

# 共享储能投资及运营模式优化模型

徐蔚<sup>1</sup>, 张晋铭<sup>2</sup>, 蒋崇颖<sup>2</sup>, 曾庆彬<sup>3</sup>, 张勇军<sup>2</sup>

(1. 广东电网有限责任公司电网规划研究中心, 广州 510080; 2. 华南理工大学电力学院, 广州 510640; 3. 广州市奔流电力科技有限公司, 广州 510670)

**摘要:** 随着储能与共享经济的进一步发展, 共享储能运营模式开始被发掘与关注。针对现有储能单场景投资运行回报周期长、利用效率低等问题, 提出了一种主要考虑共享储能运营商、电网以及用户 3 个主体参与的共享储能投资及运营模式。首先, 研究分析了 3 方参与的运营模式, 并建立了共享储能运营商、电网及用户的净收益模型。其次, 在保证电网和用户一定盈利条件下, 以共享储能运营商收益最大为目标进行求解, 通过二次拟合、M 包络、T 包络法处理为混合整数凸优化模型。然后, 为激励用户参与用储, 基于改进的 Shapley 值法实现用户间的部分电网延缓效益分配。最后, 以某地区 3 个用户进行算例仿真, 应用 Gurobi 工具包决策共享储能运营商的投资运行方案与服务定价, 验证了该投资运营模式的有效性。

**关键词:** 共享储能; 投资运营; 改进 Shapley 值法; 凸优化

## Investment and Operation Mode Optimization Model of Shared Energy Storage

XU Wei<sup>1</sup>, ZHANG Jinming<sup>2</sup>, JIANG Chongying<sup>2</sup>, ZENG Qingbin<sup>3</sup>, ZHANG Yongjun<sup>2</sup>

(1. Power Grid Planning & Research Center, Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510080, China; 2. School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China; 3. Guangzhou Power Electrical Technology Co., Ltd., Guangzhou 510670, China)

**Abstract:** With the further development of energy storage and sharing economy, the operation mode of shared energy storage begins to be explored and paid attention to. In response to the problems of long investment and operation return cycles and low utilization efficiency in existing single energy storage scenarios, a shared energy storage investment and operation model is proposed mainly considering the three participants of shared energy storage operators, power grids, and users. Firstly, the operational models involving three parties are studied and analyzed, and a net profit model for shared energy storage operators, power grids, and users is established. Secondly, under certain profit conditions for the power grid and users, the goal of maximizing the revenue of shared energy storage operators is solved, and a mixed integer convex programming model is processed through quadratic fitting, M-envelope, and T-envelope methods. Then, to incentivize users to participate in energy storage, an improved Shapley value method is used to achieve partial grid delay benefit distribution among users. Finally, a simulation is conducted on three users in a certain region, and the Gurobi toolkit is applied to decide the investment and operation plan and service pricing of a shared energy storage operator, verifying the effectiveness of the investment and operation model.

**Key words:** shared energy storage; investment operations; improved Shapley value method; convex programming

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52177085); 中国南方电网有限责任公司科技项目(GDKJXM20222479)。

**Foundation item:** Supported by the National Natural Science Foundation of China (52177085); the Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co., Ltd. (GDKJXM20222479).

## 0 引言

目前,储能的配置运行可分为电网侧、电源侧、用户侧<sup>[1-3]</sup>三类应用场景,仅为单一主体服务。受储能高投资成本影响,各场景主要面临着回报周期长、利用效率低<sup>[4-6]</sup>等方面问题,降低了各方用储积极性、阻碍了储能的发展。为解决上述问题,共享储能模式受到了关注,探索其运营模式至关重要<sup>[5, 7]</sup>。

近几年,国内外学者针对共享储能运营模式优化已有大量研究。文献[8]从无储能、独立储能和共享储能3种方案讨论了用户侧光伏储能系统的成本效益。文献[9-10]归纳划分了一些所有权不同归属的共享储能模式,并指出制约储能发展的原因。文献[11]总结了共享储能商业模式的价值定位、成本盈利模型。文献[12]基于存储聚合器提出一种实现用户能源共享的商业模式。文献[13]针对共享储能的集中式、分布式投资方式及电量共享、容量共享运营模式,分别建立了考虑可再生能源发电及用户季节差异用电的优化模型。文献[14]以第三方投资角度梳理了各利益方之间的收益模式。

其中,在共享储能的应用对象上,文献[15-18]研究了共享储能与不同类别用户间的运营模式,其中包含用电多且密集的公寓或楼宇式建筑用户、能源结构复杂的工业用户、微网用户。文献[19]针对电池容量衰减对共享储能电站经济效益的影响,提出了计及电池健康状态变化的共享储能容量功率配置方案。文献[20]提出了一种双层结构的光伏社区共享优化运行方法,提高了新能源发电的消纳率、降低了用电成本。文献[21]提出了一种考虑投资成本、负荷波动最小的共享储能配置模型。文献[22]建立了一种考虑共享储能电站、运营商以及用户3个主体运营系统参与的运营模型。文献[23]提出了一种多阶段调度方法,通过共享储能缓解了线路阻塞与电网经济运行。文献[24]建立了共享储能主体和各园区微网主体间的电能交易优化运行模型,以减少各主体的运行成本。

实现共享储能投资及运营模式优化的关键在于全面考虑共享储能应用后的受影响相关方及其效益。上述有关共享储能运营模式的研究中只考虑了共享储能、用户或电网两方参与,未考虑共享储能、用户、电网三方的相互影响特性,忽略了用户使用共享储能对电网造成的隐形效益影响,其运营模式考虑不够全面完善。

因此,本文提出一种主要考虑共享储能运营

商、电网以及用户3个主体参与的共享储能投资及运营模式方法。主要工作及解决的关键问题如下。

1)为进一步完善共享储能投资运营模式,考虑用户调度共享储能功率后对电网造成的隐形效益影响,提出了一种考虑共享储能运营商、电网、用户三方参与下的共享储能投资运营模式;

2)为避免该模式下非凸优化模型求解结果的全局最优不确定性,通过结合使用二次拟合、M包络、T包络方法,将各方效益模型处理为凸优化模型,并通过Gurobi求解器得到唯一最优解;

3)为修正原Shapley值法基于各用户削峰贡献为 $1/n$ 的假分配效益,对于用户削峰贡献效果不等或存在较大差异的情况,根据削峰贡献程度提出改进的Shapley值法修正用户间的效益分配,更公平地激励用户参与用储;

4)以某地区各不同类型的用户电量数据以及光伏安装运行条件,验证了该投资运营模式的有效性。

## 1 共享储能运营模式

本文所建立的共享储能运营商运行模式框架如图1所示,主要讨论的参与方包括共享储能运营商、电网及用户,其中储能电站的投资建设方考虑为运营商购买或自建,并通过向用户收取储能租赁费、服务费,为各用户提供充放电服务。此种模式的优势在于集成了储能资源响应电力系统服务、统一调配,使储能资源得到充分利用,实现多方主体的共赢。

