

碳中和，中国的雄心与软肋



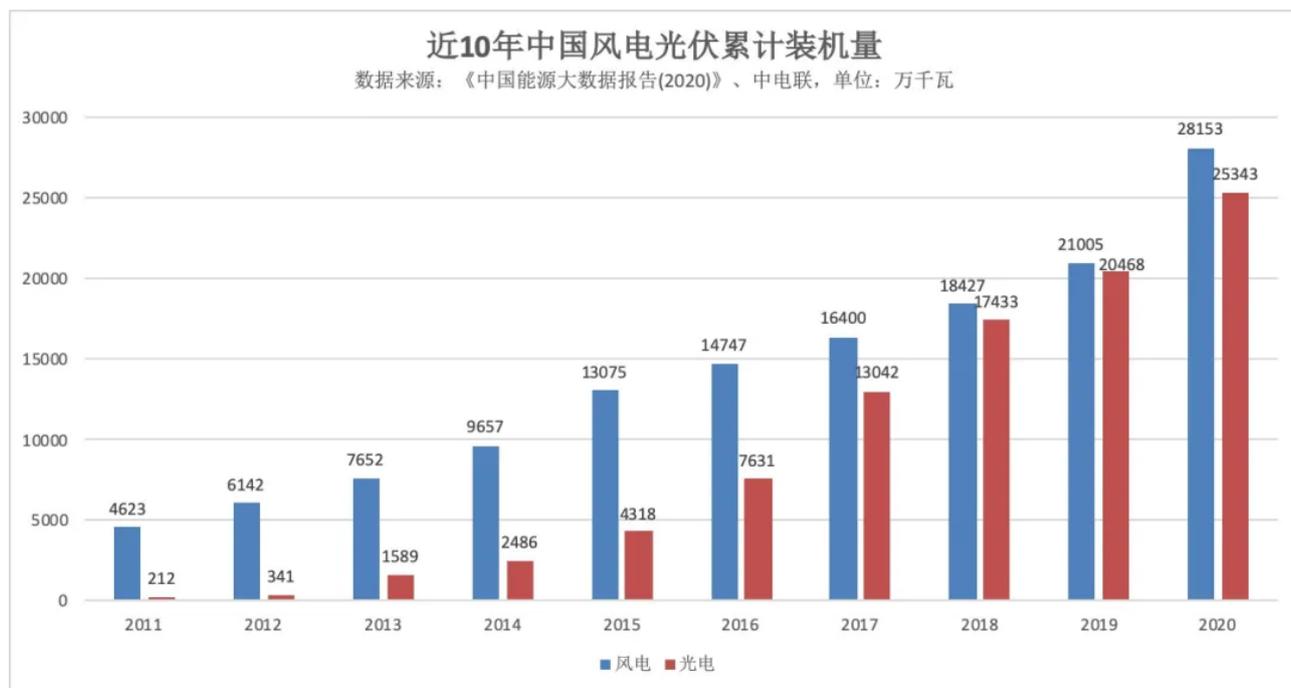
山西运城市中条山上的风电机组。图/视觉中国

文 | 韩舒淋 徐沛宇
编辑 | 马克

2021年是“十四五”开局之年，中国的新能源产业迎来了前所未有的发展空间。习近平主席在2020年9月和12月两次表态，定下了中国二氧化碳排放2030年前达到峰值、2060年前实现碳中和，以及2030年非化石能源占一次能源消费比重达到25%、风电、太阳能发电装机达到12亿千瓦以上的新目标。

气候变化已是国际政治的核心议题，这是《巴黎协定》签订五年之后，中国首次承诺提高自主贡献力度。对中国而言，改变以煤炭为主的高碳能源、电力结构，转向清洁能源为主的低碳能源结构，是大势所趋和必由之路。业界相信，在新的气候变化承诺下，在规模上已经领跑全球的中国新能源产业，还将迎来更快速的增长。

风电、光伏产业对未来十年年均新增装机规模预测分别为5000万-6000万千瓦和7000万-9000万千瓦。这一预测下，届时新能源装机规模将大大超过12亿千瓦的国家承诺下限，达到17亿千瓦以上。增速也将显著超过“十三五”时期。过去5年，风电年均新增约3000万千瓦（其中2020年新增超过7000万千瓦），光伏年均新增约5000万千瓦。即便是第三方机构，给出的风光合计年均装机预测也普遍达到1亿千瓦以上。



资本市场已经提前开始狂欢，由于有着更积极的规模增长预期，光伏概念标的在过去半年市值大涨。1月29日收盘，光伏上游龙头企业隆基股份

(601012.SH) 市值4057亿元，超过煤炭巨头中国神华（601088.SH）的3277亿元，逼近中国石化（600028.SH）的4565亿元。但若对比2020年前三季度营收，隆基只有神华的五分之一，中国石化的五十分之一

气氛一片乐观，但前路并不平坦。

新的挑战主要并不在于新能源的发展规模，相反，2030年装机规模显著超过国家承诺的12亿千瓦下限已是共识。挑战在于，现有的能源电力体制需要做出重大改变，方能承接新能源的大发展，确保“碳达峰、碳中和”的大目标。

中国同时迎来了能源结构转型、电力体制改革、电力供需变化，中国也是全球主要经济体中唯一一个电力需求仍有显著增长的大国。毫无疑问，未来风光等新能源将从配角上升为主角，这给传统电力系统带来了从技术、成本、市场、安全等多方面的挑战，如果后者无法应对这些挑战，前者的发展也将后继无力。

2020年冬季，个别省份重新出现限电，限电最为严重的湖南，可再生能源比例也位居国内前列，这是能源绿色转型面临的典型困难。如何应对高比例新能源带来的新问题，兼顾能源转型和能源安全，矛盾已经无法回避。

事实上，“十四五”并非新能源的收割期，而是播种期，电力市场、碳市场、绿证等多种市场化的制度设计需要协同并进，为新能源大发展打下体制基础。

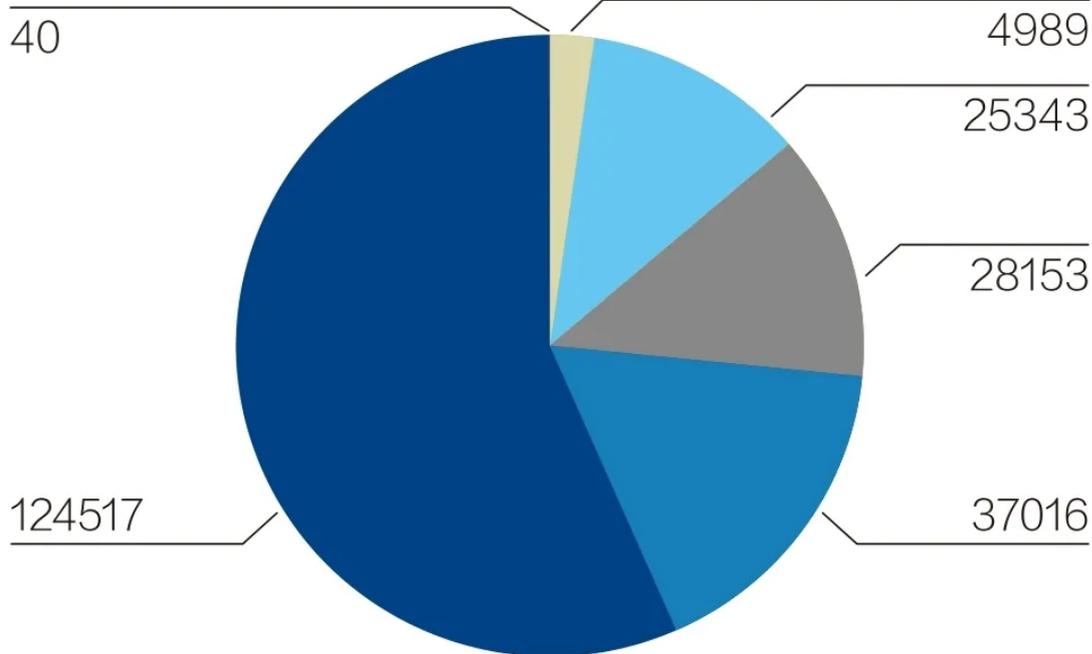
国家应对气候变化战略研究和国际合作中心首任主任、学术委员会主任李俊峰告诫，风电、光伏行业不要着急实现超快速的发展，“十四五”的核心任务是解决机制问题。构建清洁、低碳、高效的能源体系，各界必须对这个目标达成共识，才能制订相关的技术、标准、价格、市场等方面的政策。同时，新能源也要摆脱多年单兵突进带来的惯性，建立系统性思维模式，自觉融入能源系统，为“十四五”之后的大发展做好准备。

