

绿电绿证如何最优匹配云南高载能产业

程 浪, 杨江磊, 陈 安

(华能澜沧江能源销售有限公司, 云南 昆明 650000)

摘要: 高载能产业是国家能效监管的重点领域, 提高绿电绿证在高耗能领域的应用, 推动高载能产业低碳化、绿色化发展, 是实现“碳达峰、碳中和”关键举措。本文以电解铝产业为例, 归纳总结了云南高载能企业绿电绿证消纳现状及问题, 并就绿电绿证的应用问题进行了探讨, 最后, 针对问题提出了相应的解决方案和措施。

关键词: 绿电绿证; 电解铝; 高载能产业; 云南

中图分类号: X322

文献标识码: A

DOI: 10.12230/j.issn.2095-6657.2023.12.038

绿电交易主要指用能企业直接购买使用清洁电力的交易, 绿证则指绿色电力证书, 具有“证电分离”的特点, 用能企业无需直接购买清洁电力, 而是购买绿证为其消耗的相应电力附加清洁属性。值得注意的是, 国际绿电绿证涵盖能源较为广泛, 包括风电、光伏、生物质能发电、水电等多种清洁能源, 而国内绿电绿证目前主要包括风电、光伏两大类新能源。本文分析对象为国内绿电绿证, 由于国内绿电绿证底层逻辑相近, 且绿证的价格更便于收集和溯源, 部分分析重点针对绿证交易。

68.5元/张(折电力溢价为68.5元/兆瓦时), 其中带补贴风电绿证均价为201.1元/张(折电力溢价为201.1元/兆瓦时), 无补贴风电绿证均价为44.5元/张(折电力溢价为44.5元/兆瓦时); 全国光伏绿证均价为48.7元/张(折电力溢价为48.5元/兆瓦时), 其中带补贴光伏绿证均价为622.8元/张(折电力溢价为622.8元/兆瓦时), 无补贴光伏绿证均价为48.5元/张(折电力溢价为48.5元/兆瓦时)^[1]。

1.3 绿电绿证消纳政策

目前, 我国推行绿电绿证消纳政策的力度较大, 基本上呈现“上定下推”的基本态势, 即国家相关部委制定各地区年度消纳任务, 地方再出台相关政策推动落实。

2019年, 国家发改委、能源局印发《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》, 提出建立健全可再生能源电力消纳保障机制, 为各省级行政区域设定可再生能源电力消纳责任权重。2020年—2022年, 国家相关部门相继制定了历年各省(区、市)可再生能源电力消纳责任权重, 并公布了2020年、2021年的完成情况。从各省责任权重看, 第一梯队(非水最低消纳权重超过20%)有青海、宁夏、吉林、黑龙江、内蒙古、山西、甘肃7省区, 基本都位于西部、东北等风光资源特别是风能资源极为丰富的地区, 也是我国新能源装机规模快速增长的地区; 第二梯队(非水最低消纳权重介于10%~20%之间)有河南、北京、河北、天津、陕西、安徽、云南、辽宁、湖南、山东、江西、新疆、江苏、湖北、广西15个省区; 第三梯队(非水最低消纳权重低于10%)有浙江、贵州、海南、福建、四川、广东、重庆、上海8个省市。

为贯彻落实中央各部委部署, 各地陆续出台相关消纳政策。大部分省市都印发了年度《可再生能源电力消纳保障实施方案》, 其中, 一些地区出台以激励为主的政策, 如江苏印发《江苏省促进绿色消费实施方案》, 提出“研究制定高耗能企业使

1 研究背景

1.1 绿电绿证交易概念

绿电绿证交易是清洁电力交易的派生概念。

1.2 绿电绿证市场现状

绿电绿证交易市场具有明显区别, 绿电市场主要以各省电力市场为基础, 绿证市场则是全国性平台, 两者发展情况也存在差别。

我国绿电交易起步相对较早, 随着新能源装机规模快速增长, 各省绿电交易加快发展。从总量来看, 2022年, 宁夏(32.2亿千瓦时)、浙江(25.8亿千瓦时)、江苏(20亿千瓦时)等省区绿电成交量均超过20亿千瓦时。从价格看, 2022年, 江苏绿电成交加权均价468.58元/兆瓦时, 比燃煤基准价高19.8%(差价为77.44元/兆瓦时); 广东绿电成交加权价529.94元/兆瓦时, 比燃煤基准价高14.5%(差价为66.96元/兆瓦时), 两省绿电价格均逼近燃煤电价上浮上限。

绿证交易近年来也得到较快发展。从规模上看, 2022年, 全国核发绿证2060万个, 对应电量206亿千瓦时, 较2021年增长135%; 交易电量96.9亿千瓦时, 较2021年增长15.8倍。截至2022年底, 全国累计核发绿证约5954万个, 累计交易数量1031万个。从价格来看, 2022年, 全国风电绿证均价为

用绿色电力的刚性约束机制，逐年提高绿色电力消费最低占比，到 2025 年，高耗能企业电力消费中绿色电力占比不低于 30%”和“对消费绿电比例较高用户在实施需求侧管理时优先保障”。

