DOI:10.14188/j.1671-8844.2026.0081 文章编号:1671-8844(XXXX)XX-0001-11

考虑多主体利益博弈的含共享储能多微电网分布鲁棒优化调度

程杉[1],姚嘉美[1],马丙泰[1],刘炜炜[1],梅启程[1],蒋小辉[2,1]

(1. 三峡大学电气与新能源学院,湖北 宜昌 443002;2. 三峡大学科技学院,湖北 宜昌 443002)

摘要:针对多微电网系统中多主体利益冲突、能源交易违约风险、新能源出力不确定性等问题,提出了一种考虑多主体利益博弈的含共享储能多微电网分布鲁棒优化调度方法。首先,构建以共享储能系统为领导者、多微电网为跟随者的主从博弈模型,上层通过调整储能服务租赁价格实现利润最大化,下层各微电网响应价格并优化租赁方案与运行计划以最小化自身运行成本。其次,在下层多微电网交易中引入信用评估方法,设计价格结合信誉的分布式能源交易机制,有效激励供需双方自发守信交易。然后,针对新能源出力预测误差,构建了基于矩信息的模糊集的分布鲁棒优化调度模型,并结合切比雪夫不等式将其转化为混合整数二阶锥规划问题求解。最后,通过算例仿真验证了所提方法在降低系统运行成本、平抑净负荷波动、提升交易可靠性等方面的有效性。

关键词:共享储能;多微电网;主从博弈;分布鲁棒优化;信用评估

中图分类号:TM73 **文献标志码:**A

Robust optimization scheduling for multi-microgrids with shared energy storage considering multi-agent interest games

CHENG Shan[1], YAO Jiamei[1], MA Bingtai[1], LIU Weiwei[1], MEI Qicheng[1], JIANG Xiaohui[2,1]

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China;
2. College of Science and Technology of China Three Gorges University, Yichang 443002, China)

Abstract: To address issues such as multi-stakeholder conflicts, energy transaction default risks, and renewable energy output uncertainty in multi-microgrid systems, this study proposes a distributed robust optimization scheduling method for multi-microgrids incorporating shared energy storage, which accounts for multi-stakeholder interest dynamics. First, a master-slave game model is constructed with the shared energy storage system as the leader and multiple microgrids as followers. The upper layer maximizes profits by adjusting the leasing price of energy storage services, while the lower layer microgrids respond to the price and optimize their leasing plans and operational schedules to minimize their own operating costs. Second, a credit assessment method is introduced into the lower-layer multi-microgrid transactions, designing a distributed energy trading mechanism that combines price with credibility to effectively incentivize both supply and demand sides to engage in voluntary, trustworthy transactions. Third, addressing renewable energy output prediction errors, a

收稿日期:2026-02-22

作者简介:程杉(1981-),男,博士,教授,博士生导师,主要从事新能源并网、综合能源系统、智能电网能量管理与优化研究,E-mail: hpucquyzu@ctgu.edu.cn。

基金项目:直流输电技术全国重点实验室开放基金项目(编号:SKLHVDC-2023-KF-03)。

本文引用格式:程杉,姚嘉美,马丙泰,等.考虑多主体利益博弈的含共享储能多微电网分布鲁棒优化调度[J].武汉大学学报(工学版),XXXX,XX(XX):1-11.

Citation:CHENG Shan, YAO Jiamei, MA Bingtai, et al. Robust optimization scheduling for multi-microgrids with shared energy storage considering multi-agent interest games[J]. Engineering Journal of Wuhan University, XXXX, XX(XX):1-11.

distributed robust optimization dispatch model based on moment-information-based fuzzy sets is constructed. This is transformed into a mixed-integer second-order cone programming problem using Chebyshev′s inequality for solution. Finally, case study simulations validate the proposed method′s effectiveness in reducing system operating costs, smoothing net load fluctuations, and enhancing transaction reliability.

Key words: shared energy storage; multi-microgrids; stackelberg game; distributionally robust optimization; credit assessment

随着“双碳”目标的稳步推进与分布式能源的高比例接入,传统单体微电网(Microgrid, MG)正逐步向多微电网协同运行模式演进。通过MG间的能量互济与协同调度,多微电网系统能够有效提升整体运行的经济性与新能源消纳水平[1]。然而,可再生能源出力的不确定性对系统运行稳定构成了严峻挑战,配置储能是平抑功率波动、提升系统灵活性的关键手段[2]。因此,如何对包含储能的多微电网系统进行协同优化调度,已成为亟待解决的关键问题。

为解决分布式储能配置成本高、利用率低的难题,共享储能作为一种新的商业模式被提出[3],其通过资源聚合与租赁服务,可实现储能资源的优化配置与成本控制[4]。然而,将共享储能系统(Shared Energy Storage System, SESS)作为独立利益主体引入后,系统随之重构为包含共享储能与多个微电网在内的多利益主体架构,各主体目标各异,形成了复杂的利益博弈关系。主从博弈理论通过构建领导者-跟随者的决策机制,为协调各方利益、实现系统整体优化提供了有效的建模框架。文献[5]提出了用户侧共享储能的多计费方式博弈定价模型,利用Stackelberg博弈平衡了储能运营商的盈利诉求与微电网联盟的经济效益。文献[6]进一步构建了以配电网为领导者、微电网联盟与共享储能运营商为跟随者的一主多从博弈调度模型,提高了储能利用效率,实现了多主体利益均衡。然而,上述研究均未能考虑新能源出力的随机性与波动性,为系统的稳定运行带来了严峻挑战。针对这一问题,常采用随机优化和鲁棒优化,但传统的随机优化(Stochastic Optimization, SO)[7]高度依赖精确的概率分布,而鲁棒优化(Robust Optimization, RO)[8]的决策结果过于保守[9]。相比之下,分布鲁棒优化方法(Distributionally Robust Optimization,DRO)克服了二者的局限,通过构建描述不确定性的模糊集合,兼顾了系统运行的经济性和鲁棒性[10-11]。

此外,多微电网中各MG之间也存在直接的电能交易需求,以实现能量互济。文献[12-14]提出了多微网间能量共享的合作博弈框架,提升了多微电网运行效益及新能源消纳率。文献[15]进一步提出了考虑双向拍卖交易策略的多微电网优化调度模型,通过报价信息匹配交易对象,降低了系统综合成本。然而,现有研究多假设交易主体完全守信,忽略了实际运行中各MG作为独立利益主体,在自趋利性与新能源出力偏差的双重影响下,存在较高的交易违约风险。因此,亟需引入信用评估机制约束各MG之间的交易行为。

针对上述研究的不足,本文提出一种考虑能源交易的含共享储能多微电网分布鲁棒优化调度方法。主要贡献如下:

1)针对含共享储能的多微电网系统中各主体利益冲突问题,构建以SESS为领导者、各MG为跟随者的主从博弈优化调度框架。其中,共享储能制定合理的储能租赁价格引导各微电网优化运行计划,解决了SESS与MG的利益均衡问题,提升了系统经济性。

2)针对多微电网交易主体因趋利性引发的违约问题,设计了一种融合信用评估的能源交易机制。利用综合信誉值动态调整各微电网的交易优先级与出清结算成本,激励供需双方自发守信履约,增强市场的稳定性与可靠性。

3)针对风电、光伏出力的波动性,构建了分布鲁棒优化模型。利用随机参数的一/二阶矩信息构建模糊集,将微电网出力相关约束转换为分布鲁棒机会约束,采用仿射决策理论将模型转换为混合整数二阶锥规划问题求解,实现了系统调度策略在经济性与鲁棒性之间的有效平衡。

