

国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦

煤矿采矿权评估报告

中企华矿评报字[2025]第1067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:1102420250202064301

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: 国家能源集团乌海能源有限责任公司老石
旦煤矿采矿权

报告内部编号: 中企华矿评报字[2025]第1067号

评 估 值: 0.00(万元)

报告签字人: 宋益红 (矿业权评估师)
胡宏源 (矿业权评估师)

说明:

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

国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦 煤矿采矿权评估报告

目 录

| | |
|------------------------------|----|
| 评估报告摘要 | 4 |
| 评估报告正文 | 7 |
| 一、评估机构 | 7 |
| 二、评估委托人和采矿权人 | 7 |
| 三、评估对象和范围 | 9 |
| (一)评估对象和范围 | 9 |
| (二)矿业权历史沿革 | 10 |
| (三)矿业权价款/ 出让收益处置情况和评估史 | 11 |
| 四、评估目的 | 12 |
| 五、评估基准日 | 12 |
| 六、评估依据 | 12 |
| (一)法规依据 | 12 |
| (二)行为、产权和取价依据 | 14 |
| 七、评估实施过程 | 15 |
| 八、矿产资源勘查和开发概况 | 16 |
| (一)矿区位置和交通 | 16 |
| (二)自然地理及经济状况 | 16 |
| (三)地质勘查工作概况及取得成果 | 17 |
| (四)矿区地质概况 | 18 |
| (五)矿产资源情况 | 21 |
| (六)开采技术条件 | 28 |
| (七)矿山开发利用现状 | 29 |
| 九、评估方法 | 30 |
| 十、评估指标和参数 | 31 |
| (一)保有资源储量 | 31 |

| | |
|---|----|
| (二)评估利用矿产资源储量 | 32 |
| (三)开采方案 | 32 |
| (四)产品方案 | 33 |
| (五)采煤技术指标 | 33 |
| (六)评估利用可采储量 | 33 |
| (七)生产能力和服务年限 | 34 |
| (八)销售收入 | 35 |
| (九)投资估算 | 41 |
| (十)成本估算 | 43 |
| (十一)销售税金及附加 | 50 |
| (十二) 所得税 | 53 |
| (十三)折现率 | 54 |
| 十一、评估假设 | 55 |
| 十二、评估结论 | 55 |
| 十三、评估基准日期后重大事项 | 55 |
| 十四、特别事项说明 | 56 |
| 十五、评估报告的使用限制 | 57 |
| 十六、评估报告日 | 58 |
| 十七、评估机构和评估责任人 | 58 |
| 十八、国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿采矿权 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老石旦煤矿采矿权
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老石旦煤矿采矿权
评估可采储量及矿山服务年限估算表

附表三 国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿采矿权
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老石旦煤矿采矿权
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老石旦煤矿采矿权

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老石旦煤矿采矿权
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老石旦煤矿采矿权
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老石旦煤矿采矿权
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老石旦煤矿采矿权
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老石旦煤矿 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老石旦煤矿采矿权。

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

评估基准日：2025年7月31日。

评估方法：折现现金流量法。

评估主要参数：评估基准日老石旦煤矿保有资源储量为5130.47万吨；评估利用资源储量为3959.18万吨；评估利用可采储量为1877.34万吨；评估确定生产能力为100.00万吨/年左右；评估计算年限为14.19年；产品方案为原煤；固定资产投资原值87993.69万元，净值59380.89万元，后续新增投资5481.11万元(含税)；无形资产—土地使用权359.61万元。

以2030年为例：原煤不含税销售价格为449.00元/吨(取整)；正常年份销售收入为44900.00万元；单位总成本费用为452.12元/吨、单位经营成本408.19元/吨；正常年份总成本费用45212.19万元、经营成本40819.08万元；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老石旦煤矿采矿权”于评估基准日2025年7月31日评估计算期内持续经营条件下累计净现金流量

现值为-125788.41 万元，则“国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日采矿权评估价值为 0.00 万元，大写人民币零元整。

特殊事项说明：

(一)老石旦煤矿已经进入了资源回采后期。根据乌海能源提供的“乌海能源公司 2025~2031 年原煤生产规划”，规划老石旦未来年度生产规模 80~130 万吨/年左右，基于矿山未来年度一直不达产，乌海能源公司根据当前经济水平编制了财务预测数据。则本次评估主要经济参数依据乌海能源公司预测老石旦煤矿生产成本数据进行取值，并不保证各项成本费用的必然实现，与未来实际成本费用可能会有差异。

(二)根据 2008 年 10 月 17 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[2008]30 号)，评估利用资源储量 5547.60 万吨，可采储量 4097.59 万吨。企业未能提供缴纳采矿权价款对应的价款评估报告等相关资料。通过 2006 年储量核实报告与 2024 年储量年报中累计查明资源储量变化对比，老石旦煤矿不涉及补缴出让收益。

(三)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。

(四)根据“初步设计”，设计表述中保护煤柱损失资源储量为可回收煤柱资源储量，因设计可采资源储量中未考虑可回收煤柱资源储量，则，本次评估参照“初步设计”亦未考虑可回收煤柱资源储量。

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老石旦煤矿采矿权评估报告，欲了解本评估项目的全面情况，应认真阅读该采矿权评估报告全文。

法定代表人(权忠光):

项目负责人(宋益红):

矿业权评估师(宋益红、胡宏源):

北京中企华资产评估有限责任公司

二〇二五年十二月十六日



国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿 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老石旦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老石旦煤矿采矿权进行了尽职调查、市场调查与询证，对该采矿权在 2025 年 7 月 31 日所表现出的市场价值进行了估算，现将该采矿权评估的情况及评估结果报告如下：

一、评估机构

机构名称：北京中企华资产评估有限责任公司；

注册地址：北京市东城区青龙胡同 35 号；

法定代表人：权忠光；

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

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

二、评估委托人和采矿权人

(一)评估委托人之一简介

名称：国家能源投资集团有限责任公司(以下简称：“国家能源集团”)

住所：北京市东城区安定门西滨河路 22 号

法定代表人：邹磊

注册资本：13,209,466.115 万元

类型：有限责任公司(国有独资)

统一社会信用代码：91110000100018267J

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。)

(一)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。)

(二)采矿权人

机构名称：国家能源集团乌海能源有限责任公司(以下简称“乌海能源”);

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；

营业期限：2001-09-19 至 2099-12-31

注册资本：24786 万人民币

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。

(三)采矿权运营方

老石旦煤矿实际运营主体为国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿(以下简称“老石旦煤矿公司”)，其工商信息如下：

统一社会信用代码：91150302566901748Q；

名称：国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿；

类型：有限责任公司分公司(非自然人投资或控股的法人独资)；

住所：内蒙古自治区海南区老石旦；

负责人：武俊；

成立日期：2002 年 07 月 08 日；

经营范围：煤炭生产；销售；一般经营项目；洗煤(依法须尽批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动)

老石旦煤矿公司为国家能源集团乌海能源有限责任公司分公司。

三、评估对象和范围

(一)评估对象和范围

本项目评估对象是国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿采矿权(以下简称“老石旦煤矿”)。

采矿许可证证号：C1500002010041120062203；矿山名称：国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿；开采矿种：煤；开采方式：地下开采；生产规模：150.00 万吨/年；矿区面积：9.7767 平方公里；有效期限：贰拾年，自 2023 年 7 月 30 日至 2043 年 7 月 30 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 12 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 | 4366519.63 | 36401575.01 | 5 | 4360966.61 | 36399766.73 |
| 2 | 4363105.35 | 36400098.91 | 6 | 4364021.80 | 36402504.35 |
| 3 | 4362647.04 | 36399231.40 | 7 | 4366034.94 | 36403033.44 |
| 4 | 4361275.61 | 36399046.70 | 8 | 4367484.26 | 36402619.42 |
| 开采深度: 由 1250 米至 775 米标高, 井巷工程标高至地表。 | | | | | |
| 剔除范围 | | | | | |
| 1 | 4364789.70 | 36402209.74 | 3 | 4365563.72 | 36402500.73 |
| 2 | 4364925.70 | 36402027.73 | 4 | 4365421.72 | 36402678.74 |
| 开采深度: 由 1070 米至 1025 米标高, 井巷工程标高至地表。 | | | | | |

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

老石旦煤矿首次取得采矿许可证为 1996 年 3 月 6 日, 发证机关为中华人民共和国地质矿产部, 证号: 内蒙采证煤字[1996]第 0100 号, 采矿权人为海勃湾矿务局, 有效期为 5 年。

2000 年 12 月, 采矿权延续, 矿山名称为海勃湾矿务局老石旦矿, 采矿许可证证号 1500000041019, 开采矿种为煤, 开采方式为地下开采, 生产规模为 60 万吨/年, 矿区面积 9.7764 平方公里, 有效期限壹拾伍年自 2000 年 12 月~2015 年 12 月, 开采深度由 1070 米~800 米, 共有 12 个拐点圈定。

2006 年, 采矿权变更, 采矿权人变更为神华集团海勃湾矿业有限责任公司, 矿山名称变更为神华集团海勃湾矿业有限责任公司老石旦煤矿, 采矿许可证证号 1500000620375, 开采矿种为煤, 开采方式为地下开采, 生产规模为 60 万吨/年, 矿区面积 9.7764 平方公里, 有效期限壹年, 自 2006 年 6 月~2007 年 6 月, 共有 12 个拐点圈定。(剔除区范围: 该范围在煤矿建设初期, 全部为老石旦煤矿采矿许可证范围, 采矿权属海勃湾矿务局所有, 1998 年由于公司成立多种经营公司, 采矿权转让给乌海市神海煤化有限责任公司二号井, 生产能力为 0.09Mt/a。2005 年该矿井所划定的范围已开采完毕, 乌海市政府下达了《乌海市政府

关于关闭停产整顿煤矿的通告》，关闭了神海二号井，同时对其采矿证进行了吊销)。

2007～2012年，采矿权变更、延续，采矿许可证证号变更为C1500002010041120062203，有效期限至2015年10月15日，其它信息均未变。

2015年，采矿权变更、延续，采矿权人变更为神华乌海能源有限责任公司，矿山名称变更为神华乌海能源有限责任公司老石旦煤矿，有效期限壹年，自2015年10月15日～2016年10月15日，其它信息均未变。

