

doi: 10.19920/j.cnki.jmsc.2023.10.002

高比例可再生能源接入下的电力系统规划研究^①

衣博文^{1,2}, 范英^{1,2*}

(1. 北京航空航天大学经济管理学院, 北京 100191;

2. 北京航空航天大学低碳治理与政策智能实验室, 北京 100191)

摘要: 可再生能源是实现能源转型和可持续发展的关键。然而, 高比例可再生能源接入下的电力系统所面临的间歇性、波动性、以及不确定性远高于当前水平, 电力供应体系的经济稳定运行遭遇巨大挑战。本研究将电力系统短期经济调度与长期产能扩张规划相结合, 通过聚类和情景树技术引入可再生能源的不确定性, 建立高时空分辨的电力系统随机优化模型, 旨在揭示电力系统如何通过电源、电网、储能等措施的协同优化经济有效地接纳高比例可再生能源。研究结果表明, 不同区域在应对风、光间歇性和不确定性方面的主要措施是有显著差异的, 电力系统需协同优化风、光、煤产业布局, 强化跨区消纳和调峰能力, 发挥电源、电网、储能的互补优势, 同时避免技术锁定效应。

关键词: 可再生能源; 优化; 不确定性; 电力系统; 规划

中图分类号: F062.1 **文献标识码:** A **文章编号:** 1007-9807(2023)10-0021-15

0 引言

2020 年, 习近平总书记在第七十五届联合国大会一般性辩论中指出“我国二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值, 努力争取 2060 年前实现碳中和”, 为我国社会经济发展指明了战略方向。实现“碳达峰、碳中和”战略目标的核心是能源系统的革命性转型, 因为超过 80% 的碳排放与能源相关。这一轮能源转型的主要特点是在供给侧以可再生能源替代化石能源, 在消费侧提升电气化水平^[1]。这意味着电力系统需大力发展以可再生能源为主的非化石能源进行发电, 实现能源结构的颠覆式转型^[2]。截至 2019 年, 我国可再生能源发电占比仅为 27.9%, 而且其中超过 60% 来自波动性相对较低的水力发电^[3]。彭博发布的新能源展望报告指出我国 2050 年可再生能源发电占比将达到 62%^[4]; 发改委能源所等机构联合发布的

报告更是指出在高比例可再生能源情景下, 其 2050 年的发电占比可能达到 85% 以上^[5]。考虑到水电资源经济开发潜力将在 2030 年左右耗竭^②, 未来可再生能源发电必然主要依赖于波动性相对较高的风能和太阳能, 这将给电力供应体系的经济稳定运行带来巨大挑战。

电力与其它能源相比最本质的特点在于供需实时平衡以及难以大规模存储。传统的火力发电稳定性较高且相对灵活, 但以风能和太阳能为主的可再生能源具有明显的间歇性、季节性、不确定性、以及不可运输性等特点, 这与电力系统的自然特性相矛盾^[6]。具体而言, 在时间尺度上, 可再生能源无法与时变的电力需求相匹配, 需要灵活性资源以及储能提供备用和调峰服务^[7]; 在空间尺度上, 可再生能源无法大规模运输, 需依赖电网进行区域层面的资源配置。

① 收稿日期: 2021-08-06; 修订日期: 2022-06-09。

基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2020YFA0608600); 国家自然科学基金资助项目(72004006; 72021001; 72243009)。

通讯作者: 范英(1966—), 女, 博士, 教授, 博士生导师。Email: yfan1123@buaa.edu.cn

② 尽管西藏地区的水电资源丰富, 但由于开发和外送条件限制, 本研究提及的水电可开发量未包含西藏地区。

上述问题随着可再生能源发电占比的不断提高而加剧,显著增加了电力系统规划的难度,主要体现在以下三个方面:其一,可再生能源在微观层面的自然特性和电力实时平衡等特点已经上升为电力系统宏观规划与产能扩张的主要约束;其二,可再生能源接入所导致的备用和调峰等系统性成本无法简单地通过平准化度电成本进行衡量,投资经济性的评估难度显著提高^[8];其三,可再生能源的空间布局与电网规划是相辅相成的,电源电网协同优化增加了问题的复杂度。

在此背景下,电力系统的宏观电源电网规划与微观实时调度管理需实现交叉融合,其中涉及两方面的建模问题:其一,如何耦合微观与宏观系统,并在时空尺度上权衡模型的规模与精度;其二,如何将可再生能源的不确定性引入系统,从而兼顾规划的经济性与可靠性。基于此,本研究将电力系统短期经济调度与长期产能扩张规划相结合,通过聚类和情景树技术引入可再生能源的不确定性,建立高时空分辨的电力系统随机优化模型。该方法既能够刻画可再生能源的间歇性、季节性、以及不确定性等特点,又能够系统性评估可再生能源对电源电网规划的综合影响。结合实际数据,本研究探究了我国电力系统如何通过电源结构调整、区域电网规划、以及储能技术布局等措施,经济有效地接纳高比例可再生能源,为我国系统科学地开展能源转型战略、设计出趋利避害的精准化中长期转型路径提供前瞻性分析和建议。

1 文献综述

1.1 电力系统建模方法研究

电力系统建模方法可以分为两大类:电力经济调度模型和产能扩张规划模型^[9]。前者通常被用来研究短期问题,基于外生的电源和电网结构信息模拟机组的调度决策。此类模型对市场的刻画相对详细,着重关注市场参与者的决策、市场规则对决策和价格的影响等方面^[10]。其在时间尺度上的刻画十分细致,通常以小时为单位模拟电力系统的生产运作,例如火电机组的启停、爬坡等过程^[11]。而产能扩张规划模型更关注电厂和电网投资等中长期问题^[12],着重模拟电力系统的发展与演化路径,其在微观市场方面的刻画相对薄弱。

然而,随着可再生能源的大规模利用,传统的以年为决策单元的产能扩张规划模型无法处理可再生能源的间歇性、季节性等自然特性^[13]。因此,一些较新的研究将电力经济调度模型的部分建模特点引入到传统的产能扩张规划模型中,主要体现在时间尺度的延展和电力调度决策的细化^[14]。这种混合模型仍然旨在解决电力系统的中长期规划问题,但其最小决策单元一般细化到小时尺度^[15]。

与上述确定性模型相对应的是,部分研究通过建立随机模型,从短期和长期两个不同视角来刻画各类不确定性对电力系统的影响。基于短期视角的研究往往是将不确定性引入到电力经济调度模型中,通过随机规划、模糊规划、仿真模拟等技术手段进行求解,着重考察供需波动带来的影响,既包括供应侧可再生能源的间歇性^[16],也包括需求侧用电行为的不确定性^[17]。长期视角下的研究则更注重刻画经济、技术、政策等因素在较长时间尺度上的不可预期性^[18],例如能源价格的波动、技术投资成本的降低、以及新政策的出台等^[19],从而考察上述因素对系统演化路径的影响。

综上所述,当前的模型尤其是产能扩张规划模型并未系统地刻画可再生能源的自然特性和消纳措施。尽管部分研究引入了短期经济调度以体现可再生能源的间歇性和季节性,但缺乏对其不确定性的刻画。由于数据可获取性、模型方法、计算成本等因素的限制,已有的产能扩张规划模型更多地关注宏观因素的不可预期性,且在研究系统演化过程中常忽视区域电网规划以及储能技术布局等可再生能源消纳措施。

1.2 电力系统宏观规划研究

电力系统宏观规划研究主要集中在电力供应侧,包括电源结构规划与电网结构规划。其中,针对电源结构规划的研究主要探讨低碳技术的空间布局和演进路径,包括核电、可再生能源、储能以及碳捕获与封存技术等^[20,21]。近年来,随着可再生能源发电比例的不断提高,部分研究开始探讨如何通过电源结构规划来应对高可再生能源占比电力系统的波动性^[22]。Denholm等^[23]对美国电力系统实现100%可再生能源的挑战进行了综述。Bistline^[24]分析了深度脱碳的电力系统提供灵活

性的措施和所需的政策机制. Zou 等^[25] 依据《中国 2050 年高可再生能源普及率路线图》, 分析了未来不同时期的发电组合对电力行业的影响, 并揭示各类发电机组的利润结构. Cheng 等^[26] 以苏州同里新能源小镇为例, 探索如何通过不同能源系统之间的协同效应来容纳高比例可再生能源同时节约碳减排成本.

