



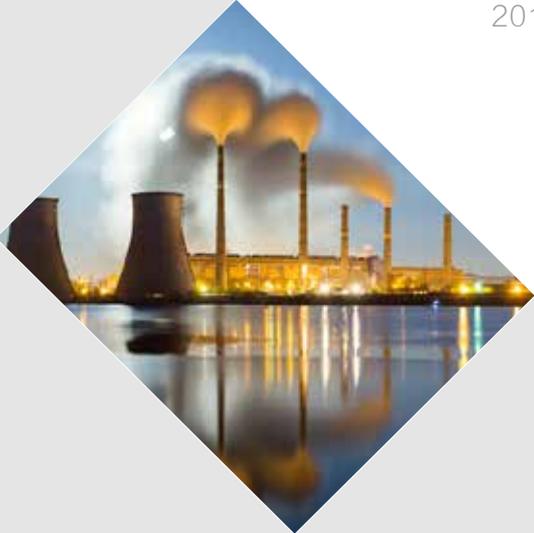
自然资源保护协会
NATURAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL

发电计划放开、煤电“去补贴” 与搁浅资产处置

NRDC报告

作者 袁家海 张为荣

2017年8月





自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织。NRDC 拥有近 500 名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力；以及约 200 万会员及支持者。自 1970 年成立以来，NRDC 一直在为保护自然资源、生态环境及公众健康而进行不懈努力。NRDC 在美国、中国、印度、加拿大、墨西哥、智利、哥斯达黎加、欧盟等国家及地区开展工作，并在中国的北京、美国的纽约、华盛顿、芝加哥、洛杉矶、旧金山以及蒙大拿州的波兹曼等地有常设办公室。

发电计划放开、煤电“去补贴” 与搁浅资产处置

作者

华北电力大学经济与管理学院 袁家海，张为荣

目录

执行摘要	01
<hr/>	
1. 研究背景	03
<hr/>	
2. 方法学介绍和概念界定	04
2.1 概念及内涵界定	04
2.2 补贴估算方法	05
<hr/>	
3. 发电计划相伴随的燃煤发电补贴核算	07
3.1 燃煤发电补贴基准核算：2016 年	07
3.2 发电计划改革和煤电补贴的削减：“十三五”期间	15
<hr/>	
4. 放开发电计划对煤电企业的影响	18
4.1 对煤电企业效益的影响分析	18
4.2 对煤电企业搁浅资产价值的影响分析	19
4.3 小结	21
<hr/>	
5. 潜在煤电搁浅资产处置的政策建议	22
5.1 国际经验评述	22
5.2 中国处置搁浅资产的政治经济分析	22
5.3 政策建议	24
<hr/>	
参考文献	25
致谢	27
<hr/>	

执行摘要

主要发现

应对气候变化，改革化石能源补贴成为全球性政策焦点。中国作为全球最大的化石能源消费国，其化石能源补贴问题也一直是各国关注的热点。煤电在我国能源系统中占据着重要的地位，展望发电计划放开对煤电去补贴的影响具有重要的政策含义。本报告借鉴相关定义并结合中国实际，将发电计划保护给煤电企业带来的显性或隐性补贴概括为三个部分：1) 基于计划上网电量发放的环保电价补贴，2) 发电计划保护下，煤电对可再生能源的“挤压”收益，3) 与发电计划相配套的标杆上网电价政策，给了煤电企业额外的“价格”保护。

特别需要指出的是，本报告虽借鉴了化石能源补贴的核算方法，但所界定的煤电补贴是现行体制给燃煤发电提供的“制度性”保护，不是一般意义上的“化石能源补贴”。研究目的不是为了去界定一种新的化石能源补贴并给出一套核算结果。报告关注的是由计划体系向市场体系转型的过程中，体制转轨对电力过剩环境下煤电企业的潜在影响和应对措施。

2016年，燃煤发电因发电计划及其配套制度而享受的各种补贴合计为3057亿元，其中，脱硫脱硝除尘和超低排放改造对煤电的环保电价补贴达1194亿元，煤电对可再生能源的电量挤压补贴达171亿元，标杆上网电价的价格保护补贴达1692亿元。随着发电计划放开，这些对煤电行业的补贴将大幅削减至264-302亿元。

发电计划放开补贴大幅削减，煤电企业的经济效益将会逐步下滑，超出市场需求的过剩煤电机组将会被搁浅。在高电力需求情景对应的1.2亿千瓦搁浅煤电机组情景中，建成即搁浅的价值上限为1万亿元，若以2030年作为搁浅年份，搁浅价值也达6千亿元。在低电力需求情景对应的2.4亿千瓦搁浅装机情景中，当年建成就搁浅的资产价值是2万亿元，2030年的搁浅价值也接近1.2万亿元。煤电企业的经济效益下滑和搁浅资产增加意味着投资者无法收回投资，更难以获取期望收益。这正是由计划机制向市场机制转轨的必然结果：计划体制下电源投资有稳定的盈利预期，在很大程度上会助长投资冲动；而市场机制优胜劣汰，无效低效资产必然面临亏损而被市场淘汰。

发电计划保护给煤电企业带来的显性或隐性补贴短期看似对煤电企业有利，但从能源转型的大方向来看则不利于电力行业转型升级。高额补贴更是加重了消费者负担。在可再生能源基金缺口700亿的同时，煤电却能享受高达3000亿元的隐性补贴，其助推的煤电投资冲动与中国能源转型方向背道而驰。煤电去产能政策正是在这样的背景下出台，并将有利于培育有序的电力市场竞争环境。随着发电计划的放开，失去了计划保护的煤电在市场环境下竞争力将会降低，这有利于推动可再生能源发展和电力低碳转型。本报告关于煤电补贴和计划放开后对煤电搁浅资产的细化分析，以及相关的政策建议，可为政府决策提供一定参考。

政策建议

科学把握发电计划放开下的煤电去补贴节奏。计划电量比重、环保电价水平和计划电量对应的标杆上网电价水平是决定煤电补贴的关键因素。针对发电计划的电量和价格补贴，建议政府把握发电计划放开的进度，既要关注发电计划放开所释放的改革红利，也要关注煤电企业的承受能力，在二者之间适当平衡。另外，国务院近期明确了要逐步降低环保电价。建议国家尽快明确环保电价降低和最终退出的时间表。

加快电力市场建设，促进燃煤机组定位由电量型机组向电力型机组转变。市场化改革有明显的去补贴效应，但也会直接影响煤电企业效益，因此应该尽快总结和推广东北地区建立辅助服务市场的经验，妥善处理好改造煤电机组、提升灵活性服务与保障可再生能源消纳的关系。用市场机制补偿辅助服务，促进煤电机组定位调整，并部分解决煤电转型过程中的效益下滑和搁浅资产回收问题。9号文中确定的改革，特别是那些支持经济调度和短期边际成本定价方面的改革，可以为建立电量、容量、灵活性和其他服务的竞争性批发市场敞开大门。这些改革和市场将鼓励更有效地利用现有资源，协调区域市场运行，整合可再生能源以及总体上降低系统成本和价格。

通过严控新增产能、最严格的环保标准淘汰落后产能，最大化降低煤电行业调整的冲击，缩短转轨阵痛期。在产能严重过剩的环境下，煤电行业整体亏损的局面势难回避。若不强化煤电去产能力度，到2020年将会至少产生1.2亿千瓦搁浅装机。对此，建议政府尽快落实去产能政策，多部门协同严控新建项目，运用最严格的环保标准淘汰落后产能，力争达成更具挑战性的去产能目标。只有尽快将煤电供应能力调控到与新常态下的电力需求相匹配的水平，才能切实解决煤电行业的整体亏损问题。调整期间，政府对煤电企业亏损的规模和持续时间应有充分的预期和足够的容忍度。

通过科学的监管和补偿政策加速煤电行业去产能。建议能源主管部门和地方政府深入了解现有煤电厂运营状态，对“十三五”期间可能的减排要求加码等监管、法律法规的变化（例如需要额外投资以满足新的排放标准、节水政策的强化等），提前通知现役电厂，以帮助企业科学决策选择进行投资以达到新的标准或选择退出。对于选择自愿提前退出的燃煤电厂，建议继续推行“十一五”以来关停小火电的财政补贴政策，设立专项资金用于容量退出补贴及员工安置。对于目前来看确属过剩产能、但需保留以为可再生能源发展提供备用的煤电机组，可封存备用，其正常运行所需固定投入可在系统辅助服务成本中支付。

1. 研究背景

应对气候变化，改革化石能源补贴成为全球性政策焦点。中国作为全球最大的化石能源消费国，其化石能源补贴问题也一直是各国关注的热点。二十国集团（G20）领导人在2009年9月召开的匹兹堡峰会声明中承诺：在中期内逐步取消并理顺低效化石能源补贴，同时有针对性地为贫困人群提供支持^[1]。会议要求成员国为实现承诺制订行动战略和时间表。然而，各国间国情差异巨大，对能源低效补贴的界定也不尽相同，同时关于补贴的数据因为信息不完全透明或者年代久远未统计而难以获得，这造成各成员国在能源补贴改革这方面的改革成果并未达到预计的效果。中国作为负责任的大国，为实现G20有关承诺，于2013年率先提出参与化石燃料补贴自愿性同行审议^[2]，2014年，习近平主席和奥巴马总统海牙会晤时再次表示取消化石能源补贴，提高能源利用效率是中国的自身需求^[3]。2015年，中国在自愿性同行审议的自述报告中提出了9项需要改革的化石能源补贴政策^[3]，对3项补贴政策的财政成本进行了披露，合计高达968亿人民币。其中与发电相关的“火电厂免征城镇土地使用税政策”由于数据缺失，没有对其财政投入补贴进行估计，但从1989年至今实行的该项补贴政策，近30年免除的土地使用税对于地方政府而言，必是很大的一笔财政收入损失。2017年，国务院发文指出要调整电价结构，适当降低脱硫脱硝电价来减轻企业用电负担^[4]。总的来看，中国在取消化石能源补贴的工作上一一直十分积极。