1 多微电网系统架构及优化调度协调机制

多MG系统及其交互行为如图1所示,当第i个MG内新能源实际出力偏离预测值时,将产生惩罚成本I_i^{PUN},导致其总运行成本C_i升高。为此,MG遵循如下运行策略:优先消纳本地新能源供应自身负荷;功率不足时,再从SESS购买服务或与其他MG

进行交易以填补缺口;电力有余时,则优先在微电网间进行交易,剩余部分可参与配电网调峰。

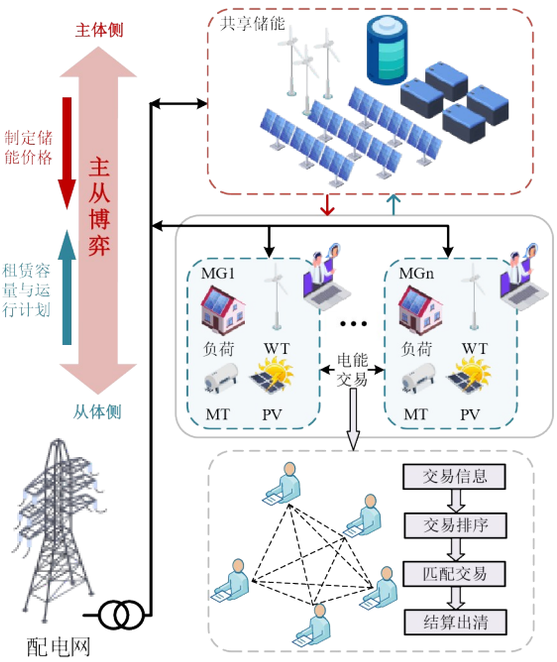


图1 多微电网系统架构及交互行为示意图

Fig. 1 Schematic diagram of multi-microgrid system architecture and interaction behavior

在该系统内,各MG、配电网、SESS属于不同利益主体。为协调多主体利益,本文建立了以SESS为领导者、各MG为跟随者的一主多从博弈调度框架。SESS以运营效益最大为目标,结合多微电网总需求,通过动态定价引导MG优化租赁服务、制定与配电网和其他微电网的交易计划,并利用空闲容量为配电网提供辅助服务套利。各MG响应价格并制定购售电计划,并在MG间交易中引入履约率与发用电曲线匹配度的信用评估机制,依据价格、信誉综合排序匹配交易。针对微电网间未能交易的剩余功率,由SESS和配电网承担。

该机制通过价格与需求的动态博弈实现均衡:若SESS定价过高,MG将减少租赁服务量;若MG租赁需求不足,SESS可降低价格以激励租赁。经多次迭代,系统最终收敛域均衡状态,此时SESS的租赁定价与各MG的调度策略均达到最优,形成整体协调的调度方案。

2 含共享储能的多微电网系统优化调度数学模型

2.1 主体共享储能优化模型

如前所述,SESS的目标是最大化效益U:

$$\max U = I^{\mathrm{DN}} + \sum_{i}^{N} I_i^{\mathrm{SESS}} - C^{\mathrm{SESS}} \tag{1}$$

式中:I^{DN}、I_i^{SESS}和C^{SESS}分别为SESS向配电网购售电获利、向微电网i服务收益和自身运维成本。它们的表达式分别如式(2)、(3)和(4)所示。

$$I^{\mathrm{DN}} = \sum_{t=1}^{T}\left(\rho_t^{\mathrm{B,DN}} P_t^{\mathrm{D,DN}} - \rho_t^{\mathrm{S,DN}} P_t^{\mathrm{C,DN}}\right) \tag{2}$$

$$I_i^{\mathrm{SESS}} = \alpha\mu^{\mathrm{SESS}} S_{\mathrm{MG}}^{\mathrm{SESS}} + \beta Q_{\mathrm{MG}}^{\mathrm{SESS}} + \gamma \sum_{t=1}^{T}\left(P_{i,t}^{\mathrm{C,MG}} + P_{i,t}^{\mathrm{D,MG}}\right) \tag{3}$$

$$C^{\mathrm{SESS}} = \omega \sum_{t=1}^{T}\left(P_t^{\mathrm{C,SESS}} + P_t^{\mathrm{D,SESS}}\right) \tag{4}$$

式中:下标t表示t时段;$\rho_t^{\mathrm{B,DN}}/\rho_t^{\mathrm{S,DN}}$为配电网购/售电价;$P_t^{\mathrm{C,DN}}/P_t^{\mathrm{D,DN}}$为SESS向配电网购/售电功率;$\alpha$、$\beta$、$\gamma$分别为SESS单位能量容量租赁成本、单位功率容量租赁成本及单位功率充放电成本;μ^{SESS}、ω为SESS的容量边际系数、单位运维成本;$S_{\mathrm{MG}}^{\mathrm{SESS}}/Q_{\mathrm{MG}}^{\mathrm{SESS}}$为微电网对SESS的能量/功率容量需求;$P_{i,t}^{\mathrm{C,MG}}/P_{i,t}^{\mathrm{D,MG}}$为SESS向微电网$i$的购/售电功率;$P_t^{\mathrm{C,SESS}}/P_t^{\mathrm{D,SESS}}$SESS的充/放电功率。

SESS购、售电及充、放电功率应满足功率约束,且不能同时进行购售电及充放电行为:

$$\begin{cases} \delta_t^{\mathrm{CA}} P_{t,\min}^{\mathrm{C,DN}} \leqslant P_t^{\mathrm{C,DN}} \leqslant \delta_t^{\mathrm{CA}} P_{t,\max}^{\mathrm{C,DN}} \\ \delta_t^{\mathrm{DA}} P_{t,\min}^{\mathrm{D,DN}} \leqslant P_t^{\mathrm{D,DN}} \leqslant \delta_t^{\mathrm{DA}} P_{t,\max}^{\mathrm{D,DN}} \\ \delta_t^{\mathrm{CA}} + \delta_t^{\mathrm{DA}} \leqslant 1 \end{cases} \tag{5}$$

$$\begin{cases} \delta_t^{\mathrm{CM}} P_{t,\min}^{\mathrm{C,MG}} \leqslant P_t^{\mathrm{C,MG}} \leqslant \delta_t^{\mathrm{CM}} P_{t,\max}^{\mathrm{C,MG}} \\ \delta_t^{\mathrm{DM}} P_{t,\min}^{\mathrm{D,MG}} \leqslant P_t^{\mathrm{D,MG}} \leqslant \delta_t^{\mathrm{DM}} P_{t,\max}^{\mathrm{D,MG}} \\ \delta_t^{\mathrm{CM}} + \delta_t^{\mathrm{DM}} \leqslant 1 \end{cases} \tag{6}$$

式中:δ_t^{CA}、δ_t^{DA}分别表示SESS与配电网的交互状态;$P_{t,\max}^{\mathrm{C,DN}}/P_{t,\min}^{\mathrm{C,DN}}$、$P_{t,\max}^{\mathrm{D,DN}}/P_{t,\min}^{\mathrm{D,DN}}$为$P_t^{\mathrm{C,DN}}$、$P_t^{\mathrm{D,DN}}$的最大/小值。$\delta_t^{\mathrm{CM}}$、$\delta_t^{\mathrm{DM}}$分别表示共享储能向微电网的充、放电状态位;$P_{t,\max}^{\mathrm{C,MG}}/P_{t,\min}^{\mathrm{C,MG}}$、$P_{t,\max}^{\mathrm{D,MG}}/P_{t,\min}^{\mathrm{D,MG}}$为$P_{i,t}^{\mathrm{C,MG}}$、$P_{i,t}^{\mathrm{D,MG}}$的最大/小值。

