

能源 转型 加速度

中国风电光伏发电的协同效益

CO-BENEFITS OF WIND AND SOLAR PV POWER IN CHINA

GREENPEACE 绿色和平

地址：北京市东四十条甲 25 号嘉诚有树 B 座 303A 室

邮编：100007

电话：86 (10) 65546931

传真：86 (10) 64087910

www.greenpeace.org.cn



GREENPEACE



项目发起机构：

绿色和平

项目协调机构：

中国可再生能源学会风能专业委员会

评审委员会：（按姓名拼音排序）

陈 迎 中国社会科学院城市发展与环境研究所
何 钢 纽约州立大学石溪分校技术与社会系
何继江 清华大学能源互联网创新研究院
贺德馨 中国可再生能源学会风能专业委员会
姜克隽 国家发展和改革委员会能源研究所
李宝山 中国可再生能源学会
李俊峰 国家应对气候变化战略研究和国际合作中心
李琼慧 国网能源研究院新能源与统计研究所
刘建东 国家可再生能源中心
刘小丽 环境保护部环境工程评估中心
林明彻 美国自然资源保护委员会
陆 如 上海电力学院智能电网中心
罗 锐 国际金融公司（IFC）
马 中 中国人民大学环境学院
孟宪淦 中国可再生能源学会
宋 枫 中国人民大学经济学院
时璟丽 国家发展和改革委员会能源研究所
王勃华 中国光伏行业协会
王晓毅 中国社会科学院农村环境与社会研究中心
王仲颖 国家发展和改革委员会能源研究所
于 洋 斯坦福大学环境与土木工程系
杨富强 美国自然资源保护委员会
查道炯 北京大学国际关系学院
赵勇强 国家发展和改革委员会能源研究所

绿色和平成立于 1971 年，是一个全球性环保组织，致力于以实际行动推动积极改变，保护地球环境和世界和平。目前在世界 55 个国家和地区设有分部。绿色和平气候与能源团队在中国主要致力于推动中国摆脱对煤炭的依赖，加快可再生能源发展，推动中国能源转型进程。

绿色和平气候与能源团队部分研究成果一览表

- 2016 年 06 月 《江苏、湖北、陕西、四川四省大气污染防治政策评估报告》
- 2016 年 04 月 《中国燃煤发电项目经济性研究》
- 2016 年 03 月 《煤炭产业如何加剧全球水危机》
- 2016 年 01 月 《大气 PM_{2.5} 对中国城市公众健康效应研究》
- 2015 年 11 月 《中国煤电产能过剩与投资泡沫研究》
- 2015 年 07 月 《江苏有“可能”——高比例可再生能源并网路线图》
- 2013 年 09 月 《谁是绿色能源竞赛领跑者》
- 2012 年 09 月 《风光无限——2012 中国风电发展报告》
- 2012 年 03 月 《中国光伏产业清洁生产研究报告》

更多研究成果，请查阅绿色和平官网（<http://www.greenpeace.org.cn/>）。

能源 转型 加速度

中国风电光伏发电的协同效益

CO-BENEFITS OF WIND AND SOLAR PV POWER IN CHINA

作者:

张树伟 卓尔德环境研究(北京)中心
高 虎 国家发展改革委员会能源研究所
顾阿伦 清华大学能源环境经济研究所
蔡闻佳 清华大学地球系统科学系
张成强 国家可再生能源中心
刘明亮 中国可再生能源学会风能专业委员会
魏 佳 中国可再生能源学会风能专业委员会

项目总协调:

秦海岩 中国可再生能源学会风能专业委员会
魏 佳 中国可再生能源学会风能专业委员会
袁 瑛 绿色和平
严 菁 绿色和平

序言

好风光，大有“可”观

能源是人类文明发展与进步的重要物质基础，事关国家发展全局和国计民生的战略性资源。人类发现火，可以称之为第一次伟大的能源革命，开启了人类文明发展的新纪元，此后伴随着从薪柴到煤炭、从煤炭到油气的能源革命，人类社会发展经历了原始文明、农耕文明和工业文明的不断发展与进步。然而，伴随着工业化进程对能源的不断索取，能源供应危机如影随形，大量化石能源的消耗引起地球生态环境的日益恶化，人类迫切需要进行新一轮的能源革命，推动人类进入生态文明的新时代，风电和太阳能发电为主的可再生能源作为新一轮能源革命的主力军，越来越受到各国的重视。

在过去的 30 年间，欧盟和美国等发达国家已经在可再生能源的发展中占领了先机。欧盟“绿色经济”起步很早，各成员国出台了多种补贴政策对可再生能源的发展给予支持。德国更是宣布在 2022 年底前逐步关停核电站，在未来 40 年内电力行业全面转向可再生能源。2015 年，丹麦风电场日发电量达全国单日电需求的 1.4 倍，这表明世界 100% 由可再生能源供电并不是幻想。

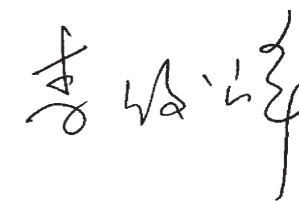
我国可再生能源虽然起步较晚，但在近十年经历了飞速的发展。党的十八大首次提出“美丽中国”，把生态文明建设提升到与政治、经济、文化、社会四大建设并列五位一体的政治高度。发展可再生能源是推进生态文明建设的关键路径。除此之外，在当前经济运行下行压力加大的情况下，我国政府更是把可再生能源产业列为战略性新兴产业，大力推动可再生能源的发展。在近日出台的电力发展“十三五”规划中，风电光伏的发展也被放在重要的位置上，力保在 2020 年风电装机达到 2.1 亿千瓦，太阳能发电装机达到 1.1 亿千瓦。

但在快速发展的过程中，风电光伏也遇到了一些瓶颈，“弃风”、“弃光”问题逐渐突出，发电小时数没有得到有效保障。其中一个重要的原因是风电光伏在经济和社会等许多方面所产生的效益尚未被政策制定者和大众所熟知，我国目前还缺乏成熟的保障机制来确保可再生能源的健康发展。所以我们还缺这样一份报告，来系统总结并量化这种效益。在这样的背景下，绿色和平与中国可再生能源学会风能专业委员会共同牵头撰写了《能源转型加速度——中国风电光伏发电的协同效益》这份报告，可以说十分及时。只有全面了解了风电光伏的协同效益，才能从上到下更有力地推动能源转型，尽快摆脱对化石能源的依赖。

这份报告保持了绿色和平一贯的客观性，数据真实，方法严谨，分析细致。基于电力系统发展情景，报告计算了现今以及未来风电和光伏发展所带来的能源、环境、经济及社会效益。我非常认同报告中的观点，我认为这份报告不仅可以为政策制定者提供新的思路，以保证可再生能源的健康发展，还可以有效引导社会大众，增强其对可再生能源的认识。

中国的能源转型虽然还处于起步阶段，希望这份报告可以引发社会各界对风电光伏的关注，消除对风电光伏的误解，普及风电光伏的效益，推动可再生能源的发展，使中国在能源转型的路上走得更快更远，从而在新一轮的能源革命中引领未来。

李俊峰



执行摘要

本报告的研究对象

本报告从能源、环境、经济和社会四个维度，对中国风电和光伏发展所带来的协同效益进行了定量与定性分析。各维度包含的评估内容如下图所示：



本报告的研究方法

本报告主要采用了文献研究和情景分析两种方法，综合分析了国内外风电和光伏发展形势、技术进展、支持政策等信息，提出从基准年份（2015年）到目标年份（2030年）中国宏观经济情景以及不同发电方式的成本变动情景。同时，考虑了中国电力系统现状、减碳国际承诺以及保持电力系统运行成本最低等限制因素，报告构建了2030年中国电力系统发展情景，并对该情景下中国风能、光伏发电所带来的能源、环境、经济和社会协同效益等进行了定量和定性评估。

对能源、环境、经济和社会四个部分的协同效益的分析，因评估维度不同，采用的研究方法也略有差异。

对能源替代效益分析的方法学，主要采用了清洁发展机制（Clean Development Mechanism, CDM）项目的计算方法，通过考虑区域电网内电源组合的单位发电量排放因子，结合区域可再生能源发电量和各种燃料的综合排放因子，来计算可再生能源的能源替代量。此外，还通过计算风电、光伏发电设备全生命周期内总能源消耗与年发电量的比值，分析了风电、光伏发电项目的能源回收期。

对环境外部效益分析的方法学，煤电和风光发电环境外部成本间的差额即为风光发电的环境外部收益。对于环境外部成本的分析，本报告主要遵循影响路径分析法（Importance-Performance Analysis, IPA）和生命周期评价法（Life Cycle Assessment, LCA）对煤电和风光发电环境外部成本进行了分析。其中，影响路径分析法的主要步骤为污染物排放分析、污染物扩散分析、污染影响分析和污染成本量化。所涉及的煤电生命周期分析包括对煤炭生产和运输以及燃煤消费等环节；风光发电的生命周期分析包括从设备生产、安装到系统运行等环节。

对经济效益研究的方法学，主要采用了投入产出法，

考虑了风电和光伏对投资、GDP和就业的拉动作用。根据与风电和光伏行业的相关度，将各个行业分成直接或间接相关。在此基础上，本报告构建了一套包含风电和光伏产业数据的方法框架和模型工具，模拟计算了风电和光伏行业的经济贡献。

社会效益的研究中，本报告主要基于文献调研。在查阅了大量国内外权威研究和数据的基础上，采取定性和定量相结合的方式。报告提出了风电和光伏发展为无电地区解决用电问题、节约水资源以及促进能源行业主体多元化等三个方面所带来的深刻改变。



执行摘要

本报告的主要结论

1

为实现 2020 年非化石能源在一次能源消费总量中占比不低于 15%，2030 年不低于 20% 的国际承诺，中国风光发电占总发电量的比例应从 2015 年的 **4%**，分别增长到 2020 年的 **8%** 和 2030 年的 **17%**。

2

2015 年，中国风光发电总共替代了将近 **6000 万吨** 标准煤。到 2030 年，中国风光发电将减少化石能源消耗量近 **3 亿吨** 标准煤。

3

相较于燃煤发电，2015 年中国风光发电的**外部环境收益**约为 **0.16 元/千瓦时**，已经高于 2016 年河北张家口和承德、湖南、广东对于风电的补贴强度。2030 年，这一收益将达到 **0.3 元/千瓦时**。按照报告所预设的情景，2030 年风光发电预计带来的外部环境收益合计 **4560 亿元**。

4

2015 年，风光发电拉动投资约 **4000 亿元**，约为 2015 年我国全社会固定资产投资额¹ 的 **0.7%**；2030 年，这一数额将增长至 **4954 亿元**。2016–2030 年期间，风光发电累计拉动投资约 **5.4 万亿元**。2015 年，风光发电拉动 **GDP 增长为 0.31 万亿元**，2030 年，这一数值达到 **1.57 万亿元**，约为当年 **GDP 的 1.1%**。2015 至 2030 年，风光发电累计拉动总 **GDP 增长约 14.3 万亿元**。

5

2015 年，中国风光发电带动的直接就业² 人口约为 **45 万人**，这一数字将在 2030 年增长 4 倍，上升至 **240 万人**。所带动的间接就业³ 人口则由 2015 年的 **100 万人** 增加至 2030 年的 **530 万人**。2030 年中国风光发电带来的总体就业人口数接近 **770 万人**⁴。

6

光伏在中国解决“无电人口供电问题”中发挥了重要作用。2013–2015 年期间，中国共投资 247.8 亿元解决无电人口，其中光伏以 **16.5%** 的总投资解决了 **43.4%** 的无电人口用电问题，成为偏远地区实现电力供应成本最经济的手段，为全球，尤其是发展中国家解决无电人口用电问题提供了可复制的典范。

7

2015 年，发展风光发电所减少的耗水量约为 **5.7 亿立方米**，2030 年这一数字将上升至 **36 亿立方米**，所节约的水资源相当于 2 亿人全年的基本用水需求。从地区分布来看，在所节约水资源中，有约 10 亿立方米分布在极度缺水的西北地区，风光发电节水效益的分布同中国燃煤发电分布、缺水地区高度重合，其生态效益非常显著。

8

所有发电形式在生产过程中都会产生一定的能耗。**风电和光伏发电的全生命周期度电能耗和能源回收期**⁵ 几乎可以忽略不计：风电在 20 年全生命周期内，每生产 1 千瓦时电，所消耗的能源为 0.06 千瓦时；光伏在 25 年全生命周期内，每生产 1 千瓦时电，所消耗的能源为 0.1–0.15 千瓦时。如换算成以“年”为单位，风电的能源回收期为 **0.7 年**，光伏发电的能源回收期为 **1.6 年**，具有很高的能耗投入产出比。

1 国家统计局：2015 年国民经济和社会发展统计公报。http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/201602/t20160229_1323991.html

2 直接就业人数是指在风电和太阳能光伏电厂工作的人员。

3 间接就业人数是指风电和太阳能光伏发展带动的其它产业就业人数的增加。

4 中国投入产出表每 5 年更新一次，本报告依据最新投入产出表（中国投入产出表 2012）预估就业人数。由于 2012 年后中国风光产业扩张迅速，所以本研究所预测的就业人数为保守估计。

5 能源回收期：为生产风电光伏设备所投入的能源消耗量占风光全生命周期发电的比值。

项目背景

2016年，中国在“能源转型”的道路上坚定地持续前行。

作为“十三五”规划的第一年，2016年已经看到未来五年能源发展路线的蓝图陆续浮出水面：电力规划以低碳为主线，到2020年非化石能源发电装机达到7.7亿千瓦左右，占比约39%；取消或推迟煤电建设项目1.5亿千瓦以上，将全国煤电规模力争控制在11亿千瓦以内；能源发展布局转向中东部地区，以分布式开发和就地消纳为主等等。

在大气污染防治和减排承诺的双重约束下，中国能源“十三五”向去煤、低碳的转型已经明确无疑。

与此同时，能源转型也成为国际社会的共同行动。2015年底通过的《巴黎协定》提出“把全球平均气温升幅控制在工业化前水平以上2℃之内，并努力将气温升幅限制在工业化前水平以上1.5℃之内”的目标。加快以“发展可再生能源为核心”的能源转型成为世界各国的普遍共识和一致行动。据统计，截至2015年年底，已经有大约173个国家制定了可再生能源发展目标¹。

中国也早已确定了到2020年非化石能源在一次能源消费中的比重达到15%及到2030年达到20%的能源发展战略目标。风电、太阳能光伏发电等可再生能源电力的规模化发展是实现这一目标的重要途径。

化石能源的大量使用已带来灾难性后果

煤炭的开采和使用带来水污染、重金属污染超标等问题。化石能源的大量使用带来了大气污染大范围频发、

公众健康受到损害以及生态环境遭到破坏等灾难性后果。根据绿色和平发布的数据报告²显示：2016年中国公开PM_{2.5}数据的366座城市中，74%的城市未达到国家二级空气质量标准的要求。研究显示³，大气PM_{2.5}平均浓度的提升将带来缺血性心脏病、脑血管病、肺癌以及慢性阻塞性肺疾病死亡人数的提升。

然而，煤炭依然是我国能源消费的主要来源。2015年中国能源消费总量43亿吨标准煤，排名世界第一，其中煤炭消费约占64%；人均能源消费量约为3.1吨标准煤，约为世界平均水平的1.2倍⁴，由此产生的二氧化硫、氮氧化物、烟尘和可吸入颗粒物等污染物的排放量长期高居世界首位。

可再生能源发展的协同效益仍然被低估甚至忽略

经历了近十年的高速发展，中国已成为全球最大的可再生能源市场，风电和太阳能光伏新增和累计装机容量均位于世界首位。据统计，截至2015年底，中国风电累计并网装机容量达到1.29亿千瓦⁵，光伏发电累计装机容量4318万千瓦⁶。

然而，可再生能源所带来的显著的能源、环境、经济和社会效益不仅没能在全社会达成共识，还存在着很多理解的误区、甚至是对事实的扭曲。

例如，不考虑燃煤发电的外部环境污染成本，一味强调“可再生能源的补贴是‘不可承受之重’”，却忽略了在替代煤炭减少环境污染的同时，可再生能源不断下降的成本和随之不断下调的补贴水平，以及中国用较少的补贴，实现了可再生能源的大规模发展和利用；



不考虑化石能源占主导地位的电力系统的根本性变革，一味强调可再生能源的波动性和随之带来的并网成本，却忽略了波动性可再生能源并网并不存在任何技术障碍，并能够推动电网向“更灵活、更智能”的方向发展；

不考虑深远和广泛的社会影响，一味强调可再生能源替代煤电的进程中出现的搁浅资产、失业以及地方收入减少，却忽略了可再生能源为地方产业转型和升级带来的潜在机会。

中国正面临着能源转型的关键时刻，此时将十分有必要系统、完整地梳理可再生能源的能源、环境、经济和社会效益，用中立的数据和客观的事实，形成全社会对于可再生能源的共识，从而更坚定、更不遗余力地推动可再生能源的发展，加速能源转型的步伐。

在此背景下，绿色和平北京办公室组织中国可再生能源学会风能专业委员会、发改委能源研究所、清华大学能源环境经济研究所、地学系统科学系以及卓尔德环境研究（北京）中心等机构，历时1年时间，开展了“中国风电和光伏发电的协同效益”研究。整个研究项目分为能源、环境、经济和社会效益四个部分，覆盖了风电和太阳能光伏发展所带来的直接和间接效益。

在此过程中，绿色和平北京办公室和中国可再生能

源学会风能专业委员会组织了庞大的专家咨询委员会，针对报告的研究方法、研究内容和主要研究结论展开了数次专家评审会。基于专家评审会意见和建议，各个课题组撰写专家也对报告内容进行了多轮修改。承蒙各位可再生能源、电网以及电力系统内的各位权威专家的支持和帮助，这份报告如今得以完成和呈现。

我们可以自豪地说，这份研究报告应是迄今为止，国内对于可再生能源协同效益分析最完整、最综合的一次。与此同时，我们也毫不讳言，正是因为“完整性”和“综合性”也为本报告的研究和撰写带来了极大的挑战，在各位撰写专家不遗余力的努力下，仍不免存有疏漏和瑕疵。我们也欢迎各位读者在给予理解的同时，提出您宝贵的意见和建议。此举不仅仅是帮助我们完善本报告的研究和结论，也是在为我国的可再生能源的健康、理性发展做出贡献，我们在此先深表感谢。

绿色和平自从2002年进入中国开展环境保护工作，一直致力于推动中国能源结构实现向“清洁、低碳”转型。为实现这一愿景，绿色和平始终坚持推动包括风能、太阳能光伏在内的可再生能源可持续地成长为替代煤炭的中坚力量。为此，绿色和平积极探索从不同维度、利用不同举措为可再生能源产业的健康发展创造适宜的政策、市场和社会环境，在不远的将来在中国稳步形成以可再生能源为主的能源结构。

1 国家可再生能源中心编著：国际可再生能源发展报告2016，中国环境出版社，P4

2 <http://www.greenpeace.org.cn/270-cities-need-air-control-regulation/>

3 潘小川等：大气PM_{2.5}对中国城市公众健康效应研究，北京：科学出版社，2016年

4 国家发展改革委能源研究所：中国能源数据分析手册2016，P29

5 http://www.nea.gov.cn/2016-02/02/c_135066586.htm

6 http://www.nea.gov.cn/2016-02/05/c_135076636.htm

目录

1	风光发电发展现状与情景预设	14	4	风光发电的经济效益	44
	电力系统的结构变化	16		研究方法	45
	风光发电的现状	17		研究结果	46
	风光发电在调度运行中的位置	20		风光发电对投资和 GDP 的拉动效益	46
	风光发电并网现状	22		风光发电对就业的拉动效益	47
	2015-2030 年电力系统发展情景预设	23		补充说明	49
	2015-2030 年其它相关发展情景预设	25		如何评价支持风电和光伏的补贴	49
2	风光发电的能源回收期与能源替代效益	26	5	风光发电的社会效益	50
	研究方法	27		研究方法	51
	考虑全生命周期能耗的能源回收期计算方法	27		研究结果	51
	考虑区域电网差异的能源替代效益计算方法	30		光伏发电解决无电人口用电问题	51
	研究结果	32		风光发电的节水效益	53
	能源回收期	32		能源行业主体多元化	56
	分区域能源替代量	33		参考文献	57
	补充说明	35		附录	60
	关于能源替代效益中的重要因素	35			
	关于与煤电的比较	35			
3	风光发电的环境效益	36			
	研究方法	37			
	研究结果	39			
	货币化的风光发电环境效益	39			
	不确定性分析	42			
	补充说明	43			
	风光发电的环境影响	43			
	风光发电的补贴强度	43			