中国电力部门现行的发电计划政策，和与之相配套的标杆上网电价政策和“三公”调度政策，给燃煤发电企业提供了有保障的回报预期，同时也提供了一系列“事实”上的显性或隐性补贴。我国在长期缺电的国情下，形成了这样一种通过保障收益而促进投资的电力投资与运行体制。这对电力需求快速增长的条件下，解决我国长时间的电力短缺问题发挥了非常积极的作用。然而，随着电力需求增长步入新常态，继续执行这一政策体系将造成越发严重的电源过剩问题，推高发电成本和电价，并影响实体经济的运行成本。

2015年3月以来，随着电力体制改革“1+6”文件的发布，新一轮电力体制改革拉开序幕。有序放开公用性和调节性之外的发用电计划、有序放开输配之外的竞争性环节电价，意味着在未来的电力市场中，价格将由市场根据供求关系来自发确定，而“谁发电、发多少”则取决于各类电源的边际成本高低。

本报告部分借鉴了化石能源补贴的核算方法，但估算的煤电补贴指的是现行体制对燃煤发电的制度性保护，不属于“化石能源补贴”的范畴。本报告的研究目的不是为了去界定一种新的化石能源补贴并给出一套新的核算结果。重点是关注由计划体系向市场体系转换的过程中，电力过剩环境下体制转轨对煤电企业的潜在影响和应对措施。具体目标是界定和厘清发电计划带来的补贴规模和计划放开后的补贴削减额，计划放开对煤电企业的效益和搁浅资产价值影响；并试图回答去计划保护后煤电可能面临的亏损、搁浅等问题如何解决，提出与市场化改革相容的政策建议。

2. 方法学介绍和概念界定

2.1 概念及内涵界定

发电计划分为中长期发电计划和短期发电计划，中长期发电计划是指年度电量在发电企业之间的分配计划及电价，短期计划是指在中长期发电计划的基础上，将总电量分解到周、日和每个调度时段。发电计划下的上网电价是由政府综合考虑机组类型、投入成本等各方面制订的，目前大多数电厂执行标杆上网电价，即相同地区的电厂相同的上网电价^[5]。

发电计划保护给煤电企业带来的显性或隐性补贴，包括以下三个部分：

2.1.1 基于计划上网电量发放的脱硫脱硝除尘电价补贴。

按照“污染者付费”原则，发电企业应该严格执行国家的清洁排放标准，并自行消化达标排放所承担的费用，即成本内部化。国家应对达到排放标准的污染环节按照边际社会损害成本征收排放税，这样才能激励污染者通过技术创新去降低污染，因此而避免的排放税相当于给其额外努力的一种奖励。在市场体系中，内部化的污染控制成本是否会完全转嫁到下游用户取决于市场竞争和用户选择。但我国长期实行以成本为基础的电价管制，环保电价政策下煤电厂污染物控制的全部成本直接转嫁到了下游。既无环境税纠正污染排放的负外部性，也缺乏消费者选择权和市场竞争，这样的环保电价附加只是硬性地转嫁了成本，甚至还给“污染者”提供了盈利空间，因此本报告将之界定为给煤电企业提供的补贴。

环保电价政策是在计划体制下对发电实施成本加成定价的合理选择。环保电价确实有效推动了火电厂环保改造，有效降低了电力部门污染物排放量，但并未实质推动技术进步和清洁能源替代。而随着市场竞争的引入，煤电企业的市场合同电量不能直接拿到这一块电价附加；内部化的环保履约成本能否转嫁到下游用户将取决于市场均衡的结果。因此，随着发电计划的逐步放开，环保电价补贴未来也将逐步减少。去除环保电价保护，方能真正推动火电厂环保创新，并通过用户选择和市场均衡结果来加速清洁电力替代。

2.1.2 发电计划保护下，煤电对可再生能源的“挤压”收益。

发电计划保护，其本身就是一种“制度性保护”而带有“补贴”的内涵。特别是在当前电力供应远远大于需求的市场环境下，这一观点更具有现实意义。在解决技术约束和制度约束（如电源具备灵活性，电网传输无阻塞、无跨省区消纳壁垒）的前提下，可再生能源的利用效率应大幅提升，弃风率和弃光率降低到合理水平（5%以内）。因此，我们可以把发电计划保护所带来的弃风、弃光电量和对应的煤电多发电量理解为计划保护。无论是现行体制下未真正落实的可再生能源全额保障性收购，还是未来市场条件下基于边际成本的经济调度，都应该是可再生能源优先发电。因这种保护而带来的煤电企业额外收益，我们也将之定义为一种补贴。

2.1.3 与发电计划相配套的标杆上网电价政策，给了煤电企业额外的“价格”保护。

与市场环境下竞争形成价格的机制不同，中国目前的上网电价是由政府制订和管制的。在长期缺电的环境下，政府定价的目的是为电力企业提供稳定的收益预期以鼓励投资。偏离市场均衡的价格保护给了发电企业额外的收益，是一种制度性的“隐性”补贴。随着发电计划放开，价格将在长期合约市场或短期现货市场中由供求双方协商或单边双边竞价机制形成。由于市场机制尚未建立，我们无法直接通过实际数据去观察均衡价格的高低及标杆上网电价的保护力度有多大。但是，2015年9号文发布以来，各地陆续实施了直购电试点。通过近两年来各地的直购电竞争所带来的电价降低空间，可近似推算出这种计划保护给燃煤发电企业的“补贴”强度有多大，相应也可以推算出电力市场环境下发电计划放开所降低的补贴额度有多高。

2.2 补贴估算方法

对于化石燃料补贴的范围和框架，国际上并没有形成统一的标准定义。主要的国际组织，如国际能源署（IEA）、国际货币基金组织（IMF）、经合组织（OECD）、世界银行（WB）等都有各自关于能源补贴的定义或者范围。中国在降低化石能源补贴同行审议^[3]中指出中国化石燃料补贴的范围主要包括三个方面：

- 1) 财政支出补贴。主要指政府直接财政资金转移的各种形式，包括对消费者、生产者的直接拨款、相关专项资金等。
- 2) 税收优惠条款。指税收制度安排中的税收减免和税收特别规定等导致的政府收入减少。包括减税、免税、优惠税率、税收返还、税收抵免等。
- 3) 其他市场调控措施引发的相关补贴。指因市场监管和调控等政策机制引发的补贴。

目前国内外估算化石能源补贴的方法主要有：（1）价差法：计算能源产品终端消费和市场完全竞争无补贴情况下的参考价格之差；（2）快照法：基于具体年份的截面数据来计算整体补贴；（3）生产者/消费者等值法：指在现有的产出、消费和贸易水平下，定义一个名义上转移给国内生产者（或消费者）的现金数额，这个现金数额等价于现有的所有政府补贴的价值；（4）具体项目法：基于具体能源项目，同时考虑生产端和消费端的补贴，并综合考虑各项补贴的规模，得出转移到市场参与者的补贴价值；（5）有效补贴率：用于测量任何直接或间接的影响能源类产品价格的行为；（6）外部性合计法：在考虑传统意义补贴的基础上，将使用化石燃料造成的外部环境的影响进行评估并计入补贴^[6]。由于缺乏数据，现实中通常很难估算出补贴的规模。

本报告在估算燃煤发电补贴的方法运用上，综合借鉴多种能源补贴方法（如表 1 所示），以价差法为主，具体项目法、外部性合计法为辅来进行核算，核算框架如图 1 所示。

表 1 化石能源补贴方法比较

方法	优点	缺点	使用机构 / 研究者
价差法	需要数据少，计算简便，实用性较强	不能完全捕获补贴信息，仅适用于静态分析	IEA
快照法	适用于数据库建设完善、数据透明的国家和地区	不利于国际间的补贴比较	Doug, 1993, 1997
生产者 / 消费者等值法	能够捕获因为政策引起的商业收益或者损失	数据要求高、获取难度大	OECD
具体项目法	对于具体项目而言，考虑的比较全面	数据难获得，不能解决最终的价格扭曲问题	Doug&Dernbach, 2011
有效补贴率	信息利用率高	数据难以获取，难以实践	Corden, 1966
外部性合计法	考虑比较全面，将环境影响也纳入补贴	外部性因素比较难以量化	IMF

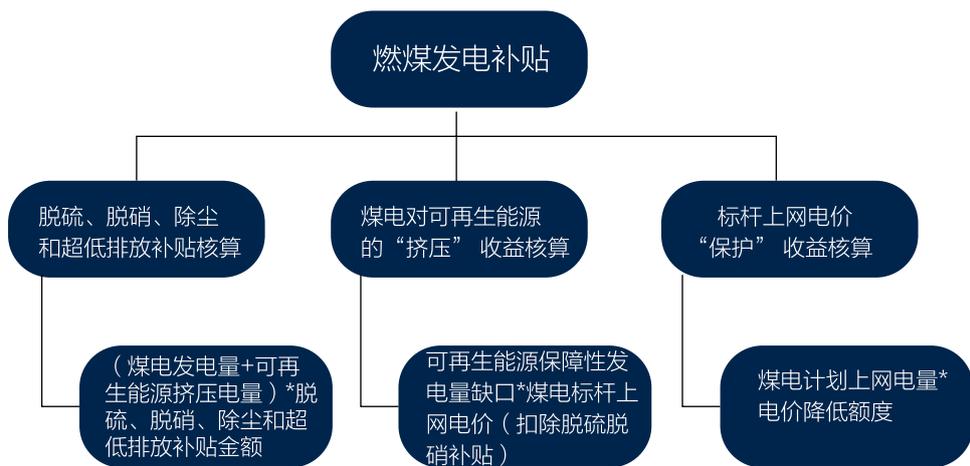


图 1 燃煤发电补贴的核算框架

3. 发电计划相伴随的燃煤发电补贴核算

3.1 燃煤发电补贴基准核算：2016 年

3.1.1 基于计划上网电量发放的脱硫脱硝除尘电价补贴核算

当前，空气质量恶化是我国最大的环境问题。历史上，燃煤电厂排放占总大气污染物排放量的比重高达 50%，因此，对燃煤电厂的减排设施改造成为改善空气质量的重点措施。为了建立长效减排机制，我国对脱硫、脱硝和除尘等环保设施的建设和投运出台了一系列的补贴政策，提供了大量的资金支持。为保障和落实减排任务的按期完成，环保电价补贴政策不断加码（表 2）。

