DOI:10.3969/j.issn.1009-1831.2026.06.016 文章编号:1009-1831(2026)06-0110-07 中图分类号:TM73

碳普惠机制下含电动汽车的电氢耦合微电网优化调度

赵小瑾,蔡俊熠,王骏东,李亚飞,王 清,朱玮珂
(国网江苏省电力有限公司 苏州供电分公司,江苏 苏州 215004)

摘要:针对碳配额市场未覆盖小微主体,导致微电网减排贡献难以量化与交易的问题,提出碳普惠机制下含电动汽车的电氢耦合微电网优化调度方法。在核算层面,建立涵盖微电网灵活性减排与氢能替代减排的多类型碳普惠核算方法,基于分时碳排放因子实现减排量精细化核算;在调度层面,挖掘电氢转换设备与电动汽车充放电的柔性调节潜力,以综合成本最小为目标,构建碳普惠—需求响应双重激励机制协同的优化调度模型。多场景算例对比结果表明:通过减排量交易与负荷削峰激励的协同作用,双重激励机制使微电网总碳排放量减少了6.59%,综合成本降低了9.55%。随着可再生能源渗透率逐步提升,所提方法能有效减少弃风弃光,为用户侧微电网低碳经济运行提供了可行路径。

关键词:碳普惠;电氢耦合微电网;电动汽车;需求响应;优化调度

Optimal scheduling of electric-hydrogen coupled microgrid with electric vehicles under carbon inclusion mechanism

ZHAO Xiaojin, CAI Junyi, WANG Jundong, LI Yafei, WANG Qing, ZHU Weike
(Suzhou Power Supply Company, State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Suzhou 215004, China)

Abstract: The carbon emission trading market does not cover small and micro entities, making the emission reduction contributions of microgrids difficult to quantify and trade. To address this issue, an optimal scheduling method of electric-hydrogen coupled microgrid with electric vehicles (EVs) under carbon inclusion mechanism is proposed. For emission reduction accounting, a multi-type carbon inclusion accounting method covering microgrid flexible emission reduction and hydrogen substitution emission reduction is established, with refined quantification based on time-varying carbon emission factors. For optimal scheduling, the flexibility of electric-hydrogen conversion equipment and EV charging/discharging is exploited, and an optimal scheduling model under synergistic dual incentives of carbon inclusion mechanism and demand response is constructed to minimize the comprehensive cost. Simulation results demonstrate that, through emission reduction trading and peak-shaving incentives, the dual incentive mechanism reduces the total carbon emissions by 6.59% and the comprehensive cost by 9.55%. Moreover, wind and solar curtailment is effectively reduced as the renewable energy penetration rate increases. A feasible pathway for the low-carbon economic operation of user-side microgrids is provided by the proposed method.

Key words: carbon inclusion; electric-hydrogen coupled microgrid; electric vehicle; demand response; optimal scheduling

0 引言

随着“双碳”目标持续推进,电动、氢燃料等新能源车辆保有量快速增长[1],电氢耦合微电网作为可再生能源消纳及电动汽车(electric vehicle,EV)和氢燃料汽车供能的重要载体,具备可观的减排潜力。当前国内碳配额市场仅覆盖高耗能大型控排企业,电氢耦合微电网的减排贡献难以纳入该交易体系。碳普惠机制面向小微主体、家庭和个人,可将节能降碳行为量化为减排量或碳积分,并通过政策引导、商业激励和减排量交易等途径实现其价值,与现行碳配额市场形成有效互补[2]。因此,构建适用于电氢耦合微电网的碳普惠核算与激励机制,对于推动微电网低碳经济运行具有重要意义。

精准规范的碳核算是碳普惠市场运行的核心支撑[3]。面向居民用电场景,文献[4]构建基于动态碳排放因子的居民碳信用计量模型,设计差异化激励套餐引导低碳用电。面向EV充电场景,文献[5-6]构建了EV充电的碳积分核算方法,其中文献[5]提出了碳聚合商与控排企业供需匹配下碳积分定价模型;文献[6]将碳积分引入电氢综合能源系统优化调度,提升EV参与调度的积极性,但二者所采用的碳排放因子仅反映电源结构比例,无法表征EV充电的真实碳排放水平,制约了碳积分的科学性与市场价值。此外,现有碳普惠核算仅聚焦电力消费场景,尚未涉及氢能替代化石能源等减排场景。

碳普惠核算需认定标准化的减排场景,电氢耦

收稿日期:2026-07-16;修回日期:2026-09-02
基金项目:国家自然科学基金项目(52377104)

合微电网减排潜力集中于电氢转换设备与EV充放电两类柔性资源。文献[7]以可逆固体氧化物电池(reversible solid oxide cell,RSOC)为核心设备,建立电氢耦合微电网全生命周期规划-运营模型,验证了电氢协同运行对可再生能源消纳的提升作用;文献[8-9]将碳配额成本纳入调度目标,依托多能转换与混合储能优化负荷时空分布,兼顾低碳性与经济性。针对EV充放电调控,文献[10]以动态碳排放因子替代电价信号引导EV有序充放电;文献[11]构建了EV充放电碳排放核算模型,通过动态电-碳价格激励系统低碳运行。上述研究依托可再生能源消纳、经济调度或价格信号引导等方式间接降碳,缺少减排价值量化的直接路径,柔性资源的低碳调度潜力难以充分释放。

碳市场与需求响应(demand response,DR)分别是量化减排价值和电能量价值的重要手段,二者协同有助于兼顾系统运行的低碳性与经济性。围绕电-碳协同机制,文献[12]基于DR与碳配额收益的联合优化,构建了配电网双层调度模型;文献[13]引入绿证交易,形成电-碳-绿证多元交易框架,依靠动态响应机制实现多市场联动。针对电氢耦合系统,文献[14]分析了碳配额与绿证的市场价差套利空间,证实多市场协同可改善经济效益;文献[15]指出电氢协同参与多市场面临环境权益边界模糊及衔接机制不完善等问题。上述研究均围绕碳配额市场展开,尚未构建碳普惠场景下小微主体的参与路径及减排量核算与交易机制。

