

**中国温室气体自愿减排
项目设计文件表格 (F-CCER-PDD)¹
第 1.1 版**

项目设计文件 (PDD)

项目活动名称	晋中市阳煤扬德煤层气发电有限公司寿阳县开元煤矿瓦斯发电项目
项目类别 ²	(一) 采用经国家主管部门备案的方法学开发的自愿减排项目
项目设计文件版本	04
项目设计文件完成日期	2016 年 6 月 12 日
项目补充说明文件版本	
项目补充说明文件完成日期	
减排注册号和注册日期	
申请项目备案的企业法人	晋中市阳煤扬德煤层气发电有限公司
项目业主	晋中市阳煤扬德煤层气发电有限公司
项目类型和选择的方法学	项目类别: 类别 8. 矿产品和类别 10. 燃料的飞逸性排放 (固体燃料, 石油和天然气) 方法学: CM-003-V02“回收煤层气、煤矿瓦斯和通风瓦斯用于发电、动力、供热和/或通过火炬或无焰氧化分解 (第二版) ”
预计的温室气体年均减排量	446,020 tCO ₂ /年

¹ 该模板仅适用于一般减排项目, 不适用于碳汇项目, 碳汇项目请采用其它相应模板。

² 包括四种: (一) 采用国家发展改革委备案的方法学开发的减排项目; (二) 获得国家发展改革委员会批准但未在联合国清洁发展机制执行理事会或者其他国际国内减排机制下注册的项目; (三) 在联合国清洁发展机制执行理事会注册前就已经产生减排量的项目; (四) 在联合国清洁发展机制执行理事会注册但未获得签发的项目。

A部分. 项目活动描述

A.1. 项目活动的目的和概述

>>

A.1.1 项目活动的目的

>>

晋中市阳煤扬德煤层气发电有限公司寿阳县开元煤矿瓦斯发电项目（以下简称本项目）位于山西省晋中市寿阳县平舒乡黄丹沟村，地理坐标为：东经 $112^{\circ} 59' 24'' \sim 113^{\circ} 02' 47''$ ，北纬 $37^{\circ} 55' 06'' \sim 37^{\circ} 58' 35''$ 。本项目利用煤矿瓦斯作为燃料进行发电，达到减少煤层气排放的效果。此外，本项目所发电量将全部并入华北电网，从而替代华北电网中的同等电量，避免相应的二氧化碳排放。发电机产生的余热由余热锅炉进行回收，为煤矿提供热水，代替项目实施前燃煤锅炉燃烧废煤所产生的热量。

A.1.2 项目活动概述

>>

开元煤矿始建于 1970 年，设计生产能力为 30 万吨/年，实际生产能力为 15 万吨/年³，煤矿的开采寿命为 60 年，故在电站使用期内，瓦斯气量是可以保证的⁴。瓦斯平均浓度 20%⁵。在 CCER 项目实施以前，这些煤层气都被直接排入大气中，未安装任何煤矿瓦斯收集和利用装置；与项目供电量相等的电量，由华北电网提供。热水由燃煤锅炉燃烧废煤所产生。

本项目将安装煤层气收集系统和发电设备，利用煤层气，减少温室气体排放。本工程为大规模的低浓度瓦斯发电项目，建设规模为 $32 \times 500\text{kW}$ 瓦斯发电机组配套 32⁶台余热回收装置。项目总装机容量为 16MW，其中一期为 10MW，二期为 6MW。其中一期已经建成投产，二期 2MW 已经并网投产，二期的剩余 4MW 计划于 2017 年年初开工建设，2017 年年中并网投产。本项目年耗纯瓦斯量为 29,333,333Nm³，折合纯瓦斯量 19,653⁷tCH₄，其中一期的年纯瓦斯消耗量为 18,333,333 Nm³，折合纯瓦斯 12,283tCH₄⁸；二期的年纯瓦斯消耗量为 11,000,000 Nm³，折合纯瓦斯 7,370tCH₄⁹。项目年发电量为 88,000MWh，一期的年发电量为 55,000MWh，二期的年发电量为 33,000MWh。本项目的厂用电率为 5%，年净上网电量为 83,600MWh¹⁰，等

³数据来源，项目申请报告书第 27 页

⁴ 数据来源，项目申请报告书第 28 页

⁵ 数据来源，项目申请报告书第 28 页

⁶根据目前周边热用户，暂配套2套余热回收装置，供本厂区采暖使用，以后根据热用户状况，尽量回收利用全部余热。

⁷ $MM_{ELEC} = 29,333,333 \times 0.67 / 1,000 = 19,653 \text{ tCH}_4$

⁸ $MM_{ELEC, \text{一期}} = 18,333,333 \times 0.67 / 1,000 = 12,283 \text{ tCH}_4$

⁹ $MM_{ELEC, \text{二期}} = 11,000,000 \times 0.67 / 1,000 = 7,370 \text{ tCH}_4$

¹⁰等效满负荷小时数为 $83,600 / 16 = 5,225\text{h}$ 。

效满负荷小时数为 5,225 小时，功率因子为 59.65%¹¹。其中一期的净上网电量为 52,250MWh，二期的净上网电量为 31,350MWh。本项目将采用 35KV 电压等级接入开元矿变电站 35KV 母线，从而并入华北电网，代替华北电网中的等量电量。发电机产生的余热由余热锅炉进行回收，免费为煤矿提供热水，代替项目实施前燃煤锅炉燃烧废煤所产生的热量。出于保守性原则，这部分产生的 CCER 将不予计算。本项目申请固定计入期（10 年），计入期时间为 2013 年 8 月 2 日到 2023 年 8 月 1 日。预计年平均减排量为 446,020 tCO₂，计入期总减排量为 4,460,199tCO₂。

本项目属于“类别 8. 矿产品”和“类别 10. 燃料的飞逸性排放（固体燃料，石油和天然气）”。本项目属于一类项目，即采用国家发展改革委备案的方法学开发的减排项目。

据《温室气体自愿减排交易项目审定及核证指南》（以下称：《指南》）要求，自愿减排项目须在 2005 年 2 月 16 日之后开工建设，本项目一期于 2012 年 11 月 5 日开工¹²，二期的 2MW 于 2014 年 8 月 1 日开工，满足《指南》对自愿减排项目开工时间的要求。本项目的开始时间为 2012 年 10 月 31 日¹³，本项目的 1~20#机组并于 2013 年 8 月 2 日¹⁴并网发电并投入商业运行，21#~24#机组（即 2 期 2MW）于 2014 年 9 月 3 日并网运行。综合考虑投资因素和气量因素，根据业主的计划¹⁵，本项目的 25~32#机组将于 2017 年年初开工，2017 年年中并网投产。

本项目自投产至今一直按照 CCER 的监测手册进行监测，所有运行人员接受过专业的运行培训及减排量加测的培训，运行人员都获得瓦斯电站运行的相关资质。而与监测相关的计量仪表和设备都符合国家的相关标准，并安装到位。

根据项目业主于 2014 年 12 月 3 日的声明，除国内自愿减排机制外，本项目没有在 CDM 或其他减排机制下重复申请¹⁶¹⁷¹⁸。

本项目的开发建设属于中国煤矿生产安全治理、资源综合利用和开发碳减排项目的优先领域，项目活动在利用瓦斯发电的同时，还将从以下方面为可持续发展做出贡献：

¹¹ 本项目的负荷因子为 83,600/16/8760=59.65%

¹² 项目开工报告

¹³ 工程施工合同签署日期

¹⁴ 数据来源：调试报告

¹⁵ 本项目业主于 2015 年 4 月 6 日召开会议，决定把二期的建设提上议程。综合考虑投资因素，气量因素，投资收益因素等因素，项目业主决定二期于 2017 年年初开工，2017 年年中并网发电。

¹⁶ <http://cdm.ccchina.gov.cn/>

¹⁷ <http://www.v-c-s.org/>

¹⁸ <http://www.goldstandard.org/>

- 项目通过瓦斯发电替代华北电网发电。华北电网以燃煤火电站为主，产生大量 CO₂, SO₂, NO_x 及粉尘污染。本项目通过替代发电可以减少上述污染，促进地区环境改善。
- 项目本身通过销毁煤层气，能够大大减少温室气体排放，有助于缓解当地及全球气候变化与温室效应。
- 本项目有助于促进低浓度瓦斯发电技术的推广与应用。
- 项目的建设与运行有助于增加就业机会，促进当地社会经济发展。

A.1.3 项目相关批复情况

>>

- 本项目已于 2011 年 12 月 31 日获得山西省环保厅的批复¹⁹（晋环函〔2011〕2947 号）。
- 本项目于 2012 年 4 月 26 日获得山西省发展和改革委员会的节能评估批复晋发改能审〔2012〕60 号。
- 2012 年 10 月 25 日获得山西省发展和改革委员会的批复（晋发改新能源发〔2012〕2185 号）。

除国内自愿减排机制外，本项目没有在 CDM 或其他减排机制下重复申请。

A.2. 项目活动地点

A.2.1. 省/直辖市/自治区，等

>>

山西省

A.2.2. 市/县/乡(镇)/村，等

>>

晋中市寿阳县平舒乡黄丹沟村

A.2.3. 项目地理位置

>>

本工程位于山西省晋中市寿阳县平舒乡黄丹沟村，地理坐标为：东经 112° 59' 24" ~ 113° 02' 47"，北纬 37° 55' 06" ~ 37° 58' 35"。本项目场址具体位置见图 1。

¹⁹环评批复上的项目名称与项目核准中略有不同，但批复中项目建设内容及规模、建设地点和项目业主等信息与本项目实际情况完全一致。



图 1. 项目位置

A.3. 项目活动的技术说明

>>

在本项目实施前，本项目实施矿井所有抽排的平均浓度为 20% 的 CMM 都直接通风排放进入大气，没有任何形式的煤层气销毁或利用，并且由华北电网提供与项目输出电量相等的电力。热力由以废煤为燃料的锅炉供给这同时也是本项目的基准线情景。

基准线情景

开元矿始建于 1970 年，设计生产能力为 30 万吨/年，实际生产能力为 15 万吨/年²⁰，煤矿的开采寿命为 60 年，故在电站使用期内，瓦斯气量是可以保证的²¹。瓦斯平均浓度 20%²²。

若没有本项目活动的实施，本项目实施矿井所有的低浓度 CMM 将仍旧直接通风排放进入大气，并且继续由华北电网提供与项目输出电量相等的电力，热力由以废煤为燃料的锅炉供给（保守原则，此部分减排量不计入）。因此基准线情景与以上描述的本项目活动实施前所存在的情景相同。

项目情景

本工程建设规模为 $32 \times 500\text{kW}$ 瓦斯发电机组配套 32 台余热回收装置。本项目年耗纯瓦斯量为 $29,333,333\text{Nm}^3$ ，其中一期的年纯瓦斯消耗量为 $18,333,333\text{Nm}^3$ ，二期的年纯瓦斯消耗量为 $11,000,000\text{Nm}^3$ 。项目年发电量为 $88,000\text{MWh}$ ，一期的年发电量为 $55,000\text{MWh}$ ，二期的年发电量为 $33,000\text{MWh}$ 。本项目的厂用电率为 5%，年净上网电量为 $83,600\text{MWh}$ ²³，等效满负荷小时数为 5,225 小时，功率因子为 59.65%²⁴。其中一期的净上网电量为 $52,250\text{MWh}$ ，二期的净上网电量为 $31,350\text{MWh}$ ，代替等量华北电网中的电量。发电机产生的余热由余热锅炉进行回收，为煤矿提供热水，代替项目实施前燃煤锅炉燃烧废煤所产生的热量。出于保守性原则，这部分产生的 CCER 将不予计算。

本项目活动工艺流程如图 2 所示。低浓度煤矿瓦斯经瓦斯抽放泵抽送后，为了确保瓦斯输送的安全性，经细水雾混合输送抑爆装置处理，进入发电机组燃烧发电，所发电力供给煤矿使用，发电机组产生余热的驱动余热锅炉生产热水供煤矿免费使用（保守原则，此部分减排量不计入）。

²⁰数据来源，项目申请报告书第 27 页

²¹ 数据来源，项目申请报告书第 28 页

²²数据来源，项目申请报告书第 28 页

²³等效满负荷小时数为 $83,600/16=5,225\text{h}$ 。

²⁴本项目的负荷因子为 $83,600/16/8760=59.65\%$

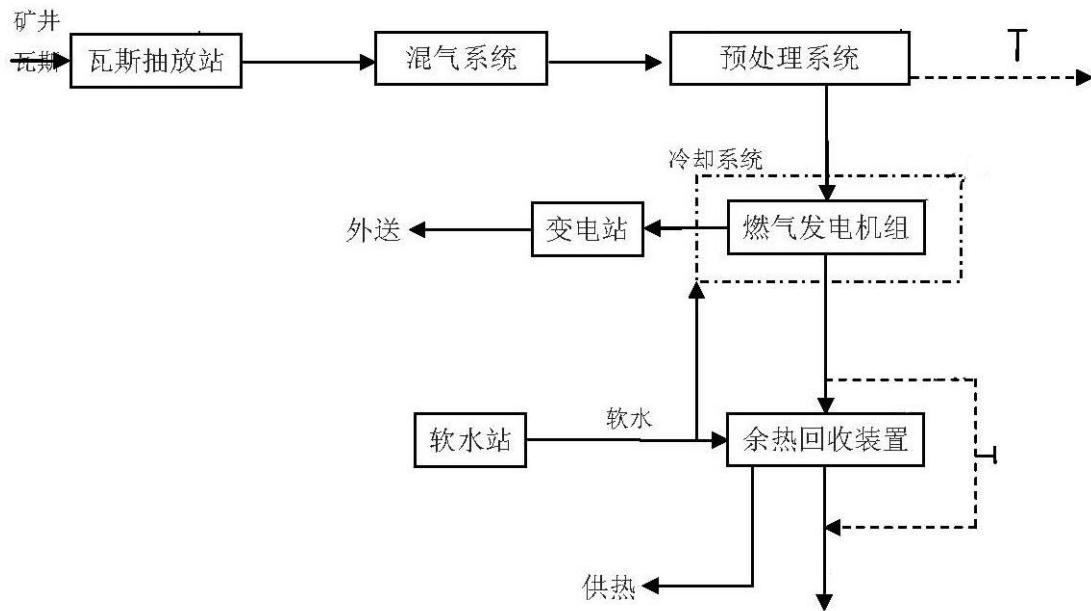


图 2：本项目活动工艺流程

本项目将使用 山东济柴绿色能源动力装备有限公司和胜利油田胜利动力机械集团有限公司所生产的发电机组，主要技术参数请见表1。锅炉的技术参数见表2。

表 1：项目使用燃气内燃机机组的主要技术参数²⁵

²⁵数据来源：机组铭牌及设备技术说明；

一期	
机组型号	500GF-Wd2
发电机型号	1FC6 456-6LA42
制造商	山东济柴绿色能源动力装备有限公司
额定功率 (kW)	500KW
额定电压 (V)	400V
额定转速 (r/min)	1000
频率 (Hz)	50
运行寿命(年)	15
瓦斯浓度要求	8%~30%
数量	20
二期 ²⁶	
机组型号	500GFZ1-PwWD-TEM2-4
发电机型号	JFG5004-6/10500
制造商	胜利油田胜利动力机械集团有限公司
额定功率 (kW)	500KW
额定电压 (KV)	10.5KV

²⁶二期的燃气发电机组型号其中 2MW 为胜利油田胜利动力机械集团有限公司，其余的 4MW 以最终采购为准，目前技术参数为参考值。

额定转速 (r/min)	1000
频率 (Hz)	50
运行寿命(年)	15
瓦斯浓度要求	8%~30%
数量	12

表 2：项目余热锅炉的主要技术参数²⁷²⁸

名称	换热器
一期	
型号	EGS2.0-0.82/240-NSV
锅炉额定压力	0.82MPa
锅炉额定出力	2.0T/ h
运行寿命(年)	>15
效率	>70%
制造厂商	上海益格新技术工程有限公司
数量	2 ²⁹
二期	
型号	EGS2.0-0.82/240-NSV
锅炉额定压力	0.82MPa
锅炉额定出力	2.0T/ h
运行寿命(年)	>15
效率	>70%
制造厂商	上海益格新技术工程有限公司
数量	2

²⁷数据来源：机组铭牌及设备技术说明；²⁸二期暂未配置余热回收设备。二期的余热回收设备以最终采购为准，目前技术参数为参考值，数量以最后的热用户需求确定。²⁹根据目前周边热用户，一期暂配套2套余热回收装置，供本厂区采暖使用，以后根据热用户状况，尽量回收利用全部余热。

A.4. 项目业主及备案法人

项目业主名称	申请项目备案的企业法人	受理备案申请的发展改革部门
晋中市阳煤扬德煤层气发电有限公司	晋中市阳煤扬德煤层气发电有限公司	山西省发展和改革委员会

A.5. 项目活动打捆情况

>>

不涉及

A.6. 项目活动拆分情况

不涉及

B部分. 基准线和监测方法学的应用

B.1. 引用的方法学名称

>>

本项目应用方法学自愿减排方法学 CM-003-V02: “回收煤层气、煤矿瓦斯和通风瓦斯用于发电、动力、供热和/或通过火炬或无焰氧化分解（第二版）。由于本项目不涉及火炬燃烧，因此仅结合使用下列工具：

1. “额外性论证与评价工具（第07.0.0版）”
2. “电力系统排放因子计算工具”（05.0 版）
3. “按化石燃料燃烧计算项目或泄漏 CO₂排放的工具(02 版)”
4. “投资分析工具”(06.0版);
5. “普遍性分析工具”(03.1版);
6. “按电力消费计算项目或泄漏CO₂排放的工具（02版）；
7. “按火炬燃烧含甲烷气体确定项目排放的工具（02版）。

上述方法学和评价工具的相关信息，可从下述网址获得：

<http://cdm.ccchina.gov.cn/archiver/cdmcn/UpFile/Files/Default/20160303093749455113.pdf>

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-02-v6.0.pdf>

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v5.0.pdf>

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-03-v2.pdf>

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-27-v1.pdf>

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-24-v1.pdf>

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-05-v2.0.pdf>

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-06-v2.0.pdf>

B.2. 方法学适用性

>>

本项目满足方法学 CM-003-V02 的要求，具体描述见下表：

适用条件	项目活动
该方法学适用于下述任何一种	本项目包含利用井下钻孔收集采前煤矿瓦斯

<p>项目活动：</p> <p>利用地面钻井收集与采煤活动相关的煤层气；</p> <p>利用井下钻孔收集采前煤矿瓦斯；</p> <p>利用采空区地面钻井、井下钻孔、瓦斯抽排巷道或其他瓦斯（包括密封区瓦斯）收集技术，收集采后煤矿瓦斯；</p> <p>正常通风排放的通风瓦斯。</p>	<p>和利用采空区井下钻孔、抽排巷道、抽取密封区瓦斯等技术。本项目不包括通风瓦斯VAM和煤层气CBM。</p>
<p>该方法学适用于在现役煤矿中开展收集利用和销毁煤矿瓦斯和通风瓦斯的项目活动，其基准线是煤层气部分或全部释放到大气中，项目活动采用下述方法处理收集到气体：</p> <p>收集的煤层气通过燃烧销毁；</p> <p>收集的煤层气通过无焰氧化销毁；</p> <p>收集的煤层气通过生产电力、动力、热力方式销毁，由替代其他能源所产生的减排量可以考虑也可以不作考虑；</p> <p>考虑安全的原因，上述生产活动剩余的煤层气仍需经稀释后排空；</p> <p>项目活动收集的煤矿瓦斯和通风瓦斯应全部利用或者全部销毁，不能排空。</p>	<p>本项目包含利用井下钻孔收集采前煤矿瓦斯和利用采空区井下钻孔、抽排巷道、抽取密封区瓦斯等技术。本项目不包括通风瓦斯VAM和煤层气CBM。</p> <p>本项目活动对实施矿井均为现役煤矿，其基准线为煤矿瓦斯CMM全部排空到大气中。本项目活动收集利用煤矿瓦斯CMM发电，未被利用煤矿瓦斯CMM出于安全考虑将会排空。</p>
<p>对于露天煤矿，方法学限制如下：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 在项目开始前，煤矿必须有至少三年的生产开采许可； - 只有从开采区域内矿井事前抽取的CBM/CMM认为是符合计入的要求； 	<p>本项目不涉及露天煤矿。</p>

