

# 面向低碳电力系统的长期储能优化规划与成本效益分析

房珂<sup>1</sup>, 周明<sup>1</sup>, 武昭原<sup>1\*</sup>, 赵琮皓<sup>1</sup>, 赵会茹<sup>2</sup>, 李庚银<sup>1</sup>

1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京市 昌平区 102206;
2. 华北电力大学经济与管理学院, 北京市 昌平区 102206)

## Optimal Planning and Cost-benefit Analysis of Long-duration Energy Storage for Low-carbon Electric Power System

FANG Ke<sup>1</sup>, ZHOU Ming<sup>1</sup>, WU Zhaoyuan<sup>1\*</sup>, ZHAO Conghao<sup>1</sup>, ZHAO Huiru<sup>2</sup>, LI Gengyin<sup>1</sup>

1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources (North China Electric Power University), Changping District, Beijing 102206, China;
2. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Changping District, Beijing 102206, China)

**ABSTRACT:** The continuous development of long-duration energy storage (LDES) technology provides an effective way to solve the seasonal imbalance between supply and demand in novel power systems. Existing research still lacks detailed analysis on the impact of the development of technical and economic parameters of LDES and their different combinations on the deployment demand and cost-effectiveness of LDES, making it difficult to accurately explore the flexibility potential of LDES. Therefore, this paper first analyzes the characteristics of LDES planning considering technical economy, and then establishes a multi-time scale energy storage coordination and optimization planning model embedded in the annual panoramic operation simulation of 8760h in chronologic sequence for novel power systems. Based on the actual data of a certain region in Northwest China, the example evaluates the relationship between different combinations of the technical and economic parameters of the LDES and its cost-effectiveness, optimized deployment structure, and the substitution for short-term energy storage. The results show that the cost-effectiveness of LDES is most affected by energy storage capacity cost and discharge efficiency, and in the development context of low-carbon transition the application of LDES can reduce the total cost of power system by about 40%.

**基金项目:** 国家自然科学基金项目(U1866204, 71973043); 中国博士后基金项目(2021M701181); 中央高校基本科研业务费专项资金(2022MS003)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (U1866204, 71973043); China Postdoctoral Foundation Project (2021M701181); Fundamental Research Funds for the Central Universities (2022MS003).

**KEY WORDS:** high penetration of renewable energy; long-duration energy storage; multi-time scale energy storage coordination; low-carbon policy; cost-effectiveness analysis

**摘要:** 长期储能(long-duration energy storage, LDES)技术的不断发展成熟为解决新型电力系统季节性供需不平衡问题提供了有效途径。现有研究对 LDES 技术经济参数的发展情况和不同组合对 LDES 配置需求和成本效益的影响尚缺乏精细化分析, 难以准确探究 LDES 的灵活性潜力。为此, 该文分析考虑技术经济性的 LDES 规划特性, 面向新型电力系统建立内嵌年度 8760h 全景时序运行模拟的多时间尺度储能协调优化规划模型。算例基于我国西北某区域实际数据, 评估 LDES 技术经济参数的不同组合与 LDES 成本效益水平、优化配置结构和对短期储能替代作用的关系。结果表明, LDES 的成本效益受储能容量成本和放电效率的影响最大, 在低碳转型发展背景下引入 LDES 最多可以降低电力系统 40%左右的总成本。

**关键词:** 高比例可再生能源; 长期储能; 多时间尺度储能协同; 低碳政策; 成本效益分析

## 0 引言

随着“双碳”目标的提出, 电力系统清洁低碳转型成为能源电力的重要发展方向, 高比例可再生能源接入对系统长时间尺度电力电量平衡提出了更高要求<sup>[1-3]</sup>。长期储能(long-duration energy storage, LDES)能够提供平滑日内供需短期变动的日内灵活性、平衡数日至数周电力长时波动的多日/多周灵活性和管理季节性供需不匹配的月度/季度灵活性<sup>[4]</sup>, 可以为高比例可再生能源电力系统不同

时间尺度的灵活性需求提供全方位支撑<sup>[5]</sup>，带来了新的储能规划角度。基于系统实际需求对长短期不同储能技术进行协调规划，实现 LDES 合理配置和应用，对低碳电力系统发展具有重要意义。

LDES 和短期储能分别用来应对新能源出力与负荷在不同时间尺度的出力波动和对储能作用的不同需求<sup>[6]</sup>，有着不同的调节能力和应用场景，此外 LDES 所能提供的灵活性范围与短期储能有重叠部分。因此，LDES 与短期储能的协同是未来电力系统规划中的关键问题<sup>[7]</sup>，LDES 在系统储能规划中的作用和效益必须从技术经济性角度出发考虑 LDES 与其他灵活性资源的相互作用和替代程度，其中 LDES 相对于其他灵活调节手段的技术经济性是决定其是否具有应用价值的关键要素。一方面以锂离子电池为代表的短期储能的充电、放电和储能环节之间具有较强的耦合约束，难以灵活适应多时间尺度应用场景对储能参数的差异性需求；另一方面绝大部分 LDES 技术的充电、放电和储能环节可以独立设计，这使得 LDES 的技术经济性受到各环节成本和效率性能水平的复杂影响，同时充放电行为的不对称性和储能容量的高度扩展性也增加了影响系统经济性的可能性。为此，LDES 优化规划和效益分析需要在准确刻画技术经济特性的基础上统筹协调各类系统灵活性资源，建立多时间尺度储能协同规划分析模型。

目前专家学者针对面向低碳电力系统的储能发展路径、规划配置、综合效益等内容进行了大量研究，然而已有结论往往欠缺对 LDES 相对于短期储能等其他灵活性资源的相对技术经济性和规划特征的考虑，不能很好地解决多时间尺度储能的协调规划问题。文献[8-10]的储能建模和优化框架主要针对以电池为代表的短期储能技术，难以应对长时间尺度下电量不平衡的问题。文献[11-12]指出，长时间、大容量的 LDES 有着支撑电力系统低碳转型的巨大经济潜力，仅依靠短期储能无法有效实现电力系统的高度清洁化。文献[13-14]分析 LDES 季节性调峰和能量转移行为的特征和刻画方法。文献[15-16]研究了针对系统长期规划的高效优化算法。文献[17]以美国、欧洲为例说明新型电力系统的储能需求研究应当考虑系统政策要求的影响。文献[18]以氢能为例研究面向系统长时能量平衡的规划框架。文献[19]在支撑电力系统清洁转型的储能需求研究中考虑了 LDES 的作用。文献[20]对广域

跨国电力系统的多类别灵活性资源进行协同规划。以上研究为探索 LDES 规划作出了巨大贡献，然而，相关内容没有准确表征长短期储能协同中的技术经济性和性能特征差异，对 LDES 未来技术经济性发展潜力和电力系统建设要求对多时间尺度储能应用结果的影响考虑不够充分，较少涉及具备功率和能量容量解耦能力的 LDES 各个维度技术经济参数发展水平及不同组合对于电力系统协同规划中资源配置结构和系统经济性的影响，难以在考虑 LDES 相对其他灵活性资源的技术经济性和协同/替代效应的前提下解决 LDES 未来的应用价值和发展路径等问题。

基于上述分析，本文提出多时间尺度储能协同规划分析方法，针对不同时间尺度储能的规划特性进行建模，解耦 LDES 放电功率容量、充电功率容量和储能容量的配置，体现 LDES 各技术环节成本和效率性能的发展潜力，通过对全年 8760h 进行逐小时的时序运行模拟，量化考虑系统的低碳要求和运行约束，精确描述长短期储能在不同时间尺度的时序耦合特性和系统运行状态。针对多时间尺度储能耦合运行特性导致的模型计算复杂度较高的问题，采用适应于 LDES 能量转移特性的时间聚类降维算法，在满足合理计算效率要求的同时，保障足够的准确性，最终实现多时间尺度储能的协同规划和 LDES 成本效益的精细化测算。

## 1 考虑技术经济性的 LDES 规划特性与多维参数解耦

LDES 具备长时间、大容量等特点，包含机械储能、储热、电化学储能和化学储能等多种能量类型<sup>[4-5,7]</sup>。根据未来储能发展趋势和功能要求，本文在电力系统协同规划模型中将储能分为短期和长期两类，相比于以电池为代表的短期储能，为满足大容量、长时间的能量储存需求，LDES 的技术特征有如下重要区别<sup>[21]</sup>：

1) LDES 实现能量容量与功率容量的解耦：电池储能的功率组件(逆变器)和能量组件(电池包)存在模块式的耦合约束，充放电环节是联系紧密的互逆过程，因此电池储能的储能容量严重受限于功率容量，存储规模和能量转移尺度有限；LDES 各种技术形式的储能装置的能量容量和功率容量则能够高自由度地独立配置<sup>[7]</sup>，以 LDES 中最具潜力的储氢技术为例，充电组件(电解槽)、放电组件(氢燃

料燃气轮机)和储能组件(盐穴)都可以解耦设计, LDES 各环节的成本和效率性能参数都有着独立的发展空间, 其不同组合及相应影响是 LDES 规划研究中应当考虑的重要特性。

