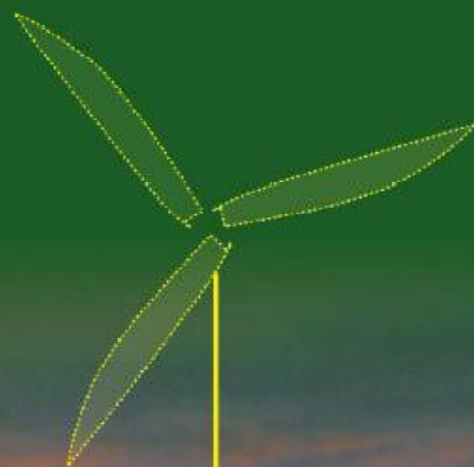


A Study on the Pricing Policy of  
Wind Power in China

# 中国风力发电价格政策 分析研究报告



CREIA



GWEC  
GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL

出版：中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会  
绿色和平  
世界风能理事会



中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会 (CREIA) 在中国国家发展和改革委员会 / 联合国开发计划署 / 全球环境基金“加速中国可再生能源商业化能力建设项目”的支持下组建，并于2002年3月25日获得了国家民政部的正式批准。专委会的宗旨是推动可再生能源领域技术进步和先进技术的推广，积极促进中国可再生能源产业的商业化发展。专委会作为与政府部门、其它组织及协会、科研单位和企业之间沟通的桥梁，加强可再生能源行业与政府部门的沟通；作为国内可再生能源领域联系和交流的窗口，促进国际间交流，协助加强国内企业与国际间的联系；及时获取信息，寻求国际机构的支持和各种投资机会；同时也协助加强国内企业间的联系。



绿色和平是一个全球性的环保组织，成立于1971年，总部设于荷兰阿姆斯特丹，在40多个国家设有办事处。绿色和平以保护地球环境及各种生物的安全与可持续发展为使命，以实际行动推动积极的改变。中国绿色和平于1997年在香港成立，并在北京设有联络处。绿色和平以调研、游说及非暴力直接行动手法引起社会各界对环保的关注，与政府及人民一起共同寻找建设性的解决方案，推动中国的可持续发展，致力使中国发展成为一个拥有健康环境的国家。为保持独立的立场，绿色和平不接受政府、企业和政治团体的捐款。绿色和平的工作完全依靠热心民众的捐助。



世界风能理事会是全球风能行业的代言人，为风能行业提供了一个全球性的论坛。论坛可借鉴高目标的代表性，为该行业与其代表协会提供了联系纽带。理事会成立于2005年初，当前有超过1500家会员，包括从事风电开发的公司、组织及国家和区域机构。世界风能理事会的使命是确保风能成为世界上最具代表性的能源之一，为人类带来可持续发展的环境以及经济利益。理事会的主要目的是在全球范围内利用多种方式促进风能行业发展，包括为制定风电发展的政策框架提出建议，为相关企业提供发展策略，向新兴市场传递行业核心知识，以及建立全球范围的信息、专业知识、分析及数据的共享框架。

# 中国风力发电价格政策 分析研究报告

主要作者：李俊峰 时璟丽 谢宏文 宋彦勤 施鹏飞

2006年10月





## 序 1

早在上世纪 70 年代，正当第一次全球石油危机爆发及现代环保运动诞生时，全世界第一次开始正视这样一个事实：工业文明的发展完全依赖于一种数量有限并会带来污染后果的能源——化石燃料。此时，新型的可再生能源诞生了，帮助人类减少对以往靠进口而来的化石燃料的依赖，并且提供了清洁可靠的本地能源。人类首次实现了利用风能、太阳能、潮汐能等无污染的自然能源发电的梦想，世界各国的政府也开始为这样的未来进行投资。但是，在上世纪 80 年代初，石油的高价回落了，人们又重回到了旧的能源模式中。

现在，由于受到全球气候变化和城市空气污染的威胁，以及对能源安全问题的担忧，可再生能源卷土重来，再次蓬勃发展。仅在 2005 年，就有近 400 亿美元（大部分为私有资本）流入可再生能源行业。现代化的可再生能源系统已不再是少数预言家的梦想，而是已然成为主流，在全球经济中扮演着重要的角色，并还在不断发展。

在电力供应行业中，风电的发展不容置疑地占据着领袖地位。清洁且用之不竭的风能，正在以每年 28% 的速度增长，装机容量也已超过 6000 万千瓦。去年，风电产业吸引了超过 100 亿美元投资，从业人员多达 15 万人。可以肯定的是，风电将在我们未来的能源愿景中继续扮演重要的角色。

那么，政府如何才能参与支持以及管理这一行业，使之在最短的时间内发挥出最大的潜能呢？其实，方式众多，而且并无一个所谓“正确”或是“万金油”式的答案。每一个国家都需要根据自己的特殊国情发展出一套方案。不过，过去 20 多年累积下来丰富的国际经验，还是能够为不同国家提供借鉴、为其确定支持风电发展的最有效的方法提供帮助。

许多人都为中国风能产业的快速发展激动不已。仅仅经过几年的努力，中国已跻身于世界风能大国之列。不过，风能尚属新生产业，其未来发展在很大程度上还依赖于有利的价格体系，以及适宜的管理规范和财政政策的支持。这份报告在进行了一系列的调查研究之后，探索了中国对发展风电——这一世界经济发展的新动力，所适用的政策体系。如果这份报告能够为中国找到最有效的发展方式贡献一份微薄之力，那么我觉得它的目的也就达到了。

苏思樵

(Steve Sawyer)

绿色和平国际气候与能源政策顾问



## 序 2

中国的经济以令人惊异的速度持续增长，与此同时，其对能源的需求也不断增加。据国际能源机构预计，在2000年至2030年间，中国对电力的需求将增长260%，届时，中国可能成为世界能源消耗最多的国家之一。

当前，这种发展趋势已给中国的电力供应安全造成了很大压力，中国的电力仍主要靠燃烧化石燃料产生。在过去数年中，中国已经出现了数次严重的电力短缺。中国使用的电力有70%靠火力发电而来，在煤炭价格不断升高的情况下，风电正成为一种具有实质意义的替代能源。此外，人们对空气污染、酸雨及二氧化碳排放等环境破坏因素的关注度正不断提高。

相应的，中国政府也逐渐加强对可再生能源的关注，希望能使用对环境和社会都无害的能源来获得电力，并且具有价格的竞争力。当前，在数种可再生能源中，风能所占的市场份额最大。风能在中国的大规模利用，可以帮助这个世界上人口最多的国家避免能源危机。此外，风能也有其经济上的价值：风电不存在价格风险，也没有污染。如果将化石燃料可能出现的长期内价格上涨以及燃烧它们所带来的排放治理费用计入全成本考虑的话，风电的价格无疑是具有竞争力的。

中国政府当前设立风电发展目标是到2020年，使可再生能源中的风电装机容量达到3000万千瓦。但是业内人士相信，在这段时间内，达到17000万千瓦的装机容量是完全可能的。其可行性以及经济价值在于，风电的发展有助于刺激工业发展，保护当地经济以及促进对整个地区的投资。

中国在开发风能方面有着得天独厚的优势，但要充分发挥其长处，需要引进大量外国投资。虽然当前中国的风电市场在快速发展，但是与中国的广阔疆域和能源需求相比，仍然不足。要使中国风电产业保持当前的发展速度并不断扩展，中国需要在可再生能源政策方面给予有力的市场支持。

这份报告想要传达一个明确的信息：中国新生的风电市场正处在一个十字路口。只有一种方法能使风电产业实现可持续发展并为中国人民带来最大的利益：以固定上网电价的方式，精心设计的一套风电价格机制。

中国当前采用的由竞标确定的定价机制会产生许多不确定因素。这种方式削弱了投资者控制风险的能力，从而无法吸引更多的投资者加入这个相对年轻的行业。由当前政策导致的风电价格的多变性和不确定性，对国内外的制造商非常不利，他们会因无法承受的价格压力



而对中国风电望而却步。因此，风电产业发出呼吁，希望中国政府重新考虑针对风电的价格政策。我们在此希望这份报告能为这样的讨论提供一个可靠的基础。

阿瑟劳斯·泽尔沃斯  
(Arthouros Zervos)  
世界风能理事会主席





## 内容摘要

中国近来在风电发展上取得了可喜的成就。2005年底,已建成61个风电场,安装1864台风电机组,全国并网风电装机容量达到126.6万千瓦。风电装机容量位居世界第7位,亚洲第2位。2005年,中国对2020年的风电发展目标进行了修改,将风电装机容量由2000万千瓦增至3000万千瓦。

2006年1月1日起生效的《可再生能源法》为在中国发展可再生能源,包括建立一套风电价格机制促进风电发展,提供了法律框架。不过,国内外的风场开发商、投资商以及风机制造商都对当前采用的风电定价机制心存疑虑,认为它不足以以为风电科技和产业的持续快速发展提供基础保障。特别是沿袭了通过特许权招标方式确定风电上网电价的定价机制,使许多潜在的投资者望而却步。

### 特许权招标程序:

中国风电上网电价的价格形成机制,经历了三个不同的历史阶段。首先是发展初期,由于发电设备基本上是由国外援助资金购买的,上网电价很低,其水平基本上与燃煤电厂持平,每千瓦时的上网价格水平不足0.3元。在第二阶段,上网电价由各地价格主管部门批准,报中央政府备案,这一阶段的风电价格五花八门,最低的仍然是采用竞争电价,与燃煤电厂的上网电价相当,最高上网电价每千瓦时达1.2元。第三阶段从2002年开始,出现招标电价和审批电价并存的局面。特许权招标项目的选址和招标由国家发展改革委员会牵头组织。

到2006年9月,中国组织了连续四期的风电特许权项目招标,共涉及11个风电项目,每个项目装机容量至少在10万千瓦以上。特许权项目规定:为鼓励提高国产风电机组在市场上的竞争力,得标者风电机组采购的本地化率不得低于50%。项目在特许经营期内执行两段制电价政策。第一段电价执行期为风电机组累计发电利用小时数达到30000小时之前的时期,执行中标人在投标书中要求的电价;第二段电价执行期为风电机组累计发电利用小时数达到30000小时到特许期结束的时期,电价执行当时电力市场中的平均上网电价。特许期为特许权协议正式签署并生效后25年。项目特许权招标以上网电价为主要评标标准,同时考虑设备本地化率指标,承诺上网电价最低和设备本地化率最高的投标人通常为中标人。



从第二期招标开始,风电特许权招标的规则也在不断地调整。对风电机组本地化率的要求提高到70%。电价不再是对投标人排序的唯一依据,而是综合考察投标人的综合实力、技术方案、上网电价和经济效益等。风电设备制造商也得到作为投标人单独投标的机会,条件是设备制造企业必须提出完整的实现风电设备制造国产化方案和实现这一方案的措施。

特许权投标过程中也出现了一些问题。其中最主要的是,在前两期由于明确规定承诺上网电价最低的投标商中标,导致一些企业(尤其是国有企业),以不合理的低价格进行投标以求得标。为降低投标电价,企业采用的手段有:过高评估风能资源和上网电量,设定较高的第二段电价,低估设备价格、风电机组基础成本和消减运行维护费等。过低的上网电价使得风电投资商难以赢利,不能提供所得税,起不到促进项目当地的经济的发展,严重挫伤了贫困地区开发风电的积极性。尽管第三、四期对评标标准进行了一些调整,但是价格仍旧是最重要的因素。过低的价格使得许多企业失去了参与的兴趣。

人们原本预计2006年生效的《可再生能源法》会对定价方式做出一些变化,但是令风电界失望的是,在2006年1月出台的该法实施细则之一——《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》中,并没有采用风电固定电价(Feed-in-tariff)的定价方法,而是保留了原有的特许权招标方式。

### 国际经验:

为鼓励风电及其他可再生能源的技术进步和产业市场发展,世界许多国家,特别是欧洲国家,都采取了一系列的支持机制。风电强制入网和固定电价收购政策作为其中最成功的机制之一,被德国、西班牙等国采用。这种机制是为风电提供固定的高于电力市场价格的补贴,为促进本地风电市场和制造业发展提供了良好的环境。从截止到2005年底的欧盟国家风电装机总量(3970万千瓦)上看,实施风电强制入网和固定电价收购政策的12个欧洲国家的风电装机容量占总量的90%左右。

英国实施的非化石燃料公约(NFFO)制度与中国实施的特许权招标制度相似,但结果并不令人满意。英国在近10年时间内,共发布了5轮招标,涉及并成功招标115万千瓦的风电项目,但仅有15.1万千瓦的项目最终建成发电,项目的建成率仅为13%<sup>1</sup>。

当前的中国电价体系中,没有将使用化石燃料(主要是煤炭)的环境成本计入发电成本,因而使风电价格显得更加高昂。国际经验表明,如果建立了合理的审批或核准程序,并具备了相应的电网配套建设,固定电价机制将有效地扩大风电这一清洁电力的应用,有利于推动风电技术进步、市场和产业发展并促进成本的降低。

1 IEA, Renewable Energy, Market & Policy Trends in IEA Countries, 2004





### 风电上网电价水平的制定应该符合以下原则：

有利于风电长期战略目标的实现：从未来能源和电力需求的角度，中国需要的不仅仅是500万千瓦或3000万千瓦的风电，而是需要上亿千瓦，甚至数亿千瓦的发电装机，只有这样才有可能从根本上改变中国发电能源主要依赖煤炭的局面，才有可能使风电超过核电与水电，成为第二大发电电源。风电行业目前面临的主要矛盾是较高的成本和较低的电价（而不是较高，高电价是过去的现象）的矛盾，而解决矛盾的途径或是降低成本，或是给予合理的、起码是覆盖成本的相对较高的电价。风电是一个新兴的成长中的行业，需要培育，需要支持。目前实施的特许权招标制度的实践结果却是与这一目标相悖。

调动各个方面的积极性：风能资源测评数据是投资建设风电场经济性评价和可行性研究的基础，也是风电场选址的重要依据。相关方面应提供准确的作为风电场经济性评价和可行性研究的基础风能资源数据，以帮助国有企业之外的更多企业参与其中。

