

**国家能源集团乌海能源有限责任公司
黄白茨煤矿采矿权评估报告**

中企华矿评报字[2025]第 1069 号

(共二册，第一册)

**北京中企华资产评估有限责任公司
二〇二五年十二月十六日**



中国矿业权评估师协会
评估报告统一编码回执单



报告编码:1102420250202064376

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黄白
茨煤矿采矿权评估报告

报告内部编号: 中企华矿评报字[2025]第1069号

评估值: 39079.35(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黄白茨煤矿 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、评估委托人及采矿权人	7
(二)采矿权人	9
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、评估史和矿业权价款处置情况	10
四、评估目的	12
五、评估基准日	12
六、评估依据	12
(一)法律、法规依据	12
(二)行为、产权和取价依据	15
七、评估实施过程	16
八、矿产资源勘查和开发概况	17
(一)矿区位置和交通	17
(二)自然地理及经济状况	17
(三)地质勘查工作概况及取得成果	18
(四)矿区地质概况	20
(五)矿产资源情况	23
(六)开采技术条件	32
(七)矿山开发利用现状	34
九、评估方法	35
十、评估指标和参数	35
(一)保有资源储量	36

(二)评估利用矿产资源储量	37
(三)开采方案	37
(四)产品方案	38
(五)采煤技术指标	38
(六)评估利用可采储量	38
(七)生产能力和服务年限	39
(八)销售收入	39
(九)投资估算	46
(十)成本估算	49
(十一)销售税金及附加	55
(十二)所得税	58
(十三)折现率	59
十一、评估假设	60
十二、评估结论	60
十三、评估基准日期后重大事项	61
十四、特别事项说明	61
十五、评估报告的使用限制	63
十六、矿业权评估报告日	63
十七、评估机构和评估责任人	64
十八、国家能源集团乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿采矿权 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黄白茨煤矿采矿权
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黄白茨煤矿采矿权
评估可采储量及服务年限估算表

附表三国家能源集团乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿采矿权
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黄白茨煤矿采矿权
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黄白茨煤矿采矿权

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黄白茨煤矿采矿权
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黄白茨煤矿采矿权
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黄白茨煤矿采矿权
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黄白茨煤矿采矿权
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

黄白茨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黄白茨煤矿采矿权。

评估目的：中国神华能源股份有限公司拟发行股份及支付现金购买国家能源投资集团有限责任公司持有的煤炭、坑口煤电等相关资产，为此需要对评估基准日所涉及的“国家能源集团乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿采矿权”市场价值进行评估，为上述经济行为提供价值参考。

评估基准日：2025年7月31日。

评估方法：折现现金流量法。

评估主要参数：评估基准日黄白茨煤矿保有资源储量为 6374.78 万吨；评估利用资源储量为 5711.18 万吨；评估利用可采储量为 4107.69 万吨；评估确定生产能力为 180.00 万吨/年；评估计算年限为 16.40 年；评估确定评估确定正常生产年份原煤销售价格(不含税)2029 年为 568.00 元/吨(取整)，正常年份销售收入为 102240.00 万元；评估基准日矿山固定资产已投资原值为 74957.92 万元，净值为 46034.20 万元，后续投资 2018.73 万元(含税)；单位总成本费用为 386.56 元/吨、单位经营成本 355.06 元/吨；以 2029 年为例，正常年份总成本费用 69581.01 万元、经营成本 63910.02 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黄白茨煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日评估价值为 39079.35 万元，大写人民币叁亿玖仟

零柒拾玖万叁仟伍佰元整。

特殊事项说明:

(一)国家能源集团乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿采矿权的采矿许可证有效期限至 2031 年 12 月 1 日, 评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期, 本次评估假设采矿权人会根据国务院 1998 年第 241 号令《矿产资源开采登记管理办法》在采矿许可证有效期届满 30 日前, 到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

(二)本次评估确定可采储量时, 对于 TD 资源储量的扣减, 是根据“可信度系数”确定, 并不是评估范围的调整或扣减, 也并不是评估结论的遗漏。

(三)本次评估矿山成本费用的选取主要参考了国家能源集团乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿预测成本数据进行预测, 并不保证各项成本费用的必然实现, 与未来实际成本费用可能会有差异。如未来存在差异, 则本次评估结论需做调整。

(四)依据 2021 年 3 月 31 日, 国家能源集团乌海能源有限责任公司与内蒙古自治区自然资源厅签订《内蒙古自治区采矿权出让合同(出让收益缴纳)》(合同编号 1500022021C025), 约定首期缴纳 6086.516 万元, 其余采矿权出让收益于 2022 年 12 月 1 日至 2031 年 12 月 1 日每年缴纳 2434.6064 万元。根据企业提供的收据, 截至本次评估基准日剩余 2026 年~2031 年七期合计 14607.6384 万元未缴纳(不含利息或滞纳金)。

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黄白茨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(胡宏源):



矿业权评估师(胡宏源、宋益红):



北京中企华资产评估有限责任公司

二〇二五年十二月十六日



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

一、评估机构

机构名称：北京中企华资产评估有限责任公司；

注册地址：北京市东城区青龙胡同 35 号；

法定代表人：权忠光；

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

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

二、评估委托人及采矿权人

(一)评估委托人

1.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。)

2. 委托人之二简介

名称：中国神华能源股份有限公司(以下简称：“中国神华”)

住所：北京市东城区安定门西滨河路 22 号

法定代表人：吕志韧

注册资本：1,986,851.9955 万元

类型：其他股份有限公司(上市)

统一社会信用代码：91110000710933024J

成立日期：2004 年 11 月 8 日

营业期限：2004 年 11 月 8 日至无固定期限

股票代码：601088.SH、01088.HK

经营范围：煤矿开采(有效期以各煤矿相关许可证的有效期限为准)；煤炭批发经营；项目投资；煤炭的洗选、加工；矿产品的开发与经营；专有铁路内部运输；电力生产；开展煤炭、铁路、电力经营的配套服务；船舶的维修；能源与环保技术开发与利用、技术转让、技术咨询、技术服务；进出口业务；化工产品、化工材料、建筑材料、机械设备的销售(不含危险化学品)；物业管理。(市场主体

依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。)

(二)采矿权人

名称：国家能源集团乌海能源有限责任公司

统一社会信用代码：91150000114671005H

类型：有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资)

法定代表人：周勇

住所：内蒙古自治区乌海市滨河区神华街南创业路西

注册资本：贰佰陆拾玖亿贰仟柒佰零叁万元(人民币元)

成立日期：2002年04月11日

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

三、评估对象和范围

(一)评估对象和范围

本项目评估对象是国家能源集团乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿采矿权。

采矿许可证证号：C1000002012011140122410；矿山名称：国家能

源集团乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿；开采矿种：煤；开采方式：地下开采；生产规模：180.00 万吨/年；矿区面积：5.7933 平方公里；有效期限：壹拾年零贰月，自 2021 年 10 月 20 日至 2031 年 12 月 1 日；发证机关：内蒙古自治区自然资源厅。矿区拐点坐标如下：

拐点坐标	2000 国家大地坐标系		拐点坐标	2000 国家大地坐标系	
	X	Y		X	Y
一	矿区拐点范围		14	4379339.74	36382804.30
1	4376504.69	36382334.32	15	4380154.75	36383334.31
2	4376504.70	36384284.35	标高：1149m—1069m		
3	4377209.72	36384334.35	三	剔除：7 号煤层	
4	4377709.72	36384234.34	16	4377113.71	36383404.34
5	4378589.73	36384274.33	17	4377299.72	36383774.34
6	4378959.78	36384084.33	18	4377957.72	36383935.33
7	4379759.75	36383624.32	19	4377957.72	36383675.33
8	4380459.75	36383284.31	标高：1069m~1029m		
9	4379724.74	36382334.29	四	剔除：8 号煤层	
开采标高：1149m—750m			20	4376584.73	36384078.35
二	剔除：9、10 号煤层		21	4377899.72	36383984.34
11	4380459.75	36383134.31	22	4377899.72	36383234.53
12	4379724.74	36382334.29	23	4376584.69	36383234.34
13	4379584.74	36382334.29	标高：1125m~1000m		

注：井巷工程标高至地表。2025 年应达到绿色矿山标准。

根据乌海市能源局《关于申请核查黄白茨煤矿未变更采矿许可证面积的复函》，由于系统故障导致上述采矿许可证证载面积计算错误，应为 6.3279 平方公里。目前企业尚未办理变更手续。

本次评估范围即为上述拐点坐标圈定的范围及范围内的保有资源储量。

(二)矿业权历史沿革、评估史和矿业权价款处置情况

1. 矿业权历史沿革

黄白茨煤矿于 2006 年 10 月 24 日取得采矿许可证，采矿许可证证号：1000000620018。开拓方式为斜井开拓方式。开采标高+1049~+950m，开采水平为+950m。矿区内共有 9、10、12、13^{±2}、13、15、16 和 17 号八个可采煤层，其中 9、10、12、15 号煤层为主采煤层。

2012 年 1 月 11 日换发采矿许可证，矿业权人为神华集团乌达矿

业有限责任公司，采矿许可证号为：C1000002012011140122410，生产规模 120 万吨/年、证载范围 6.3311km²，有效期为 2006 年 1 月 24 日至 2031 年 12 月 24 日。

2013 年 9 月 24 日颁发的采矿许可证，采矿许可证证号：C1000002012011140122410，证载面积 6.3311km²。发证机关中华人民共和国国土资源部。有效期为 2013 年 9 月 24 日至 2031 年 12 月 1 日。

2021 年黄白茨煤矿变更开采深度，采矿权人名称、生产规模，并于 2021 年 10 月 20 日换发采矿许可证，发证机关内蒙古自治区自然资源厅，采矿许可证证号：C1000002012011140122410；生产规模 180 万吨/年、证载面积为 5.7933km²，采矿权人国家能源集团乌海能源有限责任公司；有效期为 2021 年 10 月 20 日至 2031 年 12 月 1 日。

2. 评估对象矿业权价款(出让收益)处置情况

根据企业提供的“矿业权价款及采矿权出让收益情况说明”，黄白茨煤矿曾进行过两次矿业权价款(出让收益)处置，详述如下：

(1)2008 年采矿权价款处置

2008 年，中联资产评估有限公司受内蒙古自治区国土资源厅委托对神华集团乌达矿业有限责任公司黄白茨煤矿采矿权进行评估，并提交《神华集团乌达矿业有限责任公司黄白茨煤矿采矿权评估报告》，评估方法采用现金流量法，评估用可采储量 2103.01 万吨，评估结果为 13185.29 万元。2008 年 11 月 14 日，内蒙古自治区国土资源厅以“内国土资采矿评备[2008]36 号”文出具《采矿权评估报告备案证明》。根据企业提供的收据，此次评估价款已分别于 2009 年 2 月 20 日和 2009 年 8 月 6 日全部缴纳价款。

(2)2020 年采矿权出让收益处置

2020 年 10 月 23 日，北京山连山矿业开发咨询有限责任公司受内蒙古自治区自然资源厅委托，对神华乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿采矿权(新增资源储量)进行评估，评估基准日：2020 年 11 月 30 日，评估方法：折现现金流量法，评估利用的资源储量为 6888.00 万吨，评估用可采储量为 4529.76 万吨，评估结论 45928.93 万元，需

处置出让收益的未有偿处置资源储量 4564.00 万吨，未有偿处置资源储量出让收益评估值为 30432.58 万元。

2021 年 3 月 31 日，国家能源集团乌海能源有限责任公司与内蒙古自治区自然资源厅签订《内蒙古自治区采矿权出让合同(出让收益缴纳)》(合同编号 1500022021C025)，约定首期缴纳 6086.516 万元，其余采矿权出让收益于 2022 年 12 月 1 日至 2031 年 12 月 1 日每年缴纳 2434.6064 万元。根据企业提供的收据，截至本次评估基准日剩余 2026 年~2031 年七期合计 14607.6384 万元未缴纳(不含利息或滞纳金)。

