

引用格式: 陈泽维, 吴佳乐, 王善立, 等. 基于模拟测算的新型储能商业模式及收益水平 [J]. 南方能源建设, 2024, 11(6): 142-152. CHEN Zewei, WU Jiale, WANG Shanli, et al. New energy storage business models and revenue levels based on simulation calculation [J]. Southern energy construction, 2024, 11(6): 142-152. DOI: 10.16516/j.ceec.2024.6.15.

# 基于模拟测算的新型储能商业模式及收益水平

陈泽维<sup>1</sup>, 吴佳乐<sup>1</sup>, 王善立<sup>1,✉</sup>, 张佳艺<sup>1</sup>, 方兵<sup>1</sup>, 燕鹏<sup>2</sup>, 黄俊惠<sup>2</sup>

(1. 海南电网有限责任公司, 海南海口 570203;

2. 中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广东广州 510663)

**摘要:** [目的]在“双碳”目标下, 储能已经成为调节电力市场的重要参与者, 是构建新型电力系统的关键环节。在中国目前储能市场条件下, 分析储能的应用场景、商业模式、经济效益有利于为未来新型储能规模化发展与商业化运行提供基础依据。[方法]文章研究了发电侧、电网侧、用户侧的储能应用场景, 分析包括发电侧、独立共享储能等各类型在内的经济效益水平及收入来源, 总结了储能初期发展存在的问题并提出相关性建议。[结果]目前中国电化学新型储能的度电成本较高, 整体经济效益水平较低, 投资主体难以盈利, 商业模式有限。[结论]未来中国应建立新型储能多元收益来源, 支持各类市场主体投资建设运营共享储能设施, 创新新型储能发展市场盈利模式。

**关键词:** 低碳转型; 新型储能; 商业模式; 经济效益; 模拟测算

中图分类号: TK01; F426

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2024)06-0142-11

DOI: 10.16516/j.ceec.2024.6.15

OA: <https://www.energychina.press/>



论文二维码

## New Energy Storage Business Models and Revenue Levels Based on Simulation Calculation

CHEN Zewei<sup>1</sup>, WU Jiale<sup>1</sup>, WANG Shanli<sup>1,✉</sup>, ZHANG Jiayi<sup>1</sup>, FANG Bing<sup>1</sup>, YAN Peng<sup>2</sup>, HUANG Junhui<sup>2</sup>

(1. Hainan Power Grid Co., Ltd., Haikou 570203, Hainan, China;

2. China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, Guangdong, China)

**Abstract:** [Introduction] Under the "dual carbon" goal, energy storage has become an important participant in regulating the electricity market and a key link in building a new type of power system. Under the current energy storage market conditions in China, analyzing the application scenarios, business models, and economic benefits of energy storage is conducive to provide a fundamental basis for the future large-scale development and commercial operation of new energy storage. [Method] The paper studied the application scenarios of energy storage on the power generation side, grid side, and user side, analyzed the economic benefits and income sources of various types including power generation side, independent shared energy storage, etc., summarized the problems in the initial development of energy storage, and proposed relevant suggestions. [Result] Currently, the cost per kilowatt-hour for novel electrochemical energy storage in China is relatively high, leading to low overall economic benefits. Investment entities find it difficult to achieve profitability, and there are limited business models available. [Conclusion] In the future, China should establish diverse revenue sources for new energy storage, support various market entities in investing in, constructing, and operating shared energy storage facilities, and innovate market profit models for the development of new energy storage.

**Key words:** low carbon transformation; new energy storage; business model; economic benefits; simulated calculation

2095-8676 © 2024 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI.

This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

收稿日期: 2023-12-26 修回日期: 2024-04-16

基金项目: 广东省新型电力系统技术创新研究项目“高安全大容量全液冷式中压级联储能集成技术与示范”(1689843454994)

## 0 引言

为了实现绿色能源转型, 电力系统结构正在逐步转变<sup>[1-2]</sup>。在建设新型电力系统的当下, 传统火电机组占比逐渐下降、风、光等新能源发电成为了大势所趋, 但由于新能源存在波动性、不确定性等问题, 如何实现大规模安全并网成为了亟需解决的问题<sup>[3]</sup>。因此, 储能因部署时间少、反应迅速、开发规模受资源条件约束小等优点而享有了更高的战略地位。欧美等国外发达国家储能发展较早, 储能已经成为调节电力市场的重要参与者, 其政策也更加完善<sup>[4-5]</sup>。目前中国在储能领域进行了广泛而深入的探索及研究, 商业模式以及市场交易方式等方面研究已经较为丰富。

在支持政策方面, 国家层面颁布《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》<sup>[6]</sup>, 提出了构建新型电力系统的重要组成部分, 明确新型储能可作为独立储能参与电力市场。地方层面, 青海, 湖南, 湖北等地区就共享储能的建设模式进行了广泛且深入的研究, 并发布了相关的储能支持政策。在商业模式方面, 李东辉等<sup>[7]</sup>分析总结出国内外储能在配套新能源、微电网、辅助服务等多个应用领域中存在的商业模式; 任畅翔等<sup>[8]</sup>总结分析源网荷储新型储能商业模式及成本回收机制; 董凌等<sup>[9]</sup>提出面向可再生能源消纳的共享储能商业运营模式, 并分析了共享储能交易的可行性和存在的问题。储能在发电侧、电网侧、用户侧都将得到广泛的应用, 需求空间广阔<sup>[10-11]</sup>, 其中储能收益模式主要包括新能源容量租赁、辅助服务市场以及电能量市场3方面<sup>[12]</sup>。在经济性方面, 傅旭等<sup>[13]</sup>测算了电化学储能、物理储能不同储能方式参与调峰的经济性, 但缺乏对内部收益率的分析。关前锋等<sup>[14]</sup>研究了当前电池技术和峰谷电差政策条件下的电池储能电站的经济效益和运行效益。朱刘柱等<sup>[15]</sup>构建了储能调峰最优容量

配置方法, 以储能 LCOE 为目标函数, 分析了储能容量配置情况。邹鹏等<sup>[16]</sup>研究了山西省的储能参与电能量市场的运行现状, 但缺少不同运营方式下的经济性对比分析。

