

补贴“退坡”背景下可再生能源发电激励政策 及发展路径研究

——基于拓展的平准化度电成本模型

聂洪光, 刘尚奇, 莫建雷

摘 要:化石能源向可再生能源的转型是中国实现碳中和目标的重要途径,而发展风电和光伏发电则是能源转型的关键。补贴“退坡”大背景下,如何优化相关激励政策以保持风电和光伏发电的可持续发展是学术界和政策制定者最关心的问题之一。本文在传统平准化度电成本(LCOE)模型的基础上引入政府补贴、碳减排收益、融资成本等技术经济和政策变量开发出综合平准化度电成本(CLCOE)模型,从而对碳市场、绿色金融等可再生能源发电激励政策的效果进行基于政策情景的分析评估。应用综合平准化度电成本模型,对四类风力资源区 and 三类太阳能资源区 14 个项目的经济性和碳排放进行评估,研究了补贴“退坡”、碳市场、绿色金融等政策工具对风电和光伏发电全生命周期发电成本的影响,基于此评价相关政策的效果。研究表明:短期来看补贴“退坡”将对可再生能源发电经济有效性产生显著影响,而碳市场和绿色金融政策则可降低可再生能源发电成本并改善其经济效益,促进补贴“退坡”背景下可再生能源的持续发展;从长期来看,推动可再生能源发电可持续发展的政策应聚焦于推动技术进步并进一步降低可再生能源发电成本。

关键词:风力发电;光伏发电;补贴“退坡”;碳市场;绿色金融

中图分类号:F124.5 **文献标识码:**A **文章编号:**1671-0169(2022)06-0066-16

DOI:10.16493/j.cnki.42-1627/c.20221011.001

一、引 言

2020 年 9 月,我国在第七十五届联合国大会上提出 2030 年之前碳达峰和 2060 年之前碳中和的目标愿景(简称“双碳”目标)^[1],积极发展可再生能源将对实现“双碳”目标起到关键作用^[2]。2020 年 12 月我国在气候雄心峰会上进一步宣布到 2030 年非化石能源占一次能源消费比重达到 25%左右,风电、太阳能总装机容量达到 12 亿千瓦以上的目标^[3]。

为了推动可再生能源的发展,自 2009 年开始,我国开始实施可再生能源发电补贴政策,并取得了较好的效果^{[4][5]}。然而,随着可再生能源发电成本不断下降,2021 年 8 月,中央财政不再对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目提供补贴,实行平价上网。2021 年 7

基金项目:国家重点研发计划项目“推动产业与区域协同有序适应气候变化的理论和综合模式”(2020YFA0608602);吉林省创新发展战略研究项目“面向碳中和的吉林省创新发展对策研究”(20220601018FG);长春市社科联定向课题“长春市经济增长与碳排放脱钩的机制研究”(ccss2022003)

作者简介:聂洪光,长春理工大学经济管理学院教授(吉林 长春 130022);刘尚奇,长春理工大学经济管理学院研究生;莫建雷(通讯作者),中国科学院科技战略咨询研究院副研究员,mo_jianlei@126.com(北京 100191)

月,全国碳排放权交易市场正式启动,发电行业成为首个纳入全国碳市场的行业。根据《碳排放权交易管理办法》,重点排放单位每年可以使用一定数量的国家核证自愿减排量(C CER)抵消碳排放配额的清缴,因此未来风力和光伏等可再生能源发电企业可以在碳市场交易核证自愿碳减排量从而获得减排收益,这在一定程度上可以抵消一部分补贴“退坡”造成的负面影响。2021年11月,中国人民银行推出碳减排支持工具,金融机构向重点领域发放碳减排贷款后,可按贷款本金的60%向中国人民银行申请资金支持,利率为1.75%^[6],这样的绿色金融政策又可以再抵消一部分补贴“退坡”造成的经济损失。那么,在补贴“退坡”的背景下,碳市场和绿色金融等政策能否起到应有的作用,推动风力和光伏发电平价上网?回答这一问题对于风力和光伏发电的可持续发展具有重要意义。

全生命周期的成本-收益评估是评价发电技术或发电项目效益水平的有效手段^{[7][8]},经济和环境的成本和收益共同决定了发电项目的效益水平^{[9][10]}。相关研究表明,考虑补贴等可再生能源激励政策带来的经济和环境效益之后,风能和光伏发电项目全生命周期的经济效益和环境效益都有较大改善^{[11][12](P35-45)}。补贴上网电价对于可再生能源发电项目的激励效果非常显著^{[9][13]},然而补贴“退坡”之后,风能和光伏发电项目的经济效益出现了较为明显的下降^[14],有可能对未来一段时间内风能和光伏发电项目的可持续发展造成负面影响。另有研究表明,碳定价制度可以解决碳排放的环境外部性问题,通过计算碳排放的社会成本确定碳排放的价格,可以解决因碳排放的环境外部性引起的市场失灵问题,从而促进可再生能源的发展^{[15][16]}。

平准化度电成本模型(LCOE模型)是目前测算发电成本的有效工具,它不仅能评估发电技术自身的成本和收益水平,而且能对不同发电技术成本进行比较分析^{[17](P14-16)}。Nicholls等通过应用LCOE模型测算并比较了摩洛哥20个城市的屋顶分布式光伏项目的成本-收益水平^[9]。Roth和Ambs将空气污染、能源安全、输配电成本以及其他环境因素纳入LCOE模型,测算14种不同发电技术的完全成本^[18]。蔡浩等在传统LCOE模型的基础上提出了一种适合风力模型的平准化电力成本测算方法,从多个风机方案中筛选出最优的风电系统方案^[19]。通过对文献进行梳理,本文发现:基于LCOE模型的全生命周期成本-收益测算工具可以有效评价发电项目的成本和收益水平^{[9][17](P14-16)}。但是,目前的研究并没有充分考虑财政补贴、碳市场及绿色金融等政策对新能源发电项目成本、收益的影响^{[19][20]}。在中国的情境下,财政补贴、碳市场等政策对于新能源发电项目可能产生显著的影响,甚至有可能是决定性的^{[4][5][21][22]}。因此,如果能源在现有的LCOE模型中引入财政补贴、碳价、绿色金融等政策因素,就可以对相关政策的作用效果进行定量化的评价。

本文通过对LCOE模型进行拓展,在传统LCOE模型的基础上引入碳价、融资成本等变量,构建综合平准化度电成本(CLCOE)模型,可用于分析补贴“退坡”、碳市场、绿色金融等政策变动对风力和光伏发电经济效益的影响,从而评价相关政策的效果,基于此提出通过优化相关政策推动风力和光伏发电等可再生能源发展的主要方向。本文的贡献主要有以下三个方面,第一,在“双碳”目标和补贴“退坡”的背景下,构建了CLCOE模型,为定量分析补贴“退坡”、碳市场以及绿色金融等政策工具对发电项目经济效益和环境效益的影响提供了理论工具;第二,分别研究补贴“退坡”政策、碳市场以及绿色金融政策对风力和光伏发电项目CLCOE可能产生的影响,确定各政策对实现平价上网的作用;第三,通过敏感性分析,识别出不同资源区项目经济和环境效益的关键影响因素,为实现我国风力和光伏项目平价上网和可持续发展提供政策优化的方向参考。

二、综合平准化度电成本(Comprehensive Levelized Cost of Energy, CLCOE)模型构建

平准化度电成本(LCOE)模型是用来评估发电项目经济可行性的一种常用且有效的手

段^{[23][24]}。LCOE 是发电系统整个生命周期内净现值为零时考虑经济时间价值的所有成本现值之和与能源产出的比值,即单位发电成本。

本文针对风力和光伏发电系统构建包括加工制造、建设运输、运行维护多个环节的项目全生命周期 LCOE 模型。首先假设收入的现值总和与成本的现值总和相等,如公式(1):

$$\sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+d)^t} \quad (1)$$

式中: R_t 为项目第 t 年的总收入, C_t 为项目第 t 年的总成本, n 为项目生命周期, d 为项目第 t 年的折现率。

将公式(1)中的 R_t 表示为平准化电力成本 LCOE 与年发电量 E_t 的乘积,可以得到公式(2):

$$\sum_{t=0}^n \frac{LCOE * E_t}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+d)^t} \quad (2)$$

