min}}\leqslant E_{m,s}^{\mathrm{GECM}}\leqslant E_{m,s}^{\mathrm{GECM,max}}:C_{m,s}^{\mathrm{G,min}},C_{m,s}^{\mathrm{G,max}},\forall m,\forall s\end{cases} \tag{A-19}$$

其中，公式冒号后面的为公式的对偶变量。电能量市场中绿色电力中标量增加将直接带来绿证市场供给量提升，进而通过市场出清机制影响绿证价格形成。

由于在同一个场景进行，将后续公司的场景下标先省略，转化为KKT条件如下所示

梯度条件：

$$\rho_{c,b}^{\mathrm{U}}-\psi_{c,t}+d_{c,b,t}^{\mathrm{U,max}}-d_{c,b,t}^{\mathrm{U,min}}=0,\forall c,\forall b,\forall t \tag{A-20}$$

$$-\lambda_{n:c\in\Psi_{n},1}+\psi_{c,1}+R_{c,2}^{\mathrm{down}}-R_{c,2}^{\mathrm{up}}=0,\forall c,\forall b,t=1 \tag{A-21}$$

$$-\lambda_{n:c\in\Psi_{n},t}+\psi_{c,t}+R_{c,t+1}^{\mathrm{down}}-R_{c,t}^{\mathrm{down}}+R_{c,t}^{\mathrm{up}}-R_{c,t+1}^{\mathrm{up}}=0,\ \forall c,\forall b,t\geqslant 2 \tag{A-22}$$

$$\rho_{h}^{\mathrm{ne}}-\lambda_{n:h\in\Psi_{n},t}+d_{h,t}^{\mathrm{ne,max}}-d_{h,t}^{\mathrm{ne,min}}-C_{h}^{\mathrm{A,max}}=0,\forall h,\forall t \tag{A-23}$$

$$\sum_{m\in\Theta_{n}}B_{nm}\left(\lambda_{n,t}-\lambda_{m,t}\right)+\sum_{m\in\Theta_{n}}B_{nm}\left(n_{nm,t}^{\mathrm{max}}-n_{mn,t}^{\mathrm{max}}\right)+e_{t}^{E,1}-\sum_{m\in\Theta_{n}}B_{nm}\left(n_{nm,t}^{\mathrm{min}}-n_{mn,t}^{\mathrm{min}}\right)+e_{n,t}^{\mathrm{max}}-e_{n,t}^{\mathrm{min}}=0,\ \forall n,\forall m\in\Theta_{n},\forall t \tag{A-24}$$

$$\beta^{\mathrm{l}}+\beta-C^{\mathrm{E,min}}+C^{\mathrm{E,max}}=0 \tag{A-25}$$

$$\beta_{h}^{\mathrm{ne}}+\beta-C_{h}^{\mathrm{A,min}}+C_{h}^{\mathrm{A,max}}=0,\forall h \tag{A-26}$$

$$\beta_{m}^{\mathrm{m}}+\beta-C_{m}^{\mathrm{G,min}}+C_{m}^{\mathrm{G,max}}=0,\forall m \tag{A-27}$$

对偶变量大于0：

$$d_{c,b,t}^{\mathrm{U,max}},d_{c,b,t}^{\mathrm{U,min}}\geqslant 0,\forall c,\forall b,\forall t \tag{A-28}$$

$$d_{h,t}^{\mathrm{ne,max}},d_{h,t}^{\mathrm{ne,min}}\geqslant 0,\forall h,\forall t \tag{A-29}$$

$$n_{nm,t}^{\mathrm{max}},n_{nm,t}^{\mathrm{min}}\geqslant 0,\forall n,\forall m\in\Theta_{n},\forall t \tag{A-30}$$

$$e_{t}^{\mathrm{E,min}},e_{t}^{\mathrm{E,max}}\geqslant 0,\forall n,\forall t \tag{A-31}$$

$$C_{h}^{\mathrm{A,min}},C_{h}^{\mathrm{A,max}}\geqslant 0,\forall h \tag{A-32}$$

$$C^{\mathrm{E,min}},C^{\mathrm{E,max}}\geqslant 0 \tag{A-33}$$

$$C_{m}^{\mathrm{G,min}},C_{m}^{\mathrm{G,max}}\geqslant 0 \tag{A-34}$$

互补松弛条件：

$$0\leqslant P_{c,b,s,t}^{\mathrm{U}}-P_{c,b}^{\mathrm{U,max}}\perp d_{c,b,s,t}^{\mathrm{U,max}},\geqslant 0,\forall c,\forall b,\forall t \tag{A-35}$$