<p>- 事前抽取 CBM/CMM 矿井年限可以计入到实际开采时间或开采许可签发时间中比较晚的时间，但是不能超过10年 对于露天煤矿，抽取甲烷避免的排放只能计入通过影响矿井带或分离应力带开采矿层的年份</p>	
<p>使用该方法学，项目参与方须拥有足够的数据供事前预测煤矿瓦斯的需求量正如方法学基准线排放和泄漏部分描述一样。</p>	<p>本项目申请报告根据煤矿生产情况、瓦斯蕴藏量、瓦斯抽取情况和装机方案的选择等，提供了必要的数据，以便于事前预估甲烷需求量。</p>
<p>该方法学适用于新煤矿和已有的煤矿。</p>	<p>开元煤矿是一个现有的煤矿，开采活动正在进行并将持续。</p>
<p>该方法学不适用于以下项目活动：</p> <p>收集废弃煤矿、退役煤矿的煤层气； 收集利用原始煤层气，例如从与采煤毫不相干的煤层中抽取高浓度煤层气； 在采煤开始前，使用CO₂或其他任何流体/气体加大煤层气抽取量。</p>	<p>本项目活动不涉及任一列出的这些特征。</p>

B.3. 项目边界

>>

根据自愿减排方法学CM-003-V02（第二版）和项目实际情况，本项目的项目边界空间范围包括：

抽放CMM的设施；

本项目所安装和使用的CMM输送设备、发电设备和设施；

根据“电力系统排放因子计算工具”（第04.0版）的界定，与本项目活动所在电网所连接的所有电厂。本项目边界包括本项目活动的地理边界和与本项目连接的华北电网的所有联网电厂。华北电网由北京、天津、河北、山西、山东、内蒙古自治区的电网组成。

项目活动应包括以下排放源:

- 发电机燃烧煤矿瓦斯CMM产生的CO₂排放;
- 在非煤层气碳氢化合物体积浓度大于煤矿瓦斯1%的情况下其燃烧产生的CO₂排放;
- 由于项目活动所造成的现场燃料消耗所产生的CO₂排放, 包括由于项目活动从中国华北电网购电相应的CO₂排放;
- 未燃烧煤层气逃逸产生的排放。

基准线排放应包括以下排放源:

由在本项目情景中被抽取的瓦斯通风排放导致的煤层气CH₄排放;

由于由本项目活动所替代的电力生产的CO₂排放。

本项目活动边界见下图 3。

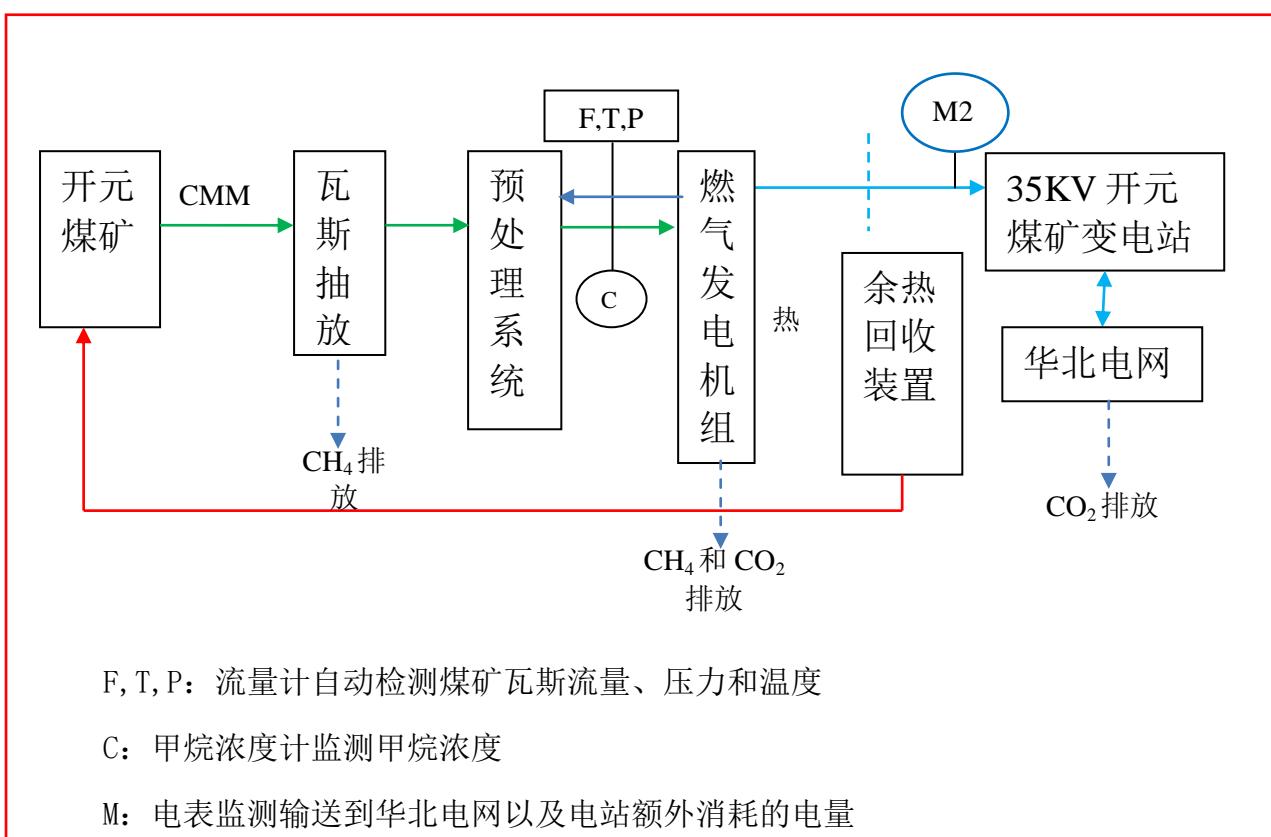


图 3. 项目边界图

表 3: 项目边界内包括和排除的温室气体排放源

	<u>排放源</u>	<u>温 室 气 体 种 类</u>	<u>是否包 括?</u>	<u>说明理由/解释</u>
基准线	排空产生的甲烷排放	CH ₄	包括	主要排放源, 基准线CMM甲烷排空理论上讲包含两部分, 一部分等同于项目活动中抽集利用的量(可连续精确测量), 即CMM排放变化量; 另一部分CMM甲烷为项目活动中未抽集利用, 继续排空的量
	基准线销毁煤层气产生的排放	CO ₂	不包括	基准线情景中, 本项目所抽取的CMM没有被销毁。
		CH ₄	不包括	为了简化而排除, 这是保守的
		N ₂ O	不包括	为了简化而排除, 这是保守的
	华北电网电力生产	CO ₂	包括	只有与等量电力相关的CO ₂ 排放将会计入, 以火电为主华北电网提供与项目煤层气发电等量的上网电量所导致的CO ₂ 排放, 主要排放源。
		CH ₄	不包括	为了简化而排除, 这是保守的
		N ₂ O	不包括	为了简化而排除, 这是保守的
	自备电力、热能和车用燃料使用	CO ₂	不包括	因基准线情景不涉及这些用途而被排除
		CH ₄	不包括	为了简化而排除, 这是保守的
		N ₂ O	不包括	为了简化而排除, 这是保守的
项目活动	继续排空产生的CH ₄	CH ₄	不包括	如基准线排空产生的甲烷排放注释所述, 根据CMM变化量部分(及仪表精确计量的量)就可直接计算获得项目活动的减排量。本部分继续排空的量既无用也无必要和难以测量, 因此, 不予考虑
	现场由于项目活动消耗燃料产生的排放, 包括气	CO ₂	包括	除CMM发电机组外, 项目现场其它设备运行消耗燃料和电力产生的CO ₂ 排放

<u>排放源</u>	<u>温 室 气 体 种 类</u>	<u>是否包 括?</u>	<u>说明理由/解释</u>
体运输	CH ₄	不包括	为了简化而排除, 这个排放源假定非常小
	N ₂ O	不包括	为了简化而排除, 这个排放源假定非常小
煤层气销毁产生的排放	CO ₂	包括	出自于煤层气在发电过程中的燃烧
NMHC销毁产生的排放	CO ₂	包括	当本项目活动中抽采的气体中 NMHC 的含量大于 1%, 才考虑这部分排放
未燃尽的煤层气产生的逃逸排放	CH ₄	包括	在发电过程中, 仍有少量甲烷未燃。采用方法学 CM-003-V02 提供的默认值计算。
现场设备逃逸煤层气产生的排放	CH ₄	不包括	为了简化而排除, 这个排放源假定非常小
气体供应管道或交通工具使用逃逸煤层气产生的排放	CH ₄	不包括	为了简化而排除, 但是在其他潜在泄漏影响中考虑 (见泄漏部分)
意外煤层气排放	CH ₄	不包括	为了简化而排除, 这个排放源假定非常小

B.4. 基准线情景的识别和描述

>>

根据方法学 CM-003-V02, 通过下述步骤来确定项目的基准线情景

步骤 1: 确定技术上可行的收集和利用煤层气 CBM、煤矿瓦斯 CMM 或通风瓦斯 VAM 的方案

步骤 1a. 煤矿瓦斯 CMM 抽放方案

本项目所在地为正在生产的煤矿, 且根据之前的项目活动描述, 项目活动不涉及煤层气 CBM 和通风瓦斯 VAM, 仅涉及煤矿瓦斯 CMM, 因此以下分析仅包含 CMM。

基准线情景包括所有在技术上可行的符合安全规定的瓦斯抽放方案：

- A. 采前煤矿瓦斯CMM 抽放；
- B. 采后煤矿瓦斯CMM 抽放；
- C. 方案 A 和 B 的组合（并说明各自所占比例）。

步骤 1b. 抽放的煤矿瓦斯CMM 的处理方案

基准线情景应包括所有可能的技术上可行的利用煤矿瓦斯CMM 的选项，这些选项可以包括：

- i. 排空；
- ii. 通过火炬进行焚烧；
- iii. 用于并网发电，本项目活动但不开发为CCER项目；
- iv. 用于自备发电；
- v. 用于供热；
- vi. 进入煤气管网，用于交通工具燃料或者发电供热；
- vii. 上述方案的可能组合，每个规定选项处理气体以相应比例组合。

至于方案 vi，将煤层气送入燃气管网需满足两点要求：1) 为送入天然气管道的甲烷安全浓度应该在 36.8%³⁰以上；2) 高压管网联通项目所在地与输送目的地。项目抽采 CMM 甲烷平均浓度为 20%，因此需要将 CMM 提浓后，方可并入城市管网。目前我国的煤层气液化技术比较不成熟，风险大，投资高。再者，项目所在地附近，并无液化煤层气用作汽车燃料的需求，也无铺设好的燃气网管。因此，将煤层气提纯然后送入燃气管网从经济收益和技术条件上都不可行。此外该地区人口不稠密，当地居民可以使用便宜的液化石油气和低质的煤，因此这种方案 vi 被排除。

上述方案中包括本项目不开发为碳减排项目的方案。

步骤 1c. 能源生产方案

由于本项目的热量需求不稳定，热量监测也较为复杂。出于保守性原则，由替代已有供热锅炉产生的减排将不计入本项目减排量。基准线情景中也将不讨论热量需求的场景。

在项目所涉及矿区，所有技术上可行的发电选项包括：

³⁰ <http://fm.tfc.com/Article/ShowArticle.asp?ArticleID=1709>

- P1. 从华北电网购入等量的电力；
- P2. 建设同等装机容量的燃煤电厂；
- P3. 煤矿瓦斯 CMM 发电——这是本项目活动在不作为CCER项目活动实施的情况下的选项；
- P4. 可再生能源发电，例如水力、太阳能、风力发电；

至于P4，山西省是中国最缺水的省份之一³¹，人均水资源量是全国水平的17%。根据《2013中国电力年鉴》，水电装机容量仅占0.974%³²。而风力资源丰富的地区只在北部的管涔山、吕梁山北段及恒山以北(除大同盆地南部外)、神池、平鲁、五台山、陵川等地区³³，而本项目的所在地并不在这些区域内。其他的可再生资源（地热能³⁴、生物质³⁵、太阳能³⁶）也并不可行。此外，风电,光伏和水电等都是可再生清洁能源，国家政策是大力扶植替代煤电，改善我国的发电能源构成.因此我国没有用一种可再生清洁能源取代另一种清洁能源的政策驱动力,故P4可排除。因此P4被排除。

步骤 2. 排除不符合法律法规规定的基准线方案

《煤矿安全规程(2010 版)》第101 条、第136 条、第145 条、第146 条和第190 条对煤矿安全分别提出了要求。全国人大常委会、国务院和国家安全生产监督管理总局也已经出台了多个与煤矿安全生产有关的法规，详见 <http://www.chinasafety.gov.cn>。目前这些法规中的煤矿瓦斯控制措施主要基于健康和安全的考虑。煤矿有义务在开采煤炭之前抽放一定量的煤矿瓦斯，但目前并没有强制性法规要求利用这些煤矿瓦斯。以下将逐一剔除不符合法律法规要求的煤矿瓦斯抽放、处理和能源生产选项。

任何不满足当地法律或法规要求的处理和利用煤矿瓦斯CMM的基准线选项都应被排除。

a. 排除CMM抽放的选项

³¹ <http://www.chinanews.com/df/2014/05-09/6154756.shtml>

³² 2013 中国电力年鉴， 全国水电总装机容量为 24947 万 KW，山西省的水电装机容量为 243 万 KW，占全国的 0.974%

³³ <http://www.docin.com/p-648544899.html&model=2905>

³⁴ 赵振宇. 燕红. 中国生物质发电产业评估, 可再生能源 37 (2012) 53-60 (2011 年 7 月 1 日)

³⁵ Keyan Zheng & Fang He. Prospects of GHP & EGS Development in China, Proceedings, Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, Jan 31 – Feb 2, 2011

³⁶ 中国光伏发电报告 2008-2009 (通用版), 2010 年 3 月. 6.2 & 7

按照中国《煤矿安全规程》³⁷(2005版、下同),“采区回风巷、采掘工作面回风巷风流中瓦斯浓度不得超过1%。对于矿井绝对瓦斯涌出量大于或等于40m³/min的矿井,或开采有煤与瓦斯突出危险煤层的矿井,必须建立地面永久抽放瓦斯系统或井下临时抽放瓦斯系统”³⁸。开元煤矿的绝对瓦斯涌出量为781.36m³/min³⁹,远大于40m³/min。因此,有必要进行采前和采后煤矿瓦斯的抽放,以使煤层气浓度保持在1%以下,确保安全作业。只进行采前煤矿瓦斯抽放(选择A)或只进行采后煤矿瓦斯抽放(选择B)都不足以确保煤矿的安全操作。因此,步骤1a中的选项A和选项B被排除,选项C是所剩唯一在技术上可行而且能保证符合法定安全要求的煤矿瓦斯CMM抽放选项。

b. 排除抽取CMM的处理选项

本项目中抽取利用的煤矿瓦斯CMM 中煤层气浓度为 20%。根据中国《煤矿安全规程》,不得利用煤层气浓度低于 30%的煤矿瓦斯⁴⁰。2010 年 1 月 21 日,国家安全生产监督管理总局发布了关于修改《煤矿安全规程》部分条款的决定⁴¹,规定抽采的瓦斯浓度低于 30%时,不得作为燃气直接燃烧,但是可以用于内燃机发电或作其他用途。

根据上述规定,火炬处理低浓度瓦斯(小于 30%)属于直接燃烧,不符合规定,因此步骤 1b 中的选项 (ii) 被排除。

根据晋中市阳煤杨德煤层气发电有限公司(开元煤矿瓦斯发电厂)并网协议,本项目所发电量直接上网,所以 (iv) 被排除。

另外,低浓度瓦斯供热涉及到在工业锅炉中直接燃烧低浓度瓦斯(小于 30%),同样不符合规定,因此步骤 1b 中的选项 (v) 被排除。

c. 排除能源生产的选项

根据国务院办公厅关于严格禁止违规建设 13.5 万千瓦及以下火电机组的通知⁴²,未经国家批准,各地区、各部门不得违反建设程序,擅自审批和开工建设燃煤火电项目。尤其要严格禁止违规建设 13.5 万千瓦及以下的火电机

³⁷中国《煤矿安全规程》第一百三十六条

³⁸中国《煤矿安全规程》第一百四十五条

³⁹项目申请报告 第 11 页

⁴⁰中国煤矿安全规程第一百四十八条

⁴¹ http://www.gov.cn/flfg/2010-01/26/content_1519700.htm

⁴² http://www.gov.cn/gongbao/content/2002/content_61480.htm

组。本项目活动将建设一座 16MW 的瓦斯发电站。因此建设与本项目同等装机容量的燃煤电厂是国家禁止的。步骤 1c 中的选项 P2 由此被排除。

步骤3：对于基准线情景可行途径的简单陈述

排出一些自相矛盾煤矿瓦斯CMM 抽取、煤矿瓦斯CMM 处理和能源生产的选项后（如 C+i+P3，因为如果煤矿瓦斯CMM 已排空则不可能再用于发电），技术和法律法规上可行的基准线情景选项列举如下：

这两个组合情景的经济性比较，请见下文 B.5 部分。

表 4：可行的项目基准情景

情景编号	煤矿瓦斯CMM 抽取	煤矿瓦斯CMM 处理	能源生产
情景1 (C+i+P1)	联合采前和采后 煤矿瓦斯CMM 抽取	排空	从华北电网购入等量的电力
情景2 (C+iii+P3)	联合采前和采后 煤矿瓦斯CMM 抽取	用于并网发电发电（本项目活动在不作为 CCER 项目活动实施的情况下选项）	煤矿瓦斯CMM 发电 (本项目活动在不作为 CCER 项目活动实施的情况下选项)

这两个组合情景的经济性比较，请见下文 B.5 部分。

步骤4：排除面临难以克服障碍的基准线情景替代选择

情景1：是目前现有情景的延续，没有任何障碍。

情景2：根据B.5节中的额外性评价与论证，没有CCER支持的情况下，情景2不具备财务可行性；

步骤 4 结果：经过如上分析和排除，基准线情景替代可组合是：

情景编号	煤矿瓦斯CMM 抽取	煤矿瓦斯CMM 处理	能源生产
情景 1	联合采前和采后 煤矿瓦斯CMM 抽取	排空	从华北电网购入等量的电力

情景 1 为已有的常规情景，不需要新的投资。基于以上的分析，最可行的基准线情景为情景 1。

B.5. 额外性论证

>>

事先考虑减排机制可能带来的效益

本项目在编写项目申请报告阶段即考虑到申请减排机制，以克服影响项目建设的各种障碍，项目申请报告中给出了很详细的论述。

项目开发时间如下表5：

表5：事前考虑CCER收益的大事年表

日期	事件
2011年12月	本项目的建设项目环境影响报告表编制完成
2011年12月31日	项目获得山西省环境保护厅的批复
2012年3月	项目申请报告编制完成 ⁴³ 。设计单位建议业主开发为碳减排项目。
2012年4月26日	项目获得山西省发展和改革委员会的节能评估的批复
2012年10月25日	项目获得山西省发展和改革委员会的项目申请报告批复
2012年10月29日	项目业主召开会议，决定把本项目开发成为碳减排项目。
2012年10月31日	本项目签署了开元煤矿低浓度瓦斯发电项目土建工程合同，本项目的开始日期。
2012年11月5日	本项目的开工日期 ⁴⁴
2012年11月7日	本项目签署了低浓瓦斯发电机组及配套设备采购合同
2012年11月25日	本项目签署开元煤矿低浓度瓦斯发电项目电气设备安装工程合同
2013年4月18日	本项目召开利益相关方调查
2013年6月25日	本项目获得山西省物价局的电价批复
2013年7月19日	本项目签署购售电合同
2013年8月2日	项目并网发电
2013年11月12日	芬碳资产管理咨询（北京）有限公司为本项目业主提供CCER培训。
2014年9月24日	签署了CCER审定合同

