

可再生能源绿证价格季节性测算方法研究

张悦[✉], 谢敏, 程培军, 刘明波
(华南理工大学 电力学院, 广州 510640)

摘要: [目的] 在市场化交易模式消纳可再生能源发电的发展趋势下, “市场电价+绿证收入”将成为未来可再生能源发电企业的主要经营模式。以可再生能源发电参与现货电能市场为研究大背景, 对可再生能源绿色电力证书的价格进行研究。[方法] 基于现货电能市场的优化出清模型, 应用可再生能源全生命周期成本测算理论, 以满足可再生能源发电企业的内部收益为目的, 建立了绿证-电能市场耦合的优化模型, 并结合可再生能源季节性出力特性, 提出了可再生能源绿证价格季节性曲线及其波动区间的仿真和测算方法。[结果] 不同类型的可再生能源绿证价格不同, 不同类型的可再生能源绿证价格的气候相关性亦不相同。[结论] 绿证价格的科学合理测算不仅可以帮助可再生能源发电企业进行收益评估和制定更为准确的投资决策, 还为电力市场主体与交易中心提供相关决策支持。

关键词: 绿色电力证书; 可再生能源; 电能市场; 绿证价格曲线

中图分类号: TM7; TM743

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2020)03-0046-09

开放科学(资源服务)二维码:



Research on Seasonal Calculation Method of Renewable Energy Certificate Price

ZHANG Yue[✉], XIE Min, CHENG Peijun, LIU Mingbo

(School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: [Introduction] Based on the trend of consuming renewable energy sources (RES) through the market-based trading model, the “market electricity price + renewable energy certificate (REC) revenue” will become the main operation of energy generators in the future. Based on the research background of RES participating in spot power market, this paper studies the price of REC. [Method] Based on the optimized clearing model of the spot electric energy market, applying the theory of the life cycle costing (LCC) of RES generation and satisfying the internal rate of return (IRR) of the energy generators, we established the optimization model of coupling REC-electric energy market. Combined with the seasonal output characteristics of RES, the simulation and measurement methods of the seasonal curve and fluctuation interval of REC price are proposed. [Result] The price of REC for different types of RES are different, and the price of REC for different types of RES also has different climatic correlations. [Conclusion] Scientific and reasonable calculation of REC price can not only help RES generation enterprises make income assessment and more accurate investment decisions, but also provide relevant decision-making support for power market entities and trading centers.

Key words: renewable energy certificate (REC); renewable energy sources (RES); electric energy market; curve graph of the price of REC

在我国可再生能源原先实行标杆上网电价政策, 补贴资金在全网销售电价分摊, 但随着可再生能源装机规模的不断扩大以及全社会用电量增速的不断下滑, 补贴资金缺口不断增加, 预计到2020年

累计缺口将超过2 500亿元^[1]; 同时, 可再生能源出力具有间歇性与波动性, 大量接入电网会对其造成很大冲击, 并且可再生能源发电外送通道能力不足, 导致风光等可再生能源发电面临的并网消纳问题也日益严重。

为解决补贴缺口和可再生能源消纳等问题, 优化能源结构^[2], 2017年1月中国发展和改革委员会、财政部和能源部发布了《关于试行可再生能源

收稿日期: 2020-03-04 修回日期: 2020-04-17

基金项目: 广东省自然科学基金资助项目“含高维动态相依新能源的电力系统经济调度随机优化理论与方法研究”(2018A0303130134)

绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》;在2018年3月、9月、11月,国家能源局等相关部门又相继发布了《可再生能源电力配额及考核办法(征求意见稿)》、《可再生能源电力配额及考核办法(第二次征求意见稿)》和《关于实行可再生能源电力配额制的通知(征求意见稿)》;2019年5月国家发展改革委、国家能源局联合印发了《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》。上述通知表明在同时实施可再生能源配额制^[3-4]和绿色电力证书机制^[5-7]的电力市场环境下,承担消纳责任的市场主体可以通过自愿认购绿色电力证书这一种替代方式完成消纳量,可再生能源发电企业以销售绿证来获取可再生能源正外部性的货币价值^[8]。因此,对于以“市场电价+绿证收入”作为可再生能源发电企业主要经营模式的远景趋势而言,与电力市场耦合的绿证价格测算成为市场主体实施可再生能源消纳责任成本估算和损益风险评估的重要一环。

目前实施配额制与绿证制度的国家包括美国、日本、比利时、澳大利亚、荷兰、丹麦等,各个国家对于绿证种类和定价的细分机制、运行机制、罚金等的设计都不尽相同^[9-11];相对于这些国家,我国的绿色证书交易机制正处于初期发展阶段,文献[12]分析了国际上典型实行绿证制度的国家的成功经验并总结出其对我国绿证交易制度的启示。文献[13-14]提出了在绿证市场的初级阶段,需要根据不同的发电技术定价不同可再生能源的绿色电力证书。文献[15-16]基于电力批发市场和绿色证书交易市场的寡头竞争特点,对绿证交易机制进行模拟仿真。文献[17]基于印度的可再生能源绿证市场,研究了绿证交易市场的建立对可再生能源发电的积极影响。文献[18]建立了美国的绿证动态价格的模拟预测模型,研究了绿证超额需求对绿证价格的影响。文献[19-21]对欧盟成员国之间的绿证交易进行分析,结果表明绿证交易可以减低可再生能源的发电成本。

