

# SUSTAINABLE FINANCE

PROGRAMME



SMITH SCHOOL OF ENTERPRISE  
AND THE ENVIRONMENT



## 搁浅资产与中国的燃煤发电：

## 环境风险暴露分析

讨论稿

2017年2月

## 关于可持续金融项目

牛津大学史密斯企业与环境学院的可持续金融项目旨在成为世界领先的可持续金融和投资研究教学中心。该项目于 2012 年成立（原来为搁浅资产项目），旨在了解全球环境可持续发展中投资资本再分配的需求、挑战和机遇。

我们力图了解不同部门、不同资产类型和不同地域的环境相关风险和机遇：这些因素是怎样产生的并对资产价值如何产生积极或消极的影响？这些因素是怎样相互关联？它们的重要性（在规模、影响、时间和可能性方面）如何？谁会受到影响？哪些受到影响的群体可以进行有前瞻性的风险管理？

我们认识到关于环境相关因素的高质量研究成果是将这些因素成功整合到决策制订中的必要的、但非充分条件。因此，我们开发了这些数据、分析、框架和模型，使得这些信息能整合到决策制定中去。我们还研究了在金融机构、公司、政府和监管部门中影响这种整合的障碍，并制定应对措施来解决它们。自 2012 以来，我们已经对搁浅资产进行了开拓性研究；而且，截止目前，我们仍是唯一一个以重要且协调的方式对此主题开展研究的学术机构。

该项目建立在具有全球影响力和声誉的世界一流大学。我们与整个投资链上的一流从业者进行合作（包括精算师、资产所有者、资产管理者、会计师、银行、数据提供商、投资顾问、律师、评级机构、证券交易所），我们也与企业及其管理者，以及一大批相关学科领域的专家（包括金融、经济、管理、地理学、人类学、环境科学、法律、区域研究、心理学）在牛津大学进行合作。

## 全球顾问委员会

可持续金融项目由 Ben Caldecott 发起，而全球可持续金融顾问委员会主席，牛津大学史密斯学院院长 Gordon L. Clark 负责指导其工作。委员会成员目前包括：

**Jane Ambachtsheer**, Partner and Global Head of Responsible Investment, Mercer Investment  
**Rob Bailey**, Research Director, Energy, Environment and Resources, Chatham House  
**Vicki Bakhshi**, Head of Governance & Sustainable Investment, BMO Global Asset Management (EMEA)  
**Morgan Bazilian**, Affiliate Professor, The Royal Institute of Technology of Sweden  
**David Blood**, Co-Founder and Senior Partner, Generation IM  
**Yvo de Boer**, President, Sustainability Challenge Foundation  
**Susan Burns**, Founder and CEO, Global Footprint Network  
**James Cameron**, Chairman, Overseas Development Institute  
**Diana Fox Carney**, Pi Capital  
**Mike Clark**, Institute and Faculty of Actuaries  
**Rowan Douglas**, Head, Capital Science and Policy Practice, Willis Towers Watson  
**Professor Robert Eccles**, Chairman of Arabesque Partners and Visiting Professor of Management Practice, Saïd Business School, University of Oxford  
**Emily Farnworth**, Head of Climate Initiatives, World Economic Forum  
**Jessica Fries**, Executive Chairman, The Prince of Wales's Accounting for Sustainability Project (A4S)  
**Ben Goldsmith**, CEO, Menhaden Capital  
**Kristin Halvorsen**, Director, Center for International Climate and Environmental Research (CICERO) and former Norwegian Minister of Finance  
**Connie Hedegaard**, Chair, KR Foundation, and former European Commissioner for Climate Action  
**Thomas Heller**, Chairman of the Board and Founder, Climate Policy Initiative  
**Anthony Hogley**, CEO, Carbon Tracker Initiative  
**Christina Hood**, Head of Unit, Environment and Climate Change, International Energy Agency  
**Andrew Howard**, Head of Sustainable Research, Schroder Investment Management  
**Catherine Howarth**, CEO, ShareAction  
**Zoe Knight**, Head, Climate Change Centre of Excellence, HSBC  
**Bernice Lee**, Executive Director, Hoffmann Centre for the Sustainable Resource Economy, Chatham House  
**Bob Litterman**, Senior Partner and Chairman of Risk Committee, Kepos Capital  
**Mindy Lubber**, President, Ceres  
**Nick Mabey**, CEO, E3G  
**Richard Mattison**, CEO, Trucost  
**Stephanie Pfeifer**, CEO, Institutional Investors Group on Climate Change  
**Fiona Reynolds**, Managing Director, UN Principles for Responsible Investment  
**Nick Robins**, Co-Director, UNEP Inquiry into a Sustainable Financial System  
**Paul Simpson**, CEO, Carbon Disclosure Project  
**Andrew Steer**, President and CEO, World Resources Institute  
**James Thornton**, CEO, ClientEarth  
**Simon Upton**, Director, Environment Directorate, OECD  
**Steve Waygood**, Chief Responsible Investment Officer, Aviva Investors  
**Peter Wheeler**, Executive Vice President, The Nature Conservancy (TNC)  
**Michael Wilkins**, Managing Director, Infrastructure Finance Ratings, Standard & Poor's  
**Baroness Bryony Worthington**, Executive Director Europe, Environmental Defense Fund

**Simon Zadek**, Co-Director, UNEP Inquiry into a Sustainable Financial System

**Dimitri Zenghelis**, Principal Research Fellow, Grantham Institute, London School of Economics



## 关于作者

**Ben Caldecott:** 可持续金融项目主任，他现在同时是威尔士亲王可持续发展项目会计顾问，英格兰银行学术顾问，斯坦福大学访问学者。

**Gerard Dericks:** 可持续金融项目的博士后研究员。此前，他曾是房地产市场分析事务所的一名分析师，同时是伦敦交易所的政策研究顾问。于立命馆大学获得学士学位以后，继续在英国伦敦经济学院获得硕士和博士学位。

**Daniel J. Tulloch:** 可持续金融项目的博士后研究员。丹尼尔在新西兰奥塔哥大学获得金融学博士学位，他还拥有诺里奇东安格利亚大学的国际会计与金融管理硕士学位。

**Xiawei Liao:** 牛津大学环境变化研究所博士候选人，他同时获得中国北京大学环境科学和日本早稻田大学环境政策硕士学位。他目前在中国电力部门进行水和能源关系的研究。

**Lucas Kruitwagen:** 可持续金融项目的研究助理，同时是牛津大学地理与环境学院的一名博士生。伦敦帝国理工学院的客座研究员，取得了麦吉尔大学工学学士学位后，又以优异成绩取得了伦敦帝国理工学院的可再生能源远景的硕士学位。

**Geraldine Bouveret:** 可持续金融项目的博士后研究员助理。杰拉尔丁在伦敦帝国理工学院获得了数学（金融数学方向）的博士学位，并获得了埃塞克商学院的金融硕士学位，同时获得了巴黎多芬纳大学和巴黎高科国立统计与经济管理学院数学（保险数学、经济学和金融方向）硕士学位。

## 致谢

感谢英国外交及联邦事务部和格罗沃尔德家庭基金提供赠款，以支持这项研究。我们还要感谢 Simon Abele（牛津大学）和 Ted Nace（CoalSwarm）在整个研究过程中的帮助和支持。

## 工作报告系列

本报告旨在引导该研究领域内的组织和使用者能够展开激烈讨论。本报告谨代表作者个人观点，不一定代表主办机构或投资者的观点。

## 牛津大学免责声明

牛津大学的校长、教师和学者不代表也不担保与本出版物任何方面有关的观点，包括对任何具体公司、投资基金或其它金融工具进行投资是否明智的观点。尽管我们已经获得了据信是可靠的信息，但本大学的任何员工、学生和指定人员对与本文件所含信息有关的任何性质的赔偿或损失不承担任何责任，包括收益损失、处罚或从属损害。

# 目录

主要发现.....	7
执行摘要.....	8
<b>1. 中国电力发展概况 .....</b>	<b>19</b>
1.1 中国电力市场的结构.....	20
1.2 中国电力市场的改革.....	22
1.3 中国的燃煤电厂 .....	23
<b>2. 投资风险假设 .....</b>	<b>26</b>
2.1 财务风险 .....	26
2.2 环境相关风险 .....	33
2.3 小结：运行、在建及规划中的燃煤电厂 .....	72
<b>3. 中国煤电搁浅资产规模.....</b>	<b>75</b>
3.1 案例研究.....	77
<b>4.结论 .....</b>	<b>97</b>
参考文献.....	98
附录：数据准备 .....	104

## 主要发现

我们研究了中国排名前 50 的煤电集团（合计装机容量占全国煤电总装机容量的 89%）旗下的现役和计划新建煤电所面临的环境相关风险。我们测算了每个电厂在 7 个区域层面和 12 个国家层面风险假设的暴露程度。这种资产层面的分析随后会汇总到母公司层面，来帮助特定的投资者制定包括风险管理、风险筛选、表决、参与和撤资在内的投资决策。我们也针对中国五大发电集团（华能国际，大唐集团，国电集团，华电集团，国家电力投资集团）所面临的环境相关风险和潜在的搁浅风险进行了深入的案例研究。

我们研究了中国各发电公司历来的财务结构和市场价值。这样做有助于确定样本公司的业绩表现、稳定性和资产健康状况，也为公司未来的融资能力提供了参考，同时投资者也在寻求此类信息以确定投资的预期回报率。面对本报告所揭示的各种风险因素产生的搁浅资产，财务状况良好的电力企业也更容易适应。如果样本公司背负着沉重的财务压力，投资者将会认为该公司属于行业非投资级别并在是否投资上犹豫不决，或者会要求更高的投资回报率。在促进中国低碳转型投资方面，资本的进入至关重要。

我们发现排名前 50 的中国煤电企业的财务状况普遍恶化。首先，2008 到 2015 年期间，该行业资产亏损达到了 138 亿人民币。其次，中国电力企业对短期债务（流动负债）有很大的依赖性，如果市场状况迅速恶化，可能导致额外的财务风险和破产风险。第三，多年以来，利润率在持续下降，从 1995 年的 23% 降到了 2015 年的 9%。第四，样本公司一直在努力增加他们的财务杠杆，从而导致了更高的财务风险。第五，中国煤电企业的现金储备通常很低，削弱了他们使用现金或现金等价物偿还债务的能力。第六，债务占收入的比重越来越大，延长了偿还债务的时间。

为了衡量中国煤电资产潜在的搁浅规模和这一规模的上限，我们使用了四个情景进行说明，在这四个情景中，假设所有现役和计划新建煤电厂分别在 5 年、10 年、15 年和 20 年后被完全搁浅。考虑到全球能源系统的变化速度，这些情景设定的时间跨度非常合适。随着临界点的来临，搁浅资产带来的破坏似乎正在加速，但电力部门意图保持新建煤电资产的相对静态和“安全”的想法，与我们看到的 20 国集团（G20）实际发生的情况是背道而驰的。

这四种情景反映了本报告所解释的环境相关风险产生实质性作用的速度和规模。需要着重强调的是，这些情景突出了煤电搁浅资产给中国电力部门造成的最大潜在影响，估计煤电搁浅资产的价值规模可能高达 30,860 - 72,010 亿元（4,490-10,470 亿美元），相当于 2015 年中国 GDP 的 4.1% - 9.5%。鉴于这样的规模，金融监管机构应该审慎地考查中国金融系统中哪些部分或多或少地暴露在这些风险下，并考虑采取相关措施来减轻这种风险。

鉴于产能日益过剩、可再生能源的竞争、碳排放配额的减少、电力需求的下滑，如不能及时发现中国现役和已批准新建的煤电厂所面临的资产搁浅风险，可能会造成严重的后果。煤电搁浅资产将会影响投资者的预期收益，损害电厂偿还巨额负债的能力，并最终会导致让纳税人和电力用户去消化这些搁浅资产。

## 执行摘要

据我们所知，这是最新且最全面的关于中国燃煤电厂所面临的搁浅资产环境相关风险的分析。搁浅资产是指遭受意外或过早减值、贬值或转换为负债的资产。煤电厂面临的环境相关风险是巨大的，而且可能是造成资产搁浅的重要因素。<sup>1</sup>这些风险包括物理环境的影响和社会对这些环境影响的应对（例如，新政策和技术变革），以及由此产生的新的法律责任。

通过考查煤电厂所面临的环境相关风险，采用适当方法来区分不同资产所面临的风险暴露程度，并将这一分析与公司股权、债券发行和资本支出计划联系起来，帮助中国电力部门进行管理决策，这正是我们研究的目的。特别是，我们的研究可以帮助特定的投资者制定包括风险管理、风险筛选、表决、参与和撤资在内的投资决策。这些数据集不仅为我们的分析提供了基础，也巩固了分析本身，并为学术研究和调查提供了新思路。

中国政府当前不容回避的一个重大事实是，煤电装机在显著增加，目前现役机组有 978GW，在建机组有 227GW，另外还有 563GW 处于不同程度的规划中。与此相比，在建的可再生能源装机和非煤电火电装机分别仅有 99GW 和 88GW（共计 187GW 非煤装机），另外还有 421GW 的可再生和 164 GW 非煤电火电装机在规划中（共计 585 GW 非煤装机）。虽然政府在 2016 和 2017 年采取了一些积极措施来减少新增煤电，但愈发严重的环境相关风险意味着企业、投资者和政策制定者应该更全面地考量中国现役和计划新建煤电厂所面临的资产搁浅风险。煤电搁浅资产将会影响投资者的预期收益，损害电厂偿还巨额负债的能力，并最终导致纳税人和电力用户来承担这些搁浅资产。此外，新建煤电厂存续短于预期年限的，将产生显著的负外部性，特别是在导致气候变化的碳排放和危害人类健康的空气污染方面。

### 方法学

我们这里所采用的方法是基于先前牛津大学史密斯企业与环境学院（以下简称牛津大学史密斯学院）的可持续金融中心发布的报告中使用的方法，报告于 2015 年 3 月发布，题为“搁浅资产与亚临界煤电：公司和投资者的风险”。<sup>2</sup>这一方法在牛津史密斯学院 2016 年 1 月出版的“搁浅资产与煤电：环境相关的风险分析”报告<sup>3</sup>中得到扩展，并在 2016 年 5 月出版的“日本的搁浅资产与煤电：环境相关的风险分析”报告<sup>4</sup>中被进一步细化。本报告采用类似的数据和方法对中国煤电资产面临的环境相关风险进行高分辨率检测。

了解环境相关因素是如何交互作用来影响一个公司的，需要对公司的具体资产进行详细调查。对于中国所有的发电集团，我们分析了各自旗下煤电厂的属性和特征，并整合、交叉引用这些数据以及环境相关的风险指标，来完成具体资产的风险分析。然后，我们在公司层面上汇总了这些分析，提供出全公司的环境相关风险评估。我们还将资本支出和公司债券发行整合到这些分析中，以识别具有重大风险敞口的公司。用于支持我们分析的数据集详见附件。

我们使用的方法要求我们了解煤电厂面临哪些环境相关风险，以及这些风险是如何影响资产价值的。根据这些风险因素是以类似的方式影响整个国家的资产，还是只对当地环境有特定影响，我们把它

1 See Caldecott, B., et al. (2013). Stranded Assets in Agriculture: Protecting Value from Environment-Related Risks.

2 See Caldecott, B., Dericks, G., & Mitchell, J. (2015). Stranded Assets and Subcritical Coal: The Risk to Companies and Investors.

3 See Caldecott, B., Kruitwagen, L., Dericks, G., et al. (2016). Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure.

4 Ben Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal in Japan: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure,” 2016.



们分成区域风险假设（LRHs）和国家风险假设（NRHs）。例如水资源压力，各地的水资源压力都不同，因此它是一个区域风险因素，反之可再生能源政策支持的变化就是一个国家风险因素。关于区域风险假设和国家风险假设的说明如下。

### 发电集团区域风险假设

报告中用以衡量中国燃煤电厂的区域风险假设如下所示：

#### 区域风险假设 1（LRH-1）：碳强度

如果燃煤电厂碳强度越高，那么就有可能受到碳价格、碳排放标准等气候政策的负面影响。碳强度较高的电厂更容易面临气候变化减缓政策带来的过渡性风险。报告中以千克二氧化碳每兆瓦时（kg. CO<sub>2</sub>/MWh）来评估每个发电厂的碳强度。

#### 区域风险假设 2（LRH-2）：电厂寿命

老旧的煤电厂可能在很多方面给所有者带来风险。首先，老化的煤电厂更容易受到政策法规的调控被强制关停。其次，拥有老化发电组合的发电集团关停电厂后在场地修复成本和工人补偿（例如退休金成本）方面将面临更高风险。最后，老旧电厂更容易遭受意外停机和维修需要的影响，这导致了维修成本和因无法履行发电承诺而产生的机会成本（二次损失）。报告中以完工建成年份来衡量电厂寿命。

#### 区域风险假设 3（LRH-3）：区域空气污染情况

在人口密度高、空气污染严重的区域，煤电厂更容易受到监管，要求其安装减排设备或停止运营。因此，处于高人口密度和高污染区域的资产所有者将在这些方面承担更大的财务风险。报告中采用 PM<sub>2.5</sub> 的指标来评估当地的空气污染情况，单位是微克每立方米（μg/m<sup>3</sup>）。

#### 区域风险假设 4（LRH-4）：水资源风险

若煤电厂所处地区水资源情况如下：（1）高物理水资源压力；（2）严重干旱；（3）洪水频繁，则被迫减少发电或停止运营的风险较高。

#### 区域风险假设 5（LRH-5）：煤炭质量

我们认为使用褐煤的煤电厂比使用其他种类煤的电厂风险更高。这是因为燃烧褐煤会产生更多的二氧化碳和二氧化硫，这很可能会带来监管风险。

#### 区域风险假设 6（LRH-6）：碳捕捉与储存（CCS）技术改造

不适合碳捕捉和储存（CCS）技术改造的煤电厂可能面临提前退役的风险。在外界强烈要求燃煤企业进行温室气体减排、针对性政策和碳价格的强制执行下，这些电厂却无法进行 CCS 技术改造。CCS 技术改造的评估标准详见 2.2.1 章节。

#### 区域风险假设 7（LRH-7）：未来的温升压力

气候变化会加剧电厂的温升压力。较高的区域环境温度会降低电厂的运行效率并加剧水资源压力，这将引起类似于强制关停、减少运行时间等物理风险，甚至会引发社会不安，增加潜在管控压力。未来的温升压力，以 2035 年与前工业化水平基础上的比较来测定，单位是摄氏度（°C）。

表1：区域风险假设（LRHs）的测量单位

风险假设	单位
LRH-1 发电的碳排放强度	千克二氧化碳/兆瓦时 [kg.CO <sub>2</sub> /MWh]
LRH-2 电厂寿命、运行年限	年 [year]
LRH-3 区域空气污染情况（以PM2.5为指标）	微克/立方米 [μgPM2.5/m <sup>3</sup> ]
LRH-4 水资源风险	等级（1-最低，50-最高）
LRH-5 煤炭质量	褐煤燃烧占比 [%]
LRH-6 CCS技术改造（评估标准详见2.2.1章节）	CCS改造比例 [%]
LRH-7 前工业化水平基础上2035年平均温升变化	2035年温度变化量（度）[Δ°C]

表2：金融与环境相关风险总结

风险	煤电装机			债务股本比	流动比率	利息保障倍数	区域风险假设						
	现役 [MW]	在建 [MW]	计划 [MW]				区域风险假设1-碳强度	区域风险假设2-电厂寿命	区域风险假设3-空气污染	区域风险假设4-水资源	区域风险假设5-煤炭质量	区域风险假设6-CCS	区域风险假设7-温升压力
中国华能集团	124,928	22,720	49,180	0.59	0.34	3.79	878	2005	40	22	9%	39%	1.02
中国国电集团	103,512	11,140	60,550	1.19	0.21	3.40	867	2006	42	18	4%	35%	1.02
中国大唐集团	102,035	16,200	58,243	1.36	0.30	3.76	880	2005	44	10	4%	37%	1.03
中国华电集团	90,525	18,150	49,218	0.66	0.36	3.50	878	2006	42	12	3%	36%	1.01
国家电力投资公司	76,416	13,310	46,239	0.06	0.42	3.11	888	2006	41	19	26%	35%	1.03
中国神华能源有限公司	69,475	20,880	60,590	8.38	1.19	0.29	868	2009	38	26	3%	43%	1.04
中国华润电力控股有限公司	39,358	5,300	21,430	5.56	0.43	1.06	865	2008	56	12	0%	44%	0.94
广东省粤电集团有限公司	33,336	3,200	14,860	4.53	0.93	0.75	882	2006	28	42	0%	51%	0.85
浙江省能源集团有限公司	22,410	900	5,320	2.58	1.04	0.57	846	2007	37	23	0%	0%	0.88
国家开发投资公司	14,636	9,660	8,885	0.50	1.00	1.73	863	2008	42	34	0%	48%	0.99
北京能源投资（集团）有限公司	13,720	10,860	6,890	-	0.74	1.08	880	2007	35	23	0%	32%	1.12
山东魏桥创业集团有限公司	13,100	10,080	0	1.53	1.76	0.58	870	2013	72	2	0%	0%	0.92
河北建设投资集团有限公司	9,722	1,400	2,000	-	1.14	1.16	860	2002	66	11	0%	19%	1.04
江苏国信资产管理集团有限公司	9,365	1,000	8,393	-	-	-	863	2009	60	15	0%	73%	0.92
安徽皖能股份有限公司	8,880	2,440	3,980	6.09	0.57	0.41	849	2007	54	19	0%	45%	0.96
中电控股有限公司	8,352	1,320	0	4.14	0.58	0.55	874	1999	42	30	0%	40%	0.90
中国国家电网公司	8,145	0	7,020	-	0.30	0.54	868	1999	45	6	0%	26%	1.00
山西国际能源集团有限公司	7,290	7,170	3,900	-	-	-	881	2008	36	28	0%	17%	1.07
中信集团公司	7,010	0	375	-	-	-	860	2002	68	46	0%	18%	0.95
中国中煤能源股份有限公司	6,660	5,550	1,960	-	0.92	1.13	869	2010	34	23	0%	13%	1.12
河南投资集团	5,870	3,180	2,000	-	-	-	848	2007	77	3	0%	71%	1.00
深圳能源集团有限公司	5,628	1,140	5,300	-	0.88	1.01	850	2002	26	39	0%	55%	0.84
申能（集团）有限公司	5,184	0	0	-	0.89	0.13	842	2005	57	44	0%	76%	0.90
中国石油化工股份有限公司	5,099	300	0	6.77	0.72	0.33	869	2000	53	5	0%	34%	0.97
山东信发铝电电力集团	4,815	350	2,200	-	-	-	886	2012	25	28	46%	7%	1.22
长江基建控股有限公司	4,610	0	0	4.46	2.52	0.25	874	1994	30	48	4%	9%	0.74
新疆天富能源有限公司	4,500	2,160	2,640	-	0.53	1.40	872	2012	12	17	0%	0%	1.27
东方希望集团有限公司	4,300	0	1,050	-	-	-	873	2014	9	47	0%	100%	1.32
中国铝业股份有限公司	4,195	2,370	1,360	-	0.79	2.15	900	2008	41	16	0%	69%	1.09
台塑集团	4,050	0	0	9.77	2.50	0.30	845	2002	22	49	0%	89%	0.76
湖北兴发集团	4,040	1,320	750	2.82	0.85	1.41	832	2014	85	4	0%	0%	0.92
甘肃省电力投资集团公司	3,940	2,700	660	0.55	1.52	1.16	869	2009	10	19	0%	33%	1.17
淮南矿业集团发电有限公司	3,540	0	0	-	-	-	868	2011	64	27	0%	0%	0.90
杭州锦江集团有限公司	3,020	1,332	3,690	-	-	-	935	2013	16	8	79%	9%	1.22
锡山煤电（集团）有限公司	3,000	1,320	2,000	-	-	-	908	2008	61	32	0%	0%	1.04

酒泉钢铁（集团）股份有限公司	2,950	0	1,632	-	0.33	1.80	858	2011	7	34	0%	0%	1.19
保利协鑫能源控股有限公司	2,648	0	1,000	-	0.81	2.54	865	2006	60	37	0%	13%	0.90
内蒙古国电能源投资有限公司	2,400	680	4,560	-	-	-	911	2007	15	32	50%	25%	1.23
福建能源集团有限公司	2,012	0	1,758	0.79	1.00	1.35	855	2013	21	39	0%	15%	0.83
重庆能源投资集团有限公司	1,920	2,680	4,300	-	0.69	1.89	882	2011	53	34	0%	100%	0.90
四川其亚铝业集团有限公司	1,800	1,800	0	-	-	-	841	2014	9	45	0%	100%	1.32
中国电力建设集团有限公司	1,610	0	6,000	-	-	-	851	2010	25	37	0%	100%	1.12
青海省投资集团有限公司	1,595	0	1,920	-	-	-	868	2007	9	9	0%	0%	1.14
广东宝丽华新能源股份有限公司	1,470	0	3,800	2.30	1.02	0.84	953	2009	30	6	0%	41%	0.91
广东珠江投资有限公司	1,320	0	0	-	-	-	834	2013	30	50	0%	0%	0.76
万基控股集团石墨制品有限公司	1,140	0	1,200	-	-	-	868	2008	61	1	0%	0%	1.05
陕西煤化工集团有限公司	950	2,600	3,653	-	0.66	2.79	881	2012	29	30	0%	32%	1.16
大同市煤矿集团有限公司	500	2,100	2,000	-	1.19	4.19	863	2009	38	12	0%	0%	1.13
陕西省投资（集团）有限公司	300	2,320	11,000	-	-	-	868	2008	20	43	0%	100%	1.20
内蒙古资产管理局	0	700	4,020	-	-	-	849	2017	15	41	0%	0%	1.20

在区域风险假设 4 中，公司依照风险大小排序，1 代表面临风险最大（更多细节详见附录 C）

中国几大发电集团的煤电平均二氧化碳排放强度略有差别，但一般处在超临界效率阈值（880 kg.CO<sub>2</sub>/MWh）以内。中国的煤电二氧化碳排放强度的加权平均值为 873 kg.CO<sub>2</sub>/MWh，这可与美国和欧洲相媲美，但这些国家的电厂普遍都比较老旧且效率不高。

就电厂平均寿命来说，中国前 50 的发电集团也有所差别，所有煤电厂平均建成年份为 2007 年。中国拥有世界上最年轻的煤电产业。

由大气中直径小于 2.5 微米的颗粒物（即 PM 2.5）衡量的空气污染情况也是相当严重的。排名前 50 的发电集团中只有 16 家（占 32%）符合中国国家年均 PM<sub>2.5</sub> 排放限值标准，仅有两家公司符合世界卫生组织制定的年均 10μg/m<sup>3</sup> 的上限。

水资源风险（LRH-4）包括水资源压力、洪水的频率和干旱的严重程度，我们采用单一度量方法：“1 代表风险最高，50 代表风险最低”，将上述变量汇总打分，对 50 家公司进行排名。

我们可以从图 21 看出 CCS 的地理适宜度。中国人口稠密的沿海地区，以及东北、华中和新疆（西部边界省份）有极好的 CCS 潜力。中国发电集团的 CCS 潜力支持这一模式，然而许多潜在的储存地点处在人口密度中心，民众可能反对当地 CCS 贮存点的建设。

从中国的煤矿分布图可以看出（图 20），中国的褐煤储存主要分布在华中和华南。然而，褐煤只在少数发电公司的发电资产中占据显著比例。

图 22 展示了 2035 年前温升压力的预期增量情况，随着向北方移动而缓慢增加。因此，未来温升压力增幅水平变化不大，平均在 1°C 左右。

### 发电集团国家风险假设

以下的风险假设将影响中国所有的燃煤发电资产。我们用一个简单的红绿灯方法来分析这些风险假设。每个风险假设的标准制定如下：高风险（红色），中等风险（黄色），低风险（绿色）。基于这些标准，我们将每项风险评分汇总（高风险得 2 分，中等风险得 1 分），得到总风险展望。基于“搁浅资产与煤电：环境相关的风险分析”和“日本的搁浅资产与煤电：环境相关的风险分析”两份报告的分析，我们也给出了国家层面的比较，这些比较对中国煤电企业所面临风险的脉络梳理是非常重要的。这可以帮助那些有全球投资机会的投资者更好地比较中国与其他国家的煤电企业。表 3 总结了中国煤电集团面临的 国家风险因素，并提供了和其他国家的直接对比。

表 3：国家风险假设总结

	中国	日本	澳大利亚	德国	印度尼西亚	印度	波兰	南非	英国	美国
国家风险假设 1: 未来的电力需求	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
国家风险假设 2: 可再生资源	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
国家风险假设 3: 政府对于燃煤发电厂支持的减弱	●						-			
国家风险假设 4: 可再生能源的政策扶持	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
国家风险假设 5: 分布式可再生能源的发展	●	●					-			
国家风险假设 6: 集中式可再生能源的发展	●	●					-			
国家风险假设 7: 天然气产量和储量的增长	●						-			
国家风险假设 8: 燃气发电的增长	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
国家风险假设 9: 机组利用率下跌	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
国家风险假设 10: 水资源监管风险	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
国家风险假设 11: CCS 监管环境	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
国家风险假设 12: 投资者情绪	●						-			
国家风险假设 13: 核电重启	-	●					-			
总计	63%	50%	43%	36%	57%	64%	36%	64%	36%	50%

比例越高意味着风险越大。百分比的计算基础为红色信号得 2 分，黄色信号得 1 分，然后用总得分除以所有风险因素的最大得分（即假设每个信号均为红色）。对中国煤电的分析在此基础上计算，用于比较的其他国家是基于“搁浅资产和煤电”<sup>5</sup>以及“日本的搁浅资产和煤电”<sup>6</sup>两个报告的计算。

报告中用以衡量中国燃煤电厂的国家风险假设如下所示：

#### 国家风险假设 1 (NRH-1)：未来的电力需求

未来的电力需求增长越快，其它类型电源（如太阳能，风能，天然气和核能）就越不可能取代煤电。总电力需求的增长甚至允许煤电维持或增加其目前的发电份额。

#### 国家风险假设 2 (NRH-2)：可再生资源

可再生资源的可用性是决定可再生能源发电相对于传统煤电竞争力的一个关键因素。拥有大量可再生资源的国家将会在短期内大规模部署可再生能源装机。这也将导致煤电面临更低的批发电价和其它方面的不利影响。

#### 国家风险假设 3 (NRH-3)：政府对煤电的支持减弱

政府在对煤电的政策支持减弱将会增加这些资产被搁浅的风险。

#### 国家风险假设 4 (NRH-4)：可再生能源的政策扶持

这一假设衡量的是中国政府对于可再生能源发电的政策支持程度。我们认为如果一个国家有健全的可再生能源支持政策，可能会导致煤电面临更低的批发电价和其它方面的不利影响。

<sup>5</sup> Ben Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure,” Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford, 2016, 1–188

<sup>6</sup> Ben Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal in Japan,” Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford, 2016, 1–106.



#### 国家风险假设 5 (NRH-5)：分布式可再生能源的发展和电力公司螺旋

分布式可再生能源的增长对煤电的影响与集中式可再生能源不同，可以形成一个“电力公司螺旋”并冲击现有煤电行业的商业模式。中国的分布式可再生能源主要指小规模分布式光伏。分布式能源（如屋顶光伏）逐步渗透进大电网的配电网络并提高零售电价，使得分布式能源更有竞争力，如此形成良性循环，这对传统的电力公司产生的破坏性影响即为电力公司死亡螺旋。<sup>7</sup>

#### 国家风险假设 6 (NRH-6)：集中式可再生能源的发展

可再生能源的快速发展可能会导致煤电面临更低的批发电价和其它方面的不利影响。2008 年以来，世界上半以上新增发电量为可再生能源发电。<sup>8</sup> 中国政府的目标是到 2030 年可再生能源在能源构成中的比重从 10% 提高到 20%，从而减少对于天然气、煤炭和核能的依赖。

#### 国家风险假设 7 (NRH-7)：天然气储量和产量的增长

燃气发电的发展会损害煤电的利益，导致煤改气这样的转变，在电力需求增长低迷的地区这种效应尤为明显。

#### 国家风险假设 8 (NRH-8)：燃气发电的增长

燃气发电的发展会损害煤电的利益，导致从煤电到气电的转型，在电力需求增长低迷的地区，这种效应尤为明显。

#### 国家风险假设 9 (NRH-9)：发电资产利用率下降

假设煤电机组利用率低容易造成财务困境，形成搁浅资产。新兴发电方式的强势进入可能会降低煤电资产的利用效率。发电资产利用率是指电厂实际年发电量与最大理论年发电量的比率。边际成本的竞争，或为发展可再生能源而必须进行的改革，都会把一部分煤电置换出来，降低煤电资产的利用率。低利用率的发电厂较难收回固定成本，获取利润。

#### 国家风险假设 10 (NRH-10)：水监管风险

在水资源使用要求严格、人们对水污染问题认识水平较高的国家，煤电可能更容易受到水价或水质监管政策的影响。

#### 国家风险假设 11 (NRH-11)：CCS 监管环境

CCS 可以让燃煤电厂在严格的碳排放限制条件下运行，但需要相应的支持性法规才能执行。法律的不足和监管的不确定性可能阻碍 CCS 项目的发展，从而反过来给煤电机组带来风险，而这些机组本可以将 CCS 作为未来减排的一种方式。

#### 国家风险假设 12 (NRH-12)：投资者情绪

投资者情绪驱动资产估值并影响资本成本，进而影响资产搁浅。在国家层面，投资者对煤电行业的关注可能包括国际和国家气候目标的扩展以及煤炭撤资规模的增长。

### 潜在搁浅资产规模

<sup>7</sup> CTI (2015). Coal: Caught in the EU Utility Death Spiral. London, UK.; Graffy, E. and Kihm, S. (2014) 'Does disruptive competition mean a death spiral for electric utilities', Energy LJ, HeinOnline, 35, p. 1.; Costello, K. W. and Hemphill, R. C. (2014) 'Electric Utilities' "Death Spiral": Hyperbole or Reality?', The Electricity Journal, 27(10), pp. 7-26

<sup>8</sup> Lovins, A. 'How Opposite Energy Policies Turned the Fukushima Disaster into a Loss for China and a win for Germany', Forbes, 2014.

为了评估中国潜在的煤电搁浅资产规模，我们设定了四个情景进行说明，即现役和计划新建煤电厂分别在 5 年，10 年，15 年和 20 年后被完全搁浅。根据中国和全球能源系统变化的时间表，我们认为这四种情景的时间跨度是相对合适的。在过去的 5 年间，可再生能源已经从全球产能的 10% 提高到 15%<sup>9</sup>，同一时期陆上风电和太阳能光伏发电的成本已经分别下降了 39% 和 41%，电动汽车的销售量增长了 1031%。<sup>10</sup> 随着临界点的来临，搁浅资产带来的破坏似乎正在加速，对新增煤电资产而言，电力部门意图保持新建煤电资产的相对静态和“安全”的想法，与我们看到的 G20 集团实际发生的情况是背道而驰的。

在所有四种情景中，开始日期都设定为 2016 年，已知的燃煤发电装机容量是 978GW（包括 2016 年的预计投产容量）。我们从 WEPP (Platts World Electric Power Plants) 数据库中选取了 2016 年第四季度的容量数据。为了避免重复计算共有容量，我们将合资所有的容量分离。将容量记述为现役和计划的（或在建的）。使用 IEA (International Environment Agency) 数据<sup>11</sup>来分别估算 WEPP 数据库<sup>12</sup>中所有燃煤发电技术的单位千瓦建造成本（以 2012 年美元计价）。对循环流化床电厂（CFB）<sup>13</sup>而言，使用近年 CFB 的建造成本估算（以 2015 年美元计价），然后根据世界银行<sup>14</sup>的通胀数据，将其折算为以 2012 年美元计价的成本。本报告假设所有的沉没成本(如应急费用、工程费、采购和建设服务以及任何额外的所有者成本<sup>15</sup>)为资产搁浅时的损失。

针对每种资产，我们使用直线折旧法按自建成之日开始 35 年寿命周期计算折旧，假定期末没有残值。因为煤电机组最后列入计划是 2020 年，整个时间序列要涵盖 2016 年到 2056 年以容纳所有的折旧。下图给出了如果当年这些煤电资产价值归零时搁浅价值估计。因此，这些估计数值应当解释为在所有燃煤电厂过早关闭的情况下可能的搁浅资产规模上限。

对于 5 年，10 年，15 年和 20 年搁浅的情景，新增容量搁浅资产规模上界是用已知现役容量和计划在在建容量估算的。因此，这个数字可能因为现有规划项目被取消和未来几年里额外增加的计划容量而改变。

在 5 年情景下，总的搁浅资产价值达 72,010 亿元 (10,470 亿美元)，其中现役机组的搁浅资产是 27,030 亿元 (393 亿美元)，计划或者在建机组的搁浅资产是 44,980 亿元 (6,540 亿美元)。在 10 年情景下，总的搁浅资产价值 57,970 亿元 (8,430 亿美元)，其中 20,510 亿元 (2,980 亿美元)来自现役机组，37,460 亿元(5,450 亿美元)来自在建或计划的机组。对 15 年情景下的总搁浅资产的估值较低，为 44,200 亿元 (6,30 亿美元)，其中 29,940 亿元 (4,350 亿美元) (68%) 由在建或计划的机组组成。最后，20 年搁浅情景中资产总价值为 30,860 亿元 (4,490 亿美元)，其中 73%(22,430 亿元或 3,260 亿美元)为在建或计划容量。这些情景中煤电搁浅资产规模估算可以达到 30,860–72,010 亿元 (4,490–10,470 亿美元)，相当于中国 GDP 的 4.1-9.5%。<sup>16</sup>这与最近碳追踪计划 (2016) 报告 (Carbon Tracker Initiative) 的

9 BNEF, 'global trends in renewable energy investment 2015', 2015.

10 Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (2016) 'Fact #918: march 28, 2016 global plug-in light vehicle sales increased by about 80% in 2015' [Online] Available at: <http://energy.gov/eere/vehicles/fact-918-march-28-2016-global-plug-light-vehicle-sales-increased-about-80-2015>

11 <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/>

12 Coal technologies include: Circulating fluidized bed (CFB), integrated gasification combined cycle (IGCC), IGCC with CCS, Subcritical, Supercritical, ultracritical, and coal with CCS.

13 <http://cornerstonemag.net/china-brings-online-the-worlds-first-600-mw-supercritical-cfb-boiler/>

14 Note, we estimate the CFB cost at ~832 2012\$/kW, which is marginally higher than the cost of (expensive) ultracritical technologies at 800 2012\$/kW. We find the estimated CFB cost to be a reasonable assumption.

15 Fang Rong and David G. Victor, "What Does It Cost to Build a Power Plant?," ILAR Working Paper, vol. 17, 2012.

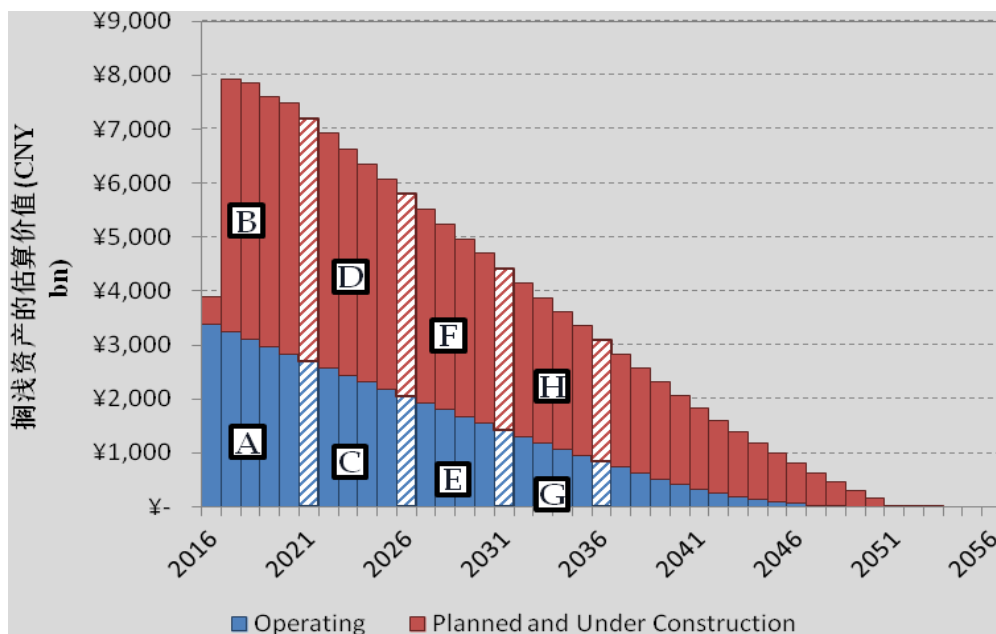
16 The World Bank, "World Bank National Accounts Data."

结论一致，该报告称中国不需要再建造更多的燃煤发电厂，如果兴建的话，将多耗费 5000 亿美元的资金。<sup>17</sup>

表 4：搁浅资产总价值的评估（单位：十亿）

煤电退出时间节点	现役搁浅资产	计划和在建搁浅资产	合计
2021 (5 年)	[A] ¥2,703 (\$393)	[B] ¥4,498 (\$654)	[A+B] ¥7,201 (\$1,047)
2026 (10 年)	[C] ¥2,051 (\$298)	[D] ¥3,746 (\$545)	[C+D] ¥5,797 (\$843)
2031 (15 年)	[E] ¥1,426 (\$207)	[F] ¥2,994 (\$435)	[E+F] ¥4,420 (\$643)
2036 (20 年)	[G] ¥843 (\$123)	[H] ¥2,243 (\$326)	[G+H] ¥3,086 (\$449)

图 1：现役、计划和在建煤电机组的最大搁浅资产价值评估



注：y 轴和原点表示估算的搁浅资产价值的不同  
图表中的字母对应的解释见表 6

### 电力公司案例研究

在公司层面上，我们选择了五大发电集团进行案例研究，他们是由原国家电力公司资产分拆组成的，目前掌控着一半以上的中国煤电资产。分别是：（1）华能；（2）大唐；（3）国电；（4）华电；（5）国家电力投资公司。在这些案例研究中，我们测算了他们对报告所列风险的敏感性，同时采用早在国家层面量化搁浅资产的方法，估计了这些公司潜在的搁浅资产规模。

<sup>17</sup> Carbon Tracker Initiative, “Chasing the Dragon? China’s Coal Overcapacity Crisis and What It Means for Investors,” 2016.