尽管储能具有极大的潜力, 但从当前市场发展状况来看仍处于发展初期。由于市场机制仍处于建设过程中, 其商业模式尚不明晰, 储能效益无法实现最大化。同时目前大多数储能仅服务于单一主体, 普遍面临利用效率与成本效益等方面的问题, 制约了储能的规模化发展与商业化运行。

因此, 文章基于新型储能的多元应用场景, 探索新型储能的运营及盈利模式, 对于促进储能行业快速发展具有重要的现实意义。

## 1 新型储能应用场景与发展趋势

文章根据储能在电力系统中的安装位置分析应用场景, 主要分为3类。其中, 发电侧储能可以提高可再生能源的灵活性, 通过充放电调整实现平滑功率, 保障输出稳定。电网侧储能可以响应系统调频需求、提升系统惯量支撑能力, 以增加高比例新能源系统的可靠性。用户侧配置储能可以通过光储充一体化运行、微电网运行等方式参与需求响应, 降低电能使用成本, 提升电能质量与供电可靠性。

### 1.1 发电侧新型储能应用场景及商业模式分析

目前, 发电侧新型储能建设以集中式为主, 分散式为辅。光伏、风电等新能源发电的波动性和间歇性导致新能源发电量和用户侧所需电量难以匹配, 通过在风电、光伏电站配置储能, 基于对电站储能充放电调度以及出力预测, 可对可再生能源发电进行平滑控制, 减少瞬时功率变化, 减少对电网的冲击。发电侧新型储能应用场景如表1所示。

考虑到发电侧储能主要的作用主要通过调峰调节新能源出力和电力系统稳定, 主要的调度方式包

表1 发电侧储能应用场景

Tab. 1 Application scenario of energy storage on the power generation side

作用	应用场景
平滑新能源风光出力	通过在风、光电站配置储能, 基于电站出力预测和储能充放电调度, 对随机性、间歇性和波动性的可再生能源发电出力进行平滑控制, 满足并网要求。
减少弃风弃光	储存过剩的风能和太阳能, 在需求高峰时释放, 可以提升新能源能源的利用率。
电力调峰	削峰填谷, 减少调峰及顶峰需求。

括储能联合电厂和接受调度直控两种;文章的发电侧储能主要研究分析储能联合电厂;接受调度直控,其新能源配置储能的方式多为租赁配建的共享模式,其储能主体为独立共享,独立共享储能商业模式与电网侧独立储能共享模式相同,故在下文详细描述。考虑储能联合电厂多为自建的方式,因此其主要的收益主要总结如下:

- 1)调峰收益:储能通过调用小时数进行充放电获取的调峰收益。
- 2)顶峰收益:提供紧急调用(顶峰)服务,获取紧急调用收益。
- 3)存在部分成本市场无法消纳,各新能源站场需消纳的自建储能成本,可根据容量核定收入价格,缓解弃电。

### 1.2 电网侧储能应用场景及商业模式分析

电网侧储能通常是指服务电力系统运行,以协助电力调度机构向电网提供电力辅助服务、延缓或替代输变电设施升级改造等为主要目的建设的储能电站。此外,微电网配置储能将保证微电网的供电稳定,提高供电可靠性<sup>[17]</sup>。常见的电网侧储能应用

场景包括独立储能(包括共享储能等)、电网替代型储能(包括变电站、应急电源等)等。电网侧新型储能应用场景如表 2 所示。

基于“谁收益,谁承担”和“按效果付费”的机制,依然基于“市场+非市场”思路,关键节点布局储能、微电网配置储能、重要负荷用户配置储能 3 种替代性设施储能均由电网企业分摊成本与收益,通过非市场化(输配电价疏导,容量电费+电量电费)的方式回收成本(图 1)。其中:

- 1)关键节点布局的电网侧储能收益来自缓解电网阻塞收益;
- 2)微电网配置收益来自系统调频收益、备用容量收益和提升供电可靠性收益;
- 3)重要用户配置储能收益来自提升供电可靠性收益。

高可靠性电费由增容费+电量电费组成。其中,增容费根据广西、云南、广东等南方区域 10 kV 高可靠性电费收费标准,按 110 元/kVA 一次性收取。另外,根据每次高可靠性供电电量情况,收取高可靠性电量电费,按储能放电价格+输配电价+储能成本

表 2 电网侧储能主要应用场景及用途

Tab. 2 Main application scenarios and uses of energy storage on power grid side

	独立储能	替代型储能
定义	独立储能是以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议,纳入电力并网运行及辅助服务管理的储能电站	替代型储能是延缓或替代电网输变电设备的储能电站
建设地点	根据具体的需求和应用场景而定,建设地点较为灵活	电网侧的关键节点,负荷中心地区、临时性负荷增加地区、阶段性供电可靠性需求提高地区等
主要作用	提供调峰、调频、系统备用、黑启动等辅助服务	延缓输配电扩容升级/替代偏远地区基本供电/替代保障供电等

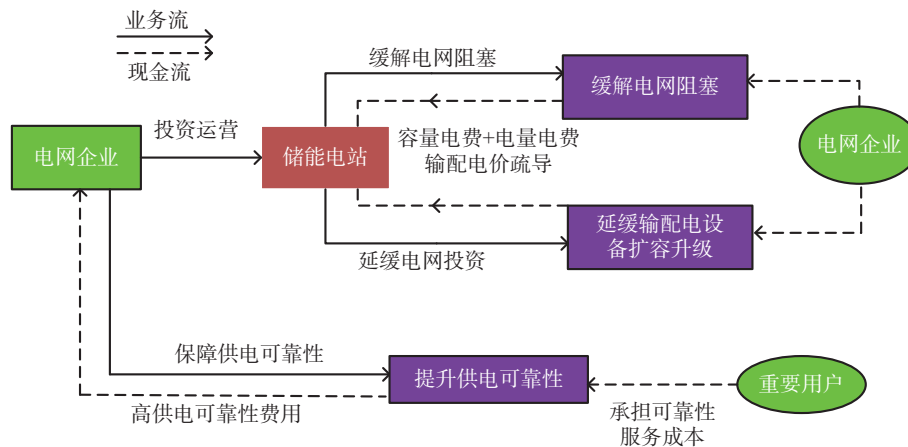


图 1 电网替代性储能商业模式

Fig. 1 Grid alternative energy storage business model

进行测算。

基于国家及海南省独立储能的政策与规划。根据海南十四五储能规划, 独立共享储能规模为 2.1 GW(0.5 C)。项目以电网侧独立共享储能的模式运行, 收益模式现可总分为 3 大部分, 包括电能量市场收益、辅助服务市场收益以及容量市场收益(图 2)。根据现有政策, 采取容量市场收益主要通过容量租赁收益确定。

