

内蒙古煤电经营状况分析及未来发展研究

呼和

摘要：煤电是我国也是内蒙古电力工业的基础电源。在践行“双碳”战略要求下，煤电高质量发展和低碳转型已成为我国煤电发展的必然趋势和迫切需要。本文从内蒙古煤电行业特点现状出发，深入分析了内蒙古煤电行业的经营状况和存在的问题，进而从保障电力供应安全、煤电清洁低碳转型、市场机制政策支持、创新“新型煤电”发展模式等四方面阐述了内蒙古煤电的发展思路。

关键词：煤电 清洁低碳转型 新型电力系统 双碳

内蒙古自治区能源资源丰富，是我国重要的煤电、新能源和电力外送基地。在“碳达峰、碳中和”目标任务下，内蒙古正积极推动电力绿色低碳转型，加快构建新型电力系统。截至2022年底，内蒙古新能源装机和发电量占全区总规模比重已分别接近37%和21%，达到国内领先水平。但由于新能源出力的间歇性和随机性，无法可靠提供电力支撑，当前以及未来较长一段时间内，煤电仍是内蒙古保障电力安全和新能源消纳的“压舱石”和“稳定器”。本文结合内蒙古煤电行业特点，研究分析煤电行业经营状况和存在的问题，提出未来内蒙古煤电发展思路，为双碳目标实现和建设新型电力系统提供助力。

一、内蒙古煤电行业发展现状

截至2022年底，内蒙古煤电装机10205万千瓦，居全国第

二位，仅次于山东省，占总装机比重60.5%；煤电年累计发电量5019亿千瓦时，占总发电量比重77.5%。

从功能定位来看，内蒙古煤电机组可分为区内公用机组、自备机组和外送机组，占比分别约为56%、16%、28%。其中，公用、自备煤电机组主要由蒙西电网和国网调度，部分自备机组孤网运行。外送机组主要包括托克托、上都电厂等500千伏点对点外送通道配套煤电，以及上海庙至山东、锡盟“一交一直”等特高压通道配套电源。

从机组类型来看，内蒙古煤电机组以30万千瓦级和60万千瓦级为主，占比分别为33%和45%。区内公用煤电以30、60万千瓦级机组为主，供热机组占比达70%左右；自备煤电以30万千瓦及以下机组为主；外送煤电除蒙能锡林电厂外，全部为60万千瓦及以上机组。

从能效水平来看，内蒙古煤电机组以空冷机组为主，2022年

煤电平均供电标煤消耗313.5克/千瓦时，较全国平均水平高约11克/千瓦时，较山西、陕西等周边煤电大省低约5克/千瓦时。

从所属企业来看，内蒙古煤电以央企和区外国企为主，占比超过75%，区内国企及民企煤电规模相对较小。其中，央企、区外国企主要有华能、国能、京能、大唐、国电投、华电等发电集团，区内国企主要为内蒙古能源集团。

从煤电联营情况来看，内蒙古煤电一体化电厂占总煤电比重约30%，这些煤电一体化电厂主要集中在国能、国电投等发电集团，以坑口电厂或与集团内部煤矿签订中长期供煤协议实现煤电一体化联营。

二、内蒙古煤电行业经营状况

近年来，随着全国煤炭价格持续走高，内蒙古煤电行业经营情况普遍不佳。2021年煤炭

价格大幅上涨更是导致煤电行业大面积亏损。2021年下半年，国家、内蒙古相继出台煤电纾困政策，综合采取保障电煤供应、上浮火电交易电价、减缓煤电企业税费、增加金融支持等措施，一定程度上缓解了燃煤电厂的亏损问题，保证了电力的供应稳定。

为准确摸清内蒙古煤电行业经营情况，研究内蒙古煤电发展思路，对内蒙古6家主要发电集团2022年经营状况进行了调查研究，涉及燃煤电厂57家、装机容量5917万千瓦，占全区煤电企业总装机容量58%。燃煤发电企业经营收入主要包括发电、供热、辅助服务三方面，发电收入占比约90%，是煤电企业主要经营收入来源。总体来看，内蒙