“中国能否成功实现能源转型，关键就在‘十四五’。”中国社会科学院工业经济研究所能源经济室主任朱彤对《财经》记者说，当务之急是要让体制改革的步伐跟上技术进步的速度。

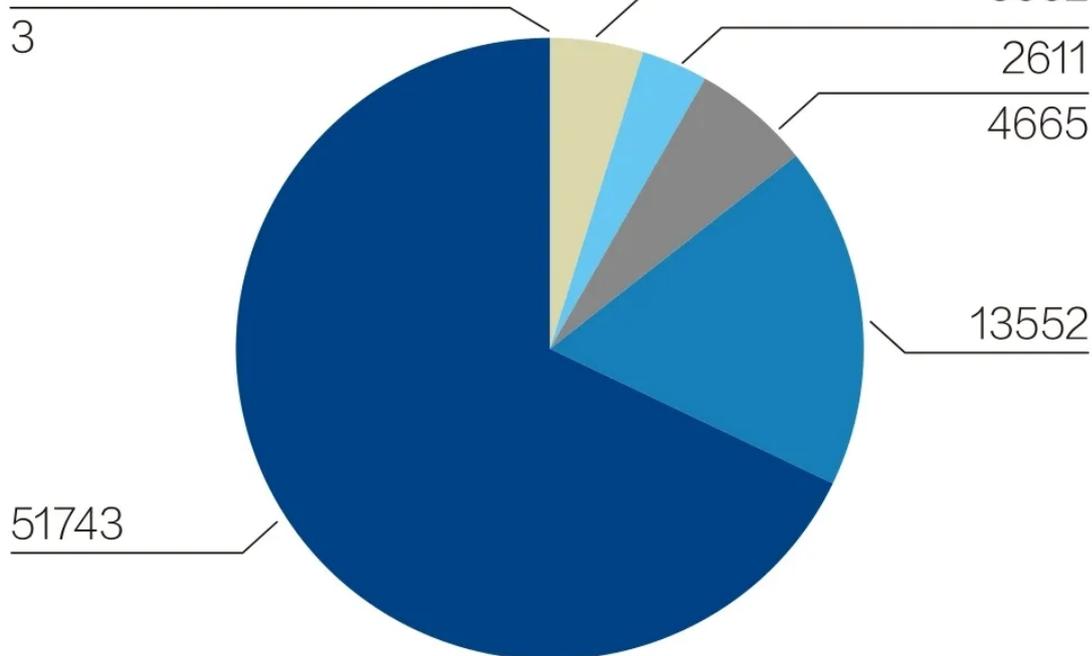
中国人民大学应用经济学院院长郑新业有一个广为流传“能源不可能三角”模型，即很难同时确保“既有能源用、又没有污染、价格还便宜”。体制机制改革的背后，是决策者对能源三角优先级的考量，碳达峰、碳中和已是国家承诺，能源安全也没有退步余地，能源价格势必面临更多的变量。

图1: 中国电源结构

装机 (万千瓦)



电量 (亿千瓦时)



● 火电 ● 核电 ● 太阳能发电 ● 风电 ● 水电 ● 其他

资料来源: 中电联, 截至2020年12月31日 制图: 张玲

01

风光电消纳隐忧

弃风弃光一度是困扰中国新能源发展的关键问题，2016年前后，弃风率一度超过30%，2017年之后虽然迅速缓解，但在未来更高比例的新能源装机下，消纳隐忧依然挥之不去。

国家能源局下属研究机构中电能源情报研究中心发布的《能源发展回顾与展望（2020）》报告称，未来五年，中国风电、光伏发电等新能源装机占比将由五分之一提升至三分之一，发电量占比迈过10%。届时，电力系统调节能力将严重不足，负荷尖峰化加剧，消纳能力将成为新能源开发的前置条件。

2020年12月的中国光伏协会年会上，国家能源局新能源司副司长任育之对光伏企业界人士表示，随着光伏发电未来大规模高比例地接入电网，消纳将变得越来越困难。“我相信在座的各位今天已有这些感受，明天你们会感受更深。”

业界已开始对此忧虑。全球最大的光伏组件企业晶科能源(JKS.US)副总裁钱晶对《财经》记者表示，十四五前期，产业链的供应能力是行业发展的关键，而电网消纳力则是对光伏行业后续发展影响最大的因素。

新能源一有消纳矛盾，电网公司常常是众矢之的，这与中国的电力体制有关。在过往的电力体制下，电网公司是电力统购统销的主体，因而也承担了新能源的消纳责任。消纳问题本质上是匹配供需，最终消纳新能源的仍是电力用户，中国电力需求的增长也是消纳问题转好的重要原因。

图2: 2017年后弃风率急剧下降



资料来源: 国家能源局

面向“十四五”及更远的未来，除了消纳通道、电力需求这些影响消纳因素之外，由于新能源发电“靠天吃饭”，自身是不稳定的波动性电源，需要其他电源配合新能源的波动来维持电力系统的稳定。而电力系统中灵活性电源的比例偏低、以及缺乏相应的市场机制，是当前应对消纳亟需解决的结构性问题。

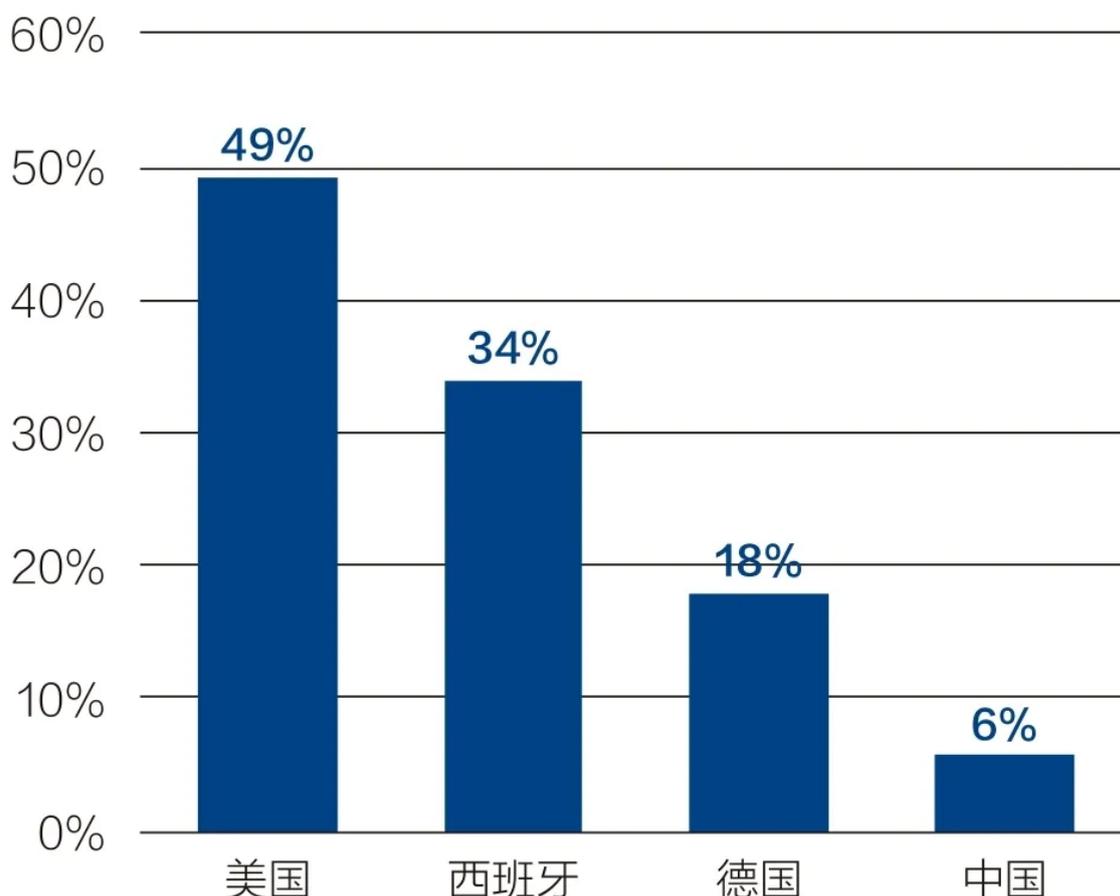
回顾《电力发展“十三五”规划》，风电、光伏实际装机数据远超过当初规划的2.1亿和1.1亿千瓦目标，分别达到2.8亿和2.5亿千瓦。而灵活性电源方面，规划“三北”地区灵活性改造约1.33亿千瓦，纯凝机组改造约8200万千瓦，抽蓄电站装机达到4000万千瓦，气电装机达到1.1亿千瓦。最终抽蓄电站装机约为3000万千瓦，气电装机不足1亿千瓦，而火电灵活性改造方面，截至2019年5月，三北地区完成5078万千瓦，仅占规划目标的24%。

