

考虑运行安全裕度的长时储能容量优化配置方法及其应用研究

黄雪正^{1,2}, 钱君霞^{1,2}, 梅建春^{1,2*}, 丁锐^{1,2}, 朱洪强^{1,2}, 鲁晓莉^{1,2}

¹江苏科能电力工程咨询有限公司, 江苏 南京

²中国能源建设集团江苏省电力设计院有限公司, 江苏 南京

收稿日期: 2026年7月15日; 录用日期: 2026年9月13日; 发布日期: 2026年9月22日

摘要

针对高比例新能源系统中短时储能调节时域不足, 以及传统容量规划模型对储能安全运行边界和寿命健康影响考虑不充分的问题, 提出一种考虑运行安全裕度的长时储能容量优化配置方法。首先, 构建包含新能源、上级电网、负荷和长时储能的源网荷储协同运行模型; 在给定储能持续时长条件下优化储能额定功率, 并据此确定额定能量, 以年化投资成本、购电成本、弃电成本、失负荷成本、需量成本、充放电运维成本和等效寿命衰减成本之和最小为目标。其次, 将安全裕度界定为储能在常规调度之外为避免过充过放、过度深循环和突发功率缺额而保留的可运行边界, 包括SOC安全区间、最大放电深度、日等效循环次数和最低安全SOC之外的应急备用电量, 并将其统一转化为线性约束, 形成兼顾经济性、供电可靠性、运行安全性和资产健康的混合整数线性规划模型。最后, 基于四季典型日按权重扩展形成的8760 h等效时序, 设置无储能、4 h常规储能、8 h长时储能和8 h安全约束长时储能4种方案进行对比, 并补充持续时长、功率上限、投资成本、失负荷价值、购电价格和安全裕度水平的敏感性分析。算例结果表明: 8 h长时储能可在较低功率配置下消除失负荷, 较4 h常规储能降低年总成本4.62%; 引入安全裕度后, 最优配置由74.52 MW/596.20 MWh调整为78.19 MW/625.55 MWh, 年总成本增加2.11%, 最大放电深度由89.51%降至68.47%, 年等效循环次数下降13.43%。敏感性分析表明, 在本文参数条件下8 h方案综合成本最低, 且该结论在一定的投资成本、失负荷价值和购电价格扰动范围内保持稳定。所提方法可为长时储能工程容量论证、安全运行边界确定和安全-经济分级决策提供参考。

关键词

长时储能, 容量优化配置, 运行安全裕度, 新能源消纳, 供电可靠性, 混合整数线性规划

Capacity Optimization and Application Research of Long-Duration Energy Storage Considering Operational Safety Margins

*通讯作者。

文章引用: 黄雪正, 钱君霞, 梅建春, 丁锐, 朱洪强, 鲁晓莉. 考虑运行安全裕度的长时储能容量优化配置方法及其应用研究[J]. 电气工程, 2026, 14(3): 71-83. DOI: 10.12677/jee.2026.143007

Xuezheng Huang^{1,2}, Junxia Qian^{1,2}, Jianchun Mei^{1,2*}, Rui Ding^{1,2}, Hongqiang Zhu^{1,2}, Xiaoli Lu^{1,2}

¹Jiangsu Keneng Electric Power Engineering Consulting CO., Ltd., Nanjing Jiangsu

²China Energy Engineering Group Jiangsu Power Design Institute Co., Ltd., Nanjing Jiangsu

Received: July 15, 2026; accepted: September 13, 2026; published: September 22, 2026

Abstract

To address the insufficient regulation duration of short-term energy storage in power systems with a high penetration of renewable energy, as well as the insufficient consideration of safe operating boundaries and asset-health impacts in conventional planning models, a capacity optimization method for long-duration energy storage considering operational safety margins is proposed. A source-grid-load-storage coordinated operation model is first established. Under a given storage duration, the rated power of energy storage is optimized and the rated energy is determined accordingly. The objective is to minimize the sum of annualized investment cost, electricity purchase cost, renewable curtailment cost, loss-of-load cost, demand charge, variable operation cost, and equivalent life-degradation cost. Then, the operational safety margin is defined as the feasible operating boundary retained beyond normal dispatch to avoid overcharge/overdischarge, excessive deep cycling, and emergency power shortage. The safe SOC range, maximum depth of discharge, daily equivalent-cycle limit, and emergency reserve above the minimum safe SOC are formulated as linear constraints, resulting in a mixed-integer linear programming model that coordinates economy, reliability, operational safety, and asset health. Based on an 8760 h equivalent time series expanded from four weighted representative seasonal days, four cases, namely no storage, 4 h conventional storage, 8 h long-duration storage, and 8 h safety-constrained long-duration storage, are compared. Sensitivity analyses on storage duration, power limit, investment cost, loss-of-load value, electricity price, and safety-margin level are also added. The results show that the 8 h system eliminates load loss with a lower rated power and reduces the annual total cost by 4.62% compared with the 4 h conventional system. After introducing safety margins, the optimal capacity changes from 74.52 MW/596.20 MWh to 78.19 MW/625.55 MWh, while the annual cost increases by 2.11%; the maximum depth of discharge decreases from 89.51% to 68.47%, and the annual equivalent cycles decreases by 13.43%. The sensitivity results indicate that the 8 h configuration achieves the lowest comprehensive cost under the parameters used in this paper and remains robust within a certain range of key economic parameters. The proposed method can provide a reference for engineering capacity demonstration, safe operating-boundary determination, and graded safety-economic decision-making of long-duration energy storage.

