

聚焦零碳村镇建设，探索乡村振兴新路径

——访中国沼气学会副理事长、农业农村部农业生态与资源保护总站原首席专家李景明

■本报记者 苏南



面临哪些挑战？

李景明：首先，农村能源基础设施薄弱，制约了可再生能源广泛应用。许多农村地区仍存在电网不完善、能源供应不稳定、技术支撑不足、社会化服务体系滞后等问题，导致可再生能源难以大规模推广。其次，农民对新技术的接受度有限，经济承受能力较弱。尽管我们推广了许多节能、环保技术，但很多农民群众对新技术缺乏了解，担心成本高、维护难，影响了他们主动参与的积极性。再次，农村能源产业链条长、成本高，缺乏系统性和长期稳定的政策支持与金融创新机制。虽然国家有财政补贴，但资金使用效率不高，缺乏“精准滴灌”。

此外，农村能源与产业融合仍处于探索阶段，如何将可再生能源与农业、养殖、加工等产业有效结合，形成良性循环，仍需进一步研究和实践。

中国能源报：如何理解“精准滴灌”和金融创新的重要性？

在乡村振兴战略与“双碳”目标的双重驱动下，零碳村镇建设正成为推动中国农村绿色转型的重要方向。近年来，各地积极探索适合本地实际的零碳发展模式，通过清洁能源的广泛应用、绿色技术的推广以及农村产业结构的优化，逐步构建起低碳、环保、可持续的乡村发展新路径。在这一过程中，如何因地制宜、精准施策，推动农村能源与产业深度融合，成为当前亟需解决的重要课题。

作为深耕农村能源领域 40 余年的资深专家，中国沼气学会副理事长、农业农村部农业生态与资源保护总站原首席专家李景明，始终关注农村能源的转型路径与未来发展。近日，《中国能源报》记者围绕零碳村镇建设的现状、面临的挑战以及未来的发展方向，与李景明进行了深入交流。

■ 已开展数十个零碳村镇建设

中国能源报：零碳村镇是当前农村能源革命的重要方向之一，能否简要介绍零碳村镇的建设背景与建设目标？

李景明：2017 年，党的十九大首次提出乡村振兴战略，明确到 2035 年基本实现乡村振兴、到 2050 年全面实现乡村振兴的总体目标。2020 年，我国提出“双碳”目标，赋予农村能源转型新的方向。零碳村镇建设正是在上述背景下展开的，它不仅是实现“双碳”目标的重要抓手，更是推动乡村振兴、提升农村生活质量的重要举措。零碳村镇的核心目标是通过清洁能源的广泛应用、绿色技术的推广以及农村产业结构优化，实现村镇在能源使用、生态治理、产业发展等方面全面低碳化。

目前，农业农村部在部分省市组织了

9 个村开展示范村建设，并在全国范围内近 30 个村开展示范推广建设，涵盖不同资源禀赋、经济条件、生活习性和文化背景的地区。通过因地制宜、多能互补、综合利用的方式，努力探索适合中国不同农村地区的零碳村镇发展模式。

中国能源报：您提到因地制宜是零碳村镇建设的重要原则，能否举例说明这一理念在实际中的应用？

李景明：农村地区差异很大，资源禀赋、经济发展水平、人口结构不尽相同，零碳村镇的建设不能“一刀切”。比如，北方农村冬季取暖需求大，我们优先推广生物质能源和清洁取暖技术。在南方地区，我们利用农作物秸秆、畜禽粪便等农业有机废弃物进行厌氧发酵，生产沼气和生物天然气，既解决能源问题，又改善了农村环境。在西北地区，我们更多关注太阳能、风能等可再生能源的利用，结合当地农业特点，发展“光伏+农业”模式，实现能源与生产的深度融合。同时，我们还特别注重农村基础设施的提升，比如农房节能改造、污水处理、垃圾分类等，这些都是零碳村镇建设的重要组成部分。

除了因地制宜，我们还会根据农村不同的发展阶段，随时调整技术解决方案。对于相对发达的农村地区或富裕农户，尽可能采用更先进甚至超前的技术措施；对于相对落后的农村地区或支付能力较弱的农户，则尽可能尊重其意愿，引导他们在经济可承受情况下使用更多清洁能源及装备，也就是因时制宜、因人制宜。

■ 零碳村镇建设缺乏“精准滴灌”