进一步假设 LCOE 为常数,可以得到公式(3):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+d)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+d)^t}} \quad (3)$$

本文以传统 LCOE 模型为基础,在收入侧原有经济效益的基础上增加了补贴效益、低碳效益(碳市场交易收益)和系统网损改善效益。在成本侧增加了备用容量成本和生产过程中的碳排放成本,提出了发电项目的综合低碳效益模型,如图1所示,从而得出公式(4),通过计算最终可得出综合平准化发电成本 CLCOE (Comprehensive Levelized Cost of Energy) 模型。

$$\sum_{t=0}^n \frac{R_E + R_S + R_W + R_{C1} + R_{C2}}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{C_t + C_P + C_{C3} + C_{C4}}{(1+d)^t} \quad (4)$$

式中: R 表示发电项目的收益, C 表示发电项目的成本。其中 R_E 为第 t 年的发电项目直接经济收益, R_S 为第 t 年的政府补贴的经济收益, R_W 为第 t 年的系统网损改善带来的经济收益, R_{C1} 为第 t 年发电项目的减碳收益, R_{C2} 为第 t 年项目系统网损改善的减碳收益, C_t 为第 t 年的发电直接经济成本, C_P 为第 t 年的备用容量的经济成本, C_{C3} 为第 t 年的发电项目碳排放成本, C_{C4} 为第 t 年的系统备用容量的碳排放成本。

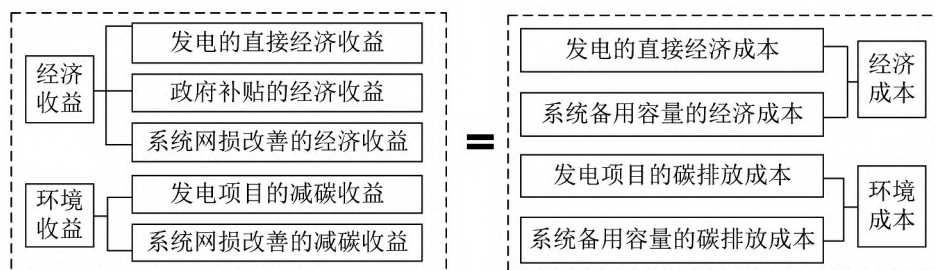


图1 发电项目综合效益评估模型示意图

本文接下来将进一步确定模型中的经济、环境收益,以及经济、环境成本。

(一) 发电收益的测算模型

1. 项目年发电量。

$$E_t = H * IC * \eta * (1-r)^t \quad (5)$$

式中: E_t 为第 t 年的发电量, H 为资源的年利用小时数, IC 为发电项目装机容量, η 为发电

项目的发电效率, r 为发电项目的衰竭率。

2. 发电直接经济收益。

$$\sum_{t=0}^n \frac{R_E}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{P_t * E_t}{(1+d)^t} \quad (6)$$

式中: P_t 为第 t 年的上网电价。

3. 发电项目的减碳收益。

$$\sum_{t=0}^n \frac{R_{C1}}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{P_T C_1}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{P_T * E_t * m_c}{(1+d)^t} \quad (7)$$

式中: P_T 为碳交易价格, C_1 为可再生能源发电的减少的碳排放量, m_c 为组合边际排放因子。

4. 系统网损改善效益的经济收益。系统网损是指由于输配电元件中电阻的存在, 在电能的传输和分配过程中不可避免地要产生一定的功率损耗^[25]。由于可再生能源电站通常建立在负荷中心位置, 可以降低部分电能远距离输送过程中产生的网络损耗, 从而减少发电机组的电量损耗和碳排放^{[12](P17,28)}, 间接地增加电厂的经济收益和环境收益。按照“有无”对比法对系统网损改善的经济和环境收益进行分析, 在 t 时间段内, 由于系统网损改善所产生的经济收益 R_w 可表示为:

$$\sum_{t=0}^n \frac{R_w}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{P_t * \int_0^t \Delta W(t) dt}{(1+d)^t} \quad (8)$$

上式表示由于风力、光伏发电项目接入后带来的系统网损改善水平所对应的经济收益。其中 t 为研究时间, $W(t)$ 为 t 时刻风力或光伏接入后的网损改善效益。当 $\Delta W > 0$ 时, 该环节为经济正效益; 当 $\Delta W < 0$ 时, 该环节为经济负效益。

5. 系统网损改善的减碳收益。

$$\sum_{t=0}^n \frac{R_{C2}}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{P_T C_2}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{P_T * m_c * \int_0^t \Delta W(t) dt}{(1+d)^t} \quad (9)$$

其中, C_2 是系统网损改善所减少的碳排放量。当 $\Delta W > 0$ 时, 该环节为低碳正效益; 当 $\Delta W < 0$ 时, 该环节为低碳负效益。

6. 政府补贴的经济收益。

$$\sum_{t=0}^n \frac{R_s}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{S_t * E_t}{(1+d)^t} \quad (10)$$

式中: S_t 表示发电项目每千瓦时获得的政府补贴收入。

(二) 发电成本的测算模型

1. 发电的直接经济成本。

$$\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+d)^t} = I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{I_0 * \beta + T + LR}{(1+d)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{V_E}{(1+d)^t} \quad (11)$$

式中: I_0 为项目初始投资金额, β 为发电站的运行维护费用率, T 为第 t 年的总税收, LR 为第 t 年的贷款利息, V_E 为发电站的系统残值。

2. 发电的碳排放成本。

$$\sum_{t=0}^n \frac{C_{C3}}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{P_T C_3}{(1+d)^t} = P_T * C_0 + \sum_{t=0}^n \frac{P_T * C_0 * \beta}{(1+d)^t} \quad (12)$$

其中风力项目: $C_0 = \sum_{i=1}^x \lambda_i G_i + Wgs + \sum_{j=1}^y \lambda_j G_j + Q_w m_c$ (13)

光伏项目: $C_0 = \sum_{i=1}^n \lambda_i G_i + Wgs + kV_0 m_c$ (14)

式中: C_3 为发电项目投产和维护所消耗的碳排放量, C_0 为发电项目的初始碳排放量, (13)

(14) 式分别表示风力和光伏发电系统在投产发电前的制造、运输和建造过程中所产生的碳排放量，其中 $\sum_{i=1}^x \lambda_i G_i$ 表示风机制造阶段产生的碳排放量， $\sum_{i=1}^n \lambda_i G_i$ 表示光伏电站建设阶段产生的碳排放量。 Wgs 表示风机和光伏组件运输阶段产生的碳排放量，风力和光伏发电项目的 C_0 不同，具体体现在风电场的建设阶段的碳排放路径不同。其中， $\sum_{j=1}^y \lambda_j G_j + Q_w m_c$ 表示风电场建设阶段产生的碳排放量， $kV_0 m_c$ 表示光伏系统制造阶段产生的碳排放量。 x 表示风机制造过程中所需材料种类； n 表示光伏电站建造过程中所需材料种类； i 表示电站制造过程中所需的第 i 种材料； λ_i 为第 i 种材料的碳排放系数， G_i 为第 i 种材料的重量， y 表示风电场建造过程中所需材料种类； j 表示风电场建造过程中所需的第 j 种材料； λ_j 表示第 j 种材料的碳排放系数， G_j 表示第 j 种材料的重量， W 为各组件的总重量， g 为运输碳排放强度， s 为组件制造地与项目电站的距离， k 表示生产单位功率光伏系统所消耗的电能， V_0 表示光伏电站的容量， Q_w 表示风电场建造过程中消耗的电能。

3. 系统备用容量的经济成本。由于风能在无风的天气不能产生发电的动能，太阳能在夜晚不能产生发电的动能，为了保证光伏电站和风电场系统可以安全、稳定、可靠地运行，需要在系统侧配备必要的旋转备用装置^[26]。本文测算备用容量发电的经济成本公式如下：

$$\sum_{t=0}^n \frac{C_P}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{P_t * \int_0^t \theta P(t) dt}{(1+d)^t} \quad (15)$$

