

# ENERGY

能源经济与能源政策  
协同创新中心前沿研究系列

## 清洁能源的世界

林伯强◎编著

New Energy System of the World



科学出版社

能源经济与能源政策协同创新中心前沿研究系列

# 清洁能源的世界

New Energy System of the World

林伯强 编著

科学出版社

北京

## 内 容 简 介

由于风能和太阳能都具有的波动性和间歇性,电网难以大规模消纳可再生能源,而“储能+可再生能源”建立独立微电网(分布式),可以摆脱并网对可再生能源的约束,还可以解决中国城市分布式能源发展的物理和产权约束;由清洁能源提供电力的电动汽车将在消费侧进行大规模能源替代。这一清洁能源系统中,储能技术是核心,鉴于储能对未来人类能源发展的重要性,中国政府应把对储能技术发展的重视程度提高到至少与可再生能源同等的地位。本书提出清洁能源的人类远景,并对国内外现阶段发展的相关问题进行综合比较和细致梳理。

本书供能源和环境经济学学者、工作在能源环境领域第一线的工作者以及社会各界对能源环境问题和政策感兴趣的广大读者分析解读。

### 图书在版编目(CIP)数据

---

清洁能源的世界=New Energy System of the World/林伯强编著. —北京:科学出版社,2016

(能源经济与能源政策协同创新中心前沿研究系列)

ISBN 978-7-03-049730-7

I. ①清… II. ①林… III. ①无污染能源-能源发展-研究-中国  
IV. ①F426.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 206491 号

---

责任编辑:范运年/责任校对:桂伟利

责任印制:张 倩/封面设计:无极书装

科学出版社 出版

北京东黄城根北街 16 号

邮政编码:100717

<http://www.sciencep.com>

三河市骏杰印刷有限公司印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

\*

2016 年 8 月第 一 版 开本:720×1000 1/16

2016 年 8 月第一次印刷 印张:9 1/2

字数:190 000

定价:88.00 元

(如有印装质量问题,我社负责调换)

## 作者简介

林伯强,美国加利福尼亚大学(Santa Barbara)经济学博士。现任厦门大学中国能源政策研究院院长、能源经济与能源政策协同创新中心主任、中国能源经济研究中心主任、博士生导师,是2008年教育部“长江学者”特聘教授,新华都商学院教授。其目前主要的研究和教学方向为能源经济学和能源政策。国内兼任国家能源委员会能源专家咨询委员会委员,国家发展和改革委员会能源价格专家咨询委员会委员,中国能源学会副会长,新华社特聘经济分析师,中央人民广播电台特约观察员。国际方面现兼任达沃斯世界经济论坛能源顾问委员会委员和达沃斯世界经济论坛全球议程低碳能源理事会委员。



## 前 言

以往对于可再生能源与传统能源的比较,主要关注二者的发电成本,而忽略电网成本和电网大规模接入的技术可行性。由于风能和太阳能都具有波动性和间歇性,如果没有储能技术,电网难以大规模消纳可再生能源,而“储能+可再生能源”建立独立微电网(分布式)的模式,可以摆脱并网对可再生能源的约束,还可以解决中国城市分布式能源发展的物理和产权约束。由清洁能源提供电力的电动汽车将在消费侧进行大规模能源替代。这一清洁能源系统中,储能技术是核心,鉴于储能对于人类未来能源发展的重要性,中国不能落后于其他国家,政府至少应把对储能技术发展的重视程度提高到与可再生能源等同的地位。

### (1) 可再生能源发展。

中国政府的目标是将 2020 年非化石能源占一次能源消费的比重提高至 15%,为满足这一目标,中国政府近年内还将在政策上大力支持可再生能源发展。太阳能最具发展潜力,经过中国政府与太阳能相关行业十余年的努力,2014 年光伏发电累计装机达到 28 吉千瓦,仅次于德国的 38 吉千瓦,居世界第二位;并网发电 250 亿千瓦时,相当于三峡 1/4 的电量。

可再生能源的固有缺陷,使大规模接入电网影响到电网的稳定性和安全性,因此,大规模接入电网将大幅度提高成本。可以说,制约可再生能源大规模发展的主要因素已经不是发电成本,而是电网对其的接纳能力和电网成本,储能技术正是破解这个难题的关键。

