许光清,陈康康,赵 庆.基于双碳目标的电力系统灵活性优化研究 [J]. 中国环境科学, 2025,45(9):5315-5328.
Xu G Q, Chen K K, Zhao Q. Research on power system flexibility optimization based on dual carbon goals [J]. China Environmental Science, 2025,45(9):5315-5328.

基于双碳目标的电力系统灵活性优化研究

许光清,陈康康,赵 庆* (中国人民大学生态环境学院,北京 100872)

摘要：通过构建中国分区域电网的电力系统灵活性优化模型 NEMO-China-Flexibility,将电力系统灵活性提升有机融入碳中和目标框架中,基于各区域经济发展水平,能源需求强度,可再生资源开发潜力以及灵活性提升规模设计了基准情景,可变可再生能源高渗透率情景,灵活性提升情景以及综合情景,在情景对比中分析灵活性提升的效果.研究结果表明,源网荷储一体化灵活性提升能显著提高电力系统应对供需波动的能力并提高可再生能源发电的消纳量,在各类灵活性资源中煤电是基础的灵活性资源,储能是最具开发潜力的灵活性资源,此外灵活性提升还具有减少碳排放总量以及降低电力系统运行成本的效益.

关键词：新型电力系统；VRE；灵活性提升；成本优化；碳中和情景
中图分类号：X192,X773 **文献标识码**：A **文章编号**：1000-6923(2025)09-5315-14

Research on power system flexibility optimization based on dual carbon goals. XU Guang-qing, CHEN Kang-kang, ZHAO Qing* (School of Ecology & Environment, Renmin University of China, Beijing 100872, China). *China Environmental Science*, 2025,45(9)：5315~5328

Abstract：A power system flexibility optimization model, NEMO-China-Flexibility, was constructed in this study, integrating power system flexibility enhancement into a carbon-neutral framework for China's regional power grids. Based on regional economic development levels, energy demand intensity, renewable resource development potential, and flexibility enhancement, four distinct scenarios were designed: baseline scenario, high-penetration variable renewable energy scenario, flexibility enhancement scenario, and comprehensive scenario. The effects of flexibility enhancement were analyzed through scenario comparison. The results showed that integrated source-grid-load-storage flexibility enhancement could significantly enhance the power system's capability to address supply-demand fluctuations and improve renewable energy consumption. Among various flexibility resources, coal power was the foundational flexibility resource, while energy storage exhibited the greatest development potential. Additionally, flexibility enhancement delivered co-benefits such as reducing carbon emissions and lowering power system operational costs.

Key words：new power system；VRE；flexibility enhancement；cost optimization；carbon neutrality scenario

“双碳”目标的实现需要终端电气化和能源结构低碳化协同发力,电力系统深度脱碳是实现“双碳”目标的主动脉,我国碳市场建设即是从煤电企业开始[1].电力系统脱碳需要大规模发展可再生能源,2021 年 3 月中央财经委员会首次明确“构建以新能源为主体的新型电力系统”,并将其纳入“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要.截至 2024 年底全国风电和太阳能发电装机容量突破 14 亿 kW,提前 6 年完成“到 2030 年风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿 kW 以上”的目标.

然而,由于风光资源强随机性和波动性的特点,风电、太阳能发电等可变可再生能源(VRE)的并网给电力系统的调节能力提出了更高要求,仅仅依靠传统的电源侧和电网侧的调节手段已无法满足大规模的新能源并网消纳需求,电力系统正面临着电力供需波动激增而灵活性不足的挑战[2].VRE 并网后,净负荷(系统负荷减去 VRE 出力后的值)发生波动,电力系统产生向上或向下的调节需求.

电力系统通过优化调配不同时间不同空间的各种灵活性资源以一定的成本适应净负荷随机变动的能力也被称为电力系统的灵活性[3].其中,灵活性资源是指本身具有调节能力的可以用来增加或减少发电出力、增加或减少用电负荷或提供辅助服务的技术手段,主要包括可调节电源、跨区域输电、储能技术和需求侧管理[4].

灵活性提升,即部署新的灵活性资源或对现有的灵活性资源进行技术改造,是构建新型电力系统

收稿日期：2025-04-27
基金项目：中国人民大学亚洲研究中心资助项目(25YYA02)
* 责任作者, 博士研究生, zhaoqing535@ruc.edu.cn

的必由之路.2024 年全国灵活调节煤电规模超过 6 亿 kW,跨省区电力资源配置能力超过 3 亿 kW,抽水蓄能累计规模达到 5591 万千瓦,已建成投运新型储能 5852 万 kW/1.28 亿 kWh.然而现存以及未来的灵活性资源能否为电力系统提供长期充足的灵活性,如何经济高效地提升电力系统灵活性以及电力系统灵活性提升能否与“双碳”目标协同成为亟待解决的问题.

已有研究建立了大量综合评估模型来研究“双碳”目标下中国碳排放路径,研究表明电力系统是最具碳减排潜力的部门,随着可再生能源装机容量的扩张,电力系统将会形成以可再生能源为主、常规能源和 CCS 技术为辅助的清洁电力结构,电力部门将在2030年前实现碳达峰[5-7].不少研究已经关注到可再生能源的快速发展对电力系统稳定性的冲击,研究认为灵活性不足是电力系统向完全脱碳发展过程中最具挑战性的问题[8-9].已有研究建立起电力系统优化模型模拟电力系统在实时运行中如何优化调度来规避灵活性不足的风险[10].然而已有的电力系统仿真模拟相关研究所涉及的技术组合十分有限,并不能从“源网荷储”一体化的视角评估系统灵活性及其变动.此外,尚没有研究将电力系统灵活性提升置于“双碳”目标框架中讨论灵活性提升与“双碳”目标协同的问题.

针对已有研究的不足,本文基于 LEAP−NEMO 平台构建了中国分区域电网的电力系统灵活性优化模型 NEMO−China−Flexibility.本文的贡献在于:将电力系统源侧、网侧、荷侧、储侧的灵活性提升纳入碳中和情景分析,在模型优化结果的基础上采用确定型指标系统评估了未来中长期电力系统的灵活性.本文的研究结果为电力系统灵活性提升能够与“双碳”目标协同的观点提供直接证据.本研究填补了在电力系统综合评估建模中考虑灵活性提升的研究空白,另外基于 LEAP−NEMO 平台构建的模型具有较好的可扩展性,本研究可以为未来相关研究提供参考.

1 模型与方法

1.1 NEMO−China−Flexibility 模型构建

已有的 NEMO−China−MR 模型中已经设置了小时级储能技术、跨区域输电技术、分部门负荷曲线以及风电和光伏的出力曲线,适用于研究电力系统灵活性问题[11].在 NEMO−China−MR 模型的基础上将灵活性提升技术加入系统构建过程中,扩展为 NEMO−China−Flexibility 模型,模型结构如图 1.本研究扩展的 NEMO−China−Flexibility 模型可以在不同的 VRE 渗透率情景中模拟电力系统在源网荷储各环节的灵活性提升,进行不同情景组合下的电力系统灵活性评估、成本效益分析以及碳排放分析.该模型的研究对象是中国的电力系统,并参照电网区域划分为华北、华东、华中、东北、西北、南方和西南 7 个区域.模型的基准年为 2021 年,情景年为 2022~2060 年.

1.1.1 决策变量 NEMO−China−Flexibility 模型优化的关键决策变量包括:各类电力技术在不同年份的新增容量($x_{i\in I,a}$)、各发电机组在各时间段的发电量($y_{i\in G,a,t}$)、储能设备的充放电状态与电量($b^{\mathrm{ch}}_{i\in S,a,t}$、$b^{\mathrm{dis}}_{i\in S,a,t}$)、跨区域电力净流入量($z_{i\in L,a,t}$).其中,$i$ 表示不同电力技术过程,I 表示模型中所有电力技术过程的集合 $I=\{G,S,L\}$,G 代表所有发电机组的集合,S 代表所有储能技术的集合,L 代表所有输电线路的集合(即当 $i\in G$ 时表示发电过程、当 $i\in S$ 时表示储能过程、当 $i\in L$ 时表示电力传输过程).a 表示不同年份、t 表示不同发电时间段(模型中设定的时间段为 1h),上标 ch 表示储能设备充电状态、dis 表示储能设备放电状态.

1.1.2 优化目标 NEMO−China−Flexibility 模型的优化目标是电力系统总成本最小,该模型综合考虑电力系统的全生命周期成本,包括:发电机组、储能设备和输电线路的投资成本,发电机组的运营成本和储能设备的运营成本.优化目标的表达式如式(1).

$$\min\sum_{a\in A}\left(\begin{array}{l}\sum_{i\in I}C_i^{\mathrm{cap}}\cdot x_{i,a}+\sum_{i\in G}C_i^{\mathrm{op1}}\cdot\sum_{t\in T}y_{i,a,t}\\+\sum_{i\in S}C_i^{\mathrm{op2}}\cdot\sum_{t\in T}(b^{\mathrm{ch}}_{i,a,t}+b^{\mathrm{dis}}_{i,a,t})\end{array}\right)\quad(1)$$

式中:C_i^{cap} 表示不同技术的单位容量投资成本,C_i^{op1} 表示不同发电机组的单位运维成本,C_i^{op2} 表示不同储能过程的单位运维成本,A 表示规划年限 2022~2060 年,T 表示一年中所有发电时段.

