

国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿 采矿权评估报告

中企华矿评报字[2025]第 1070 号

(共两册，第一册)

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:1102420250202064420

评估委托方: 国家能源投资集团有限责任公司、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: 国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎
山煤矿采矿权评估报告

报告内部编号: 中企华矿评报字[2025]第1070号

评估值: 146422.53(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。

国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿 采矿权评估报告

目录

评估报告正文	7
一、评估机构	7
二、评估委托人及采矿权人	7
(一)评估委托人	7
(二)采矿权人	9
三、评估对象和范围	10
(一)评估对象和范围	10
(二)矿业权历史沿革、评估史和矿业权价款处置情况	10
四、评估目的	12
五、评估基准日	12
六、评估依据	13
(一)法律、法规依据	13
(二)行为、产权和取价依据	15
七、评估实施过程	16
八、矿产资源勘查和开发概况	17
(一)矿区位置和交通	17
(二)自然地理及经济状况	17
(三)地质勘查工作概况及取得成果	18
(四)矿区地质概况	21
(五)矿产资源情况	23
(六)开采技术条件	33
(七)矿山开发利用现状	35
九、评估方法	35
十、评估指标和参数	36
(一)保有资源储量	37

(二)评估利用矿产资源储量	37
(三)开采方案	38
(四)产品方案	38
(五)采煤技术指标	38
(六)评估利用可采储量	39
(七)生产能力和服务年限	39
(八)销售收入	40
(九)投资估算	47
(十)成本估算	49
(十一)销售税金及附加	56
(十二)所得税	59
(十三)折现率	59
十一、评估假设	60
十二、评估结论	61
十三、评估基准日期后重大事项	61
十四、特别事项说明	61
十五、评估报告的使用限制	63
十六、矿业权评估报告日	63
十七、评估机构和评估责任人	64
十八、国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权 评估报告附表目录	

附表一国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权
评估价值估算表

附表二国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权
评估可采储量及服务年限估算表

附表三国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权
评估销售收入估算表

附表四国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权
评估资产投资估算表

附表五国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权

评估资产折旧和摊销费用估算表

附表六国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权
评估单位成本估算表

附表七国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权
评估总成本费用估算表

附表八国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权
评估税费估算表

十九、国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权
评估报告附件(另册装订)

国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿 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：国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权。

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，为此需要对评估基准日所涉及的“国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权”市场价值进行评估，为上述经济行为提供采矿权价值参考。

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：评估基准日五虎山煤矿保有资源储量为 8309.45 万吨；评估利用资源储量为 7790.57 万吨；评估利用可采储量为 5504.71 万吨；评估确定生产能力为 200.00 万吨/年；评估计算年限为 19.95 年；以 2030 年为例，评估确定正常生产年份原煤销售价格(不含税)为 666.00 元/吨(取整)；正常年份销售收入为 133200.00 万元；评估基准日矿山固定资产已投资原值为 97746.23 万元，净值为 68830.98 万元，矿山后续投资为 24567.73 万元(含税)；正常年份单位总成本费用为 395.10 元/吨、单位经营成本 357.82 元/吨；正常年份总成本费用 79020.14 万元、经营成本 71563.67 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“国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日 评估价值为 146422.53 万元，大写人民币壹拾肆亿陆仟肆佰贰拾贰万伍仟叁佰元整。

特殊事项说明:

(一)国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权的采矿许可证有效期限至 2031 年 12 月 1, 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)本次评估确定可采储量时, 对于 TD 资源储量的扣减, 是根据“可信度系数”确定, 并不是评估范围的调整或扣减, 也并不是评估结论的遗漏。

(三)本次评估矿山成本费用的选取主要参考了国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿预测成本数据进行预测, 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。

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; 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《国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山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。

(本页无正文，为《国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权评估报告》签字盖章页)

法定代表人(权忠光):



项目负责人(胡宏源):



矿业权评估师(胡宏源、宋益红):



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



国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿 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，对国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山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国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山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、评估委托人及采矿权人

(一)评估委托人

1.评估委托人一

评估委托人之一为国家能源投资集团有限责任公司，公司简介如下：

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。)

2. 评估委托人二

评估委托人之二为中国神华能源股份有限公司，公司简介如下：

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

注册资本：1,986,851.9955 万元

类型：其他股份有限公司(上市)

统一社会信用代码：91110000710933024J

成立日期：2004 年 11 月 8 日

营业期限：2004 年 11 月 8 日至无固定期限

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。)

(二)采矿权人

名称：国家能源集团乌海能源有限责任公司

统一社会信用代码：91150000114671005H

类型：有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资)

法定代表人：范忠明

住所：内蒙古自治区乌海市滨河区神华街南创业路西

注册资本：贰佰陆拾玖亿贰仟柒佰零叁万元(人民币元)

成立日期：2002年04月11日

经营范围：煤炭开采；道路危险货物运输；发电业务、输电业务、供(配)电业务；公共铁路运输；职业卫生技术服务；建设工程施工；动物饲养。(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，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准)一般项目：煤炭洗选；炼焦；装卸搬运；通用设备制造(不含特种设备制造)；机械设备租赁；钢压延加工；日用百货销售；五金产品零售；国内货物运输代理；铁路运输辅助活动；普通货物仓储服务(不含危险化学品等需许可审批的项目)；谷物种植；水果种植；蔬菜种植；豆类种植；薯类种植；食用菌种植；花卉种植；园艺产品种植；森林经营和管护；林产品采集；人工造林；树木种植经营；灌溉服务；农业专业及辅助性活动；林业专业及辅助性活动；食用农产品初加工。(除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动)

三、评估对象和范围

(一)评估对象和范围

本项目评估对象是国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权。

采矿许可证证号：C1000002012011140122412；矿山名称：国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿；开采矿种：煤；开采方式：露天/地下开采；生产规模：200.00 万吨/年；矿区面积：8.0834 平方公里；有效期限：壹拾年，自 2021 年 12 月 31 日至 2031 年 12 月 1 日；发证机关：内蒙古自治区自然资源厅。矿区拐点坐标如下：

点号	2000 大地坐标系		点号	2000 大地坐标系	
	X	Y		X	Y
1	4376504.70	36384284.35	10	4372759.64	36382405.35
2	4376504.69	36382434.32	11	4372759.63	36383165.37
3	4375565.68	36382434.33	12	4371932.63	36383480.38
4	4375565.67	36381712.32	13	4372262.63	36383644.38
5	4375387.67	36381722.32	14	4372262.63	36383986.38
6	4375387.67	36381922.32	15	4372772.64	36384015.38
7	4374468.66	36382434.34	16	4372912.64	36384135.38
8	4373459.64	36382434.34	17	4375412.69	36384525.36
9	4373459.64	36381999.34			

开采深度：由 1149 米至 800 米标高，共有 17 个拐点圈定。

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、评估史和矿业权价款处置情况

1. 矿业权历史沿革

五虎山煤矿前身为乌达矿务局五虎山煤矿，矿井于 1965 年建设，1970 年 5 月简易投产。根据收集到的资料，2006 年之后五虎山煤矿历史沿革如下：

2006 年 1 月 24 日原国土资源部颁发采矿许可证，矿井生产规模：150 万吨/年。

2013 年 9 月 24 日换发采矿许可证，有效期为 2013 年 9 月 24 日至 2031 年 12 月 1 日；采矿证号为 C1000002012011140122412，采矿权

人为神华乌海能源有限责任公司，矿山名称为神华乌海能源有限责任公司五虎山煤矿。

根据内蒙古自治区自然资源厅 2018 年 12 月 29 日下发的《关于神华乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿等四宗采矿权协议出让深部及上部煤炭资源公示结果的报告》，五虎山煤矿井田平面范围不变，开采标高由+1149—+950m 变更为+1149—+800m。为此，国家能源集团乌海能源有限责任公司(原神华乌海能源有限责任公司)于 2020 年 2 月委托天地科技股份有限公司编制《神华乌海能源有限责任公司五虎山煤矿矿产资源开发利用方案》(内矿审字〔2020〕021 号)。设计生产规模 200 万 t/a，开采深度为 1149m 至 800m 标高。2017 年 11 月 22 日，神华乌海能源有限责任公司名称变更为国家能源集团乌海能源有限责任公司。

该矿山于 2021 年 12 月 16 日由内蒙古自治区自然资源厅续发采矿许可证，证号：C1000002012011140122412。矿区面积为 8.0834km²，矿山生产能力 200 万吨/年，开采标高为+1149m~+800m，采矿证有效期：2021 年 12 月 31 日至 2031 年 12 月 1 日。五虎山煤矿采矿权人为国家能源集团乌海能源有限责任公司，矿山名称为国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿。

2. 评估对象矿业权价款(出让收益)处置情况

根据企业提供的“矿业权价款及采矿权出让收益情况说明”，五虎山煤矿曾进行过二次矿业权价款(出让收益)处置，详述如下：

(1)2008 年采矿权价款处置

2008 年，中联资产评估有限公司受内蒙古自治区国土资源厅委托对神华集团乌达矿业有限责任公司五虎山煤矿采矿权进行评估，并提交《神华集团乌达矿业有限责任公司五虎山煤矿采矿权评估报告》，评估方法采用现金流量法，评估用可采储量 2537.07 万吨，评估结果为 16260.88 万元。2008 年 11 月 26 日，内蒙古自治区国土资源厅以“内国土资采矿评备[2008]38 号”文出具《采矿权评估报告备案证明》。根据企业提供的收据，此次评估价款已分别于 2009 年 2 月 20 日和 2009 年 8 月 6 日全部缴纳价款。

(2)2020 年采矿权出让收益处置

2020 年 10 月 23 日，内蒙古灵信房地产评估有限责任公司受内蒙古自治区自然资源厅委托，对神华乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权(未有偿处置资源储量)进行评估，评估基准日：2020 年 11 月 30 日，评估方法：折现现金流量法，评估利用保有资源量为 8812.00 万吨，评估用可采储量为 5908.70 万吨，评估结论 59983.59 万元，其中未有偿处置资源量 6904.00 万吨，对应出让收益评估值为 46995.77 万元。

依据 2021 年 3 月 31 日，国家能源集团乌海能源有限责任公司与内蒙古自治区自然资源厅签订《内蒙古自治区采矿权出让合同(出让收益缴纳)》(合同编号 1500022021C024)，约定首期缴纳 9399.154 万元，其余采矿权出让收益于 2022 年 12 月 1 日至 2031 年 12 月 1 日每年缴纳 3759.6616 万元。根据企业提供的收据，截至本次评估基准日剩余 6 期出让收益金未缴纳。

3. 评估史

除出让收益评估报告外，评估人员未收集到其他评估报告。

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，为此需要对评估基准日所涉及的“国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权”市场价值进行评估，为上述经济行为提供采矿权价值参考。

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)法律、法规依据

1. 《中华人民共和国矿产资源法》(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. 《矿产资源开采登记管理办法(2014修订)》(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);
5. 《探矿权采矿权转让管理办法(2014修订)》(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. 《矿业权评估管理办法(试行)》(国土资源部国土资发[2008]174号);
7. 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);
8. 《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);
9. 《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);
10. 《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);
11. 《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);
12. 《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);

