

风光不确定条件下考虑双边交易的配微电网协同规划

王书征¹, 吴守豪¹, 吴志², 孙玉柱¹

(1. 南京工程学院电力工程学院, 江苏 南京 211167; 2. 东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210096)

摘要:在新兴电力市场中, 配电网运营商和微电网运营商之间可以进行双边交易。风光发电设备大量接入带来的不确定条件下, 配电网与微电网处于在规划层面考虑多主体双边能源交易影响的合作博弈状态。为了解决传统配微电网协同规划问题的多重非凸性, 文中提出一种基于交替优化方法的配微电网协同规划策略。通过交替优化将非连续协同规划问题转变为双层迭代求解过程, 上层利用纳什议价在下层生成的凸子集中解得交易电量和支付策略, 下层利用从上层获得的交易变量局部确定个体规划问题, 将上层双边市场交易出清问题分解为交易电量求解与交易电费求解 2 个子问题, 运用交替方向乘子法先后对 2 个子问题进行求解。最后, 在 IEEE 33 节点系统中进行算例仿真, 结果表明该模型可以有效提升交易双方的运营效益。

关键词: 双边交易; 协同规划; 合作博弈; 纳什议价; 交替优化; 双层求解

中图分类号: TM715

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2025)03-0097-11

0 引言

随着“双碳”目标的大力实施, 我国可再生能源装机占比已超过 50%, 为提升风光消纳能力, 国家能源局指出要健全支持各分布式发电主体参与的双边交易机制, 以应对负荷需求和分布式电源出力不完全匹配带来的消纳波动性^[1]。同时微电网的能源需求呈现出实时变化的趋势, 可能导致局部过载, 影响配电系统安全稳定性^[2]。在此背景下, 开放的电力市场因其经济灵活的优势得到快速发展^[3-5], 为充分挖掘电力交易的发展潜力, 应对风光不确定性带来的影响, 研究风光不确定条件下考虑双边交易的配微电网协同规划具有重要意义。

目前关于配微电网协同规划的研究已较为成熟。文献[6]提出一种考虑智能软开关接入的主动配电网扩展规划方法, 对变电站新建及扩容、线路新建、智能软开关、分布式电源、储能系统以及无功补偿等设备的选址定容进行协同规划。文献[7]提出改进 Benders 分解方法, 将模型分解为规划主问题与运行子问题, 实现配电网设备规划配置高效求解。文献[8]提出一种规划与运行相结合的双层无功规划配置方法, 研究配电网无功发生器和电容器组的最优配置问题, 所得结果能有效改善潮流分布。文献[9]提出一种基于气电联合的综合多能源系统规划方法, 该系统包括一个微电网, 以增强电网对严重故障的弹性。然而上述研究在规划配置时未计及配电网运营商(distribution system

operator, DSO)与其他微电网运营商(micro-grid operator, MGO)间可进行双边市场交易。

为了实现多利益相关者之间的能源交易, 博弈论可以作为平衡不同主体利益的有效工具^[10-12]。在开放的电力市场中, 配电网与微电网可属于不同投资商, 因此在协同规划及双边交易中应保证各投资商的负荷需求及利益^[13], 同时多主体交易时的信息安全问题也至关重要^[14]。然而, 由于传统协同规划最小-最大-最小优化的不确定性模型以及混合整数规划(mixed integer programming, MIP)的不连续性^[15], 配电网和微电网的协同规划存在多重非凸性, 难以直接求解模型^[16]。

为拓展配电网重构的实用性, 在多方投资商参与与双边交易市场的背景下, 文献[17]提出一种基于卡罗需-库恩-塔克(Karush-Kuhn-Tucker, KKT)条件的双目标 Pareto 前沿求解方法, 但是在集中求解过程中所有参与方须共享信息, 不利于保护各方隐私。为保护各投资商的隐私权, 文献[18]针对配电网与微电网的联合投资问题, 在博弈过程中只需要传递投资商方案。文献[19]提出一种柔性网架结构下的配微协同规划模型, 在考虑智能软开关规划的基础上构建协同规划的广义纳什议价模型。文献[20]提出一种线性鲁棒规划模型来模拟可再生能源的不确定性并建立双层规划框架使所有投资商受益。文献[21]提出一种基于多步聚类 and 广义纳什议价的大规模生产消费者联合规划策略, 设计贡献率指标来评价生产消费者的议价能力, 并制定基于广义纳什议价的成本分配策略。文献[22]提出一种基于纳什议价理论的双边规划方法, 在综合

能源服务提供者和光伏能源产消者之间建立一种合作互利的关系。然而,上述文献较少考虑风光出力不确定性对双边能源交易及系统运行稳定性的影响,如何优化风光波动下配微电网间的双边交易仍有待研究。

综上,为挖掘风光不确定条件下多主体间的交易潜力,文中首先构建风光不确定下考虑双边交易的配微电网协同规划系统模型,并引入波动系数对风光出力不确定性进行模拟;其次建立基于合作博弈的广义纳什议价模型,采用交替优化方法(alternate optimization process, AOP)处理多重非凸问题,建立双层迭代框架并依次求解,每轮迭代过程中,上层为双边市场交易问题,下层为各投资商的规划问题,将上层问题分解为交易电量问题以及交易电费问题,并分别采用交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers, ADMM)求解;最后在 IEEE 33 节点系统对算法及模型的有效性展开模拟分析。

1 配微协同规划框架

含 n 个微电网的协同运行结构如图 1 所示。DSO 与 MGO 的规划目标包括风机(wind turbine, WT)、光伏(photovoltaic, PV)、燃气轮机(gas turbine, GT)、储能系统(energy storage system, ESS)、静止无功发生器(static var generator, SVG)的规划配置。除此之外,配电网与微电网还可以参加双边市场交易满足自身的负荷需求或出售富余电能,在提高可再生能源消纳率的同时增强系统稳定性与灵活性。

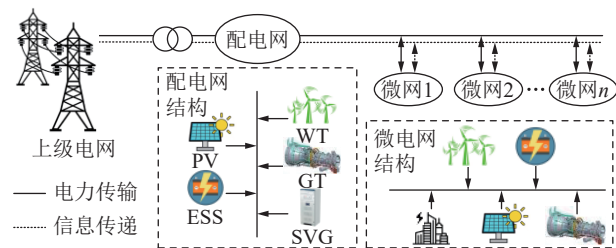


图 1 配微电网协同运行框架
Fig.1 Distribution-grid and micro-grid collaborative operation framework

考虑到未来会出现多个 MGO 接入配电网,设定整个系统有 1 个 DSO, n 个 MGO。在双边市场交易中,配电网与微电网将对交易电量和交易费用展开合作博弈,在保障负荷需求的基础上达到经济性最优,市场结算时,买方与卖方购买和出售的电量相等,支付和收取的交易电费也相等。

2 多微电网和主动配电网协同规划系统模型

文中综合考虑历史风光荷 8 760 h 运行数据,基于 k -means 聚类^[23]得到各典型场景并考虑风光出力及负荷需求的不确定性,建立配微协同规划模型。

2.1 考虑双边市场的配微协同规划模型

2.1.1 目标函数

配微电网的规划模型以投资商 k 的年度费用 C_k 最小为目标函数, $k \in N$, N 为包含 DSO 和全部 MGO 的集合。 C_k 包括初始投资成本 C_k^{inv} 、年运维费用 C_k^{ope} 和双边市场交易费用 C_k^{tra} , 各成本具体计算如下:

$$\min C_k = C_k^{\text{inv}} + C_k^{\text{ope}} + C_k^{\text{tra}} \quad (1)$$

$$C_k^{\text{inv}} = C_{\text{pv},k}^{\text{inv}} + C_{\text{wt},k}^{\text{inv}} + C_{\text{gt},k}^{\text{inv}} + C_{\text{ess},k}^{\text{inv}} + C_{\text{svg},k}^{\text{inv}} \quad (2)$$

$$C_{\chi,k}^{\text{inv}} = \sum_{i \in \Omega_{\chi,k}} \kappa_{\chi} c_{\chi} x_{\chi,i,k} S_{\chi,i,k} \quad (3)$$

$$\kappa_{\chi} = r_d (1 + r_d)^{y_{\chi}} / [(1 + r_d)^{y_{\chi}} - 1] \quad (4)$$