同时,SESS容量及荷电状态需满足以下约束:

$$E_t^{\mathrm{SESS}} = E_{t-1}^{\mathrm{SESS}} + \left(\eta_{\mathrm{in}} P_t^{\mathrm{C,SESS}} - P_t^{\mathrm{D,SESS}}/\eta_{\mathrm{out}}\right)\Delta t \tag{7}$$

$$\sum_{t=1}^{T}\left(\eta_{\mathrm{in}} P_t^{\mathrm{C,MG}} - P_t^{\mathrm{D,MG}}/\eta_{\mathrm{out}}\right) = 0 \tag{8}$$

$$SOC^{\min} \leqslant SOC \leqslant SOC^{\max} \tag{9}$$

$$SOC^{0} = SOC^{\mathrm{T}} \tag{10}$$

式中:E_t^{SESS}表示t时刻的储能容量;η_{in}、η_{out}为共享储能的充、放电效率;$SOC^{\max}$、$SOC^{\min}$为共享储能的荷电状态上下限;SOC^{0}、SOC^{T}为共享储能的初末荷电状态,且初时与末时荷电状态相同。

此外,还需满足功率平衡约束:

$$\begin{cases} P_t^{\mathrm{D,SESS}} = P_t^{\mathrm{D,MG}} + P_t^{\mathrm{D,DN}} \\ P_t^{\mathrm{C,SESS}} = P_t^{\mathrm{C,MG}} + P_t^{\mathrm{C,DN}} \end{cases} \tag{11}$$

2.2 从体微电网优化模型

考虑分布式能源交易中低准入门槛、电源出力与用电需求双重不确定性导致的违约风险问题,结合其合约前置于执行的市场特性,需要引入一个对合同履约率与发用电曲线偏差双维度的信用评估机制,抑制因预测偏差或机会主义行为引发的违约风险,进而通过动态信誉反馈优化交易主体的风险管控策略,提升市场参与稳定性。

因此信誉值x可定义为式(12),其中ν_1、ν_2为权重系数,需满足$\nu_1+\nu_2=0$;$D(D=1,2,3,\ldots n)$为微电网所参与交易的全部周期数,P_d^{pra}、P_d^{exp}为微电网在第$d(d\in D)$个周期的实际发用电量和合约发用电量;P^{pra}、P^{exp}为实际和合约总发用电量。

$$x=\frac{\nu_1}{D}\sum_{d=1}^{D}\min\left\{\frac{P_d^{\mathrm{pra}}}{P_d^{\mathrm{exp}}},1\right\}+\nu_2\max\left\{0,1-\frac{\left|P^{\mathrm{pra}}-P^{\mathrm{exp}}\right|}{P^{\mathrm{exp}}}\right\} \tag{12}$$

微电网以调度周期内成本最小为目标:

$$\min C_i = I_i^{\mathrm{OP}} + I_i^{\mathrm{ALT}} + I_i^{\mathrm{PUN}} + I_i^{\mathrm{SESS}} \tag{13}$$

$$I_i^{\mathrm{OP}}=\sum_{t=1}^{T}\left(C^{\mathrm{PV}}P_{i,t}^{\mathrm{PV}}+C^{\mathrm{WT}}P_{i,t}^{\mathrm{WT}}+W_{i,t}^{\mathrm{MT}}\right) \tag{14}$$

$$I_i^{\mathrm{ALT}}=\frac{1}{2}\kappa\sum_{t=1}^{T}\sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{N}P_{ij,t}^{\mathrm{E}}+\sum_{t=1}^{T}\sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{N}C_{ij}^{\mathrm{E}}P_{ij,t}^{\mathrm{E}}+\sum_{t=1}^{T}\rho_t^{\mathrm{S,DN}}P_{i,t}^{\mathrm{E,b}}-\sum_{t=1}^{T}\rho_t^{\mathrm{B,DN}}P_{i,t}^{\mathrm{E,s}} \tag{15}$$

$$W_{i,t}^{\mathrm{MT}}=\sum_{t=1}^{T}\left(C^{\mathrm{MT}}P_{i,t}^{\mathrm{MT}}+\frac{\pi}{L}\frac{P_{i,t}^{\mathrm{MT}}}{\eta_{\mathrm{MT}}}\right) \tag{16}$$

式中:I_i^{OP}为微电网i的运行维护成本;I_i^{ALT}为微电网i与其他微网和配电网交易的成本;I_i^{PUN}为微电网i的上网偏差惩罚成本;$W_{i,t}^{\mathrm{MT}}$为微电网i在t时段MT的发电成本;C^{PV}、C^{WT}、C^{MT}分别为PV、WT、MT的运维成本系数;$P_{i,t}^{\mathrm{PV}}$、$P_{i,t}^{\mathrm{WT}}$、$P_{i,t}^{\mathrm{MT}}$分别为微电网i的PV、WT、MT在t时段出力;κ为电能传输成本系数;令C_{ij}^{E}为微电网i在t时刻向微电网j支付的电能交易价格;令$P_{ij,t}^{\mathrm{E}}$为微电网i与微电网j在t时刻的电能传输功率;$P_{i,t}^{\mathrm{E,b}}$、$P_{i,t}^{\mathrm{E,s}}$分别为t时刻微电网i向配电网购、售电功率。π为天然气价格;L是低热值;η_{MT}为发电总效率。

其中,根据引入的信誉值微电网之间交易价格即为式(17)、(18)的出清价格,若缺电微电网信誉值更高,则可以更低的价格买入电量,反之若余电微电网信誉值更高,则可以更高的价格卖出,K_i、K_j分别为微电网i、j的初始报价。

$$C_{\mathrm{buyer}}=K_j+\frac{\min\left\{x_i,x_j\right\}}{x_i+x_j}\left(K_i-K_j\right) \tag{17}$$

$$C_{\mathrm{seller}}=K_j+\frac{\max\left\{x_i,x_j\right\}}{x_i+x_j}\left(K_i-K_j\right) \tag{18}$$

(1)MT出力约束

$$P_{i,t}^{\mathrm{MT,min}}\leqslant P_{i,t}^{\mathrm{MT}}\leqslant P_{i,t}^{\mathrm{MT,max}} \tag{19}$$

式中:$P_{i,t}^{\mathrm{MT,max}}$、$P_{i,t}^{\mathrm{MT,min}}$分别表示微电网$i$在$t$时段MT的最大、小功率输出。

(2)功率波动约束

$$-\psi P_i^{\mathrm{PT,max}}\leqslant P_{i,t}^{\mathrm{E,N}}-P_{i,t-1}^{\mathrm{E,N}}\leqslant\psi P_i^{\mathrm{PT,max}} \tag{20}$$

式中:ψ为功率波动百分比;$P_{i,t}^{\mathrm{E,N}}$为微电网i在t时刻的净上网功率,可表达为$P_{i,t}^{\mathrm{E,N}}=P_{i,t}^{\mathrm{E,s}}-P_{i,t}^{\mathrm{E,b}}$,$P_i^{\mathrm{PT,max}}$为微电网$i$最大新能源装机容量。

(3)微电网上网功率约束

$$P_{i,t}^{\mathrm{MG}}+P_{i,t}^{\mathrm{EAL}}+P_{i,t}^{\mathrm{pra}}=P_{i,t}^{\mathrm{E,N}} \tag{21}$$