表 5：五大发电集团的现役，在建和计划煤电装机容量

序号	公司名称	燃煤发电装机* [MW] (总装机占比)			
		现役	在建	计划	合计
1	华能	124,928 (63%)	22,720 (12%)	49,180 (25%)	196,828 (100%)
2	大唐	102,035 (58%)	16,200 (9%)	58,243 (33%)	176,478 (100%)
3	国电	103,512 (59%)	11,140 (6%)	60,550 (35%)	175,202 (100%)
4	华电	90,525 (57%)	18,150 (11%)	49,218 (31%)	157,893 (100%)
5	国电投	76,416 (56%)	13,310 (10%)	46,239 (34%)	135,965 (100%)

表 6：发电厂区域风险假设及其度量单位

	风险假设	单位
LRH-1	发电的碳排放强度	千克二氧化碳/兆瓦时 [kg.CO <sub>2</sub> /MWh]
LRH-2	电厂寿命、运行年限	年 [year]
LRH-3	区域空气污染情况（以 PM2.5 为指标）	微克/立方米 [µgPM2.5/m <sup>3</sup> ]
LRH-4	水资源风险	等级（1-最低，50-最高）
LRH-5	煤炭质量	褐煤燃烧占比 [%]
LRH-6	CCS 技术改造（评估标准详见 2.2.1 章节）	CCS 改造比例 [%]
LRH-7	前工业化水平基础上 2035 年平均温升变化	2035 年温度变化量（度）[Δ°C]

表 7：在建和计划新建电厂的财务比率、（LRH）1-7 和搁浅资产评估（单位：十亿）

	比率分析 <sup>i</sup>			现役 / 计划或 在建	环境相关风险 <sup>ii</sup>							搁浅资产 <sup>iii</sup>			
	产权比率	流动比率	利息备付率		LRH-1	LRH-2	LRH-3	LRH-4	LRH-5	LRH-6	LRH-7	2021 (5 年)	2026 (10 年)	2031 (15 年)	2036 (20 年)
华能	3.79x	.34x	0.6x	现役	878	2005	40	28%	9%	39%	1.02	¥322 (\$47)	¥239 (\$35)	¥161 (\$23)	¥91 (\$13)
				计划或在建	861	2017	26	48%	3%	47%	1.13	¥406 (\$59)	¥337 (\$49)	¥268 (\$39)	¥200 (\$29)
大唐	3.76x	.30x	1.4x	现役	867	2006	42	30%	4%	35%	1.02	¥253 (\$37)	¥187 (\$27)	¥125 (\$18)	¥67 (\$10)
				计划或在建	856	2017	37	47%	0%	38%	1.02	¥471 (\$68)	¥392 (\$57)	¥313 (\$46)	¥234 (\$34)
国电	3.40x	.21x	1.2x	现役	880	2005	44	42%	4%	37%	1.03	¥282 (\$41)	¥214 (\$31)	¥149 (\$22)	¥88 (\$13)
				计划或在建	848	2017	41	47%	0%	31%	1.03	¥368 (\$54)	¥306 (\$45)	¥244 (\$36)	¥182 (\$26)
华电	3.50x	.36x	0.7x	现役	878	2006	42	37%	3%	36%	1.01	¥239 (\$35)	¥180 (\$26)	¥123 (\$18)	¥71 (\$10)
				计划或在建	847	2017	42	27%	0%	27%	1.04	¥365 (\$53)	¥305 (\$44)	¥244 (\$36)	¥184 (\$27)
国电投	3.11x	.42x	0.1x	现役	888	2006	41	47%	26%	35%	1.03	¥204 (\$30)	¥155 (\$23)	¥110 (\$16)	¥66 (\$10)
				计划或在建	858	2017	30	54%	14%	38%	1.05	¥315 (\$46)	¥262 (\$38)	¥209 (\$30)	¥156 (\$23)

i) 风险比率计算:  $N_{D/E}$ ,  $N_{Current\ Ratio} = 45$ ;  $N_{EBITDA-CAPEX/INT} = 35$ ;  $N_{OPR} = 40$ ;  $N_{PLN} = 34$

ii) 表 6 列出了环境相关的风险

iii) 搁浅资产作为总装机资产的一部分，其价值用人民币表示，单位为十亿，（括号中以美元表示，单位为十亿）

表 7 估算了以当前作为基线，在 5 年、10 年、15 年和 20 年作为煤电退出时间窗口的情景下，现有和在建煤电装机搁浅资产的价值。同时可以从表 7 中发现，中国五大发电集团在所有区域风险假设上具有大致相同的风险敞口。这些特征体现得十分均匀，（LRH-1）相对较低的燃煤发电碳排放强度（能效



稍优于超临界机组），（LRH-2）较新的燃煤发电机组，大约为 10 年的运营时间，（LHR-3）PM2.5 污染水平接近国家限制标准（35  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ），（LRH-4）机组位于水资源压力相对较小的地区（水有效利用率达到约 35%），（LRH-5）褐煤的少量使用，（LRH-6）CCS 改造适宜度相当（约 40%），和（LRH-7）从前工业时代到 2035 年温度上升 1°C 作为统一目标。

然而，我们从现役和计划新建装机中发现一些有趣的趋势。例如，五大发电集团全部计划新建的煤电机组的污染物排放水平均与当前运行机组持平或更低，这说明五大发电集团正在努力减少排放或至少维持当地的空气质量。五大发电集团也在他们的计划装机中追求更低的碳排放强度，超越了超临界机组的平均阈值。类似整个国家的情况，五大发电集团最大规模的资产搁浅发生在第一个五年窗口情景里，随后不断降低。这个结果是由于在建电厂“前期吃重”（计划新建煤电机组前期密集投产）引起的。发电集团潜在的搁浅资产规模与总发电装机规模高度相关。唯一一次打破这种模式的是在 20 年时间情景中的华电集团，由于其在建机组规模较大导致其潜在搁浅资产超过了国电集团。

我们从以下四个方面对每个公司进行简要的评价：

- （1）现役燃煤发电机组的资产构成；
- （2）在建和计划建设的燃煤发电机组；
- （3）财务状况方面从产权比率（债务/股本）、流动比率、和利息备付率（（息税前利润-资本性支出）/利息）这几个指标进行评价；
- （4）现有的和计划投资机组的资产面临的区域环境相关的风险。表 6 提供了对区域风险（LRHs）的解释。

### 华能

华能拥有中国最大的燃煤发电装机规模(124,928 MW)和最大的在建装机容量（22,720 MW），计划建设装机容量更是接近在建装机容量的两倍（49,180MW），然而国电、大唐和华电的计划煤电容量都超过了华能。由于现役机组容量、在建机组容量以及计划机组容量都很高，华能在各种情景下的潜在搁浅资产价值损失也是最大的。

值得注意的是，与现役机组相比，华能的计划新建机组(39%已有容量；47%计划容量)更适宜 CCS 改造（LRH-6），而且华能的计划机组多位于 PM2.5 空气污染（LRH-3）指数较低的地区（计划机组排放为 26  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，现役机组为 40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）。褐煤使用率（LRH-5）也从现役机组的 9%降低到计划机组的 3%水平。CO2 排放强度（LRH-1）也相应从 878 略降到 861 kg CO2/MWh。另一方面，计划机组的水资源压力和温升压力分别自 28%上升为 48%、1.02°C 上升到 1.13°C。

### 大唐

大唐现役煤电发电装机容量(102,035MW)在中国位居第三，拥有第二大计划机组容量（58,243 MW），在五大发电集团中在建机组容量排在第四位（16,200 MW，占比约 9%）。

从表 37 可以看出，大唐现役和计划机组只在水资源压力（LRH-4）方面变化显著，计划建设机组的水资源压力参数平均为 47%，而现有电厂为 30%，表明在水资源愈发短缺的情形下电厂运营愈加脆弱。大唐的区域风险假设和其他几家发电公司类似，仅有两项指标预期下降，分别为碳排放强度(LRH-1)，从 867 下降到 856 kg CO<sub>2</sub>/MWh 和空气污染指数(LRH-3)，从 42 下降到 37  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。CCS 改造率边际上涨（LRH-6，从 35%涨到 38%），无烟煤的使用率有所上升（LRH-5，褐煤利用率从 4%下降到 0%）

### 国电

国电拥有中国第二大的煤电装机容量（103,512 MW）和最大的计划新建容量（60,550 MW），其计划新建装机占比最高，为 35%，但其在建的煤电规模在五大发电集团中比例最小，约为 6%（11,140 MW）。

国电的区域风险假设类似于其他四家发电公司，计划机组和现役机组之间没有明显的变化。计划新建电厂的空气污染指数（LRH-3）仅从百公里半径范围内的  $44\mu\text{g}/\text{m}^3$  下降到  $41\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，水资源压力参数（LRH-4）从 42%略升至 47%，另一方面，碳排放强度（LRH-1）从  $880\text{ kg CO}_2/\text{MWh}$  降至  $848\text{ kg CO}_2/\text{MWh}$ ，这在五家发电公司中是第二低的水平。

### 华电

华电的煤电容量规模（90,525 MW）位居全国第四，在建容量占总容量约为 11%（18,150 MW），在五家公司中位居第二。尽管华电在 5 年、10 年和 15 年情景下潜在搁浅资产的规模排名第四，但因在建装机容量占比较高，使其在 20 年情景中搁浅资产的规模超过了国电，名列第三。

在五家发电公司中，华电的计划新建装机容量在水资源压力参数（LRH-4）上显著降低，从 37%降至 27%。计划新建电厂的碳排放强度最低（LRH-1），为  $847\text{ kg CO}_2/\text{MWh}$ 。消极的一面是，计划新建装机在空气质量的改善上止步不前，空气污染指数（LRH-3）保持在  $42\mu\text{g}/\text{m}^3$  的水平没变，CCS 改造率（LRH-6）从 36% 降至 27%。

### 国家电力投资公司

国家电力投资公司拥有中国第 5 大煤电装机容量（76,416MW）。在建或计划容量占比在五大发电集团中最高，达到 44%（在建 13,310 MW，计划 46,239 MW）。由于规模较小，在 5 年、10 年、15 年和 20 年情景中的潜在搁浅资产规模排名垫底。

国电投在区域风险假设（LRHs）上最显著的特点是其现役电厂的褐煤使用率异常高（LRH-5，26%）。但在计划新建电厂中这一比例下降到 14%。计划新建电厂的碳强度（LRH-3）将从  $888\text{ kg CO}_2/\text{MWh}$  微降至  $858\text{ kg CO}_2/\text{MWh}$ 。在五家发电集团中，国电投现役电厂的水资源压力参数（LRH-4，为 47%）最高，计划建设电厂将这一指标提高至 54%。空气污染指数（LRH-3）预期从现有的  $41\mu\text{g}/\text{m}^3$  下降至  $30\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

# 1. 中国电力发展概况

本报告旨在对中国燃煤电厂与环境相关的风险暴露进行全面分析，因为这些风险会导致“搁浅资产”的产生。搁浅资产是指那些遭受意外或提前减值、贬值或转为负债的资产。<sup>18</sup>通过考查煤电厂所面临的环境相关风险，采用适当的方法来区分不同资产所面临的风险暴露程度，并将这一分析与公司股权、债券发行和资本支出计划联系起来，为投资者、政策制定者和社会提供与中国电力行业的相关决策信息。这些数据集不仅为我们的分析提供了基础，也巩固了分析本身，并为学术研究和调查提供了新思路。潜在的环境相关风险如表 8 所示。

表 8: 环境相关的风险类型

集	子集
环境变化	气候变化；资源耗竭和退化；生物多样性丧失和物种丰富度减少；空气，土地和水污染；栖息地的丧失；可用淡水的供应问题。
资源形势	不同资源的价格（如石油，天然气，煤，其他矿物和金属）和可用性（如页岩气革命，磷酸盐利用率和稀土金属）。
政府管制	碳定价（以税收和碳交易计划方式）；补贴制度（如化石燃料和可再生能源）；空气污染管制；自愿和强制披露的要求；责任体制的变化和更严格的经营许可条件；“碳泡沫”和国际气候政策。
技术变革	降低的清洁技术成本（例如太阳能光伏，陆上风电）；破坏性创新型技术；转基因和电动车辆。
社会规范和消费者行为	化石燃料淘汰运动；产品标签和认证计划；消费者偏好的改变。
立法和司法解释	碳责任；诉讼；损害赔偿以及现行法律适用或解释方式的变化。

我们这里所采用的方法是基于先前牛津大学史密斯企业与环境学院（以下简称牛津大学史密斯学院）的可持续金融中心 2015 年 3 月发布的报告中使用的方法，该报告题为“搁浅资产与亚临界煤电：公司和投资者的风险”<sup>19</sup>。这一方法在牛津史密斯学院 2016 年 1 月出版的“搁浅资产与煤电：环境相关

<sup>18</sup>See Ben Caldecott, Nicholas Howarth, and Patrick McSharry, “Stranded Assets in Agriculture: Protecting Value from Environment-Related Risks,” *Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford*, 2013.

<sup>19</sup> See Caldecott, B., Dericks, G., & Mitchell, J. (2015). *Stranded Assets and Subcritical Coal: The Risk to Companies and Investors*.

的风险分析”<sup>20</sup>报告中得到重要扩展。本报告采用类似的数据和方法对中国煤电资产面临的环境相关风险进行高分辨率检测。

中国是世界第四大国（排俄罗斯，加拿大和美国之后），也是第一人口大国（13.8 亿，占世界人口的 18%）。自 1978 年开始实行市场经济以来，中国经历了人类历史上举世瞩目的经济增长。三十多年来，中国 GDP 年均增长率为 10%<sup>21</sup>。然而近年来这一增长水平出现明显下滑，大家注意到工业继续以原有速度扩张，但此速度不再反映经济现实，而是导致明显的产能过剩。因此，从目前看中国未来的电力供应非常不确定。加之有可能实施新的碳减排目标和空气污染治理目标，还有可再生能源的竞争和一系列宏观经济因素都有可能影响电力需求和电力供应，比如下滑的 GDP 和大家对金融体系偿付能力日渐增长的担忧。

这些因素和其它的环境相关因素是如何交互作用来影响一个公司的，需要我们对公司的具体资产进行详细调查研究。对于中国所有的发电集团，我们分析了各自旗下煤电厂的属性和特征，并整合、交叉引用这些数据以及环境相关的风险指标，来完成具体资产的风险分析。然后，我们在公司层面上汇总了这些分析，提供出全公司的环境相关风险评估。我们还将资本支出和公司债券发行整合到这些分析中，以识别具有重大风险敞口的公司。

这种方法要求我们考虑煤电厂可能面临哪些环境相关风险，以及它们是如何影响资产价值的。煤电企业面临的环境相关风险既大又广，跨越了从物理环境影响到政策、技术的转型风险，再到可能由此产生的法律责任。我们从水平视角做出风险假设。根据这些风险因素是以类似的方式影响整个国家的资产，还是只对当地环境有特定影响，我们把它们分成区域风险假设（LRHs）和国家风险假设（NRHs）。例如水资源压力，各地的水资源压力有所不同，因此它是一个区域风险因素，反之碳价格是全国范围内的，因而属于国家风险因素。我们将运用这种自下而上的资产分析方法对中国燃煤电厂的风险进行分析。

第 1 章的其余部分介绍了中国的电力市场和中國煤电的情况。第 2 章对中国煤电厂及其所属的电力公司进行了环境相关的风险分析。第 3 章考查了四个退出时间节点情景下（5 年、10 年、15 年和 20 年），中国燃煤电厂的资产搁浅风险，并对五大发电集团的相关风险进行了详细分析。第 4 章是报告的结论。

## 1.1 中国电力市场的结构

中国电力市场在 2011 年超过美国成为全世界最大的电力市场，同时也是世界上最活跃的电力市场之一，几十年来其增长速度都是全球第一。最新数据表明，2015 年中国电力产能达到 5,500 太瓦时（TWh），比前十年 2,475TWh 的数据翻了一番。<sup>22</sup> 绝大部分电力用于非居民（即工业），2013 年这一比例为 86%。<sup>23</sup> 中国目前的电力装机容量也是世界最大的，总装机容量为 1,525 千兆瓦（GW），其中煤电为 978GW（64%），水电为 259GW（17%），风电为 129GW（8%），太阳能发电为 43GW

<sup>20</sup> See Caldecott, B., Kruitwagen, L., Dericks, G., et al. (2016). *Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure*.

<sup>21</sup> Nelson Schwartz and Rachel Abrams, “Even the Most Pessimistic Observers Think China Will Still Grow by 4 or 5 Percent,” *The New York Times*, n.d.

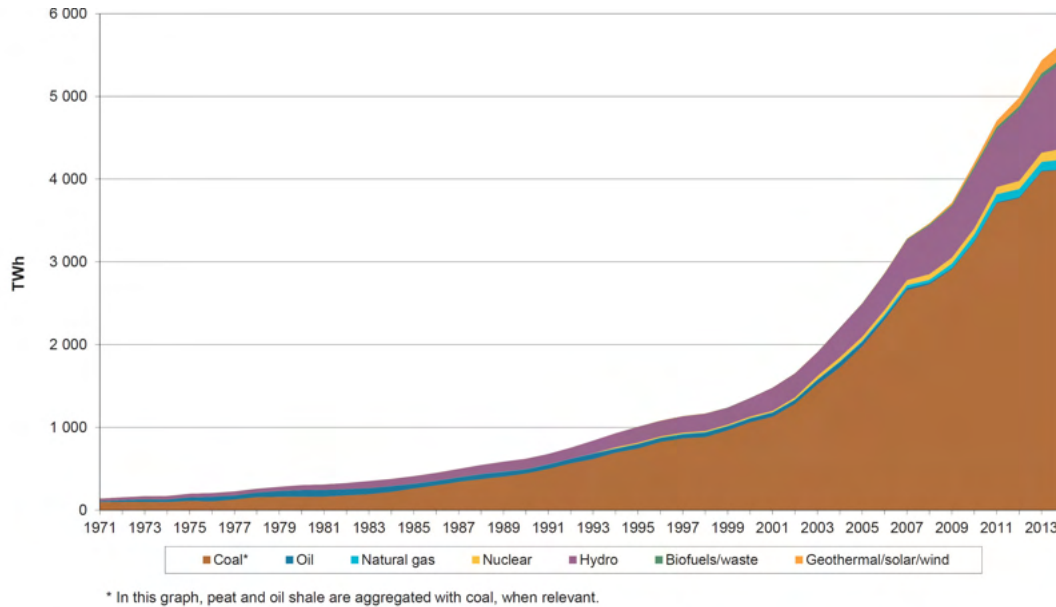
<sup>22</sup> Enerdata, “Global Energy Statistical Yearbook 2016.”

<sup>23</sup> Department of Energy Statistics and National Bureau of Statistics, *China Energy Statistical Yearbook 2014* (China Statistics Press, 2014), <http://data.cnki.net/yearbook/Single/N2015110114>.



(3%)，天然气发电为 43GW，核电为 30GW (2%)。中国是世界上煤电<sup>24</sup>、水电<sup>25</sup>、风电<sup>26</sup>和太阳能<sup>27</sup>发电装机容量最大的国家。

图 2：以燃料划分的中国发电类型<sup>28</sup>



中国的电力市场由国家垄断，但在努力引入竞争和市场定价机制。中国目前的电力市场体系建于 2002 年，当时国务院批准了三大自由化改革，打破了中国电力供给的垂直一体化模式。这三大改革是：(1) 发电和输电分离；(2) 配网与输电网分离；(3) 电力零售业务和配电网分离。<sup>29</sup>

同时，前国家电力公司拆分为两家电网公司和五家发电集团。这两家电网公司分别为南方电网公司和国家电网公司，管理着中国 90% 以上的输电和配电业务。南方电网公司主要负责中国南部各省，即云南，广西，广东，贵州和海南，输配电资产的建设、运行和维护；国家电网公司则负责其它省、自治区、直辖市的输配电业务。国家电网公司下设五个区域电网公司，即东北、西北、北部、东部和中部公司。区域电网公司的地理分布情况如图 3 所示。

图 3：中国的电网体系<sup>30</sup>

<sup>24</sup> Statista, “Installed Capacity of Coal Power Plants Worldwide as of 2016.”

<sup>25</sup> Statista, “Installed Capacity of Coal Power Plants Worldwide as of 2016.”

<sup>26</sup> World Energy Council, “World Energy Resources: 2013 Survey.”

<sup>27</sup> Scientific American, “China Blows Past the U.S. in Wind Power.”

<sup>28</sup> Reuters, “China’s Solar Capacity Overtakes Germany in 2015, Industry Data Show.”

<sup>29</sup> IEA, “People’s Republic of China, Electricity Generation by Fuel,” 2016, <http://www.iea.org/stats/WebGraphs/CHINA2.pdf>.

<sup>30</sup> Xu Shaofeng and Chen Wenjin, “The Reform of Electricity Power Sector in the PR of China,” *Energy Policy* 34 (2006): 2455–65.

<sup>30</sup> China’s Power Grid Systems map is republished with permission of Stratfor. Stratfor, “China’s Power Grid Systems Map,” 2012, <https://www.stratfor.com/image/chinas-power-grid-systems-map>.



随着发电业务的拆分，原国家电力公司拥有的、占中国 46% 的发电装机容量分割给了新成立的五家国有发电公司，即中国华能集团（以下简称华能），中国大唐集团（以下简称大唐），中国华电集团（以下简称华电），中国国电集团（以下简称国电），国家电力投资公司（以下简称国电投）。这五大发电集团均有 10% 左右的煤电装机容量。

尽管 2002 年进行了大规模的公司拆分和整合，但中国的电力价格和发电量仍然主要由国家计划管理。例如，煤电电价由国家发展和改革委员会监督管理，电价要满足投资者在当前投资和运营条件下的投资回报率。但发电企业的发电量是由省级规划机构分配的发电小时数决定的。<sup>31</sup> 这种不透明的、垄断的电价体系一直以来都被认为是中国经济体系扭曲的关键节点。<sup>32</sup>

## 1.2 中国电力市场的改革

为了解决电力部门低水平竞争和效率问题，2015 年 3 月，针对新一轮电改的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（第 9 号文）发布。这个文件最明显的变化是，工业用电市场的中央计划经济将逐渐被大用户直购电取代。此外，国家发展和改革委员会于 2016 年 7 月 13 日发布了一份关于有序放开发用电计划的征求意见稿，<sup>33</sup> 描绘出煤电改革的具体路线图。依据该项政策，在未来 3 至 5 年的过渡期内，燃煤发电总量将被划分为两个由不同机制分配的部分。通过计划分配的第一大块将逐步减少，而通过市场交易的第二大块将会逐步增大。首先要在省级区域建立独立的电力市场交易试点。2017 年 3

<sup>31</sup> F Kahrl and X Wang, "Integrating Renewable Energy into Power Systems in China: A Technical Primer" (Beijing, China, 2014), <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-e3chinapowersystemoperations-final-2014-dec-24.pdf>.

<sup>32</sup> The State Council, "Opinions on Further Deepening the Power System Reformation, 关于进一步深化电力体制改革的若干意见," 2015.

<sup>33</sup> 国家发展与改革委员会和国家能源局“关于有序放开发用电计划工作的通知（征求意见稿）”，2016

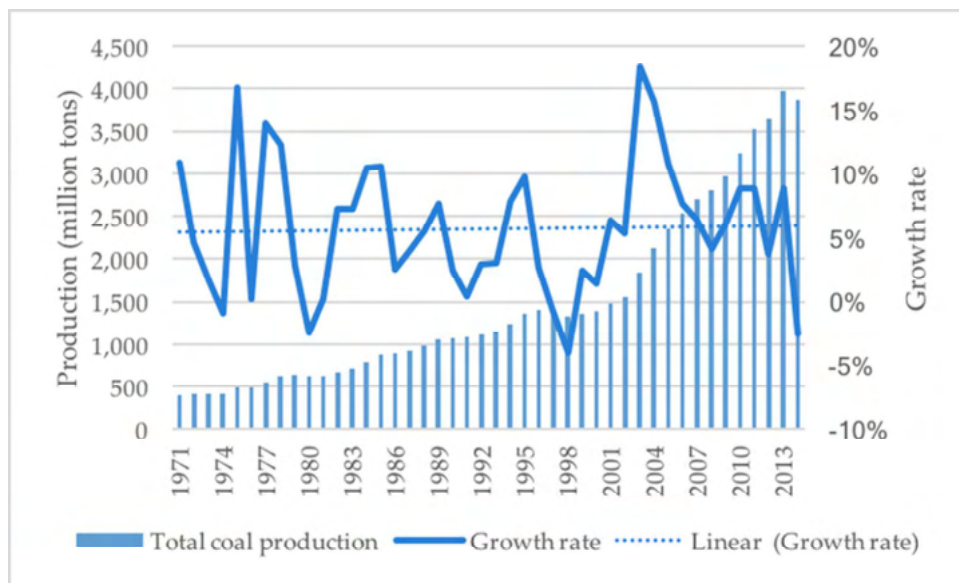
月 15 日之后投产的所有燃煤电厂将不再安排发电计划，可再生能源和热电联产将获得优先上网权。<sup>34</sup>

这些变化将为现存和新建燃煤电厂带来激烈的价格竞争。比方说，贵州交易试点开业时，工业用户零售电价跌至 0.12 元/千瓦时 (KWh)，这将导致该省发电收入至少下降 1 亿元人民币。<sup>35</sup>但是，逐渐实行市场定价的步伐仍然迟缓。2014 年，直购电用户的购买量占用电总量约 3%；2015 年为 5.4%，预计 2016 年这一比例仅为 10%。<sup>36</sup>

### 1.3 中国的燃煤电厂

煤炭占中国能源生产总量的 73%，中国电力生产的 70%，以及火力发电量的 93%。<sup>37</sup>中国一直以来都以煤炭为主要能源，这是由于煤在中国国内供应充足（中国拥有继美国和俄罗斯之后的世界第三大煤炭储备）和相对较低的成本。在过去 40 年中，煤炭生产的增长率随经济周期而波动，并以每年 5.9% 的平均速度快速增长。<sup>39</sup>然而，自 20 世纪 90 年代末期国有企业大规模重组以来，2014 年的煤炭产量和消费量首次出现下降。煤电装机规划将从当前占总装机容量的 64% 降至 2020 年的 58%，到 2050 年将降至 42%。<sup>40</sup>

图 4：中国煤炭的名义产量和增长率（1971-2014）<sup>41</sup>



除了目前现役的 978 GW 的煤电机组外，截至 2016 年年底，中国还有 227 GW 正在建设的和处于各个规划阶段的 563 GW 煤电机组。过去，政府关注的是要确保充足的电力供应来满足狂热增长的需求。

<sup>34</sup>由于风电和太阳能发电的边际成本接近为零，电网将优先上网这些电力。

<sup>35</sup>北极星电力网，《贵州推动大用户直购电，释放供给侧改革红利》，2016，<http://shupeidian.bjx.com.cn/news/20160816/762682.shtml>

<sup>36</sup>Greenpeace, "Study on Economics of Coal-Fired Power Generation Projects in China," 2016.

<sup>37</sup> Yan-Shen Zhang Zhu, Chen; Jian-Nan Wang, Guo-Xia Ma, "China Tackles the Health Effects of Air Pollution," *The Lancet* 382, no. 9909 (2013): 1959-60

<sup>38</sup> National Bureau of Statistics, China Statistical Yearbook, 2014, <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2015/indexeh.htm>.

<sup>39</sup>参见图 4

<sup>40</sup>China Water Risk, "Towards a Water & Energy Secure China," 2015.

<sup>41</sup>Zhongguo tongji nianjian 2008-2015, SAWS, *Zhongguo Meitan Gongye Fazhan Gaiyao* (Beijing: Meitan gongye chubanshe, 2010). p.18-20.

求。而经济现在正以 25 年来最慢的速度增长<sup>42</sup>，并且中国金融体系的稳定性也遭到了诸多质疑<sup>43</sup>，政府正在努力遏制由于疲软的电力需求和可再生能源的快速扩张而产生的产能过剩<sup>44</sup>。

因此，去年火电机组利用率下降到仅为 49.4%，2016 年前 5 个月为 44.8%<sup>45</sup>，这是自 1969 以来最低的机组利用率<sup>46</sup>。为了应对如此之低的利用率，中国政府在 2016 年 4 月砍掉已经开工的 372 GW 的新建煤电<sup>47</sup>，并在 10 月采取了史无前例的措施，即推迟（直到 21 世纪 20 年代）已经筹资破土的 17 GW 煤电厂的建设<sup>48</sup>。在 2016 年，中国还取消了 114 GW 计划新建煤电，这是煤电建设史上唯一的年度大跌<sup>49</sup>。几个月后的 2017 年 1 月，中国进一步暂停 85 家电厂建设，其中包括在建的 29 GW 和规划建设的 45 GW 机组。

据称，这种由规划造成的产能过剩是由于预期到政府会保证发电小时和政府定价造成的。<sup>50</sup>而且，尽管已经出现明显的电力供应过剩，但由于中央计划系统的反应时间过慢，过度建设的电厂没有被提早取消。<sup>51</sup>尽管这些问题还悬而未决，但 227 GW 煤电产能仍在建设之中，并且可再生能源还将进一步大幅扩张。具体来讲，中国国家能源局将可再生能源发展目标定为：2020 年风力发电装机容量从 129MW 提升到 200 GW，太阳能发电装机容量从 43MW 提升到 100 GW<sup>52</sup>。因此，电力行业的发展，特别是煤电机组，将高度依赖电力需求的持续快速增长。

在过去十年中，中国还做出了一项瞩目的举措——用更有效的超临界和超超临界煤电机组替代效率不高的亚临界煤电机组。如 2006 -2011 年期间（“十一五计划”），大型超临界（600MW）和超超临界（1000MW）燃煤发电机组淘汰了 77GW 的小型燃煤发电机组<sup>53</sup>。自 2012 年以来，新的燃煤发电厂也主要使用最有效的超超临界技术或超临界技术。亚临界燃煤机组现在已经很少了<sup>54</sup>。

图 5：根据锅炉效率划分的燃煤机组容量

<sup>42</sup>Gabriel Wildau, “China’s: The State-Owned Zombie Economy,” *The Financial Times*, February 2016.

<sup>43</sup>Gabriel Wildau, “China’s Challenges and Their Global Risks,” *The Financial Times*, n.d., <https://www.ft.com/content/68fbf5d3-452e-3b55-8550-e83c0f1cc5bf>.

<sup>44</sup>A. Myllyvirta, “China Keeps Building Coal Plants despite New Overcapacity Policy,” *Greenpeace Energy Desk*, 2016.

<sup>45</sup>Reuters, “China Building 200 GW of Coal-Fired Power despite Capacity Glut: Greenpeace,” n.d., <http://uk.reuters.com/article/us-china-power-coal-idUKKCN0ZT09B>.

<sup>46</sup>Greenpeace, “Study on Economics of Coal-Fired Power Generation Projects in China.”

<sup>47</sup>Carbon Tracker Initiative, “Chasing the Dragon? China’s Coal Overcapacity Crisis and What It Means for Investors.”

<sup>48</sup>Steve Johnson, “China Axes Part-Built Coal Power Plants,” *The Financial Times*, n.d., <https://www.ft.com/content/78db1ca6-96ab-11e6-a80e-bcd69f323a8b?sectionid=markets>.

<sup>49</sup>Alister Doyle, “Global Coal Power Plans Fall in 2016, Led by China, India: Study,” *Reuters*, n.d., <http://www.reuters.com/article/us-global-coal-idUSKCN11C2N4>

<sup>50</sup>Kahrl and Wang, “Integrating Renewable Energy into Power Systems in China: A Technical Primer.”

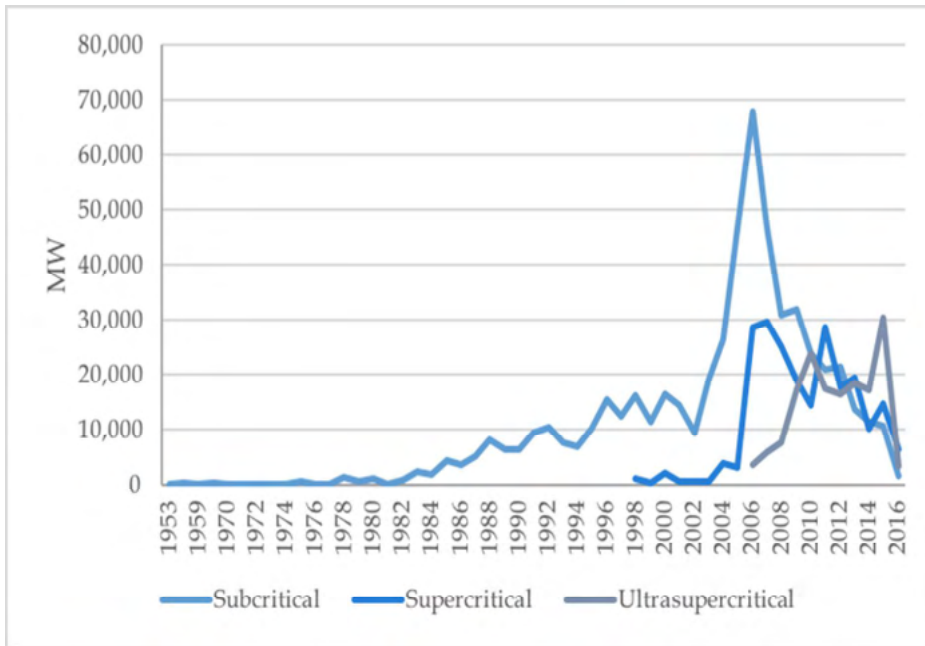
<sup>51</sup>Kahrl and Wang, “Integrating Renewable Energy into Power Systems in China: A Technical Primer.”

<sup>52</sup>Greenpeace, “Study on Economics of Coal-Fired Power Generation Projects in China.”

<sup>53</sup>L. Wu and H. Huo, “Energy Efficiency Achievements in China’s Industrial and Transport Sectors: How Do They Rate?,” *Energy Policy* 73 (2014): 38–46.

<sup>54</sup>参见图 5。





## 2. 投资风险假设

本节我们对中国煤电行业所面临的环境相关风险进行了全面分析。该分析为两个部分：第一部分对中国电力行业的财务状况进行了全面分析，发现其应对环境相关风险时存在脆弱性(或适应性)；第二部分对中国燃煤电厂面临的潜在环境风险进行了评估，并说明了它们将是如何影响资产价值的。表 9 显示了 50 家样本公司(样本总体数量为 613 个)的财务状况。之所以选取这 50 家公司,是因为在这 613 家公司中绝大多数的公司只有一个小电厂在运行。而这 50 家电力公司既有运营中的,在建设的,还有已列入规划中的燃煤电厂。这 50 家公司目前的装机容量总计为 869KW, 占中国燃煤发电装机容量的 89%。

### 2.1 财务风险

本节首先深入分析了中国电力企业长期以来的财务结构和市场价值。全面分析财务结构有助于确定样本公司的业绩表现,稳定性和财务健康状况。在本节中,我们通过考查样本公司的资本化率(市值)来考查这些公司的市场价值是如何随时间变化的。其次,我们还考查了一些常见的财务比率,包括:债务发行、杠杆比率、利润率、债务保障率、流动比率和资本支出比率。这些比率有助于投资者识别金融风险敞口。对财务结构的分析能为预测中国未来电力行业的融资能力提供参考,同时投资者也在寻找这类信息以便确定电力投资的预期回报率。财务状况良好的电力公司可以更加适应经营环境的种种变化,诸如需求的锐减,人口的下降,以及可再生能源比例较大的市场。如果样本公司背负巨大的财务压力,投资者将会认为该公司处于行业非投资级别而不愿注入资金,或者会要求更高的投资回报率。资本的进入对促进中国能源基础设施建设和发电产业的发展是至关重要的。

必须指出的是,中国大部分的电力公司都是国有企业。因此,与那些在 1978 年到 90 年代中期改革开发期间建立起来的更具市场化的城镇集体企业或外国企业相比,他们的运营环境可能大大不同。所以,我们会关注任何不寻常的现象和结论。

表 9:50 强公司现有的煤电厂:运营、在建和规划

序号	公司	国际证券编码	燃煤发电能力 (MW) *			
			运行	在建	规划	总量
1	中国华能集团	CNE1000006Z4	124,928	29,540	63,910	218,378
2	中国大唐集团	CNE1000002Z3	103,512	25,360	62,880	191,752
3	中国国电集团	CNE1000019J1	102,035	21,100	60,223	183,358
4	中国华电集团	CNE000000K58	90,525	19,753	58,240	168,518
5	中国神华能源有限公司	CNE100000767	76,416	13,310	54,758	144,484
6	国家电力投资公司	-	69,475	11,840	49,389	130,704
7	中国华润电力控股有限公司	HK0836012952	39,358	10,860	23,080	73,298
8	广东省粤电集团有限公司.	-	33,336	10,080	14,860	58,276
9	国家开发投资公司	-	22,410	9,660	11,000	43,070
10	北京能源投资(集团)有限公司	-	14,636	8,490	9,545	32,671
11	浙江省能源集团有限公司	-	13,720	6,250	8,693	28,663
12	山东魏桥创业集团有限公司.	-	13,100	6,000	8,500	27,600
13	山西国际能源集团有限公司	-	9,722	4,380	8,340	22,442
14	江苏国信资产管理集团有限公司	-	9,365	3,200	7,300	19,865
15	中国国家电网公司	-	8,880	2,700	6,000	17,580
16	中国中煤能源股份有限公司	CNE100000528	8,352	2,680	5,320	16,352
17	安徽皖能股份有限公司	CNE000000DF9	8,145	2,600	4,560	15,305
18	深圳能源集团有限公司	CNE000000933	7,290	2,370	4,300	13,960

19	陕西省投资(集团)有限公司.	-	7,010	2,320	4,020	13,350
20	河北建设投资集团有限公司	-	6,660	2,160	3,980	12,800
21	河南投资集团	-	5,870	2,100	3,900	11,870
22	甘肃省电力投资集团有限公司	-	5,628	2,000	3,800	11,428
23	中电控股有限公司.	HK0002007356	5,184	2,000	3,690	10,874
24	新疆天富能源有限公司	CNE0000019W6	5,099	2,000	3,653	10,752
25	重庆能源投资集团有限公司	-	4,815	2,000	3,320	10,135
26	中国铝业有限责任公司	CNE1000000T0	4,610	2,000	3,165	9,775
27	杭州锦江集团有限公司	-	4,500	2,000	2,800	9,300
28	内蒙古国电能源投资有限公司	-	4,300	1,980	2,640	8,920
29	中国电力建设有限责任公司	CNE1000017G1	4,195	1,800	2,640	8,635
30	中信集团公司	CNE1000001Q4	4,050	1,400	2,620	8,070
31	山东信发铝业电力集团	-	4,040	1,400	2,600	8,040
32	陕西煤炭化工集团有限公司	-	3,940	1,360	2,580	7,880
33	锡山煤电(集团)有限公司	CNE0000013Y5	3,540	1,332	2,400	7,272
34	湖北兴发集团	CNE000000ZC9	3,380	1,320	2,400	7,100
35	中国石油化工股份有限公司	CNE0000018G1	3,080	1,320	2,200	6,600
36	东方希望集团有限公司	-	3,020	1,320	2,130	6,470
37	申能(集团)有限公司	CNE0000005Q7	3,000	1,320	2,020	6,340
38	广东珠江投资有限公司.	-	2,950	1,320	2,020	6,290
39	内蒙古资产管理局	-	2,648	1,320	2,000	5,968
40	香港长江基建控股有限公司	BMG2098R1025	2,470	1,320	2,000	5,790
41	大同煤矿集团有限公司	CNE000001MZ6	2,400	1,283	2,000	5,683
42	酒泉钢铁(集团)有限公司	-	2,054	1,200	2,000	5,254
43	青海省投资集团有限公司	-	2,012	1,200	2,000	5,212
44	台塑集团	TW0001301000	1,950	1,140	2,000	5,090
45	福建能源集团有限公司	-	1,950	1,050	1,758	4,758
46	保利协鑫能源控股有限公司	KYG3774X1088	1,950	1,000	1,632	4,582
47	四川其亚铝业集团有限公司	-	1,930	1,000	1,450	4,380
48	万基控股集团石墨制品有限公司	-	1,920	1,000	1,400	4,320
49	淮南矿业集团发电有限公司	-	1,920	900	1,400	4,220
50	广东宝丽华新能源股份有限公司	CNE000000P12	1,850	700	1,333	3,883

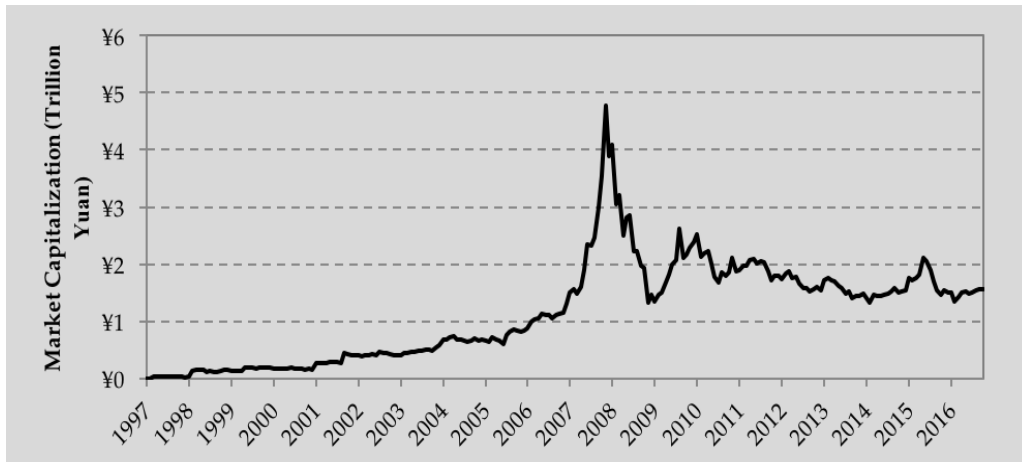
\*OPR: 运行中; CON: 建设中; PLN: 规划中

### 2.1.1 市场价值与账面价值

接下来我们对 50 家样本公司市场价值和账面价值的历史变化进行了分析。图 6 显示, 在 1997 年至 2007 年之间样本公司总市值呈现出激动人心地增长, 从几乎为 0 增到 4.76 万亿元人民币(约合 6, 900 亿美元)。与全球大多数经济体类似, 中国电力公司市值在全球金融危机期间(Global Financial Crisis,GFC) 从 2007 年底迅速下滑。从 2007 年 11 月起, 样本公司的市值下降了 72%, 达到 1.34 万亿元人民币。

图 7(A)表明样本总资产在 20 世纪 90 年代中期相对较低, 该时期是中国“资本化”的初始时期。从 1995 年到 2015 年, 总资产大约从 418 亿元人民币增长到 1.18 万亿元人民币; 复合年均增长率为 32.59%。总资产的增长伴随着投资的大量涌入。整个期间, 流动和非流动资产也都相应增加, 但每种资产的相对数量有很大差别。

图 6: 中国样本公司的总市值



本图显示了中国 54 家样本公司市值的月度数据。数据是 1997 年 3 月-2016 年 10 月  
数据来源: S&P Capital IQ.

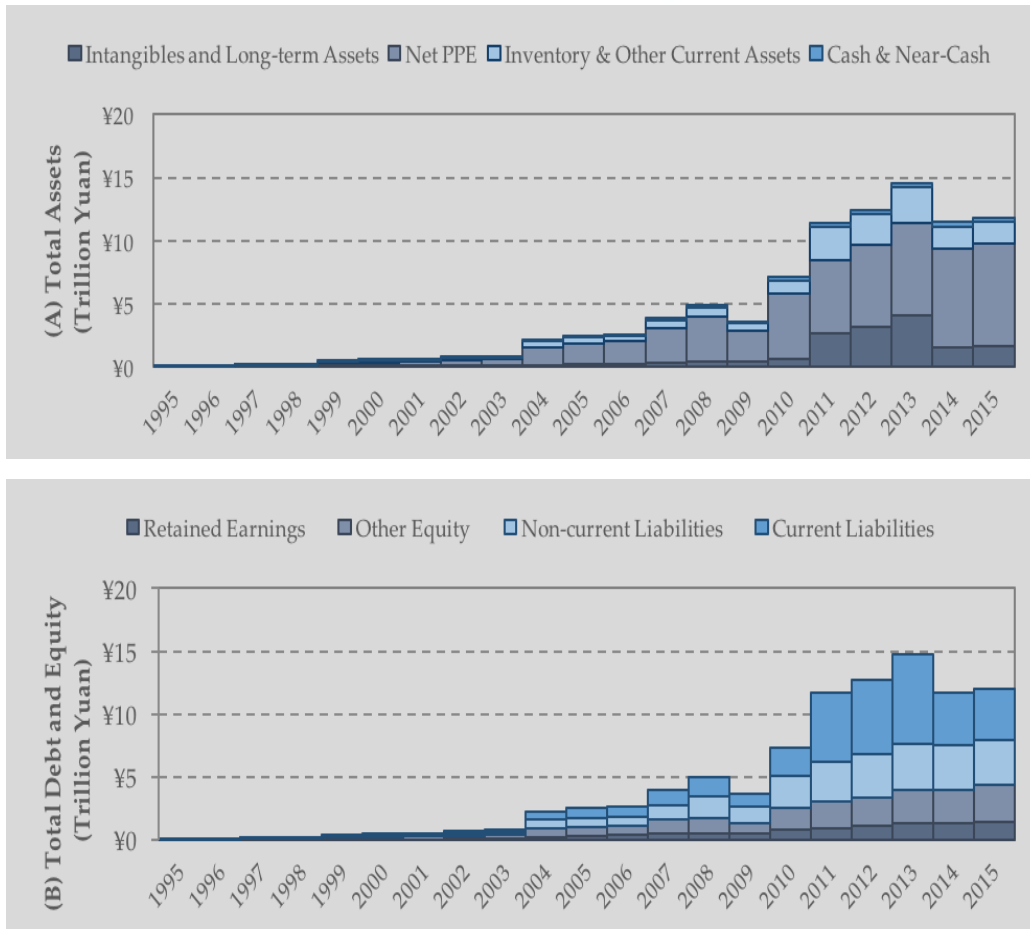
流动资产是公司拥有的最具流动性的资产，通常占总资产的 22.2%。在流动资产中，电力公司持有的现金和准现金等价物占总资产的 2.7%左右，而存货和其他流动资产约占 19.5%。在 1999 年到 2003 年期间，中国电力行业经历过一次现金短缺，当时的现金储备从 3.4%下降至 0.2%。并且其存货水平也在下滑，2000 年为 31%，而到 2015 年只有 14%。流动资产的下降说明样本公司偿付能力在减弱，会因流动性欠佳而陷入财务困境，并且很有可能无力支付到期的短期负债。

1995 年到 2015 年期间，总资产的扩张大多来自长期、非流动资产的扩张。在厂房、资产和设备 (Plant, Property and Equipment,PPE)上的净投资，包括发电资产投资，达到总资产的 62.3%，投资占比很大。最有趣的是对商誉和无形资产的认定。商誉是购买价格超过资产负债总和的部分，与其它无形资产一样在此期间波动相对较大。从绝对值上看，无形资产的账面价值在此期间迅速增长，说明电力公司认为自身的市场价值(或购买价格)高于其历史成本。然而许多电力公司的亏损也开始增加。2008 年到 2015 年，该行业亏损 138 亿元人民币，而仅 2010 年就有 62 亿元人民币。另外，若考虑剔除当前投资（长期）和应收账款，那么长期资产的价值也开始下降。这样，中国电力行业开始从区域垄断向更符合商业化、更具竞争性和更少依赖长期购电合同的市场化模式转型。

图 7 (B) 显示了总债务(包括流动和非流动负债)在资产负债表中比重增加的速度超过了总权益(留存收益和其他权益的总和)。在适当的情况下，公司经常将债权和股权结合起来，作为一种债务融资的处理方式，以便降低筹资成本，促进公司迅速扩张。此外，使用债务融资公司可以在公司内部留存更多利润(或支付给股东)。市场稳定的话，中国的电力公司应该具备偿还债务的能力。这在中国备受关注。中国的市场条件和政治经济环境快速变化，债务如何最优使用成为新问题。中国电力公司非常依赖短期债务(流动负债)，这在市场环境急剧恶化的情况下可能会导致更多的财务风险和破产风险。电力行业总资产自 2013 年以来一直下滑，主要原因就是需要偿还流动负债。投资者一致认为电力公司必须减少流动负债，因为越来越不可能使用短期债务进行融资了，因此只可以少量发行一些流动债券。

图 7: 样本公司总资产刻画图





### 2.1.2 债券发行

为了解电力行业总体的财务状况，我们采用了财务比率分析方法。财务数据的运用可以使股东了解该公司经营的好坏，以及在哪些方面需要改进。对那些债务水平很高的公司，债权人和股权人的风险都在增加。当公司破产时，任何一方的权益都会被进一步稀释。我们使用标准普尔（S&P）的 Capital IQ 的数据计算这些财务比率，包括盈利率、资本支出率、流动比率、杠杆比率、债务保障率和电力公司偿还当前债务的能力。分析期间从 1995 年至 2015 年，接近 21 年（含 2015 年）的数据。<sup>55</sup>50 家样本公司最多可以同时提供 28 个会计数据。图 8 展示了中位数，第 25 和第 75 百分位数，50% 的观测值分布在这两个百分位之间。

最前面的两个比率反映了中国煤电行业总体的盈利能力和资本支出状况，这两个比率都与该行业的债务偿还能力相关。如图 8（A）所示，利润率一直是下降趋势，从 1995 年的 23% 下降到 2015 年仅有 9%。但 2002 年到 2005 年期间，利润率出现了分歧，有些电力公司的利润率较高而大多数公司仍保持向下的轨迹。尽管 2005 年以后利润率持续下滑，但没有一家公司出现净亏损。

图 8（B）中的第 2 个比率是衡量资本支出（CAPEX）相对于总收入（Revenue）的比率。资本支出代表购买、维护或升级现有实物资产所需的资金，资本支出的规模取决于公司的收入水平。这个比率

<sup>55</sup> 数据来源于 S&P Capital IQ, 2016-11-30.

