

多园区微网优化共享运行策略

李驰宇,高红均,刘友波,刘俊勇,任文诗,刘向龙

(四川大学 电气工程学院 四川省智能电网重点实验室,四川 成都 610065)

摘要:在清洁能源大量接入的情况下,园区微网用户从单一的传统用能用户转变成生产消费型用户,与电网之间的关系从单向关系变成双向关系,用户行为会对电力系统以及电力市场产生一定影响,基于此构建了多园区微网优化共享运行策略。各园区微网在充分考虑其余园区微网用能特征的情况下,以清洁能源最大化消纳以及自身利益最大化为目标制定整体运行策略,并构建两阶段鲁棒模型优化内部清洁能源出力不确定性、燃气轮机以及柔性负荷调节能力和运行约束等问题,通过列约束算法对模型进行进一步处理后,最终得出最优运行策略。此外,考虑到各园区微网利益存在冲突,构建多园区微网间合作博弈决策平台,以实现多园区微网之间合作与博弈的平衡。

关键词:多园区微网;合作博弈;优化共享;鲁棒优化;电力市场

中图分类号:TM 727;F 123.9

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202002029

0 引言

近年来,随着风电、微型燃气轮机GT(Gas Turbine)、柔性负荷PSDR(Price-Sensitive Demand Response)等多种分布式资源的大规模接入,终端用户级园区逐渐转变为可独立运行的微网^[1-2],园区用户也将从单纯的能源消费者逐步衍变为产消者^[3-4]。这类产消者的用能特征为内部能量生产单元和消费单元自平衡后的综合表现^[5-7],随着《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(电改9号文)的发布,终端园区微网能够自主参与能量交易以获得经济效益^[8]。然而,由于单个园区微网无法达到市场准入标准,多个园区微网形成联盟合作进行市场竞争将成为必然趋势,而如何协调多个园区微网内部的合作关系,制定恰当的运行策略,合理实现内部资源的优化共享,使联盟内各园区微网获得合理的经济效益值得深入研究。

目前,国内外学者在单个园区微网的协调优化运行方面已经取得了一定的研究成果。文献[9]建立了包含多种能源系统以及储能系统的微网经济优化调度模型,并验证了所提优化方案能够有效实现经济节能;文献[10]在考虑各分布式电源利益的情况下,提出了孤岛模式下基于多代理系统的微网能量协调控制策略;文献[11]提出了在含风电的海岛独立微网中,以保障负荷供电为前提的优化调度策略。文献[9-11]提出了单个微网的优化运行策略,

但是并未考虑在电力市场环境下,内部清洁能源的不确定性会使得园区微网在参与市场竞争以及购售电过程中存在一定的风险。针对清洁能源的不确定性,文献[12]在随机场景的基础上提出了一种含风电的系统随机优化方法;文献[13]在处理不确定性问题时采用了随机规划的方法。采用随机法处理问题会使得变量的实际情况难以得到真实反映,并且决策结果无法有效地抵御潜在风险。与随机方法相比,鲁棒优化在表征具体参数的不确定性时,采用了不确定集的方式,利用这种方式可以有效地处理不确定性问题。两阶段鲁棒优化模型可以根据实际情况实时调节决策变量,会在微网系统中获得比传统鲁棒优化模型更高的鲁棒性和经济性,故而本文构建两阶段鲁棒优化模型来处理风电出力的不确定性。

国内外学者主要针对单个园区微网的优化运行进行研究,随着清洁能源接入规模的不断扩大,园区微网数量将不断增多,多园区微网参与市场交易已经成为未来发展的趋势,但对于多园区微网之间合作博弈联盟参与市场交易的研究仍相对较少。文献[14]考虑到多微网之间相互支援的可能性,提出了一种高可再生能源渗透率下的区域多微网系统优化规划方法,实现了多微网系统年化综合收益最大化;文献[15]提出了一种基于价格需求响应的能源共享模型,通过内部定价实现了对清洁能源运行成本的降低以及能源共享效率的提高;文献[16]提出了一种基于储能和清洁能源的能源共享网络,并构建了基于Stackelberg博弈的实时需求响应模型;文献[17]提出了一种热电联产和清洁能源的混合能源共享框架,实现了生产成本的降低以及热电联产的效益提升。上述研究均基于多个微网之间存在统一的调度中心,从而制定一体化的运行调度策略。实质

收稿日期:2019-05-23;修回日期:2019-12-25

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51807125);中央高校基本科研业务费专项基金资助项目(YJ201750)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51807125) and the Fundamental Research Funds for the Central Universities(YJ201750)

上,在多园区微网合作博弈联盟参与市场交易进行内外层级购售电^[18]行为时,各个园区微网之间在地位上是相互平等的,且存在内部经济性博弈的情况,若采用统一调度中心时可能会出现利益分配不均的情况。

综上,本文构建了园区微网内部的能量管理系统,各园区微网在考虑其余园区微网用能特征的情况下,以清洁能源最大化消纳以及自身利益最大化为目标构建目标函数,并构建两阶段鲁棒模型优化内部风电出力的不确定性、GT以及PSDR调节能力和运行约束等问题,利用列约束生成CCG(Column and Constraint Generation)算法将模型分解为两部分,对子问题进行线性化处理,进行迭代求解并最终求解出最优合作运行策略。在此基础上,构建合作博弈决策平台,提出采用激励收益和出力收益对各园区微网进行激励,然后通过合作博弈实现联盟内园区微网经济效益以及园区微网间能源的优化共享,最后通过算例验证了进行优化共享的园区微网经济效益会有所提升。

1 多园区微网联盟系统

本文将多园区微网联盟系统分为2个部分进行分析:第1部分为各园区微网内部的能量管理^[19],第2部分为多园区微网之间的合作博弈决策。

1.1 园区微网内部组成

园区微网主要由运营商、传统用能用户以及新兴的生产消费型用户组成,其内部主要构成如图1所示,包含了传统用能负荷以及风电、GT、PSDR等可控单元。对于园区微网而言,首先需要根据天气预测情况、用能负荷历史数据对次日用能以及出力情况进行预测,在实现内部自平衡后将园区微网对外的用能特征曲线上传至合作博弈决策平台以供其余园区微网参考制定运行策略。而在制定运行策略时,则需要在参考自身以及其余园区微网的用能特征曲线后进行园区微网的内部优化,以求得能够获取以自身经济效益最大化为目标的优化运行策略,并将运行策略上传至合作博弈决策平台以供决策选择。在制定优化运行策略过程中,园区微网将对自身内部能量单元进行优化调控,在此过程中各园区微网在实现内部自平衡后,对外用能特征也将随着内部可控单元的出力或者负荷的改变而发生变化。

