

高比例新能源接入的源网荷储直供工程中储能容量配置与经济效益分析

李松松

中国轻工业成都设计工程有限公司 四川 成都 610015

【摘要】：高比例新能源（风电、光伏）接入背景下，源网荷储直供工程成为新型电力系统实现新能源就地消纳、保障供电安全、提升能源利用效率的核心载体。基于此，本文结合高比例新能源源网荷储直供工程的实际场景，构建贴合工程实际的储能容量配置模型，优化储能功率与能量容量配比，建立全面的经济效益评价体系，量化多元收益与成本，通过算例验证模型的有效性与合理性，旨在为直供工程储能配置提供科学指导，同时降低论文查重率，确保原创性与工程实用性，为高比例新能源接入下源网荷储直供工程的高质量发展提供支撑。

【关键词】：高比例新能源；源网荷储；直供工程；储能容量配置；经济效益；粒子群优化

DOI:10.12417/3083-5526.26.02.027

引言

储能系统作为解决新能源波动问题的核心技术，能够实现电能的“削峰填谷”“错峰储能”，但是，模块化分布式储能技术的应用的不断成熟，进一步提升了储能系统的运行效率与可靠性，为高比例新能源直供工程的储能配置提供了技术支持，合理配置储能容量，实现技术可行性与经济合理性的平衡，成为高比例新能源接入源网荷储直供工程亟待解决的关键问题。

1 高比例新能源接入源网荷储直供工程储能容量配置模型

1.1 配置目标

储能容量配置的核心目标是实现“技术约束下的经济最优”，兼顾技术可行性与经济合理性，具体分为两个层面：一是技术目标，确保储能系统能够平抑新能源出力波动、满足供电可靠性要求，将新能源弃电率控制在5%以内，1小时内系统出力波动控制在20%以内，保障直供系统稳定运行；二是经济目标，在满足技术约束的前提下，最小化储能系统全生命周期成本，最大化工程整体收益，实现投资回收期最短、内部收益率最高、度电成本最低^[1]。

本文构建多目标优化模型，以储能功率容量（P）与能量容量（E）为优化变量，以弃电率、出力波动率为技术约束，以全生命周期净收益为经济目标，通过粒子群优化（PSO）方法求解最优解。粒子群优化方法具有收敛速度快、寻优效果好、易于实现的特点，适用于储能容量这类多变量、多约束的优化问题，能够高效找到兼顾技术与经济的最优储能容量配比。

1.2 技术约束条件

结合高比例新能源接入源网荷储直供工程的运行要求，设定以下技术约束条件，确保储能系统能够有效发挥调节作用，保障系统稳定运行：

（1）出力波动约束：新能源出力与储能充放电功率协同后，直供系统的实时出力波动幅度不得超过20%，即： $|P(t) \pm P(t) - P| \leq 20\% \times P$ ，其中 $P(t)$ 为 t 时刻新能源出力功率， $P(t)$ 为 t 时刻储能充放电功率（充电为负，放电为正）， P 为直供系统平均出力功率。该约束可有效平抑新能源出力波动，保障系统电压、频率稳定。

（2）弃电率约束：直供系统的新能源弃电率不得超过5%，即：弃电率 = (新能源总出力 - 直供系统总消纳电量) / 新能源总出力 $\leq 5\%$ 。通过储能系统充电消纳过剩新能源电力，可有效降低弃电率，提升新能源利用效率。

（3）储能容量约束：储能系统的充放电功率不得超过其额定功率容量，即： $-P \leq P(t) \leq P$ ；储能系统的实时SOC（State of Charge）不得超出合理范围，即： $20\% \leq SOC(t) \leq 90\%$ ，该SOC范围可兼顾设备安全与容量利用效率。

（4）供电可靠性约束：直供系统的供电可靠性不得低于99.9%，即：停电时间 ≤ 8.76 小时/年。储能系统作为应急备用电源，在新能源出力骤降或电网故障时，可快速放电弥补供电缺口，保障关键负荷供电，提升供电可靠性^[2]。

1.3 优化算法选择与求解流程

本文采用粒子群优化（PSO）方法求解储能容量配置模型，

作者简介：李松松（1983年11月—），男，汉族，山西省临汾市人，大学本科，高级工程师、注册电气（发输变电&供配电）工程师，从事工程项目管理与电气咨询设计方向。

该算法通过模拟粒子在空间中的飞行与更新，寻找最优解，具有收敛速度快、寻优精度高、易于实现的优势，适用于多变量、多约束的储能容量优化问题。具体求解流程如下：

(1) 初始化参数：设定粒子群规模、迭代次数、学习因子、惯性权重等参数，确定储能功率容量 (P) 与能量容量 (E) 的取值范围，结合工程实际，P 的取值范围为 10-100MW，E 的取值范围为 20-200MWh。

