

9. LFG Energy Recovery (Chinese)



Methane to Markets

课程目标

- 理解高热值, 低热值, 电力, 以及其他填埋场气体产品。
- 理解如何评估潜在的填埋场气体市场。
- 理解如何针对每个潜在市场选择最合理的方式。
- 理解如何比较分析不同的市场选择。

2

Methane to Markets

决定的过程

市场决定过程

- 高热值
- 中热值
- 发电
- 其他市场

3

Methane to Markets

填埋场气体的有利面

- 填埋场气体是当地的, 可再更新的能源
- 填埋场气体持续产生, 它提供了一种可依赖的能源
- 能源应用范围包括发电和直接使用.
- 能源 (甲烷 = 55.5 MJ/kg)
 - 高热值 - 管道质量气体
 - 中热值 - 直接销售的工业燃料
 - 场地发电
 - 压缩的天然气 (CNG) 或液化的天然气 (LNG)
 - 渗滤液蒸发

4

Methane to Markets

填埋场气体的有利面

- 未经处理的填埋场气体热值是27.8-30.5 MJ/kg.
- 来自于填埋场气体的管道品质甲烷, 其最大热值是 55 MJ/kg.

5

Methane to Markets

填埋场气体的有利面

主要利用模式:

- 高热值 (大约55 MJ/kg) 管道质量气体销售给公用事业公司。
 - 需要大量的处理, 去除填埋场气体中, 除了甲烷外所有其它成分。
- 中热值销售给工业
 - 需要最小的处理, 除水为主。

6

9. LFG Energy Recovery (Chinese)

Methane to Markets

填埋场气体的有利面

主要的利用方式:

- 当场发电(可能需要清洁一些气体)
 - 内燃机,
 - 燃气涡轮, 或
 - 蒸汽涡轮发电机.
- 渗滤液蒸发
- 压缩的天然气 (CNG) 或液化的天然气 (LNG).

7

Methane to Markets

利用选择

- 高热值(管道质量)气体
- 中热值(工业燃料)气体
- 发电
- 冷凝和渗滤液蒸发
- 汽车燃料(压缩的天然气CNG)
- 化学原料
- 二氧化碳回收

8

Methane to Markets

填埋场气体处理

- 腐蚀控制
- 水控制
- 热值
- 环境法规

9

Methane to Markets

高热值(管道质量)气体

- 高热值气体需要大量的处理, 去除水分, 微量元素和二氧化碳
- 填埋场气体收集存在限制, 因为多数过程不能除去填埋场气体中的氮气和氧气。
- 在此过程中有10%到40%的热值流失。

10

Methane to Markets

高热值(管道质量)气体

- 需关注气体产物中的氯乙烯和其他污染物

11

Methane to Markets

中热值(工业燃料)气体

- 需要相当少的气体处理。
- 移除水分和压缩最常见。
- 可能需要移除较重的微量碳氢化合物和污染物。
- 最终的产物将近一半甲烷, 一半二氧化碳。典型的热值为500 to 550 Btu/scf。
- 用途: 为炉子, 汽锅或其他大型的气体使用者。

12

9. LFG Energy Recovery (Chinese)

Methane to Markets

发电

- 最常见的电能应用是场地发电。
- 可以使用未经处理的填埋场气体。
- 引擎的型式包括：交互的气体引擎，燃气涡轮，或作为蒸汽轮机的煮锅燃料。

13

Methane to Markets

其他用途

通常需要课税扣除来达到有利可图

- 微型涡轮机：本质上，应用中BTU气体。
- 车用燃料
- 压缩的渗滤液蒸发。
- 压缩天然气 (CNG)：处理不能移除氮气或氧气。
- 车用燃料，液体天然气 (LNG)：入口气体中过多的空气使处理更加昂贵。
- 化学原料：有限的
- 二氧化碳回收：还没有

14

Methane to Markets

评估潜在的市场

- 使用量，方法和需求
- 品质
- 经济
- 距离和交付

15

Methane to Markets

经济

购买填埋场气体的诱因：

- 减少能源价格
- 空气排放要求（填埋场气体比石油和煤燃烧得更清洁）。
- 如果顾客有不间断的合同，实用性更好。
- 填埋场甲烷推广计划 (LMOP) 有简单的工具去评估填埋场气体方案。

16

Methane to Markets

评估潜在的市场

需要认真的对填埋场气体可用性进行评估。没有此，成功就会出现。

- 评估气体来源。
- 决定使用者的要求。
 - 用量（最大和最小）
 - 如果可能，参阅去年的购买记录。
 - 一个理想的顾客可不停的使用整个填埋场气体产物。
 - 建立气体质量要求。更多的处理=更少的可卖的热值。
- 评估和比较处理方法，成本，甲烷和回收。

