

# Analysis of Low Carbon Power Infrastructure of Taiwan

Shyi-Min Lu

Energy Research Centre, National Taiwan University, Taipei, Taiwan  
Email: shyiminlu@yahoo.com.tw

Received: Feb. 20<sup>th</sup>, 2013; revised: Mar. 19<sup>th</sup>, 2013; accepted: Apr. 1<sup>st</sup>, 2013

Copyright © 2013 Shyi-Min Lu. This is an open access article distributed under the Creative Commons Attribution License, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

**Abstract:** The study assumes that CCS can be successfully applied on the coal-fired and gas-fired power generation in the future, then regardless of the existence of nuclear power, without the substantial expanding of renewables, and with the fossil fuel generation capacity close to the BAU scenario, the overall power and emission reduction objectives can be fully met, with the increase of power cost up to about 34%. This study concludes that CCS is the most economic and effective methods for Taiwan to construct a low-carbon power infrastructure. However, the commercialization of CCS in the short-and-medium term is still a question, plus it is no doubt that Taiwan lacks fossil energy but reserves abundant resources of renewable energy. Even renewable energy cannot become power mainstream in the short-and-medium term, under the technology's progress and accumulation in the long-term, at end the renewables will overcome their shortcomings of power instability and partially high price. In the view angle of energy security, the development of renewable energy is an indispensable ring of Taiwanese energy policy.

**Keywords:** Low Carbon; Carbon Capture and Storage; Power Infrastructure

## 台湾低碳电力结构分析

吕锡民

国立台湾大学, 能源研究中心, 台北市, 台湾  
Email: shyiminlu@yahoo.com.tw

收稿日期: 2013年2月20日; 修回日期: 2013年3月19日; 录用日期: 2013年4月1日

**摘要:** 本研究假设 CCS 未来能成功应用在燃煤与燃气发电上之情景, 届时, 不管是否有废核, 在无须大幅扩充再生能源与核电, 并化石燃料发电容量接近 BAU 的情况下, 整体发电与减排目标皆能充分满足, 并且, 发电成本最多增加约 34%。本研究结论是: CCS 是台湾达成低碳电力结构最经济且最有效的方法。然而, CCS 短中期内能否商业化尚是一个疑问, 加上台湾缺乏化石能源, 而再生能源则蕴藏丰富, 不可讳言, 再生能源即使短中期内无法成为发电主流, 但是, 科技长期进步与累积, 终必克服其供电不稳定与价格偏高的缺点, 以能源安全角度来看, 再生能源的发展绝对是台湾能源政策上不可或缺的重要一环。

**关键词:** 低碳; 碳捕捉与封存技术; 电力结构

### 1. 引言

台湾目前能源结构所面临的危机, 计有下列两项:

■ 能源供应完全无法独立自主——台湾能源需求

百分之九十九以上来自国外进口, 且大部分来自政治不稳定的中东地区, 这确实是能源自主政策上最大的隐忧。例如, 于 2010 年, 台湾进口能源 144.5 百万公秉油当量, 花费金额 15,943 亿元, 占当年 GDP 的 11.74%<sup>[1]</sup>。

■ 温室气体排放严重——2009 年台湾人均温室气体排放量 10.9 公吨二氧化碳当量/人年, 约为全球人均温室气体排放量 4.3 公吨二氧化碳当量/人年的 2.5 倍, 全球排名 17 位<sup>[2]</sup>。主要形成原因为化石能源使用过度, 而化石燃料燃烧所产生的二氧化碳, 公认是造成全球气候变迁的大气层温室效应之主因。

基于上述理由, 开发自产洁净能源, 尤其是再生能源, 遂列为新兴能源开发重点。如表 1 所示, 依据参考文献<sup>[3]</sup>, 台湾拥有充沛的再生能源, 预估发展潜力为 78.02 kWh/pd, 约为目前台湾电力供给 29.43 kWh/pd 的 2.65 倍<sup>[1]</sup>, 加上 2011 年日本 311 核灾的发生, 各国无不倾向以发展非核能源作为主要能源政策, 因此, 大量开发再生能源很有可能成为台湾未来永续经营的必经途径。

就工程与科技观点而言, 由于核电碳排放量接近零, 燃料体积小又可大量储存, 故核电可同样视为一种洁净自产能源, 同时, 核电容量因子高且稳定, 又可被当作基载电力, 这是再生能源发电所没有的优点。其次, 依据 BP 统计资料<sup>[4]</sup>, 2010 年全球天然气和煤炭蕴藏量尚可开采 59 年与 118 年, 因此虽然化石能源温室气体排放量高, 但因为常当作基载发电, 加上蕴藏量丰富, 所以近年来各国无不致力净煤技术或碳捕捉与封存技术的研发。考虑上述理由, 因此在国际上, 核电常被列入低碳发电选项之一, 而具有 CCS 的化石燃料发电也被寄予厚望。

## 2. 全球与台湾减排目标

全球暖化所引发的气候变迁是目前最重要的议题, 而温室气体过度排放所形成的温室效应又公认为全球暖化的主因, 因此各国无不将降低温室气体排放列为施政重点, 并纷纷制定排放标准。

### 2.1. 全球碳排放现况与 IPCC 之 B1 排放情境

根据研究结果显示, 由于人类活动的关系, 全球

Table 1. Statistics of the power potential of renewable energy reserves in Taiwan (in kWh/person-day)<sup>[3]</sup>

表1. 台湾各项再生能源蕴藏电力统计(单位: kWh/pd)<sup>[3]</sup>

	太阳能	风能	生质能	海洋能	地热	水力能	合计
蕴藏量	24.27	29.90	1.82	4.57	0.67	16.79	78.02
占比	31.3 %	38.3 %	2.3 %	5.8 %	0.8 %	21.5 %	100 %

在 2000~2006 年间的年均排碳量为 91 亿吨(相当于 334 亿吨的二氧化碳), 其中化石燃料的燃烧占 76 亿吨, 而其余 15 亿吨则来自土地使用的改变。这些进入大气中的碳在同期间平均每年有 28 亿吨为植被与土壤所吸收, 22 亿吨进入海洋, 剩余的 41 亿吨存留在大气之中。因此, 由于人类活动而产生的二氧化碳近年来约有 45%是无法为海洋、土壤或植被所吸收的, 而此比例仍在逐渐增加之中, 这也是温室效应不断增强的原因<sup>[5]</sup>。