2) LDES 成本和效率参数特性有所差异: 总体来看, LDES 的储能容量成本一般较低(锂离子电池的 5%~25%), 且有进一步降低的潜力<sup>[22]</sup>; 锂离子电池充电和放电效率相同且可达到 95%左右, LDES 充电和放电效率均难以达到同等水平(20%~80%左右), 且放电效率通常低于充电效率<sup>[21]</sup>; 现阶段 LDES 综合功率容量成本高于更为成熟的锂离子电池储能, 但有着较大的降低潜力。

基于上述分析, 本文针对 LDES 解耦了放电功率容量、充电功率容量和储能容量的配置, 以此反映 LDES 规划特性的差异。为了全面反映 LDES 相对于系统其他资源的技术经济性和未来发展潜力, 与 LDES 解耦的放电、充电和储能各环节相一致,

本文设置了涵盖 LDES 各个角度技术经济性的 5 个独立的技术经济参数维度: 充电功率容量投资成本、放电功率容量投资成本、储能容量投资成本、充电效率和放电效率, 由每类参数的离散取值情况(见附表 B1)组成的可能组合范围来表征 LDES 技术空间, 覆盖了目前预测未来可行的 LDES 性能范围以及其外具有潜在发展可能的性能水平。根据文献[21-23]对各类 LDES 技术未来成本和效率参数的预测数据, 不同类型下各种具体储能技术形式的成本和性能预测水平总结于表 1, LDES 技术空间与 LDES 未来发展水平预测范围之间的关系如图 1 所示, 灰色边框代表 LDES 技术空间, 彩色边框代表 LDES 预测情况(不同的颜色代表不同能量类型的 LDES, 同种颜色下不同的边框代表同一类型下不同具体形式的 LDES 技术), 主要表示效率和成本的性能范围, 并不代表所有情况下最高效率和最低成本的性能水平都一定能实现。

表 1 各种 LDES 技术形式的技术经济参数预测情况

Table 1 Prediction of technical and economic parameters for LDES technologies

储能类型	技术形式	充电功率容量 投资成本/(元/kW)	放电功率容量 投资成本/(元/kW)	综合功率容量 成本/(元/kW)	储能容量投资 成本/(元/(kW·h))	充电 效率/%	放电 效率/%	综合能量 转换效率/%
机械	抽水蓄能	2000~6000	2000~6000	≥4000	≥140	约 85	约 85	72~85
储能	压缩空气储能	2000~3700	2000~3700	≥4000	7~350	70~80	60~80	40~65
化学	电-氢-电	1300~13500	1300~9500	≥2600	7~350	50~80	35~60	17~48
储能	电-(合成)气-电	1300~13500	4000~11500	≥5300	7~350	50~65	35~60	17~40
电化学	钒氧化还原液流电池	1000~2000	1000~2000	≥2000	≥270	80~90	80~90	65~80
储能	硫基水系液流电池	1650~6500	1650~6500	≥3300	≥70	80~90	70~85	56~75
储热	显热储热	650~1350	650~1350	≥1350	≥70	70~80	60~70	40~55
	潜热储热	1350~3000	1350~3000	≥2700	≥100	80~90	65~80	52~72
	热化学反应储热	4700~7500	200~350	≥4900	≥35	98	35~40	34~39
		6000~7500	200~350	≥6200	≥35	98	50~55	49~54

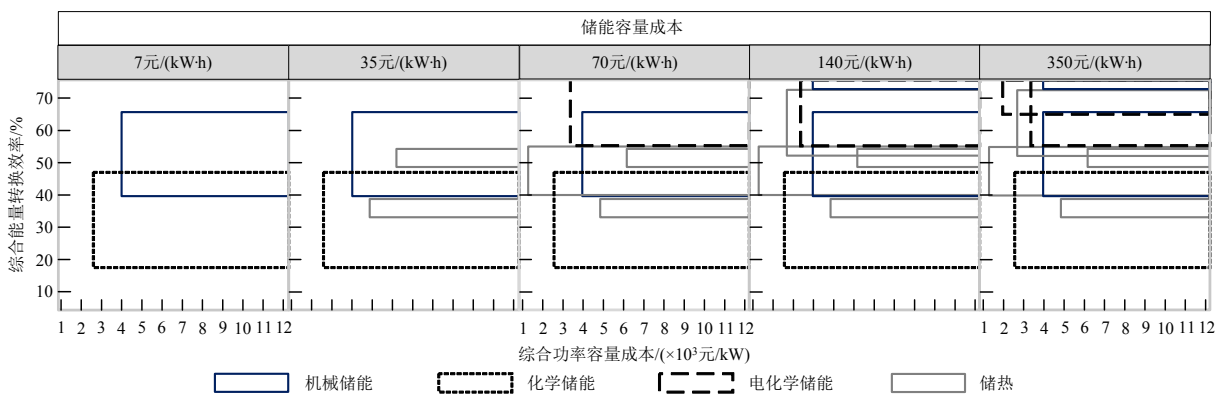


图 1 LDES 技术空间与 LDES 未来发展水平预测范围的关系

Fig. 1 Relationship between LDES technology space and prediction range of performance levels of future LDES

## 2 多时间尺度储能协同规划方法

### 2.1 多时间尺度储能协同规划定量分析模型

LDES 为系统规划带来了季节性调峰和长期能

量转移的新特征, 为此本文捕捉了 LDES 和短期储能在不同时间尺度上运行和平衡约束的差异, 通过对规划水平年全年时段进行逐小时序运行模拟,

精确描述各类灵活性资源在多时间尺度的运行状态和时序耦合特性。在此基础上建立多时间尺度系统协同规划模型，内嵌全景时序运行模拟，以系统总成本最小为目标，考虑未来电力系统的低碳政策要求，对多时间尺度储能和系统其他资源进行协同优化，具体的结构框架如图 2 所示。

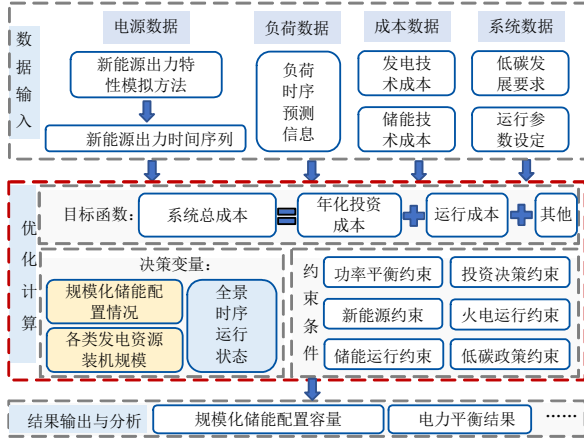


图 2 多时间尺度储能协同规划模型框架

Fig. 2 Model framework of collaboratively optimal planning of multi-time scale energy storage

规划模型考虑了火电、风电、光伏、水电、核电和多时间尺度储能的协同优化运行，并规划风电、光伏和火电机组的装机容量以及多时间尺度储能容量。目标函数为最小化系统总成本  $C$ ，包括系统投资成本  $C^{INV}$ ，系统运行成本  $C^{OM}$ ，火电机组启停成本  $C^{STA}$ ，失负荷和未满足运行备用要求惩罚  $C^{UNM}$ ，碳排放惩罚  $C^{EMI}$  5 个部分，如式(1)所示：

$$\min C = C^{INV} + C^{OM} + C^{STA} + C^{UNM} + C^{EMI} \quad (1)$$

其中，系统投资成本  $C^{INV}$  的表达式如下：

$$C^{INV} = \sum_{g \in G} [y_g^P (C_g^{PI} + C_g^{POM})] + \sum_{g \in L} [y_g^E (C_g^{EI} + C_g^{EOM}) + y_g^C (C_g^{CI} + C_g^{COM})] \quad (2)$$

式中： $g$  为具备发电能力的储能或电源技术； $G$  为发电技术集合(包括储能)； $L$  为储能容量、充电功率容量、放电功率容量独立决策的 LDES 技术集合； $y_g^P$ 、 $y_g^E$ 、 $y_g^C$  分别为  $g$  的规划新增放电(或发电)功率容量、储能容量、充电功率容量(本文中用  $y$  表示与时间无关的规划决策变量)； $C_g^{PI}$ 、 $C_g^{EI}$ 、 $C_g^{CI}$  分别为  $g$  的放电功率容量、储能容量、充电功率容量单位投资成本； $C_g^{POM}$ 、 $C_g^{EOM}$ 、 $C_g^{COM}$  分别为  $g$  的放电功率容量、储能容量、充电功率容量单位固定运维成本。

