

支撑双碳目标的新型储能发展潜力及路径研究

任大伟, 侯金鸣, 肖晋宇, 金晨, 吴佳玮

(全球能源互联网发展合作组织, 北京 100031)

摘要: 构建新型电力系统对于实现“碳达峰、碳中和”目标至关重要。系统灵活调节能力已成为构建新型电力系统的关键因素。新型储能具有多种优势, 且技术经济性正在快速进步, 必将成为提升系统灵活调节能力的重要支撑。未来支撑实现双碳目标的新型电力系统需要多少新型储能、什么样的新型储能以及如何发展新型储能是需要重点研究的课题。将中国电力系统转型路径、灵活性资源协同规划、储能技术发展及中国电力系统的特征相结合, 以转型路径情景为基础边界, 充分考虑煤电发展过程存在的不确定, 提出 3 种新型储能研究方案; 采用基于时序生产模拟的电力系统源网荷储扩展优化模型, 充分刻画七大区域电网的电源、负荷及电网互联等系统特性, 全面考虑系统灵活性资源的技术经济特性, 量化分析全国七大区域电网对各类型储能的需求潜力; 从碳达峰、快速减排、碳中和 3 个阶段, 针对新型储能的发展任务、技术经济水平及发展规模等维度提出新型储能的发展路径, 为中国新型储能发展规划和产业持续发展提供决策参考。

关键词: 新型电力系统; 新型储能; 源网荷储协同规划; 需求潜力; 发展路径

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202303034

0 引言

2020 年 9 月中国提出全社会实现“碳达峰、碳中和”的目标, 制定了 2030 年风光新能源和非化石能源占比新目标, 发布了 1+N 政策体系, 提出构建新能源为主体的新型电力系统, 为中国能源电力清洁转型指明了发展方向和遵循路径^[1-3]。截至 2022 年, 中国风电、光伏装机分别达 3.65 亿 kW、3.93 亿 kW, 两者占全国发电总装机容量的 29.6%。“双碳”目标下, 以风光为代表的新能源未来将继续保持较高增速, 逐步成为主力电源。风光新能源发电具有随机性、波动性、间歇性等特点, 系统灵活调节能力已成为影响风光集中式与分布式大发展、构建新型电力系统的关键因素。

新型储能一般指除抽水蓄能外, 用于电力存储的一类新兴储能技术, 主要包括锂离子电池、液流电池、飞轮、压缩空气、氢(氨)储能、储热(冷)等, 具有形式多样、布置灵活、响应快速等特点, 技术经济性正快速进步, 是提升系统

灵活调节能力的必然选择和重要支撑。为推动新型储能产业健康发展, 国家相继印发了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》《“十四五”新型储能发展实施方案》《“十四五”可再生能源发展规划》等政策文件与规划。随着能源清洁转型不断深入, 风光等波动性新能源占比快速提高, 未来支撑实现“双碳”目标的新型电力系统到底需要多少新型储能、需要什么样的新型储能以及新型储能技术和产业如何发展才能够满足需求, 还需要进一步的探索。

近年来, 已有专家学者针对中国新型电力系统构建过程中的储能需求开展了较为宏观的研究分析^[4-8]。文献[4]研究了深度低碳、零碳、负碳三种电力转型情景下的转型路径, 探讨了新能源利用、电力平衡等亟待解决的重大问题, 提出了电力系统低碳转型对新型储能的需求。文献[5]聚焦电力供应保障问题, 选取深度低碳保守场景作为煤电退减路径基础场景开展电力电量平衡分析, 并给出了基础场景下新型储能的规模。新型电力系统源网储规划方法方面, 已有专家学者开展了深入的研究^[9-12]。文献[9]基于灵活性供需平衡机理, 建立了包含投资决策和运行模拟的双层

收稿日期: 2023-03-07; 修回日期: 2023-07-03。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(72131007)。



统筹规划模型, 设计了两阶段迭代求解算法, 对源荷储资源进行了优化规划。文献 [10] 引入灵活性指标量化评估了电源、负荷、储能多类型灵活性资源的调节潜力并作为优化变量纳入到规划模型中, 建立了以成本最低为目标的高比例新能源电源规划模型。文献 [11] 建立了计及多种灵活性资源出力约束和基于时序的生产运行模型, 以系统总成本最低为优化目标, 优化新能源电源、互联电网及储能的容量。新型储能技术发展方面, 文献 [13] 回顾了储能技术的基础研究、关键技术和集成示范, 总结了 2021 年中国储能技术领域的主要进展。文献 [14] 在综述国内外储能技术发展现状的基础上, 提出了储能技术的未来发展总目标, 从 5 个维度提出了关键技术发展路线图。以上研究分别从新型电力系统转型路径、源网储协同规划、新型储能技术发展各自维度开展了深入研究。

本文将中国电力系统宏观转型路径分析、微观源网荷储灵活性资源协同规划分析、不同类型新型储能技术发展定位和水平以及中国电力系统煤电基数大且全国区域电网互联的系统特征相结合, 以中国实现双碳目标的新型电力系统转型路径情景为基础边界, 充分考虑煤电发展过程存在的不确定, 提出 3 种支撑双碳目标实现的新型储能研究方案, 采用基于 8 760 h 时序生产模拟的电力系统源网荷储扩展优化模型, 充分刻画七大区域电网的资源禀赋、负荷特征以及区域电网之间的互联格局和规模, 全面考虑系统中可调节电源、新能源、互联电网、负荷需求响应及各类型储能等灵活性资源的技术经济特性, 量化分析全国七大区域电网对各类型储能的需求潜力, 并分碳达峰、快速减排、碳中和 3 个阶段从新型储能的发展任务、技术经济水平以及各种新型储能技术的发展规模等维度提出新型储能的发展路径, 为中国新型储能发展规划和产业持续健康发展提供决策参考。

