

基于存量煤电的抽水蓄能电站容量配置与成本收益分析模型

何璞玉, 张玉鸿, 焦杰, 任文诗, 张冀嫻

(国网四川省电力公司经济技术研究院, 四川 成都 610095)

摘要:随着新能源渗透率的不断提高,灵活性调节资源需求逐年加大,抽水蓄能可以有效缓解新能源并网所导致的“峰谷矛盾”问题,亟需研究抽水蓄能参与电力市场机制以及不同运行模式下的成本收益模型。首先,梳理了5种抽水蓄能电站的运营机制;然后,构建了基于存量煤电的抽水蓄能容量配置优化模型,算例结果表明在存量煤电的背景下应对煤电机组进行灵活性改造,使煤电机组全部为开机状态且在全天均保持最小技术出力运行,并基于最小等效负荷配置对应容量的抽水蓄能;最后,建立了抽水蓄能电站不同运行模式下成本收益模型,算例结果表明在完全市场化模式下,抽水蓄能电站收益中电能量收益占67%、调频辅助服务收益占16%、备用辅助服务收益占2%、无功和黑启动等辅助服务收益占15%。

关键词:抽水蓄能; 容量配置; 新能源; 等效负荷; 成本收益

中图分类号:F 426 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2024)05-0044-09

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20240507

Capacity Allocation and Cost-benefit Analysis Model of Pumped Storage Power Station Based on Stocked Coal Power

HE Puyu, ZHANG Yuhong, JIAO Jie, REN Wenshi, ZHANG Jiyuan

(State Grid Sichuan Economic and Technological Research Institute, Chengdu 610095, Sichuan, China)

Abstract:With the increasing penetration of new energy, the demand for flexible regulation resources is increasing year by year. Pumped storage can effectively alleviate the problem of "peak-valley contradiction" caused by new energy grid connection, and it is urgent to study the mechanism of pumped storage participating in electricity market and the cost-benefit model under different operation modes. Firstly, the operation mechanisms of five pumped storage power stations are sorted out, and then an optimization model of pumped storage capacity allocation based on the stocked coal power is constructed. The results show that under the background of stocked coal power, the coal-fired power units should be flexibly reformed, so that all the coal-fired power units are in start-up state, the minimum technical output is maintained throughout the day, and the corresponding capacity of pumped storage is configured based on the minimum equivalent load. Finally, the cost-benefit model of pumped storage power station under different operation modes is established. The research results show that in the fully market-oriented mode, the electric energy income of pumped storage power station accounts for 67%, the auxiliary service income of frequency modulation accounts for 16%, the auxiliary service income of standby accounts for 2%, and the auxiliary service income of reactive power and black start accounts for 15%.

Key words:pumped storage; capacity allocation; new energy; equivalent load; cost benefit

0 引言

在“双碳”目标指引下,风电和光伏等新能源快速发展,将成为中国未来电力系统的主体电源^[1]。

基金项目:国网四川省电力公司科技项目(521996230008)

在此背景下,抽水蓄能电站的价值开始显现,作为一种可以在时间尺度上将电能进行转移的电力灵活性资源,抽水蓄能可以有效缓解新能源并网所导致的“峰谷矛盾”问题^[2]。抽水蓄能电站具有技术水平成熟、开发潜力庞大、经济成本优秀等优势,这将极大促进电力系统的绿色化、低碳化转型^[3]。到

2025年中国抽水蓄能电站建成投产规模将达62 GW以上,到2030年其规模将达到120 GW^[4]。

目前,针对抽水蓄能电站的容量配置规划,国内外专家团队已经进行了多类型方法的探索性研究。文献[5]针对风-光-蓄能源系统,构建了以投资成本最小化为目标函数的抽水蓄能电站容量配置规划模型。文献[6]构建了以弃风、弃光电量之和最小与经济、环境效益最大为目标的双层规划模型,确定了联合系统中抽水蓄能电站的容量配置。文献[7]确定了等效火电替代系数、SO₂排放量和调峰容量比等多类型指标,采用贝叶斯评价模型对抽水蓄能电站进行了容量配置分析。文献[8]以在规划期内系统的可靠性与经济性最优为目标函数,建立了求取抽水蓄能电站最佳需求容量的综合规划模型。文献[9]以系统运行成本和投资成本综合最优为目标,提出了一种基于多时间尺度迭代优化的抽水蓄能电站容量配置模型。文献[10]在考虑火电机组运行成本的基础上,以风光联合出力的日内波动率最低为目标,提出了一种平抑风光波动的抽水蓄能电站容量配置规划模型。这些研究大部分都考虑了经济性目标对抽水蓄能电站容量配置优化的影响,但没有考虑存量煤电灵活性改造对抽水蓄能电站容量配置的影响。

同时,针对抽水蓄能电站参与各类型电力市场的成本收益模式机制也亟待研究。文献[11]详细介绍了中国《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》,并提出了以两部制电价政策为主体,以竞争性方式形成电量电价,将容量电价纳入输配电价回收。文献[12]开发了一个评估抽水蓄能电站在电力市场中参与电量竞价和在辅助服务市场进行灵活调节服务竞价的收益模型。文献[13]构建了不同市场阶段下抽水蓄能电站的全生命周期效益分析模型,计算了市场环境下抽水蓄能电站的利润空间。文献[14]通过构建斯塔克尔伯格博弈模型,解决了以抽水蓄能电站在日前市场中的收益最大化为目标函数的双层优化问题。文献[15]考虑容量电价与效益分配机制,求解了抽水蓄能电站基于现货市场背景下的资本金内部效益。以上文献大多在单一运行模式下建立成本收益模型,没有考虑到在电力市场发展的不同阶段抽水蓄能电站运行策略的差异性。

综上,考虑存量煤电灵活性改造对抽水蓄能电

站容量配置的影响以及电力市场不同发展阶段,下面构建了煤电不同出力情景下的抽水蓄能电站容量配置优化模型,建立了抽水蓄能电站不同运行模式下成本收益模型,对抽水蓄能电站的度电成本进行敏感性分析,并对完全市场化模式下抽水蓄能电站的电能量收益、容量收益和辅助服务收益进行测算。

