

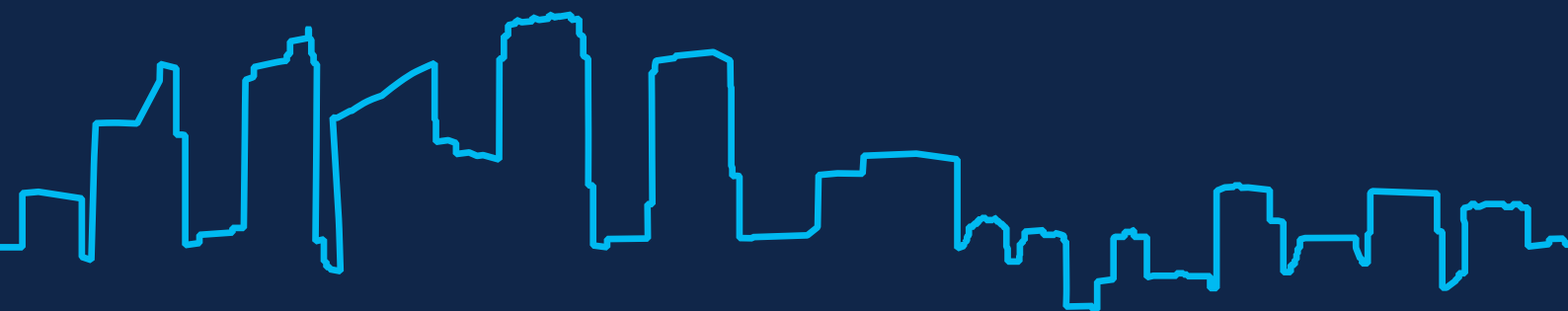
“十三五”电力煤控中期评估 与后期展望

CHINA POWER INDUSTRY THIRTEENTH FIVE-YEAR COAL CAP
MID-TERM EVALUATION AND LATER-TERM OUTLOOK

执行报告

EXECUTIVE REPORT

华北电力大学



中国煤炭消费总量控制方案和政策研究 (煤控研究项目)

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。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 (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，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，以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：<http://coalcap.nrdc.cn/>

中国电力圆桌项目

中国电力圆桌项目是动员电力可持续发展过程中涉及到的利益相关方组建的平台，集专家研讨、智库研究和政策建议为一体，旨在支持中国的电力发展，应对气候变化，减少对公众健康的威胁，保护环境，并节约有限的矿物燃料资源。电力圆桌的工作不会仅停留在政策制定和推动层面，还将利用现有智库中的各方专家力量和优势，与电力可持续发展各利益相关方合作，进一步帮助制定和完善电力可持续发展的实施路线图，并确保在中央和地方层面顺利实施，最终产生具体的减碳结果。



自然资源保护协会 (NRDC) 是一家国际公益环保组织，拥有约 300 万会员及支持者。NRDC 致力于保护地球环境，即保护人类、动植物以及所有生灵所倚赖的生态系统。自 1970 年成立以来，我们的环境律师、科学家和专家一直在为公众享有清洁的水和空气以及健康的社区而努力。通过在科学、经济和政策方面的专业知识，我们在亚洲、欧洲、拉美和北美等地区与当地合作伙伴一起共同推进环境的综合治理与改善。请登录网站了解更多详情 www.nrdc.cn。

系列报告

- 《中国煤炭行业“十三五”煤控中期评估及后期展望》
- 《煤炭转型中的就业问题研究》
- 《现代煤化工“十三五”煤控中期评估及后期展望》
- 《“一带一路”重点区域(国家)环境影响评价体系研究报告》
- 《“一带一路”可再生能源发展合作路径及其促进机制研究》
- 《东盟国家可再生能源发展规划及重点案例国研究》
- 《中国高耗能行业“一带一路”绿色产能合作发展报告》
- 《“一带一路”电力综合资源规划研究》
- 《中国对外援助综合管理机构改革研究》
- 《中国能源气候管理机构改革研究》
- 《中国煤控项目“十三五”中期评估与后期展望研究报告》
- 《中国散煤综合治理调研报告 2018》
- 《中国大气污染防治回顾与展望报告 2018》
- 《中国现代煤化工的煤控实施与产业发展》
- 《煤炭行业继续深化供给侧结构性改革》
- 《供给侧结构性改革背景下如何实现煤炭行业的公正转型》
- 《气候变化风险及碳社会成本研究报告》
- 《中国实现全球 1.5°C 目标下的能源排放情景研究》
- 《钢铁行业供给侧结构性改革》
- 《推进水泥行业转型升级，实现绿色低碳发展》
- 《深化供给侧改革，助推实现部门积极煤控目标》
- 《建筑领域煤炭消费控制潜力及实施路径研究》
- 《持续推进电力改革 提高可再生能源消纳执行报告》
- 《中国对外援助综合管理机构改革研究》
- 《中国能源气候管理机构改革研究》
- 《中国散煤综合治理调研报告 2017》
- 《钢铁行业煤炭消费总量控制方案和政策研究》
- 《水泥行业煤控战略(计划)实施研究》
- 《中国散煤治理调研报告 2017》
- 《中国煤炭行业供给侧改革关键问题研究》
- 《城市低效燃煤总量配额交易政策建议报告》
- 《“去产能”政策对煤炭行业造成的就业影响研究》
- 《“十三五”电力行业控煤政策研究》
- 《煤化工产业煤炭消费量控制及其政策研究执行报告》
- 《建言“十三五”——中国煤炭消费总量控制规划研究报告》
- 《行业部门煤炭消费总量控制研究》

.....

未完待续，请见封三……



煤控研究项目系列报告
中国电力圆桌项目系列报告

“十三五” 电力煤控中期评估与后期展望

**CHINA POWER INDUSTRY THIRTEENTH FIVE-YEAR COAL CAP
MID-TERM EVALUATION AND LATER-TERM OUTLOOK**

执行报告

EXECUTIVE REPORT

华北电力大学

2019年5月

目录

执行摘要	6
Executive Summary	11
1. 电力需求现状及展望	15
1.1 电力需求现状	
1.2 电力需求展望	
2. 电力“十三五”规划及煤控中期评估	25
2.1 规划目标完成情况评估	
2.2 煤控目标及相关措施落实情况评估	
3. “十三五”后期电力煤控展望	47
3.1 “十九大”重要精神解读	
3.2 2018年电力煤控分析	
3.3 “十三五”后期电力煤控展望	
4. 国际煤电去产能趋势	55
4.1 限制煤电发展已经成为国际共识	
4.2 淘汰煤电国家的具体承诺	

5. 结论与政策建议	60
5.1 多措并举应对用电超预期增长，保障电力供应	
5.2 继续提高可再生能源消纳水平，推动新能源平价上网	
5.3 持续推进煤电供给侧改革，化解过剩产能	
5.4 提升用户的能效水平，加强需求侧管理	
5.5 持续深化电力体制改革，加速推进电力市场化建设	
5.6 综合考虑补贴缺口、平价上网等因素，合理调整可再生能源规划目标	
参考文献	72

执行摘要

进入“十三五”以来，电力消费逐步回升，2018年全国全社会用电量增长8.5%，远超预期。如此高速增长不具有可持续性，本报告判断2020年全国全社会用电量将达7.54万亿千瓦时，“十三五”期间年均用电增速5.8%。

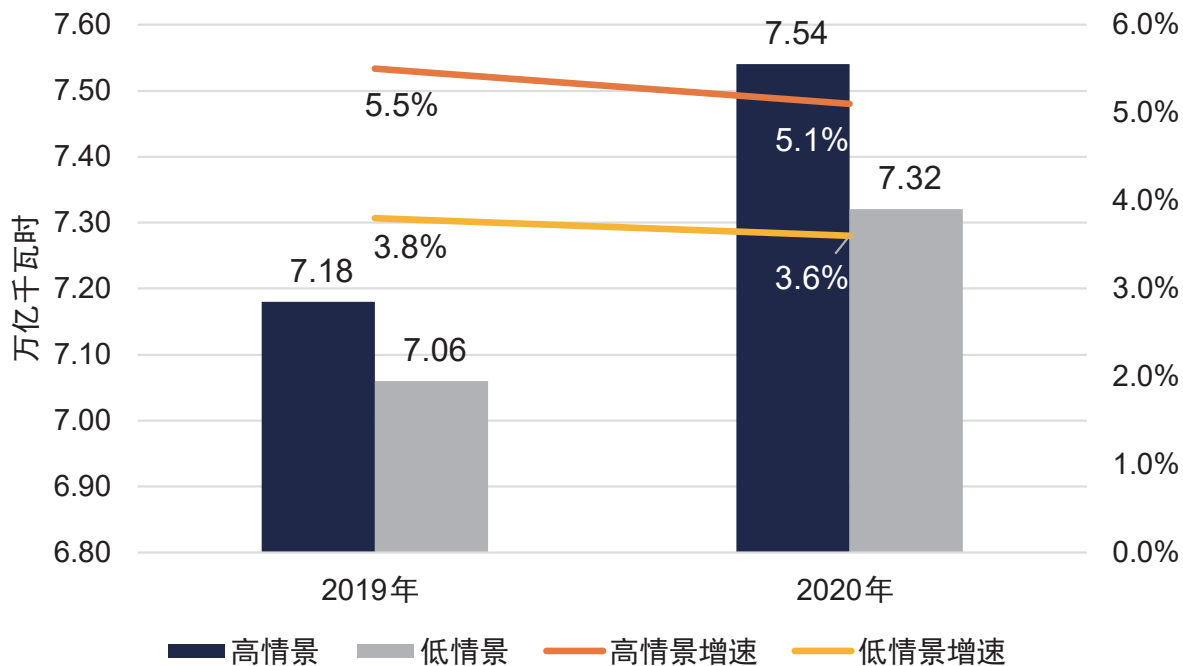


图 1 “十三五”后期用电需求预测

电力“十三五”规划提出2020年全国发电装机容量20亿千瓦，年均增长5.5%。实际上，近两年供应能力的发展已超出预期目标，但由于成本和工期延误等问题，气电和

核电很难能达到预期目标，规划装机完成情况详见图 2。

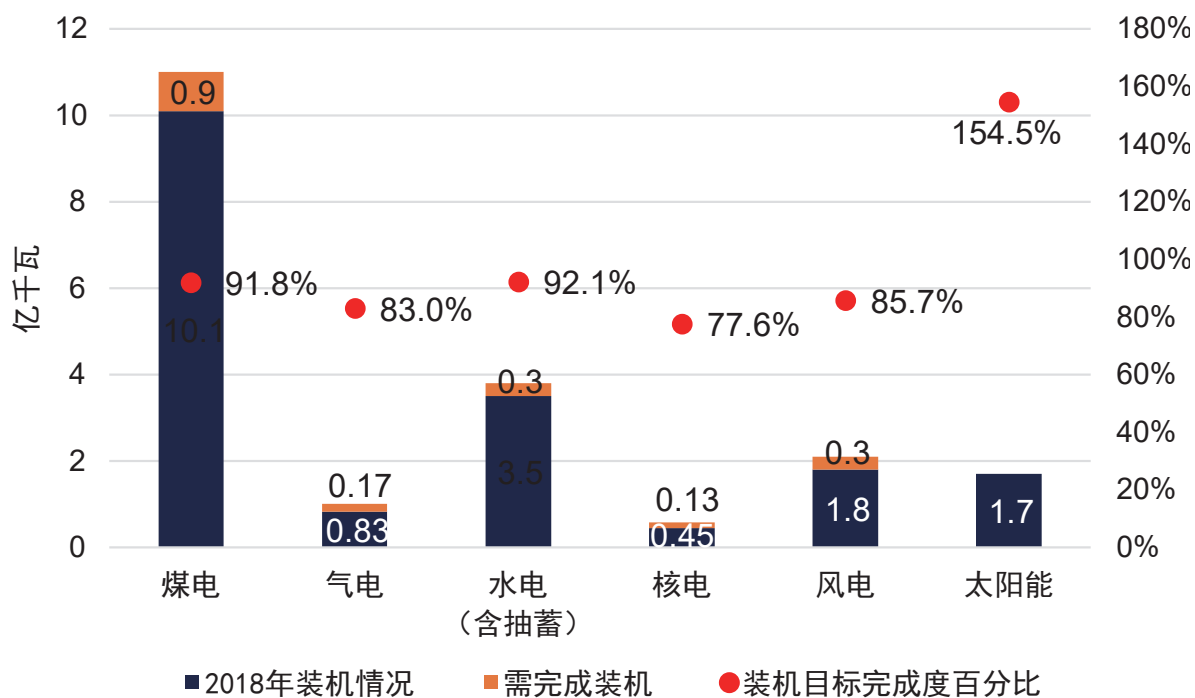


图 2 “十三五” 装机目标完成情况

建议将太阳能、风电规划装机容量提升至 2.7 亿千瓦和 2.3 亿千瓦，气电、核电规划装机容量降至 1 亿千瓦和 5500 万千瓦，其他电源规划装机不变。按照以上建议情景进行装机，为满足 7.6 万亿千瓦时的用电需求，在 2020 年除煤电外各类电源取合理利用小时数的条件下，煤电利用小时数仅能维持在 4200 小时的水平，对比历年煤电利用小时数可知，煤电产能仍过剩严重，煤电去产能政策仍需定力。

表 1 电力供应能力评估

电源	2017 装机	装机增速			2020 装机	利用小时数
	万千瓦	2016	2017	年均增速	万千瓦	小时
煤电	98028	5.13%	3.60%	4.36%	110000	4200
气电	7629	6.17%	8.80%	7.48%	10000	3000
其他（垃圾、生物质、余温发电等）	4947	15.21%	10.94%	13.06%	6500	4000
常规水电	31250	3.00%	2.33%	2.67%	34000	3600
抽水蓄能	2869	15.79%	7.50%	11.57%	4000	800
核电	3582	23.83%	6.50%	15.36%	5500	7200
风电	16367	12.79%	10.50%	11.64%	23000	2000
太阳能	13025	80.91%	68.70%	74.70%	27000	1200

