

神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿
三号井采矿权评估报告

中企华矿评报字[2025]第 1073 号

(共 2 册，第 1 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:1102420250202064304

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: 神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素
煤矿三号井采矿权

报告内部编号: 中企华矿评报字[2025]第1073号

评 估 值: 80844.49(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。

神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿 三号井采矿权评估报告

目 录

评估报告摘要	4
评估报告正文	8
一、评估机构	8
二、评估委托人和采矿权人	8
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	11
(三)矿业权价款/ 出让收益处置情况和评估史	12
四、评估目的	13
五、评估基准日	13
六、评估依据	14
(一)法规依据	14
(二)行为、产权和取价依据	16
七、评估实施过程	17
八、矿产资源勘查和开发概况	18
(一)矿区位置和交通	18
(二)自然地理及经济状况	18
(三)地质勘查工作概况及取得成果	19
(四)矿区地质概况	21
(五)矿产资源情况	23
(六)开采技术条件	31
(七)矿山开发利用现状	32
九、评估方法	33
十、评估指标和参数	34
(一)保有资源储量	35

(二)评估利用矿产资源储量	35
(三)开采、选煤方案	36
(四)产品方案	36
(五)采、选煤技术指标	36
(六)评估利用可采储量	37
(七)生产能力和服务年限	37
(八)销售收入	38
(九)投资估算	44
(十)成本估算	47
(十一)销售税金及附加	54
(十二)所得税	57
(十三)折现率	58
十一、评估假设	58
十二、评估结论	59
十三、评估基准日期后重大事项	59
十四、特别事项说明	59
十五、评估报告的使用限制	61
十六、评估报告日	62
十七、评估机构和评估责任人	62
十八、神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采 矿权评估报告附表目录	

附表一 神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采
矿权评估价值估算表

附表二 神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采
矿权评估可采储量及矿山服务年限估算表

附表三 神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采
矿权评估销售收入估算表

附表四 神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采
矿权评估资产投资估算表

附表五 神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采

神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿 三号井采矿权评估报告

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：神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采矿权。

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。为此需对涉及的国家能源集团乌海能源有限责任公司所持有的“神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采矿权”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：评估基准日公乌素煤矿保有资源储量为21135.38万吨；评估利用资源储量为17195.29万吨；评估利用可采储量为11249.78万吨；评估确定生产能力为270.00万吨/年；评估计算年限为31.36年(其中：技改期3.42年)；产品方案为原煤；固定资产投资原值72924.33万元，净值50730.87万元；扩建技改后续新增投资86015.87万元(含税)；无形资产—土地使用权2809.73万元，其它无形资产304.22万元。

以2029年为例：原煤不含税销售价格为443.00元/吨(取整)；正常年份销售收入为119610.00万元；单位总成本费用271.45元/吨、单位经营成本237.71元/吨；正常年份总成本费用73291.30万元、经营成本64180.55万元；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“神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采矿权”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 80844.49 万元，采矿权评估价值 80844.49 万元，大写人民币捌亿零捌佰肆拾肆万肆仟玖佰元整。

特殊事项说明：

(一)神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井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，本次评估假设采矿权人会根据国务院第 241 号令、国务院令第 653 号《矿产资源开采登记管理办法(2014 修订)》，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)本次评估矿山技改期和达产期成本费用的选取主要参考神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿预算经营情况表数据取值，技改期和达产期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《神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井改建项目(扩大开采标高)可行性研究报告》，为保障矿山技改期间的矿井生产能力，减少矿井生产“空档期”，在技改期间实施连采连充膏体充填开采技术项目。技改完成后正式生产时，不再使用该开采技术，待后期开采边角煤和压覆煤时再利用。企业关于“公乌素煤生产现状”表述矿山仅技改期 2028 年和 2029 年采用连采连充开采工艺，但未预测连采连充开采成本，也未制定后期连采连充开采计划。鉴于此，考虑连采连充还需增加相应的投资，对应的成本无法获取，本次评估矿山技改期不考虑连采连充开采工艺，亦不考虑连采连充投资及可享有的资源税优惠。

(四)依据 2021 年 1 月 18 日，内蒙古自治区自然资源厅与神华集团海勃湾矿业有限责任公司签订的“内蒙古自治区采矿权出让合同(出让收益缴纳)”(合同编号：1500022021C006)，公乌素煤矿应缴纳出让收益 111769.25 万元，截止评估基准日已缴纳出让收益 58120.01 万元，剩余未缴纳出让收益 53649.24 万元，分别于 2026 年至 2031 年分期缴纳。

(五)根据“可研报告”，设计可采煤层分别为 9、12、16、17 煤，目前安全生产许可证许可范围 9、12、16 煤，本次评估依据“可研报告”

假设未来 17 煤可以取得合法开采手续。

(六)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：

以上内容摘自神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采矿权评估报告，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。

(本页以下为空白，无正文)

(本页仅为《神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采矿权评估报告》签字页，无正文)

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



神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿 三号井采矿权评估报告

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，对神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采矿权进行了评估。本公司评估人员按照必要的评估程序对委托评估的神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井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：神华集团海勃湾矿业有限责任公司

住 所：内蒙古自治区乌海市滨河区神华街南创业路西乌海能源公司综合楼 2001 室

法定代表人：李振阳

企业类型：其他有限责任公司

统一社会信用代码：91150000114670766B

经营范围：煤炭开采、销售(仅限分支机构)；煤炭洗选(仅限分支机构)；冷、热加工；速凝剂；销售机电产品、五金交电、水暖配件。

神华集团海勃湾矿业有限责任公司为国家能源投资集团有限责任公司 100%控股子公司，是一家从事煤炭开采销售，煤炭洗选，冷热加工等业务的公司，成立于 2001 年 09 月 19 日。

(四)采矿权运营方

公乌素煤矿实际运营主体为乌海市公乌素煤业有限公司(以下简称“公乌素煤矿公司”)，其工商信息如下：

机构名称：乌海市公乌素煤业有限公司

住 所：内蒙古自治区海南区公乌素镇

法定代表人：张国庆；

企业类型：有限责任公司(自然人投资或控股)；

统一社会信用代码：91150303761064287G；

成立日期：2004 年 04 月 22 日

经营范围：许可经营项目：无一般经营项目；销售：煤矿机械设备及配件、煤炭；工矿工程建设、煤矿机械设备租赁、煤炭开采(井工)；煤炭的洗选加工及技术服务，兼营：煤炭及其制品的深加工。(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)

三、评估对象和范围

(一)评估对象和范围

本项目评估对象是神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采矿权(以下简称“公乌素煤矿”)。

采矿许可证证号：C1000002012011140122379；矿山名称：神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井；开采矿种：煤；开采方式：地下开采；生产规模：270.00 万吨/年；矿区面积：14.7566 平方公

里；有效期限：柒年壹拾月，自 2024 年 2 月 4 日至 2031 年 12 月 1 日；发证机关：内蒙古自治区自然资源厅、乌海市自然资源局，矿区共有 37 个拐点圈定。拐点坐标如下(2000 国家大地坐标系)：

直角坐标			直角坐标		
拐点编号	X	Y	拐点编号	X	Y
1	4356684.64	36410010.01	20	4351239.45	36406614.83
2	4356939.63	36408989.98	21	4351309.45	36406074.83
3	4356489.63	36408844.99	22	4351194.45	36406054.83
4	4355974.51	36408809.82	23	4350968.05	36406391.24
5	4355604.50	36407894.82	24	4351409.46	36406759.83
6	4355439.50	36407934.82	25	4351159.46	36407034.83
7	4355319.50	36408148.82	26	4350809.45	36406684.83
8	4354859.50	36408174.82	27	4350694.45	36406794.83
9	4354881.50	36407934.82	28	4351009.46	36406984.83
10	4354829.50	36407934.82	29	4350359.45	36407814.85
11	4354759.48	36407534.82	30	4350209.45	36407519.85
12	4354084.48	36407214.82	31	4350124.45	36407659.85
13	4353154.47	36407044.82	32	4350294.45	36408254.85
14	4352744.47	36406754.82	33	4352019.47	36409209.85
15	4352789.47	36407264.82	34	4352060.94	36409292.04
16	4352519.46	36407164.82	35	4352306.33	36409299.96
17	4351799.46	36406814.83	36	4353636.44	36410433.49
18	4351909.46	36406724.83	37	4354669.50	36410524.85
19	4351304.45	36406659.83	开采深度：由 1300 米至 400 米标高		

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

1992 年 12 月 2 日，乌海市海南区人民政府批准了内蒙古煤炭厅海勃湾矿务局提出的《内蒙古自治区国营矿山企业矿区范围意见书》。意见书中公乌素煤矿三号井范围为：南、北以 17 煤露头为界，东以西来峰断层和 16 煤+600m 标高为界，西以 16 煤+1120m、+1150m 和小密区为界。

1996 年 3 月 6 日，中华人民共和国地质矿产部颁发了海勃湾矿务局公乌素煤矿采矿许可证，证号：内蒙采证煤字[1996]第 0101 号。1997 年 1 月 10 日，中华人民共和国煤炭工业部批准了公乌素煤矿三号井《国有重点煤矿煤炭生产许可证申请书》(统一编号：G050302002)。

2005 年 11 月 23 日，国土资源部颁发采矿许可证，证号 C1000002012011140122379，有效期自 2001 年 12 月 1 日~2031 年 12 月 1

日，采矿权人为神华集团海勃湾矿业有限责任公司，矿山名称为神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井，开采方式为地下开采，开采深度自+1300~+1000m标高，面积 15.3106km²。

2012 年 1 月 11 日，采矿权变更，公乌素煤矿三号井西南与万源露天矿存在矿权重合情况(23号拐点)，为调整 23号拐点，原国土资源部重新颁发了公乌素煤矿三号井采矿许可证，生产规模为 120.00 万吨/年，矿区面积缩减为 15.3087km²，有效期自 2001 年 12 月 1 日~2031 年 12 月 1 日，开采标高+1300m~+1000m，矿区范围坐标系变更为 1980 西安坐标系，其它均未变。