$$C_k^{\text{ope}} = \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T D_s \left[\sum_{i \in \Omega_{\gamma,k}} (\tau^{\text{wt}} p_{i,s,t}^{\text{wt}} + \tau^{\text{pv}} p_{i,s,t}^{\text{pv}}) + \sum_{i \in \Omega_{\text{gt},k}} (\tau^{\text{gt}} p_{i,s,t}^{\text{gt}} + \tau^{\text{fuel}} p_{i,s,t}^{\text{gt}}) + \sum_{i \in \Omega_{\text{ess},k}} (\tau^{\text{ch}} p_{i,s,t}^{\text{ch}} + \tau^{\text{disch}} p_{i,s,t}^{\text{disch}}) + \sum_{i \in \Omega_{\text{G}}} \tau_t^{\text{grid}} p_{i,s,t}^{\text{grid}} \right] \quad (5)$$

$$C_k^{\text{tra}} = \sum_{j \in N} f_{k,j} \quad (6)$$

式中: χ 属于 WT、PV、GT、ESS、SVG 的设备集合; γ 属于 WT、PV 的设备集合; $\Omega_{\chi,k}$ 为投资商 k 建设设备 χ 的候选节点集合; c_{χ} 为设备 χ 的单位容量投资; κ_{χ} 为设备 χ 的等年值系数; $x_{\chi,i,k}$ 为投资商 k 在节点 i 是否建设设备 χ 的决策变量, 为 0-1 变量; $S_{\chi,i,k}$ 为投资商 k 在节点 i 建设的设备 χ 的装机容量; r_d 为贴现率; y_{χ} 为设备 χ 的经济使用年限; N_s 为典型场景数量; T 为全天小时数; D_s 为场景 s 的持续天数; $\Omega_{\gamma,k}$ 为投资商 k 建设设备 γ 的候选节点集合; $\Omega_{\text{gt},k}$ 、 $\Omega_{\text{ess},k}$ 分别为投资商 k 配置 GT 和 ESS 的节点集合; Ω_{G} 为配电网连接微电网的节点集合; τ^{wt} 、 τ^{pv} 、 τ^{gt} 分别为 WT、PV、GT 的单位运维成本; τ^{fuel} 为单位燃料成本; τ^{ch} 、 τ^{disch} 分别为储能的单位充、放电成本; τ_t^{grid} 为 t 时刻与上级电网交易电价; $p_{i,s,t}^{\text{grid}}$ 为场景 s 下节点 i 在 t 时刻从上级电网购电功率; $p_{i,s,t}^{\text{wt}}$ 、 $p_{i,s,t}^{\text{pv}}$ 、 $p_{i,s,t}^{\text{gt}}$ 分别为场景 s 下节点 i 上的 WT、PV、GT 在时刻 t 的有功输出; $p_{i,s,t}^{\text{ch}}$ 、 $p_{i,s,t}^{\text{disch}}$ 分别为场景 s 下节点 i 上的储能在时刻 t 的充、放电功率; $f_{k,j}$ 为投资商 k 向投资商 j 支付的年度交易费用。

2.1.2 约束条件

考虑双边交易的规划模型约束条件包括分布式电源运行约束、双边交易约束、潮流约束、SVG建设出力约束、微电网参与市场交易功率约束。

(1) 分布式电源运行约束。

$$0 \leq p_{i,s,t}^{\gamma} \leq P_{i,s,t}^{\gamma} \quad (7)$$

$$\left\| \begin{matrix} p_{i,s,t}^{\gamma} \\ q_{i,s,t}^{\gamma} \end{matrix} \right\|_2 \leq S_{i,k}^{\gamma} \quad (8)$$

$$\begin{cases} p_{i,s,t}^{\text{gt}} - r_{i,s,t}^{\text{gt}} \geq 0 \\ p_{i,s,t}^{\text{gt}} + r_{i,s,t}^{\text{gt}} \leq S_{i,k}^{\text{gt}} \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} p_{i,s,t}^{\text{gt}} \geq 0 \\ r_{i,s,t}^{\text{gt}} \geq 0 \\ \sum_{i \in \Omega_{\text{gt},k}} r_{i,s,t}^{\text{gt}} \geq R_{k,s,t} \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} 0 \leq p_{i,s,t}^{\text{ch}} \leq p_{\max}^{\text{ch}} \\ 0 \leq p_{i,s,t}^{\text{disch}} \leq p_{\max}^{\text{disch}} \end{cases} \quad (11)$$

$$\begin{cases} E_i^{\min} \leq E_{i,s,t} \leq E_i^{\max} \\ E_i^{\max} = E_{i,k}^{\text{ess}} \end{cases} \quad (12)$$

$$E_{i,s,t} = E_{i,s,t-1} + \eta_{\text{ch}} p_{i,s,t}^{\text{ch}} - \eta_{\text{disch}} p_{i,s,t}^{\text{disch}} \quad (13)$$

式中: $P_{i,s,t}^{\gamma}$ 为场景 s 下节点 i 的设备 γ 在时刻 t 的额定功率; $q_{i,s,t}^{\gamma}$ 为场景 s 下节点 i 的设备 γ 在时刻 t 的无功输出; $E_i^{\min}$ 、 $E_i^{\max}$ 分别为节点 i 的储能电量最小值和最大值; $E_{i,s,t}$ 为场景 s 下节点 i 的储能在时刻 t 的剩余电量; $E_{i,k}^{\text{ess}}$ 为投资商 k 在节点 i 的储能配置容量; η_{ch} 、 η_{disch} 分别为储能的充、放电效率; $S_{i,k}^{\gamma}$ 为投资商 k 在节点 i 的设备 γ 装机容量; $S_{i,k}^{\text{gt}}$ 为投资商 k 在节点 i 的 GT 装机容量; $p_{\max}^{\text{ch}}$ 、 $p_{\max}^{\text{disch}}$ 分别为储能最大充、放电功率; $r_{i,s,t}^{\text{gt}}$ 为场景 s 下节点 i 的 GT 在时刻 t 的备用功率; $R_{k,s,t}$ 为场景 s 下投资商 k 在时刻 t 的内部备用需求。式(7)表示 WT、PV 的实际功率小于其额定功率; 式(8)采用二阶锥模型描述集合中 WT、PV 无功出力; 式(9)、式(10)表示 GT 的输出功率 $p_{i,s,t}^{\text{gt}}$ 小于其配置容量, 且预留备用功率 $r_{i,s,t}^{\text{gt}}$ 以满足内部备用需求; 式(11)限制 ESS 充、放电功率; 式(12)、式(13)为各时刻储能剩余电量约束。

在各类典型场景中考虑风光出力的不确定性, 主要通过限制各分布式电源的最大有功 $P_{i,s,t}^{\gamma}$ 来实现, 设置额定功率 $P_{i,s,t}^{\gamma}$ 为波动系数 $\beta_{s,t}^{\gamma}$ 与配置容量 $S_{i,k}^{\gamma}$ 的乘积, 波动系数在围绕波动典型系数 $\beta_{s,t}^*$ 的偏差范围 $[\beta_{s,t}^* - \beta_{s,t}^-, \beta_{s,t}^* + \beta_{s,t}^+]$ 内随机波动。

(2) 双边交易约束。

在多微电网和主动配电网参与的双边交易中主要考虑交易费用和电量平衡约束。

$$f_{k,j} + f_{j,k} = 0 \quad (14)$$

$$\begin{cases} p_{ij,s,t}^{\text{tra}} + p_{ji,s,t}^{\text{tra}} = 0 \\ q_{ij,s,t}^{\text{tra}} + q_{ji,s,t}^{\text{tra}} = 0 \end{cases} \quad i \in \Omega_k^{\text{CB}} \quad (15)$$

式中: $p_{ij,s,t}^{\text{tra}}$ 、 $q_{ij,s,t}^{\text{tra}}$ 分别为投资商 k 的节点 i 向投资商 j 交易的有功、无功功率; Ω_k^{CB} 为投资商 k 与母线相连的节点。式(14)表示所有参与双边交易的投资商双边费用之和为 0; 式(15)表示节点间的功率传输保持平衡。

