

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230786

柔性网架结构下考虑双边交易的多微网与配网协同规划

柏昊阳, 李华强, 臧天磊, 陈毅鹏

(四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

摘要: 高比例风光接入下, 多微网与配网间的双边交易对配电网的调控能力提出了更高要求。考虑柔性配电装置快速灵活调节网络潮流的优点, 提出一种柔性网架结构下考虑多微网与配网双边交易的协同规划方法。首先, 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。其次, 采用交替优化策略将议价模型转化为易于求解的双层迭代过程, 上层各主体各自优化规划方案, 下层完成双边交易的结算问题。然后, 将下层问题等效转化为电量结算和费用结算两个子问题, 并分别采用交替方向乘法求解。最后, 在 IEEE33 节点配电系统中的算例表明所提规划方法可有效缩减社会总成本和各主体年综合费用。

关键词: 柔性配电网; 双边交易; 协同规划; 交替优化策略; 分布式算法; 双层求解

Collaborative planning of multiple microgrids and a distribution network considering bilateral transactions in a flexible network structure

BAI Haoyang, LI Huaqiang, ZANG Tianlei, CHEN Yipeng

(College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: With the high penetration of wind power and photovoltaic power generation, bilateral transactions between multiple microgrid operators (MGO) and the distribution system operator (DSO) lead to higher challenges to the distribution network. Considering the advantages of flexible distribution devices for fast and flexible regulation of power flow, this paper proposes a collaborative planning method that considers bilateral transactions between multiple MGOs and the DSO in a flexible network structure. First, a generalized Nash bargaining model for collaborative planning is constructed on the basis of the soft open point (SOP) planning. Then, the alternating optimization procedure (AOP) is used to transform the nonconvex and discontinuous problem into a bi-level iterative negotiation process. Each investor individually optimizes the planning scheme in the upper level, and achieves bilateral transaction in the lower level. Next, the lower-level problem is further equivalently transformed into two subproblems of power clearing and cost settlement, and then they are solved by alternating direction multiplier method respectively. Finally, the IEEE33-bus calculation analysis shows that the proposed planning scheme can effectively reduce the total social cost and the overall annual cost of each investor.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51907097).

Key words: flexible distribution network; bilateral transactions; collaborative planning; alternating optimization strategy; distributed algorithm; bi-level solution

0 引言

“双碳”目标下, 为应对配电网中高比例风光接入所带来的不确定性问题, 国家能源局指出要健全支持分布式发电交易的市场机制, 鼓励分布式发电投资主体通过双边交易提升风光消纳能力, 实现

经济灵活运行^[1]。然而, 连接在配网不同节点的微网主体呈现出实时变化的交易诉求^[2], 可能导致局部支路重载, 严重威胁配电网的安全稳定运行。在此背景下, 柔性配电网因其快速灵活调节网络潮流的优点得到快速发展^[3]。为适应电力交易的发展形势, 在提升多主体互动性的同时充分挖掘对分布式可再生能源的消纳潜力, 研究柔性网架结构下考虑双边交易的多微网与配网协同规划具有重要意义。

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51907097)

配电网规划的目的在于通过确定最优设备规划方案,在满足内部负荷灵活可靠供给的基础上提高资产利用率和可再生能源的消纳水平^[4]。文献[5]计及配网动态重构,利用改进 Benders 分解方法实现设备配置方案的高效求解。为克服配电网重构的阶跃调节局限性,文献[6]以智能软开关(soft open point, SOP)替换传统联络开关,研究了柔性配电网结构上分布式电源的配置问题,但未考虑 SOP 的选址定容。文献[7]进一步提出了考虑 SOP 规划的源-网-荷-储双层协同规划方法,所得规划结果有效改善了潮流分布。然而,上述研究在规划时未考虑配电网与其他市场参与主体的能源交互。

在多方资本参与电力市场的背景下,文献[8]考虑主动配电网和多微网主体的交互,文献[9]考虑配电网运营商、分布式资源供应商和负荷聚合商的多方利益,分别建立上层投资管理和下层市场出清的双层模型,并利用 Karush-Kuhn-Tucker 最优条件和强对偶理论将双层问题转换为单层混合整数线性规划问题进行求解。文献[10]研究了多综合能源微网间的能源管道和能源设备的协同规划问题,基于能源站权重分配多主体利益。上述研究表明考虑交易的协同规划在保证市场参与主体获得收益的同时可有效促进社会效益提升。但是,文献[8-10]在集中式求解过程中需要所有主体共享内部规划和运行参数,不利于隐私保护。

为了保护各市场参与方的隐私权,文献[11]针对配网投资运营商(distribution system operator, DSO)与微网投资运营商(microgrid operator, MGO)的联合投资问题,基于演化博弈建立源-储规划的多策略集,在博弈过程中只需传递投资方案。文献[12]在规划层面考虑源、网、荷三方的决策,在运行层面通过主动管理手段分别对规划方案进行优化控制。文献[13]采用不动点迭代方法,基于比例分摊原则建立电网公司、天然气公司和能源站的多主体非合作博弈模型,并建立碳流约束引导投资方加强可再生能源设备的建设。文献[14]考虑设备及资源属性的不同,将多主体细分为 DSO、分布式电源运营商和储能运营商,在三方博弈的同时第四方主体电力用户通过电价信号和激励机制优化自身收益。然而,上述研究中多主体之间的交易价格由 DSO 制定或直接采用预设价格,无法保障各主体收益分配的公平性。进一步,文献[15-16]基于交替优化策略^[17](alternating optimization procedure, AOP)构建考虑双边交易的多微网与配网协同规划的双层迭代模型,在兼顾交易公平性和隐私保护的基础上使用分布式

算法求解。但是,上述文献均是在传统非柔性配电网中展开,未考虑柔性互联装置的规划,无法发挥 SOP 对多主体互动性的积极作用,多主体的交易潜力待进一步挖掘。

综上,柔性网架下考虑双边交易的多微网与配网协同规划的关键点在于:柔性配电装置的投资规划、交易主体的隐私保护和收益的公平分配。目前,鲜有文章对 SOP 接入的柔性网架结构下考虑多主体交易的协同规划展开研究。基于此,本文首先构建了柔性网架下多微网与配网的协同规划框架,DSO 考虑分布式有功电源、无功电源和柔性配电装置的选址定容, MGO 则考虑分布式能源设备、能源转换设备和能源存储设备的容量配置,在双边交易电量和费用的约束下建立各自的规划模型。其次,建立协同规划的广义纳什议价模型,并采用 AOP 处理议价模型的非凸非连续问题,建立双层迭代求解框架。在每轮迭代中,上层为各主体规划方案的优化问题,下层为双边交易的市场结算问题。然后,将下层问题等效转化为电量结算和费用结算两个子问题,并分别采用交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers, ADMM)求解,在保护各主体隐私的同时保证收益公平分配。最后,在 IEEE33 节点配网系统上对所提模型和求解方法的有效性展开分析验证。

1 多微网与配网协同规划框架

考虑电力双边交易的协同规划如图 1 所示。

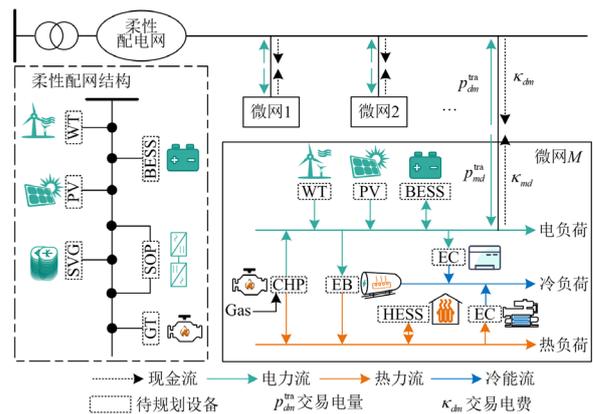


图 1 多微网与配网协同规划系统结构

Fig. 1 System structure of collaborative planning for multi-microgrid and distribution network

DSO 的规划目标包括: 1) 分布式有功电源: 风机(wind turbine, WT)、光伏(photovoltaic power, PV)、燃气轮机(gas turbine, GT)、储电装置(battery energy

storage system, BESS); 2) 分布式无功电源: 静止无功发生器(static var generator, SVG); 3) 柔性配电装置: SOP。MGO 的规划目标包括: 1) 分布式能源设备: WT、PV; 2) 能源转换设备: 热电联产机组(combined heat and power, CHP)、电锅炉(electric boiler, EB)、电制冷机(electric chiller, EC)、吸收式制冷机(absorption chiller, AC); 3) 能源存储设备: BESS、储热(heating energy storage system, HESS)。除考虑设备的规划外, 配电网和微网可通过电量交易在满足自身负荷供应的同时, 追求更加经济、灵活的规划运行方案。

随着电力市场的发展, 假设有 M 个连接在不同节点的 MGO 与 DSO 开展双边交易, 交易电量和电费则由双边共同决定。图 1 中, p_{dm}^{tra} 定义为双边交易市场结算时主体 d 与主体 m 的交易电量, 为正时表示主体 d 实际向主体 m 购买的电量, 为负时表示主体 d 实际向主体 m 出售的电量; κ_{dm} 定义为双边交易市场结算时主体 d 与主体 m 的交易电费, 为正时表示主体 d 实际向主体 m 支付的电费, 为负时表示主体 d 实际向主体 m 收取的电费。当双边交易市场结算时, 买方购买电量与卖方出售电量相等, 买方支付电费与卖方收取电费相等, 即购售电量平衡 $p_{dm}^{\text{tra}} + p_{md}^{\text{tra}} = 0$ 和购售电费平衡 $\kappa_{dm} + \kappa_{md} = 0$ 均得以满足。

2 考虑双边交易的配网和微网规划模型

DSO 和 MGO 通过管理自己的投资和运营, 在考虑自身投资运行约束、交易平衡约束和双边交易获得利润的情况下, 最小化自身的年综合费用。为应对分布式可再生能源出力的不确定性和负荷需求的不确定性, 本文综合考虑风光和负荷的全年运行历史数据, 基于 k-means 聚类^[18]得到的典型运行场景集建立配电网和微网的规划模型。