13. 《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》(财税[2016]36号文);
14. 《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);
15. 《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);
16. 《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);
17. 《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);
18. 《关于统一地方教育附加政策有关问题的通知》(财综[2010]98号);
19. 《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)。
20. 《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);
21. 《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);
22. 《中国矿业权评估准则》(中国矿业权评估师协会,2008年8月);
23. 《中国矿业权评估准则》(二)(中国矿业权评估师协会,2010年9月);
24. 《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);
25. 国家市场监督管理总局、国家标准化管理委员会发布的《固体矿产地质勘查规范总则》(GBT13908-2020);

26. 《矿产地质勘查规范煤》(DZ/T0215-2020);
27. 国家市场监督管理总局、国家标准化管理委员会 2020 年发布的《固体矿产资源储量分类》(GB/T17766 - 2020);
28. 《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. 矿业权人承诺函;
2. 评估委托人和采矿权人营业执照;
3. 采矿许可证(证号: C1000002012011140122412)和安全生产许可证复印件;
4. 《关于〈内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区五虎山煤矿煤炭资源储量核实报告〉矿产资源储量评审备案证明》(内自然资储备字[2020]10 号);
5. 《〈内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区五虎山煤矿煤炭资源储量核实报告〉矿产资源储量评审意见书》(内自然资储评字[2019]170 号);
6. 《内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区五虎山煤矿煤炭资源储量核实报告》(神华乌海能源有限责任公司, 2019 年 2 月);
7. 《内蒙古自治区乌海市国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿 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);
8. 《内蒙古自治区乌海市国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿 2024 年储量年度报告>审查意见》(评审专家组 2025 年 1 月 20 日);
9. 《神华乌海能源有限责任公司五虎山煤矿矿产资源开发利用方案》(神华乌海能源有限责任公司, 2020 年 2 月);
10. 《〈神华乌海能源有限责任公司五虎山煤矿矿产资源开发利用方案〉审查意见书》(内矿审字[2020]021 号);
11. 《国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿矿山地质

环境保护与土地复垦方案》(国家能源集团乌海能源有限责任公司, 2024年3月);

12. 《<国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案>评审表(评审专家组, 2024年5月30日);

13. 账务报表、成本预测资料;

14. 采矿权价款(或出让收益)资料;

15. 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月中旬至2025年12月16日, 在评估委托人的配合下, 对国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山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日至10月25日赴内蒙古乌海市滨河区、乌达区对评估对象的现状、地质、储量情况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日至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，对国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山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日至12月6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

矿区位于内蒙古自治区贺兰山煤田北段乌达矿区的南部，为一不规则多边形，东西最宽约2.84km，南北长约4.57km，行政区划隶属乌海市乌达区管辖。其地理坐标为：东经：106°37'29" - 106°39'27"，北纬：39°28'24" - 39°30'53"。

矿区位于乌海市乌达区西北方向，方位角280°，直线距离7.50km处。矿区周边已有两条铁路线相邻，东部为包兰铁路，经乌达矿区东侧通过，进入五虎山矿，矿区专用线与包兰铁路的乌海西站接轨；西侧为乌吉线，即乌海至阿拉善吉兰泰镇，为吉兰泰盐湖的配套铁路设施。

乌海机场位于五虎山矿区北东方向，方位角20°，距五虎山矿区直线距离37km处。煤矿附近公路四通八达，216省道自矿区东南侧通过(距矿区工业广场7km)，与乌石高速相连，向西至石炭井，向东与G6京藏高速及G18荣乌高速相连，距G6高速公路乌海市出入口40km。到向东可远至北京、山东等地；矿区东侧为G110京银高速，向南至可至银川，交通十分方便。

(二)自然地理及经济状况

1. 地形地貌

五虎山井田地形原以剥蚀构造的低山丘陵为主。矿区海拔标高

一般为 1250 ~ 1300m, 最高点为五虎山(海拔 1398m), 最低点为奇里格沟(海拔 1220m), 相对高差 178m。矿区北部地形为西高东低, 但高差相差不大, 约 40 ~ 50m; 中部因五虎山的逆冲推覆作用, 矿区东部地形抬升, 表现为东高西低, 相对高差 120m; 矿区南部地形与北部相似, 表现为西高东低, 相对高差 40 ~ 70m。

区内丘陵岩石裸露、植被稀少。因多年雨季降水可见少量冲沟。由于早年的露天开采及后期的地面填埋灭火及采剥灭火, 地形部分改变, 多为为剥挖坑及渣台。

2. 地表水系

矿区内无常年河流, 各沟谷均为季节性河流, 平时干涸无水, 6~9 月雨季山洪暴发, 可形成短暂洪流。但因煤层开采和废渣堆积, 原有的地面地形和规模较大的季节性冲沟已破坏, 仅存有近年形成的小型季节性冲沟。冲沟在丰水期具有洪流历时短、相对流量大的特点。黄河为矿区附近的唯一地表水体, 直线距离约 7.6km, 水位标高为 1076m。

3. 气象

矿区属半荒漠半干旱大陆性温带气候。据近十年来乌海市气象站资料, 年最高气温 41.0℃、最低气温 -25.1℃, 年降水量 105.2 ~ 306.4mm、平均年降水量 166.3mm, 年蒸发量 3316.7 ~ 3919.3mm、平均年蒸发量 3615.6mm, 最大风力 10 级、风向以北风及西北风为主, 最大冻土层深度 1.78m, 无霜期 155 天左右。

4. 地震及地质灾害

矿区处于构造活动区, 是易发多发中强地震的地区。据中华人民共和国国家标准《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015), 区域地震动峰加速度值 0.20g, 对照裂度为 VIII 度, 属强震预测区。

(三)地质勘查工作概况及取得成果

乌达矿区的地质调查工作较早, 在 1942 年前后, 就有许多地质工作者对贺兰山煤田的大地构造区划、地层及远景发展有概略评价。1952 年, 宁夏工业厅在本区作过 1:1 万的地质测量。

1959 年, 内蒙古煤炭工业厅 117 地质队对乌达矿区进行了全面

勘查工作，同年 12 月提交了《贺兰山北段煤田乌达矿区煤田勘探最终(精查)报告》。1964 年 8 月 8 号内蒙古自治区矿产储量委员会[第 13 号]讨论通过，将报告降为详查报告，获得乌达矿区总储量为 72435.10 万吨，其中平衡表内储量 63804.40 万吨，平衡表外储量 2441.2 万吨，氧化带内储量 6189.5 万吨；A₂级储量 4805.3 万吨，B 级储量 27857.6 万吨，C 级储量 33582.2 万吨。

1964 年 2 月，内蒙古煤管局地质勘探公司 147 队按内蒙古煤管局地质勘探公司(64)煤 10 地勘办字第 15 号文指示，将乌达矿区南部划分为五虎山露天矿、一井田、二井田分别进行了勘探工作。并于 1964 年 10 月提交了《贺兰山北段煤田乌达矿区五虎山一井田地质勘探最终报告(精查)》。内蒙古自治区矿产储量委员会于 1965 年 2 月 13 日对该报告进行了评审，并以《审批“贺兰山北段煤田乌达矿区五虎山一井田地质勘探最终报告(精查)”决议书》(第 19 号文件)批准。该报告估算了 9、10、12[±]、12、13[±]、13^{±1}、13、15、16、17 煤共 10 层煤的资源储量，估算面积 6.80km²。经审批获得平衡表内储量 11785.70 万吨；平衡表外储量 438.00 万吨，氧化煤储量 360.90 万吨。

1965 年 4 月，按煤炭部指示，将五虎山露天矿、一井田、二井田 3 个井田合并为五虎山井田，内蒙古煤管局地质勘探公司 147 队提交了《贺兰山北段煤田乌达矿区五虎山井田地质勘探最终报告(精查)》。1965 年 8 月 10 日，贺兰山煤炭工业公司内蒙古自治区分公司遵照煤炭工业部(65)煤发字第 0596 号指示代部审查。并以(65)蒙批字第 1 号《关于乌达矿区五虎山井田地质勘探最终(精查)报告审批决议书》批准。该报告估算了 1、2[±]、2、3、4[±]、4、4_下、5、6、7、8、9、10、12[±]、12、13^{±2}、13^{±1}、13、15、16、17 煤共 21 层煤的资源储量。该报告估算的范围较大，为 11.8km²，经审批获得了除已由内蒙古储委审批的一井田勘探报告以外的储量。其中平衡表内储量 19854.70 万吨，平衡表外储量 864.50 万吨，氧化煤储量 812.00 万吨。连同获批的一井田煤炭储量(平衡表内储量 11785.70 万吨；平衡表外储量 438.00 万吨，氧化煤储量 360.90 万吨)，总计获得煤炭储量平衡表内煤炭储量 31640.40 万吨，平衡表外煤炭储量 1302.50 万吨，氧化

煤 1172.90 万吨。其中位于本次协议出让区内的共获得煤炭资源储量 2977 万吨(含高硫煤 34 万吨)，其中 A 级储 2191 万吨(含高硫煤 34 万吨)、B 级储量 696 万吨、C 级储量 90 万吨。消耗资源储量 0 万吨。

2007 年，五虎山煤矿委托神华(北京)遥感勘查有限责任公司编制《内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区五虎山煤矿煤炭资源储量核实报告》。报告编制完成后，由神华集团乌达矿业有限公司于 2007 年 10 月 29 日提交国土资源部矿产资源储量评审中心进行评审。2007 年 11 月 4 日，国土资源部资源储量评审中心进行了会审。2008 年 2 月 2 日，国土资源部下发了备案证明(文号：国土资储备字[2008]39 号)。截止 2006 年 12 月 31 日，五虎山矿矿权范围内(面积 8.08km²，开采标高 1149m~939m)共获得保有煤炭资源储量总量 4540 万吨(焦煤 3370 万吨，1/3 焦煤 1170 万吨)。其中探明内蕴经济基础储量(111b)4337 万吨(焦煤 3300 万吨，1/3 焦煤 1037 万吨)，控制的经济基础储量(122b)176 万吨(焦煤 70 万吨，1/3 焦煤 106 万吨)，推断的内蕴经济资源储量(333)27 万吨(1/3 焦煤)。另有高硫煤 2522 万吨。另有高硫煤 2522 万吨。

2011 年，五虎山煤矿委托中煤科工集团重庆研究院编制了《五虎山煤矿 9、10、12 煤层瓦斯地质图绘制瓦斯地质动态分析系统的研究及应用》，该报告未经过矿方及国土部门的评审。2013 年《内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区五虎山煤矿煤炭资源储量核实报告》矿产资源储量评审意见书的评审结果中，列出了该报告估算煤层气资源储量 $4.94 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

2011 年 4 月，神华乌海能源有限责任公司委托煤科工集团西安研究院进行了乌达矿区水文补充勘探工作。西安研究院提交了《神华乌海能源有限责任公司乌达矿区水文地质补充勘探报告》。

