DOI:10.3969/j.issn.1009-1831.2026.04.010 文章编号:1009-1831(2026)04-0065-07 中图分类号:TM73

基于电力-绿证协同P2P交易的多虚拟电厂运行策略研究

罗俊杰[1],袁晓玲[2],苏慧玲[3],张雨悦[1],杨志豪[4],刘皓明[1]
(1. 河海大学 电气与动力工程学院,南京 211100;2. 河海大学 人工智能与自动化学院,江苏 常州 213200;3. 国网江苏省电力有限公司 营销服务中心,南京 210019;4. 扬州大学 电气与能源动力工程学院,江苏 扬州 225127)

摘要:随着分布式可再生能源大规模并网,虚拟电厂作为聚合分布式资源的重要载体,通过点对点交易实现多主体协调运营已成为重要发展趋势。然而,虚拟电厂间点对点交易需要同时考虑电力市场和绿证市场的协调优化,以及与配电网安全运行的兼容性问题。针对这一挑战,提出一种考虑配电网运行约束的虚拟电厂电力-绿证协同点对点交易双层优化模型。上层模型构建虚拟电厂运营优化与电力-绿证协同点对点交易决策框架,下层模型建立配电网市场出清机制,以节点电价作为连接上下层的关键变量,实现点对点交易决策与配电网安全运行约束的协调。构建电力与绿证点对点交易的双商品协同优化机制,降低虚拟电厂绿证获取成本并激励可再生能源发展;采用基于共识的自适应交替方向乘子法处理虚拟电厂间分布式协调问题,结合二分法实现双层模型的高效稳定求解。算例验证表明所提方法能够在满足配电网安全运行约束的前提下,有效提升点对点交易的经济效益,为虚拟电厂参与多元化电力市场提供了技术支撑。

关键词:虚拟电厂;点对点交易;电力市场;绿证交易;优化运行

Operation strategy for multiple virtual power plants with electricity and green certificate P2P trading

LUO Junjie[1], *YUAN Xiaoling*[2], *SU Huiling*[3], *ZHANG Yuyue*[1], *YANG Zhihao*[4], *LIU Haoming*[1]
(1. School of Electrical and Power Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China; 2. College of Artificial Intelligence and Automation, Hohai University, Changzhou 213200, China; 3. Marketing Service Center, State Grid Jiangsu Electric Power Co.,Ltd., Nanjing 210019, China; 4. College of Electrical, Energy and Power Engineering, Yangzhou University, Yangzhou 225127, China)

Abstract: With the large-scale integration of distributed renewable energy sources, virtual power plants have emerged as important carriers for aggregating distributed resources, and multi-agent coordinated operation through peer-to-peer trading has become a significant development trend. However, peer-to-peer trading among virtual power plants requires simultaneous consideration of coordinated optimization between electricity markets and green certificate markets, as well as compatibility with the secure operation of distribution networks. To address this challenge, a bi-level optimization model for virtual power plant electricity-green certificate collaborative peer-to-peer trading considering distribution network operational constraints is proposed. The upper-level model establishes a framework for virtual power plant operational optimization and electricity-green certificate collaborative peer-to-peer trading decision-making, while the lower-level model develops a distribution network market clearing mechanism, with nodal electricity prices serving as key variables connecting the upper and lower levels to achieve coordination between peer-to-peer trading decisions and distribution network security constraints. An electricity-green certificate collaborative peer-to-peer trading model is developed to achieve dual-commodity collaborative optimization, reducing virtual power plant green certificate acquisition costs and incentivizing renewable energy development. An adaptive alternating direction method of multipliers based on consensus is employed to handle distributed coordination problems among virtual power plants, combined with the bisection method to achieve efficient and stable solution of the bi-level model. Case studies demonstrate that the proposed method can effectively enhance peer-to-peer trading economic benefits while satisfying distribution network security constraints, providing technical support for virtual power plant participation in diversified electricity markets.

Key words: virtual power plant; peer-to-peer trading; electricity market; green certificate trading; optimal operation

0 引言

随着“双碳”目标的提出和新能源大规模并网,虚拟电厂(virtual power plant,VPP)作为通过信息通信技术聚合分布式电源、储能、负荷等多元化资源的集成平台,在促进可再生能源消纳和提升电力系统灵活性方面发挥着重要作用[1-2]。点对点

收稿日期:2026-02-04;**修回日期**:2026-06-01
基金项目:国家自然科学基金资助项目(52207091)

(peer-to-peer,P2P)交易作为新兴的电力交易模式,为VPP间直接进行能量交易提供了有效途径,有助于实现分布式资源就近消纳和提升VPP经济效益。

近年来,VPP间的P2P交易研究受到广泛关注。文献[3]构建了VPP间电力P2P交易机制,分析了不同竞价策略对交易结果的影响;文献[4]设计了基于博弈论的多VPP协作交易策略,实现了各方利益的均衡分配。然而,上述研究主要关注电力交易,对VPP在"双碳"目标下需同时承担的环境责任考虑不足。

为实现碳中和目标,我国建立了可再生能源电力消纳责任权重制度并作为约束性指标严格考核[5],未完成消纳责任权重的主体需通过购买绿色电力证书(绿证)履行责任。这一机制使绿证具有强制需求属性和经济价值,推动VPP在参与电力P2P交易的同时积极开展绿证交易,形成电力-绿证协同交易新模式。现有研究已在VPP绿证交易及电力-绿证协同优化方面取得进展[6]:文献[7]将绿证交易机制引入VPP运营,分析了绿证价格对VPP经济效益的影响;文献[8]构建了电力-绿证双重交易机制,实现了多商品协同优化。然而,上述研究在制定交易策略时对配电网安全问题考虑不足,存在节点电压越限、支路潮流过载等风险。

多VPP电力-绿证协同P2P交易在配电网中的实施面临多重挑战:多商品协同增加了优化决策复杂性,且P2P交易须在满足潮流约束、电压限制等安全条件下进行。文献[9]指出不当的P2P交易可能引发电压越限等安全问题;文献[10]提出了考虑配网约束的P2P交易优化模型,通过节点边际电价信号引导交易行为,实现了P2P交易与配网安全的协调统一。然而,上述研究主要聚焦于配电网安全约束对交易的影响,而VPP实际运营中同时面临电力交易、可再生能源消纳、配电网安全等多重约束,需综合考虑。

综上所述,现有研究较少将电力P2P交易、绿证交易与配电网安全约束统一纳入VPP优化决策。针对上述问题,本文建立了考虑配电网安全约束的VPP电力-绿证协同P2P交易双层优化模型:上层以各VPP运营成本最小化为目标,协同优化电力和绿证P2P交易决策;下层建立配电网市场出清机制,以节点边际电价为关键变量连接上下层,在引导交易决策的同时保障配电网安全运行;模型采用基于共识的自适应交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers,ADMM)结合二分法实现高效求解,并通过算例验证了所提方法的有效性。

1 多VPP电力-绿证协同P2P交易框架

本文构建的多VPP电力-绿证协同P2P交易框架如图1所示。各VPP聚合光伏机组、储能设备、燃气轮机及柔性负荷,既可参与传统的电力市场和绿证市场交易,也可通过P2P方式与其他VPP进行电力和绿证双商品直接交易,实现交易收益的协同最大化。考虑到配电网安全约束对P2P交易的影响,通过节点边际电价信号引导各VPP合理安排交易量,确保在提升经济效益的同时保障配网安全运行。

