DOI：10.13234/j.issn.2095-2805.2025.7.191 **中图分类号**：TM73 **文献标志码**：A

基于生态博弈思维的微电网优化调度模型分布设计及优化

戎士敏[1]，王 聪[1]，罗滇生[2]，吴 斌[1]，赵 杰[1]，安佳坤[3]
(1.国网河北省电力有限公司石家庄供电分公司，石家庄 050000；2.湖南大学电气与信息工程学院，长沙 410082；3.国网河北省电力有限公司经济技术研究院，石家庄 050000)

摘要：基于微电网虚拟分布式云储能生态系统的调度模型能够解决电源分布带来的随机性分析，能够有效降低用电成本，相较于传统分布式储能系统优势较为鲜明。通过在分布式储能系统中引入自然生态系统理念，在微电网系统中引入运营商，形成云储能系统下用户、运营商、微电网系统下的运营商、常规负荷代理设计的动态储能系统；通过微电网、云储能系统中电能的实时调配，降低在虚拟分布式云储能系统中的用电成本，并优化电力负荷曲线，真正实现博弈模型中多方动态平衡且获益。

关键词：云储能；生态系统；调度模型；微电网

Distributed Design and Optimization of Microgrid Optimization Scheduling Model Based on Ecological Game Thinking

RONG Shimin[1], WANG Cong[1], LUO Diansheng[2], WU Bin[1], ZHAO Jie[1], AN Jiakun[3]
(1. Shijiazhuang Power Supply Branch, State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd., Shijiazhuang 050000, China; 2. School of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China; 3. Economic and Technological Research Institute, State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd., Shijiazhuang 050000, China)

Abstract: The scheduling model based on a microgrid virtual distributed cloud energy storage ecosystem can solve the problem of random analysis caused by power distribution and effectively reduce the electricity consumption cost, which has distinct advantages compared with the traditional distributed energy storage system. In this paper, through the introduction of a concept of natural ecosystem to the distributed energy storage system, the operators are added to the microgrid system, forming the users under the cloud energy storage system, operators, microgrid system operators, and a dynamic energy storage system with the conventional load agent design. By dispatching the electrical energy in the microgrid and the cloud energy storage system in real-time, the electricity consumption cost in the virtual distributed cloud energy storage system is reduced, and the power load curve is optimized, thus realizing a dynamic multi-entity balance in the game model and benefits as well.

Keywords: Cloud energy storage; ecosystem; scheduling model; microgrid

随着分布式可再生电源在微电网中的应用越来越多，其本身所具有的波动性特点和随机性特点在一定程度上导致用户负荷与能量生产之间难以实现有效同步，加之维修困难、装置成本高、交易便捷度不够等问题存在，不仅导致了大量能量被浪费，同时也加大了用户的经济负担[1]。而分布式储能协同分布式可再生能源之间耦合效应的发挥对上述问题进行了集中解决，有效实现了可再生能源损耗与储存之间的动态平衡，从而能够有效解决

收稿日期：2022-11-14；**修回日期**：2023-03-13；**录用日期**：2023-03-21；**网络首发日期**：2023-05-25
基金项目：河北省省级科技计划资助项目 (21314302D)
This work is supported by Hebei Provincial Science and Technology Plan under the grant 21314302D

传统微电网中分布式可再生能源能量利用效率较低、用户利益损耗大等问题[2-4]，因此有必要通过构建算法模型来探讨这一课题，以期能够为实践提供实用性的指导策略。

针对可再生能源损耗和储存问题，分布式储能的提出是解决可再生能源周期消耗和流失时空缺陷的重要方案。为促使分布式电源的发展，国内不少学者展开相关领域的研究。文献[5]综合介绍当前电网侧储能的国内外基本技术，并以某重过载区域为例，对电网侧储能进行优化规划，平缓低压侧负荷曲线。文献[6]利用经济学成本算法对云储能系统下微电网模式进行成本概算、负荷优化等。云储能技术在现实运营中运维成本过高、意外事故率大等缺陷限制了其广泛使用。针对上述问题，文献[7]引入滤波器干预下的 H∞控制器，H∞控制器能降低云储能技术在现实运营中运维成本。文献[8]介绍了 1 种基于云储能形式下的客户端智能充电设备，它是 1 种在需求侧安装并能够即时享用的云储能设备，该设备让储能平台互联网化且可以让普通需求方灵活取用。文献[9]设计云终端智能管理器结构和集中控制系统，在测算云电网系统经济效益平衡的基础上利用分层控制模型，更加便利地管理智能电网系统，形成实时云电网操控系统，提升云电网使用层面的安全性。

综上所述，云电网储能系统在构建中需要综合考虑涉及的利益诉求主体，包括云储能系统下的用户、运营商，微电网系统下的运营商、常规负荷，本文将上述群体视为具备理性决策力的智慧参与方，构建具有云储能的虚拟分布式储能电网系统，按照利益博弈关系组建微电网智慧参与方生态博弈模型，并依据 Nash 均衡的相关算法求解模型。

1 微电网中利用云储能的基本方法

1.1 微电网中云储能基本服务架构

微电网中的云储能系统框架如图 1 所示，在微电网虚拟分布式云储能生态系统调度模型构建中，需要引入云端储能运营商，建设并管理云端分布式储能设备，用户需以租赁或者服务购买等方式购置需求的电能容量；云端储能运营商需根据用户选取服务类型，管理云端电池，用户则借助私钥获悉云端储能设备的电量深度，并根据用电需求灵活完成充放电管理。

