

中岭煤矿瓦斯利用预可研报告



贵州省环境保护国际合作中心

2011年12月

美国环保署资助
合作协议号：#XA-8344290

目录

1. 执行摘要.....	6
1.1 企业基本情况.....	6
1.2 煤矿的地质环境和资源开采.....	7
1.3 煤矿瓦斯的抽采和利用.....	7
1.4 贵州煤炭市场概况.....	8
1.5 燃气市场.....	9
1.6 电力市场.....	9
1.7 瓦斯利用的技术方案.....	10
1.7.1 煤层气终端利用方案和分析.....	10
1.7.2 终端利用方案选择的比较.....	13
1.8 结语.....	15
2. 项目概览.....	17
2.1. 预可行性研究背景.....	17
2.2. 拟议项目的地点和一般说明.....	17
2.3. 煤矿背景与财务状况.....	18
2.3.1. 贵州水城矿业（集团）有限责任公司.....	18
2.3.2. 兖矿贵州能化有限公司.....	19
3. 中岭煤矿的煤炭与瓦斯资源开采.....	19
3.1. 煤矿的地质环境.....	19
3.1.1. 地形地貌.....	19
3.1.2. 地质构造.....	20
3.1.3. 褶曲和断层.....	20
3.2. 煤炭与煤层气资源与储量.....	21
3.2.1. 煤炭禀赋.....	21
3.2.2. 煤层气赋存.....	21
3.3. 瓦斯利用现状.....	27
4. 贵州经济与能源市场.....	27
4.1 贵州能源生产和消费.....	27
4.1.1 能源生产.....	27
4.1.2 能源消费.....	28
4.2 贵州煤炭市场概览.....	29
4.2.1 贵州省煤炭消费及需求预测.....	29
4.2.2 贵州煤炭供需平衡分析.....	31
4.2.3 中岭煤矿的区域煤炭市场.....	31
4.3 贵州燃气市场.....	32
4.3.1 燃气消费.....	32
4.3.2 燃气需求预测.....	33
4.3.3 燃气供应.....	35
4.4 电力市场.....	36
4.4.1 贵州电力市场现状.....	36
4.4.2 贵州电力市场预测.....	38
4.4.3 贵州电力调度和定价.....	38

5. 瓦斯利用的技术方案.....	40
5.1 利用方式的选择.....	40
5.1.1 瓦斯利用和减排的技术方案：中国的探索和实践.....	41
5.1.2 瓦斯利用方案的初评估标准.....	48
5.1.3 不同瓦斯利用方式的优、缺点比较.....	49
5.3. 发电和电力销售方案.....	51
5.2.1. 技术方案.....	51
5.2.2. 财务分析.....	53
5.2.3. 风险分析.....	55
5.2.4. 小结.....	58
5.3. 由煤矿瓦斯提纯、液化生产 LNG.....	58
5.3.1. 技术与开发选择.....	58
5.3.2. 财务分析.....	60
5.3.3. 风险分析和控制.....	62
5.3.4. 小结.....	64
5.4. 终端利用方案选择的比较.....	64
5.4.1. 财务效益比较.....	64
5.4.3. 环境、减排效益比较.....	66
5.4.4. 综合社会经济效益比较.....	67
5.4.5. 瓦斯优化利用的可行性.....	68
5.5. 结论.....	68

表格目录

表格 1 2010 年中岭煤矿各采区瓦斯抽采数据统计（52 周平均数据）	7
表格 2 瓦斯发电和制 LNG 方案的投资效益对比	13
表格 3 备选方案财务评价敏感性比较	13
表格 4 备选方案风险因素总数和评级比较	14
表格 5 瓦斯制 LNG 方案年减排量估算	14
表格 6 一井主要煤层分水平瓦斯含量统计表（单位 m ³ /t）	22
表格 7 二井主要煤层瓦斯含量统计表（单位 m ³ /t）	22
表格 8 矿井相对瓦斯涌出量计算结果	22
表格 9 11、12、13 采区瓦斯抽采系统配置	23
表格 10 全矿区每年规划抽采瓦斯纯量	24
表格 11 2010 年中岭煤矿各采区瓦斯抽采数据统计（52 周平均数据）	24
表格 12 11 采区 2010-10-17 至 2010-12-12 间的瓦斯浓度监测数据	26
表格 13 11 采区 2010-10-17 至 2010-12-12 间的瓦斯纯量监测数据	26
表格 14 “十二五”贵州省煤炭需求量预测表（单位：万吨）	30
表格 15 贵州省现有煤炭生产能力及产量预测	31
表格 16 贵州省煤炭供需平衡现状及预测	31
表格 17 2009 年贵州省用气人口表	32
表格 18 贵州“十二五”期间燃气用气量需求预测	34
表格 19 贵州省汽车用户用气量预测表	35
表格 20 贵州电网统调机组装机容量情况表（单位：万千瓦）	36
表格 21 煤矿瓦斯利用方式的比较	40
表格 22 液化煤层气和压缩煤层气生产、供气流程比较	45
表格 23 主要车用燃料比较（以贵州为背景）	45
表格 24 低浓度瓦斯提纯方式、方法比较	46
表格 25 不同瓦斯利用途径的优、缺点	50
表格 26 11 采区 2010、2011 年气量平衡表	51
表格 27 12 采区 2010 年气量平衡表	51
表格 28 21 采区 2010、2011 年气量平衡表	52
表格 29 12 采区 2010、2011、2012 年气量平衡表	52
表格 30 发电方案的财务分析：主要数据及参数	53
表格 31 发电方案财务分析结果汇总表	54
表格 32 风险因素与应对措施	55
表格 33 发电方案财务评价敏感性分析计算表	57
表格 34 主要技术经济指标一览表	59
表格 35 LNG 方案的财务分析：主要数据及参数	60
表格 36 原材料、动力及辅助材料价表	60
表格 37 LNG 方案的财务评价主要指标	61
表格 38 瓦斯制 LNG 方案风险因素与应对措施	62
表格 39 敏感性分析表敏感性分析结果	63
表格 40 瓦斯发电和制 LNG 方案的投资效益对比	64
表格 41 备选方案财务评价敏感性比较	65
表格 42 备选方案风险因素总数和评级比较	66

表格 43 瓦斯制 LNG 方案年减排量估算.....67

图表目录

图表 1 2010 年 11、12 及 21 采区的抽采瓦斯浓度比较8

图表 2 中岭矿的地理位置.....17

图表 3 中岭井田区域构造示意图.....20

图表 4 2010 年 11、12 及 21 采区的抽采瓦斯浓度比较25

图表 5 贵州省 2005~2009 能源生产量构成图.....27

图表 6 贵州省能源生产量构成比例示意图.....28

图表 7 贵州省能源终端消费构成图（万吨标煤）28

图表 8 贵州省能源终端消费构成比例示意图.....29

图表 9 贵州省 2009 年各行业能源消费比例示意图.....30

图表 10 2011 年贵州省用气量预测分析图.....34

图表 11 2015 年贵州省用气量预测分析图.....34

图表 12 贵州省近几年发电量一览.....37

图表 13 贵州省西电东送电量.....37

图表 14 贵州省电力需求预测.....38

图表 15 贵州低浓度瓦斯发电所采用的典型工艺路线.....43

图表 16 CNG/CNG, LNG/LNG 汽车燃料供应系统图示.....44

1. 执行摘要

受美国环保局资助，贵州省环境保护国际合作中心为中岭煤矿编制煤矿瓦斯利用的预可行性研究报告，以支持“甲烷市场化伙伴计划”。该计划旨在通过市场化手段，促进对煤矿瓦斯资源进行充分利用，减少甲烷的排放。

中岭煤矿位于毕节地区纳雍县中岭镇境内，占地面积 500 余亩，毗邻 S213 省道，距纳雍电厂 8.5 公里，距连通贵昆、内昆以及株六复线的滥坝火车站 48 公里，地理位置优越，交通、通讯便捷。该矿主要由中岭、坪山两个采区构成，并建有配套筛分车间。井田煤炭储量丰富，煤质优良，适合大规模机械化开采。产品主要为低灰、低硫、特低磷、高热量的优质无烟煤，是电力、化工、冶金行业的理想原料煤。现一矿两井设计生产能力 300 万吨/年，设计服务年限为 76 年，是西南地区目前已建成的规模最大矿井之一。

中岭煤矿总面积为 22km²，共有两个井田三个采区，采用平洞开拓方式。其中，中岭井（一井）有两个生产采区（11 及 12 采区），每个采区设计生产能力各为 100 万吨/年；坪山井（二井）现有一个生产采区（21 采区），设计生产能力为 100 万吨/年。该矿于 2002 年 7 月 26 日开工，2006 年 6 月 29 日全面建成试生产。本矿产品为原煤，主要销售到纳雍发电厂。

中岭煤矿是贵州省较早利用瓦斯发电的煤矿之一，同时也是贵州省最早申请将瓦斯发电项目开发为 CDM（清洁发展机制）项目的企业。早在 2006 年，该项目就已在开展核证工作（Validation），但很遗憾项目至今未在联合国注册成为 CDM 项目。中岭的瓦斯发电站采用低浓度瓦斯发电技术，运营主体不是中岭煤矿，而是六盘水群联实业有限公司，该公司和中岭煤矿一样，同属于贵州省水城矿业集团公司下属企业。目前中岭煤矿在 11 采区有 4 台 500KW 的发电机组，12 采区现有 6 台 500KW 的发电机组，21 采区 2010 年新安装了 5 台 500KW 的发电机组。从 2009 年的统计数据来看，中岭煤矿瓦斯发电平均每月利用量（折 100%甲烷）达 46.99 万标立方米，但月抽采量为 229.4 万标立方米，瓦斯平均利用率只有 20.48%，其余瓦斯排空。

本项目研究和比较了两个瓦斯利用的方案：发电方案，和瓦斯提纯制备 LNG 方案。

1.1 企业基本情况

中岭煤矿由贵州省水城矿业集团公司控股，吸纳兖矿贵州能化公司、水城钢铁集团公司等以及水矿职工持股，共同出资组建了贵州中岭矿业有限责任公司，按现代化企业制度模式筹建。

贵州水城矿业（集团）有限责任公司是原煤炭部直属企业，前身是水城矿务局。1964 年开工建设，1970 年建成投产，1998 年下放贵州省管理，2001 年 11 月改制为贵州水城矿业（集团）有限责任公司，现为贵州省国有资产监督管理委员会监管企业。

兖矿贵州能化有限公司是由兖矿集团绝对控股，按照现代企业制度设立的、具有独立

法人地位的公司。公司代表兖矿集团在贵州省作为投资主体，抓住国家西部大开发和“西电东送”、“黔电送粤”的历史机遇，充分利用贵州省丰富的煤炭资源，按照以体制创新和科技创新为先导，以产业链建设为中心，以煤为主，煤电联营，向煤化工产业链延伸，最大程度地提高项目开发的综合效益。

中岭煤矿自 2006 年建成投产以来，尚未达到设计产量，2010 年的产煤量不到 100 万吨。产量严重不足导致煤矿经济效益较低，暂时没有能力和动力自主投资开发利用煤矿瓦斯。

1.2 煤矿的地质环境和资源开采

本井田地形地貌总体为脊状山地、中高山地形，地势东高西低。该井社会环境条件也较复杂，人类工程扰动强烈。煤层浅部密布，各煤层均有不同程度的破坏。该矿井地质环境条件的复杂程度被评估为一级，属地质灾害多发区。

中岭矿井储量丰富，有地质储量 71043 万吨，可采储量 31647 万吨，其中一井（中岭）可采储量 21986 万吨，按 200 万 t/a 设计规模计算。二井（坪山）可采储量 9661 万吨，按 100 万 t/a 设计规模计算。

本区可采煤层均为高瓦斯煤层，瓦斯含量平均为 12.54 m³/t，矿井瓦斯等级为高浓度瓦斯矿井。根据中岭、坪山井田地质报告，瓦斯含量一井最高为 8 号煤层的 19.17m³/t，最低为 3 号煤层的 10.54m³/t；二井（+1675m 以上）最低为 7 号煤层的 9.00m³/t，最高为 8 号煤层的 12.00 m³/t。根据中岭煤矿的煤炭地质储量（71043 万 t）以及平均瓦斯含量（12.54m³/t）推算，其瓦斯地质储量为 89.1 亿 m³。

1.3 煤矿瓦斯的抽采和利用

根据 2010 年煤矿提供的每周瓦斯抽采统计表，我们估算了 2010 年中岭煤矿实际的瓦斯抽采量，见表 1。

表格 1 2010 年中岭煤矿各采区瓦斯抽采数据统计（52 周平均数据）

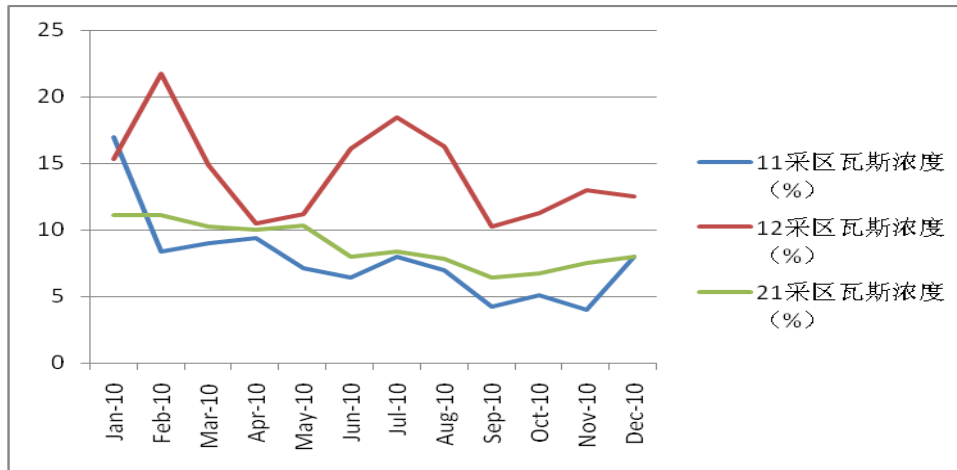
检测地点	浓度 (%)	混合流量 (m ³ /min)	纯流量 (m ³ /min)	月纯流量 (m ³)	年纯流量 (m ³)	规划月抽采纯流量 (m ³)
11 采区泵房高压平均值	10.84	92.59	7.54	339,245	3,962,382	390,000
11 采区泵房低压平均值	0.00	0.00	0.00	-	-	780,000
11 采区总计			7.54	339,245	3,962,382	1,170,000
12 采区泵房高压平均值	17.25	101.78	17.04	766,907	8,957,474	475,000
12 采区泵房低压平均值	10.20	149.18	15.85	713,126	8,329,308	860,000
12 采区总计			32.89	1,480,033	17,286,782	1,335,000

21 采区泵房高 负压平均值	9.43	48.91	4.68	210,469	2,458,284	430,000
21 采区泵房低 负压平均值	8.22	167.67	14.13	635,653	7,424,431	820,000
21 采区总计			18.80	846,123	9,882,715	1,250,000
中岭煤矿抽采 总计					31,131,879	45,060,000

从上表可见，中岭煤矿的实际抽采量为计划抽采量的 69%。2010 年中岭煤矿的采煤量接近 100 万吨，仅为设计生产能力的三分之一，瓦斯抽采量比预计的要少是合理的。从上表也可以推测，如果中岭煤矿能够达到 300 万吨/年的产量，那么实际的瓦斯抽采量可能会大大超过预计的抽采量。

但抽采瓦斯的浓度较低且不稳定，增加了瓦斯利用的难度。见下图：

图表 1 2010 年 11、12 及 21 采区的抽采瓦斯浓度比较



根据对井下各抽采点瓦斯浓度、流量数据的分析，我们认为煤矿可以采取相应的措施，改善和维护好瓦斯抽采系统，这样可以大大提高抽采瓦斯的质量。

目前，中岭煤矿分别在三个采区的抽风井口建立了瓦斯发电站。11 采区安装了 4 台，每一台均为 500KW，但现因抽放系统存在问题而停止发电；12 采区安装 6 台，每一台均为 500KW，6 台均正常运行；21 采区安装了 5 台，每一台均为 500KW，5 台均正常运行。

但中岭煤矿瓦斯的平均利用率只有 20.48%，因此煤层气资源还大有潜力可供挖掘。尤其是 12 采区，可利用的瓦斯排放量较大。

1.4 贵州煤炭市场概况

从 2000 年到 2010 年，贵州省的原煤产量从 3025 万吨提高到 1.5 亿吨，但仍不能满足本省和相邻省份对黔煤（特别是电煤）的需求。2009 年贵州煤炭消费总量为 13100 万 t，其中电力行业所占比重最大，为 35.5%。电煤供应趋紧一直是贵州煤炭行业的突出问题。

可以预见，电煤仍是未来贵州煤炭需求增长的重要因素，而新型煤化工发展是未来煤炭需求重要的增长点。

中岭煤矿的煤炭主要供给位于纳雍县的纳雍电厂一厂，该电厂距煤矿约 8.5 公里，装机容量 120 万千瓦（4 x 300MW），年消耗无烟煤 300 万吨，2004 年建成投产。距离一厂 9 公里是纳雍电厂二厂，装机容量 120 万千瓦（4 x 300MW），2006 年建成投产，年消耗电煤 300 万吨。中岭煤矿即是“西电东送”项目下“大煤保大电”的配套煤矿，煤炭通过卡车运输到电厂。目前纳雍电厂正在建设一个煤炭皮带运输系统，预计 2011 年底建成后能将煤炭直接从中岭煤矿运输到纳雍电厂一厂。

从当地的电厂需求来看，中岭煤矿的煤炭不存在煤炭销售市场的问题，价格将是主要的市场因素。目前中岭煤矿的煤炭以大约 300 元/吨的价格稳定销售给纳雍电厂。这一价格对煤矿而言是偏低的，但电煤的价格往往取决于当地政府的调控，煤矿的议价能力较弱。因此在这些地方电厂稳定生产的情况下，中岭煤矿也将会稳定出煤供给电厂。

1.5 燃气市场

与全国相比，贵州省的城镇燃气发展明显滞后。2010 年，贵州燃气占能源消费结构的比例不到 1.0%，远低于 3.8% 的全国平均值。目前，贵州燃气市场的主要用户包括城镇居民、商业和公建用户、工业用户、燃气车辆用户。

根据贵州燃气集团的规划，天然气将成为贵州燃气的重要来源之一，天然气将来自“中缅油气长输管道”（预计 2013 年向贵州供气）以及“中卫-贵阳输气管道”（预计 2012 年向贵州供气）。预计 2015 年贵州省长输管道天然气供应量达到 17.5 亿立方米。另外，贵州省天然气公司、中石油、其它企业在贵州供应的液化天然气量每年约有 3.76 亿立方米，压缩天然气量每年约有 0.11 亿立方米。其它燃气来源包括人工煤气、液化石油气等。

预计 2015 年的气源供应总量仅 21.37 亿立方米，而全省燃气的需求量预计为 65.38 亿立方米，存在巨大缺口。煤矿瓦斯如果能提纯制成 CNG/LNG，必能在一定区域内作为天然气的重要补充气源，如果价格有竞争力，贵州本身就成为一个巨大的市场。

1.6 电力市场

截止 2010 年末，贵州电网统调发电装机总容量 2731.6 万千瓦，其中水电装机 1017.6 万千瓦，占总装机的 37%，火电装机 1714.0 万千瓦，占总装机的 63%。煤矿瓦斯发电在贵州的电力市场中的份额可以忽略不计，除了满足煤矿自用以外，销售多余电量给电网公司是唯一的选择，而电网接收瓦斯电站的电价则是决定瓦斯电站规模的关键因素。

如果按照中国鼓励瓦斯发电的政策执行，瓦斯电厂的经济效益是很可观的，煤矿会有足够的积极性来充分利用瓦斯发电。但是很遗憾，目前已知贵州仅有一个瓦斯电厂（盘县红果煤矿瓦斯发电厂）获得了贵州省物价局对其发电上网电价的核准，电价为 0.517 元/千瓦时（黔价格[2010]48 号）。其余瓦斯电站在设计之初就仅以满足煤矿自用电为目的，并没有考虑发电上网。这个实际情况造成煤矿有大量富余瓦斯不能得到充分利用。造成这个现象的主要原因如下：

- 国家发改委文件（发改能源〔2007〕71号）中规定：高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分，通过提高煤层气（煤矿瓦斯）电厂所在省级电网销售电价解决，但迄今为止贵州省仍未出台相应的提价补贴办法，销售电量中附加的可再生能源电价附加费已上交国家，目前煤层气发电上网电价和销售电价的倒挂差额部分由身为企业的贵州电网公司承担，而这显然不是长久之计，而且会影响贵州电网公司对煤层气上网发电的积极主动性。
- 煤层气发电上网的手续需要到发改委、电监办、规划局、物价局、环保局、国土局、供电局等较多部门，手续较为复杂，煤矿企业存在畏难心理。
- 目前全省整体和各煤矿企业缺乏煤层气综合利用规划，已有煤层气电厂均为煤矿企业自行建设，没有归口管理部门统一管理。特别是地方小煤矿，虽然部分煤矿有建设意愿，但对煤层气发电的基本状况及自身煤矿瓦斯基本情况不了解，未开展煤层气发电、上网相关工作。
- 部分煤层气发电企业建设未按正常渠道办理核准手续，未按国家基本建设程序完成可行、向政府报批、向供电企业并网申请、签订意向性并网协议、设计、接入电网设计审查、合规施工、验收等工作，电网企业难以及时掌握其生产运行实际情况，导致延误或影响发电企业及时接入。
- 部分煤层气发电企业受气源总量和采集手段的限制，瓦斯浓度稳定性差，造成发电机组运行不稳定，机组启停频繁，运行可靠性差，给煤矿的安全生产及电网的安全稳定运行带来较大隐患，给电网的正常运行和调度管理增加难度。

1.7 瓦斯利用的技术方案

1.7.1 煤层气终端利用方案和分析

煤矿瓦斯利用方式的评估，不仅要考虑抽采瓦斯所含甲烷的浓度和稳定性等化学、物理特征，还要考虑该利用方式所处的社会、经济环境的影响，并无普适的标准。

如国际上一般认为甲烷浓度在 30%以下的低浓度瓦斯不具备安全、可靠的利用条件，而我国 60%以上的瓦斯是含甲烷 25%以下的低浓度瓦斯。我国开发出的低浓度瓦斯发电技术为越来越多的煤矿企业采用，其经济、安全性也为实践所证明；中国政府发布了低浓度瓦斯利用的安全标准，实质上认可了这种利用方式。

