

大型流域中多类型储能协同发展策略研究

文/吕树峰
邯郸市漳滏河灌溉供水管理处

首先梳理了流域储能的类型，构建了涵盖光热、抽水蓄能、梯级水电站储能改造及电化学储能的流域多类型储能体系。然后，基于多类型储能能量和出力模型，从时长、资源可开发量、投资成本、电力平衡和调峰能力及系统调节支撑能力等方面对比研究了多类型储能的技术经济特性。在此基础上，从开发时序、容量配比及时长协同等方面提出了流域多类型储能协同发展策略。

碳达峰碳中和目标下，煤电建设规模受限并将逐步有序退出，但跨区输电需求仍将持续增长，如何打造100%清洁能源外送输电通道是一个重大且紧迫的现实问题。2022年3月，国家能源局发布《国家能源局综合司关于开展全国主要流域可再生能源一体化规划研究工作有关事项的通知》，要求充分利用水电灵活调节能力和水能资源，配套建设新能源项目，实现可再生能源综合集约高效一体化开发。可再生能源的高质量发展离不开调节和储能资源的支撑，其中，流域可再生能源基地不仅拥有丰富的可再生能源发电类型，还具备发展多元化储能的条件，将成为打造100%清洁能源外送新模式的先行区和试验田。

按照储存介质进行分类，流域储能资源类型主要包括以抽水蓄能、梯级电站大型储能等为主的机械储能（以水作介质为主），电化学储能和以光热为主的热储能。不同类型储能在技术经济性方面存在差异及互补空间，若能够发挥多元储能的技术经济优势，实现不同类型储能的优劣互补，对保障外送电力安全可靠供应、提升可再生能源跨区配置能力和消纳利用水平具有重要意义。因此，亟需开展流域多类型储能协同发展研究。首先梳理研究

了流域储能的类型、技术经济特性及其能量和出力模型，并对不同类型储能进行了优劣对比分析，在此基础上提出了流域多类型储能协同发展的策略与举措。

流域多类型储能体系

首先，流域蕴含丰富的水能资源，具备建设抽水蓄能的先决条件；同时，还可对流域梯级水电站进行储能改造，通过循环利用水资源和水库库容，实现电能的搬运与储存效果。其次，待开发流域主要位于我国西部北部地区，这也是太阳能资源富集的地区，因此，可围绕流域布局开发光热电站，发挥热储能作用。最后，电化学储能配置灵活，建设快，能够成为流域储能资源的重要补充。综上所述，流域储能类型主要包括机械类储能（水储能）、热储能及电化学类储能三大类，流域多类型储能体系如图1所示。

多类型储能技术经济性对比分析

1. 光热技术经济特点

太阳能光热发电技术（简称光热）是将太阳光反射到太阳能集热器来采集太阳能，再通过换热装

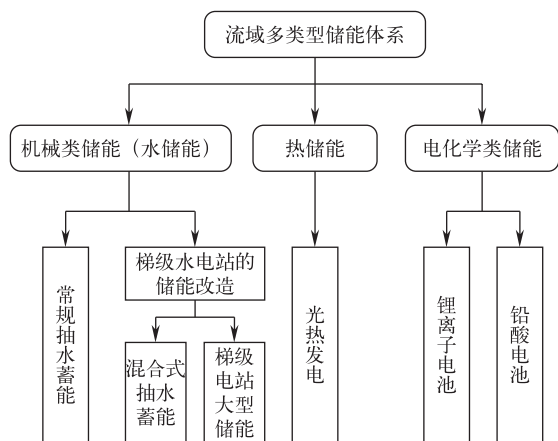


图1 流域多类型储能体系

置提供高压过热蒸汽驱动汽轮机发电，一般配有储热子系统。光热作为一类新能源发电，开发潜力较大，其储热系统容量大、周期长、成本低且更安全。光热适宜建设在太阳能直接辐射较强的沙漠、戈壁及荒漠地区，我国西部地区太阳能和土地资源丰富，能够支撑上亿级规模的光热开发。光热主要采用熔盐作为传（储）热介质，技术成熟，未发生过爆炸等安全问题。我国已建成项目的储能时长基本为6~15 h，从项目投资收益最大化来看，最佳储能时长为13 h左右，能够较好地解决日级平衡问题，并且具备跨日调节的条件。