2016～2018年，采矿权延续2次，有效期限至2019年7月30日，其它信息均未变。

2019年，采矿权变更、延续，拐点坐标系由1980西安坐标系变更为2000国家大地坐标系，有效期壹年2019年7月30日～2020年7月30日，其它信息均未变。

2020年，采矿权延续，有效期自2020年7月30日～2021年7月30日，其它信息均未变。

2021年，采矿权变更、延续，采矿权人变更为国家能源集团乌海能源有限责任公司，矿山名称变更为国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿，生产规模变更为150万吨/年，有效期自2021年9月16日～2023年7月30日，开采标高变更为1250m～775m，其它信息均未变。

2023年7月，采矿权延续，有效期自2023年7月30日～2043年7月30日，其它信息均未变。

(三)矿业权价款/出让收益处置情况和评估史

根据2008年10月17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[2008]30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老石旦煤矿评估报告》，评估结果25727.46万元人民币，评估利用资源储量5547.60万吨，可采储量4097.59万吨，服务年限19.51年。上述采矿权价款于2009年全部缴纳。

本次评估委托人和矿业权人未提供其他矿业权评估报告。

四、评估目的

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

五、评估基准日

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

六、评估依据

(一)法规、规范依据

1. 《中华人民共和国矿产资源法》(根据 2024 年 11 月 8 日第十四届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议修订);
2. 《中华人民共和国矿产资源法实施细则》(国务院令第 152 号);
3. 《中华人民共和国资产评估法》(中华人民共和国第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议于 2016 年 7 月 2 日通过);
4. 《矿产资源矿区块登记管理办法》(国务院 1998 年第 240 号令发布, 2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);
5. 《矿产资源开采登记管理办法》(国务院 1998 年第 241 号令发布, 2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);
6. 《探矿权采矿权转让管理办法》(国务院 1998 年第 242 号令发布, 2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);
7. 《关于印发<矿业权评估管理办法(试行)>的通知》(国土资发[2008]174 号);
8. 《国务院关于印发矿产资源权益金制度改革方案的通知》(国发[2017]29 号);
9. 《财政部 自然资源部 税务总局关于印发《矿业权出让收益征收办法》的通知》(财综[2023]10 号);

10. 《财政部 国家发展改革委员会 国家煤矿安全监察局关于印发〈煤炭生产安全费用提取和使用管理办法〉和〈关于规范煤矿维简费管理问题的若干规定〉的通知》(财建[2004]119号);
11. 《财政部 应急管理部 关于印发<企业安全生产费用提取和使用管理办法>的通知》(财资[2022]136号);
12. 《中华人民共和国增值税暂行条例》(根据 2017 年 11 月 19 日《国务院关于废止<中华人民共和国营业税暂行条例>和修改<中华人民共和国增值税暂行条例>的决定》第二次修订);
13. 《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》(财政部 国家税务总局第 50 号令);
14. 《关于全国实施增值税转型改革若干问题的通知》(财税[2008]170号);
15. 财政部、国家税务总局财税[2016]36 号文《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》;
16. 《国家税务总局关于深化增值税改革有关事项的公告》《国家税务总局公告 2019 年第 14 号》;
17. 《关于深化增值税改革有关政策的公告》(财政部 税务总局 海关总署公告 2019 年第 39 号);
18. 《中华人民共和国城市维护建设税法》(2020 年 8 月 11 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过);
19. 《关于修改〈征收教育费附加的暂行规定〉的决定》(国务院令 2005 年第 448 号);
20. 《关于统一地方教育附加政策有关问题的通知》(财综[2010]98号);
21. 《中华人民共和国企业所得税法》(2007 年 3 月 16 日第十届全国人民代表大会第五次会议通过, 根据 2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议《关于修改<中华人民共和国电力法>等四部法律的决定》第二次修正);
22. 《中华人民共和国资源税法》(2019 年 8 月 26 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议通过);
23. 《内蒙古自治区人民代表大会常务委员会<关于内蒙古自治区

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

24. 《中国矿业权评估准则》(中国矿业权评估师协会, 2008年8月);

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

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

27. 《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T13908-2020);

28. 《固体矿产资源储量分类》(GB/T17766-2020);

29. 《矿产地质勘查规范 煤》(DZ/T0215-2020);

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

(二)行为、产权和取价依据

1. 矿业权评估承诺函;

2. 评估委托人和采矿权人营业执照;

3. 采矿许可证(证号: C1500002010041120062203)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老石旦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]18号)和《关于〈内蒙古自治区桌子山煤田老石旦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]172号);

5. 《内蒙古自治区桌子山煤田老石旦煤矿煤炭资源储量核实报告》(新神华乌海能源有限责任公司, 2019年5月);

6. 《内蒙古自治区国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿2024年储量年度报告》(霍林郭勒市三鼎测绘有限公司, 2025年1月)及审查意见书;

7. 《国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿初步设计(变更)》(内蒙古煤矿设计研究院有限责任公司, 2024年7月);

8. 《国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿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, 2024年11月)及其

评审表；

9. 账务报表、财务预算经营情况表等资料；
10. 采矿权价款(或出让收益)资料；
11. 评估人员收集的其他资料。

七、评估实施过程

根据国家现行有关矿业权评估的政策和法规规定，按照评估委托人的要求，北京中企华资产评估有限责任公司组织评估人员，于 2025 年 8 月 18 日～2025 年 12 月 16 日，在评估委托人的配合下，对国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿采矿权实施了如下评估程序：

(一)接受委托阶段

2025 年 8 月初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、初步设计等，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，对国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿采矿权价值进行评定估算，并完成评估报告初稿。

(五)提交报告阶段

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

八、矿产资源勘查和开发概况

(一)矿区位置和交通

老石旦煤矿位于内蒙古自治区桌子山煤田西翼，北东 50°方向直距乌海市海南区政府 4.9km，向南西 190°方向直距拉僧庙镇政府 9.3km，行政区划属乌海市海南区管辖。

(二)自然地理及经济状况

矿区内除中部飞来峰一带地势陡峻为低中山外，南北均系丘陵山地，最高点位于矿区的中东部，海拔标高 1301.77m，最低点位于矿区的最南端，海拔标高 1129.01m，相对高差 173m。区内最低点高出黄河水面约 85m。

矿区内无地表径流，仅有两条干涸河谷即老石旦沟和拉什仲沟。拉什仲沟位于矿区北端，雨季形成暂时水流，汇入阿不且亥沟转注入黄河，水势较猛，虽持续时间短，但应注意防洪。区内属大陆性半沙漠干旱气候，阳光辐射强烈，日照丰富，春季多风少雨，夏季炎热短暂，秋季多雨凉爽，冬季寒冷漫长，一年四季干燥多风，昼夜温差大。据乌海市气象站 1968~2018 年资料表明，矿区最低气温 -32.6℃，最高气温 39.4℃，每年 7 月份最高，1 月和 12 月最低，日温差 10℃~35.1℃。年降水量最低 71.3mm，最高 264.4mm，平均年降水量 155.6mm。降雨多集中在 7、8、9 三个月，约占全年降雨量 60~80%。年蒸发量为 3316.70~3919.30mm，每年 5、6、7 三个月较高。年平均相对湿度 39~45%，最高 83%(1977 年 11 月)，最低为零(多出现在 2~5 月)。风期主要集中在冬、春两季，以西北风为主，多在 3~5 月份。夏季多西南风，一般风力 4~6 级，最大 10 级，且常降沙尘暴。冻土深度一般为 1.21~1.46m，最大可达 1.78m。

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)，矿区地震动峰值加速度为 0.20g，对照地震基本烈度为 VIII，属于强震区预测范围。

矿区内不曾有泥石流、滑坡及塌陷等地质灾害现象发生。

老石旦煤矿生产和居民生活用电由宁夏电网老石旦地区 35KV 变电站供给。矿区有四套供水系统，将黄河及老石旦东山水源井的水送至

核实区高位水池，供全矿生产和生活之用。电和水均能满足矿山生产和生活需要。

(三)地质勘查工作概况及取得成果

矿区于上世纪 50 年代就开始了煤田勘查工作，1964 年完成了精查工作。

1964 年 11 月，内蒙古煤管局煤田地质勘探公司 224 队提交了《内蒙古自治区伊克昭盟桌子山煤田老石旦矿区精查地质报告》，该报告于 1965 年 4 月 26 日由内蒙古储委会第 21 号审批决议书批准通过。精查工作先后投入钻探进尺 17941m，批准资源储量如下：表内 A2 + B + C 级 5440.7 万吨，表外：厚度表外 550.8 万吨，灰分表外 101.1 万吨。

2012 年 4 月，神华地质勘查有限责任公司编制完成了《内蒙古自治区桌子山煤田老石旦勘探区老石旦煤矿煤炭资源储量核实报告》。2013 年 5 月 9 日，北京中矿联咨询中心组织专家评审通过，评审意见书文号：“中矿蒙储评字[2013]49 号”。内蒙古自治区国土资源厅于 2013 年 10 月 24 日以“内国土资储备字[2013]161 号”备案(评审基准日为 2011 年 12 月 31 日)。该报告在开采标高 1070 ~ 800m 估算煤炭资源储量 9754 万吨，其中消耗量 4263 万吨，保有量 5491 万吨。标高 1250 ~ 1070m 估算煤炭资源储量 2580 万吨，其中消耗量 1774 万吨，保有量 806 万吨，估算氧化带煤 245 万吨。标高 800 ~ 775m 估算煤炭资源储量 358 万吨，全为保有量。

2019 年 3 月，新神华乌海能源有限责任公司对老石旦煤矿进行储量核实，并于 2019 年 5 月提交了《内蒙古自治区桌子山煤田老石旦煤矿煤炭资源储量核实报告》，该报告于 2019 年 12 月 10 日经内蒙古自治区矿产资源储量评审中心评审通过，并于 2020 年 1 月 19 日经内蒙古自治区自然资源厅备案通过。截止 2018 年 12 月 31 日，矿区范围内 1250 ~ 775m 标高累计查明煤炭资源储量(不含高硫煤)12408 万吨，保有资源储量 5770 万吨(含铁路保护煤柱煤 247 万吨)，消耗资源储量 6638 万吨。另外求获氧化带煤 245 万吨。其中：探明的经济基础储量(121b)1693 万吨；控制的经济基础储量(122b)1850 万吨；推断的内蕴经济资源量(333)2203 万吨；预测的资源量(334?)24 万吨。保有氧化带煤 72 万吨。

