香港交易及結算所有限公司及香港聯合交易所有限公司對本公告之內容概不負責，對其準確性或完整性亦不發表任何聲明，並明確表示概不就因本公告全部或任何部份內容而產生或因倚賴該等內容而引致之任何損失承擔任何責任。

中国神华
CHINA SHENHUA

中国神华能源股份有限公司
CHINA SHENHUA ENERGY COMPANY LIMITED

(在中華人民共和國註冊成立的股份有限公司)
(股份代碼:01088)

海外監管公告

本公告乃根據香港聯合交易所有限公司證券上市規則第 13.10B 條而做出。

茲載列中國神華能源股份有限公司於 2025 年 12 月 20 日在上海證券交易所網站(www.sse.com.cn)刊登的「陝西德源府谷能源有限公司府谷縣三道溝煤礦采礦權評估報告」等文件，僅供參閱。

承董事會命
中國神華能源股份有限公司
總會計師、董事會秘書
宋靜剛

北京，2025 年 12 月 19 日

於本公告日期，董事會成員包括執行董事張長岩先生，非執行董事康鳳偉先生及李新華先生，獨立非執行董事袁國強博士、陳漢文博士及王虹先生，職工董事焦蕾女士。

陕西德源府谷能源有限公司
府谷县三道沟煤矿
采矿权评估报告

中联评矿报字〔2025〕第5366号

中联资产评估集团有限公司

二〇二五年十二月十六日

通讯地址：北京市复兴门内大街28号凯晨世贸中心东座F4　　邮政编码：100031

电话：(010)88000000　　传真：(010)88000006

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:**1101120250202064569**

评估委托方:	国家能源投资集团有限责任公司、中国神华能源股份有限公司
评估机构名称:	中联资产评估集团有限公司
评估报告名称:	陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权评估报告
报告内部编号:	中联评矿报字〔2025〕第5366号
评　估　值:	1094329.48(万元)
报告签字人:	周二波（矿业权评估师） 王桂娜（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。

陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权评估报告

（摘　　要）

中联评矿报字[2025]第5366号

评估机构：中联资产评估集团有限公司。

评估委托人：国家能源投资集团有限责任公司、中国神华能源股份有限公司。

评估对象：陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权。

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，为此需对评估基准日国家能源投资集团有限责任公司持有的国家能源集团国源电力有限公司的股东全部权益的市场价值进行评估。本次评估目的是反映国家能源集团国源电力有限公司下属公司陕西德源府谷能源有限公司持有的陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权于评估基准日的价值，为上述经济行为涉及的陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权提供价值参考意见。

评估基准日：2025年7月31日。

评估方法：折现现金流量法。

评估结论：经评估人员尽职调查及对所收集资料进行分析，按照采矿权评估的原则和程序，选取适当的评估方法和评估参数，经过计算和验证，确定陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权（评估计算的服务年限为67.74年、拟动用可采储量80,687.16万吨）在评估基准日的价值为人民币1,094,329.48万元，大写人民币壹佰零玖亿肆仟叁佰贰拾玖万肆仟捌佰元整。

提请报告使用人使用本报告时注意报告正文中所载明的特别事项说明、报告使用限制等事项。

评估有关事项声明：按现行国家政策规定，涉及法定评估业务的矿业权评估报告，须委托人按照法律法规要求履行评估监督管理程序后使用，评估结论的使用有效期为一年，即从评估基准日之日起一年内有效。如超过有效期，需重新进行评估。

本评估报告只能由在《评估委托合同》中载明的评估报告使用人使用；只能服务于评估报告中载明的评估目的；除法律法规规定、相关当事方另有规定或约定外，

未征得矿业权评估机构同意，矿业权评估报告的全部或部分内容不得被摘抄、引用或披露于公开媒体。

重要提示：以上内容摘自陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权评估报告，欲了解本评估项目的全面情况，应认真阅读评估报告正文。

（本页无正文）

法定代表人（签字）：

矿业权评估师（签章）：

矿业权评估师
周二波
1320160000

矿业权评估师（签章）：

矿业权评估师
王桂娜
372016000151

中联资产评估集团有限公司

二〇二五年十二月十六日

目 录

第一部分：报告正文

1. 评估机构 1
2. 评估委托人 1
3. 矿业权人 2
4. 评估目的 3
5. 评估对象和范围 3
6. 评估基准日 6
7. 评估依据 6
8. 矿产资源勘查和开发概况 8
9. 评估实施过程 15
10. 评估方法 16
11. 评估参数的确定 16
12. 评估假设 31
13. 评估结论 31
14. 特别事项说明 31
15. 评估报告使用限制 33
16. 评估报告日 33

第二部分：报告附表

附表一 陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权评估价值估算表

附表二 陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权评估资源储量估算表

附表三 陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权评估销售收入估算表

附表四 陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权评估固定资产投资估算表

附表五 陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权评估固定资产折

旧估算表

附表六 陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权评估单位成本费用估算表

附表七 陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权评估总成本费用估算表

附表八 陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权评估税费估算表

第三部分：报告附件

附件一 附件使用范围的声明；

附件二 国家能源投资集团有限责任公司、中国神华能源股份有限公司企业法人营业执照；

附件三 陕西德源府谷能源有限公司企业法人营业执照；

附件四 陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿许可证；

附件五 《〈陕西德源府谷能源有限公司三道沟煤矿资源储量核实报告〉评审备案证明》（陕国土资储备[2011]126号）；

附件六 《〈陕西德源府谷能源有限公司三道沟煤矿资源储量核实报告〉核定意见》（陕国土资评储发[2011]127号）；

附件七 《陕西德源府谷能源有限公司三道沟煤矿资源储量核实报告》（陕西省地质矿产勘查开发局、西安地质矿产勘查开发院，2011年8月，节选）；

附件八 《陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿 2024 年资源储量年度报告》（东科建设有限公司，2025年1月，节选）；

附件九 《陕西德源府谷能源有限公司陕西省神府矿区三道沟煤矿建设工程初步设计》（中煤国际工程集团北京华宇工程有限公司，2012年3月，节选）；

附件十 《陕西省煤炭生产安全监督管理局关于陕西德源府谷能源有限公司三道沟煤矿开采设计的批复》（陕煤局复〔2012〕54号）；

附件十一 承诺函；

附件十二 中联资产评估集团有限公司企业法人营业执照；

附件十三 中联资产评估集团有限公司探矿权采矿权评估资格证书；

附件十四 中国矿业权评估师执业登记证书。

陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿
采矿权评估报告

中联评矿报字[2025]第 5366 号

国家能源投资集团有限责任公司、中国神华能源股份有限公司：

中联资产评估集团有限公司受贵公司的委托，根据国家矿业权出让转让和矿业权评估的有关法律、法规和矿业权评估准则，本着独立、客观、公正的原则，按照必要的评估程序对所委托评估的“陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权”进行了实地调研、市场调查、资料收集和评定估算工作，对其在 2025 年 7 月 31 日的价值作出了公允反映。现将采矿权评估情况及评估结论报告如下：

1. 评估机构

名称：中联资产评估集团有限公司；

地址：北京市西城区复兴门内大街 28 号凯晨世贸中心东座 F4 层；

法定代表人：胡智；

探矿权采矿权评估资格证书编号：矿权评资[1999]011 号；

统一社会信用代码：91110000100026822A。

2. 评估委托人

评估委托人为国家能源投资集团有限责任公司、中国神华能源股份有限公司，其基本情况如下：

（1） 国家能源投资集团有限责任公司

企业名称：国家能源投资集团有限责任公司

企业类型：有限责任公司（国有独资）

注册地址：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：13209466.11498 万元

成立日期：1995-10-23

营业期限：1995-10-23 至无固定期限

统一社会信用代码：91110000100018267J

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） 中国神华能源股份有限公司

企业名称：中国神华能源股份有限公司

企业类型：其他股份有限公司（上市）

注册地址：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：1986851.9955 万元

成立日期：2004-11-08

营业期限：2004-11-08 至无固定期限

统一社会信用代码：91110000710933024J

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。）

3. 矿业权人

采矿权人为陕西德源府谷能源有限公司，其基本情况如下：

名称：陕西德源府谷能源有限公司（以下简称“府谷公司”）；

统一社会信用代码：916100007769886696;

住所：陕西省榆林市府谷县庙沟门乡；

法定代表人：张砺刚；

企业类型：其他有限责任公司；

注册资本：262000 万元；

成立日期：2005 年 8 月 23 日；

营业期限：2005 年 8 月 23 日至 2105 年 8 月 23 日；

经营范围：电力项目投资、开发及经营管理；发电生产及销售；煤炭项目投资、开发及经营管理；煤炭开采及销售;新能源项目的研发、生产及经营管理；电力能源项目咨询；环保技术开发、技术转让、技术咨询、技术服务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。

4. 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，为此需对评估基准日国家能源投资集团有限责任公司持有的国家能源集团国源电力有限公司的股东全部权益的市场价值进行评估。本次评估目的是反映国家能源集团国源电力有限公司下属公司陕西德源府谷能源有限公司持有的陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权于评估基准日的价值，为上述经济行为涉及的陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权提供价值参考意见。

5. 评估对象和范围

5.1 评估对象

本次评估的对象：陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权（以下简称“三道沟煤矿”）。

5.2 评估范围

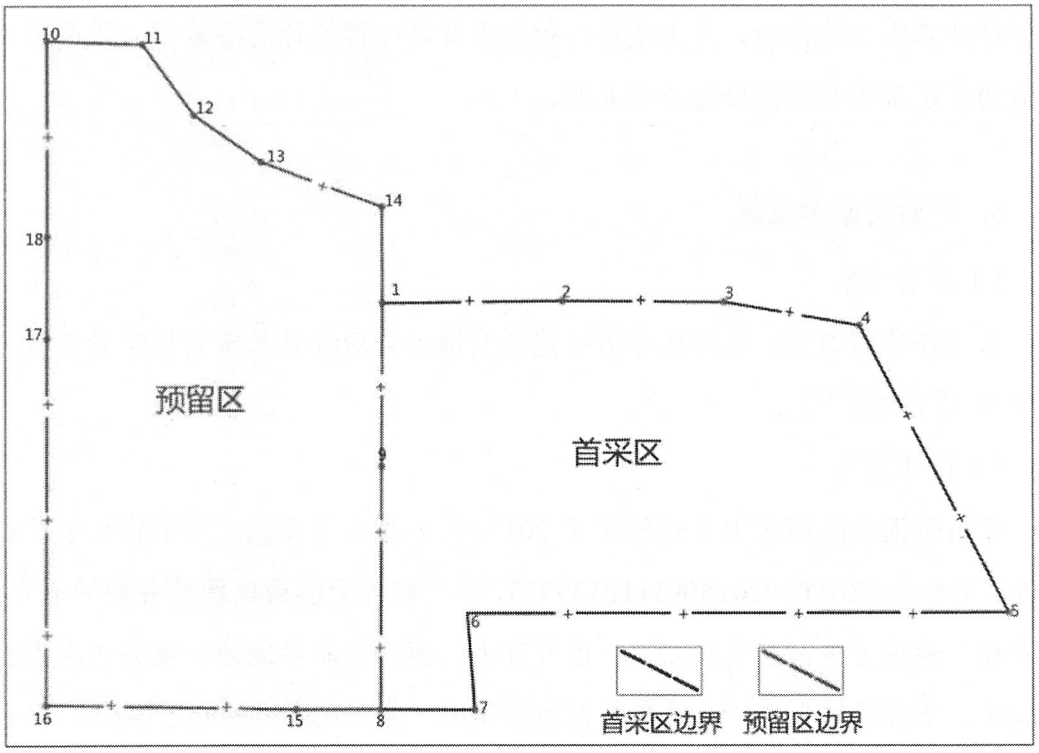
评估范围为陕西省国土资源厅于 2017 年 9 月 5 日颁发的采矿许可证所载明的范围，证号为 C6100002015091110139715，采矿权人为陕西德源府谷能源有限公司，采矿权人地址为陕西省府谷县，矿山名称为陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿，开采矿种为煤，开采方式为地下开采，生产规模为 900 万吨/年，矿区面积为 176.1346 平方公里，有效期限为 2017 年 9 月 5 日至 2025 年 9 月 5 日，开采深度：由 1258 米至 1033 米标高，矿区分为首采区和预留区两部分，首采区开采煤层：3、

4、5 号煤层；预留区开采煤层：4、5 号煤层。预留区煤层未经批准，不得开采。矿区共有 21 个拐点圈定，矿区范围拐点坐标见下表：

三道沟煤矿平面范围拐点坐标表

1980 西安坐标系

	首采区			预留区	
点号	X 坐标	Y 坐标	点号	X 坐标	Y 坐标
1	4346042	37468518	10	4351729	37461229
2	4346083	37472429	11	4351653	37463299
3	4346063	37475929	12	4350115	37464417
4	4345555	37478884	13	4349099	37465876
5	4339353	37482129	14	4348122	37468512
6	4339333	37470369	1	4346042	37468518
7	4337242	37470529	9	4342507	37468501
8	4337253	37468469	8	4337253	37468469
9	4342507	37468501	15	4337253	37466629
			16	4337353	37461192
			17	4345290	37461224
			18	4347483	37461229
	标高：从 1258 米至 1033 米			标高：从 1196 米至 1033 米	



三道沟煤矿矿权示意图

截止评估报告日，上述采矿许可证已过期。2025 年 9 月 4 日陕西省自然资源厅颁发了延续后的采矿许可证，证号为 XC6100002015091110139715，采矿权人为陕西德源府谷能源有限公司，采矿权人地址为陕西省府谷县，矿山名称为陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿，开采矿种为煤，开采方式为地下开采，生产规模为 900 万吨/年，矿区面积为 173.1995 平方公里，有效期限为 2025 年 9 月 4 日至 2027 年 9 月 4 日，开采深度：由 1258 米至 1033 米标高，共有 44 个拐点圈定。

5.3 矿业权历史沿革

陕西电力银河集团有限公司 2001 年 11 月 1 日取得陕西省国土资源厅颁发的《矿产资源勘查许可证》证号为 6100000110247 号。2004 年，根据陕西省人民政府专题会议纪要(2004 年 4 月 2 日，第 30 次)，陕西电力银河集团有限公司需按省政府有关要求将其拥有的“陕北侏罗纪煤田神府矿区三道沟井田勘探”的探矿权转让给府谷县庙沟门煤电一体化项目法人-陕西德源府谷能源有限公司。2006 年 6 月 22 日，陕西德源府谷能源有限公司与陕西电力银河集团有限公司签订了《三道沟井田探矿权转让合同》，并于 2006 年 6 月 28 日向相关部门提交了《探矿权转让申请书》。

2007 年 12 月 1 日，陕西德源府谷能源有限公司取得中华人民共和国国土资源部颁发的《矿产资源勘查许可证》。2008 年 9 月 21 日，矿产资源勘查许可证延续。陕西省国土资源厅以“陕国土资矿采划[2011]41 号”《关于划定神府矿区三道沟井田矿区范围的批复》；2015 年 9 月 9 日，陕西德源府谷能源有限公司取得陕西省国土资源厅颁发的《采矿许可证》，开采方式：地下开采，生产规模：900 万吨/年，矿区面积：176.1346 平方公里，有效期：贰年自 2015 年 9 月 9 日至 2017 年 9 月 9 日，开采标高：由 1258 米至 1033 米，共由 21 个拐点圈定。截止评估基准日，最新持有的采矿许可证为陕西省国土资源厅 2017 年 9 月 5 日颁发，证号为 C6100002015091110139715，采矿权人为陕西德源府谷能源有限公司，矿山名称为陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿，开采矿种为煤，开采方式为地下开采，生产规模为 900 万吨/年，矿区面积为 176.1346 平方公里，有效期限为 2017 年 9 月 5 日至 2025 年 9 月 5 日。

5.4 矿业权评估史

2016 年，陕西中和同盛矿业权评估有限责任公司提交了《陕西省陕北侏罗纪煤田神府矿区三道沟井田井田探矿权评估报告》，评估基准日为 2006 年 8 月 31 日，

评估委托人为陕西省国土资源厅，评估目的为根据2015年11月3日陕西省人民政府专项问题会议纪要（第81次）《关于我省煤炭资源配置及价款收缴有关遗留问题的会议纪要》对陕北侏罗纪煤田神府矿区三道沟井田勘探探矿权价值进行追溯评估评估，计算30年累计消耗可采储量34144.50万吨对应探矿权评估价值为78,310.31万元，扣除矿业权人自行出资有效勘查投入重置价值1700.16万元后为76610.15万元。

5.5矿业权有偿处置情况

根据2016年10月25日陕西省国土资源厅出具的《探矿权价款评估结果告知书》（陕国土资探告字[2016]7号），陕西中和同盛矿业权评估有限责任公司提交的《陕西省陕北侏罗纪煤田神府矿区三道沟井田井田探矿权评估报告》，探矿权价款（30年动用资源储量）评估结果为76610.15万元，30年处置可采资源储量为34144.5万吨。根据府谷公司提供的财务票据，探矿权价款已经缴纳完毕。

6. 评估基准日

根据委托人的委托，本项目评估基准日是2025年7月31日，符合矿业权评估有关评估基准日选取的要求。

7. 评估依据

评估依据包括法律法规依据和经济行为、权属、取价依据等，具体如下：

7.1 法律法规和评估准则依据

（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，自2025年7月1日起施行）；

（2）《中华人民共和国民法典》（2020年5月28日第十三届全国人民代表大会三次会议通过）；

（3）《中华人民共和国资产评估法》(2016年7月2日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过);

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

（5）《中华人民共和国企业所得税法》（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）；

（6）《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）；

（7）《矿产资源开采登记管理办法》（1998年2月12日国务院令第241号发布，2014年7月29日国务院令第653号修改）；

（8）《探矿权采矿权转让管理办法》（国务院1998年第242号令，2014年7月29日修订）；

（9）《矿业权出让转让管理暂行规定》（国土资发[2000]309号，2014年7月16日国土资发〔2014〕89号修订）；

（10）《矿业权评估管理办法（试行）》（国土资发[2008]174号）；

（11）《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）《陕西省实施<中华人民共和国资源税法>授权事项的方案》（2020年7月30日陕西省十三届人大常委会第十九次会议表决通过）；

（13）《固体矿产资源储量分类》（GB／T17766－2020）；

（14）《固体矿产地质勘查规范总则》（GB／T13908－2020）；

（15）《矿产地质勘查规范 煤》（DZ／T0215－2020）；

（16）国土资源部2008年第6号《关于实施矿业权评估准则的公告》；

（17）《矿业权评估技术基本准则(CMVS00001-2008)》；

（18）《矿业权评估程序规范(CMVS11000-2008)》；

（19）《矿业权评估报告编制规范(CMVS11400-2008)》；

（20）《收益途径评估方法规范(CMVS12100 -2008)》；

（21）《矿业权评估参数确定指导意见(CMVS30800-2008)》；

（22）《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见(CMVS30300-2010)》；

（23）《矿业权评估利用矿山设计文件指导意见(CMVS30700-2010)》；

（24）《矿业权评估利用企业财务报告指导意见(CMVS30900-2010)》；

（25）其他相关的法律法规文件等。

7.2 行为、权属和取价依据

（1）评估委托书；

（2）陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿许可证；

（3）《〈陕西德源府谷能源有限公司三道沟煤矿资源储量核实报告〉评审备案证明》（陕国土资储备[2011]126号）；

（4）《〈陕西德源府谷能源有限公司三道沟煤矿资源储量核实报告〉核定意见》（陕国土资评储发[2011]127号）；

（5）《陕西德源府谷能源有限公司三道沟煤矿资源储量核实报告》（陕西省地质矿产勘查开发局、西安地质矿产勘查开发院，2011年8月）；

（6）《陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿2024年资源储量年度报告》（东科建设有限公司，2025年1月）；

（7）《陕西德源府谷能源有限公司陕西省神府矿区三道沟煤矿建设工程初步设计》（中煤国际工程集团北京华宇工程有限公司，2012年3月）；

（8）《陕西省煤炭生产安全监督管理局关于陕西德源府谷能源有限公司三道沟煤矿开采设计的批复》（陕煤局复〔2012〕54号）；

（9）陕西德源府谷能源有限公司提供的有关资料及评估人员收集的其他资料。

8. 矿产资源勘查和开发概况

8.1 矿区位置和交通

三道沟煤矿位于陕西省榆林市府谷县260°方位，直距25km处；行政区划隶属府谷县（行政区代码610822）三道沟、庙沟门、老高川、大昌汗等乡镇管辖。

三道沟煤矿交通条件较好，府（谷）东（胜）公路从煤矿南部通过，大（柳塔）石（马川）公路从煤矿北部通过，神（木）朔（州）、神（木）包（头）铁路分别从煤矿南部和西部通过，并与全国铁路网线相连。煤矿向南距神木火车站30km，距榆林市180km，向东距府谷县25km，向北距东胜市160km，向西距新街约60km。

8.2 自然地理与经济

三道沟煤矿地处陕北黄土高原的北缘，东临黄河，西接毛乌素沙漠东南缘的风沙堆积区，属典型的黄土高原地貌，区内植被稀少，水土流失严重。基岩及红土沿沟谷两侧大面积出露，局部沟帮及梁峁之上覆盖第四系黄土或风成沙。风沙覆盖率平均5%，但整体西部高于东部，较大河流的西（北）岸较东（南）岸沙化严重。

区内地势总体是中偏西部高，四周低。最高处位于煤矿中部的大伙盘，标高

1397.0m，最低点在东南部的沙梁川与阳湾川交汇处，为1008.5m。区内一般相对高差100～150m，最大高差388.5m。一般标高在1200～1250m之间。

矿区属中温带大陆性干旱—半干旱季风气候。冬季寒冷，夏季炎热，春季风沙频繁，秋季霜早雹多，昼夜温差悬殊，降雨量小蒸发量大。元月最冷，极端低温-26℃，七月最热，极端高温36.9℃。年平均气温7.3～9℃，年平均气温差32.5℃。年平均降雨量474.6mm，主要集中在7～8月份，降雨量约占年降雨量的60～70%。年平均蒸发量为2022.7mm，年平均相对湿度56.32%，年平均绝对湿度7.65mm，属湿度过低带或微湿度带，最大冻土深度143cm，无霜期约190天，最大风速19m/s。

矿区地壳活动相对微弱，近百年来区内从未发生较大的地震，虽有几次小震，震级仅为3级左右，属地震微弱区。根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)，本区地震动峰值加速度0.05g，地震动加速度反应谱特征周期0.35s，对应地震烈度VI度。

8.3 地质工作概况

2001～2002年，陕西银河电力集团委托陕西省地矿局西安地质矿产勘查开发院、中国煤炭地质总局物测队、陕西省地矿局物化队、陕西省煤田地质局194队、131队等单位共同完成了三道沟煤矿勘探工作，施工钻孔66个，进尺12237.70m，提交了《陕西省陕北侏罗纪煤田神府新民矿区三道沟井田勘探地质报告》,，国土资源部以“国土资认储字20021282号”文认定。

2004年～2006年，依据陕政办发[2004]121号文要求，府谷县矿产资源管理办公室委托陕西省地矿局西安地质矿产勘查开发院、陕西省煤田地质局185队、榆林市荣岩地质勘探有限公司对井田平面范围内及周边30余个小煤矿进行了检测，编写了各煤矿的资源储量说明书，并经过了省国资源厅的评审备案。

2007年～2009年，陕西省人民政府以《陕西省人民政府关于榆林市煤炭资源整合实施方案的批复》(陕政函[2007]167号)文同意了榆林市政府对煤炭资源整合的方案，井田内及周边30余个小煤矿进行了整合。

2010年，根据国土资源部《关于开展全国矿产资源储量利用现状调查工作的通知》(国土资发[2007]192号)及陕西省国土资源厅《关于开展全省矿产资源储量利用现状调查工作的通知》(陕国土资储发[2008]65号)文精神。陕西省煤田地质局一三一队编写了《陕西省陕北侏罗纪煤田新民矿区三道沟煤矿资源储量核查报告》，且已通过陕西省国土资源规划与评审中心的评审认定。

2010年，西安地质矿产研究所编写了《陕西府谷电厂一期工程压覆矿产资源储量核实报告》，陕西省国土资源厅以“陕国土资储备[2010]152号”文备案。

2010年，陕西秦巴地矿资源有限公司编写了《陕西省大柳塔至庙沟门至石马川一级公路工程压覆矿产资源储量核实报告》，陕西省国土资源厅以“陕国土资储备[2011]17号”文备案。

2011年，陕西省地质矿产勘查开发局、西安地质矿产勘查开发院编制了《陕西德源府谷能源有限公司三道沟煤矿资源储量核实报告》，该报告经陕西省国土资源厅以“陕国土资储备[2011]126号”文备案。此后主要为根据资源储量动态管理要求编写矿山储量年报，最近一期为2025年1月东科建设有限公司编制的《陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿2024年资源储量年度报告》，并经府谷县自然资源和规划局组织相关专家评审通过。

8.4 矿区地质概况

8.4.1 地层

三道沟煤矿内地表大部分被第三、第四系沉积物所覆盖，在阳湾川、沙梁川、大板兔川及其支沟出露基岩。根据填图资料及钻孔揭露，地层由老至新依次有：上三叠统瓦窑堡组、下侏罗统富县组、中侏罗统延安组、第三系上新统静乐组、第四系中更新统离石组、全新统冲积层、风积层。现将主要发育地层自下而上分述如下：

（1）上三叠统（T_3）

仅见瓦窑堡组，出露于勘探区东南角沙梁川、新庙一带，钻孔揭露厚度10~30.6m，岩性为浅灰—灰绿色中厚层状中细粒长石砂岩夹薄层泥岩。砂岩发育大型板状、槽状、楔状交错层理。该组为一套河流相沉积，在区内未见底。

（2）下侏罗统富县组（J_1f）

该组与下伏瓦窑堡组呈平行不整合接触关系，仅在东南部的庙沟门、马厂沟、新庙一带出露。区内普查阶段钻孔中基本见及，但大部份仅见其上部地层，平均厚10~50m±。在三道沟实测剖面上其全层厚度42.48m，岩性以紫红、灰紫及灰绿色泥岩为主，夹透镜状灰白色含砾中粒、粗粒砂岩及薄层粉砂岩。砂岩成分以石英为主，长石次之，分选性及磨圆度差，泥质胶结，局部为钙铁质胶结，砂岩多呈中厚-厚层状和透镜状，板状交错层理及斜层理、层系十分发育。泥岩中含铁质结核、铝质鲕粒及粉砂岩团块，多为块状层理，底部发育不稳定砾岩，顶部有灰白色石英

砂岩。

（3）中侏罗统延安组（J_2y）

出露于大板兔川、沙梁川、阳湾川及其支沟沟帮，区内仅出露延安组。厚度63.11～275.47m。

（4）第三系（N）

区内仅有上新统静乐组。断续出露于阳湾川、沙梁川、大板兔川的支沟沟脑，厚度 0～97.91m，变化较大。岩性为浅红色、棕红色粘土、亚粘土，含大量砂及粉砂质、不规则状钙质结核。钙质结核呈层分布。底部局部发育一层厚度 1～3m 的楔状砾石层，不稳定，砾石成分为砂岩、烧变岩等岩块，砂质充填，泥质胶结。本组中前人曾发现三趾马及其它动物骨骼化石，因而又称之为“三趾马红土”。其与下伏延安组不整合接触，之上多被中更新统离石组覆盖，两者间呈角度不整合接触关系。

（5）第四系（Q）

全区分布广泛，厚度受地形地貌的控制而变化较大，北部、中部厚，而西南、东部较薄。它不整合于下伏一切老地层之上。沉积类型主要有冲积、冲洪积和风积物等。

8.4.2 构造

三道沟煤矿位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡中部，为一倾向 SWW~W、倾角 1~3°的单斜构造；煤矿内地表发现两条断层：一条位于大昌汗东沟，为高角度正断层，产状 188°~195°∠65~78°，落差 0~29m，煤矿内延伸 6.5km;另一条发育于红石崖沟内的郝家沟沟口，为一小型逆断层，产状 280°~290°∠40°，断距 1.0m，其延伸规模不详；地震解释断点 41 个，落差 4~13m；构造简单。

8.4.3 岩浆岩

三道沟煤矿未发现有岩浆岩。

8.5 矿产资源概况

8.5.1 可采煤层

煤矿内含煤地层为侏罗系中统延安组，含 7 层可采煤层，自上而下编号依次为 3^{-1}、3^{-2}、3^{-3}、4^{-3}、4^{-4}、$5^{-2上}$、5^{-2}号，其中 5^{-2}号煤层全区可采、4^{-3}、4^{-4}、$5^{-2上}$号煤层大部可采，3^{-1}、3^{-2}、3^{-3}号煤层局部可采。

3^{-1}号煤层位于延安组第三段顶部。可采区厚度 0.80~2.05m，平均 0.94m，结构简单。煤层底板标高 1155~1250m，埋深 71~142m。属局部可采的不稳定煤层。下

距 3^{-2} 号煤层 10~34m。

3^{-2} 号煤层位于延安组第三段第二旋回的项部。可采区平均厚度 0.88m，结构简单。属局部可采的不稳定煤层。下距 3^{-3} 号煤层 18~31m，平均 22m。

3^{-3} 号煤层位于延安组第三段下部。可采区厚度 0.80~1.90m，平均 1.41m，结构简单。煤层底板标高 1110~1190m，埋深 112~183m。下距 4^{-3} 号煤层 13~23m，平均 20m。属局部可采的不稳定煤层。

4^{-3} 号煤层位于延安组第二段上部。可采区厚度 0.80~1.57m，结构简单。煤层底板标高 1090~1190m，埋深 108~245m。属大部可采的较稳定煤层。下距 4^{-4} 号煤层 9~26m，平均 15m。

4^{-4} 号煤层位于延安组第二段下部。可采区厚度 0.80~1.47m，平均 1.09m，结构简单。煤层底板标高 1070~1180m，埋深 121~258m。属大部可采的较稳定煤层。下距 $5^{-2上}$ 号煤层 9~29m，平均 14m。

$5^{-2上}$ 号煤层位于延安组第一段顶部。可采区厚度 0.80~2.83m，平均 1.91m，结构简单。煤层底板标高 1090~1160m，埋深 155~236m。属大部可采的稳定煤层。下距 5^{-2} 号煤层 3~25m，平均 19m。

5^{-2} 号煤层位于延安组第一段下部。厚度 2.21~7.04m，平均 4.97m，结构简单。属全区可采的稳定煤层。煤层底板标高 1033~1150m，埋深 159~294m。

8.5.2 煤质

（1）煤的物理性质

各煤层均为黑色，略带褐色，条痕褐—褐黑色，沥青光泽至弱沥青光泽，少量丝绢光泽，常见阶梯状、参差状断口，少量棱角状断口，硬度中等，脆度较小。内生裂隙较发育，裂隙面常被方解石和黄铁矿充填，区内构造简单，外生裂隙不发育，局部可见密集分布的豆状、鲕状菱铁矿结核。结构以条带状为主，线理状次之，构造多为层状构造，偶见块状构造，各煤层水平层理发育。煤的视密度变化在 1.28～1.32g/cm3 之间。煤层均以半光亮型煤为主，半暗淡型煤次之。

（2）煤的化学性质

1）工业分析

水分（Mad%）：各煤层煤的原煤空气干燥基水分综合平均值为 6.11～13.00%，均属中水分煤，浮煤空气干燥基水分综合平均值为 0.48～10.30%，平均为 5.73～8.35%，平均较原煤低 1.14～3.07%，随着煤层埋藏深度的增加，原、浮煤水分含量

呈趋势性降低。

灰分（A_d）：各煤层原煤干燥基灰分综合平均值为 2.45～25.50%，平均为 4.36～8.15%。灰分标准差为 1.38～3.49%，属灰分产率变化小的特低灰分煤层。各煤层浮煤灰分产率为 2.30～12.58%，平均 3.20～4.19%，脱灰率为 26.61～53.70%。

挥发分（V_{daf}）：各煤层原煤挥发分产率为 31.08～40.38%，平均为 34.55～36.78%，浮煤挥发分产率为 30.72～40.08%，平均为 34.16～36.57%，属中高挥发分煤，垂向上由上至下挥发分产率呈明显降低趋势，属于典型的深成变质作用类型。

2）元素分析

碳（Cdaf）：各煤层原煤碳含量平均为 81.30～82.16%，浮煤平均为 81.17～81.92%。

氢（Hdaf）：各煤层原煤氢含量平均为 4.35～4.65%，浮煤平均为 4.55～4.81%，均高于原煤。其主要原因是：洗选后镜质组和富含氢的稳定组的富集造成。

氮（Ndaf）：各煤层原煤氮含量平均为 1.09～1.21%，浮煤为 1.13～1.24%，均较原煤略高。

氧（Odaf）：各煤层原煤氧含量平均为 12.02～12.46%，浮煤氧含量为 11.48～12.53%，较原煤有升有降，垂向上原、浮煤均有随埋深增加而降低的趋势。

3）有害元素

全硫（St,d）：各煤层原煤全硫含量为 0.13～0.63%，平均 0.20～0.29%，均属特低硫煤。垂向上各煤层全硫含量变化不大。

磷：各煤层原煤磷含量为 0.000～0.120%，平均 0.004～0.053%，以特低～低煤磷为主，局部为少量中磷煤。

氯：各煤层原煤氯含量为 0.001～0.400%，平均 0.004～0.066%，总体均较低，属低氯煤。

砷：本区各煤层原煤砷含量均较低，变化在$<1\times10^{-6}$～8×10^{-6}之间，平均值均小于$<5\times10^{-6}$，属I级含砷煤。

（3）煤的工艺性能

1）发热量

各煤层原煤干燥基高位发热量（Qgr,d）为 24.81～33.24MJ/kg，平均 30.15～30.70MJ/kg，均属特高热值煤。

2）粘结性和结焦性

各煤层煤的粘结性指数全为 0，表明本区煤几乎全无粘结性。各煤层煤的焦渣特征优势代号为 2～3，以 2 为主，属粘结—弱粘结煤，属弱结焦煤。

（4）煤类

依据《中国煤炭分类国家标准》，结合表征煤化程度的浮煤干燥无灰基挥发分（Vdaf）产率和粘结指数（GRI），以及辅助分类指标透光率（PM）确定煤类。

区内各煤层煤类以不粘煤（BN31）为主，少量长焰煤（CY41），其中 3^{-3}、5^{-2} 上煤全为不粘煤(BN31)；其它各煤层均以不粘煤(BN31)为主，少量长焰煤(CY41)。

（5）煤的工业用途评价

煤的水分为 6.11～13.00%，属中水分煤，煤的灰分平均值变化在 4.36～8.15% 之间，以<10%灰分为主，主要为特低灰煤，少量低灰煤，洗选后灰分可大幅下降。全硫一般<0.5%，属特低硫煤。原煤干燥基高位发热量（Qgr,d）平均变化在 30.15～30.70MJ/kg，均属特高热值煤。可选性等级为易选，抗碎强度高，热稳定性好，化学反应性强。主要为低熔、中熔灰分煤，少量高熔灰分，煤灰动态特性以“短渣”和“长渣”为主，煤中有害元素砷、氯、氟含量均很低，磷主要为特低—低磷级，少量中磷级，经洗选后均可降至特低—低磷级，本区煤均属富油煤，虽然部分煤水分偏高，可磨性相对较低，对工业加工利用不利，但总体上本区煤煤质优良，是良好的动力用煤及气化、液化等化工工业原料。

8.6 矿床开采技术条件

8.6.1 矿区水文地质条件

三道沟煤矿地下水含水层主要有：弱~中等富水的第四系全新统冲、洪积层孔隙潜水含水层及中更新统黄土孔隙裂隙潜水含水层，弱富水的侏罗系中统延安组裂隙承压水含水层、下统富县组砂岩裂隙承压水含水层，弱富水的烧变岩空洞裂隙潜水含水层。第三系上新统静乐组红土和侏罗系中统延安组、下统富县组中的砂质泥岩与粉砂岩为隔水层。

各可采煤层顶板砂岩裂隙承压水含水层为煤层的直接充水含水层，富水性弱。水文地质勘探类型为二类一型，即以裂隙含水层充水为主的水文地质条件简单的矿床。

8.6.2 矿区工程地质条件

井田地形地貌和地质构造简单，地层岩性单一，岩体结构多为互层状，可采煤

层顶板多属半坚硬的层状岩类。根据《矿区水文地质、工程地质勘探规范》，本区工程地质勘探类型可划分为III类I型，即层状岩类简单矿床。

8.6.3 瓦斯、煤尘、煤自燃及地温

各层煤所含瓦斯成分以氮气为主，二氧化碳微量，属二氧化碳～氮气带。各煤层煤尘火焰长度一般大于400mm，岩粉最低用量55~70%，煤尘具爆炸危险性。各煤层$\triangle T_{1-3}$为7~51℃，属不易自燃~很易自燃煤层。区内地温梯度正常。

8.6.4 矿区环境地质条件

在综合分析区域地质、矿井地质、水文地质、工程地质条件的基础上，叙述矿井环境地质特征，初步评价环境地质现状，预测煤炭资源开采对环境的影响。

三道沟煤矿开采后，会出现地面沉降，塌陷，开裂，造成水土流失，地面建筑墙体裂缝；同时在煤炭开采、储存、运输过程中又有粉尘污染，瓦斯排放造成空气污染，矿井水排放造成地表水及地下水污染，煤炭堆存造成周围土壤有害元素、放射性物质污染等。

8.7 开发利用现状

截止评估基准日三道沟煤矿持有的安全生产许可证，编号为（陕）MK安许证字(2024)0284号，有效期为2024年8月1日至2027年7月31日。三道沟煤矿为正常生产矿山。2023年、2024年及2025年1-7月份的产量分别为986.67万吨、988.96万吨及560.58万吨。

9. 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，按照委托人的要求，我公司组织评估人员，对陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权实施了如下评估程序:

（1）接受委托阶段：与委托人明确此次评估的目的、对象和范围，确定评估基准日，签订评估委托合同，拟定评估计划（评估方案和方法等），向委托人提供评估需要准备的资料清单。

（2）尽职调查阶段：评估专家小组在企业相关工作人员的陪同下进行了现场核实考察，并查阅了有关材料，征询、了解、核实矿床地质勘查、矿山设计等基本情况，现场收集、核实与评估有关的地质资料、设计资料等。

（3）评定估算阶段：依据收集的评估资料，进行归纳整理，粗定评估方法，

进行初步估算，完成评估报告初稿。具体步骤如下：根据所收集的资料进行归纳、整理，查阅有关法律、法规，调查有关矿产开发及销售市场，按照粗定的评估程序和方法，对委托评估的采矿权价值进行初步估算，完成评估报告初稿。

（4）提交报告阶段：对评估报告初稿进行评估机构的内部审核，后与委托人就评估有关事项进行沟通。在遵守评估规范、评估准则和职业道德原则下，认真对待委托人提出的意见，经必要的修改和完善后，提交正式评估报告。

10. 评估方法

委托评估的矿山为大型生产煤矿，已完成相关勘查和设计工作，预期收益和风险可以预测并以货币计量、预期收益年限可以预测。故根据《中国矿业权评估准则》，本次评估采用折现现金流量法进行评估。其计算公式为：

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

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；

n——评估计算年限。

11. 评估参数的确定

评估指标和参数的取值主要参考：陕西省地质矿产勘查开发局、西安地质矿产勘查开发院于 2011 年 8 月提交的《陕西德源府谷能源有限公司三道沟煤矿资源储量核实报告》（以下简称“储量核实报告”）、《〈陕西德源府谷能源有限公司三道沟煤矿资源储量核实报告〉核定意见》（陕国土资评储发[2011]127 号）（以下简称“核定意见书”），东科建设有限公司于 2025 年 1 月提交的《陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿 2024 年资源储量年度报告》（以下简称“2024 年储量年报”），中煤国际工程集团北京华宇工程有限公司于 2012 年 3 月提交的《陕西德源府谷能源有限公司陕西省神府矿区三道沟煤矿建设工程初步设计》（以下简称“初步设计”）及

其批复文件，陕西德源府谷能源有限公司提供以及评估人员掌握的其他资料。

（一）评估所依据资料评述

（1）储量估算资料

2011 年 8 月，陕西省地质矿产勘查开发局、西安地质矿产勘查开发院编制了《陕西德源府谷能源有限公司三道沟煤矿资源储量核实报告》。2011 年 10 月陕西省国土资源规划与评审中心审验该储量核实报告并通过评审备案，备案文号为“陕国土资储备[2011]126 号”。

评估人员参照《固体矿产资源储量分类》（GB／T17766－2020）、《固体矿产地质勘查规范总则》（GB／T13908－2020）和《矿产地质勘查规范 煤》（DZ／T0215－2020）对《储量核实报告》进行了分析。《储量核实报告》估算的资源储量在采矿权范围内；报告中采用的工业指标符合规范要求，选用的资源储量估算方法正确，矿体圈定和块段划分合理，各项参数选择合适，资源储量类型划分恰当，资源储量估算结果可靠。《储量核实报告》中的储量数据符合有关规范要求且通过了的评审备案。

《2024 年储量年报》采用的工业指标符合规范要求，选用的资源储量估算方法正确，矿体圈定和块段划分合理，各项参数选择合适，资源储量类型划分恰当，资源储量估算结果可靠，《2024 年储量年报》在《储量核实报告》的基础上编制，并经府谷县自然资源和规划局组织相关专家评审通过，可作为评估依据。

（2）设计资料

中煤国际工程集团北京华宇工程有限公司于 2012 年 3 月编制了《陕西德源府谷能源有限公司陕西省神府矿区三道沟煤矿建设工程初步设计》，并通过了批复，批复文件为《陕西省煤炭生产安全监督管理局关于陕西德源府谷能源有限公司三道沟煤矿开采设计的批复》（陕煤局复〔2012〕54 号）。

中煤国际工程集团北京华宇工程有限公司具有工程设计资质。《初步设计》根据矿体赋存特点及矿床开采技术条件，以经济技术条件下合理有效利用资源为原则编制的，报告编制方法合理、内容基本完整。《初步设计》通过了批复，其设计的采矿等技术参数基本合理，可作为评估依据；该矿山为生产矿山，已生产多年，相关的矿山开采涉及的固定资产投资、成本费用等参数主要参考企业的财务生产数据确定。

（二）评估主要指标和参数的选取

各参数取值说明如下:

11.1 保有资源量、评估利用资源量

11.1.1 储量核实基准日保有资源量

根据《储量核实报告》及核查意见，截止储量核实基准日 2011 年 8 月，采矿许可证范围内保有资源量为:

煤炭保有资源量 154,211.00 万吨（首采区资源储量 64,394.00 万吨，预留区资源储量 89,817.00 万吨），其中：探明的经济基础储量(111b)23306 万吨，控制的经济基础储量(122b)6950 万吨，探明的边际经济基础储量(2M21)896 万吨，探明的次边际经济资源量(2S21)3140 万吨，控制的次边际经济资源量(2S22)1783 万吨，探明的内蕴经济资源量(331)12157 万吨，控制的内蕴经济资源量(332)20779 万吨，推断的内蕴经济资源量(333)85200 万吨。具体见下表:

煤层	储量估算基准日资源量（截至 2011 年 8 月）														
	首采区									预留区					全区
	111b	122b	2M21	2S21	2S22	331	332	333	小计	2S22	331	332	333	小计	小计
3^{-1}	-	-	-	-	-	-	-	1,513.00	1,513.00	-	-	-	-	-	1,513.00
3^{-2}	-	-	-	-	-	-	-	19.00	19.00	-	-	-	-	-	19.00
3^{-3}	-	-	-	-	-	-	-	5,632.00	5,632.00	-	-	-	-	-	5,632.00
4^{-3}	-	-	-	921.00	571.00	667.00	248.00	2,029.00	4,436.00	-	851.00	1,531.00	11,966.00	14,348.00	18,784.00
4^{-4}	-	-	-	2,048.00	-	1,268.00	-	-	3,316.00	968.00	-	-	7,110.00	8,078.00	11,394.00
$5^{-2上}$	4,767.00	1,439.00	218.00	-	24.00	-	-	4,009.00	10,457.00	-	-	-	2,558.00	2,558.00	13,015.00
5^{-2}	18,539.00	5,511.00	678.00	171.00	194.00	5,070.00	3,016.00	5,842.00	39,021.00	26.00	4,301.00	15,984.00	44,522.00	64,833.00	103,854.00
合计	**23,306.00**	**6,950.00**	**896.00**	**3,140.00**	**789.00**	**7,005.00**	**3,264.00**	**19,044.00**	**64,394.00**	**994.00**	**5,152.00**	**17,515.00**	**66,156.00**	**89,817.00**	**154,211.00**