若以工业革命前的公元 1750 年为基准, 大气中的二氧化碳浓度在 1750 年之前的一千年间, 一直稳定地处在 280 ppm 附近。但在 1750 年之后, 二氧化碳浓度逐渐上升, 估计 2000~2006 年间的平均年增率为 1.93 ppm, 而在 2006 年达到了 381 ppm<sup>[5]</sup>。这个数值不但是六十五万年来的最大浓度<sup>[6]</sup>, 很可能也是过去两千万年来的最高值<sup>[7]</sup>。根据美国国家大气与海洋总署最新的观测结果, 2010 年大气中的二氧化碳浓度已达 388 ppm。

目前已知全球在 2010 年排放的温室气体总量(总排放量)约为 470 亿吨二氧化碳当量。IPCC 根据全球未来数十年的经济发展与人口成长的不同可能趋势, 预估不同碳排放情境, 其中最乐观(最低排放)的排放情境(B1 情境)为 2030 年的 540 亿吨二氧化碳当量(CO<sub>2</sub>e), 在 2100 年降至 230 亿吨二氧化碳当量<sup>[8]</sup>。

若将此 B1 排放情境使用 19 种不同的气象模型做仿真计算, 2100 年时地表平均气温将升高摄氏 1.4~2.9 度(相较于 1980 到 2000 之均温)<sup>[9]</sup>。因此在 2009 年底举行的哥本哈根世界气候大会将“2℃”订为全球抗暖化的目标升温上限, 以期能将全球暖化对人类生存造成的冲击控制在最低限度。为了达到 B1 排放情境, 若仅考虑二氧化碳的排放, 则 2030 年全球二氧化碳排放总量应为 400 亿吨<sup>[8]</sup>。因为当年全球人口数预估为 80 亿人<sup>[10]</sup>, 可得 2030 年之全球人均二氧化碳排放量限制为 5 吨。此 B1 情境将使大气中二氧化碳浓度达到 550 ppm。

### 2.2. 台湾因应全球暖化之减排目标

台湾在 2010 年的人年均二氧化碳排放量是 11 吨<sup>[11]</sup>。若需在 2030 年降至 IPCC 之 B1 情境——全球人年均排放量 5 吨的标准, 则在 2010~2030 年间, 需将人年均排放量减少 54.5%。

2008年“永续能源政策纲领”提出了三大永续能源政策目标：将有限资源作有效率的使用，开发对环境友善的洁净能源，与确保持续稳定的能源供应。其中对于发展洁净能源一项，特别制订了“整体二氧化碳排放水平，将于2025年回到2000年排放量”的排放标准。

根据此项标准，台湾于2025年的人年均排放量需减至9.7吨，相当于在2010~2025年间，需将人均排放量减少11.8%，很明显地，此排放标准较2030年IPCC之B1情境排放标准宽松许多。

### 3. 电力部门目标发电量与排碳量

根据2011年所作的预测，台湾于2010~2029年之年平均供电量成长率为2.8%，2029年所需之供电量将达到3762.6亿度<sup>[12]</sup>。假设此年平均成长率不变，则2030年所需之供电量将达到3867.9亿度。

上述供电预测可称为“一般情景(Business As Usual, BAU)”，该情景考虑台湾未来经济成长率、产业结构占比、人口成长率、气温、电价、需求面管理、大型开发案或规划案、以及发电燃料价格等八项因素<sup>[12]</sup>之外，并考虑台湾在积极减排政策的推动下，例如，能源效率的提升、再生能源发展目标之订定、扩大天然气等方案的纳入。

在2030年总供电量为3867.9亿度的情况下。假设2030年台湾人口为23.3百万人<sup>[13]</sup>，则每日之人均供电量为45.5度。此即为本研究所设定之2030年目标供电量。

依据能源资料<sup>[14]</sup>，台湾2010年排碳量为254.4 Mt-CO<sub>2</sub>，在电力系数0.612 kg-CO<sub>2</sub>e/发电量247.0 TWh/y的情况下，台湾电力部门占整体温室气体排放比例为59.4%。本研究假设在BAU情境下，此比例至2030年仍将维持不变，则该年整体排碳量将有40.6%属于无法以电力取代之杂项排碳。

如前所述，若以人均排放量5.0公吨为台湾2030年的减排目标，则相对于2010年的11.0公吨，整体CO<sub>2</sub>排放量约需减少54.5%。本研究合理地假设，占有40.6%排碳量的杂项排碳部门在各领域积极进行减排的情况下，其排碳量于2030年同样也可减排54.5%。因此2030年时，此类无法以电力取代之杂项排碳源产生之人均排碳量将减为 $11.0 \times 40.6\% \times (1 -$

$54.5\%) = 2.03$ 公吨。

由此可得2030年电力部门人均排碳量之上限为 $5.0 - 2.03 = 2.97$ 公吨，相当于每日人均排碳量8.14公斤，此即为本研究所设定之2030年目标发电排碳量。

同理推论，根据台湾于2008年发布之“永续能源政策纲领”，2025年总排碳量需回到2000年之水平(9.7公吨二氧化碳/人年)，相同于上述2030年IPPC排碳标准的计算方式，亦即， $9.7 - ((11.0 \times 40.6\%) \times (1 - 11.8\%)) = 5.76$ 公吨，此相当于2025年发电部门人均排放量需减为6.37吨。而2025预期之总供电量需求将达到3496.4亿度<sup>[12]</sup>，人口数预计23.4百万<sup>[13]</sup>，则我们可得到当年的供电量为40.9度/人日。

此处我们定义“供电量”为电厂“发电量”扣除电厂本身自用电力，如果采用能源数据<sup>[1]</sup>，台湾于2010年能源部门自用电力百分比8.09%，则台湾于2025年和2030年的“总发电量”应该分别为44.5度/人日和49.5度/人日。因此，本研究规划台湾电力结构的总发电量和总排碳量两项依据分别是“永续能源政策纲领”2025年的44.5度/人日与5.76公吨二氧化碳/人年，和“IPCC”2030年的49.5度/人日与2.97公吨二氧化碳/人年。

### 4. 台湾现有电力结构与未来开发方案： The BAU Case

如表2所示，依据能源统计资料<sup>[1]</sup>，2010年台湾传统能源发电装置容量为43.05 GW，占比92.83%。又如表3所示，再生能源发电装置容量为3.31 GW，占比7.14%<sup>[15]</sup>，实际上再生能源的发电量仅占3.37%<sup>[1]</sup>。另外，2010年台湾能源部门二氧化碳总排放量为167.32 Mt-CO<sub>2</sub>，占比65.7%<sup>[14]</sup>，发电量247,045 GWh<sup>[1]</sup>，能源部门是台湾目前主要温室气体排放部门，主要原因是使用化石燃料(煤炭、天然气、石油)的火力电厂发电量占比太高，有78.35%<sup>[1]</sup>。

