

宁东煤基能源与氢能协同发展路径研究

宁东地区煤基能源与氢能协同发展，重点是绿氢与煤化工的协同路径——本文介绍了宁东地区在煤基能源与氢能协同发展方面的现状和趋势，强调了氢能作为实现碳达峰碳中和目标的重要支撑技术，以及绿氢与煤化工的协同路径。

文 / 安广萍 唐卫龙 杜钢 张伟 李云

2021年，习近平总书记提出我国力争2030年前实现“碳达峰”，2060年前实现“碳中和”，明确实现碳达峰、碳中和，是贯彻新发展理念、构建新发展格局、推动高质量发展的内在要求。如何实现碳达峰碳中和成为当今中国乃至世界最为迫切的战略目标。其中氢能是助力实现碳达峰、碳中和目标，深入推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效能源体系的重要支撑技术。氢气作为一种重要的化工原料气体被广泛应用于石油炼化、合成氨等领域，当前全球主要经济体都把氢能作为能源转型的重要突破口，中国也正在成为氢能产业发展的后起之秀，产业链核心技术日趋成熟。

本文作者供职于国能集团宁夏煤业公司煤炭化学工业技术研究院。本文来自基金项目——中国工程院院地合作项目“宁东煤基能源与氢能协同发展战略研究”（项目编号：2022-DFZD-14）。

宁东氢能产业发展现状及趋势

宁夏拥有丰富的煤炭和风光资源，宁东能源化工基地是国家级重点开发区，是国家大型煤炭基地，也是国家级煤化工产业基地和循环经济示范区、新型工业化产业示范基地。2016年，在习近平总书记对神华宁煤400万t/a煤制油项目建成投产作出重要指示后，基地迎来了新一轮的快速发展，率先开展绿氢耦合煤化工、氢能交通、CCUS等示范工程，建成了截至目前世界单体规模最大的电解水制氢项目和西北首个加氢站，创新实施节能减煤加氢五年行动计划，并于2021年入围国家氢燃料电池汽车上海示范城市群“1+6”成员。

宁东基地煤化工产业积聚，风光资源丰富

宁夏产业结构偏重、能源结构偏煤，有效利用包括焦化、氯碱等行业的副产氢是构建氢能体系重要的组成部分。2022年，宁东基地氢气产能约257万t/a，占

全国氢产量的8%，多家企业推动高纯工业副产氢的生产，不断提升资源利用效率、降低用氢成本。

宁夏是我国首个新能源综合示范区，2022年新能源年发电量464.5亿kW·h，到2025年，新能源发电装机容量超过5000万kW，新能源发电装机、发电量占比分别达到55%和30%以上，绿色能源的规模化消纳趋势也为宁夏的发展注入绿色动力。

煤化工行业降碳势在必行，可再生能源消纳问题突出

国内约80%的合成氨和甲醇使用煤炭作为原料，煤化工也是国内化工行业重要组成部分，煤化工在生产过程中会产生大量碳排放，如何减碳是煤化工行业需要面临的挑战，而宁东基地作为国内最大规模煤化工基地之一，降低煤化工碳排放将成为区域未来发展的首要方向。

宁夏是可再生能源富集区域，如何消纳大规模可再生能源仍存挑战，一方面跨区域消纳存在障碍，另一方面电网对波动电源的接纳结

构失衡,此外储能等调节波动的方式尚未成熟等问题都亟待解决。

以灰氢为基础,奠定绿氢耦合广阔场景

在选择氢能发展路径时,应综合考虑路径的成本、效率、稳定性、减碳程度以及可与再生能源耦合。在计算成本时,考虑未来碳排放成本以及可再生能源技术进步,煤制氢成本会相应提高,再生能源制氢成本会进一步下降;在考虑制氢效率时,电解槽系统效率有望提高到80%以上,高于工业副产氢及煤制氢;在考虑稳定性时,结合当地产业特点,如宁东基地对稳定性要求较高,可再生能源制氢受限于风光资源特性需进行系统性整合;目前结合电解槽、储氢储能及耦合系统已实现对下游化工等行业的稳定供应,未来伴随技术提升,整体稳定性将进一步提高;在考虑减碳效应时,可再生能源制氢可以实现与化石能源的耦合,实现真正意义上的“碳中和”;在考虑与新能源耦合时,氢作为可再生能源与下游生产的桥梁可以帮助可再生能源平抑波动。

基于以上5个维度,我们可以对各个路径进行比较,从而判断出:现阶段以煤基能源为基础制氢,奠定未来绿氢耦合的广阔场景。

电解水制氢是链接煤基能源与可再生能源的桥梁

根据现有技术条件,可再生能源与煤基能源的耦合可以分为以下3个流程:1.可再生能源发电;2.使用电力即绿电制氢或直接接入工艺;3.使用绿氢替代灰氢或与煤化工直接耦合。由此可见,绿氢是煤基能源与可再生能源之间的桥梁,将可再生能源制

