

京都的灵活机制与核电

重新考虑各种解决方案

HANS-HOLGER ROGNER

在 1997 年 12 月一些国家通过的《京都议定书》的一个主要目标是减少温室气体的排放。但这一目标并不容易实现，因为议定书中设想的排放量的减小将涉及大多数工业化国家内能源生产和使用的大幅度重组。议定书规定，这些国家（称为附件 I 缔约国）“必须单独或联合保证其人为温室气体的二氧化碳当量排放量不超过其分配量，以便在 2008—2012 年承诺期内使其总排放量比 1990 年水平至少下降 5.2%”（见第 27 页方框）。

自 1992 年签署《联合国气候变化框架公约》（UNFCCC）以来，各国政府一直在努力确定能够同时满足国内政治要求和全球环境管理工作需要的政策。电力生产可能成为主要政策目标之一。一方面，电力生产约占全球二氧化碳排放量的 1/3。另一方面，这是一个厂商和排放源点相对较少的领域，其中排放源点比数百万个交通工具的尾气排放管容易监

管和控制。

化石燃料（煤、石油和天然气）为全球提供约 63% 的电力，并且这一比例在电力消费巨大的发展中国家更高，在中国和印度都超过 80%。截至 1998 年，每年由于燃烧化石燃料所产生的碳（C）的排放量接近 6.5 吉吨（Gt）。尽管历史上这些排放大部分来自工业化国家，但发展中国家的碳排放增长迅速，1990 年至 1998 年增长了 32%。

这一增长很大程度上是由电力供应部门的快速发展造成的，预计未来它将超过附件 I 国家的增长。国际能源机构（IEA）所做的预测显示，2000 年至 2020 年全球增长的 1380 GW 净容量中，约 770 GW 将产生于发展中国家。就燃料结构而言，化石燃料将超过 75%（煤：348 GW；天然气：210 GW；石油产品：49 GW；核：30 GW；水电：124 GW；和其他可再生能源：9 GW）。正是在这种预计发展中国家（或非附件 I

国家）温室气体（GHG）排放量快速增长的环境下，促使了一些附件 I 国家要求“发展中国家有意义的参与”。

此外，经验已经显示，允许经济代理人进行交易，即买卖国家 GHG 排放减少单位（ERU）或排放许可，能够实质性降低满足减少总体排放减少目标的费用。议定书虽然在第 17 条预见到这种交易，但明确规定取得的许可必须对国内行动有补充作用。排放量交易意味着如果一缔约方想要排放多于指配排放量的温室气体，就必须从其他缔约方获得相应量的排放许可，从而迫使出售方将其国内排放量减至所要求的目标以下。鉴于这条补充条件，缔约各方只能购买其减少的排放量的一部分，而排放量上限尚未规定。显然，排放量交易仅限于那些受到排放量限制的缔约国。

Rogner 先生是 IAEA 核动力司规划与经济研究科科长。

尽管排放量交易为实现减少排放的承诺带来了灵活性,但它并未造成“发展中国家的有意义参与”。此外,非附件 I 国家极力抵制实施费用高昂的 GHG 缓解措施的想法,因为这些措施将从其他重要的开发项目中抽取难得的财政资源,从而成为它们实现经济发展愿望的障碍。

京都的清洁发展机制

由联合实施(JI)概念发展而来的清洁发展机制(CDM),是在 1997 年京都会议的最后时刻提出的。CDM 是这样一种手段:它使发展中国家能够追求经济发展,并且有机会为达到减少温室气体排放量的目的而使用额外的资源。

更准确地说,《京都议定书》第 12 条所规定的 CDM 是一种涉及发展中国家的新型合作机制,其明确的目的:帮助这些国家实现可持续发展,并对《公约》最终目标的实现作出贡献;同时帮助工业化国家实现其根据第 3 条的规定作出的有关排放量限制和减少的承诺。