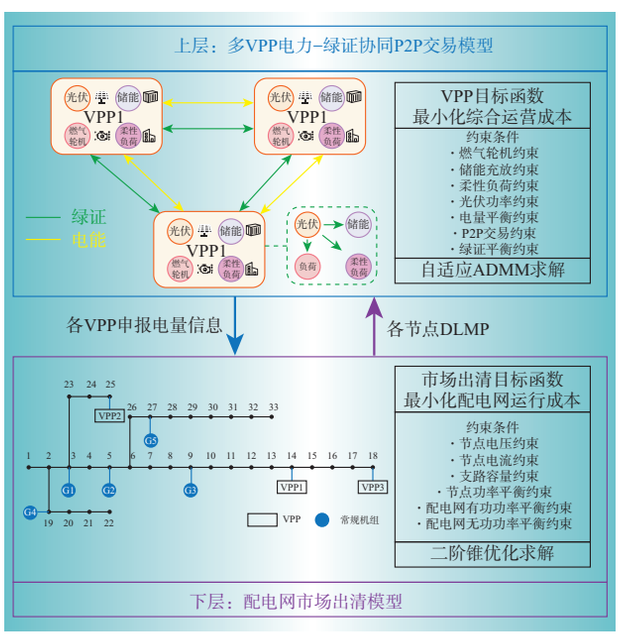


图1 多VPP电力-绿证协同P2P交易双层优化框架

Fig. 1 Bi-level optimization framework for multi-VPP electricity-green certificate collaborative P2P trading

2 多VPP电力-绿证协同P2P交易优化模型

2.1 上层模型:VPP协同交易优化

2.1.1 VPP目标函数

每个VPP的目标是最小化综合运营成本,包括电网交易、内部设备运行、P2P交易和绿证购买等成本,表示为

$$\min C_i^{\mathrm{VPP}} = C_i^{\mathrm{EM}} + C_i^{\mathrm{ESS}} + C_i^{\mathrm{MT}} + C_i^{\mathrm{FL}} + C_i^{\mathrm{PV}} + C_i^{\mathrm{P2P}} + C_i^{\mathrm{GC}} \quad (1)$$

式中:C_i^{VPP}为第i个VPP的综合运营成本,元;C_i^{EM}为第i个VPP的电力市场交易成本,(购电为正,售电为负,元);C_i^{ESS}为第i个VPP的储能运行成本,元;C_i^{MT}为第i个VPP的燃气轮机运行成本,元;C_i^{FL}为第i个VPP的需求响应补偿成本,元;C_i^{PV}为第i个VPP的光伏维护成本,元;C_i^{P2P}为第i个VPP的P2P交易成本,(购电为正,售电为负,元);C_i^{GC}为第i

个VPP的绿证成本，元。其中，储能、燃气轮机、需求响应及光伏维护成本的建模见附录A式(A-1)—式(A-6)，以下依次展开电力市场交易成本、P2P交易成本和绿证成本。

(1) 电力市场交易成本

$$C_i^{\mathrm{EM}}=\sum_{t=1}^{T}(\lambda_{n,t}^{\mathrm{grid,b}}P_{i,t}^{\mathrm{grid,b}}-\lambda_{n,t}^{\mathrm{grid,s}}P_{i,t}^{\mathrm{grid,s}})\Delta t \tag{2}$$

式中：t为时段编号；T为调度周期总时段数；Δt为单位时间间隔，h；n为配电网节点编号；$P_{i,t}^{\mathrm{grid,b}}$为第$i$个VPP在时段$t$向配网的购电功率，kW；$P_{i,t}^{\mathrm{grid,s}}$为第$i$个VPP在时段$t$的向配网的售电功率，kW。与配网交互价格通过各节点边际电价(distribution locational marginal price，DLMP)加减服务费确定，购电价格表示为

$$\lambda_{n,t}^{\mathrm{grid,b}}=\lambda_{n,t}^{\mathrm{DN}}+\lambda^{\mathrm{b}} \tag{3}$$

售电价格表示为

$$\lambda_{n,t}^{\mathrm{grid,s}}=\lambda_{n,t}^{\mathrm{DN}}-\lambda^{\mathrm{s}} \tag{4}$$

式中：$\lambda_{n,t}^{\mathrm{grid,b}}$为VPP在节点$n$时段$t$的向配网的购电价格，元/kWh；$\lambda_{n,t}^{\mathrm{DN}}$为在节点$n$时段$t$的配网节点电价，元/kWh；$\lambda^{\mathrm{b}}$为购电服务费，元/kWh；$\lambda_{n,t}^{\mathrm{grid,s}}$为VPP在节点$n$时段$t$的向配网的售电价格，元/kWh；$\lambda^{\mathrm{s}}$为售电服务费，元/kWh。

(2) P2P交易成本

P2P电力交易采用双边协商定价机制，交易价格由供需双方基于边际成本和供需情况确定。

$$C_i^{\mathrm{P2P}}=\sum_{j=1,j\neq i}^{}\sum_{t=1}^{T}\lambda_{i,j,t}^{\mathrm{E,P2P}}P_{j,i,t}^{\mathrm{P2P}}\Delta t \tag{5}$$

式中：$P_{j,i,t}^{\mathrm{P2P}}$为第j个VPP在时段t向第i个VPP的P2P交易功率，kW；$\lambda_{i,j,t}^{\mathrm{E,P2P}}$为VPP间P2P交易电价，根据系统供需状况动态确定在配电网购售电价格之间浮动，元/kWh。

(3) 绿证成本

绿证交易成本基于可再生能源消纳责任权重考核政策，VPP通过绿证交易履行可再生能源消纳义务。绿证成本C_i^{GC}包括P2P绿证交易、市场绿证交易。

$$C_i^{\mathrm{GC}}=C_i^{\mathrm{GC,P2P}}+C_i^{\mathrm{GC,mar}} \tag{6}$$

其中，绿证P2P交易成本表示为

$$C_i^{\mathrm{GC,P2P}}=\sum_{j=1,j\neq i}^{}\sum_{t=1}^{T}\lambda_{i,j,t}^{\mathrm{GC,P2P}}N_{j,i,t}^{\mathrm{P2P}}\Delta t \tag{7}$$

绿证市场交易成本表示为

$$C_i^{\mathrm{GC,mar}}=\sum_{t=1}^{T}(\lambda_t^{\mathrm{GC,b}}N_{i,t}^{\mathrm{GC,b}}-\lambda_t^{\mathrm{GC,s}}N_{i,t}^{\mathrm{GC,s}})\Delta t \tag{8}$$

式中：$\lambda_{i,j,t}^{\mathrm{GC,P2P}}$为第$i$个VPP与第$j$个VPP间绿证P2P交易价格，元/张；$N_{j,i,t}^{\mathrm{P2P}}$为第$j$个VPP在时段$t$向第$i$个VPP的绿证P2P交易量，张；$N_{i,t}^{\mathrm{GC,b}}$和$N_{i,t}^{\mathrm{GC,s}}$分别为第$i$个VPP在时段$t$从市场购买和出售的绿证量，张；$\lambda_t^{\mathrm{GC,b}}$和$\lambda_t^{\mathrm{GC,s}}$分别为在时段$t$从绿证市场购买和出售绿证的价格，元/张。

2.1.2 VPP约束条件

VPP各设备约束涵盖微型燃气轮机功率上下限约束、爬坡约束与备用约束，储能功率及荷电状态约束，可中断负荷与可调节负荷的柔性负荷约束，光伏功率约束及电量平衡约束，P2P交易功率满足对称性约束，详见附录A式(A-7)—式(A-23)。

在满足上述各设备约束的基础上，还需保证各时段的电量平衡，以及P2P交易的对称性与绿证消纳责任。各VPP电量平衡约束为

$$\begin{aligned}&P_{i,t}^{\mathrm{PV}}+P_{i,t}^{\mathrm{MT}}+P_{i,t}^{\mathrm{dis}}-P_{i,t}^{\mathrm{ch}}+P_{i,t}^{\mathrm{grid,b}}-\\&P_{i,t}^{\mathrm{grid,s}}-P_{i,t}^{\mathrm{L}}+P_{i,t}^{\mathrm{FL}}+\sum_{j=1,j\neq i}^{N}(-P_{j,i,t}^{\mathrm{P2P}})=0\end{aligned} \tag{9}$$