又依据参考文献<sup>[12]</sup>，2025年台湾传统能源发电容量规划目标为61.71 GW，占比87.4%，年平均成长率为2.89%，再生能源则为8.9 GW，占比12.6%，年平均成长率为11.2%，显然台湾在未来电力结构规划方面，已经在朝低碳电力方向进行。值得一提的是，台湾目前有三座核能电厂在运作，另有一座新的核电厂

**Table 2. The developing status and planning of all kinds of traditional power plants of Taiwan (the BAU cases)**  
**表 2. 台湾各类传统能源发展现状与规划(BAU)**

年	2010 <sup>[11]</sup>		2025 <sup>[12]</sup>		2030 <sup>[12]</sup>	
	装置容量(GW)	占比(%)	装置容量(GW)	占比(%)	装置容量(GW)	占比(%)
燃煤	18.01	38.84	27.2	40.57	31.3	41.14
燃气	15.72	33.91	23.8	35.49	27.3	35.88
燃油	4.18	9.02	2.87	4.28	2.43	3.19
核电	5.14	11.09	2.70	6.38	2.70	5.62
合计	43.05	92.83	58.14	86.71	65.31	85.84

**Table 3. The developing status and planning of all kinds of renewable energy power plants of Taiwan (the BAU cases)**  
**表 3. 台湾各类再生能源发展现状与规划(BAU)**

年	2010 <sup>[15]</sup>		2025 <sup>[16]</sup>		2030 <sup>[16]</sup>	
	装置容量(GW)	占比(%)	装置容量(GW)	占比(%)	装置容量(GW)	占比(%)
惯常水力	1.98	4.27	2.50	3.73	2.67	3.51
风力发电	0.48	1.04	2.45	3.65	3.11	4.09
太阳光电	0.02	0.04	2.00	2.98	2.66	3.50
生质能发电	0.18*	0.39	0.30**	0.45	0.34	0.45
废弃物发电	0.65*	1.40	1.10**	1.64	1.25	1.64
地热发电	-	-	0.15	0.22	0.2	0.26
燃料电池	-	-	0.20	0.30	0.27	0.35
海洋能发电	-	-	0.20	0.30	0.27	0.35
合计	3.31	7.14	8.9	13.27	10.77	14.16

注：\*：2010年生质能发电包含蔗渣、稻谷、薪材、黑液及沼气发电(小计176 MW)；废弃物焚化发电含垃圾、废轮胎、废塑胶及纸业废气物发电(小计650 MW)；\*\*：2025生质能与废弃物发电规划总装置容量为1400 MW，与2010年相较，两者增加率相同。

在建造当中，预计在 2016 年以前完工加入营运，此 2.7 GW 无碳电力的加入，将对台湾低碳愿景作出卓越贡献，但是由于 311 日本福岛核灾的发生，台湾决定不再延役旧有的核电厂，因此，2025 年和 2030 年的核电装置容量有所减少。其次，我们依据 2010 年至 2025 年的年平均成长速率 11.2%，预估再生能源在 2030 年的装置容量，总共有 10.77 GW，占比 14.16%，如表 3 所示。至于化石燃料电厂在 2030 年的装置容量，则是以台湾电力公司从 2010 年至 2029 年的长期负载预测与电源开发规划摘要报告中的年平均成长率 2.8%来预测<sup>[12]</sup>，连同核电装置容量，总共有 65.31 GW，占比 85.84%，如表 2 所示。

## 5. 各种发电技术之特色分析

请参考表 4，我们针对各式发电技术的排放量、

容量因子、发电成本与净尖峰出力等参数，分析其等特色与优缺点，以作为本研究规划台湾未来低碳电力结构之依据。

### 5.1. 排放量

各式发电技术之碳排放计算方法，系采用符合 ISO 14000 标准的“生命周期评估法(Life Cycle Assessment, LCA)”，或称“摇篮至坟墓法(Cradle to Grave)”，计算时考虑各能源材料在整个制造链，从原物料开采、提炼、处理、运输等过程，到最终使用运转、维修、及除役等过程中消耗或产生能源时，所产生之温室气体排放量。

太阳光电、海洋能发电、水力发电、风力发电等再生能源虽在发电过程中不产生温室气体，但在制造涡轮机、太阳能板等之过程中仍会释放少量温室气

**Table 4. The emissions, capacity factor, generation cost, and net peak output parameter of all kinds of power plants**  
**表 4. 各种发电厂之排放系数、容量因子、发电成本、净尖峰出力参数**

	排放系数(kg-CO <sub>2</sub> /kWh)	容量因子	发电成本(NTD/kWh)	净尖峰出力参数 <sup>[12,40]</sup>
燃煤	0.9405→0.839 <sup>[22]</sup>	0.78 <sup>[11]</sup>	1.28 <sup>[17,36]</sup>	0.94
燃煤+CCS	0.125 <sup>[18]</sup>	0.66 <sup>[1,17]</sup>	1.8 <sup>[36]</sup>	0.80
燃气	0.475→0.389 <sup>[22]</sup>	0.65 <sup>[11]</sup>	1.57 <sup>[17,36]</sup>	0.98
燃气+CCS	0.25 <sup>[18]</sup>	0.55 <sup>[1,17]</sup>	2.2 <sup>[36]</sup>	0.83
燃油	0.778 <sup>[19]</sup>	0.26 <sup>[11]</sup>	1.42 <sup>[36]</sup>	0.90
核电	0.066 <sup>[19]</sup>	0.92 <sup>[11]</sup>	1.7 <sup>[36]</sup>	0.94
水力	0.010~0.013 <sup>[18]</sup>	0.37 <sup>[23]</sup>	2.539 <sup>[35]</sup>	0.70
风电	0.010~0.090 <sup>[19]</sup>	0.3 <sup>[23]</sup>	1.3~2.2 <sup>[36]</sup>	0.06
PV	0.032 <sup>[18]</sup>	0.15 <sup>[39]</sup>	4.3 <sup>[36]</sup>	0.20
生质能发电	0.014~0.022 <sup>[19]</sup>	0.57 <sup>[18]</sup>	2.3 <sup>[36]</sup>	0.50
废弃物发电	0.341 <sup>[20]</sup>	0.52 <sup>[18]</sup>	2.0 <sup>[36]</sup>	0.80
地热发电	0.038 <sup>[18]</sup>	0.9 <sup>[38]</sup>	1.8 <sup>[37]</sup>	0.50
燃料电池	0.664 <sup>[18]</sup>	0.9 <sup>[18]</sup>	2.7 <sup>[38]</sup>	0.85
海洋能发电	0.015~0.050 <sup>[18]</sup>	0.3 <sup>[18]</sup>	3.981 <sup>[35]</sup>	0.85