1) 电能量市场收益

在电能量市场中, 电网侧独立共享储能通过参与中长期市场和现货市场, 通过峰谷价差获取充放电收益。

2) 辅助服务市场收益

在辅助服务市场中, 独立储能通过参与深度调峰、一次调频、二次调频、黑启动以及无功补偿辅助服务品种获取收益。

3) 容量共享收益

新能源租赁模式是储能电站将容量租赁给新能源场站, 以租金的方式回收成本并获取相应的收益。本项目采取的新能源租赁模式为最低值租赁方式, 储能其他收益归储能电站。

1.3 用户侧储能应用场景及商业模式分析

用户侧储能的功能主要包括电力自发自用、峰

谷价差套利、容量费用管理、以及提高供电可靠性。根据应用场景的不同, 用户侧储能可以分为终端用户储能和供需互动储能。具体的商业模式为:

1) 终端用户可利用储能进行谷峰价差套利和容量费用管理, 降低用电成本。

2) 供需互动式储能可参加的商业模式为峰谷套利收益和需求侧响应<sup>[18]</sup>。用户侧新型储能应用场景如表 3 所示。

1.4 新型储能发展趋势

近年来, 国内各地主动拉大用电侧峰谷价差, 拓宽工商业储能盈利空间, 间接带动工商业储能发展。2021 年发改委推出的《关于进一步完善分时电价机制的通知》, 在保持电价总水平稳定的基础上, 更好引导用电侧削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳, 并要求各地科学划分峰谷时段、合理确定峰谷电价价差。

图 3 中通过对各地 2023 年最大峰谷价差的平均值统计, 32 个典型省市的总体平均价差为 0.724 元/kWh, 同比增长 3.4%, 共有 17 个省市超过总平均值, 有 18 个省市超过 0.7 元/kWh 盈亏平衡点。2023 年最大峰谷价差进一步拉大, 超过 1 元/kWh 的增至 4 个地区, 分别是广东省(珠三角五市)、海南省、湖南省、湖北省。