表 2 关于脱硫、脱硝、除尘和超低排放政策及补贴内容

年份	政策	补贴内容
2007	《燃煤发电机组脱硫电价及脱硫设施运行管理办法》	燃煤机组安装脱硫设施后，脱硫上网电价每千瓦时 1.5 分钱补贴
2012	《关于扩大脱硝电价政策试点范围有关问题的通知》	将脱硝电价试点范围由现行 14 个省（自治区、直辖市）的部分燃煤发电机组，扩大为全国所有燃煤发电机组。脱硝电价补贴为每千瓦时 8 厘钱。
2013	《关于加快燃煤电厂脱硝设施验收及落实脱硝电价政策有关工作的通知》 《关于调整可再生能源电价附加标准与环保电价有关事项的通知》	将燃煤发电企业脱硝电价补偿标准由每千瓦时 0.8 分钱提高至 1 分钱 对烟尘排放浓度低于 30 毫克 / 立方米（重点地区 20 毫克 / 立方米）的燃煤发电企业实行每千瓦时 0.2 分钱的电价补贴。
2014	《燃煤发电机组环保电价及环保设施运行监管办法》	脱硫电价加价标准为每千瓦时 1.5 分钱，脱硝电价为 1 分钱，除尘电价为 0.2 分钱。
2015	《关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》	2016 年 1 月 1 日以前和以后并网运行的机组上网电量每千瓦时分别加价 1 分钱的和 0.5 分钱（含税）

本报告估算了2013年-2016年燃煤发电环保电价补贴额。由于无法获得环保电量准确数据，报告假设煤电电量全口径发放了脱硫脱硝除尘补贴。脱硫电价加价标准为每千瓦时1.5分钱，脱硝电价为每千瓦时1分钱，除尘电价为每千瓦时0.2分钱，全社会支出的环保电价补贴金额逐年增加（见表3），2013年-2016年的燃煤电厂环保电价补贴每年都超过1000亿元。从实际来看，2013-2015年由于脱硫、脱硝和除尘机组容量未达到100%（实际约90%左右），且市场电量部分没有补贴，所以实际补贴金额应低于1000亿元；但是2016年脱硫、脱硝机组容量已接近100%，扣除市场交易电量部分的环保电价补贴达1178亿元。

表3 脱硫、脱硝、除尘和超低排放补贴核算表

年份	2013	2014	2015	2016
燃煤发电量（亿千瓦时）	39776	40205	38539	39058
脱硫补贴（亿元）	597	603	578	586
脱硝补贴（亿元）	398	402	385	391
除尘补贴（亿元）	80	80	77	78
超低排放补贴（亿元）	-	-	-	383
合计（亿元）	1075	1085	1040	1438

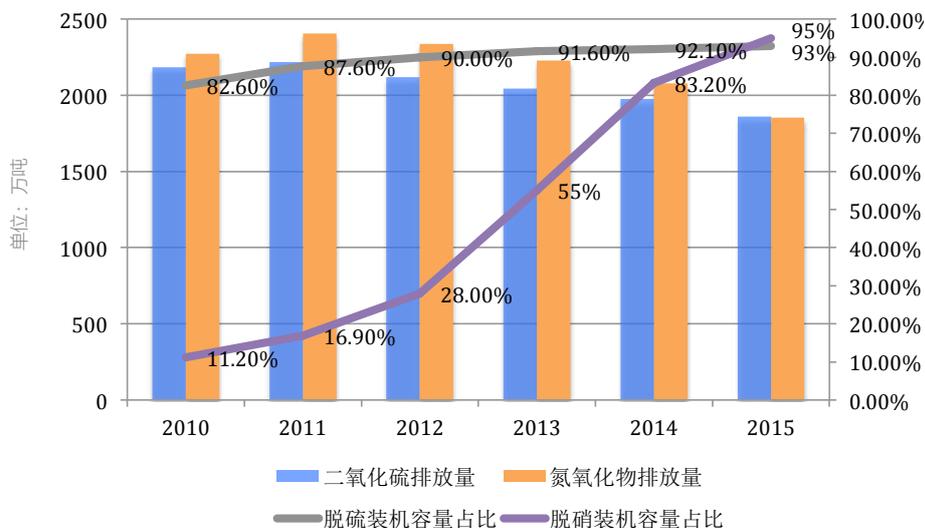


图2 2010年-2015年二氧化硫和氮氧化物排放量及脱硫、脱硝装机容量占比

数据来源：中华人民共和国环境保护部、中电联

由图 2 可知，在重金改造之下，到 2015 年我国的燃煤发电机组的脱硫、脱硝装机容量占比不断上升。与此同时，我国废气中的主要污染物二氧化硫和氮氧化物排放量逐年下降。环保电价作为一种经济刺激机制对大气环境的改善起到积极作用，这是毋庸置疑的。针对国家降低环保电价的最新政策，中电联在充分肯定其为污染物减排贡献的基础上，建议“十三五”期间继续保留环保电价，加强引导、有序调整环保电价，逐步内化到企业发电成本，以此来鼓励煤电企业清洁化发展^[7]。不过，电力行业作为以保障民生、服务社会、提供公共产品和服务为主要目标的公益类国有企业^[8]，发展绿色经济，推进节能减排工作，改善大气环境，淘汰和改造高污染的煤电设施，应当成为电企自身的社会责任。根据“污染者付费”原则，煤电节能减排工作开展带来的生产成本的增加，应当由煤电企业自己承担，而不是由国家财政或消费者直接为其买单。能源转型的核心方向是发展低碳能源，而不仅仅是污染物的超低排放^[9]。投入大量的财政补贴到达不到排放标准的燃煤电站上，与建立最大程度环境友好的能源供应体系目标并不一致。

进一步来看，环保电价执行过程中的实际问题不容回避。有研究表明，不少煤电企业安装了低成本、低质量的烟气脱硫装置仅仅是为了享受环保电价；高达 40% 的装有烟气脱硫装置的电厂实际并未使用这些装置^[10]。这一发现并非没有现实依据。2016 年下半年国家发改委和环保部共同对 759 家燃煤发电企业进行了环保电价专项检查^[11]，其中近 80%（605 家）的企业由于排放问题受到共计 3.28 亿元的经济制裁。若单个新建 100 万千瓦机组在 2015 年建成投产，按照 100 万千瓦机组平均利用小时数 4872h^[12] 计算得出其年发电量约 49 亿千瓦时，若安装脱硫、脱硝和除尘装置并且全年正常运行达标排放，那么在 2016 年，该机组将获得环保电价款共 1.8 亿元人民币，而两台 100 万千瓦的装机一年就可以拿到 3.6 亿元的环保电价。相比之下违规成本低，这在短期看似对煤电企业有利，但是却不利节能减排和低碳发展。在利益驱使下，煤电企业骗取补贴行为层出不穷，更甚煤电新建项目不断上马，2015 年和 2016 年煤电新增装机达 9000 多万千瓦，截止 2017 年 1 月，中国全部煤电在建装机容量高达 2.8 亿千瓦^[13]。随着国家对排污许可实行“一证式”管理，到 2020 年完全覆盖所有固定污染源，按照“多排放多担责、少排放可获益”引导企业达标或超出标准排放，将成为改革的主要方向^[14]。

3.1.2 发电计划保护下，煤电对可再生能源的“挤压”收益核算

在电力供应紧张时期，发电计划在电网安全运行、保证电力电量平衡、公平保障发电企业合理回报方面起到了非常重要的作用。但随着我国经济步入新常态，在经济增速放缓的背景下，电力供应仍快速增长。“十二五”时期，全社会用电量比“十一五”时期下降 5.4 个百分点^[15]。2016 年全社会用电量受 2015 年同期基数低、高温天气影响和实体经济稳中趋好有所回升，中电联预测 2017 年全社会用电量增速会略低于 2016 年^[16]。2016 年，煤电装机容量达到了 9.4 亿千瓦，火电利用小时数下降至 4165h，全国电力供需除华北区域总体平衡外，其他区域均出现供应过剩现象^[17]。电力需求有限而供应过剩，导致可再生能源大量被弃，不同区域范围内弃风、弃光和弃水现象越来越严重，导致可再生能源设备闲置和投资回报得不到保障。

中发9号文配套文件《关于有序放开发电计划的实施意见》中提出发电优先上网原则^[18]，据其得出的发电优先上网顺序，如图3所示。在保证供电安全的前提下，风能、太阳能、生物质能和水电等清洁能源应优先发电上网，最后才是超低排放火电发电。国家电网公司也在2017年年初提出：到2020年，从根本上解决新能源消纳问题，将弃风率和弃光率控制在5%以下^[19]。预计随着电网建设的完善、调度方式的改革、调峰储能设备的增加等一系列提升可再生能源利用效率的措施落实到位，弃风率和弃光率将降低到合理水平（5%以内）。因此，报告将在发电计划保护下煤电多发电量视为对可再生能源的一种“挤压”，主要核算了风电、光伏和水电未能实现保障性发电部分的收益损失，并将其视为对燃煤发电的补贴。

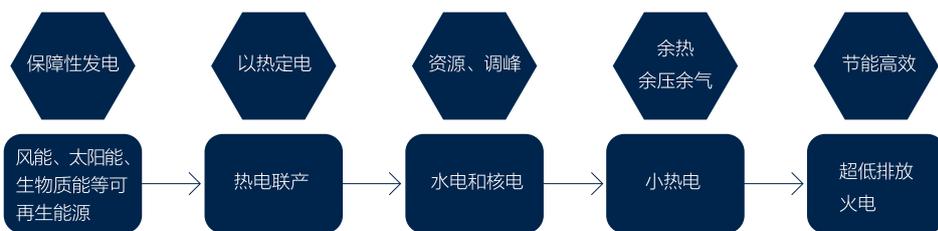


图3 发电优先上网顺序

2016年，我国可再生能源（主要指风电、光伏和水电）发电装机规模继续保持快速增长，装机容量达到5.58亿千瓦^[12]，占电源总装机的34%（其中新能源占14%，主要指风电和光伏），新能源在16个省（区、市）成为第二大电源（见图4）。随着可再生能源的大规模开发利用，发电量消纳矛盾凸显，不同区域范围内弃风、弃光和弃水问题引起了社会各界的关注。2016年弃风现象出现在内蒙古、甘肃、新疆等11个省份，全年弃风电量高达497亿千瓦时，相当于西班牙2015年风力发电量，超过黑龙江省2015年用电量的一半^[20]。弃光问题在西北五省十分严重，2016年弃光电量达70.4亿千瓦时，弃光率同比提高6个百分点达到20%。弃水现象主要出现在云南和四川两省，其中四川省累计弃水天数达179天，调峰弃水电量高达142亿千瓦时，相当于四川省全年居民用电量的40%左右，若这142亿千瓦时的电量投入使用，将节省400多万吨标准煤，减少排放1100多万吨二氧化碳^[21]。

