

定调“双碳”路径：

存量改造腾空间，增量优化调结构

■本报记者 苏南

国家发改委近日举办6月新闻发布会，回应目前社会各界高度关注的“双碳”目标推进情况。国家发改委政策研究室副主任、新闻发言人李超在回答《中国能源报》记者提问时明确指出，实现碳达峰碳中和，既是我国实现高质量发展、推进人与自然和谐共生现代化的必然要求，也是我国作为负责任大国对国际社会的庄严承诺。“十五五”时期是实现碳达峰目标的攻坚期、决胜期，国家发改委将科学有序开展碳达峰碳中和综合评价考核，以更高水平、更高质量开展节能降碳工作，统筹好经济发展、能源安全和绿色转型，为稳增长、扩投资挖掘更多潜力。

谈及下一阶段发展，李超给出明确发展路径，从存量和增量两方面同步发力，坚决遏制“两高”项目盲目发展，大力培育绿色低碳新动能。

在业内看来，通过对存量高耗能行业的“刮骨疗毒”与增量项目的“源头把控”，辅以差异化的政策保障与持续的市场机制创新，我国将拓展更大的绿色转型发展空间。

聚焦九个高耗能行业三年改造腾退碳排放空间

距离2030年前实现碳达峰的时间“窗口”已不足四年，在时间紧、任务重的情况下，如何既保障经济平稳运行，又能有效压减碳排放？国家发改委给出的策略是向存量要空间。

李超表示，国家发改委将与有关部门和地方同步发力，聚焦钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、炼油、乙烯、合成氨、甲醇、煤电等9个重点行业，实施节能降碳改造攻坚三年行动。此次行动明确目标是，到2028年

底，推动相关工业重点行业能效标杆产能占比平均提高20个百分点，煤电行业力争提高15个百分点，能效基准水平以下产能基本清零。此举旨在为“两高”领域新增项目实施碳排放等量或减量置换腾出更多空间。

四川省环境政策研究与规划院能源与气候变化研究中心高级工程师向柳在接受《中国能源报》记者采访时指出：“这9个重点行业涉及冶金、建材、石化、化工、火电等，具有高耗能、高碳排放的突出特征，是压减煤炭消费、控制碳排放的重中之重。”

向柳进一步分析认为，当前和今后一个时期，高比例燃料替代、原料替代、碳捕集利用与封存等深度脱碳技术虽前景广阔，但短期内仍面临经济、技术、安全等多重条件制约。因此，以节能提效为重点来控制碳排放，是当前最为经济可行的做法。

“通过实施节能降碳改造，我们的目标是在3年内形成节能量1亿吨标准煤以上、降碳2亿吨以上。”向柳强调，这一减碳成果不仅能有效降低传统工业的能耗强度，更为重要的是，它能为新兴产业、未来产业的刚性碳排放腾挪空间，是以旧换新、“腾笼换鸟”的关键一步，有利于夯实2030年前碳达峰的基础。

严控“两高”项目准入推动新增清洁能源全覆盖

在存量腾退的同时，对新增项目的能源结构优化是塑造未来绿色竞争力的关键。李超指出，在增量方面，国家发改委将推动新增项目优化能源结构，积极发展绿色直供等新模式，提升非化石能源使用比例，降低碳排放水平。特别是技术先进且

具备高附加值的项目，一直是我们支持和鼓励的重点。对于这类项目，非化石能源用得越多，碳排放压力也就越小。“下一步，国家发改委将推动各地方扩大对零碳园区、零碳运输走廊等领域的投资力度，加快实现新增清洁能源发电量覆盖全社会新增用电需求，持续培育绿色低碳发展新动能。”

谈及如何确保新增项目在落地中真正做到“非化石能源用得越多，碳排放压力越小”？北京市绿色产业发展促进会专家委员会副主任王文堂对《中国能源报》记者表示，新增项目需按《固定资产投资项目节能审查和碳排放评价办法》编制节能报告，节能主管部门将充分考虑当地能耗总量目标、产品能耗强度、产品碳排放指标等因素进行审核，在项目审核的过程中，会把优化能源结构、提升非化石能源比例的要求摆在重要位置。国家发改委等四部委发布《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（2026年第42号令）同样是项目审核时必须考虑的重要因素。