CDM(和 JI)的理论基础源于这个事实:GHG 缓解费用在不同地区之间有很大差别,而其对气候稳定性的影响却与排放或排放缓解的地理位置无关。因此,从经济

效率考虑,应在能以最低的费用实现最大的缓解效果的地方减少 GHG 排放。一般来说,拥有陈旧或低效能源工厂和设备的地区的排放缓解费用要低于现代化高效生产和使用能源,且能源需求处于半停滞状态的地区。

在这些机制下,如果减少的 GHG 排放的碳当量每吨折合美元的具体缓解费低于国内缓解费用,一个属于附件 I 缔约国的寻求最低缓解费用解决方案的 GHG 排放企业,则可能会在发展中国家或经济可能处于转型期的别的附件 I 国家投资。接受国以比用其他方式更低的成本获得现代技术,同时投资企业得到了可用来冲抵其国内排放承诺的经证实的 GHG 排放信贷(CER)。

用来管理这一机制(CDM)及其实施(JI)的规则和规章,正在由 FCCC 各缔约方协商。尽管到 2000 年底之前它们的准确性质很可能不能确定,但几项原则是明确的:

■ **附加性** CDM/JI 项目必须构成一种在其他情况下,例如出于费用或资本可利用性的原因不能由东道国提供的投资。这要求确定和/或明确规定一个可供 CDM/JI 项目比照的基线项目。排放量的减少对那些在 CDM/JI 项目不存在时将发生的任

何排放量减少而言,必须是附加的。

■ **现实性** 该项目必须产生可以测量的、实际且长期的 GHG 排放减少的效益。减少的排放量必须是实现了的、可解释的、可监测的和可核实的。

■ **可持续性** 该项目必须有助于接受国的可持续发展。

在这些机制下,一个附件 I 缔约国可能会投资于一个国家内的清洁技术项目。这个项目虽然可能是不能独立承担的,但产生的 GHG 排放要少于使用其能够负担的技术产生的排放。在发电领域,对于大部分非附件 I 国家基线技术可能是效率低至中等的燃煤发电,其污染控制技术通常低于目前工艺,污染物排放水平较高。核动力或风力发电厂将有资格成为候选技术,因为尽管资本成本较高,但它们的 GHG 和其他污染物排放可以忽略不计。具有高转化率和排放控制的燃煤电厂也可符合标准。其他的缓解方案有,用天然气电厂替代燃煤或在整个能源系统内进行节能改进。

附件 I 国家发起者,比方说一个被要求承担控制国内排放责任的电力公司,现在必须评估与所选国内 GHG 缓解解决方案相关的 CER/ERU 值和费用。如果

《京都议定书》一览

1997年通过的《联合国气候变化框架公约京都议定书》为工业化国家在2008—2012年期间减少其温室气体排放规定了各自具有法律约束力的目标,总计至少要比1990年的水平减少5%。

这些国家(称为附件I缔约国)各自的目标在议定书附件B中一

列出。减少排放的义务可概括如下:西欧国家比1990年排放水平减少8%,但冰岛和挪威例外,可以分别达到1990年排放水平的110%和101%。欧盟国家之间可以出现不同的排放减少水平,但其总排放量要比1990年水平降低8%。

东欧国家基本上负有同西欧国家同样的责任,但下列国家例外:克罗地亚维持在基本参照年水平的95%,匈牙利和波兰维持在94%。这一地区国家的基本参照年不必是1990年,而可以是较晚的年份,例如1995年。允许俄罗斯联邦和乌克兰维持1990年的排放水平。日本和加拿大同意比1990年排放水平降低6%。美国同意比1990年水平降低7%;澳大利亚可比1990年水平增加8%;新西兰可至多保持1990年排放水平。

规定的排放减少涉及6种主要的温室气体,即二氧化碳(CO₂)、甲烷(CH₄)、一氧化二氮(N₂O)、含氢氟烃(HFC)、全氟化碳(PFC)和六氟化硫(SF₆),以及土地使用改变和林业部门的一些有利于减少大气中二氧化碳含量的活动(碳“汇”)。