2018 年 9 月 13 日，内蒙古自治区环境保护厅《内蒙古自治区环境保护厅关于神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿等三个矿区范围与西鄂尔多斯国家级自然保护区关系的函》(内环函[2018]370 号)，公乌素煤矿三号井占西鄂尔多斯国家级自然保护区 0.491km²，依据国家有关自然保护区的法律法规，公乌素煤矿三号井需退出保护区范围，退出保护区后公乌素煤矿三号井范围由 37 个拐点组成，面积 14.8177km²。

2018 年 12 月 29 日，内蒙古自治区自然资源厅下发了“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”，公乌素煤矿采矿许可证开采深度变更为 1300 米~400 米标高。

2024 年 2 月，采矿权人取得内蒙古自治区自然资源厅和乌海市自然资源局颁发的变更后采矿许可证，生产规模为 270.00 万吨/年，矿区面积为 14.7566km²，开采深度由 1300 米~400 米标高，共 37 个拐点坐标圈定(2000 国家大地坐标系)，有效期限：柒年壹拾月，自 2024 年 2 月 4 日~2031 年 12 月 1 日，其它均未变。

(三)矿业权价款/出让收益处置情况和评估史

1. 矿业权价款/出让收益处置情况

根据 2009 年 3 月 30 日内蒙古自治区国土资源厅出具的“采矿权评估报告备案证明”(内国土资采矿评备[2009]12 号)，中联资产评估有限公司提交的《神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采矿权评估报告》，评估结果：采矿许可证范围内采矿权价值 19907.29 万

元。评估保有资源储量 18302 万吨，评估利用资源储量 15817.7 万吨，评估可采储量 11371.14 万吨。上述采矿权价款于 2009 年全部缴纳。

2020 年 10 月，受内蒙古自治区自然资源厅委托，北京中宝信资产评估有限公司对“神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采矿权”进行出让收益评估，并于 2020 年 12 月 19 日以“中宝信矿评字[2020]第 222 号”出具了该采矿权出让收益评估报告。评估基准日 2020 年 11 月 30 日，截止 2018 年 12 月 31 日评估保有资源储量 21937.04 万吨，评估利用可采储量 13050.52 万吨，评估价值 130924.03 万元。全矿区需缴纳出让收益评估价值合计 111769.25 万元(对应可采储量 11141.17 万吨，氧化煤 203 万吨未参与此次评估计算)。

2021 年 1 月 18 日，内蒙古自治区自然资源厅与神华集团海勃湾矿业有限责任公司签订的“内蒙古自治区采矿权出让合同(出让收益缴纳)”(合同编号：1500022021C006)，出让采矿权经评估(中宝信矿评字[2020]第 222 号的采矿权出让收益评估价值 111769.25 万元)。合同签订后于 2021 年 1 月 20 日缴纳不低于 20%的出让收益 22353.85 万元，剩余部分在采矿权有效期内(2022 年 12 月 1 日至 2031 年 12 月 1 日)共十年分期缴纳 8941.54 万元。截止评估基准日已缴纳出让收益 58120.01 万元，剩余出让收益 53649.24 万元分别于 2026 年~2031 年缴纳。

2. 评估史

除上述出让收益评估报告外，本次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。为此需对涉及的国家能源集团乌海能源有限责任公司所持有的“神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采矿权”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: C1000002012011140122379)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公乌素煤矿三号井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]60号)和《关于〈内蒙古自治区桌子山煤田公乌素煤矿三号井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[2020]38号);
5. 《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素煤矿三号井煤炭资源储量核实报告》(神华地质勘查有限责任公司, 2019年2月);
6. 《内蒙古自治区神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井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;
7. 《国家能源集团乌海能源有限责任公司公乌素煤矿技术改造项目可行性研究报告》(中煤科工集团武汉设计研究院有限公司, 2025年8月)及专家审查意见;
8. 《国家能源集团乌海能源有限责任公司公乌素煤矿三号井北区辅助运输系统安全改造初步设计说明书》(中煤科工集团武汉设计研究院有限公司, 2022年10月)及相关批复;
9. 《公乌素煤矿三号井北区辅运系统改造初步设计》的批复(国乌发[2023]65号)和《公乌素煤矿三号井北区辅运系统改造项目井巷工程合同—建设工程施工合同》;
10. 《内蒙古自治区神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井矿山地质环境保护与土地复垦方案》(内蒙古中核实业有限公司, 2021年1月)及其评审表;
11. 账务报表、预算经营情况表资料;
12. 采矿权价款(或出让收益)资料;

13. 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，对神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井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 日赴内蒙古乌海市海南区及鄂托克旗对评估对象的现状、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、可研报告等，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，对神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井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

公乌素煤矿距内蒙古自治区乌海市海南区直距 16km，方位角 350°，行政区划属乌海市海南区及鄂托克旗。

矿区西距包(头)兰(州)铁路 15km；东(胜)乌(海)铁路从矿区东部穿过，矿区铁路专线，通过海拉铁路支线相接。京藏高速公路 G6 从矿区以西约 14km 通过(海南区有出口)，荣乌高速公路、G18 和 G109 国道从矿区北边界通过。矿区与乌海市直线距离 45km。距乌海机场直线距离 60km。西南距离荣乌高速公路海南出口 8.7km，西北距公乌素站(铁路)4.4km。乌海市铁路、公路交汇，形成了铁路、公路、航空的立体交通网络，也是我国西北地区重要交通枢纽，交通十分便利。

(二) 自然地理及经济状况

矿区位于桌子山煤田南部，地貌以半沙漠丘陵为主。区内地势总体东南部地形最高，最高点 1326.20m 工业广场以南约 500m 处的自然沙沟河床为最低点，区内标高 1210~1326.20m，相对高差 116.20m；中南部地形高差变化较大，西北及北部地形比较平坦。

乌海地区居内陆深处，干旱少雨，四季多风，冬季寒冷漫长、夏季炎热干燥，春秋季节少雨多风，昼夜温差大，属典型的中温带半干旱高原大陆性气候。矿区降水量稀少，据乌海气象站 2009~2018 年资料，年降水量 77.8~257.5mm，平均 138.80mm，雨季多集中在 7、8、9 三个月，常以暴雨(2018 年 8 月 31 日最大暴雨 137.5mm)形成突发间歇性洪流为特征，年蒸发量 1827.6~3919.3mm。最高气温 41.1℃(2017 年 7 月 12 日)，最低气温 -25.2℃，平均 4.8℃。主要风向，夏秋季节为东南风，冬春季节为西北风，最大风速 32m/s，一般 3.2m/s。年内风大沙多，8 级以上大风 15~32 天，最高 52 天，扬沙天气平均 41~52 天，最多可达 80 天，其中沙暴天气 23~26 天，最多 50 天。霜冻期较长，为半年左右，最大冻结深度 1.32m。

矿区处于干燥的半沙漠丘陵地带，无常年地表径流及地表水体。中部有公乌素沙沟从井田南采区地表穿过，由东往西流入拉僧庙沟，注入黄河，区内西距黄河 12km(直线距离)，该河沟一般季节干涸，遇暴

雨时形成暂时性流水，虽持续时间短，但流量较大，暴雨时对开采有一定的影响。

根据《中国地震动参数区划图》(GB 18306-2015)，区域地震动峰加速度值 0.20g，对照裂度为Ⅷ，属强震预测区。历史上该区外围曾有多次地震发生，近年来地震仍在不断发生，但大的地震并不多见，多在 4 级以下。矿区内未发生滑坡、崩塌、泥石流等地质灾害，雨季偶有山洪发生。因矿井开发，地下煤层采空后，地表局部区域出现了地面开裂、水土流失、地表沉降和塌陷等地质灾害问题。

矿区人口稀少，劳动力匮乏，经济基础薄弱，周边仅有少量牧民从事牧业生产。自上世纪 80 年代以来，随着国民经济的发展，矿区及周边经济得以迅速发展，乌海市已成为内蒙古自治区西部新兴的工业城市，是重要的煤炭能源基地之一，大中型煤矿、焦化厂、水泥厂、玻璃厂、灰砖厂、机修厂、中小型化工厂及发电厂等厂矿企业，相继诞生，经济面貌发生了重大变化。

公乌素煤矿三号井位于乌海市海南区，经济以煤炭开采、洗选、加工利用为主，化工、建材等行业也较为发达，当地的道路及电力设施已见规模，投资环境较为优越。

矿区供电是从公乌素镇变电站引接 3.5KV 电源，矿内设变电所引入井下使用。供水水源取自华源物业公司奥灰岩溶水源井，位于矿区西侧 9km 处的拉僧庙。

(三)地质勘查工作概况及取得成果

1960～1965 年，贺兰山煤炭工业公司内蒙古自治区分公司地质勘探公司 117 勘探队，提交了矿区普、详查报告，因年代久远，普、详查报告评审、备案情况无从查阅。

1965 年 11 月，贺兰山煤炭工业公司内蒙古自治区分公司地质勘探公司 117 勘探队提交了《内蒙古自治区伊克昭盟桌子山煤田公乌素矿区精查地质报告》。1968 年 5 月 6 日，原煤炭部内蒙古自治区煤炭工业生产领导小组颁发了《关于公乌素地质精查报告审批决议书》(文号：[68]蒙煤中批字第 7 号)。报告分为露天区和矿井区(主要位于现三号井范围)，提交露天区地质储量 13383.10 万吨，矿井区地质储量 24959.70 万吨，合

计 38342.80 万吨，该报告地质储量估算最低标高+600m。

2002 年该矿进行了瞬变电磁物探工作、井下探放水等矿井地质工作。利用瞬变电磁法结合老井调查圈定了矿井周围小井开采范围和老空积水区，划定了积水边界和警戒线。

2005 年 1 月，内蒙古东乌铁路有限责任公司委托内蒙古自治区国土资源信息院依据“地质勘查报告中获批准的上表煤炭资源量”编制了《内蒙古自治区新建东胜至乌海地方铁路建设项目用地压覆矿产资源调查核实评估报告》，2005 年 1 月 27 日，内蒙古自治区国土资源厅在呼和浩特市组织专家对该报告进行了评审，2 月 5 日，经专家复核形成了初审意见，3 月 29 日，内蒙古自治区国土资源厅将初审意见报送国土资源部(内国土资字[2005]168 号)，2005 年 4 月 18 日，国土资源部给予复函，即《关于内蒙古东胜至乌海铁路建设工程压覆矿产资源的复函》(国土资厅函[2005]288 号)，同意该工程压覆用地范围的煤炭资源，其中，压覆公乌素煤矿三号井资源量 1628.04 万吨。