⁴³本项目业主委托煤炭工业太原设计院研究院设计本项目的项目申请报告。煤炭工业太原设计院研究院于 2010 年 1 月 26 日获得山西省住房和城乡建设局颁发的工程设计资质证书，证书号为 A212004245。资质等级为：建材行业（新型建筑材料工程）专业乙级；冶金行业（焦化和耐火材料工程）专业乙级，市政行业（给水工程，排水工程，热力工程，环境卫生工程、桥梁工程）专业乙级；电力行业乙级。

⁴⁴ 根据本项目的开工报告，项目的开工日期为 2012 年 11 月 5 日

2014年11月14日 ~2014年11月27 日	本项目的项目设计文件在中国自愿减排交易平台信息平台 公示
---------------------------------	---------------------------------

本项目业主委托煤炭工业太原设计院研究院设计晋中市阳煤扬德煤层气发电有限公司寿阳县开元煤矿瓦斯发电项目的项目申请报告，该院于 2012 年 3 月编制完成此项目的项目申请报告。虽然在没有碳减排机制收益的帮助下，本项目的资本金内部收益率为 2.68%，远低于基准收益率，但这是当时国内瓦斯发电项目的普遍现象，从国内目前已经注册为清洁发展机制项目的项目设计文件中可以证实。但在碳减排收益的支持下，本项目的资本内部收益率达到 16.96%，远高于基准收益率。本项目报批版的项目申请报告于 2012 年 10 月 25 日获得山西发展和改革委员会的核准（晋发改新能源发〔2012〕2185号）。依据项目申请报告的分析，并综合考虑 CCER 为本项目带来的额外收益，在市场机制杠杆推动和吸引作用下，本项目业主于 2012 年 10 月 29 日召开董事会决议，决定把项目开发为 CCER 项目。

同时对于其母公司阳煤集团，其也是在考虑了晋中市招商引资的所有项目整体性和长久性以后，方才决定建设这唯一一个社会效益和环境效益好但经济效益差的项目。而政府方面，根据《国务院关于投资体制改革的决定》国发〔2004〕20 号⁴⁵第二条第一项，项目的市场前景、经济效益、资金来源和产品技术方案等均由企业自主决策、自担风险。而国务院关于投资体制改革的决定》国发〔2004〕20 号是《企业投资项目核准暂行办法》⁴⁶的依据。因此本项目才能在财务效益很差的情况下能最终获得核准。

由此可见，在本项目实施过程中，项目业主充分考虑到 CCER 收益对项目投资决策关键作用，持续采取实际行动措施力争该项目获得自愿减排 CCER 机制项目备案。

本项目的额外性是通过额外性论证和评价工具完成的，包括以下步骤：

步骤 0. 证明拟议项目活动为该类项目的首例

本项目活动不是该类项目的首例，步骤 0 不适用。

⁴⁵ http://www.gov.cn/zwgk/2005-08/12/content_21939.htm

⁴⁶ http://www.gov.cn/gongbao/content/2005/content_64240.htm

步骤 1. 识别真实、可信的基准线情形

由上述B.4部分可得，本项目的基准线情景替代方案如下：

情景编号	煤矿瓦斯CMM 抽取	煤矿瓦斯CMM 处理	能源生产
情景 1	联合采前和采后 煤矿瓦斯CMM 抽取	排空	从华北电网购入等量的电力

步骤 2. 投资分析

本步骤的目的是来确定本项目如果没有额外的收入或融资，比如来自自愿减排项目的收入，是否会在经济或财务上缺少吸引力。投资分析有如下步骤：

子步骤 2a. 确定合适的分析方法

额外性论证和评价工具提议了三种分析手段：简单成本分析（选择 I），投资比较分析（选择 II）和基准分析（选择 III）。由于本项目的收入来源除减排之外，还有售电收入，所以简单成本分析并不适用。本项目的基准线情形是华北电网中同等的供电量而不是具体投资的项目。因此，选择 II 也并不适用。本项目将使用基于资本金财务内部收益率的基准分析。

子步骤 2b. 应用基准分析（选择 III）

当项目全投资或自有资金的财务内部收益率大于等于行业的基准收益率时，即认为其盈利能力已满足最低要求，在财务上是可以考虑接受的。

根据《电力工程技术改造项目经济评价暂行办法》⁴⁷，中国电力行业资本金财务内部收益率基准线为 10%⁴⁸（税后），该基准线在中国电力行业广泛应用。本项目为煤矿瓦斯 CMM 发电项目，适用《电力工程技术改造项目经济评价暂行办法》，因此本项目选择电力行业资本金财务内部收益率基准线 10%（税后）作为基准线。

子步骤 2c，技术并比较财务指标

基于上面提到的基准，在子步骤2c中对财务的指标进行计算和比较。

⁴⁷ 《电力工程技术改造项目经济评价暂行办法》，国家电力公司发输电运营部

⁴⁸根据《电力工程项目的经济评价的暂行办法》要求，中国电力产业全投资的 IRR 应为 8%（所得税后），本项目也使用此标准。但 CDM 的《投资分析指南》（第五版）的要求，全投资内部收益率和资本金内部收益率均可以作为应用基准，本项目根据《电力工程技术改造项目经济评价暂行办法》，选择资本金财务内部收益率 10%作为基准值。

(1) 计算财务指标的基本参数

项目的申请报告于2012年10月25日获得山西省发展和改革委员会的批准，基于本项目核准版的项目申请报告⁴⁹，计算的基本财务指标如下表6：

表6：基本财务指标⁵⁰

	项目	数值	单位	数据来源
1	静态总投资 ⁵¹	11,217	万人民币	核准版项目申请报告
	项目总投资	11,523	万人民币	核准版项目申请报告
	建筑工程费	809	万人民币	核准版项目申请报告
	设备购置费	8,569	万人民币	核准版项目申请报告
	安装工程费	1,077	万人民币	核准版项目申请报告
	其他费用	762	万人民币	核准版项目申请报告
	建设期贷款利息	249	万人民币	核准版项目申请报告
	流动资金	57	万人民币	核准版项目申请报告
3	年均上网电量 ⁵²	83,600	MWh	核准版项目申请报告

⁴⁹ 2004年，国务院投资体制改革后，根据《中华人民共和国行政许可法》、《国务院关于投资体制改革的决定》、《企业投资项目核准暂行办法》、《外商投资项目核准暂行管理办法》和《国际金融组织和外国政府贷款投资项目管理暂行办法》等规定，向发改委上报项目，要求提供项目可行性研究报告或项目申请报告。两者在格式和内容上是有区别的。其中，可行性研究是运用多种科学手段(包括技术科学、社会学、经济学及系统工程学等)对一项工程项目的必要性、可行性、合理性进行技术经济论证的综合科学。而项目核准申请报告，是企业投资建设应报政府核准的项目时，为获得项目核准机关对拟建项目的行政许可，按核准要求报送的项目申请报告。可行性研究报告主要是从微观角度对项目本身的可行性进行分析论证，侧重于项目的内部条件和技术分析。项目核准申请报告主要是从宏观角度对项目的外部性影响进行论述，侧重于经济和社会分析。可研在先，项目申请报告在后。根据《企业投资项目核准暂行办法》第三条和《政府核准的投资项目目录(2004年本)》第二条第二点，瓦斯发电项目应编制项目申请报告，报送地方政府投资主管部门核准。因此，本项目编制项目申请报告报送山西省发改委核准。因此，本项目的投资决策使用核准版的项目申请报告。

⁵⁰根据《财政部关于煤层气(瓦斯)开发利用补贴的实施意见》财建[2007]114号，企业开采煤层气用于发电的部分，不享受补贴政策，享受《国家发展改革委印发关于利用煤层气(煤矿瓦斯)发电工作实施意见的通知》(发改能源[2007]721号)规定的相关政策。本项目利用煤层气进行发电，因此不享受中央财政按0.3元/立方米煤层气(折纯)标准对煤层气开采企业进行补贴。

⁵¹基于项目申请报告，静态投资由固定资产设备、建设施工和安装调试三项投资及流动资金组成(详见所附IRR计算的Excel表)；本项目的总投资为11,523万元，其中由以下基本分构成：建筑工程费809万元，设备购置费8,569万元，安装工程费1,077万元，其他费762万元，建设期贷款利息249万元，流动资金为57万元。

⁵²基于项目申请报告的总装机容量、平均年利用小时数及厂用电率等，估算得出(详见所附上网电量和减排量预测Excel计算表)

4	上网电价	0.509 ⁵³	元/kWh	核准版项目申请报告
5	瓦斯气（100%纯瓦斯）价格	0.35 ⁵⁴	元/m ³	核准版项目申请报告
6	年运行成本	2,537	万人民币/年	核准版项目申请报告
其中包括： 6.1	工资福利	338	万人民币/年	核准版项目申请报告
6.2	维修费	564	万人民币/年	核准版项目申请报告
6.3	材料费	270	万人民币/年	核准版项目申请报告
6.4	保险费	113	万人民币/年	核准版项目申请报告
6.5	瓦斯费用	1027	万人民币/年	核准版项目申请报告
6.6	其他费用	220	万人民币/年	核准版项目申请报告
6.7	工程排污费	6	万人民币/年	核准版项目申请报告
7	所得税税率	25	%	核准版项目申请报告
8	增值税税率 (电)	17 ⁵⁵	%	核准版项目申请报告
	增值税税率(瓦斯)	13 ⁵⁶	%	核准版项目申请报告
9	城市建设维护税	5	%	核准版项目申请报告
10	教育费附加	5	%	核准版项目申请报告
11	价格调节基金 ⁵⁷	1.5	%	核准版项目申请报告
12	项目运行年限 ⁵⁸	10	年	核准版项目申请报告

⁵³根据《国家发展改革委印发关于利用煤层气(煤矿瓦斯)发电工作实施意见的通知》(发改能源[2007]721号),煤层气(煤矿瓦斯)电厂上网电价,比照国家发展改革委制定的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》(发改价格〔2006〕7号)中生物质发电项目上网电价(执行当地2005年脱硫燃煤机组标杆上网电价加补贴电价)。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。根据发改价格〔2006〕7号,电价标准由各省(自治区、直辖市)2005年脱硫燃煤机组标杆上网电价加补贴电价组成。补贴电价标准为每千瓦时0.25元。发电项目自投产之日起,15年内享受补贴电价;运行满15年后,取消补贴电价。自2010年起,每年新批准和核准建设的发电项目的补贴电价比上一年新批准和核准建设项目的补贴电价递减2%。根据发改价格〔2006〕1228号,山西省2005年的脱硫燃煤机组上网电价为0.259元/kWh。因此,0.509元/kWh的电价已经考虑了发改能源〔2007〕721号)的电价补贴。

⁵⁴根据目前已经注册成为清洁发展机制项目的山西省低浓瓦斯发电项目项目设计文件,此类项目的纯瓦斯(CH_4)价格为0.15元/m³~0.38元/m³,本项目申请报告中的纯瓦斯价格在合理范围内。根据项目业主与开元煤矿签署的《关于瓦斯价格调整协议》,本项目现在的实际瓦斯价格为0.47元/m³

⁵⁵根据《中华人民共和国增值税暂行条例》第二条第一项,(一)纳税人销售或者进口货物,除《中华人民共和国增值税暂行条例》第二条第二项、第三项规定外,税率为17%。因此,销售电力的税率为17%。

⁵⁶根据《中华人民共和国增值税暂行条例》,纳税人销售煤气、石油液化气、天然气、沼气,税率为13%。

⁵⁷根据《中华人民共和国价格法》和国务院的有关规定,价格调节基金是县级以上人民政府用于稳定和调控与人民生活关系密切的重要商品价格的专项资金。根据《山西省价格调节基金征收使用管理办法》(晋政发〔2005〕5号),价格调节基金按实际缴纳的增值税、消费税和营业税三税之和的1.5%计征。

13	折旧年限	10	年	核准版项目申请报告
14	综合折旧率	9.7	%	核准版项目申请报告
15	残值率	3	%	核准版项目申请报告
16	CCER价格	20	元/吨	预测

(2) 比较本项目的资本金财务内部收益率与财务基准

根据基准分析（选择III），如果项目的财务指标（例如资本金财务内部收益率）低于基准，那么本项目就认为不具备财务吸引力。

表7显示本项目的资本金财务内部收益率在有减排收益和没有减排收益下的情形。没有减排收益，资本金财务内部收益率低于10%的基准。因此，本项目不具备财务吸引力。有了减排收益的支持，本项目的资本金财务内部收益率明显的改善并且超过了基准。因此，本项目在获得减排收益后，将被认为对投资者是有吸引力的。本项目一期于2013年8月2日并网发电，二期的2MW,于2014年9月3日并网发电，二期剩余的4MW预计于2017年年中并网发电。基于项目实际运行情况及设计运行情况，以下将对实际运行情况和项目设计运行情况两个情景分别进行财务分析。具体如下表7所示。

表7：本项目财务指标

	资本金财务内部收益率 (基 准=10%， 12MW ⁵⁹)	资本金财务内部收益率 (基 准=10%， 16MW ⁶⁰)
没有减排收益	2.48%	2.68%
有减排收益	16.68%	16.96%

子步骤2d. 敏感性分析（只适用于选择II 和选择III）：

敏感性分析考虑对本项目经济性影响最大的四个关键变量参数：静态总投资、年运行成本、上网电价和年均上网电量。这四个变量参数是根据构成总投资费用或总项目收益20%以上的变量的原则确定的，符合“投资分析评价工具”（第06版）的规定。这四个参数在±10%的范围内变动所得的结果如表8和图4所示。敏感性分析表明，即使各个变量参数在±10%的范围内变化，项目的资本金IRR（税后）仍然低于10%，因此在不考虑CCER机制减排收益的情况下，本项目缺乏投资吸引力。

⁵⁸ 本项目的设计装机容量为 16MW，截止现在，已经安装的装机容量为 12MW。

⁵⁹ 按照已经投产运行的部分进行投资分析

⁶⁰ 本项目总设计装机容量为 16MW，目前已经运行的装机容量为 12MW。

表8：不同财务指标的资本金财务内部收益率的敏感性

参数 \ 变化幅度	-10%	-5%	0%	5%	10%
静态总投资	5.29%	3.94%	2.68%	1.28%	-0.31%
上网电价	-2.72%	0.22%	2.68%	4.81%	6.86%
年均上网电量	-0.55%	1.24%	2.68%	4.04%	5.37%
年运行成本	5.48%	4.10%	2.68%	1.17%	-0.71%

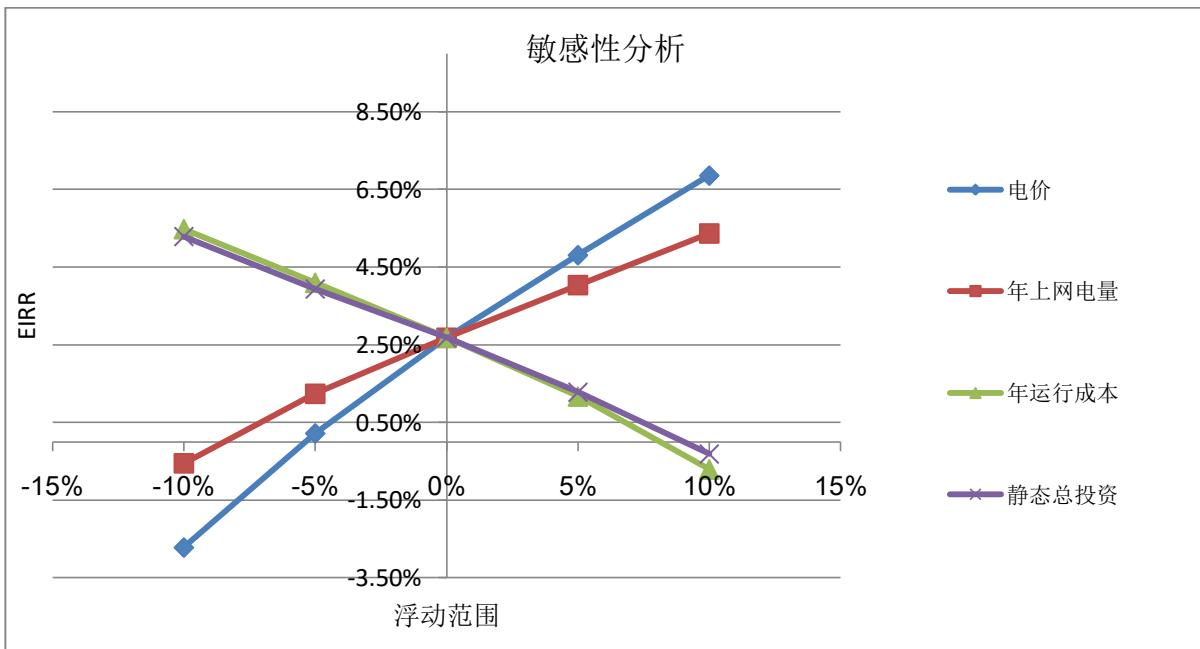


图 4. 不同财务指标的资本金财务内部收益率的敏感性分析

下面的临界点分析进一步评估,若使资本金 IRR 达到 10% 基准收益率时,上述关键参数变化范围的临界点及其可行性。基于临界点分析,使本项目资本金 IRR 达到 10% 基准收益率需要满足下表 9 的要求。

表 9：不同财务指标的资本金财务内部收益率的临界值分析

参数	达到基准线时的数值
静态总投资	-25%
上网电价	18.03%
年均上网电量	28.38%
年运行成本	-27.35%

但是，基于以下原因这些条件都不能被满足：

静态总投资

只有当静态总投资降低25%时，本项目资本金财务内部收益率才能达到基准线10%。项目的主要合同金额达到99,234,773元（目前有12MW 投产），达到静态总投资的88.5%。因此，不可能通过降低静态总投资来使本项目资本金财务内部收益率达到基准值。主合同金额详见下表10：

表10：主合同金额汇总

编号	合同	金额
1	工程施工合同	40,495,137
2	建设工程合同	3,079,636
3	设备购买及安装合同	55,660,000
合计		99,234,773

年运行成本

只有当年运行成本下降27.35%时，本项目资本金财务内部收益率才会达到基准值。如上所述，由于中国近年来物价飞涨⁶¹，导致了原材料、设备以及劳动力成本飙升，详细数据见表11。此外，根据目前已经注册成为清洁发展机制项目的山西省低浓瓦斯发电项目项目设计文件，项目的年运行成本（不包含瓦斯成本）/静态投资的范围为9.26%~20.29%，而本项目为13.47%。项目的年运行成本（包含瓦斯成本）/静态投资的范围为12.37%~28.48%，而本项目为22.62%。本项目的比例均在合理的范围内。因此，削减27.35%的运行成本在现实中发生的可能性非常小。因此，年运行成本下降27.35%是不可能的。

表11:2010~2013经济指标

编号	指标	2010	2011	2012	2013
1	城镇居民可支配收入（元）	19109	21810	24565	26955
2	全年居民消费价格指数	3.3%	5.4%	2.6%	2.6%
3	固定资产投资价格指数	3.6%	6.6%	1.1%	0.3%

年均上网电量

只有当年均上网电量增加28.38%时才能使本项目资本金财务内部收益率达到基准值10%。由于总装机容量不会改变，因此净上网电量由年利用小时

⁶¹国民经济和社会发展统计公报 2010~2013 发布单位：中华人民共和国国家统计局

数决定。本项目的年利用小时数为5,225小时。该数值是由煤炭工业太原设计研究院根据现场实际情况和专家经验确定的，主要考虑到：1) 抽采的CMM煤层气浓度和气量不稳定；2) 煤矿自身的停采检修；3) 发电设备的停机维护。因此，实际的年利用小时数很可能低于5,225个小时。此外，经过统计分析山西省所有已经注册为CDM项目的低浓瓦斯发电项目，年利用小时数为4800~5820小时，本项目的利用小时数位于合理范围内。根据业主提供的数据，由于2013项目试运行以及瓦斯实际浓度波动太大，导致机组实际运行效率低于设计值，本项目2013年和2014年的年均上网电量分别为19,634MWh和51320MWh；折合年利用小时数为1,963⁶²小时和4,808⁶³小时，低于项目申请报告的设计值。因此，实际的年运行小时数增加28.93%的可能性非常小。

电价

如果电价增长18.3%，本项目资本金财务内部收益率可达到基准线10%。根据《关于利用煤层气（煤矿瓦斯）发电工作的实施意见》⁶⁴，山西省瓦斯发电项目的上网电价为0.509元⁶⁵⁶⁶/kWh。因此，本项目的电价是合理的。此外，根据项目的结算发票，本项目的实际上网电价为0.509元/kWh⁶⁷，与本项目敏感性分析中的电价一致。此外，根据已经注册成为清洁发展机制项目的山西省低浓瓦斯发电项目项目设计文件，此类项目的上网电价范围为0.2738元/kWh~0.509元/kWh，本项目的实际上网电价为最高电价，在合理范围内。因此，电价不可能增长18.3%。

通过临界点分析可见，本项目在不考虑CCER机制减排收益时，在关键参数合理变化范围内，项目活动缺乏财务/经济吸引力的结论充分成立。综上，从敏感性分析结果可知，当关键参数在合理区间变化时，项目资本金IRR仍低于基准收益率，因此项目活动不具有财务/经济吸引力。因此，情景2不是一种可行的替代方案。情景I（即常规情景）是本项目真实可行的基准线情景。

步骤 5. 普遍性分析

⁶² 本项目 2013 年的年上网电量为 19,634MWh，运行的装机容量为 10MW。2013 年的年利用小时数为 $19634/10=1963.4$ 小时

⁶³ 本项目 2014 年 1~8 月份的上网电量为 31902.6MWh, 2014 年 9~12 月份的上网电量 19416.9MWh. 本项目二期 2MW 的装机于 2014 年 9 月 3 日并网发电。因此，2014 年的年利用小时数为 $=31902.6/10+19416.9/12=4808$ 小时

⁶⁴ http://www.chinasafety.gov.cn/newpage/Contents/Channel_20243/2009/0908/72545/content_72545.htm

⁶⁵ http://www.sdpc.gov.cn/zwfwzx/zfdj/jggg/dian/200606/t20060630_128827.html

⁶⁶ 山西省 2005 年脱硫燃煤机组的上网电价为 $0.2604-0.0164+0.015=0.259$ 元/kWh. 因此，山西省瓦斯发电项目的上网电价为 $0.259+0.25=0.509$ 元/kWh.