现阶段,我国绿证采用自愿认购机制,尚且缺乏科学严谨的理论方法和模型体系对绿色证书价格进行测算,仅以脱硫燃煤标杆上网电价与可再生能源上网电价之差,即,可再生能源附加电价补贴,作为绿证价格的上限,且无法区分不同类型可再生

能源绿证价格。现有的这种绿证价格测算方法过于粗放,无法反映绿证市场与电力市场的互动特性,亦不适用于市场环境下市场主体对于经济效益、成本解析的精细化需求。

基于这种情况,本文基于可再生能源发电企业的内部收益率函数,并引入全生命周期成本测算理论,构建了一个考虑电能量市场与绿证交易的互动机制的绿证价格测算模型。该模型能够更为精确地测算不同类型的绿证价格,为未来绿证市场交易提供了价格基准值,绿证市场中的实时价格围绕该基准值上下波动。该价格基准值的设定不仅保证了可再生能源发电企业的收益,还可保证配额制的顺利实施以及促进可再生能源的消纳和解决可再生能源发电补贴缺口问题。

1 可再生能源项目全生命周期成本

全生命周期成本是指产品在有效使用期间所发生的与该产品有关的所有成本的折现值。对于可再生能源发电项目,全生命周期成本具体包括初始投资成本、运维成本、故障成本、报废成本和外部成本^[22-23],具体如下:

初始投资成本:一般指可再生能源发电项目在建设初期所投入的一次性建设投资成本,主要有机器购置费、安装工程费、建筑工程费、建设贷款利息费等。

在可再生能源发电项目成本中,运维成本占据很大的比重,主要由运行成本、维护成本、故障成本构成。且随着设备使用年限的推移运维成本约占项目总成本的比重由初期的10%~15%增长到寿命期的20%~35%。

可再生能源发电项目的报废成本为处置电场废弃设备所产生的费用。废弃后残余设备可回收利用的剩余价值减去报废成本后为残值收益。

外部成本即绿色成本,考虑到生产前后产品对生态环境的影响,主要涉及资源消耗及环境治理的补偿费用等。

2 与电能量市场耦合的绿证价格测算方法

2.1 绿证与电能量耦合机理

基于我国电力市场发展动向,可再生能源发电参与电力市场交易大势所趋。本文以可再生能源参

与现货市场交易为研究大背景，并假定其以报量不报价，即，作为市场价格接受者的方式，参与现货电能量市场交易，适合于可再生能源参与现货电能量市场交易的初期阶段。基于该研究背景，可再生能源发电企业将在日前电能量市场中申报运行日的有功功率预测曲线及预测误差，不申报价格。电力调度机构综合考虑统调负荷预测、母线负荷预测、外送受电曲线、可再生能源发电预测出力曲线、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以系统运行费用最小为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）进行集中优化计算，出清得到运行日的可再生能源发电日前调度出力曲线以及分时节点电价，累加逐日发电量进而得到可再生能源的月、季、年度发电量。

同时，可再生能源发电企业通过在绿证市场出售绿证来补贴其前期投资成本，政府对发电企业每生产出的1 MWh可再生能源电力核发一个绿证，绿证的年份、地区、供需紧张程度、电源品种等因素都将影响绿证的价格。可再生能源发电的总收益为其在电能量与绿证市场的收益之和，考虑货币的折现率和电场的技术和经济特性，测算可再生能源电量的全生命周期成本，并用正态分布函数描述可再生能源电量的内部收益率概率分布函数，对其随机抽样进行电场总收益的求解。

绿证与电能量耦合机理如图1所示。

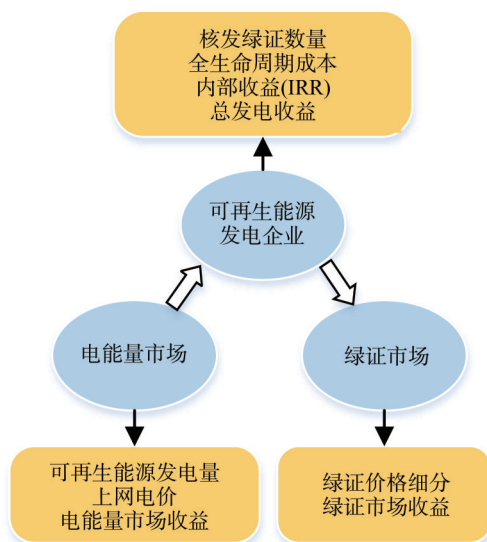


图1 绿证与电能量市场耦合机理图

Fig. 1 REC and electric energy coupling mechanism diagram

2.2 测算方法整体思路

绿证价格测算模型的整体思路为：

$$(C_{\text{REC}} * N_{\text{REC}} + C_{\text{RES}} * P_{\text{RES}}) - \text{LCC} = \text{IRR} * \text{LCC}$$

则，绿证价格测算公式如下：

$$C_{\text{REC}} = \frac{(1 + \text{IRR}) * \text{LCC} - C_{\text{RES}} * P_{\text{RES}}}{N_{\text{REC}}} \quad (1)$$