中国太阳能发展还面临着许多困难。一方面是收益问题,据测算,2014 年中国西部集中式光伏收益率与德国同期光伏发电收益相当,而东部分布式收益则不到德国同期光伏发电收益的一半,这与目前太阳能发展“集中热、分布冷”的实际情况相印证。西部集中式光伏日照小时数高,规模成本更低,虽然并网和送出成本高,但是,并网成本基本上由电网承担。中东部分布式光伏发展动力不足,需要更高的上网电价或终端电价来刺激分布式光伏。另一方面,国外居民其屋顶主要是分布式安装形式,而中国城市分布式光伏面临安装的物理限制和产权问题,中国农村则缺乏分布式发展所需的投资。

### (2) 储能是可再生能源大规模发展的关键。

曾几何时,储能技术还只是科学家们的讨论,而美国的特斯拉汽车(Tesla



Motors)却一下拉近了储能技术和大众的距离。特斯拉于2015年4月推出了几款商业化的锂电池,涵盖从家用级到电网级的不同产品,对应的存储规模从7千瓦时一直到10千瓦时以上。虽然特斯拉电池在技术上似乎没有太多创新,但其最大的特点在于电池平衡系统和成本上的优势。以特斯拉电池的成本为例,在6%的贴现率下,当充放电的价差在1元/千瓦时以上时,电池投资就可以收回成本。中国许多地区峰谷电价差都已经大于1元/千瓦时,这些地方的储能投资已经能够带来收益,虽然还不是很好的回报。电池储能已经具备经济上的吸引力。

锂矿的稀缺性可能制约锂电池发展。根据特斯拉的数据,全球每年生产的锂电池仅够50万部电动汽车使用,锂资源储备满足电动汽车已经十分困难,更不要说用来支持大规模分布式和微网储能。因此,未来锂资源的地位,有可能相当于今天石油的地位。目前锂资源相对丰富的国家,如智利、玻利维亚、中国和澳大利亚等,将有可能掌握全球能源的命脉。如何保护锂资源也是政府应在政策上提前布局的重要方面。

电池生产和使用过程中会涉及环保和回收。在环保方面,锂电池可能对环境带来危害的主要是其正极材料中含有的钴、镍等重金属及电解液中含有的氟。但这些物质都封装在电池里,正常使用不会造成环境污染,即使发生破损泄露也只是电解液流出,不会造成重金属污染,而且目前工艺成熟,已经能够使用无毒的磷酸铁锂电极。对于电池回收,锂电池外壳是金属或塑料,电极含有锂、重金属和石墨,电池内部还有铜、铝等材料,这些都具有较高的回收价值。2015年9月有媒体报道,Jay Whitacre的团队为了证明他们开发的盐水电池安全环保,创始人Whitacre甚至吃了一块电池的电极。

### (3) 摆脱可再生能源发展约束:微电网。

真正摆脱可再生能源的电网约束和分布式能源的物理约束的是微电网。“储能+可再生能源”建立的独立微电网本身是一个完整的自我控制系统,可以与电网分离运行。该系统能够彻底摆脱对于传统能源和大电网的依赖,实现灵活按微小区域划分的电力自足系统。

“储能+可再生能源”的独立微电网代表着能源行业发展和人类能源供需的未来。一方面,气候的低碳发展将迫使人类发展清洁的可再生能源。另一方面,保证供电可靠性和供电质量要求解决可再生能源的稳定性问题;解决目前可再生能源严重的市场消纳困难和远距离输电成本,需要尽可能在靠近负荷中心设立电源。微电网可以减少分布式能源的种种缺陷和约束(如物理空间和产权),更具有经济性。

“储能+可再生能源”的独立微电网的概念简单,但其可行性主要受成本约





束,其成本是指储能成本和可再生能源的成本。一般来说,只有当储能成本+可再生能源成本小于传统能源成本+输配电成本时,这种模式才具备基本的经济驱动力,但这还需要多年的技术进步。由于对能源行业可能带来的冲击巨大,传统的能源企业业务必要小心。