2 云南高载能企业绿电绿证消纳现状及问题

2.1 云南高载能企业绿电绿证消纳政策

我国新能源消纳手段以可再生能源电力消纳责任配额和绿电绿证交易为主，各省市区相关部门往往鼓励企业参与绿电绿证交易，以完成年均和长期消纳指标。在努力实现“双碳”目标和“能耗双控”背景下，高载能企业实为各地绿电绿证消纳政策的推行对象。截至目前，在云南传统的高载能产业中，明确阶梯电价和消纳清洁能源奖励的主要是电解铝，针对其他产业的具体政策措施尚未确定。根据《国家发展改革委关于完善电解铝行业阶梯电价政策的通知》，目前电解铝企业吨均电耗分档标准为 13650 千瓦时，铝液生产用电量每超过 20 千瓦时，每千瓦时加价 0.01 元，同时，电解铝企业消耗的非水可再生能源电量在全部用电量中的占比超过 15%，且不小于所在省市区上年度非水电消纳责任权重激励值时，占比每增加 1%，阶梯电价加价标准相应降低 1%^[2]。

2.2 云南高载能企业绿电绿证消纳模拟——以电解铝为例

若云南某电解铝企业吨均电耗超过 13650 千瓦时，将会因差别电价政策产生电费增量。若该企业不消纳新能源，吨均电费增量 c_1 的计算公式为：

$$c_1 = \begin{cases} 0, & E \leq 13650 \\ 0.01 * \left\lfloor \frac{E - 13650}{20} \right\rfloor * E, & E > 13650 \end{cases} \quad (1)$$

式 (1) 中， E 为企业吨均电耗。

相关政策显示，2021 年，云南非水清洁能源消纳权重激励值为 16.5%。若该企业通过购买绿证消纳非水清洁能源，吨均电费增量则为 c_2 ，计算公式为：

$$c_2 = \begin{cases} c_1, & P \leq 0.165 \\ 0.01 * [1 - (P - 0.165)] * E, & P > 0.165 \end{cases} \quad (2)$$

式 (2) 中， P 为企业消耗的非水可再生能源电量在全部用电量中的占比（即非水清洁能源消纳比例），计算公式为：

$$P = \frac{1000 * N}{E + 1000 * N} \quad (3)$$

式 (3) 中， N 为吨均购买绿证张数，每张绿证相当于消纳 1000 千瓦时清洁能源。

为使企业利益最大化，假设该企业购买的是最便宜的无补贴风电绿证（2022 年均价 44.5 元 / 张），则吨均绿证购买成本 c_3 的计算公式为：

$$c_3 = 44.5 * N \quad (4)$$

企业若要降低生产成本，则 c_1 、 c_2 和 c_3 需满足以下不等式：

$$c_1 - c_2 > c_3 \quad (5)$$

我们假设该云南电解铝企业吨均生产能耗为 13800 千瓦时，将此值代入式中可得，当每吨购买超过 5 张绿证，并且超额消纳比例超过 27% 时，电力成本的降低量将超过购买绿证的费用，企业可有效降低生产成本。

2.3 云南高载能企业绿电绿证消纳存在的问题

对高载能企业而言，通过购买绿证降低生产成本并非良策，实施动力并不充足。首先，该方式无法提高全产业链技术水平，还有悖于国家通过“能耗双控”和差别电价政策引导高载能企业节能降耗、绿色发展的初衷。假设上述企业年均产出 50 万吨电解铝，为有效降低成本，每年至少需要投入超过 1.34 亿元购买 300 万张绿证，这样虽然短期内使生产经营有所改善，但并不能帮助企业解决长期在差别电价下存在的生产经营的困局，且差别电价的分档门槛逐年抬高，企业势必要追加绿证投资，这并非长久之计。其次，若大量高耗能企业均开始以此策略开展经营，绿证必然供不应求，价格也将水涨船高，从而拉高企业购买成本，且未来全国新能源装机将以光伏为主，低价的风电绿证供应更是难以保障。

绿电与绿证差别在于电证是否分离，对于差别电价下的高载能企业而言，二者的基本逻辑区别不大，因此难以起到“雪中送炭”的作用。加之目前针对能耗达标企业与清洁能源消纳的相关激励还不明确，绿证交易仅能作为高载能企业在社会责任、低碳发展方面的证明，“锦上添花”的作用并不明显。相比之下，部分设备为“限制类”且无转型升级计划、准备自然淘汰的企业，有更强的动机在生产经营的最后时期通过购买绿电绿证获得收益^[3]。

3 绿电绿证市场的缺陷以及定价模型的完善

3.1 市场缺陷

项目类型一致是绿电与绿证交易统一的基础。目前，国家规定符合绿电交易要求的项目为风电项目和太阳能光伏发电项目，同时明确在未来条件允许的情况下，将纳入水电项目等其他可再生能源电力项目。而我国绿证交易则明确指出，其包含的类型为陆上风电项目和光伏电站项目，分布式光伏发电项目不在绿证申请核发的范围内。尽管当前绿电交易主要来源于陆上集中式风电项目和光伏发电项目，但未来应考虑绿证交易和绿电交易的项目来源一致，以弥补两个市场的不一致。同时，我国绿证还分为带补贴绿证和无补贴绿证，因前者价格要远远高于后者，导致其成交量、热度并不乐观。