式中： C_{REC} 为绿证价格（元）； N_{REC} 为绿证数量（个）； IRR 为可再生能源发电企业的内部收益率（%）； LCC 为可再生能源发电企业的全生命周期成本（元）； C_{RES} 为可再生能源发电上网电价（元/MWh）； P_{RES} 为可再生能源发电量（MWh）。

需要说明的是：

1) 式（1）可随着需要测算绿证价格的时段区间不同而不同，可用于测算日、月、季、年度绿证均价，并代入相应时段区间的可再生能源发电企业的售电收益和总收益即可。特别地，计算绿证的日、月、季、年度均价时，考虑到可再生能源发电企业在相应时间段内收益的随机性，需要构建内部收益率概率分布函数并对其进行随机抽样。

2) 式（1）所示的模型兼顾绿证的供需平衡和可再生能源发电企业收益。绿证的供需平衡主要通过 P_{RES} 来体现。根据电能量市场的实际运行，可再生能源发电量的计算采用现货电能量市场出清的方式测算逐日的可再生能源发电量需求（模型详见3.1节）并累加得到要求时段内的总发电量需求；同时，可再生能源发电企业的收益则由 IRR 、 LCC 来体现。

3) 式（1）适用于所有类型的可再生能源绿证价格的求解，风光等可再生能源发电机组受季节性影响较大，不同季节具有不同的出力特性，导致不同季节的风光等可再生能源绿证价格差异较大。

3 基于电能量市场优化出清的可再生能源发电量估算模型

3.1 基于现货电能量市场供需平衡的逐日可再生能源电量的计算

可再生能源发电机组和常规发电机组共同参与电力现货市场，其中，可再生能源机组作为价格的接受者，报量不报价。以系统运行费用最小为优化目标，出清得到运行日可再生能源电力机组的分时上网电价和上网电量。

根据现货电能量市场交易实施细则,日前电能量市场优化出清的目标函数如下所示:

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t} P_{i,t} + C_{i,t}^U] \quad (2)$$

式中: N 为发电机组的总台数; T 为运行日的总时段数; $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的出力; $C_{i,t} P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用,为机组 i 在时段 t 的 $C_{i,t}^U$ 启停费用。

约束条件包括:

1) 系统负荷平衡约束

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t \quad (3)$$

式中: $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的出力; $T_{j,t}$ 为联络线 j 在时段 t 的计划功率(输入为正、输出为负); NT 为联络线总数; D_t 为时段 t 的系统负荷。

2) 系统旋转备用约束

$$\sum_{i=1}^{N_G} \min \{ \Delta P_i^U, P_{i,t}^{\max} - P_{i,t}^G \} \geq \Delta SR_t^U \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} \min \{ \Delta P_i^D, P_{i,t}^G - P_{i,t}^{\min} \} \geq \Delta SR_t^D \quad (5)$$

式中: ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率、 ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率; $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力、 $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在时段 t 的最小出力; ΔSR_t^U 为时段 t 上调旋转备用要求、 ΔSR_t^D 为时段 t 下调旋转备用要求。

3) 系统正负备用容量约束

$$\sum_{i=1}^{N_G} \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} \geq D_t + R_t^U \quad (6)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq D_t - R_t^D \quad (7)$$

式中: $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态, $\alpha_{i,t} = 0$ 为机组停机, $\alpha_{i,t} = 1$ 为机组开机; R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求; R_t^D 为时段 t 的系统负备用容量要求。

4) 机组出力上下限约束

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t}^G \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} \quad (8)$$

5) 机组爬坡约束

$$P_{i,t}^G - P_{i,t-1}^G \leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) - P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t}) \quad (9)$$

$$P_{i,t}^G - P_{i,t-1}^G \leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) - P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t}) \quad (10)$$

式中: ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率; ΔP_i^D 为机组 i

最大下爬坡速率。

6) 机组最小连续开停时间约束

$$\begin{cases} T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t}) T_U \geq 0 \\ T_{i,t}^U = \sum_{k=t-T_U}^{t-1} \alpha_{i,k} \end{cases} \quad (11)$$

$$\begin{cases} T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) T_D \geq 0 \\ T_{i,t}^D = \sum_{k=t-T_D}^{t-1} (1 - \alpha_{i,k}) \end{cases} \quad (12)$$

式中: T_U 为机组的最小连续开机时间; T_D 为机组的最小连续停机时间; $T_{i,t}^U$ 为机组 i 在时段 t 时已经连续开机的时间; $T_{i,t}^D$ 为机组 i 在时段 t 时已经连续停机的时间。

7) 抽水蓄能机组抽发平衡约束

$$\xi \times \sum_{i \in G_{ps}, t \in T_p} P_{i,t} + \sum_{i \in G_{ps}, t \in T_g} P_{i,t} = 0 \quad (13)$$

