

400余家风能企业共同签署并发布《风能北京宣言》，倡议“十四五”期间，风电年均新增装机5000万千瓦以上；到2060年至少达到30亿千瓦装机。而目前装机仅为2.17亿千瓦——

## 风电再次起飞？

■本报记者 张子瑞 苏南 李丽旻 实习记者 韩逸飞

### 核心阅读

宏伟的装机量目标能否实现，资源保证和电网接纳能力是前提，成本是关键。但目前降本挑战无处不在。除非技术性成本外，技术性降本通道也日益收窄。与光伏行业摩尔定律式降本不同，风电行业面临刚性的原材料成本、技术短期内难以颠覆的现状，风电降本难度越来越大。

再过两个月，中国风电产业将迎来一个具有里程碑意义的时间节点——陆上风电全面实现平价上网。

过去10年乃至20年，平价一直是中国风电产业追求的目标。数年期盼，一朝梦圆。由此，风电产业走到一个换挡变道的十字路口。

然而，要成为更具竞争力的能源品种，平价只是起点，低价才是方向。平价之后，驱动产业高速发展的不再是补贴，规模化的新增装机量将如何保证？而没有规模化装机，进一步降本和实现低价则成为无源之水。中国风电产业必须破解这一方程式。

### 10年增3倍，装机将进入“倍增”阶段

10月14日，在“2020北京国际风能大会暨展览会”上，来自全球400余家风能企业一致提出了践行国家碳排放目标的风电发展路线图，正式签署并发布了《风能北京宣言》：倡议“十四五”期间，保证风电年均新增装机5000万千瓦以上；2025年后，中国风电年均新增装机容量不低于6000万千瓦；到2030年至少达到8亿千瓦装机，到2060年至少达到30亿千瓦装机。

根据国家能源局的数据，截至今年6月底，全国风电累计装机为2.17亿千瓦，这意味着未来10年，风电装机量至少要增加3倍。

中央财经大学绿色金融国际研究院研究员洪睿晨认为，要实现我国提出的2060年碳中和目标，必须从排放端和减排端双向着手。从中国目前的碳排放结构看，能源和交通领域是碳排放大户，未来必须大幅削减化石能源的使用，作为化石能源的替代，风电等可再生能源必将进入加速“倍增”阶段。

而按照我国到2030年能源消费总量控制在60亿吨标准煤预测，非化石能源

占一次能源消费每提高1个百分点，需增加1900亿千瓦时可再生能源发电量，这至少需要6亿千瓦风电装机的支撑。

不论是6亿千瓦还是8亿千瓦，宏伟的装机量目标能否实现，资源保证和电网接纳能力是前提，成本是关键。

据测算，我国仅“三北”地区风能资源技术可开发量就超过40亿千瓦，中东南部风能资源技术可开发量近10亿千瓦，然而，已开发风能资源不足其5%。

“我国风电、太阳能技术开发量没有天花板。”国家气候中心高级工程师王阳表示，“目前，陆上140米以上的高度的风电技术开发总量大于50亿千瓦，陆上光伏发电技术开发量约为456亿千瓦，我国风电太阳能资源禀赋足以支撑中国电力系统转型。”

根据国家气候中心的研究，到2050年，如果风电装机25亿千瓦，光伏装机26.7亿千瓦，按照全国小时级别的风光发电和需求侧电力电量互动平衡，不需储能和需求侧响应，仅靠风、光就可以提供全国67%的电力电量需求。

### 累计降本40%，但平价只是新的起点

9月30日，青豫特高压直流工程配套的300万千瓦光伏和200万千瓦风电全面并网，这是我国一次性建成投产的最大新能源项目，其中，风电上网电价为0.39元/千瓦时，已很接近青海当地0.3247元/千瓦时燃煤标杆上网电价。值得注意的是，这一项目风资源条件并不出色，平均风速仅为5米/秒出头。

正在推进建设的内蒙古乌兰察布600万千瓦风电项目，其上网电价约为0.2元/千瓦时，已低于蒙西地区0.2829元/千瓦时的燃煤标杆上网电价。

纵观近10年风电行业发展，技术成本快速下降。从2010年到2019年，陆上风电和海上风电项目的加权平均成本已

分别下降了约39%和29%。放眼未来，风电要与光伏一起成为能源世界的主导力量，平价只是起点。

据金风科技总裁曹志刚估算，按照静态数据，当前在“三北”区域，按单位千瓦造价6000元、4000发电小时计算，度电成本可降至约0.16元/千瓦时，维持8%的收益率，上网电价约为0.175元；在中东南部区域，按单位千瓦造价8000元、2500发电小时计算，度电成本可降至约0.34元/千瓦时，维持8%的收益率，上网电价约为0.37元/千瓦时。

