

内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿

采矿权评估报告

中企华矿评报字[2025]第 1072 号

(共 2 册, 第 1 册)

北京中企华
报告

北京中企华资产评估有限责任公司

二〇二五年十二月十六日



中国矿业权评估师协会
评估报告统一编码回执单



报告编码:1102420250202064293

评估委托方: 国家能源投资集团有限责任公司和中国神
华能源股份有限公司

评估机构名称: 北京中企华资产评估有限责任公司

评估报告名称: 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权

报告内部编号: 中企华矿评报字[2025]第1072号

评估值: 0.00(万元)

报告签字人: 宋益红 (矿业权评估师)
胡宏源 (矿业权评估师)

说明:

- 1、二维码及报告编码相关信息应与中国矿业权评估师协会评估报告统一编码管理系统内存档资料保持一致;
- 2、本评估报告统一编码回执单仅证明矿业权评估报告已在中国矿业权评估师协会评估报告统一编码管理系统进行了编码及存档,不能作为评估机构和签字评估师免除相关法律责任的依据;
- 3、在出具正式报告时,本评估报告统一编码回执单应列装在报告的封面或扉页位置。

内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿 采矿权评估报告

目 录

评估报告摘要	4
评估报告正文	7
一、评估机构	7
二、评估委托人和采矿权人	7
三、评估对象和范围	9
(一)评估对象和范围	9
(二)矿业权历史沿革	10
(三)矿业权价款/ 出让收益处置情况和评估史	11
四、评估目的	11
五、评估基准日	11
六、评估依据	11
(一)法规依据	11
(二)行为、产权和取价依据	13
七、评估实施过程	14
八、矿产资源勘查和开发概况	15
(一) 矿区位置和交通	15
(二)自然地理及经济状况	15
(三)地质勘查工作概况及取得成果	16
(四)矿区地质概况	17
(五)矿产资源情况	19
(六)开采技术条件	23
(七)矿山开发利用现状	24
九、评估方法	25
十、评估指标和参数	25
(一)保有资源储量	26

(二)评估利用矿产资源储量	26
(三)开采、选煤方案	27
(四)产品方案	29
(五)采、选煤技术指标	29
(六)评估利用可采储量	30
(七)生产能力和服务年限	30
(八)销售收入	31
(九)投资估算	38
(十)成本估算	40
(十一)销售税金及附加	48
(十二)所得税	51
(十三)折现率	52
十一、评估假设	53
十二、评估结论	53
十三、评估基准日期后重大事项	53
十四、特别事项说明	54
十五、评估报告的使用限制	55
十六、评估报告日	56
十七、评估机构和评估责任人	56
十八、内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估报告附表	
目录	
附表一 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估价值估算表	
附表二 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估可采储量及矿山服务年限估算表	
附表三 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估销售收入估算表	
附表四 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估资产投资估算表	
附表五 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估资产折旧	

和摊销费用估算表

附表六 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估单位成本估算表

附表七 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估总成本费用估算表

附表八 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估税费估算表

十九、内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估报告附件
(另册装订)

内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿 采矿权评估报告

摘 要

评估机构：北京中企华资产评估有限责任公司。

评估委托人：国家能源投资集团有限责任公司和中国神华能源股份有限公司。

评估对象：内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权。

评估目的：中国神华能源股份有限公司拟发行股份及支付现金购买国家能源投资集团有限责任公司持有的煤炭、坑口煤电等相关资产。为此需对涉及国家能源集团乌海能源有限责任公司所持有的“内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权”进行价值评估，本次评估即为该经济行为涉及的采矿权价值提供参考意见。

评估基准日：2025年7月31日。

评估方法：折现现金流量法。

评估主要参数：评估基准日利民煤矿保有资源储量为 9134.32 万吨；评估利用资源储量为 8285.04 万吨；评估利用可采储量为 3977.45 万吨；评估确定生产能力为 150.00 万吨/年；评估计算年限为 19.72 年；产品方案为洗后的精煤和洗混煤；销售价格(不含税取整)：9、10 煤精煤销售价格 1535.00 元/吨、16 煤精煤销售价格 1483.00 元/吨、混煤销售价格 294.00 元/吨；固定资产投资原值 118669.01 万元，净值 72512.74 万元(含洗煤厂)，后续新增固定资产投资 947.56 万元(含税)；无形资产—土地使用权 3432.03 万元，其它无形资产 1406.79 万元。

以 2029 年为例：正常年份销售收入为 85439.54 万元；单位总成本费用为 415.07 元/吨、单位经营成本 369.20 元/吨；正常年份总成本费用 62260.02 万元、经营成本 55379.34 万元；折现率为 7.80%。

评估结论：本评估机构在充分调查、了解和分析评估对象的基础上，依据科学的评估程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权”于评估基准日 2025 年 7 月 31 日

评估计算期内持续经营条件下累计净现金流量现值为-16913.66 万元，则“内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日采矿权评估价值为 0.00 万元，大写人民币零元整。

特殊事项说明：

(一)内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权的采矿许可证有效期限至 2041 年 12 月 4 日，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期，本次评估假设采矿权人会根据国务院 1998 年第 241 号令《矿产资源开采登记管理办法》在采矿许可证有效期届满 30 日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

(二)本次评估未来成本费用的选取主要参考内蒙古利民煤焦有限责任公司 2024 年财务成本数据和企业财务预算经营情况表进行取值，并不保证各项成本费用的必然实现，与未来实际成本费用可能会有差异。

(三)根据“开发利用方案”，设计可采煤层分别为 9-1、9-2、10、16 煤，目前利民煤矿安全生产许可证许可范围：煤炭开采(井工)9-1#、9-2#、16#，本次评估依据“开发利用方案”假设未来 10 煤可以取得合法的开采手续。

(四)利民煤矿 2022 年因扩产能由 150 万吨/年核增至 180 万吨/年，2023 年 10 月编制提交了《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿产资源开发利用方案》并通过审查，2024 年 7 月委托西北综合勘察设计研究院编制《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》，鄂尔多斯自然资源局于 2024 年 11 月进行公示。根据《关于进一步推进保供煤矿环评相关工作的通知》(环评函[2022]41 号)，2024 年一季度内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿未取得环评手续，核定产能退回 150.00 万吨/年。企业出具相关说明，表示最新编制的开发利用方案和环境治理与土地复垦方案仅服务于 180.00 万吨/年产能，上述资料电子版和纸质版均未提供，特此说明。

(五)在本评估报告提交后的评估报告有效期内，如矿山提交新的储量核实报告、提交新的设计资料，委托方应及时委托本公司对评估结论进行修正。

提请本报告使用者注意上述事项。

评估有关事项声明：

评估结论使用的有效期为一年，即从评估基准日起一年内有效。
超过一年此评估结论无效，需重新进行评估。

本评估报告仅供评估委托人以及评估委托合同中约定的其他评估报告使用人和法津、行政法规规定的评估报告使用人使用；除此之外，其它任何机构和个人不能成为评估报告使用人；委托人以及矿业权评估委托合同中约定的其他评估报告使用人，只能按照本报告披露的评估目的，在披露的时间范围内使用本评估报告，除此之外，不得用于任何其他目的。

评估报告的使用权归评估委托人所有，未经评估委托人同意，我公司不会向他人提供或公开。除依据法律须公开的情形外，报告的全部或部分内容不得发表于任何公开的媒体上。

重要提示：

以上内容摘自内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估报告，欲了解本评估项目的全面情况，应认真阅读该采矿权评估报告全文。

法定代表人(权忠光):



项目负责人(宋益红):



矿业权评估师(宋益红、胡宏源):



北京中企华资产评估有限责任公司

二〇二五年十二月十六日



内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿 采矿权评估报告

正 文

北京中企华资产评估有限责任公司接受国家能源投资集团有限责任公司和中国神华能源股份有限公司的委托，根据国家有关采矿权评估的规定，本着独立、客观、公正的原则，按照恰当的采矿权评估方法，对内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权进行了评估。本公司评估人员按照必要的评估程序对委托评估的内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权进行了尽职调查、市场调查与询证，对该采矿权在2025年7月31日所表现出的市场价值进行了估算，现将该采矿权评估的情况及评估结果报告如下：

一、评估机构

机构名称：北京中企华资产评估有限责任公司；

注册地址：北京市东城区青龙胡同35号；

法定代表人：权忠光；

营业执照统一社会信用代码：91110101633784423X；(见附件1，另册装订)

“探矿权采矿权评估资格证书”编号：矿权评资[2000]005号。(见附件2，另册装订)

二、评估委托人和采矿权人

(一)评估委托人之一简介

名称：国家能源投资集团有限责任公司(以下简称：“国家能源集团”)

住所：北京市东城区安定门西滨河路22号

法定代表人：邹磊

注册资本：13,209,466.115万元

类型：有限责任公司(国有独资)

统一社会信用代码: 91110000100018267J

成立日期: 1995 年 10 月 23 日

营业期限: 1995 年 10 月 23 日至无固定期限

经营范围: 国务院授权范围内的国有资产经营; 开展煤炭等资源性产品、煤制油、煤化工、电力、热力、港口、各类运输业、金融、国内外贸易及物流、房地产、高科技、信息咨询等行业领域的投资、管理; 规划、组织、协调、管理集团所属企业在上述行业领域内的生产经营活动; 化工材料及化工产品(不含危险化学品)、纺织品、建筑材料、机械、电子设备、办公设备的销售。(市场主体依法自主选择经营项目, 开展经营活动; 依法须经批准的项目, 经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动; 不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。)

(二)评估委托人之二简介

机构名称: 中国神华能源股份有限公司(以下简称: “中国神华”)

住 所: 北京市东城区安定门西滨河路 22 号

法定代表人: 吕志韧

企业类型: 其他股份有限公司(上市);

统一社会信用代码: 91110000710933024J

营业期限: 2004 年 11 月 08 日至无固定期限

注册资本: 1986851.9955 万人民币

股票代码: 601088.SH、01088.HK

经营范围: 煤矿开采(有效期以各煤矿相关许可证的有效期限为准); 煤炭批发经营; 项目投资; 煤炭的洗选、加工; 矿产品的开发与经营; 专有铁路内部运输; 电力生产; 开展煤炭、铁路、电力经营的配套服务; 船舶的维修; 能源与环保技术开发与利用、技术转让、技术咨询、技术服务; 进出口业务; 化工产品、化工材料、建筑材料、机械设备的销售(不含危险化学品); 物业管理。(市场主体依法自主选择经营项目, 开展经营活动; 依法须经批准的项目, 经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动; 不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。)

(三)采矿权人

机构名称：内蒙古利民煤焦有限责任公司；

住 所：内蒙古自治区鄂托克旗棋盘井镇五居委 1 街坊；

法定代表人：王富平；

企业类型：有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资)；

统一社会信用代码：911506937438932096；

成立日期：1999 年 09 月 20 日

经营范围：煤炭生产、销售；煤炭洗选；焦炭、焦粉、焦粒制造、销售；发电；机电设备安装、检修；机械设备安装、维修；零星金属配件加工；土石方施工；房屋零星维修服务；防腐、保温、防水工程；网络安装、维护；钢结构安装；普通道路货物运输；矿井建设；物业管理服务(依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动)。

内蒙古利民煤焦有限责任公司为国家能源集团乌海能源有限责任公司 100%控股子公司。

三、评估对象和范围

(一)评估对象和范围

本项目评估对象是内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权(以下简称“利民煤矿”)。

采矿许可证证号：C1500002011011120104723；矿山名称：内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿；开采矿种：煤；开采方式：地下开采；生产规模：150.00 万吨/年；矿区面积：7.9862 平方公里；有效期限：贰拾年，自 2021 年 12 月 4 日至 2041 年 12 月 4 日；发证机关：内蒙古自治区自然资源厅，矿区共有 8 个拐点圈定。拐点坐标如下(2000 国家大地坐标系)：

2000 国家大地坐标系(3°带)			2000 国家大地坐标系(3°带)		
拐点编号	X	Y	拐点编号	X	Y
1	4360139.6561	36418894.8752	5	4363083.7122	36420848.8924
2	4361984.6853	36418909.8643	6	4362688.7105	36421559.9057
3	4362223.6968	36419227.8757	7	4362562.7099	36421660.9062
4	4363409.7137	36420394.8903	8	4360099.6680	36422117.9190

开采标高：从 1377 ~ 855 米。矿区范围内涉及水源地，需按主管部门要求避让，未经批准不得在重叠区域开采。

本次评估范围即为上述拐点坐标圈定的范围及范围内的保有资源储量。

(二)矿业权历史沿革

利民煤矿由原内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权和内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿接续井采矿权整合而成。

原内蒙古利民煤焦有限责任公司 2005 年 1 月 8 日取得内蒙古利民煤矿有限责任公司煤矿采矿权，生产规模为 60.00 万吨/年，矿区面积为 2.0913km²，采矿证许可证号：C1500000520004，有效期为 2005 年 1 月～2011 年 1 月。

2006 年取的内蒙古利民煤焦有限责任公司接续井采矿权，矿区面积 5.8947km²，采矿证许可证号：C1500000510418，有效期为 2005 年 6 月～2015 年 6 月。

利民煤焦公司为了整合煤炭资源，扩大生产能力，申请对利民煤矿采矿权与接续井采矿权进行整合。内蒙古煤矿整改办于 2012 年 2 月 21 日以“内煤整办发[2012]1 号文”同意利民煤焦公司申请。内蒙古自治区国土资源厅于 2012 年 6 月 3 日以“国土资采划字[2012]073 号”文为利民炼焦公司下达划定矿区范围批复，即将原利民煤矿和原利民煤矿接续井进行了整合，矿山名称为内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿，整合后矿区面积约 7.986km²，开采标高为 1377～855 米，整合后矿区范围由 8 个拐点圈成，规划生产能力为 150 万吨/年。预留期 1 年。

2013 年划定范围批复申请延续，内蒙古自治区国土资源厅以“内国土资采划字[2013]061 号”颁发了延期后的“划定矿区范围批复”，矿区范围内 8 个拐点圈定，矿区面积 7.986km²，开采深度由 1377～855 米标高，生产规模 150 万吨/年。