式中:$P_{i,t}^{\mathrm{EAL,S}}$为微电网i向其他微网售卖的总电量;$P_{i,t}^{\mathrm{EAL,b}}$为微电网i从其他微网购买的总电量;令$P_{i,t}^{\mathrm{EAL}}=P_{i,t}^{\mathrm{EAL,b}}-P_{i,t}^{\mathrm{EAL,S}}$为微电网i与其他微网交易的净电功率;令$P_{i,t}^{\mathrm{MG}}=P_{i,t}^{\mathrm{D,MG}}-P_{i,t}^{\mathrm{C,MG}}$为微电网i与SESS的净交互功率;$P_{i,t}^{\mathrm{pra}}$为微电网$i$自身实际出力。

(4)惩罚成本约束

$$\left[\left(P_{i,t}^{\mathrm{pra}}+P_{i,t}^{\mathrm{MG}}+P_{i,t}^{\mathrm{EAL}}\right)-\left(P_t^{\mathrm{for}}+P_t^{\mathrm{max}}\right)\right]I_{i,\max}^{\mathrm{PUN}}\leqslant I_i^{\mathrm{PUN}} \tag{22}$$

$$\left[\left(P_t^{\mathrm{for}}-P_t^{\mathrm{min}}\right)-\left(P_{i,t}^{\mathrm{pra}}+P_{i,t}^{\mathrm{MG}}+P_{i,t}^{\mathrm{EAL}}\right)\right]I_{i,\min}^{\mathrm{PUN}}\leqslant I_i^{\mathrm{PUN}} \tag{23}$$

式中:$I_{i,\max}^{\mathrm{PUN}}$、$I_{i,\min}^{\mathrm{PUN}}$分别为风光出力偏离误差范围上下界的惩罚成本;$P_t^{\mathrm{for}}$为微电网预测出力;$P_t^{\mathrm{max}}$、$P_t^{\mathrm{min}}$为上调与下调裕度。

(5)MG交易约束

各微电网间的电能交易量应在传输功率上下限内。

$$P_{ij,t}^{\mathrm{E,min}}\leqslant P_{ij,t}^{\mathrm{E}}\leqslant P_{ij,t}^{\mathrm{E,max}} \tag{24}$$

$$P_{ij,t}^{\mathrm{E}}+P_{ji,t}^{\mathrm{E}}=0 \tag{25}$$

式中:$P_{ij,t}^{\mathrm{E,max}}$、$P_{ij,t}^{\mathrm{E,min}}$分别为各微电网间交易电功率的最大、小值。

微电网购售电功率须小于微电网与配电网间允许的最大交互功率,且不能同时进行购售电操作。

$$\max\left(P_{i,t}^{\mathrm{E,b}},P_{i,t}^{\mathrm{E,s}}\right)\leqslant P_{\mathrm{DM}}^{\mathrm{max}} \tag{26}$$

$$P_{i,t}^{\mathrm{E,b}}P_{i,t}^{\mathrm{E,s}}=0 \tag{27}$$

3 分布鲁棒优化模型及其求解

3.1 构建模糊集

模糊集构造是分布鲁棒优化建模的核心步骤,需要满足双尺度平衡准则,即在充分包含潜在真实数据分布特征的同时,约束集合紧致程度以降低保守性。根据模糊集的构建方法差异,现有的分布鲁棒优化可分为两个大类:一是基于概率密度,二是基于矩信息,其利用随机参数的一/二阶矩信息近似不确定性空间,充分刻画不确定变量的特征,本文采用更易于计算的后者。

ξ_{it}为微电网的风光预测总误差随机变量,模糊集可定义为:

$$\Lambda=\left\{P_r\in M(R)\left|\begin{array}{l}E_p(\xi)=\lambda\\E_p\left[(\xi-\lambda)(\xi-\lambda)^{\mathrm{T}}\right]=\sigma^2\end{array}\right.\right\} \tag{28}$$

式中:$M(R)$为预测概率误差分布的集合,λ和σ^2为风光历史出力数据的期望和方差。

3.2 微电网分布鲁棒优化模型转化

受风光出力不确定特性的影响,实际发电功率将不可避免地偏离预测基准曲线。为实现功率偏差的动态补偿,需根据实时不确定性信息对储能系统的调节策略实施再调度,但考虑预测偏差的随机变量后出现的非线性随机约束问题,本文可采用仿射决策规则对原始约束进行转换[16],将式(21)重构为如下线性约束形式。

$$\left(P_{i,t}^{\mathrm{MG}}-\phi_t^{\mathrm{MG}}\xi_{it}\right)+\left(P_{i,t}^{\mathrm{EAL}}-\phi_t^{\mathrm{EAL}}\xi_{it}\right)+P_t^{\mathrm{for}}+\xi_{it}=P_{i,t}^{\mathrm{E,N}}+\phi_t^{\mathrm{E,N}}\xi_{it} \tag{29}$$

式中:ϕ_t^{MG}、ϕ_t^{EAL}、$\phi_t^{\mathrm{E,N}}$分别是为缓解风光出力预测偏差不确定性的共享储能充放电功率、与其他微电网交互功率和上网功率的调节因子,调节因子范围均在0~1之间。

调节因子需满足式(30)的约束:

$$\phi_t^{\mathrm{MG}}+\phi_t^{\mathrm{EAL}}+\phi_t^{\mathrm{E,N}}=1 \tag{30}$$

风光联合出力的随机性作用于下层模型时,需将确定性运行约束解析重构为机会约束[17]。其中,P_r表示风电场出力预测误差的概率分布;τ表示风险系数。

(1)惩罚成本约束调整

$$P_r\Big[\left(P_{i,t}^{\mathrm{MG}}-\phi_t^{\mathrm{MG}}\xi_{it}\right)I_{i,\max}^{\mathrm{PUN}}+\left(P_{i,t}^{\mathrm{EAL}}-\phi_t^{\mathrm{EAL}}\xi_{it}\right)I_{i,\max}^{\mathrm{PUN}}-P_t^{\max}I_{i,\max}^{\mathrm{PUN}}+I_{i,\max}^{\mathrm{PUN}}\xi_{it}-I_i^{\mathrm{PUN}}\leqslant 0\Big]\geqslant 1-\tau \tag{31}$$

$$P_r\Big[-\left(P_{i,t}^{\mathrm{MG}}+\phi_t^{\mathrm{MG}}\xi_{it}\right)I_{i,\min}^{\mathrm{PUN}}-\left(P_{i,t}^{\mathrm{EAL}}+\phi_t^{\mathrm{EAL}}\xi_{it}\right)I_{i,\min}^{\mathrm{PUN}}-I_{i,\min}^{\mathrm{PUN}}\xi_{it}-P_t^{\min}I_{i,\min}^{\mathrm{PUN}}-I_i^{\mathrm{PUN}}\leqslant 0\Big]\geqslant 1-\tau \tag{32}$$

(2)上网功率波动约束调整

通过两个单边机会约束近似为一个双边机会约束,进而转换为公式(33)(34)。

$$P_r\left(P_{i,t}^{\mathrm{E,N}}+\phi_t^{\mathrm{E,N}}\xi_{it}-P_{i,t-1}^{\mathrm{E,N}}-\phi_{t-1}^{\mathrm{E,N}}\xi_{i(t-1)}-\psi P_t^{\mathrm{PT,max}}\leqslant 0\right)\geqslant 1-\tau \tag{33}$$

$$P_r\left(-P_{i,t}^{\mathrm{E,N}}-\phi_t^{\mathrm{E,N}}\xi_{it}+P_{i,t-1}^{\mathrm{E,N}}+\phi_{t-1}^{\mathrm{E,N}}\xi_{i(t-1)}-\psi P_t^{\mathrm{PT,max}}\leqslant 0\right)\geqslant 1-\tau \tag{34}$$