我国于上世纪 80 年代末和 90 年代初比较系统地开展煤矿瓦斯利用探索始。近年来，低浓度瓦斯发电日益受到关注。但总地来说，我国的瓦斯利用方式相对局限，目前利用率还不到 30%，大有潜力可挖。

瓦斯利用方式可以按照终端用途、加工途径、输配方式、适用浓度等加以分类。综合考虑后三项划分标准，我国已有运用或正在研发的瓦斯利用方式大致可归纳为：

1. 输入煤气管网（高浓度）
2. 瓦斯发电（高、低浓度）
3. 瓦斯压缩、液化（高浓度，结合途径 4 也可适用于低浓度）
4. 瓦斯浓缩、提纯（低浓度）

- a) 变压吸附法提纯
- b) 分子筛吸附法提纯
- c) 直接深冷分离提纯
- d) 催化脱氧后深冷回收甲烷

不同的利用方式的浓度适用范围和最佳浓度适用区间不同，这是在评估不同瓦斯利用方案技术可行性时首先要考虑的内容。此外，有必要结合瓦斯利用的目的拟定一个综合评估标准。抽采、利用煤矿瓦斯的主要目的有三：促进安全生产，获得新能源，减少温室气体排放。因此，合理的评价标准应该能体现备选瓦斯利用方案在实施过程中为达致上述目标所取得的进展。为此，本项目拟定从财务效益、社会效益、减排和环境效益三个层面对备选瓦斯方案做综合评估，同时考虑项目实施过程中障碍和运营风险。

我们列出了可供中岭煤矿选择的瓦斯利用备选方案，并对各自的优、缺点进行比较说明。表中所列的方案均不面临政策、法规方面的禁止性障碍；实际上，它们均符合国家的产业政策，是国家相关优惠政策扶持的对象。

根据对不同瓦斯利用方案的比较，并考虑到中岭煤矿的实际情况，我们确定可供中岭煤矿选择的具有现实可行性的瓦斯利用方案只有两个：瓦斯发电，或瓦斯制备 LNG 方案。

发电方案

11 采区的瓦斯浓度 2010 年年度一半时间都是低于 10%（参看图 4），而目前低浓瓦斯发电机组允许的最低浓度为 7~9%，排放的瓦斯有一半浓度达不到发电机组进气要求。再加上抽采还不正常，2010 年气量仅为计划抽采量的 28%，2011 年以后的抽采还存在不确定性，所以 11 采区建议暂不扩建机组。

尽管 21 采区的抽采气量较 11 采区更接近计划抽采量（66%），但 21 采区 2010 年的平均浓度比 11 采区还要低，排放的瓦斯大部分浓度达不到发电机组进气要求。所以 21 采区也建议不扩建机组。

12 采区 2010 年瓦斯浓度基本稳定在 10%以上，且有大量可利用的瓦斯气排放，同时根据瓦斯气量平衡，12 采区可扩建。由于现有的发电机组均为国产机组，据实地调查，原老机组年运行时间不足 5000 小时，全年有 8760 小时，故建议 12 采区瓦斯发电扩建工程规模拟定为 2000KW 发电机组，4 台 500KW 机组，短时间气量不足时也可作为原机组的备用机组。按年运行 5500 小时，消耗瓦斯气 0.384Nm³/KWh 计算，可实现年发电 1100 万度；扣除本厂用电，可外供 985.6 万度，减少瓦斯排放 422.4 万 m³。

预可行性研究报告的财务分析表明，各项关键指标都显示本方案的财务盈利能力很差：项目投资财务内部收益率（税后）为 6.04%，小于项目财务基准收益率；项目投资财务净现值（税后）小于零；项目投资回收期（税后）为 8.53 年；总投资收益率及项目资本金净利润率分别为 4.66%及 6.99%。此外，财务分析进一步显示，本方案偿债能力和财务生存能力都很差。因而，从财务表现角度考虑，本方案是不能被接受的。

对本方案的财务和运营风险所作的分析显示：虽然发电方案运营风险可控，但其财务抗风险能力差强人意。以盈亏平衡分析为例，以项目达产当年的相关数据计算得到盈亏平衡点为 99.23%；以还清建设投资贷款年份（取计算期第 8 年）的相关数据计算得到盈亏平

衡点为 79.23%。

基于以上分析，加之本方案实施在上网发电方面尚存在巨大的运营不确定性风险，势必极大地限制未来瓦斯抽采和利用的规模，我们不推荐这一方案。

瓦斯制备 LNG 和销售方案

本方案是将抽放瓦斯就地提纯液化制备 LNG，然后用通过槽车远距离输送到下游利用终端。此方案考虑到中岭井矿地处偏远、附近无输气管网，但交通相对便利，且 LNG 产品长途运输具有方便可靠、风险小、储存效率高、适应性强等优点。瓦斯提纯制取 CNG 的方案也没有考虑，主要是中岭煤矿距离 CNG 的主要市场，如贵阳、遵义，有 200 公里以上，运输成本太高。此外，就地液化煤层气生产过程中释放出的冷量可回收利用，低温液化还可分离出部分有用的副产品，生产使用也比较安全。

气源主要来自 12 采区的富余瓦斯气体。鉴于 11 采区和 12 采区的抽放泵站距离相对较近，条件成熟时（如 11 采区的抽采量和浓度都能显著提高并能达到输送要求），11 采区的抽采瓦斯也可以输送到 12 采区集中处理。21 采区由于距离 12 采区泵房太远，而且输送条件太复杂，不考虑将 21 采区的富余气体输送到 12 采区集中处理，而是考虑就近发电。

常见的瓦斯提纯技术要求甲烷浓度在 30%以上，根据和煤矿工程师的交流，中岭煤矿有能力提供浓度在 25%左右的瓦斯，因此本技术方案的原料气以浓度 25%为基础¹。鉴于国内低浓度瓦斯发电机组的普及，如果瓦斯气体用于发电，大多煤矿都没有任何动力来提高瓦斯浓度。只有当瓦斯可以提纯制成 CNG/LNG 时，其价值得以提升，煤矿才有足够的经济驱动力促使其改善瓦斯抽采的浓度和量。将原料瓦斯气中的甲烷经提浓后的液化天然气（LNG）中 CH₄ 含量≥98%（以 98%为计算依据），本项目甲烷回收率为：95%。

根据国内 LNG 市场情况，结合贵州中岭矿业有限公司中岭煤矿现有瓦斯抽采装置情况，确定本项目建设规模为生产 LNG11300t/a，系统年操作时间为 8000 小时。

财务分析表明，本利用方案的全投资财务内部收益率税前和税后为分别为 27%和 18.3%，均高于项目财务基准收益率；投资财务净现值为 2899 万元（折现率为 7.5%）；静态投资回收期（含建设期）为 5.51 年。各项关键指标都显示本方案具有良好的财务盈利能力。

此外，风险分析表明，本方案具有良好的抗财务风险能力。由敏感性分析知，项目对 LNG 产品的销售收价格和产量最为敏感。LNG 的价格看起来很难下降，因此关键是要能提供充足的瓦斯气来制造 LNG。由盈亏平衡分析知，生产能力利用率为 55.06%，当产量超过盈亏平衡点时企业就有利润实现。

运营风险分析也显示本方案不存在不可控的风险，但实施本方案面临一定程度的协作风险（主要有与运输企业谈判解决槽车外运安排，和与城市公交公司谈判解决加气站建设和车辆改装等问题）。综合权衡风险和收益，我们推荐矿方考虑这一备选方案。

¹ 根据四川省达科特能源科技有限公司提供的资料，该瓦斯提纯系统实际可以提纯甲烷浓度 5%以上的瓦斯，只不过其经济性下降。

1.7.2 终端利用方案选择的比较

根据事先拟定的评估标准，我们从财务效益、社会效益、减排和环境效益三个层面对上述两个瓦斯利用方案做出综合比较。

I. 财务效益比较分析：发电方案投资财务净现值小于零，不具备盈利潜力；而制气方案投资财务净现值远大于零，盈利能力良好。从财务内部收益率看，LNG 方案的盈利水平也远高于发电方案。其他财务指标对比，LNG 方案的偿债能力和财务生存能力也远强于发电方案。发电方案的主要竞争优势是其初始投资成本和流动资金需求要低于 LNG 方案，融资成本因而也较低。

关键的成本和收益项变化对项目整体财务效益的影响（见下表）。

表格 2 瓦斯发电和制 LNG 方案的投资效益对比

指标名称	单位	发电方案	LNG 方案
服务年限	年	10	10
固定资产投资概算	万元	1805	5835
流动资金	万元	26	150
盈亏平衡点	%, 年平均	99.23%*	55.06%
项目投资财务内部收益率（所得税后）	%	6.04	18.3
项目投资财务净现值（所得税后）	万元	-113	2899
项目投资回收期（所得税后）	年	8.53	5.51
项目投资财务内部收益率（所得税前）	%	7.79	27.0
项目投资财务净现值（所得税前）	万元	23	5539
项目投资回收期（所得税前）	年	7.92	4.4
*按项目达产当年的相关数据计算			

II. 风险比较分析：通过敏感性分析比较分析，我们来考察上述两个备选方案的财务抗风险能力。我们重点考察影响备选方案内部收益率的四个共有（因而相对可比的）、运营参数，考察其在相同范围内变化（-20%~+20%）时，对备选方案的总体经济表现的持续稳定性的影响有何差别。其结果如下：

表格 3 备选方案财务评价敏感性比较

变化幅度	发电方案		提纯液化方案	
	变化因素（发电）	投资所得税后财务内部收益率（%）	变化因素（LNG）	
+20	售电价格	11.94	28.4	
+10		9.06	23.5	
-10		2.78	12.8	
-20		-1.09	6.7	

+20	售电量	10.50	28.4	LNG销售量
+10		8.31	23.0	
-10		3.63	13.3	
-20		1.06	7.8	
+20	购气价格	4.94	17.4	购气价格
+10		5.48	17.8	
-10		6.55	18.7	
-20		7.06	19.2	
+20	建设投资	2.72	13.6	建设投资
+10		4.25	15.8	
-10		8.09	21.3	
-20		10.56	24.9	

下表归纳了对备选方案运营风险的比较分析结果：

表格 4 备选方案风险因素总数和评级比较

发电方案	制气方案
市场风险	
高风险 (1), 中风险 (1)	低风险 (2), 不确定 (2)
气源保障风险	
低风险 (2), 高风险 (1)	高风险 (1), 低风险 (2)
技术风险	
低风险 (2)	中风险 (2)
环境与安全风险	
低风险 (1), 未知 (1)	低风险 (3)
融资风险	
低风险 (1)	未知风险 (2)
政策风险	
中风险 (1)	低风险 (1)
协作风险	
低风险 (3)	低风险 (1), 未知风险 (2)

III. 减排效益比较：

◇ 瓦斯发电方案：本期 4 台 500KW 的发电机组，按年运行 5500 小时，消耗瓦斯气 0.384Nm³/KWh 计算，可实现年发电 985.6 万度，减少瓦斯排放 422.4 万 m³，折合 60319 吨 CO₂ 当量。

◇ 瓦斯制 LNG 方案：本方案的年减排量估算如下：

表格 5 瓦斯制 LNG 方案年减排量估算

公式	减排的 CO ₂ 当量=瓦斯量×0.01428	
计算项和系数	说明	计算结果

1. CO ₂ 当量	生产 LNG 耗用的瓦斯折合为年减排量	218427
2. 瓦斯量	瓦斯生产 LNG 耗用的纯甲烷量（万 Nm ³ / 年）	1529*
◇ *假定本装置年处理煤矿瓦斯（含甲烷 25%）6400 万 Nm ³ ，年运行时间 8000 小时，甲烷回收率按 95.6%计算，则 2 项=6400 万 Nm ³ ×25%×95.6%=1529 万 Nm ³		

IV. **社会经济效益比较**：两个备选方案都符合发展循环经济、能源节约和梯级利用、清洁生产等国策，而且都能通过“以用促抽”、“以抽促采”促进煤矿安全生产和煤炭资源的综合利用，促进当地就业等方面，其社会经济效益不言而喻。但总得来看，LNG 方案的社会经济效益更为显著。

从长期来看，LNG 方案的综合社会经济效益在以下几个方面更加显著：通过能源替代增进国家能源安全，通过延伸产业链以增加煤炭工业附加值，通过跨地区和行业示范和带动企业和社会节能减排，等。

1.8 结语

中岭煤矿目前年产 100 万吨煤，但是煤矿每年抽采超过 3000 万立方瓦斯，几乎是煤矿预计年产 300 万吨煤时的瓦斯抽采量的 70%。当煤矿在 2015 年达到设计生产能力时，我们预计抽采瓦斯量会大幅提高。目前抽采的瓦斯中，只有约 20%用于低浓度瓦斯发电。由于受到发电上网的制约，大量富余瓦斯需要有一个不一样的利用方案。通过我们的预可研研究，我们建议开展一个全面的可行性研究，为中岭煤矿现存富余瓦斯以及将来的富余瓦斯做一个制造 LNG 的项目方案。

综合上述对比分析，我们还有如下初步结论：

1. 对中岭煤矿而言，上述两个备选方案都符合瓦斯综合利用的既定目标，既促进煤矿安全生产、提高煤炭资源的回采和综合利用效率、保护大气环境，但从经济、技术评估结果看，瓦斯发电方案不具备实施的现实可行性，其盈利能力、偿债能力、财务生存能力和抗财务风险能力均很差。此外，本方案实施还要克服上网发电方面存在巨大的运营风险。另一方面，瓦斯制气方案虽然初始投资额大、融资成本高、投资回收期长，但长期的收入前景和和投资回报却高于发电方案。在中观和宏观层面上，制气方案的综合经济和环境减排效益优于发电方案，其发展前景也更为广阔。
2. 瓦斯制气方案实施面临的最大的运营风险是与专业运输公司谈判解决槽车外运安排、与城市公交公司协商解决加气站建设和车辆改装等问题，以及项目建设的融资风险。因此，建议项目实施方未雨绸缪，尽早开始与合作方接洽，并研究、拟定减少协作风险的措施。
3. 中岭煤矿已有瓦斯发电利用，为此已做了大量投入，对瓦斯发电技术可谓轻车熟路，在技术选择上容易形成“路径依赖”。但需要指出的是，低浓度瓦斯发电由于能源转换效率低，并非是瓦斯资源利用的最佳途径。瓦斯制气对中岭矿来说是技术创新，其市场前景也更为宽广；虽然其工艺技术复杂、潜在交易和学习成本也高于发电方案，但我们认为选择制气方案所做的这些投入是完全值得的，会有丰

厚的回报。

4. 瓦斯抽采、利用的首要目的促进煤矿生产安全。由于在贫油、贫气的贵州煤基天然气市场容量巨大，而瓦斯发电上网发电困难、自用电需求有限，而瓦斯提纯制备 LNG 的产业链长，市场潜力大，因此我们瓦斯制气方案“以用促抽”的潜力远大于瓦斯发电方案，应该在贵州积极推广。
5. CNG 汽车与汽油、柴油和 LPG 汽车相比，无论从环保性、经济性还是安全性来讲，都具有无可替代的优越性，从技术成熟度来讲也比 LNG 汽车可行。但 LNG 储存优势相当明显，车辆加气较 CNG 快捷，未来有可能形成瓦斯制 CNG 方案的竞争甚至取代 CNG。结合我省天然气利用规划（“川气入黔”、“缅气入黔”），贵州发展天然气汽车产业的发展趋势有可能是：发展初期采用 CNG—汽油双燃料汽车改装技术以启动天然气汽车市场，逐步建设加气站体系，改装车型以汽油公交车和出租车为主。发展中期，以直接引进 CNG 单一天然气汽车为主。远期，随着 LNG 气源的引进和 LNG 技术成熟，实现 CNG 汽车和 LNG 汽车共同发展。中岭煤矿开发瓦斯制备 LNG 项目需关注和把握贵州公交运输系统“油改气”市场发展的中、长期趋势，方能在日趋激烈的汽车燃料市场竞争中利于不败之地。
6. 要实现充分利用中岭煤矿抽采的瓦斯，必须提高瓦斯抽采浓度和量，这不仅可以保障安全生产，还为瓦斯的优化利用提供前提。在此前提下，12 采区的富余瓦斯气体可以用来生产 LNG，11 采区的富余瓦斯气体如果浓度能够达到输送条件（30% 以上），可以考虑将 11 采区的气体集中输送到 12 采区的 LNG 生产系统。如果实现输送困难，则可以在 11 采区就地利用来发电，作为 LNG 生产系统的自备电源。而 21 采区由于和 11、12 采区相距甚远，富余气体建议就地利用发电。

2. 项目概览

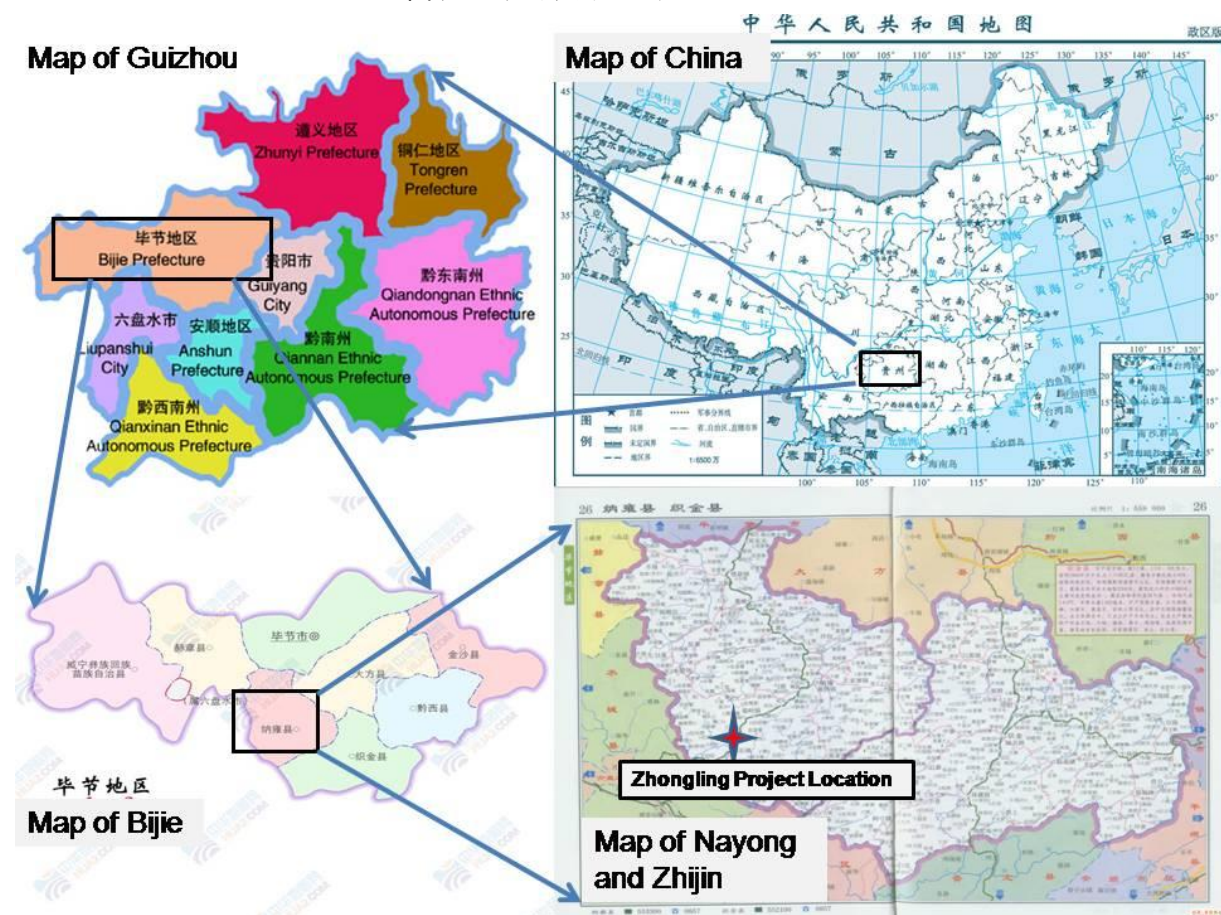
2.1. 预可行性研究背景

本报告由贵州省环保厅直属的贵州省环境保护国际合作中心负责组织专家编撰，用以支持“甲烷市场化伙伴计划”。该计划旨在通过市场化手段，促进甲烷减排，并将其作为清洁能源加以充分利用。作为该伙伴计划的成员国之一，中国近年来积极出台各项政策，推动作为甲烷主要排放源的煤矿瓦斯的综合利用。本研究项目的实施得到了美国环保局的资助。项目的主要目标是为两个贵州煤矿编撰煤矿瓦斯利用的预可行性研究报告，以促进其充分利用煤矿瓦斯资源，减少甲烷的排放，改善安全生产。中岭煤矿是本项目选定的两个案例煤矿之一。

2.2. 拟议项目的地点和一般说明

中岭矿井位于贵州省毕节地区纳雍县的西南部，隶属中岭镇。中岭镇东距纳雍县城16km，而纳雍县城分别至毕节109km、大方76km、织金93km、六盘水市71km。该矿紧邻正在改造的S213省道之纳（雍）—水（城）段二级公路，西距纳雍电厂8.5km，距株（州）—六（盘水）复线铁路滥坝站48km，交通相对方便。

图表 2 中岭矿的地理位置



该矿井设计生产能力为 300 万吨/年，设计服务年限为 51 年。该矿总面积为 22km²，共有两个井田三个采区，采用平峒开拓方式。其中，中岭井（一井）有两个生产采区（11 及 12 采区），每个采区设计生产能力各为 100 万吨/年；坪山井（二井）现有一个生产采区（21 采区），设计生产能力为 100 万吨/年。该矿于 2002 年 7 月 26 日开工，2006 年 6 月 29 日全面建成试生产。本矿产品为原煤，主要销售到纳雍发电厂。

