文章编号：1003-0417(2020)10-19-07

电力现货市场背景下的可再生能源中长期交易分析

许　爽*，和军梁，米晨旭，于　仝
（龙源电力集团能源销售有限公司，北京　100034）

摘　要：随着电力市场改革的不断推进，越来越多的可再生能源企业被迫参与电力市场化交易，以应对不断变化的市场形势。在首批 8 个电力现货市场试点地区中，有 4 个地区将风能、光伏等可再生能源电力纳入交易范围。对比归纳了这 4 个地区电力现货市场下的中长期交易规则，分析了目前全国各区域可再生能源中长期交易的形势及存在的问题，并针对可再生能源参与电力市场化交易提出了建议。

关键词：可再生能源；中长期交易规则；交易曲线分解；全额保障性收购制度；可再生能源政策；电力现货市场；电力市场化交易
中图分类号：TM755　　**文献标志码**：A

0 引言

随着电力市场改革进入深水区，全国电力市场交易规模不断扩大，且仍以中长期交易为主。2019 年，中长期电力直接交易总电量为 21771.4 亿 kWh，占全社会用电量的 30.1%。其中，省内交易电量合计为 20286.2 亿 kWh，占中长期电力直接交易总电量的 93.2%；其余为省间交易电量[1]。此外，风能、光伏等可再生能源的装机规模不断扩大，截至 2019 年 12 月底，全国风电并网装机规模达到 2.1 亿 kW，太阳能并网装机规模达到 2 亿 kW[2]。随着可再生能源装机规模的不断扩大，可再生能源电力消纳存在压力的地区的可再生能源企业被迫参与电力市场化交易，以争取更多的上网电量计划。在电力现货市场中，实时市场价格存在不稳定性，而中长期交易将起到稳定市场价格的关键作用。

在国家发展和改革委员会、国家能源局发布的《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》中，公布了首批 8 个电力现货市场试点地区[3]，甘肃省等 4 个地区将可再生能源纳入交易范围。本文基于可再生能源中长期交易，对比归纳了各地区电力现货市场背景下的中长期交易规则，结合各地区的可再生能源交易情况，剖析了可再生能源参与电力市场化交易面临的问题，并提出了相关的改进建议。

1　可再生能源可参与电力现货市场的试点地区的中长期交易规则对比

首批 8 个电力现货市场试点地区中，山西省、蒙西地区、山东省、甘肃省等 4 个地区的可再生能源电力可以参与电力现货市场交易。下文从市场准入、交易品种、交易周期、中长期曲线分解、中长期交易作用及其与现货市场协调 5 方面对各地区的新能源中长期交易规则进行对比分析[4-5]。

1.1 市场准入

各地区的规则中规定的市场成员均包括发电企业、售电公司、电力用户，均对市场主体准入条件进行了详细规定。其中，山东省规定自备电

收稿日期：2020-05-29
通信作者：许爽 (1987—)，男，硕士、工程师，主要从事电力市场化交易方面的研究。12004046@chnenergy.com.cn

2020-10杂志.indd　19　　2020-10-27　18:46:34

厂参与交易必须公平承担社会责任，以及承担政府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费。

1.2 交易品种

各地区的交易品种均包括省(地区)间交易、省(地区)内直接交易、合约转让交易。除此以外，山西省还包括抽水蓄能容量电费认购交易、可再生能源电力证书交易等；甘肃省还包括自备电厂向可再生能源企业发电权转让交易，以及辅助服务补偿(交易)机制等。

各地区的交易组织方式均包含双边协商、集中竞价、挂牌交易这 3 种。

1.3 交易周期

各地区交易均以年度、月度及月内(多日)为周期开展。

1) 山西省：省间交易是根据北京电力交易平台的时间安排来参与，主要有年度、月度、月内(多日)交易；省内直接交易以多年、年度、月度、月内(多日)为周期组织开展；市场化合约转让交易以月度、月内(多日)为周期组织开展；抽水蓄能容量电费认购交易按照年组织，具体时间以交易公告为准。