光热能够全容量、长时间参与电力平衡，并且调节灵活、支撑能力强。光热无锅炉燃烧环节，不存在稳燃问题，能够100%顶峰发电，连续发电时长基本覆盖负荷高峰时段。若辅助天然气补燃来应对连续多天 and 季节性光资源不足问题，可以等容量替代煤电机组。光热出力调节范围广，调峰深度可达80%~85%的额定功率；爬坡速度快，升降负荷速率可达每分钟3%~6%的额定功率；起动时间短，冷态、热态起动时间分别约为1 h、25 min，能够起停调峰。此外，还能够提供调频、备用、电压支撑和转动惯量等服务。综合来看，光热兼具新能源发电、储能和常规电源的优点，是电网友好型电源，将在建设大型风光基地、实现清洁能源大规模广域传输中发挥重要作用。光热储热发电运行模型如下。

热量平衡约束

$$h_{sf}(t) = h_c(t) + h_{ch}(t) - h_{dc}(t) + h_g(t) + E_{st} u(t) \quad (1)$$

发电出力上下限约束

$$x(t) \underline{p}(t) \leq x(t) \bar{p} \quad (2)$$

爬坡约束

$$-\Delta p \leq p(t) - p(t-1) \leq \Delta p \quad (3)$$

热电耦合约束

$$h_g(t) = f(p(t)) \quad (4)$$

式中， $h_{sf}(t)$ 为集热系统输入热功率； $h_c(t)$ 为弃热功率， $h_{ch}(t)$ 和 $h_{dc}(t)$ 分别为储热和放热功率； $h_g(t)$ 为用于发电的热功率； E_{st} 为起动所需热功率； $u(t)$ 为起动状态、0-1变量、1代表起动。 $p(t)$ 为发电功率； $\bar{p}$ 和 $\underline{p}$ 分别为发电出力上下限； $x(t)$ 为开机状态、0-1变量、1代表开机运行。 Δp 为最大爬坡能力。 $f(\cdot)$ 为电热转换函数。

光热投资成本仍处高位，是影响其规模化发展应用的重要原因。当前，我国光热初始投资成本为2.5万元~3.5万元/kW；单位度电成本为0.91~1.24元/(kW·h)，为煤电的3~4倍。近中期，在产能规模化效应、技术和工艺进步的带动下，光热电站成本有望大幅下降，预计到2035年单位度电成本约为0.45元/(kW·h)，基本实现平价上网。

2. 以水为介质的机械类储能分类和技术经济特点

以水为介质的机械类储能主要包括常规抽水蓄能和梯级水电站储能改造两大类。

(1) 常规抽水蓄能

经过多年发展，抽水蓄能技术已较为成熟。抽水蓄能具有双倍额定功率的调峰能力；能够快速起动，冷态、热态起动时间分别为120~150 s、30~35 s，可作为系统中的黑起动电源；爬坡速率高，可达每分钟50%~100%的额定功率；储能时间长，为6~12 h。抽水蓄能服役年限久，经济寿命超过50年。因此，从全寿命周期看，常规抽水蓄能的成本优势将更加凸显。此外，抽水蓄能还能够提供紧急备用、转动惯量、频率和电压支撑服务，承担电力系统安全保障作用。

抽水蓄能在开发周期和成本变化趋势等方面存在劣势。抽水蓄能开发周期较长，从开工到投产需要6~7年时间。随着优质站址资源逐渐开发完毕及征地移民费用增加，剩余站址资源开发成本呈上升趋势，2035年单位造价预计将达到7 000元/kW以上，全寿命周期度电成本约为0.14元/kW·h。抽水蓄能发电运行模型如下：

抽水蓄能能量平衡约束

$$E_{t+1} = \begin{cases} E_t + \eta_p \sum_{q=1}^{N_p} P_{p,q}(t) & \text{抽水状态} \\ E_t - \frac{1}{\eta_H} \sum_{q=1}^{N_p} P_{H,q}(t) & \text{发电状态} \end{cases} \quad (5)$$

$$0 \leq E_t \leq E_{\max} \quad (6)$$

出力上下限约束

$$P_H^{\min} \leq P_{H,q}(t) \leq \min(P_H^{\max}, E_t/t) \quad \text{发电状态} \quad (7)$$

$$P_p^{\min} \leq P_{p,q}(t) \leq P_p^{\max} \quad \text{抽水状态} \quad (8)$$

式中, E_{t+1} 、 E_t 分别为 $t+1$ 、 t 时段水库中水的势能; η_p 为水泵抽水效率; N_p 为抽水蓄能的总机组数; $P_{p,q}(t)$ 为第 q 台水泵 t 时段抽水的有功功率; $P_{H,q}(t)$ 为第 q 台抽水蓄能机组 t 时段的发电出力; η_H 为抽水发电效率; $E_{\max}$ 为水库最大蓄水量; $P_H^{\min}$ 、 $P_H^{\max}$ 分别发