该议定书还确立了3项创新性机制,即联合实施(JI)、排放量交易和清洁发展机制(CDM),其目的是帮助附件I缔约国



降低满足其减少排放目标的费用。JI是一项合作机制,是来自接受排放量限制和减少承诺已被量化并且边际温室气体缓解费用明显不同的国家(附件I缔约国)的两个或两个以上的伙伴建立的合作关系。附件I中的任何一方都可以向另一方转让或从其获得从旨在达到下述目的的项目中产生

的排放减少单位:减少任何经济部门中源的温室气体人为排放,加强碳汇对温室气体的排除。CDM还致力于促进发展中国家的可持续发展。

虽然在该议定书中原则上商定了这些所谓的“灵活机制”,但现在必须制定出具体操作细节。此外,各缔约国还必须制订议定书中概述的框架执行体系,并且要在有关土地使用变化和林业部门、报告责任、发展中国家对气候变化和缓解费用的脆弱性的条款上做进一步的工作。在1998年的缔约国第4次大会(CoP-4)上,各缔约国同意了一项到2000年CoP-6最终完成这些细节的工作计划(“布宜诺斯艾利斯行动计划”)。

1998年3月16日至1999年3月15日,《京都议定书》开放供签署。在此期间84个国家签署了该议定书,表明它们接受议定书文本和批准的意向。

若《议定书》生效,必须得到《公约》55个缔约国批准,包括附件I缔约国中其二氧化碳排放占该组1990年水平55%的缔约国。尽管有一些国家批准,但还有许多国家正在等待CoP-6就该议定书操作细节磋商的结果。很多缔约国希望该议定书能在2002年《公约》签署10周年之际生效。

清洁发展机制(CDM)范例研究说明性数据

特性	单位	基线燃煤	CDM 燃煤	CDM 核能	CDM 风能	CDM 天然气
技术						
电厂寿期	yr	25	25	25	15	25
净容量	MWe	600	600	935	12	450
负荷因子	%	75	75	80	40	80
净效率	%(LHV*)	33.8	47.5	33	1	55
脱硫(SO ₂)	%	0	90	—	—	—
氮氧化物(NO _x)	%	0	80	—	—	—
颗粒	%	99.5	99.5	—	—	—
经济性						
投资成本**	US \$ /kWe	1090	1661	2432	998	836
本地化	%	100	30	15	15	10
实际贴现率	%	10	10	10	10	10
固定运行与维护成本	US \$ /kWe/yr	21.1	43.9	37.9	27.8	23.71
可变运行与维护成本	US \$ /MWh	—	—	—	—	—
燃料成本	\$/GJ	1.70	1.70	0.72	0	3.9
排放与废物						
灰	g/kWh	57.9	41.4	—	—	—
脱硫渣	g/kWh	—	20.5	—	—	—
高放废物	kg/MWh	—	—	×	×	—
重金属	gHM/kWh	0.038	0.027	—	—	—
二氧化硫 SO ₂	g/kWh	9.09	0.65	—	—	0.15
氮氧化物 NO _x	g/kWh	3.01	0.61	—	—	1.13
一氧化碳 CO	g/kWh	1.08	0.77	—	—	0.45
甲烷	g/kWh	—	—	—	—	0.03
一氧化二氮 N ₂ O	g/kWh	0.02	0.02	—	—	0.018
颗粒	g/kWh	0.2	0.14	—	—	0.045
二氧化碳 CO ₂	g C/kWh	321	230	—	—	99
GHG 总排放量	g C/kWh 当量	327	236	0	0	106

* 低热值。 ** 投资成本包括建造期内的利息。来源:IAEA

CDM/JI 项目提供较低的缓解费用,该电力公司就可能选择支付 CDM/JI 和基线项目之间的投资或发电成本差来补足避免的排放量的 CER/ERU。该 CER/ERU 因而可用来抵付该电力公司缓解责任。

尽管如此,议定书认为,为满足根据第 3 条所做承诺而适用的灵活机制必须是对国内缓解排放行动的补充。这就是说,各国国内排放减少的义务只有一部分可用花钱的办法来履行(允许的量还必须由 FCCC 各方协商确