1 模型方法及流程

1.1 模型方法

本文建立了基于时序、计及多种灵活性资源出力约束, 且考虑多种时间尺度不确定性的快速

生产运行模拟模型, 以系统总成本最低为目标, 兼顾投资决策和生产运行约束, 可统筹优化系统目标年的源-网-储的容量规模, 为源-网-储的中长期规划提供量化支撑。

模型主要包含优化目标、投资决策约束及生产运行约束 3 个方面, 说明如下。

1) 优化目标为系统总成本最低, 包括投资成本和运行成本。电源、电网及储能的投资成本为单位投资成本与容量的乘积, 其中容量为优化变量。系统的总运行成本包括火电的发电成本、失负荷成本, 火电出力与失负荷量为优化变量, 即

$$\min C_{\text{sys}} = C_{\text{gen}}^{\text{inv}} + C_{\text{line}}^{\text{inv}} + C_{\text{sto}}^{\text{inv}} + C_{\text{sys}}^{\text{oper}} \quad (1)$$

式中: $C_{\text{gen}}^{\text{inv}}$ 、 $C_{\text{line}}^{\text{inv}}$ 、 $C_{\text{sto}}^{\text{inv}}$ 、 $C_{\text{sys}}^{\text{oper}}$ 分别为电源、电网、储能的年化投资成本和系统的年运行成本。

2) 投资决策约束主要包括系统供电充裕度、新能源发电量占比以及新能源电源、互联电网及新型储能的最高可规划容量等。系统供电充裕度方面, 要求失负荷量小于负荷总量的较小比例, 或者不允许失负荷, 约束为

$$\sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_d} d_{i,t}^{\text{cut}} \leq \beta \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_d} d_{i,t} \quad (2)$$

式中: N_t 、 N_d 分别为时段数和负荷数; $d_{i,t}$ 、 $d_{i,t}^{\text{cut}}$ 分别为时刻 t 负荷 i 及其失负荷的大小; β 为供电充裕度。

新能源发电量占比可反映新型电力系统低碳转型的进程, 一般要求一定比例的系统用电负荷由新能源发电来满足, 约束为

$$\sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_r} r_{i,t} \geq \alpha \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_d} d_{i,t} \quad (3)$$

式中: $r_{i,t}$ 为时刻 t 新能源 i 的发电出力; N_r 为新能源设备数量; α 为新能源发电的渗透率, 与能源转型进程密切相关。

3) 生产运行主要考虑可调节性电源和新能源出力、互联电网输送功率、储能充放电功率以及系统电力供需平衡等运行特性, 其中储能充放电约束为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{sto},t}^{\text{dis}}, P_{\text{sto},t}^{\text{cha}} \leq C_{\text{apsto}} \\ E_{\text{sto},t} - E_{\text{sto},t-1} \leq \eta_{\text{sto}} P_{\text{sto},t}^{\text{cha}} - P_{\text{sto},t}^{\text{dis}} / \eta_{\text{sto}} \\ 0 \leq E_{\text{sto},t} \leq H_{\text{sto}} C_{\text{apsto}} \end{cases} \quad (4)$$



式中： $P_{sto,t}^{dis}$ 、 $P_{sto,t}^{cha}$ 分别为时刻 t 储能的放电和充电功率； C_{apsto} 为储能的待建功率，为优化决策变量； $E_{sto,t}$ 为时刻 t 储能的荷电或电量状态； η_{sto} 为储能充放电效率； H_{sto} 为储能持续充放电时间，一般要求储能充放电过程满足储能设备的能量平衡。

不同类型储能充放电效率、持续充放电时长、成本各不同，不再区分不同类型储能跨时间尺度平衡的特点，允许不同类型储能基于时序曲线决定充放电，从经济性最优的角度开展统筹优化。其他详细数学表达可进一步参考文献 [11, 15]。

1.2 计算流程

储能需求优化计算流程如图 1 所示。首先，根据已有研究基础确定各类输入参数，包括各类可调节电源出力特性、成本及规模，新能源出力曲线、成本及规模，电网输电特性、成本及规模，储能调节特性和成本，新能源渗透率以及供电充裕度等技术经济指标，具体参数详见 2.2 节基础边界。其次，以确保持用电可靠性为前提，结合各类电力、电量平衡约束，以综合度电成本最低为优化目标，采用混合整数线性规划进行建模，优化系统 8 760 逐小时的运行过程；最终，得出满足平衡要求的最优储能装机、新能源装机优化结果，计算相应的新能源利用率和系统综合度电成本等参数。

