

《可再生能源法》与我国的风电发展战略

王仲颖 时璟丽 李俊峰

1 我国发展风电的重要意义

1.1 我国能源消费现状

能源是国民经济发展的重要基础，是人类生产和生活必需的基本物质保障。我国是一个能源生产大国，也是一个能源消费大国。2004 年煤炭产量接近 20 亿 t，石油消费量达到 2.75 亿 t，石油进口量超过 1.2 亿 t，全国发电装机总容量已达到了 4 亿 kW。但是，能源供应难以满足需求增长，全国 20 多个省、自治区和直辖市拉闸限电，煤、电、油、运全面紧张，能源成为全社会关注的重大焦点问题。

1.2 我国能源发展面临的问题

1) 能源资源约束十分严重。我国常规能源探明总资源量约 8200 亿 tce，探明剩余可采总储量 1500 亿 tce，约占世界探明剩余可采总储量的 10%，从人均占有量来看，煤炭、石油和天然气分别为世界人均水平的 70%、10%和 5%。从长远来看，能源资源不足是我国能源发展面临的最大问题。

2) 能源供应过分依赖煤炭，环境污染问题十分突出。我国能源供应主要依赖于煤炭，目前煤炭消费占全部一次能源消费总量的 67%。这种大量消费煤炭，特别是大量以终端直接燃烧方式消费煤炭，是造成大气环境污染的主要原因。

3) 能源利用技术落后，利用效率低。我国经济的快速增长在很大程度上是靠消费大量物质资源实现的，我国单位产出的能耗和资源消耗水平明显高于国际先进水平。初步统计，我国能源利用总效率约为 32%，比发达国家低 10 个百分点以上。能源利用效率低下，能源浪费严重是影响可持续发展的重大问题。

1.3 发展风电意义重大

风电是一种可再生的清洁能源，取之不尽；用之不竭，发电过程不消耗矿产资源，不排放污染物和温室气体，是人与自然和谐共处、实现经济和社会可持续发展的新能源。20 多年来，风电已从孤立运行的小型机组发展成为可较大规模集中提供电力的大型机组，技术日趋成熟，应用规模越来越大。随着国际社会对全球气候变化问题的日益关注，风力发电得到了高度重视。到 2004 年底，全球风力发电总装机容量已达到 4732 万 kW，其中装机容量最大的德国已达到 1663 万 kW。

风能属于本地资源，其开发和利用过程都在国内开展，不会受到外界因素的影响。因此开发国内丰富的风能等清洁的可再生能源，有利于完善建立多元化的

能源结构，不仅可以满足经济增长对能源的需求，而且有利于丰富能源供应，提高能源供应安全，促进环境改善。

2 我国风电发展的现状和面临的主要问题

我国风电产业起步较晚，经过 20 多年的努力，到 2004 年底已经建成了 44 个风电场，总装机容量达 76.4 万 kW。200kW、250kW、330kW、600kW、660kW 和 750kW 风力发电机组实现了国产化；但是，我国风电总装机容量在全球仅排名第十，与我国辽阔的国土、丰富的风资源状况不相称，与国外比较，尚有较大差距；到 2004 年底，进口机组仍占我国风电总装机容量的 82% 以上；而现有国产化机组也大多是在引进国外成熟技术、消化吸收的基础上完成的，具有自主知识产权的机型很少。我国风力发电产业化发展的障碍主要是三个方面：第一是人才与技术；第二是融资；第三是机制与政策。

2.1 人才、技术和能力建设

2.1.1 人才

我国可再生能源技术的研究和开发队伍，相当薄弱和分散，不适应可再生能源大规模发展要求。目前我国的风电产业，没有一个专门从事风力发电机组技术的研发机构，全国从事风力发电政策研究、项目规划和技术研发的人员只有数十人，并且分布在 10 多个不同的机构中，难以形成支撑 2020 年实现风力发电 2000 万 kW 战略目标的技术基础，无法在跟踪、掌握国际先进技术的同时，培养风力发电机组设计、制造、试验、管理人才；更重要的是应对风力发电机组设计、制造、试验技术进行预先研究，从根本上保证中国风电技术与国际同步。

2.1.2 技术障碍

人才与技术是相辅相成的，风机制造的国产化或本地化已成为制约我国风电开发的技术瓶颈。我国风电产业化的技术障碍是多方面的：主要表现在风电机组的整体设计技术、零部件的制造技术，以及风机的检测和认证等方面。目前国内安装的风电机组有 82% 左右是从国外进口的。目前我国在兆瓦(MW)级风电机组的生产方面还是空白，不能满足风电场建设对大容量机组的需求。同时，由于生产批量小，机组价格难以降低，价格高又制约了生产批量的增加，二者之间形成了不良循环。要打破这个循环，除了需要生产厂家不断提高技术性能，内部挖潜降低成本外，也需要国家政策的扶持和风电场开发商对国产机组的信心与支持。