为突出 LDES 这一研究重点，下文仅在 2.2 节

详述面向多时间尺度协同规划的储能建模，目标函数其余部分和除储能外其他系统约束的具体数学模型及描述详见附录 A。

## 2.2 面向多时间尺度协同规划的储能建模

本文的储能协同规划包括短期和长期两类储能，基于 1 节分析的 LDES 规划特性，针对 LDES 的储能模型建立如下：

$$x_{g,t}^{lvl} - x_{g,t-1}^{lvl} = x_{g,t}^{wit} \eta_g^+ - x_{g,t}^{inj} / \eta_g^- - x_{g,t}^{lvl} \eta_g^{loss}, \quad \forall g \in L, t \in T \quad (3)$$

$$x_{g,t}^{inj} \leq y_g^P, \quad \forall g \in L, t \in T \quad (4)$$

$$x_{g,t}^{inj} \leq x_{g,t-1}^{lvl} \eta_g^-, \quad \forall g \in L, t \in T \quad (5)$$

$$x_{g,t}^{wit} \leq y_g^C, \quad \forall g \in L, t \in T \quad (6)$$

$$x_{g,t}^{wit} \eta_g^+ \leq y_g^E - x_{g,t-1}^{lvl}, \quad \forall g \in L, t \in T \quad (7)$$

$$x_{g,t}^{lvl} \leq y_g^E, \quad \forall g \in L, t \in T \quad (8)$$

$$y_g^P \delta_g^{\min} \leq y_g^E, \quad \forall g \in L \quad (9)$$

$$y_g^P \delta_g^{\max} \geq y_g^E, \quad \forall g \in L \quad (10)$$

式(3)—(10)构成与 LDES 储能容量、放电功率容量和充电功率容量解耦配置的特性相一致的 LDES 模型。式(3)表示相邻时段的储能能量平衡约束， $x_{g,t}^{inj}$ 、 $x_{g,t}^{wit}$  分别为  $g$  在  $t$  小时段的发电功率和充电功率(本文中用  $x$  表示与时间相关的运行决策变量)； $x_{g,t}^{lvl}$  为储能类别  $g$  在  $t$  小时段的剩余能量载荷状态(state of charge, SOC)； $\eta_g^+$  为  $g$  的充电效率； $\eta_g^-$  为  $g$  的放电效率； $\eta_g^{loss}$  为  $g$  的自放电率。式(4)表示储能放电功率不超过功率容量上限。式(5)表示储能放电功率受当前载荷状态限制。式(6)表示 LDES 充电功率不超过充电功率容量上限。式(7)表示 LDES 充电功率受当前载荷状态和储能容量上限的限制。式(8)表示 LDES 的载荷状态不超过储能容量上限。

结合未来储能技术的发展，本文将短期储能的能量-功率比设为 6:1，LDES 的能量-功率比设为至少 10:1(基于 LDES 大容量的应用场景)，最大可扩展至 1000:1，如式(9)和(10)所示，其中  $\delta_g^{\min}$  为  $g$  的最小能量-功率比(10:1)， $\delta_g^{\max}$  为  $g$  的最大能量-功率比(1000:1)。需要指出的是，本文以“能量-功率比(即  $\delta_g$ )”指代储能容量和放电功率容量的比率，而不是通常被描述为的“持续放电时间”，因为储能的持续放电时间实际上还与放电效率有关，鉴于某些 LDES 技术的放电效率相对较低，本文对此进

行了区分。持续放电时间实际上应为  $d_g = \frac{y_g^E \eta_g^-}{y_g^P}$ ,  $\forall g \in O$ , 可以根据规划结果计算得到。

短期储能采用通用化储能建模方式, 能量平衡和放电约束与 LDES 类似, 保留上述模型中式(3)—(5)的部分, 再附加短期储能的充电和载荷状态受功率容量限制的约束即可, 此处不再详述。

此外, 由于具体应用场景和自损耗情况的不同, LDES 和短期储能在不同时间尺度有着各异的载荷状态平衡约束。短期储能的载荷状态回归初始水平的平衡周期较短, 而 LDES 则可在长期时间范围内实现大规模能量转移。在本文中短期储能和 LDES 的平衡周期分别设置为 168h(周平衡)和 8760h(年平衡), 2.3 节的时间聚类降维方法与此保持一致。

### 2.3 针对多时间尺度储能规划模型求解的时间聚类降维方法

多时间尺度系统协同规划在优化容量配置的同时以小时分辨率模拟和优化规划水平年的系统时序运行状态, 计算负担较大, 因此可以将一个规划水平年(8760h)划分为数个模拟时段, 每个模拟时段包含一定小时数(本文设置模拟时段的长度为一周, 即 168h), 通过时间聚类方法将原始模拟时段降维为总数更少的代表时段, 每个原始模拟时段由对应的代表时段表征, 代表时段耦合时序与原始模拟时段耦合时序相一致, 模型计算时以代表时段为单位进行优化, 认为相同代表时段内的系统运行情况相同, 从而可以减少决策变量数目。原始时序数据聚类为代表时段数据可以采用 K-Means 聚类方法, 能够在保证足够的结果可靠性的同时有效降低计算复杂度<sup>[24]</sup>。为了进一步提高聚类精度, 可以选取有着最大/最小负荷、最大/最小风电出力或最大/最小光伏出力的极端特性时段作为各自的代表时段, 并且设置代表数据与原始数据间的误差阈值来保证达到足够数量的聚类中心。在对原始输入数据进行 min-max 归一化处理后, 从最小的聚类中心个数开始将输入数据聚类为代表时段, 之后采用利用欧氏距离的相似性度量方法, 计算原始数据与对应代表数据间的相似度  $\omega=1/(1+d)$ ,  $\omega$  为某原始时段数据与对应代表时段数据间的相似度,  $d$  为两者间的欧式距离, 迭代增加聚类中心个数直至任意原始模拟时段与对应代表时段间的相似度满足所设置的相似度阈值的允许范围, 不同相似度阈值的计算时

间和精度对比如图 3 所示, 其中精度通过后文所研究算例系统某一典型规划场景下采用时间聚类降维方法后的目标函数值与直接以小时分辨率对原始全景时序优化得到的精确目标函数值的核验误差来表示。对于后文算例将要采用的原始时序数据, 本文选取相似度阈值为 0.95, 可以在保证合理计算时间的同时实现足够高的计算精度。

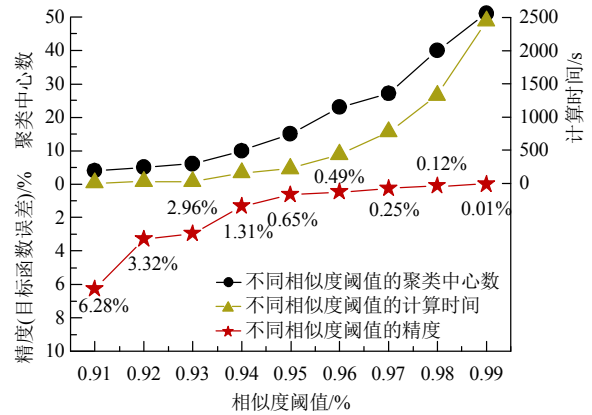


图3 不同相似度阈值的计算时间和精度对比

Fig. 3 Comparison of calculation time and accuracy for different similarity thresholds

需要注意的是, 短期储能的平衡周期与代表时段长度一致, 每个代表时段开始前的短期储能载荷状态与结束后的短期储能载荷状态相同(如式(11)所示, 其中  $m$  表示一代表时段;  $M$  表示全体代表时段的集合;  $t^{\text{sta}}$  和  $t^{\text{end}}$  分别表示代表时段内的开始小时段和结束小时段;  $x_{g,t,m}^{\text{inj}}$ 、 $x_{g,t,m}^{\text{wit}}$  分别为代表时段  $m$  内小时段  $t$  的发电功率和充电功率;  $x_{g,t,m}^{\text{lvl}}$  为代表时段  $m$  内小时段  $t$  的储能水平)。

$$x_{g,t^{\text{sta}},m}^{\text{lvl}} = (1 - \eta_g^{\text{loss}}) x_{g,t^{\text{end}},m}^{\text{lvl}} + x_{g,t^{\text{sta}},m}^{\text{wit}} \eta_g^+ - x_{g,t^{\text{sta}},m}^{\text{inj}} / \eta_g^-, \forall g \in (O \setminus L), \forall m \in M \quad (11)$$

排除了储能跨代表时段转移能量的可能, 与 LDES 在长期时间范围调节能量的能力并不符合。为此, 本文针对 LDES, 在代表时段内短期储能始末能量耦合平衡约束的基础上额外引入代表时段内储能水平的变化来表征代表时段间的能量交换, 并考虑其在原始输入时序数据中的时间顺序。用  $n$  表示一原始模拟时段,  $N$  表示规划水平年内全体原始模拟时段的集合,  $|M|$  表示最后一个原始模拟时段, 定义映射  $f(n)=m$  来描述任一原始模拟时段与其相应代表时段的对应关系。另设  $x_{g,n}^{\text{lvl}}$  表示原始模拟时段  $n$  的初始储能水平,  $X_{g,t,n}^{\text{lvl}}$  为模拟时段  $n$  内小时段  $t$  的储能水平,  $\Delta x_{g,f(n)}^{\text{lvl}}$  为模拟时段  $n$  对应的代表