综上所述,本文旨在挖掘电氢耦合微电网中柔性资源的减排潜力,将碳普惠机制纳入微电网优化调度。主要创新如下:① 提出涵盖微电网灵活性减排和氢能替代减排的多类型碳普惠减排量核算方法,引入分时碳排放因子实现减排量的精细化核算;② 考虑电氢双向转换与EV充放电调度能力,分别对微电网减排贡献和灵活用电予以激励,建立碳普惠-DR双重激励机制协同的电氢耦合微电网优化调度模型。通过多场景对比分析验证所提模型的有效性,为碳普惠机制在用户侧微电网中的推广应用提供理论参考。

1　电氢耦合微电网架构及碳普惠机制设计

1.1　电氢耦合微电网运行框架

图1展示了电氢耦合微电网运行架构及能流关系。供能侧包含电网、微型燃气轮机(gas turbine,GT)、光伏、风电、RSOC以及储氢库;用能侧包括基础电负荷、EV充电负荷及氢燃料汽车负荷,EV可通过车网互动(vehicle to grid,V2G)的方式向微电网放电。其中,RSOC可工作于电解池(solid oxide electrolysis cell,SOEC)模式消耗电能制氢,也可工作于燃料电池(solid oxide fuel cell,SOFC)模式利用储存的氢能发电。氢能以RSOC为枢纽,通过"电-氢-电"双向转换路径深度接入微电网。相比于其他电氢转换设备,RSOC具有运行方式灵活、制氢效率高和氢气纯度高等特点。

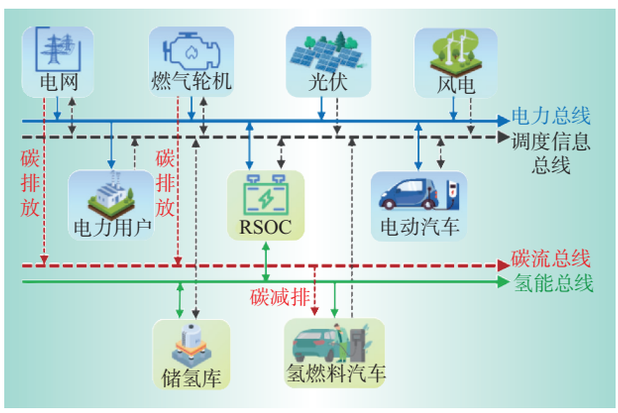


图1　电氢耦合微电网运行框架

Fig. 1　Operational framework of the electric-hydrogen coupled microgrid

1.2　碳普惠机制基础理论

碳普惠是面向小微主体、家庭和个人的自愿减排激励机制,其核心要求包括减排项目的真实性、额外性与减排量核算的科学性。其中额外性是指:若无碳普惠激励,该减排活动便不会发生[16]。以EV充电场景为例,通常计算EV充电相对于燃油车耗油所减少的排放,但随着EV规模化发展,该行为已逐步由市场需求自发驱动,额外性趋于弱化。

碳普惠市场基于减排量进行交易,减排量定义为:在指定核算周期内,基线情景碳排放量与项目情景碳排放量的差值。基线情景是指没有碳普惠激励或基于化石能源消耗开展活动的常规情景;项目情景是指碳普惠激励实施后的情景[4]。

1.3　碳普惠减排场景认定

基于上述原则,本文微电网作为碳普惠市场减排量的供给方,可认定以下2类减排场景。

(1) 类型1微电网灵活性减排

基线情景为未引入碳普惠时微电网的常规运行状态。此时,优先消纳可再生能源,剩余负荷由外购能源满足,各类可调资源按固有习惯运行,不主动开展针对减排的优化调度。对于所研究的电氢耦合微电网,具体表现为:EV无序充电,RSOC仅以SOEC模式耗电制氢满足氢燃料汽车负荷,光伏

与风电全额消纳后优先从电网购电，GT作为备用。项目情景为碳普惠激励下系统优化调度的结果，其碳排放量越少，核算出的减排量越多，从而鼓励微电网用能结构向低碳方向优化。

额外性论证：微电网经济调度以降低运行成本为核心，减排仅为附带成效，且经济调度可能与减排目标冲突。碳普惠机制以减排量为直接目标，引导微电网调整用能方式，已超出经济调度的自发范畴，故具备额外性。

（2）类型2氢能替代减排

在行驶相同里程的情形下，基线情景为同类型燃油车消耗化石能源，产生排放；项目情景为氢燃料汽车消耗氢能，视为零排放。

额外性论证：氢燃料汽车尚处于发展初期，氢能制取与加注成本远高于传统燃油，缺乏经济可行性。但其零排放特性相较燃油车具有显著环境效益，若无政策引导与碳普惠激励支持，氢燃料汽车替代燃油车并非市场自发行为，故具备额外性。

1.4 碳普惠减排量核算方法

光伏和风电为零排放电源，微电网碳排放只来源于外购能源，包括外购电力与外购燃气发电等，引入电网分时碳排放因子刻画电网不同时段的碳排放强度差异。微电网灵活性减排产生的减排量为

$$E_{\mathrm{MG}}^{\mathrm{CO_2}}=\sum_{t=1}^{T}(\lambda_t P_{\mathrm{base},t}^{\mathrm{grid}}+\lambda^{\mathrm{G}}P_{\mathrm{base},t}^{\mathrm{G}}-\lambda_t P_t^{\mathrm{grid}}-\lambda^{\mathrm{G}}P_t^{\mathrm{G}})\Delta t \quad (1)$$