有利于风电机组制造业的本地化发展：据估计，国内风电机组制造业在2010年之前尚不能形成市场主导能力。从目前国内制造企业的经营规模和水平来看，只有新疆金风有限责任公司有了一定的生产规模和客户群体，开始向规模化经营的方向前进。这就需要进一步加强技术研发和引进技术后的消化吸收工作，逐步缩小差距，提高国产风电机组在市场上的竞争力。而为了鼓励风电机组制造业的本地化和国产化，需要确定具有吸引力的风电价格。

加强风电行业的竞争力：当前的特许权招标方式很可能导致只有有限的投资者参与其中。发展风电应借鉴发展目前核电的经验和过去缺电时期发展火电的经验，以电养电，使得一般的风电企业有扩大再生产的能力，这样必须使得风电项目的投资回报率不低于或略高于燃煤发电项目的水平。

### 风电上网电价政策建议：

本报告讨论了完善中国风电上网电价机制的方案。在详细分析各国经验后，报告提出了新的定价机制的建议，即在当地脱硫燃煤电厂标杆电价的基础上增加补贴价格。详细建议如下：

#### 由招标定价制度转变为固定电价制度

风电电价为：在当地脱硫燃煤电厂标杆电价的基础上加上对风电的补贴电价，如在《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》发布前讨论稿中提出的“每千瓦时补贴0.25元”水平的补贴电价。这样可使风电项目的实际电价达到每千瓦时0.5~0.6元，这一价格将有利于投资商成功收回成本。补贴电价也可因不同地区以及其资源丰富程度差别而略微有所区别，可根据不同地区项目可能得到回报来计算。



按照固定等效满负荷小时数(年均约2000),自项目投产之日起,15年内享受补贴,补贴因地区状况可以有所不同,即风电场每年实际等效满负荷小时数在该固定小时数以内的电量,在当地脱硫燃煤火电标杆电价的基础上加补贴计价。项目运行满15年时起,按当时电网平均上网电价计算。

适时调整电价水平,但始终要高于燃煤发电的上网电价

随着我国风电装备制造业的发展,风电成本将逐渐下降,可以考虑适时适当降低风电上网电价水平。但是,为了扶持风电产业的发展,应对其实行最低保护价。现阶段可以考虑在2020年之前,风电上网电价不低于每千瓦时0.5元,从而为风电投资商、风场开发商和设备制造商消除开发风电、积极参与风电制造业的顾虑。

风电企业自身也要自律,共同营造公平竞争的市场环境

企业应充分利用政策环境,进行行业自律,共同营造公平竞争的市场环境。同时国家也要制定政策,引导企业进行自律。

预计采取了上述措施,才有可能引导风电市场的良好发育,切实保障国家风电发展的战略目标的实现。





## 目 录

前言	1
一、中国风电发展与电价形成机制的回顾	2
二、风电特许权实施情况的综述	4
1、风电特许权项目产生的历史背景	4
2、风电特许权项目特点	5
3、风电特许权招标的发展与调整	8
4、风电特许权招标程序	8
5、风电特许权项目招标及投标情况综述	8
6、项目评标的组织和程序	14
7、经验总结	19
三、风电定价机制的国际经验	22
1、固定价格体系	23
2、浮动价格体系	24
3、招标电价体系	26
4、市场价格体系	28
5、绿电价格体系	30
6、国际风电电价水平	30
7、各类价格体系的效果比较以及对中国的适用性	31
四、中国风电上网电价水平测算	37
1、电价测算设计和方案选择	37
2、电价水平和投资回报率测算	39
五、中国风电上网电价形成机制的建议	46



## 前言

2005年,世界风力发电取得了突破性的进展,首次实现当年风电装机1000万千瓦,超过核电、接近水电的装机规模<sup>1</sup>,真正开始成为具有规模效益的替代发电能源,而中国的风力发电也于2005年扭转了长期发展缓慢的局面,开始高速增长,当年实现装机50万千瓦,累计装机容量突破120万千瓦,超过了日本,成为亚洲第二、世界第七的风电发展大国。在2005年,中国政府也将2020年风电的发展目标从原定的2000万千瓦提高到3000万千瓦<sup>2</sup>。

2006年1月1日正式开始实施的《可再生能源法》更是为中国风电的发展提供了法律框架,其中规定:可再生能源发电项目的上网电价,由国家价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况,按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定。这些都表明中国风电发展的高潮开始到来。然而,国内外的风电开发商、投资者和制造商,普遍对中国风电上网电价的确定办法有怀疑,认为,价格政策与风电快速发展的要求不相适应。特别是2006年1月国家发展和改革委员会颁布的《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》)文件,提出了“风力发电项目的上网电价实行政府指导价,电价标准由国家价格主管部门按照招标形成的价格确定”的原则,2006年以来,外资和民资资本进入风电开发的速度已经逐渐减缓,应该就是这种疑虑的反映。为了帮助国内外的风电开发商、投资者和设备制造商了解中国政府风电电价政策及其实施效果,中国资源利用协会可再生能源专业委员会、绿色和平和全球风能理事会联合组织国内外专家对中国风电上网电价问题进行了深入的调查,特别是对特许权招标制度进行了深入的分析,对比国际经验提出了中国风电价格政策改革的建议,供有关方面参考。

1 Eric Martino, World Renewable Energy Development Status Report, 2006

2 张国立,在2005年北京国际可再生能源大会上的讲话



## 一、中国风电发展与电价形成机制的回顾

中国风电的发展取得了可喜的成就。2005 年底已建成 61 个风电场，安装 1864 台风电机组，全国并网风电装机容量达到 126.6 万千瓦<sup>3</sup>。风电装机位居世界第 7 位，亚洲第 2 位。中国已经基本掌握单机容量 750 千瓦以下（含 750 千瓦）大型风电机组的制造技术，正在开发兆瓦级的大型风电机组。随着生产批量增加和技术熟练程度的提高，特别是一些大型设备制造企业的介入，国产风电机组的成本会逐步降低。预计中国风电 2020 年将具备与常规能源竞争的實力。

中国风电上网电价的价格形成机制，经历了三个不同的历史阶段：

首先是发展的初期，由于发电设备基本上是由国外援助资金购买的，上网电价很低，上网电价的收入仅够维持风电场运行，例如二十世纪 90 年代初期建成的达坂城风电场，一直采用这种电价，上网电价的水平基本上与燃煤电厂持平，每千瓦时的上网价格水平不足 0.3 元。接下来便是“春秋战国”时代，上网电价由各地价格主管部门批准，报中央政府备案，这一阶段的风电价格五花八门，最低的仍然是采用竞争电价，与燃煤电厂的上网电价相当，例如由中国节能投资公司建设的张北风电场，沿用相当于燃煤电厂的上网电价，而最高上网电价每千瓦时超过 1 元，又如浙江的括苍山风电场上网电价高达每千瓦时 1.2 元<sup>4</sup>。第三阶段以首期特许权招标为分界点，出现招标电价和审批电价并存的局面。表 1 是中国部分风电场上网电价的水平比较，它表明长期以来中国风电的上网电价水平是具有很大差别的。但是从目前政府审批项目的价格水平看，基本上与国外上网电价水平相接近，这一点可以说明，实施特许权招标电价之前的上网电价水平（除个别情况外）基本上还是理性的。造成风电上网电价差异较大的根本原因是风能资源的差异，也有价格形成机制的因素。资源条件差异形成的价格差别是正常的，但是价格形成机制的因素造成的价格差异，往往容易成为被人们批评的焦点。同一地区的风电场出现不同价格的情况，例如，在同一时期建设运行的南澳的三个风电场，上网电价分别为每千瓦时 0.74、0.62 和 0.46 元，高低相差高达 0.28 元，这就不能认为是理性的了。

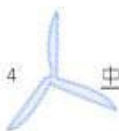
<sup>3</sup> 施鹏飞，我国风力发电数据报告，2006 年 1 月

<sup>4</sup> 李俊峰、时璟丽等，可再生能源电价体系和费用分摊机制研究报告，2005 年 12 月



表 1 2005 年底中国风电项目上网电价水平 (元/千瓦时)

	风电场	上网电价 (不含税)
审批项目 (经营期平均电价)	内蒙古朱日和	0.5918
	内蒙古辉腾锡勒	0.5918
	内蒙古尚都	0.5918
	内蒙古锡林浩特	0.6291
	河北张北	0.9840
	新疆达坂城一厂	0.4000
	新疆达坂城二厂	0.6600
	辽宁东岗	0.9154
	辽宁大连横山	0.9000
	浙江苍南	1.2000
	海南东方	0.5600
	广东南澳	0.7400
	广东南澳振能	0.6200
	广东南澳丹南	0.4600
	福建东山澳仔山	0.4600
	甘肃玉门	0.7300
吉林通榆	0.9000	
上海崇明	0.7730	
内蒙古达里	0.6574	
特许权项目 (等效满负荷小时 30000小时的电量)	江苏如东	0.4365
	广东惠来	0.5013
	如东二期	0.5190
	吉林通榆	0.5090
	内蒙古辉腾锡勒	0.3820
	江苏东台	0.4877
	江苏大丰	0.4877
	甘肃安西	0.4616



## 二、风电特许权实施情况的综述

### 1. 风电特许权项目产生的历史背景

1986年，山东荣成建设了中国第一个示范风电场。经过十几年的发展，中国的风电场从无到有，装机容量从小到大，取得了明显的成果。截至2002年，全国（除台湾省外，下同）风电总装机容量达到46.8万千瓦，与2001年的总装机容量39.6万千瓦相比，增长了18%。但是，在风电发展处于世界前列的欧洲，2002年底的风电总装机容量达2335.7万千瓦，比2001年累计总装机容量增长了33%，无论是在装机的绝对数值还是增长率方面，中国较世界先进水平都存在明显差距。在风电场的建设过程中，也逐渐暴露了一些问题，这些问题有些是风电产业发展过程中必然要遇到的，但如果不及时解决，将会阻碍中国风电的进一步发展。

★ 风电场规模小：到2002年底，全国共有32个风电场，平均每个风电场的装机容量为1.46万千瓦，小规模的风电场难以获得在设备采购、配套工程建设等方面的规模效益，工程造价较高，电价难以降低。

★ 风电机组国产化率低、造价高：当时，已经建成的联网型风电场所用的设备绝大部分是进口的。这主要有两方面的原因。其一，很多风电场的投资使用的是国际组织和外国政府的贷款，购买设备时没有选择余地，只能进口外国高价设备。其二，国内风电制造业处于起步阶段，机型种类少，缺少实际运行经验，竞争力低。因此，风电场的造价高，并且容易受到国际金融市场波动的影响。

★ 电价不稳定：由于风电场造价高，因此风电的电价也较高。当时风电的平均电价超过0.6元/千瓦时，约为常规火电电价的两倍。高出来的部分要由







当地电力公司在电网内部消化，对电网而言是个负担，因此，投资方难以获得长期、稳定的购电合同，通常是每年审核一次电价，增加了投资风险。

★ 投资方成分单一：由于风电电价较高，并且没有明确的分摊机制，无形中挤占了电力公司的利润空间。因此，在项目审批环节，往往那些与电力公司直接或者间接有关系的投资方投资的风电场更容易通过审批。其他投资者，包括外资和私营企业，进入风电领域比较困难。这种投资结构的单一，不利于形成健康的竞争机制，不利于降低风电的电价，对风电的进一步发展构成了障碍。

★ 电网接入困难：由于上网电价和接入系统费用的承担问题没有明确的界定，大多数风电场普遍存在着接入困难的问题。

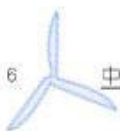
## 2、风电特许权项目特点

为了促进中国风电的规模化发展和商业化经营，通过竞争机制提高风电的经济性，参考其他行业项目和国外风电场招标的实践经验，有关机构提出了风电场特许权招标的概念，并进行了充分研究。2002年，原国家计委决定按照特许权招标的方式建设风电场工程，选择当时国内仍然比较缺电的江苏和广东两省进行试点。2002年12月10日，原国家计委关于江苏如东和广东惠来风电场特许权示范项目建议书的批复文件中规定：

★ 项目建设规模为100兆瓦级，机组选型由招标选定的投资者决定，但单机容量不应低于600千瓦。

★ 项目通过招标选择投资者。投资者负责机组选型和优化布置所必需的风资源核查、土建工程所需要的地质勘查、风力发电机组及其辅助设施的采购、安装和调试。以及从风电场到指定上网交接点之间的电力送出工程等风电场建设运行所需的全部投资，风电机组采购的本地化率不低于50%。

★ 项目在特许经营期内执行两段制电价政策，第一段电价执行期为风电机组累计发电利用小时数达到30000小时之前的时期，执行中标人在投标书中要求的电价。第二段电价执行期为风电机组累计发电利用小时数达到30000小时到特许期结束的时期，电价执行当时电力市场中的平均上网电价。风电场建成后的可供电量全部由所在地电网企业按上述电价收购，风电上网电价对销售电价的影响纳入全省电价方案统一考虑。



★ 项目风电场建设期间的征地、移民和环境保护方面的工作，以及风电场运行期间安全、税收等与地方有关的各项工作由省计委负责协调。

★ 该项目特许权招标已上网电价为主要评标标准，同时考虑设备本地化率指标，承诺上网电价最低和设备本地化率最高的投标人为中标人。

★ 项目特许权招标工作由国家计委牵头，会同省计委和有关部门委托招标公司统一进行。中标者应在项目所在地注册成立项目公司，项目公司与省政府指定的部门签订特许权协议，并同时与电网企业签订购售电合同。特许期为特许权协议正式签署并生效后 25 年，特许期满后，除另有协议外，项目公司应负责拆除该项目全部生产设施。

★ 项目的建设和运行管理执行国家和地方有关风电发展的各项优惠政策。风电场投产后的上网电价执行投标者承诺的价格。如遇国家重大政策调整，给投资者的收益造成重大损失时，可按照当时国家价格政策对该项目的电价进行合理的调整。

