



“十三五”和2016年煤电 政策研究

执行报告

华北电力大学

电力行业煤炭消费总量控制研究课题组



中国煤炭消费总量控制方案和政策研究 (中国煤控项目)

中国是世界煤炭生产和消费第一大国。以煤炭为主的能源结构支撑了中国经济的高速发展，但同时也对生态环境造成了严重的破坏。尤其是 2012 年以来反复出现的全国性大面积重度雾霾，严重威胁了公众的身体健康。为了应对气候变化、保护环境和减少空气污染，国际环保机构自然资源保护协会 (Natural Resources Defense Council, NRDC) 作为课题协调单位，与包括政府智库、科研院所和行业协会等 20 多家有影响力的机构合作，于 2013 年 10 月共同启动了“中国煤炭消费总量控制方案和政策研究”项目（中国煤控项目），为设定全国煤炭消费总量控制目标、实施路线图和行动计划提供政策建议和可操作措施，促使煤炭消费量在 2020 年前达到峰值，帮助中国实现资源节约、环境保护、气候变化与经济可持续发展的多重目标。了解更多详情，请登录 www.nrdc.cn/coalcap。

系列报告

- 《基于煤炭消费总量控制的煤炭行业可持续发展研究》
- 《中国能源转型和煤炭消费总量控制下的金融政策研究》
- 《煤炭消费减量对公众健康的影响和可避免成本》
- 《煤炭消费总量控制的就业影响》
- 《煤炭消费总量控制的财税政策研究》
- 《水泥行业煤炭消费总量控制方案及政策研究》
- 《电力行业煤炭消费总量控制方案和政策研究》
- 《中国能源统计系统改革的几点建议》
- 《2012 煤炭的真实成本》
- 《中国 2012 年能流图和煤流图编制及能源系统效率研究》
- 《煤炭使用对中国大气污染的贡献》

请前往中国煤控项目网站下载



自然资源保护协会 (NRDC) 是一家国际非营利非政府环保机构，拥有逾 140 万会员及支持者。自 1970 年成立以来，以环境律师、科学家及环保专家为主力的 NRDC 员工们一直为保护自然资源、公共健康及环境而进行不懈努力。NRDC 在美国、中国、加拿大、墨西哥、智利、哥斯达黎加、欧盟、印度等国家及地区开展工作。请登录网站了解更多详情 www.nrdc.cn。

世界自然基金会



世界自然基金会 (WWF) 是在全球享有盛誉的、最大的独立性非政府环保组织之一。拥有全世界将近 500 万支持者和一个在一百多个国家活跃着的网络。WWF 的使命是遏止地球自然环境的恶化，创造人类与自然和谐相处的美好未来。为此我们致力于：保护世界生物多样性；确保可再生自然资源的可持续利用；推动降低污染和减少浪费性消费的行动。

www.nrdc.cn

前言

为了应对气候变化、保护环境和减少空气污染，电力行业煤炭消费控制方案及政策研究势在必行：一方面，严格控制电力行业煤炭消费总量，使电力行业的煤炭消费量尽早达到峰值，可以节约资源，促进资源优化配置和结构升级；另一方面，在环境容量的约束下优化发展路径，可促进电力行业实现低碳可持续发展。2013年以来，我国经济步入新常态，电力需求增长面临着结构性调整，这客观上为电力煤控与低碳转型提供了现实基础。

《“十三五”电力行业控煤政策研究》报告首先结合供给侧改革要求与“一带一路”倡议对电力行业发展趋势进行了简要分析。其次，结合电力需求情景、在建煤电规模展望了“十三五”煤电产能利用情况，核算了煤电产能过剩规模以及搁浅资产价值。同时，对于可推广的煤电清洁高效燃烧技术进行了总结和评估，进而提出化解煤电产能过剩的政策路径。报告提出了电力行业煤炭配额制的分配方法与思路；此外还分析了煤电深度调峰以及其它可再生能源综合消纳的关键技术，对可再生能源发展政策提出优化建议；最后，根据电力市场化改革对煤控落地的潜在影响，提出了电力市场改革的若干政策建议。

作为《“十三五”电力行业控煤政策研究》的执行报告，本文聚焦以下五方面：1）“十三五”电力需求展望与情景分析；2）“十三五”电源规划与煤电发展目标；3）煤电经济性与搁浅资产分析；4）化解煤电产能过剩的政策机制；5）2017年煤电去产能的形势与任务。

1

“十三五”电力需求 展望与情景分析

电力需求预判

我国经济发展进入新常态的同时，我国电力行业生产与消费也呈现出新常态的特征。2015年，全国用电量5.69万亿千瓦时，同比仅增长0.9%。从整个“十二五”时期来看，全社会用电量年均增长5.7%，与“十一五”时期相比下降5.4个百分点，电力消费换档减速趋势明显。展望“十三五”期间，预计宏观经济增速总体将呈现稳中缓降态势，电力消费增速将维持低中速增长。

早在2015年底，国网能源研究院对于2016年我国电力需求增速进行了预判，综合考虑三大产业以及居民生活用电特性以及变化趋势，预计2016年我国全社会用电量增长1%~3%。中电联2016年7月发布的《2016年上半年全国电力供需形势分析预测报告》中对于全年电力需求增速有如下预判，预计2016年全年全社会用电量同比增长2.5%左右，其中下半年全社会用电量增长水平与上半年总体相当。预测结果与国网能源研究院不谋而合。尽管2016年电力需求实际增速达到了5%¹，但扣除温度负荷因素后调整的增速为3.5%左右，两家权威机构的预测基本一致。因此，2016年的电力需求增速实际上进一步印证了新常态下电力消费换档减速的新态势。“十三五”后四年不排除因气温或经济刺激政策的影响而出现电力需求增速短期反弹的现象，但其换档减速的总体趋势已不可逆转。

表 1-1 2016-2030 年我国电力需求展望

	全社会用电量（亿千瓦时）		电力需求增速（%）	
	低情景	高情景	低情景	高情景
2015	56934	56934		
2016	58073	59325	2.0%	4.2%
2017	59234	61817	2.0%	4.2%
2018	60715	64413	2.5%	4.2%

1 2016年全社会用电量同比增长5.0%：国家能源局。http://www.nea.gov.cn/2017-01/16/c_135986964.htm。

2019	62233	67119	2.5%	4.2%
2020	63789	69938	2.5%	4.2%
2025	72171	81077	2.5%	3.0%
2030	79683	91731	2.0%	2.5%

结合前两期项目的研究成果对我国未来的电力需求变化情况进行展望，本报告对电力需求展望设定了一高一低两个情景，以此来匡算煤电行业的发展空间。

电力需求情景分析

为了能够更加清楚地了解我国未来电力需求的发展空间，报告采用情景分析的方法对未来电力需求的发展空间进行讨论。考虑到不同行业其电力增长特性的差异，报告对第二产业进行了进一步细分，分别为：采掘业、四大高耗能产业（黑色、有色、建材与化工），传统制造业和新兴制造业四个部分，并根据各部分电力需求的增长特性以及发展空间对其电力需求进行不同设计，进而对全国用电需求增长进行分析。

表 1-2 电力需求参数假设与情景设定

	变化趋势	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4	情景 5	情景 6
第一产业	正常增长	✓	✓	✓	✓	✓	✓
采掘业	正常增长	✓	✓	✓	✓	✓	✓
四大高耗能产业	微增长					✓	✓
	零增长			✓	✓		
	负增长	✓	✓				
传统制造业	高速增长		✓		✓		✓
	正常增长	✓		✓		✓	

新兴制造业	高速增长		✓		✓		✓
	正常增长	✓		✓		✓	
第三产业	高速增长		✓		✓		✓
	正常增长	✓		✓		✓	
居民生活	高速增长		✓		✓		✓
	正常增长	✓		✓		✓	

情景设定主要考虑以下几点：第一产业的用电量增长相对比较稳定，并且对未来电力需求的影响很小。第二产业中，采掘业用电量占比较小，且增长相对稳定；四大高耗能产业设定了三种趋势：微增长、零增长和负增长，传统制造业和新兴制造业在正常增长的基础上设定了高速增长情景，以此来探讨第二产业用电量的增长趋势与空间。第三产业和居民生活用电量同样在正常增长的预期下还考虑了高速增长的情况。