11.1.2 评估基准日保有资源量

根据《2024 年储量年报》及企业提供的 2025 年 1-7 月动用资源储量数据，储量核实基准日 2011 年 8 月至评估基准日动用资源储量为 16,011.00 万吨，经计算，本次评估基准日保有资源量为:

煤炭保有资源量 138,200.00 万吨（首采区资源储量 48,383.00 万吨，预留区资源储量 89,817.00 万吨），其中：探明的经济基础储量(111b)7,295.00 万吨，控制的经济基础储量(122b)6950 万吨，探明的边际经济基础储量(2M21)896 万吨，探明的次边际经济资源量(2S21)3140 万吨，控制的次边际经济资源量(2S22)1783 万吨，探明

的内蕴经济资源量(331)12157 万吨，控制的内蕴经济资源量(332)20779 万吨，推断的内蕴经济资源量(333)85200 万吨。

11.1.3 评估利用资源量

根据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见(CMVS30300-2010)》，通过经济合理性分析表明应属边际经济和次边际经济的，通常不作为评估利用资源储量；经济基础储量、探明的或控制的内蕴经济资源量，全部参与评估计算；推断的内蕴经济资源量（333）可参考（预）可行性研究、矿山设计、矿产资源开发利用方案或设计规范的规定等取值，(预)可行性研究、矿山设计或矿产资源开发利用方案等中未予设计利用的或设计规范未做规定的，采用可信度系数调整，可信度系数在0.5~0.8 范围取值；预测的资源量（334）?，应谨慎考虑其是否参与评估计算。根据三道沟煤矿的《初步设计》，对次边际经济的资源量 2S21、2S2 不设计利用；对于推断资源量，4^{-3}、4^{-4}、$5^{-2上}$、5^{-2}煤层由于地质构造简单，煤层赋存稳定，可信度系数取 0.9；3^{-1}、3^{-2}、3^{-3}煤层较薄，受地形切割及煤层露头影响较大，可信度系数取 0.8，则评估利用资源量为：

评估利用的资源量 = ∑基础储量+∑资源量×该级别资源量可信度系数

=124,040.60（万吨）

11.2 开采方案

（1）设计生产规模：900.00 万吨/年。

（2）开拓方案：矿井采用平硐开拓方式；以主平硐、副平硐和回风斜井开拓全井田，主平硐方位角 90°。煤矿分一个开采水平，生产时开采 5^{-2} 上及 5^{-2} 号煤层。主平硐长度 1103.5m，坡度 3‰，井筒内装备 B=1600mm 胶带输送机，为矿井进风井和安全出口；副平硐长度 950m，坡度 2‰，承担全矿井人员、物料及设备运输任务，为矿井进风井和安全出口；朴牛圪塔回风斜井斜长 544m，倾角 25°。

主要大巷采用集中布置形式。在 5^{-2} 号煤层中布置集中胶带输送机大巷、辅助运输大巷和回风大巷。井下煤炭运输全部采用胶带输送机运输；辅助运输采用无轨胶轮车。

（3）水平划分：矿井主采 5^{-2} 煤上距 $5^{-2上}$煤大部重叠合成一层煤，距 4^{-4} 煤平均 14m，距 4^{-3} 煤平均 27m；同时矿井大部储量在 5^{-2} 煤，采 4^{-4}、4^{-3} 煤时可以采用联合布置，故全矿井采用单水平开拓，主要运输大巷沿 5^{-2} 煤层底板布置，以矿井达到 9.00Mt/a 生产能力时胶带运输大巷底板标高+1088m 作为水平标高。

（4）开采现状：截止 2024 年 12 月 31 日，三道沟煤矿已回采 5^{-2}煤八盘区 16 个工作面，四盘区 6 个工作面；$5^{-2上}$煤回采 12 个工作面，2024 年未开采 $5^{-2上}$煤。2024 年三道沟煤矿回采 5^{-2}煤八盘区 85216、85218 和四盘区 45206 共三个工作面。

11.3 产品方案

根据企业实际的产品方案，确定产品方案为原煤。

11.4 采选技术指标

设计损失量：根据《初步设计》，设计永久煤柱（煤层露头、断层、井田境界、建构筑物）为 13,958.00 万吨，设计临时煤柱（井筒、工业场地、主要火烧区煤柱）5,723.00 万吨。本次评估根据《初步设计》，未考虑临时煤柱的回收。

采区回收率：本次评估根据《煤炭工业矿井设计规范》（GB50215—2015）和现行《煤矿安全规程》，煤矿矿井（正常块段、非压覆区）的采区回采率按下列规定确定:

厚煤层(大于 3.5 米)不应小于 75%;

中厚煤层(1.3~3.5 米)不应小于 80%;

薄煤层(小于 1.3 米)不应小于 85%。

根据《初步设计》，3^{-1}、3^{-2}、4^{-3}、4^{-4}号煤层回采率为 85%，3^{-3}、$5^{-2上}$号煤层回采率为 80%，5^{-2}号煤层回采率为 75%。

11.5 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）》，评估利用可采储量按下式进行计算:

评估利用可采储量=（评估利用资源量-设计损失量）×采区回采率

=80,687.16（万吨）

可采储量估算详见“附表二”。

11.6 生产规模及服务年限

三道沟煤矿采矿许可证证载生产能力 900 万吨/年。《初步设计》中设计生产能力为 900 万吨/年。根据国家矿山安全监察局综合司下发《国家矿山安全监察局综合司关于核定陕西德源府谷能源有限公司三道沟煤等 2 处煤矿生产能力的复函》（矿安综函[2021]168 号），核定生产能力为 900 万吨/年。故本次评估确定生产能力为 900 万吨/年。

矿山合理服务年限根据下列公式计算:

$$T=Q/（A\times K）$$

式中：T——矿山服务年限

Q——可采储量

A——矿井生产能力

K——储量备用系数

根据《中国矿业权评估准则》，地下开采的储量备用系数取值范围为1.3~1.5。根据《初步设计》，储量备用系数为1.35，三道沟煤矿地质构造条件为简单，综合本矿地质构造条件和开采技术条件，本次评估确定储量备用系数取1.35。服务年限计算如下：

T = 6+（80,687.16-4200*1.35）÷（900×1.35）

= 67.74（年）

则，本次评估计算的服务年限为67.74年，即生产期从2025年8月至2093年4月。

11.7 煤炭产品价格及销售收入

根据《矿业权评估参数确定指导意见(CMVS30800-2008)》，本次评估采用时间序列平滑法确定产品价格。具体以评估基准日前五年一期的企业平均不含税销售价格的算数平均值确定评估计算中的价格参数。

经统计，三道沟煤矿近年来外销煤炭不含税价格具体参数如下表：

单位：元/吨

项目	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年1-7月	五年一期平均
原煤	**296.98**	**424.09**	**515.33**	**499.59**	**457.99**	**455.70**	**441.00**

则三道沟煤矿2020年~2025年7月的不含税平均价格为 441.00 元/吨。评估认为上述平均价格可以综合反映该矿煤炭的长期价格。

假设该矿井生产的产品全部销售，则以2035为例：

正常生产年份销售收入 = Σ 原煤产量×销售价格

= 900.00×441.00

= 396,900.00 万元

销售收入估算详见附表三。

11.8 固定资产投资及更新改造资金的确定

（1）固定资产投资的确定

由于三道沟煤矿为正常生产矿山，本次评估根据同一评估目的、同一评估基准日的资产评估报告中的固定资产投资数据(含在建工程)，该矿已投入固定资产原值445,335.18 万元，固定资产净值 253,568.66 万元。其中：井巷工程原值 115,606.89 万元、井巷工程净值 71,207.52 万元，房屋建筑物原值 90,916.64 万元、房屋建筑物净值 66,414.24 万元，设备及安装工程原值 238,811.65 万元、设备及安装工程净值 115,946.90 万元。

固定资产投资金额于评估基准日流出。

（2）更新改造资金和回收固定资产残（余）值的确定

房屋建筑物和设备采用不变价原则考虑其更新资金投入，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。

本次评估确定房屋建筑物折旧年限为 30 年、残值率为 5%，设备折旧年限平均按 14 年、残值率为 5%。

更新改造资金总计 1,547,484.09 万元，回收固定资产残（余）值共计 265,304.68 万元。（详见附表五）

（3）回收抵扣设备、不动产进项税额

根据 2017 年 11 月 19 日修订颁布的《中华人民共和国增值税暂行条例》，自 2009 年 1 月 1 日起，新增设备投资的进项税额可予抵扣。上述投资和更新改造的金额均未扣减进项税额，本次评估采取实际可抵扣时以回收现金流的形式考虑进项税的抵扣。回收抵扣设备进项税额总计 155,227.55 万元。

根据财政部、国家税务总局于 2016 年 3 月 23 日发布的《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》，自 2016 年 5 月 1 日起，我国将全面推开营改增试点，将建筑业、房地产业、金融业、生活服务业全部纳入营改增试点范围，由此前征收营业税改为征收增值税。新增不动产投资的进项税额可予抵扣，本次评估采取实际可抵扣时以回收现金流的形式考虑进项税的抵扣，回收抵扣不动产进项税额为 16,365.00 万元。

11.9 无形资产投资（含土地使用权）

根据同一评估目的、同一评估基准日的资产评估报告中的无形资产-土地，本次评估确定无形资产投资金额为 4,652.38 万元，于评估基准日投入。该矿服务年限大

于50年，土地投资在2072年到期后更新投入2,019.91万元。

11.10 其他资产投资

根据同一评估目的、同一评估基准日的资产评估报告中的无形资产其他等，本次评估确定其他资产投资为1,827.66万元，于评估基准日流出。

11.11 流动资金

流动资金是指为维持生产所占用的全部周转资金。根据《矿业权评估参数确定指导意见(CMVS30800-2008)》，本次评估采用扩大指标估算法估算流动资金。

煤矿企业流动资金估算参考指标为：按销售收入的20%～25%估算流动资金，本次评估的销售收入资金率按22%估算，则流动资金为：

流动资金额＝销售收入×销售收入资金率

＝396,900.00×22%

＝87,318.00（万元）

流动资金在评估基准日投入，评估计算期末回收全部流动资金。

11.12 总成本费用及经营成本

根据《矿业权评估参数确定指导意见(CMVS30800-2008)》，本次评估中成本费用的取值主要参考企业提供的历史期财务数据，综合分析近三年一期成本数据情况确定。（详见附表五、附表六、附表七）。

总成本费用由生产成本、销售费用、管理费用、研发费用、财务费用构成。其中，生产成本由外购材料费、外购燃料及动力、职工薪酬(含外委劳务费）、折旧费、维简费、井巷工程基金、环境治理恢复与土地复垦费、安全费用、修理费、摊销费、外委业务费、其他费用构成。经营成本采用总成本费用扣除折旧费、折旧性质的维简费、井巷工程基金、摊销费和财务费用确定。

各项成本费用确定过程如下：

11.12.1 外购材料费

根据企业提供的财务数据并综合分析近三年一期成本数据情况，本次评估确定单位材料费为10.57元/吨。则：

正常生产年份外购材料费＝年原煤产量×单位外购材料费

＝900.00×10.57

＝9,513.00（万元）

11.12.2 外购燃料及动力费

根据企业提供的财务数据并综合分析近三年一期成本数据情况，本次评估确定单位外购燃料及动力费为 2.97 元/吨。则:

正常生产年份外购燃料及动力费 = 年原煤产量×单位外购燃料及动力费

= 900.00×2.97

= 2,673.00（万元）

11.12.3 职工薪酬（含外委劳务费）

根据企业提供的财务数据并综合分析近三年一期成本数据情况，本次评估确定单位职工薪酬（含外委劳务费）为 69.54 元/吨。则:

正常生产年份职工薪酬（含外委劳务费）= 年原煤产量×单位职工薪酬（含外委劳务费）

= 900.00×69.54

= 62,586.00（万元）

11.12.4 折旧费

经测算，正常生产年份折旧费合计为 19,084.10 万元，单位折旧费为 21.20 元/吨。

11.12.5 维简费、井巷工程基金

对采矿系统所需的更新资金(维持简单再生产所需的固定资产性支出和费用性支出)不以固定资产投资方式考虑，而以更新费用（更新性质的维简费、全部安全费用）方式直接列入经营成本。

依据财政部、国家发展改革委、国家煤矿安全监察局财建[2004]119 号《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》，确定本项目维简费为 8.00 元/吨、井巷工程基金 2.50 元/吨。其中：折旧性质维简费为 4.00 元/吨、更新性质维简费为 4.00 元/吨。

正常生产年份维简费 = 900.00×8.00 = 7,200.00（万元）

正常生产年份井巷工程基金 = 900.00×2.50=2,250.00（万元）

11.12.6 环境治理恢复与土地复垦费用

根据 2025 年编制的《陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》，设计的矿山单位矿山地质环境治理和土地复垦费用为 62384.35 万元，方案剩余服务年限 24 年，本次评估据此确定单位年矿山地质环境治理和土地复垦费用为 2.89 元/吨。

则以2027年为例，环境治理恢复与土地复垦费用为2,599.35万元（900×2.89）。

11.12.7 安全费用

依据财政部、应急部印发的关于《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），该矿煤层有自燃倾向，结合企业实际，确定安全费用为30.00元/吨。

则，正常生产年份安全费用 = 900.00×30.00 = 27,000.00 万元

11.12.8 修理费

根据企业提供的财务数据并综合分析近三年一期成本数据情况，本次评估确定不含税单位修理费为1.20元/吨。则：

正常生产年份修理费 = 年原煤产量×单位修理费

= 900.00×1.20

= 1,080.00 万元

11.12.9 外委业务费

外委业务费主要为外委的矿务工程费、专业化服务费、外委服务费等，根据企业提供的财务数据并综合分析近三年一期成本数据情况，本次评估据此确定单位外委业务费为22.34元/吨。则：

正常生产年份外委业务费 = 年原煤产量×单位外委业务费

= 900.00×22.34

= 20,103.12 万元

11.12.10 摊销费

无形资产土地按土地年限摊销，其他资产投资按照矿山服务年限摊销，经计算，本次评估确定年摊销费为125.46万元。

11.12.11 其他费用

根据企业提供的财务数据并综合分析近三年一期成本数据情况，其他费用主要包括上站运费、征地及补偿费、水利基金、其他支出等，其中上站运费46.70元/吨、正常补偿费5.85元/吨、水利基金0.22元/吨、其他支出14.19元/吨、本次评估据此确定单位其他费。则：

正常生产年份其他费用 = 年原煤销量×单位其他费用

= 39,147.86（万元）

11.12.12 销售费用

根据企业提供的近三年一期成本并结合企业销售费用预测数据，本次评估确定单位销售费用为 3.98 元/吨。则：

正常生产年份销售费用 = 年原煤产量×单位销售费用

= 900.00×3.98

= 3,580.05（万元）

11.12.13 管理费用

经核实，三道沟煤矿管理费用统一在生产成本中核算，由于三道沟煤矿与府谷电厂同属于府谷公司，故煤矿应分摊府谷公司部分管理费，结合企业提供的财务数据计算，分摊单位管理费用约为 0.96 元/吨，本次据此确定单位管理费用为 0.96 元/吨。则：

正常生产年份管理费用 = 年原煤产量×单位管理费用

= 900.00×0.96

= 865.16（万元）

11.12.14 研发费用

根据企业提供的近三年一期成本并结合企业销售费用预测数据，本次评估据此确定单位研发费用为 1.11 元/吨。则：

正常生产年份研发费用 = 年原煤产量×单位研发费用

= 900.00×1.11

= 1,000.00（万元）

11.12.15 财务费用

财务费用按照《矿业权评估参数确定指导意见(CMVS30800-2008)》及矿业权评估规定计算。

该矿所需流动资金为 87,318.00 万元，设定资金来源 70%为贷款，根据中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心于 2025 年 7 月 20 日公布的一年期 LPR 为 3.00%计算，则单位流动资金贷款利息为：

单位流动资金贷款利息 = 87,318.00×70%×3.00%÷900.00

= 2.04（元/吨）

正常生产年份财务费用 = 年原煤产量×单位财务费用

= 900.00×2.04

= 1,836.00（万元）

11.12.16 总成本费用

以2030年为例，正常生产年份总成本费用合计＝外购材料费+外购燃料及动力费+职工薪酬+维简费+井巷工程基金+环境恢复治理及土地复垦费+安全费用+修理费+摊销费+外委业务费+其他费用+销售费用+管理费用+研发费用+财务费用

=171,134.97（万元）

折合单位原煤总成本费用为246.40元/吨。

年经营成本＝总成本费用－折旧费－折旧性质的维简费－井巷工程基金－摊销费－财务费用

＝132,047.34（万元）

折合单位原煤经营成本为216.52元/吨。

11.13 税费

税费主要有销售税金及附加、企业所得税，估算情况详见附表八。

本项目的销售税金及附加包括城市维护建设税、教育费附加、地方教育附加、资源税、其他税金。城市维护建设税和教育费附加、地方教育附加以应交增值税为税基。纳税人位于陕西省府谷县，根据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的《中华人民共和国城市维护建设税法》，确定城市维护建设税率为5%；根据《中华人民共和国征收教育费附加的暂行规定》（国务院令[1990]第60号）、《关于教育费附加征收问题的紧急通知》（国发明电[1994]2号）、《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），确定教育费附加率为3%；根据财政部《关于统一地方教育附加政策有关问题的通知》（财综[2010]98号），确定地方教育附加率为2%。

11.13.1 增值税

应交增值税为销项税额减进项税额。

依据2017年11月19日修订颁布的《中华人民共和国增值税暂行条例》以及2016年3月23日发布的《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》，财政部、税务总局《关于调整增值税税率的通知》（财税〔2018〕32号），2017年5月1日后，确定销项税率为16%，以销售收入为税基；设备购置费用、外购材料费、外购动力费进项税率为16%，不动产进项税率为10%。根据2019年3月20日发布的《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），确定2019年4月1日后，增值税一般纳税人（以

下称纳税人）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%。

正常生产年份计算如下（以2043年为例）：

年增值税销项税额＝销售收入×销项税率

＝396,900.00×13%

＝51,597.00（万元）

年增值税进项税额＝（年材料费+年动力费+修理费）×进项税额+（外委业务费+上站运费）×进项税额+销售费用中进项税+研发费用中的进项税

＝（9,513.00+2,673.00+1,080.00）×13%+（20,103.12+21,010.80）×9%+194.96

＝5,619.79（万元）

年应交增值税额＝年销项税额－年进项税额

＝51,597.00－5,619.79

＝45,977.21（万元）

11.13.2 城市维护建设税

正常生产年份计算如下:

年城市维护建设税＝年增值税额×城市维护建设税率

＝45,977.21×5%

＝ 2,298.86 （万元）

11.13.3 教育费附加

正常生产年份计算如下:

年教育费附加＝年增值税额×教育费附加率

＝45,977.21×3%

＝ 1,379.32 （万元）

11.13.4 地方教育附加

正常生产年份计算如下:

年地方教育附加＝年增值税额×地方教育附加率

＝45,977.21×2%

＝ 919.54 （万元）

11.13.5 资源税

根据《陕西省实施<中华人民共和国资源税法>授权事项的方案》（2020年7月30日陕西省十三届人大常委会第十九次会议表决通过），榆林市煤炭原矿产品资源税为销售收入的 10%。对剩余服务年限小于 5 年的衰竭期煤矿开采的煤炭，资源税减征30%。即本次评估剩余5年（60个月）按照减征30%计算，则正常生产年份资源税:

年资源税＝年精煤销售收入×资源税税率

＝396,900.00×10.00%

＝39,690.00（万元）

11.13.6 矿业权出让收益

根据上文“5.5 矿业权有偿处置情况”可知，30年处置可采储量为34144.5万吨，剩余未处置的资源储量未缴纳采矿权出让收益。根据《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），矿业权出让收益=探矿权（采矿权）成交价+逐年征收的采矿权出让收益。三道沟煤矿采矿权属于已设且进行过有偿处置的采矿权，涉及动用采矿权范围内未有偿处置的资源储量时，按矿产品销售时的矿业权出让收益率逐年征收矿业权出让收益。根据矿种目录，三道沟煤矿采矿权出让收益率为2.4%。

2043年采矿权出让收益计算如下:

矿业权出让收益=销售收入×矿业权出让收益率

=396,900.00×2.4%

=9,525.60（万元）

11.13.7 其他税金

根据企业提供的财务数据，其他税费包含房产税、土地使用税、车船使用税、水资源税、环保税、耕地占用税、印花税，其中房产税、土地使用税、车船使用税、环保税、耕地占用税年均2,782.86万元。根据陕西省财政厅、国家税务总局陕西省税务局、陕西省水利厅关于印发《陕西省水资源税改革试点实施办法》的通知（陕财税〔2024〕12号），煤炭开采按每吨原煤取排水2.5立方米折算水量，适用税额为疏干排水税额，其中疏干排水（回收利用）为0.8元/立方米，则该矿单位原煤水资源税为2.00元/吨，水资源税按2元/吨原矿计算。印花税税率（税基为年销售收入）为0.03%，则正常年份其他税费为4,062.24万元。

11.13.8 销售税金及附加

以2045年为例，正常生产年份计算如下:

销售税金及附加合计＝城市维护建设税＋教育费附加＋地方教育附加＋资源税＋出让收益+其他税费

＝58,515.25（万元）

11.13.9 所得税

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的公告”（财政部税务总局国家发展改革委公告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。矿业权人减按15%税率缴纳企业所得税，故本次评估2030年12月31日之前所得税税率按照15%计算，2030年之后所得税税率按照25%计算。

以2043年为例，正常生产年份具体计算如下:

正常生产年份利润总额＝年销售收入－年总成本费用－年销售税金及附加

＝396,900.00－200,643.10－58,515.25

＝137,741.65（万元）

正常生产年份所得税＝年利润总额×所得税税率

＝137,741.65×25%

＝34,435.41（万元）

11.14 折现率

根据《矿业权评估参数确定指导意见(CMVS30800-2008)》，折现率计算如下:

折现率＝无风险报酬率＋风险报酬率

其中，无风险报酬率通常可以参考政府发行的长期国债利率或同期银行存款利率来确定，本次评估按照中央国债登记结算公司（CCDC）公布的基准日为2025年7月31日的10年期国债利率平均水平确定无风险收益率的近似，即无风险收益率1.70%。

风险报酬率包括勘查开发阶段风险报酬率、行业风险报酬率、财务经营风险报酬率、其他个别风险等。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为2.00%;财务经营风险报酬率取值为1.50%;其他个别风险系数取值为2.00%，采用风险累加法估算，确定风险报酬率为6.15%。

据此，确定本次评估的折现率为7.80%。

12. 评估假设

本评估报告是基于下列基本假设而提出的价值意见:

（1）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、经济环境以及采选技术和条件等仍如现状而无重大变化;

（2）以设定的开发进度、生产方式、生产规模、产品结构、开发技术水平以及市场供需水平为基准，持续合法经营;

（3）在矿山开发收益期内有关价格、成本费用、税率及利率因素在正常范围内变动;

（4）在本次评估计算的矿山服务年限内，企业能够正常申请衰竭期煤矿（剩余服务年限小于5年）煤炭资源税减征优惠;

（5）本次评估假设采矿许可证到期后能够正常延续;

（6）本评估结论没有考虑将来可能承担的抵押、担保事宜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，也未考虑国家宏观经济政策发生变化以及遇有自然力和其他不可抗力及不可预见因素对其评估价值的影响。

13. 评估结论

根据国家有关法律法规的规定，遵循独立、客观、公正的评估原则，在对委托评估的矿业权进行必要的尽职调查以及了解和核实、分析评估对象实际情况的基础上，依据必要的评估程序，选用适当的评估方法和评估参数，经过计算和验证，确定陕西德源府谷能源有限公司府谷县三道沟煤矿采矿权（评估计算的服务年限为67.74年、拟动用可采储量80,687.16万吨）在评估基准日的价值为人民币1,094,329.48万元，大写人民币壹佰零玖亿肆仟叁佰贰拾玖万肆仟捌佰元整。

14. 特别事项说明

提请报告使用人在使用该评估结论时注意以下事项:

（1）本次评估未来需缴纳采矿权出让收益所对应的资源储量是根据企业提供的相关资料计算得出的，征收方法和标准按财综[2023]10号文执行。根据《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）第八条之规定:“按协议方式出让探矿权、采矿权的，成交价按起始价确定，

在出让时征收；在矿山开采时，按矿产品销售时的矿业权出让收益率逐年征收采矿权出让收益。矿业权出让收益=探矿权（采矿权）成交价+逐年征收的采矿权出让收益。其中，逐年征收的采矿权出让收益=年度矿产品销售收入×矿业权出让收益率。”因此，《矿种目录》中煤原矿产品矿业权出让收益率为销售收入的 2.4%。未来实际所缴纳的采矿权出让收益以当地自然资源管理部门收缴为准，在此提请报告使用者注意。

（2）三道沟煤矿采矿权矿区范围分为首采区和预留区两部分，预留区平面范围内另有 11 个煤矿或整合区，整合矿井均开采上部的 2-3 号煤组（2^{-2}～3^{-3} 号煤层），府谷公司开采预留区下部的 4、5 煤组（4^{-3}、4^{-4}、$5^{-2上}$、5^{-2} 号煤层）。根据采矿许可证证载描述，三道沟煤矿首采区开采煤层：3、4、5 号煤层；预留区开采煤层：4、5 号煤层。预留区煤层未经批准，不得开采。三道沟煤矿目前在首采区开采。根据府谷公司出具的《三道沟煤矿预留区煤层未来开采无障碍的承诺》，针对三道沟煤矿预留区煤层未经批准不得开采的情况，府谷公司在首采区进行采矿作业的同时，承诺积极与陕西省自然资源厅沟通，逐步解决推进预留区煤层批采的问题。故本次评估将预留区的资源储量纳入了评估范围，提请委托人和相关当事方在确定交易价格或合作权益等时考虑该事项。

（3） 采矿许可证有效期限为 2017 年 9 月 5 日至 2025 年 9 月 5 日，截止评估报告日已过期，2025 年 9 月 4 日陕西省自然资源厅颁发了延续后的采矿许可证，矿区面积：173.1995 平方公里，批准有效期限为：2025 年 9 月 4 日至 2027 年 9 月 4 日。因涉及生态红线，该通知批复的矿区面积 173.1995 平方公里较采矿许可证面积 176.1346 平方公里有所缩减，因矿区面积缩减需重新进行资源储量核实后才能确定资源储量的变动情况，因尚未重新进行资源储量核实，本次评估无法确定面积缩减对资源储量的影响，进而无法确定对评估价值的影响，提请报告使用人注意。此外，本次评估计算年限自 2025 年 8 月至 2093 年 4 月，评估结论是基于采矿许可证到期后可以依法延续的假设得出的，本次评估未考虑采矿许可证延续的相关办证费用，在此提请报告使用人注意。

（4） 经核实，本次评估三道沟煤矿采矿权账面值中包含了 2020 年取得的 200 万吨/年*2 的煤炭产能指标，本次评估将产能指标并入了采矿权合并评估，采矿权评估结果中包含产能指标的价值，在此提请报告使用人注意。

（5） 本评估报告部分事项依据了委托人及矿业权人所提供的有关文件材料（包括产权证明、地质资料、设计资料、财务资料等），相关文件材料提供方对所提供的有关文件材料的真实性、合法性、完整性负责并承担相关的法律责任。

（6） 报告使用人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，评估机构不承担相应的法律责任。

15. 评估报告使用限制

矿业权评估报告的所有权属于委托人，但提请注意以下使用限制：

（1）本项目评估确定的评估基准日为 2025 年 7 月 31 日。评估结论使用有效期为一年，即从评估基准日起一年内有效。如超过有效期，需要重新进行评估。

（2）本评估报告只能由在评估委托合同中载明的报告使用人使用。

（3）本评估报告只能服务于评估报告中载明的评估目的。

（4）除法律法规规定、相关当事方另有规定或约定外，未征得矿业权评估机构同意，矿业权评估报告的全部或部分内容不得被摘抄、引用或披露于公开媒体。

（5）其他专业机构全部或部分引用矿业权评估报告的内容和矿业权评估结论时，应征得矿业权评估机构的同意；引用时应正确理解、恰当引用并关注评估报告中披露的重要事项，特别是影响评估结论的瑕疵事项。

16. 评估报告日

评估报告日为 2025 年 12 月 16 日。

（本页无正文）

法定代表人（签章）：

矿业权评估师（签章）：

矿业权评估师（签章）：

中联资产评估集团有限公司

二〇二五年十二月十六日

国家能源集团新疆矿业有限责任公司
红沙泉一号露天煤矿采矿权评估报告

中企华矿评报字[2025]第 1063 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:**1102420250202064354**

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：	国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估报告
报告内部编号：	中企华矿评报字[2025]第1063号
评　估　值：	114345.78(万元)
报告签字人：	王军好（矿业权评估师） 王桂玲（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。

国家能源集团新疆矿业有限责任公司
红沙泉一号露天煤矿采矿权评估报告

目 录

评估报告摘要 4
评估报告正文 8
一、评估机构 8
二、委托人及矿业权人 8
三、评估对象和范围 11
(一)评估对象和范围 11
(二)采矿权历史沿革 12
(三)矿业权价款(出让收益)处置情况 13
(四)采矿权评估史 14
(五)采矿权抵押担保情况 14
四、评估目的 14
五、评估基准日 15
六、评估依据 15
(一)法规依据 15
(二)行为、产权和取价依据 17
七、评估实施过程 18
八、矿产资源勘查和开发概况 18
(一)矿区位置和交通 18
(二)自然地理 19
(三)地质勘查工作概况 19
(四)矿区地质概况 20
(五)煤层 23
(六)煤质 33
(七)开采技术条件 38
(八)矿山开发利用概况 40

九、评估方法 41
十、评估指标和参数 41
(一)保有资源储量 42
(二)评估利用矿产资源储量 43
(三)采选方案 44
(四) 产品方案 45
(五)采选煤技术指标 45
(六)评估利用可采储量 45
(七)生产能力和服务年限 45
(八)销售收入 47
(九)投资估算 51
(十)成本估算 54
(十一)销售税金及附加 62
(十二)企业所得税 64
(十三)折现率 65
十一、评估假设 66
十二、评估结论 67
十三、评估基准日期后重大事项 67
十四、特别事项说明 67
十五、评估报告的使用限制 69
十六、评估报告日 70
十七、评估机构和评估责任人 70
十八、国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估报告附表目录
附表一 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估价值估算表
附表二 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估可采储量及矿山服务年限估算表
附表三 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估销售收入估算表

附表四 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估资产投资估算表

附表五 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估资产折旧摊销费用估算表

附表六 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估单位成本估算表

附表七 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估总成本费用估算表

附表八 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估税费估算表

十九、国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估报告附件(另册装订)

国家能源集团新疆矿业有限责任公司
红沙泉一号露天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：国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权。

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新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权价值进行评估，为上述经济行为提供采矿权价值参考。

评估基准日：2025 年 7 月 31 日。

评估方法：折现现金流量法。

评估主要参数：截止评估基准日，矿田保有资源储量 421998.69 万吨，评估利用资源储量 339321.32 万吨，评估利用可采储量 324242.32 万吨。评估用生产能力 3100.00 万吨/年，评估计算年限 55.42 年。产品方案为选后混煤。混煤不含税价格 147.00 元/吨，年销售收入 455700.00 万元。评估用固定资产已投资原值 326,514.56 万元，净值 275,546.52 万元；后续投资 158,318.02 万元。单位总成本费用 115.98 元/吨、单位经营成本 104.12 元/吨；年总成本费用 359,538.56 万元、年经营成本 322,782.34 万元。折现率 7.80%。

评估结论：经评估人员对该矿业权尽职调查和当地煤炭市场的调查分析，按照矿业权评估的原则和程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日评估价值 114345.78 万元，大写人民币壹拾壹亿肆仟叁佰肆拾伍万柒仟捌佰元整。

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。

特别事项说明

评估对象采矿许可证有效期截止 2038 年 09 月 24 日，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期。本次评估假设采矿权人会根据国务院第 241 号令、国务院令第 653 号《矿产资源开采登记管理办法(2014 修订)》，在采矿许可证有效期届满 30 日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

根据《国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权出让收益评估报告》和《采矿权出让合同》(合同编号：新自然资源采 2023(4)号)和《采矿权出让合同补充合同》(合同编号：新自然资源采率 2025(05)号)，评估基准日 2021 年 10 月 31 日，评估矿区面积 74.265 平方公里，开采深度 760 米至-51 米标高，生产规模 1000 万吨/年，评估计算年限 30 年，已有偿处置资源量：①已动用资源量 5074.88 万吨；②30 年拟动用资源量 41337.84 万吨。则红沙泉一号露天煤矿未有偿处置资源量 393445.28(= 439858 - 5074.88 - 41337.84)万吨，本项目评估对未有偿处置资源量根据《关于印发〈矿业权出让收益征收办法〉的通知》(财综〔2023〕10 号)规定计算了采矿权出让收益税费。

矿山正在办理 1000 万吨/年改扩建至 4000 万吨项目核准，并申请列入产能储量矿山（新增产能的 30%），国家发改委已受理新疆自治区发改委上报的“新疆发展改革委关于申请核准新疆西黑山矿区红沙泉一号露天矿改扩建工程的请示”（项目名称为“项目名称：新疆准东煤田西黑山矿区红沙泉一号露天煤矿一期工程 1000 万 t/a”），目前改扩建可研报告已送至国家矿山监察局进行评审，根据《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤炭产能储备制度的实施意见发改能源规〔2024〕413 号》文件规定，如被列入产能储备矿山，新增 3000 万吨/年产能可免于全部产能置换指标。本次评估假设矿山能够顺利取得产能储备矿山资格，免于产能置换指标，未考虑指标购置支出。考虑

到此事项尚未获批且具有的不确定性，建议交易双方对未来产能置换指标和相应支出及是否被豁免进行约定。

准东露天煤矿目前存在需要购置 1500 万吨产能指标，企业规划待矿区总规修改完成后，通过改扩建方式从生产能力 2000 万吨/的扩大到 4500 万吨/年，同时申请产能储备矿山方式解决产能指标置换问题，如改扩建申请被核准且列入产能储备（新增产能的 30%），可免于新增 2500 万吨/年的全部产能指标置换，本次评估假设矿山能够顺利取得产能储备矿山资格，免于产能置换指标，未考虑指标购置支出。考虑到此事项尚未获批且具有的不确定性，建议交易双方对未来产能置换指标和相应支出及是否被豁免进行约定

本次评估根据矿山正在办理的改扩建可研报告和产能储备政策，本次评估生产能力根据正在申报的可研报告设计规划的常规产能确定为 3100 万吨。

红沙泉一号露天煤矿开采至三采区后，由剥采比较高，自 2081 年开始在现有技术经济指标下开采不经济，每年净利润和净现金流量均为负值，本次采矿权价值评估计算期为 2025 年 8 月至 2080 年。

提请本报告使用者注意上述事项。

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

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

重要提示:

以上内容摘自《国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估报告》，欲了解本评估项目的全面情况，应认真阅读该矿业权评估报告全文。

法定代表人(权忠光):

项目负责人(王军好):

矿业权评估师(王军好、王桂玲):

矿业权评估师 王军好 222008000073

矿业权评估师 王桂玲 222092000067

北京中企华资产评估有限责任公司

二〇一五年十二月十六日

国家能源集团新疆矿业有限责任公司
红沙泉一号露天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，根据国家有关矿业权评估的规定，本着独立、客观、公正的原则，按照恰当的矿业权评估方法，对国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天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新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天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；
“探矿权采矿权评估资格证书”编号：矿权评资[2000]005号。

二、委托人及矿业权人

(一)委托人

本次评估的委托人为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

(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(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：国家能源集团新疆矿业有限责任公司

(曾用名：新疆神华矿业有限责任公司)

统一社会信用代码：91650100778970876R;

类　　型：有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资);

住　　所：新疆乌鲁木齐高新区(新市区)长春路1011号新疆能源公司办公楼17层1707室;

法定代表人：亚力坤·吐尔逊;

注册资本：151,423.5万元;

成立日期：2005年09月06日;

营业期限：2005年09月06日至无固定期限;

经营范围：矿产资源勘查；矿业开发及相关技术的咨询；建筑工程施工；太阳能发电技术服务；风力发电技术服务；煤制活性炭及其他煤炭加工(限分支机构经营)；自然生态系统保护管理；环境保护监测；水资源管理；工程管理服务；土地使用权租赁；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广。(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)

国家能源集团新疆矿业有限责任公司在评估基准日的股东及持股情况：国家能源集团新疆能源化工有限公司持股100%。国家能源集团新疆能源化工有限公司属于国家能源投资集团有限责任公司控股100%的子公司。

(三)生产运营单位

目前，国能新疆红沙泉能源有限责任公司负责国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权的生产运营。

名　　称：国能新疆红沙泉能源有限责任公司;

(曾用名：神华新疆奇台能源有限责任公司)

统一社会信用代码：91652325599177784T;

类　　型：有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资);

住　　所：新疆昌吉州准东经济技术开发区西黑山产业园石钱滩路56号(芨芨湖产业园);

法定代表人：孙秉成;

注册资本：110000万元;

成立日期：2012年07月26日;

营业期限：2012年07月26日至2032年07月25日;

经营范围：矿业项目投资与开发；化工产品(危险化学品除外)、高岭土销售、供电销售。自来水供应；餐饮服务；煤炭开采；煤炭及制品批发；普通货物道路运输、集装箱道路运输；铁路、公路运输服务；装卸服务；仓储服务；货运站场服务；石油及制品销售(危化品除外)、非金属矿及制品销售，钢铁及有色金属销售；一般货物的进出口贸易。(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)

国能新疆红沙泉能源有限责任公司在评估基准日的股东及持股情况：国家能源集团新疆能源化工有限公司持股100%。

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新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权。

根据2025年2月6日新疆维吾尔自治区自然资源厅颁发的采矿许可证(证号：C6500002017111110145789)：采矿权人：国家能源集团新疆矿业有限责任公司 (以下简称“国能矿业公司”)；矿山名称：国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿(以下简称“红沙泉一号露天煤矿”)；开采矿种：煤；开采方式：露天开采；生产规模：3000万吨/年；矿区面积：74.1912平方公里；有效期限：壹拾叁年零柒月，自2025年02月06日至2038年09月24日；矿区拐点坐标详见下表。

矿区拐点坐标表

点号	2000 国家大地坐标系	
	X 坐标	Y 坐标
1	4931672.18	30525163.15
2	4929614.29	30525279.01
3	4929662.54	30531797.86
4	4929528.52	30531797.80
5	4929520.71	30533268.25
6	4926180.26	30532860.25
7	4924582.60	30532223.00
8	4920850.37	30527554.97
9	4920906.01	30525180.73
10	4930643.48	30521890.84
开采深度：由 760 米至-51 米标高，共有 10 个拐点圈定		

(二)采矿权历史沿革

2016 年 6 月，新疆维吾尔自治区国土资源厅下发“划定矿区范围批复(新国土资采划〔2016〕022 号)”，划定新疆神华矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿矿区面积 74.2631 平方公里，矿区范围由 10 个拐点圈定，开采深度由 753 米至–51 米，批复的矿区范围预留期限为 3 年。此后，该采矿权历史沿革详见下表。

采矿权历史沿革一览表

采矿权人	证号	开采矿种	生产规模(万吨/年)	矿区面积(km^2)	开采标高	有效期限
新疆神华矿业有限责任公司	C6500002017111110145789	煤	800	74.2646	703 米至 456 米	2017 年 11 月 3 日至 2018 年 11 月 3 日
		煤	800	74.2646	703 米至 456 米	2018 年 11 月 3 日至 2019 年 11 月 3 日
		煤	800	74.2646	703 米至 456 米	2019 年 11 月 3 日至 2021 年 11 月 13 日
国家能源集团新疆矿业有限责任公司		煤	1000	74.265	703 米至 456 米	2021 年 9 月 24 日至 2036 年 9 月 24 日
		煤	2000	74.265	760 米至 -51 米	2023 年 12 月 22 日至 2038 年 9 月 24 日
		煤	3000	74.1912	760 米至 -51 米	2025 年 02 月 06 日至 2038 年 09 月 24 日

(三)矿业权价款(出让收益)处置情况

根据“《国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权出让收益评估报告》主要参数表(2021年)”，新疆维吾尔自治区自然资源厅为办理采矿权延续变更出让，委托新疆昌鼎信资产评估有限公司出具《国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权出让收益评估报告》，评估基准日2021年10月31日，评估矿区面积74.265平方公里，开采深度760米至-51米标高，生产规模1000万吨/年，评估计算年限30年，拟动用原煤资源储量41337.84万吨(其中：2011年至2020年已采动5074.88万吨，拟动用36,262.96万吨)，评估年限30年评估价值154,700.92万元(其中：2011年至2020年已采动5074.88万吨对应的采矿权出让收益18,675.56万元，拟动用36262.96万吨对应的采矿权出让收益136,025.36万元)。

2023年3月10日，新疆维吾尔自治区自然资源厅与国家能源集团新疆矿业有限责任公司签订了《采矿权出让合同》(合同编号：新自然资源采 2023(4)号)，本合同出让采矿权名称为国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿，矿区面积74.265平方公里，开采深度703米至456米标高，30年拟动用资源储量36,262.96万元，已动用资源储量5074.88万吨；采矿权出让收益154,700.92万元，其中已动用资源储量对应的采矿权出让收益18,675.56万元，矿区范围内保有资源储量对应的采矿权出让收益136,025.36万元；按照合同约定，受让人分15期向出让人缴纳采矿权出让收益，第一期自合同签订之日起30日内缴纳68,677.282万元，第二期至第十四期分别于2023年至2035年各年11月20日之前缴纳6,144万元，第十五期于2036年11月20日之前缴纳6,151.092万元。

2025年3月26日，新疆维吾尔自治区自然资源厅与国家能源集团新疆矿业有限责任公司签订了《采矿权出让合同补充合同》(合同编号：新自然资源采率 2025(05)号)，本合同为新自然资源采 2023(4)号所指合同的补充合同，矿区范围面积74.1912平方公里，开采深度760米至-51米标高，依据《新疆准东煤田奇台县红沙泉一号露天煤矿勘探报告矿产资源储量评审意见书》(新国土资储联评〔2011〕07号)，

截止 2009 年 12 月 31 日矿区范围内查明资源量 439858 万吨；依据新自然资源采 2023(4)号所指合同，出让资源量 41337.84 万吨，矿业权出让收益 154,700.92 万元，动用未出让资源量，受让人在采矿权有效期限内，每年按照矿产品上年度销售收入的出让收益率缴纳年度矿业权出让收益。

根据企业提供的缴款凭证，截止评估基准日，红沙泉一号露天煤矿已缴纳的采矿权出让收益为 809,658,280.00 元，具体缴款情况如下表。按照合同约定，红沙泉一号露天煤矿还需要缴纳采矿权出让收益 73,735.092 万元。