2007 年，乌海市天元地质勘探有限公司受公乌素煤矿委托对三号井采矿许可证范围内的煤炭资源储量进行了核实，于 2007 年 9 月编制完成了《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素精查区公乌素煤矿三号井煤炭资源储量核实报告》，2008 年 9 月 1 日北京中矿联咨询中心以“中矿蒙储评字[2008]163 号”文通过了报告评审。2008 年 12 月 2 日内蒙古自治区国土资源厅以内国土资储备字[2008]232 号文备案。截止 2006 年 12 月 31 日，查明资源储量为 21633 万吨，其中消耗 3331 万吨，保有 18302 万吨，另有高硫煤 311 万吨，资源储量标高为+1300~+600m。

2010 年 10 月~2011 年 12 月神华地质勘查有限责任公司对公乌素煤矿三号井采矿许可证范围内深部(600~1000m 水平)煤炭资源进行了补充勘探。2013 年 7 月提交了《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素煤矿三号井深部补充勘探地质报告》，2014 年 4 月 22 日，国土资源部矿产资源储量评审中心以国土资矿评咨[2014]7 号文通过评审，因 +600m 以深资源储量为采矿许可证外资源储量，且无国土部门相关出让文件，故该报告未备案。

2016 年 4 月中煤科工集团西安研究院有限公司提交了《神华乌海能源有限责任公司公乌素煤矿水文地质类型划分报告》。该报告研究了

矿井充水条件、井田周边老窑水分布状况，评价了矿井开采受水害影响程度和防治水工作难易程度，划分公乌素煤矿水文地质类型是中等型，为矿井防治水提供了依据。2016年4月12日该报告通过神华乌海能源有限责任公司组织的评审。

2019年2月神华地质勘查有限责任公司提交了《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素煤矿三号井煤炭资源储量核实报告》，内蒙古自治区矿产资源储量评审中心以“内自然资储评字[2020]38号”评审通过该报告，内蒙古自治区自然资源厅以“内自然资储备字[2020]60号”对该报告进行了备案。截止2018年12月31日备案通过的保有资源储量21937.04万吨(其中：非压覆区19694万吨，拟建东乌铁路压覆1628.04万吨，西鄂保护区压覆615万吨)，矿区内累计查明资源量26743.04万吨，其中消耗资源储量4806万吨。

(四)矿区地质概况

1. 地层

矿区内基岩大都被新生界地层覆盖，仅在西部有较完整基岩和含煤地层出露，为半隐伏式矿田。根据填图和钻孔揭露，地层自下而上发育有：古生界奥陶系、古生界石炭系上统太原组、二叠系下统山西组、二叠系中统石盒子组、二叠系上统孙家沟组、新生界新近系及第四系。各地层叙述如下：

(1)古生界奥陶系

该系为矿区煤系的沉积基底，地表未出露。岩性以青灰色隐晶质灰岩为主，局部过渡为泥灰岩，块状，遇稀盐酸微起泡，为一套浅海相化学沉积建造。区内有3个钻孔揭露和井下1个孔揭露最大厚度189.88m，未穿透该系，区域厚度约205~722m。

(2)石炭上统太原组

矿区的主要含煤地层，依据岩性、岩相组合特征及含煤性，自下而上可划分为2段。

① 太原组下岩段

底部以灰黑色泥岩、煤层为主，夹薄层灰白色硅质胶结细砂岩，含14、15、16、17、18号煤层。顶部以灰黑色泥岩为主，15煤底界上

8m 左右，夹灰岩薄层，厚度 28.34 ~ 54.17m，平均 40.40m，层位稳定。与下伏奥陶系地层平行不整合接触。

② 太原组上岩段

矿井浅部和露天采矿坑中均有出露。岩性下部以泥岩为主，局部含少量植物化石和腕足类化石；中部为 12 号煤层，全区分布；上部以粉砂岩和浅灰色中砂岩为主，地层厚度 40.34 ~ 69.89m，平均 52.10m。

(3) 二叠系下统山西组

矿区内浅部和露天坑中广泛出露。岩性以浅灰色、灰白色粗砂岩为主，夹灰黑色泥岩、粉砂岩，顶部一般夹有 1~2 薄层灰绿色粘土岩。钻孔揭露厚度 83.54m ~ 105.62m，平均 96.50m，发育有 1、3、5、7、8、9 煤层，与下伏地层整合接触。

(4) 二叠系中统石盒子组

二叠系中统石盒子组分为上下两个岩段。

石盒子组上岩段：岩性以浅灰色、灰白色含砾粗砂岩为主，夹紫红色泥岩、灰绿色斑状粉砂岩。揭露厚度 104.40m ~ 182.96m，平均 156.35m。

石盒子组下岩段：区内西侧沿含煤地层露头出露。岩性以灰绿色、黄绿色砂质泥岩为主，夹泥岩和细砂岩薄层，上部砂岩逐渐加厚、颗粒变粗。钻孔揭露厚度 20.64 ~ 53.10m，平均 31.84m，与下伏地层整合接触。

(5) 二叠系上统孙家沟组

全区分布，仅在沟谷出露。岩性以紫红、灰绿和黄绿色、杂色砂质泥岩为主，中部夹灰白色砂岩，上部有砾岩层出露。钻孔揭露最大厚度 432.59m。

(6) 新近系

分布在矿区东南部丘陵地带和山丘上部。岩性为砂砾岩。钻孔揭露最大厚度为 61.04m。与下伏地层不整合接触。

(7) 第四系

以河床砂砾石层及冲洪积物为主，局部坡积粘土。厚度 0.00 ~ 30.00m。

2. 构造和岩浆岩

矿区地层总体为向南东倾斜的单斜构造，地层走向为 N~NE30°，倾角一般为 10°~30°，最大倾角 40°。发育有褶曲和断层，未发现岩浆岩，构造复杂程度属中等构造类型。

(五)矿产资源情况

1. 煤层

(1)含煤性

矿区含煤地层为石炭系太原组和二叠系山西组，含编号煤层 12 层，自上而下编号为 1、3、5、7、8、9、12、14、15、16、17、18 煤，其中，全区可采煤层 3 层：9、12、16 煤，大部可采煤层 1 层：17 煤，局部可采煤层 2 层：5、7 煤，不可采煤层 6 层：1、3、8、14、15、18 煤。太原组含煤地层总厚平均 92.50m，煤层总厚度平均 11.45m，含煤系数 12.38%，山西组含煤地层总厚平均 111.32m，煤层总厚度平均 6.43m，含煤系数 5.78%。

(2)可采煤层

矿区内可采煤层共 6 层，分别为 5、7、9、12、16、17 号煤层，其中，5、7 号煤层为局部可采煤层，17 号煤层为大部可采煤层，9、12、16 号煤层为全区可采煤层。现将各煤层分述如下：

5 煤层：埋藏深度 0~540m，位于山西组第二段顶部，上距 3 煤 19.05~37.17m，平均 26.96m，为矿区最上部的可采煤层。全区 66 个见煤点，其中，25 个可采点，可采性指数 38%，为局部可采煤层。煤层厚度 0.09~1.29m，平均 0.66m；可采厚度 0.70~1.29m，平均 0.84m，属薄煤层，煤厚变异系数为 4.19%。结构简单，一般含 0~1 层夹矸，偶为两层夹矸，夹矸厚度 0.02~0.14m，平均 0.09m，岩性以泥岩为主，偶为炭质泥岩。煤层顶板以砂质泥岩、泥岩为主，次为粉砂岩，偶为粘土岩，顶板厚度 0.06~8.87m，平均 2.43m；煤层底板以砂质泥岩、泥岩为主，含少量的粉砂岩，底板厚度 0.12~19.66m，平均厚度 2.21m。煤层位不稳定，煤厚变化不大。主要可采区位于矿区北部 F11 断层以北。煤类单一(1/3JM)，属局部可采的不稳定煤层。

7 煤层：埋藏深度 0~570m，位于山西组中部，上距 5 煤层 19.75~

42.26m，平均 30.20m。全区见煤点 74 个，可采点 38 个，可采性指数 57%。煤层厚度 0.15 ~ 2.44m，平均 0.95m；可采厚度 0.70 ~ 2.09m，平均 1.05m。煤厚由西向东变薄。结构简单，一般含 0 ~ 1 层夹矸，偶为 2 ~ 4 层，夹矸厚度 0.03 ~ 0.78m，平均 0.17m，岩性以泥岩为主，偶见炭质泥岩。煤层顶板以砂质泥岩、泥岩为主，次为粉砂岩，局部炭质泥岩，厚度 0.13 ~ 18.42m，平均 1.85m；底板以砂质泥岩、泥岩为主，偶为粉砂岩和粘土岩，厚度 0.04 ~ 10.35m，平均 2.01m。煤层层位不稳定，对比基本可靠；煤厚由浅向深、由西向东变薄，结构简单；以 1/3JM 为主，FM 次之，属不稳定型的局部可采薄煤层。

9 煤层：埋藏深度 0 ~ 720m，位于山西组底部，上距 7 煤层 12.20 ~ 33.84m，平均 18.77m。全区见煤点 77 个，可采点 76 个，属全区可采煤层。煤层厚度 0.65 ~ 8.52m，平均 3.38m。可采厚度 0.76 ~ 6.39m，平均 2.71m。总体上北薄南厚、东薄西厚。煤层结构复杂，一般含 1 ~ 4 层夹矸，偶为 5 ~ 11 层夹矸，夹矸厚度 0.04 ~ 0.67m，平均 0.26m，夹矸岩性以泥岩为主，偶为炭质泥岩。煤层顶板以砂质泥岩、泥岩为主，次为粘土岩，局部因古河床冲刷偶为粗砂岩，厚度 0.10 ~ 14.70m，平均 2.45m；底板以砂质泥岩、泥岩为主，偶为粉砂岩和细砂岩，厚度 0.12 ~ 14.30m，平均 2.21m。煤层层位稳定；对比可靠；煤厚有一定变化，总体上呈北薄南厚、西厚东薄的趋势，北端顶板砂岩厚度较大，对煤层有冲刷现象，结构复杂，煤类较单一(以 1/3JM 为主，FM、JM 次之)，属全区可采较稳定的中厚煤层。