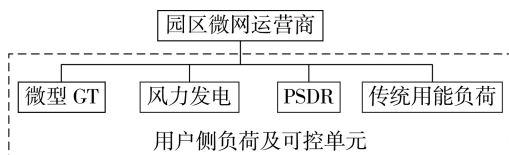


图1 园区微网内部组成

Fig.1 Inner composition of park-level microgrid

故而在上传优化运行策略的同时,需要上传基于优化运行策略的对外用能特征曲线以供其余园区微网参考。

1.2 园区微网之间的合作博弈决策平台

园区微网之间主要依靠合作博弈决策平台进行信息交互,在整个日前调度计划过程中,园区微网的决策流程可以分为3个阶段:第1阶段是数据处理阶段,即园区微网上传自身用能特征曲线并下载其余园区微网用能特征曲线;第2阶段是优化运行阶段,即园区微网综合各园区微网的用能特征进行内部优化求取运行策略,上传优化运行策略以及自身优化后的用能特征曲线并下载查看其余园区微网优化运行策略以及优化后的用能特征曲线;第3阶段是投票决策阶段,即各园区微网根据自身利益需求对所有的运行策略进行投票,根据投票结果选出最优运行策略并加以执行,具体如图2所示。

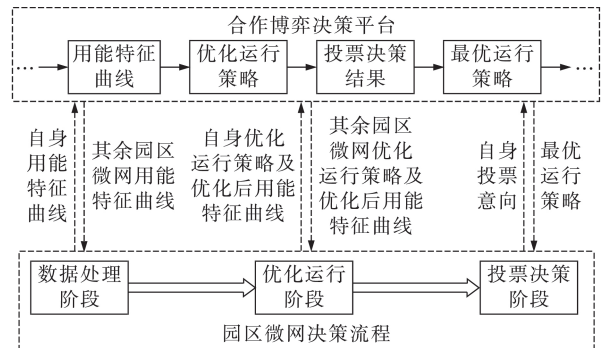


图2 园区微网之间的合作博弈决策平台

Fig.2 Cooperative game decision-making platform among park-level microgrids

1.3 园区微网间的内外层级市场交易规则

园区微网之间进行电量交易主要基于内外两层级^[18]的购售电行为,内层购售电行为主要是园区微网之间进行电量交易,外层购售电行为则是园区微网联盟作为整体参与电力市场进行电量交易。本文考虑在满足园区微网联盟内部用电需求的情况下进行市场交易,故而首先进行内层购售电行为,在满足园区微网联盟内部用电需求后再作为整体参与电力市场交易。内层购售电行为中所采用的内部购售电价通过园区微网联盟内部协议产生,处于市场购售电价之间,故而进行内部购售电行为时,购电园区可以以低于市场购电价格的内部购电电价进行购电,从而降低购电成本。

2 联盟内各园区优化运行策略

基于联盟内部各园区微网上传的自身用能特征曲线,联盟内各园区微网可以在获取其余园区微网用能特征的情况下对联盟整体提出运行策略,园区微网 i 以清洁能源最大化消纳以及自身利益最大化为目标提出目标函数 G_i 以及优化运行策略 S_i 。

2.1 目标函数

各园区微网根据掌握其余园区微网上传的用能特征曲线可以得知联盟内部各园区微网的负荷需求量 d_{it} 以及各园区微网内部自平衡后的富余电量 Q_{it} ($\forall t \in T; \forall i \in I$), 其中 I 和 T 分别为园区微网和园区微网运行时间的集合。各园区微网以清洁能源最大化消纳、自身利益最大化为目标, 提出优化运行策略, 即各园区微网内部购售电量以及参与市场购售电量的组合 $\{q_{it}^s, q_{it}^{ms}, q_{it}^b, q_{it}^{mb}\}$ ($\forall t \in T; \forall i \in I$)。

$$\max G_i = \sum_{t=1}^{n_T} \left[(R_{it}^s + R_{it}^{ms} + R_{it}^{re}) - (C_{it}^b + C_{it}^{mb} + C_{it}^{PSDR} + C_{it}^{GT} + C_{it}^{TD}) \right] \quad (1)$$

其中, n_T 为园区微网运行时间集合 T 中时段的数量; R_{it}^s 、 R_{it}^{ms} 、 R_{it}^{re} 分别为园区微网内部售电收益、市场售电收益和清洁能源发电补贴; C_{it}^b 、 C_{it}^{mb} 、 C_{it}^{PSDR} 、 C_{it}^{GT} 、 C_{it}^{TD} 分别为内部购电成本、市场购电成本、PSDR成本、GT成本和售电所需支付过网费。式(1)表示园区微网收益与成本冲减后的利润最大化。

(1)售电收益及发电补贴。

$$\begin{cases} R_{it}^s = \psi_t^{ms} q_{it}^s \\ R_{it}^{ms} = \psi_t^{ms} q_{it}^{ms} \\ R_{it}^{re} = \psi_t^{re} q_{it}^w \end{cases} \quad (2)$$

其中, ψ_t^{ms} 、 ψ_t^{re} 分别为园区微网在时刻 t 的市场售电电价和清洁能源发电补贴; q_{it}^s 、 q_{it}^{ms} 、 q_{it}^w 分别为园区微网 i 在时刻 t 的内部售电电量、市场售电电量和风电出力。

(2)购电成本及过网费。

$$\begin{cases} C_{it}^b = \psi_t^b q_{it}^b \\ C_{it}^{mb} = \psi_t^{mb} q_{it}^{mb} \\ C_{it}^{TD} = \psi^{TD} (q_{it}^s + q_{it}^{ms}) \end{cases} \quad (3)$$

其中, ψ_t^b 、 ψ_t^{mb} 、 ψ^{TD} 分别为园区微网在时刻 t 的内部购电电价、在时刻 t 的市场购电电价和售电所需支付的过网费费用; q_{it}^b 、 q_{it}^{mb} 分别为园区微网 i 在时刻 t 的内部购电电量和市场购电电量。

(3)PSDR成本。

本文采用的PSDR主要考虑价格因素, 其能够在园区微网发生电量不足时通过有偿降低负荷来减轻园区微网的出力负担, PSDR的降低成本^[20]具体如下:

$$C_{it}^{PSDR} = a(Q_{it}^p)^2 + bQ_{it}^p + c \quad (4)$$

其中, Q_{it}^p 为园区微网 i 中PSDR在时刻 t 发生电量不足时降低的负荷量; a 、 b 、 c 为考虑价格因素的系数, 详见文献[21]。

(4)GT成本。

GT的成本主要由三部分组成, 包括启停GT的成本、持续发电的生产成本以及排放污染气体的惩罚成本。

罚成本。

$$\begin{cases} C_{it}^{GT} = \left(\lambda^{FIC} u_{it}^{GT} + \sum_{n=1}^{N_n} b_n \delta_{n,t} \right) + \lambda^{SUC} u_{it}^{GT, on} + \\ \lambda^{SUD} u_{it}^{GT, off} + g_{it}^{GT} \sum_{k=1}^{n_k} D_k^{GT} (V_k + Y_k) \\ g_{it}^{GT} = \sum_{n=1}^{N_n} \delta_{n,t} \end{cases} \quad (5)$$

