

非洲新能源发电成本测算及非欧联网输电经济性分析

汪晓露, 李娜娜, 谢国辉

(国网能源研究院有限公司, 北京市 昌平区 102209)

Economic Analysis of Renewable Energy Generation and Transcontinental Transmission for Africa-Europe

WANG Xiao-lu, LI Na-na, XIE Guo-hui

(State Grid Energy Research Institute, Changping District, Beijing 102209, China)

Abstract: The African region is rich in new energy resources and has the potential to build a large renewable energy generation base. African - European transmission grid can deliver renewable energy, which can achieve the optimal economy and optimal allocation of clean energy development in a wider range. Considering the external factors such as policies, this paper proposes an improved economic analysis model of Cost of Renewable Technology (CORT), and uses this model to estimate the economy of large-scale African renewable energy base and African - European transmission in the future. Research shows that economy of wind is not obvious, solar power supply has certain economy, Hydropower-PV bundling transmission on African-European grid will have better economical.

Key words: renewable energy generation; economy; intercontinental power transmission; CORT

摘 要: 非洲地区新能源资源丰富, 具备建设大型可再生能源发电基地的潜力。非欧联网输送可再生能源, 可以在更大范围内实现清洁能源开发的最优经济性和优化配置。本文综合考虑政策措施等外部影响因素, 提出一种改进的新能源发电技术经济性分析模型(CORT), 并利用该模型测算了未来建设非洲大型可再生能源基地和非欧联网输电的经济性。研究表明, 非洲风电联网外送的经济性不明显, 太阳能发电外送具备一定的经济性, 非欧联网水光打捆输送更具经济性。

关键词: 新能源发电; 经济性; 洲际联网输电; CORT

0 引言

在全球应对气候变化的能源低碳发展背景下, 大

规模开发大型可再生能源基地并进行跨区域远距离电力输送, 成为未来全球新能源开发利用的一种可能模式^[1]。非洲地广人稀, 非欧洲际输电的送端地区(包括苏丹、南非、坦桑尼亚、索马里、埃及等国家)拥有丰富的风能、太阳能等新能源资源, 电力生产的成本较低, 具有建设大型可再生能源发电基地的基本条件和开发潜力^[2]。未来利用特高压输电技术向欧洲负荷中心地区进行洲际远距离、大规模清洁电力输送, 能够满足部分欧洲国家弃核后的电力需求, 同时为欧洲实现能源低碳发展目标提供一种切实可行的发展方向^[3]。

目前有关新能源发电经济性的研究分为两类: 一是对新能源发电的投资成本以及运行成本的研究; 二是由于新能源发电的波动性, 在并网调度时对调度成本的分析^[3]。在新能源发电技术经济性分析方面, 主要包括学习曲线模型和平准化发电成本分析法(levelized cost of energy, LCOE)^[4-15]。学习曲线模型主要分析能源技术成本与各影响因素间的关系, 并预测成本变化趋势。文献[4-5]采用单因素学习曲线模型对比研究德国、荷兰、英国新能源发电技术度电成本变化, 并做出相应分析解释。文献[6]利用双因素学习曲线模型刻画新能源发电过程中技术创新和经验累积对降低成本的作用。平准化发电成本分析法(LCOE)能够全面的分析新能源发电在整个生命周期的经济性, 计算得到发电技术在整个寿命周期内所生产电能单位成本^[9-10]。但是, 以往基于学习曲线和LCOE方法的相关研究仅考虑影响新能源发电项目成本的内部因素, 对相关政策和措施等外部因素对成本的影响并未考虑。

基金项目: 国家电网公司科技项目(SGTJ0000KXJS1600129)。

Project Supported by Science and Technology Foundation of SGCC(SGTJ0000KXJS1600129).

此外,学习曲线模型需要大量历史数据作为数据基础^[7-8],考虑在新能源发展初期阶段历史数据积累不足的情况,本文基于LCOE方法的基本思想,综合考虑财税、金融政策变动内外部风险因素引发的成本,建立了一种适用于新能源发电成本(cost of renewable technology, CORT)分析的模型,以实现不同类型新能源发电成本以及洲际互联输电经济性的分析比较。

1 非欧新能源资源及开发潜力

非洲新能源资源非常丰富。风能资源居世界第一位,占全球风能理论蕴藏量的32%,主要分布在苏丹、索马里、埃及等国家。其中,苏丹风能资源最为丰富,全国一半以上的国土面积年平均风速在5 m/s以上,理论装机容量2830 GW。截至2016年底,非洲风能发电装机容量为4 GW,仅占全球风电总装机容量的1%。