中岭煤矿是贵州省较早利用瓦斯发电的煤矿之一，同时也是贵州省最早申请将瓦斯发电项目开发为 CDM（清洁发展机制）项目的企业。早在 2006 年，该项目就已在开展核证工作（Validation），但很遗憾项目至今未在联合国注册成为 CDM 项目。中岭的瓦斯发电站采用低浓度瓦斯发电技术，运营主体不是中岭煤矿，而是六盘水群联实业有限公司，该公司和中岭煤矿一样，同属于贵州省水城矿业集团公司下属企业。目前中岭煤矿在 11 采区有 4 台 500KW 的发电机组，12 采区现有 6 台 500KW 的发电机组，21 采区 2010 年新安装了 5 台 500KW 的发电机组。从 2009 年的统计数据来看，中岭煤矿瓦斯发电平均每月利用量（折 100% 甲烷）达 46.99 万标立方米，但月抽采量为 229.4 万标立方米，瓦斯平均利用率只有 20.48%，其余瓦斯排空。

2.3. 煤矿背景与财务状况

贵州中岭矿业有限责任公司由贵州水城矿业（集团）有限责任公司（股比 53.15%）控股；兖矿贵州能化有限责任公司（股比 20%）、贵州水城钢铁（集团）有限责任公司（股比 10.85%）、能发电力燃料开发有限公司（股比 14%）四家单位投资建设。

以下仅简要介绍该矿两个最大的持股方的背景情况。

2.3.1. 贵州水城矿业（集团）有限责任公司

贵州水城矿业（集团）有限责任公司是原煤炭部直属企业，前身是水城矿务局。1964 年开工建设，1970 年建成投产，1998 年下放贵州省管理，2001 年 11 月改制为贵州水城矿业（集团）有限责任公司，现为贵州省国有资产监督管理委员会监管企业。经过四十多年的建设开发，公司初步建设成集煤炭生产及加工、煤化工、焦化、机械制修、发电、建筑建材、医药卫生、房地产开发、物流等产业为一体的综合性大型企业集团。

公司现有总资产 149 亿元，在岗职工总数 2.5 万余人，各类专业技术人才 6600 余人。公司现有生产矿井 10 对（另有 2 对在规划中），生产能力 1166 万吨 / 年；洗煤厂 4 座，入洗能力 580 万吨 / 年。原煤生产采用国内先进的综采、综放、综掘等装备，洗煤加工采用三产品无压旋流重介洗选工艺。2009 年，公司原煤产量为 1016 万吨，2012 年将达到 1600 万吨，最终整个矿区生产能力将达到 4000 万吨 / 年。公司发电厂总装机容量 3.8 万千瓦（矸石发电厂 1 座，装机容量 1.2 万千瓦；瓦斯发电站 7 处，装机容量 2.6 万千瓦），2 座焦化厂设计年生产能力 210 万吨（年产 105 万吨的一期工程已建成投产）。贵州水城矿业公司是贵州本土第二大有煤炭生产企业。

2.3.2. 兖矿贵州能化有限公司

兖矿贵州能化有限公司是由兖矿集团绝对控股，按照现代企业制度设立的、具有独立法人地位的公司。公司代表兖矿集团在贵州省作为投资主体，抓住国家西部大开发和“西电东送”、“黔电送粤”的历史机遇，充分利用贵州省丰富的煤炭资源，按照以体制创新和科技创新为先导，以产业链建设为中心，以煤为主，煤电联营，向煤化工产业链延伸，最大程度地提高项目开发的综合效益。

母公司兖矿集团是全国 100 家现代企业制度和 120 家企业集团试点单位，是我国煤炭行业第一个同时在纽约、香港、上海三地成功发行股票、上市的企业，公司总资产约 252 亿元，目前拥有 50 家全资子公司、控股公司和参股公司，集团公司拥有世界一流的综采放顶煤技术，被列入国务院向全国重点宣传的国企改革和发展 10 家先进单位之一，兖矿集团将用 10 年的时间建成我国最大的煤炭生产和出口基地、世界一流的洁净煤和新一代煤化工生产基地。

中岭煤矿自 2006 年建成投产以来，尚未达到设计产量，2010 年的产煤量不到 100 万吨。产量严重不足导致煤矿经济效益较低，暂时没有能力和动力自主投资开发利用煤矿瓦斯。预计煤矿 2015 年达产。

3. 中岭煤矿的煤炭与瓦斯资源开采

3.1. 煤矿的地质环境

3.1.1. 地形地貌

井田地形地貌总体为脊状山地、中高山地形，地势东高西低。一井和二井交界处地势较低，两翼较高。单从一井地形地貌来看，沿煤层露头，地势东高西低；最高点为马中岭，最低点为河坝寨南小河河床。二井（“坪山井”）北低南高，井田内最高点为南山顶，最低点位于丫口田西北边河坝。山脉与地层走向基本一致，沟谷多横切地层走向。含煤地层易风化，形成反向坡。冲沟十分发育，谷深坡陡，大部分为第四系松散物质所掩盖。

矿区内地形切割较强烈，软弱岩层发育。二井构造破碎带较发育，岩性及地质构造更复杂，水文地质条件和岩土工程地质条件均更差。此外，该井社会环境条件也较复杂，人类工程扰动强烈。煤层浅部窑密布，各煤层均有不同程度的破坏，尤以主采层 3、6 号煤层破坏严重。在人-地关系的长期恶性互动作用下，区内发育滑坡 7 处，其中大型滑坡 1 处，小型滑坡 6 处；基岩崩塌 14 处，地面不均匀沉降和地裂缝 5 处，造成 180 户（788 人）住房墙体和地基开裂变形；两条小型沟谷泥石流，还有 18 个弃渣场和 43 个老煤窑（老硐）、

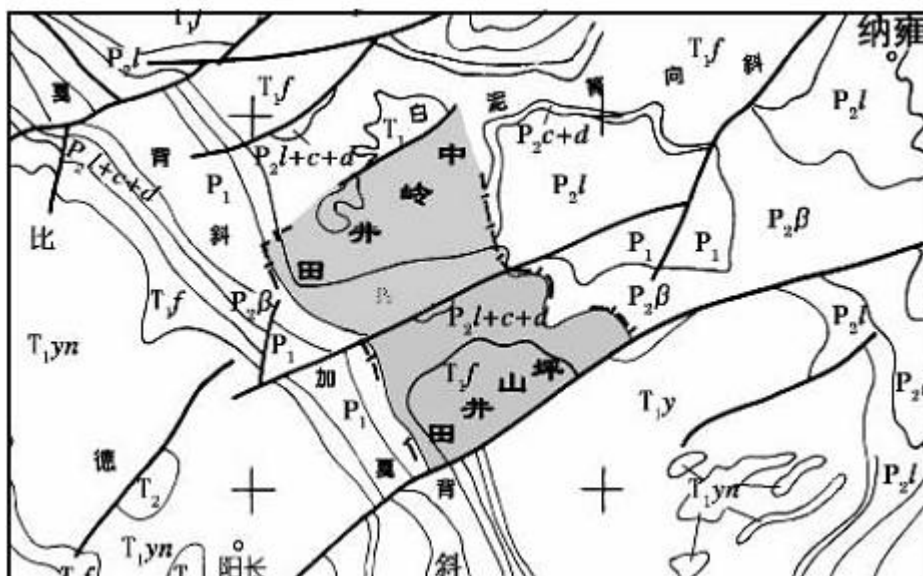
² 这部分内容，除了凭借合肥煤矿设计院和四川达科特公司分别撰写的项目预可研外，还参考了邓文龙等人的“中岭矿井煤层瓦斯赋存特征及煤层掘进中的消突措施”一文，见《中国煤田地质》2007 年 03 期。

31 家小煤矿形成的地下采空区。因此，该矿井地质环境条件的复杂程度被评估为一级，属地质灾害多发区。

3.1.2. 地质构造

本区大地构造属于扬子准地台（I 级）上扬子褶皱带（II 级）黔中早古拱断褶皱束，为上扬子台褶皱带上具菱形边界轮廓的长期发展的相对隆起区。既有北西向构造，也有东西向构造及北东向构造；三者相互交接，后期和前期叠加，构造形态较为复杂（见下图）。

图表 3 中岭井田区域构造示意图



区域范围内除上二叠统峨嵋山玄武岩组属火山喷发岩外，其余均为沉积岩，以二叠系、三叠系地层分布最广。本区出露的地层由老至新有：上二叠统峨、嵋山玄武岩组、龙潭组、大隆组，下三叠统飞仙关组、永宁镇组以及第四系地层。

3.1.3. 褶皱和断层

中岭井田区域构造有两个次序。北西向的构造先形成，如加嘎背斜，而河坝向斜、F12 断层等是北西向构造的派生构造；随后是北东向的构造，如 F1、F15 断层；后者对前者起破坏作用。本区主体为北西和北东向构造，控制煤层的赋存和展布。总体来看，浅部构造较复杂，地层走向变化大，多数断层落差由浅至深逐渐变小以至消失，岩层倾角由浅至深逐渐变小。

中岭井田发现断层 20 条（F1~ F15, F01~ F03、F05、F08），断层密度 0.68 条/km²；其中落差大于 30m 的断层共 4 条（F12、F13、F14、F15），其余断层落差均小于 30m。

如上图所示，中岭井田位于加嘎背斜北东翼中段、F1 断层以北，地层整体为一向北倾斜的箕形构造。走向近东向西，西部、东部近南北走向，走向变化大。倾向北，倾角为：

浅部 $20^{\circ} \sim 15^{\circ}$ 、西部较陡为 $43^{\circ} \sim 30^{\circ}$ ，向深部逐渐变缓为 $15^{\circ} \sim 9^{\circ} \sim 5^{\circ}$ 。

3.2. 煤炭与煤层气资源与储量

3.2.1. 煤炭禀赋

中岭井田含煤地层为二叠纪龙潭组，系海陆交互相含煤地层，厚 321.27m，分上、中、下三个含煤段，中含煤段无可采煤层，上、下含煤段层间距 140m，同一含煤段的相邻煤层层间距 10~15m，属，主采 1#、3#、6#、8#煤层。

中岭矿井储量丰富，一井总地质储量 31332 万 t，其中：能利用储量 30059 万 t，暂不能利用储量（2 号煤层）1273 万 t；二井总地质储量 19956 万 t，其中：能利用储量 15121 万 t，暂不能利用储量（1、2 号煤层）4835 万 t。（实际 1#层已利用）。两井合计地质储量为 51288 万 t，其中能利用储量 45180 万 t，暂不能利用储量 6108 万 t。

3.2.2. 煤层气赋存

瓦斯储量分析

本区可采煤层均为高瓦斯煤层，瓦斯含量平均为 $12.54\text{m}^3/\text{t}$ ，矿井瓦斯等级为高浓度瓦斯矿井。根据中岭、坪山井田地质报告，瓦斯含量一井最高为 8 号煤层的 $19.17\text{m}^3/\text{t}$ ，最低为 3 号煤层的 $10.54\text{m}^3/\text{t}$ ；二井（+1675m 以上）最低为 7 号煤层的 $9.00\text{m}^3/\text{t}$ ，最高为 8 号煤层的 $12.00\text{m}^3/\text{t}$ 。

根据煤炭科学研究总院重庆分院《水城矿业（集团）有限责任公司中岭煤业公司瓦斯基本参数测定及突出危险性评价》报告，3 号煤层最大为 $12.17\text{m}^3/\text{t}$ ，8 号煤层为 $12.46\text{m}^3/\text{t}$ 。

据分析，本井矿瓦斯赋存具有如下特征：

1. 瓦斯成分。 CH_4 含量 76.30%~99.99%，平均为 95.94%； CO_2 含量最大为 17.63%，通常 <10% 以下，属沼气带。
2. 瓦斯风化带的划分。以每克可燃物质含 2ml 可燃气体为基准，其上为瓦斯风化带，其下为瓦斯带。根据 1 煤层瓦斯含量推测，瓦斯风化带距地表 60m 左右。
3. 瓦斯含量及变化规律。煤层瓦斯含量 $7.12 \sim 17.92\text{m}^3/\text{t}$ ，透气性系数 $0.01 \sim 2.9\text{m}^2/\text{MPa}^2 \cdot \text{d}$ ，瓦斯压力 $0.38 \sim 2.1\text{MPa}$ 。矿井瓦斯等级为高瓦斯矿井。
4. 瓦斯梯度：煤层埋藏深度每加深 29.59m，其瓦斯含量增高 $1\text{m}^3/\text{t}$ 。
5. 瓦斯增长率：煤层埋藏深度每加深 100m，瓦斯含量增加 $3.38\text{m}^3/\text{t}$ 。在垂向上同一钻孔瓦斯含量随深度增加而增加。

中岭煤矿一井和二井分水平瓦斯含量表分别如下：

表格 6 一井主要煤层分水平瓦斯含量统计表 (单位 m³/t)

煤层编号	1	2	3	6	7	8	9	10	28	31	32
+1640m 以上	9.4	8.3	8.2	11.5	11.1	9.7	10.5	7.2	8.2	8.0	
+1640~+1500	11.0	9.7	8.6	12.2	12.2	12.5	10.2			16.5	10.0
+1500~以下	11.4	10.8	11.9	13.8	13.3	15.2	10.9				

表格 7 二井主要煤层瓦斯含量统计表 (单位 m³/t)

煤层编号	1	2	3	4	6	7	8
+1675m 以上	8.5	8.1	9.5	9.3	8.5	7.2	9.9

注：二井+1675m 标高以下无瓦斯大样资料。

现有资料并没有对中岭矿区的瓦斯资源总量作出一个评估，本报告根据中岭煤矿的煤炭地质储量（51288 万 t）以及平均瓦斯含量（12.54m³/t）推算，其瓦斯地质储量为 64.3 亿 m³。

矿井瓦斯涌出量预测

根据中岭矿井各煤层开采时的相对瓦斯涌出量，结合煤巷及半煤岩巷掘进瓦斯涌出量，经计算预计中岭矿一井开采期间，矿井相对瓦斯涌出量如下表：

表格 8 矿井相对瓦斯涌出量计算结果

矿井	标高	矿井相对瓦斯涌出量 (m ³ /t)
一井	+1640m 以上	18.5
	+1640~+1500	23.3
	+1500~+1400	30.0
二井	+1675m 以上	36.0

矿井瓦斯抽采

作为国有大中型煤矿，中岭矿井具有比较规范的瓦斯抽放工程。煤矿分别在 11、12、21 采区风井地面建立了三个地面永久的瓦斯抽放站，瓦斯抽放方式为各采区集中抽放。站

内各配置一套设备完好的高、低负压瓦斯抽放系统。各采区的瓦斯抽采系统配置和额定抽放能力见下表。

表格 9 11、12、13 采区瓦斯抽采系统配置

采区	系统	真空泵型号	台数	功率 (kW)	抽采主管口径 (mm)	额定抽放能力 m^3/min	实际抽放能力 m^3/min	备注
11 采区	高负压抽放系统	2BEC52	1	250	273	200	160	一用一备
		2BE3-420-2BY4	1	200		120	60	
	低负压抽放系统	2BEC52	2	250	630	200	160	一用一备
12 采区	高负压抽放系统	2BEC42	2	160	377	120	65	一用一备
	低负压抽放系统	2BE3-420-2BY4	3	200	630	200	150	两用一备
21 采区	高负压抽放系统	2BEC42	2	160	377	120	60	一用一备
	低负压抽放系统	2BE3-420-2BY4	3	250	630	200	140	两用一备

中岭煤矿对各采区瓦斯抽采的规划如下：

A. 11 采区：

- a. 利用一台 2BEC52 泵配 25 英寸主管路，18 英寸支管路对回采工作面上隅角采空区瓦斯及其它采空区瓦斯(开放式抽放)进行抽放。预计其抽放浓度 14%左右，抽放混合量为 $130m^3/min$ 左右，抽放纯量为 $18m^3/min$ 左右；抽放量 78 万 m^3 /月。
- b. 利用一台 2BEC52 或 2BEC42 泵配 12 英寸主管路，6 英寸支管路对各掘进工作面超前钻孔、采煤工作面本煤层、高位钻孔瓦斯进行抽放(封闭式抽放)，预计其抽放浓度 12%左右，抽放混合量为 $75m^3/min$ 左右，抽放纯量为 $9m^3/min$ 左右，抽放量 39 万 m^3 /月。

B. 12 采区：

- c. 利用两台 2BE3-420-2BY4 泵联合运转，配 25 英寸主管路，18 英寸支管路对回采工作面上隅角采空区瓦斯及其它采空区瓦斯(开放式抽放)进行抽放。预计其抽放浓度 10%左右，抽放混合量为 $200m^3/min$ 左右，抽放纯量为 $20m^3/min$ 左右；抽放量 86 万 m^3 /月。

- d. 利用一台 2BEC42 泵配 14 英寸主管路,6 英寸支管路对掘进工作面超前钻孔、采煤工作面高位钻孔、采煤工作面本煤层瓦斯进行抽放,预计其抽放浓度 15% 左右,抽放混合量为 75m³/min 左右,抽放纯量为 11m³/min 左右;抽放量 47.5 万 m³/月。

C. 21 采区:

- e. 利用一台 2BE3-420-2BY4 泵配 25 英寸主管路, 18 英寸支管路对回采工作面上隅角采空区瓦斯及其它采空区瓦斯(开放式抽放)进行抽放。预计其抽放浓度 15%左右,抽放混合量为 130m³/min 左右,抽放纯量为 19m³/min 左右;抽放量 82 万 m³/月。
- f. 利用一台 2BEC42 泵或一台 2BE3-420-2BY4 配 14 英寸主管路, 6 英寸支管路对掘进工作面超前钻孔、采煤工作面高位钻孔、采煤工作面本煤层瓦斯进行抽放,预计其抽放浓度 15%左右,抽放混合量为 70m³/min 左右,抽放纯量为 10m³/min 左右;抽放量 43 万 m³/月。

表格 10 全矿区每年规划抽采瓦斯纯量

采区名称	预计年抽采瓦斯纯量 (万 m ³)
11 采区	1404
12 采区	1602
21 采区	1500
总预期抽采量	4506

根据 2010 年煤矿提供的每周瓦斯抽采统计表,我们估算了 2010 年中岭煤矿实际的瓦斯抽采量,见表 7.

表格 11 2010 年中岭煤矿各采区瓦斯抽采数据统计 (52 周平均数据)

检测地点	浓度 (%)	混合流量 (m ³ /min)	纯流量 (m ³ /min)	月纯流量 (m ³)	年纯流量 (m ³)	规划月抽采纯量 (m ³)
11 采区泵房高压平均值	10.84	92.59	7.54	339,245	3,962,382	390,000
11 采区泵房低压平均值	0.00	0.00	0.00	-	-	780,000
11 采区总计			7.54	339,245	3,962,382	1,170,000
12 采区泵房高压平均值	17.25	101.78	17.04	766,907	8,957,474	475,000

12 采区泵房低 负压平均值	10.20	149.18	15.85	713,126	8,329,308	860,000
12 采区总计			32.89	1,480,033	17,286,782	1,335,000
21 采区泵房高 负压平均值	9.43	48.91	4.68	210,469	2,458,284	430,000
21 采区泵房低 负压平均值	8.22	167.67	14.13	635,653	7,424,431	820,000
21 采区总计			18.80	846,123	9,882,715	1,250,000
中岭煤矿抽采 总计					31,131,879	45,060,000

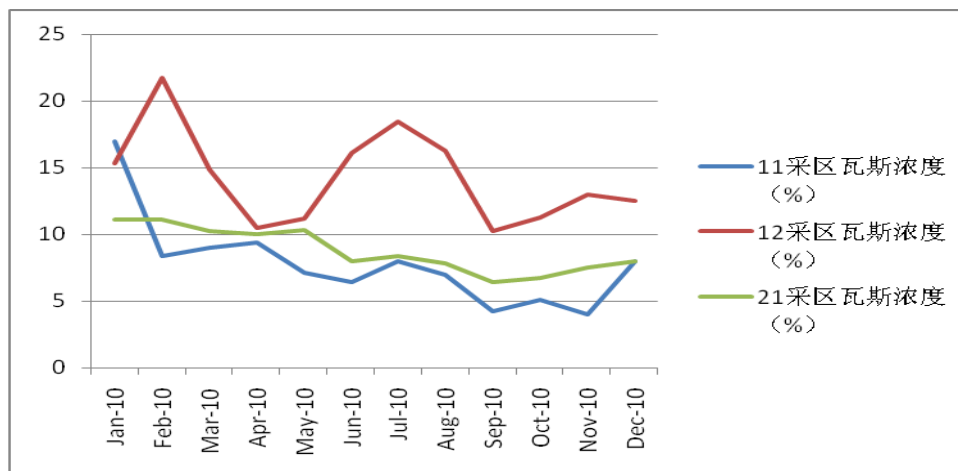
从上表可见，中岭煤矿的实际抽采量为计划抽采量的 69%。2010 年中岭煤矿的采煤量接近 100 万吨，仅为设计生产能力的三分之一，瓦斯抽采量比预计的要少是合理的。从上表也可以推测，如果中岭煤矿能够达到 300 万吨/年的产量，那么实际的瓦斯抽采量可能会大大超过预计的抽采量。

瓦斯抽采浓度

根据中岭煤矿提供的瓦斯抽采的监测数据，我们制作了下图，其中包括了 2010 年三个采区的浓度变化。从图中可见，12 采区的瓦斯浓度变化很大，但都稳定在 10%以上。21 采区的浓度稳定在 10%左右，而 11 采区的浓度则在 5%-10%之间波动。

这个结果和煤矿抽采的设计还有很大差距，造成这个差距的原因至少有技术上的问题，比如 11 采区的巷道塌陷严重，导致抽采管道受损严重，管道没有得到很好的密封，抽采瓦斯的浓度自然较低。

图表 4 2010 年 11、12 及 21 采区的抽采瓦斯浓度比较



不过，以 11 采区在 2010 年 10 月 17 到 12 月 12，这两个月间的瓦斯监测数据为例，可以看出从抽放系统出来的瓦斯浓度，明显低于各个抽放点的瓦斯浓度，这意味着，对各抽放点加以检查并积极维护好瓦斯抽采管理系统，应该可以显著提高抽放瓦斯的浓度。