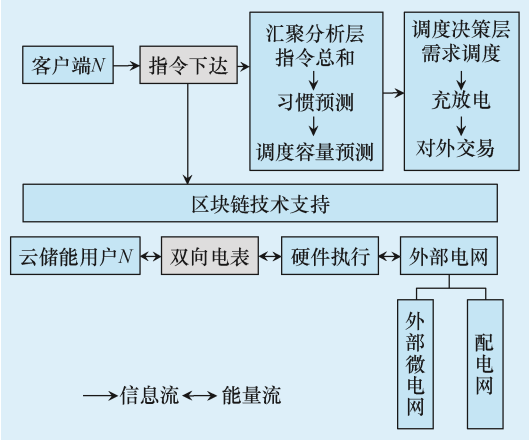


图 1 系统框架

Fig. 1 System framework

1.2 微电网中云储能基本运营模式

微电网虚拟分布式云储能生态系统调度模型在优化过程中的综合考虑在于调度过程如何优化。基于用户针对群体理性需求的研究假设为：用户分布式电源需求大于用户需求时，将富余电能充给云端电池；用户缺电额时放出云端电池电能；电价低谷阶段从微电网购买电能，对云端储能电池进行充电；电价高峰阶段从微电网放电并出售。

基于上述假设，云端储能运营商的初衷是即时响应用户和云端储能电池的用电需求指令并基于决策的优化响应云端储能电池和外部电网的指令。考虑到云端储能运营商需要响应所有用户需求，因此云端储能运营商在满足用户用电需求的基础之上，还要具备盈余储能余量，以实现获利。

2 微电网优化调度模型分布设计

2.1 多智能体调度分布划分

在微电网虚拟分布式云储能生态系统构建中，需要满足多方利益体的利益需求，因此将微电网划分为如下 4 个智能体：

(1)微电网系统运营商 MGO(microgrid operator)，即微电网系统中的核心电能生产者，它可以借助系统功率缺额和富余进行及时购电、售电；

(2)常规负荷代理 GLA(general load agent)，是微电网中不同负荷的总代理，它用于聚合整理未接入云端储能服务的负荷需求相关消息，是系统内部的主要电能消费者；

(3)云储能系统用户 CSU(cloud energy storage user)，是云端储能服务的接入用户，它用于将研究中假设具有分布式电源的用户均接入云端储能服务；

(4)云端储能 CES(cloud energy storage)运营商，其具备一定储能装置且为微电网云端储能用户提供不同类型的需求和服务。

2.2 MGO

MGO 是系统中的主导方，其作为电能来源方需具备一定容量的光伏、储能设备及小微燃气轮机，在负荷需求被满足的前置条件下能够在各个时段调节设备状态以保障充放电，达到压缩发电成本到最低的目的。系统中功率判断出现缺额后，MGO 向云端储能运营商或者外部配电网购置电能，系统功率盈余后，MGO 对外部电网或者云端储能运营商出售电能，借助云端储能运营商和外部电网之间进行博弈以优先交易获利。

2.2.1　目标函数

在上述设置下，微电网运营商的目标是在其固定周期 T 中压缩发电成本至最低，计算公式为

$$I_{\mathrm{MGO}}=\min\sum_{t=1}^{T}(C_{\mathrm{MGO},t}^{\mathrm{OM}}+C_{\mathrm{MGO},t}^{\mathrm{ST}}+C_{\mathrm{ES},t}+C_{\mathrm{MGO},t}^{\mathrm{EX}}) \tag{1}$$

$$\begin{cases} C_{\mathrm{MGO},t}^{\mathrm{OM}}=\Delta t\sum\limits_{i}^{N}(\lambda_i,P_{i,t}) \\ C_{\mathrm{MGO},t}^{\mathrm{EX}}=\Delta t(P_{\mathrm{MGO},t}^{\mathrm{EX,g}}\lambda_{\mathrm{grid},t}+P_{\mathrm{MGO},t}^{\mathrm{EX,c}}\lambda_{\mathrm{mg},t}) \\ C_{\mathrm{ES},t}=(\Delta t\,|\,P_{\mathrm{cd},t}\,|+E_{\mathrm{bloss},t})\lambda_{\mathrm{ES}} \\ E_{\mathrm{bloss},t}=E_{\mathrm{bc},t}y_{\mathrm{loss}} \end{cases} \tag{2}$$

式中：N 为可控电源总数量；$C_{\mathrm{MGO},t}^{\mathrm{OM}}$ 为可控电源总运维成本；$C_{\mathrm{MGO},t}^{\mathrm{ST}}$ 为可控电源启动/关停成本；$C_{\mathrm{ES},t}$ 为耗损成本；$C_{\mathrm{MGO},t}^{\mathrm{EX}}$ 为运营商交互成本；λ_i 为运维成本系数；$P_{i,t}$ 为总发电量；$P_{\mathrm{MGO},t}^{\mathrm{EX,g}}$ 为运营商和配电网交互产生的功率，该值从配电网中买入电能时为正，对外卖出电能时为负；$\lambda_{\mathrm{grid},t}$ 为交易价格，其由售电价格 $\lambda_{\mathrm{mg},t}^{\mathrm{s}}$ 和购电价格 $\lambda_{\mathrm{mg},t}^{\mathrm{b}}$ 两部分构成；$P_{\mathrm{MGO},t}^{\mathrm{EX,c}}$ 为运营商与储能设备交互产生的功率；$\lambda_{\mathrm{mg},t}$ 为购售电价格；$P_{\mathrm{cd},t}$ 为储能设备充放电功率；$E_{\mathrm{bloss},t}$ 为损失电量；λ_{ES} 为损耗产生成本系数；$E_{\mathrm{bc},t}$ 为剩余电量；y_{loss} 为放电功率。