可以反映公司再投资的积极性，即将收入再投资使其成为生产性资本。这个比率高也可以被认为是积极的，也可以被认为是消极的，这取决于如何有效地进行资金安排以及如何产生可观的资本回报。图 8(B) 表明在整个期间公司将很大比例的收入用于再投资了。这个比例基本上在 8%到 35%之间波动，有平均 20%的收入用于资本支出。总体而言，购买、维护或升级燃煤电力设备的成本一直都比较稳定。

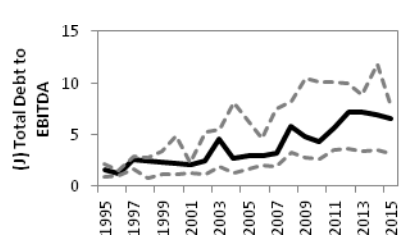
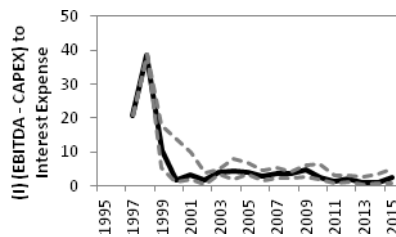
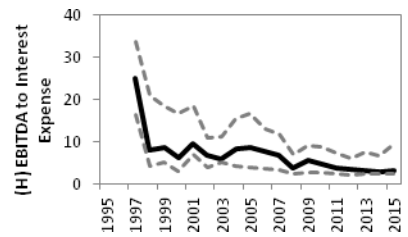
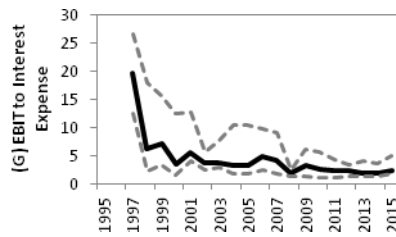
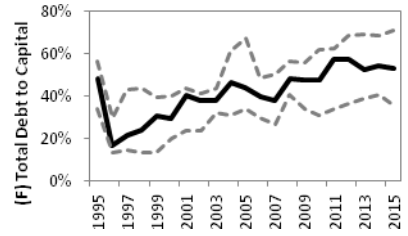
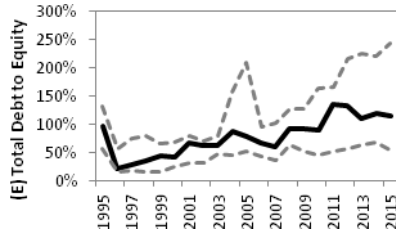
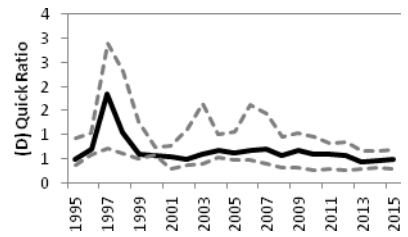
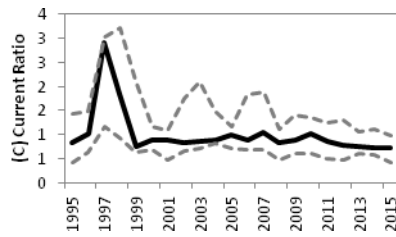
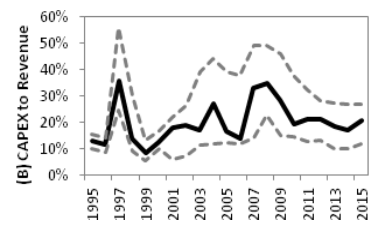
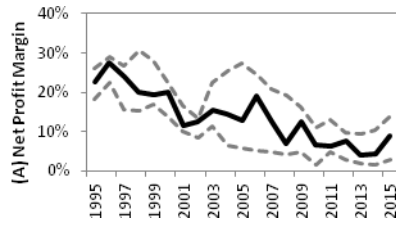
流动比率和速动比率都是用来反映公司流动性状况的指标。前者衡量的是流动资产支付流动负债的能力，后者衡量的是现金、准现金等价物或短期投资支付流动负债的能力。图 8(C)显示，20 世纪 90 年代末时流动资产价值通常是流动负债的 3 倍，而图 8(D)显示现金和准现金等价物的价值通常是流动负债的 1.9 倍。在接下来的几年里这两个比率都迅速下降。从 1999 年开始，流动比率相对稳定，约为 0.9 倍左右(或 90%)。此外，速动比率也跌至 0.6 倍左右。直观地看，这表明电力公司并不具备足够的资金来偿付流动性负债。该行业总体上的流动性较低，但许多电力公司都是国有企业，这意味着政府可以担保，或协助公司偿还债务。因此，如果政府提供援助，流动性低的问题可以不必担心。

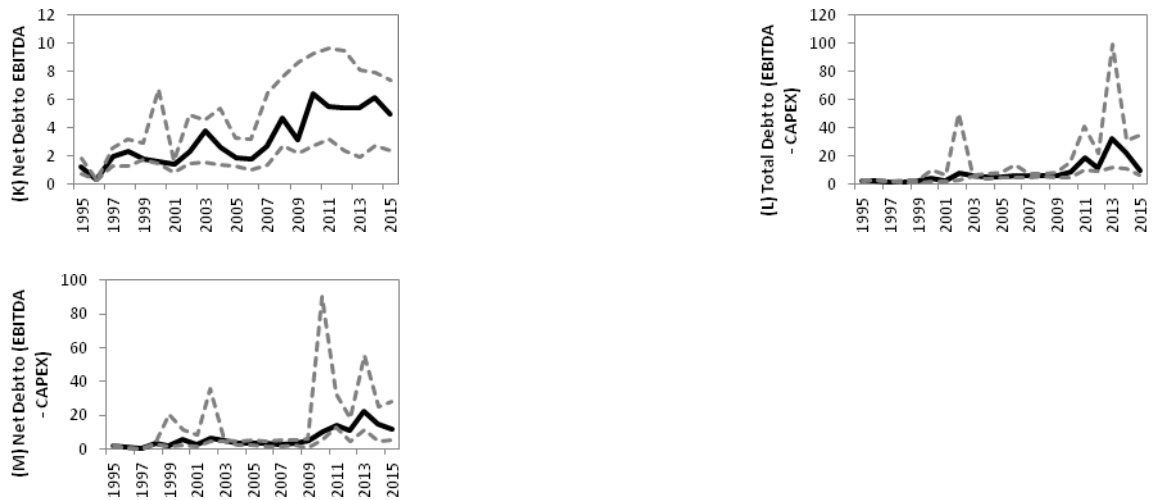
还考查了两个财务杠杆比率：图 8(E)的债务股权比率（负债/股权）和图 8(F)的资产负债率（负债/资本）。这两个比率都是用来衡量资本结构的，即有多少资本来源于负债，有多少来源于股权。如果债务回报率大于债务利息成本，那么债务可使利润增长最大化。而且，因为债权成本相对固定，就可以使股东拥有更大份额的净利润。反之，若过度使用债务就会导致公司信用评级下降，使其变为一种昂贵的融资方式，还可能因利息支付过高而放大损失。图 8(E)和图 8(F)显示出，1996 年时这两个比率都较低，分别为 20%和 17%。<sup>56</sup> 债务股本比率和资产负债比率随着时间的推移而上升，这说明债务相对于权益资本而言变为更普遍的融资方式。到 2015 年，电力行业债务股本比率的中位数为 115%，许多公司甚至更高。总体来看，电力行业在尽其可能地提高财务杠杆比率，这将导致更高的财务风险。这对搁浅资产而言十分重要，因为在杠杆高的公司中，收入的微小变化就可以显著影响公司的净利润。股东因其偿债顺序次于债权人，所以是最可能负担搁浅资产损失的。

面对债务水平的提高，我们考查了三个利息备付率。利息备付率是衡量公司偿债能力的比率。这三个比率是：（1）息税前利润(EBIT)/利息；（2）税息折旧及摊销前利润 (EBITDA)/利息；（3）(税息折旧及摊销前利润 EBITDA -资本支出 CAPEX)/利息。观测值的缺少导致出现许多异常值，典型情况出现在 1995 年和 1999 年期间。在大多数情况下，以上三个备付率都大于 1，表明拥收入足以用来支付利息。图 8(G)显示，在 1999 年至 2015 年期间收入高于利息在 7.2 和 1.8 倍之间。图 8(H)的税息折旧及摊销前利润(EBITDA)是指大型资产折旧及摊销前的利润。同期，EBITDA 高于利息 8.1 到 2.9 倍，表明无形资产和有形资产的成本很大。最后，图 8(I)使用的是(EBITDA-CAPEX)，该指标认为资本支出会影响利息支付能力。扣减资本支出后，使得资本密集型企业之间具有可比性。(EBITDA-CAPEX)通常被解释为公司的自由现金流。这个比率的观测数据含大量的纰漏，因此与前两个指标相比不太可靠。扣除年度资本支出，得到自由现金流后的数字高于利息 4.8 到 0.8 倍。如前所示，中国煤电公司通常的现金储备水平较低，损害了他们使用现金或准现金等价物偿还债务的能力。

图 8：50 家公司财务比率分析

<sup>56</sup> Note, outlier observations of Debt/Equity and Debt/Capital ratios in 1995 skewed the median observations. Thus, we omit this year from our interpretation.



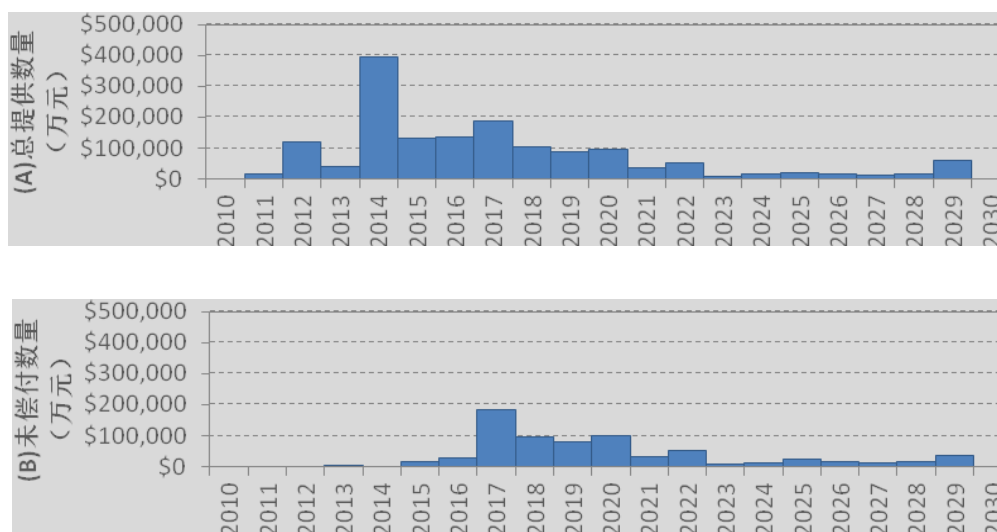


该图描绘了表 9 确认的 50 家公司的财务比率。数字包括中位数,第 25 和第 75 百分位数。  
数据来源: S&P Capital IQ(2016)。

从图 8 (J) 到图 8 (M) 中最后四个比率反映了公司完全偿付债务的能力。这些比率从广义上可以解释为还清所有的债务所需要的时间,但不考虑利息、税项、折旧及摊销费用。将这些比率分为两组:第 1 组分母为 EBITDA,分子分别为“总债务”和“净债务”,净债务是在总债务中减掉了现金和准现金等价物的数额;第二组分母分别为 EBITDA 和(EBITDA-CAPEX),后者受资本支出的影响,剔除它可以增加电力企业和其它非资本密集型企业的可比性。

与前面对债务的分析结论一致,这四个比率都表明债务占收入的比率在增加,债务的偿还时间也在延长。图 8(J)显示,用息税前利润(EBITDA)偿还债务总额的时间从 1995 年的 1.55 年增加到 2015 年的 6.5 年。图 8(K)中使用净债务的比率与之类似,因为电力公司持有现金和准现金等价物的比例通常很低。剔除资本支出后,图 8(L)和图 8(M)显示偿还债务的时间几乎翻倍,总债务的偿还时间高达 6.65 年,净债务为 11.42 年。特别是 2009 年后,电力企业的偿债能力很不稳定。这与图 8 (A) 所示的收入低,而资本支出变化不大的分析是一致的。总之,这四个比率都表明样本公司的偿债能力正在恶化。

图 9: 债券到期时间表和发行数量





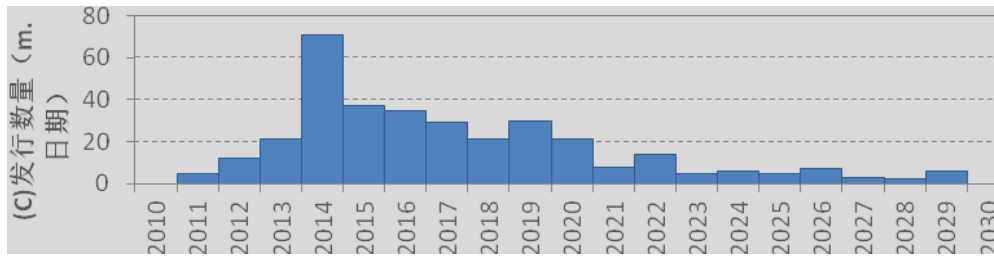


图 9 显示了中国煤电公司在 2010 年-2030 年之间债券的到期时间表。图 9(A)显示了债务发行总额(百万元人民币), 图 9(B)显示了未偿付的债务总额(百万元人民币) 和图 9(C)显示了债务合同的数量。<sup>57</sup> 我们考查了公司所有的债务合同。<sup>58</sup> 处于谨慎性考虑, 剔除了可能包含的子公司的部分。50 家公司当中, 有 33 家公司可以提供固定收益数据, 却仅有 3 份永久性债务合同。其中 2 份合同是中国大唐集团发行的 99 亿元人民币(15 亿美元)的债务合同; 而另一份合同是长江基建控股有限公司发行的 21 亿元人民币的债务合同(3 亿美元), 现今已经暂停。

图 9(A)显示 2017 年-2030 年期间债务总额数量, 目前已达 7, 143 亿元人民币(1038 亿美元), 对于这个数字, 图 9(B)显示有 6, 650 亿元人民币(937 亿美元)仍然是未偿付的债务, 而且绝大多数(73.8%)的未偿付债务将在未来五年内(2017-2021)到期, 这说明电力公司偏好到期时间为 5 年或少于 5 年的债券。2017 年是债券到期最为集中的一年, 到期债券高达 1819 亿元人民币(265 亿美元)——占 27%的未偿还债务总额。这与该行业资产负债表中流动负债占比较大的情况是一致的(参见图 7)。根据中国煤电行业债券发行状况, 我们发现还有到期日为 2075 年的债务合同<sup>59</sup>, 表明了一些电力公司有信心运营到那个时点。然而, 对于本报告中的煤电公司而言, 我们观察到没有一份债务合约超过 2029 年——这表明大家对煤电公司未来存续预期较短, 从仅发行 10 到 12 年的债券看是保守了一些。

## 2.2 环境相关风险

在本节中我们主要考查了煤电企业面临的环境相关风险, 及其是这些风险是如何影响资产价值的。根据这些风险因素是以类似方式影响整个国家的资产, 还是仅对当地环境产生特定影响, 我们把它们分为: 区域风险假设 (LRHs) 和国家风险假设 (NRHs)。例如水资源压力, 在各地都有所不同, 因此它是一个区域风险因素; 而影响全国电力资产的“电力公司螺旋”就是一个国家风险因素。我们对这些风险假设进行了简练的编码。如 LRH-1 是指煤电厂的碳排放强度, NRH-1 是指未来的电力需求。

环境相关风险因素均是通过规范程序选定的。我们先将所有可能的区域风险假设 (LRHs) 和国家风险假设 (NRHs) 进行了罗列, 然后缩减到本报告中可操控的数量。筛选是依据两个标准进行的。第一个标准是, 我们通过会议、讨论和通讯等方式从投资人和其它研究者那里得到的关于每个风险因素合理性、相关性及实操性的反馈意见。第二标准是, 风险假设必须与那些相关的、及时更新且又不涉及所有权的数据集相对应, 以便我们可以对风险因素进行必要的分析。

<sup>57</sup> Data are extracted in US\$ millions, and converted to CNY million using an exchange rate of 1 USD = 6.87722 CNY which was appropriate at the time of analysis.

<sup>58</sup> Contracts include *Active* (current), *Inactive* (historical), *Rule 144A* (privately placed, two year holding period), and *Regulation S* (safe harbour, executed in another country) contracts.

<sup>59</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure.”

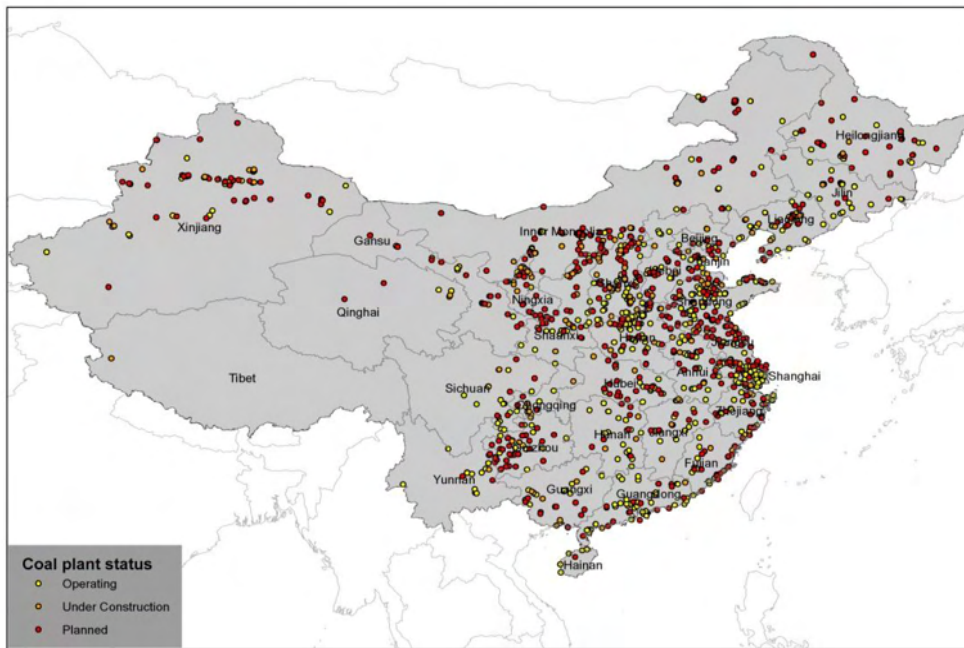
目前对风险因素的假设和衡量风险的数据集都处于起步阶段。可能会有与我们研究的问题更相关，更有针对性其它数据集。有些重要的因素可能并没有出现在我们目前的风险假设中。我们已经意识到了这些可能存在的缺陷，并将在下一步的研究中拓展我们的假设数量，改进我们的分析方法。表 10 是区域风险假设（LRHs）和国家风险假设（NRHs）列表，及其来源。

表 10: 区域风险假设（LRHs）和国家风险假设（NRHs）

#	名称	来源
<b>燃煤电厂</b>		
LRH-1	碳强度	CoalSwarm/Enidpedia/CARMA/Greenpeace/ Oxford Smith School
LRH-2	电厂寿命	CoalSwarm/WEPP/Enidpedia/CARMA/Oxford Smith School
LRH-3	区域空气污染	Atmospheric Composition Analysis Group, Dalhousie University
LRH-4	水资源风险	WRI Aqueduct
LRH-5	煤炭质量	CoalSwarm/WEPP/Oxford Smith School
LRH-6	CCS 技术改造	CARMA/CoalSwarm/WEPP/Geogreen
LRH-7	未来的温升压力	IPCC AR5 WGII
NRH-1	未来的电力需求	Oxford Smith School
NRH-2	可再生资源	Oxford Smith School
NRH-3	政府对煤电支持的减弱	Oxford Smith School
NRH-4	可再生能源的政策支持	EY's Renewables Attractiveness Index
NRH-5	分布式可再生能源发展和“电力公司螺旋”	Oxford Smith School
NRH-6	集中式可再生能源的发展	BP/REN21
NRH-7	天然气储量和产量的增长	BP Statistical Energy Review 2016
NRH-8	燃气发电的增长	IEA
NRH-9	机组利用率的下降	Oxford Smith School
NRH-10	水监管风险	WRI Aqueduct
NRH-11	CCS 监管环境	Global CCS Institute
NRH-12	投资者情绪	Oxford Smith School

图 10 显示的是目前现役、在建和计划建设的燃煤电厂的地理分布。

图 10: 燃煤电厂的分布



## 2.2.1 区域风险假设 (LRH)

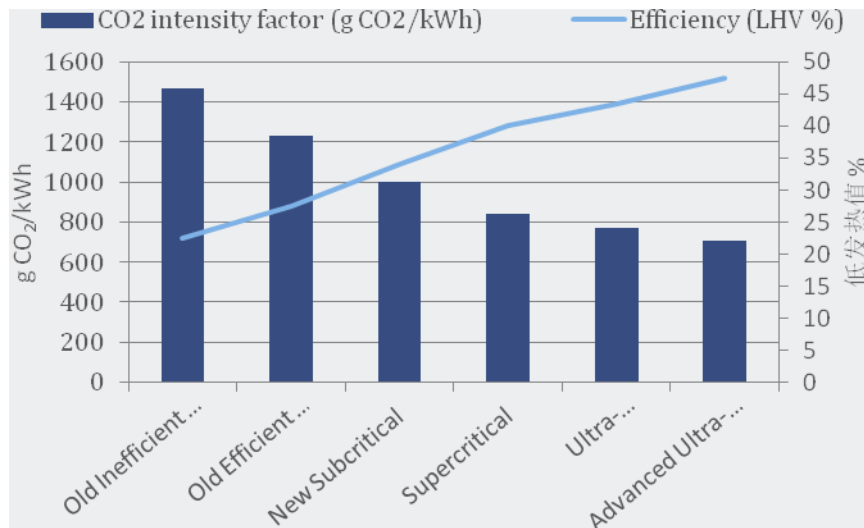
### LRH-1: 碳强度

如果燃煤电厂碳强度越高，那么就有可能受到碳价格、碳排放标准等气候政策的负面影响。碳强度高直接取决于电厂的效率，见图 11。

碳强度因电厂使用的锅炉技术效率不同而有很大的差异。发电厂规模越大越有可能采用高效的发电技术，如锅炉类型的选择。中国锅炉技术和电厂装机容量之间的关系可见表 11。装机容量越大的电厂越倾向于使用能效更高的先进技术。

图 11: 燃煤电厂碳强度和效率<sup>60</sup>

<sup>60</sup>IEA, "Energy Technology Perspectives 2013" (Paris, France, 2013).



	效率 (低热值%)	碳强度因子 (kg CO <sub>2</sub> /MWh)
先进的超超临界机组	45-50	670-740
超超临界机组	42-45	740-800
超临界机组	38-42	800-880
新亚临界机组	30-38	880-1120
旧的但高效的亚临界机组	25-30	1120-1340
旧的且低效的亚临界机组	21-25	1340-1600

表 11: 中国不同装机容量的燃煤电厂采用锅炉技术的类型及占比<sup>61</sup>

能力(MW)	高压	超高压	亚临界	超临界	超超临界
<300	5%	95%	-	-	-
300-600	-	-	96.2%	3.8%	-
600-1000	-	-	38%	50%	12%
>1000	-	-	-	-	100%

与其他电厂相比，热效率低的电厂更容易受到碳价这类政策的影响。<sup>62</sup> 集中式燃煤发电发电的碳排放强度最大。<sup>63</sup> 相对低效的煤电，如亚临界煤电（SCPSs）对碳价政策最为脆弱。

中国拥有全球最现代化的燃煤电厂，大部分现役煤电都是超临界机组或者更好。但即便不再扩建煤电容量，鉴于目前煤电的巨大规模，预计到 2040 年中国的碳排放量将超过 2 摄氏度升温的上限。<sup>64</sup> 若

<sup>61</sup> 中国电力企业联合会，《全国 600MV 火电机组对标和竞争力数据集》，2013；中国电力企业联合会，《全国 300MV 火电机组对标和竞争力数据集》，2013

<sup>62</sup> Ben Caldecott and James Mitchell, “Premature Retirement of Sub-Critical Coal Assets: The Potential Role of Compensation and the Implications for International Climate Policy,” *Seton Hall Journal of Diplomacy and International Relations* 16, no. 1 (2014): 59–70.

<sup>63</sup> W Moomaw et al., “Annex II: Methodology,” *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, 2011, 982.

<sup>64</sup> Carbon Tracker Initiative, “Chasing the Dragon? China’s Coal Overcapacity Crisis and What It Means for Investors.”

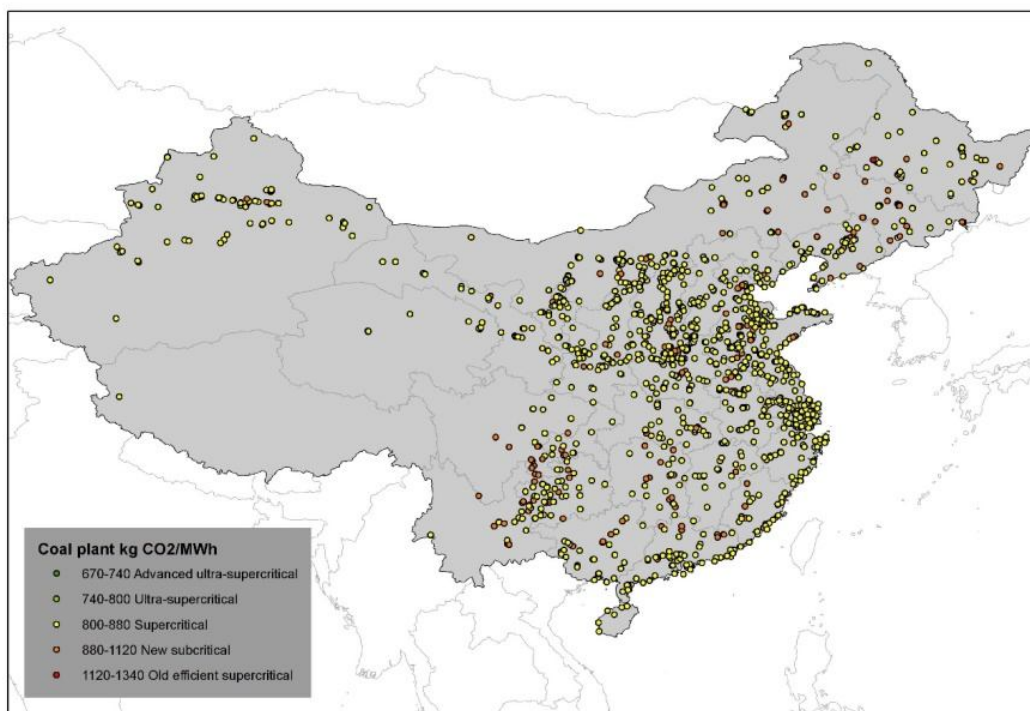


要满足这个上限，中国现有煤电资产就必定出现搁浅，要不就采用 CCS 技术。<sup>65</sup> 而且，为降低空气污染和煤炭消费量，政策制定者必须保证增加 10 个省份 的高效煤电利用小时数并使其优先上网。<sup>66</sup> 中国现在正在铺开建设全国碳排放交易市场（ETS），该市场可为煤电的碳排放进行有效定价。所有这些措施都将提高碳强度高的电厂的运营成本，这些电厂也更有可能最先倒闭。中国在 2006-2011 年间已经开始处理那些小型、无效的电厂。<sup>67,68</sup>

为确定碳强度风险，每一家燃煤发电厂的碳排放强度都使用 kg CO<sub>2</sub>/MWh，数据来源于 CoalSwarm’s Global Coal Plant Tracker（以下简称 CoalSwarm），绿色和平和华北电力大学。在我们研究的电厂中，有 21%的煤电企业没有可用的碳强度数据。这些缺失的碳强度数据通过电厂装机容量、煤炭类型、燃烧技术和电厂年龄对数回归模型进行估计。之所以选用该方程是因为它可以使用比率值而非绝对值，从而相应地解释了实践中碳强度的影响的因素。

然后将电厂数据进行汇总，以装机容量（MW）作为权数来确定样本中 50 家电力公司燃煤发电厂的碳排放强度。

图 12: 现役煤电厂的碳强度



<sup>65</sup> Ibid.

<sup>66</sup> NDRC, State Environmental Protection Administration (SEPA), and SERC and National Energy Working Group, “Pilot Measures for Implementing Energy Efficient Dispatch <节能发电调度办法实施细则（试行）No. 523,” 2007.

<sup>67</sup> In 2007, in order to improve electricity sector’s efficiency, China’s state council has issued “Notice on closing down small thermal electric power generating units”, requiring new Electricity Generating Units (EGUs) of large capacities to be built on the condition that a certain amount of small units be shut down. As a result, during the period of 2006-2011, China’s 11<sup>th</sup> five-year, a total of 77GW of small EGUs were replaced by large supercritical (600MW) and ultra-supercritical (1000MW) EGUs.

<sup>68</sup> Wu and Huo, “Energy Efficiency Achievements in China’s Industrial and Transport Sectors: How Do They Rate?”

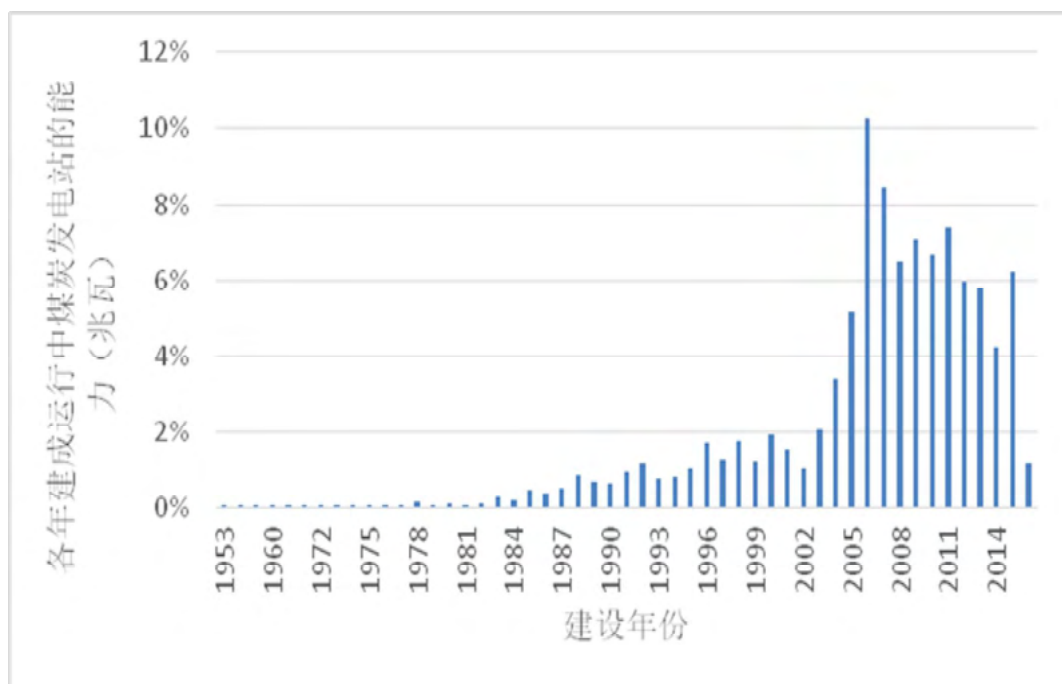
## LRH-2: 电厂寿命

假设老电厂从两个途径给所有者带来风险。一是老电厂更容易受到政策法规的调控被强制关停，因为老电厂的关停在财务和政治方面更简单一些。一般电厂的理论年限为 40 年，不过中国煤电厂的寿命从历史看要更短一些，一般在 35 年后都能将资本回收。<sup>69</sup> 一旦电厂将资本收回且服役时间超过理论年限的话，关停的财务补偿将会大大降低，或者完全没有。<sup>70</sup> 二是那些老电厂还必须负担电厂关停后的场地修复成本和巨大的人工费用（如工人的退休金）。最后，老旧电厂更容易遭受意外停机和维修需要的影响，这导致了维修成本和因无法履行发电承诺而产生的机会成本（二次损失）。

电厂发电机组使用年限的数据是来自 CoalSwarm, World Electric Power Plant (WEPP), 绿色和和平和 华北电力大学。将机组数据进行汇总，用每台机组的装机容量 (MW) 进行加权平均，得到整个电厂的服役年限。对那些缺少数据的发电机组（占总数的 16%），我们使用所在省份发电机组的平均服役年限。然后再将厂级数据进行汇总，得到一个公司燃煤发电的平均年限。

正如图 13 所示，从 2004 年开始中国煤电新建机组有了跨越式增长，并持续到 2015 年。所以，中国煤电的年龄相对年轻，平均服役年限<sup>71</sup>仅有 10 年<sup>72</sup>，75%的装机都是 2005 年后建成的。从地区看，我们注意到图 14 中显示从 2010 至 2016 年煤电向最西部省份——新疆的扩张战略。

图 13：煤电现役装机建设年份占比分布



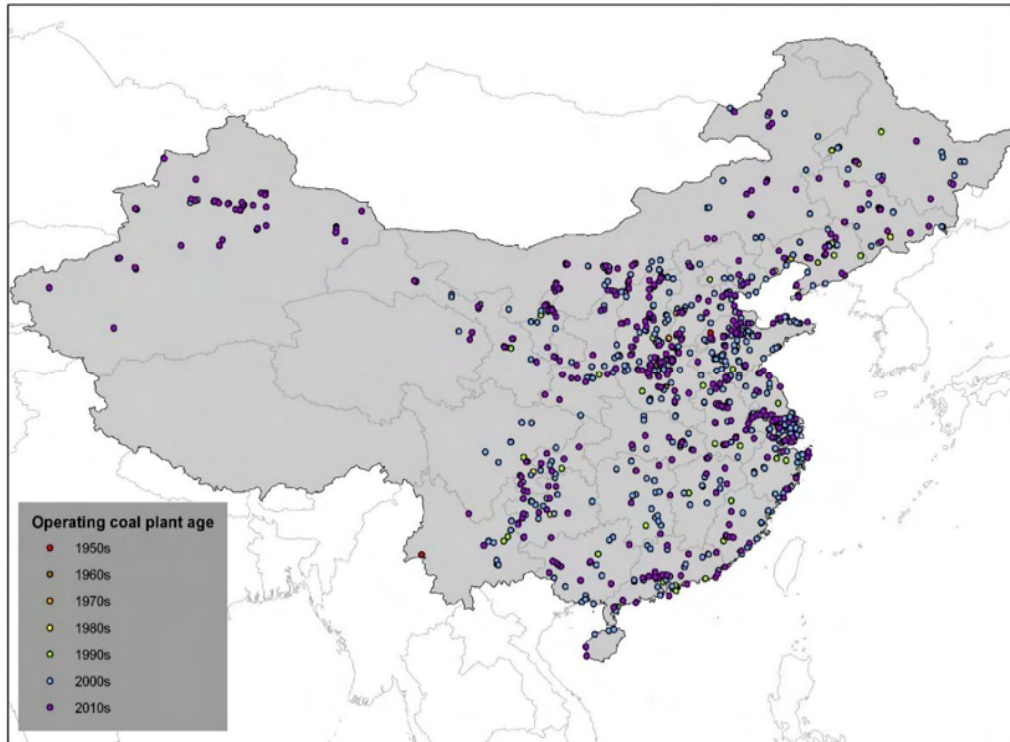
<sup>69</sup> IEA, “Energy, Climate Change and Environment” (Paris, France, 2014).

<sup>70</sup> Caldecott and Mitchell, “Premature Retirement of Sub-Critical Coal Assets: The Potential Role of Compensation and the Implications for International Climate Policy.”

<sup>71</sup> Weighted by MW capacity.

<sup>72</sup> For comparison note that all of the UK’s operating coal power plants have been running for over 35 years.

图 14: 现役燃煤电厂的年龄



### LRH-3: 区域空气污染情况

假设在空气污染严重地区的煤电厂面临更大的管控风险，要求其安装减排设备或停止运营。因此，高污染区域的资产所有者将在这些方面承担更大的财务风险。

那些没有安装减排设备（如烟气脱硫和静电除尘器）的电厂因未来必须为采用减排技术而投入巨额资本而面临更大的资产搁浅风险。这个风险将因电厂使用年限的临近而加剧，越是临近电厂理论寿命，投资难度越大。

根据世界卫生组织（World Health Organization,WHO）估计，全球有 92%的人口生活在大气污染超标的地区，<sup>73</sup>有来自美国、欧洲和中国的证据有力地证明了污染地区的煤电厂可能会提前关闭，而新建电厂必须受到更加严格的污染控制。

特别在中国，去年有近 300 个城市的空气质量不满足国家标准<sup>74</sup>，在重度污染的东部省份强制出台了許多非温室气体减排政策，<sup>75</sup>致使煤电企业关闭。目前中国要求所有新建煤电都控制氮氧化物（NOx）和二氧化硫（SO2）（见表 12），估计 90%的煤电企业对其燃烧产生的一般污染物进行了控

<sup>73</sup> WHO, “Ambient Air Pollution: A Global Assessment of Exposure and Burden of Disease,” 2016.

<sup>74</sup> Dong Liansai, “So What Happened with China’s Pollution in 2015?,” Greenpeace, 2016, <http://www.greenpeace.org/eastasia/news/blog/China-pollution-2015/blog/55341/>.

<sup>75</sup> Caldecott, Dericks, and Mitchell, “Stranded Assets and Subcritical Coal: The Risk to Companies and Investors.”

制。<sup>76</sup>但是政府想更大幅度地进行控制，最近颁布了《中国煤电升级转型节能减排计划》（2014-2020）<sup>77</sup>该计划要求东部、东北部、中部和西部地区的煤电企业分别要在 2017、2018、2019 和 2020 年进行更为严格的超低排放改造。<sup>78</sup>，<sup>79</sup>2016 年 1 月新修订的《大气污染防治法》要求电网优先使用更高效的电力，以减少煤电的污染。<sup>80</sup>

尽管采取了这些措施，中国的空气污染依然居世界之首。最近的医学研究发现 120 万中国人过早死于大气污染，特别是 PM2.5 已经成为中国人健康的第四大威胁。<sup>81</sup> 另外，煤炭燃烧产生的酸雨也逐渐成为农业生产的制约，高达 40% 的中国农业用地受到了酸雨的影响。<sup>82</sup> 为此，中国政府在十二五期间（2011-2015）出台了《全国重点地区大气污染控制计划》，拨款 2, 775 亿美元进行减排。<sup>83</sup> 《大气污染防治行动计划》的目的是将各省的 PM2.5 的排放降低到国家空气质量标准，即每立方米排放 35 微克 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )。还有其它一些政策，均要求限制煤电的发展。<sup>84</sup>

表 12: 中国煤电企业污染控制部署<sup>85</sup>

污染物	污染防治工作
可吸入颗粒物(PM)	现在 96% 的燃煤发电厂用静电除尘器
氮氧化物(NO <sub>x</sub> )	自 2005 年以来新的大于 300 MW 的燃煤电厂必须使用脱氮技术来减少氮氧化物的排放。自 1999 年建造以来，煤炭发电能力超过了 300 兆瓦，占总数的 68%
二氧化硫(SO <sub>2</sub> )	自 1999 年以来大于 300 MW 的新的燃煤电厂必须使用烟气 Desulphurisation(脱硫)技术。自 1999 年建造以来，煤炭发电能力超过 300 兆瓦，占总数的 77%。

来源：Oxford Smith School; Martin, R. (2015). "Fixing China's Coal Problem." MIT Technology Review

下面结合煤电厂所在地区的空气污染水平来确定煤电厂面临的风险。

- 所有燃煤电厂都根据全球 PM<sub>2.5</sub> 污染定位数据集进行了描绘。PM2.5 的数据来自 Boys、Martin 等人（2014）的分析，包括在 2012 - 2014 年间卫星观测的地面 PM2.5 的年均水平。
- PM2.5 的均值是由电厂 100 公里半径范围内的测量值确定的。通常在半径 100 公里内电厂 PM2.5 的测量观察值为 250-300。

<sup>76</sup> R Martin, "Fixing China's Coal Problem," MIT Technology Review, 2015, <https://www.technologyreview.com/s/537696/fixing-chinas-coal-problem/>.

<sup>77</sup> National Energy Administration, "The Energy Saving and Emission Abatement Plan of Upgrading and Transforming Coal Power in China (2014-2020) <煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）>," 2014.

<sup>78</sup> Ministry of Environmental Protection, "National Development and Reform Commission and National Energy Administration, The Full Implementation of Ultra Low Emission and Energy Saving Transformation of Coal-Fired Power Plants", <全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案>," 2015.

<sup>79</sup> National Energy Administration, "Coordinated Development of Power Sector in Northeast China, <关于推动东北地区电力协调发展的实施意见>," 2016.

<sup>80</sup> Ministry of Environmental Protection, "National Development and Reform Commission and National Energy Administration, The Full Implementation of Ultra Low Emission and Energy Saving Transformation of Coal-Fired Power Plants", <全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案>,"

<sup>81</sup> GH Yang et al., "Rapid Health Transition in China, 1990-2010: Findings from the Global Burden of Disease Study 2010," *The Lancet* 381 (2010): 1987-2015.

<sup>82</sup> C You and X Xu, "Coal Combustion and Its Pollution Control in China," *Energy* 35, no. 11 (2010): 4467-72.

<sup>83</sup> Zhu, Chen; Jian-Nan Wang, Guo-Xia Ma, "China Tackles the Health Effects of Air Pollution."

<sup>84</sup> International Energy Agency (IEA), "Energy and Air Pollution," 2016.

<sup>85</sup> You and Xu, "Coal Combustion and Its Pollution Control in China."



在这个假设中，PM<sub>2.5</sub> 也被用作其他大气常规污染物的代理指标。这是因为汞、NO<sub>x</sub> 和 SO<sub>x</sub> 都含有悬浮在空气中的可吸入颗粒物（PM），因此可将此都包含进对 PM<sub>2.5</sub> 的风险评估中。尽管汞这样的污染物可毒害人体神经和生物系统，但 PM<sub>2.5</sub> 对呼吸系统、心血管健康有更广泛的影响，这些都与煤电生产有关。<sup>86</sup>图 15、图 16、图 17 和图 18 显示了中国现役、在建和计划新建的煤电厂造成的空气污染状况。

图 15：2012-2014 年 PM2.5 平均浓度<sup>87</sup>

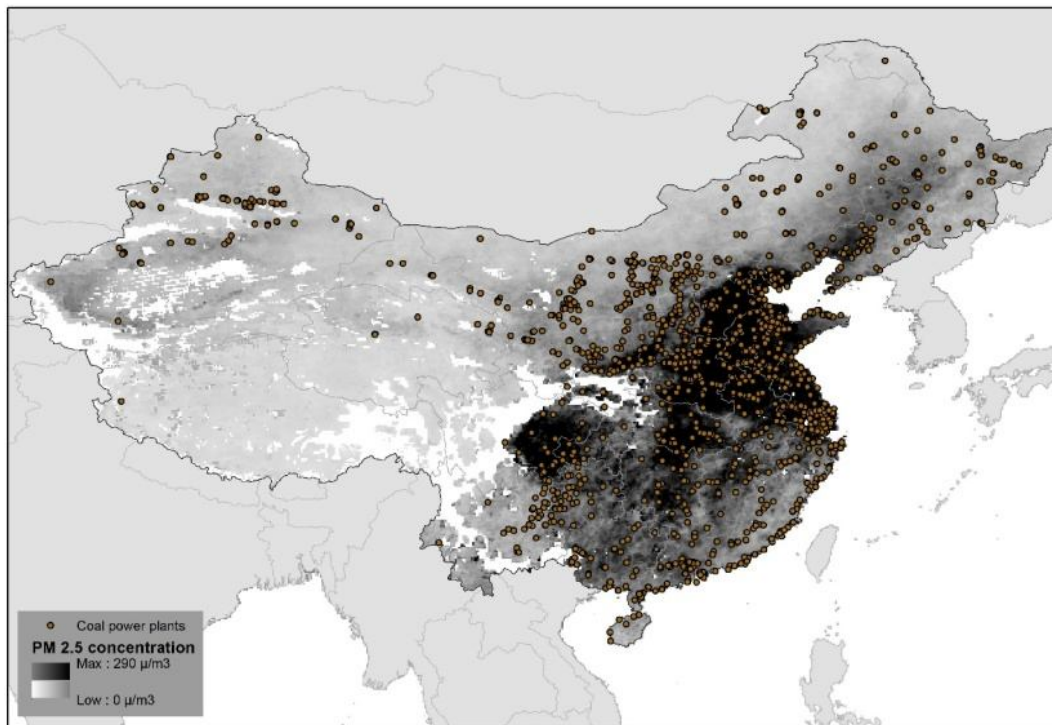


图 16：2015 年 NO2 平均浓度<sup>88</sup>

<sup>86</sup> Alan H Lockwood et al., “Coal’s Assault on Human Health,” *Physicians for Social Responsibility Report*, 2009.

<sup>87</sup> B L Boys et al., “Fifteen-Year Global Time Series of Satellite-Derived Fine Particulate Matter,” *Environmental Science & Technology* 48, no. 19 (2014): 11109–18.

<sup>88</sup> K F Boersma et al., “An Improved Tropospheric NO<sub>2</sub> Column Retrieval Algorithm for the Ozone Monitoring Instrument,” *Atmos. Meas. Tech.* 4, no. 9 (September 2011): 1905–28, doi:10.5194/amt-4-1905-2011.

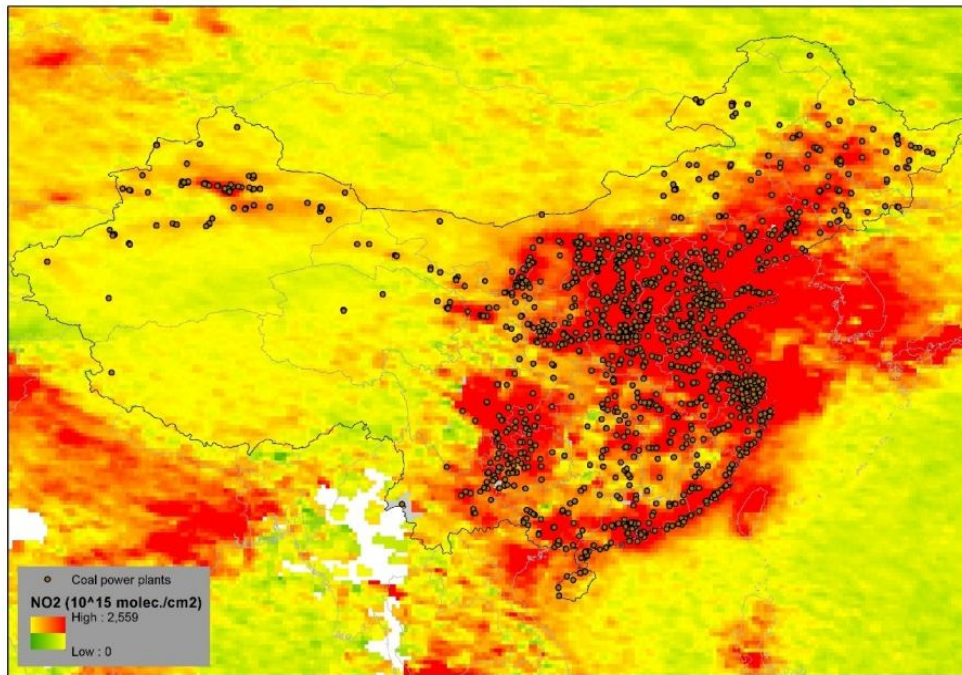
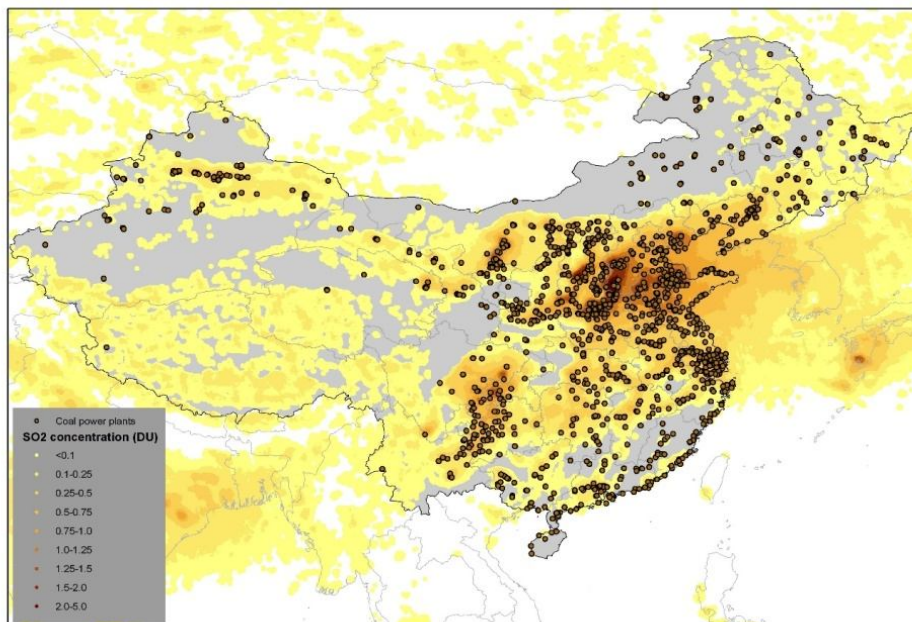
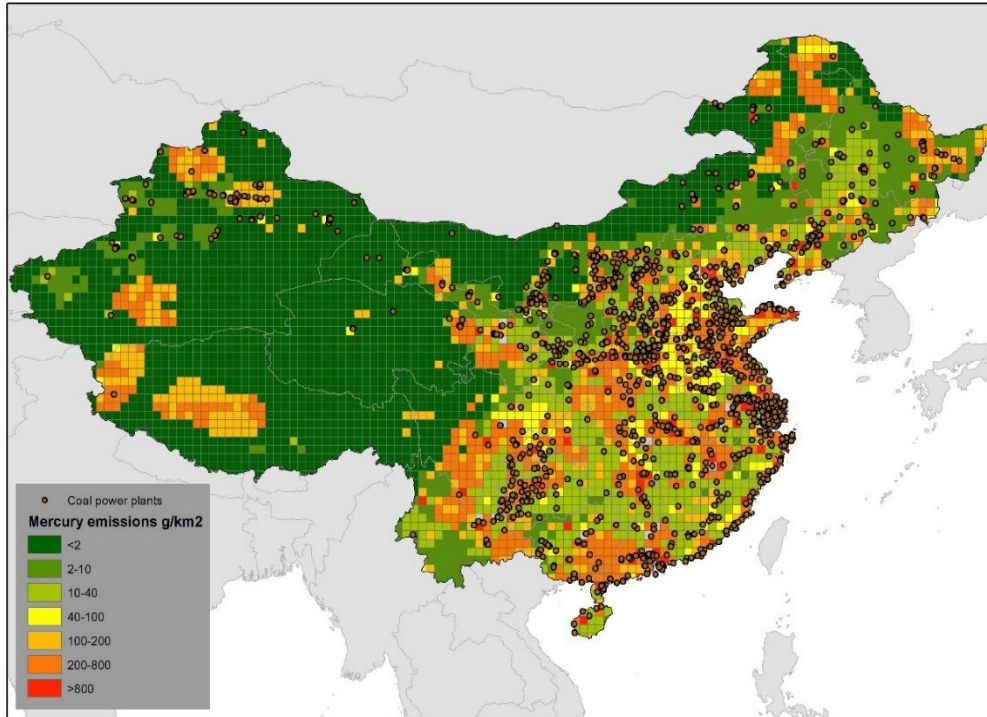


图 17: 2011-2014 年 SO2 平均浓度<sup>89</sup>



<sup>89</sup> N A Krotkov et al., "Aura OMI Observations of Regional SO<sub>2</sub> and NO<sub>2</sub> Pollution Changes from 2005 to 2015," *Atmos. Chem. Phys.* 16, no. 7 (April 2016): 4605-29, doi:10.5194/acp-16-4605-2016.