时段内的储能水平变化(如式(12)所示)。

$$\Delta x_{g,f(n)}^{lvl} = X_{g,t^{end},n}^{lvl} - X_{g,n}^{lvl}, \forall g \in L, \forall n \in N \quad (12)$$

式中  $x_{g,t,f(n)}^{inj}$ 、 $x_{g,t,f(n)}^{wit}$  分别为模拟时段  $n$  对应的代表时段内小时段  $t$  的发电功率和充电功率。

每个模拟时段内 LDES 的储能水平变化满足如下关系：

$$X_{g,t^{sta},n}^{lvl} = (1 - \eta_g^{loss})(X_{g,t^{end},n}^{lvl} - \Delta x_{g,f(n)}^{lvl}) + x_{g,t^{sta},f(n)}^{wit} \eta_g^+ - x_{g,t^{sta},f(n)}^{inj} / \eta_g^-, \forall g \in L, \forall n \in N \quad (13)$$

按照原始模拟时段的时间顺序，LDES 的跨期能量转移过程可用如下约束描述：

$$X_{g,n+1}^{lvl} = X_{g,n}^{lvl} + \Delta x_{g,f(n)}^{lvl}, \forall g \in L, \forall n \in (N \setminus \{N\}) \quad (14)$$

$$X_{g,1}^{lvl} = X_{g,|N|}^{lvl} + \Delta x_{g,f(|N|)}^{lvl}, \forall g \in L \quad (15)$$

式(14)表示模拟时段  $n+1$  的初始储能水平等于模拟时段  $n$  的初始储能水平加上模拟时段  $n$  对应的代表时段内的储能水平变化，式(15)表示最后一个模拟时段  $|N|$  的储能水平与第一个模拟时段  $n=1$  的初始储能水平的关系，目的是确保 LDES 载荷状态的年平衡。

此外，还要保证各模拟时段的 LDES 初始储能水平不超过储能容量，即：

$$X_{g,n}^{lvl} \leq y_g^E, \forall g \in L, \forall n \in N \quad (16)$$

综合 2 节内容，形成用于多时间尺度储能协同规划的大规模混合整数线性规划模型，并且兼顾了解决效率与精确度，可以利用求解器(如 Gurobi)进行求解。

### 3 算例分析

#### 3.1 边界条件

本文以 2045 年作为规划水平年，以我国西北某区域为基础设置算例。算例系统主要包括新疆、甘肃和青海的新能源集中地区，反映相应区域的电力需求和气候情况，对新疆电网和西北主干网进行等值，基于相应区域历史新能源发电出力序列和负荷特性的统计特征得到规划水平年系统区域内风电、光伏的逐小时出力特性和负荷数据。算例系统规划水平年的火电、新能源发电和短期储能的成本预测情况由《中国可再生能源发展报告 2021》和《中国新能源发电分析报告 2021》关于新能源发电经济性的内容中在投资成本角度对风电、光伏和电池储

能未来成本和技术装备特性变化趋势的预判，结合国外对预测成本变化范围的研究综合确定，得到算例系统各类电源及储能的成本设置如附录 B 表 B2 所示。

#### 3.2 优化结果分析

以新能源电源采用低水平预测成本，短期储能采用低水平预测成本，LDES 采用基准 LDES 假定(见附表 B2 的注释)，满足低碳电力系统要求(设置系统最大允许二氧化碳排放上限，进一步的清洁转型政策分析将在 3.3 节详述)作为算例系统规划水平年的基准规划场景，其优化方案计算结果如表 2 所示。本文对于算例系统的研究基于上述基准规划场景，在此基础上根据研究对象的不同改变相关变量的设置。

表 2 2045 年基准场景下储能优化结果

Table 2 Optimization results of energy storage under the benchmark scenario in 2045

储能配置方式	新能源装机容量/GW		储能装机容量/GW		储能能量容量/(GW·h)		系统总成本/元
	风电	光伏	短期	长期	短期	长期	
无储能	722.6	411.9	0	0	0	0	9.979×10 <sup>11</sup>
仅配置短期储能	81.3	99.8	66.7	0	401.5	0	1.355×10 <sup>11</sup>
配置 LDES	88.9	57.8	25.2	12.9(放电) 34.9(充电)	160.2	1900.1	1.065×10 <sup>11</sup>

对比上述优化方案可以发现，为满足清洁转型要求，系统需要大量新能源装机容量，灵活性需求随之大幅增加。如果不配置储能，系统需大量投入新能源装机冗余容量满足峰值负荷需求，以弃风、弃光等手段提供灵活调节能力，并且伴随着大量失负荷情况，极大地牺牲经济性，导致系统总成本过高。如果仅配置短期储能，能够提高系统的短时调节能力，降低电源装机容量，对系统总成本有一定改善。配置 LDES 情况下，系统电源装机容量可以进一步降低，同时 LDES 提供的调节能力会在一定程度上替代短期储能的作用，减少对短期储能的需求，最终起到优化系统总成本的作用。本文定义 LDES 的“系统价值”为将 LDES 作为额外资源选项添加到规划模型后电力系统总成本降低的百分比，通过方案 1)：储能配置方式为仅配置短期储能和方案 2)：储能配置方式为长短期储能协同配置的结果比较来表征引入 LDES 对于降低低碳电力系统总体经济成本的作用。在基准场景下，长短期储能协同配置规划方案与仅配置短期储能规划方案相

比, 由于 LDES 参与规划, 系统总成本降低了 20% 左右, LDES 在此种场景下的系统价值为 20%。

为了从技术特性角度揭示 LDES 和短期储能能量转移能力的区别, 图 4 给出在假设短期储能无需满足负荷状态周平衡的情况下仅配置短期储能与配置 LDES 两种优化方案下的系统储能月度充放电情况(为直观比较已通过效率折算转化为储能水平的直接变化量)和新能源利用情况。配置 LDES 的情况下, 储能月度能量交换量显著高于仅配置短期储能的情况, LDES 凭借自身的技术特性弥补了短期储能在长期时间尺度调峰和能量转移能力有限的不足, 在长期时间范围内平抑电力供需不匹配, 优化了全年电力平衡。由此系统的新能源利用情况得到明显改善, LDES 在长期时间尺度的能量调节能力伴随着对新能源利用能力的显著提高。

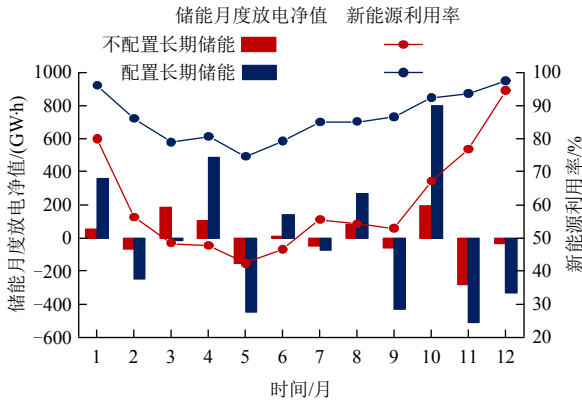


图 4 月度储能充放电和新能源利用情况

Fig. 4 Monthly charging and discharging of energy storage and new energy utilization

### 3.3 不同低碳政策下 LDES 配置需求和系统价值的比较

本文考虑了未来新型电力系统发展应当满足的低碳政策要求, 包括碳排放限制、可再生能源电力消纳责任权重和碳税等形式。虽然各类低碳政策的主要目的都是减少二氧化碳的排放量, 但不同政策的作用方式和影响机理有所差异, 比如可再生能源电力消纳责任权重主要针对新能源使用情况, 而碳税或碳排放成本通过排碳惩罚“倒逼”低碳减排。针对未来新型电力系统的低碳要求, 探索并比较不同低碳政策对 LDES 配置需求和系统价值的影响。

不设置满足清洁转型要求的碳排放限制时, 改变可再生能源电力消纳责任权重要求对系统优化配置结果的影响如图 5 所示。随着权重的提高, 火电容量需求不断下降, 新能源容量需求不断上升, 储能需求也随之增大, 其中 LDES 配置需求逐步增