通过对不同参数及其变化趋势的不同组合，设定了6个情景：情景1、3、5中传统制造业、新兴制造业、第三产业与居民生活用电均设定为正常增长，主要是比较四大高耗能产业的三个不同增长趋势的差异；情景2、4、6中传统制造业、新兴制造业、第三产业与居民生活用电均设定为高速增长，同时可以分别与情景1、3、5进行对比。

表 1-3 电力需求参数的设定

	变化趋势	2016	2017	2018	2019	2020	2021 ~2025	2026 ~2030
第一产业	正常增长	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	0.8%	0.8%
采掘业	正常增长	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	0.8%	0.8%
四大高耗能产业	微增长	2.0%	2.0%	1.8%	1.8%	1.6%	1.0%	0.6%
	零增长	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	负增长	-2.0%	-2.0%	-1.8%	-1.8%	-1.6%	-1.2%	-1.2%
传统制造业	高速增长	4.0%	3.9%	3.9%	3.8%	3.8%	2.4%	1.5%
	正常增长	2.0%	1.9%	1.9%	1.8%	1.8%	1.6%	1.2%



新兴制造业	高速增长	8.0%	7.8%	7.5%	7.3%	7.0%	5.0%	4.0%
	正常增长	4.0%	3.9%	3.8%	3.7%	3.6%	3.4%	3.0%
第三产业	高速增长	10.0%	9.8%	9.6%	9.3%	9.0%	6.0%	4.6%
	正常增长	8.0%	7.8%	7.6%	7.4%	7.2%	4.6%	3.6%
居民生活	高速增长	8.0%	7.8%	7.6%	7.4%	7.2%	6.0%	4.6%
	正常增长	6.0%	5.8%	5.6%	5.6%	5.4%	4.6%	3.6%

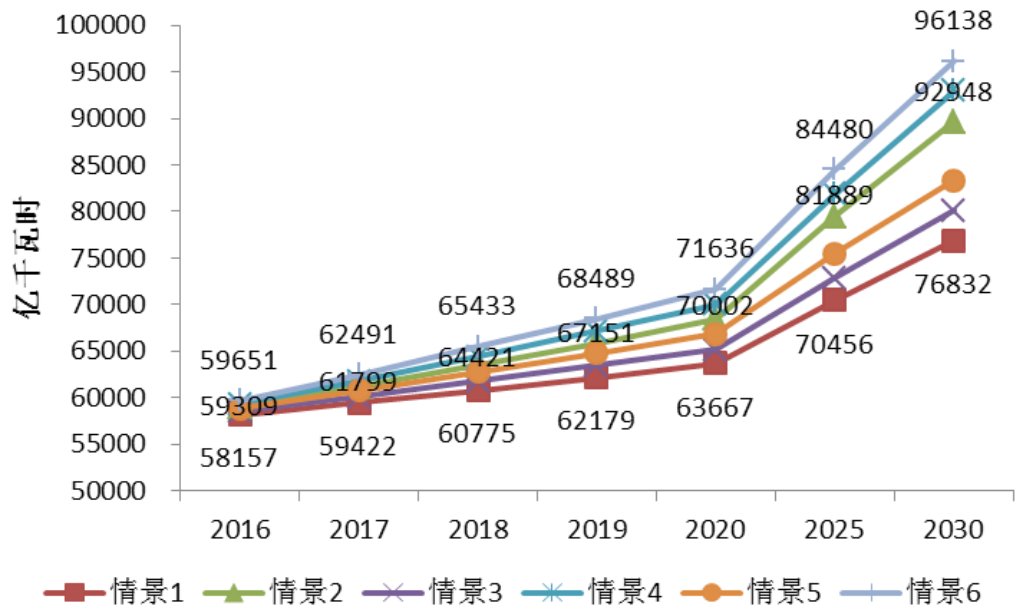


图 1-1 不同情景下电力需求的综合比较

电力需求情景分析的输出结果如图 1-1 所示。从情景分析的结果中可以清楚地看到，情景 1 是所有情景中增速最小的情景，主要是与其他情景进行对比，情景 6 是增速最大的情景，主要是来探讨电力需求增长可能的上限。从各情景的分析结果来看，2020 年我国全社会用电量为 6.37-7.16 万亿千瓦时，2030 年全社会用电量达到 7.68-9.61 万亿千瓦时。

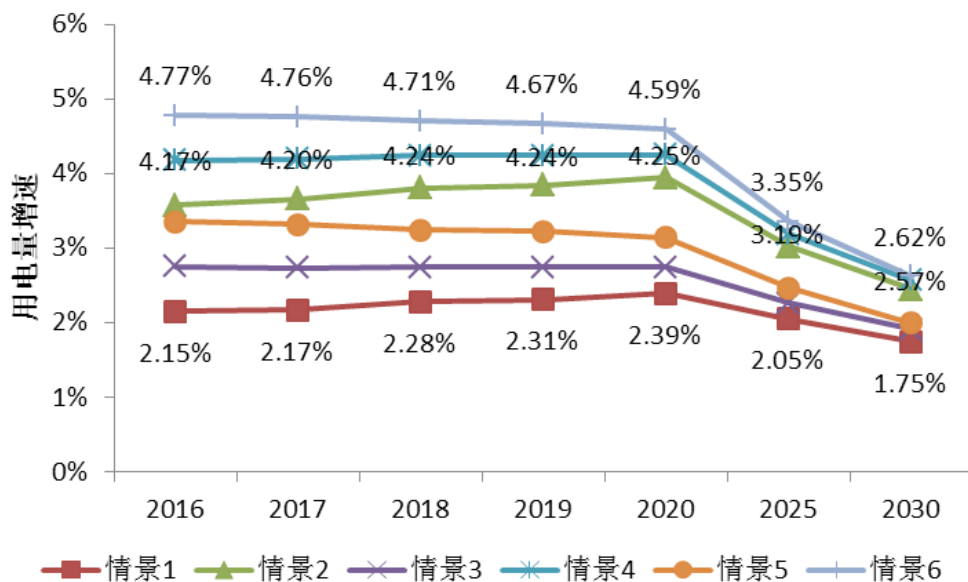


图 1-2 不同情景下电力需求增速比较

从电力需求情景分析的结果来看，“十三五”期间，我国全社会用电量年均增速 2.26%~4.70%。考虑到以一个较乐观的电力需求情景为基础的电力规划目标具有较高的可靠性，在考虑了各个产业用电量正常增长的同时还预留了一部分增长空间，电力规划方案更为灵活且可靠性得到保障。因此，报告将电力需求高情景（年均 4.2%）作为报告的基准情景，并以其对应的电源规划目标作为煤电产能过剩规模核算的依据。

2

“十三五”电源规划
展望与煤电发展目标

电源规划方案

在电源规划方案中，2020年，水电、核电、气电等大型化、长建设周期的电源项目以国家已明确的规划目标为主，风电、太阳能等可再生能源考虑资源潜力和经济性改善情况适度加速发展，煤电则是在考虑了上述电源后的平衡项；2030年，假设水电开发基本接近我国水电经济技术可开发规模的上限，而核电、气电、可再生要沿着2015-2020年间的发展轨迹加速发展，煤电也是在优先考虑了上述电源后的平衡项。

表 2-1 2016-2030 年电力装机规划（低情景）

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
水电	29666	30500	31400	32300	33200	34000	39000	44000
抽蓄	2271	2500	2800	3200	3600	4000	11000	15000
煤电	88419	85587	84995	84063	83155	82167	75639	67779
气电	6637	7200	7800	8500	9200	10000	15000	20000
核电	2608	3450	3600	4300	5000	5800	12500	19000
风电	12830	15000	17500	20000	22500	25000	35500	43000
太阳能(PV)	4200	6400	8600	10800	13000	15000	21000	30000
太阳能(CSP)		50	100	300	600	1000	4800	7600
生物质	1100	1150	1200	1280	1340	1400	1700	2000
合计	147731	151837	157995	164743	171595	178367	216139	248379

表 2-2 2016-2030 年电力装机规划（高情景）

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
--	------	------	------	------	------	------	------	------

水电	29666	30500	31400	32300	33200	34000	39000	44000
抽蓄	2271	2500	2800	3200	3600	4000	11000	15000
煤电	88419	88371	90735	92281	94012	95800	95600	95200
气电	6637	7200	7800	8500	9200	10000	15000	20000
核电	2608	3450	3600	4300	5000	5800	12500	19000
风电	12830	15000	17500	20000	22500	25000	35500	43000
太阳能(PV)	4200	6400	8600	10800	13000	15000	21000	30000
太阳能(CSP)	—	50	100	300	600	1000	4800	7600
生物质	1100	1150	1200	1280	1340	1400	1700	2000
合计	147731	154621	163735	172961	182452	192000	236100	275800

