

考虑共享储能租赁的多微电网系统两阶段优化运行策略

霍金泉, 蔺红, 田易之
(新疆大学电气工程学院, 新疆乌鲁木齐 830017)

摘要:针对多微电网并网系统中的功率互济和新能源就地消纳问题,提出一种考虑共享储能租赁机制的2阶段优化运行策略,旨在提升系统能源效率与经济性。首先,构建含共享储能的多微电网系统框架。其次,第1阶段通过微电网间的功率互济,最小化净负荷波动和互济成本,第2阶段采用双层优化模型。上层共享储能运营商(SES0)根据供需关系与分时电价制定租赁价格,以最大化收益;下层多微电网系统则在此租赁价格下优化储能充放电计划与购售电策略,在满足电力需求的同时最小化运行成本。最后,仿真结果表明,该策略有效降低了多微电网系统的运行成本,并同步提升了共享储能服务的盈利能力。

关键词:多微电网系统;共享储能;租赁定价;两阶段优化

中图分类号:TM732 文献标志码:A DOI:10.20204/j.sp.2025.06007

Two-stage Optimization Operation Strategy for Multi-microgrid Systems Considering Shared Energy Storage Leasing

HUO Jinqun, LIN Hong, TIAN Yizhi

(School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830017, China)

Abstract: To address power mutual support and local consumption of renewable energy in grid-connected multi-microgrid systems, this study proposes a two-stage optimized operation strategy incorporating a shared energy storage leasing mechanism, aiming to enhance energy efficiency and economic performance. First, a framework for a multi-microgrid system incorporating shared energy storage is constructed. Second, in the first stage, net load fluctuations and mutual support costs are minimized through power exchange among microgrids. In the second stage, a bi-level optimization model is adopted. The upper-level shared energy storage operator (SES0) determines energy storage leasing prices based on supply-demand relationships and time-of-use electricity pricing mechanisms to maximize revenue. The lower-level multi-microgrid system optimizes energy storage charging/discharging schedules and electricity purchase/sale strategies under these leasing prices, minimizing operational costs while satisfying power demand. Finally, simulation results demonstrate that the proposed strategy effectively reduces the operational costs of the multi-microgrid system while simultaneously enhancing the profitability of shared energy storage services.

Key words: multi-microgrid system; shared energy storage; lease pricing; two-stage optimization

0 引言

随着国家“双碳”目标的推进和新型电力系统^[1]的构建,分布式高比例新能源大规模并网发展,对电力系统的可靠性与经济性运行提出了新的挑战^[2]。互联的多微电网系统作为分布式电源消纳的

重要手段,已受到了广泛关注^[3]。

储能技术以其灵活的“吞吐”特性为多微电网系统的功率调节和经济运行提供了有效解决方案^[4]。然而,部分高比例新能源地区推行强制性配储政策,面临着储能利用率低和经济性差的困境,迫切需要对储能商业运营模式进行优化。

储能共享模式^[5-7]作为解决这一问题的途径,将传统独立配置储能的1对1服务模式拓展至1对N服务模式,有效提升了储能的经济性。但当前共享储能的研究多集中于发电侧资源的储能租赁需求^[8-11],鲜有考虑需求侧分布式微电网。储能的基本功能是电能的存储与释放,应重点考虑负

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52367012);新疆维吾尔自治区重点研发专项资助项目(2022B01020-3)

Project Supported by the National Natural Science Foundation of China (52367012); Key R&D Special Foundation of Xinjiang Uygur Autonomous Region (2022B01020-3)

荷侧与需求侧场景,以提升能源利用效率并满足电力供需平衡。随着分布式新能源装机容量的逐步提升,需求侧将成为共享储能发展与布局的重点方向,其具有巨大的储能充放电需求及盈利潜力^[12]。

在多微电网系统中,功率互济可促进可再生能源的就地消纳^[13],提高供电可靠性。多微电网间通过电力通道互联进行功率互济的能源共享方法目前已有较多研究^[14-17]。文献[14]提出一种多微电网间能量共享的合作博弈框架,基于纳什谈判理论构建多微电网电能共享合作运行模型,并在收益分配子问题中构建了非对称议价模型以公平分配收益。文献[15]考虑了源荷不确定性对多微电网经济调度的影响,通过多主体博弈实现了利益的提升。文献[16]将共享储能作为独立的市场主体参与到多微电网协同优化中,利用纳什谈判最大化联盟的收益。文献[17]提出一种多代理技术下基于主从博弈的多微电网系统经济优化调度方法,实现了同一区域内多个不同利益主体微电网之间的电能互济。因此,多微电网之间的功率互济可以有效提高新能源的本地消纳率,降低微电网的用电成本,减少对主动配电网(Active Distribution Network, ADN)的依赖^[14]。

当前研究中,针对多微电网系统如何在内部优先实现功率互济以满足供需匹配,以及在实现系统自治的基础上如何结合共享储能租赁定价策略,使其能够与 ADN 协同优化以降低成本和提升新能源消纳能力的问题研究较少。鉴于此,本文提出了一种 2 阶段优化运行策略,逐步解决多微电网系统的优化问题,简化问题复杂度并提升系统运行效率。文章的创新点有:(1)本文提出一种 2 阶段优化运行策略,先进行功率互济平抑一部分的净负荷波动,避免多微电网系统过多地依赖共享储能来维持电力平衡,从而削弱各微电网之间的功率交互,影响整体的优化效果和经济效益;(2)在第 2 阶段,针对互济之后剩余的功率缺额,关注共享储能的租赁定价和与 ADN 的协同优化,建立多微电网共享储能双层优化模型来协调共享储能运营商(Shared Energy Storage Operator, SESO)和多微电网系统之间的利益和决策,上层 SESO 根据供需关系和分时电价调节租赁价格,引导下层微电网优化储能的租赁与运行计划,上下层相互迭代实现利益最大化。通过 MATLAB 工具箱求解并进行算例分析,验证了所提策略的有效性。