分布鲁棒优化方法可防御“最恶劣分布”的极端情况,同时避免传统鲁棒优化因过度保守带来的设备冗余,通过构建面向最恶劣情景的鲁棒决策框架,得到最优解。因此,引入分布鲁棒机会约束机制将原机会约束重新表示,进而转化为具有确定性数学结构的凸二阶锥约束。

$$\inf_{P_r\in\Lambda}P_r\Big[\left(P_{i,t}^{\mathrm{MG}}-\phi_t^{\mathrm{MG}}\xi_{it}\right)I_{i,\max}^{\mathrm{PUN}}+\left(P_{i,t}^{\mathrm{EAL}}-\phi_t^{\mathrm{EAL}}\xi_{it}\right)I_{i,\max}^{\mathrm{PUN}}-P_t^{\max}I_{i,\max}^{\mathrm{PUN}}+I_{i,\max}^{\mathrm{PUN}}\xi_{it}-I_i^{\mathrm{PUN}}\leqslant 0\Big]\geqslant 1-\tau \tag{35}$$

$$\inf_{P_r\in\Lambda}P_r\Big[-\left(P_{i,t}^{\mathrm{MG}}+\phi_t^{\mathrm{MG}}\xi_{it}\right)I_{i,\min}^{\mathrm{PUN}}-\left(P_{i,t}^{\mathrm{EAL}}+\phi_t^{\mathrm{EAL}}\xi_{it}\right)I_{i,\min}^{\mathrm{PUN}}-I_{i,\min}^{\mathrm{PUN}}\xi_{it}-P_t^{\min}I_{i,\min}^{\mathrm{PUN}}-I_i^{\mathrm{PUN}}\leqslant 0\Big]\geqslant 1-\tau \tag{36}$$

$$\inf_{P_r\in\Lambda}P_r\left(P_{i,t}^{\mathrm{E,N}}+\phi_t^{\mathrm{E,N}}\xi_{it}-P_{i,t-1}^{\mathrm{E,N}}-\phi_{t-1}^{\mathrm{E,N}}\xi_{i(t-1)}-\psi P_t^{\mathrm{PT,max}}\leqslant 0\right)\geqslant 1-\tau \tag{37}$$

$$\inf_{P_r\in\Lambda}P_r\left(-P_{i,t}^{\mathrm{E,N}}-\phi_t^{\mathrm{E,N}}\xi_{it}+P_{i,t-1}^{\mathrm{E,N}}+\phi_{t-1}^{\mathrm{E,N}}\xi_{i(t-1)}-\psi P_t^{\mathrm{PT,max}}\leqslant 0\right)\geqslant 1-\tau \tag{38}$$

$$\left\|\begin{array}{l}z_1\\z_1\phi_t^{\mathrm{MG}}\\z_1\phi_t^{\mathrm{EAL}}\end{array}\right\|_2\leqslant\left(-P_{i,t}^{\mathrm{MG}}-P_{i,t}^{\mathrm{EAL}}+P_t^{\max}\right)I_{i,\max}^{\mathrm{PUN}}+I_i^{\mathrm{PUN}} \tag{39}$$

$$\left\|\begin{array}{l}z_2\\z_2\phi_t^{\mathrm{MG}}\\z_2\phi_t^{\mathrm{EAL}}\end{array}\right\|_2\leqslant\left(P_{i,t}^{\mathrm{MG}}+P_{i,t}^{\mathrm{EAL}}+P_t^{\min}\right)I_{i,\min}^{\mathrm{PUN}}+I_i^{\mathrm{PUN}} \tag{40}$$

$$\left\|\begin{array}{l}y_1\phi_t^{\mathrm{E,N}}\\y_2\phi_{t-1}^{\mathrm{E,N}}\end{array}\right\|_2\leqslant-P_{i,t}^{\mathrm{E,N}}+P_{i,t-1}^{\mathrm{E,N}}+\psi P_t^{\mathrm{PT,max}} \tag{41}$$

$$\left\|\begin{array}{l}y_1\phi_t^{\mathrm{E,N}}\\y_2\phi_{t-1}^{\mathrm{E,N}}\end{array}\right\|_2\leqslant P_{i,t}^{\mathrm{E,N}}-P_{i,t-1}^{\mathrm{E,N}}+\psi P_t^{\mathrm{PT,max}} \tag{42}$$

$$z_1=I_{i,\max}^{\mathrm{PUN}}\sqrt{\frac{1-\tau}{\tau}\sigma_{it}^2}\quad z_2=I_{i,\min}^{\mathrm{PUN}}\sqrt{\frac{1-\tau}{\tau}\sigma_{it}^2}\qquad y_1=\sqrt{\frac{1-\tau}{\tau}\sigma_{it}^2}\quad y_2=\sqrt{\frac{1-\tau}{\tau}\sigma_{i(t-1)}^2} \tag{43}$$

3.3 模型求解

经过前述转换后,主从博弈模型策略集如式(44)所示。双方通过博弈直至任何一方通过改变策略无法为自身争取到更大利润,则认为达到均衡。式中,$Q_{\mathrm{MG,S}}^{\mathrm{SESS}}$、$Q_{\mathrm{MG,Q}}^{\mathrm{SESS}}$分别为微电网租赁的能量和功率容量。

$$\begin{cases}\{\alpha,\beta\}\\ \{P^{\mathrm{C,MG}},P^{\mathrm{D,MG}},Q_{\mathrm{MG,S}}^{\mathrm{SESS}},Q_{\mathrm{MG,Q}}^{\mathrm{SESS}}\}\end{cases} \tag{44}$$

下层模型部分约束经转化后如式(31)~(34)所示。模型整体求解流程如图2所示,具体步骤如下:

(1)输入各项基本参数,初始迭代次数$r=1$设置粒子数量、最大迭代次数R,并利用粒子群优化算法初始化包含储能租赁信息的粒子。

(2)调用多微电网租赁共享储能的博弈优化调度模型,求解上层共享储能优化模型,根据微电网上报的需求,以收益最大为目标提供服务策略。

(3)求解下层微电网优化模型,首先微电网分为缺/余电两类分别上报期望购/售电价格及需求量,按照对应的公式生成排序价格,若刚好匹配完成双方按照式(17)(18)结束交易,若仍有微电网交易期望未满足可在交易时段内重新提交需求和报价。双向交易结束后若还有需求,则提交至共享储能。