2) 山东省：双边协商交易以日历周为最小周期开展；集中竞价交易主要有年度、月度及周交易；挂牌交易也是以日历周为最小周期开展；基数合约转让交易每月开展一次。其中，市场关停电量交易采用双边协商的方式，提前 3 天开展协商。

3) 甘肃省：电力中长期交易主要按年度和月度开展；特殊情况下，也可按照年度以上、季度或月度以下周期开展。

1.4 中长期交易曲线分解

由于电力现货市场的标的物有时标，因此中长期电力交易作为规避风险的工具，应且都应对交易进行曲线分解。电力现货市场下，可再生能源应根据功率预测及出力预测情况，对中长期交易曲线进行相应分解。

交易曲线形成原则各地区基本一致：以双边协商方式开展的直接交易，交易双方可自行约定交易曲线，也可以选取典型交易曲线；以集中竞价方式开展的直接交易，采用交易公告给出的典型交易曲线；以挂牌交易方式开展的直接交易，挂牌方可自行定义交易曲线，也可以选取典型交易曲线。

典型交易曲线包括年度、月度及月内(多日)3 种标准交易曲线，一般根据电网统调负荷特性制定，并于交易前发布。

曲线分解时，分为年度分解曲线、月度分解曲线、日分解曲线。

曲线分解的具体流程为：先根据历史用电情况将年度电量分解到 12 个月，再将各月电量分解到月内各日，形成月度电量比例 Y 及各日电量比例 D；再根据日内峰、谷、平各个时段的不同分解电量，将日电量分解到每个小时，形成 3 种日常用分解曲线 (D_1、D_2、D_3)；最终根据不同的日常用分解曲线可分别形成3种年度常用分解曲线。

1.5 中长期交易作用及其与现货市场协调

4 个地区中，蒙西地区属于分散式市场，中长期交易需进行实物交割；其他 3 个地区均为集中式市场，中长期交易均属于金融合约性质，不需要物理执行，但山西省的政府授权合约需要物理执行。

1) 蒙西地区的长期电量合同包括年度基数电量合同和各类中长期电量交易合同，而现货交易包括日前现货交易、日内现货交易及实时市场交易。日前现货交易开市前，首先启动中长期交易日分解流程；在中长期交易日分解曲线的基础上，各市场主体申报次日电力电量买入、卖出意愿，通过日前集中交易、优化出清，确定次日的运行方式及曲线。

2) 山西省、山东省、甘肃省均属于集中式市场，采用“合约交易仅作为结算依据对冲市场风险、现货市场全电量充分竞争”的电力市场模式，中长期交易合约优先按中长期交易合约价格结算，中长期交易合约与日前现货市场偏差按日前现货市场价格结算，实时市场与日前现货市场偏差按实时市场价格结算。

2020-10杂志.indd 20　　2020-10-27 18:46:35

3) 山西省、山东省同时开展省内和省间市场交易。山西省的省间市场开展的联络线中长期交易按交易曲线物理执行，省间现货交易利用省内现货交易平衡后富余的发电能力开展。

山东省开展中长期交易时，包括优先发电合同及电力市场化交易，均需在合同中约定结算时依据的交易曲线。

山东省的省内可再生能源电站在竞价日申报运行日的短期预测出力曲线和价格，在运行日申报超短期预测出力曲线，申报的运行日短期预测出力和超短期预测出力的 10% 参与现货市场出清及市场定价，并按优先发电次序享有同等条件下的优先出清权，仅对实时市场出清的可再生能源电站结果进行结算。

4) 甘肃省中长期交易市场中，电网公司需开展中长期负荷预测、发电容量充裕度评估，调度按照“三公”原则分解政府下达的年度电量计划，安排年、月、周等中长期运行方式。买卖双方自主预测供需情况，开展双边交易，调整生产计划，实现电力可像普通商品一样自由买卖，市场主体具有高度的自主权和选择权。通过中长期交易市场来确定能量市场 70% 以上的交易量，从而锁定远期价格，规避现货价格波动风险。