1 含共享储能的多微电网系统运行框架

含共享储能的多微电网系统运行框架如图 1 所示。该框架符合新型电力系统的电网形态,即“大电网+ADN+微电网”。各运营主体包括:多微电网运营商(Micro-grid Cluster Operators, MGCO), SESO 和 ADN 调度中心^[18]。其中, MG_1, MG_2, \dots , 为 ADN 内分散接入的多个微电网,它们通过能量和信息上的互联组成微电网群,利用各微电网分布式新能源规模的差异性和用电行为的互补性,实现能量共享和功率互济,从而提高系统内部功率传输效率和整体的经济效益。微电网内部主要由风电、光伏等可再生分布式发电单元(Renewable Distributed Generation, RDG)提供电能,对于 RDG 无法匹配的电力需求,则通过微电网间的功率互济、租赁共享储能或向 ADN 购电进行供给。

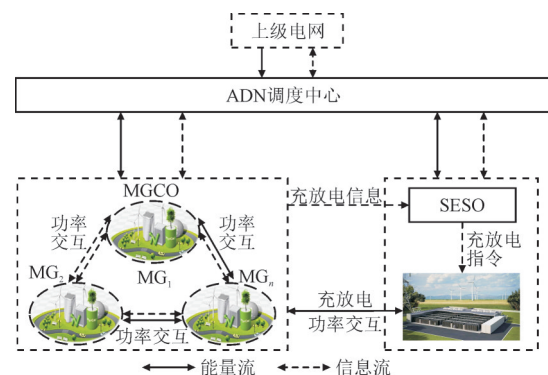


图1 含共享储能的多微电网系统框架图

Fig.1 Framework diagram of a multi-microgrid system with shared energy storage

2 多微电网系统优化运行策略

本文将多微电网系统的优化运行策略分解为 2 个阶段,第 1 阶段通过微电网间天然的功率互补特性在多微电网系统内部进行功率互济,尽可能消纳系统内的新能源,减少与外部系统的能量交互。第 2 阶段针对剩余的功率缺额,考虑共享储能的租赁定价并进行双层优化来协调 SESO 和多微电网系统之间的利益和决策。

2.1 2 阶段优化运行策略

如图 2 所示,本文所提的优化运行策略可以分为 2 个主要阶段。

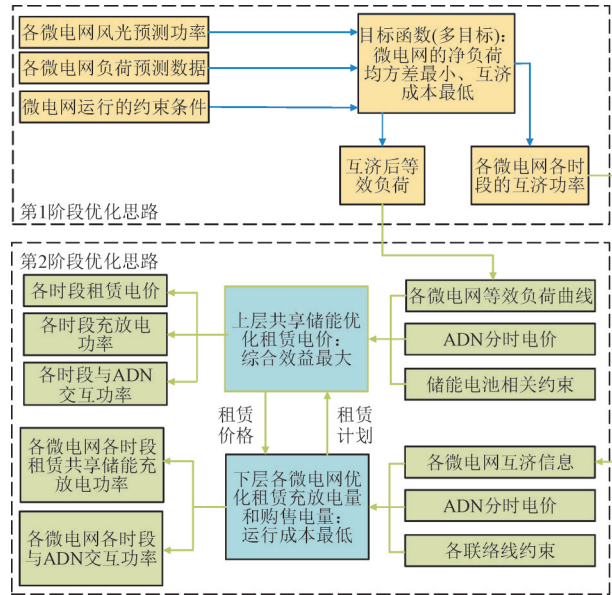


图2 2阶段优化运行策略

Fig.2 Two-stage optimization operation strategy

第1阶段,多微电网功率互济优化。根据各微电网的发电和负荷数据,构建以最小化互济成本和净负荷波动为目标的优化模型。通过求解该模型得到各微电网间的最优互济量和互济后的净负荷缺额,这些信息将作为输入传递至第2阶段,并上报给 AND 调度中心和 SESO。

第2阶段,共享储能调度与购售电优化。当微电网间的功率互济无法满足需求时,本阶段将通过调度共享储能进行充放电,同时考虑从 ADN 购售电,以满足供需平衡。SESO 根据分时电价信号提供灵活的储能租赁服务,各微电网则根据自身的电力需求、供应情况以及租赁费用,实时优化每个时段向 ADN 的购售电量,并合理安排共享储能服务的使用。此外,微电网和 SESO 将根据市场条件进行调整,直至找到最优的租赁价格和充放电计划。

2.2 多微电网功率互济优化方法

利用不同微电网之间的互补性,设计合理的交易电价,功率盈余的微电网可售电给功率缺额微电网^[19],完成功率互济,以促进可再生能源的就地消纳,减少交易成本^[20]。

为实现公平交易,微电网间交易买卖同价^[21]。为使余电、缺电型微电网优先进行交易,微电网间互济成本要小于与 ADN 直接进行交易的成本,即大于向 ADN 售卖的价格同时小于从 ADN 购买的价格。约束如式(1)所示。

$$\rho_s^i \leq \rho_{MG,s}^i = \rho_{MG,b}^i \leq \rho_b^i \quad (1)$$

微电网间交易价格设定为配电网购售电价格的平均价格,如式(2)所示。

$$\rho_{MG,s}^i = \rho_{MG,b}^i = \frac{1}{2} (\rho_s^i + \rho_b^i) \quad (2)$$

式中: ρ_b^i, ρ_s^i 分别为配电网购、售电价格; $\rho_{MG,b}^i, \rho_{MG,s}^i$ 分别为微电网间的购、售电价格; t 为具体时段。

同时,微电网之间功率互济需要向配电网缴纳过网费^[14],微电网 i 的过网费成本 C_i^{tran} 计算如式(3)所示。

$$C_i^{tran} = \sum_{t=1}^T \sum_{j \neq i}^n \rho_e P_{ji}^t \quad (3)$$

式中: ρ_e 为单位电能的过网费用; n 为多微电网系统的集合; j 为其他微电网, $i, j \in n$ 且 $j \neq i$; T 为调度周期,取 24 h。

2.3 共享储能租赁服务定价机制

本文采取使微电网在任何时段都可以使用共享储能进行充、放电的租赁方式。租赁成本 C_{zl} 为:

$$C_{zl} = (\rho_{dis}^i P_{dis}^i - \rho_{cha}^i P_{cha}^i) \quad (4)$$

式中: $\rho_{dis}^i, \rho_{cha}^i$ 分别为 t 时段的放电单价和充电单价; P_{dis}^i, P_{cha}^i 分别为 t 时段微电网 i 的放电功率和充电功率。