采矿权出让收益缴款统计表

缴款日期	缴款单位	金额(元)
2018-03-01	新疆神华矿业有限责任公司	185,468,280.00
2018-11-20	新疆神华矿业有限责任公司	92,740,000.00
2019-01-25	新疆神华矿业有限责任公司	36,170,000.00
2019-10-23	新疆神华矿业有限责任公司	36,170,000.00
2019-10-23	新疆神华矿业有限责任公司	99,880,000.00
2020-11-10	新疆神华矿业有限责任公司	79,770,000.00
2021-10-21	国家能源集团新疆矿业有限责任公司	74,060,000.00
2022-12-12	国家能源集团新疆矿业有限责任公司	68,770,000.00
2023-02-23	国家能源集团新疆矿业有限责任公司	13,750,000.00
2023-08-29	国家能源集团新疆矿业有限责任公司	30,720,000.00
2023-11-17	国家能源集团新疆矿业有限责任公司	30,720,000.00
2024-11-08	国家能源集团新疆矿业有限责任公司	61,440,000.00

(四)采矿权评估史

采矿权人未提供以往采矿权评估报告。

(五)采矿权抵押担保情况

据采矿权人管理层介绍，红沙泉一号露天煤矿采矿权无抵押担保等情况。

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新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权价值进行评估，为上述经济行为提供采矿权价值参考。

五、评估基准日

本项目采矿权评估基准日确定为2025年7月31日。

六、评估依据

(一)法规依据

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);

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.《中国矿业权评估准则》(中国矿业权评估师协会，2008年8月)；

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

25.《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);

26.《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T13908－2020);

27.《固体矿产资源储量分类》(GB/T17766－2020);

28.《矿产地质勘查规范 煤》(DZ/T0215-2020);

29.《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）;

30.《新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会关于自治区资源税具体适用税率、计征方式及减免税办法的决定》(2020 年 9 月 19 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议通过，2024 年 5 月 30 日修正)。

(二)行为、产权和取价依据

1.评估委托书及被评估单位承诺函;

2.评估委托人及矿业权人企业法人营业执照;

3.采矿许可证(证号：C6500002017111110145789);

4.关于《新疆准东煤田奇台县红沙泉一号露天煤矿勘探报告》矿产资源储量评审备案证明(新国土资储联备字〔2011〕联 007 号)、《新疆准东煤田奇台县红沙泉一号露天煤矿勘探报告》矿产资源储量评审意见书(新国土资储联评〔2011〕07 号);

5.《新疆准东煤田奇台县红沙泉一号露天煤矿勘探报告》(新疆地矿局第九地质大队，2010 年 2 月);

6.《新疆奇台县红沙泉一号露天煤矿 2024 年储量年度报告》(昌吉市国土资源和城乡规划技术服务中心，2024 年 12 月)及其评审意见书(昌州审〔2025〕18 号);

7.《国能新疆红沙泉能源有限责任公司红沙泉一号露天煤矿 3000 万 t/a 矿产资源开发利用与生态保护修复方案》(新疆煤炭设计研究院有限责任公司，2024 年 8 月)及其专家意见的认定(新自然资三合一审发〔2024〕105 号);

8.《国家能源集团新疆矿业有限责任公司新疆准东西黑山矿区红沙泉一号露天煤矿改扩建工程可行性研究报告》(中煤科工集团沈阳

设计研究院有限公司，2025 年 9 月);

9.矿业权出让收益相关资料;

10.历史年度财务报表;

11.评估人员收集的其他资料。

七、评估实施过程

第一阶段：准备阶段

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

第二阶段：现场勘查阶段

本项目评估人员于 2025 年 8 月下旬前往新疆维吾尔自治区奇台县对本项目评估的矿业权进行核实与调查，了解矿山的现状、地质、采矿等有关情况，并查阅及收集了评估所需的有关资料，同时对资料存在的问题与矿业权人交换了意见。

第三阶段：评估测算阶段

对收集的资料进行整理、分析，确定评估方案，选取评估参数，对矿业权价值进行评定估算，并完成评估报告初稿。

第四阶段：报告提交阶段

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，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

红沙泉一号露天煤矿位于奇台县城北东直线距离 78 公里处，行政区划属奇台县管辖。地理坐标为：东经 90°15'21" ~ 90°25'15"，北纬 44°24'29" ~ 44°31'15"。

S228 省道(青土线)、S240 省道(奇井线)从矿田西侧通过，S327 省道(奇北线)从矿田东侧穿过，乌准铁路、准东煤电煤化工产业带公路 Z917 从矿田西北部穿过。经上述线路可以便捷地到达奇台县、吉木萨

尔县、乌鲁木齐市等周边城市，外部交通十分便利。

(二)自然地理

矿田位于准噶尔盆地东南，总体地势东南高、北西低，地貌形态为残丘状剥蚀平原，海拔+657～+753 米，最大比高 96 米，相对高差一般在 30 米左右。

区内地表无常年水流。在矿田南缘有一著名的红沙泉，是唯一的泉水点。以泉水为源头，形成一径流，流向北，流出约 200 米后径流下渗或蒸发终结。

该区属大陆干旱荒漠气候，年温差和昼夜温差较大，6～8 月为夏季，气候炎热，白天气温常在 40℃以上，绝对最高气温达 43.2℃。11 月～次年 2 月为冬季，气候严寒，绝对最低气温达-49.8℃。年平均降水量 106 毫米，年蒸发量 1202～2382 毫米，全年日照 3053 小时，8 月偶有雷阵雨，冬季积雪稀少。该区常年多风，多以西北风为主，风力一般 4～5 级，经常有 7～8 级大风，最大可达 10 级以上并伴有强大的沙尘暴天气。

暂时性水流主要由夏季偶降暴雨形成，地表水或向北西流出，或向低洼地段汇集、滞留，后一种情况地表水在原地下渗或就地蒸发，最终形成淤积泥板地(俗称白板地)或盐渍化砂土。

矿田所在区域基本地震加速度值为 0.10g，抗震设防烈度为Ⅶ度。

(三)地质勘查工作概况

2005 年，新疆地矿局第九地质大队在红沙泉勘查区范围内进行煤炭普查(包含芨芨湖勘查区)，投入地形地质测量 199.1 平方公里、地面磁测 13 平方公里、二维地震测线 123.05 公里，计物理点 6511 个、钻探 23 孔计 9131.86 米、各类样品 245 件，并编制《新疆准东煤田奇台县红沙泉勘查区普查报告》。国土资源部以国土资储备字〔2009〕081 号文对该报告予以备案。

2008 年 2 月至 2009 年 4 月，新疆地矿局第九地质大队在红沙泉勘查区范围内进行煤炭详查(与普查范围相同)，投入地形地质修测 199.1 平方公里、二维地震测线 16 条 185.98 米，计物理点 9250 个、

钻探 70 孔 22798.75 米、各类样品 1324 件(组)，并编制《新疆准东煤田奇台县红沙泉勘查区详查报告》。新疆维吾尔自治区国土资源厅以新国土资储备字〔2010〕B02 号文对该报告予以备案。

2008 年 6 月至 2010 年 2 月，新疆地矿局第九地质大队在新疆准东煤田奇台县红沙泉一号露天煤矿开展勘探工作，完成钻孔 191 孔 25762.60 米、抽水钻孔 2 个 269.96 米、1/5 千勘探线地质剖面测量 6 条 26.067 公里、地球物理测井 191 孔 24835.8 米、1/1 万地面磁测 6.3 平方公里，并编制《新疆准东煤田奇台县红沙泉一号露天煤矿勘探报告》。新疆维吾尔自治区国土资源厅以新国土资储联备字〔2011〕联 007 号文对该报告予以备案。

(四)矿区地质概况

1.地层

矿田内地表为大片的第四系分布和大面积的新近系上新统独山子组地层分布，东部、东南部有小面积的侏罗系中～上统石树沟群下亚群、中统西山窑组、下统三工河组、下统八道湾组、石炭系下统巴塔玛依内山组出露。

(1)石炭系

下统巴塔玛依内山组：该地层出露于矿田东部、东南部，是侏罗系地层的沉积基底之一。岩性为灰褐、灰紫色安山玢岩、英安质流汶岩等组成。区域上地层厚 3230～3845 米，矿田内 ZK20-1 涉及最大厚度 51.55 米。

(2)二叠系

上统将军庙组：地表没有出露，在深部钻孔内见到，是侏罗系地层的沉积基底之一。岩性为灰绿色、黄绿色、灰色粉砂质泥岩、泥岩、粉砂岩、中砂岩、砾岩等。矿田内 ZK18-5 涉及最大厚度 52.34 米。与下伏石炭系下统巴塔玛依内山组呈不整合接触。

(3)侏罗系

下统八道湾组：出露于矿田东部，岩性为灰绿色、灰色、灰白色泥岩、粉砂岩、细砂岩、粗砂岩夹煤层、炭质泥岩、砾岩，底部为一巨厚层状含玛瑙砾岩为河流湖泊相沉积。地层厚 52.56～112.64 米，平

均 72.56 米，呈现北西薄南东厚的变化趋势。不整合在古生界二叠系上统将军庙组和石炭系下统巴塔玛依内山组之上。

下统三工河组：出露于矿田东部、东南部，岩性为灰绿色、灰色、黄灰色粉砂岩、粉砂质泥岩、泥岩夹细砂岩、迭锥灰岩，底部为一层砾岩，为湖泊相不含煤沉积。地层厚 79.30～131.78 米，平均 96.01 米，总体呈现北西薄南东厚的变化趋势。与下伏八道湾组整合接触。

中统西山窑组：出露于矿田东部、东南部，地层出露地表大部分已火烧，多为红色烧变岩，矿田内多数钻孔控制全、或基本控制全了该组地层。岩性为灰色、浅灰色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩夹砂岩、砾岩和煤层，底部为一层砾岩、含砾粗砂岩。控制地层厚 129.69～304.34 米，平均 226.47 米，总体呈南厚北薄变化趋势。与下伏地层三工河组为整合接触。根据含煤性特征，以 B_3 煤层底板为界将该组分成上下两个段。下含煤段岩性为灰色、浅灰色泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩夹砂岩、砾岩，含 B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B_1'、B_0 煤层，地层厚 98.88～202.60 米，平均 139.33 米。上含煤段岩性为灰色、浅灰色泥岩、粉砂质泥岩夹砂岩，底部为一层砾岩、含砾粗砂岩，含 B_4、B_4'、B_3 煤层，地层厚 41.58～144.56 米，平均 87.14 米。

中～上统石树沟群：区域上依颜色特征分为上、下两个亚群。上亚群以灰褐色、紫红色、紫褐色为主体夹灰色、灰绿色的杂色河湖相沉积，岩性有泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩夹砂岩，下亚群以灰色、灰绿色为主体中上部夹灰褐色、紫红色、紫褐色的杂色河湖相沉积，岩性有砂岩、泥岩、粉砂岩夹砾岩，中含硅化木，底部为一层砾岩、砂砾岩。本区只见到下亚群。

中～上统石树沟群下亚群：出露于矿田东部，岩石以灰色、灰绿色为主体夹灰褐色、紫红色、紫褐色的杂色河湖相沉积，岩性有砂岩、泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩偶夹砾岩，中含硅化木，底部为一层砾岩、砂砾岩。地层厚 9.26～355.55 米，平均 95.62 米，地层呈南、北薄，向斜轴部厚。与下伏西山窑组为平行不整合接触。

(4)新近系

上新统独山子组：在矿田内广泛分布，并多形成残丘地，呈近水

平状态产出覆盖在侏罗系之上，为褐色、紫红色、红黄色为基本色调的红色岩层，岩性以泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩为主夹细砂岩，底部为紫红色、砖红色的底砾岩，地层厚 0.60～110.93 米，平均 29.69 米。呈中部厚南、北薄的变化趋势。不整合在侏罗系各组之上。

(5)第四系

第四系主要分布在露天矿的低洼地带，按成因可分为洪冲积层、季节性洪水滞留层。在露天矿内大面积分布，为戈壁平原堆积，主要为冲洪积形成的砾石、砂、少量泥土。呈松散堆积，厚度变化较大，地层厚 0.08～28.40 米，平均 9.20 米。主要零星分布在地形的低洼地带，为季节性洪水滞留沉积，多为松散状淤泥、砂土、亚砂土和砂质粘土等，由于蒸发作用常见盐渍化现象，形成俗称的白板地，厚度一般不大，多在 0.5～2 米以内。

2.构造

主体构造为北山煤窑向斜，在其两翼发育有 3 个小褶曲，另在南部边缘见规模较大的区域性断裂构造 1 条，即东黑山西断裂，小断层 2 条，受这些构造的影响，露天矿内侏罗系地层在北山煤窑向斜南翼呈向北倾，倾角陡约 20～30°；北翼侏罗系地层分布面积大，地层呈波状起伏，总体向南倾，倾角缓约 4～10°。

(1)褶皱

矿田内有区域性褶皱构造一条，即北山煤窑向斜，在其两翼发育有次级小褶曲 2 个。

北山煤窑向斜：为区域性构造北山煤窑向斜的南段，轴线位于露天矿南部和东部，轴线呈波浪状弧形展布，西段呈近东西向，东段转折变为近南北向，贯穿于整个露天煤矿，向斜轴脊呈现波浪状高低起伏，总体向北东端仰起，转折端平缓。组成向斜的地层由核部向两翼依序有侏罗系中～上统石树沟群，中统西山窑组，下统三工河组、八道弯组。北翼产状：在西段倾向 170～180°，倾角 5～15°，东段倾向 90～130°，倾角 3～10°；南翼产状：西段倾向 350～359°，倾角 10～41°，东段倾向 180～310°，倾角 15～30°。

③号向斜、④号背斜、⑥号背斜规模较小，属次级褶曲，除⑥号

背斜地表有出露外，其余为隐蔽状。

(2)断裂

矿田内见一区域性断裂，即东黑山西断裂和次级小断层2条。由于地表未出露，均为物探二维地震发现，现由南向北、由西向东进行编号，分别为F_1、F_5、F_6。

F_1断层(东黑山西断裂)：位于露天矿南、东部，为区域性东黑山西断裂的一部分。断裂呈一弧形状，西段呈现北东东—南西西向展布，东段呈现近北东—南西向展布，西端均延出露天矿，露天矿内断裂长20公里，从物探二维地震剖面推断断距超过600米。断裂面北倾，倾角约70°，下盘(南盘)为石炭系下统巴塔玛依内山组地层，断裂上盘(北盘)为中生界侏罗系地层，属正断裂。

F_5断层：位于矿田西部，ZK16-6钻孔控制到该断层，深120.37米，破碎带厚度1.61米，呈褐黄、褐灰的杂色断层泥。断层呈近南—北向，矿田内断层长2600米，断层倾向60°，倾角约70°，从物探二维地震剖面推断断距50米，属正断层性质。

F_6断层：位于矿田东部，推断断层呈南西—北东向，断层长300米，断层倾向300°，倾角约45°，从物探二维地震剖面推断断距25米，属逆断层性质。

矿田内有区域性北山煤窑向斜在南部经过，区域性断裂东黑山西断裂位于南部边缘，控制了矿田的构造形态，北山煤窑向斜为一不对称向斜，在其南翼、北翼发育有数个次级缓波状褶曲和小断层。使侏罗系地层产状变化较大。

3.岩浆岩

矿田内未见岩浆岩分布。

(五)煤层

1.含煤性

矿田内的含煤岩组有侏罗系中统西山窑组和下统八道湾组。八道湾组地层含煤性相对差，西山窑组是矿田内主要含煤组。

(1)西山窑组含煤性

该组地层中各钻探工程控制该组大于0.30米以上的煤层20层，

平均全层总厚 69.98 米，平均纯煤总厚 67.65 米，按地层总厚 226.47 米计，含煤系数为 29.87%。其中大于 1.00 米以上的可采编号煤层 11 层，从上至下编号为：B_4、B_4'、B_3、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B_1'、B_0；其中 B_4、B_3、B_2'、B_1、B_0全区可采或在独立分层矿田内全区可采，B_4'、B_3'、$B_2^{上}$、B_2、B_1'大部可采或在独立分层矿田内大部可采，$B_3^{下}$局部可采。11 层煤平均全层总厚 68.29 米、纯煤总厚 66.03 米、夹矸厚 2.26 米，含矸率 3.31%。

(2)八道湾组含煤性

八道湾组位于侏罗系地层最底部，地层中含 0.3 米以上的煤层 7 层，平均全层总厚 3.14 米，平均纯煤总厚 3.14 米，按控制地层平均总厚 72.56 米计，含煤系数 4.33％。其中大于 0.80 米以上的可采编号煤层 3 层，从上至下编号为 A_3、A_2、A_1，均为局部可采。3 层煤平均全层总厚 2.54 米，平均纯煤总厚 2.54 米，无夹矸。

2.西山窑组可采煤层

矿田内控制西山窑组可采煤层 11 层，从上至下编号为 B_4、B_4'、B_3、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B_1'、B_0。现将各煤层的控制情况、变化特征由上至下分述如下。

(1)B_4煤层

B_4 煤层为矿田内西山窑组上含煤段的顶部、西山窑组的顶部可采煤层，全区控煤水平标高+686.50～+165 米，控煤垂深 13.5～532.5 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿东南部即 1 号向斜轴部一带。煤层较稳定，厚度变化不大，总体呈北西厚南东薄的变化趋势。在露天矿北西部以特厚煤层为主，在东南部一带为厚煤层。B_4 煤层与 B_4'煤层有分岔、合并现象。合并区在西部。该煤层为矿田内第 1 厚煤层，全区全层厚 3.11～31.37 米，平均 20.13 米，厚度标准差 7.16、变异系数 36%。纯煤厚 2.63～31.09 米，平均 19.88 米，厚度标准差 7.28、变异系数 37%。煤层全区可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 100%。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 2.63～31.09 米，平均 19.74 米，厚度标准差 7.27、变异系数 37%。煤层结构简单～复杂，半数无夹矸，夹矸岩性泥岩、炭质泥岩、含炭

泥岩，厚度为 0～1.65 米，平均 0.25 米，平均含矸率在 1.24%。顶板以泥岩为主，砾岩、粉砂岩、细砂岩、粉砂质泥岩次之。底板以泥岩、粉砂质泥岩为主，泥质粉砂岩、粉砂岩次之。与下部 B_4'煤层间距 2.12～15.80 米、平均 6.58 米。

(2)B_4'煤层

B_4'煤层位于 B_5 煤层之下，为矿田内西山窑组上含煤段的上部、西山窑组的上部可采煤层，全区控煤水平标高+670～+223.5 米，控煤垂深 40～490 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿中部即 3 号向斜轴部一带。煤层不稳定，厚度变化较大，总体呈西厚东薄的变化趋势。在露天矿西部以厚煤为主、东部以中厚煤层为主。B_4'煤层与 B_4 煤层有分岔、合并现象。合并区在西部。该煤层为矿田内第 5 厚煤层，全层厚 0～9.15 米，平均 2.66 米，厚度标准差 2.68、变异系数 101%。纯煤厚 0～8.75 米，平均 2.55 米，厚度标准差 2.61、变异系数 102%。煤层大部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 70%左右。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.0～8.75 米，平均 3.35 米，厚度标准差 2.48、变异系数 74%。煤层结构简单～较简单，大部无夹矸，夹矸岩性为含炭泥岩，平均含矸率 4.14%。顶板以泥岩为主，炭质泥岩少量，底板以泥岩为主，粉砂岩、细砂岩少量。与上部 B_4 煤层间距 2.12～15.80 米、平均 6.58 米。与下部 B_3 煤层间距 3.33～66.37 米、平均 27.20 米。

(3)B_3 煤层

B_3 煤层位于 B_4'煤层之下，为矿田内西山窑组上含煤段的底部、西山窑组的中上部煤层，全区控煤水平标高+687.5～+132.5 米。控煤垂深 12.5～567.50 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿东南部即 1 号向斜轴部一带。煤层较稳定，厚度变化较大，总体呈中西部薄，向东、北、南变厚。全区煤层以特厚为主，在中西部边缘一带变薄为厚或中厚煤层。与上部 B_4'煤层无分叉、合并现象，与下部 B_3'煤层有分叉、合并现象，合并区在南部区，合并区煤层变厚。该煤层为矿田内第 3 厚煤层，全层厚 2.76～21.67 米，平均 4.17 米。厚度标准差 4.17、变异系数 38%。纯煤厚 2.39～20.05 米，

平均 10.54 米。厚度标准差 3.89、变异系数 37%。煤层全区可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 100%，可采范围内煤层(可采纯煤)厚 2.39～19.60 米，平均 10.52 米。可采厚度标准差 3.88、变异系数 37％。煤层结构简单～复杂，夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩为主，夹矸厚 0～3.04 米，平均 0.47 米，平均含矸率 4.27%。顶板以泥岩为主、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、炭质泥岩、细砂岩、次之，中、粗砂岩少量。底板以泥岩为主、粉砂质泥岩，含炭泥岩少量。与上部 B_4'煤层间距 3.33～66.37 米、平均 27.20 米。与下部 B_3'煤层间距 1.12～60.70 米、平均 16.41 米。

(4)B_3'煤层

B_3'煤层位于 B_3 煤层之下，为矿田内西山窑组下含煤段的顶部、西山窑组的中部煤层，控煤水平标高+684～+425 米，控煤垂深 16～275 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿中部即 3 号向斜轴部一带。煤层不稳定，厚度变化大。总体呈南厚北薄的变化趋势。南部以特厚或厚煤层为主，北部为中厚煤层。与上部 B_3 煤层有分叉、合并现象，合并区在北部区，合并区煤层变厚。与下部 $B_3^{下}$煤层无分叉、合并现象。该煤层为矿田内第 7 厚煤层，全层厚 0～9.20 米，平均 2.48 米。厚度标准差 2.06、变异系数 83%。纯煤厚 0～8.10 米，平均 2.20 米。厚度标准差 1.88、变异系数 86%。煤层在分布矿田内大部可采(指独立煤层分布区)，可采面积占煤层应分布层位面积的 55%。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.0～8.1 米，平均 2.18 米。厚度标准差 1.79、变异系数 82%。煤层结构简单～较简单，少数无夹矸，夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩、含炭泥岩，夹矸厚 0～1.34 米，平均 0.28 米。平均含矸率 11.29%。顶板泥岩为主，粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、炭质泥岩、细砂岩次之，中、粗砂岩少量，底板为泥岩为主，粉砂质泥岩、含炭泥岩、细砂岩次之。与上部 B_3 煤层间距 1.12～60.70 米、平均 16.41 米。与下部 $B_3^{下}$煤层间距 1.60～20.81 米、平均 8.14 米。

(5)B_3 下煤层

该煤层位于 B_3'煤层之下，为矿田内西山窑组下含煤段的中上

部、西山窑组的中部煤层，控煤水平标高+630～+482.5 米，控煤垂深 90～190 米。最浅埋深在北部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿中部即 3 号向斜轴部一带。煤层不稳定，厚度变化大，总体呈中间厚东、西薄的变化趋势。在中部以中厚煤层为主，向东、西部渐变为薄煤层。与上部B_3'煤层无分叉、合并现象，与下部$B_2^{上}$煤层有分叉、合并现象，合并区在南、北部区，合并区煤层变厚。该煤层为矿田内第 10 厚煤层，全层厚 0～1.55 米，平均 0.63 米。厚度标准差 0.63、变异系数 90%。纯煤厚 0～1.55 米，平均 0.62 米。厚度标准差 0.55、变异系数 90%。煤层局部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 40％左右。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.0～1.55 米，平均 1.12 米。可采厚度标准差 16、变异系数 14%。煤层结构简单，大部无夹矸。顶板泥岩为主，粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、含炭泥岩次之，另有少量细砂岩，底板泥岩为主，粉砂质泥岩、含炭泥岩次之，另有少量细砂岩，中砂岩。与上部B_3'煤层间距 1.60～20.81 米、平均 8.14 米，与下部$B_2^{上}$煤层间距 3.19～38.04 米、平均 17.95 米。

(6)$B_2^{上}$煤层

该煤层位于$B_3^{下}$煤层之下，为矿田内西山窑组下含煤段的中上部、西山窑组的中部煤层，全区控煤水平标高+666～+307.5 米。控煤垂深 42.5～397.5 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿中部即 3 号向斜轴部一带。煤层不稳定，厚度有一定变化，呈东、西厚中部薄的变化趋势。北东部、北西部属厚煤层，中部变为薄煤层。与上部$B_3^{下}$煤层有分叉、合并现象，与下部B_2煤层有分叉、合并现象。该煤层为矿田内第 9 厚煤层，全层厚 0～6.37 米，平均 1.42 米。厚度标准差 1.52、变异系数 107％。纯煤厚 0～5.94 米，平均 1.38 米。厚度标准差 1.48、变异系数 107%。煤层大部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 45％。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.0～5.94 米，平均 2.58 米。厚度标准差 1.45、变异系数 56%。煤层结构简单，夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩、含炭泥岩，厚 0～0.94 米，平均 0.04 米，含矸率 2.82%。顶板以泥岩为主，粉砂质泥岩、含炭泥岩次之，另有少量细砂岩、粗砂岩，底板以泥岩为主、粉砂质泥岩、

含炭泥岩次之，另有少量细砂岩。与上部 $B_3^{下}$煤层间距 3.19～38.04 米、平均 17.95 米。与下部B_2煤层间距 3.14～57.24 米、平均 21.66 米。

(7)B_2煤层

该煤层位于$B_2^{上}$煤层之下，为矿田内西山窑组下含煤段的中部、西山窑组的中下部煤层，全区控煤水平标高+680～+72.5 米。控煤垂深 20～627.5 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿东南部即 1 号向斜轴部一带。煤层不稳定，厚度变化大，呈南厚北薄的变化趋势。西南部、东部属特厚煤层，中部为中厚煤层，北部边缘一带为薄煤层，甚至不可采。与上部 B_3 煤层有分叉、合并现象，合并区在 ZK16-3 处，合并区煤层变厚，与下部 B_2'煤层无分叉、合并现象。该煤层为矿田内第 8 厚煤层，全层厚 0～26.51 米，平均 1.99 米。厚度标准差 2.91、变异系数 146％。纯煤厚 0～24.08 米，平均 1.89 米。厚度标准差 2.65、变异系数 141%。煤层大部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 93％。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.0～24.08 米，平均 2.19 米。可采厚度标准差 2.76、变异系数 126%。煤层结构简单～复杂，夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩、含炭泥岩，厚 0～2.43 米，平均 0.10 米，含矸率 5.03%。顶板以泥岩为主、粉砂质泥岩、粉砂岩次之、少量细砂岩、中砂岩、粗砂岩，底板以泥岩为主、粉砂质泥岩、含炭泥岩次之、少量中砂、细砂岩。与上部$B_2^{上}$煤层间距 3.14～57.24 米、平均 21.66 米。与下部B_2'煤层间距 11.35～60.93 米、平均 32.33 米。

(8)B_2'煤层

该煤层位于 B_2 煤层之下，为矿田内西山窑组下含煤段的中部、西山窑组的下部煤层，全区控煤水平标高+682.5～+52.5 米。控煤垂深 17.5～647.5 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿东南部即 1 号向斜轴部一带。煤层稳定，厚度变化较小，总体呈北厚南薄的变化趋势。北部、中部为大片的特厚煤层，南部为厚煤、中厚煤层。与上部 B_2煤层无分叉、合并现象，与下部 B_1煤层无分叉、合并现象。该煤层为矿田内第 2 厚煤层，全层厚 2.72～27.65 米，平均 15.36 米。厚度标准差 3.63、变异系数 24％。纯煤厚 2.72～

24.71 米，平均 14.90 米。厚度标准差 3.37、变异系数 23％。煤层全区可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 100％。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 2.72～24.71 米，平均 14.84 米。可采厚度标准差 3.45、变异系数 23％。煤层结构简单～复杂，夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩、含炭泥岩，厚 0～3.22 米，平均 0.46 米，含矸率 2.30%。顶板泥岩为主，粉砂质泥岩、粉砂岩泥质、粉砂岩次之，另有少量细砂岩、中砂岩、粗砂岩、砾岩，底板以泥岩、粉砂质泥岩为主，含炭泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩次之，另有少量中砂、细砂岩。与上部 B_2 煤层间距 11.35～60.93 米、平均 32.33 米。与下部 B_1 煤层间距 3.02～56.92 米、平均 22.60 米。

(9)B_1 煤层

B_1 煤层位于 B_2'煤层之下，为矿田内西山窑组下含煤段的底部、西山窑组底部煤层，全区控煤水平标高+675～-22.5 米。控煤垂深 25～722.5 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿东南部即 1 号向斜轴部一带。煤层较稳定，厚度有一定变化，呈西厚东薄的变化趋势，全矿田内西部、中部属特厚煤层，向北、北东、东部边缘变为中厚至薄煤层。与上部 B_2'煤层没有分叉、合并现象，与下部 B_0 煤层无分叉、合并现象。煤层为矿田内第 4 厚煤层，全层厚 0～21.77 米，平均 11.65 米。厚度标准差 4.48、变异系数 48％。纯煤厚 0～20.96 米，平均 8.96 米。厚度标准差 4.44、变异系数 50%。煤层全区可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 97％左右。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.0～20.96 米，平均 9.03 米。可采厚度标准差 4.30、变异系数 48％。煤层结构简单～复杂，夹矸岩性为、泥炭质泥岩。厚 0～2.35 米，平均 0.45 米，含矸率 4.78%。顶板以泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩、细砂岩为主，中砂岩、粗砂岩次之，砾岩少量，底板以泥岩、粉砂质泥岩为主，含炭泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩次之，少量细砂岩。与上部 B_2 煤层间距 3.02～56.92 米、平均 22.60 米，与下部 B_1 煤层间距 1.05～9.13 米、平均 3.53 米。

(10)B_1'煤层

B_1'煤层位于 B_1 煤层之下，为矿田内西山窑组下含煤段的底部、西山窑组底部煤层，全区控煤水平标高+630～+542.5 米。控煤垂深 40～140 米。最浅埋深在北部隐蔽露头线处，最大埋深在与 B_1 煤层合并线一带。煤层不稳定，厚度变化大，总体呈南厚北薄的变化趋势。南部为中厚煤层，北部为薄煤层。与上部 B_1 煤层有分叉、合并现象，合并区在首采区的南部区，合并区煤层变厚。该煤层为矿田内第 11 厚煤层，全层厚 0～1.87 米，平均 0.57 米。全层厚度标准差 0.68、变异系数 118%。纯煤厚 0～1.87 米，平均 0.57 米。厚度标准差 0.68、变异系数 118%。煤层大部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 80%左右，可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.0～1.87 米，平均 1.25 米。厚度标准差 0.29、变异系数 23%。煤层结构简单，无夹矸。顶板以含炭泥岩、泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩为主，细砂岩、粗砂岩少量，底板以含炭泥岩、泥岩为主，粉砂质泥岩、粉砂岩、细砂岩、粗砂岩少量。与上部 B_1 煤层间距 1.05～9.13 米、平均 3.53 米。

(11)B_0 煤层

B_0 煤层位于 B_1 煤层之下，为西山窑组最底部煤层。全区控煤水平标高+680～-51.0 米。控煤垂深 20～749.0 米。最浅埋深在南部隐蔽露头线处，最大埋深在与 B_1 煤层合并线一带。煤层较稳定，厚度有一定变化，总体呈南厚北薄的变化趋势。南部为厚煤层，北部以中厚为主。与上部 B_1 煤层有分叉、合并现象，合并区在中部区，合并区煤层变厚。该煤层为矿田内第 6 厚煤层，全层厚 1.54～4.16 米，平均 2.63 米。厚度标准差 0.94、变异系数 36%。纯煤厚 1.54～3.92 米，平均 2.54 米。厚度标准差 0.86、变异系数 34%。煤层在独立分层矿田内全区可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 100%，可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.54～3.92 米，平均 2.54 米。厚度标准差 0.86、变异系数 34%。煤层结构简单，夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩。厚 0～0.61 米，平均 0.09 米，含矸率 3.35%。顶板以泥岩为主，少量细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩，底板以泥岩为主，少量细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩。与上部 B_1 煤层间距 2.24～27.35 米、平均 7.06 米。

3.八道湾组可采煤层

(1)A_3煤层

为矿田内八道湾组的中下部可采煤层，控煤水平标高+402.503～+101.315 米，控煤垂深 291.87～608.47 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿南部即北山煤窑向斜轴部一带。煤层不稳定，厚度变化较大，总体呈南厚北薄、西厚东薄的变化趋势。为西部为厚煤层，向北东变为薄煤层。该煤层为矿田内八道湾组第 2 厚煤层，全层厚 0～3.05 米，平均 0.81 米，厚度标准差 1.25、变异系数 153%。纯煤厚 0～3.05 米，平均 0.81 米，厚度标准差 1.25、变异系数 153%。煤层局部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 40%左右。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 2.84～3.05 米，平均 2.95 米。煤层结构简单，无夹矸。顶板以泥岩为主，个别为粉砂质泥岩、细砂岩，底板为泥岩、泥质粉砂岩。与上部西山窑组最度部煤层间距 142.70～216.45 米，平均 179.94 米。与下部A_2煤层间距 7.23～7.52 米、平均 7.38 米。

(2)A_2煤层

为矿田内内八道湾组的下部可采煤层，控煤水平标高+255.195～+91.669 米，控煤垂深+447.42～+618.18 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿南部即北山煤窑向斜轴部一带。煤层不稳定，厚度变化较大，总体呈东厚西薄的变化趋势。为中厚煤层。该煤层为矿田内八道湾组第 3 厚煤层，全层厚 0～2.19 米，平均 0.55 米，厚度标准差 0.88、变异系数 160%。纯煤厚 0～2.19 米，平均 0.55 米，厚度标准差 0.88、变异系数 160%。煤层局部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 44%左右。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.67～2.19 米，平均 1.93 米。煤层结构简单，无夹矸。顶板为泥质粉砂岩，底板为泥岩、粉砂岩。与上部A_3煤层间距 7.23～7.52 米、平均 7.38 米。与下部A_1煤层间距 2.42 米。

(3)A_1煤层

为矿田内内八道湾组的底部可采煤层，控煤水平标高+366.098～+82.933 米，控煤垂深+334.59～+627.00 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿南部即北山煤窑向斜轴部一带。煤

层不稳定，厚度变化较大，总体呈南西厚北东薄的变化趋势。南西部为厚煤层，向北东变为薄煤层。该煤层为矿田内八道湾组第 1 厚煤层，全层厚 0～4.70 米，平均 1.18 米，厚度标准差 1.77、变异系数 150%。纯煤厚 0～4.70 米，平均 1.18 米，厚度标准差 1.77、变异系数 150%。煤层大部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 50%左右。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 3.08～4.70 米，平均 3.89 米。煤层结构简单，未见夹矸。顶板为粉砂岩、细砂岩，底板为粉砂质泥岩、粉砂岩、炭质泥岩。与上部 A_2 煤层间距 2.42 米。

各煤层特征见下表。

煤层主要特征表

煤层编号	面积可采系数	全层厚极值 平均 (点数) (m)	纯煤厚极值 平均 (点数) (m)	夹矸层数	含矸率(%)	煤层结构复杂程度	煤类	煤层稳定程度	煤层可采性
B_4	1.0	3.11～31.37 20.23(42)	2.63～31.09 20.03(42)	0～5	0.99	简单～复杂	31BN	较稳定	全区
B_4'	0.7	0～9.15 2.89(15)	1.0～8.75 3.54(12)	0～2	4.50	简单～较复杂	31BN	不稳定	大部
B_3	1.0	5.11～21.67 11.60(66)	5.08～19.60 11.10(66)	0～5	4.14	简单～复杂	31BN	较稳定	全区
B_3'	0.55	0～9.2 2.06(31)	1.0～8.1 1.78(33)	0～3	14.07	简单～较复杂	31BN	不稳定	大部
$B_3^{下}$	0.40	0～1.55 0.62(75)	1.0～1.55 1.13(49)	0～1	1.61	简单	31BN	不稳定	局部
$B_2^{上}$	0.45	0～4.55 1.44(71)	1～4.55 2.05(42)	0～2	2.78	简单	31BN	不稳定	大部
B_2	0.93	0～26.51 1.83(112)	1.0～24.08 2.22(95)	0～5	4.37	简单～复杂	31BN	较稳定	全区
B_2'	1.0	2.72～25.92 15.49(156)	2.72～24.71 14.98(156)	0～5	3.29	简单～复杂	31BN	较稳定	全区
B_1	0.97	0.0～21.77 8.99(188)	1.0～20.96 8.61(187)	0～5	5.12	简单～复杂	31BN	较稳定	全区
B_1'	0.8	0～1.87 0.57(39)	1.0～1.87 1.25(23)	0	0	简单	31BN	不稳定	大部
B_0	1.0	1.58～4.16 2.66(6)	1.58～3.60 2.51(6)	0～2	5.64	简单～较复杂	31BN	较稳定	全区
A_3	0.4	0～3.05 0.81(8)	2.84～3.05 2.95(2)	0	0	简单	41CY	不稳定	局部
A_2	0.44	0～2.19 0.55(7)	1.67～2.19 1.93(2)	0	0	简单	31BN	不稳定	大部
A_1	0.5	0～4.70 1.18(7)	3.08～4.70 3.89(2)	0	0	简单	41CY	不稳定	大部

(六)煤质

1.物理性质及煤岩特征

物理性质：呈黑色，块状，条痕灰黑—黑褐，暗淡光泽—沥青光泽，断口呈贝壳状—参差状，节理不发育，煤层呈条带状—均一状结构，层状构造，煤较致密。可采煤层 B_4、B_4'、B_3、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B1'、B_0，平均视相对密度分别为 1.33、1.41、1.29、1.35、1.34、1.29、1.31、1.30、1.30、1.37、1.30 吨/立方米，变异系数分别为 6%、1%、2%、3%、5%、3%、5%、13%、3%(除 B_3'、B_0 外)，全区煤层的平均视相对密度为 1.33 吨/立方米，变异系数 3%。

宏观煤岩煤型：宏观煤岩组份以暗煤为主，丝炭、亮煤少量。宏观煤岩类型为半暗煤—暗淡型煤。

显微煤岩特征：显微煤岩组份中有机质占总组分的 97.5～98.8%之间，平均 98.1%。有机质组份以惰质体为主，占总组分的 59.1～77.4%，平均 67.7%；镜质体次之，占总组分的 21.6～38.4%之间，平均 29.5%；壳质体少量，仅占总组分的 1.0～3.8%，平均 2.8%；无焦块。显微煤岩组份中无机质含量占总组分的 1.2～2.5%之间，平均 1.9%。无机质组份中各类组份含量相差不大，其中粘土类矿物占总组分的 0.3～0.7%之间，平均 0.5%；碳酸盐矿物占总组分的 0.4～1.5%之间，平均 0.9%；硫化物占总组分的 0.5～1.1%之间，平均 0.9%。粘土类矿物多呈浸染状或薄层状分布或充填在细胞腔中；硫化物为黄铁矿呈生物结构状分布；碳酸盐矿物为方解石脉，呈粒状集合体产出。

煤的成因类型及煤的变质阶段：从煤的显微组份看，有机质组份含量很高，肉眼观察煤层时，多见煤层顶底板岩石中含大量的炭化植物碎片，成煤的原始物质为高等植物，矿田内西山窑组煤层的成因类型为腐殖煤类。从鉴定结果看煤的镜质体反射率在 0.42～0.45%之间，平均 0.43%，其变质程度从测定结果看，煤层变质程度较低，多为 0～1 阶段。

2.化学性质

(1)煤的工业分析

水分(M_{ad})：矿田内 B_4、B_4'、B_3、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B_1'、

B_0各煤层的原煤水分平均值 8.39%，标准差 2.73，变异系数 32%；浮煤水分平均值 7.33%，标准差 1.91，变异系数 26%，全区各煤层之间的水分变化幅度不大，均为中水分煤。

灰分(A_d)：矿田内 B_4、B_4'、B_3、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B_1'、B_0各煤层的原煤干燥基灰分产率为 2.64～38.10%，平均 12.18%，标准差 6.86，变异系数 56%；浮煤干燥基灰分产率为 2.30～10.59%，平均 4.89%，标准差 1.44，变异系数 29%，各煤层的干燥基灰分(Ad)产率变化幅度不大，均属低灰煤。

挥发分(V_{daf})：矿田内 B_4、B_4'、B_3、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B_1'、B_0各煤层的原煤干燥无灰基挥发分产率分别为 31.73%、32.62%、32.11%、35.11%、35.19%、35.33%、34.17%、32.96%、33.71%、33.13%、32.35%，变异系数分别为 10%、7%、7%、11%、9%、9%、7%、4%、5%、5%、4%，平均值 33.46%，标准差 2.46，变异系数 7%；浮煤挥发分产率分别为 31.83%、32.42%、30.99%、33.64%、34.05%、34.10%、32.99%、32.54%、33.06%、31.74%、33.45%，变异系数分别为 6%、5%、9%、8%、7%、7%、7%、4%、5%、5%、8%，平均值 32.69%，标准差 2.05，变异系数 6%，表明各煤层的挥发分产率变化幅度不大。均属中高挥发分煤。

(2)煤的元素分析

碳元素(C_{daf})：矿田内 B_4、B_4'、B_3、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B_1'、B_0各煤层的原煤干燥无灰基碳元素含量分别为 79.28%、64.34%、79.03%、79.96%、76.72%、74.84%、77.58%、78.93%、79.39%、77.40%、72.36%，变异系数分别为 10%、0、10%、4%、2%、12%、6%、9%、8%、0、10%，平均值 78.52%，标准差 7.07，变异系数 9%；浮煤干燥无灰基碳元素含量分别为 81.60%、77.18%、77.41%、72.43%、79.18%、78.33%、79.95%、65.51%(除 B_4'、$B_3^{下}$、B_1')，变异系数分别为 4%、10%、0、8%、0、8%、6%、0，平均值 78.26%，标准差 6.38，变异系数 8%，煤中碳含量变化幅度小，含量稳定。

氢元素(H_{daf})：矿田内 B_4、B_4'、B_3、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B_1'、B_0各煤层的原煤氢元素含量分别为 4.23%、4.33%、4.13%、

4.37%、4.37%、4.29%、4.23%、4.23%、4.34%、4.15%、4.35%，变异系数分别为 14%、18%、14%、14%、11%、13%、11%、10%、9%、3%、16%，平均值4.27%，标准差0.47，变异系数11%；浮煤氢元素含量分别为 4.40%、4.16%、4.06%、4.47%、3.85%、4.34%、4.30%、4.46%、4.44%、3.77%(除 B_4')，变异系数分别为 9%、15%、5%、3%、11%、7%、12%、9%、0、0，平均值 4.31%，标准差 0.47，变异系数 11%，煤中氢元素含量变化幅度较小，含量较稳定。

氮元素(N_{daf})：矿田内 B_4、B_4'、B_3、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B_1'、B_0 各煤层的原煤氮元素含量分别为 0.84%、0.66%、0.79%、0.88%、1.03%、0.78%、0.94%、0.90%、0.89%、0.83%、1.08%，变异系数分别为 25%、0、22%、17%、27%、7%、29%、25%、19%、0、27%，平均值0.88%，标准差0.21，变异系数24%；浮煤氮元素含量分别为 1.04%、0.80%、0.88%、0.78%、0.83%、0.90%、0.98%、0.87%(除 B_4'、$B_3^{下}$、B_1')，变异系数分别为 23%、11%、0、9%、0、15%、23%、0，平均值0.91%，标准差0.18，变异系数20%，煤层氮元素含量变化幅度较小，含量较稳定。

氧＋硫元素($O_{daf}+S_{daf}$)：矿田内 B_4、B_4'、B_3、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B_1'、B_0 各煤层的原煤氧＋硫元素含量分别为 12.21%、12.58%、12.46%、13.50%、17.73%、13.19%、16.10%、13.40%、13.06%、16.82%、14.08%，变异系数分别为 27%、0、22%、18%、9%、21%、11%、19%、21%、0、6，平均值 13.38%，标准差 2.86，变异系数 21%；煤层的浮煤氧＋硫元素含量分别为 13.20%、13.87%、17.43%、14.20%、15.81%、13.22%、12.85%、14.39%(B_4'、$B_3^{下}$、B_1')，变异系数分别为 24%、22%、0、7%、0、22%、24%、0，平均值 13.53%，标准差 2.91，变异系数 22%，煤中氧元素含量变化幅度较小，含量较稳定。