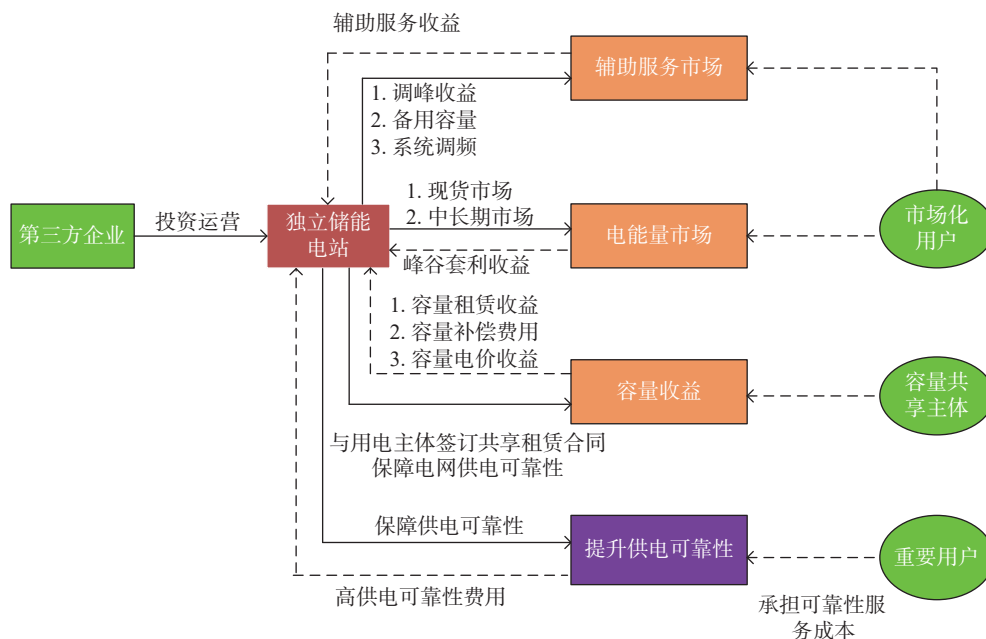


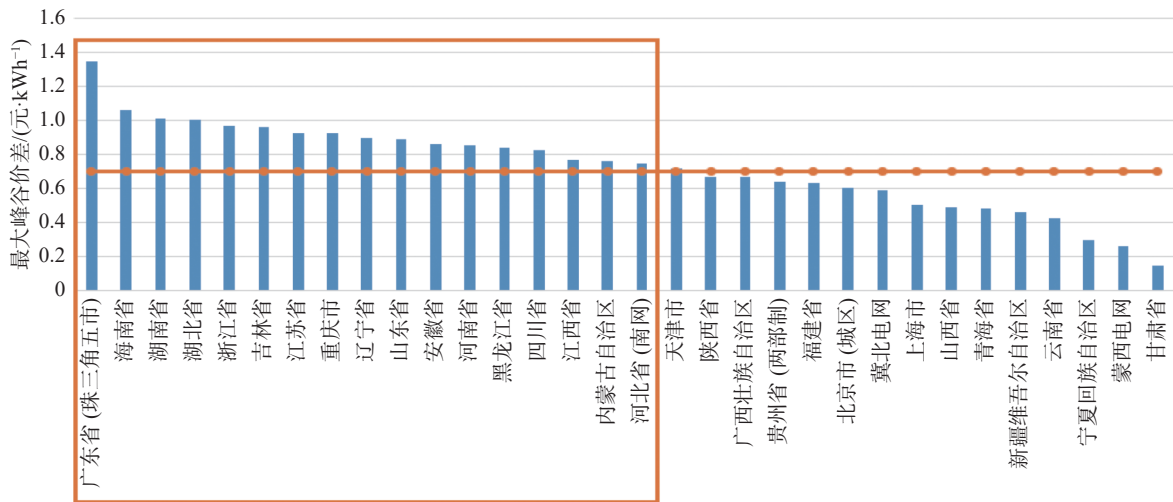
图 2 独立共享储能商业模式

Fig. 2 Independent shared energy storage business model

表 3 用户侧储能主要应用场景及用途

Tab. 3 Application scenarios and uses of user-side energy storage

应用场景	主要用途	具体说明
终端用户储能 融合发展场景	工商业用户、分布式新能源、微电网、	峰谷套利 通过充放电方式实现用电负荷的削峰填谷
	大数据中心、5G基站、充电设施等	节省电费 在分布式电源自发自用余电上网的模式下,通过储能设备的低充高放提高分布式电源的利用水平,从而降低用户的电费支出。
	终端用户配置储能 <sup>[19]</sup>	保证用电可靠性 出现停电问题时,供应储备的电能。
供需互动储能 应用场景	聚合不间断电源、电动汽车、	峰谷套利 通过充放电方式实现用电负荷的削峰填谷
	用户侧储能等作为虚拟电厂	参与需求侧响应 聚合分散式储能可作为可调负荷,改变用电模式,偏移用电负荷,响应电力供应需求,参与需求侧响应市场。



17 个省市超过平均值, 18 个省市超过 0.7 元/kWh 盈亏平衡点

图 3 2023 年全国电网代购电平均最大峰谷价差情况

Fig. 3 The average maximum peak-valley price difference of national power grid purchasing power in 2023

电力辅助服务市场层面,在中发 9 号文的指引下,中国已初步形成以调峰、调频、备用等交易品种为核心的区域、省级辅助服务市场体系。区域辅助服务市场以区域调峰辅助服务为主,实现了调峰辅助服务资源在区域内的共享互济,有效提高了区域电网对新能源的消纳能力。除西藏外,其余省份均已开展辅助服务市场运行或试运行,其中均参与了调峰辅助服务(含区域调峰)。

在容量市场层面,2023 年 9 月,国家发展改革委、国家能源局印发了《电力现货市场基本规则(试行)》。《基本规则》不仅对电力现货市场提出了规范建设要求,也对与现货市场耦合的中长期市场、辅助服务市场、容量补偿机制和容量市场提出了明确的发展要求。目前,全国统一电力市场体系和电力现货市场稳妥有序推进,考虑到容量补偿机制与电力市场建设尤其是与电力现货市场衔接的内在需要,《基本规

则》明确以市场化容量补偿机制起步,以容量市场为目标模式。

在电力现货市场层面,中国从 2017 年开始了电力现货市场建设的探索,截至 2023 年 6 月,全国已有 15 地区均完成电力现货市场的模拟试运行,正朝着“中长期+现货+辅助服务”的完整电力市场体系大步迈进。

这些市场的建设是为了优化电力市场运行机制,促进电力资源配置效率,推动能源供给侧改革和清洁能源发展,但建设仍未覆盖所有的电力市场。

2021 年 7 月,国家发展改革委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》,研究探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。为了提高储能电站的收益,形成良好的成本回收模式,提高投资方投资储能的积极性,全国及部分省市的商业的多元化程度欠缺,在容量市场方面,

虽已发布了容量补偿相关的政策去支撑容量补偿机制的实现。主要可以分为容量租赁和容量补偿,但主要补偿对象大多为示范项目,不具备普适性。现有政策鼓励储能作为电网替代性投资并纳入输配电价回收,但尚没有具体的成本回收机制。

### 1.5 小结

在新型电力系统中,储能作为至关重要的一环,是新能源消纳以及电网安全的必要保障,目前在发电侧、电网侧、用户侧都已得到了广泛的应用,市场规模也正逐步扩大。然而对于大部分新型储能的经营环境而言,电价峰谷差并不显著,辅助服务价格也不高,储能收益难以保障,严重制约了新型储能的进一步发展。接下来仍需进一步推进新型储能商业模式设计工作,引导新型储能参与市场交易,建立容量共享市场,为新型侧储能发展创造更大空间。

## 2 新型储能经济效益模拟测算分析

根据上述新型储能的商业模式分析,文章基于南网区域和海南电力市场建设现状和商业模式政策机理,考虑“谁收益,谁承担”的原则,设计不同应用场景储能的商业模式及成本回收<sup>[20]</sup>,各边界参数的测算边界如表4所示。

### 1) 固定资产折旧

为简化计算将项目总投资定义为设备资产原值。

$$\text{年折旧额} = \frac{\text{固定资产原值} - \text{预计净残值率}}{\text{预计使用年限}} \quad (1)$$

### 2) 税额

项目每年应交增值税主要由项目销项税与进项税差额决定。其中项目销项税为每年项目电费收入(含税)按照13%税率,进项税为每年运维费用按照6%税率计算。

$$\begin{aligned} \text{销项税额} &= \frac{\text{(含税)销售额}}{(1 + \text{销项税率})} \times \text{销项税率} \\ \text{进项税额} &= \frac{\text{(含税)运维成本}}{(1 + \text{进项税率})} \times \text{进项税率} \end{aligned} \quad (2)$$

企业所得税按照25%计算,则企业所得税额为:

$$\text{所得额} = \text{年利润总额} \times \text{所得税率} \quad (3)$$

### 3) 项目内部收益率

财务内部收益率是衡量项目盈利能力的主要指标,指能使项计算期内净现金流现值累计等于零时的折现率。通常当单个电网项目满足7%的收益率时,

表4 新型储能模拟财务测算参数

Tab. 4 New energy storage simulation financial calculation parameters

主要参数	数值
储能造价/(元·kWh <sup>-1</sup> )	1 200(不含升压站) 1 700(独立共享)
储能循环次数/次	6 000
电网侧最小年调度小时数/h	300
转换效率/%	85
运营年限/a	15
储能寿命期末残值/%	20
贷款利率/%	3
还款年限/a	8
增值税率/%	13
附加税率/%	10
所得税率/%	25
综合运维费率/%	1
建设期可抵扣增值税占总投资的比例/%	10

该项目方案在财务上可考虑接受,若不满足基准收益率要求,则原则上不接受。

$$\sum_{t=1}^n (\text{CI} - \text{CO})_t (1 + \text{FIRR})^{-t} = 0 \quad (4)$$

式中:

CI —— 现金流入量(元);

CO —— 现金流出量(元);

(CI-CO)<sub>t</sub> —— 第t期的净现金流(元);

n —— 项目计算期;