8) 抽水蓄能电站库容约束

$$\sum_{i \in G_{ps}, t \in T_p} P_{i,t} \leq E_{i,psmax} \quad (14)$$

9) 水电机组水量约束

$$\sum_{i \in G_{ps}, t \in T_p} P_{i,t} \leq E_{i,hydmax} \quad (15)$$

10) 气电机组气量约束

$$\sum_{i \in G_{ps}, t \in T_p} P_{i,t} \leq E_{i,gasmax} \quad (16)$$

11) 可再生能源机组出力上下限约束

$$0 \leq P_{iw,t}^{WF} \leq P_{iw,t}^{WF} \quad (17)$$

式中: $P_{iw,t}^{WF}$ 为预测的可再生能源(风光)出力曲线对应时段 t 的出力; $P_{iw,t}^W$ 为可再生能源发电每时段 t 的实际出力。

3.2 节点电价计算模型

日前电能量市场采用节点电价定价机制。日前电能量市场出清形成每15分钟的节点电价,每小时内4个15分钟的节点电价的算术平均值,计为该节点每小时的平均节点电价。

节点电价(LMP)计算模型如下:

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^{\max} - \tau_{l,t}^{\min}) G_{l,k} \quad (18)$$

式中: λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子; L 为线路总数; $\tau_{l,t}^{\max}$ 为线路 l 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子; $\tau_{l,t}^{\min}$ 为线路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子; $G_{l,k}$ 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子。

3.3 可再生能源发电量估算

$$\begin{cases} P_d = \frac{\sum_{m=1}^M \sum_{t=1}^{96} P_{t,m}}{4} & P_m = \sum_{d=1}^{30} P_d \\ P_q = \sum_{m=1}^3 P_m & P_y = \sum_{q=1}^4 P_q \end{cases} \quad (19)$$

式中： M 为可再生能源发电机的数量； $P_{t,m}$ 为可再生能源发电机组 M 在时刻 t 的发电量； P_d 、 P_m 、 P_q 、 P_y 分别表示可再生能源的日、月、季、年度发电量。公式(19)适用于各个类型可再生能源发电的日、月、季、年度发电量估算。

3.4 实现流程

综上所述，基于绿证-电能量市场耦合的绿证价格测算模型的具体测算流程框图如图2所示。

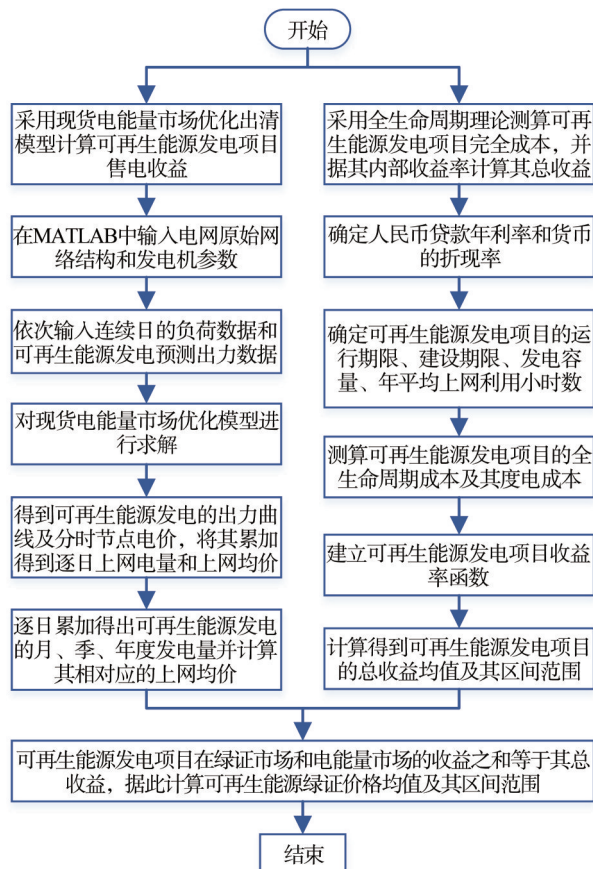


图2 绿证价格测算模型流程框图

Fig. 2 The chart of the model of REC price measurement

绿证价格测算模型的具体步骤如下：

步骤1：读取系统原始网络参数、发电机参数、某日负荷数据和可再生能源发电机组预测出力数据，采用现货电能量市场优化出清模型得出可再生

能源电场日前调度出力曲线以及分时节点电价，并根据其计算得到可再生能源发电机组该日的上网电量和上网均价。

步骤2：依次读取连续日的负荷数据和可再生能源发电机组预测出力数据，得到可再生能源发电机组逐日上网电量和上网均价，累加逐日上网电量得月、季、年度上网电量，并计算得出相应的月、季、年度上网均价，进而得出相应时段区间的可再生能源发电项目在电能量市场的收入。

步骤3：政府对发电企业每生产出的1 MWh可再生能源电力核发一个绿证，计算得出各个类型的可再生能源电场在相应时段区间内获取的绿证总数。

步骤4：考虑货币的折现率以及不同类型可再生能源发电对应不同的技术和经济参数，分别测算不同类型可再生能源电场的全生命周期成本折现值及其度电成本。

步骤5：采用正态分布函数描述可再生能源发电企业收益函数，结合可再生能源电场全生命周期成本测算得出各个类型可再生能源发电项目的日、月、季、年度总收益均值及其区间范围。

