

考虑多主体混合博弈的配电网源网荷储协同规划

王菲菲¹, 张沈习¹, 宋毅², 刘文亮³, 杜炜⁴, 程浩忠¹

(1. 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室(上海交通大学), 上海 200240; 2. 国网经济技术研究院有限公司, 北京 102209; 3. 国网福建省电力有限公司厦门供电公司, 福建 厦门 361000; 4. 国电南瑞科技股份有限公司, 南京 211106)

摘要: 为适应大量市场主体参与配电网投资建设的新趋势, 提出了一种考虑多主体混合博弈关系的配电网源网荷储协同规划方法。首先, 分析配电网运营商、分布式电源运营商、储能运营商和电力用户 4 类主体在规划中的交互行为和各自利益诉求, 确立主从-合作的混合博弈关系。然后, 构建以配电网运营商为领导者, 内嵌源网荷储侧跟随者联盟合作博弈的混合博弈规划模型。提出了一种目标级联分析法和自适应系数交替方向乘子法相结合的求解策略, 实现双层模型的解耦和分布式迭代求解。最后, 通过算例分析表明该规划方法可以有效均衡各方利益诉求, 促进分布式新能源的投资利用, 提升规划方案经济效益。

关键词: 配电网; 源网荷储; 多主体; 混合博弈; 协同规划

Collaborative Planning Method for Distribution Network Source-Network-Load-Storage Considering Multi-Agent Mixed Game Theory

WANG Feifei¹, ZHANG Shenxi¹, SONG Yi², LIU Wenliang³, DU Wei⁴, CHENG Haozhong¹

(1. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China; 2. State Grid Economic and Technological Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China; 3. Xiamen Power Supply Company, State Grid Fujian Electric Power Co., Ltd., Xiamen, Fujian 361000, China; 4. NARI Technology Development Co., Ltd., Nanjing 211106, China)

Abstract: To adapt to the new trend of a large number of market entities participating in the investment and construction of distribution networks, a distribution network source-network-load-storage collaborative planning method is proposed considering the mixed game relationship of multiple agents. Firstly, the interactive behaviors and respective interests of four main agents are analyzed in the planning process, which are distribution network operators, distributed power generation operators, energy storage operators, and power users. And the mixed game relationship of master-slave cooperation is established. Then, a hybrid game planning model is constructed with the distribution network operator as the leader with an embedded source-load-storage side follower alliance cooperative game. A solution strategy combining target cascade analysis method and adaptive coefficient alternating direction multiplier method is proposed to achieve decoupling and distributed iterative solution of the two-layer model. Finally, the case analysis shows that the planning method can effectively balance the interests and demands of all parties. The investment and utilization of distributed new energy are promoted. And the economic benefits of the planning scheme is enhanced.

Key words: distribution network; source-network-load-storage; multiple agents; mixed game theory; collaborative planning

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52177099, 51907123); 上海市青年科技启明星项目(23QA1405400); 国家电网有限公司总部科技项目(5108-202218280A-2-228-XG)。

Foundation item: Supported by the National Natural Science Foundation of China(52177099, 51907123); Shanghai Youth Science and Technology Star Project(23QA1405400); the Headquarters Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (5108-202218280A-2-228-XG).

0 引言

2024年2月6日国家发展改革委发布的《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》^[1]指出配电网正逐步演变为源网荷储融合互动的电力网络,其规划不再由单一主体主导。随着电力市场化改革的深入,各类社会资本加入配电网建设,呈现出利益主体竞争局面^[2]。多元化主体和竞争性环境对配电网规划提出了更高要求^[3-5]。在此背景下,如何考虑各类主体的利益诉求,合理刻画博弈局面,进而在规划中实现源网荷储资源的高效配置和协调利用,并均衡多元主体的利益是亟需解决的问题。

对于多主体接入的配电网规划,国内外学者进行了研究。文献[6]考虑分布式电源(distributed generation, DG)运营商、负荷聚合商等主体的利益,提出了配电网扩展规划的双层优化框架。文献[7]考虑DG运营商和储能运营商,提出了涉及智能软开关接入的配电网源网荷储联合规划方法。文献[8-9]分别建立了考虑竞争市场中分布式能源规划的配电网多阶段规划和双层优化模型。文献[10]以过网费动态更新策略引导多主体协同规划的分布式自治决策,实现了配电网运营商和投资主体针对DG建设的收益合理分配。文献[11]提出了一种配电网网源储双层联合扩展规划策略,上层在集群划分指标的基础上实现了网侧线路优化,下层针对不确定性建立了源储鲁棒模型以获得DG最优接入方案。上述文献研究存在以下不足:一是忽略了多主体独立优化需求的差异性以及不同需求之间的潜在冲突;二是未能充分体现配电网规划中源网荷储多侧主体间的市场化博弈关系,缺乏对各主体协调优化和资源配置过程的深入描述。

在考虑市场化博弈关系的配电网规划方面,利益主体之间的互动被描述为多种方式。文献[12]建立了双层博弈模型,上层通过主从博弈优化配电网重构策略与用户总费用,下层通过合作博弈分摊不同用户的可靠性保障成本,并提出了分散迭代算法以实现博弈均衡。文献[13]考虑利益主体的有限理性,以各主体自身效益最优为目标建立了演化博弈模型以决策配电网网架扩建和DG、储能配置方案。文献[14]考虑间歇性DG的时变特性和用户负荷需求差异,基于合作博弈建立了DG规划多目标优化模型,并采用粒子群算法求解。文献[15]考虑经济

性可靠性,建立了配电网与光伏储能主从博弈框架下的源网协同规划模型。文献[16]以储能运营商和光伏电站集群等多主体效益最大化为目标,建立了双层主从博弈优化模型以决策储能租赁配置策略。文献[17]通过建立光伏主体与配电网运营商的非合作博弈和合作博弈模型,优化光伏和变压器的容量配置,结果表明合作博弈模式下的光伏渗透率普遍高于非合作模式。现有研究考虑了博弈过程中主体参与的理性程度,依据不同的博弈模型分析了配电网规划中市场行为对各主体规划结果的影响。

实际上,各运营商之间的竞争与合作关系错综复杂,在规划中既存在利益冲突,又可通过一定的合作机制实现资源的高效配置。同时,一个主体的决策往往会影响到其他主体的行为,形成多层次、多维度的互动关系,运用单一博弈模式难以完整描述主体在市场中的行为。因此,为确保各主体规划决策的有效性和适应性,有必要针对配电网中源网荷储各侧利益主体的市场互动方式,融合不同博弈形式建立规划模型展开分析。依据现有研究,主从博弈可描述主体之间的层次关系,明确领导者与跟随者的决策逻辑;合作博弈可用于建模主体可能存在的协作行为,通过合理分配收益来增强合作稳定性。本文拟结合其特点通过“主从-合作”的混合博弈框架实现多主体在竞争与合作中的动态平衡。

为此,本文提出了一种考虑混合博弈的配电网多主体协同规划方法。首先,分析了配电网运营商、DG运营商、储能运营商和电力用户的利益诉求和交互方式,确立了双层混合博弈关系。在此基础上,建立了配电网源网荷储协同规划模型,包括配电网运营商与其他主体的上层主从博弈模型和源网荷储侧主体的下层合作博弈模型。然后利用目标级联分析法(analytical target cascading, ATC)对上下层问题进行解耦,并采用交替方向乘子法(alternating direction method of multiplier, ADMM)将下层问题分解为综合成本最小化和利益分配最大化两个子问题,引入自适应系数调整以加速收敛过程。最后,通过算例分析验证所提方法的有效性。

1 主体混合博弈行为分析

在市场化环境下,配电网源网荷储侧一般存在4类主体:配电网运营商、DG运营商、储能运营商和电力用户^[13, 18]。配电网运营商负责网架建设维

护, 关注配电网的运行安全性、可靠性与经济性; DG 运营商负责 DG 的投资建设和运行维护, 注重风光等资源的高效利用; 储能运营商通过优化储能装置的充放电策略, 基于分时电价低储高发套利, 缓解用电高峰期配电网的调控压力^[19]; 电力用户在需求响应政策引导下合理安排用电计划。配电网运营商、DG 运营商和储能运营商是直接参与配电网规划的市场主体, 电力用户不直接参与规划, 但其选择取向会间接影响其他主体的规划决策^[18]。

在规划中, 每个主体都希望决策后的方案能最大化自身效益, 彼此之间存在利益冲突。配电网运营商以降低线路扩建成本、网络损耗和运营成本为目标决策线路新建方案; DG 运营商和储能运营商分别以增加投资收益为目标决策 DG 和储能装置的位置容量; 电力用户以最小化用电成本为目标, 根据电价信号和激励机制决策其用电模式。网架线路会影响 DG、储能的选址定容, DG 和储能的接入会影响配电网运营商的售电收益和电力用户的购电选择, 而电力用户的用电方案又影响着配电网运营商、DG 运营商、储能运营商三方的度电价格和盈利收入。然而, 各方利益又在一定程度上相互兼容, 存在合作共赢的可能。DG 和储能在运行中缓解了配电网的供电压力, 用户侧需求响应促进了电力供需平衡。新型电力系统中 DG、储能和需求响应用户广泛存在, 系统运行需要实现局部自治优化与全局协调。合作博弈通过量化各主体的贡献, 为制定公平的收益分配机制提供理论基础, 有效激励各主体自主参与资源优化^[12, 14]。在具体实践中, 端对端交易的市场机制为源荷储侧主体的合作博弈提供了现实场景, 允许产销者直接进行能源交易^[20]。DG、储能与电力用户的直接市场交易破除了配电网运营商的垄断, 增加了电力交互的选择, 在一定程度上可避免弃风弃光现象并增加储能电池的利用率。

综上, 本文基于主从-合作的混合博弈模型描述涉及 4 个利益主体和两个规划层级的博弈关系, 如图 1 所示。配电网运营商具有较高的决定权, 可视为主从博弈的领导者, 根据 DG 运营商、储能运营商提供的接入位置容量信息以及电力用户的用电方式确立网架结构并传递给下层跟随者。下层主体存在合作博弈, 除了向配电网购售电, 可互相独立进行市场交易。在当前网络拓扑中, 源荷储侧主体

优化运行模拟方案, 确立交易的电价和电量。在此基础上, DG 运营商和储能运营商调整设备接入位置的装机容量, 跟随主体们将发用电计划传递回上层。配电网运营商依据最新方案重新进行网架规划, 两层博弈协调迭代直至均衡, 实现四方互利共赢。