式中：$P_{i,t}^{\mathrm{PV}}$为第i个VPP在时段t的光伏输出功率，kW；$P_{i,t}^{\mathrm{MT}}$为第i个VPP在时段t的微型燃气轮机输出功率，kW；$P_{i,t}^{\mathrm{ch}}$、$P_{i,t}^{\mathrm{dis}}$分别为第i个VPP在时段t的储能充电和放电功率，kW；$P_{i,t}^{\mathrm{L}}$为第i个VPP在时段t的内部负荷预测值，kW；$P_{i,t}^{\mathrm{FL}}$为第i个VPP在时段t的柔性负荷总功率，kW。

P2P交易功率要满足对称性，即

$$P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}+P_{j,i,t}^{\mathrm{P2P}}=0\quad\forall i\neq j \tag{10}$$

$$N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}+N_{j,i,t}^{\mathrm{P2P}}=0\quad\forall i\neq j \tag{11}$$

绿证消纳责任约束如下。绿证产生量表示为

$$N_{i,t}^{\mathrm{gen}}=\gamma^{\mathrm{GC}}P_{i,t}^{\mathrm{PV}}\Delta t \tag{12}$$

VPP在调度周期内的绿证消纳责任量为

$$N_i^{\mathrm{req}}=\delta_i^{\mathrm{GC}}\sum_{t=1}^{T}(P_{i,t}^{\mathrm{L}}+P_{i,t}^{\mathrm{FL}}+P_{i,t}^{\mathrm{ch}})\Delta t \tag{13}$$

VPP在调度周期内实际持有的绿证总量为

$$N_i^{\mathrm{actual}}=\sum_{t=1}^{T}\left[N_{i,t}^{\mathrm{gen}}+\sum_{j\neq i}N_{j,i,t}^{\mathrm{P2P}}-\sum_{j\neq i}N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}+N_{i,t}^{\mathrm{GC,b}}-N_{i,t}^{\mathrm{GC,s}}\right]\Delta t \tag{14}$$

可再生能源消纳责任权重考核以年度为周期，为简化建模，本文以调度周期为评估单元。绿证消纳约束表示为

$$N_i^{\mathrm{actual}}\geq N_i^{\mathrm{req}} \tag{15}$$

式中：$N_{i,t}^{\mathrm{gen}}$为第i个VPP在时段t的绿证产生量，张；γ^{GC}为新能源发电折算绿证系数；N_i^{req}为第i个VPP在调度周期内的绿证消纳责任量，张；δ_i^{GC}为第i个VPP的可再生能源消纳责任权重；N_i^{actual}为第i个VPP在调度周期内实际持有的绿证总量，张。

2.2 下层模型：配电网市场出清与安全约束

2.2.1 市场出清目标函数

配电网运营商作为市场出清机构，以最小化配电网运行成本为目标进行市场出清。运行成本包

括配电网内常规机组的发电成本以及配电网从上级电网购电的成本。

$$\min C^{\mathrm{Grid}}=\sum_{t=1}^{T}\sum_{i\in\Omega_n^{\mathrm{G}}}\left(\sum_{k=1}^{K}\lambda_{i,t,k}P_{i,t,k}\right)+\sum_{t=1}^{T}\lambda_t^{\mathrm{grid}}P_t^{\mathrm{grid}} \tag{16}$$

式中：C^{Grid}为配电网的运行成本；$\lambda_{i,t,k}$为在时段t常规机组i在日前电能量市场的第k段申报价格，元/kWh；$P_{i,t,k}$为在时段t常规机组i在日前电能量市场的第k段中标电量，kW；Ω_n^{G}为常规机组发电商集合；K为常规机组分段报价的段数；$\lambda_t^{\mathrm{grid}}$为时段$t$上级电网电价，元/kWh；$P_t^{\mathrm{grid}}$为时段$t$配电网向上级电网的购电功率，kW，除根节点外其他节点为0。

2.2.2 市场约束条件

配电网市场约束条件涵盖有功与无功功率平衡约束、常规机组功率上下限约束、支路容量约束及节点电压安全约束，确保市场出清结果满足电网安全运行要求，详见附录A式(A-24)—式(A-30)。

3 求解方法

3.1 基于共识的ADMM求解上层P2P交易问题

多VPP间P2P交易本质上是一个分布式优化问题。各VPP需在保护自身信息隐私的前提下，协调交易决策以提升系统整体效益[11—12]。式(10)—式(11)要求各VPP在P2P交易变量上达成一致，属于典型的共识约束问题。传统ADMM适用于变量可分离问题，基于共识的ADMM专门处理共识约束场景，各VPP仅需交换价格信息即可实现分布式协调。该问题可表述为

$$\begin{cases}\min\sum_{i=1}^{N_v}C_i^{\mathrm{VPP}}\\ \text{s.t. 式(9)—式(15)，附录A式(A-7)—式(A-23)}\end{cases} \tag{17}$$

式中：N_v为系统中VPP的总数量。上层模型中，式(2)、式(5)和式(7)的价格与功率/绿证量的乘积项使模型呈非凸特性。本文采用交替优化策略：固定价格优化交易量，固定交易量更新价格，每步均为凸子问题，形成块坐标下降结构。文献[13—14]证明了此类结构下ADMM对非凸问题的收敛性。在此基础上，针对电力-绿证双商品P2P交易，本文将两类商品交易量分别构建原始变量与共识变量，通过增广拉格朗日函数将各VPP子问题解耦，各VPP独立迭代更新交易量与对偶变量，步长依据原始残差与对偶残差之比自适应调整；当电力和绿证两类商品的原始残差与对偶残差均降至各自收敛阈值以内时算法终止。上述增广拉格朗日函数、变量迭代格式及收敛判据，详见附录A式(A-31)—式(A-38)。

通过上述双商品ADMM分解策略，各VPP在保护自身信息隐私的前提下协调电力和绿证P2P交易决策，实现交易量的分布式协商一致。

3.2 模型求解流程

双层优化模型的求解涉及上下层变量的耦合协调和多VPP间的分布式决策问题，具体流程如图2所示。上层各VPP通过ADMM算法实现电力-绿证双商品P2P交易的分布式协调，下层配网在安全约束下进行市场出清。两层问题通过节点边际电价信号建立耦合关系，上层VPP基于电价制定交易策略，下层市场出清反映交易对配网安全的影响，形成价格引导下的双层协调机制。

本文采用迭代求解策略，各VPP基于当前节点边际电价通过3.1节算法求解P2P交易问题并形成向配网的申报策略，下层配网在安全约束下求解社会成本最小化问题并更新节点边际电价，当电价前后迭代变化小于阈值时双层模型收敛。针对迭代中可能出现的数值振荡，采用二分法对关键决策变量进行边界约束。