目录

图 1 中国电源装机与发电结构 (1990-2015)	16	表 1 2015-2030 年中国电力系统发展情景	24
图 2 中国风电装机容量 (2006-2015)	17	表 2 中国 GDP 增速及单位发电成本变动情景 (2015-2030)	25
图 3 中国风电发电量 (2006-2015)	17	表 3 中国 GDP、风光发电单位发电成本发展情景 (2010 年价格) (2015-2030)	25
图 4 中国光伏装机容量 (2006-2015)	18	表 4 分区域风电与光伏能源替代 (2015/2030)	34
图 5 中国光伏发电量 (2011-2015)	19	表 5 燃煤发电环境外部成本的核算范围	38
图 6 电力系统发展情景 (2015-2030)	25	表 6 燃煤发电环境外部成本评价相关研究对比	39
图 7 风电项目设备制造与运行流程图	28	表 7 2020/2030 年燃煤发电环境外部成本	41
图 8 晶硅光伏的系统边界	29	表 8 风光发电带动的直接就业人数	48
图 9 调度优先次序与风电的替代效益示意图	30	表 9 风光发电带动的间接就业人数	48
图 10 风电与光伏能源回收期结果汇总	32	表 10 2013-2015 年解决无电地区人口用电投资及通电数据	52
图 11 分区域风电与光伏能源替代 (2015/2030)	33	表 11 风光发电与煤电发电阶段与全生命周期耗水量	53
图 12 燃煤发电环境外部成本的研究内容	37	表 12 风光发电发电阶段节水量 (2015-2030)	53
图 13 燃煤发电的环境外部成本	40	表 13 风光发电全生命周期节水量 (2015-2030)	54
图 14 2015 年中国可再生能源平均补贴强度	43		
图 15 风电和光伏拉动的总增加值	47		
图 16 风光发电拉动相关行业增加值占比	47		
图 17 风光发电的就业影响 (2015-2030)	48		
图 18 风光发电拉动就业的行业影响比较	49		
图 19 独立光伏与电网延伸人均投资对比, 2013-2015 案例	52		
图 20 风光发电发电阶段所节约水量 (2015-2030)	53		
图 21 风光发电全生命周期节水量 (2015-2030)	54		
图 22 2030 年风光发电分区域节水量	55		
图 23 2015 年不同性质开发商风电机组累计装机容量占比	56		
图 24 2015 年不同性质开发商光伏电站累计并网容量占比	56		

1

风光发电发展现状
与情景预设

2016年11月4日正式生效的《巴黎协定》提出了“把全球平均气温升幅控制在工业化前水平以上 2°C 之内，并努力将气温升幅限制在工业化前水平以上 1.5°C 之内”的关键目标。发展可再生能源、优化电源结构与能源结构已成为众多国家应对气候变化的主要途径，也是中国推动能源转型、治理环境污染，特别是大气污染的重要依托。在新近发布的《可再生能源发展“十三五”规划》及风电和

太阳能“十三五”专项发展规划中，国家能源局设定了“到2020年中国风电累计装机容量确保达到2.1亿千瓦以上，光伏发电装机达到1.05亿千瓦以上”的发展目标。然而，中国现行的体制机制与政策环境仍存在诸多障碍因素，不利于可再生能源的高效发展与目标实现。认识风电和光伏发电的协同效益，是凝聚社会共识、破除可再生能源发展障碍的基础。这也是本研究报告的主要内容。



电力系统的结构变化

总体而言，在过去的十多年间，中国的电力供需经历了一个“紧张——平衡——有所富余——严重富余”的变化过程。燃煤发电在占据电力系统主导地位的同时，新增装机容量仍保持快速增长。**整体来看，电力系统的结构变化非常缓慢。**

从装机容量看，中国风电经历了 10 年的高速发展。截至 2015 年底，风电累计装机容量达到 1.45 亿千瓦、累计核准容量达 2.16 亿千瓦¹。与此同时，光伏也经历了迅猛发展，累计装机容量从 2006 年的 8 万千瓦² 增长到 2015 年底的 4318 万千瓦³。与此同时，燃煤发电装机容量也在同期迅速扩张，其装机容量由 2003 年的 2.8 亿千瓦增长到 2015 年的 9 亿千瓦⁴，其装机容量增长超过 3 倍。

从装机比例看，到 2015 年底，风电和光伏装机在发电装机中的比重增长至 12%，燃煤发电在发电装机中的比例由 2003 年的 70% 下降到 2015 年底的 59%。

从发电量看，风电和光伏发电量在全国总电量中的占比仅不到 4%，燃煤发电占全国总发电量的比重由 2003 年的 80% 下降至 2015 年的 63%⁵。整个电力系统结构优化节奏非常缓慢。

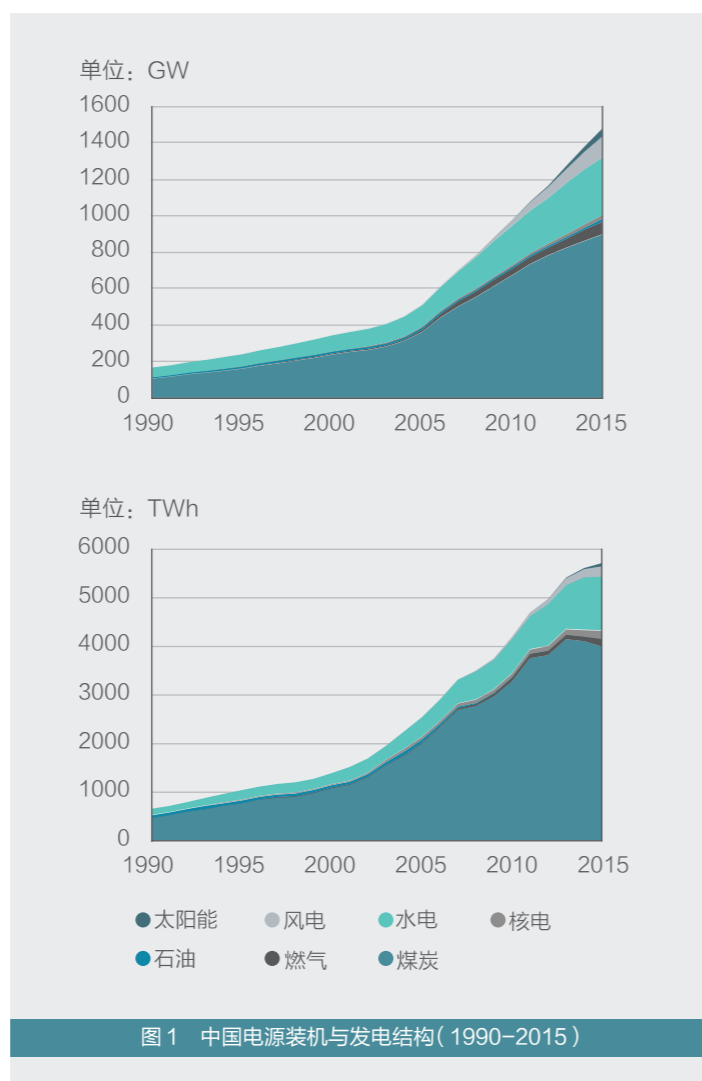


图1 中国电源装机与发电结构(1990-2015)

1 国家能源局：2015 年风电产业发展情况，http://www.nea.gov.cn/2016-02/02/c_135066586.htm
 2 国家能源局、国家可再生能源中心：《可再生能源数据手册 2016》，P132
 3 国家能源局，2015 年光伏发电相关统计数据，http://www.nea.gov.cn/2016-02/05/c_135076636.htm
 4 中国电力企业联合会：《中国电力行业年度发展报告 2016》，中国市场出版社，P61
 5 中国电力企业联合会：2015 年全国电力工业统计快报

风光发电的现状

中国风电产业在过去 10 年中取得了长足发展。与丹麦、德国等先行国家相比，中国风电产业发展速度更快，经历了“起步——装机数量增长而单机容量变化不大——单机容量快速扩大——装机数量和单机容量均快速增长”的历程。

2015 年，中国风电新增装机达到 3075 万千瓦，占全球新增装机容量的 48.5%，累计装机容量达到 1.45 亿

千瓦，占全球累计装机容量的 33.6%，位居全球首位。相对于 2005 年底的 126 万千瓦，中国风电累计装机容量在 10 年内增长了将近 100 倍。风电发电量达 1863 亿千瓦时，占各类电源总发电量的 3.3%，成为继煤电、水电后的第三大电源。中国所有省份均已风电项目开发，在内蒙古、甘肃、河北、新疆、宁夏等省（区、市），风电装机占比达到 15% 以上，内蒙古等地区甚至超过 20%。风电已成为这些地区重要的电力供应来源。

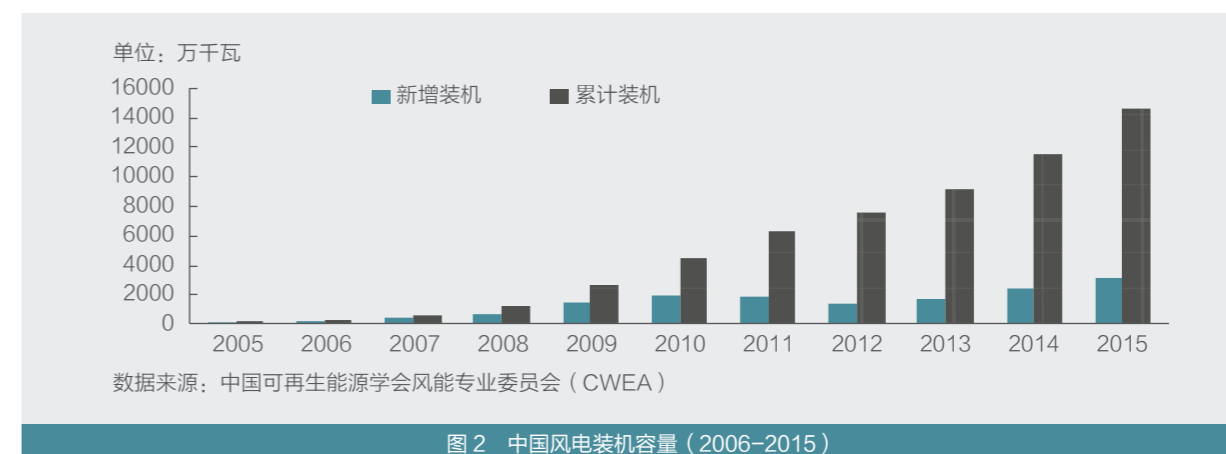


图2 中国风电装机容量(2006-2015)



图3 中国风电发电量(2006-2015)

数据来源：国家能源局

数据来源：中国可再生能源学会风能专业委员会（CWEA）

风电市场的快速扩张拉动并培育了一大批优秀的风电制造企业。2015年全球排名前15的风电设备制造厂商中,8家为中国企业⁶。截至2015年,5家中国整机制造企业累计吊装装机容量超过1000万千瓦,全球市场份额合计达到25.2%。中国已形成完备的风电设备产业链。大型风电机组的关键零部件制造水平持续上升,技术水平不断进步,已能满足国内市场需求并向国际市场出口。

出口方面⁷,截至2015年底,中国风电机组制造商已出口风电机组共计1085台,累计容量达到203.6万千瓦,出口国家增加至28个。其中,中国向美国出口的风电机组容量最多,占总出口容量的19.4%;其次是

巴拿马和埃塞俄比亚,出口占比分别为13.3%和10%。

“十二五”期间,特别是在2013年《促进光伏产业健康发展的若干意见》颁布后,随着电价、并网和税收等政策的出台,中国光伏产业呈现出跨越式的发展态势。截至2015年底⁸,中国光伏发电累计装机容量4318万千瓦,其中光伏电站3712万千瓦,分布式装机606万千瓦;新增装机容量1513万千瓦,占全球新增装机的四分之一以上,中国已超越德国成为全球光伏发电装机容量最大的国家;光伏年总发电量达到392亿千瓦时,光伏发电量占各类电源总发电量的比例达0.7%,较上年提高了0.4个百分点。

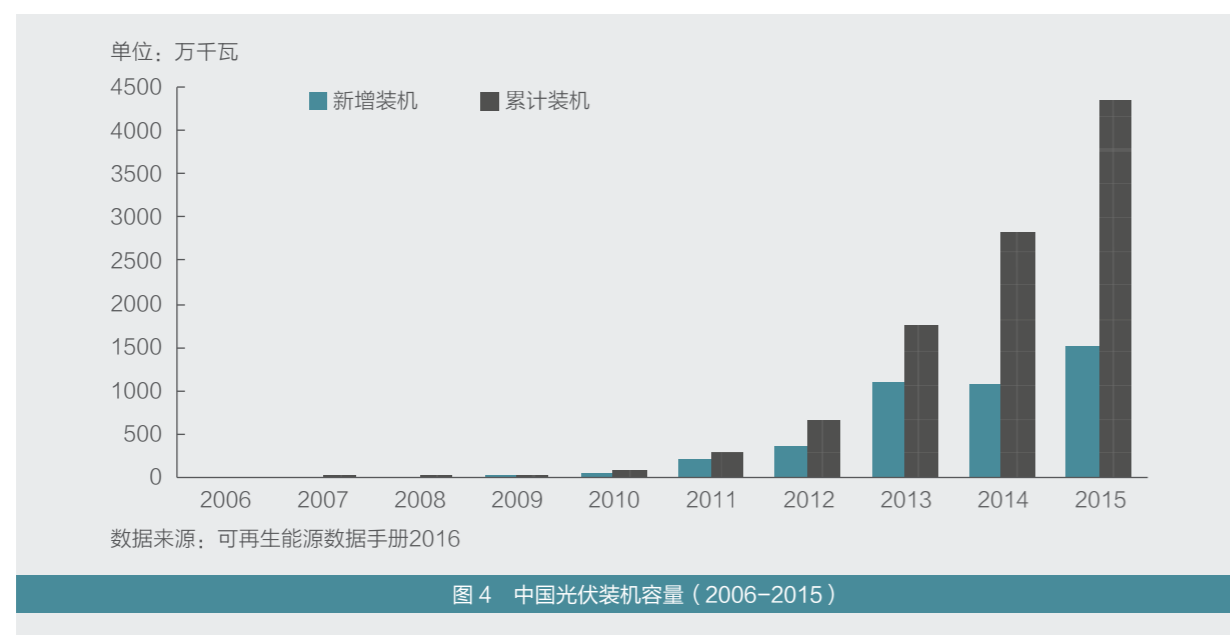


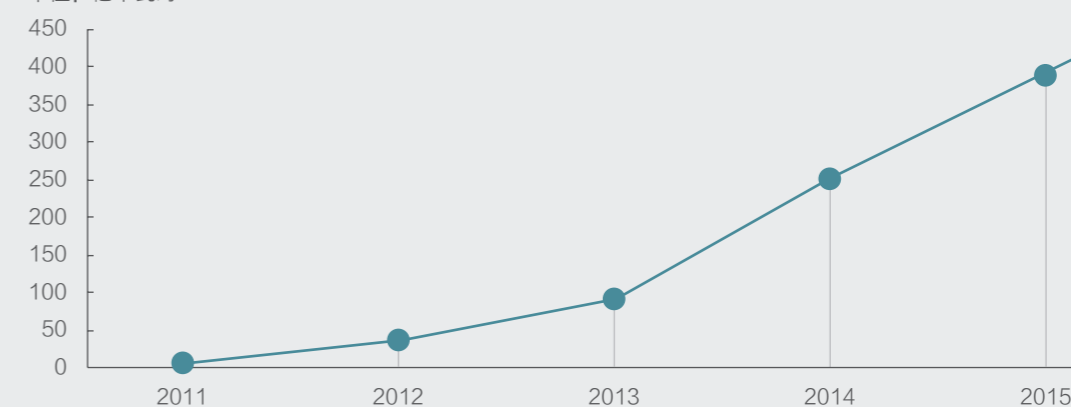
图4 中国光伏装机容量 (2006-2015)

6 FTI Consulting, Global Wind Market Update – Demand & Supply 2015

7 中国可再生能源学会风能专业委员会:《中国风电产业地图2015》, P129

8 国家能源局:2015年光伏发电相关统计数据, http://www.nea.gov.cn/2016-02/05/c_135076636.htm

单位: 亿千瓦时



数据来源: 可再生能源数据手册2016

图5 中国光伏发电量 (2011-2015)

光伏市场的迅速扩张也带动了一批优秀的光伏制造企业。依据中国光伏行业协会的统计,2015年全球排名前10位的光伏企业有6家为中国企业。中国多晶硅产量连续5年位居世界第一,硅片产量占全球总产量比例高达79.6%,电池片产量占全球总产量比例达66%。中国光伏行业制造水平逐渐提升,已经形成了完善的产业链。中国光伏企业从硅材料生产、加工、光伏电池片、组件的生产及相应的纯水制备、环保处理、到与光伏产业链相应的监测设备等,都已经具备成套供应的能力。

出口方面⁹,2015年中国硅片总出口额达21.6亿美元,主要出口地区为中国台湾,占总出口额的60.7%;其次为韩国和马来西亚。光伏组件出口额达到130.5亿美元,同比增长2.3%,出口量约为2400万千瓦,其中日本是中国光伏组件的最大出口市场,出口额达36.85亿美元,其次为美国和印度。

9 中国光伏行业协会:《2015-2016中国光伏产业年度报告》



风光发电在调度运行中的位置

尽管某些地区或者时刻稍有例外，总体而言中国电力机组调峰义务普遍很大，70% 以上都属于义务调峰，电力机组调度仍基本维持“平均小时数调度”¹⁰的原则。大量燃煤发电机组存在开工不足的问题：2015 年火电设备平均利用小时数仅为 4329 小时¹¹。这在一定程度上增加了调度的自由量裁权和可以使用的调峰资源。

在大部分地区，电力市场的平衡通常并非通过辅助服务市场由成本更低的专门机组去完成，而是把平衡义务分摊到所有的机组平均承担，这些承担平衡义务的机组甚至包括占能源系统 2/3 的 60 万千瓦以上的大机组。

由于煤电固定资本大，调峰不够灵活，且损耗大、成本高，均摊系统平衡责任并通过终端电价将平衡成本社会化的方式对于整体系统效率而言是一种浪费，但如果不改变调度原则和市场份额确定模式，调整电力系统平衡责任的动力也并不存在。

特别是在目前电力系统中“煤电基荷”¹²思维仍旧占据比较重要位置的情况下，煤电具有事实上的优先地位。

这突出的表现在以下几点：

规划体系中，由于长期依赖煤电，电力规划的制定基本是围绕煤电展开的，其它电源的发展在规划中多数由外生给定而非内生选择。大部分规划的基本思路是保证最大负荷点，如夏季典型出力日和冬季典型出力日的容量平衡和全年电量平衡。这种“点”时刻的分析中，有限的内生变量为用来满足剩余负荷的煤电容量和用来满足剩余电量的利用小时数。从风光发电的出力特点来看，其波动性、大范围出力的互补性与对备用容量需求提高、反调峰等特点在规划上很难体现。随着风光发电在电力系统中的比重不断提升，相关规划迫切需要在方法论方面予以改进。

管理体制中，燃煤发电公司基本是中央或者地方支柱型国有企业，有些企业还承担标准制定、成本测算等公共职能，拥有较大的政治、政策影响力与政府资源。煤电机组拥有行政规定的运行小时数，这在一定程度上类似保证机组基本收益的“容量电价”，但是其电价水平却大大超过了容量电价。作为新生事物，风电和光伏自然要参与

整个市场需求的分割。从客观上来讲，它们是以“挑战者”的面目出现的，在运行安排中容易受到已存在机组的排斥。

运行体系中，目前中国基本上不存在短期电力市场，电力系统实际执行的是“年前电力市场”，即提前一年以“发用电计划”的形式确定在管理体制规则下机组的“市场份额”。各种机组具有提供基本平衡服务的义务，与中央政府基于确定的小时数测算出的基本电价相结合，各种传统化石能源机组，无论容量、使用年限，均给予大致平均的全年发电小时数。在满足全年份额的前提下，调度机构可在小于年的时间尺度上，如月、日、小时、15 分钟乃至实时，灵活地决定机组的出力与排序。如果机组的出力波动超过了一定程度，往往被认为提供了“辅助服务”，尽管并不清楚这种辅助服务的服务对象是谁。

思维方式上，电力系统的平衡仍维持“‘猜测’需求并通过控制供应来实现平衡”的基本范式。这与市场短期与长期的平衡逻辑——依靠价格信号进行短期份额竞争决策，以及在长期市场中的投资决策存在本质不同。因此，电力需求放缓的直接结果是包括风光发电在内的所有机组发展放缓，将电力系统的结构问题和效率问题一并归结为总量平衡问题。