电出力的下限和上限; $P_p^{\min}$ 、 $P_p^{\max}$ 分别为抽水功率的下限和上限。

(2) 梯级水电站的储能改造

梯级水电站的储能改造可分为混合式抽水蓄能和梯级电站大型储能两类。在流域梯级水电站及其上下水库之间, 可通过增设抽水蓄能机组改造为混合式抽水蓄能, 或者通过增设大型泵站改造为梯级电站大型储能。在电力系统即将发生新能源弃电时, 抽水蓄能的抽水工况或大型泵站将利用多余电能把水从下水库抽至上水库; 在电力系统需要电能时, 抽水蓄能的发电工况或原有水电机组将利用上水库存水发电, 不仅实现了水资源和库容的循环高效利用, 同时还提高了电力系统的储能和调节能力。梯级水电站储能改造结构示意图如图2所示。

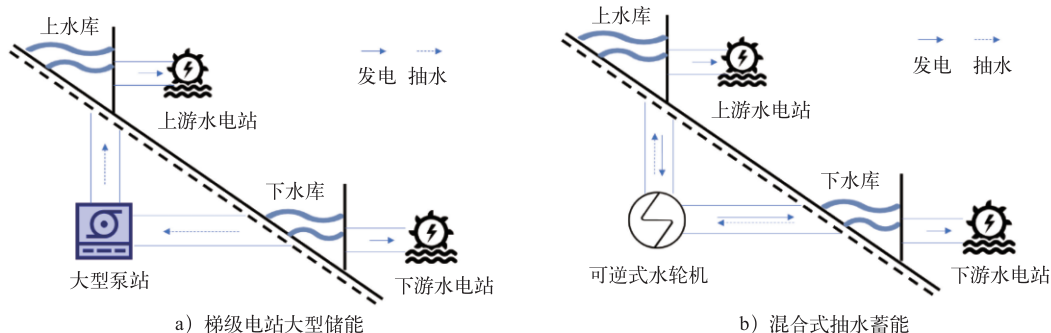


图2 梯级水电站储能改造结构示意图

对梯级水电站进行储能改造, 除具备与抽水蓄能类似的优良技术性能之外, 还具有环境影响小、工程经济性优等优势。项目建设在水电站工程原有征地红线范围内, 基本不用新增建设用地, 不涉及人口搬迁及环境敏感区等。项目枢纽工程主要包括输水系统、地下厂房等基础设施, 投资成本低于新建抽水蓄能电站。需要注意的是, 梯级水电站储能改造后的储能时长与原有水库库容剩余空间、新增水泵抽水和水轮机组发电的水头流量等因素有关, 具备长时储能的条件。以当前开展的龙羊峡梯级电站大型储能试点项目来看, 可实现日内6~8 h储能。梯级水电站进行储能改造后的能量和出力模型与抽水蓄能类似。

3. 电化学储能技术经济特点

电化学储能建设周期短, 一般为3~6个月, 配置灵活、占地少且响应速度快, 可实现毫秒级响应, 能够在电力运行中发挥顶峰、调峰、调频、

备用及黑启动等多种作用。电化学储能的时长为2~4 h居多, 在满足电力系统短周期调节需求方面具有良好效果。

然而, 当前电化学储能规模化发展还面临成本、安全等问题。成本方面, 电化学储能仍不具备经济性优势, 以应用最多的锂离子电池储能为例, 2 h、4 h储能投资成本分别为4 000元/kW、7 500元/kW左右, 全寿命周期度电成本为0.4~0.6元/(kW·h), 是抽水蓄能的2~3倍。未来, 综合考虑单位造价下降趋势、服役年限和置换成本, 预计2035年前后2 h、4 h电化学储能投资成本将分别下降至3 000元/kW、5 000元/kW, 全寿命周期度电成本约0.13元/(kW·h), 低于抽水蓄能成本。安全方面, 受近年来电化学储能爆炸事故频发影响, 其安全运行风险日益凸显, 在电池本征安全、项目建设、安全技术标准及安全管理等方面还不能保障电化学储能的快速发展需求。电化学储能发电运行