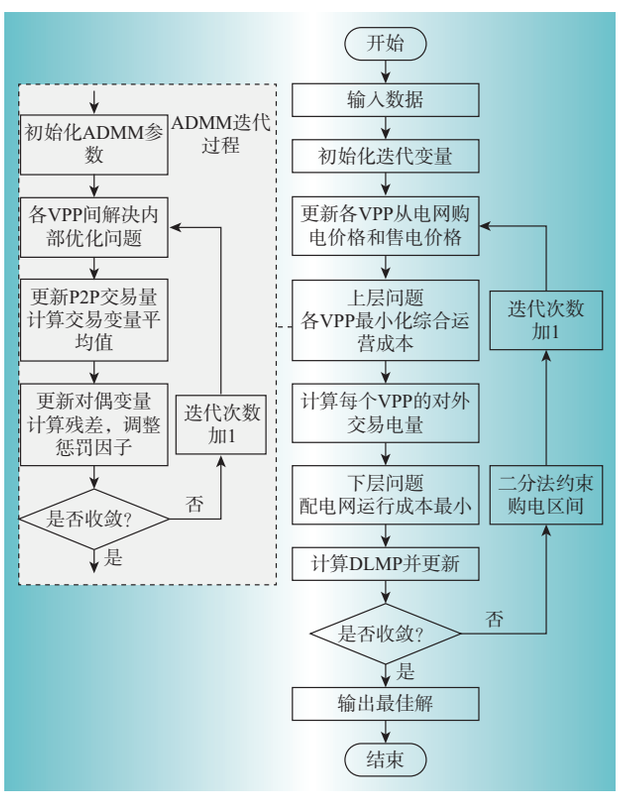


图2 多VPP的P2P交易双层优化求解流程

Fig. 2 Solution flow of multi-VPP P2P trading

4 算例分析

4.1 基础数据

为验证所提方法的有效性，本文采用接入

IEEE 33节点的多虚拟电厂系统进行算例测试，包含VPP1、VPP2和VPP3 3个虚拟电厂，分别代表商业园区、工业园区和居民社区3种典型负荷特性，各VPP均配置储能、光伏及微型燃气轮机。绿证消纳责任权重比例设为25.5%，电压安全运行范围为标幺值[0.93，1.07]，调度周期为典型日24 h，时间步长15 min。系统拓扑图、各VPP配置参数及典型日负荷与光伏功率曲线见附录A.5。

为验证本文所提模型和方法的有效性，设立以下5种情景进行对比分析，如表1所示。

表1　算例情景设置

Table 1　Case study scenario setting

情景	配网约束	P2P交易类型	绿证交易方式
情景1	√	×	×
情景2	√	纯电力P2P	×
情景3	×	纯电力P2P	×
情景4	√	纯电力P2P	集中式交易
情景5	√	电力-绿证协同P2P	支持绿证P2P交易

4.2　P2P交易经济效益分析

为验证P2P交易的经济效益，对比分析情景1和情景2，结果如表2所示。由表2可知，P2P交易模式下系统总成本从2 596元降至1 908元，节约688元，降幅达26.5%。这源于P2P交易允许各VPP基于自身供需状况灵活交换电力，有效发挥了不同VPP的运行特性优势。

表2　P2P交易经济效益对比

Table 2　Economic benefit comparison of P2P trading

指标	情景1	情景2
总VPP成本/(元·日$^{-1}$)	2 596	1 908
P2P交易量/MWh	0	1.140
P2P交易价格区间/(元·kWh^{-1})		0.25~0.65
VPP1成本/元	975	428
VPP2成本/元	914	826
VPP3成本/元	707	654

图3和图4分别展示了P2P交易的功率时序与价格特征。由图3可知，交易主要集中在05:00—20:00时段，部分时段出现VPP同时购售电的情况，体现了各VPP基于实时价格信号和自身位置优势的理性决策；VPP1至VPP3交易在日间达到较高峰值，反映了光伏功率高峰期的负荷转移特性。由图4可知，P2P交易价格在0.25~0.65元/kWh范围内随供需状况动态调整，始终位于向配网购、售电价格之间，在用电高峰（14:00—18:00）接近购电价格上限，在光伏充足时段（08:00—12:00）仍高于售电价格，实现了供需双方的互利共赢。

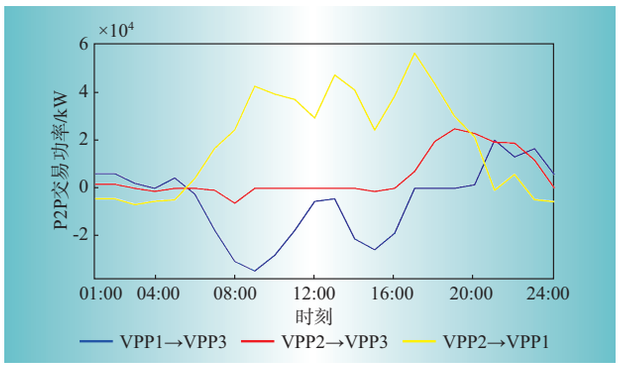


图3　VPP间P2P交易功率时序

Fig. 3　P2P trading power time series between VPPs

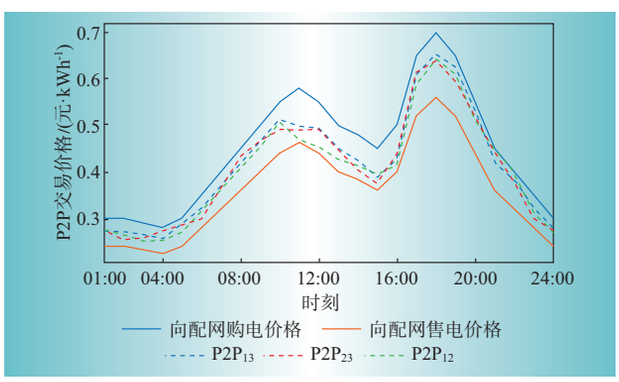


图4　P2P交易价格与电网价格对比

Fig. 4　Comparison of P2P trading prices and grid prices

4.3　配网约束安全价值分析

为验证配电网约束对系统安全运行的保障作用，对比分析情景2和情景3。在此对比中，情景2和情景3的VPP规模相比前述分析有所扩大，通过增加P2P交易规模来加大对配电网安全运行的考验，从而更好地体现约束条件在维护系统安全方面的作用。结果如表3所示。配网约束有效消除了P2P交易可能引发的电压安全问题，情景3下出现18次电压越限，情景2通过引入配网约束后，所有节点电压均保持在0.93~1.07 p.u.安全范围内。

表3　配网约束安全价值对比

Table 3　Distribution network constraint safety value comparison

指标	情景2	情景3
电压越限次数	0	18
P2P交易量/kWh	11 604	13 681
最大线路负载率	0.73	0.86
关键节点最高电压/(p.u.)	1.060	1.094
关键节点最低电压/(p.u.)	0.940	0.902

上述结果表明，无约束条件下的大规模P2P交易确实可能威胁配电网的安全运行，配网约束的引入具有重要安全保障价值。配网约束使P2P交易量从13 681 kWh调整为11 604 kWh，最大线路负载率

从0.86降低至0.73，降幅达15.1%，说明约束机制在保障安全的同时兼顾了经济效率。

4.4 绿证协同增值效应分析

为验证绿证P2P交易的协同增值效应，对比分析情景4和情景5，结果如表4所示。由表4可知，情景5下绿证交易产生收益921元，而情景4收益为895元，P2P交易模式使系统收益提升2.9%，体现了绿证P2P交易模式允许VPP间基于各自绿证供需情况进行直接交易的优势。

由各VPP绿证交易结果可知，系统内形成了明确的绿证供需分工格局：VPP2凭借最大的光伏装机容量成为主要绿证供应方，获得收益914元；VPP1通过出售部分剩余绿证获得收益246元；而VPP3受限于较小的光伏装机，需购买绿证以满足配额要求。这种差异化分工体现了绿证P2P交易对不同类型VPP的差异化激励作用。

表4 绿证协同增值效应对比

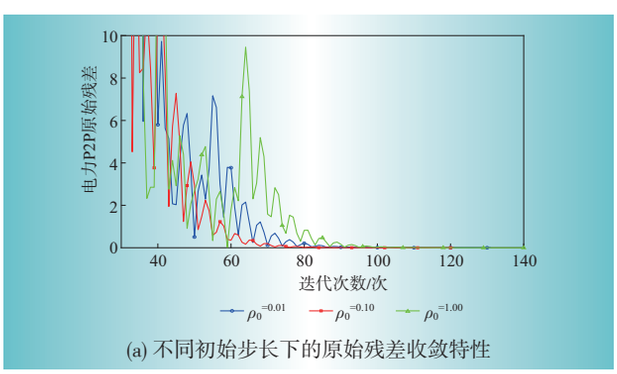
Table 4 Green certificate collaborative value-added effect comparison