1.1.3 核心约束方程组 NEMO−China−Flexibility 模型的核心约束条件包括:电力供需平衡约束[式(2)]、发电技术容量限制[式(3)]、储能技术容量限制

[式(4)]、碳排放约束[式(5)].其中:$D_{a,t}$ 表示每一时刻的电力需求量,$X_{i,0}$ 表示各技术 2021 年初始装机容量,$\bar{X}_{i,a}$ 表示每年外生装机容量参数,$X^{r}_{i,a}$ 表示每年退役的装机容量,$CF_{i,a,t}$ 表示容量因子(考虑利用率与资源波动),$R_{i,a,t}$ 表示储能设备在每一时刻的荷电状态,$R_{i,\max}$ 表示储能设备最大荷电状态,η 表示充放电效率,$e_{i,t}$ 表示不同技术在时间 t 的碳排放量,$E_{\max,a}$ 表示每年的碳排放约束.

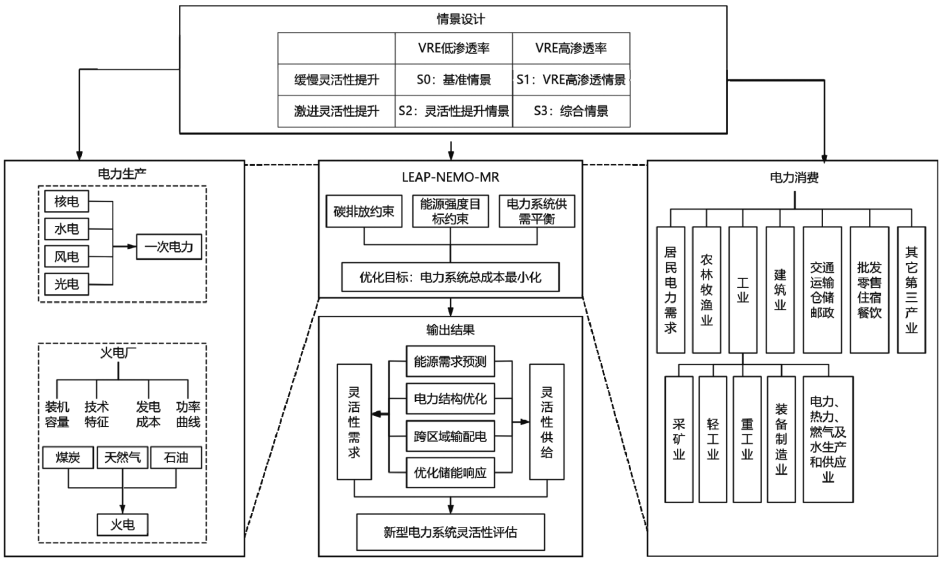


图 1　NEMO−China−Flexibility 模型框架

Fig.1　NEMO−China−Flexibility Framework

$$\sum_{i\in G} y_{i,a,t} + \sum_{i\in S}(b^{dis}_{i,a,t} - b^{ch}_{i,a,t}) + \sum_{i\in L} z_{i,a,t} = D_{a,t} \quad \forall a,t \tag{2}$$

$$y_{i,a,t} \leqslant (X_{i,0} + \bar{X}_{i,a} - X^{r}_{i,a} + \sum_{\tau\leqslant a} x_{i,\tau}) \cdot CF_{i,a,t} \quad \forall i\in G,a,t \tag{3}$$

$$0 \leqslant R_{i,a,t} = (R_{i,a,t-1} + \eta_i^{ch} b^{ch}_{i,a,t} - \frac{b^{dis}_{i,a,t}}{\eta_i^{dis}}) \leqslant R_{i,\max} \quad \forall i\in S,a,t \tag{4}$$

$$\sum_{t\in T}\sum_{i\in I} e_{i,t} \leqslant E_{\max,a} \quad \forall a \tag{5}$$

1.1.4　灵活性提升参数　NEMO−China−Flexibility 模型的灵活性提升通过改变约束方程中的相关参数来实现:变动电力需求量参数 $D_{a,t}$ 实现需求侧管理的灵活性提升,减小煤电机组的最小利用率参数 $CF_{i,a,t}$ 实现煤电灵活性改造,增加电力传输通道参数 L 进行电力传输量扩容的电网侧灵活性提升,增加储能外生装机容量参数 $\bar{X}_{i,a}(i\in S)$ 实现扩大储能规模的储能侧灵活性提升.

1.2　灵活性评估方法

电力系统灵活性评价指标主要包括确定型评价指标和概率型评价指标[12],其中确定型指标如功率爬坡速率,VRE 待消纳占比被广泛应用.本文采用功率爬坡速率和 VRE 待消纳占比两个指标来评估电力系统灵活性.

1.2.1　功率爬坡速率　功率爬坡速率衡量的是电力系统在面对净负荷的随机波动时其常规可调机组(包括储能)的功率向上调节或向下调节的速度快慢.当功率爬坡速率高时电力系统具有更高的灵活性,反之亦然.功率爬坡速率ρ、爬坡持续时间 t 和功率供给能力π之间的关系为[13]:

$$\rho = \frac{\mathrm{d}\,\pi}{\mathrm{d}\,t} \tag{6}$$

功率供给能力π作为结果变量可以直接由 NEMO−China−Flexibility 模型输出,模型中设定的时间段为 1h,对相邻时刻的功率供给能力 π 相减得到功率爬坡速率ρ的序列:

$$\begin{aligned}\rho \ &= \{\pi_2 - \pi_1, \pi_3 - \pi_2, ..., \pi_{t+1} - \pi_t\} \\ &\{\Delta\pi_1, \Delta\pi_2, ..., \Delta\pi_t\}\end{aligned} \tag{7}$$

根据每时刻功率爬坡速率ρ_t的正负可分为向上调节和向下调节序列,记为ρ^{+}和ρ^{-}.

$$\rho^{+} = \{\rho_t^{+} \,|\, \Delta\pi_t > 0, t\in T\} \tag{8}$$

$$\rho^{-} = \{\rho_t^{-} \,|\, \Delta\pi_t < 0, t\in T\} \tag{9}$$

1.2.2　VRE 待消纳占比　VRE 待消纳占比是指系统理论最优的 VRE 消纳电量 $\bar{E}$ 与其实际 VRE 消纳

电量 E_0 的差和理论最优 VRE 消纳电量 $\bar{E}$ 的比,它衡量了电力系统灵活性不足的严重程度.待消纳占比 $\varepsilon \in (0,1)$,当 ε 越接近 1 时电力系统的灵活性越差;当 ε 越接近 0 时电力系统的灵活性越强.VRE 待消纳占比的计算依据式(10)[14].

$$\varepsilon = \frac{\bar{E} - E_0}{\bar{E}} \tag{10}$$

式中:$\bar{E}$ 和 E_0 是 NEMO-China-Flexibility 模型在不同情景中的可再生能源发电量输出结果,$\bar{E}$ 是激进灵活性提升情景中的 VRE 消纳量,E_0 是缓慢灵活性提升情景中 VRE 的消纳量.

2 数据与情景

2.1 数据来源

NEMO-China-Flexibility 模型包括需求、供给、传输和约束四个模块,各个模块的数据来源如下:

在需求模块,基准年各行业增加值综合中经网数据库分行业增加值与 CEADs 数据库省级投入产出表得到,人口数据基于第七次人口普查数据,能源强度和能源消费数据来源于《中国能源统计年鉴 2022》[15].

在供给模块,电力设施的装机容量数据来源于《电力工业统计资料汇编 2021》[16]和 Global Energy Monitor 数据库,发电设施的成本数据来源于《中国电力技术经济发展研究报告 2021》[17]、《中国电力行业造价管理年度发展报告 2022》[18]以及《火电工程限额设计参考造价指标(2021 年水平)》[19],储能装机容量数据来源于《储能产业研究白皮书 2024》[20].

在传输模块,各区域电网之间输送电量数据来源于《中国电力统计年鉴 2022》[21],线损率参考《电力工业统计资料汇编 2021》分区域数据进行设定.

在约束模块,煤电机组的最小利用率参考《中国电力统计年鉴 2022》进行设定,储能设备充放电效率参考 CNESA 研究报告[22],风光资源波动参考风光出力曲线的相关研究[23-24],2060 年碳排放量约束综合全国陆地碳汇[25]、海洋碳汇[26]与 2060 年 CCS 能力的最大值[27]设定为 36.8 亿 tCO_2.

2.2 情景设计

电力系统灵活性不足的问题主要是由具有间歇性、随机性、波动性特点的 VRE 大规模并网带来的,因此在情景设计中针对不同的 VRE 渗透率设置了不同的灵活性提升程度[28].如表 1 所示,首先将 VRE 的发展水平划分为低渗透率和高渗透率两组情景,并将灵活性提升程度划分为缓慢灵活性提升和激进灵活性提升两组情景,最后将这几组情景组合得到 4 个子情景分别为:基准情景 S0、VRE 高渗透率情景 S1、灵活性提升情景 S2 以及综合情景 S3.