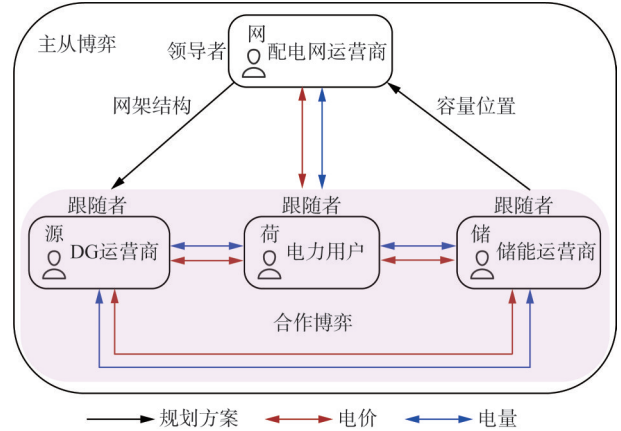


图 1 多主体混合博弈关系

Fig. 1 Multi-agent mixed game relationship

2 配电网源网荷储协同规划模型

本节考虑源网荷储主体博弈行为建立配电网协同规划模型。以配电网运营商为领导者、源荷储侧主体联盟为跟随者建立主从博弈中各主体的收益模型, 基于纳什谈判理论解决联盟合作博弈问题。

2.1 网侧领导主体的规划决策模型

考虑网架线路的新建, 以最大化配电网运营商的年综合收益为目标, 目标函数为:

$$\max C_{\text{DSO}} = C_{\text{DSO}}^{\text{T}} - C_{\text{DSO}}^{\text{G}} - C_{\text{DSO}}^{\text{I}} \quad (1)$$

$$C_{\text{DSO}}^{\text{T}} = \sum_{s=1}^{N_s} D_s \sum_{t=1}^T f_t^{\text{T}} P_{\text{Net}, s, t}^{\text{T}} \quad (2)$$

$$C_{\text{DSO}}^{\text{G}} = \sum_{s=1}^{N_s} D_s \sum_{t=1}^T f_t^{\text{G}} P_{\text{Net}, s, t}^{\text{G}} \quad (3)$$

$$C_{\text{DSO}}^{\text{I}} = \frac{b(1+b)^y}{(1+b)^y - 1} \sum_{i \in \Omega_{\text{line}}} c_{1,i}^{\text{line}} l_i x_i^{\text{line}} \quad (4)$$

式中: C_{DSO} 、 $C_{\text{DSO}}^{\text{T}}$ 、 $C_{\text{DSO}}^{\text{G}}$ 、 $C_{\text{DSO}}^{\text{I}}$ 分别为配电网运营商的年综合收益、年售电收益、向上级电网年购电费用和年投资费用; f_t^{T} 、 f_t^{G} 分别为 t 时段的售电电价、上级电网电价; $P_{\text{Net}, s, t}^{\text{T}}$ 、 $P_{\text{Net}, s, t}^{\text{G}}$ 分别为 s 场景 t 时段售电电量、变电站的购电量; Ω_{line} 为所有待新建线路集合; l_i 第 i 条待新建线路的长度; $c_{1,i}^{\text{line}}$ 为第 i 条待新建线路的单位长度投资费用; x_i^{line} 为所选线路 i 是否

新建的0-1变量; N_s 为 s 场景的数量; D_s 为 s 场景的天数; b 为贴现率; y 为设备的使用年限; T 为时间周期。

1) 系统潮流约束

$$\sum_{i \in u(j)} (P_{ij,s,t} - R_{ij} I_{ij,s,t}^2) = \sum_{h \in w(j)} P_{jh,s,t} - P_{j,s,t} \quad (5)$$

$$\sum_{i \in u(j)} (Q_{ij,s,t} - X_{ij} I_{ij,s,t}^2) = \sum_{h \in w(j)} Q_{jh,s,t} - Q_{j,s,t} \quad (6)$$

$$U_{j,s,t}^2 = U_{i,s,t}^2 - 2(R_{ij} P_{ij,s,t} + X_{ij} Q_{ij,s,t}) + Z_{ij} I_{ij,s,t}^2 \quad (7)$$

$$P_{j,s,t} = P_{j,s,t}^{\text{DG}} + P_{j,s,t}^{\text{ESS,dis}} - P_{j,s,t}^{\text{ESS,ch}} - P_{j,s,t}^{\text{LOAD}} + P_{j,s,t}^{\text{IL}} + P_{j,s,t}^{\text{TL,o}} - P_{j,s,t}^{\text{TL,i}} \quad (8)$$

$$Q_{j,s,t} = Q_{j,s,t}^{\text{DG}} - Q_{j,s,t}^{\text{LOAD}} \quad (9)$$

式中: $u(j)$ 、 $w(j)$ 分别为第 j 个节点的父节点集合、子节点集合; $P_{ij,s,t}$ 、 $Q_{ij,s,t}$ 分别为 s 场景 t 时段流经线路 ij 的有功功率和无功功率; $P_{jh,s,t}$ 、 $Q_{jh,s,t}$ 分别为 s 场景 t 时段流经第 j 个和第 h 个节点的线路 jh 的有功功率和无功功率; $U_{i,s,t}$ 、 $U_{j,s,t}$ 分别为 s 场景 t 时段节点 i 和 j 的电压幅值; $I_{ij,s,t}$ 为 s 场景 t 时段线路 ij 的电流幅值; $P_{j,s,t}$ 和 $Q_{j,s,t}$ 分别为 s 场景 t 时段节点 j 注入的有功功率和无功功率; $P_{j,s,t}^{\text{DG}}$ 和 $Q_{j,s,t}^{\text{DG}}$ 分别为 s 场景 t 时段DG在节点 j 的有功功率和无功功率; $P_{j,s,t}^{\text{ESS,ch}}$ 、 $P_{j,s,t}^{\text{ESS,dis}}$ 分别为 s 场景 t 时段储能在节点 j 的充电功率、放电功率; $P_{j,s,t}^{\text{IL}}$ 、 $P_{j,s,t}^{\text{TL,o}}$ 和 $P_{j,s,t}^{\text{TL,i}}$ 分别为 s 场景 t 时段节点 j 处负荷中断功率、向外转移的功率、转移进入的功率; $P_{j,s,t}^{\text{LOAD}}$ 和 $Q_{j,s,t}^{\text{LOAD}}$ 分别为 s 场景 t 时段节点 j 处负荷的有功功率和无功功率; R_{ij} 、 X_{ij} 和 Z_{ij} 分别为线路 ij 的电阻、电抗和阻抗。

2) 系统运行安全约束

$$U_{\min} \leq U_{i,t} \leq U_{\max} \quad (10)$$

$$I_{ij,t} \leq x_{ij}^{\text{line}} I_{ij,\max} \quad (11)$$

式中: $U_{i,t}$ 为 t 时段节点 i 的电压; $U_{\max}$ 和 $U_{\min}$ 分别为电压上下限; $I_{ij,t}$ 为 t 时段线路 ij 的电流; $I_{ij,\max}$ 为线路 ij 的安全电流; x_{ij}^{line} 为0-1变量,表示线路 ij 是否接通。

3) 新建线路约束

$$\sum_{i \in \Omega_{a,i}^{\text{line}}} x_{a,i}^{\text{line}} = 1, \forall a \quad (12)$$

式中: $\Omega_{a,i}^{\text{line}}$ 为新增节点 a 处待建线路 i 的集合; $x_{a,i}^{\text{line}}$ 为0-1变量,表示新增节点 a 处线路 i 是否新建。

4) 交易功率平衡约束

$$P_{\text{Net},s,t}^{\text{T}} = \sum_{m \in \Phi_0} (P_{m,s,t}^{\text{DG}} + P_{m,s,t}^{\text{ESS}} + P_{m,s,t}^{\text{DR}}) \quad (13)$$

式中: $P_{m,s,t}^{\text{DG}}$ 、 $P_{m,s,t}^{\text{ESS}}$ 、 $P_{m,s,t}^{\text{DR}}$ 分别为 s 场景 t 时段DG运

营商、储能运营商、电力用户与利益主体 m 交易的有功功率; Φ_0 为除自身以外的利益主体集合。

2.2 源荷储跟随主体的规划决策模型

2.2.1 DG 运营商

考虑以光伏、风电为主的DG运营商利益,以最大化年综合收益为目标,确定分布式风电和分布式光伏的安装位置和容量。目标函数可统一表示为:

$$\max C_{\text{DG}} = C_{\text{DG}}^{\text{T}} + C_{\text{DG}}^{\text{G}} - C_{\text{DG}}^{\text{O}} - C_{\text{DG}}^{\text{I}} \quad (14)$$

$$C_{\text{DG}}^{\text{T}} = \sum_{s=1}^{N_s} D_s \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega^{\text{DG}}} f_{\text{DG}}^{\text{T}} P_{i,s,t}^{\text{DG}} \quad (15)$$

$$C_{\text{DG}}^{\text{G}} = \sum_{s=1}^{N_s} D_s \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega^{\text{DG}}} f_{\text{DG}}^{\text{G}} P_{i,s,t}^{\text{DG}} \quad (16)$$

$$C_{\text{DG}}^{\text{O}} = \sum_{s=1}^{N_s} D_s \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega^{\text{DG}}} f_{\text{DG}}^{\text{O}} P_{i,s,t}^{\text{DG}} \quad (17)$$

$$C_{\text{DG}}^{\text{I}} = \frac{b(1+b)^y}{(1+b)^y - 1} \sum_{i \in \Omega^{\text{DG}}} x_i^{\text{DG}} c^{\text{DG}} S_i^{\text{DG}} \quad (18)$$

式中: C_{DG} 、 C_{DG}^{T} 、 C_{DG}^{G} 、 C_{DG}^{O} 、 C_{DG}^{I} 分别为DG运营商的年综合收益、年售电收益、政府的新能源补贴费用、年投资费用和年运行维护费用; f_{DG}^{T} 、 f_{DG}^{G} 、 f_{DG}^{O} 分别为DG运营商的售电电价、政府的新能源补贴电价、DG单位发电量运行维护费; Ω^{DG} 为DG备选安装节点集; c^{DG} 为DG单位容量投资费用; S_i^{DG} 为节点 i 处DG安装容量; x_i^{DG} 为0-1变量,表示第 i 个待选节点是否接入DG。

约束条件如下。

1) DG 安装容量约束

$$0 \leq S_i^{\text{DG}} \leq S_{\max}^{\text{DG}} \quad (19)$$

式中 $S_{\max}^{\text{DG}}$ 为DG的最大安装容量。

2) DG 运行约束

$$P_{i,s,t}^{\text{DG,min}} \leq P_{i,s,t}^{\text{DG}} \leq P_{i,s,t}^{\text{DG,max}} \quad (20)$$

$$Q_{i,s,t}^{\text{DG,min}} \leq Q_{i,s,t}^{\text{DG}} \leq Q_{i,s,t}^{\text{DG,max}} \quad (21)$$