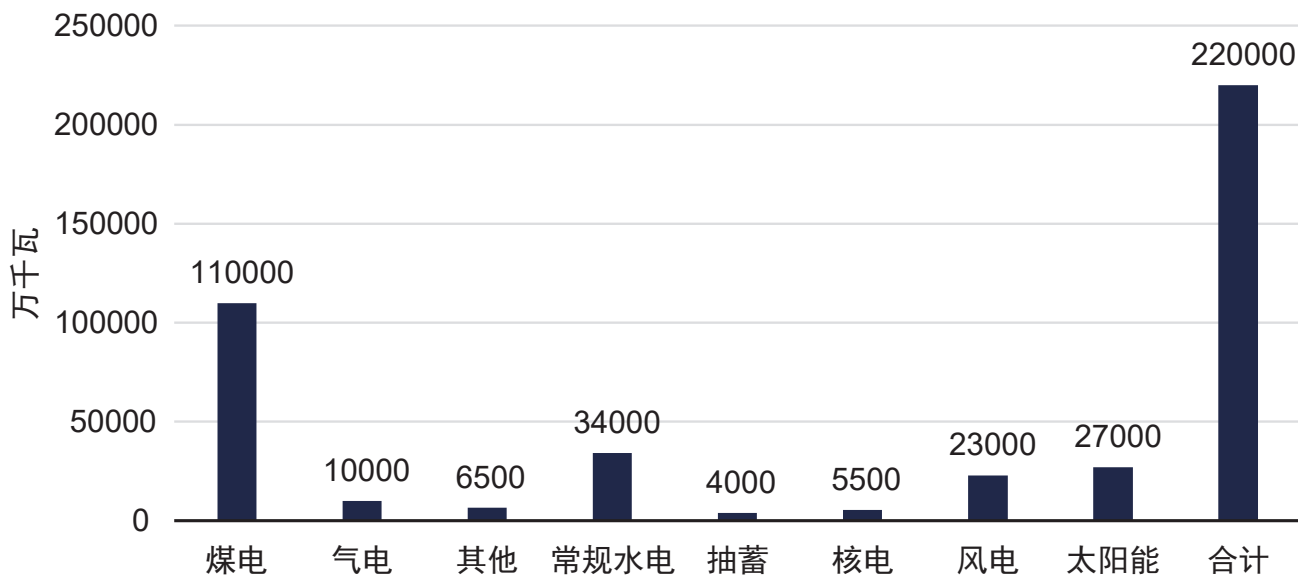


图 3 2020 年各类电源装机情况展望

截止 2018 年底，弃风、弃光率降至 7% 和 3%，弃风弃光现象得到明显改善。在节能减排方面，平均供电煤耗已降至十三五规划的 310 克标煤 / 千瓦时以下。综合考虑上述因素，2018 年电力行业煤炭消费量为 12.6 亿吨标煤，详见图 4。

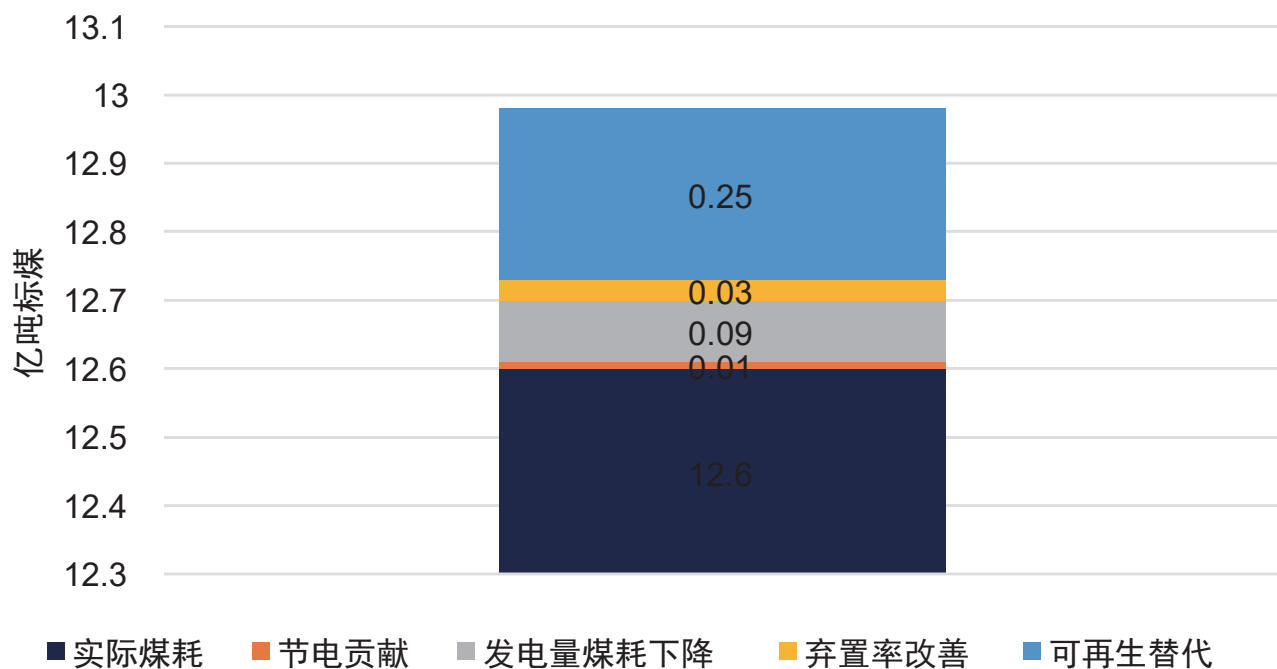


图 4 2018 年电力行业煤炭消费量

考虑到电力需求增长的不确定性，报告对不同电力增长情景下 2020 年的电力耗煤量进行了估算：电力“十三五”规划情景（72000 亿千瓦时）下电力耗煤 12.3 亿吨标煤；电规总院规划情景（74000 亿千瓦时）下 12.9 亿吨标煤；高增长情景（75000 亿千瓦时）下 13.2 亿吨标煤。报告认为，即便在高增长情景下，电力行业煤耗 2020 年也将到达峰值，之后将处于平台期，并随着煤电定位调整和发电效率小幅提高而呈缓慢下降趋势。

综合以上分析，本报告对电力行业煤控工作提出以下建议：

1. 持续推进煤电供给侧改革，实现煤电高质量发展。不能单纯的控制煤电装机，关键是要控制电力行业煤炭消耗。要坚持市场化手段和政府调控并举，充分发挥煤电规划建设预警机制的作用，从严控制新增规模，清理整顿违规项目，继续加快淘汰落后产能，促进煤电转型升级和结构优化；为保障电力安全，鼓励部分符合条件的淘汰煤电机组认定为应急备用机组；用市场机制和鼓励政策引导煤电机组调整定位，有序退出。

2. 提升能效水平，加强需求侧管理。对终端用户进行负荷管理来引导电力用户的用电方式，以减少高峰用电、平抑价格、消除电网阻塞、提高终端用电效率，优化电力资源配置，提升可再生能源消纳能力，减少电能损耗，提高用电管理水平，还可以应对短期内电力需求波动；
3. 持续深化电力体制改革，加速推进电力市场化建设。

1) 加强电力批发市场的顶层设计。引导电力系统高效运行保障资源充足；引导发电设备和其他资源的理性投资、合理定位和退出；为发电机组提供合理的补偿；2) 建立绿色发展的电价体系，建立绿色发展的能源价格体系要认真考虑逐步取消对居民直接消费的电力和热力的交叉补贴。建议对高耗能高排放行业进行引导，使之提高能效、优化结构、降低使用的强度。建议用峰谷差别电价引导消费，是错峰填谷，降低供电整体成本，节约资源，高效用电的有效做法。3) 提高可再生能源补贴效率。建议随竞争性电力市场建设的推进，通过竞争性配置项目和降低补贴强度的方式，使可再生能源补贴度过电力市场并轨时期；在电力市场初期，实行市场竞价和价外补贴的方法，鼓励可再生能源进入市场竞争，逐步削减补贴；到了电力市场完善时期，完全取消可再生能源补贴，实现场内公平竞争。4) 加快电力现货市场建设，一是要尽快完成我国电力市场规划，至少要明确回答某省是否适合建设电力现货市场和该电力现货市场的地理边界在哪里的问题；二是要全力推动电力现货试点，指定电力现货市场建设试点的牵头部门，并给予足够授权，务求其在试点过程中可以对涉及电力现货市场试点的全领域、全流程工作进行拍板，同时承担相应责任，其他部门须积极配合牵头部门；三是建立电力现货市场试点的考核与追责制度，避免出现对试点工作既不反对、也不落实的情况出现。5) 逐步推广发电侧容量电价。建议在发电侧推广两部制电价，将电价分解为容量电价和电量电价两部分，其中容量电价是按照设备容量的固定成本通过容量采购竞争机制来确定，且不同电源应根据其技术特性、容量贡献、实际运行绩效来差异化确定其容量价值，容量拍卖还应与灵活性资源配置有机结合起来，以保障中长期电力系统高比例可再生能源发展的需要；电量电价是按照边际成本原则通过市场竞争形成。

4. 促进可再生能源消纳，推动可再生能源平价上网。首先要坚持政府引导与市场主导相结合的原则，着力完善市场体系和市场机制，建立健全可再生能源电力消纳监督考核机制，对各地区可再生能源比重指标完成情况进行监测和评价；其次要加强可再生能源电力生产地区与消费地区协调联动，在全国层面统筹好电力供需之间、各电力品种之间、各地区之间的衔接平衡。另外要着力优化可再生能源电力开发布局，管控可再生能源电力发展规模和节奏，不断推广平价上网的风电基地开发外送模式，合理把握光伏电站开发节奏，新增规模向光伏扶贫方面倾斜，继续积极推动水电外送通道规划建设，探索建立大型水电参与电力市场的机制，破解水电跨省区交易难题。

Executive Summary

Since the start of the 13th "Five-Year Plan" (FYP), China's electricity consumption has increased rapidly. In 2018, China's total electricity consumption increased by 8.5%, far exceeding expectations. The report argues that such high-speed electricity growth in 2018 is not sustainable and that total electricity consumption will reach 7540 TWh in 2020 and the average annual growth rate of electricity consumption will be 5.8% during the 13th FYP period.

The 13th FYP for power development has proposed that the national installed power generation capacity reach 2000 GW in 2020, with an average annual growth rate of 5.5%. The development of power generation capacity in the past two years has exceeded its target, but due to problems like high costs and delay in project construction, it is difficult for natural gas and nuclear power to achieve the goals. By the end of 2018, the national installed power generation capacity was 1900 GW, with a year-on-year growth of 6.5%. Hydropower was 350 GW (including pumped storage), achieving 92.1% of the plan; thermal power reached 1140GW, including 1100GW of coal-fired power (91.8% of target completed), and 83.3 GW of gas power (75.7% of target completed); nuclear power reached 44.66 GW (77.1% of target completed); grid-connected wind power reached 180 GW(85.7% of target completed); grid-connected solar power reached 170 GW, already exceeding the target by 54.6%. Non-fossil power generation capacity reached 760 GW, with its proportion in total generation capacity rising to 40%; coal power installed capacity reached 1010GW, which accounted for 53.7% of the total installed capacity, a reduction of 1.4 % compared with the end of 2017. The report predicts that the total installed capacity of solar and wind power could increase to 270 GW and 230 GW in 2020 respectively, while the total installed capacity of gas and nuclear power would be 100 GW and 55 GW in 2020, respectively. Meanwhile, the report predicts that installed capacity of other types of power sources would be the same as the installed capacity proposed in the 13th FYP power development plan. Considering the high electricity substitution scenario with electricity demand of 7600 TWh in 2020, the annual utilization of coal-fired power can only be maintained at 4,200 hours if other power sources reach their reasonable utilization rates. Compared with the number of coal power utilization hours in the past years, it is obvious that overcapacity of coal power remains a serious problem, and de-capacity policies for coal power need to be firmly implemented.

By the end of 2018, the curtailment rates of wind and solar PV dropped to 7% and 3% respectively, indicating remarkable improvement in RE integration. In terms of energy conservation and emission reduction, the average coal consumption of coal-fired power plants dropped to 309 gce/kWh in 2017, achieving the 13th FYP target ahead of schedule. Considering the above factors, the coal consumption of the power industry was 1260 Mtce in 2018. By strengthening supply-side measures, the power sector can achieve energy savings of 41 Mtce. The contribution of energy savings comes from: a) electricity conservation (compared with 2017) of 1 Mtce ; b) efficiency improvements in coal power contributing 9 Mtce; c) improvements in RE integration contributing 3 Mtce; d) and renewables substitution contributing the largest share, 25 Mtce. Given the uncertainty of power demand growth, the report estimates coal use for power generation in 2020 under different power growth scenarios: 1230 Mtce under the “13th FYP” scenario (7200TWh), 1290 Mtce under the EPPEI scenario (7400TWh), and 1320 Mtce under the high-growth scenario (7500TWh). The report finds that, even in the high-growth scenario, coal power consumption would likely peak in 2020, followed by a plateau and then gradual decline because coal power changes its role in the power system and there is still room for generation efficiency improvement.

Based on the above analysis, this report puts forth the following policy recommendations for coal cap work in the power sector:

1. Continue to promote the supply-side structural reform to achieve high-quality development of coal-fired power. While controlling coal power installed capacity, more attention should be paid to controlling coal consumption in the power sector. It is necessary to adhere to market-oriented measures and government regulation, to make full use of an early-warning mechanism for coal power planning and construction, to limit the construction of new coal power units and remove and rectify illegal projects, to continue to accelerate the elimination of backward production capacity, and to promote structural optimization and retrofitting and upgrading of the coal power fleet. In order to ensure stable power supply, some inefficient coal power generation units should be identified as emergency backup units. In addition, market mechanisms and incentive policies should be utilized to guide the adjustment and repositioning of coal-fired power units, and the phase out of backward units in an orderly manner.
2. Improve energy efficiency and strengthen demand side management (DSM). Regulating the load of end-use consumers will guide consumers to change electricity consumption habits, thereby reducing peak power consumption, stabilizing electricity prices, eliminating grid congestion, improving end-use power efficiency, optimizing power resource allocation, improving renewable energy consumption, and reducing power loss. In particular, improving the level of demand-side management can effectively cope with the fluctuation of power demand in the short term.
3. Continue to deepen power sector reforms and accelerate the construction of power markets.