表 1 情景设计

Table 1 Scenario design

灵活性提升程度	VRE 低渗透率	VRE 高渗透率
缓慢灵活性提升	S0:基准情景	S1:VRE 高渗透情景
激进灵活性提升	S2:灵活性提升情景	S3:综合情景

基准情景 S0:VRE 的装机容量增长预期为常规速度,风光渗透率为较低的水平,VRE 的装机量主要参考国家及地方中长期新能源发展规划、各省份碳达峰碳中和目标要求以及新能源技术研发周期.基准情景中电力系统灵活性按照当前规模缓慢提升.

VRE 高渗透情景 S1:与基准情景相比,该情景中 VRE 的装机容量增长速度更快,形成 S 型曲线的发展路径,到 2060 年 S 型曲线趋于饱和即达到风光资源的最大开发潜力,且在情景期内 VRE 的渗透率高于基准情景.但是在该情景中电力系统的灵活性缓慢提升,电力系统由于风光大量并网可能会面临严重的灵活性不足的问题.

灵活性提升情景 S2:VRE 的装机容量增长预期为常规速度,风、光渗透率为较低水平,但是在该情景中考虑了未来对电力系统进行激进的灵活性提升.灵活性提升情景中主要包括煤电灵活性改造、跨区域电力传输通道扩容、需求侧管理和更大规模的储能等措施,具体的灵活性提升见表 2.由于情景 S2 中 VRE 的冲击较弱而同时电力系统灵活性有激进的提升,可以预期该情景中电力系统的灵活性较为充足.

表 2 源网荷储一体化灵活性提升

Table 2 Source-grid-load-storage integrated flexibility enhancement

不同环节	灵活性提升
源侧	煤电机组灵活性改造升级;增强水电、核电调节能力
网侧	电力传输通道扩容;加强调节性电源送出工程建设
荷侧	深入挖掘负荷侧资源调节能力,分产业类型进行需求侧管理
储侧	改造或建设一批统一调度的新型储能电站

注:灵活性提升措施参考《电力系统调节能力优化专项行动实施方案(2025-2027年)》[29].

综合情景 S3:同时考虑了 VRE 的高渗透率以及电力系统激进的灵活性提升,情景 S3 的结果用于评估现有以及未来新增的电力系统灵活性提升规模能否应对 VRE 装机容量的超预期增长.

2.3　关键参数设置

2.3.1　源侧参数设置　考虑到煤电机组有特定的使用寿命,将现有的煤电机组按照 40 年的退役年限逐步进行退役.风电和光伏同样考虑了装机退役的情况.根据国家标准《风力发电机组设计要求》(GB/T 18451.1−2022)[30],本模型将风电机组的使用寿命设定为 20 年,将光伏机组的使用寿命设定为 25 年.

在 VRE 低渗透率的情景(S0 和 S2)中,风电和光伏的装机容量增长变化参考已有研究中基准情景下风电、光伏装机容量的预测[31-32].而在 VRE 高渗透率的情景(S1 和 S3)中,本研究将风电和光伏的装机容量增长设定为 S 型增长,并采用 Logistic 模型根据各地区的风光潜力对未来的装机容量进行预测.

当前,我国源侧灵活性提升主要集中于煤电机组灵活性改造、新建调节性煤电机组、燃气发电、常规带库容水电、和核能等五类技术.按照《全国煤电机组改造升级实施方案》[33]和《新一代煤电升级专项行动实施方案(2025−2027 年)》[34]要求,到 2027 年存量煤电机组“应改尽改”,改造后的现役煤电机组调峰能力的要求是最小发电出力达到 35%额定功率,同时新建超临界和超超临界煤电机组调节性能与灵活性改造后的现役机组类似.相比于燃煤机组,燃气机组有更快的启动时间和爬坡速率,可以提供秒级和分钟级的超短时灵活性和短时灵活性.然而,由于燃气成本较高,我国目前对调峰气电项目建设的态度较为谨慎.在提升水电站调节能力方面,我国目前主要的做法是:推动水电扩机增容及发电潜力利用,开展梯级水电站协同优化调度提升水电调峰能力.结合国家的政策导向及技术可行性,本文将激进灵活性提升的情景(S2 和 S3)中源侧灵活性提升相关参数设置如表 3 所示.

表 3　源侧灵活性提升参数设置

Table 3　Parameter settings for source−side flexibility enhancement

措施	缓慢灵活性提升的情景(S0 和 S1)	激进灵活性提升的情景(S2 和 S3)
煤电灵活性改造	保持 2021 年煤电机组最小技术出力 58%	2027 年全部煤电机组的最小技术出力降至 35%,到 2035 年下降至 15%以下
新建煤电机组	大容量煤电机组缓慢增加	适当增加调节性煤电机组的装机容量
气电、水电、核电、生物质	装机容量按当前水平缓慢增长	每年的装机容量相比于基准情景增加 3%

2.3.2　网侧参数设置　我国可再生能源与负荷分布不平衡的问题突出,西部地区风、光、水等资源禀赋较好,而负荷中心主要位于东部地区,各省市之间的资源禀赋特征与电力结构差异难以实现区域内电力供需平衡.因此,跨省跨区的电力协调互济是提升系统灵活性的必由之路.当前电网侧和市场机制方面提升灵活性的方式是:第一,跨省跨区输电通道扩容.提高跨区域输电通道运行方式灵活性,利用不同区域间的净负荷时序互补特性降低各区域净负荷波动;第二,实时定价与调峰需求动态匹配.激励灵活性资源向高价节点供电,保障灵活性严重不足区域的电量供需平衡[35].模型在缓慢灵活性提升的两个情景(S0 和 S1)中将跨区电力传输参数设定为:在 2030 年前,跨区电力传输总量稳步增长,增速为 0.6%;2030 年后跨区电力传输总量年增速提高到 1.2%.在激进灵活性提升的两个情景(S2 和 S3)中将跨区电力传输参数设置为:2030 年前跨区域电力传输增速为 0.8%,2030 年后提高到 1.8%.表 4 展示了 2060 年缓慢灵活性提升情景和激进灵活性提升情景中的电力跨区域传输情况.

2.3.3　荷侧参数设置　在能源需求模块,模型设定我国工业能源强度持续下降,人均能源消费量持续提高.根据世界银行公开数据和《BP 世界能源统计年鉴 2022》[36]计算,2021 年中国能源强度是全球平均能源强度的 1.44 倍,是美国能源强度的 2.2 倍.可见,中国的能源强度有较大的下降潜力.另外,2021 年中国的人均生活能源消费量是美国的 33.8%,中国人均生活能源消费量低于发达国家平均水平.模型中设定:我国在 2035 年的能源强度比基准年下降 35%,到 2060 年能源强度达到国际先进水平,人均生

活能源消费量不断提高.各区域的工业能源强度下降情况以及人均能源消费量的变化情况如图 2.

表 4 2060 年不同情景中电力跨区域传输参数(亿 kW·h)

Table 4 Parameters of inter-regional transmission of electricity under different scenarios in 2060 (100million kW·h)

	地区	缓慢灵活性提升情景(S0 和 S1)							激进灵活性提升情景(S2 和 S3)						
		华北	东北	西北	华中	华东	西南	南方	华北	东北	西北	华中	华东	西南	南方
跨区域电力传输(由行到列)	华北		67	43	71	943				77	49	82	1082		
	东北	736							846						
	西北	1543			1448	1602	200		1771			1662	1839	230	
	华中	12				586	137	389	14				673	157	446
	华东							152							174
	西南			106	293	1392					122	337	1598		
	南方				150		337					173		387	