2.2.2　约束条件

系统功率、发电机、储能设备、电价峰谷差值等构成了微电网运营商的主要内容，因此约束条件应围绕此展开设定。具体而言，微电网运营商的约束条件分别为系统功率平衡约束、发电机运行约束、发电机爬坡约束、储能设备电量上下限约束、储能设备放电功率约束、电价峰谷差值约束，各约束条件如下。

(1)为保障 MGO 作用的实现，MGO 需要保障微电网系统中电能供需达成平衡，即

$$P_{\mathrm{GLA},t}+P_{\mathrm{csu},t}=P_{\mathrm{MGO},t}+P_{\mathrm{ES},t}+P_{\mathrm{MGO},t}^{\mathrm{EX,g}}+P_{\mathrm{MGO},t}^{\mathrm{EX,c}} \tag{3}$$

式中：$P_{\mathrm{GLA},t}$ 为常规负荷需求；$P_{\mathrm{csu},t}$ 为交易功率，购电时为正值，售电时为负值；$P_{\mathrm{MGO},t}$ 为发电设备发电量总和；$P_{\mathrm{ES},t}$ 为储能设备充、放电功率，放电时为正值，充电时为负值。

(2)MGO 可控机组为小型燃气轮机时，发电量需要满足发电量的上、下限 $P_{i,\max}$、$P_{i,\min}$，具体为

$$P_{i,\min}\leqslant P_{i,t}\leqslant P_{i,\max} \tag{4}$$

(3)发电机爬坡约束为

$$-\Delta P_{i,\mathrm{dec}}\leqslant P_{i,t}-P_{i,t-1}\leqslant\Delta P_{i,\mathrm{inc}} \tag{5}$$

式中：$-\Delta P_{i,\mathrm{dec}}$ 为发电爬坡速度减小功率；$\Delta P_{i,\mathrm{inc}}$ 为发电爬坡速度增大功率。

(4)储能设备只有在其放电深度、电量被保护的情况下才不会过载或者烧损，因此要满足最低和最高电量限制，即

$$S_{\mathrm{soc,min}}E_{\mathrm{ES}}\leqslant E_{\mathrm{bc},t}\leqslant S_{\mathrm{soc,max}}E_{\mathrm{ES}} \tag{6}$$

式中：$S_{\mathrm{soc,min}}$ 为最小电荷量；$S_{\mathrm{soc,max}}$ 为最大电荷量。

储能设备充放电功率约束为

$$P_{\mathrm{cd,min}}\leqslant P_{\mathrm{cd},t}\leqslant P_{\mathrm{cd,max}} \tag{7}$$

式中：$P_{\mathrm{cd,min}}$ 为最小充电功率；$P_{\mathrm{cd,max}}$ 为最大放电

功率。

(5)为保障用户用电两侧峰谷阶段的电价调节具有积极性，需设置峰谷电价差值的阈限为

$$\lambda^{s}_{\mathrm{mg,max}}-\lambda^{s}_{\mathrm{mg,min}}\geqslant 0.9 \tag{8}$$

式中，0.9 为基于已知范围峰谷电价的差价随机取值。

2.3 GLA

本研究设计以分时段为主的需求响应模式和负荷中断补偿形式的需求响应模式，其中：分时段为主的需求响应模式是指高峰阶段的电价载荷转移到低谷阶段的电价，以达到削峰填谷的作用；负荷中断补偿形式的需求响应模式是指在用电高峰削减或者中断部分载荷形成补偿。

2.3.1 目标函数

基于在一个周期中用电成本控制在最合理范围内，其目标函数 I_{GLA} 可设计为

$$I_{\mathrm{GLA}}=\max\left\{\Delta t\sum_{t=1}^{T}[\lambda^{s}_{\mathrm{mg},t}(P_{\mathrm{LO},t}-P_{\mathrm{GLA},t})+\lambda_{\mathrm{IL}}P_{\mathrm{IL},t}]\right\} \tag{9}$$

式中：$P_{\mathrm{LO},t}$ 为原始载荷需求；$P_{\mathrm{GLA},t}$ 为主动响应后的载荷需求；λ_{IL} 为可以中断的载荷补偿单价；$P_{\mathrm{IL},t}$ 为 t 时段内中断载荷功率。

2.3.2 约束条件

对于常规负荷代理而言，约束条件包括了转移载荷功率约束和可以中断的载荷功率约束。

转移载荷功率约束为

$$\begin{cases}\left|P_{\Delta L,t}\right|\leqslant P_{\Delta L,\max}\\ P_{\mathrm{GLA},t}=P_{\mathrm{LO},t}+P_{\Delta L,t}-P_{\mathrm{IL},t}\end{cases} \tag{10}$$