2.1 考虑双边交易的柔性配电网规划模型

2.1.1 目标函数

配网规划模型以年综合费用最小为目标函数, 包括年化投资成本 C_d^{inv} 、年运维费用 C_d^{ope} 和双边市场交易费用 C_d^{tra} , 具体计算如式(1)一式(4)所示。

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

$$C_d^{\text{inv}} = \sum_{i \in \Omega_d^{\text{wt}}} \tau^{\text{wt}} \pi^{\text{wt}} S_i^{\text{wt}} + \sum_{i \in \Omega_d^{\text{pv}}} \tau^{\text{pv}} \pi^{\text{pv}} S_i^{\text{pv}} + \sum_{i \in \Omega_d^{\text{gt}}} \tau^{\text{gt}} \pi^{\text{gt}} S_i^{\text{gt}} + \sum_{i \in \Omega_d^{\text{bess}}} \tau^{\text{bess}} \pi^{\text{bess}} S_i^{\text{bess}} + \sum_{i \in \Omega_d^{\text{svg}}} \tau^{\text{svg}} \pi^{\text{svg}} S_i^{\text{svg}} + \sum_{ji \in \Omega_d^{\text{sop}}} (\tau^{\text{sop}} \pi^{\text{sop}} S_{ji}^{\text{sop}} + \tau^{\text{line}} \pi^{\text{line}} z_{ji}^{\text{sop, line}} L_{ji}^{\text{line}}) \quad (2)$$

$$C_d^{\text{ope}} = D \sum_{s \in \Psi_s} p_s \sum_{t \in \Psi_t} \left\{ \sum_{i \in \Omega_d^{\text{wt}}} [v^{\text{wt, r}} p_{i, t, s}^{\text{wt, r}} + v^{\text{cur}} (p_{i, t, s}^{\text{wt, f}} - p_{i, t, s}^{\text{wt, r}})] + \sum_{i \in \Omega_d^{\text{pv}}} [v^{\text{pv, r}} p_{i, t, s}^{\text{pv, r}} + v^{\text{cur}} (p_{i, t, s}^{\text{pv, f}} - p_{i, t, s}^{\text{pv, r}})] + \sum_{i \in \Omega_d^{\text{gt}}} v_t^{\text{gas}} V_{i, t, s}^{\text{gt}} + \sum_{i \in \Omega_d^{\text{bess}}} (v^{\text{bess, ch}} p_{i, t, s}^{\text{bess, ch}} + v^{\text{bess, dis}} p_{i, t, s}^{\text{bess, dis}}) + \sum_{i \in \Omega_d^{\text{grid}}} v_t^{\text{grid}} p_{i, t, s}^{\text{grid}} \right\} + \sum_{ji \in \Omega_d^{\text{sop}}} v_{ji}^{\text{sop}} S_{ji}^{\text{sop}} \quad (3)$$

$$C_d^{\text{tra}} = \sum_{m \in M} \kappa_{dm} \quad (4)$$

式中: $\tau^k = \omega(1 + \omega)^{R^k} / ((1 + \omega)^{R^k} - 1)$ 表示设备 k 的等年值系数, ω 为贴现率, R^k 表示设备 k 的经济使用年限, $k = \text{wt, pv, gt, bess, svg, sop, line}$; Ω_d^{wt} 、 Ω_d^{pv} 、 Ω_d^{gt} 、 Ω_d^{bess} 、 Ω_d^{svg} 、 Ω_d^{sop} 分别表示 WT、PV、GT、BESS、SVG 的待选节点集合和 SOP 的待选线路集合; π^{wt} 、 π^{pv} 、 π^{gt} 、 π^{bess} 、 π^{svg} 、 π^{sop} 和 S_i^{wt} 、 S_i^{pv} 、 S_i^{gt} 、 S_i^{bess} 、 S_i^{svg} 、 S_{ji}^{sop} 分别表示 WT、PV、GT、BESS、SVG、SOP 的单位容量投资成本和建设容量; π^{line} 、 $z_{ji}^{\text{sop, line}}$ 和 L_{ji}^{line} 分别表示 SOP 配套线路的单位长度建设成本、是否建设的决策变量和线路长度; Ψ_s 、 Ψ_t 分别表示典型场景集合和运行时段集合; D 为一年运行天数; p_s 为典型场景 s 的概率; $v^{\text{wt, r}}$ 、 $v^{\text{pv, r}}$ 分别表示 WT、PV 的单位发电成本; v^{cur} 为单位弃风光成本; $p_{i, t, s}^{\text{wt, r}}$ 、 $p_{i, t, s}^{\text{pv, r}}$ 和 $p_{i, t, s}^{\text{wt, f}}$ 、 $p_{i, t, s}^{\text{pv, f}}$ 分别表示节点 i 场景 s 在时刻 t 的风光实际出力 and 预测出力; v_t^{gas} 、 v_t^{grid} 分别表示实时气价和电价; $V_{i, t, s}^{\text{gt}}$ 表示节点 i 场景 s 在时刻 t 的 GT 耗气量; $v^{\text{bess, ch}}$ 、 $v^{\text{bess, dis}}$ 分别表示 BESS 的单位充、放电成本; $p_{i, t, s}^{\text{bess, ch}}$ 、 $p_{i, t, s}^{\text{bess, dis}}$ 分别表示 BESS 在节点 i 场景 s 时刻 t 的充、放电功率; Ω_d^s 表示变电站节点集合; $p_{i, t, s}^{\text{grid}}$ 表示从上级电网购电功率; v^{sop} 表示 SOP 单位安装容量的年运维成本。

2.1.2 约束条件

柔性配电网规划的约束条件包括配网运行约束、SOP 投资及运行约束、双边交易电量及费用约束, 其余设备投资及运行约束详见文献[4,10,19]。

1) 配网运行约束

本文采用二阶锥形式的 Distflow 模型^[20], 建立配电网运行的功率平衡约束和电压潮流安全约束。式(5)一式(12)适用于所有典型场景的所有运行时刻, 为简化表示, 省略了场景序号 s 和时间序号 t 。

$$\sum_{j \in \Omega_i^{\text{up}}} (P_{ji} - r_{ji} \tilde{I}_{ji}) - \sum_{k \in \Omega_i^{\text{down}}} P_{ik} = p_i \quad (5)$$

$$\sum_{j \in \Omega_i^{\text{up}}} (Q_{ji} - x_{ji} \tilde{I}_{ji}) - \sum_{k \in \Omega_i^{\text{down}}} Q_{ik} = q_i \quad (6)$$

$$p_i = p_i^{\text{ld}} - p_i^{\text{wt,r}} - p_i^{\text{pv,r}} - p_i^{\text{gt}} + p_i^{\text{bess,chr}} - p_i^{\text{bess,dis}} + p_i^{\text{sop}} - \sum_{m \in \Omega_i^{\text{mg}}} p_{dm}^{\text{tra}} \quad (7)$$

$$q_i = q_i^{\text{ld}} - q_i^{\text{svg}} + q_i^{\text{sop}} \quad (8)$$

$$\tilde{V}_i = \tilde{V}_j - 2(r_{ji} P_{ji} + x_{ji} Q_{ji}) + \tilde{I}_{ji} (r_{ji}^2 + x_{ji}^2) \quad (9)$$

$$\| [2P_{ji} \quad 2Q_{ji} \quad \tilde{V}_j]^T \|_2 \leq \tilde{I}_{ji} + \tilde{V}_j \quad (10)$$

$$(V_i^{\text{min}})^2 \leq \tilde{V}_j \leq (V_i^{\text{max}})^2 \quad (11)$$

$$(I_{ji}^{\text{min}})^2 \leq \tilde{I}_{ji} \leq (I_{ji}^{\text{max}})^2 \quad (12)$$

式中: Ω_i^{up} 、 Ω_i^{down} 、 Ω_i^{mg} 分别表示节点 i 的上游节点集合、下游节点集合和所连微网集合; P_{ji} 、 Q_{ji} 表示支路潮流; r_{ji} 、 x_{ji} 表示支路阻抗; p_i 、 q_i 为节点注入功率; p_i^{ld} 、 q_i^{ld} 为节点 i 负荷; p_i^{gt} 为节点 i 处 GT 的有功出力; $p_i^{\text{bess,chr}}$ 、 $p_i^{\text{bess,dis}}$ 分别表示节点 i 处 BESS 的充、放电功率; p_i^{sop} 、 q_i^{sop} 分别为节点 i 处 SOP 发出的有功和无功功率; \tilde{I}_{ji} 和 \tilde{V}_i 、 \tilde{V}_j 分别为支路电流和节点电压的平方; V_i^{max} 、 V_i^{min} 和 I_{ji}^{max} 、 I_{ji}^{min} 分别为配电网安全运行的电压和电流上下限。

2) SOP 投资及运行约束

本文考虑的 SOP 为背靠背电压源型变流器, 可实时改变两端变流器的有功传输和无功支撑, 在运行时受到自身容量限制^[21], 二阶锥形式的 SOP 相关约束如式(13)一式(19)所示。

$$S_{ji}^{\text{sop}} = z_{ji}^{\text{sop}} S_{\text{rated}}^{\text{sop}} \quad (13)$$

$$0 \leq z_{ji}^{\text{sop}} \leq z_{\text{max}}^{\text{sop}} \quad (14)$$

$$P_{i,t,s}^{\text{sop}} + P_{j,t,s}^{\text{sop}} + P_{i,t,s}^{\text{sop,loss}} + P_{j,t,s}^{\text{sop,loss}} = 0 \quad (15)$$

$$\left\| \begin{bmatrix} P_{i,t,s}^{\text{sop}} & q_{i,t,s}^{\text{sop}} \end{bmatrix}^T \right\|_2 \leq S_{ji}^{\text{sop}} \quad (16)$$

$$\left\| \begin{bmatrix} P_{j,t,s}^{\text{sop}} & q_{j,t,s}^{\text{sop}} \end{bmatrix}^T \right\|_2 \leq S_{ji}^{\text{sop}} \quad (17)$$

$$\left\| \begin{bmatrix} P_{i,t,s}^{\text{sop}} & q_{i,t,s}^{\text{sop}} \end{bmatrix}^T \right\|_2 \leq P_{i,t,s}^{\text{sop,loss}} / e_{\text{loss}}^{\text{sop}} \quad (18)$$

$$\left\| \begin{bmatrix} P_{j,t,s}^{\text{sop}} & q_{j,t,s}^{\text{sop}} \end{bmatrix}^T \right\|_2 \leq P_{j,t,s}^{\text{sop,loss}} / e_{\text{loss}}^{\text{sop}} \quad (19)$$