上式表示系统为发电项目提供备用容量所承担的等效经济闲置成本。其中， θ 为电网系统为发电系统提供备用的备用容量系数， $P(t)$ 为 t 时刻的光伏有功出力，即输出的有功功率。

4. 系统备用容量的碳排放成本。相关研究表明，留有旋转备用的机组处于非满载运行状态致使效率下降，备用部分使得碳排放增加了 0.5%—1.5%^{[12] (P27, 38)}。因此系统备用容量增加了碳排放，从而增加了成本。系统备用容量的碳排放相关成本计算公式如下：

$$\sum_{t=0}^n \frac{C_{C4}}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{P_T C_4}{(1+d)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{P_T * m_c * \int_0^t \theta P(t) dt}{(1+d)^t} \quad (16)$$

式中： C_4 表示系统备用容量所增加的碳排放量。

(三) CLCOE 总体测算模型

将公式 (5) — (16) 带入公式 (4)，得到如下公式：

$$\begin{aligned} & \sum_{t=0}^n \frac{P_t * E_t}{(1+d)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{S_t * E_t}{(1+d)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{P_t * \int_0^t \Delta W(t) dt}{(1+d)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{P_T * E_t * m_c}{(1+d)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{P_T * m_c * \int_0^t \Delta W(t) dt}{(1+d)^t} \\ & = I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{I_0 * \beta + T + LR}{(1+d)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{V_E}{(1+d)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{P_t * \int_0^t \theta P(t) dt}{(1+d)^t} + \\ & P_T * C_0 + \sum_{t=0}^n \frac{P_T * C_0 * \beta}{(1+d)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{P_T * m_c * \int_0^t \theta P(t) dt}{(1+d)^t} \end{aligned} \quad (17)$$

令 $P_t = CLCOE$ ，假设项目全生命周期内 $CLCOE$ 为一个常数，最终我们可以得到 $CLCOE$ 公式 (18)，其中 E_t 、 C_0 、 C_1 、 C_2 、 C_4 的表达式详见上文。

$$CLCOE = \frac{I_0 + P_T * C_0 + \sum_{t=0}^n \frac{I_0 * \beta + T + LR - V_E - S_t * E_t + P_T (C_0 * \beta + C_4 - C_1 - C_2)}{(1+d)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t + \int_0^t \Delta W(t) dt - \int_0^t \theta P(t) dt}{(1+d)^t}} \quad (18)$$

三、基于 CLCOE 模型的风力和光伏发电项目评价

(一) 数据来源及描述

本文所评价的风力和光伏发电项目数据来源于中国自愿减排交易信息平台,该平台所提供的项目设计文件 PDD 提供了项目容量、并网时间、具体位置、年利用小时数和碳排放因子等信息。本文将该平台中风力和光伏项目分别进行统计,共有 931 个风力项目、686 个集中式光伏项目,具体如表 1 所示。为了使样本项目具有代表性和普适性并且使研究结果可靠,本文选取了 14 个项目,选取原则有三点,其一,是在 2013—2017 年五年内开工并网的项目;其二,在中国的四类风能资源区和三类光伏资源区中分别选取两个项目,且尽量在项目个数多的省份选取;其三,装机容量一致且符合发展趋势,风力发电的装机容量均为 49.5 MW (931 个项目中容量为 49.5 MW 的项目占比最大,为 43.61%),光伏发电的装机容量均为 20 MW (686 个项目中容量为 20 MW 的项目占比最大,为 33.38%)。综合以上项目选取原则,本文的风力项目选自内蒙古包头市、新疆昌吉回族自治

表 1 中国自愿减排交易信息平台中风力和集中式光伏项目统计表

风力项目			集中式光伏项目		
项目省份	项目个数	资源区	项目省份	项目个数	资源区
新疆维吾尔自治区	94	I	新疆维吾尔自治区	125	I
内蒙古自治区	85	I	甘肃省	77	I
云南省	63	IV	青海省	68	I
山西省	57	IV	内蒙古自治区	63	I
山东省	54	IV	宁夏回族自治区	60	I
河北省	47	II	江苏省	36	III
湖南省	43	IV	河北省	35	II
甘肃省	42	II	山西省	34	II
宁夏回族自治区	40	III	山东省	33	III
湖北省	36	IV	陕西省	31	II
四川省	32	IV	云南省	23	II
福建省	31	IV	安徽省	19	III
陕西省	30	IV	河南省	14	III
广东省	29	IV	湖北省	11	III
黑龙江省	29	III	四川省	11	II
辽宁省	29	IV	广东省	8	III
贵州省	28	IV	江西省	8	III
江苏省	28	IV	浙江省	7	III
吉林省	23	III	广西壮族自治区	4	III
安徽省	19	IV	辽宁省	4	II
广西壮族自治区	18	IV	吉林省	3	II
浙江省	18	IV	山东省	3	III
河南省	17	IV	天津市	3	II
江西省	15	IV	北京市	2	II
青海省	9	IV	黑龙江省	2	II
天津市	6	IV	海南省	1	III
重庆市	5	IV	上海市	1	III
上海市	3	IV			
北京市	1	IV			
合计	931		合计	686	

数据来源:中国自愿减排交易信息平台的 PDD 项目文件和作者整理。

区（Ⅰ），甘肃省张掖市、河北省承德市（Ⅱ），黑龙江省鸡西市、宁夏回族自治区（Ⅲ），辽宁省沈阳市、陕西省横山市（Ⅳ）；光伏项目选自甘肃省敦煌市、内蒙古包头市（Ⅰ），河北省张家口市、山西省大同市（Ⅱ），安徽省宿州市、江西省抚州市（Ⅲ）。需要说明的是，风能和光伏的资源空间分布特点是中西部地区的资源相对丰富，东部发达省区相对贫乏^{[27][28]}。所以风能的Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类资源区和光伏的Ⅰ、Ⅱ类资源区绝大多数位于中西部省区，同时再考虑到所选项目要求容量相同，且尽量选在项目个数多的省区，所以本文所选的14个项目均位于中、西部省区。

（二）实际参数

1. 发电量参数。本文所使用的风能和光伏资源年利用小时数数据来源于中国自愿减排交易信息平台所提供的项目设计文件。发电系统的技术水平决定了发电效率和年衰减率等指标，本文根据之前的研究，将发电系统的发电效率设定为80%，年衰减率设定为0.8%^{[12](P20,31)[14]}。

2. 上网电价与补贴。本文所研究项目的上网电价为PDD项目设计文件中已记录的实际上网电价，补贴采用项目新建年份政府给予的补贴标准进行核算。

3. 系统网损和备用容量系数。本文利用MATPOWER软件对风力和光伏接入和不接入电网进行仿真，得出具体的网损变化情况。测算结果显示风力和光伏的接入有利于系统网损的降低，年网损降低达到1 652 MW·h和1 079 MW·h^{[12](P22,33)}。同时采用孙英云等在各类天气情况下系统为平衡电站功率波动配置的备用容量的测算结果，将系统备用容量系数设定为0.1^{[12](P22,34)}。

4. 碳减排因子。组合边际排放因子（EF）（式19）是电量边际（OM）和容量边际（BM）的加权平均。 $EF_{gird,OM,y}$ 为排放系数， $EF_{gird,BM,y}$ 为建造边际排放系数。根据自愿减排项目方法学CM-001-V02，可再生能源发电项目的权重 ω_{OM} 为0.75，权重 ω_{BM} 为0.25。

$$EF_{gird,CM,y} = \omega_{OM} \times EF_{gird,OM,y} + \omega_{BM} \times EF_{gird,BM,y} \quad (19)$$

