

文章编号: 1006-2467(2023)07-0757-12

DOI: 10.16183/j.cnki.jsjtu.2021.516

# 新型电力系统下的抽水蓄能电站成本 疏导机制: 综述与展望

刘 飞<sup>1</sup>, 车琰璞<sup>1</sup>, 田 旭<sup>1</sup>, 许德操<sup>2</sup>, 周慧洁<sup>3,4</sup>, 李知艺<sup>4</sup>

(1. 国网青海省电力公司经济技术研究院, 西宁 810008; 2. 国网青海省电力公司, 西宁 810000;  
3. 浙江大学 工程师学院, 杭州 310015; 4. 浙江大学 电气工程学院, 杭州 310027)

**摘 要:** 在双碳目标驱动下, 我国电力系统正逐步转型为以新能源为主体的新型电力系统, 面临新的供需平衡形势。抽水蓄能作为目前最成熟的储能技术, 通过提供不同时间尺度的灵活性资源, 能保证电力系统安全经济运行, 且有效促进新能源消纳。然而, 新形势下抽水蓄能电站的运营决策和成本疏导机制尚未厘清, 一定程度上阻碍了其进一步发展。在此背景下, 首先综合分析了抽水蓄能电站的技术特点和功能定位; 其次从全生命周期的角度建立了抽水蓄能电站的成本模型, 并分析成本疏导的路径; 再次针对电力市场发展的不同阶段, 刻画了价格形成机制以及成本疏导方式的演化路径, 为我国抽水蓄能电站的市场化进程提供了可行方案; 最后对抽水蓄能电站未来的发展进行了展望。

**关键词:** 抽水蓄能电站; 成本疏导; 电力市场; 灵活性资源

中图分类号: TM 612

文献标志码: A

## Cost Sharing Mechanisms of Pumped Storage Stations in the New-Type Power System: Review and Prospect

LIU Fei<sup>1</sup>, CHE Yanying<sup>1</sup>, TIAN Xu<sup>1</sup>, XU Decao<sup>2</sup>, ZHOU Huijie<sup>3,4</sup>, LI Zhiyi<sup>4</sup>

(1. Economic and Technological Research Institute of State Grid Qinghai Electric Power Company, Xining 810008, China; 2. State Grid Qinghai Electric Power Company, Xining 810000, China;  
3. Polytechnic Institute, Zhejiang University, Hangzhou 310015, China;  
4. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

**Abstract:** Driven by the carbon peaking and carbon neutrality goals, the power system is transforming to the new structure which is dominated by renewable energy and is facing a new supply-demand balance situation. Pumped storage, as the most mature energy storage technology at present, can provide flexible resources with different time scales to ensure the safety of the power system and promote the consumption of renewable energy. However, the operation strategy and cost sharing mechanism of the pumped storage station (PSS) are not clear, which hinders its further development under the new situation. In this context, the technical characteristics and functions of PSS are sorted out first. Then, the investment cost model is established from the perspective of the whole life cycle. After that, the evolution path of pricing mechanism and cost sharing mode are described in view of the different stages of electricity market

收稿日期: 2021-12-16 修回日期: 2022-05-17 录用日期: 2022-07-30

作者简介: 刘 飞 (1988-), 高级工程师, 从事电网规划设计及新能源并网技术研究。

通信作者: 李知艺, 研究员, 博士生导师; E-mail: zhiyi@zju.edu.cn.

development, providing a feasible scheme for the marketization of PSS. Finally, the future development of PSS is summarized and prospected.

**Key words:** pumped storage stations; cost sharing mechanism; electricity market; flexible resources

在“2030 碳达峰、2060 碳中和”的双碳目标驱动下,我国的电力系统将由传统的以火电占主导地位的电力系统向着以新能源发电为主导地位的新型电力系统发展.在未来的新型电力系统中,以风、光伏为主力的新能源发电的占比将显著提高;然而新能源发电随机性、波动性和间歇性等特点使得电力系统的安全稳定运行面临着严峻的挑战<sup>[1-2]</sup>.为了保证新型电力系统的供电可靠性,研究提出了多种可行方法,包括提高配电网的智能化水平<sup>[3]</sup>,提高双向互动的智能化电网转变的速度<sup>[4]</sup>,配备大量灵活、可靠的储能设施<sup>[5]</sup>等,其中应用最广泛的是配备储能设施.

抽水蓄能(简称抽蓄)是目前为止技术最成熟,使用最可靠、最安全,最具大规模开发潜力并且经济性最优的储能技术,它能够调节具有间歇性的可再生能源发电使其平滑出力,具备调峰填谷、调频、调相、事故备用和黑启动等作用,能够维护电力系统的安全稳定运行<sup>[6]</sup>.截至 2021 年 9 月,我国抽蓄电站装机总容量已达到 32.49 GW,在建装机容量达到 53.13 GW,均为世界第一<sup>[7]</sup>.随着抽蓄电站规模的扩大,市场政策也在促进抽蓄电站合理发展方面不断地进行探索.2021 年《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》(发改价格[2021]633 号)提出了抽蓄电站坚持并优化两部制电价的原则,明确了抽水蓄能的容量电价核定办法,并鼓励在价格形成与成本疏导机制上发挥市场的作用<sup>[8]</sup>.结合最新的政策引导,文献[9]中设计了抽蓄电站的电价市场衔接机制,通过细分各阶段的收入来源,评估全寿命周期经济收益.文献[10]中研究了抽蓄电站参与电力市场的最大化收益策略模型,并对比了市场模式和两部制电价的收益情况.但是以上研究均没有关注抽蓄电站的成本回收,文献[11]中在分析抽蓄电站多重辅助服务价值的基础上,研究了成本回收年限的敏感性,但综合了电化学的储能属性,没有提出针对抽蓄电站的具体成本疏导方式.目前我国尚未形成抽蓄电站参与电力市场的明确方案,市场发展阶段中的价格形成机制和成本疏导方式亟待研究.

结合双碳背景下我国电力市场建设的新形势,重点研究了抽蓄电站的价格形成机制与成本疏导机制.首先综合分析了抽水蓄能电站的技术特点和功

能定位;然后从全生命周期的角度建立了抽蓄电站的投资成本模型并分析了成本疏导的路径;针对电力市场发展的初期、中期、成熟期 3 个阶段,分阶段设计了价格形成机制以及相应的成本疏导方式,结合具体算例计算抽蓄电站收益和成本分摊机制;最后总结展望了抽蓄电站未来的发展,为我国抽蓄电站的市场化发展提供可行路径.

## 1 抽蓄电站技术特点分析

抽蓄发电是水力发电的一种储能模式.抽蓄电站由两个海拔高度不同的水库组成,在电网负荷高峰时,可以控制水从上水库流向下水库进行发电;在负荷低谷时,利用电能将下水库的水抽至上水库进行储能.通过该过程实现电能的时间尺度上的转移,在电力系统中发挥灵活的调节作用.

### 1.1 抽蓄电站灵活性分析

目前我国抽蓄电站装机机组以定转速机组为主,但定速抽蓄机组的输入功率无法进行调节,当电网频率变化迅速时,难以满足调频需求.变速抽蓄机组可以响应系统频率的快速变化,并细分为全功率变频和双馈两种类型,其中双馈变频调速机组的变化范围更大<sup>[12]</sup>.变速抽蓄技术在平抑新能源波动方面具有良好的优越性,一方面能够自动跟踪电网频率,维持电网稳定运行;另一方面能够跟踪新能源出力,减小并网冲击<sup>[13]</sup>.抽蓄的技术特点和发展趋势使其作为电力系统灵活调节的资源具有多样的应用场景和良好的技术优势<sup>[14]</sup>.