非洲太阳能资源居于世界第一位,占全球太阳能理论蕴藏量的40%,理论装机容量40.9TW,主要分布在苏丹、南非、坦桑尼亚等国家。其中,苏丹、南非、坦桑尼亚年辐照强度在1500~2000 kW·h/m²的区域占国土面积的比例分别为20%、25%、18%,年辐照强度在2000~2500 kW·h/m²的区域占国土面积的比例分别为56%、8%、5%。截至2016年底,非洲光伏发电装机容量3 GW,仅占全球光伏发电总装机容量的1%。

欧洲新能源资源相对较少。风能资源占全球风能理论蕴藏量的8%,主要分布在丹麦(含格陵兰岛)、挪威等国家,整个欧洲大陆,除了伊比利亚半岛中部、意大利北部、罗马尼亚和保加利亚等部分东南欧地区以及土耳其地区以外,其他大部分地区年平均风速在6 m/s以上。截至2016年底,欧洲风能发电装机容量达到160 GW,占全球风电总装机容量的34%。

欧洲太阳能资源仅占全球太阳能理论蕴藏量的1%,理论装机容量109亿kW,远低于全球其他地区。太阳能资源主要分布在西班牙、意大利、葡萄牙等南欧国家。西班牙超过60%的国土面积、意大利超过50%的国土面积、葡萄牙超过70%的国土面积年辐照强度在1600~1800 kW·h/m²。截至2016年底,欧洲太阳能发电装机容量达到106 GW,占全球总装机容量的36%^[11]。

2 改进新能源发电成本分析模型

2.1 新能源发电成本影响因素

新能源发电成本主要影响因素包括项目的基本参

数、发电成本、政府的激励政策和措施以及项目的所有权与资本结构等。

(1) 基本参数。

项目的基本参数包括项目的生命周期、发电设备利用小时数、基准内部收益率(internal rate of return, IRR)、财务参数等^[12]。

(2) 发电成本。

新能源发电项目的发电成本包括初始投资成本、运行维护成本、并网成本及其他成本等。发电成本所包含的成本项均对项目经济性产生内在影响。其中初始投资成本对项目经济性的影响最大。

(3) 政策措施。

政策措施等虽是发电成本的外部因素,但很多时候却会对成本产生至关重要的影响。电价政策、财税政策、金融政策、全额保障性收购政策、绿色证书交易机制等政策,以及发展规划、规模目标等对新能源发电技术成本有重要的影响。

(4) 所有权与资本结构。

所有权和资本结构也会影响项目的成本或收益。在经济性分析模型中,可以定义一系列潜在的所有权与资本结构。决策者对适当的所有权与资本结构的选择将对新能源发电技术的可用性和融资条件产生影响。

2.2 新能源发电成本分析原理

本文基于LCOE模型的基本架构,综合考虑财税、金融政策变动内外部风险因素引发的成本,建立了一种适用于新能源发电成本的分析模型,以实现不同类型新能源发电成本以及洲际跨国互联输电经济性的分析比较,模型的基本原理如下所示:已知未来各期的价值 F 较现期的价值较低,用折现率 r 来衡量这一差别,即

$$P = F(1+r)^{-n} \quad (1)$$

净现值(NPV)则是多期的价值的集合,通常是指一个项目的寿命周期内的所有期间。对CORT的定义来自于收入的净现值等于成本的净现值这一恒等式^[13-14],即

$$\sum_{n=0}^N C_n (1+r)^{-n} = \sum_{n=0}^N (A_n P_n + B_n) (1+r)^{-n} \quad (2)$$

式中, C_n 为总支出; A_n 为生产的电能; B_n 为其他来源的收入,例如可能存在的税费补贴等; P_n 为上网电价; n 为生命周期。以(2)式为基础,测算折现率 r ,即为项目的内部收益率,当项目内部收益率满足预期要求时,可得:

$$CORT = \frac{I_0 + V_R(1+r)^{-n} + \sum_{n=0}^N (C_n - B_n)(1+r)^{-n} + R_I + R_E}{\sum_{n=0}^N A_n(1+r)^{-n}} \quad (3)$$

式中, I_0 为初始投资; V_R 为系统残值; R_I 为内在因素风险成本, 主要包括例如运营维护中由于人口管理费用变动所引发的成本, 或者新能源技术运营中由于非预期事件造成发电量的变化所引发的成本等内在影响因素的风险成本; R_E 为外部因素风险成本, 主要包括财税、金融政策等外部因素变化所引发的成本。对于外部风险成本, 本文创新的采用量化处理方式, 将采用行业调研和专家修正的方法, 确定其量化值并引入模型中。