1) Strengthen the top-down design of the wholesale electricity market. Guide the power system to operate efficiently and ensure sufficient resources; guide rational investment, reasonable positioning and exit of coal power generation units and other resources and provide reasonable compensation for coal generators with different functions. 2) Establish a green electricity pricing system. Establishing a green electricity pricing system should carefully consider the phasing out of the cross-subsidization of electricity and heating consumption for residents. It is recommended to guide energy-intensive and high-emission industries to improve energy efficiency, to optimize industry structure, and to reduce energy intensity. It is also recommended to use peak-valley electricity prices to guide electricity consumption, which is an effective way to reduce the overall cost of power supply, save energy and use electricity efficiently. 3) Improve the efficiency of renewable energy subsidies. It is suggested that, with the progress in building competitive power markets, renewable energy subsidies will be gradually reduced during the transition period of power market operation through competitive bidding and reduction of subsidy levels. In the initial stage of power market reform, non-price subsidies and market bidding could be implemented to motivate renewable energy power to participate in market competition, and then subsidies should be gradually phased out. As the power market evolves, renewable energy subsidies should be completely eliminated, realizing fair competition. 4) Accelerate the construction of an electricity spot market. First, top-level planning for market reform should be completed as soon as possible. Questions regarding whether a province is suitable for building a spot market and the proper geographical boundary of the spot market should be answered unambiguously in the planning. Second, pilots for the power spot market should be promoted through all necessary efforts, and appropriate leading agencies should be assigned with sufficient authorization. Other departments should actively cooperate with the leading agencies. Thirdly, government should establish an assessment and accountability system for the pilots of the power spot market, avoiding lukewarm implementation of power spot market pilot work. 5) Gradually roll out capacity pricing on the generation side. It is recommended to promote a two-part tariff for the power generation side and split the electricity price into two parts: the capacity price and the energy price. The capacity price is determined by the capacity procurement competition mechanism according to the fixed cost of installed capacity. The capacity value of different power sources should be decided by their technical characteristics, capacity contribution factors and actual operational performance. Capacity auctions should also be combined with flexible resource allocation to ensure the medium to long-term development of high renewable energy penetration in the power system. Energy price should be determined based on the principle of marginal cost through market competition.

4. Promote the integration and grid parity of renewable energy. First, adhere to the principle of combining government guidance with market competition, focus on improving the market system and mechanisms, establish and improve the monitoring and evaluation mechanism for renewable energy integration, and monitor and evaluate the completion of renewable energy portfolio targets in various regions. Second, it is necessary to strengthen the cross-regional coordination of renewable energy production and consumption, and to coordinate the balance between power supply and demand. In addition, efforts should be made to optimize the development layout of renewable energy, control the scale and pace of renewable energy development, continuously promote the development of wind power with its integration to the grid at a fair price, reasonably grasp the pace of utility-scale solar PV development, and increase the scale of solar PV for poverty alleviation. Moreover, it is necessary to actively promote the planning and construction of hydropower transmission channels, explore the possibility for establishing a mechanism for large-scale hydropower to participate in the power market, and remove cross-regional trading barriers.



电力需求现状及展望

1.1 电力需求现状

2018年电力需求增长超预期。根据国家能源局发布的数据，2018年全社会用电量69940亿千瓦时，同比增长8.5%。分产业看，第一产业用电量728亿千瓦时，同比增长9.8%；第二产业用电量47235亿千瓦时，同比增长7.2%；第三产业用电量10801亿千瓦时，同比增长12.7%；城乡居民生活用电量9685亿千瓦时，同比增长10.4%^[1]。

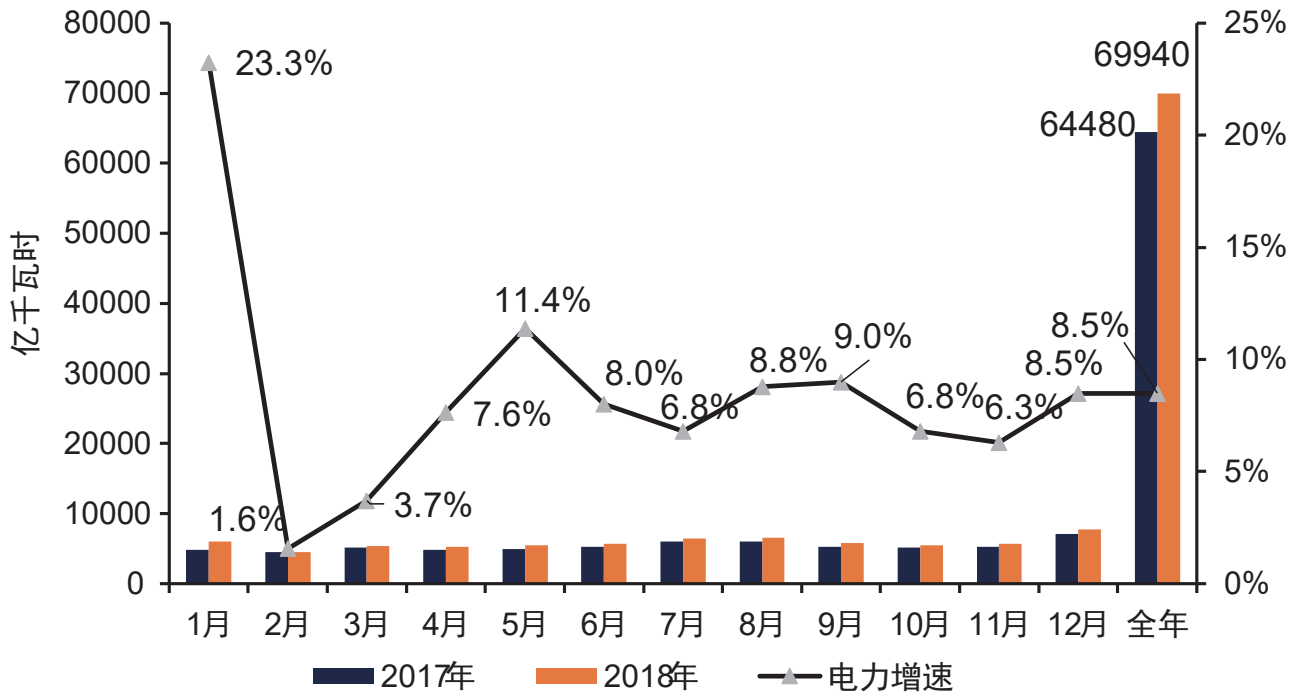


图 1-1 2018 分月用电需求增速

分产业研究发现，制造业和信息、通讯等行业用电量保持较高增长速度。工业，尤其是制造业用电量同比增长是拉动1-2月份全社会用电高速增长的主要原因。1-2月份，全国工业用电量同比增长11.2%，增速同比提高4.3个百分点，用电增长贡献率55.6%，其中制造业用电量同比增长13.0%，增速同比提高4.1个百分点。制造业的31个行业中，有29个实现了用电正增长。化学原料制品、非金属矿物制品、黑色金属冶炼和有色金属冶炼四大高载能行业用电量合计2936亿千瓦时，同比增长8.2%，增速虽较

去年同期回落3.6个百分点,但钢铁、建材行业仍保持了12.1%和21.0%的高增速,化工、有色行业用电在去年高基数的基础上,也仍有4.5%和2.1%的增长。3月份,四大高载能行业用电量合计同比下降1.2%,其中化工行业用电量同比下降1.9%,建材行业用电量同比下降19.5%,但4月高耗能再度复苏,用电同比增长2.9%,四大行业用电均回到正增长或零增长,黑色金属行业用电同比增长高达9.5%。另一方面,新兴产业用电增长势头迅猛。1-2月份,计算机、通信和其他电子设备制造业用电量同比增长18.5%,增速较去年同期回升10个百分点以上;信息传输、软件和信息技术服务业用电同比增长19.4%,增速较去年同期回升3.5个百分点,延续了去年以来的高速增长态势^[2]。3-12月份,新兴产业仍然保持着这一势头。综合来看,旧动能高位持续增长,而新动能增长迅猛,是2018年全年用电增长如此之高的重要基础。

主要经济指标回暖是工业用电快速增长的主要原因。2018年全国规模以上工业增加值同比实际增长6.2%,增速同比和环比均有所提高,单4月份来看,41个大类行业中仍有37个行业增加值保持同比增长;固定资产投资同比增长7.0%,制造业投资增长4.8%,比1-3月份加快1.0个百分点,高端制造业投资快速增长,高技术制造业和装备制造业投资同比均增长7.9%,增速均比制造业投资快3.1个百分点^[3]。在供给侧结构性改革带动下,各地工业结构调整、产业转型升级效果初显,新动能已经逐步形成气候,推动形成用电新增长点,而旧动能仍然在电力增长中扮演了重要角色。黑色金属冶炼行业产量与用电量双上升。2018年粗钢产量为9.3亿吨,同比增长9.3%,生铁产量同比增长8.5%。钢产量增速较快的原因,首先是国产矿石、焦炭等原材料价格的下降,而钢铁价格回升,行业盈利明显改善。其次,上半年房地产投资较为强劲也提振了钢铁产量增加。再者,供给侧改革对钢铁行业用电增长也有显著作用。生铁与粗钢产量之间的缺口扩大,主要原因是去年6月30日清除“地条钢”之后,市场需求基本平稳的情况下优质产能填补了“地条钢”取缔后的市场空间,废钢利用规模大幅增加,进入正规生产流通体系后纳入了统计报表。最后,空前严格的环保要求使得环保设施用电量大增。非金属矿物制品业主要产品产量稳定,但用电量增速过大。2018年1-10月全国累计水泥产量17.95亿吨,同比下降2.6%,水泥制造用电微增2.86%。水泥用电增长与水泥产量的不匹配主要是环保设施用电增加所致;有色金属行业无论是产量增长还是电量增长,均处于低速区间。2018年1-10月全国十种有色金属产量4478.5万吨,同比增长4.4%,增速同比提升1个百分点。化工行业无论是增加值还是用电量均在低位增长,但是煤化工行业受产业迅速扩张影响,1-10月用电激增51.97%。

2018年工业用电增长逆转了2010年以来的工业用电效率持续改进趋势,值得进一步关注。2010-2015年,我国工业增加值年均增速8.0%,工业用电量年均增速6.1%,工业电力消费弹性系数为0.77,单位工业增加值电力消费累计下降8.2%。工业电力消费弹性系数明显低于1,体现了工业行业能效不断提升、工业内部结构不断优化。但2018年上半年,工业增加值电耗处于上升趋势,这与环保执法严格不无关系,但也与部分高耗能行业产出逆势增长有很大关系。

另外,在电力供大于求条件下的竞价上网,使市场交易电价持续走低,导致了高耗

能行业生产的回暖。一些高能耗用电大户通过直购机制获得较低电价，刺激了高能耗产品的生产，同时大幅提升高耗能产业用电量，应密切关注地方实际电改措施对高耗能行业的影响。2015 年市场化电量规模持续扩大：2016 年直购电交易规模约 7000 亿千瓦，占全社会用电量的 12%；2017 年直购电交易规模约 16324 亿千瓦，占全社会用电量的 25.9%；2018 年上半年市场化交易电量 7912 亿度，占售电量比重首次超过 30%。7 月 18 日，国家发展改革委、国家能源局联合出台《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》，要求 2018 年煤炭、钢铁、有色、建材等部分重点行业电力用户，率先全面放开发用电计划试点；同时要求各地进一步提高市场化交易电量规模，加快放开发用电计划，扩大市场主体范围，积极推进各类市场主体参与电力市场化交易。以 2017 年为例，全国市场化程度较高的省份则是蒙西、云南、贵州，分别达到 68.5%、65.7% 和 54.0%。据云南、贵州等省份数据，高耗能行业是市场化交易的主体，而市场化交易电价普遍下降 6-8 分钱，推断电改红利降低生产成本也是价格敏感度高的高耗能行业保持稳定甚至产量增加的重要因素。部分地区片面追求能源就地转化和经济增长，可能加剧高耗能行业产能过剩，还可能拖累全国节能减排。相关部门应注意监督地方政府严格环保和产业准入标准，落实差别性惩罚性电价政策坚决淘汰不符合环保标准、不符合产业政策的落后产能。

中电联在 2018 年初的电力供需分析中预测全年用电增速在 5.5% 左右。按照这一预测，下半年电力增速须控制在 3% 以内，全年需求增长才可能保持在 6% 以下。如果进一步考虑 2018 年夏季气温负荷等因素的影响，这一假设显然无法成立。但真实的情况是 2018 年初的高增速并不完全是经济回暖的真实“镜像”。2018 年全国全社会用电量增长 8.5%，远超预期。其中，受温度异常的短期因素影响，采暖与降温拉动全社会用电量增长 1.2 个百分点；国家电网公司推动电能替代，拉动全社会用电量增长 2.4 个百分点；在环保方面，治理大气污染拉动全社会用电量增长 0.5%；四大高耗能为主的旧动能行业处于补库存阶段，拉动全社会用电量 2.5 百分点；新兴制造业、信息服务业等高附加值第三产业增长迅猛，拉动全社会用电量增长 1.9 个百分点。值得关注的是，消费升级是居民电力需求增长的内因。居民用电在新增电量中的占比在 2018 年一季度达到了历年同期较高水平的 28%，成为拉动全社会用电需求的重要因素之一。上半年居民生活用电量同比增长 13.2%。支撑居民用电高增速的首先是消费升级带来的电器产品渗透率提升。极端天气因素是促发居民用电、第三产业用电增长的重要外因。2017 年夏季异常炎热，气温为历史第二高，降温电量同比增长 29%，气温因素贡献迎峰度夏期间电量增长的 54%；2017 冬季“电采暖”快速增长，采暖电量同比增长 63%，气温因素贡献冬季电量增长的 40%。从 2014 年《能源发展战略行动计划》开始，国务院提出通过能源替代的方式，加快对高污染的散煤进行替代淘汰。随后多个部委将电能替代具体落实到生产、交通、居民取暖等各个领域。2016 年，在电力发展十三五规划中正式明确了 2020 年前实现 4500 亿度电能替代电量、电气化率达到 27% 的总体目标。2016、2017 每年新增电能替代电量逐步增长到 1152 亿度和 1286 亿度，贡献全社会用电量增速约 2 个百分点。