指标	情景4	情景5
绿证总成本/元	−895	−921
绿证P2P交易量/张	0	4.2
绿证配额满足率/%	100	100
VPP1绿证成本/元	−240	−246
VPP2绿证成本/元	−907	−914
VPP3绿证成本/元	252	239

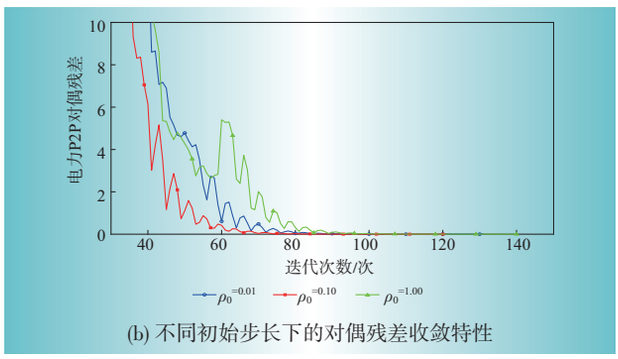
4.5 分布式求解算法验证

本节通过算法收敛性分析和不同VPP规模下的求解性能对比，验证所提分布式求解方法的有效性与可扩展性。

图5展示了自适应ADMM算法在不同初始步长下的收敛特性。测试了 ρ_0=0.01、0.1和1.0 3种初始值，算法分别在131次、121次和140次迭代后收敛，原始残差和对偶残差均降至收敛阈值（10^{-4}）以下。自适应步长机制能够根据残差比值动态调整惩罚参数，无论初始值如何设置，最终均收敛至约0.001，验证了算法对初始参数的鲁棒性。



(a) 不同初始步长下的原始残差收敛特性



(b) 不同初始步长下的对偶残差收敛特性

图5 自适应ADMM算法在不同初始步长下的收敛特性

Fig. 5 Convergence characteristics of adaptive ADMM algorithm under different initial step sizes

表5 不同VPP规模下的求解性能对比

Table 5 Performance comparison of solution methods under different VPP scales

VPP数量/个	方法	迭代次数/次	求解时间/s	系统总成本/元
3	集中式		3.3	53 523
	分布式	121	382.2	53 529
10	集中式		41.2	178 412
	分布式	174	787.1	178 434
20	集中式		176.6	356 823
	分布式	214	1 193.0	356 867

表5对比了不同VPP规模下两种方法的求解性能。随着VPP数量从3增至20，集中式方法求解时间从3.3 s增长到176.6 s，呈二次增长趋势；分布式方法从382.2 s增至1 193.0 s，增长较为平缓，且各VPP子问题可并行求解，体现了可扩展性优势。如表5所示，系统总成本相对误差小于0.02%，验证了分布式方法的求解精度。

5 结束语

本文针对配网约束下VPP间的P2P交易问题，提出了一种考虑电力−绿证协同交易的多VPP双层优化调度方法，通过算例分析得到以下结论：

（1）P2P交易机制能够显著提升VPP运行经济性。相比传统集中调度模式，P2P交易模式下系统总成本明显降低，P2P交易价格根据供需状况在配网购售电价格区间内动态调整，实现了VPP间的灵活电力交换和市场化定价，有效体现了分布式资源的协同优势。

（2）配网约束对保障电网安全运行具有重要价值。约束机制有效消除了P2P交易可能引发的电压越限问题，显著改善了线路负载状况和系统安全裕度。虽然约束条件对部分P2P交易行为产生了限制，但通过市场化手段实现了经济效率与安全运行的协调统一。

（3）绿证协同P2P交易具有显著的增值效应。绿证P2P交易模式相比绿证市场交易实现了显著的成本节约，VPP间基于光伏资源禀赋差异形成合理的绿证供需分工，为VPP开辟了电力销售之外的新收益来源，体现了双商品协同交易的经济优势。

附录见本刊网络版（http://dsm.ijournals.cn）。

参考文献：

[1] 李晖，刘栋，姚丹阳. 面向碳达峰碳中和目标的我国电力系统发展研判[J]. 中国电机工程学报，2021，41（18）：6 245-6 259.
LI Hui, LIU Dong, YAO Danyang. Analysis and reflection on the development of power system towards the goal of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6 245-6 258.

[2] 卫志农，余爽，孙国强，等. 虚拟电厂的概念与发展[J]. 电力系统自动化，2013，37(13)：1-9.
WEI Zhinong, YU Shuang, SUN Guoqiang, et al. Concept and development of virtual power plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(13): 1-9.

[3] 李雪，张剑楠，王立峰，等. 计及P2P交易的多虚拟电厂机会约束优化调度模型[J]. 电力需求侧管理，2025，27(1)：14-20.
LI Xue, ZHANG Jiannan, WANG Lifeng, et al. Chance constrained optimal scheduling model of multi-virtual power plants considering cooperation satisfaction [J]. Power Demand Side Management, 2025, 27(1): 14-20.

[4] 王博闻，张博涵，鲁宇，等. 考虑碳交易的多虚拟电厂主从博弈协调策略[J]. 电力需求侧管理，2025，27(1)：80-87.
WANG Bowen, ZHANG Bohan, LU Yu, et al. Multi-virtual power plant master-slave game coordination strategy considering carbon trading [J]. Power Demand Side Management, 2025, 27(1): 80-87.

[5] 尚楠，陈政，卢治霖，等. 电力市场、碳市场及绿证市场互动机理及协调机制[J]. 电网技术，2023，47(1)：142-154.
SHANG Nan, CHEN Zheng, LU Zhilin, et al. Interaction principle and cohesive mechanism between electricity market, carbon market and green power certificate market[J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 142-154.

[6] ZHANG L, LIU D, CAI G, et al. An optimal dispatch model for virtual power plant that incorporates carbon trading and green certificate trading [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 144: 108 558.

[7] 王愿，李彦斌，宋明浩，等. 计及多重不确定性和时间相关性的虚拟电厂参与碳-绿证协同交易优化调度[J]. 电网技术，2024，48(12)：4 938-4 947.
WANG Yuan, LI Yanbin, SONG Minghao, et al. Optimal scheduling of virtual power plant participating in carbon-green certificates collaborative trading considering multiple uncertainties and time correlations [J]. Power System Technology, 2024, 48(12): 4 938-4 947.

[8] 杨芃，杨晓辉，杨莉，等. 基于碳市场与绿证分配制度的源荷低碳经济调度[J]. 南方电网技术，2025，19(3)：87-95.
YANG Peng, YANG Xiaohui, YANG Li, et al. Low-carbon economic dispatching of source and load based on carbon market and green certificate allocation system [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(3): 87-95.

[9] 周步祥，张越，臧天磊，等. 基于区块链的多虚拟电厂主从博弈优化运行[J]. 电力系统自动化，2022，46(1)：155-163.
ZHOU Buxiang, ZHANG Yue, ZANG Tianlei, et al. Blockchain-based Stackelberg game optimal operation of multiple virtual power plants[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(1): 155-163.

[10] 程雪婷，王金浩，金玉龙，等. 计及配电网运行约束的多虚拟电厂合作博弈策略[J]. 南方电网技术，2023，17(4)：119-131.
CHENG Xueting, WANG Jinhao, JIN Yulong, et al. Cooperative game strategy of multiple virtual power plants considering the operational constraints of distribution network [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(4): 119-131.