2.3 新能源发电成本分析模型框架

根据前述改进新能源发电成本分析模型的基本原理, 确定新型能源发电成本分析的具体模型框架, 如图1所示。

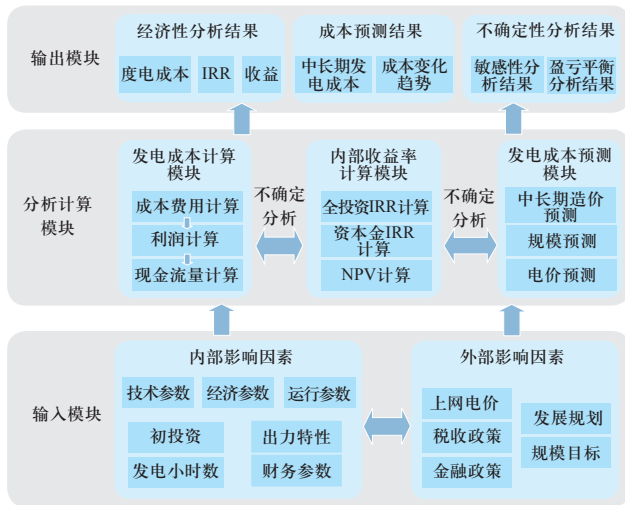


图1 新能源发电成本分析框架

Fig. 1 Cost analysis framework for renewable energy generation

CORT模型包括输入、分析计算、输出三个模块, 输入和输出部分采用自定义数据格式, 分析计算模块是模型的核心模块。模型的计算步骤如下。

第一步, 确定未来成本预测期: 根据新能源发电技术成本变化趋势分析的基本思路和框架, 确定未来成本预测的中长期时间点。

第二步, 确定基本参数: 项目基本参数包括技术参数和经济参数两部分。①技术参数: 确定新能源发电项目装机容量、技术类型等。②经济参数: 确定未来中长期内各种技术类型下的成本参数, 如初始投资成本、运维成本、人员成本等; 确定折旧、内部收益

率等常用财务参数。

第三步, 确定运行参数: 确定未来中长期项目运行期内的预估设备利用小时数、实际上网电量、自用电量比例等运行参数。

第四步, 确定包含政策措施影响的外部参数: 包括上网电价、财税政策、金融政策等相关政策对发电成本的影响。①上网电价: 确定不同技术类型项目上网电价水平, 在未来中长期预测中, 可充分考虑上网电价的调整幅度。上网电价虽不直接影响发电成本, 但电价水平的高低对发电规模、行业预期收益有重要影响。②财税政策: 确定不同类型财税(增值税、所得税、附加税等)优惠政策, 并贯穿项目生命周期始终。③金融参数: 确定贷款比例、贷款利率、建设期贷款利息等。

第五步, 确定项目预期内部收益率水平: 以行业内基准收益率水平为参考, 确定不同技术类型发电项目预期内部收益率水平和预期资本金内部收益率水平等。同时, 可以对输入参数进行不确定性分析。

第六步, 输出分析结果: 根据输入模型的各种参数, 测算预期收益率下新能源发电技术的发电成本。同时, 也可根据不同技术类型的未来预估上网电价水平, 测算未来中长期各技术类型在不同上网电价水平下的实际内部收益率。

