



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

柳洋 何永秀 李谟兴 张岩

Design of Price Market Linkage Mechanism and Economic Benefit Evaluation of Pumped Storage Power Station Under the Power Market Environment

LIU Yang, HE Yongxiu, LI Moxing, ZHANG Yan

引用本文:

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[J]. *现代电力*, 2023, 40(1): 42–49. DOI: 10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0237

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[J]. *Modern Electric Power*, 2023, 40(1): 42–49. DOI: 10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0237

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0237>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

基于变分自编码器-物元分析法的抽水蓄能电站效能综合评价

Comprehensive Evaluation on Pumped-Storage Power Station Based on VAE-Matter Element Analysis
现代电力. 2022, 39(3): 295–301 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2022.0045>

电力市场环境下考虑可再生能源保障性消纳的电价风险评估

Market Price Risk Analysis Under Background of Renewable Energy Assumption Guarantee
现代电力. 2022, 39(6): 631–639 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0111>

考虑负荷率的不同电压等级可选择两部制输配电价

Two-part Transmission and Distribution Price can be Selected Considering Different Voltage Levels of Load Rate Optional
现代电力. 2019, 36(3): 42–50 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2019/I3/42>

输配电价改革下电网公司实施需求侧管理的成本效益评估模型

A Cost-benefit Evaluation Model of Demand Side Management for Grid Companies Under the Power Transmission and Distribution Price Reform
现代电力. 2018, 35(1): 61–65 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2018/I1/61>

面向新能源消纳的调峰辅助服务市场研究综述

A Research Overview on Ancillary Services Market of Peak Regulation Oriented to Accommodation of New Energy
现代电力. 2022, 39(6): 668–676 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2022.0096>

电力市场环境下的微电网双层经济运营优化模型

Optimization Model of Bi-level Economic Operation of Microgrid in Electricity Market Environment
现代电力. 2020, 37(4): 433–440 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2020.0102>

市场环境下水蓄能电站的价格市场衔接机制设计与效益评估

柳洋, 何永秀, 李谟兴, 张岩

(华北电力大学 经济与管理学院, 北京市昌平区 102206)

Design of Price Market Linkage Mechanism and Economic Benefit Evaluation of Pumped Storage Power Station Under the Power Market Environment

LIU Yang, HE Yongxiu, LI Moxing, ZHANG Yan

(School of Economics and Management, North China Electric Power University, Changping District, Beijing 102206, China)

摘要: 基于我国抽水蓄能电站存在投资成本回收压力大、社会投资意愿不强、与市场发展不够衔接等生存发展问题,设计抽水蓄能电站两部制电价市场衔接机制,并建立市场化模式下抽水蓄能全寿命周期效益评估模型,对抽水蓄能参与市场的利润空间进行测算。通过对容量电价与容量电费进行电站全寿命周期仿真,发现核定容量电价有下降的趋势并趋于平稳,容量电费呈“U”型变动趋势。研究结果表明设计的两部制电价市场衔接机制可以使抽水蓄能电站在电力市场中获得合理收益,阶梯式逐步降低核定容量电价覆盖电站容量的比重,帮助抽水蓄能电站较平稳地转换到独立市场主体的身份。

关键词: 新型电力系统; 抽水蓄能电站; 两部制电价; 电价市场衔接机制; 效益评估

Abstract: To cope with such problems existed in pumped storage power stations in China as the pressure of investment cost recovery, the lack of social investment willingness and the lack of connection with market development, a two-part electricity price market connection mechanism of pumped storage power station was designed, in addition, a life cycle benefit evaluation model of pumped storage under the market-oriented mode was established to calculate the profit space of pumped storage participating in the market. By means of the life cycle period simulation of pumped storage power stations by capacity electric price and electrical capacity charge, it was found that the approved capacity electricity price existed a downward trend and this trend tended to be stable, and the capacity electricity charge emerged the U-shaped changing trend. Research results show that the designed two-part electricity price market connection mechanism can make the pumped storage power stations obtaining reasonable income in the electricity market and stepwisely reducing the proportion of the approved capa-

city electricity price covering the power station capacity to help the pumped storage power stations smoothly converted to the identity of an independent market subject.

Keywords: new type of power system; pumped storage power station; two part tariff; price market connection mechanism; benefit evaluation

DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2021.0237

0 引言

随着双碳目标的提出和社会经济的发展,我国电力需求将增加、电源结构将转变。新能源大规模上网给系统带来电压不稳、频率振荡等问题,增加了系统对调频、事故备用、调相等辅助服务的需求^[1-3]。抽水蓄能电站作为大型储能设备,集快速响应、能量时移、布置灵活的特点于一体^[4],是电力系统内清洁、经济、高效的调节工具,可以有效地帮助我国电力系统低碳转型^[5-6]。加快发展抽水蓄能电站,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具有重要意义。

2021年,国家发改委印发了《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》(下文简称《意见》)和《抽水蓄能容量电价核定办法》(下文简称《办法》)提出抽水蓄能电站要坚持两部制电价政策为主体。文献^[7-8]表明两部制电价可以有效鼓励储能-新能源发电联合运营模式,进一步促进新能源发电产业发展;文献^[9]提出抽水蓄能电价机制设计要顺应我国电力体制改革进程,按照电力市场建设不同环节完善电价