新能源发展远超预期，而灵活性电源发展却明显低于规划。“十三五”期间尚且通过外送通道建设、电力需求增长和推动新能源参与市场化交易来帮助消纳，但这一结构性问题正日益突出。

中电联2019年12月发布的《煤电机组灵活性运行政策研究》显示，欧美国家的灵活电源比重普遍较高，西班牙、德国、美国占比分别为34%、18%、49%，而中国占比不到6%。在中国新能源资源富集的三北地区，

风电、太阳能发电装机分别占全国的72%、61%，但灵活调节电源还不足3%。

图3：中美德西灵活电源比重



资料来源：中电联，截至2019年12月

灵活电源此前主要包括抽水蓄能和燃气发电两类，煤电则在近几年逐渐成为辅助新能源调峰的主要灵活电源。中电联上述报告称，煤电灵活性改造技术成熟，经济合理，是提高系统调节能力的现实选择。煤电灵活性改造，单位千瓦调峰容量成本约在500元—1500元之间，低于抽水蓄能、气电、储能电站等其他系统调节电源。

灵活性电源的回报机制缺乏，是建设速度滞后的原因。目前大部分地区灵活性电源调峰仅获得少量辅助服务的补贴或补偿，缺乏可持续发展的商业模式。中电联上述报告显示，中国辅助服务补偿水平偏低，2018年，全

国辅助服务补偿费用占上网电费总额的0.83%，远低于美国的2.5%、英国的8%。

在2020年11月20日举行的电力系统低碳转型研讨会上，华北电力大学教授袁家海表示，如果当前不加快部署灵活电源，曾经高弃风弃光率的情况还将重演。灵活电源参与调峰这项辅助服务是电力系统的公共产品，成本应传导到电力用户，其价格机制应该向市场化并轨。

不仅风光大基地面临消纳隐忧，分布式项目亦面临同样的困扰。不愿具名的龙头民营光伏电站运营商对《财经》记者表示，“十四五”时期，开发光伏电站所需的空间和电网消纳指标将越来越紧张。工商业分布式电站可以实现就地消纳，但如果没有电网侧改革的持续推进，让隔墙售电政策广泛落地，那么工商业分布式电站就会变成鸡肋。

隔墙售电是指分布式发电项目所发电量不仅自用，还能在其附近地区进行市场化交易。国家发改委、国家能源局于2017年宣布将试点“隔墙售电”政策，允许分布式光伏电站通过配电网将电力直接销售给周边用户。但直到2020年1月初，首个隔墙售电项目才在江苏落地。

对此，电价专家、中国人民大学兼职教授侯守礼对《财经》记者分析，高电压等级的输电成本低，低电压等级的配电成本高，输电电价与配电电价应有明显差异。目前两者的价格虽已有所调整，但差异仍然不够明显。未来应进一步拉大输配电价差异，才能让电网有动力推进分布式发电的隔墙售电。

对于新能源业界常诟病的电网公司对消纳新能源发电态度消极，国家能源“十四五”规划专家委员会副组长周大地认为，这其实是市场政策的问题。目前没有对电网消纳新能源的激励政策，电网公司作为企业，自然难有积极性，而且消纳比例也不是电网公司自己说了算。目前的调度模式和经济政策都是与集中式大发电模式配套的，整个电力体系现在都需要转变思路，主动适应高比例新能源发电时代的到来。

新能源仍然昂贵

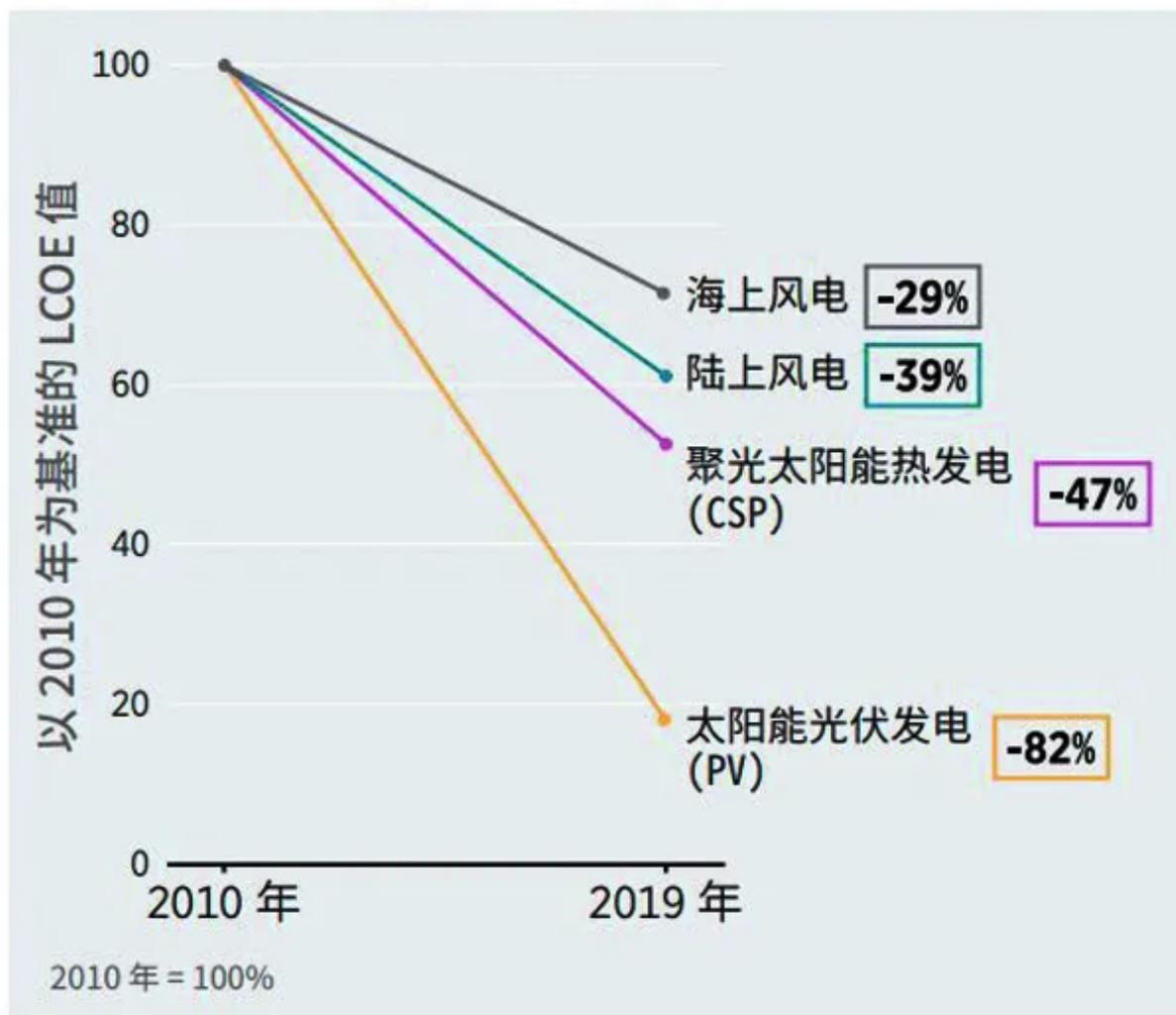
过去十年，光伏和风电的度电成本分别下降了约八成和四成，且仍有进一步下降空间。

隆基股份总裁李振国曾对《财经》记者表示，到2035年和2050年，中国的光伏发电成本会比当前分别下降50%和70%，达到0.20元/千瓦时和0.13元/千瓦时的水平。