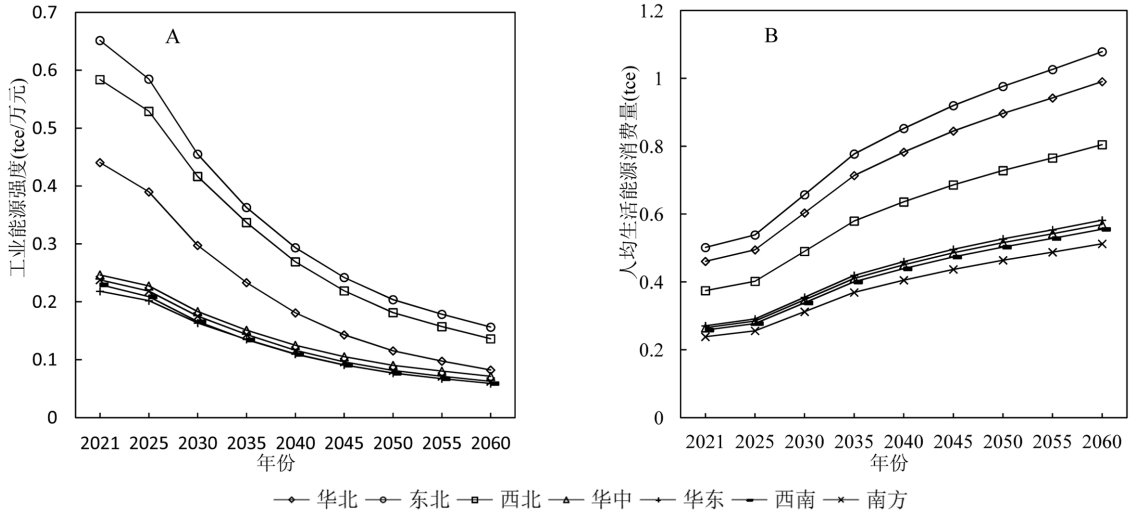


图 2 各地区能源强度和人均能源消费量

Fig.2 Energy intensity and per capita energy consumption by region

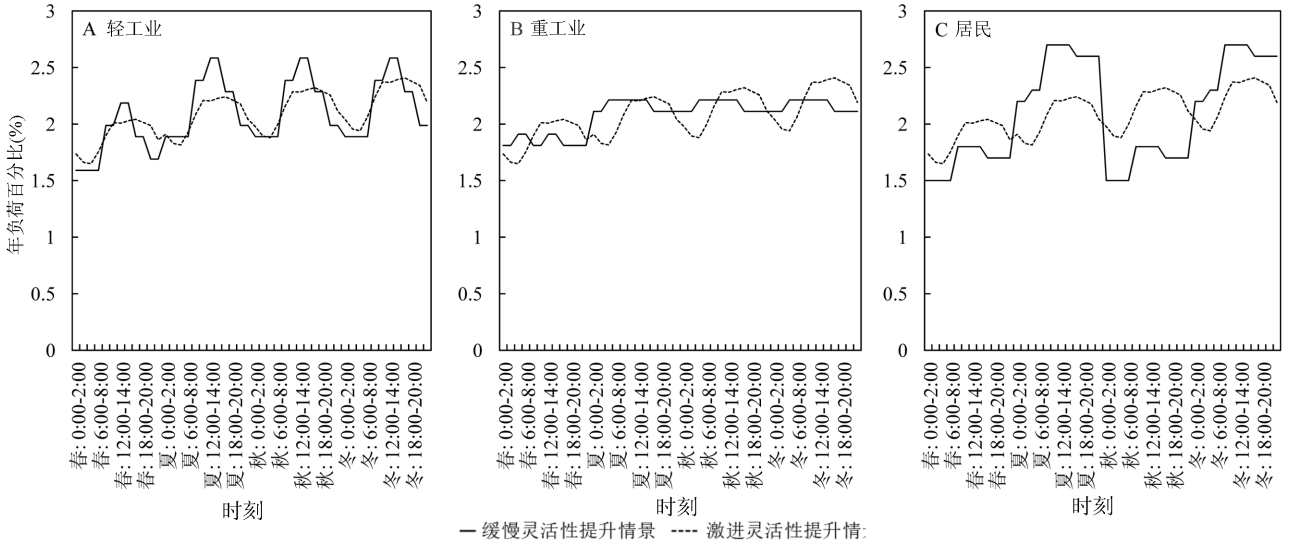


图 3 轻工业、重工业和居民的需求侧管理

Fig.3 Demand-side management of light industry, heavy industry and residents

需求侧也可以运用多种技术类型提升电力系统的灵活性,这些技术统称为需求侧响应技术,需求侧响应技术可以挖掘工业负荷、居民负荷、车网互动等多种灵活性资源,其中工业负荷规模大、负荷曲线平稳,是需求侧响应中应优先挖掘的灵活性资源.随着虚拟电厂开始投入运营,居民可以通过聚合商参与市场竞价,在电价高时削减负荷或在可再生能源出力高时增加用电,直接转化为灵活性资源.本文在激进灵活性提升的情景设置中,综合使用负荷削减和负荷平移方法,调整目标年份各部门的电力负荷曲线[37].图 3 展示了轻工业、重工业和居民在灵活性情景中电力负荷的变化.由于轻工业和居民的用电负荷峰谷落差大,对轻工业部门和居民部门采取削峰填谷的灵活性提升方法.而重工业电力负荷曲线更平稳,对重工业主要采取负荷平移的灵活性提升方法.

2.3.4　储侧参数设置　在储能模块,缓慢灵活性提升情景(S0 和 S1)考虑了我国现行的关于进一步发展储能的目标规划.2021 年 9 月,国家能源局印发《抽水蓄能中长期发展规划(2021−2035 年)》[38],明确了2025年和2030年抽水蓄能投产规模目标分别为 62GW 和 120GW,并且要求积极推进在建项目建设和加快新建项目建设.在缓慢灵活性情景中,抽水蓄能装机容量在 2035 年达到发展规划中 120GW 的要求,2035 年之后随着新型储能的快速发展,抽水蓄能在储能总装机中的占比会进一步下降.在缓慢灵活性提升的情景中,锂离子储能规模在2035 年达到 75GW,不再新增装机.压缩空气储能具有功率大、储能时间长的特点可以提供日内短时灵活性.截至 2023 年底,我国已投运压缩空气储能项目装机容量达到 207MW,按照在建项目规模,预计到 2027 年压缩空气储能装机容量将达到 5800MW[39].截至 2023 年底,我国铅蓄电池装机规模 414.2MW,铅酸电池的大规模应用受到循环寿命短、成本高等因素的制约.

储能被认为是提升新型电力系统灵活性的关键环节,当前储能侧的灵活性资源主要包括抽水蓄能、锂离子电池、压缩空气储能、铅酸蓄电池、钠离子电池和氢能.其中,电化学储能装置能够实现毫秒级的的快速响应,使其更适合作为灵活性资源.在激进灵活性提升的情景中,我们将抽水蓄能作为基础性的灵活性资源,设定其在 2035 年达到 180GW,之后抽水蓄能规模继续增长.储能侧的灵活性主要由锂离子电池、钠离子电池、铅酸蓄电池、压缩空气来满足.表 5 为 2021 年、2035 年和 2060 年不同情景中全国储能装机容量的具体规模.相比于缓慢灵活性提升的情景,激进灵活性提升情景中各类储能装机的容量都有提高.到 2060 年,抽水蓄能在总装机中的占比会下降,新型储能的装机占比大大提高.由于我国锂资源相对匮乏而钠离子电池的原材料不存在资源约束的问题,预计未来锂离子电池的成本会大幅提高,而钠离子电池将凭借显著的资源优势和成本优势逐步取代锂离子电池成为电化学储能的主要类型[40].

表 5　全国储能装机规模参数设置(GW)

Table 5　Parameter setting of national energy storage installed capacity(GW)

储能技术	2021 年	2035 年		2060 年	
		S0/S1	S2/S3	S0/S1	S2/S3
抽水蓄能	32.49	120.00	180.00	110.00	230.53
压缩空气	0.04	14.08	16.00	40.50	48.60
锂离子电池	1.18	74.78	120.00	60.00	90.00
钠离子电池	0.00	0.70	44.00	201.83	444.00
铅酸蓄电池	0.07	2.78	6.00	12.68	22.05
氢能储能	0.00	5.32	80.00	9.12	105.60

3　结果分析

3.1　电力系统运行情况

基准年全国层面的电力系统运行以煤电为主,煤电发电量占比超过 60%,风电和光电的发电量占比为 14%.此时电力系统的波动性较小,依靠调节性煤电、水电和气电等灵活性资源可以实现电力系统的自主调节.基准年煤电发挥了主要的调节作用,煤电调节作用的贡献达到了 59%.

选取西北电网和华东电网作为典型区域展示不同区域电网中各机组的发电功率以及净负荷的波动情况,如图 4.与缓慢灵活性提升情景(S0 和 S1)相比,激进灵活性提升情景(S2 和 S3)中:第一,西北电网的 VRE 发电量明显提高,华东电网 VRE 发电量无明显变化.从图中计算 VRE 发电量在全部发电量中的占比可知,在缓慢灵活性提升的情景中西北电网的 VRE 发电量占比为 43%,而激进灵活性提升的情景中 VRE 发电量的占比为 53%.相比之下,华东电网

在两组情景中的风光发电量占比均为 32%,煤电依然是华东电网的主要电力来源.第二,西北电网的净负荷波动性增加,华东电网的净负荷波动性减小.由图中净负荷曲线计算得到,西北区域电网在激进灵活性提升情景中的净负荷最大变化幅度相比于缓慢灵活性提升情景提高 5%.而华东区域的净负荷最大变化幅度降低 15%.第三,西北电网对储能的需求更高.由图中储能过程的总充放电量计算得到,西北区域对储能的需求增长约 18.1 亿 kW,而华东区域对储能的需求增长约 7.1 亿 kW.