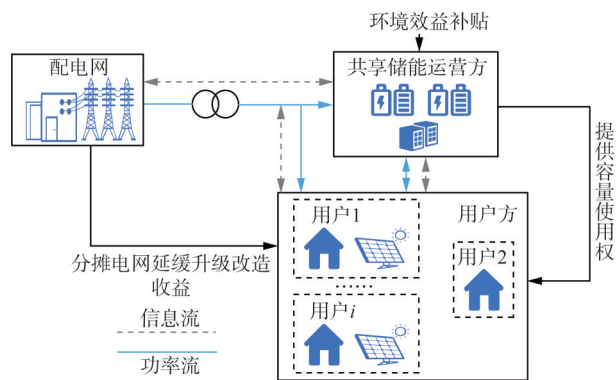


图1 共享储能运营框架

Fig. 1 Shared energy storage operating framework

受储能投资成本高、回收周期长特点影响,为尽可能吸引第三方或社会资本投资共享储能积极性,在保证电网和用户一定盈利的前提下,以共享储能运营商的收益最大,作为对运营过程中运行机制、服务定价部分的决策。电网主要负责满足共享储能运营方、用户方的供电需求。用户可支付共享储能运营商费

用, 获得储能容量使用权, 通过储能放电获取电能, 减少了对电网的供电依赖, 间接使电网获得了延缓升级改造效益, 可参与其部分分配以提高用户用储积极性。在光伏发电充足时, 用户还可将多余的弃光电能售卖给共享储能运营商, 进一步降低自身用电成本, 其产生的环境效益可由政府奖励储能运营商。

## 2 共享储能运营商—电网—用户净收益模型

### 2.1 共享储能运营商净收益模型

挖掘共享储能的商业模式及成本回收机制, 完善储能相关市场规则和支撑政策机制, 对促进储能可持续发展, 推进新型电力系统的建设和双碳目标的实现有着重要意义<sup>[25]</sup>。共享储能运营商作为投资建设、运维储能方, 负责与电网和用户间的电能流动<sup>[26-27]</sup>。充电电能可来自于电网或用户的弃光电能, 当其为用户的弃光电能时, 可有效增加新能源的利用率, 从而产生环境效益; 放电为向用户提供的调度电能。其收入主要来源于向电网收取的服务费、向用户收取的储能租赁费与服务费、储能自身的残值收入以及政府前期给予的环境效益补贴, 其成本主要体现在向电网和用户购买的充电成本、自建储能初始投资成本、运维成本。

$$\begin{aligned}
 B_{\text{seso}} &= B_{\text{su\_rt}} + B_{\text{su\_serv}} + B_{\text{sg\_serv}} + B_{\text{ess\_rm}} + B_{\text{envr}} - \\
 &\quad C_{\text{seso\_gr}} - C_{\text{seso\_user}} - C_{\text{seso\_inv}} - C_{\text{seso\_om}} \quad (1)
 \end{aligned}$$

$$\begin{cases}
 B_{\text{su\_rt}} = \sum_{i=1}^{N_1} B_{\text{su\_rt}, i} = \sum_{i=1}^{N_1} \sum_{t=1}^T R_{\text{ess}} P_{\text{user\_disc}, i}(t) \\
 B_{\text{su\_serv}} = \sum_{i=1}^{N_1} B_{\text{su\_serv}, i} = \sum_{i=1}^{N_1} \sum_{t=1}^T S_{\text{oes}} [P_{\text{user\_disc}, i}(t) + \\
 \quad P_{\text{user\_cha}, i}(t)] \\
 B_{\text{sg\_serv}} = \sum_{t=1}^T S_{\text{oes}} P_{\text{seso\_gr}}(t) \\
 B_{\text{ess\_rm}} = C_{\text{seso\_inv}} H_s \\
 B_{\text{envr}} = \sum_{i=1}^{N_1} \sum_{t=1}^T c_{\text{sbd}} P_{\text{user\_cha}, i}(t) \\
 C_{\text{seso\_gr}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{seso\_gr}}(t) P_{\text{seso\_gr}}(t) \\
 C_{\text{seso\_user}} = \sum_{i=1}^{N_1} C_{\text{seso\_user}, i} = \sum_{i=1}^{N_1} \sum_{t=1}^T c_{\text{seso\_user}} P_{\text{user\_cha}, i}(t) \\
 C_{\text{seso\_inv}} = \lambda_{\text{ky}} C_{\text{ess}} / T_{\text{day}} \\
 C_{\text{seso\_om}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{ess\_om}} \{ P_{\text{seso\_gr}}(t) + \sum_{i=1}^{N_1} [P_{\text{user\_disc}, i}(t) + \\
 \quad P_{\text{user\_cha}, i}(t)] \}
 \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $B_{\text{seso}}$  为共享储能运营商的净收益;  $B_{\text{su\_rt}}$ 、 $B_{\text{su\_serv}}$  分别为共享储能运营商向用户收取的储能租赁费、运营服务费;  $B_{\text{su\_rt}, i}$ 、 $B_{\text{su\_serv}, i}$  分别为运营商向第  $i$  个用户收取的储能租赁费、运营服务费;  $B_{\text{sg\_serv}}$  为运营商向电网收取的服务费;  $B_{\text{ess\_rm}}$  为运营商初始投资建设储能的残值收入;  $B_{\text{envr}}$  为政府给予的环境效益补贴;  $C_{\text{seso\_gr}}$ 、 $C_{\text{seso\_user}}$  分别为运营商向电网购电成本、向用户购买弃光电能成本;  $C_{\text{seso\_inv}}$  为储能电站一天的投资成本;  $C_{\text{seso\_om}}$  为运营维护成本;  $R_{\text{ess}}$ 、 $S_{\text{oes}}$  分别为单位功率下的租赁费、服务费;  $P_{\text{user\_cha}, i}(t)$ 、 $P_{\text{user\_disc}, i}(t)$  分别为  $t$  时刻用户  $i$  与共享储能之间的充放电功率;  $H_s$  为储能残值率;  $c_{\text{sbd}}$  为单位功率下的补贴费用;  $c_{\text{seso\_gr}}(t)$  为  $t$  时刻运营商向电网的购电电价;  $P_{\text{seso\_gr}}(t)$  为  $t$  时刻运营商向电网的购电功率;  $c_{\text{seso\_user}}$  为运营商对用户的弃光回收价格;  $c_{\text{ess\_om}}$  为单位运行维护价格;  $C_{\text{ess}}$  为储能投资成本;  $\lambda_{\text{ky}}$  为投资折现系数;  $T$  为典型日的总时间段数量, 本文取 24;  $T_{\text{day}}$  为储能的年运行天数;  $N_1$  为用户的数量。