图 18: 2010 年汞平均排放量<sup>90</sup>



#### LRH-4: 水资源风险

假设煤电厂所处地区的水资源情况如下：（1）高物理水资源压力；（2）严重干旱；（3）洪水频繁，被迫减少发电或停止运营的风险较高。

火力发电是用水量最大的行业之一，燃煤发电蒸汽循环的用水量仅次于核电厂。电厂节水效率的最大决定因素是冷却系统的类型。次之是电厂周边环境的温度和电厂运行效率。<sup>91</sup>水资源压力的风险可以通过使用封闭式循环、混合、或空气冷却技术在一定程度上得到缓解，但需以降低发电效率为代价。<sup>92</sup>

表 13: 电力生产中不同冷却技术下的用水情况<sup>93</sup>

<sup>90</sup> AMAP/UNEP, "AMAP/UNEP Geospatially Distributed Mercury Emissions Dataset 2010v1," 2013.

<sup>91</sup> Caldecott, Dericks, and Mitchell, "Stranded Assets and Subcritical Coal: The Risk to Companies and Investors."

<sup>92</sup> Z Guan and H Gurgenci, "Dry Cooling Technology in Chinese Thermal Power Plants," in *Australian Geothermal Energy Conference*, 2009, [https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/AGEC/2009/Guan\\_Gurgenci\\_2009.pdf](https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/AGEC/2009/Guan_Gurgenci_2009.pdf).

<sup>93</sup> EPRI, "Water Use for Electric Power Generation" (Palo Alto, CA, 2008).



可燃物类型	冷却技术			
	直流冷却	封闭式循环(湿)	混合(干/湿)	空冷
煤炭	95,000-171,000	2,090-3,040	1,045-2,755	~0
天然气	76,000-133,000	1,900-2,660	950-2,470	~0
汽油	76,000-133,000	1,900-2,660	950-2,470	~0
核能	133,000-190,000	2,850-3,420	适用性 <sup>†</sup>	适用性 <sup>†</sup>

使用混合和空冷却技术仅是近期内核电厂考虑使用的。

历史表明，水资源的可用性是电厂盈利必须关注的问题。在印度，水资源短缺限制了煤电企业的满负荷运行，迫使全国停电，他们的盈利能力被迅速削弱了。<sup>94</sup>中国东部省份对空气污染排放的限制政策迫使燃煤电厂向在西部省份发展，而这些地区极度缺水或未来会出现类似的短缺。<sup>95</sup>在水资源稀缺的地区，中国煤电厂采用空冷方法进行应对。截至 2012 年年底，全国有 112GW 或 14% 的热电厂都使用空冷却技术。<sup>96</sup>

从经营的可持续性和可能发生财产损失方面看，洪水也是电厂必须关注的。2014 年 2 月一家英国的电厂被地下水淹没，被迫暂停发电 12 周。<sup>97</sup>当年早些时候，塞尔维亚的萨瓦河水位过高，造成了 1502MW 的尼古拉·特斯拉（Nikola Tesla）煤电厂的关闭，还引发了科斯托拉茨和摩拉瓦（Kostolac 和 Morava）电厂诸多问题<sup>98</sup>。2015 年，在越南下龙湾的三个煤电厂也因洪水而关闭。<sup>99</sup>

为了测度煤电厂所面临的水资源风险，我们使用下面的指标：物理水压力线、干旱严重度和洪水发生率，数据来自世界资源研究所（World Resources Institution, WRI）的 Aqueduct 数据集。物理水压力被 WRI 定义为每年的总取水量(市政的、工业的和农业的)，以给定流域的年度取水量与可用水量的百分比来表示。数值越大表示用水压力越大。WRI 将水压力极高定义为流域内的取水量与可用水量比率 > 80%；数值在 80-40%，为水压力高；数值在 40-20%，为水压力中高；数值在 20-10%，为水压力中低；数值小于 10%，为水压力低。<sup>100</sup>WRI 将干旱程度定义为干旱的平均时长乘以给定流域内 1901-2008 年间的旱灾干度。干旱时长为土壤水分持续低于第 20 个百分位数的月份。干度指土壤水分低于第 20 个百分位数时百分点的均值。WRI 对洪水发生率的定义为在给定流域内从 1985 至 2011 年之间洪水发生的次数。

根据物理水压力线，我们对样本中的 50 家公司的煤电厂进行了排序，除非是干式冷却技术的电厂，在这种情况下，它的排序为 50(风险最低的排名)。电厂冷却技术的数据来自 WEPP 数据集和实地调查。22%煤电厂的冷却技术无法确定。根据干旱程度和洪水发生率对电厂也进行了排序。最后将每家电

<sup>94</sup> International Energy Agency, “World Energy Outlook” (IEA, 2012).

<sup>95</sup> Carbon Tracker Initiative, “Coal Financial Trends,” 2014, <https://www.carbontracker.org/wp-content/uploads/2014/09/Coal-Financial-Trends-ETA.pdf>.

<sup>96</sup> C Zhang et al., “Water-Carbon Trade-off in China’s Coal Power Industry,” *Environmental Science and Technology* 48, no. 9 (2014): 11082–89.

<sup>97</sup> EnergyUK, “A Review of Power Station Resilience over Winter 2013/2014,” 2015, <https://www.energy-uk.org.uk/publication.html?task=file.download&id=5021>.

<sup>98</sup> Power Magazine, “Flooding Threatens Coal-Fired Power Plant,” n.d., <http://www.powermag.com/flooding-threatens-coal-fired-power-plant/>.

<sup>99</sup> EcoWatch, “Toxic Flood from Coal Mines and Power Plants Hit Vietnam’s Ha Long Bay World Heritage Site,” 2015, <http://www.ecowatch.com/toxic-floods-from-coal-mines-and-power-plants-hit-vietnams-ha-long-bay-1882080179.html>.

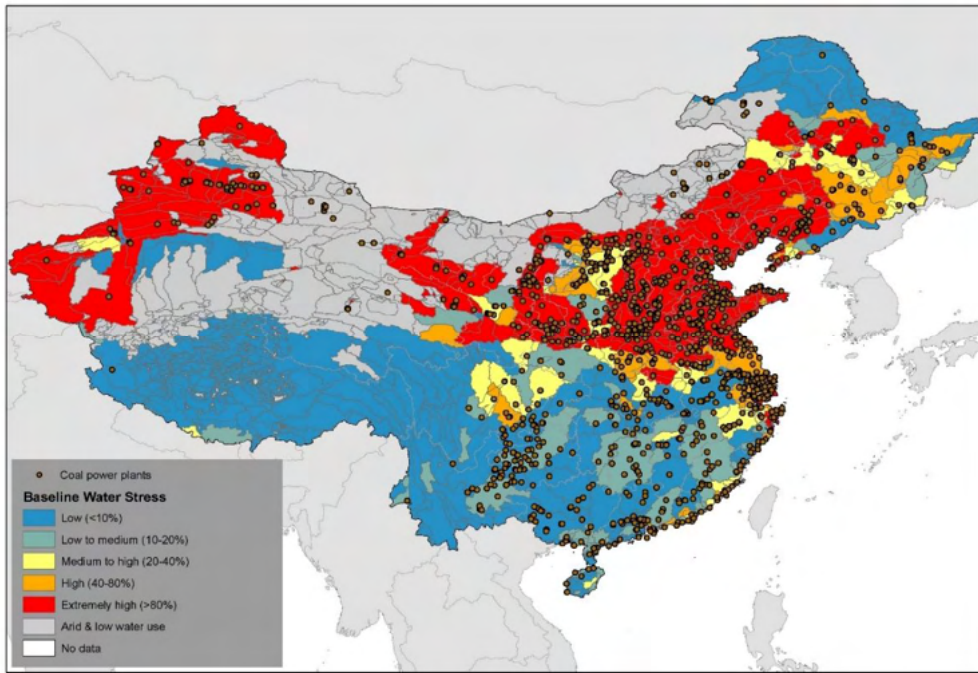
<sup>100</sup> Francis Gassert et al., “Aqueduct Global Maps 2.1: Constructing Decision-Relevant Global Water Risk Indicators” (Working Paper. Washington, DC: World Resources Institute. Available online at: <http://www.wri.org/publication/aqueductglobalmaps-21-indicators>, 2014).



厂的物理水压力、干旱程度和洪水发生率的排名进行简单平均，再用这个平均值对发电厂的整体“水资源风险”进行排序。

所有煤电厂根据 Aqueduct 数据集绘制了水压力基准线地理空间图，如图 19 所示。

图 19：水压力基准线，数据来自 2015 年 WRI 的 Aqueduct



#### LRH-5：煤炭质量

这是因为褐煤排放的更多，使得它们面临更多的监管风险。我们认为使用褐煤的煤电厂比使用其他种类煤的电厂风险更高。这是因为燃烧褐煤会产生更多的二氧化碳（CO<sub>2</sub>）和二氧化硫（SO<sub>2</sub>），这很可能会带来监管风险。

不同质量的煤炭燃烧时排放的污染物也不相同。就 CO<sub>2</sub> 而言，每单位褐煤的排放量是最多的。因此，燃烧褐煤的电厂更容易受到碳法规的影响。类似地，褐煤电厂排放的有害污染物如 SO<sub>2</sub> 等也更多，因此要花费高昂费用才能将其改造成可以与烟煤电厂媲美的排放量。与其他主要的煤炭生产国相比，中国煤炭的质量比较低。<sup>101</sup> 中国有 1.14 万亿吨的煤炭储量，其中 46% 由次烟煤或褐煤组成。<sup>102</sup> 中国先对最优质的煤炭资源进行了开采，很大程度上避开对褐煤的开采。<sup>103</sup>

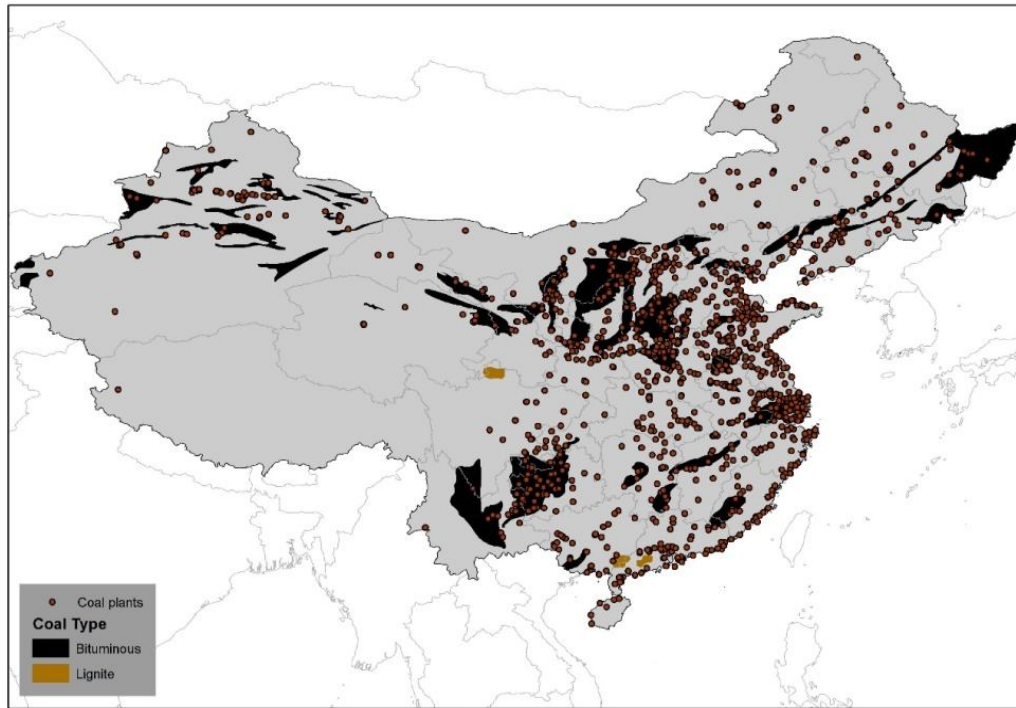
电厂的褐煤使用数据来自 CoalSwarm 和 WEPP。但有 33% 的煤电厂无法确定燃煤的类型。由于褐煤的低能重比，世界各地燃烧褐煤的电厂通常都分布在矿区附近。因此如果燃烧褐煤的电厂位于如图 20 所示与褐煤储量对应的区域的话，我们就将哪些缺失燃煤类型数据的发电厂认定为褐煤电厂。

<sup>101</sup> Tim Wright, *The Political Economy of the Chinese Coal Industry: Black Gold and Blood-Stained Coal*, vol. 45 (Routledge, 2012). p.20.

<sup>102</sup> Energy Watch Group, “Coal: Resources and Future Production,” n.d., [http://www.peakoil.net/files/EWG-Coalreport\\_10\\_07\\_2007.pdf](http://www.peakoil.net/files/EWG-Coalreport_10_07_2007.pdf).

<sup>103</sup> M Hook et al., “A Supply-Driven Forecast for the Future Global Coal Production,” in *Contribution to the ASPO*, 2008.

图 20：中国按类型的煤炭储量分布<sup>104</sup>



#### LRH-6：碳捕捉与储存（CCS）技术改造

假设不适合碳捕捉和储存（CCS）技术改造的煤电厂可能面临提前退役的风险。在外界强烈要求燃煤企业进行温室气体减排、强制执行有针对性政策和碳价格情况下，这些煤电厂却无法进行 CCS 技术改造。由于 CCS 技术对实现政府间气候变化专门委员会（IPCC）和国际能源署的 2°C 情景下(IPCC AR5 2 DS)<sup>105</sup>以及国际能源署的 2°C 情景下(IEA ETP、IEA WEO 450S)的目标都具有重要意义，所以有必要评估电厂的 CCS 技术改造能力，旨在评价煤电厂排放为满足 2DS 政策的应对弹性。

煤炭占中国一次能源供应的三分之二，80%多为煤电生产。CCS 技术被广泛认为是一项可以满足大幅削减 CO<sub>2</sub> 排放的关键技术。<sup>106</sup>特别在中国，CCS 技术还有降低当地空气污染程度的溢出效应。可喜的是，中国煤电厂具有 CCS 技术实施的可行性，因为大多煤电企业分布比较集中，适合进行大规模的碳封存。<sup>107</sup>中国北部平原地区如此尤其，包括北京、天津、上海和新疆。<sup>108</sup>然而这些区域也是人口中心，当地居民可能会反对使用 CCS 技术。

<sup>104</sup> Chinese coal deposits data from various sources: compiled by Oxford Smith School.

<sup>105</sup> Refers specifically to the IPCC AR5 430-480PPM, IEA ETP 2DS, and IEA WEO 450S.

<sup>106</sup> Liang Xi and David Reiner, "How China Can Kick-Start Carbon Capture and Storage," *Chinadialogue*, 2013, <https://www.chinadialogue.net/article/show/single/en/6047-How-China-can-kick-start-carbon-capture-and-storage>.

<sup>107</sup> R.T. Dahowski et al., "A Preliminary Cost Curve Assessment of Carbon Dioxide Capture and Storage Potential in China," *Energy Procedia* 1, no. 1 (2009): 2849–56. And Pacific Northwest National Laboratory, "China Shows Promise in Carbon Capture and Storage," 2012, <http://www.pnnl.gov/science/highlights/highlight.asp?id=685>.

<sup>108</sup> 见图 21

与其它地方一样，中国 CCS 技术实施进程缓慢。第一个试点建于 2008 年，目前中国还没有大规模运营的 CCS 项目，不过现在有 7 个在建的大型项目，其中 5 个计划在 2020 年左右完工。<sup>109</sup>即便如此，也必须在 2020 年早期在全国推广 CCS 技术改造，否则不可能有充足时间对煤电进行 CCS 技术改造以满足 2°C 的排放上限。<sup>110</sup>最近的一份报告研究了中国煤电的 CCS 技术改造，认为这么做会将平准化发电成本 (LCOE) 增加 34-129 美元/ MWh，<sup>111</sup>可能超出总成本 2 倍多。<sup>112</sup>与之相比，零碳排放的太阳能光伏项目今年早些时候的发电成本仅为 78 美元/MWh。<sup>113</sup>

表 14: 中国大规模的 CCS 在建项目

项目名称	运行日期	行业	捕获类型	捕获能力 (Mtpa)	运输类型	主存储器类型
中国石化 齐鲁石化 CCS 项目	2017	化工生产	工业分离	0.5	管道运输	提高原油采收率
延长集成 CCS 示范项目	2018	化工生产	燃烧前捕获 (气化)	0.4	管道运输	提高原油采收率
华能绿色煤电 IGCC 项目(三期)	2020s	发电行业	燃烧前捕获 (气化)	2	管道运输	提高原油采收率
山西国际能源集团 CCUS 项目	2020s	发电行业	富氧燃烧中捕获	2	管道运输	未标明
神华宁夏 CTL 项目	2020s	煤制油 (CTL)	燃烧前捕获 (气化)	2	管道运输	未标明
中石化 胜利发电厂 CCS 项目	2020s	发电行业	燃烧后捕获	1	管道运输	提高原油采收率
华润电力(海丰) 集成 CCS 示范项目	2020s	发电行业	燃烧后捕获	1	管道运输	地质专门储存

来源：Global CCS Institute<sup>114</sup>

目前尚无 CCS 技术改造能力的的数据。<sup>115</sup>我们采用以下方法来确定电力企业燃煤发电机组适合采用 CCS 技术改造的比例。对 CCS 技术支持的政策被认为是一个独立的国家风险因素。拥有大于 100MW 机组<sup>116,117</sup>，且小于 20 年的电厂被认为适合进行 CCS 技术改造。<sup>118,119</sup>然后用全球 CCS 适用性地理空间

<sup>109</sup> Global CCS Institute, “The Global Status of CCS,” 2016, <https://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects>.

<sup>110</sup> Carbon Tracker Initiative, “Chasing the Dragon? China’s Coal Overcapacity Crisis and What It Means for Investors.”

<sup>111</sup> IEA, “Ready for CCS Retrofit,” 2016.

<sup>112</sup> IEA, “Projected Costs of Generating Electricity,” 2015.

<sup>113</sup> Reuters, “Chinese Solar Power Project Developers Offer Record Low Tariff Price-Media,” n.d., <http://uk.reuters.com/article/china-power-solar-idUKL3N1BZ3CY>.

<sup>114</sup> Global CCS Institute, “The Global Status of CCS.”

<sup>115</sup> IEA, “Ready for CCS Retrofit.”

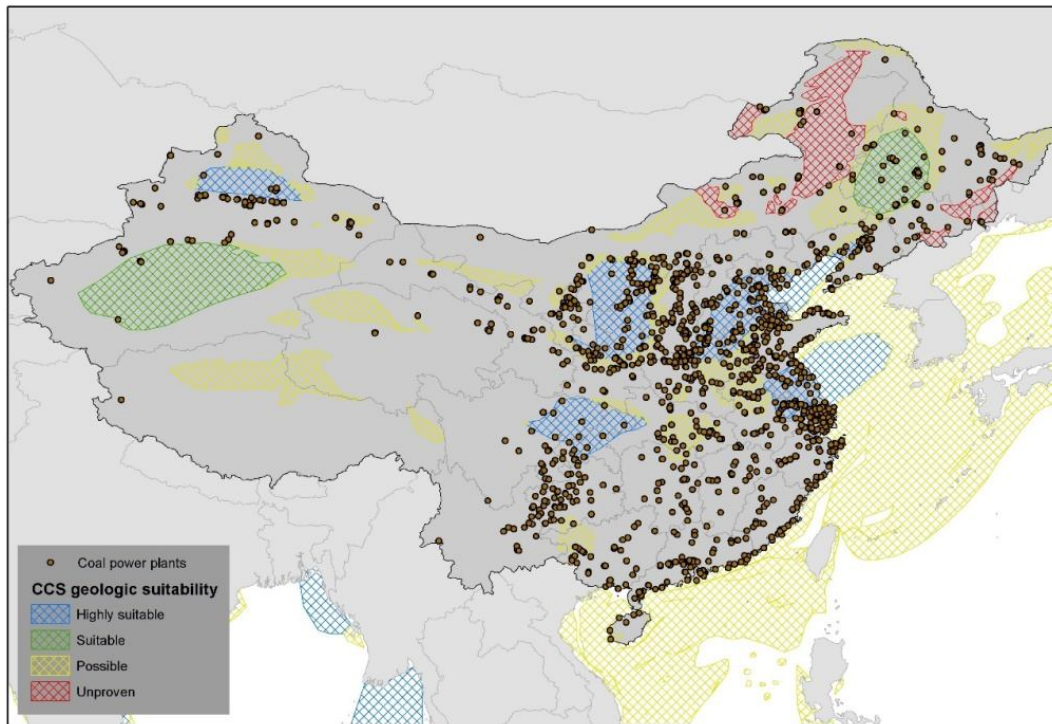
<sup>116</sup> National Energy Technology Laboratory, “Coal-Fired Power Plants in the United States: Examination of the Costs of Retrofitting with CO2 Capture Technology” (Washington, US, 2011).

<sup>117</sup> Although MITEI suggests that 300MW is the threshold for power stations generally, 100MW is taken as a conservative case. See MITEI, “Retrofitting of Coal-Fired Power Plants for CO2 Emission Reductions,” 2009.



数据集进行绘制，以确定在 40 公里范围内是否适合采用 CCS 技术，因此地理位置也必须合适。<sup>120</sup>将在技术和地理位置上都适合进行的 CCS 技术改造的电厂加总起来以确定 CCS 技术改造百分比。

图 21: CCS 的地理适宜性<sup>121</sup>



### LRH-7: 未来温升压力

气候变化会加剧电厂的温升压力。较高的区域环境温度会降低电厂的运行效率并加剧水资源压力，这将引起类似于强制关停、减少运行时间等物理风险，甚至会引发社会动荡，增加潜在的管控压力。

有证据表明，应该考虑气候变暖的风险。例如在澳大利亚，气候变化直接给澳大利亚的煤电厂带来水资源相关风险。2014 年夏季澳大利亚热浪翻滚，此间电力需求与水温同时增加。阿来杨电厂（Loy Yang）的发电量大幅下降，因为它自身无法进行有效冷却。<sup>122</sup>这导致电力现货价格飙升至接近市场最高限价。<sup>123</sup>电厂无法在用电高峰期进行生产会显著影响其在竞争性市场中的利润。

为估计气温增加对电厂造成的损失性，我们采用政府间专门委员会(IPCC)AR5 2035 的空间地理数据集。这个数据集提供了到 2035 年温度变化的预期空间分布。每个电厂在半径 50 公里以内的预期平

<sup>118</sup> National Energy Technology Laboratory, “Coal-Fired Power Plants in the United States: Examination of the Costs of Retrofitting with CO2 Capture Technology.”

<sup>119</sup> This is the central scenario of the OECD CCS retrofit study.

<sup>120</sup> 40km has been suggested as the distance to assess proximity to geological reservoirs, see National Energy Technology Laboratory, “Coal-Fired Power Plants in the United States: Examination of the Costs of Retrofitting with CO2 Capture Technology.”

<sup>121</sup> Reproduced with permission of IEA, GHG and Geogreen.

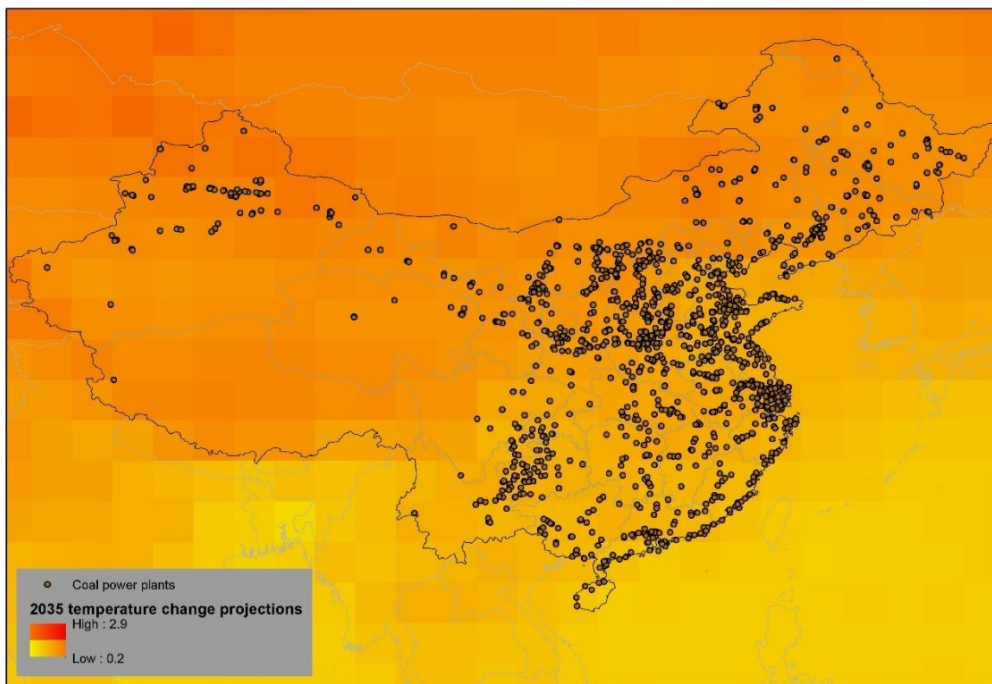
<sup>122</sup> AEMO, “Heatwave 13 to 17 January 2014,” *American Energy Market Operator*, 2014.

<sup>123</sup> Brian Robins, “Electricity Market: Heatwave Generates Interest in Power,” *The Sydney Morning Herald*, 2014.



均气温的变化数值都是通过这个数据库计算得出的。然后对全国的电厂进行了排序，那些温度变化位于前五分之一的电厂被认为是“有风险的”。将一个公司的所有电厂数据进行汇总，来识别因未来温升压力风险最大的公司。图 22 显示了 IPCC 对中国近期温度变化的预测。

图 22：2016-2035 年预计的温度变化<sup>124</sup>



## 2.2.2 国家风险假设（NRH）

以下风险假设将会影响中国所有的煤电资产。我们采用简单的红绿灯方法来概括和比较这些风险假设。红绿灯法比较适合研究复杂和不确定的状况，但不适合精准研究。这在环境和可持续分析研究中特别明显。通常而言，诸如 DEFRA<sup>125</sup>和世界银行<sup>126</sup>这样的机构也会采用红绿灯方法。下文中的假设是 IEA NPS 设定的保守情形，还增加了一些更为全面的煤电政策展望。这些风险指标都接近中期，所以使用 IEA 的 2020 年的情景是合适的。

红绿灯法可以清晰地界定每种颜色的阈值或标准，而且这个阈值可以通过分析或实验来验证。<sup>127</sup>下文中每个假设的风险标准为煤电厂处于高风险（红色），中等风险（黄色）或低风险（绿色）。基于这些标准，我们将每项风险评分汇总（高风险得 2 分，中等风险得 1 分），得到中国煤电厂的总风险展望。基于“搁浅资产与煤电”这篇报告的分析，<sup>128</sup>我们也给其他国家的煤电厂进行了打分。这些红绿灯信

<sup>124</sup> Data from RCP8.5, P50 of IPCC, “Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change,” 2014.

<sup>125</sup> Department for Food, Environment & Rural Affairs, “Sustainable Development Indicators,” 2013.

<sup>126</sup> The World Bank, “RISE Scoring Methodology,” 2016.

<sup>127</sup> R G Halliday, L P Fanning, and R K Mohn, “Use of the Traffic Light Method in Fisheries Management Planning,” *Marine Fish Division, Scotia-Fundy Region, Department of Fisheries and Oceans, Bedford Institute of Oceanography, Dartmouth, NS, Canada*, 2001.

<sup>128</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure.”

号有助于深入理解中国煤电的风险状况。对那些拥有全球投资机会的投资人而言，更好地比较中国与其他国家的煤电企业风险意义重大。

下面对国家风险假设（NRHs）的分析是对“搁浅资产和煤电”这篇报告的进一步拓展和更新。<sup>129</sup> 观点有改变的地方在文中做了标注。表 15 总结了中国和其他国家煤电企业面临的所有国家风险因素。我们强调一下，这部分使用的其他国家的行业数据来自“搁浅资产与煤电”<sup>130</sup>和“日本的搁浅资产与煤电”<sup>131</sup>这两篇报告。

表 15：国家风险假设汇总

	中国	日本	澳大利亚	德国	印度尼西亚	印度	波兰	南非	英国	美国
NRH-1: 未来的电力需求	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-2: 可再生资源	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-3: 政府对煤炭支持的减弱	●						-			
NRH-4: 可再生能源的政策支持	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-5: 分布式可再生能源的发展	●	●					-			
NRH-6: 集中式可再生能源的发展	●	●					-			
NRH-7: 天然气储量和产量的增长	●						-			
NRH-8: 燃气发电的增长	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-9: 机组利用率下降	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-10: 水资源监管风险	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-11: CCS 监管环境	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
NRH-12: 投资者情绪	●						-			
NRH-13: 核电重启	-	●					-			
总计*	63%	50%	43%	36%	57%	64%	36%	64%	36%	50%

百分比越高说明风险越大，情况越糟。中国的数据来自本报告。其他国家的数据来自“搁浅资产与煤电”<sup>132</sup>和“日本的搁浅资产与煤电”<sup>133</sup>这两篇报告。

我们用来衡量中国煤电面临的国家风险假设如下所示：

NRH-1：未来的电力需求

<sup>129</sup> Ibid.

<sup>130</sup> Ibid.

<sup>131</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal in Japan.”

<sup>132</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure.”

<sup>133</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal in Japan.”

假设未来的电力需求增长越快，其它电能类型（如太阳能，风能，天然气和核电）就越不可能取代煤电。总电力需求的增长甚至允许煤电维持或增加其目前的发电份额。

根据官方数据，1342015 年中国经济增速降至自 1997 年亚洲金融危机以来的最低点，增长率仅为 6.9%。这个数据受到其它指标（如工业活动）的质疑，这些指标显示增长率实际只有一半。1352015 年中国电力需求增长表现更为糟糕，触到了 1980 年以来的最低点——0.5%。136电力消费增长率与 GDP 增长率之间的差距越来越大，见图 23。这表明中国经济开始从能源密集行业，如水泥和钢铁，向内需型和服务型经济转变，这是一种非密集型的经济增长结构。正如在 BNEF 所言，137这种转型进一步得到了佐证，2016 前 2 个月重工业下滑 2.3%，而服务和居民消费增长了 12%。

图 23：中国 GDP 和电力需求增长 (%) <sup>138</sup>

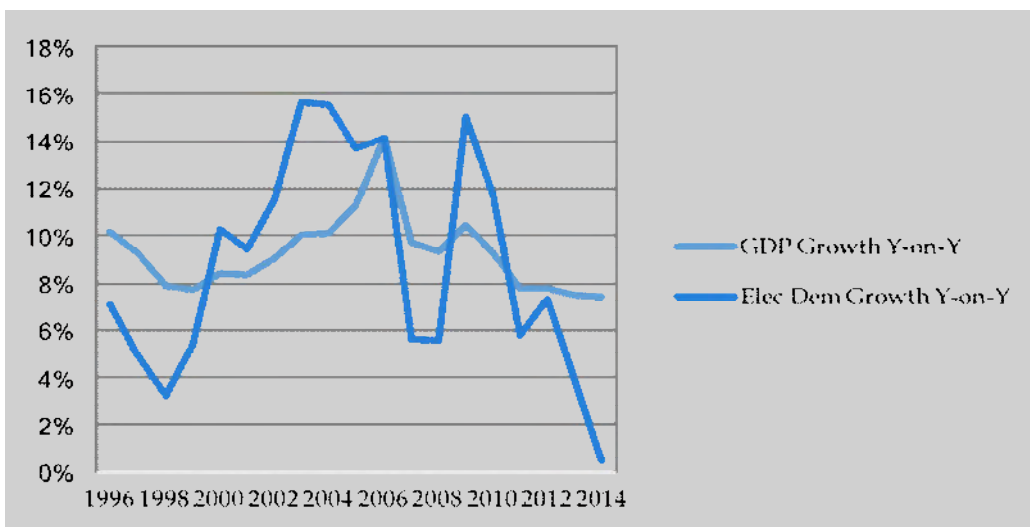


表 16 显示的是实际 GDP、人口、电力生产 (TWh) 和国际能源署新政策情景下 (NPS) 和 450 情景下 (450S) 能源需求总量的年复合增长率假设值。这些情景都预期 GDP 是可持续增长的。但因效率的大幅提升和上文提到的中国经济新的结构转型，能源需求和电力生产增长率相对 GDP 而言会有所下降。而且，天然气和核能在能源需求中的比重会有所增加，在此期间分别计划增加 7.6%和 8.8%。<sup>139</sup>

表 16：中国未来情形指标假设 来源 IEA WEO 2016<sup>140</sup>

2014 - 2040	GDP	POP	ELEC	TFED
IEA: NPS	4.6%	0.1%	2.2%	0.9%

<sup>134</sup> Bloomberg New Energy Finance, “New Energy Outlook 2016,” 2016.

<sup>135</sup> Ibid

<sup>136</sup> Ibid

<sup>137</sup> Ibid

<sup>138</sup> Ibid

<sup>139</sup> International Energy Agency, “World Energy Outlook,” 2016.

<sup>140</sup> Ibid

IEA: 450S	4.6%	0.1%	1.7%	0.2%
-----------	------	------	------	------

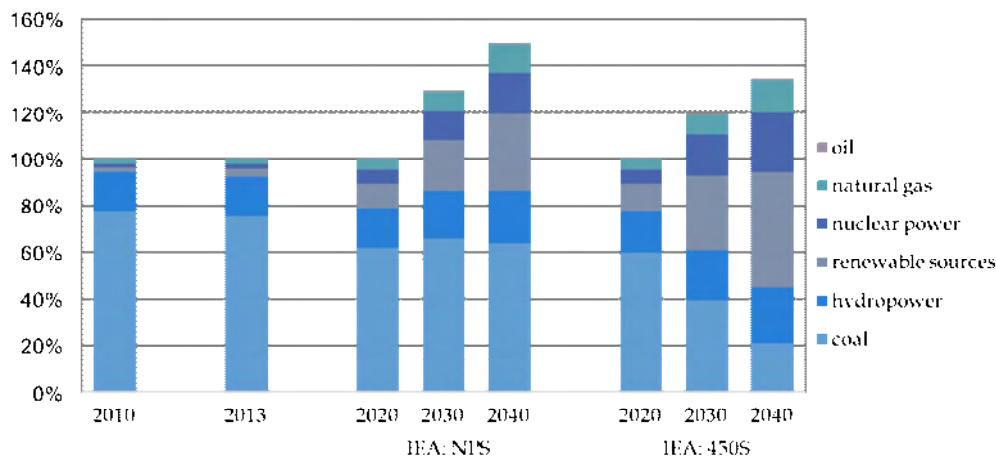
GDP: 实际 GDP 增长  
 POP: 人口假设  
 ELEC: 发电能力(TWh)  
 TFED: 终端能源需求总量

类似地，IEA<sup>141</sup>估计在所有情形下中国发电组合中的天然气、核能和可再生能源都将强劲增长。图 24 反映出 2020 年电力实现低碳化，因此低碳能源在电力生产中的份额将会增加，电力生产和电力排放相分离。后者显然在 450 情形下比在 NPS 下更为重要。的确如此，在新政策情形下到 2040 年有 50.8% 的电力生产会依赖化石能源，而在 450 情形下只有 26%。而且“易变的可再生能源”，如风电和太阳能在 2040 年的 NPS 下和 450 情形下分别占电力生产的 18.8%和 29.3%。中国 CO<sub>2</sub> 的排放在新政策情形下因经济增长下滑于 2030 年达到峰值，而在 450 情形下会在 2020 年之前达到峰值，然后继续降低直到 2040 年。<sup>142</sup>这说明未来中国可以看到全球经济增长、能源需求和 CO<sub>2</sub> 的排放之间的关联度弱化了。

两种情形下的发电投资组合也是中国电力行业推行碳交易机制的结果，这一机制在 2017 年底建成。<sup>143</sup>另外，450 情形下还包含了对碳价工具的广泛使用，因而在此情形下的碳价更具有约束力，2030 年每吨 75 美元，2040 年 125 美元。同比 NPS 下的碳价分别为每吨 23 美元和 35 美元。<sup>144</sup>

最后，图 24 还强调了尽管在减缓与全球变暖 CO<sub>2</sub> 排放的能源增长上取得了些许进步，但是这些努力仍然不足以应对 450 情形下的 2°C 升温的上限。

图 24 中国发电的构成和计划<sup>145'</sup> 146



为评估此风险，未来的电力需求考虑到 2020 年以后。选 WEO 的 NPS 为相对保守的预期。表 17 是对中国的电力需求的展望并与其他国家进行了比较。<sup>147, 148</sup>









<sup>141</sup> Ibid.  
<sup>142</sup> Ibid.  
<sup>143</sup> Ibid.  
<sup>144</sup> Ibid.  
<sup>145</sup> Ibid.

<sup>146</sup> The World Bank, “World Development Indicators | World DataBank,” 2016.

<sup>147</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure.”

在 2013-2020 年间，电力需求增长率为 0% 的被认为是“高风险”，增长率在 1-2% 的被认为是“中等风险”，增长率高于 2% 的国家被为是“低风险”。中国被认为是“低风险”的。

表 17： 2013-2020 年未来电力需求年均复合增长率

2013 - 2020	中国	其他 OECD 环太平洋国家	日本	印度	其他东南亚国家	南非	欧盟	美国
CAAGR <sup>149</sup>	4%	2%	0%	6%	4%	1%	0%	1%
风险								

## NRH-2： 可再生资源

可再生资源的可用性是决定可再生能源发电相对于传统煤电竞争力的关键因素。拥有大量可再生资源的国家将会在短期内大规模部署可再生能源装机。这也将导致煤电面临更低的批发电价和其它方面的不利影响。

中国拥有丰富的风力资源，但若使用中国的电力消费总量对可利用装机容量进行归一，发现其目前尚未对传统煤电造成威胁。中国北部和西南部地区<sup>150</sup>有相对丰富的太阳能资源，已开始大规模地建设太阳能电厂（见 NRH-6）。但全国范围内的太阳辐射度并不满足太阳能开发的标准阈值。

表 18 显示了对中国可再生资源的展望以及其他国家的数据。<sup>151</sup>，<sup>152</sup> 风力资源的数据引自 Lu 等（2009），用 2015 年的电力生产总量进行归一。太阳能资源的数据引自 McKinsey&Company（2014）、以及 SolarGIS(2016)。与这些报告一致，我们认为当一国的太阳能资源超过 1400KWh/kWp 或者风力资源超过该国年度电力需求量的 10 倍，那么该国的煤电生产就被认为处于将被可再生资源取代的“中等风险”状态。若两者都超过了临界值，煤电生产就被认为是“高风险”的。

表 18： 可再生能源资源

<sup>148</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal in Japan.”

<sup>149</sup> International Energy Agency, “World Energy Outlook,” 2015.

<sup>150</sup> “Map of Flat Plate Tilted at Latitude Resource of China,” *International Maps - National Renewable Energy Laboratory*, 2016.

<sup>151</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure.”

<sup>152</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal in Japan.”



	中国	日本	澳大利亚	德国	印度尼西亚	印度	波兰	南非	英国	美国
风力资源 [TWh/TWh] <sup>153, 154</sup>	7.5 <sup>155, 156</sup>	3.8	405.0 <sup>157</sup>	6.5	4.4	3.3	22.0	31.7	29.8	20.5
太阳能资源 [kWh/kWp] <sup>158, 159</sup>	1,300	1,175	1,425	950	1,400	1,450	~950	1,500	875	1,250
风险	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

### NRH-3: 政府对煤电的支持减弱

若中国煤电企业现有补贴有所改变或者减少，那么一些现存和新建的煤电厂的盈利能力可能受到损害或完全丧失。

尽管电力需求放缓，火力发电装机过剩，煤电机组运行小时数逐年下滑，高回报率仍是中国煤电投资的重要动力。“十三五规划”中的市场化政策对一个在煤电过剩、可再生能源竞争和电力需求增长低迷环境下的煤电企业的盈利性而言构成了实质性的威胁。这个风险可能在中期就将出现，而这个时间段正好处于现役和新建煤电机组的资本回收期。

中国大部分煤电厂的电价都是在省级监管部门制定的基准价格基础之上确定的。发电企业还有机组运行小时数的保障，这与电价捆绑在一起。这样就可以保证发电企业可以抵补自身的资本成本和运营成本，不包括煤炭成本。煤价就成为唯一需要面对的风险。<sup>160</sup>

图 25: 发电企业的平准成本 LCOE<sup>161</sup>

<sup>153</sup> Xi Lu, Michael B McElroy, and Juha Kiviluoma, 'Global Potential for Wind-Generated Electricity', *Proceedings of the National Academy of Sciences* 106, no. 27 (2009): 10933–38.

<sup>154</sup> BP plc, "BP Statistical Review of World Energy 2015," 2015.

<sup>155</sup> BP plc, "BP Statistical Review of World Energy 2016," 2016.

<sup>156</sup> Xi Lu, Michael B McElroy, and Juha Kiviluoma, 'Global Potential for Wind-Generated Electricity', *Proceedings of the National Academy of Sciences* 106, no. 27 (2009): 10933–38.

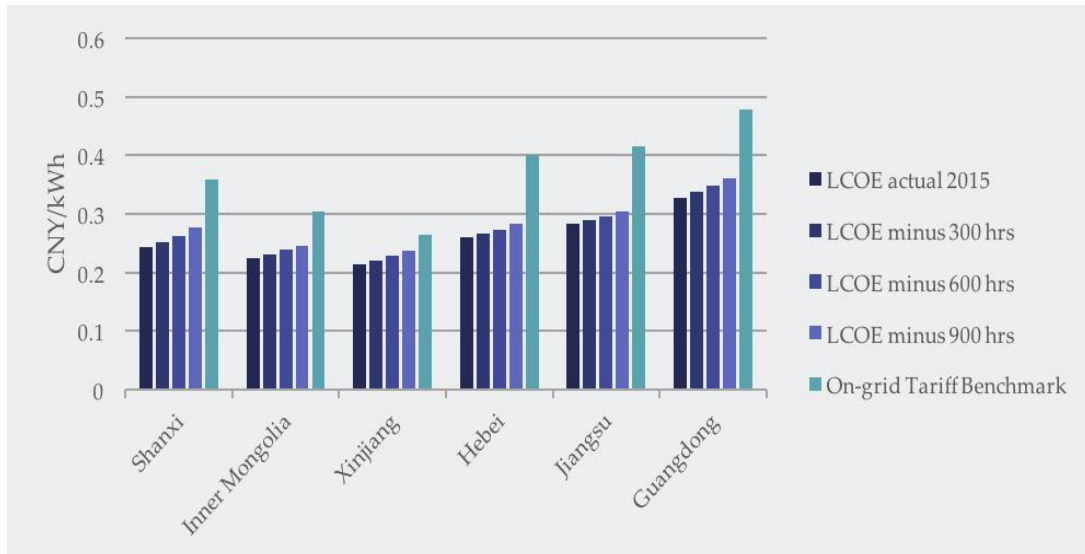
<sup>157</sup> Although this figure is more than an order of magnitude larger than other countries investigate it is correct.

<sup>158</sup> SolarGIS, "SolarGIS: Free Solar Radiation Maps Download Page," 2016.

<sup>159</sup> David Frankel, Kenneth Ostrowski, and Dickon Pinner, "The Disruptive Potential of Solar Power," *McKinsey Quarterly* 4 (2014).

<sup>160</sup> International Institute for Sustainable Development, "Global Subsidies Initiative" (International Institute for Sustainable Development, 2016).

<sup>161</sup> Greenpeace, "Study on Economics of Coal-Fired Power Generation Projects in China."

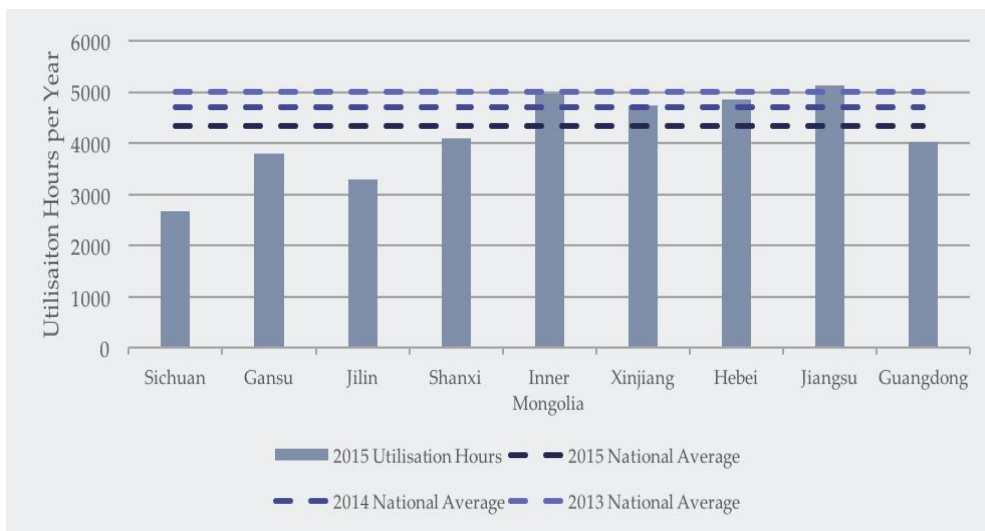


注：2015年利用小时：山西 4100；内蒙古 4979；新疆 4730；河北 4846；江苏 5125；广东 4028。

基准电价定期进行调整，因此对商品价格的反应迟缓。时滞会造成煤电投资回报率过高，而风险相对较低。正如图 25 所示，基于 2015 年的利用小时数和省级基准电价，煤电投资每千瓦时 (KWh) 的超额回报在 0.05-0.08 元人民币。<sup>162</sup>

投资带来的高回报率推动了煤电继续在电力过剩、需求增长放缓情况下进行投资。电力消费增长率从 2011 年开始显著下降，当时接近 12%，2015 年仅增长了 0.5%。但火电装机容量从 2014 年的 48GW 上升到 2015 年的 72GW。另外，因为要多样化能源组合，火电占比在 2015 年也下滑了 2.3%。这些影响最终体现在 2013-2015 年下滑的利用小时数中。<sup>163</sup>

图 26：中国煤电的利用小时数<sup>164,165</sup>



<sup>162</sup> Ibid.