机制；文献 [10-11] 对比分析了国内外抽水蓄能电站电价机制现状，通过市场化环境下抽水蓄能的回收规模测算，对电价机制的核价机制、疏导机制提出了政策建议；文献 [12] 通过呼和浩特抽水蓄能电站的实际情况，验证了两部制电价相较于其他电价机制的优越性；文献 [13] 提出电力市场改革过渡时期抽水蓄能电站的成本应该采用市场回收与部分管制回收的电价机制，并建议电价机制与分时电价和现货市场建设联动调整。

在抽水蓄能效益评估方面，文献 [14] 提出抽水蓄能经济评价的方法要根据其在电力系统中功能角色的变化而发展。已有经济评价研究主要基于抽水蓄能的“节煤”效益、抽水蓄能替代火电调峰的容量效益 [15]、促进风电资源消纳效益 [16]、提高系统可靠性指标 [17] 等测算。基于电力市场现状，文献 [18] 研究了储能给各类市场主体带来的经济效益；文献 [19] 对抽水蓄能电站进行了财务分析。基于现货市场背景，文献 [20] 模拟了抽水蓄能主动参与市场的收益。

在电价机制方面，目前缺少对两部制电价机制在电力市场各阶段衔接设计的研究；在抽水蓄能效益评价方面，目前缺少考虑电站运行生产可能经历多个市场阶段的电站全寿命周期效益评价的研究。本文在现有研究的基础上考虑了电力市场阶段性建设的特点，设计了抽水蓄能两部制电价市场衔接机制，旨在帮助抽水蓄能电站平稳过渡到独立市场主体身份。基于政策性文件指导与电力市场阶段性建设，进行了抽水蓄能电站全寿命周期的经济效益评价，并对部分指标进行敏感性分析。研究通过仿真预测新政策实施对抽水蓄能电站的影响，并为未来多元主体投资建设抽水蓄能提供参考。

1 市场化模式下抽水蓄能电站价格衔接机制

1.1 我国电力市场阶段划分及其对应市场模式与价格机制分析

目前，我国现货试点地区的电力市场建设具有阶段性特点。基于此本文按照电力市场发展成熟度来将电力市场阶段划分为：初期阶段、过渡阶段和成熟阶段。

1) 初期阶段。市场模式以中长期交易为主，

现货市场规模很小；调峰市场开始建设，其他辅助服务采用计划补偿的形式；市场类型主要为批发市场；竞争主体主要为发电厂商、售电公司、电力大用户。

2) 过渡阶段。现货市场初具规模；调频、备用等辅助服务市场逐渐起步建设；电力批发市场与电力零售市场并存；竞争主体多元化，中小电力用户、可再生能源发电商均可参与市场。

3) 成熟阶段。现货市场发展成熟，辅助服务市场发展成熟；容量市场、电力金融市场逐步建设完善，逐渐形成成熟的电力市场体系。

1.2 抽水蓄能电站电价市场衔接机制

以抽水蓄能电站两部制电价为主，设计价格市场衔接机制的原则为：顺应电力主-辅市场分离、逐渐放开的趋势，符合市场化电价机制的演变规律，使抽水蓄能电站顺利地参与市场。按照上述总体思想，抽水蓄能电站价格与市场衔接机制设计方案如下：

1) 初期阶段。现货市场价格还未形成，抽水蓄能电站上网电价依然按燃煤发电基准价执行；抽水电价按燃煤发电基准价的 75% 执行，在开展抽水蓄能专项调峰市场或抽水电量招标的地区，抽水电价按照调峰市场价格或招标价格执行；容量电价按照抽水蓄能电站全部容量进行核定。

2) 过渡阶段。现货市场已初步成熟，抽水蓄能电站“两部制”中电量电价（上网电价和抽水电价）按现货市场价格结算；“两部制”中容量电价按照抽水蓄能电站部分容量进行核定；电站剩余未核定容量自由参与现货市场或辅助服务市场，按现货市场或辅助服务市场价格结算。

3) 成熟阶段。现货市场与辅助服务市场已发育成熟，抽水蓄能电站的全部容量可自由参与现货市场和调频、备用、爬坡、无功、黑启动等辅助服务市场，同时抽水蓄能电站还能从可靠性容量市场、调节性容量市场中获得容量收益。

2 抽水蓄能电站经济效益评估模型

2.1 初期阶段抽水蓄能电站效益评估模型

市场初期阶段，抽水蓄能电站发生的收入与费用如图 1 所示。

抽水蓄能电站电量的电费收入如下文所示，其中中长期交易合同需按曲线进行分解

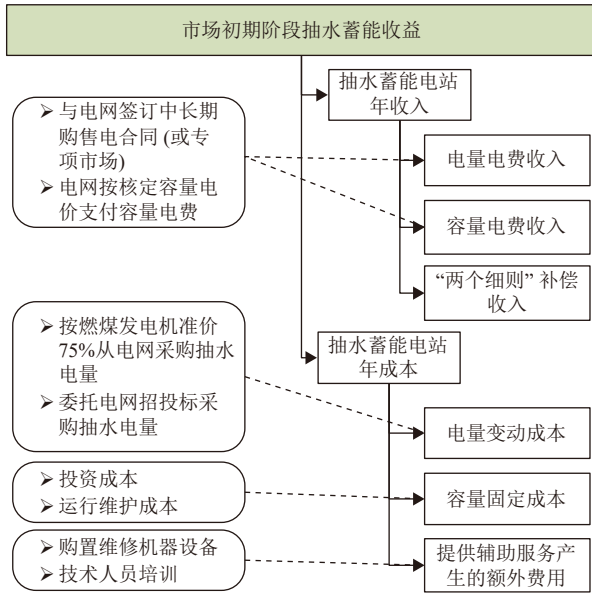


图1 初期阶段抽水蓄能电站的收入与费用

Fig. 1 Revenue and cost of pumped storage power station in the initial stage of electricity market