FIRR —— 财务内部收益率。

### 4) 项目回收期

项目投资回收期指项净收项资需要时间一般以年为单位。依据业扩项目建设周期,新建业扩项目均可在当年实现投产,因此单个业扩项目投资回收期从项目投产当年开始计算。

$$P_i = T - 1 + \frac{\left| \sum_{i=1}^{T-1} (\text{CI} - \text{CO})_i \right|}{(\text{CI} - \text{CO})_T} \quad (5)$$

式中:

T —— 各年累计净现金流量首次为正值或零的年数;

P<sub>i</sub> —— 投资回收期。

### 5) 运维成本

通过综合运维费率为固定资产的 1% 计算。

$$\text{运维成本} = \text{固定资产净值} \times \text{运维费率} \quad (6)$$

## 2.1 发电侧

基于以上测算边界, 根据海南“十四五”储能发展规划中, 拟建设 150 MW 发电侧配建储能。

1) 在基准收益率 5% 的条件下:

储能方面, 总投资 3.6 亿元, 运维费 540 万/a 条件下, 考虑储能为新能源增加的售电收益作为租金收入 2445 万元, 加之调峰顶峰年收入合计 4124 万元。

新能源场站方面, 配备储能可为场站全年减少弃电 97.35 GWh, 按 0.35 元/kWh 测算, 减少弃电收入 3407 万元。

用户方面, 顶峰收益由顶峰时段市场化用户按照用电量比例分摊, 最终用户分摊 243 万元顶峰服务费, 分摊调峰费用 718 万元, 调峰收益按照全网用电量分摊度电约分摊  $1.82 \times 10^{-4}$  元。

2) 在基准收益率 0% 的条件下:

储能方面, 总投资 3.6 亿元, 运维费 540 万/a 条件下, 考虑储能为新能源增加的售电收益作为租金收入 1431 万元, 加之调峰顶峰年收入合计 3110 万元。

新能源场站方面, 与基准收益率为 5% 时一致, 配备储能可为场站全年减少弃电收入 3407 万元。

用户方面, 终端用户可获得稳定可靠的用电服务, 年使用储能 961 万元, 顶峰收益由顶峰时段市场化用户按照用电量比例分摊, 最终用户分摊 243 万元顶峰服务费, 分摊调峰费用 718 万元, 调峰收益按照全网用电量分摊度电约分摊  $1.82 \times 10^{-4}$  元。

## 2.2 电网侧

电网侧储能商业模式基于“谁收益, 谁承担”和“按效果付费”的机制, 依然基于“市场+非市场”思路, 电网替代性投资设定两部制电价机制, 通过输配电价回收; 第三方投资的电网侧储能表现为非替代性投资, 设定市场化机制, 储能通过电能量市场、辅助服务市场和容量收益获利<sup>[21]</sup>。非市场和容量收益分别由电网企业和市场主体承担。

### 2.2.1 电网替代性储能

根据海南十四五储能规划中关于电网侧储能规模的规划, 替代性投资的储能投入规模按照 100 MW (采用 0.5 C 电池) 计算, 电网替代性储能成本测算及成本分摊分析如表 5 所示。

### 2.2.2 独立共享储能

独立共享储能收益通过市场化收益回收成本, 根据参与市场划分, 可以分为 3 块收益: 现货市场收益和辅助服务市场收益和容量市场收益。

其中, 在电力现货市场中, 独立储能通过峰谷价差获得充放电收益。根据海南电力交易中心发布的海南 2023 年 10 月份电力现货市场实时价格信息确定平均充放电价, 平均充电加为 0.1630 元/kWh, 平价放电价为 0.4767 元/kWh。根据以上边界进行测算, 独立储能在电力市场获得年均售电收益 53509.69 万元/a。

辅助服务收益考虑深度调峰和二次调频两个品种。其中, 深度调峰收益根据南方区域两个细则中的补偿标准, 按照运营期为 70 次的深度调峰方案和约为 0.5952 元/kW 的补偿标准(考虑退坡测算), 可

表 5 电网侧替代性储能成本收入测算

Tab. 5 Cost and income estimation of alternative energy storage on the grid side

应用场景	收益模式	效益及成本分摊分析
关键节点布局储能	容量电价	5%资本金内部收益率, 测算出储能容量电价 282 元/kWh/a, 100 MW 储能容量电费为 0.282 亿元/a。
	电量电价	根据海南 23 年 10 月电力现货市场价格, 充电电价 0.16 元/kWh, 放电电价 0.48 元/kWh, 按 15% 充放电损耗。测算电量电价为 0.071 5 元/kWh。
微电网配置储能	提升供电可靠性收益	容量电价 282 元/kWh/a; 按 15% 充放电损耗测算电量电价为 0.071 5 元/kWh。收益由电网公司支付, 再通过输配电价回收。
重要负荷用户配置储能	增容费	增容费: 110 元/kVA
	提升供电可靠性收益	煤电标杆价 0.429 8 元/kWh + 输配电价 0.135 0 元/kWh + 储能度电成本 0.466 2 元/kWh 确定高可靠性电费 1.031 元/kWh。
	缓解电网阻塞及延缓输电设备扩容升级收益	容量电价 282 元/kWh/a; 按 15% 充放电损耗测算电量电价为 0.071 5 元/kWh。收益由电网公司支付, 再通过输配电价回收。

得到的平均收益为 5906.35 万元/a。与此同时, 该部分容量不享受深度调峰收益及容量租赁补偿收益。二次调频容量收益按照 3.56 元/MW 进行测算, 调频里程收益具体以一次调用满功率, 一次调用一半功率的模式为边界进行测算, 年均调频收益约为 2472.13 万元/a。表 6 为独立共享储能二次调频边界表。

表 6 独立共享储能二次调频边界表

Tab. 6 Independent shared energy storage secondary frequency modulation boundary table

运营年/a	综合性能指数	调频市场 出清价格/(元·kWh <sup>-1</sup> )
1	1.44	0.012
2	1.32	0.011
3	1.25	0.010
4	1.20	0.009
5	1.17	0.008
6	1.15	0.007
7	1.13	0.006
8	1.12	0.006
9	1.11	0.006
10	1.10	0.006
11	1.09	0.006
12	1.08	0.006
13	1.08	0.006
14	1.07	0.006
15	1.07	0.006
16	1.06	0.006
17	1.06	0.006
18	1.06	0.006
19	1.05	0.006
20	1.05	0.006