式中：$E_{\mathrm{MG}}^{\mathrm{CO_2}}$ 为微电网灵活性减排量；T 为调度时间尺度数；λ_t 和 λ^{G} 分别为 t 时段的电网分时碳排放因子与GT碳排放因子；$P_{\mathrm{base},t}^{\mathrm{grid}}$ 和 $P_{\mathrm{base},t}^{\mathrm{G}}$ 分别为基线情景下 t 时段的外购电功率与GT功率；P_t^{grid} 和 P_t^{G} 分别为项目情景下 t 时段的外购电功率与GT功率；Δt 为调度时间步长。

氢能替代产生的减排量为

$$E_{\mathrm{H_2}}^{\mathrm{CO_2}}=\sum_{t=1}^{T}\frac{L_t^{\mathrm{H}}\Delta t\lambda^{\mathrm{oil}}}{\delta^{\mathrm{H}}} \quad (2)$$

式中：$E_{\mathrm{H_2}}^{\mathrm{CO_2}}$ 为氢能替代减排量；L_t^{H} 为 t 时段的氢燃料汽车负荷；δ^{H} 为氢燃料汽车行驶单位里程的耗氢量；λ^{oil} 为同一类型燃油车行驶单位里程产生的碳排放量。

2 电氢耦合微电网优化调度模型

2.1 电氢耦合微电网设备模型

（1）GT模型

GT输出电功率与天然气消耗量的关系为

$$P_t^{\mathrm{G}}=\eta^{\mathrm{G}}V_t^{\mathrm{G}}L_{\mathrm{HV}}^{\mathrm{G}} \quad (3)$$

式中：η^{G} 为GT能量转换效率；V_t^{G} 为 t 时段天然气的流量；$L_{\mathrm{HV}}^{\mathrm{G}}$ 为天然气低位热值，常用值约为9.7 kWh/m^3。

$$\begin{cases}x_t^{\mathrm{G}}P_{\min}^{\mathrm{G}}\leqslant P_t^{\mathrm{G}}\leqslant x_t^{\mathrm{G}}P_{\max}^{\mathrm{G}}\\ -x_{t-1}^{\mathrm{G}}P_{\max}^{\mathrm{G,down}}\leqslant P_t^{\mathrm{G}}-P_{t-1}^{\mathrm{G}}\leqslant x_t^{\mathrm{G}}P_{\max}^{\mathrm{G,up}}\\ (x_t^{\mathrm{G}}-x_{t-1}^{\mathrm{G}})T_{\mathrm{on}}^{\mathrm{G}}\leqslant\sum_{t'=t}^{t+T_{\mathrm{on}}^{\mathrm{G}}-1}x_{t'}^{\mathrm{G}}\\ (x_{t-1}^{\mathrm{G}}-x_t^{\mathrm{G}})T_{\mathrm{off}}^{\mathrm{G}}\leqslant\sum_{t'=t}^{t+T_{\mathrm{off}}^{\mathrm{G}}-1}(1-x_{t'}^{\mathrm{G}})\end{cases} \quad (4)$$

式中：x_t^{G} 为 t 时段GT运行状态变量，运行取1，停机取0；$P_{\max}^{\mathrm{G}}$ 和 $P_{\min}^{\mathrm{G}}$ 分别为GT输出功率上、下限；$P_{\max}^{\mathrm{G,up}}$ 和 $P_{\max}^{\mathrm{G,down}}$ 分别为GT最大上爬坡、下爬坡速率；$T_{\mathrm{on}}^{\mathrm{G}}$ 和 $T_{\mathrm{off}}^{\mathrm{G}}$ 分别为GT最小启、停时间[7]，该约束避免频繁启停损耗设备。

（2）RSOC模型

RSOC在同一时段仅能工作于SOEC或SOFC模式。其能量转换关系为

$$M_t^{\mathrm{SOEC}}=P_t^{\mathrm{SOEC}}\eta^{\mathrm{SOEC}}/H_{\mathrm{h}} \quad (5)$$

$$P_t^{\mathrm{SOFC}}=H_{\mathrm{h}}M_t^{\mathrm{SOFC}}\eta^{\mathrm{SOFC}} \quad (6)$$

式中：M_t^{SOEC}、P_t^{SOEC} 和 η^{SOEC} 分别为 t 时段SOEC的制氢率、电解功率和制氢效率；P_t^{SOFC}、M_t^{SOFC} 和 η^{SOFC} 分别为 t 时段SOFC的发电功率、耗氢率和发电效率；H_{h} 为氢气热值，取30 kWh/kg。

$$x_t^{\mathrm{SOEC}}+x_t^{\mathrm{SOFC}}\leqslant 1 \quad (7)$$

$$x_t^{\mathrm{SOEC}}P_{\min}^{\mathrm{SOEC}}\leqslant P_t^{\mathrm{SOEC}}\leqslant x_t^{\mathrm{SOEC}}P_{\max}^{\mathrm{SOEC}} \quad (8)$$

$$x_t^{\mathrm{SOFC}}P_{\min}^{\mathrm{SOFC}}\leqslant P_t^{\mathrm{SOFC}}\leqslant x_t^{\mathrm{SOFC}}P_{\max}^{\mathrm{SOFC}} \quad (9)$$

式中：x_t^{SOEC} 和 x_t^{SOFC} 分别为 t 时段RSOC工作于SOEC与SOFC模式的0-1状态变量；$P_{\max}^{\mathrm{SOEC}}$ 和 $P_{\min}^{\mathrm{SOEC}}$ 分别为SOEC模式功率上、下限；$P_{\max}^{\mathrm{SOFC}}$ 和 $P_{\min}^{\mathrm{SOFC}}$ 分别为SOFC模式功率上、下限。