远景能源高级副总裁田庆军对《财经》记者说，“十四五”期间预计每台风机的发电量可提升30%，风电场的建设成本可下降30%，再加上良好的运维和风机质量，风电的度电成本最低可降至0.1元/千瓦时。目前，三北地区风电度电成本约为0.2元/千瓦时，中东南部约为0.3元-0.35元/千瓦时。

据国际能源咨询公司伍德麦肯兹近期发布的报告，未来十年，火电的成本还将上升，光伏、风电则有40%—50%的成本下降空间。2035年是一个分水岭，届时中国所有可再生能源发电的成本都将比煤电低。如果再加上为碳排放支付的费用，煤电成本将高出10%—15%。

可再生能源发电技术： 自 2010 年以来, 成本不断下降



资料来源：伍德麦肯兹

但新能源平价上网不等于平价利用。新能源的上网/度电成本的下降，并不意味着其利用成本同步下降。相反，新能源比例越高，消纳成本越高，很可能推高电价。而当前的机制设计中，新能源的消纳成本还难以有效传导出去，这是面向“十四五”新能源发展亟需解决的问题之一。

国家电网能源研究院研究员张晋芳对《财经》记者表示，过去十年新能源发电成本快速下降，为实现“十四五”风电、光伏等补贴退出，全面进入“平价上网”时代提供了强有力的支撑。但新能源出力的随机性和波动性，对电力系统影响持续加深，使得系统需要应对来自电源侧和负荷侧的“双

重”波动，将为消纳新能源付出更多的系统成本。相关研究表明，新能源渗透率超过10%到15%之后，系统成本将会呈现快速增加趋势。

张晋芳表示，从电力系统系统角度评估新能源利用成本，包括新能源场站成本和系统成本两部分，其中系统成本包括灵活性电源投资/改造成本、系统调节运行成本、大电网扩展及补强投资、接网及配网投资等4类。随着新能源装机增加，系统成本各项组成部分将持续保持扩大趋势，其中调节运行成本增幅最大。而调节运行成本主要由系统内的其他可调节型电源予以承担，包括因新能源增加的火电深度调峰运行成本和抽蓄、电化学储能等运行成本。

一位发电集团人士对《财经》记者直言，一些制造企业为了炒概念，只强调上网电价的成本，给公众造成很不好的预期，这是不对的。



宋枫基于Ueckerdt et al. (2013)修改提出

中国人民大学应用经济学院副教授宋枫总结，新能源的出力特性和负荷特性匹配度不高、自身的波动性，以及中国新能源资源禀赋和需求的空间差异，导致新能源在消纳时还要考虑匹配成本、平衡成本和电网建设成本，这些成本加上额外的系统性成本，构成了新能源的消纳成本。

消纳成本很可能导致电价上涨。

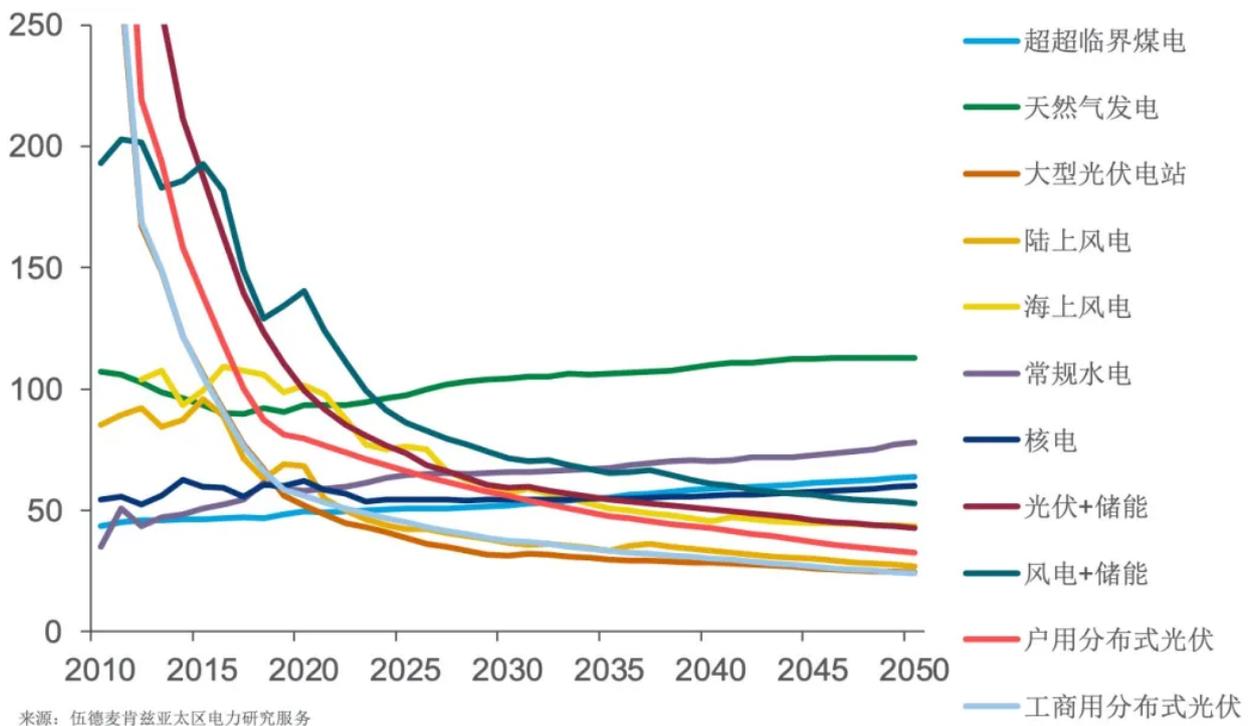
宋枫在今年1月人民大学的学术研讨会上所做的报告中指出，尽管技术手段能够在一定程度上缓解消纳难题、提升新能源渗透率，但实证研究和国际经验均表明，新能源全系统消纳成本随渗透率提升而增加；估算结果表明，若中国2030年达到20%-30%的风光渗透率，可能带来全社会度电成本增加0.031-0.059元。

芝加哥大学能源与环境政策研究所（EPIC）2020年11月发布的一份研究显示，在美国实施可再生能源配额制（RPS）政策的29个州和哥伦比亚特区，7年后可再生能源电量比例提高了2.2%，同时零售电价提高了11%，12年后可再生能源电量比例提高5%，零售电价提高了17%，主要是新能源电网接入成本所致。