3. 评估史

除 2020 年北京山连山矿业开发咨询有限责任公司提交的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，为此需要对评估基准日所涉及的“国家能源集团乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿采矿权”市场价值进行评估，为上述经济行为提供价值参考。

五、评估基准日

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

六、评估依据

(一)法律、法规依据

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

3. 《中华人民共和国资产评估法》(中华人民共和国第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议于 2016 年 7 月 2 日通过);
4. 《矿产资源开采登记管理办法(2014 修订)》(国务院 1998 年第 241 号令发布, 2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);
5. 《探矿权采矿权转让管理办法(2014 修订)》(国务院 1998 年第 241 号令发布, 2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);
6. 《矿业权评估管理办法(试行)》(国土资源部国土资发[2008]174 号);
7. 财政部、自然资源部、税务总局关于印发《《矿业权出让收益征收办法》的通知(财综[2023]10 号);
8. 《财政部 国家发展改革委员会 国家煤矿安全监察局关于印发〈煤炭生产安全费用提取和使用管理办法〉和〈关于规范煤矿维简费管理问题的若干规定〉的通知》(财建[2004]119 号);
9. 《财政部 应急管理部 关于印发<企业安全生产费用提取和使用管理办法>的通知》(财资[2022]136 号);
10. 《中华人民共和国增值税暂行条例》(根据 2017 年 11 月 19 日《国务院关于废止〈中华人民共和国营业税暂行条例〉和修改〈中华人民共和国增值税暂行条例〉的决定》第二次修订);
11. 《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》(财政部 国家税务总局第 50 号令);
12. 《关于全国实施增值税转型改革若干问题的通知》(财税[2008]170 号);
13. 《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》(财税[2016]36 号文);
14. 《国家税务总局关于深化增值税改革有关事项的公告》(国家税务总局公告 2019 年第 14 号);
15. 《关于深化增值税改革有关政策的公告》(财政部、税务总局、海关总署公告 2019 年第 39 号);
16. 《中华人民共和国城市维护建设税法》(2020 年 8 月 11 日第十

三届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过);

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

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

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

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

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

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

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

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

25.国家市场监督管理总局、国家标准化管理委员会发布的《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T13908-2020);

26.《矿产地质勘查规范煤》(DZ/T0215-2020);

27.国家市场监督管理总局、国家标准化管理委员会 2020 年发布的《固体矿产资源储量分类》(GB/T17766 - 2020);

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

(二)行为、产权和取价依据

1. 矿业权人承诺函;
2. 评估委托人和采矿权人营业执照;
3. 采矿许可证(证号: C1000002012011140122410)和安全生产许可证复印件;
4. 《关于〈内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区黄白茨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[2019]192号);
5. 《〈内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区黄白茨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]175号);
6. 《内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区黄白茨煤矿煤炭资源储量核实报告》(神华乌海能源有限责任公司, 2019年2月);
7. 《内蒙古自治区乌海市黄白茨煤矿 2024 年储量年度报告》(霍林郭勒市三鼎测绘有限公司, 2025年1月);
8. 《〈内蒙古自治区乌海市黄白茨煤矿 2024 年储量年度报告〉审查意见书》(评审专家组 2025年1月21日);
9. 《关于国能乌海能源黄白茨矿业有限责任公司 2024 年储量年报保有储量数据变化情况说明》(霍林郭勒市三鼎测绘有限公司 2025年7月9日);
10. 《神华乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿矿产资源开发利用方案》(天地科技股份有限公司, 2020年2月)
11. 《〈神华乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿矿产资源开发利用方案〉审查意见书》(内矿审字[2020]022号);
12. 《国家能源集团乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》(国家能源集团乌海能源有限责任公司, 2023年12月);
13. 《〈国家能源集团乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案〉评审表》(评审专家组, 2024年1月13日);

- 14. 账务报表、成本预测资料;
- 15. 采矿权价款(或出让收益)资料;
- 16. 评估人员收集的其他资料。

七、评估实施过程

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

(一)接受委托阶段

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

(二)评估准备阶段

根据本次评估采矿权的特点,我公司向评估委托人提交了评估所需的资料清单,组建了本项目的评估团队,并拟定了相应的评估计划。

(三)现场尽职调查阶段

评估人员于2025年8月18日至10月25日赴内蒙古乌海市滨河区、乌达区对评估对象的现状、地质、储量情况等有关情况进行了了解,并查阅及收集了评估所需的有关资料,包括储量核实报告、采矿许可证、开发利用方案等,同时对资料存在的问题与矿山相关人员交换了意见。

(四)评定估算阶段

2025年10月26日至11月8日,对收集的资料进行整理、分析,确定评估方案,选取评估参数,对国家能源集团乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿采矿权价值进行评定估算,并完成评估报告初稿。

(五)提交报告阶段

2025年11月9日至12月6日,对评估报告初稿进行公司内部审

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

八、矿产资源勘查和开发概况

(一)矿区位置和交通

神华乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿位于内蒙古自治区乌海市境内，行政区划属乌海市乌达区管辖，地理坐标：东经 $106^{\circ}37'52'' \sim 106^{\circ}39'17''$ ，北纬 $39^{\circ}30'51'' \sim 39^{\circ}33'00''$ 。矿区位于乌海市乌达区西北方向，方位角 280° ，直线距离7.50km处。矿区周边有两条铁路线相邻，东部为包兰铁路，经乌达矿区东侧通过，进入黄白茨矿，矿区专用线与包兰铁路的乌海西站接轨；西侧为乌吉线，即乌海至阿拉善吉兰泰镇，为吉兰泰盐湖的配套铁路设施。距离矿区最近的火车站是乌海西站，直线距离12km。

煤矿附近公路线四通八达，216省道自矿区东南侧通过(距矿区工业广场7km)，与乌石高速相连，向西至石炭井，向东与G6京藏高速及G18荣乌高速相连，向东可远至北京、山东等地；矿区东侧为G110国道，经S314省道与G1817乌石高速相连，矿区最近高速入口为乌石高速S314入口，直线距离9km，交通条件便利。

(二)自然地理及经济状况

1、地形地貌

矿区范围内为低山丘陵，地表基岩裸露，属剥蚀地形，沟谷发育，地势西高东低，最高点位于矿区西南部，高程1285m，最低点位于矿区东部，高程1150m，相对高差135m。

2、地表水系

矿区内无常年河流，各沟谷均为季节性河流，平时干涸无水，6~9月雨季山洪暴发，可形成短暂洪流。但因煤层开采和废渣堆积，原有的地面地形和规模较大的季节性冲沟已破坏，仅存有近年形成的小型季节性冲沟。冲沟在丰水期具有洪流历时短、相对流量大的

特点。黄河为矿区附近的唯一地表水体，直线距离约 7.6km，水位标高为 1076m。

3、气候特征

乌海市属温带沙漠型半干旱大陆性气候，夏季炎热干燥，冬季寒冷多风沙。根据乌海市气象局近 10 年资料统计：年平均气温 7.8-8.0℃，年最高气温 39.4℃，最低气温-28.8℃，日温差变化大；降水量小，多年降平均水量 54.9 ~ 357.6mm，五年平均降水量为 166.90mm，年内降水多集中在 7、8、9 三个月，占全年总降水量的 68.55%，单日最大降水量出现在 2018 年 8 月 31 日 137.5mm；蒸发量大，年平均蒸发量 2832.1mm；春、秋、冬季多风，一般为西北风，平均风速 3.1m/s，最大风速可达 24m/s；冻结期长达 174-210 天，平均冻土深度为 0.85m，最大冻土深度为 1.02m。

4、地震及地质灾害

矿区处于构造活动区，是易发多发中强地震的地区。据中华人民共和国国家标准

《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)，区域地震动峰加速度值 0.20g，对照裂度为Ⅷ度，属强震预测区。据中国科学院地震局所编制的地震资料表明，本区为 7 级地震区，区域地震动峰值加速度 0.20g。1976 年 9 月 23 日在北纬 39°59'30"，东经 106°27'00"的巴音木仁发生过一次 6.2 级地震，震源深度 35km，乌海市一带有强烈震感。2008 年 5.12 汶川大地震，本区有震感。最近一次是 2015 年 04 月 15 日，在内蒙古自治区阿拉善盟阿拉善左旗(北纬 39.8 度，东经 106.5 度)发生 5.8 级地震，震源深度 7km，乌海震感强烈。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，说明该区新构造运动活动较强烈。应做好地震预防工作，防止因地震引起地质灾害的发生。

据内蒙古地震部门资料显示，乌海地区地震基本烈度为 8 度，故矿区的土建工程均应采取防震措施，以免受地震影响造成损失。

(三)地质勘查工作概况及取得成果

1956-1958 年，地质部西北地质局 644 地质队和西北煤田地质局

147 地质队对该区进行勘探。1959 年，内蒙古煤炭工业厅 117 地质队补充勘探后，提交了《贺兰山北段煤田乌达矿区煤田勘探最终(精查)报告》。117 队所计算的乌达矿区总储量为 72435.10 万吨。该报告于 1964 年 8 月 8 日由内蒙古自治区矿产储量委员会复审通过，批准文号为《第 13 号》。

1962-1965 年，内蒙古煤管局勘探公司 147 地质队在对 117 队报告检查复审的基础上，对乌达矿区又进行了补勘，并于 1965 年分井田提交了《贺兰山北段煤田乌达矿区教子沟(黄白茨)井田最终(精查)补充勘探报告》，经内蒙古储委以审批决议书第 015 号文批准。共提交地质储量 19832.5 万吨，其中表内储量 19157.1 万吨。

1991-1995 年，乌达矿务局钻探队对黄白茨煤矿进行生产补充勘探，该报告以“国土资矿评储字[2013]25 号”通过国土资源部矿产资源储量评审中心评审，以“国土资储备字[2013]142 号”在国土资源部备案。

2009 年黄白茨煤矿委托煤炭科学研究总院沈阳研究院编写了《神华集团乌达黄白茨矿业有限责任公司矿井瓦斯基础参数测定及瓦斯地质图研究报告》。

2012 年 9 月，委托神华地质勘查有限责任公司编制《内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区黄白茨煤矿煤炭资源储量核实报告》，2013 年 6 月 5 日，该报告以“国土资矿评储字[2013]25 号”通过国土资源部矿产资源储量评审中心评审，以“国土资储备字[2013]142 号”在国土资源部备案。该报告资源储量估算截至日期为 2011 年 12 月 31 日，共获得黄白茨煤矿 1149-950 水平保有资源储量为 4380 万吨，950-750 水平保有资源储量为 3103 万吨，上述资源储量中包含高硫煤(肥煤)1761 万吨。

2019 年神华地质勘查有限责任公司对黄白茨煤矿进行了储量核实，并编制了《内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区黄白茨煤矿煤炭资源储量核实报告》，截至 2018 年底，矿区累计查明资源储量 8506 万吨，保有资源储量 6431 万吨，950~750m 水平另有高硫煤 457 万吨。该报告经内蒙古自治区矿产资源储量评审中心以“内自然资储

评字[2019]175号”文评审通过，并经内蒙古自然资源厅以“内自然资储备字[2019]192号”文备案。

2024年霍林郭勒市三鼎测绘有限公司对黄白茨煤矿进行了储量年检，并于2025年1月出具了《内蒙古自治区乌海市黄白茨煤矿2024年储量年度报告》，截至2024年12月31日，矿区范围内累计查明资源8506万吨，保有资源储量(含950~750m水平高硫煤)，其中探明资源量903.70万吨；控制资源量2190.80万吨；推断资源量3318万吨。