1.2 电力需求展望

进入“十三五”以来，全社会用电量摆脱了“十二五”末期的低迷，增长迅速，2016、2017年电力需求增速分别达到5%、6.6%。2018年全年电力数据显示，用电增速仍高居8.5%，增速同比提高1.9个百分点。事实上，2016年以来，每年实际的电力需求增速均远远超出中电联的年初预期，这样迅猛的用电势头在“十三五”后期将如何发展，行业专家、学者对此看法不一。电力经济专家胡兆光认为，我国经济已经在2016年9月“冬去春来”，当前正处于新一轮经济周期的上升阶段，而且经济结构正在朝着理想的轨迹发展；工业尤其是制造业用电回升是市场需求增加导致产量增加的结果，以机械设备制造业为例，其2017年用电量同比增幅较大说明企业对未来的市场预期较为乐观，已经开始为扩大产能做准备。从全社会用电量变化规律看，“十三五”后期电力需求将延续高增长态势。中财办副主任杨伟民则认为，经济发展特别是追赶型国家前期发展速度较快，但当转而提升质量时，增长速度下行是“必然趋势、必然规律”，因此不必对短期经济波动带来的影响（用电形势变化）过度紧张。也有分析认为当前用电增长较快是短期经济惯性、中央地方不协调、政策落地滞后性所致。

准确把握“十三五”后期的电力需求增长态势，与保障电力供应安全、科学研判电力行业煤炭消费总量控制目标息息相关。本报告的视角是通过观察近8年来重点行业的用电变化趋势来研判未来增长态势。

我国第二产业用电占比在70%以上，其中四大高耗能行业用电占二产用电比例达到40%，因此多年来全社会电力需求增速走势很大程度上取决于高耗能行业。近8年高耗能行业用电走势表明，黑色金属冶炼业2010年-2014年用电量保持增长，2015年产生下滑后近期有回升趋势；有色金属与化工行业冶炼业在近8年均保持了用电正增长，且近三年用电增速放缓，用电量趋于稳定；建材行业与黑色金属冶炼业用电走势较为一致。从用电增速来看，四大高耗能产业在近8年中的波动情况大致一致，用电增速总体呈下降趋势，且均经历了2010年前后的高速增长、2012年和2015年的增长低谷、2013-2014年的相对持平以及2016年以来的增长反弹。可以看出，高耗能行业的用电走势呈周期性变化，而这一变化周期与经济周期有较大相关性。

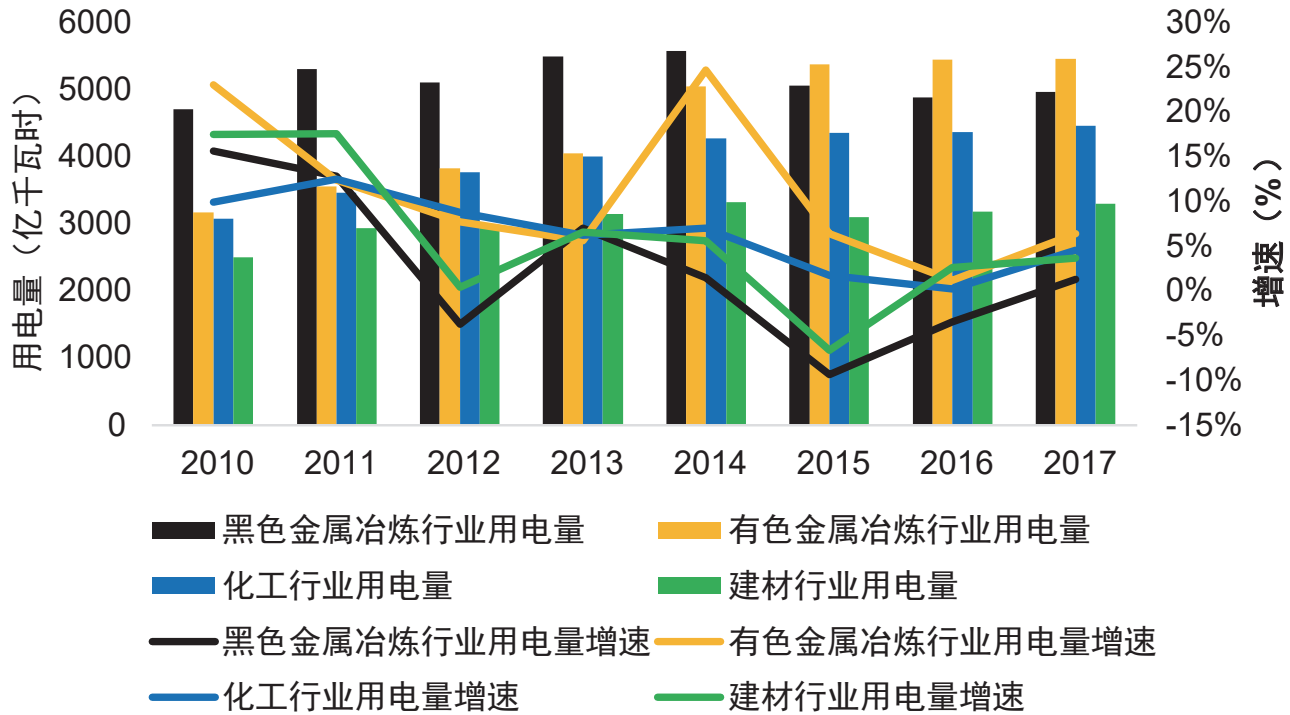


图 1-2 2010-2017 年高耗能行业用电情况

二产中的新兴制造业和第三产业是我国未来经济发展的主要驱动力。以交通运输业，交通运输、电气、电子设备制造业，通用及专用设备制造业，电信和其他信息传输服务业为代表的产业当前用电势头迅猛，且占全社会用电量的比重不断提高。通过观察发现新兴行业的用电走势也呈周期性变化趋势，但趋势不具有明显的一致性。

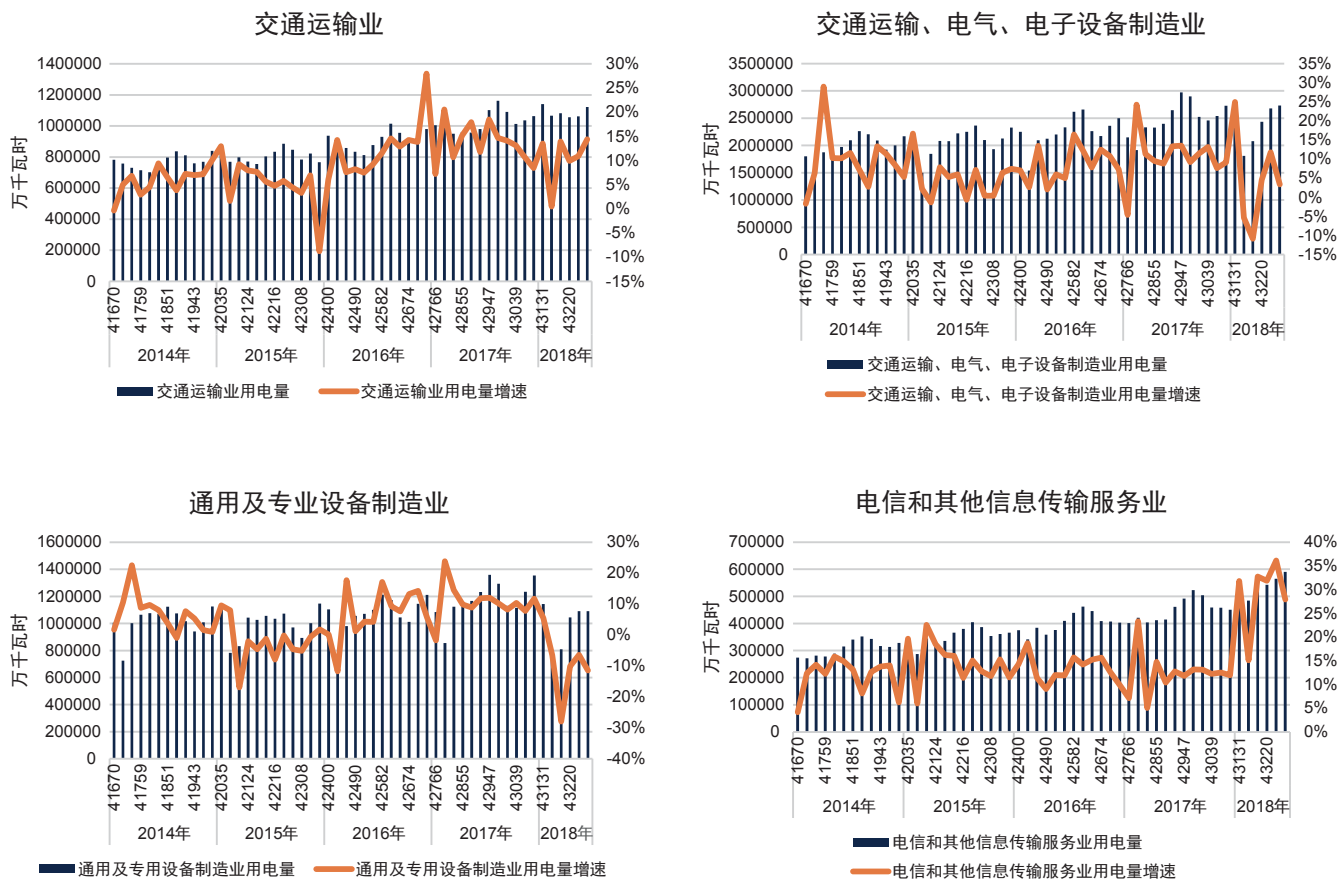


图 1-3 新兴行业用电月度变化趋势图

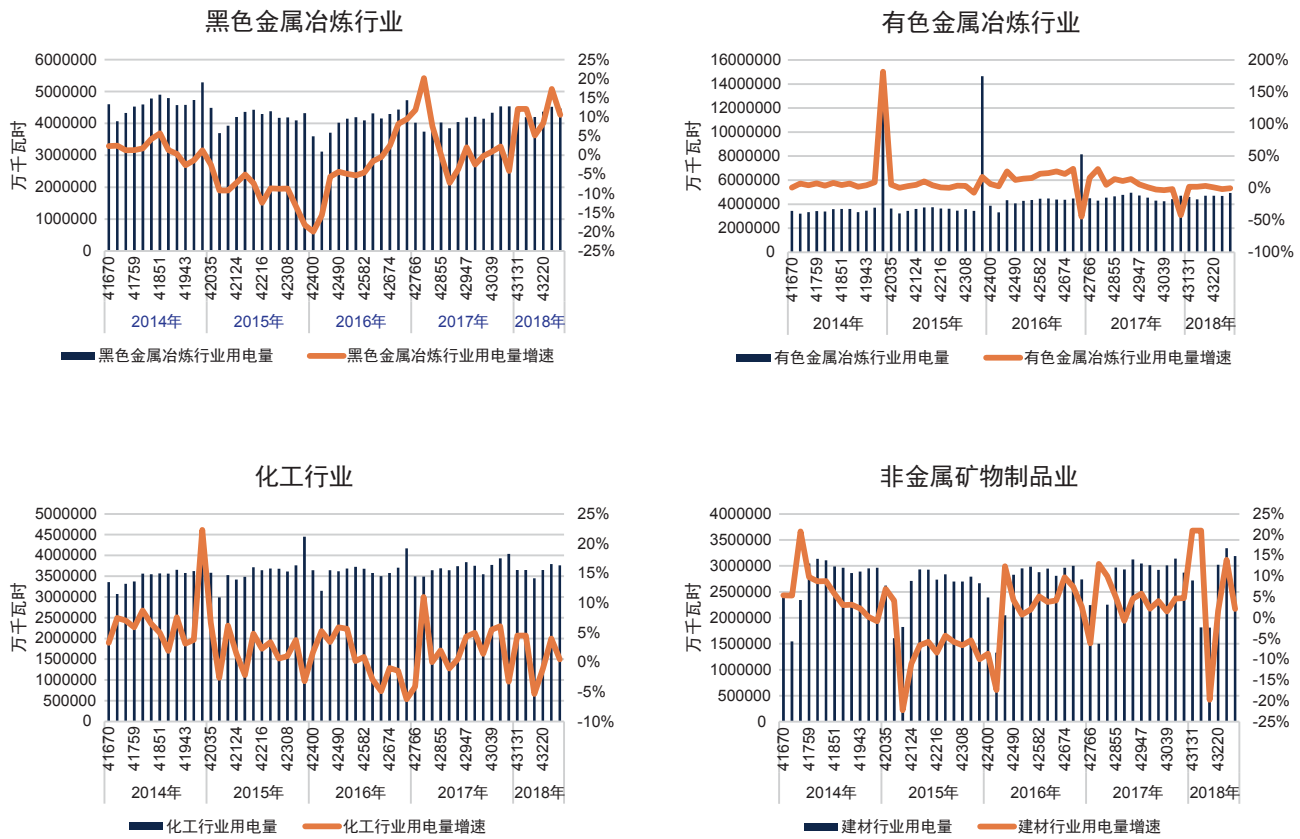


图 1-4 高耗能行业用电月度变化趋势图

除上述重点行业外，第一产业占总用电量比重较小，对于总用电量增长贡献有限；城乡居民生活用电则除了 2014、2015 年增速较低外，其余各年份均保持了较快增长，虽然 2017 年增速有所回落，但 2018 年前 5 月份居民用电同比增长 13.9%，对全社会用电量增长的贡献率达到 20.1%。随着人民收入和生活水平的持续提高，居民用电在未来较长一段时期仍将保持快速增长，且占全社会用电量的比重将不断提高。

产业层面的分析显示“十三五”后期电力需求仍将保持快速增长，但是从宏观层面来看，我国面临的国内国际形势仍然错综复杂，电力需求增长存在很大不确定性。国内来看，高耗能行业怎样退出何时退出，政府采取何种举措扩大投资稳增长，未来居民收入及生活水平将有多大程度的提升，都存有不确定性；另一方面，我国面临的国际形势也不容乐观。特别是近期的中美贸易战对于我国“十三五”及以后的经济形势、产业发展都有着巨大影响。连同气候变化导致的极端天气频发，都使得电力需求预测的不确定性显著加大。

2018 年全社会用电量增速如此之高，但不可持续。2019 年第一季度全国全社会用电量 1.68 万亿千瓦时，同比增长 5.5%，增速比上年同期回落 4.3 个百分点，也印证了这一点。

2019 -2020 年的电力消费增速则主要取决于旧动能——即高耗能行业退出的速度和新动能——即二产新兴制造业和现代服务业的发展速度，电能替代的用电增长规模可预见；根据日本韩国等国和北京上海等发达地区人均 GDP 跨越 1 万美元后居民生活用电持续快速增长的经验，生活用电增长将继续保持高位，但会因天气因素而有一定的波动。