1 抽水蓄能电站运营模式分析

从国外实践经验来看,在竞争性电力市场国家或地区,由于电力市场模式的差异,抽水蓄能电站的运营模式体现出明显的差异化特征^[16]:在以英国为代表的分散式市场,抽水蓄能电站主要通过签订场外中长期合约的方式实现成本回收^[17];而在集中式特征较为明显的电力市场中,抽水蓄能电站根据其提供的功能,参与电能量市场及辅助服务市场竞争获得相应收入。

1) 内部核算制

日本电力公司为发、输、配、售一体化运营,把抽水蓄能电站资产纳入总资产一起核定电力公司总收入,电站作为电力公司内部下属单位,与电力公司进行内部核算^[18]。法国抽水蓄能电站由法国电力公司统一建设、管理、考核和使用^[19]。美国一些州采用“厂网一体化”,抽水蓄能电站仍由原发、输、配一体化公司统一运营^[20]。中国早期抽水蓄能电站投资运行成本以及回报一并计入电网销售电价中,通过销售电价回收抽水蓄能电站成本。

2) 容量租赁制

抽水蓄能电站由所有权独立的主体建造,电网公司租赁抽水蓄能电站拥有其使用权。抽水蓄能电站租赁给电网后,电网“按需调度”,按照现货市场电价进行结算,由于电站运行效率为75%~80%,只要现货市场峰谷价差大于25%即可实现正向价差套利。

3) 两部制计划电价

成本通过容量计划电价和电量计划电价方式回收,电价由国家政府价格主管部门核定。目前,浙江天荒坪、湖北天堂、江苏沙河抽水蓄能电站均采用两部制电价。

4) 固定补偿+变动竞价

《国家发展改革委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)明确抽水蓄能电站执行“容量电价补贴”+“电量市场与

辅助服务市场竞争电价”,保证 40 年经营期内内部收益率达 6.5%,还贷期按照 25 年核定。在电力现货市场尚未运行的地区,抽水蓄能电站抽水电量可由电网企业提供,抽水电价按燃煤发电基准价的 75% 执行。抽水蓄能电站上网电量由电网企业收购,上网电价按燃煤发电基准价执行。政府核定的抽水蓄能容量电价对应的容量电费由电网企业支付,纳入省级电网输配电价回收。

5) 两部制市场竞价

抽水蓄能电站作为独立主体可自由参与电能市场 and 辅助服务市场,采用独立经营的方式,全部容量电量自由参与现货市场和调频、备用、爬坡、无功、黑启动辅助服务市场。这种模式也称为“自调度”模式,即抽水蓄能电站在日前自行决定发电/抽水运行曲线,在低谷低价时段抽水、高峰高价时段发电,自主实现现货市场价差套利;自主进行调频与旋转备用报价,从辅助服务市场中获利。

基于上述对于国内外抽水蓄能电站运营模式的分析,针对中国抽水蓄能电站发展现状提出了 3 种运营模式,分别是计划制模式、半计划半市场模式以及完全市场化模式,第 3 章将针对每种运营模式提出抽水蓄能电站的收益分析模型。

2 基于存量煤电的抽水蓄能电站容量配置优化模型

中国燃煤火电基本为大容量、高参数火电机组,具有较强的调节能力。但火电机组出力越低,单位发电电耗反而越高。建设抽水蓄能电站,可使火电机组的运行条件得到改善,以较平稳的出力工况运行,提高运行效率,减少煤炭消耗。由于风光的随机性、波动性和间歇性,抽水蓄能电站可调节发电与用电负荷在时间上不匹配。下面综合考量新能源波动下各类电源出力,建立等效负荷下抽水蓄能电站容量配置模型。

2.1 风光发电出力特征分析模型

1) 风力发电出力特征数学模型

$$0 \leq P_t^w \leq P_{\max}^w \quad (1)$$

$$P_{t_{\min}}^w \leq P_t^w \leq P_{t_{\max}}^w \quad (2)$$

式中: P_t^w 为 t 时刻风电场的出力; $P_{t_{\max}}^w$ 、 $P_{t_{\min}}^w$ 分别为 t 时刻风电场的可用功率上、下限,与 P_{\max}^w (最大装机容量) 相关。

式(1)表示风电有出力上下限;式(2)表示风电有出力波动带。

2) 光伏发电出力数学模型

光伏发电出力模型同风力发电出力模型。

2.2 基于存量煤电的抽水蓄能电站容量配置分析模型

若风光出力最丰富时,出现等效负荷 $D_t^{\text{net},i} < 0$ 的状态,需要考虑配备抽水蓄能电站。抽水蓄能电站配置的容量为

$$P^{\text{pump},i} = -\min\{0, D_t^{\text{net},i} \mid t = 1, 2, \dots, T\} \quad (3)$$

式中: i 为不同情景, $i=1$ 表示煤电机组不存在或者均停机情景, $i=2$ 表示灵活性改造前煤电机组最小出力情景, $i=3$ 表示灵活性改造后煤电机组最小出力情景, $i=4$ 表示灵活性改造后煤电机组依次累计关停情景; $P^{\text{pump},i}$ 为第 i 种情景下的抽水蓄能电站配置容量; $D_t^{\text{net},i}$ 为第 i 种情景下 t 时刻的等效负荷。

不同情景下的等效负荷表达式如下:

1) 煤电机组不存在或者均停机情景 ($i=1$)

t 时刻的系统总负荷减去风光、水电及核电随机出力,形成等效负荷。

$$D_t^{\text{net}1} = D_t - P_t^v - P_t^w - P_t^{\text{HP}} - P_t^{\text{NP}} \quad (4)$$

式中: $D_t^{\text{net}1}$ 为煤电机组均停机情景下的等效负荷; D_t 为 t 时刻的系统总负荷; P_t^v 为 t 时刻的光伏出力; P_t^w 为 t 时刻的风电出力; P_t^{HP} 为 t 时刻的水电出力; P_t^{NP} 为 t 时刻的核电出力。

