

中国风电及电价发展研究报告

中国-丹麦风能发展项目办公室

中国可再生能源专业委员会

2009年11月14日

目录

一、 中国风电电价定价机制的演变过程.....	1
二、 特许权招标项目.....	4
三、 特殊省份电价分析.....	6
四、 中国对风电的补贴政策.....	6
五、 总体结论.....	7

一、 中国风电电价定价机制的演变过程

中国的并网风电从 20 世纪 80 年代开始发展，尤其是“十一五”期间，风电发展非常迅速，总装机容量从 1989 年底的 4200kW 增长到 2008 年的 1,200 万 kW，跃居世界第四位，标志着中国风电进入了大规模开发阶段。总体看来，中国并网风电场的发展经历了三个阶段，即初期示范阶段、产业化建立阶段、规模化及国产化阶段。各阶段的电价特点及定价机制概括如下：

(一) 初期示范阶段（1986-1993 年）

中国并网型风电发展起步于 1986 年。1986 年 5 月，第一个风电场在山东荣成马兰湾建成，其安装的 Vestas V15-55/11 风电机组，是由山东省政府和航空工业部共同拨付外汇引进的。此后，各地又陆续使用政府拨款或国外赠款、优惠贷款等引进了一些风电机组，建设并网型风电场。由于这些风电场主要用于科研或作为示范项目，未进入商业化运行，因此，上网电价参照当地燃煤电价，由风力发电厂与电网公司签订购电协议后，报国家物价部门核准，电价水平在 0.28 元/kWh 左右，例如 20 世纪 90 年代初期建成的达坂城风电场，上网电价不足 0.3 元/kWh

总体来说，此阶段风电装机累积容量为 4200kW，风电发展的特点是利用国外赠款及贷款，建设小型示范电场。政府的扶持主要是在资金方面，如投资风电场项目及风力发电机组的研制。风电电价水平基本与燃煤电厂持平。

(二) 产业化建立阶段（1994-2003 年）

1994年起，中国开始探索设备国产化推动风电发展的道路，推出了“乘风计划”，实施了“双加工程”，制定了支持设备国产化的专项政策，风电场建设逐渐进入商业期。这些政策的实施，对培育刚刚起步的中国风电产业起到了一定作用，但由于技术和政策上的重重障碍，中国风电发展依然步履维艰。每年新增装机不超过十万千瓦。到2003年底，全国风电装机容量仅56.84万千瓦。

这一阶段，风电电价经历了还本付息电价和经营期平均电价两个阶段。1994年，国家主管部门规定，电网管理部门应允许风电场就近上网，并收购全部上网电量，上网电价按发电成本加还本付息、加合理利润的原则确定，高出电网平均电价部分的差价由电网公司负担，发电量由电网公司统一收购。随着中国电力体制改革的深化，电价根据“厂网分开，竞价上网”的目标逐步开始改革。

总体来说，这一时期的电价政策呈现出如下特点：上网电价由风力发电厂与电网公司签订购电协议，各地价格主管部门批准后，报国家物价部门备案，因此，风电价格各不相同。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，中国节能投资公司建设的张北风电场上网电价为0.38元/千瓦时；而最高上网电价每千瓦时超过1元，例如浙江的括苍山风电场上网电价高达每千瓦时1.2元。

由此可见，从初期示范阶段到产业化建立阶段，电价呈现上升趋势。

(三) 规模化及国产化阶段（2003后）

为了促进风电大规模发展，2003年，国家发展改革委组织了第一期全国风电特许权项目招标，将竞争机制引入风电场开发，以市场化方式

确定风电上网电价。截至 2007 年，共组织了五期特许权招标，总装机容量达到 880 万千瓦。

为了推广特许权招标经验，2006 年国家发展改革委颁布《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，电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定”。根据该文件，部分省（区、市），如内蒙古、吉林、甘肃、福建等，组织了若干省级风电特许权项目的招标，并以中标电价为参考，确定省内其他风电场项目的核准电价。其他未进行招标的省（区、市），大部分沿用了逐个项目核准定电价的做法。

