

新疆地区抽水蓄能电站疏导策略与电价测算研究

李昌陵^{1,2}, 常喜强³, 卢浩^{1*}, 胡治正¹

- (1. 新疆大学电气工程学院, 新疆维吾尔自治区 乌鲁木齐市 830000;
2. 国网新疆电力有限公司经济技术研究院, 新疆维吾尔自治区 乌鲁木齐市 830000;
3. 国网新疆电力有限公司电力调度控制中心, 新疆维吾尔自治区 乌鲁木齐市 830000)

Study on Dredging Strategy and Electricity Price Calculation of Pumped Storage Power Station in Xinjiang

LI Changling^{1,2}, CHANG Xiqiang³, LU Hao^{1*}, HU Zhizheng¹

- (1. School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830000, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China;
2. Research Institute of Economics and Technology, State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830000, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China; 3. Power Dispatch Control Center, State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830000, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China)

摘要:【目的】现行电价机制下, 新疆抽水蓄能电站通过峰谷价差套利方式和参与电力辅助服务难以完全回收成本, 为此, 对抽水蓄能电站容量电费疏导机制进行了研究。【方法】在测算新疆抽水蓄能容量电费基础上, 分析其成本疏导存在的问题, 提出了新疆抽水蓄能电站“市场化+输配电价”方式的疏导路径, 即在电力市场建设成熟前通过输配电价回收, 电力市场建设成熟后通过市场化方式回收。【结果】与纯输配电价方式回收相比, “市场化+输配电价”方式疏导容量电价可行性较高, 输配电价涨幅下降超过90%, 是平抑输配电价过快上涨的可行模式。【结论】研究成果作为抽水蓄能电站运营成本回收的补充方案, 可以为抽水蓄能电站争取广阔的市场交易空间。

关键词: 抽水蓄能电站; 成本回收; 成本疏导; 电力市场; 电价测算

ABSTRACT: [Objectives] Under the current electricity price mechanism, it is difficult for Xinjiang pumped storage power station to fully recover the cost through the arbitrage of peak-valley price difference and participation in electric auxiliary services. Therefore, the capacity and electricity

charge dredging mechanism of pumped storage power station is studied. [Methods] Based on the calculation of the electricity cost of Xinjiang pumped storage capacity, the problems existing in the cost dredging are analyzed. The dredging path of “market-oriented + transmission and distribution electricity price” is proposed for Xinjiang pumped storage power station. That is, the cost is recovered by transmission and distribution price before the maturity of power market construction, and the cost is recovered by marketization after the maturity of power market construction. [Results] Compared with the pure transmission and distribution electricity price recovery, the “market-oriented + transmission and distribution electricity price” method has higher feasibility in dredging capacity electricity price and the increase of transmission and distribution electricity price decrease by more than 90%, which is a feasible model to calm the excessive rise of transmission and distribution electricity price. [Conclusions] As a supplementary scheme for the operation cost recovery of pumped storage power stations, the research results will provide a broad market trading space for the pumped storage power stations.

KEY WORDS: pumping and storage power station; cost recovery; cost management; power market; electricity price measurement

0 引言

在“双碳”目标提出的大背景下, 抽水蓄能是构建以新能源为主体的新型电力系统的重要组

基金项目: 新疆杰出青年自然科学基金(2021D01E08); 新疆维吾尔自治区自然科学基金(2021D01C044); 自治区2022年第二重点研发专项项目(2022B01019)。

Project Supported by Xinjiang Natural Science Fund for Distinguished Young Scholars (2021D01E08); Natural Science Foundation of Xinjiang Uygur Autonomous Region (2021D01C044); Second Key R&D Special Project of the Autonomous Region in 2022 (2022B01019).