12 煤层：埋藏深度 0 ~ 755m，位于太原组第二段中部，上距 9 煤层 20.47 ~ 58.20m，平均 37.69m。全区均发育，层位稳定。全区见煤点 73 个，除 BK1201、BK1204 号钻孔受断层影响不可采外，其余 71 个点均可采，属全区可采煤层。煤层厚度 0.62 ~ 1.54m，平均 1.03m，可采厚度 0.74 ~ 1.54m，平均 1.01m。属薄煤层。结构简单，一般不含夹矸，局部 1 层，厚度 0.02 ~ 0.14m，平均 0.10m，夹矸以泥岩为主，偶为炭质泥岩。煤层顶板以砂质泥岩、泥岩为主，厚度 0.20 ~ 16.27m，平均 3.84m；底板以砂质泥岩、泥岩为主，少量细砂岩，厚度 0.10 ~ 13.84m，平均厚度 3.28m。煤层层位稳定，对比可靠，煤层厚度变化小，结构简单，煤类以 1/3JM 为主，FM 次之，煤质变化中等，属较稳定全区可采薄煤层。

16 煤层：埋藏深度 0~790m，位于太原组第一段上部，上距 12 煤层 21.60~48.71m，平均 31.26m。全区发育，层位稳定。区内见煤点 78 个，均可采，属全区可采煤层。煤层厚度 4.90~11.15m，平均 8.30m，可采厚度 3.78~10.75m，平均 7.03m。呈西北厚东南薄之变化趋势。结构复杂，一般含 3~6 层夹矸，偶为 7~10 层，夹矸厚度 0.05~1.05m，平均 0.20m，夹矸岩性以泥岩为主，偶为炭质泥岩。煤层顶板以泥岩为主，次为砂质泥岩，厚度 0.14~10.56m，平均 1.67m；煤层底板以泥岩为主，少量砂质泥岩和细砂岩，厚度 0.04~4.35m，平均厚度 1.55m。煤层层位稳定，对比可靠，结构复杂，煤类以 1/3JM 为主，FM 次之，煤质变化中等，属较稳定的全区可采特厚煤层。

17 煤层：埋藏深度 0~800m，位于太原组第一段上部，上距 16 煤层 2.51~12.11m，平均 4.18m。全区发育，层位较稳定。全区见煤点 75 个，可采点 63 个，可采性指数 84%，属大部可采煤层。煤层厚度 0.36~2.43m，平均 0.95m，可采厚度 0.70~2.38m，平均 0.98m，煤厚变异系数为 4.04%，自西北至东南煤厚变薄。结构简单，一般含 0~1 层夹矸，偶为 2 层，夹矸厚度 0.03~0.35m，平均 0.08m，夹矸岩性以泥岩为主，偶为炭质泥岩。煤层顶板以泥岩为主，次为砂质泥岩，厚度 0.10~6.47m，平均 1.47m；底板以泥岩为主，少量砂质泥岩和粘土岩，厚度 0.13~12.42m，平均厚度 1.76m。煤层层位稳定，对比可靠，结构简单，煤类以 1/3JM 为主，FM 次之，有零星的 JM 和 QM 点，煤质变化中等，属较稳定的大部可采薄煤层。

2. 煤质

(1) 煤的物理性质和煤岩特征

煤层均为黑色，条痕棕黑色，沥青光泽，线理状、条带状结构、层状构造，断口平坦或参差状，内生裂隙中充填有方解石及结核状的黄铁矿包裹体。各煤层真密度平均值在 1.52~1.58g/cm³ 之间，视密度平均值在 1.44~1.52g/cm³ 之间。

煤的宏观煤岩成分均以暗煤为主，次为亮煤、镜煤、丝炭微量。显微煤岩组分以镜质组、惰质组为主，属微镜惰煤。可采煤层镜质组最大反射率(R_{\max}°) 在 1.05~1.10% 之间。

(2) 煤的化学性质

① 水分(M_{ad})

各煤层原煤平均水分0.69%~1.11%。浮煤平均水分0.74%~1.11%，

② 灰分(A_d)

各煤层原煤平均灰分(A_d)21.84%~28.56%，浮煤平均灰分9.25%~11.57%，按照《煤炭质量分级灰分》(GB/T152241-2018)标准，均为中灰煤。

5煤层：原煤灰分两极值在12.71%~49.62%之间，平均灰分28.56%，为中灰煤；浮煤灰分在7.67%~10.99%之间，平均灰分9.25%。

7煤层：原煤灰分两极值在12.76%~48.84%之间，平均灰分27.19%，为中灰煤；浮煤灰分在6.81%~15.46%之间，平均灰分9.45%。

9煤层：原煤灰分两极值在19.76%~40.58%之间，平均灰分27.81%，为中灰煤；浮煤灰分在6.81%~15.46%之间，平均灰分11.57%。

12煤层：原煤灰分两极值在7.07%~48.38%之间，平均灰分21.84%，为中灰煤；浮煤灰分在6.90%~14.26%之间，平均灰分9.4%。

16煤层：原煤灰分两极值在16.79%~40.77%之间，平均灰分26.72%，为中灰煤。浮煤灰分在7.72%~15.43%之间，平均灰分10.19%。

17煤层：原煤灰分两极值在12.51%~46.86%之间，平均灰分23.89%，为中灰煤；浮煤灰分在6.89%~18.59%之间，平均灰分10.41%。

③ 挥发分(V_{daf})

各可采煤层原煤平均挥发分29.40%~34.05%，浮煤挥发分28.35%~33.32%，按照《煤炭质量挥发分分级》(GB/T849-2000)标准，各煤层均为中高挥发分煤。

5煤层：原煤挥发分含量为25.94%~39.12%，平均为33.32%；洗煤原煤挥发分含量为25.94%~39.12%，平均为33.32%。为中高挥发分煤。

7煤层：原煤挥发分含量为27.43%~39.43%，平均为34.05%；洗煤原煤挥发分含量为27.87%~36.76%，平均为32.13%。为中高挥发分煤。

9煤层：原煤挥发分含量为25.05%~43.72%，平均为32.35%；洗煤原煤挥发分含量为27.73%~34.81%，平均为31.04%。为中高挥发分煤。

12煤层：原煤挥发分含量为23.80%~44.23%，平均为33.50%；洗煤原煤挥发分含量为26.22%~38.46%，平均为32.14%。为中高挥发分煤。

16煤层：原煤挥发分含量为24.57%~38.25%，平均为29.40%；洗煤

原煤挥发分含量为23.22%~33.14%，平均为28.35%。为中高挥发分煤。

17煤层：原煤挥发分含量为23.39%~40.09%，平均为31.58%；洗煤原煤挥发分含量为25.74%~41.62%，平均为30.48%。为中高挥发分煤。

③ 固定碳(FCd)

各可采煤层原煤固定碳在65.95%~70.60%之间，按照《煤炭质量固定碳分级》(MT/T561-2008)标准。各煤层均为中高固定碳煤。浮煤固定碳在66.32%~71.65%之间，略高于原煤，在垂向上未显示变化规律。

④ 元素分析

碳(Cdaf)：原煤碳含量79.03%~83.01%，浮煤84.68%~87.64%，浮煤高于原煤3.71~6.12个百分点。

氢(Hdaf)：原煤氢含量5.15%~5.40%，浮煤4.85%~5.31%，浮煤略低于原煤0.07%~0.27个百分点。

氮(Ndaf)：原煤氮含量1.24%~1.37%，浮煤1.20%~1.44%，7煤层原煤高于浮煤，12、16及17煤层原煤低于浮煤，9煤层原煤与浮煤持平。

氧(Odaf)：原煤氧含量6.47%~9.30%，浮煤4.36%~8.42%，原煤高于浮煤0.58%~3.73个百分点。

⑤ 有害元素分析

硫(St,d)：5、7、9、12煤层原煤平均硫分1.25%~1.97%，依照《煤炭质量分级硫分》(GB/T15224.2-2010)标准，均为中硫煤；16、17煤层原煤平均硫分2.95%~2.98%，为中高硫煤。各煤层浮煤平均硫分1.12%~2.08%，洗后硫分普遍下降0.09~1.05个百分点，脱硫率5.6%~35.2%。

5煤层原煤平均硫分1.96%，为中硫煤；7煤层原煤平均硫分1.25%，为中硫煤；9煤层原煤平均硫分1.31%，为中硫煤；12煤层原煤平均硫分1.97%，为中硫煤；16煤层原煤平均硫分2.95%，为中高硫煤；17煤层原煤平均硫分2.98%，为中高硫煤。

氯(Cl_d)：各开采煤层原煤氯含量在0.077%~0.099%之间，对照《煤中有害元素含量分级·氯》(GB/T20475.2-2006)标准，均为低氯煤。

磷(Pd)：各可采煤层原煤平均磷含量0.012%~0.060%，对照《煤中有害元素含量分级·磷》(GB/T20475.1-2006)标准，5、7、9、12、16及17煤层为低磷煤；9煤层为中磷煤。

氟(Fd): 5、12、16及17煤层原煤中的氟含量平均 $144\mu\text{g/g} \sim 153\mu\text{g/g}$, 《煤中氟含量分级》(MT/T966-2005)标准, 为中氟煤; 7、9煤原煤氟含量 $203\mu\text{g/g} \sim 225\mu\text{g/g}$, 为高氟煤。

砷(Asd): 各可采煤层原煤的砷含量极少, 平均 $2 \sim 6\mu\text{g/g}$, 对照《煤中有害元素含量分级·砷》(GB/T20475.3-2012)标准, 12、17煤层为低砷煤, 5、7、9、16煤层为特低砷煤。

(3)煤的工艺性能

①发热量($Q_{gr,d}$)