步骤6：根据测算出的各个类型可再生能源发电项目的电能量市场收益、总收益均值及其区间范围、持有的绿证数量，计算得出各个类型可再生能源绿证价格均值及其区间范围。

4 算例分析

4.1 计算初始条件

采用某省2017年电网实际数据，共包括116台火电机组(55.369 GW)，63台气电机组(13.536 GW)，8台水电机组(59.5 MW)，11台核电机组(11.550 GW)，14台抽水蓄能机组(4.240 GW)；一座集中式光伏电站(150 MW)，年利用小时数为1 032 h，接在第673个节点上；陆上风电总并网容量约为3.550 GW(49.5 MW×64，100 MW×3，50 MW×2)，各风场年均利用小时数2 220 h，海上风电总并网容量约为465 MW，各风场年均利用小时数2 332 h，全部风电场分别接入25个节点；光伏电站的全生命周期总成本为21.13亿元，陆上风电场的全生命周期总成本为426.314 4亿元，海上风电场的全生命周期总成本为96.05亿元。海陆风和光伏电站全生命周期

成本详细测算见4.2节。

根据可再生能源电场年利用小时数确定发电企业的项目全投资内部收益率。考虑发电企业每日收益率的不确定性,以项目全投资内部收益率为数学期望值,假定陆上风电、海上风电、光伏发电的收益率概率分布函数分别满足 $[0.068\ 1, 0.001]$ 、 $[0.045\ 1, 0.001]$ 、 $[0.082\ 1, 0.001]$ 的正态分布函数,并分别对其进行随机抽样,本算例共选取1 000个样本,然后结合测算出的可再生能源电场全生命周期成本折现值得到可再生能源电场总收益的均值及其区间范围,最后得到要求时间段的电场总收益均值及其区间范围。特别地,海上风电内部收益率实际值较低,主要是因为早期投运的项目为示范项目,对未来大规模建设的海上风电不具备代表性,所以本文另以发电行业基准收益率8%为边界条件,构建 $[0.08, 0.001]$ 的正态分布函数测算海上风电绿证价格。

4.2 典型风光电源的完全成本测算结果

分别选取某49.5 MW陆上风电场、400 MW海上风电场、20 MW光伏电站为分析对象,其总投资的20%使用资本金,其余从银行贷款,年贷款利率为4.9%。货币的折现率为8%,项目建设期不考虑货币的折现率。

其中,陆上风电场年平均上网利用小时2 220 h,建设期1年,运营期20年^[24];海上风电场年平均上网利用小时2 332 h,建设期26个月,运营期25年,单位静态投资19 870元/kW,单位千瓦动态投资20 625元/kW;光伏电站年平均上网利用小时1 032 h,建设期4个月,运营期25年^[25],单位千瓦静态投资为9 200元/kW,单位千瓦动态投资为9 430元/kW。海陆风和光伏电站项目的生命周期成本折现值如表1所示。

表1 全生命周期成本折现值

Tabl. 1 Life cycle costing value

全生命周期阶段	陆上风电场	海上风电场	光伏电站
初始投资成本/万元	48 748.09	222 258.342	18 400
运行维护成本/万元	7 094.91	438 104.875	13 529.61
故障惩罚成本/万元	5 469.77	238 860.643	839.71
报废成本/万元	-500.94	-3 095.397 43	-4 600.00
全生命周期成本/万元	59 210.33	826 216.53	28 169.32
全生命周期发电量/TWh	1.052 374 8	10.622	0.414 254 7

4.3 绿证价格测算结果

由于风电以及太阳能发电的气候强相关性,故,本算例按春(3~5 M)、夏(6~8 M)、秋(9~11 M)、冬(12~2 M)四个季度分别测算陆上风电、海上风电和光伏发电绿证季均价格及其区间范围。

该省处于东南沿海地带,陆上风能没有明显的季节变化,一般情况下冬春的风能较夏秋大少许;沿海风能受季节性影响较大,春冬两季冷空气和寒潮常造成海边大风天气,风能比较丰富,夏秋两季天气稳定,风速较小;集中式光伏电站受季节影响最大,春季梅雨时节,每日连绵阴雨少有阳光,夏季太阳资源最为丰富,秋冬时节也较春季丰富。

按照3.4节的绿证-电能量市场耦合的绿证价格测算模型的实现流程,测算得出的陆上风电、海上风电、光伏发电绿证在春、夏、秋、冬四个季度的季度均价如表2所示。

表2 绿证季度均价

Tab. 2 Quarterly average price of REC

季度	春季 (3~5 M)	夏 (6~8 M)	秋 (9~11 M)	冬 (12~2 M)
季度总用电量/TWh	156.67	201.04	193.60	144.10
季均上网电价 (元·MWh ⁻¹)	497.25	540.29	534.06	467.52
陆上风电季度发电量 /GWh	914.41	855.11	868.51	954.72
陆上风电绿证 季均价格/元	117	122	115	113
季度价格区间范围/元	98~135	104~140	96~133	94~130
光伏发电季度发电量 /GWh	21.15	25.20	24.21	22.05
光伏发电绿证 季均价格/元	483	355	397	475
季度价格区间范围/元	458~510	325~384	367~428	439~508
海上风电季度 发电量/GWh	131	108	117	126
海风绿证季均价格/ (元)[0.0451,0.001]	261	376	312	318
季度价格区间范围/元	237~282	347~402	285~385	293~340
海风绿证季均价格/ (元)[0.08,0.001]	295	421	353	356
季度价格区间范围/元	270~320	389~450	323~432	230~380