(3) 潮流约束。

采用 Distflow 模型^[24]对配电网和微电网潮流模型展开描述, 设节点分布式电源的注入有功功率为 $p_{i,s,t}^{\text{dg}} = p_{i,s,t}^{\gamma} + p_{i,s,t}^{\text{gt}} + p_{i,s,t}^{\text{disch}} - p_{i,s,t}^{\text{ch}}$, 注入无功功率为 $q_{i,s,t}^{\text{dg}} = q_{i,s,t}^{\text{wt}} + q_{i,s,t}^{\text{pv}} + q_{i,s,t}^{\text{svg}}$, $q_{i,s,t}^{\text{svg}}$ 为场景 s 下节点 i 的 SVG 在时刻 t 的无功输出。

$$\sum_{o \in \delta(i)} (P_{io,s,t} - r_{io} I_{io,s,t}) - \sum_{o \in \pi(i)} P_{oi,s,t} = p_{i,s,t}^{\text{load}} - p_{i,s,t}^{\text{dg}} - p_{i,s,t}^{\text{grid}} + \sum_{j \in N} p_{ij,s,t}^{\text{tra}} \quad (16)$$

$$\sum_{o \in \delta(i)} (Q_{io,s,t} - x_{io} I_{io,s,t}) - \sum_{o \in \pi(i)} Q_{oi,s,t} = q_{i,s,t}^{\text{load}} - q_{i,s,t}^{\text{dg}} - q_{i,s,t}^{\text{grid}} + \sum_{j \in N} q_{ij,s,t}^{\text{tra}} \quad (17)$$

$$V_{i,s,t}^2 = V_{o,s,t}^2 - 2(r_{io} P_{io,s,t} + x_{io} Q_{io,s,t}) + I_{io,s,t}^2 (r_{io}^2 + x_{io}^2) \quad \forall o \in \pi(i) \quad (18)$$

$$\begin{cases} V_{\min} \leq V_{i,s,t} \leq V_{\max} \\ 0 \leq I_{io,s,t} \leq I_{io} \end{cases} \quad \forall o \in \pi(i) \quad (19)$$

式中: $\delta(i)$ 为以节点 i 为末端的节点集合; $\pi(i)$ 为以节点 i 为首端的节点集合; $P_{io,s,t}$ 、 $Q_{io,s,t}$ 和 $P_{oi,s,t}$ 、 $Q_{oi,s,t}$ 分别为场景 s 下线路 io 和 oi 上时刻 t 的有功、无功功率; r_{io} 、 x_{io} 分别为线路 io 上的电阻、电抗; $I_{io,s,t}$ 为场景 s 下线路 io 上时刻 t 流通的电流; $V_{i,s,t}$ 为场景 s 下节点 i 在时刻 t 的电压; $p_{i,s,t}^{\text{load}}$ 、 $q_{i,s,t}^{\text{load}}$ 分别为场景 s 下节点 i 在时刻 t 的负荷有功和负荷无功; $q_{i,s,t}^{\text{grid}}$ 为场景 s 下节点 i 在时刻 t 与上级电网交易的无功功率; $V_{\max}$ 、 $V_{\min}$ 分别为节点电压上、下限; I_{io} 为线路 io 流通的最大电流。式(16)、式(17)为节点 i 在时刻 t 的有功和无功平衡约束; 式(18)为各节点电压平衡约束; 式(19)为电压和电流的上下限约束。

(4) SVG 建设出力约束。

$$\begin{cases} 0 \leq \sum_{i \in \Omega_{\text{SVG},k}} n_{i,k}^{\text{SVG}} \leq N_k^{\text{SVG}} \\ 0 \leq n_{i,k}^{\text{SVG}} \leq n_{i,k,\max}^{\text{SVG}} \end{cases} \quad (20)$$

$$-S_{i,k}^{\text{SVG}} \leq q_{i,s,t}^{\text{SVG}} \leq S_{i,k}^{\text{SVG}} \quad (21)$$

式中: $n_{i,k}^{\text{SVG}}$ 、 $n_{i,k,\max}^{\text{SVG}}$ 分别为投资商 k 在节点 i 建设的 SVG 数量与最大可建设数量; N_k^{SVG} 为投资商 k 所允

许的最大 SVG 建设数量; $S_{i,k}^{SVG}$ 为投资商 k 在节点 i 建设的 SVG 容量。

(5) 微电网参与双边市场交易功率约束。

微电网规划建设由于其特性, 要求自身有一定的自平衡能力^[25], 为限制微电网与外部系统的电能传输, 设定 $S_{ij,s,t}^{tra}$ 为节点 i 与其他投资商 j 间的视在功率, S_k^Y 为投资商 k 的年度负荷需求。引入系数 v 来表示双边市场交易的影响, v 取值范围为 0~1, 如果 v 为 0, 则表示不存在投资商 k 与其他投资商的交易。

$$\left\| \begin{matrix} p_{ij,s,t}^{tra} \\ q_{ij,s,t}^{tra} \end{matrix} \right\|_2 \leq S_{ij,s,t}^{tra} \quad (22)$$

$$\sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T \sum_{j \in N, j \neq k} D_s S_{ij,s,t}^{tra} \leq v S_k^Y \quad (23)$$

2.2 规划模型的一般形式

通过制定的成本函数和约束, 可以得到 DSO、MGO 的规划模型, 分别为式(24)、式(25)。目标包括年度投资成本、运营成本和交易成本。

$$\begin{cases} \min_{k \in D} C_k = C_k^{inv} + C_k^{ope} + C_k^{tra} \\ \text{s.t. 式(7)—式(21)} \end{cases} \quad (24)$$

$$\begin{cases} \min_{k \in M} C_k = C_k^{inv} + C_k^{ope} + C_k^{tra} \\ \text{s.t. 式(7)—式(23)} \end{cases} \quad (25)$$

式中: D 为 DSO 集合; M 为 MGO 集合。

定义式(14)、式(15)分别为 Ψ_k 、 Φ_k , 即 Ψ_k 、 Φ_k 分别为交易费用 f_k 和交易电量 e_k 的约束条件。DSO 和 MGO 的约束集为 $\Gamma_k = \{\Psi_k, \Phi_k\}$, 决策变量为 $\{x_k, S_k, \omega_k, e_k, f_k\}$, 其中 x_k 为 0-1 变量, S_k 为连续变量, ω_k 为运行变量集合。定义 $y_k = \{S_k, \omega_k, e_k\}$ 为排除 f_k 的连续变量集, DSO 和 MGO 的协同规划模型可改进为式(26)。

$$\min_{(x_k, y_k, f_k) \in \Gamma_k} C_k = M_k + \sum_{j \in N, j \neq k} f_{k,j} \quad (26)$$

式中: $M_k = C_k^{inv} + C_k^{ope}$ 。

3 基于纳什议价模型的求解框架

文中主要介绍考虑凸优化的纳什议价求解问题(Nash bargaining solution, NBS), 并通过 AOP 将 NBS 与第 2 章中构建的规划模型相结合, 建立基于 AOP 和 NBS 的双层求解框架。

3.1 纳什议价求解模型

设定 u 作为达成协议时所有参与者的成本, 此时 $u = \{u_1, \dots, u_k, \dots, u_K\}$, d 为未达成协议时所有参与者的成本, 此时 $d = \{d_1, \dots, d_k, \dots, d_K\}$ 。设定 U 为所有可能协议的集合, 若 U 为连续且凸的集合并且 $d \subseteq U$, 则根据纳什议价理论^[26], 一定存在纳什均衡点使得 $u_k \leq d_k$, 其目标函数和优化变量受双边市场

交易影响, 模型为:

$$\begin{cases} \max \prod_{k=1}^K (d_k - u_k) \\ \text{s.t. } d_k \in U \\ u_k \leq d_k \end{cases} \quad (27)$$

3.2 基于 AOP 和 NBS 的双层求解框架

上述纳什议价模型由于 0-1 变量的存在, 实际上具有非凸性^[27]和不连续性^[28], 因此对于所提出的纳什议价模型的求解条件不成立。为解决无法求解的问题, 通过 AOP, 将协同规划与纳什议价分离, 规划过程在确定交易费用及电量的条件下进行, 议价过程中不确定的设备建设 0-1 变量由规划过程提供, 从而达到纳什议价求解的条件, 并将优化结果传递给规划过程。通过 AOP 使非凸问题转化为迭代的双层框架来处理非凸性, 将 0-1 变量与连续变量分离, 使得每次迭代都满足 NBS 的条件。

双层求解框架如图 2 所示, 上层是一个双边交易结算问题, 通过 NBS 利用下层得到的固定的 0-1 变量 x_k 来确定交易电量和交易费用。下层是一个局部规划问题, 通过上层传递的固定交易电量与交易费用确定 0-1 变量 x_k 。

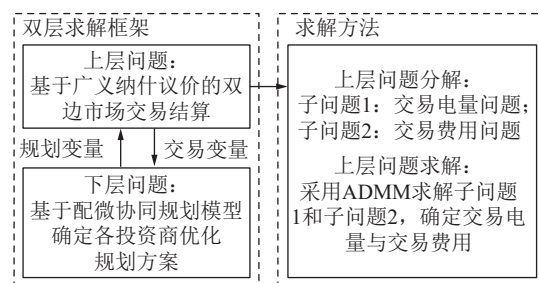


图 2 基于双层迭代的求解框架及上层 NBS 求解方法
Fig.2 Based on two-layer iterative solution framework and upper-layer NBS solving method

详细的求解过程如下:

(1) 初始化过程。设置初始迭代次数 $r = 0$, 双边交易合同 $\varphi_k = [e_k \ f_k]$, 投资商 k 在没有双边交易的情况下求解, 得到规划成本 $C_{k,0}$ 和规划结果 $(x_{k,0}, y_{k,0}, f_{k,0})$ 。

(2) 上层问题。将规划 0-1 变量 x_k 固定, 投资商 k 通过式(28)以固定的 x_k 参与双边市场交易, 得到双边交易合同 $\varphi_{k,r+1} = [e_{k,r+1} \ f_{k,r+1}]$ 。

$$\max_{x_k, y_k, f_k} \prod_{k=1}^K (C_{k,r} - C_{k,r+1}) \quad (28)$$

式中: $C_{k,r}$ 、 $C_{k,r+1}$ 分别为投资商 k 第 $r+1$ 次迭代中的谈判破裂点和达成协议成本, 并且 $C_{k,r}$ 为第 r 次迭代的解, 可作为已知值。同时由于规划变量 x_k 固定, 因此在每次迭代中上层问题可用 NBS 模型求解。

(3) 下层问题。将连续性变量 φ_k 固定为 $\varphi_{k,r+1}$, 每个投资商都优化局部规划问题。

$$\min C_k = M_k + \sum_{j \in N, j \neq k} f_{k,j} \quad (29)$$

记录式(29)求解得到的规划变量 x_k^* 并传递给上层问题。令 $r=r+1$ 并进行下一次迭代。

(4) 检查收敛性。重复步骤(2)、步骤(3), 满足收敛条件式(30)后停止迭代, 取 $C_{k,r+1}$ 作为最终解。

$$\left\| \frac{2(C_{k,r+1} - C_{k,r})}{(C_{k,r+1} + C_{k,r})} \right\|_{\infty} < \varepsilon_1 \quad (30)$$

(5) 输出规划方案和双边市场交易合同 φ_k 。

3.3 上层双边市场交易问题分解

在固定的交易合同 φ_k 下, 下层规划模型是一个典型规划问题, 投资商 k 可以在不与其他投资商沟通的情况下局部优化规划。对于上层问题, 所有投资商都通过 NBS 参与双边市场交易, 可以分解为 2 个子问题并分别采用分布式算法求解, 等效过程及收益公平性证明见文献[29]。

子问题 1: 交易电量问题, 求解可确定各投资商间的双边交易电量。

$$\min \left(\sum_{k \in N} M_{k,r+1} \right) \quad (31)$$

子问题 2: 交易费用问题, 求解可确定各投资商间的双边交易费用。

$$\min \left(- \sum_{k \in N} \ln \left(C_{k,r} - M_{k,r+1} - \sum_{j \in N, j \neq k} f_{k,j} \right) \right) \quad (32)$$

根据相关资料, 2 个子问题可用集成的方法直接求解, 但每个投资商必须共享所有信息[30]。出于保护隐私权考虑, 对各子问题采用 ADMM 分别求解。

3.3.1 子问题 1 求解

引入乘子 ρ_{r+1} 和惩罚因子 γ_{r+1} , 构建 DSO 和 MGO 的增广拉格朗日函数, 如式(33)、式(34)所示。

$$\min \left(M_{k,r+1} + \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{j=1}^M D_s \left(\sum_{t=1}^T \rho_{k,j,t,s,r+1} (e_{k,j,t,s,r+1} + e_{j,k,t,s,r+1}) + \frac{\gamma_{k,j,s,r+1}}{2} \sum_{t=1}^T \|e_{k,j,t,s,r+1} + e_{j,k,t,s,r+1}\|_2^2 \right) \right) \quad (33)$$

$$\min \left(M_{j,r+1} + \sum_{s=1}^{N_s} D_s \left(\sum_{t=1}^T \rho_{k,j,t,s,r+1} (e_{k,j,t,s,r+1} + e_{j,k,t,s,r+1}) + \frac{\gamma_{k,j,s,r+1}}{2} \sum_{t=1}^T \|e_{k,j,t,s,r+1} + e_{j,k,t,s,r+1}\|_2^2 \right) \right) \quad (34)$$

子问题 1 的具体求解步骤如下。

(1) 初始化拉格朗日乘子 $\rho_{k,j,t,s} = 0$, 迭代次数 $r = 0$, 惩罚因子 $\gamma_{k,j,s} = 0.01$, 初始 DSO 交易电量 $e_{k,j,t,s,r} = 0$, 最大迭代次数 $r_{\max} = 60$ 。

(2) 各 MGO 接收 $e_{k,j,t,s,r}$, 通过式(34)进行优化, 并将期望交互电量 $e_{j,k,t,s,r+1}$ 传递给 DSO。

(3) DSO 接收 $e_{j,k,t,s,r+1}$, 通过式(33)进行优化, 并将期望交互电量 $e_{k,j,t,s,r+1}$ 传递给 MGO。

(4) 通过式(35)更新拉格朗日乘子, 并更新迭代次数 $r = r + 1$ 。

$$e_{k,j,t,s,r+1} = e_{k,j,t,s,r} + \gamma_{k,j,s} (e_{k,j,t,s,r+1} + e_{j,k,t,s,r+1}) \quad (35)$$

(5) 通过式(36)判断是否收敛, 若未满足则重复步骤(2)—步骤(4)直至收敛或达到最大迭代次数, 若满足则输出最终 $M_{k,r+1}$ 和 $e_{k,j,t,s}$ 。

$$\sum_{t=1}^T \|e_{k,j,t,s,r} + e_{j,k,t,s,r}\|_2^2 < \varepsilon_2 \quad (36)$$

3.3.2 子问题 2 求解

通过新增 $f_{k,j,x,z} = [f_{k,j,x} \ f_{k,j,z}]$ 将子问题 2 转化为式(37), 约束为式(38)—式(40)。

$$\min_{(\phi_k, \phi_{k,x,z})} \left(- \sum_{k \in N} \ln \left(A_{k,r+1} - \sum_{j \in N, j \neq k} f_{k,j} \right) \right) \quad (37)$$

$$f_{k,j} - f_{k,j,x} = 0 \quad \forall j \in N; \forall k \quad (38)$$

$$f_{j,k} - f_{j,k,z} = 0 \quad \forall j \in N; \forall k \quad (39)$$

$$f_{k,j,x} + f_{k,j,z} = 0 \quad \forall j \in N; \forall k \quad (40)$$

式中: $A_{k,r+1} = C_{k,r} - M_{k,r+1}$, 为求解子问题 2 的常数。 f_k 和 $f_{k,j,x,z}$ 均为投资商 k 的变量, 在不同的步骤进行计算优化。具体的计算步骤如下。

(1) 投资商 k 初始化 $\mu_{k,j,x} = 1, \mu_{j,k,z} = 1, \alpha = 1, f_{k,j,x} = 0, f_{j,k,z} = 0$ 。

$$\min_{\phi_k} \left(- \ln \left(A_{k,r+1} - \sum_{j \in N, j \neq k} f_{k,j} \right) + \sum_{j \in N, j \neq k} \left(\mu_{k,j,x} (f_{k,j} - f_{k,j,x}) + \frac{\alpha}{2} (f_{k,j} - f_{k,j,x})^2 \right) + \sum_{j \in N, j \neq k} \left(\mu_{j,k,z} (f_{j,k} - f_{j,k,z}) + \frac{\alpha}{2} (f_{j,k} - f_{j,k,z})^2 \right) \right) \quad (41)$$

式中: $\mu_{k,j,x}$ 、 $\mu_{j,k,z}$ 为一次拉格朗日乘子; α 为二次拉格朗日乘子。式(38)、式(39)作为耦合约束, 在式(41)中转换为惩罚函数。 $[f_{k,j,x} \ f_{j,k,z}]$ 作为式(41)中的参数并在步骤(2)中进行优化。

(2) 投资商 k 通过式(41)获得 f_k , 并将 $f_{k,j}$ 传递给其他运营商。由于式(41)中不存在约束, 可以用一阶导数求解。通过式(42)优化投资运营商 k 。

$$\min \left(\sum_{j \in N, j \neq k} \left(-\mu_{k,j,x} f_{k,j,x} + \frac{\alpha}{2} (f_{k,j} + f_{k,j,x})^2 - \mu_{j,k,z} f_{j,k,z} + \frac{\alpha}{2} (f_{j,k} + f_{j,k,z})^2 \right) \right) \quad (42)$$