表格 12 11 采区 2010-10-17 至 2010-12-12 间的瓦斯浓度监测数据

	2010-1 2-12	2010-12 -5	2010-1 1-28	2010-1 1-21	2010-1 1-14	2010-1 1-7	2010-1 0-31	2010-1 0-24	2010-1 0-17
检测地点	浓度 (%)	浓度 (%)	浓度 (%)	浓度 (%)	浓度 (%)	浓度 (%)	浓度 (%)	浓度 (%)	浓度 (%)
11 采区泵房高负压	4	4	3	4	4	4	4	3	3
113 石门(闭)	29	29	21	26	30	25	26	9	3
11031 回风顺槽(闭)	21	21	5	25	25	29	29	25	38
11031 运输顺槽(闭)	11	12	4	19	18	18	19	11	14
1640 大巷穿层抽放	25	25	20	27	33	34	32	22	49
111 老石门闭前	2	7	5	7	11	11	11	8	12
11033 回风顺槽	9	9	20	11	7	8	9	11	10
11033 运输顺槽	4	4	3	3	3	3	3	4	3

从各抽采点抽放的瓦斯纯量判断，煤矿可以结合统计监测表格，定期对抽采纯量小、浓度低的点进行检查。必要时，在不影响煤矿安全生产的情况下，暂时关闭对某些抽采点的抽采。

表格 13 11 采区 2010-10-17 至 2010-12-12 间的瓦斯纯量监测数据

	2010-1 2-12	2010-1 2-5	2010-1 1-28	2010-1 1-21	2010-1 1-14	2010-1 1-7	2010-1 0-31	2010-1 0-24	2010-1 0-17
检测地点	纯流量 (m ³ /m in)	纯流量 (m ³ /m in)	纯流量 (m ³ /m in)	纯流量 (m ³ /m in)	纯流量 (m ³ /m in)	纯流量 (m ³ /m in)	纯流量 (m ³ /m in)	纯流量 (m ³ /m in)	纯流量 (m ³ /m in)
11 采区泵房高负压	5.53	5.72	4.30	5.72	6.29	6.19	6.08	4.57	4.49
113 石门(闭)	2.00	2.00	1.05	1.81	2.07	1.75	1.81	0.65	0.72
11031 回风顺槽(闭)	0.30	0.30	0.04	0.30	0.30	0.35	0.35	0.17	0.36
11031 运输顺槽(闭)	0.32	0.34	0.12	0.53	0.51	0.51	0.53	0.31	0.32
1640 大巷穿层抽放	0.99	1.01	0.77	1.21	1.46	1.50	1.42	1.37	1.38
111 老石门闭前	0.03	0.11	0.04	0.11	0.18	0.18	0.18	0.06	0.19
11033 回风顺	0.83	0.83	0.53	1.02	0.74	0.84	0.94	0.99	1.04

槽									
11033 运输顺槽	0.89	0.89	1.75	0.66	0.67	0.67	0.67	0.93	0.63

3.3. 瓦斯利用现状

目前,中岭煤矿分别在三个采区的抽风井口建立了瓦斯发电站。11采区安装了4台,每一台均为500KW,但因抽放系统存在问题而停止发电;12采区安装6台,每一台均为500KW,6台均正常运行,但瓦斯量还有约30%未被利用;21采区安装了5台,每一台均为500KW,5台均正常运行,但约有50%的瓦斯未被利用。

2009年,中岭煤矿瓦斯发电自用月利用量(折100%甲烷)达46.99万标立方米,月抽采量为229.4万标立方米。但中岭煤矿瓦斯的平均利用率只有20.48%,多余的瓦斯大都排放进入大气,因此瓦斯资源还大有潜力可供挖掘。尤其是12采区,可利用的瓦斯排放量较大。

4. 贵州经济与能源市场

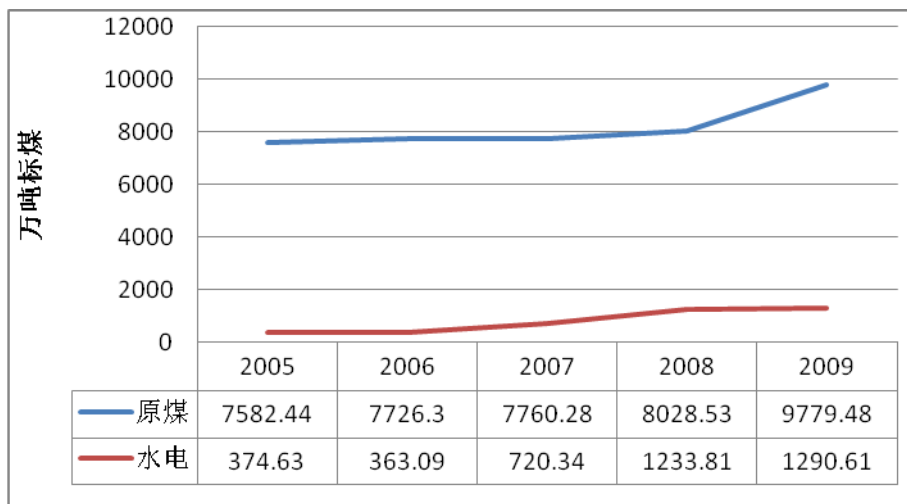
4.1 贵州能源生产和消费

本章节简要介绍贵州的能源生产和消费情况,重点为贵州的煤炭、天然气、电力市场,其目的是为煤矿瓦斯的利用方式提供一个讨论的背景。本章节的详细内容请参考本项目的总报告。

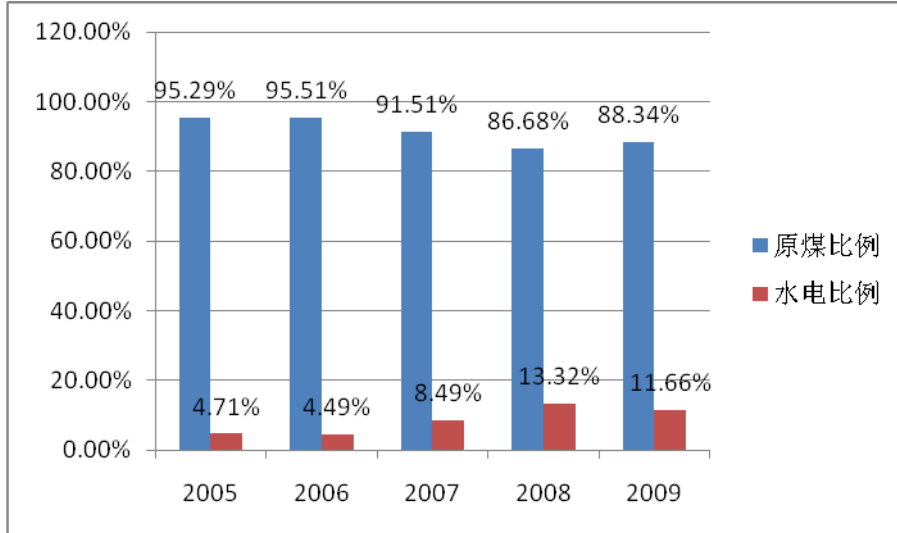
4.1.1 能源生产

煤炭是贵州最主要的能源种类,在2005至2009年期间,在能源生产中所占比例均在85%以上(见图5和图6)。

图表 5 贵州省 2005~2009 能源生产量构成图



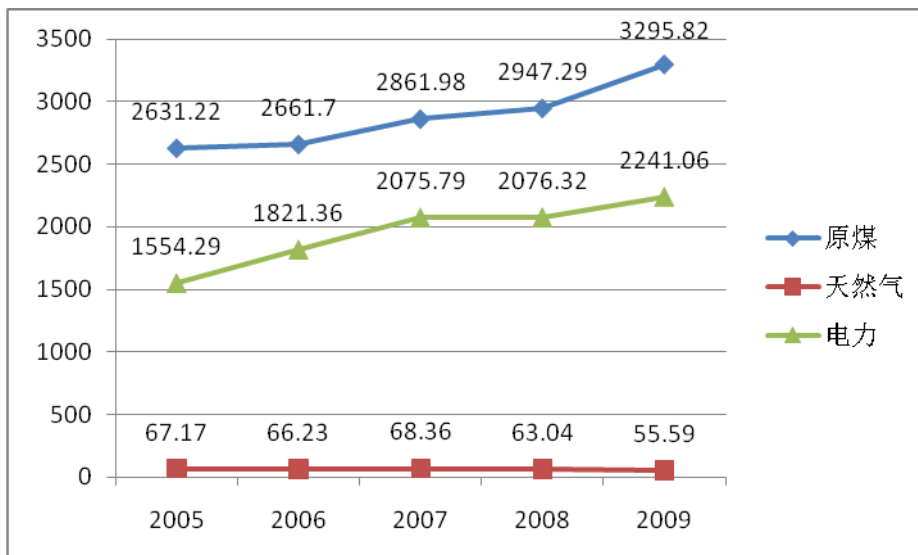
图表 6 贵州省能源生产量构成比例示意图



4.1.2 能源消费

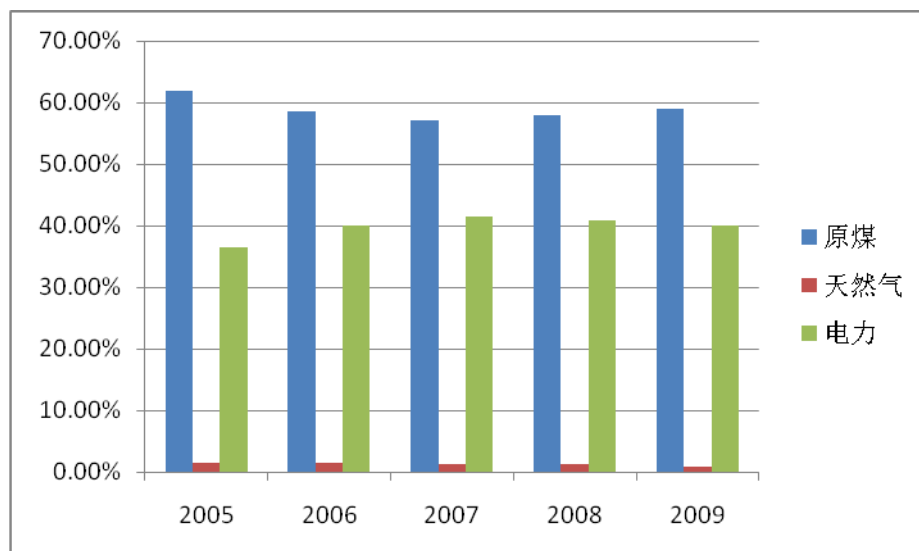
根据《中国统计年鉴 2009》，煤炭占中国能源消费总量的 68.7%，以煤为主的能源消费结构难以根本改变，对产煤大省贵州而言，这一特点尤为明显。根据《贵州统计年鉴 2010》，2005 年~2009 年期间全省煤炭消费占能源终端消费总量 55%以上（见图 7 及 8）。

图表 7 贵州省能源终端消费构成图（万吨标煤）



贵州省能源终端消费构成图（万吨标煤）

图表 8 贵州省能源终端消费构成比例示意图



贵州省能源终端消费构成比例示意图

从上图可见,煤炭是贵州省主体能源,以后较长时期内以煤为主的能源格局不会改变,煤炭需求还将持续增长。

4.2 贵州煤炭市场概览

4.2.1 贵州省煤炭消费及需求预测

根据贵州统计年鉴提供的数据,2009 年全省煤炭消费总量为 13100 万 t,其中电力行业所占比重最大,为 35.5%。各行业煤炭消费所占比例可见图 9。根据各行业发展规划,预测“十二五”期间各行业能源消费情况详见表 14。

图 9 贵州省 2009 年各行业能源消费比例示意图³

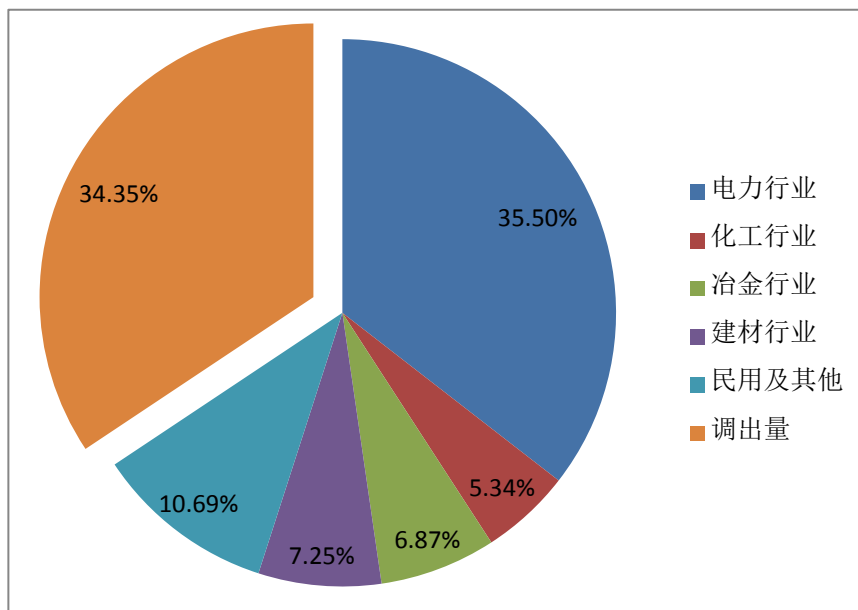


表 14 “十二五”贵州省煤炭需求量预测表 (单位: 万吨)

煤炭消费量	“十一 五”	“十二五”(规划)					展望
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
1、电力行业	4820	5540	6490	7140	8580	9910	12400
2、化工行业	1610	1650	1800	2200	2500	3230	4830
3、冶金行业	1050	1160	1250	1500	1650	1900	2100
4、建材行业	1000	1000	1050	1050	1100	1100	1100
5、民用及其它	1500	1380	1360	1300	1200	1100	1100
省内需求合计	9980	10730	11950	13190	15030	17240	21530
6、调出量*	3500	4000	4000	4000	4000	4000	4000
煤炭需求总计	13480	14730	15950	17190	19030	21240	25530

*调出量中含焦炭产品调出所折合的原煤调出量

综合以上图表分析可得出如下结论:

(1) 电煤仍是未来煤炭需求增长的重要因素; 新型煤化工发展是未来煤炭需求重要的增长点。

(2) 煤炭需求预测考虑了技术进步带来的节能因素, 但留有一定余地, 如节能达到预期效果, 需求量将会有所减少。

³ 调出量是指输出到外省(区、市)的煤炭量。贵州省周边地区(重庆、四川、云南、广东、广西、海南、云南、湖北、湖南等)多为煤炭资源贫乏的调入地区, 由贵州省调入比“北煤南运”可节省相当可观的运输费用。

4.2.2 贵州煤炭供需平衡分析

贵州省现有矿井生产能力及产量预测可见表 15，煤炭供需平衡可见表 16。从表 4 可以看出，在十一五期间和末期，年产量低于 30 万吨的煤矿是主流煤矿，是主要的煤炭生产矿井；经过十二五的调整到 2015 年，年产量大于 30 万吨的煤矿将成为主流煤矿，年产量低于 30 万吨的煤矿产能大幅降低。从表 16 中可以看出，按照现有在籍矿井及截止 2009 年底在建煤矿的产量安排，2009 年供需基本保证平衡，“十二五”末（2015 年）供需平衡差为-3007 万 t；“十三五”末（2020 年）供需平衡差为-8677 万 t，煤炭供需在此期间呈现进一步扩大的趋势，需求大幅增加。

表格 15 贵州省现有煤炭生产能力及产量预测

项目		数量（对）	生产能力 （万 t/a）	产量（万 t）			
				2009	2010	2015	2020
现有煤矿		1738	29347	13691	15363	18233	16853
其中	≥ 30 万 t/a	234	11798	3155	4493	14155	14590
	< 30 万 t/a	1504	17549	10536	10870	4078	2263

表格 16 贵州省煤炭供需平衡现状及预测

项 目		2009	2010	2015	2020
煤炭需求量（万吨）		13100	13480	21240	25530
煤 炭 供 给 量（万 吨）	现有煤矿	13691	14875	9405	7395
	在建矿井（截止 2009）		488	8828	9458
	合计	13691	15363	18233	16853
供需平衡差（万吨）		+591	+1883	-3007	-8677

4.2.3 中岭煤矿的区域煤炭市场

中岭煤矿的煤炭主要供给位于纳雍县的纳雍电厂一厂，该电厂距煤矿约 8.5 公里，装机容量 120 万千瓦（4 x 300MW），年消耗无烟煤 300 万吨，2004 年建成投产。距离一厂 9 公里是纳雍电厂二厂，装机容量 120 万千瓦（4 x 300MW），2006 年建成投产，年消耗电煤 300 万吨。中岭煤矿即是“西电东送”项目下“大煤保大电”的配套煤矿，煤炭通过卡车运输到电厂。目前纳雍电厂正在建设一个煤炭皮带运输系统，预计 2011 年底建成后能将煤炭直接从中岭煤矿运输到纳雍电厂一厂。

从当地的电厂需求来看，中岭煤矿的煤炭不存在煤炭销售市场的问题，价格将是主要的市场因素。目前中岭煤矿的煤炭以大约 300 元/吨的价格稳定销售给纳雍电厂。这一价格对煤矿而言是偏低的，但电煤的价格往往取决于当地政府的调控，煤矿的议价能力较弱。因此在这些地方电厂稳定生产的情况下，中岭煤矿也将会稳定出煤供给电厂。

4.3 贵州燃气市场

4.3.1 燃气消费

截至到 2009 年, 全省城市燃气供应量为: 焦炉煤气 3.0 亿 m³/年, 天然气 (不含赤天化化肥生产用气) 5000 万 m³/年, 液化石油气 8.2 万吨/年。全省用气人口共计 358 万人 (贵州省总人口约 4000 万), 其中液化石油气占 47.49%, 人工煤气占 49.38%, 天然气占 3.13%。具体数据详见表 17。

表格 17 2009 年贵州省用气人口表

序号	气源	气化城市	气化人口 (万人)	所占比例
1	人工煤气		176.78	49.38%
1.1	焦炉煤气	贵阳	149.8	
		清镇	10.5	
		六盘水	16.2	
2	天然气		11.17	3.13%
2.1	天然气	贵阳	1.1	
		遵义	2.1	
		遵义县	0.13	
		安顺	0.06	
		都匀	0.06	
		仁怀	0.1	
		兴义	0.07	
		毕节	0.28	
		凯里	0.3	

		赤水	2.07	
2.2	矿井气	六枝	4.9	
3	液化石油气		169.97	47.49%
3.1	钢瓶 LPG	全省	167.76	
3.2	管道 LPG	铜仁	0.14	
		惠水	0.11	
		黔西	0.42	
		瓮安	0.21	
		遵义	1.05	
		湄潭	0.28	
合计			357.97	100%

4.3.2 燃气需求预测

贵州燃气市场的主要需求构成如下：

1. 城镇居民生活燃气需求：主要为居民炊事和生活用水加热，是优先安排和保证连续稳定供气的对象。天然气价格低廉、热值高、安全和环保性能好，是民用燃气的首选燃料。十二五期间居民耗气定额为 $500 \times 4.18 \text{MJ}/\text{人} \cdot \text{年}$ (即 $2090 \text{MJ}/\text{人} \cdot \text{年}$)。
2. 商业、公建用户燃气需求：包括城乡居民区配套的公共建筑设施（如宾馆、学校等）、机关、科研机构等的生产经营及生活用气。
3. 工业用户燃气需求：这包括用燃气代替燃煤，用于工厂采暖和生产用锅炉以及热电厂锅炉的燃料替代，工艺生产（如烟叶烘干、陶瓷生产等）所需的热能供应，和作为化工燃料的燃气需求（如以甲烷为原料生产化工产品）。
4. 燃气汽车用户需求：在“十二五”期间，贵州省燃气集团在考虑了城市规模等因素后，重点考虑和规划了燃气汽车用户（贵州省贵阳市、遵义市等其他 7 个地州

市中心城市)的发展量。

表格 18 贵州“十二五”期间燃气用气量需求预测

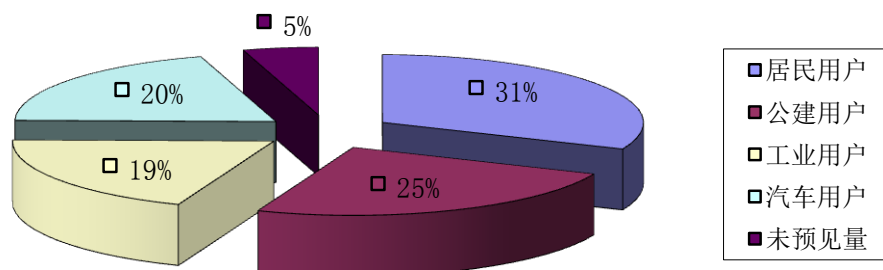
全省各类燃气用户用气量 (亿立方米/年)										
	民用		公建		工业		汽车		各类用户总和	
地区	2011	2015	2011	2015	2011	2015	2011	2015	2011	2015
贵阳	0.85	1.31	0.68	1.96	2.95	13.04	0.58	0.77	12.8	65.38
毕节	0.47	0.74	0.38	0.6	0	2.94	0.01	0.01		
其他地区	3.03	4.93	2.42	5.24	0	32.19	1.43	1.65		
合计	4.35	6.98	3.48	7.8	2.95	48.17	2.02	2.43		

注：本表中贵阳和毕节两个地区单列，是因为它们是距离中岭煤矿最近的供气区。

该表显示，在此其间工业和民用燃气需求的增长将尤为强劲。详见下图。

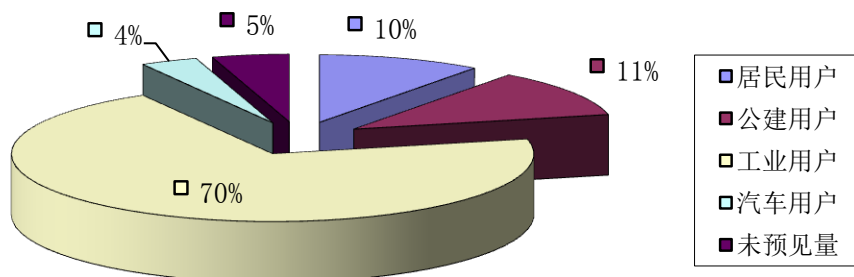
图表 10 2011 年贵州省用气量预测分析图

2011年贵州省用气量预测分析图 图3.4-1



图表 11 2015 年贵州省用气量预测分析图

2015年贵州省用气量预测分析图 图3.4-2



而汽车用气量从 2011 年到 2015 年的增长很小。其原因可能是：由于贵州缺乏天然气资源，因此规划是按照贵州天然气公司能够确保提供的量来设计。由于汽车燃气不是供气重点，因此在气源有限的情况下，会优先考虑供应重点领域，比如民用、工业等。这并不意味着汽车燃气没有市场，相反，是有限的资源限制了市场的大小。