17

Methane to Markets

使用填埋场气体的诱因

- 填埋场气体是最大的人为的甲烷来源
 - 2005年，产生了25%
- 填埋场气体系统怎样改善环境？
 - 场地上1百万吨的垃圾 = 每分钟300 立方英尺的垃圾填埋气，每年产生7百万千瓦小时。
 - 等于
 - 8000 辆汽车由街道移开
 - 1100 英亩的森林种植
 - 10万桶未使用的油
- 美国42个州有至少424个实施中的项目。

18

9. LFG Energy Recovery (Chinese)

Methane to Markets

使用填埋场气体的诱因

- 环境控制
 - 减少气味
 - 停止当地的烟雾
 - 减少温室气体排放
 - 减少从化石燃料的使用
 - 地表下气体移动的控制
- 钱
 - 可再生的能源
 - 是价格最有竞争力的可再生能源之一
 - 可以卖钱
 - 联邦财力支持

19

Methane to Markets

使用填埋场气体的诱因

造福社区

- 使用当地的能源
- 产生工作机会
- 提高填埋场附近的经济发展
- 社区计划和合伙(如: 在密苏里州, 马里兰高地的Pattonville高中的生态俱乐部 想使用附近的填埋场气体, 为自己学校供暖。学校花了\$175,000 去运作填埋场与学校地下室锅炉之间3600英尺的管道设备。结果, 填埋场主把甲烷气体捐赠给学校, 以此作为对社会的回馈。学校期望一年省\$40,000, 并在5年内收回投资)。

20

Methane to Markets

案例研究

中国填埋场气体项目

南京, 鞍山, 马鞍山

21

Methane to Markets

项目目标

- 开展三个小型示范项目
- 发展法规, 保护环境
- 发展有利于填埋场气体能源厂的政策
- 设置政策和方针, 克服制度上的瓶颈

22

Methane to Markets

项目目标....

- 发展一个行动计划, 提高填埋场气体计划仿效的广泛性。
- 促进中国填埋场的改变, 帮助他们发展和实施环境法来保护空气, 土壤和地下水, 使它们免受填埋场的污染。
- 填埋场气体收集和恢复, 帮助遵循填埋场气体排放法律和减少温室气体排放。
- 发展培训中心, 来教育国民。

23

Methane to Markets

项目方法

- 对于能源技术, 发展三个不同填埋场气体
 - 发电(南京)
 - 车用燃料的高热量气体(甲烷替代物)(鞍山)
 - 直接燃烧的中等热量气体(马鞍山)

24

9. LFG Energy Recovery (Chinese)

Methane to Markets


南京填埋场

25

Methane to Markets

南京项目方法

- 发电 - 德国引擎



26

Methane to Markets

此项目的利益

- 个体发展商承担巨大的经济风险
- 发电是经证明的，简单实用技术
- 事先安装好的引擎发电机，简化安装，减少建设时间
- 增加电力提供

27

Methane to Markets

其他项目利益

- 填埋场得到 5% 的项目收入
- 目前，教育培训中心已有 2000 名学生
- 13 个新工作
- 提高填埋场气体收集（减少排放到空气和土壤）

28

Methane to Markets

项目财政的估计

Term of Loan (yrs)	10	15	20
Sale Price per kWh	\$0.084	0.144 RMB	
Maintenance Cost per kWh	\$0.004		
Capital Cost per kW future generators	\$1,250.00		
On-site loan %	90.00%	100%	100%
Assumed Exchange Rate RMB/US\$	8.20	16%	23%