(3) 得到 $f_{k,j}$ 和 $f_{j,k}$ 后, 投资商 k 对式(42)进行优化得到 $f_{k,j,x,z}$, 并通过式(43)更新拉格朗日乘子 $\mu_{k,j,x}$ 、 $\mu_{j,k,z}$, 然后传递 $f_{k,j,x}$ 、 $\mu_{j,k,z}$ 给其他投资商。

$$\begin{cases} \mu_{k,j,x} = \mu_{k,j,x} + \alpha (f_{k,j} - f_{k,j,x}) \\ \mu_{j,k,z} = \mu_{j,k,z} + \alpha (f_{j,k} - f_{j,k,z}) \end{cases} \quad (43)$$

(4) 重复步骤(2)、步骤(3)直到 f_k 、 $f_{k,j,x,z}$ 最优。

3.4 多微电网与配电网协同规划求解流程

文中提出的双层迭代框架和求解方法能保护投资商的隐私权, 上层问题可以通过分布式算法进行有限的信息交互来解决, 下层可以在不进行信息交互的情况下局部解决。整体求解过程如图3所示。

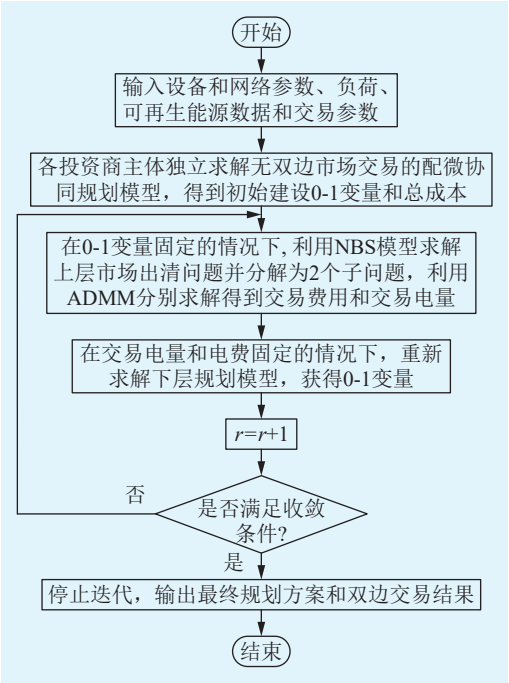


图3 求解过程
Fig.3 Solving procedure

4 算例分析

4.1 IEEE 33 节点系统初始参数及数据

文中采用 IEEE 33 节点系统来验证具有多个 MGO 的基于 NBS 的协同规划方法的性能。测试系统在 MATLAB R2018a 上编写程序, 规划求解在 YALMIP 工具包 CPLEX 12.8 版本上完成。

IEEE 33 节点配电系统线路参数及各节点负荷见文献[31], 改进后的 IEEE 33 节点拓扑如图4所示。与测试系统相关的其他参数如下: 贴现率 r_d 为 0.08; 设备生命周期 y 为 20 a; 单位燃料成本 τ^{fuel} 为 0.156 7 元/kW; 备用需求设定为预测负荷的 20%; 单位负荷的偏移系数 τ^{load} 为 2 元/kW²。

$\beta_{s,i}^-$ 、 $\beta_{s,i}^+$ 均取 0.05, 波动系数 $\beta_{s,i}^y$ 取 0.9; 节点 i 的最大、最小荷电状态 E_i^{max} 、 E_i^{min} 分别为 0.9 和 0.1;

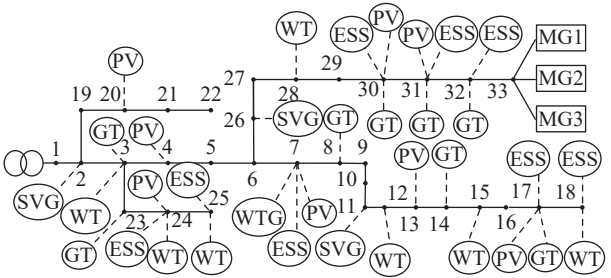


图4 改进后的 IEEE 33 节点系统及多微电网拓扑
Fig.4 Improved IEEE 33-bus system and multi-micro-grid topology

ESS 的充、放电系数 η_{ch} 、 η_{disch} 分别为 0.9 和 1.1; 电压上限 V_{max} 、下限 V_{min} 分别为 1.06 p.u.和 0.94 p.u.; 典型场景的数量 N_s 为 3; 各典型场景持续天数 D_s 分别为每年 92、92、181 d; ε_1 为 0.001; ε_2 为 0.001; 二次乘子的参数为 1。

为限制 MGO 的相互作用功率, v 设为 0.2; SVG 的单位安装容量为 100 kvar; 建设成本为 7 700 元/kvar; 每个节点安装 SVG 个数上限为 2; 配电网待规划节点为 2、11、26; 配电网中安装 SVG 数量上限为 6 个。其余设备及节点候选参数见表1和表2。

表1 候选设备参数
Table 1 Parameters of candidate equipment

设备	参数	数值
WT	最小安装容量/kW	30
	最大安装容量/kW	150
	单位建设成本/(元·kW ⁻¹)	16 930
	单位运行成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.06
	单位弃风成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	1
PV	最小安装容量/kW	50
	最大安装容量/kW	200
	单位建设成本/(元·kW ⁻¹)	14 620
	单位运行成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.07
GT	单位弃光成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	1
	最小安装容量/kW	50
	最大安装容量/kW	300
	单位建设成本/(元·kW ⁻¹)	8 230
ESS	单位运行成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.16
	最小安装容量/(kW·h)	20
	最大安装容量/(kW·h)	300
	单位建设成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	1 950
	充电效率	0.95
	放电效率	0.95

4.2 求解迭代分析

考虑双边能源交易的合作博弈配微协同规划求解双层框架迭代过程如图5所示。整个 AOP 过

表 2 候选节点参数

Table 2 Parameters of candidate nodes

设备	配网候选节点	配置数量
WT	3, 7, 12, 15, 18, 24, 25, 28	5/5/6/5
PV	4, 7, 13, 17, 20, 24, 30, 31	5/5/6/5
GT	7, 17, 18, 24, 25, 30, 31, 32	4/5/5/5
ESS	3, 8, 14, 17, 23, 30, 31, 32	5/5/6/5

注: 配置数量分别指DSO/ MGO1/ MGO2/ MGO3
中各设备配置个数。

程在 3 次迭代后收敛, 子问题 1 和子问题 2 在主问题的 3 次迭代中分别经过 59 次、19 次、3 次和 23 次、12 次、9 次迭代后满足收敛条件。

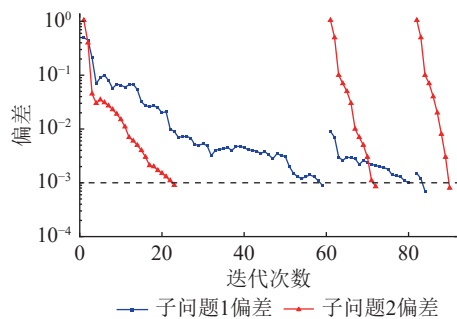


图 5 迭代中子问题 1 和子问题 2 收敛过程
Fig.5 Convergence process of subproblem 1 and subproblem 2 in iteration

表 3 为主问题迭代过程中各投资商成本。可见, 各投资商在 3 次迭代中分别获得 34.79 万元、33.68 万元、0.68 万元的成本缩减。原因在于 DSO 和 MGO 在双边交易中优化规划方案与交易策略, 在减少设备能源浪费的同时, 还通过双边交易在区域内完成交互从而减少从上级电网的购电量。

表 3 主问题迭代过程中各投资商成本

Table 3 The cost of each investor during iteration of the main problem

单位: 万元

迭代次数	综合费用	DSO	MGO1	MGO2	MGO3
0	总成本	2 895.31	882.05	448.27	957.56
	子问题1成本	2 871.84	828.48	418.79	924.91
	双边交易	-11.32	18.78	-5.31	-2.14
	成本缩减	34.79	34.79	34.79	34.79
	总成本	2 860.52	847.26	413.48	922.77
1	子问题1成本	2 850.75	710.56	437.06	910.94
	双边交易	-23.91	103.02	-57.26	-21.85
	成本缩减	33.68	33.68	33.68	33.68
	总成本	2 826.84	813.58	379.8	889.09
	子问题1成本	2 850.93	709.41	437.51	908.74
2	双边交易	-24.77	103.49	-58.39	-20.33
	成本缩减	0.68	0.68	0.68	0.68
	总成本	2 826.16	812.9	379.12	888.41
	子问题1成本	2 850.93	709.41	437.51	908.74
	双边交易	-24.77	103.49	-58.39	-20.33
	成本缩减	0.68	0.68	0.68	0.68
	总成本	2 826.16	812.9	379.12	888.41