针对电网结构规划的研究可以分为对单一输电线路经济性的评估和对总体输电网络的系统规划. 前者忽略了区域间网络拓扑结构的相互影响^[27]. 因此, 近年来部分学者开始基于系统工程和运筹优化理论从整体视角分析国家或区域层面的电网规划^[28]. 随着风电、光伏的大规模利用, 部分研究开始从可再生能源消纳视角探索最优的电网结构规划, 以此缓解其消纳困境. Tan 等^[29] 评估了我国跨省跨区输电网络在低碳转型方面的机制与效果. Liang 等^[30] 考虑了间歇性可再生能源导致的电网投资不确定性, 并以西北电网为例研究了高可再生能源占比下的电网投资规划问题.

由此可见, 现有研究主要集中在电源电网的中长期规划布局以及相应的低碳和环境外部性评估. 少数研究虽然探索了高可再生能源占比下的电力系统演化, 但以局部案例为主且忽视了电源电网等多种措施的协同联动, 从系统性视角分析如何通过多尺度宏观规划经济有效地接纳高比例可再生能源的相关研究仍较为匮乏.

2 电力系统随机优化模型构建

如上所述, 高比例可再生能源接入下的电力系统规划面临宏微观耦合和不确定性刻画两方面的挑战. 因此, 本研究构建了一个电力系统随机优化模型, 既考虑了电力系统在不同时间和空间尺度上的均衡与耦合, 实现了微观决策与宏观演化的统一; 又刻画了可再生能源的随机性与电力系统演化之间的内在关联, 以考察极端天气对系统可靠性的影响.

具体而言, 本研究所构建的模型实质上是一个随机动态优化问题. 它从社会规划者的视角进行决策, 以跨期折现的系统总成本为目标函数, 在满足约束条件的前提下优化电源电网宏观投资与

机组微观调度. 该模型涵盖了电力投资、生产、调度、传输等过程, 考虑了各类发电技术、输电技术以及储能技术, 并且划分多个研究区域以刻画区域间的电网投资和电力互联.

2.1 模型的时空尺度

在时间尺度上, 模型分为宏观和微观两个层面(如图 1 所示). 在宏观层面(投资期), 模型基于技术成本、扩张约束、以及微观调度结果的反馈来优化技术的投资与跨期迭代, 确定每个投资期各区域各类技术的产能水平, 并作为容量上限约束投资期内的调度运作; 在微观层面, 模型刻画各区域小时尺度的机组调度, 包括火电机组的启停、输出功率的实时变化、以及储能设备的充放电策略等. 调度过程需满足爬坡约束、功率约束、备用约束等经济和物理限制, 同时采用典型天方法降低计算复杂度.

在空间尺度上, 每个区域可以被视为一个节点, 区域的划分与地理位置、资源禀赋、以及电网结构等因素相关. 各区域的电力供给与需求是实时平衡的, 区域间可以通过电网投资建立互联线路, 并在此基础上进行电力传输. 模型考虑了基尔霍夫电流定律, 但并未考虑基尔霍夫电压定律.

2.2 不确定性刻画

为了刻画可再生能源的不确定性, 本研究通过情景树方法将微观时间尺度的电力调度随机化, 并将其嵌套在宏观产能扩张规划内, 即每期的投资决策将限制情景树中电力系统能够利用的产能上限, 从而刻画出可再生能源不确定性与电源电网跨期投资决策之间的关联.

如图 1 所示, 本研究将典型天进一步划分为若干阶段, 通过聚类方法确定各阶段内小时尺度的风能和太阳能容量因子序列的离散概率分布, 并以上述容量因子为随机变量构建情景树. 在情景树中, 从虚拟根节点到任何一个末端叶节点的实现路径即为一个情景, 各情景均有与之对应的概率, 且每个情景内系统运营商都需调整微观调度和传输决策以满足不同可再生能源出力情况下的电力需求. 通过容量因子的情景设定, 模型一方面能够刻画极端天气对电力系统规划的影响, 例如连续阴雨天气或连续静稳天气导致的风、光出力水平较低的情况; 另一方面能够刻画天气预测偏差带来的灵活性资源需求.

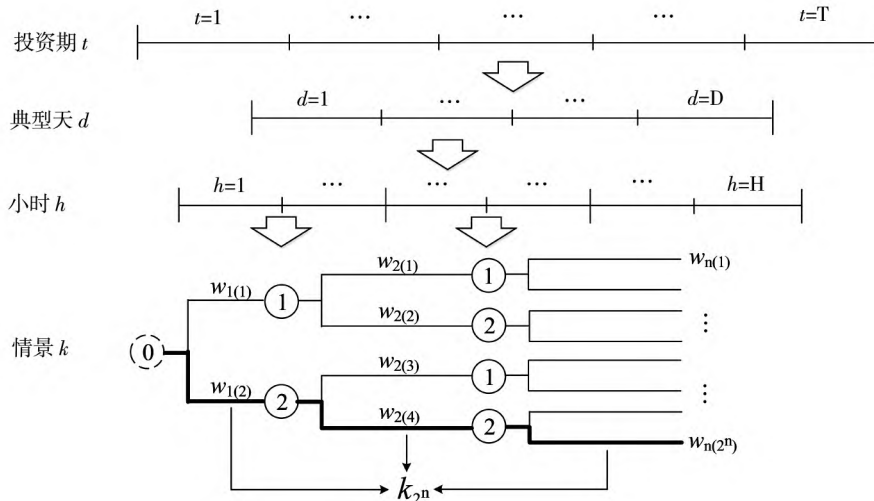


图1 模型时间划分

Fig. 1 Temporal division of the model

2.3 模型架构

2.3.1 目标函数

模型的目标函数为电力系统研究期内总成本 π ，其包括发电、输电、储能技术的投资成本 π^{INV} 、固定运维成本 π^{FOM} 、可变成本 π^{VOM} 、以及类固定成本 π^{SUC} 。所有成本通过因子 ρ 被折现到基期，如式(1)所示。

$$\min \pi = \sum_t \rho^t (\pi_t^{INV} + \pi_t^{FOM} + \pi_t^{VOM} + \pi_t^{SUC}) \quad (1)$$

各类成本的核算如式(2)所示。投资成本通过因子 ω 被转换为年金，超过研究期的年金将不会被核算在内。其中，发电与储能技术的投资成本仅与新增装机容量 C^B 相关，而输电技术与装机容量和传输距离 l 相关。模型假设所有技术均产生

固定运维成本，因此其与总装机容量 C 相关，投资期内无论技术如何运作均不影响此项成本。可变成本包括两部分，其一是与发电量 G 相关的能源成本、碳排放成本和其它可变运维成本；其二是由于非满负荷运作导致能效降低所产生的额外能源成本和碳排放成本。机组的能耗曲线一般为二次函数，单位能耗随着出力水平的提高而降低。本研究将这部分额外能耗近似表示为空闲容量 $(U - G)$ 的一定比例，既与非线性结果十分接近，同时保证模型的可解性。类固定成本在模型中指代可调度机组的启动成本，其与机组新增的启动量 U^S 相关。机组一旦启动，其运作模式将不会对此项成本产生影响。

$$\begin{cases} \pi_t^{INV} = \sum_{i \in \mathbb{N}}^{n \in (\mathbb{N} \cup \mathbb{R})} \left(\sum_{t'=t-y_n+1}^t C_{i n t'}^B \times b_{n t'}^G \times \omega_n \right) + \sum_{(i,j) \in \mathbb{Q}}^{n \in \mathbb{Q}} \left[\sum_{t'=t-y_n+1}^t C_{i j n t'}^B \times (b_{n t'}^{TF} + b_{n t'}^{TV} \times l_{i,j}) \times \omega_n \right] \\ \pi_t^{FOM} = \sum_{i \in \mathbb{N}}^{n \in (\mathbb{N} \cup \mathbb{R})} (C_{i n t} \times q_{n t}^{GF}) + \sum_{(i,j) \in \mathbb{Q}}^{n \in \mathbb{Q}} [C_{i j n t} \times (q_{n t}^{TF} + q_{n t}^{TV} \times l_{i,j})] \\ \pi_t^{VOM} = \sum_{i n d k h}^{n \in \mathbb{Z}} \left\{ [G_{i n t, d k h} \times (q_{n t}^{GV} + q_{n t}^E + q_{n t}^C) + (U_{i n t, d k h} - G_{i n t, d k h}) \times (q_{i n t}^{EL} + q_{n t}^{CL})] \times \varepsilon_{d k} \times \psi_d \right\} \\ \pi_t^{SUC} = \sum_{i n d k h}^{n \in \mathbb{Z}} (U_{i n t, d k h}^S \times q_{n t}^{SU} \times \varepsilon_{d k} \times \psi_d) \end{cases} \quad (2)$$

其中下标 $i n t(t) d k h$ 分别代表区域、技术、投资期、典型天、情景、以及小时；集合 $\mathbb{N} \mathbb{R} \mathbb{Q} \mathbb{Z}$ 分别代表发电技术、储能技术、输电技术、以及可调度发电技术(火电、生物质能、核电等)； b^G ， b^{TF} b^{TV} 分别代表发电技术的单位投资成本、输电

技术的单位固定投资成本和变动投资成本； q^{GF} ， q^{GV} q^E q^C q^{SU} q^{TF} q^{TV} 分别代表发电技术的单位固定运维成本、可变运维成本、满负荷运作下的能源成本和碳排放成本、启动成本、以及输电技术的单位固定运维成本和变动运维成本； q^{EL} q^{CL} 分别

代表非满负荷运作下的额外能源成本和碳排放成本; $U_{y \in \mu}$ 分别代表处于启动状态的机组总容量、技术生命期、各情景发生的概率、以及各典型天所占的权重.