2 可再生能源中长期交易情况

2019 年，全国有 14 个省份或地区针对非水可再生能源开展了电力市场化交易，均为可再生能源发电消纳存在一定压力的省份或地区，主要是新疆维吾尔自治区、甘肃省、宁夏回族自治区、青海省、蒙西地区、蒙东地区、黑龙江省、辽宁省、吉林省、云南省、贵州省、山西省、河北省、福建省。

根据某发电集团 2019 年的交易数据，可再生能源参与电力市场化交易的主要交易类型包括大用户直供交易、跨省跨区外送交易、风火置换交易、风电清洁供暖交易、电力现货交易及其他交易等 6 类。其中，大用户直供交易电量占总交易电量的 24.9%；跨省跨区外送交易电量占总交易电量的 38.9%；风火置换交易电量占总交易电量的 7.5%；电力现货交易占总交易电量的 2.2%；风电清洁供暖交易电量占总交易电量的 2.2%；其他交易电量占总交易电量的 24.3%。由此可见，可再生能源电力现货交易电量只占总交易电量的 2.2%，剩余 97.8% 的仍然是中长期交易，大用户直供交易及跨省跨区外送交易仍然是目前的主要交易类型。

各地区所有的交易类型如表 1 所示。

表 1 各类交易参与区域统计表

Table 1 Statistics of transactions in different regions

地区	大用户直供交易	跨省跨区外送交易	风火置换交易	电力现货交易	风电清洁供暖交易	其他交易
甘肃省	●	●	●			●
新疆维吾尔自治区	●	●	●	●	●	●
黑龙江省	●	●		●	●	
吉林省	●	●		●	●	
辽宁省	●	●			●	●
蒙西地区	●					
蒙东地区	●	●	●			●
宁夏回族自治区	●	●	●	●		
青海省	●	●				
山西省	●	●		●	●	
云南省						●
贵州省		●				
福建省	●					
河北省					●	

将表 1 中的省份或地区划分为东北、西北、华北、西南 4 个区域及福建省，对其各类交易的具体开展情况进行分析。

2.1 东北区域

东北区域覆盖蒙东地区、辽宁省、黑龙江省、吉林省等 4 个省份和地区，可再生能源主要通过高岭直流及鲁固直流开展输送至华北及山东的外送交易，从而实现电力消纳。

近两年，东北区域外送交易价格稳定在 308.52

2020-10杂志.indd　21　　2020-10-27　18:46:35

元 /MWh。由于蒙东地区的火电标杆价格低于外送交易价格，因此其外送交易占比超过 80%；黑龙江省内大用户直供交易价格与外送交易价格一致，均为 308.52 元 /MWh；吉林省、辽宁省内大用户直供交易价格高于外送交易价格。另外，黑龙江省和辽宁省还开展了风电清洁供暖的相关交易。

辽宁省共有 5 种交易方式，分别为送华北、送山东、双边交易、煤改电交易和重点扶植企业交易。其中，交易电价有 3 种，2019 年送华北、送山东及重点扶植企业交易电价为 308.52 元 /MWh；双边交易电价为 360 元 /MWh；煤改电交易电价为 150 元 /MWh(以上价格均不含补贴)。

2.2 西北区域

西北区域内各地区由于省内消纳空间有限，主要开展跨省跨区外送交易。跨省跨区外送主要的外送通道及交易包括吉泉直流外送至华东地区、天中直流外送至华中地区、灵绍直流外送至华东地区、昭沂直流外送至华北地区、银东直流外送至山东地区及祁韶直流外送至华中地区。

新疆维吾尔自治区交易可分为天中直流外送及新疆省内交易，合计约 13 个品种。甘肃省 2019 年全省可再生能源交易电量达到 216.4 亿 kWh；2020 年宁夏回族自治区风电基数小时核定为 750 h，剩余电量全部通过参与市场交易获得。