在 2021 年 3 月发布的《中国 2060 年前碳中和研究报告》<sup>[15]</sup>中提到:预计到 2050 年,储能方面达到抽蓄装机 170 GW、电化学装机 660 GW.可见,除了抽蓄外,未来电化学储能技术也将快速发展.表 1 中对比了几种储能技术各项参数的特点<sup>[16]</sup>.

由各项参数的对比可以发现,抽蓄技术成本相对较低、配置规模大,适用于应对大范围的电网调峰问题.电化学技术的反应速度快,但技术成本高、配置规模小,更适用于应对微网中短时间尺度问题.从环境效益的角度来看,电化学技术仍具有发生爆炸等事故的危险性,会带来较大的环境污染.综合来看,抽蓄电站在缓解调峰压力以及保障电网安全方面具有技术优势.

表 1 抽蓄与典型电化学储能技术对比

Tab. 1 Comparison of pumped storage and electrochemical energy storage

储能技术	放电时间	响应速度	成本	服役年限	配置规模/MW	转化效率/%	安全性
抽蓄	4~20 h	秒级	低	>50 a	100~5 000	75~80	高
锂离子电池	0.5~8 h	百毫秒级	高	3 000~15 000 次	<100	90~95	高
铅酸电池	1 min~3 h	百毫秒级	较低	500~1 200 次	<100	75	差
液流电池	1~20 h	百毫秒级	较高	10 000~15 000 次	<100	75~85	较高

1.2 抽蓄电站的功能定位

抽蓄电站是构建新型电力系统的迫切需要,对保障电力供应、确保电网安全、促进新能源消纳、推动能源绿色低碳转型方面都有重要意义.在电网侧,随着电力系统规模的扩大和火电机组的逐渐退出,抽蓄电站的主要功能是缓解负荷的峰谷矛盾,并且主要用于消纳低谷时的富余电量.另一方面随着新

能源的渗透率提高,为了维持输电系统的稳定性,抽蓄电站调频、调压和事故备用等功能越来越显著.在电源侧,抽蓄电站主要发挥平滑新能源出力的作用,保证电力稳定传输.当电力市场发展趋于成熟,跨区域电能交换越来越频繁时,抽蓄电站将在电力平衡和稳定保障方面发挥更大作用<sup>[17]</sup>.抽蓄电站的主要功能定位及对应的成本效益分析如表 2 所示.

表 2 抽蓄电站的功能定位以及成本效益

Tab. 2 Functional orientation and cost effectiveness of PSS

功能定位	技术特点	固有优势	对应成本	产生效益
调峰	既可以作为电源进行发电,也可以作为负荷吸收新能源的过剩出力,灵活地调节峰谷差	启停技术成本低;抽发灵活	电量成本	吸收新能源的过剩出力
调频	及时跟踪负荷变化,保持电力系统的频率稳定	调节速度快;负荷跟踪能力强	容量成本	减少了火电机组燃煤的消耗
调压	通过调相运行发出或者吸收无功功率,调整系统的电压处于安全的范围	持续时间长;进相深	容量成本	减少电网无功补偿设备的投入
事故备用	在其他机组发生故障时,通过快速投入,防止电网断电造成事故的恶化	调节容量大,投入快速	容量成本	保障正常用电
黑启动	电力系统全部停电时,通过自启动带动其他机组逐渐恢复运行	启动迅速方便,耗费能量小;负荷增长速度快	容量成本	减少停电时间和停电带来的损失

相比火电机组只能在容量范围内增减出力进行调峰调频,抽蓄电站具有抽水、发水和静止 3 种工况,调峰能力是同等容量火电机组的两倍.并且,抽蓄电站在各工况之间转换迅速,从停机到满发一般只需 2 min,升降负荷平均速率约为 150 MW/min,从停机到满抽一般需要 4 min<sup>[18]</sup>.快捷启停的优势使抽蓄电站无需一直处于开机状态也能迅速响应系统的电力缺额,发挥事故备用和黑启动功能.而火电机组提供旋转备用服务时,备用机组一直处于开机状态,利用率较低.综合多种优越的技术特性,未来,抽蓄电站将成为新型电力系统中调峰和其他辅助服务的主力军.图 1 为 2015—2060 年中国抽蓄的发展规模及展望情况<sup>[19]</sup>.由图可以看出抽蓄电站目前的开发规模和建设进度相对规划需求有所滞后,在之后的几十年我国的抽蓄电站将进入快速发展阶段.

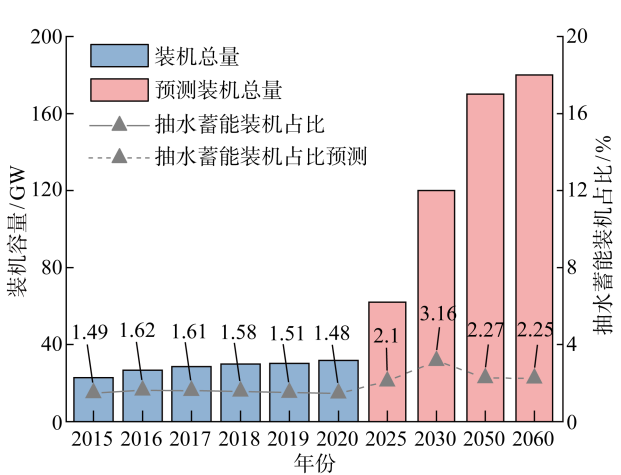


图 1 2015—2060 年中国抽水蓄能的发展规模及展望

Fig. 1 Development scale and prospect of pumped storage in China from 2015 to 2060

2 抽蓄电站成本疏导分析

抽蓄电站具备技术灵活性和丰富的功能定位,在未来几十年的电网发展中具有较大的建设需求.但在目前国内的价格机制下,抽蓄电站经营困难,投资成本难以回收,影响了抽蓄电站的建设积极性<sup>[6]</sup>.对此,首先从全生命周期的角度建立了抽蓄电站的投资成本测算模型,之后基于“谁受益,谁承担”的原则分析了抽蓄电站服务受益主体和成本疏导路径.

2.1 抽蓄电站全生命周期成本分析

为了深入研究抽蓄电站的经济性,其投资成本可以从生命周期的角度进行评估.全生命周期成本是指从系统的研发、投资、运行、维护和回收的整个寿命周期内分析一切可能产生的费用<sup>[20]</sup>.抽蓄电站的投资成本可以分为初期投资成本、运维成本、充电成本和回收成本,具体计算方式如图 2 所示.