式中：$P_{\Delta L,t}$ 为 t 时段内转移载荷功率，转出时为负值，转入时为正值；$P_{\Delta L,\max}$ 为最大转移载荷功率。

可以中断的载荷功率约束为

$$P_{\mathrm{IL},t}\leqslant P_{\mathrm{IL},\max} \tag{11}$$

式中，$P_{\mathrm{IL},\max}$ 为最大可以中断的载荷功率。

2.4 CSU

微电网虚拟分布式云储能系统中，云储能系统用户的核心需求是改善用电载荷曲线，通过用电峰谷的差价和云端电能的用量进行不同深度的放电或者充电，降低成本。

2.4.1 目标函数

基于前文分析可知，云储能系统用户借助电价峰谷和电池用电情况进行充放电操作，最终达到在一个周期中将用电成本缩减到最低，其目标函数 I_{CSU} 为

$$I_{\mathrm{CSU}}=\min\left\{\Delta t\sum_{t=1}^{T}(C^{\mathrm{C,o}}_{\mathrm{CSU},t}+C^{\mathrm{mg}}_{\mathrm{CSU},t})\right\} \tag{12}$$

$$C^{\mathrm{EX,mg}}_{\mathrm{CES},t}=\begin{cases}P^{\mathrm{EX,mg}}_{\mathrm{CES},t}\lambda^{\mathrm{b}}_{\mathrm{mg},t} & P^{\mathrm{EX,mg}}_{\mathrm{CES},t}>0\\ P^{\mathrm{EX,mg}}_{\mathrm{CES},t}\lambda^{\mathrm{s}}_{\mathrm{mg},t} & P^{\mathrm{EX,mg}}_{\mathrm{CES},t}<0\end{cases} \tag{13}$$

$$\left|P^{\mathrm{C},i}_{\mathrm{CSU},t}\right|\leqslant P^{\mathrm{C,max}}_{\mathrm{CSU}} \tag{14}$$

式中：$C^{\mathrm{C,o}}_{\mathrm{CSU},t}$ 为用户控制云端内外充放电获取的电价交易收益；$C^{\mathrm{mg}}_{\mathrm{CSU},t}$ 为用户通过电价峰谷交易获取的收益；$C^{\mathrm{EX,mg}}_{\mathrm{CES},t}$ 和 $P^{\mathrm{EX,mg}}_{\mathrm{CES},t}$ 分别为云端储能通过电价峰谷交互产生的收益和功率；$P^{\mathrm{C},i}_{\mathrm{CSU},t}$ 和 $P^{\mathrm{C,max}}_{\mathrm{CSU}}$ 分别为云端电池功率及其最大值；$P^{\mathrm{C,o}}_{\mathrm{CSU},t}$ 为交互功率。

2.4.2 约束条件

基于云端储能系统用户需求视角，载荷需求、云端电池容量、云端电池功率等都是影响用户需求的主要因素，因此约束条件可设置如下。

云端储能系统用户的自身载荷需求约束为

$$P^{\mathrm{load}}_{\mathrm{CSU},t}=P^{\mathrm{dp}}_{\mathrm{CSU},t}+P^{\mathrm{mg}}_{\mathrm{CSU},t}+P^{\mathrm{C,i}}_{\mathrm{CSU},t} \tag{15}$$

式中：$P^{\mathrm{load}}_{\mathrm{CSU},t}$ 为 t 时段内用户的载荷需求；$P^{\mathrm{dp}}_{\mathrm{CSU},t}$ 为云端电池的充放电功率；$P^{\mathrm{mg}}_{\mathrm{CSU},t}$ 为控制云端和微电网充放电的交互功率。

云端储能系统用户的云端电池容量约束为

$$E^{\mathrm{CES}}_{\mathrm{CSU},t}\leqslant E^{\mathrm{C,max}}_{\mathrm{CSU},t} \tag{16}$$

式中：$E^{\mathrm{CES}}_{\mathrm{CSU},t}$ 为 t 时段内云端电池的载电荷量；$E^{\mathrm{C,max}}_{\mathrm{CSU},t}$ 为用户购买的云端电池容量。

云端储能系统用户的云端电池功率容量约束为

$$I_{\mathrm{CES}}=\max\left\{\Delta t\sum_{t=1}^{T}C^{\mathrm{EX,g}}_{\mathrm{CES},t}+C^{\mathrm{EX,mg}}_{\mathrm{CES}}\right\} \tag{17}$$

$$\left|P^{\mathrm{C,i}}_{\mathrm{CSU},t}\right|\leqslant P^{\mathrm{C,max}}_{\mathrm{CSU}} \tag{18}$$

式中，$\left|P^{\mathrm{C,o}}_{\mathrm{CSU},t}\right|$ 为 t 时段内用户通过云端和微电网之间产生的交互功率。

2.5 CES

在微电网虚拟分布式云储能系统中运营商主要通过为用户提供储能服务获取利益，同时通过峰谷差价对外出售盈余电能获取利益，基于用户之间充放电行为存在互补性，运营商需要借助盈余电量出售实现利益最大化。

2.5.1 目标函数

CES 的目标是通过在周期内对盈余电量的调度和出售实现收益最大化，其目标函数为

$$I_{\mathrm{CES}}=\max\left\{\Delta t\sum_{t=1}^{T}(C_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,g}}+C_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,mg}})\right\} \tag{19}$$

$$C_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,g}}=\begin{cases}P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,g}}\lambda_{\mathrm{grid},t}^{\mathrm{b}} & P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,g}}>0\\ P_{\mathrm{CES,t}}^{\mathrm{EX,g}}\lambda_{\mathrm{grid},t}^{\mathrm{s}} & P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,g}}<0\end{cases} \tag{20}$$

$$C_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,mg}}=\begin{cases}P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,mg}}\lambda_{\mathrm{mg},t}^{\mathrm{b}} & P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,mg}}>0\\ P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,mg}}\lambda_{\mathrm{mg},t}^{\mathrm{s}} & P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,mg}}<0\end{cases} \tag{21}$$