若储能电站采用全容量新能源租赁模式, 参与电能量市场和辅助服务市场收益归储能电站。因此采用 4.3% 的基准利率进行推算, 得出新能源场站自建储能电站项目的成本为 21.14 元/(kW·月), 考虑给予新能源场站 60% 的折扣, 得出租赁价格为 12.58 元/(kW·月), 即 150.94 元/(kW·a) 并以此为边界进行测算, 可获得平均 30942 万元/a 的新能源租赁收益。

从图 4 可看出, 在电网侧储能商业模式中, 电能量市场收益和容量共享收益占比较大, 占比分别为 58% 和 33%; 辅助服务市场占比最小, 占比为 9%。

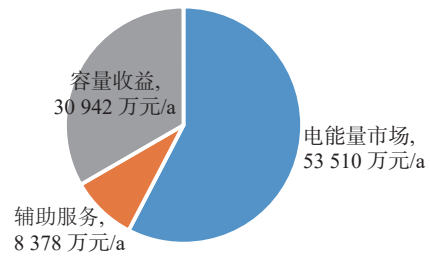


图 4 典型省份电网侧共享储能商业模式收入对比分析图

Fig. 4 Revenue comparison and analysis of shared energy storage business models in typical provinces

因此若要实现电网侧储能有良好的收益, 亟需出台适合海南地区的共享储能租赁政策, 缓建新能源场站自建储能的压力, 并同步开展储能参与现货市场和中长期, 通过电能量市场获取充放电收益, 丰富储能参与辅助服务市场的配套政策机制, 建设储能良好的成本回收机制。总体来看, 现行政策中, 除了调峰收益, 储能辅助服务收益整体低于储能度电价格, 难以参与市场, 推荐后续建立储能参与辅助服务市场专门的出清机制, 实现调频、备用与电能量的联合优化出清, 以达到提高市场效率的最终目的。

### 2.3 用户侧

由 1.3 小节中对于用户侧储能商业模式的分析, 依据海南省 2023 年 11 月份工商业代理购电价, 测算 35 kV 及以下、35 kV、110 kV、220 kV 及以上的未参与电力市场交易并执行两部制电价的工商业及其他用电用户侧储能收益情况。本节对储能商业模式侧算也将从终端用户储能融合发展场景和供需互动储能应用场景进行分析。

在终端用户储能融合峰谷电价不同, 在现有峰谷分时电价水平下, 峰谷价差为 0.77 ~ 0.85 元/kWh, 各级别的工商业及其他用电用户侧储能内部资本金收益率在 30.81% ~ 22.52%。对于保证用电可靠性收益, 可利用电力失负荷价值 (Voll) 进行衡量, 基于图 5 的海南的各产业用电量和经济增加值, 计算可得工商业用户等终端用户电力失负荷价值为 7.0133 元/kWh。

在供需互动储能应用场景中, 在当前峰谷电价水平下, 两充两放模式 (谷充峰放、平充峰放) 下, 不同电压等级下通过峰谷套利可获取收益水平可达 22.52% ~ 30.81%。

除此之外, 通过参与需求侧响应辅助服务, 也可获得 0.3 元/kWh 的补偿。



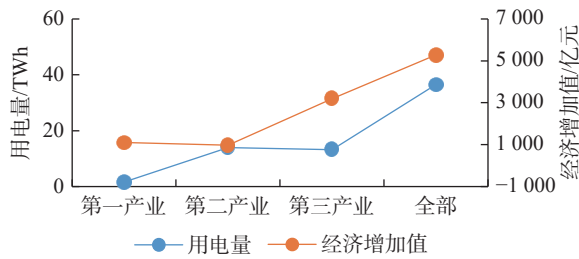


图 5 各产业用电量和经济增加值

Fig. 5 Electricity consumption and economic added value by industry

## 2.4 小结

本章结合新型储能的主要应用场景,通过在 Excel 软件中搭建收益测算模型,从源网荷端对各类情景下的商业模式盈利回收模式进行了分析。从模拟结果来看,在发电侧、电网侧和用户侧配置储能通过商业模式布局均能得到较好的收益,可以通过建立容量租赁费用、峰谷套利、辅助服务市场及容量补偿收益等盈利模式,进行配置成本的回收。而从现实角度来看,各端储能发展情况也各有优势和缺陷,相较于理论布局,实际储能发展还有不少落差。由于缺少宏观政策倾向以及地方性政策的支持,新型储能仍难以构建完善的商业模式,制约储能的经济性提升。

## 3 结论与展望

### 3.1 结论

储能是构建新型电力系统、促进能源绿色低碳转型、保障中国能源安全的重要装备基础和关键支撑技术。文章针对新型储能不同场景中的商业模式和盈利情况进行了模拟分析。

基于储能边界条件和政策制定的商业模式边界,可得以下结论:

1) 现有电力市场的收益无法满足集中式储能的成本回收。集中式储能仍需新能源自行消纳部分自建成本或通过共享机制消纳成本,现有的电价和辅助服务收益无法满足储能成本回收;除去调峰等市场化收益,150 MW 的新能源配储所需要承担的储能剩余成本为 3407 万元,消纳成本收益占比为 82%;电网侧独立储能所需新能源承担的容量共享收益为 30942 万元/a,容量市场占比为 33%。可发现发电侧储能和电网侧储能均需通过容量市场机制进行成本回收,达到收益率要求。

2) 新能源自建所消纳的容量成本高于独立共享储能的容量租赁成本。新能源自建储能所需消纳的容量成本为 13.58 元/kW/月,独立共享储能所需的容量租赁成本为 12.58 元/kW/月,可知新能源通过租赁的方式可以减轻配储带来的成本压力。

3) 电网替代型储能主要通过设定容量电价和提供高可靠性电费回收成本。通过输配电价疏导回收电网替代型储能设施符合国家政策,测算的容量电价为 287 元/(kW·a),按 15% 充放电损耗测算电量电价为 0.0715 元/kWh。收益由电网公司支付,再通过输配电价回收。并且可以针对重要负荷用户收取 1.031 元/kWh 的高可靠性电费,根据南方区域 10 kV 高可靠性电费收费标准,收取 110 元/kVA 的增容费。

4) 用户侧储能基于高电价差,能有较好的成本回收保障。海南的工商业电价峰谷之间的价差在 0.7~0.8 元/kWh,高额的价差保证了用户侧储能收益。资本金内部收益率均保持在 20% 以上,投资回收期在 2~3 a。