目前宁夏回族自治区主要通过集中竞价、挂牌、双边协商的方式进行交易，而从交易情况来看，外送电量电价高于自治区内大用户直供交易电价，且价格优势明显，但跨省跨区外送市场竞争较为激烈。

2.3 华北区域

山西省开展中长期交易包括省内大用户直供交易及雁淮直流外送交易，且大用户直供交易的占比较高。

河北省主要是张家口地区开展了高新技术企业挂牌交易及清洁供暖交易，平均交易电价约为 300 元 /MWh(不含补贴)。

2.4 西南区域

目前，云南省的可再生能源是全电量参与交易，主要开展的交易是年度双边交易、月度交易及日前交易。枯平期电价由市场交易形成，汛期电价按照市场平均成交价结算。

贵州省开展“西电东送”交易：自 2016 年 1 月 1 日起，由贵州省政府组织，省调调度的火电厂、水电站及风电场共同承担，并按各电厂可分配电量基数占可分配电量总量的比例进行分配，实现按月结算，年底清算；风电企业参与“西电东送”交易的结算电价是在政府价格主管部门核定的上网电价的基础上，每 kWh 下调 0.0276 元 /kWh 来确定；自 2019 年 7 月 1 日起，在现行“西电东送”交易上网电价的基础上，再下调 0.016 元 /kWh。

2.5 福建省

福建省目前只有风电参与交易，采用挂牌的形式，在标杆电价的基础上，统一降价幅度为 30 元 /MWh。除交易电量外，其余电量仍按照批复电价全额上网。交易电量由发电企业在规定时间内，通过电量交易平台将工信厅规定的电量、电价信息录入，再由用户进行集中摘牌。

3 可再生能源中长期交易存在的问题

目前，可再生能源中长期交易存在以下几个问题：1) 可再生能源上网电量仍未能全额保障性收购；2) 可再生能源市场交易竞争激烈，部分可再生能源交易价格偏低；3) 可再生能源辅助服务费用负担越来越重。下文对这几个问题进行详细分析。

3.1 可再生能源上网电量仍未能全额保障性收购

一方面，部分区域的可再生能源保障利用小时数仍低于国家规定小时数。以风电为例，宁夏回族自治区 2018 年执行的保障利用小时数仅为 750～850 h，低于国家规定的 1850 h；甘肃省每月以 180 h 作为发电小时数结算基准，其中基数小时数为 52 h，交易小时数为 128 h，交易偏差

2020-10杂志.indd　22　　2020-10-27　18:46:35

小时数以滚动方式调整下月基数小时数，并在年底进行全面清算，而这一基数小时数远低于国家保障性收购政策规定的 1800 h。

另一方面，可再生能源交易规模和交易范围不断扩大[7]。例如 2019 年某可再生能源发电集团的交易电量占其总发电量的比例达 30%。据 2019 年 12 月 19 日国家发展和改革委员会组织召开的清洁能源消纳月度例会上发布的数据显示，2019 年 1～11 月，国网所辖区域清洁能源省间交易电量为 4320 亿 kWh，同比增加 4%；其中，可再生能源省间交易电量为 809 亿 kWh，同比增长 24%。同时，辖区的省内大用户直供交易达 398 亿 kWh，同比增长 60%；清洁能源替代电量为 400 亿 kWh，其中，可再生能源为 199 亿 kWh。

2020 年，随着全面放开经营性电力用户发、用电计划，以及全国电力现货市场试点的全面运行，可再生能源市场交易规模将进一步加大，涉及区域也将扩大。但电力现货市场建设的全面加速，将会对可再生能源非交易区域存量项目的全额保障性收购带来不确定的降价冲击，从而将进一步挤压可再生能源企业的盈利空间。