注: 1 USD = 30 NTD; 1 GBP = 48 NTD。

体, 因此只能视为低碳能源, 核电的情况也是大致如此。传统燃煤、气、油之电厂在发电过程中会产生大量之温室气体, 但是配合碳捕捉与封存技术, 将使发电排碳量大幅降低。但是 CCS 技术将使发电效率降低 10%~25%, 并导致发电成本增加 20%~85%<sup>[17]</sup>。本研究假设台湾的火力发电因使用 CCS 技术将使发电效率降低 15%, 导致发电成本则增加 40%。

太阳光电: 制造太阳能板所需之硅必需在高温下, 由石英砂中提炼, 而此过程将消耗其整个制程 60%之能量<sup>[18]</sup>。就现有技术言, PV 之排放量约为 0.032 kg-CO<sub>2</sub>/kWh<sup>[18]</sup>, 而未来之排放量预期将可降至 0.015 kg-CO<sub>2</sub>/kWh。

海洋能发电(波浪与潮汐): 现在尚无商业化量产的数据, 其大部分之二氧化碳于制钢过程中产生, 现今制造一组 750 kW 之波能转换器需 665 吨钢, 而其排碳量大约为 0.050 kg-CO<sub>2</sub>/kWh, 未来可望降至 0.015 kg-CO<sub>2</sub>/kWh<sup>[18]</sup>。

水力发电: 排碳分别来自拦水坝之建造(排放量约为 0.010 kg-CO<sub>2</sub>/kWh)与发电设施之制造(主要是涡轮发电机, 排放量 0.003 kg-CO<sub>2</sub>/kWh)<sup>[18]</sup>, 其中储存设施之排碳量较高, 因建设储存设施需大量的混凝土与

钢铁。在所有的发电技术中, 水力发电属于排碳量最低的能源选项之一, 但美中不足的是, 水中植物会因腐败而释放出甲烷。

风力发电: 约有 98%之排碳发生于机组制造与建置过程中(如塔架所需的钢, 基座(Foundation)所需的水泥, 叶片所需的玻纤与树脂等之制造), 而在运转过程中之排碳则发生于维修过程(如润滑油、材料运输), 依生命周期评估, 陆域风机之排碳量约为 0.090 kg-CO<sub>2</sub>/kWh, 而离岸风机之排碳量则约为 0.010 kg-CO<sub>2</sub>/kWh, 因为离岸风力地形阻碍较少, 风力机发电量大且稳定<sup>[19]</sup>, 是未来风电主流。

生质能发电: 生质能发电被视为“碳中和”能源, 因为生长周期较短的能源作物或稻草木屑燃烧所释放二氧化碳之量大约等于其生长期间所吸收二氧化碳之量, 但若进一步考虑植物生长期间所施加的肥料等, 则生质能仍然只能视为低碳能源。因生质能的能量密度较低, 大量的运输载运亦消耗不少能源, 因此增加单位能量之二氧化碳排放量。林木的排碳量约在 0.014~0.022 kg-CO<sub>2</sub>/kWh 之间<sup>[19]</sup>。

废弃物发电: 废弃物发电方式与燃气发电相似, 但不同于生质作物的“碳中和”特性, 因此废弃物发

电具有不低的排碳量  $0.341 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh}^{[20]}$ 。

地热发电：地热发电是以地底熔浆为热源的稳定再生能源，同样不会产生温室气体，厂房和涡轮机等组件的制造过程是唯一的排放源，排碳量仅有  $0.038 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh}^{[19]}$ ，因此地热发电可视为一种低碳能源。

燃料电池：燃料电池是一种利用氢气和氧气的电化学反应，反应过程当中仅产生电和水，而无二氧化碳的产生，但是目前氢气和氧气的主要来源来自天然气、煤等化石燃料的重整(Reforming)与水的电解(Electrolysis)，就生命周期层面评估，燃料电池仍不是一种低碳能源，目前排碳量为  $0.664 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh}^{[19]}$ 。如果未来产生燃料的能源为再生能源或核能，则燃料电池有望成为一种低碳能源。

核能发电：排碳量为  $0.066 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh}$ ，因为不需要燃烧，在运转过程中排碳量仅占 17.4%，大部分的排碳来自于铀矿开采、浓缩与燃料制备(占排碳量之 38%)，其它建厂排碳量占比 12.4%，核废料后端处理 14%，除役则为约 18.2%<sup>[19]</sup>。

燃煤发电：燃煤电厂是现今排碳量最大的电厂，如果采用最新气化复循环技术(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC)和超临界发电(Ultra Supercritical Steam Cycle, USCSC)，发电机组效率可从 36.8% 分别提高至 42.7% 及 44.5%<sup>[21]</sup>，排碳量从  $0.9405 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh}$  降低至  $0.839 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh}^{[22]}$ 。

燃煤发电 + CCS：上述新型燃煤发电技术(IGCC)配合“燃烧前(Pre-Combustion)”碳捕捉技术，可将排碳量降至更低的  $0.125 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh}^{[18]}$ 。就 IGCC 发电程序而言，煤炭在燃烧之前将先进行气化，并分离碳元素，形成所谓的合成气之后，再进行燃烧发电。

燃气发电：天然气是排放量最低的化石燃料，因此是各国竞相开发的低碳能源之一，台电汰换老旧燃气机组，将可使排碳量从  $0.475 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh}$  降至更低的  $0.389 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh}^{[22]}$ 。

燃气发电 + CCS：上述燃气发电在天然气燃烧后，配合“燃烧后(Post-Combustion)”碳捕捉技术，可使排碳量降至  $0.25 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh}^{[22]}$ ，此排碳量比燃煤发电 + CCS 相对高，主要原因在于“燃烧后(Post-Combustion)”的碳捕捉效率远低于的“燃烧前(Pre-Combustion)”的碳捕捉效率。

燃油发电：燃油电厂排碳量仅次于燃煤电厂，大约为  $0.778 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh}^{[19]}$ ，由于国际油价变动剧烈，