选择充放电租赁计费方式的原因是:经过第1阶段的微电网间功率互济之后,各微电网对于储能的需求功率小但是需求的时段多,充放电的租赁计费方式提供了更高的灵活性,更好地匹配微电网在不同时间段和不同程度的电力需求,而不必长期租赁一定容量的储能设备而造成资源的浪费。

在第2阶段,ADN 和 SESO 对各微电网不平衡电量进行平衡,可以认为二者之间存在竞争关系。多微电网系统进行电量选择时,首先考虑的是价格因素,由 ADN 制定分时电价,SESO 根据各个时段的分时电价和多微电网的实时信息,按照基于供需比的租赁价格机制,汇总各微电网的充放电信息为其提供服务,并计算多微电网系统的租赁价格;SESO 利用租赁价格调控信号,对多微电网系统的交易行为进行引导。

综上所述,本文提出了一种考虑供需关系和分时电价联动的定价策略。该策略的核心在于将 ρ_{cha}^i 和 ρ_{dis}^i 与 ADN 的 ρ_b^i 和 ρ_s^i 直接关联,并通过供需情况进行调整,以反映市场供需状况。该策略为 MGCO 提供了灵活的经济激励,鼓励其在电力供应充足且成本较低的时段进行充电,同时减少在高峰时段的充电需求。

3 多微电网系统2阶段优化调度模型构建

基于优化运行策略框架,本节将深入探讨2阶段优化调度模型的构建与求解过程。

3.1 第1阶段优化模型

1)核心优化目标。

本文提出多微电网协同优化互济策略,通过微电网之间的功率互济实现净负荷波动的平抑,核心优化目标如下。

(1)目标 f_1 :所有微电网的净负荷均方差之和最小,减少与ADN的交互功率。决策各微电网之间的互济功率。

$$f_1 = \min \sum_{i=1}^n W_i \quad (5)$$

$$W_i = \sum_{t=1}^T \left(P_{L,i}^t - P_{New,i}^t + \sum_{j \neq i} U_{ij} \Delta P_{ij}^t - P_{ave,i} \right)^2 \quad (6)$$

$$P_{ave,i} = \frac{\sum_{t=1}^T \left(P_{L,i}^t - P_{New,i}^t + \sum_{j \neq i} U_{ij} \Delta P_{ij}^t \right)}{T} \quad (7)$$

式中: f_1 为第1个目标函数; W_i 为微电网*i*与其他微电网功率互济后净负荷均方差; $P_{L,i}^t, P_{New,i}^t, P_{ave,i}$ 分别为第*i*个微电网在*t*时段负荷功率、新能源功率、等效负荷平均值; $\sum_{j \neq i} U_{ij} \Delta P_{ij}^t$ 为时段*t*内微电网*i*与其他微电网间的功率互济总量; U_{ij} 为0-1变量,当微电网*i*与其他任意微电网*j*之间存在功率互济时,其值为1,否则为0; ΔP_{ij}^t 为在时段*t*微电网*i*与其他任意微电网*j*之间的功率互济量,其值可以是正或负。

(2)目标 f_2 :在考虑微电网间功率互济的条件下,以所有微电网互济总成本最小为目标,对各微电网之间的互济功率进行决策。

$$f_2 = \min \sum_{i \in n} \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j \in n \cup j \neq i} \rho_{MG}^t \Delta P_{ij}^t \right) + C_i^{tran} \quad (8)$$

式中: f_2 为第2个目标函数; ρ_{MG}^t 为*t*时段微电网之间的互济电价。

2)约束条件。

微电网*i*的净负荷 P_{LMGi}^t 为:

$$P_{LMGi}^t = P_{L,i}^t - P_{New,i}^t \quad (9)$$

(1)同一时段*t*,若微电网*i*为缺电型微电网,则其可以从其他微电网接受有功功率,但不超过自身的缺电量,对应式(10)第1行公式;若微电网*i*为余电型微电网,则其可以向其他微电网传递有功功率,但传递功率总和不能超过自身的余电量,对应式(10)第2行公式;若微电网*i*既不缺电也不余电,则既不接受其他微电网的功率,也不向其他微电网

传递功率,对应式(10)第3行公式。

$$\begin{cases} \sum \Delta P_{ji} \leq P_{LMGi}^t, \sum \Delta P_{ij} = 0, & P_{LMGi}^t > 0 \\ \sum \Delta P_{ij} \leq -P_{LMGi}^t, \sum \Delta P_{ji} = 0, & P_{LMGi}^t < 0 \\ \sum \Delta P_{ji} = \sum \Delta P_{ij} = 0, & P_{LMGi}^t = 0 \end{cases} \quad (10)$$

$$(j \in n \cup j \neq i)$$

式中: ΔP_{ji} 为微电网*j*向微电网*i*传递的功率; ΔP_{ij} 为微电网*i*向微电网*j*传递的功率。

(2)微电网间电力功率互济需要满足的条件是互济的功率在限制范围内并同时满足一致性约束,即:

$$|\Delta P_{ij}^t| \leq \Delta P_{ij}^{max} \quad (11)$$

$$\Delta P_{ij}^t + \Delta P_{ji}^t = 0 \quad (12)$$

式(11)为微电网*i, j*之间的互济功率不能超过其联络线功率传输上限;式(12)为所有微电网电能总互济量之和为0。 P_{ij}^t 为微电网*i*和微电网*j*之间的互济功率,其值大于0为功率从微电网*i*流向微电网*j*。