2015 年 12 月 4 日鄂尔多斯市国土资源局颁发了整合后的采矿许可证，采矿许可证证号 C1500002011011120104723，采矿权人内蒙古利民煤焦有限责任公司，开采矿种为煤，开采方式为地下开采，生产规模 150 万吨/年，矿区面积 7.986km²，开采深度由 1377～855 米标高，有效期限 2015 年 12 月 04 日～2018 年 12 月 04 日。

2018 年，采矿权延续、变更，有效期限 2018 年 12 月 04 日至 2020 年 12 月 04 日，拐点坐标由 1980 西安坐标系变更为 2000 国家大地坐标系，其它均未变。

2020 年，采矿权延续，有效期限 2020 年 12 月 04 日~2021 年 12 月 04 日，其它均未变。

2021 年，采矿权延续，有效期限：贰拾年，自 2021 年 12 月 4 日~2041 年 12 月 4 日；其它均未变。

(三)矿业权价款/出让收益处置情况和评估史

2021 年，受鄂尔多斯市自然资源局委托，山西儒林资产评估事务有限公司出具了《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿(新增资源)采矿权出让收益评估报告》(儒林矿评字[2021]第 044 号)，截止 2021 年 4 月 30 日利民煤矿新增资源储量 3187.58 万吨，评估可采储量 1912.55 万吨，新增资源储量出让收益评估价值为 19175.47 万元。截止本次评估基准日上述采矿权出让收益已全部缴纳。

除上述出让收益评估报告外，委托人和矿业权人未提供其他矿业权评估报告。

四、评估目的

中国神华能源股份有限公司拟发行股份及支付现金购买国家能源投资集团有限责任公司持有的煤炭、坑口煤电等相关资产。为此需对涉及国家能源集团乌海能源有限责任公司所持有的“内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权”进行价值评估，本次评估即为该经济行为涉及的采矿权价值提供参考意见。

五、评估基准日

本次采矿权评估基准日为 2025 年 7 月 31 日。评估报告中计量和计价标准，均为该基准日客观有效标准。

六、评估依据

(一)法规、规范依据

1. 《中华人民共和国矿产资源法》(根据 2024 年 11 月 8 日第十四届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议修订);
2. 《中华人民共和国矿产资源法实施细则》(国务院令第 152 号);

3. 《中华人民共和国资产评估法》(中华人民共和国第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议于 2016 年 7 月 2 日通过);
4. 《矿产资源矿区块登记管理办法》(国务院 1998 年第 240 号令发布, 2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);
5. 《矿产资源开采登记管理办法》(国务院 1998 年第 241 号令发布, 2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);
6. 《探矿权采矿权转让管理办法》(国务院 1998 年第 242 号令发布, 2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);
7. 《关于印发<矿业权评估管理办法(试行)>的通知》(国土资发[2008]174 号);
8. 《国务院关于印发矿产资源权益金制度改革方案的通知》(国发[2017]29 号);
9. 《财政部 自然资源部 税务总局关于印发《矿业权出让收益征收办法》的通知》(财综[2023]10 号);
10. 《财政部 国家发展改革委员会 国家煤矿安全监察局关于印发〈煤炭生产安全费用提取和使用管理办法〉和〈关于规范煤矿维简费管理问题的若干规定〉的通知》(财建[2004]119 号);
11. 《财政部 应急管理部 关于印发<企业安全生产费用提取和使用管理办法>的通知》(财资[2022]136 号);
12. 《中华人民共和国增值税暂行条例》(根据 2017 年 11 月 19 日《国务院关于废止<中华人民共和国营业税暂行条例>和修改<中华人民共和国增值税暂行条例>的决定》第二次修订);
13. 《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》(财政部 国家税务总局第 50 号令);
14. 《关于全国实施增值税转型改革若干问题的通知》(财税[2008]170 号);
15. 财政部、国家税务总局财税[2016]36 号文《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》;
16. 《国家税务总局关于深化增值税改革有关事项的公告》《国家税务总局公告 2019 年第 14 号》;
17. 《关于深化增值税改革有关政策的公告》(财政部 税务总局 海

关总署公告 2019 年第 39 号);

18. 《中华人民共和国城市维护建设税法》(2020 年 8 月 11 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过);

19. 《关于修改〈征收教育费附加的暂行规定〉的决定》(国务院令 2005 年第 448 号);

20. 《关于统一地方教育附加政策有关问题的通知》(财综[2010]98 号);

21. 《中华人民共和国企业所得税法》(2007 年 3 月 16 日第十届全国人民代表大会第五次会议通过, 根据 2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议《关于修改〈中华人民共和国电力法〉等四部法律的决定》第二次修正);

22. 《中华人民共和国资源税法》(2019 年 8 月 26 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议通过);

23. 《内蒙古自治区人民代表大会常务委员会〈关于内蒙古自治区矿产资源税适用税率等税法授权事项的决定〉》(2020 年 7 月 23 日内蒙古自治区第十三届人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过);

24. 《中国矿业权评估准则》(中国矿业权评估师协会, 2008 年 8 月);

25. 《中国矿业权评估准则》(二)(中国矿业权评估师协会, 2010 年 9 月);

26. 《矿业权评估参数确定指导意见》(中国矿业权评估师协会, 2008 年 10 月);

27. 《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T13908 - 2020);

28. 《固体矿产资源储量分类》(GB/T17766 - 2020);

29. 《矿产地质勘查规范 煤》(DZ/T0215-2020);

30. 《自然资源部办公厅关于做好矿产资源储量新老分类标准数据转换工作的通知》(自然资办函[2020]1370 号)。

(二)行为、产权和取价依据

1. 矿业权评估承诺函;

2. 评估委托人和采矿权人营业执照;

3. 采矿许可证(证号: C1500002011011120104723)和安全生产许可证

复印件;

4. 《关于〈内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿煤炭资源储量核实报告〉矿产资源储量评审备案证明》(内国土资储备字[2013]101号)和《关于〈内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿煤炭资源储量核实报告〉矿产资源储量评审意见书》(中矿蒙储评字[2013]63号);

5. 《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿煤炭资源储量核实报告》(神华地质勘查有限责任公司, 2012年4月);

6. 《内蒙古自治区鄂托克旗利民煤矿 2024 年储量年度报告》(霍林郭勒市三鼎测绘有限公司, 2025 年 1 月)及审查意见书、2025 年 1~7 月利民煤矿分采区分煤层期末保有资源储量统计表;

7. 《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿产资源开发利用方案说明书》(内蒙古煤炭科学研究院有限责任公司, 2013 年 8 月) 及审查意见书(内矿审字[2013]092 号);

8. 《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》(内蒙古中政地质矿产勘查开发有限公司, 2021 年 6 月)及其评审表;

9. 账务报表、财务预算经营情况表等资料;

10. 采矿权价款(或出让收益)资料;

11. 评估人员收集的其他资料。

七、评估实施过程

根据国家现行有关矿业权评估的政策和法规规定, 按照评估委托人的要求, 北京中企华资产评估有限责任公司组织评估人员, 于 2025 年 8 月 18 日~2025 年 12 月 16 日, 在评估委托人的配合下, 对内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权实施了如下评估程序:

(一)接受委托阶段

2025 年 8 月中旬评估委托人确定了北京中企华资产评估有限责任公司为本项目的评估机构, 并初步介绍拟评估的采矿权有关情况。

(二)评估准备阶段

根据本次评估采矿权的特点, 我公司向评估委托人提交了评估所

需的资料清单，组建了本项目的评估团队，并拟定了相应的评估计划。

(三)现场尽职调查阶段

评估人员于2025年8月18日~10月25日赴内蒙古鄂托克旗棋盘井镇对评估对象的现状、地质、资源储量等有关情况进行了了解，并查阅及收集了评估所需的有关资料，包括储量核实报告、采矿许可证、开发利用方案等，同时对资料存在的问题与矿山相关人员交换了意见。

(四)评定估算阶段

2025年10月26日~11月8日，对收集的资料进行整理、分析，确定评估方案，选取评估参数，对内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权价值进行评定估算，并完成评估报告初稿。

(五)提交报告阶段

2025年11月9日~12月10日，对评估报告初稿进行公司内部审核，对提出的审核意见进行修改。将修改后的评估结果与评估委托人交换意见，认真听取评估委托人意见，经分析判断后作出必要的修改，形成正式的评估报告。2025年12月16日将正式的采矿权评估报告提交给评估委托人。

八、矿产资源勘查和开发概况

(一)矿区位置和交通

利民煤矿位于内蒙古自治区鄂尔多斯市鄂托克旗境内，行政区划隶属鄂托克旗棋盘井镇。煤矿地处鄂托克旗政府所在地乌兰镇的西北，直线距离约85km。矿区西北距棋盘井镇2km，西南距乌海一公乌素运煤专用铁路线上的公乌素站约12km，沿该铁路线向北约45km至乌海站，可与包(头)一兰(州)铁路相接。109国道从矿区中部由东南向北西通过，从矿区中心约3km到棋盘井镇，由棋盘井镇向西北45km至乌海市，向东315km至鄂尔多斯市东胜区，其间均有三级公路相通。交通较为便利。

(二)自然地理及经济状况

矿区属半荒漠低山丘陵地貌特征。地势南高北低，海拔标高1423.20m~1347.50m，相对高差76.70m，一般相对高差40m左右。

区内属半干旱大陆性气候，年最高气温39.4℃，年最低气温-32.6℃。

年降水量 158.10mm，且集中在 7~9 三个月内，年蒸发量 3485.1mm。常年多风，冬春季节多刮西北风，夏秋季节多刮东南风，平均风速 3.1m/s，最大风速可达 24m/s。昼夜温差变化大，冻结期可达半年之久，最大冻土深度 1.24m。

依据《中国地震参数区划图》(GB-18306-2001)，矿区地震动峰值加速度为 0.20g，对照烈度为Ⅷ度，属强震预测区。

区内人口较为集中，主要从事煤矿生产，区内煤炭资源丰富，矿业开发是当地经济的支柱产业。矿山用水取自奥陶系地下水，电源从利民煤焦公司电厂引接电源，矿内设变电所引入井下使用，可满足矿山生产、生活用电需要。

(三)地质勘查工作概况及取得成果

1967 年~1970 年间，内蒙古煤田地质局 117 勘探队在阿尔巴斯、棋盘井一带进行了普查找煤工作，共在棋盘井矿区内施工钻孔 27 个，钻探工程量 10430.89m。

1974 年 9 月~1976 年 4 月，117 勘探队在棋盘井矿区进行详查工作，共施工钻孔 40 个，钻探工程量 13441.09m。并于 1976 年 5 月提交了《桌子山煤田棋盘井矿区详查勘探地质报告》，共获得煤炭资源储量 61498 万吨，其中 B 级储量 17423.10 万吨，C 级储量 18368.70 万吨，D 级储量 21111.80 万吨，洪水位及断层保安煤柱储量 4594.40 万吨。原内蒙古煤田地质勘探公司革命委员会以(76)蒙煤勘革字第 83 号文件批准该报告。

2002 年 7 月 1 日，内蒙古自治区煤田地质局 117 勘探队受内蒙古鄂托克旗棋盘井煤矿委托，编制了《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区棋盘井煤矿二号系统煤炭资源储量核实报告》，2002 年 8 月 28 日由内蒙古自治区矿产资源储量评审中心评审的内国土资储审字[2002]37 号文批准通过该报告。以内国土资认储字[2002]32 号备案。备案资源量 2485.20 万吨。其中探明的(预可研)经济基础储量(121b)2148.60 万吨，控制的经济基础储量(122b)336.60 万吨。

2005 年 1 月，中国建筑材料工业地质勘查中心内蒙古总队受内蒙古利民煤焦有限责任公司委托，编制了《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿接续井煤炭资源储量核实报告》，2005 年 3 月 12 日，

由内蒙古自治区矿产资源储量评审中心评审，以内国土资储审字[2005]108号文批准通过该报告，并以内国土资储备字[2005]123号文备案，备案资源量为7456万吨，其中控制的经济基础储量3967万吨，推断的内蕴经济资源量3489万吨。

2006年8月内蒙古煤田地质局117勘探队对桌子山煤田利民煤矿进行了勘探，并在12月底提交《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井详查区利民煤矿煤炭勘探报告》。报告于2007年1月4日通过了北京中矿联咨询中心的评审，2007年5月16日以内国土资储备字[2007]102号文备案。备案的资源源量共计11168万吨，消耗的资源储量0万吨，保有的资源储量11168万吨，其中探明的内蕴经济资源量(331)1357万吨，控制的内蕴经济资源量(331)5291万吨，推断的内蕴经济资源量(333)4520万吨。首采区资源源量3176万吨，其中探明的内蕴经济资源量(331)1357万吨，控制的内蕴经济资源量(332)1506万吨，推断的内蕴经济资源量(333)313万吨。

根据神华地质勘查有限责任公司2012年4月编制完成的《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿煤炭资源储量核实报告》、北京中矿联咨询中心2013年5月9日下发的《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿煤炭资源储量核实报告评审意见书》(中矿蒙储评字[2013]63号)、内蒙古自治区国土资源厅2013年7月12日下发的“关于《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿煤炭资源储量核实报告》矿产资源储量评审备案证明”，截止2011年12月31日，矿区保有资源储量10824.00万吨，其中：探明的经济基础储量(111b)1036.00万吨，控制的经济基础储量(122b)5282.00万吨，推断的内蕴经济资源量(333)4506.00万吨。

(四)矿区地质概况

1. 地层

矿区内地层由老至新依次有奥陶系中下统马家沟组(O_{1-2m})；石炭系上统太原组(C_{2t})；二叠系下统山西组(P_{1s})、下统下石盒子组(P_{1x})、二叠上统上石盒子组(P_{2s})；新近系(N)；第四系(Q)。分述如下：

(1)奥陶系(O)