Year	Capital Cost for elect gen equip and LFG improvements	Generation Increment	Total kW generation	Generated kWh/yr	Maintenance Cost/yr	Gross Income/yr	Net Income/yr	Capital Improvement Is	Annual Income	Sum of Capital and annual income
2002	\$2,435,024	1250	10402500	\$208,050	\$68,551	\$460,501	\$2,435,024	\$0	\$460,501	\$2,435,024
2003	\$0	1250	10402500	\$208,050	\$68,551	\$460,501	\$1,562,500	\$460,501	\$1,101,999	\$680,501
2004	\$1,562,500	1250	20805000	\$416,100	\$137,102	\$921,002	\$0	\$921,002	\$921,002	\$1,842,004
2005	\$0	2500	20805000	\$416,100	\$137,102	\$921,002	\$1,562,500	\$921,002	\$641,498	\$1,562,500
2006	\$1,562,500	1250	31207500	\$624,150	\$205,653	\$1,381,503	\$0	\$1,381,503	\$1,381,503	\$2,744,007
2007	\$0	3750	31207500	\$624,150	\$205,653	\$1,381,503	\$1,562,500	\$1,381,503	\$180,003	\$1,562,500
2008	\$1,562,500	1250	41610000	\$832,200	\$274,204	\$1,842,004	\$0	\$1,842,004	\$1,842,004	\$3,404,004
2009	\$0	5000	41610000	\$832,200	\$274,204	\$1,842,004	\$0	\$1,842,004	\$1,842,004	\$3,404,004
2010	\$0	5000	41610000	\$832,200	\$274,204	\$1,842,004	\$0	\$1,842,004	\$1,842,004	\$3,404,004
2011	\$0	5000	41610000	\$832,200	\$274,204	\$1,842,004	\$0	\$1,842,004	\$1,842,004	\$3,404,004
2012	\$0	5000	41610000	\$832,200	\$274,204	\$1,842,004	\$0	\$1,842,004	\$1,842,004	\$3,404,004
2013	\$0	5000	41610000	\$832,200	\$274,204	\$1,842,004	\$0	\$1,842,004	\$1,842,004	\$3,404,004
2014	\$0	5000	41610000	\$832,200	\$274,204	\$1,842,004	\$0	\$1,842,004	\$1,842,004	\$3,404,004
2015	\$0	5000	41610000	\$832,200	\$274,204	\$1,842,004	\$0	\$1,842,004	\$1,842,004	\$3,404,004
2016	\$0	5000	41610000	\$832,200	\$274,204	\$1,842,004	\$0	\$1,842,004	\$1,842,004	\$3,404,004
2017	\$0	5000	41610000	\$832,200	\$274,204	\$1,842,004	\$0	\$1,842,004	\$1,842,004	\$3,404,004
2018	\$0	5000	41610000	\$832,200	\$274,204	\$1,842,004	\$0	\$1,842,004	\$1,842,004	\$3,404,004
2019	\$0	5000	41610000	\$832,200	\$274,204	\$1,842,004	\$0	\$1,842,004	\$1,842,004	\$3,404,004
2020	\$0	5000	41610000	\$832,200	\$274,204	\$1,842,004	\$0	\$1,842,004	\$1,842,004	\$3,404,004
2021	\$0	5000	41610000	\$832,200	\$274,204	\$1,842,004	\$0	\$1,842,004	\$1,842,004	\$3,404,004

Capital does not include initial LFG system installation.
Assumes capital is spent 1 year before equipment operation.
Assumes capital cost also includes landfill gas system improvements needed to support the new engine/generator.
O&M costs include engine and LFG system Maintenance.
Assumes no salvage value of equipment.
No LFG Model was run for this project, actual gas generation rates are unknown.
See gas ledger files.

29

Methane to Markets

南京项目的劣势

- 电力价格过高

30

9. LFG Energy Recovery (Chinese)



9. LFG Energy Recovery (Chinese)

Methane to Markets

南京填埋场气体处理



37

Methane to Markets

南京填埋场



38

Methane to Markets

南京填埋场



39

Methane to Markets

南京填埋场冷却器



40

Methane to Markets

马鞍山填埋场 医疗废弃物焚化项目

41

Methane to Markets

马鞍山项目方法

- 中等热量燃料
- 当地的机构来发展
- 创新的技术-建造工厂来支持填埋场气体使用



42

9. LFG Energy Recovery (Chinese)

项目的利益

- 当地的工程师和承包人获得学习机会
- 气体处理非常简单



43

其他项目利益

- 当地的市政局获得所有收入，但也必须承担所有损失
- 新的工作机会
- 填埋场气体收集（更少的填埋场气体排入空气，土壤和地下水）
- 通过燃烧填埋场气体节省成本（见表）

44

气体燃烧的价值

ANNUAL REVENUE, MAANSHAN ENERGY RECOVERY PLANT	
Fee Calculation	
Number of Beds	1100
Average Occupancy	30%
Charge per day for medical waste disposal per bed	4 RMB
Annual income	120450 RMB
Exchange Rate RMB/ US\$	8.2
Annual income in US\$	\$14,689.02 US\$/Yr
Alternate Fee Calculation based on the Value of LFG Burned	
Landfill Gas Burned Per Day	1200 nM3/day
Percent methane in LFG	62%
Methane Gas Value RMB/Cu M	2.7 RMB/Cu M
Value of LFG Burned Per Year	733212 RMB/Yr
Value of LFG Burned Per Year	\$89,416.10 US\$/Yr
Estimated LFG Available	6000 nM3/day
Operating hours per day	3 Hours