古煤电企业2022年经营实现微盈利，大部分电厂边际发电成本均低于燃料成本，部分电煤运输成本高、中长期合同电煤比重较低的电厂存在亏损问题。

分集团来看，国能集团、国电投集团2022年煤电发电业务经营状况良好，其所属煤电企业主要为煤电一体化电厂，电煤大部分由集团内部煤矿供应，煤价相对较低，实现盈利；大唐集团在内蒙古的燃煤电厂主要为托克托电厂，总装机容量672万千瓦（含60万千瓦自备机组），由于机组主要为60万千瓦高参数机组，发电成本较低，且其中长期合同电煤比重超过95%，2022年大唐集团煤电业务实现盈利；华能集团北方公司、内蒙古能源集

团由于其所用电煤中集团内部生产电煤比重较低，电煤采购成本较高，2022年煤电业务总体盈亏平衡，部分电厂亏损；华电集团由于其所属煤电企业无配套煤矿资源，均通过电煤中长期合同和市场供应电煤，且其部分机组按自备模式供电、电价较低，2022年华电集团煤电业务亏损。

三、内蒙古煤电行业现存问题

一是电煤中长期合同履行情况不及预期。2022年内蒙古电煤中长期合同实际履约率未达到100%，部分电厂履约率偏低，发电企业需要通过购买高价市场煤保障燃料供应，大幅提高了企业



燃料成本。部分企业由于资金困难，购煤和发电积极性下降，导致电厂出力水平降低，影响电力安全可靠供应。

二是市场交易机制尚不完善。自2022年6月起，蒙西电网开始了电力现货市场连续结算试运行，发用电侧出清价格峰谷价差接近1600元/MWh，在反映供需、发现价格、引导发电企业顶峰保供、促进新能源消纳等方面发挥了积极作用。但由于目前在结算阶段实行不高于10%的获利回收机制，发电企业缺乏顶峰发电的积极性。同时，虽然调峰辅助服务已纳入电力现货市场，但由于规则限制，煤电灵活性调节能力无法获得应有回报，进一步影响了煤电企业的经营收益。

三是外送电定价机制有待调整。目前，内蒙古已建成以输送煤电为主的电力外送通道上网电价，主要由受端地区基准电价扣除输电费用确定。在2021年出台上浮火电交易电价政策后，内蒙古区内煤电按照火电基准电价上浮20%、高耗能企业电价不受20%限制上调了煤电价格，而外送电厂电价仅按送端上网电价20%进行了上浮，造成当前外送电价低于区内煤电价格和电力受端地区电价，内蒙古自用和外送煤电电价出现倒挂。

四是煤价与热价联动机制

尚未建立。热电联产机组是北方冬季集中供暖的主要力量。热价通常按当地政府规定执行，内蒙古多数地区已多年未进行调整。在煤价连年上涨的大环境下，热电联产机组供热收益风险大幅增加。特别是蒙东地区，由于其冬季温度低、供暖期长，发电企业供热耗煤量远高于其他地区。同时，蒙东地区整体热价相对偏低，国电投等主要发电供热企业供热业务亏损。热电联产项目煤价与热价联动机制有待尽快建立，保障供热企业合理经营收益。

四、内蒙古煤电未来发展思路探析

在践行“双碳”战略要求下，煤电清洁高效低碳转型已成必然趋势和迫切要求，应通过科学规划煤电规模布局、集中攻关关键技术、探索创新“新型煤电”等举措，加快煤电转型，推动煤电可持续高质量发展。

（一）保障电力安全供应仍需煤电发挥重要支撑作用

随着中东部负荷不断向内蒙古转移集聚，以及区内用能电气化水平不断提升，预计“十四五”中后期及“十五五”内蒙古电力需求将保持5%以上的刚性增长。从供给侧看，水电、核电、气电发展存在较大不确定性，新型储能技术成熟前，风电、光伏等新

能源尚不具备提供可靠保障容量的能力，客观上仍需要煤电发挥托底保障作用。另一方面，新能源的大规模高比例发展加大系统调峰压力，电力电子设备并网增加系统安全稳定运行风险，煤电作为现阶段最经济可靠的系统调峰电源和转动惯量支撑电源仍需发挥作用。因此，2030年前甚至“十六五”期间仍需新增一定规模的煤电装机，发挥顶峰作用，用于保障新增负荷供电需求。

预计2025年内蒙古新能源装机将达到1.35亿千瓦以上，是2022年装机规模的2倍，新能源装机规模超过燃煤火电装机规模；2030年达到2亿千瓦、新能源发电总量超过火电发电总量。“十五五”期间，内蒙古煤电发电量将逐步进入平台期，发电量占比将逐步下降至50%以下，煤电发电量将由新能源电量替代，煤电利用小时数预计由当前的5000小时下降到2030年的4000小时左右，煤电定位逐步由基础保障性电源转向系统调节性电源、应急备用电源，到2030年前实现煤电电量达峰。