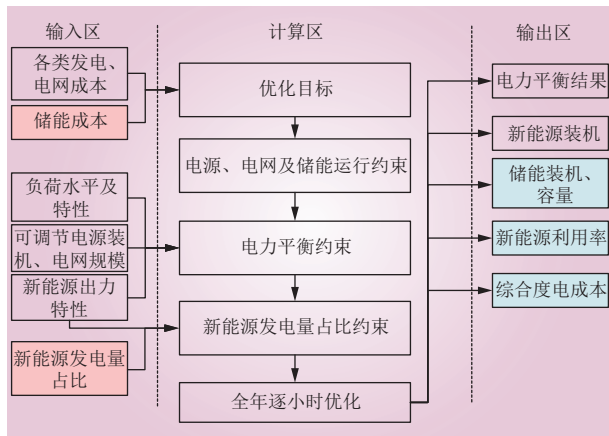


图 1 储能需求优化计算流程
Fig. 1 Optimization calculation process of energy storage demand

储能需求是对其功率、持续放电时间、成本等因素的复杂组合，因此，对功能区别较大的短时储能（提供功率调节能力）和长期储能（提供能量调节能力）分别建模。求解过程充分考虑了

来自于可调节电源、电网互联和负荷错峰等方面的灵活性，计算结果是系统对各类型储能的需求，包括短时储能（抽蓄和锂离子电池储能）和长期储能（氢储能），抽蓄以外的储能需求即为新型储能需求。

2 储能需求潜力

2.1 电力系统转型路径

构建新型电力系统能够有力推动电力生产在 2050 年前实现近零排放，之后为实现碳中和提供负排放。电力将是减排力度最大、脱碳速度最快的领域，减排量占能源活动 40% 以上 [11]。

碳达峰阶段（2030 年前），推动构建新型电力系统，转变煤电定位，加快风光新能源发电建设，电力生产碳排放明显下降。2030 年新能源发电量占比约 30%，电力生产碳排放降至 45 亿 t。

快速减排阶段（2030—2050 年），在确保供应安全的前提下，推动煤电有序退出，优化气电功能布局，通过碳捕集利用与封存（CCS）、生物质碳捕集与封存碳捕集量约 15 亿 t CO₂，2050 年前电力生产实现近零排放，2050 年新能源发电量占比约 60%。

全面中和阶段（2050—2060 年），2060 年电力生产 90% 以上由清洁能源供应，65% 由新能源电源供应，碳捕集量约 10 亿 t CO₂，进入电力供应负排放时代，为全社会 2060 年前碳中和提供负排放空间。

2.2 基础边界

2.2.1 负荷水平及特性

根据中国碳中和之路研究 [16]，预计 2030、2050、2060 年中国全社会用电量分别达到 11.4 万亿、16 万亿、17 万亿 kW·h；最大负荷分别达到 18.2 亿、26 亿、27.4 亿 kW。在负荷特性方面，考虑优惠电价政策或市场机制的引导作用，部分负荷将向用电成本更低的时段转移，起到一定移峰填谷的效果，负荷最大利用小时数将逐年有所提高。

2.2.2 电源装机

根据中国碳中和之路研究，预计 2030 年、2050 年、2060 年中国电源总装机（不含抽蓄）将分别达到 39 亿、76 亿和 78 亿 kW。清洁能源发电（不含煤电和气电）装机比重持续上升，2030 年

达到 24.6 亿 kW，占比约 63%。2030—2050 年，清洁能源装机每年须增长 2 亿 kW，达到 65.1 亿 kW，占比约 85%。2050—2060 年，每年需增长 0.5 亿 kW，达到 69.7 亿 kW，实现约 90% 的电源装机由清洁能源承担，具体如图 2 所示。

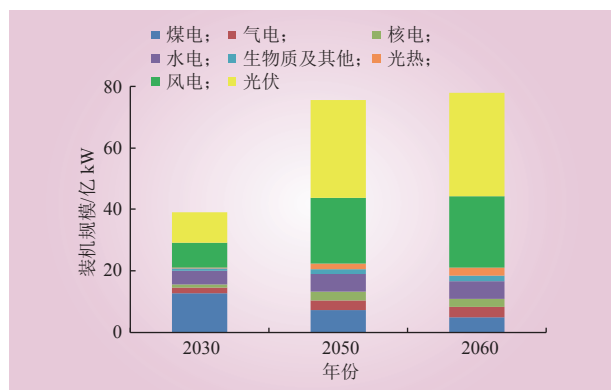


图 2 中国不同阶段电源装机
Fig. 2 Power generation capacity of China at different stages

由于煤电发展受多种因素影响，研究中以前述转型路径情景作为基准方案，分别构建高煤电、低煤电方案的发展情景。

基准方案：延续现有的煤电发展政策，从主体电源向调节性电源转变，将主要发挥辅助服务、保障灵活性和可靠性等作用。2030 年前，装机容量达峰 12.7 亿 kW 后，到 2050 年逐步降至 7.2 亿 kW 左右，到 2060 年，进一步降至 5 亿 kW，约 2 亿~3 亿 kW 煤电机组关停后作为战略备用保留。

高煤电方案：考虑碳捕集及封存技术快速进步和大规模应用，煤电+CCS 可以实现较好的减排效果，2030 年前煤电装机峰值达到 13 亿 kW，2050 年、2060 年装机分别降至 9 亿、7 亿 kW。2060 年约 2 亿~3 亿 kW 煤电机组关停后作为战略备用保留。