式中: $P_{i,s,t}^{\text{DG,max}}$ 和 $P_{i,s,t}^{\text{DG,min}}$ 分别为 s 场景 t 时段节点 i 处DG有功出力上下限; $Q_{i,s,t}^{\text{DG,max}}$ 和 $Q_{i,s,t}^{\text{DG,min}}$ 分别为 s 场景 t 时段节点 i 处DG无功出力上下限。

3) DG 交易功率平衡约束

$$P_{m,s,t}^{\text{DG}} = \sum_{i \in \Omega^{\text{DG}}} P_{i-m,s,t}^{\text{DG}} \quad (22)$$

式中 $P_{i-m,s,t}^{\text{DG}}$ 为 s 场景 t 时段节点 i 处DG与利益主体 m 的交易功率。

2.2.2 储能运营商

储能运营商通过低储高发售电套利,以最大化

自身年综合收益为目标, 确定储能装置的安装位置和容量。目标函数如式(23)。

$$\max C_{\text{ESS}} = C_{\text{ESS}}^{\text{T}} + C_{\text{ESS}}^{\text{G}} - C_{\text{ESS}}^{\text{O}} - C_{\text{ESS}}^{\text{I}} \quad (23)$$

$$C_{\text{ESS}}^{\text{T}} = \sum_{s=1}^{N_s} D_s \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega^{\text{ESS}}} (f_{\text{ESS}}^{\text{T},s} P_{i,s,t}^{\text{ESS,dis}} - f_{\text{ESS}}^{\text{T},b} P_{i,s,t}^{\text{ESS,ch}}) \quad (24)$$

$$C_{\text{ESS}}^{\text{G}} = \sum_{s=1}^{N_s} D_s \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega^{\text{ESS}}} f_{\text{ESS}}^{\text{G}} P_{i,s,t}^{\text{ESS,dis}} \quad (25)$$

$$C_{\text{ESS}}^{\text{O}} = \sum_{s=1}^{N_s} D_s \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega^{\text{ESS}}} f_{\text{ESS}}^{\text{O}} (P_{i,s,t}^{\text{ESS,ch}} + P_{i,s,t}^{\text{ESS,dis}}) \quad (26)$$

$$C_{\text{ESS}}^{\text{I}} = \frac{b(1+b)^y}{(1+b)^y - 1} \sum_{i \in \Omega^{\text{ESS}}} x_i^{\text{ESS}} c^{\text{ESS}} S_i^{\text{ESS}} \quad (27)$$

式中: C_{ESS} 、 $C_{\text{ESS}}^{\text{T}}$ 、 $C_{\text{ESS}}^{\text{G}}$ 、 $C_{\text{ESS}}^{\text{I}}$ 、 $C_{\text{ESS}}^{\text{O}}$ 分别为储能运营商的年综合收益、年售电收益、新能源补贴费用、年投资费用和年运行维护费用; $f_{\text{ESS}}^{\text{T},s}$ 、 $f_{\text{ESS}}^{\text{T},b}$ 、 $f_{\text{ESS}}^{\text{G}}$ 、 $f_{\text{ESS}}^{\text{O}}$ 分别为储能运营商的售电电价、购电电价、新能源补贴电价、充放单位电量时的运行维护单价; Ω^{ESS} 为储能备选安装节点集; c^{ESS} 为储能单位容量投资价格; S_i^{ESS} 为节点 i 处储能安装容量; x_i^{ESS} 为节点 i 处储能的投资决策变量。

约束条件如下。

1) 储能安装容量约束

$$0 \leq S_i^{\text{ESS}} \leq S_{\text{max}}^{\text{ESS}} \quad (28)$$

式中 $S_{\text{max}}^{\text{ESS}}$ 为 ESS 最大安装容量。

2) 储能运行约束

$$0 \leq P_{i,s,t}^{\text{ESS,dis}} \leq \gamma_{i,s,t}^{\text{ESS}} P_i^{\text{ESS}} \quad (29)$$

$$0 \leq P_{i,s,t}^{\text{ESS,ch}} \leq (1 - \gamma_{i,s,t}^{\text{ESS}}) P_i^{\text{ESS}} \quad (30)$$

$$E_{i,s,t+\Delta t}^{\text{ESS}} = E_{i,s,t}^{\text{ESS}} + \left(\eta_{i,s,t}^{\text{ESS,ch}} P_{i,s,t}^{\text{ESS,ch}} - \frac{P_{i,s,t}^{\text{ESS,dis}}}{\eta_{i,s,t}^{\text{ESS,dis}}} \right) \Delta t \quad (31)$$

$$E_{i,\min}^{\text{ESS}} \leq E_{i,s,t}^{\text{ESS}} \leq E_{i,\max}^{\text{ESS}} \quad (32)$$

$$E_{i,s,0}^{\text{ESS}} = E_{i,s,T}^{\text{ESS}} \quad (33)$$

式中: P_i^{ESS} 为节点 i 处储能额定功率; $\gamma_{i,s,t}^{\text{ESS}}$ 为 s 场景 t 时段节点 i 处储能充放电状态, 为 0-1 变量, 1 为放电, 0 为充电; $E_{i,s,t}^{\text{ESS}}$ 为 s 场景 t 时段节点 i 处储能电量; $\eta_{i,s,t}^{\text{ESS,ch}}$ 、 $\eta_{i,s,t}^{\text{ESS,dis}}$ 分别为节点 i 处储能充、放电效率; $E_{i,s,t}^{\text{ESS}}$ 为 s 场景 t 时段节点 i 处储能电量; $E_{i,\min}^{\text{ESS}}$ 、 $E_{i,\max}^{\text{ESS}}$ 分别为节点 i 处储能电量上、下限; $E_{i,s,0}^{\text{ESS}}$ 、 $E_{i,s,T}^{\text{ESS}}$ 分别为 s 场景节点 i 处储能运行初始时刻与末尾时刻的电量; Δt 为时段 t 持续时间。

3) 储能交易功率平衡约束

$$P_{m,s,t}^{\text{ESS}} = \sum_{i \in \Omega^{\text{ESS}}} P_{i-m,s,t}^{\text{ESS}} \quad (34)$$

式中 $P_{i-m,s,t}^{\text{ESS}}$ 为 s 场景 t 时段节点 i 处储能与利益主体

m 的交易功率。

2.2.3 电力用户

考虑可中断负荷和可转移负荷两种需求响应负荷类型, 电力用户根据电力价格信号和电网激励机制以自身减少的用电费用最大为目标, 调整用电行为。目标函数如式(35)所示。

$$\max C_{\text{DR}} = C_{\text{IL}} + C_{\text{TL}} \quad (35)$$

$$C_{\text{IL}} = \sum_{s=1}^{N_s} D_s \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega^{\text{IL}}} f_{\text{IL}} P_{i,s,t}^{\text{IL}} \quad (36)$$

$$C_{\text{TL}} = \sum_{s=1}^{N_s} D_s \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega^{\text{TL}}} f_{\text{TL}} (P_{i,s,t}^{\text{TL,o}} - P_{i,s,t}^{\text{TL,i}}) \quad (37)$$

式中: C_{DR} 、 C_{IL} 、 C_{TL} 分别为电力用户参与需求响应后减少的用电费用、可中断负荷的补贴收入、可转移负荷减少的电费支出; f_{IL} 、 f_{TL} 分别为可中断负荷补偿电价、负荷购电电价; Ω^{IL} 、 Ω^{TL} 分别为可中断负荷节点集、可转移负荷节点集; $P_{i,s,t}^{\text{IL}}$ 、 $P_{i,s,t}^{\text{TL,o}}$ 、 $P_{i,s,t}^{\text{TL,i}}$ 分别为 s 场景 t 时段节点 i 处负荷中断功率、向外转移的功率、转移进入的功率。

1) 需求响应负荷约束

$$P_{i,s,t}^{\text{IL,min}} \leq P_{i,s,t}^{\text{IL}} \leq P_{i,s,t}^{\text{IL,max}} \quad (38)$$

$$P_{i,s,t}^{\text{TL,o,min}} \leq P_{i,s,t}^{\text{TL,o}} \leq P_{i,s,t}^{\text{TL,o,max}} \quad (39)$$

$$P_{i,s,t}^{\text{TL,i,min}} \leq P_{i,s,t}^{\text{TL,i}} \leq P_{i,s,t}^{\text{TL,i,max}} \quad (40)$$

$$\sum_{t=1}^T (P_{i,s,t}^{\text{TL,o}} - P_{i,s,t}^{\text{TL,i}}) = 0, \forall i, s \quad (41)$$

式中 $P_{i,s,t}^{\text{IL,max}}$ 和 $P_{i,s,t}^{\text{IL,min}}$ 、 $P_{i,s,t}^{\text{TL,o,max}}$ 和 $P_{i,s,t}^{\text{TL,o,min}}$ 、 $P_{i,s,t}^{\text{TL,i,max}}$ 和 $P_{i,s,t}^{\text{TL,i,min}}$ 分别为 s 场景 t 时段节点 i 处可中断负荷功率上下限、转移出的负荷功率上下限、转移进的负荷功率上下限。

2) 电力用户交易功率平衡约束

$$P_{m,s,t}^{\text{DR}} = \sum_{i \in \Omega^{\text{DR}}} P_{i-m,s,t}^{\text{DR}} \quad (42)$$

式中: Ω^{DR} 为需求响应负荷节点集; $P_{i-m,s,t}^{\text{DR}}$ 为 s 场景 t 时段节点 i 处电力用户与利益主体 m 的交易功率。

2.3 主从-合作的多主体混合博弈

本文基于混合博弈构建配电网源网荷储协同规划模型, 该模型分为主从博弈和合作博弈两个阶段。在主从博弈阶段中, 配电网运营商所规划的网架线路和电能价格会根据源荷储主体的接入位置和购售电量进行调整以最大化自身效益, 并将优化后的结果传递给合作博弈阶段。根据现有网架结构和配电网购售电价, 源储侧主体确定容量配置和选址方案, 荷侧主体确立需求响应方案。同时各主体分

别计算与其他主体之间的交易电量和交易价格,并将决策的选址定容方案和运行方案传递回上层继续优化。

主从博弈阶段领导者和跟随者的模型如式(43)——(44)所示。

$$\begin{cases} \min -C_{\text{DSO}} \\ \text{s.t. 式(5)——(13)} \end{cases} \quad (43)$$

$$\begin{cases} \max C_U = C_{\text{DG}} + C_{\text{ESS}} + C_{\text{DR}} \\ \text{s.t. 式(19)——(22), (28)——(34), (38)——(42)} \end{cases} \quad (44)$$