中下统马家沟组(O_{1-2m}): 岩性为青灰色厚层状生物碎屑灰岩, 质地致密, 含动物化石, 见缝合线构造, 局部地段岩溶裂隙较发育, 充填方解石脉, 块状, 遇稀盐酸剧烈气泡, 为一套浅海相化学沉积建造与下伏三山子组呈整合接触。全组厚度 117 ~ 472m。

(2) 石炭系(C)

石炭系上统太原组下段(C_{2t1}): 岩性为深灰色 ~ 灰色砂质泥岩、泥岩及灰白色细粒砂岩互层夹薄层粘土, 局部见煤线。与下伏奥陶系呈平行不整合接触, 岩段厚度 10.30 ~ 62.42m, 平均 34.79m。

石炭系上统太原组上段(C_{2t2}): 按岩性组合分为第一与第二两个亚岩段; 第一亚岩段顶部岩性为黑色泥岩或钙质泥岩, 底部砂岩中夹 1 ~ 2 层深灰色粘土岩; 含 14、16 号煤层, 统称“丙煤组”, 其中 16 号煤层为主要可采煤层, 地层厚度为 34.54 ~ 52.22m, 平均 37.23m。第二亚岩段岩性主要为灰白色、浅灰色细粒砂岩、砂质泥岩、泥岩及煤线, 岩层厚度 0 ~ 18.26m, 平均 10.11m。

(3) 二叠系(P)

二叠系下统山西组(P_{1s}): 依据地质特征并与区域地层对比, 该统进一步分为 3 个岩段。第一岩段(P_{1s1})岩性为灰色、深灰色砂质泥岩、泥岩、粘土岩, 平均厚度 24.37m, 含 9-1、9-2 及 10 号煤层, 统称为“乙煤组”, 其中 9-1 号煤层层位稳定, 为主要可采煤层; 第二岩段(P_{1s2})岩性为灰白色中粗粒砂岩夹深灰色砂质泥岩, 平均厚度 15.24m, 含 5 号煤层, 不可采; 第三段(P_{1s3})岩性为黄绿色砂质页岩夹黑色页岩及煤线, 平均厚度 34.05m。山西组与下伏地层太原组呈整合接触。

二叠系上统上石盒子组(P_{1s}): 岩性为杂色紫红的砂质泥岩, 灰绿色粗砂岩为主, 局部夹有紫红色泥岩。该组地层在矿区大部遭到剥蚀, 仅在中、西部保存, 保存厚度 36.25 ~ 06.13m, 平均厚度 116.38m。与下伏石盒子组为连续沉积。

新近系(N): 岩性为半固结之杂色砂砾层, 中夹砖红色砂质粘土, 砾石成分为石英岩、花岗岩, 片麻岩、石灰岩等, 砾石呈次圆状或次棱角状, 砾径大小不等, 分选差, 呈半胶结或松散状。该地层在矿内较发育, 平均厚度 107.03m, 厚度变化较大, 由北向南厚度变大。与下

伏地层呈不整合接触。

第四系(Q): 岩性主要为风积沙残坡积物、冲洪积及黄土等。区内大面积分布, 钻孔揭露最大厚度为 14.52m, 平均 3.81m。

第四系不整合于老地层之上。

2. 构造

矿区主构造线呈南北向展布, 以压扭性构造为主。次一级构造线则呈东西向分布, 以张性断层为主。主要断裂有桌子山东麓大断裂、桌子山背斜、岗德尔—西来峰大断裂及岗德尔背斜。次一级构造大部分为高角度正断层, 断距不等, 小的仅数米, 大者可达 100m 以上。

3. 岩浆岩

利民煤矿区内未见岩浆岩侵入体。

(五)矿产资源情况

1. 煤层

(1)含煤性

矿区内主要含煤地层为石炭系上统太原组(C_{2t})和二叠系下统山西组(P_{1s})。含煤地层总厚度 84.40 ~ 178.979m, 平均厚度 121.00m, 含煤 6 层, 编号为 5、9-1、9-2、10、14、16 煤层, 煤层平均总厚度为 12.37m, 含煤系数为 10.22%; 其中含可采煤层 4 层, 编号为 9-1、9-2、10 及 16 号煤层, 可采煤层平均总厚度为 11.35m, 可采含煤系数为 9.56%。

(2)可采煤层

可采煤层共 4 层, 自上而下为 9-1、9-2、10、16 煤层, 现将各可采煤层特征分述如下:

9-1 煤层: 是矿区的主要可采煤层之一, 位于二叠系下统山西组第一岩段(P_{1s}¹)中上部, 煤层自然厚度为 2.06 ~ 5.12m, 平均 3.22m, 煤层厚度变异系数为 24%, 可采厚度 1.72 ~ 3.90m, 平均 2.69m, 属中厚煤层。该煤层结构较简单, 含夹矸 0 ~ 5 层, 一般为 1 ~ 2 层, 夹矸岩性多为泥岩或炭质泥岩、砂质粘土岩。顶板岩性以泥岩、炭质泥岩为主, 有少量的粘土岩, 厚度为 0.15 ~ 20.45m。底板岩性多为泥岩、炭质泥岩, 有少量的粘土岩, 厚度为 0.26 ~ 4.63m。煤类为 1/3JM, 属全区可采的较稳定煤层。

9-2 煤层：是矿区的可采煤层之一，位于二叠系下统山西组第一岩段(P_1S_1)中下部，与 9-1 号煤层间距 0.74 ~ 6.57 m，平均 2.63m；可采厚度 0.72 ~ 2.12m，平均 1.13m，属薄煤层；煤层厚度变异系数为 53%。该煤层一般含夹矸 0 ~ 2 层，在西部的 6、2、110 号钻孔中夹 4 ~ 5 层，夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩。煤层顶板岩性以泥岩、砂质泥岩、为主，局部为粉砂岩及粘土岩，厚度为 0.22 ~ 4.31m；底板岩性以泥岩、砂质泥岩为主，局部为粉砂岩和细粒砂岩，厚度为 0.61 ~ 6.30 m。煤类为 1/3JM，属大部可采的较稳定煤层。

10 煤层：是矿区的可采煤层之一，位于二叠系下统山西组第一岩段(P_1S_1)底部，距上部 9-2 号煤层间距 2.71 ~ 7.36m，平均间距 4.58m 可采厚度 0.70 ~ 1.69m，平均 0.98m；煤层厚度变异系数为 40%。煤层结构简单，基本不含夹矸，仅在 4、112 号两钻孔含泥岩夹矸 1 层；顶板岩性多为砂质泥岩或泥岩，局部为粉砂岩和细粒砂岩，厚度为 0.54 ~ 6.30m；底板岩性以灰黑色砂质泥岩，泥岩为主、局部为细粒砂岩和粉砂岩，0.16 ~ 18.63m。煤类为 1/3JM，属大部可采的较稳定煤层。

16 煤层：是矿区的主要可采煤层之一，位于石炭系上统太原组上段第一亚段($C_2t_2^{1-1}$)下部。可采厚度 3.34 ~ 8.67m，平均 5.16m；煤层结构复杂，含夹矸 0 ~ 9 层，一般 3 ~ 4 层，夹矸岩性为灰黑色泥岩、炭质泥岩；顶板岩性以灰黑色泥岩、砂质泥岩为主，局部为粉砂岩、细粒砂岩，厚度为 0.03 ~ 18.36m；底板岩性以泥岩、细粒砂岩为主，局部为砂质泥岩和粉砂岩，厚度为 0.16 ~ 7.23m。煤层结构复杂、煤类为 1/3JM 和 FM，属全区可采的较稳定煤层。

2. 煤质

(1) 煤的物理性质和煤岩特征

矿区内煤呈黑色，条痕为褐黑色，强沥青光泽，条带状结构，层状构造；棱角状及阶梯状断口。内生裂隙发育，充填方解石薄膜及片状黄铁矿。

宏观煤岩组分以亮煤为主，暗煤次之；宏观煤岩类型为半亮型。显微煤岩组分含量：镜质组 44.50% ~ 65.19%，惰质组 21.86% ~ 38.94%，壳质组 3.54% ~ 6.38%。无微显微组分以粘土类为主，含量 8.2% ~ 11.4%，硫化物 0.0% ~ 0.5%，碳酸盐 0.0% ~ 1.0%，氧化硅为 0，镜煤最大反射率

1.0091%~1.1513%，变质阶段为Ⅲ阶段。

(2)煤的化学性质

①水分(M_{ad})

主要煤层原煤平均水分在0.69~0.92%之间，洗煤平均水分在0.75~1.00%之间，彼此相差不大。

②灰分(A_d)

矿区内主要可采煤层原煤平均灰分在24.35~28.37%之间，根据GB/T15224.1-2010标准，矿区煤层均属中灰煤。浮煤平均灰分在13.36~24.48%之间，原煤经过洗选后，平均灰分下降了3.89~12.92个百分点，脱灰率达13.7~48.4%。

③挥发分(V_{daf})

区内主要煤层的原煤挥发分平均在30.51~33.29%之间，浮煤平均挥发分在29.04~32.53%之间。按照GB/T849-2000标准，各煤层均为中高挥发分煤。

④固定碳(FC_d)

区内原煤平均固定碳在66.71~69.49%之间，按照MT/T561-1996标准，各煤层均为中高固定碳煤。浮煤固定碳平均在68.15~70.96%之间。

各可采煤层化学性质特征见下表。

煤层	水分		灰分		挥发分		固定碳	
	$M_{ad}(\%)$		$A_d(\%)$		$V_{daf}(\%)$		$FC_{daf}(\%)$	
	原煤	浮煤	原煤及其分类	浮煤	原煤及其分类	浮煤	原煤及其分类	浮煤
9-1	<u>0.33~1.34</u> <u>0.92(21)</u>	<u>0.36~1.73</u> <u>1.00(21)</u>	<u>20.55~31.70</u> <u>26.70(21)</u> 中灰煤	<u>8.32~26.87</u> <u>13.78(21)</u>	<u>29.21~37.75</u> <u>31.84(12)</u> 中高挥发分煤	<u>28.73~36.74</u> <u>31.85(21)</u>	<u>62.25~70.79</u> <u>68.16(27)</u> 中高固定碳煤	<u>63.26~71.27</u> <u>68.15(21)</u>
9-2	<u>0.51~1.33</u> <u>0.90(7)</u>	<u>0.83~1.03</u> <u>0.94(7)</u>	<u>15.59~34.86</u> <u>24.35(7)</u> 中灰煤	<u>7.58~19.01</u> <u>13.36(7)</u>	<u>29.30~35.76</u> <u>33.29(7)</u> 中高挥发分煤	<u>28.71~34.83</u> <u>32.53(7)</u>	<u>64.24~70.70</u> <u>66.71(7)</u> 中高固定碳煤	<u>65.17~71.29</u> <u>68.47(7)</u>
10	<u>0.61~0.81</u> <u>0.69(3)</u>	<u>0.72~0.89</u> <u>0.82(3)</u>	<u>26.68~29.25</u> <u>28.37(3)</u> 中灰煤	<u>18.33~28.68</u> <u>24.48(3)</u>	<u>27.62~33.64</u> <u>30.51(3)</u> 中高挥发分煤	<u>26.50~32.04</u> <u>29.04(3)</u>	<u>66.36~72.38</u> <u>69.49(3)</u> 中高固定碳煤	<u>67.96~73.50</u> <u>70.96(3)</u>
16	<u>0.38~1.40</u> <u>0.76(25)</u>	<u>0.40~1.14</u> <u>0.75(25)</u>	<u>20.58~38.81</u> <u>25.68(25)</u> 中灰煤	<u>8.16~28.99</u> <u>13.54(25)</u>	<u>27.76~34.24</u> <u>31.20(15)</u> 中高挥发分煤	<u>26.29~32.49</u> <u>30.26(25)</u>	<u>65.76~72.74</u> <u>68.80(15)</u> 中高固定碳煤	<u>67.51~73.71</u> <u>69.74(25)</u>

⑤元素分析

碳(C_{daf}): 浮煤平均含量在85.33~85.97%之间; 氢(H_{daf}): 浮煤平均含量在4.75~5.13%之间; 氮(N_{daf}): 浮煤平均含量在1.25~1.32%之间;

氧(Odaf): 浮煤平均含量在6.09~6.80%之间; 碳氢比为16.8~18.0, 碳氧比为64.6~68.7。

⑥有害元素分析

硫(St,d): 区内主要煤层原煤平均硫分(St,d)在0.86~1.81%之间, 依照GB/T152242-2010标准, 矿区煤层分别属低硫煤及中硫煤。浮煤平均硫分在0.77~1.71%之间, 洗后硫分普遍下降了0.07~0.21个百分点, 脱硫率5.5~21.4%。

综上, 矿区可采煤层为中灰、低一中硫、低一高磷、低氯、高氟、一级含砷煤。

(3)煤的工艺性能

①发热量($Q_{gr,d}$)

依据中华人民共和国国家标准《煤炭质量分级第3部分: 发热量》(GB/T15224.3-2010)进行分级: 利民煤矿 10、16煤层原煤的平均干燥基高位发热量分别为 24.16MJ/kg、23.52MJ/kg, 为中发热量煤; 9-1煤层原煤干燥基高位发热量 24.67MJ/kg, 为中高发热量煤, 9-2煤层原煤平均干燥基高位高位发热量 28.17MJ/kg, 为高发热量煤。

②粘结性、结焦性

利民煤矿主要煤层胶质层厚度(y)平均值在 13~27mm 之间, 粘结性指数(GRI)平均值 9-1 及 16 煤分别为 83、87, 按照 MT/T596-1996 标准, 9-1煤层为强粘结煤, 16煤为特强粘结煤。焦渣类型 5~7, 平均 6。可作炼焦配煤。