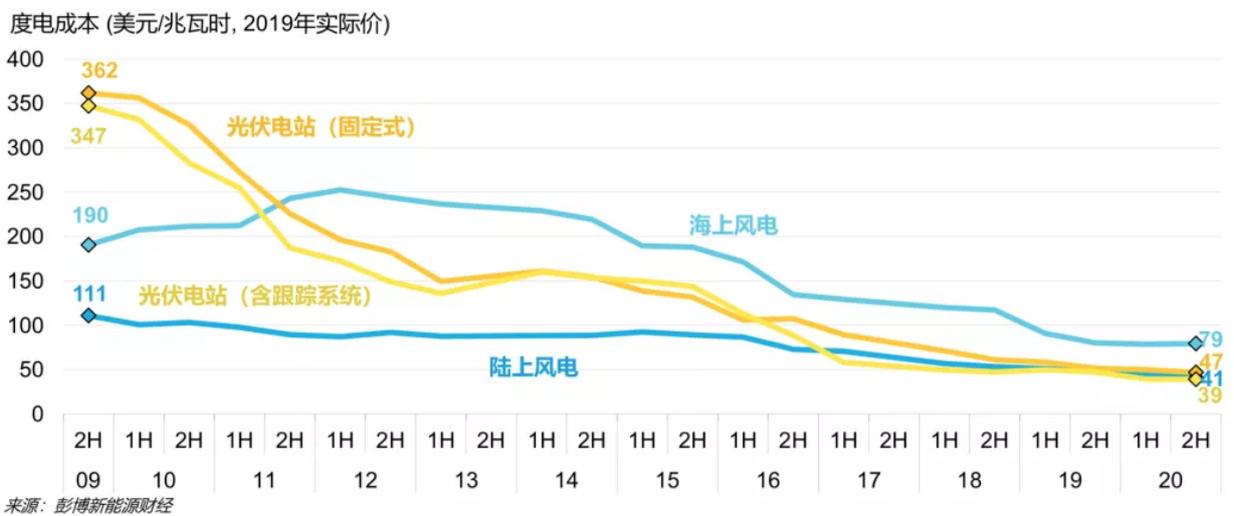
未来，新能源发电成本的下降速度能否快过系统成本上升的速度，将决定新能源利用成本能否继续下降，这一点并不乐观。

张晋芳表示，从电力系统总体发展来看，预计在“十四五”、“十五五”期间，新能源场站成本减少量不能对冲系统成本增加量，新能源难以实现“平价”利用，但合理控制发展节奏，将有利于缓减新能源利用成本上升。同时也需要通过市场竞争机制，推动全社会共担绿色发展成本。

多位受访的专家都谈到，新能源的消纳成本要有传导出去的机制。中电联专职副理事长王志轩撰文表示，对与电网连接的电源来讲，只计算发电端的电量成本并以此衡量是否“平价”，无法估计电力转型成本和艰难程度，也不利于防范电力转型中的风险。没有将电能全成本传导到用户，不利于用户认识低碳发展的艰巨性，不利于强化节能意识，也会间接影响到碳价格，进而影响到碳市场的正常运行。



中国各电源平准化发电成本 (US\$/MWh)



0 January 14, 2021

BloombergNEF

全球风电、光伏基准度电成本

03

如何参与电力市场？新能源最大的挑战

无论是灵活性电源改造不及预期，还是消纳成本难以传导，亦或是辅助服务缺乏合理的回报机制，深析原因，都聚焦在缺乏市场机制上。

当前已经有部分新能源电量参与交易，以西北地区新能源装机容量比较高、消纳困难的省份为主。这些地区的地方政府会限定保障利用小时或者电量，保障内的新能源电量由电网公司保量、保价收购，保障外的电量就要去市场竞争消纳，其电价一般低于补贴的标杆电价。

陕西省发改委在今年1月出台的《陕西省2021年新能源发电企业参与市场化交易方案》，2021年风电、光伏保障利用小时数分别为1700小时和1250小时，超出部分进入市场，市场化的新能源电量约占15%。而新能源装机比例更高的甘肃省，其保障收购的新能源电量为137亿度，超出的部分全部进入市场。甘肃一年新能源的发电量超过380亿度，超过60%的新能源电力进入市场。

交易模式上，主要包括三种：其一是在北京交易中心进行的跨省区外送省间交易，通过双边协商、挂牌、集中竞价等方式参与，以及与火电打捆外送交易，以中长期为主，也包含现货市场交易；其二是在省内交易平台上的电力交易，同样以中长期为主，开展现货试点的省份也有现货交易；其三是与省内火电企业进行的发电权交易，通过与火电企业协商，将火电企业的发电权置换给新能源，二者协商分摊电价收益。

电网公司在市场交易中扮演了重要角色。无论是省间市场，还是省内现货试点，省级电网公司常常是唯一的买方，承担了可观的消纳责任和降电价责任，以省电网公司为主体参与市场购电，当前有一定的合理性，但未来推动新能源企业和用户直接交易是大势所趋，也需要更周全的市场设计。

在新能源比例越来越高的情况下，跨省的电力交易也越来越频繁。北京交易中心披露的数据显示，2020年1至11月，已经组织571笔省间市场化交易，新能源省间交易电量839亿千瓦时，同比增长3.5%。

进入市场的新能源也依然享受补贴。2020年10月，财政部、发改委、能源局联合发布“《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知”，其中明确了对存量项目各类资源区风电、光伏全生命周期的补贴小时数上限，并明确其补贴额度为标杆上网电价与燃煤上网基准价的差额。

以甘肃为例，甘肃当地火电标杆电价约为0.3元/度，一个批复电价为0.49元/度的补贴风电项目，其参与市场的交易电价很可能低至0.1元/度。此时，市场电量部分最终的电价收益包括0.1元/度的市场电和0.19元/度的补贴电价。总的电价收益为0.29元/度，而不是标杆电价的0.49元/度。



华能集团新能源部主任李来龙对《财经》记者表示，这一政策虽然对发电集团减了一部分利，但减量并不大，并且解决了原来超装的矛盾，总体很合理。

这样的机制下，新能源进入市场呈现“价补分离”的特点。度电补贴按照批复电价与燃煤基准价的差额来确定，保证了存量新能源的基本收益，同时参与市场竞争，形成价格信号。

对新能源而言，尽管补贴还未彻底消失，但进一步的市场化意味着投资更大的不确定性。2020年，中国风电新增装机达到了创纪录的7167万千瓦，几乎接近此前四年的总和，这一方面体现了中国风电产业链的能力，另一方面也显示出投资者在奋力搭上补贴的末班车。

“十四五新能源最大的风险就是如何参与市场，市场是最大的不确定因素”，李来龙对《财经》记者感叹。他表示，此前高补贴时期，一般在补

贴周期末段投产的项目收益率较好，降价后新补贴周期头段的项目相对差一些。“十四五”期间要看市场政策如何制定，整体上投资回报会在合理水平，明显高的项目肯定会越来越少。

任育之表示，光伏参与电力市场与煤电等传统能源公开竞争，目前还存在较大难度。但业界必须要清醒的认识到，随着电力市场改革的不断深入，光伏风电等新能源必将逐步参与市场，这是大势所趋。如何成功参与电力市场，是“十四五”期间各方必须要共同研究和破解的问题。

随着电改进一步推进，现货市场试点将从8个省份逐步推开到全国，参与市场的电量也将进一步提高。综合发电、电网多位熟悉交易、市场的专家观点来看，中长期与现货市场的衔接机制，已经是当前电力市场改革亟需考虑的问题，对新能源来说，由于其波动性高和可预测性差，这一矛盾更加突出。

2020年11月，发改委、能源局联合发布关于做好2021年电力中长期合同签订工作的通知，其中要求年度签约电量不低于前三年平均值的80%，后续通过月度合同保障签约电量不低于前三年平均值的90%-95%，并且鼓励交易主体分时段签订电量电价，即带曲线签订合同。

已经进入市场的新能源也将同样受此约束，其年度电量签订尚可满足比例要求，但由于新能源自身的波动性和预测精度低，带曲线签订中长期合同完全有可能执行。中长期合同电量曲线如何分解，是新能源进入市场要面临的新问题。

一位相关专家对《财经》记者表示，目前新能源出力的预测精度还远远不足，以单日96点分时段曲线的预测精度来看，新能源日前预测精度不到40%，而日内提前两三个小时预测精度可以达到80%以上。这也就意味着对新能源而言，参与日内提前两三个小时的日内市场是最合适的，欧洲的新能源也大量参与日内实时市场。