3.2 第2阶段优化模型

3.2.1 上层SESO优化模型

1)目标函数:SESO以调度周期内净收益 F_{SESO} 最大为目标。

$$F_{SESO} = F_{zl} + F_{ADN} - F_{yw} \quad (13)$$

$$F_{zl} = \sum_{i=1}^n C_{zl,i} \quad (14)$$

$$F_{ADN} = \sum_{t=1}^T (\rho_b^t P_{SESO,s}^t - \rho_s^t P_{SESO,b}^t) \quad (15)$$

$$F_{yw} = \delta \sum_{t=1}^T (P_{SESO,C}^t + P_{SESO,D}^t) \quad (16)$$

式中: F_{zl} 为向微电网收取的储能充放电服务租赁费用; F_{ADN} 为与ADN交互功率获利; F_{yw} 为共享储能运行维护成本; $C_{zl,i}$ 为第*i*个微电网缴纳的充放电服务费用; $P_{SESO,b}^t, P_{SESO,s}^t$ 分别为共享储能*t*时段与ADN的购电量与售电量; $P_{SESO,C}^t, P_{SESO,D}^t$ 分别为共享储能*t*时段的充电、放电量; δ 为储能单位功率运维成本。

2)约束条件。

(1)SESO有功功率平衡约束为:

$$P_{cha}^t - P_{dis}^t + P_{SESO,b}^t - P_{SESO,s}^t = P_{SESO,C}^t - P_{SESO,D}^t \quad (17)$$

与多微电网系统和ADN交互的充放电功率满足以下条件:

$$P_{cha,i}^t P_{dis,i}^t = 0 \quad (18)$$

$$P_{SESO,s}^t P_{SESO,b}^t = 0 \quad (19)$$

式(18),式(19)表征SESO与各微电网和ADN进行功率交互时,不可同时进行充、放电和购、售电操作。

(2)SESO充、放电功率约束为:

$$0 \leq P_{SESO,C}^t \leq P_{SESO,C}^{max} \quad (20)$$

$$0 \leq P_{SESO,D}^t \leq P_{SESO,D}^{max} \quad (21)$$

式中: $P_{SESO,C}^{max}, P_{SESO,D}^{max}$ 分别为共享储能的最大充电功率

和最大放电功率。

(3) SESO 荷电状态(State of Charge,SOC)约束为:

$$S_{SOC}^t = S_{SOC}^{t-1} + \frac{(P_{SES0,C}^t \eta_{SES0}^C - P_{SES0,D}^t / \eta_{SES0}^D) E_{SES0}}{E_{SES0}} \Delta t \quad (22)$$

$$S_{SOC}^{\min} \leq S_{SOC}^t \leq S_{SOC}^{\max} \quad (23)$$

$$S_{SOC}^0 = S_{SOC}^T \quad (24)$$

式中: S_{SOC}^t, S_{SOC}^{t-1} 分别为共享储能时段 t 和时段 $t-1$ 的荷电状态值; $\eta_{SES0}^C, \eta_{SES0}^D$ 分别为共享储能充电效率和放电效率; E_{SES0} 为共享储能的额定容量; Δt 为储能相邻 2 时段的时间间隔,本文取 $\Delta t=1 \text{ h}$; $S_{SOC}^{\max}, S_{SOC}^{\min}$ 分别为共享储能设置的 SOC 最大值和最小值; S_{SOC}^0, S_{SOC}^T 分别为共享储能 1 个运行周期(24 h)始末的 SOC 值,表示始末 SOC 相等。

3.2.2 下层 MGCO 优化模型

1) 目标函数:针对剩余的功率缺额,最小化从 ADN 购售电和租赁共享储能充放电的成本。

各微电网在功率互济平抑部分净负荷波动后,生成等效负荷曲线 $P_{MG,i,eq}^t$,如式(25)所示。

$$P_{MG,i,eq}^t = P_{L,i}^t - P_{New,i}^t + \sum_{j \neq i} U_{ij} \Delta P_{ij}^t \quad (25)$$

根据 $P_{MG,i,eq}^t > 0$ 或 $P_{MG,i,eq}^t < 0$ 来判断微电网缺电或余电,之后各微电网通过租赁共享储能和从 ADN 购售电实现功率平衡,使运行成本最小。优化模型如式(26)一式(28)所示。

$$\min C_{MG} = \sum_{i=1}^n (C_{zli} + C_{MG,i}^{ADN}) \quad (26)$$

$$C_{zli} = \sum_{t=1}^T (\rho_{dis}^t P_{dis,i}^t - \rho_{cha}^t P_{cha,i}^t) \quad (27)$$

$$C_{MG,i}^{ADN} = \sum_{t=1}^T (\rho_b^t P_{MG,i,s}^t - \rho_s^t P_{MG,i,b}^t) \quad (28)$$

式中: C_{zli} 为微电网 i 向 SESO 支付的充放电服务费用; $C_{MG,i}^{ADN}$ 为微电网 i 与 ADN 功率交互的购售电成本; $P_{MG,i,b}^t, P_{MG,i,s}^t$ 分别为微电网 i 在时段 t 与 ADN 的购电量和售电量;

2) 约束条件。

(1) 互济后的等效负荷功率平衡约束为:

$$P_{dis,i}^t - P_{cha,i}^t + P_{MG,i,b}^t - P_{MG,i,s}^t = P_{MG,i,eq}^t \quad (29)$$

(2) 微电网与 ADN 的购售电功率约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{MG,i,s}^t \leq P_{MG,i,s,max} \\ 0 \leq P_{MG,i,b}^t \leq P_{MG,i,b,max} \end{cases} \quad (30)$$

式中: $P_{MG,i,s,max}, P_{MG,i,b,max}$ 分别为微电网 i 与配电网联络线在 t 时刻的最大购电功率和最大售电功率。

(3) 微电网与 SESO 充放电功率约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{dis,i}^t \leq P_{dis,i,max}^t \\ 0 \leq P_{cha,i}^t \leq P_{cha,i,max}^t \end{cases} \quad (31)$$

式中: $P_{dis,i,max}^t, P_{cha,i,max}^t$ 分别为微电网 i 与储能电站间最大交互功率。

3.3 优化模型的求解

对第 1 阶段的多目标优化模型采用带有精英保留策略的快速非支配多目标优化算法(Non-dominated Sorting Genetic Algorithm, NSGA-II)求解^[18];第 2 阶段采用粒子群优化算法(Particle Swarm Optimization, PSO)对双层优化问题中的共享储能租赁定价进行求解,与 ADN 交互量调用 YALMIP 工具箱中的 CPLEX 求解器进行求解,各微电网租赁共享储能优化采用粒子群嵌套 CPLEX 求解器进行求解。具体求解流程如图 3 所示。