★ 风电场的特许权协议签订后，项目公司应尽早开展各项建设工作，保证风电场在三年内建成投产。如在三年内不能完成项目建设，应说明理由。如无特殊理由，将终止该项目的执行，所有损失由投资者自行承担。



原国家计委在关于风电特许权项目的文件中各项规定，与当时（2002年）一般风电项目的区别，即主要特殊之处详见表2。值得提出的是，目前的政策框架对于招标项目的规模和范围，没有明确的说明。根据原来的有关规定，规模达到5万千瓦及以上的风电项目，由国家审批，规模在5万千瓦以下的风电项目，由省级政府能源主管部门审批，因此，根据目前的政策框架，对于由省级政府能源主管部门审批的规模在5万千瓦以下的风电项目，是否采取招标方式规定得不明确。2006年1月之后，已经有一部分的风电项目通过省级发展改革委主持的招标确定了项目开发商，并在省内获得项目批准，招标出来的电价水平也有比较大的差异，尤其是普遍高于国家招标项目的水平，有些项目高出同地区国家招标项目电价0.1元/千瓦时以上。这些项目也尚需得到国家发展改革委的核准或备案。具体操作方式，尚无定论，因此，目前的风电发展政策实施细节更不明朗。

表2 风电特许权项目与当时一般风电项目的主要区别

	特许权项目	一般项目
上网电价	由政府承诺执行固定电量（等效满负荷小时数3万以内，10万千瓦装机容量为30亿千瓦时电量）的固定上网电价。 风电上网电价对销售电价的影响纳入全省电价方案统一考虑。	政府不承诺执行固定上网电价，风电项目的上网电价，在运行期间还要由省电力公司和物价局反复核定。
前期工作（测风、选址、预可研、征地、环保和进场道路等）	由政府组织实施和协调。 中标商支付项目前期工作补偿费。	由开发商自己操作。
风电场到电网的输电线路	由电网公司投资建设。	由开发商自己投资建设。
风电设备国产化率	50%，国内总装。	没有要求。
政府承诺的保证	中标开发商与省政府签署特许权协议，与省电网公司签署购售电合同。	没有保证。
非直接投资费用	将近2,000万的非直接投资费用，包括1%的招标代理费，及其它费用。	没有要求。



### 3. 风电特许权招标的发展与调整

在招标工作的实践基础上，风电特许权招标的规则也在不断地调整、改善。主要包括：

- ★ 为了加大对风电机组本地化的推动力度，自第二批特许权招标起，对风电机组本地化率的要求提高到 70%。
- ★ 由于在前两期招标中出现了低价竞争的现象，为了改变这种趋势，自第三期起，实行了综合评价法，电价不再是对投标人排序的唯一依据，而是综合考察投标人的综合实力、技术方案、上网电价和经济效益等，按照不同的权重评分。其中，上网电价的比例在第三期占 40%，在第四期占 25%。
- ★ 2006 年进行的第四期风电特许权招标，还有一个重要的变化，就是风电设备制造商要直接参与投标。风电设备制造商既可以作为投标人单独投标，也可与一个投资人组成联合体作为供货商共同投标。主要条件是设备制造企业必须提出完整的实现风电设备制造国产化方案和实现这一方案的措施。

### 4. 风电特许权招标程序

特许权招标的工作由国家发展改革委组织进行。在各地上报的项目中，国家发展改革委对前期工作质量和深度进行审核，确定招标项目，并下发文件通知。

招标的具体工作，由国家发改委委托中设国际招标有限责任公司和中国水电工程顾问集团公司组织实施。两个单位结合招标项目的特点，编写招标文件，于每年的 4 月份在国内外有较大影响的报纸和互联网上公开发出招标邀请。

自发售招标文件后，招标公司根据项目最新情况及投标人所提问题，陆续发出补遗文件，这些文件作为招标文件的补充文件，与招标文件一同保存。按照招标文件规定，项目所在省（自治区）计委和招标公司共同组织投标人进行项目的现场考察，召开标前会，现场考察的会议纪要和标前会的会议纪要以书面形式通知所有购买招标文件的投标人，并与招标文件一同保存。各招标项目于约定的时间，在北京公开开标。

### 5. 风电特许权项目招标及投标情况综述

第一批风电特许权招标项目为：江苏如东风电场（100MW）和广东惠来石碑山风电场（100MW）。

2003 年 9 月 1 日，第一批风电特许权项目在北京开标。投标人及等效满负荷小时数 30000 以内电价（含增值税）情况见表 3 和表 4：



表3 江苏如东风电场开标情况

投标企业	所得税 33% 的 电价 (元 /kWh)	所得税 15% 的 电价 (元 /kWh)	风电机组 本地化率 (%)
华润集团公司	0.7191	0.6469	53.86
华能新能源环保公司	0.6070	0.5850	68.30
西班牙那瓦拉公司	0.715	0.682	65.34
德国英华威公司	0.6087	0.5978	51.50
龙源电力集团公司	0.6890 (折扣后为 0.6190)	0.6716	>50
华睿公司	0.4365	0.3979	68.4

表4 广东惠来石碑山风电场开标情况

投标企业	所得税 33% 的 电价 (元 /kWh)	所得税 15% 的 电价 (元 /kWh)	风电机组 本地化率 (%)
华润集团公司	0.6753	0.6043	53.60
德国英华威公司	0.5414	0.5306	51.50
广东粤电集团公司	0.5013	0.4763	>60
国华集团公司	0.7179	0.6796	68.40
北京国投节能公司	0.5595 (折扣后为 0.5053)	0.5129 (折扣后为 0.4721)	68.30

说明：以上电价均含增值税。为统一比较，对原报价中不含增值税的电价进行了修正。折扣后电价为开标现场当时声明的实际投标电价。

第二批风电特许权招标项目为：江苏如东第二风电场（100MW）、内蒙古辉腾锡勒风电场（100MW）和吉林通榆团结风电场（100MW）。

2004年9月1日，第二批风电特许权项目在北京开标。投标人及等效满负荷小时数30000以内电价（含增值税）情况见表5~表7：

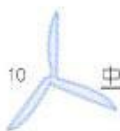


表 5 内蒙古辉腾锡勒风电场开标情况

投标企业	等效满负荷小时数 30000 以内电价 (含增 值税) (元 /kWh)	风电机组本地化率 (%)
中国华电集团公司	0.3938	72, 国内总装
内蒙古龙源风能开发有限责任公司	0.4260	77.1, 国内总装
北京国际电力新能源有限公司、北京 国际电力开发投资有限公司联合体	0.3820	97.8, 国内总装
华能新能源环保产业控股有限公司、 中国华能集团香港有限公司联合体	0.4244	73.5, 国内总装

表 6 吉林通榆团结风电场开标情况

投标企业	等效满负荷小时数 30000 以内电价 (含增 值税) (元 /kWh)	风电机组 本地化率 (%)
龙源电力集团公司、吉林吉能电力 集团有限公司和雄亚 (维尔京) 有 限公司联合体	0.5090	72.12, 国内总装
华能新能源环保产业控股有限公司、 中国华能集团香港有限公司联合体	0.5096	73.5, 国内总装

表 7 江苏如东第二风电场开标情况

投标企业	等效满负荷小时数 30000 以内电价 (含增 值税) (元 /kWh)	风电机组 本地化率 (%)
龙源电力集团公司、雄亚 (维尔京) 有限公司联合体	0.5190	77.1, 国内总装
华睿投资集团有限公司、联能风电 投资有限公司和欧中电力有限公司 联合体	0.5660	72, 国内总装

第三批风电特许权招标项目为：江苏东台风电场（200MW）、甘肃安西风电场（100MW）和山东即墨王村风电场（150MW）。

2005年8月16日，第三批风电特许权项目在北京开标。投标人及等效满负荷小时数30000以内电价（含增值税）情况见表8~表10：

表8 江苏东台风电场风电场开标情况

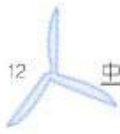
投标企业	等效满负荷小时数 30000以内电价（含增 值税）（元/kWh）	风电机组 本地化率（%）
华电国际	0.4600	84.4
中电投	0.4998	95.96
龙源、南通天生港发电、雄亚（维尔京）	0.5460	77.4
国华能源、神华	0.5280	大重 84.4, 余风 96.24
武汉凯迪	0.5060	84.4
江苏金陵、哈汽轮机、江苏弗卡斯环保	0.5050	不低于 95
三峡开发总公司、华鲁、欧中电力	0.5223	81.7

表9 甘肃安西风电场开标情况

投标企业	等效满负荷小时数 30000以内电价（含增 值税）（元/kWh）	风电机组 本地化率（%）
黄河上游水电开发公司	0.4616	95.582
龙源、甘肃电力建设投资	0.5080	70
武汉凯迪	0.5560	750kW 95.3, 1.2MW 96.24
华亭发电有限公司	0.5200	84.4

表10 山东即墨王村风电场开标情况

投标企业	等效满负荷小时数 30000以内电价（含增 值税）（元/kWh）	风电机组 本地化率（%）
华电国际	0.7261	不详



第四批风电特许权招标项目为：内蒙古锡盟及腾梁风电场（300MW）、内蒙古包头巴音风电场（200MW）和河北张北单晶河风电场（200MW）。

2006年8月16日，第四批风电特许权项目在北京开标。投标人及电价情况见下表11~表13：

表 11 内蒙古锡盟及腾梁风电场开标情况

投标企业	等效满负荷小时数 30000 以内电价（含增 值税）（元 /kWh）	风电机组 本地化率（%）
中国华电集团公司	0.5299	80
龙源电力集团公司与雄亚（维尔京） 有限公司联合体	0.4498	79.4
中国大唐集团公司	0.5000	76
中广核能源开发有限公司与 中广核国际有限公司联合体	0.4058	70
华能新能源产业控股有限公司	0.5651	70.8
山西鲁能河曲发电有限公司	0.5096	76
国华能源投资有限公司与 神华国际（香港）有限公司联合体	0.4523	500kW 94.46, 750kW 96.5
北方联合电力有限责任公司	0.4200	79







表 12 内蒙古包头巴音风电场开标情况

投标企业	等效满负荷小时数 30000 以内电价 (含增 值税) (元 /kWh)	风电机组 本地化率 (%)
中国华电集团公司	0.5010	79.0
大唐国际发电股份有限公司	0.5550	78.3
中国节能投资公司与香港建设有限公 司联合体	0.4566	77.5
龙源电力集团公司与雄亚(维尔京)有 限公司联合体	0.4656	94.46
北京国际电力新能源有限公司与北京 能源投资(集团)有限公司联合体	0.4799	不低于 70.0
中广核能源开发有限公司与中广核国 际有限公司联合体	0.5221	78.4
华能新能源产业控股有限公司	0.5525	80.0
山西鲁能河曲发电有限公司	0.5100	76.05
国华能源投资有限公司与神华国际 (香港)有限公司联合体	0.5036	81.0
北方联合电力有限责任公司	0.5000	76.0

表 13 河北张北单晶河风电场开标情况

投标企业	等效满负荷小时数 30000 以内电价 (含增 值税) (元 /kWh)	风电机组 本地化率 (%)
国华能源有限公司与神华国际(香港) 有限公司联合体	0.5018	78.0
山西漳泽电力股份有限公司	0.5198	80.2
中国节能投资公司与香港建设有限公 司联合体	0.5006	78.5

龙源电力集团公司与河北省建设投资 有限公司联合体	0.5518	80.0
山东鲁能发展集团有限公司	0.5173	96.22
中广核能源开发有限公司与中广核国 际有限公司联合体	0.5058	96.22
华能新能源产业控股有限公司	0.6010	81.0
华电国际电力股份公司	0.5269	80.0

第四期风电特许权项目，参加投标的开发商共有 17 家，都是国有企业，其中有 5 家与境外注册的企业组成联合体，以便享受外商的优惠政策。由于评标办法进行了较大调整，加大了本地化方案的比重，进一步降低了投标电价所占的比例，并且各投标人经过对前几次招标的反思，投标操作较前趋于理性。内蒙古灰腾梁 300MW 风电场投标电价范围为 0.4058~0.5651 元/千瓦时，平均 0.4788 元/千瓦时；内蒙古包头巴音 200MW 风电场投标电价范围为 0.4566~0.5550 元/千瓦时，平均 0.5041 元/千瓦时；河北省张北单晶河 200MW 风电场投标电价范围为 0.5006~0.6010 元/千瓦时，平均 0.5281 元/千瓦时。投标电价基本反映了各项目的综合建设条件，核算的项目经济效益大多符合行业基准内部收益率。

由于第四期风电特许权招标要求开发商与风电机组设备制造商捆绑投标，所以参与第四次投标的制造商共有 12 家，其中包括：国外独资企业 1 家，中外合资企业 3 家，民营企业 1 家，股份制企业 2 家，国有企业 5 家。投标机型共有 20 种，风轮直径从 49m 到 83m，额定功率从 750kW 到 2000 kW，国内企业拥有自主知识产权的 6 种。1MW 以下的机组已投入批量生产，1.5MW 机组刚开始生产样机，有的还处于设计阶段，2MW 机组正在准备生产样机。各参与投标的制造商都与主要部件供应商签订了供货协议，制定出达到 70% 国产化率的方案和时间进度表。

## 6. 项目评标的组织和程序

### (1) 项目评标的组织

特许权风电场项目评标委员会主任由国家发改委能源局可再生能源和农村电气化处领导担任；委员则由当地省（自治区）发改委、国家电网公司、省



(自治区)电力公司,招标代理机构,以及技术专家等有关人员组成,人员总数为单数。

评标委员会下设商务组和技术组。其中:

商务组的工作职责有:①对投标文件进行初评;②对特许权协议标注文本进行评价;③协助技术组完成详评;④主持打分排序、澄清等工作;⑤汇总有关评审资料,完成评标报告。

技术组的工作职责有:①对投标文件进行的详评(包括技术方案、财务方案、融资方案、经验业绩等);②对购售电合同标注文件进行评价;③会同商务组完成打分排序、澄清、编写评标报告等工作。