(3)煤的有害组份

全硫($S_{t,d}$)：矿田内 B_4、B_4'、B_3、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B_1'、B_0 各煤层原煤的干燥基全硫含量在 0.003～1.81%之间，平均 0.34%，属于特低硫煤，标准差 0.22，变异系数 66%；浮煤全硫含量在 0.04～

0.45%之间，平均0.14%，标准差0.07，变异系数49%。原煤全硫中，以硫化铁硫为主占61.14%，其次为有机硫占35.90%，而硫酸盐硫少量仅占2.96%。

磷(P_d)：矿田内B_4、B_4'、B_3、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B_1'、B_0各煤层的原煤磷含量分别为0.024%、0.035%、0.041%、0.018%、0.024%、0.036%、0.042%、0.027%、0.013%、0.007%、0.011%，变异系数分别为108%、114%、77%、50%、116%、82%、86%、123%、136%、57%、108%，平均值0.026%，标准差0.03，变异系数117%；浮煤磷含量分别为0.018%、0.036%、0.030%、0.054%、0.016%、0.006%、0.002%(除B_4'、B_3'、$B_3^{下}$、B_1')，变异系数分别为17%、22%、109%、40%、79%、89%、0，平均值0.021%，标准差0.021，变异系数103%，各煤层煤中的磷含量变化幅度大或极大，值忽高忽低，无规律可循，均属低磷分煤。

氯(Cl_d)：矿田内B_4、B_4'、B_3、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B_1'、B_0各煤层的原煤氯含量分别为0.063%、0.050%、0.080%、0.059%、0.080%、0.053%、0.042%、0.062%、0.065%、0.085%、0.026%，变异系数分别为55%、60%、110%、43%、71%、43%、64%、72%、67%、75%、68%，11层煤平均值0.064%，标准差0.052，变异系数81%，各煤层煤中的氯含量变化幅度较大，属特低—低氯煤。

3.煤的工艺性能

(1)煤的发热量($Q_{gr,d}$)

矿田内B_4、B_4'、B_3、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'、B_1、B_1'、B_0各煤层的原煤干燥基高位发热量在17.56～29.82MJ/kg间，平均25.75MJ/kg，标准差2.25，变异系数9%，属高热值煤。另外还对煤层煤干燥基低位发热量做了测试，全区各煤层间原煤低位发热量在18.18～29.82MJ/kg间，平均26.47MJ/kg，均大于煤炭资源量估算指标的最低发热量标准。

(2)煤的粘结性

各煤层的粘结指数均为0，焦渣特征指数为1～2，各煤层为无粘结—极微弱熔融粘结。

(3)煤的低温干馏

各煤层煤的焦油产率在 2.7～5.15%之间，平均 3.94%；各煤层煤的焦油平均产率均低于 7%标准，属含油煤，

(4)煤灰熔融性

各煤层煤灰软化温度在 1100～1250° 之间，属较低软化温度灰。

(5)煤的结渣性

各煤层结渣率在 5～25%，属中等结渣性煤。

(6)煤的可选性

矿田内共采集煤芯简选样 13 件。其中 B_4煤层 2 件、B_3煤层 1 件、B_2'煤层 5 件、B_1煤层 4 件、无编号煤层 1 件。

在 ZK17-9、ZK24-6 孔煤芯作了 B_4煤层煤的筛分试验，筛分粒级分 13～6mm，6～3mm，3～0.5mm，0.5～0mm 共四级。经筛选，选出 13～6mm 煤占 33.26～43.99%，平均 38.62%；6～3mm 煤占 23.76～24.35%，平均 24.055%；3～0.5mm 煤占 21.74～23.00%，平均 22.37%；0.5～0mm 的煤占 10.51～19.39%，平均 14.95%，大极别产率较高，推断今后开采时的块煤率较高。

在 ZK24-6 孔煤芯作了 B_3煤层煤的筛分试验，经筛选，选出 13～6mm 煤占 36.30%；6～3mm 煤占 21.94%；3～0.5mm 煤占 22.04%；0.5～0mm 的煤占 19.72%，大极别产率较高，推断今后开采时的块煤率较高。

在 ZK18-15、ZK17-9、ZK20-16、在 ZK24-6 孔煤芯作了 B_2'煤层煤的筛分试验，经筛选，选出 13～6mm 煤占 29.15～48.18%，平均 41.64%；6～3mm 煤占 21.48～26.33%，平均 24.85%；3～0.5mm 煤占 20.40～24.44%，平均 21.87%；0.5～0mm 的煤占 7.99～21.73%，平均 11.64%，大极别粒度产率较高，推断今后开采时的块煤率较高。

在 ZK18-15、ZK17-9、ZK20-16、在 ZK26-4 孔煤芯作了 B_1煤层煤的筛分试验，经筛选，选出 13～6mm 煤占 35.02～51.32%，平均 46.43%；6～3mm 煤占 23.52～26.47%，平均 24.50%；3～0.5mm 煤占 18.10～20.12%，平均 19.08%；0.5～0mm 的煤占 6.15～19.40%，平均 9.99%，大极别粒度产率较高，推断开采时块煤率较高。

4.煤的风化和氧化

区内地表无煤层出露，在深部第四系或新近系之下有煤层隐蔽露

头。采集煤层风氧化带样品145件，从分析结果看，每个孔内最上部样品较下部煤质呈现原煤水分、灰分产率、挥发分产率略高，而发热量偏低，说明煤层遭受了轻度风氧化，总体上看，煤质在正常范围以内，不影响煤的利用。

5.煤类及工业用途

B_4'、B_3、B_1、B_1'、B_0煤层煤类为BN31号不粘煤；B_4、B_3'、$B_3^{下}$、$B_2^{上}$、B_2、B_2'煤层煤类以BN31号不粘煤为主，CY41号长焰煤呈零星分布。各煤层的煤以低灰、特低硫、低磷、BN31号不粘煤为主体的煤类，零星分布有少量CY41号长焰煤。具有中、高热值、含油、大多气化指标较好等特点，是良好的工业动力发电、民用煤。

(七)开采技术条件

1.水文地质条件

矿田位于区域构造的黑山凸起的北山煤窑向斜构造单元内，主体构造为北山煤窑向斜，区内气候干燥，蒸发远强于降水。除融雪和暴雨季节外，无地表水补给。区内第四系及新近系大面积覆盖且厚度变化较大。地势表现为东、南高，西、北低，地形有利于自然排水。矿床充水来源为新近系地层(Ⅱ)、赋煤地层西山窑组地层(Ⅳ)及大气降水。按照露天勘探施工的ZK21-8、ZK18-14孔抽水试验的成果，单位涌水量0.00608～0.006753升/秒·米，渗透系数0.02353～0.03084米/日。利用大井法进行矿坑涌水量的预算结果修约值为1830立方米/日(+520米水平)；而平均降雨量法的计算结果修约后为2250立方米/日。该区水文地质条件简单，赋煤地层以裂隙含水层为主，地下水补给量少，透水性差，直接充水含水层单位涌水量小于1升/秒·米，无难于疏干的强持水岩层，水文地质勘探类型为第一型。

2.工程地质条件

据钻孔揭露情况，区内第四系地层透水不含水，新近系及侏罗系地层富水性极弱。未来露天采场境界内的裂隙水主要接受大气降水及周围汇集的地表水补给，向坑底径流，以裂隙状散流方式排泄到坑底，具微承压性，地下水位埋深20～30米左右。矿田南部及东部煤层浅部均已火烧，地表形成广泛分布的烧变岩，由东向西呈宽条带状展布。

煤层顶底板及围岩经火烧烘烤，改变了原岩的性质，成为坚硬、破碎、裂隙及孔隙发育的烧变岩，烧变岩区具备良好的导水通道和储水空间，破碎的烧变岩稳定性极差，但短期内对未来矿田开采影响不大。第四系地层主要由砂、砾石及少量粘土组成，松散堆积，不含水，其边坡类型为一类一型。

3.环境地质条件

矿田东部及 16 勘探线南部的 2 处火烧区，存在地面塌陷、崩塌灾害隐患。煤层浅部被火烧，岩石较脆、裂隙发育，地震因素、矿山开采均可引发交通沿线及矿山开采区崩塌、地面塌陷，此类灾害在全年都有可能发生，直接危害周围居民及过往行人及车辆的安全。露天采矿需将煤层上部的覆盖物全部剥离，造成土地的挖损，使地表仅有的植被荡然无存，另外由于剥离物的排弃，其堆压占地面积往往和采场破坏的土地面积相当。采矿后，土地全部被扰动，生态彻底被破坏，共同形成一系列污染效应。由于它们直接暴露，因此可发生飞尘和扬尘，其中所含有害的硫、磷及其他有机质可发生自燃或自爆，散发各种碳氧化物、硫氧化物、硫化物等有害气体污染大气。矿田南界外的红沙泉可暂做供水水源。煤层采后露天堆放时可发生飞尘和扬尘，其中所含有害的硫、磷及其他有机质可发生自燃或自爆，散发各种碳氧化物、硫氧化物、硫化物等有害气体污染大气，受雨水淋溶后有害物质还会污染土壤及地下水。矿山环境地质类型为第二类质量中等。

4.其他开采技术条件

瓦斯：矿田内西山窑组主要煤层瓦斯含量不高，最低 0.147 毫升/克，最高 0.792 毫升/克，全区平均为 0.437 毫升/克。

煤层自燃倾向性：新疆通安矿山安全检测中心于 2024 年 7 月出具《煤自燃倾向性鉴定检验报告》，B_1、B_2、B_3煤层煤自燃倾向性均为(II 级)自燃发火煤层。

煤尘爆炸性：新疆通安安全检测中心于 2024 年 7 月出具《煤尘爆炸性鉴定报告》，B_1、B_2、B_3煤层火焰长度≥500mm，煤尘具有爆炸性。

地温：矿田内在 ZK28-7 钻孔内进行地温测井，378 米以浅地温梯

度小于3℃，井底地温19℃，属于地温正常区。

(八)矿山开发利用概况

红沙泉一号露天煤矿是国家能源集团新疆矿业有限责任公司所属的大型现代化露天煤矿，地处新疆大型煤炭基地准东西黑山矿区东部，国家发展和改革委员会于2010年2月以发改能源〔2010〕282号文对新疆准东西黑山矿区总体规划予以批复，矿区建设规模14500万吨/年，其中红沙泉一号露天煤矿建设规模2000万吨/年。

2017年11月，新疆神华矿业有限责任公司取得红沙泉一号露天煤矿采矿许可证，生产规模800万吨/年。2024年7月，中煤科工集团武汉设计研究院有限公司编制《国能新疆红沙泉能源有限责任公司红沙泉一号露天煤矿3000万吨/年初步设计》，国家能源集团新疆能源有限责任公司以国家能源新〔2024〕349号文予以批复。2024年5月，国家矿山安全监察局综合司出具“关于核定国能新疆准东能源有限责任公司等3处煤矿生产能力的复函(矿安综函〔2024〕79号)”，同意红沙泉一号露天煤矿生产能力由2000万吨/年核增至3000万吨/年。2024年8月，新疆煤炭设计研究院有限责任公司编制《国能新疆红沙泉能源有限责任公司红沙泉一号露天煤矿3000万t/a矿产资源开发利用与生态保护修复方案》，评审专家以新自然资三合一审发〔2024〕105号文评审通过。2024年11月，国能新疆红沙泉能源有限责任公司取得安全生产许可证，许可范围煤炭开采(露天)，有效期限2024年11月13日至2027年2月5日。2025年02月，国家能源集团新疆矿业有限责任公司取得生产规模变更后的采矿许可证，生产规模变更为3000万吨/年。

2025年4月，国家发改委下发“关于新疆西黑山矿区总体规划(修编)的批复(发改能源〔2025〕567号)”，红纱泉一号露天矿由3000万吨/年扩建至4000万吨/年。2025年9月，中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司编制《国家能源集团新疆矿业有限责任公司新疆准东西黑山矿区红沙泉一号露天煤矿改扩建工程可行性研究报告》，设计生产能力4000万吨/年，其设计规模由1000万吨改扩建至4000万吨，用于4000万吨核准和建立储备产能矿山（3000万吨的30%），目前已提交

核准申请并被国家能源局受理。

九、评估方法

红沙泉一号露天煤矿为拟改扩建生产矿山。矿区范围内的矿产资源储量 2011 年经国土资源部矿产资源储量评审中心和新疆维吾尔自治区矿产资源储量评审中心评审通过，并在新疆维吾尔自治区国土资源厅备案，矿山投产之后每年编制有资源储量年度报告，储量管理基本规范；有历史财务资料和矿山“三合一方案”、“可行性研究报告”等资料。根据本项目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，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》和《收益途径评估方法规范》，确定本项目评估采用折现现金流量法。

其计算公式为：

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

式中：P—矿业权评估价值；

CI—年现金流入量；

CO—年现金流出量；

i—折现率；

t—年序号(t=1，2，3，…，n)；

n—计算年限。

十、评估指标和参数

本项目评估利用的资源储量和可采储量主要依据 2010 年 2 月新疆地矿局第九地质大队编制的《新疆准东煤田奇台县红沙泉一号露天煤矿勘探报告》(以下简称“勘探报告”)及其矿产资源储量评审意见书(新国土资储联评〔2011〕07 号)和备案证明(新国土资储联评〔2011〕07 号)、2024 年 12 月昌吉市国土资源和城乡规划技术服务中心编制的

《新疆奇台县红沙泉一号露天煤矿2024年储量年度报告》(以下简称“2024年储量年度报告”)及其审查意见(昌州审〔2025〕18号)、2024年8月新疆煤炭设计研究院有限责任公司编制的《国能新疆红沙泉能源有限责任公司红沙泉一号露天煤矿3000万t/a矿产资源开发利用与生态保护修复方案》(以下简称“三合一方案”)及其评审意见书(新自然资三合一审发〔2024〕105号)、2025年9月，中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司编制《国家能源集团新疆矿业有限责任公司新疆准东西黑山矿区红沙泉一号露天煤矿改扩建工程可行性研究报告》(以下简称“可行性研究报告”)，技术参数主要依据“可行性研究报告”及“红沙泉一号露天煤矿”的实际生产经营资料确定，主要经济参数依据企业实际财务资料确定。其他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“勘探报告”及其评审意见书，截止2009年12月31日，红沙泉一号露天煤矿采矿许可证范围内保有煤炭资源储量439858.00万吨。在“勘探报告”基础上，矿山投产之后历年编制有矿山储量年报。根据“2024年储量年度报告”，截至2024年12月31日，保有煤炭资源储量423590.60万吨。各煤层情况具体详见下表。

红沙泉一号露天煤矿保有资源储量统计表

单位：万吨

项目名称			新国土资储联备字[2011]联007号文备案的资源储量(截止2009年12月31日)				《2024年储量年度报告》评审通过的保有资源储量(截止2024年12月31日)			
矿种		煤层编号	331	332	333	小计	探明资源量	控制资源量	推断资源量	小计
煤	BN	B_4	8456.00	37486.00	43080.00	89022.00	8456.00	37486.00	43080.00	89022.00
	BN	B_4'			5262.00	5262.00			5262.00	5262.00
	BN	B_3	10540.00	20611.00	56207.00	87358.00	10137.96	20611.00	55219.33	85968.29
	BN	B_3'			4392.00	4392.00			4392.00	4392.00
	BN	$B_3^{下}$			1135.00	1135.00			1135.00	1135.00
	BN	$B_2^{上}$			3947.00	3947.00			3641.87	3641.87
	BN	B_2	1317.00	3171.00	26569.00	31057.00	682.86	3171.00	26569.00	30422.86
	BN	B_2'	29608.00	25997.00	60506.00	116111.00	20236.94	25997.00	59630.44	105864.38
	BN	B_1	19723.00	34760.00	43587.00	98070.00	16031.20	34760.00	43587.00	94378.20

项目名称			新国土资储联备字[2011]联 007 号文备案的资源储量(截止 2009 年 12 月 31 日)				《2024 年储量年度报告》评审通过的保有资源储量(截止 2024 年 12 月 31 日)			
矿种		煤层编号	331	332	333	小计	探明资源量	控制资源量	推断资源量	小计
	BN	B_1'		27.00	79.00	106.00		27.00	79.00	106.00
	BN	B_0		167.00	3231.00	3398.00		167.00	3231.00	3398.00
	合计		69644.00	122219.00	247995.00	439858.00	55544.96	122219.00	245826.64	423590.60

根据红沙泉一号露天煤矿 2025 年 1～7 月采动量统计表，2025 年 1～7 月期间矿山动用资源量 1591.91 万吨(其中：探明资源量 1587.64 万吨，推断资源量 4.27 万吨)，其中：B_4煤层 537.03 万吨(探明资源量)，B_3煤层 330.39 万吨(探明资源量)，$B_2^{上}$煤层 4.27 万吨(推断资源量)，B_2'煤层 495.80 万吨(探明资源量)，B_1煤层 224.42 万吨(探明资源量)。因此评估用动用量取 1591.91 万吨。

综上，截至本项目评估基准日，保有资源量取 421998.69 万吨。

(二)评估利用矿产资源储量

根据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》，评估利用矿产资源储量 = ∑(参与评估的基础储量 + 资源量 × 相应类型可信度系数)。

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(331)和(332)，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。本项目评估参照《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》，探明资源量和控制资源量视同(331)和(332)处理，控制资源量参照(333)处理。

根据“可行性研究报告”，该矿山煤层赋存条件较简单，控制程度高，探明的内蕴经济资源量和控制的内蕴经济资源量全部利用，推断的内蕴经济资源量可信度系数取值 0.9。因此各煤层评估探明资源量和控制资源量全部评估利用，探明资源量可信度系数取 0.9。

根据“可行性研究报告”，以 2024 年 12 月采掘场现状图为计算起始点，通过计算机建立矿床地质模型，根据露天煤矿开采境界及各帮最终帮坡角，对露天煤矿开采境界内的资源/储量进行了计算，确

定开采境界内剩余资源储量 360459.00 万吨。考虑可信度系数和扣除 2025 年 1～7 月动用 1591.91 万吨资源量后，评估基准日评估利用的资源储量为 339321.32 万吨，其中：B_4 煤层 75644.97 万吨，B4'煤层 4469.40 万吨、B3 煤层 71354.41 万吨、B3'煤层 3571.20 万吨、B3 下煤层 963.90 万吨、B2 上煤层 2965.26 万吨、B2 煤层 22085.60 万吨、B2'煤层 81320.50 万吨、B1 煤层 75209.28 万吨、B1'煤层 2.70 万吨、B0 煤层 1734.10 万吨。

(三)采选方案

红沙泉一号露天煤矿目前为生产矿山，开采方式为露天开采，开拓方式为公路开拓汽车＋带式输送机联合运输方案，采矿方法为露天矿采用山坡—凹陷露天开采方式，自上而下水平＋倾斜分层、台阶式采矿方法，采煤采用单斗—卡车＋半移动破碎站半连续开采工艺。

采场现状地表东西(走向)平均长 2950 米，南北(倾向)平均宽 1600 米，占地面积为 4.11 平方公里；现已形成 11 个剥离台阶，3 个采煤台阶，最大采深 140 米。外排土场位于采场东北侧，东西平均长 3000 米，南北平均宽 1550 米，占地面积 4.16 平方公里；外排土场已形成 4 个排土台阶，台阶高度 20 米，总排弃高度 80 米。内排土场位于采场的西北角，已形成七个排土台阶，台阶高度 20 米，总排弃高度 120 米。

煤生产系统由已建成的 1#破碎站和 2#破碎站及新增的 3#破碎站组成。1#破碎站位于地面工业场地南侧，露天矿原煤经卡车运至破碎站进行破碎后进入选煤厂 1#生产系统。2#破碎站位于露天坑下采场西帮 620 米水平，露天坑下开采的原煤经自卸卡车运至 2#破碎站进行破碎；破碎后的原煤由带式输送机转载运输后进入地面选煤厂 2#生产系统。3#破碎站位于露天坑边南端，露天坑下开采的原煤由自卸卡车运至 3#破碎站破碎后进由带式输送机运至地面选煤厂 3#生产系统。

1#生产系统及选煤厂洗选 150～13(30)毫米块煤，采用重介浅槽＋浓缩＋压滤的洗选工艺。2#生产系统及选煤厂分选 350～50 毫米块煤，采用 TDS 智能干选工艺。新增 3#生产系统生产的煤主要供发电用煤，目前只设破碎环节，未来根据市场对块煤需求量的增加适时建设筛分

及块煤分选系统。目前企业的选煤工艺主要为智能干法分选工艺。

(四) 产品方案

根据企业提供的资料，矿山原煤入选后的加工工艺主要为破碎和筛分，并根据市场和客户要求进行适时调整为不同规格的商品煤，故本次评估根据矿山实际情况确定产品方案为选后混煤。

(五)采选煤技术指标

1.采矿损失量

根据“可行性研究报告”，采矿损失量为 15079.00 万吨，各煤层分别为：B_4煤层 2792.00 万吨，B_4'煤层 507.00 万吨、B_3煤层 3210.00 万吨、B_3'煤层 508.00 万吨、$B_3^{下}$煤层 179.00 万吨、$B_2^{上}$煤层 341.00 万吨、B_2煤层 2433.00 万吨、B_2'煤层 2226.00 万吨、B_1煤层 2731.00 万吨、B_1'煤层 1.00 万吨、B_0煤层 151.00 万吨。因此评估按上述采矿损失量取值。

2.商品煤(选煤)产率

根据企业提供的资料，入选原煤根据市场和客户要求进行适时调整，原煤产量与选别后的混煤量基本接近。因此评估混煤产率取 100%。

(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》，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

＝(评估利用资源储量－设计损失量)×采矿回采率

根据“可行性研究报告”，将采矿损失量(设计损失边帮压覆量在计算境界内资源量时已扣除)参数代入上式，则评估基准日可采储量取 324242.32 万吨。

(七)生产能力和服务年限

1.生产能力

红沙泉一号露天煤矿采矿许可证载明的生产能力 3000 万吨/年。2023 年原煤产量 3564.17 万吨，2024 年原煤产量 3341.04 万吨，2025

年1~7月原煤产量1624.57万吨，近期产量已达到证载的生产能力。

2025年4月，国家发改委下发“关于新疆西黑山矿区总体规划(修编)的批复(发改能源〔2025〕567号)”，红纱泉一号露天矿由3000万吨/年扩建至4000万吨/年。2025年9月，中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司编制《国家能源集团新疆矿业有限责任公司新疆准东西黑山矿区红沙泉一号露天煤矿改扩建工程可行性研究报告》，设计生产规模由1000万吨改扩建至4000万吨，用于办理4000万吨产能核准和建立储备产能矿山（3000万吨的30%），目前已提交核准申请并被国家能源局受理。考虑到储备产能因素，评估用生产能力根据常规产能确定为3100万吨/年。

2.矿山服务年限

依据以上分析确定矿田服务年限，具体计算如下：

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

式中：T—矿田服务年限；

Q—可采储量；

A—矿田生产能力；

K—储量备用系数。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，露天开采的煤矿储量备用系数的取值范围为1.1~1.2。综合矿田地质构造类型情况和各煤层条件，“可行性研究报告”中储量备用系数1.1，因此评估据此确定储量备用系数取1.1。

将有关参数代入上述公式，估算矿山服务年限为：

T = (324242.32 ÷ 1.1) ÷ 3100.00

= 95.09 (年)

综上，考虑到2080年以后开采三采区和四采区时剥离比较大，开采不经济，评估计算经济年限取55.42年，自2025年8月至2080年12月。

详见附表二。

(八)销售收入

1.计算公式

年销售收入＝混煤销售量×混煤销售价格

2.各种产品年销售量

根据前述确定有关技术参数，评估中假设生产的产品煤当期全部销售，即正常生产年份混煤销售量为产品煤产量。

以2030年为例，计算如下:

混煤产量＝3100.00×100%＝3100.00(万吨)

3.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。

(1)行业分析

煤炭是中国重要的基础能源，在国民经济中具有重要的战略地位。2024年，全国煤炭产量保持稳定，煤炭进口量快速增加带动市场整体供应增长；下游火电行业对煤炭消费需求稳健，但钢铁及建材行业需求支撑不足，煤炭价格震荡回落，行业整体盈利水平有所下降。

“富煤、贫油、少气”是中国能源资源的基本特点，既有的能源禀赋结构造成煤炭在中国一次能源消费结构中所占的比重约为55.3%，大幅高于26.5%的世界平均水平。“以煤为主”的能源消费结构与欧美国家“石油为主，煤炭、天然气为辅，水电、核电为补充”的情况差别显著。中国煤炭资源分布的基本特点“北富南贫，西多东少”。近年来，随着“供给侧”改革的推行和中东部省份煤炭资源的逐渐枯竭，煤炭产能进一步向晋陕蒙和新疆地区集中。2024年，晋陕蒙和新

疆地区的原煤产量占全国总产量的81.67%，同比提升0.40个百分点。中国原煤供给以国内为主、进口为辅。据国家统计局数据，2024年全国规模以上煤炭企业原煤产量47.59亿吨，同比增长1.30%。随着2021年以来的煤炭增产保供政策带来的新增产能逐步充分释放，全国原煤产量增速较上年明显放缓。进口煤方面，2024年，受价差及汇率影响，澳大利亚及蒙古煤炭进口量增幅较大。根据海关总署公布的数据，2024年，全国累计进口煤炭(煤及褐煤)5.43亿吨，同比增长14.40%。

需求方面，2024年，全国动力煤及炼焦煤消费量合计约47.75亿吨，同比增长3.07%。煤炭行业的下游需求主要集中在火电行业、钢铁行业和建材行业，其余主要为民用煤和煤化工等行业。煤炭在中国能源消费中的主要形式是火力发电。2024年，全国规模以上电厂火力发电量6.34万亿千瓦时，同比增长1.50%，火力发电量同比保持稳定。同期，钢铁和水泥产量仍不高，对煤炭需求支撑不足。煤炭价格表现方面，2024年，由于海外煤炭供应较为充足，国内经济增速不及预期导致钢铁及建材行业需求不足等因素，国内煤炭市场震荡运行。2024年1月，春节前受下游市场需求疲软影响，各煤种价格全面下跌；2月以来，受复工复产不及预期影响，市场供应相对偏少，煤价出现小幅上涨，但随着进入动力煤需求淡季，煤炭价格持续走弱，4月中旬跌至近年低点；随后，在国内大部分地区气温逐渐走高的推动下，国内动力煤消费显著增加，市场预期有所扭转，动力煤价格小幅反弹。2024年第四季度，随着电厂阶段性补库、非电行业备料结束，以及煤炭产量回升，动力煤价格有所下降。

2024年3月，国家能源局印发《2024年能源工作指导意见》，要求有序释放煤炭新进产能，推动已核准项目尽快开工建设，在建煤矿项目尽早投产达产，保障煤炭产能接续平稳；建立煤炭产能储备制度，加强煤炭运输通道和产品储备能力建设，提升煤炭供给体系弹性。2024年4月，国家发展改革委、国家能源局印发了《关于建立煤炭产能储备制度的实施意见》，提出到2027年初步建立煤炭产能储备制度，形成一定规模的可调度产能储备，到2030年力争形成3亿吨/年左右可调度产能储备。产能储备仅为应对极端情形的一种储备措施，日常情

况下并不启用。《2024年能源工作指导意见》确定了“供应保障能力持续增强”为能源工作的首要目标，煤炭稳产增产。同时，建立煤炭产能储备制度有助于提升煤炭供给弹性，稳定煤炭价格。新能源技术的持续进步以及碳减排趋势带动新能源快速发展，挤压传统能源发展空间。但考虑到中国的资源禀赋、新能源的间歇性特征及煤炭在钢铁生产中的不可替代性等因素，中长期来看，煤炭行业在中国仍有较大发展空间。

(2)新疆近期煤炭市场

供应端，新疆原煤产量增速放缓。2025年1～8月，新疆原煤产量呈现“前高后低”的总体态势，累计产量达35700.4万吨，同比增长5.6%。这一增长主要得益于上半年特别是3月、5月和6月的强劲表现，其同比增幅均超过18%，然而，进入下半年，生产节奏明显放缓，7月与8月产量分别回落至3685.2万吨和4220万吨，同比下跌13.8%和10.5%。这一转变主要受两方面因素影响：一是“反内卷”政策导向下的政策性减产效应显现，超产核查等监管措施使煤矿生产趋于谨慎；二是7月起铁路运费调整增加了外运成本，而成本向价格的传导不畅，挤压利润空间，直接抑制了生产积极性。

需求端，火电虽受清洁能源一定的挤压，但煤化工需求逐步提高趋于良好，疆煤外运保持温和增长。

煤电方面：新疆作为“丝绸之路经济带”核心区和国家重要能源基地，近年来加快实施能源优势转化战略，电力行业得到快速发展。2010年11月第一条“疆电外送”通道正式投运，之后随着一批“疆电外送”±750，±800 kV特高压直流输电工程及配套电源工程的建成投运，“疆电外送”规模逐年增长，截止目前新疆已经建成四条外送电通道，2022年下半年疆电外送第五条大通道、第三条直流通道哈密北-重庆±800特高压直流输电工程正式开工建设。工程建成后，预计将每年增加外送电量400亿千万时以上。2025年1～8月，新疆电力系统运行呈现“总量稳增、结构优化”的总体特征。全区累计发电量3697.42亿千瓦时，同比增长2.3%。

疆煤外运方面：随着新疆铁路的不断建设和完善，已经形成以兰

新铁路为主通道、临河至哈密铁路为北通道、格尔木至库尔勒铁路为南通道的“一主两翼”进出疆三大铁路通道。其中北翼环天山北坡临哈线及向西延伸至将军庙，即临河线-哈密-将军庙线。近年来，新疆铁路疆煤外运量逐年增加，去年达9061万吨、同比增长50.2%，增长势头强劲。今年前8月，外运量为6181万吨，同比增长7.4%。新疆疆煤外运仍保持增长态势，但受运力限制与市场环境双重影响，增速已逐步趋于平稳。

煤化工方面：“十三五”期间，国家《现代煤化工产业创新发展布局方案》中将新疆准东列为全国4个现代煤化工产业示范区。经过几年的发展，新疆现代煤化工产业已度过起步阶段。尽管当前煤炭市场面临新能源替代冲击与需求放缓压力，但规划中的现代煤化工项目将大幅提升煤炭就地转化能力。新疆目前已初步构建以准东、吐哈、伊犁等为主的煤化工产业发展集聚区，以煤制天然气、煤制烯烃、煤炭分级分质利用等为主的现代煤化工产业发展格局。据不完全统计，目前新疆在建及拟建煤化工项目投资规模超8000亿元，其中，规划煤制烯烃项目共9个，合计1195万吨，投资规模2575亿；煤制天然气项目11个，合计400亿方，投资规模3109亿；煤制油项目3个，合计700万吨，投资规模1043亿。2024年以来，新疆有多个现代煤化工项目陆续开工建设，新疆煤化工有望保持高速增长，接下来5年投资额或超5000亿元，新疆煤化工预计迎来投资建设高峰时期。

新疆地区原煤价格由于受制于原产业布局、疆煤外运动力和产能较大所限，历史期煤炭价格水平较低，形成了当地煤炭价格小气候，同质煤炭明显低于疆外价格。随着新疆政府近几年对该地区能源基地定位的逐步清晰，下游煤化和煤电项目布局的推进和未来产能释放会有力提升当地原煤需求，另外，未来临河及哈密内蒙古段将进行扩能改造，项目建成后，临哈铁路运输能力将提升45%左右，对当地煤炭外运起到积极作用。

新疆煤炭资源丰富，“十三五”前期由于新疆本身经济发展相对滞后，加之与内地距离遥远，疆内煤炭开发只限于自给自足式的小规模生产。“十三五”期间随着自治区坚定不移地推进优质资源转换战略新

疆承接内地煤炭产业转移的力度不断增大。尤其是近些年，随着"西煤东运"、"西气东输"和"疆电外送"等国家战略的实施以及煤电、煤化工和煤制气等资源转换工程的落实，新疆煤炭工业正在由产能优势逐步转化为经济优势，未来开发前景广阔。

综上所述，评估人员认为，未来新疆煤炭价格受上述因素积极影响，整体价格表现会相对趋于乐观。因此，本次评估新疆地区煤炭价格根据矿山2022年至2025年7月三年一期历史均价进行预测。

根据企业提供的红沙泉一号露天煤矿财务资料，评估基准日前三年一期混煤销售情况详见下表。

红沙泉一号露天煤矿销售统计表

年份	混煤	销售量 (万吨)	销售价格 (不含税，元/吨)	销售收入 (万元)
2022 年	选煤	2,592.70	150.39	389,903.47
2023 年	选煤	3,539.48	152.26	538,931.66
2024 年	选煤	3,352.34	154.13	516,707.93
2025 年 1-7 月	选煤	1,607.41	119.64	192,309.12

注：上述销售收入中已剔除运费。

经计算，2022 年 1 月至 2025 年 7 月期间混煤坑口不含税销售价格的加权平均(取整)为(150.39 + 152.26 + 154.13 + 119.64 × 7 ÷ 12) ÷ (3 + 7 ÷ 12) = 147.00(元/吨)。

综上，本项目评估确定混煤不含税价格取 147.00 元/吨(取整取值)。结合目前煤炭市场价格水平与长期价格的差异，本次评估采用目前价格与不变价差价等量变化方式逐步过渡平滑至长期不变价格，即 2025 年 8～12 月和 2026 年采用 2025 年 1～7 月实际价格确定为 120.00 元/吨，2027 年销售价格确定为 129.00(= 120 + (147 − 120) ÷ 3)元/吨，2028 年销售价格确定为 138.00 元/吨，2029 年及以后年度取 147.00 元/吨。

4.年销售收入计算

以 2030 年为例，计算如下：

年销售收入 = 3100.00 × 147.00

= 455700.00 (万元)。

(九)投资估算

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.固定资产投资

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。

根据国能新疆红沙泉能源有限责任公司的“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，红沙泉一号固定资产评估原值 262,632.52 万元，净值 211,664.47 万元，在建工程 70,654.70 万元，待摊投资 4,506.07 万元，工程物资 140.97 万元，具体参见下表。

评估基准日资产评估结果统计表

序号	项目名称	资产评估结果(万元)	
		原值	净值
1	固定资产-房屋建筑物	25,425.09	23,447.48
2	固定资产-构筑物及其他辅助设施	165,981.90	141,745.32
	其中：采剥大坑	58,861.90	51,798.47
	矿山地质环境治理和土地复垦	11,076.06	11,076.06
3	固定资产-管道及沟槽	-	-
4	固定资产-井巷工程	-	-
5	固定资产-机器设备	67,997.76	44,184.68
6	固定资产-车辆	2,690.80	1,983.48
7	固定资产-电子设备	536.98	303.51
	小 计	262,632.52	211,664.47
8	在建工程—土建工程	53,587.74	53,587.74
9	在建工程—设备安装工程	17,066.96	17,066.96
10	待摊投资	4,506.07	4,506.07
11	工程物资	140.97	140.97
	小 计	75,301.74	75,301.74

本项目评估将固定资产中采剥大坑归类为剥离工程，将固定资产中房屋建筑物和剔除采剥大坑、矿山地质环境治理和土地复垦后的构

筑物及其他辅助设施、在建工程中土建工程归类为房屋建筑物，将固定资产中机器设备、车辆、电子设备、在建工程中机器设备归类为机器设备。在建工程中土建工程、设备安装工程的后续投资通过各项目的合同概算额扣除已完成的投资额取值。待摊费用和工程物资分摊至在建工程已完成投资中。

根据“可行性研究报告”，涉及扩大生产能力(由目前实际3000万吨/年增扩至4000万吨/年)的后续新增投资为 99,112.85 万元，其中：剥离工程 40,187.47 万元，房屋建筑物 48,026.06 万元，机器设备 10,899.32 万元。

综上，本项目评估固定资产已投资原值取 326,514.56 万元(其中：剥离工程 58,861.90 万元，房屋建筑物 178,085.18 万元，机器设备 89,567.48 万元)，净值取 275,546.52 万元(其中：剥离工程 51,798.47 万元，房屋建筑物 158,934.42 万元，机器设备 64,813.62 万元)，后续投资取 158,318.02 万元(其中：剥离工程 40,187.47 万元，房屋建筑物 88,805.45 万元，机器设备 29,325.10 万元)。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，评估将固定资产已投资净值在评估基准日一次性全部投入，在建工程后续投资在2025年8月至2027年期间投入，扩能新增投资在2026年投入。

(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。

根据国能新疆红沙泉能源有限责任公司的“无形资产评估汇总表”及相应的评估明细表，红沙泉一号露天煤矿土地使用权(剔除与

生产经营无关的奇台县城南新区企业总部基地)评估原值 10,507.54 万元，评估净值 10,435.23 万元。本项目评估将无形资产—土地使用权作为土地使用权，按照50年摊销。因此，本项目评估无形资产土地原值取 10,507.54 万元，净值取 10,435.23 万元。评估将无形资产土地净值在评估基准日一次性全部投入。土地使用权投资摊销完毕后进行更新投入，本项目在计算期后期2075年进行土地更新投入1,210.63万元（由于所剩余年限较少，更新时按使用年限累计摊余值进行更新），并在计算期内摊销完毕。

根据国能新疆红沙泉能源有限责任公司的“无形资产评估汇总表”及相应的评估明细表，红沙泉一号露天矿软件评估值 234.82 万元。本项目评估将无形资产—软件作为无形资产—软件，按照10年摊销。因此，本项目评估无形资产软件取 234.82 万元。评估将无形资产软件评估值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%计。

则本项目所需流动资金为:

455700.00 × 22% = 100254.00 (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

根据《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。红沙泉一号露天煤矿为正常生产矿山，2024年企业报表统计原煤产量

3341.04 万吨，2025年1～7月企业报表统计原煤产量1624.57 万吨。考虑到2024年原煤产量与评估用生产能力基本接近，且2025年1～7月并非一个完整会计核算年度，故本项目评估成本费用主要以2024年发生的成本费用为基础选取。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选成本费用。本项目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.生产成本

(1)外购材料费

根据企业提供的财务报表，2024 年原煤产量 3341.04 万吨，制造成本中材料费单位成本为 0.32 元/吨。则本项目评估单位外购材料费取 0.32 元/吨。

以 2030 年为例，下同，则:

年外购材料费 = 原煤年产量 × 单位外购材料费

= 992.00 (万元)

(2)外购燃料及动力费

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中电力费单位成本为 0.66 元/吨。根据企业介绍，2025 年公司逐步由外包转为自营，经测算，新增采煤设备燃料及动力费单位成本为 4.77 元/吨。则本项目评估单位外购燃料及动力费取 5.43 元/吨。

则:

年外购燃料及动力费 = 原煤年产量 × 单位外购燃料及动力费

= 16,833.00 (万元)

(3)职工薪酬

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中人工成本单位成本为 1.77 元/吨。根据企业介绍，2025 年公司逐步由外包转为部分自营，考虑自营设备增加和改扩建扩能（需增加车辆设备 74 台）以及采掘设备人员配置，红沙泉一矿 2025 年 7 月前已新增生产人员 48 人，其中管理人员 11 人，减少外委人员 31 人，未来尚需新增 259 人（主要为司机）。因此本项目按上述增员变化考虑职工薪酬，其中：司机平

均工资水平按30万元，一般管理人员平均工资水平按25万元，社保及其他的计提比例按 56.62%；辅助人员(外委)平均职工薪酬按 30.42万元。则本项目评估单位职工薪酬取6.09元/吨。

则：

年职工薪酬＝原煤年产量×单位职工薪酬

＝ 18,879.00 (万元)

(4)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，本项目评估房屋建筑物按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 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)，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%。自2019年4月1日开始执行。以2030年为例：

房屋建筑物年折旧额＝(121,469.03 ＋ 44,060.61 ＋ 56,616.16)×(1－5%)÷30＝ 8,219.34 (万元)

机器设备年折旧额 = (71,225.53 + 9,645.42 + 18,341.94) × (1 − 5%) ÷ 12 = 9,145.25 (万元)

年折旧额 = 8,219.34 + 9,145.25 = 17,364.58 (万元)

单位原煤折旧费 = 17,364.58 ÷ 3100.00 = 5.60 (元/吨)

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，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。

②回收固定资产残(余)值

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，在回收固定资产残(余)值时不考虑固定资产的清理变现费用。本项目评估计算期末回收房屋建筑物和机器设备残(余)值 74,592.67 万元。

(5)维简费

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，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“新疆维吾尔自治区财政厅 煤炭工业管理局 发展和改革委员会等关于印发《自治区煤炭生产安全费用提取和使用实施细则》和《自治区规范煤矿维简费管理问题的若干规定》的通知”(新财建〔2005〕280 号)，煤矿维简费由自治区煤炭生产企业按原煤实际产量，每月按吨煤 8.5 元标准在成本中提取。根据《矿业权评估参数确定指导意见》，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。则单位更新性质的维简费取 3.00 元/吨，单位折旧性质的维简费取 3.00 元/吨。则：

年维简费 = 原煤年产量 × 单位维简费

= 18,600.00 (万元)

(6)井巷工程基金

由上所述，本项目评估单位井巷工程基金取 2.50 元。则：

年井巷工程基金 = 原煤年产量 × 单位井巷工程基金

= 7,750.00 (万元)

(7)安全费用

根据财政部 应急部关于印发《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)，“煤炭生产企业依据当月开采的原煤产量，于月末提取企业安全费用，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，容易自燃煤层矿井吨煤30元；(三)其他井工矿吨煤15元；(四)露天矿吨煤5元”。红一露天煤矿为露天矿，因此本项目评估单位安全费用取5.00元/吨。则：

年安全费用＝原煤年产量×单位安全费用

＝ 15,500.00(万元)

(8)修理费

根据企业提供的财务报表，2024年制造成本中修理费单位成本为0。考虑到机器设备修理支出，本项目评估按照机器设备投资原值与提存率估算，提存率取3%。据此估算的修理费单位成本＝(89,567.48 ＋ 25,951.42)×3%÷3100.00 ＝1.12(元/吨)。则本项目评估单位修理费取1.12 元/吨。

则：

年修理费＝原煤年产量×单位修理费

＝ 3,472.00(万元)

(9)剥离费

根据企业提供的财务报表，2024年制造成本中剥离费单位成本为63.25 元/吨，穿爆费单位成本为1.39 元/吨，2024年剥采比为4.35 立方米/吨。根据“可行性研究报告”，在考虑储量备用系数后，首采区平均剥采比为3.81 立方米/吨、二采区平均剥采比为4.95 立方米/吨、三采区平均剥采比为8.47 立方米/吨、四采区平均剥采比为7.85 立方米/吨。根据企业提供的排产计划，2025年至2030年的剥采比分别为4.89立方米/吨、3.65立方米/吨、4.13立方米/吨、4.41立方米/吨、4.99立方米/吨、4.99 立方米/吨。参照上述实际排产剥采比调整后，首采和二采区剩余经济剥采比平均为 4.07 立方米/吨时，单位剥离费取60.43元/吨(＝(63.25 ＋1.39)÷4.35 ×4.07)，2025年至2030年期间及以后各年不同剥采比按照上述原则确定年剥离成本费用。

则：

年剥离费＝原煤年产量×单位剥离费

＝ 229,689.79 (万元)

(10)运输费

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中运输费单位成本为 4.49 元/吨。考虑到自营比例提高（2025 年外委，2026 年外委减半），未来外委产能维持在 1000 万吨左右，则本项目评估单位运输费取 1.50 元/吨。

则：

年运输费＝原煤年产量×单位运输费

＝ 4,650.00 (万元)

(11)煤炭筛分费

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中煤炭筛分费单位成本为 5.50 元/吨，装卸费单位成本为 0.88 元/吨。则本项目评估单位煤炭筛分费取 6.38 元/吨。