(四)矿区地质概况

1. 地层

矿区地层近于南北走向，倾向东，南北两端延伸逐渐向东弯转，以陆相和过渡相沉积为主，海相沉积不发育。矿区内出露地层由老至新为石炭系上统太原组(C_{2t}^F)、二叠系下统山西组(P_{1s})、二叠系中统石盒子组(P_{2s})和第四系上更新统(Q_4)。其特征简述如下：

(1)石炭系上统太原组下岩段(C_{2t}^F)

矿区均有分布，近代堆积物局部覆盖，出露不良，全层厚度为1200m，岩性以灰黑色泥岩为主，夹灰白色砂岩、灰色砂质页岩与灰紫色页岩互层，属海陆交互相沉积，其底部为一层白色粗砂岩，与中奥陶统(O_2)分界。

(2)石炭系上统太原组上岩段(C_{2t}^U)

平均厚210m，出露于矿区西部。岩性以粉砂岩、泥岩为主，砂岩次之，中上部的粉砂岩夹薄层钙质泥岩、粉砂岩或透镜状泥灰岩，泥灰岩中含蜓科化石，上下部有腕足类动物化石。共含煤15层，可采煤层10层，总厚19.7m，含煤系数9.4%。该地层中有三个标志层，即15煤层底板砂岩、12煤层顶板砂岩和8煤层底板砂岩。

(3)二叠系下统山西组(P_{1s})

下二叠统山西组(P_{1s})平均厚84.5m，出露于矿区中、西部。为一标准的陆相沉积，上下部都以砂质泥岩为主，中部以中~粗砂岩为主，且多构成煤层顶底板，砂岩占总厚的36.7%，含大量的保存完好的植物化石。本组共含煤8层，可采煤层6层，平均总厚度13m，含

煤系数 15.4%。6 号、7 煤层间的铝土页岩为良好的标志层。该组地层为矿区第二主要含煤地层。

(4)二叠系中统石盒子组(P_{2s})

二叠系中统石盒子组(P_{2s})厚 27.0~54.1m, 分布在矿区东半部, 以砂岩为主, 夹多层灰白色中~粗砂岩及薄层泥岩。岩石风化后多呈黄、黄绿色, 未见植物、动物化石。含 1~3 条煤线。

(5)第四系(Q₄)

第四系(Q₄)厚度 0~3.5m, 由现代冲洪积砂砾石、砂土层组成, 零星出露在沟谷中。

2. 构造

矿区构造位置处于乌达向斜西翼中部, 因向斜东翼被乌达逆掩断层所切而形成单斜构造。岩层走向近南北, 总体倾向东, 矿区北部逐渐转向北东方向, 倾角一般在 3~13°, 在中南部靠近乌达逆掩断层附近倾角加大, 一般为 12~17°。同乌达矿区构造类似, 矿区构造主要以断裂构造为主, 只在靠近乌达逆掩断层附近褶皱发育。

(1)断层

断层主要特征如下: 主要断层走向都是南北或近于南北向, 在矿区北部断层群呈羽状排列; 断层性质以高角度正断层为主; 断层破碎带均未固结, 破碎带里的岩块、角砾、岩煤松散易垮落; 位于矿区深部或沟底的断层一般都含水, 但差别较大, 逆断层含水微弱, 正断层含水相对较大。主要断层分述如下:

乌达逆掩断层: 是矿区的自然边界, 位于矿区最东部, 黄白茨平峒口以南, 走向近 SN, 倾向 E, 倾角 41~44°; 平峒口以北, 走向转为 N30°W, 倾向 NE, 倾角 45°, 断层总落差 350m。陈家沟以南, 据浅部煤层揭露, 断层带由黑色片状泥组成, 夹有断层角砾, 擦痕明显。陈家沟以北引擦现象强烈, 宽 40~60m。

F22 正断层: 位于矿区中部, 是矿区内影响较大的一条断层。北端出露于顾家沟平峒口附近, 先向南偏西后转向南偏东方向延伸。倾向 W, 倾角 80°, 北端落差 15~22m, 向南逐渐变小。由 4~6 条小断层组成, 呈阶梯状, 断层带宽 30m, 在倾向方向上, 根据不同

深度的巷道揭露资料，同一条断层的产状、落差、破碎带宽度均有差别。断层几乎贯穿整个矿区，切穿深度大。ZK207、ZK 检 2 等钻孔已对其控制，4 煤层上山、7 煤层三下山、辅助水平 812 上山巷道予以揭露。

F21 正断层：位于矿区西部，北端出露于顾家沟平峒口，向 SW30°方向伸展约 2200m 在 8 煤层上山的南部消失。断层面倾向 NW，倾角 76~88°，落差 1.23~10m。NE 端落差达 10m，向 SW 方向逐渐变为数条小断层，最多时可达 40 余条，且落差变小，呈地堑式或地垒式，断层破碎带宽度约 300m 左右。7 煤层三上山、8 煤层上山北翼予以揭露。

F20 正断层：位于矿区西北部，走向 NE，倾向 SE，倾角 81°，落差 19.5m，延长约 600m。7 煤层三上山、8 煤层上山北翼予以揭露。

F23 正断层：位于 F20 与 F21 断层之间，走向 NE，倾向 NW，倾角 77°，延长约 370m。7 煤层三上山、8 煤层上山北翼予以揭露。

S109 正断层：位于矿区东部，是深部一条影响较大的断层。走向 NE，煤层中倾角近直立或略向 NW 倾，张扭性特征明显，破碎带宽 1~2m。断层规模不大，但因其张性特征，容易引起冒落而成为水力联系通道。1 号、2 煤层及 6、7 和 8 煤层辅助水平巷道予以揭露。

(2) 褶曲

褶曲发育规律为：矿区内褶曲大部分分布在矿区东部，靠近乌达逆掩断层；褶曲轴线近于南北方向，北端均被乌达逆掩断层切断；褶曲形态系稍不对称，轴面向东倾斜，倾角较大，与乌达逆掩断层倾向相同，仅 N111 褶曲和陈家沟褶曲局部有倒转现象。主要褶曲特征分述如下：

梁家沟褶曲(褶曲)：位于矿区东南部乌达逆掩断层之西 50~120m，由一组向、背斜组成，褶曲轴线从南向北由 10°逐渐转向 48°，在教子沟南测与乌达逆掩断层相交，延伸长度约 1000m，最宽处约 200m，背斜轴线向 NE 倾伏，倾伏角 7°，向斜仰起端为 SW

方，为两翼对称褶曲。

北 111 褶曲(褶曲): 位于矿区东南部教子沟一带，延伸约 400m，轴线近于 SN，呈“S”形展布，接近教子沟转向 N50E 延伸与乌达逆掩断层相交，南部为轴面向东倾斜 60°的正常褶曲，宽约 50m，北端变得紧闭，局部倒转，起伏高差 24m。由于被逆掩断层破坏，褶曲局部地段变得不完整。

陈家沟背斜: 位于矿区东部陈家沟至教子沟一带，背斜轴向近 SN，延伸 600m 左右。北端出露形态较紧闭，起伏高差 6m 左右，向南逐渐平缓，在教子沟南部和北 111 褶曲汇合消失。波幅宽度 20~30m，背斜轴面向东倾斜，倾角 50°，枢纽向北倾伏，倾伏角 8°。

另外，在 F22 断层以东下山采场内，煤层的波浪起伏现象很普遍，波幅一般 10~20m，起伏高差小于 2m，轴向基本与矿区东部大褶曲轴向排列一致，这些小褶曲对薄煤层回采影响较大。

矿区内褶曲较少且集中，影响范围仅在矿区东部边界附近。根据矿区地质特征，矿区构造复杂程度定为简单类。

3. 岩浆岩

矿区内未见岩浆岩。

(五)矿产资源情况

1. 煤层

(1)含煤性

矿区内主要含煤地层为石炭系上统太原组(C_{2t})和二叠系下统山西组(P_{1s})，岩性为碎屑岩，最大厚度为 448m，平均厚度为 294.5m。其中石炭系上统太原组(C_{2t})最大厚度 278m，平均厚度为 209.5m；二叠系下统山西组(P_{1s})最大厚度 170m，平均厚度为 85.00m。

矿区石炭系和二叠系含煤地层中有编号的煤层共为 27 层，有对比意义的煤层有 23 层，平均总厚度为 33.55m，含煤系数为 11.39%。其中可采煤层平均总厚度 29.24m，可采含煤系数为 9.93%。

二叠系下统山西组(P_{1s})共发育 8 层有对比意义的煤层，平均总厚度为 16.03m，含煤系数 18.86%，自上而下编为：1、2、3、4、4^下、5、6 和 7 煤层，其中可采煤层 6 层即 1、2、4、5、6 和 7 煤层，其余

两层(3、4^下)煤层不可采。

石炭系上统太原组(C₂t)共发育 15 层有对比意义的煤层, 平均总厚度为 22.27m, 含煤系数 10.63%, 自上而下编为: 8、9、10、11、12^上、12、13^{上3}、13^{上2}、13^{上1}、13、13^下、14、15、16 和 17 煤层, 其中可采煤层 9 层, 即 8、9、10、12、13^{上2}、13、15、16 和 17 煤层, 其余为 6 层为不可采煤层。

可采煤层分别为 9、10、12、13^{上2}、13、15、16 和 17 共 8 个煤层, 平均厚度为 0.56~4.81m, 各煤层平均总厚度为 16.88m, 可采含煤系数 8.06%。

13 煤层为局部可采的不稳定煤层, 9、10、12、13^{上2}、15、16、17 为大部可采或全区可采的较稳定煤层。不可采煤层分别为 11、12^上、13^{上1}、13^{上3}、13^下、14 煤层, 分布不稳定, 局部或零星有可采的见煤点。上部 1-8 煤层已经开采、破坏。

(2)可采煤层

9 煤: 该煤层位于太原组(C₂t)中上部, 是主要可采煤层之一, 在矿区东部边界出露地表, 矿区钻孔揭示大部可采。最大赋存面积 6.33km², 赋存标高为 906.19~1146.98m, 平均为 1039.41m; 埋深为 43.63~250.85m, 平均为 149.02m。煤层自然厚度 1.08~4.96m, 平均 2.88m; 可采厚度 0.88~4.96m, 平均 2.84m, 属中厚煤层。该煤层含夹矸 1 层或不含夹矸, 一般不含夹矸, 结构简单, 夹矸岩性多为薄层炭质泥岩或薄层泥岩。煤层顶板岩性多为炭质泥岩、泥岩及粘土岩, 出现少量粉砂岩, 厚度为 0.18~4.72m; 煤层底板岩性一般为炭质泥岩、泥岩及粘土岩, 部分钻孔中出现粉砂岩, 厚度为 0.23~7.47m。综上所述, 9 煤层层位较稳定, 大部可采, 煤层厚度变化较小, 西部局部略厚, 结构较简单, 煤类为肥煤, 均为炼焦用煤, 对比可靠, 属大部可采较稳定的中厚煤层。

10 煤: 该煤层位于石炭系上统太原组(C₂t)中上部, 是主要可采煤层之一, 在矿区东部边界出露地表, 矿区钻孔揭示绝大部为可采。上距 9 煤层 0.30~20.82m, 平均为 5.04m。赋存标高为 903.58~1132.18m, 平均为 33.99m; 埋深为 58.43~253.97m, 平均为

153.94m。煤层自然厚度 0.61~3.46m，平均 2.32m；可采厚度 1.31~3.23m，平均 2.25m。10 煤层属中厚煤层。煤层厚度变化较小，煤厚均在 2.50m 左右，层位较稳定。从平面上看，北部相对较厚，南部相对较薄。该煤层结构复杂，一般含多层(0-3 层)夹矸，普遍发育 1 层或不含夹矸；煤层顶板岩性多为泥岩、粉砂质泥岩，零星部位可见少量粘土岩及粉砂岩，厚度为 0.14~7.18m；底板岩性多为粉砂岩、细砂岩，部分钻孔中可见粉砂质泥岩或泥岩，厚度为 0.23m~21.05m。综上所述，10 煤层，层位较稳定，厚度变化很小，结构复杂，对比可靠，煤类为肥煤，为炼焦用煤，属全部可采较稳定型的薄煤层。