因此，该专家建议，交易的精细化是必须的，交易机构交易品种的建设要跟上，建立连续开市的交易机制。这样年度的合约在执行过程中，如果发电能力超出了，可以在短期现货市场迅速寻找买家，如果发电能力不足，可以把合同卖给其他电厂。

有相关专家认为，将来交易中心的中长期交易应该不只有年度、月度的形式，中长期交易也会连续长期开放，这样市场主体可以不停的在中长期市场中买卖合同。通过这种滚动的买卖，越逼近日前就越能知道预测曲线，最终通过交易形成曲线。

大唐甘肃公司赵克斌在《南方能源观察》上撰文总结甘肃的现货市场试点时提到，甘肃的现货实践让新能源企业非常清楚地意识到两个问题：一是中长期曲线分解至关重要；二是新能源功率预测准确性非常重要。如果有问题，那一定是新能源功率预测不准的问题；如果还有问题，那一定是中长期电量曲线分解的问题。由于日前预测不准，日内出现风小或者无风的情况，导致新能源日发电出现负收入的现象，在甘肃的现货实践中已经屡见不鲜。

除了中长期电量曲线如何形成，一位熟悉市场交易的专家对《财经》记者总结，**随着高比例可再生能源进入市场，未来市场机制还有几个关键问题需要考虑。**

其一是价格波动。当前试点的8个现货市场都对价格波动设定了上下限，而现货市场一般采用边际成本出清统一价格，新能源发电的边际成本为0，这使得新能源大发时，现货市场价格直接打到地板价，而新能源出力缺乏时，价格又会涨到天花板，市场实际不能给出正确的价格信号。未来是否要考虑放开限价，允许更大的波动。

其次，要增加辅助服务交易品种。当前的辅助服务主要是以调峰和调频为主。未来新能源比例提高之后，要根据新能源的特点增加如快速爬坡、转动惯量等交易品种。比如在新能源装机比例较高的美国加州，其辅助服务市场就设置了灵活爬坡产品。

第三，需要加快全国市场建设。随着新能源比例提高，必须扩大市场范围，并且不仅仅是全国范围的中长期市场，而是需要像欧洲一样，将各省市场耦合，可以通过市场灵活引导资源配置和新能源消纳。而这背后不仅仅要打破省间壁垒，还需要非常精细的市场机制设计，如何做到全国市场和省市场的衔接。尽管困难重重，但大方向必去做，而且欧洲是可行的样

板。“新能源比例不高时，这个问题还不突出，但比例越来越高之后，这个问题会非常突出”。

国家电网能源研究院副总工程师马莉表示，中国能源供需逆向分布的特点，决定了能源资源必须在更大范围内进行配置。电力市场有助于打破省间壁垒，在风光新能源快速发展的情况下，亟需建成一个全国统一的电力市场。不管是中长期还是现货，市场交易机制都需要考虑新能源如何参与。例如，可以把新能源发电、需求侧、储能等放在一起，构建更灵活的交易系统。

尽管当前市场建设仍在初期，也碰到了如双轨制下产生的不平衡资金等各种各样的问题。但接受《财经》记者采访的多位市场相关人士都认为，现货市场试点的确让企业明显感受到市场引导价格发现机制，尤其是对电力产品，市场能够体现季节性、时段性差异下电力的价格和价值，“再不需要人为去定（价格）了”。

从长远来看，完全市场化交易的电力市场更有利于风光新能源的发展。朱彤表示，电力现货市场的竞价规则是边际成本定价，而风、光发电的边际成本是零，未来其一定是优先上网。因此，加快统一的电力现货市场和电力辅助服务市场建设，是可再生能源发展最重要的保障机制。

04

碳市场、绿证市场作用几何

对电力系统而言，平衡是核心问题，诸多前述讨论的辅助服务、容量市场等机制上缺乏的问题，都围绕电产品本身的平衡相关特性来展开，也凸显了新能源利用成本和消纳成本的差别。

但电力产品不只具备这些电本身的属性。一位专家对《财经》记者分析，电作为一个产品，可以分解为容量、电量、辅助服务和绿色属性四个部分。火电具备容量、电量和辅助服务，新能源具备电量和绿色属性。

显然，在电力市场中，仅考虑前三项属性，新能源还无法和火电竞争。但它具备的绿色属性，需要在碳市场、绿证、碳税等可能的市场、价格机制中体现。

碳市场是最先启动的。2021年1月5日，生态环境部出台《碳排放权交易管理办法（试行）》。按照该办法，2021年将成为全国碳市场的第一个履约周期，未来主要的交易产品将包括碳排放配额和中国核证自愿减排量（CCER）。

高碳排放的煤电项目是全国碳市场的首个管控对象，零碳排放的风电光电项目则不属于碳市场管控的对象。在碳市场环境下，煤电项目将背上越来越沉重的碳排放负担，降低其对风光新能源项目的竞争力。同时，风光新能源还可通过CCER机制直接从碳市场获得经济效益。

不过，在全国碳市场启动初期，CCER的交易将暂缓实施。制定CCER具体细则的《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》尚处于修订之中。CCER项目的审批目前处于暂停状态，何时重启待定。

目前，国内已经开展的碳市场试点对于火电成本的影响还不明显。《南方能源观察》今年1月发表的一篇碳市场对电力交易的分析文章中测算，当前广东碳市场成交机制和价格下，碳交易成本仅占火电机组正常发电成本的0.5%左右，基本不会对目前火电机组运行成本造成影响；如果配额比例5%、碳交易价格达到300元，将占发电成本6%左右，成为火电机组在电力市场报价的重要因素之一。

在碳市场探索长达15年的欧洲，在2018年进一步收紧碳配额之后，其碳价在过去半年数次突破30欧元的高点。以28欧元估算，则每兆瓦时煤电发电成本增加22欧元，这显著拉低了煤电的综合竞争力。

碳市场之外，可再生能源消纳保障机制是政策上对于绿电消纳的另一大支持措施。中国政府2019年5月发布《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，于2020年开始实施可再生能源消纳保障机制。该机制包含的可再生能源电力消纳责任权重指标，是目前对各地消纳风光新能源唯一具有强制性和约束力的考核指标。



根据上述通知，各省级能源主管部门负责本省级行政区域的消纳责任权重落实，电网企业承担经营区消纳责任权重实施的组织责任。国务院能源主管部门对各省级行政区域消纳责任权重完成情况进行监测评价，对未履行消纳责任权重的市场主体要求限期整改，将可再生能源消纳量与全国能源消耗总量和强度“双控”考核挂钩。

彭博新能源财经2020年7月发布的报告称，2019年，在非水电可再生能源电力消纳方面，中国有15个省(区、市)未达到最低消纳责任权重。2020年，预计有5到8个省(区、市)达不到非水电再生能源最低消纳权重目标。

根据相关规定，无法实现目标的消纳责任主体有两种履约渠道：一是自愿认购可再生能源绿色电力证书（下称绿证）；二是向超额完成年度消纳量的市场主体购买其超额完成的可再生能源电力消纳量。

2020年是消纳保障机制考核的第一年，可再生能源电力消纳量的交易即将开展。2021年1月26日，北京电力交易中心发布《北京电力交易中心可再生能源电力超额消纳量交易规则（试行）》，将在近期开展省间超额消纳交易量。根据该规则，每1兆瓦时消纳量产生一个可再生能源超额消纳

凭证，采用双边协商、集中竞价、挂牌和滚动撮合的方式进行交易，原则上只进行年度交易，在每年年度电量结算工作完成后的第二周开展。此外，绿证交易结果每月同步至电力交易中心，不再重复在超额消纳量市场中参与交易。