式中: z_{ji}^{sop} 为 SOP 安装数量的决策变量; $S_{\text{rated}}^{\text{sop}}$ 表示 SOP 单位安装容量; $z_{\text{max}}^{\text{sop}}$ 为单条线路允许安装 SOP 上限; $P_{i,t,s}^{\text{sop}}$ 、 $P_{j,t,s}^{\text{sop}}$ 和 $P_{i,t,s}^{\text{sop,loss}}$ 、 $P_{j,t,s}^{\text{sop,loss}}$ 分别为 SOP 两端传输的有功功率及损耗; $q_{i,t,s}^{\text{sop}}$ 、 $q_{j,t,s}^{\text{sop}}$ 分别为 SOP

两端传输的无功功率; $e_{\text{loss}}^{\text{sop}}$ 为 SOP 的损耗系数。

3) 双边交易约束

$$p_{dm}^{\text{tra}} + p_{md}^{\text{tra}} = 0 \quad (20)$$

$$\kappa_{dm} + \kappa_{md} = 0 \quad (21)$$

2.2 考虑双边交易的微网规划模型

2.2.1 目标函数

MGO 的年综合费用同样由 C_m^{inv} 、 C_m^{ope} 、 C_m^{tra} 三部分组成, 但由于规划目标的不同, 具体计算与 DSO 有所不同。

$$\min C_{m \in M} = C_m^{\text{inv}} + C_m^{\text{ope}} + C_m^{\text{tra}} \quad (22)$$

$$C_m^{\text{inv}} = \tau^{\text{wt}} \pi^{\text{wt}} S_m^{\text{wt}} + \tau^{\text{pv}} \pi^{\text{pv}} S_m^{\text{pv}} + \tau^{\text{chp}} \pi^{\text{chp}} S_m^{\text{chp}} + \tau^{\text{eb}} \pi^{\text{eb}} S_m^{\text{eb}} + \tau^{\text{ec}} \pi^{\text{ec}} S_m^{\text{ec}} + \tau^{\text{ac}} \pi^{\text{ac}} S_m^{\text{ac}} + \tau^{\text{bess}} \pi^{\text{bess}} S_m^{\text{bess}} + \tau^{\text{hess}} \pi^{\text{hess}} S_m^{\text{hess}} \quad (23)$$

$$C_m^{\text{ope}} = D \sum_{s \in \mathcal{Y}_s} p_s \sum_{t \in \mathcal{Y}_t} [v^{\text{wt,cur}} p_{m,t,s}^{\text{wt,r}} + v^{\text{wt,cur}} (p_{m,t,s}^{\text{wt,f}} - p_{m,t,s}^{\text{wt,r}}) + v^{\text{pv,r}} p_{m,t,s}^{\text{pv,r}} + v^{\text{pv,cur}} (p_{m,t,s}^{\text{pv,f}} - p_{m,t,s}^{\text{pv,r}}) + v_t^{\text{gas}} V_{m,t,s}^{\text{chp}} + v^{\text{eb}} h_{m,t,s}^{\text{eb}} + v^{\text{ec}} c_{m,t,s}^{\text{ec}} + v^{\text{ac}} c_{m,t,s}^{\text{ac}} + v^{\text{bess,chr}} p_{m,t,s}^{\text{bess,chr}} + v^{\text{bess,dis}} p_{m,t,s}^{\text{bess,dis}} + v^{\text{hess,chr}} h_{m,t,s}^{\text{hess,chr}} + v^{\text{hess,dis}} h_{m,t,s}^{\text{hess,dis}}] \quad (24)$$

$$C_m^{\text{tra}} = \kappa_{md} \quad (25)$$

式中: π^{chp} 、 π^{eb} 、 π^{ec} 、 π^{ac} 、 π^{hess} 和 S_m^{chp} 、 S_m^{eb} 、 S_m^{ec} 、 S_m^{ac} 、 S_m^{hess} 分别为 CHP、EB、EC、AC、HESS 的单位容量投资成本和建设容量; $v^{\text{wt,cur}}$ 、 $v^{\text{pv,cur}}$ 分别为单位弃风、弃光成本; v^{eb} 表示 EB 的单位产热运维成本; v^{ec} 、 v^{ac} 分别表示 EC、AC 的单位制冷运维成本; $v^{\text{hess,chr}}$ 、 $v^{\text{hess,dis}}$ 分别表示 HESS 的单位蓄、放热成本; $V_{m,t,s}^{\text{chp}}$ 表示微网 m 场景 s 时刻 t 的 CHP 耗气量; $h_{m,t,s}^{\text{eb}}$ 表示 EB 产热功率; $c_{m,t,s}^{\text{ec}}$ 、 $c_{m,t,s}^{\text{ac}}$ 分别为 EC 和 AC 的制冷功率; $h_{m,t,s}^{\text{hess,chr}}$ 、 $h_{m,t,s}^{\text{hess,dis}}$ 分别表示 HESS 的蓄、放热功率。

2.2.2 约束条件

微网的双边交易约束与配网相同, 各类型设备的投资及运行约束见文献[10,19,22], 电热冷平衡约束如式(26)一式(28)所示。

$$p_{m,t,s}^{\text{ld}} = P_{m,t,s}^{\text{wt,r}} + P_{m,t,s}^{\text{pv,r}} + P_{m,t,s}^{\text{chp}} - P_{m,t,s}^{\text{bess,chr}} + P_{m,t,s}^{\text{bess,dis}} - P_{m,t,s}^{\text{eb}} - P_{m,t,s}^{\text{ec}} + P_{m,t,s}^{\text{tra}} \quad (26)$$

$$h_{m,t,s}^{\text{ld}} = h_{m,t,s}^{\text{chp}} - h_{m,t,s}^{\text{hess,chr}} + h_{m,t,s}^{\text{hess,dis}} + h_{m,t,s}^{\text{eb}} - h_{m,t,s}^{\text{ac}} \quad (27)$$

$$c_{m,t,s}^{\text{ld}} = c_{m,t,s}^{\text{ec}} + c_{m,t,s}^{\text{ac}} \quad (28)$$

式中: $p_{m,t,s}^{\text{ld}}$ 、 $h_{m,t,s}^{\text{ld}}$ 、 $c_{m,t,s}^{\text{ld}}$ 分别为微网 m 的电热冷负荷; $p_{m,t,s}^{\text{chp}}$ 、 $h_{m,t,s}^{\text{chp}}$ 分别为 CHP 输出的电功率和热功率; $p_{m,t,s}^{\text{ec}}$ 、 $p_{m,t,s}^{\text{ac}}$ 分别为 EB、EC 消耗的电功率; $h_{m,t,s}^{\text{eb}}$ 、

$c_{m,t,s}^{ec}$ 分别为 EB、EC 生产的热功率和冷功率；
 $h_{m,t,s}^{ac}$ 、 $c_{m,t,s}^{ac}$ 分别为 AC 消耗的热功率和生产的冷功率。

3 考虑双边交易的协同规划模型及求解方法

3.1 考虑双边交易规划模型的一般形式

以 X 表示 DSO 和 MGO 集合, 对投资主体 $x \in X$, 其规划模型的一般形式可以表示为

$$\begin{cases} \min_{p_x^{\text{tra}}, \kappa_x, z_x, v_x} U_x = C_x^{\text{non}} + \kappa_x \\ \text{s.t. } z_x \in Z_x, v_x \in V_x, \text{式(20)、式(21)} \end{cases} \quad (29)$$

式中: U_x 表示投资主体 x 的年综合费用; p_x^{tra} 、 κ_x 、 z_x 、 v_x 分别表示投资主体 x 规划模型的双边交易电量、双边交易费用、整型决策变量集合和除双边交易变量的其他连续型变量集合; C_x^{non} 表示除双边交易费用以外的投资和运维成本; Z_x 、 V_x 分别表示整型变量和连续型变量的约束条件。

对配网主体 $x = d$, 其与微网 $y \in M$ 交易电量和费用为

$$p_x^{\text{tra}} = \sum_{y \in M} p_{xy}^{\text{tra}}, \kappa_x = \sum_{y \in M} \kappa_{xy} \quad (30)$$

对微网主体 $x \in M$, 其与配网 $y = d$ 交易电量和费用为

$$p_x^{\text{tra}} = p_{xy}^{\text{tra}}, \kappa_x = \kappa_{xy} \quad (31)$$

在不参与双边市场的情况下, DSO 和 MGO 的规划模型可以表示为

$$\begin{cases} \min_{p_x^{\text{tra}}, \kappa_x, z_x, v_x} U_x^0 = C_x^{\text{non}} \\ \text{s.t. } z_x \in Z_x, v_x \in V_x, p_x^{\text{tra}} = 0, \kappa_x = 0 \end{cases} \quad (32)$$

式中, U_x^0 表示投资主体 x 不参与双边交易的年综合费用。

3.2 协同规划的广义议价模型

假设 DSO 和 MGO 均为理性且独立的利益主体, 在双边交易模式下的微网与配网协同规划问题可考虑为广义纳什博弈问题, 其目标函数和优化变量受其他市场参与主体影响, 博弈模型为

$$\begin{cases} \max_{p_x^{\text{tra}}, \kappa_x, z_x, v_x} \prod_{x \in X} (U_x^0 - U_x) \\ \text{s.t. } z_x \in Z_x, v_x \in V_x, \text{式(20)、式(21)} \end{cases} \quad (33)$$

3.3 基于交替优化策略的双层求解框架

3.2 节建立的广义纳什议价模型由于规划变量的影响, 实际上为非凸非连续模型, 难以直接求解, 因此采用基于 AOP 的双层迭代框架对博弈模型进行求解。

基于 AOP 策略的协同规划双层求解框架如图 2

所示。AOP 策略将整型变量与连续型变量分离, 从而保证每一次迭代过程中模型的凸和连续^[15]。每次迭代过程中博弈模型的凸性和均衡解存在且唯一, 证明详见文献[16]。求解的具体步骤如下所述。