5

马鞍山项目的劣势

- 建厂昂贵
- 收入不能填补建厂的花费
- 每天只能有限的使用填埋场气体。厂每天只能处理2-3小时。

46

马鞍山垃圾填埋场



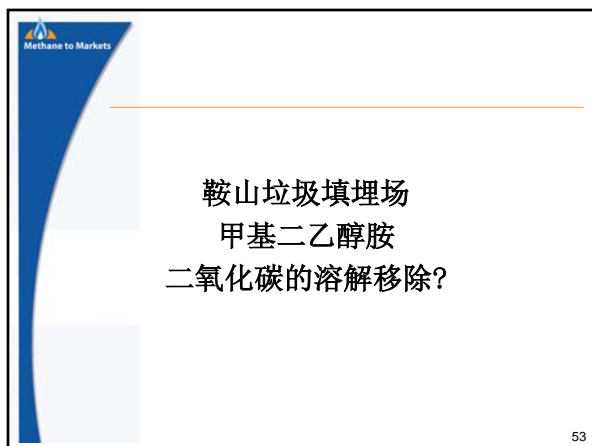
47

马鞍山垃圾填埋场



48

9. LFG Energy Recovery (Chinese)



9. LFG Energy Recovery (Chinese)

Methane to Markets

项目的利益

- 当地的工程师和承包商有学习机会
- 新的和可能的市场
- 由于其独特性而产生的高度的可见项目

55

Methane to Markets

其他项目利益

- 当地的市政局获得所有收入，但也承担所有损失
- 新的工作机会
- 填埋场气体收集（更少的填埋场气体排入空气，土壤和地下水）

56

Methane to Markets

鞍山项目的劣势

- 建厂昂贵
- 由于新技术发展导致的风险
- 只有填埋场机车才能使用

57

Methane to Markets

项目财政的估计

Item of Costs (Yn)	Unit	Value
State Price per Cu M Methane	\$/Cu M	2.70 RMB
State Return Rate for Investment	%	10.00%
Capital Cost per Cu M	\$/Cu M	10.250 RMB
On stream time %	%	80.00%
Assumed Exchange Rate, RMB/USD		6.25
LFG collection Rate, Cu M/Day		10,000
Methane Conversion Efficiency	%	90%
Methane capture at site		9,000
Calculated Cap. Value in \$/Cu M Cu		13.712
Assumes: 900 Btu/Cu Ft gas		

Year	Capital Cost for select gas equipment & improvements	CHG Production Cu M/yr	Cu M methane per year	Maintenance Cost/yr	Gross Income	Net Income	Capital Improvements	Annual Income	Sum of Capital and annual income
2005	\$2,500,000	248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224	\$4,200,000	\$887,224	\$5,087,224
2006		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2007		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2008		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2009		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2010		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2011		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2012		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2013		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2014		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2015		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2016		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2017		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2018		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2019		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2020		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2021		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2022		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2023		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2024		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2025		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2026		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2027		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2028		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2029		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448
2030		248	200,000	\$92,368	\$979,592	\$887,224		\$887,224	\$5,074,448

Capital does not include initial LFG system installation
 Assumes: capital to spent 1 year before equipment operation
 Gas Price of 2.7 RMB/Cu M from National Equip
 O&M Costs from Project Database and include: labor, equipment, repair, chemicals, cost, etc.
 Assumes no salvage value of equipment
 No LFG credit was set for this project, actual gas generation rates are unknown
 Design LFG flow rate: 10,000 cu M / day at 65% methane
 Methane Recovery Efficiency: 0.90
 RMB are million yuan

58

Methane to Markets

鞍山垃圾填埋场



59

Methane to Markets

鞍山 填埋场钻井机



60

9. LFG Energy Recovery (Chinese)



9. LFG Energy Recovery (Chinese)

Methane to Markets

鞍山 气体脱水



67

Methane to Markets

项目结果

- 三个项目在建设
- 培训中心在壮大
- 中国技术专家已经着手填埋场气体回收项目
- 已经通过法律来帮助未来项目的发展

68

Methane to Markets

项目结果

- 中国已经拓展了许多有关填埋场气体应用的许多技巧
- 当地的机构能够克服项目发展的制度上的瓶颈
- 开展行动计划促进填埋场气体项目效仿的广泛性
- 可再生能源法

69

Methane to Markets

未来发展策略

- 由中国内部自行的发展
 - 由于中国填埋场气体发展还处于最初阶段，有大量的风险
 - 资金的竞争
 - 可能会减慢多样的填埋场气体项目的发展

70

Methane to Markets

未来发展策略

- 由国际填埋场能源公司协助发展
 - 他们有经验来帮助减少风险
 - 他们有可用的资金
 - 多样的公司可以产生竞争，带给中国更多的利益
 - 多样的发展商能够同时发展多层次的项目，并使填埋场气体项目发展更明显，更快。

71

Methane to Markets

推荐

- 为发展商，工程师，律师和设备提供商设置一个国家的资源数据库。建议使用美国环保署的LMOP模式
- 为所有填埋场建立详细的纪录，来决定目前的填埋量，未来的填埋量，填埋历史和填埋类型（倾倒与卫生填埋）
- 考虑建造区域行填埋场以确保吻合环境要求
- 如果需要，用增加的价格来资助填埋场气体能源项目

72