2012 年 2 月，神华乌海能源有限责任公司委托神华地质勘查有限责任公司编制了《内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区五虎山煤矿煤炭资源储量核实报告》。报告编制完成后，由神华乌海能源有限责任公司于 2012 年 8 月 1 日送交国土资源部矿产资源储量评审中心。国土资源部矿产资源储量评审中心于 2012 年 9 月 4 日以会审方

式进行了评审，并于 2013 年 1 月 21 日下发评审意见书。国土资源部于 2013 年 6 月 17 日下发矿产资源储量评审备案证明(文号：国土资储备字[2013]147 号)。截止 2011 年 12 月 31 日，五虎山矿在矿权范围内(面积 8.08km²，开采标高 1149m~939m)获得保有煤炭资源储量总量 6647.0 万吨(焦煤 5511.0 万吨，1/3 焦煤 1136.0 万吨)。其中探明的(可研)经济基础储量(111b)5999.0 万吨(焦煤 4993.0 万吨，1/3 焦煤 1006.0 万吨)，控制的经济基础储量(122b)584.0 万吨(焦煤 477.0 万吨，1/3 焦煤 107.0 万吨)，推断的内蕴经济资源储量(333)64.0 万吨(焦煤 41.0 万吨，1/3 焦煤 23.0 万吨)。保有资源储量中含高硫焦煤 2110 万吨。

2012 年 11 月，神华乌海能源公司委托神华地质勘查有限责任公司进行了乌达矿区航测数字化成图项目。神华地质勘查有限责任公司提交了《内蒙古自治区乌达矿区 1:2000 及 1:5000 航测数字化成图项目技术总结报告》。

2017 年，乌海能源公司委托煤炭科学研究总院西安研究院对五虎山矿井水文地质类型进行了划分，经过综合分析五虎山矿井水文地质条件，划分水文地质类型为中等型。

2018 年神华地质勘查有限责任公司对五虎山采矿权范围内进行了储量核实，并编制了《内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区五虎山煤矿煤炭资源储量核实报告》，该报告经国土资源部矿产资源储量评审中心以“内自然资储评字[2019]”评审通过，同年以“内自然资储备字[2020]10 号”备案。截至 2018 年 12 月 31 日，累计查明资源储量 10427 万吨，保有资源量 8812 万吨，其中：探明的经济基础储量(122b)65375 万吨，控制的经济基础储量(122b)806 万吨；推断的内蕴经济资源量(333)2631 万吨；

(四)矿区地质概况

1. 地层

五虎山井田地层平缓，走向近南北，倾向东，南北两端延伸逐渐向东弯转而封闭，沉积环境是以陆相为主的海陆交互相沉积，矿区内地层由老至新如下：

(1)石炭系上统太原组下岩段：分布于矿区西南部边缘，出露有

杂色~黑色泥岩为主，夹薄层石灰岩、石英砂岩、砂质泥岩及煤线，是以陆相沉积为主的海陆过渡相沉积，厚约 1100 多米。

(2)石炭系上统太原组上岩段：分布于矿区西南部，整合于石炭系上统太原组下岩段之上，北段为风积沙掩盖，其余部分出露良好，为主要含煤地层。由泥岩、砂质泥岩、砂岩及煤层组成，地层变化不大，厚度为 0~223.39m，平均厚度为 187.51m，标志层明显，含煤 17 层，共厚 22.59m，含煤系数为 12.38%，为以陆相沉积为主的海陆过渡相沉积。

(3)二叠系下统山西组：出露于井田中部，整合于石炭系上统太原组上岩段之上，其上部、下部以砂质泥岩沉积为主，沉积旋回不明显。中部以中~粗粒砂岩沉积为主，且多构成煤层的顶底板，地层厚约 12.96~175.62m，平均厚度为 78.54m。含煤 8 层(1、2、3、4、4_下、5、6、7)，共厚 19.39m，含煤系数为 21.0%，为陆相沉积。

(4)二叠系上统石盒子组：出露于矿区中东部，整合于二叠系下统山西组之上，地层厚度 0~102.18m，平均厚度为 38.70m，。岩性以土黄色的砂质泥岩为主，夹多层灰白色中~粗粒砂岩及薄层泥页岩，夹 3~6 层极不稳定的薄煤层，煤层厚度一般为 0.10~2.0 米，为河流湖泊相碎屑沉积。

(5)第四系：不整合于二叠系下统下石盒子组之上，由现代冲洪积砂砾石、砂土层组成。其成因可分为残积、坡积、风积等成因。地层厚度为 0~9.50m，平均厚度为 2.41m。

2. 构造

五虎山井田位于乌达盆地不对称向斜西南翼。

井田内构造受区域构造-乌达逆掩断层的控制，断层以逆断层为主，正断层次之，断层多平行主体断层-乌达逆掩断层，呈南北向，井田南翼构造复杂，断层呈放射状。井田内褶皱宽缓，多与断层平行，相伴出现，为伴生构造。井田构造主要受东西向压应力而成。

井田内地层走向近南北，倾角一般 8~10°。南部是乌达向斜的最南端，两翼倾角在 20~40°，局部地段最大倾角 55°。

五虎山井田内构造对煤层煤质影响较小，逆断层多为封闭性断

层，导水性差；中部有梁家沟次一级向斜和配生小断层。井田内压性构造两翼次生节理裂隙发育，直接破坏煤层顶底板的完整性。

井田内主要断层分述如下：

乌达逆掩断层，逆掩断层，位于井田东部边界，区内长3000m，两端延伸到区外；走向 SN、倾向东、倾角 $28 \sim 45^\circ$ ；太原组地层逆于山西组地层之上，落差在 200 ~ 600m，基本控制。

露天正断层：位于井田西北部，走向 $N10^\circ W$ 、倾向 $S80^\circ W$ 、倾角 $72 \sim 74^\circ$ ；仅浅部煤层错动，落差 2 ~ 3m，延伸长度 1500m。

F33 断层：逆断层，位于井田东部 IV、VI 勘探线之间；走向 $N5^\circ W$ 、倾向 $S85^\circ E$ 、倾角 53° ；1 ~ 8 号煤层错动，落差 3 ~ 6m；

F37 断层：逆掩断层，位于井田中部 28 孔附近；走向 $N30^\circ W$ 、倾角 $30 \sim 43^\circ$ ；9 ~ 17 号煤层错动，落差 10 ~ 21m。

F38 断层：正断层，位于 11 孔附近；走向 $N45^\circ W$ 、倾向 $S45^\circ W$ 、倾角 65° ；9 ~ 17 号煤层错动，落差 7 ~ 30m。

F41 断层：逆断层，位于 X、XI 勘探线间；走向 $N55^\circ E$ 、倾向 SE、倾角 $21 \sim 25^\circ$ ；1 ~ 8 号煤层错动，落差 3 ~ 22m。

F42 断层：逆掩断层，位于 34 孔西北；走向 $N56^\circ W$ 转 $N35^\circ E$ 、倾向 $S34^\circ E$ 、倾角 $18 \sim 34^\circ$ ；落差 6 ~ 23m。

F45 断层：逆断层，位于井田南部边界，延伸至井田外；走向 $N35^\circ E$ 、倾向 $S55^\circ E$ 、倾角 $48 \sim 75^\circ$ ；1-17 号煤层均有错动，落差 5 ~ 47m。

3. 岩浆岩

五虎山井田太原组上岩段及以上地层未发现岩浆岩侵入。

(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上岩段(C_{2t})和二叠系下统山西组(P_{1s})。石炭系上统太原组平均厚度为 187.51m，二叠系下统山西组平均厚度为 78.54m。含煤地层中有编号的煤层 27 层，煤层平均总厚度为 42.58m，含煤系数为 15.94%。其中太原组煤层平均总厚

度为 22.60m, 含煤系数 12.34%, 山西组煤层平均总厚度为 19.98m, 含煤系数 25%。全区有对比意义的煤层有 17 层。二叠系下统山西组(P_{1s})共发育 10 层煤层, 自上而下编号为: 1 号、2[±]、2 号、3 号、4[±]、4、4_下、5、6 和 7 号煤层, 其中可采煤层 5 层即 1、2、4、6 和 7 号煤层, 其余煤层不可采; 石炭系上统太原组(C_{2t})本组共发育 17 层煤层, 自上而下编号为: 8、9、10、11、12[±]、12、12_下、13^{±3}、13^{±2}、13^{±1}、13、13_下、14、15、16、17 和 18 号煤层, 其中可采煤层 9 层, 即 8、9、10、12、13^{±2}、13、15、16 和 17 煤层, 其余为不可采煤层。

16、17 煤层为全区可采的较稳定煤层, 9、10、12、13^{±2}、13、15 煤层为大部可采的较稳定煤层。不可采煤层有 8 层, 分别为 11、12[±]、12_下、13^{±1}、13^{±3}、13_下、14、18 煤层, 分布不稳定, 有局部或零星可采点, 总体为不可采煤层。

2. 可采煤层

(1)9 煤

该煤层位于石炭系上统太原组(C_{3t})中上部, 是主要可采煤层之一, 在矿区东部边界出露地表, 矿区钻孔揭示均为可采。最大赋存面积 7.54km², 可采面积为 6.02km², 面积可采系数为 80%。

赋存标高为 945.73 ~ 1259.87m, 平均为 1098.46m; 埋深为 12.92 ~ 293.11m, 平均为 141.3m。煤层自然厚度 1.04 ~ 4.35m, 平均 2.93m; 可采厚度 1.04 ~ 4.20m, 平均 2.82m, 属中厚煤层。从空间分布来看, 全区较为稳定, 北部煤层 29 局部相对较厚, 且集中分布在较小范围内。

该煤层含夹矸 1-4 层, 一般为 2-4 层, 结构较复杂, 夹矸岩性多为薄层炭质泥岩或薄层泥岩。煤层顶板岩性多为炭质泥岩、泥岩及粘土岩, 出现少量粉砂岩, 厚度为 0.13 ~ 6.62m; 煤层底板岩性一般为炭质泥岩、泥岩及粘土岩, 部分钻孔中出现粉砂岩, 厚度为 0.13 ~ 6.47m。

综上所述: 9 煤层层位较稳定, 大部可采, 煤层厚度变化较小, 北部略厚, 结构复杂, 煤类为以焦煤为主, 肥次之, 均为炼焦用煤, 对比可靠, 属较稳定的中厚煤层。

(2)10 煤

该煤层位于石炭系上统太原组(C_{3t})中上部，是主要可采煤层之一，在矿区东部边界出露地表，矿区钻孔揭示均为可采。上距 9 号煤层 0.30~17.24m，平均为 4.11m。在矿区东部出露地表，露头西侧钻孔揭示均为可采。最大赋存面积 7.54km²，可采面积 6.29km²，面积可采系数为 83%。