中国能源报：零碳村镇建设目前主要

山东青岛：西江 24-7 平台上部组块陆地完工起运



图片新闻

7月1日，由海洋石油工程股份有限公司承建的西江 24 区开发项目 24-7 平台上部组块在山东青岛国际化高端装备制造基地完工起运。该组块将在海上运输约 2000 公里，到达西江油田海域开启组块吊装作业，投产后将服役于南海东部西江油田海域，作业水深约 90 米。

人民图片

山西如何引领全国煤层气开采？

■本报记者 杨沐岩

作为能源大省，山西煤层气资源十分富集，全省埋深 2000 米以浅的煤层气预测资源量约 8.31 万亿立方米，约占全国 1/3。近年来，山西煤层气不断增储上产，产量从 2007 年不足 19 亿立方米，快速增至 2024 年的 134.3 亿立方米。今年前 5 个月，山西省煤层气累计产量达 60.1 亿立方米，约占全国煤层气总产量的 82%。

未来，山西将如何引领全国煤层气高质量开采？

■ 主要产地增储上产

山西拥有六大煤田，其中的沁水煤田是我国煤层气开发最早的煤田之一，也是当前我国最大的煤层气产业化基地之一。相比山西其他煤田，沁水煤田在地质构造、资源存量、资源储存状态等方面的优势，是煤层气能够实现商业化开发的重要支撑。

中国矿业大学（北京）地测学院教授李勇告诉《中国能源报》记者：“沁水煤田主体地质构造类型单一、褶皱微弱，内部断裂少、规模小，减少了煤层气散逸。顶底板也具备良好的封盖性，利于气体保存。”目前，沁水煤田煤层气资源量约 4 万亿立方米，其中探明储量 5691 亿立方米，约占全国煤层气探明率超过 10%，高于国内其他煤田，为煤层气开发奠定资源基础。

此外，沁水煤田的煤层气资源埋深适中，多套煤层均有开发价值，一批企业正加

速推进当地煤层气资源增储上产。截至今年初，华北油田沁水煤层气田日产量持续保持在 720 万立方米以上，继 2024 年煤层气年产量达 26 亿立方米后，今年产量有望再创新高。除常规煤层的资源开发外，近年中联煤层气公司在潘河区块实现薄到超薄煤层气的高效开发，多口气井日产气量超万方，为以往的无效资源赋予可开发价值。

除沁水煤田外，山西的河东煤田也具有良好的开发潜力，南部的大宁—吉县区块在近年实现深层煤岩气规模效益开发，已经探明 2000 米以深煤层气储量超 3000 亿方，发展潜力大。今年 5 月 22 日，山西大宁深层煤层气田日产量突破 650 万立方米，创历史新高。该区块累计产气量超过 1 亿立方米的水平井平台达 9 个，最高单井累计产量超过 7000 万立方米。

■ 技术突破开采难关

除沁水煤田和河东煤田外，山西其他煤田也具有一定的煤层气资源潜力，但当前规模化开发难度仍较大。当前，霍西煤田的汾西区块、西山煤田的古交矿区也进行了煤层气开发，但受限于相对复杂的地质构造条件，煤层气开发效果一般，开发技术有待进一步完善。其他煤田还面临煤层薄、煤层构造破坏严重、资源埋藏过深等问题。

李勇表示，薄煤层需要通过“多层合压合采”等定制化技术才能实现开采，不同煤田构造活动导致煤层破损，也需要“一矿

一策、一井一策”的差异化技术方案。此外，当前业内对 1500 米以深的深层煤层气认识有限，其赋存特征、含气机制、压裂响应等关键地质与工程参数仍不完善，导致深层资源开采能力长期难以释放。“另外，传统煤层气相关开采技术适应性差，常照搬常规油气的开发方式，结果是钻井液污染煤层、压裂液滞留伤害储层，导致裂缝撑不开，产量上不去。”

近年来，随着科技持续攻关和工程实践积累，山西主要煤层气产地在开发技术上取得一系列突破性进展，解决了制约产能释放的多种关键问题。李勇表示，勘探开发理念方面，明确了深层煤层气的开发潜力，成功建成我国首个超大型整装深层煤岩气田。建立地质和工程一体化技术体系，广泛应用多种新型开发模式，有效提高单井产量和开发效率。装备和工艺集成水平提升，复杂煤层的穿层能力和控层精度显著强化，减少了井壁失稳和储层污染问题。