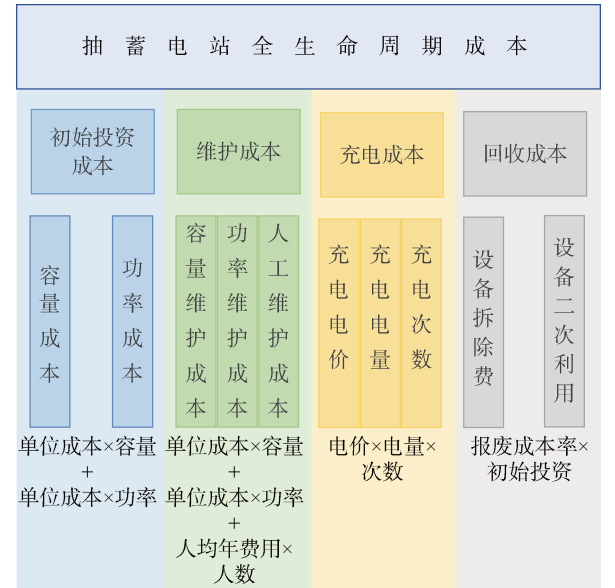


图 2 抽蓄电站的全生命周期成本  
Fig. 2 Life cycle cost of PSS

初始投资成本主要用于工程建设而投入的固定资金,主要包括容量成本和功率成本.初投成本模型为

C<sub>0</sub> = C<sub>P</sub>P<sub>e</sub> + C<sub>E</sub>E<sub>e</sub> (1)

式中:C<sub>P</sub>为单位功率成本;C<sub>E</sub>为单位容量成本;P<sub>e</sub>为额定功率;E<sub>e</sub>为额定容量.运维成本包括运行期间设备的检查、维护、检修和损耗等费用,与抽蓄电站的发电功率有关,运维成本数学模型如下:

C<sub>1</sub> = C<sub>yw</sub>P<sub>e</sub> (2)

式中:C<sub>yw</sub>为单位年运行维护费用.作为储能系统,抽蓄电站在进行充电时每单位电量会产生充电费用,充电成本模型如下:

C<sub>2</sub> = MQ<sub>e</sub>τ (3)

式中:M表示充电次数;τ表示充电单价;Q<sub>e</sub>表示每次的充电电量.回收成本是指抽蓄电站废弃时,系统中的设备拆除和处理而产生的费用,通过投资成本折算后的数学模型为

C<sub>3</sub> = μC<sub>1</sub> (4)

式中:μ表示报废率.在考虑到上述的各类成本后,抽蓄电站的总投资成本(C)的净现值测算方法如下:

C = C<sub>0</sub> + ∑<sub>n=1</sub><sup>N</sup> (C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub> + C<sub>3</sub>) / (1 + r)<sup>n</sup> (5)

式中:r为标准折现率;N表示电站的寿命年限;n为年份.

这种全生命周期的成本评价方法不仅适用于抽蓄电站的分析,也适用于其他储能类型的成本评估.不同电站的差异主要在于自身容量属性和充电性能以及所在市场环境的电量电价<sup>[21]</sup>.在实际工程中,初始投资成本和运维成本的测算更为复杂,需要考虑抽蓄电站的选址条件.不同的工程规模、工程地质、距高比、设备安装等因素都会对单位成本参数有影响.例如距高比越小时,开发和运行的费用越低,一般距高比小于 10 的项目具有开发价值<sup>[22]</sup>.调研已建成的项目发现,抽蓄电站的投资成本水平约为 60~64 亿元/GW<sup>[23]</sup>,但受到建造地形条件的约束,未来的投资成本会有上升趋势<sup>[24]</sup>.

2.2 抽蓄电站成本疏导路径分析

在不同的市场环境下,抽蓄电站对提供服务的选择自由度不同.但是,成本疏导方式均贯彻“谁受益,谁承担”的总体原则.由表 2 可知,抽蓄电站在运行过程中产生的成本可以归纳为电量成本和容量成本两类.因此,对应的成本疏导方式也从这两个方向进行.抽蓄电站主要发挥的作用在于维持电网的稳定运行,用户、发电企业和电网是主要受益主体.图 3 展现了抽蓄电站提供服务的成本疏导路径.

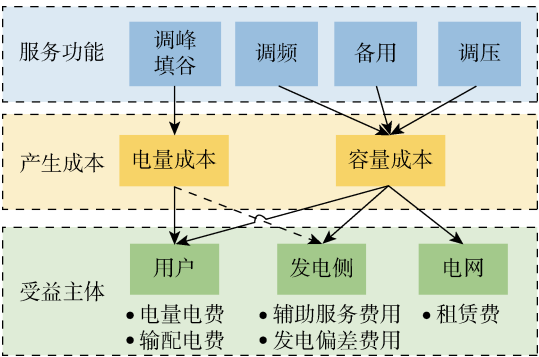


图 3 抽蓄电站成本疏导路径  
Fig. 3 Cost-sharing means of PSS

用户支付的销售电费包括电量电费、输配电费和政府性基金 3 部分. 根据抽蓄电站提供的不同功能,需要将电量成本通过电量电费疏导,容量成本通过输配电费或附加政府性基金疏导. 通过发电侧疏导主要有购买辅助服务费用和承担的偏差考核费用两种方式. 对于电网主体的成本回收方式特指租赁制模式下支付给抽蓄电站的租赁费用.

在抽蓄电站的成本组成中,初始投资成本较高,一般通过容量成本进行疏导. 由图 3 可知,容量成本对应调频等辅助服务收益,但是我国目前的辅助服务市场处于起步阶段,辅助服务品种较少,辅助服务补偿费用较低,难以覆盖成本. 尽管抽蓄电站能够通过核定的容量电价进行成本回收,但是电站的投资回报率受限. 未来,随着容量电价的逐步退坡,抽蓄电站的成本回收问题仍是影响社会资本建设积极性的关键因素.

### 3 不同市场阶段抽蓄电站价格形成机制设计

价格机制作为成本疏导方式的前提条件,与成本疏导方式相辅相成. 合理的价格机制能够为成本疏导方式指明路线,表 3 总结了抽蓄电站的价格形成机制的核算方式及其优劣势分析. 通过对比分析不同价格形成机制的特点,结合我国国情,设计了市场发展不同阶段对应的价格形成机制,如图 4 所示. 随着电力市场发展程度提升,政府定价力度逐渐减弱,抽蓄电站定价逐渐由市场手段形成. 结合我国电力市场发展的顶层规划,从目前到“十四五”末期可视为市场建设初期,这个阶段的现货市场建设逐渐

完善,但是抽蓄电站在辅助服务市场还不具备参与条件. 2025—2030 年为市场建设中期,此时全国统一电力市场体系基本建成,各市场主体具有平等的竞争地位,但是市场的规模较小. 2030 年以后为市场发展的成熟期,不同层次市场有序衔接,价格机制均通过市场化体系形成.