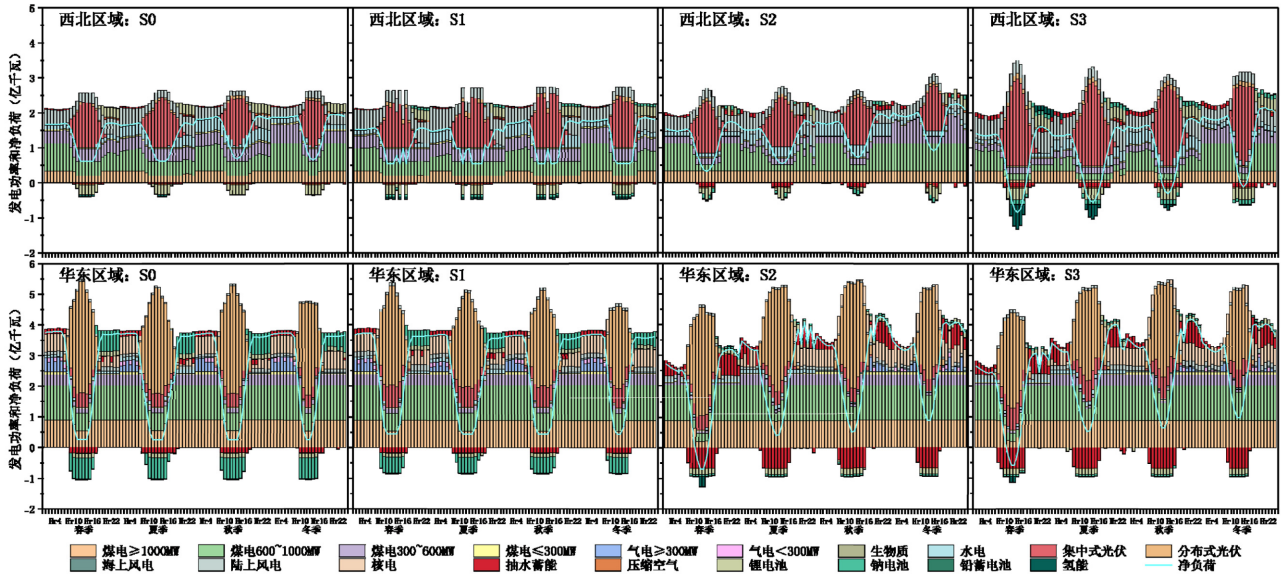


图 4 2035 年西北和华东区域电网电力系统运行情况

Fig.4 Operation of the power system of the power grid in Northwest and East China in 2035

3.2 电力系统灵活性评估

3.2.1 功率爬坡速率 图 5 为全国电力系统在每个季节典型日的功率爬坡速率.根据式(8)和(9):当功率爬坡速率的值为负时,为响应 VRE 发电功率上升,电力系统向下调节以消纳更多的 VRE 发电量;当功率爬坡速率为正时,为了响应 VRE 发电功率下降,电力系统向上调节.且功率爬坡速率的绝对值越大,电力系统的灵活性越高.从基准年到 2060 年,不同情景中的功率爬坡速率呈不断提高的趋势.

从情景对比的角度来看,2035 年基准情景 S0 中最大功率爬坡速率是 341GW/h,VRE 高渗透的情景 S1 中最大功率爬坡速率是 329GW/h,灵活性提升的情景 S2 中最大功率爬坡速率是 375GW/h,综合情景 S3 中最大功率爬坡速率是 393GW/h.2060 年的情景 S0 中最大功率爬坡速率是 1353GW/h,情景 S1 中最大功率爬坡速率是 1242GW/h,情景 S2 中最大功率爬坡速率是 1401GW/h,情景 S3 中最大功率爬坡速率是 1363GW/h.整体而言,激进灵活性提升的情景(S2 和 S3)相比于缓慢灵活性提升的情景(S0 和 S1)的功率爬坡速率更高,即电力系统更有灵活性.

功率爬坡速率的高低由灵活性资源的上调和下调速率决定,根据各类灵活性资源在一个调度周期中平均每小时的上调和下调速率计算不同的灵活性资源的功率爬坡速率及爬坡贡献率,如表 6.

在基准年,电力系统的爬坡能力主要由煤电机组供给,煤电的爬坡贡献率约为 59%;其次是水电,贡献率约为 39%.2035 年不同情景中的灵活性资源爬坡贡献率有所调整:在缓慢灵活性提升情景 S0 和 S1 中,煤电依然是第一大灵活性资源,爬坡贡献率接近 40%;水电的爬坡贡献率下降明显,而储能、需求侧响应以及其他灵活性资源的爬坡贡献率大幅度提高.在激进灵活性提升情景 S2 和 S3 中,储能的爬坡贡献率分别达到了 44.1%和 46.4%,取代煤电成为第一大灵活性资源;相比于缓慢灵活性提升情景 S0 和 S1,煤电的爬坡贡献率下降了 17.4%,而需求侧响应的爬坡贡献提高了 17.9%,同时水电的调节空间进一步被压缩.

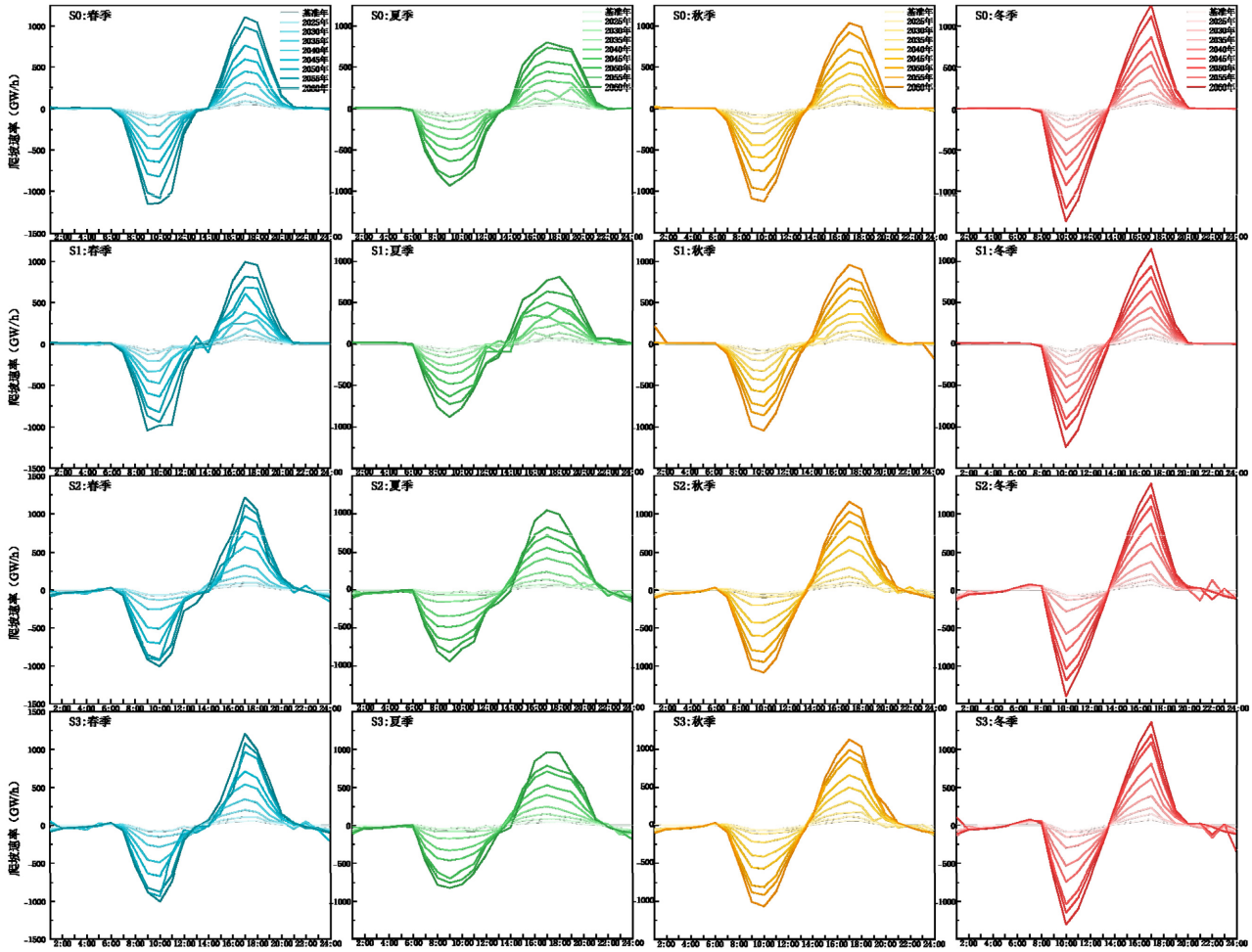


图 5　全国电力系统功率爬坡速率

Fig.5　The power ramp-up rate of the national power system

表 6　灵活性资源爬坡贡献率

Table 6　power ramp-up contribution of flexibility resource

灵活性资源	基准年	2035 年			
		S0	S1	S2	S3
煤电	16.24 (58.8%)	43.61 (37.0%)	44.33 (39.5%)	42.60 (24.1%)	39.41 (22.1%)
水电	10.65 (38.6%)	14.45 (12.3%)	17.41 (15.5%)	1.10 (0.6%)	2.85 (1.6%)
储能	0.25 (0.9%)	29.70 (25.2%)	26.23 (23.4%)	77.84 (44.1%)	82.92 (46.4%)
需求侧响应	0.25 (0.9%)	9.28 (7.9%)	4.70 (4.2%)	39.03 (22.1%)	39.52 (22.1%)
其他	0.21 (0.8%)	20.73 (17.6%)	19.43 (17.3%)	16.11 (9.1%)	13.87 (7.8%)

注:表中数值代表该类灵活性资源平均每小时提供的爬坡速率(GW/h),括号内为爬坡贡献率(%),其他灵活性资源包括气电、核电和生物质发电.