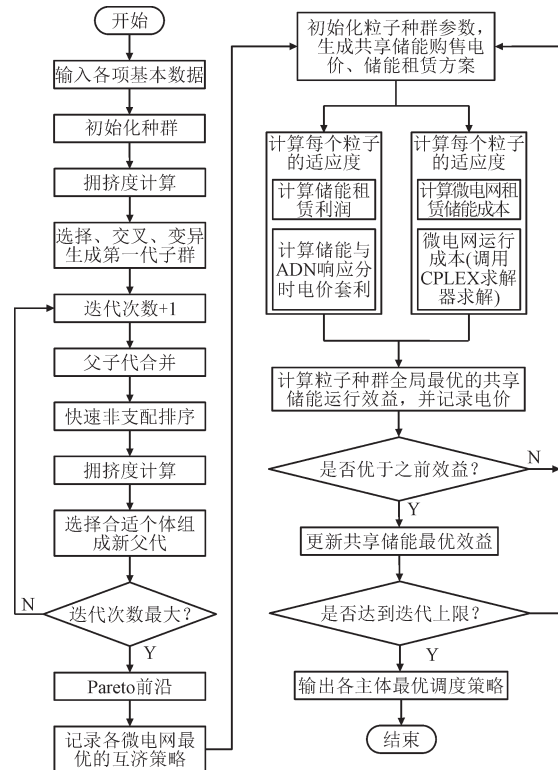


图3 模型求解流程图

Fig.3 Flowchart of model solution process

4 算例分析

4.1 算例参数

本文设计 3 个互联微电网系统和 1 个 SESO 进行仿真分析。其中,微电网 MG1 配备风电,微电网 MG2 和微电网 MG3 配备光伏。3 个微电网的用电负荷曲线与新能源发电预测出力值如图 4 所示。优化调度时间为 $T=24 \text{ h}$,时间间隔为 1 h 。3 个微电网净功率需求均有正有负,且正负出现时刻不同。共享储能相关参数见表 1。本文 ADN 采用分时电价,具体数据参见表 2。

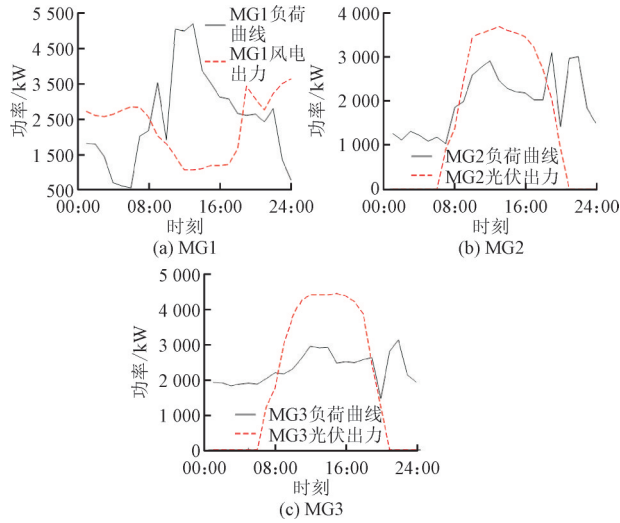


图4 各微电网的新能源与负荷数据
Fig.4 Renewable energy and load data of each microgrid

表1 储能参数设定

Table 1 Energy storage parameter settings

参数	数值
额定容量/kWh	9 000
最大充/放电功率/kW	2 000
充/放电效率	0.95
SOC 区间	[0.2-0.9]
初始 SOC	0.3
与 ADN/MG 交易功率/kW	±2 000
单位功率运维成本/[元·(kW) ⁻¹]	0.2

表2 电网购售电分时电价

Table 2 Time-of-use pricing for grid electricity purchase and sale 元/kWh

时段	购电电价	售电电价
00:00—06:00, 22:00—24:00	0.37	0.28
06:00—08:00, 13:00—19:00	0.82	0.65
08:00—13:00, 19:00—22:00	1.36	1.08

为了对比微电网间功率互济和共享储能定价策略对整体优化运行产生的影响,设置以下对比场景:场景 1:不考虑微电网间功率互济,且 SESO 按照固定租赁价格对多微电网系统进行费用的收取;场景 2:考虑微电网间的功率互济,互济之后的第 2 阶段仍按固定租赁价格来租赁共享储能;场景 3:(本文所提策略)第 1 阶段微电网间进行功率互济,第 2 阶段考虑共享储能的定价策略。

4.2 第 1 阶段多微电网功率互济优化结果分析

本文使用 NSGA-II 算法对微电网功率互济的多目标优化模型进行求解,得到了不同权重下各微电网的 Pareto 前沿如图 5 所示。前沿上的所有点相互之间不产生支配,均为当前条件下的最优点,

最左上的点代表成本最低的解,最右下的点代表净负荷波动最小的解,位于中间的点则代表了在 2 个目标间取得不同折中方案的最优解。由图 5 可以看出,权重系数在 $\omega_1 = \omega_2 = 0.5$ 条件下,2 个目标在所有非劣解中较为平均,而在 $\omega_1 = 0.3, \omega_2 = 0.7$ 条件下的成本偏大,净负荷均方差偏低;在 $\omega_1 = 0.7, \omega_2 = 0.3$ 条件下的成本偏低,净负荷均方差偏大。

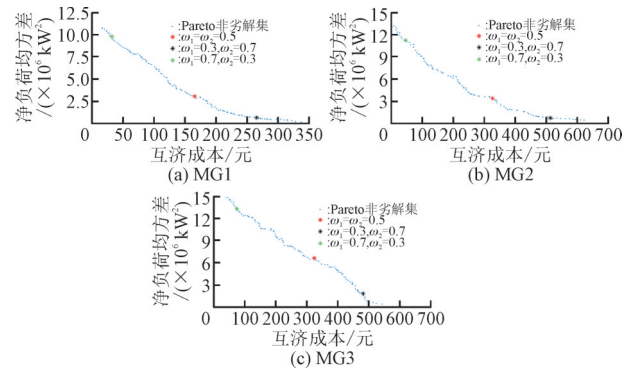


图5 各微电网的 Pareto 前沿面
Fig.5 Pareto fronts of each microgrid

图 6 展示了在 2 个目标权重均设为 0.5 的条件下,各微电网通过功率互济平抑净负荷波动的效果,以及互济前后净负荷的曲线对比。其中,蓝色曲线代表考虑微电网间功率互济策略的场景 2 的优化结果,而红色曲线代表未考虑该策略的场景 1。分析结果表明,实施功率互济后,各微电网的负荷均方差较互济前有所降低,说明互济策略有效地减小了净负荷波动,有助于可再生能源的就地消纳。