（3）储氢库模型

$$\begin{cases}S_{t+1}^{\mathrm{H}}-S_t^{\mathrm{H}}=(M_t^{\mathrm{H,c}}-M_t^{\mathrm{H,d}})\Delta t\\ 0\leqslant M_t^{\mathrm{H,c}}\leqslant x_t^{\mathrm{H,c}}M_{\max}^{\mathrm{H,c}}\\ 0\leqslant M_t^{\mathrm{H,d}}\leqslant(1-x_t^{\mathrm{H,c}})M_{\max}^{\mathrm{H,d}}\\ 0\leqslant S_t^{\mathrm{H}}\leqslant S_{\max}^{\mathrm{H}}\\ S_1^{\mathrm{H}}=S_{T+1}^{\mathrm{H}}\end{cases} \quad (10)$$

式中：S_t^{H} 为 t 时段储氢库储氢量；$M_t^{\mathrm{H,c}}$ 和 $M_t^{\mathrm{H,d}}$ 分别为 t 时段进氢率与放氢率；$x_t^{\mathrm{H,c}}$ 为 t 时段储氢库状态变量，进氢为1，放氢为0；$M_{\max}^{\mathrm{H,c}}$ 和 $M_{\max}^{\mathrm{H,d}}$ 分别为最大进、放氢速率；$S_{\max}^{\mathrm{H}}$ 为储氢库容量上限；$S_1^{\mathrm{H}}=S_{T+1}^{\mathrm{H}}$ 保证调度周期首尾的储氢量相同。

（4）EV充放电模型

EV分为可调度与不可调度两类：可调度EV的接入时长需大于充满电所需最短时间，且用户已授权微电网对其充放电进行调度；不可调度EV直接纳入基础电负荷。对可调度EV建模如下

$$\begin{cases} 0 \leqslant P_{k,t}^{\mathrm{c}} \leqslant x_{k,t}^{\mathrm{c}} P_{k,\max}^{\mathrm{c}} \quad t \in t_k^{\mathrm{in}} \\ 0 \leqslant P_{k,t}^{\mathrm{d}} \leqslant (1-x_{k,t}^{\mathrm{c}}) P_{k,\max}^{\mathrm{d}} \quad t \in t_k^{\mathrm{in}} \\ P_{k,t}^{\mathrm{c}} = 0, P_{k,t}^{\mathrm{d}} = 0 \quad t \notin t_k^{\mathrm{in}} \\ S_{k,t}^{\mathrm{EV}} = S_{k,t-1}^{\mathrm{EV}} + (\eta_k^{\mathrm{c}} P_{k,t}^{\mathrm{c}} - P_{k,t}^{\mathrm{d}} / \eta_k^{\mathrm{d}}) \Delta t / C_k^{\mathrm{EV}} \\ S_{k,\min}^{\mathrm{EV}} \leqslant S_{k,t}^{\mathrm{EV}} \leqslant S_{k,\max}^{\mathrm{EV}} \\ S_{k,t}^{\mathrm{EV}} = S_k^{\mathrm{EV,ini}} \quad t = t_k^{\mathrm{start}} \\ S_{k,t}^{\mathrm{EV}} = S_k^{\mathrm{EV,tar}} \quad t = t_k^{\mathrm{end}} \end{cases} \tag{11}$$

$$\begin{cases} P_t^{\mathrm{EV,c}} = \sum_{k=1}^{N} P_{k,t}^{\mathrm{c}} \\ P_t^{\mathrm{EV,d}} = \sum_{k=1}^{N} P_{k,t}^{\mathrm{d}} \end{cases} \tag{12}$$

式中：$P_{k,t}^{\mathrm{c}}$ 和 $P_{k,t}^{\mathrm{d}}$ 分别为第 k 辆EV在 t 时段的充、放电功率；$P_{k,\max}^{\mathrm{c}}$ 和 $P_{k,\max}^{\mathrm{d}}$ 分别为第 k 辆EV最大充、放电功率；$x_{k,t}^{\mathrm{c}}$ 为第 k 辆EV在 t 时段的充电状态，充电为1，放电为0；t_k^{in} 为第 k 辆EV的接入微电网的时段集合；$S_{k,t}^{\mathrm{EV}}$ 为第 k 辆EV在 t 时段的荷电状态；η_k^{c} 和 η_k^{d} 分别为第 k 辆EV充、放电效率；C_k^{EV} 为第 k 辆EV电池容量；$S_{k,\max}^{\mathrm{EV}}$ 和 $S_{k,\min}^{\mathrm{EV}}$、$S_k^{\mathrm{EV,ini}}$ 和 $S_k^{\mathrm{EV,tar}}$ 分别为第 k 辆EV荷电状态的上限和下限、初始值和目标值；t_k^{start} 和 t_k^{end} 分别为第 k 辆EV接入时间和离开时间；$P_t^{\mathrm{EV,c}}$ 和 $P_t^{\mathrm{EV,d}}$ 分别为EV整体充、放电功率；N 为可调度EV总数。

为避免EV群体内部分车辆充电、部分车辆V2G放电而产生电量冗余，引入0-1变量 x_t^{EV}，约束同一时段EV总充电功率与总放电功率互斥

$$\begin{cases} P_t^{\mathrm{EV,c}} \leqslant \mathrm{M} x_t^{\mathrm{EV}} \\ P_t^{\mathrm{EV,d}} \leqslant \mathrm{M}(1-x_t^{\mathrm{EV}}) \end{cases} \tag{13}$$

式中：M为足够大的常数，通过大M法将EV整体充放电互斥这一非凸约束转化为线性约束。

（5）EV参与DR削峰模型

DR指电网侧通过经济补偿，激励用户在特定时段调整负荷曲线。微电网收到削峰型DR的指令后，通过调控EV有序充电实现负荷时移，完成削峰目标并获得激励，同时按比例向参与调度的EV用户发放经济补偿。DR削峰功率为

$$\Delta P_t^{\mathrm{DR}} = \max(0, P_{\mathrm{base},t}^{\mathrm{EV,c}} - P_t^{\mathrm{EV,c}}) \quad t \in \mathrm{T}_{\mathrm{DR}} \tag{14}$$