技术方面的第二个障碍是风的随机性造成风力发电出力的大幅度波动，加剧了电网的调峰负担，或者要求电网具有更大的备用容量。这是风力发电的固有缺陷，也是风电不受电网企业欢迎的根本原因。随着风电占电网总装机容量比例的增大，这个问题将更加突出。

技术方面的第三个障碍是资源评估问题。风能资源是风电场选址和风电场建设中最基本、最核心的因素，直接决定风电场建设项目的成败。风电发展快的国家都非常重视风能资源调查和风能资源评估工作。目前，我国在资源评估方面存在的主要问题是：1)资源探明度低。我国风能资源探明度低，缺乏足够可靠的基础数据，是当前风能开发中最普遍也最突出的问题之一；2)前期投入少。我国对风电前期投入少，风电场建设前期工作经费缺乏。政府风电规划工作经费没有正常渠道，造成风力发电前期勘查、规划、设计等工作滞后，项目储备少，给全国以及各省的风电发展规划带来困难。3)海上风能资源评价尚属空白。我国海岸线长，风能资源丰富，加之靠近负荷中心，海上风能必将成为今后我国风力发电的重点地区。因此，及时开展海上风能资源的调查和评价是十分必要的。

2.2 风电开发的资金和融资问题

2.2.1 成本问题

目前风电项目的焦点是电价。社会上对风电的印象除了环保以外，就是高电价。尽管自我国开始风电的商业化开发以来，风电的电价已经从 1 元/kWh 降低到目前的 0.55 ~ 0.65 元/kWh，但若以煤电平均上网电价 0.35 元/kWh 计，风电电价仍高出近 50%。

风电的成本较高，主要原因，一是风电场单位投资高。在我国风电开发起步时期，风电场单位千瓦投资高达 10000 元以上。随着风电机组制造技术的提高，成本逐渐下降，目前新建风电场单位千瓦投资一般在 8000 元左右；二是国产化程度低，主要依赖进口，受汇率变化影响大。2001 年，风力发电整机进口的价格一度下降到 500 美元/kW，最近又回升到 630 美元。三是包括道路、接入系统等辅助工程的造价高。根据 2000 年对全国风电场建设情况的调查，我国风电场接入系统费用(包括风电场中心变电站至高压输电线路)占风电场总投资的比例平均约为 12%，比丹麦大约高 4%。这主要是由于我国电网不够发达，许多风电场的位置距离主电网较远。

风力发电的成本较高的状况，当风电技术得到进一步改进、风力发电机组市场进一步发展或传统燃料价格提高(例如加收二氧化碳排放税)后，这种情况才会改变。还有一点应引起注意，就是在目前计算比较千瓦时电费价格时，只考虑了直接的发电成本(如燃料费、装机费、运转费、维修费及为了减少排放物的技术投资费等)，而没有把节约资源、降低污染、减少温室气体排放的社会效益，即“外部成本”计算在内，这就无法对风力发电成本与其他发电成本进行全面的对比，使风力发电处于一种不平等的竞争状态。

2.2.2 融资问题

我国风电场开发融资条件差。风电项目一次性投资较大，短期内难以获得经

济效益，金融机构投资信心不足。多年以来，风电的融资条件比较苛刻，缺乏优惠的长期贷款资金。商业银行提供的长期贷款年限一般是5~8年，按照以前实行的还本付息电价，还贷期短会造成风电电价较高，一般要在0.7~0.8元/kWh左右。为约束电力成本上升，降低电价，原国家计委决定对核算上网电价的具体方法做适当调整。但随之而来的问题是，由于还贷压力大，风电企业在还贷期内难以盈利，甚至需要借短期贷款来周转，更谈不上利润分配。投资者的信心因此受到影响。如果银行能够提供15年期以上的商业贷款，并且在利率方面给予优惠，可以显著降低企业的还贷压力，降低资金成本，从而降低上网电价。

风电和水电一样，不消耗燃料和其他原材料，所缴纳的增值税基本上没有进项抵扣。因此，风电的实际增值税负，尽管已经减半征收，比起常规电力仍然是偏重的，没有体现出国家对发展风电的鼓励。另外，其他如所得税、关税、进口环节增值税等方面没有明显的优惠。