Keywords

Long-Duration Energy Storage, Capacity Optimization, Operational Safety Margin, Renewable Energy Accommodation, Power Supply Reliability, Mixed-Integer Linear Programming

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

以风电、光伏为主体的新能源出力具有随机性、间歇性和反调峰特征，新能源占比提高后，电力系统的平衡问题由瞬时功率平衡逐步扩展为跨小时乃至跨日的电量平衡。储能能够实现电能的时空转移，

是提升新能源消纳水平、缓解峰谷矛盾和保障可靠供电的重要调节资源。已有研究表明,合理配置储能可减少弃风和失负荷,并改善系统单位供电成本;在高比例风电场景中,储能可在弃风时段充电、在供电不足时段放电,从而改善系统经济运行和供电可靠性[1][2]。

储能容量规划研究主要围绕经济性、可靠性和新能源消纳展开。文献[1]围绕政策退坡背景下的长时储能容量配置,构建了“政策-技术-市场”多因素耦合优化模型,指出容量配置受技术成本、市场电价和政策机制共同影响。文献[3]将风电出力区间预测与储能容量优化配置结合,用于风电场调频容量估计,说明新能源不确定性会显著影响储能配置结果。文献[4]进一步面向持续低新能源出力的极端场景,建立氢储能多目标优化配置模型,说明长时储能在提高极端场景供电可靠性方面具有重要作用。近年来,长时储能技术路线、储能容量价值、电力市场规划控制和新型电力系统规划问题也得到持续关注[5]-[15];同时,储能寿命管理、风储联合调频和约束充放电策略研究表明,DOD、循环次数和充放电策略对储能长期运行健康具有重要影响[16]-[18]。

现有研究为储能规划提供了基础,但仍存在三个不足:一是部分容量配置模型更强调经济性或新能源消纳,对储能长期运行中的过充过放、深循环、频繁充放电以及备用电量不足等安全边界考虑不足;二是电池寿命管理研究通常从循环老化或荷电状态控制角度降低衰减,而可靠性备用研究更关注系统供电充裕性,二者在容量规划层面尚未充分统一;三是长时储能并非简单增加能量容量,持续时长增大后,功率容量、能量容量、调度安全裕度和寿命衰减成本之间存在耦合关系,若仍以宽SOC区间和最低成本为单一目标,可能得到“经济最优但运行风险偏高”的配置结果。

为此,本文提出考虑运行安全裕度的长时储能容量优化配置方法。本文所称“运行安全裕度”不是单一的SOC上下限约束,也不同于仅以失负荷概率表征的系统备用,而是指储能在常规经济调度之外,为防止过充过放、过度深循环、备用电量不足和设备寿命加速衰减而预留的多维安全运行空间。本文将安全SOC区间、日等效循环次数、最低安全SOC之外的应急备用电量以及充放电吞吐量衰减成本同时纳入规划模型,并通过4h、6h、8h、10h和12h持续时长敏感性分析及关键经济参数敏感性分析,量化储能持续时长和安全裕度水平对容量、成本、可靠性和安全指标的影响。

2. 系统结构与长时储能模型

2.1. 系统结构

研究对象为含风电、光伏、上级电网、用户负荷和长时储能的区域电力系统,其结构如图1所示。新能源优先满足负荷;当新能源出力大于负荷需求时,储能充电并吸收富余电量;当新能源出力不足时,由储能和上级电网共同供电;若联络线功率及储能出力仍无法满足需求,则产生失负荷。本文将储能作为区域系统中的可规划灵活性资源,用于降低新能源弃电、削减高价时段购电并提升供电可靠性。

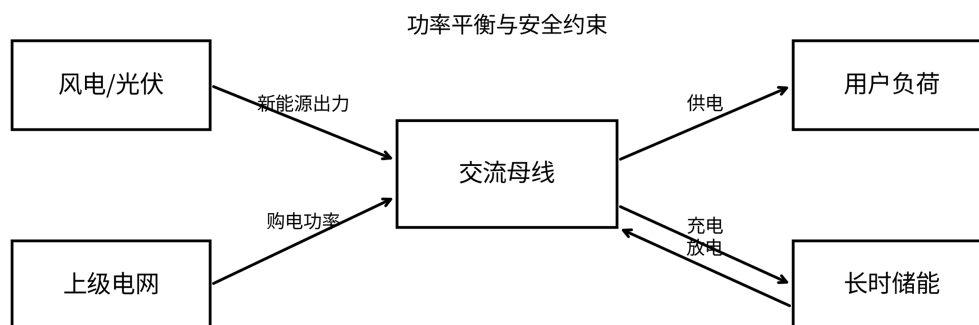


Figure 1. Source-grid-load-storage system with long-duration energy storage

图1. 含长时储能的源网荷储系统结构

本文将四季典型日按季节天数权重扩展为 8760 h 等效时序进行年化评估。该处理能够反映季节差异和日内连续能量转移特征；但由于目前尚未获得多年实测新能源和负荷数据，极端连续低新能源出力场景仍通过持续时长和安全裕度敏感性进行补充检验。