式中 C_U 为联盟年综合效益。

跟随者们成立利益主体联盟,通过合作对配电网运营商的决策进行响应。在合作中以综合效益最大为目标,同时需要保证合作后自身的效益不会受损。在合作博弈里,纳什谈判方法可以有效解决多方利益相关者之间的博弈,有效刻画市场中源荷储侧利益主体之间的合作互动。其标准模型为:

$$\begin{cases} \max \prod_{n=1}^{\Phi} (F_n - F_n^0) \\ \text{s.t. } F_n \geq F_n^0 \end{cases} \quad (45)$$

式中: F_n 为第 n 个主体合作后的收益; F_n^0 为主体 n 合作前的收益,即谈判破裂点; Φ 为主体数量。

该模型为多变量耦合的非凸非线性问题,可分解转换为两个子问题依次求解。模型均衡解代表参与谈判主体的收益达到帕累托最优^[21]。

2.3.1 综合成本最小化子问题(S1)

式(45)可等效转换为:

$$\begin{cases} \max \sum_{n=1}^{\Phi} \ln(F_n - F_n^0) \\ \text{s.t. } F_n \geq F_n^0 \end{cases} \quad (46)$$

其中

$$F_n = \sum_{m \in \Phi, n \neq m} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T w_{n-m,s,t} P_{n-m,s,t} - C_n \quad (47)$$

式中: C_n 为利益主体 n 的年综合成本; $w_{n-m,s,t}$ 为 s 场景 t 时段利益主体 n 与利益主体 m 之间的交易电价; $P_{n-m,s,t}$ 为 s 场景 t 时段利益主体 n 与利益主体 m 之间的交易功率。

由主体之间交易的收益在求和时抵消可得^[22]:

$$\sum_{n=1}^{\Phi} (F_n - F_n^0) = \sum_{n=1}^{\Phi} (-C_n - F_n^0) \quad (48)$$

而 F_n^0 为固定值,因此联盟合作效益最大化问题可表示为求解 C_n 最小值,即DG运营商、储能运营商、电力用户的电能成本之和最小,目标函

数为:

$$\min \sum_{n=1}^{\Phi} C_n = C_{\text{DG}}^0 + C_{\text{DG}}^1 - C_{\text{DG}}^G - C_{\text{DR}} + C_{\text{ESS}}^0 + C_{\text{ESS}}^1 - C_{\text{ESS}}^G \quad (49)$$

约束条件如下。

1) 交易功率约束

$$|P_{n-m,s,t}| \leq P_{n-m,s,\max} \quad (50)$$

式中 $P_{n-m,s,\max}$ 为 s 场景利益主体 n 与利益主体 m 之间交易功率上限。

2) 电能交易平衡约束

$$\sum_{m \in \Phi, n \neq m} P_{n-m,s,t} = P_{n,s,t}, \forall s, t \quad (51)$$

$$\sum_{n=1}^{\Phi} P_{n,s,t} = 0, \forall s, t \quad (52)$$

式中 $P_{n,s,t}$ 为 s 场景 t 时段利益主体 n 的总输出功率。

2.3.2 利益分配最大化子问题(S2)

在实现综合成本最小后,根据各主体在合作中的电能贡献来考虑如何进行收益分配。电能贡献越大,主体在利益分配时的议价权越大。通常认为提供电能相比消耗电能贡献更大,基于自然常数的指数函数建立电能映射函数,以衡量议价权大小^[23]。

$$g_n^s = - \sum_{m \in \Phi, n \neq m} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T P_{n-m,s,t} \Delta t, P_{n-m,s,t} < 0 \quad (53)$$

$$g_n^c = \sum_{m \in \Phi, n \neq m} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T P_{n-m,s,t} \Delta t, P_{n-m,s,t} > 0 \quad (54)$$

$$\alpha_n = e^{g_n^s/g_{\max}^s} - e^{-(g_n^c/g_{\max}^c)} \quad (55)$$

式中: g_n^s 、 g_n^c 分别为利益主体 n 提供和消耗的总能量; $g_{\max}^s$ 、 $g_{\max}^c$ 分别为联盟主体提供和消耗的最大能量; α_n 为利益主体 n 的议价权大小。

在子问题S1中求得 C_n 和 $P_{n-m,s,t}$ 的基础上代入式(45),并以严格单调递增凸函数的对数函数形式转换为最小值问题,目标函数为:

$$\min \sum_{n=1}^{\Phi} -\alpha_n \ln(C_n^p - C_n - F_n^0) \quad (56)$$

式中 C_n^p 为利益主体 n 合作后的收益。

约束条件如下。

1) 合作收益约束

每个参与合作且有贡献的主体都能获得收益。

$$C_n^p - C_n - F_n^0 > 0 \quad (57)$$

2) 交易电价约束

$$w_{s,t,\min} \leq w_{n-m,s,t} \leq w_{s,t,\max} \quad (58)$$

式中 $w_{s,t,\max}$ 、 $w_{s,t,\min}$ 分别为 s 场景 t 时段交易电价的

上下限。

3 模型求解

本文建立的混合博弈规划模型是一个双层优化模型, 由于下层模型存在大量 0-1 变量, 使用 KKT 条件将下层问题转换为约束求解困难, 而启发式算法会使某些变量在一定范围内不断波动, 所需求解时间较长^[22]。为此, 本节提出一种 ATC 算法和自适应系数 ADMM 算法相结合的交替迭代求解策略。首先采用 ATC 算法对双层模型进行解耦, 然后利用自适应系数 ADMM 法将下层利益主体联盟的规划问题分解为各主体的优化模型独立求解, 以保证利益主体的分布式自治决策, 并实现博弈均衡。

3.1 基于 ATC 算法的主从博弈模型求解

由于配电网运营商与其他利益主体联盟的交互存在于上层模型和 S1, S2 仅根据联盟主体之间交易电量的解值决定交易电价。在交互过程中, S2 的解不会影响 S1 的求解, 也不会传递给上层问题^[24]。因此, 双层模型的耦合只存在于上层问题和 S1 中, 满足如下一致性约束。

$$P_{s,t}^{\text{grid}} = P_{s,t}^{\text{grid}*}, \forall s, t \quad (59)$$

式中: $P_{s,t}^{\text{grid}}$ 为 s 场景 t 时段利益主体联盟与配电网运营商的交易功率; $P_{s,t}^{\text{grid}*}$ 为 s 场景 t 时段配电网运营商交易功率。

对该约束其进行解耦, 并在目标函数中加入相应惩罚项以放宽一致性约束, 解耦后的目标为:

$$\min -C_{\text{DSO}} + \mu^k \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T \left| P_{s,t}^{\text{grid}} - \hat{P}_{s,t}^{\text{grid}*k_0, k} \right| \quad (60)$$

$$\min -C_U + \mu^k \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T \left| \hat{P}_{s,t}^{\text{grid}*k_0, k} - P_{s,t}^{\text{grid}*} \right| \quad (61)$$

式中: k, k_0 分别为 ATC 内外循环迭代数量; μ^k 为第 k_0 次迭代的惩罚因子; $\hat{P}_{s,t}^{\text{grid}*k_0, k}$ 、 $\hat{P}_{s,t}^{\text{grid}*k_0, k}$ 分别为第 k_0 次外层迭代和第 k 次内层迭代时 s 场景 t 时段配电网运营商期望交易功率、利益主体联盟期望交易功率。

外部循环满足如下条件时收敛。

$$\sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T \left| \hat{P}_{s,t}^{\text{grid}*k_0, k} - \hat{P}_{s,t}^{\text{grid}*k_0, k} \right| \leq \varepsilon_0 \quad (62)$$

式中 ε_0 为收敛阈值。

为保证模型收敛性, 迭代结束时更新惩罚因子。

$$\mu^{k_0+1} = \sigma \mu^{k_0} \quad (63)$$

式中 σ 为调整参数, 常取 $1 < \sigma < 3$ 。

经过解耦, 配电网运营商在上层问题中优化网架结构, 利益主体联盟在下层问题中优化配置方案和用电方式, 上下层模型之间交互接入功率信息以引导各主体的规划决策。

3.2 基于自适应系数 ADMM 的合作博弈模型求解

两个子问题中, 电能交易平衡和电价平衡存在多重耦合, 可引入辅助变量将原约束转换为双耦合约束。等式成立表示两个主体之间达成了合作。

$$P_{n-m,s,t} + P_{m-n,s,t} = 0, \forall s, t \quad (64)$$

$$w_{n-m,s,t} - w_{m-n,s,t} = 0, \forall s, t \quad (65)$$

式中 $P_{m-n,s,t}$ 、 $w_{m-n,s,t}$ 分别为 s 场景 t 时段利益主体 m 与利益主体 n 之间的交易功率、交易电价。

解耦后可采用 ADMM 对两个子问题分布式求解。先求解 S1 得到各主体之间的交易功率, 再求解 S2 得到主体期望交易电价。具体步骤如下。

1) 建立子问题的增广拉格朗日函数。

$$L_n^I = C_n + \sum_{m \in \Phi, n \neq m} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T \lambda_{n-m,s,t}^I (P_{n-m,s,t} + P_{m-n,s,t}) + \sum_{m \in \Phi, n \neq m} \frac{\rho_n^I}{2} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T \|P_{n-m,s,t} + P_{m-n,s,t}\|_2^2 \quad (66)$$

$$L_n^{II} = -\alpha_n \ln(C_n^p - C_n - F_n^0) + \sum_{m \in \Phi, n \neq m} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T \lambda_{n-m,s,t}^{II} (w_{n-m,s,t} - w_{m-n,s,t}) + \sum_{m \in \Phi, n \neq m} \frac{\rho_n^{II}}{2} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T \|w_{n-m,s,t} - w_{m-n,s,t}\|_2^2 \quad (67)$$

式中: L_n^I 、 L_n^{II} 分别为 S1、S2 中利益主体 n 的增广拉格朗日函数; $\lambda_{n-m,s,t}^I$ 、 $\lambda_{n-m,s,t}^{II}$ 分别为 S1、S2 中 s 场景 t 时段利益主体 n 与利益主体 m 的拉格朗日乘子; ρ_n^I 、 ρ_n^{II} 分别为 S1、S2 中利益主体 n 的惩罚因子; $\|\cdot\|_2^2$ 为 2-范数的平方。