## (2) 评审程序

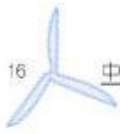
1) 初评:审定每份投标书是否在实质上响应了招标文件的要求,是否有实质性的偏差或保留。商务组:对特许权协议标注文本进行逐一评价,形成初评结果汇总报告并提交评委会。技术组:对投标人的技术方案进行整理、汇总和评价,对购售电合同标注文本逐一评价,并将整理的技术内容提交评委会。

2) 详评:对进入详评的投标人方案逐一评审,对技术方案、财务方案、融资方案、经验、业绩等进行评审,判断其是否满足招标文件的要求,完成对特许权协议和购售电合同标注文本的分析评价,确定候选谈判人名单。

3) 打分排序及推荐候选谈判人:评标委员会通过详评对投标人进行打分排序,排序前2~3名者为推荐候选谈判人。

4) 澄清:为了有助于投标书的审查、评价和比较,可要求投标人对投标文件中的商务、技术和资格等不明确的内容进行进一步的解释,出具更为详尽的文字说明。但不得寻求、提出、允许或接受对价格及其他实质性内容进行更改。所有的澄清问题均以书面形式提前通知投标商,所形成的澄清纪要也以书面形式完成,由几方共同签字认可作为投标文件的一部分,并可能作为将来合同文本不可分割的一部分,具有法律效力。

5) 谈判:招标人与推荐候选人进行进一步谈判,以确认其投标书条件,包括投标人按照招标文件的要求提出的建议及修改意见。谈判按打分排序从第一名推荐候选人开始进行,直至获得招标人满意的结果。谈判内容包含价格因素和其他非价格因素在内的所有内容。



经过谈判，招标人将最终选定一名推荐中标人，并行文上报国家发改委审批，随文报送正式的评标报告。

### (3) 评标结果

第一期：江苏如东风电场，华睿公司中标，中标电价**0.4365**元/千瓦时。广东惠来石碑山风电场，广东粤电集团公司中标，中标电价**0.5013**元/千瓦时。

第二期：内蒙古辉腾锡勒风电场，北京国际电力新能源有限公司与北京国际电力开发投资有限公司投标联合体中标；由于风电场附近可开发范围广阔，国家发改委决定，如其他投标人同意，可以按照特许权风电场同样的条件和电价在招标风电场附近建设同等规模的风电场。经谈判，中国华电集团公司同意按照相同条件在附近开发建设另一个**100MW**风电场工程。吉林通榆团结风电场，龙源电力集团公司投标联合体与华能新能源环保产业控股有限公司投标联合体同时中标，中标电价为**0.5090**元/千瓦时。由丁团结风电场所在区域的可开发规模约**400MW**，经谈判，双方将按照中标电价分别开发**200MW**的风电场。江苏如东第二风电场，龙源电力集团公司投标联合体中标，中标电价为**0.5190**元/千瓦时；根据现场条件，开发规模调整为**150MW**。

第三期：江苏东台风电场，国华能源投资有限公司中标，中标电价为**0.5190**元/千瓦时；经谈判，中国电力投资集团公司同意按照相同条件在附近的大丰县开发建设另一个**200MW**风电场工程。甘肃安西风电场，黄河上游水电开发公司中标，中标电价为**0.4616**元/千瓦时。山东即墨王村风电场，华电国际股份有限公司中标；由于项目所在地耕地较多，装机容量受到限制，经国家发展改革委批准，本项目装机容量优化为**100MW**，中标电价为**0.60**元/千瓦时。

第四期：内蒙古巴音风电场，龙源电力集团公司与雄亚（维尔京）有限公司联合体（HERO ASIA BVI CO. LTD.）中外合资投标联合体中标，中标电价为**0.4656**元/千瓦时。河北单晶河风电场，中国节能投资公司与香港建设（控股）有限公司中外合资投标联合体中标，中标电价为**0.5006**元/千瓦时。内蒙古双腾梁风电场，中广核能源开发有限责任公司与中广核国际有限公司中外合资投标联合体、北方联合电力有限责任公司两家同时中标，中标电价为**0.4056**元/千瓦时，双方将按照中标电价分别开发**300MW**的风电场。

表 14 2006 年风电特许权项目可行性研究数据平均值

项目	巴音	单晶河	灰腾梁
风电场装机容量 (万千瓦)	20	20	30
风能资源			
风能资源评估高度 (m)	67.3	67	67.5
年平均风速 (m/s)	7.80	7.75	8.32
年平均风功率密度 (W/m <sup>2</sup> )	417	395	517
电量估算			
风电场年理论发电量(万千瓦时)	64341	66670	117024
风轮单位面积年理论发电量 ( kWh/ m <sup>2</sup> )	1170	1220	1501
年理论等效满负荷小时 (h)	3206	3387	3872
风电场年上网电量 (万千瓦时)	47620	47469	82974
年上网等效满负荷小时 (h)	2383	2369	2726
上网/理论 (折减系数)	0.74	0.73	0.71
风电机组价格			
单位千瓦含塔架机组价 (元 / kW)	6295	6307	6386
机组占总投资比例 (%)	72.4	71.1	70.8
项目财务指标			
项目总投资 (万元)	173858	178668	275048
单位千瓦投资 (元 /kW)	8674	8918	9168
可研一段上网含税电价 (元 /kWh)	0.5143	0.5361	0.4803
可研二段上网含税电价 (元 /kWh)	0.3999	0.4202	0.3604
可研全投资内部收益率 (%)	8.05	8.3	8.2
可研资本金内部收益率 (%)	10.25	10.7	11.3
按可研数据折算 20 年平均电价			
20 年平均含税上网电价 (元 /kWh)	0.4729	0.4942	0.4285
可研一段上网含税电价 (元 /kWh)	0.5143	0.5361	0.4803
中标电价 (元 /kWh)	0.4656	0.5006	0.4200
最低投标电价 (元 /kWh)	0.4566	0.5006	0.4058
最高投标电价 (元 /kWh)	0.5550	0.6010	0.5651

注 1: 平均值是去除了各项中的最高值和最低值以后再平均。

注 2: 一段上网电价是项目投产后等效满负荷 30000 小时以内上网电量的电价, 其余为二段。

表 15 2006 年风电特许权项目可行性研究数据国内企业平均值

国内企业平均值				
项目	巴音	单晶河	灰腾梁	灰腾梁（外企）
风电场装机容量（万千瓦）	20	20	30	30
风能资源				
风能资源评估高度（m）	67.3	67	67.5	65
年平均风速（m/s）	7.80	7.75	8.32	8.40
年平均风功率密度（W/m <sup>2</sup> ）	417	395	517	579
电量估算				
风电场年理论发电量（千瓦时）	47628	47469	82974	86800
年上网等效满负荷小时（h）	2383	2369	2726	2893
风电机组价格				
单位千瓦含塔架机组价（元/kW）	6295	6307	6386	9300
机组占总投资比例（%）	72.4	71.1	70.8	75
项目财务指标				
项目总投资（万元）	173858	178668	275048	370152
单位千瓦投资（元/kW）	8674	8918	9168	12338
可研一段上网含税电价（元/kWh）	0.5143	0.5361	0.4803	0.7151
可研二段上网含税电价（元/kWh）	0.3999	0.4202	0.3604	0.3684
可研全投资内部收益率（%）	8.05	8.3	8.2	8.51
可研资本金内部收益率（%）	10.25	10.7	11.3	10.0
按可研数据折算 20 年平均电价				
20 年平均含税上网电价（元/kWh）	0.4729	0.4942	0.4285	
可研一段上网含税电价（元/kWh）	0.5143	0.5361	0.4803	0.7151
中标电价（元/kWh）	0.4656	0.5006	0.4200	0.4200
最低投标电价（元/kWh）	0.4566	0.5006	0.4058	0.4058
最高投标电价（元/kWh）	0.5550	0.5006	0.5651	0.5651

注 1：平均值是去除了各项中的最高值和最低值以后再平均。

注 2：一段上网电价是项目投产后等效满负荷 30000 小时以内上网电量的电价，其余为二段。



## 7. 总结经验

### (1) 风电特许权项目对推动中国风电大规模发展有重大意义

经过 2003 年至 2005 年三期风电特许权项目招标的实践,可以看出这是中国电力体制改革、厂网分家后风电发展的重要举措,明确了风电不参与电力市场竞争,对规定的上网电量承诺固定电价,并签订了长期协议;电网公司投资建设连接风电场的输电线路和变电设施;引入投资者竞争的机制,降低上网电价,打破电力部门办风电的垄断,有利于吸引国内外各种投资者,鼓励竞争;提出对风电机组国产化率的要求等。在当时不能承诺固定的上网电价、地方政府和电网公司未积极支持风电发展的条件下,由中央政府推动的风电特许权项目在促进大型风电场的发展,加快风电实现规模化效应上起了重要作用,这一点是必须肯定的。

### (2) 存在的主要问题

第一、二期风电特许权项目的负面影响,主要是由于原国家计委的文件明确规定承诺上网电价最低的投标商中标,结果实际中标的上网电价远低于合理范围。2003 年如东项目中标的华睿公司承诺 0.436 元/千瓦时(其他 5 家投标价的范围是 0.607~0.715 元/千瓦时);惠来项目中标的粤电公司承诺 0.5013 元/千瓦时(其它四家投标价的范围是 0.505~0.718 元/千瓦时);2004 年如东二期项目中标的龙源公司承诺 0.519 元/千瓦时,通榆项目中标的龙源和华能公司承诺 0.509 元/千瓦时,辉腾锡勒项目中标的北京国际电力新能源有限公司承诺 0.382 元/千瓦时。中标的开发商只是为了赢得特许权开发项目,进入风电这个有前景的投资领域,即使现有项目效益差也在所不惜。最明显的案例是如东项目连续两年招标,风能资源和其他条件几乎完全相同,华睿公司 2003 年投标价 0.3979 元/千瓦时,2004 年投标价则升为 0.56 元/千瓦时,时隔一年投标价相差 0.16 元/千瓦时,飙升 40%。

虽然第三、四期的招标允许非价格标准作为考虑因素之一,但实际中标的仍然大多为上网电价最低的投标商。可见,评标过程虽然对于非价格标准因素给予了足够的重视,而上网电价的高低还是起着主导的作用。

为了降低投标电价,投标企业采用的手段有:过高评估风能资源和上网电量,设定较高的第二段电价,低估设备价格、风电机组基础成本和消减运行维护费等。有的投标商与本公司在境外注册的企业组成所谓“中外合资企业”,享受外商优惠政策,如采购国产设备可以退增值税、减少所得税率等,形成不公



平的竞争，牺牲的是国家的正常税收。

最低价中标的规定使特许权项目的实际中标电价过低，达不到吸引民营和国外投资者、实现风电开发多元化的目的。第四轮招标均是国有电源公司，这些企业依托集团的后盾，实际上靠火电项目养风电特许权项目。过低的上网电价阻碍了风电产业从风电场建设运营、国产风电设备生产和研发、部件供应等整个产业链的健康发展，与培育风电这个新兴产业的初衷相违背。

国有电源公司愿意出低价竞标风电项目的另一个原因，亦有可能与正在讨论中的强制可再生能源发电配额政策有关。考虑到国家可能会对可再生能源占电源企业发电的百分比做出规定，这使得电源企业现在愿意以低上网电价中标，目的是得到今后可能需要的可再生能源容量的配额。

过低的上网电价使得风电投资商难以赢利，不能提供所得税，起不到促进项目当地的经济发展的作用，严重挫伤了贫困地区开发风电的积极性。

除了过低的中标电价外，存在的问题还有以下几项：

1) 前期工作深度不够。如惠来项目只有一个测风塔的数据，招标书中连这个塔的位置都标志不出来，风能资源评估存在很大盲目性。地方政府的前期工作不到位，例如第一期如东项目场址位置和土地管理部门与招标书不符；另外通榆项目华能新能源公司中标后，分配到与招标书项目不同的位置，不知道能够安装风电机组的实际土地范围，现场考察发现原来预留的面积上覆盖防护林和农田，能否达到20万千瓦容量和预计上网电量都未进行预可行性研究。2005年山东即墨风电项目也是没有足够的测风及可利用土地面积数据，也未委托有资质的咨询单位按国家发展改革委有关技术规定进行预可行性研究，就列入了特许权招标项目。中标开发商在实施过程中发现许多本应该在前期工作中解决的问题实际上却都没有完成，不得不自己重新做起。

2) 第二段电价称为“当时电力市场中的平均上网电价”，由投标商自行估算。这样分两段电价的初衷，是保证在项目的贷款偿还期（一般15年）内保持稳定的电价，使项目资金顺利回收。在达到等效满负荷小时数30000以内的上网电量后，由于贷款已经还清，经营成本较低，即使执行当时电力市场中的平均上网电价，也可使项目公司正常经营。而在实际投标中，有的投标商将第二段电价作为降低第一段投标电价的手段，其数值变化范围在0.3038~0.5425元/千瓦时之间。如果投标电价过低，还贷期内项目公司的正常经营受





到严重影响,回收投资的目的就难以达到。

3) 关于国产化率70%的要求,在投标阶段只是一纸方案设计,投标人中标后另外招设备供应商,与投标设备方案一点关系都没有。将来项目验收时达不到要求如何处置,政府部门的文件没有规定,难以落实。在第四期招标中,规定投资商与设备供应商联合投标,针对选定的设备提出本地化方案。具体效果如何,尚待检验。

### 三、风电定价机制的国际经验

价格政策是目前国际社会促进可再生能源发电，尤其是风力发电市场和产业发展的有效手段。在不考虑常规电力的环境成本情况下，根据目前的风电技术水平，风电成本仍高于常规电力成本，因此许多国家采取了价格政策鼓励风电的发展。截至 2005 年底，全球共有 44 个国家建立和实施了不同类型的可再生能源电价体系和政策，取得了不同程度的效果。