<sup>163</sup> Ibid.

<sup>164</sup> Global Risks Insight, "Under the Radar: Why China's Energy Deregulation Overshadows the Aramco IPO" (Global Risks Insight, 2016).

<sup>165</sup> Greenpeace, "Study on Economics of Coal-Fired Power Generation Projects in China."

当前中国的煤电投资仍在继续。2016年3月中国国家能源局试图停止对新建火电的审批，但分析表明这并未奏效，因为仍然有227GW的火电投入建设。

投资者还应特别关注下列问题。为了适应放缓的电力需求，中国省级定价体系也正在逐步放开。尽管完全自由化有相当的困难，<sup>166</sup>但中国政府的意图非常清晰：地方能源交易平台的数量还在增长，截止到2015年11月，已经有超过300家能源零售商进行了注册。<sup>167</sup>

根据华北电力大学对中国煤电在不同电力需求和基准电价下的压力测试，可以合理假设即便微小的电价调整也将造成众多电厂无法盈利。<sup>168</sup>发电侧自由化改革若在一个容量过剩、可再生能源竞争加剧和需求增速下降的环境下继续推进，将会给煤电投资者带来灾难性的后果。

投资人可能在短期内继续看高中国煤电投资的回报率，到中期时因资产搁浅而终止投资。这个风险假设非常重要但并不十分迫近，因而被认为是“中等的”风险。

表 19 政府支持度下降

风险等级	描述	评价
高	迫在眉睫的大规模投资风险	○
中	迫在眉睫的风险投资或并非迫在眉睫的大规模风险	●
低	既不迫在眉睫也不大规模的风险	○

#### NRH-4: 可再生能源的政策扶持

这一假设衡量的是中国政府对于可再生能源发电的政策支持程度。我们认为如果一个国家有健全的可再生能源支持政策，可能会导致煤电面临更低的批发电价和其它方面的不利影响。气候政策与可再生能源支持政策有部分重叠。

中国政府正在利用各种可以利用的政策机制促进可再生能源的发展，包括国家层面和省级层面的目标制定、长期收购电价政策和电价扣减，可再生能源配额制，碳市场，以及政府招标、补贴和税收减免。这些不同的政策机制和最新的进展将在此部分进行讨论。

#### 可再生能源目标

可再生能源转型在中国的“十二五规划”和“十三五规划”中都扮演着重要角色。到2020年，中国非化石能源在总能源消费中的比重将为15%，到2030年该数字将达到20%。<sup>169</sup>中国政府还对各类可再生能源发电进行了详细部署，见NRH-6。为满足国家目标的实现，中央政府为全国31个省份、自治区、直辖市制定了可再生能源发展目标。各个地区的非化石、非水可再生能源目标从5%到13%，都整合在表20中。<sup>170</sup>

表 20：非水可再生能源区域目标

<sup>166</sup> L. W. An Bo, “China’s Market-Oriented Reforms in the Energy and Environmental Sectors” (Pacific Energy Summit, 2015).

<sup>167</sup> Global Risks Insight, “Under the Radar: Why China’s Energy Deregulation Overshadows the Aramco IPO.”

<sup>168</sup> Greenpeace, “Study on Economics of Coal-Fired Power Generation Projects in China.”

<sup>169</sup> The State Council The People’s Republic of China, “China Sets Targets for Local and Renewable Energy Use,” *English.Gov.CN*, 2016.

<sup>170</sup> Wang Cheng, “China Announces Renewables Quota, but Is It Enough?,” *CNESA*, 2016.

地区		地区		地区		地区	
安徽	7%	海南	10%	江西	5%	山西	10%
北京	10%	河北	10%	吉林	13%	四川	5%
重庆	5%	黑龙江	13%	辽宁	13%	天津	10%
福建	7%	河南	7%	宁夏	13%	西藏	13%
甘肃	13%	湖北	7%	青海	10%	新疆	13%
广东	7%	湖南	7%	陕西	10%	云南	10%
广西	5%	内蒙古	13%	山东	10%	浙江	7%
贵州	5%	江苏	7%	上海	5%	<b>总计</b>	<b>9%</b>

可再生能源发电目标最近引起了一些环保团体的关注。最近一些报告显示可再生发电目标正在调低而煤电装机的上限正在提高。国家能源局制定的到 2020 年的目标是：太阳能 160GW，风电 250GW，水电 380GW。<sup>171</sup>而最近一些报告<sup>172</sup>，<sup>173</sup>显示目标都有所降低：太阳能光伏发电为 110GW，风电 210GW，水电 340GW。与此同时，煤电装机上限从 960GW 上升至 1100GW。这里的可再生能源目标略高于“十三五规划”<sup>174</sup>中制定的 100GW 太阳能、200GW 风电的目标。但是水电装机原本为 350GW，实际目标有所降低。

#### 固定价格政策和电价扣减

中国可再生能源发展的部分原因是太阳能和风电上网执行的是固定价格政策。固定价格政策是 21 世纪第一个 10 年稍晚些时候引入中国的，可再生能源产业在一定期间内享受相对稳定的价格有利于该产业的巩固、发展。最近，太阳能光伏发电电价宣布下调，部分原因是从大规模集中式光伏电站正向分布式和居民式电厂转变。<sup>175</sup>中国省市市政府还在国家定价的基础上再进行加价，以支持本地可再生能源的发展，实现本地区可再生能源发展目标。<sup>176</sup>

图 27 显示了中国固定价格政策的演变。中国的固定价格政策是根据可再生资源在当地的可利用性进行划分的。一般讲，目录层级越低，对应的可再生资源（如太阳辐射或风能）的资源条件越差，相应地价格就更高。中国最新的固定价格政策还包括了电价扣减规定。这将在 NRH-5 中进行更详细的讨论。

<sup>171</sup> National Energy Administration, “China Leads the World in Renewable Energy,” 2016.

<sup>172</sup> Bloomberg News, “China Scales Back Wind, Solar Ambitions as Renewables Boom Cools,” *Bloomberg*, 2016.

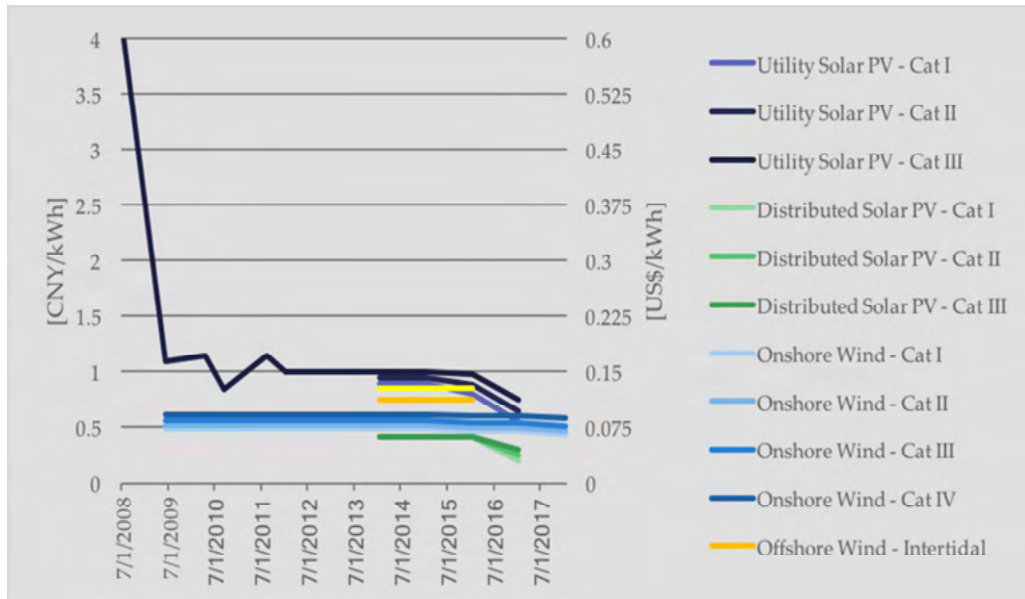
<sup>173</sup> Meng Meng, Henning Gloystein, and Josephine Mason, “China to Cap Coal at 55 Percent of Total Output by 2020: NEA,” *Reuters*, 2016.

<sup>174</sup> Du Juan, “New 5-Year Plan to Raise Goals for Renewable Energy,” *ChinaDaily*, 2014.

<sup>175</sup> Frank Haugwitz, “China’s Distributed Solar PV Ambitions - Policies and Challenges,” 2015.

<sup>176</sup> E.g. “China Introduces Offshore Wind Feed-in-Tariffs,” *Global Wind Energy Council*, 2014.

图 27：中国的固定价格政策<sup>177, 178, 179, 180</sup>



### 可再生能源配额制

2016 年早期，认为到 2020 年非化石能源、非水力发电的占比达到 9%。<sup>181</sup>中国可再生能源配额制度的设计与美国、欧洲的政策类似。公司通过购买和提交可再生能源许可证来证明自身满足了国家制定的可再生能源发展目标。

中国目前的电力供应过剩，<sup>182</sup>可再生能源发电大量闲置，<sup>183</sup>还有大量机组等待接入电网。<sup>184</sup>可再生能源在上网和边际成本调度上都享有优先调度权，但实际上有许多可再生能源是闲置的，因为上网和调度更倾向于化石能源发电和核电。<sup>185</sup>新的可再生能源配额标准将激励电网对现存装机进行接入和调度，并鼓励新机组投资。

### 气候政策和碳市场

2014 年 11 月，中国和美国联合发布了关于减排目标的声明。<sup>186</sup>双方经过讨论后，中美政府联合召开了记者招待会，两国政府在会上都公布了各自应对气候变化的计划。中国承诺到 2030 年布局 1000GW 零排放的新能源发电机组，并声称在同年达到排放峰值——这是中国第一项将排放总量纳入政策体系的气候政策目标。两大温室气体排放国家的声明为 COP21 协议的达成具有重大的里程碑意义。

<sup>177</sup> Solar - past: Haugwitz, "China's Distributed Solar PV Ambitions - Policies and Challenges."

<sup>178</sup> Solar - future: Mark Osborne, "China's NEA Proposes Significant Solar Feed-in-Tariff Cuts for 2017," *PV-Tech*, 2016.

<sup>179</sup> Wind - onshore: Yang Jianxiang, "China Reduces FITs over Two-Year Period," *Wind Power Monthly*, 2016.

<sup>180</sup> Wind - offshore: "China Introduces Offshore Wind Feed-in-Tariffs."

<sup>181</sup> The State Council The People's Republic of China, "China Sets Targets for Local and Renewable Energy Use."

<sup>182</sup> Brian Spegele, "China's Coal-Plant Binge Deepens Overcapacity Woes," *Wallstreet Journal*, 2016.

<sup>183</sup> Bloomberg News, "China Scales Back Wind, Solar Ambitions as Renewables Boom Cools."

<sup>184</sup> E.g. Joshua S. Hill, "China Installed 18.6 GW of Solar PV in 2015, but Was All of It Connected?," *Cleantechnica*, 2016.

<sup>185</sup> Sue-Lin Wong and Charlie Zhu, "Chinese Wind Earnings under Pressure with Fifth of Farms Idle," *Reuters*, 2015.

<sup>186</sup> Lenore Taylor and Tania Branigan, "US and China Strike Deal on Carbon Cuts in Push for Global Climate Change Pact," *The Guardian*, 2014.



中国在 2016 年 9 月批准了《巴黎协定》。中国开始全力执行与美国签署的双边协议中的减排承诺。中国承诺的温室气体减排将在 2030 年达到峰值，降低中国的碳强度，并完成植树造林的目标。<sup>187</sup> 中国承诺的减排还包括到 2030 年非化石可再生能源的目标达到 20%。

中国国家发展与改革委员会（NDRC）自 2013 年开始在 7 个地区建设碳市场试点，这 7 个地区是：北京、天津、上海、重庆、深圳、河北省和广东省。国家发展与改革委员会（NDRC）目前正在筹谋建立全国的碳交易市场，预计到 2017 年建成。<sup>188</sup> 全国碳交易市场将在规模和范围上超过欧盟的总量限制和配额市场（EU ETS），它几乎是全球碳排放量的 2 倍。<sup>189</sup>

这部分对中国可再生能源政策目标、固定价格政策，可再生能源投资组合标准，气候政策和碳市场进行了概括总结，它与全面、详尽的中国可再生能源政策清单相距甚远。但从中可以发现，强劲有力的稳定政策环境支持了可再生能源的转型。为了让这个风险假设具有可比性，必须采用一个一致性的方法来对可再生政策支持进行评价。EY 的可再生能源吸引力指标（RECAI）提供了对一国可再生能源政策支持的测度。这个指标非常有用，它可以对国家政策支持的“有力”程度进行比较。我们使用 EY2016 年 10 月<sup>190</sup>发布的可再生能源吸引力指标对“搁浅资产和煤电”<sup>191</sup>，<sup>192</sup>报告中的国家风险进行了更新。全球排名前 20 的最具吸引力的国家，其煤电企业被认为至少处于“中等”风险。排名前 20 的国家被认为处于“高度”风险。相对以前的报告，日本的风险下降了，南非的风险上升了。中国的可再生能源投资吸引力全球排名第二，其煤电承担着很大的风险。

表 21：可再生能源政策支持<sup>193</sup>

	中国	澳大利亚	日本	德国	印度尼西亚	印度	波兰	南非	英国	美国
排名	2	11	12	5	>40	3	36	9	14	1
风险等级	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

#### NRH-5：分布式可再生能源的发展

NRH-5 和 NRH-6 都是考查中国可再生能源发电增长的影响。分为两个假设，是因为考虑到分布式可再生能源对煤电的影响与集中式可再生能源不同。分布式可再生能源的增长可能形成一个“电力公司螺旋”并冲击现有煤电行业的商业模式。

“电力公司螺旋”是由于分布式可再生能源（如屋顶光伏）逐步渗透进大电网的配电网络并提高零售电价，使得分布式能源更具有竞争力，如此形成良性循环，这对传统的电力公司产生的破坏性影响即为

<sup>187</sup> climateactiontracker.org, “China,” *Climate Action Tracker*, 2016.

<sup>188</sup> John Chung-En Liu, “Assembling China’s Carbon Markets” (Ash Center for Democratic Governance and Innovation, Harvard Kennedy School, 2016).

<sup>189</sup> World Bank Group and Ecofys, “Carbon Pricing Watch 2016” (Ecofys, 2016).

<sup>190</sup> EY, “Renewable Energy Country Attractiveness Index,” 2016.

<sup>191</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure.”

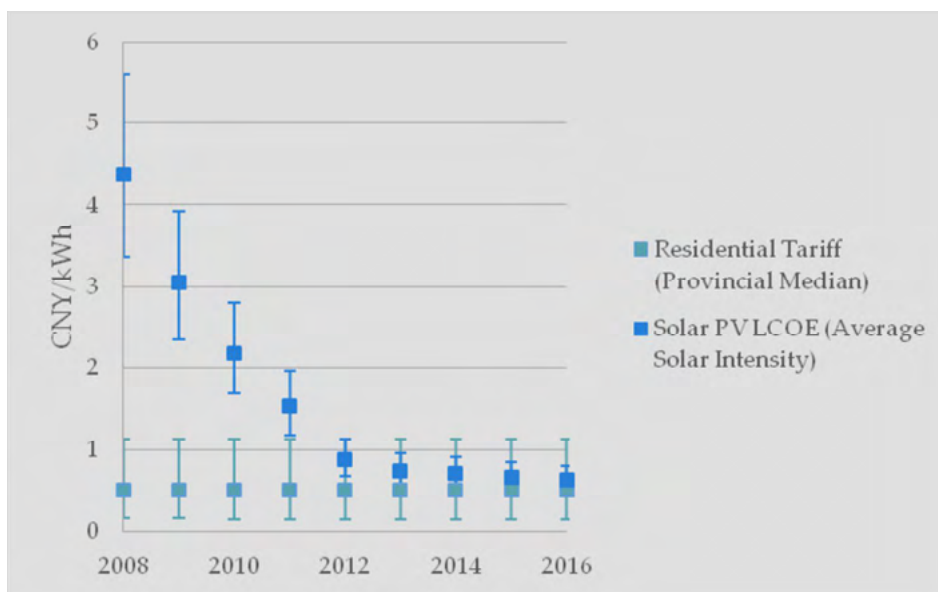
<sup>192</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal in Japan.”

<sup>193</sup> Ibid.

“电力公司螺旋”。<sup>194</sup>图 28 显示了中国光伏发电的平准成本（LCOE）和居民电价。两者的价格交点——光伏发电与电网（如电力平价）一样便宜时，就“电力公司螺旋”的触发点。对太阳能资源丰富的地区而言，这个触发点在 2012 年就已经出现了。随着太阳能光伏电价的下降，在太阳能资源欠丰富的地区也基本达到电力平价了。

尽管分布式可再生能源的电价接近电网平价，但尚未达到集中式可再生能源的增长速度。从图 29 中可以看出，2013 年所有新增太阳能光伏发电装机中超过 93% 的都是大规模的地面安装机组。为促进分布式太阳能光伏发电的发展，政府引入了专门针对分布式发电的固定价格政策；并计划在 2020 年至少 30 个微电网网站；还要进行专门扶贫计划来撬动分布式发电的增长。

图 28：太阳能光伏发电平准成本和居民电价<sup>195·196·197·198</sup>



- i. 牛津大学史密斯学院计算假设 20 年的使用寿命和 10% 的贴现银子
- ii. 误差线分别显示最大和最小价格和太阳能强度类别
- iii. 从 2008 年到 2011 年预计的 2012 - 2016 年居民电价数据。内含 2014 年和 2015 年 LCOE 数据。

图 29：2013 年新增太阳能光伏发电装机<sup>199</sup>

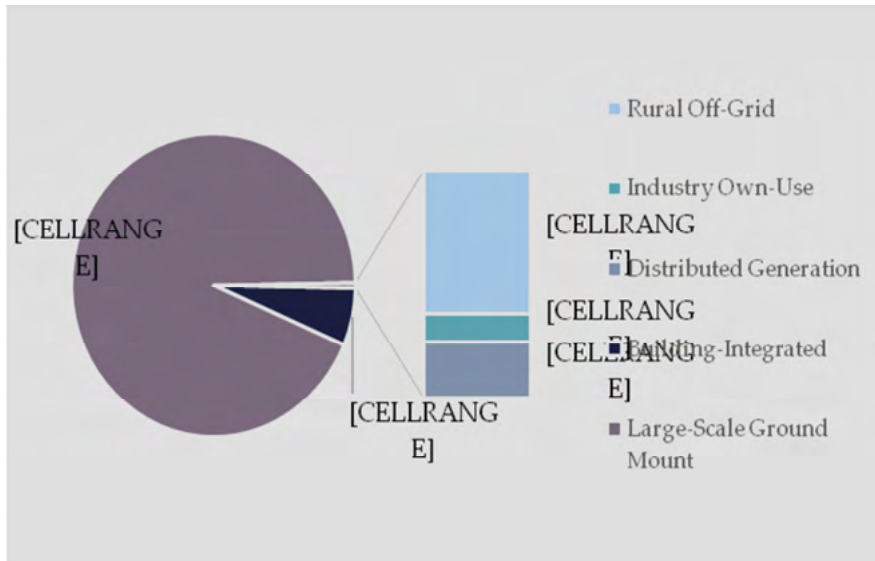
<sup>194</sup> Matthew Gray, “Coal: Caught in the EU Utility Death Spiral,” *Carbon Tracker*. <http://www.carbontracker.org/wp-content/uploads/2015/06/CTI-EU-Utilities-Report-v6-080615.Pdf>, 2015; Elisabeth Graffy and Steven Kihm, “Does Disruptive Competition Mean a Death Spiral for Electric Utilities,” *Energy LJ* 35 (2014): 1; Kenneth W Costello and Ross C Hemphill, “Electric Utilities’ ‘Death Spiral’: Hyperbole or Reality?,” *The Electricity Journal* 27, no. 10 (December 2014): 7-26, doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2014.09.011>.

<sup>195</sup> China Energy Group, “Key China Energy Statistics” (Lawrence Berkley National Laboratory, 2014).

<sup>196</sup> Martin Schachinger, “pvXchange Module Price Index November 2016,” *Pv Magazine*, 2016.

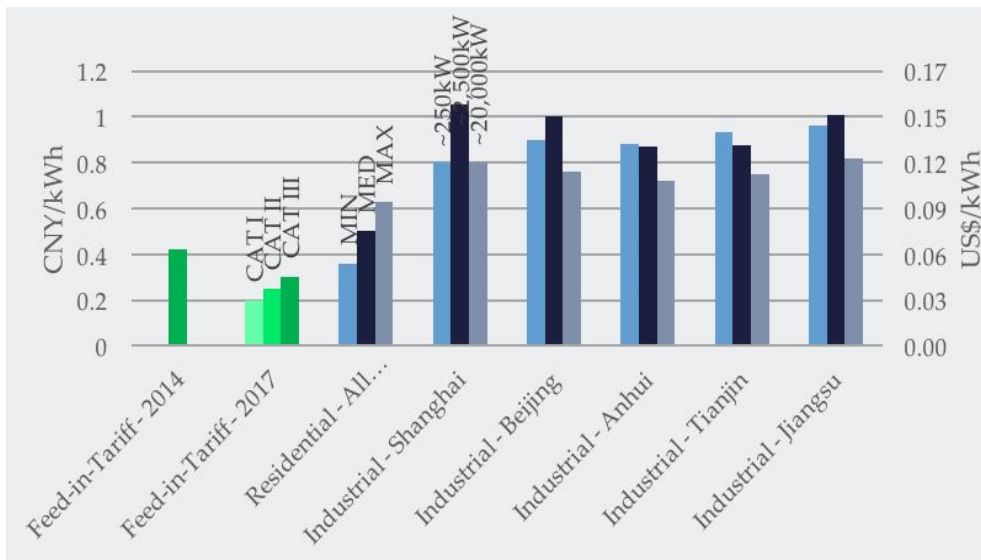
<sup>197</sup> Feifei Shen, “China’s Solar Prices Can Fall 38%, Become Competitive with Coal,” *Bloomberg*, 2016.

<sup>198</sup> Mei Liao et al., “Distributed Photovoltaic Generation Systems in China: An Environmental Cost-Benefit Analysis with Social-Techno-Economic Approach” (Economics & Management School, Beijing University of Technology, 2014).



新建分布式太阳能光伏电价是 2014 年制定的固定电价，直接促进了太阳能光伏的发展。图 30 比较了固定电价与不同省份的居民电价，以及某些地区的工业电价水平。重点是这个固定电价是“后计量”的，也就是说，光伏发电设备的安装用户（产销合一者）首先消费自己生产的电力，然后进行计价销售，价格是在固定电价基础上加上本地费率的电价。接受这种固定价格补贴的项目必须是安装在屋顶、建筑物或其他非耕地区域光伏项目。<sup>200</sup>

图 30：固定电价和其它电价的比较<sup>201,202,203</sup>



<sup>199</sup> Lv Fang, Xu Honghua, and Wang Sicheng, “National Survey Report of PV Power Applications in China 2013” (IEA PVPS, 2014).

<sup>200</sup> Haugwitz, “China’s Distributed Solar PV Ambitions - Policies and Challenges.”

<sup>201</sup> Osborne, “China’s NEA Proposes Significant Solar Feed-in-Tariff Cuts for 2017.”

<sup>202</sup> China Energy Group, “Key China Energy Statistics.”

<sup>203</sup> Tim Comerford et al., “A Comparison of US and China Electricity Costs” (BLS & Co. Ltd, Tractus Asia Limited, 2016).

中国政府计划到 2020 年兴建 30-50 个微电网。这些微电网必须有超过 50%的可再生能源接入，必须与传统大电网（macro-grid）相容——或单独分离出一定的负荷，或通过灵活发电和能源储存的形式为大电网提供一定的弹性。<sup>204</sup>政府还设定了集中式太阳能光热发电的目标——到 2018 年达到 1.35GW。<sup>205</sup>

2016 年 10 月，中国国家能源局发布了第一轮太阳能光伏扶贫计划。这些项目专门向低收入地区提供太阳能光伏电力以减少当地的能源贫困，并通过太阳能光伏发电创造和提供就业，促进地方经济发展。现在 14 个省份的太阳能光伏发电量已有 5.16GW，占分布式发电项目的 46%。<sup>206</sup>

当前取得的进步还不能满足分布式电力的发展目标，中国在“十三五规划”中的可再生能源政策导向明确地转向分布式太阳能光伏发电。虽然这项政策在多大程度上可以成功推行尚不明确，但只要成功将进一步刺激“电力公司螺旋”的出现。在以前发布的“搁浅资产和煤电”这篇报告中我们认为中国没有出现“电力公司螺旋”的风险。而本报告中我们基于目前的证据和政策导向，见图 22，将此风险水平提高到了“中等”。

表 22：各国的“电力公司螺旋”<sup>207</sup>

国家	描述	风险等级
中国	低死亡螺旋证据	●
日本	强有力的死亡螺旋证据	●
澳大利亚	强有力的死亡螺旋证据	●
德国	强有力的死亡螺旋证据	●
印度尼西亚	没有证据表明死亡漩涡	●
印度	没有证据表明死亡漩涡	●
波兰	没有证据表明死亡漩涡	●
南非	没有证据表明死亡漩涡	●
英国	低死亡螺旋证据	●
美国	强有力的死亡螺旋证据	●

#### NRH-6：集中式可再生能源的发展

假设可再生能源的快速发展可能会导致煤电面临更低的批发电价和其它方面的不利影响。如同 NRH-4 和 NRH-5 所示，中国为可再生能源的发展提供了有力的、持续性的政策支持，中国的可再生能源几乎都是集中式的。几年内，中国已成为可再生能源发电领域的世界领导者。这部分考查了风力和太阳能发电的增长以及可再生能源在总发电量中的占比。表 23 是对可再生能源发展和目标的首次总结。

表 23：可再生能源的部署——历史数据和目标

<sup>204</sup> Haugwitz, “China’s Distributed Solar PV Ambitions - Policies and Challenges.”

<sup>205</sup> National Energy Administration, “首批 20 个太阳能热发电示范项目确定 总计装机容量 134.9 万千瓦,” 2016.

<sup>206</sup> “China Releases First PV Poverty Alleviation Project List, Totals 5.16GW,” *EnergyTrend*, 2016.

<sup>207</sup> For references for comparator countries, see Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal in Japan”; Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure.”



发电技术	历史数据			目标		增长率(CAAGR)		
	2000 <sup>208</sup>	2010 <sup>209</sup>	2015 <sup>210</sup>	2020原始目标 <sup>211</sup>	2020修改后目标 <sup>212</sup>	2010-2015历史目标	2015-2020原始目标	2015-2020修改后目标
太阳能光伏	<1 GW	1 GW	43 GW	160 GW	110 GW	112%	30%	21%
风力	<1 GW	45 GW	145 GW	250 GW	210 GW	26%	12%	8%
水电	79 GW	213 GW	320 GW	380 GW	340 GW	8%	3%	1%
核电	2 GW	11 GW	26 GW	58 GW	58 GW	19%	17%	17%
煤炭 <sup>213</sup>	212 W	671 GW	920 GW	960 GW	1100 GW	7%	1%	4%
天然气	7 GW	35 GW	70 GW	110 GW	110 GW	15%	9%	9%

自 2000 年以来，中国经济增长推动了中国电力装机容量的大幅增加。直到最近，电力需求基本上可以由煤电和水电供应得到满足。自 2010 年以来，中国开始着手建设可再生能源发电，以及核电和天然气发电。这些新的发电形式对煤电的主导地位产生了威胁。

国家能源局发布的目标称到 2020 年，太阳能光伏发电达到 160GW，风电为 250GW，水电为 380GW。<sup>214</sup>修订版的目标有所变化，太阳能光伏发电、风电和水电的目标都已调低而煤电上限提高了。<sup>215, 216</sup>

### 太阳能光伏发电

过去 5 年时间，太阳能光伏发电的安装价格已经下降了几乎 7 倍。同期，装机容量上升了 50 多倍。几乎所有新建装机都是地面安装和集中式的，见 NRH-5。图 31 显示的是中国太阳能光伏发电安装价格的急剧下降，图 32 显示的是太阳能光伏发电装机容量的增长状况。

图 31：太阳能光伏发电模板和系统的价格<sup>217,218</sup>

<sup>208</sup> International Energy Agency, "World Energy Investment Outlook," *International Energy Agency, Paris, France* 23 (2003): 329, doi:10.1049/ep.1977.0180.

<sup>209</sup> International Energy Agency, "World Energy Outlook," 2012.

<sup>210</sup> World Nuclear Association, "Nuclear Power in China," *World Nuclear Association - Country Profiles*, 2016.

<sup>211</sup> National Energy Administration, "China Leads the World in Renewable Energy."

<sup>212</sup> Bloomberg News, "China Scales Back Wind, Solar Ambitions as Renewables Boom Cools."

<sup>213</sup> Meng, Gloystein, and Mason, "China to Cap Coal at 55 Percent of Total Output by 2020: NEA."

<sup>214</sup> National Energy Administration, "China Leads the World in Renewable Energy."

<sup>215</sup> Bloomberg News, "China Scales Back Wind, Solar Ambitions as Renewables Boom Cools."

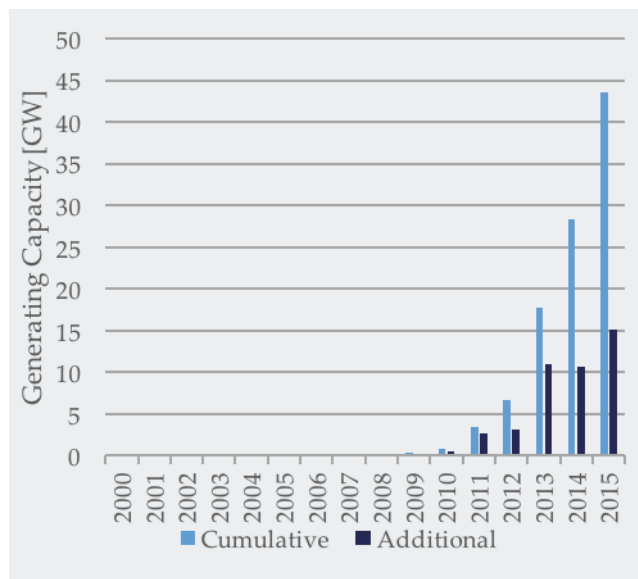
<sup>216</sup> Meng, Gloystein, and Mason, "China to Cap Coal at 55 Percent of Total Output by 2020: NEA."

<sup>217</sup> Schachinger, "pvXchange Module Price Index November 2016."

<sup>218</sup> Shen, "China's Solar Prices Can Fall 38%, Become Competitive with Coal."



图 32: 中国太阳能光伏发电装机<sup>219</sup>



## 风电

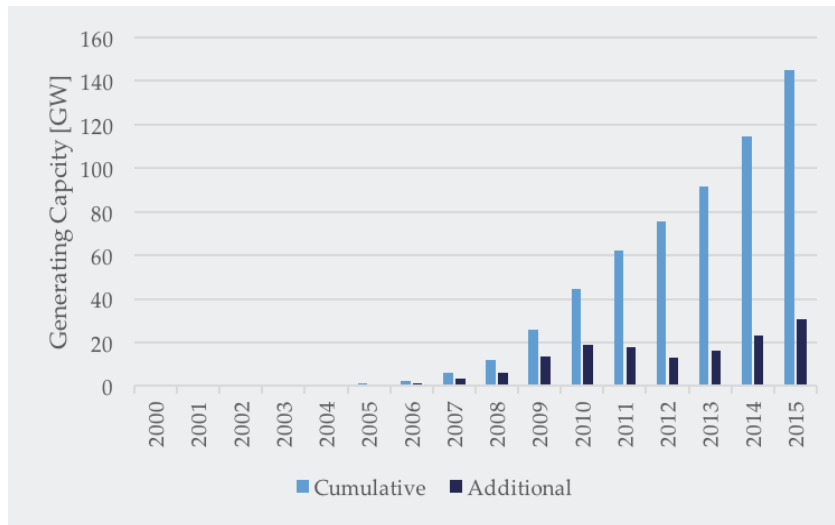
过去 10 年中国经历了风电的蓬勃发展。中国北方各省有着丰富的风力资源，并且相对靠近人口中心。<sup>220</sup>由于有许多风电厂没有接入电网，或受电网运行的限制，所以并未给现役煤电造成威胁。<sup>221</sup>这一点可以通过可再生能源发电中风电占比得到再此印证。

<sup>219</sup> BP plc, “BP Statistical Review of World Energy 2016.”

<sup>220</sup> *The Power of Renewables: Opportunities and Challenges for China and the United States* (The National Academies Press, 2010).

<sup>221</sup> Liu Yuanyuan, “Wind Power Curtailment in China Expected to Increase in Second Half of 2016,” *Renewable Energy World*, 2016.

图 33：中国风电累计和新增装机（2000-2015 年）<sup>222</sup>



### 水电和生物质能

尽管太阳能光伏和风电在可再生能源发电中占主导地位，但本假设也考虑到了水电和生物质能这样其它形式的可再生能源。水力发电装机容量从 2010 年的 213GW 增至 320GW。<sup>223</sup>生物质发电也从 2010 年的 6GW 增加至目前的接近 10GW。<sup>224225</sup>

### 风险假设

假设采用了可再生能源装机容量（GW）的增长率和可再生能源发电比例的增长来估计可再生能源发展的风险暴露。这个假设既包含了发电装机容量的绝对增长，又包含了相对于总电力需求增长、利用小时数和电网接入、以及其它因素的相对增长。中国几乎所有的可再生能源都是集中式的，因而可再生能源发电占总发电的比例数据引自“英国石油世界能源统计一览 2016”（BP Statistical Review of World Energy 2016）。<sup>226</sup>可再生能源发电占比的复合年均增长率（CAGR）超过 10%且可再生能源装机容量的复合年均增长率（CAGR）也超过 10%的话，该国被认为处于“高风险”状态。若只有其中一项超过 10%，则被认为是“中等风险”的。表 23 和表 24 显示了对中国煤电公司和其他国家的风险评价，其他国家的评价来自“搁浅资产和煤电：与环境相关的风险分析”报告。

“搁浅资产和煤电：与环境相关的风险分”报告<sup>227</sup>是从总体考虑了所有可再生能源，并没有进行集中式和分布式的划分。这些国家列在了表 25 中。“日本的搁浅资产和煤”报告<sup>228</sup>也将可再生能源划分为集中式和分布式的——因而可以作为表 24 中的可比较的国家。

<sup>222</sup> BP plc, “BP Statistical Review of World Energy 2016.”

<sup>223</sup> World Nuclear Association, “Nuclear Power in China.”

<sup>224</sup> International Energy Agency, “World Energy Outlook,” 2016.

<sup>225</sup> International Energy Agency, “World Energy Outlook,” 2012.

<sup>226</sup> BP plc, “BP Statistical Review of World Energy 2016.”

<sup>227</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure.”

<sup>228</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal in Japan.”

表 24：集中式可再生能源装机容量和发电的年同比增长率

2010 - 2015 CAGR	中国	日本
集中式可再生能源装机容量	14.3%	2%
可再生能源发电	5.1%	1.3%
风险等级	●	●

表 25：可再生能源装机总量和发电的年同比增长率

2010 - 2014 CAGR	澳大利亚	日本	德国	印度尼西亚	印度	波兰	南非	英国	美国
可再生能源装机总量	11%	13%	14%	2%	7%	15%	14%	23%	8%
可再生能源发电	8%	6%	12%	-8%	1%	16%	25%	30%	7%
风险等级	●	●	●	●	●	●	●	●	●

#### NRH-7：天然气储量和产量的增长

假设燃气电厂的发展，会损害煤电的利益，导致煤改气这样的转变。在电力需求增长低迷或者负增长的市场中尤为明显。在国内储量丰富和天然气供应增长的国家，燃气电厂更具竞争力。

在调度和基本负荷方面，天然气可以直接与煤炭展开竞争。与燃煤发电相比，燃气发电还有碳强度较小和发电效率较高的优势。已探明天然气储量和天然气产量增长率的数据来自“英国石油世界能源统计一览（2016）”。<sup>229</sup>燃煤电厂在天然气储量丰富和大量生产的国家面临较高的风险。储量超过全球储量 1% 的国家或者天然气产量复合增长率超过 0% 的国家被认为是“中等风险”的。两者都超过的，被认为是“高风险”的。表 26 显示了中国和其他国家的天然气储量和生产情况。<sup>230, 231</sup>

表 26：天然气储量和产量

	中国		澳大利亚	日本	德国	印度尼西亚	印度	波兰	南非	英国	美国
天然气储量 <sup>232</sup>	2.1%	天然气储量 <sup>233</sup>	2%	0%	0%	1.5%	0.8%	0.1%	0%	0.1%	5.2%
产量的增长(2011-15CAAGR) <sup>234</sup>	6.08%	产量的增长(2010-14CAAGR) <sup>235</sup>	5%	N/A	-8%	-4%	-11%	0%	N/A	-11%	5%
风险等级	●	风险等级	●	●	●	●	●	●	●	●	●

<sup>229</sup> BP plc, “BP Statistical Review of World Energy 2016.”

<sup>230</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure.”

<sup>231</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal in Japan.”

<sup>232</sup> BP plc, “BP Statistical Review of World Energy 2016.”

<sup>233</sup> BP plc, “BP Statistical Review of World Energy 2015.”

<sup>234</sup> BP plc, “BP Statistical Review of World Energy 2016.”

<sup>235</sup> BP plc, “BP Statistical Review of World Energy 2015.”



NRH-8：燃气发电的增长

假设燃气电厂的发展，特别是在电力需求增长低迷或者为负增长的市场中，会损害煤电的利益，导致煤改气这样的转变。

尽管预期可再生能源的增长会最终取代碳基燃料，但与燃气发电相比，煤电可能将首先会受到冲击，可见 NRH-1。本假设中选取的 IEA WEO 情形是一种中庸、保守的情景。如果过去或预计的燃气发电年复合增长率（CAGR）为正，那么就是“高风险”的。表 27 表明了中国和其他国家的前景。<sup>236, 237</sup>

表 27：天然气发电前景

CAAGR	中国	澳大利亚	日本	德国	印度尼西亚	印度	波兰	南非	英国	美国
2010-2013 的历史数据 <sup>238</sup>	10%	11%	10%	-13%	2%	-18%	-13%	N/A	-13%	4%
2013-2020 NPS <sup>239</sup>	17%	0%	-4%	0%	2%	6%	0%		0%	2%
风险	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

NRH-9：发电资产利用率下降

假设煤电机组利用率低容易造成财务困境，形成搁浅资产。新兴发电方式的强势进入可能会降低煤电资产的利用效率。发电资产利用率是指电厂实际年发电量与最大理论年发电量的比率。边际成本的竞争，或为发展可再生能源而必须进行的改革，都会把一部分煤电置换出来，降低煤电资产的利用率。低利用率的发电厂较难收回固定成本，获取利润。

中国因过度建厂，特别是煤电厂，火电利用率处于较低水平且在下滑。去年，火电利用率下降到仅为 49.4%，2016 年前 5 个月也仅有 44.8%<sup>240</sup>，这说明已经降到自 1969 年——因为中国文化大革命（1969-1976）<sup>241</sup>以来的最低点。为应对如此之低的利用率，中国政府在 2016 年 10 月采取了前所未有的措施，喊停了 30 家燃煤电厂的建设，这些电厂都已开始筹资兴建，至少要到 2019/2020 年<sup>242</sup>才能完工。然而，这个时期的装机容量仍预计会大幅增长。加之需求停滞，利用率在短期和中期内将继续保持在历史低位。

图 34：中国火电利用率

<sup>236</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure.”

<sup>237</sup> Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal in Japan.”

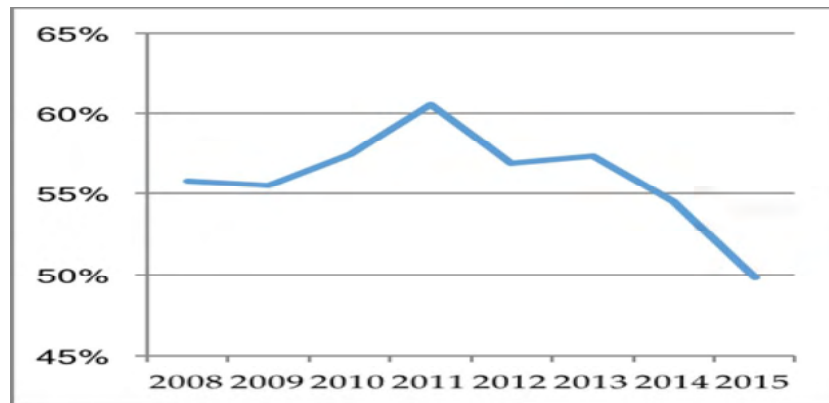
<sup>238</sup> Harding, “Renewable Energy Poses Challenge for Tokyo.”

<sup>239</sup> International Energy Agency, “World Energy Outlook,” 2015.

<sup>240</sup> Reuters, “China Building 200 GW of Coal-Fired Power despite Capacity Glut: Greenpeace.”

<sup>241</sup> Greenpeace, “Study on Economics of Coal-Fired Power Generation Projects in China.”

<sup>242</sup> Johnson, “China Axes Part-Built Coal Power Plants.”



来源：中国电力企业联合会<sup>243</sup>

采用“搁浅资产和煤电”报告中的方法，那些历史利用率下降的国家，我们认为是“有风险”的。如果对未来利用率的预测是下降的，那么也是“有风险”的。如果两者都是有风险的，我们就认为是“高风险”的。如果仅有一个，那就是“中等风险”的。

中国的历史利用率是下降的，表明是有风险的。而且中国煤电未来的利用率也是下降的。因此，对中国给出“高风险”的结论。表 36 标明了中国和“搁浅资产和煤电”报告中一些国家的利用率风险。

表 28： 利用率风险假设

	中国	澳大利亚	日本	德国	印度尼西亚	印度	波兰	南非	英国	美国
历史利用率	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
预计利用率	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
风险	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

#### NRH-10： 水资源监管风险

假设在水资源使用要求严格、人们对水污染问题认识水平较高的国家，煤电更容易受到水价或水质监管政策的影响。

煤电生产的整个过程用水需要都很大。水足迹<sup>244</sup>可以显示出煤电厂所面临的监管风险，因为执政者可能采取限制用水或提高水价的措施。公众对发电企业用水的态度也给执政者一定的压力，使其限制用水，带来风险。水资源监管风险来自两个方面的政策影响。首先，用水层级是先满足居民和农业用水，然后才是工业用水，这就可能加剧电厂用水短缺的状况。其次，用水压力大的地区和工业用水定价低的地区，水价更容易上调。

中国面临严峻的水资源短缺和水质挑战。中国大规模的煤炭基地都建于用水压力大的地区（见 2.2.1）。美国国家科学院院刊（Proceedings of the National Academy of Sciences,PNAS）最近研究发现这

<sup>243</sup> China Electricity Council, “Thermal Power Utilization Rates.”

<sup>244</sup> See LRH-4: Water Risks in Section 2.2.1 above.

些地区的水资源通过该地区生产的内涵水资源的产品以物理和无形的方式输出了。<sup>245</sup>中国的水资源优先使用权顺序如下：（1）国内居民；（2）农业；（3）工业（包括电力生产）；（4）环境；（5）运输和航海。<sup>246</sup>因此电力用水短缺是因为必须先满足国内居民和农业生产用水。但北方干旱地区的电厂通过开挖地下井，利用地下水源来解决用水问题。尽管自 2004 年开始就已经严禁掘井了。<sup>247</sup>

2010 年国务院颁布了一项政策，旨在建立“三条红线”：用水效率、最低水质和用水总量。<sup>248</sup>在连续几个五年计划中都制定了用水效率目标，中国进行了全世界最大的河流改道项目。<sup>249</sup>这之后，中国城镇水价在 2014 年进行了重大改革——2015 年年底开始执行。2014 年 1 月，水利部（Ministry of Water Resources, MWR）发布了水资源改革指南，该指南表明水价将朝着市场化方向迈进。<sup>250</sup>1 个月前，水利部宣布不允许在水资源受到威胁的地区建设大型煤炭基地。<sup>251</sup>火力发电受到不断攀升的用水压力的威胁，中国的政策制定面临艰难的抉择。

世界资源研究所（The World Resources Institute, WRI）持有 Aqueduct 水资源风险指标图。WRI 的水资源管制指标和声誉风险指标综合了来自世界卫生组织（WHO）和国际自然保护联盟（IUCN）关于取水、水议题的媒体封面报道和管制风险等指标。毫无例外，这个指标是全国性的指标。WRI 提供的指标，分为 5 组，第 1 组是低风险，第 5 组是高风险。本报告中，WRI 的第 1 组和第 2 组将被认为是“低风险”（绿色的），第 3 组被认为是“中等风险”（黄色的），第 4 和第 5 组是“高风险”（红色的）。表 29 显示了中国和其他几个国家水资源监管风险的情况。

表 29：水管制风险<sup>252</sup>

	中国	澳大利亚	日本	德国	印度尼西亚	印度	波兰	南非	英国	美国
风险群	1	1	3	1	4	3	2	3	2	1
风险	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

#### NRH-11: CCS 监管环境

假设 CCS 是让燃煤电厂在严格的碳排放限制条件下运行的一个方式，但需要相应的支持性法规才能得以实施。法律的不足和监管的不确定性可能阻碍 CCS 项目的发展，从而反过来给煤机组带来风险，而这些机组本可以将 CCS 作为未来减排的一种方式。

<sup>245</sup> Zhang et al., “Water-Carbon Trade-off in China’s Coal Power Industry.” And X Zhao, “Physical and Virtual Water Transfers for Regional Water Stress Alleviation in China,” *Proceedings of the National Academy of Sciences* 112 (2015): 1031–35.

<sup>246</sup> 21<sup>st</sup> Clause of the ‘Water Law of the P.R.C.’

<sup>247</sup> China Electricity Council, “National 600Mw Scale Thermal Power Unit Benchmarking and Competition Dataset (in Chinese).”

<sup>248</sup> S Moore, “Issue Brief: Water Resource Issues, Policy and Politics in China,” *The Brookings Institute*, 2013.

<sup>249</sup> Christina Larson, “World’s Largest River Diversion Project Now Pipes Water to Beijing,” *Bloomberg*, 2014, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2014-12-15/world-s-largest-river-diversion-project-now-pipes-water-to-beijing>.

<sup>250</sup> Ministry of Water Resources (MWR), “Ministry of Water Resources on Deepening the Reform of Water Conservation,” *China Water Resource News*, 2014.

<sup>251</sup> W Yongjing, “MWR of the General Office on Efforts to Develop Water Resources Planning” (Beijing, China, 2014).

<sup>252</sup> International Energy Agency, “World Energy Outlook,” 2015.