绿证的进展则不尽如人意。绿证的推出原来希望通过市场交易绿证来取代部分政府补贴的压力，出售绿证的新能源电量不再享受政府补贴电价，这也导致了绿证的价格高昂，并且越晚开发的新能源项目绿证越便宜。更重要的是，绿证目前是自愿购买，并非“强制”，买方“用爱发电”，昂贵的绿证价格下，对于有消纳考核的主体来说，自己投资绿电、购买绿电或者购买超额的可再生能源消纳量，都比买绿证更有动力。

绿证的交易因此也并不活跃，中国的绿证自愿认购从2017年7月1日起开展，中国绿证认购平台的数据显示，截至2020年1月28日，总共只有2510名认购者认购了72438个绿证（1兆瓦时新能源电量生成一个绿证）。而在欧美，在强制配额制、成熟的电力市场支持下，用电方与新能源发电企业长期购电协议（PPA）越来越流行，PPA一方面确保了市场主体能够以稳定的价格购买电力，同时满足对绿色电力配额的考核要求。

国家能源局在2020年9月23日答复解决光伏发电补贴拖欠问题时称，正在加快建设绿证和可再生能源电力超额消纳量市场化交易的技术支持体系，将持续完善绿证交易制度，扩大其市场规模和交易范围，确保两者的有序衔接。

李俊峰认为，该机制目前对各地实施的压力并不够，各地完成当前的指标难度太小。未来应该完善该机制，缩小地区间责任权重指标差异，拓宽完成该消纳权重指标的市场交易方式。让各地承担均衡的消纳权重，以达到提高全国消纳水平的目标。

落基山研究所电力部门高级咨询师刘秉祺对《财经》表示，可再生能源电力消纳保障机制主要是制定了可再生能源消纳的下限和短期目标，对长期高速发展的引导和激励尚不足。长远来看，该机制需要与其他长效激励政策机制有效结合，形成强有力的发展激励和约束保障。比如，制定与2030年可再生能源发展目标以及碳中和目标相一致的发展规划，与碳市场交易机制联动等。

据《财经》记者了解，随着风光新能源发展目标的提升，各地的消纳责任权重指标也将相应调整。相关研究机构不愿具名的人士对《财经》记者表示，权重指标在发挥中长期引领作用的同时也会根据发展实际进行动态调整。按照碳达峰和碳中和的最新目标，中国可再生能源发展相比“十三五”期间将显著提速，2021年以后分解到各地的消纳指标将会以上述目标作为重要测算边界。

05

新能源挑战电网稳定性

对电力系统运行而言，高比例的可再生能源正在带来新的挑战。

传统的电力系统是一个电源随着负荷波动的系统，而新能源加入之后，电源的波动性也增大，要求其他电源也要平抑新能源的波动。而新能源比例越高，波动越大，其他调节电源需要作出的调整越大。

此外，新能源的出力曲线往往与负荷曲线并不匹配，极端情况下甚至呈现相背的特点。新能源出力往往呈现“极热无风、极寒无光、晚峰无光”的特点，而极寒、极热和晚高峰时段恰恰是需要电源加大出力的时候，风光却往往顶不上。一位电网公司专家（国网调度中心水电与新能源处马珂）介绍，在2020年12月中旬寒潮期间某日，全网光伏利用小时数不到1小时，直接导致当天煤耗大增。

此前一度引起广泛关注的今冬湖南大范围限电，是能源转型和电力供应安全矛盾的典型缩影。截止2019年底，湖南清洁能源装机容量达到2594万千瓦，清洁能源装机比例达到54.8%，其中水电、风电、光伏装机分别为1744万千瓦、427万千瓦和344万千瓦，装机比例全国第七。清洁能源电量962亿度，比例51.6%，这一比例位居中东部第一，全国第四，超过一半的电量来自清洁能源。

湖南的电量和负荷保持高增速，此前已经出现限电情况。在此次冬季负荷高峰矛盾进一步爆发，湖南水电处在枯水期，风光出力不稳定，难以顶峰支撑电网长时间高负荷运行。而作为兜底的煤电在湖南生存条件艰难，由于可再生能源占比提高，湖南省内煤电利用小时数长期在不足4000小时数的低位运行，并且逐年下降，从2018年的3885小时降低至2020年的不足3700小时，加之本省是煤炭输入省份，原料价格较高，发电企业并无投资煤电的动力，2016年到2019年煤电装机容量减少了约60万千瓦。

煤电利用小时数和装机双双下降，可再生能源装机和电量提高，外送能力方面又面临西北冬季风光出力下降和华中地区普遍迎峰度冬供应紧张，结果是湖南最终出现严重的限电情况。

今年冬季以来，寒潮影响下电力需求激增。1月7日，国网经营区域负荷达到9.6亿千瓦，创历史新高，其中11个省网负荷创历史新高；1月11日，南网用电负荷达到1.97亿千瓦，与夏季峰值相当。气候影响下，居民负荷在峰值负荷时期占比提高，且夏季负荷与冬季负荷峰值相当，是电力系统的新特点。

另一大风险与电力系统本身的运行技术特点有关。

对电力系统而言，除了传输电能量之外，还需要在一个稳定的电磁场环境中运行，要求电网的频率、电压等特性维持稳定，有“转动惯量”的概念。传统电源通过发电机发电，能够为系统提供转动惯量，而新能源通过逆变器并网，无法为系统提供转动惯量。

在电网看来，未来的电力系统特点是“双高”，除了高比例可再生能源，还有高比例电子电子器件。而大电网的“双高”是一个“无人区”，它会呈现怎样的运行特点，全世界的电力系统运行者都还在摸索阶段。

最近的典型案例是2019年8月9日的英国大停电。这次停电造成了包括伦敦在内的100万电力用户受到影响，事故起初是由于海上风电涉网耐频性能不足，在电网频率出现波动时大规模脱网，而系统转动惯量不足，导致频率迅速下降到48.9HZ，超过允许范围，于是电网迅速切除了部分负荷，导致停电，但也阻止了事故进一步恶化。发生大停电的英国，其可再

生能源装机比例约为47%，同时具备良好调节性能的天然气装机比例超过40%，但调节电源充分并不意味着能够应对系统缺乏转动惯量的问题。

类似风险在国内也有征兆。熟悉电网运行的专家（国家电网国家调度中心水电与新能源处马珂）对《财经》记者指出，在东部直流电网输入省份，直流输入功率较大，发生扰动故障时，会导致电网频率突然下降，过去一般安排火电旋转备用来应对。在如今大量风电、光伏接入电网后，发现很大的问题就在风电、光伏的耐频能力不足，在频率发生变化时容易脱网。

该专家表示，在新能源比例小，是家里的小弟弟小妹妹的时候，性能差一点，大哥大姐可以帮你扛，以后新能源要成为主体能源，挤走了大哥大姐，就不能再撒娇，要承担更多责任。

更高比例的新能源装机前景下，相关的标准正在改变。2020年7月1日，新版《电力系统安全运行导则》生效，这是该导则过去19年以来的首次更新，其中对新能源明确提出了新的要求，如并网电源应具备一次调频、快速调压、调峰能力，新能源厂站及分布式电压电源和频率耐受水平原则上与常规同步机一致。

2020年12月，中电联组织的国家标准GB/T 19963《风电场接入电力系统技术规定第一部分：陆上风电》送审稿通过审查会审查，这一标准的修订历经三年博弈，一度交锋激烈，引发风电业界不少反对声音。最终送审稿中，在原有版本上新增了一次调频、惯量响应、高电压穿越等电力系统亟需的技术要求和性能指标。

刘秉祺表示，一些风电光伏比例较高的国家已通过技术改造让电网更好地消纳波动能源，比如要求具备高电压穿越能力、主动向系统提供调频服务、甚至提供虚拟转动惯量等。这些技术手段使可再生能源对电网系统更加友好，对建立长期的良性系统生态是有益且必要的。虽然目前在一定程度上会影响可再生能源的经济性，但随着技术的进步，成本将持续下降。

面对越来越高的新能源装机，中电联专职副理事长王志轩在2020年底撰文提醒，实现碳中和，要谨防“灰犀牛”“黑天鹅”。在王志轩看来，新能源大规模应用后，两类风险骤然加大。一是大概率“灰犀牛”事件风险，指风光波动性、不稳定性、随机性对电力安全稳定带来的影响，大比例可再生