其中, λ^{FIC} 、 λ^{SUC} 和 λ^{SUD} 分别为GT在运行过程中的固定成本、启停成本; 本文采用分段线性化的方法表示GT的二次成本, N_n 为分段的数量; b_n 为GT发电出力处于第 n 段时的成本斜率; $\delta_{n,t}$ 为在时刻 t 处于第 n 段上的GT发电出力; g_{it}^{GT} 为园区微网 i 中GT在时刻 t 各分段出力之和; D_k^{GT} 为园区微网 i 中GT在时刻 t 排放的第 k 类污染气体的排放量; Y_k 、 V_k 分别为园区微网 i 中GT在时刻 t 排放的第 k 类污染气体单位排放量所对应的罚款和环境价值; n_k 为污染气体的种类数; $u_{it}^{GT, on}$ 和 $u_{it}^{GT, off}$ 、 u_{it}^{GT} 为二进制的变量, 分别表示园区微网 i 中GT机组在 t 时刻的启停状态、工作状态。

(5)内部购售电价格。

联盟的内部购售电价格位于市场购售电价格之间, 内部购售电价格由园区微网联盟内部风电发电量与用户负荷之间的供需比SDR(Supply and Demand Ratio)关系决定, 具体如下:

$$\begin{cases} S_t^{DR} = \frac{\sum_{i=1}^{n_1} q_{it}^w}{\sum_{i=1}^{n_1} d_{it}} \\ \psi_t^s = \psi_t^b = \begin{cases} \psi_t^{ms} + (\psi_t^{mb} - \psi_t^{ms})(1 - S_t^{DR}) & S_t^{DR} < 1 \\ \psi_t^{ms} & S_t^{DR} > 1 \end{cases} \end{cases} \quad (6)$$

其中, ψ_t^s 为园区微网在时刻 t 的内部售电电价; n_1 为园区微网集合 I 中园区微网的数量; S_t^{DR} 为时刻 t 园区微网联盟内部电量与负荷之间的供需比。 $S_t^{DR} < 1$ 时, 联盟内部风电发电量不足以满足用户负荷, 故而内部购售电价随着供需比的改变而进行一定的提升; $S_t^{DR} > 1$ 时, 联盟内部风电发电量能够满足用户负荷, 剩余部分则需要参与市场交易进行消纳, 故而内部购售电价与市场售电电价一致。

2.2 约束条件

(1)购售电约束。

$$\begin{cases} (q_{it}^s + q_{it}^{ms}) = Q_{it} & \forall t \in T; \forall i \in I \\ q_{it}^b + q_{it}^{mb} = d_{it} & \forall t \in T; \forall i \in I \\ Q_{it}^{\min} \leq Q_{it} \leq Q_{it}^{\max} & \forall t \in T; \forall i \in I \\ d_{it} \geq 0 \end{cases} \quad (7)$$

其中, Q_{it} 为园区微网 i 在时刻 t 能够参与内部及市场交易的富余电量; d_{it} 为园区微网 i 的用能特征曲线在时刻 t 对外表征为缺额时的负荷需求量; $Q_{it}^{\max}$ 、 $Q_{it}^{\min}$ 分

别为园区微网 i 在时刻 t 富余电量的最大值与最小值。

(2) 功率平衡约束。

$$q_{it}^w + g_{it}^{GT} + Q_{it}^p + q_{it}^{mb} + q_{it}^b = q_{it}^{load} + q_{it}^{ms} + q_{it}^s \quad (8)$$

其中, q_{it}^{load} 为时刻 t 园区微网 i 内部的用能负荷。

(3) 结算约束。

$$\begin{cases} \psi_t^s = \psi_t^b & \forall t \in T \\ \psi_t^{ms} \leq \psi_t^s \leq \psi_t^{mb} & \forall t \in T \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} 0 \leq q_{it}^s \leq Q_{it} & \forall i \in I; \forall t \in T \\ 0 \leq q_{it}^{ms} \leq Q_{it} & \forall i \in I; \forall t \in T \\ 0 \leq q_{it}^b \leq d_{it} & \forall i \in I; \forall t \in T \\ 0 \leq q_{it}^{mb} \leq d_{it} & \forall i \in I; \forall t \in T \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} \sum_{i \in I} q_{it}^s + \sum_{i \in I} q_{it}^{mb} = \sum_{i \in I} (q_{it}^b + q_{it}^{mb}) & \forall t \in T \\ \sum_{i \in I} q_{it}^s = \sum_{i \in I} q_{it}^b & \forall t \in T \\ q_{it}^s = \sum_{j \neq i}^{n_1} q_{it-j}^s & \forall i \in I; \forall t \in T \\ q_{it}^b = \sum_{j \neq i}^{n_1} q_{it-j}^b & \forall i \in I; \forall t \in T \end{cases} \quad (11)$$

其中, q_{it-j}^s, q_{it-j}^b 分别为园区微网 i 向园区微网 j 售电的电量以及购电的电量。本文中 GT 和 PSDR 的约束详见文献[22]。

2.3 两阶段鲁棒优化模型

各园区微网在提出优化运行策略时,除了要考虑其余园区微网的用能特征,还需要考虑自身内部风电出力的不确定性,故而在优化运行策略时需要考虑对不确定性因素所带来风险的应对能力。本文通过构建两阶段鲁棒模型来实现优化,通过鲁棒优化来实现对不确定性的表征,并且在实际运行过程中可以根据运行情况的改变对决策变量进行调节。本文构建目标函数时采用 max 形式,将其转换为常见的 min-max-min 形式,具体如下:

$$f(\mathbf{x}) = \min_{\mathbf{x}} f_1(\mathbf{x}) + \max_{\xi \in Z} \min_{y \in \Omega(\mathbf{x}, \xi)} f_2(y, \xi, \mathbf{x}) \quad (12)$$

$$\begin{cases} \mathbf{x} = (q_{it}^s, q_{it}^{ms}, q_{it}^b, q_{it}^{mb}, u_{it}^{GT, on}, u_{it}^{GT, off}, u_{it}^{GT})^T \\ \min_{\mathbf{x}} f_1(\mathbf{x}) = \sum_{t \in T} [(C_{it}^b + C_{it}^{mb} + C_{it}^{TD} + \lambda^{SUC} u_{it}^{GT, on} + \lambda^{SUD} u_{it}^{GT, off}) - (R_{it}^s + R_{it}^{ms} + R_{it}^{re})] \\ \text{s.t. 式(7)、(9)---(11)} \end{cases} \quad (13)$$

$$\begin{cases} \mathbf{y} = (Q_{it}^p, g_{it}^{GT}, q_{it}^{cut})^T \\ \max_{\xi \in Z} \min_{y \in \Omega(\mathbf{x}, \xi)} f_2(y, \xi, \mathbf{x}) = \sum_{t \in T} (C_{it}^{PSDR} + C_{it}^{GT} + \Re_{it}^{cut} q_{it}^{cut}) \\ \text{s.t. GT 和 PSDR 的出力约束} \\ q_{it}^w + g_{it}^{GT} + Q_{it}^p + q_{it}^b + q_{it}^{mb} = q_{it}^s + q_{it}^{ms} + q_{it}^{load} \end{cases} \quad (14)$$