为避免遭受财务上的风险，除了离岛偏远地区，因为交通运输的缘故，现有之燃油发电将逐步淘汰。

## 5.2. 容量因子

此处电厂的容量因子之定义为：一段时间内，实际发电量与理论最大发电量的比值。例如，表 4 当中所列的燃煤、气、油与核电之各个容量因子之计算，系依据经济部能源局统计数据<sup>[1]</sup>所记载 2010 年各类电厂之总发电量(GWh)除以理论最大发电量(总装置容量(GW)乘以一年小时数 8760)而得。因此，容量因子较高的电厂表示一年当中，其实际供电的时间较长。电厂容量因子的高低除了影响到发电量大小之外，更将影响到电厂的发电成本，一般而言，单位发电成本是以各类成本总和除以发电量来计算，所以发电量愈大，往往发电成本愈低。

## 5.3. 发电成本

一般电厂的发电成本可分为内部成本与外部成本，前者包括建厂、燃料与营运成本，后者包括影响环境的社会成本。由于本研究已将排碳量列为形成电力结构标竿之一，所以此处的发电成本系指内部成本，主要系依据英国 Markal 模型电力部门的数据库<sup>[23]</sup>估算而得。该模型早在 1970 年代即由 Brookhaven National Laboratory 开始发展，之后再由国际能源署(International Energy Agency, IEA)架构下之能源技术系统分析研究计划(Energy Technology Systems Analysis Program, ETSAP)接手，以大约 20 年时间发展出来之一长期性、多期性之各种能源系统优化模型<sup>[24]</sup>。

由于 Markal 模型具有国际公信力，且已是国际通用的系统(全球已有超过 50 个国家使用此模型，包括美国环境保护署)<sup>[25]</sup>，故本文引用由该模型预测之成本。然其中有少数英国 Markal 模型电力部门的数据库缺乏的数据，则采用德国官方数据模型<sup>[26]</sup>，包含了 5 个主要群组：能源需求、温室气体排放、能源载体(Energy Carrier；煤、油、天然气、电等)、材料、技术(区分为资源供应及输出选项(如油输入、天然气输出、煤开采、油气开采、电厂、炼油厂等)及使用端设施(如汽车、空调)等<sup>[27]</sup>。总成本区分为投资成本(£/kW)、固定营运成本(£/kW/year)与变动营运成本(£/GJ)<sup>[28]</sup>。可依据电能需求及各种能源之容量因子计算出所需之装置容量，再计算每年所需之总经费。

2010 年所列之成本是 2010~2030 年之平均成本(若成本介于某一区间则取其上下限之平均值), 计算时已考虑折扣因子(Discount Factor =  $1/(1+r)$ ;  $r$  为利率)<sup>[29]</sup>, 2015 年、2020 年...等每五年之成本, 则假设可依 2010 年之银行利率以折扣因子之方式推导而得。

本文中之年利率系采用台湾银行 2009 年以来利率上下限之中间值<sup>[30]</sup>, 约为 0.96%。投资成本包括土地、建厂、产生并输送电力设备所需的花费<sup>[31]</sup>; 固定营运成本则包括人力、零件、停机损失等费用(不随发电量变化而变动)<sup>[32]</sup>; 而变动营运成本则是随发电量变动而衍生出的人力、物料、经常开支等支出之变动<sup>[33]</sup>。该模型含盖了 260 种能源技术以及 40 种能源载体<sup>[33]</sup>, 所需输入之数据包括可利用的能源技术种类、进口与开采能源的限制及能源的需求等, 而输出之结果则包括所需部署之能源及其成本、能源消耗量对生态的影响与温室气体排放量等<sup>[34]</sup>。在本文中, 能源技术之焦点集中于再生能源(水力、风力、太阳能)、先进核能电厂、先进煤、天然气电厂、燃油电厂、碳储存捕捉、生质能、垃圾燃烧以及各种能源的配置等。成本则列于表 4, 表中显示, 太阳能成本最高, 海洋能发电次之, 而现今风力发电之成本已足以与化石燃料电厂竞争。

#### 5.4. 备用容量率

在一年之中, 发电量之需求并非一固定值。以台湾为例, 用电之高峰发生于夏季七月。因此, 规划全国发电结构时, 除了发电系统之全年总发电量能力需满足该年总发电量需求之预测值之外, 发电系统于全年用电需求之最高峰时, 其最大总发电量“净尖峰能力”尚须满足该尖峰用电期间所需发电量“尖峰负载”之预测值。

为避免于尖峰用电期间发生不可预期之用电需求增加, 或发电机组故障而导致“净尖峰能力”低于“尖峰负载”而造成限电或跳电的危机, 各国政府皆要求电力系统之“净尖峰能力”需大于“尖峰负载”达一定比例以上, 此比例称为“备用容量率”。台湾目前以 16% 做为电力系统“备用容量率”之规划目标。“备用容量率”之计算方式为“净尖峰能力”减去“尖峰负载”后, 再除以“尖峰负载”。公、民营电厂与汽电共生系统之贡献皆包含在内。

“备用容量率”之大小代表了当年系统发电端之供电可靠程度。太低将造成缺电电机率增加, 太高则需增设高额之发电机组而提升发电成本。因此, 本研究对各类电厂之装置容量进行最佳解之搜寻解算时, 将“备用容量率”之底限设为 16%。

“尖峰负载”之定义为一年之中负载最高一小时之平均负载功率。根据能源部门于 2011 年对台湾未来尖峰负载之预测(仅至 2029 年), 2025 年之尖峰负载为 53.8 GW, 而 2010~2029 年之年平均尖峰负载成长率为 2.7%<sup>[12]</sup>。假设此年平均成长率不变, 则 2030 年之尖峰负载将达到 59.6 GW。

各发电机组在正常发电情况下, 可提供给系统之最大出力, 称为“净尖峰能力”。火力、核能机组之“净尖峰能力”为按装置容量扣除厂用电后之净出力。水力机组之“净尖峰能力”系指枯水流量或水位, 其流量经调节后集中六小时内使用所得之最大出力或机组于该水位下之最大出力。其余再生能源发电机组之“净尖峰能力”则以可靠度 85% 时所相对应之输出容量估算。

本研究之“净尖峰能力”计算, 除一般发电机组与汽电共生系统外, 尚包含了核能厂全黑起动用气涡轮机与抽蓄式水力<sup>[12]</sup>。“净尖峰能力”之计算可由发电设施之“装置容量”与“净尖峰出力参数”相乘而得。