(4)下层各微电网基于主体共享储能的价格设置,求解每个微电网的最优储能策略。

(5)判断迭代次数是否达到最大迭代次数,若未达到,则更新粒子位置并返回步骤(2),否则输出各主体最优调度策略。

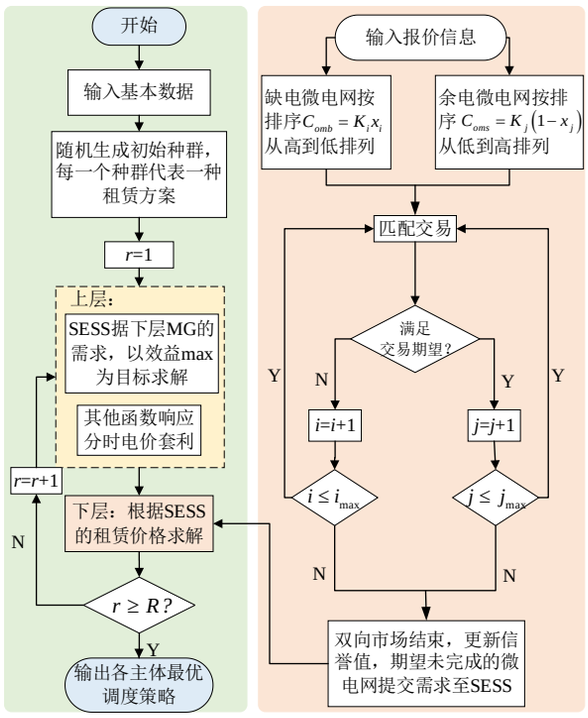


图2 模型求解流程图

Fig. 2 Model solving flowchart

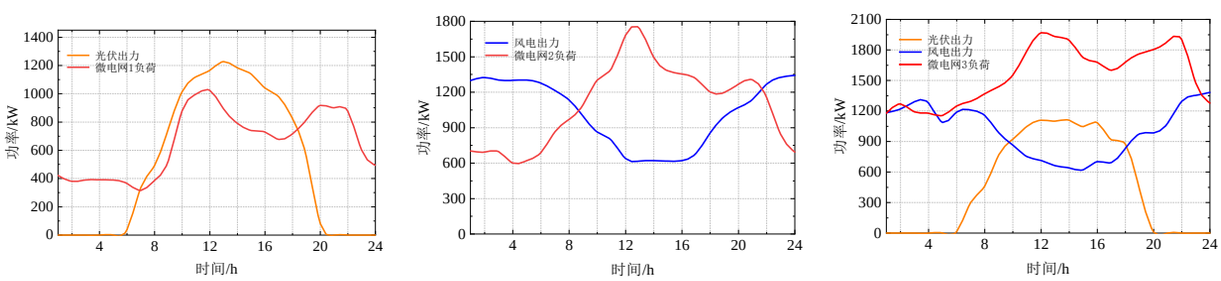
4 算例仿真

4.1 算例描述

本文采用MATLAB2020a进行仿真验证,调度周期为24个时段,调度时间间隔1h,部分参数参考文献[18]。各微电网与配网的联络线最大传输功率分别为800kW,800kW,1200kW,微电网运行维护成本系数如表1所示。考虑到合同履约率与用户收益具有强相关性,故设定ν_1为主导权重;但若ν_2取值过低,则信用评级将对实时功率偏差不敏感,故信誉值的权重系数设置为:$\nu_1=0.6$,$\nu_2=0.4$[19]。共享储能配置的集中式储能容量$E_{\mathrm{pa}}^{\mathrm{SESS}}$为8000kW·h,功率容量$P_{\mathrm{pa}}^{\mathrm{SESS}}$为1200kW,$\eta_{\mathrm{in}}=\eta_{\mathrm{out}}=95\%$,$\omega=0.15$元/(kw·h),典型日下各微电网新能源出力和负荷曲线如图3所示。

4.2 算例结果对比分析

为充分验证共享储能、分布鲁棒优化方法等因素对各主体效益的影响,本节设置4组算例进行对比分析,如表3所示。



(a)MG1出力曲线 (b)MG2出力曲线 (c)MG3出力曲线

图3 各微网的新能源和负荷曲线

Fig. 3 New energy and load curves for each microgrid

表1 各分布式电源运维成本系数

Table 1 Operation and maintenance cost coefficient of distributed power

运行维护成本系数	C^{PV}	C^{WT}	C^{BT}	C^{MT}
	0.1095	0.1368	0.016	0.088

表2 分时购售电价

Table 2 Time of use electricity price

类型	时段	购电电价/元	售电电价/元
低谷电价	22:00—7:00	0.31	0.39
一般电价	7:00—10:00,14:00—19:00	0.48	0.72
高峰电价	10:00—14:00,19:00—22:00	0.79	1.07

表3 算例方案设置

Table 3 Scenario Settings for example

方法	自建储能	共享储能	不确定性	信用评估机制
方法1	√	×	×	×
方法2	√	√	×	×
方法3	√	√	√	×
方法4(本文策略)	√	√	√	√

4.2.1 储能系统优化策略及分析

相较于方法1,方法2在其基础上加入了共享储能的投建和租赁。图4所示为三个微电网利用共享储能平抑净负荷曲线波动的结果对比,以MG2为例,由图3可知MG2主要依赖风电出力,其在夜间00:00~08:00和傍晚22:00~24:00风电出力超出负荷需求,在08:00~20:00时段负荷较大风电出力无法满足其需求。

在加入SESS参与调度后,MG2在08:00~20:00通过租赁SESS支撑了部分负荷,在夜间风电出力较大时向SESS放电以降低净负荷峰谷差,由此可知,微电网通过租赁共享储能有效地减小了净负荷波动,有助于促进可再生能源的就地消纳。

此外,表4对比了加入SESS前后两种方法下各微电网的成本,方法2由于引入了共享储能参与博弈优化,微电网总调度成本降低了251.65元,归因于微电网可以选择租赁储能服务,以减少对上级电网的依赖和自建储能较高的投建成本,而共享储能通过降价的方式激励各微电网增加租赁服务,减少了自身空闲容量以提升自身利润。

表4 优化前后共享储能与微电网成本对比

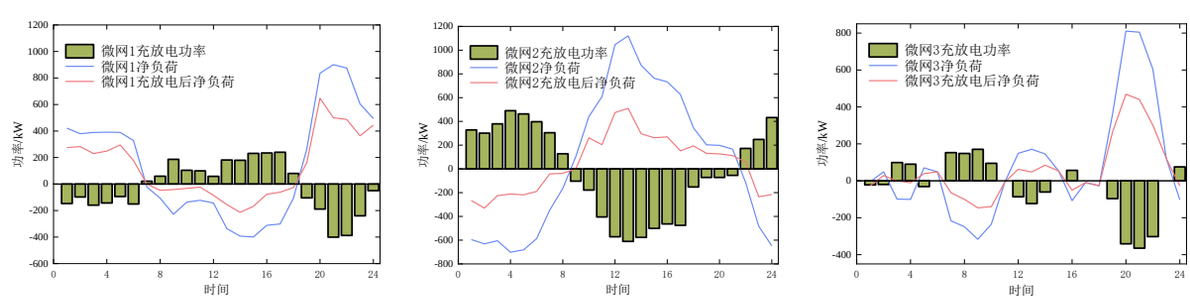
Table 4 Comparison of SESS and MG costs before and after optimization

方法	MG1成本/元	MG2成本/元	MG3成本/元	SESS成本/元
方法1	2063.42	2978.21	2449.11	0
方法2	1958.64	2884.36	2396.09	1479.65

4.2.2 不确定性影响分析

对比方法2与方法3的运行结果如表5所示,方法3在方法2的基础上考虑了风光出力的不确定性,方法2中确定性模式下调度成本更低,因为其仅仅依靠对风光出力的预测进行日前调度,并未考虑实时阶段的出力不确定风险,日内调度中将有可能面临高额的惩罚成本,可以从弃风弃光量的对比加以佐证。在出力不确定因素作用下,方法3的上网偏差总量增加了36.4%,故需要购买更多的共享储能服务以平衡出力,进而导致方法3中共享储能服务总需求量提升,在调度成本方面虽有所增加,但通过构建考虑不确定性概率分布特征的分布鲁棒优化框架,能够有效抑制日内阶段的极端风险情景。