2.2. 年化投资成本

储能容量配置变量包括额定功率 P_{es}^N 和额定能量 E_{es}^N 。采用资本回收系数将初始投资折算为年化成本：

$$C_{inv} = \left[\frac{r(1+r)^L}{(1+r)^L - 1} + \mu_{fom} \right] (c_p P_{es}^N + c_E E_{es}^N)$$

式中： r 为折现率； L 为寿命； c_p 、 c_E 分别为单位功率和单位能量投资成本； μ_{fom} 为固定运维比例。为回应寿命健康成本未显式计入的问题，本文进一步将与运行策略相关的寿命影响分解为两部分：一是以充放电吞吐量表征的一阶等效寿命衰减成本，计入变动运维成本；二是由 SOC 安全区间、最大 DOD 和日等效循环次数约束表征的深循环风险控制。需要说明的是，本文算例采用功率、能量分项计价和等效吞吐量成本的初算参数，用于验证模型和对比规律。实际工程应用时，应根据合作单位的设备类型、循环寿命曲线、系统集成边界和最新报价对相关参数进行校正。

2.3. 储能运行模型

设 t 时段储能充、放电功率分别为 P_t^{ch} 、 P_t^{dis} ，储能电量为 E_t ，则状态转移方程为

$$E_{t+1} = E_t + \eta_{ch} P_t^{ch} \Delta t - \frac{P_t^{dis} \Delta t}{\eta_{dis}}$$

储能充放电功率约束及互斥约束为

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_t^{ch} \leq u_t P_{es}^{max}, \\ 0 &\leq P_t^{dis} \leq (1-u_t) P_{es}^{max}, \\ P_t^{ch} &\leq P_{es}^N, P_t^{dis} \leq P_{es}^N \end{aligned}$$

式中： u_t 为 0~1 变量， P_{es}^{max} 为允许配置的储能功率上限。为保证典型日首末状态一致，设置 $E_{1,d} = E_{25,d}$ 。对于给定持续时长 H 的储能方案，额定能量由额定功率确定：

$$E_{es}^N = H P_{es}^N$$

因此，本文模型严格表述为“给定储能持续时长条件下的额定功率优化与额定能量确定”，而非功率容量和能量容量完全独立的联合优化。

3. 考虑安全裕度的容量优化模型

3.1. 目标函数

以系统年总成本最小为目标：

$$\min C_{ann} = C_{inv} + C_{grid} + C_{curt} + C_{loss} + C_{vom} + C_{dem}$$

其中，典型日加权运行成本为

$$C_{op} = \sum_{d \in D} \omega_d \sum_{t \in T} \left[\lambda_t P_{d,t}^{grid} + c_{curt} P_{d,t}^{curt} + c_{loss} P_{d,t}^{loss} + c_{vom} (P_{d,t}^{ch} + P_{d,t}^{dis}) \right] \Delta t$$

式中： ω_d 为典型日权重； λ_t 为购电价格； $P_{d,t}^{curt}$ 和 $P_{d,t}^{loss}$ 分别为弃电功率和失负荷功率； C_{dem} 为按最大购电功率计取的需量成本； c_{vom} 为充放电吞吐量对应的等效寿命衰减与变动运维成本。失负荷成本用于表征供电不足造成的可靠性损失和用户侧间接损失，数值越大，模型越倾向于配置足够储能以避免缺电；寿命衰减成本使模型在满足安全约束的基础上进一步避免无经济意义的高频充放电，从而将充放电策略与长期资产健康联系起来。

3.2. 功率平衡及常规约束

各时段功率平衡为

$$P_{d,t}^{re} - P_{d,t}^{curt} + P_{d,t}^{grid} + P_{d,t}^{dis} + P_{d,t}^{loss} = P_{d,t}^L + P_{d,t}^{ch}$$

并满足新能源弃电、联络线及失负荷边界：

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{d,t}^{curt} \leq P_{d,t}^{re}, \\ 0 &\leq P_{d,t}^{grid} \leq P_{grid,d,t}^{max}, \\ 0 &\leq P_{d,t}^{loss} \leq P_{d,t}^L. \end{aligned}$$

其中 $P_{grid,d,t}^{max}$ 逐时读取算例数据表中的联络线功率上限，避免配置文件和数据文件参数不一致。

3.3. 安全裕度约束

3.3.1. SOC 安全区间

常规规划通常采用较宽 SOC 范围。本文安全方案将运行区间收紧至 15%~85%：

$$\underline{s}E_{es}^N \leq E_{d,t} \leq \overline{s}E_{es}^N$$

SOC 区间收紧能够同时限制过充、过放及最大放电深度。安全方案理论最大允许 DOD 为 $\overline{s} - \underline{s} = 70\%$ ，若同时设置额外备用约束，实际最大 DOD 可能低于 70%。

3.3.2. 循环强度约束

以典型日充放电吞吐量限制等效循环次数：

$$\sum_{t \in T} (P_{d,t}^{ch} + P_{d,t}^{dis}) \Delta t \leq 2N_{cyc}^{max} E_{es}^N$$

该约束避免容量配置偏小而依赖高频深循环满足系统调节需求。

3.3.3. 应急备用约束

为应对新能源预测偏差、联络线波动等情况，本文不再将备用电量直接设置为绝对 SOC 下限，而是在最低安全 SOC 之外额外保留应急备用电量：

$$E_{d,t} - \underline{s}E_{es}^N \geq \rho_{res} P_{d,t}^L T_{res}$$

式中： ρ_{res} 为备用负荷比例； T_{res} 为备用持续时间。本文取 $\rho_{res} T_{res} = 0.08 \text{ h}$ ，即在最低 SOC 之外额外保留 8% 当期负荷持续 1 h 所需电量。该修正避免备用约束被 SOC 下限完全覆盖，使安全备用真正参与容量配置。