则：

年煤炭筛分费＝原煤年产量×单位煤炭筛分费

＝ 19,778.00 (万元)

(12)水土保持补偿费

根据企业提供的财务资料，2024 年制造成本中水土保持补偿费单位成本为 5.27 元/吨。则本项目评估单位水土保持补偿费取 5.27 元/吨。

则：

年水土保持补偿费＝原煤年产量×单位水土保持补偿费

＝ 16,337.00 (万元)

(13)环境治理及土地复垦费

根据“三合一方案”，矿山地质环境治理工程静态总投资 749.50 万元(其中预备费 36.65 万元)，土地复垦工程静态总投资 13691.09 万元(其中预备费 651.96 万元)，本方案设计年限 11.08 年。据此计算的折合原煤单位环境治理及土地复垦费 0.40 (＝(749.50－36.65＋13691.09－

651.96) ÷ 11.08 ÷ 3100.00)元/吨。则本项目评估单位环境治理及土地复垦费取 0.40 元/吨。

则:

年环境治理及土地复垦费 = 原煤年产量 × 单位环境治理及土地复垦费

= 1,240.00 (万元)

(14)其他制造费用

根据企业提供的财务报表,2024 年制造成本中其他支出包括外委服务费(劳务费)(单位成本 0.35 元/吨)、生产用车辆费(单位成本 0.05 元/吨)、设备租赁费(单位成本 1.66 元/吨)、其他(单位成本 1.70 元/吨)。考虑到 2025 年红沙泉一号露天煤矿从全外包转为部分自营方式,设备租赁费采用 2025 年的单位成本费用 0.71 元/吨。则本项目单位其他制造费用取 2.81 元/吨。

则:

年其他制造费用 = 原煤年产量 × 单位其他制造费用

= 8,711.00 (万元)

2.管理费用

根据企业提供的财务报表,2024 年管理费用单位成本 2.04 元/吨,其中:折旧及摊销单位成本 0,职工薪酬单位成本 0.89 元/吨,其他管理费用单位成本 1.15 元/吨(含征地及搬迁补偿费单位成本 0.20 元/吨,非持续发生费用,评估剔除此项费用)。

评估用无形资产土地投资原值为 10,507.54 万元,按 50 年进行摊销,据此计算的单位无形资产土地摊销费为 0.07 元/吨。评估用无形资产软件投资原值为 234.82 万元,按 10 年进行摊销,据此计算的单位无形资产软件摊销费为 0.01 元/吨。

则本项目评估单位管理费用取 1.92 元/吨,

年管理费用 = 原煤年产量 × 单位管理费用

= 5,937.63 (万元)

3.销售费用

根据企业提供的财务报表,2024 年销售费用单位成本 5.39 元/吨,

其中：销售代理服务费单位成本 5.36 元/吨，其他单位成本 0.03 元/吨。根据国家能源集团新疆能源有限责任公司与国能新疆红沙泉能源有限责任公司签订的煤炭代理销售协议，约定按照红沙泉一号露天煤矿销售收入总额(不含税)的 3%(含税 6%)收取手续费。

则本项目评估单位销售费用取 4.19 元/吨。

则：

年销售费用 = 原煤年产量 × 单位销售费用

= 12,990.17 (万元)

4.研发费用

根据企业提供的财务资料，近三年单位研发费用平均为 0.34 元/吨。则本项目评估单位研发费用取 0.34 元/吨。

则：

年研发费用 = 原煤年产量 × 单位研发费用

= 1,054.00 (万元)

5.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，贷款利率参考中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心公布的贷款市场报价利率(LPR)3.00%，单利计息。

年流动资金贷款利息 = 100254.00 × 70% × 3.00%

= 2105.33 (万元)

折合原煤单位财务费用为 0.68 (2105.33 ÷ 3100.00)元/吨。则本项目评估单位财务费用取 0.68 元/吨。

6.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 129.64 元/吨、单位经营成本 117.78 元/吨；年总成本费用 401,886.18 万元、年经营成

本 365,129.96 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 - 机器设备进项税额抵扣

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)，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%。自 2019 年 4 月 1 日开始执行。故 2019 年 4 月 1 日后，销项税税率取 13%。简化计算，本项目中进项税额以外购材料费、外购动力费、修理费、燃气费、服务费为税基，税率分别取 13%、6%。机器设备进项税税率取 13%，房屋建筑物进项税税率取 9%。进项税额抵扣的顺序为先抵扣外购材料费、外购动力费、修理费、运输费的进项税，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，延至下一年抵扣，直至将进项税额抵扣完毕。

年销项税额 = 年销售收入 × 13%

= 59,241.00 (万元)

年进项税额 = (年外购材料费 + 年外购动力费 + 修理费+煤炭筛分费) × 13% + (剥离费 + 运输费) × 9% + 销售代理费 × 6%

= 27,204.16 (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

= 32,036.84 (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%。目前企业实际按照 5%缴纳，因此本项目评估城市维护建设税税率取 5%。则：

年城市维护建设税 = 年应纳增值税 × 5%

= 1,601.84 (万元)

3.教育费附加

根据《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%。因此本项目评估教育费附加费率取 3%。则：

年教育费附加 = 年应纳增值税 × 3%

= 961.11 (万元)

4.地方教育附加

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%。因此本项目评估地方教育附加费率取 2%。则：

年地方教育附加 = 年应纳增值税 × 2%

= 640.74 (万元)

5.资源税

根据《新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会关于自治区资源税具体适用税率、计征方式及减免税办法的决定》(2020 年 9 月 19 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议通过，2024 年 5 月 30 日修正)，新疆选煤资源税适用税率为 8%，矿山实际也按 8%缴纳资源税。因此本项目评估资源税税率取 8%。则：

年资源税 = 年销售收入 × 资源税税率

= 36,456.00 (万元)

6.其他税金

其他税金包括印花税、房产税、车船使用税、土地使用税、环境保护税、水资源税等。本次评估同“2.外购材料费”，根据2024年单位其他税金水平选取，2024年其他税金发生额合计2990.95万元，采出原煤3341.04万吨，单位其他税金为0.90元/吨。

7.矿业权出让收益金

根据《关于印发〈矿业权出让收益征收办法〉的通知》(财综〔2023〕10号)，矿业权出让收益征收方式包括按矿业权出让收益率形式征收或按出让金额形式征收；按矿业权出让收益率形式征收矿业权出让收益的矿种，具体范围为本办法所附《按矿业权出让收益率形式征收矿业权出让收益的矿种目录(试行)》(煤炭属于《矿种目录》所列矿种，矿业权出让收益率为原矿产品销售收入的2.4%)；按协议方式出让探矿权、采矿权的，成交价按起始价确定，在出让时征收；在矿山开采时，按矿产品销售时的矿业权出让收益率逐年征收采矿权出让收益；已设且进行过有偿处置的采矿权，涉及动用采矿权范围内未有偿处置的资源储量时，比照协议出让方式，按以下原则征收采矿权出让收益：《矿种目录》所列矿种，按矿产品销售时的矿业权出让收益率逐年征收采矿权出让收益。

根据《采矿权出让合同》(合同编号：新自然资源采2023(4)号)和《采矿权出让合同补充合同》(合同编号：新自然资源采2025(05)号)，红沙泉一号露天煤矿矿区范围内查明资源量439858万吨，已有偿处置资源量：①已动用资源量5074.88万吨；②30年拟动用资源量41337.84万吨。则红沙泉一号露天煤矿未有偿处置资源量=439858-5074.88-41337.84=393445.28(万吨)，按照“可行性研究报告”设计的矿田总回采率估算未有偿处置可采储量=324242.32÷421998.69×393445.28=302303.33(万吨)，本项目评估对未有偿处置资源量按照年销售收入的2.4%和根据“关于确定新疆维吾尔自治区矿产品销售收入转换系数的通知”规定的转换系数0.89计算采矿权出让收益。

综上，年销售税金及附加合计为42,434.86万元。

(十二)企业所得税

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《关于延续西部大开发企业所得税政策》(财政部 税务总局 国家发展改革委公告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。红一露天煤矿按西部大开发政策享受15%税收优惠。因此本项目评估2030年(含本年)以前企业所得税税率取15%，2030年以后企业所得税税率取25%。

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。

二、企业享受研发费用加计扣除政策的其他政策口径和管理要求，按照《财政部 国家税务总局 科技部关于完善研究开发费用税前加计扣除政策的通知》(财税〔2015〕119号)、《财政部 税务总局 科技部关于企业委托境外研究开发费用税前加计扣除有关政策问题的通知》(财税〔2018〕64号)等文件相关规定执行。

根据矿山“2022-2024年所得税年度纳税申报表”，允许抵扣的研发费用占矿山当年研发费用列支(扣除计入材料费金额)比例平均为83.00%，可允许税前加计扣除的研发费享受100%抵扣。故本次评估研发费用按此获批比例和100%加计扣除率计算，则：

企业所得税 = (455,700.00 − 401,886.18 − 42,434.86 + 1,054.00 × 83.00%) × 15%

= 1,575.62 (万元)

(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：

折现率 = 无风险报酬率 + 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%。

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%，本项目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%。本项目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%，本项目评估财务经营风险报酬率取值为 1.50%。另外参照《中国矿业权评估准则》，本项目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%。

综合上述各风险，本项目评估各风险报酬率确定为 6.10%。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公允价值意见：

(1)以采矿许可证内经评审备案的矿产资源储量为基础，假设采矿许可证到期可以顺利延续。

(2)假设红沙泉一号露天煤矿按照企业计划可以取得产能储备矿山相关资格，免于实施产能置换。

(3)以设定的生产方式、生产规模、产品结构及开发技术水平为基准且持续经营。

(4)假设未来年度商品煤生产、销售能达到产销平衡。

(5)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。

(6)不考虑现有或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。

(7)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

经评估人员对该矿业权尽职调查和当地煤炭市场的调查分析，按照矿业权评估的原则和程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权”于2025年7月31日评估价值114345.78万元，大写人民币壹拾壹亿肆仟叁佰肆拾伍万柒仟捌佰元整。

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。本项目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)评估对象采矿许可证有效期截止2038年09月24日，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期。本次评估假设采矿权人会根据国务院第241号令、国务院令第653号《矿产资源开采登记管理办法(2014修订)》，在采矿许可证有效期届满30日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

根据《国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权出让收益评估报告》和《采矿权出让合同》(合同编号：新自然资源采 2023(4)号)和《采矿权出让合同补充合同》(合同编号：新自然资源采率 2025(05)号)，评估基准日 2021 年 10 月 31 日，评估矿区面积 74.265 平方公里，开采深度 760 米至-51 米标高，生产规模 1000 万吨/年，评估计算年限 30 年，已有偿处置资源量：①已动用资源量 5074.88 万吨；②30 年拟动用资源量 41337.84 万吨。则红沙泉一号露天煤矿未有偿处置资源量 393445.28(= 439858 - 5074.88 - 41337.84)万吨，本项目评估对未有偿处置资源量根据《关于印发〈矿业权出让收益征收办法〉的通知》(财综〔2023〕10 号)规定计算了采矿权出让收益税费。

矿山正在办理 1000 万吨/年改扩建至 4000 万吨项目核准，并申请列入产能储量矿山（新增产能的 30%），国家发改委已受理新疆自治区发改委上报的“新疆发展改革委关于申请核准新疆西黑山矿区红沙泉一号露天矿改扩建工程的请示”（项目名称为“项目名称：新疆准东煤田西黑山矿区红沙泉一号露天煤矿一期工程 1000 万 t/a”），目前改扩建可研报告已送至国家矿山监察局进行评审，根据《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤炭产能储备制度的实施意见发改能源规〔2024〕413 号》文件规定，如被列入产能储备矿山，新增 3000 万吨/年产能可免于全部产能置换指标。本次评估假设矿山能够顺利取得产能储备矿山资格，免于产能置换指标，未考虑指标购置支出。考虑到此事项尚未获批且具有的不确定性，建议交易双方对未来产能置换指标和相应支出及是否被豁免进行约定。

本次评估根据矿山正在办理的改扩建可研报告和产能储备政策，本次评估生产能力根据正在申报的可研报告设计规划的常规产能确定为 3100 万吨。。

红沙泉一号露天煤矿开采至三采区后，由剥采比较高，自 2081 年开始在现有技术经济指标下开采不经济，每年净利润和净现金流量均为负值，本次采矿权价值评估计算期为 2025 年 8 月至 2080 年。

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，委托方应及时委托我公司对评估结论进行修正。

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

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

(四)本项目评估结果依据了采矿权人提供的地质资料、设计资料及现有财税政策等作出。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。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。

(五)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、地质报告、设计资料等)，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。

(六)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)评估报告的使用人为：委托人、资产评估委托合同中约定的其他资产评估报告使用人和国家法律、行政法规规定的资产评估报告使用人。其他任何机构和个人不能成为资产评估报告的使用人。

(二)委托人以及资产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；

(三)评估报告使用人应当正确理解和使用评估结论，评估结论不等同于评估对象可实现价格，评估结论不应当被认为是对评估对象可实现价格的保证。

(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

本项目评估报告日为 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(王军好):

矿业权评估师(王军好、王桂玲):

矿业权评估师 王军好 22200800007

矿业权评估师 王桂玲 22200200067

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

国家能源集团新疆能源化工有限公司
托克逊县黑山露天煤矿
采矿权评估报告

中企华矿评报字[2025]第 1065 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:1102420250202064356

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：	国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权评估报告
报告内部编号：	中企华矿评报字[2025]第1065号
评　估　值：	201146.61(万元)
报告签字人：	王军好（矿业权评估师） 王桂玲（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。

国家能源集团新疆能源化工有限公司
托克逊县黑山露天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、委托人及矿业权人.....7
三、评估对象和范围.....10
(一)评估对象和范围.....10
(二)采矿权历史沿革.....12
(三)矿业权价款(出让收益)处置情况.....12
(四)采矿权评估史.....13
(五)采矿权抵押担保情况.....13
四、评估目的.....14
五、评估基准日.....14
六、评估依据.....14
(一)法规、规范依据.....14
(二)行为、产权和取价依据.....16
七、评估实施过程.....17
八、矿产资源勘查和开发概况.....17
(一)矿区位置和交通.....17
(二)自然地理.....18
(三)地质勘查工作概况.....18
(四)矿区地质概况.....20
(五)煤层.....22
(六)煤质.....26
(七)开采技术条件.....29
(八)矿山开发利用概况.....30

九、评估方法 31
十、评估指标和参数 32
(一)保有资源储量 33
(二)评估利用矿产资源储量 34
(三)采选方案、产品方案 34
(四)采选煤技术指标 35
(五)评估利用可采储量 36
(六)生产能力和服务年限 36
(七)销售收入 37
(八)投资估算 42
(九)成本估算 46
(十)销售税金及附加 53
(十一)企业所得税 56
(十二)折现率 57
十一、评估假设 58
十二、评估结论 58
十三、评估基准日期后重大事项 59
十四、特别事项说明 59
十五、评估报告的使用限制 60
十六、评估报告日 61
十七、评估机构和评估责任人 61
十八、国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权评估报告附表目录
附表一 国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权评估价值估算表
附表二 国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权评估可采储量及矿山服务年限估算表
附表三 国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权评估销售收入估算表

附表四 国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权评估资产投资估算表

附表五 国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权评估资产折旧摊销费用估算表

附表六 国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权评估单位成本估算表

附表七 国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权评估总成本费用估算表

附表八 国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权评估税费估算表

十九、国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权评估报告附件(另册装订)

国家能源集团新疆能源化工有限公司
托克逊县黑山露天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：国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权。

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新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权价值进行评估，为上述经济行为提供采矿权价值参考。

评估基准日：2025 年 7 月 31 日。

评估方法：折现现金流量法。

评估主要参数：截止评估基准日，矿田保有资源储量 151652.48 万吨，评估利用资源储量 151652.48 万吨，评估利用可采储量 70435.93 万吨。评估用生产能力 1600 万吨/年，评估计算年限 40.02 年。产品方案选后混煤。混煤不含税价格 398.00 元/吨，年销售收入 636,800.00 万元。评估用固定资产已投资原值 203,913.25 万元，净值 160,786.49 万元，后续投资 43,928.02 万元。单位总成本费用 351.07 元/吨、单位经营成本 334.98 元/吨；年总成本费用 561,713.73 万元、年经营成本 535,969.44 万元。折现率 7.80%。

评估结论：经评估人员对该矿业权尽职调查和当地煤炭市场的调查分析，按照矿业权评估的原则和程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日评估价值 201146.61 万元，大写人民币贰拾亿壹仟壹佰肆拾陆万陆仟壹佰元整。

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。

评估对象采矿许可证有效期截止 2037 年 9 月 6 日，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期。本次评估假设采矿权人会根据国务院第 241 号令、国务院令第 653 号《矿产资源开采登记管理办法(2014 修订)》，在采矿许可证有效期届满 30 日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

根据《采矿权出让合同》(合同编号：新自然资源采 2024(27)号)，黑山露天煤矿截止 2015 年 12 月 31 日矿区内保有资源量 161265 万吨，依据新地学采告函〔2023〕028 号文，30 年拟动用资源量 52675.57 万吨，已动用资源量 410 万吨(已有偿处置)。根据《新疆托克逊县黑山露天煤矿空白区资源量分割说明书》，空白区内共估算资源量 640.5 万吨。则黑山露天煤矿未有偿处置资源量 = 161265 − 52675.57 + 640.5 = 109229.93(万吨)，按照"三合一方案"设计的矿田总回采率估算未有偿处置可采储量 = 70435.93÷151652.48×109229.93 = 50732.51(万吨)，本项目评估对未有偿处置资源量根据《关于印发〈矿业权出让收益征收办法〉的通知》(财综〔2023〕10 号)按照年销售收入的 2.4%及销售转换系数 0.89 计算采矿权出让收益。

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

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

重要提示：

以上内容摘自《国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权评估报告》，欲了解本评估项目的全面情况，应认真阅读该矿业权评估报告全文。

法定代表人(权忠光)：

项目负责人(王军好)：

矿业权评估师(王军好、王桂玲)：

矿业权评估师 王军好 222008000073

矿业权评估师 王桂玲 222002000067

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

国家能源集团新疆能源化工有限公司
托克逊县黑山露天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，根据国家有关矿业权评估的规定，本着独立、客观、公正的原则，按照恰当的矿业权评估方法，对国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天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新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天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；
“探矿权采矿权评估资格证书”编号：矿权评资[2000]005号。

二、委托人及矿业权人

(一)委托人

本次评估的委托人为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

(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(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：国家能源集团新疆能源化工有限公司；

(曾用名：新疆乌鲁木齐矿业(集团)有限责任公司、神华新疆能源有限责任公司、国家能源集团新疆能源有限责任公司)

统一社会信用代码：91650000228860955P；

类　　型：有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资)；

住　　所：新疆乌鲁木齐市米东区米东中路518号；

法定代表人：杨栓；

注册资本：912,488.199万元；

成立日期：2000年12月29日；

营业期限：2000年12月29日至无固定期限；

经营范围：煤炭开采及销售；发电；餐饮服务；住宿(上述经营范围限所属分支机构经营)化工产品的生产、销售；一般货物与技术的进出口经营；矿山工程施工总承包；机械制造与维修；农业、林业开发；矿产品、五金交电、建筑材料的销售；机票销售代理；房屋、场地及设备租赁，劳务派遣；矿业咨询服务；装卸搬运；运输代理；普通货物道路运输(不含危险货物)；道路货物经营站；铁路货物运输；其他铁路运输辅助活动；普通货物仓储；石油及制成品批发；非金属矿及制品批发；钢铁及有色金属销售；建筑工程总承包；物业服务；职工培训；疗养；供暖；(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)

国家能源集团新疆能源化工有限公司在评估基准日的股东及持股情况：国家能源投资集团有限责任公司持股100%。

(三)生产运营单位

目前，国能新疆托克逊能源有限责任公司负责国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权的生产运营。

名　　称：国能新疆托克逊能源有限责任公司；

(曾用名：神华新疆托克逊矿业有限责任公司)

统一社会信用代码：916504220688411642；

类　　型：其他有限责任公司；

住　　所：新疆吐鲁番市托克逊县克尔碱镇黑山路 072 号 07 号院 101 号国能煤矿黑山矿区行政福利区办公楼 230；

法定代表人：马洪涛；

注册资本：140,000 万元；

成立日期：2013 年 06 月 09 日；

营业期限：2013 年 06 月 09 日至无固定期限；

经营范围：许可项目：煤炭开采。(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：物业管理；住房租赁；机械设备租赁；安全咨询服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；煤炭及制品销售。(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)

国能新疆托克逊能源有限责任公司在评估基准日的股东及持股情况：国家能源集团新疆能源化工有限公司持股 75%；托克逊县锦城实业投资有限公司持股 25%。

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新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权。

根据 2025 年 4 月 28 日新疆维吾尔自治区自然资源厅颁发的采矿许可证(证号：C6500002017111110145786)，采矿权人：国家能源集团新疆能源化工有限公司；矿山名称：国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿(以下简称“黑山露天煤矿”)；开采矿种：煤；开采方式：露天开采；生产规模：1600 万吨/年；矿区面积：48.3671 平方公里；有效期限：壹拾贰年零伍月，自 2025 年 4 月 28 日至 2037

年9月6日；矿区拐点坐标详见下表。

矿区拐点坐标表

点号	2000国家大地坐标系	
	X坐标	Y坐标
1	4787370.93	29530756.70
2	4786255.93	29530752.70
3	4786252.00	29531914.00
4	4786905.00	29531910.00
5	4786930.00	29536665.00
6	4786842.00	29536670.00
7	4786842.91	29542209.77
8	4786592.89	29545213.75
9	4785710.90	29547679.75
10	4785271.92	29548997.77
11	4786884.94	29549925.78
12	4787302.47	29550442.58
13	4787226.14	29547406.00
14	4787221.69	29547403.37
15	4787190.64	29546190.50
16	4787730.28	29546315.09
17	4787762.12	29546403.02
18	4787799.03	29546474.30
19	4787876.97	29546561.53
20	4787934.85	29546709.07
21	4787972.16	29546985.40
22	4787972.40	29547248.37
23	4788002.11	29547421.62
24	4787969.43	29547547.35
25	4787942.93	29547689.14
26	4788782.00	29548023.74
27	4788845.94	29547866.77
28	4789610.93	29543410.77
29	4790154.96	29539075.73
30	4790085.96	29535921.70
31	4789191.94	29532964.69
32	4787370.93	29530756.70
不包括以下坐标拐点圈定的范围		
1	4788200.93	29541273.77
2	4788209.92	29542717.77
3	4789598.94	29542708.77
4	4789835.94	29541263.77
5	4788200.93	29541273.77
开采深度：由3023米至1600米标高，共有37个拐点圈定		

(二)采矿权历史沿革

2016 年 6 月，新疆维吾尔自治区国土资源厅下发“划定矿区范围批复(新国土资采划〔2016〕016 号)”，划定新疆托克逊县黑山露天煤矿矿区面积 49.3694 平方公里，矿区范围由 35 个拐点圈定，开采深度由 3023 米至 1600 米，批复的矿区范围预留期限为 3 年。此后，该采矿权历史沿革详见下表。

采矿权历史沿革一览表

采矿权人	证号	开采矿种	生产规模(万吨/年)	矿区面积(km^2)	开采标高	有效期限
神华新疆能源有限责任公司	C6500002017111110145786	煤	400	49.3694	2685 米至 2175 米	2017 年 11 月 21 日至 2018 年 11 月 21 日
		煤	400	49.3703	2761 米至 0 米	2018 年 11 月 3 日至 2019 年 11 月 3 日
		煤	400	48.1299	2685 米至 2175 米	2019 年 10 月 29 日至 2021 年 10 月 29 日
国家能源集团新疆能源有限责任公司		煤	1000	48.1299	2685 米至 2175 米	2021 年 8 月 9 日至 2023 年 8 月 9 日
		煤	1000	48.1299	2685 米至 2175 米	2022 年 9 月 6 日至 2037 年 9 月 6 日
		煤	1300	48.1299	3005 米至 2130 米	2023 年 12 月 28 日至 2037 年 9 月 6 日
		煤	1300	48.3671	3005 米至 2130 米	2025 年 1 月 10 日至 2037 年 9 月 6 日
国家能源集团新疆能源化工有限公司		煤	1600	48.3671	3023 米至 1600 米	2025 年 4 月 28 日至 2037 年 9 月 6 日

(三)矿业权价款(出让收益)处置情况

2024 年 7 月 12 日，新疆维吾尔自治区自然资源厅与国家能源集团新疆能源有限责任公司签订了《采矿权出让合同》(合同编号：新自然资源采 2024(27)号)，本合同出让采矿权名称为国家能源集团新疆

能源有限责任公司托克逊县黑山露天煤矿，矿区面积 48.1299 平方公里，开采深度 3005 米至 2130 米标高；依据新国土资储备字〔2017〕002 号文备案的储量核实报告，截止 2015 年 12 月 31 日矿区内累计查明资源量 161675 万吨，保有资源量 161265 万吨，已动用资源量 410 万吨；依据新地学采告函〔2023〕028 号文，30 年拟动用资源量 52675.57 万吨，采矿权出让收益 249082.06 万元，已动用资源量 410 万吨，采矿权出让收益 1939.30 万吨；该采矿权已缴纳出让收益 70,082 万元，剩余应缴纳出让收益 180939.36 万元；开采动用未出让资源量应按出让收益率方式逐年缴纳矿业权出让收益；受让人按下列时间和金额分 28 期向矿业权出让收益征收机关缴纳采矿权出让收益，第一期于 2024 年 9 月 30 日前缴纳 6462.12 万元，第二期至第二十八期在 2025 年至 2051 年的每年 6 月 30 日之前缴纳 6462.12 万元。

根据企业提供的缴款凭证，截止评估基准日，黑山露天煤矿已缴纳的采矿权出让收益为 83006.24 万元，具体缴款情况如下表。按照合同约定，黑山露天煤矿还需要缴纳采矿权出让收益 168015.12 万元。

采矿权出让收益缴款统计表

缴款日期	缴款单位	金额(万元)
2018-08-27	神华新疆能源有限责任公司	9,000.00
2018-11-20	神华新疆能源有限责任公司	6,000.00
2019-01-25	神华新疆能源有限责任公司	6,329.00
2019-10-23	神华新疆能源有限责任公司	7,108.00
2019-10-23	神华新疆能源有限责任公司	6,329.00
2020-11-13	神华新疆能源有限责任公司	8,975.00
2021-10-20	国家能源集团新疆能源有限责任公司	12,175.00
2022-12-07	国家能源集团新疆能源有限责任公司	11,305.00
2023-01-30	国家能源集团新疆能源有限责任公司	2,261.00
2024-09-26	国家能源集团新疆能源有限责任公司	6,462.12
2025-07-27	国家能源集团新疆能源化工有限公司	6,462.12

(四)采矿权评估史

采矿权人未提供以往采矿权评估报告。

(五)采矿权抵押担保情况

据采矿权人管理层介绍，黑山露天煤矿采矿权无抵押担保等情况。

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新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权价值进行评估，为上述经济行为提供采矿权价值参考。

五、评估基准日

本项目采矿权评估基准日确定为2025年7月31日。

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）;

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.《中国矿业权评估准则》(中国矿业权评估师协会，2008年8月)；

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

25.《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)；

26.《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T13908－2020)；

27.《固体矿产资源储量分类》(GB/T17766－2020)；

28.《矿产地质勘查规范 煤》(DZ/T0215-2020)；

29.《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）；

30.《新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会关于自治区资源税具体适用税率、计征方式及减免税办法的决定》(2020年9月19日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议通过，2024年5月30日修正)。

(二)行为、产权和取价依据

1. 资产评估委托合同及被评估单位承诺函；

2. 评估委托人及矿业权人企业法人营业执照；

3. 采矿许可证(证号：C6500002017111110145786)；

4. 关于《新疆托克逊县黑山矿区黑山露天煤矿资源储量核实报告》矿产资源储量评审备案证明(新国土资储备字〔2017〕002号)、《新疆托克逊县黑山矿区黑山露天煤矿资源储量核实报告》矿产资源储量评审意见书(新国土资储评〔2017〕002号)；

5.《新疆托克逊县黑山矿区黑山露天煤矿资源储量核实报告》(神华地质勘查有限责任公司，2016年11月)；

6. 《国家能源集团新疆能源有限责任公司托克逊县黑山露天煤矿2024年储量年度报告》(吐鲁番市地质矿产勘查站，2025年1月)及其批复(吐市自然资储核〔2025〕6号)；

7. 《国家能源集团新疆能源有限责任公司托克逊县黑山露天煤矿1600万吨/年矿产资源开发利用与生态保护修复方案》(新疆天盾安全工程咨询有限公司，2023年5月)及其专家意见的认定(新自然资三合一审发〔2024〕123号);

8. 矿业权出让收益相关资料;

9. 历史年度财务报表;

10. 评估人员收集的其他资料。

七、评估实施过程

第一阶段：准备阶段

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

第二阶段：现场勘查阶段

本项目评估人员于2025年8月下旬前往新疆维吾尔自治区奇台县对本项目评估的矿业权进行核实与调查，了解矿山的现状、地质、采矿等有关情况，并查阅及收集了评估所需的有关资料，同时对资料存在的问题与矿业权人交换了意见。

第三阶段：评估测算阶段

对收集的资料进行整理、分析，确定评估方案，选取评估参数，对矿业权价值进行评定估算，并完成评估报告初稿。

第四阶段：报告提交阶段

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，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

黑山露天煤矿位于托克逊县西北约90公里处，东部行政区划属托克逊县管辖，西部行政区划属乌鲁木齐县管辖。地理坐标为：东经

87° 22′ 44″ ~87° 37′ 16″，北纬 43° 12′ 03″ ~43° 14′ 44″。

矿田北距乌鲁木齐市约 65 公里，东距南疆铁路鱼儿沟车站约 55 公里。矿田内有简易公路与东部的 103 省道相接，向北约 65 公里可达乌鲁木齐市，向南约 25 公里可至艾维尔沟煤矿，东约 55 公里为南疆铁路鱼儿沟车站并与至兰新铁路盐湖车站公路相接，交通方便。

(二)自然地理

矿田地处天山中段以北的山间谷地，北依约喀坑艾代山，南临末日洛克山、黑山。东西较开阔，地势北高南低，西高东低。最低海拔 2365 米，最高海拔 3023 米。区内冲沟较发育，沟谷常年干涸，只有降暴雨时才出现短暂洪流。区内最低海拔 2365 米，为矿田的最低侵蚀基准面。

该区属大陆性干旱及高寒气候，冬季少雪，但受地形垂直分带的制约，夏季多阵雨。近三年，日最大降水量为 17mm，月最大降水量为 70.4mm，年最大降水量 160.3mm。降水多集中于每年的 4～10 月，约占全年降水量的 90%以上，每年 11 月至次年 3 月以冬季降雪为主。

该区气温变化大，冬寒夏凉，昼热夜凉。近三年，年平均最高气温 11.83℃，年平均最低气温-8.56℃，日最高气温 36℃，最低气温-25℃。冻结期一般在每年 11 月至翌年的 3 月，最大冻土深度约 1690mm，最大积雪厚度 340mm，年平均相对湿度 59%。矿区内春季多风，最大风速 13m/s，风向主要为西北风及东南风。

该区抗震设防烈度Ⅶ度，地震动峰值加速度 0.1g。

托克逊县东与吐鲁番市相邻，南与尉犁县相连，西与和静县、和硕县相依，北与乌鲁木齐市相接。托克逊县管辖 3 镇、4 乡，全县面积 16126 平方公里，总人口 11 万人。托克逊县是国家级贫困县，除煤炭采掘业及其相关联产业外无其它工业，煤炭主要供给吐鲁番地区及库尔勒市等地，作为发电用煤、动力用煤和居民生活用煤。

(三)地质勘查工作概况

2002 年 6 月至 2003 年 3 月，新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队在新疆托克逊县硝尔布拉克(黑山)－梯匈沟煤矿范围内开展普查

地质工作，完成主要实物工作量：1/2.5 万地质测量 75 平方公里，钻探 2211.39 米，测井 2144.75 米，槽探 2030 立方米，煤芯煤样 71 件，瓦斯样 33 件，水样 4 个，磁法勘探测线 49.82 公里，测点 2984 个，并提交《新疆托克逊县硝尔布拉克(黑山)－梯匈沟普查地质报告》。新疆维吾尔自治区国土资源厅以新国土资报审字〔2003〕第 12 号予以评审通过。

2004 年 4 月至 2004 年 7 月，新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队在新疆广汇黑山露天煤矿施工钻孔 9 个，钻探进尺 1021.24 米，地球物理测井 941.15 米，采取煤样 84 个，水样 2 个，岩石力学样 33 组，对 B-2 孔进行了抽水，并提交《新疆托克逊县黑山露天煤矿勘探地质报告》。新疆维吾尔自治区国土资源厅以新国土资储备字〔2004〕111 号文予以备案。

2006 年，新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队在新疆托克逊县硝尔布拉克(黑山)－梯匈沟煤矿进行工作，共施工钻孔 8 个，钻探进尺 2702.33 米，地球物理测井 2660.30 米，综合地质修测 60 平方公里，采集各类样品 117 个，并提交《新疆托克逊县硝尔布拉克(黑山)-梯匈沟煤矿详查报告》。新疆维吾尔自治区国土资源厅以新国土资储备字〔2007〕401 号文予以备案。

2008 年 3 月至 2009 年 3 月，新疆煤田地质局一五六煤田地质勘探队在新疆托克逊县硝尔布拉克(黑山)－梯匈沟煤矿进行勘探阶段的工作，共施工钻孔 181 个，钻探进尺 53219.3 米，地球物理测井 52339.10 米，1/10000 地质及水文地质填图 97.76 平方公里，1/5000 地质及水文地质填图 30 平方公里，剖面测量 27 条，采集各类样品 2336 个，并提交《新疆后峡煤田黑山矿区托克逊县硝尔布拉克—梯匈沟露天矿勘探报告》。新疆维吾尔自治区矿产资源储量评审中心以新国土资储评〔2009〕119 号文评审通过。

2016 年，神华地质勘查有限责任公司复核采掘场的现状及测量工作，并利用以往各勘查阶段的钻孔 192 个，累计钻探进尺 54814.37 米，1/10000 地质及水文地质填图 97.76 平方公里，1/5000 地质及水文地质填图 30 平方公里，二维地震 13.03 平方公里，磁法勘探 9.84 平方公里，

剖面测量 122.84 公里，电法勘探 2.7 平方公里，各类煤样、岩样和水样等 2770 件，并编制《新疆托克逊县黑山矿区黑山露天煤矿资源储量核实报告》。新疆维吾尔自治区国土资源厅以新国土资储备字〔2017〕002 号文予以备案。

(四)矿区地质概况

1. 地层

矿田出露的地层有泥盆系天格尔组、石炭系牙满苏组、侏罗系、古近系及第四系全新统，现由老至新分述如下:

(1)泥盆系

上统天格尔组: 分布于矿田的南部，为一套湖相沉积建造，岩性上部以黄绿色泥岩，凝灰质硅质岩及凝灰质砂岩为主，局部为灰岩。中部以凝灰质粉砂岩、凝灰砂岩为主，硅质岩，泥质粉砂岩夹凝灰岩和钙质砂岩为主，下部以深灰色、灰黑色砂岩，凝灰岩，凝灰砂岩夹碧玉为主。该组地层厚 > 1700 米，与侏罗系呈断层接触。

(2)石炭系

下统牙满苏组: 分布于矿田的北部，为一套湖泊相沉积建造，岩性上部为厚、薄层状灰岩，含猕鼻贝，网格苔藓虫，古长身贝化石，下部为凝灰岩、凝灰砂岩、砾岩夹灰岩，灰黑色凝灰质粉砂岩、泥岩，硅质岩，长石化硅质岩、砾岩。与侏罗系地层不整合接触，地层厚度 250 ~ 500 米，该套地层构成本区含煤盆地基底。

(3)侏罗系

下统三工河组: 分布于矿田北部，岩性上部为一套灰绿色、深灰色粉砂岩，含铁质细砂岩、泥岩组合，下部为一巨厚层状灰白色 ~ 灰黄色粗砂岩夹砾岩。地层厚度 4.51 ~ 186.36 米，平均 48.01 米。与下伏石炭系呈超覆不整合接触。

中统西山窑组: 根据沉积旋回及岩相组合，将该组地层分为三段:

①西山窑组下段: 从三工河组顶界到 13-2 号煤层底板，分布于矿田北部，以湖沼相沉积为主，河流相次之。岩性在底部为一套灰、灰黄、灰褐色中、粗砂岩、砂砾岩、灰色粉砂岩、细砂岩，中部为灰色粉砂岩、炭质泥岩及中、粗砂岩，该段地层不含煤层。地层厚度 75.69 ~

111.81 米，平均 87.98 米，与下伏三工河组地层呈整合接触。

②西山窑组中段：从 8 号煤层底板到 13-2 号煤层底板，分布于矿区中部，以湖、沼相沉积为主，河流相次之。岩性在底部为一套灰、灰黄、灰褐色中、粗砂岩、砂砾岩、灰黑色粉砂岩、细砂岩及砖红褐色烧变岩和煤，中部为灰褐色粉砂岩、炭质泥岩及中、粗砂岩。该段地层含 13-2 号、13-1 号、12-2 号、12-1 号、11 号、10 号、9 号煤层。其中 13-2 号、13-1 号煤露头自燃。9 号煤层下部富含大量铁化木。地层厚度 92.25～399.48，平均 273.8 米。与下伏地层呈整合接触。

③西山窑组上段：8 号煤层底板以上，位于矿区南部，以河漫相及河流相为主，湖沼相次之，岩性以灰、灰黑色的粉砂岩、细砂岩、炭质泥岩、粗砂岩和中砂岩为主，局部含有砾岩，该段地层含煤 8 层，依次为 1、2、3、4、5、6、7、8 号煤层。煤层仅 6、7、8 号可采，其余均为不可采煤层。煤层厚度较小，含多层煤线及炭质泥岩，富含植物化石碎屑，与下伏地层整合接触，与泥盆上统天格尔组地层呈断层接触。该段地层出露不全，地层厚度 14.16～261.94 米，平均 107.72 米。与下伏地层呈整合接触。

(4)古近系

分布于矿田东部地表之下，岩性以浅红色，褐红色粗砂岩、细砂岩为主，胶结较好，夹有粉砂岩、泥岩。F_4断层以西钻探控制古近系地层厚度 0～92.57 米，平均 75.02 米。F_4断层以东，由于受到断层影响，古近系地层厚度增大，钻探控制地层厚度 690 米。与下伏的侏罗系中统西山窑组呈角度不整合接触。

(5)第四系

广泛分布于火烧区以南，按成因类型为冲洪积类型，主要为暂时性河流冲洪积而形成，岩性主要由砂砾石、细砂、粉砂、亚砂土组成，含碎石、角砾等碎屑物质，层厚 0～92.57 米，平均 10.04 米。与下伏地层角度不整合接触。

2. 构造

矿田构造简单，主体特征为一南倾的单斜构造，地层走向约 95°，倾角一般在 13～25°，走向上倾角变化不大，该单斜构造以南侧 F_3

逆断层为界。在矿田东部的 F_4 逆断层附近，地层受断层的影响，倾角急剧增大，F_4 逆断层的下盘地层倾角约 70°。

(1)褶皱

W_1 向斜位于矿田南部，F_5 正断层与 F_3 逆断层之间，W_1 向斜轴近东西向，走向 250～260°，向南倾，倾角 78～84°，为推断向斜轴。

(2)断裂

F_3 逆断层：位于矿田南部，为区域性逆断层，上盘为泥盆天格尔组地层，下盘为侏罗系中统西山窑组，落差在 500 米以上。断裂走向长 20 余千米，东西向贯穿全区。以往施工 1-3 号钻孔、5-3 号钻孔、加 14-5 号钻孔控制该断层，结合断层在地表的出露位置，确定断层倾向 173～190°，倾角 69～72°，该断层的控制程度是可靠的。

F_4 逆断层：位于矿田东部。根据二维地震资料组合 F_4 逆断层的 3 个断点中 A 级断点有 2 个，B 级断点有 1 个，二维地震评价该断层属于可靠断层。但二维地震资料未提供该断层的落差。以往施工了 M-5 号钻孔、17-1 号钻孔控制了 F_4 逆断层，此断层倾向 326～328°，倾角 30～45°，矿田内断层走向长约 4.2 千米，落差 40～180 米，该断层的控制程度是可靠的，

F_5 正断层：位于矿田南部的露 3 线剖面与 L 线剖面之间，以往施工了露 4-9 号钻孔、12-7 号钻孔、K-6 号钻孔、13-8 号钻孔控制了 F_5 正断层。断层走向长约 8 千米，断层倾向 180～190°，倾角 80～85°，落差 100～150 米，该断层的控制程度是可靠的，

3. 岩浆岩

矿田内未见岩浆岩分布。

(五)煤层

1. 含煤性

矿田内的煤层赋存于中侏罗统西山窑组地层中，钻探控制地层厚度 182.10～773.23 米，平均 470.41 米，含煤 15 层，编号从上到下依次为 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12-1、12-2、13-1、13-2 号煤层。其中 1、2 号煤层仅有 1 个可采点；3 号煤层有 2 个可采点；4 号煤层有 7 个可采点，呈孤立的点、线分布，赋存范围很小；5、10 号

煤层均有3个可采点。1、2、3、4、5、10号煤层均定为不可采煤层。煤层平均总厚度102.29米，含煤系数21.74%。

2. 可采煤层

矿田内可采煤层9层，即6、7、8、9、11、12-1、12-2、13-1、13-2号煤层，其中：13-2号煤层为全区可采煤层；9、11、12-1号煤层为大部可采煤层；6、7、8、12-2、13-1号煤层为局部可采煤层。

(1)6号煤层

6号煤层位于西山窑组上段。矿田内有60个钻孔控制该煤层，可采点13个，可采系数为22%，可采面积占矿区最大赋煤面积的27%，为局部可采煤层，含夹矸0～2层，结构简单，属不稳定型煤层。煤层总厚0.27～6.25米，平均1.11米；可采厚度1.08～3.89米，平均2.18米，属薄煤层。煤层厚度6勘查线附近最厚，向东西两边逐渐变薄，矿区东部该煤层尖灭。煤层顶板岩性以粗砂岩、粉砂岩为主，底板岩性以炭质泥岩、粉砂岩为主。与下伏7号煤层间距平均12.52米。

(2)7号煤层

7号煤层位于西山窑组上段。矿田内有47个钻孔控制该煤层，可采点13个，可采系数为28%，可采面积占矿田最大赋煤面积的24%，为局部可采煤层，含夹矸0～4层，结构简单至复杂，属不稳定型煤层。煤层总厚0.19～7.91米，平均1.59米；可采厚度1.11～5.95米，平均3.38米，属中厚煤层。煤层厚度5勘查线附近最厚，向东西两边逐渐变薄，矿区东部该煤层尖灭。煤层顶板岩性以粉砂岩、炭质泥岩为主，底板岩性以粉砂岩、细砂岩为主。与下伏8号煤层间距平均15.18米

(3)8号煤层

8号煤层位于西山窑组上段。矿田内有58个钻孔控制该煤层，可采点33个，可采系数为57%，可采面积占矿田最大赋煤面积的29%，为局部可采煤层，含夹矸0-5层，结构简单至复杂，属不稳定型煤层。煤层总厚0.21～9.73米，平均2.27米；可采厚度1～9.27米，平均2.80米，属厚煤层。该煤层沿倾向由浅向深有变厚的趋势，沿走向由西向东逐渐变薄直至尖灭。煤层顶板岩性以中砂岩、粉砂岩为主，底板岩