对于以上参数，风电项目的具体数据如表2所示，光伏发电项目的具体数据如表3所示。

表2 不同风电项目的具体数据

资源区	项目所在地	年利用小时数 (小时/年)	上网电价 (元/千瓦时)	燃煤电价 (元/千瓦时)	单位投资成本 (元/千瓦)	边际排放因子 (tCO ₂ e/MWh)	补贴 (元/千瓦时)
Ⅰ	内蒙古包头市	2 133.00	0.51	0.277 2	5 964.00	0.900 7	0.23
	新疆昌吉回族自治州	2 389.80	0.51	0.262 0	5 964.00	0.788 3	0.25
Ⅱ	甘肃省张掖市	2 000.00	0.54	0.297 8	5 964.00	0.763 1	0.24
	河北省承德市	2 115.00	0.54	0.363 4	6 055.00	0.900 7	0.18
Ⅲ	黑龙江省鸡西市	2 211.00	0.56	0.372 3	6 100.00	0.954 7	0.19
	宁夏回族自治区	1 946.80	0.58	0.259 5	5 964.00	0.788 3	0.32
Ⅳ	辽宁省沈阳市	2 093.00	0.61	0.368 5	6 190.00	0.954 7	0.24
	陕西省横山市	1 988.00	0.61	0.334 6	5 964.00	0.788 3	0.28

数据来源：中国自愿减排交易信息平台的PDD项目文件和作者整理。

表3 不同光伏发电项目的具体数据

资源区	项目所在地	年利用小时数 (小时/年)	上网电价 (元/千瓦时)	燃煤电价 (元/千瓦时)	单位投资成本 (元/千瓦)	边际排放因子 (tCO ₂ e/MWh)	补贴 (元/千瓦时)
Ⅰ	甘肃省敦煌市	1 424.00	1.00	0.297 8	7 250.00	0.831 1	0.42
	内蒙古包头市	1 539.00	0.90	0.277 2	7 250.00	0.900 7	0.42
Ⅱ	河北省张家口市	1 336.60	0.95	0.363 4	7 400.00	0.928 75	0.42
	山西省大同市	1 380.70	0.95	0.320 5	7 400.00	0.900 7	0.42
Ⅲ	安徽省宿州市	1 016.00	0.98	0.369 3	7 550.00	0.757 0	0.42
	江西省抚州市	1 065.77	1.20	0.399 3	7 400.00	0.847 7	0.42

数据来源：中国自愿减排交易信息平台PDD项目文件和作者整理。

(三) 其他参数

1. 财务参数。财务参数主要涉及资金结构、长期贷款利率和期限、折现率、设备使用年限、资产残值率等。研究对象的资本结构为 20% 的自有资金加上 80% 的银行贷款, 贷款期限为 15 年。2016 年我国商业银行 5 年以上贷款基准利率为 4.9%, 考虑到风力和光伏项目的风险水平, 本文设定贷款利率略高于银行基准利率为 5%。项目的生命周期主要取决于组件的寿命, 当前组件寿命在 20~25 年之间, 本文选择 PDD 项目设计文件内的年限, 并根据项目实际情况设定了残值率。税务成本采用所得税实行“三免三减半”、增值税实行即征即退 50% 的税收优惠政策。在考虑到风力、光伏项目的平均收益和风险水平的基础上, 选择 8% 的折现率进行计算。

2. 运维参数。与传统发电方式相比, 风力和光伏发电方式具有运维成本低的特点, 主要包括保险费、维修费等。根据行业标准, 保险费率均按总投资的 0.25%/年计算。根据实地走访调研发现风力发电的实际维修费率高于 1.5%~2% 的标准值, 将维修费率取为 2%/年^{[17](P17)}, 光伏发电的清洗及维护费率为 1.2%。具体参数值如表 4 所示。

表 4 风力和光伏项目的其他参数值

类别	项目 年限	运维参数			财务参数				发电量参数	
		维护 费率	保险 费率	税率	贷款 比例	贷款 利率	系统 残值率	折现率	发电 效率	衰竭率
风力	20 年	2%	0.25%	1—3 年免税、4—6 年 7.5%、15%	80%	5.00%	3%	8%	80%	0.8%
光伏	25 年	1.2%	0.25%	1—3 年免税、4—6 年 7.5%、15%	80%	5.00%	5%	8%	80%	0.8%

数据来源: 中国自愿减排交易信息平台的 PDD 项目文件和作者整理。

(四) 基于 CLCOE 模型的评价结果分析

1. 补贴“退坡”前风力和光伏发电的 CLCOE。表 5 和表 6 显示了补贴“退坡”之前风力和光伏发电的 CLCOE 测算结果, 本文分别将风力和光伏发电的 CLCOE 与项目所在地的燃煤电价做了对比, 以说明风力和光伏发电 CLCOE 的水平。如表 5 所示, 补贴“退坡”之前四类资源区的风力发电平均 CLCOE_{w1} 为 0.268 5 元/千瓦时, 低于当地燃煤电价水平, 这表明补贴“退坡”之前风力发电的利润水平已经超过燃煤发电, 风力发电获得过度补贴。如表 6 所示, 补贴“退坡”之前三类资源区的光伏发电平均 CLCOE_{p1} 为 0.288 5 元/千瓦时, 除第三资源区之外, 光伏发电的 CLCOE 低于当地燃煤电价水平, 这表示第一、二资源区的光伏补贴同样使光伏发电的利润高于燃煤发电。第三资源区的光伏 CLCOE 略高于燃煤电价水平, 这表明第三资源区的资源禀赋较第一、二资源区有较大差异, 光伏发电单位成本也高于第一、二资源区, 即使对其进行了财政补贴, 其 CLCOE 仍然高于燃煤电价。同时需要指出, 由于第三类资源区的 CLCOE 超出燃煤电价的水平非常有限, 如果地方政策可提供适当支持, 这些地区的光伏发电项目便可实现盈利。

表 5 补贴“退坡”之前风力 CLCOE_{w1}

资源区	项目所在地	单位: 元/千瓦时	
		燃煤电价	CLCOE _{w1}
I	内蒙古包头市	0.277 2	0.261 9
	新疆昌吉回族自治州	0.262 0	0.191 6
II	甘肃省张掖市	0.297 8	0.285 7
	河北省承德市	0.363 4	0.341 4
III	黑龙江省鸡西市	0.372 3	0.312 0
	宁夏回族自治区	0.259 5	0.211 9
IV	辽宁省沈阳市	0.368 5	0.287 9
	陕西省横山市	0.334 6	0.255 6

表 6 补贴“退坡”之前光伏 CLCOE_{p1}

资源区	项目所在地	单位: 元/千瓦时	
		燃煤电价	CLCOE _{p1}
I	甘肃省敦煌市	0.297 8	0.196 9
	内蒙古包头市	0.277 2	0.149 8
II	河北省张家口市	0.363 4	0.255 0
	山西省大同市	0.320 5	0.230 8
III	安徽省宿州市	0.369 3	0.476 5
	江西省抚州市	0.399 3	0.422 1

2. 补贴“退坡”后风力和光伏发电的 CLCOE。本文在 CLCOE 模型中同时去掉补贴参数进行测算, 得到补贴“退坡”之后风力和光伏发电的 CLCOE, 如表 7 和表 8 所示。补贴“退坡”之后风电项目四类资源区 $CLCOE_{w2}$ 为 0.461 8~0.559 7 元/千瓦时, 平均 $CLCOE_{w2}$ 为 0.530 0 元/千瓦时, 相较于补贴“退坡”之前的每千瓦时风力发电成本平均提高了一倍以上, 明显高于燃煤上网电价。补贴“退坡”之后光伏发电项目三类资源区 $CLCOE_{p2}$ 达到 0.594 6~0.910 9 元/千瓦时, 平均 $CLCOE_{p2}$ 为 0.728 9 元/千瓦时, 相较于补贴“退坡”之前 $CLCOE_{p1}$ 平均提高了 1.80 倍, 远高于燃煤上网电价。可见, 无论是风力还是光伏, 补贴完全“退坡”之后, 其单位发电成本都远远高于燃煤电价, 实现平价上网之后, 经济效益将急转直下, 甚至入不敷出。因此, 必须通过其他途径减小风力和光伏发电的 CLCOE 水平。本文接下来将进一步评估 2021 年 7 月开启的全国碳市场是否可以通过减碳收益来增加经济效益, 从而使其 CLCOE 重新达到可以接受的经济效益水平。