低煤电方案：按照煤电低峰值达峰，最终煤电不再纳入日常电力电量平衡，约 2 亿~3 亿 kW 煤电机组关停后作为战略备用保留，2030 年前煤电装机峰值为 11.4 亿 kW，2050 年、2060 年装机分别降至 2.3 亿 kW、0。

风电、光伏的小时级时序发电出力特性数据来自全球清洁能源资源开发与评估平台 (GREEN) [17-18]，根据电源基地规划方案，每个区域选取 5~10 个具有代表性的新能源发电特性曲线。考虑极热无风、

极寒无光等气候条件在一年中出现的平均时长，分析计算中 2060 年允许系统失去一定比例的负荷，最大允许失负荷量约占全年用电负荷的 5%，且失负荷设置一定成本门槛，约 2 元/(kW·h)，失负荷通常由作为应急和战略备用的 2 亿~3 亿 kW 煤电来保障。储能的需求与系统调节电源的规模、结构和分布关系密切，为充分考虑构建新型电力系统的储能需求，在分析计算过程中，2060 年作为应急和战略备用的 2 亿~3 亿 kW 煤电未纳入平衡计算。

2.2.3 互联电网

全国按照电网结构分为华北、华东、华中、东北、西北、西南和南方 7 个分区，研究中着眼于宏观分析储能需求，考虑到计算效率要求，暂不计及各区域内电网对灵活性资源发挥调节作用的约束，仅考虑各区域之间的电网互联约束。预计 2030、2050 及 2060 年中国 7 大区域电网互联规模将分别达到 345 GW、610 GW、618 GW^[19-21]。

2.2.4 新型储能

考虑短时功率型储能和长期能量型储能在电力系统中的不同作用，分别对 2 种储能进行建模和优化计算。短时储能主要考虑抽水蓄能和锂离子电池（新型短时储能），两者分开建模，抽蓄持续放电时间按照 6~8 h 考虑，充放电效率 75%，锂离子电池持续放电时间按照 4 h 考虑，充放电效率 85%，结合专项规划，分析中不再对抽蓄规模进行优化；新型长期储能参照包含电解槽、储氢罐和氢发电设备的氢储能系统为例，持续放电时间一般可达 100 h，“电-氢-电”的充放电效率为 50%。结合大规模储能技术发展研究，以下给出不同类型储能的投资成本变化趋势^[22-23]，如图 3 所示。

2.3 储能需求分析

本节采用上文提到的基于 8 760 h 时序生产模拟的电力系统源网荷储扩展优化模型开展全国分区域储能需求的量化研究。以“双碳”目标下电力转型路径情景为边界条件，综合考虑可调节装机变化等不确定因素，提出 3 个支撑“双碳”目标实现的储能研究方案，分别为基准方案、高煤电方案、低煤电方案，从源网荷储统筹优化的角度，按照 2030、2050、2060 年 3 个水平年分别优化计算实现“双碳”目标过程中的全国储能（含抽蓄）需求总量。

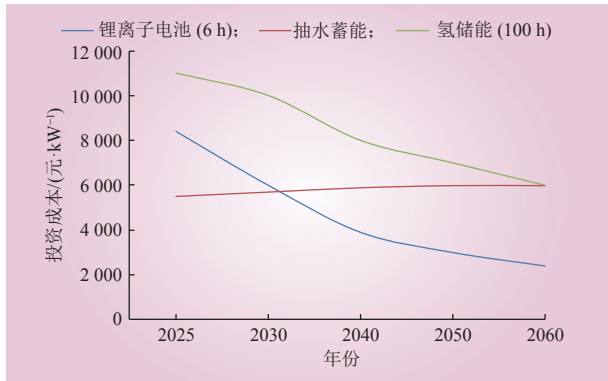


图 3 各类储能不同阶段的投资成本

Fig. 3 Investment cost of various types of energy storage at different stages

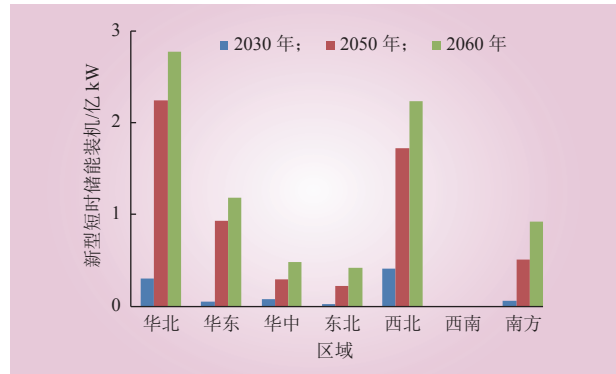


图 5 不同区域各个阶段的新型短时储能需求

Fig. 5 New short-term energy storage demand of each stage in different regions

2.3.1 基准方案

2030、2050 和 2060 年，储能（含抽蓄）装机需求分别约为 2.6 亿、9.5 亿和 12.5 亿 kW。抽水蓄能的开发受站址资源约束较大，未来开发的潜力存在一定的天花板，预计 2030、2050、2060 年开发规模分别为 1.7 亿、3.0 亿和 3.5 亿 kW。综上，到 2030、2050、2060 年，预计新型储能的需求分别为 0.9 亿、6.5 亿、9 亿 kW，其中新型长期储能需求分别为 0、0.6 亿和 1 亿 kW。