由表2可知,按照 $[0.08, 0.001]$ 的正态分布函数计算得出的海上风电绿证的价格是按照

[0.045, 0.001] 计算得出的1.13倍, 该价格更具有科学性与实际性。已知该省份在春、夏、秋、冬四季的最大负荷日分别为5/11、8/22、9/28、12/19, 则选取春季五月份、夏季八月份、秋季九月份、冬季十二月份四个月为四个典型月, 对这四个月每日的绿证均价进行测算, 其中, 海风绿证价格是按照收益率0.08为边界条件来计算的。在五月份、八月份、九月份、十二月份, 陆上风电、海上风电和光伏发电绿证的日均价格波动曲线, 如图3(a)~图3(c)所示。

5 结论

1) 本文通过研究国内外配额制和绿色电力证书机制现状, 基于中国特色电力市场环境, 建立了与电能市场耦合的绿证价格测算模型, 并将该模型应用于某省电网中。该模型对不同年份的绿证价格进行了细分, 绿证价格从高到底依次为: 光伏>海风>陆风。

2) 绿证价格具有气候相关性, 在不同季节, 同种类型可再生能源绿证的价格波动区间不同。海风绿证价格的季节性特点为: 夏季>秋季>冬季>春季价格, 沿海风电场风能资源分布有明显的季节性差异, 春冬较夏秋较多, 夏秋两季的海上风电在电能市场中取得的收益较少, 需要在绿证市场中售卖价格较高的海风绿证来满足其预期收益; 光伏绿证价格的季节性特点为: 夏季<秋季<冬季<春季价格, 太阳能资源季节性特点为夏秋较冬春较多, 冬春两季的光伏发电在电能市场中取得的收益较少, 此时需要售卖价格较高的光伏绿证来达到其预期收益; 陆上风电场风能资源分布并没有明显季节性差异, 因此, 陆风绿证价格的季节性差异较小。

3) 本文提出的绿证价格测算机制高效实用, 兼顾了货币的折现率和内部收益率的概率密度分布, 并适用于所有类型的可再生能源绿证价格测算以及不同时间段, 即日、月、季、年度的绿证均价测算, 它基于电能市场耦合机理, 符合市场经济运作规律, 为未来绿证市场交易提供了价格基准值。

4) 目前可再生能源配额制处于启动运行阶段, 绿证采取自愿认购的方式, 尚且不能在绿证交易市场上自由买卖, 本文提出的绿证价格测算方法仅适用于绿证交易的初期阶段, 即, 自愿认购阶段。针