4.3 交易结果分析

多典型场景下各投资商的电量交易情况如图 6 所示。在各典型场景下, DSO 与各 MGO 可能承担不同的角色, 主要受风光不确定性及购电费用影响。在场景 1 和场景 2 的电价峰时段, DSO 的负荷率较高, 在提高风光出力以及储能放电的同时, 以低于从上级电网输电的交易费用从 3 个 MGO 购电。在谷时段, DSO 负荷率较低, 此时段 DSO 以低价从上级电网购电, 在满足自身内部需求和 ESS 充电要求后, 通过市场将剩余电量售卖给各 MGO, 此时段出于经济性考虑, 配电网主要承担售电者角色, 同时 DSO 向上级电网购电的时间只占很小一部分, 分布式电源的出力支撑起 DSO 在典型场景 3 中向各 MGO 出售电能。

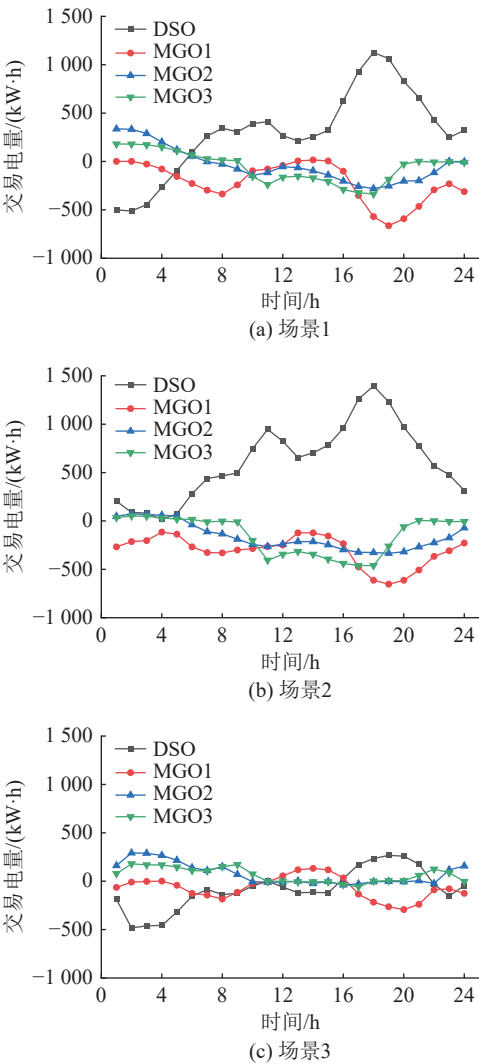


图 6 各典型日多投资商电量交易情况
Fig.6 The electricity trading situation of multiple operators on typical days

4.4 参数敏感性分析

为了考察不同风光波动系数和微电网交互参数对每个投资商的社会成本的影响, v 的值从 0.1 逐

渐增大到 0.3, $\beta_{s,i}^y$ 的值从 0.8 增大到 1.0。微电网交互参数大于 0.3 时,在波动系数不变的情况下,各投资商总成本相同,故文中不考虑此情况。

表 4 为各投资商在不同 v 和 $\beta_{s,i}^y$ 下的最优解。可以计算得到社会成本,即所有投资商的总和,如图 7 所示。可以看出,各投资商的成本和社会成本随着 v 值和 $\beta_{s,i}^y$ 值的增加而减少,原因在于参数改变后允许更多的电能参与双边交易。

表 4 各投资商在不同参数下的规划成本

Table 4 The planning cost of each investor under different parameters 单位: 万元

v	$\beta_{s,i}^y$	DSO	MGO1	MGO2	MGO3
0.1	0.8	3 137.04	925.97	584.66	1 026.41
	0.9	2 980.19	879.68	561.27	964.83
	1.0	2 823.33	833.37	526.18	923.77
0.2	0.8	2 974.90	855.68	399.07	935.16
	0.9	2 826.16	812.90	379.12	888.41
	1.0	2 677.41	770.11	359.26	841.64
0.3	0.8	2 910.31	803.59	364.23	870.11
	0.9	2 764.79	763.41	346.02	826.60
	1.0	2 619.28	723.23	328.71	783.09

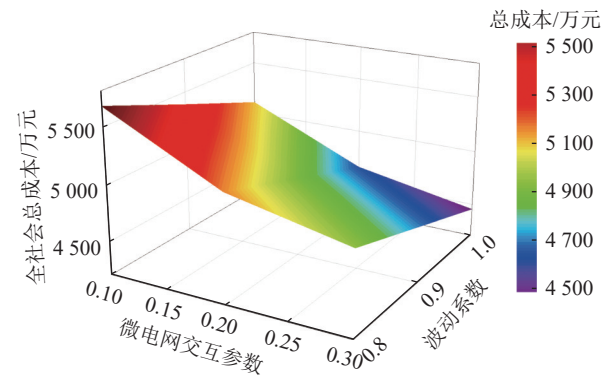


图 7 不同参数下的全社会总成本
Fig.7 The total societal cost under different parameters

当 v 大于 0.3 时,成本不再下降,原因是产消者生产或需要的电力是有限的,因此双边交易的电能也是有限的,交易或生产超出负荷的多余电能对系统的经济性会造成影响。

4.5 多方案规划结果分析

采用 3 个案例进行对比,验证文中所提规划模型及双边交易求解方法的有效性,案例均考虑风光不确定性。案例 1: DSO 与 MGO 之间不进行双边交易,直接进行规划。案例 2: DSO 与 MGO 之间的 NBS 过程采用文献 [32] 中集中式算法求解。案例 3: 使用文中所提交替优化策略下基于纳什议价的双层求解方法。

3 种案例中各投资商的规划年成本及规划配置

结果如表 5、表 6 所示。结合年成本及规划结果,可知案例 3 具有最好的经济性与稳定性。

表 5 不同案例中各投资商规划年成本
Table 5 Planning annual cost of each investor in different cases 单位: 万元

案例	DSO	MGO1	MGO2	MGO3
1	2 854.51	858.35	406.17	914.23
2	2 837.49	821.66	389.35	893.83
3	2 826.16	812.90	379.12	888.41

表 6 各投资商规划结果
Table 6 Planning results of each investor

案例	设备	DSO	MGO1	MGO2	MGO3
1	WT容量/kW	750	750	900	750
	PV容量/kW	1 000	539	0	716
	GT容量/kW	682	497	369	451
	ESS容量/(kW·h)	0	321	928	65
	SVG容量/kvar	1 300			
2	WT容量/kW	700	750	800	750
	PV容量/kW	900	377	0	549
	GT容量/kW	751	512	309	825
	ESS容量/(kW·h)	300	232	1 267	78
	SVG容量/kvar	300			
3	WT容量/kW	750	750	900	750
	PV容量/kW	1 000	605	0	903
	GT容量/kW	595	430	256	488
	ESS容量/(kW·h)	0	122	954	50
	SVG容量/kvar	800			

案例 3 中, DSO 与各 MGO 的规划年成本相比于案例 1 分别下降了 28.35 万元、45.45 万元、27.05 万元、25.82 万元,平均下降率为 3.94%,原因在于风光发电机组运维成本较低,当双边市场交易存在时,风光新增配置所发出的过剩电能可传输到其他投资商,从而降低风光及负荷不确定性给系统带来的影响。对各 MGO 而言,可再生能源风光发电机组规划配置容量增加,燃气轮机和分布式储能的规划容量减小。此外,当存在双边市场交易时, MGO 内部电力不足可通过从交易市场购电,而非选择燃料成本高昂的燃气轮机。

相比于案例 2, 案例 3 中各投资商成本分别下降了 11.33 万元、8.76 万元、10.23 万元、5.42 万元,平均下降率为 1.13%。各投资商建设及运维成本下降率相比于案例 1 有所减少,原因在于集中式算法求解同样存在双边市场交易,在每一轮谈判中使用

的 NBS 模型使每个投资商拥有相同的市场支配力。从隐权保护来说,集中式算法无法达到理想的效果,各投资商需提供内部信息以参加双边市场,这不能满足双边交易的安全性要求。案例 3 中,基于双层迭代框架的分布式算法求解不仅保护了各投资运营商的利益与隐私,还提供了足够的维稳调压通道,提升了系统的灵活性。

4.6 工程实际案例应用分析

为进一步验证文中所提方法的实用性,现依据 2023 年浙江某地区电网实际参数展开验证分析。选定 3 个不同类型的微电网接入配电网,分别为商业型微电网(MGO-1)、居住型微电网(MGO-2)、工业型微电网(MGO-3)。配电网参数依据 4.1 节 IEEE 33 节点系统相关数据,各微电网日负荷系数如图 8 所示,选取夏季某日相关数据,各微电网日最大负荷分别为 9.25、4.17、13.43 MW,其余仿真参数均与 4.1 节保持一致。基于上述设定的系统相关参数,为验证文中所提方法在实际工程中的经济性,表 7 给出了考虑双边交易及未考虑双边交易下的各投资商成本。