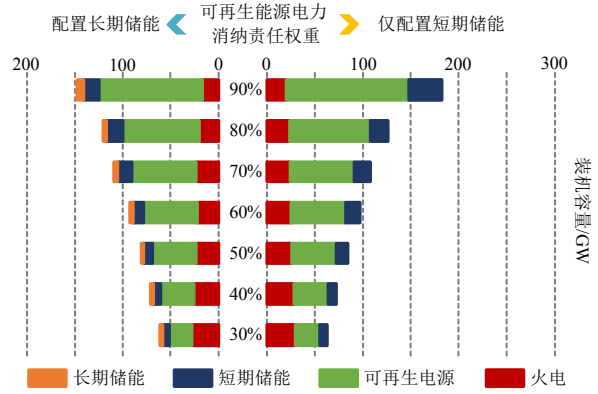


图 5 不同可再生能源电力消纳责任权重要求下的系统容量配置情况

Fig. 5 System capacity allocation under different renewable portfolio standard

加, 并可更显著地降低系统对短期储能和新能源的容量需求。

图 6 给出 LDES 的系统价值与可再生能源电力消纳责任权重的关系。如果已经考虑满足清洁转型要求的严格碳排放限制, 那么改变可再生能源电力消纳责任权重要求几乎不会影响 LDES 的系统价值, 这是因为可再生能源电力消纳责任权重要求约束和系统最大碳排放限制约束这两类低碳政策在系统规划中存在重叠效应, 有着相似的作用方向, 在已经考虑未来较为严格的碳排放限制时, 系统优化结果的可再生能源电源出力占比已经自然满足了可再生能源电力消纳责任权重要求, 此时改变可再生能源电力消纳责任权重几乎不会影响规划结果, 因此 LDES 的系统价值也几乎不会变化。不考虑碳排放限制政策时, LDES 的系统价值随着可再生能源电力消纳责任权重的提升不断升高, 而最高水平低于考虑碳排放限制时的水平, 这是因为随着低碳清洁要求的不断提高, 系统更加需要利用可再生能源电源和储能类灵活性资源满足用电需求, LDES

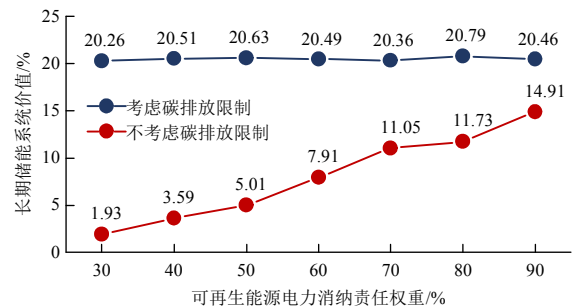


图 6 不同可再生能源电力消纳责任权重要求下的 LDES 系统价值

Fig. 6 System value of LDES under different renewable portfolio standard

的系统价值随之愈发得到凸显，所考虑的碳排放限制对电力系统的低碳清洁要求更为严格。

电力系统满足清洁转型要求的本质在于限制二氧化碳排放量，为此本文通过最大允许二氧化碳排放率的相对大小表示碳排放限制的严格程度，比较了不同程度清洁转型要求下 LDES 需求和价值情况，结果如图 7 所示。可以看出，随着清洁转型要求的提升，LDES 的配置需求和系统价值逐步增大，引入 LDES 降低系统总成本的效果由几乎为零开始随着低碳要求的提高逐渐得到充分体现。将系统最大允许碳排放量约束对应的影子价格(即边际二氧化碳减排成本)作为所谓的碳排放价格，可以发现 LDES 的引入会降低碳排放价格(如图 7(b)所示)，并且碳排放限制越严格 LDES 降低碳排放价格的效果越明显。上述结果表明，引入 LDES 能够以更小的成本代价实现系统碳减排的要求，作用效果会随着低碳要求的提升不断提高，因此 LDES 系统价值会随着低碳要求的提升得到更大体现。改变系统最大允许二氧化碳排放率进行灵敏度测算，可以得到 LDES 需求恰好为 0 时的碳排放价格大约为 740 元/吨，也即当碳税或碳排放费用大于此值时才会需要配置 LDES 来满足系统需求。

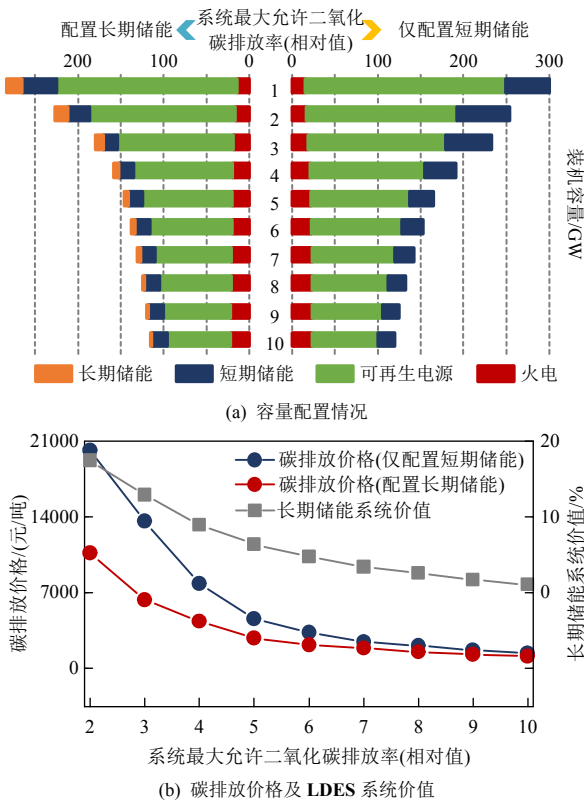


图 7 不同程度清洁转型要求下 LDES 需求和价值情况  
Fig. 7 Demand and value of LDES under different clean transformation requirements

### 3.4 LDES 成本效益评估与分析

为了具备一定前瞻性，更好地突出和揭示随着 LDES 技术的发展其在未来低碳乃至零碳电力系统中的应用价值，在 LDES 成本效益评估与分析中考考虑系统规划需满足较为严格的低碳要求，最大允许二氧化碳排放率为 50g/(kW·h)。以 3.2 节定义的 LDES 系统价值来反映 LDES 成本效益水平，比较不同新能源电源成本预测水平和不同短期储能成本预测水平下 LDES 的系统价值，结果如图 8 所示。显然，新能源电源成本的变化会影响系统总成本，但系统容量优化配置情况并不会发生明显变化，LDES 的系统价值也不会因为新能源电源成本的提高而受到削弱，仍维持在 20%左右的水平。另一方面，在更高短期储能成本预测水平下，LDES 配置需求大幅增加，显著降低系统对短期储能的需求。低水平短期储能预测成本下，LDES 的系统价值在 20%左右，而在中等水平短期储能预测成本下，LDES 的系统价值提升到 30%左右，若短期储能成本较高，配置 LDES 对系统总成本的降低作用会进一步增强。

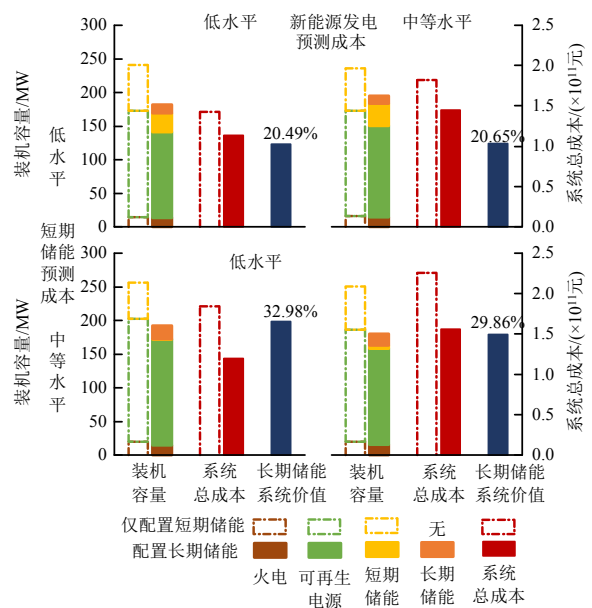


图 8 不同短期储能和新能源电源成本预测水平下的系统容量配置及 LDES 系统价值情况

Fig. 8 System capacity allocation and system value of LDES under different prediction levels of cost of short-term energy storage and new energy power supply

为了评估 LDES 成本和效率性能参数的发展水平以及不同组合对 LDES 成本效益的影响，本文对附表 B1 中共计 1280 种 LDES 参数组合进行了研究。为便于展示，利用综合能量转换效率  $\eta_g$  和综



合功率容量成本  $C_g^{PC}$ ，计算方法为

$$\eta_g = \eta_g^+ \eta_g^- \quad (17)$$

$$C_g^{PC} = \frac{C_g^{PI} y_g^p + C_g^{CI} y_g^c}{(y_g^p + y_g^c)/2} \quad (18)$$

将五维 LDES 参数组合转化为三维,得到 LDES 系统价值与 LDES 各个维度技术经济参数的映射关系如图 9 所示。当储能容量成本为 350 元/(kW·h)时, LDES 的系统价值低于 5%, 大部分情况近乎于 0, 因此不予展示。对于所研究的全部 LDES 参数组合, 观测到的 LDES 系统价值最高为 60%左右, 对应长期储能理论上最优性能发展水平。而在目前预测的 LDES 未来可行的参数组合范围内, LDES 的系统价值在成本和效率性能发展最佳预测水平下最多可以达到 40%~45%。整体上 LDES 系统价值会随着储能容量成本、综合能量转换效率、综合功率容量成本的发展水平不同而可能有着较大的变化范围。