根据可再生能源发电优先上网原则，这些清洁能源本不应该白白被浪费。因此，本报告将超出合理水平范围的弃风、弃光和弃水电量视为对燃煤发电的补贴。其中，设定超出5%弃风率、弃光率部分的电量（462亿千瓦时）和50%的调峰弃水电量（145亿千瓦时）为保障性发电量缺口，合计达607亿千瓦时。用表4中各省的弃风、弃光和弃水电量核定出的保障性发电量缺口乘以各省的燃煤标杆上网电价核算得出：煤电挤占可再生能源多发量的环保补贴达16.39亿元，电量“挤压”补贴达到171.22亿元。

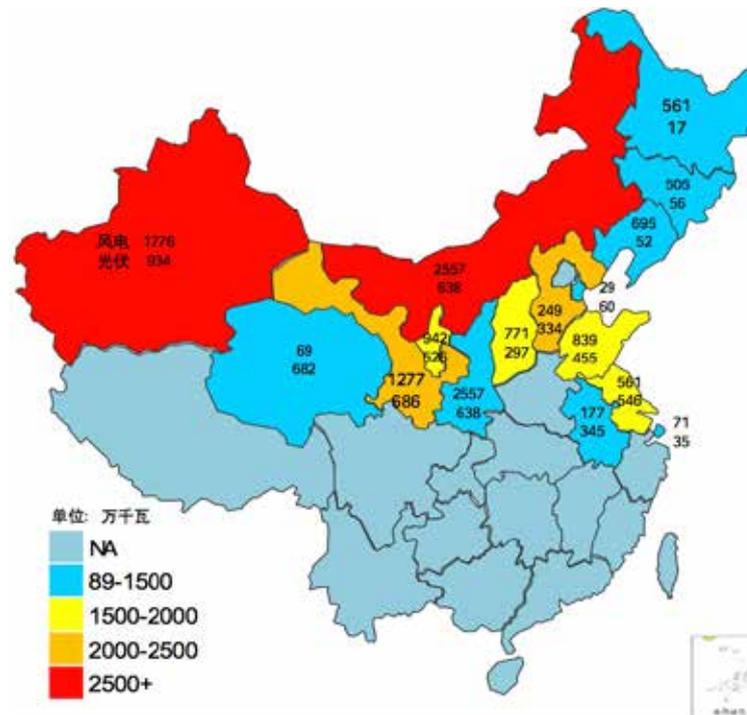


图4 新能源在 16 个省份成为第二大电源

表4 煤电多发电量对可再生能源发电量“挤压”补贴核算表

省(区、市)	弃风电量	弃风率	弃光电量	弃光率	调峰弃水电量	保障性发电量缺	环保补贴	挤压补贴
河北	22	9%	-	-	-	10.47	0.28	3.45
山西	14	9%	-	-	-	6.89	0.19	2.02
内蒙古	124	21%	-	-	-	99.58	2.69	24.91
辽宁	19	13%	-	-	-	12.21	0.33	4.17
吉林	29	30%	-	-	-	25.47	0.69	8.78
黑龙江	20	19%	-	-	-	15.37	0.41	5.31
陕西	2	7%	1.4	6.89%	-	0.9	0.02	0.28
甘肃	104	43%	25.78	30.45%	-	119.5	3.23	32.36
宁夏	19	13%	4.03	7.15%	-	13.48	0.36	3.13
新疆	137	38%	31.08	32.23%	-	153.01	4.13	35.96
青海	-	-	8.13	8.33%	-	5	0.14	1.49
云南	6	4%	-	-	150-160	75	2.03	23.16
四川	-	-	-	-	142	70	1.89	26.19
合计	497	17%	70.42	19.81%	292-302	607	16.39	171.22

备注：1、电量单位：亿千瓦时；补贴单位：亿元

2、弃风弃光数据来自国家能源局^{[22]、[23]}3、弃水数据来自电力规划设计总院^[24]

3.1.3 燃煤发电标杆上网电价政策下额外的“价格”保护收益核算

长期以来，我国以“计划”为主的方式进行电价管理，由政府直接制定各类电源的标杆上网电价和销售目录电价对电价进行管制。新常态下经济发展增速放缓，结构转型调整，实体企业发展面临困难，在电力供应充裕情况下，下游企业对于降低电价的诉求日趋强烈，而“计划”模式下标杆上网电价的调整总相对滞后。为发挥市场在资源配置中的决定性作用，《关于有序放开发用电计划工作的通知》提出将煤电机组发电量分为非市场化电量和市场化交易两部分，加快缩减煤电机组非市场化电量^[25]。随着电力市场的放开，我国电力直接交易如火如荼，电量不再执行政府定价，更大程度上反映市场供求关系。全国直购电交易电量规模不断扩大，2014年直购电交易电量1540亿千瓦时（占当年全社会用电量的3%）；2015年直购电交易电量3000多亿千瓦时^[26]（全社会用电量的5.4%）；2016年直购电交易规模约7000亿千瓦时^{[24],[27]}（全社会用电量的12%），各省（区、市）电力直接交易全面开展，成果显著，具体见表5。直购电改革收到了较好效果，一方面，发电企业以可接受的利润空间适当降低电价，拿到了“计划外”的电量，实现销售收入的增长，另一方面，大用户通过直购电交易也降低了用电成本，一定程度上提升了实体经济企业盈利能力。

表5 各省电力直接交易情况

省（市、区）	电力直接交易电量	电价降低情况
全国	2016年，全国大用户直接交易规模约7000亿千瓦时，全国包括直接交易在内的市场化交易电量突破1万亿千瓦时，约占全社会用电量的19%。	节约电费超过450亿元，每度电平均降低电价约6.4分
京津唐	2016年，首次电力直接交易规模为61亿千瓦时（用户侧数据），其中北京24亿千瓦时（全部市外来电）、天津15亿千瓦时（市外来电规模上限6亿千瓦时）、冀北22亿千瓦时（省外来电规模上限5亿千瓦时）。	节约用电成本4.3亿元
冀南	2017年，河北南部电网交易总规模为330亿千瓦时，其中：年度双边交易规模230亿千瓦时，月度集中交易规模100亿千瓦时。	NA
山西	2016年，电力直接交易规模达430亿千瓦时；2017年，电力直接交易规模达500亿千瓦时	各电压等级的用户交易购电价格均会比现行目录电价降低1.92分/千瓦时
山东	2016年，累计完成交易电量616.85亿千瓦时	节约山东省电力用户用电成本33.4亿元，每度电平均降低电价约5.4分
内蒙古	2016年，完成交易电量785.48亿千瓦时（其中新能源参与交易31.18亿千瓦时）	为企业节约电费成本58亿元，每度电平均降低电价约7.3分
辽宁	2016年，直接交易规模为140亿千瓦时	NA
吉林	截止2016年8月，直接交易电量达62亿千瓦时	平均降低售电价12.12分/千瓦时，为企业节约电费约7.5亿元
黑龙江	截止2016年10月，总交易电量达34.94亿千瓦时，比2015年实际完成量增加275%	降低企业成本2.02亿元，每度电平均降低电价约5.8分
上海	2016年首笔交易电量57.6亿千瓦时	NA
江苏	2016年，电力直接交易达534亿千瓦时，参与直接交易的用户达到1012家	用户侧平均降价2.6分/千瓦时，节约购电成本约14亿元
浙江	2016年直接交易电量达到750亿千瓦时	每度电平均降低电价约4.6分（以宁波市为算例）