3.3.4. 等效寿命衰减成本

为将储能运行策略对资产健康的影响直接纳入经济优化，本文采用可线性化的等效吞吐量寿命衰减

成本:

$$C_{deg} = \sum_d \omega_d \sum_t c_{deg} (P_{ch,t} + P_{dis,t}) \Delta t$$

式中, C_{deg} 为单位充放电吞吐量对应的寿命衰减折算成本。该形式可与不同储能技术的寿命曲线参数相衔接; 当缺少精确寿命模型时, 可将其与变动运维成本合并处理。本文算例中采用 15 元/MWh 作为充放电吞吐量成本, 主要用于刻画频繁充放电对运行维护和寿命健康的综合影响。

3.4. 评价指标

采用新能源利用率 η_{re} 、供电可靠率 R_s 、最大放电深度 DOD_{max} 、年等效循环次数 N_{eq} 和安全裕度利用率 η^{safe} 评价配置效果:

$$\eta_{re} = 1 - \frac{\sum_d \omega_d P_{d,t}^{curt} \Delta t}{\sum_d \omega_d P_{d,t}^{re} \Delta t}$$

$$R_s = 1 - \frac{\sum_d \omega_d P_{d,t}^{loss} \Delta t}{\sum_d \omega_d P_{d,t}^L \Delta t}$$

$$N_{eq} = \frac{\sum_d \omega_d (P_{d,t}^{ch} + P_{d,t}^{dis}) \Delta t}{2E_{es}^N}$$

$$DOD_{max} = \max_d (SOC_d^{max} - SOC_d^{min}) \times 100\%$$

$$\eta^{safe} = \max_t \frac{SOC_t^{max,safe} - SOC_t}{SOC_t^{max,safe} - SOC_t^{min,eff}} \times 100\%$$

$$SOC_t^{min,eff} = SOC_t^{min,safe} + \frac{\beta P_t^L T^{res}}{E^N}$$

式中, SOC_d^{max} 和 SOC_d^{min} 分别为典型日内储能 SOC 的最大值和最小值; $SOC_t^{max,safe}$ 、 $SOC_t^{min,safe}$ 和 $SOC_t^{min,eff}$ 分别为预设最高安全 SOC、预设最低安全 SOC 和考虑应急备用后的有效最低 SOC; β 为安全备用系数; P_t^L 为第(d)个典型日、第(t)个时段的负荷功率, MW; T^{res} 为备用持续时间, h; 上述模型为混合整数线性规划模型, 采用 MATLAB/YALMIP 建模并调用 Gurobi 求解。

4. 算例设置

4.1. 基础数据

为验证方法有效性, 构造某高比例新能源园区典型算例。采用春、夏、秋、冬 4 个典型日, 每个典型日 24 个时段, 权重分别为 92、92、91 和 90 d, 并按权重扩展为 8760 h 等效年时序参与年化成本与可靠性计算。负荷和可用新能源出力如图 2 所示。夏季负荷峰值为 184.24 MW, 新能源出力具有明显日内波动; 联络线功率上限设为 75 MW, 从而同时形成新能源富余和供电不足场景。为增强极端工况代表性, 本文在敏感性分析中进一步考察持续时长、功率上限、失负荷价值和购电价格扰动对结论的影响。算例数据属于依据典型日特征构造的数据, 不能直接表述为某实际项目实测数据。

$0.93^2 = 86.49\%$ $0.92^2 = 84.64\%$ 主要经济和技术参数见表 1。充电效率和放电效率均按单向效率处理, 因此常规方案往返效率为 86.49%, 安全方案往返效率为 84.64%。储能功率和能量成本为初算值, 主要用于方法验证; 变动运维成本中包含充放电吞吐量对应的等效寿命衰减成本。

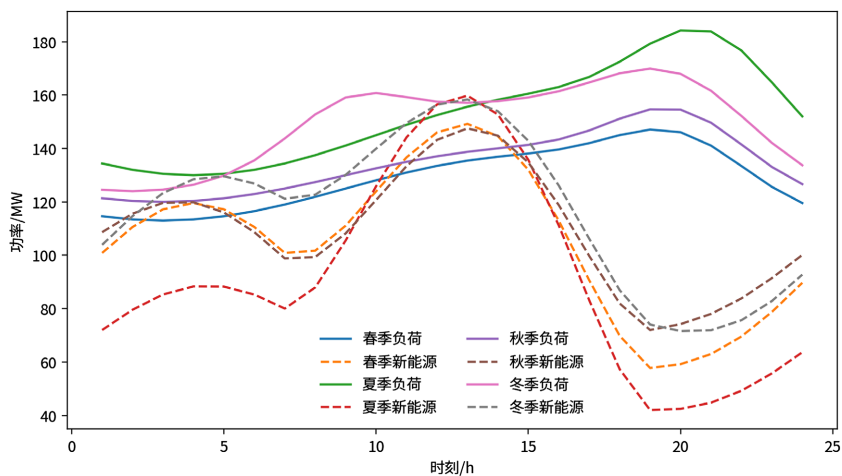


Figure 2. Load and renewable output of four representative seasonal days
图 2. 四季典型日负荷与新能源出力