与此相对照的是，全国各省燃煤标杆上网电价当前大多处于0.25—0.45元/千瓦时的区间，整体而言，陆上风电上网电价基本可以与煤电持平。

平价之后，竞价上网将成趋势。风电将直接面对其他能源品种的竞争，无论设定多么宏大的装机目标，只有价格具有竞争力才能把装机目标变为现实。除了持续降本、实现低价，风电别无选择。

按照远景科技集团的最新预测，未来3年内，风电的度电成本还将下降约40%。到2023年，风电在中国“三北”高风速地区的度电成本将降至0.1元/千瓦时。

不过，在海上风电领域压力更加突出，据测算，若海上风电从目前补贴电价进入平价，意味着风电机组成本要下降至少30%，风电场BOP（指风电场中除风机及其配件外所有的基础建设、材料、设备的采购和安装工程成本）同步下降30%。

### 挑战无处不在，持续降本路径待寻

装机量目标和降价目标都已明确，但降本挑战无处不在。

记者近日在西北某省采访时发现，某整机商在当地投资的风电整机厂产能处于近乎闲置的状态，大批工人被调往千里之外的生产基地，支援南方工厂，冲刺年底交付。产能一松一紧之间，折射出生产

产能布局的不合理，其背后则是地方政府“资源换产业”的惯性和由此带来的行业非技术性成本上升。

除了非技术性成本外，技术性降本通道也日益收窄。与光伏行业摩尔定律式降本不同，面临刚性的原材料成本、技术短期内难以颠覆的现状，风电降本难度越来越大。平价之后，风电降本之路到底怎么走？

“技术创新没有终点，即使短期内无法出现颠覆性创新，微创新也要持续。”上海电气风电集团董事长金孝龙认为，技术创新是降本的必然之路。

国家能源局新能源和可再生能源司副司长任育之表示，未来需要加大风电主轴承、叶片材料等关键零部件制造技术“补短板”力度，着力推动降低风电成本，特别是要降低海上风电成本，切实提高风电市场竞争力，推动构建适应风电大规模发展的产业体系和制造能力。

中车株洲电力机车研究所有限公司风电事业部副总经理陈长春表示，风机在现有技术路线下还存在一些功能冗余、重复的问题，如果整机厂和部件商能深度合作，把风机做得更小、更轻，成本仍有可挖掘的下降空间。这需要从整个全产业链以及全生命周期去考虑协同降本。

“整个产业链协调发展是关键。在主机设计时，引入供应商参与主机设计，可以提升零部件的匹配性，优化整个供应链成本。”舍弗勒大中华区工业事业部总裁王贵轩表示。

三一集团副总经理彭旭说：“降低风电全生命周期度电成本，不仅需要降低后期运维成本，还需要降低前端开发设计成本。不能单纯压人工成本、压供应商成本，而是要通过数字化等新技术赋能，实现基于成本的设计、基于质量的设计，这可以使前端的研发成本得到最大程度优化，帮助产业链各环节获得合理利润，助力全行业降本增效。”

清华气候院：

## 2050年二氧化碳减排目标任务艰巨

■本报记者 李丽旻

### 核心阅读

一是制造业在国际产业价值链中仍处于中低端，产品能耗物耗高，增加值率低，经济结构调整和产业升级任务艰巨；二是煤炭消费占比较大，单位能源的二氧化碳排放强度比世界平均水平高，能源结构优化任务艰巨；三是单位GDP能耗依然较高，建立绿色低碳的经济体系任务艰巨。

日前，清华大学气候变化与可持续发展研究院（下称“清华气候院”）发布“中国长期低碳发展战略与转型路径研究”项目成果报告，这一研究成果揭示了我国在本世纪中叶实现碳中和目标的可能路径。该报告还针对“十四五”规划提出了多项建议，包括重点城市以及高能消耗行业应制定十年达峰计划、严格控制煤电产能和煤炭消费总量反弹、完善全国碳市场建设等。