赋存标高为 942.98~1251.31m，平均为 1095.56m；埋深为 29.36~297.88m，平均为 148.9m。煤层自然厚度 0.10~5.28m，平均 2.09m；可采厚度 0.79~4.07m，平均 2.07m。10 煤层属中厚煤层。煤层厚度变化较小，层位较稳定。从平面上看，北部相对较厚，南部相对较薄，北部零星发育厚煤层，南部零星发育薄煤层。

该煤层一般含夹多层(1-9 层)夹矸，普遍发育 2-5 层夹矸，结构较复杂；煤层顶板岩性多为泥岩、粉砂质泥岩，零星部位可见少量粘土岩及粉砂岩，厚度为 0.13~7.48m；底板岩性多为粉砂岩、细砂岩，部分钻孔中可见粉砂质泥岩或泥岩，厚度为 0.24~23.95m。

综上所述：10 煤层层位较稳定，大部可采，厚度变化很小，结构复杂，煤类为以焦煤为主，肥煤次之，均为炼焦用煤，属较稳定型的中厚煤层。

(3)12 煤

该煤层位于石炭系上统太原组(C_{3t})中下部，上距 10 号煤层间距 10.83~56.15m，平均为 24.07m。在矿区东部出露地表，露头西部全区可采。最大赋存面积约 7.54km²，可采面积 6.02km²，面积可采系数为 80%。

赋存标高为 912.78~1231.59m，平均为 1064.02m；埋深为 48.24~323.57m，平均为 173.46m。煤层自然厚度 2.16~7.34m，平均 4.93m；可采厚度 1.89~6.21m，平均 4.31m。12 煤层可采煤层属中厚—厚煤层。煤层厚度变化明显，局势较稳定。从平面上看，西部相对较厚，为厚煤层，东部相对较薄，为中厚煤层。

该煤层夹矸 1~16 层，一般夹矸 3~8 层，结构复杂。矸石厚度为 0.05~2.18m。夹矸岩性以泥岩、炭质泥岩为主。煤层顶板岩性多

为泥岩、粉砂质泥岩，零星部位可见少量粘土岩及粉砂岩，厚度为 0.14 ~ 8.48m；底板岩性多为粉砂岩、细砂岩，部分钻孔中可见粉砂质泥岩或泥岩，厚度为 0.28 ~ 13.35m。

综上所述：12 煤层层位较稳定，大部可采，厚度规律性变化，结构复杂，煤类为焦煤，均为炼焦用煤，属较稳定厚煤层。

(4) 13^{±2}煤层

该煤层位于石炭系上统太原组(C_{3t})中下部，在矿区的东部有煤层出露，与上部 12 煤层距离为 3.35 ~ 30.56m，平均距离为 14.46m。除在东部断层移动小范围缺失外，其余全区分布。该煤层除南部及中部零星不可采区外，其余均可采。最大赋存面积 7.54km²，13^{±2}煤层可采面积为 6.19km²，面积可采系数为 82%。

赋存标高为 896 ~ 1199.88m，平均为 1034.45m；埋深为 77.34 ~ 342.29m，平均为 201.94m。煤层自然厚度 0.15 ~ 5.96m，平均 1.46m；可采厚度 0.73 ~ 5.96m，平均 1.59m，大部分为中厚层煤，部分为薄层煤。从平面上看，中部煤层相对较厚，四周有明显变薄的趋势，但趋势不明显。

该煤层夹矸 0 ~ 2 层，一般 0 ~ 1 层，煤层结构简单。夹矸岩性多为炭质泥岩、粘土岩和泥岩。顶板岩性多为砂质泥岩及泥岩，少数钻孔可见粉砂岩和细砂岩，厚度为 0.2 ~ 10.1m。底板岩性以泥岩为主，有少量的炭质泥岩及粘土岩，厚度为 0.17 ~ 5.44m。

综上所述：13^{±2}煤层层位较稳定，大部可采，厚度变化规律不明显，结构简单，煤类为焦煤，均为炼焦用煤，对比可靠，属较稳定型的中厚煤层。

(5) 13 煤层

该煤层位于石炭系上统太原组(C_{3t})下部，上距 13^{±2}煤层间距 10.67 ~ 42.41m，平均距离为 16.45m。在矿区东部有出露，全区分布。最大赋存面积 7.54km²，可采面积为 15.68km²，面积可采系数为 80%。

赋存标高为 882.65 ~ 1177.57m，平均为 1024.57m；埋深为 91.85 ~ 358.31m，平均为 217.16m。南部大部分不可采，北部大部可采。煤层

自然厚度 0.18 ~ 2.45m, 平均 1.09m; 可采厚度 0.60 ~ 2.45m, 平均 1.10m。从平面上看, 煤层厚度变化不明显, 北部煤层相对较薄, 向南有变厚的趋势。

该煤层含夹矸 0-4 层, 多为 2~4 层, 结构较复杂。顶板为 13 上 2 煤层的底板, 多为泥岩或泥质粉砂岩, 底板岩性多为细粒砂岩, 部分为泥岩和砂质泥岩, 厚度为 0.12 ~ 7.22m。

综上所述: 13 煤层层位较稳定, 大部可采, 煤层厚度变化不大, 结构复杂, 煤类为焦煤, 均为炼焦用煤, 对比可靠, 属较稳定薄煤层。

(6)15 煤层

该煤层位于石炭系上统太原组(C_{3t})下部, 上距 13 煤层间距 9.03 ~ 26.54m, 平均距离为 13.58m。在矿区东部有出露, 全区分布。最大赋存面积 7.54km², 可采面积为 3.86km², 面积可采系数为 51%。

赋存标高为 867.22 ~ 1165.39m, 平均为 1014.41m; 埋深为 105.60 ~ 371.86m, 平均为 225.24m。南部大部分不可采, 北部大部可采。煤层自然厚度 0.05 ~ 1.96m, 平均 1.05m; 可采厚度 1.06 ~ 1.91m, 平均 1.48m, 北部为中厚煤层, 其他大部分为薄层煤, 北部可采, 南部不可采。从平面上看, 煤层厚度变化明显, 北部煤层相对较厚, 向南有变薄的趋势。

该煤层含夹矸 0-3 层, 多为 0~2 层, 结构较简单。顶板为 13 煤层的底板, 多为泥岩或泥质粉砂岩, 底板岩性多为粉砂岩, 部分为泥岩和砂质泥岩, 厚度为 0.15 ~ 8.02m。

综上所述: 15 煤层层位较稳定, 大部可采, 煤层厚度变化较大, 结构较简单, 煤类为焦煤, 均为炼焦用煤, 对比可靠, 属稳定薄煤层。

(7)16 煤层

该煤层位于石炭系上统太原组(C_{3t})下部, 上距 15 煤层间距 12.05 ~ 22.50m, 平均距离为 16.34m。在矿区东部有出露, 全区分布。最大赋存面积 7.54km², 可采面积为 6.86km², 面积可采系数为 95.54%。

赋存标高为 851.03 ~ 1142.72m, 平均为 997.22m; 埋深为 126.60 ~ 387.04m, 平均为 244.12m。区内大部可采, 东部局部不可采。煤层自然厚度 0.59 ~ 2.18m, 平均 1.36m; 可采厚度 0.79 ~ 1.75m, 平均 1.28m, 少部分为中厚煤层, 其他大部分为薄层煤。从平面上看, 煤层厚度变化明显, 北部煤层相对较薄, 向南有变厚的趋势。

该煤层含夹矸 0-6 层, 多为 2~4 层, 结构复杂。顶板为 15 煤层的底板, 多为泥岩或泥质粉砂岩, 底板岩性多为粉砂岩或泥质粉砂岩, 部分为泥岩和砂质泥岩, 厚度为 0.05 ~ 5.12m。

综上所述: 16 煤层层位较稳定, 大部可采, 煤层厚度变化较大, 结构复杂, 煤类为焦煤,

均为炼焦用煤, 对比可靠, 属较稳定中厚煤层。

(8)17 煤层

该煤层位于石炭系上统太原组(C_{3t})下部, 上距 16 煤层间距 1.20 ~ 6.04m, 平均距离为 2.93m。在矿区东部有出露, 全区分布。最大赋存面积 7.54km², 可采面积为 7.18km², 面积可采系数为 95%。

赋存标高为 844.99 ~ 1138.5m, 平均为 995.06m; 埋深为 132.85 ~ 390.41m, 平均为 248.21m。全区可采。煤层自然厚度 0.73 ~ 2.60m, 平均 1.59m; 可采厚度 0.73 ~ 2.22m, 平均 1.46m, 东部为中厚煤层, 西南部为薄层煤。从平面上看, 煤层厚度变化明显, 东北部煤层相对较厚, 向西南方向有明显变薄的趋势。

该煤层含夹矸 0-5 层, 多为 2~4 层, 结构复杂。顶板为 16 煤层的底板, 多为泥岩或泥质粉砂岩, 底板岩性多为粉砂岩或泥质粉砂岩, 部分为泥岩和砂质泥岩, 厚度为 0.05 ~ 6.04m。

综上所述: 17 煤层层位较稳定, 大部可采, 煤层厚度变化趋势明显, 结构复杂, 煤类为焦煤, 肥煤次之, 均为炼焦用煤, 对比可靠, 属较稳定中厚煤层。

3. 煤的物理性质和煤岩特征

(1)煤的物理性质

五虎山煤矿各可采煤层均呈黑色, 树脂光泽-似玻璃光泽, 线理状、条带状、块状结构均有, 层状构造, 内生裂隙发育, 参差状及

平坦状断口，裂隙中充填有方解石薄膜及片状的黄铁矿，层面上有黄铁矿，各煤层视密度平均 $1.29\sim 1.55\text{g/cm}^3$ 。

(2)煤岩特征

区内煤岩成分以亮煤为主，含少许镜煤透镜体，偶见丝炭，矿物杂质为黄铁矿小晶体和粘土矿。宏观煤岩类型以半暗一半亮型为主，少数为光亮型。

4. 煤的化学性质

(1)工业分析

水分(M_{ad}): 矿区内可采煤层原煤平均水分在 $0.62\sim 0.84\%$ 之间，浮煤平均水分在 $0.68\sim 0.89\%$ 之间，彼此相差不大。

灰分(A_{d}): 矿区内可采煤层原煤平均灰分在 $18.56\sim 35.58\%$ 之间，根据《煤炭质量分级灰分》(GB/T152241-2018)标准，矿区煤层属中灰煤及高灰煤。原煤灰分差异较大。垂向上规律不明显。浮煤平均灰分在 $5.52\sim 16.49\%$ 之间，原煤经过洗选后，平均灰分下降了 $6.56\sim 19.09\%$ ，脱灰率为 $51.35\sim 59.81\%$ 。

挥发分(V_{daf}): 矿区可采煤层的原煤挥发分平均在 $25.77\sim 29.28\%$ 之间，浮煤平均挥发分在 $24.14\sim 26.95\%$ 之间。按照《煤炭质量挥发分分级》(GB/T849-2000)标准，各煤层的原煤挥发含量分明显大于浮煤的挥发分含量；无论原煤和浮煤，在垂向上，由上而下，随着煤层的埋深增加有减小的趋势。