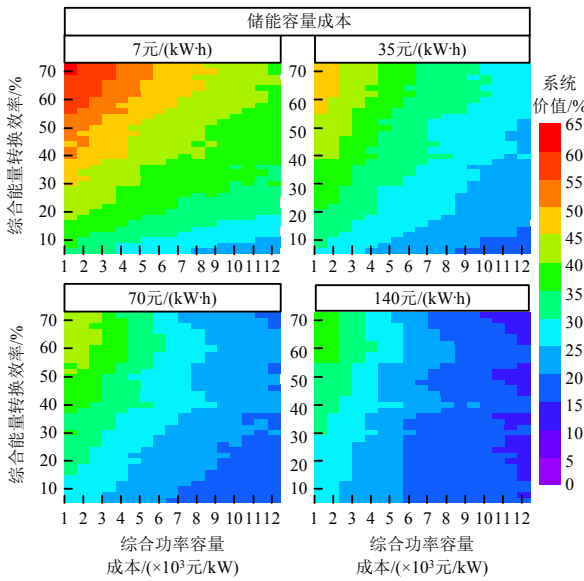


图9 LDES 系统价值与参数组合的关系

Fig. 9 Relationship between system value and parameter combination of LDES

为了进一步研究影响 LDES 系统价值的驱动因素, 对于图 9 中 1280 个原始五维 LDES 参数组合数据进行回归分析。结果表明, 储能容量成本对于 LDES 系统价值有着最大的影响, 尤其是当储能容量成本大于 140 元/(kW·h)时, 无论其他参数情况如何, LDES 都难以创造出较高的系统价值。之后第二重要的影响因素是放电效率, 其回归系数为充电效率的 2 倍之多, 相当于在放电效率和充电效率提升相同水平的情况下前者的系统价值提升水平是

后者的 2 倍左右, 这是由于放电环节的变化与充电环节和储能环节有着紧密的联系, 放电效率的提升有利于降低其他环节需要的容量从而节约成本。充电效率、放电功率容量成本和充电功率容量成本属于第 3 个级别的影响因素, 其中放电功率容量成本的影响要略高于充电功率容量成本, 也说明放电环节的提升对于系统有着更积极的作用。

图 10 给出 LDES 持续放电时间与参数组合的关系。储能容量成本的提升直接决定 LDES 持续放电时间(储能容量相比放电功率容量规模)的水平, 当储能容量成本不低于 70 元/kW·h 时, 持续放电时间不超过 200h(能量-功率比最多达到 600/1), 大部分情况在 100h 范围内(能量-功率比小于 300/1)。此外, 持续放电时间受综合功率容量成本的影响较小, 而受综合能量转换效率的影响较为明显。图 10 的结果表明, LDES 容量优化所需的最大连续放电时间通常介于数天至数周, 而不需要具备数月乃至季节性的以最大功率持续放电的能力。在 LDES 平抑长期时间尺度电力供需不平衡的工作过程中, LDES 会在更长的时间内充电, 整体充放电行为对储能容量的利用可能会呈现季节性规律。

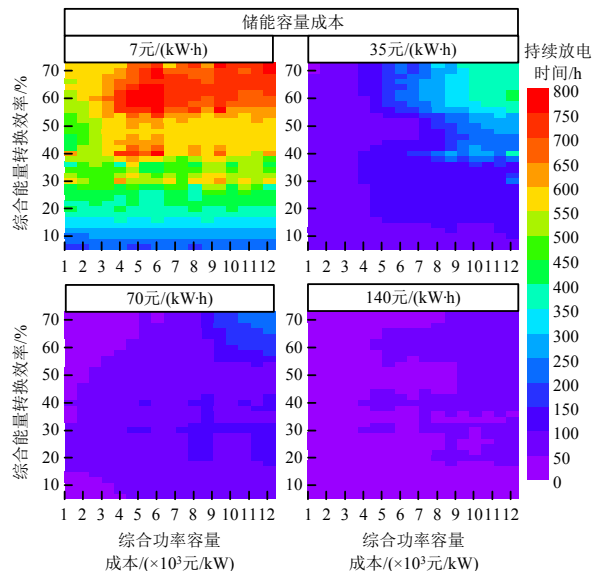


图10 LDES 持续放电时间与参数组合的关系

Fig. 10 Relationship between duration in hours and parameter combination of LDES

图 11 给出 LDES 技术经济参数不同组合下短期储能的配置需求。可以看出, LDES 的储能容量成本对于短期储能的配置需求影响较小, 综合能量转换效率的提升和综合功率容量成本的下降会显著降低系统对于短期储能的配置需求。不考虑短期储能的快速响应能力, LDES 完全替代短期储能至

少要求综合能量转换效率在 55%以上，且放电和充电功率容量成本在 2000 元/kW 以下，对于目前预测的 LDES 未来可行的参数组合范围，LDES 对于短期储能难以起到替代作用，更多表现出互补的形式，发挥能量型储能和功率型储能各自的作用。除非 LDES 能够发展到功率容量成本大幅降低的同时还能维持足够高的充放电效率，否则短期储能在未来的低碳电力系统中仍将发挥无可替代的作用。

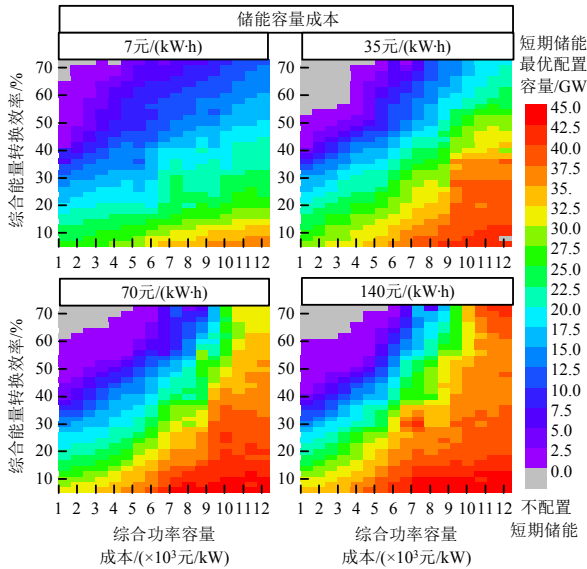


图 11 短期储能最优配置容量与 LDES 参数组合的关系

Fig. 11 Relationship between the optimal allocation capacity of short-term energy storage and parameter combination of LDES

## 4 结论

随着清洁转型进程的推进，新型电力系统对灵活性资源的需求不断增加，构建完备的储能体系既可以有效支撑新型电力系统对多时间尺度灵活性的需求，又能够为系统经济成本提供更大的优化空间，其中有着巨大技术经济性发展潜力的 LDES 将会发挥重要作用。本文从技术经济性角度考虑多时间尺度储能的协调规划，研究了 LDES 在未来电力系统规划中的成本效益，一些相关结论如下：

1) LDES 有着降低低碳电力系统总成本的巨大潜力，系统的清洁转型进程是决定 LDES 能否得到广泛应用的关键要素。在对应算例系统规划水平年普遍预测水平的基准场景下，LDES 的系统价值约为 20%；对于所研究的全部 LDES 参数组合，观测到的 LDES 系统价值最高为 60%左右；而在其中目前预测的未来可行 LDES 参数组合范围内，LDES 的系统价值在成本和效率性能发展最佳预测水平下最多可以达到 40%~45%；如果储能容量成本难

以得到有效下降，那么 LDES 对电力系统经济性的作用也可能接近于 0；整体上 LDES 系统价值随技术经济性具体发展水平的不同而可能有着较大的变化范围。

2) LDES 成本和效率性能参数的发展水平及不同组合对 LDES 配置需求和成本效益有着复杂的影响。储能容量成本是影响 LDES 需求和效益最重要的性能参数，决定着引入 LDES 降低电力系统总成本的整体水平，此外第二重要的性能参数是放电效率，之后依次是充电效率、放电功率容量成本和充电功率容量成本，LDES 放电环节的性能参数比充电环节的有着更明显的影响。

3) LDES 优化配置结果的持续放电时间主要取决于储能容量成本的大小。在目前预测的 LDES 未来可行的参数组合范围内持续放电时间通常不超过 200h，大部分情况下在 100h 以内。

4) 在目前预测的 LDES 未来可行的参数组合范围内，LDES 无法完全替代短期储能，更多表现出互补的形式。即使在 LDES 功率容量成本大幅降低的情况下，完全替代短期储能至少要求 LDES 的综合能量转换效率在 55%以上，而在功率容量成本稍高的情况下甚至要达到 70%以上。

## 参考文献

- [1] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 9-19.  
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 9-19(in Chinese).
- [2] 武昭原. 高比例新能源电力系统灵活运行的市场机制设计研究[D]. 北京: 华北电力大学(北京), 2021.  
WU Zhaoyuan. Research on market mechanism design for flexible operation of high share of renewable energy integrated power system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021(in Chinese).
- [3] 武昭原, 周明, 王剑晓, 等. 双碳目标下提升电力系统灵活性的市场机制综述[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(21): 7746-7764.  
WU Zhaoyuan, ZHOU Ming, WANG Jianxiao, et al. Review on market mechanism to enhance the flexibility of power system under the dual-carbon target [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(21): 7746-7764(in Chinese).
- [4] BLANCO H, FAAL J A. A review at the role of storage in

- energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 81: 1049-1086.
- [5] DOWLING J A, RINALDI K Z, RUGGLES T H, et al. Role of long-duration energy storage in variable renewable electricity systems[J]. *Joule*, 2020, 4(9): 1907-1928.
- [6] ERDIWANSYAH, MAHIDIN, HUSIN H, et al. A critical review of the integration of renewable energy sources with various technologies[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2021, 6(1): 3.
- [7] 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 Systems*, 2020, 44(19): 194-207(in Chinese).
- [8] MURTY V V S N, KUMAR A. RETRACTED ARTICLE: multi-objective energy management in microgrids with hybrid energy sources and battery energy storage systems [J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2020, 5(1): 2.
- [9] BUSSAR C, STÖCKER P, CAI Zhuang, et al. Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050—Sensitivity study[J]. *Journal of Energy Storage*, 2016, 6: 1-10.
- [10] 张雨曼, 刘学智, 严正, 等. 光伏-储能-热电联产综合能源系统分解协调优化运行研究[J]. *电工技术学报*, 2020, 35(11): 2372-2386.  
ZHANG Yuman, LIU Xuezhi, YAN Zheng, et al. Decomposition-coordination based optimization for PV-BESS-CHP integrated energy systems [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2020, 35(11): 2372-2386(in Chinese).
- [11] GUERRA O J, ZHANG Jiazi, EICHMAN J, et al. The value of seasonal energy storage technologies for the integration of wind and solar power[J]. *Energy & Environmental Science*, 2020, 13(7): 1909-1922.
- [12] ALBERTUS P, MANSER J S, LITZELMAN S. Long-duration electricity storage applications, economics, and technologies[J]. *Joule*, 2020, 4(1): 21-32.
- [13] KRESE G, KOŽ ELJ R, BUTALA V, et al. Thermochemical seasonal solar energy storage for heating and cooling of buildings[J]. *Energy and Buildings*, 2018, 164: 239-253.
- [14] GABRIELLI P, GAZZANI M, MARTELLI E, et al. Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage[J]. *Applied Energy*, 2018, 219: 408-424.
- [15] GONZATO S, BRUNINX K, DELARUE E. Long term storage in generation expansion planning models with a reduced temporal scope[J]. *Applied Energy*, 2021, 298: 117168.
- [16] BAHL B, KÜMPEL A, SEELE H, et al. Time-series aggregation for synthesis problems by bounding error in the objective function[J]. *Energy*, 2017, 135: 900-912.
- [17] CEBULLA F, HAAS J, EICHMAN J, et al. How much electrical energy storage do we need? A synthesis for the U. S., Europe, and Germany[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2018, 181: 449-459.
- [18] 张红, 袁铁江, 谭捷, 等. 面向统一能源系统的氢能规划框架[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(1): 83-93.  
ZHANG Hong, YUAN Tiejia, TAN Jie, et al. Hydrogen energy system planning framework for unified energy system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(1): 83-93(in Chinese).
- [19] 肖晋宇, 侯金鸣, 杜尔顺, 等. 支撑电力系统清洁转型的储能需求量化模型与案例分析[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(18): 9-17.  
XIAO Jinyu, HOU Jinming, DU Ershun, et al. Quantitative model and case study of energy storage demand supporting clean transition of electric power system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(18): 9-17(in Chinese).
- [20] 姜海洋, 杜尔顺, 金晨, 等. 高比例清洁能源并网的跨国互联电力系统多时间尺度储能容量优化规划[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(06): 2101-2114.  
JIANG Haiyang, DU Ershun, JIN Chen, et al. Optimal planning of multi-time scale energy storage capacity of cross-national interconnected power system with high proportion of clean energy[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(06): 2101-2114(in Chinese).
- [21] LDES Council, McKinsey & Company. Net-zero power: Long duration energy storage for a renewable grid [M]. 2021.
- [22] Lazard. Lazard's levelized cost of storage analysis - version 6.0[M]. 2020.
- [23] SEPULVEDA N A, JENKINS J D, EDINGTON A, et al. The design space for long-duration energy storage in decarbonized power systems[J]. *Nature Energy*, 2021, 6(5): 506-516.
- [24] KOTZUR L, MARKEWITZ P, ROBINIUS M, et al. Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design[J]. *Renewable Energy*, 2017, 117: 474-487.

#### 附录 A 多时间尺度规模化储能定量分析模型

##### 1) 目标函数其余各部分的表达式:

系统运行成本  $C^{OM}$  的表达式如下：

$$C^{OM} = \sum_{t \in T} \left\{ \sum_{g \in G} [x_{g,t}^{inj} (c_g^{Po} + c_g^f)] + \sum_{g \in O} (x_{g,t}^{wit} c_g^{Po}) \right\} \quad (A1)$$

式中： $t$  为一个小时； $T$  为一年内各小时的集合； $O$  为储能技术集合 ( $L \subseteq O \subseteq G$ )； $C_g^{Po}$  为  $g$  的单位变动运行成本； $C_g^f$  为  $g$  的单位燃料成本 (除火电和核电外均为 0)。

机组启停成本  $C^{STA}$  的表达式如下：

$$C^{STA} = \sum_{t \in T} \sum_{g \in H} (x_{g,t}^{start} c_g^{start}) \quad (A2)$$

式中： $H$  为火电技术 (含核电) 的集合； $x_{g,t}^{start}$  为  $g$  在  $t$  小时段的启动机组数； $c_g^{start}$  为  $g$  的单位机组启动成本。

失负荷和未满足运行备用要求惩罚  $C^{UNM}$  的表达式如下：

$$C^{UNM} = \sum_{t \in T} (x_t^{nsc} c^{Voll}) + \sum_{t \in T} (x_t^{unmet} c^{unmet}) \quad (A3)$$

式中： $x_t^{nsc}$  为  $t$  小时段的切负荷量； $c^{Voll}$  为单位切负荷成本； $x_t^{unmet}$  为  $t$  小时段未满足运行备用要求的电量； $c^{unmet}$  为未满足运行备用要求的单位惩罚成本。切负荷量不能超过负荷需求的最大允许比例  $\alpha$ ，即：

$$x_t^{nsc} \leq \alpha d_t, \forall t \in T \quad (A4)$$

为了满足系统运行基本备用约束，要求可再生能源最大出力和其余所有发电资源出力之和大于考虑备用和预测误差之后的负荷需求，表示如下：

$$\sum_{g \in (G \setminus V)} x_{g,t}^{inj} + \sum_{g \in V} \rho_{g,t}^{\max} y_g^p + x_t^{unmet} \geq (1 + \varepsilon^{load}) d_t + \varepsilon^{vre} \sum_{g \in V} \rho_{g,t}^{\max} y_g^p, \forall t \in T \quad (A5)$$

式中： $V$  为可再生能源技术的集合； $\rho_{g,t}^{\max}$  为可再生能源技术  $g$  在  $t$  小时段的出力特性； $\varepsilon^{load}$  和  $\varepsilon^{vre}$  分别为负荷和可再生能源的备用比例。

碳排放惩罚  $C^{EMI}$  的表达式如下：

$$C^{EMI} = y^{emi} c^{emi} \quad (A6)$$

式中： $y^{emi}$  为超过碳排放限制的二氧化碳排放量； $c^{emi}$  为未满足碳排放限制要求的单位惩罚成本。

2) 电力功率平衡约束：

$$\sum_{g \in G} x_{g,t}^{inj} - \sum_{g \in O} x_{g,t}^{wit} = d_t - x_t^{nsc}, \forall t \in T \quad (A7)$$

式中  $d_t$  为  $t$  小时段的负荷功率。

3) 投资决策约束：

$$y_g^p \leq \bar{y}_g^{Pup}, \forall g \in G \quad (A8)$$

式(A8)表示  $g$  的新增发电功率容量不超过容量上限  $\bar{y}_g^{Pup}$ ，对于  $g \in L$ ，其储能容量和充电功率容量的规划上限与上述格式类似，此处不再赘述。

4) 可再生能源出力约束：

$$x_{g,t}^{inj} \leq \rho_{g,t}^{\max} y_g^p, \forall g \in V, t \in T \quad (A9)$$