高耗能行业：设继续增长(2019 年 4%，2020 年降为 2%)、2020 零增长(2019 年 2%，2020 年讲到 0%)、2020 年负增长(0% 到 -2%)三种情景，对应基建和房地产投资反弹、稳定、进一步萎缩三种可能性，当然继续增长的可能性更大；

新兴制造业：设常规增长（8%）和加速增长（10%）两种情景；

第三产业：设常规增长（6%）和加速增长（9%）两种情景；

生活用电：设常规增长(对应气温正常情景，6%)和高速增长(对应气温异常，9%)；

电能替代：2019-20 年每年新增 1300 亿千瓦时，为避免重复计算问题，从 2015 年 -2017 年的基数中根据实际完成情况扣除后单独计入全社会用电量。如果按比例把替代电量归入部门 / 行业用电，则假设的第三产业和生活用电的常规情景增速都接近或高于 10%，已属非常乐观。

根据上述分析可以看出，高情景下，2019 年全社会用电量 7.18 万亿千瓦时，年均增速 5.5%，2020 年全社会用电量 7.54 万亿千瓦时，年均增速 5.1%；低情景下，2019 年全社会用电量 7.06 万亿千瓦时，年均增速 3.8%，2020 年全社会用电量 7.32 万亿千瓦时，年均增速 3.6%。本报告判断 2020 年全社会用电量为高情景下的 7.54 万亿千瓦时左右。

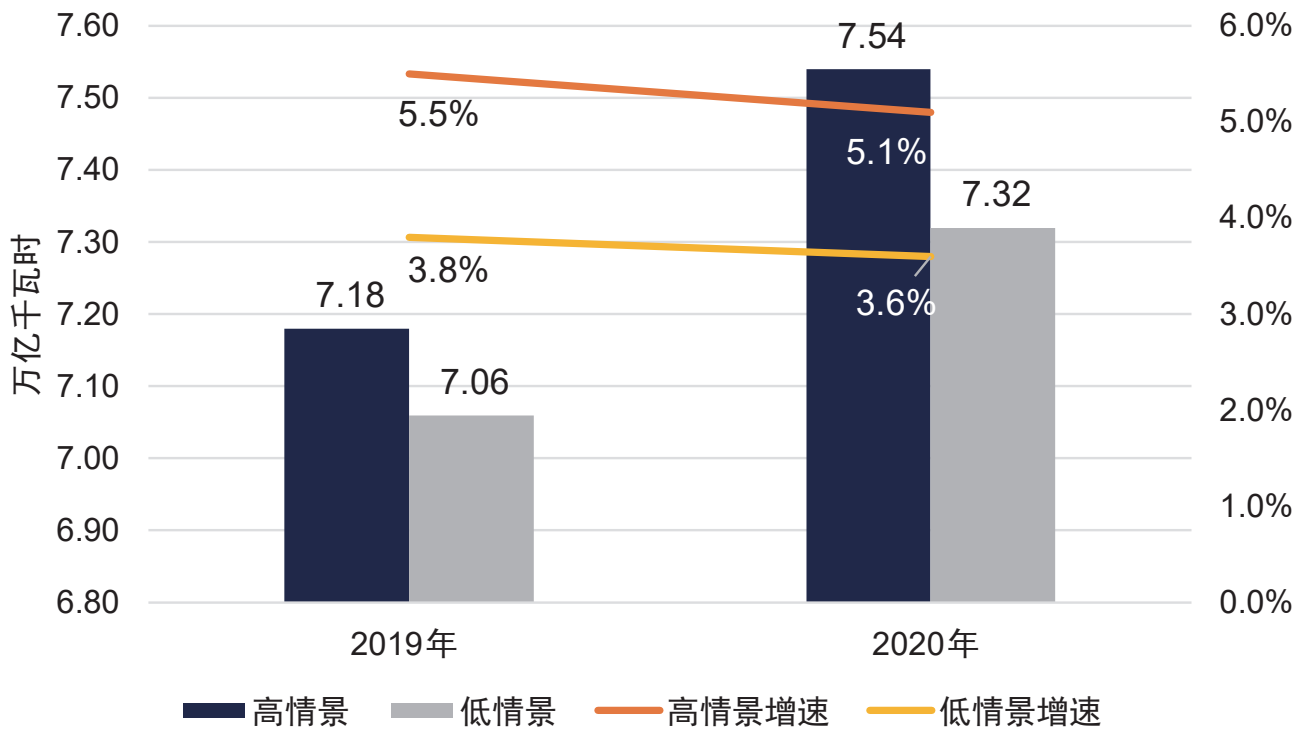


图 1-5 十三五后期用电需求预测

2

电力“十三五”规划及
煤控中期评估

2.1 规划目标完成情况评估

1. 供应能力

电力“十三五”规划指出：为保障全面建成小康社会的电力电量需求，全国发电装机容量 20 亿千瓦，年均增长 5.5%。

实际上，近两年供应能力的发展已超出预期目标，但因为气电存在成本过高和气源供应不足的问题，核电存在项目核准和开工不足等问题，两者的装机在 2020 年很难到达规划目标。截至 2018 年底全国全口径发电装机容量 19 亿千瓦、同比增长 6.5%，“十三五”前三年发电装机年均增长 7.6%。根据近年来电源发展趋势特别是可再生能源的投产规模，若“十三五”后期保持 7.6% 的年均装机增速，则 2020 年全国发电装机容量将达到 22.2 亿千瓦，远高于规划目标。而需求方面，考虑到 2018 年的高速增长，电能替代和气温异常因素，2020 年需要考虑 7.6 万亿千瓦时的可能性。但评估认为，即便对于更高的电力需求，通过强化需求侧管理，进一步提高光伏、风电利用率，电力供应完全可以保障需求。

根据 2016 年及 2017 年各类电源的装机增速和实际发电项目建设情况，对 2020 年各类电源装机规模进行展望，详见表 2-1。其中，煤电、常规水电及抽水蓄能电站装机容量与规划目标一致；气电、核电预期装机目标将低于规划目标；风电装机布局逐渐从三北地区向中东部转移，未来每年将可以释放 2200 万千瓦左右的增长空间；太阳能发电装机增长迅速，预计 2020 年将达到 2.7 亿千瓦，远超规划目标。在满足 7.6 万亿千瓦时的用电需求情况下，2020 年各类电源利用小时数详见表 2-1。可以看出各类电源基本处在合理利用率水平，而煤电在产能过剩的局面下利用率仅能维持 4200 小时的水平。

表 2-1 电力供应能力评估

电源	2017 装机	装机增速			2020 装机	利用小时数
	万千瓦	2016	2017	年均增速	万千瓦	小时
煤电	98028	5.13%	3.60%	4.36%	110000	4200
气电	7629	6.17%	8.80%	7.48%	10000	3000
其他（垃圾、生物质、余温发电等）	4947	15.21%	10.94%	13.06%	6500	4000
常规水电	31250	3.00%	2.33%	2.67%	34000	3600
抽水蓄能	2869	15.79%	7.50%	11.57%	4000	800
核电	3582	23.83%	6.50%	15.36%	5500	7200
风电	16367	12.79%	10.50%	11.64%	23000	2000
太阳能	13025	80.91%	68.70%	74.70%	27000	1200

数据来源：2016，2017 年电力工业统计资料汇编

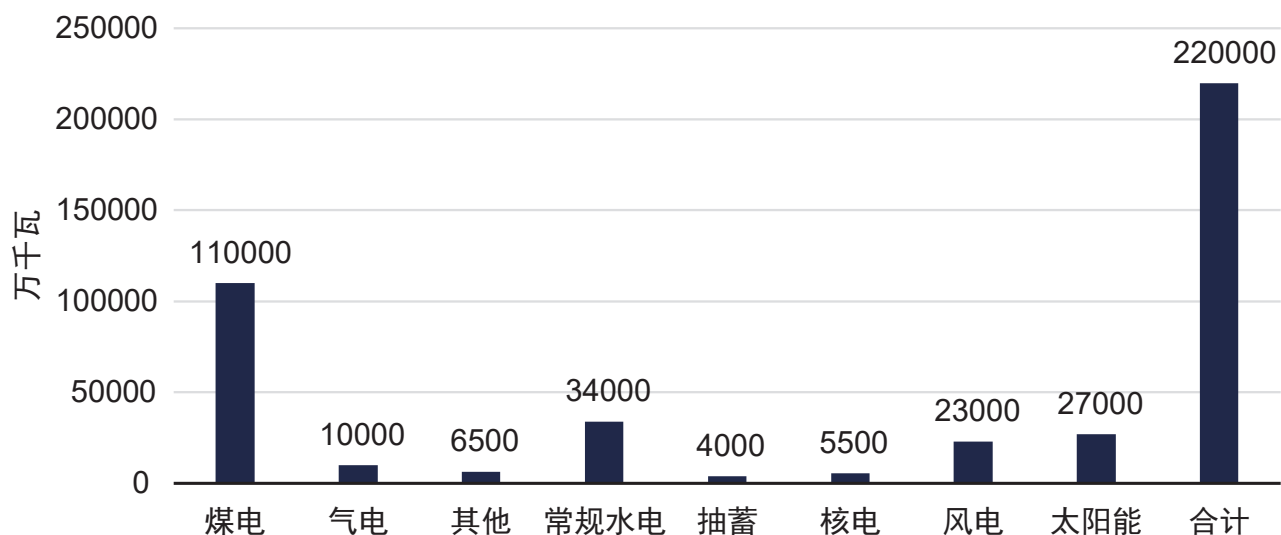


图 2-1 2020 年预期各类电源装机情况

通过对 2010 年以来煤电利用小时数进行整理和对比发现，近些年来煤电利用小时数虽偶有波动，但总体呈现下降趋势，当前的煤电利用小时数已远远低于设计的合理运行水平。而在不同电力需求情景（7.2-7.6 万亿千瓦时）下，2020 年煤电小时数分布区间为 3897-4200 小时，相较 2017 年又进一步下降，详见图 2-2。

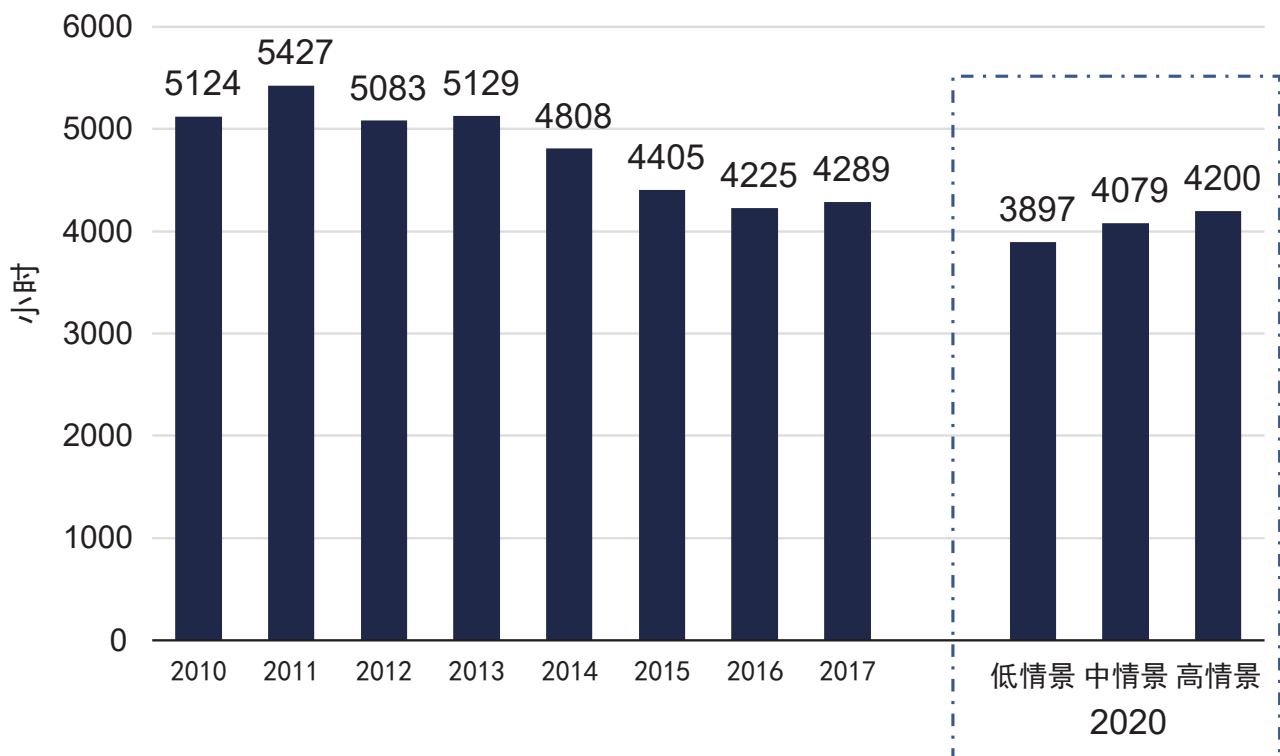


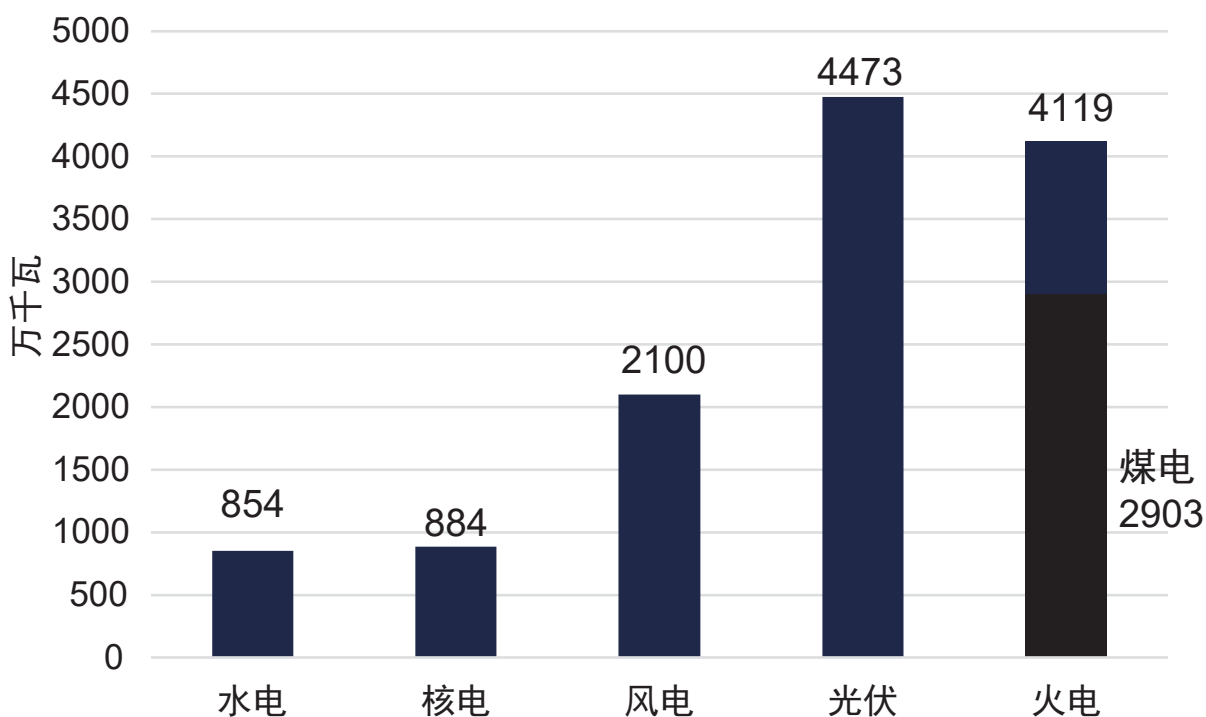
图 2-2 历年煤电利用小时数

2. 电源结构调整

电力“十三五”规划提出，到 2020 年非化石能源发电装机占比提升至 39%，煤电装机占比下降至 55%，非化石能源发电量比重提升至 31%。

结合国家能源局《2018 年能源工作指导意见》及各类电源实际建设投产情况，2018 年全国新增装机容量 1.24 亿千瓦左右，其中非化石能源装机新增 7000 万千瓦以上。水电建设方面，常规水电新增装机容量 854 万千瓦，另外年内计划建成投产广东深圳（120 万千瓦）、海南琼中（60 万千瓦）等抽水蓄能电站，用于增强系统灵活性。核电方面，年内计划建成三门 1 号、海阳 1 号、台山 1 号、田湾 3 号和阳江 5 号机组，合计新增核