2.3.2 状态转移方程与平衡方程

该动态问题的状态转移方程如式(3)~式(5)所示. 其中, 式(3)表示技术装机容量在宏观层面的演化; 式(4)表示可调度技术处于运行状态的容量变化; 式(5)表示储能技术所储能量的动态过程.

$$C_t = C_{t-1} + C_t^B - C_t^R, \forall i \ n \quad (3)$$

$$U_h = U_{h-1} + U_h^S - U_h^D, \forall i \ t \ d \ k \ n \in \mathbb{Z} \quad (4)$$

$$S_h = S_{h-1} + \tau \times S_h^I - S_h^O, \forall i \ t \ d \ k \ n \in \mathbb{R} \quad (5)$$

其中 C^R 代表退役技术, 其与技术的建设时间和生命期相关; U^D 代表关闭的机组容量; S^I S^O 分别代表储能技术的所储能量、输入能量、以及输出能量; τ 代表储能的效率.

平衡方程如式(6)所示, 各区域每小时的电力供给和需求(D)均是相等的. 电力供给包括本区域生产的电力、跨区域的净输入电力、以及储能系统的净输出电力. 模型满足基尔霍夫电流定律, 即任意时刻, 在系统中任意节点上, 流入节点的电流之和等于流出节点的电流之和.

$$D_h = \sum_{n \in \mathbb{Q}} \left(\sum_{j \neq i} (T_{n_{j i h}} \times (1 - W_{n_{j i}}) - T_{n_{i j h}}) \right) + \sum_{n \in \mathbb{N}} G_{n h} + \sum_{n \in \mathbb{R}} (S_{n h}^O - S_{n h}^I) \quad \forall i \ t \ d \ k \quad (6)$$

其中 $T_{i j}$ 代表区域 i 向区域 j 输送的电力; W 代表输电损失, 与传输距离相关.

2.3.3 非预期约束

在情景树中, 同一个母节点各子节点的风电和光伏容量因子序列是不同的. 在母节点所处阶段内, 系统运营商无法准确知道下个阶段的容量因子, 但可以通过历史信息估计各种情况发生的概率. 对于一些需要提前部署的生产运作行为, 系统运营商仅能依靠概率进行决策, 而该决策将适用于其所有子节点. 本模型考虑两类非预期约束: 机组的开启和关闭决策、以及区域间的电力传输决策, 如式(7)和(8)所示.

$$\begin{cases} U_{k h}^S = U_{k' h}^S \\ U_{k h}^D = U_{k' h}^D \end{cases} \quad \forall a(k' h) \in a(k h), \forall i \ t \ d \ n \in \mathbb{Z} \quad (7)$$

$$T_{k h} = T_{k' h}, \forall a(k' h) \in a(k h), \quad \forall (i, j) \ t \ d \ n \in \mathbb{Q} \quad (8)$$

其中 $a(k h)$ 代表情景 k 在 h 小时所处阶段的母节点; k' 与 k 均代表情景.

2.3.4 宏微观耦合

式(9)~式(11)连接了短期经济调度与长期产能扩张, 即系统在微观时间尺度上的运作受限于其所属宏观投资期的技术容量水平. 其中, 可再生能源还需考虑其容量因子 f 对可出力水平的限制, 储能技术的能源存储总量受限于其储能时长 σ .

$$U_{t d k h} \leq f_{d k h} \times C_t, \quad \forall i \ n \in \mathbb{N} \quad (9)$$

$$T_{t d k h} \leq C_t, \quad \forall (i, j) \ n \in \mathbb{Q} \quad (10)$$

$$\begin{cases} S_{t d k h}^I, S_{t d k h}^O \leq C_t \\ S_{t d k h} \leq C_t \times \sigma \end{cases}, \quad \forall i \ n \in \mathbb{R} \quad (11)$$

2.3.5 其它约束

式(12)和(13)表示可调度机组的出力约束和爬坡约束. ξ 为机组的最小出力比例, η^+ η^- 分别代表机组向上和向下爬坡的速度.

$$\xi \times U_{t d k h} \leq G_{t d k h} \leq U_{t d k h}, \quad \forall i \ n \in \mathbb{Z} \quad (12)$$

$$-G_{h-1} \times \eta^- \leq G_h - G_{h-1} \leq G_{h-1} \times \eta^+, \quad \forall i \ t \ d \ k \ n \in \mathbb{Z} \quad (13)$$

式(14)表示系统的备用约束, 包括与负荷相关的固定备用以及与间歇性可再生能源发电量(G^{Int})相关的可变备用^[31]; 式(15)限制了技术的扩散速度, 主要取决于区域资源的可利用量; 式(16)为决策变量的非负约束.

$$\sum_{n \in \mathbb{Z}} (C_n - G_n) + \sum_{n \in \mathbb{R}} S_n \geq D \times \lambda^F + G^{Int} \times \lambda^V, \quad \forall i \ t \ d \ k \ h \quad (14)$$

$$C_t^B \leq C^{MAX} \quad \forall i \ n \quad (15)$$

$$C^B, U, U^S, U^D, S, S^I, S^O, G, T \geq 0 \quad \forall i \ n \ t \ d \ k \ h \quad (16)$$

其中 λ^F λ^V 分别代表固定和可变备用比率; C^{MAX} 代表技术的扩张上限.

3 模型假设与数据描述

基于第二节构建的模型, 本研究利用实际数据对中国电力系统进行了分析, 各维度的设置如表1所示.

在宏观时间尺度上,模型以五年为一个投资期,直至2050年。在微观时间尺度上,每个投资期根据季节特点被划分为三类典型天^③,每类典型天包含24 h。在情景树的构建方面,模型将典型天进一步划分为三个阶段,每个阶段通过聚类形成两类容量因子序列,即情景树中每个节点具有2个分支,且最后一个阶段存在 $8(2^3)$ 个末端节点^④。模型依据地理位置、资源禀赋、电网结构等因素,将中国电力系统划分为10个区域,具体划分原则请见Yi等^[32]。模型共包括14类电源、电网、以及

储能技术。其中陆上风电、太阳能光伏、以及海上风电的不确定性被详细刻画。基于以上设置,本研究共包括约198.7万个变量和384.8万个方程,通过GAMS平台内嵌的CPLEX求解器进行求解。

数据来源如表2所示。历史数据截止至2018年底。本研究通过碳价引导可再生能源的大规模应用,碳价的时间序列外生给定,来源于张希良等^[33]开发的2060碳中和情景的模拟结果,其在2050年的碳价将达到约115 US\$/t CO₂。此外,各情景发生的概率来源于对风电和光伏小时尺度容量因子的聚类。

表1 模型基本设置

Table 1 Basic settings of the model

模型维度	数量	具体细节
投资期(t)	6	2025、2030、2035、2040、2045、2050
典型天(d)	3	夏季、冬季、春秋季节
小时(h)	24	1 h ~ 24 h
阶段	3	阶段1: 1 h ~ 8 h、阶段2: 9 h ~ 16 h、阶段3: 17 h ~ 24 h
节点分支	2	与阶段数相结合,每个典型天形成 $2^3 = 8$ 个情景(k)
区域(i)	10	东北电网、华北电网(京津冀冀鲁、晋蒙西)、西北电网(新疆、其它)、华东电网、华中电网(四川、其它)、南方电网(广东、其它)
技术(n)	14	煤电(<300 MW)、煤电(300 MW ~ 1 000 MW)、煤电($\geq 1 000$ MW)、天然气发电、核电、常规水电、生物质能、陆上风电、太阳能光伏、海上风电、光热发电、抽水蓄能、电化学储能、特高压输电
不确定性技术	3	陆上风电、太阳能光伏、海上风电