(2)元素分析

碳(C_{daf}): 各煤层原煤平均含量在 $82.80\sim 85.33\%$ 之间，浮煤平均含量在 $86.69\sim 88.32\%$ 之间，浮煤比原煤高 $1.36\sim 4.72\%$ ，从上到下，原煤和浮煤中碳元素含量均有先增加再减小的趋势，也就是说中部煤层碳元素含量高，上下煤层碳元素含量低。

氢(H_{daf}): 各煤层原煤平均含量在 $5.14\sim 5.64\%$ 之间，浮煤平均含量在 $4.89\sim 5.25\%$ 之间。其中 $13^{\pm 2}$ 煤层浮煤比原煤碳元素增加 0.07% ，其他各煤层浮煤比原煤普遍减小 $0.12\sim 0.39\%$ 。煤层从上向下，原煤和浮煤均有中间煤层氢元素含量低，上下煤层氢元素含量高的特征($13^{\pm 2}$ 除外)。

氮(Ndaf): 各煤层原煤平均含量在 1.29 ~ 1.53%之间, 浮煤平均含量在 1.73 ~ 2.98 之间, 各煤层浮煤比原煤氮元素增加 0.36 ~ 1.45%。煤层从上向下, 原煤和浮煤均有中间煤层氮元素含量高, 上下煤层氮元素含量降低的趋势。

氧(Odaf): 各煤层原煤平均含量在 2.48 ~ 6.85%之间, 浮煤平均含量在 2.90 ~ 4.48%之间。其中 9、10 煤层浮煤比原煤氧元素含量增加了 0.41 ~ 1.45%, 其他煤层浮煤比原煤氧元素含量减少了 1.01 ~ 3.14%。

(3)有害元素

硫(St,d): 全硫(St,d): 依照《煤炭质量分级硫分》(GB/T15224.2-2010)标准, 矿区可采煤层除 9 煤层和 10 煤层原煤平均硫分(St,d)为 3.44 ~ 3.88%, 属高硫煤外; 其它各煤层原煤平均硫分(St,d)在 0.62 ~ 2.43%之间, 属低硫-中硫-中高硫煤: 13^{±2}煤层为低硫煤, 13 煤层、16 煤层为中硫煤, 12 煤层、15 煤层、17 煤层为中高硫煤。浮煤平均硫分(St,d)在 0.72 ~ 2.47%之间, 洗选后硫分下降了 0.46 ~ 1.65%, 脱硫率 24.88 ~ 60.49%。在垂向上其他煤层硫分(St,d)均小于 9 煤、10 煤, 从上向下硫分(St,d)有先减小再增加的趋势。

各种硫: 经测定, 五虎山煤矿可采煤层原煤中各种硫含量为: 硫酸盐硫(Ss,d)含量均值为 0.02 ~ 0.03%, 硫化物硫含量(Sp,d)为 0.47 ~ 1.95%, 有机硫(So,d)含量 0.20 ~ 2.24%; 浮煤中各种硫的含量为: 硫酸盐硫(Ss,d)含量均值为 0.01 ~ 0.11%, 硫化物硫含量(Sp,d)为 0.10 ~ 1.85%, 有机硫(So,d)含量 0.20 ~ 3.56%。

原煤中的各种硫, 以硫化物硫(Sp,d)、有机硫(So,d)为主。洗选后, 硫的成分比例发生了明显地变化, 表中可以看出, 洗选后的硫分以有机硫(So,d)为主, 硫脱的是硫化物硫(Sp,d)。

磷(P,d): 矿区可采煤层原煤磷分平均值在 0.004 ~ 0.029%之间, 对照《煤中有害元素含量分级·磷》(GB/T20475.1-2006)标准, 各煤层均为特低磷—低磷煤层, 其中 13^{±2}为特低磷煤层, 其他可采煤层(9 煤、10 煤、12 煤、13 煤、15 煤、16 煤、17 煤)均为低磷煤。洗选后, 12 煤层磷平均含量增加了 0.023%, 13^{±2}煤层磷平均含量增加了

0.006%，13 煤层磷平均含量增加了 0.004%；其他煤层磷平均含量均下降了 0.001 ~ 0.015%，脱磷率达 25 ~ 51.72%。

5. 煤的工艺性能

(1) 发热量($Q_{gr,d}$)

矿区可采煤层原煤干燥基高位发热量平均值为 22.80 ~ 31.01MJ/kg，依照《煤炭质量分级发热量》(GB/T15224.3-2010)标准，为中发热量煤~特高发热量煤。在垂向上，原煤 $Q_{gr,d}$ 从 85 上向下有减小的趋势，浮煤 $Q_{gr,d}$ 未见明显的变化规律。各煤层浮煤平均干燥基高位高位发热量在 30.98MJ/kg ~ 35.11MJ/kg 之间，总体比原煤高出 1.06 ~ 1.16MJ/kg。

(2) 煤的粘结性和结焦性

结焦性：浮煤焦渣类型 5 ~ 7，一般为 7，粘结指数(GRI)：9 号、10 号、12 号、15 号、16 号、17 号煤层，平均值 58-63，13^{±2}号、13 号煤层，平均值分别为 66、67。胶质层厚度(Y)9 ~ 38mm⁸⁷。煤的粘结性较强，结焦性较好，矿区煤层的抗碎性及耐磨性较好，但因含硫量较高，影响了焦炭质量，大部分作配焦用煤，部分作动力煤。

(3) 煤的灰熔融性

灰熔融性：煤层中的灰分以 SiO_2 为主，含量约占 50%， Al_2O_3 次之，含量约占 36%， Fe_2O_3 、CaO 及 MgO 等含量约占 14%。各煤层煤灰软化温度(ST)多在 1300℃ ~ 1500℃之间，属较高软化温度灰，为难熔灰分。

(4) 煤的可选性

通过对开采煤层的筛分试验、浮沉试验得出：由上至下，各煤层的可选程度越来越差。9 号、10 号煤层为中等-易选煤，12 号 - 15 号煤层为难选煤，16 号、17 号煤层为极难选煤。

(5) 煤类

按照五虎山煤矿各可采煤层的煤质特征及工艺性能，确定其煤类为焦煤，工业用途主要为 89 炼焦用煤、炼焦配煤及动力用煤。

依据矿区可采煤层浮煤挥发分(V_{daf})、粘结性指数(GR_I)、胶质层

厚度(Y)化验测试结果, 依照《中国煤炭分类》(GB/T5751-2009), 五虎山煤矿可采煤层煤类以 JM 为主, FM、1/3JM 次之。

(6)煤的风化和氧化

风化带: 以燃烧不好点至相邻之可燃烧点的间距的 $1/2$ 处, 作为风化带的下界。一般斜距为 $5 \sim 22.0\text{m}$, 垂距为 $2.5 \sim 6.4\text{m}$, 相当于平距为 $4 \sim 20\text{m}$ 。

氧化带: 氧化带下界的确定主要依据水份、挥发分、胶质层、燃点等化验指标为主要依据。以趋于平稳点与相邻指标不稳定点间距的 $1/2$, 作为氧化带的下界。本矿权范围内氧化带以自煤层露头处垂距为 $23 \sim 28\text{m}$, 斜深为 $33 \sim 82.0\text{m}$, 相当于平距为 $30 \sim 78\text{m}$ 。

6. 煤的工业用途评价

炼焦用煤: 可采煤层在煤质上粘结性较强, 结焦性较好, 浮煤挥发分属中等挥发分煤, 煤类以 JM 为主, FM、1/3JM 次之, 是良好的炼焦用煤, 是内蒙古自治区稀缺的煤炭资源。

动力用煤: 洗煤厂洗出的中煤可用于发电。

7. 其它有益矿产

(1)煤层气

煤层气是指赋存在煤层中, 原始赋存状态以吸附在煤基质颗粒表面为主, 以游离于煤割理、裂隙和孔隙中或溶解于煤层水中为辅, 并以甲烷为主要成分的烃类气体。其资源量是指根据一定的地质工程为依据, 估算赋存于煤层中、当前开采或未来可能开采的具有现实经济意义和潜在经济意义的煤层气数量。

五虎山煤矿未做过专门的煤层气工作, 只进行了一些瓦斯地质工作。

(2)放射性

伽马强度反映最高不过页岩 $14 \sim 26$, 亦未超过各岩层正常场 2 倍, 没有任何异常反映。

(3)稀有元素

各煤层中稀有元素锗(Ge)均有不同程度的赋存。矿区内 5 口钻孔其含量由 0~0.00092%，一般在 0.0005%左右，按稀有元素一般工业要求均不够品位(不低于 0.001%)，故认为无利用价值。

(六)开采技术条件

1. 水文地质条件

矿井在开采过程中，受采掘破坏或影响的主要是采空区积水、碎屑岩类孔隙裂隙水和松散岩类孔隙水。煤层直接充水水源为第 V、VI、VII、VIII 砂岩孔隙裂隙含水层和采空区积水。第 V~VIII 含水层自上至下富水性逐渐变弱，钻孔单位涌水量 0.0000249~0.495L/s.m，含水层的富水性弱，补给源为贫乏的大气降水或含水层之间的补给，井下涌水以消耗静储量为主。

采空区积水主要有自身 1~7 号煤层采空区以及周边关闭的小煤窑积水。矿方曾进行过瞬变电磁探查及探放水工作，采空区积水其位置和范围基本清晰，积存水量基本清楚，采空区积水主要接受大气降水和碎屑岩类含水层的补给。随着生产的进行，采空区积水的探查工作须持续跟进。

另外，矿区内有一定汇水性的断层，如位于中部的 F37 逆掩断层和位于南部奇里沟附近的 F45 断层，其含水性及断层破碎带的破碎程度及含水层厚度有关。

依据含水层的性质、矿井和老空水分布、矿井涌水量等条件，按照《煤矿床水文地质、工程地质及环境地质勘查评价标准》(MT/T1091-2008)、《煤矿防治水细则》(煤安监调查〔2018〕11614号)，五虎山煤矿的水文地质勘查类型属二类二型，即以碎屑岩裂隙含水层为主的矿床，水文地质类型为中等型。

2. 工程地质条件

矿区自下向上依次为石炭系-二叠系碎屑夹煤岩层、第四系松散层，松散层较薄，碎屑岩厚度较大，应属第三类层状岩类；地形地貌以剥蚀构造的低山丘陵为主，有利于自然排水，地层岩性变化较大，岩体结构多为互层状；本区构造受区域构造-乌达逆掩断层的控

制，断层以逆断层为主，正断层次之，断层多平行主体断层-乌达逆掩断层，呈南北向，构造复杂程度中等；地层产状平缓，风化作用强，可采煤层顶底板多属于半坚硬层状砂泥质岩类，抗压强度弱，煤层顶底板属稳定性顶底板，个别煤层(如 10 号煤)属不稳定极难维护顶板；在采空区、断裂破碎带易发生矿山工程问题。