电装机 884 万千瓦。积极推进具备条件项目的核准建设，年内计划开工 6 ~ 8 台机组。扎实推进一批厂址条件成熟、公众基础好的沿海核电项目前期论证工作。风电装机增长趋于稳定，在装机布局逐渐从“三北”地区向中部、东南部转移的情况下，年新增装机规模预计高于 2017 年，新增装机 2100 万千瓦。太阳能发电方面，根据《关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知》，2018 年 6 月 30 日以前投运的，执行 2017 年标杆上网电价，因此 2018 年上半年地面电站迎来抢装潮（目前纳入指标管理大约还有 8 ~ 10GW 还没有并网），下半年尽管会受 531 新政影响增速放缓，全年新增规模 4473 万千瓦。光热发电方面，年内计划建成中广核德令哈、首航节能敦煌等示范项目，装机容量约 20 万千瓦。另外，年内计划建成生物质发电装机规模约 150 万千瓦。2018 年新增煤电 2903 万千瓦，同比减少 24.7%。近年来非化石能源发展迅速，装机和发电量占比都逐年提升。2018 年新增非化石能源发电装机 8311 万千瓦，具体新增装机规模详见图 2-3。



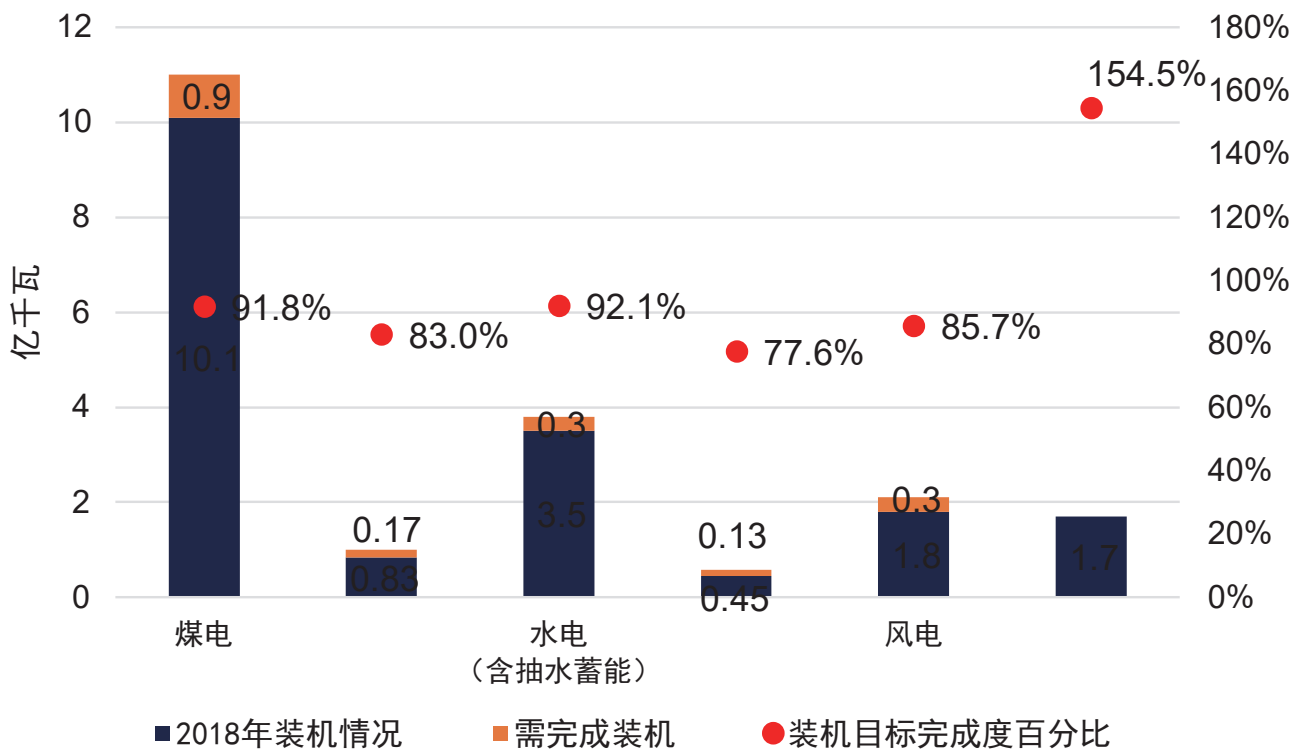
数据来源：中电联 2018 年全国电力工业运行简况

图 2-3 2018 年各类电源新增装机规模

截至 2018 年底，全国发电装机容量 19 亿千瓦，同比增长 6.5%，其中，水电 3.5 亿千瓦（含抽水蓄能），完成规划目标 92.1%、火电 11.4 亿千瓦（含煤电 10.1 亿千瓦，

完成规划目标 91.8%、气电 8330 万千瓦，完成规划目标 75.7%)、核电 4466 万千瓦，完成规划目标 77.1%、并网风电 1.8 亿千瓦，完成规划目标 85.7%、并网太阳能发电 1.7 亿千瓦，超出规划目标 54.6%。其中非化石能源发电 7.6 亿千瓦、占总装机比重将上升至 40% 左右；煤电装机容量 10.1 亿千瓦、占全国装机比重 53.7%，比 2017 年底降低 1.4 个百分点。建议将太阳能、风电规划装机容量提升至 2.7 亿千瓦和 2.3 亿千瓦，气电、核电规划装机容量降至 1 亿千瓦和 5500 万千瓦，其他电源规划装机不变。

电量方面，2018 年全国全口径发电量 6.99 万亿千瓦时、同比增长 8.4%，全口径并网太阳能发电、并网风电、核电发电量分别增长 50.8%、20.2% 和 18.6%；全口径水电发电量增长 3.2%，增速同比提升 1.5 个百分点。非化石能源发电量占总发电量比重为 29.6%，若十三五后期三弃问题得到更好改善，则 2020 年非化石能源发电量比重有望提升至 32%-34%，超出规划目标^[4]。



数据来源：中电联 2018 年全国电力工业运行简况

图 2-4 “十三五” 装机目标完成情况

3. 节能减排

节能方面，规划设定了新建煤电机组平均供电煤耗标准为 300 克标煤 / 千瓦时，并要求现役煤电机组经过改造以后平均供电煤耗降至 310 克标煤 / 千瓦时以下。污染物及碳排放方面，规划指出 2020 年火电机组二氧化硫和氮氧化物年排放总量将力争下降 50% 以上，“十三五”期间全国实施煤电超低排放改造约 4.2 亿千瓦，实施节能改造约 3.4 亿千瓦，30 万千瓦级以上具备条件的燃煤机组全部实现超低排放，煤电机组二氧化碳排放强度下降到 865 克 / 千瓦时左右。

发电效率的改进效果超出预期。“十二五”以来，电力行业供电煤耗一直保持较快的下降速度。2017 年，现役煤电机组平均供电煤耗降至 309 克标煤 / 千瓦时，比上年下降 3 克 / 千瓦时，提前完成规划目标。随着落后产能的逐渐退出与高参数大容量新机组的建成投产，平均发、供电煤耗可进一步下降。但课题组认为，由于当前超低和清洁高效改造已基本完成，考虑到现役装机的巨大基数，后两年新投产高效率机组带来的效率提升空间将不再显著。

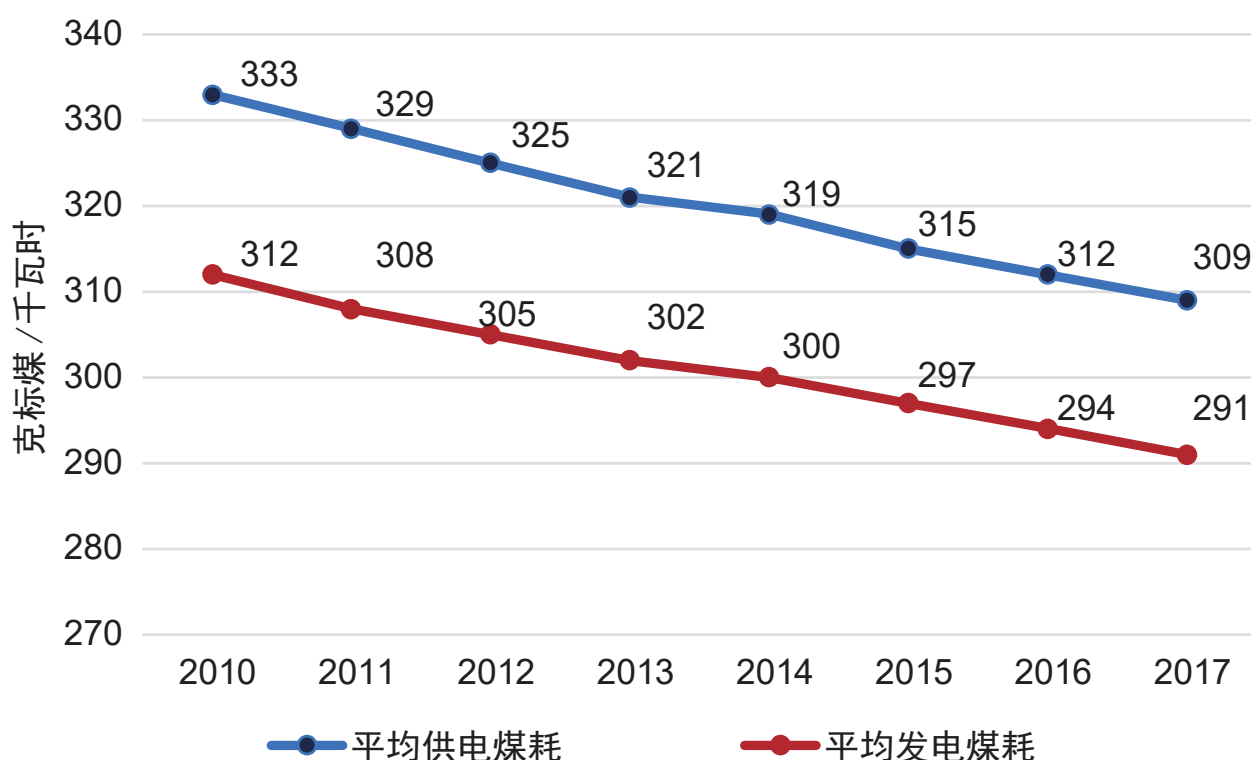


图 2-5 煤耗下降趋势



污染物排放治理成效显著。目前我国煤电脱硫效率在 97% 以上，部分达 99% 以上，截至 2016 年底，中国已投运燃煤电厂烟气脱硫机组容量约 8.8 亿千瓦，占煤电机组容量的 93.6%^[5]，相较 2015 年提升 2.4 个百分点^[6]，加上具有脱硫作用的循环流化床锅炉，脱硫机组占比接近 100%，二氧化硫排放绩效降至 0.39 克 / 千瓦时。脱硝方面，截至 2016 年底我国已投运脱硝机组容量约 9.1 亿千瓦，占火电装机容量 85.8%，较 2015 年提升 1.3 个百分点，其他为燃机、CFB 锅炉，火电氮氧化物排放绩效降至 0.36 克 / 千瓦时，烟尘排放同样得到较好控制，2016 年约排放 36 万吨。此外，发电耗水及废水排放量也逐年减少，2016 年这两项指标分别降至 1.3 千克 / 千瓦时、0.06 千克 / 千瓦时。随着机组结构升级、环保要求加强，污染物排放指标将有更大的下降空间。

碳排放强度明显降低。根据世界核能协会的数据估算得出 2016 年我国煤电机组二氧化碳排放强度约为 872.7 克 / 千瓦时^[7]，相较 2015 年 890 克 / 千瓦时有大幅下降，有望提早实现规划目标。

另外，2017 年底输电线路损失率已降至 6.42%，提前实现规划目标（6.5%）。

4. 可再生能源发展

“十二五”以来，我国可再生能源发电得到飞速发展，风电、太阳能发电装机容量与发电量逐年提升。但在合计装机占比达 18.4% 的情况下，风电、光伏发电量占比仅 7.7%，机组利用效率偏低，详见图 2-6 和图 2-7。“十三五”后期，可再生发展的重点须将逐渐从装机量目标转向规划改进和提升并网发电效率。