表 7 补贴“退坡”之后风力 $CLCOE_{w2}$

单位: 元/千瓦时

资源区	项目所在地	燃煤电价	$CLCOE_{w2}$
I	内蒙古包头市	0.277 2	0.515 0
	新疆昌吉回族自治州	0.262 0	0.461 8
II	甘肃省张掖市	0.297 8	0.548 6
	河北省承德市	0.363 4	0.533 4
III	黑龙江省鸡西市	0.372 3	0.516 2
	宁夏回族自治区	0.259 5	0.559 7
IV	辽宁省沈阳市	0.368 5	0.550 3
	陕西省横山市	0.334 6	0.554 6

表 8 补贴“退坡”之后光伏 $CLCOE_{p2}$

单位: 元/千瓦时

资源区	项目所在地	燃煤电价	$CLCOE_{p2}$
I	甘肃省敦煌市	0.297 8	0.640 1
	内蒙古包头市	0.277 2	0.594 6
II	河北省张家口市	0.363 4	0.696 7
	山西省大同市	0.320 5	0.673 3
III	安徽省宿州市	0.369 3	0.910 9
	江西省抚州市	0.399 3	0.857 9

3. 补贴“退坡”后获得碳市场收益的 CLCOE。本文通过模拟碳市场上不同的碳价情景测算了风力和光伏发电项目的低碳效益在碳市场转化为经济收益之后的 CLCOE 结果, 如表 9 和表 10 所示。

表 9 补贴“退坡”后考虑碳价的风力发电 $CLCOE_{w3}$ 结果 单位: 元/千瓦时

资源区	项目所在地	燃煤电价	$CLCOE_{w3}$			
			$P_{T1}=50$	$P_{T2}=71$	$P_{T3}=152$	$P_{T4}=385$
I	内蒙古包头市	0.277 2	0.470 3	0.451 5	0.379 1	0.170 9
	新疆昌吉回族自治州	0.262 0	0.422 7	0.406 3	0.343 0	0.160 7
II	甘肃省张掖市	0.297 8	0.510 8	0.495 0	0.433 7	0.257 7
	河北省承德市	0.363 4	0.488 7	0.469 9	0.397 5	0.189 3
III	黑龙江省鸡西市	0.372 3	0.468 8	0.448 9	0.372 1	0.151 2
	宁夏回族自治区	0.259 5	0.520 6	0.504 2	0.441 0	0.259 1
IV	辽宁省沈阳市	0.368 5	0.503 0	0.483 1	0.406 3	0.185 5
	陕西省横山市	0.334 6	0.515 5	0.499 1	0.435 9	0.253 9

表 10 补贴“退坡”后考虑碳价的光伏发电 $CLCOE_{p3}$ 结果 单位: 元/千瓦时

资源区	项目所在地	燃煤电价	$CLCOE_{p3}$			
			$P_{T1}=50$	$P_{T2}=71$	$P_{T3}=451$	$P_{T4}=1\ 055$
I	甘肃省敦煌市	0.297 8	0.608 2	0.594 9	0.352 9	-0.031 7
	内蒙古包头市	0.277 2	0.559 4	0.544 5	0.276 6	-0.149 4
II	河北省张家口市	0.363 4	0.661 8	0.647 2	0.381 8	-0.039 9
	山西省大同市	0.320 5	0.639 1	0.624 7	0.364 8	-0.048 3
III	安徽省宿州市	0.369 3	0.885 2	0.874 4	0.679 2	0.368 9
	江西省抚州市	0.399 3	0.828 5	0.816 2	0.593 0	0.238 3

本文选择了四种碳价对风力和光伏项目的 CLCOE 进行测算,鉴于碳市场全面启动以来 2021 年 7 月 16 日、7 月 30 日、8 月 31 日收盘价分别为 51.23 元/吨^[29]、54.17 元/吨^[30]、45.35 元/吨^[31],取平均数约为 50 元/吨 (P_{T1});中国碳论坛发布的《2020 年中国碳价调查》预计到 2025 年碳价将上涨至 71 元/吨 (P_{T2})^[32]。通过计算,随着碳价的升高,风力和光伏项目的 CLCOE 在逐渐减低,但在 P_{T1} 、 P_{T2} 碳价水平下总体均大于燃煤电价,仍然无法实现正收益。

本文计算表明,风力发电的 $CLCOE_{W3}$ 在碳价为 152 元/吨 (P_{T3}) 时实现了第一个发电厂黑龙江省鸡西市(Ⅲ)的 $CLCOE_{W3}$ 低于其燃煤电价。而只有当碳价达到 385 元/吨 (P_{T4}) 时,四个资源区风电项目才能同时实现 CLCOE 低于燃煤电价,此时能够实现平价上网。对于光伏发电项目, $CLCOE_{P3}$ 在碳价为 451 元/吨 (P_{T3}) 时实现了第一个发电厂内蒙古自治区包头市(Ⅰ)的 $CLCOE_{P3}$ 低于燃煤电价;在碳价为 1 055 元/t (P_{T4}) 时,三个资源区光伏发电项目才能同时实现 CLCOE 低于燃煤电价,实现平价上网。

综上,风力发电碳价的阈值水平为 152~385 元/吨,光伏发电碳价的阈值水平为 451~1 055 元/吨,可见碳市场可以通过碳交易增长风力和光伏发电的经济收益,但目前的碳价还远远无法替代补贴推动风电和光伏发电项目实现平价上网。另外,两种发电方式的碳价差异是因为光伏发电技术不够成熟,导致成本总体高于风力发电成本,从而政府给予的补贴也更高,所以当用碳价来弥补补贴“退坡”带来的成本上升时,光伏发电实现平价上网所需的碳价更高。

(五) 敏感性分析

鉴于目前的碳价水平在较长一段时间内难以实现风力和光伏发电项目的平价上网,为了给风力和光伏项目平价上网提供可行路径,本节对影响风力和光伏项目 CLCOE 的关键因素进行敏感性分析。研究表明,年利用小时数、单位投资成本和融资成本对 LCOE 的影响更为显著^{[17](P26-42)[21][33](P28-32)}。本文分别设定了 5%、8%、11% 的折现率情景,分别对三个参数进行 ±25% 范围变化,对不同资源区的平均 CLCOE 进行分析。结果表明,单位投资成本对 CLCOE 的影响最显著;年利用小时数对 CLCOE 的影响较为显著;融资成本对 CLCOE 的影响最小。

如图 2 所示,单位投资成本的降低对于 $CLCOE_{W2}$ 和 $CLCOE_{P2}$ 的降低有显著作用。从光伏项目来看,光伏组件成本正处于快速下降过程中,可以作为 $CLCOE_{P2}$ 降低的主要动力。而风力项目目前的单位投资成本相对较低,组件成本降低空间相对较小,但可以从风电项目的运输、安装等多个