$$I_{\text{initial}}^{t,1} = 30 \sum_{n=1}^{12} \sum_{h=1}^{24} q_{n,h}^{t,1} \cdot p_{n,h}^{t,1} \quad (1)$$

式中： $I_{\text{initial}}^{t,1}$ 为初期阶段第 t 年抽蓄电站签订中长期售电合同获得的电量电费收入；1表示中长期交易； $q_{n,h}^{t,1}$ 为第 n 个月某日 h 时段计量关口的结算合同电量； $p_{n,h}^{t,1}$ 为对映的分时段合同价格。

抽水蓄能电站的容量电费收入为

$$I_{\text{initial}}^{t,c} = c_{\text{trans}} \cdot p_{\text{approved}}^t \quad (2)$$

式中： $I_{\text{initial}}^{t,c}$ 为初期阶段第 t 年抽蓄电站容量电费收入； c 代表抽水蓄能电站容量； c_{trans} 为核定容量电价覆盖的电站容量； p_{approved}^t 为核定容量电价。

抽水蓄能电站提供调频辅助服务、黑启动辅助服务、备用辅助服务和无功调节辅助服务时，可以选择参与“2个细则”补偿，并根据具体地区补偿规则结算。

抽水蓄能电站容量固定成本为

$$C_f^{\text{PS}} = C_{\text{in}}^{\text{PS}}(A/P, i, T_{\text{PS}}) + C_{\text{main}}^{\text{PS}} \quad (3)$$

式中： C_f^{PS} 为抽水蓄能电站年分摊建设成本； f 代表固定资产； $C_{\text{in}}^{\text{PS}}$ 为抽水蓄能电站总投资； T_{PS} 为抽水蓄能电站预期运行时间； i 为资金的年利率； $C_{\text{main}}^{\text{PS}}$ 为抽水蓄能电站的运维成本； A 表示年值； P 表示现值。

抽水蓄能电站2种采购抽水电量的成本分别为

$$\begin{cases} C_{\text{pump}}^t = q_{\text{pump}}^t \cdot p_{\text{pump}}^t - A \\ p_{\text{pump}}^t - A = \alpha p_A^t \end{cases} \quad (4)$$

$$C_{\text{pump}}^t = (1 - \sigma) q_{\text{pump}}^{t, \text{bid}} \cdot p_{\text{pump}}^{t, \text{bid}} + \sigma \cdot q_{\text{pump}}^{t, \text{bid}} \cdot p_A^t \quad (5)$$

式中： C_{pump}^t 为电费支出； q_{pump}^t 为抽水电量； $p_{\text{pump}}^t - A$ 为从电网采购的抽水电价； p_A^t 为燃煤发电上网基准价； α 为抽水蓄能电站效率，现阶段取75%； $q_{\text{pump}}^{t, \text{bid}}$ 为委托电网招标采购的抽水电量； $p_{\text{pump}}^{t, \text{bid}}$ 为招标确定的抽水电价； σ 为中标未使用的电量占比。

抽水蓄能电站提供辅助服务产生的额外费用如下

$$C_{\text{AGC}}^f = (C_{\text{AGC}}^{\text{in}} + C_{\text{AGC}}^{\text{main}}) \times (A/P, i, T_{\text{AGC}}) \quad (6)$$

式中： C_{AGC}^f 为自动发电控制（automatic generation control, AGC）设备年分摊固定成本； $C_{\text{AGC}}^{\text{in}}$ 为AGC设备年分摊建设投资； $C_{\text{AGC}}^{\text{main}}$ 为AGC设备年维护费用； T_{AGC} 为AGC设备服务年限； i 为资金的年利率。

$$C_{\text{black}}^{\text{all}} = C_{\text{black}}^0(A/P, i, T_{\text{black}}) + C_{\text{black}}^{\text{main}} \quad (7)$$

式中： $C_{\text{black}}^{\text{all}}$ 为黑启动服务总成本； C_{black}^0 为黑启动设备投资成本； $C_{\text{black}}^{\text{main}}$ 为固定运行维修费、系统黑启动计划、测试、训练费用； T_{black} 为黑启动设备服务年限。

$$C_{\text{RPC}}^g = \sum_{t=1}^{T_{\text{RPC}}^g} \left(P_{g,t}^{\text{PS}} \cdot \frac{\sin \varphi_{g,t}}{\cos \varphi_{g,t}} \cdot P_g + P_{p,t}^{\text{PS}} \cdot \frac{\sin \varphi_{p,t}}{\cos \varphi_{p,t}} \cdot P_p \right) \quad (8)$$