式中：$C_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,g}}$ 为运营商和配电网之间买卖产生的收益；$C_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,mg}}$ 为运营商和微电网之间买卖产生的收益。

2.5.2 约束条件

CES 需要保障具有云储能设备的所有用户充放电需求得以满足，因此充放电功率需要满足

$$P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,i}}=\begin{cases}P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{C,i}}+P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{C,o}}\\ P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,o}}+P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,max}}\end{cases} \tag{22}$$

式中：$P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,i}}$ 为 t 时段内 CES 对系统的总放电功率；$P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{C,i}}$ 为充放电功率；$P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{C,o}}$ 为电能交互功率；$P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,o}}$ 为 CES 对外部电网产生的总充放电功率；$P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{EX,max}}$ 为 CES 联络系统最大功率。

云储能系统的电池容量约束为

$$E_{\mathrm{CES,max}}D_{\mathrm{DODmax}}\leqslant E_{\mathrm{CES},t}\leqslant E_{\mathrm{CES,max}} \tag{23}$$

式中：D_{DODmax} 为云储能系统的最大放电深度；$E_{\mathrm{CES,max}}$ 为 CES 能储存的最大容量。

3 基于生态博弈思维的微电网模型优化

3.1 生态博弈主体构成

基于生态系统思想，MGO 和 GLA 之间存在主从的博弈关系，其中 MGO 作为主体，参考光伏的预测曲线和载荷曲线，制定分时段电价并设计载荷转移激励制度；GLA 作为从体需要参考当前电价和载荷激励制度进行决策响应。CES 和 CUS 既是消费者也是生产者，CES 需要根据用户端的智能电表系统分析用户负荷 $P_{\mathrm{CES}}^{\mathrm{cap}}$ 曲线偏好，并减去用户充放电指令总和 $P_{\mathrm{CSU}}^{\mathrm{D}\Sigma}+P_{\mathrm{CES}}^{\mathrm{D}\Sigma}$，最终测算出云端储存盈余电量，再扣除预留的电量 $P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{res}}$ 后，最终得到能够对外机动调度和调整的电量 $P_{\mathrm{ES},t}^{\max}$，计算公式为

$$P_{\mathrm{ES},t}^{\max}=P_{\mathrm{CES}}^{\mathrm{cap}}-P_{\mathrm{CSU},t}^{\mathrm{C}\Sigma}-P_{\mathrm{CSU},t}^{\mathrm{D}\Sigma}-P_{\mathrm{CES},t}^{\mathrm{res}} \tag{24}$$

MGO 和 GLA 在系统中的关系是竞争性的生态关系，CES 和 CUS 是非竞争性的生态关系，这 2 组关系之间存在主从博弈。CES 和 CUS 的充放电决策受到电价峰谷期的影响，能够直接影响该组运营商和用户的决策；MGO 和 GLA 则可以通过决策干预电价水平波动，从而影响充放电情况。从博弈关系中可以看出，系统的目标优化和利益诉求存在不同，只有在 Nash 均衡情况下才能够达到系统的优化。

3.2 Nash 均衡的微电网算法设计

Nash 均衡指 1 种非合作的博弈状态，即在某种情况下不存在任一参与者能够通过单独行动而增加收益，这种策略组合被称为 Nash 均衡。Nash 均衡的 Q 学习算法是理性智能个体和环境在不断交互中通过 Q 值表的不断更新和算法收敛，对每次所处环境(s)、上一状态获取奖励(r)、确定当前执行动作(α)进行训练和学习，直到最终达到奖励最大化。Q 学习算法中的矩阵 $\boldsymbol{Q}$ 的更新方式为

$$\boldsymbol{Q}(s,\alpha)+\alpha[r(s,s',\alpha)]+r_{\alpha\in A}^{\max}[\boldsymbol{Q}(s',\alpha)-\boldsymbol{Q}(s,\alpha)]\rightarrow\boldsymbol{Q}(s,\alpha) \tag{25}$$