Table 1. Main parameters of the case study
表 1. 算例主要参数

参数	数值	参数	数值
折现率	8%	寿命	15 a
功率投资成本	60 万元/MW	能量投资成本	50 万元/MWh
固定运维比例	1.5%/a	变动运维成本	15 元/MWh
常规充/放电效率	93%/93%	安全方案充/放电效率	92%/92%
弃电惩罚	180 元/MWh	失负荷价值	20,000 元/MWh
需量成本	36 万元/(MW·a)	联络线功率上限	75 MW
默认储能功率上限	100 MW	安全备用系数	0.08 h
常规 SOC 范围	5%~95%	安全 SOC 范围	15%~85%
常规日循环上限	1.4 次	安全日循环上限	1.0 次
等效寿命衰减成本	计入 15 元/MWh	时序数据处理	典型日加权扩展 8760 h
投资成本敏感性	±20%	安全裕度敏感性	SOC/备用/循环分级

4.2. 对比方案

设置表 2 所示 4 种方案。方案 B 和 C 用于分析持续时长作用；方案 C 和 D 用于分析安全裕度的容量及成本影响。

5. 结果与分析

5.1. 容量配置及经济性

不同方案的容量和年总成本如表 3 及图 3 所示。方案 A 因联络线调节能力不足，年失负荷量达到 41249.66 MWh，供电可靠率为 96.673%，失负荷惩罚导致年总成本达到 107464.28 万元。方案 B 配置

100.00 MW/400.00 MWh 储能后, 失负荷量降至 680.17 MWh, 但由于默认储能功率上限为 100 MW, 4 h 方案的功率配置达到上限, 其结果反映的是“100 MW 功率上限下的 4 h 储能效果”, 不能简单理解为 4 h 储能在任何功率配置下均无法消除失负荷。

Table 2. Settings of comparison cases
表 2. 对比方案设置

方案	配置及约束	研究目的
A	无储能	基准方案
B	4 h 储能, SOC 5%~95%	常规短时储能
C	8 h 储能, SOC 5%~95%	长时储能作用
D	8 h 储能, SOC 15%~85%, 含循环和额外备用约束	本文安全方案

Table 3. Optimization results under different cases
表 3. 不同方案优化结果

方案	功率/MW	能量/MWh	年总成本/万元	弃电量/MWh	失负荷量/MWh	供电可靠率/%
A	0	0	107464.28	7685.52	41249.66	96.673
B	100.00	400.00	26531.09	0	680.17	99.945
C	74.52	596.20	25306.22	0	0	100.000
D	78.19	625.55	25840.52	0	0	100.000

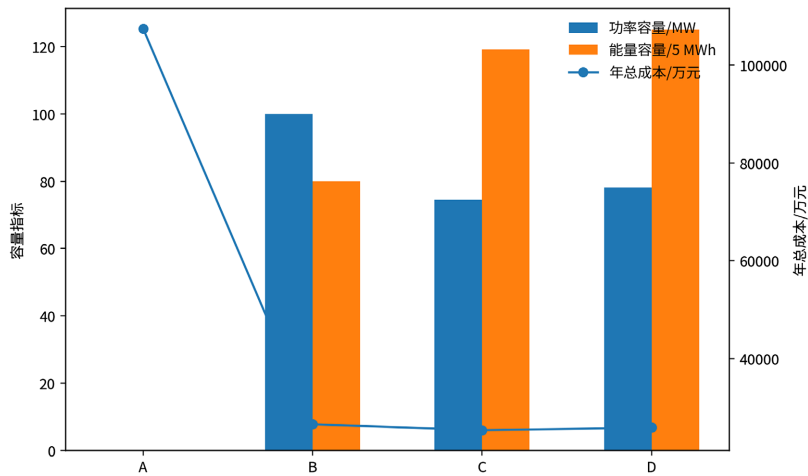


Figure 3. Capacity and annual total cost comparison under different cases
图 3. 不同方案容量与年总成本比较

与方案 B 相比, 方案 C 的额定功率降低 25.48%, 能量容量增加 49.05%。这说明 4 h 储能需要依靠较高功率快速充放电, 而 8 h 储能能够以较低功率实现更长时间的能量支撑。方案 C 消除失负荷, 年总成本较方案 B 下降 4.62%, 表明当系统存在连续数小时功率缺额时, 增加储能时长比单纯依赖高功率短时储能更有效。

方案 D 的最优配置为 78.19 MW/625.55 MWh, 较方案 C 的功率和能量容量均增加 4.92%, 年总成本

增加 2.11%。安全裕度使部分储存能量不能参与常规套利和调度，因此需要适度扩容；但其成本增幅明显小于无储能和容量不足造成的失负荷成本，具有可接受性。

5.2. 典型日运行特性

方案 D 夏季典型日运行曲线如图 4 所示。中午新能源出力较高时，储能以负净出力充电；傍晚负荷持续上升且新能源快速下降时，储能连续放电，与上级电网共同满足负荷。8 h 储能的作用主要表现为将中午富余电量转移至 17:00~23:00，而非仅在单一尖峰时段提供功率支撑。