举一个简单例子。根据厦门地区的光照数据、光伏发电15%的效率、2014年厦门人均生活用电和厦门大学本部光伏发电可利用面积,采用光伏发电每年可发电量约为5000万千瓦时;如果师生4万人和人均年用电量1250千瓦时,光伏发电+储能技术+微电网可以满足教学与生活用电需求。

#### (4) 可再生能源消费侧大规模替代:电动汽车。

2005~2014年,中国汽车销量年均增长率为16.9%。国际上一般的经验是:从汽车开始进入家庭到其普及,大致需要20年的时间:从人均GDP(国内生产总值)达到1000美元开始;当人均GDP达到3000美元的时候,汽车消费开始成为一种时尚;当人均GDP达到4000~5000美元,每1000户居民汽车拥有量可以超过200辆,进入汽车大众消费时代。中国2014年人均GDP接近7600美元,但是,每1000人拥有汽车约为113辆,汽车增长的潜力依然巨大。从存量和增量角度说,在消费侧,可再生能源替代潜力最大的是电动汽车。

为什么需要替代?一方面,中国石油对外依存度已经超过60%,由于国内石油产量已基本达峰值,石油需求增量主要依赖进口,需要通过石油替代保障能源安全。另一方面,中国的城市汽车尾气排放正成为城市最主要的污染源之一,电动汽车的发展对改善城市环境有重要作用,有益于雾霾治理;电动汽车还是低碳转型的重要一环,与传统燃料汽车相比,电动汽车提供了通过能源结构改变(减少煤炭,增加清洁能源)减少碳排放的可能性。

粗略计算,按电动汽车综合充电效率为85%,2014年汽油柴油消耗换算起来需要电力1.35万亿千瓦时。如果由光伏供电,根据国土资源部(简称国土部)2008年的数据,全国土地中居民点及独立工矿用地面积为26.9万平方千米,只需要利用其中的2.6%就可以满足电动汽车的电力需求。

电动汽车发展的问题很多,发展相对缓慢。除了充电设施和其他支持政策问题外,储能技术(电池)是主要发展障碍。电动汽车和储能技术将成为石油强有力的替代品,长期而言,油价的最大威胁可能来自电动汽车和储能技术。储能技术将使风电太阳能对传统化石燃料的大规模替代成为可能,因此,电动汽车、储能技术和风电太阳能的结合,可以形成对石油清洁有效的替代,而且同时满足保障能源安全、雾霾治理和低碳发展等多重目标。虽然电动汽车和储能技术的发展目前还没有对石油替代产生实质性影响,但近年来电动汽车和储能技术进步迅速,作



为石油替代的威胁越来越明显,长期而言,电动汽车发展的石油替代是中国减少石油对外依存的最重要方面。

(5) 国际储能技术发展现状和国内政策支持。

“可再生能源+储能+微电网”模式离实现大规模应用,可能还有一定的距离,但并非遥不可及。2015年,中国已投入运行的储能装机容量大约为23.6吉千瓦时,排在世界的第二位,但是,也应该看到这当中绝大部分都是抽水储能,电池储能的装机容量仅相当于美国的1/6。中国也是一个电池生产大国,锂电池产能占全球的27%。但是,与国外的先进水平还存在差距,就是通常说的整体“大而不强”。电池的上游原材料及下游的系统集成和应用方面,处于相对较低的水平;高附加值的隔膜主要从美国和日本进口;电池性能与日本和韩国仍有差距,导致了中国在高端市场的占有率持续萎缩。国内储能发展的技术路径不够清晰且缺乏整体规划,2015年1~7月仅动力锂电池项目就吸引了超过400亿元的投资,但是,电池行业的亏损面却在扩大。

对储能的发展需要有清晰的战略规划和政策措施。政府多个部门已经启动了储能“十三五”规划课题研究,也出台了相关的支持政策。但是,基于目前储能技术的发展现状,政府可能需要加大力度,包括考虑对储能投资(包括储能研究)给予直接补贴或税收抵免,以及由政策性银行提供优惠利率的贷款。