因此，这一时期中国在风电电价政策属于招标电价和核准电价并存。由风电特许权项目确定的招标电价呈现出逐年上升的趋势，随着中标规则的完善，中标电价也趋于合理。特许权招标项目的实施在风电电价定价方面积累的许多有益的经验，尤其是 2006 年国家发展改革委颁布《发改价格[2006]7 号》文件后，各省的核准电价更加趋于合理。风电场装机容量在 50MW 以下，以省内核准的形式确定上网电价。由于各地风电场的建设条件不同，地方经济发展程度不一，核准的电价也差别较大，但一般采取当地脱硫燃煤电厂上网电价加上不超过 0.25 元/kWh 的电网补贴。

（四）目前中国风电电价政策

随着风电的快速发展，“招标加核准”的模式已无法满足风电市场发展和政府宏观引导的现实需要。因此，在当前各地风电进入大规模建设阶段，从招标定价加政府核准并行制度过渡到标杆电价机制，是行业发

展的必然，也将引导风电产业的长期健康发展。

2009年7月底，国家发展改革委发布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906号），对风力发电上网电价政策进行了完善。文件规定，全国按风能资源状况和工程建设条件分为四类风能资源区，相应设定风电标杆上网电价。

四类风电标杆价区水平分别为0.51元/kWh、0.54元/kWh、0.58元/kWh和0.61元/kWh，2009年8月1日起新核准的陆上风电项目，统一执行所在风能资源区的标杆上网电价，海上风电上网电价今后根据建设进程另行制定。政府针对四类风能资源区发布的指导价格即最低限价，实际电价由风力发电企业与电网公司签订购电协议确定后，报国家物价主管部门备案。

二、 特许权招标项目

2003-2007年，五期风电特许权项目招标，是中国电力体制改革、厂网分家后的重要举措，风电上网电价政策不够明确的情况下，特许权招标对合理制定价格、加快风电大规模发展发挥了重要作用。

通过对五次风电特许权项目电价的分析可以看出，国家通过特许权方式确定的招标电价总体上呈现上升的趋势，如：内蒙古西部地区特许权招标项目从2002年的0.382元/kWh上升到2007年的0.5216元/kWh；甘肃的特许权招标项目的电价从2005年的0.4616元/kWh上升到2007年的0.5206元/kWh；河北的上网电价由2006年的0.5006元/kWh上升到2007年的0.551元/kWh。图1、图2、图3分别概括了内蒙古西部地区、甘肃、河北等风电特许权项目大省的电价变化趋势。