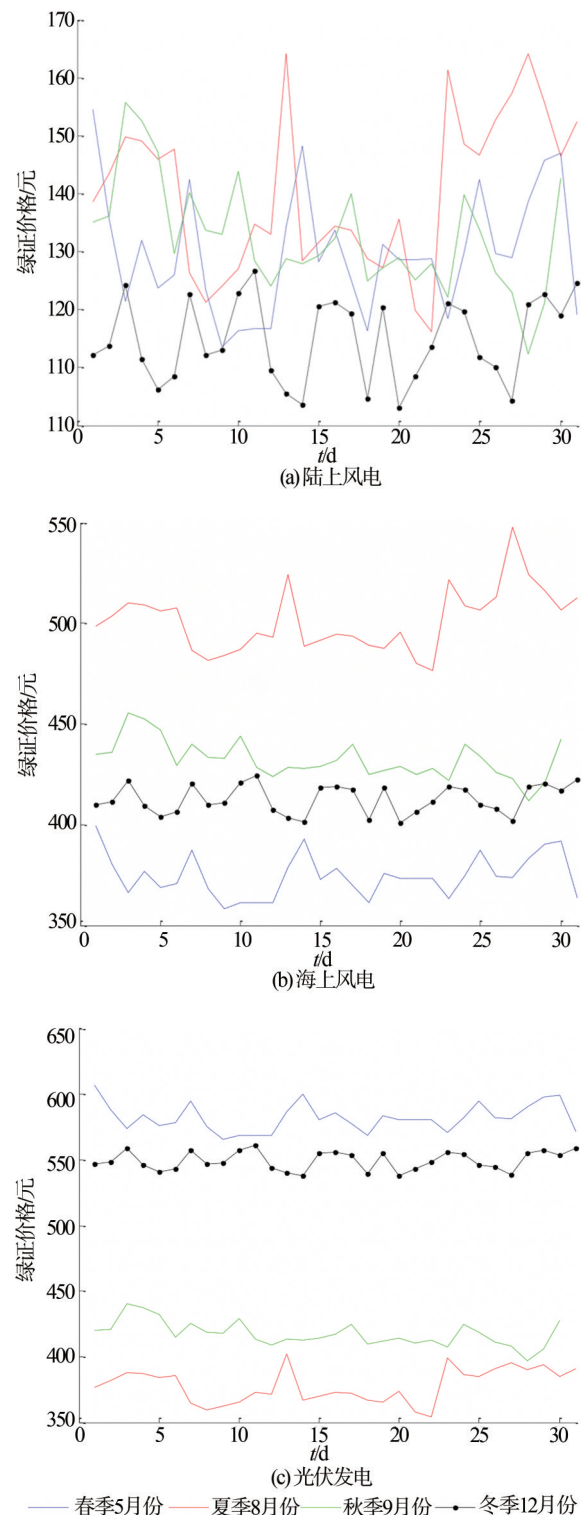


图3 绿证价格波动曲线图

Fig. 3 The chart of REC price curve

对于来来成熟而活跃的绿证交易市场, 需要考虑市场内绿证数量的供需关系来实时测算绿证价格, 考虑供需平衡来测算绿证价格是未来研究的重点内容。

参考文献:

- [1] 邱辰. 可再生能源电价和补贴机制分析与建议 [J]. 中国能源, 2018, 40(11): 36-38.
QIU C. Analysis and proposal of renewable energy prices and subsidies [J]. Energy of China, 2018, 40(11): 36-38.
- [2] 潘英. 能源战略下的能源电力发展方向和碳排放问题 [J]. 南方能源建设, 2019, 6(3): 32-39.
PAN Y. Energy power development direction and low carbon emission under energy strategy evaluation on future electricity market modality [J]. Southern Energy Construction, 2019, 6(3): 32-39.
- [3] 李璐, 谭忠富, 张恩源. 可再生能源配额制实施中的市场力研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(12): 106-112.
LI L, TAN Z F, ZHANG E Y. Research on market power in the implementation of renewable portfolio standard [J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(12): 106-112.
- [4] 赵新刚, 梁吉, 任领志, 等. 能源低碳转型的顶层制度设计: 可再生能源配额制 [J]. 电网技术, 2018, 42(4): 1164-1169.
ZHAO X G, LIANG J, REN L Z, et al. Top-level institutional design for energy low-carbon transition: renewable portfolio standards [J]. Power System Technology, 2018, 42(4): 1164-1169.
- [5] 钟宇峰, 黄民翔, 文福拴, 等. 计及绿色证书交易机制的大用户直购电市场均衡分析 [J]. 电力自动化设备, 2014, 34(2): 144-150.
ZHONG Y F, HUANG M X, WEN F S, et al. Equilibrium analysis of direct electricity purchase with green certificate mechanism [J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(2): 144-150.
- [6] JU L W, LI H H, YU X B, et al. A combined external delivery optimization model for wind power and thermal power considering carbon trading and tradable green certificates based on credibility theory [J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2016, 78(1): 51-60.
- [7] 任东明. 关于引入可再生能源配额制若干问题的讨论 [J]. 中国能源, 2007, 29(11): 10-13.
REN D M. Discussion for some problems on the introduction of renewable portfolio standards [J]. Energy of China, 2007, 29(11): 10-13.
- [8] 马子明, 钟海旺, 谭振飞, 等. 以配额制激励可再生能源的需求与供给: 国家可再生能源市场机制设计 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 90-96+119.
MA Z M, ZHONG H W, TAN Z F, et al. Incenting demand and supply of renewable energy with renewable portfolio standard: mechanism design of national renewable energy market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 90-96+119.
- [9] 李家才, 陈工. 国际经验与中国可再生能源配额制(RPS)设计 [J]. 太平洋学报, 2008(10): 44-51.
LI J C, CHEN G. International experience and China renewable portfolio standard (RPS) design [J]. Pacific Journal, 2008(10): 44-51.
- [10] LINNERTUD K, SIMONSEN M. Swedish norwegian tradable green certificates: scheme design flaws and perceived investment barriers [J]. Energy Policy, 2017, 6(1): 560-578.
- [11] RINGEL M. Fostering the use of renewable energies in the european union: the race between feed-in tariffs and green certificates [J]. Renewable Energy, 2006, 31(1): 1-17.
- [12] 赵新刚, 武晓霞. 绿色证书交易的国际比较及其对中国的启示 [J]. 华北电力大学学报(社会科学版), 2019(3): 1-8.
ZHAO X G, WU X X. International comparison of tradable green certificates and its enlightenment to China [J]. Journal of North China Electric Power University (Social Sciences), 2019(3): 1-8.
- [13] LENE N, TIM J. Tradable green certificates in selected European countries-overview and assessment [J]. Energy Policy, 2003, 34: 15-19.
- [14] Peter Frstrup. Some challenges related to introducing tradable green certificates [J]. Energy Policy, 2003, 31(1): 15-19.
- [15] 安学娜, 张少华, 李雪. 考虑绿色证书交易的寡头电力市场均衡分析 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 84-89.
AN X N, ZHANG S H, LI X. Equilibrium analysis of oligopolistic electricity markets considering tradable green certificates [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 84-89.
- [16] 董福贵, 时磊. 可再生能源配额制及绿色证书交易机制设计及仿真 [J]. 电力系统自动化, 2019, 43(12): 113-122.
DONG F G, SHI L. Design and simulation of renewable portfolio standard and tradable green certificate mechanism [J]. Automation of Electric Power System, 2019, 43(12): 113-122.
- [17] SINGH, ANOOP. A market for renewable energy credits in the indian power sector [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009, 13(3): 643-652.
- [18] ANDREW F, KLAUS V, HILARY F. Simulating price patterns for tradable green certificates to promote electricity generation from wind [J]. Energy Policy, 2007, 35(1): 91-111.
- [19] FINN R A, HANNE M D, CATHRINE H. Implementing the EU renewable target through green certificate markets [J]. Energy Economics, 2012, 34(4): 992-1000.
- [20] ANNA B, STAFFAN J. Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine lessons from Sweden 2003-2008 [J]. Energy Policy, 2010, 38(3): 1255-1271.
- [21] PATRIK S. The political economy of international green certificate markets [J]. Energy Policy, 2008, 36(6): 2051-2062.
- [22] 高红. 基于全生命周期成本的风力发电项目决策研究 [D]. 西安: 长安大学, 2012.
GAO H. Research on decision making of wind power genera-