③煤的活性

即对 CO₂ 的化学反应性, 试验结果, 表明当温度达到 950℃时, 煤层对 CO₂ 的还原率平均为 6.60%, 表明利民煤矿各煤层的活性都很差。

④灰成分、灰熔融性

根据煤灰成分测定结果, SiO₂ 含量平均值在 38.13~47.41%之间; Al₂O₃ 含量平均值 37.31~42.57%之间, 各煤层都比较高; TiO₂ 平均含量在 1.30~1.48%之间; Fe₂O₃ 平均含量在 2.74~5.18%之间; CaO 平均含量在 1.47~11.45%之间; MgO 平均含量在 0.53~1.11%之间, SO₃ 平均含量在 0.55~2.43%之间。

上述煤灰成分中碱性氧化物(Fe₂O₃+CaO+MgO)平均含量在 5.32~

16.31%之间，酸性氧化物($\text{SiO}_2+\text{Al}_2\text{O}_3+\text{TiO}_2$)平均含量在 76.92 ~ 91.32%之间，碱、酸比值在 0.06 ~ 0.21 之间。

灰熔融性：测试结果表明各煤层煤灰平均软化温度(ST)>1500℃，对照 MT/T853.1-2000 标准，应为高软化温度灰。若从煤灰的流动温度(FT)来看，各煤层煤灰流动温度>1500℃，对照 MT/T853.1-2000 标准，应为高流动温度灰。

⑤煤的可磨性

按照 MT/T852-2000 标准，利民煤矿可采煤层可磨性指数在 79 ~ 80 之间，均为中等可磨煤。

(4)煤的可选性

依照中国煤炭可选性评定方法及标准(GB/T16417-1996)，利民煤矿 16 煤层属难选，可选性差。

(5)煤类

根据《中国煤炭分类》(GB5751-2009)，9-1、9-2、10 号煤层浮煤胶质层最大厚度(y)一般 25mm 以下，煤类为 1/3JM。16 号煤层浮煤胶质层最大厚度(y)12 ~ 33mm，平均 27 mm，煤类以 FM(36)为主，有零星分布的 1/3JM。

(6)煤的工业用途

煤类为 1/3JM 及 FM，煤的粘结性较强、结焦性较好，可作炼焦配煤。但各煤层灰分和硫分高，洗选困难，且回收率较低。洗后中煤可作动力用煤，洗选后的矸石运往矸石发电厂。灰渣可作制砖和水泥添加剂。

(六)开采技术条件

1. 水文地质条件

矿区主要含水层有第四系松散岩类孔隙潜水含水岩组、碎屑岩类裂隙承压水含水岩组以及奥陶系灰岩岩溶裂隙承压水含水岩组。井田内直接充水含水层和间接充水含水层的含水空间以裂隙、岩溶为主，各含水带富水性均很微弱($q<0.1\text{L/s}\cdot\text{m}$)，奥灰含水层在构造发育地段属强富水性($q<3.70\text{L/s}\cdot\text{m}$)。

矿区位于桌子山煤田的南部，属于补给区，区内无地表水体，大

气降水又十分贫乏，对地下水补给量甚微；断层带具有一定的导富水性差，对含水层相互之间的水力联系有一定影响。矿井含水层正常涌水量为 $43.45\text{m}^3/\text{h}$ ，最大涌水量为 $183\text{m}^3/\text{h}$ ，最大突水量为 $70\text{m}^3/\text{h}$ 。依据含水层的性质、矿井和老空水分布、矿井涌水量等条件，矿区水文地质类型确定为复杂型，即裂隙、岩溶含水层充水为主的水文地质条件复杂类型。

2. 工程地质条件

矿区地形地貌简单，地质构造中等，地层岩性变化大，岩体结构多为互层状，可采煤层顶板多属于半坚硬层状砂质岩类，稳定性差—中等，煤层顶板抗压强度较低，煤层底板属软弱—半坚硬类底板，局部地段可能易发生矿山工程地质问题。根据《矿区水文地质工程地质勘查规范》，矿区工程地质类型可划分为三类二型，即为以层状岩类为主的中等类型矿床。

3. 环境地质条件

矿区为半荒漠地区，植被稀疏，水土流失严重，生态环境十分脆弱。随着煤矿的开采，矿山及周围的环境将受到不同程度的破坏和污染。环境地质为中等类型。

4. 其它开采技术条件

矿山为低瓦斯煤矿，煤尘具有爆炸性，属自燃煤层，矿区无地温异常。

综上所述，矿区开采技术条件勘查类型为Ⅲ~1型，即为以水文地质问题为主的开采技术条件复杂类型。

(七) 矿山开发利用现状

利民煤矿隶属于国家能源乌海能源有限责任公司。矿井始建于2005年，2009年投产，设计能力60.00万吨/年，2014年2月开始技改，2019年7月完成技改竣工验收，核定生产能力150.00万吨/年。

矿山主采9#、16#煤层。全井田划分1个主水平和1个辅助水平，主水平标高989.50米，开采16号煤层，辅助水平标高1057米，开采9号煤层。全井田划分8个采区，目前主水平Ⅱ0116采区和辅助水平Ⅰ0109采区已回采完闭，剩余辅助水平Ⅰ0309采区和主水平Ⅱ0316采区

工作面采用综合机械化采煤工艺进行回采；I 0209 采区、I 0409、II 0216、II 0416 采区因受断层、公路、天然气、光缆保护煤柱影响无法布置正规工作面，采用充填开采的方法进行回采。I 0109 采区、II 0116 采区已回采结束，现正在开采 I 0309 采区 I 030902 工作面。

九、评估方法

利民煤矿为正常生产的矿山，具有规范齐全的财务资料，编制的储量核实报告已经主管部门评审备案；并委托有资格的设计单位编制了开发利用方案。根据本次评估目的和采矿权的具体特点，委托评估的采矿权具有一定规模、具有独立获利能力并能被测算，其未来的收益及承担的风险能用货币计量，其资源开发利用主要技术经济参数可参考开发利用方案和企业实际资料等确定。因此，评估人员认为本采矿权的地质研究程度较高，资料基本齐全、可靠，这些报告和有关数据基本达到采用折现现金流量法评估的要求。根据《矿业权评估技术基本准则(CMVS00001-2008)》和《收益途径评估方法规范(CMVS12100-2008)》确定本次评估采用折现现金流量法。其计算公式为：

$$P = \sum_{t=1}^n (CI - CO)_t \cdot \frac{1}{(1+i)^t}$$

式中：P—矿业权评估价值；

CI—年现金流入量；

CO—年现金流出量；

i—折现率；

t—年序号(t=1, 2, 3, ..., n)；

n—计算年限。

十、评估指标和参数

本次评估利用的资源储量依据 2012 年 4 月神华地质勘查有限责任公司提交的《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿煤炭资源储量核实报告》(以下简称“储量核实报告”)及其评审意见书及备案证明、《内蒙古自治区鄂托克旗利民煤矿 2024 年储量年度报告》(以下简称“2024 年储量年报”)。

技术参数主要依据内蒙古煤炭科学研究院有限责任公司 2013 年 8 月编写的《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿产资源开发利用方案说明书》(以下简称“开发利用方案”)及评审意见书、企业实际资料确定。其他主要技术经济指标参数的选取参考《中国矿业权评估准则》、其他有关政策法规、技术经济规范和评估人员掌握的资料确定。

各参数的取值说明如下:

(一)保有资源储量

根据“储量核实报告”及评审意见书,截止 2011 年 12 月 31 日,利民煤矿共获得资源储量 11168.00 万吨,其中已消耗资源量 344.00 万吨,保有资源储量 10824.00 万吨。其中:探明的(可研)经济基础储量(111b)1036.00 万吨,控制的经济基础储量(122b)5282.00 万吨,推断的内蕴经济资源量(333)4506.00 万吨。

矿区范围内的水源地压煤量、荣乌高速压煤量和 109 国道压煤量包括在保有资源量中

该矿自储量核实基准日至本次评估基准日累计查明资源储量无变化,“2024 年储量年报”与“储量核实报告”采用的工业指标、估算方法一致,并进行了资源储量的分类转换。故本次评估基准日保有资源储量参照“2024 年储量年报”的保有资源储量并扣除 2025 年 1~7 月动用量确定。

根据“2024 年储量年报”及审查意见书,截止到 2024 年 12 月 31 日,保有煤炭资源量 9249.60 万吨,其中探明资源量 322.90 万吨,控制资源量 4798.10 万吨,推断资源量 4128.60 万吨。

根据企业提供的“2025 年 1~7 月利民煤矿分采区分煤层期末保有资源储量统计表”,2025 年 1~7 月共动用控制资源量 115.28 万吨。故截止评估基准日保有资源储量为 9134.32 万吨,其中探明资源量 322.90 万吨,控制资源量 4682.82 万吨,推断资源量 4128.60 万吨。

(二)评估利用矿产资源储量

评估利用矿产资源储量 = $\sum(\text{参与评估的基础储量} + \text{资源量} \times \text{相应类型可信度系数})$

合后经皮带运至主厂房分选。

重介质旋流器溢流经弧形筛、直线振动筛脱介、脱水、脱泥后 13mm 以上物料作为精煤产品，5~13mm 物料经立式离心脱水机二次脱水后，作为精煤产品。重介质旋流器中煤经弧形筛、直线振动筛脱介、脱水、脱泥后 8mm 以上物料作为中煤产品，5~8mm 物料经卧式振动式离心脱水机二次脱水后，作为中煤产品。重介质旋流器底流经弧形筛、直线振动筛脱介、脱水、脱泥后作为矸石产品。

精煤弧形筛筛下合格介质经分流器分流后，一部分合格介质作为合格介循环使用，另一部分与精煤直线振动筛一段筛下液混合后经煤泥重介质旋流器分选，溢流经精煤磁选机分选，底流经中煤磁选机分选。精煤磁选尾矿及精煤立式离心机离心液经水力旋流器分选，溢流物料进入一次浮选系统分选，底流物料经高频振动叠筛接粗后筛下液与水力旋流器溢流物料混合进入一次浮选，筛上物料与一次浮选精矿经精煤卧式离心脱水机脱水、脱泥后掺入精煤产品。精煤卧式离心脱水机离心液、过滤液进入二次浮选，二次浮选精矿经精煤压滤机脱水后掺入精煤产品。一次、二次浮选尾矿进入煤泥水系统。

精煤、中煤弧形筛下合格介质、精煤直线振动筛二段及中煤卧式振动离心机离心液共同作为合格介质循环使用。中煤、矸石直线振动筛筛下稀介质、精煤直线振动筛三段筛下及煤泥重介质旋流器溢流和底流物料分别经磁选机磁选回收后作为合格介质循环使用。添加介质采用重介粉添加水配制浓介质，经泵打至原煤合介桶内。

中煤、矸石磁选尾矿经截粗筛截粗后筛上物经中煤直线振动筛处理，筛下物进入一段浓缩池与一次、二次浮选尾矿混合经一段浓缩池处理；一段浓缩池底流物料经中煤卧式沉降离心脱水机脱水、脱泥后掺入中煤产品，离心机离心液、过滤液返回一段浓缩池；一段浓缩池溢流经二段浓缩池处理，二段浓缩池底流物料经快开压滤机脱水处理掺入中煤产品，二段浓缩池溢流至循环水池内作为循环水使用。

经无压给料三产品重介质旋流器分选，选出精煤、中煤和矸石三种产品。

(四)产品方案

根据矿山生产实际销售，利民煤矿实际销售经洗选后的精煤、中煤。故本次评估产品方案确定为经洗选后的精煤和洗混煤(中煤)。

(五)采、选煤技术指标

1. 采煤技术指标

依据《矿业权评估参数确定指导意见》和《煤炭工业矿井设计规范》(GB 50215-2015)，薄煤层采区回采率不应小于 85%，中厚煤层采区回采率不应小于 80%，厚煤层采区回采率不应小于 75%，其中采用一次采全高的厚煤层不应小于 80%。

该矿井煤类为 1/3 焦煤和肥煤，地处鄂尔多斯境内，不属于《特殊和稀缺煤类开发利用管理暂行规定》中稀缺煤种的范畴。

利民煤矿 9-2 号煤、10 号煤为薄煤层，9-1 号煤为中厚煤层，16 号煤为厚煤层。根据“开发利用方案”，设计 9-1 煤层采区回采率为 80%，9-2、10 煤层采区回采率为 85%，16 煤层采区回采率为 75%。故本次评估 9-1 中厚煤层采区回采率确定为 80.00%，9-2、10 薄煤层采区回采率确定为 85.00%，16 煤层采用一次采全高采区回采率确定为 80.00%。

2. 选煤技术指标

利民煤矿采出的原煤全部送往利民洗煤厂进行洗选，其中一部分煤与外购原煤进行配洗，一部分直接入洗，洗选后的产品分别为精煤、洗混煤(中煤)。近几年利民煤矿主采 9(9-1、9-2)煤层，根据矿山提供的“2022 年～2025 年 7 月利民煤矿 9 煤单洗洗选平衡表”，利民煤矿 9 煤精煤和中煤的产率如下表：

年份	入洗原煤(吨)	精煤(吨)	中煤(吨)	精煤产率(%)	中煤产率(%)	综合回收率%
2022	325207	92018	94196	28.30	28.96	57.26
2023	207632	61784	68955	29.76	33.21	62.97
2024	112714	33962	37406	30.13	33.19	63.32
2025.1～7	64948	21263	19013	32.74	29.27	62.01
三年一期				30.23	31.16	

从上表可以看出，矿山近几年 9 煤实际洗煤产率相对平衡，故本次评估以评估基准日前三年一期平均值确定未来 9 煤洗后的精煤(1/3 焦煤)和中煤产率。

矿山 12 煤一直未开采，无相关洗选指标，经乌海能源公司生产技

术科相关人员介绍，12煤与9煤原煤煤质相近，洗后的商品煤产品方案相同，故本次评估12煤洗选指标参照9煤选取。

根据“乌海能源原煤生产规划”，利民煤矿2025~2028年主采9煤，2029年及以后主采16煤层，16煤与9煤虽入洗煤工艺相同，但原煤煤质不同，洗后的精煤产品方案亦不同。矿山近几年一直主洗9煤，2020年及以前主洗16煤，考虑到洗煤厂工艺未发生变化，故16煤参考2020年以前年度16煤单洗洗煤产率确定。