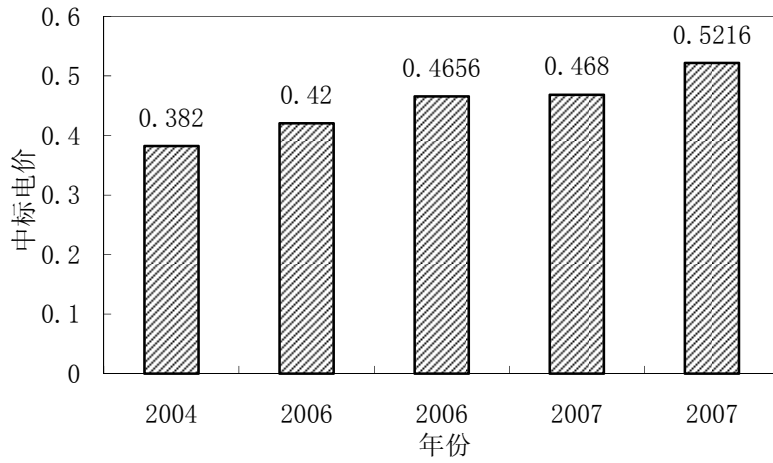


图 1. 内蒙古西部地区特许权项目中标电价

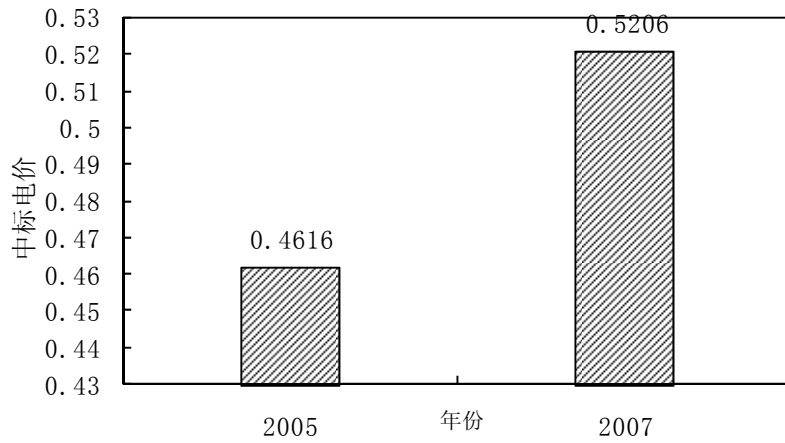


图 2. 甘肃省特许权项目中标电价

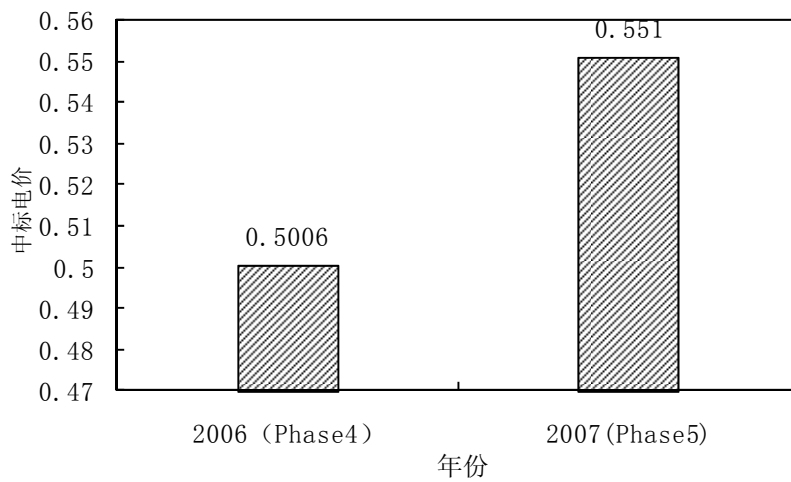


图 3. 河北省特许权项目中标电价

三、 特殊省份电价分析

根据上述分析，全国范围内风电价格整体呈现上升趋势，但个别地区也有例外，例如黑龙江和内蒙古西部。特说明如下：

黑龙江省由于其特殊的地理环境，风资源相对贫乏，并且建设成本居高不下。此期间的建设项目单位投资在1.1万元/kW以上，导致该区域风电发展相对滞后于其他省份。2003-2004年在黑龙江投建的两个示范工程，都采用价格较高的进口设备和技术，因此上网电价较高，即便如此，也仅能维持正常运行。目前，随着风电企业逐渐掌握黑龙江风能资源的特性，运行成本进一步降低，风电项目增多，此外，风电设备国产化的进程加快，也使风电建设成本降低。黑龙江省的风电产业的发展趋于正常，电价有降低趋势。

在内蒙古西部，由于风能资源地理位置远离电网主网架，送电距离远，出力不稳定，对电网调度冲击大，风电企业建设风场的同时需要考虑部分输电设施的建设，因此风电成本较高，核准的电价也较高。加上2003-2004年间，内蒙古地区由于其电网技术落后及电力需求容量限制了风电产业的商业化发展，该地区风电产业处于成长初期，没有大规模发展。国家、地方为了扶持风电的发展，加快了输电线路的建设，使企业减少了相关成本。此外，随着风电设备国产化速度加快，国内设备价格降低，因此风电建设成本降低，电价也相应趋于下降。

四、 中国政府对风电的补贴政策

中国政府一直大力支持风电的发展，从2002年开始，要求电网公司在售电价格上涨的部分中拿出一定份额，补贴可再生能源发电（即高出

煤电电价的部分)。, 电网和中国政府对风电的政策性补贴力度逐年加大, 由 2002 年的 1.38 亿元上升到 2008 年的 23.77 亿元¹ (见图 4)。由此可见, 中国政府的政策是鼓励可再生能源发展的, 因此, 中国风电迅速发展, 三年间装机容量翻番。尽管如此, 由于风电运行的不确定性, 技术操作能力和管理水平的限制, 中国风电企业的盈利仍然是微薄的。