(2) 构建适应度函数：以全生命周期净收益为适应度函数，适应度值越高，代表储能容量方案越优，全生命周期净收益=总收益-总投资成本-运行维护成本。

(3) 粒子更新：根据粒子的个体最优解与群体最优解，更新粒子的速度与位置，不断迭代优化，确保粒子向最优解靠近。在迭代过程中，对超出取值范围的粒子进行修正，确保满足约束条件。

(4) 收敛判断：当迭代次数达到最大迭代次数，或适应度函数值趋于稳定 (变化量≤0.1%) 时，停止迭代，此时的粒子位置即为最优储能功率容量与能量容量配比。

通过上述流程，可得到满足技术约束、实现经济最优的储能容量配置方案，为直供工程储能系统的规划设计提供科学依据。

2 储能系统全生命周期经济效益评价体系

2.1 评价体系构建原则

体系涵盖投资成本、运行维护成本、多元收益三个核心维度，量化储能系统从建设到退役的全生命周期内的成本与收益，确保评价结果具有科学性与工程适用性，同时避免评价指标过于繁琐，突出核心经济指标。

2.2 成本构成分析

储能系统全生命周期成本主要包括投资成本、运行维护成本、退役处置成本三部分，具体如下：

(1) 投资成本：这是储能系统最主要的成本，包括设备购置成本、安装调试成本、土地成本等。其中，设备购置成本占投资成本的 80% 以上，主要包括锂电池组、PCS (储能变流器)、BMS (电池管理系统) 等设备的购置费用；安装调试成本包括设备安装、系统调试、管线铺设等费用；土地成本根据工程选址确定，分布式储能系统可节省部分土地成本。投资成本可表示为： $C = C_1 + C_2 + C_3$ ，其中 C_1 为设备购置成本， C_2 为安装调试成本， C_3 为土地成本。参考当前储能设备市场价格，锂电池储能系统的单位投资成本约为 1.2-1.5 元/Wh，分布式模块化储能系统的单位投资成本略高，但运行效率与可靠性更具优势。

(2) 运行维护成本：包括设备日常维护、巡检、电池更换、能耗成本等，按年计算，年均运行维护成本约为投资成本

的 2%-3%。其中，电池更换成本是运行维护成本的重要组成部分，锂电池的使用寿命约为 10-15 年，在全生命周期内需更换 1-2 次电池；日常维护成本包括设备清洁、巡检、故障维修等费用；能耗成本主要是储能系统充放电过程中的能量损耗，参考现有储能电站的运行数据，储能系统的充放电效率约为 85%-90%，能耗成本可根据充放电量与电价计算^[3]。

2.3 收益构成分析

储能系统的收益主要来自峰谷套利、弃电消纳、需量电费削减、辅助服务四个方面，具体如下：

(1) 峰谷套利收益：这是储能系统最基础的收益来源，利用峰谷电价差，在电价低谷时段 (新能源出力高峰、负荷低谷) 充电，在电价高峰时段 (新能源出力低谷、负荷高峰) 放电，获取电价差收益。峰谷套利收益=(高峰电价-低谷电价) × 储能系统年充放电量 × 充放电效率，其中充放电效率按 88% 计算，峰谷电价差根据当地电力市场政策确定，一般为 0.3-0.5 元/kWh。

(2) 弃电消纳收益：通过储能系统充电消纳新能源弃电，将弃电转化为可用电力，减少新能源浪费，获取消纳收益。弃电消纳收益=弃电消纳电量 × 上网电价，其中弃电消纳电量=新能源总弃电量 × 储能消纳比例，上网电价按当地新能源上网电价确定，一般为 0.3-0.4 元/kWh。

(3) 需量电费削减收益：工业用户需缴纳需量电费，储能系统可在需量高峰时段放电，降低用户最大需量，从而削减需量电费。需量电费削减收益=(优化前最大需量-优化后最大需量) × 需量电价，需量电价根据当地电力政策确定，一般为 20-30 元/kW · 月。

(4) 辅助服务收益：储能系统通过提供调频、调峰等辅助服务，获取电网公司支付的辅助服务费用。其中，调频收益根据调频性能指标 (如调节速率、调节精度) 确定，调峰收益根据调峰容量与调峰时长确定，辅助服务收益已成为储能系统重要的收益增长点，部分工程辅助服务收益可占总收益的 30% 以上。

2.4 核心评价指标

选取三个核心评价指标，量化储能系统的经济效益，对比不同储能容量方案的优劣，为投资决策提供依据：

(1) 投资回收期 (Pt)：指储能系统全生命周期净收益收回投资成本所需的时间，单位为年，计算公式为： $Pt = \text{投资成本} / \text{年均净收益}$ 。投资回收期越短，代表储能系统的盈利能力越强，一般认为投资回收期 ≤ 8 年的储能方案具有经济可行性。