2) 根据其他主体提供的期望交易电量/电价信息, 各主体自主更新决策, 将自身期望交易电量/电价传递给其他主体。重复该过程直到每个合作主体都更新了决策。

$$\begin{cases} P_{n-m,s,t}^{k+1} = \arg \min L_n^I(\lambda_{n-m,s,t}^{I,k}, P_{n-m,s,t}^k, P_{m-n,s,t}^k) \\ P_{m-n,s,t}^{k+1} = \arg \min L_m^I(\lambda_{m-n,s,t}^{I,k}, P_{n-m,s,t}^{k+1}, P_{m-n,s,t}^k) \end{cases} \quad (68)$$

$$\begin{cases} w_{n-m,s,t}^{k+1} = \arg \min L_n^{II}(\lambda_{n-m,s,t}^{II,k}, w_{n-m,s,t}^k, w_{m-n,s,t}^k) \\ w_{m-n,s,t}^{k+1} = \arg \min L_m^{II}(\lambda_{m-n,s,t}^{II,k}, w_{n-m,s,t}^{k+1}, w_{m-n,s,t}^k) \end{cases} \quad (69)$$

式中: $\lambda_{n-m,s,t}^{I,k}$ 、 $\lambda_{n-m,s,t}^{II,k}$ 分别为 S1、S2 中第 k 次迭代时 s 场景 t 时段利益主体 n 与利益主体 m 的拉格朗日乘子; $P_{n-m,s,t}^k$ 、 $w_{n-m,s,t}^k$ 分别为第 k 次迭代时 s 场景 t 时段利益主体 n 与利益主体 m 之间的交易功率、交易电价。

3) 更新拉格朗日乘子。

$$\lambda_{n-m,s,t}^{I,k+1} = \lambda_{n-m,s,t}^{I,k} + \rho_n^{I,k} (P_{n-m,s,t}^{k+1} + P_{m-n,s,t}^{k+1}) \quad (70)$$

$$\lambda_{n-m,s,t}^{II,k+1} = \lambda_{n-m,s,t}^{II,k} + \rho_n^{II,k} (w_{n-m,s,t}^{k+1} + w_{m-n,s,t}^{k+1}) \quad (71)$$

式中 $\rho_n^{I,k}$ 、 $\rho_n^{II,k}$ 分别为 S1、S2 中第 k 次迭代时利益主体 n 的惩罚因子。

4) 自适应惩罚系数调节。

惩罚系数的取值会影响收敛速度和解的可行性, 为提升 ADMM 的收敛速度, 使原始可行性和对偶可行性以一致速度下降, 可在每次迭代时动态调节惩罚系数^[25]。本文引入一种自适应调节机制对惩罚系数进行动态修正^[26-27]。

$$\rho_n^{I,k+1} = \begin{cases} \tau_1 \rho_n^{I,k}, & \|r_n^{I,k}\| > \delta \|d_n^{I,k}\| \\ \rho_n^{I,k} / \tau_2, & \|d_n^{I,k}\| > \delta \|r_n^{I,k}\| \\ \rho_n^{I,k}, & \text{其他} \end{cases} \quad (72)$$

$$r_n^{I,k} = \sum_{m \in \Phi, n \neq m} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T (P_{n-m,s,t}^{k+1} + P_{m-n,s,t}^{k+1}) \quad (73)$$

$$d_n^{I,k} = \rho_n^{I,k} \sum_{m \in \Phi, n \neq m} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T (P_{m-n,s,t}^{k+1} - P_{n-m,s,t}^k) \quad (74)$$

式中: $r_n^{I,k}$ 、 $d_n^{I,k}$ 分别为 S1 第 k 次迭代时利益主体 n 的原始残差和对偶残差; δ 、 τ_1 和 τ_2 分别为调整参数, $\delta > 1$, $\tau_1 > 1$, $\tau_2 > 1$, 常取 $\delta = 10$ 、 $\tau_1 = \tau_2 = 2$ 。

同理可动态调节 ρ_n^{II} 。

5) 若满足条件则第 k 次迭代收敛, 迭代终止。

$$\sum_{m \in \Phi, n \neq m} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T \|P_{n-m,s,t}^{k+1} - P_{n-m,s,t}^k\|_2 \leq \varepsilon_1 \quad (75)$$

$$\sum_{m \in \Phi, n \neq m} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T \|w_{n-m,s,t}^{k+1} - w_{n-m,s,t}^k\|_2 \leq \varepsilon_2 \quad (76)$$

式中 ε_1 、 ε_2 分别为 S1、S2 的收敛阈值, 其取值与约束规模和变量数量有关, 可依据设定的绝对误差和相对误差计算^[26], 视具体应用需求灵活调整, 常在 $10^{-3} \sim 10^{-6}$ 之间取值^[22, 25]。

6) 若 k 大于最大迭代次数, 算法不收敛, 迭代终止; 若不满足则令 $k=k+1$ 返回步骤 2) 继续求解。

本文的多主体混合博弈规划模型整体求解流程如图 2 所示。

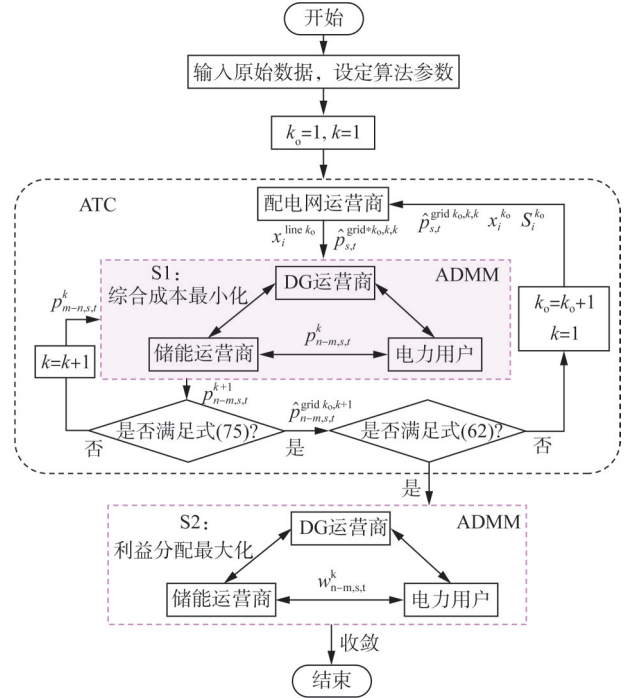


图2 求解流程示意图

Fig. 2 Schematic diagram of solution process

4 算例分析

4.1 标准测试系统

为验证本文提出的配电网源网荷储规划模型, 基于 IEEE 33 节点系统进行算例设置, 配电网初始拓扑如图 3 所示。由于日益增长的负荷需求, 配电网新增负荷节点 34—37, 增加后系统的最大负荷为 $4\,175\text{ kW} + j2\,560\text{ kvar}$ ^[13]。待建线路用红色虚线表示, 线路新建费用 10 万元/km ^[28], 电阻和电抗为 $0.27\ \Omega/\text{km}$ 、 $0.4\ \Omega/\text{km}$ 。配电网运营商向上级电网的购电价格为 0.38 元/kWh 。本文规划年限为 10 a , 折现率为 6% 。

DG 和储能的相关参数如表 1 所示^[13]。假设用

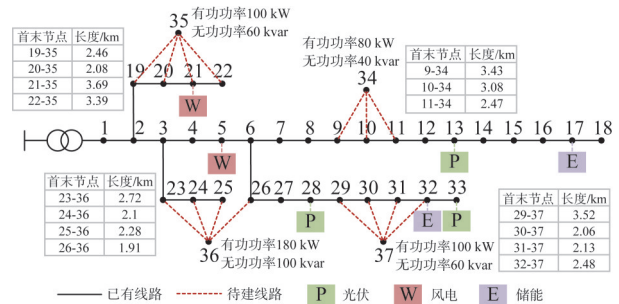


图3 配电网规划初始拓扑

Fig. 3 Initial topology of distribution network planning

户侧都为可转移负荷,参与价格型需求响应,分时电价如表2所示。将系统的25节点作为可中断负荷节点,可中断时间为11:00—22:00,可中断负荷补贴为0.4元/kWh^[29]。在某地配电网全年历史数据的基础上,通过高斯混合聚类得到典型日场景^[3]如图4所示。

为验证本文所提配电网源网荷储协同规划方法的有效性,采用如下3种方法求解,并对比规划结果。方法1:本文方法,即考虑主从-合作的多主体混合博弈双层规划;方法2:基于主从博弈的配电网规划方法,即仅考虑配电网运营商与其他主体的主从博弈;方法3:传统配电网协同规划方法,即不考虑博弈关系,目标为规划整体效益最大。

表 1 相关参数

Tab. 1 Related parameters

类型	参数	数值
风电	最大安装容量/kW	600
	投资费用/(元·kW ⁻¹)	5 000
	运维费用/(元·kWh ⁻¹)	0.15
	售电价格/(元·kWh ⁻¹)	0.4
	待安装节点	5, 21
光伏	最大安装容量/kW	600
	投资费用/(元·kW ⁻¹)	4 000
	运维费用/(元·kWh ⁻¹)	0.15
	售电价格/(元·kWh ⁻¹)	0.4
	待安装节点	13, 28, 33
储能	最大安装容量	240 kW/800 kWh
	投资费用/(元·kWh ⁻¹)	1 000
	运维费用/(元·kWh ⁻¹)	0.05
	荷电状态上/下限	0.9/0.1
	充放电效率	0.9
	待安装节点	17, 32

表 2 分时电价

Tab. 2 Time-of-use electricity price

时段	电价/(元·kWh ⁻¹)
谷时段 23:00—07:00	0.58
平时段 07:00—10:00, 13:00—17:00, 22:00—23:00	0.86
峰时段 10:00—13:00, 17:00—22:00	1.18

通过方法1—3对比分析配电网规划中考虑多主体博弈的必要性。通过方法1和方法2对比分析不同博弈关系下利益主体参与规划的结果,验证源

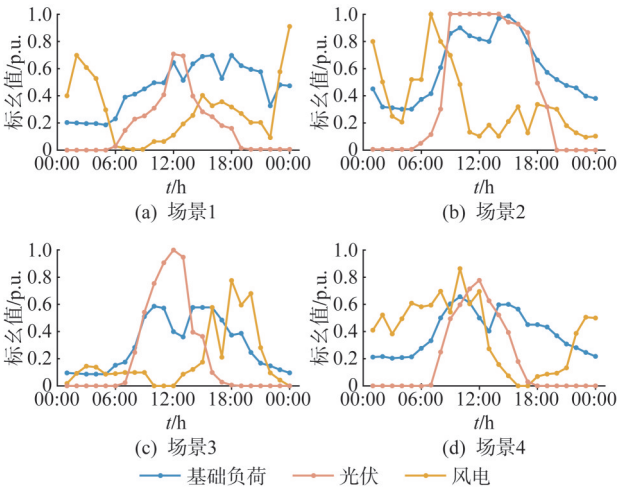


图 4 风电、光伏、负荷典型日数据

Fig. 4 Typical daily data of wind powers, photovoltaics and loads

荷侧博弈跟随者合作的有效性。

4.1.1 源网荷储协同规划的有效性分析

运用不同方法得到的规划方案如表3所示。方法1中DG运营商的光伏和风机接入容量最大,这是因为在考虑主体自身利益时,若能实现风光就地消纳,DG运营商会加大DG的投资以增加运行收益。而在以整体效益最大为目标的方法3中,配电网运营商向上级电网的购电费用更小,因此对DG的需求量较少。由线路规划结果可知,方法3中的各新建线路长度最短,因为对于整体效益最大化的规划目标,在保证系统安全性和发挥资源灵活性的情况下,线路阻抗越小,损耗越小,投资运行收益越大。在方法1和方法2中,配电网运营商与其他主体之间存在博弈,在规划时各主体的发用电决策会一定程度影响配电网对新建线路的选择方案。例如在方法1中,节点21接入分布式风电,对于DG运营商,在节点21或22新建线路连接节点35可以扩展辐射状网络,有利于DG运营商与电力用户的交易。同时,线路22—35较21—35距离更短,因此最终的线路新建方案为22—35。由储能的规划结果可知,方法1的储能接入容量最大。在方法1中,储能运营商可以与DG运营商、电力用户合作,以较低电价购买电能存储,并在电价较高时优先售卖给附近负荷,以促进储能装置的利用从而增加收益。由以上分析可知,在考虑多主体博弈的影响下,规划后分布式能源的并网容量增加,有助于减少配电网对上级电网的依赖,促进能源利用,降低碳排放。