⁶⁷ 晋价商字[2013]193 号

根据 CDM-EB 的“基准线情景识别与额外性论证组合工具(06.0.0版)”有关普遍性分析的规定，如果项目属于以下四种类型，需要使用CDM-EB 的“普遍性分析工具”(03.1版)”对项目的普遍性进行论述：

- a) 燃料和原料的替代
- b) 技术更新改造，包括能效改进及使用可再生能源技术,可带或不带能源品种改变
- c) 甲烷的销毁
- d) 避免产生甲烷

本项目利用煤矿瓦斯替代燃煤发电，从而消除甲烷，属于以上 a) 类和c) 类项目，所以根据指南普遍性分析步骤如下：

第一步：计算本项目活动设计产出或容量的+/-50%作为可适用产出范围

本项目的装机容量为 16MW，因此 ±50% 的装机变化范围为 8MW~24MW。

第二步：定义满足下列条件与本项目类似项目（包括 CDM 和非 CDM 项目）：

- (a) 位于所适用的地理区域内的项目；
- (b) 所采取措施与本项目活动相同的项目；
- (c) 如果拟议（自愿减排）项目属于技术更新改造措施类项目，则类似项目应该和拟议项目使用相同的能源/燃料和原料；
- (d) 项目实施所在的工厂，所生产的产品或服务与本项目工厂所生产的产品或服务具有可比质量，属性和应用区域（例如，熟料）；
- (e) 项目的容量或产出在子步骤1计算得出的适用的容量或产出范围内；
- (f) 本项目活动的项目设计文件公示之前或本项目活动开始之前（两者中较早者），已经开始商业运营的项目；

对于(a)，由于中国各个省市之间在投资环境上（电价、材料价格、劳动力价格等差异）、自然资源的可得性上、经济发展水平及工业结构上都存在不同地、适用于本省的情况，因此，本项目合理适用的地理区域为山西省。

对于(b)，类似项目识别为煤层气/煤矿瓦斯发电并网项目；；

对于(c)，不适用或不涉及,本项目活动不是技改项目;；

对于(d)，类似项目实施所在厂与本拟议项目厂应提供具有可比质量、特性和应用领域(发电)的产品或服务;因此类似项目应识别为与华北电网并网可调度的或自备的山西煤矿瓦斯燃气电厂。;

对于(e)，根据子步骤1的计算，只考虑装机容量在8MW~24MW的低浓瓦斯发电项目；

对于(f)，本项目的开始时间在2012年10月31日，因此，识别出的项目应该是在此日期之前就已经开始商业运行的项目。另外，由于2002年电力体制改革，“厂网分开、竞价上网”，使得电力投资和运行环境以及电价政策发生重大变化，因而作为分界线，2002年2月之前的煤矿瓦斯燃气发电项目不视为同类项目。

第三步：根据第二步识别出来的项目，排除已经注册的碳减排项目，或正在申请碳减排注册的项目，以及正在碳减排审定阶段的项目，剩下的项目归为 N_{all} ：

根据《中国电力年鉴 2013》的数据，全球甲烷国际煤矿瓦斯项目数据库⁶⁸以及联合国 CDM 执行理事会网站⁶⁹，中国清洁发展机制网站信息⁷⁰，GS⁷¹和 VCS 网站信息⁷²以及中国自愿减排交易信息平台⁷³，山西省 2002 年 2 月至 2012 年 10 月 31 日之间投产运营，装机容量在 8MW~24MW 的低浓瓦斯并网发电项目均已作为清洁发展机制项目或者自愿减排项目进行开发。

因此 $N_{all}=0$ 。

第四步：根据第三步识别出来的类似项目，选出技术不同的项目，归为 N_{diff} ：

鉴于 $N_{all}=0$ ， $N_{diff} = 0$ 。

第五步：计算 $F=1-N_{diff}/N_{all}$ 和 $F=N_{all}-N_{diff}$

$$F = N_{all} - N_{diff} = 0 - 0 = 0$$

⁶⁸ <http://www2.ergweb.com/cmm/projects/ProjectFind.aspx>

⁶⁹ <http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>

⁷⁰ <http://cdm.ccchina.gov.cn/>

⁷¹ <http://www.goldstandard.org/>

⁷² <http://www.v-c-s.org/>

⁷³ <http://cdm.ccchina.gov.cn/ccer.aspx>

当因数 F 大于 0.2, 且 $N_{all} - N_{diff}$ 大于 3 时, 项目具有普遍性。本项目的 F 等于 0, 小于 3。因此项目不具有普遍性。

综上所述, 本项目通过了额外性论证的所有步骤, 具有充分的额外性。

B.6. 减排量

B.6.1. 计算方法的说明

>>

1) 项目排放

根据已批准的整合方法学 CM-003-V02 (第二版), 煤矿瓦斯 (CMM) 利用项目的总项目排放量由公式(1)得出:

$$PE_y = PE_{ME} + PE_{MD} + PE_{UM} \quad (1)$$

其中:

PE_y y 年项目的排放量 (tCO₂e)

PE_{ME} 收集和利用煤层气所使用的能源导致的项目排放量 (tCO₂e)

PE_{MD} 销毁煤层气导致的项目排放量 (tCO₂e)

PE_{UM} 未燃尽煤层气的项目排放 (tCO₂e)

1.1 收集和利用煤层气 CBM/煤矿瓦斯 CMM/通风瓦斯 VAM 所需额外能源导致的燃烧排放量(PE_{ME})

在基准线情景中已经有了抽放站, 用风机抽取瓦斯, 以保证达到煤矿安全要求, 本项目涉及抽放瓦斯用于发电。但是, 在利用瓦斯时, 新建瓦斯电站的瓦斯输送及处理系统中的设备需要耗电, 这部分应计入项目排放。

$$PE_{ME} = CONS_{ELEC,PJ} \cdot CEF_{ELEC} + CONS_{HEAT,PJ} \cdot CEF_{HEAT} + CONS_{FossFuel,PJ} \cdot CEF_{FossFuel} + PE_{FC,j,y} \quad (2)$$

其中

PE_{ME} 收集、利用或销毁煤层气所消耗燃料的排放量 (tCO₂e)

$CONS_{ELEC,PJ}$ 收集、利用或销毁煤层气所需的额外电消耗 (MWh)

CEF_{ELEC} 煤矿用电的碳排放因子 (tCO₂e/MWh)

$CONS_{HEAT,PJ}$ 收集、利用或销毁煤层气所需的额外热消耗量, 如有 (GJ)

CEF_{HEAT} 煤矿用热的碳排放因子 (tCO₂e/GJ)

$CONS_{FossFuel,PJ}$ 收集、利用或销毁煤层气所需的额外化石燃料消耗量, 如有 (GJ)

$CEF_{FossFuel}$ 煤矿使用化石燃料的碳排放因子 (tCO₂e/GJ) $PE_{FC,j,y}$

第y年, 工序j中的化石燃料燃烧过程的二氧化碳排放。使用“化石燃料燃烧导致的项目或泄漏二氧化碳排放计算工具”计算。

在项目情景中, 项目电量来自华北电网, 没有其他热量和化石燃料的消耗, 因此, 只考虑因电量消耗带来的项目排放:

$$PE_{ME} = CONS_{ELEC,PJ} \cdot CEF_{ELEC}$$

其中

 $CONS_{ELEC,PJ}$

捕获、利用或销毁所消耗的电量, 本项目中为瓦斯电站的下网电量(MWh)

 CEF_{ELEC} 华北电网排放因子 (tCO₂e/MWh)

1.2 利用收集的煤层气导致的燃烧排放量 (PE_{MD})

当收集到的瓦斯被用于燃烧或发电时, 其燃烧产生的排放计算如下:

$$PE_{MD} = (MD_{FL} + MD_{OX} + MD_{ELEC} + MD_{HEAT} + MD_{GAS}) \times (CEF_{CH4} + r \times CEF_{NMHC}) \quad (4)$$

其中:

$$r = PC_{NMHC} / PC_{CH4}$$

其中

 PE_{MD} 销毁 CMM/CBM 导致的项目排放量 (tCO₂e) MD_{FL} 通过火炬燃烧销毁的煤层气(tCH₄) MD_{OX} 通过无焰氧化销毁的煤层气(tCH₄) MD_{ELEC} 通过发电销毁的煤层气 (tCH₄) MD_{HEAT} 通过热能销毁的煤层气(tCH₄) MD_{GAS} 通过输入燃气输配管网或作为交通工具燃料销毁的煤层气 (tCH₄) CEF_{CH4} 燃烧的排放因子 (2.75 tCO₂e/tCH₄) CEF_{NMHC} 非碳氢化合物 (NMHC) 燃烧的碳排放因子 (tCO₂e/tNMHC); (因 NMHC 浓度在变化, 因此要对收集的煤层气进行定期分析); r

NMHC 与煤层气的相对比例

 PC_{CH4}

抽取的煤层气中的质量浓度 (要进行湿式测量), %

 PC_{NMHC}

抽取的煤层气中 NMHC 的质量浓度 (%)

根据 CM-003-V02 中的规定, 如果所抽出瓦斯中的非煤层气烃 (NMHC) 体积含量超过 1%, 这些非煤层气烃燃烧产生的排放必须考虑在内。然而, 目前开元煤矿抽采瓦斯气体中的 NMHC 浓度低于 1%, 并且预计将来仍将保持较低的浓度。根据方法学, 项目减排计入期内将一直监测 NMHC 的浓度。此处 $PC_{NMHC} = 0$ 。

每个利用终端销毁的煤层气量取决于每个利用终端的燃烧效率。

因项目活动不涉及瓦斯被用于燃烧, 只利用 CMM 发电, PE_{MD} 可以用下面的公示来确定:

$$PE_{MD} = MD_{ELEC} \times CEF_{CH_4} \quad (6)$$

$$MD_{ELEC} = MM_{ELEC} \times Eff_{ELEC} \quad (7)$$

其中:

MD_{ELEC} 通过发电销毁的煤层气量 (tCH₄)

MM_{ELEC} 经测量的输入电站的煤层气量 (tCH₄)

Eff_{ELEC} 在电站中煤层气的销毁/氧化率 (从 IPCC 中取值 99.5%)

$$\text{因此: } PE_{MD} = MM_{ELEC} \times Eff_{ELEC} \times CEF_{CH_4} \quad (8)$$

MD_{ELEC} 和 Eff_{ELEC} 的单位为 tCH₄。在标准状况下, 1 摩尔 CH₄ 为 22.4 升, 在 0 摄氏度 1 atm 大气压下 1Nm³ 的 CH₄ 为 0.71428kg, 在 20 摄氏度 1 atm 大气压下为 0.67kg。

1.3 燃烧中未燃烧的煤层气(PE_{UM})

在项目活动中, 被送到各利用终端的煤层气并没有全部被燃烧掉, 因此一小部分煤层气会逃逸到大气中。此部分排放量可采用如下公式计算:

$$PE_{UM} = [GWP_{CH_4} \times \sum_i MM_i \times (1 - Eff_i)] + PE_{flare} + PE_{OX} \times GWP_{CH_4} \quad (9)$$

其中:

PE_{UM} 未能燃烧的煤层气引起的项目排放(tCO₂e)

GWP_{CH_4} 甲烷气全球变暖潜能系数 (25 tCO₂e/tCH₄)

I 煤层气的利用方式 (发电、热能利用、导入燃气输配管网进行各种终端利用燃烧)

MM_i 测量的送往终端方式 i 的煤层气量 (tCH₄)

Eff_i	用途 i 销毁煤层气的效率 (%)
PE_{flare}	残余气体火炬燃烧时未燃烧的甲烷导致的项目排放 (tCO ₂ e)
PE_{ox}	VAM 无焰氧化时未氧化的甲烷导致的项目排放 (tCO ₂ e)

因项目活动不涉及 CBM 和 VAM, 只利用煤层气发电, PE_{UM} 可以用下面的公示来确定:

$$PE_{UM} = GWP_{CH_4} \times MM_{ELEC} \times (1 - Eff_{ELEC}) \quad (10)$$

其中

MM_{ELEC}	输送到电站的瓦斯量
Eff_{ELEC}	煤层气发电销毁煤层气的效率 (%)

2) 基准线排放量

基准线排放量由下列公式计算得到:

$$BE_y = BE_{MD,y} + BE_{MR,y} + BE_{Use,y} \quad (11)$$

其中:

BE_y	y 年基准线排放量 (tCO ₂ e)
$BE_{MD,y}$	y 年基准线情景下销毁甲烷的基准线排放量 (tCO ₂ e)
$BE_{MR,y}$	y 年项目活动避免甲烷释放到大气的排放量 (tCO ₂ e)
$BE_{Use,y}$	y 年项目活动发电、供热、燃气供应所替代的基准线排放 (tCO ₂ e)

2.1 基准线中的煤层气销毁排放($BE_{MD,y}$)

如上 B4 中所述, 在本项目的基准线情景中抽放的全部煤矿瓦斯 CMM 都被直接排空。因此, 此项基准线排放为零, 即

$$BE_{MD,y} = 0 \quad (12)$$

2.1.1 对计入期内每年的平均热力需求的计算(Th_y)

本项目的基准线情景中不包括任何煤矿瓦斯CMM 的热力需求，因此，本项目活动不会替代任何热力需求。

2.2 排入大气中的煤层气

本项目不涉及煤层气 CBM 和通风瓦斯 VAM，只涉及采前和采后抽放的煤矿瓦斯，本项目的采前和采后瓦斯将合并为煤矿瓦斯CMM 计算和监测。在本项目的基准线中，所有抽放煤矿瓦斯CMM 都被直接排空，没有任何收集和利用煤矿瓦斯CMM 的活动。因此，在基准线情景中本应排空的煤层气：

$$BE_{MR,y} = GWP_{CH4} \times \left[\sum_i (CMM_{PJ,i,y} - CMM_{BL,i,y}) + \sum_i (PMM_{PJ,i,y} - PMM_{BL,i,y}) \right] \quad (13)$$

在基准线情景下，没有煤矿瓦斯CMM 的捕集、输送及销毁，因此 $CMM_{BL,i,y}$ 和 $PMM_{BL,i,y}$ 为 0； $CMM_{PJ,y}$ 和 $PMM_{PJ,y}$ 是项目活动捕集的送往发电设备燃烧销毁的采前和采后抽放瓦斯量，因为两者共用一套井下抽放系统，只能合并监测和计算。因为在基准线情景中不曾有且不会有被捕集利用/销毁的甲烷，所以通过项目活动避免逸入大气的甲烷量等于项目活动所捕集的甲烷量。因此，本公式可以简化为：

$$BE_{MRy} = GWP_{CH4} \times \sum_i (CMM_{PJ,i,y} + PMM_{PJ,i,y}) \quad (14)$$

其中

$BE_{MR,y}$ y 年基准线情景下销毁甲烷的基准线排放量 (tCO_{2e})

GWP_{CH4} 甲烷气全球变暖潜能系数 (25 tCO_{2e}/tCH₄)

$CMM_{PJ,i,y}$ y 年项目活动下用途 i 收集、输送和销毁的采前 CMM (tCH₄)

$PMM_{PJ,i,y}$ y 年项目活动捕集、输送和销毁的采后 CMM 量 (tCH₄)

在项目活动中，煤矿瓦斯CMM 只用来进行发电。因此，为了简化计算过程，基准线排放可以简化为下列公式：

$$BE_{MRy} = GWP_{CH4} \times MM_{ELEC} \quad (15)$$

其中

$BE_{MR,y}$ 项目活动 y 年所带来的基准线排放(tCO_{2e})

MM_{ELEC} 输送到电站的瓦斯量

2.3 被项目所替代的电力/热力生产所产生的排放量 (BE_{Use,y})

因项目不涉及煤层气 CBM 的利用及产热活动，所以被本项目所替代的电力生产所产生的排放量可由以下公式进行计算：

$$PBE_{Use,y} = GEN_y \times EF_{ELEC} \quad (16)$$

其中：

GEN_y 项目活动在第 y 年向电网的供电量，即上网电量 (MWh)

EF_{ELEC} 由项目替代的华北电网电力的排放因子 /MWh);

$PBE_{Use,y}$ 本项目所替代的电力生产所产生的排放量。 (tCO₂)

2.3.1 电网电力排放因子 ($EF_{ELEC,y}$)

根据方法学，使用“电力系统排放因子计算工具（04.0 版）”计算本项目的基准线排放因子。基准线排放因子，包括运行边际 ($EF_{OM,y}$) 和建设边际 ($EF_{BM,y}$)，将事前计算，而且此排放因子在整个计入期内不变。基准线排放因子 ($EF_{BM,y}$) 是运行边际 ($EF_{OM,y}$) 和建设边际 ($EF_{BM,y}$) 的加权平均值。

根据“电力系统排放因子计算工具（04.0 版）”的规定，基准线排放因子的计算通过下列 6 个步骤来完成。本项目设计文件计算中所用数据主要基于国家官方统计资料：《中国能源统计年鉴》，《中国电力年鉴》以及 2006 年《IPCC 国家温室气体清单指南》。

步骤 1：确定相关电力系统

根据国家发改委的指导意见⁷⁴，本项目电力系统是华北电网，包含北京、天津、河北、山西、山东、内蒙古自治区电网。

步骤 2：选择是否在项目电网系统中包含离网的独立发电厂（可选）

项目方可从以下两个选项中选其一来计算运行边际和建设边际排放因子：

选项 I：计算中只包括并网发电厂。

选项 II：计算中包括并网发电场和离网发电厂。

⁷⁴ <http://cdm.ccchina.gov.cn/WebSite/CDM/UpFile/File2333.pdf>

由于项目所在电网稳定且缺乏离网发电厂数据的原因，该项目设计文件中选择选项 I。

步骤3: 选择运行边际 (OM) 计算方法

共有四种计算运行边际排放因子 $EF_{OM,y}$ 的方法：

- 1) 简单 OM 计算方法，或
- 2) 经调整的简单 OM 计算方法，或
- 3) 调度数据分析 OM 计算方法，或
- 4) 平均 OM 计算方法

方法 1) 仅在低成本/必须运行的电厂在整个电网发电中所占比例小于 50% 时可以使用。根据华北电网 2008-2012 年的历史数据，来自于水电和其他可再生能源的发电量占总发电量的比例⁷⁵为 1.19%，2%，3%、3.76% 和 4.93%，均小于 50%，因此方法 1) 简单 OM 计算方法适用于本项目。故本项目采用方法 1) 简单 OM 的方法计算排放因子。