根据矿山提供的“2017年~2020年利民煤矿16煤单洗矿井原煤统计表”，利民煤矿16煤精煤(中硫肥煤)和中煤的产率如下表：

年份	入洗原煤(吨)	精煤(吨)	中煤(吨)	精煤产率(%)	中煤产率(%)	综合回收率%
2017	83961	15984	34584	19.04	41.19	60.23
2018	1870743	544048	941405	29.08	50.32	79.40
2019	778284	236964	334417	30.45	42.97	73.42
2020	67281	19696	29317	29.27	43.57	72.85
三年平均				29.60	45.62	

从上表可以看出，矿山从2018年以后，洗煤产率相对稳定，故本次评估16煤以2018~2020年三年平均值确定未来矿山16煤洗后的精煤(中硫肥煤)和中煤产率。

综上，本次评估9、10煤层精煤产率确定为30.23%、16煤精煤产率确定为29.60%；9、10煤中煤(洗混煤)产率确定为31.16%、16煤中煤(洗混煤)产率确定为45.62%。

(六)评估利用可采储量

根据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》(CMVS 30300~2010)，评估利用可采储量计算公式如下：

评估利用可采储量 = 评估利用矿产资源储量 - 设计损失量 - 采矿损失量

根据“开发利用方案”，设计矿井永久煤柱损失3127.55万吨；保护煤柱223.96万吨。

将有关参数代入上式，截止本次评估基准日评估利用可采储量为3977.45万吨。

(七)生产能力和服务年限

1. 生产能力

“利民煤矿”采矿许可证载明的生产规模为 150.00 万吨/年，“开发利用方案”设计生产规模为 150.00 万吨/年，企业实际亦达到设计规模。故本次评估确定矿山未来生产年限内的生产规模为 150.00 万吨/年。

2. 矿井服务年限

依据以上分析确定矿井服务年限，具体计算如下：

$$T = \frac{Q}{A \times k}$$

式中：T—矿井服务年限；

Q—可采储量；

A—矿井生产能力；

K—储量备用系数。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，矿井开采储量备用系数的取值范围为 1.30～1.50。“开发利用方案”设计储量备用系数为 1.35，故本次评估参考“开发利用方案”确定储量备用系数 1.35。

则将有关参数代入上述公式得本次矿井服务年限为：

$$T = [3977.45 - (51.12 \times 1.35)] \div (150.00 \times 1.35) + 5/12 \\ \approx 19.72(\text{年})$$

矿井正常服务年限约为 19.72 年。则本次评估计算年限为 19.72 年，自 2025 年 8 月～2045 年 4 月。

(八)销售收入

1. 计算公式

年销售收入 = Σ 年各种产品的销售量 \times 各种产品的销售价格

2. 各种产品年销售量

根据乌海能源公司“2025～2031 年原煤生产规划”，利民煤矿未来年度生产规划详见下表：

单位：万吨

年度 煤层	2025～2028 年 (原煤产量)	2029 年	2030 年	2031 年(各煤层闭坑前参 照 2031 年)
年产量	150.00	150.00	150.00	150.00
9 煤	150.00	70.00	30.00	30.00
16 煤		80.00	120.00	120.00

本次评估参照上表年度计划分配各煤层的年生产规模。

评估中假设各煤层产品全部对外销售，各煤层商品煤的产量即为销售量。根据各商品煤产率，以 2030 为例，经计算：

$$\begin{aligned}\text{精煤年销售量} &= 30.00 \times 30.23\% + 120.00 \times 31.16\% \\ &= 44.59(\text{万吨})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{中煤(洗混煤)年销售量} &= 30.00 \times 29.60\% + 120.00 \times 45.62\% \\ &= 64.09(\text{万吨})\end{aligned}$$

产量即为销售量。

3. 商品煤销售价格

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，不论采用何种方式确定的矿产品市场价格，其结果均视为对未来矿产品市场价格的判断结果；矿产品市场价格的确定，应有充分的历史价格信息资料，并分析未来变动趋势，确定与产品方案口径相一致的、评估计算的服务年限内的矿产品市场价格。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，建议使用定性分析法和定量分析法确定矿产品市场价格。可在对获取充分市场价格信息的基础上利用时间序列平滑法，对矿产品市场价格作出数量的判断，一般采用历史监测数据的简单平均或加权移动平均的方法进行预测。

炼焦煤是钢铁工业的基础能源和主要原料，炼焦煤的高质量、稳定持续供应是钢铁工业蓬勃发展的基础。我国内炼焦煤资源相当稀缺，数据显示，2022 年我国已探明的炼焦煤储量为 2758 亿吨，仅占煤炭总储量的 20~25%，且主要分布在山西、河北、贵州、河南、黑龙江、安徽等地，整体呈现“北富南贫，西多东少”的分布格局。其中，山西是我国的煤炭大省，煤类齐全，储量巨大，是我国重要的焦煤生产和储备基地，炼焦煤查明资源储量最大，占比达到 47%。其次是山东省，2022 年约占全国总产量的 8%。同时，新疆、云南、黑龙江的产量增速较快。

在全球范围内，炼焦煤也相对稀缺，仅占全球煤炭资源总量的 10%。根据 CCTD 统计，目前世界可采储量炼焦煤资源的 80%集中在俄罗斯(41%)、中国(23%)和美国(17%)三个国家，其余国家占比较小，英国约占 7%，澳大利亚、波兰、南非和印度分别约占 2%，加拿大约占 1%，其

他国家约占 3%。

除了储量少，我国的炼焦煤优质资源也相对稀缺。“骨架煤”焦煤和肥煤仅占 47%左右，低于焦化工所要求的 60%的水平，其余均为炼焦配煤，我国炼焦精煤产量结构存在一定的失衡。这主要是因为：按照我国现行煤炭资源管理体制机制，虽然 2012 年主焦煤(含 1/3 焦煤)、肥煤(含气肥煤)、瘦煤被划入特殊和稀缺煤种，但在实际开发实践中并未充分受到保护性开发。在“十二五”“十三五”煤炭行业全面亏损和供给侧改革期间，由于焦原煤与动力煤比价长期低于 1.0，导致焦煤转为动力煤销售，造成具备稀缺属性的炼焦煤资源被大量浪费。此外，地方上的不合理利用以及“采肥丢瘦”、开发秩序混乱等现象也是造成炼焦煤优质资源稀缺的重要原因，例如，在山西离柳、乡宁等优质炼焦煤生产基地，诸多小煤矿开采，导致那里的优质焦煤资源未能得到有效保护。

由于炼焦煤资源稀缺，加之国内需求旺盛、地区供需不均以及进口炼焦煤的价格优势等多重因素，促使我国炼焦煤进口需求持续增长。

从进口来源国来看，蒙古、俄罗斯、澳大利亚、美国和加拿大是我国炼焦煤的主要进口国。在 2021 年澳大利亚煤炭禁止通关之前，我国对澳大利亚炼焦煤的进口依赖度最高，常年占比高达 40%。然而，2020 年底，由于中澳关系紧张，我国禁止从澳大利亚进口煤炭，导致澳煤进口量迅速下滑，到 2022 年仅占 3.40%。澳煤禁运后，蒙古和俄罗斯迅速成为我国炼焦煤的主要进口地区，这两个地区的进口量占比总体保持稳定。值得注意的是，蒙古在 2021 年后迅速取代澳大利亚，成为我国炼焦煤的主要进口国。美国和加拿大的进口量相对较小，但在澳煤禁运后，其进口量占比也有所增加。然而，与澳大利亚相比，这些地区的煤炭资源较少，煤质相对较差，且持续受到疫情对生产和运力的冲击，因而无法完全填补澳煤禁运所造成的缺口。

炼焦煤的供应受到多方因素的综合影响。在生产方面，国内煤炭企业正不断加强技术投入和安全管理，旨在提高生产效率和安全性。展望 2024 年，供应端在安全监管的严格要求下，产地的供应量难以出现明显的增加，在排除露天煤矿和长期停产煤矿等外围因素后，产地

端的供应仍然维持偏紧态势，预计未来的煤炭增产空间将较为有限，炼焦煤的产量将保持稳定。

从国内看，2014~2024年，前七大产区中，山西的焦煤产量从2.05亿吨提升至2.15亿吨，累计增幅4.8%，占比由40.9%提升至45.5%，增加4.6%；山东、内蒙古、贵州、安徽、河南、新疆焦煤产量累计增幅分别为-8.7%、37.5%、-1.5%、8.6%、-18.4%和125.5%，其他区域累计增幅为-41.3%。据煤炭资源网统计，截至2024年，全国在产焦煤产能14亿吨，2025~2028年预计将累计新增焦煤产能6600万吨，累计退出焦煤产能3700万吨，累计净新增2900万吨，占在产产能比重为2.1%，平均每年净新增725万吨，占比0.52%。

进口角度，2024年1月，焦煤进口关税恢复，最惠国进口税率为3%。2025年上半年，全国进口焦煤5282万吨，同比下滑8.0%，蒙俄占74.9%。今年以来，蒙焦煤通关减量明显，1~6月蒙煤进口量2475万吨，同比下滑16.2%/-479万吨。2025年以来，煤焦市场延续下行，下游拉运蒙煤积极性不足，口岸煤炭库存高企。与此同时，山西安监恢复常态后显著增产，一定程度上替代了进口蒙煤需求。从成本来看，蒙古焦煤位于全球焦煤成本曲线左侧区域，生产具备明显优势，但蒙焦煤出口与中国需求高度相关，且几乎全部出口量流入中国，产量及出口量受中国需求影响较大。全年来看，随着焦煤需求改善，预计蒙古焦煤年内进口延续高位，总量或有小幅下滑。

纵观2012~2025年，焦煤价格大致可分为4个阶段。

第一阶段(2012~2015年)：产能过剩与需求下降共致煤价大幅下行。国际方面，欧债危机的持续发酵严重抑制了全球大宗商品需求；国内方面，经济增速明显放缓，GDP增速从2011年的9.5%回落至2015年的7.0%。在此背景下，焦煤出现供需失衡，价格跌破现金流成本。供应端，国内煤炭产能持续释放，叠加澳大利亚、蒙古进口煤的冲击，市场供应严重过剩；需求端，房地产行业进入调整期，黑色产业链需求整体萎缩，钢厂减产生铁产量下滑，焦煤价格回落至600元以下，显著低于煤矿现金成本。煤炭行业陷入全行业亏损泥潭，全国煤矿亏损面超过80%，全行业负债率攀升至70.2%，市场陷入“越产越亏、越亏越

产”的囚徒困境，市场自发调节难以出清无效产能。

第二阶段(2016~2020年): 供给侧改革成为市场主导力量。2016年启动的供给侧改革通过行政手段强力重塑市场格局，276个工作日制度的严格执行硬性削减了供应。2016~2020年全国累计退出煤炭产能10亿吨以上，同时需求端铁水产量连续正增长，推动焦煤价格从590元涨至1730元，涨幅193%，行业盈利及现金流有所改善，板块资产负债率从高位回落4.7个百分点。

第三阶段(2021~2022年): “能耗双控”与能源危机。2021年，供应端经历了结构性危机。2020年10月，焦煤主力进口来源国之一的澳洲被中国非正式限制进口。2021年，发改委印发《完善能源消费强度和总量双控制度方案》，地方面临“能耗双控”考核压力，煤矿安监趋严，主产地产能释放受限。而需求端，公共卫生事件后，海外产能尚未恢复，中国出口向好，发电量及钢铁产量均同比高增，供需矛盾逐步凸显，煤价出现极端上涨，期间主产地坑口焦煤价格同比增幅197%。随着煤炭产能逐步释放，煤价高位回落。2022年年初，国际冲突致全球能源出现阶段性紧缺，煤炭等能源价格再度上涨。

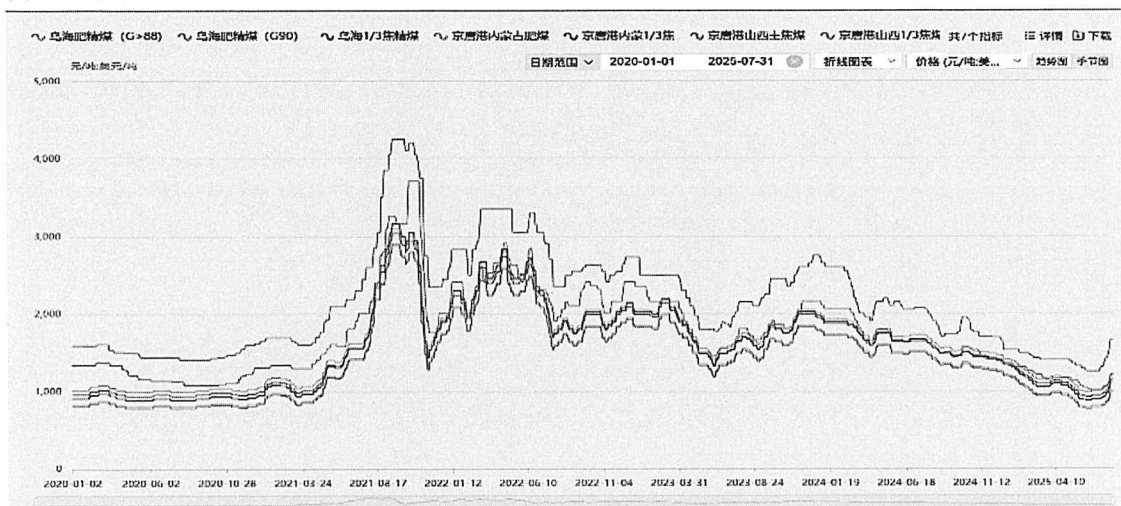
第四阶段(2023~2025年6月): 供需宽松下的价值回归。自2021年10月开始，政策端强调保供增产，煤炭产能应放尽放。供应端在经过两年的释放后，产量有明显恢复。需求方面，由于2021年下半年开始房地产销售逐步走弱，钢材利润逐步走低，原料维持偏低库存策略，压力逐步向上游传导。焦煤供需格局逐渐转为宽松，价格持续下行，山西低硫主焦煤产地价跌至1200元/吨以下。