3.2.2　VRE 待消纳占比　结合本研究的情景设计,式(10)中的 $\bar{E}$ 为激进灵活性提升情景(S2 和 S3)中的 VRE 消纳量, E_0 为缓慢灵活性提升情景(S0 和 S1)中的 VRE 消纳量.图 6 为不同 VRE 渗透率下激进灵活性提升情景和缓慢灵活性提升情景中 VRE 发电消纳量的对比.从图 6 可以看到:无论 VRE 渗透率的高低,2021~2060 年缓慢灵活性提升情景的风光发电消纳量始终低于激进灵活性提升情景的风光发电消纳量,在 VRE 低渗透率的情景(S0 和 S2)中 VRE 待消纳占比在 2050 年达到最高值 14.6%,在 VRE 高渗透率的情景(S1 和 S3)中 VRE 待消纳占比在 2040 年达到最高值 15.1%.

从所有年份中 VRE 消纳量的绝对值来看,2052 年缓慢灵活性提升情景和激进灵活性提升情景的 VRE 消纳量差距最大.2052 年情景 S0 因灵活性不足导致的 VRE 发电量损失 1.97 万亿 kWh.由于情景 S1 和 S3 中 VRE 渗透率更高,情景 S1 相比于情景 S3 的风光资源损失情况更加严重.2052 年 S1 因系统灵活性不足导致的 VRE 发电量损失达到最大值 2.11 万亿 kWh,比 VRE 低渗透情景组(S0 和 S2)的

VRE 损失量高出 7.11%.这表明在风电、光电装机规模增速更快的情景中,电力系统灵活性提升的需求更迫切.2060 年 S2 和 S3 中 VRE 消纳量为 17.4 万亿 kWh,占全社会用电量 20.8 万亿 kWh 的 83.7%.

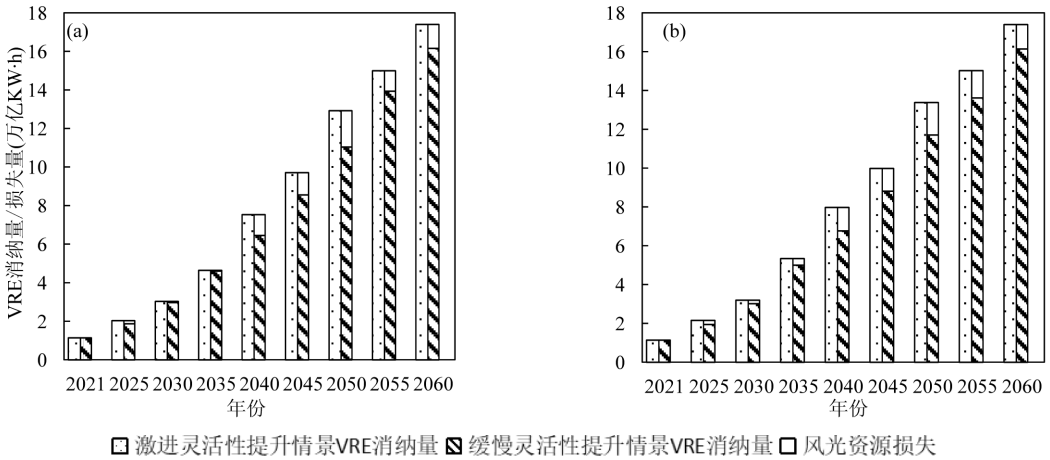


图 6 VRE 消纳量对比

Fig.6 Comparison of wind power and photovoltaic power generation

(a):情景 S2 和情景 S0VRE 消纳量的对比情况;(b):情景 S3 和情景 S1VRE 消纳量的对比情况

3.3 灵活性提升的成本效益分析

相比于基准情景,电力系统的灵活性提升对电力系统总成本有正负两方面的影响[41].一方面,电源侧的灵活性提升需要在基准情景的基础上增加投入.例如,煤电机组灵活性改造增加的成本既包括设备改造带来的技术、人工与材料等直接投资成本也包括灵活性改造后煤电机组在低负荷工况下的效率降低等间接成本.另一方面,电力系统灵活性提升后,更低成本的可再生能源发电过程大规模取代火电,同时储能实现了电力跨区域跨时段的高效配置,起到降低电力系统总成本的作用.

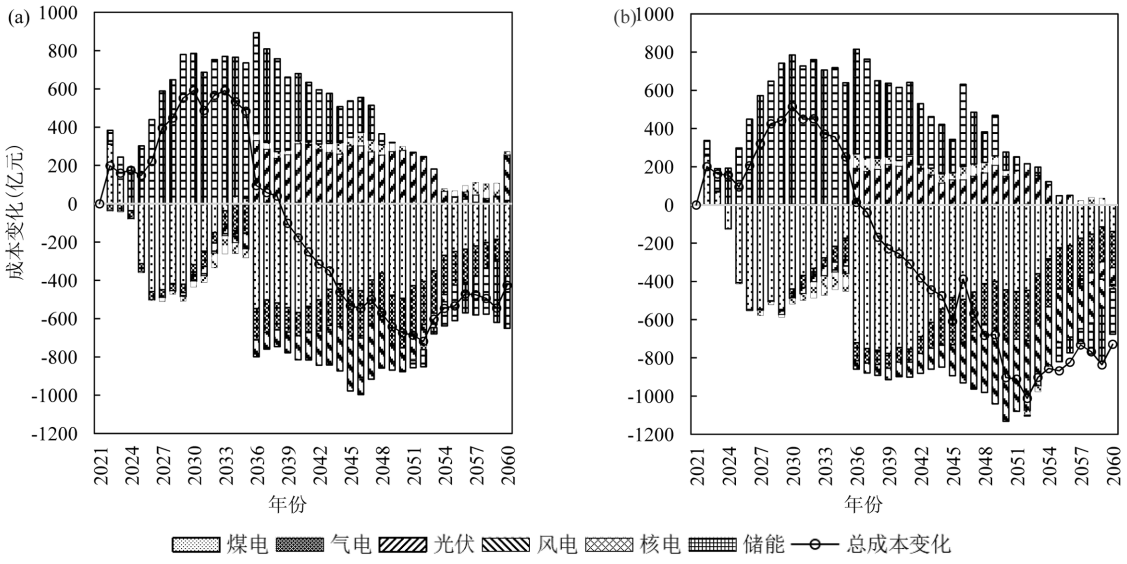


图 7 灵活性提升后发电总成本变化

Fig.7 Changes in the total cost of electricity generation after the flexibility enhancement

(a):情景 S2 相比于情景 S0 总成本的变化;(b):情景 S3 相比于情景 S1 总成本的变化

激进灵活性提升的情景相比于缓慢灵活性提升的情景,电力系统总成本的变化以及分解如图 7

所示.两组情景对比均显示:灵活性提升之后电力系统总成本会先升高后下降,即存在拐点年,VRE 低渗透率的情景组合中的拐点年是 2039 年,VRE 高渗透率的情景组合中的拐点年是 2037 年.拐点年之前由于大规模的灵活性提升,电力系统总成本会提高,提高的成本主要是由储能的新增装机带来的;拐点年之后虽然储能、核电等灵活性资源以及可再生能源的新增装机会提高成本,但是煤电、气电发电量减少带来的燃料总成本大幅下降会弥补灵活性提升带来的成本上升,从而实现电力系统总成本的下降.拐点年之后电力系统总成本的下降幅度呈逐渐扩大的趋势,情景 S3 相比于情景 S1 电力系统总成本的下降更迅速,到 2052 年成本下降幅度最大,约 1012 亿元(2020 年不变价,下同).到 2060 年,灵活性提升情景中电力系统总成本的下降幅度基本保持稳定,情景 S2 相比于情景 S0 电力系统总成本的降低保持在 500 亿元左右,情景 S3 相比于情景 S1 电力系统总成本的降低保持在 800 亿元左右.

成本效益分析的结论可以说明,虽然灵活性提升会给电力系统带来额外的成本,但是灵活性提升后电力生产过程的优化能降低电力系统总成本.因此现阶段对电力系统进行的灵活性提升具有成本有效性.

3.4　灵活性提升的碳减排效益

以上结果表明,灵活性提升后电力系统会消纳更多的可再生能源,同时会压缩火电的发电量.因此,本文进一步考虑电力系统灵活性提升带来的二氧化碳减排环境效益,不同情景下的全国总二氧化碳排放路径见图 8.

从 VRE 渗透率高低的对比中可以发现,在缓慢灵活性提升情景中 VRE 渗透率的高低对碳排放总量的影响不大,而在激进灵活性提升情景中 VRE 渗透率的提高能明显降低碳排放总量,如 2035 年情景 S3 比情景 S2 的碳排放总量下降 3.7 亿 tCO_2.