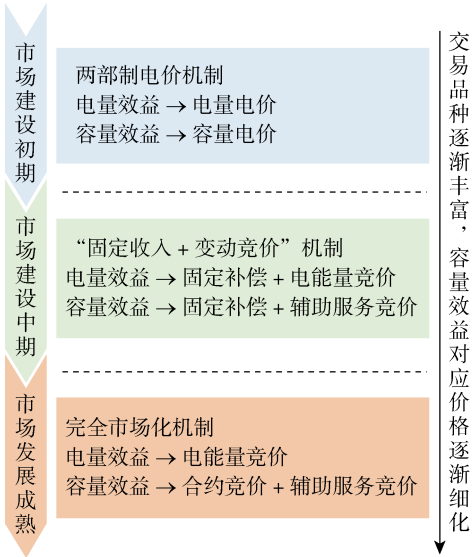


图 4 不同市场发展阶段的价格形成机制  
Fig. 4 Pricing in different market development stages

#### 3.1 市场发展初期——两部制电价机制

在市场发展初期,辅助服务市场还未成熟. 抽水蓄能机组存在 20%~25% 的发电损耗,其在市场的上网电价需比抽水电价高至少 1/3 才能收回成本,价值存在电价波动风险,限制了电能量市场的获利空间<sup>[25]</sup>. 两部制电价机制通过政府定价方式保证容

表 3 抽蓄电站的价格形成机制以及优劣势分析  
Tab. 3 Pricing mechanism and advantage and disadvantage analysis of PSS

价格形成机制	核算方式	优势	劣势	适用场景	应用国家
不核算价格	“成本+收益”的方式,直接内部进行结算,不单独进行核算	效益与电网捆绑,收入稳定	难以反映电站的价格信号和实际价值	租赁制或电网独资	日本、法国、中国
两部制电价	电量电价弥补抽水发电的损失;容量电价体现辅助服务效益,由政府核定	电量和容量价值分别体现,保障抽蓄电站的基本收益	缺少市场化竞价,抽蓄电站的收益低	电力市场不成熟	中国
固定收入+变动竞价	年度固定收入基于对辅助服务和提供电量平衡服务的两部分补偿,变动竞价收入由电力平衡市场交易获得	充分发挥抽蓄电站的灵活调节能力和容量价值,提高了电站参与市场的积极性	需要较为完善的市场条件和市场激励机制	电力市场基本健全	英国
完全市场化	价格完全由市场竞争决定	以价格信号反映价值,有效分摊成本,免于核算	电站的收益没有保障,波动风险性较大,对电力市场环境的要求高	电力市场发展成熟	英国、美国、德国、瑞士



量效益,弥补了辅助服务市场缺失,适合这个阶段的市场环境. 633 号文件对两部制电价进一步完善,如图 5 所示. 在实行现货市场的地方,电量电价按照现货市场的价格和规则结算;容量电价通过定期考核和收益共享的方式激励性定价. 改进后的价格机制保留了两部制电价的基本框架,定价模式向市场模式过渡.

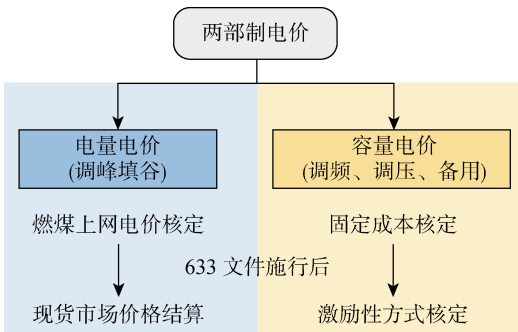


图 5 两部制电价机制

Fig. 5 Two-part pricing mechanism composition

3.2 市场发展中期——“固定收入+变动竞价”机制

在市场发展中期,辅助服务市场和相应机制基本健全,但是市场份额不大,市场活跃度不高. 从国外的经验来看,初期的辅助服务价格普遍较低<sup>[26]</sup>. 抽蓄电站在市场中的收益相较之前的两部制电价而言有较大缩减,给电站经营带来困难. “固定收入+变动竞价”机制能够实现管制阶段向完全市场化阶段的良好过渡,如图 6 所示. 固定收入保障了抽蓄电站的基本收益,变动竞价激励抽蓄电站参与市场,逐渐适应市场规则.

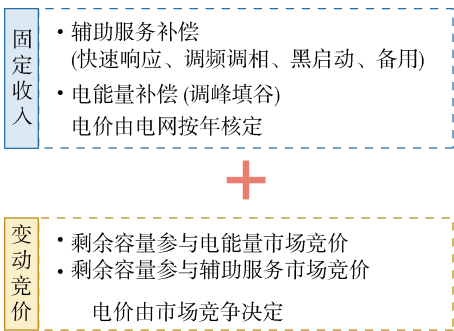


图 6 “固定收入+变动竞价”价格形成机制

Fig. 6 Fixed income and variable bidding mechanism

3.3 市场发展成熟期——完全市场化机制

在市场发展成熟期,交易品种健全,市场规则也基本完善,市场化价格形成机制如图 7 所示. 无功和黑启动辅助服务一般采用中长期市场中签订合约的形式,通过合约电价结算收益. 电能量市场通过各时

中长期市场	电能量市场	调频市场	备用市场
无功服务 合同电价 + 黑启动 合同电价	日前 峰谷价差 + 实时 峰谷价差	调频 容量电价 + 实时调用 里程电价	备用 容量电价 + 实时调用 电量电价

图 7 市场化价格形成机制

Fig. 7 Market-oriented pricing mechanism composition

段的现货市场交易电价进行结算,利用峰谷价差进行收益. 辅助服务市场主要参与调频和备用辅助服务市场,辅助服务市场收益如下:

$$W = W_{\text{com}} + W_{\text{res}} \tag{6}$$

式中: $W$  为辅助服务市场收益; $W_{\text{com}}$  为调频市场收益; $W_{\text{res}}$  为备用市场收益.

在调频市场中的收入由容量费用和里程费用组成,容量费用是为了补贴机组预留出调频容量而支付的费用,里程费用根据实际调频过程中的调频步长确定,计算方式如下:

$$W_{\text{com}} = \sum_{t=1}^T C_{\text{cp}}^t B_{\text{cp}} + \sum_{t=1}^T D_t K B_{\text{mile}}^t \tag{7}$$

式中: $C_{\text{cp}}^t$  为  $t$  时段中标的调频容量; $B_{\text{cp}}$  为调频容量价格; $B_{\text{mile}}^t$  为  $t$  时段出清的调频里程价格; $K$  为综合调频指标; $D_t$  为  $t$  时段的调频里程; $T$  为计量时段. 备用辅助服务费根据预留的备用容量电费 and 实际调用电量费用组成,计算方式如下:

$$W_{\text{res}} = \sum_{t=1}^T C_{\text{res}}^t B_{\text{res}} + \sum_{t=1}^T D_{\text{res}}^t B_{\text{e}}^t \tag{8}$$

式中: $C_{\text{res}}^t$  为  $t$  时段中标的备用容量; $B_{\text{res}}$  为备用容量价格; $B_{\text{e}}^t$  为  $t$  时段出清的现货市场电价; $D_{\text{res}}^t$  为  $t$  时段调用的备用容量.

市场化价格形成机制下,抽水蓄能电站作为一个普通的成员参与竞争,通过市场上供求双方的博弈形成抽蓄电站的价格,实现社会效益的公平分配. 通过日前、实时等不同时间维度的辅助服务市场、电量市场,参与竞争获得诸多的获利机会. 根据国外市场经验,抽蓄电站优势明显,来源于辅助服务市场的收入能够占整体收入的 30%~70%<sup>[27]</sup>.

4 不同市场阶段抽蓄电站成本疏导机制设计

对应于不同市场环境下的价格形成机制,抽蓄电站成本疏导方式也不同,如图 8 所示. 在市场发展不成熟的环境下,由于售电侧没有进入市场,辅助服务费用需要政府定价的疏导方式,通过销售电价疏导至用户侧. 这种回收方式弥补了售电侧非市场化

的不足,收入稳定能够保障基础成本的回收,但是缺乏市场调控和价格信号. 在市场化价格机制下,一般采用市场竞价向用户进行成本疏导,对于单独向发电企业提供的辅助服务通过辅助服务市场直接回收. 并且在开放的市场中,峰谷价差明显,抽蓄电站的调峰收益良好,市场价格信号的引导能够调动抽蓄电站的参与积极性.