式中：ΔP_t^{DR} 为 t 时段DR的削峰功率，仅对负荷削减部分进行补偿；$P_{\mathrm{base},t}^{\mathrm{EV,c}}$ 为 t 时段EV无序充电负荷；T_{DR} 为电网下发的DR核算时段集合。

2.2　目标函数

碳普惠-DR双重激励下的电氢耦合微电网优化调度模型中，碳普惠收益量化微电网的减排贡献，DR收益体现灵活用电的电网补偿。模型以最小化综合成本 C 为目标，包括购能成本 c_{e}、设备运行成本 c_{op}、碳普惠收益 r_{C} 和DR收益 r_{DR}。设备运行成本 c_{op} 包括RSOC运行成本、储氢库运行成本及补偿给EV的放电损耗成本[10]。构建目标函数如下

$$C = \min(c_{\mathrm{e}} + c_{\mathrm{op}} - r_{\mathrm{DR}} - r_{\mathrm{C}}) \tag{15}$$

$$c_{\mathrm{e}} = \sum_{t=1}^{T} (p_t^{\mathrm{grid}} P_t^{\mathrm{grid}} + p_t^{\mathrm{G}} V_t^{\mathrm{G}}) \Delta t \tag{16}$$

$$c_{\mathrm{op}} = \sum_{t=1}^{T} \left[\begin{array}{l} p^{\mathrm{RSOC}}(P_t^{\mathrm{SOEC}} + P_t^{\mathrm{SOFC}}) + \\ p^{\mathrm{H}}(M_t^{\mathrm{H,c}} + M_t^{\mathrm{H,d}}) + \sum_{k=1}^{N} B_k \frac{P_{k,t}^{\mathrm{d}}}{C_k^{\mathrm{EV}}} C_k^{\mathrm{B}} \end{array} \right] \Delta t \tag{17}$$

$$r_{\mathrm{C}} = p^{\mathrm{C}}(E_{\mathrm{MG}}^{\mathrm{CO_2}} + E_{\mathrm{H_2}}^{\mathrm{CO_2}}) \tag{18}$$

$$r_{\mathrm{DR}} = (1-\alpha^{\mathrm{DR}}) p^{\mathrm{DR}} \sum_{t \in T_{\mathrm{DR}}} \Delta P_t^{\mathrm{DR}} \Delta t \tag{19}$$

式中：p_t^{grid} 和 p_t^{G} 分别为 t 时段电价和天然气价格；p^{RSOC} 和 p^{H} 分别为RSOC和储氢库单位运行成本；B_k 为电池循环老化成本系数；C_k^{B} 为第 k 辆EV电池更换成本；p^{C} 为碳普惠减排量交易价格；α^{DR} 为微电网给予可调度EV的经济补偿比例；p^{DR} 为DR激励价格；r_{DR} 为单次响应收益。

DR年响应次数有上限，DR日均收益可按年响应收益折算。

2.3　约束条件

（1）电能供需平衡约束

$$\begin{cases} P_t^{\mathrm{grid}} + P_t^{\mathrm{PV}} + P_t^{\mathrm{WT}} + P_t^{\mathrm{G}} + P_t^{\mathrm{SOFC}} + \\ P_t^{\mathrm{EV,d}} = L_t^{\mathrm{E}} + P_t^{\mathrm{SOEC}} + P_t^{\mathrm{EV,c}} \end{cases} \tag{20}$$

式中：P_t^{PV} 和 P_t^{WT} 分别为 t 时段光伏、风电功率；L_t^{E} 为 t 时段基础电负荷。

（2）氢能供需平衡约束

$$M_t^{\mathrm{SOEC}} - L_t^{\mathrm{H}} - M_t^{\mathrm{SOFC}} = M_t^{\mathrm{H,c}} - M_t^{\mathrm{H,d}} \tag{21}$$

（3）外购电约束

$$0 \leqslant P_t^{\mathrm{grid}} \leqslant P_{\max}^{\mathrm{grid}} \tag{22}$$

式中：$P_{\max}^{\mathrm{grid}}$ 为外购电功率上限。仅允许微电网单向购电，不向电网送电，鼓励系统自平衡运行。

3　算例分析

3.1　算例设置

选取某工业园区夏季典型日的运行状况进行优化，调度周期设为24 h，时间步长为15 min，时间尺度数为96。文献[17]生成的两类EV充电行为数据见附录A表A-1，采用蒙特卡洛抽样生成100辆可调度EV充电数据。EV电池容量为75 kWh；最大充放电功率均为7.7 kW；充放电效率均为0.95；荷电状态目标值为0.8、下限为0.2。

微电网设备运行参数见附录A表A-2[7-9]。分时碳排放因子由上级电网根据该区域日前电源结构测算并下发[10]，电网分时碳排放因子和分时电价曲线见附录A图A-1，GT碳排放因子为0.5 kg/kWh。

当前碳普惠市场尚无统一定价标准，成交价受区域、项目类型等影响波动较大，故参考文献[5-6]，取碳普惠减排量交易价格为0.05 元/kg，适用于机制推广初期的经济性评估。DR削峰时段设为14:00—16:00时段与19:30—21:30时段，DR激励价格为10 元/kWh，经济补偿比例为50%。

基础电负荷、EV无序充电下总负荷、光伏功率、风电功率及氢燃料汽车负荷见附录A图A-2。设计5种场景如表1所示，场景1、场景2、场景3以及场景4对比不同激励机制的作用效果，场景5基于双重激励机制进一步分析V2G放电带来的低碳与经济增益。本文模型为混合整数线性规划模型，基于Matlab环境调用相应求解器求解。