由于各国风能资源条件不同，经济发展水平和负担能力有差距，所以支持风电的价格政策的表现形式和价格水平也不一样。从表现形式上说，电价体系主要有以下三大类：

- (1) 电力强制入网和收购 (**Feed-in-tariff**)。这类电价体系包括两种具体的形式，即：固定价格体系和浮动价格体系。两者的共同点是：通过法律或政策规定，强制电网在一定期限内按照约定的价格收购风电电量，风电可以不参与电力市场竞争，这样为风电场所发电力上网销售提供了保障。差别之处在于定价方式以及价格在规定的期限内是否有变化。
- (2) 招标价格体系 (**Tender**)：这种电价体系一般情况是，由政府发布，对特定的一个或一组风电项目进行公开招标，考虑电价以及其他指标，来确定发电项目的开发商，项目开发商从而得到了项目的特许经营权。
- (3) 可再生能源电力证书形式 (**Certificate**)。这类电价体系包括两种具体的形式，即市场价格体系和绿电价格体系，前者一般体现为配额形式，通过在市场上进行证书交易形成可再生能源电力市场价格，后者是基于电力最终消费者的自愿行动，一般不进行证书交易。





## 1. 固定价格体系

### 基本含义

固定价格即政府直接明确规定可再生能源电力的市场价格。目前，世界上建立固定价格体系的国家及地区已经有 41 个，包括 30 个发达国家地区或地区和 11 个发展中国家或地区，欧洲是主力军，德国、法国、丹麦、希腊、葡萄牙等 19 个欧洲国家实施了固定电价政策。此外，美国的个别州过去也执行过类似的政策，中国的广东省也实行过风电固定上网电价政策。由于风电技术基本成熟、经济性较好、处于准商业化的阶段，因此在这些国家均被列入到政策支持的范围。

固定电价政策一般都规定以下指标：

- (1) 根据风能资源情况和技术水平等，规定明确的电价水平或价格计算方法；
- (2) 适用年限；
- (3) 为了鼓励技术进步和市场发展，规定电价下降幅度。

固定电价体系的主要特点是：可根据政府的意愿，通过价格水平的高低调整和适用年限等的规定，大体确定风电的投资水平，从而选择促进风电发展的速度。

### 典型案例

德国是固定电价体系和政策的代表国家。从 1990 年开始，德国逐步建立了固定电价体系，并从 2000 年开始，通过法律的形式，根据可再生能源技术类型、考虑技术发展水平和项目资源条件，分门别类地制定可再生能源电力价格计算标准，并按照可再生能源成本差异和市场拓展的程度，每隔两年修改一次购电价格。2004 年，德国最新修订了可再生能源电价标准，确定风电电价不低于 5.5 欧分/千瓦时，实施期限是 20 年，并根据风电场风能资源的优劣，在项目运行头 5 年内甚至更长时间，风电电价在 5.5 欧分/千瓦时的基础上，还可以获得 3.2 欧分/千瓦时的额外电价。对于 2005 年及之后新建设的风电项目，5.5 欧分/千瓦时的基础电价水平每年降低 2%，从而起到促进风电技术进步和鼓励成本下降的目的。



德国实施固定电价的效果非常显著，2005年其风电装机容量已经达到1843万千瓦，占世界装机总量的30%，居世界领先。

#### 优劣分析

固定电价体系的优点是：

(1) 简单且容易操作，因而政策执行效率高、成本低。由于电价水平和年限明确，无论是对于发电企业还是电网企业，执行起来简单，并且也易于监督。

(2) 稳定投资环境。电价和适用年限明确的情况下，风电项目的投资回报也基本确定，降低了投资商投资和金融企业信贷的风险，起到了鼓励投资和市场稳定发展的作用。德国、丹麦等国家的成功经验也说明了这一点。

(3) 更有利于风机本土化制造。有了稳定的投资环境，对于风机制造业的发展也会产生积极的影响。例如德国，风机制造业起步晚于丹麦，但经过近十年的时间，德国已经成为风机制造大国并保持技术领先。

(4) 鼓励风电行业的多元化发展。有了持续稳定的电价政策和明确的电价水平，项目的具体形式就由市场来确定了，因此，德国风电行业具有明显的多元性，大小企业甚至个人都可以投资风电，风电投资者根据风场的风资源情况以及自己的经济实力和需求，确定合适的开发规模，因此德国的风电规模从几个兆瓦到数万千瓦不等，风机技术类型也纷繁多样。这对于风电这样一个新兴行业来说，多元化有利于技术进步和市场发展。

## 2. 浮动价格体系

#### 基本含义

浮动价格体系的主要原则是：以常规电力的销售价格参照系，制定一个合适的比例，然后允许可再生能源发电价格随常规电力的市场变化而浮动。实施这种价格体系的国家和地区主要是西班牙。

#### 典型案例

西班牙在1998年建立了可再生能源电力的浮动价格体系，其后该价格体系一直实施到2004年。1998年，西班牙通过皇家法令规定了额外的可再生能源电价应每年根据可再生能源发电成本情况进行调整，但每年电价调整的



基本原则是既不能让可再生能源发电商无利可图，也要保证可再生能源电力上网电价在销售电价的 80%~90% 的范围内浮动。规定的电价调整的方法是：每年年底全国所有的可再生能源发电商都要向政府委托负责电价调整的机构提交报告，说明本企业可再生能源电力成本的变动情况；负责电价调整的机构再根据该报告以及其他调查资料和信息，计算出下一年两种电价的具体数值。因此，西班牙的风电电价水平是在常规电力销售电价的 80%~90% 之间浮动，但每年具体的价格水平由发电企业和输电企业在浮动范围内协商确定。

浮动电价体系制度，促进了西班牙风电的发展。上世纪 90 年代中期西班牙的风电机组产业刚刚起步，应用规模不大，尚属默默无闻，但经过几年的时间，其无论从产业规模还是应用方面都排在世界前列（产业排在丹麦、德国之后，排名第三，使用量排在德国之后，位居世界第二），10 年平均增长速度超过 60%。2005 年底，西班牙风电累计装机规模达到 10,027 万千瓦，占世界风电总装机容量的 15%，占西班牙总电力装机容量的 13%。西班牙的三家大的风电机组制造企业 2005 年的市场销售量占世界总量的 20% 左右，建立了全球第二大风电机组制造产业<sup>5</sup>。

但是，西班牙在浮动电价政策实施的过程中也发现存在着一些问题。一是每年固定电价的调整工作，计算方法复杂，而且由于没有一个统一有效的针对可再生能源发电商发电成本的估算和控制办法，致使每年电价的调整成为全国可再生能源各发电商和各供电商们通过负责电价调整的机构进行电价讨价还价的机会，因此实际上西班牙可再生能源的上网电价是一种协议价格。二是难以形成长期稳定电价的问题，仍以风电为例，西班牙风电在 2003 年的发展速度与 2002 年相比有所下降，主要原因是 2003 年国家电力系统的平均销售电价降低，而可再生能源发电上网电价仍要遵守 80%~90% 销售电价的规定，所以风电投资商的积极性减少了。

因此，2004 年，在总结浮动电价体系实施成功经验的基础上，为了克服原有可再生能源电价体系的缺陷，鼓励可再生能源发电企业积极参与电力市场竞争，西班牙对可再生能源电价体系又进行了调整，规定可再生能源电价实行“双轨制”，即固定电价和竞争加补贴电价相结合的方式，发电企业可以在两种方式中任选一种作为确定电价的方式，但只能在上一年年底选择一次，持续一年。两种方式：

---

5 GWEC, Global Wind 2005 Report, 2006



(1) 固定电价方式：风电电价水平为平均参考销售电价的**90%**。

(2) 竞争加补贴电价方式：风电电价水平为政府补贴电价 + 电力市场竞争价。其中政府补贴电价为平均参考销售电价的**50%**。

针对这两种方式，2004出台的政策还规定了不同的价格和补贴的具体实施时间，这样便稳定投资环境，增加了投资信心。并且规定，每四年对价格和补贴进行重新评估。

平均参考销售电价每年由西班牙政府根据电力市场销售电价情况确定，在前一年年底公布，并维持一年不变（即使第二年的电力市场销售电价有所变化）。根据2005年的情况，政府规定的2006年实行的平均参考销售电价的水平为**7.6588** 欧分/千瓦时。

#### 优劣分析

从电价的形成机制看，浮动电价与固定价格有类似之处，即：可再生能源电价水平在相对时期是固定的，可再生能源发电商基本可以根据这个水平预计项目投资回报率来确定是否建设和运行发电项目，因此都能起到鼓励可再生能源电力投资和建设的目的。

此外，在西班牙2005年开始实施的新机制中，第一种固定电价为风电企业提供了基本电价保障，第二种浮动电价则为风电企业提供了参与市场竞争和赢利更多的机会。因此政策非常有效，取得了很好的实施效果。

浮动电价体系相对于完全的固定电价体系而言，因风电也参与电力市场竞争，操作过程要复杂一些，但是，如果已经建立了较为完善的竞争性的电力市场，实施的难度却并没有增加。

### 3. 招标电价体系

#### 基本含义

招标电价的含义是：由政府发布，对特定的一个或一组风电项目进行公开招标，考虑电价以及其他指标，来确定发电项目的开发商。在这种体系下，项目的电价是作为评标的主要因素之一，因此中标的风电项目得到的电价是确定的、固定的，但对于每一个或每一组项目，得到的电价都各不相同。

招标电价体系的典型是：1990年到1998年之间，英国实施的非化石燃料公约（NFFO）制度、加拿大魁北克省自2003年开始实施的特许权招标制



度以及中国自2003年以来实施的风电特许权招标制度。英国和中国采取的模式也代表了招标采购的两种实现形式。第一种形式是：英国在90年代实施的《非化石燃料公约》中采用的招标采购制度，采取普遍采购原则，政府只规定发展的目标和采购的数量与范围，由投标者确定发展的投资项目，加拿大魁北克省的特许权招标也是这种类型。第二种形式是：中国尝试的特许权经营招标，是对具体的项目进行招标，与投标中标者签署特许权经营协议、购售电合同和差价分摊政策，并采取招投标的办法把项目给予最适合的投资者。

英国非化石燃料公约招标采购制度实施了将近10年，共发布了5轮，取得了一定的效果，风电从无到有开始发展，到2001年非化石燃料公约项目履行期结束时，风电装机达到42.7万千瓦，同时，也促进了风电电价的大幅度下降。

#### 优劣分析

竞争性的招标制度的优点是：可以有效地大幅度降低风电电价，同时也降低了发展风电增加的额外单位成本。

但是，竞争性也带来了一定的缺点。最主要的缺点是由于竞标得到的价格过低，造成合同的履行率很低，许多投资商不能按照合同建成项目。英国在其发布的5轮招标中，共成功招标115万千瓦的风电项目，但在这些项目中，仅有15.1万千瓦的项目最终建成发电，项目的建成率仅为13%<sup>6</sup>。究其原因最低价格中标制度导致了部分不具备项目建设的开发商中标，项目融资困难，技术难以支撑，从而导致合同履行率低，最终不得不放弃招标采购制度。对于投中标但没有按购电合同建造风电场的开发商，NFFO模型没有有效的惩罚机制。其次，招标的另一个缺点是增加了项目准备费用，大大增加了项目准备费用占总投资的比例（相对于常规电力项目而言，风电项目总规模小、总投资小），加上几选一的招标制度，投资者的积极性在经过几轮招标之后被严重挫伤。最后，由于风电发展速度离预期相差太远，以及形成的过低的招标电价，英国本国的风电制造业没有发展起来，相比欧洲其他国家，招标制度对制造业引起的负面影响也比较严重。

6 IEA, Renewable Energy, Market & Policy Trends in IEA Countries, 2004



## 4. 市场价格体系

### 基本含义

市场价格体系的含义是：通过强制配额（即要求能源企业在生产或销售常规电力的同时，必须生产或销售规定比例的可再生能源电量）和交易制度（政府对企业的可再生能源发电核发绿色交易证书，绿色交易证书可在能源企业间买卖，价格由市场决定），发挥市场自身的调节作用，达到提升可再生能源产品价格的目的。此时的可再生能源发电价格为平均上网电价与绿色交易证书的价格之和。

实施市场价格政策的一个重要前提条件是完全市场化的充分竞争的电力市场（包括发电、输电、配电和用电的所有环节），否则证书的买卖交易就失去了基础。

目前，世界上已有32个国家及地区建立了可再生能源市场价格体系，包括澳大利亚、英国、意大利、日本、加拿大的几个州、印度的几个邦以及美国的20个州。

### 优劣分析

在市场价格机制下，不同的可再生能源电力得到的是相同的价格，但价格水平随时都在根据可再生能源市场供需情况而改变，总价格又随电力市场的变化而浮动。风电是接近商业化的成本相对低的可再生能源发电技术，因此在市场价格体系下，风电是能够和其他可再生能源发电技术相竞争的，处于有利的地位，可以得到较快的发展。

此外，通过市场交易形成的价格，从理论上来说，降低了发展可再生能源发电带来的额外单位成本，从社会经济的角度看比较有优势。

市场价格体系容易出现的一些问题是：

（1）惩罚制度成为企业逃避履行义务的手段，不能真正达到促进风电等可再生能源发电发展的目的。一般情况下，政府会制定对未完成强制配额的企业予以惩罚的额度，而如果惩罚的额度不够高的话，会有企业宁愿交罚金而不承担义务，这样就违背了促进包括风电在内的可再生能源发电发展的初衷。



(2) 惩罚额度往往成为可再生能源发电交易成本的上限。例如英国对电网企业完不成任务的罚款是每千瓦时3便士,约合每千瓦时4.5欧分,再加上浮动的常规电力上网价格,2004年英国的可再生能源电价水平是每千瓦时7~8欧分。

(3) 如果相应的交易制度完全基于短期的“可再生能源证书”之上,其证书的价格可能在某一段时间内迅速上升,远远高出其在固定电价制度下可能达到的水平。这种现象在英国发生过。市场价格体系需要长期的可再生能源证书与电力的协议。没有此类的协议会使得配额制度无法正常运作。