成部分^[1-5],而现行电价政策下抽水蓄能成本纳入输配电价回收存在一定核价风险。尽管国家在新疆地区打造低电价政策优势,但仅通过输配电价疏导抽水蓄能容量电费,尚存在一定困难。国家发展改革委于2021年4月份发布的《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)(以下简称“633号文”)^[6]明确要求抽水蓄能电站执行两部制电价,其中容量电价按经营期定价法核定,对应的容量电费由电网企业支付并纳入输配电价回收^[7]。

新疆地区规划建设抽水蓄能电站30座,发电装机容量共计3900万kW(其中:在建2座,发电装机容量共计240万kW;中长期规划建设28座,发电装机容量共计3660万kW),仅通过抽水蓄能电站容量电费全部随输配电价回收的单一模式将推高电力供应成本,可能造成挤压输配电价核价空间的风险,影响公司合理收益。此外,新能源电源利用小时数和接网工程利用率偏低,在现行输配电价核价模式下,很难全额回收投资建设和运维成本。按照新疆电网2021年0.1507元/(kW·h)的平均输配电价、“十四五”期间年均794亿kW·h的新能源发电量,以及7.05%的固定资产占比折算,新疆新能源产业发电的年均经营收入约8.44亿元。同时,测算得出年均经营成本10.76亿元,比年均经营收入高出2.32亿元。在现行输配电价核价机制下,服务大规模新能源并网工程的营收与成本将长期倒挂。

分析国外抽水蓄能电站案例发现,绝大多数抽水蓄能电站定价机制受政府管制,而仅不足6%的抽水蓄能电站完全进入自由竞争的电力市场。其中,后者主要分布在美国部分地区,以及英国、德国、瑞士等国家^[8-10]。例如:美国宾夕法尼亚地区的塞内卡抽水蓄能电站有50%的收入来自电能量市场,30%的收入来自容量市场,剩余部分来自电力辅助服务市场;美国加州赫尔姆斯抽水蓄能电站60%的收入来自电力辅助服务市场,40%的收入来自电能量市场;英国抽水蓄能电站的固定收入(电力辅助服务和容量市场)占70%~80%,变动收入(电能量市场)占20%~30%。总而言之,国外主流的抽水蓄能电站除了完全进入电力市场,通过电力辅助服

务、电能量、容量市场获得收益外,还在电能量、辅助服务等电力市场间进行策略选择,以便获取最大利益。

任海波等人^[11]调研了我国抽水蓄能电站建设的发展历程,以及现阶段我国抽水蓄能电站的发展情况,对我国未来抽水蓄能电站的发展提出了展望。张富强等人^[12]在分析新形势下抽水蓄能电站功能定位的基础上,结合当前我国抽水蓄能电站电价机制存在的问题,提出了适应我国国情的抽水蓄能电站电价疏导机制。梁绍泉^[13]从静态效益、动态效益和环境效益3个方面对抽水蓄能电站进行了效益评估,并分析了抽水蓄能电站的经济特性。抽水蓄能电站的运行方式对容量电费疏导有较大影响^[14],黄莉等人^[15]初步核定贵州省抽水蓄能规划站点的容量价格,运用相关分析法分析抽水蓄能电站容量价格与装机容量之间的相关性。叶泽等人^[16]在分析电力市场改革对现行抽水蓄能电站电价机制与政策影响的基础上,提出了电力市场改革(包括输配电价改革)过渡时期抽水蓄能电站价格机制。傅旭等人^[17]以陕西、甘肃、宁夏、新疆等西北地区为算例,测算了抽水蓄能电站不同运行方式下的容量效益和电量效益。吴来群等人^[18]通过分析抽水蓄能电站在新疆电网的主要功能和作用,探讨了新疆电网抽水蓄能电站经济合理规模及布局。彭毅等人^[19]通过分析现有的抽水蓄能电站容量优化方法,指出常规的容量优化方法中较大的电能时空转移效益与增强系统调峰能力效益二者之间的联系。