表2 数据来源

Table 2 Data sources

数据类别	数据来源
基期电源、储能和电网结构	电力工业统计资料汇编 ^[34]
基期电源、储能、电网的相关成本	中国可再生能源发展报告、中国能源电力发展展望、Yi等 ^[32, 35, 36]
未来电源和储能的相关成本	国际可再生能源署(IRENA)、国际能源署(IEA)、国家可再生能源实验室(NREL) ^[37-40]
小时尺度的电力负荷曲线	国家发展改革委 ^[41]
小时尺度的可再生能源容量因子	Pfenninger和Stefan ^[42, 43]
电力需求预测	中国能源电力发展展望 ^[36]
电源和储能技术的运作参数	Yi等、国家可再生能源实验室 ^[32, 40]
其它参数	He等、Yi等、张希良等 ^[31-33]

4 结果讨论

4.1 宏观演化路径

图2展示了各类技术研究期内的演化路径。

2050年电力系统的总装机容量达到65.8亿千瓦,而2018年仅为18.7亿千瓦。尽管电力需求的增速不断放缓,但由于可再生能源较低的能量密度,研究期内电力系统总装机容量的增速并未放缓,电源投资始终维持在较高水平。在高碳价的驱动

③ 春季和秋季被合并主要由于以下三方面因素: 1) 电力需求较相似; 2) 风、光、水等自然资源特点较相似; 3) 缩减模型规模。

④ 理论上讲,节点的分支数越多模型越贴近现实,但也带来了呈指数增长的计算量。例如,每个节点具有3个分支将形成27个情景。受限于计算规模,本文选择将容量因子聚成两类,分别代表高可再生能源出力水平和低可再生能源出力水平。

下, 2050 年电力系统中非化石能源发电占比将超过 94%, 而 2019 年仅为 32.6%^[3,44].

其中, 非化石能源是一个多能互补的集合, 包括风能、太阳能、水能、核能、生物质能等多种用能形式. 尽管未来太阳能光伏的平准化度电成本显著低于陆上风电, 但由于间歇性特点, 风能和太阳能将共同成为电力系统的主导能源, 陆上风电和太阳能光伏 2050 年的装机容量分别达到了 21.8 亿 kW 和 24.2 亿 kW. 煤电由于技术锁定效应, 短期内不会有明显降幅. 2030 年

之后, 随着大量 300 MW ~ 1 000 MW 级别机组的退役, 煤电的总装机容量开始呈下降趋势. 大规模开发可再生能源并不意味着完全摒弃煤电, 效率最高的 1 000 MW 级别机组在研究期内仍有新增. 储能被认为是解决可再生能源消纳问题的关键, 但由于其成本较高, 在当前电力系统的间歇性水平下不具备经济性. 即使是技术相对成熟的抽水蓄能, 其新增装机也集中在 2030 年之后, 而电化学储能和光热发电的大规模建设则发生在 2040 年后.

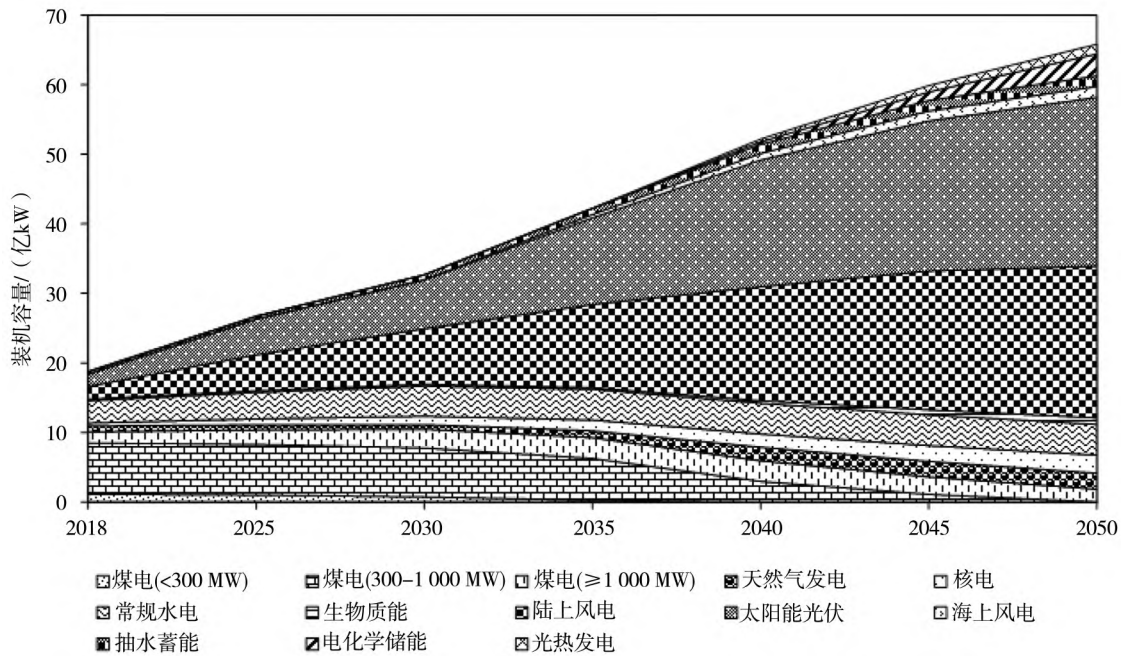


图 2 各类技术的演化路径

Fig. 2 Evolution pathway of various technologies

4.1.1 电源演化路径

从图 3 可以看出, 陆上风电和太阳能光伏的分布呈现显著的区域差异, 其背后的原因有多种, 包括区域的资源禀赋、电力需求、以及电力外送成本等. 其中, 资源禀赋无疑是最主要的因素, 我国的风能和太阳能资源均集中在“三北”地区(东北、华北、西北), 与图 3 中的结果大体一致.

尽管如此, 研究发现风电的建设更集中在资源丰富集的“三北”地区, 而光伏分布相对均衡. 2050 年, 73.0% 的风电机组分布在“三北”地区, 而光伏的比例仅为 60.3%. 造成上述差异的一个主要原因是光伏更不利于电力的跨区外送. 与风电相比, 光伏出力水平的不确定性虽然较弱, 但其间歇性较强, 以天为周期大幅波动. 区域电网由于

调度安排需要相对稳定的外来电力, 这意味着光伏的外送常需捆绑其它电源, 对输电通道的利用率也相对较低, 这些影响是仅通过平准化度电成本无法评估的, 同时也进一步解释了为什么需要风能和太阳能相结合来推动能源转型进程.

与风能、太阳能的大规模建设不同, 本研究对于火电的关注点在于其如何退出. 从图 4 中可以看出, 退煤路径在时间和空间尺度上均呈现显著的差异化, 这既与当前煤电机组的年龄相关, 也受限于各区域的资源禀赋特点. 2050 年, 煤电主要分布在华北的晋蒙西地区和西北的新疆地区, 中东部地区(华东、华中、南方电网所辖区域) 将实现“零”煤电. 一方面, 新疆和晋蒙西是我国最主

要的煤炭基地,其煤电的生产成本在全国范围内是最底的;另一方面,上述区域的风、光伏发电量较高,需要大量的调峰电源,但又缺乏相对灵活的水电资源,故更适合采用煤电作为调峰工具。