政府还需要营造一个支持储能发展的市场环境。目前市场机制存在不足,如储能的没有得到合理的补偿,虽然一些地区实行峰谷电价,但峰谷时间段的划分及相应电价的制定还缺乏经济合理性。因此,政府可以结合目前的电力市场化改革,采用更加灵活的电价机制,用市场化的手段促进储能发展。例如,扩大峰谷电价实施的范围和优化电价,设定储能电价,允许储能作为电源接入电网,以及对储能的电网调频给予合适补偿,等等。

在微观层面,政府也可以大有作为。对于储能产业链中具有规模经济效应的链条,政府应集中资源做大、做强几家优势国有公司。逐步提高可再生能源的接入标准,要求企业必须配置一定的储能容量等方式,来满足供应的稳定性;还可以通过促进微电网的发展来间接促进储能技术发展。此外,在储能技术的研发与应用上,支持企业和高校联手,加强系统集成等薄弱环节的支持力度。鼓励更多的储能投资将有益于推动储能技术突破,降低储能成本。

本书提出清洁能源的人类远景,并对国内外现阶段发展的相关问题进行综合比较和细致梳理。希望本书为能源和环境经济学者、工作在能源环境领域第一线的工作者、社会各界对能源环境问题和政策感兴趣的广大读者,特别是为能源环境政策当局,提供准确全面的分析解读。





本书是团队合作的结果。本书受到福建省能源经济与能源政策协同创新中心资金、厦门大学繁荣计划特别基金(NO. 1260-Y07200)、新华都商学院的经费支持。厦门大学能源经济与能源政策协同创新中心、厦门大学中国能源经济中心的杜之利、李想、刘畅、刘奎、吴微等博士研究生参与了编写。特别感谢博士研究生刘畅所做的大量组织和协调工作。厦门大学中国能源政策研究院及中国能源经济研究中心的所有教师、科研人员、行政人员、研究生也为本书编写提供了诸多的帮助。我们深知所做的努力总是不够,不足之处,望读者指正。

林伯强

2016年3月于厦门



# 目 录

## 前言

第 1 章 可再生能源(光伏)与电池储能技术结合的前景展望 .....	1
1.1 中国光伏发展概况 .....	2
1.1.1 中国可再生能源市场前景 .....	2
1.1.2 光伏产能、装机、发电 .....	5
1.1.3 中国光伏装机与有效发电之间的距离 .....	15
1.1.4 中国光伏政策变迁 .....	17
1.2 可再生能源大规模应用的限制 .....	21
1.3 电池储能的发展 .....	23
1.4 光伏+电池储能 .....	24
1.4.1 合理性 .....	24
1.4.2 唯一性 .....	26
1.5 可再生+储能的机遇与挑战 .....	27
1.5.1 可再生+储能的前景 .....	27
1.5.2 可再生+储能面临的问题 .....	30
第 2 章 储能投资经济性与电网最优定价——从中国的电力市场谈起 .....	33
2.1 储能概述 .....	34
2.1.1 储能技术及其重要性 .....	34
2.1.2 全球储能发展现状 .....	35
2.1.3 中国储能发展现状与问题 .....	38
2.1.4 储能的经济性评价 .....	39
2.1.5 储能对电网和环境的影响 .....	40
2.2 储能投资经济性 .....	41
2.2.1 经济性模型的构建 .....	41
2.2.2 经济性评价结果 .....	47



- 2.2.3 结果讨论与分析 ..... 54
- 2.2.4 结论延伸:储能的应用前景与挑战 ..... 58
- 2.3 电网的定价策略 ..... 67
  - 2.3.1 储能对排放和电网的影响 ..... 67
  - 2.3.2 电网定价模型 ..... 68
  - 2.3.3 最优定价下均衡状态 ..... 70
  - 2.3.4 结果讨论 ..... 70
  - 2.3.5 扩展分析:储能的其他潜在影响 ..... 72
- 2.4 结论与政策建议 ..... 74
  - 2.4.1 研究结论 ..... 74
  - 2.4.2 储能发展的政策建议 ..... 76
  - 2.4.3 未来需研究的问题 ..... 76
  - 2.4.4 结语 ..... 77