依托理论与技术的协同突破，当前山西煤层气产业已形成高阶煤、薄煤层、中深层乃至深层煤层气多类型、多层系、差异化开发的新格局，有效释放了资源潜力，鄂尔多斯盆地东缘和沁水盆地南部的两大国家煤层气产业基地逐步建成。

■ 气、煤开采逐渐分离

山西也是我国重要的煤炭产地。当前，埋深小于 1500 米煤层的吸附气占煤层气总

含气量 90% 以上，而 1500 米通常也是煤炭开采的极限深度。面对煤炭与煤层气资源的重合，近年山西探索“先采气后采煤，采气采煤一体化”新模式，显著提升煤层气的规模化开发水平。李勇指出，“先采气、后采煤”模式可有效协调开发，兼顾安全、效益与资源最大化。在煤炭开采前，通过地面钻井预抽煤层气，降低煤层瓦斯压力，减少煤矿瓦斯突出风险。

当前，晋城矿区依靠“四区联动”模式，采用规划区地面预抽，准备区井上下联合抽采，生产区精准抽采、采空区地面钻采，有效实现煤层气“减少温室气体排放、保障煤矿安全生产、补充绿色气体能源”三重功效。而开采埋藏深 1500 米以下的深层煤岩气，是实现“煤—气”两种资源开采“结耦”的重要路径。尽管目前全国煤层气年产量大约为 138 亿立方米，其中深层煤层气仅约 25 亿立方米，传统的浅层煤层气依然占据产量大部，但深层煤岩气增长势头明显，正成为新增长极。

深层煤岩气开采也是煤层气实现产能接续，进一步增储上产的重要抓手。李勇介绍，传统煤层气依赖“排水—降压—解吸—扩散—渗流”过程，以吸附气为主，需排水降压数月甚至数年才能稳定产气，单井产量低。而深层煤岩气游离气与吸附气并存，采用渗吸置换的开发方式，利用“长水平井+超大规模压裂”技术，压裂后开井即高产，无需长期排水，单井日产气就可达 10 万立方米。

本报讯 广西电力交易中心近日透露，今年截至目前，广西壮族自治区绿电交易电量达 100.05 亿千瓦时，同比增长 103.53%，首次突破百亿千瓦时大关，凸显绿色资源进一步优化配置的特征。

统计显示，自 2022 年启动绿电交易以来，广西绿电交易电量成倍数攀升。2022 年绿电交易量 22 亿千瓦时，2024 年达到 90 亿千瓦时，而 2025 年仅半年时间，绿电交易量就突破百亿千瓦时。

今年以来，广西积极推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格。目前，已实现陆上集中式新能源全电量入市，打破新能源“保量保价”模式，电力供需环境及市场关键机制进一步优化。与此同时，伴随绿电成为降低碳排放、影响对外贸易、构建绿色产业链的重要要素，绿电市场正逐步从“政策驱动”走向“需求驱动”。

此外，今年广西陆续开展绿电交易 36 批次，平均交易价格同比下降 26.86%。“用户既可以用更低成本购买绿电，也能获得相应的绿电消费认证，有力释放绿电消费需求，促进全区能源绿色低碳转型。”广西电力交易中心总经理贝宇介绍。

电网的边界决定了电力交易的边界。南方电网广西电网公司今年规划投资超 145 亿元续建、新建 110 千伏及以上重点输变电工程 315 项，其中，加快建设广西桂林荔浦城那帮 100 兆瓦风力发电项目 220 千伏送出线路、220 千伏钦州海上风电送出工程等电源送出工程，进一步夯实全区资源大范围配置的物理平台。

依托完善的市场监管和畅通的电网，广西新兴产业持续释放绿电消费潜能。南方电网广西电动汽车服务有限公司成交绿电电量达到 340 万千瓦时。至此，前往该公司所属充电站充电的新能源汽车，就可以充上来自百里外山间的风电或者山岭的光伏，实现“绿车充绿电”。

贝宇介绍，下一步，广西电力交易中心将深入研究新能源参与市场交易的系列规则，推动集中式、分布式新能源全部上网电量均参与市场，服务新能源参与现货市场，并加强绿电市场及电能量市场的衔接，完善现货市场连续结算试运行下绿电交易机制。（韦霏 黄飞）

广西年度绿电交易首破百亿千瓦时大关