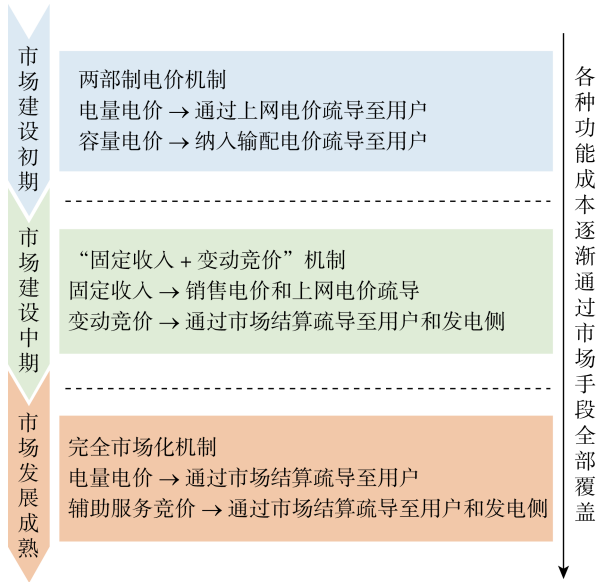


图 8 不同市场发展阶段的成本疏导方式  
Fig. 8 Cost sharing in different market stages

4.1 不同阶段的成本疏导路径

4.1.1 市场发展初期——政府定价路径 两部制电价机制下,电量损耗成本能够通过上网电价回收,容量电费需要按照成本疏导的原则借助政府定价纳入输配电价回收,具体的成本资金流动情况如图 9 所示. 但是这种成本回收方式无法对部分辅助服务体现的效益按照受益主体不同进行细分补偿,核定方式难以动态跟踪成本变化.

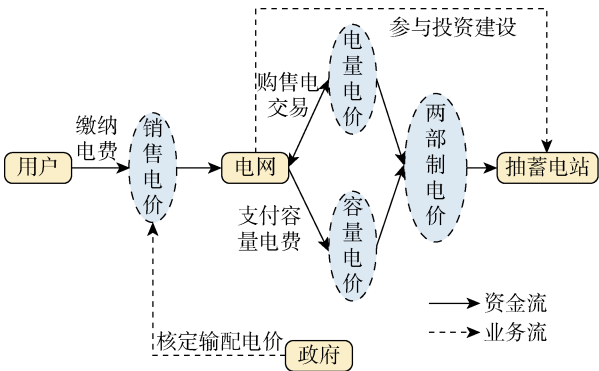


图 9 两部制电价对应的成本疏导方式  
Fig. 9 Two-part cost sharing mechanism

4.1.2 市场发展中期——政府定价协同市场路径

在中期过渡阶段采用以政府定价疏导路径为主、市场疏导路径为辅的成本疏导手段. 固定收入部分由电网企业在上网电价中代收,电网分摊部分纳入输配电价准许成本回收;用户分摊部分可专门设立“系统安全基金”,作为政府性基金及附加由电网企业代收,或者纳入输配电价一并回收. 变动竞价是固定收入核定容量外的剩余容量通过参与电能量市场和辅助服务市场疏导至用户和发电侧的一种机制,具体的成本资金流动情况如图 10 所示.

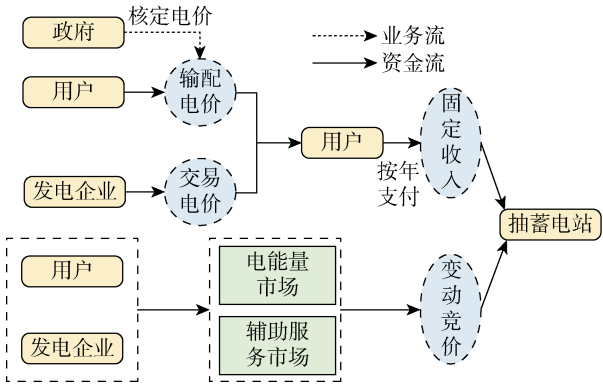


图 10 “固定收入+变动竞价”对应的成本疏导方式  
Fig. 10 Fixed income and variable bidding cost sharing mechanism

市场中的分摊和收益与完全市场化的方式相同,固定收入费用由发电企业按照上网交易电量比例与用户共同承担,即

$$R_i^{\text{fix}} = \eta_i R_{\text{fix}} \frac{F_i}{\sum F_i} \tag{9}$$

$$R_c^{\text{fix}} = (1 - \eta_i) R_{\text{fix}} \tag{10}$$

式中:  $R_i^{\text{fix}}$  为第  $i$  个发电侧主体承担的固定收入分摊费用;  $R_{\text{fix}}$  为固定收入费用;  $F_i$  为发电侧主体  $i$  的上网交易电量;  $R_c^{\text{fix}}$  为用户侧承担的固定收入分摊费用;  $\eta_i$  为发电侧固定收入分摊费用占比,当  $\eta_i = 50\%$  时,视为发电侧和用户侧同等分摊.

4.1.3 市场发展成熟期——市场路径

在市场发展成熟期,通过市场路径抽水蓄能的电量成本和容量成本一方面可通过销售电价由用户承担,另一方面可通过发电企业购买辅助服务实现分摊,解决了传统的静态方式中核算各机组提供辅助服务的容量成本偏差问题,具体的成本资金流动情况如图 11 所示.

中长期市场与电能量市场的费用都疏导至用户侧,辅助服务费用由发电侧和用户侧共同承担. 对于发电侧需要承担的辅助服务费用按照分配系数与上

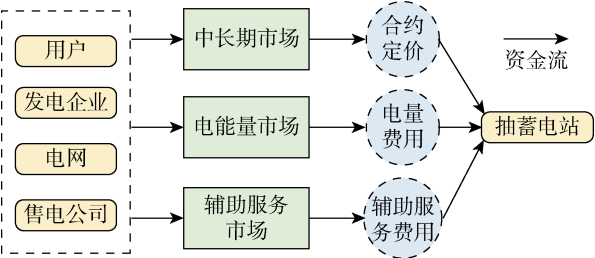


图 11 完全市场化价格机制对应的成本疏导方式  
Fig. 11 Market-oriented cost sharing mechanism

网比例进行分摊,其他费用由用户侧分摊,分摊费用如下:

$$R_i = \eta_2 R_{\text{total}} \frac{F_i}{\sum F_i} \tag{11}$$

$$R_c = (1 - \eta_2) R_{\text{total}} \tag{12}$$

式中:  $R_i$  为第  $i$  个发电侧主体承担的辅助服务费用;  $R_{\text{total}}$  为全部的辅助服务费用;  $\eta_2$  为发电侧辅助服务分摊占比;  $R_c$  为用户侧的辅助服务分摊费用. 每个发电主体的分摊系数取决于各主体的考核情况,一般新能源机组的占比较高. 由于我国的居民和农业电价不受市场影响,用户电量没有实现全覆盖,所以  $\eta_2$  的大小与参与市场的用户电量有关.