考虑煤电由电量型向电力型电源转型提供灵活性和备用服务的因素，年利用小时应呈稳步降低的趋势，但过低的利用小时数则需要完全不同的盈利模式来支撑。本文取2020年煤电利用小时数4500小时，2030年煤电利用小时4400小时，据此规划出来高情景下的煤电装机规模是2020年达到峰值9.58亿千瓦，随后进入平台期，2020-2030年将保持缓慢下降趋势。

若需求情景采用低速增长假设，则煤电规模在2016-2017年达到8.56亿千瓦装机峰值，2020年后进入加速下降通道。换言之，如果2016-2017年电力需求增长年均2%内，2018-2020年均增长2.5%内，煤电规模维持2014年的水平就足以支撑电力需求。

煤电理想规模

从表2-1与表2-2的电力规划结果可以看出，煤电行业2016-2030年的发展空间峰值约为8.6-9.6亿千瓦。具体来看，低速发展情景下，我国煤电发展空间预计在2016年达峰，峰值约为8.6亿千瓦，维持4-5年平台期后逐步下降。高速发展情景下，我国煤电发展空间预计在2020年达峰，峰值约为9.6亿千瓦，随后进入10年左右的平台期。

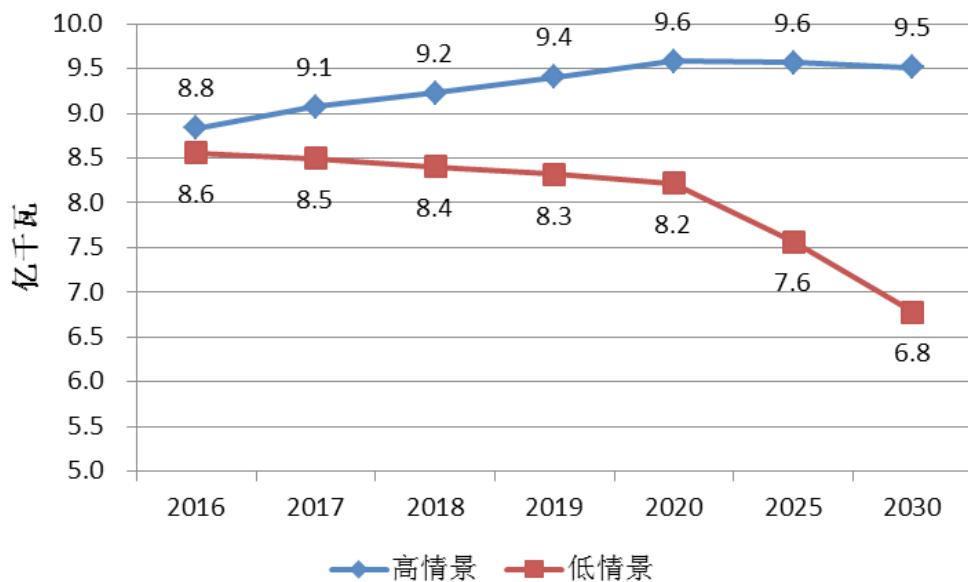


图 2-1 2016—2030 年我国煤电发展空间

煤电规划目标的科学性

基准情景下，我国煤电发展空间预计在 2020 年达峰，峰值约为 9.6 亿千瓦，随后进入 10 年左右的平台期。对于 9.6 亿千瓦的煤电规划目标，报告分别从电量平衡、资源裕度和灵活性三个角度对其科学性进行讨论。

首先，从电量平衡看煤电规划目标。电力需求情景分析的结果表明，需求侧中最低情景对应的年均用电增速是 2.26%，全社会用电量 6.4 万亿千瓦时；基准情景中年均增速为 4.20%，全社会用电量 7.0 万亿千瓦时；最高情景中年均增速为 4.70%，全社会用电量达 7.2 万亿千瓦时。以基准情景的电力需求为电量平衡依据进行电源规划，得到 2020 年我国煤电规划目前约为 9.6 亿千瓦，而此时对应的平均利用小时数仅为 4500 小时。即使届时全社会用电增速由 4.20% 提升到 4.70%，9.6 亿千瓦的煤电也能轻易填补 2000 亿千瓦时的电量缺口。

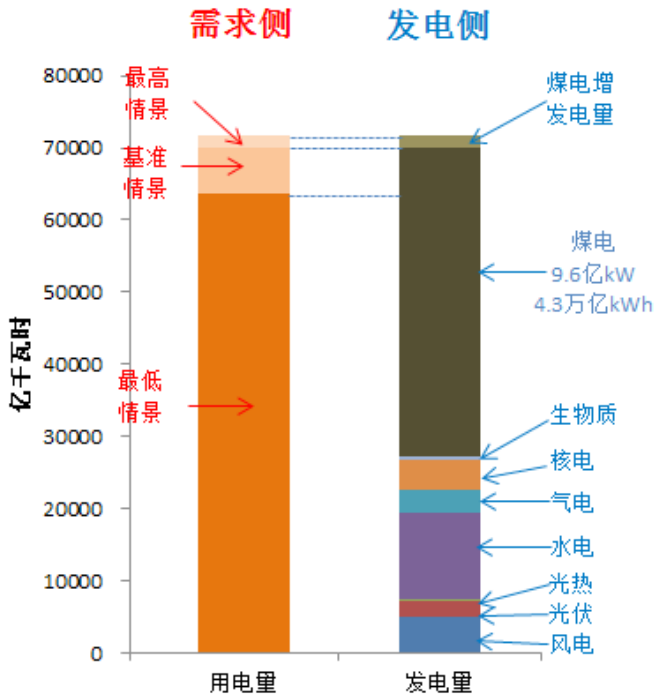


图 2-2 2020 年电力供需情况

其次，从资源裕度角度看煤电规划目标。近期睿博能源智库从这一角度开展了研究。该研究的基本假设如下：“十三五”期间的年均电力需求增长采用了1%与4%两种情景，系统负荷率采用了年均下降3%与5%两种情景，对自备电厂参与调度满足最大负荷的贡献度采用了50%和100%两种情景，最后在装机增长上采用了维持2014年存量规模不变和煤电维持2014年存量规模不变、其它电源按照国家明确的目标增长两种情景。

该报告参照睿博能源智库研究报告²的假设设定了各类电源满足最大负荷的等效可用系数：常规水电的等效可用系数为50%，抽蓄为100%，煤电、气电和核电为100%，风电为10%，光伏为30%。然后根据等效可用系数对可满足最大负荷的有效装机进行了量化。研究表明，在高需求增长和政策装机目标的情景下，2020年满足了最大负荷后的系统备用率可维持在合理的15%左右；而在低需求增长和政策装机目标下，2020年满足了最大负荷后的系统备用率高达30%左右。

本报告假设了3个情景来讨论我国最大负荷的变化以及备用率的差异（表2-3），分别为S1, S2和S3；各类电源满足最大负荷的等效可用系数，由此分别核算出2014年、2020年与2030年的等效可用容量。