(四)矿区地质概况

矿区古生代地层属华北地层大区(V)—晋冀鲁豫地层区(V₄)—鄂尔多斯地层分区(V₄¹)—贺兰山~桌子山地层小区(V₄¹⁻²)。区域地层由老至新:太古界千里山群、元古界震旦系长城统、古生界寒武系、奥陶系、石炭系、二叠系及新生界新近系、第四系。

1. 地层

矿区东邻拉什仲背斜,西接岗德尔背斜,区内东西两侧皆分布下古生界奥陶系及寒武系地层,缺失志留系和泥盆系,含煤地层之基底为奥陶系。区内南北长约7.0km,宽约1.4km。现将矿区地层从老至新叙述如下:

(1)奥陶系下统(O)

矿区出露奥陶系马家沟组、克里摩里组、乌拉力克组、拉什仲组。

马家沟组(O_{1m}):主要岩性为浅灰色石英砂岩、灰色白云质灰岩、灰岩互层,中部夹古生物碎屑灰岩、泥质白云岩。厚89m,与下伏寒武系一般呈平行整合接触关系。

克里摩里组(O_{1k}):根据主要岩性及生物群特征的不同,将此组划为两个岩段。①第一岩段(O_{1k}¹):主要岩性为灰黑色薄层灰岩,泥质灰岩夹黑色泥岩。厚86.80m。与下伏马家沟组呈整合接触关系。②第二岩段(O_{1k}²):岩性主要为黑色薄层或中厚层灰岩与黑色泥岩,板岩及炭质泥岩不等厚互层。该岩段厚度114.80m。与上覆乌拉力克组呈平行不整合接触关系。

乌拉力克组(O_{2w}):主要岩性为黑色硅质泥岩及砾岩。厚6.30m。与下伏克里摩里组二岩段平行不整合接触,与上覆拉什仲组呈整合接触。

拉什仲组(O_{2wl}):据岩性及生物群特征,分为第二岩段和第一岩段。①第一岩段(O_{2wl}¹):主要为灰绿、灰黑色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、粉细砂岩夹中细砂岩及砾岩透镜体。厚度大于168.6m。与下伏乌拉力克组,上覆拉什仲组第二岩段皆呈整合接触。②第二岩段(O_{2wl}²):上部为黄绿、灰黑色泥岩夹钙质粉砂岩、粉砂岩及泥质灰岩;下部为黄绿色泥岩夹薄层灰岩及砂岩。厚度82.2m。与下伏拉什仲组一岩段呈整合接触,与上覆石炭系太原组第一岩段呈平行不整合接触。

(2)石炭系(C)

矿区内发育石炭系地层，即太原组地层，分为两个岩段。

第一岩段(C_{2t1})：平行不整合于奥陶系地层之上，属浅海沉积。岩性下部多黑色泥岩与石英砂岩互层，间夹煤线及薄层石灰岩，岩性上部以灰白色中粒砂岩为主，夹粘土泥岩、泥岩及薄层石灰岩 2~4 层，泥岩及砂质泥岩中含植物化石。

第二岩段(C_{2t2})：为矿区主要含煤地层之一，区内东、西、南三面均有出露，属海陆交互相沉积。与下伏太原组第一岩段(C_{2t1})呈微弱角度不整合接触。本岩段按岩性分为三个亚段。

①第一亚段(C_{2t2-1})岩性以深灰色、灰白色砂质泥岩为主，间夹细粒砂岩及硬质粘土，含煤六层，组成下组煤。其中 14、15、18、19 号煤层极不稳定，且不可采。17 号煤层虽不稳定但局部可采。16 号煤层厚度大，较稳定，全区可采，唯结构复杂，分为 16-1、16-2、16-3、16-4 四个分煤层。本亚段平均厚度 3.81m，岩层以细粒碎屑为主，多水平层理及波状水平层理，旋迴结构较明显，厚度变化小，属泻湖海湾相及沼泽相沉积，构成浅海相~过渡相旋迴。

②第二亚段(C_{2t2-2})：以灰色细粒砂岩、砂质泥岩及泥岩为主，夹薄层泥灰岩，层位稳定。含煤两层，其中 12 号煤层厚度变化不大，较稳定，大部可采。13 号煤层极不稳定，无开采价值。本亚段最大厚度为 48.47m，最小为 39.11m，平均 43m。岩层以细粒碎屑岩为主，具水平层理及水平波状层理，间夹透镜状层理，局部岩层富含钙质，旋迴清晰，厚度变化不大，以泻湖海湾相、浅海相沉积为主。

③第三亚段(C_{2t2-3})：以深灰色及褐色泥岩与砂质泥岩为主，含层状菱铁质结核，发育普遍，地表易于识别，间夹灰白细粒砂岩，其底部之砂岩层发育较普遍，是第二岩段与第三岩段分层标志，部分区域顶部含 11 号煤层，极不稳定。本亚段最大厚度 23.79m，最小 18.21m，平均 20.28m。岩层以细粒碎屑岩为主，韵律明显，以泻湖海湾相沉积为主。

(3)二叠系(P)

矿区发育二叠系山西组、石盒子组及孙家沟组。

①山西组(P_{1s})

整合于太原组之上，属湖沼相沉积，中部为河床相，按其岩性组合分为四个岩段。

第一岩段：以深灰色砂质泥岩、泥岩、硬软质耐火粘土及煤层组成。称中煤组，含主要可采煤层 2 层(7、9 号煤层)，间夹中粗粒砂岩层，由北向南层厚逐增，致使煤层间距随之而增大。9 号煤层厚度大而结构复杂，又分 9-1、9-2、9-3 三个分煤层。该岩段平均厚度 25.45m，属湖沼相沉积。

第二岩段：以灰白色中粗粒砂岩为主，含小砾石，夹黄绿色砂泥岩及粘土岩，偶夹煤线，具斜层理，局部为水平层理，属河床相沉积，该岩段平均厚度 36.94m。

第三岩段：由黄绿色砂质泥岩和泥岩组成，夹粘土岩及细粒砂岩，含煤两层组成上煤组，区内层位不稳定，且无经济价值，但可作为煤系地层对比标志。地层具波状水平层理及断续水平层理，属湖沼相沉积。该岩段平均厚度 15.23m。

第四岩段：以黄绿色砂质泥岩为主，夹中粗粒砂岩 4 层，层位较稳定，有时为灰白色；相变频繁，砂质泥岩与砂岩相互更替，偶夹煤线，具波状层理及断续水平层理，夹斜层理，属湖泊相沉积。该岩段平均 77.98m。

② 石盒子组(P₁₋₂sh)

连续沉积于山西组之上，属河床相沉积，局部为河漫相与其共生，在矿区内分布广泛，按其岩性分为三个岩段：

第一岩段：灰白色含砾中粗粒砂岩，局部呈黄绿色，夹砂质泥岩透镜体，具斜层理，为河床相沉积。该岩段平均厚度 26.04m。

第二岩段：岩性为黄绿色夹紫色的砂质泥岩及泥岩，间夹薄层砂岩透镜体，具水平层理、波状层理及斜层理，属河漫相沉积，其间有河床相沉积共生，该岩段平均厚度 22.20m。

第三岩段：由灰白色含砾石英粗粒砂岩组成，砾径一般不大于 1cm，夹薄层紫红色砂质泥岩，具大型斜层理，属河床相沉积，本层胶结坚硬、地貌上常形成陡岩，风蚀洞较发育，该岩段平均厚度 96.08m。

③ 孙家沟组(P₂sj)

岩性为紫红色、绿色、黄绿色等杂色砂质泥岩，砂岩及泥岩互层，

以底部厚层紫色泥岩与石盒子组第三岩段分界，残存厚度 74m，分布于矿区中部，具斜层理，砂岩分选度差，属河床相沉积。

(4)新近系(N)

岩性以砖红色砂质粘土为主，具有可塑性，分布于矿区南部，覆盖于新近系以前各系地层上，厚度达 32.11m

(5)第四系(Q)

厚度约 20 米，矿区内零星分布，覆盖于各系地层之上，主要由以下沉积物组成。

风积砂(Q^{aeol}): 由粉砂、细砂组成，分选较好，未固结，随风向而移动。

坡积层(Q^{al}): 由砂及黄土状亚砂土组成。

冲积层(Q^{al}): 分布于河谷内，由砂及砂砾组成，分选差，未胶结。砾石成分多砂岩、砂质泥岩及石灰岩碎块。

2. 构造和岩浆岩

矿区基本构造形态为宽缓向斜构造，浅部地层倾角 29°，向深部变缓至 11°。其北东端被 F₂ 断层切割破坏，南西端扬起。受矿区西侧 F₁、F₃ 压扭性断层的影响，地层倒转，除北东与南西两端外，向斜东翼中部形成北西倾的单斜，F₃、F₂ 断层为矿区东西两侧的边界断层，区内发育一系列 NNE、SW 向展布的次级断层，区内未发现岩浆岩。地质构造复杂程度确定为中等类型。

(五)矿产资源情况

1. 煤层

(1)含煤性

矿区煤层主要分布于二叠系下统山西组(P_{1s})及石炭系上统太原组(C_{2t})。其中山西组含煤 9 层，煤层编号为 1、2、3、5、6、7、9-1、9-2、9-3 号煤层；太原组含煤 11 层，煤层编号为 12、13、14、15、16-1、16-2、16-3、16-4、17、18、19。

矿区煤系地层平均厚度 533.12m，含煤地层中共含编号煤层 20 层，煤层总厚度 20.78m，含煤系数 4%，平均可采煤层总厚度 15.53m，可采含煤系数 3%。

(2)可采煤层

矿区煤层倾向北西，煤层平均倾角在 $15 \sim 19^\circ$ 之间，局部最大倾角达 58° ，最大埋深 524m，南至煤层露头，北、东以 F_2 断层为限，西至 F_1 断层，呈北东～南西向带状展布。区内共含可采煤层 7 层，自上而下依次为山西组的 7、9-2 号煤层和太原组的 12、16-1、16-3、16-4、17 号煤层，其中主要可采煤层四层，即 9-2、12、16-1、16-4 煤层，次要可采煤层三层，即 7、16-3、17 煤层。现将各可采煤层分述如下：