无论是固定的辅助服务补偿还是市场中形成的辅助服务费用都需按照权责对等的原则在各主体之间进行分摊. 在新型电力系统中,新能源的波动性和间隙性增加了电力系统的调节成本. 尽管抽蓄电站的调节作用是服务于整个电力系统,但新能源相较于其他发电主体应该承担更多的辅助服务分摊义务. 而在现有的两部制电价中,新能源没有作为容量电费的分摊对象,在辅助服务费用分摊中,按照电量比例分摊的原则也无法充分体现受益与承担的对等原则. 因此,建议从改善弃风弃光的效果方面分析抽蓄电站对新能源主体的发电调节能力,进而设定各主体的分摊系数.

4.2 算例分析

选取某个抽蓄电站作为研究对象,根据所提出的各阶段机制方案计算电站收益,并给出政府定价和市场路径的成本疏导方案. 该抽蓄电站的装机规模为 2 400 MW,满发利用时间为 7 h,系统中各类型机组的装机情况如图 12 所示. 在满足电量平衡的情况下,根据生产运营模拟数据,得到抽蓄电站各月的抽发电量如图 13 所示. 抽蓄电站的上网电价取燃煤机组的基准电价 0.325 元/(kW · h),抽水电价为上网电价的 75%.

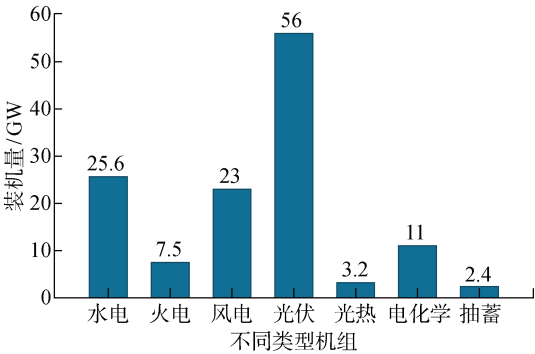


图 12 电力系统中各机组的装机量  
Fig. 12 Installation of different types of units in power system

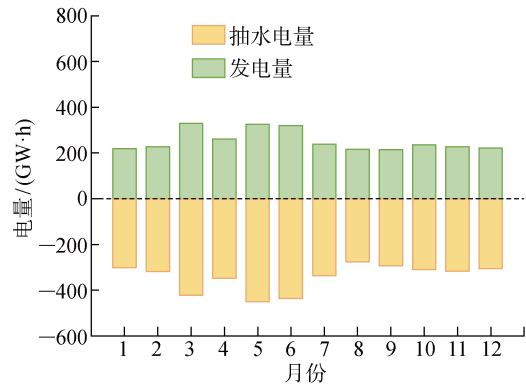


图 13 抽蓄电站全年的抽发电量  
Fig. 13 Annual output power of PSS

4.2.1 容量电费的疏导 根据 633 号文件中的办法规定,以资本金税后财务内部收益率 6.5% 为控制条件,按照经营期定价法核定容量电费. 该抽蓄电站的建设投资为 131.7 亿元,还贷期为 25 a,经营期为 40 a. 经测算,年容量电价约为 634.5 元/kW,两部制电价下抽蓄电站容量电费为 15.23 亿元,发电收益 9.85 亿元,抽水成本花费 10.01 亿元,全年净收益 15.07 亿元.

容量电费的疏导考虑两种方式:一是全部纳入输配电价进行回收,二是  $k$  的容量电费 ( $k$  为分摊比例) 由新能源主体进行分摊. 在新能源主体之间的分摊系数采用有无抽蓄参与下弃光和弃风减少量的比例,分摊系数的计算方式如下:

$$\left. \begin{aligned} \lambda_1 &= \frac{\Delta P_1}{\Delta P_1 + \Delta P_2} \\ \lambda_2 &= \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1 + \Delta P_2} \end{aligned} \right\} \tag{13}$$

式中:  $\lambda_1$ 、 $\lambda_2$  分别为风力发电(简称风电)和光伏承担的辅助服务费用占新能源承担的总辅助服务费用的比例;  $\Delta P_1$  为抽蓄电站参与系统调节和抽蓄电站不参与系统调节的两种情况下,弃风电量的差值;  $\Delta P_2$



为抽蓄电站参与系统调节和抽蓄电站不参与系统调节的两种情况下,弃光电量的差值.这种分摊系数的选取方式能够将抽蓄电站产生的调节作用与新能源主体的受益程度相对应,实现权责对等.通过生产运营模拟计算,在有无抽蓄电站参与的两种场景下全年的弃风弃光电量结果如图 14 所示,分摊系数计算结果如表 4 所示.

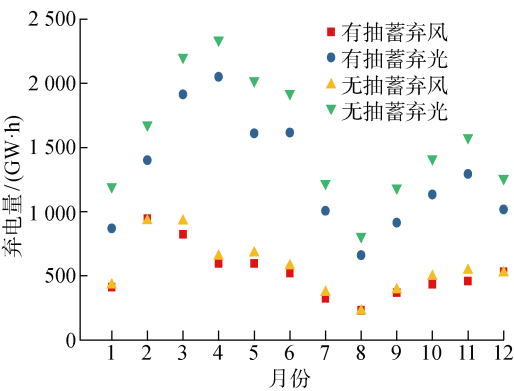


图 14 不同场景下的弃风和弃光电量

Fig. 14 The wind and photovoltaic power curtailment in different scenarios

表 4 风电和光伏承担容量电费的分摊比例  
Tab. 4 Apportionment ratio of wind power and photovoltaic for capacity electricity charges

类别	无抽蓄参与时	有抽蓄参与时	有抽蓄弃 电量差值/ (GW·h)	分摊系数
	全年弃电量/ (GW·h)	全年弃电量/ (GW·h)		
风电	6 682.5	6 233.7	448.8	0.12
光伏	18 828.3	15 484.4	3 343.9	0.88

(1) 方案 1:容量电费全部纳入输配电价进行回收.

方案 1 的疏导对象仅为用户,以全年的总体用电量  $1.840\ 4\times10^{11}\text{ kW}\cdot\text{h}$  进行估算,输配电价将上涨  $0.008\ 3\text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ .该抽蓄电站所在地区的原平均输配电价为  $0.172\ 6\text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ ,容量电费

疏导的涨幅占原输配电价的  $4.8\%$ .

(2) 方案 2:新能源承担部分容量费用分摊.

方案 2 的疏导对象为用户和新能源(风电和光伏),两大主体之间的不同分摊比例  $k$  会对输配电价的涨幅和新能源的收益情况造成不同影响,如表 5 所示.其中,新能源增发电量收入是指抽蓄电站加入后减少的弃风和弃光电量所带来的收益,新能源的发电价格均按照燃煤发电基准价计算.

由表 5 可知新能源承担的分摊费用均小于新能源增发电量的全部收入,说明这种分摊模式具有可行性.随着新能源分摊比例的提高,用户侧的分摊费用减少,输配电价的涨幅有所下降.当新能源的分摊比例超过  $50\%$  时,分摊费用占据了大部分的新增收入,新能源侧的疏导压力较大,会影响其发电积极性.当新能源的分摊比例为  $20\%$  时,分摊费用占新能源增发电量收入的  $25.3\%$ ,输配电价的涨幅是当地原输配电价的  $3.8\%$ ,用户和新能源的分摊结果均处于能够接受的范围.因此,在考虑将新能源纳入容量电费的分摊主体时, $20\%$  是一个较为合理的分摊比例.