可发现,集中式储能回收良好需参与多个电力市场的交易,充分发挥储能的作用,才能保障一定的收益;分布式储能通过高价差的工商业电价保障,具备良好的收益效果。

### 3.2 展望

目前,各省市新型储能虽已建立多元收益来源,但电力市场建设仍不完全,辅助服务、电能量市场和容量市场的建设程度不一,未完全建立容量租赁费用、峰谷套利、辅助服务市场及容量补偿收益等盈利模式。其次,目前电化学新型储能的度电成本较高,投资主体很难盈利,导致新型储能参与的商业模式有限,缺乏完善的价格体系和补偿机制。因此基于研究结果,提出以下政策建议:

1) 统筹新型储能布局,推动规模有序发展,加快推动电源、电网侧新型储能有序建设。发挥新型储能“一站多用”的作用,优先建设集中式储能电站,提高利用效率。

2) 明确新型储能独立市场主体地位,建立适应各省份新型储能商业运营模式。建立新型储能多元收益来源,建立容量租赁费用、峰谷套利、辅助服务市场及容量补偿收益等盈利模式。支持各类市场主体投资建设运营共享储能设施,创新新型储能发展市场盈利模式。

3)明确储能用作电网替代性投资的身份,健全新型储能容量电费+电量电费价格机制。从成本+合理收益角度,按容量电费+电量电费确定储能收益。容量电费由电网企业支付,建立电网侧独立储能电站容量电价机制,研究探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。

4)规范新型储能备案、并网、运行标准,搭建新型储能安全管理体系。电网企业明确并网规则、流程,注重并网调试和验收工作的规范性,提高办事效率,支持符合条件的储能设施信息及时分级接入电网调控系统,充分发挥新型储能系统作用。

5)建立集中式新型储能容量市场机制,体现电源侧、电网侧储能容量共享价值。针对电源侧储能和独立储能不同作用体现,鼓励新能源企业与储能电站签订长期的容量租赁合同(5 a 或 10 a),设定基于不同需求的合理的集中式储能新能源租赁价格,健全新型储能价格机制。储能自用容量由新能源发电企业按年度支付储能租赁费用。建议由政府牵头出台海南容量租赁建议价格,给与新能源企业与储能电站参考。

#### 参考文献:

- [1] 程平,范明,刘艾旺,等.考虑云储能的多区互联综合能源系统规划[J].*发电技术*,2024,45(4):641-650. DOI: 10.12096/j.2096-4528.pgt.23057.  
HU C P, FAN M, LIU A W, et al. Multi-area interconnected integrated energy system planning considering cloud energy storage [J]. *Power generation technology*, 2024, 45(4): 641-650. DOI: 10.12096/j.2096-4528.pgt.23057.
- [2] 王新宝,葛景,韩连山,等.构网型储能支撑新型电力系统建设的思考与实践[J].*电力系统保护与控制*,2023,51(5):172-179. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.221158.  
WANG X B, GE J, HAN L S, et al. Theory and practice of grid-forming BESS supporting the construction of a new type of power system [J]. *Power system protection and control*, 2023, 51(5): 172-179. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.221158.
- [3] 贺悝,郭罗权,谭庄熙,等.高比例新能源电网中储能调频死区优化设定控制策略[J].*电力系统保护与控制*,2024,52(18):65-75. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231540.  
HE L, GUO L Q, TAN Z X, et al. Improved dead zone setting of a frequency regulation strategy for energy storage with high penetration of RESs [J]. *Power system protection and control*, 2024, 52(18): 65-75. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231540.
- [4] HOWLADER H O R, AKTER H, SABER A Y, et al. Independent energy storage systems can minimize uncertainty of profit for retailers in ISO market [C]//IEEE International Conference on Electro Information Technology, Brookings, SD, USA, May 20-22, 2019. Brookings: IEEE, 2019: 584-589. DOI: 10.1109/EIT.2019.8833812.
- [5] 张鸿宇,王宇.国外电网侧储能电站参与调频辅助服务市场的机制经验及对我国的启示[J].*储能科学与技术*,2021,10(2):766-773. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2020.0370.  
ZHANG H Y, WANG Y. Mechanism experience of foreign grid-side storage participating in frequency regulation auxiliary service market and its enlightenment to China [J]. *Energy storage science and technology*, 2021, 10(2): 766-773. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2020.0370.
- [6] 徐向梅.推动新型储能绿色低碳转型发展[N].*经济日报*,2022-11-28(011).  
XU X M. Promote the green and low-carbon transformation and development of new energy storage [N]. *Economic daily*, 2022-11-28(011).
- [7] 李东辉,时玉莹,李扬.储能系统在能源互联网中的商业模式研究[J].*电力需求侧管理*,2020,22(2):77-82. DOI: 10.3969/j.issn.1009-1831.2020.02.014.  
LI D H, SHI Y Y, LI Y. Research on business model of energy storage system in energy internet [J]. *Power demand side management*, 2020, 22(2): 77-82. DOI: 10.3969/j.issn.1009-1831.2020.02.014.
- [8] 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. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.012.  
REN C X, LIU J, TAN J R. 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. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.012.
- [9] 冀瑞强,胡健,张晓杰.基于合作博弈的城市楼宇集群分布式储能容量共享[J].*电力建设*,2024,45(2):115-126. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2024.02.010.  
JI R Q, HU J, ZHANG X J. Energy storage capacity sharing of urban building cluster based on cooperative game [J]. *Electric power construction*, 2024, 45(2): 115-126. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2024.02.010.
- [10] 徐爽,万靖,崔世常,等.不对称信息下新型储能容量租赁市场的博弈均衡分析[J].*电力系统保护与控制*,2024,52(13):13-24. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231673.  
XU S, WAN J, CUI S C, et al. Game equilibrium analysis of energy storage leasing market with asymmetric information [J]. *Power system protection and control*, 2024, 52(13): 13-24. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231673.
- [11] 金辰,王雪颖,高九千方,等.电网侧储能发展及共享储能运营模式浅析[J].*科技风*,2022(4):102-104. DOI: 10.19392/j.cnki.1671-7341.202204033.  
JIN C, WANG X Y, GAO J Q F, et al. Analysis of promoting the green and low carbon transformation of new energy storage and the development of grid side energy storage and shared energy storage operation models [J]. *Technology wind*, 2022(4): 102-104. DOI: 10.19392/j.cnki.1671-7341.202204033.
- [12] 李明,郑云平,亚夏尔·吐尔洪,等.新型储能政策分析与建议[J].*储能科学与技术*,2023,12(6):2022-2031. DOI: 10.19799/j.