在电力需求增速放缓的背景下，“弃风”、“弃光”问题的日益严重，与这种制度性的安排不无关系，也影响着可再生能源进入电力系统对相应化石能源的替代效果。这关系到可再生能源替代效益测算方法论与测算结果。显而易见，如果可再生能源利用率无法提高，其替代效益也会相应地打折扣，这点我们将在第二章做具体讨论。

10 指煤电机组不分容量、使用年限、效率，都拥有大致平均的年利用小时数。

11 国家能源局：2015 年全社会用电量，http://www.nea.gov.cn/2016-01/15/c_135013789.htm

12 指不管煤电出力波动的原因，将一切波动视为发生了系统辅助服务。



风光发电并网现状

随着风电并网规模的扩大，2010年后风电的“弃风”问题日益显著与严重，风电的实际运行小时数往往会比其设计负荷率低5%–20%，严重影响项目的经济性与整个风电产业的发展质量。按照国家能源局的统计¹³，2015年中国风电平均利用小时数降至1728小时，较上年下降172小时，弃风电量达339亿千瓦时，平均弃风率高达15%。“弃风”现象在甘肃地区更为严重，弃风率高达39%。2016年上半年，风电“弃风”电量达到323亿千瓦时，同比增加148亿千瓦时；平均弃风率21%，同比上升6个百分点¹⁴。

随着近几年中国光伏装机容量的迅速增加，“弃光”问题在部分地区也逐渐开始显现。2015年，光伏全年平均利用小时数仅为1133小时。从区域来看，西北部分地区出现了较为严重的“弃光”现象。甘肃全年平均利用小时数为1061小时，弃光率达31%；新疆维吾尔自治区全年平均利用小时数为1042小时，弃光率达26%。2016年上半年，“弃光”情况愈加严重，光伏“弃光”电量达到了37亿千瓦时，主要发生在西北五省。其中，新疆和甘肃发电运行仍较为困难，弃光率分别达到了33%和32%。

从能源与电力系统结构来看，风光发电在总装机与发电量中所占份额还非常低，二者的装机容量仅仅超过全国总装机容量的10%¹⁵，发电量仍不到4%。**风光发电在能源与电力系统中的角色仍旧微小，却在并网和上网利用率方面已经显现出严重问题。**

然而，欧美等发达国家的经验表明¹⁶，技术因素并不是阻碍高比例风电并网的主要原因。同样的，目前中国出现的大规模“弃风”并不是技术因素造成的。一般情况下，风电占比达到20%时，因风电所增加的平衡成本约为风电整体销售价的10%或更低，且风电并网运行成本会随消纳区域的扩大而降低。如果风电遍布整个区域，那么每台机组的波动降低而整体的预测能力会提高，直接降低了并网的成本。其次，电力系统的供电和用电在本质上就是不稳定的。为适应日负荷变化周期，传统电源结构在设计时就考虑到了系统的灵活性，设计了调峰机组，只有基本负荷机组才会连续运行，这样在很多平衡区域内，日负荷变化周期特性就促使常规发电系统形成了很好的机动能力。在某些区域，只允许按照以小时为单位进行调节，不能充分发挥现有的弹性，但这并不是因为发电机组不具备灵活调节的性能，而是由当地的市场规则决定。也就是说，目前风电并网难的原因并不在于风电本身的不稳定性或间歇性。消纳多少风电是由经济和监管条例决定的，以往的运行经验以及详细的风电并网研究并未发现电网在容纳多少风电方面存在明确的技术限制。一些国家已经使用了大量的风电，比如通过与欧洲其它地区的有限互联，丹麦的风电占比达到20%（高峰时达到43%），德国达到7%（高峰时达到30%），西班牙和葡萄牙达到11%（高峰时达到30%），以及爱尔兰风电占9%（高峰时达到11%）（Edenhofer et al., 2011）（EWEA, 2010）。

2015–2030年电力系统发展情景预设

本报告测算的未来电力系统发展情景预设（2015–2030年）按表1及图6进行设定。报告中所有对于风光发电未来能源、环境、经济和社会效益的计算都是基于这一电力系统发展情景。这一方案的设定综合考虑了如下因素：

- **电力系统现状：**依据中电联的统计数据¹⁷，截至2015年年底，中国全口径发电装机容量152527万千瓦，全国主要电力企业在建电源规模1.82亿千瓦；
- **国际承诺：**中国政府在2015年底签订的《巴黎协定》中承诺“非化石能源占一次能源消费比例到2020年要达到15%，到2030年要达到20%”；
- **节能减排目标：**煤电份额显著下降，使得满足环境减排目标变得可能；
- **未来电力系统须实现成本最小化：**未来电力结构中波动性电源占比将不断提升，在有效提高灵活性机组份额的前提下，未来电力系统的运行应实现最小的系统成本。

基于以上情景假设，本报告预设的2015–2030年电力系统发展情景具体描述如下：

- 煤电利用小时数从2015年到2030年将会经历一个大幅下降后有所上升的过程。目前中国有超过2亿千瓦的煤电机组正在核准、在建或者接近

完成。这在短期内将提升中国煤电的总体装机容量至10亿千瓦以上。这部分机组参与市场竞争后，将对其本身及其它机组的利用小时数产生明显的影响。但随着电力需求的增加以及老旧机组的退役，煤电利用小时数将逐步回升。

- “弃风弃光”问题有所缓解，风电和光伏的装机和利用水平由外生条件确定。风电和光伏的安装将更多地分布在资源条件并非最优、但用电成本最高的华东、南方以及华北地区，其利用小时数会因为资源条件的缘故有所下降。
- 系统的调峰调频服务更加专业化。电力系统的调峰调频服务将由更加灵活的天然气单循环与联合循环机组来满足。到2030年，随着可再生能源的份额提升，这部分机组将超过3亿千瓦，保障了系统运行的可行性。

这一情景的基本含义是：到2020年之后，电力系统的增长以风电、光伏与气电为主。为实现2030年20%的非化石能源目标，风光发电量的年均增长率将分别达到10%与20%以上。相应的，中国风光发电占总发电量的比例将从2015年的4%，逐步增长到2020年的8%和2030年的17%（Zhang and Bauer, 2013）。考虑到目前的容量增长与“弃风弃光”的严重程度，这一目标是极具挑战的，需要各方持续的努力并有效解决“弃风弃光”问题。

13 国家能源局：2015年风电产业发展情况，http://www.nea.gov.cn/2016-02/02/c_135066586.htm

14 国家能源局：2016年上半年风电并网运行情况，http://www.nea.gov.cn/2016-07/27/c_135544545.htm

15 国家能源局数据与中电联数据显示，2015年总装机容量15.06亿千瓦，风电并网装机容量1.29亿千瓦，光伏电站并网容量3712万千瓦。

16 Milligan, M., Porter, K., & DeMeo, E. (2011). 破解风电迷思. 风能, 5, 009.

17 中国电力企业联合会：《中国电力行业年度发展报告2016》，中国市场出版社

表 1 2015-2030 年中国电力系统发展情景

指标名称	单位	2015	2020	2025	2030
发电量	亿千瓦时	56045	68300	79300	87700
水电	亿千瓦时	11143	12600	14000	14000
其中: 抽水蓄能	亿千瓦时	158	350	700	1050
火电	亿千瓦时	40972	45980	49909	52548
其中: 燃煤(含煤矸石)	亿千瓦时	37649	42980	44409	45048
燃气	亿千瓦时	1658	3000	5500	7500
核电	亿千瓦时	1695	4060	5600	5950
风电	亿千瓦时	1851	4400	6931	9802
太阳能发电	亿千瓦时	383	1260	2860	5400
全社会用电量	亿千瓦时	55500	67600	78600	87000
第一产业	亿千瓦时	1020	1100	1200	1300
第二产业	亿千瓦时	40046	44300	47000	48700
其中: 工业	亿千瓦时	39348	43400	46100	47700
其中: 轻工业	亿千瓦时	6729	11400	14700	16900
重工业	亿千瓦时	32620	32000	31400	30800
第三产业	亿千瓦时	7158	11500	14700	17000
城乡居民生活用电	亿千瓦时	7276	10700	15700	20000
发电装机容量	万千瓦	150673	196300	230500	270500
水电	万千瓦	31937	36000	40000	40000
其中: 抽水蓄能	万千瓦	2271	5000	8000	10000
火电	万千瓦	99021	122000	127500	128000
其中: 燃煤(含煤矸石)	万千瓦	88419	110000	105500	98000
燃气	万千瓦	6637	12000	22000	30000
核电	万千瓦	2717	5800	8000	8500
风电	万千瓦	12830	22000	33000	49000
太阳能发电	万千瓦	4158	10500	22000	45000
6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时	小时	3969	3479	3440	3242
水电	小时	3621	3500	3500	3500
火电	小时	4329	3907	4209	4597
核电	小时	7350	7000	7000	7000
风电	小时	1728	2000	2100	2000
太阳能发电	小时	1133	1200	1300	1200

2015 年数据来源: 中电联统计快报 2015

* 电力平衡中火电部分忽略除煤电与气电外的其它类型

风电和光伏的利用小时数符合“先上升后下降”的趋势。从短期看, 2015 年后风电和光伏的利用小时数外生确定; 从中期看, “弃风”和“弃光”问题得到改善; 从长期看, 三、四类资源区的开发会带来利用小时数的下降。本报告预估在未来 15 年风电的年利用小时数将保持

在 2000-2100 小时, 光伏则为 1200-1300 小时。同发改委能源所的研究¹⁸相比, 本报告对于风电、光伏利用小时数的预测略微保守。煤电机组利用小时数的确定则由总需求扣减包括风电和光伏在内的可再生能源发电之后“剩余负荷曲线(residual demand)”内生产生。

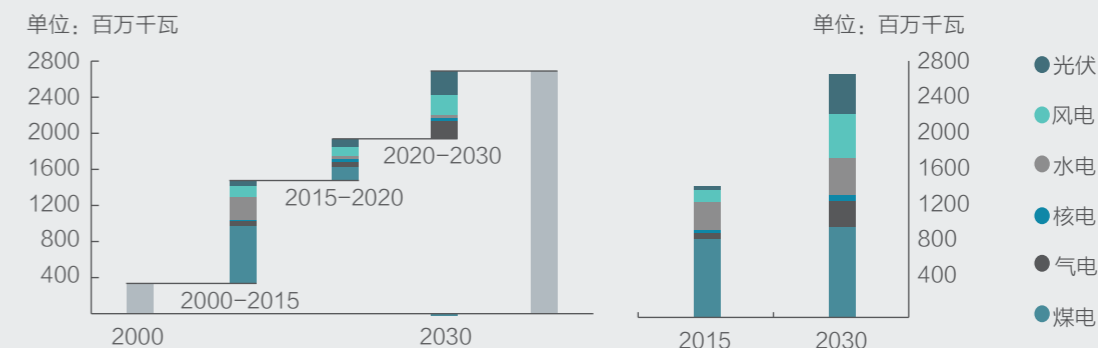


图 6 电力系统发展情景 (2015-2030)

2015-2030 年其它相关发展情景预设

情景分析法主要是在综合国内外风光发电发展现状、技术、政策等资料的基础上, 提出对应的未来风光发电发展情景与宏观经济情景。本报告的经济与产业发展情景设置具体如表 2、表 3 所示, 情景设置依据请见附录一。

表 2 中国 GDP 增速及单位发电成本变动情景 (2015-2030)

内容	2015-2020 年	2020-2025 年	2025-2030 年
年均 GDP 增速 (%)	6.5	6.0	5.5
年均单位煤电成本降幅 ¹⁹ (%)	1.0	0.5	0.5
年均单位风电成本降幅 (%)	3.7	0.6	0.6
年均单位光伏发电成本降幅 (%)	3.7	3.3	3.3
年均单位其它发电成本降幅 (%)	1.0	0.5	0.5

表 3 中国 GDP、风光发电单位发电成本发展情景 (2010 年价格) (2015-2030)

	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
GDP (亿元, 2010 年价)	595651	816093	1092117	1427353
煤电 (元 / 千瓦时)	0.28	0.27	0.26	0.25
风电 (元 / 千瓦时)	0.46	0.38	0.37	0.36
光伏发电 (元 / 千瓦时)	0.68	0.56	0.48	0.40
其它 (元 / 千瓦时)	0.26	0.25	0.24	0.24

需要说明的是, 在情景设置中, 风光发电成本的降幅均为保守预测。到 2030 年, 风光发电的发电成本与 2015 年相比, 将分别下降 20% 和 40%²⁰。报告以该预测作为标准进行计算。但考虑到未来的技术进步的不确定性, 风光单位发电成本可能会有更大程度的下降, 因此在附录二中给出风光发电成本下降的不同预测, 供读者参考。

18 发改委能源所《中国可再生能源展望 2016》的高比例可再生能源情景预测光伏利用小时数在 2020 和 2030 年分别为 1321 小时和 1195 小时, 风电利用小时数分别为 2211 小时和 2346 小时。

19 该处煤电成本仅包括煤电的生产成本, 仅考虑燃料、人员及固定设备投资成本, 不包括输配电成本, 脱硫脱硝设备安装及排放水平保持现状不变。单位发电成本的下降主要是考虑技术进步后单位燃料成本的下降 (2010 年不变价, 不考虑名义价格变动)。

20 NREL 报告 Renewable Electricity: insights for the coming decade 中预测中国风电和光伏的发电成本将分别下降 20% 和 40% 左右, 本报告对于风光未来发电成本的预测主要参考了这一研究。同 IRENA 对于全球风光发电成本下降降幅比, 这一预测较为保守。IRENA 预计全球风光发电的度电成本将分别下降 49% 和 59%。

2

风光发电的能源回收期
与能源替代效益

研究方法

考虑全生命周期能耗的能源回收期计算方法

本报告中所定义的能源回收期指的是风电光伏系统在投入运行后需要几年，可以收回生命周期中对一次能源的消耗，这些消耗通常包括设备制造、安装、运行、维护、报废和回收以及维护系统平衡所需要的能源。它直观地反映了投入单位能源所产生的回报。能源回收期可在一定程度上影响项目的成本大小。

对于风光发电项目而言，发电运行是主要的环节。此外，上游设备制造、运输，以及全生命周期结束后的回收往往也存在耗能过程，这些过程是测算能源回收期关注的重点。

对于风电系统，它的能源回收期公式为：

$$\begin{aligned} \text{能源回收期} &= \frac{\text{生命周期中总能源消耗[MJ]}}{\text{年发电量[MJ/Year]}} \\ &= \frac{\text{制造能源消耗} + \text{运输安装能源消耗} + \text{运行维护能源消耗} + \text{废弃回收能源消耗}}{\text{年发电量}} \quad (2-1) \\ &= \frac{\sum(\text{材料消耗} \cdot \text{单位材料能耗}) + \sum(\text{运输距离} \cdot \text{运输方式单位重量距离能耗} \cdot \text{运输重量}) + \sum(\text{材料重量} \cdot \text{单位重量运行维护能耗}) + \sum(\text{单位材料废弃或回收能耗} \cdot \text{各材料重量})}{\text{装机容量} \cdot \text{容量因素} \cdot \text{年运行时间}} \end{aligned}$$

对于光伏系统，它的能源回收期公式为：

$$\begin{aligned} \text{能源回收期} &= \frac{\text{生命周期中总能源消耗[MJ]}}{\text{年发电量[MJ/Year]}} \\ &= \frac{\text{制造能源消耗} + \text{运输安装能源消耗} + \text{运行维护能源消耗} + \text{废弃回收能源消耗}}{\text{年发电量}} \quad (2-2) \\ &= \frac{\sum(\text{材料消耗} \cdot \text{单位材料能耗}) + \sum(\text{运输距离} \cdot \text{运输方式单位重量距离能耗} \cdot \text{运输重量}) + \sum(\text{材料重量} \cdot \text{单位重量运行维护能耗}) + \sum(\text{单位材料废弃或回收能耗} \cdot \text{各材料重量})}{\text{装机容量} \cdot \text{峰值日照时数} \cdot \text{系统性能比率}} \end{aligned}$$

其它涉及到的关键因素设定如下：

- 项目周期

现有研究中有关风电机组实际寿命的数据非常少。目前对风电的经济评估中，一般默认陆上风电机组的寿命是 20 年，海上风电机组的寿命为 25 到 30 年（Blanco 2009, Arvesen and Hertwich 2012）。

对于光伏发电来说，光伏发电系统的寿命一般大于 25 年，其中晶体硅光伏组件的寿命一般被认为是 30 年，薄膜光伏组件的寿命一般被认为是 25 到 30 年（Sheng-Qiang, Xian-Qiang et al. 2012）。

● 系统边界

风电发电项目设备制造与运行的生命周期流程图如图 7 所示：

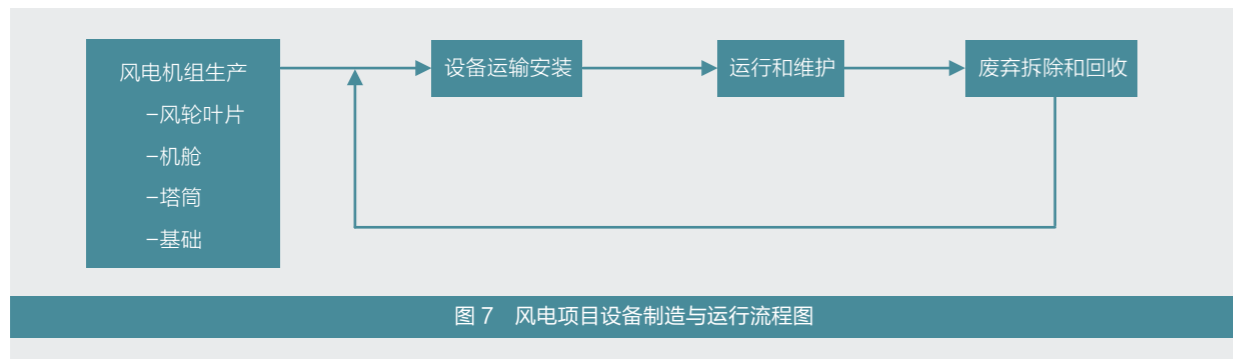


图 7 风电项目设备制造与运行流程图

每一个风电场都包括两个部分，风电机组（基础，塔筒，机舱和风电叶片）和传送装置（内部电缆，变压器和外部电缆）（Wang and Sun 2012）。在风电机组的生命周期评估中，风电机组的生命周期分为 4 个阶段，分别为：风电机组制造，运输和安装，发电和风电机组维修，退役回收和废物处理（Kabir, Rooke et al. 2012）。

在目前的生命周期评估研究中，只有风电机组制造这一阶段是所有研究都采用的唯一阶段（Arvesen and Hertwich, 2012）。在研究风力发电能源回收期的文献中，风电机组制造过程是整个生命周期中能源消耗最多的环节，对于海上风电场尤其如此；而关于运行和回收环节，相关的文献较少。基于此，本报告对于风电场的生命周期评估中只考虑制造和运输环节。

相较于风力发电，光伏系统制造环节更加复杂、能源投入更多，因此我们会更强调光伏组件的技术路线，并将生命周期评估的重点放在制造环节。

目前光伏组件所用材料主要涉及单晶硅、多晶硅、非晶硅与碲化镉（CdTe）薄膜和铜铟镓锡（CIGS）薄膜。不同光伏发电技术所需的材料不同、能源消耗需求不同，因而能源回收期也不同。对并网的非晶硅光伏系统来说，屋顶光伏系统的能源回收期大约在 2.5-3 年。由于屋顶光伏系统的支架一般为铝而地面光伏系统常用混

凝土制造，因此非晶硅地面光伏系统的能源回收期相对较长，大约在 3-4 年。单晶硅地面光伏系统的能源回收期一般在 3.2-8 年不等，多晶硅地面光伏系统的能源回收期一般在 1.5-5.7 年不等（Sherwani, Usmani et al. 2010）。

在目前已经产业化生产的光伏电池中，单晶硅电池组件的能量转换率是所有光伏电池中最高的，然而，它的全生命周期能源消耗也最多。多晶硅光伏电池和单晶硅光伏电池的能源转换率几乎相同，但是在其生命周期中消耗的能源更少一些。因此，它的能源回收期也相对短一些（Peng, Lu et al. 2013）。