未来四年(2025~2028年)，焦煤新增产能极少，预计年均仅新增725万吨，占国产供应比为0.52%。据煤炭资源网统计，截至2024年，全国在产焦煤产能14亿吨，2025~2028年预计将累计新增焦煤产能6600万吨，累计退出焦煤产能3700万吨，累计净新增2900万吨，占在产产能比重为2.1%，平均每年净新增725万吨，占比0.52%。

2025年7月1日，中央财经委员会提出“依法依规治理企业低价无序竞争，引导企业提升产品品质，推动落后产能有序退出”。经过2016年供给侧改革，多数煤炭低效产能已退出，产能结构明显优化。

通过并购重组、严查超产的方式收缩宽松产能，有望成为焦煤供应转折。经查询中国煤炭资源网，自7月初以来亦出现焦煤价格上涨。

评估人员查询乌海地区、京唐港近五年肥精煤、1/3焦精煤价格走势如下图：



从上图可以看出，肥精煤、焦煤与 1/3 焦精煤价格走势一致；乌海地区与京唐港焦煤、1/3 焦煤及焦煤价格走势亦高度相关。自 2020 年以来一路上涨，至 2021 年 8 月达到最高，之后迅速下跌，2022 年 1 月达到阶段低点，至 2022 年中旬价格有所上涨，之后便一直波动下降，至 2025 年 6 月底价格开始上涨。

综上，结合当前国家政策要求、炼焦用煤的稀缺性及煤炭价格趋势和本次评估乌海地区煤矿服务年限，本次评估未来年度长期价格采用评估基准日前三年一期的历史均价预测未来年度煤炭价格，同时考虑到煤炭产品价格长期预测价格的差异和目前市场表现，本次评估采用过渡价格平滑至长期不变价格，即 2025 年 8~12 月和 2026 年采用当年 1~7 月已实现均价进行预测，并以此为基础通过 3 个年度平滑过渡至 2029 年长期不变价格。

利民煤矿为正常生产，产品方案确定为洗后的商品煤，洗后的商品煤统一由国家能源集团乌海能源公司供销总公司销售，销售价格根据市场行情和客户协调确定，可作为本次评估选取销售价格的依据。

根据矿山提供的“2020~2025 年 7 月煤炭销售收入明细表”和“2020~2025 年 7 月开具全量发票查询数据”，经统计，洗后商品煤不含税销售价格如下(单位：元/吨)：

年度	煤层	精煤	中煤(洗混煤)	备注
2020 年	16 煤	756.61		中硫肥煤、高灰 中硫肥煤
2021 年 1 月	16 煤	790.74		
2021 年	9 煤	1473.59	422.70	1/3 焦煤 08120、 10120
2022 年	9 煤	2,003.44	343.65	
2023 年	9 煤	1,568.82	292.59	
2024 年	9 煤	1,422.70	261.25	
2025 年 7 月	9 煤	865.02	265.73	
三年一期	9 煤	1,534.76	293.72	

从上表可以看出，2021 年及以后为 9 煤洗后商品煤价格，2020 年为 16 煤洗后商品煤价格。经统计，本次评估 9 煤精煤 2025 年 1~7 月销售均价为 865.05 元/吨，三年一期销售均价为 1534.76 元/吨。

考虑能获得 16 煤的精煤销售价格周期较短，且距离评估基准日较远，本次评估 16 煤精煤销售价格参照乌海能源对外销售精煤价格趋势推算出评估基准日前三年一期洗后精煤销售价格。乌海能源精煤销售价格统计如下：

时期	精煤结算量	精煤结算价	精煤收入	备注
2020 年	3,072,785.90	768.84	2,362,487,725.06	
2021 年	3,357,370.34	1,300.82	4,367,326,218.90	
2022 年	3,493,470.24	1,895.95	6,623,434,499.33	
2023 年	3,510,880.08	1,514.00	5,315,461,377.09	
2024 年	3,507,967.49	1,482.37	5,200,114,583.65	
2025 年 1~7 月	2,422,573.29	867.53	2,101,659,725.51	
三年一期均价		1,506.52		

经计算，16 煤精煤 2025 年 1~7 月销售均价为 853.73 元/吨，三年一期销售均价为 1482.55 元/吨。

9 煤、10 煤和 16 煤洗后的中煤(洗混煤)煤质相近，均作为动力煤对外销售给电厂。故本次评估洗混煤销售价格参照利民煤矿评估基准日前三年一期销售均价选取。

如上述，本次评估 2027 年、2028 年采用平滑处理，价差保持一致，经计算，本次评估 2025 年 8 月~2026 年 9 煤精煤价格确定为 865.00 元/吨(取整，下同)、16 煤精煤价格确定为 854.00 元/吨、洗混煤(中煤)价格确定为 266.00 元/吨；2027 年 9 煤精煤价格确定为 1088.00 元/吨、16 煤精煤价格确定为 1064.00 元/吨、洗混煤(中煤)价格确定为 275.00 元/吨；2028 年 9 煤精煤价格确定为 1311.00 元/吨、16 煤精煤价格确定为 1274.00 元/

吨、洗混煤(中煤)价格确定为 284.00 元/吨；2029 年及以后年度煤炭价格确定为 1535.00 元/吨、16 煤精煤价格确定为 1483.00 元/吨、洗混煤(中煤)价格确定为 294.00 元/吨。10 煤精煤销售价格参照 9 煤精煤价格选取。

4. 年销售收入计算

正常年份以 2030 年为例：

$$\begin{aligned}\text{正常年份销售收入} &= 9.07 \times 1535.00 + 35.52 \times 1483.00 + 64.09 \times 294.00 \\ &= 85439.54(\text{万元})\end{aligned}$$

(九)投资估算

根据《中国矿业权评估准则》，涉及企业股权转让，同时进行资产评估、土地使用权评估的矿业权评估，评估基准日一致时，可以利用其评估结果作为相应的矿业权评估用固定资产、土地使用权及无形资产和其他长期资产投资额。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，该项目固定资产投资主要依据我公司出具的同一评估基准日及相同评估目的资产评估明细表中的“非流动资产评估汇总表”、“固定资产评估汇总表”、“在建工程评估汇总表”及相应的评估明细表中的评估价值为基础估算本次评估用固定资产投资。

1. 固定资产投资

根据本公司同一基准日资产评估结果，评估基准日利民煤矿已投固定资产如下表(单位：万元)：

序号	项目名称	评估基准日已投资评估值			
		矿井		洗煤厂	
		原值	净值	原值	净值
一	固定资产合计	100846.55	59660.48	20988.38	13036.07
1	井巷工程	28065.12	19263.46		
2	建筑工程	29334.84	17971.60	14498.17	10082.04
3	机器设备	43446.59	22425.42	6490.21	2954.03
二	在建工程	2309.06	2309.06	3833.07	3833.07
1	土建工程	1563.72	1563.72	150.46	150.46
2	机器设备	745.33	745.33	3682.61	3682.61

将在建工程合并到固定资产，本次评估矿山矿井固定资产原值为 103155.61 万元，净值 61969.54 万元。其中：井巷工程原值为 28065.12 万元、净值为 19263.46 万元；房屋构筑物原值为 30898.56 万元、净值为 19535.32 万元；机器设备原值为 44191.92 万元、净值为 23170.75 万元。

根据企业提供的“选矿厂初步设计批复”，矿山选矿厂设计能力为240.00万吨/年。考虑固定资产规模相匹配原则，本次评估用固定资产投资采用生产规模指数法进行调整。

生产规模指数法公式：

$$I_1 = I_0 \times (S_1 / S_0)^n$$

式中： I_1 ——评估对象矿山估算固定资产投资；

I_0 ——参照矿山的固定资产投资；

S_1 ——评估对象矿山生产能力，150.00万吨/年；

S_0 ——参照矿山生产能力，240.00万吨/年；

n ——生产能力指数，取1.00；

则经生产规模指数调整后，本次评估矿山选矿厂固定资产原值为15513.40万元，净值为10543.21万元，其中：房屋建筑物原值为9155.39万元，净值为6395.31万元，机器设备原值为6358.01万元，净值为4147.90万元。

根据“利民煤矿后续投资计划表”，矿山于2025年8~12月尚有后续投资947.56万元(含税)，其中：房屋构筑物721.01万元，机器设备226.55万元，预计2026年6月转固。

本次评估将固定资产净值在评估基准日一次性全部投入，后续投资按计划投入。

(详见附表四和附表一)

2. 无形资产投资

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，任何企业收益均为各资本要素投入的报酬，矿山企业，投入资本要素主要包括固定资产及其他长期资产、土地、矿业权。当估算某种资本要素的收益、并将其收益折现作为资产价值时，需将其他要素的投入成本及其报酬扣除或者通过收益分成、折现率等方式考虑。因此，收益途径评估矿业权时，需扣除土地的投入成本及其报酬。土地作为企业资本要素之一，视利用方式不同分为土地使用权(资产)、土地租赁(费用)、土地补偿(费用、资产)三种方式考虑。

根据“无形资产—土地使用权评估明细表”，利民煤矿现有土地

使用权评估结果为 3432.03 万元(剔除闲置土地使用权)，本次评估土地使用权为 3432.03 万元。

根据“无形资产—其他无形资产评估明细表”，其他无形资产为 1406.79 万元，按剩余平均年限 13.42 年摊销。

本次评估将无形资产在评估基准日一次性全部投入。

3. 流动资金投资

流动资金是指企业生产运营需要的周转资金。是企业进行生产和经营活动的必要条件。一般用于购买辅助材料、燃料、动力、备品备件、低值易耗品、产品(半成品)等，形成生产储备，然后投入生产，通过销售产品回收货币。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，流动资金可采用扩大指标法估算，煤矿的销售收入资金率为 20%~25%。本项目流动资金按销售收入的 22.00%计。则，以 2030 年为例：

本项目所需流动资金为：

$$85439.54 \times 22.00\% = 18796.70(\text{万元})$$

流动资金依生产负荷均匀流出，在评估计算期末全部回收。

(十)成本估算

1. 关于成本估算的原则与方法的说明

依据《矿业权评估参数确定指导意见》，对生产矿山采矿权的评估，可参考矿山企业实际成本、费用核算资料，在了解企业会计政策(资产、成本费用确认标准和计量方法等)的基础上，详细分析后确定。

利民煤矿为正常生产矿山，其财务资料反映了矿山的生产经营情况。基于矿山从 2024 年 4 月起核定生产能力由原来的 180 万吨/年下调至 150 万吨/年，2025 年 7 月内蒙古开展煤炭行业电力用户价格联动调整导致燃料及动力费(电价)下降、2029 年开采煤层的变化等因素，企业结合 2022~2025 年 7 月实际生产成本编制了 2025 年 8~12 月、2026~2031 年度财务预算经营情况表。故本次评估生产成本费用参数依据 2024 年企业财务报表结合企业编制的财务预算经营情况表进行选取。个别参数依据《矿业权评估参数确定指导意见》及国家财税的有关规定确定，以此测算评估基准日后未来矿山生产年限内的采矿成本费用。本次评

估成本归集与矿山实际保持一致采用“制造成本法”，各参数的取值说明如下：

2. 外购材料费

根据 2024 年利民煤矿“商品煤制造成本表、煤炭制造费用－其他支出明细表、商品煤洗煤加工成本明细表和商品煤洗煤加工其他支出明细表”和“财务预算经营情况表”，2024 年实际原煤产量 176.06 万吨，发生材料费用 3900.38 万元，其中包含 2023 年发生的煤岩加固材料 177.17 万元需剔除，剔除后发生材料费用 3723.24 万元，折合原煤单位外购材料费 21.74 元/吨；2024 年实际入选原煤量 176.06 万吨、发生材料费用 912.41 万元，折合洗煤单位外购材料费 5.18 元/吨。因自 2025 年起，土建维修外包改自营，导致材料费略有增加，企业预测未来年度原煤单位外购材料费 21.85 元/吨，洗煤单位外购材料费 5.18 元/吨。2024 年实际成本与企业预测成本基本一致，则本次评估采选外购材料费参照“财务预算经营情况表”成本选取。

综上，本次评估未来正常生产年份采选单位外购材料费为 $27.03(=21.85 + 5.18)$ 元/吨。

以 2030 年为例，下同。则：

$$\begin{aligned}\text{正常生产年份年外购材料费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位采选外购材料费} \\ &= 4054.50(\text{万元})\end{aligned}$$

3. 外购燃料及动力费

2025 年 6 月 27 日内蒙古交易中心发布了《关于开展煤炭行业电力用户价格联动参数及 7 月月度交易价格调整的通知》，对 2025 年 7～12 月年度合同中价格联动系数 K 进行协商调整，2025 年 7 月起 K 值下调 50%，后续月份(2025 年 7～12 月)联动价格将按照协商调整后的价格联动系数计算。利民煤矿从 2025 年 7 月起按上述文件缴纳电费，导致矿山实际发生的外购燃料及动力费成本下降，企业根据上述文件对外购燃料及动力费进行重新测算并编制了财务预算经营情况表。根据企业提供的“财务预算经营情况表”，2025 年 8～12 月原煤单位外购燃料及动力费 16.03 元/吨、洗煤单位外购燃料及动力费 3.62 元/吨；2026 年及以后原煤单位外购燃料及动力费 27.44 元/吨、洗煤单位外购燃料及动力费 4.93 元/吨。则，本次评估未来正常生产年份采选单位外购材料费为

32.37(=27.44+4.93)元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年外购燃料及动力费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位采选外购燃料及动力费} \\ &= 4854.93(\text{万元})\end{aligned}$$