2) 灵活性改造前煤电机组最小出力情景 ($i=2$)

t 时刻的系统总负荷减去风光随机出力,再减去煤电最低出力,形成新的等效负荷。

$$D_t^{\text{net}2} = D_t - P_t^v - P_t^w - P_t^{\text{HP}} - P_t^{\text{NP}} - \sum_{n=1}^N P_{n_{\min}}^{\text{ther}} \quad (5)$$

式中: $D_t^{\text{net}2}$ 为灵活性改造前煤电机组最小出力情景下的等效负荷; $\sum_{n=1}^N P_{n_{\min}}^{\text{ther}}$ 为灵活性改造前所有煤电机组最小技术出力。

3) 灵活性改造后煤电机组最小出力情景 ($i=3$)

煤电机组进行灵活性改造,最低出力由 $P_{n_{\min}}^{\text{ther}}$ 变为 $P_{n_{\min}}^{\text{ther},\text{flex}}$ (若没有改造,则 $P_{n_{\min}}^{\text{ther},\text{flex}} = P_{n_{\min}}^{\text{ther}}$)。 t 时刻系统总负荷减去风光随机出力,再减去灵活性改造后的所有煤电最低出力,形成新的等效负荷。

$$D_t^{\text{net}3} = D_t - P_t^v - P_t^w - P_t^{\text{HP}} - P_t^{\text{NP}} - \sum_{n=1}^N P_{n_{\min}}^{\text{ther},\text{flex}} \quad (6)$$

式中: $D_t^{\text{net}3}$ 为灵活性改造后煤电机组最小出力情景下的等效负荷; $\sum_{n=1}^N P_{n\text{min}}^{\text{ther,flex}}$ 为灵活性改造后所有煤电机组最小技术出力。

4) 灵活性改造后煤电机组依次累计关停情景 ($i=4$)

t 时刻的系统总负荷减去风光随机出力,再依次减去关停 1 号至 j 号机组后剩余灵活性改造后煤电机组之和最低出力,形成新的等效负荷 $D_{ij}^{\text{net}4}$ 。

$$D_{ij}^{\text{net}4} = D_t - P_t^v - P_t^w - P_t^{\text{HP}} - P_t^{\text{NP}} - \sum_{n=1}^j P_{n\text{min}}^{\text{ther,flex}} \quad (j = 1, 2, \dots, N) \quad (7)$$

式中, $D_{ij}^{\text{net}4}$ 为灵活性改造后煤电机组依次累计关停情景下的等效负荷,这里假设机组启停费用从低到高依次排序。

2.3 算例分析

以某区域电网数据为例开展算例分析。最大负荷为 60 533 MW,风电装机容量为 10 000 MW,光伏装机容量为 20 000 MW,煤电机组容量为 18 000 MW,水电装机容量为 35 081 MW,核电装机容量为 1766 MW;煤电机组包括 9 台,装机容量均为 2000 MW,灵活性改造前后煤电最小技术出力系数分别为 0.60 和 0.35。在第 2.2 节所述 4 种情景下分别对抽水蓄能电站的容量进行优化配置,前 3 种情景下负荷与各机组出力对比情况如图 1 至图 3 所示。

由图 1 可以看到,煤电机组均停机情景下负荷曲线低于风电、光伏、水电、核电功率之和的时刻为 14:00—15:00,因此该情景下等效负荷小于 0 的时刻仅为 14:00—15:00 时,调峰需求极小,因此配置较少容量的抽水蓄能容量即可满足系统调峰需求。

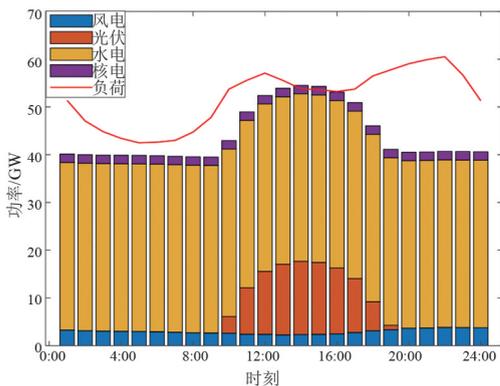


图 1 煤电机组均停机情景下负荷与机组出力对比

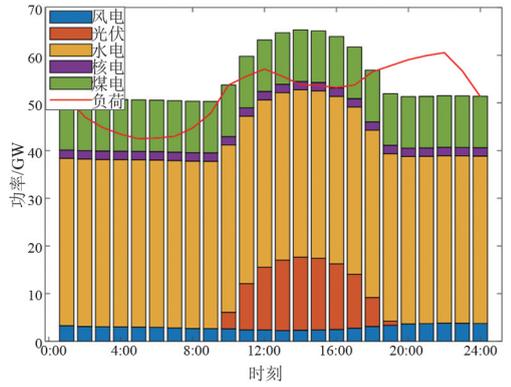


图 2 改造前煤电机组最小出力情景下负荷与机组出力对比

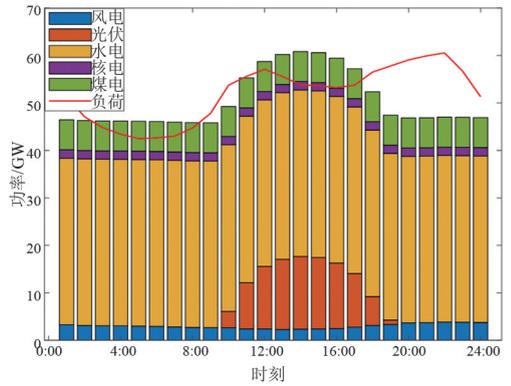


图 3 改造后煤电机组最小出力情景下负荷与机组出力对比

由图 2 和图 3 可以看到,煤电机组改造后降低了最低技术出力,提升了系统调峰能力,最小等效负荷的绝对值减小,因此需要配置的抽水蓄能容量也将随之降低。

改造后煤电机组依次累计关停情景下等效负荷情况如图 4 所示,调度日 24 h 内风电和光伏出力最丰富的时刻为 13:00,此时等效负荷为负值且最小,则抽水蓄能电站配置容量即为该时刻等效负荷的绝对值,配置结果如图 5 所示。灵活性改造前煤电机组最小出力情景下抽水蓄能电站的最优配置容量分别为 11 493 MW,灵活性改造后依次关停 0~9 台煤电机组情景下抽水蓄能电站的最优容量配置分别为 6993 MW、6293 MW、5593 MW、4893 MW、4193 MW、3493 MW、2793 MW、2093 MW、1393 MW 和 693 MW。结果表明,煤电机组关停数量越少,煤电发电量越多,整体等效负荷越小,风光出力最丰富时出现等效负荷小于 0 的时刻越多,最小等效负荷的绝对值越大。而根据第 2.2 节提出的基于存量煤电下抽水蓄能电站容量配置分析模型,需要配置的抽水蓄能容量为出现等效负荷小于 0 时最小等效