2 RAP. Coal-Fired Generation Overcapacity in China. 2016

表 2-3 最大负荷年均增速情景设定

	S1	S2	S3
2015-2020	2.0%	3.5%	5.0%
2021-2030	2.0%	3.5%	3.5%

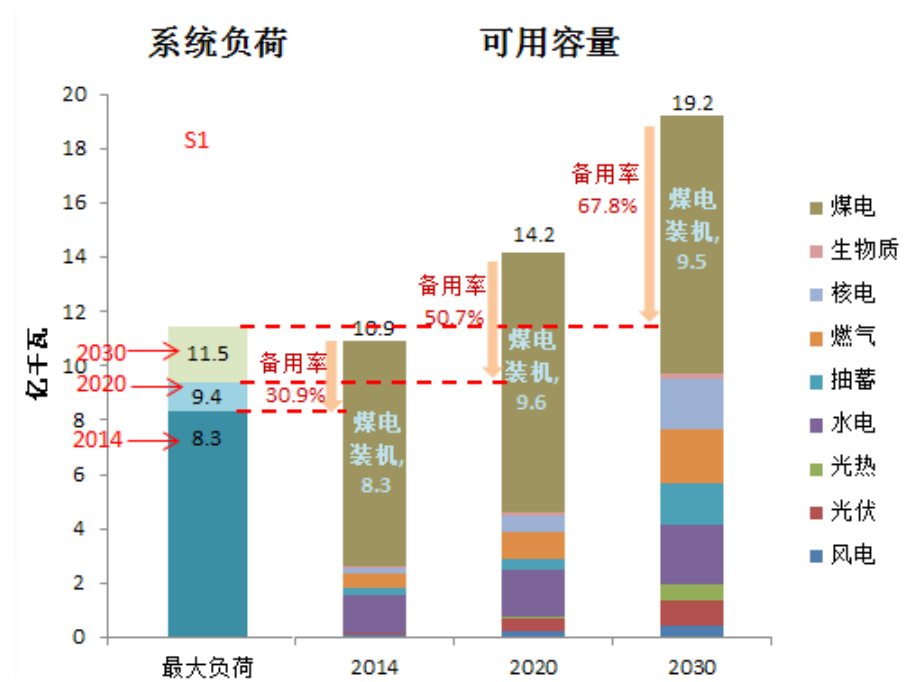


图 2-3 S1 情景下最大负荷增长与等效可用容量比较

2014 年全国最大负荷为 8.4 亿千瓦，等效可用容量约 10.9 亿千瓦，其中煤电装机 8.3 亿千瓦，核算出 2014 年的备用率约为 30.9%。根据电源规划的结果以及等效可用系数的假设，可估算出 2020 年和 2030 年我国发电侧等效可用容量分别为 14.2 亿千瓦和 19.2 亿千瓦。S1 情景（年均增速 2%）下，备用率逐步攀升，由 2014 年的 30.9% 到 2020 年的 50.7%，2030 年备用率已经超过 67.8%，说明在较低的负荷增长情况下，电源过剩形势日趋严峻。

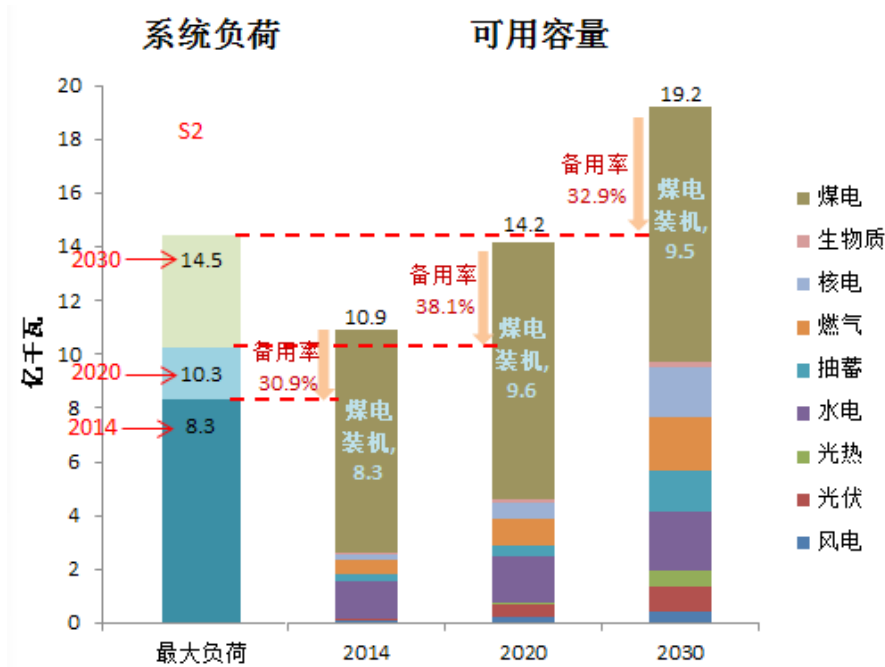


图 2-4 S2 情景下最大负荷增长与等效可用容量比较

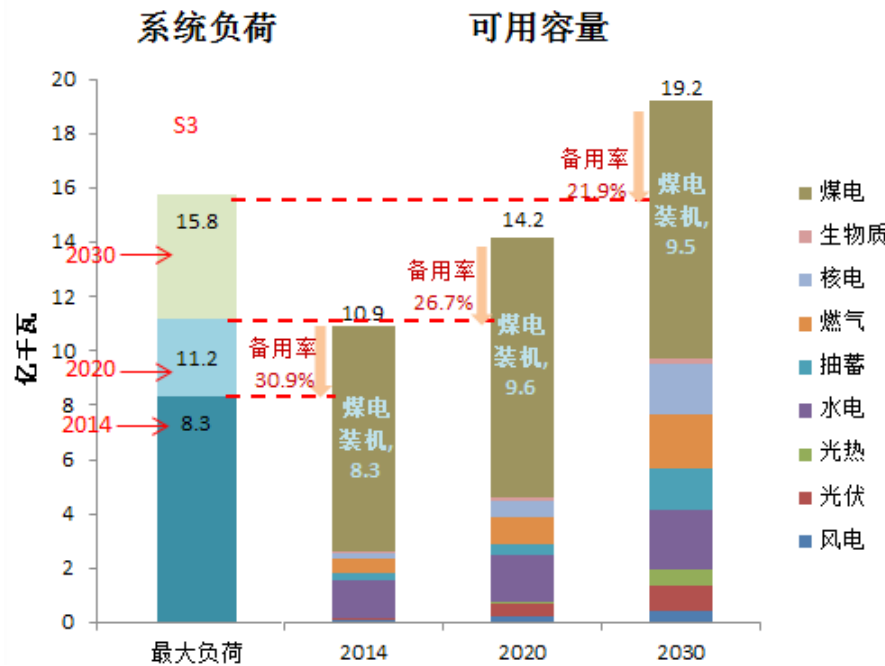


图 2-5 S3 情景下最大负荷增长与等效可用容量比较

S2 情景（年均增速 3.5%）下，最大负荷较 S1 情景有了更快的增长，2020 年最大负荷约 10.3 亿千瓦，2030 年达到 14.5 亿千瓦。从系统备用率来看，2014-2030 年间处于相对稳定的状态，但依然维持在 30% 的高位。在规划方案中，2020 年我国煤电规划装机 9.6 亿千瓦，倘若煤电装机容量保持 2014 年 8.3 亿千瓦的水平不变，此时对应的系统备用率约为 25.6%；从满足最大负荷的角度看，2014 年的煤电装机容量完全可满足 2020 年的最大负荷。

S3 是最大负荷增速最快的情景，2020 年最大负荷约为 11.2 亿千瓦，2030 年最大负荷达到 15.8 亿千瓦。该情景下，2014-2030 年，系统备用率呈逐步下降趋势，由 2014 年的 30.9% 下降至 2020 年的 26.7%，到 2030 年，系统备用率已经下降至 21.9%，处于较为合理的水平。

最后，从灵活性角度看煤电规划目标。因可再生能源的随机性、间隙性和不可精确预测性，其大规模并网对电力系统运行造成了很大的挑战。灵活性资源由电源侧（如气电、抽蓄等灵活性电源，改变煤电的运行方式等）、负荷侧（如需求响应、热负荷参与调度、电动汽车等）、电网侧（如跨区资源共享、动态输电能力评估与调整、动态无功控制、动态潮流控制等）、电力市场和系统运行（如实时电力交易、缩短市场关闸时间、向所有负荷和资源开放电力辅助服务等）等多方面构成，需要考虑不同时间尺度、不同类型的最优经济组合。

不论是从电源侧、负荷侧还是电网侧，各类资源的优化配置、有序运行的最终目标是保障整个电力系统的安全稳定运行，而可再生能源的迅速发展，对电力系统的安全稳定运行提出了更高的要求。那么，在保障安全可靠的基础上，电力系统的灵活性是否有保障呢？按照规划，2020 年我国风电装机容量为 2.5 亿千瓦，光伏装机容量为 1.5 亿千瓦，同时由于风、光的随机性、间隙性和不可精确预测性则需要通过其他灵活性资源来应对。图 2-6 中列出了几项主要的灵活性资源，并进行了量化比较。除了煤电能够提供灵活性之外还包括需求响应（Demand Response，简称 DR）、抽水蓄能、燃气发电、跨区资源调配、光热与储能等资源。对于灵活性资源而言，一方面需要在波动电源无法提供出力的情况下能够及时满足负荷需求，也就是向上调节能力；另一方面需要在波动电源达到满负荷出力的情况下能够及时提供并网空间，也就是向下调节能力。通过对各类灵活性资源的等效容量的测算，预计 2020 年灵活性资源的向上调节等效容量约 6 亿千瓦，向下调节等效容量也将达到 3.4 亿千瓦，能够满足清洁能源电力的有效利用需求。