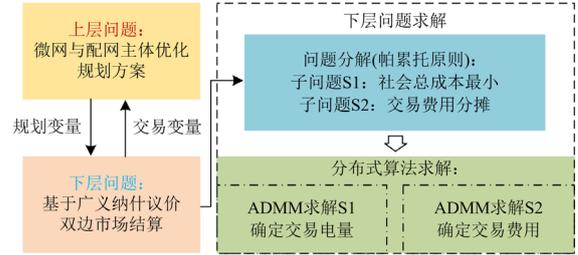


图 2 协同规划双层求解框架

Fig. 2 Collaborative planning bi-level solution framework

① 初始化: 设置最大迭代轮数 $k_{\max} = 10$, 令迭代轮数 $k = 0$, 求解规划方案(32), 即各投资主体间不发生双边交易, 得到初始化规划成本 $U_x^k = U_x^0$ 和规划变量 $z_x^k = z_x^0$ 。

② 下层问题: 固定规划变量 z_x^k , 求解下层市场结算问题。

$$\begin{cases} \max_{p_x^{\text{tra}, k+1}, \kappa_x^{k+1}} \prod_{x \in X} (U_x^k - U_x^{k+1}) \\ \text{s.t. } U_x^k \geq U_x^{k+1}, \text{式(20)、式(21)} \end{cases} \quad (34)$$

由此得到双边交易电量和费用 $[p_x^{\text{tra}, k+1} \quad \kappa_x^{k+1}]$ 并反馈给上层规划问题。

③ 上层问题: 固定交易变量 $[p_x^{\text{tra}, k+1} \quad \kappa_x^{k+1}]$, 各主体重新优化规划方案。

$$\begin{cases} \min_{z_x^{k+1}} U_x^{k+1} = C_x^{\text{non}} + \kappa_x^{k+1} \\ \text{s.t. } z_x \in Z_x, v_x \in V_x \end{cases} \quad (35)$$

由此得到新的规划变量 z_x^{k+1} 重新传递给下层问题。

④ 迭代轮数更新: $k = k + 1$ 。

⑤ 迭代收敛判据: 重复②~④, 直至满足式(36)所示收敛条件。

$$\left\| \frac{U_x^k - U_x^{k-1}}{U_x^k + U_x^{k-1}} \right\|_2 < \varepsilon_1 \text{ 或 } k > k_{\max} \quad (36)$$

输出规划方案 z_x^k 和双边交易市场结算结果 $[p_x^{\text{tra}, k} \quad \kappa_x^k]$ 。

3.4 双边交易市场结算问题分解

下层问题(34)为仅含连续变量的纳什谈判, 直接求解不仅难度较大, 且要求每个投资主体共享所有内部信息, 不利于市场环境下的隐私保护^[23]。因此, 将其等效转化为两个易于求解的子问题并分别采用分布式算法求解^[24], 等效转化过程见附录 A。

子问题 1 为社会总成本最小化问题, 求解可确定各主体间的双边交易电量。

$$\min \sum_{x \in X} C_x^{\text{non}, k+1} \quad (37)$$

子问题 2 为交易支付谈判问题, 求解可确定各主体间的双边交易费用。

$$\min \left[-\sum_{x \in X} \ln(U_x^{k,*} - C_x^{\text{non}, k+1,*} - \kappa_x^{k+1}) \right] \quad (38)$$

式中: $U_x^{k,*}$ 为下层问题上一次迭代的最优解; $C_x^{\text{non}, k+1,*}$ 为子问题(37)求得的最优解, *表示已知量。为简化表示, 后续分布式算法求解子问题的过程中省略了 AOP 迭代轮数 k 的表示。

3.4.1 子问题 1 求解

引入拉格朗日乘子和惩罚因子, 采用 ADMM 算法构建子问题(37)中 DSO 和 MGO 的增广拉格朗日函数如式(39)、式(40)所示。

$$\min \left[C_d^{\text{non}} + D \sum_{s \in \mathcal{V}_s} p_s \sum_{m \in M} \left(\sum_{t \in \mathcal{V}_t} \lambda_{dm,t,s} (p_{dm,t,s}^{\text{tra}} + p_{md,t,s}^{\text{tra}}) + \frac{\gamma_{dm,s}}{2} \sum_{t \in \mathcal{V}_t} \|p_{dm,t,s}^{\text{tra}} + p_{md,t,s}^{\text{tra}}\|_2^2 \right) \right] \quad (39)$$

$$\min \left[C_m^{\text{non}} + D \sum_{s \in \mathcal{V}_s} p_s \left(\sum_{t \in \mathcal{V}_t} \lambda_{dm,t,s} (p_{dm,t,s}^{\text{tra}} + p_{md,t,s}^{\text{tra}}) + \frac{\gamma_{dm,s}}{2} \sum_{t \in \mathcal{V}_t} \|p_{dm,t,s}^{\text{tra}} + p_{md,t,s}^{\text{tra}}\|_2^2 \right) \right] \quad (40)$$

式中, $\lambda_{dm,t,s}$ 、 $\gamma_{dm,s}$ 分别表示拉格朗日乘子和惩罚因子。

子问题 1 的具体求解步骤如下。

1a) 设置最大迭代次数 $r_{\max} = 50$, 惩罚因子 $\gamma_{dm,s} = 0.01$; 初始化迭代次数 $r = 0$, 初始 DSO 交易电量 $p_{dm,t,s}^{\text{tra}, r} = 0$, 拉格朗日乘子 $\lambda_{dm,t,s} = 0$ 。

1b) 各 MGO 接收 $p_{dm,t,s}^{\text{tra}, r}$ 并求解模型(40), 得到期望交易电量 $p_{md,t,s}^{\text{tra}, r+1}$ 并传递给 DSO。

1c) DSO 接收 $p_{md,t,s}^{\text{tra}, r+1}$ 并求解模型(39), 得到期望交易电量 $p_{dm,t,s}^{\text{tra}, r+1}$ 重新传递给 MGO。

1d) 更新拉格朗日乘子。

$$\lambda_{dm,t,s}^{r+1} = \lambda_{dm,t,s}^r + \gamma_{dm,s} (p_{dm,t,s}^{\text{tra}, r+1} + p_{md,t,s}^{\text{tra}, r+1}) \quad (41)$$

1e) 迭代次数更新: $r = r + 1$ 。

1f) 收敛情况判断: 重复 1b)~1e), 直至满足式(42)收敛条件, 输出最终 C_d^{non} 、 C_m^{non} 和 $p_{dm,t,s}^{\text{tra}}$ 。

$$\sum_{t \in \mathcal{V}_t} \|p_{dm,t,s}^{\text{tra}, r} + p_{md,t,s}^{\text{tra}, r}\|_2^2 < \varepsilon_2 \text{ 或 } r > r_{\max} \quad (42)$$

式(42)表示主体 d 期望购买或出售的电量与主体 m 期望出售或购买的电量相等, 即双边交易电量结算的必要条件达成。

3.4.2 子问题 2 求解

求解社会总成本最小子问题确定双边交易电量时可直接确定交易费用, 但需要各主体共享运营数据, 不利于隐私保护^[24]。双边交易费用实际作为成本分摊变量以平衡投资者之间的投资和运营成本, 可表示为交易价格与交易电量的乘积, 如式(43)、式(44)所示。

$$\kappa_{dm} = \sum_{t \in \mathcal{V}_t} \phi_{dm,t} \sum_{s \in \mathcal{V}_s} P_s P_{dm,t,s} \quad (43)$$

$$\kappa_{md} = \sum_{t \in \mathcal{V}_t} \phi_{md,t} \sum_{s \in \mathcal{V}_s} P_s P_{md,t,s} \quad (44)$$

式中, $\phi_{dm,t}$ 、 $\phi_{md,t}$ 分别表示 DSO 和 MGO 的期望交易电价。

引入拉格朗日乘子和惩罚因子, 采用 ADMM 算法构建子问题(38)中 DSO 和 MGO 的增广拉格朗日函数, 如式(45)、式(46)所示。

$$\min \left[-\ln(U_d - C_d^{\text{non},*} - \sum_{m \in M} \kappa_{dm}) + \sum_{m \in M} \left(\sum_{t \in \mathcal{V}_t} (\delta_{dm,t} (\phi_{dm,t} - \phi_{md,t}) + \frac{\rho_{dm}}{2} \sum_{t \in \mathcal{V}_t} \|\phi_{dm,t} - \phi_{md,t}\|_2^2) \right) \right] \quad (45)$$

$$\min \left[-\ln(U_m - C_m^{\text{non},*} - \kappa_{md}) + \sum_{t \in \mathcal{V}_t} \delta_{dm,t} (\phi_{md,t} - \phi_{dm,t}) + \frac{\rho_{dm}}{2} \sum_{t \in \mathcal{V}_t} \|\phi_{md,t} - \phi_{dm,t}\|_2^2 \right] \quad (46)$$

式中, ρ_{dm} 为惩罚因子。

子问题 2 的具体求解步骤如下。

2a) 设置最大迭代次数 $h_{\max} = 50$, 惩罚因子 $\rho_{dm} = 0.1$; 初始化迭代次数 $h = 0$, 初始 DSO 交易电价 $\phi_{dm,t}^h = 0$, 拉格朗日乘子 $\delta_{dm,t} = 0$ 。

2b) 各 MGO 接收 $\phi_{dm,t}^h$ 并求解模型(46), 得到期望交易电价 $\phi_{md,t}^h$ 并传递给 DSO。

2c) DSO 接收 $\phi_{md,t}^h$ 并求解模型(45), 得到期望交易电价 $\phi_{dm,t}^{h+1}$ 重新传递给 MGO。

2d) 更新拉格朗日乘子。

$$\delta_{dm,t}^{h+1} = \delta_{dm,t}^h + \rho_{dm} (\phi_{dm,t}^{h+1} - \phi_{md,t}^h) \quad (47)$$

2e) 迭代次数更新: $h = h + 1$ 。

2f) 收敛情况判断: 重复 2b)~2e), 直至满足式(48)收敛条件, 输出最终 κ_{dm} 、 κ_{md} 。

$$\|\phi_{dm,t}^h - \phi_{md,t}^h\|_2^2 < \varepsilon_3 \text{ 或 } h > h_{\max} \quad (48)$$