其中, $\mathbf{x}, \mathbf{y}$ 为决策向量; $\Omega(\mathbf{x}, \xi)$ 为已知 $\mathbf{x}$ 与 ξ 情况下 $\mathbf{y}$ 的可行域; q_{it}^{cut} 为供电不足时的切负荷电量; $\Re_{it}^{cut}$ 为相应的惩罚成本。

本文考虑的不确定性主要是风电出力的波动性对优化运行策略产生的影响,风电出力的波动性场景主要由不确定集来进行表征,并在此基础上制定最优运行策略。不确定集合 Z_i 为:

$$Z_i = \left\{ q_{it}^w = \tilde{q}_{it}^w + z_{it}^{w+} (\bar{q}_{it}^w - \tilde{q}_{it}^w) + z_{it}^{w-} (\underline{q}_{it}^w - \tilde{q}_{it}^w) \quad \forall t \in T; \forall i \in I \right\} \quad (15)$$

$$z_{it}^{w+} + z_{it}^{w-} \leq 1, \quad z_{it}^{w+}, z_{it}^{w-} \in \{0, 1\} \quad (16)$$

$$\sum_{t \in T} (z_{it}^{w+} + z_{it}^{w-}) \leq \Gamma_i \quad (17)$$

其中, Z_i 为园区微网 i 中所含风电的出力 q_{it}^w 的集合; $\tilde{q}_{it}^w$ 和 $\bar{q}_{it}^w, \underline{q}_{it}^w$ 分别为园区微网 i 中所含风电的出力预测值和波动范围的上、下限; z_{it}^{w+}, z_{it}^{w-} 为描述风电不确定性的系数; Γ 为优化过程中对于风电不确定性的调节参数。 Γ 的取值范围为 $[0, 1]$, 当不考虑风电波动性时, $\Gamma=0$ 。当 $\Gamma \neq 0$ 时, Γ 的取值与系统的鲁棒性以及不确定集合范围成正比,而与系统的经济性成反比。因此,需要根据系统对运行策略鲁棒性以及经济性的需求来选取合理的调节参数。

3 各园区微网博弈决策机制

3.1 两阶段模型求解

综上所述,本文建立的运行策略的目标函数及其内部可控能量单元等约束条件在转变为两阶段鲁棒模型后均为线性,由于模型表示为 min-max-min 的形式,故可分解为两部分后再进行求解,本文将其分解为主问题 MP(Main Problem)与子问题 SP(Sub Problem)两部分,利用强对偶理论与 Big-M 法^[20]将子问题进行线性化处理,运用 CCG 算法实现 MP 与 SP 的迭代求解,以求取最优运行策略。

3.2 多园区微网决策机制和流程

3.2.1 多园区微网决策机制

在多园区微网的决策过程中,由于园区微网之间对自身内部元件构成进行保密,故而各园区微网仅能得知自身园区微网内部能源单元构成。为调动各园区微网参与提出优化共享运行策略的积极性,本文考虑在决策过程中为最优运行策略的提出者提供一定的收益作为激励收益,各园区微网将自身所提的优化共享运行策略上传至合作博弈决策平台,经过各园区微网投票后决策出最优运行策略并给予提出者激励收益,激励成本主要来自于内部购售电行为中内部售电电价与市场售电电价之间的差价利润,用于激励最优运行策略提出者以及各园区微网根据内部售电出力所获得的出力收益,具体如下:

$$\begin{cases} R^{\text{pro}} = \sum_{i=1}^{n_T} \sum_{j=1}^{n_I} q_{ij}^s (\psi_i^b - \psi_i^{\text{ms}}) \\ R^{\text{sti}} = 0.5 R^{\text{pro}} (N_s / N_v) \\ R_i^{\text{bo}} = 0.5 R^{\text{pro}} \left(\sum_{i=1}^{n_T} q_{ii}^s / \sum_{i=1}^{n_T} \sum_{j=1}^{n_I} q_{ij}^s \right) \\ R_i^{\text{sur}} = 0.5 R^{\text{pro}} (1 - N_s / N_v) \left(\sum_{i=1}^{n_T} q_{ii}^s / \sum_{i=1}^{n_T} \sum_{j=1}^{n_I} q_{ij}^s \right) \end{cases} \quad (18)$$

其中, R^{pro} 为园区微网联盟的激励成本; R^{sti} 为最优运行策略提出者所获得的激励收益, 由联盟内园区微网对运行策略的认可度决定; R_i^{bo} 为第 i 个园区微网由于内部售电出力而获取的一次出力收益; R_i^{sur} 为第 i 个园区微网由于内部售电出力而获取的二次出力收益, 主要来源于最优运行策略提出者获取认可度未达到 100% 时, 联盟对首次分配后剩余部分激励成本进行二次分配; N_s 、 N_v 分别为认可最优运行策略、参与联盟的园区微网数。

3.2.2 多园区微网决策流程

各园区微网根据已有信息进行二次优化后上传运行策略并根据自身经济性以及联盟激励成本综合考虑选择最优运行策略并为其投票, 平台系统将得票数最高的运行策略定义为待定运行策略, 并统计该运行策略所获得的认可度, 若认可度超过 51% 即确认该运行策略为最优运行策略。然而在实际运行过程中, 由于各种主观原因的干扰可能导致难以达到决策标准, 则在首次投票不成功通过投票剔除 1 个最差方案后再次进行投票, 若投票认可成功则可实现最优运行策略的选取, 若失败则需逐步剔除方案后再次投票。多园区微网联盟优化共享最优运行策略从提出到确认的详细过程如图 3 所示。

各园区微网进行投票所依据的自身经济收益具体如下:

$$\begin{cases} G_i^p = G_i + R^{\text{sti}} + R_i^{\text{bo}} + R_i^{\text{sur}} \\ G_i^v = G_i + R_i^{\text{bo}} + R_i^{\text{sur}} \end{cases} \quad (19)$$