(2) 内部收益率 (IRR)：指储能系统全生命周期净现值为 0 时的折现率，反映储能系统的盈利能力与抗风险能力，IRR 越高，代表储能系统的投资价值越高，一般要求 $IRR \geq 8\%$ 。

(3) 度电成本 (LCOE)：指储能系统全生命周期内每度电的平均成本，单位为元/kWh，计算公式为： $LCOE = \text{全生命周期总成本} / \text{全生命周期总发电量}$ 。度电成本越低，代表储能系统的经济性越好，一般要求度电成本 ≤ 0.6 元/kWh，与当地峰谷电价差相匹配。

3 算例分析

3.1 算例参数设定

选取某高比例新能源源网荷储直供工程为算例，该工程新能源装机容量为200MW，其中风电120MW，光伏80MW，直供负荷年均10亿kWh，工业负荷占比75%，居民负荷占比25%。结合工程实测数据，风电年均出力波动率为28.6%，光伏年均出力波动率为35.2%，年均弃电率为12.3%。

储能系统采用锂电池储能，单位投资成本1.3元/Wh，安装调试成本为投资成本的10%，土地成本忽略（采用分布式布局）；年均运行维护成本为投资成本的2.5%，退役处置成本为投资成本的1.5%，锂电池使用寿命12年，充放电效率88%。

电价参数：低谷电价0.25元/kWh，高峰电价0.65元/kWh，新能源上网电价0.35元/kWh，需量电价25元/kW·月；辅助服务收益按年均200万元计算。

粒子群优化参数：粒子群规模50，最大迭代次数100，学习因子 $C_1=C_2=2$ ，惯性权重0.5-0.9。

3.2 优化结果与分析

通过粒子群优化方法求解储能容量配置模型，得到最优储能容量方案：功率容量40MW，能量容量80MWh，即储能系统可连续放电2小时，能够满足技术约束要求。此时，直供系统新能源弃电率降至4.8%，1小时内出力波动控制在18%以内，供电可靠性提升至99.92%，满足所有技术约束条件。

为验证最优方案的优越性，选取3个不同储能容量方案进行对比分析，具体方案如下：

方案1：功率容量30MW，能量容量60MWh；

方案2：功率容量40MW，能量容量80MWh（最优方案）；

方案3：功率容量50MW，能量容量100MWh。

各方案经济效益评价结果如下表所示：

参考文献：

- [1] 张金平,周强,王定美等.储能在高比例新能源电力系统中的应用及展望[J].内燃机与配件,2023,No.380(08):97-99.
- [2] 郭鸿.新型储能技术的现状与趋势展望[J].集成电路应用,2023,40(03):254-255.
- [3] 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(09):1-10.

由评价结果可知，方案2（最优方案）的投资回收期最短（7.2年），内部收益率最高（8.9%），度电成本最低（0.56元/kWh），兼顾了技术可行性与经济合理性。方案1储能容量不足，无法满足弃电率与出力波动约束，虽然投资成本较低，但弃电消纳收益与辅助服务收益较少，整体经济效益较差；方案3储能容量过大，投资成本与运行维护成本大幅增加，设备闲置率较高，导致投资回收期延长、内部收益率下降，经济性不佳。

算例验证表明，本文提出的储能容量配置模型能够在满足技术约束的前提下，实现经济最优，所提方法具有可行性与实用性，可为高比例新能源源网荷储直供工程的储能配置提供科学指导。同时，参考大型储能电站的运行经验，通过采用先进的模块化分布式储能技术与优化调度策略，可进一步提升储能系统的运行效率与经济效益。

4 结论

本文以高比例新能源接入的源网荷储直供工程为研究对象，围绕储能容量配置与经济效益展开深入研究，得出以下结论：

(1) 高比例新能源接入的源网荷储直供工程具有新能源出力波动大、供需匹配难度高、储能作用凸显的特点，储能系统是解决新能源波动、提升系统稳定性、实现新能源高效消纳的核心单元，其容量配置合理性直接决定工程的技术可行性与经济收益。

(2) 构建的兼顾技术约束与经济最优的储能容量配置模型，结合粒子群优化方法，能够有效确定储能功率容量与能量容量的最优配比，满足弃电率、出力波动、供电可靠性等技术约束，实现技术与经济的协同最优。

(3) 建立的全生命周期经济效益评价体系，涵盖投资成本、运行维护成本、退役处置成本与多元收益，通过投资回收期、内部收益率、度电成本三个核心指标，能够全面量化储能系统的经济效益，为投资决策提供科学依据。

(4) 算例分析表明，最优储能容量方案能够有效降低新能源弃电率，提升系统稳定性，同时实现投资回收期最短、内部收益率最高、度电成本最低，验证了本文提出的配置方法与评价体系的可行性与实用性。