从灵活性提升程度的对比中可以发现,激进灵活性提升的情景中碳排放总量有明显下降.在缓慢灵活性提升的情景 S0 和 S1 中,碳排放总量于 2030 年达峰,二氧化碳排放峰值为 123 亿 tCO_2.在激进灵活性提升的情景 S2 和 S3 中,碳排放总量在 2030 年达峰,且碳排放峰值为 118 亿 tCO_2 低于无灵活性提升情景中的碳排放峰值.在碳达峰后,四个情景的碳排放量都迅速下降.激进灵活性提升情景 S2 和 S3 的碳排放量在每年都低于缓慢灵活性提升情景 S0 和 S1 中的碳排放量,2050 年情景 S3 与情景 S1 的碳排放量差距最大,情景 S3 相比 S1 减排了 12 亿 tCO_2;2040 年情景 S2 与情景 S0 的碳排放量差距最大,情景 S2 相比 S0 减排了 9.3 亿 tCO_2.2060 年缓慢灵活性提升情景 S0 和 S1 的碳排放总量依然高于激进灵活性提升情景 S2 和 S3 的碳排放总量:S0 的碳排放总量为 36.8 亿 tCO_2;S1 的碳排放总量为 35.6 亿 tCO_2;S2 的碳排放总量为 30.1 亿 tCO_2,S3 的碳排放总量为 29.9 亿 tCO_2.研究结果表明,电力系统灵活性提升能够降低二氧化碳排放总量,更有助于实现“碳中和”目标.研究结论为电力系统灵活性提升与“双碳”目标的协同提供直接的证据.

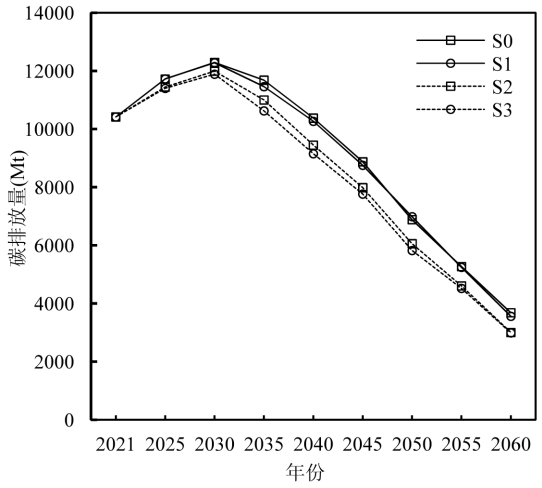


图 8　不同情景中全国二氧化碳排放总量

Fig.8　total CO_2 emissions under different scenarios

4　结论

4.1　灵活性提升能提高爬坡速率和 VRE 消纳量:激进灵活性提升的情景相比于缓慢灵活性提升的情景,电力系统的灵活性有了显著提高,表现为功率爬坡速率提高以及 VRE 消纳量提高.电力系统的灵活性在基准年主要由可调节煤电和水电供给,在 2035 年主要由储能、需求侧响应和可调节煤电供给.在所有灵活性资源中,煤电是基础的灵活性资源,储能是开发前景最大的灵活性资源,这与储能本身更快的响应能力以及储能设施运行的低经济成本有很大关系.同时,研究结果表明仅依靠一种灵活性资源难以提升电力系统灵活性.

4.2 灵活性提升具有经济效率:通过激进灵活性提升的情景(S2 和 S3)与缓慢灵活性提升的情景(S0 和 S1)的对比可以发现:在拐点年之后激进灵活性提升的电力系统具有总成本下降的优势,且在拐点年之后电力系统总成本下降的幅度不断扩大.情景 S3 相比于情景 S1 电力系统总成本降幅最高达到了 1012 亿元,情景 S2 相比于情景 S0 电力系统总成本降幅最高达到了 718 亿元.灵活性提升后电力系统总成本下降的主要原因是煤电和气电在灵活性提升后发电量的减少使得燃料总成本的下降弥补了灵活性提升带来的成本上升.

4.3 灵活性提升有助碳减排:激进灵活性提升后碳排放总量将于 2030 年达峰且相比于缓慢灵活性提升的情景,碳排放峰值会降低 5 亿 tCO_2.另外,同时考虑 VRE 高渗透率和激进灵活性提升的情景 S3 中的碳排放路径是最优的,2030 年之后碳排放总量会迅速下降,到 2060 年碳排放总量为 29.9 亿 tCO_2,相比于情景 S1 减排 19%.由于灵活性提升后 VRE 消纳量提高,可再生能源发电取代了大部分火电的发电过程,从而电力系统碳排放有了显著的降低.

电力系统灵活性提升具有安全性-经济性-清洁性协同增效的效果.从积极稳妥推进碳达峰碳中和的角度,综合情景 S3(高 VRE 渗透率、激进灵活性提升)是电力系统灵活性优化的最佳路径.

5 政策建议

5.1 完善灵活性提升的市场机制与补偿政策

首先应健全爬坡辅助服务市场,在爬坡需求上升到一定程度时可以开设爬坡辅助服务市场,通过市场化的方式获得灵活性爬坡能力,并将爬坡辅助服务市场和电量市场联合出清.其次应建立容量市场,为煤电、气电等调峰电源提供容量电价保障,支持其电量主体向容量主体转变.最后要完善激励政策与补偿政策,例如制定差异化调峰补偿标准确保灵活性改造的收益覆盖成本,对储能项目、虚拟电厂等给予财政补贴或税收减免以降低投资成本.

5.2 加强跨省跨区统筹协调,构建透明电网

规划建设跨省跨区输电通道,加快特高压等清洁能源送出通道的电网建设步伐以确保清洁能源的高效传输和利用,支持发展柔性直流输电技术提高跨区域送电通道运行方式的灵活性,有效挖掘并利用不同区域之间的净负荷时序互补性以降低区域净负荷的波动.建设可知可控的透明电网,依托电力人工智能系统优化电网调度,实现动态感知、精准控制,实现系统电力电量实时平衡,提高电网灵活性运行水平.

5.3 持续规划部署低碳灵活性技术

加强政府间及各建设主体间的高效沟通协作,在电力系统建设规划的过程中将系统灵活性作为目标约束纳入评价环节.科技主管部门应加大对低碳灵活性技术研发工作的资源投入,特别是对构网型新能源发电技术、车网互动技术、算力-电力协同调度技术等前沿灵活性技术的投入.此外,各地区应因地制宜、适当超前地规划部署低碳灵活性资源,确保系统灵活性长期充足.

参考文献:

[1] 王艳华,王 克,刘俊伶,等.锁定碳排放约束下我国煤电搁浅资产风险评估 [J]. 中国环境科学, 2022,42(3):1427-1434.
Wang Y H, Wang K, Liu J L, et al. China's coal power stranded assets under carbon lock-in constraint [J]. China Environmental Science, 2022,42(3):1427-1434.

[2] IEA. Meeting power system flexibility needs in China by 2030 [R]. Paris: IEA, 2024.

[3] 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).
Lu Z X, Li H B, Qiao Y. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity [J]. Proceedings of the CSEE, 2017,37(1).

[4] Cao Y, Chen J, Wang J, et al. Aggregation model of generation-load-storage flexibility resources based on objective weighting and agglomerative nesting algorithm [J]. Electric Power Systems Research, 2025,247:111790.

[5] Tong D, Cheng J, Liu Y, et al. Dynamic projection of anthropogenic emissions in China: methodology and 2015~2050 emission pathways under a range of socio-economic, climate policy, and pollution control scenarios [J]. Atmospheric Chemistry and Physics, 2020,20(9):5729-5757.

[6] Zhang S, Chen W. Assessing the energy transition in China towards carbon neutrality with a probabilistic framework [J]. Nature Communications, 2022,13(1):87.

[7] Zhu Z, Zhang D, Zhang X, et al. Integrated modeling for the transition pathway of China's power system [J]. Energy & Environmental Science, 2025,18(8):3699-3717.

[8] Li D, Liu H, Zhang J, et al. Multistage power generation planning approach for new power systems with high renewable energy integration considering flexibility constraints [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2025,169:110818.

[9] 中国宏观经济研究院能源研究所.中国能源转型展望 2024 [R]. 北京, 2024.

Energy Research Institute National Development And Reform Commission. China's energy transition outlook 2024 [R]. Beijing, 2024.

[10] Lai C, Kazemtabrizi B. A novel two-stage framework to improve the flexibility of grid connected wind-hydro power system in real-time operation [J]. Applied Energy, 2025,396:126211.

[11] 赵　庆,许光清.中国跨区域能源系统优化及碳中和情景分析 [J]. 中国环境科学, 2025,45(1):557-570.
Zhao Q, Xu G Q. Cross-regional energy system optimization and carbon neutrality scenario analysis in China [J]. China Environmental Science, 2025,45(1):557-570.

[12] 白　帆,陈红坤,陈　磊,等.基于确定型评价指标的电力系统调度灵活性研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2020,48(10).
Bai F, Chen H K, Chen L, et al. Research on dispatching flexibility of power system based on deterministic evaluation index [J]. Power System Protection and Control, 2020,48(10).

[13] Schmidtke F, Fatemi A, Offergeld T, et al. On multi-use applications unlocking behind-the-meter flexibility for grid-serving services [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2024, 158:109920.

[14] 于延龙,刘嘉琦,张煜青,等.中国可再生能源分区域消纳潜力研究 [J]. 中国资源综合利用, 2024,42(9):95-97.
Yu Y L, Liu J Q, Zhang Y Q, et al. Research on the regional consumption potential of renewable energy in China [J]. China Resources Comprehensive Utilization, 2024,42(9):95-97.