（二）存量煤电改造升级是清洁低碳转型的关键

内蒙古存量煤电装机总量大、机组类型多、运行特性复杂，为了更好地适应新型电力系统构建、实现高质量发展，一是要有序淘汰煤电落后产能，严格

执行国家煤电淘汰落后产能有关标准，加大能耗水平高、污染物排放大的煤电机组淘汰力度。因地制宜开展老旧机组淘汰整合工作，将符合规定的退役机组按照“退而不拆”原则，转为应急备用电源。全面开展存量煤电机组节能改造，鼓励实施清洁能源发电替代，大幅降低碳排放和能耗水平。推广应用供热改造、汽轮机通流部分改造、锅炉烟气余热回收利用、电机变频等成熟适用的节能改造技术。二是要推动现役煤电机组灵活性改造，推广应用“热电解耦”改造技术，因厂制宜采用低压缸零出力、汽轮机旁路改造、锅炉稳燃等成熟适用技术方案，缩短改造时间，降低改造成本。在不降低顶峰能力的前提下，改造后纯凝机组最小技术出力不超过 30%，供热机组供热期最小技术出力不超过 40%、单日连续运行时间不低于 6 小时。

（三）积极谋划煤电健康发展长效机制和政策支持

结合煤电定位转变方向，适应性改革煤电行业体制机制，构建煤电企业有效竞争的市场结构和体系。做好中长期市场和现货市场的衔接，提升中长期合同比例。丰富交易品种，鼓励煤电企业和电力用户自主协商，以灵活浮动方式形成具体价格。探索建立适应高比例可再生能源的电源

侧容量市场或容量补偿机制，完善辅助服务市场，为煤电长期持续稳定投资提供有效激励。深化燃煤机组上网电价形成机制改革，研究制定煤电两部制电价机制，充分客观反映煤电机组电力供应保障的价值，保障煤电企业稳定经营。提升煤电企业融资能力，加大政策支持力度，避免煤电企业现金流断裂，保障煤电企业稳定经营，逐步解决煤电行业亏损；大力推进煤电联营兼并重组，研究制定煤电联营支持政策，实现上下游行业协同共赢发展，着力缓解煤电企业困境；积极推进“煤电+新能源”融合发展，鼓励存量和增量煤电项目配套建设新能源项目，优先支持煤电企业开展一体化多能互补项目开发，促进煤电行业健康持续发展。

（四）探索创新“新型煤电”发展模式

党的二十大提出加强煤炭清洁高效利用，健全国家安全体系，确保能源安全。随着内蒙古新型电力系统建设进程不断加速，煤电作为内蒙古的主力电源，正在由基础保障型功能定位向支撑调节型转变。新型电力系统对煤电灵活、低碳、高效、智能化等方面提出了更高的要求。开展新型煤电发展路径研究是内蒙古建设新型电力系统的迫切需要。预计从现在到 2030 年期间

建设的大部分煤电项目将运行或延寿运行至 2060 年，完整经历“碳达峰”“碳中和”过程，应将其作为面向未来的“新型煤电”进行设计。新型煤电在功能上应与新型电力系统的需求相适应，以较低体量发挥更大的灵活性调节、惯性支撑、供热、生物质资源消纳处置等功能，具备长期应急备用或频繁启停调峰能力，实现低碳供能。■

参考文献：

[1] 电力规划设计总院. 中国电力发展报告 2022[M]. 北京：人民日报出版社，2022.

[2] 中华人民共和国中央人民政府. 国家发展改革委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》[EB/OL]. 2021-10-11.

[3] 内蒙古自治区能源局. 内蒙古自治区能源局关于印发《内蒙古自治区“十四五”电力发展规划》的通知[EB/OL]. 2022-03-28.

[4] 杜忠明, 周天睿. 我国能源电力行业减污降碳协同增效的思路探析[J]. 环境保护, 2022, 50(10).

[5] 内蒙古自治区能源局. 内蒙古自治区能源局关于印发《蒙西新型电力系统建设行动方案(1.0 版)》的通知[EB/OL]. 2022-04-20.

（作者单位：内蒙古三峡蒙能能源有限公司）

责任编辑：张莉莉