tion project based on life cycle cost [D]. Xi'an: Chang'an University, 2012.

- [23] 李效臻. 基于全生命周期的二次设备技改策略研究 [J]. 南方能源建设, 2015, 2(增刊1): 212-217+225.
LI X Z. Research on technical transformation strategy of secondary equipment based on the life cycle cost [J]. Southern Energy Construction, 2015, 2(Supp. 1): 212-217+225.
- [24] 辛悦. 风力发电项目成本核算研究——以H风电场为例 [D]. 西安: 西安理工大学, 2018.
XIN Y. Research on cost accounting of wind power generation project—taking H wind farm as an example [D]. Xi'an: Xi'an University of technology, 2018.
- [25] 杨茂, 王少帅, 李大勇, 等. 全寿命周期下考虑环境效益的集中式光伏发电成本—效益分析 [J]. 东北电力大学学报, 2018, 38(6): 21-28.
YANG M, WANG S S, LI D Y, et al. Cost-benefit analysis of centralized photovoltaic power generation considering environmental benefit under the life cycle [J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2018, 38(6): 21-28.

作者简介:



张悦

张悦 (通信作者)

1995-, 女, 硕士研究生, 研究方向为绿色证书交易机制 (e-mail) 2576795067@qq.com。

谢敏

1978-, 女, 副教授, 硕士生导师, 研究方向为电力系统优化运行与控制, 电力市场等 (e-mail) minxie@scut.edu.cn。

程培军

1994-, 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化运行 (e-mail) 377839433@qq.com。

刘明波

1964-, 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统智能调度, 电力市场等 (e-mail) epmbliu@scut.edu.cn。

(责任编辑 李辉)

能源知识

《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》

2019年5月, 国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》(以下简称《通知》)。这是贯彻落实习近平总书记关于推动能源生产和消费革命重要论述的有力举措, 有利于建立促进可再生能源持续健康发展的长效机制, 激励全社会加大开发利用可再生能源的力度, 对于推动我国能源结构调整, 构建清洁低碳、安全高效的能源体系具有重要意义。

《通知》以《可再生能源法》为依据, 提出建立健全可再生能源电力消纳保障机制。核心是确定各省级区域的可再生能源电量在电力消费中的占比目标, 即“可再生能源电力消纳责任权重”。目的是促使各省级区域优先消纳可再生能源, 加快解决弃水弃风弃光问题, 同时促使各类市场主体公平承担消纳责任, 形成可再生能源电力消费引领的长效发展机制。

《通知》提出, 国务院能源主管部门按省级行政区域确定消纳责任权重, 包括总量消纳责任权重和非水电消纳责任权重。对以上两类权重, 分别按年度设定最低消纳责任权重和激励性消纳责任权重。消纳责任权重的测算确定, 综合考虑各区域可再生能源资源、全社会用电量、国家能源规划及实施情况、全国重大可再生能源基地建设情况和跨省跨区输电通道资源配置能力等因素。

《通知》明确规定了政府部门、电网企业、各类市场主体的责任。各省级能源主管部门牵头承担落实责任, 组织制定本省级区域的可再生能源电力消纳实施方案, 并将方案报省级人民政府批准后实施。售电企业和电力用户协同承担消纳责任。电网企业负责组织实施经营区内的消纳责任权重落实工作。各市场主体通过实际消纳可再生能源电量、购买其他市场主体超额消纳量、自愿认购绿色电力证书等方式, 完成消纳量。

《通知》提出分两个层次对消纳责任权重完成情况进行监测评价和考核, 一是省级能源主管部门负责对承担消纳责任的市场主体进行考核, 二是国家按省级行政区域进行监测评价。省级能源主管部门对未履行消纳责任的市场主体督促整改, 对逃避消纳社会责任且在规定时间内不按要求进行整改的市场主体, 依规列入不良信用记录, 纳入失信联合惩戒。国家按年度公布监测评价报告, 作为对其能耗“双控”考核的依据。

《通知》要求各省级能源主管部门对照2018年消纳责任权重开展自我核查, 2019年模拟运行并对市场主体进行试考核。自2020年1月1日起, 全面进行监测评价和正式考核。

(张悦)