安徽	2016 年直接交易规模为 394 亿千瓦时; 2017 年直接交易规模为 550 亿千瓦时	较标杆上网电价下降 3.9 分 / 千瓦时。
福建	2015 年、2016 年、2017 年分别完成交易 131.15 亿千瓦时、222.54 亿千瓦时、311.97 亿千瓦时, 分别同比增长 109.37%、69.68%、40.19%	每度电平均降低电价约 4.5 分 (以 2017 年首次交易为算例)
江西	2015 年完成大用户直接交易电量 25.2 亿千瓦时; 2016 年电力直接交易电量计划达 37.2 亿千瓦时, 同比增长 47.6%。	平均购电价格下降 3 至 4 分钱, 20 多家用电大户每年减少电费支出高达 7500 万元以上
河南	2016 年通过交易平台累计开展电力直接交易 11 次、成交电量 270 亿千瓦时, 其中集中撮合交易成交电量 126 亿千瓦时, 双边协商交易成交电量 144 亿千瓦时	全年降低工业用户用电成本 16.3 亿元, 每度电平均降低电价约 6 分
湖北	2016 年, 全省直购电交易约 300 亿千瓦时	为全省 109 家工业企业节省电费成本约 20 亿元, 每度电平均降低电价约 6.7 分
湖南	2016 年直接交易电量达到 45.14 亿千瓦时	降低电力用户用电成本 0.36 亿元, 平均降价幅度为 0.8 分 / 千瓦时。
四川	2016 年, 省内市场交易电量 452 亿千瓦时; 2017 年, 直购电规模增至 500 亿千瓦时	NA
陕西	2016 年陕西电网大用户直接交易电量 200 亿千瓦时, 较 2015 年电力直接交易规模 31 亿千瓦时增长 5.45 倍	平均降价 3.6 分 / 千瓦时, 为用户减少电费支出 7.17 亿元
甘肃	2016 年, 交易电量合计 248.35 亿千瓦时 (其中: 火电企业 199 亿千瓦时, 新能源企业 49 亿千瓦时)	平均降低电价每千瓦时 0.1072 元
青海	2016 年, 电力直接交易总量 117 亿千瓦时 (太阳能发电占比 6%)	平均降低电价每千瓦时 0.1 元 (以某化工公司为算例)
宁夏	截止 2016 年 8 月, 宁夏就完成直接交易电量 194 亿千瓦时 (新能源直接交易电量 28 亿千瓦时)	累计让利 10.5 亿元 (新能源占 2.83 亿元), 煤电平均降幅 4.6 分 / 千瓦时
新疆	2016 年, 直购电规模达到 110.36 亿千瓦时 (新能源占 5.74 亿千瓦时)	电力行业合计让利 13 亿元, 平均降低电价每千瓦时 0.1178 元
重庆	2016 年, 电力直接交易规模达到 88 亿千瓦时	降低用户用电成本约 6.2 亿元, 平均降低电价每千瓦时 0.07 元
广东	2016 年, 电力直接交易规模达到 439.6 亿千瓦时	平均电价下降 3.4 分 / 千瓦时, 释放电改红利近 15 亿元
广西	2016 年上半年, 直接交易签约合同 135.3 亿千瓦时	降低用户用电成本约 16 亿元, 平均降低电价每千瓦时 0.1183 元
海南	2015 年, 大用户直购电用电量已经占全社会用电量 23%, 达到 63 亿千瓦时	NA
贵州	2014 年, 贵州省直接交易电量为 63 亿千瓦时; 2015 年上升至 174 亿千瓦时; 截止 2017 年 2 月, 合同签订电量达 255.71 亿千瓦时	平均降价幅度 5.75 分 / 千瓦时 (2015 年的标准)
云南	2015 年, 直购电交易规模进一步扩大, 交易电量达 286 亿千瓦时	平均降价幅度为 12.66 分 / 千瓦时 (2015 年的标准)

数据来源: 北极星电力网

随着发电计划放开，煤电价格将出现政府定价与市场定价并存的局面：未放开的计划电量和优先发电部分继续执行政府定价，主要是用来满足能源供给安全、调峰调度等需求；市场电量将通过中长期合约市场或短期现货市场，由供求双方协商或单边双边竞价机制形成价格。这种市场机制，从短期来看可以引导电力系统的经济运行，长期来看能够促进未来电源规划的合理安排和引导企业有效投资。通过近两年来各地的直购电竞争所带来的电价降低空间，报告近似推算计划保护给燃煤发电企业的“补贴”额度。假定到2020年，我国基本实现电力市场化，其中优先发电部分占20%；市场化电量达到80%，其中长期合约市场占70%，而现货市场占10%。在这样的电力市场环境假设下对电价保护补贴进行核算，公式如下。

$$\begin{aligned} \text{电价保护补贴} = & [\text{燃煤发电量} * 70\% - \text{实际直购电交易电量}] * \text{直购电电价平均降额} \\ & + [\text{燃煤发电量} * 10\% - \text{实际现货交易电量}] * \text{现货电价平均降额} \end{aligned}$$

表6 2014-2016年燃煤标杆上网电价的保护补贴核算

	2014	2015	2016
燃煤发电量（亿千瓦时）	40205	38539	39058
直购电电量（亿千瓦时）	1540	3000	7000
电价保护补贴（亿元）	1599	1632	1692

按照2020年电力市场化发展预期，按照2020年理想市场格局下标杆电价、长期合约电价和现货市场价格各占20:70:10的市场份额，直购电去补贴标准按照各年实际直购电价降幅核算，现货市场价格去补贴标准采用标杆上网电价和边际燃料成本差值核算，估算近几年计划保护对燃煤发电的补贴，结果表明近年煤电价格保护补贴均超过1500亿元（见表6）。

选择山西、山东、内蒙古、江苏、浙江和广东这几个直购电交易规模较大的省份作为典型省份进行分析（见表7），山东省2016年标杆上网电价对煤电的补贴高达177亿元，而内蒙古、江苏、浙江、广东和山西的电价补贴分别是134亿元、96亿元、56亿元、76亿元和42亿元。

表7 2016年直购电交易典型省份标杆上网电价保护补贴

	山西	山东	内蒙古	江苏	浙江	广东
燃煤发电量（亿千瓦时）	2140	4400	3100	3900	2150	2700
目前直购电电量（亿千瓦时）	430	616.85	754.3	534	750	439.6
直购电电价降额（元/千瓦时）	0.019	0.054	0.073	0.026	0.046	0.034
电价保护补贴（亿元）	42	177	134	96	56	76

注：2016年燃煤发电量是根据当年火电发电量折算得出。

3.1.4 小结

经核算，2016 年燃煤发电因发电计划及其配套制度而享受的各种补贴合计为 3057 亿元，其中，环保电价补贴达 1194 亿元，煤电对可再生能源发电的电量挤压补贴 171 亿元，标杆上网电价对煤电的价格补贴 1692 亿元。

需要指出的是，这一估算结果仅是对 2016 年的“快照”，对其解读仅限于 2016 年这个特定时点。如前所述，以环保电价的方式直接补贴煤电污染物控制是符合现有电价形成机制内在逻辑的，但在未来则需要通过市场机制来传导；价格保护补贴之所以存在是因为标杆上网电价机制对目前过剩的市场环境不敏感，竞争机制的引入会很快打破这种保护；煤电对可再生能源的电量挤压是在当前一个时期高弃置率环境下的阶段性产物，随着可再生能源并网效率的提高也将逐步取消。

3.2 发电计划改革和煤电补贴的削减： “十三五”期间

3.2.1 情景设定

本报告结合当前的经济形势和现有研究结果，对我国 2017-2020 年电力需求变化情况进行了展望，设定一低一高两个情景，低情景根据国际能源署（IEA）在 2014 年展望中对我国“十三五”期间发电量预测的 2.7% 增速^[28]来匡算，高情景根据《2015~2030 年电力工业发展展望》中依据 GDP、电力消费弹性估计出的 4.9% 增速^[29]来匡算。根据这一全社会用电量区间，进一步对各类电源发展空间进行估算。煤电和新能源装机容量与电量估计结果如表 8 所示。2020 年我国全社会用电量空间预计达到 6.66-7.25 万亿千瓦时，根据《可再生能源发展“十三五”规划》中设定的可再生能源开发利用规划目标，到 2020 年，风电装机容量达到 2.1 亿千瓦，光伏装机容量达到 1.1 亿千瓦^[30]。根据《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作有关要求的通知》设定 2020 年风电和光伏利用小时数分别达到 2000h 和 1500h^[31]，预计总发电量 5775 亿千瓦时。考虑各类电源平衡后匡算煤电发电量空间在 41274-47170 亿千瓦时，设定 2020 年煤电合理小时数 4700-4800h^[32]，一低一高情景下煤电装机合理范围在 8.6-9.8 亿千瓦。

表 8 中国“十三五”期间电力需求和电源规划展望

	全社会用电量 (亿千瓦时)		煤电装机容量 (万千瓦)		煤电发电量 (亿千瓦时)		新能源装机容 量(万千瓦)		新能源发电量 (亿千瓦时)	
	低	高	低	高	低	高	低	高	低	高
2016	59897	59897	94259	94259	39058	39058	22606	22606	3072	3072
2017	61514	62832	94357	97386	41045	42363	24900	24900	4187	4187
2018	63175	65911	91425	97505	41141	43877	27100	27100	4694	4694
2019	64881	69140	89716	98976	41269	45529	29300	29300	5224	5224
2020	66633	72528	85988	98271	41274	47170	31500	31500	5775	5775

3.2.2 核算结果

根据情景设定的燃煤发电量，假设 2017 年后随着市场电量份额增加，计划电量的比例逐年降低，依然只对计划电量执行现有的环保电价政策。按照脱硫补贴 1.5 分钱/千瓦时、脱硝补贴 1 分钱/千瓦时、除尘补贴 2 厘钱/千瓦时和超低排放改造 5 厘钱/千瓦时来核算 2017-2020 年的煤电环保补贴，环保补贴金额逐年减少，如表 9 所示。当然，需要指出的是，尽管政策已明确要降低环保电价补贴，但对于煤电环保电价尚未明确退出时间节点，这意味着本报告对市场电量无环保补贴的假设未必成立。

表 9 2017-2020 年煤电环保电价补贴金额核算

年份	2017	2018	2019	2020
燃煤发电量（亿千瓦时）	41045-42363	41141-43877	41269-45529	41274-47170
计划电量比例	74%	62%	44%	20%
计划电量（亿千瓦时）	30373-31349	25507-27204	18158-20033	8255-9434
脱硫补贴（亿元）	456-470	383-408	272-300	124-142
脱硝补贴（亿元）	304-313	255-272	182-200	83-94
除尘补贴（亿元）	61-63	51-54	36-40	17-19
超低排放补贴（亿元）	152-157	128-136	91-100	41-47
合计（亿元）	972-1003	816-871	581-641	264-302

根据可再生能源“十三五”规划中提出的目标，测算到 2020 年新能源发电量达 5775 亿千瓦时，且弃风、弃光比例控制到 5% 以内。假设随着电网建设的完善、调度方式的改革、调峰储能设备的增加等一系列提升可再生能源利用效率的措施落实到位，弃风、弃光和弃水情况趋于合理，那么可再生能源上网比例逐渐提高，意味着煤电对于新能源的发电量挤压补贴将逐渐减少至消失，如表 10 所示。很显然，随着放开发电计划，该部分补贴将逐步退出，有利于清洁能源的发展。

表 10 2017-2020 年煤电对新能源挤压电量补贴核算表

年份	2017	2018	2019	2020
新能源发电量（亿千瓦时）	4187	4694	5224	5775
弃电比例（%）	13%	10%	7%	5%
超出 5% 的弃电量（亿千瓦时）	335	235	104	0
环保补贴（亿元）	9	6	3	0
挤压补贴（亿元）	100	70	31	0