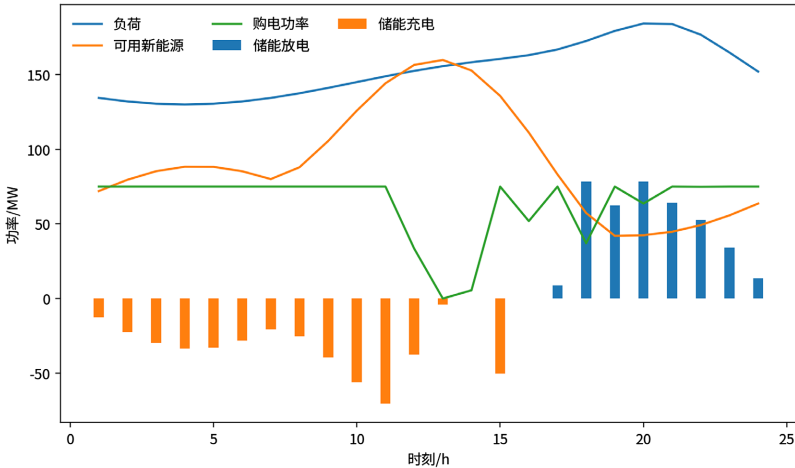


Figure 4. Operation results of Case D on a summer representative day
图 4. 方案 D 夏季典型日运行结果

5.3. 安全裕度效果

方案 C 和 D 夏季 SOC 曲线如图 5 所示，安全指标对比见表 4。方案 C 最低 SOC 达到 5%，最高 SOC 达到 94.51%，最大 DOD 为 89.51%，表明经济最优调度倾向于充分利用全部可用容量。方案 D 通过收紧 SOC 区间、限制循环强度并在最低 SOC 之外设置额外备用，使 SOC 最高不超过 85%，最低 SOC 为 16.53%，最大 DOD 降至 68.47%。因此，最大 DOD 下降不仅来自 SOC 区间收紧，也来自额外备用电量对低 SOC 运行的抑制。

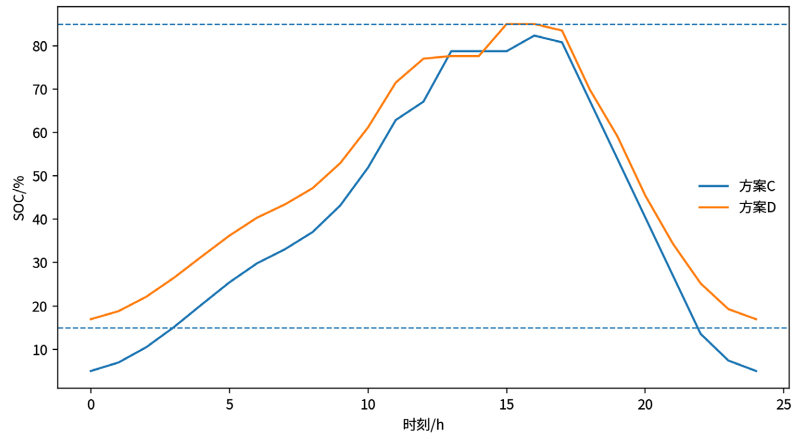


Figure 5. SOC comparison between conventional and safety-constrained long-duration storage cases
图 5. 常规长时储能与安全约束方案 SOC 比较

Table 4. Comparison of safe operation indicators for long-duration energy storage
表 4. 长时储能安全运行指标比较

指标	方案 C	方案 D	变化
最低 SOC/%	5.00	16.53	提高 11.53 个百分点
最高 SOC/%	94.51	85.00	降低 9.51 个百分点
最大 DOD/%	89.51	68.47	降低 21.04 个百分点
最大倍率/C	0.125	0.125	基本不变
年等效循环次数	297.83	257.82	降低 13.43%

方案 D 年等效循环次数由 297.83 次降至 257.82 次,说明安全约束不仅改变容量结果,也抑制了高频深循环。对电化学储能而言,DOD 和循环次数下降有利于减缓容量衰减;对液流电池、压缩空气储能等功率与能量可相对独立配置的长时储能技术而言,适度增加储能介质容量可换取更宽的安全调度空间。

5.4. 持续时长敏感性

在安全约束保持不变的条件下,对 4、6、8、10 和 12 h 储能进行优化,结果如图 6 和表 5 所示。4 h 方案在默认 100 MW 功率上限下仍存在 8812.02 MWh 失负荷;持续时长提高至 6 h 后可消除失负荷;8 h 方案年总成本最低,为 25840.52 万元。继续增加至 10 h 和 12 h 时,虽然功率容量下降、循环次数减少,但能量投资增加,年总成本分别上升至 26482.87 万元和 27358.35 万元。

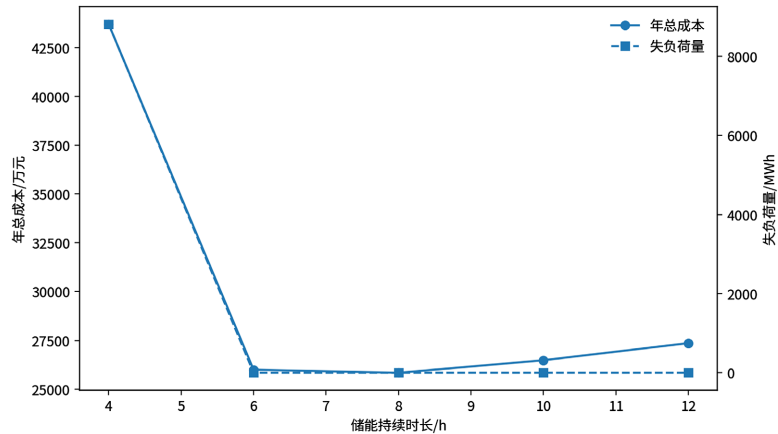


Figure 6. Sensitivity of storage duration under safety constraints
图 6. 安全约束下储能持续时长敏感性