性以炭质泥岩、粉砂岩为主。与下伏 9 号煤层间距平均 50.90 米。

(4)9 号煤层

9 号煤层位于西山窑组中段。矿田内有 104 个钻孔控制该煤层，可采点 104 个，可采系数为 100%，可采面积占矿田最大赋煤面积的 67%，属大部分可采煤层，含夹矸 0～6 层，结构简单至复杂，属较稳定型煤层。煤层总厚 0.93～14.86 米，平均 8.16 米；可采厚度 1.02～13.91 米，平均 6.60 米，属中厚煤层。该煤层在 4 勘查线与 6 勘查线之间最厚，向东西两测逐渐变薄。煤层顶板岩性以粗砂岩、粉砂岩为主，底板岩性以粉砂岩、细砂岩为主。与下伏 11 号煤层间距平均 55.90 米。

(5)11 号煤层

11 号煤层位于西山窑组中段。矿田内有 129 个钻孔控制该煤层，可采点 79 个，可采系数为 61%，可采面积占矿田最大赋煤面积的 62%，属大部分可采煤层，含夹矸 0～8 层，结构简单至复杂，属较稳定煤层，煤层总厚 0.39～25.56 米，平均 9.55 米；可采厚度 1～10.55 米，平均 4.47 米，属中厚煤层。该煤层在 5 勘查线与 D 勘查线之间最厚，向东西两边逐渐变薄，东部尖灭。煤层顶板岩性以粗砂岩、粉砂岩为主，底板岩性以粉砂岩、细砂岩为主。与下伏 12-1 号煤层间距平均 31.79 米。

(6)12-1 号煤层

12-1 号煤层位于西山窑组中段。矿田内有 140 个钻孔控制该煤层，可采点 117 个，可采系数为 84%，可采面积占矿田最大赋煤面积的 76%，属大部分可采煤层，含夹矸 0～3 层，结构简单至复杂，属较稳定煤层。煤层总厚 0.19～15.19 米，平均 1.87 米；可采厚度 1～15.19 米，平均 1.98 米，属厚煤层。煤层顶板岩性以细砂岩、粉砂岩为主，底板岩性以粉砂岩、细砂岩为主。与下伏 12-2 号煤层间距平均 14.77 米。

(7)12-2 号煤层

12-2 号煤层位于西山窑组中段。矿田内有 72 个钻孔控制该煤层，可采点 28 个，可采系数为 39%，可采面积占矿田最大赋煤面积的 36%，属局部可采煤层，含夹矸 0～4 层，结构简单至复杂，属不稳定煤层。煤层总厚 0.20～5.20 米，平均 1.71 米；可采厚度 1.26～4.85 米，平均

2.17 米，属厚煤层。煤层由西向东逐渐变薄，在 E 勘查线以东该煤层仅有个别点可采，未能连成片。煤层顶板岩性以细砂岩、粉砂岩为主，底板岩性以粉砂岩、细砂岩为主。与下伏 13-1 号煤层间距平均 70.01 米。

(8)13-1 号煤层

13-1 号煤层位于西山窑组中段，是局部可采煤层。矿田内有 9 个钻孔控制该煤层，可采点 9 个，可采系数为 13%，可采面积占矿田最大赋煤面积的 32%，属局部可采煤层，含夹矸 0～1 层，结构简单，属较稳定煤层。煤层总厚 14.92～19.66 米，平均 17.40 米；可采厚度 14.92～19.66 米，平均 17.37 米，属巨厚煤层。该煤层由浅到深有变薄的趋势，由西向东与 13-2 号煤层间距逐渐变小，在 6 勘查线与 7 勘查线间与 13-2 煤层合并。属稳定型煤层。煤层顶板岩性以细砂岩、粉砂岩为主，底板岩性以粉砂岩、细砂岩为主。与下伏 13-2 号煤层间距平均 70.60 米。

(9)13-2 号煤层

13-2 号煤层位西山窑组中段，是全区主要可采煤层。矿田内有 174 个钻孔控制该煤层，可采点 174 个，可采系数为 100%，为矿田赋存面积的最大煤层，可采面积比例 100%，属全区可采煤层、较稳定煤层，含夹矸 0～12 层，结构简单至复杂，属较稳定型煤层。煤层总厚 5.32～54.35 米，平均 29.95 米；可采厚度 2.65～51.45 米，平均 27.24 米，属巨厚煤层。在 5 勘查线附近煤层厚度最大，向东西两边有变薄趋势。煤层顶板岩性以粗砂岩、粉砂岩为主，底板岩性以细砂岩、中砂岩为主。

可采煤层特征见下表。

可采煤层主要特征表

煤层号	全层厚(米)	可采厚(米)	层间距(米)	夹矸层数	结构	稳定性	采性	控制程度		顶、底板及夹矸岩性		
	两极值 平均值(点数)	两极值 平均值(点数)	两极值 平均值(点数)					可采面积比例	最低水平(米)	顶板	底板	夹矸
6	0.27~6.25 1.11(60)	1.08—3.89 2.18(13)	0.30—33.86 12.52(60)	0-2	简单	不稳定	局部可采	27%	2200	粉砂岩、粗砂岩	炭质泥岩	炭质泥岩
7	0.19~7.91 1.59(47)	1.11—5.95 3.38(13)	0.79—112.72 15.18(64)	0-4	简单-复杂	不稳定	局部可采	24%	2150	炭质泥岩	粉砂岩	炭质泥岩
8	0.21~9.73 2.27(58)	1.00—9.27 2.80(33)	16.58—120.83	0-5	简单-复杂	不稳定	局部可采	29%	2150	粉砂岩	炭质泥岩	炭质泥岩

煤层号	全层厚(米)	可采厚(米)	层间距(米)	夹矸层数	结构	稳定性	采性	控制程度		顶、底板及夹矸岩性		
	两极值 平均值(点数)	两极值 平均值(点数)	两极值 平均值(点数)					可采面积比例	最低水平(米)	顶板	底板	夹矸
9	0.93~14.86 8.16(104)	1.02—13.91 6.60(104)	50.90(72) 12.29—115.59	0-6	简单-复杂	较稳定	大部可采	67%	1850	粗砂岩、粉砂岩	粉砂岩、细砂岩	炭质泥岩
11	0.39~25.56 9.55(129)	1.00—10.55 4.47(79)	55.90(106) 10.89—59.85	0-8	简单至复杂	较稳定	大部可采	62%	1950	粗砂岩、粉砂岩	粉砂岩、细砂岩	炭质泥岩
12-1	0.19~15.19 1.87(140)	1.00—15.19 1.98(117)	31.79(129) 0.60—40.14	0-3	简单-复杂	较稳定	大部可采	76%	1950	粉砂岩、细砂岩	粉砂岩、细砂岩	炭质泥岩
12-2	0.20~5.20 1.71(72)	1.26—4.85 2.17(28)	14.77(119) 54.05—111.55	0-4	简单-复杂	不稳定	局部可采	36%	1900	粉砂岩、细砂岩	粉砂岩、细砂岩	炭质泥岩
13-1	14.92~19.66 17.40(9)	14.92—19.66 17.37(9)	70.01(9) 3.35—122.45	0-1	简单	较稳定	局部可采	32%	1750	粉砂岩	粉砂岩	炭质泥岩
13-2	5.32~54.35 29.95(174)	2.65—51.45 27.24(174)	70.60(11)	0-12	简单-复杂	较稳定	全区可采	100%	1600	粉砂岩、粗砂岩	细砂岩、中砂岩	炭质泥岩

(六)煤质

1. 物理性质及煤岩特征

物理性质：颜色均呈黑色、褐黑色条痕。煤的坚硬程度为半坚硬，煤芯多呈块状及柱状。具条带状均一结构，局部为叶片状结构。煤层光泽为弱沥青、沥青光泽，平坦状、参差状断口，局部呈贝壳状断口，裂隙较发育，染手，含星点状黄铁矿薄膜及鲕粒状黄铁矿结核，简易燃烧试验：有易燃、烟浓、焰长，不熔融不膨胀的现象。视相对密度较大，各煤层视相对密度在 1.28～1.36 吨/立方米之间。

宏观煤岩煤型：煤岩组成均以亮煤为主，丝炭及镜煤次之，暗煤甚微。亮煤多呈条带状分布，丝炭组份呈线理透镜状分布，宏观煤岩类型以光亮型煤为主，半亮型煤次之。

显微煤岩特征：有机质组主要以镜质组分、惰质组分为主。矿物组成主要为粘土矿物，粘土矿物呈浸染状或薄层状广泛的分布。各煤层显微煤岩组分主要以镜质组分及惰质组分为主，镜质组分含量在50%以上，远远高于惰质组分的 30%左右的含量，镜煤最大反射率为 0.50～0.60%，煤层是在沼泽积水较深的还原环境中形成。故其变质阶段属 0～Ⅰ阶，属低变质烟煤。

2. 化学性质

(1)煤的工业分析

水分(M_{ad})：各煤层除个别见煤点外，水分含量的一般平均值为：原煤 3.81～5.79 %，浮煤 2.19～5.95%。各煤层为特低水分煤，浮煤中水分含量较原煤总体上稍低，水分含量在垂向上总体呈降低的趋势。

灰分(A_d)：13-1、13-2 号煤层原煤 4.87～9.64%，属特低灰煤；6、7、8、9、11、12-1、12-2 号煤层原煤 10.41～12.81%，属低灰煤；4 号煤层原煤 17.23%，属中灰煤。各煤层均属特低灰—低灰煤，浮煤灰分一般是原煤灰分越高降低幅度越大，一般可降低 2.65～12.67%，灰分在全区的变化不明显，

挥发分(V_{daf})：6、7、8、9、11、12-1、12-2、13-1、13-2 号煤层原煤 37.45～46.78%，属高挥发分煤。各煤层属于高挥发分煤，挥发分含量与矿田内煤的变质程度低有关，挥发分产率在垂向上总体呈降低的趋势。

(2)煤的元素分析

碳元素(C_{daf})：含量 79.03～81.82%。

氢元素(H_{daf})：含量 5.22～4.97%。

氮元素(N_{daf})：含量 1.38～1.14%。

氧＋硫元素($O_{daf}+S_{daf}$)：含量 14.78～11.74%。

(3)煤的有害组份

全硫($S_{t,d}$)：12-2、13-1、13-2 号煤层含量 0.38～0.46%，属特低硫煤，6、7、8、9、11、12-1 号煤层含量 0.55～0.85%，属低硫煤，经测试各种形态硫，均以有机硫、硫化铁硫为主，硫酸盐硫含量甚微。各煤层的全硫含量均较低，属特低—低硫煤，浮煤全硫略低于原煤全硫，全硫含量在垂向上总体呈降低的趋势。

磷(P_d)：13-1、13-2 号煤层含量 0.004～0.007%，属特低磷煤，6、7、8、9、11、12-1、12-2 号煤层含量 0.011～0.026%，属低磷煤，各煤层磷含量均较低，均属特低—低磷煤，垂向上总体呈降低的趋势。

氯(Cl_d)：8、9、11、12-1、12-2、13-1、13-2 号煤层含量 0.029～0.047%，属特低氯，6、7 号煤层含量 0.017～0.943%，属低氯，各煤层氯含量均较低，均属特低—低氯煤，垂向上规律不明显。

3. 煤的工艺性能

(1)煤的发热量($Q_{gr,d}$)

矿田内各煤层原煤干燥基弹筒发热量($Q_{b.d}$)24.43～31.95MJ/kg，原煤干燥无灰基弹筒发热量($Q_{b.daf}$)29.05～33.59MJ/kg，原煤分析基高位发热量($Q_{gr.ad}$)23.06～31.2MJ/kg，原煤干燥基高位发热量($Q_{gr.d}$)24.31～31.87MJ/kg，原煤干燥基低位发热量($Q_{net.d}$)24.18～31.37MJ/kg。总体上各煤层发热量较高，属特高—高热值煤，在垂向上，上部发热量低，而下部发热量增加。

(2)煤的可磨性

矿田内各煤层经测试可磨性，其HGI范围为50～69。

(3)煤的低温干馏

矿田内各煤层低温干馏焦油产率平均8.20～11.80%，属富油煤。

(4)煤灰熔融性

13-1号煤灰熔融性软化温度1378℃，属较高软化温度灰分的煤；8、9、12-1、13-2号煤灰熔融性软化温度1261～1297℃，属中等软化温度灰分的煤；6、7、11、12-2号煤灰熔融性软化温度1180～1247℃，属较低软化温度灰分的煤。。

(5)煤的结渣性

经化验所采样品属中等结渣性及弱结渣性。

(6)煤的可选性

13-2号煤层多属低灰特低灰煤，当评定浮煤拟定灰份产率3%时，煤的可选性等级多为较难选—极难选，个别点为中等可选煤；11号煤层拟定灰份产率5%时，煤的可选性等级为难选，拟定灰份产率10%时，煤的可选性等级为易选；9号煤层拟定灰份产率5%时，煤的可选性等级为极难选，拟定灰份产率8%时，煤的可选性等级为易选。3、4、13-1号煤层浮煤回收率平均74.4～77.6%，属优等；5、6、7、8、9、10、11、12-1、12-2、13-2号煤层回收率平均56～68.76%，属良等。

4. 煤的风化和氧化

6、7、8、9、11、12-1、12-2号煤层风化带下界为，从煤层露头向下垂深30米确定为风化带底界。

5. 煤类及工业用途

根据各煤层煤质分析结果，区内各煤层浮煤干燥无灰基挥发分一般37.06～43.60%之间，各煤层粘结指数都较低，平均介于0～5之间，变质阶段为(0～1)阶，均属低变质烟煤，确定煤类以长焰煤(CY)为主，不粘煤(BN)次之。用途主要用作火力发电用煤，部分煤也用于制造活性炭，另外，风化煤主要用作制造腐植酸肥料的原料。

(七)开采技术条件

1. 水文地质条件

矿田地形属丘陵区，大部分为第四系残坡积和冲洪积层覆盖。地势总体西北高，东南低，地形有利于自然排水。矿田为潘吉塔克苏河灌溉水系，该河流量较小，常流量仅0.12～0.21立方米/秒。该区气候干燥多风，蒸发量大于降水量。矿床充水主要源于第Ⅴ含水岩组孔隙、裂隙微承压水层。据钻孔抽水试验资料：赋煤地层Ⅴ含水层单位涌水量为0.0037～0.0091升/秒·米，渗透系数为0.0042～0.329米/日。利用大井法进行先期开采地段矿坑涌水量预算为正常涌水量9.97万立方米/日，考虑大气降水的最大涌水量19.7万立方米/日，按照近三年观测的矿坑排水量，正常排水量2407立方米/日，最大排水量3977立方米/日。总体上，直接充水含水层第Ⅴ含水层透水性差，富水性弱，属顶底板直接或间接进水，水文地质条件简单的矿床。

2. 工程地质条件

露天矿松散岩类为含砾砂土层，岩性比较单一，不含水，且基本呈薄层状，为一类一型。基岩为一套砂岩组合，岩层倾角平缓，局部地段发育各类结构面、节理，地下水位较深，含水不丰富，发育裂隙密集带以及煤层以下的软弱泥岩，影响岩体稳定，局部地段已发生工程地质问题，为三类二型。露天矿内松散岩层为含砾砂土层，厚度一般0～9.20米，多数小于1米，呈薄层状，且松散，为第一类松散岩层。可以采用连续开采工艺，露天矿内各类基岩岩石层为胶结较好的砂岩，饱和状态抗压强度平均值24.88Mpa，大于15Mpa，为第三类硬岩类，不宜采用连续开采工艺。矿区工程地质条件属层状岩类中等型。

3. 环境地质条件

矿区地势北高南低，西高东低。北边为单面山，南部为丘陵，冲沟较发育，露天区的坡向与倾向一致，呈泄水地貌，出露地层均为缓倾斜地层，隐伏断层构造较发育，自然状态下，矿区及其周边区域无崩塌、滑坡、泥石流等环境地质灾害现象。矿区内年降水量小，地形开阔平缓，地面坡角13～25°，但常年性地表水流梯匈沟河由南向北流经矿区西边界，有可能形成巨大洪水，另外，首采区内未来开拓方式为地表露采，可能由此引发的崩塌、滑坡、泥石流。在露天矿开采过程中，除了直接引起边坡失稳问题外，最大的环境地质问题是开采也会对矿坑周边地质环境和建筑物等带来一定影响，可形成一系列环境灾害。煤矿开采剥离产生的废石、煤尘的堆放也会对露天矿的生态环境产生不利影响，尤其是露天矿气候干燥，降水量少，多风。目前，黑山露天矿的废石主要堆放在采坑的北部，处于夏季西南风的下风头。矿方采用的防尘措施主要为洒水降尘以及铺设防尘网等，进行有效防尘，降低对环境的影响。矿区环境地质类型属第二类，矿区环境地质条件中等。

4. 其他开采技术条件

瓦斯：煤层所采集样品的瓦斯含量相对较低。

煤层自燃倾向性：6、8、9、11、12-1、12-2、13-2号煤层着火温度氧化样293～321.5℃，原样334.5～356℃，还原样316.3～359.7℃，△T6.8～20.8℃，属易自燃的煤。

煤尘爆炸性：6、8、9-1、12-1、12-2、13-2号煤层爆炸指数均大于40%，具有爆炸性危险。

地温：矿田总体地温梯度小于2℃/100m，变温带≤100米，100～200米为恒温带，以下为增温带。矿田内地温变化不大，无高温区。

(八)矿山开发利用概况

2016年6月，新疆维吾尔自治区国土资源厅下发“划定矿区范围批复(新国土资采划〔2016〕016号)”，划定新疆托克逊县黑山露天煤矿矿区范围。2017年1月，新疆自治区国土资源厅以新国土资储评〔2017〕002号文对《新疆托克逊县黑山矿区黑山露天煤矿资源储量核实报告》予以备案。2017年7月，中煤科工集团沈阳设计研究院有

限公司编写《新疆托克逊县黑山露天煤矿矿产资源开发利用方案》，设计生产规模400万吨/年。2017年11月，国家能源集团新疆能源有限责任公司经新疆维吾尔自治区国土资源厅批准后首次取得黑山露天煤矿采矿许可证。

2020年12月，国家矿山安全监察局综合司向国家能源投资集团有限责任公司发出“关于国家能源集团神华新疆吉木萨尔能源公司准东露天煤矿等4处煤矿核定生产能力的复函(矿安综函〔2020〕13号)”，同意黑山露天矿生产能力由400万吨/年核增至1000万吨/年。2022年4月，国家矿山安全监察局综合司向国家能源投资集团有限责任公司发出“关于核定内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司白音华一号露天煤矿等8处煤矿生产能力的复函(矿安综函〔2022〕82号)”，同意黑山露天矿生产能力由1000万吨/年核增至1300万吨/年。2023年5月，新疆天盾安全工程咨询有限公司编制《国家能源集团新疆能源有限责任公司托克逊县黑山露天煤矿1600万吨/年矿产资源开发利用与生态保护修复方案》。2024年5月，国家矿山安全监察局综合司向国家能源投资集团有限责任公司发出“关于核定国能新疆准东能源有限责任公司等3处煤矿生产能力的复函(矿安综函〔2024〕79号)”，同意黑山露天矿生产能力由1300万吨/年核增至1600万吨/年。

矿山开拓方式采用公路开拓、汽车运输。露天矿采用山坡一凹陷露天开采方式，自上而下分层(煤层倾角较陡时水平方式、煤层近水平赋存时倾斜方式)、台阶式采矿方法，剥离采用单斗一卡车间断开采工艺、采煤采用单斗一卡车一半固定(半移动)破碎站一带式输送机半连续开采工艺。选煤方法采用组合式干法分选+智能分选。

2025年1月，国能新疆托克逊能源有限责任公司取得安全生产许可证，许可范围煤炭开采(露天)，有效期限2025年1月10日至2027年7月2日。目前，黑山露天煤矿属于正常生产矿山。

九、评估方法

黑山露天煤矿目前正常生产。矿区范围内的矿产资源储量2017年经新疆维吾尔自治区矿产资源储量评审中心评审通过，并在新疆维

吾尔自治区国土资源厅备案，矿山投产之后每年编制有资源储量年度报告，储量管理基本规范；有历史财务资料和矿山“三合一方案”等资料。根据本项目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，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》和《收益途径评估方法规范》，确定本项目评估采用折现现金流量法。

其计算公式为：

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

式中：P—矿业权评估价值；

CI—年现金流入量；

CO—年现金流出量；

i—折现率；

t—年序号(t=1，2，3，…，n)；

n—计算年限。

十、评估指标和参数

本项目评估利用的资源储量和可采储量主要依据2016年11月神华地质勘查有限责任公司编制的《新疆托克逊县黑山矿区黑山露天煤矿资源储量核实报告》(以下简称“资源储量核实报告”)及其矿产资源储量评审意见书(新国土资储评〔2017〕002号)和备案证明(新国土资储备字〔2017〕002号)、2025年1月吐鲁番市地质矿产勘查站编制的《国家能源集团新疆能源有限责任公司托克逊县黑山露天煤矿2024年储量年度报告》(以下简称“2024年储量年度报告”)及其审查意见(吐市自然资储核〔2025〕6号)、2023年5月新疆天盾安全工程咨询有限公司编制的《国家能源集团新疆能源有限责任公司托克逊县黑山露天煤矿1600万吨/年矿产资源开发利用与生态保护修复方案》(以下简称“三合一方案”)及其专家意见的认定(新自然资三合一审发〔2024〕

123号)，技术参数主要依据“三合一方案”、“黑山露天煤矿”的实际生产经营资料确定，主要经济参数依据企业实际财务资料确定。其他主要技术经济指标参数的选取参考《中国矿业权评估准则》、其他有关政策法规、技术经济规范和评估人员掌握的资料确定。

各参数的取值说明如下:

(一)保有资源储量

根据“资源储量核实报告”及其评审意见书，截止2015年12月31日，黑山露天煤矿采矿许可证范围内保有煤炭资源储量161265.00万吨。在“资源储量核实报告”基础上，矿山投产之后历年编制有矿山储量年报。根据“2024年储量年度报告”，截至2024年12月31日，保有煤炭资源储量151939.77万吨。各煤层情况具体详见下表。

黑山露天煤矿保有资源储量统计表

单位：万吨

项目名称			新国土资储备字[2017]002号文备案的资源储量(截止2015年12月31日)				《2024年储量年度报告》评审通过的保有资源储量(截止2024年12月31日)			
矿种		煤层编号	331	332	333	小计	探明资源量	控制资源量	推断资源量	小计
煤	CY	6			1576.00	1576.00			1576.00	1576.00
	CY	7			3647.00	3647.00			3647.00	3647.00
	CY	8			4035.00	4035.00			3978.70	3978.70
	CY	9	3446.00	4957.00	10896.00	19299.00	2438.60	4957.00	10588.60	17984.20
	CY	11	947.00	2929.00	11281.00	15157.00	794.30	2929.00	11009.30	14732.60
	CY	12-1	1233.00	1760.00	4028.00	7021.00	1036.90	1756.30	3976.20	6769.40
	CY	12-2			2448.00	2448.00			2448.00	2448.00
	CY	13-1		3357.00	13702.00	17059.00		3357.00	13702.00	17059.00
	CY/BN/RN	13-2	28961.00	17982.00	44080.00	91023.00	21888.17	17965.10	43891.60	83744.87
	合计		34587.00	30985.00	95693.00	161265.00	26157.97	30964.40	94817.40	151939.77

由于国家能源集团新疆能源有限责任公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权与新疆黑山露天矿有限公司托克逊露天煤矿采矿权之间存在空白区。2024年6月3日，经自治区人民政府同意，以协议方式出让空白区的探矿权。国家能源集团新疆能源有限责任公司取得探矿权勘查许可证，勘查项目为新疆托克逊县黑山矿区黑山露天矿空白区普查，勘查矿种为煤矿，勘查区面积为0.24平方公里。2024年7月，新疆维吾尔自治区煤田地质局一五六煤田地质勘探队编制《新疆托克逊县黑山露天煤矿空白区资源量分割说明书》，空白区内共估算资源量

640.5 万吨，其中探明资源量 575.1 万吨；推断资源量 65.4 万吨。目前，此空白区已并入黑山露天煤矿采矿许可证中，本项目评估将上述资源量并入黑山露天煤矿资源量中。

根据黑山露天煤矿 2025 年 1～7 月采动量统计表，2025 年 1～7 月期间矿山动用资源量 927.79 万吨(探明资源量)，其中：9 煤层 251.16 万吨(探明资源量)，11 煤层 82.44 万吨(探明资源量)，13-2 煤层 594.19 万吨(探明资源量)。因此评估用动用量取 927.79 万吨。

综上，截至本项目评估基准日，保有资源量取 151652.48 万吨。

(二)评估利用矿产资源储量

根据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》，评估利用矿产资源储量 = ∑(参与评估的基础储量 + 资源量 × 相应类型可信度系数)。

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(331)和(332)，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。本项目评估参照《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》，探明资源量和控制资源量视同(331)和(332)处理，控制资源量参照(333)处理。

根据“三合一方案”，该矿田煤层赋存条件较简单，控制程度高，探明的内蕴经济资源量和控制的内蕴经济资源量全部利用，推断的内蕴经济资源量可信度系数取值 1.0。因此各煤层评估探明资源量和控制资源量全部评估利用，探明资源量可信度系数取 1.0。

综上，评估基准日评估利用资源储量取 151652.48 万吨，其中：6 煤层 1576.00 万吨，7 煤层 3647.00 万吨、8 煤层 3978.70 万吨、9 煤层 17733.94 万吨、11 煤层 14656.26 万吨、12-1 煤层 6777.30 万吨、12-2 煤层 2451.70 万吨、13-1 煤层 17059.00 万吨、13-2 煤层 83772.58 万吨。

(三)采选方案

黑山露天煤矿开采方式为露天开采。露天矿剥离采用单斗—卡车及单斗—卡车—半移动式破碎站—带式输送机—排土机综合开采工艺，采煤采用单斗—卡车—带式输送机半连续开采工艺，露天矿剥离采用卡车运输及卡车＋带式输送机联合运输方式，采煤采用卡车＋带式输送机联合运输方式。露天矿的外排土场选择有三处，分别在首采区拉沟位置北侧的卡车排土场、东北侧的排土机排土场和南侧卡车排土场。上部剥离设计采用非工作帮固定坑线、工作帮移动坑线相结合的开拓运输系统，采场内的上部剥离物采用挖掘机采装到自卸卡车，自卸卡车经工作面运输平盘、工作面移动坑线、端帮固定坑线运往北部卡车排土场和南部卡车排土场；下部剥离设计采用非工作帮固定坑线、工作帮移动坑线、带式输送机相结合的联合开拓运输系统，采场内的下部剥离物采用挖掘机采装到自卸卡车，由自卸卡车经南部、西部工作帮移动坑线运至西部标高2370米(卸载平台2385米)煤破碎站，破碎后由带式输送机运往东北部排土机排土场。露天矿工业广场位于采掘场北部两排土场之间。采场内的煤采用挖掘机采装到自卸卡车，自卸卡车经工作面运输平盘、煤层底板移动坑线运输至煤层底板的半固定破碎站经皮带运输至生产系统场地。黑山露天煤矿原煤可通过破碎站和带式输送机系统进入场内筛分车间，经加工后由卡车外运至用户。

(四)产品方案

矿山原煤加工工艺主要为破碎和筛分，企业根据市场和客户要求适时调整产品规格，故产品方案确定为选后混煤。

(五)采选煤技术指标

1. 采区回采率

根据“三合一方案”，各煤层采区回采率分别为：6煤层88%，7煤层90%、8煤层90%、9煤层91%、11煤层92%、12-1煤层89%、12-2煤层90%、13-1煤层91%、13-2煤层96%。因此评估按上述采区回采率取值。

2. 混煤产率

根据企业提供的资料，原煤加工工艺为破碎和筛分加工，企业根据市场和客户要求适时调整产品规格，原煤产量与商品煤量基本接近。因此评估混煤产率取100%。

(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》，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

＝(评估利用资源储量－设计损失量)×采矿回采率

根据“初步设计说明书”，设计损失主要为边帮压覆量和圣雄以南区域压覆量，设计损失量为75662.55 万吨。将有关参数代入上式，则评估基准日可采储量取70435.93 万吨，其中：6煤层1254.43万吨，7煤层3044.92万吨、8煤层3513.17万吨、9煤层10810.03万吨、11煤层10908.57万吨、12-1煤层3875.20万吨、12-2煤层1415.01万吨、13-1煤层9023.68万吨、13-2煤层26590.92万吨。

(七)生产能力和服务年限

1. 生产能力

黑山露天煤矿采矿许可证载明的生产能力1600万吨/年。2023年原煤产量1477.77万吨，2024年原煤产量1569.27万吨，2025年1～7月原煤产量994.80万吨，近期产量已达到证载的生产能力。综上，评估用生产能力取1600万吨/年。

2. 矿田服务年限

依据以上分析确定矿田服务年限，具体计算如下：

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

式中：*T*—矿田服务年限；

Q—可采储量；

A—矿田生产能力；

K—储量备用系数。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，露天开采的煤矿储量备用系数的取值范围为 1.1～1.2。综合矿田地质构造类型情况和各煤层条件，“三合一方案”中储量备用系数 1.1，因此评估据此确定储量备用系数取 1.1。

将有关参数代入上述公式，估算矿山服务年限为：

T = (70435.93 ÷ 1.1) ÷ 1600.00 ≈ 40.02 (年)

综上，评估计算年限取 40.02 年，自 2025 年 8 月至 2065 年 8 月。详见附表二。

(八)销售收入

1. 计算公式

年销售收入 = 混煤销售量 × 混煤销售价格

2. 各种产品年销售量

根据前述确定有关技术参数，评估中假设生产的产品煤当期全部销售，即正常生产年份混煤销售量为产品煤产量。

以 2030 年为例，计算如下：

混煤产量 = 1600.00 × 100% = 1600.00(万吨)

3. 商品煤销售价格

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

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

(1)行业分析

煤炭是中国重要的基础能源，在国民经济中具有重要的战略地位。2024年，全国煤炭产量保持稳定，煤炭进口量快速增加带动市场

整体供应增长；下游火电行业对煤炭消费需求稳健，但钢铁及建材行业需求支撑不足，煤炭价格震荡回落，行业整体盈利水平有所下降。

“富煤、贫油、少气”是中国能源资源的基本特点，既有的能源禀赋结构造成煤炭在中国一次能源消费结构中所占的比重约为55.3%，大幅高于26.5%的世界平均水平。“以煤为主”的能源消费结构与欧美国家“石油为主，煤炭、天然气为辅，水电、核电为补充”的情况差别显著。中国煤炭资源分布的基本特点“北富南贫，西多东少”。近年来，随着“供给侧”改革的推行和中东部省份煤炭资源的逐渐枯竭，煤炭产能进一步向晋陕蒙和新疆地区集中。2024年，晋陕蒙和新疆地区的原煤产量占全国总产量的81.67%，同比提升0.40个百分点。中国原煤供给以国内为主、进口为辅。据国家统计局数据，2024年全国规模以上煤炭企业原煤产量47.59亿吨，同比增长1.30%。随着2021年以来的煤炭增产保供政策带来的新增产能逐步充分释放，全国原煤产量增速较上年明显放缓。进口煤方面，2024年，受价差及汇率影响，澳大利亚及蒙古煤炭进口量增幅较大。根据海关总署公布的数据，2024年，全国累计进口煤炭(煤及褐煤)5.43亿吨，同比增长14.40%。

需求方面，2024年，全国动力煤及炼焦煤消费量合计约47.75亿吨，同比增长3.07%。煤炭行业的下游需求主要集中在火电行业、钢铁行业和建材行业，其余主要为民用煤和煤化工等行业。煤炭在中国能源消费中的主要形式是火力发电。2024年，全国规模以上电厂火力发电量6.34万亿千瓦时，同比增长1.50%，火力发电量同比保持稳定。同期，钢铁和水泥产量仍不高，对煤炭需求支撑不足。煤炭价格表现方面，2024年，由于海外煤炭供应较为充足，国内经济增速不及预期导致钢铁及建材行业需求不足等因素，国内煤炭市场震荡运行。2024年1月，春节前受下游市场需求疲软影响，各煤种价格全面下跌；2月以来，受复工复产不及预期影响，市场供应相对偏少，煤价出现小幅上涨，但随着进入动力煤需求淡季，煤炭价格持续走弱，4月中旬跌至近年低点；随后，在国内大部分地区气温逐渐走高的推动下，国内动力煤消费显著增加，市场预期有所扭转，动力煤价格小幅反弹。2024年第

四季度，随着电厂阶段性补库、非电行业备料结束，以及煤炭产量回升，动力煤价格有所下降。

2024年3月，国家能源局印发《2024年能源工作指导意见》，要求有序释放煤炭新进产能，推动已核准项目尽快开工建设，在建煤矿项目尽早投产达产，保障煤炭产能接续平稳；建立煤炭产能储备制度，加强煤炭运输通道和产品储备能力建设，提升煤炭供给体系弹性。2024年4月，国家发展改革委、国家能源局印发了《关于建立煤炭产能储备制度的实施意见》，提出到2027年初步建立煤炭产能储备制度，形成一定规模的可调度产能储备，到2030年力争形成3亿吨/年左右可调度产能储备。产能储备仅为应对极端情形的一种储备措施，日常情况下并不启用。《2024年能源工作指导意见》确定了“供应保障能力持续增强”为能源工作的首要目标，煤炭稳产增产。同时，建立煤炭产能储备制度有助于提升煤炭供给弹性，稳定煤炭价格。新能源技术的持续进步以及碳减排趋势带动新能源快速发展，挤压传统能源发展空间。但考虑到中国的资源禀赋、新能源的间歇性特征及煤炭在钢铁生产中的不可替代性等因素，中长期来看，煤炭行业在中国仍有较大发展空间。

(2)新疆近期煤炭市场

供应端，新疆原煤产量增速放缓。2025年1～8月，新疆原煤产量呈现“前高后低”的总体态势，累计产量达35700.4万吨，同比增长5.6%。这一增长主要得益于上半年特别是3月、5月和6月的强劲表现，其同比增幅均超过18%，然而，进入下半年，生产节奏明显放缓，7月与8月产量分别回落至3685.2万吨和4220万吨，同比下跌13.8%和10.5%。这一转变主要受两方面因素影响：一是“反内卷”政策导向下的政策性减产效应显现，超产核查等监管措施使煤矿生产趋于谨慎；二是7月起铁路运费调整增加了外运成本，而成本向价格的传导不畅，挤压利润空间，直接抑制了生产积极性。

需求端，火电虽受清洁能源一定的挤压，但煤化工需求逐步提高趋于良好，疆煤外运保持温和增长。

煤电方面：新疆作为“丝绸之路经济带”核心区和国家重要能源基地，近年来加快实施能源优势转化战略，电力行业得到快速发展。2010年11月第一条“疆电外送”通道正式投运，之后随着一批“疆电外送”±750，±800 kV特高压直流输电工程及配套电源工程的建成投运，“疆电外送”规模逐年增长，截止目前新疆已经建成四条外送电通道，2022年下半年疆电外送第五条大通道、第三条直流通道哈密北-重庆±800特高压直流输电工程正式开工建设。工程建成后，预计将每年增加外送电量400亿千万时以上。2025年1～8月，新疆电力系统运行呈现“总量稳增、结构优化”的总体特征。全区累计发电量3697.42亿千瓦时，同比增长2.3%。

疆煤外运方面：随着新疆铁路的不断建设和完善，已经形成以兰新铁路为主通道、临河至哈密铁路为北通道、格尔木至库尔勒铁路为南通道的“一主两翼”进出疆三大铁路通道。其中北翼环天山北坡临哈线及向西延伸至将军庙，即临河线-哈密-将军庙线。近年来，新疆铁路疆煤外运量逐年增加，去年达9061万吨、同比增长50.2%，增长势头强劲。今年前8月，外运量为6181万吨，同比增长7.4%。新疆疆煤外运仍保持增长态势，但受运力限制与市场环境双重影响，增速已逐步趋于平稳。

煤化工方面：“十三五”期间，国家《现代煤化工产业创新发展布局方案》中将新疆准东列为全国4个现代煤化工产业示范区。经过几年的发展，新疆现代煤化工产业已度过起步阶段。尽管当前煤炭市场面临新能源替代冲击与需求放缓压力，但规划中的现代煤化工项目将大幅提升煤炭就地转化能力。新疆目前已初步构建以准东、吐哈、伊犁等为主的煤化工产业发展集聚区，以煤制天然气、煤制烯烃、煤炭分级分质利用等为主的现代煤化工产业发展格局。据不完全统计，目前新疆在建及拟建煤化工项目投资规模超8000亿元，其中，规划煤制烯烃项目共9个，合计1195万吨，投资规模2575亿；煤制天然气项目11个，合计400亿方，投资规模3109亿；煤制油项目3个，合计700万吨，投资规模1043亿。2024年以来，新疆有多个现代煤化工项目陆续开工

建设，新疆煤化工有望保持高速增长，接下来5年投资额或超5000亿元，新疆煤化工预计迎来投资建设高峰时期。

新疆地区原煤价格由于受制于原产业布局、疆煤外运动力和产能较大所限，历史期煤炭价格水平较低，形成了当地煤炭价格小气候，同质煤炭明显低于疆外价格。随着新疆政府近几年对该地区能源基地定位的逐步清晰，下游煤化和煤电项目布局的推进和未来产能释放会有力提升当地原煤需求，另外，未来临河及哈密内蒙古段将进行扩能改造，项目建成后，临哈铁路运输能力将提升45%左右，对当地煤炭外运起到积极作用。

新疆煤炭资源丰富，“十三五”前期由于新疆本身经济发展相对滞后，加之与内地距离遥远，疆内煤炭开发只限于自给自足式的小规模生产。“十三五”期间随着自治区坚定不移地推进优质资源转换战略新疆承接内地煤炭产业转移的力度不断增大。尤其是近些年，随着“西煤东运”、“西气东输”和“疆电外送”等国家战略的实施以及煤电、煤化工和煤制气等资源转换工程的落实，新疆煤炭工业正在由产能优势逐步转化为经济优势，未来开发前景广阔。

综上所述，评估人员认为，未来新疆地区煤炭价格受上述因素积极影响，整体价格表现会相对趋于乐观。因此，本次评估新疆地区原煤价格根据矿山 2022 年至 2025 年 7 月三年一期历史均价进行预测。

混煤销售价格取值：根据企业提供的黑山露天煤矿财务资料，评估基准日前三年一期混煤销售情况详见下表。

黑山露天煤矿销售统计表

年份	混煤	销售量 (万吨)	销售价格 (不含税，元/吨)	销售收入 (万元)
2022 年	原煤	1,560.77	484.63	756,392.71
2023 年	原煤	1,463.50	414.17	606,158.14
2024 年	原煤	1,495.70	364.70	545,488.72
2025 年 1-7 月	原煤	930.80	278.31	259,067.19

经计算，2022 年 1 月至 2025 年 7 月期间混煤坑口不含税销售价格的加权平均(取整)为(484.63 + 414.17 + 364.70 + 278.31 × 7 ÷ 12) ÷ (3 + 7 ÷ 12) = 398.00(元/吨)。

综上，本项目评估确定混煤不含税价格取398.00元/吨(取整取值)。结合目前煤炭市场价格水平与长期价格的差异，本次评估采用目前价格与不变价差价等量变化方式逐步过渡平滑至长期不变价格，即2025年8～12月和2026年采用2025年1～7月实际价格确定为278.00元/吨，2027年销售价格确定为318.00(=278.00+(398.00－278.00)÷3)元/吨，2028年销售价格确定为358.00元/吨，2029年及以后年度取398.00元/吨。

根据重庆市能源投资集团有限公司与国家能源集团新疆能源有限责任公司签订的产能置换协议，双方约定产能核增完成后，由国能新疆公司每年给重庆能源公司供应煤炭500万吨，供应期限为10年，新疆能源公司给予重庆能源公司核心客户价格优惠。经了解，国能新疆公司计划自2026年开始从黑山露天煤矿向重庆能源公司供应煤炭，供应期限10年，供应价格按长协核心客户价格结算优惠约10元/吨。本项目评估据此在2026年至2035年期间考虑上述因素。

4. 年销售收入计算

以2030年为例，计算如下:

年销售收入=(1600.00－500.00)×398.00+500.00×388.00

=631,800.00(万元)。

(九)投资估算

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. 固定资产投资

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。

根据国能新疆托克逊能源有限责任公司的“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，黑山露天煤矿固

定资产评估原值 222,783.96 万元，净值 177,485.76 万元，在建工程 7,484.22 万元，具体参见下表。

评估基准日资产评估结果统计表

序号	项目名称	资产评估结果(万元)	
		原值	净值
1	固定资产-房屋建筑物	22,587.16	19,486.49
2	固定资产-构筑物及其他辅助设施	161,309.78	128,606.19
	其中：采剥大坑	90,059.99	70,246.79
	一号剥离干线(联络公路)	3,308.71	1,356.57
	矿山地质环境治理和土地复垦	26,354.94	24,183.49
3	固定资产-管道及沟槽	-	-
4	固定资产-井巷工程	-	-
5	固定资产-机器设备	35,644.00	27,386.27
6	固定资产-车辆	2,934.28	1,861.38
7	固定资产-电子设备	308.75	145.43
	小 计	222,783.96	177,485.76
8	在建工程—土建工程	7,170.00	7,170.00
	其中：采剥工程	-	-
9	在建工程—设备安装工程	314.23	314.23
10	待摊投资	-	-
11	工程物资	-	-
	小 计	7,484.22	7,484.22

本项目评估将固定资产中采剥大坑、一号剥离干线(联络公路)归类为剥离工程，将固定资产中房屋建筑物和剔除采剥大坑、一号剥离干线(联络公路)、矿山地质环境治理和土地复垦后的构筑物及其他辅助设施、在建工程中土建工程归类为房屋建筑物，将固定资产中机器设备、车辆、电子设备、在建工程中机器设备归类为机器设备。在建工程中土建工程的后续投资通过各项目的合同概算额扣除已完成的投资额取值。

综上，本项目评估固定资产已投资原值取 203,913.25 万元(其中：剥离工程 93,368.70 万元，房屋建筑物 71,343.30 万元，机器设备 39,201.25 万元)，净值取 160,786.49 万元(其中：剥离工程 71,603.36 万元，房屋建筑物 59,475.83 万元，机器设备 29,707.30 万元)，后续投资取 45,338.01 万元(其中：房屋建筑物 43,928.02 万元，机器设备 1,409.98 万元)。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，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月至2026年12月期间均匀投入。

(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。

根据国能新疆托克逊能源有限责任公司的“无形资产评估汇总表”及相应的评估明细表，黑山露天煤矿土地使用权评估值为14,585.22 万元。本项目评估将无形资产—土地使用权作为无形资产—土地使用权投资，因此，本项目评估无形资产土地使用权取 14,585.22 万元。

根据国家能源集团新疆能源化工有限公司的“无形资产评估汇总表”及相应的评估明细表，黑山露天煤矿软件评估值 355.55 万元。本项目评估将无形资产—软件作为无形资产—软件投资，按照10年摊销。因此，本项目评估无形资产软件取 355.55 万元。评估将无形资产软件评估值在评估基准日一次性全部投入。

3. 长期资产

本项目评估将使用权资产(土地租赁)和煤炭产能置换指标归类为长期资产。

根据国能新疆托克逊能源有限责任公司的“使用权资产评估汇总表”及相应的评估明细表，黑山露天煤矿使用权资产(土地租赁)评估值 82,145.94 万元，其中：国能新疆托克逊能源有限责任公司与托克逊自然资源局于2023年6月签订的国有土地租赁合同的评估值

25,813.87 万元，租赁期限为2023年6月至2028年6月；国能新疆托克逊能源有限责任公司与托克逊自然资源局于2024年4月签订的国有土地租赁合同的评估值 56,332.07 万元，租赁期限为2024年4月至2034年4月。本项目评估将使用权资产(土地租赁)归类为长期资产，按照租赁期限摊销。因此，本项目评估长期资产(土地租赁)取 82,145.94 万元。