表3 不同方法的规划结果

Tab. 3 Planning results of different methods

方法	DG位置节点容量/ kW	线路规划 方案	储能位置节点容量/kWh
1	5(600),21(600),13(600), 28(600),33(600)	11—34,22—35, 25—36,32—37	17(800), 32(800)
2	5(531),21(600),13(600), 28(579),33(600)	11—34,20—35, 23—36,30—37	17(753), 32(800)
3	5(462),21(600),13(600), 28(547),33(583)	11—34,20—35, 26—36,30—37	17(727), 32(731)

注:5(600)表示节点5接入DG,容量为600 kW;17(800)表示节点17接入储能,容量为800 kWh。

不同方法得到的各利益主体规划年综合收益/费用如表4所示,可以看到方法2中各运营商的收益/费用均高于方法3。方法1中DG运营商和配电网运营商的规划收益较小,这是因为利益主体拥有议价能力,各运营商之间可根据期望交互的电量提出价格诉求,达成共识时的电价往往较初始定价低,以促进双方的电能交互。但对于整体而言,方法1中源网荷储侧主体规划的年综合总费用为511.11万元,比方法2和方法3分别减少9.47万元和26.67万元。因此,在规划中考虑多主体可以通过让渡部分主体利益实现整体效益的最大化,增加了其他主体参与配电网建设的积极性,促进了资源合理分配。

表4 利益主体规划收益/费用

Tab. 4 Planning benefits/expenses for stakeholders 万元

方法	C_{DG}	C_{DSO}	C_{ESS}	C_{DR}
1	50.31	413.36	15.82	494.46
2	67.97	714.95	11.14	170.41
3	59.06	710.40	10.46	167.38

4.1.2 多元主体经济性分析

配电网运营商在不同规划方法下的各项收益及费用如表5所示,可以看到考虑混合博弈的规划中配电网向上级电网购电量减少,售电收益减少,投资成本略有增加。典型日场景2的配电网运营商模拟交易结果如图5所示,配电网主要通过向电力用户售电获取收益,与DG和储能的交互较少,因此配电网售电收益相比其他方法少。方法1中分布式能源的大量接入一定程度上缓解了在合作主体对线路规划影响下而导致的配电网网络损耗增加的问题。因此,源荷储侧主体的合作会削减配电网运营商的规划收益,但从系统整体角度出发,可以减少

配电网对上级电网的依赖,提升供电灵活性。

表5 配电网运营商各项收益及费用

Tab. 5 Various benefits and expenses of distribution network operator

方法	network operator 万元		
	C_{DSO}^T	C_{DSO}^G	C_{DSO}^I
1	727.40	296.08	14.43
2	1 038.31	307.40	12.68
3	1 041.34	314.97	11.58

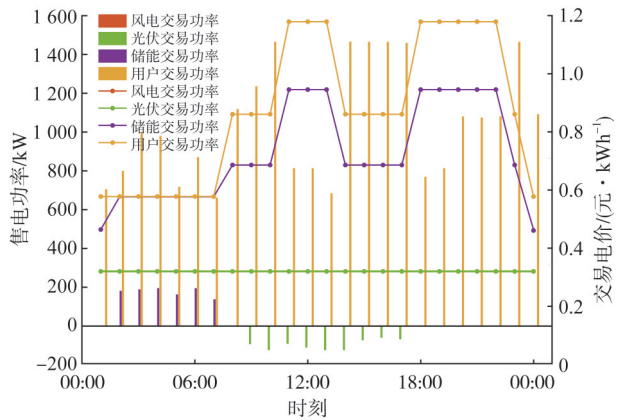


图5 场景2配电网运营商模拟交易结果

Fig. 5 Simulation transaction results of distribution network operator in scenario 2

DG运营商的各项收益及费用如表6所示。方法1中DG的接入容量最大,因此投资费用较高。在运行交易中,方法1的交易功率最大,由于与其他联盟主体合作博弈的影响,DG售电价格较低,因此相比方法2售电收益较低。

表6 DG运营商各项收益及费用

Tab. 6 Various benefits and expenses of DG operator 万元

方法	C_{DG}^T	C_{DG}^G	C_{DG}^O	C_{DG}^I
1	265.29	71.26	106.89	179.35
2	276.50	69.12	103.68	173.97
3	259.13	66.32	99.48	166.91

储能运营商的各项收益及费用如表7所示,方法1中储能容量配置增加,储能充放电量增大,可以有效利用与DG运营商的交易和低储高发策略套利以提高运行收益。因此,与源荷侧利益主体的合作可以提高储能装置的投资容量,提升储能运营商的综合收益,使储侧利益主体积极参与配电网规划。

电力用户的各项费用如表8所示。3个方法中,可中断负荷都积极参与响应。以典型日场景2为例,方法1中电力用户的需求响应负荷功率和模拟

表 7 3 种方法下储能运营商各项收益及费用

Tab. 7 Various benefits and expenses of energy storage

operator under three methods				万元
方法	C_{ESS}^T	C_{ESS}^G	C_{ESS}^O	C_{ESS}^I
1	35.90	9.16	7.50	21.74
2	30.63	8.89	7.28	21.10
3	28.76	8.35	6.83	19.81

交易结果分别如图 6—7 所示。方法 1 中电力用户减少的用电费用最多，相比方法 2 减少 324.05 万元。这是因为在合作博弈中，电力用户可优先与除配电网运营商之外的其他主体交易，并参与协商议价确定购电价格。在 DG 发电量较少的时段，电力用户拥有较大的议价能力，以低于 DG 运营商原始售电电价的价格购买电能。在时段 08:00—19:00，光伏发电量增加，光伏售电价格提升。在 DG 发电量无法满足需求时，电力用户会向储能运营商以低于分时电价的价格购买部分电能。基于此，通过利益主体联盟的合作，可以有效提高规划中负荷侧的经济效益，提升电力用户的积极性。

表 8 电力用户各项费用

Tab. 8 Various expenses of electricity user

方法	C_{UL}	C_{TL}
1	40.26	454.20
2	40.26	130.15
3	40.26	127.12

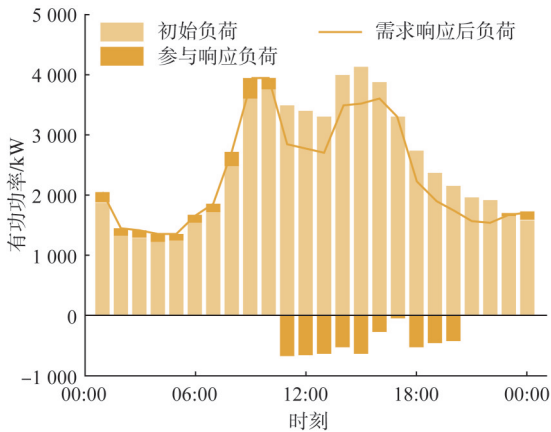


图 6 需求响应负荷功率

Fig. 6 Demand response of load powers

为考虑本文模型中，关键参数变化和不确定性因素对协同规划的影响，从以下方面作进一步分析。

1) 参数灵敏性分析

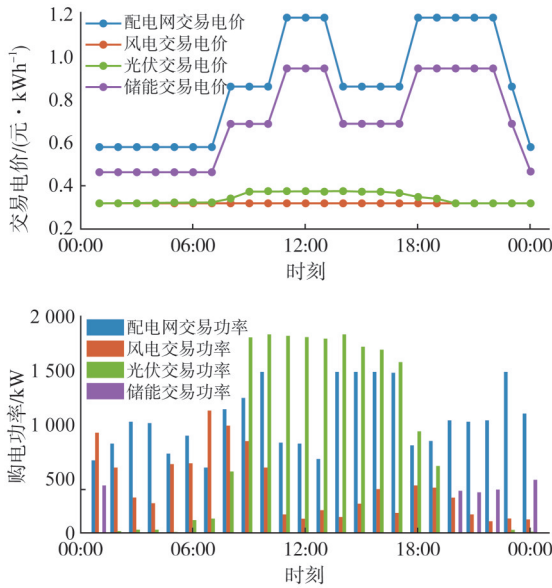


图 7 场景 2 电力用户模拟交易结果

Fig. 7 Simulation transaction results of power users in scenario 2

以 DG 运营商为例，考虑不同的投资成本对各利益主体规划结果经济性的影响，针对光伏和风电单位容量投资费用 c^{PV} 和 c^{WT} ，设置 3 种不同的参数（单位：元/kW）方案如下。

方案 1: $c^{PV}=3\ 700$, $c^{WT}=4\ 500$;

方案 2: $c^{PV}=4\ 000$, $c^{WT}=5\ 000$;

方案 3: $c^{PV}=4\ 300$, $c^{WT}=5\ 500$ 。

在本文方法下，各利益主体的规划收益/费用如表 9 所示。方案 2 与方案 1 相比仅 DG 运营商的规划收益减少，这是因为两种方案下 DG 的接入位置与容量一致，只有设备投资成本增加。与前两个方案相比，方案 3 中 DG 运营商和储能运营商的规划收益减少，电力用户节省的用电费用减少，配电网运营商规划收益增加。这是因为 DG 的投资容量减少后，储能运营商、电力用户与 DG 运营商的交易减少，与配电网运营商的交易增加。