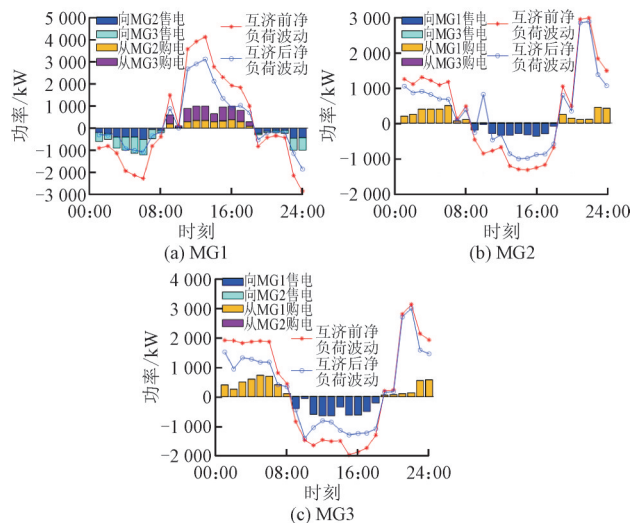


图6 各微电网净负荷对比
Fig.6 Net load comparison of each microgrid

根据图 4 各微电网新能源与负荷数据,在夜间时段 00:00—07:00 和傍晚 19:00—24:00,由于 MG2 和 MG3 主要依赖光伏供电,此时光伏出力不

足,而 MG1 的风电出力超过其负荷需求,因此 MG1 将其过剩的风电功率互济给 MG2 和 MG3;在其他时段, MG2 和 MG3 的光伏出力超过自身负荷需求,而 MG1 的风电出力不足以满足其负荷,则 MG1 从 MG2 和 MG3 接收互济电量。在整个互济过程中,既没有出现微电网在有功率缺额时仍向其他微电网售电的情况,也没有出现微电网在有新能源功率盈余时却接受其他微电网互济的情况。此外,各时段的互济总量均未超过各微电网的余电量和缺电量,确保了互济结果的合理性。

4.3 第2阶段双层优化结果分析

4.3.1 求解方法的有效性分析

文中使用 PSO 对第2阶段的双层优化问题进行求解。SESO 和各微电网的迭代收敛结果如图7所示,本文所提算法经过84次迭代后收敛。

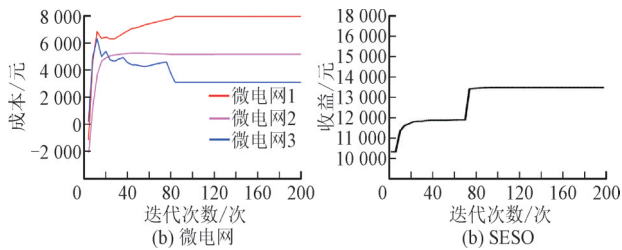


图7 各主体收益迭代情况

Fig.7 Iterative revenue status of stakeholders

此外,为了验证算法的收敛性与计算效率,将本文算法与遗传算法(Genetic Algorithm, GA)、自适应麻雀搜索算法(Adaptive Sparrow Search Algorithm, ASSA)进行了对比分析。结果表明,三者均能收敛,且本文算法在迭代次数和迭代时间上都有较大优势。

4.3.2 上层SESO优化结果分析

根据本文提出的方法,采用 PSO 对 SESO 与多微电网系统进行双层优化,得到了差异化的充放电租赁服务电价如图8所示。

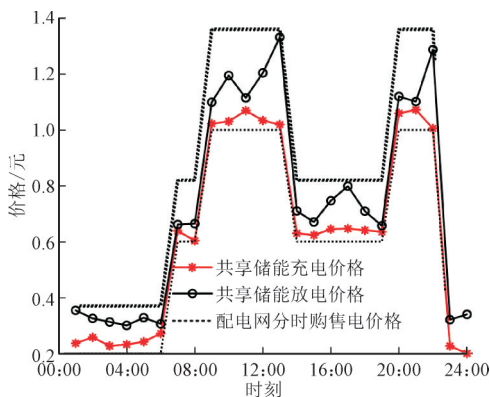


图8 共享储能租赁价格双层优化决策结果

Fig.8 Bi-level optimization decision results for shared energy storage leasing prices

图8揭示了上层 SESO 根据多微电网系统在不同时段租赁需求,制定出各时段的租赁价格,这些价格与分时电价联动,并在一定范围内波动。这种考虑供需关系和分时电价联动的动态定价策略,生成了反映多微电网系统各时段租赁共享储能充放电功率差异化的租赁价格信号,不仅为多微电网系统提供了合理有效的租赁价格信号,而且有效地引导了多微电网系统按需租赁共享储能。

选取 20:00—22:00 这一时段,结合图6进行分析。此时微电网总的需求功率达到高峰,而正值配电网分时电价的高峰时段,共享储能的放电价格虽有所上升,但仍低于配电网高峰时段的售电价格,该策略使得多微电网系统租赁储能进行放电的成本低于直接从配电网购电的成本,从而在 SESO 的容量和功率限制范围内,吸引了多微电网租赁共享储能进行放电,最大化了储能的利用率。同时所有时段的充电价格均不低于配电网低谷时段购电价格,确保了 SESO 在低谷时段充电时至少能够覆盖成本,为多微电网系统提供了经济上的激励,促进了储能资源的高效利用。