Nash 均衡的 Q 学习算法中，各个智能体之间的学习和训练属于 2 个独立过程，借助单独智能体对应的矩阵表判断博弈是否达到均衡水平。

3.3 生态博弈算法求解思路

微电网虚拟分布式云储能生态系统的算法流程如图 2 所示。

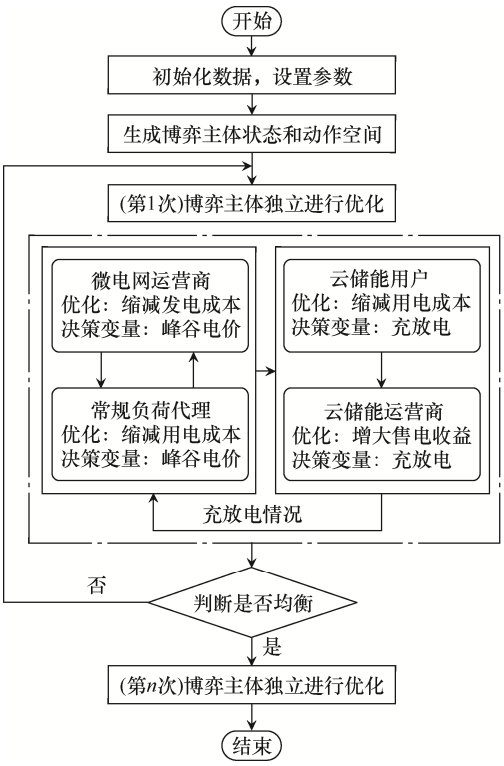


图 2 算法流程

Fig. 2 Flow chart of algorithm

4 案例分析

4.1 案例简介

案例以当前北京某高新技术产业园区微电网为例，利用已知条件，测算系统目标函数。已知约束条件为系统中各个设备的参数，见表 1。

表 1 案例系统设备参数情况

Tab. 1 Equipment parameters of system in case study

系统设备	额定容量/(kW·h)	额定功率/kW	P_{min}/kW	P_{max}/kW	K_x/(元·kW^{-1})
微电网-光伏	—	4 900	0	4 900	0.03
微电网-储能	850	—	0	700	0.04
燃气轮机	—	10 000	6 000	10 000	0.45
并网联络	—	—	0	1 200	参考电价
分布式光伏	—	850	0	850	0
云储能运营商	1 400	—	0	600	参考电价

用户配电网侧电价峰谷时段划分情况为：峰时段为 10:30—15:30、19:00—22:00；平时段为 07:00—10:30、15:30—19:00、22:00—00:00；其余时段为谷时段。分时段的电价情况见表 2。

表 2 分时段电价

Tab. 2 Time-of-use electricity price

时段	电价/[元/(kW·h)]	
	从配电网购电	对配电网放电
峰时段	0.95	0.73
平时段	0.85	0.71
谷时段	0.61	0.39

在案例中，假设园区中具备分布式发电设备的用户都能接入云储能服务，再随机选取 15%的一般用户也接入云储能服务，对云储能运营商投资规划的最佳容量和用户购买的最佳容量进行计算，可知用户部分的云端储能总功率和能量容量分别为 912 kW 和 1 590 kW·h，云储能运营商储能装备的功率容量和能量容量分别为 640 kW 和 1 410 kW·h。为促使微电网的虚拟分布式云储能系统内部实现动态平衡，算例约束条件为：在 Q 学习算法的相关参数中，将学习率 α 设置为 0.02，折扣因子 γ 设置为 0.7，调度时间周期设置为 1 h；将系统中各个设备的发电连续变量进行离散处理；光伏发电具有不可控性，因此在研究中须保证其被系统全部利用；可控机组所有电量都参与调度；博弈模型设置中，不考虑可控机组发电分配差异问题，设定为理想状态下可控机组发电都能够实现最佳工况情况，将发电额定功率的 70%到 100%分散为 20 个离散区间；云端储能设备状态可划分为充电、放电、静止 3 种状态，依据各个智能体动作情况确定决策空间。

4.2 训练结果

日负荷和光伏发电曲线如图 3 所示。借助光伏发电和日均负荷曲线作为仿真对象，通过对 1 d 的调度决策模型利用效用函数进行测算和多次迭代检索，使得 4 个智能体效用函数收敛，Q 值也收敛到 Nash 的均衡点，对 1 d 数据进行 1 000 次训练学习后，得到 4 个智能体效用函数散点分布情况的仿真结果，如图 4 所示。