式(48)表示主体 d 期望支付或收取的电费与主体 m 期望收取或支付的电费相等, 即双边交易电费结算的必要条件达成。

3.5 多微网与配网协同规划求解流程

综上, 多微网与配网协同规划问题的求解策略实际为基于 AOP 的主问题和基于 ADMM 的子问题的多重迭代过程, 具体求解流程如图 3 所示。

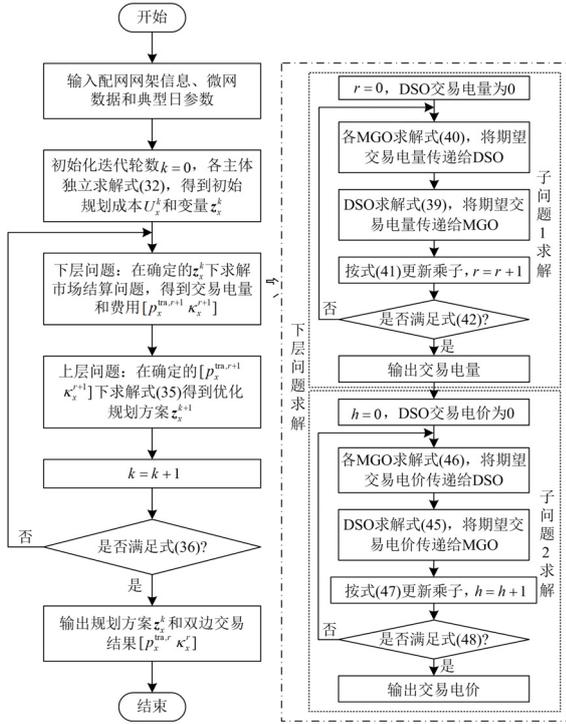


图 3 多微网与配网协同规划求解流程

Fig. 3 Solution process of collaborative planning between multi microgrid and distribution network

4 算例分析

本文采用 IEEE33 配电网测试系统并搭配 3 个不同类型的微网作为协同规划算例场景。在 Matlab R2021a 上通过 Yalmip 工具包编写协同规划程序,

上层和下层子问题 1 形成的 MISOCP 问题调用 Gurobi 求解, 下层子问题 2 形成的对数最优问题调用 Mosek 求解。

4.1 算例设置

IEEE33 配电系统的节点负荷及线路参数详见文献[16]。3 个具有不同电热冷负荷情况的微网分别与配网的 17、25、31 节点相连, 系统结构图见附录 B。配网中, WT 的待选节点为 3、6、9、16、26、30, PV 的待选节点为 5、10、15、20、29、33, GT 的待选节点为 2、6、11、23, BESS 的待选节点为 2、6、14、21、24、28, SVG 的待选节点为 6、9、16、30, SOP 的待选线路为 7-13、25-29。各设备的规划期均为 15 年, 贴现率为 5%, AOP 求解框架、子问题 1 和子问题 2 的收敛误差分别设置为 10^{-2} 、 10^{-2} 和 10^{-6} 。各设备的其余参数、风光及负荷预测出力曲线、各微网负荷情况见附录 D。

4.2 迭代过程分析

考虑双边交易的多微网与配网协同规划求解迭代收敛过程如图 4 所示。整个交替优化策略在 3 次迭代后收敛, 子问题 1 和子问题 2 在主问题的 3 次迭代过程中分别经过 29、24、7 次和 48、38、17 次迭代后达到收敛精度。

表 1 展示了主问题迭代过程中各个投资主体的年综合费用组成情况。如上所述, 在迭代过程中社会总成本和各主体年综合费用均有所下降: 各投资主体在 3 次迭代中均分别获得 17.98 万元、5.19 万元和 0.73 万元的成本缩减量, 为社会总成本降低量的 25%。原因在于各 DSO 和 MGO 通过双边交易共同优化规划和运行方案, 一方面降低了设备投资冗余量, 另一方面通过内部电量交互减少了从上级电网购电量。综上, 本文所提基于 AOP 的多微网与配网协同规划在有效保护各主体隐私的情况下, 通过合作博弈使得社会总效益提升并将其平均分配给所有参与主体, 体现了纳什谈判的公平性。

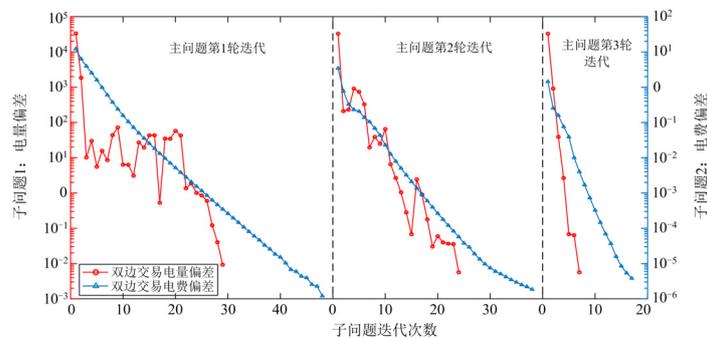


图 4 主问题迭代过程中子问题收敛过程

Fig. 4 Convergence process of electricity and tariff deviation in each iteration of the main problem

表 1 主问题迭代过程中各主体年综合费用

Table 1 Annual cost of each investor during the iteration of main problem

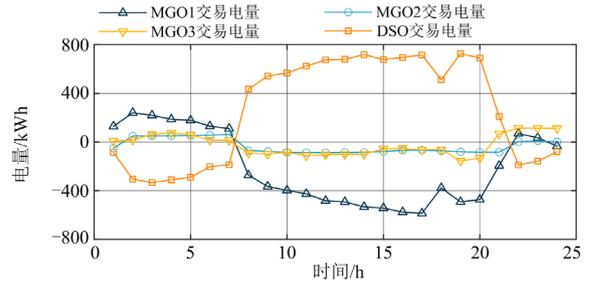
		万元			
迭代过程	费用	DSO	MGO1	MGO2	MGO3
U_x^0	总成本	1316.57	618.39	260.98	121.68
	$C_x^{non,1}$	1303.10	573.19	257.91	111.51
U_x^1	κ_x^1	-4.51	27.22	-14.91	-7.81
	总成本	1298.59	600.41	243.00	103.70
	成本缩减	17.98	17.98	17.98	17.98
U_x^2	$C_x^{non,2}$	1275.49	585.46	257.29	106.72
	κ_x^2	17.92	9.76	-19.48	-8.21
	总成本	1293.41	595.22	237.81	98.51
	成本缩减	5.19	5.19	5.19	5.19
U_x^3	$C_x^{non,3}$	1275.60	578.88	257.48	110.09
	κ_x^3	17.08	15.61	-20.39	-12.31
	总成本	1292.68	594.49	237.09	97.78
	成本缩减	0.73	0.73	0.73	0.73

4.3 交易结果分析

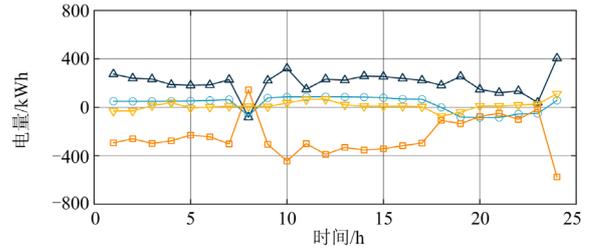
图 5 给出了所有典型场景下各主体的电量交易情况，主体间的最终交易电价和各自的能源设备运行情况详见附录 C 和附录 E。在不同典型日的不同时段里，各 MGO 和 DSO 在双边交易中承担的购售电角色并不固定，主要受风光、负荷的季节性波动和从上级电网的购电价格影响。

在夏季典型日的电价峰平时段(08:00—20:00)，DSO 在双边交易过程中主要承担购电角色，原因在于该典型日 DSO 的负荷水平较高，在提高自身 WT、PV 出力和 BESS 放电水平的同时，DSO 以低于上级电网购电价格的交易电价从 3 个 MGO 购买电能，从而减少从上级电网的购电量。在电价谷时段(21:00—次日 07:00)，DSO 在双边交易中承担起售电角色，原因在于 DSO 以低价从上级电网购电，在满足自身负荷供电和 BESS 充电的同时通过双边交易将富余电量售卖给因 PV 机组停机而存在电量空缺的 MGO。在春季、秋季和冬季典型日中，由于配网各节点负荷水平的降低，尤其是大规模安装的风机出力水平的提升，使得 DSO 在多数时段里不需要从上级电网购电，同时 WT 的富余出力支撑起 DSO 在双边交易中的售电方角色。

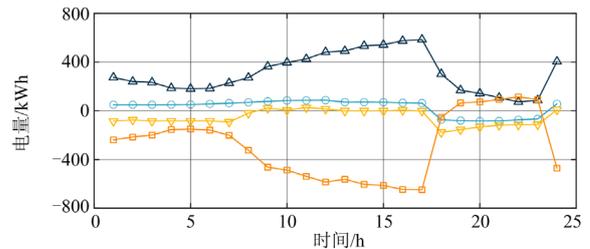
总的来说，围绕风光、负荷波动和分时电价的变化，DSO 和各 MGO 在不同典型日的不同时段里通过不断转变购售电角色，使得整个双边交易市场参与主体从上级电网的总购电量减少，尤其是在电价峰值时段，因而在保证自身获益的情况下实现了社会总成本的减少。



(a) 夏季各主体电量交易情况



(b) 春/秋季各主体电量交易情况



(c) 冬季各主体电量交易情况

图 5 各典型日多主体电量交易结果

Fig. 5 Multi-entities power trading results on each typical day

4.4 不同方案的规划结果分析

为探究本文所提协同规划模型及交易求解方法的有效性，本文设置 3 种规划方案进行对比分析。

方案 1: 考虑柔性网架结构，各微网在固定的购售电价下确定规划方案，并将期望交易电量传递给配网，配网在满足各微网购售电需求的基础上优化自身规划方案；

方案 2: 不考虑柔性网架结构，即不规划 SOP，使用本文所提 AOP 策略下基于广义纳什议价的双层求解方法；

方案 3: 考虑柔性网架结构，使用本文所提 AOP 策略下基于广义纳什议价的双层求解方法。

3 种方案中 DSO 均以分时电价从上级电网购电，分时电价详见附录 C。方案 1 中 DSO 以分时电价向各个 MGO 出售电能，同时以 0.4 倍的分时电价从 MGO 购买电能，方案 2 和方案 3 则通过纳什议价确定双边交易电量和费用。