[11] 沈思辰，韩海腾，周亦洲，等. 基于条件风险价值的多虚拟电厂电-碳-备用P2P交易模型[J]. 电力系统自动化，2022，46(18)：147-157.
SHEN Sichen, HAN Haiteng, ZHOU Yizhou, et al. Electricity-carbon-reserve peer-to-peer tradingmodel for multiple virtual power plants based on conditional value-at-risk[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18): 147-157.

[12] 普月，刘皓明，王健，等. 考虑多源激励的港口能流-物流全过程协同调度优化[J]. 中国电机工程学报，2023，43(20)：7 912-7 929.
PU Yue, LIU Haoming, WANG Jian, et al. Whole-process collaborative scheduling optimization for port energy flows and logistics flows considering multi-source incentives[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(20): 7 912-7 929.

[13] HONG M, LUO Z Q, RAZAVIYAYN M. Convergence analysis of alternating direction method of multipliers for a family of nonconvex problems [J]. SIAM Journal on Optimization, 2016, 26(1): 337-364.

[14] WANG F, CAO W, XU Z. Convergence of multi-block Bregman ADMM for nonconvex composite problems[J]. Science China Information Sciences, 2018, 61(12): 122 101.

作者简介：

罗俊杰（2001），男，江苏南通人，硕士研究生，研究方向为虚拟电厂；

袁晓玲（1971），女，通信作者，安徽巢湖人，副教授，研究方向为新能源发电和电力需求侧管理；

苏慧玲（1983），女，河南周口人，高级工程师，研究方向为综合能源系统分析、智能用电、电能计量。

（责任编辑　水　鸥　王晗雯）

附录A

A.1 基础成本项

（1）储能运行成本

储能系统运行成本主要由充放电过程中的设备运维成本构成。

$$C_i^{\mathrm{ESS}}=c_i^{\mathrm{ESS}}\sum_{t=1}^{T}(P_{i,t}^{\mathrm{ch}}+P_{i,t}^{\mathrm{dis}})\Delta t \tag{A-1}$$

式中：c_i^{ESS} 为第 i 个VPP的储能单位运行成本，元/kWh。

（2）燃气轮机运行成本

$$C_i^{\mathrm{MT}}=c_i^{\mathrm{MT}}\sum_{t=1}^{T}P_{i,t}^{\mathrm{MT}}\Delta t \tag{A-2}$$

式中：c_i^{MT} 为第 i 个VPP的微型燃气轮机单位运行成本，元/kWh。

（3）需求响应补偿成本

考虑到需求侧管理中负荷特性的影响，将柔性负荷分为可中断负荷和可调节负荷2类，其综合成本表示为

$$C_i^{\mathrm{FL}}=C_i^{\mathrm{FL,int}}+C_i^{\mathrm{FL,adj}} \tag{A-3}$$

其中，可中断负荷成本基于中断补偿机制，按照中断电量和补偿标准计算为

$$C_i^{\mathrm{FL,int}}=\sum_{t=1}^{T}c_i^{\mathrm{int}}P_{i,t}^{\mathrm{int}}\Delta t \tag{A-4}$$

可调节负荷成本反映负荷调节对用户用电效用的影响，表示为

$$C_i^{\mathrm{FL,adj}}=\sum_{t=1}^{T}c_i^{\mathrm{adj}}P_{i,t}^{\mathrm{adj}}\Delta t \tag{A-5}$$

式中：c_i^{int} 为第 i 个VPP的可中断负荷补偿成本，元/kWh；$P_{i,t}^{\mathrm{int}}$ 为第 i 个VPP在时段 t 的可中断负荷功率，kW；c_i^{adj} 为第 i 个VPP的可调节负荷补偿成本，元/kWh；$P_{i,t}^{\mathrm{adj}}$ 为第 i 个VPP在时段 t 的可调节负荷功率调节量，kW。

（4）光伏维护成本

$$C_i^{\mathrm{PV}}=c_i^{\mathrm{PV}}\sum_{t=1}^{T}P_{i,t}^{\mathrm{PV}}\Delta t \tag{A-6}$$

式中：c_i^{PV} 为第 i 个VPP的光伏维护成本，元/kWh。

A.2 VPP各设备约束

（1）微型燃气轮机约束

燃气轮机要满足功率上下限约束、爬坡约束以及备用约束。

$$P_i^{\mathrm{MT,min}}\leqslant P_{i,t}^{\mathrm{MT}}\leqslant P_i^{\mathrm{MT,max}} \tag{A-7}$$

$$P_{i,t}^{\mathrm{MT}}+R_{i,t}^{\mathrm{u}}\leqslant P_i^{\mathrm{MT,max}} \tag{A-8}$$

$$P_{i,t}^{\mathrm{MT}}-R_{i,t}^{\mathrm{d}}\geqslant P_i^{\mathrm{MT,min}} \tag{A-9}$$

$$P_{i,t}^{\mathrm{MT}}-P_{i,t-1}^{\mathrm{MT}}\leqslant r_i^{\mathrm{u}} \tag{A-10}$$

$$P_{i,t-1}^{\mathrm{MT}}-P_{i,t}^{\mathrm{MT}}\leqslant r_i^{\mathrm{d}} \tag{A-11}$$

式中：$P_i^{\mathrm{MT,min}}$ 为第 i 个VPP的微型燃气轮机最小输出功率，kW；$P_i^{\mathrm{MT,max}}$ 为第 i 个VPP的微型燃气轮机最大输出功率，kW；$P_{i,t}^{\mathrm{MT}}$ 为第 i 个VPP在时段 t 的微型燃气轮机输出功率，kW；$R_{i,t}^{\mathrm{d}}$ 为第 i 个VPP在时段 t 的提供的负备用，kW；$R_{i,t}^{\mathrm{u}}$ 为第 i 个VPP在时段 t 的提供的正备用，kW；r_i^{u} 为第 i 个VPP的微型燃气轮机上爬坡率kW/h；r_i^{d} 为第 i 个VPP的微型燃气轮机下爬坡率，kW/h。

（2）储能的功率约束以及电荷状态约束

$$0\leqslant P_{i,t}^{\mathrm{ch}}\leqslant u_{i,t}^{\mathrm{c}}P_i^{\mathrm{ch,max}} \tag{A-12}$$

$$0\leqslant P_{i,t}^{\mathrm{dis}}\leqslant u_{i,t}^{\mathrm{d}}P_i^{\mathrm{dis,max}} \tag{A-13}$$

$$u_{i,t}^{\mathrm{c}}+u_{i,t}^{\mathrm{d}}\leqslant 1 \tag{A-14}$$

$$S_{i,t+1}=S_{i,t}+\left(\frac{\eta_i^{\mathrm{c}}P_{i,t}^{\mathrm{ch}}}{S_i^{\mathrm{cap}}}-\frac{P_{i,t}^{\mathrm{dis}}}{\eta_i^{\mathrm{d}}\cdot S_i^{\mathrm{cap}}}\right)\Delta t \tag{A-15}$$

$$S_i^{\mathrm{min}}\leqslant S_{i,t}\leqslant S_i^{\mathrm{max}} \tag{A-16}$$

$$S_{i,T}=S_{i,t_0} \tag{A-17}$$

式中：$u_{i,t}^{\mathrm{c}}$ 为第 i 个VPP在时段 t 的充电状态指示变量，二元变量；$P_i^{\mathrm{ch,max}}$ 为第 i 个VPP的最大充电功率，kW；$u_{i,t}^{\mathrm{d}}$ 为第 i 个VPP在时段 t 的放电状态指示变量，二元变量；$P_i^{\mathrm{dis,max}}$ 为第 i 个VPP的最大放电功率，kW；$S_{i,t}$ 为第 i 个VPP在时段 t 的储能荷电状态；η_i^{c} 为第 i 个VPP的储能充电效率；η_i^{d} 为第 i 个VPP的储能放电效率；S_i^{cap} 为第 i 个VPP的储能容量，kWh；S_i^{min} 为第 i 个VPP的储能最小荷电状态；S_i^{max} 为第 i 个VPP的储能最大荷电状态；t_0 为初始时段。