12 煤：该煤层位于石炭系上统太原组(C_{2t})中下部，上距 10 煤层间距 17.16~41.42m，平均为 27.68m。在矿区东部出露地表，露头西部全区可采。最大赋存面积约 6.33km²，赋存标高为 874.71~1086.34m，平均为 998.73m；埋深为 104.27~283.28m，平均为 189.44m。煤层自然厚度 3.25~8.34m，平均 4.81m；可采厚度 2.65~7.58m，平均 4.05m。12 煤层可采煤层属厚煤层。煤层厚度变化明显，局势较稳定。从平面上看，北部、南部相对较厚，中部局部较薄，但均为厚煤层。煤层结构复杂，夹矸 1~9 层，一般夹矸 3~8 层。矸石厚度为 0.05~2.15m。夹矸岩性以泥岩、炭质泥岩为主。煤层顶板岩性多为泥岩、粉砂质泥岩，零星部位可见少量粘土岩及粉砂岩，厚度为 0.15~6.48m；底板岩性多为粉砂岩、细砂岩，部分钻孔中可见粉砂质泥岩或泥岩，厚度为 0.28~10.35m。综上所述，12 煤厚度规律性变化，结构复杂，对比可靠，煤类为焦煤，均为炼焦用煤，属全区可采的较稳定厚煤层。

13^{±2}煤层：该煤层位于石炭系上统太原组(C_{2t})中下部，在矿区的东部有煤层出露，与上部 12 煤层距离为 6.82~20.30m，平均距离为 14.38m。除在东部断层以外缺失外，其余全区分布。该煤层南部、中部、北部有集中不可采区域，其余大部可采。最大赋存面积 6.33km²，13^{±2}煤层可采面积为 4.66km²，面积可采系数为 73.64%。赋存标高为 858.62~1073.84m，平均为 981.10m；埋深为

116.77~292.05m, 平均为 207.43m。煤层自然厚度 0.71~2.20m, 平均 1.49m; 可采厚度 0.70~1.95m, 平均 1.42m, 大部分为中厚层煤, 部分为薄层煤。从平面上看, 中部煤层相对较厚, 四周有明显变薄的趋势。煤层结构简单—较简单, 含夹矸 0~2 层, 一般为 1 层或不夹矸, 夹矸岩性多为炭质泥岩、粘土岩和泥岩。顶板岩性多为砂质泥岩及泥岩, 少数钻孔可见粉砂岩和细砂岩, 厚度为 0.4~9.3m。底板岩性以泥岩为主, 有少量的炭质泥岩及粘土岩, 厚度为 0.19~5.54m。综上所述, 13^{±2}煤层, 厚度变化规律明显, 结构较简单, 煤类为焦煤, 均为炼焦用煤, 对比可靠, 属大部可采较稳定的中厚煤层。

13 煤层: 该煤层位于石炭系上统太原组(C₂t)下部, 上距 13^{±2}煤层间距 11.74~24.12m, 33 平均距离为 15.97m。在矿区东部有出露, 全区分布。最大赋存面积 6.33km², 可采面积为 2.97km², 面积可采系数为 46.99%。赋存标高为 843.40~1053.22m, 平均为 962.42m; 埋深为 137.39~309.70m, 平均为 227.56m。煤层自然厚度 0.10~1.42m, 平均 0.83m; 可采厚度 0.70~1.42m, 平均 0.98m, 大部分为薄层煤, 局部地区可采。从平面上看, 煤层厚度变化明显, 中部煤层相对较薄, 向东、西方向有增厚的趋势。该煤层结构较复杂, 含夹矸 0-3 层, 多为 0~1 层。顶板为 13 上 2 煤层的底板, 多为泥岩或泥质粉砂岩, 底板岩性多为细砂岩, 部分为泥岩和砂质泥岩, 厚度为 0.12~7.22m。综上所述, 13 煤层, 层位不稳定, 煤层厚度变化较大, 结构较简单, 煤类为焦煤, 均为炼焦用煤, 对比基本可靠, 属局部可采的不稳定煤层。

15 煤层: 该煤层位于石炭系上统太原组(C₂t)下部, 上距 13 煤层间距 10.26~23.35m, 平均距离为 16.57m。在矿区东部有出露, 全区分布。最大赋存面积 6.33km², 可采面积为 5.98km², 面积可采系数为 94.49%。赋存标高为 828.81~1039.15m, 平均为 947.26m; 埋深为 151.46~324.52m, 平均为 240.90m。煤层自然厚度 1.27~2.20m, 平均 1.78m; 可采厚度 1.10~2.03m, 平均 1.67m, 大部分为中厚煤层, 局

部可见薄层煤，大部分可采，东南部零星不可采。从平面上看，煤层厚度变化明显，北部煤层相对较厚，向南有变薄的趋势。该煤层结构较复杂，含夹矸 0-3 层，多为 1~3 层。顶板为 13 煤层的底板，多为泥岩或泥质粉砂岩，底板岩性多为粉砂岩，部分为泥岩和砂质泥岩，厚度为 0.15~8.02m。综上所述，15 煤层，层位较稳定，煤层厚度变化不大，结构较复杂，煤类为焦煤，均为炼焦用煤，对比可靠，属全区可采的较稳定煤层。

16 煤层：该煤层位于石炭系上统太原组(C₂t)下部，上距 15 煤层间距 12.28~19.48m，平均距离为 15.32m。在矿区东部有出露，全区分布。最大赋存面积 6.33km²，可采面积 36 为 4.77km²，面积可采系数为 75.31%。赋存标高为 814.28~1009.97m，平均为 927.24m；埋深为 192.02~342.56m，平均为 260.83m。煤层自然厚度 0.20~1.90m，平均 1.17m；可采厚度 0.70~1.90m，平均 1.19m，少部分为中厚煤层，其他大部分为薄层煤。从平面上看，煤层厚度变化明显，东部煤层相对较薄，向西有变厚的趋势。该煤层结构较复杂，含夹矸 0-3 层，多为 2~2 层。顶板为 15 煤层的底板，多为泥岩或泥质粉砂岩，底板岩性多为粉砂岩或泥质粉砂岩，部分为泥岩和砂质泥岩，厚度为 0.05~5.12m。综上所述，16 煤层，层位较稳定，煤层厚度变化较大，结构较复杂，煤类为焦煤，均为炼焦用煤，对比基本可靠，属大部可采的较稳定煤层。

17 煤层：该煤层位于石炭系上统太原组(C₃t)下部，上距 16 煤层间距 2.01~5.56m，平均距离为 3.40m。在矿区东部有出露，全区分布。最大赋存面积 6.33km²，可采面积为 3.55km²，面积可采系数为 56.04%。赋存标高为 809.47~1004.70m，平均为 924.37m；埋深为 197.29~347.45m，平均为 264.13m。煤层自然厚度 0.05~2.08m，平均 1.04m；可采厚度 0.70~1.73m，平均 0.36m，全区均为薄煤层。从平面上看，煤层厚度变化明显，西部煤层相对较厚，局部突出，向东方向有明显变薄的趋势。该煤层结构较简单，含夹矸 0-3 层，多为 0~1 层。顶板为 16 煤层的底板，多为泥岩或泥质粉砂岩，底板岩性

多为粉砂岩或泥质粉砂岩，部分为泥岩和砂质泥岩，厚度为 0.05 ~ 6.04m。综上所述，17 煤层，层位较稳定，煤层厚度变化趋势明显，结构较复杂，煤类为焦煤，均为炼焦用煤，对比基本可靠，属大部可采的不稳定煤层。

2. 煤质

(1) 煤的物理性质和煤岩特征

黄白茨煤矿各可采煤层均呈黑色，树脂光泽—似玻璃光泽，线理状、条带状、块状结构均有，层状构造，内生裂隙发育，参差状及平坦状断口，裂隙中充填有方解石薄膜及片状的黄铁矿，层面上有黄铁矿。

各可采煤层视密度平均在 1.30 ~ 1.50t/m³ 之间。区内煤岩成分以亮煤、暗煤为主，含少许镜煤透镜体，偶见丝炭，矿物杂质为黄铁矿小晶体和粘土矿。宏观煤岩类型以半亮煤和半暗煤为主，也有少量暗淡煤和光亮煤。

矿区钻孔未做显微组分化验，因与临区平沟煤矿的煤层特征、沉积环境及地层组合模式相似，本次参考平沟煤矿化验结果。可采煤层有机显微组分中，镜质组+惰质组占有机显微组分(去矿物基)的 98.2% ~ 98.3%，镜质组分高于惰质组分，依据《显微煤岩类型分类》(GB/T15589-2013)标准分级，各主要煤层的显微煤岩类型均为微惰镜煤。

可采煤层的镜质组最大反射率 $R^{\circ}\max$ 平均在 1.11 ~ 1.16% 之间，按照《镜质体反射率的煤化程度分级》(MT/T1158-2011)表明可采煤层均属中煤级变质程度。

(2) 煤的化学性质

① 煤的工业分析

水分(Mad): 矿区内可采煤层原煤平均水分在 0.62% ~ 0.77% 之间，洗煤平均水分在 0.64% ~ 0.89% 之间，彼此相差不大。洗煤水分从上向下有增加的趋势。

灰分(A_d): 矿区内可采煤层原煤平均灰分在 10.89 ~ 41.07% 之间, 根据《煤炭质量分级灰分》(GB/T152241-2018)标准, 本区煤层属低灰煤—特高灰煤。原煤灰分差异较大。垂向上规律不明显。洗煤平均灰分在 5.63% ~ 21.88% 之间, 原煤经过洗选后, 平均灰分下降了 5.62% ~ 20.09%, 脱灰率达 47.74% ~ 61.83%。

煤的挥发分(V_{daf}): 矿区可采煤层原煤挥发分平均在 24.82 ~ 28.98% 之间, 洗煤 63 平均挥发分在 24.35% ~ 27.44% 之间。按照《煤炭质量挥发分分级》(GB/T849-2000)标准, 全部煤层为中等挥发分煤。各煤层原煤挥发含量明显大于洗煤的挥发分含量; 无论原煤和洗煤, 从上向下, 挥发分有增加的趋势。

② 元素分析

碳(C_{daf}): 各煤层原煤平均含量在 81.84% ~ 87.10% 之间, 洗煤平均含量在 86.34% ~ 87.83% 之间, 洗煤比原煤高 0.73% ~ 4.50%, 从上到下, 原煤碳元素含量有减小的趋势, 洗煤碳元素含量向下有增加的趋势, 个别层位减小。

氢(H_{daf}): 各煤层原煤平均含量在 4.72% ~ 5.84% 之间, 洗煤平均含量在 4.85% ~ 5.09% 之间。其中 10 煤层洗煤比原煤氢元素增加 0.37%, 其他各煤层洗煤比原煤普遍减小 0.1% ~ 0.49%。煤层从上向下, 原煤为顶底煤层氢元素含量高, 中间煤层含量低的特征; 洗煤均有中间煤层氢元素含量低, 上下煤层氢元素含量高的特征。

氮(N_{daf}): 各煤层原煤平均含量在 1.21% ~ 1.59% 之间, 洗煤平均含量在 1.16% ~ 1.48% 之间, 各煤层洗煤比原煤氮元素普遍增加 0.01% ~ 0.07%, 个别减少 0.03% ~ 0.39%, 煤层从上向下, 原煤具有向下氮元素含量增加的趋势; 洗煤具有中间煤层氮元素含量高, 上下煤层氮元素含量降低的趋势。