在中国，CCS 技术已经被指定为减少排放、改善能源安全的重要措施。然而时至今日，中国还没有针对 CCS 项目全寿命管理可以适用的专门法律，与其他几个大国相比，CCS 的立法和监管排名也比较落后。<sup>253</sup>举例来讲，没有关于 CO<sub>2</sub> 储存的监管框架意味着很难从立法上将 CCS 包含进中国碳排放交易机制。结果是，CCS 带来的碳减排目前还不能在中国 7 个碳交易试点进行交易。<sup>254</sup>

不过近年来，中国加强了对 CCS 技术的开发。在政治层面上，中国国家发展与改革委员会（NDRC）、科学与技术部（MOST）和环保部（MOE）从不同层面建立了各种促进 CCS 技术发展的机制。国家发展与改革委员会（NDRC）自己发布了促进 CCS 技术发展的指南，有 6 个重点领域：开发试点和技术链示范项目；发展综合示范项目；开发和建立金融激励机制；强化战略和发展计划；促进标准和监管；加强能力建设和国际合作。

### 专栏 1：关于 CCS 的观点（摘自“搁浅资产和煤电”报告）

大规模使用 CCS 作为减缓气候变化的一项技术会受到诸多因素的阻碍。首先，CCS 的发展步伐目前并不能满足 IEA 和 IPCC 的提出的 2°C 情景要求。其次，还有一些可替代技术比 CCS 成本降低得更快而更具有竞争力。第三，驱油提高采收率的技术路径会带来额外的经济和声誉风险。第四，目前 CCS 仍然会释放 10kg CO<sub>2</sub>/MWh，因而 CCS 不是气候变化最终解决方案。<sup>255</sup>

在 IEA 的 450S 情形下，到 2040 年 CCS 技术每年将储存 4000MtCO<sub>2</sub> (Mtpa)。目前运行的 15 个项目可以储存 28.4Mtpa。还有 30 个计划在 2025 年运行的项目可以将总储存量提高到 80 Mtpa，年增长率为 11%。为了在 2040 年达到 4000 Mtpa 的要求，必须从 2025 年开始将增长率提高到 48%，或者从今年已经运营的项目开始，年增长率要达到 22%。这个增长率在目前的部署和技术情况下并不现实。

IEA 预测，只有获得相关政策的支持，CCS 的成本才能下降至可以负担得起，在 450S 情形下实现大规模布局。作为气候减缓的一项技术措施，CCS 还需与成本不断下降的风电和太阳能发电进行竞争，还需努力提升运行的灵活性。麦肯锡 (McKinsey) 估计，到 2030 年太阳能和集中式风电的减排成本分别为 18 欧元/CO<sub>2</sub> 和 21 欧元/CO<sub>2</sub>，而 CCS 煤改造、新建和燃气新建的减排成本分别为 41.3 欧元/CO<sub>2</sub>、42.9 欧元/CO<sub>2</sub> 和 66.6 欧元/CO<sub>2</sub>。彭博新能源金融 (BNEF) 估计全球在岸风电建造的平均成本 (LCOE) 为 83 美元/MWh，太阳能为 122 美元/MWh，离岸风电为 174 美元/MWh，而全球 CCS 研究机构估计美国 CCS 煤电平准成本为 115-160 美元/MWh，带 CCS 设备的燃气发电成本为 82-93 美元/MWh。在公共资金有限的情况下，市场和政策制定者都在寻找最经济的减排方式，因此 CCS 的支持度较低。

IEA 建议 CCS 电厂应以在同一地点建立带驱油提高采收率的项目作为技术发展路径，这样才有可能商业化。IEA 承认公众已经怀疑这个由引发该问题的同一行业提出的终端解决方案。同一地点带驱油提高采收率的项目中储存的碳被用来提炼碳氢化合物。批评者认为任何声称具有气候变化优点的项目都是漂绿——涉及到公司的声誉风险。而且，对驱油提高采收率项目的依赖也暴露出 CCS 电厂要面临原油价格风险。如果石油价格下跌，那么驱油提高采收率项目

<sup>253</sup> Global CCS Institute, “Global CCS Institute CCS Legal and Regulatory Indicator,” 2015, <http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/196443/global-ccs-institute-ccs-legal-regulatory-indicator.pdf>.

<sup>254</sup> Xi and Reiner, “How China Can Kick-Start Carbon Capture and Storage.”

<sup>255</sup> Carbon Tracker Initiative, “Chasing the Dragon? China’s Coal Overcapacity Crisis and What It Means for Investors.”



的盈利能力就会下降，电厂的盈利能力会减弱。

作为一项发展中的技术，大规模广泛部署 CCS 还有一些未知风险。例如数十年来水力压裂呈指数化增长，引起了地下水污染，也是地震的原因。<sup>256</sup>类似的污染结果和不良的地球物理事件在未来可能都会归因于 CCS。

总之，CCS 不太可能明显地减缓电力行业的排放。CCS 的部署太慢以致于与 IEA 和 IPCC 的场景并不匹配。CCS 与其它电力减排方式相比处于劣势，特别是 CCS 降低了电厂的效率，加剧了对现有传统发电技术优先次序的挑战。对于那些预计没有其它减缓措施的行业和排放而言，CCS 应该还是具有一定吸引力的。而对那些配备 CCS 技术就可以实行负排放的生物质能源 (BECCS) 而言，CCS 技术则是一个重要的长期选择。

CCS 发展风险需要一个可重复的、可测的衡量标准。某些国家在 CCS 技术发展和专门立法方面非常积极主动。全球 CCS 研究所对他们的进展定期进行评价并发布指数化的指标。这些研究机构将国家表现分为三区，这里使用 CCS 责任风险指标。A 区是 CCS 准备最好的国家，被认为是“低风险”，B 区是“中等风险”，C 区是“高风险”。中国位于 C 区，它在被考查的 55 个国家中 CCS 监管分值最低。

表 30: CCS 监管环境指标<sup>257</sup>

	中国	澳大利亚	日本	德国	印度尼西亚	印度	波兰	南非	英国	美国
区	C	A	B	B	C	C	B	C	A	A
风险	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

#### NRH-12: 投资者情绪

假设投资者情绪驱动资产估值并影响资本成本，进而影响资产搁浅。在国家层面，投资者对煤电行业的关注可能包括国际和国家气候目标的扩展以及煤炭撤资规模的增长。

在中国，直接投资即使是中期性的投资也不受项目盈利性的驱动，但有些指标说明电力投资者开始要求对财务状况和气候变化相关问题进行更好的说明。加上中国政府最近缩减煤电行业投资的举措，电力资产资本都受到一定的影响，特别是对那些经营效率和低碳化欠佳的企业尤其明显。

正如 NRH-3 所论述的，省级部门制定的电力基准价格对低煤价的反应缓慢。因此，煤电的投资回报率一直过高。这驱动煤电行业进行大量投资，装机容量从 2014 年的 48GW 增加到 2015 年的 72GW。2016 年一整年内，大量的煤电投资仍在持续。尽管 2016 年 3 月国家能源局试图停止对新建煤电的审批，但分析表明这一举措是无效的，因为仍然有 227GW 的煤电正在建设中（绿色和平，2016）。

<sup>256</sup> F Walsh and M. Zoback, “Probabilistic Assessment of Potential Fault Slip Related to Injection-Induced Earthquakes: Application to North-Central Oklahoma, USA,” *Geology* G38275.1 (n.d.).

<sup>257</sup> Global CCS Institute “CCS Legal and Regulatory Indicator”, 2015.

虽然国有银行直接进行煤电投资的方式正在被逐渐淘汰，但投资可能会通过一些其他机构继续增长。<sup>258</sup>不过机构投资者预计将有 20 万亿美元资金从电力行业撤离，包括亚洲气候变化投资集团在内。这些团体还通过压力测试来理解“巴黎协定”的实施是如何影响公司，如何影响运行效率和低碳化的。<sup>259</sup>

投资者情绪还可能受到日益增多的对空气污染的抗议和对碳排放危害达成共识这样的社会事件的影响。根据前中国环保部总工程师杨超飞（Yang Chaofei）的观点，在过去 15 年中环境争端和社会骚乱事件在中国大约以每年 30% 的速度增长。<sup>260</sup>若此趋势继续下去，公众的共识将可能成为煤电投资的重大障碍，可能导致要求撤资和加强政府监管。

表 31：投资者情绪评价

风险等级	描述	评价
高	严重影响短期资本成本和资产估值	○
中	对资本成本和资产估值有一定影响	●
低	没有影响	○

## 2.3 小结：运行、在建及规划中的燃煤电厂

下表 33 归纳了 50 家公司的现役，在建及规划煤电项目的数据。该表根据煤电装机容量进行排序。表 32 列出了每个区域风险假设（LRH）的单位。

从表 33 可以看出，中国大多数煤电生产的碳排放强度几乎没有差别，通常在超临界效率阈值以内（880 千克 CO<sub>2</sub>/MWh）。中国煤电碳强度加权平均值为 873 千克 CO<sub>2</sub>/MWh。这一数字与美国和欧洲电厂相比优势显著，他们的电厂平均而言更老化、更低效。

从平均年限看，中国排名前 50 的电力企业的兆瓦机组（MW）的年龄几乎没有差异——基本都建于 2007 年。中国拥有世界上最年轻的煤电产业。

以小于 2.5 微米（μm）的大气颗粒物（PM<sub>2.5</sub>）来衡量空气污染，中国的情况相当严重。这 50 家公司中只有 16 家公司（占比 32%）兆瓦级机组 PM<sub>2.5</sub> 的排放符合中国国家年均排放限制标准，只有 2 家公司符合世界卫生组织年均排放 10μg / m<sup>3</sup> 的上限。

水资源风险（LRH-4）包括水资源压力、洪水的频率和干旱的严重程度，我们采用单一度量方法：“1 代表风险最高，50 代表风险最低”，将上述变量汇总打分，对 50 家公司进行排名。

我们可以从图 21 看出 CCS 的地理适宜度。中国人口稠密的沿海地区，以及东北、华中和新疆（西部边界省份）有极好的 CCS 潜力。中国发电集团的 CCS 潜力支持这一模式，然而许多潜在的储存地点处在人口密度中心，民众可能反对当地 CCS 贮存点的建设。

图 20 显示的中国煤矿类型分布说明褐煤主要储藏在华中和华南。但褐煤只在少数电力公司的发电资产种占据显著比例。

<sup>258</sup> International Institute for Sustainable Development, “Global Subsidies Initiative.”

<sup>259</sup> IIGCC, “Investor Expectations of Electric Utilities Companies Looking down the Line at Carbon Asset Risk,” 2016.

<sup>260</sup> Xi and Reiner, “How China Can Kick-Start Carbon Capture and Storage.”

图 22 展示了 2035 年前温升压力的预期增量情况，随着向北方移动而缓慢增加。因此，未来温升压力增幅水平变化不大，平均在 1°C 左右。

表 32: 度量单位

假说	单位
LRH-1 发电的碳排放强度	千克二氧化碳/兆瓦时 [kg.CO <sub>2</sub> /MWh]
LRH-2 电厂寿命、运行年限	年 [year]
LRH-3 区域空气污染情况 (以 PM2.5 为指标)	微克/立方米 [μgPM <sub>2.5</sub> /m <sup>3</sup> ]
LRH-4 水资源风险	等级 (1-最低, 50-最高)
LRH-5 煤炭质量	褐煤燃烧占比 [%]
LRH-6 CCS 技术改造 (评估标准详见 2.2.1 章节)	CCS 改造比例 [%]
LRH-7 前工业化水平基础上 2035 年平均温升变化	2035 年温度变化量 (度) [Δ°C]

表 33: 金融和环境相关风险总结

风险	煤电装机			债务股本比	流动比率	利息保障倍数	LRH-1: 碳强度 [kg.CO <sub>2</sub> /MWh]	LRH-2: 电厂寿命	LRH-3: 空气污染 [μgPM <sub>2.5</sub> /m <sup>3</sup> ]	LRH-4: 水资源压力 [%]	LRH-5: 煤炭质量 [I = 褐煤]	LRH-6: CCS 改造 [I = 可改造] <sup>3</sup>	LRH-7: 未来温升压力 [Δ°C]
	现役 [MW]	在建 [MW]	计划 [MW]										
中国华能集团	124,928	22,720	49,180	0.59	0.34	3.79	878	2005	40	22	9%	39%	1.02
中国国电集团	103,512	11,140	60,550	1.19	0.21	3.40	867	2006	42	18	4%	35%	1.02
中国大唐集团	102,035	16,200	58,243	1.36	0.30	3.76	880	2005	44	10	4%	37%	1.03
中国华电集团	90,525	18,150	49,218	0.66	0.36	3.50	878	2006	42	12	3%	36%	1.01
国家电力投资公司	76,416	13,310	46,239	0.06	0.42	3.11	888	2006	41	19	26%	35%	1.03
中国神华能源有限公司	69,475	20,880	60,590	8.38	1.19	0.29	868	2009	38	26	3%	43%	1.04
中国华润电力控股有限公司	39,358	5,300	21,430	5.56	0.43	1.06	865	2008	56	12	0%	44%	0.94
广东省粤电集团有限公司	33,336	3,200	14,860	4.53	0.93	0.75	882	2006	28	42	0%	51%	0.85
浙江省能源集团有限公司	22,410	900	5,320	2.58	1.04	0.57	846	2007	37	23	0%	0%	0.88
国家开发投资公司	14,636	9,660	8,885	0.50	1.00	1.73	863	2008	42	34	0%	48%	0.99
北京能源投资 (集团) 有限公司	13,720	10,860	6,890	-	0.74	1.08	880	2007	35	23	0%	32%	1.12
山东魏桥创业集团有限公司	13,100	10,080	0	1.53	1.76	0.58	870	2013	72	2	0%	0%	0.92
河北建设投资集团有限公司	9,722	1,400	2,000	-	1.14	1.16	860	2002	66	11	0%	19%	1.04
江苏国信资产管理集团有限公司	9,365	1,000	8,393	-	-	-	863	2009	60	15	0%	73%	0.92
安徽皖能股份有限公司	8,880	2,440	3,980	6.09	0.57	0.41	849	2007	54	19	0%	45%	0.96
中电控股有限公司	8,352	1,320	0	4.14	0.58	0.55	874	1999	42	30	0%	40%	0.90
中国国家电网公司	8,145	0	7,020	-	0.30	0.54	868	1999	45	6	0%	26%	1.00
山西国际能源集团有限公司	7,290	7,170	3,900	-	-	-	881	2008	36	28	0%	17%	1.07
中信集团公司	7,010	0	375	-	-	-	860	2002	68	46	0%	18%	0.95
中国中煤能源股份有限公司	6,660	5,550	1,960	-	0.92	1.13	869	2010	34	23	0%	13%	1.12
河南投资集团	5,870	3,180	2,000	-	-	-	848	2007	77	3	0%	71%	1.00
深圳能源集团有限公司	5,628	1,140	5,300	-	0.88	1.01	850	2002	26	39	0%	55%	0.84
申能 (集团) 有限公司	5,184	0	0	-	0.89	0.13	842	2005	57	44	0%	76%	0.90
中国石油化工股份有限公司	5,099	300	0	6.77	0.72	0.33	869	2000	53	5	0%	34%	0.97
山东信发铝业电力集团	4,815	350	2,200	-	-	-	886	2012	25	28	46%	7%	1.22
长江基建控股有限公司	4,610	0	0	4.46	2.52	0.25	874	1994	30	48	4%	9%	0.74
新疆天富能源有限公司	4,500	2,160	2,640	-	0.53	1.40	872	2012	12	17	0%	0%	1.27
东方希望集团有限公司	4,300	0	1,050	-	-	-	873	2014	9	47	0%	100%	1.32
中国铝业股份有限公司	4,195	2,370	1,360	-	0.79	2.15	900	2008	41	16	0%	69%	1.09
台塑集团	4,050	0	0	9.77	2.50	0.30	845	2002	22	49	0%	89%	0.76
湖北兴发集团	4,040	1,320	750	2.82	0.85	1.41	832	2014	85	4	0%	0%	0.92
甘肃省电力投资集团公司	3,940	2,700	660	0.55	1.52	1.16	869	2009	10	19	0%	33%	1.17

淮南矿业集团发电有限公司	3,540	0	0	-	-	-	868	2011	64	27	0%	0%	0.90
杭州锦江集团有限公司	3,020	1,332	3,690	-	-	-	935	2013	16	8	79%	9%	1.22
锡山煤电（集团）有限公司	3,000	1,320	2,000	-	-	-	908	2008	61	32	0%	0%	1.04
酒泉钢铁（集团）股份有限公司	2,950	0	1,632	-	0.33	1.80	858	2011	7	34	0%	0%	1.19
保利协鑫能源控股有限公司	2,648	0	1,000	-	0.81	2.54	865	2006	60	37	0%	13%	0.90
内蒙古国电能源投资有限公司	2,400	680	4,560	-	-	-	911	2007	15	32	50%	25%	1.23
福建能源集团有限公司	2,012	0	1,758	0.79	1.00	1.35	855	2013	21	39	0%	15%	0.83
重庆能源投资集团有限公司	1,920	2,680	4,300	-	0.69	1.89	882	2011	53	34	0%	100%	0.90
四川其亚铝业集团有限公司	1,800	1,800	0	-	-	-	841	2014	9	45	0%	100%	1.32
中国电力建设集团有限公司	1,610	0	6,000	-	-	-	851	2010	25	37	0%	100%	1.12
青海省投资集团有限公司	1,595	0	1,920	-	-	-	868	2007	9	9	0%	0%	1.14
广东宝丽华新能源股份有限公司	1,470	0	3,800	2.30	1.02	0.84	953	2009	30	6	0%	41%	0.91
广东珠江投资有限公司	1,320	0	0	-	-	-	834	2013	30	50	0%	0%	0.76
万基控股集团石墨制品有限公司	1,140	0	1,200	-	-	-	868	2008	61	1	0%	0%	1.05
陕西煤化工集团有限公司	950	2,600	3,653	-	0.66	2.79	881	2012	29	30	0%	32%	1.16
大同市煤矿集团有限公司	500	2,100	2,000	-	1.19	4.19	863	2009	38	12	0%	0%	1.13
陕西省投资（集团）有限公司	300	2,320	11,000	-	-	-	868	2008	20	43	0%	100%	1.20
内蒙古资产管理局	0	700	4,020	-	-	-	849	2017	15	41	0%	0%	1.20

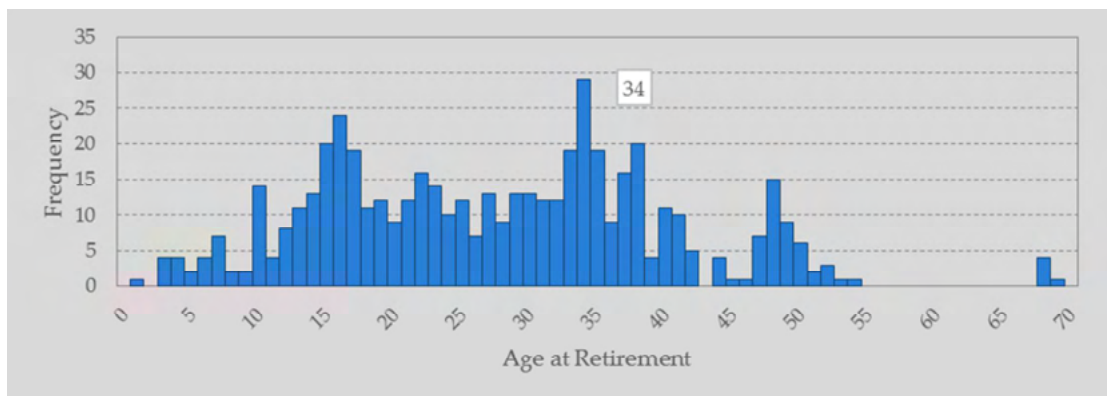


### 3. 中国煤电搁浅资产规模

搁浅资产是指那些遭到意外或过早减记、贬值或转为负债的资产，这可能是由各种风险造成的。环境相关风险造成资产搁浅，并且这种趋势正在加速，这说明无法进行跨行业大范围的资产调整<sup>261</sup>。以下内容探讨了中国煤电搁浅资产的潜在规模。

为了计算中国煤电产业资产搁浅费用，我们采用了全部煤电资产的装机容量（MW）。为了避免重复计算共有容量，我们将装机容量在共有者之间进行了分配。我们将容量记述为现役和计划的（或在建的）。我们使用 IEA 数据<sup>262</sup>针对 WEPP 数据库<sup>263</sup>中所有燃煤发电技术进行了每千瓦建造成本的估算（以 2012 年美元计价）。对于循环流化床技术（CFB），使用近年 CFB 的建造成本作为估计值（以 2015 年美元计价）<sup>264</sup>，然后根据世界银行的通货膨胀数据进行调整，将其折算为以 2012 年美元计价的成本<sup>265</sup>。我们假设所有的沉没成本——如应急费用、工程费、采购和建设服务以及任何额外的所有者成本<sup>266</sup>，都是资产搁浅时的损失费用。针对每种资产，我们使用直线法折旧法按自建成之日（或计划新建之日）开始 35 年寿命周期计提折旧。35 年的假设来自对 2016 年第四季度 WEPP 数据库的分析，该数据库显示退役工厂年限为双峰分布。燃煤电厂通常在 16 年或 34 年时退役，后者是最常见的退役年限（见图 35）。我们假设资产的期末残值为零。由于最后一个列入计划新建的煤电机组在 2020 年开工，所以整个时间序列要从 2016 年至 2056 年，以涵盖所有的折旧。如果所有发电资产的期末值归零，那么该时间序列描绘了当年搁浅资产的价值估计。因此，这些估计值应该被解释为，在燃煤电厂过早关闭的情况下可能出现的资产搁浅的上限值。

图 35：电厂的退役年龄 资料来源：Q4 2016 WEPP 数据集



除了估计搁浅资产外，我们还设定了四种煤电被完全淘汰的情景：5 年、10 年、15 年和 20 年。这四种情景都始于 2016 年，已知装机容量为 978 GW（包括 2016 年的预计投产容量）。值得注意的是，这

<sup>261</sup> Atif Ansar, Ben Caldecott, and James Tibury, “Stranded Assets and the Fossil Fuel Divestment Campaign: What Does Divestment Mean for the Valuation of Fossil Fuel Assets?,” Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford, no. October (2013): 1–81, doi:10.1177/0149206309337896.

<sup>262</sup> <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/>

<sup>263</sup> Coal technologies include: Circulating fluidized bed (CFB), integrated gasification combined cycle (IGCC), IGCC with CCS, Subcritical, Supercritical, ultracritical, and coal with CCS.

<sup>264</sup> <http://cornerstonemag.net/china-brings-online-the-worlds-first-600-mw-supercritical-cfb-boiler/>

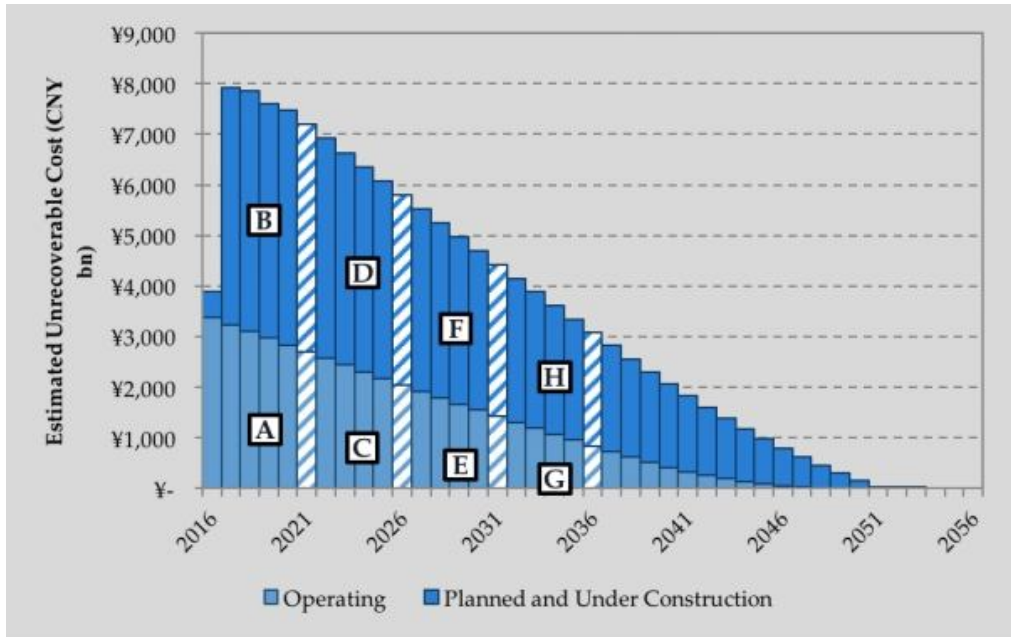
<sup>265</sup> Note, we estimate the CFB cost at ~832 2012\$/kW, which is marginally higher than the cost of (expensive) ultracritical technologies at 800 2012\$/kW. We find the estimated CFB cost to be a reasonable assumption.

<sup>266</sup> Rong and Victor, “What Does It Cost to Build a Power Plant?”

种方法与近来对中国发电的研究不同，它将每个电厂投运和关停的时间运用到了资产分析中，从而提高了估计的准确性，研究的年份也超出了这四个 5 年方案之外<sup>267</sup>。

图 36 中的结果表明，在四种情形下，无论是现役的、计划的，还是在建的装机容量，都会出现资产搁浅的情况。值得注意的是，从 2017 年开始，有大量新增煤电容量计划新建，表明这些容量将面临更大的搁浅风险。以下内容估计了未来各种情景下搁浅资产的名义价值<sup>268</sup>。

图 36：现存和新建煤电搁浅资产规模估计



注意：y 轴上的值和零之间的差值表示估计的搁浅资产费用。  
图表中的字母对应于表 34 中的标签。

表 34：搁浅资产损失总量估计（单位：10 亿元人民币或 10 亿美元）

搁浅煤电	现役的	计划和建设中的	总计
2021 (5 年)	[A] ¥2,703 (\$393)	[B] ¥4,498 (\$654)	[A+B] ¥7,201 (\$1,047)
2026 (10 年)	[C] ¥2,051 (\$298)	[D] ¥3,746 (\$545)	[C+D] ¥5,797 (\$843)
2031 (15 年)	[E] ¥1,426 (\$207)	[F] ¥2,994 (\$435)	[E+F] ¥4,420 (\$643)
2036 (20 年)	[G] ¥843 (\$123)	[H] ¥2,243 (\$326)	[G+H] ¥3,086 (\$449)

对于 5 年，10 年，15 年和 20 年的情景，新增容量搁浅资产规模上界是用已知现役容量和计划或在建容量估算的。因此，这个数字可能因为现有规划项目被取消和未来几年里额外增加的计划容量而改变。

5 年情形下，现役机组搁浅资产为 27,030 亿元（3,930 亿美元），近 2/3（7,010 亿元/10,470 亿美

<sup>267</sup> For instance in their several scenarios, Carbon Tracker Initiative (2016) assumes all under construction plant complete within 5 years and all planned plants complete within ten.

<sup>268</sup> We estimate stranded assets in 2012\$ costs and present the nominal values. Over the 1987 to 2015 period, China's inflation rate varied between 24% to -1.4%. As such, presenting nominal costs refrains from making assumptions regarding appropriate discount rates, and allows the reader to discount future values to present value.

元)是在建或计划新建机组。10 年期情形下, 搁浅资产总额为 57,970 亿元 (8,430 亿美元), 其中 37,460 亿元 (5,450 亿美元)是在建的或计划新建机组, 也是大约 2/3 的比例。正如预期的那样, 15 年情形下搁浅资产估值非常之低, 只有 44,200 亿元 (6,430 亿美元), 其中 29, 940 (4,350 亿美元)为新建项目, 占比 68%。最后, 20 年情形下的搁浅资产额为 30,860 亿元 (4,490 亿美元), 其中 73% (22,430 亿元或 3,260 亿美元)为在建项目。

这些情景中煤电搁浅资产规模估算可能高达 30,860-72,010 亿元 (合 4,490-10,470 亿美元), 相当于中国 2015 年 GDP 的 4.1-9.5%<sup>269</sup>。这与最近碳追踪计划 (2016) 报告 (Carbon Tracker Initiative) 的结论一致, 该报告称中国不需要再建造更多的燃煤电厂, 如果兴建的话, 将多耗费 5000 亿美元的资金<sup>270</sup>。

从前面的分析中我们可以得出, 搁浅资产有很大一部分出现在现役和计划新建的装机容量上, 越是往后计划新建容量的搁浅资产比例越大。重要的是, 四种情景中现役煤电到 2049 年时都出现了部分的搁浅资产, 这是因为许多煤电资产都建于 2000-2010 年左右。短期内搁浅 (5 年内) 对现役机组的影响最大, 之后持续下降。5 年后搁浅对计划新建机组的影响最大。虽然分析表明 5 年后搁浅资产的规模在下降, 但是如果在这段时间内仍有计划新建和在建的装机, 那么未来搁浅资产的数量会继续上升。

如果资产搁浅出现类似的情形, 那么想说服投资者把资金投入煤电项目将越来越困难。图 35 显示, 众多煤电资产仅有短短 16 年内的寿命, 这表明可以相对较快地将煤电资产从电力系统中剔除。由于计划新建的机组会产生大量的搁浅资产, 因此中国开始取消那些尚未开工的计划新建装机, 或者尽早将其踢出电网。

### 3.1 案例研究

在公司层面上, 我们选择了五大发电集团进行案例研究, 他们是由原国家电力公司资产分拆组成的, 目前掌控着一半以上的中国煤电资产。分别是: (1) 华能; (2) 大唐; (3) 国电; (4) 华电; (5) 国家电力投资公司。在这些案例研究中, 我们测算了他们对报告所列风险的敏感性, 同时采用早先在国家层面量化搁浅资产的方法, 估计了这些公司潜在的搁浅资产规模。

表 35: 五大发电集团现役, 在建和计划煤电装机容量

序号	公司	发电量* [MW] (占总装机容量的百分比)			
		运营	建设中	计划	合计
1	华能	124,928 (63%)	22,720 (12%)	49,180 (25%)	196,828 (100%)
2	大唐	102,035 (58%)	16,200 (9%)	58,243 (33%)	176,478 (100%)
3	国电	103,512 (59%)	11,140 (6%)	60,550 (35%)	175,202 (100%)
4	华电	90,525 (57%)	18,150 (11%)	49,218 (31%)	157,893 (100%)
5	国家电力投资公司	76,416 (56%)	13,310 (10%)	46,239 (34%)	135,965 (100%)

<sup>269</sup> The World Bank, "World Bank National Accounts Data."

<sup>270</sup> Carbon Tracker Initiative, "Chasing the Dragon? China's Coal Overcapacity Crisis and What It Means for Investors," 2016.

表 36: 发电厂区域风险假设及其度量单位

	风险假设	单位
LRH-1	发电的碳排放强度	千克二氧化碳/兆瓦时 [kg.CO <sub>2</sub> /MWh]
LRH-2	电厂寿命、运行年限	年 [year]
LRH-3	区域空气污染情况 (以 PM2.5 为指标)	微克/立方米 [µgPM2.5/m <sup>3</sup> ]
LRH-4	水资源风险	等级 (1-最低, 50-最高)
LRH-5	煤炭质量	褐煤燃烧占比 [%]
LRH-6	CCS 技术改造 (评估标准详见 2.2.1 章节)	CCS 改造比例 [%]
LRH-7	前工业化水平基础上 2035 年平均温升变化	2035 年温度变化量 (度) [Δ°C]

表 37: 现役和计划新建电厂的财务比率、LRH1-7 和搁浅资产总量估计 (单位 10 亿)

	比率分析 <sup>i</sup>			现役 / 计划 或在建	环境相关风险 <sup>ii</sup>							搁浅资产 <sup>iii</sup>			
	产权比率	流动比率	资产负债率		LRH-1	LRH-2	LRH-3	LRH-4	LRH-5	LRH-6	LRH-7	2021 (5 年)	2026 (10 年)	2031 (15 年)	2036 (20 年)
华能	3.79x	.34x	0.6x	现役	878	2005	40	28%	9%	39%	1.02	¥322 (\$47)	¥239 (\$35)	¥161 (\$23)	¥91 (\$13)
				计划或在建	861	2017	26	48%	3%	47%	1.13	¥406 (\$59)	¥337 (\$49)	¥268 (\$39)	¥200 (\$29)
大唐	3.76x	.30x	1.4x	现役	867	2006	42	30%	4%	35%	1.02	¥253 (\$37)	¥187 (\$27)	¥125 (\$18)	¥67 (\$10)
				计划或在建	856	2017	37	47%	0%	38%	1.02	¥471 (\$68)	¥392 (\$57)	¥313 (\$46)	¥234 (\$34)
国电	3.40x	.21x	1.2x	现役	880	2005	44	42%	4%	37%	1.03	¥282 (\$41)	¥214 (\$31)	¥149 (\$22)	¥88 (\$13)
				计划或在建	848	2017	41	47%	0%	31%	1.03	¥368 (\$54)	¥306 (\$45)	¥244 (\$36)	¥182 (\$26)
华电	3.50x	.36x	0.7x	现役	878	2006	42	37%	3%	36%	1.01	¥239 (\$35)	¥180 (\$26)	¥123 (\$18)	¥71 (\$10)
				计划或在建	847	2017	42	27%	0%	27%	1.04	¥365 (\$53)	¥305 (\$44)	¥244 (\$36)	¥184 (\$27)
国电投	3.11x	.42x	0.1x	现役	888	2006	41	47%	26%	35%	1.03	¥204 (\$30)	¥155 (\$23)	¥110 (\$16)	¥66 (\$10)
				计划或在建	858	2017	30	54%	14%	38%	1.05	¥315 (\$46)	¥262 (\$38)	¥209 (\$30)	¥156 (\$23)

i) 风险比率计算:  $N_{D/E}$ ,  $N_{Current\ Ratio} = 45$ ;  $N_{(息税前利润 - 资本性支出 / 利息)}$  = 35;  $N_{OPR} = 40$ ;  $N_{PLN} = 34$

ii) 表 6 列出了环境相关的风险

iii) 搁浅资产作为总装机资产的一部分, 其价值用人民币表示, 单位为十亿, (括号中以美元表示, 单位为十亿)

表 37 估算了以当前为基线, 在 5 年、10 年、15 年和 20 年为煤电退出时间窗口的情景下, 现有和在建煤电装机搁浅资产的价值。所有 5 家公司在四种情形下都出现了搁浅资产。同时可以从表 37 中发现, 中国五大发电集团在所有的区域风险假设上具有大致相同的风险敞口。这些特征体现得十分均匀, (LRH-1) 相对较低的碳排放强度 (能效等于或稍优于超临界机组), (LRH-2) 较新的燃煤发电机组, 在役时间约为 10 年, (LRH-3) PM2.5 污染水平接近国家限制标准 (35µg/ m<sup>3</sup>), (LRH-4) 机组位于水资源压力相对较小的地区 (水有效利用率约为 35%), (LRH-5) 褐煤的少量使用, (LRH-6) CCS 改造适宜度相当 (约 40%), (LRH-7) 从前工业时代到 2035 年温度上升 1°C 作为统一目标。

然而, 我们从现役和计划装机中发现一些有趣的趋势。例如, 五大发电集团全部计划新建的煤电机组的污染物排放水平均与当前运行机组持平或更低, 这说明五大发电集团正在努力减少排放或至少维持



当地的空气质量。五大发电集团也在他们的计划装机中追求更低的碳排放强度，超越了超临界机组的平均阈值。类似整个国家的情况，五大发电集团最大规模的资产搁浅发生在头 5 年，此后稳步下降。这个结果是由于在建电厂“前期吃重”（计划新建煤电机组前期密集投产）引起的。发电集团潜在的搁浅资产规模与总发电装机规模高度相关。唯一一次打破这种模式的是在 20 年时间情景中的华电集团，由于其在建机组规模较大导致其潜在搁浅资产超过了国电集团。

我们从以下四个方面对每个公司进行简要的评价：（1）现役燃煤发电机组的资产构成；（2）在建和计划建设的燃煤发电机组；（3）财务状况方面从产权比率（债务/股本）、流动比率和利息备付率（(息税前利润-资本性支出) / 利息）这几个指标进行评价；（4）现有的和计划投资机组的资产面临的区域环境相关的风险。表 36 提供了对区域风险（LRHs）的解释。

### 华能

华能拥有中国最大的燃煤发电装机规模(124,928 MW)和最大的在建装机容量（22,720 MW），计划新建装机容量更是接近在建装机容量的两倍（49,180MW），然而国电、大唐和华电的计划煤电容量都超过了华能。由于现役机组容量、在建机组容量以及计划机组容量都很高，华能在各种情景下的潜在搁浅资产价值损失也是最大的。

值得注意的是，与现役机组相比，华能的计划新建机组(39%已有容量；47%计划容量)更适宜 CCS 改造（LRH-6），而且华能的计划机组多位于 PM2.5 空气污染（LRH-3）指数较低的地区（计划机组排放为 26  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，现役机组为 40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）。褐煤使用率（LRH-5）也从现役机组的 9%降低到计划机组的 3%水平。碳排放强度（LRH-1）也相应从 878 略降到 861  $\text{kg CO}_2/\text{MWh}$ 。另一方面，计划机组的水资源压力和温升压力分别自 28%上升为 48%、1.02 $^\circ\text{C}$  上升到 1.13 $^\circ\text{C}$ 。

图 37：华能现有和新建煤电厂搁浅资产规模估计

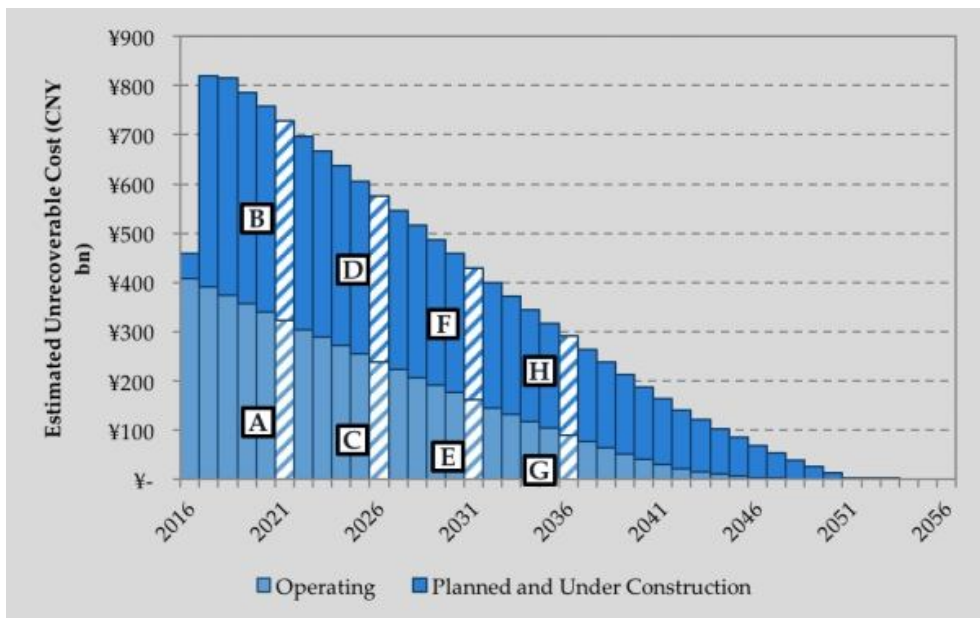


表 38：华能现役电厂的环境相关风险

电厂	装机容量 [MW]	LRH-1: 碳强度 [kg CO <sub>2</sub> /MWh]	LRH-2: 电厂寿命	LRH-3: 空气污染 [µgPM <sub>2.5</sub> /m <sup>3</sup> ]	LRH-4: 水资源压力[%]	LRH-5: 煤炭质量 [g = 更好]	LRH-6: CCS 改造 [1 = 可改装] <sup>3</sup>	LRH-7: 未来温升压力 [ΔoC]
华能上都电厂	5,040	953	2009	13	0%	1	0%	1.21
华能秦北电厂	4,400	844	2009	69	100%	0	100%	1.04
华能玉环电厂	4,200	828	2007	24	40%	0	0%	0.86
华能海门电厂	4,144	828	2011	20	58%	0	0%	0.81
石东口电厂	3,820	846	1997	57	72%	0	0%	0.90
华能伊敏电厂	3,400	949	2006	5	34%	1	100%	1.22
达拉特电厂	3,180	868	2002	15	0%	0	0%	1.19
华能福州电厂	2,720	848	2002	27	10%	0	74%	0.85
华能珞璜电厂	2,640	965	2000	55	2%	0	73%	0.90
华能德州发电厂	2,570	965	1997	84	100%	0	0%	0.92
华能上安电厂	2,540	904	2001	73	100%	0	0%	1.09
华能岳阳电厂	2,524	943	2005	54	1%	0	71%	0.95
江苏南通发电厂	2,404	857	2002	59	72%	0	0%	0.90
丹东发电厂	2,400	965	2007	25	15%	0	100%	0.92
华能阳逻电厂	2,400	950	2001	55	1%	0	0%	0.97
华能平凉电厂	2,400	854	2006	24	100%	0	100%	1.12
临沂电厂	2,100	850	2008	62	100%	0	0%	0.91
日照电厂	2,060	856	2006	55	100%	0	0%	0.91
华能金陵发电厂	2,060	828	2010	64	4%	0	100%	0.97
华能秦岭发电厂	2,000	852	2001	50	34%	0	0%	1.05
威海电厂	1,960	841	2006	31	100%	0	100%	0.99
华能井冈山发电厂	1,920	840	2006	40	5%	0	0%	0.85
华能太仓发电厂	1,900	850	2004	58	72%	0	0%	0.90
华能营口电厂	1,840	832	2003	36	91%	0	0%	1.13
华能海南东电厂	1,400	847	2011	13	7%	0	100%	0.70
华能大连电厂	1,400	868	1994	38	100%	0	50%	0.99
黄台电厂	1,360	949	2000	79	100%	0	51%	0.92
华能九台电厂	1,340	938	2009	32	76%	1	100%	1.24
华能长兴电厂	1,320	835	2015	56	69%	0	100%	0.97
大坝 1 期电厂	1,320	868	1994	17	100%	0	50%	1.18
邯峰电厂	1,320	965	2001	83	100%	0	0%	1.04
华能淮阴电厂	1,320	868	2006	61	100%	0	0%	0.91
华能安源发电厂	1,320	828	2015	41	16%	0	0%	0.95
华能杨柳青电厂	1,300	868	2002	73	100%	0	0%	0.98
华能左权电厂	1,262	834	2012	64	100%	0	100%	1.04
华能巢湖电厂	1,200	841	2008	43	4%	0	100%	0.93
柳林华光电厂	1,200	867	2008	28	0%	0	0%	1.08
华能鹤岗发电厂	1,200	854	2003	15	10%	0	0%	1.19
华能吐鲁番电厂	1,200	842	2012	11	0%	0	0%	1.32
平凉电厂	1,200	842	2010	24	100%	0	100%	1.12
滇东雨汪电厂	1,200	965	2010	14	6%	0	100%	0.91
华能长兴电厂	1,200	871	2004	57	69%	0	100%	0.90
华能铜川电厂	1,200	868	2007	61	0%	0	100%	1.08
华能汕头电厂	1,200	854	2001	20	58%	0	0%	0.81
云河电厂	1,180	868	2004	79	100%	0	100%	0.92
华能呼和浩特发电厂	1,100	851	2006	16	64%	0	0%	1.21
华能海口电厂	1,074	868	2002	18	15%	0	61%	0.73
华能乌海海湾电厂	1,060	874	2011	14	100%	0	100%	1.18
华能包头 2 期发电厂	1,000	868	2006	14	71%	0	0%	1.19

华能洛阳发电厂	970	854	2012	67	100%	0	100%	1.05
华能济宁发电厂	970	868	2008	79	100%	0	100%	0.92
华能聊城电厂	940	965	2003	85	100%	0	0%	0.92
白杨河电厂	890	965	2007	67	100%	0	100%	0.91
华能丰镇发电厂	800	868	1994	20	0%	0	0%	1.20
华能云台电厂	700	841	2016	13	0%	0	0%	1.18
呼和浩特发电厂	700	841	2011	16	0%	0	0%	1.21
华能瑞金电厂	700	935	2008	40	14%	0	100%	0.93
华能营口海岸电厂	700	868	2009	36	91%	0	0%	1.13
丹东 Kaite 电厂	700	874	1998	23	10%	0	0%	1.14
华能大庆电厂	700	847	2013	22	31%	0	100%	1.22
华能丹东发电厂	700	868	1998	23	10%	0	0%	1.14
华能长春电厂	700	938	2010	33	76%	1	0%	1.24
华能宜春电厂	700	847	2015	12	10%	0	100%	1.19
华能林河电厂	700	841	2011	11	100%	0	0%	1.25
华能荆门电厂	700	847	2014	55	8%	0	0%	1.01
华能营城电厂	700	841	2015	60	39%	0	0%	0.97
烟台电厂	700	868	2002	35	100%	0	0%	0.99
华能白山发电厂	660	889	2011	16	0%	0	100%	1.15
华能嘉祥电厂	660	874	2007	80	100%	0	100%	0.92
乌海海南发电厂	660	868	2006	14	0%	0	100%	1.18
华能莱芜电厂	660	868	2009	67	100%	0	100%	0.91
华能南京电厂	640	847	1994	62	4%	0	0%	0.97
乌拉山发电厂	600	868	2006	12	0%	0	0%	1.19
北联电力蒙西电厂	600	889	2008	14	0%	0	100%	1.18
华能包头 3 期电厂	600	868	2007	14	71%	0	0%	1.21
辛店电厂	600	868	2006	74	100%	0	0%	0.98
包头第一热电厂	600	867	2004	14	71%	0	0%	1.19
华能北方联合蒙西发电厂	600	867	2004	16	39%	0	0%	1.16
包头第三热电厂	600	867	2004	14	71%	0	0%	1.19
呼和浩特金桥电厂	600	868	2007	15	100%	0	0%	1.21
呼和浩特金山发电厂	600	881	2015	16	100%	0	0%	1.21
华能榆社发电厂	600	965	2004	43	0%	0	0%	1.04
华能新华大庆电厂	530	868	1995	24	82%	0	62%	1.21
华能曲阜电厂	450	874	2006	74	100%	0	0%	0.92
华能满洲里光明电厂	424	969	2009	4	8%	1	94%	1.22
塔什店	325	868	2008	14	100%	0	0%	1.24
华能沾化电厂	300	868	2005	70	100%	0	100%	0.98
山东中泰电厂	300	889	2007	64	100%	0	100%	0.91
华能包头 1 电厂	270	868	2007	14	71%	0	0%	1.19
昌吉阜康电厂	270	874	2011	9	39%	0	100%	1.32
塔什店发电厂	250	874	2012	15	100%	0	0%	1.24
辽宁-2	200	868	1991	34	100%	0	0%	1.14
华能长山	200	868	1988	16	76%	0	0%	1.15
华能满洲里达赉湖电厂	200	860	2012	4	19%	0	100%	1.22
乌兰浩兴安 2 电厂	136	969	2008	13	0%	1	0%	1.25
华能绿色煤电	125	752	2012	74	100%	0	0%	0.98
华能玉带	100	868	2015	63	4%	0	0%	0.97
华能牙克石汇流河电厂	100	874	2000	5	0%	0	0%	1.18
锡林浩特-2 期	86	868	1998	9	67%	0	0%	1.34
灵泉	62	868	2006	4	19%	0	0%	1.22
东海拉尔	50	868	2006	5	34%	0	0%	1.22
扎兰屯	30	868	2006	10	100%	0	0%	1.19
东乌旗	30	868	2008	6	72%	0	0%	1.38
海拉尔	24	968	2006	5	34%	1	0%	1.22
牙克石	18	868	1975	5	34%	0	0%	1.18
<b>总计<sup>1</sup></b>	<b>124,928</b>	<b>878</b>	<b>2005</b>	<b>40</b>	<b>53%</b>	<b>9</b>	<b>39%</b>	<b>1.02</b>