3 种方案中各主体的年综合费用和最终规划结

果分别如表 2、表 3 所示。整体上看, 方案 3 中考虑 SOP 基于纳什议价的多微网与配网协同规划结果具有最好的经济性, 在保障社会总成本降低的同时各投资主体成本有所下降。方案 3 中, 各 MGO 和 DSO 的年综合费用相比方案 1 和方案 2 分别下降了 7.89 万元、21.04 万元、4.31 万元、10 万元和 4.84 万元、16.36 万元、0.77 万元、46.51 万元。

表 2 3 种方案各主体年综合费用

Table 2 Annual cost of each investor in three cases

		万元			
费用	方案	DSO	MGO1	MGO2	MGO3
规划成本	1	677.09	254.53	121.34	88.21
	2	749.50	250.25	126.63	83.78
	3	676.81	251.41	117.30	81.79
运维成本	1	677.75	291.62	140.01	14.73
	2	590.3	335.80	130.31	23.95
	3	598.79	327.47	140.18	28.3
交易费用	1	-52.16	56.23	-3.22	-0.85
	2	-0.61	13.28	-3.49	-9.18
	3	17.08	15.61	-20.39	-12.31
年综合费用	1	1302.68	602.38	258.13	102.09
	2	1339.19	599.33	253.45	98.55
	3	1292.68	594.49	237.09	97.78

首先, 对方案 1 与方案 3 进行对比分析。对微网而言, 从表 2 可以看出, 与方案 1 中各 MGO 只能被动接受配网制定的购售电价相比, 由于方案 3 中双边交易电量和费用由 DSO 和 MGO 在多次迭代下通过合作博弈共同确定, 微网主体在双边交易中的收益增加, MGO1 购电费用下降 40.62 万元, MGO2、MGO3 售电费用则分别增加 17.17 万元、11.46 万元。此外, 表 2 的规划成本和表 3 的规划结果均显示 3 个微网主体多种能源设备的整体配置规模均有所下降。其中, MGO1 的 CHP、BESS、HESS、EB、AC 的配置容量分别下降 50 kW、50 kWh、50 kWh、100 kW、200 kW; MGO2 的 CHP、HESS 的配置容量分别下降 200 kW、150 kWh; MGO3 的 PV、BESS 的配置容量分别下降 200 kW、150 kWh。对配网而言, 相比方案 1, 方案 3 中 DSO 可控机组 GT 和 BESS 的规划容量分别减少 600 kW、1850 kWh, 取而代之的是投资建设了更高容量的可再生能源机组, WT 和 PV 的规划容量均增加 500 kW。尽管两种方案 DSO 的规划成本相差无几, 但在合作博弈过程中, DSO 的运维成本大幅下降, 最终使得方案 3 中 DSO 的年综合费用下降 10 万元。因此, 与在固定的购售电价进行电量交易和规划相比, 基于广义纳什议价的协同规划方案将更加受到各个投资主体的青睐。

接下来对方案 2 和方案 3 进行对比分析。相比方案 2 不考虑 SOP 的投资建设, 方案 3 规划的柔性网架结构下各主体的年综合费用同样有所降低。对微网而言, 由于缺少 SOP 的配电网无法提供足够的传输通道, 使得连接在不同节点的 MGO 与 DSO 交易电量减少, 同时伴随着各种能源设备规划容量的增加, 最终导致各 MGO 年综合费用的提升, 但费用增加量低于方案 1。对配网而言, 不建设 SOP 的后果尤为明显。在有功平衡方面, 由于缺乏跨节点电量传输能力, DSO 与各 MGO 双边交易的收益减少的同时需要投资建设更多的可控机组应对风光的不确定性, 从而维持区域内电量平衡。在无功平衡方面, 在传统非柔性网架结构的配电网中, 无功补偿手段往往是安装 SVG。且随着传输距离的增加, 距离变压器节点越远的节点具有更高的无功补偿和调压需求, 因此节点 9、16、30 分别需要安装 100、400、1000 kvar 容量的 SVG。而在方案 3 中, 柔性配电装置 SOP 可以灵活调节配电网区域内的无功分布^[25], 因此只需在节点 30 安装 900 kvar 容量的 SVG 即可使得配电网达到无功平衡, 使得所有节点电压均维持在约束范围内。

从表 3 可以看出, 从能源结构来说, 与方案 1 和方案 2 相比, 方案 3 各主体整体上投资建设了更高容量的 WT 和 PV 机组和更低容量的可调机组。相比方案 1 和方案 2, 方案 3 中 4 个主体安装的 GT/CHP 累积减少 850 kW 和 1450 kW, BESS 累积减少 2050 kWh 和 600 kWh。特别是 GT/CHP 机组安装的减少, 可以减少各主体对天然气的使用和 CO₂ 的排放水平, 符合我国绿色低碳转型发展对配电网和微电网的建设要求。此外, 通过 SOP 的柔性互联配网结构和双边交易将不确定性风光机组产生的过剩电能转移到其他节点或投资主体, 一方面可以使得各主体对具有不确定性应对能力的可控机组的依赖程度降低, 另一方面可有效提高对可再生能源的消纳能力和利用水平。

5 结论

本文围绕柔性网架下考虑多微网与配网双边交易的协同规划问题, 提出了一种基于交替优化策略的双层求解框架, 将广义纳什议价问题分解为规划方案优化和双边交易市场结算的上下层问题。其中上层问题可直接求解, 下层问题等效转化为社会总成本最小化和交易支付两个易于求解的子问题, 并使用分布式算法分别求解得到交易电量和费用。所得主要结论如下。

表 3 3 种方案各主体最终规划结果

Table 3 Final planning schemes of each investor in three cases

方案	主体	WT (kW)	PV (kW)	GT/CHP (kW)	BESS (kWh)	SVG (kvar)	SOP (kW)	HESS (kWh)	EB (kW)	EC (kW)	AC (kW)
1	DSO	3(0),6(1000),	5(400),10(300),	2(0),6(300),	2(1400),6(750),	6(0),9(0),	7-13(500),	—	—	—	—
		9(1000),16(1000),	15(100),20(200),		11(1000),23(0)	14(1100),21(1000),					
		26(1000),30(1000)	29(700),33(400)	24(1500),28(1650)	30(1000)						
	MGO1	1000	2000	950	700	—	—	250	800	1000	800
	MGO2	1000	500	500	0	—	—	300	600	0	0
MGO3	800	500	0	400	—	—	0	0	0	0	
2	DSO	3(200),6(1000),	5(600),10(300),	2(0),6(1000),	2(1150),6(750),	6(0),9(100),	7-13(0),	—	—	—	—
		9(1000),16(1000),	15(100),20(400),		11(1000),23(0)	14(750),21(950),					
		26(1000),30(1000)	29(300),33(900)	24(950),28(1400)	30(1000)						
	MGO1	1000	2000	900	600	—	—	200	750	1000	750
	MGO2	1000	500	450	0	—	—	350	800	0	0
MGO3	800	400	0	500	—	—	0	0	0	0	
3	DSO	3(500),6(1000),	5(600),10(300),	2(0),6(200),	2(250),6(800),	6(0),9(0),	7-13(500),	—	—	—	—
		9(1000),16(1000),	15(0),20(400),		11(500),23(0)	14(800),21(300),					
		26(1000),30(1000)	29(700),33(600)	24(1350),28(2050)	30(900)						
	MGO1	1000	2000	900	550	—	—	200	700	1000	600
	MGO2	1000	600	300	0	—	—	150	700	0	0
MGO3	800	400	0	350	—	—	0	0	0	0	

1) 基于 AOP 的多微网与配网协同规划在有效保护各主体隐私的情况下, 通过分布式算法分别求解电量结算和费用结算问题, 在促进社会总成本缩减的同时保证了各参与主体的收益公平性。

2) 算例表明, 考虑 SOP 规划的柔性配电网架能够优化多主体规划方案和双边交易结果, 在增加可再生能源机组装机容量的同时提高了配电网对风光不确定性的应对能力。围绕季节变化和分时电价的波动情况, 多微网与配网在双边交易过程中灵活切换购售方的角色, 实现多主体协同经济运行。

随着分布式发电交易市场的发展, 除与配网直接交易外, 微网之间的交易成为不可忽视的市场因素, 因此后续研究中多主体协同规划应综合考虑微网-配网、微网-微网之间的双边交易。此外, 针对市场的结算可以开展算法改进研究, 以提升求解精度和收敛速度。

附录 A 等效转换及收益公平性证明

已知对非负数 a_1, a_2, \dots, a_n , 有均值不等式:

$$a_1 a_2 \cdots a_n \leq \left(\frac{a_1 + a_2 + \cdots + a_n}{n} \right)^n \quad (\text{A1})$$

当且仅当 $a_1 = a_2 = \cdots = a_n$ 时等号成立。

式(34)的最值需满足均值不等式的“一正、二定、三相等”条件。由 $U_x^k \geq U_x^{k+1}$ 得式(34)满足“一正”条件, 则当 $\sum_{x \in X} (U_x^k - U_x^{k+1})$ 为定值时, 目标函数

满足“二定”条件, 取得最大值。

$$\sum_{x \in X} (U_x^k - U_x^{k+1}) = \sum_{x \in X} U_x^k - \sum_{x \in X} U_x^{k+1} \quad (\text{A2})$$

在上一次迭代中已求得定值 $U_x^{k,*}$, 若 $\sum_{x \in X} U_x^{k+1}$ 为定值, 则满足均值不等式的最大值条件, 且 $\sum_{x \in X} U_x^{k+1}$

越小, 目标函数(34)的值越大。

$$\begin{aligned} \sum_{x \in X} (U_x^{k,*} - U_x^{k+1}) &= \sum_{x \in X} U_x^{k,*} - \sum_{x \in X} U_x^{k+1} = \\ \sum_{x \in X} U_x^{k,*} - \sum_{x \in X} (C_x^{\text{non},k+1} + \kappa_x^{k+1}) &= \sum_{x \in X} U_x^{k,*} - \\ \sum_{x \in X} C_x^{\text{non},k+1} - \sum_{x \in X} \kappa_x^{k+1} &= \sum_{x \in X} U_x^{k,*} - \sum_{x \in X} C_x^{\text{non},k+1} \end{aligned} \quad (\text{A3})$$