氧(O_{daf}): 各煤层原煤平均含量在 3.36% ~ 7.00% 之间, 洗煤平均含量在 4.06% ~ 5.93% 之间。其中 12、16 煤层洗煤比原煤氧元素含量减少了 0.92% ~ 2.08%, 其他煤层洗煤比原煤氧元素含量增加了 0.09% ~ 1.01%。

③有害元素

硫($S_{t,d}$): 依照《煤炭质量分级硫分》(GB/T15224.2-2010)标准, 矿区可采煤层 9 煤层和 10 煤层原煤平均硫分($S_{t,d}$)分别为 3.57%和 4.39%, 属高硫煤; 12 煤层和 17 煤层 67 原煤平均硫分($S_{t,d}$)分别为 2.54%和 2.28%, 属中高硫煤; 15 煤层和 16 煤层原煤平均硫分($S_{t,d}$)分别为 1.70%和 1.49%, 属中硫煤; 13^{±2}煤层和 13 煤层原煤平均硫分($S_{t,d}$)分别为 0.63%和 0.77%, 属低硫煤。洗煤平均硫分($S_{t,d}$)在 0.64%~2.45%之间, 洗选后硫分普遍下降了 0.08%~1.92%, 脱硫率 10.49%~54.69%。在垂向上, 9、10 煤层硫分最高, 之下地层硫分($S_{t,d}$)均小于 9 煤、10 煤, 但地层向下硫分($S_{t,d}$)有增加的趋势。

磷(P_d): 矿区可采煤层原煤磷分平均值在 0.01%~0.06%之间, 对照《煤中有害元素含量分级·磷》(GB/T20475.1-2006)标准, 各煤层均为低磷—中磷煤层, 其中 12 为中磷煤层, 其他可采煤层均为低磷煤。洗选后, 各煤层磷平均含量均下降了 0%~0.01%, 脱磷率达 0%~16.67%。

(3)煤的工艺性能

①发热量($Q_{gr,d}$)

矿区可采煤层原煤干燥基高位发热量平均值为 33.34MJ/kg~35.63MJ/kg, 依照《煤炭质量分级发热量》(GB/T15224.3-2010)标准, 均为特高发热量煤层。在垂向上, 原煤 $Q_{gr,d}$ 从上向下有减小的趋势, 洗煤 $Q_{gr,d}$ 从上到下也有减小的趋势。各煤层洗煤平均干燥基高位发热量在 35.51MJ/kg~35.92MJ/kg 之间, 总体比原煤高出 2.17~2.58MJ/kg。

②粘结性

据原勘探报告铁箱试验表明, 本井田各煤层粘结指数($G_{R,I}$)为 81~92 之间, 平均 87。10 和 12 煤粘结指数较高, 16 和 17 煤层较低。

③胶质层厚度

据原勘探报告铁箱试验表明，各煤层洗煤样的胶质层平均厚度(Y)在 17 ~ 27mm 之间。

④ 结焦性

曾用洗煤中浮煤奥亚膨胀试验中的 5 个参数进行计算，共计 27 个数据，结果数据为 1.05 ~ 1.10 之间的数 24 个，2 个 1.12，1 个 1.11，说明结焦性好。

⑤ 灰熔融性

判断煤质灰熔融性难易程度的标准是：灰熔点 $< 1100^{\circ}\text{C}$ 为易熔融灰分，灰熔点在 $1100 \sim 1250^{\circ}\text{C}$ 为低熔融灰分，灰熔点 $> 1250 \sim 1500^{\circ}\text{C}$ 为高熔融灰分。灰熔点 $> 1500^{\circ}\text{C}$ 为难熔融灰分。黄白茨煤矿的灰成分以 SiO_2 为主，已有化验资料中最低 31.12%，最高 61.44%，平均 45.71%， Al_2O_3 仅次于 SiO_2 ，在灰成分中占 30% 左右， Fe_2O_3 、 TiO_2 、 CaO 及 MgO 等成分在灰成分中总和约占 25%。

9、10 煤层的软化温度在 $1260 \sim 1380^{\circ}\text{C}$ 之间，为高熔融灰分，部分大于 1450°C ，其它煤层的灰熔点也多在 1450°C 以上，有部分灰熔点超过 1500°C ，属于难熔融灰分。

(4) 煤的可选性

黄白茨煤矿各煤层可选性与其灰分含量多少成规律性变化，即煤系上部煤层及下部可选性较差，都属极难选煤；煤系中部各煤层可选性较好些，其中 9 煤层为易选煤，10、13 煤层为中等易选，12 及 13^{±2} 煤层为难选煤。这与邻区井田各煤层可选性基本吻合。

按照小于 1mm 粒度级筛选，一般选出量为 10 ~ 15%。而 9、10、13 三层煤选出量分别可达 32.70%、24.90%、24.54%，是精煤富集的粒级，灰分含量较低，经浮选实验结果证明，能够得到良好的效果。

(5) 煤类

按照黄白茨煤矿各可采煤层的煤质特征及工艺性能，确定其煤类为焦煤，工业用途主要为炼焦用煤、配焦用煤及动力用煤。

(6) 煤的风化和氧化

据原报告勘测，根据矿区内煤层产状变化及煤质特征，风、氧

化带推定深度分别为 1.2~6.6m 及 11~16m, 为少数峒探成果推断而得, 仅能说明大致范围。本次核实范围为二水平(1149~750m), 煤层埋深最浅: 43.63m(补 5), 包括 9~17 煤层, 不存在风氧化带。

(7) 煤的工业用途评价

根据各可采煤层的煤质特征, 化学性质, 工艺性能及煤类等综合资料分析, 黄白茨煤矿的煤质粘结性良好, 燃烧时膨胀度很大, 多数煤层的厚度及质量都符合国家 84 冶金规定标准, 经洗选后, 煤产品主要为高热值混煤、主焦煤、1/3 焦煤、二级冶金焦。

黄白茨煤矿各可采煤层工业用途主要为炼焦用煤、配焦用煤及动力用煤。

(8) 其它有益矿产

① 煤层气

黄白茨煤矿建井时间较早, 目前为正常生产矿井, 以往地质工作表明该矿井未开展专门的煤层气勘查评价工作。

② 放射性

伽马强度反映最高页岩 14~26 伽玛(r), 亦未超过各岩层正常场 2 倍, 没有任何异常反映。

③ 铝土页岩

矿区铝土页岩 Al_2O_3 的含量为 27.55~33.88%, 低于工业边界品位, 而且含 SiO_2 过高, 达 39.20~56.96%。铝土页岩分布在 6、7 煤层之间, 随着 6、7 煤层的采空, 铝土页岩做为 7 煤层的直接顶板已垮入老塘, 无工业利用价值。

④ 稀有元素

矿区没有稀有元素化验资料, 根据邻区《贺兰山北段煤田乌达矿区煤田勘探最终(精查)报告》, 在乌达矿区元素锗(Ge)在太原组稳定和较稳定煤层中赋存, 采取样品 13 个, 含量由 0~0.00076%, 一般在 0.0005%左右, 按稀有元素一般工业要求, 均不够品位(不低于 0.001%), 故认为无利用价值。

(六) 开采技术条件

1. 水文地质条件

核实区直接充水含水层以裂隙为主，煤层位于地下水位以下，以地下径流为主要补给来源，直接充水含水层富水性弱，单位涌水量 $<0.1\text{L/s}$ ，矿区内断裂构造不发育，对矿井充水的影响较小。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)，黄白茨煤矿水文地质勘查类型属第二类第二型，即以裂隙充水为主水文地质条件中等矿床。

2. 工程地质条件

矿区煤层顶底板岩性以砂质泥岩、粉砂岩、细砂岩为主。据《贺兰山北段教子沟(黄白茨)井田最终(精查)补充勘探报告》资料，自然状态岩石抗压强度 42.25—44.11MPa，多小于 30MPa，抗压强度低，属软弱一半坚硬岩石，砂质泥岩遇水易发生软化，作为顶底板易产生变形，引发不良工程地质问题。核实区内构造不发育，工程地质勘查类型为第三类第二型，即层状岩类软弱岩石为主工程地质条件中等的矿床。

3. 环境地质条件

核实区内目前没有发现较大规模的崩塌、滑坡、泥石流等地质灾害和较严重的污染问题，地震动峰值加速度为 0.2g，地震裂度为 VIII 度，属强震设防区。主要环境地质问题为未来开采潜水受到轻微污染未来开采形成一定范围采坑和固体废弃物对地面压占和破坏，并会引发区域地下水位下降，但对地质环境影响破坏不大。因此，矿区地质环境类型为第二类，中等型。

综上所述，该矿床开采技术条件勘查类型为水文地质条件工程地质和环境地质条件中等的复合类型，即 II 类 4 型。

4. 其它开采技术条件

矿区煤层中瓦斯气体含量较高，属高瓦斯煤层。矿区煤尘均具爆炸性；黄白茨矿煤的发火期一般是地面堆煤 4~6 个月。经煤炭科学研究总院重庆分院鉴定 9#、12#煤层均为 II 类，属于自燃煤层；据邻区钻孔的测温结果，平均地温梯度小于 $2^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 以内，未见地温

异常，本区未见放射性异常，不会对环境产生危害。

综上所述，黄白茨井田地表基岩裸露，属暴露式煤田，充水来源主要为大气降水，水文地质条件简单。可采煤层顶底板岩性多为砂质岩，次为泥岩，除 9、10 煤层顶底板稳定性差以外，其它均为较稳定，井田工程地质类型为地质条件中等。可采煤层为中等变质程度的肥煤、焦煤，煤尘具有爆炸危险性，而且煤容易自燃，本区未发现地温异常区。

(七)矿山开发利用现状

黄白茨煤矿在井田东部边界处的偏北位置布置有工业场地，自地面布置三条斜井，即主斜井、副斜井和行人斜井；在井田西北部十号风井场地内布置有一条回风斜井；井田中部偏南的南部风井场地内布置有一条回风立井。

目前矿井设置一个水平开拓全井田，水平标高为+950m，实施上、下山开采。

全井田划分为两个采区，即北采区和南采区，目前已开采煤层包括 9、10 和 12 号煤层，均位于+950m 以上的上山开采部分。其中：9 号煤层已开采至+950m 标高，已采面积占整个井田可采面积的 87.6%。10 号煤层北采区已采至+1070—+1025m 标高，其中北翼采深大于南翼；南采区南翼已采到+1000—+950m 标高，北翼尚未开采。12 号煤层整体采深超过+1000m 标高。其中南部靠近井田边界区域采深已达到+950m 标高。其余煤层全区尚无采掘活动。

采区巷道布置部分采用联合与分层布置相结合的方式。其中北采区和南采区上山部分 9 和 10 号煤层采取联合布置，轨道和回风上下山布置在 9 号煤层内，运输上下山布置在 10 号煤层内。南采区 12 号煤层和 13 上 2 号煤层采取联合布置，12 号煤层内布置轨道上山和回风上山，13 上 2 号煤层内布置轨道上山和皮带上山。

矿井正常情况下布置两个综合机械化开采工作面进行回采，其中 12 号和 10 号煤层各一个。

根据企业规划，黄白茨煤矿 2025 年生产原煤 130 万吨，2026 年达产，生产原煤 180 万吨。

九、评估方法

黄白茨煤矿为生产的矿山，具有规范齐全的财务资料，《内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区黄白茨煤矿煤炭资源储量核实报告》已由内蒙古自治区矿产资源储量评审中心评审，并由内蒙古自治区自然资源厅备案；并委托有资格的设计单位编制了开发利用方案。根据本次评估目的和采矿权的具体特点，委托评估的采矿权具有一定规模、具有独立获利能力并能被测算，其未来的收益及承担的风险能用货币计量，其资源开发利用主要技术经济参数可参考《神华乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿矿产资源开发利用方案》和企业实际资料等确定。因此，评估人员认为本采矿权的地质研究程度较高，资料基本齐全、可靠，这些报告和有关数据基本达到采用折现现金流量法评估的要求。根据《矿业权评估技术基本准则(CMVS00001-2008)》和《收益途径评估方法规范(CMVS12100-2008)》确定本次评估采用折现现金流量法。其计算公式为：