其中<sup>[11]</sup>:

$$\begin{cases}
 C_{\text{ess}} = C_e E_{\text{max}} + C_p P_{\text{ess\_max}} \\
 \lambda_{\text{ky}} = k(1+k)^y / [(1+k)^y - 1]
 \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $C_e$  为储能单位容量价格;  $C_p$  为储能单位功率价格;  $E_{\text{max}}$  为共享储能的容量;  $P_{\text{ess\_max}}$  为共享储能额定功率;  $k$  为折现率;  $y$  为设备寿命周期。

### 2.2 电网净收益模型

电网作为传统卖电方, 主要以赚取卖电差价获得自身收益。引入共享储能运营商后, 用户可经其获取电能满足自身用电需求, 减少了对电网的购电需求和依赖。其收入主要来源于向储能运营商卖电收入、延缓电网升级改造收益, 其成本、亏损分别为向运营商缴纳的储能服务费, 以及减少向用户出售电能的收入。

$$B_{\text{gr}} = B_{\text{gr\_seso}} + B_{\text{gr\_delay}} - R_{\text{gr\_fsu}} - C_{\text{gr\_serv}} \quad (4)$$

$$\begin{cases}
 B_{\text{gr\_seso}} = C_{\text{seso\_gr}} \\
 B_{\text{gr\_delay}} = c_{\text{up}} E_{\text{max}} a_{\mu} / T_{\text{day}} \\
 R_{\text{gr\_fsu}} = \sum_{i=1}^{N_1} R_{\text{gr\_fsu}, i} \\
 \quad = \sum_{i=1}^{N_1} \sum_{t=1}^T c_{\text{gr}}(t) [P_{\text{ge}, i}(t) - P_{\text{gr\_user}, i}(t)] \\
 C_{\text{gr\_serv}} = B_{\text{sg\_serv}}
 \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $B_{\text{gr}}$  为电网的净收益;  $B_{\text{gr\_seso}}$  为电网向运营商

的卖电收入； $B_{gr\_delay}$  为延缓电网升级改造收益； $R_{gr\_fsu}$ 、 $R_{gr\_fsu,i}$  分别为加入共享储能运营商后电网向所有用户、用户  $i$  少出售电能的收入； $C_{gr\_serv}$  为电网向运营商支付的服务费； $c_{gr}(t)$  为  $t$  时段用户向电网的购电电价； $c_{up}$  为电网单位容量升级改造价格； $a_{\mu}$  为延缓系数<sup>[28]</sup>； $P_{gr\_user,i}(t)$  为  $t$  时段用户  $i$  加入共享储能运营模式后向电网的购电功率； $P_{ge,i}(t)$  为  $t$  时段用户  $i$  加入共享储能运营模式前向电网的购电功率。

其中：

$$P_{ge,i}(t) = [P_{load,i}(t) - P_{pv,i}(t)] \tau_{ge,i}(t) \quad (6)$$

$$a_{\mu} = (1 - (\frac{1+r}{1+k})^{\Delta y}) \quad (7)$$

$$\Delta y = \lg(1 + \mu) / \lg(1 + \tau) \quad (8)$$

式中： $P_{pv,i}(t)$  为  $t$  时段用户  $i$  所配光伏出力； $P_{load,i}(t)$  为  $t$  时段用户  $i$  的负荷功率； $\tau_{ge,i}(t)$  为  $t$  时段用户  $i$  向电网购电的状态位，若其光伏出力小于负荷用电需求则取 1，反之取 0； $r$  为通货膨胀率； $\Delta y$  为储能延缓电网升级的年限<sup>[29]</sup>； $\tau$  为负荷年增长率； $\mu$  为储能削峰率。

### 2.3 用户净收益模型

用户是指需要满足用电需求的一方，通常情况下用户只能通过向电网进行购电。在引入共享储能模式后，用户还可经储能运营商进行购电，或者在自身配备光伏出力多余的情况下，将弃光电能出售给储能运营商。其收入主要来源于减少向电网的购电收益、向储能运营商出售的弃光电能收入，其成本主要体现在向运营商缴纳的储能租赁费、服务费。

$$B_{user,i} = B_{user\_gab,i} + B_{user\_seso,i} - C_{user\_rt,i} - C_{user\_serv,i} \quad (9)$$

$$\begin{cases} B_{user\_gab,i} = R_{gr\_fsu,i} \\ B_{user\_seso,i} = C_{seso\_user,i} \\ C_{user\_rt,i} = B_{su\_rt,i} \\ C_{user\_serv,i} = B_{su\_serv,i} \end{cases} \quad (10)$$

式中： $B_{user,i}$  为用户  $i$  的净收益； $B_{user\_gab,i}$  为用户  $i$  减少向电网购电的收益； $B_{user\_seso,i}$  为用户  $i$  向共享储能运营商出售弃光电能的收入； $C_{user\_rt,i}$ 、 $C_{user\_serv,i}$  分别为用户  $i$  向运营商支付的储能租赁费、服务费。

## 3 模型求解及等价转化

### 3.1 运营模型求解

本文考虑以共享储能运营商收益最大为目标，

见式(1)，在保证电网和用户一定获利前提，以及三方运行控制约束下，见式(11)–(13)，对运营过程中运行机制、服务定价部分作决策。

#### 1) 电网方、用户方利益约束条件

$$\begin{cases} B_{gr} \geq (\beta_{gr\_acp} + \alpha_{gu}) B_{gr\_delay} \\ B_{user,i} \geq 0 \end{cases} \quad (11)$$

式中： $\beta_{gr\_acp}$  为电网可接受延缓利润比例； $\alpha_{gu}$  为电网激励用户用储比例系数。

#### 2) 共享储能运行控制约束条件

$$\begin{cases} P_{ess,cha}(t) = P_{seso\_gr}(t) + \sum_{i=1}^{N_i} P_{user\_cha,i}(t) \\ P_{ess,discha}(t) = \sum_{i=1}^{N_i} P_{user\_disc,i}(t) \\ 0 \leq P_{ess,cha}(t) \leq \sigma_{ess,cha}(t) P_{ess,max} \\ 0 \leq P_{ess,discha}(t) \leq \sigma_{ess,discha}(t) P_{ess,max} \\ \sigma_{ess,cha}(t) + \sigma_{ess,discha}(t) \leq 1 \\ S_{OC,ess}(t+1) = S_{OC,ess}(t) + \eta_{ess} P_{ess,cha} \Delta t / E_{max} - P_{ess,discha} \Delta t / \eta_{ess} E_{max} \\ S_{OC,ess}^{min} \leq S_{OC,ess}(t) \leq S_{OC,ess}^{max} \\ S_{OC,ess}(0) = S_{OC,ess}(T) \\ 0 \leq P_{seso\_gr}(t) \end{cases} \quad (12)$$

式中： $P_{ess,cha}(t)$ 、 $P_{ess,discha}(t)$  分别为  $t$  时刻储能电站的充放电功率； $\sigma_{ess,cha}(t)$ 、 $\sigma_{ess,discha}(t)$  分别为  $t$  时刻储能电站的充放电标志位； $S_{OC,ess}(t)$  为  $t$  时刻储能电站的荷电状态； $\eta_{ess}$  为储能电站充放电效率； $S_{OC,ess}^{max}$ 、 $S_{OC,ess}^{min}$  分别为储能电站荷电状态上、下限； $\Delta t$  为单位时间。