考虑到电价政策变化对利益主体规划决策存在

表 9 不同成本方案下利益主体规划收益/费用

Tab. 9 Planning benefits/expenses for stakeholders in different

cost schemes				万元
方案	C_{DG}	C_{DSO}	C_{ESS}	C_{DR}
1	65.80	413.36	15.82	494.46
2	50.31	413.36	15.82	494.46
3	33.59	584.97	14.40	325.42

影响,现设置两种不同的电价参数方案:方案4中电价见表2;方案5中峰时段0.8元/kWh、平时段0.6元/kWh、谷时段0.4元/kWh^[13]。各利益主体的规划收益/费用如表10所示。DG运营商的规划收益不变,储能运营商在方案5中规划收益减少。虽然低电价时段储能的充电成本降低,但是峰谷价格差减小,套利空间被压缩,规划收益减少。

表 10 不同电价方案下利益主体规划收益/费用
Tab. 10 Planning benefits/costs for stakeholders in different electricity pricing schemes 万元

方案	C_{DG}	C_{DSO}	C_{ESS}	C_{DR}
4	50.31	413.36	15.82	494.46
5	50.31	232.47	6.09	347.90

2)模型鲁棒性分析

考虑可再生能源出力波动,在典型日的基准出力曲线上设置如下场景:场景1为±5%波动;场景2为±10%波动。分析不同波动误差下规划结果经济性。各利益主体的规划收益/费用如表11所示。

表 11 不同场景下利益主体规划收益/费用
Tab. 11 Planning benefits/costs for stakeholders in different scenarios 万元

场景	C_{DG}	C_{DSO}	C_{ESS}	C_{DR}
1	49.36	416.23	15.43	493.26
2	48.44	418.99	15.01	492.11

由结果可知,随着可再生能源出力波动幅度的增加,DG运营商和储能运营商的规划收益减小,配电网运营商的规划收益增加。波动性增加表明不同时段DG实际发电偏差变大,可能导致发电无法准确满足负荷需求,在运行模拟中的交易效益降低。配电网运营商的收益在场景2中较场景1增加2.76万元,结合场景2新建线路为11—34、20—35、26—36、30—37,场景1新建线路为9—34、19—35、26—36、30—37的规划结果,可知配电网运营商会优先新建长度较短的线路以确保供电经济可靠。在实际配电网规划过程中,利益主体可以根据可再生能源出力的波动情况或其他不确定因素,利用本文所建模型灵活调整相关参数,得到兼顾鲁棒性与经济性的规划方案。

4.1.3 算法收敛性分析

在ATC算法的外部循环中经过8次迭代实现收敛。子问题S1通过自适应系数ADMM经25次迭代

后误差收敛至 10^{-3} 以内,利益分配阶段中,子问题S2在10次迭代后成功收敛。迭代过程中残差变化曲线如图8所示。由残差的收敛趋势可知,自适应ADMM方法下原始残差和对偶残差的下降速度相对平衡,收敛方向都具备较好的稳定性。原始残差体现模型的不可行度,其随迭代逐渐减小表明迭代点逐步满足问题的约束条件。对偶残差用于判断对偶变量是否稳定,其较快收敛说明拉格朗日乘子逐渐趋于稳定,对偶问题接近最优解。因此,本文所提算法具备良好的收敛性。

为验证ADMM求解过程中通过自适应调节机制动态更新惩罚系数的有效性,在S1中,设置不同的初始惩罚系数进行对比,所需迭代次数如表12所示。自适应系数ADMM在3种取值下都能以相近次数收敛。 $\rho=10^3$ 的取值较为恰当,两种算法求解所需迭代次数相差较小。 $\rho=10^2$ 和 $\rho=10^4$ 时,经典ADMM分别需要多迭代17次和8次才能收敛。

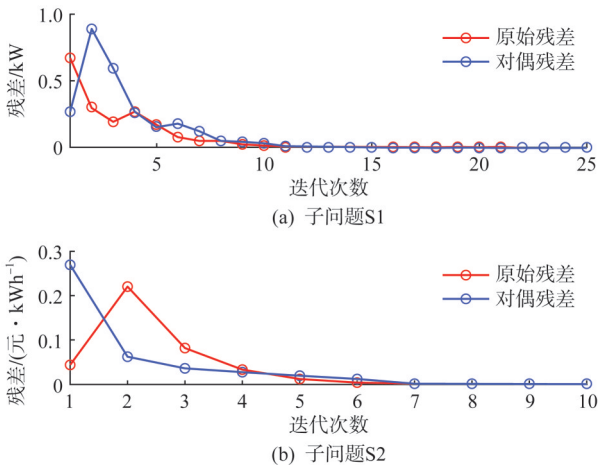


图 8 残差迭代变化曲线

Fig. 8 Iterative variation curves of residuals

表 12 不同惩罚系数取值下的迭代次数

算法	迭代次数		
	$\rho=10^2$	$\rho=10^3$	$\rho=10^4$
经典 ADMM	42	27	33
自适应系数 ADMM	25	24	25

4.2 实际大规模系统

为验证本文所提方法在大规模配电网系统中的适应性,基于南方某地10 kV实际配电网系统进行算例设置,其网络初始拓扑如图9所示。系统最大负荷为15.718 MW+j6.313 Mvar,新增负荷节点

171—180, 新增节点负荷大小和线路参数已在图中标注。DG、储能相关参数与标准算例中相同。通过对比本文方法和不考虑主体博弈关系的传统配电网协同规划方法的规划结果体现经济性。

各利益主体规划年综合收益/费用和不同方法的规划结果如表 13—14 所示。采用本文方法后, DG 和储能接入容量增加, DG 运营商和储能运营商的年综合收益分别增加 13.04 万元和 9.62 万元, 源网荷储侧主体的整体年综合总费用增加 30.19 万元。因此通过考虑多主体博弈的协同规划可以有效增加配电网中新能源的装机容量, 提升整体经济效益。

表 13 利益主体规划收益/费用

Tab. 13 Planning benefits/expenses for stakeholders 万元				
方法	C_{DG}	C_{DSO}	C_{ESS}	C_{DR}
本文方法	52.76	996.32	18.75	751.27
传统规划	39.72	1192.60	9.13	547.46

大规模系统的求解中, 模型经过 12 次 ATC 外部循环、37 次子问题 S1 迭代和 11 次子问题 S2 迭代后收敛。自适应系数 ADMM 迭代过程中残差变化曲

表 14 不同方法的规划结果

Tab. 14 Planning results of different methods			
方法	DG 位置节点容量/kW	线路规划方案	储能位置节点容量/kWh
本文方法	9(600), 13(580), 27(600), 109(600), 127(600), 156(600)	128—171, 8—172, 161—173, 26—174, 28—175, 170—176, 126—177, 73—178, 164—179, 118—180	55(655), 130(585), 141(453)
传统规划	9(130), 13(399), 27(600), 109(600), 127(592), 156(268)	128—171, 8—172, 161—173, 33—174, 28—175, 49—176, 126—177, 73—178, 124—179, 118—180	55(360), 130(215), 141(172)

注: 9(600)表示节点 9 接入 DG, 容量为 600 kW; 55(655)表示节点 55 接入储能, 容量为 655 kWh。

线如图 10 所示。可以看到子问题 S1 中原始残差和对偶残差的收敛速度都较快, 在第 20 次迭代后的残差已经足够小, 后续迭代残差变化不大。而子问题 S2 中考虑收益分配仅涉及电价的决策, 其收敛过程受系统规模影响较小, 收敛速度快。因此在大规模系

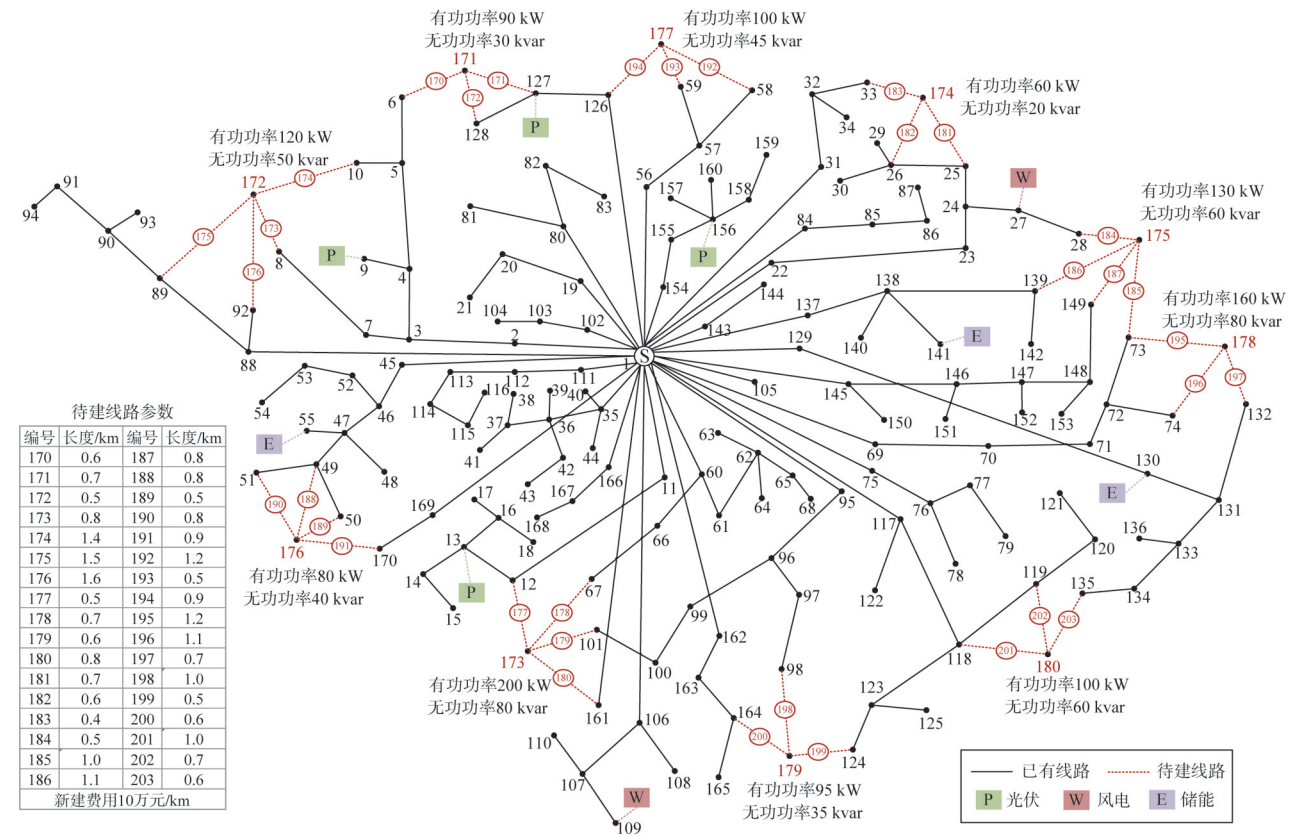


图 9 实际系统规划初始拓扑
Fig. 9 Initial topology of actual system planning

统中,该方法具有较好的稳定性和计算效率。

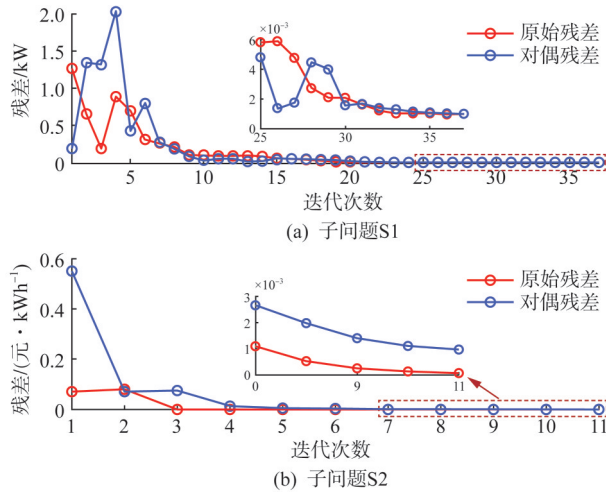


图10 残差迭代变化曲线

Fig. 10 Iterative variation curves of residuals

5 结论

本文针对电力市场环境下配电网规划面临的多主体互动关系复杂,难以满足各方利益诉求的问题,提出了一种考虑多主体混合博弈的配电网源网荷储协同规划方法,并采用分布式计算方法迭代求解,得出结论如下。