各电厂之“净尖峰出力参数”如表 4 所示。很显然地, 传统电厂具有较高的净尖峰出力参数, 这表示其供电据有很高的稳定性, 因此可当作主要基载电力。相对地, 能源供应不稳定的再生能源, 尤其是风电, 即使在发电成本已赶上传统电力, 但由于尖峰负载能力差, 因此在整体电力结构当中无法成为供电主流。

## 6. 八种成本优化低碳电力组合

依据前述各项章节: 台湾能源危机与因应策略、全球与台湾减排目标、电力部门目标发电量与排碳量、台湾现有电力结构与未来开发方案以及各种发电技术之特色分析等等, 本研究共规划了八种成本优化低碳电力结构情景, 详如表 5 所示。其中构成各情景的发电设施包括了所有各类型电厂: 有传统的燃煤、气、油、核电, 以及再生能源的水力、风力、太阳能、





生质能、废弃物能、地热、燃料电池、海洋能等共 12 种。其中, CCS 仅实施在燃煤与燃气发电, 由于 CCS 尚属未商业化技术, 所以我们将针对 CCS 的有无进行情景分析。为方便比较“永续能源政策纲领”与 IPCC 所订定的排放标准, 所有情景又分为 2025 年与 2030 年两大类。虽然核电是一种低碳能源, 但在国际一片反核声浪当中, 我们不得不将核电的有无列为发电结构情景规划分类, 并且我们的核电 BAU 仍然遵从台湾目前的核能政策: 核 4 运转, 现有核电厂届龄不延役。因此, 针对有无 CCS、国内与国际排碳标准、有无核电等三大原则, 本研究共规划八项电力结构情景。本研究在满足总发电量需求、人年排碳量与备用容量率三大要求下, 求取最低发电成本下的各情景之电力结构。

### 6.1. 构成各情景的电力结构选取方法

为了选取各情景之构成电力结构(其中, 共有各类发电厂 12 种), 我们将表 4 各种发电厂之容量选取四大参数: 排放系数、容量因子、发电成本、净尖峰出力参数, 重新整理如表 6 所示, 并且, 依据各参数数

值的正向与负向影响, 整理出最后一行各类发电的选取权重。详细说明, 在四大容量选取参数当中, 排放系数与发电成本系为负向参数, 其数值越小越好, 所以在构成权重中系放在分母。至于容量因子与净尖峰出力参数则属于正面影响参数, 亦即, 其等数值越大, 则越有利于发电量与备用容量率等最低标准的达成。表 6 最后一行的权重高低, 将为本研究表 5 之 8 大情景中的各项构成电力结构之选取依据。

当然, 要构成一情景, 先决条件是必须满足发电量、排碳量、备用容量率之最低标准, 最后的选取要素为最低之发电成本。基本上, 本研究系使用微软 Excel 软件包内的“规划求解”加载宏。

最后, 是该情景的可行性判断, 因此我们将各类电厂的情景装置容量与其等 BAU 容量之相对倍数数值列出来, 如果高出 BAU 甚多者, 则可行性相对地降低。请参考表 5 之表头所示。

### 6.2. 在无 CCS 下的情景比较与分析

请参考表 5, 首先, 在无 CCS 的情况下, 因为燃煤发电排碳量过高, 所以必须摒除在所有发电结构情

Table 6. The choosing criteria of the scenario data  
表 6. 情景数据选择依据(Criteria)

		1	2	3	4	5
		电力排放系数 (kg-CO <sub>2</sub> /kWh)	容量因子	发电成本 (NTD/kWh)	净尖峰出力参数	$\frac{\text{容量因子} \times \text{净尖峰出力参数}}{\text{电力排放系数} \div \text{发电成本}}$ (2 × 4 ÷ 1 ÷ 3)
1	燃煤	0.839	0.78	1.28	0.94	0.68
2	燃煤 + CCS	0.125	0.66	1.8	0.80	2.35
3	燃气	0.389	0.65	1.57	0.98	1.04
4	燃气 + CCS	0.25	0.55	2.2	0.83	0.83
5	燃油	0.778	0.26	1.42	0.9	0.21
6	核电	0.066	0.92	1.7	0.94	7.71
7	水力	0.0115	0.37	2.539	0.7	8.87
8	风电	0.010	0.3	1.75	0.06	1.03
9	PV	0.032	0.15	4.3	0.2	0.22
10	生质能发电	0.018	0.57	2.3	0.5	6.88
11	废弃物发电	0.341	0.52	2	0.8	0.61
12	地热发电	0.038	0.9	1.8	0.5	6.58
13	燃料电池	0.664	0.9	2.7	0.85	0.43
14	海洋能发电	0.0375	0.3	3.981	0.85	1.71

景之外。在 2025 年有核电的情景一当中，与 BAU 比较，燃气发电将扩张 0.85 倍，核能发电则扩充 1.17 倍，在如此大幅度扩充传统能源之下，与 2010 年比较，所得到的发电成本几乎没有增加(6.78%)，就可达成整体供电与排碳标准，因为发电成本高的再生能源之装置容量压低在 2010 年水平。

同样针对 2025 年“能源永续政策纲领”目标，在没有核电的情景二当中，与 BAU 比较，燃气发电将扩充 0.76 倍，而再生能源极度扩充 3.75 倍，因此，与 2010 年比较，发电成本大幅增加 18.09%。

如果针对更严峻的 2030 年 IPCC 排碳标准，为了满足更大的供电需求，在有核电的情景三当中，与 BAU 比较，核能大幅扩充 5.3 倍，再生能源扩充 2.9 倍，而燃气发电则缩减为 0.9 倍，与 2010 年比较，发电成本更又增加 25.23%。

如果在 2030 年没有核电，则情况将更加恶化，在此情境四当中，与 BAU 比较，燃气发电不增反减成为 0.62 倍，而再生能源则扩充 13.4 倍，与 2010 年比较，发电成本增加 54.50%。