“新增项目审核时，能耗强度低、能耗总量小、碳排放量少的项目将优先通过审核；反之，用能量大、碳排放量大，尤其是能耗强度高、碳排放强度高的项目，审核时需要充分考虑当地完成能耗目标、碳排放目标的基础上才有可能通过审核。”王文堂说，“攻坚行动”产生的节能量、碳排放量，可以作为新增项目的需求指标。所以，通过对新增项目的节能审查，包括项目运行过程的节能监察，可以确保这些项目在落地中真正做到“非化石能源用得越多，碳排放压力越小”。

向柳表示，“十五五”时期，我国将全面实施碳排放双控制度，碳达峰必然是碳排

放强度约束下的碳达峰。因此，必须加强碳排放预算管理，优化碳排放空间配置。在具体操作层面，建议双管齐下，一方面，要严格把好准入关，用好固定资产投资项目节能审查和碳排放评价制度，对新增项目严格开展碳排放评价，对“两高”项目设置严格的能效碳效准入标准，倒逼新上项目用能以清洁能源为主；另一方面，要推动能源保障要素向技术先进且具备高附加值的领域和项目倾斜，比如优先推动这类项目实施绿电直连，从源头上降低碳排放强度。

“新增清洁能源发电量覆盖全社会新增用电需求，既是一个结果，也将是一个强力牵引的目标。”向柳指出，从直接效果看，这一目标有利于激发清洁能源大规模、广覆盖、高比例开发，进一步扩大可再生能源的生产和消纳，推动新型电力系统构建，特别是提升电力系统的调度能力和韧性。从间接带动效应来看，这将极大推动光伏发电、光热发电、余能利用、风能发电等清洁能源装备的生产制造，巩固提升我国在相关领域装备研发制造的全球竞争力，加快抢占技术和产业制高点。

不简单搞“齐步走”市场化手段护航绿色转型

实现存量改造和增量优化的双管齐下，离不开地方和企业的具体实践。然而，我国地域辽阔，各地区资源禀赋、产业结构和发展阶段差异巨大。如何保障各地在绿色转型中不掉队、不跟风？

业内一致认为，节能降碳是一项长期的系统性工程，“等不得，也急不得”。关键在于综合施策，久久为功，而政策和机制的创新十分重要。

新能源行业的收益逻辑和经济性正在重塑

亟须加快建立新能源消纳综合评价指标体系

■本报记者 苏南

“新能源占比提升将推高弃电率”“‘十五五’时期，我国新能源装机规模将普遍超过本地最大负荷”“特别是光伏产业潜力大、门槛低、易部署，午间大发的时段弃电成为常态”……近日记者采访时，多位专家一致认为，在全面新能源入市的情况下，我国新能源行业亟须加快建立新能源消纳综合评价指标体系。

在业内看来，随着《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（简称“136号文”）的落地执行，我国新能源告别了长期依赖的“保障性收购”时代，全面迈入“全量入市+差价结算”的新时期，新能源行业的收益逻辑和经济性正在重塑。

迈入收益下行与重构期

136号文颠覆了新能源场站传统的收益模型。在此前长达十余年的发展期内，我国大部分省区实施保障性收购政策，新能源场站收益由“保障性收益”和“市场化收益”两部分构成。

“保障性电量按燃煤基准价结算，为项目提供了坚实的收益底线；余量则参与市场交易。”国网能源研究院新能源所副室主任叶小宁对《中国能源报》记者表示，在这一模式下，集中式光伏、分布式光伏、陆上风电及海上风电的平均度电收入经测算分别可达0.34元、0.353元和0.345元和0.384元，行业整体享受到政策红利与规模扩张的双重叠加。然而，随着新能源渗透率在2025年突破22%，原有的保障性收购模式已难以承受海量新能源接入带来的补贴压力和系统平衡成本。全面入市后，新能源收益逻辑发生根本性重构，调整为“机制电量收益”与“市场电量收益”两部分。即场外建立差价结算机制，纳入机制的电量按机制电价结算，余量完全由市场交易价格决定。