根据情景设定的燃煤发电量和对电力市场化进程的推演，到 2020 年中长期市场交易电量占比 70% 达 28892-33019 亿千瓦时，现货市场交易占比 10% 达 4127-4717 亿千瓦时。随着发电计划的放开，标杆上网电价政策对煤电价格保护程度越来越小，这部分的补贴也会逐渐减少，如表 11 所示。我们的预计是，电价保护补贴将由 2016 年的 1692 亿元逐年降低，直至 2020 年该部分补贴完全消失。

表 11 “十三五”期间燃煤标杆上网电价的保护补贴核算

年份	2016	2017	2018	2019	2020
燃煤发电量	39058	41045-42363	41141-43877	41269-45529	41274-47170
中长期交易市场比例	18%	25%	35%	50%	70%
现货市场比例	0%	1%	3%	6%	10%
中长期交易电量	7000	10261-10591	14399-15357	20635-22765	28892-33019
现货市场交易电量	0	410-424	1234-1316	2476-2732	4127-4717
直购电电价平均降幅	0.064	0.068	0.072	0.072	0.072
现货电价平均降幅	0.1	0.1	0.1	0.12	0.12
电价补贴(亿元)	1692	1625-1678	1325-1413	792-874	0

注：电量单位：亿千瓦时；电价降幅单位：元/千瓦时

3.2.3 小结

随着发电计划放开，对煤电行业的补贴将会大幅降低。补贴总额由 2016 年的 3057 亿元减少至 2020 年的 264-302 亿元。市场改革的深化将基本取消对煤电的电量和价格保护补贴；另外，尽管政府尚未具体明确环保电价退出时间节点，市场份额的增加也将对取消环保补贴产生巨大的积极作用。总的来看，发电计划放开有利于煤电行业去补贴，对促进建设环境友好型的能源供应体系大有裨益。需要指出的是，虽然直接支付的环保电价补贴会大幅削减，发电企业并不会完全等额降低这一块收入。电力市场中会以边际成本出清形成价格，而边际成本中包括燃料成本、污染物排放控制成本、碳排放成本等。但是，只有出清的电量才能收回污染物控制成本，这意味着一些低效率、高成本的机组将被市场机制淘汰。

4. 放开发电计划对煤电企业的影响

4.1 对煤电企业效益的影响分析

2016年，煤电行业受标杆上网电价平均下降3分钱/千瓦时、电煤价格上涨、利用小时数下降、市场化交易等多方面的影响，经济效益急速下滑。2016年火电行业利润总额下降43.5%至1269亿元，全年企业亏损面上升至27.3%，亏损企业亏损额达334亿元^[33]。2017年1月五大发电集团的煤电板块亏损额达13.8亿元，经测算2017年全年预计亏损上升至970亿元^[34]。截止2017年6月30日，五大发电集团总实现利润仅121.8亿元，与其高达4.2万多亿元资产总额很不相称，而且资产负债率高企，均超过80%；火电业务全面亏损，显著拖累发电企业^[35]。国家发改委发布的《关于有序放开发用电计划的通知》更是从以下方面对煤电企业效益进一步产生影响：

1、燃煤发电企业不超过当地省域年度燃煤机组发电小时数最高上限，从利用小时数上面限制了煤电的发电量，更好的保证了其他类型电源的优先发电。实际执行中将区别对待高效机组和低效机组，按照优胜劣汰的市场规律，优秀机组效率高、污染少，应当获得更多的利用小时数。对于早期投产的机组而言，由于前期执行计划发电有稳定收入，损失较近期投产运行的煤电机组要小。2012-2016年共新增煤电装机2.1亿千瓦，这些新投产的机组大部分是级别高、性能好的优秀机组，运行时间在5年以下，受“十二五”期间煤电行业上升通道影响经营效益良好；“十三五”时期，受煤价上涨和利用小时数下降等影响，煤电企业的经济效益发生恶化。计划放开后竞争加剧，利用小时数最高上限对于这些近期投运的优秀机组而言无疑是更加严峻的挑战。

2、逐年减少既有燃煤发电企业计划电量，2017年煤电机组计划电量不高于上年火电计划小时的80%，2018年之后计划电量逐年减少。预计到“十三五”末期，除了部分优先计划电量用来满足能源安全、调峰调度，剩余煤电发电计划将全部放开进行市场化交易。电力供应过剩，火电机组的利用小时数由2011年的5305h降低到2016年的4165h，降低了21%。煤价由2016年3月份的323元/吨上涨到2017年3月份的511元/吨，同比增长58%。由于利用小时数下降和煤价持续上涨，煤电成本骤增，2017年的放开发用电计划意味着煤电企业的利润将进一步减少。

3、新核准机组不再安排发电计划，不再执行政府定价，引导投资者做出合理决策，通过市场手段抑制了煤电的投资热情。在电力改革启动和主管部门连发三道煤电急刹车文件的背景下，2015年和2016年新建煤电机组仍达9214万千瓦。现将投资决策回归市场之后，煤电逆势增长的态势将有所缓解。新核准机组全面执行市场价格，这意味着拿不到优先发电计划，若煤价继续上涨，市场竞争下新建煤电将首先受到冲击。

4、放开跨省跨区受送电计划，这将更加有利于清洁能源的跨省跨区消纳，解决长期困扰清洁电力的弃电问题。清洁能源发电机组的市场化比例的扩大意味着煤电市场占比将会缩小，同时规定在中发[2015]9号文颁发实施后核准的煤电机组，发电计划放开比例为受电地区放开比例的一半，这意味着近期核准的煤电机组会面临更高的搁浅风险。

根据 wind 数据库提供的近四年 30 家火电行业 A 股上市公司的净利润、EBIT、EBITDA 和净利率数据（图 5），2013-2015 年火电经营效益呈上升趋势，年度分红金额分别达到 215 亿元、252 亿元和 291 亿元。2016 年受多方因素影响，经济效益急剧下滑（净利率较 2015 年下降近 4%），政府环保补贴不断加码下煤电企业仍出现普遍亏损。随着电力体制改革的不断深化，严重过剩的环境下煤电行业未来的经济效益前景不难预见，经营危机必然会成为亟待解决的问题。

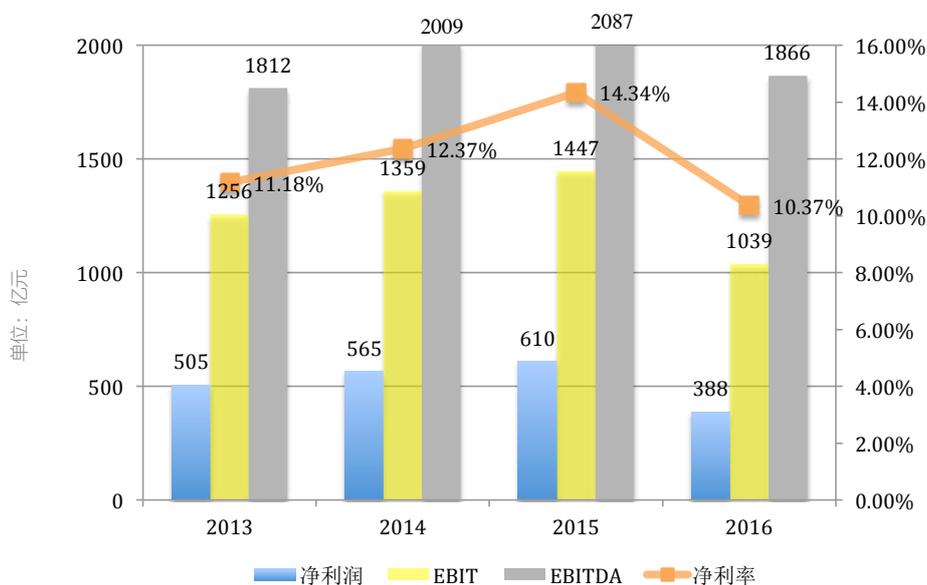


图 5 火电行业 A 股上市公司 2013-2016 年净利润、EBIT、EBITDA 和净利率

数据来源：wind 资讯

4.2 对煤电企业搁浅资产价值的影响分析

发电计划下的煤电补贴金额可观、2015 年电煤价格探底、上网电价维持高位等因素使得煤电投资效益骤增，2015 年统计的 30 个省份中有 28 个省份的煤电投资效益超过 8%（电力项目正常回报水平）^[36]，利益驱动下煤电装机超出需求增长。当前超出需求的投资计划是煤电补贴带来的直接负面效应。计划保护掩盖了过剩煤电的资产搁浅问题。但随着市场放开，补贴逐渐取消，资产搁浅会逐步凸显。

根据设定的“十三五”期间电力需求增速区间，运用电力电量平衡模型^[37]，2020 年煤电装机合理规模应该是 8.6-9.8 亿千瓦。根据“十三五”规划提出的 2020 年不超过 11 亿千瓦煤电装机目标来估算，将会产生 1.2-2.4 亿千瓦的搁浅资产。本报告将煤电搁浅资产定义为未收回的初始投资和未达到投资者预期回报金额的合计，简化的搁浅资产价值核算模型如表 12 所示。

表 12 搁浅资产价值简化核算表

1	营业收入	= 上网电量 * 上网电价
2	成本	= 燃料成本 + 运维成本 + 财务费用 + 折旧
3	税前利润	= 营业收入 - 成本
4	税后利润	= 税前利润 - 企业所得税
5	年度搁浅资产价值	= 当年固定资产折旧 + 当年税后利润
6	累计搁浅资产价值	= 各年搁浅资产价值之和

分别以 2016 年新建的 30 万千瓦、60 万千瓦和 100 万千瓦机组对其搁浅资产的价值进行评估。随着搁浅年份的推迟，搁浅价值也逐步降低。按照煤电机组 35 年的寿命期，正常运营年份是 2050 年。三个不同容量等级机组的搁浅价值变化如图 6 所示。