3.2 可再生能源市场交易竞争激烈，部分可再生能源交易价格偏低

风电等可再生能源电力被认为发电边际成本低，在市场竞争中只能低价参与交易[8]；部分区域限电严重，且需深度参与交易[9]。可再生能源的省内大用户直供交易价格往往低于火电价格，未能体现可再生能源发电的绿色价值。如新疆维吾尔自治区内的大用户直供交易、新能源电采暖交易和可再生能源替代等交易，结算均价仅为 30～50 元 /MWh，只能以价换量；蒙西地区的可再生能源发电超过保障利用小时数 1500 h 的发电量部分，成交价格由政府统一定价为 55.7 元 /MWh，每季度申报一次，通过电网安全校核方可执行；甘肃省由于新能源电力严重供大于求，并且电网结构不合理，严重制约了其消纳能力，中长期交易让价幅度较大，加之启动省内电力现货市场会进一步造成交易电价和交易电量的波动，压缩可再生能源企业的利润空间，因此经营压力依然巨大。

3.3 可再生能源辅助服务费用负担越来越重

2019 年，东北区域、山西省、福建省、山东省、新疆维吾尔自治区、宁夏回族自治区、广东省、甘肃省等 8 个电力辅助服务市场改革试点已全面开展了电力辅助服务市场运行[10]。火电企业深度调峰改造加速及现行的辅助服务考核机制在一定程度上缓解了弃风限电问题，但调峰潜力挖掘尽之后，可再生能源消纳空间不会增长，而可再生能源企业承担的辅助服务费用会出现猛增。比如开展较早的东北区域辅助服务市场中，88 座火电厂已有 86 座具备了有偿调峰能力。因此，在可再生能源中长期交易下，可再生能源企业要面对市场交易和辅助服务减利的双重压力。

4 相关建议

针对可再生能源参与电力市场化交易，提出以下几点建议：

1) 建议优先保障可再生能源保障性收购小时数，在完成最低保障性收购小时数的基础上，积极有序开展各种方式的能够保障可再生能源增发电量的电力市场化交易。对于部分省内大用户直供交易及电供暖交易等纯粹以让利为目的的交易，省内应控制相应的交易规模，可再生能源企业不应参与。如黑龙江省内大用户直供交易及风电供暖交易设置了相应的价格上限，参与交易并不能增加可再生能源企业的发电空间。

2) 破除省间壁垒，扩大跨省跨区交易规模。我国电力资源和实际负荷总体上呈现逆向分布。西北区域等的可再生能源本地消纳空间有限，各省跨省跨区交易价格均高于省内大用户直供交易价格，宁夏银东直流部分的外送价格甚至高于本地火电标杆价格。优化电网调度运行，促进调峰资源在省间、网间互济；依托大数据、人工智能

2020-10杂志.indd　23　　2020-10-27　18:46:35

等先进技术，提高可再生能源企业功率预测系统的准确度，加强可再生能源企业与电网调度侧预测信息协同互通，建立电网整体可再生能源出力预测预报体系[11]。

3) 完善辅助服务市场，合理分担系统辅助服务费用。目前，各区域的辅助服务品种较少，调用成本偏高，成本费用均由可再生能源承担，不利于可再生能源的消纳。建议将所有享受辅助服务的市场主体都纳入成本分担范围，同时进一步完善修订辅助服务市场政策，推动电储能、可中断负荷、需求侧响应参与辅助服务，促进辅助服务市场低成本发展。

4) 建议建立可再生能源容量电价补偿机制，确保可再生能源健康参与电力现货市场。火电能够灵活选择参与电力现货市场、调峰辅助服务市场、备用辅助服务市场，风电、光伏发电等可再生能源电力只能被动参与电力现货市场。风电、光伏发电等可再生能源电力边际成本低，在部分限电严重省份的电力现货市场中，容易发生价格倾轧的情况。部分省份如山东省，为保护火电企业，避免价格倾轧造成的利益损失，已研究制定火电容量补偿电价。风电、光伏发电的建设成本高于火电，也应制定相应的容量补偿办法，确保可再生能源健康参与电力现货市场。