氢与煤化工相结合,有效提高碳利用率,降低碳的排放甚至实现碳的零排放。

绿氢与煤化工的协同路径

考虑到煤化工工艺及碳排的特点,绿氢与煤化工的耦合可以从绿氢替代灰氢与新建项目碳氢融合两个方向分析。

绿氢替代灰氢的路径

煤化工项目用氢需求量大,以国家能源集团宁夏煤业公司400万t/a煤炭间接液化项目为例,总合

成气中氢气约为190.1Nm³/h,CO约为117.9万Nm³/h。

在操作负荷±10%波动范围内,选取1%、2%和8%三种绿氢替代情形分析。

情形一:补氢量20000Nm³/h经核算需降低4万Nm³/h变换气,增加4万Nm³/h未变换气,氢碳比为1.577。若以增产油化品为目标,气化部分维持现状不变,可降低变换深度,增加煤制油装置原料气量,增产油化品4.01万t(见表1),变换过程的CO₂量减少,

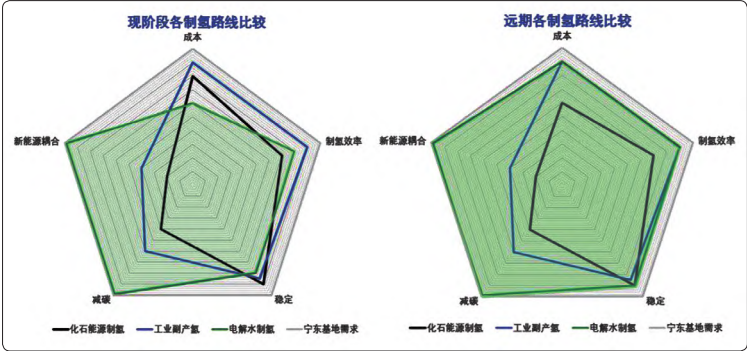


图1 氢能与宁东煤基能源协同发展技术路径

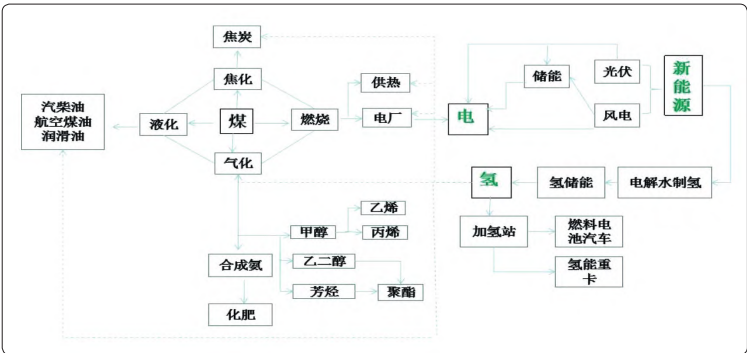


图2 氢能与宁东煤基能源协同发展技术路径

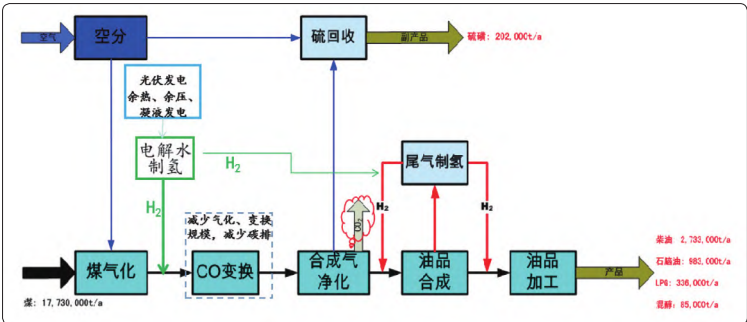


图3 煤炭间接液化项目绿氢耦合路径

年降低碳排放约 26.72 万 t/a。年营业收入增加 28 741 万元（WTI100 美元计算）。

表 1 增产数量

序号	项目	数量（万 t/a）
1	柴油	0.604
2	石脑油	1.178
3	LPG	0.250
4	化工品	1.982
合计		4.01

情形二：补氢量 40 000 Nm³/h
经核算需降低 7 万 Nm³/h 变换气，增加 7 万 Nm³/h 未变换气，氢碳比为 1.569，满足煤制油操作负荷范围 1.56 ~ 1.60。

情形三：补氢量为 135 000 Nm³/h，
停一台气化炉

经核算，单套气化炉补充绿氢量在 60 700 Nm³/时，气化炉 54% 运行负荷下有效气产量 132 500 Nm³/h；补入量 121 500 Nm³/h 时，可降气化炉负荷或停一台炉。