#### 3) 用户运行控制约束条件

$$\begin{cases} P_{gr\_user,i}(t) + P_{user\_disc,i}(t) - P_{user\_cha,i}(t) + P_{pv\_real,i}(t) = P_{load,i}(t) \\ 0 \leq P_{gr\_user,i}(t) \leq P_{ge,i}(t) \\ 0 \leq P_{pv\_real,i}(t) \leq P_{pv,i}(t) \\ 0 \leq P_{user\_cha,i}(t) \leq \sigma_{user\_cha,i} P_{user\_max,i} \\ 0 \leq P_{user\_disc,i}(t) \leq \sigma_{user\_disc,i} P_{user\_max,i} \\ \sigma_{user\_cha,i} + \sigma_{user\_disc,i} \leq 1 \end{cases} \quad (13)$$

式中： $P_{pv\_real,i}(t)$  为  $t$  时刻实际光伏发电使用功率； $\sigma_{user\_cha,i}$ 、 $\sigma_{user\_disc,i}$  分别为用户  $i$  对应储能电站的充放电标志位； $P_{user\_max,i}$  为用户  $i$  与储能电站间最大的充放电功率。



### 3.2 模型等价转化

在本文模型中, 各方净收益模型由多项收益与成本加减而成。当存在两个以上的待求变量相乘或指数、对数等复杂非线性函数时, 这种非凸优化模型难以确定全局最优解, 应将其转化为凸优化模型, 以得到唯一最优解。

其中, 租赁价格是待求变量, 式(1)中存在租赁价格  $R_{\text{ess}}$  与储能用户端放电功率  $P_{\text{user\_disc}, i}(t)$  的乘项, 可通过 McCormick 法中的 M 包络法对其处理, 引入辅助变量  $M_i(t) = R_{\text{ess}} P_{\text{user\_disc}, i}(t)$  后新增约束式(14)。在式(5)中存在难以线性化处理的延缓系数  $a_\mu$ , 可先拟合将其转化为能够处理的二次函数项, 原式(7)变化为  $a_\mu = f(r, k, \tau)\mu^2 + f(r, k, \tau)\mu + f(r, k, \tau)$ , 采用 T 包络法对其完成处理, 新增约束式(15); 再引入辅助变量  $\bar{D} = E_{\text{max}}\bar{\mu}$ 、 $D = E_{\text{max}}\mu$  通过上述 M 包络法对其处理。

$$\begin{cases} R_{\text{ess}}^L P_{\text{user\_disc}, i}(t) + R_{\text{ess}} P_{\text{user\_disc}, i}^L(t) - R_{\text{ess}}^L P_{\text{user\_disc}, i}^L(t) - M_i(t) \leq 0 \\ R_{\text{ess}}^U P_{\text{user\_disc}, i}(t) + R_{\text{ess}} P_{\text{user\_disc}, i}^U(t) - R_{\text{ess}}^U P_{\text{user\_disc}, i}^U(t) - M_i(t) \leq 0 \\ M_i(t) - R_{\text{ess}}^U P_{\text{user\_disc}, i}(t) - R_{\text{ess}} P_{\text{user\_disc}, i}^L(t) + R_{\text{ess}}^L P_{\text{user\_disc}, i}^L(t) \leq 0 \\ M_i(t) - R_{\text{ess}} P_{\text{user\_disc}, i}^U(t) - R_{\text{ess}}^L P_{\text{user\_disc}, i}(t) + R_{\text{ess}}^U P_{\text{user\_disc}, i}^L(t) \leq 0 \end{cases} \quad (14)$$

式中:  $R_{\text{ess}}^U$ 、 $R_{\text{ess}}^L$  分别为储能租赁价格上下限, 取值分别为峰时电价、0;  $P_{\text{user\_disc}, i}^U(t)$ 、 $P_{\text{user\_disc}, i}^L(t)$  分别为  $t$  时刻储能用户端  $i$  放电功率上下限, 取值分别为储能额定功率、0。

$$\begin{cases} \mu^2 - \bar{\mu} \leq 0 \\ \bar{\mu} - (\mu^L)^2 - (\mu^U + \mu^L)(\mu - \mu^L) \leq 0 \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $\bar{\mu}$  为  $\mu$  的平方项;  $\mu^U$ 、 $\mu^L$  分别为储能削峰率上下限, 取值分别为 1、0。

### 4 延缓电网升级改造效益分摊与激励

当用户通过使用共享储能放电功率满足自身部分用电需求时, 会减少对电网的购电需求, 间接使电网获得了延缓电网升级改造的投资效益, 可拿出部分效益在用户间进行分配, 增加用户用储积极性, 与电网达到互利共赢的结果。Shapley 值法是合作博弈模型中常用的效益分摊方法, 本文考虑用

户的用电需求对原 Shapley 值法分配结果进行改进, 得到各用户的分摊效益。

#### 4.1 Shapley 值法

Shapley 值法对联盟成员进行利益分配是基于各成员对联盟总目标的边际贡献量, 避免了平均主义。依据成员边际贡献量的大小进行分配, 更具合理性和公平性, 体现了成员之间的博弈。

用户  $i$  在参与联盟时有  $(|S| - 1)!$  种排序,  $|S|$  表示联盟  $S$  包含的用户数量, 则用户  $i$  参与不同的随机排序组合后, 所分得的利益可用式(17)表示。

$$B_{\text{user\_del}, i} = \sum_{S \in N} \frac{(n - |S|)! (|S| - 1)!}{n!} [B(S) - B(S - i)] \quad (16)$$

式中:  $N(1, 2, \dots, n)$  为可参与联盟  $S$  的  $n$  个用户;  $B(S - i)$  为除去第  $i$  个用户后的效益。

其分配比例满足式(17)。

$$\beta_{\text{user}, i} = B_{\text{user\_del}, i} / \sum_{i=1}^{N_i} B_{\text{user\_del}, i} \quad (17)$$

式中  $\beta_{\text{user}, i}$  为用户  $i$  在用户群体中对延缓电网升级改造收益的分配比例。

#### 4.2 改进 Shapley 值法分配策略

传统 Shapley 值法进行效益分配时, 隐含着各用户通过调用储能后削峰效果均为  $1/n$  的假设<sup>[30]</sup>, 因此实际应根据用户参与削峰的贡献程度对 Shapley 值法的利益分配方案做出修正。

$$D_i = P_{\text{user\_disc}, i}(t_{\text{max}}) / \sum_{i=1}^{N_i} P_{\text{user\_disc}, i}(t_{\text{max}}) \quad (18)$$

$$\beta'_{\text{user}, i} = \beta_{\text{user}, i} + (1/n)(D_i - 1/n) \quad (19)$$