(4) 配额比例成为包括风电在内的可再生能源发电发展的上限。在这种情况下,制定适度的配额比例尤为重要,以避免使配额转变成制约风电发展的因素。

(5) 影响项目融资并增加金融机构风险。这种价格形成机制,在完成交易之前无法确定可再生能源产品的价格,这在一定程度上影响了项目融资,特别是增加了中小企业的项目融资的风险,对大集团和大企业有利,使各类企业在融资方面不能做到公平竞争。

(6) 政策成本高。市场价格体系设计复杂,需要发达的法制及协议体系相配套。





## 5. 绿电价格体系

绿电价格体系的形成机制是，由政府提出可再生能源电力的价格，由能源消费者按照规定价格自愿认购，认购后的证书一般不用于以赢利为目的的交易。典型国家是荷兰。截至2004年，荷兰绿电用户已经占到30%，他们自愿以每千瓦时8~9欧分的价格购买可再生能源电力，主要是风电，可再生能源发电企业可以得到这样的优惠价格。这种价格机制，取决于消费者和企业对绿色能源的认同。因而也只有在那些公众环保意识比较高的国家和地区才有效。中国的上海市也正在进行绿色电力认购机制的实验。

## 6. 国际风电电价水平

风电是可再生能源技术中接近商业化发展水平的技术，世界各国可再生能源发电政策扶持的重点也是风电，其政策的核心实质上是高电价政策。目前，世界上已经有44个国家制定和实施了针对不同可再生能源发电技术的价格政策，风电均在支持的范围内。虽然各类价格体系表现形式不同，电价水平有差异，但是从各国风电企业的实际收益来看，差别并不明显。主要原因在于：风电的成本是与风能资源密切相关的，并且影响很大。例如，当两个同等规模风电项目的所在地区的资源量相差1倍时（如年等效满负荷小时数分别为3000和1500），则发电成本也要相差1倍左右，前者可能略高于常规燃料发电成本，后者可以达到常规燃料发电成本的2~3倍。因此，一旦政府制定了合适的电价政策，可再生能源发电项目建设的总体发展规模就取决于发电企业和投资企业了。在澳大利亚和美国，土地广阔，可以找到较多的风能资源条件好的地区（如美国目前开发的风场，年等效满负荷小时数大约在2800左右，澳大利亚则在3500以上），政府通过市场电价体系形成的风电上网电价较低，一般在每千瓦时6~8美分，因此，在这些国家，资源一般地区的风电项目得不到开发。而在德国、意大利、英国等国家风能资源一般（目前德国一些已建成风场年等效满负荷小时数为1800左右，西班牙在2200左右），风电电价分别为每千瓦时8~12欧分不等，电价相对偏高，发电商和投资商也就有动力去开发风能资源一般的地区，因此，制定经济合理的电价水平至关重要。

表16列出了目前世界风电装机排名前10位的国家以及部分欧盟国家风电的电价水平。可以看出，除丹麦、美国、印度（印度主要通过减免税收、加



快折旧和直接补贴投资等措施,直接降低了风电发电成本)等个别国家外,电价水平一般在6~12欧分之间,普遍高于本国常规能源上网电价,表明大多数国家对风电都采取了补贴措施,只不过方式和渠道不一样。

### 7. 各类价格体系的效果比较以及对中国的适用性

国外经验说明,电价机制和政策是非常有效的激励措施,各类电价政策只要应用得当,就可以起到促进技术进步、市场发展和降低成本的目的。应该说,以上各类价格体系各有特点,各有适用的前提条件和优缺点,但从政策实施的总体效果来看,固定电价及其派生的浮动电价政策对发展风电市场的刺激力度是最大、最有效的,市场价格体系的实施效果则不尽如人意。表17是欧盟国家风电发展情况及其所采用的价格政策的汇总。从中可以看出:

- \* 从截止到2005年底风电装机总量(3970万千瓦)上看,实施风电强制入网和收购政策(Feed-in-tariff)国家的风电装机容量约为总量的90%。
- \* 2005年当年,在这些国家新建的596万千瓦装机中,超过80%的装机来自于实施风电强制入网和收购政策(Feed-in-tariff)国家。

风电强制入网和固定(浮动)电价收购的价格形式,已经在许多国家取得了成功的经验,证明是简单、高效,能够促进风电市场和产业的快速发展。

从对中国风电电价政策借鉴意义的角度,固定电价体系因其容易操作和实施效果好,是比较适合中国采用的制度。而招标电价制度(目前中国也正在实行)在英国实施10年来暴露出来的问题,尤其是合同履行率过低以及对产业发展不利等问题,应该引起我们的注意,并从中吸取教训。配额制等市场电价体系,需要以整个完善的竞争化的电力市场为前提,并且只有当可交易的风电等可再生能源电力达到一定规模时,才可以使证书和交易系统运行的成本,在可再生能源电价总增量成本中所占的比例降低到经济合理的范围,这时实施配额制度从经济角度考虑才有意义。绿电制度的前提条件是社会经济发展到一定水平和全民高度的环保意识,中国还不具备大面积实施的条件。

表 16 世界风电机组装机容量前 10 位国家以及部分欧盟国家风电电价水平

国家	风电装机 (兆瓦) <sup>7</sup>		电价水平 (欧分/kWh)	说明
	2005 年新增	2005 年底总量		
德国	1808	18428	5.50+3.20	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 5.5 欧分/kWh 的价格适用期为 20 年。</li> <li>• 在项目运行头 5 年, 风电还可以获得 3.2 欧分/kWh 的额外电价。</li> <li>• 如果风场发电量小于标准风场发电量的 150%, 每低 0.75%, 则获得 3.2 欧分/kWh 的额外电价的期限延长两个月。</li> <li>• 对于 2005 年及之后新建的风电项目, 2004 年的 5.5 欧分/kWh 的基础电价水平每年降低 2%。</li> <li>• 海上风电最低价格 6.19 欧分/kWh。</li> </ul>
西班牙	1764	10027	6.89	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 为 2006 年固定电价方式的价格。</li> <li>• 如果采用浮动价格方式, 参与电力市场竞争, 总电价在 7 欧分/kWh 左右。</li> <li>• 适用期限为风场政策寿命期内。</li> </ul>
美国	2431	9149	接近 6 美分	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 在不同的州, 由于其配额制度的设计不同, 其电价水平亦会不同。</li> <li>• 平均约为 5-8 美分/kWh 加上 1.9 美分/kWh 的税收抵扣。</li> </ul>
印度	1430	4430		<ul style="list-style-type: none"> <li>• 约为常规电力电价的 1.2 倍。</li> </ul>
丹麦	22	3122	4 欧分左右	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 由北欧电力市场的价格加 0.1 丹麦克郎 (约为 1.3 欧分/kWh) 组成</li> <li>• 2001 年~2003 年政府对改造项目所发电电给予优惠电价, 前 12000 满发电运行小时, 补贴电价为 0.17 丹麦克郎 (约为 2.3 欧分/kWh)。</li> </ul>
意大利	452	1717	11.7	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 绿色证书市场, 价格为 6.7 欧分/kWh, 加上市场的能源价格 5.0 欧分/kWh。</li> </ul>

续表 16

英国	446	1353	7~8	<ul style="list-style-type: none"> <li>★ 政府要求再生能源电力达到3%，否则罚款4.5欧分/kWh。</li> <li>★ 风电电价为竞争上网电价加上4.5欧分/kWh的证书价格。</li> <li>★ 审批和招标电价，一般期限为30,000小时。</li> </ul>
中国	498	1260	4~9	<ul style="list-style-type: none"> <li>★ 风电绿电价格一般为8~9欧分/kWh。</li> </ul>
荷兰	154	1219	6.8~9	<ul style="list-style-type: none"> <li>★ 陆上风电固定电价为6.8欧分/kWh。</li> <li>★ 海上风电固定电价为4.9欧分/kWh，适用于头10年内18000小时。</li> </ul>
日本	142	1078	10.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>★ 为2002年~2003年的价格。</li> <li>★ 加给电力销售企业的可再生能源电力配额为1.35%。</li> </ul>
葡萄牙	500	1022	7~8.2	<ul style="list-style-type: none"> <li>★ 每年前2000小时，电价为8.2欧分/kWh；之后的2000小时，电价为7欧分/kWh。</li> </ul>
法国	367	757	8.38	<ul style="list-style-type: none"> <li>★ 期限为15年。</li> <li>★ 头5年，电价为8.38欧分/kWh。</li> <li>★ 之后10年，如果风场年运行小时低于2000小时，电价为8.38欧分/kWh；如果年运行小时为2000~3600小时，电价为5.41欧分/kWh。</li> <li>★ 上述电价适用于全国风电装机不超过150万千瓦的情况下；超过后，8.38欧分/kWh和5.41欧分/kWh的电价水平都要降低10%。</li> <li>★ 自2002年后，新建项目的基础电价为：以2001年的8.38欧分/kWh为基础，每年降低3.3%。</li> </ul>
瑞典	58	500	10~11	<ul style="list-style-type: none"> <li>★ 自2003年实施绿色证书制度，2003年证书价格为0.6瑞典克郎/kWh(6.6欧分/kWh)，完不成配额，罚款额度2003年和2004年分别是1.75瑞典克郎/kWh</li> </ul>



续表 16

				(19.3 欧分/kWh) 和 2.4 瑞典克郎 /kWh (2.65 欧分 /kWh)。
				<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2003 年投入运行的风电机组，享受 5 年的电价补贴，2003 年到 2007 年分别为 0.15、0.12、0.09、0.06、0.03 瑞典克郎 /kWh。</li> <li>• 2000 年~2009 年风电享受税收返还额度为 0.181 瑞典克郎/kWh (2 欧分/kWh)</li> <li>• 2003 年开始实行，以前为 10.9 欧分 /kWh。</li> </ul>
奥地利	218	819	7.80	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 不同地区电价不同，大陆风电场可获得 90% 的最终销售电价，2001 年为 6.16 欧分 /kWh；不能与大陆联网的风电场可获得 7.31 欧分 /kWh。</li> <li>• 另外可得到 40% 的资本金补贴。</li> </ul>
希腊	100	573	6.16~7.31	
比利时	71	167	9	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 陆地风电最低电价为 9 欧分 /kWh，海上风电最低电价为 5 欧分 /kWh。</li> </ul>





表 17 欧盟国家风电装机和政策

国家	风电装机 (兆瓦)		风电强制上网和收购政策(Feed-in-tariff)		浮动电价	招标电价(Tender)	可再生能源电力证书形式 (Certificate)	
	2005 年新装	2005 年底总量	固定电价	固定电价 tariff			市场电价	绿电电价
德国	1808	18428	✓ (自 1990 年)				✓ (自 1996 年)	
西班牙	1764	10027	✓ (1994-1998, 自 2004 年)	✓ (自 1998 年)				
丹麦	22	3122	✓ (自 1996 年)					
意大利	452	1717					✓ (自 1999 年)	
英国	446	1353				✓ (1990-2001)	✓ (自 2002 年)	
荷兰	154	1219	✓ (自 2003 年)				✓ (1990-2000)	✓ (自 1997 年)
葡萄牙	500	1022	✓ (自 2001 年)					
法国	367	757	✓ (自 2001 年)					
瑞典	58	500	✓ (自 2003 年)				✓ (自 2003 年)	
奥地利	218	819	✓ (自 2001 年)					
希腊	100	573	✓ (自 1999 年)					
比利时	71	167					✓ (自 2002 年)	
合计	5960	39704						



表 18 世界风电装机排名前 10 位国家的风电发展情况和政策

国家	风电装机 (兆瓦)		风电强制上网和收购政策(Feed-in-tariff)		浮动电价	Renewable Energy Certificate	可再生能源电力证书形式 (Certificate)	
	2005 年新增	2005 年底总量	固定电价	市场电价			市场电价	绿电电价
德国	1808	18428	✓ (自 1990 年)				✓ (自 1996 年)	
西班牙	1764	10027	✓ (自 2005 年)	✓ (自 1998 年)				
美国	2431	9149	✓ (1978-1988)	✓ (自 1992 年)			✓ (20 个州, 自 2002 年)	
印度	1430	4430	✓ (自 2004 年)				✓ (6 个邦, 自 2004 年)	
丹麦	22	3122	✓ (自 1996 年)					
意大利	452	1717					✓ (自 1999 年)	
英国	446	1353				✓ (1990-2001)	✓ (自 2002 年)	
中国	498	1260				✓ (自 2003 年)		
荷兰	154	1219	✓ (自 2003 年)				✓ (1990-2000)	✓ (自 1997 年)
日本	142	1078					✓ (自 2002 年)	
合计	9147	51783						



## 四、中国风电上网电价水平测算

如前所述,目前世界各国的风电上网电价参差不齐,其主要原因是风能资源的差异,因而,上网电价每千瓦时从6美分到12欧分不等。德国的风力发电年等效满负荷小时数大约在1800左右,西班牙在2200左右,美国大约在2800左右,澳大利亚在3500以上,中国多数地区的风能资源介于德国和西班牙之间,大约在2000左右,比澳大利亚和美国低很多。

### 1. 电价测算设计和方案选择

风能资源的地区差异性很大,而且即使在同一地区,风速也有较大不同。合理制定风力发电的上网电价有如下四种选择:

#### 方案一

据风能资源条件,把全国划分为几个区域,例如内蒙古、新疆、甘肃和宁夏为风能资源丰富地区;沿海各省作为风能资源较丰富区,其他地区作为风能资源一般地区,分别制定相应的电价水平。根据资源调查的结果,按资源情况和地理分布,划分成几个区域,如北部地区、沿海地区和内陆地区。按照区域典型风能资源水平,设定区域固定电价。目前风电场造价按9000元/千瓦计,设想的参考电价如表19。

表 19 风电电价测算方案一及相应的资金财务内部收益率

区域	北部地区	沿海地区	内陆地区
典型年等效满负荷小时数	2700	2200	1900
参考电价(元/kWh)	0.48	0.58	0.68
资本金财务内部收益率(%)	10.91	10.24	10.77