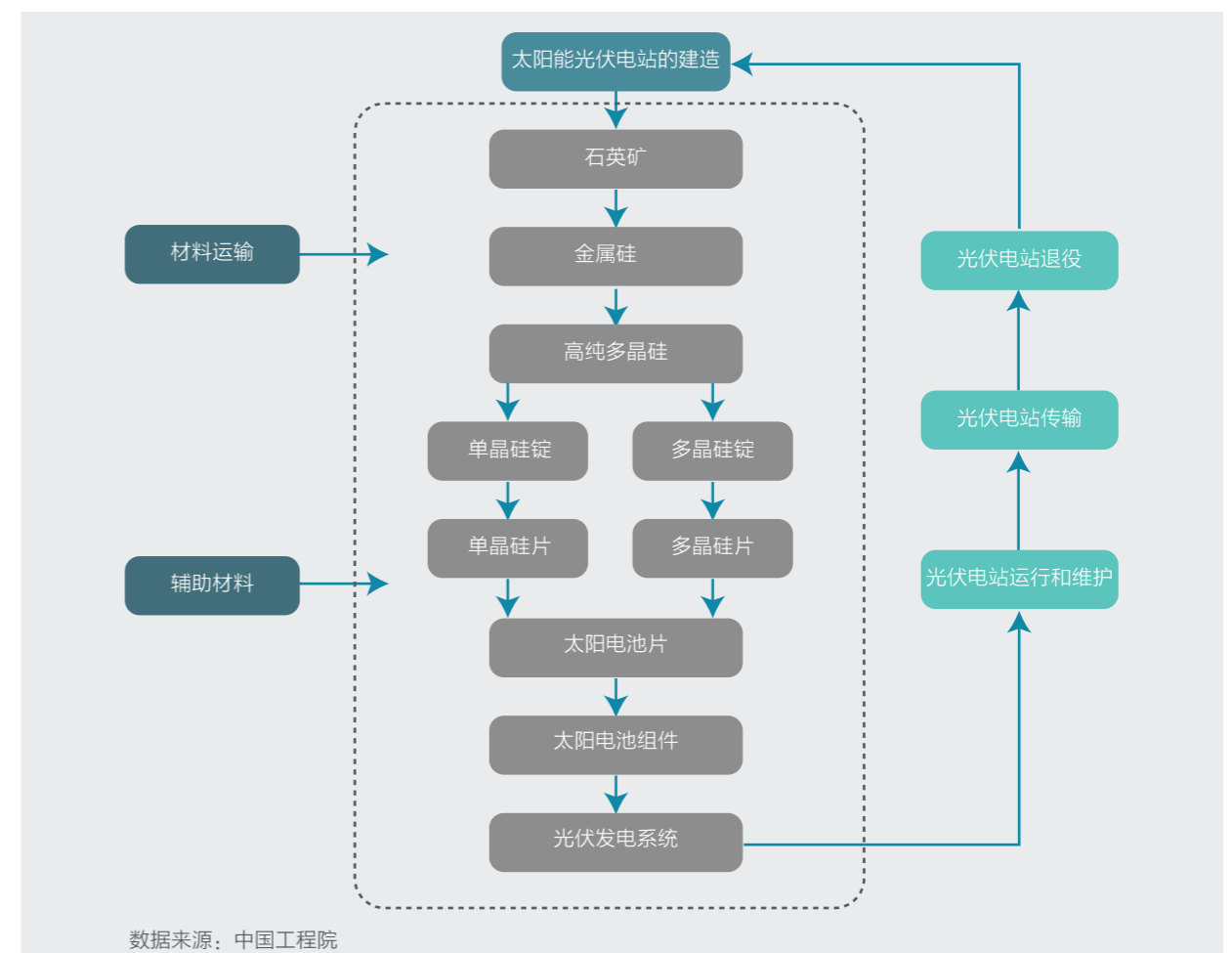
薄膜光伏系统的能源转换率比晶硅光伏系统低，但由于制造技术相对简单，生产薄膜光伏系统所需要的能源和材料也比较少，所以，薄膜光伏系统的能源回收期也比较短（Peng, Lu et al. 2013）。此外，BOS 系统（Balance of System）在薄膜光伏系统中的能源消耗量相对较高，因此，在计算能源回收期时也要考虑 BOS 系统（Peng, Lu et al. 2013）。

总之，在五中光伏电池中，碲化镉（CdTe）薄膜光伏技术所消耗的能源较少、转化效率较高，所以它的能源回收期最短，对环境的影响也最小。而晶硅光伏系统在其生命周期中的能耗较高，尤其是单晶硅光伏系统，主要由于在其光伏组件制造过程中能源消耗比其它几种光伏技术的能耗高（Peng, Lu et al. 2013）。

由于晶硅光伏电池的制造相对简单、使用范围较广，因此本文采用晶硅光伏系统作为光伏发电部分的研究对象。晶硅光伏系统的整个生命周期过程包括原材料的开采，各部件的生产，安装使用和最后的废弃处理，具体来说包括：

- 光伏发电系统的生产：包括太阳能电池板和 BOS 系统，其中 BOS 系统主要包括逆变器和支架系统；
- 材料设备运输和施工安装；
- 发电运行和维护；
- 废弃处理，包括部分金属和硅片的回收再利用，以及其余部件的焚烧填埋。

晶硅光伏系统的边界和运行流程图如图 8 所示：



数据来源：中国工程院

图 8 晶硅光伏的系统边界

考虑区域电网差异的能源替代效益计算方法

从方法论上讲，要回答可再生能源能源替代效益的问题，必须假定如果没有可再生能源，那么电力系统中何种电源类型或电源类型的组合将用来满足这部分电力需求。在中国，由于不存在明显的基于边际成本竞争结果的调度优先次序，即不同煤电机组拥有大致平均的发电小时数，因此可以近似认为可再生能源电力进入系统，是替代电网中其它非必须运行的电源或电源组合发电。这些电源或电源组合等价的燃料强度，就是单位可再生能源替代的能源。相对于“可再生能源电力进入系统是替代煤电”的说法，这种方式的描述更加准确。

具体而言，风光发电项目并网对电网的影响可以有以下两种方式：

一种是影响电网的发电和运行调度。在这种情形下，被风光发电替代的电网发电量是电网系统调度顺序中被调度电厂发电量的一部分，它属于整个电网发电量的边际部分。对这部分处于边际状态的电厂群，按年发电量加权平

均的单位发电煤耗和单位发电排放水平就称为“电量边际基准线”²¹。这一因素强调的是和电网运行调度相关，又称作“运行边际”。显然，电网中那些低运行成本、作为基荷电源和必须运行的电厂（比如水电和核电）不应该受影响，因此这些电厂应当被排除在运行边际之外。

这与竞争性电力市场中的替代边际电厂²²存在区别。在竞争性电力市场中，替代边际电厂一般基于边际成本来确定优先调度顺序，通常最先被替代的边际电厂为天然气发电，在高比例可再生能源的情况下，可能扩展到煤炭甚至其它基荷电源。图9表示的是简化情形下，基于系统成本最小的调度优先次序。在以竞争为基础的市场中，不同地区污染损失、电源结构很不相同，因此可再生能源替代的机组类型以及减排的影响可能完全不同。Siler-Evans²³做过这方面的典型研究。她分析了风电与太阳能发展的健康、环境与气候方面的综合收益以及地区间的差异。

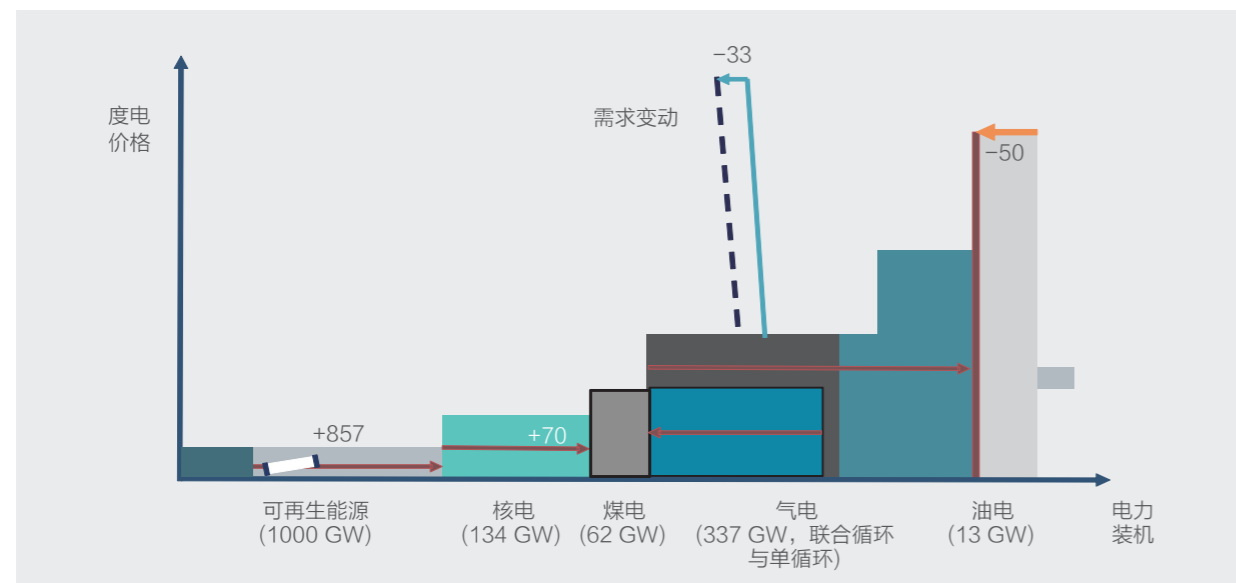


图9 调度优先次序与风电的替代效益示意图

21 具体见后续公式 (2-3)、(2-4)、(2-5) 的计算

22 即指满足最后一份电力需求的电厂。

23 Siler-Evans, K., Azevedo, I. L., Morgan, M. G., & Apt, J. (2013). Regional variations in the health, environmental, and climate benefits of wind and solar generation. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 110(29), 11768-11773

另一种是影响电网的容量建设，即推迟、改变或取消某些电厂装机容量的建设计划。受到影响的容量是整个电网装机容量发展的边际部分，这部分边际容量的加权平均单位发电煤耗和单位发电排放水平就称为“容量边际”基准线，这一因素强调的是和电源建设相关，又称“建设边际”。

在具体计算上，基于排放因子的清洁发展机制 (CDM) 项目的计算方法提供了这方面的基本工具。其排放因子计算如下：

$$EF_{OM, simple, y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j,y}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad (2-3)$$

此处：

$F_{i,j,y}$ 是相应电力资源 j 在 y 年份消耗的燃料 i 的数量 (按质量或体积单位)；

j 指的是发电并网的电力资源，不包括低运行成本或必须运行电厂，但包括电网的网外输入；

$COEF_{i,j,y}$ 是燃料 i 的 CO_2 排放系数 (CO_2 排放吨数 / 燃料质量或体积单位)，考虑到年份 y 相关电力资源 j 使用的燃料的含碳量和燃料氧化率；

$GEN_{j,y}$ 是由资源 j 向电网提供的电力 (MWh)。

CO_2 排放系数 $COEF_i$ 由以下公式获得：

$$COEF_i = NCV_i \cdot EF_{CO_2,i} \cdot OXID_i \quad (2-4)$$

此处：

NCV_i 是燃料 i 单位质量或体积的净热值 (能源含量)；

$OXID_i$ 是燃料 i 的氧化率 (见 IPCC 指南 1996 修正版 1.29 页的默认值)；

$EF_{CO_2,i}$ 是燃料 i 每单位能量的 CO_2 排放因子²⁴。

有了地区的排放因子，那么能源替代量可以通过排放量对应的能源等价量得到。

$$Eng_y = \frac{EGy \cdot EF_{OM, simple, y}}{EF_{CO_2}} \quad (2-5)$$

此处：

EGy 是可再生能源的上网电量；

EF_{CO_2} 是各种燃料综合的排放因子。

值得一提的是，理论上风光发电接入以后，系统的总燃料消耗、总排放量相对于风光发电接入系统以前均有所减少，煤电发电量降低；同时，由于风光发电的波动性，风光发电并网后电力系统的常规机组调峰压力增加，从而导致煤电单位发电量的燃料消耗相对于风光发电接入前有所增加。在风光发电等波动性电源份额超过 20% 之后，如果无法进一步提升电力系统灵活性，那么系统的基荷可能会完全消失。在部分时段存在的煤电深度调峰将导致煤耗增加和经济性进一步降低，从而部分抵消风光发电的能源替代效益。中国学者的大量模拟表明²⁵，调峰深度从 40% 上升到 45%，每度电煤耗将上升 2 克左右，这种单位能耗的上升程度，比风电节能量要小一个到两个数量级。相比风电，光伏的出力与负荷存在较大的一致性，这方面的问题相对小。

在中国风光发电比例目前还很微小、2030 年也只实现装机占比 35% 左右的情况下，由于调峰增加的煤耗对于替代效益的测算从结果上是可以忽略的。

24 具体的计算过程为简明起见，本报告中省略，可参见国家清洁发展机制网站 cdm.ccchina.gov.cn 的相关测算文件，cdm.ccchina.gov.cn/UpFile/File681.DOC

25 侯婷婷, 姜素华, 吴耀武, 张滋华, & 陈益民. (2013). 含大型风电场的电力系统调峰运行特性分析. *电工技术学报*, 28(5), 105-111 / 李丰, & 张粒子. (2013). 大规模风电跨省消纳与交易机制的研究. *电力自动化设备*, 33(8), 119-124

研究结果

能源回收期

风电机组和光伏系统的能源回收期主要受到两方面因素的影响：一是全生命周期的能源消耗，二是发电量。在风电机组和光伏系统全生命周期中，制造环节能耗占比最高。以本报告为例，此环节的能源消耗占全生命周期总能耗的80%以上。尤其是光伏系统的制造过程中，太阳能多晶硅的制造能耗几乎占全生命周期能源消耗的三分之一。风电机组发电量主要取决于风力大小和装机容量。一般来说，风力越大、装机容量越大，则风电机组的发电量越高，相应的能源回收期也越短。影响光伏系统发电量的因素比较复杂，主要受日照强度、日照时间和光伏系统转换率等因素的影响。一般来说，日照强度越高、日照时间越长、转换效率越高，则光伏系统的发电量越高，相应的能源回收期越短。

近来，可再生能源设备单机容量和转换效率提升明显，特别是光伏发电转换效率大幅度提升。众多的文献综述显示，从全生命周期来看，风电的度电能耗大致在0.06千瓦时，多晶硅光伏度电能耗为0.1-0.15千瓦时。换算成以“年”为单位的话，光伏的能源回收期不超过3.5年，而风电要更短，一般低于2.5年，在1年以内居多。

基于最新的行业数据，本报告对风光发电的系统边界和环节都进行了参数化，具体步骤请见附录三。根据本报告测算，**风电能源回收期在0.7年，光伏能源回收期在1.6年**（图10）。风电机组的能源回收期主要受到风电机组功率的影响，功率越大，则能源回收期越短。光伏的能源回收期在1.6年到3.2年之间，主要受太阳辐射强度影响。光伏系统所在地区的太阳辐射越强，能源回收期越短。

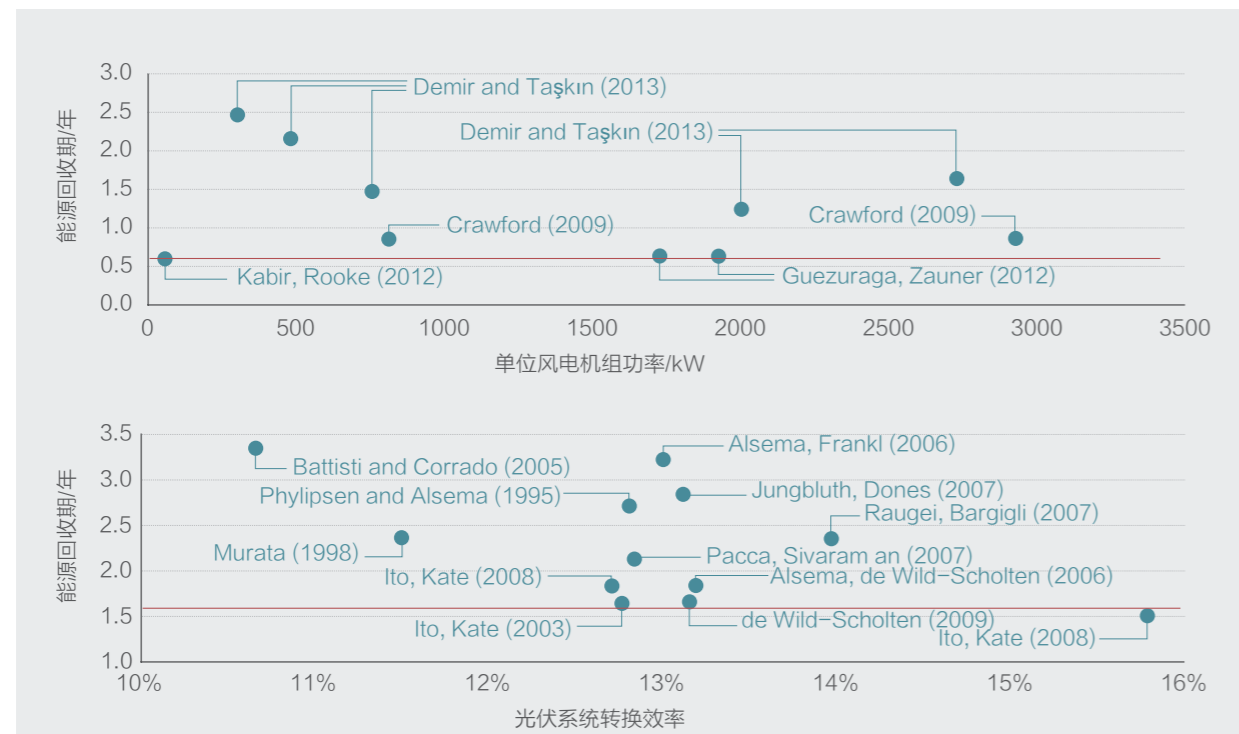


图10 风电与光伏能源回收期结果汇总

注：红线为本报告测算结果，蓝点为其它报告研究结果。

分区域能源替代量

风电和光伏能源替代效益的大小，一方面取决于风电与光伏本身的发展规模，另一方面，与其替代的化石能源的比例有关。根据电力电量平衡的发电小时数与分区的风光发电量，计算结果如图11与表4所示。



图11 分区域风电与光伏能源替代（2015/2030）



表 4 分区域风电与光伏能源替代 (2015/2030) (单位: 万吨标准煤)

年份	风电		光伏	
	2015	2030	2015	2030
华北电网	1297	5071	41	1416
东北电网	1528	5975	41	426
华东电网	452	1636	120	3383
华中电网	134	526	15	161
西北电网	1179	4977	712	3820
南方电网	392	1420	34	967
总计	4982	19605	963	10173

风光发电进入系统, 有效地替代了系统发电量, 减缓了化石能源消费, 对于减少能源进口、增强能源安全保障具有积极的意义。风光发电也将在未来长期替代新的发电容量。基于本报告的测算, **2015年, 风光发电可有效替代近 6000 万吨标准煤; 到 2030 年风电和光伏的替代效益将增至近 3 亿吨标准煤。**

从地域分布看, 2015 年在以燃煤发电为主的西北、华北和东北电网中, 风光发电对化石能源的替代效益大于水电丰富的华东、华中和南方电网系统。随着中国电力调度体制的变革和电力结构的演进, 风光发电的替代效益的发生时间和区域分布都将发生改变。到 2030 年, 风光发电对化石能源的替代效益仍集中体现在西北和华北电网, 风光发电在华东电网中的替代效益增大至接近华北电网。

补充说明

关于能源替代效益中的重要因素

从地区测算的结果以及与全生命周期测算的能耗对比可以看出, 上游能耗对于风电的能源替代效益测算结果的影响只有 5% 左右; 对于光伏而言, 在不同的光伏技术路线下, 上游能耗对光伏能源替代效益测算结果的影响可能达到 15%。

上游能耗对能源替代效益最后结果的影响要远小于电力结构差异所带来的影响。同样的, 风光发电在以水电为主和以煤电为主的电力系统中, 能源替代效益的差别可能达到 20%, 甚至更大。这对于研究风光发电的能源替代效益具有很强的含义, 即相对于风电和光伏的全生命周期, 电力系统结构不同所带来的差别影响更大、更重要, 需要在方法论与测算上更加予以强调。

基于详细的调度负荷数据可以更准确地测算风光发

电的能源替代效益。虽然这超出了本报告的研究范围, 但无疑是未来很重要的研究方向, 特别是在中国以市场化为基础的电力体制改革的推进与数据的可获得性进一步提高的背景下。由于调度体制的变化和电力结构的演进, 风光发电的能源替代效益可能在时间与区域分布上发生改变, 但是其量级不会有大的变化。

关于与煤电的比较

从全生命周期的角度, 我们可以对风光发电与煤电的全生命周期能耗进行比较。但是, 这种比较属于工程性质的, 无法得到任何经济价值判断。决定项目好坏、电源类型是否具有竞争力、是否需要发展的决策标准不应依据能源回收期的长短, 而应该从投入产出的经济标准, 以及全社会成本与福利增加的视角出发来衡量。我们将通过其它专题的讨论来实现这种比较。



3

风光发电的环境效益

研究方法

所有发电形式都会对外部环境产生影响。煤电同风光发电所产生的外部环境成本间的差额即为风光发电的外部环境效益。

燃煤发电环境外部成本评估需要考虑煤炭生产、运输以及消费(发电)等多个环节,按照“能源生产-污染排放-环境和健康损害-社会经济价值评估”的分析方法进行量化分析,主要包括以下三个方面(图12):

(1) 煤炭生产和运输环节:包括煤炭的开采、运输等环节对环境产生的影响,主要是考虑在上述过程中对外部大气、水、生态系统等造成的损害。

(2) 燃煤发电环节:煤炭燃烧用于火力发电时产生

了包括SO₂、NO_x以及细颗粒物(PM₁₀、PM_{2.5})等多种污染物,会对人体健康、农业等产生很大危害,从而造成相应的外部性损失。

(3) 温室气体排放:燃煤发电产生大量的CO₂,按照当前的水平,一吨煤炭生产、运输和消费全周期的温室气体排放为2.179吨二氧化碳当量,其中约有95%发生在消费环节²⁶。温室气体排放被认为是引起气候变化的主要原因。而中国目前是全球最大的温室气体排放国。根据有关方面估算²⁷,早在2013年中国CO₂排放总量达到100亿吨²⁸,超过第二、三位的美欧排放量之和,并面临着越来越大的温室气体减排压力。

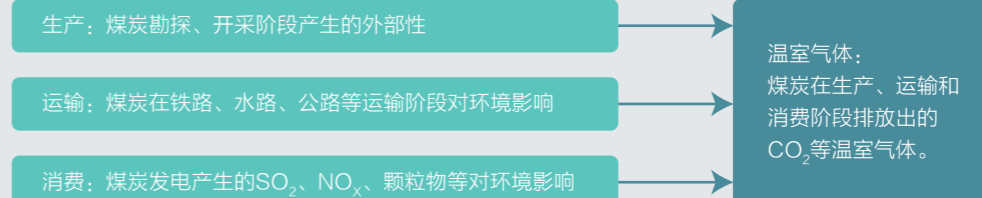


图12 燃煤发电环境外部成本的研究内容

26 NRDC: 《2012 煤炭的真实成本》, 2014, <http://www.nrdc.cn/Public/uploads/2017-01-20/58817a3ad38e1.pdf>

27 NRDC: 《煤炭使用对中国大气污染的贡献》, 中国煤控项目, 2014

28 Friedlingstein, P., Andrew, R. M., Rogelj, J., Peters, G. P., Canadell, J. G., Knutti, R., ... & Le Quéré, C. (2014). Persistent growth of CO₂ emissions and implications for reaching climate targets. *Nature geoscience*, 7(10), 709-715.