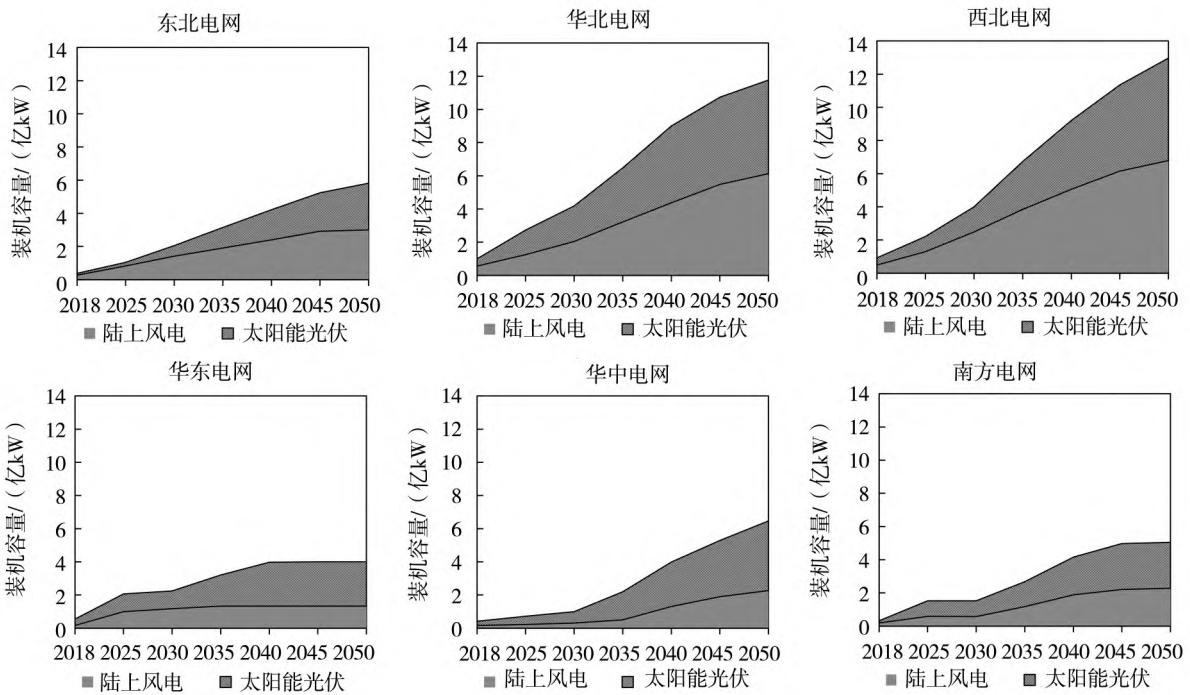


图3 分区域风光演化路径

Fig. 3 Evolution pathway of regional onshore wind and solar PV

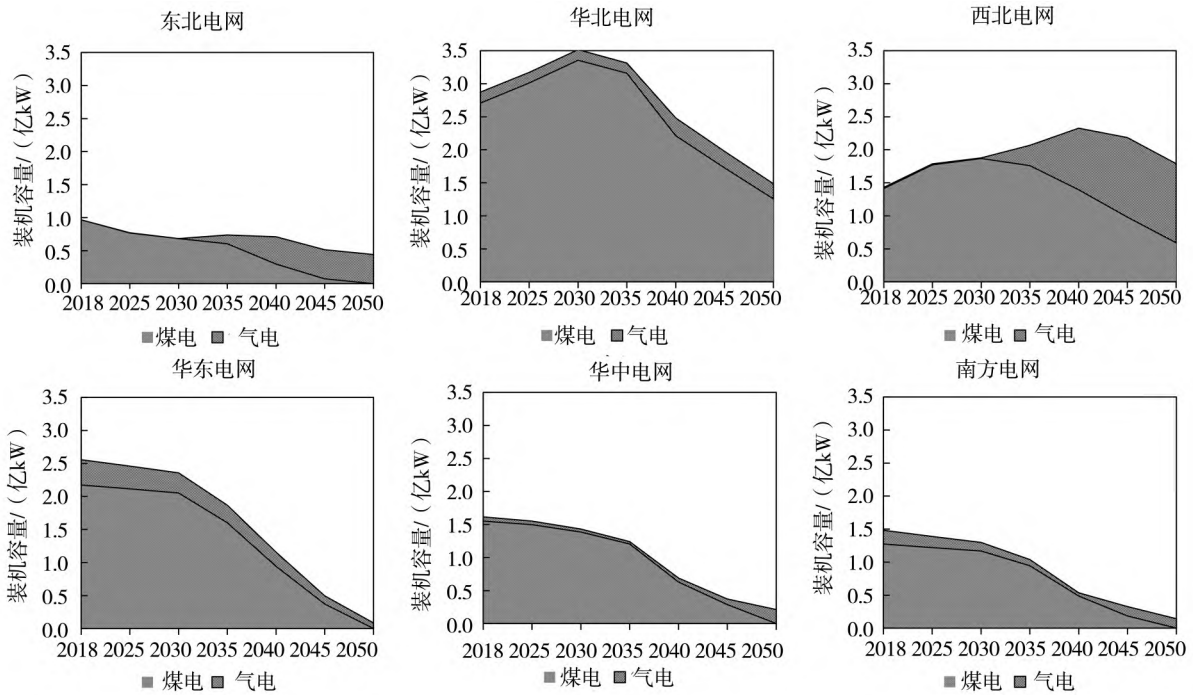


图4 分区域火电演化路径

Fig. 4 Evolution pathway of regional thermal power

值得注意的是,华北和西北地区的煤电演化路径呈现倒U形,而其它地区的路径始终呈下降趋势,这意味着煤电在未来并非不能新建,但需注意建设区域。本研究由于未考虑煤电的环境外部

性,实质上已经低估了煤电在经济发达且人口稠密地区的真实成本. 尽管如此,本研究结果仍然支持中东部地区的快速退煤进程.

燃气发电在我国电力系统转型过程中主要起到过渡作用,其 2050 年的装机容量约为 2.31 亿 kW. 由于天然气的价格远高于煤炭,在碳价较低且灵活性相对充裕的阶段气电难以实现对煤电的替代. 随着碳价的升高,煤电大幅度降低带来的灵活性缺口将由气电和储能共同来弥补. 但高碳价同样会对气电产生一定的负面影响,随着储能技术的成熟,气电规模也将趋于稳定.

4.1.2 电网演化路径

由于资源禀赋和电力荷载的区域失衡,我国跨区输电网络亟待扩张,2035 年和 2050 年六大电网之间的跨区输电容量分别为 385.9 GW 和 479.0 GW(见图 5),而 2018 年仅为 120.3 GW. 由此可见,大部分跨区输电网络建设应在 2035 年之前完成,考虑到其较长的选址、论证、及建设周期,“十四五”和“十五五”期间的规划布局显得尤

为关键.

新疆和晋蒙西地区将成为最重要的电力生产和外送中心,其电力主要外送至华东和华中地区. 晋蒙西与京津冀鲁、华东、以及华中等负荷中心的距离均相对较近,因此输电成本低廉. 而新疆的地理位置偏远,增加了其单位输电成本,但该地区丰富的风、光、煤资源在一定程度上弥补了输电距离的劣势. 东北电网和南方电网由于地理位置和资源禀赋特点,与其它电网的互联容量相对较低.

值得注意的是,除四川之外的华中地区在未来的受电比例将大幅提高. 一方面,其自然资源匮乏,难以通过自身的替代能源弥补退煤的缺口(本研究未考虑内陆核电);另一方面,其地理位置优越,距离资源富集区较近,单位输电成本较低. 当前连接华中电网的输电通道十分有限,大部分优质电源被优先外送至华东地区,但 2050 年,华中对外来电力的依赖甚至高于华东,电网拓扑结构需发生重大变革.

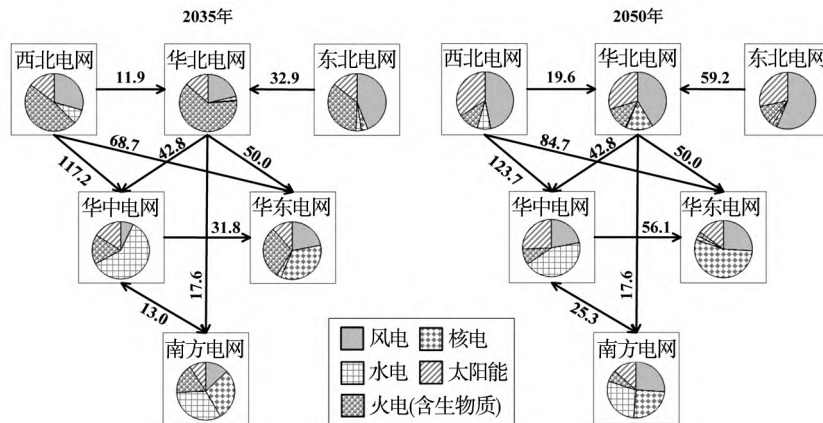


图 5 跨区输电容量

Fig. 5 Inter-regional power transmission capacity

注: 图中箭头方向代表主要电流流向, 数字代表输电容量, 单位为 GW.

4.1.3 储能演化路径

储能分区域的演化路径如图 6 所示. 抽水蓄能当前的经济性仍较差,2030 年—2045 年是其主要的技术扩散期,但考虑到较长的建设周期因素,“十五五”期间的技术选择十分关键. 抽水蓄能受限于地理条件,可选厂址主要分布在华东、京津冀鲁地区,2050 年的装机容量为 151.4 GW(储能容量 9.08 亿 kW 时),而 2018 年仅为 30 GW 左右.