7 号煤层：位于山西组第一岩段(P_1s^1)。矿区中、北部发育，层位较稳定，属大部可采煤层。煤层见煤点 20 个，其中可采见煤点 17 个，不可采见煤点 3 个，沉积缺失点 2 个。煤层埋深 43.02～316.12m，平均 182.03m，距下部 9-2 号煤层间距 5.85～35.65m，平均 14.59m。赋煤区煤层自然厚度 0.62～3.31m，平均 1.87m，可采厚度 1.00～3.09m，平均 1.87m，属薄～中厚煤层，矿区煤层厚度由北向南呈变薄趋势，并在矿区南端变为不可采并逐渐尖灭。煤层含夹矸 2～4 层，夹矸平均厚度在 0.30m，夹矸岩性为泥岩，煤层结构复杂。煤层顶板多为砂质泥岩及细粒砂岩，底板为泥岩。

综上所述：7 号煤层属大部可采、较稳定、结构复杂的薄～中厚煤层。

9-2 号煤层：位于山西组第一岩段(P_1s^1)。矿区大部发育，层位较稳定，属大部可采煤层。煤层见煤点 25 个，可采见煤点 25 个。煤层埋深 53.93～323.84m，平均 194.07m，距上部 7 煤层间距 5.85～35.65m，平均 14.59m。赋煤区煤层自然厚度 2.20～6.16m，平均 3.86m，可采厚度 2.20～6.16m，平均 3.58m，属中厚～厚煤层，矿区中厚煤层、厚煤层呈北西向带状分布。煤层含夹矸 3～6 层，最大夹矸厚度 0.30m，夹矸岩性为炭质泥岩、泥岩，煤层结构复杂。煤层顶板为粘土泥岩和炭质泥岩，伪顶为炭质泥岩夹薄煤层互层，底板以砂质泥岩、细粒砂岩和泥岩为主。

综上所述：9-2 号煤层属大部可采、较稳定、结构复杂的中厚～厚煤层。

12 号煤层：位于太原组第二岩段第二亚段(C_2t^{2-2})。矿区大部发育，层位较稳定，属大部可采煤层。煤层见煤点 35 个，可采见煤点 34 个，

不可采见煤点 1 个。煤层埋深 20.13 ~ 363.81m, 平均 198.05m, 距上部 9-2 煤层 21.03 ~ 49.92m, 平均 27.61m。赋煤区煤层自然厚度 0.69 ~ 2.14m, 平均 1.09m, 可采厚度 0.82 ~ 2.14m, 平均 1.10m, 属薄 ~ 中厚煤层, 矿区煤层厚度变化小, 仅在矿区南端分布少量中厚煤层, 其余为薄煤层。煤层不含夹矸、煤层结构简单。煤层顶板以砂质泥岩为主, 底板多为细粒砂岩。

综合所述: 12 号煤层属大部可采、较稳定、结构简单的薄 ~ 中厚煤层。

16-1 号煤层: 位于太原组第二岩段第一亚段(C_2t^{2-1})。矿区全区发育, 层位较稳定, 属全区可采煤层。煤层见煤点 39 个, 可采见煤点 39 个。层埋深 35.20 ~ 417.02m, 平均 216.01m, 距上部 12 煤层 45.27 ~ 60.73m, 平均 52.22m。赋煤区煤层自然厚度 1.85 ~ 3.83m, 平均 2.73m。可采厚度 1.81 ~ 3.66m, 平均 2.71m, 属中厚煤层, 煤层厚度变化较小。煤层含 2 层夹矸, 夹矸厚度 0.20m, 夹矸岩性为炭质泥岩及泥岩, 煤层结构中等。

煤层顶板多为黑色泥岩及砂质泥岩, 底板为砂质泥岩。

综上所述: 16-1 号煤层属全区可采、较稳定、结构中等的中厚煤层。

16-3 号煤层: 位于太原组第二岩段第一亚段(C_2t^{2-1})。矿区大部发育, 层位较稳定, 属大部可采煤层。煤层见煤点 37 个, 可采见煤点 29 个, 不可采见煤点 8 个, 沉积缺失点 4 个。煤层埋深 41.73 ~ 421.39m, 平均 218.01m, 距上部 16-1 煤层 0.18 ~ 7.20m, 平均 2.19m。赋煤区煤层自然厚度 0.21 ~ 2.98m, 平均 1.30m, 可采厚度 0.71 ~ 2.98m, 平均 1.20m, 属薄 ~ 中厚煤层, 煤层局部被砂岩、高灰煤等代替, 厚度变化较大。煤层含 2 层夹矸, 夹矸最大厚度 0.30m, 夹矸岩性为炭质泥岩及泥岩, 煤层结构中等。煤层顶板为炭质泥岩, 底板为泥岩。

综上所述: 16-3 号煤层属大部可采、较稳定、结构中等的薄 ~ 中厚煤层。

16-4 号煤层: 位于太原组第二岩段第一亚段(C_2t^{2-1})。矿区全区发育, 层位较稳定, 属全区可采煤层。煤层见煤点 39 个, 可采见煤点 38 个, 不可采见煤点 1 个。煤层埋深 41.12 ~ 423.41m, 平均 223.14m, 距上部 16-3 煤层 0.12 ~ 7.94m, 平均 0.99m。赋煤区煤层自然厚度 0.23 ~ 4.37m, 平均 3.16m, 可采厚度 2.13 ~ 4.24m, 平均 2.98m, 属中厚 ~ 厚煤层, 煤

层厚度变化较小，厚煤层零星分布在核实区中部。煤层含 2 层夹矸，夹矸最大厚度 0.30m，夹矸岩性为炭质泥岩及泥岩，煤层结构中等。

煤层顶板为泥岩、炭质泥岩，底板以细粒砂岩、砂质泥岩为主。

综上所述：16-4 号煤层属全区可采、较稳定、结构中等的中厚～厚煤层。

17 号煤层：位于太原组第二岩段第一亚段(C₂t²⁻¹)。矿区局部发育，层位不稳定，属局部可采煤层。煤层见煤点 30 个，可采见煤点 13 个，不可采见煤点 17 个，沉积缺失点 12 个。煤层埋深 52.11～436.26m，平均 229.43m，距上部 16-4 煤层 3.34～19.89m，平均 9.15m。赋煤区煤层自然厚度 0.09～3.10m，平均 0.76m，可采厚度 0.70～1.64m，平均 1.01m，属薄～中厚煤层。可采煤层主要分布核实区南部，少量中厚煤层分布在钻孔 116 和钻孔 117 所在部位。煤层含 3 层夹矸，夹矸最大厚度 0.30m，夹矸岩性为硬质粘土，煤层结构复杂。煤层顶板以泥岩、粘土泥岩为主，底板以泥岩为主。

综合上述特征：17 号煤属局部可采、不稳定、结构中等的薄～中厚煤层。

(3)不可采煤层

除上述 7 层可采煤层外，1、2、3、5、6 号煤呈煤线状赋存，其余编号煤层为仅见个别不连片可采点不可采煤层，但难以圈定具有开采价值的范围。9-1 号煤层见煤点 24 个，可采点 13 个，煤层厚度 0.04～1.86m，平均 0.68m，为极不稳定的有零星可采点的不可采煤层。9-3 号煤层见煤点 26 个，可采点 6 个，煤层厚度为 0.05～1.08m，平均 0.40，为不稳定的不可采煤层。14 号煤层见煤点数 36 个，可采点 7 个，煤层厚度为 0.03～1.62m，平均 0.52m，为不稳定的不可采煤层。15 号煤层见煤点数 37 个，可采点 12 个，煤层厚度为 0.15～0.82m，平均 0.55m，为不稳定的不可采煤层。16-2 号煤层见煤点数 34 个，可采点 14 个，煤层厚度为 0.02～1.37m，平均 0.65m，为极不稳定的有零星可采点的不可采煤层。18 号煤层见煤点数 17 个，可采点 2 个，煤层厚度为 0.05～1.00m，平均 0.24m，为极不稳定的不可采煤层。

2. 煤质

(1)煤的物理性质和煤岩特征

矿区各可采煤层颜色呈黑色，条痕褐黑色、棕黑色，光泽为玻璃—强玻璃光泽，煤性脆，硬度中等，条带状结构、层状构造，参差、贝壳状断口。

宏观煤岩组分：以暗煤为主、亮煤次之。

宏观煤岩类型：以半暗型、暗淡型煤为主，半亮型煤次之。

各层煤有机显微煤岩组分以镜质组为主，惰质组次之，镜质组以基质镜质体为主，均质镜质体，团块镜质体次之，结构镜质体和碎屑镜质体所见不多，惰质组以氧化丝质体和火焚丝质体为主，粗粒体及半丝质体含量较少。无机显微组分在煤层中的平均含量占 8.29%-16.18%，以粘土矿物为主，次为硫化铁类和碳酸盐类。粘土矿物呈小透镜体或带状出现或填充于丝炭胞腔中；硫化物矿物见颗粒状及星状黄铁矿；碳酸盐矿物则呈脉状。煤层中显微有机组分由镜质组和惰质组组成，依据《显微煤岩类型分类》(GB/T15589-2013)标准，各可采煤层显微煤岩类型均为微惰镜煤。

(2)煤的化学性质

①水分(M_{ad})

矿区各可采煤层原煤空气干燥基水分平均值在0.77 ~ 1.80%之间，煤层综合平均值1.07%；浮煤空气干燥基水分平均值在0.81 ~ 1.07%之间，煤层综合平均值0.93%。

②灰分(Ad)

矿区各煤层原煤干燥基灰分平均值在15.79 ~ 32.38%，平均值27.46%；浮煤干燥基灰分平均值在8.23 ~ 14.08%，平均值12.00%。煤层原煤灰分按《煤炭质量分级灰分》(GB/T152241-2018)标准进行评价，属低~高灰煤。