的发展，导致发生大面积电力系统崩溃的概率增大；二是小概率自然现象引发能源安全大风险的“黑天鹅”事件，指大面积、持续性长时间的阴天、雨天、静风天对光伏、风电为主体的电力系统造成重大电力断供风险。

王志轩表示，“灰犀牛”风险电网方面已有高度认知，还处在破解难题阶段。而“黑天鹅”风险常常被忽视。他提醒，不同主体，对这种风险性质的认识仍停留在技术层面，认为是电力系统甚至是电网的技术性问题。对于大面积、长时间天气原因造成的新的能源电力安全风险，仅靠电力系统、电网企业是不可能独立防范的。

06

在不可能三角中抉择

相比其他主要经济体，中国仍处在经济和电力需求发展时期，碳达峰和碳中和的压力巨大。

生态环境部国家应对气候变化战略研究和国际合作中心战略规划部主任柴麒敏对《财经》记者表示，中国从碳达峰到碳中和的时间只有短短30年，不到其他发达国家的一半。因此，中国的绿色低碳转型必须是跃迁式、变革式的发展。这需要能源电力领域作出非常大的结构性变化，不仅是靠某些领域的技术创新、效率提高就可以实现。能源系统的改造将面临一场大的变革，需要供给者、消费者等多方共同参与。在经济性成本如何分摊方面，不应是增加一毛钱、两毛钱的成本，而是要重新组织架构，形成社会成本分摊的新模式。

柴麒敏说，从目前大部分研究结论来看，在2040-2045年，中国的电力系统要实现近零碳排放，才能到2050年左右，实现整个能源系统实现近零碳排放。发电项目的设施寿命期往往在30-40年，按照这个时间尺度倒推，从现在开始就不能再建高排放的项目了。如果要建，也要考虑做一些末端处理的措施，比如像CCUS（碳捕集利用封存技术）。

表 2: 部分国家/地区零碳电力目标

国家/地区	2019年非水可再生能源发电量占比	2019年非水可再生能源装机占比	目标
德国	33%	53%	可再生能源发电（包括水电）比例2030年达到65%
英国	23%	36%	可再生能源发电（包括水电）比例2030年达到50%
加利福尼亚	21%	23%	符合规定的可再生能源发电占州内零售电量的比例在2020年、2030年、2045年分别达到33%、60%和100%
西班牙	37%	49%	可再生能源发电（包括水电）比例2030年达到74%
瑞典	10%	17%	可再生能源发电（包括水电）比例2040年达到100%
中国	8.60%	20.60%	非化石能源发电比例到2030年达到50%

资料来源: 落基山研究所

是否继续新建煤电，是关注气候变化领域的专家和电力领域专家激烈争论的焦点，并且常常难以理解对方。

关注环境的专家一般认为，煤电建设会挤占新能源的发展空间，继续上煤电意味着新能源的空间变少；煤电厂寿期一般在30年到40年，当前新建的煤电意味着未来很长一段时间都会带来碳排放，与中国减排目标相背；煤电利用小时数下降，未来也面临投资难以回收的风险；传统能源企业由于自身的路径依赖，没有动力投资新能源。

而在电力领域专家看来，反对煤电建设的观点缺乏对电力系统运行基本常识的认知，只关注电量替代的竞争关系，忽略了电力瞬时平衡的特点。此外，煤电装机容量的提高，更多是为了调节新能源服务，它的利用小时数仍会持续降低，因而装机容量的提高并不一定等于煤电电量的提高和碳排放的增加。而煤电的生存困难，恰恰是现在以电量价格为主的市场机制，缺乏对它为电力系统提供服务的回报。他们也担心，立刻停止煤电建设，会出现更多如湖南的限电危险。

一个事实是，新能源开发的主力早已变成电力央企。在发电集团看来，火电的角色必然会发生变化。华能集团董事长舒印彪就在内部表示，传统火电一定是思考如何为消纳新能源服务做贡献。

煤电争议的背后，是能源的安全、廉价、绿色难以兼得的矛盾，也就是所谓的“能源不可能三角”。

随着新能源比例提高，前述电力市场、碳市场、绿证、消纳交易等市场机制的亟待改革，某种程度上都是对转型成本的体现，通过合理的市场机制来传导转型的真实成本。而另一方面，降低电价、降低工商业用能成本的国家政策已经持续三年，未来价格的矛盾会更加突出。

也已经有学者开始关注探讨转型的成本和节奏问题，中国人民大学应用经济学院助理教授郭伯威的研究认为，技术进步、能源效率提升、产业结构调整、人力资本提升将降低减排成本。中国实现“碳中和”目标的同时要解决好经济增长与碳排放之间的矛盾以及代际社会公平性的矛盾。过于激进的减排政策不利于社会公平，并有可能给消费者带来沉重的经济负担。考虑到当前中国消费者对高能源价格的承受力更低、代际不平等问题突出，因此现阶段不适合过于激进的减排政策，而宜将大部分减排压力留至后期。

如同光伏、风电发电成本的快速下降支撑能源转型一样，技术进步始终是求解矛盾的关键因素，而技术进步的速度，离不开合适的市场机制给予激励。

电源结构的争论之外，并非没有第三种选择。

清华大学电机系教授夏清表示，中国下一步的发展就是要唤醒沉睡的资源，出台有吸引力的价格机制，让具有强大响应能力的用户参与峰谷差的调峰。

平衡问题是电力系统的基本问题。传统的解决方式是“源随荷动”，即让各类具备调节能力的电源跟随负荷的变化而变化。而高比例新能源背景下，“荷随源动”越来越成为趋势。

虚拟电厂就是从负荷侧着手的一种解决方案。所谓虚拟电厂，是指通过智能调控系统，将用户的负荷变成可调节的资源，以应对电力系统的平衡需求，并可以在市场中获利。

2019年12月开始投运的冀北虚拟电厂示范工程是国内首个参与辅助服务市场的虚拟电厂。京津唐地区辅助服务市场在每年11月至4月运行，应对区域内超过1700万风电在冬季的填谷需求，由风电承担辅助服务费用。

冀北电力交易中心公司总经理王宣元对《财经》记者介绍，2019年启动的虚拟电厂接入容量是16万千瓦，包括分布式光伏、空气热泵、电动汽车等多种用户，可提供的调节容量为5万千瓦，与发电侧同台竞价，整体技术指标可以达到与传统火电机组一样的响应时间和响应速率，首次电力系统的实时运行。

2020年11月，新的辅助服务市场开始运行，在去年成功参与市场的情况下，虚拟电厂规模已经扩大，可调容量达到50万千瓦。此外，去年虚拟电厂由冀北综合能源服务公司一家来牵头试点，今年提高的容量里，也有第三方和用户来打造虚拟电厂参与辅助服务。

更重要的是，虚拟电厂运行的背后离不开数字技术的支撑，王宣元介绍，虚拟电厂的建设利用了工业物联网云管边端的体系，搭建虚拟电厂智能管控平台，在用户侧要新增采集传输控制设备，未来用户可以来开发微应用，对用户侧做更精细的用户画像。

一个可调容量50万千瓦的虚拟电厂，几乎意味着减少了一个同等容量的火电机组。而这个虚拟电厂能够运行的背后，一方面是当地的辅助服务市场机制，一方面是不可缺少的数字技术投资。

“能源不可能三角”是中国人民大学应用经济学院院长郑新业最先提出的概念，即很难同时确保“既有能源用、又没有污染、价格还便宜”。中国的电价在全世界属于最低之列，仅相当于欧盟各国平均电价三分之一。在碳达峰、碳中和已是国家承诺，保障用能也没有退步余地的情况下，电价上涨是中国社会必须面对的现实。

朱彤认为，促进可再生能源良性发展的新体制构建问题尚未被提上日程，技术、利益、体制问题交织在一起，使得中国的能源转型之路必然比欧洲国家更曲折。