基准方案下不同区域各个阶段的储能总需求、短时储能需求、长期储能需求以及 2060 年西北区域最大负荷周电力平衡结果如图 4~7 所示。分区域来看，华北区域新能源装机总量较高，出力波动明显，与用电负荷需求不匹配，呈现强烈的反调峰特性，对储能的需求较高。华东区域用电负荷较大，对用户侧灵活性调节资源的需求较大。华中区域水电等可调节电源占比较高，对新

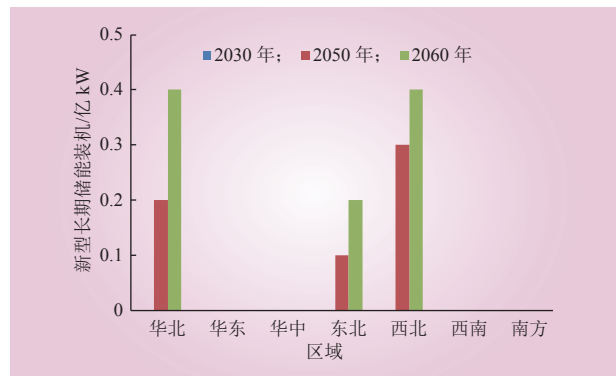


图 6 不同区域各个阶段的新型长期储能需求

Fig. 6 New long-term energy storage demand of each stage in different regions

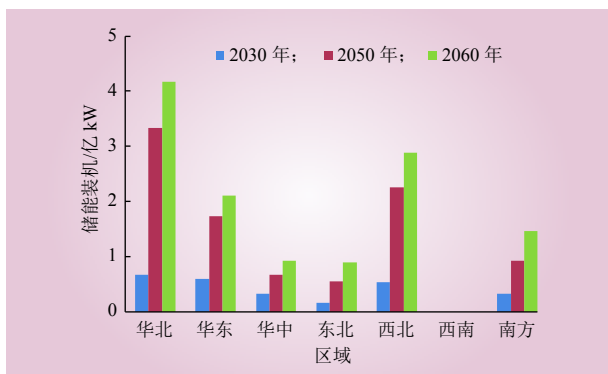


图 4 不同区域各个阶段的储能总需求

Fig. 4 Total energy storage demand of each stage in different regions

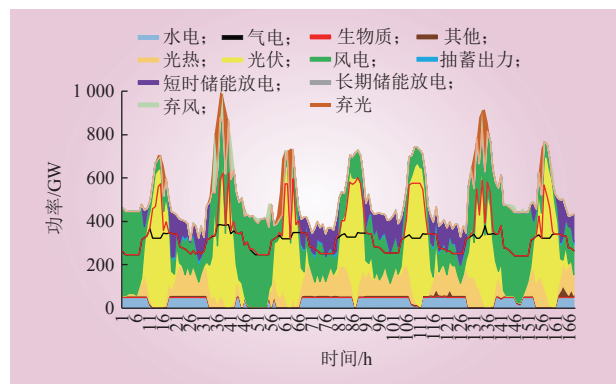


图 7 2060 年西北区域最大负荷周电力平衡结果

Fig. 7 Maximum load weekly power balance results of Northwest China region in 2060

型储能的需求相对较小。东北区域热电联产机组占比较高，灵活性调节能力相对有限，对储能的需求较大。西北区域风光新能源装机占比高，在



煤电装机逐渐降低、水电基本开发完毕、核电开发受站址限制等条件下，对储能的需求较大。西南区域水电装机占比高，调节能力较为充足，对新型储能的需求不大。南方区域用电负荷大，外受电比例高，区外来电的特性对电网的灵活性影响明显，如果充分发挥云南等地的水电调节能力，可以显著降低煤电需求。

2.3.2 高煤电方案

高煤电方案下，2030、2050 和 2060 年，煤电装机分别为 13 亿、9 亿和 7 亿 kW，储能（含抽蓄）装机需求明显减少，分别约为 2 亿、7.7 亿和 10.4 亿 kW。由于煤电装机的增加，对新能源装机容量的需求相应减少，2030、2050 和 2060 年风光装机相应为 18 亿、52 亿、55.1 亿 kW。扣除抽蓄发展规模后，新型储能的需求分别为 0.3 亿、4.7 亿、6.9 亿 kW，其中新型长期储能为 0。

2.3.3 低煤电方案

低煤电方案下，2030、2050 和 2060 年，煤电装机分别为 11.4 亿 kW、2.3 亿 kW 和 0，储能（含抽蓄）装机需求明显增加，分别约为 3.6 亿、15.5 亿和 19 亿 kW。其中，新型长期储能（持续放电时间 100 h 以上）分别为 0、1 亿、2.1 亿 kW。在快速减排和碳中和阶段，由于具有季节性调节能力的煤电快速减少，大容量的长期储能对于电力系统必不可少。由于煤电装机的减少，需增加新能源装机容量满足电量需求，2030、2050 和 2060 年风光装机相应为 18 亿、54.7 亿、60.5 亿 kW。扣除抽蓄后，新型储能的需求分别为 1.9 亿、12.5 亿、15.5 亿 kW。

2.3.4 方案对比

可调节电源装机的规模对储能需求的总量和结构影响显著。对比 3 种方案，其他可调节电源条件相同的情况下，煤电装机规模越大，系统对于储能的需求越小。3 种方案横向对比来看，以 2060 年为例，低煤电、基准方案、高煤电方案的火电装机分别为 0、5 亿、7 亿 kW，储能需求分别为 19 亿、12.5 亿、10.4 亿 kW。