针对上述没有 CCS 的四个情景，我们可得到的结论是：如果没有 CCS，在顾及电力需求下，要达到国际减排标准，几乎不可能。因为在已规划情景当中，与 BAU 比较，除了再生能源要普遍增加约 3 倍至 14 倍之外，核能也要至少增加一倍，至多则为 5 倍，这些都是达成难度极高的规划。尤其，在日本 2011 年 311 福岛核灾后的国际反核声浪当中，当作本研究核能 BAU 的核四顺利运转与旧有核电厂不再延役的情况已是台湾核能发展的极限，更何况要作任何 BAU 以外的大幅扩充，这将是不可可能的。因此，假设核电顺利维持 BAU 容量(4.28 GW)，燃气发电略作 0.51 倍扩张，在 0.29 倍低比例燃煤发电情况下，中幅度增加再生能源 2.6 倍，则仍有机会达成整体减排标准，与 2010 年比较发电成本将增加 17.78%，情景一作如此变通，则可行性较高，并且再生能源开发仅占预估总潜力的 9.67%，既使再生能源容量要增加 BAU 的 2.6 倍，但成本相对仅增加 17.78%，在追求节能减碳的既定政策下，此幅度应该是财政可所容忍的。

### 6.3. 在有 CCS 下的情景比较与分析

假设 CCS 能顺利运用于化石燃料电厂，在 2025

年有核电的情景五当中，本研究发现只要维持现有的再生能源发电容量与约略相等于 BAU 的 CCS 化石能源发电容量，在满足供电需求下，情景五可以超低的排碳量达成“能源永续政策纲领”2025 年整体排碳目标，但发电成本仅比 2010 年高出 26.95%。

在 2025 年没有核电但有 CCS 的情景六当中，再生能源可仍然维持 2010 年装置容量，化石能源电厂比 BAU 略微增加 0.24 倍，在满足供电需求下，同样可以极低的排碳量达成 2025 年国内排碳标准，但是，发电成本仅比 2010 年要高出 32.01%，这是因为 CCS 化石燃料发电成本要比传统化石燃料发电成本要来得高。

挑战更严峻的 2030 年 IPCC 标准，在有 CCS 且有核电的情景七当中，CCS 化石电厂约保持 BAU 水平，再生能源电厂则为 BAU 的 1.41 倍，发电成本比 2010 年增加 32.62%的情况下，同时满足供电量与排碳量。

如果在 2030 年没有核电但有 CCS 的情景八当中，CCS 化石电厂仍然保 BAU 水平(约 1.12 倍)，而再生能源电厂仅需略微扩充为 BAU 的 1.35 倍，在发电成本比 2010 年增加 33.91%的情况下，即可满足台湾所需供电量与 IPCC 排碳标准。

由本小节的四个情景分析可知：虽然 CCS 化石燃料电厂排碳量比再生能源电厂略高，但是前者发电成本低且供电稳定，可进而替代核能成为主要低碳电力，但是台湾缺乏化石能源，相对地，再生能源则蕴藏丰富，就能源安全角度来看，再生能源是台湾可以倚赖的自产能源。

所以，本研究将“台湾 2010 年电力结构”与“所有再生能源潜力全部开发”两情景同列在表 5 当中，在后者总发电量为前者两倍的情况下，非但备用容量率高出一倍，人年排碳量更仅有前者的 20%，远超出 IPCC 标准百分之五十，但必须付出的代价是发电成本约高 1 倍。关于此点，本研究认为即使再生能源在短中期内的 2020 年或 2030 年内无法成为发电主流，但是在例如 2050 年的长期发展上却未必如此，尤其是藉由储能技术与智慧电网发展，将可克服再生能源目前供电不稳定的缺失，藉由科技的日新月异与一日千里，再生能源发电成本低于传统发电成本的到来是可预期的。附带说明：表 1 中各项再生能源蕴藏量

(kWh/pd), 经过表 6 中容量因子、总人口数与年天吋等单位转换, 可得到表 5 当中各项再生能源发展潜力之装置容量(GW)。同时, 表 5 结果皆无超过表 1 所述潜力之限制。

## 7. 结论与建议

根据上述分析, 在无 CCS 的情况下, 为达到 2025 年“永续能源政策纲领”与 2030 年“IPCC”的减排目标与供电标准, 燃气、再生能源与核电必须大量交替使用, 这除了会使发电成本大幅增加之外, 在可行性上也值得探讨, 因为相关情景中的电厂装置容量超出 BAU 装置容量甚多。如果 CCS 能成功应用在燃煤与燃气发电, 则不管是否有废核, 在较小幅度扩充再生能源下, 台湾与国际减排目标与供电需求皆能充分满足, 而发电成本也不会作太大幅度的增加。所以, 本研究结论是: CCS 是台湾达成低碳电力结构最经济最有效的方法, 另外, 2010 年台湾的温室气体排放量约为 2.54 亿吨, 而能源部门则为 1.67 亿吨<sup>[11]</sup>, 依据 NSTPE “净煤碳捕捉储存主轴计划”评估: 台湾地质储碳潜力有 100 亿吨, 因此, 台湾的储碳潜力充分足够满足本文所述的 CCS 所需的储碳容量。然而, 不可讳言的, 再生能源即使短中期内无法成为发电主流, 但是科技长期进步与累积, 必能克服其供电不稳定与价格偏高的缺点, 况且台湾缺乏化石能源, 而再生能源蕴藏丰富, 就能源供应安全的角度来看, 再生能源的发展可视为一项长期能源政策。最后, 燃气发电最近由于美加等能源大国天然气开采技术的突破, 使得发电成本大幅降低, 加上燃气发电本身排放量比燃油与燃煤发电为低, 所以是一种国际寄予厚望的未来低碳发电选项。