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

式中：P—采矿权评估价值；

CI—年现金流入量；

CO—年现金流出量；

i—折现率；

t—年序号(t=1, 2, 3, ..., n)；

n—计算年限。

十、评估指标和参数

本次评估利用的资源储量依据《内蒙古自治区贺兰山煤田乌达矿区黄白茨煤矿煤炭资源储量核实报告》(以下简称“储量核实报告”)及其评审意见书、备案证明，2025年1月霍林郭勒市三鼎测绘有限公司编制的《内蒙古自治区乌海市黄白茨煤矿2024年储量年度报告》(以下简称“2024年储量年报”)。

技术参数主要依据神华乌海能源有限责任公司2020年2月编写

的《神华乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿矿产资源开发利用方案》(以下简称“开发利用方案”)及其审查意见书、企业实际资料确定。其他主要技术经济指标参数的选取参考《中国矿业权评估准则》、其他有关政策法规、技术经济规范和评估人员掌握的资料确定。

各参数的取值说明如下:

(一)保有资源储量

根据“储量核实报告”,截至2018年12月31日,黄白茨煤矿采矿权范围内(标高+1149-+750)累计查明资源储量8506万吨(含+950-+750m水平高硫煤457万吨),其中保有的资源储量为6431万吨(含高硫煤926万吨),消耗的资源储量为1618万吨。另外在+950-+750m标高范围内有高硫煤(9、10号煤)457万吨,其中控制的经济基础储量(122b)264万吨;推断的内蕴经济资源(333)193万吨。

根据“2024年储量年报”及审查意见书,截至2024年12月31日,采矿许可证范围内(1149~750m)累计查明资源量8506万吨,保有资源储量6412.50万吨(含+950-+750m标高范围高硫煤,高硫煤1105.8万吨),其中探明资源量(TM)为903.7万吨(高硫煤388万吨),控制资源量(KZ)2190.8万吨(高硫煤357.8万吨),推断资源量(TD)为3318万吨(高硫煤360万吨)。

根据企业提供的统计表,2025年1-7月底累计动用资源量37.72万吨(全部为KZ资源量),其中:13^{±2}动用量为11.01万吨;9号煤动用量为26.71万吨。则扣减期间动用量,本次评估基准日保有资源储量6374.78万吨,详见下表:

开采范围	煤层号	评估基准日保有资源储量			
		TM	KZ	TD	合计
1149m~750m	9				
	10	388.00	216.30	167.00	771.30
	12	216.70	633.00	694.00	1543.70
	13 ^{±2}		383.99	425.00	808.99
	13			359.00	359.00
	15	299.00	805.00	317.00	1421.00
	16			692.00	692.00

	17			471.00	471.00
	小计	903.70	2038.29	3125.00	6066.99
950m~750m	9		77.79	23.00	100.79
	10		37.00	170.00	207.00
	小计		114.79	193.00	307.79
合计		903.70	2153.08	3318.00	6374.78

注：根据“储量核实报告”及其评审意见，950m~750m 高硫煤未纳入保有资源量中，但该部分资源在“开发利用方案”中设计利用，且已缴纳出让收益金，企业亦在开采中，故本次评估亦将其纳入保有资源范围。

(二)评估利用矿产资源储量

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

根据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》，参与评估的保有资源储量中的基础储量可直接作为评估利用资源储量；内蕴经济资源量，通过矿山设计文件等认为该项目属技术经济可行的，分别按以下原则处理：探明的或控制的内蕴经济资源量(111b)、(121b)和(122b)，可信度系数取 1.0；推断的内蕴经济资源量(333)可参考矿山设计文件或设计规范的规定确定可信度系数。

根据“开发利用方案”，推断资源量可信度系数取 0.8，本次评估据此确定推断资源量可信度系数为 0.80。

则，评估基准日评估利用资源储量为 5711.18 (=903.70 +2153.08 +3318.00 × 0.80)万吨。

(三)开采方案

黄白茨煤矿采用井工开采方式，斜井单水平开拓，工业场地内布置有主斜井、副斜井和进风行人斜井等三条井筒。在十号风井场地布置有一条回风斜井，南风井场地布置有一条回风立井。根据矿井开拓方案，全矿划分为一个水平(+950m 水平)。

黄白茨煤矿 9、10 和 12 号煤层现采用走向长壁采煤法，全部垮落法管理顶板。结合该井田煤层赋存特征以及矿井生产实际，包括拟增设采矿权扩界区在内的后续开采方法与目前相同。矿井通风方式为中央边界式与对角混合式，通风方法为机械抽出式，由主井、

副井、通风行人斜井进风，十号回风井和南回风立井回风。其中：十号回风井服务于北采区；南回风立井服务于南采区。

(四)产品方案

根据矿山生产销售实际，黄白茨煤矿产品方案确定为原煤。

(五)采煤技术指标

依据《矿业权评估参数确定指导意见》和《煤炭工业矿井设计规范》(GB50215-2015)，薄煤层采区回采率不应小于 85%，中厚煤层采区回采率不应小于 80%，厚煤层采区回采率不应小于 75%。

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

(六)评估利用可采储量

根据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》(CMVS30300~2010)，评估利用可采储量计算公式如下：

评估利用可采储量 = 评估利用矿产资源储量 - 设计损失量 - 采矿损失量

根据“开发利用方案”，设计永久煤柱损失为 625.00 万吨(推断资源量已经可信度调整，下同)，保护煤柱损失为 491.00 万吨。

另该矿工业场地及主要井巷煤柱属矿井后期可回收利用的临时煤柱。“开发利用方案”设计临时煤柱(工业场地及主要井巷煤柱)后期按 60%回收，故本次评估据此确定保护煤柱回收率为 60%。

将上述参数代入，则本次评估确定可采储量为 4107.69 万吨，以 12 号煤层为例，可采储量计算如下：

12 号煤层可采储量 = (1404.90 - 169.00 - 191.00) × 78.00 % + 191.00 × 60% = 929.62 (万吨)；

(七)生产能力和服务年限

1. 生产能力

“开发利用方案”设计生产能力及采矿许可证证载生产能力均为 180.00 万吨，依据“乌海能源公司 2025 年-2031 年原煤生产规划”2025 年矿山年产 130 万吨，预计 2026 年起可达产即年产 180 万吨，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 1.3~1.5。该矿的地质构造复杂程度为简单类型，主要可采煤层属较稳定~稳定类型，勘查类型为一类二型，高瓦斯矿井，开采技术条件总体属中等类型，“开发利用方案”设计储量备用系数为 1.4，则本次评估储量备用系数取 1.40。

根据“乌海能源公司 2025~2031 年原煤生产规划”，黄白茨煤矿 2025 年生产原煤 130 万吨，2026 年达产，生产原煤 180 万吨。

将有关参数代入上述公式得本次矿井服务年限为：

$$T = [(4107.69 \div 1.40) - 57.22] \div 180.00 + (5 \div 12) = 16.40 \text{ (年)}$$

则本次评估计算年限为 16.40 年，自 2025 年 8 月至 2041 年 12 月。

(八)销售收入

1. 计算公式

年销售收入 = Σ 年产品的销售量 $\times$ 各种产品的销售价格

2. 各种产品年销售量

评估假设采出原煤全部销售，则 2025 年原煤产量为 130 万吨，

自 2026 年起，正常年份原煤产量为 180 万吨，产量即为销售量。

3. 商品煤(原煤)销售价格

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

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

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

在全球范围内，炼焦煤也相对稀缺，仅占全球煤炭资源总量的 10%。根据 CCTD 统计，目前世界可采储量炼焦煤资源的 80%集中在俄罗斯(41%)、中国(23%)和美国(17%)三个国家，其余国家占比较小，英国约占 7%，澳大利亚、波兰、南非和印度分别约占 2%，加拿大 约占 1%，其他国家约占 3%。

除了储量少，我国的炼焦煤优质资源也相对稀缺。“骨架煤”焦煤和肥煤仅占 47%左右，低于焦化工所要求的 60%的水平，其余均为炼焦配煤，我国炼焦精煤产量结构存在一定的失衡。这主要是因为：按照我国现行煤炭资源管理体制机制，虽然 2012 年主焦煤(含

1/3 焦煤)、肥煤(含气肥煤)、瘦煤被划入特殊和稀缺煤种,但在实际开发实践中并未充分受到保护性开发。在“十二五”“十三五”煤炭行业全面亏损和供给侧改革期间,由于焦原煤与动力煤比价长期低于 1.0,导致焦煤转为动力煤销售,造成具备稀缺属性的炼焦煤资源被大量浪费。此外,地方上的不合理利用以及“采肥丢瘦”、开发秩序混乱等现象也是造成炼焦煤优质资源稀缺的重要原因,例如,在山西离柳、乡宁等优质炼焦煤生产基地,诸多小煤矿开采,导致那里的优质焦煤资源未能得到有效保护。

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

从进口来源国来看,蒙古、俄罗斯、澳大利亚、美国和加拿大是我国炼焦煤的主要进口国。在 2021 年澳大利亚煤炭禁止通关之前,我国对澳大利亚炼焦煤的进口依赖度最高,常年占比高达 40%。然而,2020 年底,由于中澳关系紧张,我国禁止从澳大利亚进口煤炭,导致澳煤进口量迅速下滑,到 2022 年仅占 3.4%。澳煤禁运后,蒙古和俄罗斯迅速成为我国炼焦煤的主要进口地区,这两个地区的进口量占比总体保持稳定。值得注意的是,蒙古在 2021 年后迅速取代澳大利亚,成为我国炼焦煤的主要进口国。美国和加拿大的进口量相对较小,但在澳煤禁运后,其进口量占比也有所增加。然而,与澳大利亚相比,这些地区的煤炭资源较少,煤质相对较差,且持续受到疫情对生产和运力的冲击,因而无法完全填补澳煤禁运所造成的缺口。

炼焦煤的供应受到多方因素的综合影响。在生产方面,国内煤炭企业正不断加强技术投入和安全管理,旨在提高生产效率和安全性。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 年~2024 年,前七大产区中,山西的焦煤产量从

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

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

纵观 2012 年至 2025 年，焦煤价格大致可分为 4 个阶段。

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

第二阶段(2016 年~2020 年)：供给侧改革成为市场主导力量。

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

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

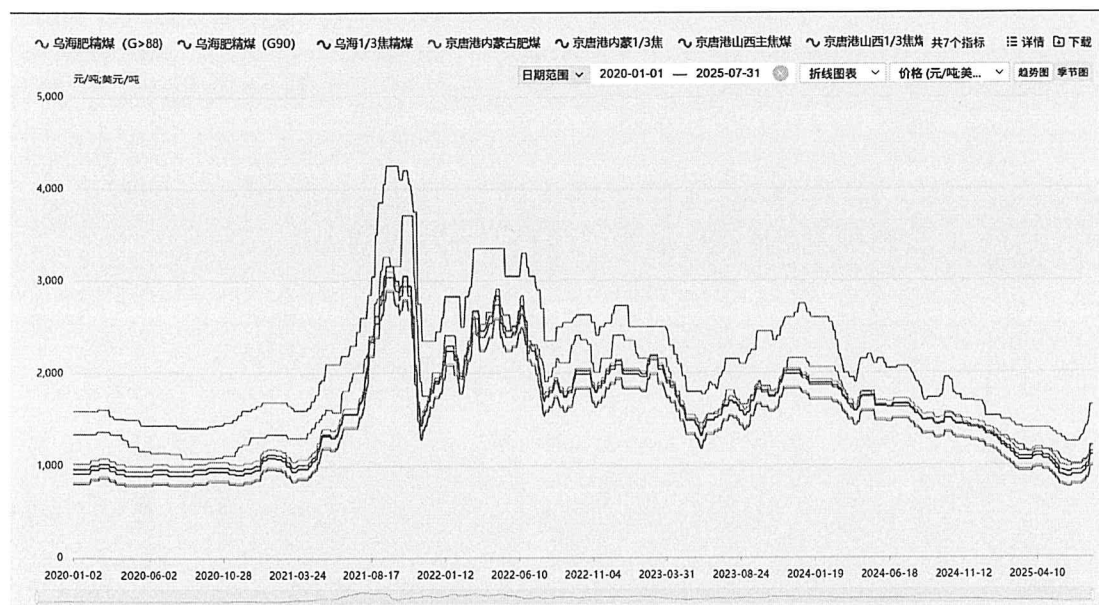
第四阶段(2023 年~2025 年 6 月): 供需宽松下的价值回归。自 2021 年 10 月开始，政策端强调保供增产，煤炭产能应放尽放。供应端在经过两年的释放后，产量有明显恢复。需求方面，由于 2021 年下半年开始房地产销售逐步走弱，钢材利润逐步走低，原料维持偏低库存策略，压力逐步向上游传导。焦煤供需格局逐渐转为宽松，价格持续下行，山西低硫主焦煤产地价跌至 1200 元/吨以下。