国内针对适应电力市场建设发展进程和产业发展实际需要的研究较多,但针对不同地区的电价容量及电价价格,通过设计电价测算与电价疏导的研究较少,尤其是市场化收益及其分析的研究内容较少。此外,绝大多数研究从研究策略或经济分析模型上进行优化,但将二者相结合的研究较少,且从不同地区的政策原因和电价调价方案来看,很多研究对新疆地区的电价测算与电价疏导不太适用。

因此,本文总结了国外抽水蓄能电站成本疏导典型经验,提出了针对新疆抽水蓄能电站成本的疏导路径,即电力市场建设成熟后,通过市场

化方式回收；电力市场建设过渡期间，通过“输配电价+市场”方式疏导。最后，通过分析政府的鼓励政策给出相关建议。

1 抽水蓄能电站容量电费疏导中存在的问题

1.1 大规模建设抽水蓄能电站将推高电力供应成本

在新疆新型电力系统示范区建设需求驱动下，全疆“十四五”和“十五五”在建及规划开发抽水蓄能电站18座，装机容量达2 420万kW。初步估算建设成本将达1 411亿元左右，按经营期40年、资本金内部收益率6.5%测算，年容量电费约240亿元，若全部纳入输配电价回收，国网新疆电力经营区内输配电价将上涨约0.159元/(kW·h)，而这将推高电力供应成本。

1.2 纳入输配电价回收可能造成电网资产被压缩的风险

从电源侧看，大规模新能源并网会推高电源上网电价。例如新疆准东地区煤电发电成本约为0.17元/(kW·h)，而新能源上网价格约0.25元/(kW·h)，即新能源发电量占比每提升10%，将推高综合上网电价约4.7%。从负荷侧看，考虑新疆产业和民生实际，终端销售电价大幅上涨可能性较低。这是因为：新疆产业结构以电解铝、硅基等高载能工业为主，用电成本占总成本的40%以上，对电价变动较为敏感；全疆人均GDP和可支配收入均处于全国后位段，特别是南疆人均GDP仅有3.5万元，还不及全国人均GDP的一半。在源荷双重挤压下输配电价上涨空间不足，若将抽水蓄能电站容量电费全部纳入输配电价回收，将进一步导致输配电价上涨，地方政府有可能在输配电价核价阶段压缩电网企业资产核定空间。因此，应尽量以市场化方式寻求容量电价疏导途径。

2 抽水蓄能电站容量电费疏导策略

新疆阜康抽水蓄能电站装机容量为120万kW，且首台机组于2023年投运，是新疆地区服务新型电力系统建设的首座抽水蓄能电站，其建设条件、工程造价、功能作用具有一定的代表性。因此，本文以阜康抽蓄电站为例，对抽蓄电站容量电费

疏导策略进行了具体分析。

1) 利用传统现行市场机制疏导容量电费

为促进合理竞价和市场稳定，新疆发改委印发的《完善我区新能源价格机制的方案》对电价作了如下具体规定：明确以市场均价(年度直接交易均价)为基础，当新能源项目疆内实际交易电价低于市场均价时，按照市场均价与0.262元/(kW·h)的价差给予电价支持；当疆内实际交易电价高于市场均价时，按照实际交易电价与0.262元/(kW·h)的价差给予电价支持。

按照经营期法测算，阜康抽水蓄能电站年容量电费约为12.07亿元，容量电价约为83.33元。若抽水蓄能电站从现货市场、辅助服务市场中获得额外收益，则20%收益归抽水蓄能电站所有，80%收益将在下一轮容量电价核定时从容量电费中扣除。