依照《煤炭质量分级发热量》(GB/T 15224.3-2010)标准, 9煤层原煤的干燥基高位发热量平均值为 24.16MJ/kg , 属于中发热量煤; 5、7、12、16、17煤层原煤干燥基高位发热量 $24.34\text{MJ/kg} \sim 25.84\text{MJ/kg}$, 属中高发热量煤。

5煤层: 原煤($Q_{gr,d}$)平均 24.34MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 23.59MJ/kg , 属中高发热量煤; 浮煤($Q_{gr,d}$)平均 32.17MJ/kg 、($Q_{net,d}$)两极值 31.75MJ/kg 。

7煤层: 原煤($Q_{gr,d}$)平均 24.56MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 23.12MJ/kg , 属中高发热量煤; 浮煤($Q_{gr,d}$)平均 33.21MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 32.22MJ/kg 。

9煤层: 原煤($Q_{gr,d}$)平均 24.16MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 22.88MJ/kg , 属中发热量煤; 浮煤($Q_{gr,d}$)平均 32.65MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 31.72MJ/kg 。

12煤层: 原煤($Q_{gr,d}$)平均 25.82MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 23.81MJ/kg , 属中高发热量煤; 浮煤($Q_{gr,d}$)平均 32.54MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 31.54MJ/kg 。

16煤层: 原煤($Q_{gr,d}$)平均 24.37MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 23.11MJ/kg , 属中高发热量煤; 浮煤($Q_{gr,d}$)平均 31.89MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 31.56MJ/kg 。

17煤层: 原煤($Q_{gr,d}$)平均 25.84MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 24.95MJ/kg , 属中高发热量煤; 浮煤($Q_{gr,d}$)平均 31.96MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 31.65MJ/kg 。

②粘结性和结焦性

各可采煤层浮煤的粘结性指数(GR.I)两极值为 $67 \sim 101$, 平均值为 $91 \sim 94$, 按照《烟煤黏结指数分级》(MT/T596-2008)标准, 各煤层均为强粘结煤。煤层的胶质层厚度(Y)两极值为 $11\text{mm} \sim 41\text{mm}$, 平均值 $21\text{mm} \sim 27\text{mm}$ 。

各煤层的奥亚膨胀度(b%)平均值为 $148\% \sim 213\%$, 按现行标准进行分类, 均为强结焦煤。

③煤的化学活性

当温度在 950℃ 时, CO₂ 的还原率(α %)仅为 5.4%~9.6%, 各煤层活性都很差。

④煤的热稳定性

各可采煤层的热稳定性测定结果显示大于 6.00mm 残焦产率(T_{s+6})82.10%~93.30%, 依照《煤的热稳定性分级》(MT/T560-2008)标准, 各主要煤层均为高热稳定性煤。

⑤煤的低温干馏及焦油产率

主要煤层经低温干馏后, 分析基的焦油产率(Tar,d)平均 4.0%~6.5%, 按目前的现行《煤的焦油产率分级》标准, 分类均为含油煤。

⑥煤灰成分、灰熔融性、灰粘度及熔渣指数

灰成分: 主要煤层的煤灰成分 SiO₂ 平均含量 41.18%~43.97%, Al₂O₃ 平均含量 33.40%~38.96%, TiO₂ 平均含量 0.99%~1.54%, Fe₂O₃ 平均含量 5.12%~13.46%, CaO 平均含量 1.48%~3.91%, MgO 平均含量 0.59%~1.48%, K₂O 平均含量 0.31~0.47%, Na₂O 平均含量 0.19~0.34%, SO₃ 平均含量 0.29~1.42%。

煤灰成分中碱性氧化物总量(Fe₂O₃+CaO+MgO+K₂O+Na₂O)为 11.12%~17.38%, 酸性氧化物总量为 77.30%~82.66%, 碱酸比值为 0.13~0.21。

5 煤层煤灰软化温度(ST) > 1500℃, 对照《煤灰软化温度分级》(MT/T853.1-2000)标准, 属高软化温度灰; 其他各煤层煤灰软化温度(ST)平均为 >1446℃~>1484℃, 为较高软化温度灰; 煤灰流动温度(FT)7 煤层 >1493℃、9 煤层 >1492℃, 应为较高流动温度灰, 其他煤层煤灰流动温度都 >1500℃, 均为高流动温度灰。

煤灰粘度: 各可采煤层在弱还原环境中, 5、7、12、16 及 17 煤层在 1520~1590℃ 时, 煤灰粘度为 25Pa.s~9Pa.s, 9 煤层在 1610~1650℃ 时, 煤灰粘度为 25Pa.s~9Pa.s。属特强粘结性煤。

熔渣指数: 各可采煤层熔渣指数 Rs 在 0.16-0.51, 属低度熔渣。沾污指数: 沾污指数(Rf)0.02-0.14, 各煤层均属低度沾污。

⑦煤灰结渣性

各可采煤层按照《煤的结渣性评定》均为弱结渣性煤。

⑧煤的可磨性、抗碎性

各可采煤层的哈氏可磨性指数(HGI)平均值为 81~96, 按照《煤的哈氏可磨性指数分级》(MT/T852-2000)标准, 主要煤层为易磨煤。

7 煤层的抗碎性强度平均 47.53%, 按现行《煤的抗碎强度级别》标准, 为低强度煤; 5、9、12、16 及 17 煤层的抗碎性强度平均 56.24%~63.43%, 为中强度煤。

(4)煤的可选性

7 煤层拟定选后灰分 9%时, 分选密度 1.47kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 14.7%, 属中等可选; 拟定选后灰分 10%时, 分选密度 1.56kg/L, 扣除沉矸 $\delta \pm 0.1$ 含量 6.6%, 属易选。

9 煤层拟定选后灰分 12%时, 分选密度 1.44kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 38.2%, 属难选; 拟定选后灰分 13%时, 分选密度 1.5kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 13.1%, 属中等可选。

12 煤层拟定选后灰分 12%时, 分选密度 1.45kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 34.4%, 属难选; 拟定选后灰分 13%时, 分选密度 1.51 kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 10%, 属易选。

16 煤层拟定选后灰分 12%时, 分选密度 1.56 kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 28.5%, 属较难选; 拟定选后灰分 13%时, 分选密度 1.58 kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 11.4%, 属中等可选。

17 煤层拟定选后灰分 14%时, 分选密度 1.45 kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 50.7%, 属极难选; 拟定选后灰分 15%时, 分选密度 1.49 kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 38.7%, 属难选。

总之, 按照《煤炭可选性评定方法》(GB/T16417-2011)可采煤层可选性为易选~极难选。

(5)煤类

根据《中国煤炭分类》(GB5751-2009), 公乌素煤矿三号井可采煤层煤类主要有 1/3JM 为主, JM、FM 次之。

(6)煤的工业用途

可作为炼焦及动力用煤。精煤产品主要销售给酒钢、包钢、唐山地区焦化厂。混煤供应给国电电力集团宁夏分公司电厂。

(六)开采技术条件

1. 水文地质条件

矿区无地表水体，大气降水稀少，对地下水补给量甚微。本矿生产过程中，受采掘破坏或影响的主要是碎屑岩类孔隙裂隙含水层、采空区积水、松散岩类孔隙含水层及大气降水和奥灰岩溶含水层。碎屑岩类含水层富水性和导水性不均，单位涌水量 $0.00005665 \sim 0.152\text{L/s.m}$ ，渗透系数 $0.00004645 \sim 0.319\text{m/d}$ ，富水性弱~中等，井下涌水以消耗静储量为主，第Ⅲ、Ⅳ含水层段向矿井平均涌水量 $45.55\text{m}^3/\text{h}$ ，约占矿井平均涌水量的 65%。采空区积水主要以自身的采空区积水为主，其采空区范围清晰，积水量清楚，其向矿井平均涌水量 $24.4\text{m}^3/\text{h}$ ，占矿井平均涌水量的 35%，对露天采坑和小窑采空区积水留设了防水煤柱、进行了探放水。松散岩类孔隙水及大气降水主要通过地表沉陷带和裂缝进入矿井，矿方定期对地表塌陷坑和裂缝进行巡查、黄土填埋等处理，当前影响较小。本矿区大部分地区 17 煤至奥灰间距 $187 \sim 229\text{m}$ ，两者间泥质岩类隔水性能良好，在不存在导水构造的正常情况下，奥灰水对煤层开采无影响。

矿井正常涌水量为 $92.0\text{m}^3/\text{h}$ ，最大涌水量为 $315\text{m}^3/\text{h}$ ，最大突水量为 $80\text{m}^3/\text{h}$ 。依据含水层的性质、矿井和老空水分布、矿井涌水量等条件，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]14 号)，公乌素煤矿三号井水文地质类型为中等型，即以裂隙充水为主的水文地质条件中等类型。

2. 工程地质条件

矿区地层由奥陶系、石炭系、二叠系、第三系和第四系组成，碳酸盐岩和碎屑岩厚度较大，松散层较薄，属第三类层状岩类。地形为丘陵地带，不利于大气降水渗入补给，地层岩性变化较大，岩体结构多为互层状；核实区为向南东倾斜的单斜构造，褶皱、断层较发育，构造复杂程度中等；地层产状 $10 \sim 30^\circ$ ，风化作用强，岩溶裂隙发育不均；可采煤层顶底板多属于半坚硬层状砂泥质岩类，抗压强度较低，煤层顶底板属软弱类顶底板；岩体完整性为差~较完整，岩体质量中

等Ⅲ级；在采空区、断裂破碎带易发生矿山工程问题。

依据《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)，核实区工程地质类型为第Ⅲ类第二型，即层状岩类中等型矿床。

3. 环境地质条件

区内无重大污染源及严重地质灾害，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，地下水以Ⅴ类为主，生态环境比较脆弱，煤矿开采后可能产生地表开裂及塌陷。综合各种主要因素衡量，依据《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)，矿区地质环境类型为第二类，中等型。

4. 其它开采技术条件

矿山为低瓦斯煤矿，煤尘均具爆炸性，煤层有自燃倾向，地温正常，无放射性危害。

综上所述，矿区开采技术条件类型为Ⅱ-4型，即以水文地质、工程地质、环境地质问题为主，复杂程度中等的复合类型。

(七)矿山开发利用现状

公乌素煤矿始建于1978年，设计能力1.20 Mt/a，1988年12月建成投产。由于外运受限，1990~1999年矿井停产，2000年开始恢复一采区生产，矿井生产能力为0.6Mt/a。2004年下半年开始恢复二采区生产，矿井生产能力达到设计能力1.20Mt/a。