其中, G_i^p 为园区微网 i 所提运行策略被采用时的提议园区微网收益; G_i^v 为园区微网 i 作为投票园区时的收益。

4 算例分析

4.1 算例参数

本文算例采用 3 个园区微网构成整个系统, 各园区微网内部可控单元各不相同, 具体内部构成可见表 1。表中, “√”、“×” 分别表示各园区微网中包含、不包含对应可控单元。选用型号为 TAU5670 的 GT^[22], 具体参数见附录表 A1 和表 A2; 选用 PSDR 的基准负荷占园区微网总负荷的 10%, 与成本系数相关参数见文献[21]; 附录图 A1 为清洁能源出力的波动范围; 选取仿真过程中的典型出力场景为各园区

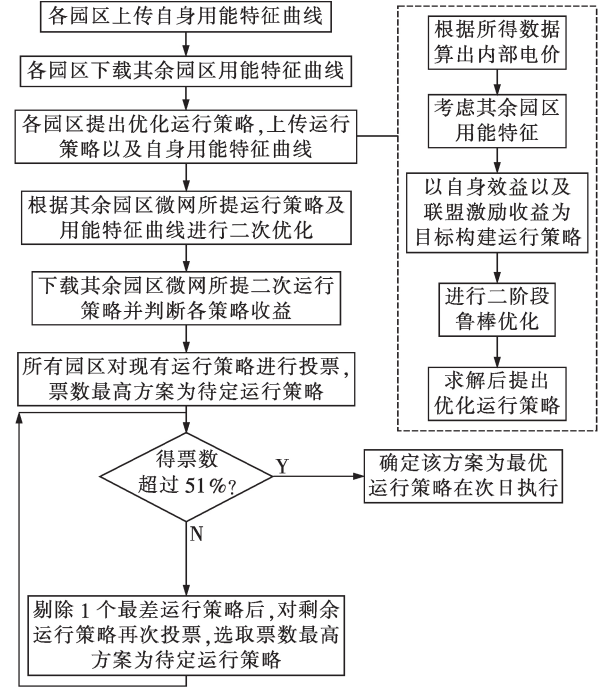


图 3 最优运行策略详细的确认过程

Fig.3 Detail determination process of optimal operating strategy

微网清洁能源出力预测, 如图 4 所示; 各园区微网次日内部负荷情况, 如图 5 所示。

表 1 园区微网内部结构

Table 1 Internal structure of park-level microgrid

园区	风电	GT	PSDR
1	√	×	√
2	√	√	√
3	√	√	×

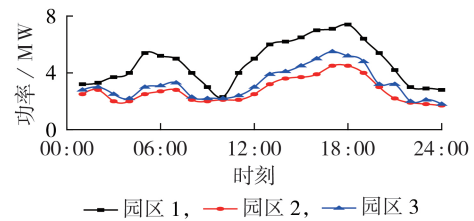


图 4 风电出力预测数据

Fig.4 Prediction data of wind power generation

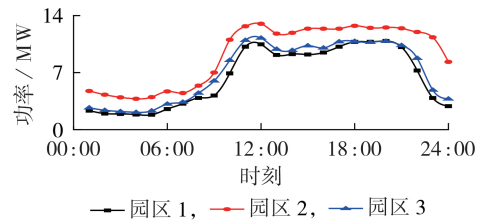


图 5 负荷预测数据

Fig.5 Prediction data of load

4.2 购售电分析

园区微网作为单园区微网与电网的交易以及各

园区微网所提优化运行策略中的购售电量情况见附录图A2—A10,其中园区微网3所提优化运行策略 S_3 下购售电量情况如图6所示。

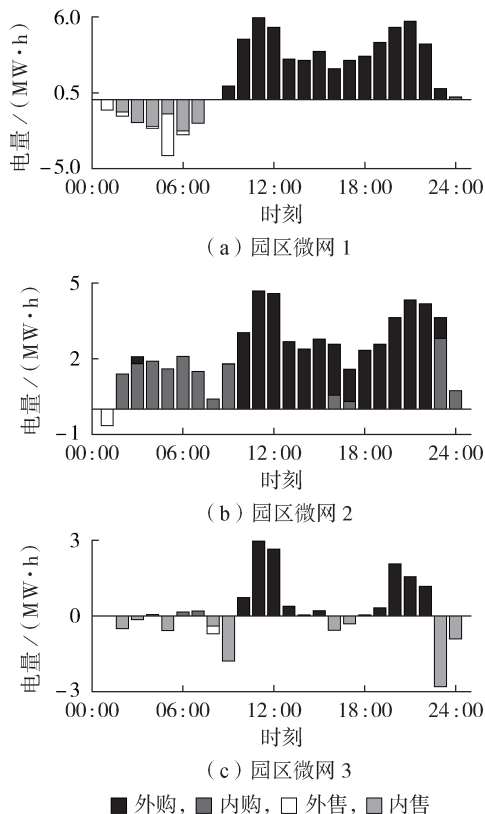


图6 策略 S_3 下各园区微网的购售电量

Fig.6 Electricity purchase of park-level microgrids under S_3

由于风电的波动性,各园区微网可控单元与购售电量相应地发生改变。在04:00—08:00时段风电出力较大,用户负荷较小,园区微网通过减少部分园区GT发电量(减少排放污染气体成本)实现其余园区微网的富余清洁能源最大化消纳;而在08:00—12:00时段风电出力相对较小,用户负荷较大,园区微网均通过大量外购电量保证供电的平稳与安全;在12:00—20:00时段风电出力逐步增加,用户负荷处于峰值状态,园区微网外购电量逐步降低且部分园区微网可内售部分电量以提升经济性。通过比较多种策略可知,进行合作博弈之后,各园区微网的购售电量总量与组成均发生变化,具体收益见4.3节。

4.3 经济效益分析

园区微网涉及的购电量交易电价如附录图A11所示。图中包含进行联盟时的市场购售电价以及内部购售电价。设置园区微网单独向电网购电电价为750元/(MW·h),售电电价为250元/(MW·h),过网费为30元/(MW·h),风力发电奖励为180元/(MW·h)。表2展示了未联盟时各园区经济效益表,表3—5分别展示了3个园区提出运行策略的

收益情况。通过分别对比表2与表3—5可以验证联盟前后各园区微网经济性是否得到提升。

表2 联盟前各园区微网收益

Table 2 Benefits of park-level microgrids before cooperation

园区	成本/元	收益/元	总成本/元
1	54682.7	23821.2	30861.5
2	87230.3	13984.2	73246.1
3	37194.2	14875.3	22318.9