**第3章 智能微电网 ..... 79**

- 3.1 智能微电网的提出与定义 ..... 80
  - 3.1.1 微电网提出的背景 ..... 80
  - 3.1.2 微电网的定义 ..... 81
  - 3.1.3 智能微电网的定义 ..... 82
- 3.2 国外智能微电网发展情况 ..... 83
  - 3.2.1 世界微电网市场 ..... 83
  - 3.2.2 美国 ..... 86
  - 3.2.3 欧盟 ..... 90
  - 3.2.4 日本 ..... 91
- 3.3 中国智能微电网的发展 ..... 92
  - 3.3.1 电网向智能化转变带来的市场机遇 ..... 92
  - 3.3.2 分布式发电的巨大潜力 ..... 93
  - 3.3.3 发展智能微电网的意义 ..... 95
  - 3.3.4 智能微电网发展现状 ..... 96
- 3.4 智能微电网经济性分析 ..... 100
  - 3.4.1 算例分析 ..... 101
  - 3.4.2 中国发展智能微电网的建议 ..... 103





第4章 电动汽车 .....	107
4.1 电动汽车发展的能源、环境背景及重要意义 .....	108
4.1.1 电动汽车产业发展与中国能源现状 .....	108
4.1.2 电动汽车发展与中国环境背景 .....	109
4.2 电动汽车的定义及发展历程 .....	110
4.2.1 电动汽车的定义 .....	110
4.2.2 电动汽车的优点 .....	111
4.2.3 电动汽车的类型 .....	111
4.3 国内外电动汽车发展现状 .....	114
4.3.1 国内电动汽车市场简况 .....	115
4.3.2 国内电动汽车发展政策 .....	117
4.3.3 国外电动汽车市场及技术水平 .....	119
4.4 电动汽车产业发展前景展望及政策建议 .....	128
4.4.1 发展低成本高安全性的大容量电池 .....	129
4.4.2 充电站建设需统一标准 .....	130
4.4.3 电动汽车+储能技术 .....	132
参考文献 .....	135

# 第1章 可再生能源(光伏)与电池储能 技术结合的前景展望





## 1.1 中国光伏发展概况

### 1.1.1 中国可再生能源市场前景

2014年11月APEC(Asia-Pacific Economic Cooperation,即亚太经合组织)会议期间,在中美双方发布的联合声明中,中国首次提出,到2030年左右,中国二氧化碳排放达到峰值且将努力早日达峰值,并计划到2030年非化石能源占一次能源消费比重提高到20%左右,而2013年这一比例仅为9.8%。2014年11月,国务院办公厅印发的《能源发展战略行动计划(2014—2020年)》明确提出到2020年将煤炭消费总量控制在42亿吨左右。同时大力发展非化石能源,包括到2020年争取建成2亿千瓦风电装机和1亿千瓦光伏装机,非化石能源消费比重达15%。这意味着需要有足够的清洁能源来替代煤炭,水电、核电、风能、太阳能及其他能源均需大力发展。

具体分析光伏发电的发展空间。根据国家能源局2015年发布的数据,2014年年底,中国光伏发电累计装机为28.05吉瓦(0.2805亿千瓦),年发电量为250亿千瓦时。按照2020年1亿千瓦装机,即100吉瓦的目标计,“十三五”期间,中国光伏年装机应达到10吉瓦以上。2015年10月,国家能源局新能源和可再生能源司处长董秀芬在“2015中国光伏大会暨展览会”提出,2020年光伏发电规模目标要有所提高,初定1.5亿千瓦,对应每年需新增装机数大约20吉瓦。虽然2013年与2014年中国年装机量均超过10吉瓦(2013年中国新增光伏装机为10.95吉瓦,2014年为10.60吉瓦),但我们也要看到,一方面,在中国经济发展速度减慢的大环境下,用电需求的增速也随即降低,光伏发电的推广环境并没有得到根本性的改善,光伏发展并不一定能够一直处于加速趋势;另一方面,每年10吉瓦的装机量对于任何一个国家来说都是很大的挑战。德国长期以来在世界上扮演着可再生能源发电,特别是光伏发电领头羊的角色,光伏装机量遥遥领先,而2013年和2014年德国年光伏装机量仅为3.3吉瓦和1.9吉瓦。如果到2020年,中国能够如期稳步推进光伏发展,中国毋庸置疑会成为绝对意义上的世界光伏发电领袖。