因此有

$$\begin{aligned} \max_{x \in X} \prod (U_x^{k,*} - U_x^{k+1}) &\Leftrightarrow \\ \min_{x \in X} \sum U_x^{k+1} &\Leftrightarrow \min_{x \in X} \sum C_x^{\text{non},k+1} \end{aligned} \quad (\text{A4})$$

式(A4)即为最大化社会效益, 求解可得到最优值 $C_x^{\text{non},k+1,*}$, 将其代入式(34)可得

$$\begin{cases} \max_{x \in X} \prod (U_x^{k,*} - C_x^{\text{non},k+1,*} - \kappa_x^{k+1}) \\ \text{s.t. } U_x^{k,*} - C_x^{\text{non},k+1,*} \geq \kappa_x^{k+1} \end{cases} \quad (\text{A5})$$

自然对数为严格单调递增凸函数, 对式(A5)取对数, 可以将求最大值的原问题转化为求最小值问题, 式(A5)等价于:

$$\begin{cases} \min - \sum_{x \in X} \ln(U_x^{k,*} - C_x^{\text{non},k+1,*} - \kappa_x^{k+1}) \\ \text{s.t. } U_x^{k,*} - C_x^{\text{non},k+1,*} \geq \kappa_x^{k+1} \end{cases} \quad (\text{A6})$$

式(A6)即为交易支付子问题。

等效转换证毕, 原多微网与配网协同规划下层问题(34)等价于: 社会福利最大化子问题和电能交易支付子问题。

由式(A1)可得

$$\begin{aligned} \prod_{x \in X} (U_x^{k,*} - C_x^{\text{non},k+1,*} - \kappa_x^{k+1}) &\leq \\ \left(\frac{\sum_{x \in X} U_x^{k,*} - \sum_{x \in X} C_x^{\text{non},k+1,*} - \sum_{x \in X} \kappa_x^{k+1}}{X} \right)^X &= \\ \left(\frac{\sum_{x \in X} U_x^{k,*} - \sum_{x \in X} C_x^{\text{non},k+1,*}}{X} \right)^X & \end{aligned} \quad (\text{A7})$$

当均值不等式等号成立时, 对任意 $x \in X$, 有

$$U_x^{k,*} - C_x^{\text{non},k+1,*} = \frac{\sum_{x \in X} U_x^{k,*} - \sum_{x \in X} C_x^{\text{non},k+1,*}}{X} \quad (\text{A8})$$

式(A8)说明多主体的广义议价模型产生的效益由所有投资主体平分, 即通过协同规划, 各主体的成本费用降低量相同。

附录 B 配网结构图

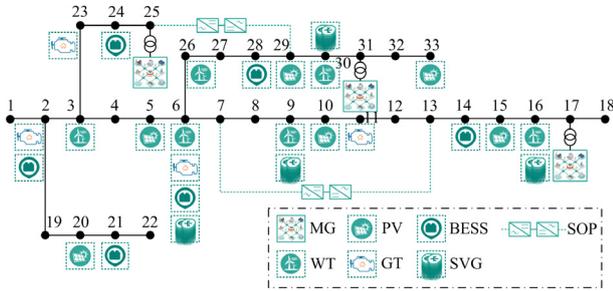


图 B1 配网结构图

Fig. B1 Structure of distribution network

附录 C 固定购售电价与双边交易电价

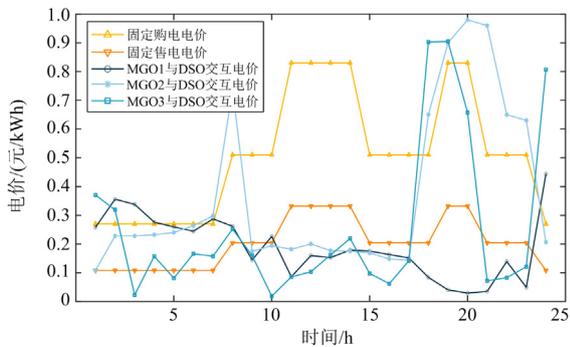


图 C1 固定购售电价与双边交易电价

Fig. C1 Fixed purchasing-selling price and bilateral trading price

附录 D 设备参数、风光负荷预测出力曲线及各微网负荷情况

表 D1 设备参数

Table D1 Parameters of different equipments			
设备名称	参数项	数值	
WT	单位安装容量/kW	100	
	单位建设成本/(元/kW)	7000	
	单位发电成本/(元/kWh)	0.07	
	单位弃风成本/(元/kWh)	1	
	最大弃风比例	0.1	
PV	单位安装容量/kW	100	
	单位建设成本/(元/kW)	6000	
	单位发电成本/(元/kWh)	0.1	
	单位弃光成本/(元/kWh)	1	
	最大弃光比例	0.1	
GT/CHP	单位安装容量/kW	100	
	单位建设成本/(元/kW)	3500	
	产电效率	0.4	
	产热效率	0.45	
	最大爬坡率	0.6	
	SVG	单位安装容量/kvar	100
		单位建设成本/(元/kvar)	7000
SOP	单位安装容量/kVA	50	
	单位建设成本/(元/kVA)	1000	
	年运维成本/(元/kVA)	100	
	损耗系数	0.02	
BESS	单位安装容量/kWh	100	
	单位建设成本/(元/kWh)	1400	
	单位充放电成本/(元/kWh)	0.02	
	能量自损率	0.01	
	充电效率	0.95	
	放电效率	0.95	
	HESS	单位安装容量/kWh	100
单位建设成本/(元/kWh)		500	
单位蓄放热成本/(元/kWh)		0.01	
能量自损率		0.01	
	蓄热效率	0.95	
	放热效率	0.95	
	EB	单位安装容量/kW	100
单位建设成本/(元/kW)		1000	
单位运维成本/(元/kW)		0.01	
	产热效率	0.95	
	EC	单位安装容量/kW	100
单位建设成本/(元/kW)		1321	
单位运维成本/(元/kW)		0.02	
	制冷效率	3.88	
	AC	单位安装容量/kW	100
单位建设成本/(元/kW)		1100	
单位运维成本/(元/kW)		0.02	
	制冷效率	1.2	

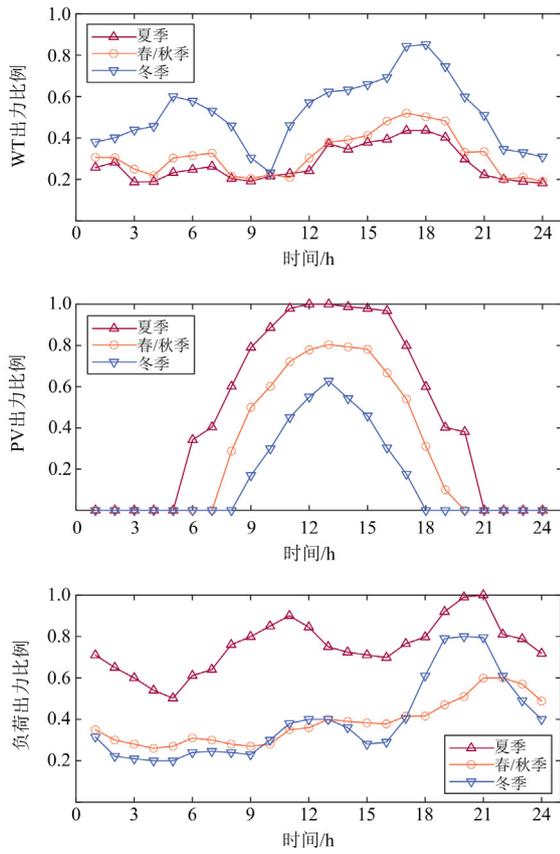


图 D1 风光、负荷预测出力

Fig. D1 Output of WT, PV and load

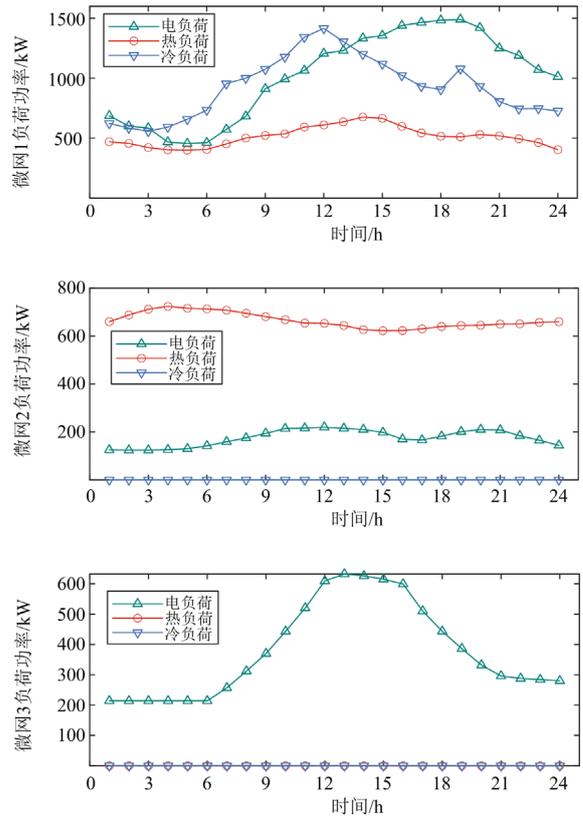
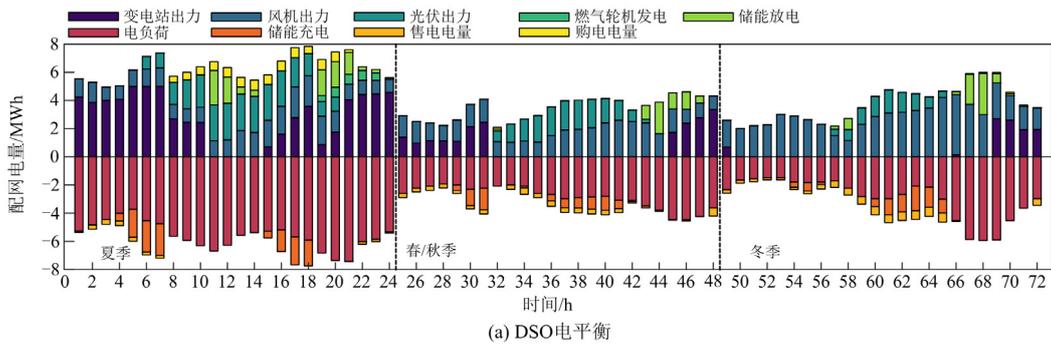