电化学储能和光热发电在 2040 年左右才开

始大规模扩散,主要分布在“三北”地区. 其原因有以下两点: 1) “三北”地区的间歇性可再生能源装机庞大,需要大量的调峰措施维持系统稳定运行; 2) “三北”地区缺乏灵活性较高的水电资源,特别是东北和华北地区,在火电受限的情况下只能采用昂贵的储能进行调峰. 此外,电化学储能与抽水蓄能本质上是相同的,因此存在互斥性,例如,抽水蓄能资源富集的华东地区对电化学储能的需求相对较低.

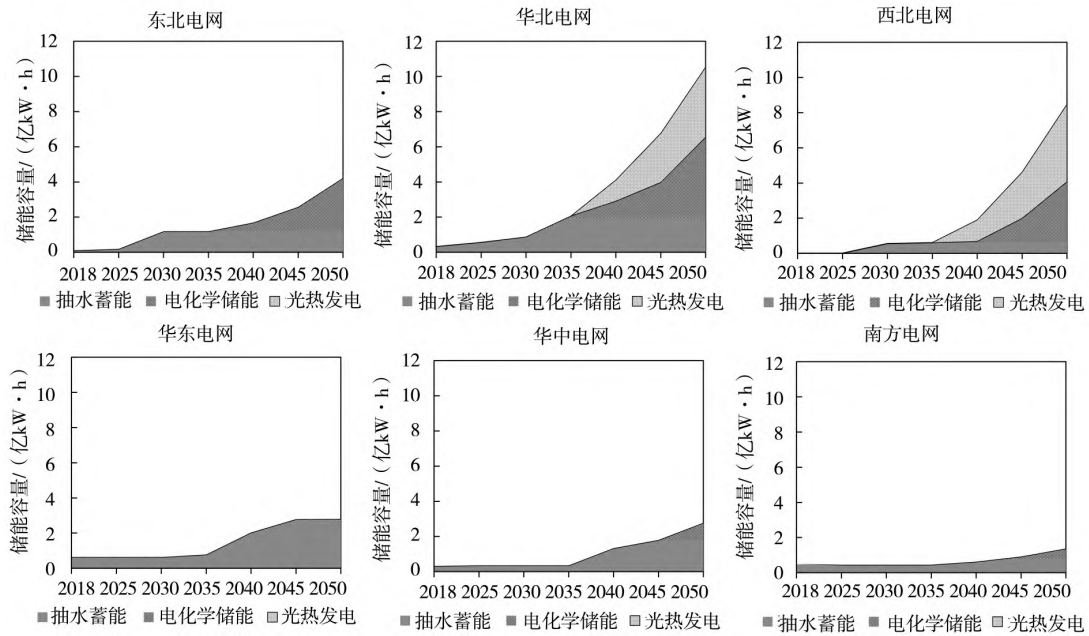


图6 分区域储能演化路径

Fig. 6 Evolution pathway of regional energy storage

4.2 微观调度决策

4.2.1 电力调度模式

在高比例可再生能源情景下,光伏的出力波动在任何区域均显著影响了电力日供应曲线的形

状(见图7),这意味着电力供应的“忙时”和“闲时”需重新定义.实际上,目前由于很多地区光伏装机占比仍相对较低,上述影响并不明显,但青海等少数光伏大省已遇到类似问题.

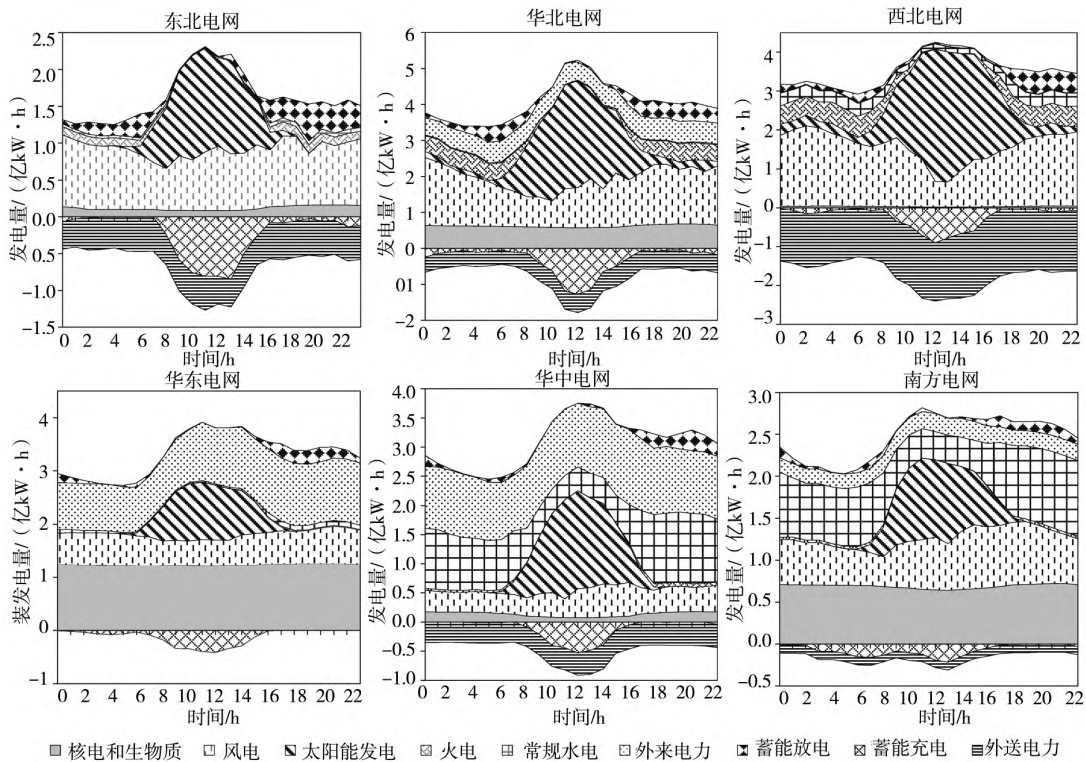


图7 分区域2050年典型天的电力调度模式

Fig. 7 Regional power dispatch in the typical day of 2050

注:风电包括陆上风电和海上风电,太阳能发电包括太阳能光伏和光热发电.

一般情况下, 负荷曲线每天存在两个波峰时段, 其一在中午 12:00 左右, 其二在晚上 18:00 ~ 22:00 区间内, 需求的波峰即为传统意义上的“忙时”。然而, 风能和太阳能的出力水平由自然条件决定, 无法根据负荷的波动进行调整。因此, 通过在负荷曲线的基础上减去风、光出力所形成的剩余负荷来判定“忙时”和“闲时”更为科学。光伏的出力特点使得剩余负荷曲线由双峰变为单峰, 即中午转变为“闲时”, 晚上对调峰机组出力爬坡的需求加剧。上述因素显著地影响了储能的最优运作模式。如图 7 所示, 中午成为储能主要的充电时段, 尽管此时的电力需求仍处于较高水平, 而放电时段则集中在 16:00 ~ 22:00。

4.2.2 电源电网储能综合互补

从图 7 中还可以看出, 未来区域电源结构的差异化将明显加剧。当前, 尽管资源禀赋导致各区域的风能、水能、太阳能占比不尽相同, 但煤电始终是各区域的供电主体, 同时也是主要的调峰措施。在高比例可再生能源情景下, 煤电的大规模退出使得各区域均需因地制宜地开发新的调峰工具

以保障电力系统的稳定运行。

本研究总结了高比例可再生能源接入下各区域的主要调峰措施(见表 3), 包括三方面: 电源、电网、以及储能。资源禀赋仍是决定各区域调峰措施的首要因素, 例如, 华中和南方地区的水力资源丰富, 华东地区抽水蓄能的潜力较大, 晋蒙西和西北地区的煤炭和光照资源丰富。但高碳价使得华北和西北地区的火电大幅减少, 由此损失的灵活性需要成本较高的电化学储能和光热发电进行补充。此外, 东北地区由于上述资源均较为匮乏且地理位置偏远, 需大量采用电化学储能进行调峰。

除了电源和储能措施之外, 通过电网实现跨区调峰是解决可再生能源波动性的另一项有效手段, 能够实现灵活性资源的区域调配, 尤其是在华东和华中地区。上述两个区域的电力主要来源于华北和西北电网, 图 8 展示了这些地区 2050 年典型天的电力传输模式。可以看出在剩余负荷最高的 16:00 ~ 22:00 时段, 华东和华中地区的受入电力仍维持在较高水平, 这意味着其部分调峰任务是由上游送端区域完成的。