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

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

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

评估人员查询乌海地区、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 7 月底价格开始上涨。

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

黄白茨煤矿为生产矿山，原建设有配套洗煤厂，2024 年，矿山配套洗煤厂从矿山剥离，与原五虎山煤矿配套洗煤厂重组为乌达洗煤公司(以下简称“乌达洗煤厂”)，并独立运营。自此之后黄白茨煤

矿和五虎山煤矿采出原煤销售至乌海能源各下属洗煤厂，经咨询销售部门，其销售价格参照市场价格确定，基本可视为市场价，因此，本项目评估原煤销售价格依据企业实际销售价格确定。近两年黄白茨煤矿仅有 9 号、12 号和 13 号煤销售价格，但 9 号煤和 12 号煤销售周期较短，参考性不强，故本次未予利用。根据销售数据，2024 年 3-12 月和 2025 年 1-4 月 13 号煤原煤不含税销售均价分别为 556.68 元/吨和 392.28 元/吨。

考虑到黄白茨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。苏海图煤矿与黄白茨煤矿距离较近，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对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 13#煤价格如下：

期间	苏海图原煤不含税价格(元/吨)	13#煤不含税售价(元/吨)
2022 年	1053.55	
2023 年	812.81	
2024 年	746.18	
2025 年 7 月	441.37	
2024 年 3 月-2025 年 4 月	666.69	514.72
2025 年 1-4 月	496.52	392.28
当期	441.37	348.71
三年一期	800.93	618.36

注：13#煤当期均价参照当期价格参照苏海图 2025 年 1-7 月价格走势及 13 号煤 2025 年 1-4 月均价趋势推测；三年一期均价参照 13 号煤 2024 年 3 月-2025 年 4 月均价及苏海图三年一期走势推测。

鉴于黄白茨煤矿可采煤层较多，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	13	9	10	12	13 ^上	15	16	17
----	----	---	----	----	-----------------	----	----	----

名称	13	9	10	12	13 [±]	15	16	17
灰分比价	23.04%	10.89%	17.41%	25.85%	28.49%	24.69%	41.07%	35.27%
煤种比价	焦煤	肥煤	肥煤	焦煤	焦煤	焦煤	焦煤	焦煤
品种比较	原煤	原煤	原煤	原煤	原煤	原煤	原煤	原煤
水分比价	0.72%	0.70%	0.61%	0.73%	0.67%	0.69%	0.77%	0.73%
硫分比价	0.77%	3.57%	4.39%	2.54%	0.63%	1.70%	1.49%	2.28%

参照上述文件，各煤层比价系数及调整后当期及三年一期价格如下：

名称	13	9	10	12	13 [±]	15	16	17
灰分比价	100.00	139.00	118.00	95.20	88.00	97.60	54.40	71.20
煤种比价	125.00	120.00	120.00	125.00	125.00	125.00	125.00	125.00
品种比较	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00
水分比价	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
硫分比价	100.00	97.00	97.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
比价系数	135.00	174.74	148.34	128.52	118.80	131.76	73.44	96.12
当期	348.71	451.36	383.17	331.97	306.87	340.34	189.70	248.28
三年一期	618.36	800.39	679.47	588.68	544.16	603.52	336.39	440.27

鉴于黄白茨煤矿未来采用各煤层配采，但目前具体配采方案及年限，故本次评估参照各煤层可采储量占比计算综合价预测未来年度煤价，经计算，各煤层综合当期价格为 320.00 ($=348.71 \times 205.86 + 451.36 \times 56.70 + 383.17 \times 642.40 + 331.97 \times 929.62 + 306.87 \times 528.86 + 340.34 \times 1008.91 + 189.70 \times 432.17 + 248.28 \times 303.18$) $\div 4107.69$ ，取整，下同)元/吨，同理，经计算本次评估取未来年度各煤层三年一期综合价为 568.00 元/吨。

如上述，本次评估 2027 年、2028 年采用平滑处理，价差保持一致，则经计算，本次评估确定 2025 年 8 月~2026 年价格为 320.00 元/吨；2027 年价格为 403.00 元/吨；2028 年价格为 486.00 元/吨；2029 年及之后年度煤炭价格取 568.00 元/吨。

4. 年销售收入计算

正常年份以 2029 年为例：

$$\begin{aligned} \text{正常年份销售收入} &= 180.00 \times 568.00 \\ &= 102240.00 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

(九)投资估算

1. 固定资产投资

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

(1) 已有投资

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，该项目固定资产投资主要依据本公司出具的同一评估基准日及相同评估目的“固定资产评估汇总表”及相应的评估明细表中的评估价值、企业提供的在建工程后续投资表作为评估用固定资产投资。根据“固定资产评估汇总表”、“在建工程评估汇总表”及相应的评估明细表，扣除闲置、报废资产后，本次评估基准日固定资产投资原值 63427.56 万元，其中：井巷工程 6931.56 万元；房屋建筑物 19638.16 万元；机器设备 36857.84 万元，评估净值 34503.84 万元，其中：井巷工程 2620.09 万元；房屋建筑物 8267.78 万元；机器设备 23615.97 万元。

截至本次评估基准日，在建工程投资 11530.36 万元，其中：井巷工程 4776.85 万元；房屋建筑物 2243.01 万元；机器设备 4510.50 万元。

(2) 后续投资

根据“在建工程评估汇总表”，本次评估确定后续投资为 2018.73 万元，其中：井巷工程 484.30 万元；房屋建筑物 1534.43 万元。

综上，本次评估利用固定资产如下：

序号	项目名称	评估利用固定资产		
		原值	净值	后续投资(含税)
一	固定资产合计	74957.92	46034.20	2018.73
1	井巷工程	11708.41	7396.94	484.30
2	建筑工程	21881.17	10510.79	1534.43
3	机器设备	41368.34	28126.47	

本次评估将固定资产净值在评估基准日一次性全部投入，后续投资在 2025 年 8 月~2026 年 4 月底期间均匀投入。

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

根据“无形资产—土地使用权评估明细表”，评估基准日黄白茨土地使用权投资为 466.42 万元，本次评估据此确定土地使用权投资为 466.42 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 777.16 万元，本次评估据此确定其他无形资产投资 777.16 万元。

本次评估将无形资产在评估基准日一次性全部投入。

3. 流动资金投资

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

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

则本项目所需流动资金为：

$$102240.00 \times 22.00\% = 22492.80 \text{ (万元)}$$

流动资金依生产负荷均匀流出，评估计算期末全部回收。

(十)成本估算

1. 关于成本估算的原则与方法的说明

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

黄白茨煤矿为正常生产矿山，2022 年生产原煤 91.56 万吨，2023 年生产原煤 138.38 万吨，2024 年生产原煤 112.156 万吨，历史期间均未达产，且未来各矿山人员及成本费用中部分项目发生较大变化，故企业预测了 2025 年 8 月~2031 年各年生产成本数据，故本次评估主要参照企业预测成本选取。个别参数依据《矿业权评估参数确定指导意见》及国家财税的有关规定确定，以此测算评估基准日后未来矿山生产年限内的采矿成本费用。本次评估成本归集与矿山实际保持一致采用“制造成本法”，以 2029 年为例，各参数的取值说明如下：

2. 外购材料费

根据黄白茨“预测报表”，2029 年预测外购材料费 6448.09 万元，折合单位外购材料费为 35.82 元/吨，故本次评估据此确定正常年份单位外购材料费为 35.82 元/吨。

3. 外购燃料及动力费

同“2. 外购材料费”，本次评估取年外购燃料及动力费为 5352.21 万元，单位外购燃料及动力费为 29.73 元/吨。

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 7 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。

根据企业提供的预测报表，同“2. 外购材料费”，根据预测数据，本次评估取 2029 年职工薪酬总额为 27716.80 万元，单位职工薪酬费为 153.98 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 $\epsilon 30.00$ 年折旧，机器设备按 $\epsilon 12.00$ 年折旧，房屋建筑物及机器设备固定资产残值率取 5%。

根据《关于全国实施增值税转型改革若干问题的通知》(财政部国家税务总局财税[2008]170 号)，纳税人 2009 年 1 月 1 日以后(含 1 月 1 日)实际发生，并取得 2009 年 1 月 1 日以后开具的增值税扣税凭证上注明的或者依据增值税扣税凭证计算的增值税税额允许抵扣固定资产进项税额。

根据财政部、国家税务总局《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》(财税[2016]36 号)，自 2016 年 5 月 1 日起，在全国范围内全面推开营业税改征增值税试点，建筑业、房地产业、金融业、生活服务业等全部营业税纳税人，纳入试点范围，由缴纳营业税改为缴纳增值税(税率为 11%)，进项税额准予从销项税额中抵扣。

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:

房屋建筑物年折旧额 = $(21881.17 + 1534.43 \div 1.09) \times (1 - 5\%) \div 30.00 = 737.48$ (万元)

机器设备年折旧额 = $41368.34 \times (1 - 5\%) \div 12.00 = 3274.99$ (万元)

年折旧额 = $737.48 + 3274.99 = 4012.48$ (万元)

单位折旧费为 $22.29 (= 4012.48 \div 180.00)$ 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 2037 年更新投入原有房屋建筑物(含进项税)21405.60 万元;在 2033 年更新投入原有机器设备 41649.36 万元;在 2037 年更新投入新增机器设备 5096.86 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 2037 年回收原有房屋建筑物残值 981.91 万元;在 2033 年回收原有机器设备残值 1842.89 万元;在 2037 年回收新增机器设备残值 225.52 万元。该项目在评估计算期内回收余值为 33189.04 万元。

6. 安全费用

根据财政部、国家煤矿安全监察局颁发的《关于印发<煤炭生产安全费用提取和使用管理办法>的通知》(财企[2012]16 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、高瓦斯矿井吨煤 30 元;(二)其他矿井吨煤 15 元;(三)露天矿吨煤 5 元”;“企

业在上述标准的基础上，根据安全生产实际需要，可适当提高安全费用提取标准”；“如果高于本办法规定的标准，按照原标准执行”。黄白茨煤矿为高瓦斯矿井，因此，本次评估确定安全费用为 30.00 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年安全费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位安全费用} \\ &= 5400.00(\text{万元})\end{aligned}$$