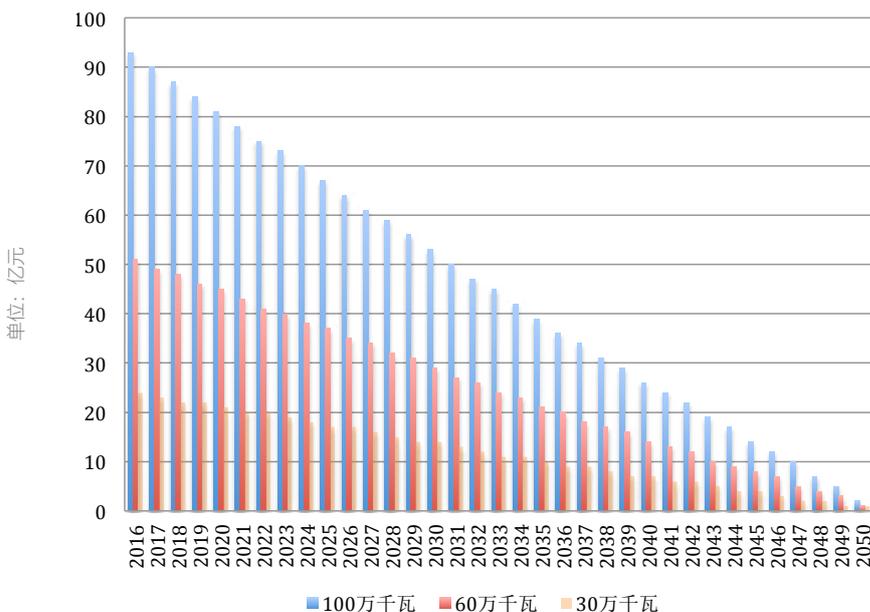


图 6 三种不同容量等级煤电机组搁浅资产价值评估

根据 ENDCOAL 和 GREENPEACE 的中国煤电数据库，合规在建项目装机约 1.595 亿千瓦，未批先建项目总量约 4263 万千瓦，核准待建项目总量约为 2365 万千瓦，共 2.26 亿千瓦。其中 100 万千瓦及以上机组占比 30%，60 万千瓦和 66 万千瓦机组占比 37%，60 万千瓦以下机组（基本为 30 万千瓦机组）占比 33%。因此，设定搁浅机组中 100 万千瓦和 30 万千瓦机组分别占比 30%，60 万千瓦机组占比 40%。那么在高电力需求情景对应的搁浅 1.2 亿千瓦煤电机组情况下，意味着有 120 台 30 万千瓦、80 台 60 万千瓦和 36 台 100 万千瓦的机组将要被搁浅，若建成当年即被搁浅，其搁浅价值高达 1 万亿元；若以我国当前机组平均服役年限（15 年）对应的年份（即 2030 年）作为搁浅年份，搁浅资产也高达 6 千亿元。在低电力需求情景对应的 2.4 亿千瓦搁浅装机情景下，搁浅资产规模更是翻倍，当年建成就搁浅的资产价值高达 2 万亿元，而 2030 年搁浅的价值也近 1.2 万亿元。

表 13 两种情景下不同时点的煤电搁浅价值

	2016 年	2020 年	2025 年	2030 年	2035 年
30 万千瓦机组 (亿元)	24	20	17	14	10
60 万千瓦机组 (亿元)	51	45	37	29	21
100 万千瓦机组 (亿元)	93	81	67	53	39
搁浅 1.2 亿千瓦 (万亿元)	1.03	0.89	0.74	0.59	0.43
搁浅 2.4 亿千瓦 (万亿元)	2.06	1.78	1.49	1.17	0.86

4.3 小结

随着发电计划放开，煤电补贴逐步取消，过剩的市场环境下煤电企业的经济效益将会逐步下滑。超过合理需求的煤电机组将会被搁浅，经济效益下滑和搁浅资产增加意味着投资者很大程度上无法收回投资并获取期望收益。市场竞争程度加剧下应对这一问题，需要发电企业充分认识到降低成本、提高效率和保持适度规模的重要性。

5. 潜在煤电搁浅资产处置的政策建议

5.1 国际经验评述

报告首先梳理了国际上对处置搁浅资产是否提供补偿的两种观点。对于电力系统市场化中产生的煤电搁浅资产，欧盟和美国各州通常允许受影响的电力公司进行一定程度上的投资成本回收。在自由化电力市场中，失去补贴的煤电资产将是无竞争力的，因此电力公司是否具有对这些搁浅资产提供法定补偿的权利存在不同意见。赞成者认为对“竞争转型成本”进行赔偿与政府未履行之前的监管协定相关，而通常情况下这样的监管协定为进行资产投资的公司提供了成本回收的合理保证，同时对竞争转型成本的支付，是鼓励拥有发电资产的投资者愿意向更具竞争力的资产组合过渡的一种方式。而在拥有自由化电力市场的国家，对立的声​​音则认为，不需要对煤电厂的提前关停提供赔偿。这是因为发电是一系列参与到公开竞争的环节之一，这样的公开竞争通常都没有成本全额回收的保证^[38]。

再次，总结了部分燃煤电厂退出市场得到补偿的具体案例。例如，在德国，欧盟委员会已授权向在2016年至2019年期间过早关闭的8家褐煤电厂的所有者支付16亿欧元^[39]，该支付是对电力公司利润损失的补偿。另一个支付补偿的例子是政府决定完全淘汰燃煤发电。加拿大艾伯特省ATCO和Transalta两家电力公司拥有燃煤资产。前者的燃煤电厂相对较老，但后者在几年前刚刚建造了一个新煤电厂。Transalta认为艾伯特省政府一直以来都对化石能源非常支持，公司没有理由会预测到政府政策上的变化。因此，当艾伯特省决定完全淘汰燃煤发电时，该公司要求争取政府赔偿，理由是他们的投资没有收回。政府当然可以提出，Transalta应该已经认识到投资的风险，特别是考虑到加拿大和美国对燃煤电厂的环境影响日益关注，以及对一些监管决定限制燃煤发电产出的合理预期。最后政府尽管支付了赔偿，但并非基于法律义务，而是作为一揽子办法的一部分，以促进能源系统从煤炭向新能源转型。

如果对搁浅资产支付补偿，应该考虑的是历史义务，而不应对未来运营提供补偿，因为这取决于前瞻性成本。另外，在一些国家例如德国，存在给予电厂一定补偿以使其作为储备容量继续运行的案例。

5.2 中国处置搁浅资产的政治经济分析

根据本报告的测算，随着发电计划放开，燃煤电厂实际能够拿到的各种隐性补贴将大幅降低，利润空间会大幅缩减。另一方面，随着大量燃煤电厂建成投产，产能过剩下煤电厂的经济效益将急剧下滑，会产生大量搁浅煤电资产。2020年，搁浅1.2亿千瓦装机的资

产价值达到约 1 万亿人民币，若是按照低电力需求的情景搁浅 2.4 亿千瓦装机将产生 2 万亿元人民币。在这么高的搁浅资产风险下如何处置煤电资产，结合有关国际经验并考虑中国国情，本报告的分析 and 观点如下。

首先，国际上关停燃煤电厂的方法。英国在关停燃煤电厂过程中提出了三种可能的方法：对将燃煤电厂转化为生物质电厂（如 Drax）或其他低碳燃料提供激励措施；对于未来将 CCS 设备接入现有电厂提出明确的政策；提出排放标准（例如度电 450 克二氧化碳排放绩效）来限制无减排设施的煤电发展^[40]。在这三种方法中，我们认为制定排放性能标准比提出技术规定要更加灵活。

中国也可以制定相应的排放标准。事实上，制定提高发电机排放绩效标准的长期目标，搭配以最低成本实现这些目标的交易机制，可以为发电企业采用最有效的低碳技术提供良好的信号。环境排放定价系统为减排带来更大的灵活性，但到目前为止该系统并没有为欧盟的投资决策提供可信的长期价格信号。我国正在建立全国二氧化碳排放配额交易制度，为了使价格更有影响力，可以考虑设置排放价格的底线，并对该底线采取长期的逐步提高政策。同时，碳价格应当逐步应用于所有经济部门。此外，可以考虑如何在经济系统内对通过拍卖排放配额或通过环境税收筹集的资金加以利用。这些资金的利用可以降低高能源成本对脆弱消费群体的影响，另一方面还可以用于支持对脱碳项目的投资。“任何额外收入都在经济系统内得以利用”的财政收入平衡概念也值得考虑，该理念有助于减少对税收的反对。

第二，关闭电厂将会引起对资源充足性和系统灵活性的担忧。对于那些缺乏替代能源的地区，由于环境原因，过早关闭电厂通常意味着要从其他地区调入电力。因此在资源充足性方面，可以考虑引入其他国家特别是美国和英国应对资源不足和灵活性需求的市场机制，包括需求方和供应方资源的拍卖，直到可以确保电力的安全供应为止。对搁浅电厂采取停产而非永久关闭可能是更为保险的政策。对可再生能源发展潜力大的地区，将部分过剩的煤电机组封存作为电网的战略备用资源是一种可行的选择。对于内蒙古和甘肃等可再生能源发电量大的省份，灵活性尤其重要。这些地区的高弃风、弃光率很大程度上是由于系统缺乏灵活性导致的。促进系统灵活性投资的政策和市场机制值得进一步考虑，例如更尖锐的短期价格信号，以及奖励提供灵活性服务的产品和市场，特别是建立和完善现货市场机制。

第三，作为煤炭资源大国，关停燃煤电厂对国家能源安全的影响也不容忽视。一种观点是，国家安全与赢得气候变化这一战役的胜利有更大的相关性，而削减燃煤造成的碳排放是赢得这场战斗的核心部分。削减燃煤碳排放有多种路径，包括用低碳能源（例如水电、核电、天然气和可再生能源）替代煤电厂，或将煤电厂转化为生物质发电厂，以及更多地应用需求侧资源。我国的经济发展到必须转型升级的关键时点，对控制住碳排放增长应有足够的信心，这需要坚定能源改革的方向。

第四，环境监管的国际惯例是要将环境法规上的任何变化提前多年通知现役电厂，因为这样的变化需要额外的投资以满足新的排放标准。美国和欧盟的法规通常给投资者提供投资改造继续经营或者退出和停止运营的灵活选择。如果电厂所有者选择退出，电厂通常在关闭之前被给予过渡期和受控运行期限，使其可收回初始投资成本。