式中： C_{RPC}^g 为抽水蓄能发出无功辅助服务成本； T_{RPC}^g 为抽水蓄能发出无功的时段集合； $P_{g,t}^{\text{PS}}$ 、 $P_{p,t}^{\text{PS}}$ 分别为抽水蓄能在对应工况下发电、抽水有功功率； $\varphi_{g,t}$ 、 $\varphi_{p,t}$ 分别为抽水蓄能抽水、发电工况下相角； P_g 、 P_p 分别为抽水蓄能在对应工况下售电价、购电价。

$$C_{\text{RPC}}^p = \sum_{t=1}^{T_{\text{RPC}}^p} \left(W_{p,t}^{\text{PS}} \cdot \frac{\sin \varphi_{g,t}}{\cos \varphi_{g,t}} \cdot P_g \right) \quad (9)$$

式中： C_{RPC}^p 为抽水蓄能吸收无功辅助服务成本； T_{RPC}^p 为抽水蓄能吸收无功的时段集合； $W_{p,t}^{\text{PS}}$ 为抽水蓄能电站进相服务运行量。

则电力市场初期阶段，抽蓄电站的年收益为

$$R_{\text{initial}}^t = I_{\text{initial}}^{t,1} + I_{\text{initial}}^{t,c} + I_{\text{initial}}^{t, \text{rules}} - (C_f^{\text{PS}} + C_{\text{pump}}^t + C_{\text{AGC}}^f + C_{\text{black}}^{\text{all}} + C_{\text{RPC}}^g + C_{\text{RPC}}^p) \quad (10)$$

式中： R_{initial}^t 为初期阶段第 t 年抽蓄电站的收益；

$I_{initial}^{t, rules}$ 为电力市场初期阶段获得的“2个细则”补偿收入。

2.2 过渡阶段抽水蓄能电站效益评估模型

市场过渡阶段，抽水蓄能电站发生的收入与费用如图 2 所示。

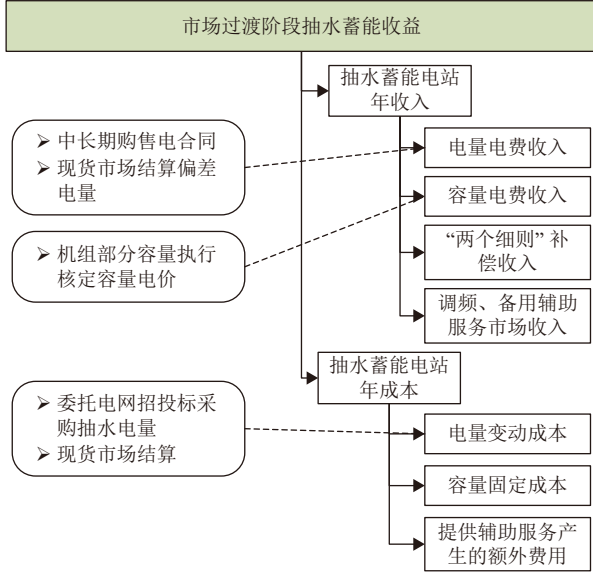


图 2 过渡阶段抽水蓄能电站收入与费用

Fig. 2 Revenue and cost of pumped storage power station in the transitional stage of electricity market

抽水蓄能电站的电量电费收入为

$$I_{mid}^{t, e} = 30 \sum_{n=1}^{12} \sum_{h=1}^{24} q_{n, h}^{t, 1} \cdot p_{n, h}^{t, 1} + \sum_{n=1}^{12} \sum_{d=1}^{30} \sum_{h=1}^{24} q_{n, h}^{over} \cdot p_{n, h} \quad (11)$$

式中： $I_{mid}^{t, e}$ 为过渡阶段第 t 年抽水蓄能电站的电量电费收入； $q_{n, h}^{over}$ 为超过中长期合同偏差电量范围的该时段电量； $p_{n, h}$ 为现货市场该时段的电价。

抽水蓄能电站容量电费收入为

$$I_{mid}^{t, c} = k \cdot c_{trans} \cdot p_{approved}^t \quad (12)$$

式中： $I_{mid}^{t, c}$ 为过渡阶段第 t 年抽水蓄能电站容量电费收入； k 为核定容量电价覆盖的电站机组容量的比例；抽水蓄能电站自主利用剩余容量参与辅助服务市场，电站剩余可自由利用容量为 $(1-k)c_{trans}$ 。

抽水蓄能电站参与辅助市场获得收入如下

$$I_{mid, ASM}^{t, AGC} = c_{mid, ASM}^{t, AGC} \cdot r \cdot \beta_1 \cdot p_{mid, ASM}^{t, AGC} + M \beta_2 \cdot p_{mid, ASM}^{t, AGC-M} \quad (13)$$

式中： $I_{mid, ASM}^{t, AGC}$ 为过渡阶段第 t 年抽水蓄能电站参与调频市场获得的收入； $c_{mid, ASM}^{t, AGC}$ 为调频容量（中标容量）； M 为实际里程； $p_{mid, ASM}^{t, AGC}$, $p_{mid, ASM}^{t, AGC-M}$ 分别为容量价格和里程价格； r 为投运率； β_1, β_2 为调节性

能指标。

$$I_{mid, ASM}^{t, reserve} = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T q_{mid, t}^{n, reserve} \cdot p_{mid, t}^{n, reserve} \quad (14)$$