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)。

根据财政部国家发展改革委国家煤矿安全监察局关于印发《关于规范煤矿维简费管理问题的若干规定》的通知(财建[2004]119号)，内蒙古地区根据原煤实际产量，按吨煤 9.50 元的标准每月在成本中提取煤矿维简费(含井巷费用 2.50 元)提取，本次评估按上述文件标准提取。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008)，煤矿维简费(不含井巷工程基金)的 50%作为更新性质的维简费，计入经营成本。则更新性质的维简费为 3.50(=7.00-7.00×50%)元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年维简费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位维简费} \\ &= 1260.00(\text{万元})\end{aligned}$$

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/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年井巷工程基金} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位井巷工程基金} \\ &= 450.00(\text{万元})\end{aligned}$$

9. 修理费

同“2. 外购材料费”，本项目取正常年份年修理费为 567.08，折合单位修理费为 3.15 元/吨，后续投资对应修理费按机器设备比例计算。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，通常按固定资产原值

的一定比例确定固定资产修理费用。修理费一般取机器设备的 2.5% ~ 5%。故后续新增投资修理费按评估选取的机器设备原值的 3.00% 重新估算。经计算, 新增投资年修理费为 135.31 ($= 4510.50 \times 3.00\%$) 万元, 则正常年份年修理费为 702.39 万元, 折合单位修理费为 3.90 元/吨。

10. 运输费

同“2. 外购材料费”, 本项目正常年份运输费为 656.62 万元, 折合单位运输费为 3.65 元/吨。

11. 搬家倒面费

根据企业提供的预测数据, 2029 年搬家倒面费为 750.00 万元, 折合单位搬家倒面费为 4.17 元/吨。

12. 其他制造费用

(1) 专业化服务费、排矸费、公共事业费、设备租赁费、其他费用

同“2. 外购材料费”, 本次评估取正常年份专业化服务费、排矸费、公共事业费、设备租赁费、其他费分别为 4533.80 万元、181.96 万元、131.77 万元、3201.44 万元、2657.64 万元。折合单位专业化服务费、排矸费、公共事业费、设备租赁费、其他费分别为 25.19 元/吨、1.01 元/吨、0.73 元/吨、17.79 元/吨和 14.76 元/吨。

(2) 环境恢复治理与土地复垦费

根据国家能源集团乌海能源有限责任公司 2023 年 12 月编制的《国家能源集团乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》, 方案估算矿山地质环境治理费用及土地复垦费用静态总投资 1373.16 万元, 对应 2376 万吨原煤量, 折合单位矿山环境恢复治理及土地复垦费用为 0.58 元/吨。则:

$$\begin{aligned} \text{年环境恢复治理费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位环境恢复治理费} \\ &= 104.40(\text{万元}) \end{aligned}$$

则年其他制造费用合计为 10811.01 ($= 181.96 + 131.77 + 4533.80 + 104.40 + 3201.44 + 2657.64$) 万元。

12. 管理费用

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

(1)其他管理费用

管理费用中折旧费、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、水利建设基金、无形资产摊销重新计算，职工薪酬单独列示。同“2. 外购材料费”，则扣除上述费用后，本次评估取年其他管理费用为 626.00 万元，折合单位其他管理费用为 3.48 元/吨。

(2)无形资产摊销

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

则，土地使用权按评估计算年限进行摊销；其他无形资产按 10 年进行摊销。则年土地使用权摊销费为 28.44 万元；年其他无形资产摊销费为 77.72 万元，合计年摊销费为 106.16 万元。折合单位摊销费为 $0.59(=106.16 \div 180.00)$ 元/吨。

(3)管理人员职工薪酬

同“2. 外购材料费”，本次评估取年管理费用职工薪酬为 3630.92 万元，折合单位管理费用职工薪酬为 20.17 元/吨。

则年管理费用合计为 4363.08(= 3630.92 + 626.00 + 106.16)万元，折合单位管理费用为 24.24 元/吨。

13. 销售费用

根据企业提供的“2025 年代理销售合同补充协议”，黄白茨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

1022.40 万元，折合单位费用 5.68 元/吨。

14. 研发费用

根据“乌海能源公司后续研发费用预计情况”，预计后续乌海能源公司研发费用支出根据销售收入 0.16% 计算。则以 2029 年为例，本项目年研发费用为 163.58 万元，单位研发费用为 0.91 元/吨。

15. 财务费用

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

$$\begin{aligned}\text{年流动资金贷款利息} &= 22492.80 \times 70\% \times 3.00\% \\ &= 472.35(\text{万元})\end{aligned}$$

折合单位财务费用为 2.62(= 472.35 ÷ 180.00)元/吨。

16. 总成本费用及经营成本

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

以 2029 年为例，评估对象的单位总成本费用为 386.56 元/吨、单位经营成本 355.06 元/吨；年总成本费用 69581.01 万元、年经营成本 63910.02 万元。

(十一)销售税金及附加

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

1. 应纳增值税

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

销项税额 = 销售收入 × 销项税税率

进项税额 = (外购材料费 + 外购燃料及动力费 + 修理费 + 运输费

+ 公共事业费 + 设备租赁费 + 专业化服务费) × 进项税税率

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

故2019年4月1日后, 销项税税率取13%。为简化计算, 进项税额以外购材料费、外购燃料及动力费、修理费、运输费、设备租赁费、公共事业费、专业化服务费、搬家倒面费和排矸费之和为税基, 运输费、搬家倒面费和排矸费税率为9%, 公共事业费、专业化服务费税率为6%, 其余税率为13%。机器设备进项税税率为13%, 房屋建筑物进项税税率为9%。

进项税额抵扣的顺序为先抵扣外购材料费、外购燃料及动力费、修理费、运输费、设备租赁费、公共事业费、专业化服务费、搬家倒面费和排矸费进项税, 后抵扣井巷工程、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:

$$\begin{aligned}\text{年销项税额} &= \text{年销售收入} \times 13\% \\ &= 13291.20 (\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{年进项税额} &= (\text{年外购材料费} + \text{年外购燃料及动力费} + \text{年修理费} \\ &+ \text{设备租赁费}) \times 13\% + (\text{运输费} + \text{搬家倒面费} + \text{排矸费}) \times 9\% + (\text{专业化} \\ &\text{服务费} + \text{公共事业费}) \times 6\% \\ &= 2464.44 (\text{万元})\end{aligned}$$

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

$$= 10826.76 \text{ (万元)}$$

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

$$\begin{aligned} \text{年城市维护建设税} &= \text{年应纳增值税} \times 7.00\% \\ &= 757.87 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

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：

$$\begin{aligned} \text{年教育费附加} &= \text{年应纳增值税} \times (3\% + 2\%) \\ &= 541.34 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

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价格 10% 估算。

以 2029 年为例：

$$\begin{aligned} \text{年资源税} &= \text{年原煤销售收入} \times \text{资源税税率} \\ &= 10224.00 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

5. 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,以 2029 年为例,则年水土保持补偿费为 360.00 万元。

6. 水利建设基金

根据《内蒙古自治区财政厅税务局水利厅关于印发自治区水利建设基金筹集和使用管理实施细则的通知》(内财税〔2021〕1055号)第二条规定:“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%;2023年起具体适用费率为0.5%,本次评估据此确定正常生产年度水利建设基金为 54.13 ($=10826.76 \times 0.5\%$)万元。

7. 其他税金

主要包括以往在管理费用中核实的房产税、车船税、印花税和土地使用税等,根据 2024 年财务数据,房产税、土地税为 203.49 万元,考虑房产税、土地税与产量关联不大,则本次评估未来年度年房产税及土地税参照 2024 年财务数据选取,则未来正产生年度年房产税及土地税为 203.49 万元;扣除上述税费,2024 年其他税费为 72.62 万元,折合单位其他税费为 0.65 元/吨,则本次评估据此确定未来年度单位其他税费为 0.65 元/吨。则以 2029 年为例,其他税费为 117.00 万元。综上,本次评估取其他税金为 320.49 ($=203.49 + 117.00$)万元。

正常年份年销售税金及附加合计为 12257.83 ($=757.87 + 541.34 + 10224.00 + 360.00 + 54.13 + 320.49$)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。黄白茨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。根据矿山研发费用历史数据得所得税前加计扣除率约为 80%，故本次评估研发费用所得税前加计扣除率按 80% 计算。

以 2029 年为例：

$$\begin{aligned}\text{企业所得税} &= (102240.00 - 69581.01 - 12257.83 - 163.58 \times 80\%) \times \\ &15\% \\ &= 3040.54 (\text{万元})\end{aligned}$$

(十三)折现率

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

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

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，无风险报酬率即安全报酬率，通常可以参考政府发行的中长期国债利率或同期银行存款利率来确定。本次评估无风险报酬率参考评估基准日 WIND 资讯系统所披露 10 年期国债到期年收益率确定为 1.70%。

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

生产矿山及改扩建矿山勘查开发阶段风险报酬率取值范围

0.15%~0.65%，本次评估为正常生产矿山勘查开发阶段风险报酬率取值为 0.60%。行业风险报酬率取值范围 1.00~2.00%，本次评估行业风险报酬率取 2.00%。财务经营风险报酬率取值范围 1.00%~1.50%，本次评估财务经营风险报酬率取 1.50%。其他个别风险报酬率取值范围 0.50~2.00%，本次评估其他个别风险报酬率取值为 2.00%。

则，本次评估折现率取值计算如下：

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

十一、评估假设

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

(1)以采矿许可证内已评审的资源储量为基础，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、产品结构及开发技术水平为基准且持续经营；

(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黄白茨煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日评估价值为 39079.35 万元，大写人民币叁亿玖仟零柒拾玖万叁仟伍佰元整。

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

十三、评估基准日期后重大事项

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

十四、特别事项说明

(一)国家能源集团乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿采矿权的采矿许可证有效期限至 2031 年 12 月 1 日，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期限，本次评估假设采矿权人会根据国务院 1998 年第 241 号令《矿产资源开采登记管理办法》在采矿许可证有效期届满 30 日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

(二)本次评估确定可采储量时，对于 TD 资源储量的扣减，是根据“可信度系数”确定，并不是评估范围的调整或扣减，也并不是评估结论的遗漏。

(三)本次评估矿山成本费用的选取主要参考了国家能源集团乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿预测成本数据进行预测，并不保证各项成本费用的必然实现，与未来实际成本费用可能会有差异。

(四)根据乌海市自然资源局《关于申请核查黄白茨矿未变更采矿许可证面积的复函》，2013 年黄白茨煤矿办理采矿权登记时采矿许可证面积 6.3311 平方公里，与 2021 年办理采矿许可证(现有采矿许可证)坐标一致，但由于系统故障，导致现有许可证面积与原采矿许可

证面积有差异。同时，乌海市要求黄白茨煤矿办理变更手续，更正面积错误，截至本次评估基准日，企业尚未办理变更，本次评估基于以往矿区范围及其范围内资源储量，未考虑现有采矿许可证范围。

(五)依据 2021 年 3 月 31 日，国家能源集团乌海能源有限责任公司与内蒙古自治区自然资源厅签订《内蒙古自治区采矿权出让合同(出让收益缴纳)》(合同编号 1500022021C025)，约定首期缴纳 6086.516 万元，其余采矿权出让收益于 2022 年 12 月 1 日至 2031 年 12 月 1 日每年缴纳 2434.6064 万元。根据企业提供的收据，截至本次评估基准日剩余 14607.6384 万元未缴纳。

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

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

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

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

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

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

提请本报告使用者注意上述事项。

十五、评估报告的使用限制

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

(二)本评估报告仅供评估委托人了解矿权在评估条件下评估结果使用，以及矿业权评估委托合同中约定的其他评估报告使用人和法律、行政法规规定的评估报告使用人使用；除此之外，其它任何机构和个人不能成为评估报告使用人；

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

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

十六、矿业权评估报告日

本矿业权评估报告日为 2025 年 12 月 16 日。

十七、评估机构和评估责任人

法定代表人(权忠光):



项目负责人(胡宏源):



矿业权评估师(胡宏源、宋益红):



北京中企华资产评估有限责任公司

二〇二五年十二月十六日