7煤层原煤灰分12.31 ~ 49.77%，平均32.06%，属高灰煤，以高灰煤为主，中灰煤次之；浮煤灰分8.65 ~ 24.88%，平均14.08%。

9-2煤层原煤灰分18.13 ~ 38.75%，平均28.73%，属中灰煤；浮煤灰分7.27 ~ 17.67%，平均12.92%。

12煤层原煤灰分9.86 ~ 31.97%，平均15.79%，属低灰煤；浮煤灰分6.14 ~ 13.16%，平均8.23%。

16-1煤层原煤灰分14.86 ~ 35.10%，平均23.55%，属中灰煤；浮煤灰

分7.34 ~ 15.85%，平均11.89%。

16-3煤层原煤灰分14.99 ~ 43.39%，平均32.38%，属高灰煤，低灰煤、中灰煤零星分布；浮煤灰分7.52 ~ 16.83%，平均11.40%。

16-4煤层原煤灰分13.07 ~ 41.69%，平均27.45%，属中灰煤，以中灰煤为主，高灰煤次之；浮煤灰分9.22 ~ 19.29%，平均12.46%。

17煤层原煤灰分11.17 ~ 47.44%，平均32.29%，属高灰煤；浮煤灰分5.97 ~ 29.19%，平均12.99%。

③挥发分(V_{daf})

矿区各煤层原煤干燥无灰基挥发分25.98 ~ 31.58%，煤层综合平均值28.44%；浮煤干燥无灰基挥发分23.76 ~ 28.34%，综合平均值26.24%。各煤层原煤挥发分以12煤层最低，7煤层最高；原煤经浮选后，除9-2煤层略有增加外，其它各煤层均略有降低，浮煤挥发分以7煤最高，16-3煤层最低。参照《煤的挥发分产率分级》(GB/T849-2000)标准，矿区除7煤为中高挥发分煤外，其它均为中等挥发分煤。

④元素分析

碳(C_{daf})：原煤碳含量86.69% ~ 92.66%。

氢(H_{daf})：原煤氢含量4.81% ~ 5.29%。

氮(N_{daf})：原煤氮含量1.39 ~ 1.51%。

氧(O_{daf})：原煤氧含量3.98 ~ 6.28%。

原煤碳氢比16.83 ~ 18.44；原煤碳氮比13.82 ~ 21.96。

⑤有害元素分析

硫(St,d)：依照《煤炭质量分级第2部分：硫分》(GB/T15224.2-2021)标准，原煤干燥基全硫平均值在0.60 ~ 3.31%，煤层综合平均值1.81%；浮煤干燥基全硫平均值在0.67 ~ 1.94%，综合平均值1.22%。

7煤层原煤硫分0.32 ~ 2.02%，平均0.60%，属低硫煤；浮煤硫分0.42 ~ 1.43%，平均0.68%，属低硫煤。

9-2煤层：原煤硫分0.56 ~ 1.08%，平均0.75%，属低硫煤；浮煤硫分0.50 ~ 0.80%，平均0.67%，属低硫煤。

12煤层：原煤硫分0.67 ~ 5.30%，平均1.70%，属中硫煤；浮煤硫分0.56 ~ 1.71%，平均0.75%，属低硫煤。

16-1煤层：原煤硫分1.71 ~ 5.66%，平均2.94%，属中高硫煤；浮煤

硫分0.75~2.83%，平均1.94%，属高硫煤。

16-3煤层：原煤硫分1.01~5.44%，平均1.72%，属中硫煤；浮煤硫分1.08~1.82%，平均1.52%，属中高硫煤。

16-4煤层：原煤硫分0.98~3.19%，平均1.62%，属中硫煤；浮煤硫分0.72~1.46%，平均1.20%，属中硫煤。

17煤层：原煤硫分0.73~8.14%，平均3.31%，属高硫煤；浮煤硫分0.75~4.24%，平均1.81%，属高硫煤。

磷(Pd)：矿区各可采煤层原煤平均磷含量0.0183~0.0796%，对照《煤中有害元素含量分级 磷》(GB/T20475.1-2006)标准，7、12、16-1、16-4及17号煤层为低磷煤；9-2、16-3号煤层为中磷煤。

(3)煤的工艺性能

①发热量($Q_{gr,d}$)

依照《煤炭质量分级第3部分：发热量》(GB/T15224.3-2022)标准，9-2、16-1号煤层属于高发热量煤；7、12、16-3、16-4、17煤层属中高发热量煤。

②粘结性和结焦性

矿区煤层属中高挥发分强粘结性煤，可作为炼焦煤的主要原料。

7煤层原煤胶质层最大厚度在10~22mm之间，浮煤胶质层最大厚度在15~22mm之间。

9-2煤层原煤胶质层最大厚度在11~24mm之间，浮煤胶质层最大厚度在14~16mm之间。

12煤层原煤胶质层最大厚度在13~28mm之间，浮煤胶质层最大厚度在17~20mm之间。

16-1煤层原煤胶质层最大厚度在16~29mm之间，浮煤胶质层最大厚度在16~20mm之间。

16-3煤层原煤胶质层最大厚度在12~22mm之间，浮煤胶质层最大厚度在13~18mm之间。

16-4煤层原煤胶质层最大厚度在3~26mm之间，浮煤胶质层最大厚度在16~18mm之间。

17煤层原煤胶质层最大厚度在12~27mm之间，浮煤胶质层最大厚度在15~21mm之间。

③煤灰成分、灰熔融性

根据煤灰成分测定结果，矿区主要煤层的煤灰成分 SiO_2 平均含量 36.07 ~ 53.02%； Al_2O_3 平均含量 24.79 ~ 43.00%， Fe_2O_3 平均含量 0.75 ~ 13.56%， CaO 平均含量 1.05 ~ 12.77%， MgO 平均含量 0.44 ~ 1.69%。

可采煤层煤灰软化温度(ST)在 1368 ~ 1597℃，对照《煤灰熔融性分级》(MT/T 853-2000)标准，矿区 7、12、17 煤层属较高软化温度灰，9-2、16-1、16-3、16-4 为高软化温度灰。

(4)煤的可选性

16 煤层，当精煤灰分等于 10.50%时，理论精煤产率 27.308%，理论分选密度 1.488kg/L， ± 0.1 含量为 44.48%，可选性为极难选。

矿区除 12 煤层为易选煤外，其余煤层可选性为极难选。

(5)煤类

根据《中国煤炭分类》(GB5751-2009)，矿区可采煤层煤类为焦煤、1/3 焦煤。

(6)煤的工业用途

可作为炼焦及动力用煤。煤矿采出原煤直接销售给电厂、钢厂及焦化厂。

(7)煤层气及其他有益矿产

矿区未进行过专门煤层气评价工作，根据以往施工钻孔资料可采煤层瓦斯成以氮气(N_2)为主，二氧化碳(CO_2)次之，甲烷(CH_4)含量低。随意深度增加，瓦斯含量虽然有增大的趋势，但总体含量低，暂无开采价值。

矿区内可采煤层中锗、镓、钒含量低，均未达到工业利用品位。

(六)开采技术条件

1. 水文地质条件

矿区矿井直接充水水源为第 V ~ X 含水带砂岩水、薄层灰岩水及采空区积水，补给来源主要是地表水，补给条件差，局部薄层灰岩水具有一定的静储量。16 号煤开采直接充水水源 V ~ X 含水带，其单位涌水量 $q=0.000303 \sim 0.00761\text{L/s}\cdot\text{m}$ 。矿井目前开采区域不受相邻矿井及小窑采空区积水的威胁，矿区自身的 9、12 号煤层采空区积水位置、范围、

积水量清楚。根据《老石旦煤矿生产地质报告》2014年11月10日，预测老石旦煤矿北三采区矿井正常涌水量 $104\text{m}^3/\text{h}$ ，最大涌水量 $146\text{m}^3/\text{h}$ 。矿井目前实际正常涌水量 $85\text{m}^3/\text{h}$ ，最大涌水量 $110\text{m}^3/\text{h}$ 。矿井没有发生灾害性、突发性出水。16号煤顶、底板基岩类孔隙裂隙承压水富水性较弱，对煤层开采威胁较小。根据《矿区水文地质工程地质勘探规范》(GB12719-91)，本着就高不就低的原则，核实区内水文地质勘探类型确定为二类二型，即以裂隙含水层充水为主水文地质条件中等的矿床。

2. 工程地质条件

矿区地形地貌较复杂，地质构造中等，岩体强度变化大，岩体结构多为层状岩类。地质构造发育，煤层顶底板岩性较复杂，存在软弱类顶底板，局部地段易发生矿山工程地质问题。根据《矿区水文地质工程地质勘探规范》(GB12719-91)，结合矿区工程地质实际情况，矿区工程地质勘探类型为三类二型，即层状岩类，中等类型。

3. 环境地质条件

矿区地质环境质量中等，煤矿地下开采已经形成采空区，导致含水层结构破坏，并引发周边含水层对采空区发生充水作用，造成地下水位下降，破坏了矿区原始地下水流场。工业场地破坏了土地资源及原生的地形地貌景观。矿山生产每年产生大量的煤矸石，废弃煤矸石堆经雨水淋滤，形成污水，对地下水造成污染。根据《煤矿床水文地质、工程地质、环境地质勘查评价标准》(MT/T1091-2008)，结合矿区地质环境实际情况，矿区地质环境类型为第二类。

4. 其它开采技术条件

老石旦煤矿高瓦斯矿井，煤尘有爆炸危险性，煤层自燃倾向性等级为Ⅱ类，矿区最大地温梯度 $1.82^\circ\text{C}/100\text{m}$ ，平均地温梯度 $1.75^\circ\text{C}/100\text{m}$ ，属地温正常区，无冲击倾向性顶、底板。

综上所述，矿区开采技术条件为复合问题的中等类型矿床，即Ⅱ-4型。

(七)矿山开发利用现状

老石旦煤矿(大一号斜井)原属煤炭工业部海勃湾矿务局管辖，于1965年开始建井，1970年5月投产。1998年煤炭工业部撤消，老石旦煤

矿随海勃湾矿务局一并划归神华集团，2001年9月海勃湾矿务局更名为神华集团海勃湾矿业有限责任公司，现隶属于国家能源集团乌海能源有限责任公司。

矿井原设计生产能力 0.60Mt/a，1999 年经技术改造后生产能力提高到 1.20Mt/a，2006 年矿井核定生产能力 1.50Mt/a。

2022 年 1 月国家矿山安全监察局综合司以“矿安综函[2022]32 号”文下发了《关于核定乌海能源有限责任公司老石旦煤矿等 2 处煤矿生产能力的复函》，同意老石旦煤矿矿井生产能力由 1.50Mt/a 核增至 1.80Mt/a。