基于CORT模型的新能源发电成本分析流程如图2所示。

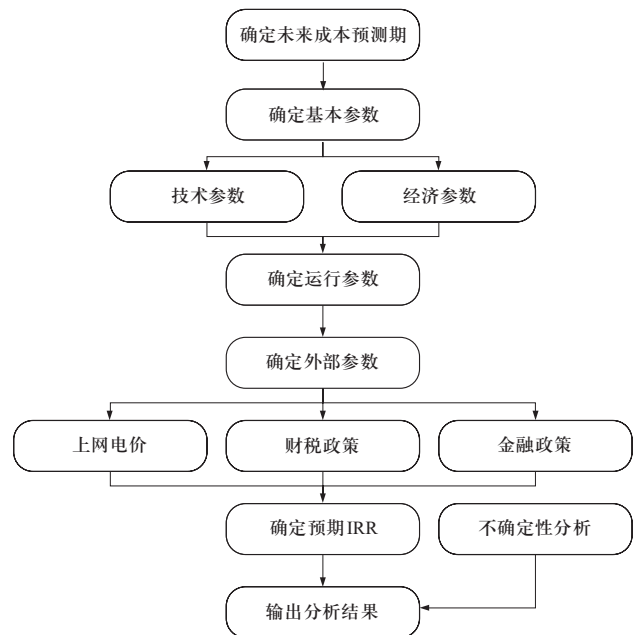


图2 基于CORT模型的新能源发电成本分析流程

Fig. 2 Renewable energy generation cost analysis process based on CORT model

3 非欧新能源成本及联网输电经济性

非洲风能、太阳能等新能源资源丰富，但地广人稀、用电需求少，具有建设大型可再生能源发电基地的潜力；欧洲地区新能源资源开发潜力较低，人口稠密、电力需求量大。因此，未来可利用特高压输电技术向欧洲负荷中心地区进行洲际远距离、大规模清洁电力输送，以解决部分欧洲国家弃核后电力供应问题。本节从新能源发电成本和联网输电经济性角度，研究未来建设非洲大型可再生能源基地和开展非欧洲际联网输电的可行性。

采用CORT模型对非洲新能源进行经济性测算，重点考虑了外部政策对非洲新能源发展的影响。2015年12月，“非洲可再生能源倡议”在法国巴黎创立，该倡议在《联合国气候变化框架公约》下成立。其目标是：到2020年，发达经济体和国际金融机构向非洲提供100亿美元的资金，帮助非洲建设并发展可再生清洁能源。新能源建设计划分成二步走，第一步到2020年，帮助非洲新建10 GW装机容量的可再生清洁能源电站；第二步到2030年，在非洲大陆新增300 GW的可再生清洁发电能力。上述电能以水电站、太阳能发电为主，辅之以地热、风能发电和生物发电。同时，非洲在此强有力的政策框架下不断寻求国际合作来降低融资成本。因此，考虑在外部政策扶持下，非洲新能源项目贷款利率、项目资本金相比目前有明显下调空间。

3.1 非洲风电经济性分析

3.1.1 边界条件及分析情景

对非洲风电经济性的分析主要考虑初始投资成本、财务参数等基本影响因素，并分为高利用小时、中利用小时、低利用小时三种分析情景。调研彭博新能源财经、IEA等数据，收集非洲风电成本测算的具体边界条件参数，如表1所示。

3.1.2 经济性测算结果

1) 高利用小时数情景：非洲北部风电度电成本约0.55元/kW·h；非洲南部风电度电成本约0.69元/kW·h。

2) 中利用小时数情景：非洲北部风电度电成本约0.57元/kW·h；非洲南部风电度电成本约0.71元/kW·h。

3) 低利用小时数情景：非洲北部风电度电成本约0.60元/kW·h；非洲南部风电度电成本约0.73元/kW·h。

表 1 非洲风电经济性分析边界条件及分析情景
Table 1 Boundary conditions and analysis scenarios for the economic analysis of wind power in Africa

边界条件	非洲北部	非洲南部
初始投资成本	1680美元/kW	
运维成本	26000美元/MW/年	
资源条件对应有效利用小时数	2200~2400	1800~1900
贷款利率	10%	
资本金比例	20%	
基准IRR	8%	
分析情景	非洲北部	非洲南部
高利用小时数	2400	1900
中利用小时数	2300	1850
低利用小时数	2200	1800

综上，非洲北部风电度电成本为0.55~0.60元/kW·h；非洲南部风电度电成本为0.69~0.73元/kW·h。

目前，欧洲风电度电成本为0.45~0.56元/kW·h，非洲北部和南部风电成本与欧洲相比均不具备联网输送经济性。

3.2 非洲光伏发电经济性分析

3.2.1 边界条件及分析情景

对非洲光伏发电经济性的分析主要考虑初始投资成本、财务参数等基本影响因素，并分为高利用小时、中利用小时、低利用小时三种分析情景，具体边界条件参数如表2所示。

表 2 非洲光伏发电经济性分析边界条件及分析情景
Table 2 Boundary conditions and analysis scenarios for the economic analysis of solar power in Africa

边界条件	非洲北部	非洲南部
初始投资成本	1340美元/kW	
运维成本	32000美元/MW/年	
资源条件对应有效利用小时数	1900~2100	1800~1900
贷款利率	10%	
资本金比例	20%	
基准IRR	8%	