3 种方案下，电力系统经济性水平存在差异。低煤电方案煤电装机最小，但需要增加新能源装机以补充煤电退出留下的电量缺口，并且新装大量的储能满足系统灵活性需求；高煤电方案对储能需求小，但煤电发电量大，每年煤耗成本和碳捕集及封存的成本相应较高。综合来看，基准方案是将设备投资成本、运行成本等多种经济性因素统筹考虑的优化结果。

3 储能发展路径

基于以上不同类型储能需求规模优化分析结果，结合各类储能技术的发展研判，从阶段目标、技术水平、发展规模等维度研判给出在实现“双碳”目标的过程中储能发展路径，如表 1 所示，众多储能技术将构成一个与现代能源体系发展相适应的综合储能系统。以下分析中，将短时储能进一步细分为抽蓄和飞轮、压缩空气储能、锂（钠）离子电池、液流电池、电动汽车等新型短时储能，长期储能主要包括氢储能，也是新型长期储能。

表 1 储能不同维度发展路径
Table 1 Development paths of energy storage in different dimensions

阶段	目标	技术经济水平	发展规模
碳达峰	充分发挥常规电源调节能力，优先建设开发抽水蓄能，积极探索新型储能技术在各场景下的商业模式	锂(钠)系电池：循环寿命>6000次，成本800~1000元/(kW·h)；液流电池：效率>80%，成本约为2000元/(kW·h)；压缩空气（地穴）：效率约为65%，成本6000~7000元/kW；氢储能：效率约为40%，成本约为10000元/kW（100 h）	液抽水蓄能1.7亿kW；锂（钠）电池储能约1000万kW；其他新型储能规模超过1000万kW左右
快速减排	电源侧大规模配置储能平抑新能源波动，用户侧提高电动汽车参与V2G或换电模式的渗透率，加强跨能源品种的耦合	锂(钠)系电池：循环寿命>8000次，成本500~700元/(kW·h)；液流电池：效率>85%，成本约为1700元/(kW·h)；压缩空气（地穴）：效率约为70%，成本5000~6000元/kW；氢储能：效率约为50%，成本6000~7000元/kW	液抽水蓄能3亿kW；锂（钠）电池储能约2.5亿~3亿kW，电动汽车约2.5亿~3亿kW；氢储能约0.5亿~1亿kW；其他新型储能约数千万kW左右
碳中和	各种技术类型的储能在不同应用场景下发挥重要作用，共同构成综合储能系统	锂(钠)系电池：循环寿命>10000次，成本约为500元/(kW·h)；液流电池：效率>85%，成本约为1500元/(kW·h)；压缩空气（地穴）：效率约为70%，成本4000~5000元/kW；氢储能：效率约为60%，成本5000~6000元/kW	液抽水蓄能3.5亿kW；电化学电池储能约3.5亿~4亿kW，电动汽车约3.5亿~4亿kW，氢储能约1亿~1.5亿kW；其他新型储能约1亿kW以内

3.1 碳达峰阶段（2030 年前）

新能源占比相对较低，充分发挥常规电源调节能力，优先建设开发抽水蓄能，可基本满足系统需求。应充分利用这一窗口期，积极探索新型储能技术在各场景下的工程应用，为后续快速减排阶段的需求奠定基础。

从技术发展上看，锂离子电池储能逐渐过渡为高安全大容量技术路线，循环寿命达到 6000 次以上，钠离子电池技术基本成熟，循环寿命达到 4000 次以上，锂（钠）离子电池成本不断下降至 800~1000 元/(kW·h)，安全性水平大幅提升，进入商业化应用阶段；地下洞穴式压缩空气储能的成本降至 8000~9000 元/kW，其他新型储能技术经济性指标不断改善，在系统调频、新能源送出等应用场景初步展现出应用价值。

从建设规模来看，到 2030 年，锂（钠）电池储能达到约 0.5 亿~0.8 亿 kW（2 亿~2.4 亿 kW·h），电动汽车基本实现有序充电并逐渐开展 V2G，双向调节功率达到约 1000 万 kW；其他新型储能示范工程总规模超过 1000 万 kW 左右。

3.2 快速减排阶段（2030—2050 年）

随着新能源占比不断提高，需要在电源侧大规模配置储能平抑新能源发电的随机性和波动性，初期快速提高短时储能的装机规模，后期逐渐增加长期储能；在用户侧，电动汽车参与 V2G 或换电模式的渗透率快速提高，电-氢跨能源品种的耦合不断增强，非专用的低边际成本储能逐渐成为用户侧储能的主体。

从技术发展上看，锂（钠）电池成为短时储能的重要手段，循环寿命达到 8000 次以上，成本下降至 500~700 元/(kW·h)；地穴式压缩空气储能充分开发，成本有望降至 5000~7000 元/kW；其他储能技术趋于成熟，在特定场景下发挥特有优势或多种储能技术组合应用。氢储能以制氢-储输氢-氢发电环节相对独立配置为特点，电制氢系统成本下降至 2000 元/kW 以下；储氢设备结合应用场景，高压气氢、液氢或氢化合物等多种形式并存；氢发电设备以氢燃机（或燃气机掺氢）为主，成本降至 3000 元/kW，发挥电源支撑的重要作用，氢燃料电池为辅，成本降至 2000 元/kW 左右，主要用于分布式应用场景。