从国网经营区首轮竞价情况看，除蒙东暂未安排新增项目参与机制竞价外，其余省区均已完成2026年机制竞价。刚发布的《中国新能源发电分析报告2026》数据显示，参与竞价的装机容量高达2.2亿千瓦，其中风电申报1.2亿千瓦、中标6850万千瓦；光伏申报1亿千瓦、中标6521万千瓦。机制电价方面，光伏电价处于0.15—0.4155元/千瓦时之间，风电电价处于0.1954—0.4155元/千瓦时之间，上海因燃

煤基准价最高而触及上限，新疆光伏与甘肃风电则触及下限。机制执行年限普遍在10—12年，部分海上风电延至14—15年。但整体而言，风光平均上网电价均有一定程度降低，新能源已步入收益下行与重构期。

对于未纳入机制的分布式光伏，中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎告诉《中国能源报》记者，目前主要有两条挽救路径：一是增配储能模式，通过增配储能设施，为用电户提供更高比例的分布式光伏电量，这是当前主要的解决模式。另一条是参与绿电直连，探索后续是否可以就近参与绿电直连消纳，以此挽救项目。

存量与增量冰火两重天

在新能源全面入市的规则下，存量项目与增量项目的经济性呈现显著分化态势，未纳入机制的增量项目面临着生存挑战。

“对于存量项目而言，阵痛不可避免。”叶小宁分析，一方面，规则要求每年纳入机制的电量比例不得高于上一年，这意味着更多电量涌入现货市场；而另一方面，随着新能源装机激增，特别是在东北、西北等新能源富集地区，现货市场电价普遍大幅下降。在双重挤压下，各省区存量项目度电收益普遍下滑。虽然收益收窄，但由于前期机制衔接基本承接了原保障性收益，存量项目整体仍处于可控范围。

相比而言，新能源增量项目的经济性则出现“冰火两重天”。叶小宁指出，成功纳入机制的增量项目，其机制电量占比平均接近六成，且机制电价虽较燃煤基准价有所降低，但仍高于市场交易均价。这部分项目短期内能保障合理收益，但从全生命周期看，保障结束后需直面市场，远期电价面临下滑风险。

业内认为，新能源“重灾区”是未纳入机制的增量项目。此类项目仅能通过市场获利，受交易均价低迷影响，收益普遍断崖式下跌。其中，分布式光伏受到的冲击尤为剧烈。“究其原因，136号文后新投产的分布式光伏在并网前一年难以备齐备案文件、履约保函等竞价资料，2026年实际参与申报机制电价的分布式光伏装机仅430万千瓦，中标250万千瓦，仅为全年预计新增装机的5%，大量分布式光伏被挡在机制门外。”叶小宁直言。

破局关键不能只盯电价

如何破解新能源经济性下滑的困局？业内专家认为，不能只盯着电价，必须从电力系统的整体物理架构与市场认知上破局。

从认知角度看，“适度弃电”是新型电力系统的常态。数据显示，2025年全国新能源利用率为94.2%，同比下降2.3个百分点，仅上海、重庆、福建实现100%的利用率。叶小宁指出，新能源渗透率不断攀升，国际上普遍存在弃电率随渗透率上升的客观规律。单一的“利用率”指标已难以反映真实消纳情况，极易导致认知偏差。未来，应加快建立包含系统弃电和特殊弃电在内的综合评价指标体系，引导行业从“保量保价”向“保合理收益、接纳合理弃电”转变，避免为了追求极致消纳率而付出过高的系统调节成本。