最后，国际上对于关停燃煤电厂是否应该给予一定补贴仍存在争议。支持给予补贴方认为搁浅资产的产生与政府早期决策有较大关联，政府在政策转变和改革时产生的搁浅成本不应完全由企业买单，政府应该给予一定补贴帮助企业平滑回收投入成本，进而减少改革阻力。不支持给予补贴方认为政府已经对于环境政策上的变化提前多年通知燃煤企业，而部分企业未在过渡期间意识到搁浅资产风险，继续盲目投资而产生的搁浅成本应该由企业自己承担。在中国煤电行业高达 95% 的国有集中度充分说明了处置煤电搁浅资产的特殊国情：任由国有发电企业长期亏损会导致国有资产贬值，而能源行业的高负债高杠杆会进一步将搁浅风险扩大到整个金融经济体系中。因此，中国煤电行业的亏损和搁浅资产风险是一个异常复杂的议题，政府实际的决策空间非常有限。

5.3 政策建议

根据本报告的分析，对发电计划放开和防范搁浅资产风险提出如下政策建议：

科学把握发电计划放开下的煤电去补贴节奏。计划电量比重、环保电价水平和计划电量对应的标杆上网电价水平是决定煤电补贴的关键因素。针对发电计划的电量和价格补贴，建议政府把握发电计划放开的进度，既要关注发电计划放开所释放的改革红利，也要关注煤电企业的承受能力，在二者之间适当平衡。另外，国务院近期明确了要逐步降低环保电价。建议国家尽快明确环保电价降低和最终退出的时间表。

加快电力市场建设，促进燃煤机组定位由电量型机组向电力型机组转变。市场化改革有明显的去补贴效应，但也会直接影响煤电企业受益，因此应该尽快总结和推广东北地区建立辅助服务市场的经验，妥善处理好改造煤电机组、提升灵活性服务与保障可再生能源消纳的关系。用市场机制补偿辅助服务，促进煤电机组定位调整，并部分解决煤电转型过程中的效益下滑和搁浅资产回收问题。9号文中确定的改革，特别是那些支持经济调度和短期边际成本定价方面的改革，可以为建立电量、容量、灵活性和其他服务的竞争性批发市场敞开大门。这些改革和市场将鼓励更有效地利用现有资源，协调区域市场运行，整合可再生能源以及总体上降低系统成本和价格。

通过严控新增产能、最严格的环保标准淘汰落后产能，最大化降低煤电行业调整的冲击，缩短阵痛期。在产能严重过剩的环境下，煤电行业整体亏损的局面势难回避。若不强化煤电去产能力度，到 2020 年将会至少产生 1.2 亿千瓦搁浅装机。对此，建议政府尽快落实去产能政策，多部门协同严控新建项目，运用最严格的环保标准淘汰落后产能，力争实现更具有挑战性的去产能目标。只有尽快将煤电供应能力调控到与新常态下的电力需求相匹配的水平，才能切实解决煤电行业的整体亏损问题。调整期间，政府对煤电企业亏损的规模和持续时间应有正确的预期和足够的容忍度。

通过科学的监管和补偿政策加速煤电行业去产能。建议能源主管部门和地方政府深入了解现有煤电厂运营状态，对“十三五”期间可能的减排要求加码等监管、法律法规的变化（例如需要额外投资以满足新的排放标准、节水政策的强化等），提前通知现役电厂，以帮助企业科学决策选择进行投资以达到新的标准或选择退出。对于选择自愿提前退出的燃煤电厂，建议继续推行“十一五”以来关停小火电的财政补贴政策^{[41],[42],[43]}，设立专项资金用于退出容量补贴及员工安置。对于目前来看确属过剩产能、但需保留以为可再生能源发展提供备用的煤电机组，可封存备用，其正常运行所需固定投入可在系统辅助服务成本中支付。

参考文献

- [1] 二十国集团匹兹堡峰会领导人声明（译文）（2009年9月25日）.2009.
http://www.g20chn.org/hywj/lnG20gb/201511/t20151106_1229.html
- [2] 外交部.《关于加强中美经济关系的联合情况说明》.2013.
<http://www.mfa.gov.cn/chn/gxh/zlb/smgg/t1106152.htm>
- [3] G20 框架下中美关于鼓励浪费的低效化石燃料补贴自愿性同行审议中国自述报告 .2015.
- [4] 中国政府网 . 减少涉企经营服务性收费和降低物流用能成本，为企业减负助力 .2017
- [5] 北极星电力网 . 关于有序放开发用电计划的一些讨论 .2017
- [6] 李虹 . 中国化石能源补贴与碳减排——衡量能源补贴规模的理论方法综述与实证分析 . 低碳经济研究，2011
- [7] 北极星电力网 . 中电联关于燃煤电厂环保电价相关建议的函 .2017
<http://news.bjx.com.cn/html/20170515/825501.shtml>
- [8] 中央政府门户网站 . 关于国有企业功能界定与分类的指导意见 .2015
http://www.gov.cn/xinwen/2015-12/29/content_5029253.htm
- [9] 中国能源报 . 李鹏：关于可再生能源电力配额与绿色电力证书交易的思考 .2017
- [10] Chow, G.C. & Perkins, D.H. (2014), Routledge Handbook of the Chinese Economy. Routledge, 315
- [11] 北极星节能环保网 . 环保电价专项检查：605 家燃煤企业违规经济制裁金额共计 3.28 亿 .2017
<http://huanbao.bjx.com.cn/news/20170101/800866.shtml>
- [12] 中国电力企业联合会 . 电力工业统计资料汇编 2015.2016
- [13] Coal Swarm.《繁荣与衰落 2017——全球燃煤发电厂追踪》.2017
- [14] 中国新闻网 . 国务院印发排污许可制方案 2020 年实现“一证式”管理 .2016
- [15] 中国电力企业联合会 .2016 年度全国电力供需形势分析预测报告 .2016
<http://www.cec.org.cn/yaowenkuaidi/2016-02-03/148763.html>
- [16] 中国电力企业联合会 .2016-2017 年度全国电力供需形势分析预测报告 .2017
<http://www.cec.org.cn/yaowenkuaidi/2017-01-25/164285.html>
- [17] 中国电力企业联合会 .2016 年全国电力工业统计快报一览表 .2017
- [18] 国家发改委，国家能源局 .《关于有序放开发用电计划的实施意见》.2015
- [19] 北极星风力发电网 . 国网：到 2020 年弃风弃光率不超 5%.2017
<http://news.bjx.com.cn/html/20170330/817506.shtml>
- [20] 绿色和平 .2016 年中国弃风榜 .2017
- [21] 国际电力网 .2016 年四川“弃水”电量 142 亿千瓦时 .2017
<http://power.in-en.com/html/power-2271046.shtml>
- [22] 国家能源局 .2016 年风电并网运行情况 .2017
http://www.nea.gov.cn/2017-01/26/c_136014615.htm
- [23] 国家能源局 .2016 年西北区域新能源并网运行情况通报 .2017
http://www.nea.gov.cn/2017-01/19/c_135996630.htm
- [24] 电力规划设计总院 . 中国能源发展报告 2016[R].2017
- [25] 国家发改委，国家能源局 .《关于有序放开发用电计划工作的通知》.2017
- [26] 北极星售电网 .2016 年大用户直购电交易电量有望达到全社会用电量的 10%.2016
<http://shoudian.bjx.com.cn/html/20160512/732454.shtml>
- [27] 北极星电力网 . 2016 电改回眸：减少的 1000 多亿电费都来自哪里 .2017
<http://news.bjx.com.cn/html/20170118/804222.shtml>

- [28] 国际能源署 . 世界能源展望 2014.2014
- [29] 吴敬儒 . 《2015~2030 年电力工业发展展望》.2016
- [30] 国家发改委 . 《可再生能源发展“十三五”规划》.2016
- [31] 国家发改委, 国家能源局 . 《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作有关要求的通知》.2016
- [32] 袁家海 . 煤电过剩规模与去产能路径专题研究 .2017
- [33] 中国电力企业管理 . 煤电行业 2017 年经营形势分析 .2017
- [34] 中国电力企业管理 . 煤电夹缝求生 .2017
- [35] 北极星电力网 . 陈宗法: 发电集团再现困难时期的盈利格局 .2017
<http://news.bjx.com.cn/html/20170725/839081-2.shtml>
- [36] Zhao,C.H.,Zhang,W.R., et al.2017.The economics of coal power generation in China.
Energy Policy105,1-9
- [37] Yuan, J.H., Lei, Q., et al.2016. The prospective of coal power in China: Will it reach a plateau in the coming decade. Energy Policy 98,495-504
- [38] David Robinson& Li X.2017.Closing Coal in China:International experiences to inform power sector reform
- [39] European Commission. State aid: Commission clears closure of lignite-fired power plants in Germany.2016. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-1911_en.htm.
- [40] Ben Caldecott.2017.Managing the political economy frictions of closing coal in China
- [41] 浙江省财政厅 . 关于印发浙江省关停小火电机组容量费收缴使用管理办法的通知 .2008
<http://www.zgtax.net/plus/view.php?aid=442407>
- [42] 河南省发展和改革委员会 . 关于进一步加大小火电机组关停力度的通知 .2010
<http://www.smxfgw.gov.cn/A/?C-1-118.Html>
- [43] 新华社 . 中央财政投入 20 多亿元资金支持小火电关停工作 .2009
<http://politics.people.com.cn/GB/1027/9757190.html>

致谢

本报告的顺利完成得益于自然资源保护协会的鼎力支持。感谢自然资源保护协会的游梦娜、王万兴、刘明明、李晶晶等在报告撰写和完善过程中提供的支持和建议；感谢胡兆光、周伏秋、张卫东、段红霞等专家对报告进行详细的审阅并提出宝贵的意见与建议。

免责声明

报告中所涉及内容仅代表作者个人观点，与作者所在机构和其成员无关，与作者工作单位或其赞助机构无关。

联系反馈

对本报告的任何批评与反馈意见，请联系：

北京市昌平区北农路 2 号华北电力大学经济与管理学院袁家海 102206

Email: yuanjh126@126.com

联系我们

自然资源保护协会 (NRDC)
中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706
邮编: 100026
电话: +86-10-5927 0688
www.nrdc.cn