负荷的绝对值。因此,煤电机组关停数量越少,则需要配置更多的抽水蓄能容量提升系统的调峰能力,只有这样才能实现对风光的充分消纳,有助于降低弃风弃光率。另外,煤电机组灵活性改造后最小技术出力降低,需要配置的抽水蓄能容量也随之降低。

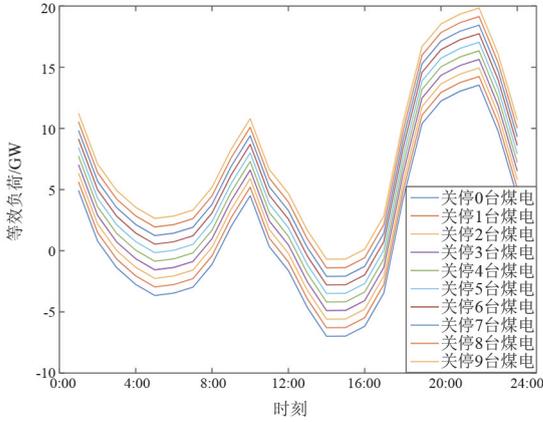


图 4 改造后煤电机组依次累计关停情景下等效负荷情况

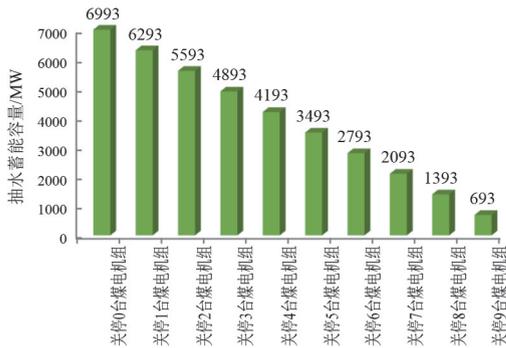


图 5 改造后煤电机组依次累计关停情景下抽水蓄能容量配置结果

3 抽水蓄能电站不同运营模式下成本收益分析模型

3.1 基于全寿命周期的抽水蓄能电站度电成本分析模型

根据抽水蓄能电站的全寿命周期成本,结合抽水蓄能电站的年发电量,可计算抽水蓄能电站的度电成本,计算方法为:

$$C_{\text{HPS}} = \frac{C_{\text{HPS}}}{Q_{\text{HPS}}} = \frac{C_{\text{IN}} + C_{\text{OM}}}{\eta P_{\text{HPS}} H_{\text{HPS}}} \quad (8)$$

$$C_{\text{IN}} = C(r, n) (C_p P_{\text{HPS}} + C_e E_{\text{HPS}}) \quad (9)$$

$$C(r, n) = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (10)$$

$$C_{\text{OM}} = \mu C_{\text{IN}} \quad (11)$$

式中: C_{HPS} 为抽水蓄能电站的度电成本; C_{HPS} 为抽水

蓄能电站的年成本费用; Q_{HPS} 为抽水蓄能电站的年发电量; C_{IN} 为抽水蓄能电站的年初始投资成本; C_{OM} 为抽水蓄能电站的年运行维护成本; η 为抽水蓄能电站的转换效率; H_{HPS} 为抽水蓄能电站的储电年利用小时数; P_{HPS} 、 E_{HPS} 分别为抽水蓄能的功率和容量; C_p 、 C_e 分别为抽水蓄能的功率和容量的单位投资; $C(r, n)$ 为等年值系数; r 为基准折现率; n 为抽水蓄能电站的运行寿命; μ 为抽水蓄能电站的运行维护费用系数。

3.2 计划制模式下抽水蓄能电站收益分析模型

1) 抽水蓄能电站容量收益

$$R_{\text{cap}}^{\text{pump}} = C_c^{\text{pump}} \times P_{r,c}^1 \quad (12)$$

式中: $R_{\text{cap}}^{\text{pump}}$ 为抽水蓄能电站的容量收益; C_c^{pump} 为额定容量; $P_{r,c}^1$ 为抽水蓄能电站的容量电价。

2) 抽水蓄能电站总收入

在计划制模式下,抽水蓄能电站属于容量租赁型,完全听从电网的调度,按照协议的容量租赁价格获得补偿。抽水蓄能电站的容量收益即总收入。

$$R_{\text{all}}^{\text{pump}} = R_{\text{cap}}^{\text{pump}} \quad (13)$$

式中, $R_{\text{all}}^{\text{pump}}$ 为抽水蓄能电站的总收入。

3.3 半计划半市场模式下抽水蓄能电站收益分析模型

半计划半市场模式下,抽水蓄能电站参与现货市场深度调峰和顶峰,参与辅助服务市场调频与旋转备用,听从电网调度,不参与市场的出力报价,该部分收益与市场出清价格相关。该模式下抽水蓄能电站的收益包括电量收益、辅助服务补偿收益和容量补贴收益。

1) 电量收益

$$R_{\text{energy}}^{\text{pump}} = \text{Max} \left\{ 20\% \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} (\eta^{\text{pump}} - 75\%) P_{r,\text{base}}^{\text{ther}} P_{dt}^{\text{pumpse}}, \right. \\ \left. 20\% \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} (P_{r,d}^{\text{pumpse}} P_{dt}^{\text{pumpse}} - P_{r,d}^{\text{pumpse}} P_{dt}^{\text{pumpse}}) \Delta T \right\} \quad (14)$$