煤炭产能置换指标是我国煤炭行业为实现供给侧结构性改革、优化资源配置而制定的重要政策，旨在控制总产量、淘汰落后产能并促进产业升级。根据国家矿山安全监察局综合司下发的矿安综函〔2022〕82号文和矿安综函〔2024〕79号文，黑山露天煤矿核增产能600万吨，需要办理煤炭产能置换指标。据国能新疆公司介绍，对于黑山露天煤矿核增产能600万吨的煤炭产能置换指标，其中500万吨指标通过“重庆市能源投资集团有限公司与国家能源集团新疆能源有限责任公司签订的产能置换协议”实现，另外100万吨指标通过集团公司内的国能新疆矿业红沙泉二矿有限公司已购买的煤炭产能置换指标(100万吨)调拨给黑山露天煤矿后实现。根据国能新疆矿业红沙泉二矿有限公司的“预付账款评估明细表”，红沙泉二矿向国能宁夏鸳鸯湖第一发电有限公司购买的煤炭产能置换指标(100万吨)评估值 11,886.79 万元。本项目评估将煤炭产能置换指标归类为长期资产，按照评估计算年限摊销。因此，本项目评估长期资产(煤炭产能置换指标)取 11,886.79 万元。

4. 流动资金投资

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

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，流动资金可采用扩大指标法估算，煤矿的销售收入资金率为 20%～25%。本项目流动资金按销售收入的 22%计。

则本项目所需流动资金为：

636,800.00 × 22% = 140096.00 (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

根据《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。黑山露天煤矿为正常生产矿山，2024年企业报表统计原煤产量1569.27万吨，2025年1～7月企业报表统计原煤产量994.80万吨。考虑到2024年原煤产量与评估用生产能力基本接近，且2025年1～7月并非一个完整会计核算年度，故本项目评估成本费用主要以2024年发生的成本费用为基础选取。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选成本费用。本项目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. 生产成本

(1)外购材料费

根据企业提供的财务报表，2024 年原煤产量 1569.27 万吨，制造成本中材料费单位成本为 0.20 元/吨。则本项目评估单位外购材料费取 0.20 元/吨。

以 2030 年为例，下同，则:

年外购材料费 = 原煤年产量 × 单位外购材料费

= 320.00 (万元)

(2)外购燃料及动力费

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中电力费单位成本为 0.92 元/吨。则本项目评估单位外购燃料及动力费取 0.92 元/吨。

则:

年外购燃料及动力费 = 原煤年产量 × 单位外购燃料及动力费

= 1,472.00 (万元)

(3)职工薪酬

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中人工成本单位成本为 4.83 元/吨。据企业介绍，由于 2025 年同一集团公司控制下的宽沟煤矿资源枯竭，矿山人员需要分留，其中分留至黑山露天煤矿的人员为 68 人。因此本项目评估自评估基准日开始增加 68 人的职工薪酬，平均工资水平按 30 万元，社保及其他的计提比例按 56.62%。则本项目评估单位外购燃料及动力费取 6.83 元/吨。

则：

年职工薪酬 = 原煤年产量 × 单位职工薪酬

= 10,923.05 (万元)

(4)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，本项目评估房屋建筑物按 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 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)，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%。自 2019

年4月1日开始执行。以2030年为例:

房屋建筑物年折旧额=(71,343.30 + 43,928.02)×(1-5%)÷30=3,650.26(万元)

机器设备年折旧额=(39,201.25 + 1,409.98)×(1-5%)÷12=3,215.06(万元)

年折旧额= 3,650.26 + 3,215.06 = 6,865.31(万元)

单位原煤折旧费= 6,865.31 ÷1600.00=4.29(元/吨)

根据《矿业权评估参数确定指导意见》,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。

②回收固定资产残(余)值

根据《矿业权评估参数确定指导意见》,在回收固定资产残(余)值时不考虑固定资产的清理变现费用。本项目评估计算期末回收房屋建筑物和机器设备残(余)值 86,771.60 万元。

(5)维简费

根据《矿业权评估参数确定指导意见》,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"新疆维吾尔自治区财政厅 煤炭工业管理局 发展和改革委员会等关于印发《自治区煤炭生产安全费用提取和使用实施细则》和《自治区规范煤矿维简费管理问题的若干规定》的通知"(新财建〔2005〕280号),煤矿维简费由自治区煤炭生产企业按原煤实际产量,每月按吨煤8.5元标准在成本中提取。根据《矿业权评估参数确定指导意见》,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。则单位更新性质的维简费取 3.00 元/吨,单位折旧性质的维简费取3.00元/吨。则:

年维简费=原煤年产量×单位维简费

=9600.00(万元)

(6)井巷工程基金

由上所述,本项目评估单位井巷工程基金取2.50元。则:

年井巷工程基金＝原煤年产量×单位井巷工程基金

＝4000.00(万元)

(7)安全费用

根据财政部 应急部关于印发《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)，“煤炭生产企业依据当月开采的原煤产量，于月末提取企业安全费用，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，容易自燃煤层矿井吨煤30元；(三)其他井工矿吨煤15元；(四)露天矿吨煤5元”。黑山露天煤矿为露天矿，因此本项目评估单位安全费用取5.00元/吨。则：

年安全费用＝原煤年产量×单位安全费用

＝8000.00(万元)

(8)修理费

根据企业提供的财务报表，2024年制造成本中修理费单位成本为0.05元/吨。经分析，由于近几年没有发生大修理支出，2024年修理费偏低，因此本项目评估按照机器设备投资原值与提存率估算，提存率取3%。据此估算的修理费单位成本＝ 39,201.25 ×3%÷1600＝0.76(元/吨)。则本项目评估单位修理费取0.76元/吨。

则：

年修理费＝原煤年产量×单位修理费

＝ 1,216.00(万元)

(9)剥离费

根据企业提供的财务报表，2024年制造成本中露采工程费—剥离费单位成本为193.56元/吨，露采工程费—铲运费单位成本为4.64元/吨，露采工程费—穿爆费单位成本为1.47元/吨，2024年剥采比为9.33立方米/吨。根据“三合一方案”，全矿平均剥采比在考虑储量备用系数后为10.23立方米/吨。根据企业提供的排产计划，2025年至2030年的剥采比分别为9.73立方米/吨、8.63立方米/吨、9.21立方米/吨、10.12立方米/吨、11.95立方米/吨、11.95立方米/吨。2031年及以后的剥采比根据“三合一方案”推算后为10.21立方米/吨。则本项目评估

剥采比为 10.21 立方米/吨时，单位剥离费取 218.49 元/吨(=(193.56+4.64+1.47)÷9.33×10.21)，2025 年至 2030 年期间不同剥采比按照上述原则确定年剥离成本费用。

则：

年剥离费=原煤年产量×单位剥离费

=409,184.39(万元)

(10)运输费

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中运输费单位成本为 6.65 元/吨。则本项目评估单位运输费取 6.65 元/吨。

则：

年运输费=原煤年产量×单位运输费

=10,640.00(万元)

(11)煤炭筛分费

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中煤炭筛分费单位成本为 1.90 元/吨。则本项目评估单位煤炭筛分费取 1.90 元/吨。

则：

年煤炭筛分费=原煤年产量×单位煤炭筛分费

=3,040.00(万元)

(12)水土保持补偿费

根据企业提供的财务资料，水土保持补偿费提取标准为剥离量×1.69+采煤量×1.00。则本项目评估剥采比为 10.21 立方米/吨时，单位水土保持补偿费取 18.25 元/吨，2025 年至 2030 年期间不同剥采比按照上述原则确定年剥离成本费用。

则：

年水土保持补偿费=原煤年产量×单位水土保持补偿费

=33,912.80(万元)

(13)环境治理及土地复垦费

根据“三合一方案”，矿山地质环境治理工程静态总投资 513.91 万元(其中预备费 61.68 万元)，土地复垦工程静态总投资 27327.30 万元(其中预备费 1332.12 万元)，本方案设计年限 24.16 年。据此计算的折

合原煤单位环境治理及土地复垦费 = (513.91 - 61.68 + 27327.30 - 1332.12) ÷ 24.16 ÷ 1600 = 0.70(元/吨)。则本项目评估单位环境治理及土地复垦费取 0.70 元/吨。

则:

年环境治理及土地复垦费 = 原煤年产量 × 单位环境治理及土地复垦费

= 1,120.00 (万元)

(14)其他制造费用

根据企业提供的财务报表,2024 年制造成本中其他支出包括征地及搬迁补偿费(单位成本 6.18 元/吨)、其他(单位成本 6.68 元/吨)、委托加工费(单位成本 0.32 元/吨)。则本项目单位其他制造费用取 13.18 元/吨。

则:

年其他制造费用 = 原煤年产量 × 单位其他制造费用

= 21,088.00 (万元)

2. 管理费用

根据企业提供的财务报表,2024 年管理费用单位成本 2.22 元/吨,其中:折旧及摊销单位成本 0.04 元/吨,职工薪酬单位成本 2.07 元/吨,其他管理费用单位成本 0.12 元/吨。

评估用无形资产土地投资为 14,585.22 万元,根据矿山剩余服务年限进行摊销,据此计算的单位无形资产土地摊销费为 0.23 元/吨。评估用无形资产软件投资原值为 355.55 万元,按 10 年进行摊销,据此计算的单位无形资产软件摊销费为 0.02 元/吨。

评估用长期资产(土地租赁)为 82,258.29 万元,在租赁期限内摊销,据此计算的单位长期资产(土地租赁)摊销费为 9.56 元/吨,到期后按照年摊销额作为租赁费用成本考虑。评估长期资产(煤炭产能置换指标)为 11,886.79 万元,按评估计算年限摊销,据此计算的单位长期资产(煤炭产能置换指标)摊销费为 0.19 元/吨。

则本项目评估单位管理费用取 12.18 元/吨,

年管理费用 = 原煤年产量 × 单位管理费用

= 18,547.04 (万元)

3. 销售费用

根据企业提供的财务报表，2024 年销售费用单位成本 9.47 元/吨，全部为销售代理服务费。根据国家能源集团新疆能源有限责任公司与国能新疆托克逊能源有限责任公司签订的《2025 年煤炭代理销售协议》，约定按照黑山露天煤矿销售收入总额(不含税)的 3%(含税 6%)收取手续费。

则本项目评估单位销售费用取 11.26 元/吨。

则：

年销售费用 = 原煤年产量 × 单位销售费用

= 17,881.13 (万元)

4. 研发费用

根据企业提供的财务资料，近三年单位研发费用平均为 0.60 元/吨，本次评估单位研发费用取 0.60 元/吨，则：

年研发费用 = 原煤年产量 × 单位研发费用

= 960.00 (万元)

5. 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，贷款利率参考中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心公布的贷款市场报价利率(LPR)3.00%，单利计息。

年流动资金贷款利息 = 140096.00 × 70% × 3.00%

= 2942.02 (万元)

折合原煤单位财务费用为 1.84 (2942.02 ÷ 1600.00)元/吨。则本项目评估单位财务费用取 1.84 元/吨。

6. 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351.07 元/吨、单位经营成本334.98 元/吨；年总成本费用 561,713.73 万元、年经营成本 535,969.44 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 - 机器设备进项税额抵扣

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)，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%。自 2019 年 4 月 1 日开始执行。故 2019 年 4 月 1 日后，销项税税率取 13%。简化计算，本项目中进项税额以外购材料费、外购动力费、修理费、燃气费、服务费为税基，税率分别取 13%、6%。机器设备进项税税率取 13%，房屋建筑物进项税税率取 9%。进项税额抵扣的顺序为先抵扣外购材料费、外购动力费、修理费、运输费的进项税，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，延至下一年抵扣，直至将进项税额抵扣完毕。

年销项税额 = 年销售收入 × 13%

= 82,134.00 (万元)

年进项税额 = (年外购材料费 + 年外购动力费 + 修理费+煤炭筛分费) × 13% + (剥离费 + 运输费) × 9% + 销售代理费 × 6%

= 39,643.30 (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

= 82,134.00 - 39,643.30 - 0 - 0

= 42,490.70 (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%。目前企业实际按照 5%缴纳，因此本项目评估城市维护建设税税率取 5%。则：

年城市维护建设税 = 年应纳增值税 × 5%

= 2,124.53 (万元)

3. 教育费附加

根据《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%。因此本项目评估教育费附加费率取 3%。则：

年教育费附加 = 年应纳增值税 × 3%

= 1,274.72 (万元)

4. 地方教育附加

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%。因此本项目评估地方教育附加费率取 2%。则：

年地方教育附加 = 年应纳增值税 × 2%

= 849.81 (万元)

5. 资源税

根据《新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会关于自治区资源税具体适用税率、计征方式及减免税办法的决定》(2020 年 9 月 19 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议通过，2024 年 5 月 30 日修正)，新疆选煤资源税适用税率为 8%，矿山实际也按 8%缴纳资源税。因此本项目评估资源税税率取 8%。则：

年资源税 = 年销售收入 × 资源税税率

= 50,544.00 (万元)

6. 其他税金

其他税金包括印花税、房产税、车船使用税、土地使用税、环境保护税等。本次评估同“2.外购材料费”，其他各项税金参考矿山 2024 年单位其他税金水平选取。矿山 2024 年其他税金发生额合计 3550.88 万元，采出原煤 1569.27 万吨，单位其他税金为 2.26 元/吨。则，以 2030 年为例，年其他税金为 3,620.42 万元。

7、矿业权出让收益金

根据《关于印发〈矿业权出让收益征收办法〉的通知》(财综〔2023〕10 号)，矿业权出让收益征收方式包括按矿业权出让收益率形式征收或按出让金额形式征收；按矿业权出让收益率形式征收矿业权出让收益的矿种，具体范围为本办法所附《按矿业权出让收益率形式征收矿业权出让收益的矿种目录(试行)》(煤炭属于《矿种目录》所列矿种，矿业权出让收益率为原矿产品销售收入的 2.4%)；按协议方式出让探矿权、采矿权的，成交价按起始价确定，在出让时征收；在矿山开采时，按矿产品销售时的矿业权出让收益率逐年征收采矿权出让收益；已设且进行过有偿处置的采矿权，涉及动用采矿权范围内未有偿处置的资源储量时，比照协议出让方式，按以下原则征收采矿权出让收益：《矿种目录》所列矿种，按矿产品销售时的矿业权出让收益率逐年征收采矿权出让收益。

根据《采矿权出让合同》(合同编号：新自然资源采 2024(27)号)，黑山露天煤矿截至 2015 年 12 月 31 日矿区内保有资源量 161265 万吨，依据新地学采告函〔2023〕028 号文，30 年拟动用资源量 52675.57 万吨，已动用资源量 410 万吨(已有偿处置)。根据《新疆托克逊县黑山露天煤矿空白区资源量分割说明书》，空白区内共估算资源量 640.5 万吨。则黑山露天煤矿未有偿处置资源量 = 161265 − 52675.57 + 640.5 = 109229.93(万吨)，按照“三合一方案”设计的矿田总回采率估算未有偿处置可采储量 = 70435.93 ÷ 151652.48 × 109229.93 = 50732.51(万吨)，本项目评估对未有偿处置资源量按照年销售收入的 2.4%及销售转换系数 0.89 计算采矿权出让收益。

综上，年销售税金及附加合计为 58,343.94 万元。

(十二)企业所得税

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《关于延续西部大开发企业所得税政策》(财政部 税务总局 国家发展改革委公告 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。西黑山露天煤矿按西部大开发政策享受 15%税收优惠。因此本项目评估 2030 年(含本年)以前企业所得税税率取 15%，2030 年以后企业所得税税率取 25%。

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。

二、企业享受研发费用加计扣除政策的其他政策口径和管理要求，按照《财政部 国家税务总局 科技部关于完善研究开发费用税前加计扣除政策的通知》(财税〔2015〕119 号)、《财政部 税务总局 科技部关于企业委托境外研究开发费用税前加计扣除有关政策问题的通知》(财税〔2018〕64 号)等文件相关规定执行。

根据矿山“2024 年所得税年度纳税申报表”，允许抵扣的研发费用占矿山当年研发费用列支(扣除计入材料费金额)比例为 94.00%，可允许税前加计扣除的研发费享受 100%抵扣。故本次评估研发费用按此获批比例和 100%加计扣除率计算，则：

企业所得税 = (631,800.00 − 561,713.73 − 58,343.94 - 960.00 × 94.00%) × 15%

= 1,625.99 (万元)

(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:

折现率 = 无风险报酬率 + 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%。

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%，本项目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%。本项目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%，本项目评估财务经营风险报酬率取值为 1.50%。另外参照《中国矿业权评估准则》，本项目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%。

综合上述各风险，本项目评估各风险报酬率确定为 6.10%。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公允价值意见:

(1)以采矿许可证内经评审备案的矿产资源储量为基础，假设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、产品结构及开发技术水平为基准且持续经营。

(3)假设未来年度商品煤生产、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)不考虑现有或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

经评估人员对该矿业权尽职调查和当地煤炭市场的调查分析，按照矿业权评估的原则和程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权”于2025年7月31日评估价值201146.61万元，大写人民币贰拾亿壹仟壹佰肆拾陆万陆仟壹佰元整。

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。本项目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)评估对象采矿许可证有效期截止2037年9月6日，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期。本次评估假设采矿权人会

根据国务院第241号令、国务院令第653号《矿产资源开采登记管理办法(2014修订)》，在采矿许可证有效期届满30日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

根据《采矿权出让合同》(合同编号：新自然资源采2024(27)号)，黑山露天煤矿截止2015年12月31日矿区内保有资源量161265万吨，依据新地学采告函〔2023〕028号文，30年拟动用资源量52675.57万吨，已动用资源量410万吨(已有偿处置)。根据《新疆托克逊县黑山露天煤矿空白区资源量分割说明书》，空白区内共估算资源量640.5万吨。则黑山露天煤矿未有偿处置资源量=161265－52675.57+640.5=109229.93(万吨)，按照"三合一方案"设计的矿田总回采率估算未有偿处置可采储量=70435.93÷151652.48×109229.93=50732.51(万吨)，本项目评估对未有偿处置资源量根据《关于印发〈矿业权出让收益征收办法〉的通知》(财综〔2023〕10号)按照年销售收入的2.4%及销售转换系数0.89计算采矿权出让收益。

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，委托方应及时委托我公司对评估结论进行修正。

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

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

(四)本项目评估结果依据了采矿权人提供的地质资料、设计资料及现有财税政策等作出。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。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。

(五)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、地质报告、设计资料等)，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。

(六)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)评估报告的使用人为：委托人、资产评估委托合同中约定的其他资产评估报告使用人和国家法律、行政法规规定的资产评估报告使用人。其他任何机构和个人不能成为资产评估报告的使用人。

(二)委托人以及资产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；

(三)评估报告使用人应当正确理解和使用评估结论，评估结论不等同于评估对象可实现价格，评估结论不应当被认为是对评估对象可实现价格的保证。

(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

本项目评估报告日为 2025 年 12 月 16 日。

（此下无正文，仅为评估报告签字页）

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(王军好):

矿业权评估师(王军好、王桂玲):

矿业权评估师 王军好 222008000073

矿业权评估师 王桂玲 222002000067

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

国家能源集团新疆能源有限责任公司
昌吉屯宝煤矿采矿权评估报告

中企华矿评报字[2025]第1061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:**1102420250202064357**

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：	国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权评估报告
报告内部编号：	中企华矿评报字[2025]第1061号
评　估　值：	14868.77(万元)
报告签字人：	王军好（矿业权评估师） 王桂玲（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。

国家能源集团新疆能源有限责任公司
昌吉屯宝煤矿采矿权
评估报告

目 录

评估报告书摘要.....4
评估报告书正文.....7
一、评估机构.....7
二、委托人及矿业权人.....7
三、评估对象和范围.....10
(一)评估对象和范围.....10
(二)矿业权历史沿革和矿业权价款处置情况.....11
(三)矿业权出让收益处置情况.....12
四、评估目的.....13
五、评估基准日.....13
六、评估依据.....13
(一)法规、规范依据.....13
(二)行为、产权和取价依据.....15
七、评估实施过程.....16
八、矿产资源勘查和开发概况.....17
(一)矿区位置和交通.....17
(二)自然地理及经济概况.....17
(三)地质勘查工作概况及取得成果.....18
(四)矿区地质概况.....19
(五)煤层与煤质.....19
(六)开采技术条件.....22
(七)矿山开发利用现状.....24
九、评估方法.....24
十、评估指标和参数.....25
(一)保有资源储量.....25

(二)评估利用矿产资源储量 26
(三)采选方案 26
(四)产品方案 27
(五)采选技术指标 27
(六)评估利用可采储量 27
(七)生产能力和服务年限 28
(八)销售收入 28
(九)投资估算 33
(十)成本估算 35
(十一)销售税金及附加 41
(十二)所得税 44
(十三)折现率 44
十一、评估假设 45
十二、评估结论 45
十三、评估基准日期后重大事项 46
十四、特别事项说明 46
十五、评估报告的使用限制 47
十六、评估报告日 48
十七、评估机构和评估责任人 48

十八、国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权评估报告附表目录

附表一　国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿评估价值估算表

附表二　国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿评估可采储量和矿井服务年限估算表

附表三　国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿评估销售收入估算表

附表四　国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权评估资产投资估算表

附表五　国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采

矿权评估资产折旧摊销费用估算表

附表六　国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权评估单位成本估算表

附表七　国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权评估总成本费用估算表

附表八　国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权评估税费估算表

十九、国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权评估报告书附件(另册装订)

国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝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：国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权。

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新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权市场价值进行评估，为上述经济行为提供采矿权价值参考。

评估基准日：2025 年 7 月 31 日

评估方法：折现现金流量法。

评估主要参数：截止评估基准日，矿山保有资源储量 29903.96 万吨，评估利用资源储量为 29465.80 万吨，评估利用可采储量为 19585.58 万吨。生产能力 270.00 万吨/年，评估计算年限 54.25 年。商品煤不含税综合价格为 323.00 元/吨，正常年度年销售收入 48450.00 万元。评估基准日固定资产投资原值为 93092.77 万元，净值为 52956.02 万元，后续固定资产投资 59385.54 万元。正常生产年份单位总成本费用为 275.49 元/吨、单位经营成本 237.59 元/吨；年总成本费用 41324.03 万元、年经营成本 35638.17 万元。折现率为 7.80%。

评估结论：经评估人员对该矿业权尽职调查和当地煤炭市场的调查分析，按照矿业权评估的原则和程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日累计净现金流量现值为 14868.77 万元，采矿权评估价值 14868.77 万元，大写人民币壹亿肆仟捌佰陆拾捌万柒仟柒佰元整。

特殊事项说明:

国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权采矿许可证有效期截止2036年9月24，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期。本次评估假设采矿权人会根据国务院第241号令、国务院令第653号《矿产资源开采登记管理办法(2014修订)》，在采矿许可证有效期届满30日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

屯宝煤矿采矿许可证证载的采矿权人名称为国家能源集团新疆能源有限责任公司，采矿权人名称已于2024年8月26日变更为国家能源集团新疆能源化工有限公司，截止评估基准日采矿许可证证载的矿业权人名称仍未变更，假设未来采矿许可证证载权利人能够及时进行变更。

“屯宝煤矿”为技改扩建矿山，本次评估矿山未来技改扩建时间、排产计划、经济参数与设计工期、预测成本等实际生产经营数据不会发生较大变化，如未来实际成本费用差异较大，应当调整本评估结论。

根据新疆维吾尔自治区矿业联合会《国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权出让收益评估报告》的告知函(新矿联采告函[2020]005号)，屯宝煤矿采矿权出让收益评估报告评估基准日为2019年6月30日，矿山生产规模为120.00万吨/年，评估计算年限30年(无基建期)。根据无基建期120年和30年计算，已处置出让收益对应可采储量为5040万吨，根据储量年报和生产统计，2019年7月至2025年7月累计采出222.18万吨，剩余可采储量为4817.82万吨。评估基准日保有可采储量19585.58万吨，则未处置出让收益可采储量为14767.76万吨。本次评估中已根据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)煤的征收率为原煤矿产品收入的2.4%和《新疆维吾尔自治区矿产品销售收入转换系数》规定的选煤收入转换系数0.89计算了相关矿业权出让收益税费。

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

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

重要提示:

以上内容摘自《国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权评估报告书》，欲了解本评估项目的全面情况，应认真阅读该矿业权评估报告书全文。

法定代表人(权忠光):

项目负责人(王军好):

矿业权评估师(王军好、王桂玲):

矿业权评估师 王军好 222008000073

矿业权评估师 王桂玲 222002000067

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

国家能源集团新疆能源有限责任公司
昌吉屯宝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集团新疆能源有限责任公司的评估委托，根据国家有关矿业权评估的规定，本着独立、客观、公正的原则，按照恰当的矿业权评估方法，对国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝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新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权进行了尽职调查、市场调查与询证，对上述矿业权在2025年7月31日所表现出的市场价值进行了估算，现将上述矿业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;（见附件一，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。(见附件二，另册装订)

二、委托人及矿业权人

(一)委托人之一

名称：国家能源投资集团有限责任公司(以下简称：“国家能源集团”)

住所：北京市东城区安定门西滨河路22号

法定代表人：邹磊

注册资本：13,209,466.115万元

类型：有限责任公司(国有独资)

统一社会信用代码：91110000100018267J

成立日期：1995年10月23日

营业期限：1995年10月23日至无固定期限

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

(二)委托人之二

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)。

(三)采矿权人

名称：国家能源集团新疆能源化工有限公司

住所：新疆乌鲁木齐市米东区米东中路518号

法定代表人：杨栓

注册资本：912,488.199万元

类型：有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资)

统一社会信用代码：91650000228860955P

成立日期：2000年12月29日

营业期限：2000年12月29日至无固定期限

经营范围：煤炭开采及销售；发电；餐饮服务；住宿(上述经营范围限所属分支机构经营)化工产品的生产、销售；一般货物与技术的进出口经营；矿山工程施工总承包；机械制造与维修；农业、林业开发；矿产品、五金交电、建筑材料的销售；机票销售代理；房屋、场地及设备租赁，劳务派遣；矿业咨询服务；装卸搬运；运输代理；普通货物道路运输(不含危险货物)；道路货物经营站；铁路货物运输；其他铁路运输辅助活动；普通货物仓储；石油及制成品批发；非金属矿及制品批发；钢铁及有色金属销售；建筑工程总承包；物业服务；职工培训；疗养；供暖；(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)。

(四)委托人与被评估单位之间的关系

新疆能源煤炭开采始于1951年的六道湾煤矿。1979年，在6个原地方国营煤矿、兵团小煤矿的基础上组建成立乌鲁木齐矿务局。

2001年2月24日，乌鲁木齐矿务局改制成立新疆乌鲁木齐矿业集团有限责任公司。

2005年8月4日，神华集团重组新疆乌鲁木齐矿业集团有限责任公司成立神华新疆能源有限责任公司。

2019年11月28日，国家能源集团重组整合神华新疆能源有限责任公司、国电新疆电力有限公司，成立国家能源集团新疆能源有限责任公司。

2024 年 8 月 26 日，公司改革调整为国家能源集团新疆能源化工有限公司和国能新疆电力新能源有限公司。

采矿权人国家能源集团新疆能源化工有限公司为委托人之一国家能源投资集团有限责任公司的全资子公司。

三、评估对象和范围

(一)评估对象和范围

本项目评估对象是国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权。

根据 2023 年 8 月 22 日新疆维吾尔自治区自然资源厅颁发的采矿许可证，采矿许可证号：C6500002009121120054802；采矿权人：国家能源集团新疆能源有限责任公司(现国家能源集团新疆能源化工有限公司)；矿山名称：国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿；经济类型：国有企业；开采矿种：煤；开采方式：地下开采；生产规模：120.00 万吨/年；矿区面积：4.143 平方公里；有效期限：壹拾叁年零壹月，自 2023 年 8 月 22 日至 2036 年 9 月 24 日；矿区范围由 29 个拐点确定，各拐点坐标如下：

点号	2000 国家大地坐标系		点号	2000 国家大地坐标系	
	X 坐标	Y 坐标		X 坐标	Y 坐标
1	4840103.09	29512190.18	16	4837201.74	29510168.39
2	4839668.00	29512518.38	17	4837157.73	29510122.39
3	4839327.72	29512093.51	18	4836942.74	29510339.38
4	4839018.22	29511601.34	19	4836296.73	29509883.41
5	4838925.75	29511668.69	20	4835915.71	29509421.45
6	4838492.75	29511131.89	21	4835343.70	29509127.48
7	4838770.48	29511109.03	22	4835305.70	29509041.48
8	4837811.77	29509856.20	23	4835895.69	29508510.50
9	4837534.24	29510013.41	24	4835960.99	29508439.73
10	4837431.02	29509990.21	25	4836993.91	29507320.62
11	4837435.61	29509956.61	26	4837166.82	29507948.05
12	4837413.53	29509985.36	27	4837409.26	29508377.12
13	4837505.72	29510056.40	28	4837778.12	29508787.03

点号	2000 国家大地坐标系		点号	2000 国家大地坐标系	
	X 坐标	Y 坐标		X 坐标	Y 坐标
14	4837065.73	29510426.38	29	4838193.93	29509398.31
15	4836994.37	29510375.38			
开采深度：由 1500 米至 0 米标高					

本次评估范围为采矿权采矿许可证载明的矿区范围及矿区范围内资源量。

根据“安全许可证”（证号：新 MK 安许证（2023）027），发证机关：新疆维吾尔自治区应急管理厅；许可范围：煤炭开采（井工）；企业名称：国家能源集团新疆能源化工有限公司昌吉分公司；经济类型：有限责任公司分公司（非自然人投资或控股的法人独资）；有效期：2025 年 3 月 13 日至 2026 年 4 月 2 日。

(二)矿业权历史沿革和矿业权价款处置情况

1. 国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权

2003 年矿井首设采矿权，证号：6500000331766；采矿权人：新疆昌吉市屯宝矿业有限责任公司；矿山名称：新疆昌吉市屯宝矿业有限责任公司小草湖煤矿；生产规模 15.00 万吨/年；有效期限：自 2003 年 2 月 2008 年 2 月。矿井范围由 12 个拐点坐标圈定(1954 北京坐标系)，面积 1.3388km²，开采标高：+1273m～+800m。

2009 年办理采矿证延续，新疆维吾尔自治区国土资源厅换发新的采矿证，证号：C6500002009121120054802，采矿权人：神华新疆能源有限责任公司，矿山名称：国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿，生产规模 120 万吨/年。有效期：2009 年 12 月 30 日至 2019 年 12 月 30 日，范围由 12 个拐点坐标圈定(1980 西安坐标系)，矿区面积 1.3387km²，开采标高：+1273m～+850m。

2019 年矿井申请扩大采矿边界，新疆维吾尔自治区自然资源厅换发现持采矿许可证。范围由 30 个拐点坐标圈定(2000 国家大地坐标系)，有效期两年，自 2019 年 12 月 19 日至 2021 年 12 月 19 日，矿区面积 4.1364km²，开采标高：+1500m～±0m。采矿权人、证号、矿山名称、生产规模与 2009 年采矿证一致。

2023 年 8 月，矿山采矿范围进行变更登记，矿区面积由 4.1364km²

变更为 4.143 km^2 平方公里，范围由 29 个拐点坐标圈定，有效期限壹拾叁年零壹月，自 2023 年 8 月 22 日至 2036 年 9 月 24 日，其他未变更。

(三)矿业权出让收益处置情况

根据新疆维吾尔自治区矿业联合会《国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权出让收益评估报告》的告知函(新矿联采告函[2020]005 号),屯宝煤矿采矿权出让收益评估报告的主要参数如下：评估方法为折现现金流量法，评估基准日为 2019 年 6 月 30 日，资源储量(331+332+333)103250 万吨。开采方式为地下开采，矿山生产规模为 120.00 万吨/年，服务年限为 371.19 年，评估计算年限 30 年(无基建期)。采矿权评估价值 27122.06 万元，采矿权出让收益评估值 335597.86 万元。已动用但未缴纳采矿权出让收益资源储量 1260 万吨，采矿权出让收益评估值 4095.43 万元；已动用及未动用资源储量采矿权出让收益合计为 339693.29 万元。

根据 2021 年 9 月新疆维吾尔自治区自然资源厅与国家能源集团新疆能源有限责任公司签订的“采矿权出让合同”(合同编号：2021(18)号)，“本合同出让采矿权的名称为国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿，开采矿种为煤矿，矿区范围面积为 4.1364 平方公里，开采深度为 1500 米标高至 0 米标高，保有资源储量为 8345 万吨。”“本合同出让采矿权的期限为 30 年，自 2019 年 6 月 30 日至 2049 年 6 月 30 日。”“本合同出让 30 年拟动用资源储量采矿权出让收益为人民币贰亿柒仟壹佰贰拾贰万零陆佰元整(27122.06 万元)”，已动用资源量采矿权出让收益为人民币肆仟零玖拾伍万肆仟叁佰元整(4095.43 万元)，共计人民币叁亿壹仟贰佰壹拾柒万肆仟玖佰元整(31217.49 万元)。分 15 期缴纳，首期 11760.43 万元于出让合同签订之日起 30 日内缴纳，第二期于 2021 年 11 月 20 日前缴纳 1390 万元，余款分期于 2034 年 11 月 20 日之前缴清。矿山按期缴纳矿业权出让收益 17320.43 万元，尚有 13897.06 万元未支付。

根据“探矿权出让合同”(新自然资源探[2022]005 号)，矿权人国家能源集团新疆能源有限责任公司通过出让取得“新疆昌吉市屯宝煤

矿空白区普查探矿权”，勘查许可证号 T6500002022091040057072，有效期 2022 年 9 月 26 日至 2027 年 9 月 26 日，探矿权面积 0.09 平方公里，出让收益合计 1700.24 万元，目前，矿山已缴纳探矿权出让收益 680.1 万元，剩余金额将在采矿权出让收益缴纳完毕后再缴纳，该探矿权面积已并入屯宝采矿权范围内。

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新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权市场价值进行评估，为上述经济行为提供采矿权价值参考。

五、评估基准日

根据资产评估委托合同，本次矿业权评估基准日确定为 2025 年 7 月 31 日。

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）；

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.《中国矿业权评估准则》(中国矿业权评估师协会,2008年8月);

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

25.《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);

26.《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T13908－2020);

27.《固体矿产资源储量分类》(GB/T17766－2020);

28.《矿产地质勘查规范 煤》(DZ/T0215-2020);

29.《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);

30.《新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会关于自治区资源税具体适用税率、计征方式及减免税办法的决定》(2020年9月19日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议通过,2024年5月30日修正)。

(二)行为、产权和取价依据

1. 资产评估委托合同及被评估单位承诺函;

2. 评估委托人和矿业权人企业法人营业执照;

3. 采矿许可证(证号:C6500002009121120054802);

4.关于《新疆昌吉市硫磺沟矿区屯宝煤矿新拟整合区资源储量核实报告》矿产资源储量评审备案证明(新矿评储字[2023]6号)及矿产资源储量评审意见书(新自然资储备字[2023]6号);

5.《国能新疆能源有限责任公司昌吉市屯宝煤矿 2024 年储量年度报告》(河南宏程矿业勘察设计有限公司,2024年12月31日)及其

审查意见(昌州审[2025]9号);

6.《国家能源集团新疆能源有限责任公司屯宝煤矿初步设计变更说明书》(煤炭工业石家庄设计研究院有限公司，2024年2月)及其批复;

7. 矿业权出让收益相关资料;

8. 屯宝煤矿财务报表及预算表;

9. 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23日至2025年12月16日，在评估委托人的配合下，对国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权实施了如下评估程序:

(一)接受委托阶段

2021年8月下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矿业权有关情况。

(二)评估准备阶段

根据本次评估矿业权权的特点，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

2025年9月2日至2025年9月7日，评估人员赴新疆昌吉州对屯宝煤矿的现状、地质、煤层情况等有关情况进行了解，并查阅及收集了评估所需的有关资料，包括资源储量核实报告、采矿许可证、初步设计、财务资料等，同时对资料存在的问题交换了意见。

(四)评定估算阶段

2025年9月12日至2025年9月29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，对国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝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 10 月 14 日至 12 月 8 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 日将正式的矿业权评估报告书提交给评估委托人。

八、矿产资源勘查和开发概况

(一)矿区位置和交通

井田位于昌吉市以南 202°方位 44km 处。中心地理坐标(西安 80 坐标)：东经 87°05'58"，北纬 43°40'04"。行政区划属昌吉市管辖。

井田东距乌鲁木齐市约 42km，东北距乌鲁木齐市火车西站 28km，均有沥青公路相连。交通十分方便。

(二)自然地理及经济概况

井田地处天山北麓低山丘陵区，海拔高程 1250～1525m，地势西高东低，北高南低，北西向沟谷发育。头屯河从井田东南界外约 2.8km 处流过，下游哈地坡站 2001 年 6～7 月最大流量 81.1m³/s，1～3 月最小流量 0.9m³/s，年均径流量 9.97m³/s。

井田属大陆性气候，最高气温 40.0℃，最低气温-30.3℃。年降水量 170.4～201.1mm，年蒸发量一般 1882.6mm；最大冻土深度 1.0m，最大降雪厚度 0.7m；冬季多西北风，夏季多西南风，一般风速 1.2～2.22m/s。

井田所在区域地震动峰值加速度 0.20g，地震烈度Ⅷ度。

硫磺沟镇的煤炭储量较为丰富，是昌吉市的原煤生产基地。除煤炭外，还有铁矿、硫磺、石灰石、耐火土等资源，并有中草药柴胡、贝母、干草等。

全镇有草场 7 万多亩，耕地 1312 亩，全年畜牧饲养量 13200 头，畜牧存栏 7812 头，畜牧业总收入 320 万元，占大农业收入 70%。

(三)地质勘查工作概况及取得成果

1990 年，新疆煤田地质局一六一队编制了《准南煤田头屯河区详查地质报告》，提交 B+C+D 级储量 153996 万吨，经“新煤基发(1992)552 号”文批准。井田位于其 33～54 勘查线之间，施工钻孔 21 个/11132.04m。

2003 年，新疆煤田地质局一六一队编制了《新疆昌吉市硫磺沟煤矿区小草湖煤矿勘探地质报告》，提交(331)+(332)+(333)资源量 7131 万吨。经“新国土资储备字[2004]085 号”评审备案。小草湖煤矿即屯宝煤矿前身，井田内施工钻孔 4 个/1732.83m。

2006 年，新疆煤田地质局一六一队编制了《新疆昌吉市硫磺沟煤矿区小草湖煤矿扩大延深(四井田 33～45 线)勘探报告》，提交(331)+(332)+(333)资源量 48522.56 万吨，经“国土资矿评储字[2006]119 号”评审通过未备案。井田内施工钻孔 9 个/5677.08m。同年，安徽省煤田地质局物探测量队在小草湖煤矿进行了三维地震，控制面积 1.36km²。

2009 年，新疆煤田地质局一六一队编制了《新疆准南煤田昌吉市硫磺沟矿区四号井田勘探报告》，经“新国土资储联备字[2010]联 010 号”备案，批准(331)+(332)+(333)煤炭资源量 97840.84 万吨。井田内施工钻孔 28 个/24278.02m。

2013 年，河南省煤田地质局物探测量队编制了《神新能源公司屯宝煤矿二水平延伸三维地震勘探报告》，控制面积 5.32km²。神华新疆能源有限公司组织专家进行了审查。

2017 年 5 月，山东泰山地质勘查公司编制了《新疆昌吉市硫磺沟煤矿区四号井田资源储量核实报告》(新国土资储备字〔2017〕077 号)。该报告的核实范围包括 2009 年采矿证范围、四号井田探矿证范围以及采矿证与探矿证之间的空白区范围。截至 2016 年 12 月 31 日，核实范围内累计查明资源储量为 104510 万吨，保有资源储量 103250 万吨，动用资源储量 1260 万吨。

2020 年 6 月，山东泰山地质勘查公司编制了《新疆昌吉市硫磺沟煤矿区昌吉屯宝煤矿资源储量核实报告》(新自然资储备字[2021]21 号)。该报告的核实范围为 2019 年采矿证范围，包括 2009 年采矿证范

围、采矿证与探矿证之间的空白区范围。截至2019年12月31日，采矿证范围内累计查明资源储量为 21543.37 万吨，保有资源储量19735.73万吨，动用资源储量1807.64万吨。

2022年5月，新疆地质矿产勘查开发局第九地质大队编制了《新疆昌吉市硫磺沟矿区屯宝煤矿新拟整合区资源储量核实报告》(新自然资储备字[2023]6号)，截止2022 年4 月30 日，采矿证范围内累计查明资源量32290.7万吨，保有资源量共30233.1万吨。

(四)矿区地质概况

1. 地层

井田地层划分为侏罗系中统西山窑组(J_2x)、头屯河组(J_2t)，侏罗系上统齐古组(J_3q)，新近系上新统(N_2)，第四系(Q)。

西山窑组为含煤地层。下段由粉砂岩、砂岩、泥岩、炭质泥岩组成，含煤 16 层，地层控制厚度 124.70～402.24m，未见底，上段为砂砾岩、砂岩、粉砂岩及泥岩，底部为巨厚的含砾粗砂岩，地层控制厚度 110.36～483.82m。

2. 构造

井田位于阿克德向斜南翼，总体为缓倾的单斜构造，地层走向北东-南西，倾向北西，倾角 10° ～24° 。三维地震解释落差大于 20m 的断层 8 条，落差小于10m 的断层 13 条。煤系地层中未发现岩浆岩。井田构造复杂程度属简单类。

(五)煤层与煤质

1. 含煤性

中侏罗统西山窑组下段是本区主要含煤地层，含煤层数约为 16 层，自上而下编号为 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、14-1、14-2、15-1、15-2、16。煤层总厚度为 7.26～54.04m，煤层平均总厚度为 37.81m，含煤系数约为 16.81%。可采(局部可采)煤层 9 层，分别为 4、5、7、9、10、14-1、14-2、15-1、15-2，可采煤层总厚度为 42.14m，可采含煤系数为 18.42%。

2. 可采煤层

全区共含可采煤层 9 层，其中全区可采煤层 4 层(9、10、14-2、15-2 煤层)，大部可采煤层 4 层(4、5、7、15-1 煤层)，局部可采煤层 1 层(14-1 煤层)。

可采煤层特征简表

煤层编号	全层厚(m) 两极值/平均值(点)	可采厚(m) 两极值/平均值(点)	与下层间距(m)	夹矸层数	结构	可采性	稳定性
4	2.23～5.45 / 3.16 (36)	1.67～5.45 / 2.79(36)	1.91	0～2	简单	大部	稳定
5	3.10 ~ 9.22 / 5.70 (52)	3.10 ~ 8.84 / 5.34(52)	22.75	0～5	简单	大部	稳定
7	0.56 ~ 3.54 / 1.92 (52)	0.82 ~ 2.95 / 1.70(47)	25.84	0～2	简单	大部	较稳定
9	0.49 ~ 6.91/ 3.89 (56)	2.07～6.66 / 3.9 (53)	2.85	0～4	复杂	全区	较稳定
10	0.82 ~ 11.20 / 6.48 (57)	0.82～10.06/5.80(56)	27.72	0～6	复杂	全区	较稳定
14-1	0.98 ~ 5.93 / 3.01 (22)	0.96～5.51 / 2.70(21)	4.14	0～3	较简单	局部	不稳定
14-2	1.03 ~ 13.69 / 6.82 (60)	1.03～13.40/6.19(60)	6.53	0～4	复杂	全区	较稳定
15-1	0.49 ~ 15.01 / 5.61 (39)	0.80～12.93/5.25(37)	4.64	0～5	复杂	大部	不稳定
15-2	1.42 ~ 20.82 / 9.16 (60)	1.42～20.82/8.42(60)		0～5	复杂	全区	较稳定