在彭澎看来，“适度弃电”的界定，人为定义缺乏实际意义，本质上应由市场机制来判断。为此，需要进一步放开更大范围的市场灵活性。目前许多“负电价”现象存在失真。若电价弹性无法拉开，整体储能速度将依旧缓慢。因此，应当给予储能更多参与机会，从而有效调节峰谷差。行业对于消纳率的容忍度普遍较低，核心诉求在于确保电量消纳。究其原因，项目收益存在天花板，而亏损则无底线。这种收益与风险的不对称性导致许多项目陷入亏损，进而致使新项目的投资放缓或决策趋于谨慎。

另外，必须以更大力度夯实电力系统的物理调节基础。目前，我国特高压工程建设已达46条，线路长超6.2万公里，未来要加快提速配电网高质量发展和新型调度体系建设。“尤其是要充分挖掘灵活调节资源，通过建立动态电力平衡机制，将调频市场纳入有功控制，健全储能调用机制，有效提升系统对新能源的承载力，从物理层面让新能源能发得出、用得掉。”叶小宁说。

需要注意的是，深化绿色电力市场建设是提升新能源经济性的重要补充。去年绿电交易电量达3285亿千瓦时，绿证交易量9.3亿个，绿证平均价格从2023年的0.72元飙升至5.57元，三年涨幅近七倍。在电能量价格承压下，通过绿电绿证交易可为新能源项目开辟新的收益来源，对冲全面入市后的电价下滑风险。



图为国网陕西电力工作人员在陕北—安徽±800千伏特高压直流输电工程建设中开展断紧线作业。雷泽浩/摄

本报讯 6月30日，陕北—安徽±800千伏特高压直流输电工程（以下简称“‘陕电入皖’工程”）投运，为我国“西电东送”再添一条大动脉。

“陕电入皖”工程是我国“十五五”开局以来投运的首个特高压直流工程，也是陕西第三条特高压电力外送通道。工程起于陕西省延安市宝塔山换流站，止于安徽省合肥市合州换流站，线路全长1055公里，途经陕、豫、皖三省，额定电压±800千伏，输送容量800万千瓦，每年可向安徽输送电量超360亿千瓦时，其中一半以上是清洁能源，为安徽电网提供稳定、可靠、持续的电力支撑，切实推动安徽电网多元化电力保障体系构建。

工程建设中，项目团队攻克IV级湿陷性黄土建站难题，形成可复制的黄土地区特高压施工技术，创新应用数字化施工管理平台、北斗定位放线技术及“绿色施工十项举措”，实现特高压线路与生态环境和谐共处。同时，首次全面应用特高压“双八百”标准化成果，有效提高设备质量，为新能源跨区域输送筑牢技术根基。

工程于5月7日全面启动直流系统调试，历时45天，累计完成737项试验，所有试验项目均一次通过。自6月23日0时进入168小时试运行阶段，至6月30日0时圆满完成试运行，设备及线路运行状态平稳可靠，现已正式投产送电。当前双极大地运行模式，正向输送功率80万千瓦（最大输送容量可达800万千瓦）。

工程投运后每年可替代煤炭消费约550万吨，减排二氧化碳约1420万吨，充分释放陕西煤炭与新能源资源优势，推动传统能源经济向现代能源经济转型，助力中西部绿色能源高效利用，为陕北革命老区发展注入强劲动力，有力提升华东地区绿电消费占比，实现能源、经济与生态协调可持续发展。

陕西位于西北电网最东端，是西电东送桥头堡，在全国保供大局中扮演着“压舱石”和“顶梁柱”的角色。“陕电入皖”工程投运后，陕西原有“两交三直”外送通道将升级为“两交四直”，外送能力提升至3167万千瓦。工程落地既推动陕西优质能源资源优势高效转化，也为安徽省现代化产业体系构建、民生用电保障持续注入强劲动能。

后续，随着陕西—河南±800千伏特高压直流输电工程的建成投运，陕西外送能力将进一步提升至3967万千瓦，为构建以新能源为主体的新型电力系统提供坚实支撑，促进能源低碳转型，助力“双碳”目标实现。（柴迎）



图为±800千伏宝塔山换流站。张靖钰/摄

『十五五』时期我国首个特高压直流工程投运