贵州省汽车用气量的预测见表 19。

表格 19 贵州省汽车用户用气量预测表

城市	类型	汽车数量（辆）			单台用气量（立方米/天）	用气量（亿立方米/年）	
		2007	2011	2015		2011	2015
贵阳	公交车	2273	2903	3484	55	0.58	0.70
	出租车	3069	4351	5221	30	0.48	0.57
遵义	公交车	408	490	588	55	0.10	0.12
	出租车	1040	1248	1498	30	0.14	0.16
安顺	公交车	255	306	367	55	0.06	0.07
	出租车	479	575	690	30	0.06	0.08
都匀	公交车	300	360	432	55	0.07	0.09
	出租车	268	322	386	30	0.04	0.04
六盘水	公交车	151	181	217	55	0.04	0.04
	出租车	912	1094	1313	30	0.12	0.14
凯里	公交车	205	246	295	55	0.05	0.06
	出租车	489	587	704	30	0.06	0.08
兴义	公交车	110	132	158	55	0.03	0.03
	出租车	510	612	734	30	0.07	0.08
毕节	公交车	50	60	72	55	0.01	0.01
	出租车	321	385	462	30	0.04	0.05
铜仁	公交车	87	104	125	55	0.02	0.03
	出租车	430	516	619	30	0.06	0.07
合计		11357	14472	17366		2.02	2.43

4.3.3 燃气供应

根据贵州燃气集团的规划，天然气将成为贵州燃气的重要来源之一，天然气将来自“中缅油气长输管道”（预计 2013 年向贵州供气）以及“中卫-贵阳输气管道”（预计 2012 年向贵州供气）。预计 2015 年贵州省长输管道天然气供应量达到 17.5 亿立方米。另外，贵州省天然气公司、中石油、其它企业在贵州供应的液化天然气量每年约有 3.76 亿立方米，压缩天然气量每年约有 0.11 亿立方米。其它燃气来源包括人工煤气、液化石油气等。

预计 2015 年的气源供应总量仅 21.37 亿立方米，而全省燃气的需求量预计为 65.38 亿立方米，存在巨大缺口。煤矿瓦斯如果能提纯制成 CNG/LNG，必能在一定区域内作为天

燃气的重要补充气源，如果价格有竞争力，贵州本身就成为一个巨大的市场。

4.4 电力市场

4.4.1 贵州电力市场现状

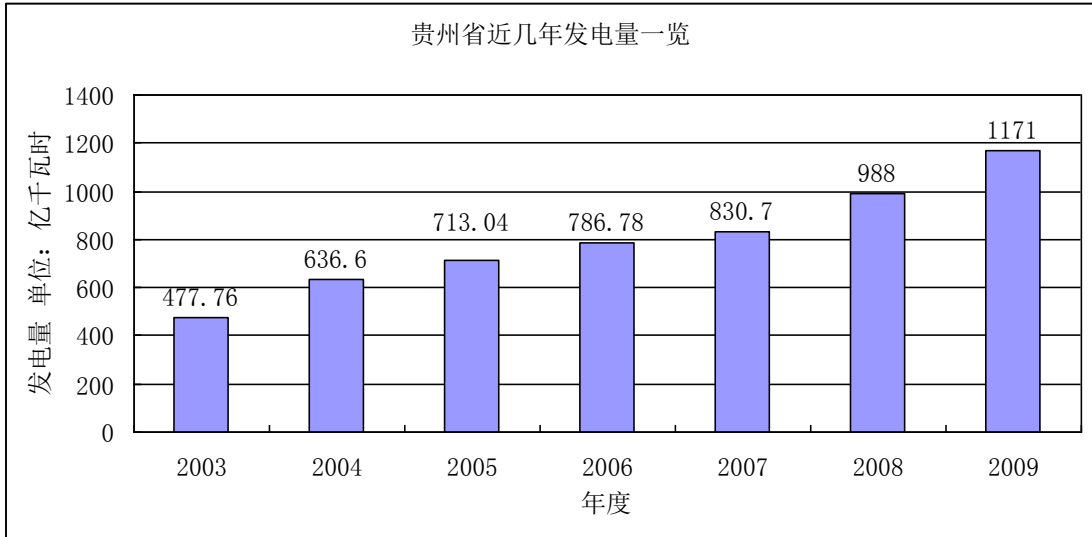
截止 2010 年末，贵州电网统调发电装机总容量 2731.6 万千瓦，其中水电装机 1017.6 万千瓦，占总装机的 37%，火电装机 1714 万千瓦，占总装机的 63%。见表 20。

表格 20 贵州电网统调机组装机容量情况表（单位：万千瓦）

火电厂名称	装机容量	水电厂名称	装机容量
安顺电厂	120	大花水电厂	20
毕节热电厂	30	东风电厂	69.5
大方电厂	120	董菁电站	88
大龙电厂	60	格里桥电站	15
发耳电厂	240	枸皮滩电厂	300
贵阳电厂	40	光照电站	104
金沙电厂	50	红枫电厂	26.7
纳雍二电厂	120	洪家渡电厂	60
纳雍一电厂	120	普定电站	8.4
盘南电厂	240	思林电站	105
盘县电厂	60	索风营电厂	60
黔北电厂	120	乌江电厂	125
黔西电厂	120	引子渡电厂	36
清镇电厂	40	小计	1017.6
习水电厂	54		
鸭溪电厂	120		
野马寨电厂	60		
小计	1714		
共计	2731.6		

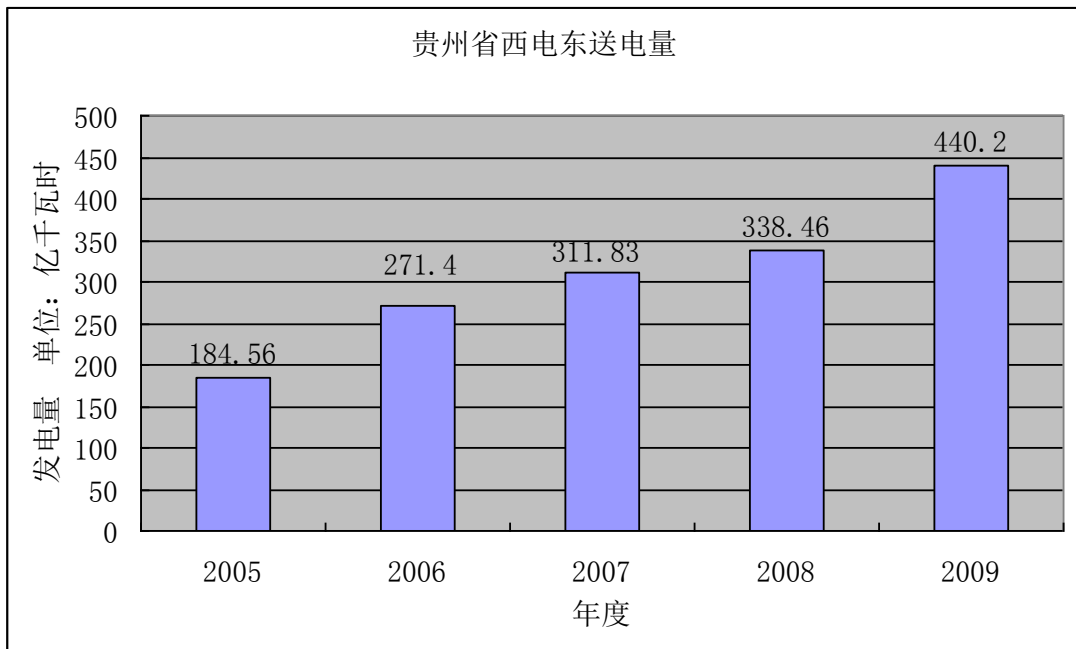
贵州省近年来的发电量见图 12：（数据来源：《贵州年鉴》）

图表 12 贵州省近几年发电量一览



作为“西电东送”的重要省份，贵州近年来的送电量见图 13。

图表 13 贵州省西电东送电量



4.4.2 贵州电力市场预测

近年来，随着贵州地方经济的持续、快速发展，对电力的需求持续旺盛，迫切需新建或扩建一批能源综合利用发电项目，以缓解本地区的供用电矛盾。拉动电力需求的因素除了省域经济继续保持上升态势，还有随着城镇化发展和城乡居民生活水平不断提高，居民消费结构的升级。虽然科技进步、环境保护及节能降耗对火电需求有抑制作用，但能源、原材料、重化工业在贵州省经济发展中的比重还将加大，因此预测全省电力需求呈上升趋势。另外，预计在“十二五”期间，南方电网其他省区能源需求也将拉动贵州电力需求（见下图）。

图表 14 贵州省电力需求预测



4.4.3 贵州电力调度和定价

贵州地区为南方电网所覆盖。中国南方电网有限责任公司于 2002 年 12 月 29 日正式挂牌成立并开始运作，为五大国家区域电网之一。公司经营范围为广东省、广西省、云南省、贵州省和海南省五省（区），负责投资、建设和经营管理南方区域电网，经营相关的输配电业务。

中国目前的电价体系（包括销售电价和发电厂的上网电价），原则上是以省级电网为单位，按网核价，一省制定一个价位。由发改委核定并发布，电网企业、发电企业、用户严格遵照执行。目前贵州火电上网电价基本为 0.3131 元/千瓦时，水电上网电价为 0.2374-0.277 元/千瓦时。电网的电力销售价格根据用户有所不同，工业用户如煤矿的平均电价约为 0.53-0.7 元/千瓦时之间，价格的变化和实际用电量有关，用的电量越大，电价越便宜。

4.4.4 煤矿瓦斯发电厂的市场潜力

从上文可见，贵州进入电网调度的电厂都是大型火电或者水电，由于贵州煤矿瓦斯量的限制，实现大规模瓦斯发电上网的可能性非常小。因此，从供电量到供电的稳定性来说，电网公司肯定是倾向于购买大型火电或者水电站的电力。但为了促进煤矿瓦斯的利用，中国政府制定了鼓励瓦斯发电以及上网的优惠政策：瓦斯电厂所发电量原则上应优先在本矿区内自发自用；需要上网的富余电量，电网企业不仅要优先安排上网销售，还须为接入系统提供各种便利条件，投资建设电网至公共联结点的工程；瓦斯发电上网电价按照生物质发电上网价格结算，每度电在 2005 年脱硫标杆电价的基础上补贴 0.25 元。

如果按照这个政策执行，瓦斯电厂的经济效益是很可观的，煤矿会有足够的积极性来充分利用瓦斯发电。但是很遗憾，目前已知贵州仅有一个瓦斯电厂（盘县红果煤矿瓦斯发电厂）获得了贵州省物价局对其发电上网电价的核准，电价为 0.517 元/千瓦时（黔价格[2010]48 号）。其余瓦斯电站在设计之初就仅以满足煤矿自用电为目的，并没有考虑发电上网。这个实际情况造成煤矿有大量富余瓦斯不能得到充分利用。造成这个现象的主要原因如下：

- 国家发改委文件（发改能源〔2007〕71 号）中规定：高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分，通过提高煤层气（煤矿瓦斯）电厂所在省级电网销售电价解决，但迄今为止贵州省仍未出台相应的提价补贴办法，销售电量中附加的可再生能源电价附加费已上交国家，目前煤层气发电上网电价和销售电价的倒挂差额部分由身为企业的贵州电网公司承担，而这显然不是长久之计，而且会影响贵州电网公司对煤层气上网发电的积极主动性。
- 煤层气发电上网的手续需要到发改委、电监办、规划局、物价局、环保局、国土局、供电局等较多部门，手续较为复杂，煤矿企业存在畏难心理。
- 目前全省整体和各煤矿企业缺乏煤层气综合利用规划，已有煤层气电厂均为煤矿企业自行建设，没有归口管理部门统一管理。特别是地方小煤矿，虽然部分煤矿有建设意愿，但对煤层气发电的基本状况及自身煤矿瓦斯基本情况不了解，未开展煤层气发电、上网相关工作。
- 部分煤层气发电企业建设未按正常渠道办理核准手续，未按国家基本建设程序完成可行、向政府报批、向供电企业并网申请、签订意向性并网协议、设计、接入电网设计审查、合规施工、验收等工作，电网企业难以及时掌握其生产运行实际情况，导致延误或影响发电企业及时接入。
- 部分煤层气发电企业受气源总量和采集手段的限制，瓦斯浓度稳定性差，造成发电机组运行不稳定，机组启停频繁，运行可靠性差，给煤矿的安全生产及电网的安全稳定运行带来较大隐患，给电网的正常运行和调度管理增加难度。

根据对中岭煤矿管理层的访谈，瓦斯发电项目由群联实业公司来实施，瓦斯无偿提供给群联公司，发电后再销售给煤矿。这是中岭母公司水城矿业（集团）公司的安排。在这种安排下，群联公司也会受到上述因素的影响，限制其积极性增加发电机组来充分利用多余的瓦斯。要通过发电方式充分利用中岭煤矿的瓦斯资源，必须实现发电上网。

5. 瓦斯利用的技术方案

煤矿瓦斯的主要成分是甲烷，其热值与天然气相当⁴，可以与天然气混输混用。而且，瓦斯燃烧后几乎不产生任何废气，是既清洁、又便宜的工业、化工、发电和居民生活燃料。煤矿瓦斯的热值决定其潜在的利用价值，而热值跟甲烷(CH₄)含量有关，即煤矿瓦斯的利用方式很大程度上取决于瓦斯浓度。

5.1 利用方式的选择

煤矿瓦斯利用方式的评估，不仅要考虑抽采瓦斯所含甲烷的浓度和稳定性等化学、物理特征，还要考虑该利用方式所处的社会、经济环境的影响，并无普适的标准。应基于气源分析，综合考虑当地的资源开采条件、市场环境和法律法规等，因地制宜地选择最适宜的利用方式。

在国际上，由于气源禀赋和运营环境上存在国别差异，业内对某些瓦斯利用方式的经济、安全性的看法不尽相同。比如，甲烷市场化合作计划《有效抽采及利用煤矿区煤层气最佳实施方案指南》（下称《方案指南》）将瓦斯利用项目分为中/高浓度（30%-100%）和低浓度（< 30%）两类；认为低浓度瓦斯，由于其在输送过程中存在爆炸风险，只能销毁或提纯为高浓度瓦斯后方可加以利用。

在我国 60%以上的瓦斯是含甲烷 25%以下的低浓度瓦斯。针对这一国情，我国开发出的低浓度瓦斯发电技术，为越来越多的煤矿企业采用，其经济、安全性也为实践所证明；中国政府发布了低浓度瓦斯利用的安全标准，实质上认可了这种利用方式。

《方案指南》对全球 240 个正在运营中或尚在建设、规划中的瓦斯利用项目做了考察，归纳出甲烷浓度在 30%-100%的煤矿瓦斯的潜在用途包括：1) 作为炼钢炉、窑炉和锅炉的燃料；2) 作为内燃机或汽轮机发电的燃料；3) 注入天然气管道，作为燃气配送；4) 作为生产化肥的原料；5) 加工转化为 LNG 或 CNG 后用作汽车燃料。从数量看，这些项目以发电、天然气管道和锅炉方面的应用居多。此外，《方案指南》还分析了碳信用额度或其他环境商品对某些瓦斯利用方式的促进作用。

该指南对中/高浓度瓦斯的各種潜在的利用方式列表做了比较，并对低浓度瓦斯（包括风排瓦斯）的提纯和销毁（而非利用）方式做了说明（参见总报告 4.4 节）。

表格 21 煤矿瓦斯利用方式的比较

用途	应用	优点	缺点
发电	瓦斯发电机发电，煤矿自用或上网	<ul style="list-style-type: none">• 已验证的技术• 废热回收，为矿区供暖、矿工澡堂及	<ul style="list-style-type: none">• 容易受影响和遇到输出波动的问题；不利于上网；

⁴ 具体说，每标方煤矿瓦斯的热值相当于 1.13kg 汽油、1.21kg 标准煤，相当于 9.5 度电、1 升柴油、接近 0.8kg 液化石油气、1.1~1.2 升汽油。

用途	应用	优点	缺点
		矿井供暖和冷却提供热能	<ul style="list-style-type: none"> 例行检修要求煤矿提高重视 项目初始阶段投资巨大
高浓度管道瓦斯	提纯，生产高浓度瓦斯	<ol style="list-style-type: none"> 1) 相当于天然气 2) 定价高的区域可获利 3) 对有良好的管道基础设施的地方是很好的选择 	<ul style="list-style-type: none"> 管道净化标准高，净化成本较高 只可用高质量的预抽采或处理过的煤矿瓦斯 需要合理的管道准入
中等浓度民用燃气或工业用气	浓度大于 30%的甲烷可用作民用燃气、区域供暖和工业锅炉等气	<ul style="list-style-type: none"> 燃料成本低 区域效益 对净化要求不高 	<ul style="list-style-type: none"> 输送系统和检修成本高 浓度和供应量有所波动 项目经营者应对高峰需求的投入高
化工原料	高浓度瓦斯用于制造炭黑、甲醛、合成燃料和二甲醚（DME）	<ul style="list-style-type: none"> 对多余的高浓度瓦斯进行利用 	<ul style="list-style-type: none"> 加工成本高 产生碳排放时不纳入清洁发展机制
煤矿自用	用于矿工宿舍的供暖、供气、锅炉和烘干煤粉	<ul style="list-style-type: none"> 代替煤使用 干净，能源成本低 	<ul style="list-style-type: none"> 矿区内利用要比矿区外更经济
汽车燃料	对预抽的高浓度瓦斯和煤层气进行提纯，生产 CNG 和 LNG	<ul style="list-style-type: none"> 滞留的甲烷进入市场 车辆燃料价格高 	<ul style="list-style-type: none"> 加工、仓储、处理和运输成本高 提纯标准高
火炬燃烧	甲烷摧毁，无应用	<ul style="list-style-type: none"> 减排效率高干净 无能源消耗 	<ul style="list-style-type: none"> 甲烷浓度须在 25% 以上 有初始投资，但无经济回报
风排瓦斯氧化销毁	甲烷销毁，无应用	<ul style="list-style-type: none"> 有余热利用 	<ul style="list-style-type: none"> 投资成本高

注：如果项目能够达到规定标准，那么这些项目就符合获得碳信用、新能源信用或固定收购价格的资格。

5.1.1 瓦斯利用和减排的技术方案：中国的探索和实践

我国于上世纪 80 年代末和 90 年代初比较系统地开展煤矿瓦斯利用探索始，当时国家利用节能投资资金，建设了 56 项煤矿瓦斯利用项目，将抽放的瓦斯用于居民燃气、生产炭黑和甲醛等化工原料。近年来，低浓度瓦斯发电日益受到关注。但总地来说，我国的瓦斯利用方式相对局限，目前利用率还不到 30%，大有潜力可挖。

需要说明的是，抽放瓦斯浓度偏低既可能是缘于煤层气的自然禀赋，也可能是缘于错误的抽放方法或采用了不适当的抽放系统安装标准。后者不仅会导致抽采率低，还会掺混过多空气，稀释甲烷浓度。低浓度瓦斯利用的最大挑战是如何防范在输送和利用浓度接近爆炸极限的瓦斯气时的爆炸风险。

我国原有的《煤矿安全规程》第 148 条⁵规定当瓦斯浓度达到 30%以上时才可被利用。但于 2009 年 12 月 14 日通过、2010 年 3 月 1 日起施行的国家安全生产监督管理总局第 29 号令《关于修改〈煤矿安全规程〉部分条款的决定》⁶ 中对此做了重新解释：“抽采的瓦斯浓度低于 30%时，不得直接燃烧；用于内燃机发电或作其他用途时，瓦斯的利用、输送必须按有关标准的规定，并制定相关技术措施”。这肯定了在按照相关标准及规定制定相应的技术措施后，低浓度瓦斯可以被利用。

下面就我国已有运用或正在研发的不同瓦斯利用方式做扼要介绍，并分别考虑其对高、低浓度瓦斯的适用性。低浓度瓦斯摧毁方式不在我们的讨论范围之内，这是因为：按照现行《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准暂行》建议⁷，只有高浓度瓦斯（>30%）方可采取焚烧方式处理；另一方面，风排瓦斯利用技术虽然已经成熟，但由于风排瓦斯的摧毁并不产生直接的经济收益，而是完全依靠碳减排信用，因此在 2012 年《京都议定书》到期之后碳减排信用市场前景不清的情况下，不管是煤矿还是投资者都对风排瓦斯摧毁项目持相当谨慎态度。目前的现状是绝大多数中国煤矿都直接排放风排瓦斯，因此本研究将风排瓦斯摧毁不列入研究范围。

前文的有关章节已对瓦斯发电和制气这两种利用途径的运营和市场环境做了分析，这里侧重介绍这两种利用方式的工艺流程和技术配置。

煤矿瓦斯发电

目前瓦斯发电的主流技术是使用燃气内燃机组发电。在中国，可以根据使用的瓦斯浓度区分为两大类型：低浓度瓦斯发电（使用浓度低于 30%的瓦斯，通常是 10%左右）和高浓度瓦斯发电（使用浓度 30%或以上的瓦斯），前者使用国内制造的发电机组，后者主要使用进口机组。

低浓度瓦斯利用技术长期以来一直存在争议，焦点是其安全性问题。2010 年中国国家安全监督管理总局颁布了煤矿用非金属瓦斯输送管材安全技术条件、瓦斯管道输送自动阻爆装置技术条件、煤矿低浓度瓦斯管道输送安全保障系统设计规范、煤矿低浓度瓦斯与细水雾混合安全输送装备技术规范等 10 项低浓度瓦斯输送和利用安全生产行业标准，自 2010 年 7 月 1 日起施行。即中国政府认可了低浓度瓦斯利用这一技术。