2005年由神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿技术部和神华集团海勃湾矿业有限责任公司进行技术改造，设计技改规划生产能力实际为1.60Mt/a。后经过多期技术改造，生产能力不断提高，2010年3月经国家发展和改革委员会审查颁发生产许可证，证号为101503031025，核准生产能力为2.70Mt/a。

矿山受采矿证标高(+1300米~+1000米)限制，采掘活动均在标高+1000米水平以上，截止2025年7月31日，矿井标高+1000米以上的9煤、12煤、16煤资源已基本开采完。

2024年2月，公乌素煤矿取得了深部资源(开采标高1000m~400m)。根据《内蒙古自治区矿山安全监管局内蒙古自治区能源局关于进一步

规范煤矿建设项目初步设计和安全设施设计审查工作的通知》(内矿安字[2025]3号)要求,公乌素煤矿属于改扩建矿山,需按照文件要求履行项目核准、备案,委托相应资质的设计单位编制煤矿项目初步设计、安全设施设计,并按照相关要求履行审批手续及开工备案、联合试运转、竣工验收程序。

2024年7月15日,经乌海能源公司董事长专题会议研究议定,同意公乌素煤矿三号井技术改造项目立项,7月18日获得立项批复。

2024年12月26日,公乌素煤矿技术改造项目投资决策阶段评估意见通过国家能源集团技经院专题会议及总经理办公会议审查。

2025年3月19日,乌海能源公司对《神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井改建项目(扩大开采标高)初步设计》和《神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井改建项目(扩大开采标高)安全设施设计》进行了审查(国家能源集团乌海能源有限责任公司会议纪要[2025]35号和36号)。

2025年5月7日乌海市矿山安全监管局组织专家对《神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井改建项目(扩大开采标高)安全设施设计》进行了审查。

原可研报告设计为主斜井和16#主斜井两套出煤生产系统,根据《中共中央办公厅国务院办公厅关于进一步加强矿山安全生产工作的意见》第一款第(三)条提出1个采矿权范围内原则上只能设置1个生产系统,根据上述要求,设计院对可研报告进行优化修改,2025年8月,中煤科工集团武汉设计研究院有限公司提交了《国家能源集团乌海能源有限责任公司公乌素煤矿技术改造项目可行性研究报告》,并经专家评审通过。

根据乌海能源提供的“乌海能源公司2025~2031年原煤生产规划”,规划公乌素煤矿2025年生产原煤30万吨,2026年生产原煤100万吨,2027年生产原煤180万吨,2028年生产原煤205万吨,2029年达产,生产原煤270万吨。

九、评估方法

公乌素煤矿为改扩建生产矿山,采矿权范围内的矿产资源储量已

经主管部门评审备案，并编制了可行性研究报告，其设计资料中有关技术经济指标比较齐全，未来开发经济、技术参数可根据可研报告选取；其未来的收益及承担的风险能用货币计量，具备收益途径评估方法—折现现金流量法所要求的技术经济参数。因此，评估人员认为该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《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素煤矿三号井煤炭资源储量核实报告》(以下简称“资源储量报告”)及其评审意见书、《内蒙古自治区神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井 2024 年储量年度报告》(以下简称“2024 年储量年报”)。技术参数主要依据中煤科工集团武汉设计研究院有限公司 2025 年 8 月提交的《国家能源集团乌海能源有限责任公司公乌素煤矿技术改造项目可行性研究报告》(以下简称“可研报告”)及其专家审查意见、关于“乌海能源公司《公乌素煤矿三号井北区辅运系统改造初步设计》的批复”(国乌发[2023]65 号)、企业财务资料确定。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 2018 年 12 月 31 日，采矿许可证范围内保有资源储量 21937.04 万吨(非压覆区 19694 万吨，拟建东乌铁路压覆 1628.04 万吨，西鄂保护区压覆 615 万吨)，其中：探明的经济基础储量(121b)7918 万吨，控制的经济基础储量(122b)6265 万吨，推断的内蕴经济资源量(333)为 7551.04 万吨，氧化煤 203 万吨。

根据矿山提供的“公乌素煤矿历年动用量情况说明”，2019 年 1 月至 2025 年 7 月公乌素煤矿共动用 16 煤层资源量 801.66 万吨，其中探明资源量 506.57 万吨、控制资源量 249.33 万吨、推断资源量 45.76 万吨。

则，截至评估基准日保有资源储量 21135.38 万吨，其中探明资源量 7411.43 万吨，控制资源量 6015.67 万吨，推断资源量 7505.28 万吨，氧化带资源量 203.00 万吨。

(二)评估利用矿产资源储量

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

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：探明资源量和控制资源量，可信度系数取 1.0；推断资源量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“可研报告”，5 煤和 7 煤东部资源因东乌铁路穿过，按要求留设了压覆煤柱，无法开采；因可采区分布范围、可采性、上下煤层的压茬关系，下部煤层的开采对这两层煤造成了破坏，剩余资源的大部分区域无法进行开采，造成剩下的资源为零星赋存，工作面布置困难，开采经济效益不高，因此设计暂划归为次边际经济资源量，不计入工业资源量中。其余煤层氧化带保有资源量 203.00 万吨，“可研报告”未纳入可利用资源量。

综上，本次评估依据“可研报告”，5 煤、7 煤和其余煤层氧化带资源量暂不利用。

根据“可研报告”推断资源量可信度系数为 0.80。本次评估依据

“可研报告”选取。

扣除东乌铁路和西鄂保护区压覆资源量及上述暂不设计利用资源量，则，评估基准日评估利用资源储量为 17195.29 万吨。

(三)开采方案

(1)采煤方法和采煤工艺

矿井采用斜井开拓方式，现有两个工业场地，分别位于井田北部及南部。在南区风井场地新建南区回风立井，利用已有的主斜井、副斜井、进风井、北区回风井和缓坡副斜井，原煤出井口后经皮带栈桥及原煤仓直接进入矿井地面生产系统。利用已有的南区辅运大巷，并将原运输大巷改造为回风大巷，联通 221 采区回风上山与北区回风斜井，在运输下山与主斜井之间布置南区胶运大巷。

全井田划分 2 个水平采用上下山开拓，水平标高分别为+1000m 水平 and +730m 水平；+1000m 水平为已有开拓水平，该水平以上已开采结束；+730m 水平(深部)采用上下山开拓。

矿井划分为 5 个采区，其中上煤组(9 煤和 12 煤)划分为 2 个采区，分别为 111 采区、121 采区，下煤组(16 煤和 17 煤)划分为 3 个采区，分别为 211 采区、221 采区和 222 采区。

采用长壁式综合机械化放顶煤采煤法。

(2)矿井运输

井下主运输采用带式输送机，辅助运输采用无轨胶轮车。

(3)矿井通风

矿井通风采用分区式通风方式，机械抽出式通风方法。

(四)产品方案

根据矿山生产销售实际，公乌素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》(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%。

根据《特殊和稀缺煤类开发利用管理暂行规定》，内蒙乌海焦煤

和肥煤为稀缺煤种。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%。

根据“可研报告”，设计薄煤层采区回采率为 88%，中厚煤层采区回采率为 83%，厚煤层采区回采率为 78%，故本次评估采区回采率参照“可研报告”确定。

(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“可研报告”，设计矿井永久煤柱损失 2625.00 万吨；保护煤柱 618.00 万吨。

将有关参数代入上式，截至本次评估基准日评估利用可采储量为 11249.78 万吨。

(七)生产能力和服务年限

1. 生产能力

“公乌素煤矿”采矿许可证和安全许可证载明的生产规模为 270.00 万吨/年，“可研报告”设计生产规模亦为 270.00 万吨/年，故本次评估确定矿山未来生产年限内的生产规模为 270.00 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。“可研报告”设计储量备用系数为 1.40，故本次评估参考“可研报告”确定储量备用系数 1.40。

矿山属于改扩建生产矿山，根据乌海能源提供的“乌海能源公司

2025～2031 年原煤生产规划”，改扩建期公乌素煤矿 2025 年生产规模 30 万吨/年、2026 年生产规模 100 万吨/年、2027 年生产规模 180 万吨/年、2028 年生产规模 205 万吨/年、2029 年达产生产规模 270 万吨/年。

则将有关参数代入上述公式得本次矿井服务年限为：

$$T = [11249.78 - (5.05 + 100 + 180 + 205) \times 1.40] \div (270.00 \times 1.40) + 3 + 5/12 \\ \approx 31.36(\text{年})$$

则本次评估计算年限为 31.36 年，自 2025 年 8 月～2056 年 12 月。其中：2025 年 8 月至 2028 年 12 月为改扩建期，2029 年达产。

(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

假设本矿未来生产的原煤全部销售，即正常生产年份原煤销售量为 270.00 万吨。

3. 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3.40%。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 70.20%，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。