式中:  $\beta'_{\text{user}, i}$  为用户  $i$  修正后的分配比例;  $D_i$  为用户  $i$  的分配修正系数;  $t_{\text{max}}$  为调用储能功率前最大负荷功率点对应时刻。

即在考虑电网通过分配延缓电网升级改造收益激励用户后, 电网和用户  $i$  的收益模型变化为:

$$\begin{cases} B'_{\text{gr}} = B_{\text{gr}} - \sum_{i=1}^{N_i} \alpha_{\text{gu}} \beta'_{\text{user}, i} B_{\text{gr\_delay}} \\ B'_{\text{user}, i} = B_{\text{user}, i} + \alpha_{\text{gu}} \beta'_{\text{user}, i} B_{\text{gr\_delay}} \end{cases} \quad (20)$$

式中:  $B'_{\text{gr}}$  为电网激励用户用储后所剩效益;  $B'_{\text{user}, i}$  为用户  $i$  得到电网用储激励后的效益。

### 5 算例分析

#### 5.1 参数设置

本文设定 1 个共享储能运营商、3 个用户进行

仿真分析,其中用户1、2配备安装光伏,而用户3不配备光伏,各用户的用电需求和光伏出力曲线如图2—3所示。该地区分时电价参考文献[20],其余相关参数设置,如表1所示。

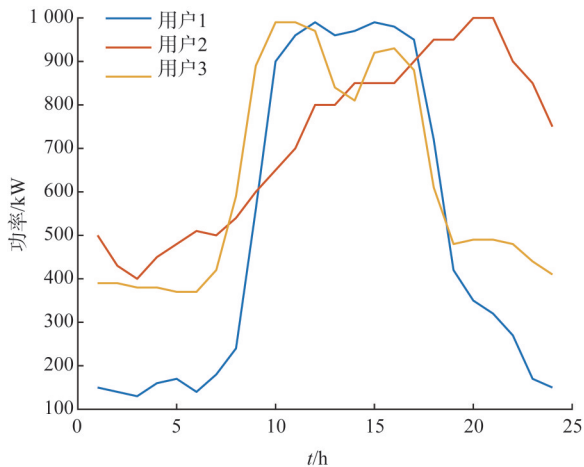


图2 各用户负荷功率曲线

Fig. 2 Load power curves for each user

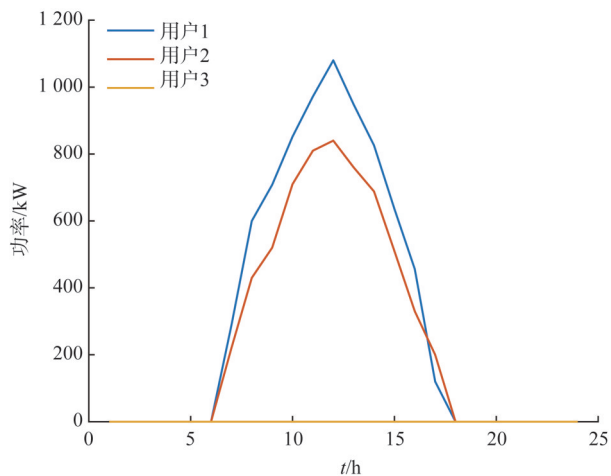


图3 各用户光伏出力曲线

Fig. 3 PV output curves of each user

## 5.2 优化结果分析

### 5.2.1 共享储能投资运营结果分析

本文在考虑电网一定获利下、用户方用电成本不增加下,引入共享储能运营商机制,以最大化共享储能运营商的投资收益为目标对模型进行求解,其结果如表2所示。基于上述参数设置,在考虑储能投资、运行约束条件下,运营商初始投资储能容量、额定功率分别为732 kWh、490 kW,其容量大小约为本文用户总负荷功率26%、约为额定功率1.50倍;储能租赁费优化结果处于电网平、峰售电

表1 相关参数设置

Tab. 1 Related parameter settings

| 参数类型                    | 参数名                                 | 数值         |
|-------------------------|-------------------------------------|------------|
| 基础参数                    | 折现率/%                               | 6          |
|                         | 通货膨胀率/%                             | 1.5        |
|                         | 负荷增长率/%                             | 1.5        |
|                         | 电网可接受延缓利润比例/%                       | 30         |
|                         | 政府环境效益补贴/(元·kW <sup>-1</sup> )      | 0.05       |
|                         | 弃光回收价格 <sup>[20]</sup>              | 0.09       |
|                         | 电网单位容量升级改造价格/(元·kWh <sup>-1</sup> ) | 2 000      |
| 储能参数 <sup>[22,31]</sup> | 单位容量价格/(元·kWh <sup>-1</sup> )       | 1 400      |
|                         | 单位功率价格/(元·kW <sup>-1</sup> )        | 350        |
|                         | 运营服务费价格/(元·kW <sup>-1</sup> )       | 0.02       |
|                         | 运行维护价格/(元·kW <sup>-1</sup> )        | 0.05       |
|                         | 残值率/%                               | 10         |
|                         | 充放电效率/%                             | 95         |
|                         | 年运行天数                               | 365        |
|                         | 荷电状态范围                              | [0.1, 0.9] |

电价之间,用户可在电价高峰阶段通过向储能购电,获取电价差收益,从而弥补在平、谷电价区段调用储能容量的亏损。共享储能运营商可在支出储能容量功率投资成本、运维成本、购电等成本下通过收取服务费、租赁费、政府环境效益补贴等方式,获得日净收益212.52元,具有投资效益。如图4所示,为同时考虑储能运营商、用户收益,储能电站从电网的购电功率来自于平、谷电价时段,当用户存在弃光电能时,优先以更低价格购买这部分电能,从而减少自身充电成本。储能电站向用户放电区段处于平、峰电价时段,与用户弃光售电收益相协调,保证用户在满足自身用电需求基础上,不产生多余购电费用。

表2 储能投资、收益优化结果

Tab. 2 Energy storage investment and revenue optimization results

| 共享储能运营商                     | 优化结果   |
|-----------------------------|--------|
| 储能投资容量/kWh                  | 732    |
| 储能最大功率/kW                   | 490    |
| 储能租赁费/(元·kW <sup>-1</sup> ) | 1.00   |
| $B_{\text{SESO}}$ 日净收益/元    | 212.52 |