4.2.2 辅助服务费用的疏导 由于参与辅助服务的收益较高,算例中抽蓄电站  $100\%$  容量参与辅助服务市场,交易品种为调频、备用两种辅助服务,市场出清价采用平均价格.假设机组  $20\%$  容量申报调频,调频里程平均出清价为  $25\text{ 元}/\text{MW}$ ,调频容量出清价为  $35\text{ 元}/(\text{MW}\cdot\text{h})$ ,备用辅助服务价格为  $0.7\text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ .抽蓄电站超过  $50\%$  负荷率的部分被视为调用了备用辅助服务,按照式(6)~(8)计算辅助服务的收益.结合抽蓄电站的生产运营数据,抽蓄电站各项辅助服务的全年净收益  $15.18\text{ 亿元}$ ,其中调频辅助服务收益  $2.02\text{ 亿元}$ ,备用辅助服务收益  $22.13\text{ 亿元}$ ,发电收益  $1.04\text{ 亿元}$ ,抽水成本花费  $10.01\text{ 亿元}$ .

(1) 方案 1:新能源按照上网电量的比例进行分摊.

表 5 不同分摊比例下容量电费的分摊结果  
Tab. 5 Apportionment results of capacity electricity charge at different ratios

$k/\%$	新能源疏导的容量 电费 $\times10^{-8}$ /元	光伏分摊的容量 电费 $\times10^{-8}$ /元	风电分摊的容量 电费 $\times10^{-8}$ /元	分摊费用占新能源 增发电量收入比例/ $\%$	输配电价涨幅/ [元 $\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}$ ]
10	1.52	1.34	0.18	12.3	0.007 4
20	3.05	2.68	0.37	25.3	0.006 6
50	7.62	6.71	0.91	62.3	0.004 1
60	9.14	8.04	1.10	75.3	0.003 3

方案 1 的辅助服务费用的分摊对象为风电、光伏和用户侧 3 大主体,各个主体之间的分摊系数由发电侧上网电量和用户侧用电量的比值确定,结合生产运营数据和式(11)~(12)计算分摊系数,得到风电:光伏:用户为 0.10:0.24:0.66,辅助服务费用的分摊结果为风电分摊 2.42 亿元,光伏分摊 5.80 亿元,用户侧分摊 15.93 亿元。

(2) 方案 2:新能源按照增发发电量的比例进行分摊。

方案 2 新能源的分摊费用的总和与方案 1 相同,但是新能源主体之间的分摊系数采用方案有无抽蓄参与下弃光和弃风减少量的比例,即风电:光伏为 0.12:0.88,辅助服务费用的分摊结果为风电分摊 0.99 亿元,光伏分摊 7.23 亿元,用户侧分摊 15.93 亿元。与方案 1 的分摊结果相比,风电承担的费用减少,光伏承担的费用增加,说明上网电量的比例和各主体的实际受益比例存在偏差。但是在实际市场结算中,仅能获得抽蓄机组参与调节后的运行结果,无法准确量化抽蓄机组对各主体的调节效果,建议综合这两种方案的分摊方式,在实际上网电量的基础上考虑不同主体性能的差异性。

## 5 结论与展望

介绍了抽蓄电站的技术优势和功能优势,结合我国国情提出了不同市场发展阶段的价格机制、成本疏导方式演化路径,以某个具体的抽蓄电站为研究对象进行算例分析,提出了不同的成本分摊机制。当前,我国电力市场建设才刚开始,相关政策还不够完善,抽蓄电站的价格机制还比较单一。在双碳目标逐步实现的过程中,抽蓄电站的大量建设需求迫切,其价格机制和成本回收机制也需越来越完善,在此对抽蓄电站未来发展提出几点展望:

(1) 增强容量电价的落实力度,明确资金来源,以保证两部制电价中的每一部分都能够得到保障,避免抽蓄电站的容量成本不能够落实。

(2) 允许抽蓄机组与其他机组联合或作为独立主体参与辅助服务交易,推动抽蓄电站进入辅助服务市场,逐步形成“按效果付费、谁受益谁付费”市场化价格机制。

(3) 跨省调用抽蓄电站的情况下,要明确费用支付主体,出台相关政策进行管理,合理地解决省间费用分摊问题。

(4) 向清洁能源发电商疏导抽蓄成本。抽蓄电站的调节作用对新能源的平滑效果显著,成本也应在清洁能源发电企业增加的售电效益中疏导。

## 参考文献:

- [1] 陈政,杨甲甲,金小明,等.可再生能源发电电价形成机制与参与电力市场的竞价策略[J]. 华北电力大学学报(自然科学版),2014,41(2):89-98.  
CHEN Zheng, YANG Jiajia, JIN Xiaoming, *et al.* A literature survey for pricing mechanisms and bidding strategies of renewable energy generation [J]. *Journal of North China Electric Power University (Natural Science)*, 2014, 41(2): 89-98.
- [2] 刘梦晨,郑华,秦立军,等.基于源网荷储综合调峰资源协同方案研究[J]. 电测与仪表,2022,59(8):127-132.  
LIU Mengchen, ZHENG Hua, QIN Lijun, *et al.* Research on the collaborative scheme of integrated peak shaving resources based on generation-grid-load-storage [J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2022, 59(8): 127-132.
- [3] 吴倩红,韩蓓,冯琳,等.“人工智能+”时代下的智能电网预测分析[J]. 上海交通大学学报,2018,52(10):1206-1219.  
WU Qianhong, HAN Bei, FENG Lin, *et al.* “AI+” based smart grid prediction analysis [J]. *Journal of Shanghai Jiao Tong University*, 2018, 52(10): 1206-1219.
- [4] 李珂,邵能灵,张沈习.基于改进粒子群算法的配电网综合运行优化[J]. 上海交通大学学报,2017,51(8):897-902.  
LI Ke, TAI Nengling, ZHANG Shenxi. Comprehensive optimal dispatch of distribution network based on improved particle swarm optimization algorithm [J]. *Journal of Shanghai Jiao Tong University*, 2017, 51(8): 897-902.
- [5] BRUNINX K, DVORKIN Y, DELARUE E, *et al.* Coupling pumped hydro energy storage with unit commitment [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016, 7(2): 786-796.
- [6] 金骆松,刘卫东,纪德良.电力市场背景下抽水蓄能电站交易机制设计[J]. 科学技术与工程,2021,21(27):11632-11641.  
JIN Luosong, LIU Weidong, JI Deliang. Design of trading mechanism for pumped storage power stations under the background of power market [J]. *Science Technology and Engineering*, 2021, 21(27): 11632-11641.
- [7] 高志民.抽水蓄能迎来快速发展机遇期[N]. 人民政协报,2021-09-23(6).  
GAO Zhimin. Pumped storage ushered in a period of rapid development opportunities [N]. *Journal of People's*