表3 策略 S_1 下各园区微网收益

Table 3 Benefits of park-level microgrids under S_1

园区	成本/元	收益/元	出力收益/元	总成本/元
1	43374.7	25153.4	279.8	17941.5
2	77248.7	12491.8	14.3	64742.6
3	35679.7	16712.7	147.4	18819.6

表4 策略 S_2 下各园区微网收益

Table 4 Benefits of park-level microgrids under S_2

园区	成本/元	收益/元	出力收益/元	总成本/元
1	45326.4	25138.7	0	20187.7
2	78681.7	14861.3	362.8	63457.6
3	35889.7	16912.7	86.7	18890.3

表5 策略 S_3 下各园区微网收益

Table 5 Benefits of park-level microgrids under S_3

园区	成本/元	收益/元	出力收益/元	总成本/元
1	45386.1	25138.7	219.6	20027.7
2	76748.8	12076.4	0	64672.4
3	36879.7	17954.7	288.9	18636.1

由表2—5可以看出,各园区微网通过参与多园区微网的联盟后相较于联盟前均有效降低了自身运行及购电成本,并在一定程度上提高了自身售电收益。各园区微网在提出运行策略时均优先考虑自身经济效益,以园区微网2为例,在运行策略 S_2 下自身运行总成本为最低,虽然其运行、购电成本高于运行策略 S_1 与 S_3 ,但主要是为了参与内部售电获取较大收益而产生的运行成本,故而相较于其他2种运行策略,在策略 S_2 下自身售电收益得到较大提升,并且由于内部售电主要由园区微网2实现,故而出力收益比园区微网3大。另外可以看出,根据投票原则,运行策略 S_3 为最优运行策略,故而园区微网3获得激励收益为339.1元,园区微网1、3分别获得二次出力收益为73.7元与95.8元。分别对比表2与表3—5可以看出,参与合作博弈后,各园区微网的运行总成本均有了较大的下降,故而进行多园区微网之间的合作博弈具有实际意义。

4.4 不确定性分析

为有效检测分析本文中两阶段鲁棒优化方法在应对不确定性场景时的能力,分别对园区1—3采用考虑不确定性与不考虑不确定性2种方法进行优化仿真,其中用运行成本表示园区微网总成本,用风险

成本表示切负荷等惩罚成本,随机生成10000组场景,分别采用2种方法进行优化,并取运行结果平均值作为分析数据,各分组具体结果如表6所示。

表6 不同场景下的优化结果对比

Table 6 Comparison of optimization results under different scenarios

园区	考虑不确定性时的成本/元		不考虑不确定性时的成本/元	
	运行成本	风险成本	运行成本	风险成本
1	34874.9	16342.2	32851.5	17845.6
2	78651.4	21831.5	75276.1	25785.5
3	36879.6	14875.3	33417.9	15765.6

由表6进行对比可知:相较于不考虑不确定性的场景,考虑不确定性时各园区运行成本均有所增加,风险成本均有所降低。考虑不确定性时,优化运行策略需要应对风电恶劣场景,因此可以有效降低由于风电波动性所导致的切负荷惩罚成本,故而风险成本比不考虑不确定性时小。而为了保证有足够的备用容量调控风电的波动性,则需要增加运行成本,从而导致系统经济性下降。

综上所述,在考虑不确定性情况下采用两阶段鲁棒优化过程中,在获取鲁棒性的同时也会降低自身经济性,故而选择合理的不确定参数可以有效调节自身经济性与鲁棒性的平衡。

5 结论

本文在清洁能源大量接入园区微网的背景下,提出了包含风电、GT、PSDR等能量单元的园区微网合作博弈模型,以及多园区微网合作博弈决策平台与决策机制。通过分析得出结论如下:①通过多园区微网之间内部合作博弈并作为整体参与电力市场交易,经济效益得到了提升,相较于单个园区微网与电网公司进行交易,无论是购电成本的降低还是售电收益的提升都得到了较好的实现;②在量化风电不确定性带来的风险时,利用PSDR的切负荷成本来进行表征,可以看出园区微网的收益及其鲁棒性与经济性是紧密联系的,在优化运行策略时需要同时协调两者之间的关系;③各园区微网成本与收益并非完全独立的,具有紧密的内在联系,在考虑自身利益最优时,应综合考虑成本与收益之间的协调关系。

本文主要围绕针对多园区微网合作博弈的研究,下一步将综合考虑多园区微网之间的非合作博弈以及更多能量单元的接入问题。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 鲁宗相,王彩霞,闵勇,等. 微电网研究综述[J]. 电力系统自动化,2007,31(19):100-107.
LU Zongxiang,WANG Caixia,MIN Yong,et al. Review of micro-

grid research[J]. Automation of Electric Power Systems,2007,31(19):100-107.

[2] 李鹏,张玲,王伟,等. 微网技术应用与分析[J]. 电力系统自动化,2009,33(20):109-115.

LI Peng,ZHANG Ling,WANG Wei,et al. Application and analysis of microgrid technology[J]. Automation of Electric Power Systems,2009,33(20):109-115.

[3] SHEIKHI A,BAHRAMI S,RANJBAR A M. An autonomous demand response program for electricity and natural gas networks in smart energy hubs[J]. Energy,2015,89:490-499.

[4] GILS H G. Economic potential for future demand response in Germany-modeling approach and case study[J]. Applied Energy,2016,162:401-415.

[5] 刘佩云,丁涛,贺元康,等. 基于综合需求响应的负荷聚合商最优市场交易策略[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):224-231.
LIU Peiyun,DING Tao,HE Yuankang,et al. Optimal trading strategy for load aggregator based on integrated demand response[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):224-231.

[6] 崔鹏程,史俊伟,文福拴,等. 计及综合需求侧响应的能量枢纽优化配置[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):101-109.

CUI Pengcheng,SHI Junyi,WEN Fushuan,et al. Optimal energy hub configuration considering integrated demand response[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(6):101-109.

[7] 赵洪山,赵航宇,侯杰群,等. 需求响应对配电网供电可靠性影响分析[J]. 电力自动化设备,2017,37(1):8-14.

ZHAO Hongshan,ZHAO Hangyu,HOU Jiequn,et al. Effect of demand response on supply reliability of distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(1):8-14.

[8] 刘敦楠,曾鸣,黄仁乐,等. 能源互联网的商业模式与市场机制(二)[J]. 电网技术,2015,39(11):3057-3063.

LIU Dunnann,ZENG Ming,HUANG Renle,et al. Business models and market mechanisms of E-net(2)[J]. Power System Technology,2015,39(11):3057-3063.

[9] 吴雄,王秀丽,别朝红,等. 含热电联供系统的微网经济运行[J]. 电力自动化设备,2013,33(8):1-6.