续表

分析情景	非洲北部	非洲南部
高利用小时数	2100	1900
中利用小时数	2000	1850
低利用小时数	1900	1800

3.2.2 经济性测算结果

- 1) 高利用小时数情景：非洲北部光伏发电度电成本约0.62元/kW·h；非洲南部光伏发电度电成本约0.69元/kW·h。
- 2) 中利用小时数情景：非洲北部光伏发电度电成本约0.65元/kW·h；非洲南部光伏发电度电成本约0.72元/kW·h。
- 3) 低利用小时数情景：非洲北部光伏发电度电成本约0.69元/kW·h；非洲南部光伏发电度电成本约0.74元/kW·h。

综上，非洲北部光伏发电度电成本为0.62~0.69元/kW·h；非洲南部为0.69~0.74元/kW·h。

目前，欧洲德国、意大利、英国等国光伏发电度电成本为0.64~0.81元/kW·h。与欧洲光伏发电相比，非洲南北部光伏发电成本具备一定的联网输送经济性，但考虑输电成本后经济性并不突出。

3.3 非欧联网水光打捆输送经济性分析

3.3.1 非洲水电经济性

根据国际可再生能源署（IRENA）统计数据，非洲水电平均度电成本约0.19元/kW·h。

3.3.2 联网输电成本

考虑±1000 kV特高压输电线路，输电容量12 GW；输电通道利用小时数5500小时；考虑水电8 GW，光伏发电6 GW；±1000 kV特高压输电线路静态投资为700万元/km；送受端±1000 kV直流换流站静态投资各100亿元，暂不考虑输电线损和换流站损耗；非洲北部联网到欧洲输电距离约3800 km，非洲南部联网到欧洲输电距离约8500 km；输电投资资本金内部收益率8%。

经测算，非洲北部输电成本约0.087元/kW·h，非洲南部输电成本约0.162元/kW·h。

3.3.3 非欧联网输电经济性分析

(1) 高利用小时数情景。

以非洲北部光伏发电成本0.62元/kW·h、南部光伏发电成本0.69元/kW·h、水电0.19元/kW·h计算，与欧

洲分布式光伏最低度电成本0.64元/kW·h进行对比。

非洲北部：考虑水光满发情景（水光利用小时分别为3500 h、2100 h，对应装机分别为8 GW、6 GW），非欧联网水光输送电量比例为2.2:1，考虑输电成本后落地电价0.41元/kW·h，比欧洲分布式光伏最低度电成本0.64元/kW·h低0.23元/kW·h，经济性较好。

非洲南部：考虑水光满发情景，非欧联网水光输送电量比例为2.5:1，考虑输电成本后落地电价0.49元/kW·h，比欧洲分布式光伏最低度电成本0.15元/kW·h，满足经济性要求。

(2) 中利用小时数情景。

以非洲北部光伏发电度电成本0.65元/kW·h、南部光伏发电度电成本0.72元/kW·h、水电0.19元/kW·h计算，与欧洲分布式光伏最低度电成本0.64元/kW·h进行对比。

非洲北部：考虑水光满发情景，非欧联网水光输送电量比例为2.3:1，考虑输电成本后落地电价0.42元/kW·h，比欧洲分布式光伏最低度电成本0.64元/kW·h低0.22元/kW·h，经济性较好。

非洲南部：考虑水光满发情景，非欧联网水光输送电量比例为2.5:1，考虑输电成本后落地电价0.50元/kW·h，比欧洲分布式光伏最低度电成本0.14元/kW·h，满足经济性要求。

(3) 低利用小时数情景。

以北部光伏发电度电成本0.69元/kW·h、南部光伏发电度电成本0.74元/kW·h、水电0.19元/kW·h计算，与欧洲分布式光伏最低度电成本0.64元/kW·h进行对比。

非洲北部：考虑水光满发情景，非欧联网水光输送电量比例为2.5:1，考虑输电成本后落地电价0.42元/kW·h，比欧洲分布式光伏最低度电成本0.22元/kW·h，经济性较好。

非洲南部：考虑水光满发情景，非欧联网水光输送电量比例为2.6:1，考虑输电成本后落地电价0.51元/kW·h，比欧洲分布式光伏最低度电成本0.13元/kW·h，满足经济性要求。