目前，新疆燃煤发电基准价约为0.25元/(kW·h)，《新疆电网发电侧储能管理暂行规则》规定辅助服务市场补贴为0.55元/(kW·h)。新疆抽水与发电最大电价差计算公式为：燃煤基准价+补贴收入-新能源最低交易电价=0.25+0.55-0.04=0.76元/(kW·h)。根据新疆电网“十四五”规划边界测算(阜康抽水蓄能电站抽水和发电电量分别按照20亿kW·h、15亿kW·h计，抽水电价最低为0.04元/(kW·h))，电力现货和辅助服务市场需盈利15.09亿元(633号文规定，抽水发电及辅助服务市场收益的80%将会在下一监管周期核定电站容量电价时相应扣减，因此市场方式要分摊12.07亿元/80%=15.09亿元)才可分摊全部容量电费，对应抽水、发电(简称“抽发”)电价差需达到0.836元/(kW·h)。其计算式如下：发电电价={电力现货和辅助服务市场盈利额-抽水电量×[辅助服务补贴-最低抽水电价]}÷发电电量=0.326元/(kW·h)，平均抽发电价差=辅助服务补贴-抽水电价+发电电价=0.55-0.04+0.326=0.836元/(kW·h)。因此，纯市场化方式疏导抽水蓄能电站容量电价亟待改善。

2) 利用“市场化+输配电价”方式疏导容量电价

新疆当前0.76元/(kW·h)抽发电价差可分摊年容量电费13.95亿元。输配电价还需疏导年容量电费约1亿元，因此输配电价将上涨0.008元/(kW·h)，与纯

输配电价方式回收相比,输配电价增长幅度下降超过90%。2种抽水蓄能电站容量电费疏导方式如图1所示。目前,西北地区基本已开展或试运行电力现货交易市场,辅助服务市场建设也在积极推进中,“市场化+输配电价”方式疏导容量电价可行性较高,是平抑输配电价过快上涨的可行模式。

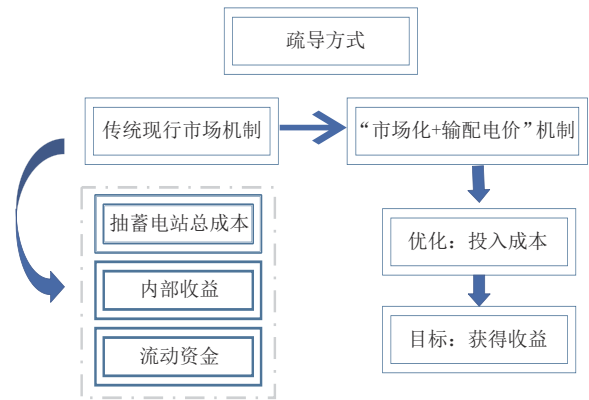


图1 抽水蓄能电站容量电费疏导方式

Fig. 1 Capacity and electricity charge distribution method of pumped storage power stations

3 抽水蓄能电站容量电价测算

在现行政策与市场机制下,以阜康抽水蓄能电站为研究对象,其年容量电费约为12.07亿元,若全

由输配电价疏导,则该价格需上涨0.008元/(kW·h),若全以“电力现货+辅助服务”市场化方式疏导,则充放电价差(含辅助服务补贴)须大于1.02元/(kW·h)。

3.1 新疆阜康抽水蓄能电站容量电价测算及经济性分析

633号文附件《抽水蓄能容量电价核定办法》规定,抽水蓄能电站经营期按40年核定,经营期内资本金内部收益率按6.5%核定,年现金流出=资本金投入+偿还的贷款本金+利息支出+运行维护费+税金及附加。在经营期末回收固定资产残值(固定资产残值参照《抽水蓄能容量电价核定办法》,按5%计)和流动资金后,以累计净现金流为零的原则测算年平均收入,即容量电费。

从总投资和总流出资金两方面测算抽水蓄能电站容量电价。总投资测算如表1所示,可知,总投资82.92亿元,其中建设投资为69.95亿元(包括资本金投入13.99亿元、贷款本金55.96亿元),建设期利息为10.52亿元(建设期为7年,利率选取4.9%),流动资金为2.45亿元。

表1 总投资测算表

Tab. 1 Total investment calculation table

类别	计算原则	费用/亿元
建设投资	5 829 元/kW×120 万 kW	69.95
建设期利息	1)当年贷款半年计息,上年贷款本息全年计息;2)贷款额为建设投资的80%,年利率为4.9%,建设期为7年	10.52
流动资金	按建设投资3.5%计	2.45