4. 职工薪酬

根据未来各年度人员定额以及工资计划，企业对2025年8月~2031年各年职工薪酬进行了预测，2032年后基本维持2031年水平不变。

根据企业提供的“预算经营情况表”，同“2. 外购材料费”，本次评估2030年职工薪酬总额为25471.50万元，单位职工薪酬为169.81元/吨。

5. 折旧费、固定资产更新和回收固定资产残(余)值

(1) 折旧费、固定资产更新

根据2008年1月1日实施的《中华人民共和国企业所得税法实施条例》第60条的规定，除国务院财政、税务主管部门另有规定外，固定资产计算折旧的最低年限如下：

房屋、建筑物：20年；

飞机、火车、轮船、机器、机械和其他生产设备：10年；

与生产经营活动有关的器具、工具、家具等：5年；

飞机、火车、轮船以外的运输工具：4年；

电子设备：3年。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，矿业权评估固定资产折旧建议采用年限平均法，确定折旧年限应遵循上述规定，采用的折旧年限不应低于上述最低折旧年限，可按房屋建筑物、机器设备分类确定折旧年限。

依据《矿业权评估参数确定指导意见》，结合本项目的服务年限，本次评估房屋建筑物按30年折旧，机器设备按12年折旧，房屋建筑物及机器设备固定资产残值率取5%。

根据财政部、税务总局《关于调整增值税税率的通知》(财税[2018]32号)，纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用17%和11%税率的，税率分别调整为16%、10%。自2018年5月1日开始执行。根据财政部、税务总局、海关总署《关于深化增值税改革有关政策的公告》(财政部、税务总局、海关总署公告2019年第39号)，自2019

年 4 月 1 日增值税一般纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用 16% 税率的，税率调整为 13%；原适用 10% 税率的，税率调整为 9%。因此，本次评估将投资中涉及到的房屋建筑物投资额扣除进项税额(税率 9%)后计入房屋建筑物，机器设备投资额扣除进项税额(税率 13%)后计入机器设备。

$$\begin{aligned}\text{房屋建筑物年折旧额} &= (40053.96 + 721.01 \div 1.09) \times (1 - 5\%) \div 30 \\ &= 1289.32(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{机器设备年折旧额} &= (50549.94 + 226.55 \div 1.13) \times (1 - 5\%) \div 12 \\ &= 4017.74(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\text{年折旧额} = 1289.32 + 4017.74 = 5307.06(\text{万元})$$

$$\text{单位折旧费} = 5307.06 \div 150.00 = 35.38(\text{元/吨})$$

根据《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008)，房屋建筑物和设备采用不变价原则考虑更新资金投入，即设备、房屋建筑物在其计提完折旧后的下一时点(下一年或下一月)投入等额初始投资。因此，本项目评估在 2031 年更新投入矿井机器设备(含进项税)49936.87 万元，在 2033 年更新投入机器设备(含进项税)7184.55 万元。

(2)回收固定资产残(余)值

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，在回收固定资产残(余)值时不考虑固定资产的清理变现费用。在 2031 年回收矿井机器设备残值 2209.60 万元。在 2032 年回收洗煤厂机器设备残值 317.90 万元。

该项目在评估计算期末回收房屋建筑物和机器设备余值为 4858.97 万元。

6. 安全费用

根据 2022 年 12 月 13 日财政部办公厅应急部办公厅关于印发《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的通知(财资[2022]136 号)，煤炭生产企业依据开采的原煤产量按月提取，各类煤矿原煤单位产量安全费用提取标准如下：(一)煤(岩)与瓦斯(二氧化碳)突出矿井、冲击地压矿井吨煤 50 元；(二)高瓦斯矿井，水文地质类型复杂、极复杂矿井、容易自燃煤层矿井，安全费用标准为吨煤 30 元；(三)其他井工矿吨煤 15 元。利民煤矿为水文地质条件复杂、低瓦斯、易燃矿井，因此，本次评估取单位安全费用 30.00 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年安全费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位安全费用} \\ &= 4500.00(\text{万元})\end{aligned}$$

7. 维简费

根据《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008), 维简费一般包含两个部分: 一是已形成的采矿系统固定资产基本折旧(折旧性质的维简费), 二是维持简单再生产所需资金支出(更新性质的维简费)。

根据国家发展改革委、国家煤矿安全监察局文件“关于印发《<煤炭安全费用提取和使用管理办法>和<关于规范为煤矿维简费管理问题的若干规定>的通知》(财建[2004]119号), 内蒙古自治区煤矿维简费按照 9.50 元/吨(含井巷费用 2.50 元)提取。企业实际按上述标准计提, 故本次评估亦按上述标准计提。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008), 煤矿维简费(不含井巷工程基金)的 50%作为更新性质的维简费, 计入经营成本。则更新性质的维简费为 $3.50[(9.50 - 2.50) \times 50\%]$ 元/吨, 折旧性质的维简费为 3.50 元/吨。则:

$$\begin{aligned}\text{年维简费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位维简费} \\ &= 1050.00(\text{万元})\end{aligned}$$

8. 井巷工程基金

由上所述, 本项目评估取单位井巷工程基金为 2.50 元。则:

$$\begin{aligned}\text{年井巷工程基金} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位井巷工程基金} \\ &= 375.00(\text{万元})\end{aligned}$$

9. 修理费

同“2. 外购材料费”, 本项目未来正常生产年份取采选单位修理费 10.06 元/吨。则:

$$\begin{aligned}\text{年修理费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位采选修理费} \\ &= 1508.58(\text{万元})\end{aligned}$$

10. 矿务工程费

矿务工程费主要用于搬家倒面和连采连充费用。根据企业提供的“关于生命周期内综采工作面回撤安装次数的说明”, 截止 2025 年 7 月底, 矿井生命周期内剩余 8 个综采工作面, 涉及安装和回撤各 8 次,

每次费用约 600 万元。同“2. 外购材料费”，本项目未来正常生产年份取单位矿务工程费 3.85 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年矿务工程费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位矿务工程费} \\ &= 577.36(\text{万元})\end{aligned}$$

11. 装卸运输费(含矸石处置费)

同“2. 外购材料费”，本项目未来正常生产年份取采选单位装卸运输费 8.16 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年装卸运输费} &= \text{原煤年产量} \times \text{采选单位装卸运输费} \\ &= 1224.00(\text{万元})\end{aligned}$$

12. 公共事务费

主要指物业管理费用。根据 2025 年 4 月利民煤焦公司签订的“利民公司、救护大队公乌素中队 2025~2027 年度物业、餐饮服务合同”，年度计划服务费 3535119 元。折算单位公共事务费 2.36 元/吨。则，本项目未来正常生产年份取单位公共事务费 2.36 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年公共事务费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位公共事务费} \\ &= 353.51(\text{万元})\end{aligned}$$

13. 专业化服务费

主要指矿山救护费。根据乌海能源公司与利民煤焦公司签订的“救护协议书”，收取救护协议费用 150.00 万元(含税，税率 6%)。则，本项目未来正常生产年份取单位专业化服务费 0.94 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年专业化服务费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位专业化服务费} \\ &= 141.00(\text{万元})\end{aligned}$$

14. 水费、取暖费

同“2. 外购材料费”，本项目未来正常生产年份取单位水费、取暖费 4.04 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年水费、取暖费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位水费、取暖费} \\ &= 606.00(\text{万元})\end{aligned}$$

15. 环境恢复治理和土地复垦费

根据 2021 年 6 月编制的《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》及评审表，设计环境恢复治理和土地复垦总投资支出分别为 1426.01 万元、296.66 万元，不可预见费分别为

38.15 万元、8.46 万元，剩余规划开采期为 9.58 年(2021 年 6 月～2030 年 12 月)，折算单位环境恢复治理和土地复垦费为 $1.17(=1676.06 \div 9.58 \div 150.00)$ 元/吨，本项目评估假定 2032 年以后单位环境恢复治理和土地复垦费支出相同，则年环境恢复治理和土地复垦费为 174.95 万元。

16. 设备租赁费

主要用于矿山向乌海能源公司租赁采掘设备和胶轮车租赁费等。同“2. 外购材料费”，本项目未来正常生产年份取单位设备租赁费 4.99 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年设备租赁费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位设备租赁费} \\ &= 748.05(\text{万元})\end{aligned}$$

17. 检验检测费

主要用于原煤和商品煤化验费用等。同“2. 外购材料费”，原煤单位检验检测费 1.68 元/吨，洗煤检验检测费按商品煤 1.50 元/吨(不含税)重新计算。则，本项目未来正常生产年份取单位采选检验检测费 2.77 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年检验检测费} &= \text{原煤年产量} \times \text{采选单位检验检测费} \\ &= 415.02(\text{万元})\end{aligned}$$

18. 其他费用

其他支出费用中含连采连充服务费、技术服务费(报告编制费用)、差旅费等，同“2. 外购材料费”，本项目未来正常生产年份取单位其他费用 12.46 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年其他费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{采选单位其他费用} \\ &= 1868.37(\text{万元})\end{aligned}$$

19. 管理费用

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，确定管理费用时，剔除上交上级单位的管理费和非经常性发生的费用。

(1)管理费用中折旧费、修理费在生产成本中一并核算，水利建设基金在税金考虑，此处不再考虑；无形资产摊销、水土保持补偿费重新计算。同“2. 外购材料费”，则扣除上述费用后折合单位其他管理费用为 8.00 元。则：

$$\text{年其他管理费用} = \text{原煤年产量} \times \text{单位其他管理费用}$$

$$= 1200.01(\text{万元})$$

(2) 管理人员职工薪酬

同“4. 职工薪酬”，本项目取单位管理人员职工薪酬 39.10 元/吨。

年管理职工薪酬 = 原煤年产量 × 单位管理职工薪酬

$$= 5865.46(\text{万元})$$

(3) 无形资产摊销

根据《收益途径评估方法规范》及《矿业权评估参数确定指导意见》，土地使用权摊销年限，应以土地使用权剩余使用年限确定。当土地使用权剩余使用年限大于评估计算年限时，以评估计算年限作为土地使用权摊销年限。其他无形资产可在矿山生产期内按 10 年或矿山受益期(矿山服务年限)或评估计算的服务年限计提摊销费。

则，土地使用权按评估计算年限进行摊销；其他无形资产按账面剩余平均年限 13.42 进行摊销。

以 2030 年为例：

$$\text{年土地使用权摊销费} = 3432.03 \div 19.72 = 174.06(\text{万元})$$

$$\text{年其他无形资产摊销费} = 1406.79 \div 13.42 = 104.83(\text{万元})$$

年摊销费合计为 278.89 万元。

$$\text{折合单位摊销费用为 } 1.86(= 278.89 \div 150.00)\text{元/吨。}$$

(4) 水土保持补偿费

根据内蒙古自治区财政厅 发展和改革委员会 水利厅 中国人民银行呼和浩特中心支行关于印发《内蒙古水土保持补偿费征收使用实施办法》的通知(内财非税规[2015]18 号)，开采期间，石油、天然气以外的矿产资源按照开采量计征收费标准为每吨 2.00 元。则本项目取单位水土保持补偿费 2.00 元/吨，年水土保持补偿费 300.00 万元。

综上，年管理费用合计 7644.36(= 1200.01 + 5865.46 + 278.89 + 300.00) 万元。

20. 研发费用

根据“乌海能源公司后续研发费用预计情况”，预计后续乌海能源公司研发费用支出根据销售收入 0.16% 计算。则以 2030 年为例，本项目年研发费用为 136.70 万元，单位研发费用为 0.91 元/吨。

21. 销售费用

根据企业提供的“2025 年代理销售合同补充协议”，利民煤矿原煤由国家能源集团乌海能源有限责任公司供销中心统一销售，国家能源集团乌海能源有限责任公司收取代理费，代理费按照产品实际结算价款扣除铁路运杂费(不含税)的 1%计算，故本次评估销售费用按销售收入的 1%计算。以 2030 年为例，经计算，年销售费用 854.40 万元，折合单位费用 5.70 元/吨。

22. 财务费用

根据《中国矿业权评估准则》，财务费用按有关规定重新计算。根据《矿业权评估参数确定指导意见》，矿业权评估时财务费用根据流动资金的贷款利息计算。假定未来生产年份评估对象流动资金的 70% 为银行贷款，贷款利率按估值基准日执行的一年期贷款市场报价利率 (LPR)3.00%，单利计息，则：

$$\begin{aligned}\text{年流动资金贷款利息} &= 18643.40 \times 70\% \times 3.00\% \\ &= 394.73(\text{万元})\end{aligned}$$

折合单位财务费用为 2.63(= 394.73 ÷ 150.00)元/吨。

23. 总成本费用及经营成本

总成本费用是指各项成本费用之和。经营成本是指总成本费用扣除折旧费、折旧性质的维简费、井巷工程基金、摊销费和财务费用后的全部费用。

以 2030 年为例，评估对象的采选单位总成本费用为 415.07 元/吨、采选单位经营成本 369.20 元/吨；年总成本费用 62260.02 万元、年经营成本 55379.34 万元。

(十一)销售税金及附加

产品销售税金及附加指矿山企业销售产品应负担的城市维护建设税、资源税及教育费附加。城市维护建设税和教育费附加以纳税人实际缴纳的增值税为计税依据。

1. 应纳增值税

年应纳增值税额 = 当期销项税额 - 当期进项税额 - 不动产进项税额抵扣 - 当期机器设备进项税额抵扣

销项税额 = 销售收入 × 销项税税率

进项税额 = (外购材料费 + 外购燃料及动力费 + 修理费 + 矿务工程费 + 装卸运输费 + 公共事业费 + 专业化服务费 + 水费、取暖费 + 设备租赁费 + 检验检测费) × 进项税税率

根据财政部、税务总局《关于调整增值税税率的通知》(财税[2018]32号), 纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物, 原适用 17% 和 11% 税率的, 税率分别调整为 16%、10%。自 2018 年 5 月 1 日开始执行。根据财政部、税务总局、海关总署《关于深化增值税改革有关政策的公告》(财政部、税务总局、海关总署公告 2019 年第 39 号), 自 2019 年 4 月 1 日, 增值税一般纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物, 原适用 16% 税率的, 税率调整为 13%; 原适用 10% 税率的, 税率调整为 9%, 纳税人取得不动产或者不动产在建工程的进项税额不再分 2 年抵扣。