式中: $R_{\text{energy}}^{\text{pump}}$ 为抽水蓄能电站的电量收益; η^{pump} 为抽水蓄能电站的发电效率; $P_{r,\text{base}}^{\text{ther}}$ 为抽水蓄能电站所在地区的燃煤发电基准价; P_{dt}^{pumpse} 为第 d 天 t 时刻的发电功率; P_{dt}^{pumpse} 为第 d 天 t 时刻的抽水功率; $P_{r,d}^{\text{pumpse}}$ 为第 d 天 t 时刻的发电上网电价; $P_{r,d}^{\text{pumpse}}$ 为第 d 天 t 时刻的抽水用电电价。

2) 辅助服务补偿收益

$$R_{\text{ancillary}}^{\text{pump}} = 20\% \left(\sum_{m=1}^{12} (V_m^{\text{pumpreserve}} \times \frac{T_m^{\text{pumpmon}}}{T_m^{\text{pumptotal}}} \times P_{r,m}^{\text{pumpreserve}} + \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^T L_{f,d,t}^{\text{pump}} P_{r,f,d,t}^{\text{pump}} K_f^{\text{pump}} \right) \quad (15)$$

式中: $R_{\text{Ancillary}}^{\text{pump}}$ 为抽水蓄能电站的辅助服务市场收益; $V_m^{\text{pumpreserve}}$ 为第 m 月被留用的备用容量; $T_m^{\text{pumptotal}}$ 为第 m 月总时长; T_m^{pumpmon} 为第 m 月被调度时长; $P_{r,m}^{\text{pumpreserve}}$ 为第 m 月备用价格; $L_{f,d,t}^{\text{pump}}$ 为第 d 天 t 时刻的调频里程; $P_{r,f,d,t}^{\text{pump}}$ 为第 d 天 t 时刻的调频里程价格; K_f^{pump} 为调频性能系数。

3) 容量收益(补贴)

$$R_{\text{capacity}}^{\text{pump}} = C_c^{\text{pump}} \times P_{r,c}^{\text{pump}^2} \quad (16)$$

式中, $P_{r,c}^{\text{pump}^2}$ 为抽水蓄能电站的部分补贴容量电价。 $P_{r,c}^{\text{pump}^2} < P_{r,c}^{\text{pump}^1}$, 容量补贴电价相比计划模式下的容量电价下降了。

3.4 完全市场化模式下抽水蓄能电站收益分析模型

完全市场化模式下,抽水蓄能电站参与现货市场深度调峰和顶峰,参与辅助服务市场调频与旋转备用,同时参与市场的出力报价。容量成本不再获得部分补贴。以抽水蓄能电站总收益最大化为目标函数,建立市场化模式下抽水蓄能电站的运行优化模型。

1) 目标函数

$$\text{Max} (R_{\text{energy}}^{\text{pump}} + R_{\text{frequency}}^{\text{pump}} + R_{\text{reserve}}^{\text{pump}}) \quad (17)$$

$$R_{\text{energy}}^{\text{pump}} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} (P_{r,d,t}^{\text{pumpge}} P_{dt}^{\text{pumpge}} - P_{r,d,t}^{\text{pumpse}} P_{dt}^{\text{pumpse}}) \Delta T \quad (18)$$

$$R_{\text{frequency}}^{\text{pump}} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} K_f^{\text{pump}} (P_{r,d,t}^{\text{pumpgf}} P_{dt}^{\text{pumpgf}} + P_{r,d,t}^{\text{pumpsf}} P_{dt}^{\text{pumpsf}}) \quad (19)$$

$$R_{\text{reserve}}^{\text{pump}} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} (P_{r,d,t}^{\text{pumpgr}} P_{dt}^{\text{pumpgr}} + P_{r,d,t}^{\text{pumpsr}} P_{dt}^{\text{pumpsr}}) \quad (20)$$

式中: $R_{\text{frequency}}^{\text{pump}}$ 为抽水蓄能电站的调频服务收益, $P_{r,d,t}^{\text{pumpgf}}$ 为第 d 天 t 时刻的发电调频里程价格(可以申报或者选择价格接受型); $P_{r,d,t}^{\text{pumpsf}}$ 为第 d 天 t 时刻的抽水调频里程价格(可以申报或者选择价格接受型); K_f^{pump} 为调频性能系数; P_{dt}^{pumpgf} 为第 d 天 t 时刻抽水蓄能电站在发电工况下的调频申报容量; P_{dt}^{pumpsf} 为第 d 天 t 时刻抽水蓄能电站在抽水工况下的调频申报容量; $R_{\text{reserve}}^{\text{pump}}$ 为抽水蓄能电站的备用服务收益;

$P_{r,d,t}^{\text{pumpgr}}$ 为第 d 天 t 时刻的发电过程备用市场报价; P_{dt}^{pumpgr} 为第 d 天 t 时刻的发电过程申报备用容量; $P_{r,d,t}^{\text{pumpsr}}$ 为第 d 天 t 时刻的抽水过程备用市场报价; P_{dt}^{pumpsr} 为第 d 天 t 时刻的抽水过程申报备用容量。

2) 约束条件

$$P_{dt}^{\text{pumpge}} P_{dt}^{\text{pumpse}} = 0 \quad (21)$$

$$P_{dt}^{\text{pumpgf}} P_{dt}^{\text{pumpsf}} = 0 \quad (22)$$

$$P_{dt}^{\text{pumpgr}} P_{dt}^{\text{pumpsr}} = 0 \quad (23)$$

$$P_{\text{min}}^{\text{pumpg}} = P_{dt}^{\text{pumpge}} + P_{dt}^{\text{pumpgf}} + P_{dt}^{\text{pumpgr}} = P_{\text{max}}^{\text{pumpg}} \quad (24)$$

$$P_{\text{min}}^{\text{pumps}} = P_{dt}^{\text{pumpse}} + P_{dt}^{\text{pumpsf}} + P_{dt}^{\text{pumpsr}} = P_{\text{max}}^{\text{pumps}} \quad (25)$$

$$T_{\text{max}}^{\text{pumpge}} = T_{\text{max}}^{\text{pumpse}} \quad (26)$$

$$T_{\text{max}}^{\text{pumpse}} = T_{\text{max}}^{\text{pumpge}} \quad (27)$$

$$V_0^{\text{pump}} = V_T^{\text{pump}} \quad (28)$$

$$V_{\text{min}}^{\text{pump}} = V_t^{\text{pump}} = V_{\text{max}}^{\text{pump}} \quad (29)$$

$$V_{t+1}^{\text{pump}} = V_t^{\text{pump}} + P_{dt}^{\text{pumpse}} \phi_1 (1 - \eta_1) - P_{dt}^{\text{pumpge}} \phi_2 (1 - \eta_2) \quad (30)$$