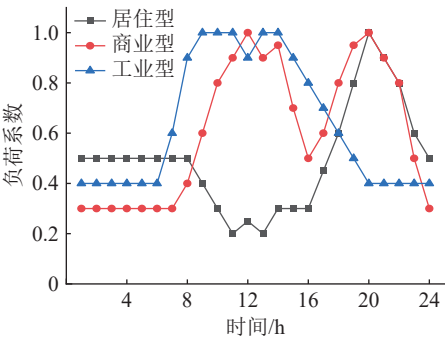


图 8 各微电网日负荷系数曲线
Fig.8 Daily load factor curves of micro-grids

表 7 不同场景下各投资商规划年成本
Table 7 Planning annual cost of each investor in different scenarios 单位: 万元

场景	综合费用	DSO	MGO-1	MGO-2	MGO-3
未考虑双边交易	建设成本	2 202.79	246.81	152.58	647.74
	运维成本	651.72	73.72	45.58	193.48
	交易费用	0	0	0	0
	总成本	2 854.51	320.53	198.17	841.23
考虑双边交易	建设成本	2 165.07	186.72	90.76	645.05
	运维成本	646.61	55.74	27.11	189.24
	交易费用	-32.22	29.38	15.09	-12.25
	总成本	2 779.46	271.84	132.97	812.03

此外,合理配置 SVG 的配电网结构以及双边交易将不确定性较大的风光机组产生的过程能源稳定传输到其他节点或投资商,一方面可以使得各

投资商降低对可控机组的依赖程度,从而获得应对风光不确定性的调控能力,另一方面可有效提高对可再生能源的利用率和消纳率。

在无双边交易期间,各 MGO 只能以固定的价格向上级配电网购买所需的电能,导致各主体的总成本较高。存在双边市场交易时,各投资商主体的总成本均得到下降,其中 MGO-3 的总成本下降最少,原因在于工业型微网可以大量装设光伏及风机,在满足自身负荷需求的同时也参与双边市场交易出售剩余电能,而其余投资商主体在双边市场上以较低的价格购买电能,自身的建设及运维成本得以降低。

5 结论

文中围绕考虑风光出力不确定性的配微电网协同规划问题,引入波动系数对风光出力不确定性进行模拟,提出一种双层迭代框架下的 AOP,将纳什议价问题分解为上层双边市场结算和下层规划方案优化,上层问题转化为交易电量和交易费用这 2 个子问题并采用 ADMM 分别求解,下层问题可直接求解。所得结论如下:

(1) 基于 AOP 的配微协同规划在有效保护各主体收益公平性的基础上,通过 ADMM 分别求解双边交易电量和交易费用问题,在保护了各投资商隐私权的同时也使总成本得到优化。

(2) 算例分析表明在考虑风光出力波动的基础上应用双层迭代框架求解能够优化规划配置结果及双边市场交易方案,提高配电系统应对风光荷波动的能力,同时围绕不同的典型场景,在双边交易过程中各投资商适时切换角色,保障了配微协同运行中各投资商的经济性。

随着分布式电源装机与电能双边交易市场的发展,针对交易结算方法的求解精度和收敛速度成为不可忽视的市场因素,因此后续研究可以针对市场结算开展算法优化。此外,为平衡多方效用,优化整体市场效率,针对微电网间的双边能源交易也可纳入多主体协同规划考虑范围。

参考文献:

[1] 唐西胜,李伟,沈晓东. 面向新型电力系统的储能规划方法研究进展及展望[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(9): 178-191.
TANG Xisheng, LI Wei, SHEN Xiaodong. Research progress and prospect of energy storage planning method for new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(9): 178-191.
[2] 邱硕,庄可好,汤波,等. 基于直流电容自同步的构网型 SVG 暂态同步稳定分析与提升策略[J/OL]. 电网技术: 1-

- 15[2024-08-12]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1040>.
- QIU Shuo, ZHUANG Kehao, TANG Bo, et al. Transient synchronous stability analysis and improvement strategy of networked SVG based on DC capacitance self-synchronization[J/OL]. Power System Technology: 1-15[2024-08-12]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1040>.
- [3] 陈焱, 何山, 谢少华, 等. 基于合作博弈的风-光-电氢微网容量配置[J]. 太阳能学报, 2024, 45(2): 395-405.
CHEN Yi, HE Shan, XIE Shaohua, et al. Capacity configuration of wind-photovoltaic-electric hydrogen microgrid based on cooperative game[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2024, 45(2): 395-405.
- [4] 杨玉强, 徐程炜, 邓晖. 碳市场与电力市场协同运行关键问题研究[J]. 浙江电力, 2023, 42(5): 66-75.
YANG Yuqiang, XU Chengwei, DENG Hui. A study of key issues in the coordinated operation between carbon market and electricity market[J]. Zhejiang Electric Power, 2023, 42(5): 66-75.
- [5] 冯天天, 李晏, 孙晓琪, 等. 大数据驱动下电-碳市场耦合及协同发展研究综述[J]. 智慧电力, 2024, 52(1): 55-64.
FENG Tiantian, LI Yan, SUN Xiaoqi, et al. Review on electricity-carbon market coupling and synergistic development driven by big data[J]. Smart Power, 2024, 52(1): 55-64.
- [6] 张沈习, 王浩宇, 李然, 等. 考虑智能软开关接入的主动配电网扩展规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(1): 48-61.
ZHANG Shenxi, WANG Haoyu, LI Ran, et al. Active distribution network expansion planning method considering the integration of soft open point[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 48-61.
- [7] 吴志, 刘亚斐, 顾伟, 等. 基于改进 Benders 分解的储能、分布式电源与配电网多阶段规划[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(16): 4705-4715, 4973.
WU Zhi, LIU Yafei, GU Wei, et al. A modified decomposition method for multistage planning of energy storage, distributed generation and distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(16): 4705-4715, 4973.
- [8] 何松涛, 邵振国, 郑文迪, 等. 计及 SVG 动态调压策略的配电网双层不确定性无功规划配置[J]. 电网技术, 2023, 47(12): 5158-5170.
HE Songtao, SHAO Zhenguo, ZHENG Wendi, et al. Bi-level uncertain reactive power planning of distribution network considering SVG dynamic voltage regulation strategy[J]. Power System Technology, 2023, 47(12): 5158-5170.
- [9] OH B C, SON Y G, ZHAO D B, et al. A bi-level approach for networked microgrid planning considering multiple contingencies and resilience[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(4): 5620-5630.
- [10] 张尧翔, 刘文颖, 庞清仑, 等. 基于主从博弈的跨境新型电力系统双边交易决策方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(4): 19-26.
ZHANG Yaoliang, LIU Wenying, PANG Qinglun, et al. Bilateral transaction decision-making method for cross-border new power system based on Stackelberg game[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 19-26.
- [11] 孙文杰, 武家辉, 张强. 基于双层博弈的配电网与多综合能源微网协调优化[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(2): 26-38.
SUN Wenjie, WU Jiahui, ZHANG Qiang. Coordinated optimization of a distribution network and multi-integrated energy microgrid based on a double-layer game[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(2): 26-38.
- [12] 邱明石, 陈俊儒, 刘牧阳, 等. 考虑纳网系统和微网运营商电价机制的主从博弈优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(19): 15-34.
QIU Mingshi, CHEN Junru, LIU Muyang, et al. A master-slave game optimization scheduling strategy considering the electricity pricing mechanism of nanogrid systems and microgrid operators[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(19): 15-34.
- [13] 田海东, 何山, 艾纯玉, 等. 计及能源交易下基于纳什议价模型的多微网合作博弈运行优化策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(6): 29-41.
TIAN Haidong, HE Shan, AI Chunyu, et al. Optimization strategy for cooperative game operation of multi-microgrids based on the Nash bargaining model considering energy trading[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(6): 29-41.
- [14] 徐政. 电力市场环境多微网和主动配电网协同调度与规划[D]. 南京: 东南大学, 2021.
XU Zheng. Collaborative scheduling and planning of multi-microgrid and active distribution network in power market environment[D]. Nanjing: Southeast University, 2021.
- [15] 徐艳春, 刘海权, 孙思涵, 等. 计及混合能源共享站的多微网系统双层混合整数规划[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(23): 9136-9149.
XU Yanchun, LIU Haiquan, SUN Sihan, et al. Bi-level mixed integer programming of multi-microgrid system considering the hybrid energy sharing station[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(23): 9136-9149.
- [16] 刘自发, 张子腾. 考虑多主体博弈的配电网源网荷储协同规划[J]. 电网技术, 2023, 47(12): 5046-5058.
LIU Zifa, ZHANG Ziteng. Collaborative planning of distribution network source-network-load-storage considering multi-agent game[J]. Power System Technology, 2023, 47(12): 5046-5058.
- [17] 陆海, 张浩, 陈晓云, 等. 基于双层博弈的多能源网络协同规划方法[J]. 中国电力, 2025, 58(1): 93-99.
LU Hai, ZHANG Hao, CHEN Xiaoyun, et al. Collaborative planning method for multi-energy networks based on double-layer game theory[J]. Electric Power, 2025, 58(1): 93-99.
- [18] 黄南天, 包佳瑞琦, 蔡国伟, 等. 多主体联合投资微电网源-储多策略有限理性决策演化博弈容量规划[J]. 中国电机工程