依据《矿区水文地质工程地质勘探规范》(GB12719-91)和《煤矿床水文地质、工程地质及环境地质勘查评价标准》(MT/T1091—2008)，本区煤层顶底板工程地质类型属第三类中等型，即层状岩类中等型矿床。

3. 环境地质条件

地质环境类型，主要根据地质环境现状及煤矿开采引起的变化确定。区内无重大污染源及放射性等，虽煤矸石排放对环境有一定影响，但破坏程度不大。但矿区地质环境现状一般，生态环境比较脆弱，煤矿开采后可引起地面不同程度的下沉，区内的两处火区经过治理，虽已经得到控制，但对当地空气质量有一定影响，矿井排放矸石以及矿井排废水对附近水体有轻度污染。综合各种主要因素衡量，依据《矿区水文地质工程地质勘探规范》规定，本区地质环境类型为第三类，质量不良。

4. 其它开采技术条件

(1)瓦斯

矿井瓦斯等级为高瓦斯矿井。

(2)煤尘爆炸性

五虎山煤矿开采的 9 号、10 号、12 号煤层均具有煤尘爆炸性。

(3)煤层自燃倾向性

五虎山煤矿开采的 9 煤、10 煤、12 煤煤层自燃倾向性等级为 II 类，属自燃煤层。9 煤、10 煤、12 煤的最短自燃发火期分别为 98、91、87 天。

(4)地温

矿井地温均在正常范围内，未发现地温异常。

(5)放射性

矿区无放射性异常反应。

综上所述，五虎山煤矿的水文地质条件为二类二型(中等型)，工程地质类型为三类二型(中等型)，环境地质类型为第三类，根据《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T13908-2002)，五虎山煤矿的开采技术条件为开采技术条件复杂的矿床，即以环境地质问题为主的矿床(III-3)。

(七)矿山开发利用现状

五虎山煤矿在井田东部边界偏北位置布置有主工业场地，自地面布置四条斜井，即主斜井、副斜井、行人斜井和四层反斜井；在井田西部边界偏北位置布置有风井场地，布置有两条回风斜井，即九层回风井和十二层回风井。目前矿井设置一个水平开拓全井田，水平标高为+950m，实施上、下山开采。

全井田划分为一个采区，即中央采区，目前已开采煤层包括 9、10 和 12 号煤层。采区巷道布置采用联合与分层布置相结合的方式。其中 9 和 10 号煤层联合布置，轨道和回风上下山布置在 9 号煤层内，运输上下山布置在 10 号煤层内。12 号煤层采区巷道单层布置。

布置有三个综合机械化开采工作面进行回采，其中：正常生产工作面两个，12 号煤层一个综采工作面；9 号煤层和 10 号煤层综采工作面交替生产。

根据“乌海能源公司 2025～2031 年原煤生产规划”，五虎山煤矿 2025 年生产原煤 115 万吨，2026 年生产原煤 170 万吨，2027 年达产，生产原煤 200 万吨。

九、评估方法

五虎山煤矿为正常生产的矿山，具有规范齐全的财务资料，《内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区五虎山煤矿煤炭资源储量核实报告》已由内蒙古自治区矿产资源储量评审中心评审，并由内蒙古自治区自然资源厅备案；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《神华乌海能源有限责任公司五虎山煤矿矿产资源开发利用方案》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《内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区五虎山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、备案证明，以及霍林郭勒市三鼎测绘有限公司编制的《内蒙古自治区乌海市国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿 2024 年储量年报报告》(以下简称“2024 年储量年报”)。技术参数主要依据神华乌海能源有限责任公司 2020 年 2 月编写的《神华乌海能源有限责任公司五虎山煤矿矿产资源开发利用方案》(以下简称“开发利用方案”)及其审查意见书、企业预测资料确定。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”，截止 2018 年 12 月 31 日，矿区范围内(1149m~800m)累计查明资源储量 10427 万吨(含高硫煤 2551 万吨)，保有资源储量 8812 万吨(含高硫煤 1622 万吨)，其中：探明的经济基础储量(121b)5375 万吨(含高硫煤 1065 万吨)、控制的经济基础储量(122b)806 万吨(含高硫煤 370 万吨)、推断的内蕴经济资源量(333)2631 万吨(含高硫煤 187 万吨)。

根据“2024 年储量年报”，截至 2024 年底，五虎山煤矿采矿权范围内累计查明量为 10427 万吨，保有资源储量 8345.63 万吨，其中：TM 资源量 5020.28 万吨；KZ 资源量 730.93 万吨；TD 资源量 2594.42 万吨。

根据“五虎山煤矿 2025 年 1-7 月累计动用量统计表”，2025 年 1-7 月累计动用量为 36.18 万吨，经计算，则本次评估基准日保有资源储量为 8309.45 万吨，详见下表：

煤层号	评估基准日保有资源储量			
	TM	KZ	TD	合计
9	82.18	292.93	80.02	455.13
10	714.02	2.00	94.00	810.02
12	1688.90	11.00	519.40	2219.30
13 ^{±2}	754.00	40.00	294.00	1088.00
13	241.00	77.00	290.00	608.00
15	343.00	129.00	343.00	815.00
16	430.00	147.00	406.00	983.00
17	731.00	32.00	568.00	1331.00
合计	4984.10	730.93	2594.42	8309.45

(二)评估利用矿产资源储量

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

根据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》，参与评估的保有资源储量中的基础储量可直接作为评估利用资源储量；内蕴经济资源量，通过矿山设计文件等认为该项目属技术经济可行的，分别按以下原则处理：探明的或控制的资源量(111b)和(122b)，可信度系数取 1.0；推断资源量(333)可参考矿山设计文件或设计规范的规定

确定可信度系数。

根据“开发利用方案”，探明和控制资源量全部利用，推断资源量(333)可信度系数为 0.80。则本次评估依据“开发利用方案”，探明和控制资源量全部利用，推断资源量可信度系数确定为 0.80，则评估基准日评估利用资源储量为 7790.57 万吨。

(三)开采方案

采用斜井单水平开拓，工业场地内布置有主斜井、副斜井、行人斜井和四层反斜井等四条井筒。在风井场地布置有两条回风斜井，即九层回风井和十二层回风井。

根据矿井开拓方案，全矿现划分为一个水平(+950m 水平)。矿井采用长壁后退式采煤方法；采用综合机械化采煤工艺。矿井采用对角通风方式，机械抽出式通风方法。

(四)产品方案

根据矿山生产销售实际，五虎山煤矿产品方案确定为原煤。

(五)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》(GB50215-2015)，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%。

五虎山煤矿 13 和 16 号煤层(厚度分别为 1.1m 和 1.28m)属于薄煤层，采区回采率不应小于 85%；9、10、13^{±2}、15 和 17 号煤层(厚度分别为 2.82m、2.07m、1.59m、1.48m 和 1.46m)属于中厚煤层，采区回采率不应小于 80%；12 号煤层(厚度 4.31m)属于厚煤层，采区回采率不应小于 75%。

根据《特殊和稀缺煤类开发利用管理暂行规定》，特殊和稀缺煤类矿井采区回采率：薄煤层不低于 88%，中厚煤层不低于 83%，厚煤层不低于 78%。五虎山煤矿各开采煤层均属于稀缺煤类，故本次评估确定薄煤层(13 和 16 号煤层)采区回采率 88%，中厚煤层(9、10、13^{±2}、15 和 17 号煤层)采区回采率 83%，厚煤层(12 号煤层)采区

回采率 78%。

(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》(CMVS30300 ~ 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”, 设计永久煤柱损失为 729.70 万吨, 保护煤柱损失为 397.00 万吨。将上述参数代入, 则, 评估基准日评估利用可采储量为 5504.71 万吨。以 9 号煤为例, 则:

9 号煤可采储量 = $(439.13 - 85.50 - 68.00) \times 83.00\% = 237.07$ (万吨)

详见附表二。

(七)生产能力和服务年限

1. 生产能力

“开发利用方案”设计生产能力及采矿许可证证载生产能力均为 200.00 万吨, 矿山预测 2025 年产量 115 万吨、2026 年 170 万吨、2027 年及之后年度达产 200.00 万吨, 故本次评估确定矿山未来生产年限内的生产规模为 200.00 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 1.3 ~ 1.5。考虑到矿井实际构造发育情况和水文条件, “开发利用方案”设计储量备用系数为 1.40, 则本次评估储量备用系数取 1.40。

根据“乌海能源公司 2025~2031 年原煤生产规划”，五虎山煤矿 2025 年生产原煤 115 万吨，2026 年生产原煤 170 万吨，2027 年达产，生产原煤 200 万吨。

将有关参数代入上述公式得本次矿井服务年限为：

$$T = [(5504.71 \div 1.40) - 54.34 - 170.00] \div 200.00 + 5 \div 12 + 1 \\ = 19.95 (\text{年})$$

矿井正常服务年限约为 19.95 年。

则本次评估计算年限为 19.95 年，自 2025 年 8 月至 2045 年 7 月。

(八)销售收入

1. 计算公式

年销售收入 = Σ 年产品的销售量 $\times$ 各种产品的销售价格

2. 各种产品年销售量

评估假设采出原煤全部销售，产量即为销售量。

3. 商品煤(原煤)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3.4%。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。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 年~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 年至 2025 年，焦煤价格大致可分为 4 个阶段。

第一阶段(2012 年~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 年~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 年~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。

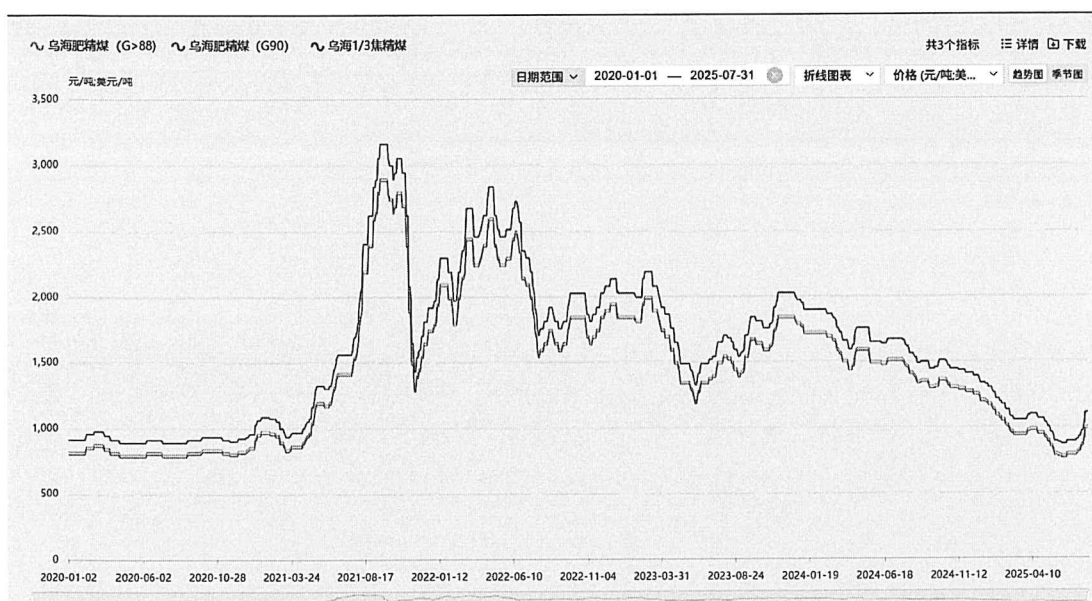
第四阶段(2023 年~2025 年 6 月): 供需宽松下的价值回归。自 2021 年 10 月开始，政策端强调保供增产，煤炭产能应放尽放。供应