式中: $P_{\text{max}}^{\text{pumpge}}$ 为最大发电功率; $P_{\text{min}}^{\text{pumpge}}$ 为最小发电功率; $P_{\text{max}}^{\text{pumps}}$ 为最大抽水用电功率; $P_{\text{min}}^{\text{pumps}}$ 为最小抽水用电功率; $T_{\text{max}}^{\text{pumpge}}$ 、 $T_{\text{max}}^{\text{pumpse}}$ 为一天内连续发电、抽水蓄电时长; $T_{\text{max}}^{\text{pumpge}}$ 、 $P_{\text{max}}^{\text{pumpse}}$ 分别为最大发电、蓄电时长; V_0^{pump} 为同一充放电周期初始时刻库容; V_t^{pump} 为 t 时刻水库库容; $V_{\text{min}}^{\text{pump}}$ 为最小库容; $V_{\text{max}}^{\text{pump}}$ 为最大库容; ϕ_1 为发电转化为库容的系数; ϕ_2 为抽水转化为库容的系数; η_1 为抽水蓄能抽水损耗率; η_2 为抽水蓄能发电损耗率。

3.5 算例分析

3.5.1 抽水蓄能电站度电成本敏感性分析

基于全寿命周期抽水蓄能电站度电成本分析模型,以装机容量为 1200 MW 的抽水蓄能电站为例开展度电成本敏感性分析。为更好地分析抽水蓄能发电的经济性,以下列 6 种假设进行计算。

假设 1: 初始投资成本为 5.5 元/W; 基准折现率为 9.5%; 使用寿命为 30 年; 运维费率为 2.5%; 年利用小时数为 2000 h。

假设 2: 在假设 1 的基础上, 仅将使用寿命增加至 40 年, 其他参数不变。

假设 3: 在假设 1 的基础上, 仅将初始投资成本增长 10%。

假设 4: 在假设 1 的基础上, 仅将基准折现率降低至 7%。

假设 5: 在假设 1 的基础上, 仅将年利用小时数

增加 10%。

假设 6: 在假设 1 的基础上, 仅将运维费率降低至 1.5%。

以假设 1 为基准, 所做度电成本敏感性分析如图 6 所示。结果表明, 抽水蓄能电站度电成本与使用寿命和年利用小时数均呈负相关关系, 与初始投资、基准折现率和运维费率均呈正相关关系, 其中基准折现率对抽水蓄能度电成本的影响程度最大。

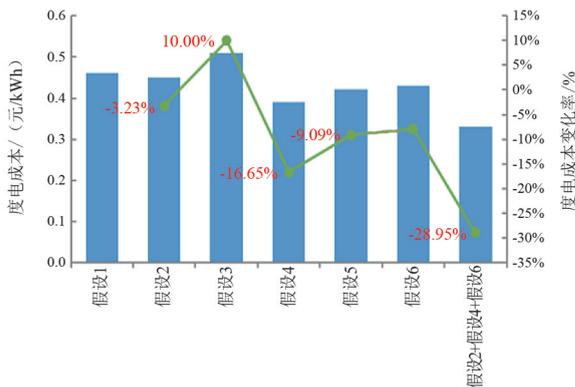


图 6 抽水蓄能电站度电成本敏感性分析

若将使用年限提升至 40 年, 基准折现率降至 7%, 运维费率降至 1.5%, 则度电成本将降至 0.33 元/kWh。目前全国绝大部分省份或直辖市的一般工商业峰谷价差已超过 0.3 元/kWh, 其中不少区域价差超过 0.5 元/kWh, 抽水蓄能应用的经济性可以较好地体现。

3.5.2 完全市场化模式下抽水蓄能电站收益分析

以装机容量为 1200 MW 的抽水蓄能电站为例开展算例分析。额定抽发功率均为 1200 MW; 连续满抽满发小时数为 5 h; 年抽水利用不超过 2000 h; 综合效率为 80%。提供的备用容量占额定功率的最大比例为 100%。对于无功平衡服务、事故应急及恢复服务等是不可计量的辅助服务, 签订年度合同费用为 100 元/(kW·a), 年收入共 12 000 万元。

价格曲线采用文献[21]提供的美国 PJM 某一日的节点电价曲线和调频里程价格曲线, 如图 7 所示, 其中: 峰时最大电价为 620 元/MWh, 出现在晚上 19:00; 谷时最低电价为 170 元/MWh, 出现在凌晨 1:00; 最大峰谷电价比值达到 3.65。调频容量按固定价格补偿, 为 18 元/MW, 调频里程价格是市场竞争价, 在 24 h 内波动。一天内调频里程价格高峰是 41 元/MW, 出现在 9:00、19:00 和 20:00; 低谷价格是 20 元/MW, 出现在 14:00。备用市场价格为 16 元/MW。