5 结论

本文对比归纳了首批 8 个电力现货市场试点地区中将风电、光伏电力等可再生能源电力纳入交易范围的 4 个省份在电力现货市场下的中长期交易规则，分析了目前全国各区域可再生能源的交易形势，并指出当前可再生能源中长期交易存在的问题主要在于可再生能源上网电量仍未能全额保障性收购，可再生能源市场交易竞争激烈且部分可再生能源交易价格偏低，以及可再生能源辅助服务费用负担越来越重。对此，针对可再生能源参与电力市场化交易提出了建议，主要为：1) 优先保障可再生能源保障性收购小时数，在最低保障性收购小时数的基础上开展可保障可再生能源增发电量的电力市场化交易；2) 破除省间壁垒，扩大跨省跨区交易规模；3) 完善辅助服务市场，合理分担系统辅助服务费用；4) 建立可再生能源容量电价补偿机制，确保可再生能源健康参与电力现货市场。

[参考文献]

[1] 中国电力企业联合会 . 2019 年 12 月全国电力市场交易信息 [R] . 北京 : 中国电力企业联合会 , 2020.

[2] 本刊讯 . 国家发展改革委、国家能源局联合下发《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》[J]. 电力与能源 , 2017(5): 500.

[3] 刘光林 . 看电力现货试点运营之异同 [J]. 中国电业 , 2019(7): 28 – 31.

[4] 谷峰 . 从细节看电力现货市场试点设计 [J]. 中国电力企业管理 , 2019(19): 34 – 37.

[5] 刘瑞丰 , 陈天恩 , 李焰 . 西北可再生能源消纳和省间交易运营高质量发展的实践与思考 [J]. 中国电力企业管理 , 2019(19): 44 – 47.

[6] 国家能源局山东监管办公室 . 山东能源监管办 山东省发展改革委 山东省能源局关于征求《山东省电力现货市场交易规则》、《山东省电力中长期市场交易规则》、《山东省电力零售市场交易规则》(征求意见稿) 意见的通知 [S]. 济南 , 2020-01-22.

[7] 卢茂茂 , 张海林 . 论电力现货对蒙西可再生能源的利弊 [J]. 现代营销 (经营版), 2019(10): 33.

[8] 张蓉 . 解读可再生能源发电市场化交易 [J]. 中国电力企业管理 , 2019(10): 58 – 60.

[9] 吴辰宁 . 关于可再生能源与电力用户直接交易的研究 [C]// 中国电机工程学会电力市场专业委员会 . 中国电机工程学会电力市场专业委员会 2019 年学术年会暨全国电力交易机构联盟论坛论文集 , 成都 , 2019: 36 – 39.

[10] 曲昊源 . 我国电力辅助服务市场日趋完善 [N]. 国家电网报 , 2019-06-25(5).

[11] 时璟丽 . 问症可再生能源电力“消纳难”[N]. 中国能源报 , 2018-05-14(4).

2020-10杂志.indd 24　　2020-10-27 18:46:35

ANALYSIS OF MEDIUM AND LONG-TERM POWER TRADING FOR SPOT ELECTRICITY MARKET OF RENEWABLE ENERGY

Xu Shuang，He Junliang，Mi Chenxu，Yu Tong

(*Longyuan Power Group Energy Sale Co.，Ltd.，Beijing* 100034，*China*)

Abstract：With the continuous innovation of power market，more and more renewable energy companies are forced to participate in power trading to cope with the changing market. Among the first eight pilot regions of spot electricity market，renewable energy power in four regions，such as wind power and PV，have been perfered to participate in transactions. This article gives a comparison of the medium and long-term trading rules of these four regions，analyzes the current situation of renewable energy medium and long-term trading and existing problems in different regions of the country，and puts forward several suggestions for participating in power market transactions.

Keywords：renewable energy；medium and long-term trading rules；analysis of trade curve；full guaranteed acquisition system；renewable energy policy；spot electricity market；power trading

2020-10杂志.indd　25　　2020-10-27　18:46:35