另外,就内部而言,中国光伏发展中存在着发展集中式还是分布式这一矛盾之争。长期以来,中国的集中式光伏发电,特别是建设在西部地区的大型地面电



站,其发展速度远高于分布式光伏发电,尤其是高于建设在中东部地区的分布式光伏发电系统。这一矛盾出现的原因主要有以下三点:

第一,集中式相比分布式,单位收益高,投资低。中国集中式电站主要在西部光照资源较丰富地区,相对于东部地区年日照小时数高50%左右。由于规模成本效应,西部地区大型电光伏电站单位成本显然会更低廉(根据最新报价<sup>①</sup>,100千瓦系统单位成本比3千瓦系统低25%)。另外,中国西部集中式电站多建设在荒漠、戈壁等地方,土地成本与建设成本都明显低廉;而东部分布式电站多与建筑相结合,不但施工成本较高,其占地使用权也存在第三方环节,提高了系统复杂度。

第二,中国集中式光伏电站发电结算模式为直接上网,较为简单;而分布式系统需要通过子系统与主网连接,在实际结算模式上,也存在余电上网与全部上网两种收费模式。因此,集中式光伏电站简洁的收益模式更易受到投资青睐。

第三,中国光伏上网电价定价并没有给予一个初始的较高激励,因此,首批投资者多为大型国有能源集团,集中式发电显然更符合他们的利益。中国光伏上网电价水平可以与德国进行对比(平均光照水平近似):德国光伏2013年1月平均上网电价为14.84欧分/千瓦时,按汇率8.3893(2013年1月15日)计算,约合人民币1.245元/千瓦时。相比于中国1.00~1.15元/千瓦时的上网电价,差距并不很远。然而往前看,2009年,德国平均光伏补贴为37.69欧分/千瓦时,2011年为31.17欧分/千瓦时。如果说可再生能源的推广需要在市场开始繁荣的时刻给予一个初始较高的补贴,以吸引投资者,特别是个人用户进入市场的话,那么,中国的光伏补贴政策并没有向这个目标倾斜。在光伏市场前景未完全明朗,且收益相对并不高时,大型国有能源集团的进入当然比个人用户容易得多。另外,国企积极参与可再生能源的建设,企业动机可以不仅仅基于项目本身的营收。

集中式与分布式这一矛盾的实际情况体现为,根据2011年出台的《太阳能发电发展“十二五”规划》,至2015年,国内光伏装机(不包括光热)规模要达到20吉瓦的目标,其中,在西部建设的大型电站与在中东部地区建设的分布式光伏发电系统[包括与建筑结合的BAPV(building attached photovoltaic,即安装型太阳能光伏建筑)及BIPV(building integrated photovoltaic,即光伏建筑一体化)系统]要各占一半。

而这一计划的实际完成情况可以总结为,西部集中式目标完成可期,东部分布式完成任务有一定难度。截至2012年年底,中国累计约7吉瓦的总装机中,分布式光伏占比为36.4%,虽然比例并不低,但这是因为当时大多数光伏项目属于

<sup>①</sup> 资料来源:Solarzoom,2015年8月。



“金太阳”示范工程的范畴,其完成情况特别是后续并网发电情况并不容乐观。光伏上网电价政策出台后,2013年全国10.95吉瓦装机中,分布式比例远低于西部大型电站。仅西部的甘肃、新疆、青海三个省区就安装了6.1吉瓦的集中式大型地面电站,而分布式光伏总装机仅在3吉瓦左右。2014年,在国家发展和改革委员会(简称国家发改委)制定的14吉瓦指导目标中,8吉瓦为分布式发电,大型地面光伏电站为6吉瓦。而在2014年实际新增装机容量的10.60吉瓦中,光伏电站为8.55吉瓦,而分布式仅为2.05吉瓦。至2014年年底,中国光伏发电累计装机容量28.05吉瓦,光伏电站为23.38吉瓦,分布式为4.67吉瓦,分布式比例反而降低到了16.6%。短期内,中国分布式光伏达到50%的安装目标已经不太可能实现,遑论达到50%的发电量比例了。表1-1汇总了近年来中国光伏分布式比例变化。

