

# 燃煤改燃气发电项目的经济效益分析

黄 奕

浙江大学能源工程学系

黄奕. 燃煤改燃气发电项目的经济效益分析. 天然气工业, 2010, 30(9): 110-112.

**摘 要** 目前我国发电以煤为主, 存在单位发电煤耗率高、有害物排放量大、环境污染严重等问题。为了优化能源结构, 促进绿色经济、低碳经济和循环经济的发展, 对现有的燃煤电厂进行煤改气已成为各地政府的首选技改措施, 但由于未考虑碳减排收益, 众多燃煤电厂改造因经济不可行而搁浅。为此, 引入碳排放交易规则, 从减排量计算到项目经济性分析, 系统讨论了清洁发展机制(CDM)应用于燃煤改燃气项目中的关键问题, 并以某电厂燃煤改燃气项目为例, 结合碳排放交易规则对电厂技改的经济性进行了研究评价。结果表明, 充分利用碳排放交易规则可达到要求的内部收益率, 使那些不具有经济性的电厂改造变得可行。

**关键词** 燃煤发电 改造 天然气发电 碳排放交易 效益

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2010.09.027

天然气发电对环境的污染小, 能够带来良好的社会价值。目前我国燃煤电厂改造为燃气电厂时, 经常遇到经济上不可行而放弃改造。随着《京都议定书》生效以及清洁发展机制(CDM)国际和各国国内规则的不断完善, 国际 CDM 市场的规模不断扩大, 参与 CDM 项目可以达到节约经济成本的目的, 也可以通过将获得的减排额度(CERs)在市场上交易赚取利润。如果政府考虑到碳排放对于周围环境的影响, 考虑碳减排收益, 则燃煤电厂改造经济可行性将得到大大改善。为此, 笔者基于碳排放交易规则, 研究了以天然气作为燃料发电项目的经济效益。

## 1 天然气发电的优势

天然气是清洁环保的绿色能源, 采用天然气作为燃料发电, 节能减排效果明显, 低碳效应显著。天然气的主要成分是甲烷, 是一种热值高、燃烧稳定、洁净环保的优质能源。由于燃气轮机以天然气为燃料, 污染物的排放量大大降低, 仅为常规燃煤电站的 1/10, 脱硫效率可达 99%, 二氧化硫排在 25 mg/m<sup>3</sup> 左右, 氮氧化物排放只有常规电站的 15%~20%, 耗水只有常规电站的 1/2~1/3, 环保效益十分可观。

表 1 是不同发电方式下二氧化硫的排放强度比

较。目前, 上海、江苏、浙江、广东、福建等省市二氧化硫排放量均已超过了国家的总量控制指标, 应将天然气作为首选发电能源。

表 1 不同发电方式下的 SO<sub>2</sub> 排放情况表 g/(kWh)

类型	天然气发电	不脱硫煤电	重油发电	脱硫煤电
SO <sub>2</sub> 排放量	0~0.25	5~11	11	0.4~1.0

## 2 以天然气为燃料的发电项目效益分析

### 2.1 案例简介

目前燃煤改造为燃气发电的主要方法为蒸汽—燃气联合循环改造。该技术是将具有高温加热优势的燃气轮机动力装置和较低排汽温度的汽轮机动力装置有机结合起来, 达到扩容降耗的目的<sup>[1]</sup>。采用联合循环系统更新改造传统燃煤火电站在国外近几十年来得到很大发展, 并积累了成熟的经验, 其改造方案有给水加热型、排气助燃型和余热锅炉型 3 种。

燃煤改燃气发电项目的经济分析以四川某电厂改造分析报告为例<sup>[2]</sup>, 将这一项目在 CDM 机制下展开, 分析其收益变动。电厂将 4 台 5×10<sup>4</sup> kW 机组改造为“2×25 MW 燃机+ 4×50 MW 汽机+ 给水加

热系统+2×410 t/h 煤粉炉”的给水加热型联合循环，具体参数见表 2。

表 2 某燃煤电厂改造为燃气电厂的经济性参数表

参 数	改造方案		
	排气助燃型改造	给水加热型改造	
标准煤耗量/t·h <sup>-1</sup>	37.4	33.7	
天然气耗量/m <sup>3</sup> ·h <sup>-1</sup>	10 065	8 691	
电 功 率	总功率/MW	146	132
	燃气轮机/kW	25 240	21 813
	汽轮机/kW	2×60 502	2×54 598
全厂发电效率	效率	36.93%	37.31%
	效率绝对增量	6.93%	7.31%
供电效率	33.48%	33.83%	
供电单位煤耗/g·(kWh) <sup>-1</sup>	333	330	
年省标煤/t	42 750	29 043	
改造后发电燃料成本/元·(kWh) <sup>-1</sup>	0.101	0.115	
年节省煤炭/万元	1 069	726	
天然气燃料费/万元	3 171	2 738	
净增燃料费/万元·a <sup>-1</sup>	2 103	2 013	
净增出力/kW	31 836	33 869	
年净增发电量/10 <sup>8</sup> kWh·a <sup>-1</sup>	1.4	1.5	
燃气轮机投资/万元	6 300	6 300	
系统改造/万元	1 000	1 000	
汽轮机改造/万元	800	600	
投资总额/万元	8 100	7 900	

## 2.2 在 CDM 机制下改造项目的效益分析

### 2.2.1 排气助燃型和给水加热型改造的效益分析

上述项目具有常规电厂一般内部收益率 7%~8% 的盈利能力,但上述改造结果并不适用于 CDM 这一机制,因为其不满足 CDM 这一机制所需要的额外性要求。但此处不妨假设如若其适用,分析其可能的收益。