根据“发电系统排放因子计算工具”的规定，简单 OM 可以通过如下两种方法计算：

- (1) 事前计算：3 年发电量加权平均值，使用向审定与核证机构提交项目设计文件进行合格性确认时可获得的最近数据，计入期内无需监测和重新计算排放因子。或者；
- (2) 事后计算：在每年监测减排的同时根据当年电网数据更新。如果计算第 y 年的数据通常在第 y 年后超过 6 个月之后才能获得，则可以使用第 $(y-1)$ 年的数据。如果数据通常在第 y 年后 18 个月之后才能获得，则可以使用第 $(y-2)$ 年的数据，并在整个计入期内依次类推。

本项目选用方法(1)，即事前计算。

步骤4: 根据选定方法计算 OM

由于电厂级的发电数据和调度信息在中国并不公开，本项目设计文件选择了选项 B，即基于电网发电量和燃料类型和消耗量等相关信息。

⁷⁵ 2009~2013 中国电力年鉴

根据“发电系统排放因子计算工具”的规定，简单运行边际排放因子 $EF_{OM, simple, y}$ 的计算公式如下：

$$EF_{OM, simple, y} = \frac{\sum_i FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2, i, y}}{EG_{grid, y}} \quad (17)$$

其中

$EF_{OM, simple, y}$	第 y 年的简单运行边际排放因子(tCO ₂ /MWh)
$FC_{i,j}$	第 y 年项目发电系统消耗的类型 i 化石燃料数量
NCV_i	第 y 年燃料类型 i 的净热值 (GJ/燃料质量或体积单位)
$EF_{CO_2, i, y}$	第 y 年燃料类型 i 的排放因子(tCO ₂ /GJ)
$EG_{grid, y}$	第 y 年电力系统所有发电源向电网提供的电量，不包括低成本/必须运行的电厂/机组 (MWh)
i	第 y 年在项目发电系统发电源使用的所有化石燃料类型
j	在向审定与核证机构提交项目设计文件进行合格性确认时数据可得的最近三年（事前）或监测年（事后），根据第二步中的相关规定

另外，如前文所述，采用了“简单 OM 排放因子”计算方法，以确定调入电量的排放因子。

在本项目设计文件计算中，单位质量或体积的燃料的净热值取自中国能源统计年鉴，其排放因子取自 IPCC2006 默认值。简单 OM 是基于华北电网（不包括低成本/必须运行的电厂）的发电数据。关于装机容量和发电量等的数据来源于《中国电力年鉴》。不同类型化石燃料的消耗量来源于《中国能源统计年鉴》。因此，正如前文已经介绍的，此简单 OM 为事前计算排放因子，基于提交项目设计文件时可获得的最近三年的统计数据。

华北电网的运行边际排放因子 $EF_{OM, simple, y}$ 为 1.0580 tCO₂/MWh⁷⁶。

步骤5：计算建设边际排放因子

⁷⁶ 《2014 年中国区域电网基准排放因子》

<http://cdm.ccchina.gov.cn/archiver/cdmcn/UpFile/Files/Default/20150204155537627092.pdf>

“电力系统排放因子计算工具”（04.0 版）提供了计算 BM 的两种选择：1) 在第一个计入期，基于项目设计文件提交时可得的最新数据事前计算；在第二个计入期，基于计入期更新时可得的最新数据更新；第三个计入期沿用第二个计入期的排放因子；2) 在第一计入期内按项目活动注册年或注册年可得的最新信息逐年事后更新 BM；在第二个计入期内按选择 1) 的方法事前计算 BM，第三个计入期沿用第二个计入期的排放因子。

本次公布的排放因子 BM 的结果是基于选择 1) 的事前计算。

本项目设计文件采用选项 1 计算华北电网的 BM 因子。

用于计算建设边际排放因子的样本机组群 m 通过下述步骤确定：

(a) 确定最新建成并网发电的 5 个机组 (SET5-units)，不包括已注册为 CCER 项目的机组，并确定它们的年发电量 (AEGSET-5-units, MWh)。

(b) 确定项目所在电力系统的年发电量 (AEGtotal, MWh)，不包括已注册为 CCER 项目的机组。确定电力系统中最近建成且构成该系统总发电量 20% 的机组 (SET \geq 20%) (若 20% 发电量包括某台机组的一部分发电量，则将此机组全部发电量纳入计算中)，然后计算这些机组的总发电量 (AEGSET \geq 20%, MWh)。

(c) 从以上 (1) 和 (2) 中的样本群机组 SET5-units 和 SET \geq 20%，选取年发电量较大者作为样本群机组 (SETsample)。

确定样本群机组并网发电的开始日期。若没有机组的开始发电日期已超过 10 年，则采用该样本群机组 SETsample 计算 BM 因子，并无需考虑以下步骤(d)、(e)、(f)，

否则：

(d) 从样本群机组 SETsample 中删去开始发电日期已超过 10 年的机组。然后在电力系统中从最近投入发电的机组算起，倒序挑选已注册为 CCER 的机组并添入到样本群 SETsample 中，直至新样本群的总发电量超过电力系统总发电量的 20% 时为止 (若 20% 发电量包括某台机组的一部分发电量，则将此机组全部发电量纳入计算中)。最后，确定新样本群 (SETsample-CCER) 的年总发电量 (AEGSET-sample-CCER, MWh)。

如果有可能建立这样的样本群，则采用此新样本群 SETsample-CCER 计算 BM 因子，并无需考虑以下步骤(e)、(f)，

否则：

(e) 在样本群 SETsample-CCER 添入开始发电日期已超过 10 年的机组，直至新样本群的总发电量超过电力系统总发电量的 20%时为止（若 20% 发电量包括某台机组的一部分发电量，则将此机组全部发电量纳入计算中）。

(f) 采用此新样本群 SETsample-CCER, ≥ 10 yrs 计算 BM 因子。

建设边际排放因子 BM 是所有样本群 m 在最近数据可知的第 y 年按电量加权的平均排放因子，计算如下：

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (18)$$

其中：

$EF_{grid,BM,y}$ 第 y 年的建设边际排放因子 (tCO₂/MWh)

$EG_{m,y}$ 电力机组样本 m 在第 y 年向电网提供的电力 (MWh)

$EF_{EL,m,y}$ 电力机组样本 m 在第 y 年的 CO₂ 排放因子 (tCO₂/MWh)

m 建设边际排放因子中所包含的电力机组

y 电力生产数据可知的最近历史年份

每个电力机组样本 m 的 CO₂ 排放因子都应按照简单 OM 步骤中的描述，采用电力生产数据可知的最近历史年份，用建设边际内包含的样本群 m 来进行计算。

但在中国目前的情况下，电力机组将建设边际数据视为重要的商业数据，因此要无法获得最近5座投入运行的电力机组或最近新建且构成该系统 20% 装机容量的电力机组的数据。因此，采用相邻年份新增容量作为确定容量(建设)边际BM的基础，即用过去1-3年间的年新增容量叠加，无论叠加到哪一年，直至新增容量叠加到最接近于总装机容量的20%为止。

由于数据可得性的原因，计算采用了 EB 同意的变通办法⁷⁷，即首先计算新增装机容量及其中各种发电技术的组成，然后计算各发电技术的新增装机权重，最后利用各种技术商业化的最优效率水平计算排放因子。

⁷⁷ http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/AM_CLAR_QEJWJEF3CFBP1OZAK6V5YXPQKK7WYJ

由于现有统计数据中无法从火电中分离出燃煤、燃油和燃气的各种发电技术容量，因此本计算结果中采用如下方法⁷⁸：

- 1) 首先，利用最近一年可得的能源平衡表数据，计算出发电用固体、液体和气体燃料对应的 CO₂ 排放量在总排放量中的比重；
- 2) 其次以此比重为权重，以商业化最优效率技术水平对应的排放因子为基础，计算出对应于各电网的火电排放因子；
- 3) 最后，用此火电排放因子再乘以火电在该电网新增的 20% 容量中的比重，结果即为该电网的 BM 排放因子。

具体步骤和公式如下：

子步骤 1) 计算发电用固体、液体和气体燃料对应的 CO₂ 排放量在总排放量中的比重。

$$\lambda_{Coal,y} = \frac{\sum_{i \in COAL,j} F_{i,j,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,j,y}}{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,j,y}} \quad (19)$$

$$\lambda_{Oil,y} = \frac{\sum_{i \in OIL,j} F_{i,j,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,j,y}}{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,j,y}} \quad (20)$$

$$\lambda_{Gas,y} = \frac{\sum_{i \in GAS,j} F_{i,j,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,j,y}}{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,j,y}} \quad (21)$$

其中

$F_{i,j,y}$ 第 j 省份在第 y 年的燃料 i 消耗量（质量单位：吨或体积单位：立方米）；

$NCV_{i,y}$ 燃料 i 在第 y 年的净热值（焓值）（GJ /质量或体积单位）；

$EF_{CO_2,i,j,y}$ 第 j 省份在第 y 年的燃料 i 的二氧化碳排放因子 (tCO₂/GJ)；

$Coal$, Oil 和 Gas 分别为固体燃料、液体燃料和气体燃料的脚标集合。

子步骤 2) 计算对应的火电排放因子

$$EF_{Fuel-fired,y} = \lambda_{Coal,y} \times EF_{Coal,Adv,y} + \lambda_{Oil,y} \times EF_{Oil,Adv,y} + \lambda_{Gas,y} \times EF_{Gas,Adv,y} \quad (22)$$

⁷⁸<http://cdm.ccchina.gov.cn/WebSite/CDM/UpFile/File2333.pdf>

其中

$EF_{Coal,Adv,y}$ ， $EF_{Oil,Adv,y}$ 和 $EF_{Gas,Adv,y}$ 分别对应于商业化最优效率的燃煤、燃油和燃气发电技术所对应的排放因子，具体参数及计算见附件 3。

子步骤 3) 计算电网的 BM

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{CAP_{Fuel-fired,y}}{CAP_{Total,y}} \times EF_{Fuel-fired,y} \quad (23)$$

其中

CAP_{Total} 超过现有容量 20% 的总新增容量；

$CAP_{Fuel-fired}$ 新增火电容量；

经上述步骤计算计算，华北电网的建设边际排放因子 $EF_{grid,BM,y}$ 为 0.5410CO₂/MWh⁷⁹。

步骤 6: 计算组合边际排放因子

根据“发电系统排放因子计算工具”的规定，组合边际，亦即基准线排放因子 $EF_{grid,CM,y}$ 是运行边际排放因子 $EF_{OM,simple,y}$ 和建设边际排放因子 $EF_{grid,BM,y}$ 的加权平均，本类项目的缺省值 $W_{OM}=0.5$ ， $W_{BM}=0.5$ ，计算公式如下：

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times W_{BM} \quad (24)$$

其中

W_{OM} 和 W_{BM} 分别是 OM 和 BM 的权重。

经计算可以得到基准线排放因子：

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{electricity,y} = 1.0580 * 0.5 + 0.5410 * 0.5 = 0.7995$$

详细计算过程请参见附件 2。

3) 项目泄漏 (LE_y)

鉴于项目基准线情景不包括热能利用，泄漏的算式如下：

⁷⁹ 《2014 年中国区域电网基准排放因子》

<http://cdm.ccchina.gov.cn/archiver/cdmcn/UpFile/Files/Default/20150204155537627092.pdf>

$$LE_y = LE_{o,y} \quad (25)$$

其中

LE_y y 年泄漏排放量 (tCO₂e)
 $LE_{o,y}$ y 年其他不确定情况产生的泄漏排放 (tCO₂e)

瓦斯发电项目产生的泄漏包括：

- 替代基准线中的热能利用
- 从卸压区以外抽放
- CCER 项目活动对煤炭产量的影响
- CCER 项目活动对煤炭价格和市场动态的影响

3.1 替代基准线中的热能利用

如本节 2.1 中所述，鉴于项目基准线情景不包括热能利用，因此不会产生由于跟基准线热能需求冲突而造成的泄漏。

3.2 从卸压区以外抽放煤层气 CBM

本项目矿并不抽放和收集煤层气 CBM，因此由此产生的泄漏也为零。

3.3 CCER 项目活动对煤炭产量的影响

在基准线情境中，开元煤矿已经建设了地面瓦斯抽放站，进行瓦斯抽排。本项目活动不会影响煤矿的瓦斯抽排，进而也不会影响煤矿的采煤活动，因此本项目活动对于矿井煤炭产量无影响。

3.4 CCER 项目活动对煤炭价格和市场动态的影响

根据方法学CM-003-V02（第二版），本项目被认为事前对煤价和市场动态没有影响。

4) 减排量

在假定的 y 年份中项目活动产生的减排量 ER_y 就是基准线排放量 (BE_y) 和项目排放量 (PE_y) 及泄漏 (LE_y) 之差，公式如下：

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (26)$$

式中：
 ER_y = 项目活动在第 y 年的减排量
 (tCO_2e) ；
 BE_y = 第 y 年的基准线排放 (tCO_2e)；
 PE_y = y 年的项目排放 (tCO_2e)；
 LE_y = y 年的泄漏排放 (tCO_2e)。

B.6.1. 预先确定的参数和数据

>>

项目审定时，与实际减排量直接有关且需要得到确定的参数如下：

数据/参数：	$CMM_{BL,i,y}$
单位：	tCH_4
描述：	y 年基准线情景下用途 i 收集、输送和销毁的采前CMM
所使用的数据来源：	项目业主提供
所应用的数据值：	0
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤：	基准线情景下，收集的CMM释放到大气中未利用。因此， $CMM_{BL,i,y}$ 为0。
数据用途	计算基准线情景下销毁煤层气的基准线排放量
评价意见：	-

数据/参数：	$PMM_{BL,i,y}$
单位：	tCH_4
描述：	y 年基准线情景下用途 i 收集、输送和销毁的采后CMM
所使用的数据来源：	项目业主提供
所应用的数据值：	0
证明数据选用的合	基准线情景下，收集的CMM释放到大气中未

理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	利用。因此, $PMM_{BL,i,y}$ 为 0。
数据用途	计算基准线情景下销毁煤层气的基准线排放量
评价意见:	-

数据/参数:	Eff_{ELEC}
单位:	%
描述:	在电厂中煤矿瓦斯销毁的效率
所使用的数据来源:	根据方法学 CM-003-V02 (第二版), 修订的 1996IPCC 国家温室气体清单指南表 1.6, P1. 29
所应用的数据值:	99.5%
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	IPCC参考值
数据用途	计算销毁煤层气导致的项目排放
评价意见:	-

数据/参数:	$EF_{grid,OM}$
单位:	tCO _{2e} /MWh
描述:	运行边际排放因子
所使用的数据来源:	2014 年中国区域电网基准线排放因子
所应用的数据值:	1.0580
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	中国官方公布数据 http://cdm.ccchina.gov.cn/archiver/cdmcn/UpFile/Files/Default/20150204155537627092.pdf
数据用途	计算项目活动替代发电导致的基准线排放
评价意见:	

数据/参数:	$EF_{grid,BM}$
单位:	tCO _{2e} /MWh
描述:	建设边际排放因子

所使用的数据来源:	2014 年中国区域电网基准线排放因子
所应用的数据值:	0.5410
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	中国官方公布数据 http://cdm.ccchina.gov.cn/archiver/cdmcn/UpFile/Files/Default/20150204155537627092.pdf
数据用途	计算项目活动替代发电导致的基准线排放
评价意见:	

数据/参数:	W_{OM}
单位:	%
描述:	运行边际排放因子的权重
所使用的数据来源:	电力系统排放因子计算工具
所应用的数据值:	50
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	方法学
数据用途	计算电网组合边际 CO_2 排放因子
评价意见:	

数据/参数:	W_{BM}
单位:	%
描述:	建设边际排放因子的权重
所使用的数据来源:	电力系统排放因子计算工具
所应用的数据值:	50
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	方法学
数据用途	计算电网组合边际 CO_2 排放因子
评价意见:	

数据/参数:	EF _{ELEC}
单位:	tCO _{2e} /MWh
描述:	项目活动所替代电量的华北电网CO ₂ 基准线排放因子 以及“电力系统排放因子计算工具”（第04.0版）
所使用的数据来源:	根据《2014 年中国区域电网基准线排放因子》公布的华北电网排放因子计算所得。 EF _{grid,CM,y} =EF _{electricity,y} =1.0580*0.5+0.5410*0.5=0.7995
所应用的数据值:	0.7995
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	中国官方公布数据 http://cdm.ccchina.gov.cn/archiver/cdmcn/UpFile/Files/Default/20150204155537627092.pdf
数据用途	计算项目活动替代发电导致的基准线排放
评价意见:	

数据/参数:	D _{CH4}
单位:	kg/m ³
描述:	在标准温度和压力下煤层气的密度
所使用的数据来源:	修订后的IPCC1996国家温室气体清单指南表1.24和1.16部分
所应用的数据值:	0.67
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	IPCC 参考值
数据用途	通过煤层气的体积和密度计算用于发电的纯瓦斯（即纯CH ₄ ）质量
评价意见:	在 1 个标准大气压、温度为 20℃煤层气的密度

数据/参数:	CEF _{CH4}
单位:	tCO ₂ /tCH ₄
描述:	燃烧煤层气的排放因子

所使用的数据来源:	国家没有公布数据, 采用“2006 IPCC国家温室气体清单指南表”第二卷 能源, 第一章1.21-1.24 页的表1.3 和表1.4
所应用的数据值:	2.75
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	方法学CM-003-V02 (第二版)
数据用途	计算销毁煤层气导致的项目排放
评价意见:	

数据/参数:	GWP _{CH₄}
单位:	tCO ₂ /tCH ₄
描述:	煤层气的全球变暖潜势
所使用的数据来源:	方法学CM-003-V02 (第二版) 政府间气候变化专门委员会第四次评估报
所应用的数据值:	25
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	方法学CM-003-V02 (第二版)
数据用途	计算项目避免煤层气释放到大气的基准线排放和未燃烧煤层气导致的项目排放
评价意见:	

B.6.2. 减排量事前计算

>>

A 项目排放量

项目排放总量是收集和利用煤层气所使用的能源导致的项目排放量, 销毁煤层气导致的项目排放量和未燃尽煤层气的项目排放量之和。

A.1 收集和利用煤层气所使用的能源导致的项目排放量

事前估算时，根据项目可研，煤层气收集和利用所额外消耗的能源统一归入瓦斯电站的自用电量，在计算 $BE_{use,y}$ 时从发电量中扣除。因此，此处 PE_{ME} 不再重复计算，取值为零。项目实际运行后，根据实际监测的下网电量来计算，故：

$$CONS_{ELEC,PJ} = 0 \text{ tCO}_2e$$

A.2 瓦斯发电燃烧煤层气产生的排放

考虑到本项目安装 32 套 500kW 燃气机组，每年摧毁 29,333,333Nm³/a 的煤层气。考虑发电机组的瓦斯销毁效率（99.5%，IPCC 值），瓦斯发电机组销毁的煤层气量（不包含未燃尽的煤层气）为：

$$MD_{ELEC} = MM_{ELEC} \times Eff_{ELEC}$$

$$\text{其中: } MM_{ELEC} = 29,333,333 \times 0.67 / 1,000 = 19,653 \text{ tCH}_4$$