表 3 高比例可再生能源接入下各区域的主要调峰措施

Table 3 Regional main peak shaving measures under the high share of renewables

区域	电源		电网	储能		
	水电	火电	跨区输电	电化学储能	抽水蓄能	光热发电
东北电网				√		
华北电网		√		√	√	√
西北电网		√		√		√
华东电网			√		√	
华中电网	√		√			
南方电网	√					

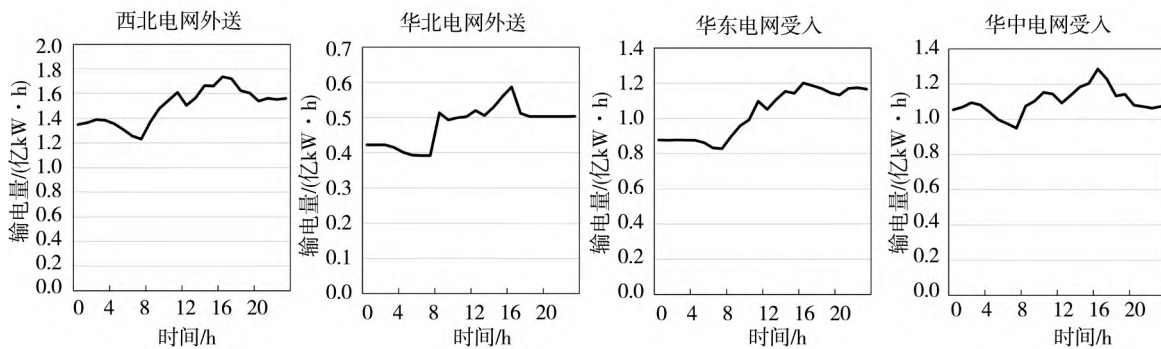


图 8 主要区域间 2050 年典型天的电力传输模式

Fig. 8 Power transmission between major regions in the typical day of 2050

5 结束语

本研究发现随着高比例波动性的可再生能源接入电力系统,调峰资源将由以“煤电为主”的格局逐步转向“源-网-荷-储”的协同互补,这使得电力规划演变为一项复杂的系统工程,其微观时间尺度上的自然特性对宏观规划的影响愈发显著。为此,本研究围绕对可再生能源自然特性和消纳措施的综合刻画,开发了高时空分辨的电力系统随机优化模型方法,揭示了我国电力系统如何通过电源、电网、储能等措施的协同优化经济有效地接纳高比例可再生能源。

具体的政策建议包括以下四个方面:

其一,应协同优化风、光、煤的产业布局。风能和太阳能将共同成为电力系统的主导能源,其中,陆上风电相对集中在“三北”地区,而太阳能光伏的空间分布较为均衡。大规模开发风能和太阳能并不意味着完全摒弃煤电,但需严控煤电的新建区域。利用我国煤炭资源与风光资源同向分布的特点,形成新疆和晋蒙西两大电力生产和外送基地,不仅能够提高输电通道的利用效率,还有助于中东部地区实现“零煤电”。其二,应强化电力系统的跨区消纳和调峰能力。电网不仅能够进行区域层面的电力资源配置,还能优化灵活性资源的分配,这需要规划、技术、以及市场机制等多维度的助推。一方面,我国需加快跨区电网建设同时促进智能电网的发展,从技术上保障跨区消纳和调峰的可行性;另一方面,需积极开展跨省跨区电力

现货和辅助服务市场建设,打破省际间电力贸易壁垒,从机制上解决跨区调峰的激励问题。其三,应因地制宜地开展灵活性资源的部署。由于资源禀赋的差异,各区域在应对风、光波动性方面的主要措施大相径庭,电力系统的战略调整与空间布局需统筹优化、因地制宜,并且充分发挥电源、电网、储能之间的互补优势。电化学储能和光热发电等储能技术作为实现电力系统转型的关键因素和远期工具,其技术进步和创新至关重要。因此,财政激励的着力点应从风、光装机投资逐渐转向储能技术的研发投入。其四,应尽快采取行动、避免技术锁定效应。尽管高可再生能源占比的电力系统是能源转型的远景目标,但“十四五”、“十五五”期间的技术选择十分关键,包括抽水蓄能的部署、风光的大规模建设、以及控煤和优化煤电产业布局等方面,否则容易造成路径依赖、影响“碳达峰、碳中和”目标的实现。

本研究仍存在以下两方面的局限。其一,本研究以小时作为最小时间尺度仍难以完全刻画气电在启停、爬坡、以及快速响应方面的优势,可能造成对气电装机容量的低估。实际上,其部分灵活性优势需要 15 分钟以内的时间尺度才能刻画出来,这将大幅度增加计算规模。其二,本研究更关注高比例可再生能源接入下的电力系统灵活性问题,因此未涉及碳捕集与封存(CCS)、生物质碳捕集与封存(BECCS)等碳移除技术,这可能导致对煤电装机容量的低估。厘清 CCS 成本的区域差异、以及配备 CCS 对火电运行灵活性的影响将是进一步研究该问题的基础。

参 考 文 献:

- [1] 范 英, 衣博文. 能源转型的规律、驱动机制与中国路径[J]. 管理世界, 2021, 37(8): 95-104.
Fan Ying, Yi Bowen. Evolution, driving mechanism, and pathway of China's energy transition[J]. Journal of Management World, 2021, 37(8): 95-104. (in Chinese)
- [2] 潘家华. 压缩碳排放峰值 加速迈向净零碳[J]. 环境经济研究, 2020, 5(4): 1-10.
Pan Jiahua. Lower carbon emission peak with orientation towards net zero carbon[J]. Journal of Environmental Economics, 2020, 5(4): 1-10. (in Chinese)
- [3] 国家能源局. 2019 年可再生能源并网运行情况[EB/OL]. https://www.nea.gov.cn/2020-03/06/c_138850234.htm, 2020.
National Energy Administration. Power Generation of Renewable Energy in 2019[EB/OL]. https://www.nea.gov.cn/2020-03/06/c_138850234.htm, 2020. (in Chinese)

- [4] 彭博社. 2018 新能源市场长期展望 [R]. 北京: 彭博社, 2018.
Bloomberg. Long-Term Outlook for the New Energy Market in 2018 [R]. Beijing: Bloomberg, 2018. (in Chinese)
- [5] 发展和改革委员会能源研究所, 能源基金会. 中国 2050 高比例可再生能源发展情景暨路径研究 [R]. 北京: 发展和改革委员会能源研究所, 2015.
Energy Research Institute of Development and Reform Commission, the Energy Foundation. China 2050 High-Share Renewable Energy Development Scenarios and Pathway Research [R]. Beijing: Energy Research Institute of Development and Reform Commission, 2015. (in Chinese)
- [6] 石莹, 朱永彬, 王铮. 成本最优与减排约束下中国能源结构演化路径 [J]. 管理科学学报, 2015, 18(10): 26–37.
Shi Ying, Zhu Yongbin, Wang Zheng. The cost-effective path of energy mix evolution for China under the emissions budgets [J]. Journal of Management Sciences in China, 2015, 18(10): 26–37. (in Chinese)
- [7] 张增凯, 彭彬彬, 解伟, 等. 能源转型与管理领域的科学研究问题 [J]. 管理科学学报, 2021, 24(8): 147–153.
Zhang Zengkai, Peng Binbin, Xie Wei, et al. Scientific research issues in the field of energy transition and management [J]. Journal of Management Sciences in China, 2021, 24(8): 147–153. (in Chinese)
- [8] Markard J. The next phase of the energy transition and its implications for research and policy [J]. Nature Energy, 2018, 3: 628–633.
- [9] Li C, Conejo A, Liu P, et al. Mixed-integer linear programming models and algorithms for generation and transmission expansion planning of power systems [J]. European Journal of Operational Research, 2022, 297(3): 1071–1082.
- [10] Holladay J S, LaRiviere J. The impact of cheap natural gas on marginal emissions from electricity generation and implications for energy policy [J]. Journal of Environmental Economics and Management, 2017, 85: 205–227.
- [11] 龙勇, 刘超, 汪於. 微电网利益相关者合作运营的双层规划模型 [J]. 管理科学学报, 2019, 22(5): 69–82.
Long Yong, Liu Chao, Wang Yu. A bi-level programming model cooperatively operated by the microgrid stakeholders [J]. Journal of Management Sciences in China, 2019, 22(5): 69–82. (in Chinese)
- [12] Sullivan P, Uriarte C, Short W. Greenhouse gas mitigation options in the U. S. electric sector: A ReEDS analysis [J]. The Energy Journal, 2014, 35(1): 101–114.
- [13] Bertsch J, Brown T, Hagspiel S, et al. The relevance of grid expansion under zonal markets [J]. The Energy Journal, 2017, 38(5): 129–152.
- [14] Abrell J, Rausch S. Cross-country electricity trade, renewable energy and European transmission infrastructure policy [J]. Journal of Environmental Economics and Management, 2016, 79: 87–113.
- [15] Scholz Y, Gils H C, Pietzcker R C. Application of a high-detail energy system model to derive power sector characteristics at high wind and solar shares [J]. Energy Economics, 2017, 64: 568–582.
- [16] Yao X, Yi B, Yu Y, et al. Economic analysis of grid integration of variable solar and wind power with conventional power system [J]. Applied Energy, 2020, 264: 114706.
- [17] 黄守军, 杨俊. 发电成本垂直差异电力市场概率发电——基于用户电量偏好视角 [J]. 管理科学学报, 2020, 23(6): 18–43.
Huang Shoujun, Yang Jun. Probabilistic generating in the vertical generation cost-differentiated electricity market: A perspective from the large user's generation capacity preference [J]. Journal of Management Sciences in China, 2020, 23(6): 18–43. (in Chinese)
- [18] Munoz F, Hobbs B F, Ho J L, et al. An engineering-economic approach to transmission planning under market and regulatory uncertainties: WECC case study [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1): 307–317.
- [19] 张新华, 甘冬梅, 黄守军, 等. 考虑收益下限的火力发电商碳减排投资策略 [J]. 管理科学学报, 2019, 22(11): 69–81.
Zhang Xinhua, Gan Dongmei, Huang Shoujun, et al. Investment strategy of carbon emission reduction of coal-fired power firms considering revenue floors [J]. Journal of Management Sciences in China, 2019, 22(11): 69–81. (in Chinese)