模型如下：

电化学储能能量平衡约束

$$S_{es}^{t+1} = S_{es}^t + (\mu_c P_{esc} - P_{esd} / \mu_c) \Delta t \quad (9)$$

$$S_{es}^0 = S_{es}^T \quad (10)$$

电化学储能出力上下限约束

$$0 \leq P_{esc}, P_{esd} \leq \overline{P_{es}} \quad (11)$$

式中， S_{es}^t 为电池剩余容量， P_{esc} 、 P_{esd} 分别为充、放电功率； μ_c 、 μ_c 分别为充、放电效率； S_{es}^0 、 S_{es}^T 分别为周期初始和结束容量，通常以一天为周期； $\overline{P_{es}}$ 为电储能功率容量。

4. 多类型储能对比分析

储能时长方面，从电化学储能、梯级水电站储能改造、抽水蓄能到光热的储能时长逐步增加，不同类型储能存在时长互补空间，能够应对从小时级到跨日级的调节需求。资源可开发量方面，光热和电化学储能可支撑上亿级大规模持续开发，抽水蓄能和梯级水电站储能改造受站址资源限制，存在可

开发规模上限。投资成本方面，当前光热和电化学储能投资成本较高，但未来具有较大的下降潜力，抽水蓄能和梯级水电站储能改造技术成熟、成本较低。因此，综合资源可开发量和投资成本两项特性来看，多类型储能间存在开发时序上的互补效应，光热和电化学储能将成为抽水蓄能和梯级水电站储能改造的有益补充，整体形成梯次开发利用格局。

电力平衡和调峰能力方面，多类型储能的顶峰、调峰和起停能力都很强，均优于煤电机组。系统调节支撑能力方面，除电化学储能无法提供转动惯量以外，多类型储能均可提供调频、调压、备用容量、转动惯量和黑启动。此外，光热和梯级水电站储能改造还是发储共体电站。总之，流域多类型储能能够为全清洁能源电力外送提供电力平衡、调节和支撑能力，在保障跨区通道安全可靠运行中发挥重要作用。大型流域中多类型储能技术经济性对比见表1。

表1 大型流域中多类型储能技术经济性对比

储能类型		光热	抽水蓄能	梯级水电站的储能改造	电化学储能
储能时长/h		6~15	6~10	6~8	2~4
资源可开发量		可支撑持续大规模开发	受站址资源限制	受站址资源限制	可支撑持续大规模开发
投资成本/(元/kW)		2 500~3 500	5 000	4 000	7 500 (4 h)
电力平衡和调峰能力	顶峰能力	100%顶峰发电			
	调峰能力	80%~85%容量的调峰能力		2倍容量的调峰能力	
	起停时间	冷态、热态启动时间分别约为1 h、25 min	冷态、热态启动时间分别约为120~150 s、30~35 s	毫秒级	
系统调节支撑能力	调频	✓	✓	✓	✓
	调压	✓	✓	✓	✓
	备用	✓	✓	✓	✓
	转动惯量	✓	✓	✓	--
	黑启动	✓	✓	✓	✓
是否为发储共体电站		✓	—	✓	—

多类型储能协同发展策略

近期，应优先开发利用水储能，以光热发电和电化学储能作为补充。相比于光热发电和电化学储能，抽水蓄能和对梯级水电站进行储能改造技术成熟度高，建运成本低，作用效果好，应置于优先开发地位。因此，需要加快抽水蓄能建设进度，“十四五”期间能开尽开，“十五五”期间选择优质资源开工。广泛开展流域水电资源开发

利用和灵活调节潜力摸排，从流域可再生能源一体化规划建设出发，规划布局一批水储能项目并推动尽快开工。同时，结合行业发展趋势和新能源配置需要，积极发展光热发电和电化学储能，“十四五”“十五五”配置一定规模作为补充，用于建设水风光储多能互补示范工程等，保障产业可持续发展和技术进步。