（3）柔性负荷约束

可中断负荷约束表示为

$$0\leqslant P_{i,t}^{\mathrm{int}}\leqslant u_{i,t}^{\mathrm{int}}P_i^{\mathrm{int,max}} \tag{A-18}$$

$$\sum_{t=1}^{T}u_{i,t}^{\mathrm{int}}\leqslant N_i^{\mathrm{int,max}} \tag{A-19}$$

可调节负荷约束

$$-P_i^{\mathrm{adj,max}}\leqslant P_{i,t}^{\mathrm{adj}}\leqslant P_i^{\mathrm{adj,max}} \tag{A-20}$$

$$\sum_{t=1}^{T}P_{i,t}^{\mathrm{adj}}=0 \tag{A-21}$$

$$P_{i,t}^{\mathrm{FL}}=P_{i,t}^{\mathrm{int}}+P_{i,t}^{\mathrm{adj}} \tag{A-22}$$

式中：$u_{i,t}^{\mathrm{int}}$ 为第 i 个VPP在时段 t 的可中断负荷状态指示变量，二元变量；$P_i^{\mathrm{int,max}}$ 为VPP的最大可中断负荷功率，kW；$N_i^{\mathrm{int,max}}$ 为第 i 个VPP的日最大中断次数；$P_i^{\mathrm{adj,max}}$ 为第 i 个VPP的最大可调节负荷功率，kW。

（4）光伏的功率约束

$$P_{i,t}^{\mathrm{PV}}\leqslant P_{i,t}^{\mathrm{PV,f}} \tag{A-23}$$

式中，$P_{i,t}^{\mathrm{PV}}$ 为第 i 个VPP在时段 t 的光伏输出功率，kW；$P_{i,t}^{\mathrm{PV,f}}$ 为第 i 个VPP在时段 t 的光伏预测输出功率，kW。

A.3 配电网市场约束条件

（1）配电网有功功率平衡约束

$$\sum_{i\in I_n}P_{i,t}^{\mathrm{grid,s}}+\sum_{g\in\Omega_n^G}\sum_{k=1}^{K}P_{g,k,t}+P_t^{\mathrm{grid}}=\sum_{i\in I_n}P_{i,t}^{\mathrm{grid,b}}+\left[\sum_{i\in I_n}\sum_{j\neq i}(P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}-P_{j,i,t}^{\mathrm{P2P}})\right]+P_{n,t}^{\mathrm{D}}+\sum_{l\in L_n}P_{l,t} \tag{A-24}$$

式中：n 为配电网节点编号；l 为配电网线路编号；I_n 为节点 n 上的VPP集合；P_t^{grid} 为时段 t 从上级电网购买的有功功率，除根节点外其他节点为0；$P_{n,t}^{\mathrm{D}}$ 为节点 n 时段 t 的配电网预测负荷功率，kW；$P_{l,t}$ 为时段 t 线路 l 的有功功率流动，L_n 为对所有与节点 n 相连的线路集合。

（2）常规机组约束

$$0\leqslant P_{g,t,k}\leqslant P_{g,t,k}^{\max} \tag{A-25}$$

$$Q_g^{\min}\leqslant Q_{g,t}\leqslant Q_g^{\max} \tag{A-26}$$

式中：$P_{g,t,k}^{\max}$ 为在时段 t 常规机组 g 在日前电能量市场的第 k 段申报电量，kW；$Q_g^{\min}$ 和 $Q_g^{\max}$ 分别为常规机组 g 的无功功率下限和上限，kvar；$Q_{g,t}$ 为时段 t 常规机组 g 的无功功率，kvar。

（3）配电网无功功率平衡约束

$$\sum_{g\in\Omega_n^G}Q_{g,t}+Q_t^{\mathrm{grid}}-\frac{\sqrt{1-\eta^2}}{\eta}\sum_{i\in I_n}[P_{i,t}^{\mathrm{grid,s}}-P_{i,t}^{\mathrm{grid,b}}-\sum_{j\neq i}(P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}-P_{j,i,t}^{\mathrm{P2P}})]=Q_{n,t}^{D}+\sum_{l\in L_n}Q_{l,t} \tag{A-27}$$

式中：Q_t^{grid} 为时段 t 从上级电网购买的无功功率，kvar，除根节点外其他节点为0；η 为功率因数；$Q_{n,t}^{\mathrm{D}}$ 为时段 t 节点 n 的无功负荷，kvar；$Q_{l,t}$ 为时段 t 线路 l 的无功功率流动，kvar。

配电网的支路容量、电压降落与电压限制约束

$$(P_{l,t})^2+(Q_{l,t})^2\leqslant(S_l^{\max})^2 \tag{A-28}$$

$$U_{n',t}-2(r_lP_{l,t}+x_lQ_{l,t})+I_{l,t}^2(r_l^2+x_l^2)=U_{n,t} \tag{A-29}$$

$$(U^{\min})^2\leqslant U_{n,t}\leqslant(U^{\max})^2 \tag{A-30}$$

式中：$S_l^{\max}$ 为支路 l 的容量上限，kVA；$U_{n,t}$ 为节点 n 时段 t 电压幅值的平方；$U^{\min}$ 和 $U^{\max}$ 分别为节点电压幅值的下限和上限，kV；r_l 和 x_l 分别为线路 l 的电阻和电抗，Ω。

A.4 自适应ADMM推导

将电力交易量和绿证交易量分别作为原始变量，以两VPP间同一商品交易量之和的一半作为共识变量，构建双商品ADMM增广拉格朗日函数为

$$L_\rho(P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}},N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}},\lambda_{i,j,t}^{\mathrm{E}},\lambda_{i,j,t}^{\mathrm{GC}})=\sum_{i=1}^{N_v}C_i^{\mathrm{VPP}}+\sum_{i,j,t}\lambda_{i,j,t}^{\mathrm{E}}\left(P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}-\frac{P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}-P_{j,i,t}^{\mathrm{P2P}}}{2}\right)+\frac{\rho^{\mathrm{E}}}{2}\left\|P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}-\frac{P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}-P_{j,i,t}^{\mathrm{P2P}}}{2}\right\|_2^2+\sum_{i,j,t}\lambda_{i,j,t}^{\mathrm{GC}}\left(N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}-\frac{N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}-N_{j,i,t}^{\mathrm{P2P}}}{2}\right)+\frac{\rho^{\mathrm{GC}}}{2}\left\|N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}-\frac{N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}-N_{j,i,t}^{\mathrm{P2P}}}{2}\right\|_2^2 \tag{A-31}$$

式中：$\lambda_{i,j,t}^{\mathrm{E}}$ 和 $\lambda_{i,j,t}^{\mathrm{GC}}$ 分别为电力和绿证P2P交易对称性约束的对偶变量；ρ^{E} 和 ρ^{GC} 分别为电力和绿证交易的惩罚因子。

电力和绿证交易变量的迭代过程如下。各VPP通过求解如下子问题更新交易决策

$$(P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k+1},N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k+1})=\arg\min\Big(C_i^{\mathrm{VPP}}+\sum_{j\neq i,t}\lambda_{i,j,t}^{\mathrm{E},k}\left(P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}-\frac{P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k}-P_{j,i,t}^{\mathrm{P2P},k}}{2}\right)+\frac{\rho^{\mathrm{E}}}{2}\left\|P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}-\frac{P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k}-P_{j,i,t}^{\mathrm{P2P},k}}{2}\right\|_2^2+\sum_{j\neq i,t}\lambda_{i,j,t}^{\mathrm{GC},k}\left(N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}-\frac{N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k}-N_{j,i,t}^{\mathrm{P2P},k}}{2}\right)+\frac{\rho^{\mathrm{GC}}}{2}\left\|N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P}}-\frac{N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k}-N_{j,i,t}^{\mathrm{P2P},k}}{2}\right\|_2^2\Big) \tag{A-32}$$