$$0\leqslant P_{c,b,s,t}^{\mathrm{U}}-P_{c,b}^{\mathrm{U,min}}\perp d_{c,b,s,t}^{\mathrm{U,min}}\geqslant 0,\forall c,\forall b,\forall t \tag{A-36}$$

$$0\leqslant P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}}-P_{h}^{\mathrm{ne,max}}\perp d_{h,s,t}^{\mathrm{ne,max}}\geqslant 0,\forall h,\forall t \tag{A-37}$$

$$0\leqslant P_{h}^{\mathrm{ne,min}}-P_{h,s,t}^{\mathrm{ne}}\perp d_{h,s,t}^{\mathrm{ne,min}}\geqslant 0,\forall h,\forall t \tag{A-38}$$

$$0\leqslant\theta_{n,s,t}-\pi\perp e_{n,t}^{\mathrm{E,max}},\forall n,\forall t \tag{A-39}$$

$$0\leqslant-\theta_{n,s,t}-\pi\perp e_{n,t}^{\mathrm{E,min}},\forall n,\forall t \tag{A-40}$$

$$0\leqslant B_{nm}\left(\theta_{n,s,t}-\theta_{m,s,t}\right)-P_{nm}^{\mathrm{f,max}}\perp n_{nm}^{\mathrm{max}}\geqslant 0,\ \forall n,\forall m\in\Theta_{n},\forall t \tag{A-41}$$

$$0\leqslant-P_{nm}^{\mathrm{f,max}}-B_{nm}\left(\theta_{n,s,t}-\theta_{m,s,t}\right)\perp n_{nm}^{\mathrm{min}}\geqslant 0,\ \forall n,\forall m\in\Theta_{n},\forall t \tag{A-42}$$

$$0\leqslant E_{h,s}^{\mathrm{GECN}}-\sum_{t}(P_{h,t}^{\mathrm{ne}}-P_{h,t}^{\mathrm{PPA}})\perp C_{h}^{\mathrm{A,max}}\geqslant 0,\forall h \tag{A-43}$$

$$0\leqslant-GC_{h,s}^{\mathrm{ne}}\perp C_{h}^{\mathrm{A,min}}\geqslant 0,\forall h \tag{A-44}$$

$$0\leqslant E_{s}^{\mathrm{GECL}}-\sum_{h,t}P_{h,t}^{\mathrm{PPA}}\perp C^{\mathrm{E,max}}\geqslant 0 \tag{A-45}$$

$$0\leqslant-v^{\mathrm{l}}\cdot\sum_{l,t}(P_{l,t}^{\mathrm{D}}+P_{l,t}^{\mathrm{se}})-E_{s}^{\mathrm{GECL}}\perp C^{\mathrm{E,min}}\geqslant 0 \tag{A-46}$$

$$0\leqslant E_{m,s}^{\mathrm{GECM,min}}-E_{m,s}^{\mathrm{GECM}}\perp C^{\mathrm{G,min}}\geqslant 0 \tag{A-47}$$

$$0\leqslant E_{m,s}^{\mathrm{GECM}}-E_{m,s}^{\mathrm{GECM,max}}\perp C^{\mathrm{G,min}}\geqslant 0 \tag{A-48}$$

附录B

建立的售电公司长期购电协议交易决策模型是一个双层优化问题，双层模型上层为售电公司多时间尺度交易决策模型，决策变量包括PPA分时电量、传统能源中长期合约分时电量以及储能投建容量等，并将储能充放电功率及绿证报价传递至下层；下层为电能量市场和绿证市场出清，向上层传递电能量出清价格、可再生能源上网电量和绿证出清价格。上层和下层模型的关联性在于：

（1）上层决策目标函数包含下层出清形成的电能量价格与绿证价格，且约束层面PPA物理结算电量受下层可再生能源上网电量的约束。

（2）下层市场出清结果受上层售电公司储能充放电决策及绿证报价的影响。

该模型可简化为如下双层优化问题

$$\begin{cases}(U)\min\limits_{x}F(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y})\\ \text{s.t. }G(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y})\leqslant 0,\ H(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y})=0\\ (L)\min\limits_{y}f(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y})\\ \text{s.t. }g(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y})\leqslant 0,\ h(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y})=0\end{cases} \tag{B-1}$$