1.MW-加权平均值；2. 只有自有部分的容量；3. 可更新性表示为可再现的总发电装置单位 MW 容量的百分比。

表 39 华能计划新建煤电的环境相关风险

电厂	装机容量 [MW]	LRH-1: 碳强度 [kg CO <sub>2</sub> /MWh]	LRH-2: 电厂寿命	LRH-3: 空气污染 [µgPM <sub>2.5</sub> /m <sup>3</sup> ]	LRH-4: 水资源压力[%]	LRH-5: 煤炭质量 [1 = 褐煤]	LRH-6: CCS 改造 [1 = 可改造] <sup>3</sup>	LRH-7: 未来温升压力 [ΔoC]
华能延安电厂	2,640	844	2017	25	12%	0	0%	1.15
华能沾化电厂	2,000	841	2017	70	100%	0	100%	0.98
华能山阴电厂	2,000	834	2018	25	0%	0	0%	1.09
华能哈密沙尔湖电厂	2,000	860	1998	15	10%	0	0%	1.19
华能岳阳电厂	2,000	920	2017	54	1%	0	100%	0.95
华能 Pingliangzhuang Langhandian	2,000	860	2017	24	100%	0	100%	1.12
华能正宁电厂	2,000	834	2017	29	0%	0	0%	1.15
华能上海庙电厂	2,000	834	2017	17	15%	0	0%	1.18
达拉特电厂	2,000	855	2011	15	0%	0	0%	1.19
华能古雷电厂	1,520	837	2017	20	20%	0	87%	0.75
华能伊利清水河电厂	1,400	860	2017	7	100%	0	100%	1.25
华能嘉祥电厂	1,360	847	2017	80	100%	0	100%	0.92
华能哈密工业园电厂	1,320	847	2012	6	0%	0	0%	1.38
华能准噶尔卫家砦电厂	1,320	860	2017	20	0%	0	0%	1.20
华能吉木萨尔电厂	1,320	829	2018	10	0%	0	0%	1.32
华能巴彦宝力格电厂	1,320	860	2017	8	67%	0	100%	1.34
华能九台电厂	1,320	938	2017	32	76%	1	100%	1.24
华能乌苏电厂	1,320	860	2017	9	100%	0	0%	1.31
华电龙口发电股份有限公司四期扩建项目	1,320	867	2017	39	100%	0	0%	0.99
Yuka 电厂	1,320	834	2017	5	100%	0	0%	1.15
华能锡林浩特电厂	1,320	860	2017	9	67%	0	100%	1.34
华能秦岭电厂	1,320	860	2017	50	34%	0	0%	1.05
滇东雨汪电厂	1,200	965	2014	14	6%	0	100%	0.91
华能华中电厂	1,200	868	2017	76	100%	0	0%	1.04
华能伊敏电厂	1,200	860	2017	5	34%	0	100%	1.22
华能阳曲电厂	700	847	2017	36	100%	0	0%	1.09
华能洋浦热电联产工程	700	867	2017	16	15%	0	100%	0.70
华能大连第二热电厂	700	867	2017	38	100%	0	100%	0.99
华能东海拉尔电厂	700	860	2017	5	34%	0	0%	1.22
华能安阳电厂	700	847	2017	84	100%	0	100%	1.04
阜康 2 期	700	847	2017	10	100%	0	100%	1.32
山丹县汇泽节能电力有限责任公司低热值煤发电项目	700	867	2017	9	100%	0	100%	1.17
吉木萨尔五彩湾北三电厂	660	834	2017	9	39%	0	100%	1.32
华能乌海海勃湾电厂	600	860	2017	15	100%	0	100%	1.18
乌海海勃湾	600	860	2017	15	100%	0	100%	1.18
华能西峰电厂	600	874	2017	25	100%	0	0%	1.15
华能满洲里扎赉诺电厂	600	860	2017	4	8%	0	100%	1.22
华能民和电厂	600	860	2017	14	100%	0	100%	1.14
华能绿色煤电	400	980	2020	74	100%	0	0%	0.98
海拉尔	400	968	2017	5	34%	1	0%	1.22
华能南京电厂	100	860	2017	62	4%	0	0%	0.97
<b>TOTAL<sup>1</sup></b>	<b>49,180</b>	<b>861</b>	<b>2016</b>	<b>26</b>	<b>48%</b>	<b>0</b>	<b>47%</b>	<b>1.13</b>

大唐



大唐现役煤电发电装机容量(102,035MW)在中国位居第三，拥有第二大计划机组容量（58,243 MW），在五大发电集团中在建机组容量排在第四位（16,200 MW，占比约 9%）。

从表 37 可以看出，大唐现役和计划机组只在水资源压力 (LRH-4)方面变化显著，计划建设机组的水资源压力参数平均为 47%，而现有电厂为 30%，表明在水资源愈发短缺的情形下电厂运营愈加脆弱。大唐的区域风险假设和其他几家发电公司类似，仅有两项指标预期下降，分别为碳排放强度(LRH-1)，从 867 下降到 856 kg CO<sub>2</sub>/MWh 和空气污染指数(LRH-3)，从 42 下降到 37 μg/m<sup>3</sup>。CCS 改造率边缘上涨 (LRH-6，从 35%涨到 38%)，无烟煤的使用率有所上升（LRH-5，褐煤利用率从 4%下降到 0%）。

图 38：大唐现有和新建煤电搁浅资产规模估计

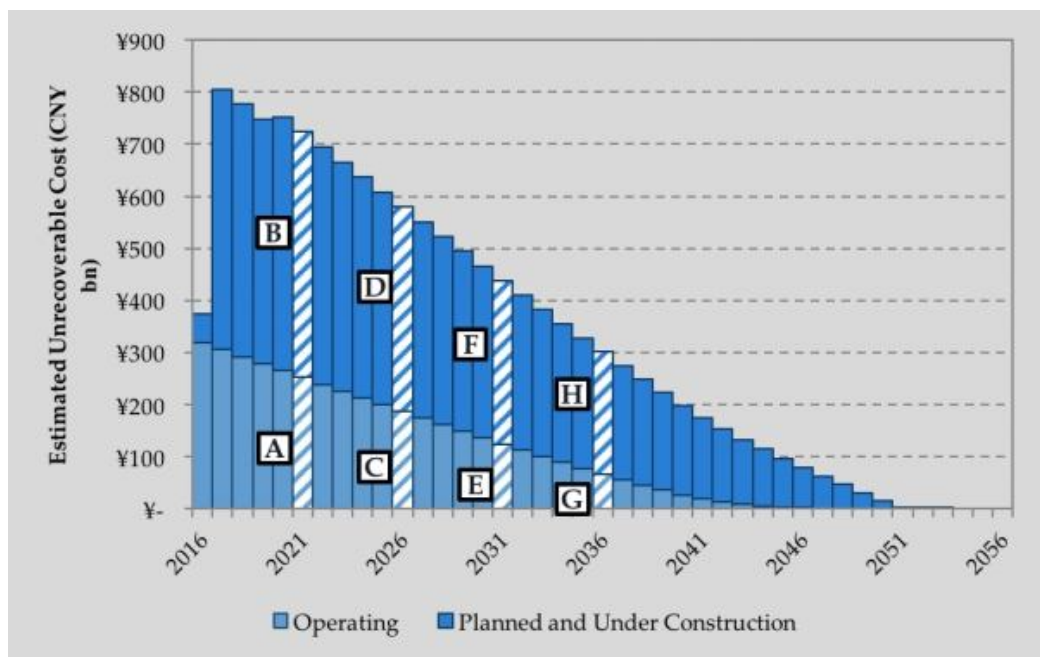


表 40：大唐现役电厂的环境相关风险

工厂	装机容量 [MW]	LRH-1: 碳强度 [kg CO <sub>2</sub> /MWh]	LRH-2: 电厂寿命	LRH-3: 空气污染 [μg PM <sub>2.5</sub> /m <sup>3</sup> ]	LRH-4: 水资源压力 [%]	LRH-5: 煤炭质量 [1 = 褐煤]	LRH-6: CCS 改造 [1 = 可改造]	LRH-7: 未来温升压力 [ΔoC]
大唐托克托电厂	5,400	868	2005	19	17%	0	0%	1.21
阳城电厂	3,300	965	2004	62	0%	0	100%	1.04
潮州三百门电厂	3,200	833	2009	20	17%	0	0%	0.81
吕四港电厂	2,640	828	2010	62	72%	0	0%	0.90
张家口电厂	2,560	868	1996	22	100%	0	0%	1.20
大唐宁德电厂	2,520	841	2007	18	6%	0	100%	0.83
淮南洛河电厂	2,500	854	1999	64	21%	0	0%	0.90
乌沙山发电厂	2,400	841	2006	30	83%	0	0%	0.86
韩城 2 电厂	2,400	868	2007	51	13%	0	100%	1.08

许昌裕龙电厂	2,020	936	2006	82	100%	0	0%	0.95
大唐神头电厂	2,000	868	1999	25	100%	0	0%	1.09
大唐新阳电厂	1,920	840	2007	86	100%	0	100%	0.95
大唐七台河电厂	1,900	868	2006	16	60%	0	100%	1.19
太原二电厂	1,860	868	2006	35	100%	0	78%	1.09
华银株洲电厂	1,820	945	2007	46	16%	0	0%	0.95
湘潭电厂	1,800	945	2004	48	16%	0	0%	0.95
大唐三门峡电厂	1,800	850	2003	53	100%	0	67%	1.05
黄岛电厂	1,770	942	2002	50	91%	0	75%	0.92
大唐福州电厂	1,500	834	2015	39	14%	0	0%	0.93
大唐鹤山发电厂	1,330	950	2007	40	4%	0	0%	0.88
大唐南京下关3电厂	1,320	828	2010	62	4%	0	100%	0.97
大唐景泰电厂	1,320	847	2009	21	0%	0	0%	1.14
淮北湖山电厂	1,320	841	2013	69	100%	0	100%	0.90
大唐马鞍山当涂电厂	1,320	841	2008	59	4%	0	0%	0.97
陡河发电厂	1,300	868	1982	63	100%	0	0%	0.98
合山电厂	1,260	951	2008	40	4%	0	0%	0.88
大唐彬长发电厂	1,260	847	2009	30	0%	0	0%	1.15
唐山电厂	1,250	868	2007	62	100%	0	96%	0.98
大唐安阳二电厂	1,240	868	2003	82	100%	0	0%	1.04
唐山王滩电厂	1,200	868	2005	63	100%	0	0%	0.98
大唐盘山电厂	1,200	867	2002	60	100%	0	100%	0.98
大唐唐山电厂	1,200	864	2008	63	100%	0	100%	0.98
大坝	1,200	868	1994	17	100%	0	50%	1.18
长春二电厂	1,200	868	2001	32	76%	0	0%	1.24
大坝二电厂	1,200	935	2009	17	100%	0	100%	1.18
运城电厂	1,200	868	2007	51	26%	0	100%	1.05
嘉峪关宏晟电厂	1,200	868	2007	7	100%	0	0%	1.19
金竹山电厂	1,200	965	2008	47	19%	0	0%	0.92
大唐圩塘发电厂	1,200	868	2003	65	100%	0	0%	0.91
大唐云冈电厂	1,040	868	2006	23	0%	0	0%	1.20
大唐洛阳寿阳山电厂	1,040	868	1991	78	100%	0	0%	0.95
大唐洛阳	1,040	868	2002	69	100%	0	100%	1.05
大唐马头电厂	1,020	965	2001	83	100%	0	0%	1.04
耒阳电厂	1,020	965	1998	44	16%	0	0%	0.85
大唐洛阳电厂	1,005	874	2003	69	100%	0	93%	1.05
大唐珙春	860	968	2002	12	20%	1	0%	1.21
灞桥电厂	850	868	2007	46	100%	0	100%	1.05
鸡西电厂	850	868	2008	15	17%	0	100%	1.19
重庆石柱电厂	700	847	2014	42	1%	0	0%	0.98
长春-3电厂	700	868	2009	33	76%	0	0%	1.24
大唐林州电厂	700	841	2011	75	100%	0	0%	1.04
大唐滨州电厂	700	847	2015	71	100%	0	100%	0.91
大唐略阳电厂	660	860	2011	33	22%	0	100%	1.06
桂冠合山	660	868	2004	40	4%	0	0%	0.88
太原第二甘谷电厂	660	889	2014	36	100%	0	100%	1.09
大唐珙春电厂	660	969	2006	12	20%	1	0%	1.21
大唐宝鸡电厂	660	874	2009	35	100%	0	100%	1.09
辽源大唐电厂	660	969	2009	29	100%	1	100%	1.24
略阳	660	868	2011	38	17%	0	100%	1.06
大唐长山电厂	660	938	2013	29	22%	1	100%	1.21
大唐甘谷发电厂	660	874	2007	17	0%	0	0%	1.12
大唐保定电厂	650	874	2006	71	100%	0	0%	0.98
大唐安徽淮南田家庵电厂	640	868	2001	64	21%	0	0%	0.90
大唐渭河电厂	600	868	2009	38	12%	0	0%	1.08
开元2电厂	600	965	2007	14	15%	0	0%	0.88
大唐渭河	600	868	2009	46	100%	0	0%	1.05

大唐武安电厂	600	889	2012	74	100%	0	0%	1.04
大唐西沟电厂	600	868	2009	18	39%	0	100%	1.14
临汾发电厂	600	868	2011	47	0%	0	0%	1.08
大唐呼图壁电厂	600	874	2013	10	0%	0	0%	1.30
丰润发电厂	600	874	2009	60	100%	0	100%	0.98
大唐连城2电厂	600	868	2005	18	39%	0	100%	1.14
田家庵2	600	868	2001	64	21%	0	0%	0.90
哈尔滨电厂	600	969	2009	29	31%	1	0%	1.22
大唐清源电厂	600	874	2012	72	100%	0	0%	0.98
张家口	600	868	2011	22	100%	0	0%	1.20
户县-2	600	868	2010	46	100%	0	100%	1.05
户县2电厂	600	868	2005	46	100%	0	100%	1.05
锦州大唐电厂	600	969	2009	38	100%	1	100%	1.13
多伦煤化工电厂	500	874	2010	13	0%	0	0%	1.21
新余电厂	440	965	1996	43	5%	0	0%	0.95
大唐双鸭山电厂	400	874	2006	16	64%	0	100%	1.19
兰州西固	330	868	1999	18	39%	0	100%	1.14
兰州西固电厂	330	868	1999	18	39%	0	100%	1.14
许昌龙岗电厂	270	874	1995	82	100%	0	0%	0.95
淮北	220	868	1993	69	100%	0	0%	0.90
淮北电厂	220	868	1993	69	100%	0	0%	0.90
大唐迁安电厂	220	874	2007	49	100%	0	0%	1.21
下华园电厂	200	910	1988	20	100%	0	0%	1.20
马头	200	964	1978	83	100%	0	0%	1.04
同煤	50	868	2007	24	0%	0	0%	1.20
大唐803电厂	50	874	2005	18	39%	0	0%	1.14
衡阳	20	868	2006	50	16%	0	0%	0.85
<b>总计<sup>1</sup></b>	<b>102,035</b>	<b>880</b>	<b>2005</b>	<b>44</b>	<b>54%</b>	<b>0</b>	<b>37%</b>	<b>1.03</b>

1. MW-加权平均值；2. 只有自有部分的容量；3. 可更新性表示为可再生的总发电装置单位 MW 容量的百分比。

表 41 大唐计划新建煤电的环境相关风险

电厂	装机容量 [MW]	LRH-1: 碳强度 [kg,CO2/MWh]	LRH-2: 电厂寿命	LRH-3: 空气污染 [µgPM2.5/m3]	LRH-4: 水资源压力 [%]	LRH-5: 煤炭质量 [1 = 褐煤]	LRH-6: CCS 改造 [1 = 可改装] <sup>3</sup>	LRH-7: 未来温升压 力[ΔoC]
大唐兴仁电厂	2,640	860	2019	30	8%	0	0%	0.88
吕四港电厂	2,520	834	2017	55	54%	0	100%	0.90
大唐盘山	2,400	867	2017	20	8%	0	100%	0.92
大唐准噶尔 Dalu 电厂	2,000	860	2017	20	39%	0	0%	1.20
大唐乌沙山电厂	2,000	834	2017	30	83%	0	0%	0.86
大唐彬长发电有限责任公司（二期）	2,000	867	2017	30	100%	0	0%	1.15
大唐府谷一体化项目电厂	2,000	860	2017	20	39%	0	100%	1.20
大唐徐塘发电厂	2,000	828	2017	65	100%	0	0%	0.91
大唐广源电厂	2,000	834	2017	37	22%	0	100%	0.98
大唐彬长发电厂	2,000	834	2017	32	100%	0	0%	1.15
大唐景泰电厂	2,000	847	2017	21	0%	0	0%	1.14
大唐安徽淮南田家庵电厂	2,000	860	2017	64	21%	0	0%	0.90

大唐莒南安发电厂	2,000	834	2017	61	100%	0	0%	0.91
大唐新余电厂	2,000	935	2017	43	5%	0	0%	0.95
大唐雷州发电厂	2,000	834	2015	24	19%	0	0%	0.76
大唐运城电厂	2,000	860	2008	57	0%	0	100%	1.08
大唐洛阳	2,000	829	2017	69	100%	0	100%	1.05
大唐马鞍山当涂电厂	2,000	834	2017	59	4%	0	0%	0.97
大唐宁德电厂	2,000	841	2017	18	6%	0	100%	0.83
大唐唐山北郊电厂	1,400	860	2017	61	100%	0	100%	0.98
大唐哈密大南湖电厂	1,400	860	2017	6	100%	0	0%	1.38
环县电厂	1,320	834	2017	19	100%	0	0%	1.12
大唐呼图壁电厂	1,320	860	2017	10	0%	0	0%	1.30
大唐太尔	1,320	842	2017	33	100%	0	0%	1.09
大唐水城电厂	1,320	860	2017	23	8%	0	100%	0.92
大唐滁州发电厂	1,320	867	2017	60	4%	0	100%	0.97
大唐三门峡电厂	1,000	828	2017	53	100%	0	100%	1.05
大唐宝鸡热电联产电厂	700	860	2017	33	100%	0	0%	1.06
大唐鄂尔多斯铝电厂	700	860	2017	20	39%	0	0%	1.20
大唐大庆 CCS 电厂	700	1169	2020	22	31%	0	100%	1.21
大唐吉木萨尔发电厂	700	847	2017	10	100%	0	0%	1.32
大唐宜春电厂	700	874	2017	40	5%	0	0%	0.95
大唐襄阳电厂	700	847	2017	53	3%	0	0%	1.01
大唐沙县电厂	700	860	2017	24	10%	0	100%	0.83
大唐格尔木发电厂	660	834	2017	7	15%	0	0%	1.14
大同煤矿集团山西漳电大唐热电有限公司	660	867	2017	23	100%	0	0%	1.20
辽宁调兵山煤石发电有限责任公司	600	867	2017	37	100%	0	0%	1.14
张家口 ZTP	600	868	2017	73	100%	0	0%	1.09
大湾废煤电厂	600	876	2017	23	8%	0	100%	0.92
大唐华银东莞三联电厂	233	860	2017	35	3%	0	0%	0.85
如皋市开源热电投资有限公司如经济技术开发区热电联产项目	24	868	2017	60	54%	0	0%	0.90
大庆龙唐供热有限公司	6	868	2017	22	31%	0	0%	1.22
<b>总计<sup>1</sup></b>	<b>58,243</b>	<b>856</b>	<b>2017</b>	<b>37</b>	<b>47%</b>	<b>0</b>	<b>38%</b>	<b>1.02</b>

1. MW-加权平均值；2. 只有自有部分的容量；3. 可更新性表示为可再现的总发电装置单位 MW 容量的百分比。

## 国电

国电拥有中国第二大的煤电装机容量（103,512 MW）和最大的计划新建容量（60,550 MW），其计划新建装机占比最高，为 35%，但其在建的煤电规模在五大发电集团中比例最小，约为 6%（11,140 MW）。

国电的区域风险假设类似于其他四家发电公司，计划机组和现役机组之间没有明显的变化。计划新建电厂的空气污染指数（LRH-3）仅从百公里半径范围内的  $44\mu\text{g}/\text{m}^3$  下降到  $41\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，水资源压力参数（LRH-4）从 42%略升至 47%，另一方面，碳排放强度（LRH-1）从  $880\text{ kg CO}_2/\text{MWh}$  降至  $848\text{ kg CO}_2/\text{MWh}$ ，这在五家发电公司中是第二低的水平。

图 39：国电现有和新建煤电厂的资产规模估计



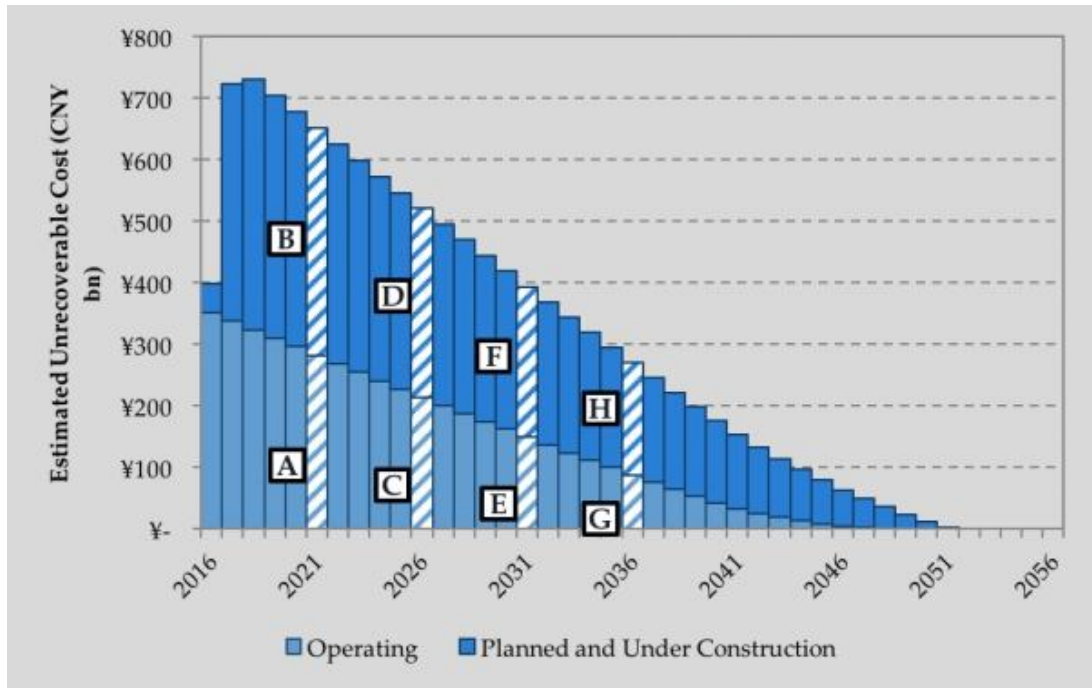


表 42: 国电现役电厂的环境相关风险

工厂	装机容量 [MW]	LRH-1: 碳强度 [kg.CO2/MWh]	LRH-2: 电厂寿命	LRH-3: 空气污染 [ $\mu\text{gPM}_{2.5}/\text{m}^3$ ]	LRH-4: 水资源压力[%]	LRH-5: 煤炭质量 [1 = 褐煤]	LRH-6: CCS 改造 [1 = 可改造] <sup>3</sup>	LRH-7: 未来温升压力 [ $\Delta\text{oC}$ ]
国电台州发电厂	4,000	828	2012	65	4%	0	0%	0.97
谏壁电厂	3,980	848	2002	65	4%	0	67%	0.97
大同 2 电厂	3,720	858	2000	24	0%	0	0%	1.20
北仑电厂	3,200	843	2003	31	83%	0	0%	0.86
凤城发电厂	2,520	854	2002	45	5%	0	0%	0.93
国电宝鸡 2 电厂	2,520	857	2006	32	0%	0	0%	1.06
国电九江电厂	2,420	876	2006	44	1%	0	83%	0.93
汉川电厂	2,260	856	2002	82	100%	0	0%	0.98
双辽西电厂	2,060	959	2003	17	76%	1	66%	1.24
双鸭山电厂	2,040	852	2000	16	64%	0	0%	1.19
石嘴山-2 电厂	1,980	868	2004	15	100%	0	100%	1.18
南浦泉州电厂	1,940	849	2009	19	23%	0	100%	0.75
宣威电厂	1,800	868	2003	16	8%	0	100%	0.92
益阳发电厂	1,800	945	2005	52	19%	0	100%	0.92
国电荆门电厂	1,600	848	2000	55	8%	0	0%	1.01
菏泽发电厂	1,510	965	2002	84	100%	0	0%	0.92
国电广东肇庆大旺电厂	1,400	854	2013	36	7%	0	100%	0.85
国电大南湖电厂	1,320	834	2016	6	100%	0	0%	1.38
布连发电厂	1,320	828	2013	18	0%	0	0%	1.16
国电宝庆电厂	1,320	841	2012	49	19%	0	0%	0.89
国电南宁电厂	1,320	935	2012	37	8%	0	0%	0.88
国电织金电厂	1,320	847	2016	29	11%	0	0%	0.88
国电黄金埠电厂	1,300	847	2007	43	14%	0	100%	0.93
国电费县电厂	1,300	841	2007	64	100%	0	0%	0.91

国电商丘民权电厂	1,260	841	2008	79	100%	0	0%	0.90
国电常州电厂	1,260	847	2006	61	69%	0	100%	0.90
荥阳一体电厂	1,260	935	2010	88	100%	0	100%	0.95
太原-1 电厂	1,225	868	1996	36	100%	0	49%	1.20
江阴苏龙电厂	1,214	868	2002	63	72%	0	0%	0.90
国电都匀电厂	1,200	841	2013	35	7%	0	0%	0.89
商丘	1,200	842	2008	79	100%	0	0%	0.90
霍州电厂	1,200	841	2012	42	0%	0	0%	1.08
康平发电厂	1,200	841	2009	36	78%	0	100%	1.19
河北龙山发电厂	1,200	868	2007	23	0%	0	100%	1.21
铜陵国电电厂	1,200	841	2008	47	4%	0	100%	0.97
安徽蚌埠发电厂	1,200	841	2009	63	21%	0	0%	0.90
成都金堂电厂	1,200	841	2007	57	38%	0	0%	0.97
国电庄河电厂	1,200	841	2007	29	38%	0	100%	0.97
国电江阴电厂	1,200	841	2007	19	10%	0	100%	0.83
青山发电厂	1,030	965	2007	56	1%	0	0%	0.97
阳宗海-2 电厂	1,000	969	2004	14	15%	1	100%	0.88
江苏南通发电厂	1,000	834	2014	59	72%	0	0%	0.90
滦河电厂	990	874	2010	28	100%	0	0%	1.21
南通龙运	910	868	2002	60	54%	0	0%	0.90
国电库车发电厂	870	868	2010	13	100%	0	0%	1.21
靖远 1 电厂	800	868	1991	21	39%	0	0%	1.14
沙市	800	868	2004	63	52%	0	0%	1.01
吉林龙潭	750	868	1986	26	76%	0	0%	1.24
国电平南发电厂	700	847	2014	30	31%	0	0%	1.22
肇庆	700	842	2013	38	2%	0	100%	0.90
海南西南电厂	700	847	2015	12	7%	0	100%	0.70
国电东升电厂	660	874	2008	16	0%	0	0%	1.16
兰州范家坪电厂	660	874	2011	18	39%	0	0%	1.14
天津东北电厂	660	868	2009	74	100%	0	0%	0.98
国电酒泉电厂	660	874	2011	20	0%	0	0%	1.12
淮安电厂	660	874	2008	20	0%	0	0%	1.20
国电江南发电厂	660	868	2011	13	76%	0	100%	1.19
国电沈阳电厂	660	874	2012	40	100%	0	100%	1.14
长治发电厂	660	874	2012	53	100%	0	0%	1.04
榆次发电厂	660	868	2010	38	100%	0	0%	1.09
国电大武口电厂	660	874	2010	15	0%	0	100%	1.18
红岩池-1 电厂	660	868	2011	10	100%	0	0%	1.32
驻马店-3 电厂	660	874	2011	69	63%	0	0%	0.95
宁东阳光电厂	660	874	2013	16	100%	0	100%	1.18
国电吉林发电厂	650	939	1993	18	100%	1	38%	1.21
聊城中华电厂	630	860	2006	87	100%	0	0%	0.92
邯郸发电厂	600	871	2001	83	0%	0	0%	1.04
万生电厂	600	874	2007	44	2%	0	100%	0.90
小龙滩发电厂	600	969	2007	14	15%	1	0%	0.88
国电长春电厂	600	847	2012	33	76%	0	0%	1.24
华蓥山电厂	600	868	2006	37	17%	0	100%	0.98
国电阿拉善左旗乌斯台发电厂	600	860	2010	15	100%	0	100%	1.18
国电安顺电厂	600	965	1998	30	11%	0	0%	0.88
承德东晟	600	868	2008	16	0%	0	0%	1.16
万源电厂	600	868	2007	47	19%	0	100%	0.98
衡丰-2 电厂	600	874	2005	86	100%	0	100%	0.98
国电永福电厂	600	965	2007	37	7%	0	100%	0.89
国电蓬莱发电厂	600	868	2006	38	100%	0	0%	0.99
石嘴山-2	600	868	2006	15	100%	0	100%	1.18
国电长源荆州电厂	600	874	2009	63	52%	0	0%	1.01
石城 2 电厂	473	868	1998	63	100%	0	0%	0.91
濮阳火电厂	420	874	2006	87	100%	0	0%	1.04

龙华延吉电厂	400	874	2010	12	20%	0	100%	1.19
龙华白城电厂	400	874	2011	20	22%	0	0%	1.21
克拉玛依电厂	350	847	2014	9	100%	0	0%	1.44
宿州汇源电厂	350	874	2006	66	100%	0	0%	0.90
天津国电北塘电厂	350	860	2014	74	100%	0	0%	0.98
国电豫园电厂	300	874	2005	70	100%	0	100%	1.04
胜利东营电厂	300	868	2015	67	100%	0	100%	0.91
苏家湾电厂	300	874	2006	56	1%	0	0%	0.97
漳泽临汾电厂	300	860	2012	47	100%	0	0%	1.08
滦河	300	868	2012	28	100%	0	0%	1.21
济源	300	868	2007	69	100%	0	100%	1.04
国电宿迁电厂	270	868	2005	62	100%	0	0%	0.91
闽江电厂	270	965	2006	33	15%	0	100%	1.14
国电榆中电厂	220	874	1990	19	39%	0	0%	1.14
王坪电厂	220	868	2011	24	0%	0	0%	1.09
兰州东晟	220	868	1990	18	39%	0	0%	1.14
内江白马电厂	200	965	1996	67	54%	0	0%	0.90
宿州汇源	175	868	2006	60	69%	0	100%	0.90
沈阳热电联产	150	965	2003	38	100%	0	0%	1.14
大连ETDC电厂	144	874	2004	38	100%	0	0%	0.99
龙华长春	140	868	2002	33	76%	0	0%	1.24
北安电厂	100	868	1997	13	100%	0	0%	1.17
义乌电厂	100	874	1974	63	0%	0	0%	1.04
蛟河新电厂	24	874	2000	19	76%	0	0%	1.24
蛟河新	24	868	2000	19	76%	0	0%	1.24
TIECHANGGOU	24	868	1988	6	100%	0	0%	1.44
国电龙井	9	868	1995	26	76%	0	0%	1.24
<b>总计<sup>1</sup></b>	<b>103,512</b>	<b>867</b>	<b>2006</b>	<b>42</b>	<b>43%</b>	<b>0</b>	<b>35%</b>	<b>1.02</b>

1. MW-加权平均值；2. 只有自有部分的容量；3. 可更新性表示为可再现的总发电装置单位MW容量的百分比。

**表 43：国电计划新建电厂的环境相关风险**

工厂	装机容量 [MW]	LRH-1: 碳强度 [kg CO <sub>2</sub> /MWh]	LRH-2: 电厂寿命	LRH-3: 空气污染 [µg PM <sub>2.5</sub> /m <sup>3</sup> ]	LRH-4: 水资源压力 [%]	LRH-5: 煤炭质量 [=褐煤]	LRH-6: CCS 改造 <sup>1</sup> =可改装 <sup>3</sup>	LRH-7: 未来温升压 力[ΔoC]
谏壁电厂	2,400	834	2012	65	4%	0	100%	0.97
国电南宁电厂	2,000	847	2017	37	8%	0	0%	0.88
国都锡林郭勒乌拉盖发电厂	2,000	860	2017	6	72%	0	0%	1.38
丰城	2,000	829	2017	46	5%	0	0%	0.93
铜陵国电电厂	2,000	828	2011	47	4%	0	100%	0.97
国电宝清电厂	2,000	834	2017	49	19%	0	0%	0.89
国电商丘民权电厂	2,000	841	2017	82	100%	0	0%	0.90
国电费县电厂	2,000	841	2017	64	100%	0	0%	0.91
国电新余电厂	2,000	834	2017	43	5%	0	0%	0.95
国电黄金埠电厂	2,000	834	2018	43	14%	0	100%	0.93
商丘	2,000	842	2017	79	100%	0	0%	0.90
国电靖远电厂	2,000	860	2017	21	16%	0	0%	1.14
国电汨罗发电厂	2,000	834	2017	49	1%	0	100%	0.95
布连电厂	2,000	828	2017	18	39%	0	0%	1.16
国电吉林发电厂	1,400	841	2017	18	100%	0	100%	1.21
国电蓬莱发电厂	1,340	828	2017	38	100%	0	0%	0.99
国电荆门电厂	1,320	834	2017	55	8%	0	0%	1.01
国电安陆发电厂	1,320	834	2018	56	39%	0	100%	0.97
国电塔城电厂	1,320	860	2017	6	100%	0	0%	1.44

国电吐鲁番发电厂	1,320	834	2017	11	100%	0	0%	1.32
西峡万溪电厂	1,320	847	2017	46	25%	0	100%	1.05
国电尼尔卡电厂 Nilka	1,320	847	2017	7	100%	0	0%	1.25
国电准噶尔长滩电厂	1,320	860	2017	20	39%	0	0%	1.20
国电安顺电厂	1,320	951	2017	30	11%	0	0%	0.88
国电常州电厂	1,320	847	2017	63	4%	0	0%	0.90
国电宿迁电厂	1,320	834	2017	63	100%	0	0%	0.91
国电江阴电厂	1,320	860	2017	19	27%	0	0%	0.83
国电崇左电厂	1,200	847	2017	34	8%	0	100%	0.86
国电聊城电厂	1,200	847	2017	85	100%	0	0%	0.92
金沙湖北发电厂	1,200	860	2017	63	52%	0	0%	1.01
国电双威上海庙电厂	1,000	834	2018	17	15%	0	0%	1.18
国电遵化-2 电厂	700	841	2017	51	100%	0	0%	1.21
国电大武口电厂	700	847	2017	15	0%	0	100%	1.18
国电豫源电厂	700	874	2017	70	100%	0	100%	1.04
天津东北电厂	700	868	2017	74	100%	0	0%	0.98
国电永福电厂	700	965	2015	37	7%	0	100%	0.89
西安 WEIYANG	700	842	2017	46	100%	0	100%	1.05
济源	700	868	2017	69	100%	0	100%	1.04
普兰店热电联产发电厂	700	874	2017	35	100%	0	0%	0.99
国电上海庙西电厂	700	847	2017	17	15%	0	0%	1.18
国电阿拉善左旗乌斯台发电厂	660	860	2017	15	100%	0	100%	1.18
J 吉木萨尔五彩湾北山发电厂	660	834	2017	9	39%	0	100%	1.32
国电东晟电厂	600	874	2017	16	0%	0	0%	1.16
王坪电厂	600	841	2017	24	100%	0	0%	1.09
龙华延吉电厂	600	874	2017	12	20%	0	100%	1.19
国电青州电厂	600	874	2017	63	100%	0	0%	0.91
国电北投电厂	270	874	2012	6	100%	0	0%	1.37
<b>总计<sup>1</sup></b>	<b>60,550</b>	<b>848</b>	<b>2017</b>	<b>41</b>	<b>47%</b>	<b>0</b>	<b>31%</b>	<b>1.03</b>

1. MW-加权平均值；2. 只有自有部分的容量；3. 可更新性表示为可再现的总发电装置单位 MW 容量的百分比。

## 华电

华电的煤电容量规模（90,525 MW）位居全国第四，在建容量占总容量约为 11%（18,150 MW），在五家公司中位居第二。尽管华电在 5 年、10 年和 15 年情景下潜在搁浅资产的规模排名第四，但因在建装机容量占比较高，使其在 20 年情景中搁浅资产的规模超过了国电，名列第三。

在五家发电公司中，华电的计划新建装机容量在水资源压力参数（LRH-4）上显著降低，从 37% 降至 27%。计划新建电厂的碳排放强度最低（LRH-1），为 847 kg CO<sub>2</sub>/MWh。消极的一面是，计划新建装机在空气质量的改善上止步不前，空气污染指数（LRH-3）保持在 42μg/m<sup>3</sup> 的水平没变，CCS 改造率（LRH-6）从 36% 降至 27%。

图 40：华电现有和新建煤电搁浅资产规模估计

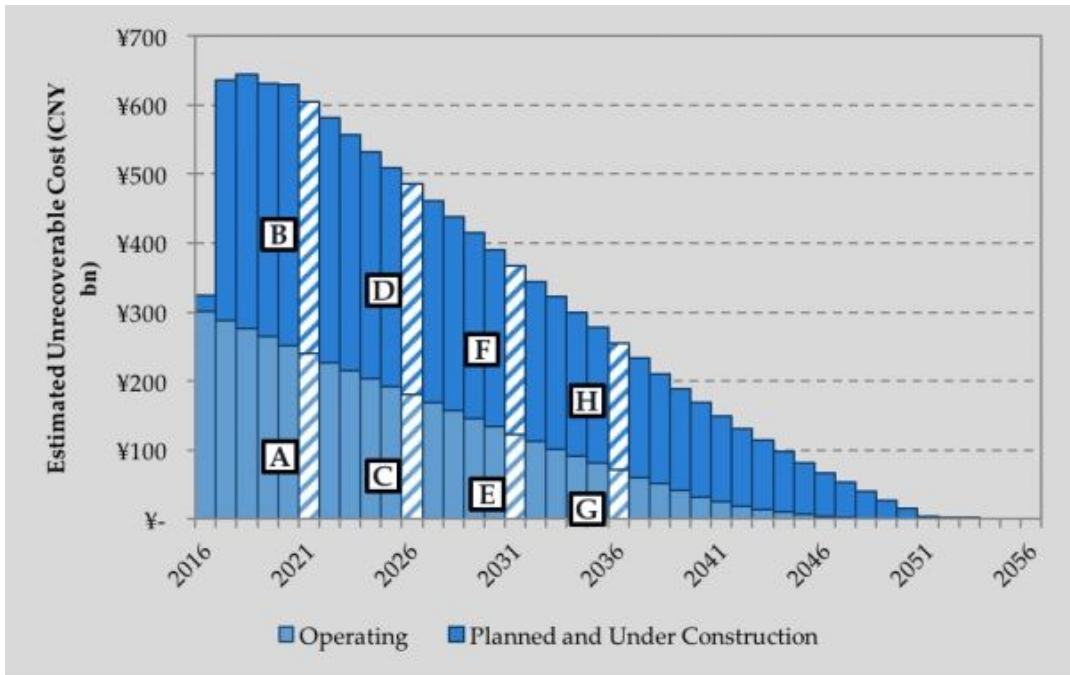


表 44：华电现役电厂的环境相关风险

工厂	装机容量 [MW]	LRH-1: 碳强度 [kg.CO2/MWh]	LRH-2: 电厂寿命	LRH-3: 空气污染 [ $\mu\text{gPM}_{2.5}/\text{m}^3$ ]	LRH-4: 水资源压力[%]	LRH-5: 煤炭质量 [1 = 褐煤]	LRH-6: CCS 改造[1 = 可改装] <sup>3</sup>	LRH-7: 未来温升压力 [ $\Delta\text{oC}$ ]
邹县发电厂	4,540	850	1998	73	100%	0	70%	0.92
华电宁夏灵武电厂	3,320	842	2009	17	0%	0	100%	1.18
浦城发电厂	2,580	951	2004	50	100%	0	0%	1.05
铁岭电厂	2,520	847	2002	35	100%	0	64%	1.14
襄樊电厂	2,400	854	2002	53	8%	0	0%	1.01
广安电厂	2,400	937	2004	54	26%	1	0%	0.98
福州凯门发电厂	2,400	841	2007	19	10%	0	100%	0.83
华电莱州发电厂	2,078	828	2012	44	100%	0	0%	0.92
华电西塞山电厂	2,020	872	2009	48	1%	0	0%	0.98
华电国荣发电厂	2,000	828	2013	65	4%	0	100%	0.97
华电潍坊电厂	2,000	850	2002	58	100%	0	0%	0.91
华电望亭电厂	1,920	840	2004	62	69%	0	69%	0.90
华电哈尔滨-3 电厂	1,640	868	1995	29	31%	0	0%	1.22
华电潞安电厂	1,590	835	2013	50	21%	0	0%	0.98
军粮城发电厂	1,540	868	1999	74	100%	0	0%	0.98
华电芜湖电厂	1,320	828	2008	53	4%	0	100%	0.97
华电包头土右火电厂	1,320	847	2016	14	0%	0	0%	1.19
华电常德电厂	1,320	860	2015	53	2%	0	0%	0.92
新乡宝山电厂	1,320	841	2007	80	100%	0	0%	1.04
华电宿州电厂	1,260	841	2007	34	22%	0	100%	0.91
扬州 2 电厂	1,230	855	2002	65	4%	0	100%	0.97
牡丹江-2 电厂	1,230	868	2001	15	60%	0	49%	1.19
华电贵港电厂	1,200	847	2006	37	8%	0	0%	0.88
桐梓电厂	1,200	935	2013	38	2%	0	100%	0.90



唐寨电厂	1,200	935	2013	32	11%	0	0%	0.88
华电包头	1,200	867	2007	14	71%	0	0%	1.19
华电富拉尔基-2 电厂	1,200	969	1986	18	6%	1	0%	1.21
华达玉恒	1,200	829	2013	22	0%	0	0%	1.16
青岛发电厂	1,200	868	2001	49	100%	0	50%	0.92
华电镇雄电厂	1,200	935	2012	31	2%	0	0%	0.92
华电长沙电厂	1,200	841	2007	49	16%	0	100%	0.95
大方电厂	1,200	965	2007	30	11%	0	0%	0.88
漳平电厂	1,200	965	2012	22	10%	0	100%	0.83
莱城电厂	1,200	868	2001	67	100%	0	100%	0.91
巴彦淖尔金山发电厂	1,200	874	2010	7	62%	0	0%	1.27
华电珙县电厂	1,200	935	2011	53	1%	0	100%	0.88
包头河西电厂	1,200	868	2006	14	71%	0	0%	1.19
华电石门发电厂	1,200	965	2001	51	15%	0	50%	0.92
华电石家庄电厂	1,100	965	2006	73	100%	0	0%	1.09
黄石电厂	1,100	874	2004	49	1%	0	0%	0.98
华电淄博电厂	1,072	868	2008	68	100%	0	0%	0.91
滕州新源电厂	930	868	2005	64	100%	0	100%	0.91
华电昌吉电厂	910	868	2010	10	100%	0	0%	1.30
华电喀什电厂	900	853	2012	15	81%	0	0%	1.19
章丘电厂	890	965	2005	73	100%	0	0%	0.92
华电龙口电厂	880	965	1992	39	100%	0	0%	0.99
华电卓资电厂	800	874	2005	15	100%	0	0%	1.20
红岩池-2 电厂	800	868	2002	10	100%	0	0%	1.32
巡检司电厂	735	874	2006	14	15%	0	0%	0.88
华电四里泉电厂	725	868	1994	68	100%	0	41%	0.91
平石电厂	725	965	2008	33	7%	0	100%	0.85
华电杨凌热电联产电厂	700	847	2016	41	0%	0	0%	1.05
华电路华电厂	660	965	2011	68	0%	0	0%	1.09
华电潞河电厂	660	874	2010	76	100%	0	0%	0.95
华电乌鲁木齐电厂	660	874	2009	10	100%	0	0%	1.32
拱东发电厂	600	874	2013	85	100%	0	100%	1.04
贵州大龙	600	868	2006	43	7%	0	0%	0.89
华电哈尔滨 1 电厂	600	868	2007	29	31%	0	0%	1.22
佳木斯-2 电厂	600	868	2008	16	10%	0	100%	1.19
包头东华电厂	600	868	2005	15	71%	0	0%	1.21
贵州大龙发电厂	600	868	2006	43	7%	0	0%	0.89
丹东金山发电厂	600	874	2012	23	10%	0	0%	1.14
昆明电厂	600	868	2005	13	6%	0	100%	0.92
永安电厂	600	965	2011	23	10%	0	100%	0.85
泸州川南发电厂	600	965	2008	63	1%	0	100%	0.90
黑龙江齐齐哈尔发电厂	600	868	2007	18	6%	0	100%	1.21
青海大同电厂	600	874	2006	9	100%	0	0%	1.14
方家庄电厂	400	965	1993	63	6%	0	0%	0.88
华电瑶池电厂	400	876	2010	34	100%	0	0%	1.15
清镇发电厂	400	874	1989	31	11%	0	0%	0.88
华电朔州电厂	350	860	2015	25	100%	0	0%	1.20
扬州 1 电厂	330	868	2005	65	54%	0	100%	0.97
宁东马莲台	330	868	2009	16	100%	0	100%	1.18
京西广西电厂	315	874	1986	38	8%	0	0%	0.88
毕节电厂	300	874	2009	31	11%	0	0%	0.88
攀枝花电厂	300	889	2005	15	4%	0	100%	0.93
华电乌达电厂	300	874	2005	15	100%	0	100%	1.18
毕节东华	300	965	2009	30	11%	0	0%	0.88
华电哈密发电厂	295	860	2002	6	100%	0	0%	1.38
华电吐鲁番电厂	270	868	2006	11	100%	0	0%	1.32
华电大同 1 电厂	270	868	2006	9	100%	0	0%	1.14
哈密天光电厂	250	868	2003	36	5%	0	100%	0.85

华电邵武电厂	250	965	1998	29	10%	0	100%	0.85
华电 WEIHUILIANG	250	868	1999	10	100%	0	0%	1.32
内江白马电厂	200	965	1989	67	54%	0	0%	0.90
华电新州光宇电厂	135	860	2007	32	100%	0	0%	1.09
内江高坝发电厂	100	965	1996	67	54%	0	0%	0.90
厦门杏林电厂	92	874	2010	20	20%	0	0%	0.75
银川	63	868	2006	16	0%	0	100%	1.18
银川电厂	30	874	2006	16	100%	0	0%	1.18
<b>总计<sup>1</sup></b>	<b>90,525</b>	<b>878</b>	<b>2006</b>	<b>42</b>	<b>47%</b>	<b>0</b>	<b>36%</b>	<b>1.01</b>