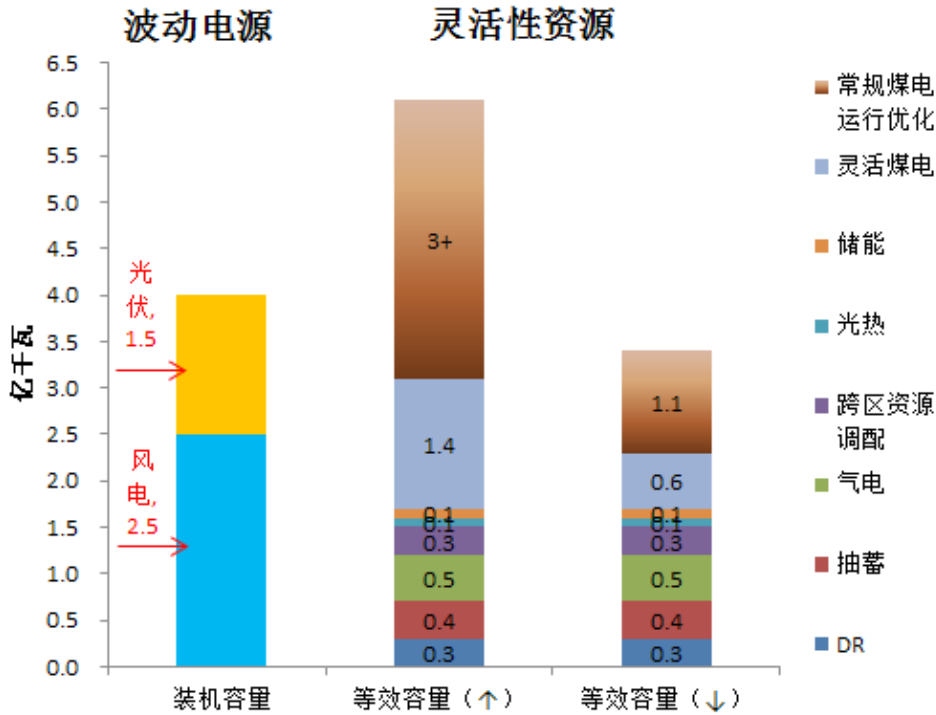


图 2- 6 电源随机性与应对措施

综上，“十三五”期间，在年均 4.2% 的用电量增速下，2020 年我国全社会用电量为 7.0 万亿千瓦时，此时在电量平衡的基础上，煤电以 4500 小时核定的规划目标为 9.6 亿千瓦。对于 9.6 亿千瓦的煤电规划目标有如下几点考虑：首先，4.2% 的年均用电量增速已经是比较乐观的增长情景；其次，从电量平衡角度、资源裕度角度以及灵活性角度来看煤电 9.6 亿千瓦的规划目标都能基本满足发展需求。

对于我国电力行业的发展规划和产能过剩问题，权威机构与专家的看法高度一致。其中，中国能源研究会副理事长，国家发展改革委能源研究所原所长周大地表示³，电力产能过剩，不但大幅度挤压了火电的资本收益，也对我国新能源的发展造成了巨大的负面挤压。实现能源低碳化，必须下大力尽快控制盲目上煤电，从现在煤电已经大量过剩的实际情况看，需要坚决停建、缓建一大批煤电项目，任何再投入都会造成新的系统经济损失，而不会有任何系统效益产生。而中国电力企业联合会 2016 年和 2017 年一季度电力供需分析报告⁴均重点关注了煤电经济性恶化和产能过剩风险。

3 周大地：尽快停建、缓建煤电。http://www.coalstudy.com/zixun/rwft/2016-03-02/12518.html

4 中电联。2016 年一季度全国电力供需形势分析预测报告，http://www.cec.org.cn/yaowenkuaidi/2016-04-27/152156.html；2017 年一季度全国电力供需形势分析预测报告，http://www.cec.org.cn/yaowenkuaidi/2017-04-28/167618.html。

国家应对气候变化战略研究和国际合作中心副主任邹骥表示⁵，“十三五”煤电即便零增长也能基本满足中国未来电力需求，应该从严落实国家已经出台的政策，严格控制“十三五”期间新增煤电机组。

睿博能源智库 (The Regulatory Assistance Project, RAP) 在 2016 年对中国的煤电产能过剩情况进行了研究，指出在高需求增长（年均增速 4%）和政策装机目标的情景下，2020 年满足了最大负荷后的系统备用率可维持在合理的 15% 左右；而在低需求增长（年均增速 1%）和政策装机目标下，2020 年满足了最大负荷后的系统备用率高达 30% 左右。该报告同时指出，如果高需求增长没有实现，那么相当大部分的新增煤电投资将成为搁浅资产；反之，在三产与居民侧的能效投资则可更为有效地帮助中国优化电力需求。国网能源院的一份最新研究报告⁶也从满足电量需求、满足电力需求和满足灵活性调峰需求三个角度研判了 2020 年的煤电装机需求，结论是 2020 年煤电装机的合理水平最高不超过 9.8 亿千瓦。不再审批新的煤电项目的情况下，若全部核准项目建成投产，2020 年过剩规模将超过 2.2 亿千瓦。

5 傅莎，邹骥。“十三五”煤电零增长也能满足中国未来电力需求。中国能源报，2016 年 7 月 4 日。

6 张宁。中国究竟需要多少煤电？中国能源报，2017 年 4 月 13 日。

3

煤电经济性与搁浅
资产分析

煤电经济性展望

2015 年全国火电设备平均利用小时数为 4329 小时，而实际上大部分省份低于这一平均值；另外 2015 年的煤电装机利用率较 2014 年减少了 8%，若以煤电行业 5500 小时为参照，则 2015 年的装机利用率才达到其 78%，说明火电开工率不足，行业产能过剩严重。

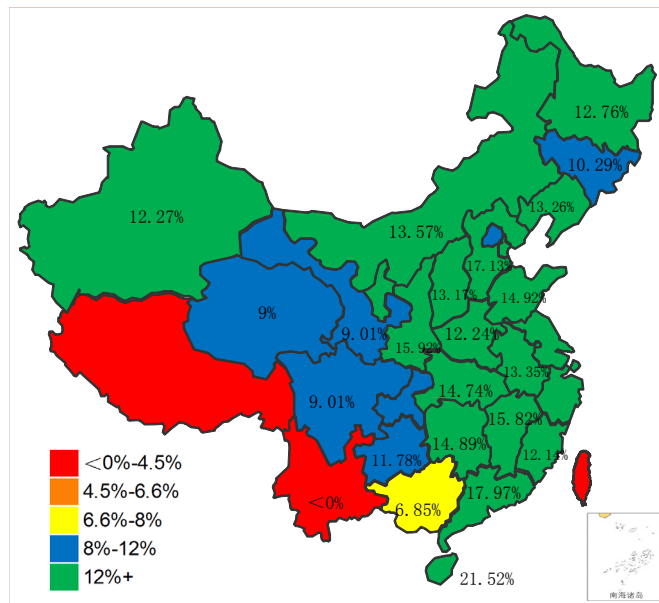


图 3-1 基础情景下全国各省（区、市）全投资内部收益率

根据以上全国各省（区、市）当年实际煤价（本文选取 2016 年第一季度平均煤炭价格）、利用小时数及其他参数，报告结合投入产出模型计算出当前基础情景下各省 60 万千瓦煤电项目的全投资内部收益率（图 3-1）。从图中可以看出，统计内的省（区、市），除了云南的内部收益率为负数，其它省（区、市）的全投资下内部收益率都高于行业基准收益率（6.6%）。其中，全投资内部收益率达到 14% 以上的有 10 个省，海南省的内部收益率更是高达 21.5%，是基准收益率的 3 倍还多。如此高的内部收益率充分揭示了在当前需求不振、低碳转型环境下煤电投资仍然居高不下的原因。

1. 综合分析

报告设计了两个情景来讨论 2020 年我国煤电经济性的变化。情景设定如下：情景 1：考虑超低排放改造（60 万千瓦燃煤电厂需要增加 4000 万元的脱硝装置投资和 7000 万元的脱硫装置投资，脱硝率和脱硫率从 80% 分别上升到 95% 和 90%；同时考虑超低排放改造补贴 0.5 分钱 / 千瓦时）；全国碳市场运行（设定碳价 30 元 / 吨，其中电厂消化 30%）；直购电量比例进一步提高、直购电价水平进一步降低等因素（直购电比例由 10% 上升为 80%）；情景 2：除了上述政策因素外，还考虑了在建项目全部建成对煤电利用小时数的影响。