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点。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 Wind 资讯，近五年乌海地区肥精煤、1/3 焦精煤价格走势如下：



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 7 月底价格开始上涨。

综上，结合当前国家政策要求、炼焦煤的稀缺性及近几年煤炭价格趋势，本次评估未来年度长期价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。

五虎山煤矿为生产矿山，原建设有配套洗煤厂，2024 年，矿山配套洗煤厂从矿山剥离，与原黄白茨煤矿配套洗煤厂重组为乌达洗煤公司(以下简称“乌达洗煤厂”)，并独立运营。五虎山煤矿采出原煤销售至乌海能源各下属洗煤厂，经咨询销售部门，其销售价格参照市场价格确定，基本可视为市场价，因此，本项目评估五虎山原煤销售价格依据企业实际销售价格确定。根据统计，五虎山煤矿各煤层近两年不含税销售价格如下：

期间	12#煤售价(元/吨)	10#煤售价(元/吨)
2024 年	701.25	
2025 年 1-7 月	521.99	215.62

注：由于 9#煤层仅有 2 个月销售数据，可参考性不强，故本次评估 9#煤层数据暂不利用。

考虑到能获取到原煤价格周期较短，本次评估参照其周边矿山苏海图煤矿对外销售原煤价格趋势推算各煤层长期均价。根据统计近三年一期苏海图原煤不含税价格及推算的 12#煤和 10#煤价格如下：

期间	苏海图原煤不含税价格(元/吨)	12#煤售价(元/吨)	10#煤售价(元/吨)
2020 年	375.56		
2021 年	794.58		
2022 年	1053.55		
2023 年	812.81		
2024 年	746.18	701.25	

期间	苏海图原煤不含税价格(元/吨)	12#煤售价(元/吨)	10#煤售价(元/吨)
2025年7月	441.37	521.99	215.62
当期	441.37	521.99	215.62
一年一期	633.88	635.21	309.67
三年一期	800.93	802.60	391.28

注：10#一年一期和三年一期均价均参照当期价格及精煤价格走势推算；12#煤三年一期均价参照一年一期价格及精煤价格走势推算。

鉴于五虎山煤矿可采煤层较多，目前仅有 10#和 12#煤层价格，本次评估参照“关于印发煤炭建设项目经济评价方法与参数实施细则的通知”（国家能源局国能煤炭[2011]380号），可以选择某一煤炭的销售价格作为参照煤价，根据项目煤质与所参照煤价的质量差异估算比价系数，计算目标项目的煤价。供冶炼用的洗精煤和一般用户的质量比价系数按其煤种、品种、灰分、水分、硫分、块煤限下率的质量比价率计算。根据“储量核实报告”，各煤层比价项目如下：

名称	12#	9#	10#	13 ^{±2} #	13#	15#	16#	17#
灰分比价	21.62%	12.08%	18.56%	25.37%	22.78%	24.66%	35.58%	30.98%
煤种比价	焦煤	焦煤	焦煤	焦煤	焦煤	焦煤	焦煤	焦煤
品种比较	原煤	原煤	原煤	原煤	原煤	原煤	原煤	原煤
水分比价	0.66	0.68	0.69	0.84	0.88	0.62	0.79	0.72
硫分比价	2.05%	3.44%	3.88%	0.62%	1.18%	2.56%	1.37%	2.43%

参照上述文件，各煤层比价系数及调整后当期及三年一期价格如下：

名称	12煤层	9	10	13 ^{±2}	13	15	16	17
灰分比价	106.00	133.00	115.00	95.20	103.00	97.60	71.20	83.20
煤种比价	125.00	125.00	125.00	125.00	125.00	125.00	125.00	125.00
水分比价	100.00	100.00	108.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
硫分比价	100.00	97.00	97.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
比价系数	132.50	161.26	139.44	119.00	128.75	122.00	89.00	104.00
当期	521.99	249.37	215.62	468.80	507.21	480.62	350.62	409.71
三年一期	802.60	452.53	391.28	720.83	779.89	739.00	539.11	629.97

注：考虑到 10 号煤与 9 号煤均为高硫煤，本次评估 9 号煤层当期价格和三年一期均价均参照 10 号煤层进行调整；其余煤层为低硫煤，价格均参照 12 号煤层调整；上述品种均为原煤，故原煤比价系数不再列示。

鉴于五虎山煤矿未来采用各煤层配采，但目前无具体配采方案及年限，故本次评估参照各煤层可采储量占比计算综合价预测未来

年度煤价，经计算，各煤层综合当期价格为 427.00
 $(=[249.37 \times 237.07 + 215.62 \times 559.19 + 521.99 \times 1413.77 + 468.80 \times 760.78 + 507.21 \times 432.08 + 480.62 \times 522.65 + 350.62 \times 699.95 + 409.71 \times 879.22] \div 5504.71)$ ，取整，下同)元/吨，同理，经计算本次评估取未来年度各煤层三年一期综合价为 666.00 元/吨。

如上述，本次评估 2027 年、2028 年采用平滑处理，价差保持一致，则经计算，本次评估确定 2025 年 8 月~2026 年价格为 427.00 元/吨；2027 年价格为 507.00 元/吨；2028 年价格为 587.00 元/吨；2029 年及之后年度煤炭价格取 666.00 元/吨。

则本次评估确定未来正常年度原煤销售价格(不含税)取 666.00 元/吨(取整)。

4. 年销售收入计算

正常年份以 2030 年为例：

$$\begin{aligned} \text{正常年份销售收入} &= 200.00 \times 666.00 \\ &= 133200.00 (\text{万元}). \end{aligned}$$

(九)投资估算

1. 固定资产投资

根据《中国矿业权评估准则》，对于同时进行资产评估、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。

(1)现有已投固定资产

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本公司出具的同一评估基准日及相同评估目的“固定资产评估汇总表”及相应的评估明细表中的评估价值、企业提供的在建工程后续投资表作为评估用固定资产投资。

根据“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，扣除闲置、报废资产后，截至本次评估基准日固定资产投资原值为 78763.02 万元，其中：井巷工程 14189.58 万元；房屋建筑物 18981.20 万元；机器设备 45592.24 万元。净值 49847.76 万

元，其中：井巷工程 7294.12 万元；房屋建筑物 12301.97 万元；机器设备 30251.67 万元。

截至本次评估基准日在建工程投资 18983.21 万元，其中：井巷工程 5363.88 万元；房屋建筑物 11890.81 万元；机器设备 1728.52 万元。

(2)后续新增固定资产投资

①连采连充项目

根据《国能乌海能源五虎山矿业有限责任公司改建项目(新增充填开采)方案说明书》，设计总投资金额 9189.62 万元(总投资 9741 万元剔除预备费 551.38 万元，含税)，其中土建工程投资 3348.00 万元；设备及安装工程投资 5089.76 万元，其他费用 751.86 万元，则将其他工程费用分摊至两项工程后，本次评估取连采连充项目投资 9189.62 万元，其中：房屋建筑物 3646.33 万元；机器设备 5543.29 万元。

根据企业提供的说明，五虎山煤矿计划于 2025 年 10 月初开始连采连充项目，2026 年 12 月底完工。根据资产评估明细表，基准日已购置部分设备，评估值为 25.44 万元，则扣减该投资后，本次评估确定连采连充项目后续投资为 9160.87 万元，本次评估将其在 2025 年 10 月~2026 年 12 月期间均匀投入。

②其他建设项目

其他项目主要为储煤棚工程、道路硬化以及通风改造等项目，其中通风改造项目(属井巷工程投资)后续投资 13865.37(含税，下同)万元，2026 年底完工，则本次评估将其在基准日至 2026 年底均匀投入；其他项目(属房屋建筑物投资)后续投资为 1541.48 万元，在 2025 年 12 月底前完工，则本次评估将其在 2025 年 8-12 月期间均匀投入。

本次评估将固定资产净值在评估基准日一次性全部投入，后续投资在 2025 年 8~12 月、2026 年 1-12 月分别投入 10653.13 万元和 13914.59 万元。

(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《中国矿业权评估准则》，资产负债表中无形资产科目反映的与矿业权评估收益相关的专利、专有技术、商标以及特许经营权等无形资产，可利用资产评估结果作为该无形资产投资额。

根据“无形资产—土地使用权评估明细表”，评估基准日煤矿共四宗土地使用权评估结果为 2133.63 万元，土地剩余平均年限为 42.38 年，大于矿山剩余服务年限，本次评估按矿山剩余服务年限进行摊销。

根据“无形资产—其他无形资产评估明细表”，其他无形资产(软件、专利)评估结果为 2732.65 万元，本次评估将其在 10 年内摊销。

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。

则本项目所需流动资金为：

$$133200.00 \times 22.00\% = 29304.00 \text{ (万元)}$$

流动资金依生产负荷均匀流出，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。

五虎山煤矿为正常生产矿山，2022 年生产原煤 117.84 万吨，2023 年生产原煤 175.39 万吨，2024 年生产原煤 143.66 万吨，近几年均未达产，且经咨询企业，其未来年度人员薪酬、电力等成本科目与以往存在较大差异，企业根据未来年度生产计划，对成本进行了预测，本次评估参照企业预测成本选取。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”，以 2030 年为例，各参数的取值说明如下：

2. 外购材料费

根据五虎山煤矿“预测报表”，2030 年原煤产量为 200.00 万吨，外购材料费为 6068.00 万元，折合单位外购材料费为 30.34 元/吨。

3. 外购燃料及动力费

同“2. 外购材料费”，本次评估未来正常生产年份外购燃料及动力费为 7708.76 万元，折合单位外购燃料及动力费为 38.54 元/吨。

4. 职工薪酬

根据企业提供的“预测报表”，2030 年职工薪酬总额为 30076.72 万元，折合单位职工薪酬为 150.38 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。

以2030年为例：

房屋建筑物年折旧额 = $(18981.20 + 5187.81 \div 1.09) \times (1 - 5\%) \div 30 = 1128.33$ (万元)

机器设备年折旧额 = $(47320.76 + 5514.54 \div 1.13) \times (1 - 5\%) \div 12 = 4132.57$ (万元)

年折旧额 = $1128.33 + 4132.57 = 5260.90$ (万元)

单位折旧费 = $5260.90 \div 200.00 = 26.30$ (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2044年更新原有房屋建筑物20689.51万