目前矿井正开采北三采区 16 号煤层，16 号煤层分 16-1、16-3、16-4 煤可采煤层，合为一层综放开采。现布置 16402 综放工作面 1 个，采用综合机械化放顶煤采煤工艺开采；同时布置一个连采连充工作面，井下充填系统及地面充填站正在建设中。

根据乌海能源提供的“乌海能源公司 2025～2031 年原煤生产规划”，规划老石旦 2025～2026 年年产 80.00 万吨、2027～2028 年年产 130.00 万吨、2029 年及以后年度年产 100.00 万吨。

九、评估方法

老石旦煤矿为生产矿山，采矿权范围内的矿产资源储量已经主管部门评审备案，并编制了初步设计，其可采储量可根据设计选取。基于矿山未来年度一直不达产，乌海能源公司根据当前经济水平编制了财务预算经营情况表，根据该预算经营情况表，其获利能力并能被测算，矿山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($t=1, 2, 3, \dots, n$)；

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 2019 年 5 月新神华乌海能源有限责任公司提交的《内蒙古自治区桌子山煤田老石旦煤矿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、《内蒙古自治区国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿 2024 年储量年度报告》及审查意见书。技术参数主要依据内蒙古煤矿设计研究院有限责任公司 2024 年 7 月提交的《国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿初步设计(变更)》(以下简称“初步设计”)及其相关批复、企业预测成本和实际财务资料等确定。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，矿区范围内 1250~775m 标高估算保有煤炭资源储量 5770 万吨(含铁路保护煤柱煤 247 万吨)。其中：探明的经济基础储量(121b)1693 万吨；控制的经济基础储量(122b)1850 万吨；推断的内蕴经济资源量(333)2203 万吨；预测的资源量(334?)24 万吨。保有氧化带煤 72 万吨。

基于 2024 年储量年报未分煤层统计各煤层保有资源储量。根据矿山提供的“自储量核实基准日至本次评估基准日(2025 年 7 月 31 日)动用量情况说明”，2019 年~2025 年 7 月动用量 878.24 万吨，重算增加了 117.71 万吨(重算增加主要是根据 2021 年评审备案后的保有资源量对储量年报进行调整，2021 年重算增加了 101.41 万吨。其中：探明调整增加了 12.92 万吨，控制调整减少 11.57 万吨，推断调整增加了 100.06 万吨)。

单位：万吨

| 序号 | 煤层 | 煤层可采厚度 | 根据“储量核实报告”截至 2018 年 12 月 31 日保有资源储量 | | | | | | 2019 年 1 月 ~ 2025 年 7 月动用量 | | | 重算增减量 | | | |
|----|-----|--------|-------------------------------------|---------|---------|---------|--------|---------|----------------------------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|
| | | | 121b | 122b | 333 | 其中：铁路占用 | (334?) | 小计 | 氧 | 控制 | 推断 | 小计 | 控制 | 推断 | 小计 |
| 1 | 7 | 1.04 | | | 400.00 | | | 400.00 | | | | | | | |
| 2 | 9-2 | 2.09 | 328.00 | 165.00 | 391.00 | 9.00 | | 884.00 | | | | | | | |
| 3 | 12 | 1.48 | 95.00 | 194.00 | 227.00 | 22.00 | | 516.00 | 16.00 | | | | | | |
| 4 | 16 | 2.15 | 1270.00 | 1491.00 | 1185.00 | 194.00 | 24.00 | 3970.00 | 56.00 | 724.49 | 153.75 | 878.24 | 38.52 | 79.19 | 117.71 |
| 5 | 17 | 1.39 | | | 145.00 | 22.00 | | 145.00 | | | | | | | |
| 总计 | | | 1693.00 | 1850.00 | 2348.00 | 247.00 | 24.00 | 5915.00 | 72.00 | 724.49 | 153.75 | 878.24 | 38.52 | 79.19 | 117.71 |

则，截至评估基准日保有资源储量 5130.47 万吨(不含预测资源量)，其中探明资源量 1693.00 万吨，控制资源量 1164.03 万吨，推断资源量 2273.44 万吨。另保有氧化带煤 72.00 万吨。

(二)评估利用矿产资源储量

评估利用矿产资源储量 = \sum (参与评估的基础储量 + 资源量 \times 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“初步设计”推断资源量可信度系数为 0.80。本次评估可信度系数依据“初步设计”选取。

根据“初步设计”，老石旦煤矿因历史原因，井田内存在蹬空资源，主要蹬空煤层为 7、9-2、12 号煤层，经计算，蹬空煤层资源量共计 688.90 万吨。该资源量目前回采难度大，安全保障性差，设计列为暂不可采资源。17 煤为局部可采煤层，属于高灰分、高硫分薄煤层，当前条件下回采不经济，设计列为暂不可采资源，共计 145 万吨。(334?)预测资源量和氧化带煤量“初步设计”亦未纳入设计利用资源量。则本次评估根据“初步设计”选取，上述资源量暂不利用。

综上，评估基准日评估利用资源储量为 3959.18 万吨。

(三)开采方案

矿井采用斜—立井综合开拓方式，共布置四条井筒，主斜井、副斜井、回风立井、16 号回风斜井。其中主斜井、副斜井、回风立井利

用已有，16号回风斜井由原16号进风斜井改造而成。

全矿井划分为一个生产水平，水平标高+820m，位于16-4煤。井田共划分南采区、北一采区、北二采区和北三采区共四个采区，目前南采区、北一、北二采区已回采完毕，现只剩余矿井北翼的北三采区(划分为北三(1)采区和北三(2)采区)，采区范围为第7勘探线以北至井田边界，剩余可采煤层主要为16煤组。矿井9煤、12煤仅剩余局部边角煤及大巷煤柱，设计后期统一回收。

开采顺序为：北三(1)采区与北三(2)采区同时生产，北三(1)采区布置一个充填开采工作面，北三(2)采区布置一个综放开采工作面。

矿井采用长壁后退式采煤方法，综采放顶煤采煤工艺，全部垮落法管理顶板。

井下运输采用带式输送机，辅助运输采用无轨胶轮车。

矿井采用机械抽出式通风方式。

(四)产品方案

根据矿山生产销售实际，老石旦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》，内蒙乌海地区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“初步设计”，设计采区回采率为80%，鉴于老石旦煤矿煤种为焦煤和1/3焦煤，故本次评估采区回采率参照稀缺煤种确定采区回采率薄煤层88%，中厚煤层83%，厚煤层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》(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“初步设计”，设计矿井永久煤柱损失 1239.00 万吨；保护煤柱损失 448.00 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 1877.34 万吨。

(七)生产能力和服务年限

1. 生产能力

“老石旦煤矿”采矿许可证载明的生产规模为 150.00 万吨/年，“初步设计”设计生产规模为 180.00 万吨/年，根据国家矿山安全监察局综合局“关于核定乌海能源有限责任公司老石旦煤矿等 2 处煤矿生产能力的复函”（矿安综函[2022]32 号），同意老石旦煤矿生产能力由 150.00 万吨/年核增至 180.00 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 180.00 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。“初步设计”设计储量备用系数为 1.30，故本次评估参考“初步设计”确定储量备用系数 1.30。

因矿井已经进入了资源回采后期，根据乌海能源提供的“乌海能源公司 2025 ~ 2031 年原煤生产规划”，规划老石旦煤矿生产规模：2025 ~ 2026 年年产 80.00 万吨、2027 ~ 2028 年年产 130.00 万吨、2029 年及以后年产 100.00 万吨。

则将有关参数代入上述公式得本次矿井服务年限为：

$$T = [1877.34 - (27.13 \times 1.30) - (80.00 \times 1.30) - (130.00 \times 1.30) - (130.00 \times$$

$1.30)] \div (100.00 \times 1.30) + 5/12 + 4 \approx 14.19(\text{年})$

则本次评估计算年限为 14.19 年，自 2025 年 8 月 ~ 2039 年 10 月。

(八)销售收入

1. 计算公式

年销售收入 = Σ 年各种产品的销售量 \times 各种产品的销售价格

2. 原煤年销售量

假设本矿未来生产的原煤全部销售，以 2030 年为例，即原煤销售量为 100.00 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 3.4%。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。展望 2024 年，供应端在安全监管的严格要求下，产地的供应量难以出现明显的增加，在排除露天煤矿和长期停产煤矿等外围因素后，产地

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

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

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

纵观2012~2025年，焦煤价格大致可分为4个阶段。

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

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

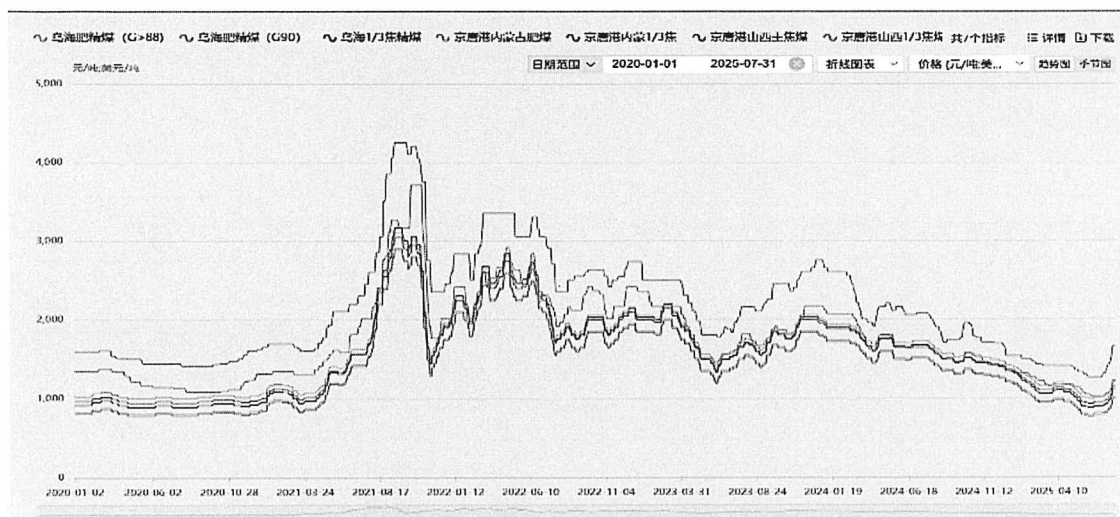
第三阶段(2021~2022年): “能耗双控”与能源危机。2021年, 供应端经历了结构性危机。2020年10月, 焦煤主力进口来源国之一的澳洲被中国非正式限制进口。2021年, 发改委印发《完善能源消费强度和总量双控制度方案》, 地方面临“能耗双控”考核压力, 煤矿安监趋严, 主产地产能释放受限。而需求端, 公共卫生事件后, 海外产能尚未恢复, 中国出口向好, 发电量及钢铁产量均同比高增, 供需矛盾逐步凸显, 煤价出现极端上涨, 期间主产地坑口焦煤价格同比增幅197%。随着煤炭产能逐步释放, 煤价高位回落。2022年年初, 国际冲突致全球能源出现阶段性紧缺, 煤炭等能源价格再度上涨。