中长期，发展重心逐步向光热发电和电化学储

能转移。受站址资源限制，水储能项目将逐渐开发完毕。光热发电和电化学储能成本持续下降，可开发资源丰富，将接续水储能成为大型流域新增调节支撑能力的提供主体。

加强多类型储能的统筹规划建设与运行分析，充分发挥多类型储能顶峰和调节能力。为保障电力平衡，应按照先梯级水电站改造，再抽水蓄能，后光热和电化学储能的优先顺序安排多类型储能参与电力平衡。同时，要注重梯级水电站改造与原有水电站的协同运行，充分考虑来水情况、水库库容及水电站梯级联合调度方式等，研究确定梯级水电站改造容量，避免改造后对原有水电站发电能力产生不利影响，确保改造后综合顶峰效益最大化。

同时，为尽可能多地外送消纳风光电量，应开展风电光伏与多类型储能的协同配置和互补运行研究。基于水、光、风资源及其发电出力特性，综合考虑资源配置、规划建设及调度运行等环节，以最大化风电、光伏发电量或最小化耗水量等为目标，研究确定不同类型电源最佳配比，实现可再生能源资源综合利用率最优、综合开发成本最低。

注重多类型储能在时长上的协同配合，实现系统储能调节效益最大化。随着新能源渗透率的提高，系统对储能尤其是长时储能的需求逐步提高。从储能时长来看，电化学储能、抽水蓄能和梯级水电站储能改造、光热之间具备互补空间，电化学储能优先用于解决短时调节问题，水储能主要解决6~8 h级的调节问题，光热具备跨日储能和调节的条件，主要解决十几小时甚至跨日的调节问题。因此，在开展多类型储能协同配置时，应充分考虑新能源和负荷调节需求的时长分布特性，开展不同时长下系统调节需求的分布统计和概率画像研究。在此基础上，针对性地配置多类型储能。

结束语

在火电建设规模受限并逐步退出的背景下，开发多类型储能支撑西部北部大规模清洁能源电力外送，将成为实现“双碳”目标的重要路径。聚焦流域可再生能源基地，构建了流域多类型储能体系，分析了多类型储能的技术经济特点和协同发展策略。主要结论如下：

1) 流域多类型储能的电力平衡和调峰支撑能力

良好，不同类型储能在时长、成本及开发时序等技术经济特点上存在互补效应。

2) 需要加强多类型储能的统筹规划与运行，优化不同储能及风电、光伏间的容量配比，发挥时长、顶峰能力和调节能力的互补效益，实现与风电、光伏的协同发展。[EA](#)

参考文献

- [1] 段巍，王明，吴福象．能源结构、特高压输电与中国产业布局演变[J]．中国工业经济：2022(5)：62-80．
- [2] 孔力，裴玮，饶建业，等．建设新型电力系统 促进实现碳中和．中国科学院院刊，2022，37(4)：522-528．
- [3] 国家能源局综合司．关于开展全国主要流域可再生能源一体化规划研究工作有关事项的通知[Z]．2022．
- [4] 裴春兴，王蓝，王聪聪，等．电力系统储能应用场景研究综述[J]．电气应用，2022，41(9)：1-8．
- [5] 杜尔顺，张宁，康重庆，等．太阳能光热发电并网运行及优化规划研究综述与展望[J]．中国电机工程学报，2016，36(21)：11．
- [6] 杜凤丽，王志峰，等．2021中国太阳能热发电行业蓝皮书[M]．北京：国家太阳能光热产业技术创新战略联盟，2021．
- [7] 孙晓强，杨楠，李庆海，等．基于“双碳”目标的光热电站调峰能力规划[J]．电网技术，2022，38(1)：1-9．
- [8] 孙晓强，李海伟，汪莹，等．新型电力系统中光热电站完全替代火电规划研究[J]．电网技术，2022，46(8)：1-7．
- [9] 王抒祥，鞠立伟，尚金成，等．节能调度环境下风电、水电与抽水蓄能电站联合运行优化模型及应用[J]．水电能源科学，2013，31(4)：46-50．
- [10] 黎冲，王成辉，王高，等．电化学储能商业化及应用现状分析[J]．电气应用，2021，40(7)：15-22．
- [11] 陈宇，刘胜煜，李民英，等．储能电源系统工程设计与实现[J]．电气应用，2021，40(7)：23-29．