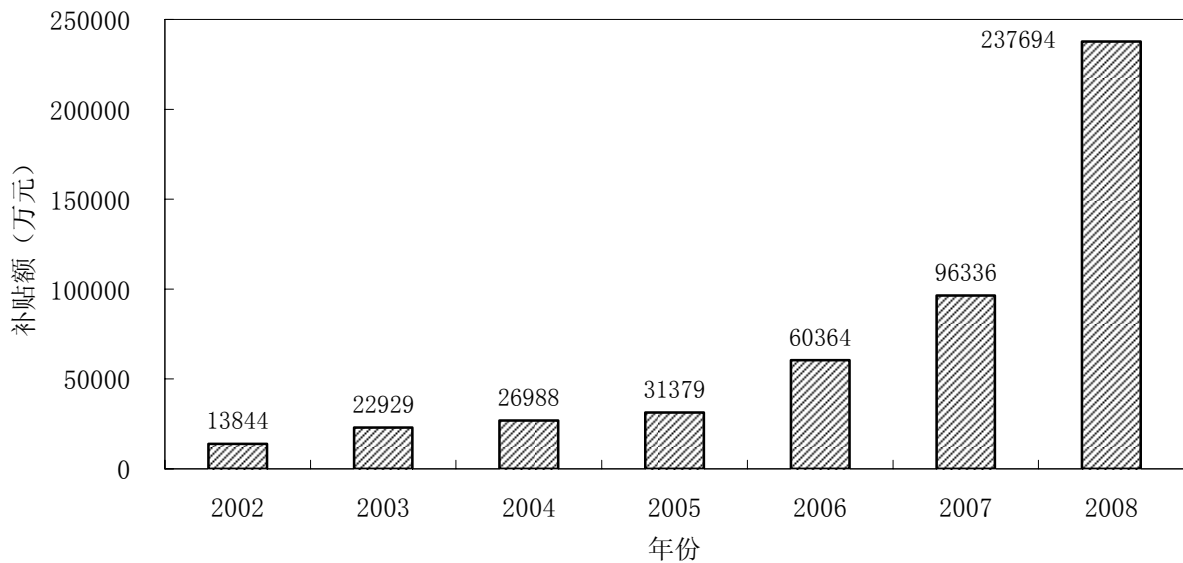


图 4. 中国政府对风电补贴额的变化

五、 总体结论

从以上分析我们可以看出, 中国的风电电价变化和风电行业的发展特点密不可分。风电行业发展经历了初期示范、产业化建立、规模化及国产化、目前逐渐完善等四个阶段。与此相对应, 四个阶段的风电电价基本情况为: 初期示范阶段: 与燃煤电价持平 (不足 0.3 元/kWh); 产业化建立阶段: 由风力发电厂和电网公司签订购电协议确定, 电价各不相同

¹ 其中 2002 年至 2006 年没有公开可得的官方数据, 本报告撰写者根据历年电力年鉴风电发电量的统计数据, 采用历史最高电价扣除煤电标杆电价的方法, 对补贴额度做了保守的估算, 即: 补贴额=风电年发电量 × (历史最高电价 - 煤电标杆电价); 2007 年至 2008 年的补贴额度全部来自中国国家发改委和电监会公布的风电项目电价补贴额度统计数据

同 (0.38 元/kWh ~ 1.2 元/kWh); 规模化及国产化阶段: 招标电价与核准电价共存, 国家招标电价保持上升; 目前完善阶段: 四类标杆电价 (0.51 元/kWh, 0.54 元/kWh, 0.58 元/kWh, 0.61 元/kWh)。在这期间, 中国政府一直努力探索合理的风电电价市场形成机制。不同阶段的机制不同, 风电电价亦有所波动, 国家的指导电价逐年上升, 核准电价则略微下降, 这都符合中国风电产业和世界风电产业的发展规律, 使中国的风电电价更趋理性。同时, 可以看到, 中国政府在探索风电价格机制和规范风电电价的过程中, 一直给予风电行业巨大的支持, 2002 年至 2008 年, 国家对风电的补贴额从 1.38 亿元上升为 23.77 亿元, 每年都在大幅度增长, 这极大地提高了投资者的积极性, 促使中国的风电装机容量成倍增加, 中国一跃成为风电大国。

因此, 我们认为, 中国政府是依据风电本身发展的客观规律、电网的承受能力来确定风电电价, 在确定电价时从未考虑 CDM 因素, 定价过程完全与 CDM 无关。但是, 也应该看到, 在中国风力发展的过程中, CDM 对风力发电企业克服资金和技术障碍确实发挥了积极作用, 如果没有 CDM, 中国风电发展速度不会如此迅速, 更不会为减缓全球温室气体排放做出如此巨大的贡献。因此, 我们希望 EB 在审核中国风电项目时能充分考虑和理解中国特殊的定价机制, 推动全球范围内更多高质量 CDM 项目的成功注册, 为减缓全球气候变化作出更多贡献。