WU Xiong,WANG Xiuli,BIE Zhaozhong,et al. Economic operation of microgrid with combined heat and power system[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(8):1-6.

[10] 丁明,罗魁,毕锐. 孤岛模式下基于多代理系统的微电网能量协调控制策略[J]. 电力系统自动化,2013,37(5):1-8.

DING Ming,LUO Kui,BI Rui. Coordinated energy control strategy for microgrid based on multi-agent system in isolated island mode[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(5):1-8.

[11] 汪致洵,林湘宁,丁苏阳,等. 适应于海岛独立微网的交直流混合风力发电系统及其优化调度策略[J]. 中国电机工程学报,2018,38(16):4692-4704.

WANG Zhixun,LIN Xiangning,DING Suyang,et al. AC-DC hybrid wind power generation system adapted to island independent microgrid and its optimal scheduling strategy[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(16):4692-4704.

[12] 雷宇,杨明,韩学山. 基于场景分析的含风电系统机组组合的两阶段随机优化[J]. 电力系统保护与控制,2012,40(23):58-67.

LEI Yu,YANG Ming,HAN Xueshan. Two stage stochastic optimization of unit with wind power system based on scene analysis[J]. Power System Protection and Control,2012,40(23):58-67.

[13] SHAYEGAN-RAD A,BADRI A,ZANGANEH A. Day-ahead scheduling of virtual power plant in joint energy and regulation reserve markets under uncertainties[J]. Energy,2017,

- 121:114-125.
- [14] 王守相,张齐,王瀚,等. 高可再生能源渗透率下的区域多微网系统优化规划方法[J]. 电力自动化设备,2018,38(12):33-38. WANG Shouxiang, ZHANG Qi, WANG Han, et al. Optimal planning method for regional multi-microgrid system with high renewable energy penetration[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(12):33-38.
- [15] LIU Nian, YU Xinghuo, WANG Cheng, et al. Energy-sharing model with price-based demand response for microgrids of peer-to-peer prosumers[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2017,32(5):3569-3583.
- [16] LIU Nian, CHENG Minyang, YU Xinghuo, et al. Energy-sharing provider for PV prosumer clusters: a hybrid approach using stochastic programming and Stackelberg game[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics,2018,65(8):6740-6750.
- [17] LIU Nian, WAN Jie, YU Xinghuo, et al. Hybrid energy sharing for smart building cluster with CHP system and PV prosumers: a coalitional game approach[J]. IEEE Access,2018,6:34098-34108.
- [18] 刘敦楠,徐尔丰,许小峰. 面向园区微网的“源-网-荷-储”一体化运营模式[J]. 电网技术,2018,42(3):681-689. LIU Dunnan, XU Erfeng, XU Xiaofeng. Integrated operation mode of “source-network-load-storage” for park microgrid[J]. Power System Technology,2018,42(3):681-689.
- [19] AKTER M N, MAHMUD M A, OO A M T. A hierarchical transactive energy management system for microgrids[C] // Proceedings of 2016 Power and Energy Society General Meeting(PESGM). Boston, USA: IEEE,2016:1-5.
- [20] 左坤雨,刘友波,向月,等. 基于信息互动的分布式可再生能源多代理交易竞价模型[J]. 电网技术,2017,41(8):2477-2484. ZUO Kunyu, LIU Youbo, XIANG Yue, et al. Multi-agent transaction bidding model for distributed renewable energy based on information interaction[J]. Power System Technology,2017,41(8):2477-2484.
- [21] 牛文娟,李扬,王蓓蓓. 考虑不确定性的需求响应虚拟电厂建模[J]. 中国电机工程学报,2014,34(22):3630-3637. NIU Wenjuan, LI Yang, WANG Beibei. Demand response based virtual power plant modeling considering uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(22):3630-3637.
- [22] 周亦洲,孙国强,黄文进,等. 计及电动汽车和需求响应的多类电力市场下虚拟电厂竞标模型[J]. 电网技术,2017,41(6):1759-1766. ZHOU Yizhou, SUN Guoqiang, HUANG Wenjin, et al. Strategic bidding model for virtual power plant in different electricity markets considering electric vehicles and demand response[J]. Power System Technology,2017,41(6):1759-1766.

作者简介:



李驰宇

李驰宇(1993—),男,四川成都人,硕士研究生,研究方向为多能互补优化;

高红均(1989—),男,重庆人,副研究员,博士,通信作者,研究方向为不确定优化在电力系统中的应用(E-mail: e-gaohongjun@163.com);

刘友波(1983—),男,四川成都人,副教授,博士,研究方向为交直流混合配电网优化;

刘俊勇(1963—),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,博士,研究方向为电力系统分析及电力市场等。

(编辑 李玮)

Optimal sharing operation strategy for multi park-level microgrid

LI Chiyu, GAO Hongjun, LIU Youbo, LIU Junyong, REN Wenshi, LIU Xianglong

(Provincial-level Key Laboratory of Smart Grid, College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: In the case of high penetration of renewable energy sources, the park-level microgrid users might change from traditional energy users to energy prosumers. The interaction between the microgrid users and the main grid will become bi-directional instead of traditional single-direction. Hence, the behavior of energy users can more or less impact the power system operations and the electricity market. Under this background, a multi park-level microgrid optimization and sharing operation strategy is proposed. Each park-level microgrid determines its own operation strategy with the consideration of characteristics of other park-level microgrid energy users, which maximizes the consumption of renewable energy sources and maximizes their own interests. At the same time, a two-stage robust operation model is developed to address the uncertainty of renewable energy production, in which the operation constraints of gas-fired units and flexible electricity demands are included. By using column constraint algorithm, the optimal operation strategy is obtained. Additionally, a multi park-level microgrid cooperative game decision-making platform is proposed, which considers the conflict of interests in each multi park-level microgrid, so that the balance between cooperation and game among multi park-level microgrids is achieved.