### 研究建议十年内碳排放达峰

据清华气候院学术委员会主任何建坤介绍，该研究由清华气候院组织、国内十几家主流研究单位共同参与，共设置了18个课题，研究论证了中国2050年实现与《巴黎协定》长期目标相契合的低碳发展目标，同时为中国政府在2020年提交本世纪中叶低碳排放发展战略提供了技术支撑。

报告研究指出，随着经济发展、国内生态环境根本好转和国际影响力的提升，强化深度二氧化碳减排的目标导向将占据越来越重要的地位。

该报告提出了四种主要二氧化碳排放情景：一为政策情景，二氧化碳排放量预计将在2030年左右达峰，到2050年实现二氧化碳排放量降至90亿吨；二为强化政策情景，我国碳排放量将在

2030年前实现达峰，到2050年碳排放量下降至约62亿吨；三为2℃温控目标情景，到2025年左右碳排放量实现达峰，在碳捕捉与封存技术（CCS）、生物质能源和碳捕捉与封存技术（BECCS）与农林业碳汇的支持下，届时人均碳排放量可控制在1.5吨左右；四为1.5℃温控目标情景，争取到2050年基本实现二氧化碳净零排放。

针对这一报告情景预测，何建坤指出，按照当前趋势以及强化政策构想，2050年我国尚不能实现与全球2℃温控目标相契合的减排路径，考虑到能源与经济体系惯性，我国也难以迅速实现2℃与1.5℃情景的减排路径。对此，他建议，我国长期低碳排放路径选择应是从强化政策情景向2℃温控目标情景和1.5℃温控目标情景过渡，力争2030年前尽早实现二氧化碳排放达峰，其后加速向2℃目标和1.5℃目标减排路径过渡。

### 我国碳减排挑战仍然巨大

尽管减排目标明确，但要达到目标仍有多座“大山”需要翻过。生态环境部气候变化事务特别顾问、清华气候院院长解振华指出，我国的低碳发展转型还存在巨大的发展空间和发展潜力，同时也面临着巨大的挑战。

解振华表示：“一是制造业在国际产

业价值链中仍处于中低端，产品能耗物耗高，增加值率低，经济结构调整和产业升级任务艰巨；二是煤炭消费占比较高，目前占比仍超过50%，单位能源的二氧化碳排放强度比世界平均水平高约30%，能源结构优化任务艰巨；三是单位GDP能耗依然较高，为世界平均水平的1.5倍、发达国家2—3倍，建立绿色低碳的经济体系任务艰巨。”

根据报告情景分析的数据，实现长期低碳转型目标的投资需要包括能源和电力系统、终端节能和能源替代等领域基础设施建设，同时也包括既有设施改造以及化石能源搁浅资产的成本，如果要实现2℃情景，总投资需要达到127.24万亿元，而实现1.5℃情景总投资需求则高达174.38万亿元。

在清华气候院常务副院长李政看来，实现减碳目标、降低对煤炭等化石能源使用量，不仅是经济问题，更是社会价值导向的体现。“要降低煤电在电力结构中的占比，实际上是一种倒逼机制。当前能源转型也面临着基础设施转变周期长、可能引发社会不公平等问题，虽然转型障碍很多，但能源转型仍是为了照顾大多数人利益，目标应十分明确。”

### 技术支撑不可或缺

报告认为，要实现长期深度脱碳或碳

中和目标，各个领域仍需要有突破性技术支撑；除需要进一步提高对需求侧管理和能效技术、新能源和可再生能源发电及热利用技术的关注外，还需要特别关注当前虽然尚不成熟但对深度脱碳可发挥关键作用的战略性技术。报告指出，大规模储能技术、智能电网技术、分布式可再生能源网络技术、能源互联网等技术都将是减排的重要推手。

另外，报告强调，CCS技术和地球工程技术也是实现深度脱碳的重要备选技术。在深度减排目标下，CCS技术可用于化石能源发电和煤化工及石油化工领域，实现化石能源利用的深度脱碳，同时BECCS技术则能在利用生物质燃料发电的基础上，实现二氧化碳捕集和封存，进而做到二氧化碳负排放。

李政告诉记者，针对CCS技术，全球多国已经做了诸多研究，这一技术不论从理论、方法还是工程技术方面都已基本成熟。“CCS技术本身包含三个环节，二氧化碳捕捉与运输方面技术已基本成熟，目前挑战主要是降低成本。同时，地质研究也在不断推动二氧化碳封存技术发展，所以，CCS前景可期。预期到2030年，第一代CCS将投入产业化使用，并开始第二代CCS技术示范，2035年则有望将低能耗CCS技术投入使用。”