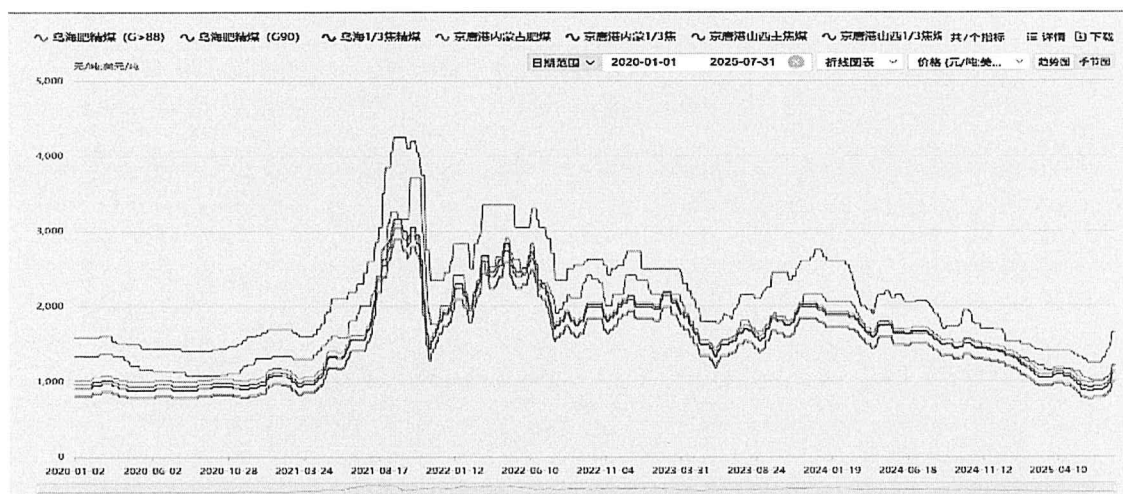
第四阶段(2023~2025 年 6 月): 供需宽松下的价值回归。自 2021 年 10 月开始，政策端强调保供增产，煤炭产能应放尽放。供应端在经过两年的释放后，产量有明显恢复。需求方面，由于 2021 年下半年开始房地产销售逐步走弱，钢材利润逐步走低，原料维持偏低库存策略，压力逐步向上游传导。焦煤供需格局逐渐转为宽松，价格持续下行，山西低硫主焦煤产地价跌至 1200 元/吨以下。

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三一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。

公乌素煤矿为改扩建矿山，原建设有配套洗煤厂。根据乌海能源公司综合管理部下发相关会议纪要，2025 年 1 月神华集团海勃湾矿业有

限责任公司公乌素洗煤厂从矿山剥离，与老石旦煤矿配套洗煤厂重组为国能乌海能源海南煤炭加工有限公司(以下简称“海南加工厂”)独立经营。自此之后公乌素煤矿采出原煤销售至乌海能源各下属洗煤厂，其销售价格参照市场价格确定，基本可视为市场价。公乌素煤矿目前仅有 16 煤销售价格，根据销售数据，2025 年 3~7 月 16 煤原煤不含税销售价格为 232.94 元/吨。

考虑到公乌素煤矿原煤价格周期较短，本次评估参照临近矿山价格走势预测未来年度煤炭价格。苏海图煤矿与公乌素煤矿距离较近，近几年一直销售原煤，煤种为炼焦用煤，且近几年煤质亦较为稳定，故本次评估参照其周边苏海图煤矿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商品煤不含税价格及推算的 16 煤价格如下：

时期	苏海图原煤不含税价格(元/吨)	公乌素 16 煤不含税价格(元/吨)	备注
2022 年	1,053.55		
2023 年	812.81		
2024 年	746.18		
2025 年 3~7 月	427.73	232.94	
当期	441.37	240.37	
三年一期	800.93	436.19	

鉴于公乌素煤矿除 16 煤外，可采煤层还有 9、12、17 煤。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	9 煤层	比价系数	12 煤层	比价系数	16 煤层	比价系数	17 煤层	比价系数
灰分比价	27.81	90.40	21.84	106.00	26.72	92.80	23.89	100.00
煤种比价	1/3 焦煤	118.00	1/3 焦煤	118.00	1/3 焦煤	118.00	1/3 焦煤	118.00
品种比较	原煤	108.00	原煤	108.00	原煤	108.00	原煤	108.00
水分比价	0.91	100.00	1.03	100.00	0.71	100.00	0.69	100.00
硫分比价	1.31	100.00	1.97	100.00	2.95	100.00	2.98	100.00
比价系数		115.21		135.09		118.26		127.44

参照上述文件，根据 16 煤实际销售价格，利用各煤层比价系数调整各煤层销售价格。本次评估按各煤层可采储量的占比计算综合价预

测未来年度煤价，经计算，公乌素煤矿 2025 年 1~7 月综合煤层不含税价格为 243.89 元/吨，三年一期综合不含税价格为 442.57 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，经计算，本项目评估 2025 年 8 月~2026 年 12 月销售价格确定为 244.00 元/吨(取整，下同)，2027 年销售价格确定为 310.00 元/吨、2028 年销售价格确定为 376.00 元/吨，2029 年及以后年度煤炭销售价格确定为 443.00 元/吨。

4. 年销售收入计算

正常年份以 2029 年为例：

正常年份销售收入 = 270.00 × 443.00 = 119610.00(万元)

(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》，公乌素煤矿为改扩建矿山，固定资产投资包括评估基准日已形成固定资产和未来建设固定资产投资。

(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。

根据本公司同一基准日资产评估结果，评估基准日公乌素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		评估利用固定资产	
		原值	净值	原值	净值
一	固定资产合计	71827.90	49634.44	72924.33	50730.87
1	井巷工程	4264.22	1701.33	5209.30	2646.41
2	建筑工程	26040.41	19822.91	26050.64	19833.14
3	机器设备	41523.27	28110.20	41664.39	28251.32

二	在建工程	1096.43	1096.43		
1	井巷工程	850.08	850.08		
2	机器设备	60.90	60.90		
3	其他费用	185.45	185.45		

注：与产品价格口径保持一致，固定资产中涉及洗煤厂相关资产予以剔除；待报废资产、非生产用资产与矿山生产无关，予以扣除。

本次评估将固定资产净值与在建工程在评估基准日一次性全部投入。

(2)后续新增固定资产投资

①根据“可研报告”，矿山技术改造(矿井)建设项目总造价为94108.37万元，其中：矿建工程37037.18万元、土建工程3988.88万元、设备及工器具购置17850.27万元、安装工程13425.16万元、工程建设其他费用9051.02万元、工程预备费8135.25万元、建设期利息4620.61万元。

根据“在建工程—后续支出情况表”，矿山技术改造项目已投入其他费用(前期编制可研费用)185.45万元(含税，税率6%)。

本次评估将建设工程投资中的矿建工程归入井巷工程、土建工程归类房屋构筑物，机电设备购置、安装工程归为机器设备，其他费用中将土地使用费归入无形资产，剔除财务费用后按比例分摊至三类资产中，工程预备费、建设期利息等不纳入评估计算。扣减已投资产，经计算，2026年8月~2028年12月还需投资81167.06万元。

②根据关于“乌海能源公司《公乌素煤矿三号井北区辅运系统改造初步设计》的批复”(国乌发[2023]65号)，缓坡斜井工程总运输系统改造建设项目总造价为7316.83万元，其中：矿建工程4278.33万元、土建工程529.82万元、机电设备工程446.79万元、安装工程506.72万元、工程建设其他费用912.98万元、工程预备费467.22万元，建设期利息174.98万元。

根据“公乌素煤矿三号井北区辅运系统改造项目井巷工程合同—建设工程施工合同”，合同固定总价3396.37万元(含税)。“在建工程—后续支出情况表”，井巷工程已投资850.08万元(不含税，税率9%)。则，辅运系统改造项目于2025年8月~2027年还需投资4848.81万元(含税)。

综上，本次评估后续新增固定资产合计86015.87万元，其中：井巷

工程 44671.86 万元，房屋建筑物 5105.07 万元，机器设备 36238.94 万元。

本次评估后续新增矿井技改固定资产根据“可研报告”和“开采情况说明”中投资计划表按比例分别于 2026 年 8 月～2028 年 12 月投入，其他后续新增固定资产根据“在建工程—后续支出情况表”分别投入。

(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”，公乌素煤矿现有土地使用权评估结果为 2809.73 万元。故本次评估土地使用权费为 2809.73 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(软件、专利)评估结果为 304.22 万元。

本次评估将无形资产在评估基准日一次性全部投入。

4. 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 2029 年为例：

本项目所需流动资金为：

$$119610.00 \times 22.00\% = 26314.20(\text{万元})$$

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。

公乌素煤矿为拟扩建生产矿山，2025 年计划原煤产量 30.00 万吨、2026 年计划原煤产量 100.00 万吨、2027 年计划原煤产量 180.00 万吨、2028 年计划原煤产量 205.00 万吨、2029 年计划达产，达产年原煤产量 270.00 万吨。改扩建期至达产期企业根据当前经济水平合理编制了预算经营情况表。“可研报告”中设计的达产年总成本为“费用要素法”与“预算经营情况表”中达产年总成本(制造成本法)相近，考虑成本归集的统一性，本次评估改扩建期至达产期均依据企业预测成本选取。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”，各参数的取值说明如下：

2. 外购材料费

根据公乌素煤矿“预算经营情况表”，2025 年 8~12 月原煤产量 5.05 万吨，发生材料费用 934.43 万元，折合原煤单位外购材料费 185.04 元/吨；2026 年原煤产量 100.00 万吨，发生材料费用 3545.49 万元，折合原煤单位外购材料费 35.45 元/吨；2027 年原煤产量 180.00 万吨，发生材料费用 5637.60 万元，折合原煤单位外购材料费 31.32 元/吨；2028 年原煤产量 205.00 万吨，发生材料费用 6420.60 万元，折合原煤单位外购材料费 31.32 元/吨；2029 年即达产年原煤产量 270.00 万吨，发生材料费用 8456.40 万元，折合单位外购材料费 31.32 元/吨。则，本次评估未来正常生产年份单位外购材料费为 31.32 元/吨。

以 2029 年为例，下同。则：

$$\begin{aligned}\text{正常生产年份年外购材料费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位外购材料费} \\ &= 8456.40(\text{万元})\end{aligned}$$

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原煤单位外购材料费为 36.49 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年外购燃料及动力费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位外购燃料及动力费} \\ &= 9851.82(\text{万元})\end{aligned}$$

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 2029 年职工薪酬总额为 22838.96 万元，单位职工薪酬为 84.59 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 2029 年为例:

$$\begin{aligned}\text{房屋建筑物年折旧额} &= (26050.64 + 5105.07 \div 1.09) \times (1 - 5\%) \div 30 \\ &= 973.25(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{机器设备年折旧额} &= (41664.39 + 36238.94 \div 1.13) \times (1 - 5\%) \div 12 \\ &= 5837.29(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\text{年折旧额} = 973.25 + 5837.29 = 6810.54(\text{万元})$$

$$\text{单位折旧费} = 6810.54 \div 270.00 = 25.22(\text{元/吨})$$

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 2033 年、2045 年更新投入原有机设备(含进项税)47080.76 万元, 在 2041 年更新新增机器设备(含进项税)36238.94 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 2033 年、2045 年回收原有机器设备残值 2083.22 万元, 在 2040 年回收新增机器设备残值 1603.49 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 44897.64 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。