4.3.3 下层多微电网系统优化结果分析

如图9—图11所示,展示了3个微电网在场景2和场景3下与配电网及共享储能的功率交互情况。

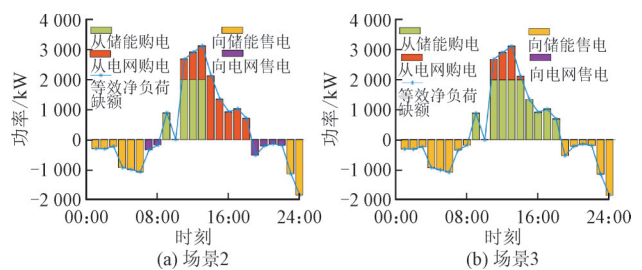


图9 微电网1优化结果

Fig.9 Optimization results for microgrid 1

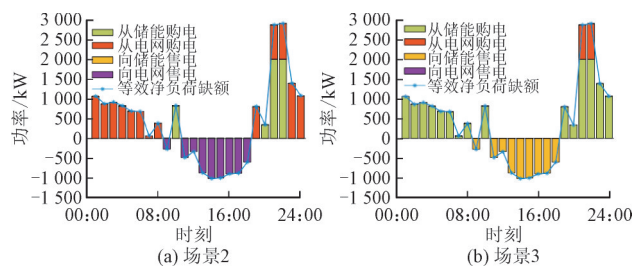


图10 微电网2优化结果

Fig.10 Optimization results for microgrid 2

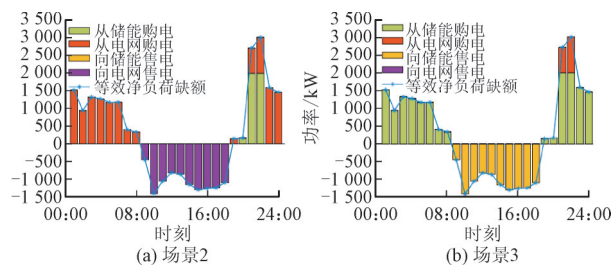


图 11 微电网 3 优化结果

Fig.11 Optimization results for microgrid 3

图 9—图 11 中曲线表示各微电网在第 1 阶段通过功率互济平抑部分净负荷波动之后形成的等效负荷曲线,与图 6 中场景 2 下互济后的净负荷曲线相对应。可以看出各微电网均通过与租赁共享储能进行充放电和从配电网购售电,弥补了第 1 阶段功率互济之后仍存在的功率缺额。

通过对比场景 2 和场景 3 的优化结果发现,在场景 3 下,多微电网系统更倾向于租赁共享储能进行充放电服务,这得益于 SESO 根据分时电价和多微电网的实时信息,实施了供需关系和分时电价联动的定价策略,提高了储能的利用率。在高峰时段,尽管共享储能的放电价格有所提升,但仍低于配电网的高峰售电价格,激励了多微电网系统选择租赁储能放电,而非直接从配电网购电。

以微电网 1 为例对优化结果进行分析:微电网内的新能源是风电,在第 1 阶段功率互济后,微电网 1 在 00:00—08:00 和 19:00—24:00 期间出现了功率盈余,其目标是通过向配电网售电或利用共享储能充电来盈利。场景 2 中,由于 06:00—08:00 和 19:00—22:00 这 2 个时段内配电网的购电价格高于储能的固定充电价格,故微电网将剩余功率出售给配电网。场景 3 中,SESO 结合分时电价来适当提高自身的充电价格,引导微电网将剩余电量售卖给共享储能。而在 08:00—19:00 时段内,SESO 依据供需关系和分时电价,在自身容量和功率允许的情况下,适当降低放电价格,吸引微电网 1 租赁其储能进行放电,达到自身盈利的同时降低微电网的购电成本。由图 8 可知,只有在 11:00—14:00 期间,当功率需求超过储能最大充放电功率时,微电网 1 才会选择从配电网购电来满足剩余功率缺额,其余时刻微电网 1 均通过租赁共享储能进行充放电来维持功率平衡。从而验证了共享储能定价机制对微电网运行策略的影响,使得储能收益和利用率在提高的同时减少了微电网的运行成本。

4.3.4 微电网用电成本分析

各场景下微电网用电成本和共享储能收益如

表 3 所示。

表 3 各场景下微电网用电成本及共享储能收益

Table 3 Microgrid electricity consumption costs and shared energy storage revenue across various scenarios

元

场景	微电网 1 成本	微电网 2 成本	微电网 3 成本	微电网总成本	储能收益
1	10 670.35	6 912.46	3 731.36	21 314.17	11 942.47
2	9 332.16	6 101.75	3 454.45	18 888.36	10 371.64
3	7 949.72	5 252.60	3 134.25	16 336.57	13 343.45

由表 3 可知,场景 2 相较于场景 1 实现了总成本的降低,因为场景 2 考虑了微电网间的功率互济,通过微电网间净负荷曲线的互补特性,有效减少了与共享储能和配电网的交互成本。然而,从 SESO 的角度来看,其收益在场景 2 中有所下降,原因在于功率互济减少了对储能充放电服务的需求,进而影响了 SESO 租赁的收益。

进一步对比场景 2 和场景 3 可知,场景 3 的微电网总成本更低,这归因于场景 3 中 SESO 采用了灵活的定价策略。特别是在电力需求高峰时段,SESO 在确保储能余量充足的情况下,通过降低放电价格,有效吸引了多微电网系统选择租赁储能,减少了在高电价时段的购电成本;相反,在电力需求低迷时段,SESO 则适当提高充电价格,不仅激励多微电网系统出售其多余电力,也利用低电价时期从电网购入电能。

5 结论

本文提出一种考虑微电网间功率互济和共享储能动态租赁定价的优化调度策略。通过算例分析得到以下结论:

- 1)考虑微电网间的功率互济,能够有效降低多微电网系统对配电网的依赖,减少购电成本。
- 2)多微电网系统租赁共享储能,通过向 SESO 缴纳服务费换取储能的充放电服务,可以显著降低微电网的运行成本,有利于储能高效应用,提升储能资源的利用率。
- 3)考虑供需关系和分时电价联动的定价策略,可有效改善多微电网系统的用电行为,降低多微电网系统成本,同时共享储能也通过动态调整充放电价格来吸引多微电网系统进行充放电,进而提高收益。

参考文献

- [1] 康重庆,杜尔顺,郭鸿业,等.新型电力系统的六要素分析[J].电网技术,2023,47(5):1741-1750.