在贵州，国有大中型煤矿和部分乡镇煤矿主要采用低浓度瓦斯发电技术和设备，瓦斯发电的效率一般较低，如国产发电机的发电效率一般折合每立方米纯甲烷发电量为 2.5 度左右。如采用高浓度瓦斯发电，一般会选用进口发电机组，其发电效率较高，能达到 4 度左右，但价格昂贵，对气源的要求也较高。

⁵ http://www.chinasafety.gov.cn/files/2004-12/09/F_42cd456f6a924f7f8d36815edaa3e531.pdf

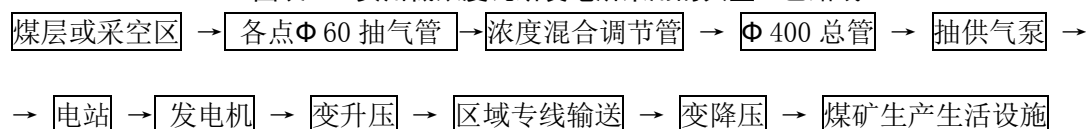
⁶ http://www.chinacoal-safety.gov.cn/Contents/Channel_5351/2010/0126/83596/content_83596.htm

⁷ 见 <http://www.ep.net.cn/ut/bz/2008/gb21522.pdf>

按国家相关规定，煤矿只要满足以下条件即可开展低浓度瓦斯发电：首先，按国家煤矿安全管理部门的要求安装了瓦斯抽放系统，并且瓦斯抽放系统须正常运行；其次，瓦斯抽放系统纯瓦斯抽放量在 100 万 m³/年左右，瓦斯浓度在 6-25%之间。建设瓦斯电站可实现“以利用促抽采、以抽采促安全”的煤矿良性循环发展。其发电原理简单，国产设备的投资相对低廉，目前在我国是主要的瓦斯利用方式⁸。

瓦斯发电是目前贵州省瓦斯利用的主要方式，普遍采用以下工艺路线：

图表 15 贵州低浓度瓦斯发电所采用的典型工艺路线



瓦斯提纯、压缩、液化

A. CNG 还是 LNG

煤层气作为替代燃料规模化利用面临的两大瓶颈：首先，煤层气气井的分布具有“偏、散、小”的特点⁹，且气态煤层气体积庞大，远距、大面积铺设输气管网（如“西气东输”）耗资巨大。同时，一定体积的气态煤层气质量很小，释放的能量不足以支持大能耗的工业生产需求。在煤层气田附近建化工厂或大型瓦斯发电厂，不仅投资大，而且需要长期稳定的大产量气源；小型瓦斯发电厂又很难并网，这些利用途径均无法实现能源远距离输送。

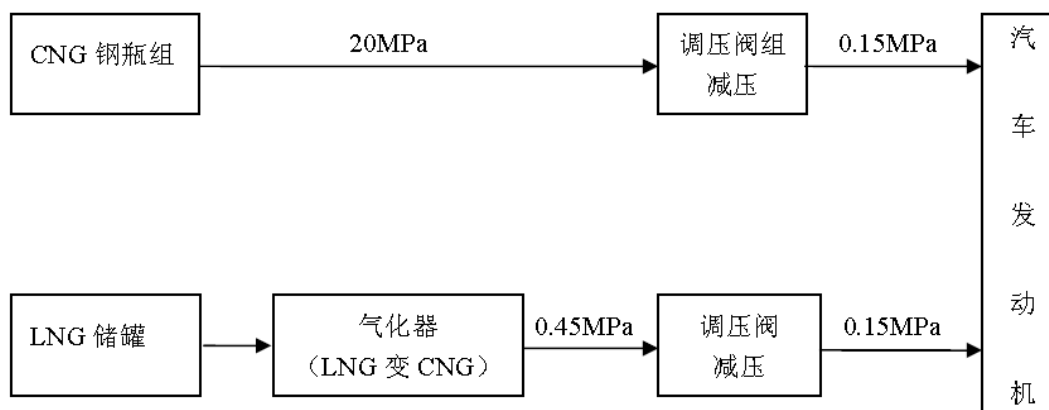
对于不通燃气管道的地区，与常规天然气相同，可采用非管道运输方式。一种方式是液化煤层气(LNG)，既在常压下将煤层气冷冻到-162℃左右，使其变为液态，再将液化气通过铁路或公路用低温容器运输到各个城镇的 LNG 卫星站。另一种方式是将煤层气净化压缩，由此制备的压缩煤层气(CNG)装在高压钢瓶中，在常温下车载运送到各个城镇的 CNG 加气站。

与 CNG、LNG 的生产和配送过程类似，虽然煤层气加工成 CNG 和 LNG 的过程、产品存在形态、加注和储存的方式、供气系统各异，但它们都需要先经过调压阀减压后，以气态方式提供给使用终端（见下图）。

⁸ 据统计，2008 年我国瓦斯发电装机容量已达到 710MW，其中 64%采用国产机组。

⁹ 具体说，“偏”指气源远离大型工业区、远离大城市居民区；“散”指气井大面积分布、不集中、气源形不成规模；“小”指单井产量不够大，储量有限，可开采期短。

图表 16 CNG/CNG, LNG/LNG 汽车燃料供应系统图示



采用这上述两种供气方式一般要满足以下基本条件：第一，抽放的瓦斯甲烷浓度高、气量充足；第二，有相对便捷的交通设施以保证罐车运输；第三，供气区域建有储罐以满足峰值需求、缓解瓦斯抽采中断时的供应不足；第四，供气终端有已建成的 LNG 气化站或 CNG 调压站，以满足 LNG “气化供气”¹⁰ 或 CNG “减压供气”的终端需要。

CNG 汽车加气站主要有标准站和子母站两种形式。标准站建在城市中高压管网首端，运行方便；CNG 子站建在离母站几十公里范围内，气源有保障且可灵活布站。LNG 建站类似于 CNG/CNG 子母站形式，加气站一般远离“母站”即液化厂。LNG 气源目前仅能通过液体槽罐车从数千公里外的 LNG 液化厂公路运送到加气站为汽车加气，气源保障程度差；本地生产的 LCMP 正好可作后备气源。

煤矿瓦斯 CNG 的生产、加工过程相同，虽然其生产成本低于 LNG，但其加气工艺更复杂、所需要生产设备多、占地面积大，故 LNG 加气站的建站投资较高。据有关资料统计，建成 1MPa 的 6 座 1000 m³ 的煤层气球罐的投资，要比建成 1 座储气量相当的 0.5MPa 的 100 m³ LNG 储罐的投资高出 80 倍之多。同时，CNG 需在高压（20Mpa~25Mpa）下存储，存储安全性低于 LNG。CNG 的优点是在常温下保存，存储设备一般不需作保温隔热处理。

煤矿瓦斯 LNG 需要在超低温状态（零下 165℃）下液态存储，优于 CNG 的气态存储。虽然其存储是真空隔热的，但是要长期保存，仍然会有蒸发泄露，不如 CNG 保存时间长。另一方面，LNG 存储所需压力远低于 CNG，因而其安全性较好。此外，LNG 的单位体积能量密度远大于 CNG，长途运输更经济。

散见的经济技术比较显示¹¹，当供气规模较小，运输距离较近时，可以采用 CNG 方式供气；当有可靠气源供给、供气规模较大、供气距离较远时，LNG 由于气化成本及运输成

¹⁰ “气化”有两种方法有，一种就是用高压低温泵，直接将低温液化瓦斯抽成高压液化瓦斯，然后再经过高压气化器；第二种则是先经过气化器气化，然后再经过压缩机将气化了了的瓦斯压缩为 CPCMG。

¹¹ 如中国燃气设备网，“CNG 和 LNG 燃气气源的经济性分析”，2010-12-14，

<http://www.ccgas.net/conn/x1.asp?id=191&cnmai=1>；吕淼，“对发展小城镇 LNG 与 CNG 供应的分析”，2009-9-11，<http://news.gasshow.com/News/SimpleNews.aspx?newsid=220060>。

本较低，具有明显的比较优势。

表格 22 液化煤层气和压缩煤层气生产、供气流程比较

LNG 生产流程	原料气→过滤计量→压缩→净化→液化分离→储运→LNG 产品	
LNG 供应流程	煤层气液化厂→槽罐车→城镇气化站→	→城镇燃气管网→终端用户
		→LNG 汽车
CNG 生产流程	原料气→计量调压→净化→压缩→脱水→CNG 产品	
CNG 供应流程	CNG 产品→加气站→槽罐车→调压站/加气站→	→城镇燃气管网—终端用户
		→CNG 汽车

B. CNG、LNG 作为车辆燃料比较

LNG 和 CNG 的主要用途是作为城市公交系统车辆的清洁替代燃料。如下表所示，与汽油、柴油和 LPG 汽车相比，它们无论从环保性、经济性还是安全性来讲，都具有明显的优越性。作为煤层气综合利用的技术选项，选择 LNG 或者 CNG 路线，应结合本省的气源情况，两种燃料的经济性、安全性、减排效益、能源互补性、技术标准化程度等因素进行实情比选。

CNG 作为车用燃料在国内推广应用比 LNG 更为普及，相关利用技术和标准要更成熟些。在贵州省，贵阳市的公交系统（大巴车）使用 LNG 作为燃料，而遵义市使用 CNG 作为出租车燃料。

表格 23 主要车用燃料比较（以贵州为背景）

	CNG	LNG	93#汽油	0#柴油
气源保障	较差	较差	较好	较好
减排效果	好	好	差	差
价格稳定性	稳定	稳定	差	差
单价*	5.0 元/Nm ³	3.5 元/Nm ³	7.65 元	7.43 元
出租车百公里燃料消耗*	10Nm ³	9.5Nm ³	10L	8L
出租车百公里燃料费（元）*	50	33.25	76.5	59.44
技术成熟度	成熟	基本成熟		
国家标准	完善	尚未建立		

注：*CNG 价格以 2011 年贵州省遵义市的机动车 CNG 价格为参考数据。汽油、柴油价格为 2011 年贵阳市的价格。由于 LNG 并没有零售的这种现象，其价格参考了 2010 年贵阳市公交公司大巴车使用 LNG 的内部结算价格，这个价格应该比实际的市场价格要低。

瓦斯浓缩、提纯

按照国家规定，浓度小于 30%的瓦斯气体，不能直接送入储气罐。可以先对其进行浓缩、提纯，把甲烷浓度提高到瓦斯爆炸浓度范围以上，再储存于罐体中接受控制与调节，为下游的规模化工业生产 CNG、LNG 或其他产品创造条件。

提高瓦斯浓度有三个途径：首先是从源头做起，提高井下瓦斯抽采标准，以避免采后瓦斯提纯所需要投入的高额设备成本。这不仅能提高抽采瓦斯的质量，也能改善煤矿安全。第二个途径是将采空区的低浓度瓦斯与预抽采的高浓度瓦斯混合，以获得最合适的浓度。

下面介绍是第三个途径，既通过物理、化学方法对抽采出来的瓦斯进行提纯，过滤其中的杂质（氧气、氮气、二氧化碳、一氧化碳和硫化氢），以获得高浓度瓦斯。由于提纯系统一般造价昂贵，故在安装系统之前，需要对不同技术方案进行评估，根据项目的目标权衡成本和利润。目前我国，瓦斯提纯工艺主要包括吸附法提纯和深冷分离提纯两套技术路线，详见下表：

表格 24 低浓度瓦斯提纯方式、方法比较

提纯方式	工艺方法	优点	缺点
吸附法	变压吸附（PSA）	甲烷回收率较高，可连续运作，	仅限于脱氮，不能有效吸附其他杂质
	分子筛吸附（MSA）	可采用不同的吸附剂过滤多种杂质，甲烷损失少	脱氧的效率有待提高，成本高
深冷分离法	直接深冷分离		装置的能耗高，甲烷的回收率有限，有安全隐患
	催化脱氧液化分离	已经过工艺试验，较安全	工艺复杂，运营成本高；对甲烷浓度有较高的要求；甲烷回收率低
	溶液吸收脱氧分离		成本过高，没有经济利用价值

吸附法提纯回收甲烷的方法目前是瓦斯提纯液化的主要方法，该法包括：

(1) 变压吸附：

在大多数变压吸附（PSA）脱氮装置系统中，每次增压循环大孔径碳分子筛都优先吸附甲烷。这个过程回收富甲烷气体，甲烷含量会随着每次循环而增加。变压吸附可以回收高达 95% 的可利用的甲烷，且可进行连续运行，并不需要特别关注。

(2) 分子筛吸附：

分子筛吸附（MSA）是通过利用一个可调节分子筛来进行变压吸附的过程。分子筛的筛孔可以调节到 0.1 埃。如果使用含量超过 35% 的惰性气体，成本会很高。吸附分离采用不同的吸附质在吸附剂上的吸附能力不同，将不同的气体进行吸附，达到气体分离的目的。对煤矿瓦斯来说，首先需要研究出一种特殊的吸附剂，能将煤层气中的氧气进行有效吸附，达到瓦斯脱氧的目的。

以上两种吸附方式的优点是在分离过程中甲烷的损失量很小，可以将甲烷较充分的回收。该方法的核心问题是必须开发出高效的吸附氧气（不吸附甲烷）的专用吸附剂，以及高效的氮气和甲烷分离专用吸附剂。

深冷分离法使用一系列热交换器将输入的高压瓦斯气流进行液化。相比其他提纯技术，深冷分离技术能够最大限度地回收甲烷，其回收率可达 98%。但由于其成本高，所以更适用于大型项目。此法又分为：

◇ 直接深冷分离：

由于煤层气中含有氧气，有可能改变瓦斯浓度的爆炸区间，使压缩瓦斯制备 CNG 受到一定限制。出于安全的考虑，可采用低温介质间接将煤层气冷冻液化，由于甲烷的液化点高于氮气和氧气，所以煤层气中的甲烷被首先液化，从而达到将煤层气液化回收甲烷的目的。但由于采用间接液化，同时甲烷在一定的温度和压力下，有一定的气液平衡，所以采用此方法回收甲烷，装置的能耗高，同时甲烷的回收率因气液平衡受到一定的限制。同时，随甲烷的不断液化，留存在瓦斯中甲烷含量会逐渐降低，其浓度会处于爆炸范围，因此采用此方法仍有安全隐患。

◇ 催化脱氧液化后深冷回收甲烷

此法将瓦斯中的氧气进行催化氧化脱出后再进行深冷分离回收甲烷，可有效的避免在回收过程中的不安全因素，该催化氧化方法目前已经过工艺试验，效果较好。但该方法也存在一些经济上的问题，主要表现在：

- 经过催化氧化后的气体，虽然氧气含量很低，但在高温催化过程中，将产生了大量的二氧化碳，同时伴生部分氢气和一氧化碳，给后面提纯甲烷的深冷分离带来很多杂质，需要逐个脱出，所以整个工艺流程长，运行费用高；
- 催化脱氧，实际为氧气与甲烷的反应，因此该过程损耗较多甲烷，使整个装置的甲烷的回收率较低，且对多数催化脱氧生产的蒸汽，由于地理位置偏远，无法利用。
- 对催化脱氧，当其中的氧气和甲烷比例达到一定程度时，甲烷和氧气反应后回收甲烷就没有意义，所以对瓦斯气中的甲烷含量有一定的要求。

所以对于催化脱氧来说，甲烷含量越低，甲烷的回收率就越低，且到达某一底线含量时，已经没有回收甲烷的意义，当然甲烷含量越高，甲烷的回收率就越高，但甲烷含量高于某值时，本身又没有脱除氧气的必须。

◇ 溶液吸收脱氧法回收甲烷

由于催化脱氧消耗一定的甲烷，造成甲烷的回收率降低。目前国内一些单位正在研究采用溶液吸收脱氧，此方法理论上不消耗甲烷，有望提高甲烷的回收率；但到目前为止，溶液吸收脱氧由于吸收液再生能耗高，回收甲烷运行费用很高，尚无利用的经济价值。

目前在我国已有商业化运作的煤层气提纯制备 CNG/LNG 项目有：山西沁水县从 2003 年

开始，陆续建设 5 个 CNG 加气母站，建设规模 70 万立方米/天。运往晋城、长治、临汾、林州、安阳、濮阳、焦作等地，用于城市居民生活、燃气锅炉、公交车、出租车¹²。重庆的松藻煤矿在建设一个大型煤矿瓦斯生产 LNG/LNG 项目，预计 2011 年投入运行。该项目将成为中国第一个商业化运行的煤矿瓦斯提纯制备 LNG 项目。未来几年内，随着瓦斯提纯技术的成熟，气源质量的提高，瓦斯提纯制备 CNG/LNG 的市场很宽广。

5.1.2 瓦斯利用方案的初评估标准

对瓦斯利用方式做评估前，有必要对我们拟采用的评估标准做一简要说明。抽采、利用煤矿瓦斯的主要目的有三：第一，促进安全生产；第二，获得新能源，以提高煤炭资源的综合开采和利用效率；第三，减少温室气体排放，以保护大气环境。下列评价标准有助于我们考量和比较备选瓦斯利用方案在实施过程中为达致上述目标所取得的进展。

财务效益评价

瓦斯利用方案的经济效益评价首先应考虑的是常规项目财务评价的内容，具体指标的选取可酌情而定。比如，现金流可包括所有固定资产投资成本，可变投资成本（诸如人力、燃料、运行维护等项）和产品销售收入等；内部收益率 IRRs 可考虑项目的内部收益率（即全投资法，而不考虑融资来源和条款），或考虑对股本投资者的内部收益率（即资本金法，考虑自有资金以及债务融资的数量和成本）。

在做财务评估时，需特别考虑瓦斯利用项目特有的一些参数及其对项目财务指标的影响，如瓦斯供应量和浓度的可变性、备选瓦斯利用方案的机会成本及融资渠道等。此外，瓦斯综合利用项目的经济效益在很大程度上取决于项目产品的销售和相关激励措施（如减排信用额度或财政补贴）的价值，这是需要特别考虑的因素。

通常在评估瓦斯利用项目时，由项目所产生的碳减排被假定能够获得收益。在本预可研中，我们并没有考虑项目所产生的碳减排量能够带来经济上的收益，即本项目的经济评估并没有包括 CDM（清洁发展机制）收益或者任何 VER（自愿减排）的收益。原因如下：

1. 尽管中国有成功的煤矿瓦斯利用 CDM 项目，并已经通过碳减排交易获得经常收入，但成功的比例还是比较小。特别值得注意的是，贵州的煤矿瓦斯利用项目截止到本报告撰写时，没有一个成功注册的 CDM 项目，更不用说获得碳减排的签发和交易。
2. 《京都议定书》即将到期，之后国际社会对 CDM 的未来并未达成一致。在这种情况下，将碳减排作为一个收入来源计入可行性研究是没有说服力的。

社会效益评价

瓦斯综合利用不仅能为煤矿业主带来直接的经济实惠，其广泛的社会经济效益也十分明显，这是评价瓦斯利用方案时需要考虑的重要层面。煤矿瓦斯综合利用不仅可以提高煤

¹² 参见 http://www.jconline.cn/Contents/Channel_4433/2009/0615/229169/content_229169.htm

矿生产的安全性，降低温室气体排放，还可以缓解当前能源短缺状况，改善能源结构，符合国家发展资源节约型、环境友好型社会的产业政策要求。

比如，随着我国工业化、城镇化的快速推进及轿车的逐渐普及，我国对能源的需求快速增加，国内油气供需缺口急剧扩大，这给西南地区尤其是贵州省的煤层气开发提供了较多机遇。煤层气是我国常规天然气最现实、最可靠的替代能源。开发和利用煤层气，对缓解常规油气供应紧张状况、改善和优化能源结构，实施国民经济可持续发展战略，减少对进口天然气的依赖、保障国家能源安全等多方面具有重要意义。再如，瓦斯利用项目的建设和运营为当地提供了更多的就业机会，促进了当地经济的发展，服务了社会。

减排和环境效益评价

瓦斯又是一种温室气体，煤矿瓦斯的温室效应是二氧化碳的 21 倍。据计算，每利用 1 亿立方米甲烷，相当于减排 150 万吨二氧化碳。2008 年，我国利用煤矿瓦斯 16 亿立方米，共减少排放二氧化碳 2400 万吨，但煤层中绝大部分瓦斯还是直接排空了，既浪费资源，又污染环境。搞好瓦斯综合利用，最大限度地减少瓦斯排放，有利于减少空气污染，保护生态环境。比如，贵州以燃煤为主的不合理能源结构和落后的燃烧技术不仅浪费了大量能源，更给城市环境造成严重的 SO₂、烟尘、NO_x、汞等污染。如使用煤源 CNG 或 LNG（既 LNG 和 CNG）将能源消费结构中煤比重大幅度下降，将有益于生态环境的改善，符合贵州生态发展的战略定位。

不同的瓦斯利用途径和方案所消耗的甲烷量、所替代的石化燃料或发电量、泄漏和项目自身的排放水平各不相同，基准线也各异，准确地测度其减排效益并非易事。联合国 CDM 理事会为此提供了一整套相关方法学，为减排效益的量化评估提供了指南。受数据和时间的限制，本报告对备选方案的减排和环境效益只做粗略评估，不拟做准确的量化测算。

值得一提的是，按照“以用促抽”的逻辑，扩大瓦斯利用规模是对瓦斯抽放的强有力推动；因而在某种意义上可以说，在瓦斯利用终端，瓦斯利用（减排）量是项目环境效益的度量指标；而在气源端，瓦斯抽采量则可以被视为矿井安全风险降低的间接衡量指标。

5.1.3 不同瓦斯利用方式的优、缺点比较

下表列出了可供中岭煤矿选择的瓦斯利用备选方案，并对各自的优、缺点进行比较说明。鉴于 2010 年 3 月 1 日起施行《关于修改〈煤矿安全规程〉部分条款的决定》中放宽了对浓度低于 30% 的瓦斯的利用限制，表中所列的方案均不面临政策、法规方面的禁止性障碍；实际上，它们均符合国家的产业政策，是国家相关优惠政策扶持的对象。