一个合格的 CDM 项目其最重要的 3 个要素在于方法学的选择、额外性的论证与减排量的计算。就方法学的选择而言,单循环改造为联合循环的项目可以选择在联合国官方网站上已注册的 ACM0007 方法学。而对于最终的减排量计算,则首先需要寻找到一个基准线。就中国目前已注册的 CDM 项目而言,其基准线的选取往往采用区域基准线。此改造项目因为在四川,所以选择华中电网二氧化碳排放量为基准线。目前华中电网的二氧化碳排放为 0.98 t/(MWh),以此为二氧化碳排放量为基准线,其他参数仍以上述的年运行参数假设为例。

由下式计算燃气轮机发电所产生的减排量:

$$PE_y = \sum FC_y \times COEF_y \quad (1)$$

$$COEF_y = NCV_y \times EF_{CO_2,y} \times OXID \quad (2)$$

式中  $PE_y$  为项目排放量; $FC_y$  为天然气年消耗量; $COEF_y$  为二氧化碳排放系数; $NCV_y$  为热值; $EF_{CO_2,y}$  为产生单位能量的二氧化碳排放量; $OXID$  为修正因子。

由此,可得二氧化碳项目的年排放量为 31 850.9 t。而根据下述公式:

$$BE_y = EG_y \times EF_{BLCO_2,y} \quad (3)$$

$$EF_{BLCO_2,y} = \min(EF_{BLCM_y}, EF_{BLBM_y}, EF_{BLCO_2,option}) \quad (4)$$

$$EF_{CM_y} = 0.5 EF_{OM_y} + 0.5 EF_{BM_y} \quad (5)$$

式中  $BE_y$  为基准线排放量; $EG_y$  为年电力生产量; $EF_{BLCO_2,y}$  为基准线下产生单位能量的二氧化碳排放量; $EF_{BLCM_y}$  为循环边界; $EF_{BLBM_y}$  为建设边界; $EF_{BLCO_2,option}$  为排放因子。

可计算出年二氧化碳基准线年排放量为 66 885.5 t。因为此项目不涉及在运行过程中产生额外的温室气体泄漏,所以泄漏量为零,该项目可售的年二氧化碳排放量应为 66 885.5-31 850.9=35 034.6 t。

目前 CERs 每吨价格基本在 8~12 欧元的区间范围内,以每欧元折合人民币 9 元计算,则通过 CDM 项目每年的收益在 252~378 万元之间,扣除前期开发成本以及项目收入上交比例和所得税 190~294 万元,并且依据相关条款,CDM 在项目的第 1~3 年免征所得税,在第 4~6 年减半征收企业所得税,因而企业实际收入还将有所上升。采取加权平均企业因减排而产生的收入在 242 万元/a,应该说这本是一笔很可观的收入来源,如若在原有的净利润上加之现有的 242 万元的减排收入,则其内部收益率将高达 12.98%。但事实情况是因为其本具有的经济可行性,因而不具备额外性要求,使得其被挡在了 CDM 申请可能之外,所以笔者试图寻找一种方案使其介于这两个收益之间。

### 2.2.2 余热锅炉型改造的效益分析

给水加热型和排气助燃型联合循环改造后的系统的新增出力单位发电能力造价在 2 200~2 600 元/kW,以静态方式计算总投资在 7 480~8 840 万元之间。远低于国内建设同等规模常规蒸汽轮机电站的单位发电能力的初投资(约 5 000 元/kW),也远低于建设全新余热锅炉型联合循环电站的单位发电能力初投资(约 3 500 元/kW)。下面以余热锅炉型改造做可行

性研究,探究其是否与 CDM 机制存在交集。

落实到本项目,其改造费用在 3 500 元/(kWh)左右。为了和给水加热型改造的经济性作可比分析,所以因扩容而产生的额外成本和收益此处不予考虑,即以每千瓦时成本与收益为基准,采用净增能力 33 869 kW 为计算成本与收益的乘数,则其初始投资为 1.18 亿元,其他成本按表 1 所列,则在没有 CDM 机制下,其内部收益率为 3.9%,小于一般电厂内部收益率(7%~8%),因而具备了 CDM 所需要的额外性论证。

下面计算其在 CDM 机制下的内部收益。与前面给水加热型不同的是,这里的改造使得电厂完全脱离了使用煤炭,其燃料完全改为天然气,因而燃料成本增加,但同时碳减排量也大幅增加。在两者的计算过程中都应以电厂的总发电量为乘数。

本项目电厂年发电量为  $3.93 \times 10^8$  kWh,运行成本为 0.58 元/(kWh),二氧化碳的减排量则为 61 832.3 t/a,从而其减排收益在 600 万元左右,由上可得其年净收入为 1 495 万元,则其内部收益率为 10.8%。

在此对比下可见,虽然余热锅炉型改造在以传统的投入产出方式评判其经济性时无法与给水加热型相

提并论。但是在 CDM 机制下,如若考虑了碳减排收益,则其经济可行性得到大大改善,其内部收益率也超过了采用给水加热型改造方案。

### 3 结束语

随着西气东送工程的实施和国外管道气的引进,利用天然气作为燃料的燃煤电厂改造已具备技术推广条件。因此要充分利用碳排放交易规则,提高燃煤改燃气电厂的效益,使之符合经济要求,从而达到提高电厂的热效率和经济性、大幅度降低污染物排放量、保护环境的目的。

#### 参 考 文 献

- [1] 郭斌,庄源益.清洁生产工艺[M].北京:化学工业出版社,2003.
- [2] 北京全三维动力工程公司,中国科学院工程热物理研究所.四川江油电厂 2×50 MW 汽轮机组联合循环系统更新改造可行性研究报告[R].江油:四川江油电厂,2000.

(收稿日期 2010-08-25 编辑 赵 勤)