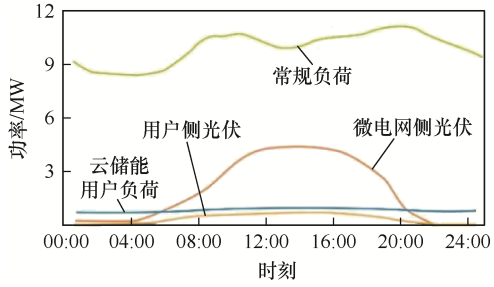


图 3　日负荷和光伏发电曲线

Fig. 3 Daily load and photovoltaic power generation curves

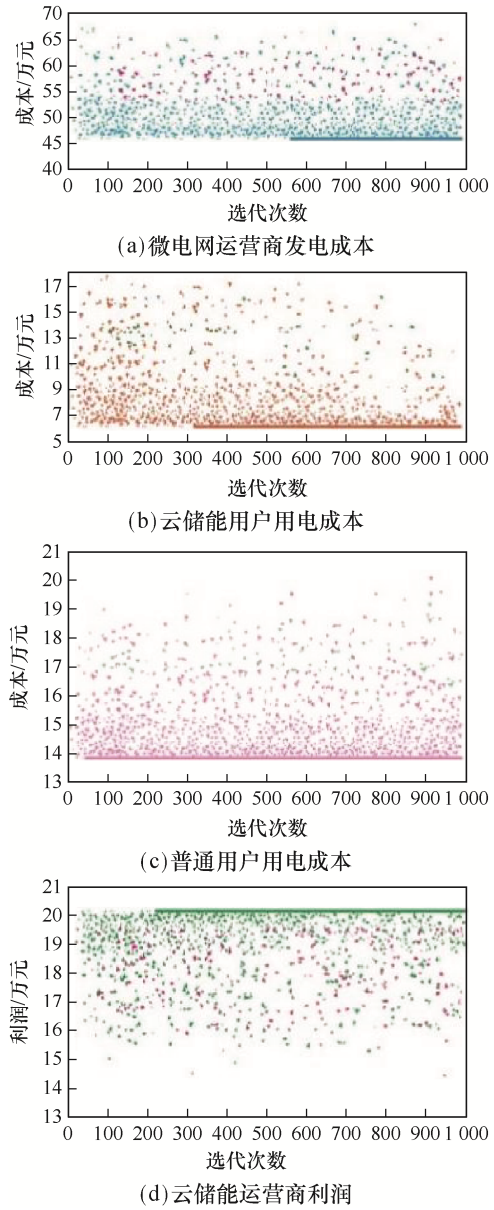


图 4　4 个智能体效用函数

Fig. 4 Values of four agent utility functions

如图 4 所示，Q 学习算法的训练结果具有明显的特征，训练初期 4 个智能体的效用函数分布较为散乱，主要原因是将该阶段智能体 Q 值初始化为 0，通过约束条件在多次随机决策中得到较为散乱的结果；伴随着训练次数增多，4 个智能体效用函数散点分布出现规律，约在 350 次训练后，智能体效用函数收敛到均衡范围附近，同时朝着最优均衡结果逼近，决策力显著提升；由图 4 能够看出，智能体的效用函数在训练末期逐渐趋近稳定，但仍然存在些许跳动点，贪婪系数设置防止 Q 学习算法被迫进入局部最优解，因此智能体决策可在空间概率范畴内完全随机决策，训练完成后贪婪系数设置为 1，依据行为准则做出最终决策，从图 4 中可以看出，在 1 000 次左右训练后，训练末期效用函数趋近平稳，获得理性决策能力。

4.3　决策结果

通过案例训练，最终云储能用户充放电得到的指令总和如图 5 所示，云储能运营商对微电网运营商的充放电、云储能运营商对用户的充放电情况利用 CSU 控制储备电能电池对微电网功率和用户充放电功率，正值代表充电，负值代表放电。干预云储能用户充放电的核心因素是微电网峰谷期的电价和分布式光伏发电情况，光伏高发电期借助盈余电能对云端电池充电，电价谷时段则从微电网购电，电价峰时段微电网放电，本质是控制云端储能装置对微电网进行充电或者放电以实现交易，并最终在 CES 端进行交易结算。

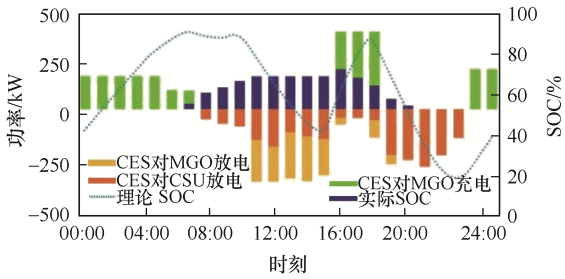


图 5　CSU 充放电指令总和

Fig. 5 Sum of CSU charge and discharge commands

CES 充放电决策情况如图 6 所示。CES 的充放电决策是基于对盈余可调度电量计算后产生的结果，云端储能运营商对微电网运营商放电并且微电网运营商对云端储能运营商充电代表云储能

将收到控制指令，通过对控制指令进行优化后得到云端储能运营商对微电网运营商的充放电曲线，其中 CES 购电时为正，售电时为负。从图中可以看出，CES 充放电的行为主要受到峰谷时段电价的影响，在满足用户基本用电需求后，在谷时段购电，峰时段尽量售电。

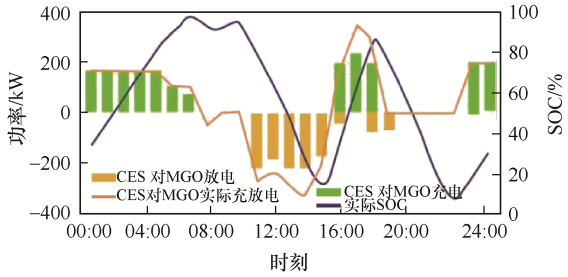


图 6 CES 充放电决策情况

Fig. 6 Decisions of CES charge and discharge

电功率平衡状态为微电网端的生态系统电能均衡情况，如图 7 所示，流入微电网生态系统的功率为正，反之为负。从图 7 中可以看出，早间光伏发电力度匮乏，负荷需求增大，微电网运营商的激励制度促使负荷朝向光伏发电高峰时段转移；在上午到中午之间，光伏发电力度较大，电价处于峰值，MGO 将部分电能以并网联络线形式对配电网出售。

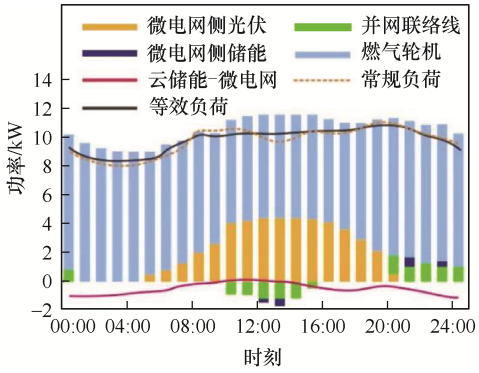


图 7 电功率平衡状态

Fig. 7 Electric power balance state

为进一步检验 CES 对微电网主体产生的影响，将带有 CES 和不带 CES 的微电网系统进行比较，最终得到主体收益，见表 3。从表 3 中能够明显看出，CES 的加入能够弥补传统微电网分布式电源储能不足的情况，盈余电能摒弃率大大降低，终端消费者用电成本缩减。

表 3 加入 CES 前后的主体成本/收益概况

Tab. 3 Cost/benefit profiles of entities before and after the inclusion of CES

元

加入 CES 情况	CSU 用电成本	CES 收益	MGO 发电成本	GLA 用电成本
加入前	7 443.2	—	93 873.3	127 373.9
加入后	6 311.7	1 928.2	81 983.5	123 844.1