如表 5 所示，一些研究机构（附录四和表 6）针对燃煤发电的环境外部成本做过系统性的核算，包括主要污染物的表现形式、核算的损失项、核算方法等。本报告引用的数据，也是针对以下范围核算的相关研究结果。不同研究都有各自的侧重点，有些研究强调污染物对人体健康造成的危害，有些突出污染物对生态系统造成的危害，但是研究的总体范围和核算损失项都基本在表 5 范围之内。

在风光发电的环境效益评估中，风电项目环境影响评估涉及设备生产、设备运输、风电机组安装、电场运营等环节，环境影响评价指标主要包括温室气体（CO₂ 当量）、SO₂、NO_x 和烟尘排放水平以及能耗水平。光伏系统环境影响评价涉及从工业硅生产到系统并网应用的所有环节的能耗和排放，包括太阳能电池的生产，也包括线路、控制器、逆变器、EVA（热熔胶膜）等平衡系统和辅助材料的生产过程中的能耗和排放。

虽然中国的煤炭和煤电定价机制中也考虑了一部分外部成本，比如在煤炭开采环节征收煤炭资源费，在使用环节中对燃煤电厂征收了排污费²⁹。但一方面这些费率较低，并没有完全覆盖煤电所产生的外部成本；另一方面，当前还没有建立一个完整的外部成本评价体系，来真实评价煤炭从开采到燃烧各个过程对全社会造成的方方面面的危害，并加以量化、折算到燃煤发电的成本之中。为了更好地评价可再生能源发电的整体效益，有必要对煤电的外部成本做系统性研究，从而为可再生能源发电提供一个公平的市场竞争环境。

表 5 燃煤发电环境外部成本的核算范围

污染表现形式	核算损失项
大气污染	健康危害
	农业损失
	材料损失
	生活损失
水污染	健康危害
	农业损失
	工业损失
	生活损失
	污染型缺水损失
固体废物	占地损失
污染事故	渔业
	其它

数据来源：《绿色国民经济核算》，王金南等，2009

29 电厂会排放污染物到外部环境中，排污费指向环境排放污染物的单位和个体工商户应当按规定缴纳一定的费用。

研究结果

货币化的风光发电环境效益

本研究综合了国内外不同研究机构的成果，由于篇幅限制，正文中我们总结对比了国内有关燃煤发电环境外部成本货币化的研究（表 6），国际燃煤发电环境外部成本核算及内部化方案研究（2014 年），国际燃煤发电环境外部成本研究总结请见附录四。

表 6 燃煤发电环境外部成本评价相关研究对比（单位：元 / 千瓦时）

环节	项目类别	《火力发电的环境外部成本的货币化核算》(2005-2007 年平均)	《煤炭环境外部成本核算及内部化方案研究》(2014 年)	《2012 煤炭的真实成本》(2014 年)	本研究
煤炭生产和运输	生产	0.139	0.020	0.020	0.030
	煤矿资源	0.128		0.003	0.005
	水资源	0.011		0.010	0.015
	矿区职工健康损失		0.009	0.000	0.000
	其它		0.011	0.006	0.010
运输			0.015	0.008	0.013
燃煤发电	一次 PM _{2.5}	0.030	0.020	0.049	0.025
	超额死亡	0.023		0.049	
	其它	0.013	0.005		0.030
	SO ₂				0.014
	NO _x				0.015
烟尘				0.001	
温室气体排放	CO ₂	0.133		0.047	0.061
总计		0.315	0.060	0.124	0.159

综合国内外不同机构的研究成果可以发现，虽然边界条件和研究范围存在差异，但基本结论是认同煤电的环境外部成本，其范围在 0.124-0.315 元 / 千瓦时之间，若不计算温室气体的外部成本，则煤电的外部成本约在 0.054-0.182 元 / 千瓦时之间。根据本报告的计算，中国燃煤发电的环境外部成本约为 0.159 元 / 千瓦时，若不考虑温室气体排放则约为 0.098 元 / 千瓦时。

根据燃煤发电环境外部成本评估方法，风电行业全生命周期环境损害成本为 0.000101 元 / 千瓦时；光伏发电行业全生命周期环境损害成本为 0.00001507 元 / 千瓦时。相应的，**风电和光伏发电相对于煤电的环境外部效益为 0.159 元 / 千瓦时。**

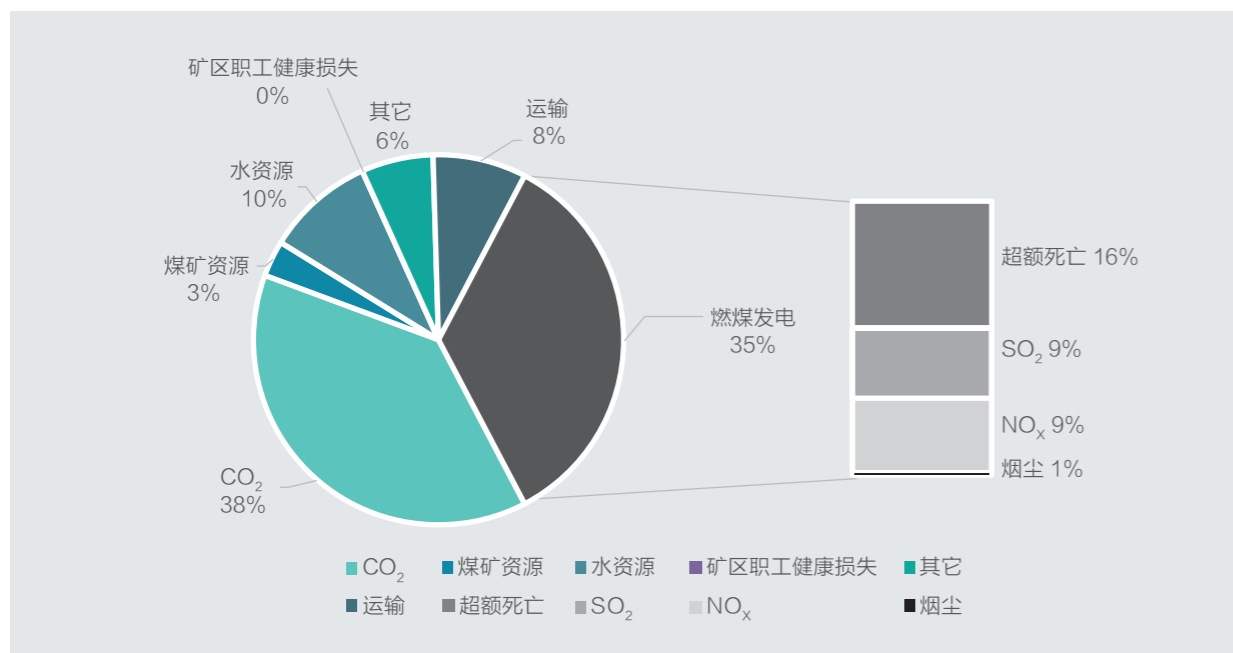


图 13 燃煤发电的环境外部成本

注：超额死亡指与大气污染有关的全死因（除损伤和中毒等外部原因之外的疾病全死因）

本报告对 2030 年煤电环境外部成本的展望基于以下技术和政策方面的情景假设：

- 生产运输成本的内部化：2020 年，生产和运输阶段 50% 的环境成本可以实现内部化；2030 年，生产和运输阶段的环境成本基本全部实现内部化。
- 超低排放改造：2015 年 12 月，国务院常务会议决定，在 2020 年之前对燃煤电厂全面实施超低排放和节能改造。所以 2020 年，相应污染物排放总量保持不变，但颗粒物排放量将降低到“十二五”时期的 1/6；2030 年污染物总量和颗粒物排放量仍维持 2020 年水平。

- 居民支付意愿：随着人民生活水平和环保意识的提高，居民对健康的支付意愿将会有很大程度的提高，参照相关研究³⁰，本研究设定 2030 年居民支付意愿提到 168 万元，是各种研究显示的居民支付意愿的上限值。
- 温室气体排放：参照碳定价政策，2020 年和 2030 年二氧化碳的环境外部成本分别为 63 元/吨和 252 元/吨³¹。

结果如表 7 所示，2020 年中国燃煤发电的环境外部成本约为 0.096 元/千瓦时，**2030 年中国燃煤发电的环境外部成本约为 0.3 元/千瓦时。**

表 7 2020/2030 年燃煤发电环境外部成本（单位：元/千瓦时）

环节	项目类别	结论（元/千瓦时）	
		2020 年	2030 年
煤炭生产和运输	生产	0.0150	0.0000
	运输	0.0060	0.0000
燃煤发电	一次 PM _{2.5}	0.0040	0.0090
	SO ₂	0.0016	0.0015
	NO _x	0.0016	0.0015
	烟尘	0.0001	0.0001
温室气体排放	CO ₂	0.0670	0.2880
总计		0.0953	0.3001

到 2030 年，并网风光年发电量分别达到 9802 亿千瓦时、5400 亿千瓦时，发电环境效益分别约为 2940 亿元、1620 亿元。

结合风电、光伏的成本下降，我们可以给出非常确定的结论——**发展风光发电是 2020 年后全社会有效率的选择**。2020 年前，风电、光伏的发展意味着一定的补贴额度，这是为了技术的持续进步所必须付出的前期成本。2020 年后，这种补贴水平将不断下降，直至随着技术的持续进步而最终变得不再必要。

需要说明的是，燃煤发电阶段是污染物排放量最为集中、对外部环境危害最大的环节，相应的环境外部成本也较高。随着国家对燃煤电厂不断加大环保设施投入和提高环保标准，燃煤电厂的污染物排放总量将快速下降，相应的代价就是国家通过给予电厂环保电价，激励煤电厂加大环保改造，从而保证电厂的污染物排放达到环保标准。这是国家为了使燃煤发电达到排放标准而投入的成本。而风光发电等在发电阶段本身就是清洁的，不需要国家额外支出来减排。

中电联测算表明，2014 年脱硫、脱硝、除尘建设和

改造费用超过 500 亿元，每年用于煤电环保设施运行的费用超过 800 亿元。为鼓励火电企业增加环保设施，国家陆续在上网电价中增加了脱硫、脱硝、除尘环保电价，从而相应提高了火电企业的总上网价格。2014 年，国家还进一步明确了省级电网企业与可再生能源发电企业结算电价标准，按当地燃煤发电企业含脱硫、脱硝、除尘电价的标杆上网电价执行。

根据当前的排放标准，目前烟气治理 0.027 元/千瓦时的环保电价对应的煤质污染物排放浓度限值为：烟尘 20 毫克/立方米、二氧化硫 100 毫克/立方米（一般含硫量）、氮氧化物 100 毫克/立方米（高挥发份煤）。如再考虑未来超低排放改造，烟尘再降 10 毫克/立方米、二氧化硫降 65 毫克/立方米、氮氧化物降 50 毫克/立方米，从而达到超低排放标准，届时将大幅降低燃煤发电的污染物排放总量。在这些设备运营正常的乐观情景下，燃煤发电的环境外部成本都基本得到内部化，相应的环保补贴电价在现行 0.027 元/千瓦时基础上会再增加 0.005–0.01 元/千瓦时，即煤电环保补贴电价达到 0.032–0.037 元/千瓦时，也就是燃煤发电考虑环境外部成本后的内部化价格。

30 NRDC：《煤炭消费减量化对公众健康的影响和可避免成本》，中国煤控项目，2015

31 二氧化碳环境外部成本的预测参考《中国气候与能源政策方案》（2016）中强化低碳情景对于碳价格的预估，此价格为 2015 年基准价。

不确定性分析

目前，针对燃煤发电环境外部成本的研究仍然具有很大的不确定性，产生差异的原因包括统计数据、参数选取、核算范围、经济发展水平等诸多因素。燃煤发电环境外部成本的核算涉及很多的指标，受到诸多因素的限制，很多指标不能直接获取。在这些情况下，只能选择次优方案，根据不同的情况选择不同的处理方法。

本报告重点选取了国内权威的研究结论，比如煤炭生产和运输的成本、大气污染来源的分析、温室气体的价格等。当不存在权威的研究结论时，本报告根据环境经济核算方法与原理以及数据的可获得性，选择了较为可行的方法计算替代指标，以求尽可能接近实际情况，比如各省大气污染对人体过早死亡的影响等。另外，由于核算所参考的某些研究成果时间较早或具有区域性，结果可能会存在一定的偏差。

受资料和数据限制，本报告在计算 PM 对人体健康的损失时存在一定的局限性和不确定性。第一，污染物浓度与人体健康的“剂量-反应关系”³²是计算污染健康损失的基础，而“剂量-反应关系”的建立是一个非常复杂庞大的研究课题，所采纳的研究方法、研究对象、研究环境等都会对“剂量-反应关系”的结果产生影响；第二，不同人群对污染物的敏感程度不同，污染物健康阈值存在一个较大的变化区间；第三，影响健康损失的经济

评估因素很多，且不同区域差异较大。

未来，随着 PM 数据的更新和完整性的提高，以及对人体健康影响研究的深入，大气污染对人体健康造成的损害将会得到更精确的测算。随着人们生活水平的提高，公众对健康的支付意愿也将提升。随着中国燃煤电厂的大规模超低排放和节能改造，燃煤发电厂的烟尘、二氧化硫和氮氧化物的排放量，在未来可能较大幅度降低。PM_{2.5}及 CO₂将成为电厂主要排放物，对环境外部成本的评估也将主要围绕 PM 及 CO₂的影响展开。如果按照 OECD 国家 150-450 万美元的支付意愿成本，仅 PM 的环境外部成本就可以达到 0.3-0.9 元/千瓦时。因此，燃煤发电对环境的影响仍不可低估。

从全生命周期角度看，火力发电的环境外部成本除了本报告中已经核算的三部分以外，还包括：煤炭开采、运输、发电过程中产生的污染对周边生态系统造成的危害，对建筑物、农业等造成的损失，对人体疾病影响等。由于数据可获得性以及核算方法的限制，我们很难比较准确地对上述燃煤发电导致的环境外部成本进行核算。因此，本报告中燃煤发电的环境外部成本核算结果尚属相当保守的估算，实际的环境外部成本将会高于本报告提供的核算结果。

32 表示化学物的剂量与反应（某个体生物学改变强度或某群体中反应的发生率）之间的关系。



补充说明

风光发电的环境影响

大量的研究显示³³，在土地使用、野生动物和栖息地保护、社区与公众健康、水资源利用等方面，风电的影响都是微小并且可控的。如果严格按照国家法律法规征地建厂，并执行环境保护标准，风电场建设不会对当地土地、鸟类及蝙蝠、公众健康造成显著的影响。

2012 年，国际环保组织绿色和平组织发布了《中国光伏产业清洁生产研究报告》，通过调研和访谈的形式，分析了产业链各个环节的环境影响、能耗以及碳排放等问题。结果表明，光伏作为一种成熟的发电技术类型，其生产过程中可能出现的污染也是可以通过清洁生产技术解决的，在国内也已有实践，技术并不是清洁生产的瓶颈。

风光发电的补贴强度

2015 年 12 月 22 日，国家发展改革委正式发布了《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号）。《通知》提出实行陆上风电、光伏发电（光伏电站，下同）上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策。2015 年 4 月 13 日国家发改委颁布的《国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和工商业用电价格的通知》（发改价格〔2015〕748 号）将全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时下调约 2 分钱（含税，下同）。

参考各省的煤电发电量，不考虑自供电、直供电等情况，2015 年全国加权煤电平均上网电价为 0.395 元/千瓦时。将风电、光伏的标杆电价与 31 个省的煤电标杆电价相减，可以得出风电、光伏的平均补贴强度，简单的进行算术平均，可得到 2015 年中国风电、光伏的补贴强度分别为 0.208 元/千瓦时和 0.549 元/千瓦时，全国平均煤电电价和风电、光伏补贴强度如图 14 所示：



图 14 2015 年中国可再生能源平均补贴强度

注：煤电平均标杆电价为燃煤发电标杆上网电价的加权平均值；风电补贴强度和光伏补贴强度为全国补贴强度的算术平均值。

综合分析，若不考虑温室气体排放，中国燃煤发电的环境外部成本约为 0.098 元/千瓦时；如果考虑温室气体排放，则约为 0.159 元/千瓦时。如果按照欧美等发达国家目前的支付意愿（OECD 国家 150-450 万美元），仅计算 PM_{2.5} 和 CO₂ 的环境外部成本就可以达到 0.309

元/千瓦时、0.541 元/千瓦时，即燃煤发电的度电环境成本可以高达 0.850 元/千瓦时，相应的外部成本显著高于中国目前风电、光伏的平均补贴强度。这意味着中国风光发电代燃煤发电目前已具备很高的环境外部效益。

33 详见参考文献 34-49

4

风光发电的
经济效益

研究方法

投入产出模型结构清晰，适用于宏观分析和间接拉动效益的模拟测算。本报告利用此模型模拟分析风光发电对上下游投资、宏观经济收益和就业等方面的影响，并采用投入产出法结合情景分析法，通过设置 2015-2030 年中国电力行业发展情景，分析未来风光发电对经济和就业的影响。

投入产出法由 Leontief 于 1936 年提出，是一种利用部门财政货币转移数据来描绘现代经济中复杂的部门关系的自上而下的经济技术，能够用直观的数学方法分析国民经济各部门间的生产和分配关系。本章的研究方法具体包括以下几个方面：

(1) 基于投入产出法，按照与风电和光伏直接或间接相关将行业进行分类，构建一套包含风电和光伏产业数据的方法框架及模型工具，用于模拟计算风电和光伏产业对上下游投资、宏观经济收益和就业方面的影响；

(2) 使用所构建的投入产出模型分别核算风电和光伏产业在模拟情景下带来的 GDP 收益、拉动的就业人数以及拉动的投资经济增长。

其中，GDP 收益等于总产出减去中间投入，总产出包括风电和光伏的产出及其带动的其它部门产出的增加。

促进就业人数定义为风电和光伏项目在建设和建成后，所需要的就业人数。本研究将所促进的就业人数分为直接就业人数和间接就业人数。直接就业人数是指在风电和光伏电厂工作的所有人员，间接就业人数是指风电和光伏发展带动的其它产业就业人数的增加。