“此前，中央环保督察更多的是涉及地方及企业，此次则是直接而罕见地将板子打在国家能源局身上，足见规划问题的严重性。”中国煤炭建设协会副理事长兼秘书长徐亮表示，矿区总体规划是规范煤炭开发秩序的指导性文件，对于保护和合理开采利用资源具有重要意义。“规划不到位，相当于第一步就出现问题，由此产生的连锁反应影响最大。”

### “全国至少1/4的现存矿区压着生态红线，没有主动避让或者打擦边球”

根据《煤炭矿区总体规划管理暂行规定》（下称《规定》），“经批准的矿区总体规划，是煤炭工业发展规划、煤矿建设项目开展前期准备工作和办理核准的基本依据”，其重要性不言而喻。但据多位人士证实，除了此次通报反映的“把关不严”问题，矿区规划还存有一系列环境管理隐患。

徐亮称，煤炭开发易对土壤及植被、地表及地下水、大气环境造成影响，进而带来矿区生态平衡及稳定性问题。在规划阶段明确生态环境修复与治理，直接关系到矿区的发展布局及开发强度，旨在杜绝煤炭开采破坏环境的现象。“虽然目前环保‘帽子’扣得很大，但各地在规划编制，尤其是在环境管理中，却存在宽严、尺度不一等情况，建设项目环评‘未批先建’不在少数。”

另有熟悉情况的人士表示，按照要求，需对煤炭矿区总体规划开展环评工作，并在规划审批前，向国家能源局提交环评报告书。然而，规划审批部门长期未将环评作为审批决策的依据之一。“例如，有的项目直到开工建设时才补做规划环评，有的项目没有依法开展规划环评就批准实施，这都使得环境管理十分被动。”

“我们在给矿区规划做环评时，最大感受就是责任主体的‘三线一单’（即生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单）意识淡薄，从规划一开始就未将生态环保优先真正落到实处。”国家城市环境污染防治技术研究中心研究员彭应登坦言，“目前，全国至少1/4的现存矿区压着生态红线，没有主动避让或者打擦边球。有的煤矿为了满足开发条件，甚至在规划阶段反过来倒逼地方政府调整红线。”

### “无论是主管部门还是矿区责任主体，都没有将总体规划作为建设开发的依据”

“我们常说规划先行，但现有《规定》发布已近10年，无论是主管部门还是矿区责任主体，都没有将总体规划作为建设开发的依据。实际上，矿区规划更多作为框架性、方向性指引，既没有相应的配套政策，也不具备强制执行能力。”徐亮进一步称，尽快完善规划编制、审批、实施等工作，尤其是补齐环境管理短板，必要且迫切。

徐亮称，以矿区为单位，一般应由1—2个责任主体进行开发。但目前，大部分矿区未能明确开发主体，导致规划方案缺乏落实主体，难以有效实施。“建议在政策层面，首先明确矿区总体规划的强制性。一旦确定，必须按照要求逐级上报、备案并明确开发主体的环保责任，开采生产严格遵循规划，主管部门严格细化监督。”

同时，矿区规划也需要“分类”。徐亮表示，由于矿区总体规划项目繁多、内容丰富，不宜全部交由某一个部门进行管理。“例如，在国家能源局牵头下，可按照专业划分到不同部门实施监管，让专业的人做专业的事，各司其职、提升效率，避免粗放管理。”

中国矿业大学教授常江也称，不同煤炭矿区的资源禀赋、自然条件等各有不同，对生态环境的要求及开采影响也存在巨大差异。对此，建议推进分区管理，加强矿区规划环境管理的差别化指导。“规划不仅仅是某一个矿区的事情，也不可能按照一套模式执行。根据产业准入、环境承载能力、生态修复要求等现实条件，责任主体、行业主管部门及地方政府应打破条块、利益分割，共同推进矿区规划及其环境保护的精细化管理。”

上述业内人士还提出，鉴于煤、电、焦、化一体化是今后相当长一段时间内矿区的发展方向，建议考虑编制包括煤炭开发及下游煤电、煤化工等产业发展在内的综合性规划，加强规划衔接，预防长期性、累积性不良影响。