公乌素煤矿为低瓦斯矿井，矿山实际安全费用按 15.00 元/吨计提，因此，本次评估取单位安全费用为 15.00 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年安全费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位安全费用} \\ &= 4050.00(\text{万元})\end{aligned}$$

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 $3.50[(9.50 - 675.00) \times 50\%]$ 元/吨，折旧性质的维简费为 3.50 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年维简费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位维简费} \\ &= 1890.00(\text{万元})\end{aligned}$$

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：

$$\begin{aligned}\text{年井巷工程基金} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位井巷工程基金} \\ &= 675.00(\text{万元})\end{aligned}$$

9. 修理费

同“2. 外购材料费”，本项目评估改扩建期取单位修理费 0.51 元/吨，后续新增投资，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 $962.10(= 36238.94 \div 1.13 \times 3.00\%)$ 万元，折合单位修理费为 $3.56(= 962.10 \div 270.00)$ 元/吨，则未

来达产年修理费为 4.08(= 0.51 + 3.56)元/吨。本项目评估单位修理费为 4.08 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年修理费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位修理费} \\ &= 1101.10(\text{万元})\end{aligned}$$

10. 装卸运输费

同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位装卸运输费 4.09 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年装卸运输费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位装卸运输费} \\ &= 1104.45(\text{万元})\end{aligned}$$

11. 公共事业费

公共事业费为矿山物业费用。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位公共事业费 1.55 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年公共事业费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位公共事业费} \\ &= 417.24(\text{万元})\end{aligned}$$

12. 取暖费、水费、检验检测费

取暖费主要为冬季取暖费用，水费主要用于矿山正常生产用水费用，检验检测费主要为原煤煤质化验费等。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位取暖费、水费、检验检测费分别为 1.16 元/吨、0.44 元/吨、1.61 元/吨。则年取暖费、水费、检验检测费为 865.00 万元。

13. 设备租赁费

设备租赁费为矿山向乌海能源公司租赁采掘设备等。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位设备租赁费 16.26 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年设备租赁费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位设备租赁费} \\ &= 4389.51(\text{万元})\end{aligned}$$

14. 专业化服务费

专业化服务费为材料服务费、矿山救护费等。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位专业化服务费 5.34 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年专业化服务费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位专业化服务费} \\ &= 1441.80(\text{万元})\end{aligned}$$

15. 环境恢复治理和土地复垦费

根据 2021 年 1 月煤炭科学技术研究院有限公司编制的《内蒙古自治区神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井矿山地质环

境保护与土地复垦方案》及审查表，设计环境恢复治理和土地复垦总投资支出分别为 314.99 万元、10255.24 万元，预备费分别为 1.30 万元、293.76 万元，对应的采出量为 8647.14(= 12106.00 ÷ 1.40)万吨，折合单位环境恢复治理和土地复垦费为 1.19 元/吨。本次评估假定评估计算期内环境恢复治理和土地复垦费吨可采单位支出相同，则年环境恢复治理和土地复垦费为 321.30 万元。

16. 技术服务费

主要用于矿山委托第三方编制各种设计报告的费用等。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位技术服务费 3.61 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年技术服务费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位技术服务费} \\ &= 974.70(\text{万元})\end{aligned}$$

17. 其他费用

同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位其他费用 2.33 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年其他费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位其他费用} \\ &= 630.00(\text{万元})\end{aligned}$$

18. 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，此处不再考虑，水土保持补偿费、无形资产摊销重新计算。同“3. 外购燃料及动力费”，则扣除上述费用后折合单位其他管理费用为 4.20 元。则：

$$\begin{aligned}\text{年其他管理费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位其他管理费用} \\ &= 1134.00(\text{万元})\end{aligned}$$

(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 13.82 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年管理职工薪酬} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位管理职工薪酬} \\ &= 3731.79(\text{万元})\end{aligned}$$

(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，原有土地使用权按评估计算年限进行摊销；后续新增土地使用权按矿山剩余计算年限进行摊销，其他无形资产按账面剩余平均年限 6.67 年进行摊销。

以 2029 年为例：

年土地使用权摊销费 = $2809.73 \div 31.36 = 89.59$ (万元)

年其他无形资产摊销费 = $304.22 \div 6.67 = 38.03$ (万元)

年摊销费合计为 127.61 万元。

折合单位摊销费用为 $0.47(= 127.61 \div 270.00)$ 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，年水土保持补偿费 540.00 万元。

则管理费用合计为 $5533.40(= 1134.00 + 3731.79 + 127.61 + 540.00)$ 万元。

19. 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 191.38 万元，单位研发费用为 0.71 元/吨。

20. 销售费用

根据企业提供的“2025 年代理销售合同补充协议”，公乌素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 2029 年为例，经计算，年销售费用 1196.10 万元，折合单位费用 4.43 元/吨。

21. 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：

$$\begin{aligned}\text{年流动资金贷款利息} &= 26314.20 \times 70\% \times 3.00\% \\ &= 552.60(\text{万元})\end{aligned}$$

折合单位财务费用为 2.05(= 552.60 ÷ 270.00)元/吨。

22. 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 2029 年为例，评估对象的单位总成本费用为 271.45 元/吨、单位经营成本 237.71 元/吨；年总成本费用 73291.30 万元、年经营成本 64180.55 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 + 装卸、运输费 + 公共事业费 + 检验检测费 + 取暖费 + 水电费 + 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、装卸、运输费、公共事业费、检验检测费、取暖费、水费、设备租赁费、专业化服务费之和为税基，装卸、运输费、取暖费、水费税率为 9%，公共事业费、检验检测费、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、外委服务费、装卸、运输费、公共事业费、化验、设计费、取暖费、水费、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 2029 年为例，计算过程如下：

$$\begin{aligned}\text{年销项税额} &= \text{年销售收入} \times 13\% \\ &= 119610.00 \times 13\% \\ &= 15549.30(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{年进项税额} &= (\text{年外购材料费} + \text{年外购燃料及动力费} + \text{年修理费} + \\ &\text{设备租赁费}) \times 13\% + (\text{装卸、运输费} + \text{取暖费} + \text{水费}) \times 9\% + (\text{专业化服} \\ &\text{务费} + \text{公共事业费} + \text{化验、设计费}) \times 6\% \\ &= 3394.94(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{年应纳增值税} &= \text{销项税额} - \text{进项税额} - \text{不动产进项税额抵扣} - \text{机} \\ &\text{器设备进项税额抵扣} \\ &= 15549.30 - 3394.94 - 0 - 0 \\ &= 12154.36(\text{万元})\end{aligned}$$

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》。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乌海市海南区，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：

$$\begin{aligned}\text{年城市维护建设税} &= \text{年应纳增值税} \times 5\% \\ &= 12154.36 \times 5\% \\ &= 607.72(\text{万元})\end{aligned}$$

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：

$$\begin{aligned}\text{年教育费附加} &= \text{年应纳增值税} \times (3\% + 2\%) \\ &= 12154.36 \times 5\% \\ &= 607.72(\text{万元})\end{aligned}$$

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收入的 10%估算。以 2029 年为例：

$$\begin{aligned}\text{年资源税} &= \text{年原煤销售收入} \times \text{资源税税率} \\ &= 119610.00 \times 10\% \\ &= 11961.00(\text{万元})\end{aligned}$$

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2034年为例，本次评估确定正常年份水利建设基金费为60.77(=12154.36×0.50%)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，本次评估列入销售税金及附加估算。根据企业实际财务报表，公乌素煤矿2024实际缴纳房产税和土地使用税分别为151.13万元、135.86万元；除房产税和土地使用税实际缴纳其他税费为359.57万元，折合单位其他税费为2.37元/吨，则本次评估未来正常生产年份其他税金为926.89(=151.13+135.86+2.37×270.00)万元。

正常年份年销售税金及附加合计为14164.10(=607.72+607.72+11961.00+60.77+926.89)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。公乌素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2029年为例：

$$\begin{aligned}\text{企业所得税} &= (119610.00 - 73291.30 - 14164.10 - 153.10) \times 15\% \\ &= 4800.22(\text{万元})\end{aligned}$$

(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。

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、建设期、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“神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采矿权”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80844.49万元,采矿权评估价值80844.49万元,大写人民币捌亿零捌佰肆拾肆万肆仟玖佰元整。

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)神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井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第241号

令、国务院令 第 653 号《矿产资源开采登记管理办法(2014 修订)》，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)本次评估矿山技改期和达产期成本费用的选取主要参考神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿预算经营情况表数据取值，技改期和达产期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《神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井改建项目(扩大开采标高)可行性研究报告》，为保障矿山技改期间的矿井生产能力，减少矿井生产“空档期”，在技改期间实施连采连充膏体充填开采技术项目。技改完成后正式生产时，不再使用该开采技术，待后期开采边角煤和压覆煤时再利用。企业关于“公乌素煤生产现状”表述矿山仅技改期 2028 年和 2029 年采用连采连充开采工艺，但未预测连采连充开采成本，也未制定后期连采连充开采计划。鉴于此，考虑连采连充还需增加相应的投资，对应的成本无法获取，本次评估矿山技改期不考虑连采连充开采工艺，亦不考虑连采连充投资及可享有的资源税优惠。

(四)依据 2021 年 1 月 18 日，内蒙古自治区自然资源厅与神华集团海勃湾矿业有限责任公司签订的“内蒙古自治区采矿权出让合同(出让收益缴纳)”(合同编号：1500022021C006)，公乌素煤矿应缴纳出让收益 111769.25 万元，截止评估基准日已缴纳出让收益 58120.01 万元，剩余未缴纳出让收益 53649.24 万元，分别于 2026 年至 2031 年分期缴纳。

(五)根据“可研报告”，设计可采煤层分别为 9、12、16、17 煤，目前安全生产许可证许可范围 9、12、16 煤，本次评估依据“可研报告”假设未来 17 煤可以取得合法开采手续。

(六)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。

(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、可研报告等),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、可研报告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