注:流动资金计算比例参照《新疆维吾尔自治区抽水蓄能电站选点规划调整报告》(西北勘测设计院)确定。

流出资金包括年现金流出、资本金投入、贷款本金、利息支出、运行维护费、税金及附加等。

部分流出资金测算如表2所示,可知税金及附加为0.21亿元。

表2 部分流出资金测算表

Tab. 2 Part of the outflow funds calculation table

类别	计算原则	费用/亿元
年现金流出	7年建设期每年9.99亿元 ^① ,25年还贷期每年6.73亿元,剩下15年经营期每年2.06亿元	
资本金投入	1)建设投资的20% ^② ;2)建设期7年平均投入	2.00
贷款本金和利息支出	1)按等额本息计算;2)还贷期限25年;3)年利率4.9%	4.67
运行维护费	经营期40年,每年运行维护费	1.85
税金及附加	综合税率为14.3%,其中增值税为13%,城市维护建设税为7%,教育附加费为3%	0.21

注:①根据《抽水蓄能中长期发展运营机制政策研究》(国网能源研究院)统计,“十三五”期间开工项目平均单位投资约5 829元。我国抽水蓄能电站工程建设期为5~7年,故建设期按7年计算。②《国务院关于调整和完善固定资产投资项目资本金制度的通知》(国发〔2015〕51号)要求,抽水蓄能项目的最低资本金比例为20%,由项目开发单位自有资金解决,其余项目资金可通过外部融资等方式筹集。

表3为按经营期40年测算得出的每年运行维护费，其中其他运营费包括保险费和运行维护费等。由表3可知，年运行维护费为1.85亿元。

表3 运行维护费测算表
Tab.3 Operation and maintenance cost calculation table

类别		计算原则	费用/亿元
材料费	参照燃煤电厂标杆电价测算标准,取10元		0.12
修理费	固定资产原值(建设投资+建设期利息)1.5%计取		1.21
人工费	职工定员125人,工资定额6万元/人/年,职工福利费、保险费及住房公积金等按工资总额的55.5%计取		0.11
其他运营费	保险费	按固定资产投资的0.25%计取	0.17
	运营管理费	参照燃煤电厂标杆电价的测算标准20元考虑	0.24

按照容量电费计算公式与各项费用情况，测算得出抽水蓄能电站年容量电费为12.07亿元，容量电价约为83.33元。抽水蓄能电站年平均收入受建设投资影响较大，每增加或减少10%建设投资，年容量电费增加或减少约8.5%。

3.2 新疆阜康抽水蓄能电站容量电价疏导

2020年新疆经营口径用电量为1 275亿kW·h，2021—2025年用电量分别按照5%增长考虑，则2023—2025年总用电量为4 523亿kW·h、抽水蓄能容量电费为36.21亿元，全疆输配电价需上涨约0.008元/(kW·h)。

新疆的燃煤发电基准价约为0.25元/(kW·h)，由第2节的抽发及辅助服务市场盈利核算方法可知，现货市场最高能形成抽发电价差为0.2元/(kW·h)，辅助服务市场补贴为0.55元/(kW·h)，因此，仅通过纯市场化方式疏导抽水蓄能电站容量电价不可行。

4 结论

抽水蓄能是构建以新能源为主体的新型电力系统的重要组成部分。通过经营期电价法对现行电价政策下抽蓄成本进行测算，并针对测算结果，对抽水蓄能容量电费疏导机制进行了研究，结果表明：

- 1) 采用经营期电价法测算抽水蓄能电站年容量电费为12.07亿元，每增加10%建设投资，年容量电费增加8.5%。
- 2) 与单一的市场化疏导容量电价方法相比，“市场化+输配电价”方式疏导容量电价可行性更高，且输配电价上涨幅度下降超过90%。