5 结论

通过对微电网虚拟分布式云储能生态系统借助机动的调度和智能体以利益为联结的博弈均衡关系构建，本文给出以下 2 点建议：

(1)微电网虚拟分布式云储能生态系统借助机动的调度和智能体以利益为联结的博弈均衡模型，能够实现普通用户用电成本的缩减和盈余电能不被浪费，也能充分解决分布式储能系统在现实应用中存在的缺陷，通过分布式云储能生态系统实现收益 1 928.2 元，节约用电成本 3 529.8 元，在实践应用层面可以考虑引入该种配电模式；

(2)在微电网虚拟分布式云储能生态系统构建中，引入第 4 方——云端储能运营商，能够丰富电力系统调度的参与方，让系统各主体在利益均衡的博弈机制中达到和谐运营的状态，在促进配电系统和网络机制更加健全的前提下可以引入市场竞争机制，促使云端储能运营商作为利益群体进入配电系统市场，完善配电生态系统构建。

参考文献：

[1] 李军徽, 邵岩, 朱星旭, 等. 计及碳排放量约束的多区域互联电力系统分布式低碳经济调度[J]. 电工技术学报, 2023, 38(17): 4715-4728.
Li Junhui, Shao Yan, Zhu Xingxu, et al. Carbon emissions constraint distributed low-carbon economic dispatch of power system [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(17): 4715-4728. (in Chinese)

[2] 赵珍珍, 王维庆, 樊小朝, 等. 基于 NSGA-II-PSO 算法的微电网多目标优化运行模式[J]. 电源学报, 2023,

21(1): 118-125.
Zhao Zhenzhen, Wang Weiqing, Fan Xiaochao, et al. Multi-objective optimal operation mode of microgrid based on NSGA-II-PSO algorithm [J]. Journal of Power Supply. 2023, 21(1): 118-125.(in Chinese)

[3] 滕长龙, 孟高军, 华张依, 等. 基于云储能形态的分布式储能应用模式[J]. 电工技术, 2021(6): 23-25.
Teng Changlong, Meng Gaojun, Hua Zhangyi, et al. Distributed energy storage application mode based on cloud energy storage form [J]. Electric Engineering, 2021(6): 23-25. (in Chinese)

[4] 余运俊, 杨林锋, 哈志蕊, 等. 考虑灵活性资源的微电网双层优化策略[J]. 电源学报, 2025, 23(2): 115-124.
Yu Yunjun, Yang Linfeng, Ha Zhirui, et al. Two-layer optimal strategy for microgrid considering flexible resources [J]. Journal of Power Supply, 2025, 23(2): 115-124. (in Chinese)

[5] 刘成. 电网侧储能技术应用分析[J]. 机电信息, 2019(35): 30-31, 33.
Liu Cheng. Application analysis of power grid side energy storage technology [J]. Mechanical and Electrical Information, 2019(35): 30-31, 33. (in Chinese)

[6] 朱国海. 基于云储能的微电网多源协调优化[J]. 电源技术, 2021, 45(1): 85-88.
Zhu Guohai. Multi-source coordination and optimization of microgrid based on cloud energy storage [J]. Chinese Journal of Power Sources, 2021, 45(1): 85-88. (in Chinese)

[7] 周振华, 李磊, 王茂. 基于滤波算法的分布式云储能系统弹性稳定控制[J]. 计算机测量与控制, 2019, 27(10): 89-94.
Zhou Zhenhua, Li Lei, Wang Mao. Elastic stability control of distributed cloud energy storage system based on filtering algorithms [J]. Computer Measurement & Control, 2019, 27(10): 89-94. (in Chinese)

[8] 闫涛, 刘宗, 巴宇, 等. 基于储能云平台架构的分布式储能节点控制器与控制策略研究[J]. 电器与能效管理技术, 2019(2): 54-59, 66.
Yan Tao, Liu Zong, Ba Yu, et al. Research on distributed energy storage controller and control strategy based on energy storage cloud platform [J]. Electrical & Energy Management Technology, 2019(2): 54-59, 66. (in Chinese)

[9] 莫思特, 刘天琪, 曾琦, 等. 基于云储能和云发电技术的集中控制云电网系统研究[J]. 四川电力技术, 2018, 41(4): 28-31.
Mo Site, Liu Tianqi, Zeng Qi, et al. Research on centralized control cloud grid system based on cloud storage and cloud generation technology [J]. Sichuan Electric Power Technology, 2018, 41(4): 28-31. (in Chinese)



戎士敏

作者简介：

戎士敏(1973—)，男，本科，高级工程师。研究方向：电力系统及其自动化。E-mail：rongshimin123@163.com。

王聪(1981—)，女，通信作者，硕士，高级工程师。研究方向：电力系统及其自动化。E-mail：wangcong0823@163.com。

罗滇生(1971—)，男，博士，教授。研究方向：电力系统及其自动化。E-mail：luodiansheng123@163.com。

吴斌(1977—)，男，本科，高级工程师。研究方向：电力系统及其自动化。E-mail：wubin0308@163.com。

赵杰(1983—)，男，博士，高级工程师。研究方向：电力系统及其自动化。E-mail：zhaojie0820@163.com。

安佳坤(1988—)，男，硕士，工程师。研究方向：电力系统及其自动化。E-mail：anjiakun0303@163.com。

(责任编辑：孙美菊)