置信水平的提高会导致风险系数的降低,使模型对分布偏差更敏感,进而使保守度增强。为了验证置信度对系统运行结果的影响,改变风险系数以获得系统运行成本,由图5可知,随着风险系数的增加,系统运行成本降低,调度成本介于SO和RO之



(a)MG1净负荷对比 (b)MG2净负荷对比 (c)MG3净负荷对比

图4 各微网净负荷对比图

Fig. 4 Comparison of net load of each MG

表5 不确定性影响下各参数对比

Table 5 Comparison of parameters under the influence of uncertainty

方法	调度成本/元	储能服务需求量/kw•h	上网偏差量/kw•h	弃风弃光量/kw•h
方法2	7239.09	3283.24	1837.26	2594.40
方法3	8025.86	5926.41	2892.93	451.22

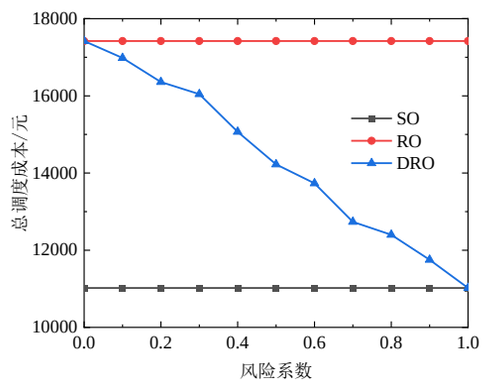


图5 不同优化算法下风险系数影响对比

Fig. 5 Comparison of the impact of risk coefficients under different optimization algorithms

间。当风险系数为0时,DRO运行成本等同于RO运行成本,此时机会约束被满足的概率极小,所提模型等价于RO模型。而当风险系数不断增大时,保守性不断降低,DRO运行成本也随之降低,且趋近于SO运行成本,由于模糊不确定集仅包含经验分布,所提模型趋近于SO模型。综上所述,所提模型能够通过改变风险系数有效平衡系统运行的鲁棒性和经济性。

4.2.3 信誉评估机制分析

在本文所提出的交易机制中,系统收到买卖双方提交的报价报量后计算双方的排序价格,并对排序价格按照买方从高到低、卖方从低到高排序,排序完成后,系统将根据匹配出清规则计算出清价格。当买方的信誉值高于卖方,在出清价格结算时相比于传统双向拍卖出清机制会降低买方收购价格。相应的当卖方的信誉值高于买方,在出清价格结算时卖方的出售价格也相应增加。

以微电网1~2交易电价为例,由图6可知,相比于方法3仅考虑价格因素的传统双向拍卖机制,本文所设的方法4下的交易价格对比传统方法明显存在不同程度的降低。信用评估机制使信誉良好的买方能够获得更低的出清价格,而信誉良好的卖方则能获得更高的结算收益,这种机制使得交易价格不再仅仅取决于单一报价,而是向守信主体倾斜。由图6曲线动态可见,方法4的出清价格更加平滑且始终介于购售电价之间,有效缩减了微电网向电网购电的额外成本,从而验证了所提机制在激励守信交易方面的有效性。

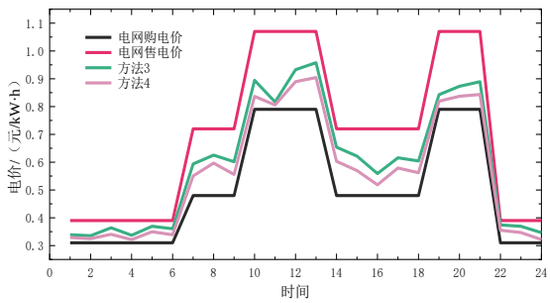


图6 不同方案下交易电价

Fig. 6 Trading tariffs under different schemes

表6对比了各微电网在参与信用评估机制前后的成本,其中,方法4基于对新能源出力波动性与供需者个体趋利性的综合考虑,引入对合同履约率与发用电曲线偏差双维度的信用评估机制,相较于方法3三个微电网成本共减少了137.39元,且由于综合信誉值更高的微网可优先出清,降低了违约风险,使其实际响应情况与计划情况更贴近。

表6 不同交易机制下各微电网成本对比

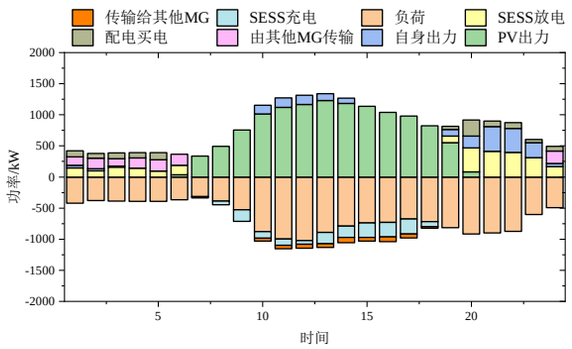
Table 6 Comparison of the cost of each microgrid under different trading mechanisms

方法	MG1成本/元	MG2成本/元	MG3成本/元
方法3	2145.50	3138.43	2741.93
方法4	2097.54	3072.57	2718.36

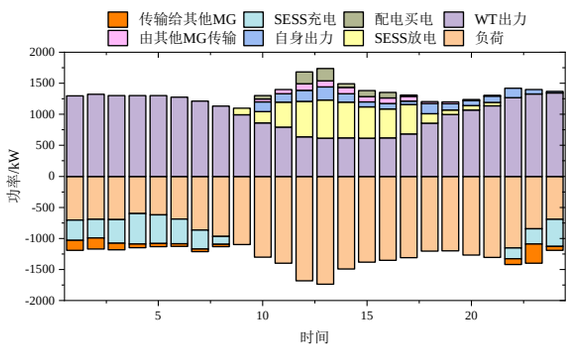
综上所述,本文方法在电力交易的出清排序环节中,将参与者的综合信誉值作为关键排序依据,赋予信用值更优、响应行为更稳定可靠的微电网优先出清权,不仅体现了“守信者获益”的市场激励原则,更优化了整体资源配置效率,进一步提升了电力市场的运行稳健性与公平性。

4.2.4 微电网群调度结果与分析

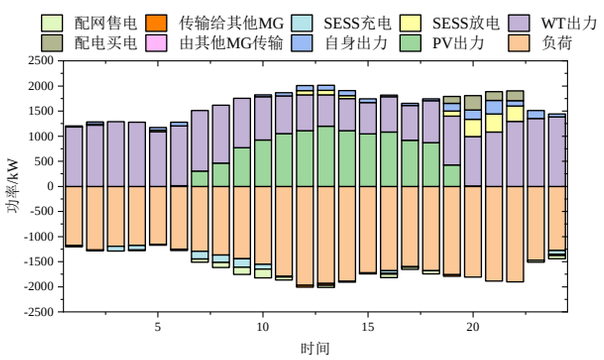
以MG1为例分析能量调度情况,在凌晨00:00~06:00微电网无光伏出力,首先考虑少量自身出力和租赁SESS以弥补电力短缺,在此期间若MG2和MG3有多余电力可少量向其购买,由于此时段为电网电价谷时段,MG1可以减少自身出力,增加向电网购电力度。在06:00~20:00由于光伏出力超过负荷需求,SESS充电后剩余电量向MG2和MG3出售以获取收入。特别地,在10:00~14:00时段为电网电价峰时段,MG1增加一些自身出力向其他MG提供能量支持以获利。