Key words: multi park-level microgrid; cooperative game; optimal sharing; robust optimization; electricity market

附录

表 A1 燃气轮机运行参数

Table A1 Operating parameters of gas turbine

最小开/关机时间(h)	初始开/关机时间(h)	启/停成本(元)	固定成本(元/MW)	最大/最小输出功率(MW)	启/停机爬坡率(MW/h)	1 段斜率(元/MW)	2 段斜率(元/MW)	3 段斜率(元/MW)
2/2	0/1	180/180	180	5.67/2.5	3/3	240	270	300

表 A2 燃气轮机排污参数

Table A2 Discharge parameters of gas turbine

排污参数	NO _x	CO ₂	CO	SO ₂
排放量(kg/MW h)	0.6188	184.0829	0.1702	0.000928
环境价值(元/kg)	6.00	0.01725	0.750	4.50
罚款数量级(元/kg)	1.50	0.0075	0.120	0.75

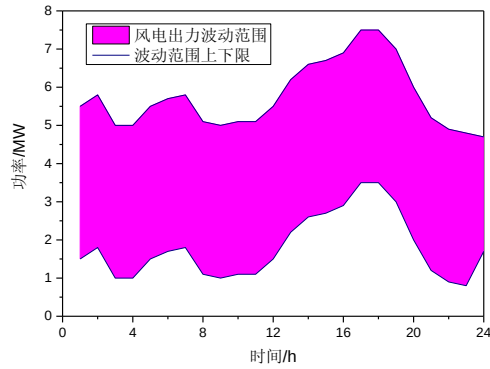


图 A1 风电出力波动范围

Fig.A1 Fluctuating range of wind power

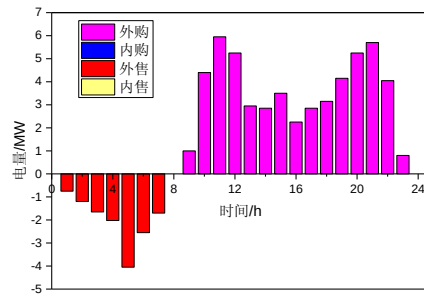


图 A2 联盟前园区微网 1 购售电量

Fig.A2 Electricity purchase of park-level Microgrid 1 before cooperation

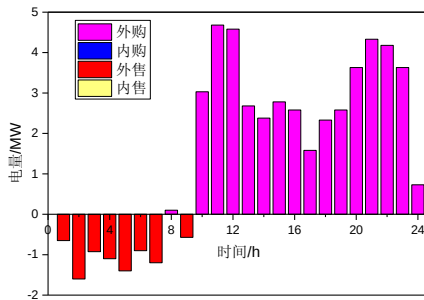


图 A3 联盟前园区微网 2 购售电量

Fig.A3 Electricity purchase of park-level Microgrid 2 before cooperation

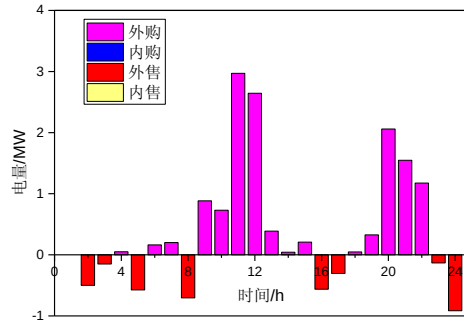


图 A4 联盟前园区微网 3 购售电量

Fig.A4 Electricity purchase of park-level Microgrid 3 before cooperation

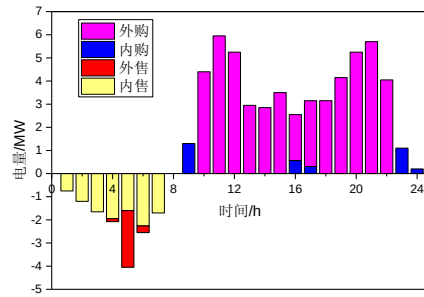


图 A5 策略 S_1 下园区微网 1 购售电量

Fig.A5 Electricity purchase of park-level Microgrid 1 under S_1

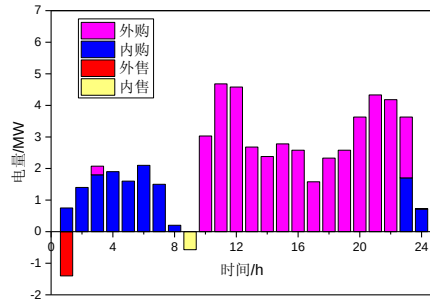


图 A6 策略 S_1 下园区微网 2 购售电量

Fig.A6 Electricity purchase of park-level Microgrid 2 under S_1

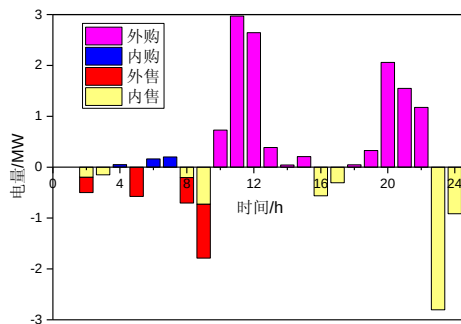


图 A7 策略 S_1 下园区微网 3 购售电量

Fig.A7 Electricity purchase of park-level Microgrid 3 under S_1

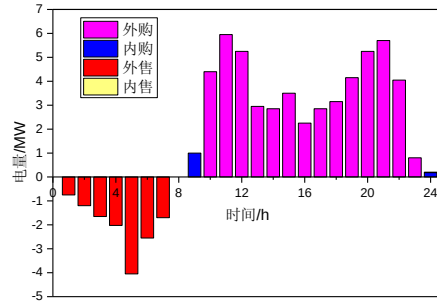


图 A8 策略 S_2 时园区微网 1 购售电量

Fig.A8 Electricity purchase of park-level microgrid 1 under S_2

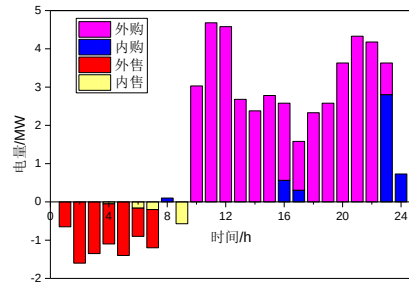


图 A9 策略 S_2 时园区微网 2 购售电量

Fig.A9 Electricity purchase of park-level microgrid 2 under S_2

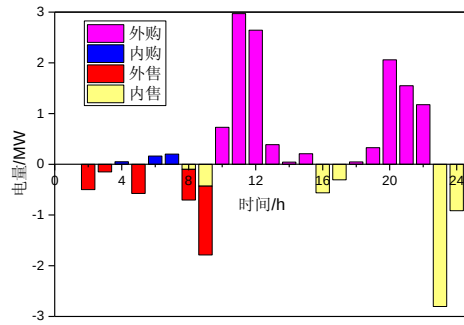


图 A10 策略 S_2 时园区微网 3 购售电量

Fig.A10 Electricity purchase of park-level microgrid 3 under S_2

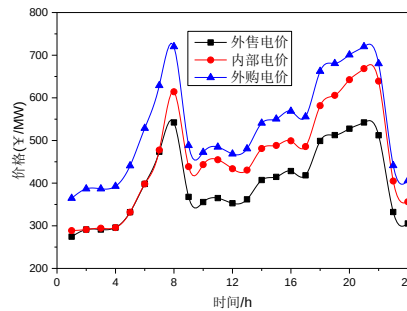


图 A11 园区微网购售电价

Fig.A11 Electricity purchase price of each park-level microgrid