未来绿氢补入比例增加至 50%，补氢量达 860 000 Nm³/h，可降低 CO₂ 排放 1 360 万 t/a。若系统所需 2 800 000 Nm³/h 有效气不经变换工艺，采用外补氢源全替代，则补氢需求 236.88 万 Nm³/h，油品产能将达到 747.63 万 t，增幅 87%。

绿氢与煤基能源中 CO₂ 耦合的路径

随着绿氢成本降低，CCUS 技术提升，催化剂开发等技术及经济性的不断优化，二氧化碳作为碳资源的利用技术已有多种路线同步发展中。

1. 制液态烃

通过采用双功能催化剂体系及多种反应机制耦合方式，可以实现二氧化碳加氢合成烯烃、液化石油气、芳烃及航煤馏分油等，经过国内外多年探索研究，已有产业化项目开工建设。

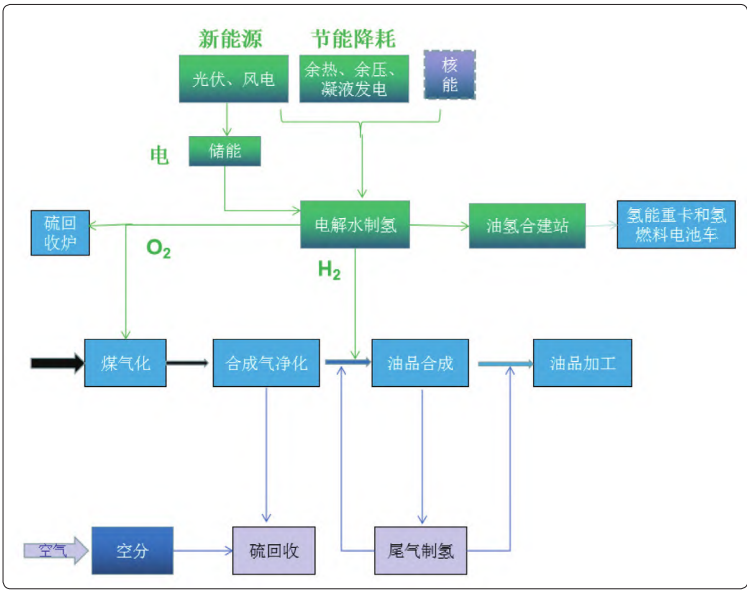


图 4 绿氢耦合煤化工零碳发展路径

2. 制甲醇

大化所研发的氢气与二氧化碳一步法合成甲醇的新技术，集成了甲醇合成全流程工艺装置。目前，绿色甲醇生产成本高于普通甲醇，产量相对较低，未来，考虑碳税成本及技术进步降本，绿色甲醇的成本优势将逐步显现。

3. 制碳酸酯

以二氧化碳为原料合成羧酸类或碳酸酯类所需的能量较低，属于环保型绿色化工产品，但目前采用二氧化碳和甲醇直接合成 DMC 等技术仍处于研发阶段。

4. 制合成气

中科院上海高等研究院、潞安集团和壳牌公司三方联合开展了甲烷二氧化碳干重整制合成气关键技术的研究，完成了全球首套甲烷二氧化碳干重整工业化示范。

5. 电催化还原

电催化还原二氧化碳（CRR）技术是使用可再生能源结合催化剂的使用将二氧化碳转化为一氧化碳、甲烷等产物。国内碳能科技利用二氧化碳电还原催化剂和电解反应器等技术与内蒙古伊泰集团完成

了国际首个年处理量百吨级的二氧化碳制备合成气中试项目。

绿氢零碳发展路径设想

综合考虑上述多种发展路线，结合绿电成本、投资规划及电力系统消纳任务的迫切性，存量项目补氢是宁东地区氢能能与煤基能源协同发展的最现实路径。

建议从以下方面入手加快推动煤基能源与氢能协同发展：加强组织领导，成立推动氢能资源开发及产业高质量发展工作领导小组；加强顶层设计，健全氢能政策、法规，加强技术自主研发与应用示范支持；鼓励绿氢市场化交易，激活区域氢能交易市场；加强产业标准体系建设，促进氢能产业稳定发展；建立制氢与主电网调峰机制同时推动煤化工装置绿电、绿氢同步消纳能力。

在灰氢转绿、以氢换煤和绿氢消碳的新形势下，以绿氢为媒介，打通新能源与宁东现代煤化工、煤制油等龙头产业之间的转化通道，构建一条绿氢耦合煤化工的零碳发展路径是宁东能源化工未来发展的最美蓝图。