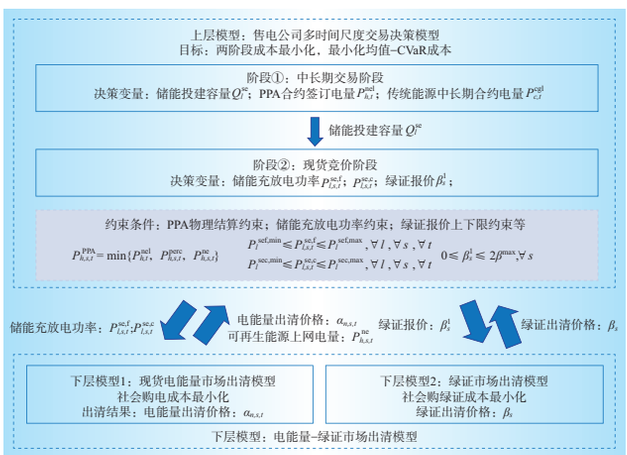
式中：$\boldsymbol{x}$ 和 $\boldsymbol{y}$ 分别为上、下模型的决策变量；$F(\cdot)$ 和 $f(\cdot)$ 为目标函数；$G(\cdot)$ 和 $g(\cdot)$ 为不等式约束；$H(\cdot)$ 和 $h(\cdot)$ 为等式约束。

其中，下层建立的电能量-绿证市场出清模型为线性规划问题，具有凸函数性质，可用下层问题的KKT条件对下层问题进行替换，式（A-35）—

式(A-48)所示的互补松弛条件涉及两个变量相乘，通过大M法进行变换

$$0\leqslant x\perp y\geqslant 0\Rightarrow\begin{cases}0\leqslant x\leqslant\varphi M,\\0\leqslant y\leqslant(1-\varphi)M\end{cases}\qquad(B-2)$$

式中：x 和 y 是满足互补关系的非负变量；φ 是引入的二元变量；M 为一个大的常数。



图B-1　售电公司交易决策模型

Fig. B-1　Trading decision model of electricity retailer

附录C

表C-1　区域联络线参数

Table C-1　Regional interconnection line parameters

联络线编号	首节点	末节点	功率上限/MW
1	1	2	200
2	1	4	200
3	1	5	200
4	2	3	200
5	3	4	200
6	4	5	200

表C-2　储能数据

Table C-2　Energy storage data

储能数据	数值
储能单位容量初始投资成本/(元·MWh^{-1})	650 000
储能寿命/年	10
平摊到每日的初始投建成本/(元·MWh^{-1})	178
循环寿命/次	6 000
放电深度	0.8
单位放电寿命衰减成本/(元·MWh^{-1})	135

表C-3　传统能源发电商相关数据

Table C-3　Data related to traditional energy power generators

发电商编号	并网节点	功率上限/MW	第一段报价/(元·MWh^{-1})
1	1	100	413
2	1	80	417
3	3	320	435
4	4	100	439
5	5	400	409

表C-4　售电公司相关数据

Table C-4　Related data of electricity sales company

售电公司编号	并网节点
1	2
2	3
3	4

表C-5　中长期合约数据

Table C-5　Medium-and long-term contract data

中长期合约数据	数值
PPA签约价格/(元·MWh^{-1})	190
传统能源中长期签约价格/(元·MWh^{-1})	449

表C-6　可再生能源发电商相关数据

Table C-6　Data related to renewable energy power generators

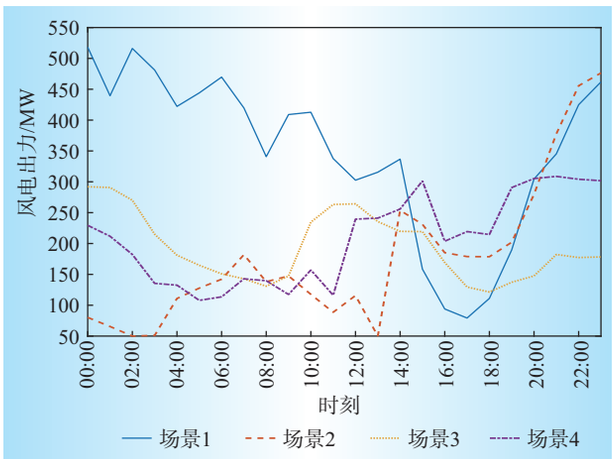
发电商编号	并网节点	电能量报价/(元·MWh^{-1})	绿证报价/(元·个$^{-1}$)
风电发电厂商	4	409	6
光伏发电厂商	3	409	7