3.2 定价模型

在云南碳市场中，重点排放单位需要清缴的配额既包括自身消耗化石燃料产生的直接排放，也包括使用外购电力带来的间接排放。根据目前使用的核算方法，计算外购电力的间接排放使用的排放因子为相应区域或者全国的电网排放因子，并未考虑直供电等情形下企业所用电力的实际排放因子。

以水泥产业为例，为鼓励企业消费绿色电力，对于重点排放单位水泥熟料生产消耗电力产生的二氧化碳排放，可考虑按照水泥熟料生产消耗的电网供电量和化石燃料自备电厂供电量，扣除生产工段的余热供电量和绿电电量数据，再乘以全国电力加权排放因子得出，采用如下公式计算：

$$E_{\text{购入电}} = (AD_{\text{电网}} + AD_{\text{自备}} - AD_{\text{余热}} - AD_{\text{绿电}}) \times EF_{\text{电力}} \quad (6)$$

式(6)中：

$E_{\text{购入电}}$ —水泥熟料生产消耗电力产生的排放量，单位为吨二氧化碳(tCO₂)；

$AD_{\text{电网}}$ —水泥熟料生产消耗的电网电量，单位为兆瓦时(MWh)；

$AD_{\text{自备}}$ —水泥熟料生产消耗的化石燃料自备电厂供电量，单位为兆瓦时(MWh)；

$AD_{\text{余热}}$ —水泥熟料生产工段的余热供电量，单位为兆瓦时(MWh)；

$AD_{\text{绿电}}$ —水泥熟料生产消耗的绿电电量，单位为兆瓦时(MWh)；

$EF_{\text{电力}}$ —全国电网排放因子，单位为吨二氧化碳/兆瓦时(tCO₂/MWh)。

需将绿证对应的减排量与其在碳市场中扣减的间接排放量进行统一。绿证对应减排量需根据减排项目中全国区域电网基准线排放因子计算得出，根据发布的最新版2019年度排放因子，各区域之间存在较大差异，南网区域电网为0.6565吨CO₂/MWh，而东北区域电网为0.8719吨CO₂/MWh。但在全国碳市场中，企业核算电力间接排放选择使用全国电力平均排放因子，最新版数据为0.581吨CO₂/MWh。两者之间存在巨大差异的问题急需解决，只有这样才能贯通绿电交易与碳市场之间的衔接。

4 结语

为实现绿电绿证与云南高载能产业发展的最优匹配，提出以下几点建议：

第一，尽快出台针对各高载能产业的清洁能源消纳政策。

政策的制定需要考虑到高载能产业的需求和清洁能源消纳的可行性，并在政策中规定具体的消纳方式和标准。同时也需要对企业进行监管和管理，确保企业按照政策有序消纳清洁能源，提高能源利用效率和经济性。

第二，加快推动水电进入绿电绿证范畴。为了进一步扩大清洁能源消纳的范围，政府可以推动水电进入绿电绿证范畴。水电是云南的主力清洁能源，将水电纳入绿电绿证范畴，不仅可以增加绿色能源的比例，还可以降低绿电绿证的价格，提高高载能企业消纳的积极性。

第三，加强清洁能源研发和推广，促进技术创新和应用。要通过出台政策、设立科研机构等方式加大对清洁能源的扶持力度，从而促进清洁能源技术创新和应用，提高清洁能源利用效率和经济性。

第四，规范绿电绿证交易市场，完善定价模型。政府应加强对绿电绿证市场的监管，规范绿证发放和交易过程，防止市场乱象，促进清洁能源市场健康有序发展。同时，引入第三方机构，对绿证发放和交易进行评估和认证，建立完善的绿证信用评级体系，提高绿证交易的透明度和可靠性。同时，可积极借鉴国际经验，建立符合云南本地实际情况的定价模型，从而提高清洁能源的市场竞争力和绿证交易的活跃度。

第五，加快发展储能技术。随着清洁能源的消纳比例越来越高，储能技术的重要性日益凸显。政府和企业可以共同投入资金和资源，发展储能技术，以解决清洁能源的波动性大和不可控性强的问题，提高清洁能源消纳效率。

参考文献：

- [1] 张宇.“双碳”背景下新能源电力交易市场机制研究[J].黑龙江电力, 2022, 44(05): 411-414.
- [2] 张婧欣, 赖力, 贾亚梅, 等.双碳背景下绿电消费能力提升的路径和对策建议[J].能源研究与利用, 2023, (01): 44-46.
- [3] 邓淑斌.开展电碳融合业务的难点及建议[J].中国电力企业管理, 2022, (16): 78-79.

作者简介：程浪（1985-），男，湖北仙桃人，硕士研究生，高级工程师，主要从事新能源与电力市场研究；杨江磊（1993-），男，云南大理人，大学本科，助理工程师，主要从事电力市场研究；陈安（1986-），男，云南大理人，大学本科，高级经济师，主要从事能源产业与区域经济研究。