- cnki.2095-4239.2023.0140.
- LI M, ZHENG Y P, ARTHUR T, et al. Analysis and suggestions on new energy storage policy [J]. *Energy storage science and technology*, 2023, 12(6): 2022-2031. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2023.0140.
- [13] 傅旭, 李富春, 杨攀峰. 基于全生命周期的各类储能调峰效益比较 [J]. *供用电*, 2020, 37(7): 88-93, 43. DOI: 10.19421/j.cnki.1006-6357.2020.07.013.
- FU X, LI F C, YANG P F. Benefits comparison of various energy storage equipment peak regulation based on the whole life cycle [J]. *Distribution & utilization*, 2020, 37(7): 88-93, 43. DOI: 10.19421/j.cnki.1006-6357.2020.07.013.
- [14] 关前锋, 王玉, 董剑敏. 电池储能电站电网侧经济效益及运行效益分析 [J]. *南方能源建设*, 2022, 9(4): 103-107. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.013.
- GUAN Q F, WANG Y, DONG J M. Analysis of economic and operational benefits of grid-side battery energy storage power station [J]. *Southern energy construction*, 2022, 9(4): 103-107. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.04.013.
- [15] 朱刘柱, 叶斌, 任曦骏, 等. 满足电网调峰的化学储能最优容量敏感因素分析 [J]. *电力需求侧管理*, 2022, 24(2): 48-53. DOI: 10.3969/j.issn.1009-1831.2022.02.008.
- ZHU L Z, YE B, REN X J, et al. Sensitive factors analysis of optimal capacity of battery energy storage system suitable for peak load regulation [J]. *Power demand side management*, 2022, 24(2): 48-53. DOI: 10.3969/j.issn.1009-1831.2022.02.008.
- [16] 邹鹏, 丁强, 任远, 等. 山西省融合调峰辅助服务的电力现货市场建设路径演化探析 [J]. *电网技术*, 2022, 46(4): 1279-1286. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2021.1461.
- ZOU P, DING Q, REN Y, et al. Analysis on construction path evolution of electricity spot market integrating load and renewables following ancillary services in Shanxi Province [J]. *Power system technology*, 2022, 46(4): 1279-1286. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2021.1461.
- [17] 王蕾. 科学发展储能, 助力实现“双碳”目标 [J]. *中国发展观察*, 2021(17): 54-57, 44. DOI: 10.3969/j.issn.1673-033X.2021.17.019.
- WANG L. Scientific development of energy storage to help achieve the "dual carbon" goals [J]. *China development observation*, 2021(17): 54-57, 44. DOI: 10.3969/j.issn.1673-033X.2021.17.019.
- [18] 康靖, 李雨桐, 郝斌, 等. 多联机空调柔性负荷参与电力系统需求响应的实证研究 [J]. *供用电*, 2022, 39(8): 39-46. DOI: 10.19421/j.cnki.1006-6357.2022.08.005.
- KANG J, LI Y T, HAO B, et al. Empirical study on flexible load of multi connected air conditioning participating in power system demand response [J]. *Distribution & utilization*, 2022, 39(8): 39-46. DOI: 10.19421/j.cnki.1006-6357.2022.08.005.
- [19] 国家发展改革委, 国家能源局. 国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见 [EB/OL]. (2021-07-15) [2024-04-01]. [https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-07/24/content\\_5627088.htm](https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-07/24/content_5627088.htm).
- National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Guiding opinions of the national development and reform commission and the national energy administration on accelerating the development of new energy storage [EB/OL]. (2021-07-15) [2024-04-01]. [https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-07/24/content\\_5627088.htm](https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-07/24/content_5627088.htm).
- [20] 陈巨龙, 王祥, 杨婕睿. 多应用场景下贵州电化学储能的商业模式研究 [J]. *中国能源*, 2021, 43(11): 73-80. DOI: 10.3969/j.issn.1003-2355.2021.11.011.
- CHEN J L, WANG X, YANG J R. Study on the business model of electrochemical energy storage in Guizhou Province under multiple application scenarios [J]. *Energy of China*, 2021, 43(11): 73-80. DOI: 10.3969/j.issn.1003-2355.2021.11.011.
- [21] 赵玉婷, 赵永生. 电网侧储能电站投资收益分析 [J]. *湖南电力*, 2019, 39(5): 4-8. DOI: 10.3969/j.issn.1008-0198.2019.05.002.
- ZHAO Y T, ZHAO Y S. Analysis of investment income of power grid side energy storage power station [J]. *Hunan electric power*, 2019, 39(5): 4-8. DOI: 10.3969/j.issn.1008-0198.2019.05.002.

#### 作者简介:



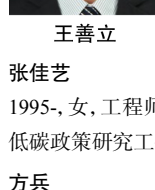
陈泽维

吴佳乐



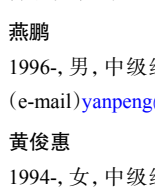
王善立

张佳艺



方兵

燕鹏



黄俊惠

陈泽维(第一作者)

1984-, 女, 中级经济师, 主要研究方向为能源技术经济工作(e-mail)65857161@qq.com。

1988-, 女, 会计师, 主要研究方向为能源技术经济工作(e-mail)50789906@qq.com。

王善立(通信作者)

1987-, 男, 工程师, 主要研究方向为能源转型与低碳政策研究工作(e-mail)313938554@qq.com。

1995-, 女, 工程师, 主要研究方向为“双碳”方向、能源转型与低碳政策研究工作(e-mail)576669194@qq.com。

1983-, 男, 高级工程师, 主要研究方向为电力规划、能源转型与低碳政策研究工作(e-mail)15109858661@163.com。

1996-, 男, 中级经济师, 主要研究方向为能源技术经济工作(e-mail)yanpeng@gedi.com.cn。

1994-, 女, 中级经济师, 主要研究方向为能源技术经济工作(e-mail)huangjunhui@gedi.com.cn。

(编辑 徐嘉铨)