## 8. 致谢

感谢国家自然科学基金资助项目(项目编号: 50902110)。

## 参考文献 (References)

- [1] MOEABOE. Energy Statistics Handbook 2010. [http://www.moeaboe.gov.tw/promote/publications/PrPubMain.aspx?PageId=pr\\_publist](http://www.moeaboe.gov.tw/promote/publications/PrPubMain.aspx?PageId=pr_publist)
- [2] [http://cdnet.stpi.org.tw/techroom/policy/2011/policy\\_11\\_046.htm](http://cdnet.stpi.org.tw/techroom/policy/2011/policy_11_046.htm)
- [3] F. L. Chen, S.-M. Lu, K.-T. Tseng, S.-C. Lee and E. Wang. Assessment of renewable energy reserves in Taiwan. *Renewable and Sustainable Energy Review*, 2010, 14(9): 2511-2528.
- [4] BP Statistical Review of World Energy, June 2011.
- [5] J. G. Canadell, et al. Contributions to accelerating atmospheric CO<sub>2</sub> growth from economic activity, carbon intensity, and efficiency of natural sinks. *Proceedings of the National Academy of Sciences of USA*, 2007, 104(47): 18866-18870.
- [6] U. Siegenthaler, et al. Stable carbon cycle-climate relationship during the late Pleistocene. *Science*, 2005, 310(5752): 1313-1317.
- [7] P. N. Pearson, M. R. Palmer. Atmospheric carbon dioxide concentrations over the past 60 million years. *Nature*, 2000, 406(6797): 695-699.
- [8] B. Metz, et al. *Climate change 2007: Mitigation. Contribution of working group III to the fourth assessment report of the inter-governmental panel on climate change*. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.
- [9] M. Vermeer, S. Rahmstorf. Global sea level linked to global temperature. *Proceedings of the National Academy of Sciences of USA*, 2009, 106(51): 21527-21532.
- [10] Department of Economic and Social Affairs of United Nations. *World Population to 2300*, 2004.
- [11] MOEABOE. 台湾燃料燃烧二氧化碳排放统计分析[URL], 2012. [http://www.moeaboe.gov.tw/promote/greenhouse/PrGHMain.aspx?PageId=pr\\_gh\\_list](http://www.moeaboe.gov.tw/promote/greenhouse/PrGHMain.aspx?PageId=pr_gh_list)
- [12] 99~108 年长期负载预测与电源开发规划摘要报告[URL]. MOEABOE, 2010. [http://www.moeaboe.gov.tw/TopicSite/Policy\\_price\\_electronic/Default.htm](http://www.moeaboe.gov.tw/TopicSite/Policy_price_electronic/Default.htm)
- [13] 2010 年至 2060 年台湾人口推计[URL]. 经建会, 2010. <http://www.cepd.gov.tw/ml.aspx?sNo=0000455>
- [14] MOEABOE. 台湾燃料燃烧之二氧化碳排放统计与分析[URL], 2012. [http://www.moeaboe.gov.tw/promote/greenhouse/PrGHMain.aspx?PageId=pr\\_gh\\_list](http://www.moeaboe.gov.tw/promote/greenhouse/PrGHMain.aspx?PageId=pr_gh_list)
- [15] MOEABOE web. [http://www.moeaboe.gov.tw/opengovinfo/Plan/all/energy\\_mthreport/main/11.htm](http://www.moeaboe.gov.tw/opengovinfo/Plan/all/energy_mthreport/main/11.htm)
- [16] 邱锦松. 台湾再生能源推动情形简报数据[Z]. 工研院绿能与环境研究所, 工业技术研究院绿能与环境研究所, 2010-3-3. <http://bbs.sciencenet.cn/home.php?mod=space&uid=336909&do=blog&id=488081>
- [17] Parliamentary Office of Science and Technology. Carbon footprint of electricity generation. Postnote October 2006, No. 268. <http://www.parliament.uk/documents/post/postpn268.pdf>
- [18] B. K. Sovacool. Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey. *Energy Policy*, 2008, 36(8): 2940-2953.
- [19] D. Hogg. A changing climate for energy from waste? Final Report for Friends of the Earth, Eunomia-Research & Consulting, 2006: 11. [http://www.foe.co.uk/resource/reports/changing\\_climate.pdf](http://www.foe.co.uk/resource/reports/changing_climate.pdf)
- [20] <http://tw.myblog.yahoo.com/0800016823-0800016823/article?mid=-2&prev=424&l=a&fid=8>
- [21] 杜悦元. 迈向“低碳家园”之路——电力篇[URL], 2009. [http://ivy1.epa.gov.tw/unfccc/chinese/\\_upload/p\\_07.pdf](http://ivy1.epa.gov.tw/unfccc/chinese/_upload/p_07.pdf)
- [22] R. Kannan, N. Strachan, S. Pye. G. Anandarajah and N. Balta-Ozkan. UK MARKAL model: Chapter 5. Electricity and Heat Generation (and appendix), 2007. [www.ukerc.ac.uk](http://www.ukerc.ac.uk)
- [23] T. Johnson. An EPA overview: Energy technology assessment and regional MARKAL modeling initiatives. National Risk Management Research Laboratory Office of Research and Development, 2004.
- [24] E. Wright, D. Loughlin. Introduction to Markal model structure and applications. NE-MARKAL Stakeholders Meeting, 2003.
- [25] Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply. Environmental Research of the German Federal Ministry of the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, 2009.
- [26] R. Loulou, et al. Documentation for the MARKAL family of

- models. Energy Technology Systems Analysis Programme, 2004: 88-89.
- [28] C. Yang, J. Ogden. Estimating the cost of a low carbon hydrogen supply in the United States. Presented in Sustainable Transportation Energy Pathways (STEPS) Program University of California, Davis, 2010.
- [29] <http://www.econ.kuleuven.be/ete/research/models/markal.htm>
- [30] [http://taiwanrate.com/irate\\_chart.php](http://taiwanrate.com/irate_chart.php)
- [31] [http://en.wikipedia.org/wiki/Capital\\_cost](http://en.wikipedia.org/wiki/Capital_cost)
- [32] [http://en.wikipedia.org/wiki/Operating\\_cost](http://en.wikipedia.org/wiki/Operating_cost)
- [33] E. Endo, M. Ichinohe. Analysis on market deployment of photovoltaics in Japan by using energy system model MARKAL. Journal of Solar Energy Materials & Solar Cells, 2006, 90(18-19): 3061-3067.
- [34] Integrated Energy and Environmental Planning with MARKAL Model. New York: Brookhaven National Laboratory State University of New York at Stony Brook, 2007.
- [35] 吕锡民. 我国未来的能源结构[J]. 科学发展, 2011, 463: 66-71.
- [36] D. Anderson. Costs and finance of abating carbon emissions in the energy sector, 2006.  
[http://www.hm-treasury.gov.uk/d/stern\\_review\\_supporting\\_technical\\_material\\_dennis\\_anderson\\_231006.pdf](http://www.hm-treasury.gov.uk/d/stern_review_supporting_technical_material_dennis_anderson_231006.pdf)
- [37] Renewables 2007 Global Status Report, 2008.  
<http://www.worldwatch.org/files/pdf/renewables2007.pdf>
- [38] <http://www.toolbase.org/Technology-Inventory/Electrical-Electronics/chp-fuel-cell>
- [39] G. Kumbaroglu, R. Madlener and M. Demirel. A real options evaluation model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies. Energy Economics, 2008, 30(4): 1882-1908.
- [40] [http://www.taipower.com.tw/left\\_bar/power\\_life/power\\_development\\_plan/Power\\_development\\_plan.htm](http://www.taipower.com.tw/left_bar/power_life/power_development_plan/Power_development_plan.htm)