式中： $I_{mid, ASM}^{t, reserve}$ 为过渡阶段第 t 年抽水蓄能电站参与备用市场获得的收入； $q_{mid, t}^{n, reserve}$ 为各段机组执行的中标上网电量； $p_{mid, t}^{n, reserve}$ 为各段边际出清电价。

抽水蓄能电站按现货市场规则结算抽水电费时电量变动成本为

$$C_{pump}^t = \sum_{n=1}^{12} \sum_{d=1}^{30} \sum_{h=1}^{24} q_{pump}^h \cdot p_h \quad (15)$$

式中： q_{pump}^h 为 h 时段抽水蓄能电站的抽水电量； p_h 为对映的现货市场电能量的成交价格。

电力市场过渡阶段，抽水蓄能电站的年收益为

$$R_{mid}^t = I_{mid}^{t, e} + I_{mid}^{t, c} + I_{mid}^{t, rules} + I_{mid, ASM}^{t, AGC} + I_{mid, ASM}^{t, reserve} - (C_f^{PS} + C_{pump}^t + C_{AGC}^t + C_{black}^{all} + C_{RPC}^g + C_{RPC}^p) \quad (16)$$

式中： R_{mid}^t 为过渡阶段第 t 年抽水蓄能电站的收益； $I_{mid}^{t, rules}$ 为抽水蓄能电站获得的“2个细则”补偿。

2.3 成熟阶段抽水蓄能电站效益评估模型

市场成熟阶段，抽水蓄能电站发生的收入与费用如图 3 所示。

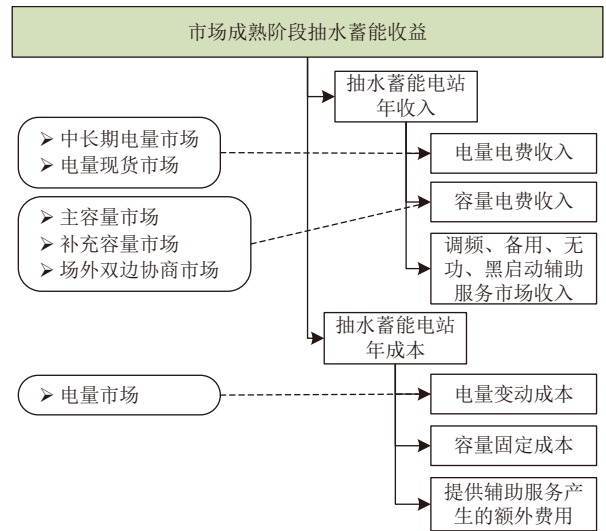


图 3 成熟阶段抽水蓄能电站的收入与费用

Fig. 3 Revenue and cost of pumped storage power station in the mature stage of electricity market

抽水蓄能电站的电量电费收入为

$$I_{mature}^{t, e} = \sum_{n=1}^{12} \sum_{d=1}^{30} \sum_{h=1}^{24} q_{n, h} \cdot p_{n, h} \quad (17)$$

式中： $I_{mature}^{t, e}$ 为成熟阶段第 t 年抽水蓄能电站的电量电

费收入。

抽水蓄能电站的容量电费收入为

$$\begin{cases} I_{\text{mature}}^{t,c} = \sum_{i=1}^3 c_i p_{c_i}^t \\ \sum_{i=1}^3 c_i = k_1 c_{\text{trans}} \end{cases} \quad (18)$$

式中： $I_{\text{mature}}^{t,c}$ 为成熟阶段抽蓄电站的容量电费收入； c_i 为抽蓄电站在3个容量市场的容量分配； $p_{c_i}^t$ 为容量市场确定的容量电费； k_1 为容量电价覆盖电站容量的比例。抽蓄电站的调节性容量为 $(1-k_1)c_{\text{trans}}$ 。抽蓄电站可以自由利用调节性容量参与辅助服务市场。

抽蓄电站参与黑启动辅助服务市场获得的收入为

$$I_{\text{mature,ASM}}^{t,bs} = \sum_{n=1}^{12} N \cdot p_{\text{ASM}}^{n,bs} \quad (19)$$

式中： $I_{\text{mature,ASM}}^{t,bs}$ 为电力市场成熟阶段第 t 年抽蓄电站参与黑启动辅助服务市场获得的收入； N 为黑启动机组数量； $p_{\text{ASM}}^{n,bs}$ 为第 n 个月黑启动机组中标价格。

抽水蓄能电站电量变动成本与式(15)相同。

电力市场成熟阶段，抽蓄电站的年收益为

$$\begin{aligned} R_{\text{mature}}^t = & I_{\text{mature}}^{t,e} + I_{\text{mature}}^{t,c} + I_{\text{mature,ASM}}^{t,AGC} + I_{\text{mature,ASM}}^{t,reserve} \\ & + I_{\text{mature}}^{t,re} + I_{\text{mature}}^{t,bs} - (C_{\text{f}}^{\text{PS}} + C_{\text{pump}}^t + C_{\text{AGC}}^t + C_{\text{black}}^{\text{all}} \\ & + C_{\text{RPC}}^g + C_{\text{RPC}}^p) \end{aligned} \quad (20)$$

式中， R_{mature}^t 为电力市场成熟阶段第 t 年抽蓄电站的收益； $I_{\text{mature}}^{t,e}$ 为抽蓄电站参与无功辅助服务市场获得的收益； $I_{\text{mature}}^{t,bs}$ 为抽蓄电站参与黑启动辅助服务市场获得的收益。