[15] 国家统计局能源统计司.中国能源统计年鉴 2022 [M]. 北京:中国统计出版社, 2022.
Energy Statistics Department of the National Bureau of Statistics. China energy statistical yearbook 2022 [M]. Beijing: China Statistics Press, 2022.

[16] 中国电力企业联合会.电力工业统计资料汇编 2021 [M]. 北京:中国统计出版社, 2022.
China Electric Power Enterprise Federation. Compilation of statistics on the power industry 2021 [M]. Beijing: China Statistics Press, 2022.

[17] 电力规划设计总院,水电水利规划设计总院.中国电力技术经济发展研究报告 2021 [M]. 北京:人民日报出版社, 2021.
Electric Power Planning and Design Institute, Hydropower and Water Resources Planning and Design Institute. Research report on the development of China's electric power technology and economy in 2021 [M]. Beijing: People's Daily Publishing House, 2021.

[18] 中国电力企业联合会.中国电力行业造价管理年度发展报告 2022 [M]. 北京:中国建材工业出版社, 2022.
China Electric Power Enterprise Federation. Annual development report on cost management in China's power industry 2022 [M]. Beijing: China Building Material Industry Publishing House, 2022.

[19] 电力规划设计总院.火电工程限额设计参考造价指标(2021 年水平) [M]. 北京:中国电力出版社, 2022.
Electric Power Planning and Design Institute. Reference cost indicators for quota design of thermal power engineering (2021level) [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2022.

[20] 陈海生,俞振华,刘　为,等.储能产业研究白皮书 2024 [R]. 北京:中国能源研究会储能专委会,中关村储能产业技术联盟, 2024.
Chen H S, Yu Z H, LIU W, et al. Energy storage industry research white paper 2024 [R]. Beijing: China Energy Research Society, China Energy Storage Alliance, 2024.

[21] 中国电力企业联合会.中国电力统计年鉴 2022 [M]. 北京:中国统计出版社, 2022.
China Electric Power Enterprise Federation. China electric power statistical yearbook 2022 [M]. Beijing: China Statistics Press, 2022.

[22] 岳　芬,黄　辉.双碳背景下发电侧储能综合价值评估及政策研究 [R]. 北京:中关村储能产业技术联盟,自然资源保护协会, 2023.
Yue F, Huang H. Comprehensive value assessment and policy research of energy storage on the power generation side under the background of carbon peaking and carbon neutrality [R]. Beijing: China Energy Storage Alliance, Natural Resources Defense Council, 2023.

[23] Wang J, Chen L, Tan Z, et al. Inherent spatiotemporal uncertainty of renewable power in China [J]. Nature Communications, 2023,14(1): 5379.

[24] Wang Y, Wang R, Tanaka K, et al. Accelerating the energy transition towards photovoltaic and wind in China [J]. Nature, 2023,619(7971): 761-767.

[25] Wang J, Feng L, Palmer P I, et al. Large Chinese land carbon sink estimated from atmospheric carbon dioxide data [J]. Nature, 2020, 586(7831):720-723.

[26] JIAO N. Developing ocean negative carbon emission technology to support national carbon neutralization. [J]. Bulletin of Chinese Academy of Sciences (Chinese Version), 2021,36(2):179-187.

[27] Steyn M, Oglesby J, Turan G, et al. Global Status of CCS 2022 [R]. Global CCS Institute, 2022.

[28] 张　凯,袁家海,丁保迪,等.新型电力系统灵活性资源提升效益评估 [J]. 气候变化研究进展, 2024,20(3):316-326.
Zhang K, Yuan J H, Ding B D, et al. Evaluation of flexibility enhancement benefits for the new power system [J]. Climate Change Research, 2024,20(3):316-326.

[29] 国家发展改革委,国家能源局.关于印发《电力系统调节能力优化专项行动实施方案(2025~2027 年)》的通知 [EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202501/content_6996643.htm.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on the issuance of the "Implementation Plan for the Special Action to Optimize the Regulation Capacity of the Power System (2025-2027)"[EB\OL]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202501/content_6996643.htm.

[30] GB/T 18451.1-2022　风力发电机组设计要求 [S].
GB/T 18451.1-2022　Wind turbine design requirements [S].

[31] Wu J, Xiao J, Hou J, et al. A multi‐criteria methodology for wind energy resource assessment and development at an intercontinental level: Facing low-carbon energy transition [J]. IET Renewable Power Generation, 2022,17(2).

[32] Chen Y, Yue X, Tian C, et al. Assessment of solar energy potential in China using an ensemble of photovoltaic power models [J]. Science of The Total Environment, 2023,877:162979.

[33] 国家发展改革委,国家能源局.关于开展全国煤电机组改造升级的通知 [EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-11/03/content_5648562.htm.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on carrying out the transformation and

upgrading of coal-fired power units across the country [EB\OL]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-11/03/content_5648562.htm.

[34] 国家发展改革委,国家能源局.关于印发《新一代煤电升级专项行动实施方案(2025~2027 年)》的通知[EB/OL]. https://zfxxgk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=20497.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on the issuance of the "Implementation plan for the special action for the upgrading of the new generation of coal-fired power (2025-2027)"[EB\OL]. https://zfxxgk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=20497.

[35] 李 政,李伟起,张忠伟,等.“双碳”目标下我国电力系统灵活性资源发展策略研究 [J]. 中国工程科学, 2024,26(4):108-120.
Li Z, Li W Q, Zhang Z W, et al. Development strategy of flexible resources in China’s power system under the carbon peaking and carbon neutrality goals [J]. Strategic Study of CAE, 2024,26(4):108-120.

[36] BP plc. BP statistical review of world energy 2022 [M]. London: BP plc., 2022.

[37] 程 元,饶 尧,丁 胜.工业领域电力需求侧可调节负荷潜力分析 [J]. 能源工程, 2023,43(1):72-78.
Cheng Y, Rao Y, Ding S. Potential analysis of power demand side adjustable load in industrial field [J]. Energy Engineering, 2023, 43(1):72-78.

[38] 国家能源局.抽水蓄能中长期发展规划(2021~2035 年) [EB/OL]. https://zfxxgk.nea.gov.cn/2021-09/17/c_1310193456.htm.
National Energy Administration. Medium and long-term development plan for pumped storage (2021-2035) [EB/OL]. https://zfxxgk.nea.gov.cn/2021-09/17/c_1310193456.htm.

[39] Tong Z, Cheng Z, Tong S. A review on the development of compressed air energy storage in China: Technical and economic challenges to commercialization [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021,135:110178.

[40] 张 平,康利斌,王明菊,等.钠离子电池储能技术及经济性分析 [J]. 储能科学与技术, 2022,11(6):1892-1901.
Zhang P, Kang L B, Wang M J, et al. Technology feasibility and economic analysis of Na-ion battery energy storage [J]. Energy Storage Science and Technology, 2022,11(6):1892-1901.

[41] Pang Y. Economic evaluation of flexible transformation in coal-fired power plants with multi price links [J]. Journal of Cleaner Production, 2023.

作者简介：许光清(1969-),女,山东潍坊人,教授,博士,主要从事能源与环境经济学研究.发表论文 40 余篇.xugqing@ruc.edu.cn.

2025 年度《中国环境科学》青年编委会名单

安 东	安俊琳	安立会	班巧英	伯 鑫	蔡子颖	曾现来	昌 盛	陈操操	陈 丹
陈多宏	陈 欢	陈建新	陈 洁	陈菁泉	陈庆彩	陈重军	成小翔	程 凯	程志鹏
代 伟	邓启红	丁光辉	董战峰	董志文	樊 程	樊 琦	房德琳	冯 颖	付 杰
高艳珊	高 阳	龚小波	官冬杰	韩东飞	韩红桂	韩永和	何红弟	何秋来	何文天
贺维鹏	侯赟璐	胡建林	胡鹏博	黄 凯	黄少丹	解玉磊	金仁村	金小伟	李 超
李 凯	李荣华	李 祥	李英杰	刘 成	刘桂林	刘洪涛	刘沙沙	刘世梁	刘双星
刘维涛	刘义青	刘永泽	刘 喆	刘智峰	卢少勇	鲁 仙	罗 笠	吕 凡	马 本
马 杰	马 群	毛熙彦	聂 玮	欧阳少虎	潘 峰	潘月鹏	祁承都	乔 玮	秦昌波
秦传玉	曲 蛟	任宏宇	任强强	孙广义	孙士权	孙兆彬	谈云志	唐崇俭	唐 欢
汪俊峰	王 刚	王 好	王华伟	王丽娜	王启元	王树宾	王学佳	王 莹	卫皇曌
温 维	吴起鑫	武 君	武云飞	向 垒	谢 旻	邢建伟	徐 江	徐湘博	薛丽坤
薛文博	薛英文	杨 斌	姚彦坡	印红玲	于 磊	虞先玉	袁自冰	张 冰	张 根
张海涵	张 建	张 静	张可佳	张利飞	赵海明	赵中华	钟 华	周 鑫	朱联东
朱曙鹏	朱小萤								