2.3 政策和体制障碍

目前，我国风力发电企业的主体是电力公司的直属企业或独资子公司、电力公司控股的股份公司及与电力公司有密切联系的企业，完全独立的风力发电企业为数很少。这种现象与我国风电电价的体制密不可分。自我国开始风电的商业化开发以来，风电电价一直在不断降低，已经从最初的1元/kWh降低到目前的0.55~0.65元/kWh。尽管如此，风电电价仍高于平均上网电价。按照原电力部的规定，其差价应在网内分摊。但对于如何分摊，电网的范围是省网、区域电网还是全国电网，都未做出明确规定，致使该政策难以全面实施，造成哪里建风电场越多，哪里负担越重的不合理局面，给那些风力资源较好（多数是经济发展较慢的地区）、风电发展规模又较大的地区造成了较大的经济压力，造成风力发电的高电价全部由当地的电力用户负担，使较高的风电电价很难完全在网内消化，这是不公平的，制约了风电的发展。目前风电效益主要体现在全社会和全人类生存环境改善方面，因而风电高出电网平均售价的部分由全社会来承担才是比较合理、公平的，因此，从政策上对于风电差价分摊的范围和办法做进一步明确是十分必要的。

3 《可再生能源法》下的风电发展政策框架

根据《可再生能源法》解释，我国可再生能源发展的法律体系可概括为：1) 国家制定可再生能源发展总量目标，通过国家的可再生能源发展规划和省级的可再生能源发展规划来具体体现和布置国家可再生能源发展总量目标的实施；2) 电网公司必须以国家发布的新能源发电的上网电价和招标项目的中标电价全额收购经过行政许可或备案的可再生能源发电企业的上网电量；3) 可再生能源发电上网电价高出常规能源平均上网电价，由于强制上网，而产生的高出费用，由全

国电网的终端用户分摊。另外，虽然在《可再生能源法》中没有配额制的内容，但是根据全国人大法律工作委员会对《可再生能源法》一审后提出的修改意见，为了保证国家发展总量目标的实现，政府还将在适当时机，另行颁布给予大型发电企业一定的可再生能源发电配额指标的实施管理办法。

我国的风电发展目标为：2010 年累计装机容量达到 400 万 kW，2020 年达到 2000 万 kW。《可再生能源法》的实施将是实现这一目标的有力保证；通过国家的风电发展规划和省级的风电发展规划来具体体现和布置国家风电发展总量目标的实施，电网公司必须以国家颁布的风电分类固定上网电价和招标电价全额收购满足一定并网标准的风电发电企业的上网电量，为了保证国家发展总量目标的实现，政府还将给予大型发电企业一定的发电配额指标。