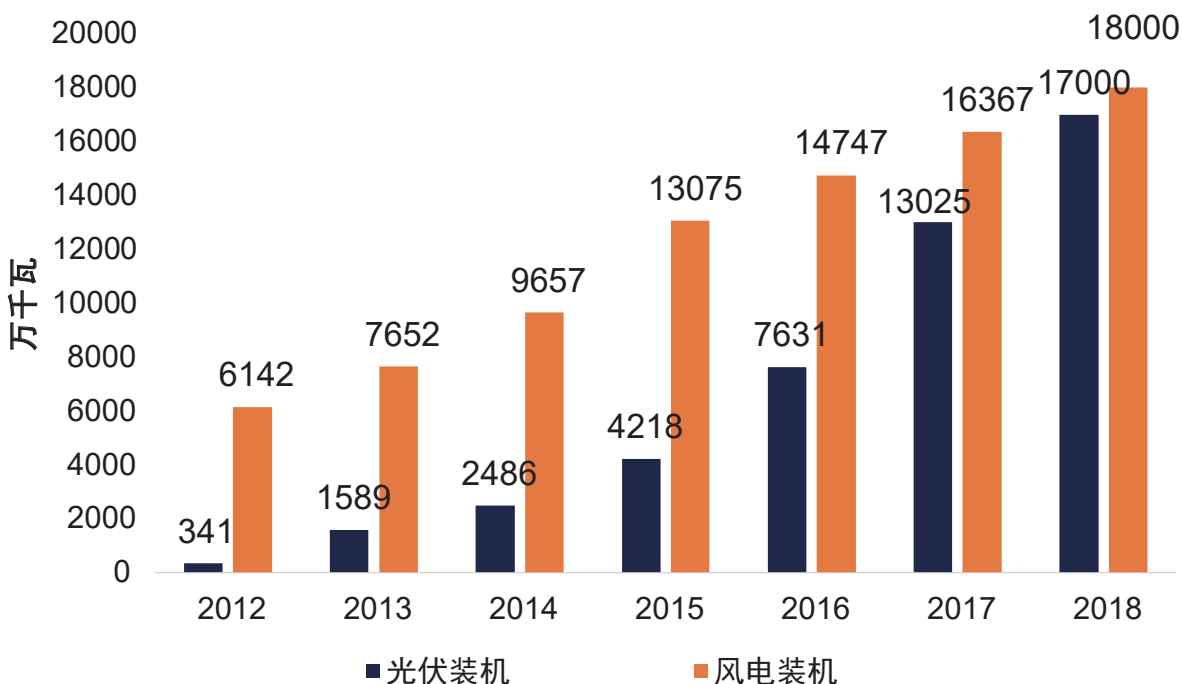


图 2-6 风电、光伏装机增长情况

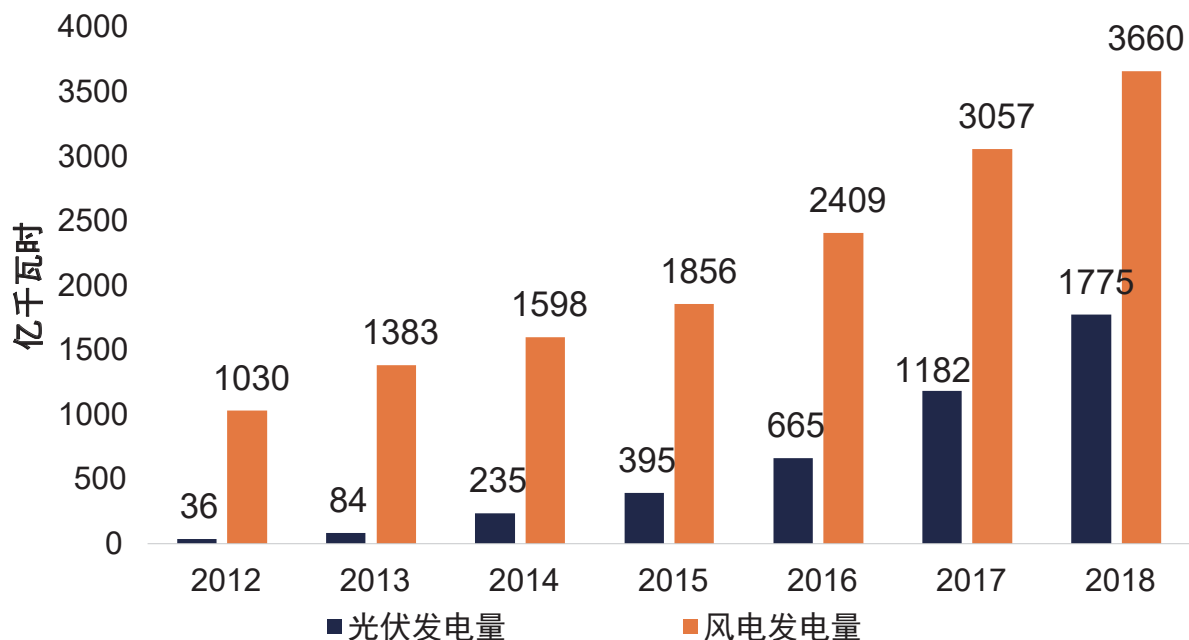


图 2-7 风电、光伏发电量增长情况

弃风、弃光得到有效改善。弃风、弃光一直是我国可再生能源发展的顽疾，但随着电力需求回升、多条特高压输电线路建成投产、装机布局的转移，在政策和市场改变的共同驱动下 2018 年弃风、弃光局面好转，弃风、弃光率分别下降至 7% 和 3%（2015 年分别为 15% 和 12.6%）。在风、光资源丰富的地区，新疆、甘肃弃置率降低，但仍然高于合理水平，其他省份弃风弃光现象得到明显改善，弃置率降低到 7%，详见图 2-8、图 2-9。

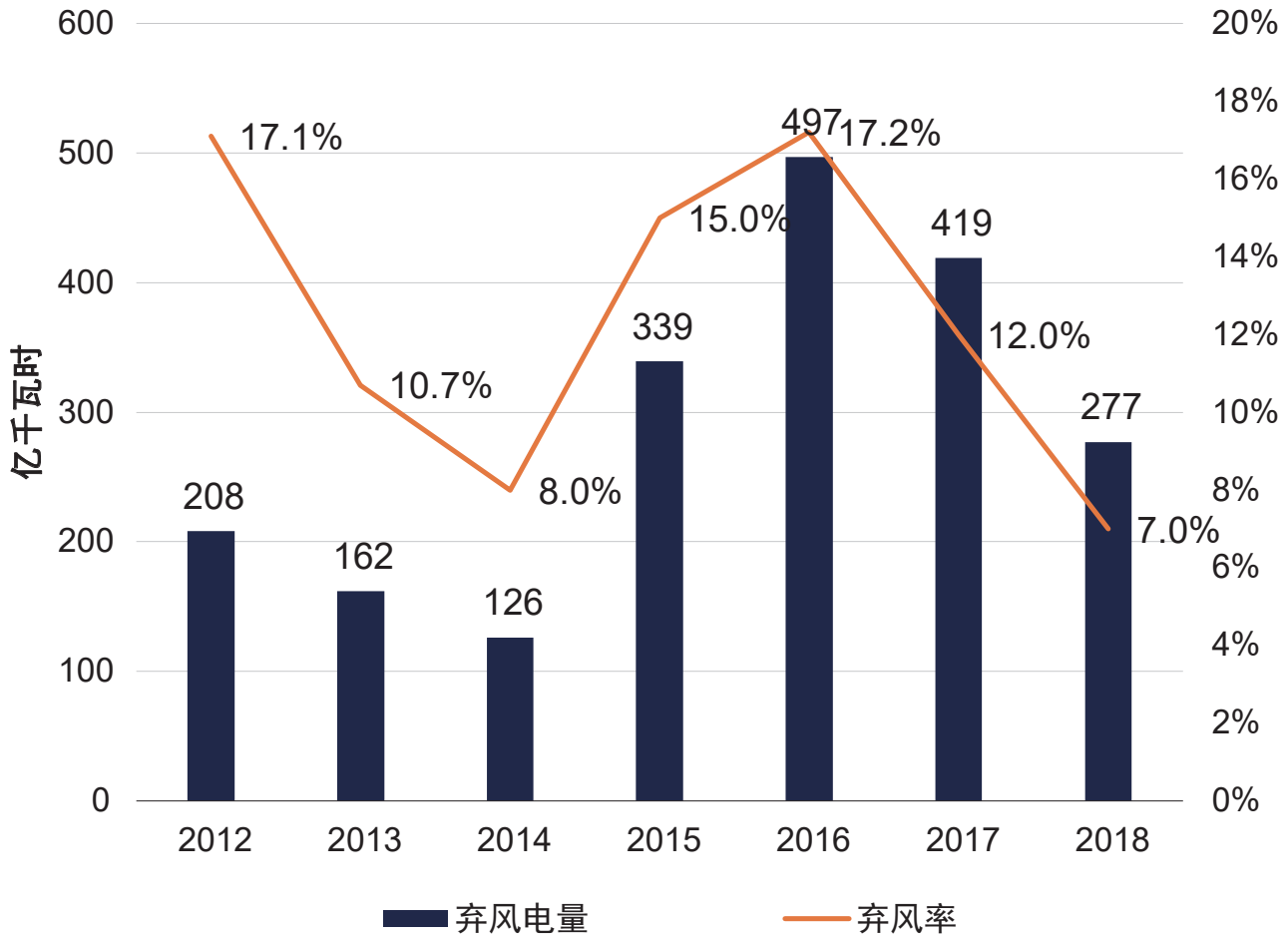


图 2-8 2012-2018 年弃风率变化情况

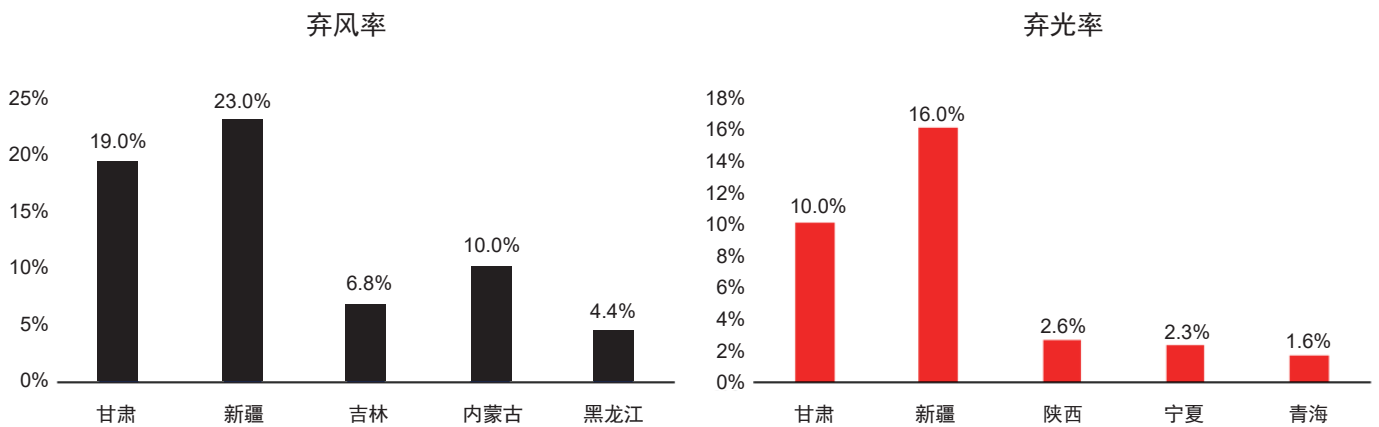


图 2-9 2018 年重点省份弃风、弃光情况

市场和体制成为影响可再生能源健康可持续发展的关键。“十三五”以来，可再生能源电力进一步发展的瓶颈已从过去技术装备和开发建设能力方面的约束，转变为市场和体制方面的制约，突出体现为当前水电、风电、太阳能发电的电网接入和市场消纳困难。为此，国家发改委、能源局等能源主管部门研究制定多项政策文件，力图破解可再生能源发展的体制机制障碍。但部分政策的执行效果欠佳（如辅助服务补偿标准不合理、自愿绿色证书认购激励效果有限等），很多政策具备较大的改进空间，详见图 2-10。

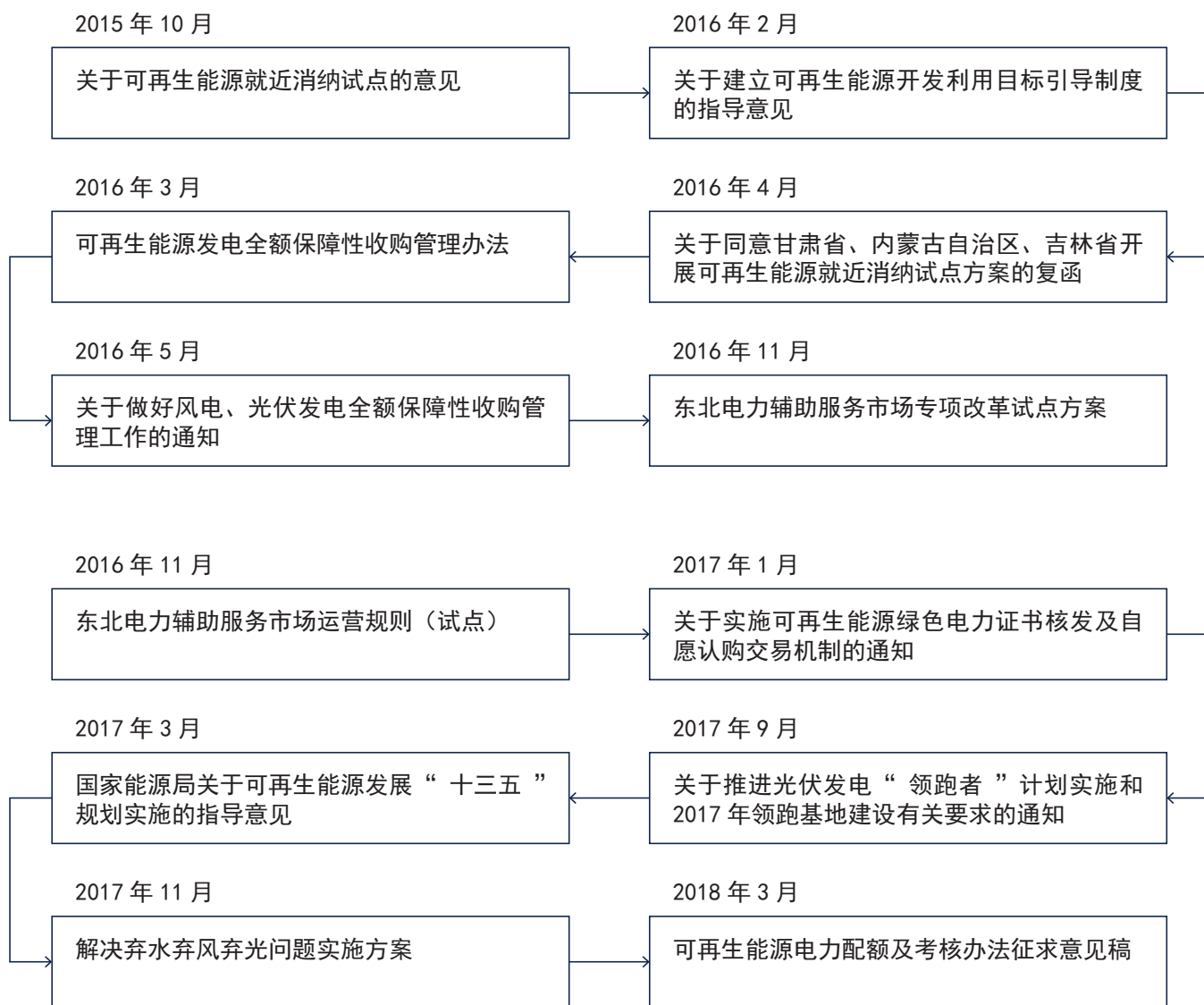


图 2-10 促进可再生能源发展的政策梳理

5. 电力体制改革

2015年3月，国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（简称“9号文”），拉开新一轮电改的序幕。9号文从“有序推进电价改革，理顺电价形成机制；推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制；建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台；推进发用电计划改革，更多发挥市场机制的作用；稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开售电业务；开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制；加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平”等方面提出了电改的发展方向。此后，《关于推进输配电价改革的实施意见》等六个核心配套文件及其他系列支持和配套文件的发布让新一轮电力体制改革有了“施工图”。