### 5.2.2 用户运营结果分析

如图5—7所示为各用户的运行结果,引入共享储能后,用户购电方式从原单一从电网购电转变

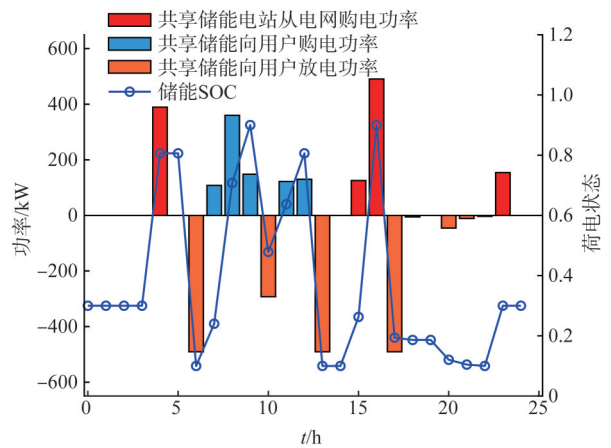


图 4 共享储能运营商运行结果

Fig. 4 Shared energy storage operator operation results

为向储能电站和电网混合购电方式，用户多余光伏电能从原全舍弃转变为绝大部分消纳。用户 1、2 在光伏出力大于自身负荷功率时段时，可将多余的光伏电能售卖给共享储能电站，降低用户弃光率、获得售电收益，运行结果中除向储能购电的时段 10 以外，其余时段光伏均实现了全消纳。用户 3 相较于用户 1、2 在平峰时段调用储能功率更多，因其缺少弃光售电电能收入，需要在平峰时段购买更多储能电能以平衡高峰时段调用储能电能的亏损。总体上 3 个用户调用储能功率的平价时段集中在 6、17 时刻，峰价时段集中在 10、13、20 时刻。

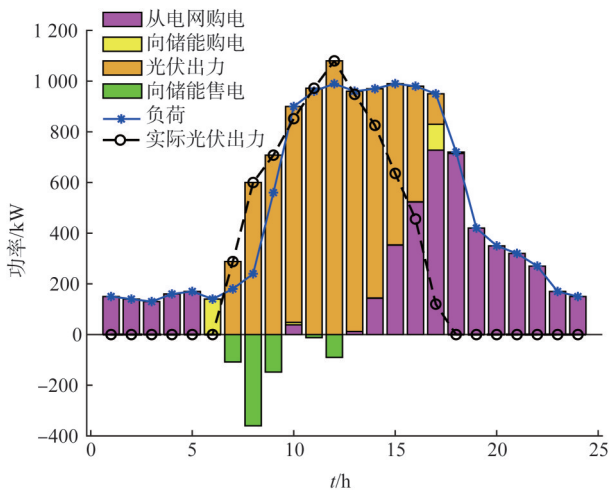


图 5 用户 1 运行结果

Fig. 5 User 1 operation results

5.2.3 延缓电网升级改造效益分摊结果分析

根据式(16)，可得到各用户调用储能功率后产生的电网延缓升级改造效益，如表3所示。

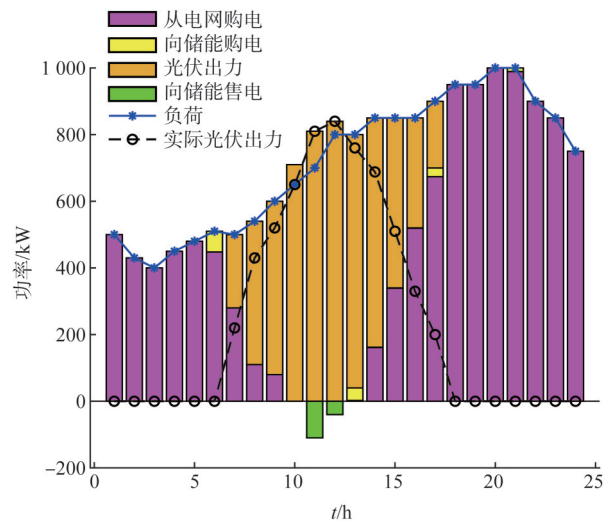


图 6 用户 2 运行结果

Fig. 6 User 2 operation results

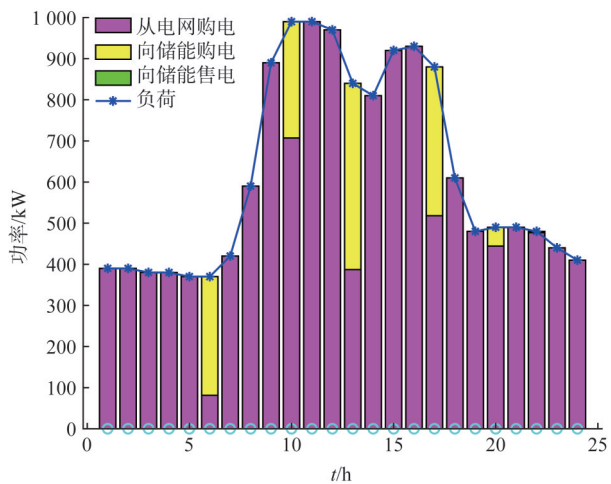


图 7 用户 3 运行结果

Fig. 7 User 3 operation results

| 表 3 各用户联盟 Shapley 值法参数                                   |            |                |                |                |
|----------------------------------------------------------|------------|----------------|----------------|----------------|
| Tab. 3 Each user alliance Shapley value method parameter |            |                |                |                |
| 万元                                                       |            |                |                |                |
| 概率                                                       | 参与联盟<br>顺序 | 用户 1 的边<br>际效益 | 用户 2 的边<br>际效益 | 用户 3 的边<br>际效益 |
| 1/6                                                      | 1→2→3      | 0.076 9        | 0.036 4        | 0.040 6        |
| 1/6                                                      | 1→3→2      | 0.076 9        | 0.017 3        | 0.059 7        |
| 1/6                                                      | 2→1→3      | 0.058 9        | 0.054 4        | 0.040 6        |
| 1/6                                                      | 2→3→1      | 0.099 5        | 0.054 4        | 0.000 0        |
| 1/6                                                      | 3→1→2      | 0.136 6        | 0.017 3        | 0.000 0        |
| 1/6                                                      | 3→2→1      | 0.099 9        | 0.054 0        | 0.000 0        |

再根据式(17)–(19)，计算所有用户共同参与调用共享储能功率时，各用户基于 Shapley 值法分

摊的延缓电网升级改造效益。

表 4 基于 Shapley 值法的延缓电网效益分摊

Tab. 4 Deferred grid benefit sharing based on Shapley value method

| 参数                                            | 用户 1    | 用户 2    | 用户 3    |
|-----------------------------------------------|---------|---------|---------|
| 传统 Shapley 值法分配比例 $\beta_{\text{user},i}/\%$  | 59.42   | 25.32   | 15.26   |
| 分配修正系数 $D_i$                                  | 0.208 7 | 0.053 6 | 0.737 7 |
| 改进 Shapley 值法分配比例 $\beta'_{\text{user},i}/\%$ | 55.26   | 16.00   | 28.74   |

从各用户运行结果来看,用户 3 的向储购电功率远大于用户 1、2,而传统 Shapley 值法所得的分配比例都与其他用户存在较大差距,会影响用户 3 参与联盟用储的积极性,应对其分配比例进行修正。考虑分配修正系数后,相较于原 Shapley 值法,用户 1、2 的分配比例分别降低了 4.16%、9.32%,用户 3 的分配比例提高了 13.48%,其分配比例更贴合实际调用储能功率运行结果,均衡了用户所得的激励费用。当电网激励用户用储比例系数取为 1% 时,各用户可从电网获得的日激励费用分别为 8.50 元、2.46 元、4.42 元。