根据A.2部分的计算， $MM_{ELEC,一期} = 12,283 \text{ tCH}_4$ ；

$$MM_{ELEC,二期} = 7,370 \text{ tCH}_4$$

$$Eff_{ELEC} = 99.5\%$$

$$\text{因此: } MD_{ELEC} = 19,653 \times 99.5\% = 19,555 \text{ tCH}_4$$

$$MD_{ELEC,一期} = 12,283 \times 99.5\% = 12,222 \text{ tCH}_4$$

$$MD_{ELEC,二期} = 7,370 \times 99.5\% = 7,333 \text{ tCH}_4$$

由于非甲烷碳氢化合物的浓度低于 1%，项目活动燃烧煤层气所产生的排放量计算如下，其中 CEF_{CH4} 为 2.75 tCO_{2e}/tCH₄：

$$\begin{aligned} PE_{MD} &= MD_{ELEC} \times CEF_{CH4} \\ &= 19,555 \times 2.75 = 53,776 \text{ tCO}_2e \end{aligned}$$

$$\text{其中一期: } PE_{MD,一期} = 12,222 \times 2.75 = 33,610 \text{ tCO}_2e$$

$$\text{二期: } PE_{MD,二期} = 7,333 \times 2.75 = 20,166 \text{ tCO}_2e$$

A.3 未燃尽煤层气产生的排放

由于电站的氧化率设为 99.5%，因此此项排放为：

$$\begin{aligned} PE_{UM} &= GWP_{CH4} \times MM_{ELEC} \times (1 - Eff_{ELEC}) \\ &= 25 \times 19,653 \times (1 - 99.5\%) \\ &= 2,457 \text{ tCO}_2e \end{aligned}$$

$$\text{其中一期: } PE_{UM,一期} = 25 \times 12,283 \times (1 - 99.5\%) = 1,535 \text{ tCO}_2e$$

$$\text{二期: } PE_{UM,二期} = 25 \times 7,370 \times (1 - 99.5\%) = 921 \text{ tCO}_2e$$

A.4 总项目排放

根据 CM-003-V02 (第二版) , 项目总排放计算如下:

$$PE_y = PE_{ME} + PE_{MD} + PE_{UM}$$

表 12 总项目排放估算 (tCO₂e/y)

年度	项目排放 PE _{ME} (tCO ₂ e)	项目排放 PE _{UM} (tCO ₂ e)	项目排放 PE _{MD} (tCO ₂ e)	总项目排放 PE(tCO ₂ e)
2013年8月2日到 2013年12月31日	0	639 ⁸⁰	13,997 ⁸¹	14,636
2014年1月1日到 2014年12月31日	0	1,636 ⁸²	35,820 ⁸³	37,457
2015年1月1日到 2015年12月31日	0	1,842 ⁸⁴	40,332 ⁸⁵	42,175
2016年1月1日到 2016年12月31日	0	1,842	40,332	42,175

⁸⁰一期于 2013 年 8 月 2 日并网, 因从项目并网日到 2013 年 12 月 31 日共计运行天数为: 152 天。

一期的瓦斯消耗量为 12,283.33tCH₄。因此 PE_{UM,一期,2013}=25*12,283*(1-99.5%)*152/365=639 tCO₂e。二期的 2MW 于 2014 年 9 月 3 日并网, 剩余的 4MW 预计 2017 年 7 月 1 日并网, PE_{UM,二期,2013}=0。

PE_{UM,2013}=639+0=639 tCO₂e

⁸¹ PE_{MD,一期,2013}=12,283*99.5%*152/365*2.75=13,997tCO₂e。二期的 2MW 于 2014 年 9 月 3 日并网, 剩余的 4MW 预计 2017 年 7 月 1 日并网, PE_{MD,二期,2013}=0。PE_{MD,2013}=13,997+0=13,997 tCO₂e

⁸² PE_{UM,一期,2014}=25*12,283*(1-99.5%)=1,535 tCO₂e。二期的 2MW 于 2014 年 9 月 3 日并网, 剩余的 4MW 预计 2017 年 7 月 1 日并网, 二期的 2MW 在 2014 年的运行天数为 120 天。二期的瓦斯消耗量为 7,370tCH₄。

PE_{UM,二期,2014}=25*7,370/6*2*(1-99.5%)*120/365=101 tCO₂e。PE_{UM,2014}=1,535+101=1,636 tCO₂e

⁸³ PE_{MD,一期,2014}=12,283*99.5%*2.75=33,610tCO₂e。二期的 2MW 于 2014 年 9 月 3 日并网, 剩余的 4MW 预计 2017 年 7 月 1 日并网, 二期的 2MW 在 2014 年的运行天数为 120 天。二期的瓦斯消耗量为 7,370tCH₄。

PE_{MD,二期,2014}=7,370/6*2*99.5%*2.75*120/365=2210。PE_{MD,2014}=33,610+2,210=35,820 tCO₂e

⁸⁴ PE_{UM,一期,2015}=25*12,283*(1-99.5%)=1,535 tCO₂e。PE_{UM,二期,2015}=25*7,370/6*2*(1-99.5%)=307 tCO₂e。PE_{UM,2015}=1,535+307=1,842 tCO₂e

⁸⁵ PE_{MD,一期,2015}=12,283*99.5%*2.75=33,610tCO₂e。PE_{MD,二期,2015}=7,370/6*2*99.5%*2.75=6,722 tCO₂e。

PE_{MD,2015}=33,610+6,722=40,332 tCO₂e

2017年1月1日到 2017年12月31日	0	2,152 ⁸⁶	47,110 ⁸⁷	49,262
2018年1月1日到 2018年12月31日	0	2,457 ⁸⁸	53,776 ⁸⁹	56,233
2019年1月1日到 2019年12月31日	0	2,457	53,776	56,233
2020年1月1日到 2020年12月31日	0	2,457	53,776	56,233
2021年1月1日到 2021年12月31日	0	2,457	53,776	56,233
2022年1月1日到 2022年12月31日	0	2,457	53,776	56,233
2023年1月1日到 2023年8月1日	0	1,434 ⁹⁰	31,382 ⁹¹	32,815

B. 基准线排放:

基准线排放量由 y 年基准线情景下销毁甲烷的基准线排放量、 y 年项目活动避免甲烷释放到大气的排放量和 y 年项目活动发电、供热、燃气供应所替代的基准线排放量之和。

B.1 基准线情景中销毁甲烷所产生的基准线排放量

如 B.4 部分所述, 基准线情景中所有抽放瓦斯均被排入大气, 没有任何销毁行为, 因此, 此项基准线排放为零。

$$BE_{MD,y} = 0$$

⁸⁶ $PE_{UM,一期,2017}=25*12,283*(1-99.5\%)=1,535 \text{ tCO}_2e$ 。二期的 2MW 于 2014 年 9 月 3 日并网, 剩余的 4MW 预计 2017 年 7 月 1 日并网, 二期的 4MW 在 2017 年的运行天数为 184 天。二期的瓦斯消耗量为 7,370tCH₄。

$PE_{UM,二期,2014}=25*(7,370/6*2+7,370/6*4*184/365)*(1-99.5\%)=617 \text{ tCO}_2e$ 。 $PE_{UM,2017}=1,535+617=2,152 \text{ tCO}_2e$ 。

⁸⁷ $PE_{MD,一期,2017}=12,283*99.5\%*2.75=33,610 \text{ tCO}_2e$ 。二期的 2MW 于 2014 年 9 月 3 日并网, 剩余的 4MW 预计 2017 年 7 月 1 日并网, 二期的 4MW 在 2017 年的运行天数为 184 天。二期的瓦斯消耗量为 7,370tCH₄。

$PE_{MD,二期,2017}=(7,370/6*2+7,370/6*4*184/365)*99.5\%*2.75=13,499 \text{ tCO}_2e$ 。 $PE_{MD,2017}=33,610+13,499=17,110 \text{ tCO}_2e$ 。

⁸⁸ $PE_{UM,一期,2018}=25*12,283*(1-99.5\%)=1,535 \text{ tCO}_2e$ 。 $PE_{UM,二期,2018}=25*7,370*(1-99.5\%)=921 \text{ tCO}_2e$ 。

$PE_{UM,2018}=1,535+921=2,457 \text{ tCO}_2e$ 。

⁸⁹ $PE_{MD,一期,2018}=12,283*99.5\%*2.75=33,610 \text{ tCO}_2e$ 。 $PE_{MD,二期,2018}=7,370/6*99.5\%*2.75=20,166 \text{ tCO}_2e$ 。

$PE_{MD,2018}=33,610+20,166=53,776 \text{ tCO}_2e$ 。

⁹⁰ $PE_{UM,一期,2023}=1,535/365*213=896 \text{ tCO}_2e$ 。 $PE_{UM,二期,2023}=921/365*213=538 \text{ tCO}_2e$ 。 $PE_{UM,2023}=896+538=1,434 \text{ tCO}_2e$ 。

⁹¹ $PE_{MD,一期,2023}=33,610/365*213=19,614 \text{ tCO}_2e$ 。 $PE_{MD,二期,2023}=20,166/365*213=11,768 \text{ tCO}_2e$ 。

$PE_{MD,2023}=19,614+11,768=32,815 \text{ tCO}_2e$ 。

B.2 项目活动避免甲烷释放到大气的排放量

根据基准线情景，所有抽放瓦斯均被排入大气，因此， y 年项目活动避免甲烷释放到大气的排放量为：

$$BE_{MRy} = GWP_{CH4} \times MM_{ELEC}$$

开元煤矿的采前和采后瓦斯抽放均混在同一个系统中输送到地面，因此本项目所利用的采前和采后瓦斯将合并计算和监测。在项目情景中仍排空的煤层气将不计入项目排放量或基准线排放量中，因为在基准线和项目情景中此部分都将排空。

项目实际用于发电的煤层气量在项目实施过程中将得到监测。根据项目可行性研究报告，估算出预计用于发电的煤层气量及对应的基准线排放：

$$BE_{MRy} = GWP_{CH4} \times MM_{ELEC} = 25 * 19,653 = 491,333 \text{ tCO}_2e$$

其中：一期 $BE_{MR,一期,y} = 25 * 12,283 = 307,083 \text{ tCO}_2e$

二期 $BE_{MR,二期,y} = 25 * 7,370 = 184,250 \text{ tCO}_2e$

B.3 y 年项目活动发电、供热、燃气供应所替代的基准线排放量

如上文所述，出于保守性原则，本项目供热部分的减排量将不考虑。本项目不涉及燃气供应，因此，以下基准线排放量只考虑供电部分的情景。

根据项目可研，预计项目全面投产后，年发电量为 83,600MWh。根据发电排放因子和所替代的电量，对此项排放量计算得：

$$BE_{Use,y} = GEN_y \times EF_{ELEC}$$

其中： $GEN_y = 83,600 \text{ MWh}$;

$GEN_{一期,y} = 52,250 \text{ MWh}$;

$GEN_{二期,y} = 31,350 \text{ MWh}$

因此， $BE_{Use,y} = 83,600 * 0.7995 = 66,838 \text{ tCO}_2e$

$BE_{Use,一期,y} = 52,250 * 0.7995 = 41,774 \text{ tCO}_2e$

$BE_{Use,二期,y} = 31,350 * 0.7995 = 25,064 \text{ tCO}_2e$

B.4 总基准线排放

根据 **CM-003-V02**（第二版），总基准线排放可由下述公式计算得：

$$BE_y = BE_{MD,y} + BE_{MR,y} + BE_{Use,y}$$

表 13 总基准线排放估算 (tCO₂e/y)

年	基准线排放 BE _{MD} (tCO ₂ e)	基准线排放 BE _{MR} (tCO ₂ e)	基准线排放 BE _{Use,y} (tCO ₂ e)	总基准线排放 BE (tCO ₂ e)
2013年8月2日到2013年12月31日	0	⁹² 127,881	17,396 ⁹³	145,278
2014年1月1日到2014年12月31日	0	⁹⁴ 327,275	44,521 ⁹⁵	371,796
2015年1月1日到2015年12月31日	0	⁹⁶ 368,500	50,129 ⁹⁷	418,629
2016年1月1日到2016年12月31日	0	368,500	50,129	418,629
2017年1月1日到2017年12月31日	0	⁹⁸ 430,421	58,552 ⁹⁹	488,974
2018年1月1日到	0	¹⁰⁰ 491,333	66,838 ¹⁰¹	558,171

⁹² 一期于 2013 年 8 月 2 日并网, 因从项目并网日到 2013 年 12 月 31 日共计运行天数为: 152 天。

一期的瓦斯消耗量为 12,283tCH₄。因此 BE_{MR,一期,2013}=25*12,283*152/365=127,881 tCO₂e。二期的 2MW 于 2014 年 9 月 3 日并网, 剩余的 4MW 预计 2017 年 7 月 1 日并网, BE_{MR,二期,2013}=0。BE_{MR,2013}=127,881+0=127,881 tCO₂e

⁹³一期年上网电量为 52,250MWh。BE_{Use,一期,2013}=52,250*0.7995*152/365=17,396tCO₂e。二期的 2MW 于 2014 年 9 月 3 日并网, 剩余的 4MW 预计 2017 年 7 月 1 日并网, BE_{Use,二期,2013}=0。BE_{Use,2013}=17,396+0=17,396 tCO₂e

⁹⁴ BE_{MR,一期,2014}=25*12,283=307,083 tCO₂e。二期的 2MW 于 2014 年 9 月 3 日并网, 剩余的 4MW 预计 2017 年 7 月 1 日并网, 二期的 2MW 在 2014 年的运行天数为 120 天。二期的瓦斯消耗量为 7,370tCH₄。BE_{MR,二期,2014}=25*7,370/6*2*120/365=20,192 tCO₂e。PE_{MR,2014}=307,083+20,192=327,275 tCO₂e

⁹⁵ BE_{Use,一期,2014}=52,250*0.7995=41,774tCO₂e。二期的 2MW 于 2014 年 9 月 3 日并网, 剩余的 4MW 预计 2017 年 7 月 1 日并网, 二期的年上网电量为 31,350MWh。BE_{Use,二期,2014}=31,350/6*2*0.7995*120/365=2,747 tCO₂e。BE_{Use,2014}=41,774+2,747=44,521 tCO₂e

⁹⁶ BE_{MR,一期,2015}=25*12,283=307,083 tCO₂e。BE_{ER,二期,2015}=25*7,370/6*2=61,417 tCO₂e。BE_{MR,2015}=307,083+61,417=368,500 tCO₂e

⁹⁷ BE_{Use,一期,2015}=52,250*0.7995=41,774tCO₂e。BE_{Use,二期,2015}=31,350/6*2*0.7995=8,355 tCO₂e。BE_{Use,2014}=41,774+8,355=50,129 tCO₂e

⁹⁸ BE_{MR,一期,2017}=25*12,283=307,083 tCO₂e。二期的 2MW 于 2014 年 9 月 3 日并网, 剩余的 4MW 预计 2017 年 7 月 1 日并网, 二期的 4MW 在 2017 年的运行天数为 184 天。二期的瓦斯消耗量为 7,370tCH₄。BE_{MR,二期,2017}=25*(7,370/6*2+7,370/6*4*184/365)=123,338 tCO₂e。BE_{MR,2017}=307,083+123,338=430,421 tCO₂e

⁹⁹ BE_{Use,一期,2017}=52,250*0.7995=41,774tCO₂e。二期的 2MW 于 2014 年 9 月 3 日并网, 剩余的 4MW 预计 2017 年 7 月 1 日并网, 二期的 4MW 在 2017 年的运行天数为 184 天。二期的年上网电量为 31,350MWh。BE_{Use,二期,2017}=(31,350/6*2+31,350/6*4*184/365)*0.7995=16,778 tCO₂e。BE_{Use,2017}=41,774+16,778=58,552 tCO₂e。

¹⁰⁰ BE_{MR,一期,2018}=25*12,283=307,083 tCO₂e。BE_{MR,二期,2018}=25*7,370=184,250 tCO₂e。BE_{MR,2018}=307,083+184,250=491,333 tCO₂e

¹⁰¹ BE_{Use,一期,2018}=52,250*0.7995=41,774tCO₂e。BE_{Use,二期,2018}=31,350*0.7995=25,064 tCO₂e。BE_{Use,2018}=41,774+25,064=66,838 tCO₂e。

2018年12月31日				
2019年1月1日到 2019年12月31日	0	491,333	66,838	558,171
2020年1月1日到 2020年12月31日	0	491,333	66,838	558,171
2021年1月1日到 2021年12月31日	0	491,333	66,838	558,171
2022年1月1日到 2022年12月31日	0	491,333	66,838	558,171
2023年1月1日到 2023年8月1日	0	286,723 ¹⁰²	39,004 ¹⁰³	325,727

C. 泄漏

根据前文中的论述，本项目的泄漏为零。

$$LE_y = 0 \quad (35)$$

D. 减排量

项目减排量是基准线排放与项目排放及泄漏之差，公式如下：

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y = BE_y - PE_y \quad (36)$$

减排量事前估算见B.6.4。

B.6.3. 事前估算减排量概要

表14：事前估算减排量(tCO₂e/y)

年份	基准线排 放 (tCO ₂ e)	项目排放 (tCO ₂ e)	泄漏 (tCO ₂ e)	减排量 (tCO ₂ e)
2013年8月2日到 2013年12月31日	145,278	14,636	0	130,641

¹⁰² BE_{MR,-一期,2023}=25*12,283 *213/365=179,202 tCO₂e。 BE_{MR,二期,2023}=25*7,370*213/365=107,521 tCO₂e。
BE_{MR,2023}=179,202+107,521=286,723 tCO₂e。

¹⁰³ BE_{Use,-一期, 2023}=52, 250*0.7995*213/365=24,378tCO₂e。 BE_{Use,二期,2018}=31,350*0.7995*213/365=14,627 tCO₂e。
BE_{Use,2018}=24,378+14,627=39004 tCO₂e。

2014年1月1日到 2014年12月31日	371,796	37,457	0	334,339
2015年1月1日到 2015年12月31日	418,629	42,175	0	376,453
2016年1月1日到 2016年12月31日	418,629	42,175	0	376,453
2017年1月1日到 2017年12月31日	488,974	49,262	0	439,711
2018年1月1日到 2018年12月31日	558,171	56,233	0	501,938
2019年1月1日到 2019年12月31日	558,171	56,233	0	501,938
2020年1月1日到 2020年12月31日	558,171	56,233	0	501,938
2021年1月1日到 2021年12月31日	558,171	56,233	0	501,938
2022年1月1日到 2022年12月31日	558,171	56,233	0	501,938
2023年1月1日到 2023年8月1日	325,727	32,815	0	292,912
合计	4,959,889	499,685	0	4,460,199 ¹⁰⁴
计入期时间合计			10年	
计入期内年均值	495,989	49,969	0	446,020

B.7. 监测计划

B.7.1. 需要监测的参数和数据

>>

数据/参数:	MM _{ELEC,y}
单位:	tCH ₄ /y
描述:	输入发电设备的纯煤层气量
所使用数据的来源:	现场计量仪表

¹⁰⁴ 项目在计算年减排量的时候, 减排量=rounddown($BE_y - PE_y - LE_{y,0}$),这是导致 10 年计入期内的总减排量为 4,460,199tCO₂e, 小于 4,959,889-499,685=4,460,204 tCO₂e

数据值	19,653 tCH ₄ /y 其中一期： 12,283 tCH ₄ /y 二期： 7,370 tCH ₄ /y
测量方法和程序	由现场实时监测并记录的甲烷浓度、流量、压力、温度及标准状态下的甲烷密度（根据IPCC）计算得出。所有计量仪表按照国家标准由具有校核资质的第三方每年校核一次以保证精度达到要求，流量计的精度不低于 2%，浓度计的精度不低于 3%。压力计和温度计精度不低于5%。相关的数据将在整个计入期及其后两年内保存。
监测频率	实时监测，每小时记录
QA/QC 程序:	流量计和甲烷浓度计将 每年由有资质的第三方进行检查和校验。流量计的精度不低于 2%，浓度计的精度不低于 3%。压力计和温度计精度不低于5%。
数据用途	计算项目活动避免甲烷释放到大气的基准线排放，及计算销毁煤层气导致的项目排放和未燃烧煤层气导致的项目排放
评价：	流量计可监测气体流量、温度和压力。标准温度和压力条件下的煤层气密度为 0.67kg/m ³ (根据 1996 年更新的 IPCC 参考手册 (Reference Manual) 第 p1.24 和 1.16)