5) 火电 (含核电) 运行约束：

本文考虑了火电机组应当满足机组组合约束，对机组状态和启停变量进行建模，由于大型电力系统火电机组数量庞

大，为每一台机组设置 0-1 启停变量会增加规划问题的复杂性，因此采用整数聚类方法，按照机组类型 (相同技术和经济参数) 将离散火电机组聚类为一类火电技术，引入整数变量  $x_{g,t}^{commit}$ ， $x_{g,t}^{start}$ ， $x_{g,t}^{shut}$  分别表示火电技术  $g$  在  $t$  小时段的在线机组数量、启动机组数量和关停机组数量，采用上述快速机组组合方法后具体的火电运行约束描述如下：

$$x_{g,t}^{commit} \leq y_g^p / \Omega_g^{Psize}, \forall g \in H, t \in T \quad (A10)$$

$$x_{g,t}^{start} \leq y_g^p / \Omega_g^{Psize}, \forall g \in H, t \in T \quad (A11)$$

$$x_{g,t}^{shut} \leq y_g^p / \Omega_g^{Psize}, \forall g \in H, t \in T \quad (A12)$$

$$x_{g,t}^{commit} - x_{g,t-1}^{commit} = x_{g,t}^{start} - x_{g,t}^{shut}, \forall g \in H, t \in T \quad (A13)$$

$$x_{g,t-1}^{inj} - x_{g,t}^{inj} \leq (x_{g,t}^{commit} - x_{g,t}^{start}) \Omega_g^{Psize} k_g^{down} - x_{g,t}^{start} \Omega_g^{Psize} \rho_g^{\min} + x_{g,t}^{shut} \Omega_g^{Psize} \min[\rho_g^{\max}, \max(\rho_g^{\min}, k_g^{down})], \forall g \in H, t \in T \quad (A14)$$

$$x_{g,t}^{inj} - x_{g,t-1}^{inj} \leq (x_{g,t}^{commit} - x_{g,t}^{start}) \Omega_g^{Psize} k_g^{up} - x_{g,t}^{shut} \Omega_g^{Psize} \rho_g^{\min} + x_{g,t}^{start} \Omega_g^{Psize} \min[\rho_g^{\max}, \max(\rho_g^{\min}, k_g^{up})], \forall g \in H, t \in T \quad (A15)$$

$$x_{g,t}^{inj} \geq x_{g,t}^{commit} \Omega_g^{Psize} \rho_g^{\min}, \forall g \in H, t \in T \quad (A16)$$

$$x_{g,t}^{inj} \leq x_{g,t}^{commit} \Omega_g^{Psize} \rho_g^{\max}, \forall g \in H, t \in T \quad (A17)$$

$$y_g^p / \Omega_g^{Psize} - x_{g,t}^{commit} \geq \sum_{t \in (t - \tau_g^{down}, t)} x_{g,t}^{shut}, \forall g \in H, t \in T \quad (A18)$$

$$x_{g,t}^{commit} \geq \sum_{t \in (t - \tau_g^{up}, t)} x_{g,t}^{start}, \forall g \in H, t \in T \quad (A19)$$

式(A10)——(A13)表示火电技术  $g$  在线机组数量、启动数量、关停数量和总机组数量之间的关系，其中， $\Omega_g^{Psize}$  为  $g$  的单位机组容量。式(A14)和(A15)表示火电的爬坡约束，其中， $k_g^{down}$  和  $k_g^{up}$  分别为  $g$  的最大向下和向上爬坡率， $\rho_g^{\min}$  为  $g$  的最小出力比例， $\rho_g^{\max}$  为  $g$  在  $t$  小时段的最大出力比例。式(A16)和(A17)表示火电的在线出力约束。式(A18)和(A19)表示火电的最小停机/开机时间约束，其中， $\tau_g^{down}$  和  $\tau_g^{up}$  分别为  $g$  单位机组的最小停机和开机小时数， $(t - \tau_g^{down} : t)$  为从  $(t - \tau_g^{down})$  小时段到  $t$  小时段经过的时间段， $(t - \tau_g^{up} : t)$  为从  $(t - \tau_g^{up})$  小时段到  $t$  小时段经过的时间段。

6) 水电运行约束：

本文参考现有研究采用水库水电站运行特性模型，具体运行约束描述如下：

$$x_{g,t}^{sto} - x_{g,t-1}^{sto} = \sigma_{g,t}^{sto} P_g - x_{g,t}^{inj} / \eta_g^- - \delta_{g,t}, \forall g \in W, t \in T \quad (A20)$$

$$x_{g,t}^{inj} - x_{g,t-1}^{inj} \leq k_g^{up} P_g, \forall g \in W, t \in T \quad (A21)$$

$$x_{g,t-1}^{inj} - x_{g,t}^{inj} \leq k_g^{down} P_g, \forall g \in W, t \in T \quad (A22)$$

$$x_{g,t}^{inj} / \eta_g^- + \delta_{g,t} \geq w_g^{\min}, \forall g \in W, t \in T \quad (A23)$$

$$x_{g,t}^{inj} \leq P_g, \forall g \in W, t \in T \quad (A24)$$

$$x_{g,t}^{inj} \leq x_{g,t-1}^{sto}, \forall g \in W, t \in T \quad (A25)$$

$$x_{g,t}^{sto} \leq Z_g^{sto}, \forall g \in W, t \in T \quad (A26)$$

式(A20)表示水量平衡约束，由水电站  $g$  在  $t$  小时段的蓄水量对应的能量水平  $x_{g,t}^{sto}$  来表征，其中， $W$  为水电站的集合； $P_g$  为水电站  $g$  的发电容量； $\sigma_{g,t}^{sto}$  为  $g$  在  $t$  小时段的入库流量对应的能量折算至发电容量的标准值； $\delta_{g,t}$  为  $g$  在  $t$

小时段的泄流量对应的能量。式(A21)和(A22)表示水电的爬坡约束。式(A23)表示最小用水量约束,其中,  $w_g^{\min}$  为每个小时段最小用水量对应的能量。式(A24)和(A25)表示水电站出力受发电容量和蓄水能量的限制。式(A26)表示水库容量约束,其中,  $Z_g^{\text{sto}}$  为  $g$  的可用水库容量对应的能量容量。

7) 政策约束:

本文主要考虑二氧化碳排放量约束和可再生能源电力消纳责任权重约束,描述如下:

$$\sum_{t \in T} \sum_{g \in G} x_{g,t}^{\text{inj}} \varepsilon_g^{\text{CO}_2} \leq \varepsilon^{\text{max}} \sum_{t \in T} [d_t + \sum_{g \in O} (x_{g,t}^{\text{wit}} - x_{g,t}^{\text{inj}})] + y^{\text{emi}} \quad (\text{A27})$$

$$\sum_{t \in T} \sum_{g \in I'} x_{g,t}^{\text{inj}} \geq \varepsilon^{\text{ESR}} \sum_{t \in T} (d_t + \sum_{g \in O} (x_{g,t}^{\text{wit}} - x_{g,t}^{\text{inj}})) \quad (\text{A28})$$

式(A27)表示系统全年二氧化碳排放量不超过允许量,其中,  $\varepsilon_g^{\text{CO}_2}$  为  $g$  的二氧化碳排放率;  $\varepsilon^{\text{max}}$  为最大允许二氧

化碳排放率。式(A28)要求至少  $\varepsilon^{\text{ESR}}$  比例的总电力需求由可再生能源供给。

附录 B 参数

表 B1 长期储能技术经济参数

Table B1 Technical and economic parameters of long-duration energy storage

技术经济参数维度	各类参数的离散取值范围
充电功率容量单位投资成本/(元/kW)	650, 2000, 4000, 6000
放电功率容量单位投资成本/(元/kW)	650, 2000, 4000, 6000
储能容量单位投资成本/(元/(kW·h))	7, 35, 70, 140, 350
充电效率/%	30, 50, 70, 90
放电效率/%	20, 40, 60, 80

表 B2 2045 年各类电源及储能的成本参数

Table B2 Cost of various power sources and energy storage in 2045

灵活性资源种类	功率容量年化投资成本/(元/MW)	储能容量年化投资成本/(元/(kW·h))	年化固定运维成本/(元/MW)	可变运维成本/(元/(kW·h))	单位机组启动成本/元
火电	425000	—	74000	24	148300
风电	445000/876500 <sup>①</sup>	—	236000	—	—
光伏	330000/539000	—	22250	—	—
短期储能 <sup>②</sup>	236000/310000	54000/135000	16850	3	—
长期储能 <sup>③</sup>	参考表 B1 取值情况	参考表 B1 取值情况	0	—	—

注: ① “/” 左边为低水平预测成本, 右边为中等水平预测成本; ② 短期储能以锂离子电池为例, 充放电效率均为 93%; ③ 长期储能的相关假设参照表 B1。基准长期储能以氢储能为例, 假设的发展水平为: 充电功率容量成本为 4000 元/kW, 放电功率容量成本为 4000 元/kW, 储能容量成本为 70 元/kWh, 充电效率为 70%, 放电效率为 60%; ④ 除锂离子电池外, 所有资源均考虑 30 年的资产寿命来计算年化成本, 锂离子电池考虑 15 年的资产寿命; ⑤ 基于国内储能成本回收相关政策, 贴现率以 6.5% 为准。



房珂

在线出版日期: 2022-11-30。

收稿日期: 2022-06-15。

作者简介:

房珂(1997), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为季节性储能、高比例新能源电力系统, dt\_fkfk@sina.com;

周明(1967), 女, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为新能源电力系统分析和运行、电力市场, zhouming@ncepu.edu.cn;

\*通信作者: 武昭原(1994), 男, 博士, 讲师, 主要研究方向为电力市场、电力系统灵活性, wuzy@ncepu.edu.cn。

(编辑 乔宝榆, 李新洁)