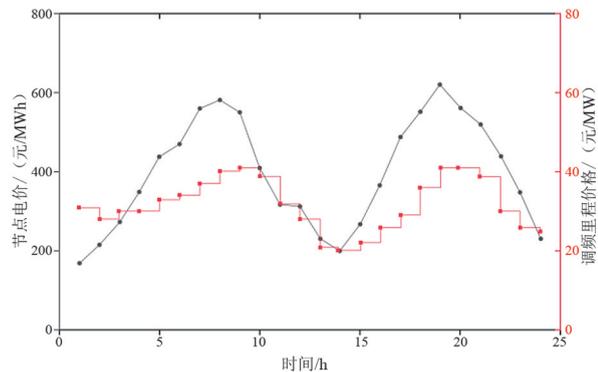


图 7 价格曲线

抽水蓄能电站的电能量、调频、备用优化结果如图 8 所示。

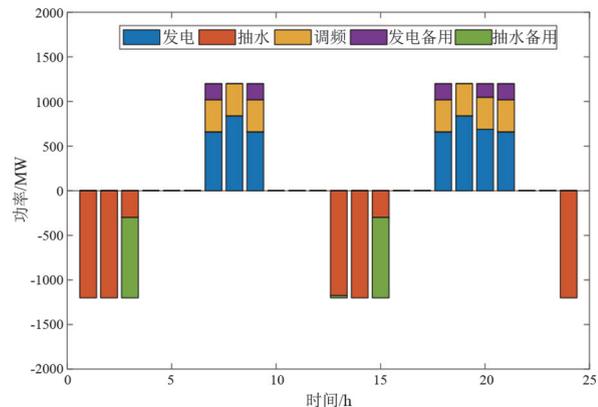


图 8 抽水蓄能电站电能量、调频、备用优化结果

由图 8 可见, 抽水蓄能电站总发电时长为 7 h, 分别为 6:00~9:00 和 18:00~22:00, 发电电量为 5 008.27 MWh。总抽水时长为 7 h, 分别为 1:00~4:00、13:00~16:00 和 24:00, 抽水电量为 6 575.34 MWh。抽水蓄能电站储能容量如图 9 所示, 可见抽水蓄能一天内实现“两抽两发”。整体来看: 抽水蓄能电站在电价较高时发电, 对应上午和晚上的负荷高峰时刻; 在电价较低时抽水, 对应中午和夜间的负荷低谷时刻。

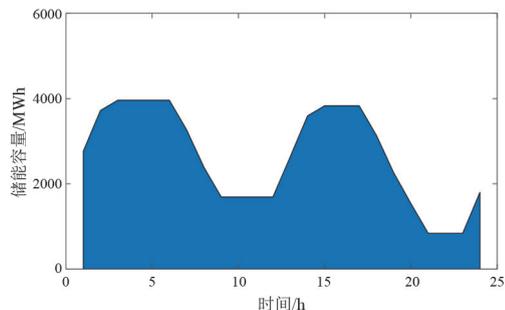


图 9 某抽水蓄能电站储能容量

根据是第 3.4 节的完全市场化模式下抽水蓄能电站收益分析模型计算得到: 发电收入为 283.22 万元, 抽水费用为 141.18 万元, 现货市场收益为 142.04 万元。

抽水蓄能电站在发电工况下提供 AGC 调频服务,容量总和共 2520 MW。基本调频容量收入为 4.54 万元,调用调频里程收入为 29.10 万元,调频收入共 33.64 万元。

抽水蓄能电站发电和抽水的剩余容量提供备用服务,在发电工况下提供的备用容量为 871.73 MW,抽水工况下提供的备用容量为 1 824.66 MW。发电备用容量收入为 1.39 万元,抽水备用容量收入为 2.92 万元,备用收入共 4.31 万元。

综上,抽水蓄能电站电能量、调频、备用的日收入共 180 万元,年收入为 65 698.788 万元。加上不可计量辅助服年度合同收入 12 000 万元,共 77 698.788 万元。收入明细如表 1,收入结构如图 10 所示。

表 1 某抽水蓄能电站年度收入 单位:万元

收入	电能量	调频	备用	无功、黑启动等	总计
日收入	142.04	33.64	4.31	32.88	212.87
年收入	51 844.77	12 279.33	1 574.69	12 000.00	77 698.79

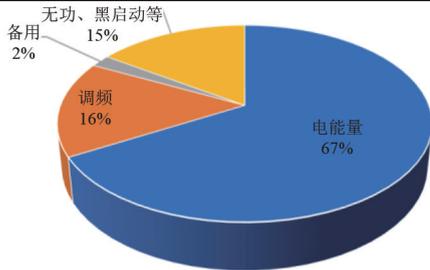


图 10 抽水蓄能电站收入结构

4 结论

上面构建了基于存量煤电的抽水蓄能容量配置优化模型与抽水蓄能电站不同运行模式下成本收益模型。通过算例分析,得出以下结论:

1) 煤电机组关停数量越少,煤电发电量越多,风光出力最丰富时最小等效负荷的绝对值越大,即需要配置更多容量的抽水蓄能;煤电机组改造降低了最低技术出力,提高了系统调峰能力,使最小等效负荷的绝对值减小,需要配置的抽水蓄能容量也将随之降低。

2) 考虑到中国大容量煤电机组较多,具有较强的调节能力,且煤电启停时间长、启停成本高,因此存量煤电的背景下应对煤电机组进行灵活性改造,使煤电机组全部为开机状态,且全天均保持最小技

术出力运行;同时,基于最小等效负荷配置对应容量的抽水蓄能,可使煤电机组以较平稳的出力工况运行,减少煤炭损耗,降低煤电启停成本。这将有助于在保证系统经济性的前提下最大限度提高系统的调峰能力,实现风光 100% 消纳。

3) 抽水蓄能电站度电成本与使用寿命和年利用小时数均呈负相关关系,与初始投资、基准折现率和运维费率均呈正相关关系。若将抽水蓄能电站的使用年限提升至 40 年,基准折现率降至 7%,运维费率降至 1.5%,则度电成本将降至 0.33 元/kWh。

4) 在完全市场化模式下,抽水蓄能电站完全独立参与市场,其收入来源包括电能量收益、调频辅助服务收益、备用辅助服务收益、无功和黑启动等辅助服务收益,其中电能量收益最高,占总收入的 67%,备用辅助服务收益最低,占总收入的 2%。