表 1-1 近年来中国分布式与集中式光伏装机及分布式比例

时间	2012年	2013年	2014年	2015年6月
集中式/吉瓦	4.45	14.35	23.38	30.07
分布式/吉瓦	2.55	3.10	4.76	5.71
分布式比例/%	36.4	17.7	16.6	16.0

资料来源:中国电力企业联合会

而反观世界其他国家,分布式光伏却是主流安装形式。表1-2列出了2010年世界主要光伏安装国家的分布式比例。

表 1-2 2010年世界主要光伏安装国家的分布式与集中式光伏装机

国家	德国	日本	美国	意大利	法国	澳大利亚	瑞士	韩国	加拿大
分布式/吉瓦	14.90	3.50	1.73	1.53	0.83	0.48	0.10	0.13	0.04
集中式/吉瓦	2.42	0.23	0.37	1.96	0.19	0.004	0.0003	0.52	0.19
分布式比例/%	86	99	82	44	81	99	98	20	16

资料来源: Trends in photovoltaic applications: survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010, www.iea-pvps.org

可以看出,除了韩国与加拿大分布式比例较小,其他国家分布式光伏均为主要的甚至占绝对优势的安插形式。而在中国为什么会出现分布式装机发展落后于集中式且其占比不断缩小的现象?究其原因,除了全面系统科学的政策体系尚未建成、国家规划管理仍需进步、严格统一的并网技术标准尚未完善、社会承受能力需要平衡等因素外,分布式光伏上网电价政策的不合理性也是重要的影响因素。





尽管中国分布式光伏的发展与政府规划有较大差距,中国政府仍然将发展分布式光伏作为光伏行业发展的重点。一般来说,分布式光伏有以下三点优势:第一,分布式光伏一般安装在建筑物顶部,对大片空置土地的要求较小;第二,分布式光伏一般直接与配电网连接,不需要额外接入设施,节省建设成本与建设时间;第三,在需求端设计与安装分布式光伏,能够直接针对用电需求,有效减少传输损失。综上所述,中国未来仍需要加强分布式光伏在光伏发展中的地位(REN21, 2012)。

### 1.1.2 光伏产能、装机、发电

#### 1. 光伏产业、发电成本与发展前景

从生产侧看,以光伏组件计,自1990年以来,全球组件年产量从46兆瓦增加至2014年的50吉瓦左右,20余年来增长超过1000倍,平均年均增长率超过35%。中国长期以来是光伏组件最大的生产国,占全球产量的一半以上;2012年,中国光伏组件产量达到23吉瓦,产能超过40吉瓦。在行业产能过剩的压力下,中国光伏组件产量仍然处于增长态势,2013年与2014年的年产量分别为28吉瓦与35吉瓦。中国光伏产业集中度较高,2014年全球前十大光伏企业,中国占有6席,且前5名均为中国企业(李俊峰等,2007;常瑜,2011;SEMI PV Group等,2013)。

中国的光伏行业经过较快速度的发展,特别是经过2012年前后,由于国外市场以及“双反”等压力造成的不良后果,随着国内市场的逐步放开与美国、日本等国家光伏市场的繁荣,已经重新步入了良好的轨道,过剩产能消化,产业集中度提高,产品成本迅速下降。表1-3列出了2010年、2012年与2014年中国排名前五的光伏制造企业(按全年组件出货量计)的情况。可以看出:第一,中国的光伏龙头企业经过2012年前后的调整与重组,企业规模与营收状况有了很好的发展。产业规模稳步增长,应用水平不断提高。2010年,中国电池组件年产量为10.8吉瓦。2013年,全国电池组件产量约35吉瓦,占全球份额超过60%,而电池组件内销比例从2010年的15%增至43%。第二,国内企业的产能能够满足国内市场需求,供需不再畸形。第三,也可以看出国内企业快速发展引致的光伏成本大规模下降。简单以前五企业总营收与总出货量之比衡量组件单位出货成本可以看出:2010年,所列前五企业总营收与出货量的比值为1.67,而2014年下降到0.69,下降了59%。考虑2020年1.5亿千瓦的装机目标,五年内,中国光伏行业需要翻倍的规模,必将经历再一次飞速增长。