表C-7　惩罚数据

Table C-7　Penalty data

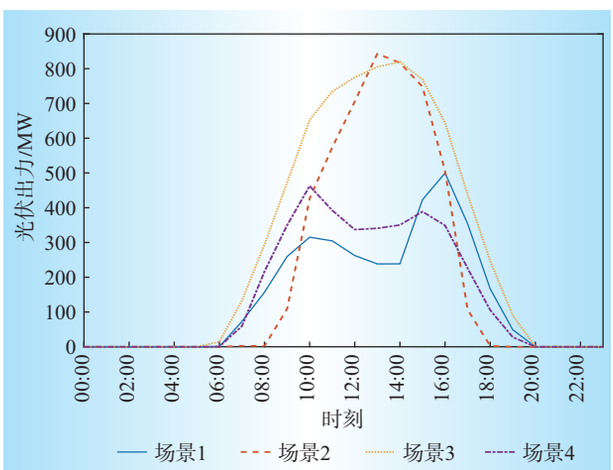
惩罚数据	数值
中长期合约超额惩罚/(元·MWh^{-1})	现货均价-中长期合约均价
中长期合约超额惩罚/(元·MWh^{-1})	燃煤基准价格
可再生能源消纳责任权重差额惩罚/(元·个$^{-1}$)	2倍绿证价格

将一天划分为24 h，构建了[风电出力，光伏出力，负荷值]的三维向量，使用K-means聚类算法，以上述的多维度日曲线作为输入样本，获得了4种典型日场景如附录图C-1—图C-3所示。



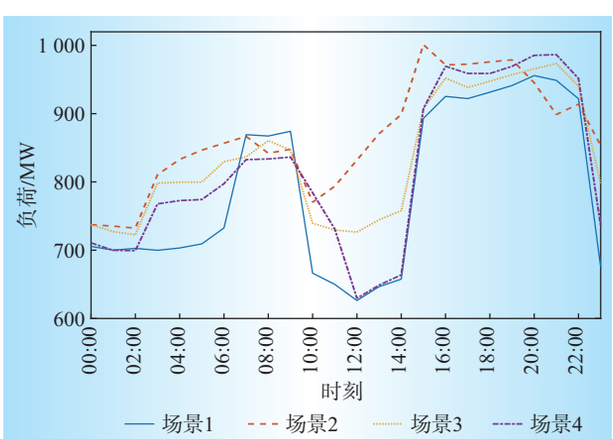
图C-1　典型日风电出力

Fig. C-1　Typical daily wind power output



图C-2　典型日光伏出力

Fig. C-2　Typical daily photovoltaic power output



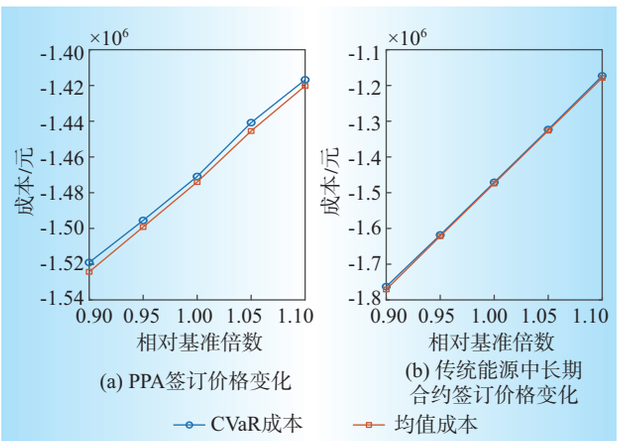
图C-3　典型日负荷电量

Fig. C-3　Typical daily load energy

表C-8　负荷曲线与PPA曲线的贴合度

Table C-8　The degree of fit between the load curve and the PPA curve

风险厌恶指数	基本负荷曲线	实际负荷曲线
0	62.055	46.001
0.5	60.513	45.053
1	60.420	44.160



图C-4　各价格变动时售电公司均值成本及CVaR值

Fig. C-4　Mean cost and CVaR of electricity retailer under various price changes

表C-9　系统峰谷差减小量及系统能源中标量

Table C-9　Reduction in system peak-valley difference and system energy winning bids

风险厌恶指数	对比不签订PPA净负荷峰谷差减少量/MW	对比不签订PPA可再生能源中标增加量/MWh	对比不签订PPA传统能源中标增加量/MWh
0.25	8.927	121.205	121.205
0.5	8.927	117.824	117.824
0.75	7.811	136.429	136.429
1	15.385	157.958	157.958