总体来看，政策情景（情景 1）中煤电项目平准化发电成本要比基准情景至少增加 0.02 元 / 千瓦时，部分省份甚至会增加 0.04 元 / 千瓦时。如果在建项目全部建成并顺利投产，煤电利用小时进一步下降（情景 2），其平准化发电成本将比情景 1 平均增加 0.01 元 / 千瓦时。由此看出，随着电力体制改革的逐步深入以及一系列清洁低碳发展政策的出台与实施，煤电项目平准化发电成本将步入上升通道。

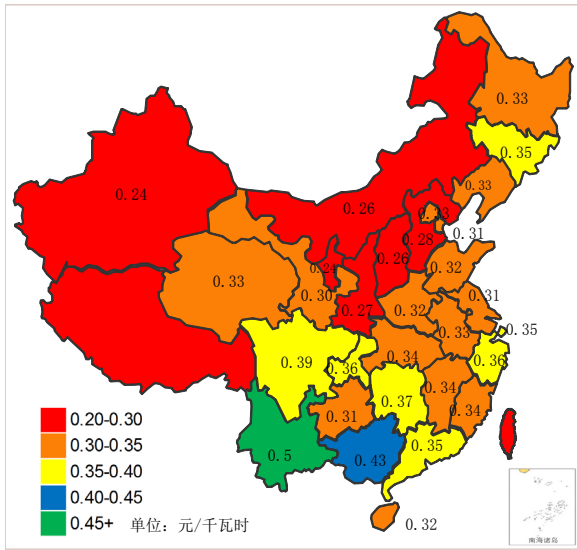


图 3-2 2020 年情景 1 下的全国各省（区、市）平准化发电成本

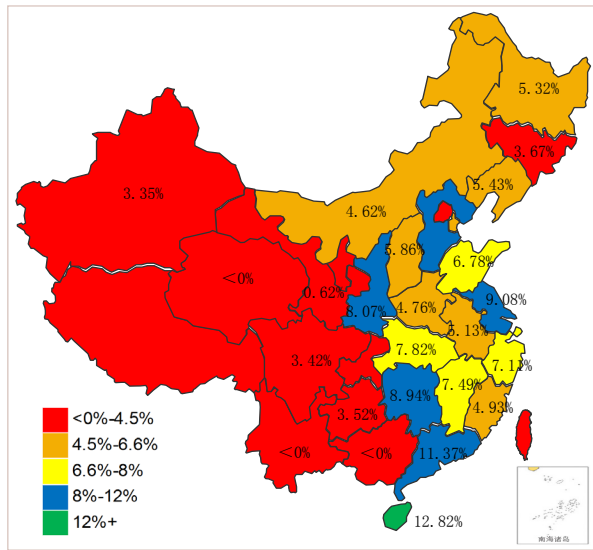


图 3-3 2020 年情景 1 下的全国各省（区、市）全投资内部收益率

此外，通过对煤电项目的经济性进行分析，不难发现，随着清洁低碳发展政策的逐步推进，煤电项目的经济性将遭到削弱，同时，如果所有在建项目顺利投产，煤电项目的经济性将遭到进一步重挫，尤其是新建项目较多的省份，部分省份煤电项目的内部收益率将低于行业平均水平，甚至跌破零点。

考虑到煤电机组利用小时数将随着在建项目的陆续投产而进一步下降，全国煤电项

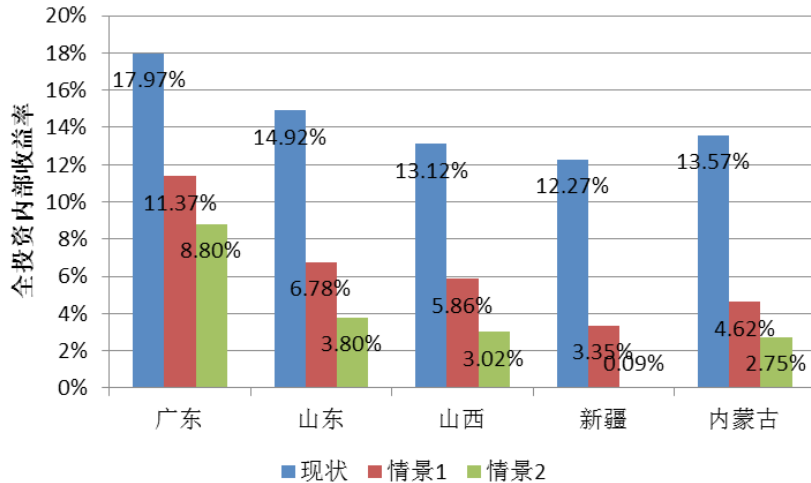


图 3-6 典型省份全投资内部收益率变化趋势

综合来看，煤电新建规模的大小对于当地煤电机组的经济运行有着显著影响，随着在建煤电项目的陆续投产，煤电机组的运行效率将逐步降低，获利能力也将逐步减弱。

煤电资产搁浅风险分析

报告首先对一个标准 60 万千瓦的煤电机组全生命周期内的现金流进行了核算，并以此来估计全国煤电资产搁浅情况。

根据测算结果，一个 60 万千瓦的煤电机组在 30 年寿命期内总共能产生 283 亿元的营业收入，除去燃料成本以及其他的一些成本费用，在收回初始投资的基础上，能贡献 22.3 亿元的税金，同时还能够产生 62.4 亿元的税后利润。

2016 年 7 月份发布的《关于有序放开发用电计划工作的通知（征求意见稿）》中明确指出 2017 年 3 月 15 日后投产的煤电机组，不再安排发电计划，需通过市场交易获得发电量，不再执行上网标杆电价；而正式发布的文件则明确了 9 号文发布后投产的煤电机组不再安排发电计划。这也就意味着资产搁浅风险不可避免，而搁浅价值的大小与煤电机组搁浅容量直接相关。报告根据调控力度的不同设定了不同程度的搁浅容量，并对其搁浅价值进行了核算。

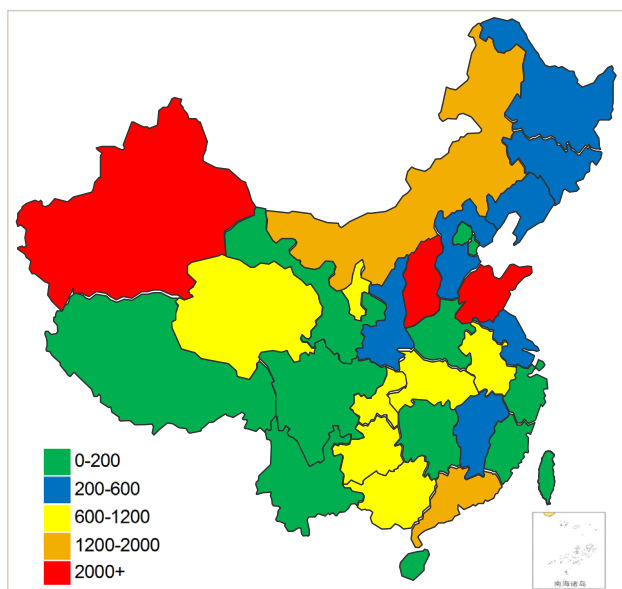


图 3-9 2020 年全国各地区煤电搁浅价值（亿元）

以“十三五”规划提出的 2020 年 11 亿千瓦煤电装机规模来估计，2020 年煤电过剩规模在 1.4 亿千瓦，这意味着有约 233 台 60 万千瓦的煤电机组资产及其衍生价值将被搁浅。考虑初始投资、税金以及税后利润三部分，经过核算搁浅资产总共价值 2.45 万亿元。进一步根据全国各地区 2020 年煤电产能过剩规模的差异对各省（市、区）的煤电搁浅价值进行了估计。新疆、山西与山东三省的煤电产能过剩规模最大，对应的煤电搁浅价值也相应最多，均在 2000 亿元以上，新疆甚至接近 2500 亿元。而 2017 年牛津大学团队发布的研究报告⁷，在更为激进的气候政策目标假设下，对中国煤电搁浅资产规模给出了更为悲观的估计。

7 Ben C., et al. Stranded Assets and Thermal Coal in China: An analysis of environment-related risk exposure. <http://www.smithschool.ox.ac.uk/research-programmes/stranded-assets/Stranded-Assets-and-Thermal-Coal-in-China-Working-Paper-February2017.pdf>.