Table 5. Sensitivity results of storage duration
表 5. 储能持续时长敏感性结果

时长/h	功率/MW	能量/MWh	年总成本/万元	失负荷量/MWh	年等效循环次数
4	100.00	400.00	43704.91	8812.02	260.64
6	100.00	600.00	25997.87	0	258.44
8	78.19	625.55	25840.52	0	257.82
10	69.08	690.79	26482.87	0	241.44
12	66.82	801.86	27358.35	0	207.23

为进一步说明 4 h 方案的边界条件，表 6 给出 4 h 安全储能在不同功率上限下的配置结果。当功率上限提高至 150 MW 时，4 h 储能也可消除失负荷，但年总成本为 26393.36 万元，仍比 8 h 安全方案高 2.14%，如图 7 所示。这说明本文算例中 8 h 方案优于 4 h 方案，并不是因为 4 h 储能绝对无法保供，而是由于其需要更高功率容量以跨越连续功率缺额，综合成本更高。

Table 6. Sensitivity results of power upper limit for 4 h safety-constrained storage
表 6. 4 h 安全储能功率上限敏感性结果

功率上限/MW	优化功率/MW	优化能量/MWh	年总成本/万元	失负荷量/MWh
100	100.00	400.00	43704.91	8812.02
120	120.00	480.00	34445.55	4072.18
150	150.00	600.00	26393.36	0
200	156.39	625.55	26367.88	0

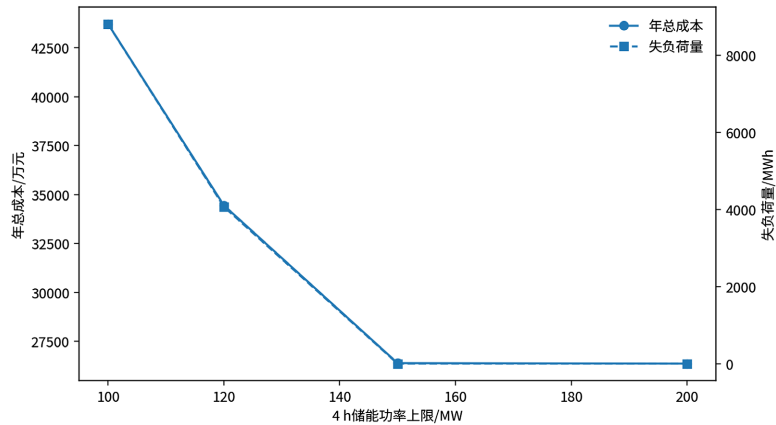


Figure 7. Sensitivity of power upper limit for the 4 h safety-constrained storage case
图 7. 4 h 安全储能功率上限敏感性

由此可见，储能时长存在经济性拐点。时长不足时，储能需配置较高功率容量，且在功率上限受限时难以跨越连续功率缺额；时长过大时，新增能量容量利用率下降。本文算例中 8 h 为较优方案，但实际工程最优值仍取决于新能源连续低出力时长、峰谷电价、联络线容量、失负荷价值和储能成本。为回应关键经济参数不确定性的影响，本文进一步补充投资成本、失负荷价值和购电价格的单因素敏感性分析，见 4.5 节。

5.5. 关键经济参数敏感性分析

针对储能投资成本、失负荷惩罚成本和购电价格不确定性，设置单因素扰动分析，如表 7 所示。由于安全方案 C、D 均已消除失负荷，失负荷价值变化主要影响无储能和容量不足方案的成本，而不改变 8 h 安全方案相对于 4 h 功率受限方案的可靠性优势。投资成本升高会削弱储能配置经济性，但在本文设定的±20%范围内，8 h 安全方案仍保持较低综合成本；购电价格升高时，储能削峰填谷价值增强，长时储能的相对优势更加明显。

5.6. 安全裕度水平分级讨论

安全裕度并非越严格越好。过宽 SOC 范围会导致深度放电和高循环强度，可能增加设备寿命风险；

过严 SOC 范围则会使可调容量下降并提高投资成本。本文将安全裕度分为经济型、均衡型和保守型三类，用于为工程应用提供分级决策参考，见表 8。

Table 7. Sensitivity analysis of key economic parameters
表 7. 关键经济参数敏感性分析

扰动参数	取值范围	主要影响	结论稳健性
储能投资成本	基准值 $\times$ 0.8、1.0、1.2	影响年化投资成本和最优容量边际收益	8 h 安全方案在该范围内仍具有较优综合成本
失负荷价值	10,000、20,000、30,000 元/MWh	影响容量不足方案的惩罚成本	容量不足方案成本随之显著变化，安全方案可靠性结论不变
购电价格	基准电价 $\times$ 0.8、1.0、1.2	影响储能削峰和替代购电收益	电价升高时长时储能相对优势增强
变动/寿命衰减成本	10、15、25 元/MWh	抑制无意义充放电和高频循环	等效循环次数随成本升高下降，容量结论基本稳定