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

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

2025年7月1日, 中央财经委员会提出“依法依规治理企业低价无序竞争, 引导企业提升产品品质, 推动落后产能有序退出”。经过2016年供给侧改革, 多数煤炭低效产能已退出, 产能结构明显优化。通过并购重组、严查超产的方式收缩宽松产能, 有望成为焦煤供应转折点。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。

老石旦煤矿为生产矿山，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，2024 年 1 月原老石旦洗煤厂从矿山剥离，与公乌素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。矿山开采原煤直接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。近两年老石旦煤矿仅有 16 煤销售价格，根据销售数据，16 煤 2024 年和 2025 年 1~7 月原煤不含税销售价格分别为 432.50 元/吨、229.46 元/吨。

考虑到老石旦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。苏海图煤矿与老石旦煤矿距离较近，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) | 老石旦 16 煤不含税价格(元/吨) | 备注 |
|--------|-----------------|--------------------|----|
| 2022 年 | 1,053.55 | | |
| 2023 年 | 812.81 | | |
| 2024 年 | 746.18 | 432.50 | |
| 当期 | 441.37 | 229.46 | |
| 三年一期 | 800.93 | 451.97 | |

鉴于老石旦煤矿除 16 煤外，可采煤层还有 9、10 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 | 10 煤层 | 比价系数 | 16 煤层 | 比价系数 |
|------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|
| 灰分比价 | 30.68 | 83.20 | 21.47 | 106.00 | 26.01 | 92.80 |
| 煤种比价 | 焦煤 | 125.00 | 焦煤 | 125.00 | 焦煤 | 125.00 |
| 品种比较 | 原煤 | 108.00 | 原煤 | 108.00 | 原煤 | 108.00 |
| 硫分比价 | 0.58 | 100.00 | 1.47 | 100.00 | 1.76 | 100.00 |
| 比价系数 | | 112.32 | | 143.10 | | 125.28 |

注：16 煤层各项指标按 16-1、16-3、16-4 平均数值确定。

参照上述文件，根据 16 煤实际销售价格，利用煤炭质量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，老石旦煤矿 2025 年 1~7 月综合不含税价格为 227.99 元/吨，三年一期综合不含税价格为 449.08 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 228.00 元/吨(取整，下同)，2027 年销售价格确定为 302.00 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 449.00 元

/吨。

4. 年销售收入计算

正常年份以 2030 年为例：

$$\begin{aligned}\text{正常年份销售收入} &= 100.00 \times 449.00 \\ &= 44900.00(\text{万元})\end{aligned}$$

(九)投资估算

根据《中国矿业权评估准则》，涉及企业股权转让，同时进行资产评估、土地使用权评估的矿业权评估，评估基准日一致时，可以利用其评估结果作为相应的矿业权评估用固定资产、土地使用权及无形资产和其他长期资产投资额。根据《矿业权评估参数确定指导意见》，老石旦煤矿为生产矿山，固定资产投资包括评估基准日已形成固定资产和后续新增固定资产投资。

(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，评估基准日老石旦煤矿已投固定资产如下表(单位：万元)：

| 序号 | 项目名称 | 评估基准日已投账面价值 | | 评估基准日评估值 | | 评估取固定资产 | |
|----|--------|-------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | | 原值 | 净值 | 原值 | 净值 | 原值 | 净值 |
| 一 | 固定资产合计 | 83328.42 | 54715.62 | 83328.42 | 54715.62 | 87993.69 | 59380.89 |
| 1 | 井巷工程 | | | 34665.68 | 22532.69 | 34665.68 | 22532.69 |
| 2 | 建筑工程 | 46554.51 | 41782.97 | 23427.14 | 14584.42 | 27756.56 | 18913.85 |
| 3 | 机器设备 | 32313.38 | 10716.16 | 25235.60 | 17598.51 | 25571.45 | 17934.35 |
| 二 | 在建工程 | 4624.17 | 4624.17 | 4665.27 | 4665.27 | | |
| 1 | 土建工程 | 4287.48 | 4287.48 | 4329.42 | 4329.42 | | |
| 2 | 机器设备 | 335.84 | 335.84 | 335.84 | 335.84 | | |

注：与产品价格口径保持一致，固定资产中的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)后续投资

主要指在建工程的后续投资，根据矿山提供的“老石旦煤矿后续

投资计划表”，矿山后续还需投入固定资产 5481.11 万元，其中：房屋构筑物 1079.11 万元、机器设备 4402.00 万元。

本次评估后续新增固定资产于 2025 年 8 月～2027 年按“后续投资计划表”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”，老石旦煤矿现有土地使用权评估结果为 359.61 万元。根据“老石旦煤矿后续投资计划表”，预计 2026 年投入现有土地使用权占用林草地需缴纳土地出让金 642.50 万元(占地面积 6.8351 公顷、土地出让金 94 元/平方米)。

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 2668.94 万元。

3. 流动资金投资

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

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

$$44900.00 \times 22.00\% = 9878.00(\text{万元})$$

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。

老石旦煤矿为生产矿山，2023年实际产能189.24万吨、2024年实际产能160.07万吨、2025年1~7月实际产能52.87万吨。因老石旦煤矿已经进入了资源回采后期，2025~2029年矿山生产规模约80.00~130.00万吨/年，2030年及以后生产规模保持在100.00万吨/年，鉴于矿山未来生产规模不稳定，矿山根据当前经济水平编制了财务预算经营情况表；故本次评估矿山原煤生产成本根据企业财务预算经营情况表选取确定。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

根据老石旦煤矿“财务预算经营情况表”，2025年8~12月原煤产量27.13万吨，发生材料费用815.46万元，折合原煤单位外购材料费30.06元/吨；2026年原煤产量80.00万吨，发生材料费用2148.80万元，折合原煤单位外购材料费26.86元/吨；2027年原煤产量130.00万吨，发生材料费用3491.80万元，折合原煤单位外购材料费26.86元/吨；2028年原煤产量130.00万吨，发生材料费用3491.80万元，折合原煤单位外购材料费26.86元/吨；2029年原煤产量100.00万吨，发生材料费用2686.00万元，折合原煤单位外购材料费26.86元/吨；2030年原煤产量100.00万吨，发生材料费用2686.00万元，折合原煤单位外购材料费26.86元/吨。

以2030年为例，下同。则：

$$\begin{aligned}\text{正常生产年份年外购材料费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位外购材料费} \\ &= 2686.00(\text{万元})\end{aligned}$$

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 49.01 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年外购燃料及动力费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位外购燃料及动力费} \\ &= 4901.00(\text{万元})\end{aligned}$$

4. 职工薪酬

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

根据企业提供的“预算经营情况表”，同“2. 外购材料费”，本次评估 2030 年职工薪酬总额为 18883.00 万元，单位职工薪酬为 188.83 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：

$$\begin{aligned}\text{房屋建筑物年折旧额} &= (27756.56 + 1079.11 \div 1.09) \times (1 - 5\%) \div 30 \\ &= 910.31(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{机器设备年折旧额} &= (25571.45 + 4402.00 \div 1.13) \times (1 - 5\%) \div 12 \\ &= 2332.81(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\text{年折旧额} = 910.31 + 2332.81 = 3243.11(\text{万元})$$

$$\text{单位折旧费} = 3243.11 \div 100.00 = 32.43(\text{元/吨})$$

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 年更新原有投入机器设备(含进项税)28895.73 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 年回收原有机器设备残值 1278.57 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 20573.61 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。老石旦煤矿为高瓦斯矿井，矿山实际安全费用按 30.00 元/吨计提，因此，

本次评估取单位安全费用为 30.00 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年安全费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位安全费用} \\ &= 3000.00(\text{万元})\end{aligned}$$

7. 维简费

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

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

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

$$\begin{aligned}\text{年维简费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位维简费} \\ &= 700.00(\text{万元})\end{aligned}$$

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：

$$\begin{aligned}\text{年井巷工程基金} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位井巷工程基金} \\ &= 250.00(\text{万元})\end{aligned}$$

9. 修理费

同“2. 外购材料费”，本项目原有投资年修理费 1.78 元/吨。2028 年后续新增投资，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，年修理费为 $116.87 (= 4402.00 \div 1.13 \times 3.00\%)$ 万元，折合单位修理费为 $1.17 (= 116.87 \div 100.00)$ 元/吨。综上，本项目评估单位修理费为 2.95 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年修理费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位修理费} \\ &= 295.00(\text{万元})\end{aligned}$$

10. 矿务工程费

主要指搬家倒面发生的费用。老石旦煤矿仅 2026 年、2027 年和 2029 年发生搬家倒面费用 700 万元。同“3. 外购燃料及动力费”，以 2030 年例，单位矿务工程费 0 元/吨，年矿务工程费 0 万元。

11. 运输费

同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位运输费 0.72 元/吨，年运输费 72.11 万元。

12. 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为 23.83 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年设备租赁费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位设备租赁费} \\ &= 2383.00(\text{万元})\end{aligned}$$

13. 公共事务费

主要用于矿山物业服务费等。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位公共事务费 4.56 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年物业服务费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位物业服务费} \\ &= 456.00(\text{万元})\end{aligned}$$

14. 检验检测费

主要用于原煤煤质化验费用等。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位检验检测费 1.50 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年检验检测费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位检验检测费} \\ &= 150.00(\text{万元})\end{aligned}$$