故 2019 年 4 月 1 日后, 销项税税率取 13%。为简化计算, 进项税额以外购材料费、外购燃料及动力费、修理费、矿务工程费、装卸运输费、公共事业费、专业化服务费、水费、取暖费、设备租赁费、检验检测费之和为税基, 公共事业费、专业化服务费、检验检测费税率为 6%, 装卸运输费、水费、取暖费税率为 9%, 其余税率为 13%。机器设备进项税税率为 13%, 房屋建筑物进项税税率为 9%。

进项税额抵扣的顺序为先抵扣外购材料费、外购燃料及动力费、修理费、矿务工程费、装卸运输费、公共事业费、专业化服务费、水费、取暖费、设备租赁费、检验检测费的进项税, 后抵扣采矿工程、房屋建筑物等不动产的进项税, 再抵扣机器设备的进项税, 当年未抵扣完的, 可延至下一年抵扣, 直至将进项税额抵扣完毕。

正常年份以 2030 年为例, 计算过程如下:

$$\begin{aligned}\text{年销项税额} &= \text{年销售收入} \times 13\% \\ &= 85439.54 \times 13\% \\ &= 11107.14 (\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{年进项税额} &= (\text{年外购材料费} + \text{年外购燃料及动力费} + \text{年修理费} + \text{设备租赁费}) \times 13\% + (\text{矿务工程费} + \text{装卸运输费} + \text{水费、取暖费}) \times 9\% + \\ &+ (\text{公共事业费} + \text{专业化服务费} + \text{检验检测费}) \times 6\% \\ &= 1722.82 (\text{万元})\end{aligned}$$

年应纳增值税 = 销项税额 - 进项税额 - 不动产进项税额抵扣 - 机器设备进项税额抵扣

$$= 11107.14 - 1722.82 - 0 - 0$$

$$= 9384.32(\text{万元})$$

2. 城市维护建设税

城市维护建设税以应纳增值税额为税基计算。《中华人民共和国城市维护建设税法》。城市维护建设税以应纳增值税额为税基计算。

《中华人民共和国城市维护建设税法》规定的税率以纳税人所在地不同而实行三种不同税率。纳税义务人所在地为城市，税率 7%；县城、镇的，税率 5%；不在市区、县城或镇的，税率 1%。矿山所在地为内蒙古自治区鄂尔多斯市鄂克托前旗，企业实际按照 5% 缴纳，因此，本次评估城市维护建设税税率取 5%。则：

$$\text{年城市维护建设税} = \text{年应纳增值税} \times 5\%$$

$$= 9384.32 \times 5\%$$

$$= 469.22(\text{万元})$$

3. 教育费附加

依据《中华人民共和国城市征收教育费附加的暂行规定》(国务院令[1990]第 60 号)和《国务院关于修改<征收教育费附加的暂行规定>的决定》(国务院令[2005]第 448 号)，教育费附加以应纳增值税额为税基，国家教育费附加率为 3%。根据《关于统一地方教育附加政策有关问题的通知》(财政部财综[2010]98 号)，2011 年及以后地方教育附加征收标准统一为单位和个人(包括外商投资企业、外国企业及外籍个人)实际缴纳的增值税、营业税和消费税税额的 2%。则：

$$\text{年教育费附加} = \text{年应纳增值税} \times (3\% + 2\%)$$

$$= 9384.32 \times 5\%$$

$$= 469.22(\text{万元})$$

4. 资源税

根据内蒙古自治区人民代表大会常务委员会《关于内蒙古自治区矿产资源税适用税率等税法授权事项的决定》(2020 年 7 月 23 日内蒙古自治区第十三届人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过)，内蒙古自治区煤炭原煤的资源税适用税率为 10%、选矿的资源税适用税率为

9%，本项目产品销售为洗选后的商品煤，则本次评估资源税按销售收入的 9%估算。

以 2030 年为例：

$$\begin{aligned}\text{年资源税} &= \text{年商品煤销售收入} \times \text{资源税税率} \\ &= 85439.54 \times 9\% \\ &= 7689.56(\text{万元})\end{aligned}$$

5. 水利建设基金

根据《内蒙古自治区水利建设基金筹集和使用管理实施细则》(内政发[2023]1055 号)，2022 年 1 月 1 日起，自治区行政区域内以纳税人依法实际缴纳的增值税、消费税税额(以下简称两税税额)为计费依据，乘以具体适用费率计征地方水利建设基金，与增值税、消费税同时缴纳。其中，2022 年具体适用费率为 1.00%；2024 年起具体适用费率为 0.50%。则以 2030 年为例，本次评估确定正常年份水利建设基金费为 46.92(= 9384.32 × 0.50%)万元。

6. 其他税金

主要包括水资源税、环保税、房产税、车船税、印花税和土地使用税等。根据企业实际财务报表，利民煤矿 2024 年实际缴纳房产税和土地使用税 712.98 万元，除房产税和土地使用税其他税费为 149.03 万元，房产税折合单位其他税费为 0.87 元/吨，则本次评估未来正常生产年份其他税金为 843.48(= 712.98 + 0.87 × 150.00)万元。

正常年份年销售税金及附加合计为 9518.40(= 469.22 + 469.22 + 7689.56 + 46.92 + 843.48)万元。

(十二)所得税

根据 2007 年 3 月 16 日颁布的《中华人民共和国企业所得税法》，企业所得税税率为 25%，自 2008 年 1 月 1 日起施行。

根据财政部税务总局国家发展改革委《关于延续西部大开发企业所得税政策》(公告 2020 年第 23 号)，自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15%的税率征收企业所得税。利民煤矿按西部大开发政策享受 15%税收优惠。

故，本次评估确定 2030 年以前所得税税率为 15%，2031 年以后所

得税税率为 25%。

另外，根据《财政部税务总局关于进一步完善研发费用税前加计扣除政策的公告》(财政部税务总局公告 2023 年第 7 号)：“一、企业开展研发活动中实际发生的研发费用，未形成无形资产计入当期损益的，在按规定据实扣除的基础上，自 2023 年 1 月 1 日起，再按照实际发生额的 100%在税前加计扣除；形成无形资产的，自 2023 年 1 月 1 日起，按照无形资产成本的 200%在税前摊销。矿山目前研发费用所得税前加计扣除率为 80%，故本次评估研发费用所得税前加计扣除率按 80%计算。

以 2030 年为例：

$$\begin{aligned}\text{企业所得税} &= (85439.54 - 62260.02 - 9518.40 - 109.36) \times 15\% \\ &= 2032.76(\text{万元})\end{aligned}$$

(十三)折现率

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，折现率是指将预期收益折算成现值的比率，折现率的基本构成为：

$$\text{折现率} = \text{无风险报酬率} + \text{风险报酬率}$$

无风险报酬率即安全报酬率，可选取政府发行的、评估基准日前 5 年发行的、截至评估基准日未到期的、与评估计算的服务年限相匹配的中长期国债，以票面利率的算术平均值作为无风险报酬率。本次评估无风险报酬率参考五年期凭证式国债年利率确定为 1.70%。

风险报酬率采用“风险累加法”估算。“风险累加法”是将各种风险对风险报酬率的要求加以量化并予以累加。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，风险报酬率采用“风险累加法”估算。“风险累加法”是将各种风险对风险报酬率的要求加以量化并予以累加。矿产勘查开发行业，面临的主要风险有很多种，其主要风险有：勘查开发阶段风险、行业风险、财务经营风险、社会风险。本矿为生产矿山，勘查开发阶段风险报酬率取值范围 0.15 ~ 0.65%，本次评估勘查开发阶段风险报酬率取值为 0.60%。行业风险报酬率取值范围 1.00 ~ 2.00%。本次评估行业风险报酬率取 2.00%。财务经营风险报酬率取值范围 1.00 ~ 1.50%，本次评估财务经营风险报酬率取值为 1.50%。另外参照资产评估准则，本次评估考虑其他个别风险，结合

矿山实际情况，其他个别风险报酬率取值为 2.00%。综合折现率取值区间和矿山开发程度，本项目折现率确定为 7.80%。

十一、评估假设

本报告所称采矿权评估值是基于所列评估目的、评估基准日及下列基本假设而提出的市场价值意见：

(1)以采矿许可证内已评审的资源储量为基础，且营业执照、采矿许可证到期可以顺利延续；

(2)以设定的生产方式、生产期、生产规模、产品结构、开发技术水平及预测经营成本为基准且持续经营；

(3)假设未来年度生产、销售能达到产销平衡；

(4)所遵循的有关政策、法律、制度仍如现状而无重大变化，所遵循的有关社会、政治、经济环境以及开发技术和条件等仍如现状而无重大变化；

(5)不考虑将来可能承担的抵押、担保等他项权利或其他对产权的任何限制因素以及特殊交易方可能追加付出的价格等对其评估价值的影响；

(6)无其它不可抗力及不可预见因素造成的重大影响。

十二、评估结论

本评估机构在充分调查、了解和分析评估对象的基础上，依据科学的评估程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权”于评估基准日 2025 年 7 月 31 日评估计算期内持续经营条件下累计净现金流量现值为-16913.66 万元，则“内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日采矿权评估价值为 0.00 万元，大写人民币零元整。

评估结论使用的有效期为一年，即从评估基准日起一年内有效。超过一年使用此评估结论无效，需重新进行评估。

十三、评估基准日期后重大事项

评估报告评估基准日后发生的影响委托评估对象价值的期后事项，

包括国家和地方的法规和经济政策的出台，利率的变动、矿产品市场价值的巨大波动等。本次评估在评估基准日后出具评估报告日期之前，未发生重大事项。若评估基准日后评估结论使用有效期以内储量等数量发生变化，在实际作价时应根据原评估方法对评估对象价值进行相应调整；当生产规模和价格标准发生重大变化而对评估结果产生明显影响时，评估委托人应及时聘请评估机构重新确定评估对象评估价值。

十四、特别事项说明

(一)内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权的采矿许可证有效期限至 2041 年 12 月 4 日，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期限，本次评估假设采矿权人会根据国务院 1998 年第 241 号令《矿产资源开采登记管理办法》在采矿许可证有效期届满 30 日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

(二)本次评估未来成本费用的选取主要参考了内蒙古利民煤焦有限责任公司 2024 年财务成本数据和企业财务预算经营情况表进行取值，并不保证各项成本费用的必然实现，与未来实际成本费用可能会有差异。

(三)根据“开发利用方案”，设计可采煤层分别为 9-1、9-2、10、16 煤，目前利民煤矿安全生产许可证许可范围：煤炭开采(井工)9-1#、9-2#、16#，本次评估依据“开发利用方案”假设未来 10 煤可以取得合法的开采手续。

(四)利民煤矿 2022 年因扩产能由 150 万吨/年核增至 180 万吨/年，2023 年 10 月编制提交了《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿产资源开发利用方案》并通过审查，2024 年 7 月委托西北综合勘察设计院编制《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》，鄂尔多斯自然资源局于 2024 年 11 月进行公示。根据《关于进一步推进保供煤矿环评相关工作的通知》(环评函[2022]41 号)，2024 年一季度内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿未取得环评手续，核定产能退回 150.00 万吨/年。企业出具相关说明，表示最新编制的开发利用方案和环境治理与土地复垦方案仅服务于 180.00 万吨/年产能，上述资料电子版和纸质版均未提供，特此说明。

(五)在本评估报告提交后的评估报告有效期内，如矿山提交新的储量核实报告、提交新的设计资料，委托方应及时委托本公司对评估结论进行修正。

(六)本次评估结果是在独立、客观、公正的原则下做出的，本公司及参加本次评估的工作人员与评估委托人及采矿权人之间无任何利害关系。

(七)评估工作中评估委托人及采矿权人所提供的有关文件材料(包括产权证明、储量核实报告、开发利用方案等)，相关文件材料提供方对其真实性、完整性和合法性负责并承担相关的法律责任。

本次评估结果依据了采矿权人提供的储量核实报告、开发利用方案及现有财务资料等作出。除此外，委托人及相关当事人未提供其他类似专业报告，本评估机构和执行本项目的评估人员，也未获得、并依据其他类似专业报告，也不知悉存在其他专业报告。如果存在其他类似专业报告，并依据其得出其他不同于本评估报告的评估结论，本机构不承担相应责任。

(八)本评估报告含有附表、附件，附表及附件构成本报告的重要组成部分，与本报告正文具有同等法律效力。

(九)对存在的可能影响评估结论的瑕疵事项，在评估委托人及矿业权人未做特殊说明而评估人员已履行评估程序仍无法获知的情况下，评估机构和矿业权评估师不承担相关责任。

(十)评估报告使用者应根据国家法律法规的有关规定，正确理解并合理使用矿业权评估报告，否则，评估机构和矿业权评估师不承担相应的法律责任。

提请本报告使用者注意上述事项。

十五、评估报告的使用限制

(一)本评估报告只能由在委托合同中载明的矿业权评估报告使用者使用或由评估管理机关或其授权的单位审查评估报告和检查评估时使用；

(二)本评估报告仅供评估委托人在评估报告所述评估目的下使用，以及矿业权评估委托合同中约定的其他评估报告使用人和法律、行政法规规定的评估报告使用人使用；除此之外，其它任何机构和个人不能成

为评估报告使用人；

(三)委托人以及矿业权评估委托合同中约定的其他评估报告使用人，只能按照本报告披露的评估目的，在披露的时间范围内使用本评估报告，除此之外，不得用于任何其他目的；

(四)除法律法规规定以及相关当事方另有约定外，未征得本评估机构同意，评估报告的全部或部分内容不得提供给其他任何单位和个人，也不得被摘抄、引用或披露于公开媒体。

十六、评估报告日

本矿业权评估报告日为 2025 年 12 月 16 日。

十七、评估机构和评估责任人

法定代表人(权忠光):

项目负责人(宋益红):



矿业权评估师(宋益红、胡宏源):



北京中企华资产评估有限责任公司

二〇二五年十二月十六日