表1 算例场景设置

Table 1 Scenario settings of the case study

场景	碳普惠	DR	V2G放电
场景1	×	×	×
场景2	√	×	×
场景3	×	√	×
场景4	√	√	×
场景5	√	√	√

3.2 各场景对比分析

各场景优化调度结果如表2所示。对比场景1与场景2，引入碳普惠机制后，综合成本和总碳排放量分别下降4.45%和6.41%。碳普惠通过减排量收益激励微电网优化购能用能时序、减少高碳排放时段外购电力，购能成本显著下降，兼顾低碳性与经济效益。场景3引入DR削峰机制，综合成本和总碳排放量较场景1分别降低5.72%和5.02%，各场景DR收益相同是因为EV削峰潜力已达上限。对比场景2和场景3：DR以经济性为导向、碳普惠以低碳为导向，二者的激励目标与作用路径存在差异。场景4的总碳排放量相比场景3进一步降低，表明碳普惠在DR已实现部分减排的基础上仍可挖掘额外的低碳调度潜力。场景5考虑V2G放电，系统功率调节裕度显著提升，综合成本与总碳排放量较场景1分别下降9.55%和6.59%。

表2 各场景优化结果对比

Table 2 Optimal results of different scenarios

场景	综合成本/元	购能成本/元	运行成本/元	碳普惠收益/元	DR收益/元	总碳排放量/kg
1	37 945.3	37 196.8	748.5			37 745.3
2	36 256.3	36 536.5	751.9	1 032.1		35 326.9
3	35 776.6	36 550.7	751.1		1 525.2	35 849.7
4	34 747.7	36 550.7	754.4	1 032.2	1 525.2	35 326.7
5	34 320.1	36 006.2	874.6	1 035.5	1 525.2	35 259.3

各场景EV充放电的优化调度结果如图2所示。场景1中EV无序充电，充电负荷与基础电负荷高峰期重合，造成“峰上加峰”现象，影响微电网运行的稳定性。场景2中充电负荷跟随碳排放因子动态调整，在16:00后高碳排放时段趋近于零，依靠负荷时移实现系统降碳。场景3中EV充电尽可能避开DR削峰时段，争取更多DR收益。场景5调度EV在18:00—21:30时段集中放电，此时电价、碳排放因子均处于高峰，进一步加强了负荷时移效果，减小了微电网整体电力负荷的波动。

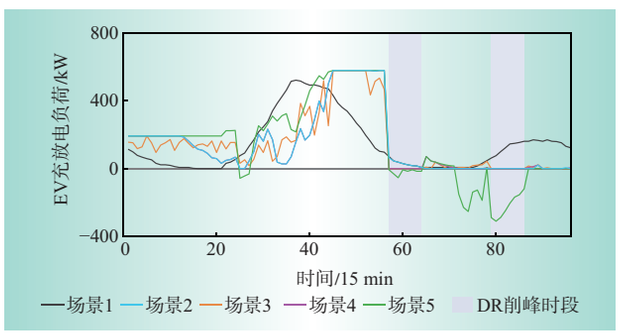


图2 各场景EV充放电优化调度结果

Fig. 2 Optimal scheduling results for EV charging and discharging of different scenarios

3.3 系统运行状态分析

以场景5为例，电氢耦合微电网优化调度能源供需情况如图3所示。00:00—08:00时段处于电价与碳排放因子低谷期，EV集中充电，RSOC工作于

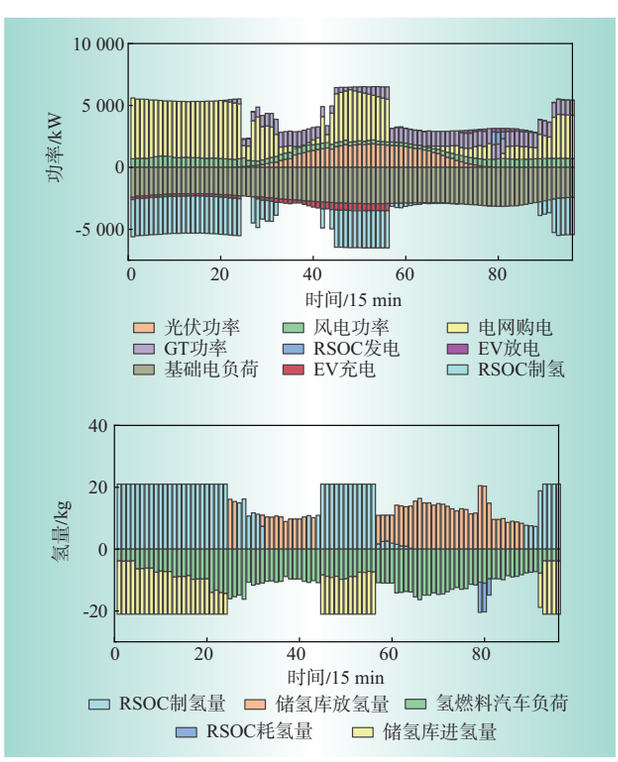


图3 场景5电氢调度特性

Fig. 3 System operating characteristics in scenario 5

SOEC模式满功率制氢。14:00—16:00时段为DR削峰时段，微电网停止外购电力，V2G放电平抑高峰负荷。18:00起碳排放因子逐步攀升至峰值，碳普惠机制通过激励V2G放电替代外购电，获取更多碳普惠收益。19:45起RSOC切换至SOFC模式发电，实现氢能对高碳、高价外购电的替代。21:00后碳排放因子与电价回落，RSOC恢复制氢，EV逐步转入充电。碳普惠激励全时段低碳调度，DR在指定时间窗口强化负荷削峰效果，V2G放电拓展系统调节裕度，上述3种调节手段通过用电时序优化与电氢双向转换，实现微电网低碳经济运行。

3.4　可再生能源渗透率分析

为分析所提方法对系统运行经济性和可再生能源消纳的影响，将可再生能源渗透率从当前27%逐步提升至90%，对比分析场景1和场景5下微电网综合成本和弃风弃光率的变化趋势，具体结果如图4所示。