综上，非洲北部和南部水光打捆跨洲际输电均满足经济性要求，北部外送的经济性优势较南部更为突出。

4 结论

本文基于平准化发电成本分析法（LCOE），结合

新能源发电成本影响因素分析,提出一种改进新能源发电技术经济性分析CORT模型。针对未来利用特高压输电技术向欧洲负荷中心地区进行洲际远距离、大规模清洁电力输送,解决部分欧洲国家弃核后电力供应问题的现实需要,从新能源开发成本和联网输电经济性角度,利用上述CORT模型对未来非洲建设大型可再生能源基地和开展非欧洲际联网输电的可行性进行了分析测算。非洲光伏发电具备一定的联网输送经济性,但叠加输电成本后并不明显,未来可以考虑水光打捆输送更具经济性。

参考文献

- [1] 刘振亚. 全球能源互联网跨国跨洲互联研究及展望[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(19): 5103-5110.
LIU Zhenya. Research of global clean energy resource and power grid interconnection[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(19): 5103-5110 (in Chinese).
- [2] 李俊峰. 全球能源互联网促进“世界资源共享”[J]. 中国电力企业管理, 2015(4): 22-23.
- [3] Zhu Yuchen, Lin Li, XU JiaJia, et al. Analysis of wind power cost based on learning curve[J]. Power Demand Side Management, 2012.
- [4] Kang Junjie, Duan Wei, Yao Mingtao. Analysis model of wind power cost based on two-factor learning curve[J]. Advanced Materials Research, 2013: 608-609, 611-614.
- [5] Anderson J W. Learning-by-Doing in US wind power: cost functions, learning curves, and model misspecification[J]. 2013.
- [6] 曾鸣, 鹿伟, 段金辉, 等. 太阳能光伏发电成本的双因素学习曲线模型研究[J]. 现代电力, 2012, 29(5): 72-76.
ZENG Ming, LU Wei, DUAN Jinhui, et al. Study on the cost of solar photovoltaic power generation using double-factors learning curve model[J]. Modern Electric Power, 2012, 29(5): 72-76 (in Chinese).
- [7] 隋礼辉. 基于学习曲线的中国光伏发电成本发展趋势分析[J]. 水电能源科学, 2012(6): 209-211.
SUI Lihui. Analysis of cost development trend of photovoltaic power generation in China based on learning curve[J]. Water Resources and Power, 2012(6): 209-211 (in Chinese).
- [8] 蓝澜, 刘强, 陈梓, 等. 新能源比传统能源成本更高吗?——基于LCOE方法的中国风电与火电成本比较[J]. 西部论坛, 2013, 23(3): 66-72.
- LAN Lan, LIU Qiang, CHEN Zi, et al. Is the cost of renewable energy higher than traditional energy? -Comparison of the cost between wind power and heat power in China based on LCOE[J]. West Forum, 2013, 23(3): 66-72 (in Chinese).
- [9] 刘喜梅, 白恺, 邓春, 等. 大型风电项目平准化成本模型研究[J]. 可再生能源, 2016, 34(12): 1853-1858.
LIU Ximei, BAI Kai, DENG Chun, et al. Research on levelized cost of energy model of large-scale wind power projects[J]. Renewable Energy Resources, 2016, 34(12): 1853-1858 (in Chinese).
- [10] 刘振亚. 全球能源互联网[M]. 中国电力出版社, 2015.
- [11] IRENA, Global Atlas Gallery 3.0. <https://irena.masdar.ac.ae/gallery/#tool/9>.
- [12] 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, 37(4): 438-442.
- [13] 陈荣荣, 孙韵琳, 陈思铭, 等. 并网光伏发电项目的LCOE分析[J]. 可再生能源, 2015, 33(5): 731-735.
CHEN Rongrong, SUN Yunlin, CHEN Siming, et al. LCOE analysis of grid-connected photovoltaic power generation project[J]. Renewable Energy Resources, 2015, 33(5): 731-735 (in Chinese).
- [14] Hernández-Moro J, Martínez-Duart J M. Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2013, 20(4): 119-132.
- [15] El-Shimy M. Analysis of Levelized Cost of Energy (LCOE) and grid parity for utility-scale photovoltaic generation systems[C]// International Middle East Power Systems Conference. 2012.



汪晓露

收稿日期: 2017-11-29。

作者简介:

汪晓露(1981), 女, 高级经济师, 长期从事可再生能源技术经济分析及国内外能源电力统计等领域研究工作, E-mail: wx13735@126.com。

李娜娜(1988), 女, 工程师, 主要从事可再生能源资源评估及优化模型研究工作。

谢国辉(1981): 男, 博士, 高级工程师, 长期从事新能源资源评估和发展规划、新能源并网运行消纳、电力系统运行与控制等领域研究工作。

(责任编辑 张鹏)