4

化解煤电产能过剩的政策机制

调控路线图

从煤电在建规模来看，保守估计“十三五”前四年每年新增 5000 万千瓦煤电的情况已然板上钉钉，届时 2019 年我国煤电装机容量将达到 10.8 亿千瓦。对 2019 年底预计达到的 10.8 亿煤电机组，我们建议煤电调控思路如下：

“核准未建机组全部停建”：确保 2016 年新核准未建项目全部撤消，确保 2016 年后不再新核准任何纯凝煤电项目，确保 2019 年及以后不再新投产煤电机组；

“淘汰 5000 万低效濒临退役机组”：所在省区未来无可再生能源的灵活性保障需求，20 万千瓦及以下能效不达标、濒临退役纯凝机组应到期关停；

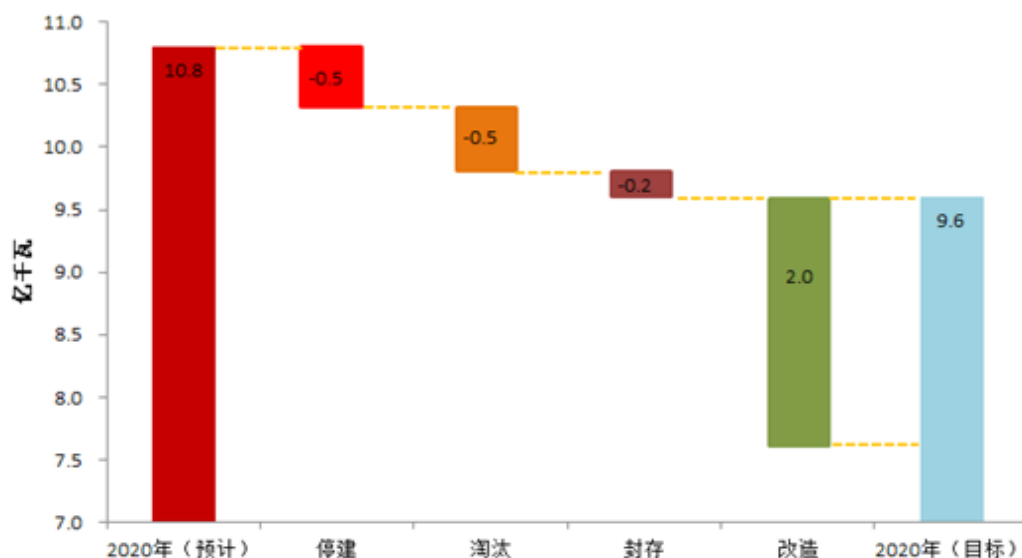


图 4-1 我国煤电产能调控与退出路径分析

“封存 2000 万 20 年以上的低效机组”：所在省区未来有保障可再生能源的灵活性需求，10-20 万服役期超过 20 年的低效机组可暂时封存，未来仅作为备用进入辅助服务市场；

“深度调峰改造 2 亿千瓦”：改造一批 30-60 万千瓦主力机组，未来以系统深度调峰为主，作为电力型机组参与电力市场。深度调峰改造，优先选择服役期超过 15 年、固定资产折旧基本回收的机组。2030 年改造力度进一步加大，力争 35%-40% 的纯凝机组均



为灵活性改造机组。

根据资源条件和建设经济性，各国发展调峰电源的侧重不同。为了保证调峰电源投资能够取得合理回报并维持正常运营，根据国际经验，常用的形式主要包括峰谷电价、辅助服务费用、租赁经营等。

对于进行深度调峰以及封存的煤电机组而言，根据机组特性采取不同的方法来保障其盈利能力。对于 30 万千瓦以下服役期超过 20 年的煤电机组进行封存。考虑到其固定资产已经折旧完毕，作为备用机组仅有运行和维护费用，因此对于封存的机组可以租赁给电网公司以提供灵活性，保障电力系统安全运行，电网公司则需要向其支付一定的租赁费用和运行维护费用。对于深度调峰改造的机组，首先政府需要提供相应的灵活性改造补贴以减少其改造资本成本投入。此外，对于深度调峰改造后的机组而言，低利用小时数运行则需要相应的电价政策来保障其基本收益。可参照抽水蓄能电站的两部制电价政策，容量电价主要弥补固定成本和基本收益，电量电价主要用于弥补运行和维护费用。

政策措施

1. 制订量化、可分解、可评价的煤电调控目标

建议主管部门在科学规划、系统评估的基础上，制订出量化的煤电调控目标。以 2020 年 9.6 亿千瓦煤电装机为规划目标，淘汰 5000 万千瓦落后机组，封存备用 2000 万千瓦单机 20 万千瓦以下机组，在 30-60 万千瓦机组中完成 2 亿千瓦的深度调峰改造。这样，2020 年电量型机组规模控制在 9.6 亿千瓦内，使其利用小时数保持在 4500 小时左右，总体具有较好的经济性；电力型机组规模在 2 亿千瓦左右，承担备用和系统灵活性服务，保障可再生能源并网。

2. 升级执行“三个一批”煤电调控政策

取消全部不具备核准条件的煤电项目；三年过剩省份 2018 年前煤电项目全部缓建，五年过剩省份 2020 年前煤电项目全部缓建；2015 年后新核准未建项目全部取消；“十三五”期间全部冻结核准新建煤电项目，资源不足地区的电力供应能力应通过强化跨省区资源配置来保障。将热电项目纳入国家总体建设规划，严格执行“以热定电”，严控“一哄而上”新建或改造抽凝式热电机组。

3. 结合电力体制改革探索与构建电力型煤电机组的商业模式

根据封存 / 备用机组、灵活性改造机组的资本回收情况、年运行固定费用、备用与调峰成本等因素设计电力型煤电机组的商业模式，据此进行电力市场规则设计。选择典型省份开展两部制电价、辅助服务市场等综合改革试点，为煤电逐步从电量型机组向电力型机组转变设计适用的市场机制。

4. 稳妥推进电源投资机制由“计划”向“市场”的模式转变

价格扭曲、投资信号传递机制不顺畅是煤电过剩的原因之一。9号文已明确了按照“管住中间、放开两头”原则推进电力市场化，在输配电价改革到位的基础上，有序放开上网侧和零售侧价格。但市场化是一个非常复杂的过程，不可能一蹴而就。在长期行政主导的管理体制下，当前我国电力市场化基础条件较差，如立法滞后、地区隔离、行政干预、缺乏细则性市场规则、市场力量博弈等问题阻碍了市场机制有效配置资源。这样的条件下贸然市场化，实际效果可能事与愿违。建议择机推出公开招标方式选择投资主体，并与有效竞争市场条件的培育相统筹。过渡阶段的核心任务是培育 / 创造市场化的基础条件，在市场机制尚不能充分发挥作用的时候，使用更优化的基于成本效益分析的命令控制型手段，通过更合理地划定成本效益的边界，并以此作为决策的基础，逐步酝酿更成熟市场化改革的条件，最终迈向市场化。

5. “行政 + 监管 + 市场”的煤电调控政策组合拳

煤电调控的长远方向是加快市场化建设，建立真正市场化的电源投资决策机制。然而，市场不是万能的，不能简单地交给市场，试图靠竞争解决所有问题。解决投资决策盲目性，一方面要加强顶层能力建设，提高国家和跨区域、跨领域规划的科学性和执行力度。同时要加快市场监管机制建设，包括行业自律机制、科学预测和优化能力、信息共享能力和机制、必要的公开评价机制、各种利益相关方的参与机制，等。最后，在市场有效竞争和长效监管机制完善之前，行政调控的底线不能放弃、放松。

5

2017 年煤电去产能
的形势与任务

形势分析

课题组 2015 年下半年识别出煤电投资过热的风险并提出煤电产能过剩的潜在风险时，当时煤电行业的主要问题是规划实施的滞后性所导致的装机与实际需求增长之间的不匹配，尽管新核准煤电规模高企，但尚未集中开工，因此产能过剩问题还处于“隐性”萌芽阶段；待到 2016 年 3 月主管部门连发三道文件祭出“三个一批”政策时，大量在 2015 年新核准的项目已密集开工，产能过剩风险虽已显性化但尚未真正释放，遗憾的是彼时并未采取实质性的调控措施断然阻止风险扩大；待到 2016 年 10 月主管部门采取实质性手段冻结部分在建项目时，产能过剩的风险已然全面爆发，彼时若下定决心依然有补救的余地，遗憾的是在随后发布的“十三五”电力发展规划方案中煤电装机规划目标却向实际在建规模妥协。