## 6 结论与展望

### 6.1 结论

本文针对共享储能的投资运营,提出了一种考虑共享储能运营商、电网及用户 3 方参与的投资运营模式,以某地区 3 个用户作为仿真算例,得出以下结论与展望。

1) 通过将 M 包络、T 包络凸化方法与二次拟合方法结合运用,可有效将模型进行凸化处理,实现用 Gurobi 工具包求解。

2) 进一步完善了共享储能的投资运营模式,在参与主体均有一定获利的基础上,实现了共享储能运营商的最大收益,可激发第三方投资运营共享储能,加速储能的推进建设。

3) 采用改进的 Shapley 值法在考虑各用户参与削峰的贡献程度下,对原分配比例进行调整,更贴合实际调用储能功率运行结果,均衡了用户所得的激励费用。

### 6.2 展望

在本文中主要讨论了共享储能在用户侧的应用与模式,在未来的研究与应用中,还可结合考虑共享储能在电网侧、电源侧的应用场景,参与辅助调

频、缓解线路阻塞、消纳新能源等服务,进一步提高共享储能的利用效率与价值。另外在供电故障场景下,共享储能可充当备用电源,具备应急保障供电的服务范畴。

本文仅以单个共享储能运营商与多个用户为例,后续还可探讨多个共享储能运营商分别投资多个共享储能设施情形下,多个运营商如何与各用户优化匹配。

## 参考文献

- [1] 张晋铭, 欧阳森, 吴晗, 等. 计及配电网可靠性和运行经济性的电网侧储能优化配置[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(7): 62–68, 85.  
ZHANG Jinming, OUYANG Sen, WU Han, et al. Optimal configuration of grid-side energy storage considering reliability and operation economy of distribution network [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(7): 62–68, 85.
- [2] 王泉, 张靖, 杜肖, 等. 基于电力公用信息模型的配电网储能优化配置[J]. 南方电网技术, 2024, 18(5): 112–123.  
WANG Xiao, ZHANG Jing, DU Xiao, et al. Optimal allocation of energy storage in distribution networks based on electric common information model [J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(5): 112–123.
- [3] 李思能, 刘志勇, 曾庆彬. 高比例新能源接入的输电网外送通道与储能分布鲁棒优化协同规划方法[J]. 广东电力, 2024, 37(1): 49–59.  
LIU Sineng, LIU Zhiyong, ZENG Qingbin. Distributionally robust optimization collaborative planning method for transmission network external channel and energy storage with high proportion of renewable energy [J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(1): 49–59.
- [4] 何奇, 张宇, 邓玲, 等. 基于水电储能调节的风光水电联合优化调度策略[J]. 广东电力, 2024, 37(3): 12–24.  
HE Qi, ZHANG Yu, DENG Ling, et al. Joint optimal scheduling strategy of wind, photovoltaic and water storage power generation considering hydropower storage regulation [J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(3): 12–24.
- [5] 张军, 钟康骅, 张勇军, 等. 基于混合博弈的多区域电-储共享运营模式与经济效益分析[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(3): 31–41.  
ZHANG Jun, ZHONG Kanghua, ZHANG Yongjun, et al. Hybrid game based sharing operation mode for multi-regional electric power and energy storage and its economic benefit analysis [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(3): 31–41.
- [6] LAI S Y, QIU J, TAO Y C. Individualized pricing of energy storage sharing based on discount sensitivity[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2022, 18(7): 4642–4653.
- [7] 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.
- [8] CHEN K, WANG Q, KANG K, et al. Economic research on user-side photovoltaic energy storage system considering shared energy storage [C]//2023 5th International Conference on Power and Energy Technology (ICPET), July 27 – 30, 2023, Tianjin, China. New York: IEEE, 2023: 1472 – 1478.
- [9] 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.
- [10] LI Y, TANG X, YANG K, et al. Research on optimal configuration method of shared energy storage considering system economy [C]//2023 International Conference on Power System Technology (PowerCon), September 21 – 22, 2023, Jinan, China. New York: IEEE, 2023: 1 – 6.
- [11] 宋梦, 林固静, 蒙璟, 等. 共享储能关键技术与应用[J]. 上海交通大学学报, 2024, 58(5): 585 – 599.
- SONG Meng, LIN Gujing, MENG Jing, et al. Key technologies and applications of shared energy storage [J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2024, 58(5): 585 – 599.
- [12] ZHAO D, WANG H, HUANG J, et al. Virtual energy storage sharing and capacity allocation [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1112 – 1123.
- [13] 朱宗耀, 王秀丽, 吴雄, 等. 考虑多场景规划的共享储能投资及运营分析[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(7): 23 – 31.
- ZHU Zongyao, WANG Xiuli, WU Xiong, et al. Investment and operation analysis of shared energy storage considering multiscenario planning [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(7): 23 – 31.
- [14] 俞容江, 陈致远, 尹建兵, 等. 第三方投资共享储能电站商业模式及其经济性评价[J]. 南方电网技术, 2022, 16(4): 78 – 85.
- YU Rongjiang, CHEN Zhiyuan, YIN Jianbing, et al. Business model and economic evaluation of third-party invested and shared energy storage [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(4): 78 – 85.
- [15] 张子建. 公寓建筑用户侧共享储能服务模型与运行策略[J]. 电力安全技术, 2021, 23(1): 24 – 29.
- ZHANG Zijian. User-side shared energy storage service model and running strategy [J]. Electric Safety Technology, 2021, 23(1): 24 – 29.
- [16] 冀瑞强, 胡健, 张晓杰, 等. 基于第三方服务的楼宇集群共享储能成本优化[J]. 高电压技术, 2024, 50(6): 2523 – 2536.
- JI Ruiqiang, HU Jian, ZHANG Xiaojie, et al. Cost optimization of shared energy storage in building cluster based on service of a third-party agent [J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(6): 2523 – 2536.
- [17] 李淋, 徐青山, 王晓晴, 等. 基于共享储能电站的工业用户日前优化经济调度[J]. 电力建设, 2020, 41(5): 100 – 107.
- LI Lin, XU Qingshan, WANG Xiaoqing, et al. Optimal economic scheduling of industrial customers on the basis of sharing energy-storage station [J]. Electric Power Construction, 2020, 41(5): 100 – 107.
- [18] 吴盛军, 李群, 刘建坤, 等. 基于储能电站服务的冷热电多微网系统双层优化配置[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 3822 – 3832.
- WU Shengjun, LI Qun, LIU Jiankun, et al. Bi-level optimal configuration for combined cooling heating and power multi-microgrids based on energy storage station service [J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3822 – 3832.
- [19] 谢雨龙, 李黎, 杨凯. 考虑储能电池容量衰减的共享储能配置研究[J]. 广东电力, 2022, 35(5): 16 – 24.
- XIE Yulong, LI Li, YANG Kai. Research on shared energy storage configuration considering energy storage battery capacity attenuation [J]. Guangdong Electric Power, 2022, 35(5): 16 – 24.
- [20] 田欣, 陈来军, 李笑竹, 等. 基于主从博弈和改进Shapley值的分布式光伏社区共享储能优化运行策略[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2252 – 2261.
- TIAN Xin, CHEN Laijun, LI Xiaozhu, et al. Optimal scheduling strategy for energy storage sharing among multiple communities with photovoltaic resources based on stackelberg game and improved shapley value [J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2252 – 2261.
- [21] 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.
- [22] 李建林, 崔宜琳, 马速良, 等. 需求侧共享储能的运营模式优化及其经济效益分析研究[J]. 电网技术, 2022, 46(12): 4954 – 4969.
- LI Jianlin, CUI Yilin, MA Suliang, et al. Operation mode optimization and economic benefit analysis of demand-side shared energy storage [J]. Power System Technology, 2022, 46(12): 4954 – 4969.
- [23] ELLIOTT R T, FERNÁNDEZ-BLANCO R, KOZDRAS K, et al. Sharing energy storage between transmission and distribution [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(1): 152 – 162.
- [24] 张程, 罗玉锦, 陈昌亮. 考虑源荷不确定的多园区微网与共享储能电站协同优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(24): 77 – 89.
- ZHANG Cheng, LUO Yujin, CHEN Changliang. Collaborative optimization operation of multi park microgrids and shared energy storage power stations considering source load uncertainty [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(24): 77 – 89.
- [25] 任畅翔, 刘娇, 谭杰仁. 源网荷侧新型储能商业模式及成本回收机制研究[J]. 南方能源建设, 2022, 9(4): 94 – 102.
- REN Changxiang, LIU Jiao, TAN Jieren. Research on the business model and cost recovery mechanism of new energy storage on source-grid-load side of power system [J]. Southern Energy Construction, 2022, 9(4): 94 – 102.
- [26] 帅轩越, 王秀丽, 黄晶. 多区域综合能源系统互联下的共享储能容量优化配置[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(4): 382 – 392.
- SHUAI Xuanyue, WANG Xiuli, HUANG Jing. Optimal configuration of shared energy storage capacity in multi-regional integrated energy systems [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(4): 382 – 392.
- [27] 冶兆年, 韩恺, 王永真, 等. 热电联产型共享储能的技经分析与市场机制研究[J]. 全球能源互联网, 2024, 7(2): 190 – 200.
- YE Zhaonian, HAN Kai, WANG Yongzhen, et al. Technical and economic analysis and market mechanism research of cogeneration-based shared energy storage [J]. Journal of