2.4 经济效益评估指标

本文选取净现值（net present value, NPV）、内部收益率（internal rate of return, IRR）、投资回收期、投资回报率（return on investment, ROI）和借款偿还期5个指标对抽蓄电站的经济效益进行评价。

3 算例分析

3.1 基础数据

某抽水蓄能电站装有4台单机容量为300 MW的混流可逆式水泵水轮发电电动机组。假设在抽水蓄能电站生产经营期40年中，经历市场初期

阶段10年，采用委托电网经营模式；市场过渡阶段20年，采用独立经营模式，并根据《意见》指导，在市场过渡阶段逐步降低核定容量电价覆盖机组容量的比重；市场成熟阶段10年，采用独立经营模式。在容量市场未建成之前，容量电价每3年重新核定一次。

3.2 抽水蓄能电站经济效益评估

市场化模式下，考虑抽蓄电站运行工况的季节性差异，通过电量现货市场与辅助服务市场仿真得到不同市场阶段典型年抽蓄电站的收入与费用。

在抽蓄电站生产期40年中的电量电费、容量电费、辅助服务费和总成本的变化如图4所示，容量电费的仿真结果如图5所示。

从图5中可以看出，电站获得的辅助服务收入随着市场建设进程推进而增加，电量电费收入呈现水平波动，容量电费收入呈现“U”型变动趋势，总成本呈现下降趋势。在市场化模式下，抽水蓄能对于电力系统的价值逐步体现。

对算例中的抽水蓄能电站进行财务分析，得

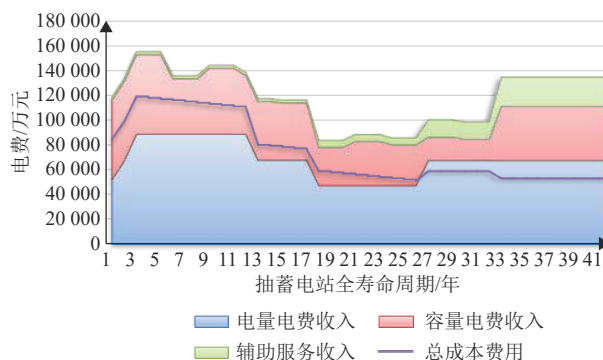


图4 市场阶段下抽蓄电站收入与总成本情况

Fig. 4 Income and total cost of the pumped storage power station in the market stage

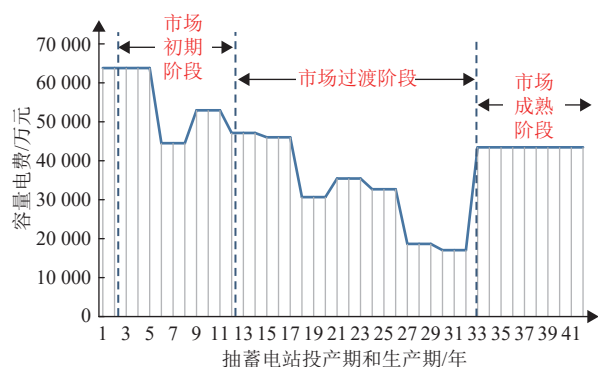


图5 抽蓄电站容量电费仿真情况

Fig. 5 Simulation of electrical capacity charge of pumped storage power station

到经济效益指标：该抽蓄电站的内部收益率为 8.7%，投资回收期为 13.8 年，借款偿还期 13.0 年，以 7% 为基准折现率计算得到项目净现值为 75739.07 万元，市场阶段抽蓄电站投资回报率曲线如图 6 所示。

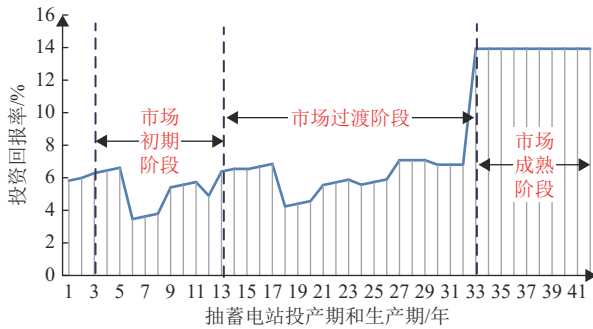


图 6 市场阶段下抽蓄电站投资回报率曲线

Fig. 6 Return on investment curve of pumped storage power station under market stage

容量电价的仿真结果如图 7 所示。

由图 7 可知，基于本文划分的市场阶段与价格衔接机制，在容量电价核定仿真的过程中，容量电价波动较小，电价水平维持在 400 元/MW·y 左右。

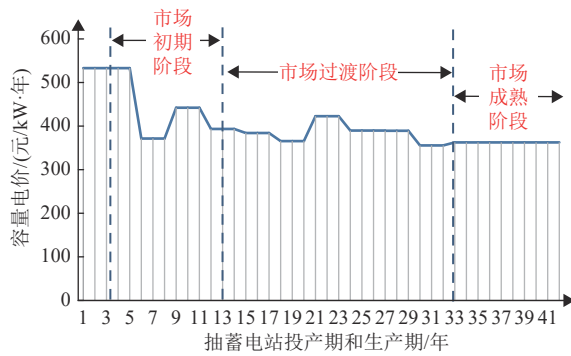


图 7 抽蓄电站容量电价仿真情况

Fig. 7 Simulation of capacity electric price of pumped storage power station

3.3 敏感性分析

通过敏感性分析研究核定容量电价覆盖机组的容量比重对电站经济性的影响。市场过渡阶段核定容量电价覆盖机组容量比重分为 3 个阶段，第 1 阶段覆盖机组容量比重为 100%；第 2 阶段为 70%；第 3 阶段为 40%。下文将基于 10% 的阶梯变化进行敏感性分析。