元，在 2033 年更新原有机器设备 51519.23 万元，在 2039 年更新连采连充设备 5543.29 万元，在 2038 年更新其他项目机器设备 1924.48 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。本项目在 2044 年回收原有房屋建筑物残值 949.06 万元，在 2033 年回收新增机器设备残值 2279.61 万元，在 2038 年回收连采连冲项目设备残值 245.28 万元，在 2037 年回收其他项目设备残值 85.15 万元。在计算期末回收余值 29388.10 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。五虎山煤矿为高瓦斯矿井，因此，本次评估确定安全费用为 30.00 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年安全费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位安全费用} \\ &= 6000.00(\text{万元})\end{aligned}$$

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)。

按照财政部国家发展改革委国家煤矿安全监察局关于印发《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)，内蒙古地区根据原煤实际产量，按吨煤 9.50 元的标准每月在成本中提取煤矿维简费(含井巷费用 2.50 元)提取，本次评估按上述文件标准

提取。

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 $3.50 [= 7.00 \times 50\%]$ 元/吨, 折旧性质的维简费为 3.50 元/吨。则:

$$\begin{aligned}\text{年维简费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位维简费} \\ &= 1400.00(\text{万元})\end{aligned}$$

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:

$$\begin{aligned}\text{年井巷工程基金} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位井巷工程基金} \\ &= 500.00(\text{万元})\end{aligned}$$

9. 修理费

同“2. 外购材料费”, 本项目原有投资年修理费 578.58 万元, 折合单位修理费为 2.89 元/吨, 后续新增投资对应修理费按机器设备比例计算。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》, 通常按固定资产原值的一定比例确定固定资产修理费用。修理费一般取机器设备的 2.5%~5%。故后续新增投资修理费按评估选取的机器设备原值的 3.00% 重新估算。经计算, 新增投资年修理费为 198.26 ($= [1728.52 + 5514.54 \div 1.13] \times 3.00\%$) 万元, 则正常年份年修理费为 776.84 万元, 折合单位修理费为 3.88 元/吨。

10. 运输费

同“2. 外购材料费”, 本次评估未来正常生产年份运输费为 463.20 万元, 折合单位外购燃料及动力费为 2.32 元/吨。

11. 其他制造费用

(1) 专业化服务费、公共事务费、排矸费、设备租赁费和其他费用

同“2. 外购材料费”, 本次评估取未来正常年份年专业化服务费、公共事务费、排矸费、设备租赁费和其他费用分别为 1088.59 万元、436.67 万元、118.15 万元、2500.00 万元和 3340.78 万元, 折合单

位专业化服务费、公共事务费、排矸费、设备租赁费和其他费用分别为 5.44 元/吨、2.18 元/吨、0.59 元/吨、12.50 元/吨和 16.70 元/吨。

(2)环境恢复治理与土地复垦费

根据国家能源集团乌海能源有限责任公司 2021 年 8 月编制的《国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》，方案估算矿山地质环境治理费用及土地复垦费用静态总投资 2352.26 万元(剔除不可预见费)，对应 3900.00(19.5×200)万吨采出原煤量，折合单位矿山环境恢复治理及土地复垦费用为 0.60 元/吨，则年度矿山环境恢复治理及土地复垦费用为 120.00 万元。

则年其他制造费用合计为 $7604.19 (= 1088.59 + 436.67 + 120.00 + 118.15 + 2500.00 + 3340.78)$ 万元，折合单位其他制造费用为 38.02 元/吨。

12. 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)其他管理费用

管理费用中摊销费、职工薪酬、水土保持补偿费及水利建设基金单独计算，则扣除上述费用后，同“2. 外购材料费”，本次评估取其他管理费用为 1122.52 万元，折合单位其他管理费用为 5.61 元/吨。

(2)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：

土地使用权年摊销费为 $106.92 (= 2133.63 \div 19.95)$ 万元；其他无形资产年摊销费为 $273.27 (= 2732.65 \div 10.00)$ 万元。折合单位摊销费为 1.90 元/吨。

(3)职工薪酬

同“4. 职工薪酬”，本项目取年管理人员职工薪酬为 3898.32 万元，折合单位职工薪酬为 19.49 元/吨。

则年管理费用合计为 5324.59(= 380.19 + 3821.88 + 0.00 + 1122.52) 万元。

13. 销售费用

根据企业提供的“2025 年代理销售合同补充协议”，五虎山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 1332.00 万元，折合单位费用 6.66 元/吨。

14. 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 2029 年为例，本项目年研发费用为 213.12 万元，单位研发费用为 1.07 元/吨。

15. 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，贷款利率按评估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：

$$\begin{aligned}\text{年流动资金贷款利息} &= 29304.00 \times 70\% \times 3.00\% \\ &= 615.38 (\text{万元})\end{aligned}$$

折合单位财务费用为 3.08(= 615.38 ÷ 200.00)元/吨。

16. 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，评估对象的单位总成本费用为 395.10 元/吨、单

位经营成本 357.82 元/吨；年总成本费用 79020.14 万元、年经营成本 71563.67 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 + 运输费 + 公共事业费 + 设备租赁费 + 专业化服务费) × 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、运输费、设备租赁费、公共事业费、专业化服务费之和为税基, 运输费、排矸费、矿物工程费税率为 9%, 公共事业费、专业化服务费税率为 6%, 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、运输费、公共事业费、设备租赁费的进项税, 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：

$$\begin{aligned}\text{年销项税额} &= \text{年销售收入} \times 13\% \\ &= 17316.00 (\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{年进项税额} &= (\text{年外购材料费} + \text{年外购燃料及动力费} + \text{年修理费} \\ &+ \text{设备租赁费}) \times 13\% + (\text{运输费} + \text{矿务工程费} + \text{排矸费}) \times 9\% + (\text{专业化} \\ &\text{服务费} + \text{公共事业费}) \times 6\% \\ &= 2864.81 (\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{年应纳增值税} &= \text{销项税额} - \text{进项税额} - \text{不动产进项税额抵扣} - \\ &\text{机器设备进项税额抵扣} \\ &= 14451.19 (\text{万元})\end{aligned}$$

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》规定城市维护建设税税率如下：(一)纳税人所在地在市区的，税率为百分之七；(二)纳税人所在地在县城、镇的，税率为百分之五；(三)纳税人所在地不在市区、县城或者镇的，税率为百分之一。企业实际按 7.00% 缴纳城建税，故本次评估城市维护建设税税率取 7.00%。则：

$$\begin{aligned}\text{年城市维护建设税} &= \text{年应纳增值税} \times 7.00\% \\ &= 1011.58 (\text{万元})\end{aligned}$$

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：

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

$$= 722.56 \text{ (万元)}$$

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%, 本项目产品销售为原煤, 则本次评估资源税按销售价格 10% 估算。

以 2029 年为例:

$$\begin{aligned} \text{年资源税} &= \text{年原煤销售收入} \times \text{资源税税率} \\ &= 13320.00 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

5. 水土保持补偿费

根据《内蒙古自治区水土保持补偿费征收使用实施办法》，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 元，则正常年度水土保持补偿费为 400.00 万元。

6. 水利建设基金

根据《内蒙古自治区财政厅税务局水利厅关于印发自治区水利建设基金筹集和使用管理实施细则的通知》(内财税[2021]1055 号)，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，适用费率为 0.5%。

$$\begin{aligned} \text{年水利建设基金} &= \text{年应纳增值税} \times 0.5\% \\ &= 72.26 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

7. 其他税金

其他税金包括水资源税、环保税、契税、车船使用税、房产税、土地税等，考虑到房产税、土地税与矿山产量关联不大，本次评估未来年度房产税、土地税参照 2024 年实际财务数据，取年房产税、土地税为 270.04 万元；根据企业财务数据，扣除房产税、土地税后，2024 年发生其他税费为 77.50 万元，折合单位其他税费为 0.54 元/吨，则本次评估据此确定未来年度单位其他税费为 0.54 元/吨。则

正常年度其他税费为 378.04 ($=270.04 + 0.54 \times 200.00$) 万元。

正常年份年销售税金及附加合计为 15904.44 ($=1011.58 + 722.56 + 13320.00 + 400.00 + 72.26 + 378.04$) 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。五虎山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，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。根据矿山研发费用历史数据得所得税前加计扣除率约为 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：

$$\begin{aligned} \text{企业所得税} &= (133200.00 - 79020.14 - 15904.44 - 213.12 \times 80\%) \times 15\% \\ &= 5715.74 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

(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：

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

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，无风险报酬率即安全报酬率，通常可以参考政府发行的中长期国债利率或同期银行存款

利率来确定。本次评估无风险报酬率参考评估基准日 WIND 资讯系统所披露 10 年期国债到期年收益率确定为 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。

生产矿山及改扩建矿山勘查开发阶段风险报酬率取值范围 0.15%~0.65%，本次评估为正常生产矿山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 1.50%。其他个别风险报酬率取值范围 0.50~2.00%，本次评估其他个别风险报酬率取值为 2.00%。

则，本次评估折现率取值计算如下：

$$\begin{aligned}\text{折现率} &= 1.70\% + 0.60\% + 2.00\% + 1.50\% + 2.00\% \\ &= 7.80\%\end{aligned}$$

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准，且采矿许可证到期可以顺利延续；

(2)以设定的生产方式、生产规模、产品结构、开发技术水平及财务预算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“国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日评估价值为 146422.53 万元，大写人民币壹拾肆亿陆仟肆佰贰拾贰万伍仟叁佰元整。

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)国家能源集团乌海能源有限责任公司五虎山煤矿采矿权的采矿许可证有效期限至 2031 年 12 月 1 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)本次评估确定可采储量时，对于 TD 资源储量的扣减，是根据“可信度系数”确定，并不是评估范围的调整或扣减，也并不是评估结论的遗漏。

(三)本次评估矿山成本费用的选取主要参考了国家能源集团乌海

能源有限责任公司五虎山煤矿预测成本数据进行预测，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。

(四)本次评估采用的利率为评估基准日有效的相应期限的贷款市场报价利率，因企业无距离评估基准日较近的长、短期借款合同，故未考虑该企业贷款利率的浮动点数。

(五)根据《内蒙古自治区采矿权出让合同(出让收益缴纳)》(合同编号 1500022021C024)，约定首期缴纳 9399.154 万元，其余采矿权出让收益于 2022 年 12 月 1 日至 2031 年 12 月 1 日每年缴纳 3759.6616 万元，剩余六期尚未缴纳。

(六)根据内蒙古自治区矿山安全监管局颁发的安全生产许可证，许可范围为煤炭开采(井工)9#、10#和 12#煤层，而五虎山煤矿还包含 13^{±2}等其他 5 个煤层，本次评估以企业未来开采其他煤层时能取得对应的安全生产许可证，如未来无法获得，则本次评估结论需做调整。

(七)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。

(八)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。

(九)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。

(十)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。

(十一)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了解矿权在评估条件下评估结果使用，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、矿业权评估报告日

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(胡宏源):  

矿业权评估师(胡宏源、宋益红):    

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