投资经济增长指风电和光伏产业因拉动投资而带来的经济增长。风电和光伏项目的运营必然对当地投资产生

重要影响。而根据凯恩斯的乘数理论，投资的增加对国民收入的影响具有乘数作用，那么风电和光伏的建设将带来比投资更大的国民经济增长。

投资的乘数效应由于产业链条的不同关联度及边际消费倾向都会影响经济增长。风电和光伏投资的经济效益包括直接经济效益和间接经济效益：

(1) 直接经济效益 (DE)，是指风电和光伏投资建设对其自身所做的净贡献，包括产出效益与生产总值 (GDP) 效益。产出效益与 GDP 效益是指由于风电和光伏最终需求的增加为其本身所带来的总产出与 GDP 的增长。风电和光伏投资本身会产生工资、税金、利润和折旧等增加值来创造 GDP。其中产出效益用 DE_o 表示，GDP 效益用 DE_G 来表示，直接效益的计算公式分别为：

$$DE_o = U \cdot \Delta Y \quad (4-1)$$

$$DE_G = G \cdot \Delta Y \quad (4-2)$$

其中，U 是一个分量为 1 的向量，G 表示增加值系数的向量，如果设定风电和光伏是某部门 i 的话，则有：

$$DE_o = U \cdot \Delta Y = \Delta y \quad (4-3)$$

$$DE_G = G \cdot \Delta Y = g_i \cdot \Delta y \quad (4-4)$$

其中， Δy 是指风电和光伏的最终需求。

(2) 间接经济效益 (IDE)，指风电和光伏投资还可以通过产业或者部门之间的关联作用给国民经济其它部门带来的产值增长，包括产出效益与生产总值 (GDP) 效益。如风电和光伏的建设过程中直接消耗水泥、钢铁、石头等物品，这些直接消耗物品的生产企业由于风电和光伏的投资建设需要扩大生产规模，同样也带来了一定的

GDP 增长。其中产出效益用 IDE_o 表示，而 IDE_g 则表示 GDP 的效益，间接经济效益的计算公式分别为：

$$IDE_o = U \cdot \Delta X = U \cdot B \cdot \Delta Y \quad (4-5)$$

$$IDE_g = G \cdot \Delta X = G \cdot B \cdot \Delta Y \quad (4-6)$$

其中，B 为完全消耗系数矩阵，则有 $B = (I - A)^{-1} - I$ ，则进一步有：

$$IDE_o = U \cdot (I - A)^{-1} \cdot \Delta Y - U \cdot \Delta Y \quad (4-7)$$

$$IDE_g = G \cdot (I - A)^{-1} \cdot \Delta Y - G \cdot \Delta Y \quad (4-8)$$

上述直接经济效益、间接经济效益相加即可得到风电和光伏的产出效益和 GDP 总效益。若令 $\Delta Y = 1$ ，即可得到产出乘数与 GDP 的乘数，用来表示风电和光伏投资建设每增加一个单位最终需求引起所有部门的总产出与 GDP 的增加。

因此，产出收益等于产出乘数乘以追加的投资，而投资经济增长等于投资乘数乘以追加的投资，其中投资乘数根据前面各种参数进行确定，追加的投资为发展风电和光伏而直接投入的资金及其带动的其它产业投资的增加。

(3) 就业拉动的效果。根据投入产出表对不同行业的就业吸纳和拉动效益进行分析。直接就业是指该行业产出增加一定水平使本行业生产规模扩大所带来的就业影响；间接就业是指在生产过程中，其它行业通过向该行业提供生产要素的中间投入以及在第一轮生产扩张后，随着产业链影响的逐渐扩大所带来的全部就业总数。首先定义行业的劳动力系数为：

$$L_i = \frac{M_i}{X_i} \quad (4-9)$$

其中， M_i 为行业 i 的就业总人数； X_i 为行业 i 的总产出，该系数是衡量某个行业的产出水平对本行业就业的影响，即行业产出变动导致的直接就业影响。间接就业影响系数为：

$$l_i = \sum_{j=1}^n L_j b_{ji} \quad (4-10)$$

其中， b_{ji} 为完全消耗系数。系数越大，表示产业拉动的就业影响越大。

研究结果³⁴

风光发电对投资和 GDP 的拉动效益

根据以上方法，可计算各种总量拉动与单位量拉动。风光发电所拉动的直接和间接增加值逐年上升，预计将从 2015 年的约 0.31 万亿元逐渐增加到 2030 年的 1.57 万亿元；所占 GDP 比重基本呈逐年上升的趋势，2030 年占比约 1.1%；**15 年间，风光发电累计拉动总 GDP 增长约 14.3 万亿元。**

2015 年，风光发电拉动投资约 3999 亿元；到 2030 年，投资数额增长至 4954 亿元，2016-2030 年

期间，**风光发电累计拉动投资约 5.4 万亿元。**其中，风电与光伏发电投资额相当，均为 2.7 万亿元左右。风光发电投资，除拉动风光行业发展外，还通过产业间的相互关联拉动其它行业增长。其中，输配电、金融保险服务、电力热力等行业为风光发电拉动最大的行业，所拉动的增加值分别占风光发电所拉动总增加值的 7.3%、6.4% 和 5.2%。

34 经济效益计算所涉及的价格均为 2010 年基准价，计算所涉及的数据来源见附录五。

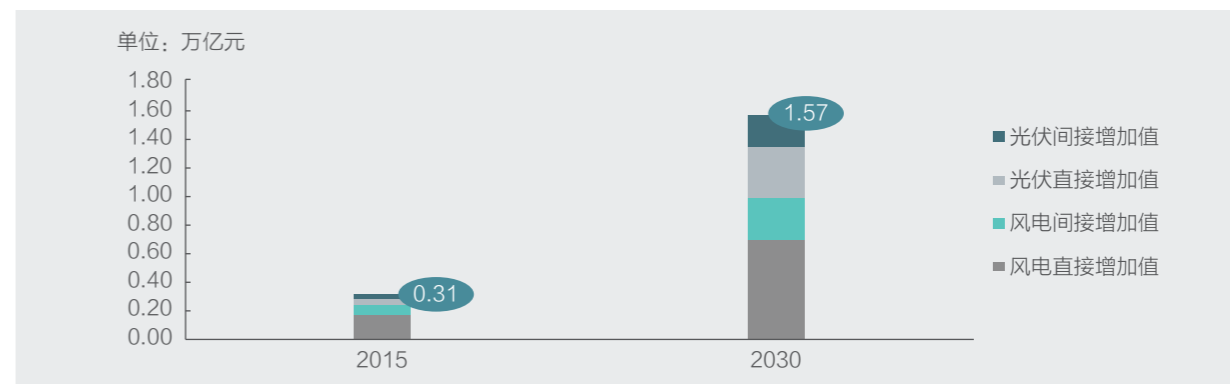


图 15 风电和光伏拉动的总增加值

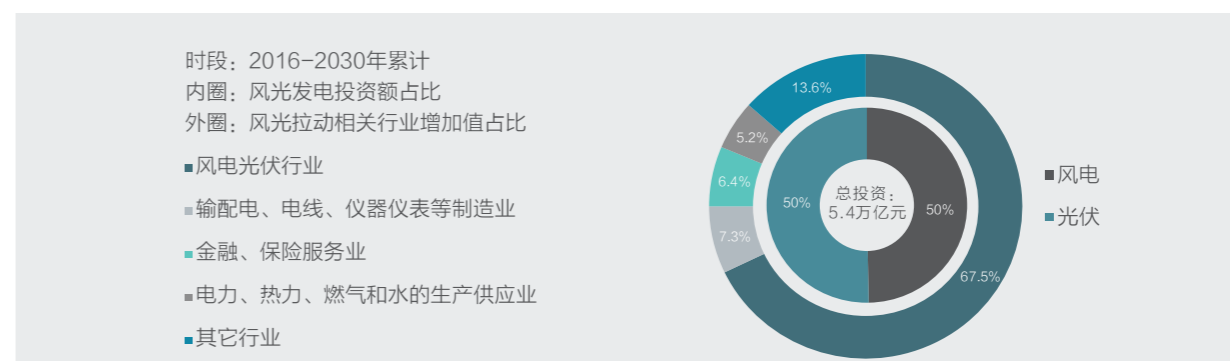


图 16 风光发电拉动相关行业增加值占比

风光发电对就业的拉动效益

风光发电行业的发展创造了一批技术要求高和服务水平高的岗位，涵盖设计材料、设备制造、电力和自动控制等多个领域。无论是现在还是在未来，风光发电发展带动就业的优势越来越显著。根据测算，目前中国风光行业的就业系数³⁵分别为 0.0114 (人/万元) 和 0.0140 (人/万元)。

一个行业产出水平的变化不仅影响本行业就业的波

动，还会通过产业之间的相互影响引起整个经济系统内各个行业就业发生变化。风电和光伏产业横跨第二和第三产业，涉及新材料、制造、电力和自控等多个领域，可以创造非常可观的就业需求。同时，风光行业对高科技和技术工艺的需求也为进一步提升就业人员的技术素质提出了要求，可以促进就业人员的部门间流动以及就业人员素质的提升。

35 就业系数 = 行业就业总人数 / 行业总产出。

2015-2030 年期间，风光的快速发展将对直接就业有进一步的拉动。预计在 2030 年当年，风电发展带动的直接就业人数约为 136 万人，光伏的直接就业人数则为 102 万人³⁶（表 8）。

表 8 风光发电带动的直接就业人数(单位:万人)

时间	风电	光伏
2015	33.00	12.29
2020	65.11	33.43
2025	99.50	64.14
2030	136.50	102.35

由于行业之间的关联，除了带动行业本身发展的直接就业，风光也会带动其它行业的就业水平。预计到 2030 年，风光带动的间接就业人数将接近 530 万人（表 9）。

表 9 风光发电带动的间接就业人数(单位:万人)

时间	风电	光伏
2015	72.79	27.45
2020	143.63	74.70
2025	219.49	143.30
2030	301.12	228.67

到 2030 年，风光发电带动的直接就业人数接近 240 万人，间接就业人数接近 530 万人，带动的总体就业人口数接近 770 万人，比 2015 年增长 4 倍多，将产生良好的绿色就业带动效益。

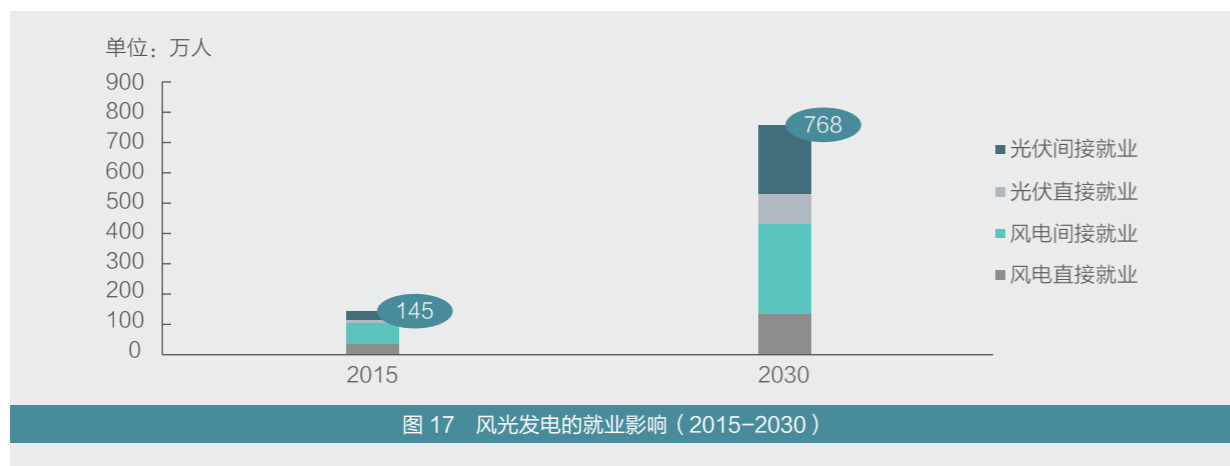


图 17 风光发电的就业影响 (2015-2030)

36 本文测算假设未来年份部门之间的投入产出关系与基年 2012 年相同而进行测算；投入产出表每 5 年发布一次，目前最新的投入产出表为 2012 年，当年光伏发展体量较小，因此本研究对光伏所做的就业预测整体水平偏保守。

从行业影响的角度来看，风电和太阳能发电对输配电、电线、仪器仪表等制造；电力、热力、燃气和水的生产供应业；石油、天然气和核燃料、炼焦开采加工业；金融、保险服务业（下面分别简称为输配电、电力、石油和

金融业）这 4 个主要行业的直接拉动较大，直接就业拉动占比超过 65%，而间接就业拉动的占比也超过 50%。在输配电、电线、仪器仪表等制造业的就业拉动效果，太阳能行业略高于风电行业，间接就业拉动效果上二者相似。

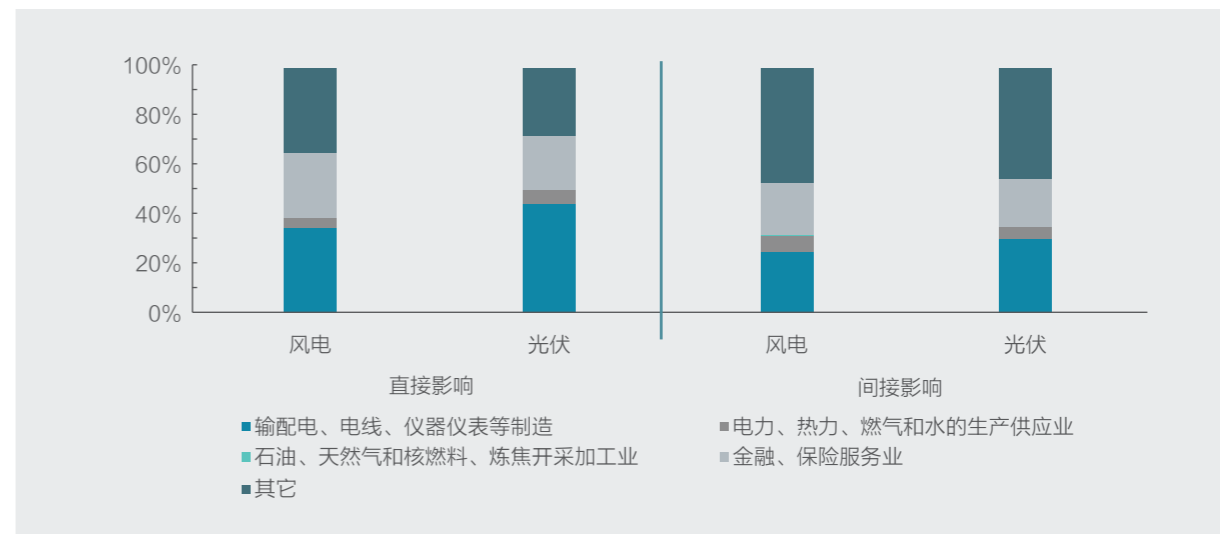


图 18 风光发电拉动就业的行业影响比较

补充说明

如何评价支持风电和光伏的补贴

在上一章节中我们比较了风光发电的补贴强度和它的环境外部效益。然而补贴风电和光伏仅仅是因为其清洁无污染的特性吗？

事实上，“清洁”并不是构成风光发电需要补贴的唯一理由。第一，如果“清洁”意味着价值，那么风光发电的补贴确立依据应该在于减排污染的价值有多大，从而让其能够跟传统发电技术在同一环境下公平竞争。但补贴水平的确立显然不是以反映清洁的价值为目标的，而是为了保证风电和光伏开发企业的正常盈利。

第二，以补贴这种方式减排的成本很高。补贴固然能够促进可再生能源的发展，但是对削弱传统能源，特别是煤炭的竞争力没有任何帮助。

从技术特点看，风电与光伏都具有通过研发、技术外溢以及“干中学”实现成本下降的潜力，前二者可以归为技术创新的推动，而最后者可以归为市场的拉动。市场规模的扩大可以激发成本的下降。但在成本高昂的初期阶段，如果没有足够市场的容量，成本下降的过程就不会启动，继而很难形成足够的、有市场竞争力的规模。

也就是说，在发展初期，风光发电成本下降潜力的释放需要借助额外的政策。补贴只是克服可再生能源行业发展初期技术失灵、提高风电和光伏市场份额的政策手段。相应的，电力市场改革的目的是通过市场机制内生确定电力价格，并不会危及可再生能源行业的发展。

5

风光发电的
社会效益

研究方法

广义的社会效益指产业对整个社会带来的效益，包括为社会带来的经济上的效益，如产品、工作机会等；狭义的社会效益则指非经济方面，如在公共服务、基础设施方面的效益，这也是投资项目决策的依据³⁷。目前关于可再生能源社会效益的研究主要集中在无电人口、贫困地区用电、水资源节约量、普通民众对可再生能源的社会接受度等方面。结合中国的现状，我们认为以下这三个方面是中国目前急需研究的问题：应用光伏发电解决无电人口用

电问题、利用风光发电节约水资源以及促进能源行业主体多元化。

在本报告中，前三项研究用定量分析的方法以数据说明风光发电发展所带来的能源、环境和经济影响，本节所研究的社会效益则采用定性与定量相结合分析的方法，从解决无电人口用电问题，节水以及能源行业主体多元化三个方面说明风光发电发展给社会所带来的改变。

研究结果

光伏发电解决无电人口用电问题

2015年9月，联合国可持续发展大会通过《2030可持续发展议程》，确定了17个“可持续发展目标”。可再生能源是其中第七项目标“经济适用的清洁能源”的重要组成部分。联合国对于该目标的解释为：确保人人获得可负担、可靠和可持续的现代能源。中国解决无电人口的经验表明，**独立光伏³⁸在解决偏远地区无电人口方面具有低投入高产出的特点**，是实现“可持续发展目标”第七项“经济适用的清洁能源”的重要手段。中国经验同时也为全球，尤其是发展中国家解决无电人口用电问题提供了可复制的典范。

国家能源局数据³⁹显示，2013-2015年，国家共安排投资247.8亿元（其中中央资金145.5亿元）用于

实施无电地区电网延伸和可再生能源供电工程建设。其中，安排电网投资计划206.8亿元，为154.5万无电人口通电；安排光伏独立供电工程建设投资计划41亿元（其中中央资金28.5亿元），由华能、大唐、国电、华电、国电投、中节能、三峡、中广核、中兴能源公司负责实施，共建成光伏独立电站670余座、光伏户用系统35万余套，为118.5万无电人口通电。相比于电网延伸（图19），独立光伏用总投资16.5%的资金解决了43.4%的无电人口用电问题（表10）。从人均投资来看，每3460元用于独立光伏的投资即可解决一人的用电；相比之下，投资电网却需要13385元，是独立光伏的3.87倍。

37 黄汉江：《投资大辞典》，上海社会科学院出版社

38 即离网光伏发电系统，通常由太阳能组件、控制器、逆变器、蓄电池组和支架系统组成，多用于没有并网或并网电力不稳定的地区。

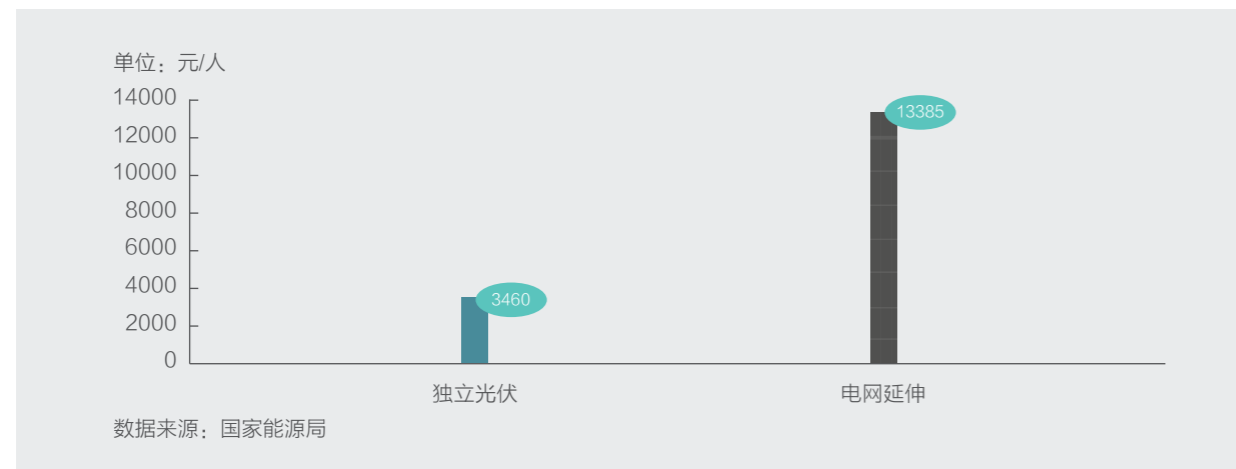
39 国家能源局：全国全面解决无电人口用电问题任务圆满完成，http://www.nea.gov.cn/2015-12/24/c_134948340.htm