根据对不同瓦斯利用方案的比较，并考虑到中岭煤矿的实际情况，瓦斯发电，或瓦斯制备 LNG 应该是两个最现实、可行的瓦斯利用途径。

表格 25 不同瓦斯利用途径的优、缺点

方案标识	方案描述	优、缺点比较	
方案 i 瓦斯发电	扩大现有瓦斯电厂的规模，以最大程度地利用随着煤矿生产规模的扩大而不断增加的瓦斯抽排量。所产电力除了替代从南方电网的购电外，其余销售给电网；可以考虑余热回收来替代锅炉燃煤，为厂区供热。	优点	投资小、见效快、技术可靠；发电余热可回收，为矿区供暖。瓦斯发电机性能稳定，价格符合煤矿实际承受能力，规模型符合贵州省煤矿的实际。
		缺点	瓦斯发电产生的电力都大多是由于煤矿自身的生产和生活需求有限；贵州当地的气候条件使煤矿对发电余热回收的需求也有限，而且发电工况不很稳定，瓦斯发电上网与电力部门之间还存在“用促抽”缺乏后劲。此外，国产低浓度瓦斯发电机组效率较低，是其主要缺点。
方案 ii 直接输入燃气管网	将抽放的煤矿瓦斯通过储气罐和燃气管道，直接用作民用燃气、区域供暖和工业锅炉燃料；浓度过低的瓦斯直接排空。	优点	燃料成本低，区域社会效益好，对气源净化的要求不高。
		缺点	输送系统和检修成本高；需投资建设辅助储气和调峰设施以保障供气规模小，基本作为厂区福利提供，不产生经济效益，煤矿瓦斯气体浓度必须超过 30%，大多数煤矿无法满足。
方案 iii 提纯后生产 LNG 或 CNG	对抽放的瓦斯选用适当方法进行提纯，生产 LNG 或 CNG，然后通过槽车外运，提供给公交系统用作汽车燃料，或用作工业生产的燃料或原料（如制造炭黑、甲醛、合成燃料和二甲醚）。不能达到提纯浓度要求的瓦斯可考虑做其它终端利用（如发电），或直接排空。	优点	填充了管道燃气网供应的盲点；在管道附近而又是管道尚未覆盖的区域，其产业价值链长、终端用途广泛、盈利潜力巨大，推动区域发展。
		缺点	工艺较复杂，学习成本高；生产、加工、储气、运输和调压需要大量投资，因产业链长，交易和协作成本高，如需要公司谈判保证燃气外运；有些应用领域的相关技术标准尚不完善，可能面临长输管道 CNG 的竞争，等。
方案 v 上述方案 i, iii 或 iv 的组合	将不同浓度的抽排瓦斯在上述不同的利用途径中做合理配置，如高浓度瓦斯提纯输入燃气管网或制备 LNG 或 CNG，供下游产业的燃料或原料；低浓度瓦斯发电，部分排空，等。	优点	通过优化不同浓度的抽采瓦斯气在不同利用途径中分配，取气量小，制气耗能巨大，可由瓦斯发电厂供电，部分缓解发电上网的压力。
		缺点	多元化利用管理成本高，需要协调的内外关系复杂（如协调不同部门），投资巨大，等。

5.3. 发电和电力销售方案

为了探讨通过扩大瓦斯发电规模来更充分地利用抽放瓦斯的可行性，国合中心委托煤炭工业合肥设计院的专家做了评估，本章中的分析所依据的数据和经济、技术参数均来自专家的评估报告。

5.2.1. 技术方案

瓦斯发电机组建设规模确定原则：根据可利用的瓦斯抽排量确定机组可同时运行的机组容量，同时考虑发电机组年运行时间，适量增加发电机组的备用数量。

3 个采区的抽放站之间距离较远，11 和 12 采区距离 21 采区至少 5 公里，并且要穿过一个峡谷，将气源集中的可能性很小。11 和 12 采区抽放站之间距离约 1 公里，但低浓瓦斯输送按照规范又严禁加压，长距离输送阻力较大，风险较高，故 3 个采区只能分别设置发电机组。

按照国家安全生产监督管理总局颁发的《煤矿低浓度瓦斯管道输送安全保障系统设计规范》AQ 1076-2009 规定，甲烷浓度大于等于 3%且小于 30%的煤矿瓦斯均为低浓度瓦斯，根据这一规定，抽排量与装机容量的气量平衡见下表 26-29

表格 26 11 采区 2010、2011 年气量平衡表

年 份	2010 年 11 采区			2011 年
	最大	平均	最小	平均
排放量 Nm ³ /min	44.49	7.68	3.61	27.00
可安装的容量 (KW)	6951	1199	564	4219
已有发电机组容量 (KW)	2000	2000	2000	2000
还可安装的总容量 (KW)	4951	0	0	2219
还可同时运行 500KW 的台数	9.9	0	0	4.4
可同时运行的 800KW 的台数	6.2	0	0	2.8
每千瓦时耗标准纯气量 0.384Nm ³ /KWh (效率约为 26%)。2011 年的抽采量按照煤矿的设计规划计算。				

表格 27 12 采区 2010 年气量平衡表

年份及采区	2010 年 12 采区		
名 称	最大	平均	最小
排放量 Nm ³ /min	60.27	31.03	12.26

可安装的容量 (KW)	9417	4848	1916
已有发电机组容量 (KW)	3000	3000	3000
还可安装的总容量 (KW)	6417	1848	0
还可同时运行 500KW 的台数	12.8	3.7	0
可同时运行的 800KW 的台数	8.0	2.3	0
每千瓦时耗标准纯气量 0.384Nm ³ /KWh (效率约为 26%)			

表格 28 21 采区 2010、2011 年气量平衡表

年 份	2010 年			2011 年
	最大	平均	最小	平均
排放量 Nm ³ /min	30.72	18.80	10.96	29.00
可安装的容量 (KW)	4800	2938	1712	4531
已有发电机组容量 (KW)	2500	2500	2500	2500
还可安装的总容量 (KW)	2300	438	0	2031
还可同时运行 500KW 的台数	4.6	0.9	0	4.1
可同时运行的 800KW 的台数	2.9	0.5	0	2.5
每千瓦时耗标准纯气量 0.384Nm ³ /KWh (效率约为 26%)。2011 年的抽采量按照煤矿的设计规划计算。				

表格 29 12 采区 2010、2011、2012 年气量平衡表

12 采区瓦斯预测年份	2010 年	2011 年	2012 年
排放量万 Nm ³ /年	1729	1602	1602
可安装的容量 (KW)	4848	4844	4844
已有发电机组容量 (KW)	3000	3000	3000
还可安装的总容量 (KW)	1848	1844	1844
还可同时运行 500KW 的台数	3.7	3.7	3.7
可同时运行的 800KW 的台数	2.3	2.3	2.3
每千瓦时耗标准纯气量 0.384Nm ³ /KWh (效率约为 26%)。			

根据瓦斯抽采浓度和气量平衡表分析如下：

11 采区的瓦斯浓度 2010 年年度一半时间都是低于 10%（参看图 4），而目前低浓瓦斯发电机组允许的最低浓度为 7~9%，排放的瓦斯有一半浓度达不到发电机组进气要求。再加上抽采还不正常，2010 年气量仅为计划抽采量的 28%，2011 年以后的抽采还存在不确定性，所以 11 采区建议暂不扩建机组。

尽管 21 采区的抽采气量较 11 采区更接近计划抽采量（66%），但 21 采区 2010 年的平均浓度比 11 采区还要低，排放的瓦斯大部分浓度达不到发电机组进气要求。所以 21 采区也建议不扩建机组。

12 采区 2010 年瓦斯浓度基本稳定在 10%以上，且有大量可利用的瓦斯气排放，同时根据瓦斯气量平衡，12 采区可扩建。由于现有的发电机组均为国产机组，据实地调查，原老机组年运行时间不足 5000 小时，全年有 8760 小时，故建议 12 采区瓦斯发电扩建工程规模拟定为 2000KW 发电机组，4 台 500KW 机组，短时间气量不足时也可作为原机组的备用机组。按年运行 5500 小时，消耗瓦斯气 0.384Nm³/KWh 计算，可实现年发电 1100 万度；扣除本厂用电，可外供 985.6 万度，减少瓦斯排放 422.4 万 m³。

为了瓦斯发电机组的正常运行，还要配备燃气系统、空气系统、排烟系统、冷却系统、润滑油系统、曲轴箱呼吸系统、电力系统、控制系统等辅助装置，上述系统均由内燃机生产厂配套组装，整体供货。

中岭矿区设有 35KV 变电所；12 采区距上级 6KV 变电所距离不远，故采用 1 回 6 kV 电缆与该变电所相连。最终的接入系统方案待电力部门接入系统设计确定。投入运行后所发电量虽然不能解决贵州省电力缺口问题，但可有效缓解中岭矿区用电紧张的局面。

5.2.2. 财务分析

以下小节列出了经济评价使用的假设条件和输入参数，并在随后小节中对评价结果进行报告。

参数输入和假设条件

本方案财务指标计算所依据的主要参数见下表：

表格 30 发电方案的财务分析：主要数据及参数

号	项目	单位	数值
1	发电机台数	台	4
2	单台发电机功率	kW	500
3	年发电利用小时数	h	5500
4	达产年发电量	GW·h	11
5	售电价格(不含增值税)	元/KW·h	0.51
6	年消耗瓦斯气量(100%)	10 ⁴ m ³ /a	422.4

7	瓦斯气(100%)价格	元/m ³	0.20
8	厂用电率	%	10.4
9	综合折旧年限	a	10
10	残值率	%	3
11	其他资产摊销年限	a	5
12	修理费率	%	2.5
13	水消耗量	t/h	2
14	水价(不含增值税)	元/t	1.20
15	劳动定员	人	12
16	人均工资	元/人·年	50000
17	材料费	元/MW·h	20
18	其他费用	元/MW·h	15
19	售电销项税税率	%	17
20	城市维护建设税税率	%	5
21	教育费附加费率	%	3
21	所得税税率	%	25
23	盈余公积金提存率	%	10
24	建设投资贷款年利率	%	6.80
25	流动资金贷款年利率	%	6.31
26	财务基准收益率	%	7.5
27	经济评价计算年限	a	11

预测结果

实施本方案的预期财务表现见下表：

表格 31 发电方案财务分析结果汇总表

序号	指标名称	单位	指标
1	项目投资财务内部收益率(所得税后)	%	6.04
2	项目投资财务净现值(所得税后)	万元	-113
3	项目投资回收期(所得税后)	a	8.53
4	项目投资财务内部收益率(所得税前)	%	7.79
5	项目投资财务净现值(所得税前)	万元	23
6	项目投资回收期(所得税前)	a	7.92
7	项目资本金财务内部收益率(所得税后)	%	6.13
8	总投资收益率	%	4.66

9	项目资本金净利润率	%	6.99
10	生产期内年平均所得税后净利润	万元	38

由上表可知，各项关键指标都显示本方案的财务盈利能力很差：项目投资财务内部收益率（税后）为6.04%，小于项目财务基准收益率；项目投资财务净现值（税后）小于零；项目投资回收期（税后）为8.53年；总投资收益率及项目资本金净利润率分别为4.66%及6.99%。这些指标表明，从盈利能力角度考虑，本方案是不能被接受的。

此外，在设定的贷款偿还年限内（7年），还本付息期内利息备付率为1.02~3.97，还本付息期内各年利息备付率均大于1；还本付息期内偿债备付率为0.89~1.02，还本付息期内各年偿债备付率均小于1。为在设定的还款期限内偿清贷款，尚需筹措短期借款。这说明，本方案偿债能力较差。

接下来，我们可以考察项目计算期内的投资、融资和经营活动所产生的各项现金流入和流出，计算净现金流量和累计盈余资金，了解本利用方案是否有足够的净现金流量维持正常运营。财务可持续性首先体现于本项目有足够大的经营活动净现金流量，其次各年累计盈余资金不应出现负值。对本项目“财务计划现金流量表”的分析表明，本项目生产期各年的净现金流量虽大于或等于零，但其数值较小，说明项目财务生存能力较差。

5.2.3. 风险分析

我们把项目实施风险划分为两类，既运营风险和财务风险，并对其分别做出评估。

运营风险分析

下表给出了对本方案实施过程中可预见的运营风险的定性评估，并说明了对高风险因素的应对措施。

表格 32 风险因素与应对措施

风险因素	评估	风险说明/高风险应对措施
市场风险		
发电销售给电网	高	增加自用电量。据称，矿区存在供电紧张局面，发电市场需求量较大。现有发电机组加上拟议增加的发电机组已能基本满足矿区用电需求。因而，这一缓解措施的作用有限。
获得上网电价补贴	高	国家先后已出台了一系列优惠政策来鼓励和扶持瓦斯抽采利用项目，包括上网电价补贴，但实际获得补贴的情况少。发电最好能以自用为主，替代从电网购电。

气源保障风险		
气源不足	低	煤矿有较大瓦斯储量,煤炭产量如能达产,会产生更多可用气源。
气源浓度不稳定	高	必需采取措施改善抽采系统。
气源成本	低	一旦气源价格确定,变化的可能性并不大:毕竟煤矿必须抽排瓦斯。
技术风险		
发电设备可靠性	低	该项目采用的是国内比较成熟的技术,具有先进性、可靠性、适用性,发生重大变化的可能性不大
设备管理维护部到位	低	加强职工培训, 专人管理
环境和安全风险		
瓦斯爆炸	未知	本矿井为高瓦斯矿井,员工的安全教育和培训水平未知。按设计规范安装三种不同原理的阻火防暴装置:水封阻火器,自动阻爆装置,细水雾输送装置。为了节省成本,没选用最高配置。
煤尘爆炸和自燃	低	根据地质报告,本矿井各煤层均无煤尘爆炸和自燃危险。
污染、噪声	低	项目建设将严格依遵守国家规定的排放标准。厂址有完备的污水排放系统,周围无居民住户,无敏感噪声源
地质灾害	高	矿区地质条件复杂,人为破坏严重,有地质灾害发育。
融资风险		
资金筹措能力	中	煤矿本身不作为投资建设瓦斯电站主体,由第三方投资建设有一定融资难度。
政策风险		
政策配套不到位	中	利用矿区矿井抽采的瓦斯发电符合国家产业政策的要求,但很多优惠政策执行不到位。
运营、协作风险		
建设协作(如用地纠纷)	低	拟选厂址区域位于煤矿原有厂区内,不涉及到征地、拆迁、移民安置等。拟选厂址区内施工条件便利。

运营协作	低	所需的水、电、消防、人员管理、场外道路等可依托现有瓦斯抽放站公用设施。
上网售电协作	高	由于电网技术与经济方面的原因,瓦斯发电不能与地方电网达成有效的上网协议。
供水、供电协作	低	扩建所需水量较少,附近水源充足,已建成供水管网,矿井供水有保障。附近有在建的纳雍电厂和多处变电所,电源可靠。

财务风险分析

前面财务评价所依据的数据大部分来自估算,有很大程度的不确定性。为了评估项目的财务可靠性,可以通过分析项目主要不确定因素的变化对项目财务评价指标的影响,考察该因素达到临界值时项目的承受能力。

下表归纳了对本方案经济效益影响至关重要的四个运营变量(售电价格、售电量、瓦斯气价格及建设投资)分别变化10%和20%时,对本项目内部收益率的影响。因本项目供热量甚小,在敏感性分析中可以忽略不计。敏感性为瓦斯发电方案的财务风险做了量化评估,对其他运营风险的定性分析见下节。

表格 33 发电方案财务评价敏感性分析计算表

变化因素	变化幅度 (%)	项目投资所得税后财务内部收益率 (%)	敏感度系数
售电价格	+20	11.94	4.88
	+10	9.06	5.01
	-10	2.78	5.40
	-20	-1.09	5.90
售 电 量	+20	10.50	3.69
	+10	8.31	3.76
	-10	3.63	3.99
	-20	1.06	4.12
购气价格	+20	4.94	-0.91
	+10	5.48	-0.93
	-10	6.55	-0.84
	-20	7.06	-0.85
建设投资	+20	2.72	-2.75
	+10	4.25	-2.96
	-10	8.09	-3.39
	-20	10.56	-3.74

由敏感性分析结果可知,本项目抗风险能力较差。这一结论也为本方案的盈亏平衡分

析所验证：以项目达产当年的相关数据计算得到盈亏平衡点为 99.23%；以还清建设投资贷款年份（取计算期第 8 年）的相关数据计算得到盈亏平衡点为 79.23%。

5.2.4. 小结

以上分析结果显示，本项目的盈利能力、偿债能力、财务生存能力和抗财务风险能力均很差。此外，本方案实施还要克服上网发电方面存在巨大的运营风险。此外，此方案的配置方式是在单一采区扩建瓦斯发电站，无法对全矿抽采的瓦斯做集约化利用。这些因素都将极大地限中岭矿瓦斯抽采和利用的前景，因此我们不推荐采用这一方案。

5.3. 由煤矿瓦斯提纯、液化生产 LNG

本方案是将抽放瓦斯就地提纯液化制备 LNG，然后用通过槽车远距离输送到下游利用终端。此方案考虑到中岭井矿地处偏远、附近无输气管网，但交通相对便利，且 LNG 产品长途运输具有方便可靠、风险小、储存效率高、适应性强等优点。瓦斯提纯制取 CNG 的方案也没有考虑，主要是中岭煤矿距离 CNG 的主要市场，如贵阳、遵义，有 200 公里以上，运输成本太高。此外，就地液化煤层气生产过程中释放出的冷量可回收利用，低温液化还可分离出部分有用的副产品，生产使用也比较安全。

气源主要来自 12 采区的富余瓦斯气体。鉴于 11 采区和 12 采区的抽放泵站距离相对较近，条件成熟时（如 11 采区的抽采量和浓度都能显著提高并能达到输送要求），11 采区的抽采瓦斯也可以输送到 12 采区集中处理。21 采区由于距离 12 采区泵房太远，而且输送条件太复杂，不考虑将 21 采区的富余气体输送到 12 采区集中处理，而是考虑就近发电。

5.3.1. 技术与开发选择

本工程原料瓦斯气处理规模为 $1560\text{Nm}^3/\text{h}$ ，采用变压吸附回收瓦斯气中的甲烷并深冷液化工艺，装置的产品为液化天然气 LNG。本项目以四川省达科特能源科技有限公司开发的变压吸附回收瓦斯气中的甲烷工艺为示例¹³，最终产品是液化天然气（LNG），供贵阳、毕节、六盘水等大中城市车用天然气或者直接销售给贵州天然气公司。四川省达科特能源科技有限公司提供的瓦斯提纯液化技术将在山西瑞阳煤层气有限公司年产 5 万吨 LNG 含氧煤层气液化项目得以利用，该项目总投资为 2.1 亿元，总建筑面积约 10 万平方米，利用变压吸附提浓工艺技术，将甲烷含量在 35% 左右的瓦斯通过脱氧深冷至（零下 163 摄氏度），再提纯液化为液态甲烷（LNG），其产品甲烷浓度在 99% 以上。该项目已在建设中。另外，四川省达科特能源科技有限公司也提供该技术给两个在四川的瓦斯提纯制 CNG 项目中。

LNG 项目主要分为七部分：瓦斯气加压、VPSA 瓦斯气甲烷富集、富集甲烷气体压缩、富集甲烷气体脱氧、脱氧甲烷气液化、LNG 产品储存及灌装系统，装置所需水、电、汽等公用工程依托煤矿的现有设施。

常见的瓦斯提纯技术要求甲烷浓度在 30% 以上，根据和煤矿工程师的交流，中岭煤矿

¹³ 本报告中所采用的技术、设备提供商仅为示范所用，并不代表本中心和项目组推荐该技术或设备提供商。

有能力提供浓度在 25%左右的瓦斯，因此本技术方案的原料气以浓度 25%为基础¹⁴。鉴于国内低浓度瓦斯发电机组的普及，如果瓦斯气体用于发电，大多煤矿都没有任何动力来提高瓦斯浓度。只有当瓦斯可以提纯制成 CNG/LNG 时，其价值得以提升，煤矿才有足够的经济驱动力促使其改善瓦斯抽采的浓度和量。将原料瓦斯气中的甲烷经提浓后的液化天然气（LNG）中 CH₄ 含量≥98%（以 98%为计算依据），本项目甲烷回收率为：95%。

根据国内 LNG 市场情况，结合贵州中岭矿业限公司中岭煤矿现有瓦斯抽采装置情况，确定本项目建设规模为生产 LNG11300t/a，系统年操作时间为 8000 小时。

本方案的主要技术经济指标见下表：

表格 34 主要技术经济指标一览表

序号	项目名称	单位	数量		备注
一	生产规模				
	LNG	Nm ³ /h	1560.36		
二	年操作时间	小时	8000		
三	主要原材料用量				
	煤层气（25%甲烷）	万 Nm ³ /年	6400		
四	公用动力消耗				
1	供水（新鲜水）	万 t/年	3.68		
2	循环水	万 t/年	184.11		
3	软水	万 t/年	0.00		
4	供电	万 KW.h	1513.43		
五	占地面积	m ²	0.00		待定
六	工程总投资	万元	5835.29		
	建设投资	万元	5549.33		
	流动资金	万元	150.00		
七	营业收入	万元	3744.86		
八	年均利税额	万元	1352.32		
九	年均所得税	万元	235.83		
十	年均净利润	万元	707.50		不含税
十一	财务评价指标	万元			
1	年平均投资利润率	%	23.17		
2	项目投资财务内部收益率	%	24.05	19.20	税前/税后
3	项目投资回收期（含建设期）	年	4.71	5.34	税前/税后
4	盈亏平衡点	%	55.06		

¹⁴ 根据四川省达科特能源科技有限公司提供的资料，该瓦斯提纯系统实际可以提纯甲烷浓度 5%以上的瓦斯，只不过其经济性下降。

5.3.2. 财务分析

经市场调研与经济测算，项目立项建设完成后，预计可实现年均营业收入 4440.00 万元，年均净利润总额约 1125.46 万元。

输入参数和假设条件

下表列出了财务指标计算所依据的主要参数：

表格 35 LNG 方案的财务分析：主要数据及参数

序号	项目	单位	数值
1	产品销售价格 (LNG)	元/Nm ³	2.4
2	建设期	月	12
3	综合折旧年限	年	10
4	残值率	%	3%
5	其他资产摊销年限	年	无形资产和递延资产分别按 10 年和 5 年摊销
6	劳动定员	人	30
7	人均工资	元/人·年	50000
8	材料费	元	详见下表
9	增值税税率和其它	%	13%，城市维护建设税及教育附加分别为增值税的 5%和 3%
10	盈余公积金提存率	%	10%
11	建设投资贷款年利率	%	7%
12	流动资金贷款年利率	%	7%
13	行业基准收益率	%	12%
14	经济评价计算年限	年	10
15	所得税税率	%	25%