- [20] Jaxa-Rozen M, Trutnevyte E. Sources of uncertainty in long-term global scenarios of solar photovoltaic technology [J]. *Nature Climate Change*, 2021, 11(3): 266–273.
- [21] Van Vuuren D, Stehfest E, Gernaat D, et al. Alternative pathways to the 1.5 °C target reduce the need for negative emission technologies [J]. *Nature Climate Change*, 2018, 8(5): 391–397.
- [22] He G, Lin J, Sifuentes F, et al. Rapid cost decrease of renewables and storage accelerates the decarbonization of China's power system [J]. *Nature Communications*, 2020, 11(1): 1–9.
- [23] Denholm P, Arent D, Baldwin S, et al. The challenges of achieving a 100% renewable electricity system in the United States [J]. *Joule*, 2021, 5(6): 1331–1352.
- [24] Bistline J. Variability in deeply decarbonized electricity systems [J]. *Environmental Science & Technology*, 2021, 55(9): 5629–5635.
- [25] Zou P, Chen X, Yu Y, et al. Electricity markets evolution with the changing generation mix: An empirical analysis based on China 2050 high renewable energy penetration roadmap [J]. *Applied Energy*, 2017, 185(1): 56–67.
- [26] Cheng Y, Zhang N, Kirschen D, et al. Planning multiple energy systems for low-carbon districts with high penetration of renewable energy: An empirical study in China [J]. *Applied Energy*, 2020, 261: 114390.
- [27] 衣博文, 许金华, 范英. 我国可再生能源配额制中长期目标的最优实现路径及对电力行业的影响分析 [J]. *系统工程学报*, 2017, 32(3): 313–324.
Yi Bowen, Xu Jinhua, Fan Ying. Optimal pathway and impact of achieving the mid-long term renewable portfolio standard in China [J]. *Journal of Systems Engineering*, 2017, 32(3): 313–324. (in Chinese)
- [28] Neuhoff K, Barquin J, Bialek J W, et al. Renewable electric energy integration: Quantifying the value of design of markets for international transmission capacity [J]. *Energy Economics*, 2013, 40: 760–772.
- [29] Tan X, Lin S, Liu Y, et al. Has the inter-regional transmission expansion promoted the low-carbon transition of China's power sector [J]. *Computers & Industrial Engineering*, 2022, 168: 108050.
- [30] Liang Z, Chen H, Chen S, et al. Probability-driven transmission expansion planning with high-penetration renewable power generation: A case study in northwestern China [J]. *Applied Energy*, 2019, 255: 113610.
- [31] He G, Avrin A, Nelson J, et al. SWITCH-China: A systems approach to decarbonizing China's power system [J]. *Environmental Science & Technology*, 2016, 50: 5467–5473.
- [32] Yi B, Eichhammer W, Pfluger B, et al. The spatial deployment of renewable energy based on China's coal-heavy generation mix and inter-regional transmission grid [J]. *The Energy Journal*, 2019, 40(4): 45–74.
- [33] 张希良, 黄晓丹, 张达等. 碳中和目标下的能源经济转型路径与政策研究 [J]. *管理世界*, 2022, 38(1): 35–66.
Zhang Xiliang, Huang Xiaodan, Zhang Da, et al. Pathway and policies for China's energy and economy transformation toward carbon neutrality [J]. *Journal of Management World*, 2022, 38(1): 35–66. (in Chinese)
- [34] 中国电力企业联合会. 电力工业统计资料汇编 2018 [R]. 2019.
China Electricity Council. *Compilation of Statistical Data of Electric Power Industry in 2018* [R]. 2019. (in Chinese)
- [35] 水电水利规划设计总院. 中国可再生能源发展报告 2019 [R]. 2020.
China Renewable Energy Engineering Institute. *China Renewable Energy Development Report in 2019* [R]. 2020. (in Chinese)
- [36] 国网能源研究院. 中国能源电力发展展望 2020 [R]. 2020.
State Grid Energy Research Institute. *China Energy & Electricity Outlook in 2020* [R]. 2020. (in Chinese)
- [37] International Renewable Energy Agency. *Future of Solar Photovoltaic: Deployment, Investment, Technology, Grid Integration and Socio-economic Aspects* [R]. 2019a.
- [38] International Renewable Energy Agency. *Future of Wind: Deployment, Investment, Technology, Grid Integration and Socio-economic Aspects* [R]. 2019b.
- [39] International Energy Agency. *World Energy Outlook 2018* [R]. 2019.
- [40] Cole W, Frazier A. *Cost Projections for Utility-scale Battery Storage: 2020 Update* [R]. 2020, National Renewable Energy Laboratory.

- [41] 国家发展和改革委员会. 关于做好 2020 年电力中长期合同签订工作的通知 [EB]. 2019.
National Development and Reform Commission. Notice on the Signing of Medium and Long-term Electric Power Contracts in 2020 [EB]. 2019. (in Chinese)
- [42] Pfenninger S , Staffell I. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data [J]. *Energy* , 2016 , 114: 1251 – 1265.
- [43] Staffell I , Pfenninger S. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output [J]. *Energy* , 2016 , 114: 1224 – 1239.
- [44] 中国核能行业协会. 中国核能发展报告 2020 [R]. 北京: 中国核能行业协会 , 2020.
China Nuclear Energy Association. China Nuclear Energy Development Report 2020 [R]. Beijing: China Nuclear Energy Association , 2020. (in Chinese)

Power system planning with a high share of renewable energy

YI Bo-wen^{1,2} , *FAN Ying*^{1,2*}

1. School of Economics and Management , Beihang University , Beijing 100191 , China;
2. Laboratory for Low-carbon Intelligent Governance , Beihang University , Beijing 100191 , China

Abstract: Renewable energy is the key to achieving energy transition and sustainable development. However , the intermittency , volatility , and uncertainty faced by the power system with a high share of renewable access are much higher than the current level , and the economic and stable operation of the power supply system encounters huge challenges. This paper combines the short-term power economic dispatch with the long-term capacity expansion and introduces the uncertainty of renewables through clustering and scenario tree technology. Furthermore , it establishes a power system stochastic optimization model with temporally and spatially high resolution , aiming to reveal how the power system can economically and efficiently absorb a high share of renewables through the coordinated optimization of power generation , transmission , and storage. The results show that there are significant differences in the appropriate measures to deal with the intermittency and uncertainty in different regions. The power system needs to coordinately optimize the layout of the wind , solar , and coal industries , strengthen the ability of inter-regional peak regulation , and utilize the complementary advantages among generation , transmission , and storage while avoiding technology lock-in effects.

Key words: renewable energy; optimization; uncertainty; power system; planning