- 学报, 2020, 40(4): 1212-1225, 1412.
- HUANG Nantian, BAO Jiaruiqi, CAI Guowei, et al. Multi-agent joint investment microgrid source-storage multi-strategy bounded rational decision evolution game capacity planning[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(4): 1212-1225, 1412.
- [19] 柏昊阳, 李华强, 臧天磊, 等. 柔性网架结构下考虑双边交易的多微电网与配电网协同规划[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(6): 51-64.
- BAI Haoyang, LI Huaqiang, ZANG Tianlei, et al. Collaborative planning of multiple microgrids and a distribution network considering bilateral transactions in a flexible network structure[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(6): 51-64.
- [20] WU Z, XU Z, GU W, et al. Decentralized game-based robustly planning scheme for distribution network and microgrids considering bilateral energy trading[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2022, 13(2): 803-817.
- [21] ZHANG T H, CHEN C M, MA L Y, et al. Multi-step clustering and generalized Nash bargaining-based planning strategy of community-shared energy storage for large-scale prosumers[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2024, 15(2): 1013-1027.
- [22] JIANG Q, JIA H J, MU Y F, et al. Bilateral planning and operation for integrated energy service provider and prosumers - A Nash bargaining-based method[J]. *Applied Energy*, 2024, 368: 123506.
- [23] 成龙, 李国庆, 郑佳锐, 等. 基于非确定性关联场景聚类与线性约束的交直流混合配电网源网统一联合规划[J/OL]. *中国电机工程学报*; 1-19[2024-08-02]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.240784>.
- CHEN Long, LI Guoqing, ZHENG Jiarui, et al. Unified joint planning of AC-DC hybrid distribution network based on non-deterministic correlation scene clustering and linear constraints [J/OL]. *Proceedings of the CSEE*: 1-19[2024-08-02]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.240784>.
- [24] 高红均, 刘俊勇, 沈晓东, 等. 主动配电网最优潮流研究及其应用实例[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(6): 1634-1645.
- GAO Hongjun, LIU Junyong, SHEN Xiaodong, et al. Optimal power flow research in active distribution network and its application examples[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(6): 1634-1645.
- [25] 高强, 秦晓辉, 张媛媛, 等. 碳减排需求下面向多元交互策略设计的微电网分布式能源发展规划研究[J]. *电网技术*, 2024, 48(9): 3574-3583.
- GAO Qiang, QIN Xiaohui, ZHANG Yuanyuan, et al. Distributed energy development planning of microgrid with multi-vector interaction strategy design under carbon reduction demand[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(9): 3574-3583.
- [26] MONDAL W U, SARDAR A A, DAS G. Economic analysis of cognitive underlay networks: a Nash bargaining based approach[J]. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 2021, 70(2): 2024-2029.
- [27] DEGHANPOUR K, NEHRIR H. An agent-based hierarchical bargaining framework for power management of multiple cooperative microgrids[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(1): 514-522.
- [28] 杨明, 李明冰, 张玉敏, 等. 基于纳什议价模型的综合能源园区低碳优化调度[J/OL]. *电力系统自动化*, 2024; 1-18[2024-08-16]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20240815.1824.004.html>.
- YANG Ming, LI Mingbing, ZHANG Yumin, et al. Low-carbon optimal scheduling of comprehensive energy park based on Nash bargaining model[J/OL]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024; 1-18[2024-08-16]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20240815.1824.004.html>.
- [29] 易宇琴, 许加柱, 张伟明, 等. 考虑两阶段鲁棒优化配置的多微网合作博弈[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(22): 149-156.
- YI Yuqin, XU Jiazhu, ZHANG Weiming, et al. Multi-microgrid cooperative game considering two-stage robust optimal configuration[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(22): 149-156.
- [30] 马腾飞, 裴玮, 肖浩, 等. 基于纳什谈判理论的风-光-氢多主体能源系统合作运行方法[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(1): 25-39, 395.
- MA Tengfei, PEI Wei, XIAO Hao, et al. Cooperative operation method for wind-solar-hydrogen multi-agent energy system based on Nash bargaining theory[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(1): 25-39, 395.
- [31] KIM H, LEE J, BAHRAMI S, et al. Direct energy trading of microgrids in distribution energy market[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, 35(1): 639-651.
- [32] WANG H, HUANG J W. Cooperative planning of renewable generations for interconnected microgrids[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2016, 7(5): 2486-2496.

作者简介:



王书征

王书征(1983),男,博士,副教授,研究方向为配电网规划与运行、新型电力系统的新能源发电及并网技术等(E-mail: wsz310@126.com);

吴守豪(2000),男,硕士在读,研究方向为配电网规划与运行;

吴志(1987),男,博士,副教授,研究方向为配电网运行与规划。

(下转第 227 页)

Two-stage voltage control partitioning method for distribution network containing distributed generation

YANG Aigang¹, YANG Miaoran², XIE Lijun³, SHAO Jianwei²

(1. Lijiang Power Supply Bureau of Yunnan Power Grid Co., Ltd., Lijiang 674100, China;

2. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China;

3. State Grid Hunan Electric Power Co., Ltd. Ultra High Voltage Substation Company, Changsha 410000, China)

Abstract: Aiming at the characteristics of large-scale data in the distribution network with distributed generation, as well as the limitations of the traditional grid partitioning method based on complex network theory, such as irrational partitioning and insufficient reactive power regulation capability, a two-stage division method based on complex network theory is proposed in this paper. In the first stage, based on mapping partition, load nodes are initially partitioned according to the principle of "minimum electrical distance" so that the reactive power resources can better coordinate and control the load nodes in the region. At the same time, the initial association size in the second stage is reduced. In the second stage, the Louvain community discovery algorithm is used for partition aggregation, and the initial partition is adjusted by improving the partition modularity function to ensure the reactive power adjustment capability of the partition. The IEEE 69-node system is used as an example to verify the effectiveness of the proposed method in this paper. The number of partitions and the amount of inter-area reactive power transfer after partitioning are reduced compared with the traditional method. The results show that the proposed partitioning method has stronger reactive power regulation capability and is more suitable for autonomous control of regional voltage and reactive power in distribution networks.

Keywords: distributed generation; complex network theory; reactive voltage partition; load node; mapping partition; Louvain algorithm

(编辑 陆海霞)

(上接第 107 页)

Collaborative planning of distribution-grid and micro-grid considering bilateral transactions under wind-solar uncertain conditions

WANG Shuzheng¹, WU Shouhao¹, WU Zhi², SUN Yuzhu¹

(1. School of Electrical Power Engineering, Nanjing Institute of Technology, Nanjing 211167, China;

2. School of Electrical Power Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

Abstract: In the emerging electricity market, bilateral transactions are conducted between distribution-grid operators and micro-grid operators. Under the uncertainty caused by the large-scale integration of wind and solar generation, the cooperation game between the distribution-grid and the micro-grid is analyzed at the planning level. The impact of multi-agent bilateral energy transactions is considered in this approach. To address the multiple non-convexities in traditional coordinated planning of distribution-grid and micro-grid, an alternating optimization-based strategy is proposed. Through the alternating optimization process, the discontinuous coordinated planning problem is transformed into a bi-level iterative solving process. In the upper level, Nash bargaining is applied to determine the traded electricity and payment strategies within a convex subset generated by the lower level. In the lower level, local individual planning problems are solved using trading variables obtained from the upper level. The market-clearing problem is decomposed into two subproblems, electricity transaction and payment settlement. The alternating direction method of multipliers is used sequentially to solve these subproblems. Case simulations on the IEEE 33-bus system demonstrate that the proposed model effectively enhances the operational benefits for both trading parties.

Keywords: bilateral transactions; collaborative planning; cooperative game; Nash bargaining; alternate optimization; two-layer solution

(编辑 方晶)