表格 36 原材料、动力及辅助材料价表

材料价格		
序号	原材料名称	价格 (含税价)
1	原料气	0.05 元/Nm ³
2	氮气	0.2 元/ t
3	仪表空气	0.15 元/Nm ³
动力价格		
序号	动力材料名称	价格 (含税价)
1	电	0.58 元/kWh

2	循环水	0.1 元/ t
3	新鲜水(补充)	2.0 元/ t

预测结果

实施本方案的预期财务表现见下表：

表格 37 LNG 方案的财务评价主要指标

序号	项目	数量
1	工程建设投资(万元)	5549.33
1.1	其中：人民币(万元)	5549.33
1.2	外币(美元)	0.00
	折人民币(万元)	0.00
2	建设期利息(万元)	135.96
3	流动资金(万元)	150.00
4	工程总投资额(万元)	5835.29
5	建设期(年)	1.00
6	总生产期(年)	10.00
7	年销售收入(万元, 年平均)	3744.86
8	年销售总成本(万元, 年平均)	2392.54
9	年经营成本(万元, 年平均)	1798.63
10	年可变成本(万元, 年平均)	1236.97
11	年固定成本(万元, 年平均)	1155.57
12	年税后利润(万元, 年平均)	707.50
13	年所纳税金(万元, 年平均)	408.99
14	年所得税金(万元, 年平均)	235.83
15	年利税总额(万元, 年平均)	1352.32
16	投资利税率(%, 年平均)	23.17
17	投资利润率(%, 年平均)	12.12
18	资本金利率(%, 年平均)	7.08
19	投资收益率(%, 年平均)	19.28
20	资产负债率(%, 正常生产第一年)	56.48
21	流动比(%, 正常生产第一年)	275.00
22	速动比(%, 正常生产第一年)	132.20
23	全投资所得税后	
23.1	投资回收期(年, 静态)	5.34
23.2	财务内部收益率(%)	19.28
23.3	财务净现值(ic=1.20%, 万元)	6705.06
24	全投资所得税前:	
24.1	投资回收期(年, 静态)	4.71
24.2	财务内部收益率(%)	24.15
24.3	财务净现值(ic=1.20%, 万元)	8885.10
25	盈亏平衡点(%, 年平均)	55.06

上表显示,本利用方案的全投资财务内部收益率税前和税后为分别为 24.15%和 19.28%,均高于项目财务基准收益率;投资财务净现值大于零;静态投资回收期(含建设期)为 5.89 年;平均投资利润率和平均投资利税率分别为 12.12%和 23.17%。各项关键指标都显示本利用方案具有良好的财务盈利能力。

对本项目“财务计划现金流量表”的分析表明,本项目生产期各年的经营活动净现金流量均大于零;各年累计盈余资金未出现负值,且逐年增加。说明本项目财务可持续性良好。

5.3.3. 风险分析和控制

下面对本方案的运营风险和财务风险分别从定性和定量两个角度做一分析。

运营风险

实施 LNG 方案在建设、运营、营销等也面临诸多潜在风险,归纳总结如下。

表格 38 瓦斯制 LNG 方案风险因素与应对措施

风险因素	评估等级	风险说明/高风险应对措施
市场风险		
替代燃料竞争	低	LNG 比其他车用燃料更方便、清洁、安全
加气站建设	未知	
机车改装	未知	
通过罐车外运 LNG 不畅	低	厂址交通便捷
气源保障风险		
气源不足	低	矿区每年的瓦斯抽排量较稳定
气源浓度不稳定	高	本项目的提纯装置可针对不同甲烷浓度的瓦斯气,采用多种不同的气体分离、净化工艺流程进行甲烷回收。
气源成本	低	
技术风险		
提纯设备和工艺的可靠性	中	可培训本矿技术人员来监控制气流程、保养设备
LNG 产品甲烷浓度不稳定性	低	
环境和安全风险		
“三废”排放	低	提纯装置正常生产时不产生污染气源;产生的冷凝液均导入污水处理系统,不对外排放;更换的吸附剂及催化剂返回供货厂家回收利用。

噪声危害	低	可采取特殊措施,将噪声水平控制在低于环保标准。
安全隐患(有害物质、电气危害等)	低	安全隐患只有甲烷和高、低压电机。对生产中显见的和潜在的危害因素将采取必要的防范措施,按照有关规范、规定、标准,纳入总体设计
融资风险		
建设期贷款风险	未知	企业自有资金充裕,但建设资金有巨大缺口
运营期贷款风险	未知	运营所需流动资金有缺口,需要贷款解决
政策风险		
政策变化风险	低	本项目符合国家有关政策,如循环经济、能源梯级利用、清洁生产、自动化连续等环保措施、节能减排措施。
协作风险		
生产服务协作	低	
运输协作	未知	需要与运输企业谈判解决槽车外运安排。
终端利用协作	未知	需要与城市公交公司谈判解决加气站建设和车辆改装等问题。

财务风险分析

敏感性分析主要对产品销售收入、生产成本、固定资产投资、建设期四个单因素对所得税后全投资财务内部收益率(FIRR)的影响进行分析,其分析计算结果见表5。

表格 39 敏感性分析表敏感性分析结果

变化因素	内部收益率	内部收益率变化率	净现值	净现值变化率
	(%)	(%)	(万元)	(%)
正常情形	19.28		6705.06	
销售收入变化-5%	16.21	-15.92	5430.76	-19.01
生产成本变化 5%	17.43	-9.60	5933.28	-11.51
建设投资变化 5%	17.86	-7.37	6407.54	-4.44

建设期延长一年	16.98	-11.93	6209.94	-7.38
---------	-------	--------	---------	-------

由敏感性分析知，产品销售收入最为敏感，当产品销售收入减少 5%时，FIRR 由 19.28% 下降为 16.21%，其次生产成本增加，当生产成本增加 5%时，FIRR 由 19.28%下降为 17.43%；因此，企业应该注意市场变化，控制生产成本。

本项目建成后年均销售收入 3744.86 万元，年平均销售总成本 2394.54 万元，其中：年均固定成本 1155.57 万元，年均可变成本 1236.97 万元。

由盈亏平衡分析知，生产能力利用率为 55.06%，当产量超过盈亏平衡点时企业就有利润实现。

5.3.4. 小结

以上分析显示，本项目能实现较好经济效益，风险可控，作为气源提供方的煤矿有积极动力改善瓦斯抽采销售瓦斯气体，投资者也能有合理的投资效益，故项目具有较好的可实施性。

5.4. 终端利用方案选择的比较

在本节中，我们对瓦斯发电方案和提纯液化方案，就其财务表现、环境减排效益和社会经济贡献做一比较，并提出两种利用方式互补的优化方案的建议，作为中岭煤矿深入开展瓦斯利用的建议。

5.4.1. 财务效益比较

比较投资分析

项目投资方案比较评估的内容应包括两个方面：项目单个技术方案或建设投资方案的技术经济分析与评估，和项目总体建设投资方案的综合技术经济分析论证与评估。前者已在 5.1.3 和 5.2.3 节分别作了介绍；这里，我们采用简化的“成本-效益分析”方法，将前述两个方案的总体投资效益的财务指标做一对比，以考察各方案从建设到营运期间（服务年限）关键的成本和收益项变化对项目整体财务效益的影响（见下表）。

表格 40 瓦斯发电和制 LNG 方案的投资效益对比

指标名称	单位	发电方案 ¹⁵	LNG 方案
服务年限	年	10	10
固定资产投资概算	万元	1805	5835
流动资金	万元	26	150
盈亏平衡点	%，年平均	99.23%*	55.06%
项目投资财务内部收益率（所得税后）	%	6.04	18.3
项目投资财务净现值（所得税后）	万元	-113	2899

¹⁵ 本方案的财务数据假定项目获得碳融资。

项目投资回收期（所得税后）	年	8.53	5.51
项目投资财务内部收益率（所得税前）	%	7.79	27.0
项目投资财务净现值（所得税前）	万元	23	5539
项目投资回收期（所得税前）	年	7.92	4.4
*按项目达产当年的相关数据计算			

上表显示，发电方案投资财务净现值小于零，不具备盈利潜力；而制气方案投资财务净现值远大于零，盈利能力良好。从财务内部收益率看，LNG 方案的盈利水平也远高于发电方案。其他财务指标对比，LNG 方案的偿债能力和财务生存能力也远强于发电方案。发电方案的主要竞争优势是其初始投资成本和流动资金需求要低于 LNG 方案，融资成本因而也较低。

财务敏感性风险比较

敏感性分析旨在验证，当备选方案财务分析所依据的关键参数在合理范围内发生变化时，对备选方案的总体经济表现的持续稳定性有何影响，上述比较财务分析所得的结论是否依然成立。就是说，如果运营环境发生变化，备选投资方案的相对投资吸引力会发生什么变化。

这里，我们重点考察影响瓦斯发电和制气方案内部收益率的下列共同因素：

1. 销售价格（售电价格，售气价格）
2. 销售量（上网售电量，LNG 销售量）
3. 供气价格
4. 建设投资

假定上述参数在-10%~+10%范围内变动，两套实施方案的内部收益率的变动在下表中给出。

表格 41 备选方案财务评价敏感性比较

变化幅度	发电方案		提纯液化方案	
	变化因素（发电）	投资所得税后财务内部收益率（%）	变化因素（LNG）	
+20	售电价格	11.94	LNG 价格	
+10		9.06		
-10		2.78		
-20		-1.09		
+20	售电量	10.50	LNG 销售量	
+10		8.31		
-10		3.63		
-20		1.06		
+20	购气价格	4.94	购气价格	
+10		5.48		
-10		6.55		
-20		7.06		
+20		2.72	13.6	

+10	建设投资	4.25	15.8	建设投资
-10		8.09	21.3	
-20		10.56	24.9	

5.4.2. 运营风险比较

表格 42 备选方案风险因素总数和评级比较

发电方案	制气方案
市场风险	
高风险 (1), 中风险 (1)	低风险 (2), 不确定 (2)
气源保障风险	
低风险 (2), 高风险 (1)	高风险 (1), 低风险 (2)
技术风险	
低风险 (2)	中风险 (2)
环境与安全风险	
低风险 (1), 未知 (1)	低风险 (3)
融资风险	
低风险 (1)	未知风险 (2)
政策风险	
中风险 (1)	低风险 (1)
协作风险	
低风险 (3)	低风险 (1), 未知风险 (2)

5.4.3. 环境、减排效益比较

两个方案都以煤矿生产过程中抽放的井下瓦斯气为原料做能源转换，变废为宝，从而避免了大量的瓦斯气直接排放加剧温室效应。因而，从宏观上来说本身它们都是节能环保工程。

从项目的生产过程来看，两种利用途径的大气污染物和排放量都很少，符合排放标准，不会对环境产生影响，或者产生的影响是在规定允许的范围之内。如设备噪音虽然较高，但经过吸音、消音、隔音等综合处理后强度大大降低。另外，居民点距生产设施较远，噪音符合标准要求。

因数据所限，我们无法对瓦斯发电和瓦斯制气方案的综合环境效益做精确的比较分析。这里只根据设计院预可研数据，对这两个利用方案的温室气体减排潜力做最粗略的估算，以此作为比较其减排效益的参考。我们在这里只考虑项目生产环节所消耗的瓦斯量，假定在基准线情景中这些瓦斯将被完全排空。我们不考虑项目实施本身的能耗、项目产品（电力和 LNG）所实现的燃料替代等因素。

◇ 瓦斯发电方案：本期 4 台 500KW 的发电机组，按年运行 5500 小时，消耗瓦斯气 0.384Nm³/KWh 计算，可实现年发电 985.6 万度，减少瓦斯排放 422.4 万 m³，折合 60319 吨 CO₂ 当量。

◇ 瓦斯制 LNG 方案：本方案的年减排量估算如下：

表格 43 瓦斯制 LNG 方案年减排量估算

公式	减排的 CO ₂ 当量=瓦斯量×0.01428	
计算项和系数	说明	计算结果
1. CO ₂ 当量	生产 LNG 耗用的瓦斯折合为年减排量	218427
2. 瓦斯量	瓦斯生产 LNG 耗用的纯甲烷量（万 Nm ³ / 年）	1529*
◇ *假定本装置年处理煤矿瓦斯（含甲烷 25%）6400 万 Nm ³ ，年运行时间 8000 小时，甲烷回收率按 95.6%计算，则 2 项=6400 万 Nm ³ ×25%×95.6%=1529 万 Nm ³		

需要强调指出的是，这一方案的“减排潜力”是否能化为现实取决于瓦斯产品在下游产业实现的能源替代程度。

5.4.4. 综合社会经济效益比较

两个备选方案都符合发展循环经济、能源节约和梯级利用、清洁生产等国策，而且都能通过“以用促抽”、“以抽促采”促进煤矿安全生产和煤炭资源的综合利用，促进当地就业等方面，其社会经济效益不言而喻。但总得来看，LNG 方案的社会经济效益更为显著。例如，瓦斯发电方案定员新增就业 12 人，而 LNG 方案定编 30 人，这还不考虑 LNG 方案对下游产业的就业拉动。

从长期来看，LNG 方案的综合社会经济效益在以下几个方面更加显著：通过能源替代增进国家能源安全，通过延伸产业链以增加煤炭工业附加值，通过跨地区和行业示范和带动企业和社会节能减排，等。例如，目前国内（特别是南方诸省）的 LNG 供应严重依赖进口；而近年来国际 LNG 价格大幅上涨，致使国内众多进口 LNG 项目因价格等原因，被迫搁浅。另一方面，国家禁止新建 LNG 项目¹⁶，导致国内自产 LNG 气源极其有限，造成 LNG 供应严重匮乏。在这一大背景下，在多山且又缺油、贫气的贵州省，大力开发以煤矿瓦斯为原料的 LNG 就显得格外具有战略价值。这是因为煤矿瓦斯制 LNG 具有以下优点：

- 1) 生产和建设成本相对低廉。煤层气中几乎不含氢、汞和重烃，其生产工艺相对简单。据估算，目前每生产 1 立方米液化煤层气需要消耗电力 1.12 度~1.5 度，以及少量的水。现代化的煤层气液化工厂基本上实现了自动化生产，一座 50 万立方米/天生产能力的煤层气液化工厂，用工总数不到 50 人；液化煤层气的单位成本估计为 0.6~0.7 元/立方米左右，与 1999 年中原油田的石油液化厂相比，单位投资下降了 60%以上，运行成本降低了 20%~30%。另一方面，煤层气设施的建设规模比常规液化天然气小，且选址灵活，建设成本相对可控。液化天然气生产一般需要配套建设大规模的 LNG 终

¹⁶ 国家发改委于 2007 年 8 月 30 日出台了《天然气利用政策》，禁止以大、中型气田所产天然气为原料建设 LNG 项目，国内自产 LNG 气源受到了严格的限制。

端项目¹⁷。

- 2) 可以作为管道 LNG 的重要补充, 在管道燃气调峰上可以发挥积极作用。如在 2009 年中国南方“气荒”期间, 液化煤层气就发挥了重要的能源替代作用。
- 3) 建站不受燃气管网限制。瓦斯制 LNG 的用户市场与管道燃气重叠, 但又相对独立¹⁸。管道燃气的发展为瓦斯制 LNG 培育了市场, 而瓦斯制 LNG 又填充了管道燃气网供应的盲点; 在管道附近而又是管道尚未覆盖的区域, 就是瓦斯制 LNG 进军的首选市场。
- 4) 生产过程中的能源利用率高。液化煤层气生产过程中释放出的冷量可回收利用, 可将液化煤层气汽化时产生的冷量, 用作冷藏、冷冻、低温粉碎等。因此, 有的调峰装置就和冷冻厂进行联合建设。按目前液化煤层气生产的工艺技术水平, 可将煤层气液化生产所耗电能的 50%加以回收利用。
- 5) 长距离运输成本相对低廉。煤层气液化后体积压缩为原来的 1/625, 大大提高了运输效率和效益。LNG 车装钢瓶压力小、重量轻、数量小。一辆 35 立方米的标准液化气槽车, 可以运输 2.1 万立方米的 LCPM, 相当于 10~15 口直井的生产能力。在 1000 千米的运距内, 单位运输成本约为 0.7 元/立方米·100 千米。
- 6) 生产和使用均比较安全。LNG 的燃点为 650℃, 比汽油高 230℃左右; 爆炸极限为 4.7%~15%, 比汽油高出 2.5~4.7 倍; LNG 密度为 0.47 左右, 汽油为 0.7 左右。它比空气更轻, 所以稍有泄漏会立即飞散并迅速吸热, 不致引起自燃爆炸。

5.4.5. 瓦斯优化利用的可行性

根据对目前对中岭瓦斯抽采数据的分析, 唯独 12 采区有较稳定的富余瓦斯气体可以用来增加低浓度瓦斯发电机组, 即便如此, 其经济效益堪忧。11、21 采区的瓦斯气体从浓度到量来看都还没有达到可利用发电的局面。要实现充分利用中岭煤矿抽采的瓦斯, 必须提高瓦斯抽采浓度和量, 这不仅可以保障安全生产, 还为瓦斯的优化利用提供前提。

在此前提下, 12 采区的富余瓦斯气体可以用来生产 LNG, 11 采区的富余瓦斯气体如果浓度能够达到输送条件 (30%以上), 可以考虑将 11 采区的气体集中输送到 12 采区的 LNG 生产系统。如果实现输送困难, 则可以在 11 采区就地利用来发电, 作为 LNG 生产系统的自备电源。而 21 采区由于和 11、12 采区相距甚远, 富余气体建议就地利用发电。

5.5. 结论

中岭煤矿目前年产 100 万吨煤, 但是煤矿每年抽采超过 3000 万立方瓦斯, 几乎是煤矿预计年产 300 万吨煤时的瓦斯抽采量的 70%。当煤矿在 2015 年达到设计生产能力时, 我们预计抽采瓦斯量会大幅提高。目前抽采的瓦斯中, 只有约 20%用于低浓度瓦斯发电。由于受到发电上网的制约, 大量富余瓦斯需要有一个不一样的利用方案。通过我们的预可研研

¹⁷ 目前, 我国已经建设的深圳大鹏 LNG、福建 LNG、上海 LNG、宁波 LNG、青岛 LNG, 规模都在 300 万吨/年左右。

¹⁸ 这与 CNG/CPCM 有所不同。CNG 标准站一般需建在天然气管道地带, 实现就地取气, 方能发挥方便、安全、供气充足的优点。而罐车运输 CPCM 的经济半径有限。

究，我们建议开展一个全面的可行性研究，为中岭煤矿现存富余瓦斯以及将来的富余瓦斯做一个制造 LNG 的项目方案。

综合上述对比分析，我们还有如下初步结论：

1. 对中岭煤矿而言，上述两个备选方案都符合瓦斯综合利用的既定目标，既促进煤矿安全生产、提高煤炭资源的回采和综合利用效率、保护大气环境，但从经济、技术评估结果看，瓦斯发电方案不具备实施的现实可行性，其盈利能力、偿债能力、财务生存能力和抗财务风险能力均很差。此外，本方案实施还要克服上网发电方面存在巨大的运营风险。另一方面，瓦斯制气方案虽然初始投资额大、融资成本高、投资回收期长，但长期的收入前景和和投资回报却高于发电方案。在中观和宏观层面上，制气方案的综合经济和环境减排效益优于发电方案，其发展前景也更为广阔。
2. 瓦斯制气方案实施面临的最大的运营风险是与专业运输公司谈判解决槽车外运安排、与城市公交公司协商解决加气站建设和车辆改装等问题，以及项目建设的融资风险。因此，建议项目实施方未雨绸缪，尽早开始与合作方接洽，并研究、拟定减少协作风险的措施。
3. 中岭煤矿已有瓦斯发电利用，为此已做了大量投入，对瓦斯发电技术可谓轻车熟路，在技术选择上容易形成“路径依赖”。但需要指出的是，低浓度瓦斯发电由于能源转换效率低，并非是瓦斯资源利用的最佳途径。瓦斯制气对中岭矿来说是技术创新，其市场前景也更为宽广；虽然其工艺技术复杂、潜在交易和学习成本也高于发电方案，但我们认为选择制气方案所做的这些投入是完全值得的，会有丰厚的回报。
4. 瓦斯抽采、利用的首要目的促进煤矿生产安全。由于在贫油、贫气的贵州煤基天然气市场容量巨大，而瓦斯发电上网发电困难、自用电需求有限，而瓦斯提纯制备 LNG 的产业链长，市场潜力大，因此我们瓦斯制气方案“以用促抽”的潜力远大于瓦斯发电方案，应该在贵州积极推广。
5. CNG 汽车与汽油、柴油和 LPG 汽车相比，无论从环保性、经济性还是安全性来讲，都具有无可替代的优越性，从技术成熟度来讲也比 LNG 汽车可行。但 LNG 储存优势相当明显，车辆加气较 CNG 快捷，未来有可能形成瓦斯制 CNG 方案的竞争。结合我省天然气利用规划（“川气入黔”、“缅气入黔”），贵州发展天然气汽车产业的发展趋势有可能是：发展初期采用 CNG—汽油双燃料汽车改装技术以启动天然气汽车市场，逐步建设加气站体系，改装车型以汽油公交车和出租车为主。发展中期，以直接引进 CNG 单一天然气汽车为主。远期，随着 LNG 气源的引进和 LNG 技术成熟，实现 CNG 汽车和 LNG 汽车共同发展。中岭煤矿开发瓦斯制备 CNG 项目需关注和把握贵州公交运输系统“油改气”市场发展的中、长期趋势，方能在日趋激烈的汽车燃料市场竞争中利于不败之地。
6. 要实现充分利用中岭煤矿抽采的瓦斯，必须提高瓦斯抽采浓度和量，这不仅可以保障安全生产，还为瓦斯的优化利用提供前提。在此前提下，12 采区的富余瓦斯气体可以用来生产 LNG，11 采区的富余瓦斯气体如果浓度能够达到输送条件（30%以上），可以考虑将 11 采区的气体集中输送到 12 采区的 LNG 生产系统。如果实现输送困难，则可

以在 11 采区就地利用来发电，作为 LNG 生产系统的自备电源。而 21 采区由于和 11、12 采区相距甚远，富余气体建议就地利用发电。