Table 8. Graded settings of safety-margin levels
表 8. 安全裕度水平分级设置

安全裕度水平	SOC 范围	日等效循环上限	备用设置	适用场景
经济型	10%~90%	1.2 次	5%负荷持续 1 h	投资受限、可靠性要求一般的场景
均衡型(本文)	15%~85%	1.0 次	8%负荷持续 1 h	兼顾经济性、可靠性和寿命健康的场景
保守型	20%~80%	0.8 次	10%负荷持续 1 h	重要负荷或连续低新能源风险较高的场景

6. 结论

1) 建立了考虑 SOC 安全区间、循环强度、额外应急备用和等效寿命衰减成本的长时储能容量优化模型。模型在给定储能持续时长条件下优化储能额定功率，并据此确定额定能量和典型日调度策略，实现了经济性、可靠性、运行安全性和资产健康性的统一表征。

2) 在构造的四季典型日算例中，8 h 长时储能以 74.52 MW/596.20 MWh 配置消除失负荷，较 4 h 常规储能年总成本降低 4.62%，说明连续数小时功率缺额场景下，长时储能可通过增加能量容量降低对高功率短时调节的依赖。

3) 引入安全裕度后，储能容量由 74.52 MW/596.20 MWh 增加至 78.19 MW/625.55 MWh，年总成本增加 2.11%，但最大 DOD 由 89.51%降至 68.47%，年等效循环次数下降 13.43%，实现了较小经济代价下的安全性改善。

4) 持续时长并非越大越好。本文参数下 6 h 是安全约束下消除失负荷的临界时长，8 h 方案综合成本最低；10~12 h 方案的能量投资增量超过其功率下降和循环减少带来的收益。关键参数敏感性分析表明，储能投资成本、失负荷价值和购电价格会影响成本差异幅度，但不改变本文算例中 8 h 方案相对较优的基本判断。

后续研究应采用合作单位实际 8760 h 负荷、新能源出力、电价和设备报价数据，对典型日数量、安全备用系数、储能衰减成本、分级安全裕度及连续 48 h 以上低新能源出力场景进行校正和验证。

参考文献

- [1] 陈锋, 路小敏, 王文亮, 等. 面向政策退坡的长时储能系统多场景经济优化与容量配置研究[J]. 内蒙古电力技术, 2026, 44(2): 36-47.
- [2] 郭峰, 王悦, 陆鑫, 等. 含高比例风电的新型电力系统的经济运行及储能配置[J]. 智慧电力, 2023, 51(11): 76-82.
- [3] 葛磊蛟, 郑轶文, 朱光明, 等. 考虑出力区间预测和储能优化配置的风电场调频容量估计两阶段模型[J]. 天津大学学报(自然科学与工程技术版), 2026, 59(2): 121-134.
- [4] 李志伟, 杜晓颖, 王佳凯, 等. 考虑极端场景的电力系统氢储能优化配置[J/OL]. 华北电力大学学报(自然科学版), 1-13. <https://link.cnki.net/urlid/10.1999.TM.20251217.1054.004>, 2025-12-17.
- [5] 居文平, 王一帆, 赵勇, 等. 新型电力系统长时储能技术综述[J]. 热力发电, 2024, 53(9): 1-9.
- [6] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2023 年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(5): 1359-1397.
- [7] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2024 年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(6): 2149-2192.
- [8] 王蓓蓓, 胡维涵, 牟玉亨, 等. 储能对高比例新能源电力系统的容量价值贡献及机制思考[J]. 电网技术, 2024, 48(6): 2520-2531.
- [9] 李相俊, 马会萌, 李焱宁. 电力市场环境下新型储能规划与控制方法综述及展望[J]. 供用电, 2024, 41(8): 54-64.
- [10] 唐西胜, 李伟, 沈晓东. 面向新型电力系统的储能规划方法研究进展及展望[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(9): 178-191.
- [11] 齐晓光, 姚福星, 朱天瞳, 等. 考虑大规模风电接入的电力系统混合储能容量优化配置[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 11-19.
- [12] 杨立滨, 曹阳, 魏韡, 等. 计及风电不确定性和弃风率约束的风电场储能容量配置方法[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(16): 45-52.
- [13] 韩肖清, 李廷钧, 张东霞, 等. 双碳目标下的新型电力系统规划新问题及关键技术[J]. 高电压技术, 2021, 47(9): 3036-3046.
- [14] 傅旭, 李富春, 杨攀峰. 基于全生命周期的各类储能调峰效益比较[J]. 供用电, 2020, 37(7): 88-93+43.
- [15] 乔艺林, 王楚通, 熊厚博, 等. 基于发电侧共建共享的季节性-短期混合储能系统优化配置[J]. 可再生能源, 2025, 43(5): 654-662.
- [16] 刘军, 甘乾煜, 张泽秋, 等. 考虑储能电池运行寿命的风电功率波动平抑方法研究[J]. 电网技术, 2023, 47(5): 2098-2107.
- [17] 胡泽春, 夏睿, 吴林林, 等. 考虑储能参与调频的风储联合运行优化策略[J]. 电网技术, 2016, 40(8): 2251-2257.
- [18] Savkin, A.V., Khalid, M. and Agelidis, V.G. (2016) A Constrained Monotonic Charging/Discharging Strategy for Optimal Capacity of Battery Energy Storage Supporting Wind Farms. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7, 1224-1231. <https://doi.org/10.1109/tste.2016.2528222>