根据抽水蓄能电站电价测算结果，给出了新疆地区抽水蓄能电站疏导策略与电价测算的参考建议，具体如下：

- 1) 研究抽水蓄能电站投运对下一轮输配电价核价的影响，超前准备应对预案。对于首台机组在输配电核价第三监管周期内投运的电站，首期投运将无市场化交易电量收益，因此需要研究下一轮输配电价核价时压缩核价空间的风险应对预案。
- 2) 积极争取政策支持，尽可能以市场化方式解决抽水蓄能电站容量电费。一方面，积极争取峰谷分时电价机制，尽量以峰谷价差收益填补容量电费。另一方面，完善电力辅助服务市场机制，力争更高辅助服务补偿标准，研究容量市场等机制，为抽水蓄能电站争取广阔市场交易空间。
- 3) 探索多方式资金来源渠道，作为抽水蓄能电站成本回收的补充。通过向抽水蓄能电站核发免费碳排放权或绿证，为抽水蓄能电站争取“补贴性”收益，作为抽水蓄能电站运营成本回收的补充方案。

参考文献

[1] 尚勇，王喆，严欢，等. “双碳”背景下陕西新型电力系统研究探索[J]. 电网与清洁能源，2023，39(12): 20-27.
SHANG Y, WANG Z, YAN H, et al. Research exploration of Shaanxi new type power system in the background of “dual carbon” [J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(12): 20-27.

[2] 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 C, LIU H B, GE J, et al. Wind power fluctuation suppression by doubly-fed variable-speed pumped storage unit[J]. Power Generation Technology, 2020, 41(4): 452-460.
- [3] 阳婷婷, 李晓刚, 邹斌, 等. 促进灵活性资源的辅助服务市场分析[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(7): 73-83.
- YANG T T, LI X G, ZOU B, et al. Market analysis of an ancillary service to promote flexible resources[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(7): 73-83.
- [4] 朱军辉. 海水抽水蓄能与海上光伏一体化发电技术及经济性分析[J]. 南方能源建设, 2023, 10(2): 11-17.
- ZHU J H. Analysis of power generation technology and economy on the integration of seawater pump & storage and offshore PV[J]. Southern Energy Construction, 2023, 10(2): 11-17.
- [5] 王作家, 竺炜, 程志勇. 抽水蓄能发电对直流受端多态频率稳定的影响[J]. 发电技术, 2020, 41(4): 346-353.
- WANG Z J, ZHU W, CHENG Z Y. Influence of pumped storage power generation on multi-state frequency stability of DC receiver[J]. Power Generation Technology, 2020, 41(4): 346-353.
- [6] 樊伟, 李旭东, 王尧, 等. 新型电力系统灵活性资源聚合两阶段调度优化模型[J]. 电力建设, 2023, 44(2): 25-37.
- FAN W, LI X D, WANG Y, et al. Two-stage scheduling optimization model of flexible resource aggregation in new power system[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(2): 25-37.
- [7] 丁红坚, 辛诚, 李沐阳, 等. 考虑电力现货市场风险的抽水蓄能电站竞价策略[J]. 电力建设, 2024, 45(5): 150-158.
- DING H J, XIN C, LI M Y, et al. Bidding strategies of pumped storage power station considering the risk of electricity spot market[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(5): 150-158.
- [8] 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 M S. Survey on development and technology application of pumped storage[J]. Hydropower and Pumped Storage, 2018, 4(1): 1-4.
- [9] 罗先武, 叶维祥, 宋雪漪, 等. 支撑“双碳”目标的未来流体机械技术[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2022, 62(4): 678-692.
- LUO X W, YE W X, SONG X Y, et al. Future fluid machinery supporting “double-carbon” targets[J]. Journal of Tsinghua University (Science and Technology), 2022, 62(4): 678-692.
- [10] 涂悦. 抽水蓄能电站综合效益后评价研究[D]. 南昌: 南昌大学, 2018.
- TU Y. Comprehensive benefit post-evaluation of pumped storage power station[D]. Nanchang: Nanchang University, 2018.
- [11] 任海波, 余波, 王奎, 等. “双碳”背景下抽水蓄能电站的发展与展望[J]. 内蒙古电力技术, 2022, 40(3): 25-30.
- REN H B, YU B, WANG K, et al. Development and prospect of pumped storage power station under double-carbon background[J]. Inner Mongolia Electric Power, 2022, 40(3): 25-30.
- [12] 张富强, 刘昌, 姜阶华, 等. 适应电力体制改革的抽水蓄能电站价格机制研究[J]. 水力发电, 2018, 44(4): 100-104.
- ZHANG F Q, LIU C, JIANG J H, et al. Study on pricing mechanism of pumped hydro energy storage (PHES) under China's electricity tariff reform[J]. Water Power, 2018, 44(4): 100-104.
- [13] 梁绍泉. 抽水蓄能电站运行控制与效益分析[D]. 济南: 山东大学, 2019.
- LIANG S Q. Operation control and benefit analysis of pumped storage power station[D]. Jinan: Shandong University, 2019.
- [14] 阳婷婷, 李晓刚, 邹斌, 等. 促进灵活性资源的辅助服务市场分析[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(7): 73-83.
- YANG T T, LI X G, ZOU B, et al. Market analysis of an ancillary service to promote flexible resources[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(7): 73-83.
- [15] 黄莉, 赵江艳, 周清平, 等. 抽水蓄能电站容量价格研究: 以贵州省为例[J]. 建筑经济, 2023, 44(S1): 120-123.
- HUANG L, ZHAO J Y, ZHOU Q P, et al. Study on the capacity price of pumped storage power station: a case study of Guizhou Province[J]. Construction Economy, 2023, 44(S1): 120-123.
- [16] 叶泽, 黄姗姗, 王亚莉. 电力市场改革背景下抽水蓄能电站电价机制研究[J]. 价格理论与实践, 2020(11): 26-29.
- YE Z, HUANG S S, WANG Y L. Research on electricity price mechanism of pumped storage power station under the background of electricity market reform[J]. Price: Theory & Practice, 2020(11): 26-29.