在特许权招标项目比较普及并且电价较为合理后,同区域内的电价可以参考招标电价制定,例如在招标电价基础上提高一定比例。实际操作中,可根据资源条件不同,对区域的划分进一步细化,并制定相应的上网电价。这种方案的优点在于体现了风能资源和经济承受能力的地区差异缺陷。但是,其缺点在于:不论把区域如何细化,都不能满足克服风能资源的差异性的矛盾,同一地区资源的差异也较大。例如风能资源比较丰富的新疆和内蒙古,不同区域风能资源状况也相差极大;又如,理论上,沿海的风能资源在一般条件下要优于内陆地区,但是在内陆的局部地区,资源条件也可能很好。



### 方案二

参考德国的经验，即按照年平均风速提出标杆电价。例如，年平均风速为6米/秒，折合年等效满负荷小时数2100，在上述同等投融资条件和基础造价情况下，计算出标杆电价0.62元/千瓦时。年平均风速超出或低于标杆风速，相应降低或增加上网电价。这种方法的缺陷在于：需要精确掌握年平均风速的数据，并且要求企业要有严格的自律。

### 方案三

不分资源条件，在一定的总电量内（如等效满负荷小时数30000的电量）执行较高的鼓励性电价，之后执行当时电力市场平均上网电价或合同约定的固定电价。对于鼓励性的高电价，也可以根据资源条件不同，划分出不同的档次，对企业收益水平进行平衡。假设风电场造价为9000元/千瓦，风能资源相当于年等效满负荷小时数2000的电量，累计小时数30000以外的电量其电价为0.45元/千瓦时，则累计小时数30000以内的电量其电价应不低于0.65元/千瓦时，此时项目资本金财务内部收益率为9.51%。对于风能资源相当于年等效满负荷小时数超过或不足2000的风电场，累计小时数30000以内的电量其电价可相应降低或提高。

### 方案四

即按照某一固定等效满负荷小时数（如2000）的电量作为计算上网电价的区分点，自项目投产之日起，15年内享受补贴，即风电场每年实际等效满负荷小时数在该固定小时数以内的电量，按当地燃煤火电标杆电价的基础上加补贴计价，超出该固定小时数后的电量，不享受补贴。项目运行满15年时起，一律按当时电网平均上网电价计算。这样做的好处在于：既考虑了风能资源的区域差异，也部分地反映经济适应能力的地区差异，一方面可以照顾到达到基准条件的风能资源得到积极的开发利用，另一方面可以起到鼓励企业技术进步，尽可能地提高上网电量，充分利用风能资源。

这种方案的困难在于：如何准确地确定风力发电的基准等效满负荷小时数和补贴水平。目前，中国风电场平均年上网电量相当于等效满负荷小时数2000，除了风能资源问题之外，设备的完好率和可利用率低是其主要原因。将小时数2000作为基准，是大多数企业经过努力可以达到的，少数风能资源太差和经营不善的企业则难以达到。这样规定也可以起到鼓励先进、激励落后的作用。



### 测算方案比较和选择

实际上，方案二至方案四的实质是相同的，只是方案四便于计量，同时在风力发电的初期就引入了标杆电价的概念，提醒风电开发商和设备制造商，未来风电终究要进入市场竞争，只有努力降低造价、提高设备可利用率、开发资源条件较好的项目、提高发电量才是提高经济效益的根本手段。因此，推荐方案四作为首选方案。

## 2. 电价水平和投资回报率测算

对风电电价制定的方法是：

- ★ 风电的补贴价格为每千瓦时 0.25 元，自投产之日起，15 年内（含）享受政府补贴；运行满 15 年后，取消政府补贴。
- ★ 陆上风电项目，年上网电量在等效满负荷小时数 2000（含）以内；临海风电项目，在 2500（含）以内，执行风电标杆电价，超过部分，执行 2005 年本省煤电的标杆电价。
- ★ 自 2010 年起，新建项目的补贴每年递减 2%。

2005年燃煤发电标杆电价水平大体上在每千瓦时0.235~0.439元之间，而中国不同地区风力发电按经营期计算的上网电价水平大体上在每千瓦时0.40~0.60元之间，两者的差价大约为每千瓦时0.15~0.20元之间。按基准年上网电量等效满负荷小时数2000计算，补贴至少要达到每千瓦时0.25元，才能满足每千瓦时补偿0.15~0.20元差价的需要。以内蒙古和新疆为例，风电的上网电价大体上是年上网电量在等效满负荷小时数2000（含）以内约为每千瓦时0.50元，以外约为每千瓦时0.25元，按照年上网电量等效满负荷小时数3000计算，约为每千瓦时0.417元，平均的补贴水平为每千瓦时0.167元。因此，每千瓦时平均补贴0.25元，实际上风电得到的补贴约在每千瓦时0.15~0.20元之间。同时，以此为基础测算的风电上网电价水平也与目前的特许权招标电价相接近。根据以上方法，采用经济分析模型，计算出全国各省（市、区）在不同的风能资源条件下，风电项目的投资回报率水平。具体结果见表21和表22。在模型中，采用的项目基本参数和条件见表20。

表20 风电项目经济分析计算的基本参数

项目建设期	1年
经营年限	20年
单位初投资成本	9000元/kW
工作人员	12人
人均工资收入	2万/人
年维护费用	前10年1.5%，后10年2%
资本金比例	20%
贷款年利率	6.12%
贷款偿还年限	15年
流动资金	150万元
增值税率	8.5%
所得税率	33%
折旧率	8%



续表 21

省(市、区)	各省含脱硫煤	风电价格: 等效满负荷小时数2000以内的风电上网电量按照用含脱硫煤电价加上0.25元/kWh, 2000以外采用含脱硫煤电价										风电价格: 不考虑风能资源差别, 全部风电上网电量按照用含脱硫煤电价加上0.25元/kWh																			
		1700					2000					2500				1700				2000				2200				2500			
		风电平	全部投资	风电平	全部投资	风电平	全部投资	风电平	全部投资	风电平	全部投资	风电平	全部投资	风电平	全部投资	风电平	全部投资	风电平	全部投资	风电平	全部投资	风电平	全部投资	风电平	全部投资	风电平	全部投资	风电平	全部投资	风电平	全部投资
广东	0.439	0.689	6.69	0.689	8.86	0.593	9.70	0.639	10.92	0.689	6.69	8.86	10.17	12.03	0.689	6.69	8.86	10.17	12.03	0.689	6.69	8.86	10.17	12.03	0.689	6.69	8.86	10.17	12.03		
湖北	0.366	0.616	5.17	0.616	7.37	0.611	8.15	0.566	9.22	0.616	5.17	7.37	8.64	10.39	0.616	5.17	7.37	8.64	10.39	0.616	5.17	7.37	8.64	10.39	0.616	5.17	7.37	8.64	10.39		
湖南	0.384	0.634	5.55	0.634	7.76	0.599	8.54	0.584	9.65	0.634	5.55	7.76	9.03	10.80	0.634	5.55	7.76	9.03	10.80	0.634	5.55	7.76	9.03	10.80	0.634	5.55	7.76	9.03	10.80		
江西	0.372	0.622	5.30	0.622	7.50	0.563	8.28	0.572	9.36	0.622	5.30	7.50	8.77	10.53	0.622	5.30	7.50	8.77	10.53	0.622	5.30	7.50	8.77	10.53	0.622	5.30	7.50	8.77	10.53		
河南	0.336	0.586	4.53	0.586	6.69	0.560	7.45	0.536	8.49	0.586	4.53	6.69	7.98	9.69	0.586	4.53	6.69	7.98	9.69	0.586	4.53	6.69	7.98	9.69	0.586	4.53	6.69	7.98	9.69		
四川	0.333	0.583	4.47	0.583	6.62	0.554	7.38	0.533	8.42	0.583	4.47	6.62	7.91	9.62	0.583	4.47	6.62	7.91	9.62	0.583	4.47	6.62	7.91	9.62	0.583	4.47	6.62	7.91	9.62		
重庆	0.327	0.577	4.34	0.577	6.48	0.574	7.23	0.527	8.27	0.577	4.34	6.48	7.77	9.48	0.577	4.34	6.48	7.77	9.48	0.577	4.34	6.48	7.77	9.48	0.577	4.34	6.48	7.77	9.48		
辽宁	0.347	0.597	4.77	0.597	6.95	0.566	7.71	0.547	8.76	0.597	4.77	6.95	8.23	9.95	0.597	4.77	6.95	8.23	9.95	0.597	4.77	6.95	8.23	9.95	0.597	4.77	6.95	8.23	9.95		
吉林	0.339	0.589	4.60	0.589	6.76	0.564	7.52	0.539	8.57	0.589	4.60	6.76	8.05	9.77	0.589	4.60	6.76	8.05	9.77	0.589	4.60	6.76	8.05	9.77	0.589	4.60	6.76	8.05	9.77		
黑龙江	0.337	0.587	4.55	0.587	6.72	0.557	7.48	0.537	8.52	0.587	4.55	6.72	8.00	9.72	0.587	4.55	6.72	8.00	9.72	0.587	4.55	6.72	8.00	9.72	0.587	4.55	6.72	8.00	9.72		
蒙东	0.330	0.580	4.41	0.580	6.55	0.509	7.31	0.530	8.34	0.580	4.41	6.55	7.84	9.55	0.580	4.41	6.55	7.84	9.55	0.580	4.41	6.55	7.84	9.55	0.580	4.41	6.55	7.84	9.55		
陕西	0.282	0.532	3.32	0.532	5.38	0.475	6.08	0.482	7.07	0.532	3.32	5.38	6.68	8.39	0.532	3.32	5.38	6.68	8.39	0.532	3.32	5.38	6.68	8.39	0.532	3.32	5.38	6.68	8.39		
宁夏	0.248	0.498	2.32	0.498	4.53	0.469	5.15	0.448	6.07	0.498	2.32	4.53	5.77	7.51	0.498	2.32	4.53	5.77	7.51	0.498	2.32	4.53	5.77	7.51	0.498	2.32	4.53	5.77	7.51		
甘肃	0.242	0.492	2.14	0.492	4.38	0.472	4.99	0.442	5.89	0.492	2.14	4.38	5.61	7.35	0.492	2.14	4.38	5.61	7.35	0.492	2.14	4.38	5.61	7.35	0.492	2.14	4.38	5.61	7.35		
青海	0.245	0.495	2.23	0.495	4.46	0.462	5.07	0.445	5.98	0.495	2.23	4.46	5.69	7.43	0.495	2.23	4.46	5.69	7.43	0.495	2.23	4.46	5.69	7.43	0.495	2.23	4.46	5.69	7.43		
新疆	0.235	0.485	2.23	0.485	4.46		4.80	0.435	5.67	0.485	2.23	4.46	5.42	7.16	0.485	2.23	4.46	5.42	7.16	0.485	2.23	4.46	5.42	7.16	0.485	2.23	4.46	5.42	7.16		

表 22 风电项目自有资本的回报率（内部收益率）（自有资本金为全部投资的 20%）

省(市、区)	各(市、区)含税硫煤电价(元/kWh)	风电价格: 等效满负荷小时数 2000 以内的风电上网电量按照含税脱硫煤电价加上 0.25 元/kWh, 2000 以外采用含税脱硫煤电价												风电价格: 不考虑风能资源差别, 全部风电上网电量按照含税脱硫煤电价加上 0.25 元/kWh				
		年上网电量 (用等效满负荷小时数表示)						年上网电量 (用等效满负荷小时数表示)						年上网电量 (用等效满负荷小时数表示)				
		1700		2000		2200		2500		1700		2000		2200		2500		
风电平	全部投资回报率 (%)	风电平	全部投资回报率 (%)	风电平	全部投资回报率 (%)	风电平	全部投资回报率 (%)	风电平	全部投资回报率 (%)	风电平	全部投资回报率 (%)	风电平	全部投资回报率 (%)	风电平	全部投资回报率 (%)	风电平	全部投资回报率 (%)	
元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	元/kWh	
上海	0.411	5.33	0.661	11.05	0.638	13.31	0.611	16.74	0.661	5.33	11.05	14.69	20.31	0.661	5.33	11.05	14.69	20.31
江苏	0.386	4.13	0.636	9.64	0.613	11.80	0.586	14.99	0.636	4.13	9.64	13.17	18.51	0.636	4.13	9.64	13.17	18.51
浙江	0.416	5.58	0.666	11.33	0.643	13.61	0.616	17.09	0.666	5.58	11.33	15.00	20.67	0.666	5.58	11.33	15.00	20.67
安徽	0.369	3.33	0.619	8.66	0.596	10.77	0.569	13.81	0.619	3.33	8.66	12.15	17.31	0.619	3.33	8.66	12.15	17.31
福建	0.379	3.80	0.629	9.24	0.606	11.38	0.579	14.51	0.629	3.80	9.24	12.75	18.02	0.629	3.80	9.24	12.75	18.02
北京	0.345	2.26	0.595	7.27	0.572	9.27	0.545	12.17	0.595	2.26	7.27	10.69	15.62	0.595	2.26	7.27	10.69	15.62
天津	0.345	2.26	0.595	7.27	0.572	9.27	0.545	12.17	0.595	2.26	7.27	10.69	15.62	0.595	2.26	7.27	10.69	15.62
冀北	0.345	2.26	0.595	7.27	0.572	9.27	0.545	12.17	0.595	2.26	7.27	10.69	15.62	0.595	2.26	7.27	10.69	15.62
冀南	0.339	2.00	0.589	6.92	0.566	8.89	0.539	11.75	0.589	2.00	6.92	10.31	15.20	0.589	2.00	6.92	10.31	15.20
山东	0.344	2.22	0.594	7.21	0.571	9.21	0.544	12.10	0.594	2.22	7.21	10.62	15.55	0.594	2.22	7.21	10.62	15.55
山西	0.259	0	0.509	2.43	0.486	3.81	0.459	5.02	0.509	0	2.43	5.22	9.65	0.509	0	2.43	5.22	9.65
内蒙	0.257	0	0.507	2.32	0.484	3.69	0.457	5.88	0.507	0	2.32	5.09	9.51	0.507	0	2.32	5.09	9.51
广西	0.354	2.66	0.604	7.79	0.581	9.83	0.554	12.78	0.604	2.66	7.79	11.24	16.25	0.604	2.66	7.79	11.24	16.25
海南	0.377	3.70	0.627	9.12	0.604	11.26	0.577	14.37	0.627	3.70	9.12	12.63	17.87	0.627	3.70	9.12	12.63	17.87
云南	0.255	0	0.505	2.22	0.482	3.57	0.455	5.73	0.505	0	2.22	4.96	9.37	0.505	0	2.22	4.96	9.37
贵州	0.267	0	0.517	2.85	0.494	4.30	0.467	5.61	0.517	0	2.85	5.73	10.22	0.517	0	2.85	5.73	10.22