第 2 阶段核定容量电价覆盖比重变化、投资回报率变化情况的局部放大图如图 8 所示，经济

指标变化情况如表 1 所示。

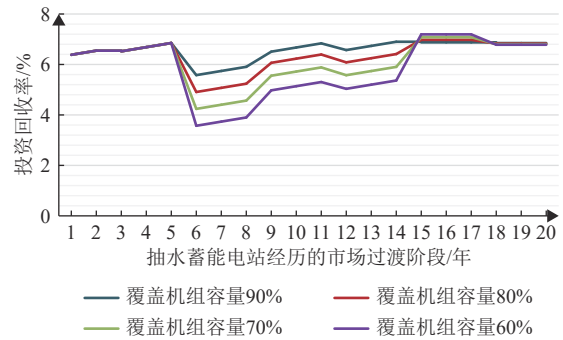


图 8 投资回报率变化曲线

Fig. 8 Changing curve of rate of return on investment

表 1 过渡阶段中第 2 阶段覆盖机组容量作为不确定因素的敏感性分析

Table 1 Sensitivity analysis on the capacity of covered unit taken as the uncertain factor of the second stage within transition period

梯度变化/%	覆盖容量/%	NPV/万元	IRR/%
20	90	81661.48	8.81
10	80	78775.36	8.76
0	70	75739.07	8.7
-10	60	72539.61	8.64

第 3 阶段核定容量电价覆盖比重变化投资回报率变化情况如图 9 所示，经济指标变化情况如表 2 所示。

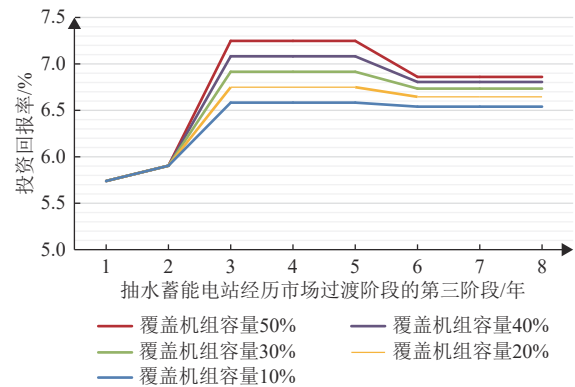


图 9 投资回报率变化曲线

Fig. 9 Changing curve of return on investment

两部制电价下，当核定容量电价覆盖机组比重增加会使抽蓄电站在市场化阶段的投资回报率提高，说明在辅助服务市场机制尚未完善时抽蓄电站更加依赖于容量电费补偿。同时，当辅助服务市场未完善时，较高的核定容量电价覆盖机组比

表2 过渡阶段中第3阶段覆盖机组容量作为不确定因素的敏感性分析

Table 2 Sensitivity analysis on the capacity of covered unit taken as the uncertain factor of the third stage within transition period

梯度变化/%	覆盖容量/%	NPV/万元	IRR/%
10	50	75933.2	8.71
0	40	75,739.10	8.7
-10	30	75547.1	8.7
-20	20	75357.1	8.7
-30	10	75169.3	8.69

例会相应地提高抽蓄电站的净现值与内部收益率。

4 结论

1) 本文所设计的抽水蓄能电价衔接机制可以使抽蓄电站回收成本,在其全寿命周期内获得合理收益,也可以进一步为抽水蓄能电站吸引多元投资。

2) 辅助服务市场未完善时,较高的核定容量电价覆盖机组比例会相应地提高抽蓄电站的净现值与内部收益率,政策落实时要适时适当逐步阶梯式降低核定容量电价覆盖电站容量比重,帮助抽蓄电站较平稳地转换到独立市场主体的身份。