我国未来的风电发展政策框架如图 1 所示：

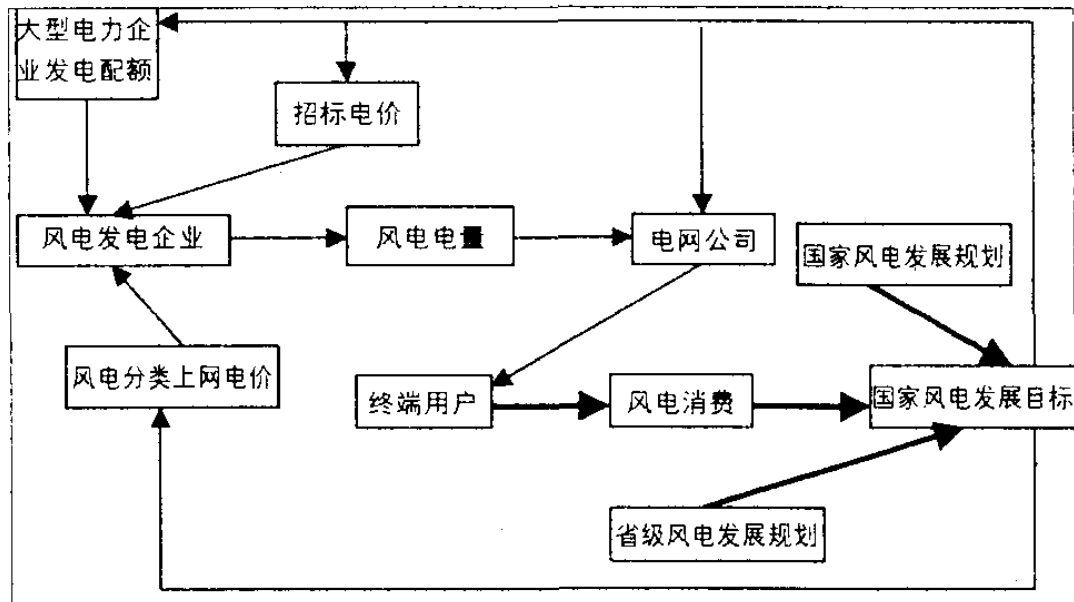


图 1 中国风电发展政策（战略）框架

4 我国风电发展战略

根据我国的国情，要实现风电产业化，需要采取分步实施的方法。在《可再生能源法》的政策框架体系下，我们将 2020 年目标分为三个阶段实施。

第一阶段：2005 至 2010 年，完善我国风电发展的政策框架体系，完善我国陆地风资源普查工作，开始着手海上风资源试点普查工作，建立和健全我国的风机检测和认证制度，进行有关风电并网可靠性研究，筹建风机设计和风电场开发的国家队。国家用 50 万 kW 的风电场资源，采取风电场开发和风机整机制造供货联合（一体化）招标的方式，支持 2~3 家国内独资或合资控股的、年产兆瓦级风机 20 万 kW 的制造（总装）厂，实现新建风电场的风机全部本地化供应（风机零部件的本地化生产率要达到 90%）。在风机检测和认证方面，在 2009 年前完成两轮自主

知识产权风机的整机现场检测，2010年前颁发我国的风机认证标识。

第二阶段：2011年-2015年，建立起专业化的国家队，能够进行独立自主的风机设计、风电场设计、风电场运行管理。另外，国家再用50万kW的风电场资源，采取风电场开发和风机制造供货联合(一体化)招标的方式，再支持2家国内独资或合资控股的、年产兆瓦级风机20万kW的制造(总装)厂。与此同时，全面开展我国沿海地区的近海海上风资源普查工作，完善我国风电场开发、风机制造的工业基础。到2015年末，至少应有5家国内独资或合资控股的、年产兆瓦级风机20万kW的制造(总装)厂，实现国内新建风电场的风机零部件95%以上本地化生产。

第三阶段：2016年-2020年，全面实现我国自主知识产权的风电场开发和运营，以及风机制造的工业产业化，并走向国门，进入世界风电市场。

总体来讲，我国风电发展战略，经过三个发展阶段，我国将完全形成自主的风电产业，其框架结构如图2所示：

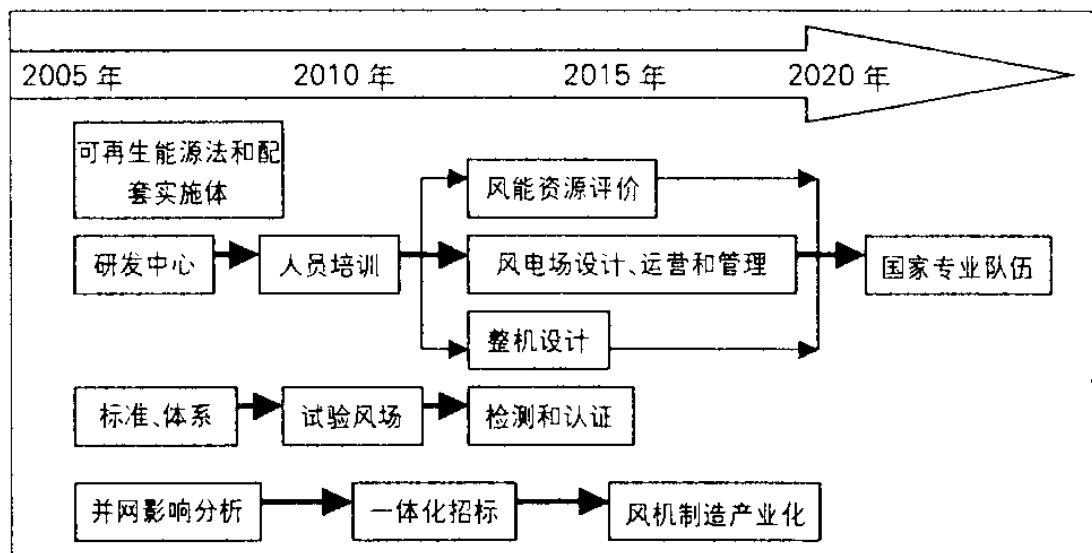


图2 中国风电发展阶段框架

风电是目前技术比较成熟、发展最快的可再生能源发电技术，具有很好的发展前景。风电的经济性与风电发展规模之间存在密切关系，需要打破规模小、产业化程度低、发电成本高的链条，总结风电特许权项目的经验，扩大其应用范围，逐步建立一批规模化的风场，尤其是迈出海上风力资源开发的第一步，加紧海上风能资源的勘探及项目准备工作，同时加快风电设备本地化制造的能力，国家应鼓励多方投资渠道对风电技术的研发、生产，加快风电设备成本的降低。我国具备风电发展的资源潜力，并已经为风能等可再生能源发展创造了良好政策基础，但若要实现2020年的目标，仍需要做更多的努力。