- ple's Political Consultative Conference, 2021-09-23 (6).
- [8] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见[EB/OL]. (2021-04-30)[2021-12-16]. [http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-05/08/content\\_5605367.htm](http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-05/08/content_5605367.htm).  
National Development and Reform Commission. Opinions on further improving pumped storage price formation mechanism[EB/OL]. (2021-04-30)[2021-12-16]. [http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-05/08/content\\_5605367.htm](http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-05/08/content_5605367.htm).
- [9] 柳洋, 何永秀, 李谟兴, 等. 市场环境下抽水蓄能电站的价格市场衔接机制设计与效益评估[DB/OL]. (2021-09-06)[2021-12-16]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3818.TM.20220129.2211.001.html>.  
LIU Yang, HE Yongxiu, LI Moxing, *et al.* Design of price market linkage mechanism and economic benefit evaluation of pumped storage power station under the power market environment [DB/OL]. (2021-09-06)[2021-12-16]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3818.TM.20220129.2211.001.html>.
- [10] 杨宏基, 周明, 张茗洋, 等. 电力市场下抽水蓄能电站运营策略及效益分析[J]. 华北电力大学学报(自然科学版). 2021, 48(6): 71-80.  
YANG Hongji, ZHOU Ming, ZHANG Mingyang, *et al.* Operational mechanism and cost-benefit analysis of pumped storage plant in power market environment[J]. **Journal of North China Electric Power University (Natural Science)**, 2021, 48(6): 71-80.
- [11] 张柏林, 崔剑, 吴国栋. 基于抽水蓄能多重价值的储能市场盈利模式分析[J]. 中国水能及电气化. 2022(1): 49-54.  
ZHANG Bolin, CUI Jian, WU Guodong. Profit model analysis of energy storage market based on pumped storage multiple values [J]. **China Water Power & Electrification**, 2022(1): 49-54.
- [12] 韩民晓, 畅欣, 李继清, 等. 上池下库循环, 绿水青山常在——抽水蓄能技术应用与发展[J]. 科技导报, 2016, 34(23): 57-67.  
HAN Minxiao, CHANG Xin, LI Jiqing, *et al.* The upper pool and the lower reservoir circulate, the green water and mountains are always there—Application and development of pumped storage technology [J]. **Science & Technology Review**, 2016, 34(23): 57-67.
- [13] 陈超, 刘海滨, 葛景, 等. 双馈变速抽蓄机组参与平抑风电功率波动研究[J]. 发电技术, 2020, 41(4): 452-460.  
CHEN Chao, LIU Haibin, GE Jing, *et al.* Wind power fluctuation suppression by doubly-fed variable-speed pumped storage unit [J]. **Power Generation Technology**, 2020, 41(4): 452-460.
- [14] 程路, 白建华. 新时期中国抽水蓄能电站发展定位及前景展望[J]. 中国电力, 2013, 46(11): 155-159.  
CHENG Lu, BAI Jianhua. Role and prospect of pumped storage power stations in China [J]. **Electric Power**, 2013, 46(11): 155-159.
- [15] 陈永翀, 冯彩梅, 刘勇. 双碳背景下中国储新比的发展趋势[J]. 能源, 2021(8): 41-45.  
CHEN Yongchong, FENG Caimei, LIU Yong. The development trend of stored energy and new energy ratio under the dual-carbon background in China [J]. **Energy**, 2021(8): 41-45.
- [16] 刘畅, 卓建坤, 赵东明, 等. 利用储能系统实现可再生能源微电网灵活安全运行的研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(1): 1-18.  
LIU Chang, ZHUO Jiankun, ZHAO Dongming, *et al.* A review on the utilization of energy storage system for the flexible and safe operation of renewable energy microgrids [J]. **Proceedings of the CSEE**, 2020, 40(1): 1-18.
- [17] 林铭山. 抽水蓄能发展与技术应用综述[J]. 水电与抽水蓄能, 2018, 4(1): 1-4.  
LIN Mingshan. Survey on development and technology application of pumped storage [J]. **Hydropower and Pumped Storage**, 2018, 4(1): 1-4.
- [18] 徐晓坤. 风光储互补系统并网优化调度研究[D]. 郑州: 华北水利水电大学, 2019.  
XU Xiaokun. Research on grid-connected optimization dispatch of wind-PV-storage complementary system[D]. Zhengzhou: North China University of Water Resources and Electric Power, 2019.
- [19] 国家能源局. 抽水蓄能中长期发展规划(2021—2035年)[EB/OL]. (2021-09-09)[2021-12-16]. [http://www.gov.cn/xinwen/2021-09/09/content\\_5636487.htm](http://www.gov.cn/xinwen/2021-09/09/content_5636487.htm).  
National Energy Administration. Medium and long term development plan of pumped storage (2021—2035) [EB/OL]. (2021-09-09)[2021-12-16]. [http://www.gov.cn/xinwen/2021-09/09/content\\_5636487.htm](http://www.gov.cn/xinwen/2021-09/09/content_5636487.htm).
- [20] 文军, 刘楠, 裴杰, 等. 储能技术全生命周期度电成本分析[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 24-29.  
WEN Jun, LIU Nan, PEI Jie, *et al.* Life cycle cost analysis for energy storage technology [J]. **Thermal Power Generation**, 2021, 50(8): 24-29.

- [21] 傅旭, 李富春, 杨欣, 等. 基于全寿命周期成本的储能成本分析[J]. **分布式能源**, 2020, 5(3): 34-38.  
FU Xu, LI Fuchun, YANG Xin, *et al.* Cost analysis of energy storage based on life cycle cost [J]. **Distributed Energy**, 2020, 5(3): 34-38.
- [22] 段敬东. 新价格形成机制下抽水蓄能电站投资建设盈利能力研究[J]. **水电与抽水蓄能**, 2021, 7(6): 69-73.  
DUAN Jingdong. Research on the profitability of pumped storage power station investment construction under new price mechanism[J]. **Hydropower and Pumped Storage**, 2021, 7(6): 69-73.
- [23] 何颖源, 陈永翀, 刘勇, 等. 储能的度电成本和里程成本分析[J]. **电工电能新技术**, 2019, 38(9): 1-10.  
HE Yingyuan, CHEN Yongchong, LIU Yong, *et al.* Analysis of cost per kilowatt-hour and cost per mile-age for energy storage technologies [J]. **Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy**, 2019, 38(9): 1-10.
- [24] 刘坚. 适应可再生能源消纳的储能技术经济性分析[J]. **储能科学与技术**, 2022, 11(1): 397-404.  
LIU Jian. The economic assessment for energy storage technologies adaptive to variable renewable energy [J]. **Energy Storage Science and Technology**, 2022, 11(1): 397-404.
- [25] 李泓泽. 电力系统多元主体间外部性影响机理及补偿机制研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2013.  
LI Hongze. Research on external impact and compensation mechanism among the multiple components of electric power system [D]. Baoding: North China Electric Power University, 2013.
- [26] 王睿, 罗开颜, 张会娟, 等. 国外典型电力市场抽水蓄能电价机制及启示[J]. **中国电力企业管理**, 2021(13): 74-75.  
WANG Rui, LUO Kaiyan, ZHANG Huijuan, *et al.* Pumped-storage electricity price mechanism and enlightenment in typical foreign power markets [J]. **China Power Enterprise Management**, 2021(13): 74-75.
- [27] 王科, 李泽文, 别朝红, 等. 抽水蓄能电站的电价机制及市场竞价模式研究[J]. **智慧电力**, 2019, 47(6): 47-55.  
WANG Ke, LI Zewen, BIE Chaohong, *et al.* Price mechanism of pumped storage hydro plants and its participation model in power market [J]. **Smart Power**, 2019, 47(6): 47-55.

(本文编辑: 王一凡)