定)。

CDM 解决方案的范例研究

通过对一个假设的一般个案研究可以阐明 CDM/JI 项目的评价过程。出发点是一个典型的燃煤电厂,即非附件 I 缔约国的最低成本容量增量解决方案;换句话说,就是基线项目。参照这个基线项目,一个先进的燃煤电厂、标准的可供商用核电厂、风能电厂和现代复合循环燃气轮机(CCGT)被提出作为 CDM/JI 解决方案。

评价过程中需要实施下列步骤:

- 确定基线技术;即在照常营业情况下要选择的技术(不考虑气候变化);
- 计算基线电厂的发电成本和 GHG 排放量;
- 选取 CDM/JI 解决方案;
- 评价每一种 CDM/JI 解决方案的增量投资需求和平均电力生产成本;
- 确定每一种 CDM/JI 解决方案相对于基线,可避免的 GHG 排放量;和
- 在投资成本和平均发

温室气体缓解费用的一般比较

单位	基线燃煤	CDM 燃煤	CDM 核能	CDM 风能	CDM 天然气	
基于投资成本差异						
电站资本成本总额	百万美元	654	997	2274	12	376
就容量和可利用性方面的差异修正后	百万美元	1087	1657	2274	1866	782
CDM 投资	百万美元	—	569	1187	1087	-305
GHG 排放	百万吨碳/年	2.14	1.55	0	0	0.69
避免的 GHG 排放	百万吨碳/年	—	0.60	2.14	2.14	1.45
仅基于平均资本成本的缓解费用	美元/吨碳当量	—	101	57	48	-25
基于平均发电成本差异						
总发电成本	美密尔/千瓦时	39.60	46.39	49.25	45.38	42.93
总 GHG 排放	克碳/千瓦时当量	327	236	0	0	106
GHG 排放	百万吨碳/年	1.290	0.931	0	0	0.333
减少的 GHG	克碳/千瓦时当量	—	91	327	327	221
避免的 GHG 排放	百万吨碳/年	—	0.359	1.290	1.290	0.956
缓解费用	美元/吨碳当量	—	74.6	29.5	17.7—77.0	15.1

注: CDM=清洁发展机制; GHG=温室气体。来源: IAEA

电总成本的基础之上,确定每一种 CDM/JI 解决方案的比缓解排放的成本。

基于投资成本的 GHG 缓解 根据个案研究中使用的数据,针对不同容量和利用率,修正了包括基线技术在内的各种 CDM/JI 解决方案的总投资需求(见表)。

对 GHG 排放量的评价显示,所有的 CDM/JI 解决方案都将带来实际的、可测量的且长期的 GHG 排放好处。除了 CCGT,其他所有 CDM/JI 解决方案在其财政补充性、GHG 效益及其对可持续发展的支持(影响空气质量和区域酸化的污染物排放较低)方面都合格。CCGT 解决方案是 GHG 缓解费用为负值的最低成本方案,即它而非燃煤电厂应当是事实

上的基线技术。缓解费用(避免的 \$/tC 当量)对先进燃煤方案为 101 US \$/tC,对核电方案为 57 US \$/tC,对风能方案为 48 US \$/tC。尽管如此,这种计算仅考虑了资本成本,忽略了运行与维护以及燃料成本,这些成本能够占总发电成本的相当大的部分。

基于总发电成本的 GHG 缓解 平均发电成本由假定无燃料价格上涨的说明性数据计算得出。仅使用实际的电厂数据,即没有对不同的电厂容量和可利用性因子进行校正。所有 CDM/JI 解决方案的发电成本,都高于基线技术的 39.60 美密尔每千瓦时。

燃煤 CDM 解决方案 先进的燃煤电厂每年排放约

93.1 万吨的碳,相对于基线燃煤电厂每年可避免 35.9 万吨的碳排放。该 CDM/JI 项目寿期内可避免的总排放量约为 900 万吨碳,避免碳排放的费用为 74.6 US \$/tC。换句话说,该项目将产生价值为 85 US \$/tC 的 CER/ERU。