在解决无电人口用电的过程中，国家能源局协调了大型发电企业，以援建形式，积极承担社会责任，建设光伏独立供电工程为无电人口通电。国家通过“金太阳工程”给予光伏独立供电项目 70% 的投资补贴。光伏独立供电的地区，由各省（区）负责运行维护的项目法人，负责建立运行维护基地和服务网络，承担长期运行维护责任。

表 10 2013-2015 年解决无电地区人口用电投资及通电数据

	解决无电人口数量(万人)	占比	投资金额(亿元)	占比
电网延伸	154.5	56.6%	206.8	83.5%
独立光伏	118.5	43.4%	41	16.5%
总计	273	100%	247.8	100%

数据来源：国家能源局



数据来源：国家能源局

图 19 独立光伏与电网延伸人均投资对比，2013-2015 案例



风光发电的节水效益

中国的煤炭资源和水资源多呈逆向分布，煤炭的开采、洗选和发电环节都高度耗水，过度取水给当地的生态环境和人体健康造成了巨大的危害⁴⁰。与煤炭相比，风光发电不仅在污染物减排方面具有优势，其用水量也远远小于燃煤发电。

本研究选择数据较新、且专门针对中国，最能反映中国实际情况的权威数据作为计算依据。根据中电联的数据估算出中国不同冷却类型机组所占的份额：直流冷却机组占 38%，循环冷却机组占 47%，空冷机组占 15%，从而计算出燃煤发电的平均耗水量。随后通过大量的文献

调研，确定中国目前风光发电全生命周期和发电阶段的耗水量。利用风光发电与煤电耗水量的差值，计算出与煤电相比，风光发电可以节约的水量。具体计算过程请见附录六。风电、光伏和煤电发电阶段与全生命周期的耗水量如表 11 所示：

按照项目设定的情景，风电发电量将在 2020 年、2025 年、2030 年达到 4400、6931、9802 亿千瓦时；光伏发电量将达到 1260、2860、5400 亿千瓦时。若不考虑技术进步，2015-2030 风光发电发电阶段的耗水量如图 20 所示：

表 11 风光发电与煤电发电阶段与全生命周期耗水量(单位: 立方米 / 兆瓦时)

	发电阶段	全生命周期
风电	0	0.56
光伏	0.02	1.69
煤电	1.35	3.32

数据来源：发电阶段数据来自 Tan et al, 2015，全生命周期数据来自 Feng et al, 2014

表 12 风光发电发电阶段节水量(2015-2030)(单位: 亿立方米)

	2015	2020	2025	2030
风电	2.50	5.94	9.36	13.23
光伏	0.51	1.68	3.80	7.18
总计	3.01	7.62	13.16	20.41

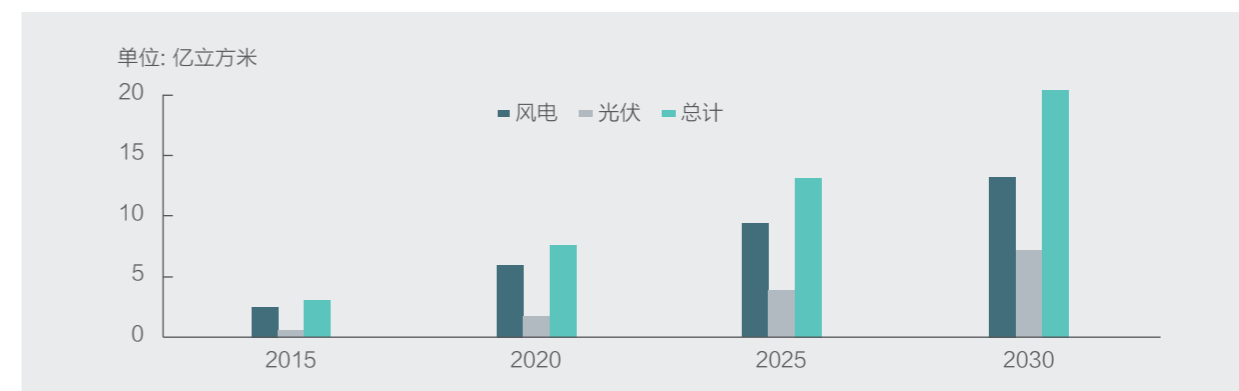


图 20 风光发电发电阶段所节约水量 (2015-2030)

40 绿色和平：《崧野河流域煤水矛盾研究》，2016

根据分析，风电所节约的水资源将在 2020、2025、2030 年达到 5.94、9.36、13.23 亿立方米。光伏所节约水资源将达到 1.68、3.80、7.18 亿立方米。其所节约用水量总量将在 2030 年达到 20.41 亿立方米。

从全生命周期角度考虑，每使用风电和光伏发电一度电，将比燃煤发电分别节约用水 2.76 升和 1.63 升。若按照本研究既定情景且不考虑技术进步，风光发电的全生命周期节水量如表 13 所示。

表 13 风光发电全生命周期节水量 (2015-2030) (单位: 亿立方米)

	2015	2020	2025	2030
风电	5.11	12.14	19.13	27.05
光伏	0.62	2.05	4.66	8.80
总计	5.73	14.20	23.79	35.85

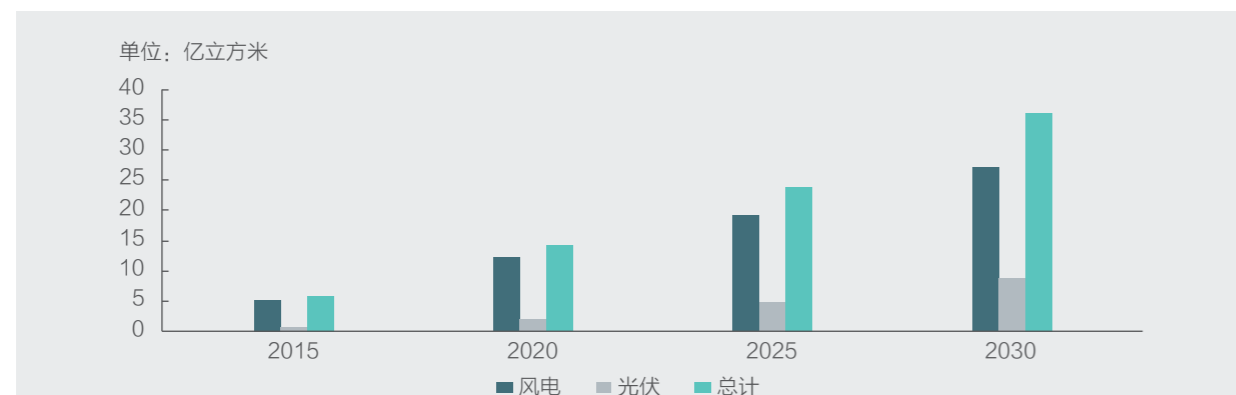


图 21 风光发电全生命周期节水量 (2015-2030)

从全生命周期角度出发，风电和光伏的节水量将从 2015 年的 5.11 亿立方米和 0.62 亿立方米增长到 2030 年的 27.05 亿立方米和 8.80 亿立方米。

通过全生命周期和发电阶段节水量的对比可以发现，从全生命周期阶段来看，风电的节水效益大于光伏。需要指出的是，虽然在计算中没有考虑未来技术进步所带来的燃煤发电用水效率的提高，但是技术进步必然伴随着大量的资金投入，同时还可能产生其它的外部效应。例如，即便未来燃煤发电的冷却方式全部更新换代为耗水量非常低的空冷，但其效率不如循环冷却，会导致度电煤耗上升，

从而直接导致 CO₂ 排放量的上升 (Zhang et al, 2014)。

根据计算结果可以看出，无论从全生命周期角度还是发电阶段角度来计算，风电和光伏都具有巨大的节水潜力。单发电阶段节水量在 2030 年就将达到 20.41 亿立方米。若从全生命周期角度考虑，风光发电的节水量则更加可观，将在 2030 年达到 35.85 亿立方米。若以人类标准来衡量风光发电的节水量，以每天 50 升⁴¹为最低限度，则每人每年用水需求为 18.25 立方米。风光发电全生命周期的节水量相当于 2 亿人全年的基本用水需求。

41 United Nations (UN): The human right to water and sanitation, 2010, 参见 http://www.un.org/waterforlifedecade/human_right_to_water.shtml

若根据中国电网分区进行分地区计算，风光发电全生命周期节水效益在中国缺水地区将更加显著。在本研究的能源效益部分，报告对中国六大电网做了分区计算。在

此基础上，应用中国风光发电的节水系数，可以估算出风光在不同电网分区的节水量，结果如图 22 所示。



图 22 2030 年风光发电分区域节水量

从图 22 可以看出，在水资源压力⁴²极高的西北部地区和华北地区，风光发电在 2030 年的节水量可以达到 10 亿立方米和 8 亿立方米，这主要是由于在西北和华北地区燃煤机组比例较高，相应的光伏发电对燃煤的替代量也较高。而西北和华北地区又是中国极度缺水地区，所以风光发电的节水分布与中国缺水地区高度重合。其节水效益在缺水地区更加显著。

需要指出的是，在不同区域节水量的计算中，由于时间和数据限制，本报告使用的计算系数依然为较为保守的全国平均系数，所以风光发展对于西北、华北等缺水地区的效益在本报告中只是保守估计。未来在数据和时间允许的情况下，可以针对区域做更详细的测算。

42 水资源压力等于地区年取水量除以地区年平均可用地表水量，是衡量一个地区水资源缺乏程度的重要指标。

能源行业主体多元化

化石能源的开采和生产需要大量资本，准入门槛高。具体来说，传统能源需要大量的资本和高度集中的控制体系对其进行开采、加工与运输。能源工业的资本密集性特征决定这个行业非个人能力可以企及。在中国乃至全球范围来说，传统能源从开采到发电，基本是控制在国有企业手中。为摊薄成本，煤炭开采多追求规模效应，相应的燃煤发电也多为集中式大型地面电站。电力从发电厂到终端用户的传输也是单向、不可逆的。个人在这样的电力体系中基本没有可以涉足的空间。风能和太阳能打破了传统能源的地缘因素，降低了准入门槛。

在中国，风光发电为更大范围的中小企业与公众参与能源事业提供了可能。能源行业主体的多元化，有效地促进了全社会对能源行业的参与，打破了垄断性大企业一统行业的局面，实现能源的经济化和能源服务需求差异化。众多中小企业的出现和活跃也为商业模式创新和技术进步提供了更适宜的土壤。

从风电累计装机容量来看（图 23），中央五大仍然占据着主要的份额，其所占比例超过 52%，其它央企紧随其后。民企的份额依然较少，但也高于地方国企。就光伏

而言（图 24），国有企业和民营企业则各占半壁江山，民营企业累计并网容量达到 1962 万千瓦，占比 47.7%，远远超过了中央五大发电集团和其它国企。以上数据表明，风电和光伏更能够吸引不同性质的投资主体，促进全社会对能源行业的参与，这种现象在光伏行业中尤为明显。

除此之外，独立光伏的发展还打破了传统电力生产和消费分离的模式。用户市场中定位已经由原来简单的用能者（consumer）变为动态产消合一者（prosumer）。光伏、风电的突出特点是适合分布式开发。用户所生产电力可以自用，多余上传，夜间从电网购电。它可以应用在工业厂房、公共建筑、居民屋顶上。其中，光伏的分布式特点更明显，闲置的屋顶、荒漠、滩涂，都可以建立光伏电站。这种电力生产的准入门槛相比于传统能源非常低，任何一个普通人可以成为电力的生产者。

虽然从目前的投资结构来看，中国风光发电中相当一部分的投资依然来自于国有资本，但在未来，风光发电的特点决定了其是促进能源行业主体多元化的主要力量。这种角色的转变将对能源系统的演进和发展产生重大而深远的影响。

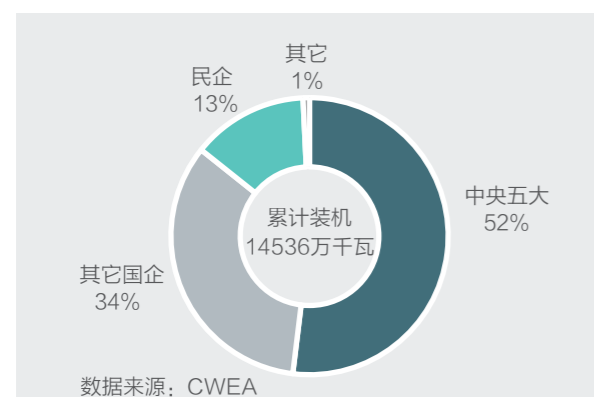


图 23 2015 年不同性质开发商风电机组累计装机容量占比

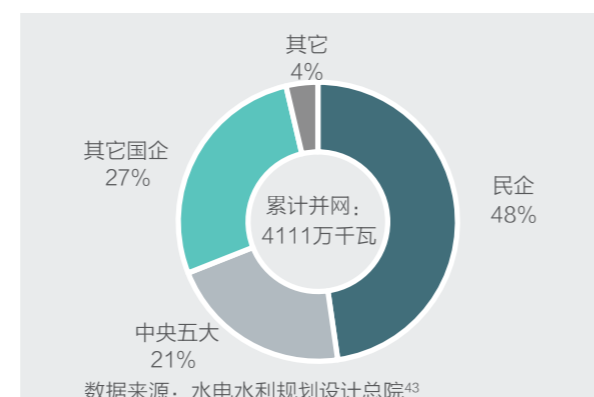


图 24 2015 年不同性质开发商光伏电站累计并网容量占比

⁴³ 该处光伏电站并网容量数据来自于水电水利规划设计总院，与脚注 15 中能源局所统计的并网容量由于统计口径不同略有差异。

参考文献

- European Commission. *Green paper: A 2030 framework for climate and energy policies*. COM(2013) 169 final (European Union, Brussels). Retrieved June 19, 2013 from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2013:0169:FIN:EN:PDF>.
- International Energy Agency. 2014. *The Power of Transformation – Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*, Retrieved from https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/The_power_of_Transformation.pdf
- Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Kadner, S., Zwickel, T. & Matschoss, P. (Eds.). (2011). *Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change*. Cambridge University Press
- 欧洲风能协会. (2010). *欧洲大规模风电并网研究：分析、问题和建议*. 中国科学技术出版社
- 2014 年中国区域电网基准线排放因子. Retrieved from <http://www.ccchina.gov.cn/archiver/cdmcn/UpFile/Files/Default/20150204155537627092.pdf>
- Siler-Evans, K., Azevedo, I. L., Morgan, M. G., & Apt, J. (2013). Regional variations in the health, environmental, and climate benefits of wind and solar generation. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 110(29), 11768–11773
- Zhang, S., & Bauer, N. (2013). Utilization of the non-fossil fuel target and its implications in China. *Climate policy*, 13(3), 328–344.
- 侯婷婷, 姜素华, 吴耀武, 张滋华, & 陈益民. (2013). 含大型风电场的电力系统调峰运行特性分析. *电工技术学报*, 28(5), 105–111
- 李丰, & 张粒子. (2013). 大规模风电跨省消纳与交易机制的研究. *电力自动化设备*, 33(8), 119–124
- Alsema, E. A., de Wild-Scholten, M. J., & Fthenakis, V. M. (2006). Environmental impacts of PV electricity generation—a critical comparison of energy supply options. *21st European Photovoltaic Solar Energy Conference* (p. 320143207).
- Alsema, E. A., Frankl, P., & Kato, K. (2006). Energy pay-back time of photovoltaic energy systems: present status and prospects. Retrieved from <https://dspace.library.uu.nl/bitstream/handle/1874/7943/98053.pdf?sequence=1>
- Arvesen, A., & Hertwich, E. G. (2012). Assessing the life cycle environmental impacts of wind power: A review of present knowledge and research needs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(8), 5994–6006.
- Battisti, R., & Corrado, A. (2005). Evaluation of technical improvements of photovoltaic systems through life cycle assessment methodology. *Energy*, 30(7), 952–967.
- Blanco, M. I. (2009). "The economics of wind energy." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(6): 1372–1382.
- Crawford, R. H. (2009). "Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(9): 2653–2660.
- de Wild-Scholten, M. (2009, November). Energierücklaufzeiten für PV-Module und Systeme Energy payback times of PV modules and systems. *Workshop Photovoltaik-Modultechnik* (Vol. 26, p. 27).
- Demir, N., & Taşkın, A. (2013). Life cycle assessment of wind turbines in Pınarbaşı-Kayseri. *Journal of Cleaner Production*, 54, 253–263.
- Fu, Y., Liu, X., & Yuan, Z. (2015). Life-cycle assessment of multi-crystalline photovoltaic (PV) systems in China. *Journal of Cleaner Production*, 86, 180–190.
- Guezuraga, B., Zauner, R., & Pölz, W. (2012). Life cycle assessment of two different 2 MW class wind turbines. *Renewable Energy*, 37(1), 37–44.
- Hou, G., Sun, H., Jiang, Z., Pan, Z., Wang, Y., Zhang, X., ... & Yao, Q. (2016). Life cycle assessment of grid-connected photovoltaic power generation from crystalline silicon solar modules in China. *Applied Energy*, 164, 882–890.