参考文献

- [1] 艾欣,董春发. 储能技术在新能源电力系统中的应用综述[J]. 现代电力, 2015, 32(5): 1-9.
AI Xin, DONG Chunfa. Review on the application of energy storage technology in power system with renewable energy sources[J]. *Modern Electric Power*, 2015, 32(5): 1-9(in Chinese).
- [2] 童光毅. 关于当代能源转型方向的探讨[J]. 智慧电力, 2018, 46(10): 1-3,25.
TONG Guangyi. Probe into modern energy structure transition[J]. *Smart Power*, 2018, 46(10): 1-3,25(in Chinese).
- [3] 鉴庆之,刘晓明,杨金叶,等. 考虑需求响应的电力系统灵活性资源优化配置[J]. 现代电力, 2021, 38(3): 286-296.
JIAN Qingzhi, LIU Xiaoming, YANG Jinye, et al. Optimal allocation of power system flexible resources considering demand response[J]. *Modern Electric Power*, 2021, 38(3): 286-296(in Chinese).
- [4] KONG Y, KONG Z, LIU Z, et al. Pumped storage power stations in China: The past, the present, and the future[J]. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2017, 71: 720-731.
- [5] 宋景慧,胡春潮. 利用小抽蓄提高微电网风电消纳能力的可行性研究[J]. 电测与仪表, 2021, 58(7): 130-135.
SONG Jinghui, HU Chunchao. Feasibility study on improving the wind power consumption ability of micro-grid using small pumping and storage[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2021, 58(7): 130-135(in Chinese).
- [6] 姜海洋,杜尔顺,朱桂萍,等. 面向高比例可再生能源电力系统的季节性储能综述与展望[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(19): 194-207.
JIANG Haiyang, DU Ershun, ZHU Guiping, et al. Review and prospect of seasonal energy storage for power system with high proportion of renewable energy[J]. *Automation of Electric Power System*, 2020, 44(19): 194-207(in Chinese).
- [7] ZHANG F, XU Z, JIAO B, et al. Study on pricing mechanism of pumped hydro energy storage (PHES) under China's electricity tariff reform[C]// E3S Web of Conferences, 2018.
- [8] RUI W, ZHANG L Z, LIU D L, et al. Research on price mechanism for pumped-storage power station in power system including large-scale wind farms[C]// Power & Energy Engineering Conference. IEEE, Shanghai, China, 2012.
- [9] 赵增海,张丹庆,韩益民,等. 抽水蓄能电站电价形成机制研究[J]. 水力发电, 2016, 42(2): 94-97.
ZHAO Zenghai, ZHANG Danqing, HAN Yimin, et al. Study on price mechanism of pumped-storage power station[J]. *Water Power*, 2016, 42(2): 94-97(in Chinese).
- [10] 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 Fuqiang, LIU Chang, JIANG Jiehua, 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(in Chinese).
- [11] 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, DIE Zhaohong, et al. Price mechanism of pumped storage hydro plants and its participation model in power market[J]. *Smart Power*, 2019, 47(6): 47-55(in Chinese).
- [12] 余健,白威,刘蕊. 呼和浩特抽水蓄能电站电价机制及对策研究分析[J]. 水电与新能源, 2020, 34(10): 39-42.
YU Jian, BAI Wei, LIU Rui. Electricity pricing mechanism and countermeasures in Hohhot pumped storage power station[J]. *Hydropower and New Energy*, 2020, 34(10): 39-42(in Chinese).
- [13] 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): 26-29,40.
- YE Ze, HUANG Shanshan, WANG Yali. Research on electricity price mechanism of pumped storage power station under the background of electricity market reform[J]. Price: Theory & Practice, 2020(11): 26-29,40(in Chinese).
- [14] 冯海超, 张毅, 宋自飞, 等. 关于抽水蓄能项目经济评价方法的思考[J]. 水电与抽水蓄能, 2017, 3(5): 39-43,49.
- FENG Haichao, ZHANG Yi, SONG Zifei, *et al.* Thoughts on the economic assessment methods of pumped storage projects[J]. Hydropower and Pumped Storage, 2017, 3(5): 39-43,49(in Chinese).
- [15] 左玉玺, 傅旭, 吴雄. 陕西电网抽水蓄能电站效益评估[J]. 智慧电力, 2019, 47(2): 113-120.
- ZUO Yuxi, FU Xu, WU Xiong. Research on benefit evaluation of pumped storage power station in Shaanxi power grid[J]. Smart Power, 2019, 47(2): 113-120(in Chinese).
- [16] 陈同法, 张毅, 王德敏. 弃风、调停火电还是开发抽水蓄能?——抽水蓄能电站低谷调峰性能研究[J]. 水电与抽水蓄能, 2017, 3(3): 50-54.
- CHEN Tongfa, ZHANG Yi, WANG Demin. Abandon the wind, mediation thermal power or develop pumped storage?——research on peak performance of pumped storage power station[J]. Hydropower and Pumped Storage, 2017, 3(3): 50-54(in Chinese).
- [17] LI Y Q, WEI F Y, WANG F L, *et al.* Study on the dynamic benefits of pumped storage power station[J]. [Applied Mechanics and Materials](#), 2013, 291(294): 2173-2177.
- [18] 秦云甫. 市场环境下储能运营经济性评估及交易优化模型研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2020.
- [19] 章晓平. 荒沟抽水蓄能电站建设项目经济评价研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工程大学, 2013.
- [20] 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/OL]. 华北电力大学学报(自然科学版): 1-10[2021-09-03]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.TM.20210507.0949.002.html>.
- YANG Hongji, ZHOU Ming, ZHANG Mingyang, *et al.* Operational mechanism and cost-benefit analysis of pumped storage plant in power market environment [J / OL]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition): 1-10[2021-09-03]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.TM.20210507.0949.002.html> (in Chinese).

收稿日期: 2021-09-06

作者简介:

柳洋(1998), 女, 硕士研究生, 通信作者, 研究方向为电力经济与管理, E-mail: liuyang_anne@163.com;

何永秀(1970), 女, 博士, 教授, 研究方向为电力经济与管理, E-mail: yongxiuhe@126.com;

李谟兴(1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力经济与管理, E-mail: 1654731845@qq.com;

张岩(1992), 女, 博士研究生, 研究方向为电力经济与管理, E-mail: hsezzhangyan@163.com。