核 CDM 解决方案 核电厂的 GHG 排放因子为零,使 CDM/JI 核电厂较之于基线燃煤电厂每年可避免约 129 万吨碳的排放。该 CDM/JI 项目寿期内可避免总计 3200 万吨碳的排放。避免碳排放的费用或 CER/ERU 的值为 29.5 US \$/tC。

风能 CDM 解决方案 同核电厂一样,风能解决方案的排放因子也为零,较之

于基线燃煤电厂每年可避免约 129 万吨碳的排放。该 CDM/JI 项目寿期内可避免总计 1920 万吨碳的排放。根据基线燃煤电厂和风能解决方案的每千瓦时发电费用的差别,避免碳排放的费用或 CER/ERU 的值为 17.7 US \$ /tC。

尽管如此,由于其可利用性不连贯的特性,风能解决方案并不能真正取代燃煤基荷装机容量。因此,缓解费用计算必须仅使用被取代的燃煤电力的燃料成本和可变成本,而不是完全的发电成本差别。这样做就使风能解决方案的 CER/ERU 值增加至 77 US \$ /tC。

天然气 CDM 解决方案

CCGT 电厂每年排放约 33.3 万吨碳,较之于基线燃煤电厂每年可避免约 95.6 万吨碳的排放。该 CDM/JI 项目寿期内可避免总计 2390 万吨碳的排放。所避免的碳排放的费用或 CER/ERU 值为 15.1 US \$ /tC。尽管如此,这个范例假定存在天然气供应基础设施,而在发展中国家一般并不如此。因此,尽管这个天然气 CDM 项目的经济性如此诱人,但并不适合于没有这些基础设施的地区。仅是将这种基础设施的开发费用计算在内本身就可作为一个 CDM 项目。

附件 I 发起者,譬如说一个电力公司,现在必须用国内 GHG 缓解解决方案和费用评估这些 CER/ERU 值。如果 CDM/JI 项目提供更低的缓解费用,该电力公司可能会选择支付 CDM/JI 和基线项目之间的投资或发电成本差,作为对所避免的排放量的 CER/ERU 的回报。于是,这些 CER/ERU 可用来抵付该电力公司的缓解排放承诺。

根据竞争的 CDM/JI 或其他地方的贸易项目的经济实绩和市场份额,CER/ERU 的市场价值可能高于或低于本范例中计算出的碳缓解费用。此外,为主办者和投资者之间的排放信贷的分配要经过协商。其他可以协商的因素包括项目期限、基线动态问题、不履行责任的处罚等,这些都可能导致天平朝有利于或有损于 CDM/JI 项目的生命力的方向倾斜。带给非附录 I 国家伙伴的经济利益包括更低的技术费用、有时(如在先进的燃煤、核电和风能解决方案中)更低的燃料费用、技术、资本转移和专门技术转让,以及更低的当地和区域污染物排放。

在这种一般个案研究中,所有的解决方案都符合补充性标准。它们虽然反映了不是在纯粹的经济驱动的决策环境中作出的投资决

定,但都论证了明显的和长期的 GHG 效益。此外,所有的项目都将通过减少当地空气污染物并产生其他健康和环境效益为可持续发展作出贡献。

对解决方案的重新思考

今年 11 月,缔约国第 6 次会议(CoP-6)将继续协商这些灵活机制的规则和规章。前几次 CoP 都避开对核能作用的正式辩论。核电是否将被列入清洁的和可持续的技术之内,我们仍要拭目以待。由于气候变化的潜在危险,和极少的能在短期内大幅缓解 GHG 排放且技术上与经济上可行的措施,核电作用需要重新予以考虑。至少不应当对那些希望将核电纳入其可持续发展计划中的国家强加额外的限制。

核能够在附录 I 国家间产生成本效益显著且可交易的排放信贷。不允许发展中国家实行与 CDM/JI 提供的类似解决方案,是高度歧视性的和没有国际法依据的作法。

CDM 加强了发展中国家在满足自身经济发展需求的同时,能够在解决限制未来二氧化碳和其他温室气体排放问题方面起到关键作用。以排放信贷为交换为发展中国家的核电项目提供财政支持,将产生双赢的效果。 □