(a)MG1优化结果



(b)MG2优化结果



(c)MG3优化结果

图7 各微网优化结果

Fig. 7 Optimization results for each MG

傍晚20:00～24:00考虑到无光伏出力,优先考虑SESS服务来支撑负荷,具体的,20:00～22:00对应电网电价峰时段,此时MG2、MG3无多余电量出售,所以微电网以租赁SESS结合大量自身出力完成负荷功率平衡。22:00～24:00时段先从MG2、MG3处接收电能互济,考虑到电网售电价低,通过从电网购电结合少量自身出力解决负荷需求。

5 结论

本文提出了一种考虑能源交易的含共享储能微电网分布鲁棒优化调度方法,算例结果验证了本文模型的有效性,得到如下结论:

(1)提出融合信用评估机制的交易方法有效引导并激励MG自发守信,高信誉值MG更易与需求方达成交易契约,而需求方则倾向于选择高信誉卖方以获得更稳定的响应量。仿真结果表明,该方法有效提高了微电网系统总体经济效益,实现了资源高效配置。此外,本文提出的信用评估机制具有较强的适用性与扩展空间。在不同市场环境下该机制可灵活调整,在需求响应场景下可用于评估负荷聚合商或用户在约定时段内削峰填谷的能力,信用值可作为补贴或惩罚的直接依据;在分布式P2P交易中可作为市场准入门槛,通过设定信用阈值筛选交易对象。

(2)基于矩信息的分布鲁棒模型充分考虑了微电网内可再生能源的不确定性,可以通过调节合适的风险系数来控制模型保守性,减少不必要的调度成本,相较于传统的随机优化和鲁棒优化本文模型兼具了鲁棒性和经济性。

(3)在建立的主从博弈模型中,微电网租赁SESS来平抑负荷,SESS通过调整价格引导微网制定租赁计划,有效平抑净负荷的同时兼顾了经济性。此外,多微电网系统与共享储能共同参与配电网调度,不仅促进了储能系统高效应用和新能源就地消纳,而且有效降低对上级电网的依赖。

参考文献:

[1] 李敏, 程杉, 陈梓铭, 等. 多微电网系统优化调度的混合博弈模型及求解[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023,35(12):12-19.
LI Min, CHENG Shan, CHEN Ziming, et al. Hybrid game model for optimal scheduling of multi-microgrid system and its solution[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(12): 12-19.

[2] AMIR M, DESHMUKH R G, KHALID H M, et al. Energy storage technologies: An integrated survey of developments, global economical/environmental effects, optimal scheduling model, and sustainable adaption policies[J]. Journal of Energy Storage, 2023, 72: 108694.

[3] 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.
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.

[4] 鄢仁武, 张治洪, 吴国耀. 考虑风光不确定性和阶梯电价的含共享储能多虚拟电厂双层优化模型[J]. 武汉

大学学报(工学版), 2025, 58(8): 1256-1265.
YAN Renwu, ZHANG Zhihong, WU Guoyao, A bi-level optimization model for multiple VPPs with shared energy storage considering wind and solar uncertainties and tiered electricity tariffs[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2025, 58(8): 1256-1265.

[5] 高伟凯, 何川, 刘天琪, 等. 考虑微电网联盟协调运行的用户侧共享储能多计费方式博弈定价方法[J]. 电力自动化设备, 2024,44(09): 16-23. DOI: 10.16081/j.epae.202404009.
GAO Weikai, HE Chuan, LIU Tianqi, et al. Multi-package game pricing method of user-side shared energy storage considering coordinated operation of microgrid alliance[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(9): 16-23.

[6] 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.

[7] SOROUDI A, RABIEE A, KEANE A. Stochastic real-time scheduling of wind-thermal generation units in an electric utility[J]. IEEE Systems Journal, 2015, 11(3): 1622-1631.

[8] Wang B, Zhang C, Li C, et al. Transactive energy sharing in a microgrid via an enhanced distributed adaptive robust optimization approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(3): 2279-2293.

[9] 朱晓荣, 鹿国微, 谢婉莹. 考虑源网荷灵活性资源的配电网储能鲁棒规划[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(8): 8-16, 40.
ZHU Xiaorong, LU Guowei, XIE Wanying. Robust planning of energy storage in distribution network considering source-network-load flexible resources[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(8): 8-16, 40.

[10] 龚烈锋, 徐箭, 廖思阳, 等. 基于分布鲁棒优化的含碳捕集电厂与电转气装置协同的日前低碳经济调度[J]. 武汉大学学报(工学版), 2022, 55(9): 865-875.
GONG Liefeng, XU Jian, LIAO Siyang, et al. Low-carbon economic dispatch of a carbon-containing capture power plant based on distributed robust optimization in synergy with an electric-to-gas unit by day [J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2022, 55(9): 865-875.

[11] 程杉, 卢渊涛, 王灿. 考虑P2G-CCS-HFC协调运行的园区综合能源系统分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(10): 87-101.
CHENG Shan, LU Yuantao, WANG Can. Distributed robust optimal scheduling for a regional integrated energy system considering coordinated operation of P2G-CCS-HFC[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(10): 87-101.

[12] 吴睿行, 刘丽军, 林锟, 等. 考虑虚拟储能参与的多微网混合博弈运行策略[J/OL]. 电网技术, 1-15[2026-02-25].https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1905.
WU Ruixing, LIU Lijun, LIN Kun, et al. Multi-microgrid hybrid game operation strategy considering virtual energy storage participation [J/OL]. Power System Technology, 1-15[2026-02-25]. https://doi. org/10.13335/j. 1000-3673. pst. 2024. 1905.

[13] Xu T, Wang R, Meng H, et al. A coordinated two-stage decentralized flexibility trading in distribution grids with MGs[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2024, 9(5): 54-69.

[14] 程杉, 陈梓铭, 王瑞, 等. 基于混合博弈的多微电网双层协调优化调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(8): 41-46.
CHENG Shan, CHEN Ziming, WANG Rui, et al. Double-layer coordinated optimal dispatching of multi-microgrid based on mixed game[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(8): 41-46.

[15] 何黎君, 程杉, 陈梓铭. 考虑交互功率控制和双边竞价交易的多微电网双层优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(11): 10-17.
HE Lijun, CHENG Shan, CHEN Ziming. A scheduling model of a multi-microgrid system based on bi-layer optimization with consideration of PCC power control land bilateral bidding[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(11): 10-17.

[16] He C, Zhang X, Liu T, et al. Distributionally robust scheduling of integrated gas-electricity systems with demand response[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(5): 3791-3803.

[17] 袁国淳, 车彬, 何川, 等. 考虑主从博弈多套餐定价与分布鲁棒机会约束的新能源共享储能优化配置研究[J/OL]. 电网技术, 1-17[2026-02-25]. https: //doi.org/10. 13335/j. 1000-3673. pst. 2024. 1486.
YUAN Guochun, CHE Bin, HE Chuan, et al. Research on Optimal Allocation of Renewable energy sharing storage considering multi-package pricing of master-slave game and opportunity constraint of distributed robust [J/OL]. Power System Technology, 1-17 [2026-02-25]. https://doi.org/10. 13335/j. 1000-3673.

pst. 2024. 1486.

[18] 李咸善, 解仕杰, 方子健, 等. 多微电网共享储能的优化配置及其成本分摊[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 44-51.
LI Xianshan, XIE Shijie, FANG Zijian, et al. Optimal configuration of shared energy storage for multi-microgrid and its cost allocation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 44-51.

[19] 李超, 韩冬, 吴俊飞, 等. 考虑信誉管控的分布式能源交易机制及共识方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(13): 130-139.
LI Chao, HAN Dong, WU Junfei, et al. Distributed energy trading mechanism and consensus method considering reputation management[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(13): 130-139.