2017 年 3 月总理政府工作报告正式把煤电纳入去产能的重点行业，彰显了党中央和国务院煤电去产能的决心。同时，2017 年电力体制改革步伐在加速，电力市场建设有望迈出关键一步，特别是《关于有序放开发用电计划的实施意见》正式发布，使得乐观人士可能会寄希望于通过市场竞争来形成煤电投资的有效机制。然而，煤电产能过剩从潜在风险到全面爆发的教训警示我们不采取及时有效措施的机会成本之高不可承受，而市场机制从形成到运行到真正发挥作用非朝夕之功，因此，煤电去产能“不能等”更“等不起”。另一方面，近期国家能源局开展发电机组许可情况摸底所暴露出来的大量机组“无证运行”（高达全部煤电机组的 10.6%）问题，更是进一步揭示了化解煤电产能过剩风险任务的艰巨性⁸。若无强有力、精准的调控政策，煤电去产能不可能落到实处。因此，必须在决心已下的情况下拿出“壮士断腕”的气魄强力去产能。

主要任务

将煤电去产能工作首次纳入政府工作报告，意味着切实解决煤电产能过剩问题的时间窗口已经打开。而另一方面，各地还在紧锣密鼓地新建煤电机组。为防止企业或地方

⁸ 国家能源局官方微信。摸底发电机组许可情况：加强发电机组许可监管防范化解煤电产能过剩风险。

利用去产能政策制订周期突击抢工期，主管部门应尽快发文暂时冻结全部在建项目，并禁止地方新核准煤电项目。当务之急是相关部门与电力行业、地方政府能够迅速就各地的煤电产能过剩现状和纳入全部在建项目 2020 年的过剩情景取得共识。这样，主管部门才有可能以 11 亿千瓦为底线、甚至以低于 11 亿千瓦的装机目标为约束条件，向各省下达 2020 年煤电规模控制目标。

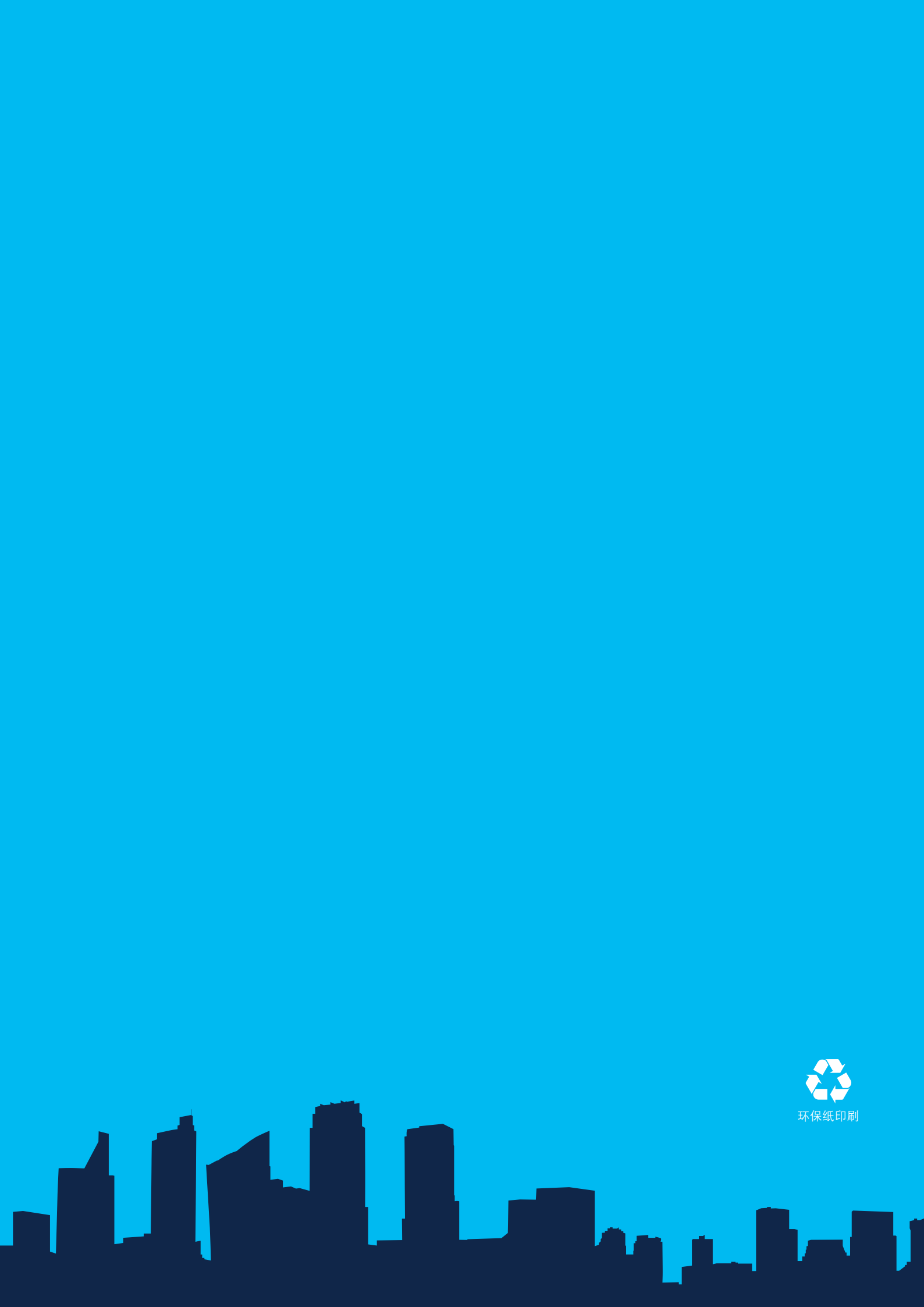
其次，主管部门应尽快通过组织摸底调研、借助第三方数据等方式掌握全部在建项目的实际进展；同时，主管部门应根据权威数据建立对现役机组的精准认识，包括服役时间、容量等级、能效水平、污染物排放水平、水耗强度等。再次，就可根据各省 2020 年煤电规模控制目标和过剩规模确定产能削减目标，并根据存量机组可正常或提前退役的规模、在建机组停建或缓建的规模、存量机组提前关停的损失与在建机组停 / 缓建损失的利弊权衡，确定去产能的合理路径。根据存量机组的精准统计数据可以筛选出提前关停机组的规模；而按照 22-24 个月的平均建设周期估算，预计 2019 年及之后投产的机组尚处于前期或刚刚开工的状态，具备停建甚至撤销的条件。

最后，宏观经济运行调控部门应结合生态文明建设总体要求和电力、投资管理等体制改革要求，加快推进真正市场化的电源投资体制建设，以充分调动市场机制、行业监管和金融政策的资源配置功能。

2017/2018 年是“十三五”电力规划中期评估和修订的时间节点。去产能工作必须与规划目标调整工作同步。比规划目标修订更为基础性工作是建立全国规划与省级规划之间的总量平衡机制，并真正建立有约束力的项目核准总量控制机制。

《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》刚刚发布，其中创新性的提出了能源供给革命的核心是“清洁低碳”⁹。战略指出，“大力发展清洁能源，大幅增加生产供应，是优化能源结构、实现绿色发展的必由之路。推动清洁能源成为能源增量主体，开启低碳供应新时代。”关于煤电，战略指出要“不断提高煤电机组效率，降低供电煤耗，全面推广世界一流水平的能效标准；建立世界最清洁的煤电体系”。遗憾的是，关于煤电的长远定位、煤电中长期发展目标等核心问题，在战略中依然语焉不详。因长期战略不明朗，“十三五”电力发展规划中煤电装机规划目标被迫向现实妥协，从某种意义上助长了煤电产能过剩。这个错误 2017 年必须得到及时纠正，很重要的一点是在能源生产和消费革命战略的实施方案中对煤电的长远定位给出清晰的界定，这样才能真正以回望的视角看待短期政策的制订问题，形成倒逼机制优化煤电发展路径。

9 杜祥琬。对我国能源生产和消费革命战略（2016-2030）的解读和思考。http://chinapower.com.cn/shendu/20170505/75584.html.



环保纸印刷