3. 物理性质和煤岩类型

井田内煤岩呈黑色，弱沥青光泽，参差-贝壳-阶梯状断口，节理裂隙发育，碎块状及粉末状。各煤层视相对密度平均值 1.27 ~ 1.38t/m³。

宏观煤岩类型以暗淡型为主，半亮型次之。显微煤岩类型以微镜惰煤为主。各煤层镜质体最大反射率 0.33% ~ 0.74%，煤化程度为低煤级煤 ~ 中煤级煤 II 。

4. 煤的化学性质和工艺性能

项目 \ 煤层		4 煤层 最小 ~ 最大 平均(点数)	5 煤层 最小 ~ 最大 平均(点数)	7 煤层 最小 ~ 最大 平均(点数)	9 煤层 最小 ~ 最大 平均(点数)	10 煤层 最小 ~ 最大 平均(点数)
水分 M_{ad} (%)	原煤	3.06 ~ 7.60 4.91(34)	3.30 ~ 8.72 5.56(53)	2.96 ~ 9.61 5.51(46)	3.38 ~ 9.89 5.44(51)	3.01 ~ 9.76 5.46(53)
	浮煤	3.18 ~ 8.69 6.04(34)	3.31 ~ 8.69 5.88(53)	3.35 ~ 8.27 5.78(46)	2.86 ~ 8.94 5.67(52)	2.75 ~ 8.94 5.61(53)
灰分 A_d (%)	原煤	6.36 ~ 20.38 12.17(34)	4.35 ~ 21.99 10.80(53)	4.19 ~ 25.43 12.80(46)	3.38 ~ 31.79 12.54(52)	3.99 ~ 34.28 14.63(53)
	浮煤	2.87 ~ 6.45 4.19(34)	2.63 ~ 6.52 4.17(53)	2.89 ~ 11.28 4.57(46)	1.99 ~ 9.48 4.46(52)	1.99 ~ 9.48 4.73(53)
挥发分 V_{daf} (%)	原煤	32.78 ~ 46.43 42.98(34)	30.45 ~ 46.52 42.72(53)	29.76 ~ 46.13 42.00(46)	27.79 ~ 46.13 36.96(51)	27.04 ~ 46.13 36.24(51)

		浮煤	33.93 ~ 45.39 41.76(34)	30.09 ~ 45.04 41.44(53)	28.49 ~ 46.39 40.61(44)	27.40 ~ 44.00 35.59(52)	25.03 ~ 43.05 34.45(53)
全硫 $S_{t,d}$ (%)		原煤	0.19 ~ 1.32 0.60(33)	0.15 ~ 1.41 0.65(51)	0.08 ~ 1.45 0.60(46)	0.11 ~ 2.00 0.50(51)	0.12 ~ 1.12 0.39(52)
		浮煤	0.28 ~ 0.60 0.45(21)	0.21 ~ 0.93 0.48(39)	0.38 ~ 0.89 0.53(32)	0.12 ~ 0.50 0.28(38)	0.12 ~ 1.03 0.31(33)
发热量	Qgr,d (MJ/kg)	原煤	25.03 ~ 29.74 27.64(17)	24.31 ~ 30.13 27.92(28)	24.57 ~ 30.53 27.76(22)	22.69 ~ 30.51 27.56(27)	22.73 ~ 30.11 26.84(27)
	Qnet,d (MJ/kg)	原煤	20.35 ~ 28.83 25.94(16)	23.46 ~ 29.30 26.95(27)	23.47 ~ 29.84 26.95(22)	21.92 ~ 29.65 26.56(26)	22.04 ~ 29.33 25.76(23)
焦油产率 (Tar,d) (%)			2.70 ~ 11.11 9.21(10)	2.80 ~ 11.20 9.45(11)	6.80 ~ 11.00 9.91(7)	6.30 ~ 9.00 7.41(7)	2.40 ~ 9.00 6.26(8)
灰熔融性 ST (℃)			1135 ~ 1400 1250(11)	1135 ~ 1400 1255(19)	1170 ~ 1390 1262(14)	1148 ~ 1400 1270(14)	1148 ~ 1400 1250(14)
可磨性 (HGI)			53 ~ 68 61(5)	51 ~ 80 70(8)	59 ~ 87 73(5)	59 ~ 96 71(8)	61 ~ 91 75(7)
浮煤回收率 (%)			35.10 ~ 80.00 67.05(30)	46.20 ~ 85.70 70.87(38)	46.30 ~ 83.30 66.77(32)	37.62 ~ 84.50 64.24(41)	30.71 ~ 75.36 57.82(39)
煤类			CY	CY、BN	CY、BN	CY、BN	CY、BN

项目 \ 煤层			14-1 煤层 最小 ~ 最大 平均(点数)	14-2 煤层 最小 ~ 最大 平均(点数)	15-1 煤层 最小 ~ 最大 平均(点数)	15-2 煤层 最小 ~ 最大 平均(点数)
水分 M_{ad} (%)		原煤	3.11 ~ 6.28 4.65(22)	2.22 ~ 9.44 5.01(66)	2.51 ~ 10.10 4.83(33)	2.20 ~ 10.24 4.73(51)
		浮煤	2.54 ~ 6.84 4.92(22)	2.81 ~ 7.80 5.30(66)	2.96 ~ 8.70 5.54(33)	2.96 ~ 7.49 5.31(51)
灰分 A_d (%)		原煤	4.36 ~ 32.56 16.19(22)	4.40 ~ 39.09 16.62(66)	6.54 ~ 32.56 16.34(33)	4.41 ~ 33.66 16.20(51)
		浮煤	2.57 ~ 9.32 5.57(22)	2.59 ~ 9.32 4.99(66)	2.39 ~ 9.65 5.18(33)	2.75 ~ 7.90 5.00(51)
挥发分 V_{daf} (%)		原煤	24.97 ~ 44.20 37.52(22)	26.49 ~ 44.04 35.95(66)	27.32 ~ 41.70 34.64(33)	26.84 ~ 46.80 35.35(51)
		浮煤	24.92 ~ 42.27 35.80(22)	24.67 ~ 42.93 33.83(66)	25.49 ~ 38.82 32.72(33)	24.98 ~ 43.01 33.52(51)
全硫 $S_{t,d}$ (%)		原煤	0.08 ~ 0.89 0.43(22)	0.10 ~ 1.02 0.35(66)	0.11 ~ 0.76 0.27(31)	0.08 ~ 1.11 0.28(50)
		浮煤	0.10 ~ 0.70 0.38(10)	0.15 ~ 0.46 0.25(47)	0.18 ~ 0.26 0.22(18)	0.13 ~ 0.25 0.19(32)
发热量	Qgr,d (MJ/kg)	原煤	22.24 ~ 30.53 27.24(8)	18.34 ~ 30.92 26.00(37)	22.58 ~ 29.47 26.22(16)	19.75 ~ 30.65 26.38(32)

	Qnet,d (MJ/kg)	原煤	21.49～29.84 26.12(8)	17.70～29.98 24.94(34)	22.39～28.74 25.69(15)	19.26～29.30 25.89(30)
焦油产率(Tar,d)%			3.00～7.80 5.18(9)	2.30～7.80 4.81(9)	3.26～7.80 5.77(8)	2.50～7.80 5.49(10)
灰熔融性ST(℃)			1110～1400 1255(11)	1110～1400 1277(26)	1110～1400 1248(13)	1110～1400 1259(25)
可磨性HGI			74(1)	61～82 73(8)	63～65 64(3)	50～77 64(8)
浮煤回收率(%)			33.05～73.90 52.63(17)	27.07～83.30 54.90(48)	33.50～77.50 55.11(21)	14.68～84.20 48.17(42)
煤类			CY、BN	CY、BN	CY、BN	CY、BN

5. 煤的可选性

井田内采集4-5煤组筛分浮沉试验样1件，根据试验结果，指定灰分为5%时较难选，指定灰分7%时中等可选。此外，采集了煤心可选性试验样13件，评价结果与煤层筛分浮沉试验样大体相近。

6. 煤类及工业用途

按《中国煤炭分类(GB5751-2009)》划分，井田4、5、7、14-1煤层以长焰煤为主，不粘煤次之，9、10、14-2、15-1、15-2煤层以不粘煤为主，长焰煤次之。

煤的工业利用方向主要为动力用煤，次为民用煤。

7. 煤层气和其它有益矿产

根据以往煤芯瓦斯样测试结果，井田各煤层甲烷含量0～3.82m³/t，平均0.34～0.46m³/t。达到不粘煤-长焰煤类煤层气资源量起算标准的采样点集中分布在45-6、35-4孔附近，暂不具工业开发利用价值。

井田内未发现其它具有工业利用价值的有益矿产。

(六)开采技术条件

1. 水文地质条件

矿体位于当地侵蚀基准面以下，矿区东南界外常年性河流头屯河由南西向北东径流，对矿床持续缓慢侧向渗透补给。矿床主要充水含水层为侏罗系西山窑组，含水层富水性弱。比拟法是利用矿区生产井开拓+710m 水平排水量预算的矿井正常涌水量6800m³/d，最大涌水量11000 m³/d。确定矿区为裂隙含水层充水为主，水文地质条件中等，水文地质勘查类型为二类二型。

2. 工程地质条件

井田构造中等，地形地貌简单。矿区煤层顶底板岩性多为泥岩、含炭泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩等，多为软弱岩石，易软化，在饱和状态下抗压强度及其他力学指标一般-差，岩体质量等级(M)法为中等-坏，岩体质量等级(Z)法为一般-极坏。岩体结构以厚层状结构为主，但岩石强度不高，稳固性差，存在软弱夹层，局部地段易发生矿山工程地质问题，例如巷道或采煤工作面局部可能出现冒顶、掉块，煤层底板会出现下沉、底鼓等。煤层之间间距较小，开采煤层产生的冒落带相互沟通。主要问题是可能产生坍塌冒顶底鼓等工程地质问题。煤矿床属层状岩类，工程地质条件中等，工程地质勘查类型为四类二型(层状岩类中等型)。

3. 环境地质条件

井田内无常年性流动的地表水体，地表植被稀少，全年中大部分天数空气质量较好。由于井田及周边采煤历史悠久，地面塌陷、地裂缝等较常见，个别地段可见崩塌及滑坡等地质灾害现象。原煤在地表堆放、装卸等易形成扬尘。地下水水质较差，采矿及生活用水排放对地表土壤有影响。井田地质环境质量中等。

4. 其他开采条件

瓦斯：经对矿井瓦斯涌出量进行测定，测定结果为：矿井相对瓦斯涌出量为 2.06m³/t，绝对瓦斯涌出量 6.21m³/min，采煤工作面最大绝对瓦斯涌出量 4.45m³/min，采煤工作面最大相对瓦斯涌出量 1.51m³/min，掘进工作面最大绝对瓦斯涌出量 0.17m³/min。自 2013 年以来，矿井瓦斯等级均属高瓦斯矿井，故根据最新的瓦斯等级鉴定结果，屯宝煤矿属高瓦斯矿井。

煤尘爆炸性：各煤层的煤尘均有爆炸危险性。

煤的自燃倾向性：各煤层均自燃-容易自燃。

地温：33～35 勘探线间存在高温区，其余地段未发现地温异常。

冲击地压：2020 年提交的《屯宝煤矿二水平 M4-5 煤层冲击危险性评价及防冲设计》中判定屯宝煤矿二水平 M4-5 煤层的冲击危险等级为弱冲击危险，矿井为冲击地压矿井。

2024 年 7 月天地科技股份有限公司编制的《国能新疆屯宝矿业有限责任公司屯宝煤矿+600m 水平—+500m 水平冲击危险性评估报告》中评估屯宝煤矿三水平具有弱冲击地压危险。

(七)矿山开发利用现状

屯宝煤矿是国家批准的硫磺沟矿区总体规划中的四号井田。经自治区发改委“新发改基础[2005]749 号”文核准，矿井建设规模 120 万吨/年。2006 年 10 月神华新疆能源有限责任公司委托煤炭工业石家庄设计研究院完成了《神华新疆能源有限责任公司屯宝煤矿初步设计说明书》，设计生产能力 120 万吨/年。矿井于 2005 年 7 月开工建设，2010 年 6 月竣工。至 2018 年，一水平已回采完毕并封闭，2019 年进入二水平回采。

2010 年度以来，除 2014 年、2015 年由于市场原因，产量较低，其他年度商品煤产量均在 200 万吨/年左右；进入 2018 年，受延深水平二水平(+600m 水平)不在原采矿许可证范围内和井下接续问题，矿山一直未达到核定生产能力。2022 年取得空白区探矿权并入采矿权后，2024年2月企业委托设计单位对初步设计进行了调整并出具了“初步设计变更”，新增 5 条井筒，分别为缓坡副斜井、辅运暗斜井、+600m~+500m 辅运暗斜井、+600m~+500m 皮带暗斜井和+600m~+500m 回风暗斜井，投产时，设一个 4、5 煤综采工作面，同时配备 4 个掘进工作面。4、5 煤层首采区为二采区，首采面为 EII02040501 工作面，工程移交时新增与之相配套的提升运输、通风、供水、供电及通讯等系统，各新增工程经竣工验收合格后移交生产。通过改扩建，可逐步达到核定产能 270 万吨/年。

九、评估方法

本项目评估对象为国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权。屯宝煤矿为改扩建矿山，矿区范围内的矿产资源储量管理规范，有经资源管理部门评审备案的储量报告、储量年报、初步设计、以及未来生产计划和财务预测数据。因此，评估认为该矿业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：

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

式中：*P*——矿业权评估价值；

CI——年现金流入量；

CO——年现金流出量；

$(CI—CO)_t$—年净现金流量；

i——折现率；

t——年序号(i＝1，2，3，…，n)；

n——评估计算年限。

十、评估指标和参数

本次评估利用的资源量及可采储量计算主要依据2022年5月编制的《《新疆昌吉市硫磺沟矿区屯宝煤矿新拟整合区资源储量核实报告》》(以下简称“储量核实报告”)、《国能新疆能源有限责任公司昌吉市屯宝煤矿 2024 年储量年度报告》(以下简称“2024 年储量年报”)、及2024年《国家能源集团新疆能源有限责任公司屯宝煤矿初步设计变更说明书》(以下简称“初步设计变更”)。

技术经济参数主要依据“初步设计变更”、屯宝煤矿基准日后年度财务预测数据。其他相关技术经济指标参数的选取参考《中国矿业权评估准则》、有关政策法规、技术经济规范和评估人员掌握的资料确定。

各参数的取值说明如下：

(一)保有资源储量

根据“储量核实报告”，截止2022年4月30日，采矿证范围内累计查明资源量32290.7万吨，保有资源量共30233.1万吨。其中：探明资源量19855.4万吨；控制资源量8186.9万吨；推断资源量2190.8万吨。

根据“2024年储量年报”，截止2024年12月31日，“屯宝煤矿”现持采矿许可证范围保有资源储量共29973.60万吨。其中探明资源量19605.00万吨，控制资源量8177.80万吨，推断资源量2190.80万吨。

根据“屯宝煤矿”回采率计算表，2025年1-7月共计动用4煤层69.64万吨，则评估基准日矿山保有资源量合计29903.96万吨，其中探明资源量19535.36万吨，控制资源量8177.80万吨，推断资源量2190.80万吨。

(二)评估利用矿产资源储量

评估利用矿产资源储量=∑(参与评估的基础储量+资源量×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(331)和(332)，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“初步设计变更”，探明资源量、控制资源量全部设计利用，推断资源量(333)可信度系数设计为0.8。则本次评估参考设计，确定评估利用资源量为29465.80万吨。

详见附表二。

(三)采选方案

矿井采用斜井一集中石门开拓方式，工业场地设在井田范围之外东南部。全井田划分三个开采水平，五个采区，一水平标高+850m一个采区(一采区)，二水平标高+600m两个采区(二采区三采区)，三水平标高+200m两个采区(四采区五采区)，目前井下一水平一采区已封闭，进入二水平开采。矿井现有7个井筒，分别为主斜井、副斜井、回风立井、二水平主暗斜井、副暗斜井、行人暗斜井和回风暗斜井。主、副斜井布置在工业场地内，回风立井设在井田浅部中央。采区内煤层开采顺序为先采上层煤，后采下层煤的下行开采方式，同一煤层内先

采上区段、后采下区段。根据不同煤层厚度，5、9、10、14-2、15-1、15-2 煤层采用走向长壁综采放顶煤采煤方法；4、7、14-1 煤层采用走向长壁一次采全高综采采煤方法。井下采、掘工作面煤炭运输均采用带式输送机连续运输。

屯宝煤矿干选工艺进行选煤，设计 TDS 入洗粒度为 200～50mm，剩余 50～0mm 进入干选车间进行分选。3～0mm 由干选车间脱粉筛进行脱粉，50～3mm 粒度级进入干选车间 TGS 进行分选出块精煤，50~0mm 的粉煤和精煤混合进入末煤仓。

(四)产品方案

根据矿山实际情况，原煤经干选得到块煤(块精煤)和末煤等商品煤，主要根据不同客户需求用作动力煤。则本次评估确定产品方案为干选后的块煤和末煤或混煤。

(五)采选技术指标

依据《煤炭工业矿井设计规范》(GB 50215-2015)和“初步设计变更”，经各煤层厚度分析，5、10、14-2、15-1、15-2 为厚煤层，设计采区回采率 75%；4、7、9、14-1 为中厚煤层，设计采区回采率 80%，评估中参考设计选取采区回采率。

矿山选煤厂采用智能干洗，选煤环节无损失，矿山生产核算亦按选后商品煤进行核算。

(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“初步设计变更”，矿井永久煤柱损失合计 2031.25 万吨，非永久保护煤柱损失合计 1690.60 万吨。将前述采区回采率及损失指标代入上式，评估基准日可采储量为 19585.58 万吨。

(七)生产能力和服务年限

1. 生产能力

评估对象采矿许可证生产规模为120万吨/年，2021年7月新疆煤矿安全监察局签发的安全生产许可证载明核定生产能力270万吨/年。2021年8月31日新疆维吾尔自治区发展和改革委员会公告：昌吉屯宝煤矿生产能力为270万吨/年。综上，本次评估依据最新公告确定矿山未来生产年限内的正常生产年份生产规模为270万吨/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。“初步设计变更”中储量备用系数1.4，本次评估储量备用系数取1.4。

将有关参数代入上述公式得本次矿井服务年限为：

T = (19585.58 ÷ 1.4 − 20 − 120 × 2 − 150 × 2) ÷ 270 + 4+5 ÷ 12

≈ 54.25 (年)

根据矿山接续计划和设计，屯宝煤矿2025-2029年生产原煤70万吨、120万吨、120万吨、150万吨、150万吨，2030年达到270万吨/年，目前正在进行生产技改准备，结合评估基准日，本次评估计算年限54.25 年，自2025年8月至2079年10月。

(八)销售收入

1. 计算公式

年销售收入 = 商品煤销售量 × 商品煤销售价格

2. 各种产品年销售量

评估中假设各产品当期全部对外销售，则年生产量即为销售量。

3. 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。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

(1)行业分析

煤炭是中国重要的基础能源，在国民经济中具有重要的战略地位。2024年，全国煤炭产量保持稳定，煤炭进口量快速增加带动市场整体供应增长；下游火电行业对煤炭消费需求稳健，但钢铁及建材行业需求支撑不足，煤炭价格震荡回落，行业整体盈利水平有所下降。

“富煤、贫油、少气”是中国能源资源的基本特点，既有的能源禀赋结构造成煤炭在中国一次能源消费结构中所占的比重约为55.3%，大幅高于26.5%的世界平均水平。“以煤为主”的能源消费结构与欧美国家“石油为主，煤炭、天然气为辅，水电、核电为补充”的情况差别显著。中国煤炭资源分布的基本特点“北富南贫，西多东少”。近年来，随着“供给侧”改革的推行和中东部省份煤炭资源的逐渐枯竭，煤炭产能进一步向晋陕蒙和新疆地区集中。2024年，晋陕蒙和新疆地区的原煤产量占全国总产量的81.67%，同比提升0.40个百分点。中国原煤供给以国内为主、进口为辅。据国家统计局数据，2024年全国规模以上煤炭企业原煤产量47.59亿吨，同比增长1.30%。随着2021年以来的煤炭增产保供政策带来的新增产能逐步充分释放，全国原煤产量增速较上年明显放缓。进口煤方面，2024年，受价差及汇率影响，澳大利亚及蒙古煤炭进口量增幅较大。根据海关总署公布的数据，2024年，全国累计进口煤炭(煤及褐煤)5.43亿吨，同比增长14.40%。

需求方面，2024年，全国动力煤及炼焦煤消费量合计约47.75亿吨，同比增长3.07%。煤炭行业的下游需求主要集中在火电行业、钢铁行

业和建材行业，其余主要为民用煤和煤化工等行业。煤炭在中国能源消费中的主要形式是火力发电。2024年，全国规模以上电厂火力发电量6.34万亿千瓦时，同比增长1.50%，火力发电量同比保持稳定。同期，钢铁和水泥产量仍不高，对煤炭需求支撑不足。煤炭价格表现方面，2024年，由于海外煤炭供应较为充足，国内经济增速不及预期导致钢铁及建材行业需求不足等因素，国内煤炭市场震荡运行。2024年1月，春节前受下游市场需求疲软影响，各煤种价格全面下跌；2月以来，受复工复产不及预期影响，市场供应相对偏少，煤价出现小幅上涨，但随着进入动力煤需求淡季，煤炭价格持续走弱，4月中旬跌至近年低点；随后，在国内大部分地区气温逐渐走高的推动下，国内动力煤消费显著增加，市场预期有所扭转，动力煤价格小幅反弹。2024年第四季度，随着电厂阶段性补库、非电行业备料结束，以及煤炭产量回升，动力煤价格有所下降。

2024年3月，国家能源局印发《2024年能源工作指导意见》，要求有序释放煤炭新进产能，推动已核准项目尽快开工建设，在建煤矿项目尽早投产达产，保障煤炭产能接续平稳；建立煤炭产能储备制度，加强煤炭运输通道和产品储备能力建设，提升煤炭供给体系弹性。2024年4月，国家发展改革委、国家能源局印发了《关于建立煤炭产能储备制度的实施意见》，提出到2027年初步建立煤炭产能储备制度，形成一定规模的可调度产能储备，到2030年力争形成3亿吨/年左右可调度产能储备。产能储备仅为应对极端情形的一种储备措施，日常情况下并不启用。《2024年能源工作指导意见》确定了“供应保障能力持续增强”为能源工作的首要目标，煤炭稳产增产。同时，建立煤炭产能储备制度有助于提升煤炭供给弹性，稳定煤炭价格。新能源技术的持续进步以及碳减排趋势带动新能源快速发展，挤压传统能源发展空间。但考虑到中国的资源禀赋、新能源的间歇性特征及煤炭在钢铁生产中的不可替代性等因素，中长期来看，煤炭行业在中国仍有较大发展空间。

(2)新疆近期煤炭市场

供应端，新疆原煤产量增速放缓。2025年1～8月，新疆原煤产量

呈现“前高后低”的总体态势，累计产量达35700.4万吨，同比增长5.6%。这一增长主要得益于上半年特别是3月、5月和6月的强劲表现，其同比增幅均超过18%，然而，进入下半年，生产节奏明显放缓，7月与8月产量分别回落至3685.2万吨和4220万吨，同比下跌13.8%和10.5%。这一转变主要受两方面因素影响：一是“反内卷”政策导向下的政策性减产效应显现，超产核查等监管措施使煤矿生产趋于谨慎；二是7月起铁路运费调整增加了外运成本，而成本向价格的传导不畅，挤压利润空间，直接抑制了生产积极性。

需求端，火电虽受清洁能源一定的挤压，但煤化工需求逐步提高趋于良好，疆煤外运保持温和增长。

煤电方面：新疆作为“丝绸之路经济带”核心区和国家重要能源基地，近年来加快实施能源优势转化战略，电力行业得到快速发展。2010年11月第一条“疆电外送”通道正式投运，之后随着一批“疆电外送”±750，±800 kV特高压直流输电工程及配套电源工程的建成投运，“疆电外送”规模逐年增长，截止目前新疆已经建成四条外送电通道，2022年下半年疆电外送第五条大通道、第三条直流通道哈密北-重庆±800特高压直流输电工程正式开工建设。工程建成后，预计将每年增加外送电量400亿千万时以上。2025年1～8月，新疆电力系统运行呈现“总量稳增、结构优化”的总体特征。全区累计发电量3697.42亿千瓦时，同比增长2.3%。

疆煤外运方面：随着新疆铁路的不断建设和完善，已经形成以兰新铁路为主通道、临河至哈密铁路为北通道、格尔木至库尔勒铁路为南通道的“一主两翼”进出疆三大铁路通道。其中北翼环天山北坡临哈线及向西延伸至将军庙，即临河线-哈密-将军庙线。近年来，新疆铁路疆煤外运量逐年增加，去年达9061万吨、同比增长50.2%，增长势头强劲。今年前8月，外运量为6181万吨，同比增长7.4%。新疆疆煤外运仍保持增长态势，但受运力限制与市场环境双重影响，增速已逐步趋于平稳。

煤化工方面：“十三五”期间，国家《现代煤化工产业创新发展布局方案》中将新疆准东列为全国4个现代煤化工产业示范区。经过

几年的发展，新疆现代煤化工产业已度过起步阶段。尽管当前煤炭市场面临新能源替代冲击与需求放缓压力，但规划中的现代煤化工项目将大幅提升煤炭就地转化能力。新疆目前已初步构建以准东、吐哈、伊犁等为主的煤化工产业发展集聚区，以煤制天然气、煤制烯烃、煤炭分级分质利用等为主的现代煤化工产业发展格局。据不完全统计，目前新疆在建及拟建煤化工项目投资规模超8000亿元，其中，规划煤制烯烃项目共9个，合计1195万吨，投资规模2575亿；煤制天然气项目11个，合计400亿方，投资规模3109亿；煤制油项目3个，合计700万吨，投资规模1043亿。2024年以来，新疆有多个现代煤化工项目陆续开工建设，新疆煤化工有望保持高速增长，接下来5年投资额或超5000亿元，新疆煤化工预计迎来投资建设高峰时期。根据新疆政策产业规划布局，当前煤化工项目在建项目(平均建设周期3～5年)产能有望于2027年-2029年期间释放，对解决疆内煤炭需求发挥有利作用。

新疆地区原煤价格由于受制于原产业布局、疆煤外运动力和产能较大所限，历史期煤炭价格水平较低，形成了当地煤炭价格小气候，同质煤炭明显低于疆外价格。随着新疆政府近几年对该地区能源基地定位的逐步清晰，下游煤化和煤电项目布局的推进和未来产能释放会有力提升当地原煤需求，另外，未来临河及哈密内蒙古段将进行扩能改造，项目建成后，临哈铁路运输能力将提升45%左右，对当地煤炭外运起到积极作用。

新疆煤炭资源丰富，“十三五”前期由于新疆本身经济发展相对滞后，加之与内地距离遥远，疆内煤炭开发只限于自给自足式的小规模生产。“十三五”期间随着自治区坚定不移地推进优质资源转换战略新疆承接内地煤炭产业转移的力度不断增大。尤其是近些年，随着“西煤东运”、“西气东输”和“疆电外送”等国家战略的实施以及煤电、煤化工和煤制气等资源转换工程的落实，新疆煤炭工业正在由产能优势逐步转化为经济优势，未来开发前景广阔。

综上所述，评估人员认为，未来新疆煤炭价格受上述因素积极影响，整体价格表现会相对趋于乐观。因此，本次评估新疆地区原煤价格根据矿山2022年至2025年7月三年一期历史均价进行预测。

根据屯宝煤矿销售情况统计，2022 年至 2025 年 1-7 月各期商品煤综合不含税价格分别为 418.41 元/吨、334.28 元/吨、295.25 元/吨、188.6 元/吨，商品煤坑口不含税销售价格的加权平均(不含税，取整)323.15 元/吨。另外，结合目前煤炭市场价格水平与长期价格的差异，本次评估采用目前价格与不变价差价等量变化方式逐步过渡平滑至长期不变价格，即 2025 年 8～12 月和 2026 年采用 2025 年 1～7 月实际价格确定为 189.00 元/吨，2027 年销售价格确定为 234.00 (=189.00 +(323.00 -189.00) ÷ 3)元/吨，2028 年销售价格确定为 279.00 元/吨，2029 年及以后年度确定为 323.00 元/吨。

4.年销售收入计算

以达产年 2029 年为例：

正常年份年销售收入 = 270.00 × 323.00

= 48450.00 (万元)。

(九)投资估算

本次评估各项资产投资额参考新疆昌吉市屯宝矿业有限责任公司投资额进行选取。

1.固定资产投资

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股权转让评估目下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。

根据矿山固定资产明细表，剔除待报废及闲置资产后，评估利用矿山现有固定资产投资如下表：

序号	固定资产类别	已有资产评估值		固定资产类别	固定资产投资评估取值		
		原值	净值		原值	净值	后续投资(含税)
1	**固定资产**	93115.66	52960.74	**固定资产**	93115.66	52960.74	
1.1	井巷工程	28517.96	19203.34	井巷工程	28517.96	19203.34	
1.2	土建工程	32953.13	19296.73	土建工程	32953.13	19296.73	

序号	固定资产类别	已有资产评估值		固定资产类别	固定资产投资评估取值		
		原值	净值		原值	净值	后续投资(含税)
1.3	机器设备	31644.57	14460.67	机器设备	31644.57	14460.67	
2	**在建工程**	6042.63	6042.63	**在建工程**	6042.63	6042.63	
2.1	井巷工程	798.29	798.29	井巷工程	798.29	798.29	技改工程
2.2	土建工程	3423.16	3423.16	土建工程	3423.16	3423.16	1955.86
2.3	机器设备	1821.17	1821.17	机器设备	1821.17	1821.17	

根据“初步设计变更”，设计改扩建新增 60255.68 万元（含税原值），其中井巷工程 46567.81 万元，房屋建筑物 816.51 万元，机器设备 9103.68 万元，其他工程建设费用 3767.68 万元；将其他工程费用分摊后，井巷工程 49673.83 万元，房屋建筑物 870.97 万元，机器设备 9710.88 万元，合计新增投资 60255.68 万元。根据在建工程明细表，上述技改扩建项目已发生井巷工程支出 798.29 万元(不含税)，则后续投资支出为 59385.54 万元(含税)，其中井巷工程 48803.69 万元，房屋建筑物 870.97 万元，机器设备 9710.88 万元。

上述固定资产在评估基准投入，后续投资根据设计工程进度在 2025 年 8 月-2028 年投入。

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”，土地使用权评估值 1178.87 万元，则本次评估无形资产-土地使用权确定为 1178.87 万元，于评估基准日流出。

根据“无形资产—其他评估明细表”，本次评估确定其他无形资产为510.04 万元，则本次评估其他无形资产确定为510.04 万元。

上述无形资产于评估基准日投入。

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%计算。

则本项目所需流动资金为:

87210.00 × 22% = 19186.20 (万元)

流动资金按生产负荷流出，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。

屯宝煤矿近年来均未达产，屯宝公司在历史年度成本费用水平基础上对评估基准日后达产成本水平进行了预测和完善，故未来的达产年成本费用参照“成本预测”(以下简称“成本费用预测表”)选取，考虑到达产前120万吨生产能力与2023年生产规模111万吨相近，且生产模式一致，达产前成本费用根据2023年生产成本进行调整选取，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选成本费用。

各参数的取值说明如下:

2.外购材料费

根据“成本费用预测表”，达产年材料费3763.00 万元，生产能

力为 270 万吨，单位商品煤材料费为 13.94 元/吨；则本次评估未来正常生产年份单位外购材料费确定为 13.94 元/吨。正常生产年份以 2030 年为例，下同。则：

年外购材料费 = 原煤年产量 × 单位外购材料费

= 3763.00(万元)

3.外购动力费

同“2.外购材料费”，本次评估未来正常生产年份单位外购动力费确定为 14.05 元/吨。则：

年外购动力费 = 原煤年产量 × 单位外购动力费

= 3792.36(万元)

4.职工薪酬

同“2.外购材料费”，矿山预测未来正常生产年份单位职工薪酬确定为 65.33 元/吨。本次评估未来正常生产年份单位职工薪酬确定为 65.33 元/吨。则：

年职工薪酬 = 原煤年产量 × 单位职工薪酬

= 17640.35(万元)

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%，井巷工程不计提折旧。

以 2030 年为例：

房屋建筑物年折旧额 = (36360.87 + 2826.83 ÷ 1.09) × (1 − 5%) ÷ 30 = 1208.25 (万元)

机器设备年折旧额 = (35074.95 + 9710.88 ÷ 1.13) × (1 − 5%) ÷ 12 = 3329.70(万元)

年折旧额 = 1208.25 + 3329.70 = 4563.25 (万元)

单位原煤折旧费 = 4563.25 ÷ 270 = 16.90(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（含税原值）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。

(2)回收固定资产残(余)值

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，在回收固定资产残(余)值时不考虑固定资产的清理变现费用。本项目在评估计算期末回收房屋建筑物和机器设备余值为 63898.97 万元。

6.维简费

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

按照财政部国家发展改革委国家煤矿安全监察局关于印发《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)，新疆维吾尔自治区根据原煤实际产量，按吨煤 8.5 元的标准每月在成本中提取煤矿维简费(含井巷费用 2.5 元)。

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 3.00 (= 6.00 × 50%)元/吨，折旧性质的维简费为 3.00 元/吨。则：

年维简费 = 原煤年产量 × 单位维简费

= 900.00(万元)

7.井巷工程基金

由上所述，本项目评估取吨原煤井巷工程基金为 2.50 元。则：

年井巷工程基金 = 原煤年产量 × 单位井巷工程基金

= 375.00 (万元)

8.安全费用

根据财政部 应急部"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)，"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，容易自燃煤层矿井吨煤 30 元；(三)其他井工矿吨煤 15 元；(四)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"。根据地质资料，屯宝煤矿为煤尘均有爆炸危险性、各煤层均自燃-容易自燃且具有弱冲击地压危险。故本次评估取安全费用为 50 元/吨。则：

年安全费用 = 原煤年产量 × 单位安全费用

= 7500.00(万元)

9.修理费

根据"成本费用预测表"，预测修理费 200 万元/年，经沟通了解，由于大修理支出具有不确定性，仅预测了日常修理，未考虑大修理。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%。本次评估修理费按评估选取的机器设备原值的 3.0%重新估算。经计算，年修理费为 1310.06 万元，折合单位修理费为 4.85 元/吨。

10.地质环境保护与土地复垦费

根据 2023 年 2 月编制的《国能新疆屯宝矿业有限责任公司屯宝

煤矿矿产资源开发利用与生态保护修复方案》，矿山地质环境治理静态投资总额 14422.08 万元，土地复垦总投资 2115.48 万元，合计 16537.56 万元。对应合计采出量 14425.13 万吨，折合单位原煤 1.15 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 1.15 元/吨。

11.运输费、装卸费、专业化服务费、外委服务费、设备租赁费

同“2.外购材料费”，本次评估未来正常生产年份运输费、装卸费、专业化服务费、外委服务费、设备租赁费分别确定为 0.85 元/吨、2.17 元/吨、3.28 元/吨、8.38 元/吨、9.06 元/吨，上述费用合计 23.74 元/吨。

12.其他制造费用

根据“成本费用预测表”，除上述成本费用，还有其他支出 1014.78 万元，折合单位其他支出 3.76 元/吨。则：

年外装卸费 = 原煤年产量 × 单位装卸费

= 1014.78(万元)

13.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)摊销费

根据《收益途径评估方法规范》，无形资产摊销年限参考会计摊销方法确定。当无形资产摊销年限长于评估计算年限时，以评估计算年限作为无形资产摊销年限。当土地使用权剩余使用年限长于评估计算年限时，以评估计算年限作为土地使用权摊销年限。本次评估土地剩余使用年限大多长于矿山服务年限，故土地摊销年限以矿山服务年限进行摊销(其中一宗地短于服务年限，按宗地剩余服务年限摊销再更新处理)。据前述无形资产投资，土地使用权投资为 1178.87 万元，矿山服务年限 54.25 年。经计算年土地摊销额为 22.77 万元。

其他无形资产 510.04 万元在 10 年内摊销完毕，经计算，其他无形资产年摊销费合计 51.00 万元

(2)研发费用

研发费用支出具有不确定性，根据“成本费用预测表”，本次评估研发费按700万元/年考虑，则本次评估未来正常生产年份单位研发费用确定为2.59元/吨。

(3)其他管理费用

同“2.外购材料费”，管理费用扣除上述费用后，矿山单位其他管理费用为7.11万元，本次评估将其视为固定成本，则单位其他管理费用确定为7.11元/吨。

经上述计算，以2030年为例，年单位管理费用合计9.97元/吨。则年管理费用为2692.94万元。

14.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。参照《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，贷款利率以评估基准日有效的一年期的贷款市场报价利率3%进行计算，单利计息，则：

年流动资金贷款利息 = 19186.20 × 70% × 3%

= 402.91(万元)

折合吨商品煤财务费用为1.49 = (402.91 ÷ 270)元。

15.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、摊销费和利息支出后的全部费用。

以2030年为例，评估对象的单位总成本费用为213.69元/吨、单位经营成本189.52元/吨；年总成本费用57695.23万元、年经营成本51170.30万元。

(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、资源税和教育费附加。城市维护建设税、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－当期机器设备与不动产进项税额抵扣

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+装卸费+外委服务费+专业化服务费+设备租赁费)×进项税税率＋不动产和动产可抵扣进项税额

根据财政部、税务总局《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]第 39 号)，纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用 16%和 10%税率的，税率分别调整为 13%、9%。自 2019 年 4 月 1 日开始执行。

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、修理费和设备租赁费之和为税基，税率取 13%。装卸费税率 9%，运输费、外委服务费和专业化服务费税率为 6%，机器设备进项税税率取 13%，房屋建筑物进项税税率取 9%。

进项税额抵扣的顺序为先抵扣材料费、燃料动力费、修理费等的进项税，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 2030 年为例，计算过程如下:

年销项税额＝年销售收入×13%

＝11337.30　(万元)

年进项税额＝(年外购材料费＋年外购燃料及动力费＋修理费＋设备租赁费)×13%＋运输费×9%＋(装卸费+外委服务费+专业化服务费)×6%

＝1715.26 (万元)

年应纳增值税＝销项税额－进项税额－当期机器设备与不动产进项税额抵扣

＝5508.26 (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暂行条例》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%。矿山实际城建税率为 7%。因此，本次评估城市维护建设税税率取 7%。则：

年城市维护建设税 = 年应纳增值税 × 7%

= 385.58 (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：

年教育费附加 = 年应纳增值税 × (3%+2%)

= 275.41 (万元)

4.资源税

根据 2020 年 9 月 19 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议通过的《新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会关于自治区资源税具体适用税率、计征方式及减免税办法的决定》，自 2020 年 9 月 19 日起，煤炭资源税实行从价定率计征，新疆维吾尔自治区煤炭资源税率（选煤）确定为 5%。根据 2024 年 5 月 30 日新疆维吾尔自治区第十四届人民代表大会常务委员会第十一次会议通过的《新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会关于自治区资源税具体适用税率、计征方式及减免税办法的决定》，自 2024 年 7 月 1 日起，《新疆维吾尔自治区资源税税目税率表》中“煤”税目的原矿税率由 6%修改为 9%、选矿税率由 5%修改为 8%。矿山目前实际资源税率按 8%缴纳，故本次评估资源税按销售收入 8%估算。

以 2030 年为例：

年资源税 = 年销售收入 × 资源税税率

= 6976.80 (万元)

5.其他税金

按照“成本预测表”，预测其他税金 563.12 万元，折合单位其他税金 2.09 元/吨。

6.矿业权出让收益

根据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)，煤的征收率为原煤矿产品收入的 2.4%。

根据新疆维吾尔自治区矿业联合会《国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权出让收益评估报告》的告知函(新矿联采告函[2020]005 号)，屯宝煤矿采矿权出让收益评估报告的主要参数如下：评估方法为折现现金流量法，评估基准日为 2019 年 6 月 30 日，资源储量(331+332+333)103250 万吨。开采方式为地下开采，矿山生产规模为 120.00 万吨/年，服务年限为 371.19 年，评估计算年限 30 年(无基建期)。根据无基建期 120 年和 30 年计算，已处置出让收益对应可采储量为 5040 万吨，根据储量年报和生产统计，2019 年 7 月至 2025 年 7 月累计采出 222.18 万吨，剩余可采储量为 4817.82 万吨。评估基准日保有可采储量 19585.58 万吨，则未处置出让收益可采储量为 14767.76 万吨。根据煤炭出让收益征收率 2.4%及《新疆维吾尔自治区矿产品销售收入转换系数》规定的选煤收入转换系数 0.89 计算，开采未缴纳矿业权出让收益资源量时，单位矿业权出让收益为 6.90 元/吨。

综上，正常年份年销售税金及附加合计为 8202.09 (= 385.58 + 275.41 + 6976.80 + 564.30)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。故本次评估企业所得税税率取 25%。以 2030 年为例：

企业所得税 = (87210.00 − 57695.23 − 8202.09) × 25%

= 5328.17 (万元)

(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：

折现率 = 无风险报酬率 + 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%，本项目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%。本项目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%，本项目评估财务经营风险报酬率取值为 1.50%。另外，本项目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%。

综合上述各风险，本次评估各风险报酬率确定为 6.1%，累加后折现率确定为 7.8%。

十一、评估假设

本报告所称矿业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备案的资源储量为基础，且采矿许可证到期可以顺利延续；

(2)以设定的生产方式、生产规模、产品结构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“国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权”于2025年7月31日累计净现金流量现值为14868.77万元，采矿权评估价值14868.77万元，大写人民币壹亿肆仟捌佰陆拾捌万柒仟柒佰元整。

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，资源税缴纳标准有了新的文件依据，本次评估按新的文件要求估算资源税。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)国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权采矿许可证有效期截止2036年9月24，评估计算年限已经超过了目前

采矿许可证的有效期。本次评估假设采矿权人会根据国务院第241号令、国务院令第653号《矿产资源开采登记管理办法(2014修订)》，在采矿许可证有效期届满30日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

屯宝煤矿采矿许可证证载的采矿权人名称为国家能源集团新疆能源有限责任公司，采矿权人名称已于2024年8月26日变更为国家能源集团新疆能源化工有限公司，截止评估基准日采矿许可证证载的矿业权人名称仍未变更，假设未来采矿许可证证载权利人能够及时进行变更。

“屯宝煤矿”为技改扩建矿山，本次评估矿山未来技改扩建时间、排产计划、经济参数与设计工期、预测成本等实际生产经营数据不会发生较大变化，如未来实际成本费用差异较大，应当调整本评估结论。

根据新疆维吾尔自治区矿业联合会《国家能源集团新疆能源有限责任公司昌吉屯宝煤矿采矿权出让收益评估报告》的告知函(新矿联采告函[2020]005号)，屯宝煤矿采矿权出让收益评估报告评估基准日为2019年6月30日，矿山生产规模为120.00万吨/年，评估计算年限30年(无基建期)。根据无基建期120年和30年计算，已处置出让收益对应可采储量为5040万吨，根据储量年报和生产统计，2019年7月至2025年7月累计采出222.18万吨，剩余可采储量为4817.82万吨。评估基准日保有可采储量19585.58万吨，则未处置出让收益可采储量为14767.76万吨。本次评估中已根据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)煤的征收率为原煤矿产品收入的2.4%和《新疆维吾尔自治区矿产品销售收入转换系数》规定的选煤收入转换系数0.89计算了相关矿业权出让收益税费。

提请本报告使用者注意上述事项。

(二)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。

(三)本次评估结果依据了评估委托人及资产占有人所提供的有关文件材料(包括产权证明、核实报告、储量年报、初步设计变更、财务资料等)数据所作出。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评估项目的评估人员，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。

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

(五)对存在的可能影响评估结论的瑕疵事项，在评估委托人及探矿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。

(六)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。

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津、行政法规规定的评估报告使用人使用；除此之外，其它任何机构和个人不能成为评估报告使用人;

(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

本评估报告出具日期为 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(王军好):

矿业权评估师(王军好、王桂玲):

矿业权评估师 王军好 222008000073

矿业权评估师 王桂玲 222002000067

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