数据/参数:	CEF_{NMHC}
单位:	tCO ₂ e/tNMHC
描述:	燃烧的（各种）非甲烷碳氢化合物（NMHC）的碳排放因子
所使用数据的来源:	根据国土资源部太原矿产资源监督检测中心 (CMA2009002727G) 出具的煤矿瓦斯成份分析报告 (报告编号: YM110392)，本项目 NMHC 占 CMM 体积百分比为: 0.004%，低于 1% 体积中低于 1%，将忽略此项。
数据值	-
测量方法和程序	每年委托有资质的第三方对煤矿瓦斯进行监测和分析，当 NMHC 体积在抽取的煤矿瓦斯 (CMM) 体积中多于 1% 时，将要考虑各种 NMHC 的碳排放因子。
监测频率	每年

QA/QC 程序:	气体分析报告每年分析一次
数据用途	计算NMHC气体燃烧导致的项目排放
评价:	-

数据/参数:	PC_{CH4}
单位:	%
描述:	抽取的煤矿瓦斯中甲烷的质量浓度（要进行湿式测量）
所使用数据的来源:	现场甲烷浓度计监测
数据值	-
测量方法和程序	实时监测并记录，相关的数据将在整个计入期及其后两年内保存。
监测频率	实时监测，每小时记录
QA/QC 程序:	甲烷浓度计按照国家标准由具有校核资质的第三方每年校核一次以保证精度达到要求，精度不低于3%。压力计和温度计精度不低于5%。
数据用途	计算项目活动避免甲烷释放到大气的基准线排放
评价:	-

数据/参数:	PC_{NMHC}
单位:	%
描述:	抽取的煤矿瓦斯中 NMHC 的质量浓度
所使用数据的来源:	通过收集煤矿瓦斯的成份分析报告获得
数据值	根据国土资源部太原矿产资源监督检测中心（CMA2009002727G）出具的煤矿瓦斯成份分析报告（报告编号：YM110392），本项目 NMHC 占 CMM 体积百分比为：0.004%，低于 1%
测量方法和程序	每年对煤矿瓦斯进行监测和分析，相关的数据将在整个计入期及其后两年内保存。
监测频率	每年
QA/QC 程序:	由具有资质的第三方机构每年定期分析
数据用途	计算NMHC气体燃烧导致的项目排放
评价:	-

数据/参数:	GEN_y
单位:	MWh
描述:	第 y 年本项目向华北电网输送的电量, 即上网电量
所使用数据的来源:	电表读数
数据值	83,600 其中一期: 52,250 二期: 31,350
测量方法和程序	将由计量电表持续监测, 并且每月记录。相关的数据将在整个计入期及其后两年内保存。所采用的电表精度将为 0.5S, 电表将根据电表按照国家相关电力规程 (JJG 596-2012 及 DL/T448-2000) 每年校准一次。
监测频率	实时监测
QA/QC 程序:	计量电表将定期进行检查和维护。每年进行一次校准确保电表正常运行。
数据用途	计算 y 年项目活动发电所替代的基准线排放
评价:	-

数据/参数:	$CONS_{ELEC,PJ,y}$
单位:	MWh
描述:	第 y 年项目活动利用或销毁煤层气所消耗的电量, 即瓦斯电站的下网电量
所使用数据的来源:	电表读数
数据值	0
测量方法和程序	将由计量电表持续监测, 并且每月记录。相关的数据将在整个计入期及其后两年内保存。所采用的电表精度为 0.5S, 电表将根据电表按照国家相关电力规程 (JJG 596-2012 及 DL/T448-2000) 每年校准一次。
监测频率	实时监测
QA/QC 程序:	计量电表将定期进行检查和维护。每年进行一次校准确保电表正常运行。
数据用途	计算 y 年项目活动发电所替代的基准线排放
评价:	-

B.7.2. 数据抽样计划

>>

不适用

B.7.3. 监测计划其它内容

>>

1. 监测的数据和变量

本项目所监测的数据和变量如上 B.7.1 部分所列。各计量仪表的安装位置如下图 5 所示，对应情况如下表 15 所示。

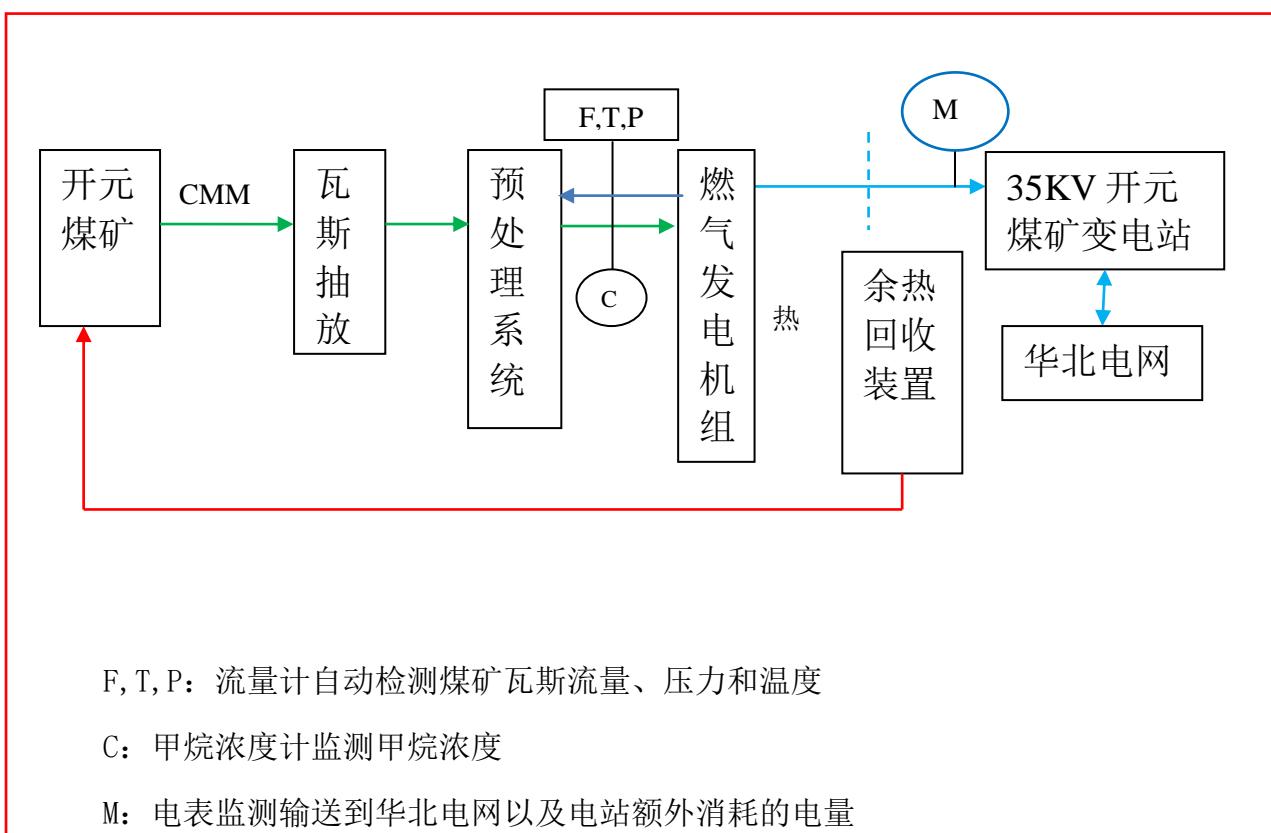


图 5: 各计量仪表安装位置图

表 15：监测位置所对应的监测数据和变量

监测参数	监测仪器	具体描述
MM_{ELEC} PC_{CH_4}	流量计， 甲烷浓度 计	现场实时监测并记录的甲烷浓度、流量、压力、温 度及标准状态下的甲烷密度（根据IPCC），计算得 出送往发电机组的甲烷的质量。
PC_{NMHC}	送往实验 室分析	根据方法学，如果抽取的煤层气中NMHC的质量浓 度小于1%，将不予考虑由NMHC气体燃烧导致的项 目排放。
GEN_y	电表	实时监测并记录的项目向电网供应的电量。
$CONS_{ELEC,PJ}$	电表	项目活动利用或销毁煤层气所消耗的电量，即瓦斯 电站的下网电量

2. 监测管理

组织结构

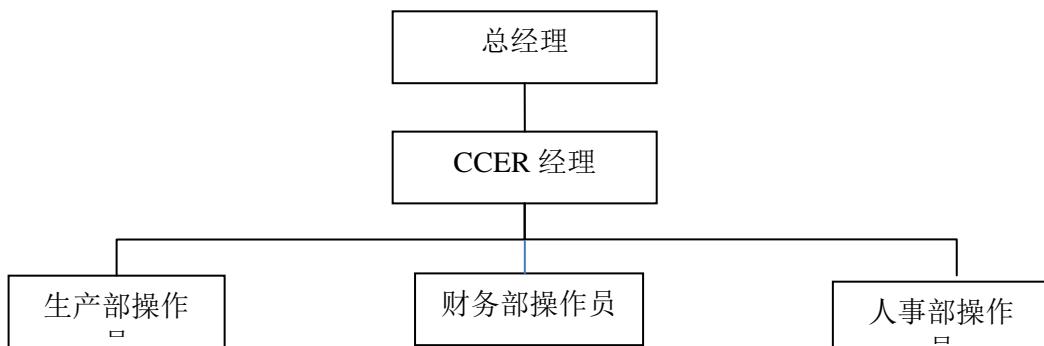


图 6：组织结构

总经理：统筹与 CCER 项目监测相关的所有事项。

CCER 经理：负责仪表校准、培训，检查每日运行报告表，将紧急情况报告存档；每月向项目业主的总经理汇报项目运行情况与监测数据。当发现监测设备未按规定操作或出现问题时（如流量计不工作、数据不正确），CCER 项目经理应立即向总经理汇报相关情况及采取的或计划采取的措施。CCER 项目经理应负责监测数据的月度、年度累计，存档并在减排计入期间及减排计入期结束后两年内妥善保管。此外，CCER 项目经理还负责全局性的部门协调，QC/QA 保障，应急处理程序启动，监测报告的编制及上报等。

生产部: 操作员运行电站的运行、生产数据的搜集、记录和上报、生产设备及计量仪表的维护和检修及执行应急计划，并起编制运行报告和维修记录等。

财务部: 操作员负责上网电量与下网电量的结算及票据的保存，瓦斯采购数量和费用的核算及票据的保存；

人事部: 操作员针对参与 CCER 项目的所有员工制定培训计划，使他们掌握开展相关工作的技能，以及基本的 CCER 常识。培训内容取决于学员的背景及他们在 CCER 项目中的职责（他们如何参与监测数据收集管理及使用）。

数据监测具体执行

项目安装的自动控制系统会按监测要求进行数据的采集和存档，作为用于进行减排量计算的主要数据来源。当班的项目监测人员负责每天查看所需监测的各个位置并手动抄录相关数据。人工抄录的数据将作为备份。所有数据资料和相关票据由专门人员负责收集，做好备份，并存档。

质量保证和质量控制

(1) 甲烷监测装置按照CCER项目要求进行选择，每年将定期送往具有相关资质的当地检验单位进行仪表校验。煤矿瓦斯中的非甲烷碳氢化合物将通过每年定期抽样送往具有相关资质的当地单位进行化验分析。项目业主将保存好仪表校验记录和非甲烷碳氢化合物分析结果，与监测数据资料共同保存，以便日后的核证。

(2) 电表的安装符合《电能计量装置技术管理规程》(DL/T448-2000)和《电子式电能表检定规程》(JJG 596-2012)。在项目运行期间按规定每年校正一次，项目业主将保存好校正记录以便日后的核证。

(3) 如果应急事件发生，如在仪表的校验或日程维护过程中发现故障或错误，故障仪表或组件将根据设备生产说明，立即进行维修或替换。立即该故障通知 CCER 经理和专家，以确保实施恰当和必要的解决问题步骤。监测数据按照以下方式确定：

- a) 当电量监测仪表发生故障时，项目业主以保守方式确定供电量数
- b) 结合下网电量数据，以透明、保守的方式提供利用此数据计算上网和下网电量的方法，并向审核方说明该方法是合理的；
- c) 当 CMM 监测仪表出现故障时，业主与监测仪表供货商共同确定纯瓦斯消耗量数据。项目业主以透明、保守的方式提供利用此数据的确定方法，并向审核方说明该方法是合理的。

d) 如燃机故障停机, 瓦斯管道泄漏等故障, 当天所消耗的瓦斯量将不计入减排量计算中。

(4) 作为质量控制机制, 电表监测的供电量与下网电量将与煤矿以及瓦斯电厂相关财务统计数据进行交叉校核。电站的纯瓦斯消耗量将与煤矿以及瓦斯电厂相关财务统计数据及燃机的发电效率进行交叉校核。

监测数据资料管理

除监测计划所列出的数据资料和票据之外, 业主也将保存纸质地图、图表、环境影响评价等文件备用。为了方便审核人员核证项目减排量, 业主将向其提供项目相关的所有原始监测记录和文件以便参考。项目业主的技术部门将做好备份工作, 并保存好所有的纸质材料, 所有监测资料都将被保存至计入期结束的两年之后。所有监测资料的收集、保存和存档由CCER经理全权负责。

C部分. 项目活动期限和减排计入期

C.1. 项目活动期限

C.1.1. 项目活动开始日期

>>

2012 年 10 月 31 日¹⁰⁵

C.1.2. 预计的项目活动运行寿命

>>

10 年

C.2. 项目活动减排计入期

C.2.1. 计入期类型

>>

固定计入期

C.2.2. 固定计入期开始日期

>>

2013 年 8 月 2 日（项目第一台燃气发电机组并网运行的时间）

C.2.3. 固定计入期长度

>>

10 年

¹⁰⁵ 工程施工合同签署日期。

D部分. 环境影响

D.1. 环境影响分析, 包括越界影响的证明文件

>>

本项目根据相关法律法规编制了环境影响评估报告书, 于 2011 年 12 月 31 日获得了山西省环境保护厅对本项目环境影响评估报告的批准, 批文号为晋环函[2011]2947 号。

根据项目环境影响评估报告, 本项目可能会产生的环境影响及应对措施如下:

项目建设期

项目建设期的环境影响与项目的主要建设活动相关: 发电站厂房建设, 设备安装都会造成粉尘和噪音污染及污水排放。挖掘、翻土及车辆运输会造成粉尘污染。厂房建设和设备安装过程中的吊车和推土机使用、焊接、水泥搅拌会造成噪音污染。项目业主将采取洒水、原材料覆盖, 使用低噪音设备和隔音措施等办法来控制粉尘和噪音污染。

项目运行期间

预计项目运行期间会产生废水、废气、噪音和少量固体废弃物。

水/废水

本项目生产过程中所产生的废水包括化学水处理废水, 锅炉外排废水, 瓦斯脱水废水及职工生产的生活污水。化学水处理废水和锅炉外排废水回用于矿区工业场地喷洒, 不外排。瓦斯脱水废水及职工生产的生活污水一同排入矿区生活污水处理系统, 处理后回用于绿化, 抑尘等杂项用水, 不外排。

空气/废气

本项目为矿井瓦斯发电, 燃料为洁净的中热值瓦斯, 瓦斯中未检出 H_2S 和尘。因此, 内燃机烟气中基本不含有烟尘和 SO_2 , 其主要污染物为 NO_x 。根据项目环境评估, 所排放烟气符合国家的相关要求。另外, 项目的气体输送系统采用全封闭管道, 不产生废气, 无有害气体排放。

声环境/噪音

本项目的噪声主要来源于发电系统的内燃机，电工给水泵等设备。为了降低项目的噪音污染，本项目将采取适当的消声和隔音措施。比如，在给燃气发电机组实施基础减振，安装隔音罩；厂房采用封闭式轻钢结构，内墙安装吸声材料；给排气筒按装消声器；为给水泵，加压机，主变压器及各种泵实施基础减振，隔声等。

D.2. 如果项目参与方或东道国缔约方认为环境影响重大，则按照东道国缔约方要求的程序实行环境影响评价，并请提供结论以及支持环评文件的所有参考资料：

>>

项目的实施不会给当地环境带来负面效应；相反，本项目通过减少温室气体排放量改善当地环境状况。项目于 2011 年 12 月 31 日获得山西省环境保护厅的批复。

E部分. 利益相关方的评价意见

E.1. 简要说明如何征求地方利益相关方的评价意见及如何汇总这些意见

>>

为了征集公众对本项目的意见，项目业主于 2013 年 4 月 18 日通过问卷调查的方式做了公众意见征询。问卷中包括了对项目的简要介绍，项目对减少温室气体排放的作用，以及一系列相关问题。

问卷调查表内容如下：

晋中市阳煤扬德煤层气发电有限公司寿阳县开元煤矿瓦斯发电项目
项目基本情况：

项目实体：晋中市阳煤扬德煤层气发电有限公司

项目地址：山西省晋中市寿阳县平舒乡黄丹沟村

开元煤矿瓦斯发电项目位于山西省晋中市寿阳县平舒乡黄丹沟村。本项目利用煤矿瓦斯作为燃料进行发电，达到减少甲烷排放的效果。此外，本项目供电量将替代以火电为主的华北电网的同等电量，从而避免相应的二氧化碳排放。

序号	调查内容	评价（在（ ）内标注“√”）		
1	是否了解煤矿瓦斯发电	了解（ ）	不了解（ ）	不太了解（ ）
2	当地供电现状	紧张（ ）	不紧张（ ）	还可以（ ）
3	煤矿瓦斯是否应该利用	应该（ ）	不应该（ ）	无所谓（ ）
4	对建设煤矿瓦斯发电项目的态度	支持（ ）	不支持（ ）	无所谓（ ）
5	项目建设对您生活质量的影响	提高（ ）	降低（ ）	无影响（ ）
6	您认为项目建设对当前的环境有无不良影响	没有（ ）		较小（ ）
		较大（ ）如：		
7	项目建设对当地的经济发展的作用	促进（ ）	阻碍（ ）	没有作用（ ）
您认为项目建设的重大意义：				
您对项目建设的建议和要求：				

填表人信息：		
姓名：	身份证号码：	联系电话：
住址：		
职业结构： 机关干部（ ）； 工人（ ）； 农民（ ）； 教师（ ）； 学生（ ）；		
其他：		
年 龄： 25 岁以下（ ）； 25-45 岁（ ）； 46 岁以上（ ）。		
文化程度： 初中及以下（ ）； 高中（ ）； 中专（ ）； 大学及以上（ ）。		
填表时间： 年 月 日		

E.2. 意见反馈

>>

本项目共发出问卷30份，收回30份，回收率100%。

被调查人员基本信息如下表 10：

表 10:被调查人员基本信息

职业结构	工人		农民		煤矿职工
比例	37%		33%		30%
性别	男性		女性		
比例	73%		27%		
年龄	≤25	26-45	≥46		不清楚
比例	23%	77%	0%		0%
文化程度	小学	初中	高中或中专		大专或技校
比例	10%	20%	47%		23%

利益相关方对调查问卷内容的评价总结如下：

- 100%被调查者了解瓦斯发电；
- 37%被调查者认为当地供电现状紧张，60%认为当地供电现状还可以，3%被调查者认为不紧张；
- 100%被调查者认为当地煤矿应该被利用；

- 100%被调查者支持本项目建设;
- 83%被调查者认为本项目的建设会提高其生活质量, 17%被调查者认为本项目的建设对其生活质量无影响;
- 93%被调查者认为项目活动不会对环境产生不良影响, 7%被调查者认为影响较小;
- 100%被调查者认为项目活动促进当地经济发展。

利益相关方均认为项目的实施对缓解当地供电的紧张局面有积极作用, 具有良好的经济效益、社会效益和环境效益。利益相关方均支持本项目的实施。

E.3 报告总结出的意见:

项目所在地利益相关各方都对项目表示支持, 项目未收到反对意见。在控制环境影响方面, 如 D 部分所述, 根据项目可研, 业主将采取相应措施降低噪音污染, 使噪音控制在国家标准之内, 同时业主将循环利用项目产生的废水。设计方案已经充分考虑了可能出现的对环境和利益相关方的影响。