从计算结果可以看出,采用建议的方式,在新疆、内蒙古等风能资源丰富但电价水平较低的地区,只有开发风能资源在等效满负荷小时数 2200 及以上的风场,其投资回报率才能与东部地区开发风能资源在等效满负荷小时数 1700 以上风场投资回报率相当,可以从一个方面体现电力产品的市场价值取向。

依据上述测算,对风电上网电价的水平建议如下:根据目前全国风电场年上网电量的平均值估算,风能资源的平均状况大约相当于年等效满负荷小时数为 2000 的年上网电量,可以用 2000 作为风电上网电价水平测算的中间值;2000~2200 按每千瓦时 0.6 元计算,2200 及以上按每千瓦时 0.5 元计算,低于 2000 的地区继续实行审批电价或招标电价。这样的电价水平,基本与国际风电上网电价的水平相接近,开发商的投资回报率为燃煤发电持平(或略高),也符合《中华人民共和国可再生能源法》中规定的原则。



## 五、中国风电上网电价形成机制的建议

风电上网电价的水平应该符合以下原则：

★ 有利于风电长期战略目标的实现

从未来能源和电力需求的角度，中国需要的不仅仅是500万千瓦或3000万千瓦的风电，而是需要上亿千瓦，甚至数亿千瓦的发电装机，只有这样才有可能从根本上改变中国发电能源主要依赖煤炭的局面，才有可能使风电能够超过核电与水电成为第二大发电电源。风电行业目前面临的主要矛盾是较高的成本和较低的电价（而不是较高，高是过去的现象）的矛盾，而解决矛盾的途径或是降低成本，或是给予合理的、起码是覆盖成本的相对较高的电价。降低成本涉及技术进步、产业发展、市场供求关系等等多种复杂因素，不可能一蹴而就，那么要保证风电行业的健康稳步发展，在一定时期内办法只有一个，就是给风电一个符合成本加合理利润原则的保护性电价。风电是一个新兴的成长中的行业，需要培育，需要支持。目前实施的招标制度的实践结果却是与这一目标相悖。一种产品有成长周期，一个行业也有成长周期，一个新兴的行业如果培育得好，有可能从一个新星（RISING STAR）变成超级巨星（MILK COW），如果政策不当，也非常有可能变成流星（DEAD DOG）而消逝。英国《非化石燃料公约》的实施过程就是一个明显的由新星（RISING STAR）变成流星（DEAD DOG）的例证。这一反面教材被行业内的人士反复提及，足见其教训之深刻。德国、西班牙、丹麦等国家因为采取了行之有效的政策措施，其风电产业逐步成长，已经从新星（RISING STAR）变成了超级巨星（MILK COW），成为重要的支柱产业。中国的风电发展到了一个非常关键的阶段，到底是会成为新星（RING STAR）还是流星（DEAD DOG），还要看如何进行政策调整。目前中国在风电机组制造和风电场建设方面已经有了大量的投入，如果没有系统的、积极的、强有力的政策支持，行业发展就可能受到严重挫折，其损失将是巨大的，影响将是长远的。

★ 有利于调动各个方面的积极性

由于招标给风电电价乃至整个风电行业发展带来的不确定性，使风电开发商在风能资源测评方面处于两难的处境。做前期测风工作有很大风险，因为无法保证测风者能够中标，中不了标，前期工作就等于白做；但如果不测风，对风能资源没有准确的把握，又很难提出合理的电价。实际上，负责招标的政府部门应该



提供准确有效的测风数据,然而目前这方面的基础工作很差,而要得到有效的测风数据就需要做大量的工作,并且花费很长的时间。风能资源测评数据是投资建设风电场经济性评价和可行性研究的基础,也是风电场选址的重要依据。但是,我国迄今为止尚未进行过全国性风能资源的微观详查工作,现有的资源评价是由中国气象科学研究院完成的,在宏观上有指导意义,但却满足不了风电场实际选址和评估的需要。作为招标的基础,主管部门应加强资源评价方面的工作。在现有的招标项目中,出现了招标文件中提供的作为风电场经济性评价和可行性研究的基础风能资源数据与开发商后期评估有明显差距的问题,开发商的利益有可能受到影响。因此,应该建立相应的资源后评估机制,出现严重偏差的应予以适当修正。

目前实施的招标机制的另外一个突出问题是非直接投资的费用过高。对于10万千瓦以上规模的项目,每个项目的前期费用都在近几百万、上千万,加上1%的招标代理费近千万元,每个项目都是在没开工之前就要先支付近2000万元的费用,这对于中小投资商来说是难以承受的,同时也大大增加了项目的成本。因此,风电发展有可能成为少数大型企业的游戏,不利于调动各个方面的积极性。

★ 有利于风电机组制造业的本地化发展

从2004年开始,国内风电机组制造业的格局开始发生变化,一些大的制造业集团开始进入风电机组制造业。例如东方汽轮机集团、上海电气集团、哈尔滨电器集团、大连重型机器制造集团、航天、航空集团公司等,同时开始引进国外技术,发展风电机组制造业。但是其发展的水平和能力还没有显现出来,估计2010年之前尚不能形成市场主导能力。从目前国内制造业企业的经营规模和水平来看,只有新疆金风有限责任公司具有了一定的生产规模和客户群体,开始向规模化经营的方向前进;其他企业仍然在起步的过程之中,尚无定型的产品和固定的客户群体,严格来讲,还不具备真正风电设备制造企业的技术实力和规模水平。此外,国内大型风电机组制造技术与世界先进技术相比,还有很大差距,这就需要进一步加强技术研发和引进技术后的消化吸收工作,逐步缩小差距,提高国产风电机组在市场上的竞争力。而为了鼓励风电机组制造业的本地化和国产化,需要确定具有吸引力的发电价格。

★ 要鼓励多种形式的风电开发商参与竞争

综合分析几次特许权招标的过程和结果,中标电价实际上并非风电的真实价

格，例如，一些公司利用中外合资的形式，通过采购国产设备增值税退税和部分减免所得税，将国家给予企业增加合资企业盈利吸引外商投资的政策，甚至一些企业还将风险很大的温室气体减排贸易的收入（CERs）也计入企业收入，全部用于降低电价，这样做，一方面形成了风电电价虚低，对国家形成合理的电价政策和机制形成信息误导；另一方面是形成不同投资主体之间不公平竞争，特别是不利于中小企业和纯内资企业的介入。因此，参考特许权招标电价计算或制定风电电价的标准时，应该扣除这些特殊政策的因素，初步计算这部分因素，可能导致风电电价降低0.1元/千瓦时（不含CERs收入）或0.15元/千瓦时（含CERs的收入）。因此即使是在价格作为中标的主导因素时，也应该将企业之间不平等竞争的政策因素剔除之后，再进行价格比较，这样，才有可能形成真正的公平竞争，鼓励和吸引多种投资主体的积极参与。只有多种投资主体积极参与，才有可能真正形成风电可持续发展的市场氛围。

★ 有利于投资向风电产业发展倾斜

我国的风电发展总的来说还处于起步阶段，面临的问题还很多，如：资源不清，产业发展的指导思想不正确，扶持政策缺乏一致性、系统性和可操作性，设备制造产业能力不足等。其中，产业发展指导思想不正确以及扶持政策缺乏一致性、系统性和可操作性是主要的问题所在，而其核心是上网电价的问题。自2003年第一次采用招标方式确定风电场开发商以来，风电上网电价问题一直是风电界关注的热点问题，过低的中标电价对行业发展造成了不良影响，这种状况直到2005年第三期招标都没有改变。而2006年发改委下发的7号文件《可再生能源





发电价格和费用分摊管理试行办法》在风电行业引起巨大反响。在国家发展改革委(原国家计委)的文件对风电特许权招标明确规定承诺上网电价最低的投标人为中标人。2003年江苏如东10万千瓦风电特许权招标项目共有6家投资商投标,其中5家投标上网电价范围在每千瓦时0.6070~0.7191元之间,只有1家投标每千瓦时0.3979元(按合资企业15%所得税待遇测算)。结果该企业中标。实际上该企业的投标方案过高估计风能资源条件,过低地估算设备价格、银行利率和运行维护费用等,其报出的电价不足以覆盖发电成本。2005年虽然在国家发展改革委的文件中取消了“承诺上网电价最低的投标人为中标人”的文字,但评标办法中仍将上网电价的评分权重定为40%,远远高于其他指标。迄今为止,总共有四期11个风电特许权项目招标,10个项目已发给13个投标商中标通知书(龙源与华能在通榆项目、北方联合与中广核在双腾梁项目共同中标,另外增加中电投在大丰项目)。这些中标项目装机容量共计235万千瓦,占新增装机容量的绝大部分。这些项目几乎全都以每千瓦时0.382到0.519元的最低价范围中标。按照风电平均成本分别为0.373~0.461元/千瓦时,较为合理的上网电价范围是0.566~0.703元/千瓦时(含增值税)。上述中标价要比合理价格差0.20元/千瓦时左右。

到目前为止,虽然上述项目中还没有一个建成,而实践证明实际设备价格、项目融资成本都比当时预计的增加了许多。上述项目即使技术上能够保证正常运行,经济上也必定是亏损的。而大面积的亏损,必将对风电行业的长远发展造成严重的负面影响。如果按照7号文件规定在上网电价方面实行政府指导价,即通过招标确定的中标价格,意即在同一地区其他非招标的项目,参照招标形成的电价执行。这就意味着,招标形成的不合理的电价不仅影响到招标项目本身,还要影响到同一地区的其他项目。这样的电价水平无法引导投资向风电产业倾斜。发展风电,应该借鉴目前发展核电的经验和过去缺电时期发展火电的经验,以电养电,使得一般的风电企业有扩大再生产的能力,这样必须使得风电的投资回报率不低于或略高于燃煤发电。

因此建议:

(1) 由招标定价制度转变为固定电价制度

经过4次特许权招标之后,有了确定固定电价水平的基础,可以逐步由招标确定定价向固定电价过渡。根据上述原则,可以将全国划分为3个主要区域,风能资源丰富区(年等效满负荷小时数2500及以上地区)、风能资源可利用区(年等效满负荷小时数在2000~2500之间)和风能资源一般地区(年等效满负

荷小时数 2000 以下) 分别制定相应的固定电价; 也可以采取 7 号文件发布前讨论稿中的“当地脱硫燃煤电厂标杆电价基础上, 每千瓦时补贴 0.25 元”的方式制定固定电价。

#### (2) 保持有一定吸引力的电价水平

如果采用分区定价, 可以具体采取以下两种方式确定上网电价: 利用江苏、广东和吉林多次项目的招标电价为参照, 去掉一个最低电价和一个最高电价, 用平均值的方式确定沿海地区的上网电价水平, 相应的电价水平约为每千瓦时 0.6 元, 利用内蒙古、河北和新疆多次招标电价水平确定风能丰富地区的上网电价水平, 比如上网电价水平定在每千瓦时 0.5 元; 其他地区实行最高限价, 比如每千瓦时不得超过 0.65 元千瓦时。

#### (3) 适时调整电价水平, 但始终要高于燃煤发电的上网电价

风电技术水平发展很快, 随着装备制造业发展成本下降, 风电成本下降是必然趋势, 可以随着我国风电装备制造业的发展适时降低风电上网电价。但是, 为了扶持风电产业的发展, 对其实行最低保护价, 现阶段可以考虑在 2020 年之前, 风电上网电价不低于每千瓦时 0.5 元, 从而为投资商、开发商和制造商消除开发风电、积极参与风电制造业的顾虑。

#### (4) 风电企业自身也要自律, 共同营造公平竞争的市场环境

国家在《可再生能源法》中明确规定, 可再生能源发电价格, 要按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定。同时还指出: 国家鼓励各种所有制经济主体参与可再生能源的开发利用, 依法保护可再生能源开发利用者的合法权益。已经为各类投资主体参与风电开发提供了良好的政策环境。企业也应该充分利用这种政策环境, 进行行业自律, 共同营造公平竞争的市场环境。同时国家也要制定政策, 对投标企业由于价格虚低, 投产后经营状况不好, 连续 3 年亏损的企业, 实行强制拍卖, 拍卖后重新核定电价的政策, 引导企业进行自律。

预计采取了上述措施, 才有可能引导风电市场的良好发育, 切实保障实现风电发展的战略目标。



图片版权：绿色和平  
摄影：胡威 翟灿雄  
设计：唐东仔



**CREIA**  
中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会  
地址：北京市西城区车公庄大街甲4号物华大厦A2106  
邮编：100044  
电话：+86 10 6800 2617/18  
传真：+86 10 6800 2674  
网页：[www.creia.net](http://www.creia.net)  
邮箱：[creia@creia.net](mailto:creia@creia.net)



**绿色和平**  
地址：北京朝阳区朝外大街吉庆里蓝湾名座E座2区19层  
邮编：100020  
电话：+86 10 6554 6931  
传真：+86 10 6554 6932  
网页：[www.greenpeace.org.cn](http://www.greenpeace.org.cn)



**世界风能理事会**  
地址：Renewable Energy House  
63-86 Rue d'Arlon, 1040 Brussels, Belgium  
电话：+32 2 100 4029  
传真：+32 2 546 1944  
网页：[www.gwec.net](http://www.gwec.net)  
邮箱：[info@gwec.net](mailto:info@gwec.net)