参考文献

- [1] 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.
- [2] 普智勇,张冬蕊,尹学卫,等.不同储能对多时间尺度风电消纳特性对比研究[J].节能技术,2020,38(4):371-374.
- [3] Cong N T. Progress in electrical energy storage system: A critical review [J]. Progress in Natural Science, 2009, 19(3):291-312.
- [4] 《抽水蓄能中长期发展规划(2021~2035年)》印发实施[J].中国电力企业管理,2021(27):7.
- [5] 桑林卫,卫璇,许银亮,等.抽水蓄能助力风光稳定外送的最佳配置策略[J].中国电力,2022,55(12):86-90.
- [6] 程孟增,唐一金,商文颖,等.风-光-火-抽蓄联合系统中抽水蓄能电站最佳容量配置[J].电力建设,2021,42(11):72-81.
- [7] 蔺梦雪,顾圣平.基于贝叶斯评价模型的抽水蓄能电站容量规划[J].水电能源科学,2019,37(1):156-159.
- [8] 娄素华,崔继纯.考虑动态功能的抽水蓄能电站综合规划模型[J].电力系统自动化,2009,33(1):27-31.
- [9] 林俐,李北辰,孙勇,等.基于高比例新能源消纳的抽水蓄能容量多时间尺度迭代优化配置模型[J].电网与清洁能源,2021,37(1):104-111.
- [10] 杨昌海,张赛,王雪妍,等.基于平抑风光波动的抽水蓄能容量优化配置[J].电网与清洁能源,2023,39(7):140-146.
- [11] 我国进一步完善抽水蓄能价格形成机制[J].河南科技,2021,40(14):2.
- [12] 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.

- [13] 柳洋, 何永秀, 李漠兴, 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.
- [14] 谢正义, 王义民, 畅建霞, 等. 新能源并网下混合式抽水蓄能电站竞价策略[J]. 水力发电学报, 2023, 42(12): 14-26.
- [15] 马良, 翟海燕, 杨文婷, 等. 现货市场下抽水蓄能电站电量收益及综合效益分析[J]. 水利水电技术(中英文), 2023, 54(S1): 283-289.
- [16] 罗莎莎, 刘云, 刘国中, 等. 国外抽水蓄能电站发展概况及相关启示[J]. 中外能源, 2013, 18(11): 26-29.
- [17] 孟鑫成. 电力市场条件下抽水蓄能电站辅助服务补偿机制研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2009.
- [18] 张溟生, 陈涛, 李永兴. 日本抽水蓄能电站考察述评[J]. 南方电网技术, 2009, 3(5): 1-5.
- [19] 罗开颜, 王睿, 刘庆, 等. 国外抽水蓄能电站盈利模式

(上接第 13 页)

2) 引入数值缓启动器, 在微电网并网/孤岛模式切换过程中, 使得输入电流内环控制结构中的参考给定值缓慢变化, 进一步减小因控制结构切换造成的瞬时冲击电流, 实现了微电网并网/孤岛运行模式的平滑切换。

参考文献

- [1] 乐健, 廖小兵, 章琰天, 等. 电力系统分布式模型预测控制方法综述与展望[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(23): 179-191.
- [2] 吴宇奇, 叶雨晴, 马啸, 等. 抑制电压波动与规避频率越限的孤岛微电网并网预同步方案[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(14): 56-64.
- [3] XIAO J F, WANG P, SETYAWAN L. Implementation of multiple-slack-terminal DC microgrids for smooth transitions between grid-tied and islanded states[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(1): 273-281.
- [4] 张纯江, 徐菁远, 庆宏阳, 等. 主从结构微电网逆变器离网全过程平滑切换控制策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(23): 125-133.
- [5] ANSARI S, CHANDEL A, TARIQ M. A comprehensive review on power converters control and control strategies of AC/DC microgrid[J]. IEEE Access, 2020, 9: 17998-18015.
- [6] GAO D W Z. Basic concepts and control architecture of microgrids[J]. Energy Storage for Sustainable Microgrid, 2015: 1-34.
- [7] TANG X S, DENG W, QI Z P. Investigation of the dynamic stability of microgrid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(2): 698-706.

探析[J]. 中国能源, 2022, 44(7): 16-23.

- [20] 王昊婧. 新形势下我国抽水蓄能电站运营效益评价方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2016.
- [21] 周丽. 抽水蓄能电站主辅市场容量分配模型及竞价策略研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2021.

作者简介:

何璞玉(1991), 男, 硕士, 经济师, 研究方向为电价机制与电力技术经济;

张玉鸿(1970), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电价机制与电力技术经济;

焦杰(1992), 男, 硕士, 经济师, 研究方向为电价机制与电力技术经济;

任文诗(1994), 女, 硕士, 经济师, 研究方向为电价机制与电力技术经济;

张冀嫻(1987), 女, 硕士, 高级经济师, 研究方向为电价机制与电力技术经济。

(收稿日期: 2024-05-23)

- [8] AHMED I, SUN L T, CHEN X. A novel control scheme for microgrid inverters seamless transferring between grid-connected and islanding mode [C]//2017 China International Electrical and Energy Conference (CIEEC), October 25-27, 2017, Beijing, China. IEEE, 2017: 167-172.
- [9] LI H J, WANG J, HU A P, et al. Smooth switching control strategy for microgrid based on state following controller [C]//2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), October 20-22, 2018, Beijing, China. IEEE, 2018: 1-4.
- [10] LIANG B M, KANG L, HE J Z, et al. Coordination control of hybrid AC/DC microgrid [J]. The Journal of Engineering, 2019, 16: 3264-3269.
- [11] VASQUEZ J C, GUERRERO J M, LUNA A, et al. Adaptive droop control applied to voltage-source inverters operating in grid-connected and islanded modes [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2009, 56(10): 4088-4096.
- [12] 许胜, 曹武, 赵剑锋. 微网稳定运行与模式平滑切换综合控制策略[J]. 电工技术学报, 2018, 33(16): 3855-3867.
- [13] 陈杰, 陈新, 冯志阳, 等. 微网系统并网/孤岛运行模式无缝切换控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(19): 3089-3097.

作者简介:

陈仁钊(1970), 男, 硕士, 高级工程师, 从事智能微电网分布式能源、储能电池及电池管理系统研究;

陈杨(2000), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源发电与智能电网控制;

夏岩(1983), 男, 副教授, 博士, 研究方向为电力电子技术与新能源发电。

(收稿日期: 2024-02-23)