1. MW-加权平均值；2. 只有自有部分的容量；3. 可更新性表示为可再生的总发电装置单位 MW 容量的百分比。

**表 45：华电计划新建电厂的环境相关风险**

工厂	装机容量 [MW]	LRH-1: 碳强度 [kg CO <sub>2</sub> /MWh]	LRH-2: 电厂寿命	LRH-3: 空气污染 [µg PM <sub>2.5</sub> /m <sup>3</sup> ]	LRH-4: 水资源压 力[%]	LRH-5: 煤炭质量 [= 褐煤]	LRH-6: CCS 改造[ =可改装] <sup>3</sup>	LRH-7: 未来温升 压力[ΔoC]
荆州	3,320	829	2017	64	0%	0	100%	1.01
华电沈丘电厂	2,000	834	2017	70	100%	0	0%	0.90
华电襄阳电厂	2,000	828	2017	53	3%	0	0%	1.01
福州凯门发电厂	2,000	828	2018	19	10%	0	100%	0.83
华电偏关电厂	2,000	834	2017	21	39%	0	0%	1.20
华电定陶电厂	2,000	834	2019	83	100%	0	0%	0.92
华电通州湾电厂	2,000	860	2017	58	54%	0	0%	0.90
华电浑源电厂	2,000	834	2017	23	100%	0	0%	1.20
华电榆横	2,000	829	2017	22	0%	0	0%	1.16
华电江铃电厂	2,000	834	2017	64	0%	0	100%	1.01
华电潞安电厂	2,000	828	2020	50	21%	0	0%	0.98
华电台前电厂	2,000	834	2017	85	100%	0	0%	0.92
包头东华电厂	1,320	834	2017	15	71%	0	0%	1.21
包头河西电厂	1,320	860	2017	14	71%	0	0%	1.19
华电东晟电厂	1,320	847	2017	11	100%	0	0%	1.32
华电安顺电源电厂	1,320	860	2017	30	8%	0	0%	0.88
十二连成	1,320	829	2018	18	0%	0	0%	1.21
华电多伦电厂	1,320	834	2017	13	100%	0	0%	1.21
华电贵港电厂	1,320	847	2017	37	8%	0	0%	0.88
ORDOS 双欣	1,200	867	2017	15	100%	0	100%	1.18
方家庄	1,200	964	2017	63	6%	0	100%	0.88
曲沃发电厂	1,200	834	2017	23	100%	0	0%	1.20
华电龙口电厂	1,200	958	2017	37	100%	0	0%	0.99
巴彦桦金山发电厂	1,200	834	2017	7	62%	0	0%	1.27
华电芜湖电厂	1,000	828	2017	53	4%	0	100%	0.97
玉岭龙滩发电厂	700	860	2017	31	18%	0	100%	0.81
河北华电石家庄鹿华热电有限公司（二期）	700	867	2017	67	100%	0	0%	1.09
河北华电石家庄裕华热电有限公司（二期）	700	867	2017	79	100%	0	0%	1.09
华电鹿华电厂	700	847	2017	68	0%	0	0%	1.09
华电天水电源站	700	874	2017	23	100%	0	0%	1.06
毕节电厂	700	860	2017	31	11%	0	0%	0.88
华电十二连城电厂	660	834	2017	18	71%	0	0%	1.21
华电四里泉电厂	660	828	2017	68	100%	0	100%	0.91
宁东马莲台	600	842	2017	16	100%	0	100%	1.18
泸州川南发电厂	600	965	2017	63	1%	0	100%	0.90
华电准噶尔 Dalu 废煤电厂	600	874	2017	20	39%	0	0%	1.20
华电哈尔滨 1 电厂	300	868	2017	29	31%	0	0%	1.22
江苏华电如皋热电联产项目	38	868	2017	60	54%	0	0%	0.90

总计 <sup>1</sup>	49,218	847	2017	42	49%	0	27%	1.04
-----------------	--------	-----	------	----	-----	---	-----	------

1. MW-加权平均值；2. 只有自有部分的容量；3. 可更新性表示为可再生的总发电装置单位 MW 容量的百分比。

### 国家电力投资公司

国家电力投资公司拥有中国第 5 大煤电装机容量 (76,416MW)。在建或计划容量占比在五大发电集团中最高，达到 44% (在建 13,310 MW，计划 46,239 MW)。由于规模较小，在 5 年、10 年、15 年和 20 年情景中的潜在搁浅资产规模排名垫底。

国电投在区域风险假设 (LRHs) 上最显著的特点是其现役电厂的褐煤使用率异常高 (LRH-5, 26%)。但在计划新建电厂中这一比例下降到 14%。计划新建电厂的碳强度 (LRH-3) 将从 888 kg CO<sub>2</sub>/MWh 微降至 858 kg CO<sub>2</sub>/MWh。在五家发电集团中，国电投现役电厂的水资源压力参数 (LRH-4, 为 47%) 最高，计划建设电厂将这一指标提高至 54%。空气污染指数 (LRH-3) 预期从现有的 41μg/m<sup>3</sup> 下降至 30 μg/m<sup>3</sup>。

图 41: 国电投现有和新建煤电搁浅资产规模估计

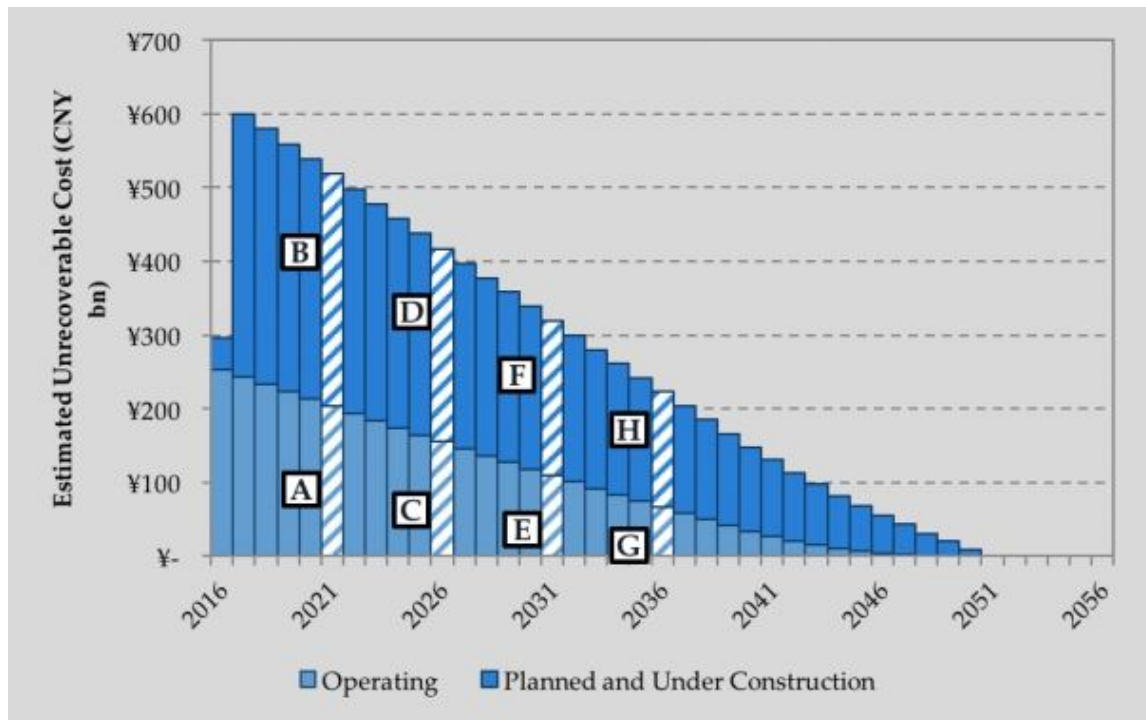


表 46: 国电投现役煤电的环境相关风险

工厂	装机容量 [MW]	LRH-1: 碳强度 [kg CO <sub>2</sub> /MWh]	LRH-2: 电厂寿命	LRH-3: 空气污染 [μgPM <sub>2.5</sub> /m <sup>3</sup> ]	LRH-4: 水资源压力 [%]	LRH-5: 煤炭质量 [1 = 褐煤]	LRH-6: CCS 改造 [1 = 可改装] <sup>3</sup>	LRH-7: 未来温升压力 [ΔoC]
CPI 平圩电厂	4,480	842	2006	64	21%	0	0%	0.90
CPI 常熟-1 电厂	3,320	844	2005	59	72%	0	0%	0.90
姚孟发电厂	2,400	854	1994	72	100%	0	0%	0.95
元宝山	2,194	967	1994	19	100%	1	0%	1.21

赤峰元宝山电厂	2,100	969	1994	19	100%	1	0%	1.21
通辽电厂	2,070	969	1997	27	0%	1	0%	1.21
上海曹泾电厂	2,000	834	2010	57	69%	0	0%	0.90
平顶山鲁阳发电厂	2,000	828	2010	71	100%	0	0%	0.95
红军铝电厂	1,900	952	2011	7	0%	1	0%	1.29
桂溪电厂	1,880	850	2010	39	14%	0	100%	0.93
钱北电厂	1,700	868	2002	36	11%	0	100%	0.88
清河电厂	1,600	940	2004	35	100%	1	75%	1.14
CPI 新昌电厂	1,400	828	2010	45	1%	0	100%	0.93
景德镇发电厂	1,320	834	2011	40	14%	0	100%	0.93
芜湖中电	1,320	828	2011	53	4%	0	100%	0.97
金沙茶园电厂	1,320	847	2016	36	11%	0	100%	0.88
CPI 神头电厂	1,320	841	2013	26	100%	0	0%	1.09
习水二郎发电厂	1,320	860	2015	41	2%	0	100%	0.90
石家庄电厂	1,320	938	2010	20	0%	1	0%	1.21
西宁电厂	1,320	834	2015	10	0%	0	0%	1.14
大别山	1,280	842	2008	59	80%	0	100%	0.97
外高桥电厂	1,280	868	1996	57	91%	0	25%	0.90
淮南田集吉电厂	1,260	847	2007	64	21%	0	0%	0.90
纳雍-2 电厂	1,200	965	2006	31	11%	0	0%	0.88
大板	1,200	967	2010	12	100%	1	0%	1.27
微山湖 燕山湖	1,200	939	2012	23	0%	1	100%	1.14
福溪电厂	1,200	841	2012	62	1%	0	100%	0.88
纳雍-1 电厂	1,200	965	2004	31	11%	0	0%	0.88
CPI 霍林河电厂	1,200	969	2008	7	0%	1	0%	1.29
黔西电厂	1,200	965	2006	32	11%	0	0%	0.88
白音华 金山	1,200	867	2010	7	62%	0	0%	1.27
朝阳燕山湖电厂	1,200	938	2012	30	100%	1	100%	1.13
黄冈大别山电厂	1,200	841	2008	47	1%	0	0%	0.97
CPI 赤峰大坝发电厂	1,200	969	2013	12	100%	1	0%	1.27
雅西发电厂	1,200	965	2005	38	11%	0	0%	0.90
开封 2 电厂	1,200	841	2009	88	100%	0	100%	0.95
阜新电厂	1,100	868	2004	36	100%	0	82%	1.13
新乡华宇电厂	1,000	868	1999	83	100%	0	60%	1.04
浑江电厂	1,000	885	2002	16	10%	0	80%	1.15
重庆双槐电厂	960	840	2011	60	32%	0	100%	0.90
漳泽长治发电厂	840	874	1990	51	0%	0	0%	1.04
松花江电厂	730	969	2009	27	76%	1	82%	1.24
CPI 林河电厂	700	847	2011	11	100%	0	0%	1.25
河津发电厂	700	868	2000	52	12%	0	100%	1.08
重庆白河电厂	700	965	2004	55	1%	0	86%	0.90
辽宁-3 电厂（辽宁东方电厂）	700	868	2005	39	100%	0	100%	1.14
CPI 山西侯马发电厂	700	882	2012	54	100%	0	0%	1.08
吴泾 2 热电联产电厂	600	868	2009	56	69%	0	0%	0.90
广州新塘	600	868	2012	33	15%	0	0%	0.85
大连甘井子电厂	600	969	2010	38	100%	1	100%	0.99
石家庄梁村电厂	600	868	2011	73	100%	0	0%	1.09
吴泾 1 电厂	600	868	1992	56	69%	0	0%	0.90
顺德德盛发电厂	600	868	2008	36	3%	0	100%	0.85
CPI 抚顺发电厂	600	969	2008	33	100%	1	0%	0.99
CPI 乌苏发电厂	600	874	2011	9	0%	0	0%	1.31
二道江发电厂	600	910	2003	17	10%	0	67%	1.15
广州立新电厂	600	874	2012	33	15%	0	0%	0.85
分宜电厂	540	868	2008	42	5%	0	0%	0.95
平顶山发电厂	420	868	2006	73	100%	0	0%	0.95
南阳电厂	420	874	2008	61	78%	0	100%	0.95
重庆西	400	868	2001	55	1%	0	50%	0.90
松花江	350	967	2012	26	76%	1	100%	1.24

四平电厂	350	969	2013	33	100%	1	0%	1.19
永川3电厂	270	868	2008	60	2%	0	100%	0.90
赤峰莫干山发电厂	270	874	2007	18	100%	0	0%	1.21
大连泰山电厂	270	874	2006	38	100%	0	100%	0.99
芜湖照达发电厂	250	868	1997	53	4%	0	50%	0.97
中电洪泽	30	868	2006	61	54%	0	0%	0.91
青浦	12	868	2006	58	69%	0	0%	0.90
<b>总计<sup>1</sup></b>	<b>76,416</b>	<b>888</b>	<b>2006</b>	<b>41</b>	<b>47%</b>	<b>0</b>	<b>35%</b>	<b>1.03</b>

1. MW-加权平均值；2. 只有自有部分的容量；3. 可更新性表示为可再生的总发电装置单位 MW 容量的百分比。

**表 47： 国电投计划新建电厂的环境相关风险**

工厂	装机容量 [MW]	LRH-1: 碳强度 [kg CO <sub>2</sub> /MWh]	LRH-2: 电厂寿命	LRH-3: 空气污染 [µg PM <sub>2.5</sub> /m <sup>3</sup> ]	LRH-4: 水资源压力 [%]	LRH-5: 煤炭质量 [=褐煤]	LRH-6: CCS 改造 [=可改装] <sup>3</sup>	LRH-7: 未来温升 压力[ΔoC]
广东揭阳前山电厂	4,000	834	2017	21	58%	0	0%	0.81
青阳复合	4,000	829	2017	25	100%	0	0%	1.15
青铜峡铝电	2,100	828	2017	17	100%	0	100%	1.18
CPI 武威凉州电厂	2,000	860	2017	12	100%	0	100%	1.19
CPI 白城	2,000	939	2017	20	0%	1	0%	1.21
中电投蒙西能源有限责任公司（一期）	2,000	867	2017	16	100%	0	0%	1.21
平顶山鲁阳发电厂	2,000	828	2017	71	100%	0	0%	0.95
石家庄电厂	2,000	938	2017	20	0%	1	0%	1.21
CPI 邓州电厂	2,000	834	2017	56	78%	0	0%	1.05
CPI 上饶电厂	2,000	834	2017	34	14%	0	100%	0.91
CPI 天水青水电厂	2,000	834	2017	24	100%	0	0%	1.06
CPI 新昌电厂	2,000	828	2017	45	1%	0	100%	0.93
威宁电厂	1,320	854	2017	18	6%	0	100%	0.92
山西铝电厂	1,320	860	2017	29	100%	0	0%	1.09
CPI 大别山电厂	1,320	841	2017	59	80%	0	100%	0.97
金沙茶园发电厂	1,320	847	2017	36	11%	0	100%	0.88
习水二郎发电厂	1,320	860	2016	42	2%	0	100%	0.90
白音华金山	1,320	842	2017	7	62%	0	0%	1.27
普安发电厂	1,320	860	2017	32	11%	0	0%	0.88
双槐	1,000	829	2017	60	32%	0	100%	0.90
滨海电厂	1,000	834	2017	57	54%	0	100%	0.91
汤岗子电厂	700	860	2017	38	100%	0	0%	1.14
霍林河循环	700	968	2017	15	0%	1	0%	1.21
CPI 乌苏发电厂	700	874	2017	9	0%	0	0%	1.31
红军铝电厂	700	969	2015	7	0%	1	0%	1.29
兰州新区电厂	700	860	2016	19	39%	0	100%	1.14
潘县-2 发电厂	660	841	2017	20	8%	0	100%	0.92
贵州钱溪电厂	660	956	2017	32	11%	0	0%	0.88
新成热电	600	868	2017	18	0%	0	0%	1.21
清河	600	939	2017	35	100%	1	100%	1.14
四平电厂	350	969	2012	33	100%	1	0%	1.19
大兴安岭能源开发有限公司(加格达奇)	240	868	2017	3	2%	0	100%	1.25
CPI 绥阳电厂	150	860	2016	39	11%	0	100%	0.90
石家庄良村热电有限公司（二期）	50	868	2017	81	100%	0	0%	1.09
宁靖热电联产	50	868	2017	79	100%	0	0%	0.98
盐城热电有限责任公司（二期）	24	868	2017	61	54%	0	0%	0.90
中电（洪泽）	15	868	2017	61	54%	0	0%	0.91
<b>总计<sup>1</sup></b>	<b>46,239</b>	<b>858</b>	<b>2017</b>	<b>30</b>	<b>54%</b>	<b>0</b>	<b>38%</b>	<b>1.05</b>

1. MW-加权平均值；2. 只有自有部分的容量；3. 可更新性表示为可再生的总发电装置单位 MW 容量的百分比。



## 4. 结论

- 我们研究了排名前 50 的中国煤电企业（合计装机容量占全国煤电总装机容量的 89%）旗下现役和计划新建煤电所面临的环境相关风险。我们测算了每家电厂在 7 个区域层面和 12 个国家层面风险假设的暴露程度。这种资产层面的分析随后汇总到母公司层面，来帮助特定的投资者制定包括风险管理、风险筛选、表决、参与和撤资在内的投资决策。我们也针对中国五大发电集团（华能国际，大唐集团，国电集团，华电集团，国家电力投资集团）所面临的环境相关风险和潜在的资产搁浅风险进行了深入的案例研究。
- 我们研究了中国发电企业历来的财务结构和市场价值。这样做有助于确定样本公司的业绩表现、稳健性和资产健康状况，也为公司未来的融资能力提供了参考，同时投资者也在寻求此类信息以确定投资的预期回报率。面对本报告所揭示的各种风险因素产生的搁浅资产，财务状况良好的电力企业也更容易适应。如果样本公司背负着沉重的财务压力，投资者将会认为该公司属于行业非投资级别并在是否投资上犹豫不决，或者会要求更高的投资回报率。在促进中国低碳转型投资方面，资本的进入至关重要。
- 我们发现排名前 50 的中国煤电企业的财务状况普遍恶化。首先，2008 到 2015 年期间，该行业资产亏损达到了 138 亿人民币。其次，中国电力企业对短期债务（流动负债）有很大的依赖性，如果市场状况迅速恶化，可能导致额外的财务风险和破产风险。第三，多年以来，利润率在持续下降，从 1995 年的 23% 降到了 2015 年的 9%。第四，样本公司一直在努力增加他们的财务杠杆，从而导致了更高的财务风险。第五，中国煤电企业的现金储备通常很低，削弱了他们使用现金或现金等价物偿还债务的能力。第六，债务占收入的比重越来越大，延长了偿还债务的时间。
- 为了衡量中国煤电资产潜在的搁浅规模和这一规模的上界，我们使用了四个情景进行说明，在这四个情景中，假设所有现役和计划新建煤电厂分别在 5 年、10 年、15 年和 20 年后被完全搁浅。考虑到全球能源系统的变化速度，这些情景设定的时间跨度非常合适。随着临界点的来临，搁浅资产带来的破坏似乎正在加速，但电力部门意图保持新建煤电资产的相对静态和“安全”的想法，与我们看到的 20 国集团（G20）实际发生的情况是背道而驰的。
- 这四种情景反映了本报告所揭示的环境相关风险产生实质性作用的速度和规模。需要着重强调的是，这些情景突出了煤电搁浅资产给中国电力部门造成的最大潜在影响，估计煤电搁浅资产的价值规模可能高达 30,860 - 72,010 亿元（4,490-10,470 亿美元），相当于 2015 年中国 GDP 的 4.1% - 9.5%。鉴于这样的规模，金融监管机构应该审慎地考查中国金融系统中哪些部分或多或少地暴露在这些风险下，并考虑采取相关措施来减轻这种风险。
- 鉴于产能日益过剩、可再生能源的竞争、碳排放配额的减少、电力需求的下滑，如不能及时发现中国现役和已批准新建的煤电厂所面临的资产搁浅风险，可能会造成严重的后果。煤电搁浅资产将会影响投资者的预期收益，损害电厂偿还巨额债务的能力，并最终会导致让纳税人和电力用户去消化这些搁浅资产。

## 参考文献

- AEMO. "Heatwave 13 to 17 January 2014." *American Energy Market Operator*, 2014.
- AMAP/UNEP. "AMAP/UNEP Geospatially Distributed Mercury Emissions Dataset 2010v1," 2013.
- An Bo, L. W. "China's Market-Oriented Reforms in the Energy and Environmental Sectors." Pacific Energy Summit, 2015.
- Ansar, Atif, Ben Caldecott, and James Tibury. "Stranded Assets and the Fossil Fuel Divestment Campaign: What Does Divestment Mean for the Valuation of Fossil Fuel Assets?" *Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford*, no. October (2013): 1-81. doi:10.1177/0149206309337896.
- Bloomberg New Energy Finance. "New Energy Outlook 2016," 2016.
- Bloomberg News. "China Scales Back Wind, Solar Ambitions as Renewables Boom Cools." *Bloomberg*, 2016.
- Boersma, K F, H J Eskes, R J Dirksen, R J van der A, J P Veefkind, P Stammes, V Huijnen, et al. "An Improved Tropospheric NO<sub>2</sub> Column Retrieval Algorithm for the Ozone Monitoring Instrument." *Atmos. Meas. Tech.* 4, no. 9 (September 2011): 1905-28. doi:10.5194/amt-4-1905-2011.
- Boys, B L, R V Martin, A Van Donkelaar, R J MacDonell, N C Hsu, M J Cooper, R M Yantosca, Z Lu, D G Streets, and Q Zhang. "Fifteen-Year Global Time Series of Satellite-Derived Fine Particulate Matter." *Environmental Science & Technology* 48, no. 19 (2014): 11109-18.
- BP plc. "BP Statistical Review of World Energy 2015," 2015.
- — —. "BP Statistical Review of World Energy 2016," 2016.
- Caldecott, Ben, Gerard Dericks, and James Mitchell. "Stranded Assets and Subcritical Coal: The Risk to Companies and Investors." *Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford*, 2015, 1-78.
- Caldecott, Ben, Gerard Dericks, Daniel J. Tulloch, Lucas Kruitwagen, and Irem Kok. "Stranded Assets and Thermal Coal in Japan." *Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford*, 2016, 1-106.
- — —. "Stranded Assets and Thermal Coal in Japan: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure," 2016.
- Caldecott, Ben, Nicholas Howarth, and Patrick McSharry. "Stranded Assets in Agriculture: Protecting Value from Environment-Related Risks." *Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford*, 2013.
- Caldecott, Ben, Lucas Kruitwagen, Gerard Dericks, Daniel J. Tulloch, Irem Kok, and James Mitchell. "Stranded Assets and Thermal Coal: An Analysis of Environment-Related Risk Exposure." *Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford*, 2016, 1-188.
- Caldecott, Ben, and James Mitchell. "Premature Retirement of Sub-Critical Coal Assets: The Potential Role of Compensation and the Implications for International Climate Policy." *Seton Hall Journal of Diplomacy and International Relations* 16, no. 1 (2014): 59-70.
- Carbon Tracker Initiative. "Chasing the Dragon? China's Coal Overcapacity Crisis and What It Means for Investors," 2016.
- — —. "Coal Financial Trends," 2014. <https://www.carbontracker.org/wp-content/uploads/2014/09/Coal-Financial-Trends-ETA.pdf>.
- Cheng, Wang. "China Announces Renewables Quota, but Is It Enough?" *CNESA*, 2016.
- China Electricity Council. "National 600Mw Scale Thermal Power Unit Benchmarking and Competition Dataset (in Chinese).," 2013.
- — —. "Thermal Power Utilization Rates," 2016. <http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/tongjixinxi/>.
- China Energy Group. "Key China Energy Statistics." Lawrence Berkley National Laboratory, 2014.
- "China Introduces Offshore Wind Feed-in-Tariffs." *Global Wind Energy Council*, 2014.
- "China Releases First PV Poverty Alleviation Project List, Totals 5.16GW." *EnergyTrend*, 2016.
- China Water Risk. "Towards a Water & Energy Secure China," 2015.

- climateactiontracker.org. "China." *Climate Action Tracker*, 2016.
- Comerford, Tim, Dennis Meseroll, Tracey Hyatt Bosman, and Gao Yang. "A Comparison of US and China Electricity Costs." BLS & Co. Ltd, Tractus Asia Limited, 2016.
- Costello, Kenneth W, and Ross C Hemphill. "Electric Utilities' 'Death Spiral': Hyperbole or Reality?" *The Electricity Journal* 27, no. 10 (December 2014): 7–26. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2014.09.011>.
- Council, China Electricity. "National 300Mw Scale Thermal Power Unit Benchmarking and Competition Dataset (in Chinese)," 2013.
- Dahowski, R.T., X. Li, C.L. Davidson, N. Wei, J.J. Dooley, and R.H. Gentile. "A Preliminary Cost Curve Assessment of Carbon Dioxide Capture and Storage Potential in China." *Energy Procedia* 1, no. 1 (2009): 2849–56.
- Department for Food, Environment & Rural Affairs. "Sustainable Development Indicators," 2013.
- Department of Energy Statistics, and National Bureau of Statistics. *China Energy Statistical Yearbook 2014*. China Statistics Press, 2014. <http://data.cnki.net/yearbook/Single/N2015110114>.
- Doyle, Alister. "Global Coal Power Plans Fall in 2016, Led by China, India: Study." *Reuters*, n.d. <http://www.reuters.com/article/us-global-coal-idUSKCN11C2N4>.
- EcoWatch. "Toxic Flood from Coal Mines and Power Plants Hit Vietnam's Ha Long Bay World Heritage Site," 2015. <http://www.ecowatch.com/toxic-floods-from-coal-mines-and-power-plants-hit-vietnams-ha-long-bay-1882080179.html>.
- Enerdata. "Global Energy Statistical Yearbook 2016," 2016. <https://yearbook.enerdata.net/#world-electricity-production-map-graph-and-data.html>.
- Energy Watch Group. "Coal: Resources and Future Production," n.d. [http://www.peakoil.net/files/EWG-Coalreport\\_10\\_07\\_2007.pdf](http://www.peakoil.net/files/EWG-Coalreport_10_07_2007.pdf).
- EnergyUK. "A Review of Power Station Resilience over Winter 2013/2014," 2015. <https://www.energy-uk.org.uk/publication.html?task=file.download&id=5021>.
- EPRI. "Water Use for Electric Power Generation." Palo Alto, CA, 2008.
- EY. "Renewable Energy Country Attractiveness Index," 2016.
- Fang, Lv, Xu Honghua, and Wang Sicheng. "National Survey Report of PV Power Applications in China 2013." IEA PVPS, 2014.
- Frankel, David, Kenneth Ostrowski, and Dickon Pinner. "The Disruptive Potential of Solar Power." *McKinsey Quarterly* 4 (2014).
- Gassert, Francis, Matt Luck, Matt Landis, Paul Reig, and Tien Shiao. "Aqueduct Global Maps 2.1: Constructing Decision-Relevant Global Water Risk Indicators." Working Paper. Washington, DC: World Resources Institute. Available online at: <http://www.wri.org/publication/aqueductglobalmaps-21-indicators>, 2014.
- Global CCS Institute. "Global CCS Institute CCS Legal and Regulatory Indicator," 2015. <http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/196443/global-ccs-institute-ccs-legal-regulatory-indicator.pdf>.
- — —. "The Global Status of CCS," 2016. <https://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects>.
- Global Risks Insight. "Under the Radar: Why China's Energy Deregulation Overshadows the Aramco IPO." Global Risks Insight, 2016.
- Graffy, Elisabeth, and Steven Kihm. "Does Disruptive Competition Mean a Death Spiral for Electric Utilities." *Energy LJ* 35 (2014): 1.
- Gray, Matthew. "Coal: Caught in the EU Utility Death Spiral." *Carbon Tracker*. <http://www.carbontracker.org/wp-content/uploads/2015/06/CTI-EU-Utilities-Report-v6-080615.Pdf>, 2015.
- Greenpeace. "Study on Economics of Coal-Fired Power Generation Projects in China," 2016.
- Guan, Z, and H Gurgenci. "Dry Cooling Technology in Chines Thermal Power Plants." In *Australian Geothermal Energy Conference*, 2009. [https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGASTandard/AGEC/2009/Guan\\_Gurgenci\\_2009.pdf](https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGASTandard/AGEC/2009/Guan_Gurgenci_2009.pdf).

- Halliday, R G, L P Fanning, and R K Mohn. "Use of the Traffic Light Method in Fisheries Management Planning." *Marine Fish Division, Scotia-Fundy Region, Department of Fisheries and Oceans, Bedford Institute of Oceanography, Dartmouth, NS, Canada*, 2001.
- Haugwitz, Frank. "China's Distributed Solar PV Ambitions - Policies and Challenges," 2015.
- Hill, Joshua S. "China Installed 18.6 GW of Solar PV in 2015, but Was All of It Connected?" *Cleantecnica*, 2016.
- Hook, M, W Zittel, J Schindler, and K Aleklett. "A Supply-Driven Forecast for the Future Global Coal Production." In *Contribution to the ASPO*, 2008.
- IEA. "Energy, Climate Change and Environment." Paris, France, 2014.
- — —. "Energy Technology Perspectives 2013`." Paris, France, 2013.
- — —. "People's Republic of China, Electricity Generation by Fuel," 2016.  
<http://www.iea.org/stats/WebGraphs/CHINA2.pdf>.
- — —. "Projected Costs of Generating Electricity," 2015.
- — —. "Ready for CCS Retrofit," 2016.
- IIGCC. "Investor Expectations of Electric Utilities Companies Looking down the Line at Carbon Asset Risk," 2016.
- International Energy Agency. "World Energy Investment Outlook." *International Energy Agency, Paris, France* 23 (2003): 329. doi:10.1049/ep.1977.0180.
- — —. "World Energy Outlook." IEA, 2012.
- — —. "World Energy Outlook," 2015.
- — —. "World Energy Outlook," 2016.
- International Energy Agency (IEA). "Energy and Air Pollution," 2016.
- International Institute for Sustainable Development. "Global Subsidies Initiative." International Institute for Sustainable Development, 2016.
- IPCC. "Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change," 2014.
- Jianxiang, Yang. "China Reduces FITs over Two-Year Period." *Wind Power Monthly*, 2016.
- Johnson, Steve. "China Axes Part-Built Coal Power Plants." *The Financial Times*, n.d.  
<https://www.ft.com/content/78db1ca6-96ab-11e6-a80e-bcd69f323a8b?sectionid=markets>.
- Juan, Du. "New 5-Year Plan to Raise Goals for Renewable Energy." *ChinaDaily*, 2014.
- Kahr, F, and X Wang. "Integrating Renewable Energy into Power Systems in China: A Technical Primer." Beijing, China, 2014. <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-e3chinapowersystemoperations-final-2014-dec-24.pdf>.
- Krotkov, N A, C A McLinden, C Li, L N Lamsal, E A Celarier, S V Marchenko, W H Swartz, et al. "Aura OMI Observations of Regional SO<sub>2</sub> and NO<sub>2</sub> Pollution Changes from 2005 to 2015." *Atmos. Chem. Phys.* 16, no. 7 (April 2016): 4605-29. doi:10.5194/acp-16-4605-2016.
- Larson, Christina. "World's Largest River Diversion Project Now Pipes Water to Beijing." *Bloomberg*, 2014.  
<https://www.bloomberg.com/news/articles/2014-12-15/world-s-largest-river-diversion-project-now-pipes-water-to-beijing>.
- Liansai, Dong. "So What Happened with China's Pollution in 2015?" *Greenpeace*, 2016.  
<http://www.greenpeace.org/eastasia/news/blog/China-pollution-2015/blog/55341/>.
- Liao, Mei, Huizheng Lui, Wei Jiang, Tao Wang, Yongqin Xie, and Yuanying Chi. "Distributed Photovoltaic Generation Systems in China: An Environmental Cost-Benefit Analysis with Social-Techno-Economic Approach." Economics & Management School, Beijing University of Technology, 2014.
- Liu, John Chung-En. "Assembling China's Carbon Markets." Ash Center for Democratic Governance and Innovation, Harvard Kennedy School, 2016.
- Lockwood, Alan H, Kristen Welker-Hood, Molly Rauch, and Barbara Gottlieb. "Coal's Assault on Human



- Health." *Physicians for Social Responsibility Report*, 2009.
- Lu, Xi, Michael B McElroy, and Juha Kiviluoma. "Global Potential for Wind-Generated Electricity." *Proceedings of the National Academy of Sciences* 106, no. 27 (2009): 10933–38.
- Magazine, Power. "Flooding Threatens Coal-Fired Power Plant," n.d. <http://www.powermag.com/flooding-threatens-coal-fired-power-plant/>.
- "Map of Flat Plate Tilted at Latitude Resource of China." *International Maps - National Renewable Energy Laboratory*, 2016.
- Martin, R. "Fixing China's Coal Problem." *MIT Technology Review*, 2015. <https://www.technologyreview.com/s/537696/fixing-chinas-coal-problem/>.
- Meng, Meng, Henning Gloystein, and Josephine Mason. "China to Cap Coal at 55 Percent of Total Output by 2020: NEA." *Reuters*, 2016.
- Ministry of Environmental Protection. "National Development and Reform Commission and National Energy Administration, The Full Implementation of Ultra Low Emission and Energy Saving Transformation of Coal-Fired Power Plants", <全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案>," 2015.
- Ministry of Water Resources (MWR). "Ministry of Water Resources on Deepening the Reform of Water Conservation." *China Water Resource News*, 2014.
- MITeI. "Retrofitting of Coal-Fired Power Plants for CO2 Emission Reductions," 2009.
- Moomaw, W, P Burgherr, G Heath, M Lenzen, J Nyboer, and A Verbruggen. "Annex II: Methodology." *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, 2011, 982.
- Moore, S. "Issue Brief: Water Resource Issues, Policy and Politics in China." *The Brookings Institute*, 2013.
- Myllyvirta, A. "China Keeps Building Coal Plants despite New Overcapacity Policy." *Greenpeace Energy Desk*, 2016.
- National Bureau of Statistics. *China Statistical Yearbook*, 2014. <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2015/indexeh.htm>.
- National Development and Reform Commission, and National Energy Administration. "Orderly Deregulation of Power Generation and Consumption Planning(exposure Draft File), 关于有序放开发用电计划工作的通知(征求意见稿)," 2016.
- National Energy Administration. "Coordinated Development of Power Sector in Northeast China, <关于推动东北地区电力协调发展的实施意见>," 2016.
- — —. "The Energy Saving and Emission Abatement Plan of Upgrading and Transforming Coal Power in China (2014-2020) <煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020年)>," 2014.
- National Energy Administration. "China Leads the World in Renewable Energy," 2016.
- — —. "首批20个太阳能热发电示范项目确定 总计装机容量134.9万千瓦," 2016.
- National Energy Technology Laboratory. "Coal-Fired Power Plants in the United States: Examination of the Costs of Retrofitting with CO2 Capture Technology." Washington, US, 2011.
- NDRC, State Environmental Protection Administration (SEPA), and SERC and National Energy Working Group. "Pilot Measures for Implementing Energy Efficient Dispatch <节能发电调度办法实施细则(试行)No. 523," 2007.
- Osborne, Mark. "China's NEA Proposes Significant Solar Feed-in-Tariff Cuts for 2017." *PV-Tech*, 2016.
- Pacific Northwest National Laboratory. "China Shows Promise in Carbon Capture and Storage," 2012. <http://www.pnnl.gov/science/highlights/highlight.asp?id=685>.
- Pfeiffer, Alexander, Richard Millar, Cameron Hepburn, and Eric Beinhocker. "The '2°C Capital Stock' for Electricity Generation: Committed Cumulative Carbon Emissions from the Electricity Generation Sector and the Transition to a Green Economy." *Applied Energy* (In Press) (2016). doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.093>.
- Polaris transmission and distribution power net. "Guizhou Promoted the Implementation of Direct Trading of



- Electricity to Release the Reform Dividend of Supply Side," 2016.  
<http://shupeidian.bjx.com.cn/news/20160816/762682.shtml>.
- Reuters. "China's Solar Capacity Overtakes Germany in 2015, Industry Data Show," n.d.  
<http://www.reuters.com/article/china-solar-idUSL3N15533U>.
- — —. "China Building 200 GW of Coal-Fired Power despite Capacity Glut: Greenpeace," n.d.  
<http://uk.reuters.com/article/us-china-power-coal-idUKKCN0ZT09B>.
- — —. "Chinese Solar Power Project Developers Offer Record Low Tariff Price-Media," n.d.  
<http://uk.reuters.com/article/china-power-solar-idUKL3N1BZ3CY>.
- Robins, Brian. "Electricity Market: Heatwave Generates Interest in Power." *The Sydney Morning Herald*, 2014.
- Rong, Fang, and David G. Victor. "What Does It Cost to Build a Power Plant?" *ILAR Working Paper*. Vol. 17, 2012.
- Schachinger, Martin. "pvXchange Module Price Index November 2016." *Pv Magazine*, 2016.
- Schwartz, Nelson, and Rachel Abrams. "Even the Most Pessimistic Observers Think China Will Still Grow by 4 or 5 Percent." *The New York Times*, n.d.
- Scientific American. "China Blows Past the U.S. in Wind Power," n.d.  
<https://www.scientificamerican.com/article/china-blows-past-the-u-s-in-wind-power/>.
- Shaofeng, Xu, and Chen Wenyin. "The Reform of Electricity Power Sector in the PR of China." *Energy Policy* 34 (2006): 2455–65.
- Shen, Feifei. "China's Solar Prices Can Fall 38%, Become Competitive with Coal." *Bloomberg*, 2016.
- SolarGIS. "SolarGIS: Free Solar Radiation Maps Download Page," 2016.
- Spegele, Brian. "China's Coal-Plant Binge Deepens Overcapacity Woes." *Wallstreet Journal*, 2016.
- Statista. "Installed Capacity of Coal Power Plants Worldwide as of 2016," 2016.  
<https://www.statista.com/statistics/530569/installed-capacity-of-coal-power-plants-in-selected-countries/>.
- Stratfor. "China's Power Grid Systems Map," 2012. <https://www.stratfor.com/image/chinas-power-grid-systems-map>.
- Taylor, Lenore, and Tania Branigan. "US and China Strike Deal on Carbon Cuts in Push for Global Climate Change Pact." *The Guardian*, 2014.
- The Power of Renewables: Opportunities and Challenges for China and the United States*. The National Academies Press, 2010.
- The State Council. "Opinions on Further Deepening the Power System Reformation, 关于进一步深化电力体制改革的若干意见," 2015.
- The State Council The People's Republic of China. "China Sets Targets for Local and Renewable Energy Use." *English.Gov.CN*, 2016.
- The World Bank. "RISE Scoring Methodology," 2016.
- — —. "World Bank National Accounts Data," 2016.  
<http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?end=2015&start=2015>.
- — —. "World Development Indicators | World DataBank," 2016.
- Walsh, F, and M. Zoback. "Probabilistic Assessment of Potential Fault Slip Related to Injection-Induced Earthquakes: Application to North-Central Oklahoma, USA." *Geology* G38275.1 (n.d.).
- WHO. "Ambient Air Pollution: A Global Assessment of Exposure and Burden of Disease," 2016.
- Wildau, Gabriel. "China's : The State-Owned Zombie Economy." *The Financial Times*, February 2016.
- — —. "China's Challenges and Their Global Risks." *The Financial Times*, n.d.  
<https://www.ft.com/content/68fbf5d3-452e-3b55-8550-e83c0f1cc5bf>.
- Wong, Sue-Lin, and Charlie Zhu. "Chinese Wind Earnings under Pressure with Fifth of Farms Idle." *Reuters*, 2015.

- World Bank Group, and Ecofys. "Carbon Pricing Watch 2016." Ecofys, 2016.
- World Energy Council. "World Energy Resources: 2013 Survey," 2013.
- World Nuclear Association. "Nuclear Power in China." *World Nuclear Association - Country Profiles*, 2016.
- Wright, Tim. *The Political Economy of the Chinese Coal Industry: Black Gold and Blood-Stained Coal*. Vol. 45. Routledge, 2012.
- Wu, L, and H Huo. "Energy Efficiency Achievements in China's Industrial and Transport Sectors: How Do They Rate?" *Energy Policy* 73 (2014): 38-46.
- Xi, Liang, and David Reiner. "How China Can Kick-Start Carbon Capture and Storage." *Chinadialogue*, 2013. <https://www.chinadialogue.net/article/show/single/en/6047-How-China-can-kick-start-carbon-capture-and-storage>.
- Yang, GH, Y Wang, YX Zeng, and et al. "Rapid Health Transition in China, 1990-2010: Findings from the Global Burden of Disease Study 2010." *The Lancet* 381 (2010): 1987-2015.
- Yongjing, W. "MWR of the General Office on Efforts to Develop Water Resources Planning." Beijing, China, 2014.
- You, C, and X Xu. "Coal Combustion and Its Pollution Control in China." *Energy* 35, no. 11 (2010): 4467-72.
- Yuanyuan, Liu. "Wind Power Curtailment in China Expected to Increase in Second Half of 2016." *Renewable Energy World*, 2016.
- Zhang, C, L Diaz Anadon, H Mo, Z Zhao, and Z Liu. "Water-Carbon Trade-off in China's Coal Power Industry." *Environmental Science and Technology* 48, no. 9 (2014): 11082-89.
- Zhao, X. "Physical and Virtual Water Transfers for Regional Water Stress Alleviation in China." *Proceedings of the National Academy of Sciences* 112 (2015): 1031-35.
- Zhongguo tongji nianjian 2008-2015. *SAWS, Zhongguo Meitan Gongye Fazhan Gaiyao*. Beijing: Meitan gongye chubanshe, 2010.
- Zhu, Chen; Jian-Nan Wang, Guo-Xia Ma, Yan-Shen Zhang. "China Tackles the Health Effects of Air Pollution." *The Lancet* 382, no. 9909 (2013): 1959-60.

## 附录：数据准备

本报告使用了一些数据源，来为煤电集团、热煤开采公司和煤炭加工技术提供了分析。表 56 总结了数据的主要来源。若有数据不适用于所有的电厂和煤矿的情况，其余的由现有数据估计或由牛津大学史密斯学校完善。

表 56: 数据源和完整性

数据	数据源 (根据权威性排序)	完整性 %	备注
<b>燃煤发电资产数 (总计 = 1721 燃煤电厂)</b>			
	CoalSwarm Global Coal Plant Tracker (CoalSwarm, Q4 2016) Enipedia Carbon Monitoring for Action Database (CARMA, v3.0 released Jul 2012)		
排序	Platts' World Electric Power Plant Database (WEPP, Q4 2016) Greenpeace coal plant database (Q3 2016) National China Electric Power University coal plant database (Q3 2016)	100%	
装机 [兆瓦]	CoalSwarm, WEPP, Enipedia, CARMA	100%	
电厂寿命	CoalSwarm, WEPP, Enipedia, CARMA, Oxford Smith School	100%	19% estimated
CO <sub>2</sub> 强度	CoalSwarm, Enidpedia, CARMA, Greenpeace, Oxford Smith School	100%	22% estimated
<b>市场分析</b>			
一般信息	S&P CapitalIQ, Trucost	-	
债券发行	S&P CapitalIQ	-	
<b>区域风险假设</b>			
2012-2014 年平均 PM <sub>2.5</sub> 排放	Atmospheric Composition Analysis Group, Dalhousie University	全球	
2015 年 NO <sub>2</sub> 排放	NASA GES DISC OMNO2	全球	
2010 年汞排放	AMAP/UNEP 2010	全球	
2015 年水压力	WRI Aqueduct	全球	
煤炭质量	CoalSwarm, WEPP, Oxford Smith School	全球	
CCS 地理适用性	CARMA, CoalSwarm, WEPP, Geogreen	全球	
2016-2035 年温升压力	IPCC AR5 WGII	全球	
<b>国家风险假设</b>			
可再生能源	EY Renewable Energy Country Attractiveness Index	详见区域风险假设	
可再生能源支持政策	REN21 Global Status Report	详见区域风险假设	
水风险监管	WRI Aqueduct 2015	详见区域风险假设	
CCS 法律环境	Global CCS Institute Legal and Regulatory Indicator	详见区域风险假设	

单个电厂信息来自于最新版本的 coalswarm 全球煤电厂跟踪数据库、Enipedia、CARMA 数据库、绿色和平组织的中国煤电厂数据库，以及华北电力大学的燃煤电厂数据库。这些数据库经过整合，当匹配数据时，我们优先使用 CoalSwarm 的数据，其次是绿色和平组织，华北电力大学，Enipedia，最后是 CARMA。普氏全球电厂数据库 (WEPP) 用来排除已经关闭的发电厂，但在 CARMA，EEnipedia 和 coalswarm 数据库中没有披露这一信息。我们还使用 WEPP 数据库来确定 CARMA 未包含的、现役非燃煤发电厂。

Coalswarm 掌握着全球的燃煤电厂数据（我们使用的数据更新于 2016 八月）。Enipedia 在个体电厂的基础上不断更新数据。CARMA 掌握着现役和计划电厂的数据，上次系统地更新是在 2009 年底。绿色和平组织和华北电力大学有中国所有计划煤电厂的数据。WEPP 每季度更新一次（我们目前使用的数据于 2016 第四季度发布）。这些数据集之间合并产生了一个数据库，有效地定义了世界上所有的发电厂的位置、所有权、每年发电量、电厂寿命、燃料类型、装机容量和碳强度。特别是对于目前所有的燃煤发电厂。

Coalswarm、Enipedia 和 WEPP 数据库的数据信息准确性并不明确，但 CARMA 数据库有一系列的使用说明，全部列举在其网站（CARMA.org）上，其中有两个是特别相关的数据库。一个是用美国电厂的详细数据拟合出的统计模型估计发电和二氧化碳排放量的关系。CARMA 的报告指出 60% 的时间内相应的 CO<sub>2</sub> 排放值在实际排放值的 20% 以内，40% 的时间内发电量在实际值的 20% 以内。其次，CARMA 的地理位置数据根据精度不同有所区别。对于几乎所有的发电厂，所属国家、省的位置是已知的，至少 80% 的电厂的城市位置是已知的，40% 的电厂所属县/区位置是已知的，16% 的发电厂有独一无二的邮政编码。近似和精确的坐标对比显示，平均误差大约在 7 公里，小于我们地理分析的边界范围（采用 40 和 100 公里尺度）。

可能的话，唯一认定证券的国际证券识别号码（ISINs）数据可以用来匹配中国前 50 的煤电集团股权信息。ISINs 的股权信息不适用于国有及民营企业。ISINs 信息是直接从公共数据库和网络研究中获得。

# SUSTAINABLE FINANCE

PROGRAMME

Smith School of Enterprise and the Environment  
University of Oxford  
South Parks Road  
Oxford, OX1 3QY  
United Kingdom

**E** [enquiries@smithschool.ox.ac.uk](mailto:enquiries@smithschool.ox.ac.uk)  
**T** +44 (0)1865 614963  
**F** +44 (0)1865 275885  
[www.smithschool.ox.ac.uk/research/stranded-assets/](http://www.smithschool.ox.ac.uk/research/stranded-assets/)