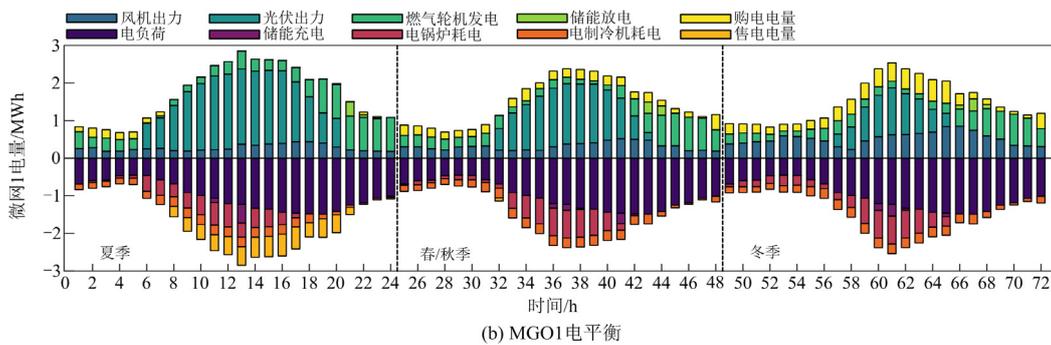
图 D2 各微网负荷功率

Fig. D2 Load of each microgrid

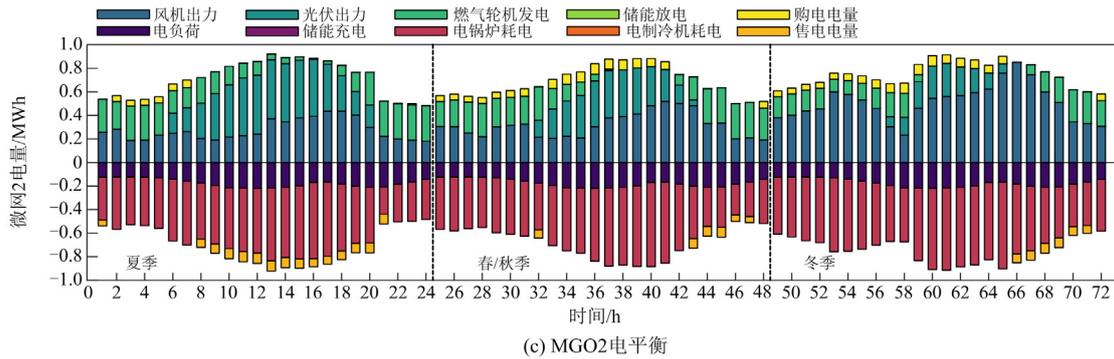
附录 E 各主体电量平衡图



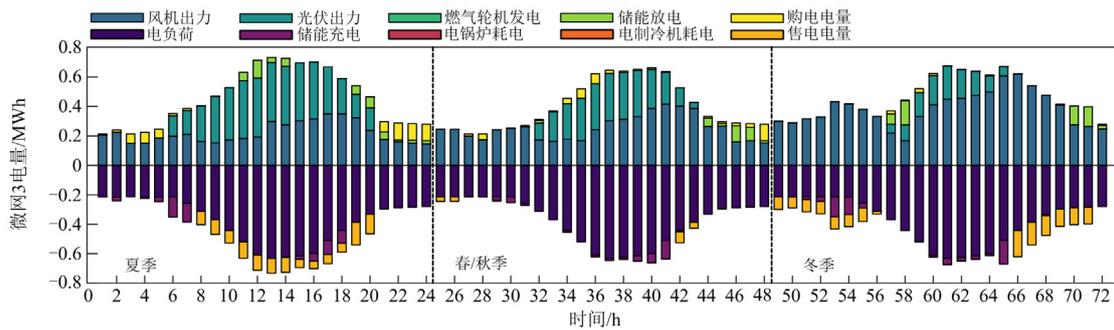
(a) DSO电平衡



(b) MGO1电平衡



(c) MGO2电平衡



(d) MGO3电平衡

图 E1 各典型日各主体电量平衡

Fig. E1 Power balance of each investor on each typical day

参考文献

- [1] 关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见[R]. 北京: 国家发改委, 国家能源局, 2022.
- [2] LI Jiayong, ZHANG Chaorui, XU Zhao, et al. Distributed transactive energy trading framework in distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 7215-7227.
- [3] 王杰, 王维庆, 王海云, 等. 主动配电网中考虑条件风险价值的智能软开关的规划方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(2): 1-11.
WANG Jie, WANG Weiqing, WANG Haiyun, et al. Planning method of soft open point for an active distribution network considering conditional value-at-risk[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2): 1-11.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 曾凡斐. 基于 SOP 优化的柔性配电网分布式电源规划研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2021.
- [7] ZENG Fanfei. Research on DG planning of flexible distribution network considering SOP optimization[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021.
- [8] 张忠会, 雷大勇, 李俊, 等. 基于自适应 ϵ -支配多目标粒子群算法的含 SOP 的主动配电网源-网-荷-储双层协同规划模型[J]. 电网技术, 2022, 46(6): 2199-2212.
ZHANG Zhonghui, LEI Dayong, LI Jun, et al. Source-network-load-storage bi-level collaborative planning model of active distribution network with SOP based on adaptive ϵ -dominating multi-objective particle swarm optimization algorithm[J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2199-2212.
- [9] BOLOUKAT M H S, FOROUD A A. Multiperiod planning of distribution networks under competitive electricity market with penetration of several microgrids, part I: modeling and solution methodology[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(11): 4884-4894.
- [10] KABIRIFAR M, FOTUHI-FIRUZABAD M, MOEINI-AGHTAIE M, et al. A bi-level framework for expansion planning in active power distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(4): 2639-2654.
- [11] 刘自发, 周翰泽. 计及多主体能源交易的综合能源系统规划方法研究[J]. 电网技术, 2022, 46(9): 3524-3536.
LIU Zifa, ZHOU Zehan. Research on comprehensive energy system planning method considering multi agent energy transaction[J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3524-3536.
- [12] 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.
- [12] 宁月, 胡志坚, 林伟伟, 等. 基于博弈论的“源-网-荷”多主体利益协调互动的 ADN 分层规划[J]. 电力科学与技术学报, 2021, 36(1): 63-72.
- NING Yue, HU Zhijian, LIN Weiwei, et al. AND hierarchical planning for multi-agent interest coordination interaction of source-net-load based on game theory[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021, 36(1): 63-72.
- [13] 曹逸滔, 王丹, 贾宏杰, 等. 考虑多能碳流约束的区域综合能源系统双层博弈扩展规划[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(7): 12-22.
- CAO Yitao, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Bilevel Nash-Stackelberg game expansion planning of regional integrated energy system considering multi-energy carbon flow constraints[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(7): 12-22.
- [14] 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/OL]. 电网技术: 1-13[2023-07-03]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2022.1927>.
- LIU Zifa, ZHANG Ziteng. Collaborative planning of distribution network source-network-load-storage considering multi-agent game[J/OL]. Power System Technology: 1-13[2023-07-03]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2022.1927>.
- [15] 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. Coordinated dispatch and planning of multi-microgrid and active distribution network within market environment[D]. Nanjing: Southeast University, 2021.
- [16] WU Zhi, XU Zheng, GU Wei, 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.
- [17] LI Zhigang, SHAHIDEHPOUR M, WU Wenchuan, et al. Decentralized multiarea robust generation unit and tie-line scheduling under wind power uncertainty[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(4): 1377-1388.
- [18] 刘宇. 主动配电网规划关键技术研究[D]. 南京: 东南大学, 2018.
- LIU Yu. Studies on the key technologies of active distribution network planning[D]. Nanjing: Southeast University, 2018.
- [19] 闫梦阳, 李华强, 王俊翔, 等. 计及综合需求响应不确定性的园区综合能源系统优化运行模型[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(2): 163-175.
- YAN Mengyang, LI Huaqiang, WANG Junxiang, et al. Optimal operation model of a park integrated energy system considering uncertainty of integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2): 163-175.
- [20] 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, SHENG 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.
- [21] 马望, 高红均, 李海波, 等. 考虑智能软开关的配电网灵活性评估及优化调度模型[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3935-3943.
- MA Wang, GAO Hongjun, LI Haibo, et al. Flexibility evaluation and optimal dispatch model of distribution network considering soft open point[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3935-3943.
- [22] 陆杨, 李华强, 刘洋, 等. 考虑供能设备故障风险的电气-热综合能源系统优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(9): 34-44.
- LU Yang, LI Huaqiang, LIU Yang, et al. Optimal operation of electricity-gas-heat integrated energy system considering the risk of energy supply equipment failure[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(9): 34-44.
- [23] CUI Shichang, WANG Yanyu, SHI Yang, et al. A new and fair peer-to-peer energy sharing framework for energy buildings[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(5): 3817-3826.
- [24] 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 of wind, light and hydrogen multi-agent energy system based on Nash negotiation theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(1): 25-39, 395.
- [25] 刘洪, 李其哲, 高强, 等. 网孔型中压配电网组网形态、核心特征与研究展望[J/OL]. 电力系统自动化: 1-15[2023-07-03]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20230406.1636.002.html>.
- LIU Hong, LI Qizhe, GAO Qiang, et al. Grid pattern, core features and research outlook of mesh-type medium voltage distribution network[J/OL]. Automation of Electric Power Systems: 1-15[2023-07-03]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20230406.1636.002.html>.

收稿日期: 2023-06-25; 修回日期: 2023-10-04

作者简介:

柏昊阳(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为配电网规划与运行; E-mail: baihaoyang@stu.scu.edu.cn

李华强(1965—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力系统安全性与稳定性、电网及微电网规划与运行、综合能源系统规划与运营; E-mail: lihuaqiang@scu.edu.cn

臧天磊(1986—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为智能电网优化规划、能源互联网能源管理与优化控制。E-mail: zangtianlei@126.com

(编辑 魏小丽)