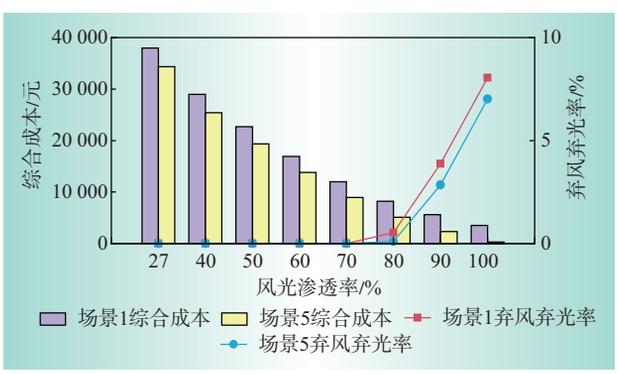


图4　可再生能源渗透率分析

Fig. 4　Analysis of renewable energy penetration rate

由图4可知，随着可再生能源渗透率逐步提升，场景5综合成本、可再生能源消纳率始终显著优于场景1，经济与低碳优势明显。场景1在渗透率达80%时出现弃风弃光；场景5弃能节点出现更晚，可再生能源消纳韧性更优。

4　结束语

针对碳配额市场未覆盖小微主体、微电网减排行为难以量化和交易等问题，本文提出碳普惠机制下含EV的电氢耦合微电网优化调度方法。基于多类型碳普惠核算体系，建立碳普惠-DR双重激励机制协同的电氢耦合微电网低碳经济调度模型，释放电氢双向转换与EV充放电的减排潜力。经多场景仿真验证，得到主要结论如下。

（1）认定微电网灵活性减排与氢能替代减排两类场景，引入分时碳排放因子实现减排量精细化核算，有效量化了微电网减排贡献，并通过碳普惠收益验证了其经济价值。

（2）碳普惠-DR双重激励机制协同效果显著：碳普惠通过减排量交易引导微电网全时段低碳用能，DR通过经济补偿削减电力负荷尖峰，V2G放电进一步拓宽可调节裕度。上述3种调节手段协同下，总碳排放量减少了6.59%，综合成本降低了9.55%，实现微电网低碳性与经济性双重提升。

（3）随着可再生能源渗透率逐步提升，所提方法能有效减少弃风弃光，为未来接入高比例可再生能源的用户侧微电网低碳运行提供可行路径。

未来研究可进一步考虑碳普惠交易价格的动态形成机制，并探讨微电网运营商激励方案对EV用户参与意愿及可调度潜力的影响。

附录见本刊网络版（http://dsm.ijournals.cn）。

参考文献：

[1] 国务院. “十五五”碳达峰行动方案[EB/OL]. [2026-07-10]. https://www.gov.cn/zhengce/content/202607/content_7074826.htm.
State Council. Carbon peaking action plan for the 15th Five-Year Plan[EB/OL]. [2026-07-10]. https://www.gov.cn/zhengce/content/202607/content_7074826.htm.

[2] 黄莉，任禹丞，周赣，等. 电力用户侧能源优化碳普惠体系设计及应用[J]. 电网与清洁能源，2024，40(5)：70-79.
Huang Li, Ren Yucheng, Zhou Gan, et al. Design and application of the carbon generalized system of the preferences for energy optimization for power customers[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(5): 70-79.

[3] 朱继忠，谢楚楚，张迪，等. 电碳耦合市场研究综述：现状、挑战与可持续发展[J]. 电力建设，2025，46(1)：158-173.
Zhu Jizhong, Xie Chuchu, Zhang Di, et al. Review of electric-carbon coupling market studies: status, challenges, and sustainability perspectives[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(1): 158-173.

[4] 陈璐，郑天奥，高辉，等. 计及靶向激励的居民用电碳普惠套餐设计方法[J]. 电力自动化设备，2025，45(4)：209-215，224.
Chen Lu, Zheng Tian'ao, Gao Hui, et al. Design method of carbon inclusive package for residential electricity consumption considering targeted incentive[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(4): 209-215, 224.

[5] 左强，任禹丞，陆姚泉. 面向电动汽车充电的区域碳普惠积分价格决策方法[J]. 电力需求侧管理，2024，

26(1):61-66.
Zuo Qiang, Ren Yucheng, Lu Xiaoquan. Regional carbon inclusion integral price decision method based on electric vehicle charging[J]. Power Demand Side Management, 2024, 26(1):61-66.

[6] 徐慧慧,赵宇洋,田云飞,等.计及电动汽车碳积分奖惩机制的综合能源系统优化调度[J].电力需求侧管理,2026,28(1):73-78.
Xu Huihui, Zhao Yuyang, Tian Yunfei, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering carbon credit reward mechanism of electric vehicles[J]. Power Demand Side Management, 2026, 28(1):73-78.

[7] 李远征,任潇,葛磊蛟,等.基于可逆固体氧化物电池的电氢耦合微电网全生命周期规划-运营研究[J].中国电机工程学报,2024,44(13):5 169-5 184.
Li Yuanzheng, Ren Xiao, Ge Leijiao, et al. Research for entire lifecycle planning-operation of electric-hydrogen coupled microgrid based on reversible solid oxide cell[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(13):5 169-5 184.

[8] 谭玲玲,汤伟,楚冬青,等.考虑电-氢一体化的微电网低碳-经济协同优化调度[J].中国电力,2024,57(5):137-148.
Tan Lingling, Tang Wei, Chu Dongqing, et al. Low-carbon-economic collaborative optimal dispatching of microgrid considering electricity-hydrogen integration[J]. Electric Power, 2024, 57(5):137-148.

[9] 李儒欢,周峻,吴锴,等.含混合储能的综合能源系统协同优化与低碳策略[J].电力系统自动化,2026,50(12):44-57.
Li Ruhuan, Zhou Jun, Wu Kai, et al. Collaborative optimization and low-carbon strategies for integrated energy systems with hybrid energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2026, 50(12):44-57.

[10] 张良,王殿彬,戚佳金,等.基于动态碳排放因子的电动汽车低碳需求响应机制研究[J].电力系统保护与控制,2025,53(17):13-24.
Zhang Liang, Wang Dianbin, Qi Jiajin, et al. Research on low-carbon demand response mechanism for electric vehicles based on dynamic carbon emission factors[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(17):13-24.