项目业主在施工和运行期间将严格遵守所以相关的环保法律法规, 严格执行设计方案和环评报告中的相应措施, 确保将项目对环境的不利影响降至最低水平, 实现预计的环境、社会和经济效益。此外, 项目业主将在项目建设和运行期间保持与利益相关方的积极沟通, 随时听取利益相关方对项目建设和运行的意见和建议。

附件 1：申请项目备案的企业法人联系信息

企业法人名称:	晋中市阳煤扬德煤层气发电有限公司
地址:	山西寿阳县温家庄阳煤扬德公司
邮政编码:	045008
电话:	18603536586
传真:	
电子邮件:	272945995@qq.com
网址:	
授权代表:	
姓名:	王鑫
职务:	董事会秘书
部门:	
手机:	18603536586
传真:	
电话:	
电子邮件:	272945995@qq.com

附件 2：事前减排量计算补充信息

基准线信息

本项目采用的华北电网电量边际排放因子和建设边际排放因子数据，来自国家发展和改革委员会应对气候变化司研究，见于 2015 年 5 月 11 日公布的《2014 中国区域电网基准线排放因子》¹。

¹ <http://cdm.ccchina.gov.cn/archiver/cdmcn/UpFile/Files/Default/20150204155537627092.pdf>

建设边际表 A1: 2010 年华北电网排放量计算表

燃料分类	单位	北京	天津	河北	山西	内蒙古	山东	小计	含碳量	碳氧化率	燃料排放因子	平均低位发热量	CO ₂ 排放量 (tCO ₂ e)
									(tc/TJ)	(%)	(kgCO ₂ /TJ)	(MJ/t, km ³)	L=G*K/100000 (质量单位)
		A	B	C	D	E	F	G=A+B+C+D+E+F	H	I	J	K	L=G*K/10000 (体积单位)
原煤	万吨	688.66	2499.57	8896.45	9347.83	13864.67	13605.64	48902.82	25.8	100	87,300	20,908	892,607,720
洗精煤	万吨						0.87	0.87	25.8	100	87,300	26,344	20,009
其它洗煤	万吨	5.38		131.11	620.21	88.54	646.71	1491.95	25.8	100	87,300	8,363	10,892,576
型煤	万吨	1.53					41.98	43.51	26.6	100	87,300	20,908	794,174
焦炭	万吨							0	29.2	100	95,700	28,435	0
煤矸石	万吨			252.29	2120.95	601.17	898.03	3872.44	25.8	100	87,300	8,363	28,272,293
焦炉煤气	亿立方	0.04	1.75	17.2	20.41	4.4	11.86	55.66	12.1	100	37,300	16,726	3,472,515
高炉煤气	亿立方	12.89	18.53	295.02	41.74	49.56	203.79	621.53	70.8	100	219,000	3,763	51,220,101
转炉煤气	亿立方			8.48	0.07			8.55	46.9	100	145,000	7,945	984,981
其它煤气	亿立方							0	12.1	100	37,300	5,227	0
原油	万吨							0	20	100	71,100	41,816	0
汽油	万吨							0	18.9	100	67,500	43,070	0
柴油	万吨	0.1		2.27		0.55	2.66	5.58	20.2	100	72,600	42,652	172,787
燃料油	万吨	0.49		0.17		0.01	3.24	3.91	21.1	100	75,500	41,816	123,443
石脑油	万吨							0	20.2	100	72,600	43,906	0
润滑油	万吨							0	20	100	71,900	41,398	0
石蜡	万吨							0	20	100	72,200	39,934	0
溶剂油	万吨							0	20	100	72,200	42,945	0
石油沥青	万吨							0	21	100	69,300	38,931	0
石油焦	万吨	6.97	12.47				2.82	22.26	26.6	100	82,900	31,947	589,535
液化石油气	万吨							0	17.2	100	61,600	50,179	0
炼厂干气	万吨	1.37		2.12			2.41	5.9	15.7	100	48,200	46,055	130,971

天然气	亿立方	16.08	0.57	0.22	6.16	0.18	0.16	23.37	15.3	100	54,300	38,931	4,940,309
其它石油制品	万吨	0.85					28.14	28.99	20	100	72,200	41,816	875,241
其它焦化产品	万吨			7.99			3.4	11.39	25.8	100	95,700	28,435	309,948
其它能源	万吨标煤	20.42	17.07	45.53	34.66	20.8	38.56	177.04	0	0	0	0	0
小计													995,406,604
《中国能源统计年鉴2011》													

表A2: 2010年华北电网火力发电量及排放因子计算表

省名称	发电量	发电量	厂用电率	供电量									
	(亿 kWh)	(MWh)	(%)	(MWh)	华北从东北净调入MWh	8,815,880							
北京市	263	26,300,000	6.2	24,669,400	东北电网简单OM	1.1057							
天津市	556	55,600,000	6.63	51,913,720	华北从西北净调入MWh	2,048,870							
河北省	1998	199,800,000	6.73	186,353,460	西北电网简单OM	0.9853							
山西省	2108	210,800,000	8.03	193,872,760									
内蒙	2407	240,700,000	7.74	222,069,820	总供电量MWh	974,757,190							
山东省	3064	306,400,000	6.98	285,013,280	总排放量tCO ₂	1,007,173,290							
总计		1,039,600,000		963,892,440	10年排放因子	1.0333							
《中国电力年鉴2011》													

表A3: 2011年华北电网排放量计算表

燃料分类	单位	北京	天津	河北	山西	内蒙古	山东	小计	含碳量	碳氧化率	燃料排放因子	平均低位发热量	CO ₂ 排放量(tCO ₂ e)
									(tc/TJ)	(%)	(kgCO ₂ /TJ)	(MJ/t, km ³)	L=G*J*K/100000 (质量单位)

		A	B	C	D	E	F	G=A+B+C+ D+E+F	H	I	J	K	L=G*J*K/10000 (体积单位)
原煤	万吨	680.97	2828.45	10070.3	10326	18998.38	13784.68	56688.79	25.8	100	87,300	20,908	1,034,722,570
洗精煤	万吨				11.93	2.84	1.67	16.44	25.8	100	87,300	26,344	378,092
其它洗煤	万吨			85.86	642.47	185.09	724.81	1638.23	25.8	100	87,300	8,363	11,960,552
型煤	万吨	1.23					32.34	33.57	26.6	100	87,300	20,908	612,743
焦炭	万吨							0	29.2	100	95,700	28,435	0
煤矸石	万吨			279.36	2101.12	896.55	960.13	4237.16	25.8	100	87,300	8,363	30,935,077
焦炉煤气	亿立方		1.52	18.47	22.01	6	15.55	63.55	12.1	100	37,300	16,726	3,964,756
高炉煤气	亿立方		16.08	298.6	36.9	60.32	159.41	571.31	70.8	100	219,000	3,763	47,081,486
转炉煤气	亿立方		1.75	10.62	1.02		12.69	26.08	46.9	100	145,000	7,945	3,004,481
其它煤气	亿立方						0.53	0.53	12.1	100	37,300	5,227	10,333
原油	万吨							0	20	100	71,100	41,816	0
汽油	万吨							0	18.9	100	67,500	43,070	0
柴油	万吨	0.09		1.96		0.56	1.76	4.37	20.2	100	72,600	42,652	135,319
燃料油	万吨	0.25		0.08		0.02	1.68	2.03	21.1	100	75,500	41,816	64,089
石脑油	万吨							0	20.2	100	72,600	43,906	0
润滑油	万吨							0	20	100	71,900	41,398	0
石蜡	万吨							0	20	100	72,200	39,934	0
溶剂油	万吨							0	20	100	72,200	42,945	0
石油沥青	万吨							0	21	100	69,300	38,931	0
石油焦	万吨	5.87	15.42				13.63	34.92	26.6	100	82,900	31,947	924,823
液化石油气	万吨	0.01						0.01	17.2	100	61,600	50,179	309
炼厂干气	万吨	0.41	0.02	2.02			3.27	5.72	15.7	100	48,200	46,055	126,975
天然气	亿立方	15.7	0.57	0.15	5.85	0.12	0.13	22.52	15.3	100	54,300	38,931	4,760,623
其它石油制品	万吨	0.87		2.32			4.91	8.1	20	100	72,200	41,816	244,548
其它焦化产品	万吨			9.81			1.29	11.1	25.8	100	95,700	28,435	302,056

表A4: 2011年华北电网火力发电量及排放因子计算表

省名称	发电量 (亿 kWh)	发电量 (MWh)	厂用电率 (%)	供电量 (MWh)	华北从东北净调入 MWh	10,045,670
北京市	258	25,800,000	6	24,252,000	东北电网简单 OM	1.1546
天津市	612	61,200,000	6.4	57,283,200	华北从西北净调入 MWh	25,697,020
河北省	2151	215,100,000	6.5	201,118,500	西北电网简单 OM	0.9404
山西省	2296	229,600,000	8	211,232,000		
内蒙	2889	288,900,000	7.6	266,943,600	总供电量 MWh	1,088,194,790
山东省	3129	312,900,000	6.8	291,622,800	总排放量 tCO ₂	1,174,992,213
总计		1,133,500,000		1,052,452,100	11 年排放因子	1.0798

表A5: 2012年华北电网排放量计算表

燃料分类	单位	北京	天津	河北	山西	内蒙古	山东	小计	含碳量	碳氧化率	燃料排放因子	平均低位发热量	CO ₂ 排放量 (tCO ₂ e)
									(tc/TJ)	(%)	(kgCO ₂ /TJ)	(MJ/t, km ³)	L=G*K/100000 (质量单位)
		A	B	C	D	E	F	G=A+B+C+D+E+F	H	I	J	K	L=G*K/10000 (体积单位)
原煤	万吨	649.5	2746.3	9577.1	10836.	20226.3	13276.3	57312.15	25.8	100	87,300	20,908	1,046,100,563
洗精煤	万吨				16.23	1.06	5.52	22.81	25.8	100	87,300	26,344	524,591
其他洗煤	万吨			89.04	694.67	34.2	2085.85	2903.76	25.8	100	87,300	8,363	21,200,058
型煤	万吨	1.48					31.03	32.51	26.6	100	87,300	20,908	593,395
煤矸石	万吨			170.44	2049.5	611.56	591.26	3422.76	25.8	100	87,300	8,363	24,989,225
焦炭	万吨							0	29.2	100	95,700	28,435	0
焦炉煤气	亿立方		1.1	17.46	20.31	6.14	16.94	61.95	12.1	100	37,300	16,726	3,864,935
高炉煤气	亿立方		11.69	322.33	44.8	50.72	231.53	661.07	70.8	100	219,000	3,763	54,478,580
转炉煤气	亿立方		2.33	18.11	1.27		17.09	38.8	46.9	100	145,000	7,945	4,469,857
其他煤气	亿立方						0.74	0.74	12.1	100	37,300	5,227	14,428
其他焦化产	万吨			13.43			3.35	16.78	25.8	100	95,700	28,435	456,622
原油	万吨		8.12			0.05		8.17	20	100	71,100	41,816	242,904
汽油	万吨						0.01	0.01	18.9	100	67,500	43,070	291
柴油	万吨	0.1		1.32		0.71	2.06	4.19	20.2	100	72,600	42,652	129,745
燃料油	万吨	0.13		0.03		0.01	0.5	0.67	21.1	100	75,500	41,816	21,153
石脑油	万吨							0	20.2	100	72,600	43,906	0
润滑油	万吨							0	20	100	71,900	41,398	0
石蜡	万吨							0	20	100	72,200	39,934	0
溶剂油	万吨							0	20	100	72,200	42,945	0
石油沥青	万吨							0	21	100	69,300	38,931	0
石油焦	万吨	5.69	17.43				15.57	38.69	26.6	100	82,900	31,947	1,024,668
液化石油气	万吨							0	17.2	100	61,600	50,179	0

炼厂干气	万吨	0.48	0.03	0.6			2.03	3.14	15.7	100	48,200	46,055	69,703
其他石油制品	万吨	0.6		2.26			0.1	2.96	20	100	72,200	41,816	89,366
天然气	亿立方米	21.22	0.61	0.27	5.21	0.13	0.13	27.57	15.3	100	54,300	38,931	5,828,169
液化天然气	万吨							0	15.3	100	54,300	51,434	0
其他能源	万吨标煤	19.67	12.65	121.97	85.54	45.49	60.96	346.28	0	0	0	0	0
小计									1,164,098,254				

表A6: 2012年华北电网火力发电量及排放因子计算表

省名称	发电量 (亿 kWh)	发电量 (MWh)	厂用电率 (%)	供电量 (MWh)		
北京市	283	28,300,000	5.4	26,771,800	华北从东北净调入 MWh	10,926,140
天津市	582	58,200,000	6.3	54,533,400	华北从西北净调入 MWh	27,079,710
河北省	2178	217,800,000	6.4	203,860,800	西北电网简单 OM	0.9546
山西省	2454	245,400,000	7.6	226,749,600		
内蒙	3029	302,900,000	7.4	280,485,400	总供电量 MWh	1,136,033,150
山东省	3241	324,100,000	5.7	305,626,300	总排放量 tCO ₂	1,202,213,138
总计		1,176,700,000		1,098,027,300	12 年排放因子	1.0583

表A7: 三年加权平均排放因子计算

	2010	2011	2012
总排放量 (tCO2e)	1,007,173,290	1,174,992,213	1,202,213,138
总发电量 (MWh)	974,757,190	1,088,194,790	1,136,033,150
EF_{grid,OM, 2011}	1.0580		

华北电网建设边际 BM 计算过程如下：

表A8：2012年固体、液体和气体燃料发电对应的CO₂排放量在总排放量中的比重

燃料品种	单位	北京	天津	河北	山西	山东	内蒙古	合计	热值 (KJ/kg or m ³)	排放因子 (kg/TJ)	氧化率 (%)	排放 (tCO ² e)
		A	B	C	D	E	F	G=A+B+C +D+E+F	H	I	J	K=G×H×I×J /100,000
原煤	万吨	649.56	2746.38	9577.14	10836.33	20226.39	13276.35	57312.15	20908.00	87300.00	1.00	1046100563
洗精煤	万吨				16.23	1.06	5.52	22.81	26344.00	87300.00	1.00	524591
其他洗煤	万吨			89.04	694.67	34.20	2085.85	2903.76	8363.00	87300.00	1.00	21200058
型煤	万吨	1.48					31.03	32.51	20908.00	87300.00	1.00	593395
煤矸石	万吨			170.44	2049.50	611.56	591.26	3422.76	8363.00	87300.00	1.00	24989225
焦炭	万吨							0.00	28435.00	95700.00	1.00	0
其他焦化产品	万吨			13.43			3.35	16.78	28435.00	95700.00	1.00	456622
合计												1093864455
原油	万吨		8.12			0.05		8.17	41816.00	71100.00	1.00	242904
汽油	万吨						0.01	0.01	43070.00	67500.00	1.00	291
煤油	万吨							0.00	43070.00	71900.00	1.00	0
柴油	万吨	0.10		1.32		0.71	2.06	4.19	42652.00	72600.00	1.00	129745
燃料油	万吨	0.13		0.03		0.01	0.50	0.67	41816.00	75500.00	1.00	21153
石油焦	万吨	5.69	17.43				15.57	38.69	31947.00	82900.00	1.00	1024668
其他石油制品	万吨	0.60		2.26			0.10	2.96	41816.00	72200.00	1.00	89366
合计												1508126
天然气	千万 m ³	212.20	6.10	2.70	52.10	1.30	1.30	275.70	38,931	54,300	1	5828169
液化天然气	万吨							0.00	51,434	54,300	1	0
焦炉煤气	千万 m ³		11.00	174.60	203.10	61.40	169.40	619.50	16,726	37,300	1	3864935
高炉煤气	千万 m ³		116.90	3223.30	448.00	507.20	2315.30	6610.70	3,763	219,000	1	54478580

转炉煤气	千万 m ³		23.30	181.10	12.70		170.90	388.00	7,945	145,000	1	4469857
其他煤气	千万 m ³						7.40	7.40	5,227	37,300	1	14428
液化石油气	万吨							0.00	50,179	61,600	1	0
炼厂干气	万吨	0.48	0.03	0.60			2.03	3.14	46,055	48,200	1	69703
合计												68725673
其他能源	万吨标煤	19.67	12.65	121.97	85.54	45.49	60.96	346.28	0	0	0	0
总计												1164098254
数据来源：《中国能源统计年鉴2013》												

表A9：2012年商业化情景中效率最高的化石燃料、燃油燃料和气体燃料电厂的排放因子

	变量	供电效率	燃料排放因子 (kg/TJ)	氧化率	排放因子(tCO ₂ /MWh)
		A	B	C	D=3.6/A/10,000*B*C
燃煤电厂	$EF_{Coal,Adv,y}$	40.03	87300	1	0.7851
燃油电厂	$EF_{Gas,Adv,y}$	52.9	75500	1	0.5138
燃气电厂	$EF_{Oil,Adv,y}$	52.9	54300	1	0.3695

表A10：2012年华北电网燃煤、燃气、燃油电厂CO₂排放量占总排放量的比例

$\lambda_{Coal,y}$	$\lambda_{Oil,y}$	$\lambda_{Gas,y}$	$EF_{BL,fossil,adv,y}$ (tCO ₂ e/MWh) ($\lambda_{Coal,y} * EF_{Coal,Adv,y} + \lambda_{Oil,y} * EF_{Oil,Adv,y} + \lambda_{Gas,y} * EF_{Gas,Adv,y}$)
93. 97%	0.13%	5.90%	0.76022

表A11：华北电网 2011 年装机容量

装机容量	单位	北京	天津	河北	山西	内蒙	山东	合计
火电	MW	6,140	11,100	39,990	50,110	60,190	68,180	235,710
水电	MW	1,020	5	1,790	2,430	1080	1,077	7,402
核电	MW	0	0	0	0	0	0	0
风电及其他	MW	150	232	6,900	2007	17,140	3,886	30,315
合计	MW	7,310	11,337	48,680	54,547	78,410	73,143	273,427

表 A12：华北电网 2011 年装机容量

装机容量	单位	北京	天津	河北	山西	内蒙	山东	合计
火电	MW	5,140	10,830	38,100	46,510	59,550	64,480	224,610
水电	MW	1,050	10	1,790	2,430	850	1,069	7,199
核电	MW	0	0	0	0	0	0	0
风电及其他	MW	150	130	4,617	927	14,657	2,497	22,978
合计	MW	6,340	10,970	44,507	49,867	75,057	68,046	254,787

表 A13：华北电网 2010 年装机容量

装机容量	单位	北京	天津	河北	山西	内蒙	山东	合计
火电	MW	5,140	10,910	36,640	42,100	54,020	60,020	208,830
水电	MW	1,050	10	1,790	1,820	850	1,070	6,590
核电	MW	0	0	0	0	0	0	0
风电及其他	MW	110	30	3,720	370	9,730	1,399	15,359
合计	MW	6,300	10,950	42,150	44,290	64,600	62,489	230,779

表 A14：华北电网 2009 年装机容量

装机容量	单位	北京	天津	河北	山西	内蒙	山东	合计
火电	MW	5,120	10,030	35,140	39,150	48,300	58,860	196,600
水电	MW	1,050	10	1,790	1,610	830	1,060	6,350
核电	MW	0	0	0	0	0	0	0

风电及其他	MW	50	0	1,360	120	6,420	860	8,810
合计	MW	6,220	10,040	38,290	40,880	55,550	60,780	211,760

表 A15: 年中国华北电网BM排放因子计算

	2009年装机	2010年装机	2011年装机	2012年装机	2009-2012年	2010-2012年	2009-2012年
	A	B	C	D	新增装机1	新增装机2	占新增装机比重
火电(MW)	196,600	208,830	224,610	235,710	50,248	31,135	71.17%
水电(MW)	6,350	6,590	7,199	7,402	-1,148	212	-1.63%
核电(MW)	0	0	0	0	0	0	0.00%
风电及其他(MW)	8,810	15,359	22,978	30,315	21,505	14,956	30.46%
合计	211,760	230,779	254,787	273,427	70,605	46,303	100.00%
占2012年装机百分比					27.71%	18.17%	

附件 3: 监测计划补充信息

无额外信息