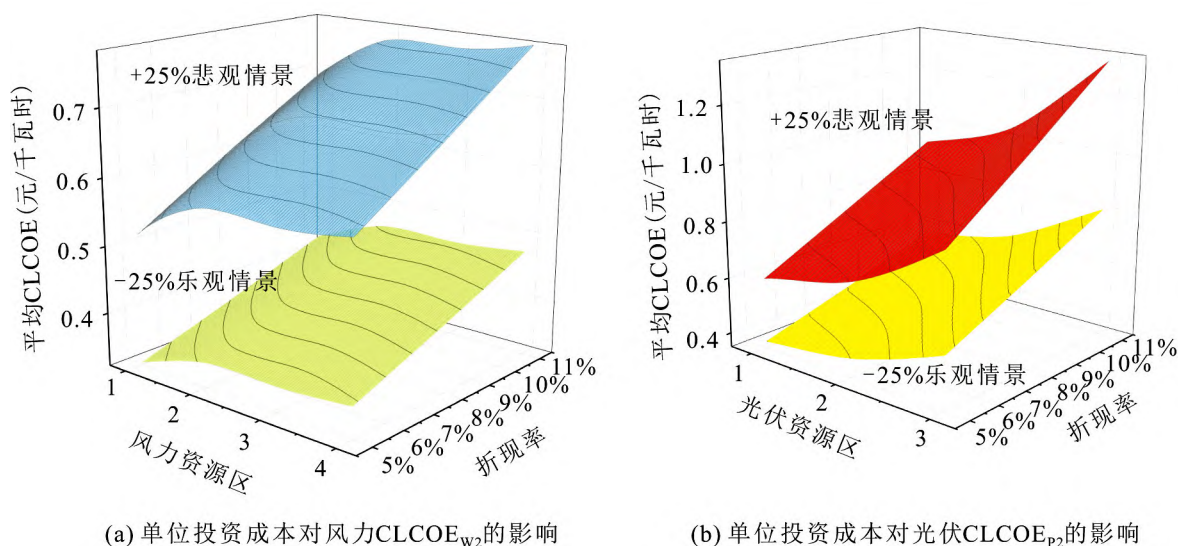


图 2 不同资源区不同折现率下单位投资成本乐观和悲观情景的平均 CLCOE

环节来实现 $CLCOE_{w2}$ 的降低。

如图 3 所示, 年利用小时数的提高对降低 $CLCOE_{w2}$ 和 $CLCOE_{p2}$ 的贡献较大, $CLCOE_{p2}$ 对于年利用小时数的降低更敏感。但目前风力和光伏项目的年利用小时数提升需要机组改进技术支持, 发电效率的上升可能会带来组件成本的上升^[21]。

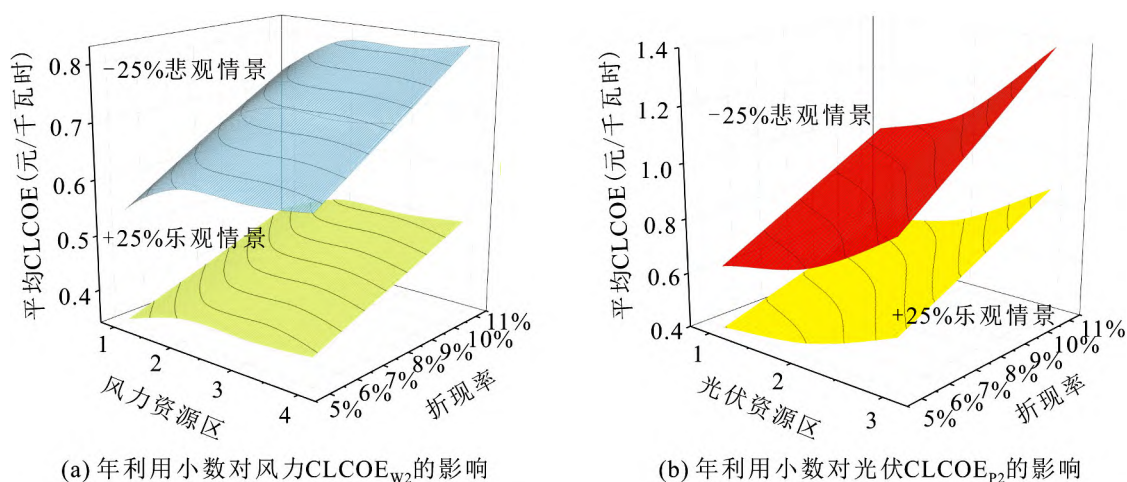


图 3 不同资源区不同折现率下年利用小数乐观和悲观情景的平均 CLCOE

如图 4 所示, 融资成本的降低对于 $CLCOE_{w2}$ 和 $CLCOE_{p2}$ 的降低也有一定的作用, $CLCOE_{p2}$ 对于融资成本的降低更敏感, 但在现实中降低融资成本需要根据发电项目具体情况来调整融资方案。

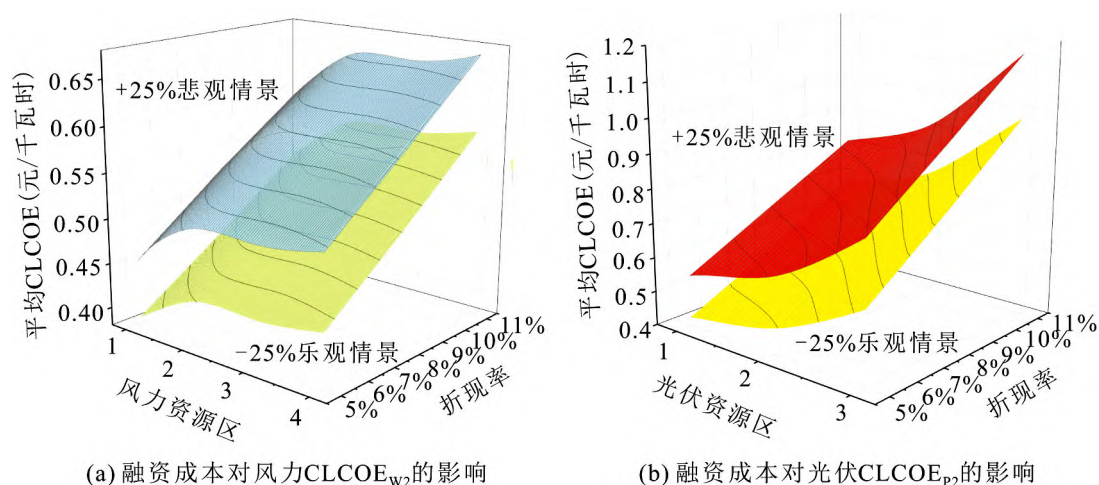


图 4 不同资源区不同折现率下融资成本乐观和悲观情景下平均 CLCOE

本文进一步测算了碳市场和绿色金融工具共同作用下的 CLCOE 水平, 基于此分析碳市场和绿色金融工具的作用效果。首先, 本文将碳价设定为 50 元/吨; 其次, 绿色金融政策表明: 金融机构向重点领域发放碳减排贷款后, 可按贷款本金的 60% 向中国人民银行申请资金支持, 利率为 1.75%。基于此, 本文测算出绿色金融工具作用下的新能源企业贷款利率为 3.05%, 因此本文将绿色金融工具作用下的融资成本利率设定为 3.05%。测算结果表明: 在碳市场和绿色金融工具共同作用下, 风力和光伏发电项目的 CLCOE 仍然明显高于项目所在地的燃煤发电电价水平, 不同资源区的风力和光伏发电项目 CLCOE 与燃煤电价的差额, 分别为 0.037 5~0.195 8 元/千瓦时和

0.184 0~0.364 8 元/千瓦时(如表 11、表 12 所示),而以上差额水平就是在碳市场和绿色金融工具共同作用下的新能源发电的有效补贴水平。在国家统一实施新能源发电补贴退坡的大背景下,各资源区可根据有效补贴水平对各自新能源发电项目进行政策支持,以完成新能源补贴的渐进退坡。

表 11 风力发电项目的 CLCOE 及其与燃煤电价的差额 单位:元/千瓦时

资源区	项目所在地	燃煤电价	CLCOE	有效补贴
I	内蒙古包头市	0.277 2	0.410 5	0.133 3
	新疆昌吉回族自治区	0.262 0	0.369 3	0.107 3
II	甘肃省张掖市	0.297 8	0.447 2	0.149 4
	河北省承德市	0.363 4	0.427 5	0.064 1
III	黑龙江省鸡西市	0.372 3	0.409 8	0.037 5
	宁夏回族自治区	0.259 5	0.455 3	0.195 8
IV	辽宁省沈阳市	0.368 5	0.439 8	0.071 3
	陕西省横山市	0.334 6	0.451 5	0.116 9

表 12 光伏发电项目的 CLCOE 及其与燃煤电价的差额 单位:元/千瓦时

资源区	项目所在地	燃煤电价	CLCOE	有效补贴
I	甘肃省敦煌市	0.297 8	0.502 6	0.204 8
	内蒙古包头市	0.277 2	0.461 3	0.184 1
II	河北省张家口市	0.363 4	0.547 4	0.184 0
	山西省大同市	0.320 5	0.528 1	0.207 6
III	安徽省宿州市	0.369 3	0.734 1	0.364 8
	江西省抚州市	0.399 3	0.686 9	0.287 6