[11] 张谦,何展浩,黄升炜,等.计及电动汽车的多能微网电-碳协同经济调度策略[J].电力系统自动化,2026,50(7):180-196.
Zhang Qian, He Zhanhao, Huang Shengwei, et al. Electricity-carbon coordinated economic dispatch strategy for multi-energy microgrid considering electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2026, 50(7):180-196.

[12] 陈海鹏,唐俊敏,吴昊,等.计及电动汽车需求响应与碳配额收益的配电网优化调度[J].电网技术,2025,49(7):2 841-2 851.
Chen Haipeng, Tang Junmin, Wu Hao, et al. Optimal scheduling of distribution networks considering electric vehicle demand response and carbon allowance revenue[J]. Power System Technology, 2025, 49(7):2 841-2 851.

[13] 李伊竹林,韩肖清,李廷钧,等.基于动态电-碳需求响应的综合能源系统日前多元低碳交易方法[J].电力系统自动化,2024,48(12):24-35.
Li Yizhulin, Han Xiaoqing, Li Tingjun, et al. Multifaceted day-ahead low-carbon trading method for integrated energy systems based on dynamic electricity-carbon demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(12):24-35.

[14] 杜易达,王迩,谭忠富,等.电-碳-气-绿证市场耦合下的电氢耦合系统运行优化研究[J].电网技术,2023,47(8):3 121-3 135.
Du Yida, Wang Er, Tan Zhongfu, et al. Operation optimization of electro-hydrogen coupling system under coupling of electricity, carbon, gas and green card market[J]. Power System Technology, 2023, 47(8):3 121-3 135.

[15] 洪芦诚,王梓萩,林今,等.电-碳-绿证市场背景下电氢协同典型形态及参与模式研究综述[J].电工技术学报,2025,40(23):7 498-7 514.
Hong Lucheng, Wang Ziqiu, Lin Jin, et al. A review of typical forms and participation models of electricity-hydrogen synergy in the context of electricity-carbon-green certificate markets[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(23):7 498-7 514.

[16] 廖舫仪,段茂盛.全球自愿碳市场发展中的关键问题及对我国自愿碳市场建设的启示[J].气候变化研究进展,2026,22(2):164-175.
Liao Fangyi, Duan Maosheng. Global voluntary carbon market experience and its implications for China[J]. Climate Change Research, 2026, 22(2):164-175.

[17] Zheng Y, Wang Y, Yang Q. Two-phase operation for coordinated charging of electric vehicles in a market environment: from electric vehicle aggregators' perspective[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2023, 171:113 006.

作者简介:

赵小瑾(1997),女,湖南娄底人,硕士,工程师,研究方向为电力系统运行优化、碳普惠机制、碳交易等。

(责任编辑 崔素媛 武壮壮)

附录A

表A-1　EV充电行为随机模拟参数

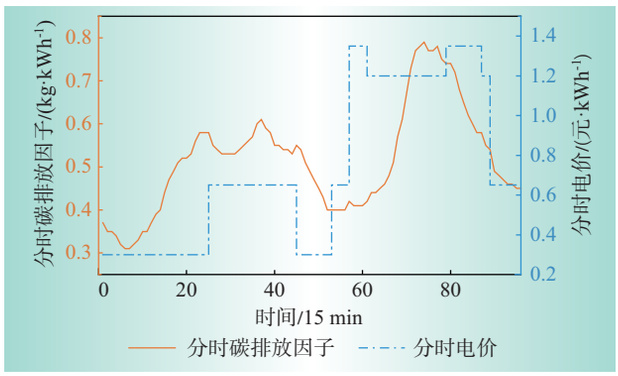
Table A-1　Parameters for stochastic simulation of EV charging behavior

类型	比例/%	接入时间	离开时间	荷电状态初始值
EV1	75	N(32,24)	N(80,32)	U(0.2,0.5)
EV2	25	N(80,32)	N(30,24)	U(0.2,0.5)

表A-2　微电网设备运行参数

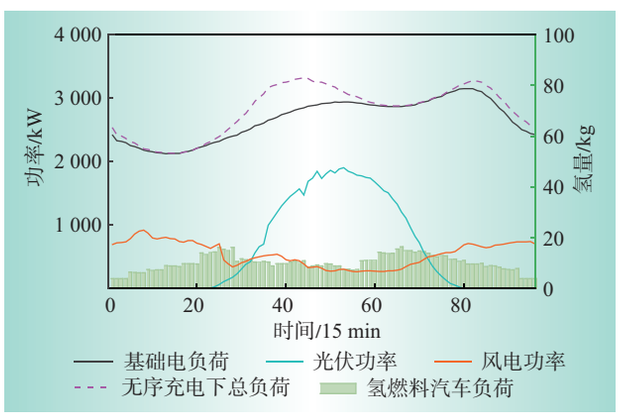
Table A-2　Operational parameters of equipment

参数	数值	参数	数值
η^{G}	0.5	P_{max}^{SOEC}、P_{max}^{SOFC}/kW	3 000
P_{min}^{G}、P_{max}^{G}/kW	100、1 200	S_{max}^{H}/kg	400
$P_{max}^{G,down}$、$P_{max}^{G,up}$/kW	100	P_{max}^{grid}/kW	5 000
η^{SOEC}、η^{SOFC}	0.85	p^{RSOC}/（元·kWh^{-1}）	0.03
P_{min}^{SOEC}、P_{min}^{SOFC}/kW	0	p^{H}/（元·kg^{-1}）	0.03



图A-1　分时碳排放因子与分时电价曲线

Fig. A-1　Time-varying carbon emission factor and time-of-use electricity price curve



图A-2　可再生能源功率与多元负荷曲线

Fig. A-2　Renewable energy output and multi-load profiles