从建设规模来看，到 2050 年，锂（钠）电池

储能电站约 2.5 亿~3.0 亿 kW（12 亿~15 亿 kW·h），电动汽车参与 V2G 的规模约 2.5 亿~3.0 亿 kW，氢储能约 0.5 亿~1 亿 kW；其他新型储能总规模在数千万 kW 左右。

3.3 碳中和阶段（2060 年前）

新能源成为供能主体后，需要更大规模的储能作为灵活性资源的基础。各种技术类型的储能在不同应用场景下发挥重要作用，共同构成综合储能系统。

从技术发展上看，金属空气电池等新型电化学储能有望实现广泛应用，循环寿命达到 10000 次以上，成本下降至 500~700 元/(kW·h)；电、氢、热等不同能源品种紧密耦合，实现协同发展，在整个能源系统中形成“广义储能”。

从建设规模来看，到 2060 年，电化学电池储能电站约 3.5 亿~4 亿 kW（16 亿~21 亿 kW·h），电动汽车参与 V2G 的规模约 3.5 亿~4 亿 kW，氢储能约 1 亿~1.5 亿 kW；其他新型储能总规模在 1 亿 kW 以内。

4 结论与建议

本文以双碳目标下电力转型路径情景为基础边界和方案，综合考虑煤电装机的不确定性，提出 3 个支撑双碳目标实现的储能研究方案，采用基于 8760 h 时序生产模拟的电力系统源网荷储扩展优化模型开展全国储能需求量化研究，并从不同阶段的发展任务、技术水平、建设规模等维度提出发展路径。主要结论和建议如下。

1) 基准方案下的储能需求是统筹考虑系统技术经济性的最优结果。预计 2030、2050 和 2060 年，中国新型储能（不含抽蓄）需求分别为 0.9 亿、6.5 亿、9 亿 kW，其中长期储能需求分别为 0、0.6 亿和 1 亿 kW。分区域来看，西南区域对新型储能需求最小；华东、南方、华中 3 个区域仅对短时储能需求较大；西北、华北、东北 3 个区域对新型短时储能和新型长期储能都有需求。

2) 综合基准、低煤电、高煤电 3 种方案分析，考虑到煤电退出路径和新型储能技术经济性进步的不确定性，预计 2030 年、2050 年、2060 年新型储能需求为 0.5 亿~1.5 亿、5 亿~8 亿、8 亿~10 亿 kW。



3) 2030 年前碳达峰阶段, 应充分利用这一窗口期, 积极探索新型储能技术在各场景下的工程应用, 为后续快速减排阶段的需求奠定基础。

4) 2030—2050 年快速减排阶段, 需要在电源侧快速提高短时储能, 逐渐增加长期储能; 在用户侧, 电动汽车参与 V2G 比例快速提高, 电-氢跨能源品种的耦合不断增强, 非专用的低边际成本储能逐渐成为用户侧储能的主体。

5) 2060 年前碳中和阶段, 各种技术类型的储能在不同应用场景下发挥重要作用, 共同构成综合储能系统。

参考文献:

- [1] 习近平. 在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话 [R]. 北京: 中华人民共和国国务院, 2020.
- [2] 新华网. 习近平在气候雄心峰会上的讲话 [EB/OL]. (2020-12-12)[2021-10-15]. http://www.xinhuanet.com/politics/leaders/2020-12/12/c_1126853600.htm.
- [3] 中华人民共和国国务院. 习近平主持召开中央财经委员会第九次会议 [EB/OL]. (2021-03-15)[2021-1015]. http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/15/content_5593154.htm.
- [4] 舒印彪, 张丽英, 张运洲, 等. 我国电力碳达峰、碳中和路径研究 [J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 1-14.
SHU Yinbiao, ZHANG Liying, ZHANG Yunzhou, *et al.* Carbon peak and carbon neutrality path for China's power industry[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 1-14.
- [5] 辛保安, 陈梅, 赵鹏, 等. 碳中和目标下考虑供电安全约束的我国煤电退减路径研究 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(19): 6919-6931.
XIN Baoan, CHEN Mei, ZHAO Peng, *et al.* Research on coal power generation reduction path considering power supply adequacy constraints under carbon neutrality target in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(19): 6919-6931.
- [6] 任大伟, 肖晋宇, 侯金鸣, 等. 双碳目标下我国新型电力系统的构建与演变研究 [J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3831-3839.
REN Dawei, XIAO Jinyu, HOU Jinming, *et al.* Construction and evolution of China's new power system under dual carbon goal[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3831-3839.
- [7] 刘沅昆, 张维静, 张艳, 等. 面向新型电力系统的新能源与储能联合规划方法 [J]. 智慧电力, 2022, 50(10): 1-8.
LIU Yuankun, ZHANG Weijing, ZHANG Yan, *et al.* Joint planning method of renewable energy and energy storage for new-type power system[J]. Smart Power, 2022, 50(10): 1-8.
- [8] 王新宝, 葛景, 韩连山, 等. 构网型储能支撑新型电力系统建设的思考与实践 [J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 172-179.
WANG Xinbao, GE Jing, HAN Lianshan, *et al.* Theory and practice of grid-forming BESS supporting the construction of a new type of power system[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 172-179.
- [9] 李海波, 鲁宗相, 乔颖. 源荷储一体化的广义灵活电源双层统筹规划 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(21): 46-54, 104.
LI Haibo, LU Zongxiang, QIAO Ying. Bi-level optimal planning of generation-load-storage integrated generalized flexibility resource[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21): 46-54, 104.
- [10] 徐唐海, 鲁宗相, 乔颖, 等. 源荷储多类型灵活性资源协调的高比例可再生能源电源规划 [J]. 全球能源互联网, 2019, 2(1): 27-34.
XU Tanghai, LU Zongxiang, QIAO Ying, *et al.* High penetration of renewable energy power planning considering coordination of source-load-storage multi-type flexible resources[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(1): 27-34.
- [11] 任大伟, 肖晋宇, 侯金鸣, 等. 计及多种灵活性约束和基于时序模拟的广域电力系统源-网-储协同规划方法 [J]. 中国电力, 2022, 55(1): 55-63.
REN Dawei, XIAO Jinyu, HOU Jinming, *et al.* Wide-area power system generation-transmission-storage coordinated planning method based on multiple flexibility constraints and time-series simulation[J]. Electric Power, 2022, 55(1): 55-63.
- [12] 杨修宇, 穆钢, 柴国峰, 等. 考虑灵活性供需平衡的源-储-网一体化规划方法 [J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3238-3246.
YANG Xiuyu, MU Gang, CHAI Guofeng, *et al.* Source-storage-grid integrated planning considering flexible supply-demand balance[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3238-3246.
- [13] 陈海生, 李泓, 马文涛, 等. 2021 年中国储能技术研究进展 [J]. 储能科学与技术, 2022, 11(3): 1052-1076.
CHEN Haisheng, LI Hong, MA Wentao, *et al.* Research progress of energy storage technology in China in 2021[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(3): 1052-1076.
- [14] 任大伟, 侯金鸣, 肖晋宇, 等. 能源电力清洁化转型中的储能关键技术探讨 [J]. 高电压技术, 2021, 47(8): 2751-2759.
REN Dawei, HOU Jinming, XIAO Jinyu, *et al.* Exploration of key technologies for energy storage in the cleansing transformation of energy and power[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(8): 2751-2759.
- [15] 清华大学. 电力规划决策与评估系统技术手册 [R]. 北京: 清华大

- 学, 2019.
- [16] 全球能源互联网发展合作组织. 中国碳中和之路 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2021.
- [17] 全球能源互联网发展合作组织. 全球清洁能源开发与投资研究 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2020.
- [18] 全球能源互联网发展合作组织. 清洁能源发电技术发展展望 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2020.
- [19] 全球能源互联网发展合作组织. 中国 2030 年前碳达峰研究报告 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2021.
- [20] 全球能源互联网发展合作组织. 中国 2060 年前碳中和研究报告 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2021.
- [21] 全球能源互联网发展合作组织. 特高压输电技术发展展望 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2020.
- [22] 全球能源互联网发展合作组织. 大规模储能技术发展路线图 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2020.
- [23] 全球能源互联网发展合作组织. 绿氢发展与展望 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2022.

作者简介:

任大伟 (1983—), 男, 通信作者, 高级工程师, 从事电力系统分析、规划和控制, 大规模储能技术及应用研究, E-mail: dawei-ren@geidco.org;

侯金鸣 (1981—), 男, 高级工程师, 从事电力系统规划、运行与控制, 大规模储能技术及应用研究, E-mail: jinming-hou@geidco.org.

(责任编辑 许晓艳)

Research on Development Potential and Path of New Energy Storage Supporting Carbon Peak and Carbon Neutrality

REN Dawei, HOU Jinming, XIAO Jinyu, JIN Chen, WU Jiawei

(Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization, Beijing 100031, China)

Abstract: The construction of a new power system is crucial to achieving the goal of carbon peak and carbon neutrality. The flexible regulation ability of the system has become a key factor in building a new power system. The new energy storage has many advantages, and the technical economy is progressing rapidly, which will become an important support for improving the flexible adjustment ability of the system. The amount and the type of new energy storage and the way to develop new energy storage are the key research topics for the new power system to support the realization of carbon peak and carbon neutrality in the future. This paper attempts to combine the transformation path of China's power system, the collaborative planning of flexible resources, the development of energy storage technology, and the characteristics of China's power system. Based on the transformation path scenario, three new energy storage research schemes are proposed with full consideration of the uncertainties in the development process of coal power. The source-grid-load-storage expansion optimization model of the power system based on time series production simulation is adopted to fully describe the system characteristics of power supply, load, and grid interconnection of seven regional power grids, comprehensively consider the technical and economic characteristics of system flexible resources, and quantitatively analyze the demand potential of the seven regional power grids in China for various types of energy storage. The development path of new energy storage is proposed from the dimensions of the development task, technical and economic level, and development scale of new energy storage in terms of three stages of carbon peak, rapid emission reduction, and carbon neutrality, which provides decision-making reference for the development planning of new energy storage and the sustainable development of industry in China.

This work is supported by the National Natural Science Foundation Project (No.72131007).

Keywords: new power system; new energy storage; source-grid-load-storage collaborative planning; demand potential; development path