21. Ito, M., Kato, K., Komoto, K., Kichimi, T., & Kurokawa, K. (2008). A comparative study on cost and life - cycle analysis for 100 MW very large - scale PV (VLS - PV) systems in deserts using m - Si, a - Si, CdTe, and CIS modules. *Progress in Photovoltaics: research and applications*, 16(1), 17-30.
22. Ito, M., Kato, K., Sugihara, H., Kichimi, T., Song, J., & Kurokawa, K. (2003). A preliminary study on potential for very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system in the Gobi desert from economic and environmental viewpoints. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 75(3), 507-517.
23. Jungbluth, N., Dones, R., & Frischknecht, R. (2007). Life cycle assessment of photovoltaics; update of the ecoinvent database. *MRS Proceedings* (Vol. 1041, p. 1041-R01). Cambridge University Press.
24. Kabir, M. R., Rooke, B., Dassanayake, G. M., & Fleck, B. A. (2012). Comparative life cycle energy, emission, and economic analysis of 100 kW nameplate wind power generation. *Renewable Energy*, 37(1), 133-141.
25. Kato, K., Murata, A., & Sakuta, K. (1998). Energy pay-back time and life-cycle CO₂ emission of residential PV power system with silicon PV module. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 6(2), 105-115.
26. Pacca, S., Sivaraman, D., & Keoleian, G. A. (2007). Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems. *Energy Policy*, 35(6), 3316-3326.
27. Peng, J., Lu, L., & Yang, H. (2013). Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 255-274.
28. Philipsen, G. J. M., & Alsema, E. A. (1995). *Environmental life-cycle assessment of multicrystalline silicon solar cell modules*. Department of Science, Technology and Society, Utrecht University.
29. Raadal, H. L., Vold, B. I., Myhr, A., & Nygaard, T. A. (2014). GHG emissions and energy performance of offshore wind power. *Renewable Energy*, 66, 314-324.
30. Raugei, M., Bargigli, S., & Ulgiati, S. (2007). Life cycle assessment and energy pay-back time of advanced photovoltaic modules: CdTe and CIS compared to poly-Si. *Energy*, 32(8), 1310-1318.
31. Sheng-Qiang, L., Xian-Qiang, M., Yu-Bing, G., & You-Kai, X. (2012). Life Cycle Assessment, Estimation and Comparison of Greenhouse Gas Mitigation Potential of New Energy Power Generation in China. *Advances in Climate Change Research*, 3(3), 147-153.
32. Sherwani, A. F., & Usmani, J. A. (2010). Life cycle assessment of solar PV based electricity generation systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1), 540-544.
33. Wang, Y., & Sun, T. (2012). Life cycle assessment of CO₂ emissions from wind power plants: methodology and case studies. *Renewable Energy*, 43, 30-36.
34. 胡润青.(2009).我国多晶硅并网光伏系统能量回收期的研究. *太阳能*, (1), 9-14.
35. 赵晶晶.(2011).风力发电场的生态环境影响及减缓措施. *黑龙江科技信息*, (26), 042.
36. Denholm, P., Hand, M., Jackson, M., & Ong, S. (2009). *Land-use requirements of modern wind power plants in the United States*. Technical Report No. NREL/TP-6A2-45834, National Renewable Energy Lab, Golden, CO (US).
37. Hand, M. M., Baldwin, S., DeMeo, E., Reilly, J. M., Mai, T., Arent, D., ... & Sandor, D. (2012). *Renewable Electricity Futures Study. Volume 1. Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures*. No. NREL/TP--6A20-52409-1. National Renewable Energy Lab, Golden, CO (US).
38. National Renewable Energy Laboratory. (June 14, 2010). Brownfields' Bright Spot: Solar and Wind Energy. Retrieved from http://www.nrel.gov/news/features/feature_detail.cfm/feature_id=153
39. Petersen, I. K., & Fox, A. D. (2007). *Changes in bird habitat utilisation around the Horns Rev 1 offshore wind farm, with particular emphasis on Common Scoter*. Report request Commissioned by Vattenfall/AS. National Environmental Research Institute. Retrieved from https://corporate.vattenfall.dk/globalassets/danmark/om_os/horns_rev/changes-in-bird-habitat.pdf
40. American Wind Wildlife Institute. (2014). *Wind turbine interactions with wildlife and their habitats: a summary of research results and priority questions*. Retrieved from <https://awwi.org/wp-content/uploads/2014/05/AWWI-Wind-Wildlife-Interactions-Factsheet-05-27-14.pdf>
41. Pearce-Higgins, J. W., Stephen, L., Douse, A., & Langston, R. H. (2012). Greater impacts of wind farms on bird populations during construction than subsequent operation: results of a multi-site and multi-species analysis. *Journal of Applied Ecology*, 49(2), 386-394.
42. National Wind Coordinating Committee (2010). *Wind turbine interactions with birds, bats, and their habitats: A summary of research results and priority questions*. Retrieved from <https://www.nationalwind.org/research/publications/birds-and-bats-fact-sheet/>
43. Arnett, E. B., Schirmacher, M., Huso, M. M., & Hayes, J. P. (2009). *Effectiveness of changing wind turbine cut-in speed to reduce bat fatalities at wind facilities*. An annual report submitted to the Bats and Wind Energy Cooperative. Bat Conservation International. Austin, Texas.
44. 马元珽, & 刘渝.(2005).减少风轮机与鸟类碰撞的新方法. *水利水电快报*, 26(3), 30-30.
45. Chief Medical Officer of Health of Ontario. (2010). *The potential health impact of wind turbines*. Toronto, Ontario: Ontario Ministry of Health and Long Term Care. Retrieved from http://www.health.gov.on.ca/en/common/ministry/publications/reports/wind_turbine/wind_turbine.pdf
46. Colby, W. D., Dobie, R., Leventhall, G., Lipscomb, D. M., McCunney, R. J., Seilo, M. T., & Søndergaard, B. (2009). *Wind Turbine Sound and Health Effects: An Expert Panel Review*, Prepared for American Wind Energy Association and Canadian Wind Energy Association. Retrieved from http://www.canwea.ca/pdf/talkwind/Wind_Turbine_Sound_and_Health_Effects.pdf
47. Australian Government National Health and Medical Research Council. (2010). *Wind Turbines and Health - A Rapid Review of the Evidence*. Retrieved from https://www.nhmrc.gov.au/_files_nhmrc/publications/attachments/new0048_evidence_review_wind_turbines_and_health.pdf
48. Chapman, S., George, A. S., Waller, K., & Cacic, V. (2013). The pattern of complaints about Australian wind farms does not match the establishment and distribution of turbines: support for the psychogenic, 'communicated disease'hypothesis. *PLoS one*, 8(10), e76584.
49. Baqtasch, M., Van Dam, J., Søndergaard, B., & Rogers, A. (2006). Wind turbine noise—An overview. *Canadian Acoustics*, 34(2), 7-15.
50. Marsh, D. M. (2008). *The water-energy nexus: a comprehensive analysis in the context of New South Wales* (Doctoral dissertation, University of Technology, Sydney).
51. Mielke, E., Anadon, L. D., & Narayanamurti, V. (2010). Water consumption of energy resource extraction, processing, and conversion. *Belfer Center for Science and International Affairs*.
52. 张丽艳, 冯杰, & 杨涛.(2012).我国火电行业用水效率分析与节水对策. *水电能源科学*, 30(2), 190-192.
53. 车德亮, 孟洁, 陈永辉, 李鹏飞, & 魏高升.(2013).未来20年我国火力发电用水情况预测分析. *电力建设*, (8), 17-21.
54. Tan, D., Hu, F., Thieriot, H., & McGregor, D. (2015). Towards a water & energy secure China
55. Zhang, C., Anadon, L. D., Mo, H., Zhao, Z., & Liu, Z. (2014). Water-carbon trade-off in China's coal power industry. *Environmental science & technology*, 48(19), 11082-11089.
56. Meldrum, J., Nettles-Anderson, S., Heath, G., & Macknick, J. (2013). Life cycle water use for electricity generation: a review and harmonization of literature estimates. *Environmental Research Letters*, 8(1), 015031.
57. Feng, K., Hubacek, K., Siu, Y. L., & Li, X. (2014). The energy and water nexus in Chinese electricity production: a hybrid life cycle analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 342-355.
58. Li, X., Feng, K., Siu, Y. L., & Hubacek, K. (2012). Energy-water nexus of wind power in China: the balancing act between CO₂ emissions and water consumption. *Energy policy*, 45, 440-448.
59. Torcellini, P., Long, N., & Judkoff, R. (2003). *Consumptive Water Use for US Power Production*. No. NREL/CP-550-35190. National Renewable Energy Lab., Golden, CO.(US).

附录

一、情景设置说明

2016–2020 年 GDP、发电技术单位发电成本、风光发电单位装机成本变化率情景设置依据

设置内容	依据	设置结果
GDP	2016–2020 年期间 GDP 增速底线为 6.5% ^[1] ；未来十年平均增速由 6.5% 下调到 6.2% ^[2] ；未来十年中国经济增速将继续逐渐放缓至一个可持续的中高速水平 (5% 左右) ^[3]	假定中国未来 GDP 增速逐步放缓，2016–2020，2021–2025，2026–2030 年期间，GDP 年均增速分别设置为 6.5%、6.0%、5.5%
煤电发电成本下降率	根据中国 2000–2014 年期间，煤电单位发电煤耗数据历史趋势推断；2000–2014 年期间，全国装机容量 6000 千瓦及以上火力发电厂平均标准煤耗年均下降率为 1.35% ^[4]	假定随着技术及管理等因素的进步及成熟，煤电发电成本下降速度逐渐放缓；2016–2020，2021–2030 年期间，煤电单位发电成本下降率分别设置为 1%、0.5%、0.5%
风力发电成本下降率	2020、2030 年，中国陆上风电上网电价分别为 0.51、0.48 元 / 千瓦时 ^[5] ；2013 年，中国风力发电成本为 0.32–0.47 元 / 千瓦时，上网电价为 0.45–0.60 元 / 千瓦时，与上网电价的比值约为 0.75 ^[6]	根据相关研究报告中上网电价情景设定，及发电成本与上网电价的固定比例关系，得出 2016、2020、2030 年发电成本，再根据 2015 年风电发电成本，得出 2016–2020，2020–2030 年期间的年均下降。2016–2020，2021–2030 年均下降率分别设为 3.7%、0.6%
光伏发电成本下降率	2020、2030 年，中国光伏发电上网电价分别为 0.70、0.50 元 / 千瓦时 ^[6] ；2013 年，中国光伏发电成本约为 0.77 元 / 千瓦时，上网电价为 0.9–1.0 元 / 千瓦时，发电成本与上网电价的比值约为 0.81 ^[7]	根据相关研究报告中上网电价情景设定，及发电成本与上网电价的固定比例关系，得出 2016、2020、2030 年单位发电成本，再根据 2015 年光伏单位发电成本，得出 2016–2020，2020–2030 年期间的年均下降。2016–2020，2021–2030 年均下降率分别设为 3.7%、3.3%
其它发电成本下降率	其它发电技术主要为水电、核电，假定下降率与煤电技术保持一致	同煤电下降速度
风力发电单位装机成本下降率	参考 IRENA 对于 2025 年风电装机成本的预测	预计到 2030 年风电装机成本比 2015 年下降 15%
光伏发电单位装机成本下降率	参考 IRENA 对于 2025 年光伏装机成本的预测	预计到 2030 年光伏装机成本比 2015 年下降 30%

情景设置参考数据来源：

- [1] 北京商网. 习近平：“十三五” GDP 底线 6.5%. 2015–11–04. http://news.xinhuanet.com/fortune/2015-11/04/c_128391226.htm
- [2] 中国经济网—《经济日报》. 未来十年中国经济增长展望. 2015–06–18. http://www.ce.cn/xwzx/gnsz/gdxw/201506/18/t20150618_5673777.shtml
- [3] 腾讯财经：未来十年中国 GDP 或放缓至 5%. 2015–06–23. <http://finance.qq.com/a/20150623/022840.htm>
- [4] 中国电力企业联合会：2014 年电力工业统计基本数据一览表. 2015–11–30. <http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/tongjixinxi/niandushuju/2015-11-30/146012.html>
- [5] 国家发展和改革委员会能源研究所等：中国风电发展路线图 2050(2014 版) 2014
- [6] 中丹可再生能源发展项目办公室：中国可再生能源发展路线图 2050–简本 2014–12
- [7] 国家发展改革委：国家发展改革委关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知. 2013–08–26. http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201308/t20130830_556000.html

二、风光发电不同成本下降情景

年均成本下降 (%)	低情景		中情景		高情景	
	风电	光伏	风电	光伏	风电	光伏
2012–2020	3.7	3.7	2.5	4.5	3.5	6.0
2020–2025	0.6	3.3	2.5	4.5	3.5	6.0
2025–2030	0.6	3.3	2.5	4.5	3.5	6.0
发电成本 (元 / 度)						
2012	0.52	0.77	0.52	0.77	0.52	0.77
2015	0.46	0.68	0.48	0.67	0.46	0.64
2016	0.45	0.66	0.47	0.64	0.45	0.60
2020	0.38	0.56	0.42	0.53	0.39	0.47
2025	0.37	0.48	0.37	0.42	0.33	0.34
2030	0.36	0.40	0.33	0.33	0.27	0.25

三、风光发电能源回收期测算数据

风电机组制造环节能耗

部分	子部分	原材料	材料消耗 [t]	能耗 [GJ/t]
风轮	叶片	玻璃	0.3	8.7
		环氧树脂	0.2	45.7
	轮毂	钢	0.3	34
		整流罩	玻璃	8.7
		环氧树脂	45.7	
机舱	发电机	钢	1.47	34
		铜	0.37	78.2
		钢	1.36	34
	机械外壳与框架	铜	0.22	78.2
		铝	0.17	39.15
		玻璃	0.06	8.7
		聚酯	0.04	45.7
齿轮箱和轮毂	钢	1.84	34	

部分	子部分	原材料	材料消耗 [t]	能耗 [GJ/t]
塔架	主塔架	不锈钢	32.64	53
	起重杆	不锈钢	6.33	53
	牵索	镀锌钢	2.2	
		铜		78.2
地基		塑料		
		混凝土	350	0.81
		钢筋	1.5	34.26
		铁		

数据来源: Kabir, Rooke et al. 2012, 经作者根据最新技术设备表现更新

风电机组运输、安装能耗

运输类型	距离 [km]	运输重量 [t]	能耗 [MJ/t-km]
公路	1000	1	3.41
铁路	1000	1	0.25

数据来源: Kabir, Rooke et al. 2012

注: 距离和运输重量为设定数据, 根据典型项目的可研报告取得。现实中, 受地理条件、项目布局、道理设施等情况, 可能存在较大的变化。

多晶硅光伏系统制造环节能耗

部分	子部分	能耗 [kWh/kWp]
光伏组件制造	工业硅制造	93
	太阳能级多晶硅制造	687
	铸锭切片	151
	太阳能电池制造	204
	光伏组件制造	204
	光伏系统安装	255

数据来源: Hou, Sun et al. 2016, 经作者根据最新技术设备表现更新

多晶硅光伏系统运输环节能耗

距离和光伏系统重量为假设数据, 能耗为计算结果。

运输类型	距离 [km]	光伏系统重量 [t]	单位距离 - 重量燃料消耗 [kWh/t-km]	能耗 [kWh/kWp]
公路	1000	1	0.23	230

数据来源: 胡润青, 2009

四、燃煤发电环境外部成本国外研究综述表

类别	研究 ¹ 欧元/千瓦时		研究 ² (个)早产儿		研究 ³		研究 ⁴ 美分/千瓦时		研究 ⁵ (PM _{2.5})万人		研究 ⁶		研究 ⁷	
	化石能源	2010	2020	低	中	高	全球	中国	全球	欧盟(低)	全球	欧盟(低)	美国	中国
SO ₂												7416 美元/吨		2200 万吨
NO _x												6827 美元/吨		
PM							300	136				34430 美元/吨 (PM _{2.5})		
CO ₂							20 欧元/吨	10.2						
公众健康		647-5472	1265-11130	4.36	4.36	4.36						4400 亿美元	12500 亿美元	850-2800 亿美元
空气污染导致的损失				3.23	9.31	9.31							17.5 万人	250 万人
总的环境成本	1.6-5.8			9.36	17.84	26.89	2.3 欧元/兆瓦时				22000-59000 亿美元	3300-9400 亿美元	22000-59000 亿美元	3300-9400 亿美元

研究 1: 欧盟 ExternE (2001-2003)

研究 2: 美国 EPA 的 IES (Integrated Environmental Strategies) 协同效益项目 (2004)

研究 3: “可再生能源社会成本和效益评价项目” (RECaBS, 2006-2007)

研究 4: 哈佛煤炭外部性研究 - 美国煤炭的外部性成本 (2008)

研究 5: 德国《全球室外空气污染对过早死亡的影响》(2015)

研究 6: IRENA《2030 可再生能源发展路线图》(2015)

研究 7: IEA《世界能源展望特别报告》(2016)

五、投入产出法计算风光发电经济效益数据来源

2012年电力行业基本统计数据及数据来源

内容	总量(平均)	煤电	水电	核电	风电	光伏	生物质发电
总发电量(亿千瓦时)	49865	38944	8556	983	1030	36	316
单位发电成本(元/千瓦时)	0.29	0.29	0.24	0.45	0.52	0.77	0.61
总装机容量(万千瓦)	114676	81220	24947	1257	6142	341	769
单位装机成本(元/千瓦)		3745	6870	12500	8800	12900	11000
厂用电率(%)	5.10	6.08	0.33	4.00	3.00	3.00	5.10
单位固定运行成本(元/千瓦时)		0.092	0.189	0.146	0.439	0.686	0.145
单位变动运行成本(元/千瓦时)		0.04	0.05	0.224	0.078	0.08	0.190
单位燃料成本(元/千瓦时)		0.156	0	0.075	0	0	0.276
运营成本占比(%)		3	2	2.5	1.5	1.5	5

数据	来源
发电量(亿千瓦时)	《中国电力年鉴 2013》: 2012 年全国电力统计基本数据一览表
单位成本数据(元/千瓦时)	清华大学:《2050 能源技术路线图》, 中国 CDM 基金项目, 2015
总装机容量(万千瓦)	《中国电力年鉴 2013》: 2012 年全国电力统计基本数据一览表
单位装机成本(元/千瓦)	温丹辉, & 王灿.(2014). 中国清洁能源的企业减排成本和社会减排成本. 系统工程学报, 29(005), 592-601.
厂用电率(%)	《中国电力年鉴 2013》: 全国 6000kW 及以上电厂发电技术经济指标
运营成本占比(%)	温丹辉, & 王灿.(2014). 中国清洁能源的企业减排成本和社会减排成本. 系统工程学报, 29(005), 592-601.

行业就业人数表

行业	就业人数(万人)	行业总产出(万元)	就业系数(人/万元)
农林牧渔业	25773.00	894213473	0.2882
煤炭开采和洗选业	849.28	225082366	0.0377
石油、天然气和核燃料开采加工业	124.29	522770934	0.0024
其它采矿业	341.55	188259391	0.0181
消费品工业	5528.38	2352753553	0.0235
原材料工业	3269.83	2837727744	0.0115
装备制造业	5676.93	2592866550	0.0219
电力、煤气及水的生产及供应业	516.54	535172922	0.0097
建筑业	6934.18	1386125872	0.0500
交通运输业	3163.01	619666563	0.0510
其它第三产业	24526.99	3861631465	0.0635

数据来源: 中国统计年鉴, 2013 年经济普查年鉴

六、风光发电、燃煤发电耗水量国内外文献综述数据对比

不同发电方式及冷却方式的耗水量最大值与最小值(单位: 立方米/兆瓦时)

发电方式	冷却系统	耗水量		来源
		最小值	最大值	
燃煤发电	直流冷却	0.24	1.20	EPRI, 2002; Dziegielewski and Bik, 2006; NETL, 2009; Macknick et al., 2012
	冷却池(循环)	0.015	3.04	EPRI, 2002; Dziegielewski and Bik, 2006; NETI, 2009
	冷却塔(循环)	1.20	4.16	EPRI, 2002; NETL, 2009, 2010; Macknick et al., 2012
光伏	无	0.004	0.3	DOE, 2012; Hsu et al., 2012; Kim et al., 2012
风电	无	0.001	0.004	DOE, 2006; Inhaber, 2004; Dolan and Heath, 2012

各冷却方式机组单位发电量耗水, 不同研究对比(单位: 立方米/兆瓦时)

冷却方式	单位发电水耗《未来 20 年我国火力发电用水情况预测分析》	600MW 机组《我国火电行业用水效率分析与节水对策》	300MW 机组《我国火电行业用水效率分析与节水对策》
循环冷却	4.0	1.96	2.03
直流冷却	1.0	0.43	0.68
空气冷却	0.6	0.44	0.33

不同研究中燃煤发电、风电、光伏全生命周期耗水量(单位: 立方米/兆瓦时)

发电方式	数据	来源	备注
燃煤发电	3.32	Feng et al 2014	中国数据
	1.8	Torcellini et al 2010	美国数据
风电	0.0416	Meldrum et al 2013	发达国家数据
	0.56	Feng et al 2014	中国数据
光伏	0.64	Liet al 2012	中国数据
	1.69	Feng et al 2014	中国数据
	0.892	Meldrum et al 2013	发达国家数据

数据来源:

- [1] Electric Power Research Institute.(2002). “Water and Sustainability (Volume 2): An Assessment of Water Demand, Supply, and Quality in the US—The Next Half Century” , Palo alto, California, EPRI.
- [2] Dziegielewski, B., Bik, T., Alqalawi, U., Mubako, S., Eidem, N., & Bloom, S. (2006). Water use benchmarks for thermoelectric power generation. Prepared for the United States Geological Survey. Southern Illinois University at Carbondale.
- [3] National Energy Technology Laboratory.(2009).Estimating freshwater needs to meet future thermoelectric generation requirements. National Energy Technology Laboratory – US Department of Energy.
- [4] Macknick, J., Newmark, R., Heath, G., & Hallett, K. C. (2012). Operational water consumption and withdrawal factors for electricity generating technologies: a review of existing literature. *Environmental Research Letters*, 7(4), 045802.
- [5] National Energy Technology Laboratory. (2010).Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants—Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity—Revision 2, Pittsburgh, NETL.
- [6] Margolis, R., Coggeshall, C., & Zuboy, J. (2012). SunShot vision study. US Department of Energy
- [7] Hsu, D. D., O’ Donoughue, P., Fthenakis, V., Heath, G. A., Kim, H. C., Sawyer, P., ... & Turney, D. E. (2012). Life cycle greenhouse gas emissions of crystalline silicon photovoltaic electricity generation. *Journal of Industrial Ecology*, 16(s1), S122–S135.
- [8] Kim, H. C., Fthenakis, V., Choi, J. K., & Turney, D. E. (2012). Life cycle greenhouse gas emissions of thin - film photovoltaic electricity generation. *Journal of Industrial Ecology*, 16(s1), S110–S121.
- [9] US Department of Energy. (2006). Energy demands on water resources: Report to Congress on the interdependency of energy and water.
- [10] Inhaber, H. (2004). Water use in renewable and conventional electricity production. *Energy Sources*, 26(3), 309–322.
- [11] Dolan, S. L., & Heath, G. A. (2012). Life cycle greenhouse gas emissions of utility - scale wind power. *Journal of Industrial Ecology*, 16(s1), S136–S154.
- [12] Torcellini, P. A., Long, N., & Judkoff, R. (2003). Consumptive water use for US power production.
- [13] Meldrum, J., Nettles–Anderson, S., Heath, G., & Macknick, J. (2013). Life cycle water use for electricity generation: a review and harmonization of literature estimates. *Environmental Research Letters*, 8(1), 015031.