另外,考虑到碳市场的碳价和绿色金融工具的利率同时波动的可能性,本文进一步同时对碳价和绿色金融工具利率进行多因素敏感性分析,即将碳价和绿色金融利率两个参数进行 $\pm 25\%$ 的范围变化,得到了不同资源区风力和光伏发电项目的 CLCOE,对计算得到的 CLCOE 值进行组合后得到了风力和光伏发电项目 CLCOE 的最大值和最小值,具体结果如表 13 和表 14 所示。

表 13 风力发电项目多因素变动情况下的 CLCOE 单位:元/千瓦时

资源区	项目所在地	燃煤电价	CLCOE _{min}	有效补贴	CLCOE _{max}	有效补贴
I	内蒙古包头市	0.277 2	0.376 0	0.098 8	0.445 1	0.167 9
	新疆昌吉回族自治区	0.262 0	0.338 6	0.076 6	0.400 0	0.138 0
II	甘肃省张掖市	0.297 8	0.412 9	0.115 1	0.481 5	0.183 7
	河北省承德市	0.363 4	0.392 4	0.029 0	0.462 6	0.099 2
III	黑龙江省鸡西市	0.372 3	0.374 9	0.002 6	0.444 7	0.072 4
	宁夏回族自治区	0.259 5	0.420 0	0.160 5	0.490 6	0.231 1
IV	辽宁省沈阳市	0.368 5	0.403 2	0.034 7	0.476 3	0.107 8
	陕西省横山市	0.334 6	0.416 7	0.082 1	0.486 3	0.151 7

补贴“退坡”后在同时考虑碳市场和绿色金融政策的情况下,不同资源区风力和光伏发电项目 CLCOE 的最大值和最小值均高于该地区的燃煤电价,发电项目依靠现有激励政策仍然难以实现平价上网,而上述测算出的不同 CLCOE 最小值与对应燃煤电价的差值,可作为国家新能源发电补贴退坡后各区域新能源有效补贴的参考水平,其中风力发电项目的区域最低有效补贴范围为 0.002 6~0.160 5 元/千瓦时,光伏发电项目的区域最低有效补贴范围为 0.130 5~0.299 3 元/千瓦时。

表 14 光伏发电项目多因素变动情况下的 CLCOE

单位：元/千瓦时

资源区	项目所在地	燃煤电价	CLCOE _{min}	有效补贴	CLCOE _{max}	有效补贴
I	甘肃省敦煌市	0.297 8	0.453 4	0.155 6	0.551 9	0.254 1
	内蒙古包头市	0.277 2	0.414 1	0.136 9	0.508 4	0.231 2
II	河北省张家口市	0.363 4	0.493 9	0.130 5	0.600 8	0.237 4
	山西省大同市	0.320 5	0.476 1	0.155 6	0.580 0	0.259 5
III	安徽省宿州市	0.369 3	0.668 6	0.299 3	0.799 6	0.430 3
	江西省抚州市	0.399 3	0.624 2	0.224 9	0.749 6	0.350 3

（六）平价上网可行路径分析

本文研究表明，碳市场和绿色金融政策工具虽然可以有效降低风力和光伏发电项目的 CLCOE，然而，在碳市场和绿色金融政策工具共同作用下，在补贴退坡的情况下，风力和光伏发电仍然无法实现平价上网。敏感性分析结果进一步表明，单位投资成本是影响风力和光伏发电项目 CLCOE 最敏感的参数，降低风力和光伏发电项目的单位投资成本是减少其 CLCOE 的最主要路径^{[21][34]}。

本文应用 CLCOE 模型模拟了当前碳交易价格（50 元/吨）、融资成本利率（3.05%）情景下，风力和光伏发电项目 CLCOE 等于燃煤电价时，单位投资成本需要下降的百分比（如表 15 所示）。模拟结果表明：在四个资源区使风力发电平价上网时，风力发电的单位投资成本需要下降 8.75%~41.28% 不等。对于光伏发电项目来说，三个资源区的单位投资成本则需要下降 33.15%~49.80% 不等。已有文献表明，无论是风力发电还是光伏发电，单位投资成本都会在未来迎来较大幅度的下降^{[35][36]}。因此，降低单位投资成本将是保障中国补贴“退坡”之后可再生能源发电持续发展的关键，而碳市场和绿色金融政策在保障未来可再生能源持续发展方面则将起到重要支撑作用。

表 15 实现综合低碳效益值时的单位投资成本变动比例

类型	资源区	项目所在地	变化幅度
风力	I	内蒙古包头市	-30.75%
		新疆昌吉回族自治州	-27.67%
	II	甘肃省张掖市	-32.34%
		河北省承德市	-14.45%
	III	黑龙江省鸡西市	-8.75%
		宁夏回族自治区	-41.28%
	IV	辽宁省沈阳市	-15.54%
		陕西省横山市	-25.17%
光伏	I	甘肃省敦煌市	-40.00%
		内蒙古包头市	-38.70%
	II	河北省张家口市	-33.15%
		山西省大同市	-38.58%
	III	安徽省宿州市	-49.80%
		江西省抚州市	-41.88%

四、结论和政策启示

本文在原始 LCOE 模型的基础上，通过引入政府补贴、碳价收益、系统网损改善收益以及备用容量成本等变量构建了风力和光伏发电的 CLCOE 模型，该模型既可以用于可再生能源发电成本的测度，又可以从经济效益和环境收益两个方面对可再生能源相关激励政策的效果进行评估，是一

种有效的可再生能源政策评估工具。应用 CLCOE 模型,本文对选自四类风能资源区的 8 个风力发电项目和三类光能资源区的 6 个光伏发电项目的经济效益进行了评价,并进一步研究了上网电价补贴“退坡”对风力和光伏发电 CLCOE 的影响,探讨了碳市场和绿色金融等政策工具对补贴“退坡”的弥补作用。本文针对样本项目的研究表明:对于大多数区域来说,针对风能和光伏发电的上网电价补贴很好地解决了新能源发电成本过高的问题,使新能源发电产业得以发展壮大;然而在一些地区,也存在过度补贴的情况。补贴“退坡”以后,大部分地区的新能源发电 CLCOE 仍高于当地的煤电上网价格,表明补贴“退坡”后新能源发电的成本竞争力仍然有待于进一步提升。在碳市场和绿色金融政策支持下,各资源区的 CLCOE 均有所下降,但仍无法实现平价上网,考虑到各资源区 CLCOE 与燃煤电价的差额存在较大差异,在短期内各资源区可以根据各自的新能源发电成本确定新能源发电的区域补贴,从而实现国家新能源发电补贴退坡的有效过渡。

本文的研究结果对于中国未来可再生能源发电相关政策制定和评价具有重要启示。首先,新能源发电项目同时产生经济收益和环境收益,因此,针对新能源发电项目的激励政策也应同时考虑经济方面和环境方面的因素。应用碳定价、碳排放社会成本等方法可以将新能源发电的环境收益货币化,从而使政府制定相关政策时综合考虑新能源发电的经济收益和环境收益,使相关政策设计更为科学合理。其次,在传统的 LCOE 模型的基础上引入环境成本和收益相关变量,构建 CLCOE 模型可以更为客观、准确地测算新能源发电的成本、收益水平;同时,还可以通过测算引入财政补贴、碳市场、绿色金融等政策工具后的 CLCOE 来评估相关政策工具对新能源发电的激励效果;进一步,应用 CLCOE 模型中部分变量的阈值分析方法可以定量测算推动新能源发电最有效的补贴水平、碳价和金融支持利率水平,为制定更为精准有效的补贴政策、碳市场政策和绿色金融政策提供科学依据。第三,目前碳市场上碳价水平还不足以支撑新能源发电实现平价上网,补贴“退坡”后,碳市场将发挥越来越重要的作用,随着国际和国内相关机构对实现碳中和目标的重视程度逐年提高,以及对碳的社会成本认识的逐渐深入,预计未来中国碳市场的碳价将迎来较大幅度提升,新能源发电的环境收益也将成为其总收益的重要组成部分。