对偶变量更新如下

$$\lambda_{i,j,t}^{\mathrm{E},k+1}=\lambda_{i,j,t}^{\mathrm{E},k}+\rho^{\mathrm{E}}\left(P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k+1}-\frac{P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k+1}-P_{j,i,t}^{\mathrm{P2P},k+1}}{2}\right) \tag{A-33}$$

$$\lambda_{i,j,t}^{GC,k+1}=\lambda_{i,j,t}^{GC,k}+\rho^{GC}\left(N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k+1}-\frac{N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k+1}-N_{j,i,t}^{\mathrm{P2P},k+1}}{2}\right) \tag{A-34}$$

原始残差和对偶残差计算方法如下

$$\begin{cases}r_{i,j,t}^{\mathrm{E},k+1}=P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k+1}+P_{j,i,t}^{\mathrm{P2P},k+1}\\ s_{i,j,t}^{\mathrm{E},k+1}=P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k+1}-P_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k}\\ r_{i,j,t}^{\mathrm{GC},k+1}=N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k+1}+N_{j,i,t}^{\mathrm{P2P},k+1}\\ s_{i,j,t}^{\mathrm{GC},k+1}=N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k+1}-N_{i,j,t}^{\mathrm{P2P},k}\end{cases} \tag{A-35}$$

式中：$r_{i,j,t}^{\mathrm{E},k+1}$、$s_{i,j,t}^{\mathrm{E},k+1}$、$r_{i,j,t}^{\mathrm{GC},k+1}$ 和 $s_{i,j,t}^{\mathrm{GC},k+1}$ 分别为第 $k+1$ 次迭代电力和绿证P2P交易中的原始残差和对偶残差。

步长的选择对ADMM求解速度有明显影响。本文采用自适应步长，通过原始残差和对偶残差之间的比例动态更新步长，即

$$\rho^{\mathrm{E},k+1}=\begin{cases}\tau^{\mathrm{incr}}\cdot\rho^{\mathrm{E},k} & \left|r_{i,j,t}^{\mathrm{E},k}\right|>\mu\cdot\left|s_{i,j,t}^{\mathrm{E},k}\right| \\ \dfrac{\rho^{\mathrm{E},k}}{\tau^{\mathrm{decr}}} & \left|s_{i,j,t}^{\mathrm{E},k}\right|>\mu\cdot\left|r_{i,j,t}^{\mathrm{E},k}\right| \\ \rho^{\mathrm{E},k} & else\end{cases} \tag{A-36}$$

$$\rho^{\mathrm{GC},k+1}=\begin{cases}\tau^{\mathrm{incr}}\cdot\rho^{\mathrm{GC},k} & \left|r_{i,j,t}^{\mathrm{GC},k}\right|>\mu\cdot\left|s_{i,j,t}^{\mathrm{GC},k}\right| \\ \dfrac{\rho^{\mathrm{GC},k}}{\tau^{\mathrm{decr}}} & \left|s_{i,j,t}^{\mathrm{GC},k}\right|>\mu\cdot\left|r_{i,j,t}^{\mathrm{GC},k}\right| \\ \rho^{\mathrm{GC},k} & else\end{cases} \tag{A-37}$$

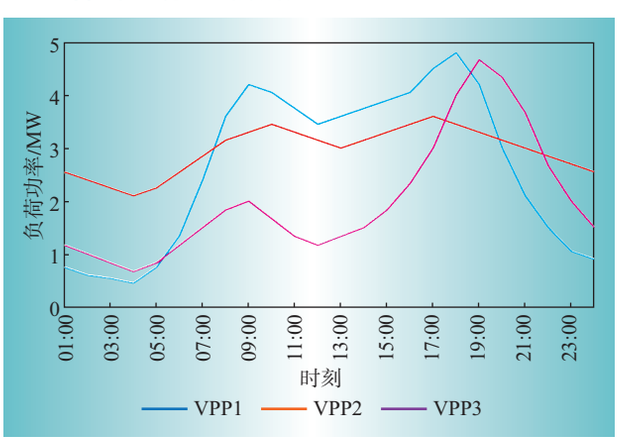
式中：μ 为原始残差和对偶残差之间的比例常数；τ^{incr} 和 τ^{decr} 分别为加速因子和减速因子。其中 $\mu>1$，$\tau^{\mathrm{incr}}>1$，$\tau^{\mathrm{decr}}>1$。

当电力和绿证两类商品的原始残差与对偶残差均降至收敛阈值以内时，算法终止，收敛判据为

$$\begin{cases}\left\|r^{\mathrm{E},k+1}\right\|\leqslant\epsilon^{\mathrm{pri}} \\ \left\|r^{\mathrm{GC},k+1}\right\|\leqslant\epsilon^{\mathrm{pri}} \\ \left\|s^{\mathrm{E},k+1}\right\|\leqslant\epsilon^{\mathrm{dual}} \\ \left\|s^{\mathrm{GC},k+1}\right\|\leqslant\epsilon^{\mathrm{dual}}\end{cases} \tag{A-38}$$

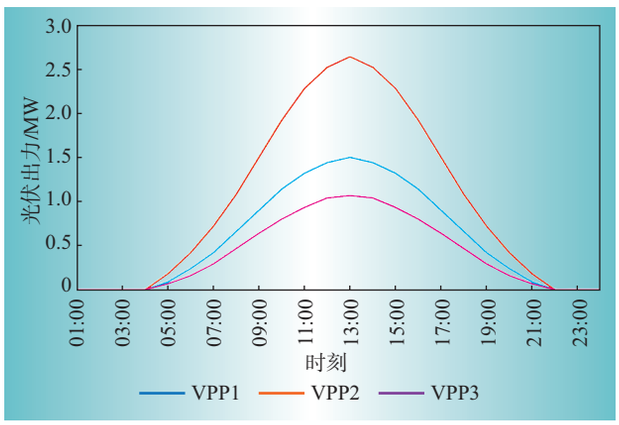
式中：ϵ^{pri} 和 ϵ^{dual} 分别为原始残差、对偶残差的容忍上限；r^{E}、r^{GC} 分别为电力和绿证的原始残差向量；s^{E} 和 s^{GC} 分别为对应的对偶残差向量。

A.5 算例系统基础数据



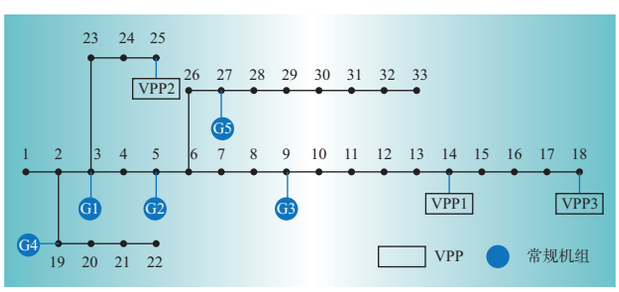
图A-1 VPP负荷曲线

Fig. A-1 Load curve of VPPs



图A-2 VPP光伏功率曲线

Fig. A-2 PV output curve of VPPs



图A-3 含多VPP IEEE 33节点配电网拓扑

Fig. A-3 IEEE 33-node distribution network topology with multiple VPPs

表A-1 VPP负荷及配置信息

Table A-1 Load and configuration information of VPPs

参数	VPP1	VPP2	VPP3
接入节点	14	25	18
峰值负荷/MW	5.0	3.6	4.5
光伏容量/MW	1.5	2.5	1.0
储能容量/MWh	3.0	5.0	1.5
储能功率/MW	1.5	2.5	0.7
燃气轮机/MW	1.5	2.5	1.0