KANG Chongqing, DU Ershun, GUO Hongye, et al. Primary exploration of six essential factors in new power system[J]. Power System Technology, 2023, 47(5): 1741-1750.

[2] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806-2819.

ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2819.

[3] 黄柯蒙, 刘继春. 计及需求响应和热电联产的多微电网联盟优化调度方法[J]. 智慧电力, 2021, 49(6): 107-115.

HUANG Kemeng, LIU Jichun. Optimal dispatch method of multi-microgrid alliance considering demand response & CHP[J]. Smart Power, 2021, 49(6): 107-115.

[4] 刘畅, 卓建坤, 赵东明, 等. 利用储能系统实现可再生能源微电网灵活安全运行的研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(1): 1-18.

LIU Chang, ZHUO Jiankun, ZHAO Dongming, et al. A review on the utilization of energy storage system for the flexible and safe operation of renewable energy microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(1): 1-18.

[5] 康重庆, 刘静琨, 张宁. 未来电力系统储能的新形态: 云储能[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(21): 2-8, 16.

KANG Chongqing, LIU Jingkun, ZHANG Ning. A new form of energy storage in future power system: cloud energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21): 2-8, 16.

[6] 邱伟强, 王茂春, 林振智, 等. “双碳”目标下面向新能源消纳场景的共享储能综合评价[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 244-255.

QIU Weiqiang, WANG Maochun, LIN Zhenzhi, et al. Comprehensive evaluation of shared energy storage towards new energy accommodation scenario under targets of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 244-255.

[7] 董凌, 年珩, 范越, 等. 能源互联网背景下共享储能的商业模式探索与实践[J]. 电力建设, 2020, 41(4): 38-44.

DONG Ling, NIAN Heng, FAN Yue, et al. Exploration and practice of business model of shared energy storage in energy Internet[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(4): 38-44.

[8] 陆秋瑜, 杨银国, 谢平平, 等. 风电场集群租赁共享储能两阶段优化运行策略[J]. 电网技术, 2024, 48(3): 1146-1165.

LU Qiuyu, YANG Yinguo, XIE Pingping, et al. Two-stage optimal operation strategy of wind farm cluster leasing shared energy storage [J]. Power System Technology, 2024, 48(3): 1146-1165.

[9] WANG C T, ZHANG X Y, XIA Y X, et al. A two-stage robust optimal configuration model of generation-side cloud energy storage system based on cooperative game[J]. IET Generation, Transmission and Distribution, 2023, 17(8): 1723-1733.

[10] 余心悦, 李高俊杰, 王馨, 等. 基于一致性算法的区域网络集中式共享储能共享机制[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(7): 231-237.

YU Xinyue, LI Gaojunjie, WANG Xin, et al. Centralized shared energy storage sharing mechanism for regional network based on consistency algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(7): 231-237.

[11] 李笑竹, 陈来军, 杜锡力, 等. 发电侧共享储能运营机制与交易模式研究综述[J]. 电气学报, 2023, 18(1): 188-200.

LI Xiaozhu, CHEN Laijun, DU Xili, et al. Research status and prospect of shared energy storage operation mechanism and trading mode on generation side[J]. Journal of Electrical Engineering, 2023, 18(1): 188-200.

[12] 闫东翔, 陈玥. 共享储能商业模式和定价机制研究综述[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(23): 178-191.

YAN Dongxiang, CHEN Yue. Review on business model and pricing mechanism for shared energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(23): 178-191.

[13] NAWAZ A, ZHOU M, WU J, et al. A comprehensive review on energy management, demand response, and coordination schemes utilization in multi-microgrids network[J]. Applied Energy, 2022, 323: 119596.

[14] 吴锦领, 楼平, 管敏渊, 等. 基于非对称纳什谈判的多微电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.

[15] MAJID A. A robust game-theoretic optimization model for battery energy storage in multi-microgrids by considering of renewable based DGs uncertainly[J]. Electric Power System Research, 2022, 204: 107591.

[16] CHEN C M, LI Y, QIU W Q, et al. Cooperative-gme-based day-ahead scheduling of local integrated energy systems with shared energy storage[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(4): 1994-2011.

[17] 马越, 蔺红. 多代理技术下基于主从博弈的多微网系统经济优化调度[J]. 太阳能学报, 2024, 45(1): 574-582.

MA Yue, LIN Hong. Economic optimization scheduling of multi-microgrid system based on master-slave game under multi-agent technology[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2024, 45(1): 574-582.

[18] 李咸善, 方子健, 李飞, 等. 含多微电网租赁共享储能的配电网博弈优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(18): 6611-6625.

LI Xianshan, FANG Zijian, LI Fei, et al. Game-based optimal dispatching strategy for distribution network with multiple microgrids leasing shared energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(18): 6611-6625.

[19] 耿琪, 胡炎, 何建宗, 等. 考虑功率互济的多微网集群运行优化与分析[J]. 电力建设, 2019, 40(12): 86-95.

GENG Qi, HU Yan, HE Jianzong, et al. Optimal clustering operation and analysis of multi-microgrid considering power sharing[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(12): 86-95.

[20] CUI Y, XU Y, WANG Y J, et al. Peer-to-peer energy trading with energy trading consistency in interconnected multi-energy microgrids: a multi-agent deep reinforcement learning approach[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2024, 156: 109753.

[21] 曲建峰, 汤波, 余光正, 等. 基于源荷匹配的多微网功率交互及共享储能规划[J]. 现代电力, 2025, 42(1): 117-128.

QU Jianfeng, TANG Bo, YU Guangzheng, et al. Multi-microgrids power interaction and shared energy storage planning based on generation-load matching[J]. Modern Electric Power, 2025, 42(1): 117-128.

(责任编辑 杨海波)

收稿日期: 2024-09-04; 修改日期: 2025-05-10

作者简介: 霍金泉(1999), 男, 山西长治人, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统优化与运行。E-mail: 2860810881@qq.com

蔺红(1969), 女, 通信作者, 山东莱芜人, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统稳定运行控制及新能源并网发电技术。E-mail: xjulh69@163.com