参考文献

- [1] 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(1).
- [2] 程承,王震,刘慧慧,等.执行时间视角下的可再生能源发电项目激励政策优化研究[J].中国管理科学,2019(3).
- [3] 东方财富网.国家能源局表态新能源发展无需再补贴 2030 年碳达峰投资划重点[EB/OL].<https://finance.eastmoney.com/a/202012221745025695.html>,2020-12-22.
- [4] 中国政府网.发展改革委发布完善风力发电上网电价政策的通知[EB/OL].http://www.gov.cn/govweb/gzdt/2009-07/24/content_1373827.htm,2009-07-24.
- [5] 中国政府网.关于印发《太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法》的通知[EB/OL].http://www.gov.cn/zwqk/2009-03/26/content_1269258.htm,2009-03-26.
- [6] 中国人民银行.人民银行推出碳减排支持工具[EB/OL].<http://www.pbc.gov.cn/redianzhuanti/118742/4357176/4357209/4384182/index.html>,2021-11-08.
- [7] Ueckerdt,F.,L. Hirth,G. Luderer,et al. System LCOE:What are the costs of variable renewables? [J]. *Energy*,2013,63.
- [8] Li,Z. Q.,Y. Z. Zhao,X. Wang,et al. Cost analysis of perovskite tandem photovoltaics[J]. *Joule*,2018(8).
- [9] Nicholls,A.,R. Sharma,T. K. Saha. Financial and environmental analysis of rooftop photovoltaic installations with battery storage in Australia[J]. *Applied Energy*,2015,159.
- [10] Prakash,V.,S. Ghosh,K. Kanjilal. Costs of avoided carbon emission from thermal and renewable sources of

- power in India and policy implications[J]. *Energy*, 2020, 200.
- [11] Granovskii, M., I. Dincer, M. A. Rosen. Greenhouse gas emissions reduction by use of wind and solar energies for hydrogen and electricity production; Economic factors[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2007(8).
- [12] 米肇丰. 基于全寿命周期的并网光伏发电与风力发电低碳综合效益评估[D]. 天津: 天津大学, 2014.
- [13] Smith, M. G., J. Urpelainen. The effect of feed-in tariffs on renewable electricity generation; An instrumental variables approach[J]. *Environmental & Resource Economics*, 2014(3).
- [14] 昌敦虎, 田川, 张泽阳, 等. 基于 LCOE 模型的光伏发电经济效益分析: 以宜昌农村地区光伏扶贫电站项目为例[J]. *环境科学研究*, 2020(10).
- [15] Basher, S. A., A. Masini, S. Aflaki. Time series properties of the renewable energy diffusion process; Implications for energy policy design and assessment[J]. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2015, 52.
- [16] Mankiw, N. G. Smart taxes; An open invitation to join the pigou club[J]. *Eastern Economic Journal*, 2009(1).
- [17] 涂传英. 风电项目经济性分析及发展政策研究[D]. 北京: 华北电力大学(北京), 2019.
- [18] Roth, I. F., L. L. Ambs. Incorporating externalities into a full cost approach to electric power generation life-cycle costing[J]. *Energy*, 2004(12-15).
- [19] 蔡浩, 朱焜秋, 吴熙. 基于平准化电力成本和现值法的风电系统技术经济分析[J]. *江苏大学学报(自然科学版)*, 2016(4).
- [20] Ouedraogo, B. I., S. Kouame, Y. Azoumah, et al. Incentives for rural off grid electrification in Burkina Faso using LCOE[J]. *Renewable Energy*, 2015, 78.
- [21] 鲁正, 陈芸菲, 孙炜. 基于优化 LCOE 的光伏平价上网可行性分析[J]. *太阳能学报*, 2021(8).
- [22] 李志学, 崔瑜, 张侃. 西北地区风电产业正向环境效应价值测算研究[J]. *干旱区资源与环境*, 2017(5).
- [23] Ouyang, X. L., B. Lin. Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China[J]. *Energy Policy*, 2014, 70.
- [24] Tu, Q., R. Betz, J. Mo, et al. The profitability of onshore wind and solar PV power projects in China—A comparative study[J]. *Energy Policy*, 2019, 132.
- [25] 穆钢, 王卫国, 赵灿, 等. 评估输电系统网损的概率方法[J]. *电网技术*, 1995(11).
- [26] 孙英云, 侯建兰, 何国庆, 等. 一种考虑备用影响的光伏发电碳减排量计算方法[J]. *电力系统自动化*, 2014(17).
- [27] 柴剑雪, 张立辉, 聂青云, 等. 生态文明建设下风、光发电生态效益模拟与评估——以甘肃省为例[J]. *生态经济*, 2021(1).
- [28] 李庆, 周艳丽. 光伏发电增值税优惠政策效应实物期权分析[J]. *科研管理*, 2020(1).
- [29] 上海环境能源交易所. 全国碳市场每月成交数据 20210716-20210730[EB/OL]. <https://www.cneecx.com/c/2021-08-02/491377.shtml>, 2021-08-02.
- [30] 上海环境能源交易所. 全国碳市场每月成交数据 20210802-20210831[EB/OL]. <https://www.cneecx.com/c/2021-08-31/491452.shtml>, 2021-08-31.
- [31] 上海环境能源交易所. 全国碳市场每月成交数据 20210901-20210930[EB/OL]. <https://www.cneecx.com/c/2021-09-30/491522.shtml>, 2021-09-30.
- [32] 新京报. 全国碳市场上线在即! 碳价怎么定? 将带来哪些投资机会? [EB/OL]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1705253865383291752&wfr=spider&for=pc>, 2021-07-14.
- [33] 张弘扬. 我国集中式光伏发电经济性研究[D]. 北京: 华北电力大学(北京), 2018.
- [34] 周玉立, 袁宏永. 中国煤炭发电与光伏发电技术的经济性评估[J]. *技术经济与管理研究*, 2020(12).
- [35] 林伯强. 中国新能源发展战略思考[J]. *中国地质大学学报(社会科学版)*, 2018(2).
- [36] 周德群, 许晴, 马骥, 等. 基于演化博弈的光伏产业支持政策研究[J]. *技术经济与管理研究*, 2018(3).

Incentive Policies and Development Path of China's Renewable Energy Power under the Background of Declining Subsidy

— A Study Using Comprehensive Levelized Cost of Electricity (CLCOE) Model

NIE Hong-guang, LIU Shang-qi, MO Jian-lei

Abstract: The transformation of fossil energy to renewable energy is an important path for China to achieve the goal of carbon neutrality, and the development of wind power and photovoltaic power generation is an important direction of energy transformation. Under the background of subsidy decline, how to optimize relevant incentive policies to maintain the sustainable development of wind and photovoltaic power generation is one of the most concerned issues for academia and policy makers. Based on the traditional levelized cost of electricity (LCOE) model, this paper introduces technical, economic and policy variables such as government subsidies, carbon price benefits, and financing costs to develop a comprehensive levelized cost of electricity (CLCOE) model, which can evaluate the incentive effect of renewable energy incentive policies such as carbon market and green finance. By applying CLCOE model, this paper evaluates the economy and carbon emissions of 14 projects in four types of wind resource areas and three types of solar resource areas, and studies the impact of policy tools such as subsidy decline, carbon market and green finance on the life cycle cost of wind and photovoltaic power generation, so as to evaluate the effect of relevant policies. The results show that, in the short term, the decline of subsidies has significantly declined the economic effectiveness of renewable energy power generation. The carbon market and green financial policies have certain effects on reducing the cost of renewable energy power generation and promoting the development of renewable energy. However, in the long run, the policy path to promote the sustainable development of renewable energy power generation should highlight the promotion of technological progress and the further reduction of the cost of renewable energy generation.

Key words: wind power generation; photovoltaic power generation; subsidy decline; carbon market; green finance

(责任编辑 孙 洁)