- Global Energy Interconnection, 2024, 7(2): 190 – 200.
- [28] 李焱坤. 基于合作博弈的电网侧-用户侧储能系统容量优化配置及经济性评估[D]. 南京: 东南大学, 2021.
- [29] 刘文霞, 杨梦瑶, 王静, 等. 基于运行策略智能生成方法的增量配电系统储能优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(10): 3317 – 3329, 3658.
- LIU Wenxia, YANG Mengyao, WANG Jing, et al. Energy storage planning for incremental power distribution systems based on the intellectual generating method of operational strategies[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(10): 3317 – 3329, 3658.
- [30] 吴晗, 欧阳森, 梁炜焜. 计及储能循环寿命的柔性配电网优化运行及效益均衡策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(17): 99 – 109.
- WU Han, OUYANG Sen, LIANG Weikun. Optimal operation and benefit balance strategy for flexible distribution network considering cycle life of energy storage [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(17): 99 – 109.
- [31] 刘佳玲, 秦博宇, 孙颖, 等. 面向清洁低碳转型的隧道智慧能源系统框架设计及储能容量优化配置[J]. 高电压技术, 2022, 48(7): 2563 – 2572.
- LIU Jialing, QIN Boyu, SUN Ying, et al. Framework design of tunnel intelligent power system and optimal planning method of energy storage capacity for low carbon transition [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(7): 2563 – 2572.

收稿日期: 2024-03-15; 网络首发日期: 2024-10-24

作者简介:

徐蔚(1984), 男, 高级工程师, 硕士, 研究方向为电力系统规划与分析;

蒋崇颖(1999), 男, 通信作者, 博士研究生, 研究方向为配电网规划、运行与控制, 1647641766@qq.com;

张勇军(1973), 男, 教授, 博士生导师, 博士, 研究方向为智能电网与能源互联网的规划、运行与控制。

(上接第 168 页 Continued from Page 168)

- [20] MOUTIS P, LOUKARAKIS E, PAPATHANASIOU S, et al. Primary load-frequency control from pitch-controlled wind turbines [C]//2009 IEEE Bucharest PowerTech, June 28-July 02, 2009, Bucharest, Romania. New York: IEEE, 2009: 2801 – 2807.
- [21] 廖勇, 何金波, 姚骏, 等. 基于变桨距和转矩动态控制的直驱永磁同步风力发电机功率平滑控制[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(18): 71 – 77.
- LIAO Yong, HE Jinbo, YAO Jun, et al. Power smoothing control strategy of direct-driven permanent magnet synchronous generator for wind turbine with pitch angle control and torque dynamic control[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(18): 71 – 77.
- [22] GENG H, YANG G. Output power control for variable-speed variable-pitch wind generation systems [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2010, 25(2): 494 – 503.
- [23] 周志超, 王成山, 郭力, 等. 变速变桨距风电机组的全风速限功率优化控制[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(8): 1837 – 1844.
- ZHOU Zhichao, WANG Chengshan, GUO Li, et al. Output power curtailment control of variable-speed variable-pitch wind turbine generator at all wind speed regions [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(8): 1837 – 1844.
- [24] 熊浩, 葛亚明, 黄曲梁, 等. 考虑风电机组调控潜力的交直流有功功率协调控制策略[J]. 南方电网技术, 2023, 17(8): 37 – 47.
- XIONG Hao, GE Yaming, HUANG Qucan, et al. Active power coordination control strategy of AC/DC system considering wind turbine regulation potential [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(8): 37 – 47.
- [25] TANG X, YIN M, SHEN C, et al. Active power control of wind turbine generators via coordinated rotor speed and pitch angle regulation [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(2): 822 – 832.

收稿日期: 2024-03-07; 网络首发日期: 2024-07-16

作者简介:

袁宁谦(1998), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为风电并网控制, 2583116696@qq.com;

郭灵瑜(1993), 女, 工程师, 硕士, 研究方向为新能源并网及网源协调, hmgulingyu@163.com;

贾锋(1988), 男, 副教授, 硕士生导师, 博士, 研究方向为风电机组降载提质增效控制、风电并网功率变换、低频风电系统, jiafeng@shiep.edu.cn。