15. 环境恢复治理和土地复垦费

根据 2024 年 11 编制的《国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》及评审表，设计环境恢复治理和土地复垦总投资支出分别为 1645.76 万元、101.63 万元，不可预见费分别为 44.16 万元、2.73 万元，对应的采出量为 1492.38(=1940.10÷1.30)万吨，折合单位环境恢复治理和土地复垦费为 1.14 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 113.95 万元。

16. 取暖费、水费

同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位取暖费 3.23 元/吨、水费 0.48 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年取暖费、水费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位取暖费、水费} \\ &= 371.00(\text{万元})\end{aligned}$$

17. 专业化服务费

主要用矿山救护费用等。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位专业化服务费 7.48 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年专业化服务费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位专业化服务费} \\ &= 748.00(\text{万元})\end{aligned}$$

18. 技术服务费

主要用于矿山编制报告等费用。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位技术服务费 1.06 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年技术服务费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位技术服务费} \\ &= 106.00(\text{万元})\end{aligned}$$

19. 矸石处置费

主要用于连采连充矸石运输费等。同“2. 外购材料费”，本项目取单位矸石处置费 3.55 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年矸石处置费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位矸石处置费} \\ &= 355.00(\text{万元})\end{aligned}$$

20. 其他费用

同“2.外购材料费”，本项目取单位其他费用 6.09 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年其它费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位其他费用} \\ &= 609.00(\text{万元})\end{aligned}$$

21. 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，无形资产摊销、水土保持补偿费重新计算。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 8.65 元。则：

$$\begin{aligned}\text{年其他管理费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位其他管理费用} \\ &= 865.00(\text{万元})\end{aligned}$$

(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 37.54 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年管理职工薪酬} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位管理职工薪酬} \\ &= 3754.18(\text{万元})\end{aligned}$$

(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，土地使用权按评估计算年限进行摊销；其他无形资产按 10 年进行摊销。

以 2030 年为例：

$$\text{年土地使用权摊销费} = 359.61 \div 14.19 + 642.50 \div 10.61 = 75.66(\text{万元})$$

$$\text{年其他无形资产摊销费} = 2668.94 \div 10.00 = 263.50(\text{万元})$$

年摊销费合计 342.56 万元。

折合单位摊销费用为 3.43(= 342.56 ÷ 100.00)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/吨，则年水土保持补偿费 200.00 万元。

则年管理费用合计为 5161.74(= 865.00 + 3754.18 + 342.56 + 200.00)万元。

22. 研发费用

根据“乌海能源公司后续研发费用预计情况”，预计后续乌海能源公司研发费用支出根据销售收入 0.16% 计算。则以 2030 年为例，本项目年研发费用为 71.84 万元，单位研发费用为 0.72 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年其他管理费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位其他管理费用} \\ &= 865.00(\text{万元})\end{aligned}$$

(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 37.54 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年管理职工薪酬} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位管理职工薪酬} \\ &= 3754.18(\text{万元})\end{aligned}$$

(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，土地使用权按评估计算年限进行摊销；其他无形资产按 10 年进行摊销。

以 2030 年为例：

$$\text{年土地使用权摊销费} = 359.61 \div 14.19 + 642.50 \div 10.61 = 75.66(\text{万元})$$

$$\text{年其他无形资产摊销费} = 2668.94 \div 10.00 = 263.50(\text{万元})$$

年摊销费合计 342.56 万元。

折合单位摊销费用为 3.43(= 342.56 ÷ 100.00)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/吨，则年水土保持补偿费 200.00 万元。

则年管理费用合计为 5161.74(= 865.00 + 3754.18 + 342.56 + 200.00)万元。

22. 研发费用

根据“乌海能源公司后续研发费用预计情况”，预计后续乌海能源公司研发费用支出根据销售收入 0.16% 计算。则以 2030 年为例，本项目年研发费用为 71.84 万元，单位研发费用为 0.72 元/吨。

23. 销售费用

根据企业提供的“2025 年代理销售合同补充协议”，老石旦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 449.00 万元，折合单位费用 4.49 元/吨。

24. 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：

$$\text{年流动资金贷款利息} = 44900.00 \times 70\% \times 3.00\% = 207.44(\text{万元})$$

$$\text{折合单位财务费用} = 2.07 (= 207.44 \div 100.00) \text{元/吨}。$$

25. 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 452.12 元/吨、单位经营成本 408.19 元/吨；年总成本费用 45212.19 万元、年经营成本 40819.08 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

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

$$\text{销项税额} = \text{销售收入} \times \text{销项税税率}$$

进项税额 = (外购材料费 + 外购燃料及动力费 + 修理费 + 运输费 + 设备租赁费 + 物业服务费 + 检验检测费 + 取暖费 + 水费 + 专业化服务费 + 技术服务费 + 矸石处置费) × 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、物业服务费、检验检测费、取暖费、水费、专业化服务费、技术服务费、矸石处置费之和为税基, 公共事业费、检验检测费、取暖费、专业化服务费、技术服务费税率为 6%, 运输费、水费、矸石处置费税率为 9%, 其余税率为 13%。机器设备进项税税率为 13%, 房屋建筑物进项税税率为 9%。

进项税额抵扣的顺序为先抵扣外购材料费、外购燃料及动力费、修理费、运输费、设备租赁费、公共事业费、检验检测费、取暖费、水费、专业化服务费、技术服务费、矸石处置费的进项税, 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:

$$\begin{aligned}\text{年销项税额} &= \text{年销售收入} \times 13\% \\ &= 44900.00 \times 13\% \\ &= 5837.00(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{年进项税额} &= (\text{年外购材料费} + \text{年外购燃料及动力费} + \text{年修理费} + \text{设备租赁费}) \times 13\% + (\text{运输费} + \text{水费} + \text{矸石处置费}) \times 9\% + (\text{公共事业费} + \text{检验检测费} + \text{取暖费} + \text{专业化服务费} + \text{技术服务费}) \times 6\%\end{aligned}$$

$$= 1484.19(\text{万元})$$

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

$$= 5837.00 - 1484.19 - 0 - 0$$

$$= 4352.81(\text{万元})$$

2. 城市维护建设税

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

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

$$\text{年城市维护建设税} = \text{年应纳增值税} \times 7\%$$

$$= 4352.81 \times 7\%$$

$$= 304.70(\text{万元})$$

3. 教育费附加

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

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

$$= 4352.81 \times 5\%$$

$$= 217.64(\text{万元})$$

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%，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 2030 年为例：

$$\begin{aligned}\text{年资源税} &= \text{年原煤销售收入} \times \text{资源税税率} \\ &= 44900.00 \times 10\% \\ &= 4490.00(\text{万元})\end{aligned}$$

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 2030 年为例，本次评估确定正常年份水利建设基金费为 21.76(= 4352.81 × 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，老石旦煤矿 2024 年实际缴纳房产税和土地使用税 274.38 万元，除房产税和土地使用税的其他税金 169.53 万元，折合单位其他税费 1.06 元/吨。则，本次评估未来正常生产年份其他税金为 380.29(= 274.38 + 100.00 × 57.69)万元。

正常年份年销售税金及附加合计为 5414.39(= 304.70 + 217.64 + 4490.00 + 21.76 + 380.29)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。老石旦煤矿按西部大开发政策享受 15% 税收优惠。

故，本次评估确定 2030 年以前所得税税率为 15%，2031 年以后所

得税税率为 25%。

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

以 2030 年为例：

$$\begin{aligned}\text{企业所得税} &= (44900.00 - 45212.19 - 5414.39 - 57.47) \times 15\% \\ &= 0(\text{万元})\end{aligned}$$

(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%。本次评估考虑其他个别风险，结合矿山实际情况，其他个别

风险报酬率取值为 2.00%。

综合折现率取值区间和矿山开发程度，本项目折现率确定为 7.80%。

十一、评估假设

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

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

(2)以设定的生产方式、生产规模、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老石旦煤矿采矿权”于评估基准日 2025 年 7 月 31 日评估计算期内持续经营条件下累计净现金流量现值为 -125788.41 万元，则“国家能源集团乌海能源有限责任公司老石旦煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日采矿权评估价值为 0.00 万元，大写人民币零元整。

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

十三、评估基准日期后重大事项

评估报告评估基准日后发生的影响委托评估对象价值的期后事项，包括国家和地方的法规和经济政策的出台，利率的变动、矿产品市场

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

十四、特别事项说明

(一)老石旦煤矿已经进入了资源回采后期。根据乌海能源提供的“乌海能源公司 2025~2031 年原煤生产规划”，规划老石旦未来年度生产规模 80~130 万吨/年左右，基于矿山未来年度一直不达产，乌海能源公司根据当前经济水平编制了财务预测数据。则本次评估主要经济参数依据乌海能源公司预测老石旦煤矿生产成本数据进行取值，并不保证各项成本费用的必然实现，与未来实际成本费用可能会有差异。

(二)根据 2008 年 10 月 17 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[2008]30 号)，评估利用资源储量 5547.60 万吨，可采储量 4097.59 万吨。企业未能提供缴纳采矿权价款对应的价款评估报告等相关资料。本次评估参照 2012 年 4 月神华地质勘查有限责任公司编制的《内蒙古自治区桌子山煤田老石旦勘探区老石旦煤矿煤炭资源储量核实报告》中查明矿山 2006 年 12 月底累计查明标高 1240~750 米内资源储量(含高硫和预测资源量、不含氧资源量)12743 万吨，累计消耗量 5360 万吨；2024 年储量年报中截止 2024 年 12 月底累计查明资源储量 12704 万吨，累计消耗量 7510.10 万吨。2007 年 1 月至 2024 年 12 月底矿山累计消耗量 2150.10 万吨。通过 2006 年储量核实报告与 2024 年储量年报中累计查明资源储量变化对比，老石旦煤矿不涉及补缴出让收益。

(三)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。

(四)根据“初步设计”，设计表述中保护煤柱损失资源储量为可回收煤柱资源储量，因设计可采资源储量中未考虑可回收煤柱资源储量，则，本次评估参照“初步设计”亦未考虑可回收煤柱资源储量。

(五)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。

(六)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、初步设计等)，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、初步设计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。

(七)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。

(八)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。

(九)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