- [17] 傅旭, 张雨津, 李富春. 西北电网新建抽水蓄能电站调峰效益研究[J]. 油气与新能源, 2022, 34(4): 38-45.

FU X, ZHANG Y J, LI F C. Research on the peak shaving benefit of the newly built pumped-storage power stations in Northwest China power grid[J]. Petroleum and New Energy, 2022, 34(4): 38-45.

- [18] 吴来群, 卢其福. 新疆电网建设抽水蓄能电站必要性分析[J]. 西北水电, 2018(2): 1-4.

WU L Q, LU Q F. Analysis on necessity of pumped storage power plant construction in Xinjiang power grid[J]. Northwest Hydropower, 2018(2): 1-4.

- [19] 彭毅, 李凤婷, 辛超山, 等. 基于IPSO的风光高渗透电网抽水蓄能电站容量优化[J]. 新疆大学学报(自然科学版), 2018, 35(3): 372-378.

PENG Y, LI F T, XIN C S, et al. Capacity optimization of pumped storage station with high wind and photovoltaic penetration based on IPSO[J]. Journal of Xinjiang University (Natural Science

Edition), 2018, 35(3): 372-378.

收稿日期: 2024-04-05.

修回日期: 2024-07-02.

作者简介:



李昌陵

李昌陵(1986), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力市场及电价机制, 745892921@qq.com;



卢浩

卢浩(1989), 博士, 教授, 研究方向为新能源发电与储能技术、能源多相流与传热传质研究、多能互补综合能源系统及建筑节能、能源转型关键技术及实现路径, 本文通信作者, luhao@xju.edu.cn.

(责任编辑 苗雪连)