1)在配电网规划中,建立以配电网运营商为领导者、其他主体为跟随者的主从博弈关系,并考虑跟随者之间的合作博弈可以有效提升源网荷储侧利益主体的经济效益,激发市场主体参与规划的积极性。

2)本文所提规划方法可以有效均衡源网荷储各侧主体的利益,促进新能源的消纳,改善电力用户的用电行为,实现源网荷储电力资源的灵活高效配置和协调利用,提升配电网规划水平。

本文主要关注源网荷储各侧单一主体参与配电网规划的问题。然而,随着利益主体的多样化及其行为模式的复杂化,同一侧主体之间的竞争关系对配电网规划的潜在影响有待深入研究。此外,未来还可以探讨多层次或多区域协同规划的动态博弈机制,以更全面地实现复杂配电网的高效规划。

参考文献

[1] 国家发展改革委,国家能源局.关于新形势下配电网高质量发展的指导意见[EB/OL].(2024-02-06)[2024-09-03]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202403/content_6935790.htm.

[2] 国家发展改革委,国家能源局.关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见[EB/OL].(2022-01-18)[2024-09-03]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm

[3] 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.

[4] SHEN Y C, ZHANG S X, DING M S, et al. Expansion planning of soft open points based distribution system considering EV traffic flow[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2024, 60(1): 1229-1239.

[5] 马钊,张恒旭,赵浩然,等.双碳目标下配用电系统的新使命和新挑战[J].中国电机工程学报,2022,42(19):6931-6945.

MA Zhao, ZHANG Hengxu, ZHAO Haoran, et al. New mission and challenge of power distribution and consumption system under dual-carbon target[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(19): 6931-6945.

[6] KABIRIFAR M, FOTUHI-FIRUZABAD M, MOEINI-AGHTAIE M, et al. Reliability-based expansion planning studies of active distribution networks with multiagents[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(6): 4610-4623.

[7] 徐来烽,张沈习,叶琳浩,等.考虑动态重构和智能软开关接入的配电网源网荷储联合规划[J].南方电网技术,2024,18(4):130-140.

XU Laifeng, ZHANG Shenxi, YE Linhao, et al. Joint planning of source-network-load-storage in distribution network considering dynamic reconfiguration and intelligent soft open point[J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(4): 130-140.

[8] XIAO X, WANG F, SHAHIDEHPOUR M, et al. Coordination of distribution network reinforcement and DER planning in competitive market[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(3): 2261-2271.

[9] 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.

[10] 姚昊天,向月,刘俊勇.基于过网费动态更新的分布式电源多主体协同规划方法[J].电力系统自动化,2021,45(17):70-78.

YAO Haotian, XIANG Yue, LIU Junyong. Multi-agent collaborative planning method for distributed generators based on dynamic updating of network tariffs[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(17): 70-78.

[11] 石博,肖传亮,彭克,等.基于集群划分的配电网-源-储双层联合扩展规划策略[J].电力系统自动化,2023,47(14):43-51.

SHI Bo, XIAO Chuanliang, PENG Ke, et al. Two-layer joint expansion planning strategy of grid-source-storage for distribution network based on cluster partition[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(14): 43-51.

[12] 胡邦安,刘友波,许立雄,等.考虑重构策略的配电网可靠性增值服务双层博弈模型及其求解[J].中国电机工程学报,

- 2023, 43(24): 9496 – 9509.
- HU Bang'an, LIU Youbo, XU Lixiong, et al. Solution of reliability value-added service based on two-level game model considering distribution system reconfiguration strategy [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(24): 9496 – 9509.
- [13] 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.
- [14] PRAKASH R, LOKESHGUPTA B, SIVASUBRAMANI S, et al. Optimal DG planning incorporating energy management for an economical and resilient smart distribution system [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2024, 60(1): 1890 – 1901.
- [15] 冯喜春, 韩璟琳, 赵辉, 等. 主从博弈框架下配电网规划运行多目标协同优化方法[J]. 南方电网技术, 2023, 17(1): 26 – 34, 72.
- FENG Xichun, HAN Jinglin, ZHAO Hui, et al. Multi-objective cooperative optimization method of distribution network planning and operation under the stackelberg game framework [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(1): 26 – 34, 72.
- [16] 鲁明芳, 李威善, 李飞, 等. 基于双层博弈优化的光伏电站集群储能租赁配置策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(16): 5887 – 5898, 6164.
- LU Mingfang, LI Xianshan, LI Fei, et al. Strategy of energy storage leasing configuration of photovoltaic power station cluster based on bi-level game optimization [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(16): 5887 – 5898, 6164.
- [17] WANG Y, CHEN J, ZHAO M, et al. Maximum energy penetration rate of PV in distribution network under security constraints based on game theory [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(4): 3427 – 3439.
- [18] 杨楠, 李希喆, 刘毅, 等. 电力市场环境下基于多边不完全信息演化博弈的配电网规划方法研究[J]. 电网技术, 2023, 47(11): 4658 – 4673.
- YANG Nan, LI Xizhe, LIU Yi, et al. Research on distribution network planning method based on multi-lateral incomplete information evolutionary game in power market [J]. Power System Technology, 2023, 47(11): 4658 – 4673.
- [19] 齐彩娟, 陈宝生, 韦冬妮, 等. 考虑主从博弈定价模式的共享储能能分布鲁棒优化配置方法研究[J]. 中国电力, 2024, 57(7): 40 – 53.
- QI Caijuan, CHEN Baosheng, WEI Dongni, et al. Distributionally robust optimal configuration for shared energy storage based on stackelberg game pricing model [J]. Electric Power, 2024, 57(7): 40 – 53.
- [20] 陈皓勇, 谭碧飞, 伍亮, 等. 分层集群的新型电力系统运行与控制[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(2): 581 – 595.
- CHEN Haoyong, TAN Bifei, WU Liang, et al. Operation and control of the new power systems based on hierarchical clusters [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(2): 581 – 595.
- [21] 顾欣, 王琦, 胡云龙, 等. 基于纳什议价的多微网综合能源系统分布式低碳优化运行策略[J]. 电网技术, 2022, 46(4): 1464 – 1482.
- GU Xin, WANG Qi, HU Yunlong, et al. Distributed low-carbon optimal operation strategy of multi-microgrids integrated energy system based on Nash bargaining [J]. Power System Technology, 2022, 46(4): 1464 – 1482.
- [22] 陈乐飞, 朱自伟, 王凯, 等. 基于混合博弈的配电网与多综合能源微网优化运行[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2229 – 2243.
- CHEN Lefei, ZHU Ziwei, WANG Kai, et al. Optimal operation of distribution networks and multiple integrated energy microgrids based on mixed game theory [J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2229 – 2243.
- [23] 吴锦领, 楼平, 管敏渊, 等. 基于非对称纳什谈判的多微网电能共享运行优化策略[J]. 电网技术, 2022, 46(7): 2711 – 2723.
- WU Jinling, LOU Ping, GUAN Minyuan, et al. Operation optimization strategy of multi-microgrids energy sharing based on asymmetric Nash bargaining [J]. Power System Technology, 2022, 46(7): 2711 – 2723.
- [24] JIN Z, LIANG C, XIN W, et al. Distributed hierarchical coordination of networked charging stations based on peer-to-peer trading and EV charging flexibility quantification [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(4): 2961 – 2975.
- [25] 罗清局, 朱继忠. 基于改进交替方向乘子法的电-气综合能源系统优化调度[J]. 电工技术学报, 2024, 39(9): 2797 – 2809.
- LUO Qingju, ZHU Jizhong. Optimal dispatch of integrated electricity and gas system based on modified alternating direction method of multipliers [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(9): 2797 – 2809.
- [26] BOYD S, PARIKH N, CHU E, et al. Distributed optimization and statistical learning via the alternating direction method of multipliers [M]. Boston: Now Foundations and Trends, 2011.
- [27] 刘浩洋, 卢将, 李勇锋, 等. 最优化: 建模、算法与理论 [M]. 北京: 高等教育出版社, 2020.
- [28] 孔顺飞, 胡志坚, 谢仕炜, 等. 计及风光储与充电站的主动配电网双层协同规划[J]. 电测与仪表, 2019, 56(17): 60 – 68.
- KONG Shunfei, HU Zhijian, XIE Shiwei, et al. Bi-level collaborative planning of active distribution network considering wind-solar-storage and charging stations [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 56(17): 60 – 68.
- [29] 杨楠, 董邦天, 黄禹, 等. 考虑不确定性和多主体博弈的增量配电网源网荷协同规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(9): 2689 – 2702.
- YANG Nan, DONG Bangtian, HUANG Yu, et al. Incremental distribution network source-load collaborative planning method considering uncertainty and multi-agent game [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(9): 2689 – 2702.

收稿日期: 2024-10-25; 网络首发日期: 2025-02-17

作者简介:

王菲菲(1999), 女, 硕士研究生, 研究方向为配电网优化运行与规划, feifei_wang@sjtu.edu.cn;

张沈习(1988), 男, 通信作者, 研究员, 博士生导师, 博士, 从事电力系统规划、综合能源系统规划研究, willzss@sjtu.edu.cn;

宋毅(1977), 男, 高级工程师, 博士, 研究方向为配电网与能源互联网规划。