两年来，各地区的新一轮电力体制改革取得了阶段性成果。交易机构组建工作基本完成，输配电价改革实现体系性全覆盖，售电侧市场竞争机制初步建立，电改综合试点等各项改革试点工作迅速推进，形成以综合试点为主、多模式探索的格局^[8]，主要成绩体现在以下方面。

（1）电力市场化交易机构组建工作基本完成

截至目前，除北京、广州两个国家级电力交易中心组建完成以外，所有省份均已组建省级电力交易中心。其中，广州、云南、贵州、广东、广西、山西、湖北、重庆、海南等采取股份制形式。各交易中心成立以来，交易电量逐年增长，在提供规范可靠的电力交易服务、促进形成公平有效的竞争市场、促进能源资源优化配置中发挥了重要作用。

以北京电力交易中心为例，2016年北京电力交易中心省间交易电量完成7744亿千瓦时，同比增长7.2%，省间清洁能源交易电量完成3628亿千瓦时，同比增长9.8%，减少受电地区标煤燃烧11610万吨，分别减少二氧化硫和二氧化碳排放871万吨和28937万吨。2017年省间交易电量上升至8735亿千瓦时，国家电网经营区域消纳新能源电量3230亿千瓦时，同比增长40.4%，弃电量同比下降11.3%，弃电率同比下降5.3个百分点，实现了“双降”目标^[9]。

（2）输配电价改革实现体系性全覆盖

输配电改革试点2014年自深圳、蒙西起步，翌年扩至湖北、宁夏、安徽、云南、贵州等5个省级电网。经过2016年两次扩围后，输配电改革试点到当年底覆盖除西藏外的全部省级电网和华北区域电网。2016年12月，国家发改委印发《省级电网输配电价定价办法（试行）》，办法明确了独立输配电价体系的主要内容，明确了输配电价的计算方法，明确了对电网企业的激励约束机制。该办法的出台初步建立了对电网企业实行价格监管的制度化框架，有利于推动形成反映供求关系、能够有效配置资源的价格体系，“准许成本+合理收益”的原则将电网的输配电成本构成基本厘清，使得国家对电网这种自然垄断行业的价格监管有了制度性约束。

而从统计数据看，输配电价改革也有力地推动用能成本下降。平均输配电价比现行

购销价差平均每千瓦时减少将近 1 分钱，核减 32 个省级电网准许收入约 480 亿元，降价空间基本用于降低工商业电价水平^[10]。

（3）配售电业务进一步放开，售电侧市场竞争机制初步建立

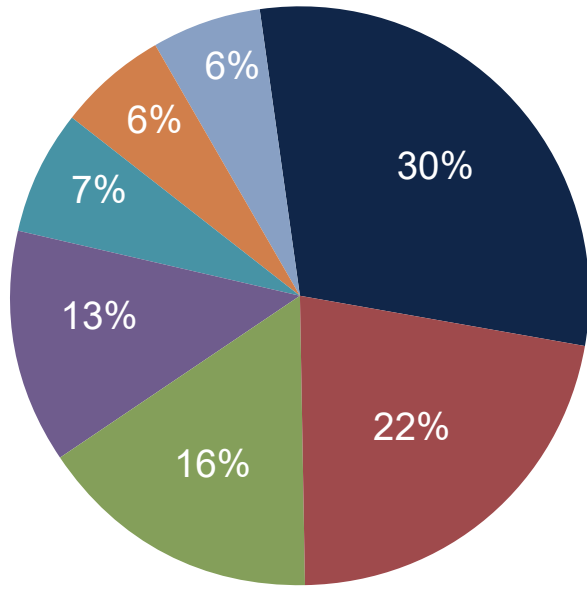
电改 9 号文的配套文件《关于推进售电侧改革的实施意见》对售电侧市场主题相关业务、售电侧市场主体参与市场化交易、信用体系建设与风险防范等内容做了统筹安排，2016 年 10 月发改委、能源局印发的《售电公司准入与退出管理办法》则对售电公司进入电力交易市场做出了更具体和有操作性的规定。办法出台后，在广东售电公司经公示进入市场参与电力交易的示范引领下，各地政府有关部门和电力交易中心加快了售电公司进入市场的步伐。

我国售电公司的参与主体主要包括：现有售电公司、大型发电企业、工程建设公司 / 节能服务公司、大型工业园区、有条件的社会资本及兜底售电服务机构。统计数据截至 2017 年 12 月 11 日，全国在电力交易中心公示的已有 3044 家（含福建省 2017 年 12 月 18 日公示的第一批 53 家售电公司）。从区域来看，这些售电公司主要分布于 25 个省市。其中用电大省山东以 369 家售电公司位居全国第一。2017 年山东用电超过 3300 亿千瓦时，其中市场交易电量规模首次突破 1000 亿千瓦时，位居全国前列。广东省以 363 家售电公司位列第二，且 2017 年售电量约 5010 亿千瓦时为全国第一。

（4）发用电计划有序放开，电力市场化交易初具规模

继配套文件《关于有序放开发用电计划的实施意见》后，2017 年 3 月，国家发改委、能源局印发《关于有序放开发用电计划的通知》，给出了放开发用电计划的总目标和时间表，提出“2018 年以后计划发电量比例配合用电量放开进展逐年减少”；明确了放开发用电计划的先后顺序和节奏，提出新核准煤电机组不再安排发电计划并逐年减少既有煤电企业计划电量；提出了有序放开发用电计划的保障措施，包括发购电协议、优先购电计划等。预计 2020 年除保留公益性、调节性发用电计划外，其他发用电计划将全部放开。

另一方面，电力市场化交易规模也在逐年增加，2016 年全国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%，2017 年电力市场化交易电量达到 1.63 万亿千瓦时，同比增长 45%，占全社会用电量比重达 26% 左右。但由图 2-7 可看出，尽管我国多数省份都陆续开展了电力交易，但地区之间差距较大。华东、华南地区的电力交易量占据全国电力交易量的 50% 以上。一方面是因为这两个地区是我国工业较为发达的地区，用电量较大；另一方面这两个地区经常作为我国各类改革的试验场，本轮电改初期的重心也将落在这两个地区。另外各省电力成交均价同样存在较大差距，湖南、江西、广东、山东等省份电力成交价格相应较高。各省份电力成交价格受诸多因素约束影响，若以对应省份标杆上网电价为基准，则标杆电价和成交电价差距较小的省份，未来电力交易降价空间仍较大。



■ 华东 ■ 华南 ■ 西南 ■ 华北 ■ 华中 ■ 东北 ■ 西北

图 2-11 全国各地区 2017 年电力交易量占比



（5）市场规则体系初步建立，市场交易日趋活跃

2016年12月，国家发改委、能源局印发《电力中长期交易基本规则（暂行）》，规则对市场成员，市场准入，交易品种、周期和方式，价格机制，交易组织等进行了具体规定，根据这一规则，全国十几个省（区）相继发布了本省（区）电力中长期交易实施细则或征求意见稿。

各交易机构市场化交易密集开展，实现市场化交易常态化，形成了多周期、多品种的交易体系。2017年，北京电力交易中心通过集中、挂牌、双边等市场化方式，初步形成了年度、月度交易定期开市格局，组织市场交易409次，平均每个工作日开市1.6次。

（6）电力现货市场试点建立，现货市场建设平稳起步

2017年8月15日，国家电力调度控制中心、北京电力交易中心有限公司发布《跨区域省间富余可再生能源电力现货试点规则（试行）》，定于2017年8月18日启动弃风、弃光电能及四川弃水电能跨区域省间现货交易试点，规则对跨区现货交易市场的成员管理、交易组织、日前与日内现货交易组织流程、交易执行和偏差调整、交易结算等进行了详细规定。规则的出台是现货市场建设的重大推进，有利于通过跨区域现货交易，充分利用通道资源和全网调节能力，利用市场提高电网整体可再生能源消纳水平。

紧接着南方电网公司下发了《南方区域电力现货市场工作方案》，方案中称将有序、稳妥推进南方区域电力现货市场建设。方案提出南方区域电力现货市场建设路径将以广东为起步，并采取分三步走的方式分步实施：2018年底南方（以广东起步）具备开展集中式电力现货市场交易试点条件；其余省区提前开展现货市场建设各项准备工作，2020年底具备开展集中式现货市场交易的条件；推动跨省区电力市场与省内电力市场融合，2020年后具备开展南方区域统一集中式电力现货市场交易的条件。

2017年8月28日，国家发改委、能源局印发的《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》意义重大，标志着电力现货市场建设试点将正式启动。南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等八个地区被选为第一批电力现货市场建设试点。充分发挥市场在电力资源配置中的决定性作用，形成市场化的电力电量平衡，为市场主体提供反映市场供需和生产成本的价格信号是通知的核心要求。随着现货市场试点的建设和摸索，灵活性等辅助服务将在市场化机制下得到更好发展。

另外，“十三五”以来，我国电力市场主体信用体系建设也正在探索中，电力市场监管初步发挥作用，市场主体法律意识得到进一步提高。

在取得初步成果的同时，电改也面临着诸多困难，存在的问题主要包括以下几方面。

（1）电力体制政监不分仍然存在，政府有形手过多替代了市场无形手

政府的职能部门负责决策国家能源战略、制定能源法规及能源政策，针对电力监管部门开展落实国家战略、法规、政策审计与追责。而电力监管机构负责以市场机制建设与监管落实国家能源战略、制定能源法规及能源政策。但当前普遍对电力监管的认识存

在局限，没有形成共识，直接影响了监管的定位、体制设计、制度安排和职能配置，进而影响了监管活动与成效。政府在竞争环节的价格管控等方面“有形的手”伸得过长，部分省内市场化交易还存在行政干预现象，如指定交易对象、交易价格、交易数量等情况，国家能源局和电监会合并之后反而强化了政监不分。

(2) 中央与地方、地方相互之间仍然存在利益博弈

地方保护主义和省间壁垒在一定程度、一定范围内仍然存在，导致电力资源在省间、在更大范围内配置不畅，降低了市场有效性，保护了高能耗的小火电，尤其影响到新能源的消纳，不利于电源结构优化。一是优先购买本省电厂发的电，控制外省低价电的输入；二是在缺电时，各省自发自用，即使外省出高价购电也不准卖出；三是行政干预省间交易价格，部分受端省份压低交易价格，部分送端省份抬高交易价格，致使双方协商困难，交易难以达成。

(3) 市场化阻力依然很大，阻碍了全面市场化的进程

当前开放的电力市场规模过小，市场运行不够规范，市场力或价格联盟的影响大。独立售电企业进入市场交易仍存在很多障碍，部分省未允许售电公司入市，售电公司合理稳定的生存和盈利模式尚未形成。而双边交易存在着竞争不充分、交易成本高、串谋、地方政府干预问题。

(4) 标准化、一体化的市场规则尚未建立

尚未形成跨区跨省的电力市场交易平台，缺乏统一的输配电价机制，各省各自为战，交易成本过高阻碍了电力资源在更大范围内优化配置。同时，在各方市场主体利益诉求交织叠加的情况下，电力交易中心面临的改革形势错综复杂，交易中心需收取交易费用维持运行，但又面临市场主体交易成本增加的矛盾，而电力交易中心组织形式不一，影响了交易中心的运营效率。

(5) 增量配电业务市场化试点进展缓慢

增量配电业务改革试点难度大，试点区域划分困难，价格机制缺位，增量、存量资产难界定，有关方对政策理解存在偏差，一些地区借助配电网放开无序发展地方电网。另外，增量配电业务的本质属性仍是电力工程类投资项目，但在实践工作中，部分项目前期策划不明确，部分环节论证深度不到位，更存在关键环节缺失现象，这也导致了有些项目虽然落实了投资主体，但项目实际工程进展却举步维艰的现状。

(6) 市场化所需配套的监管、信用等宏观辅助体系仍不健全

国家层面仍然缺乏证明调度与交易公平性、有效性的信息披露制度安排；缺乏专业、独立的第三方监管评估机构。当前的电力市场没有明确清晰的监管分工，缺乏公正独立的电力监管指标体系，缺乏必要的监管手段，无法形成有效的监管合力。

(7) 输配电价改革仍然面临多重困难

当前，输配电价改革仍然面临准许成本认定难、成本归集和分摊难、交叉补贴厘清难、未来电网投资和电量增长预测难等众多困难。这直接导致了决策层对于第一轮输配电价监审的结果难以满意。

（8）各方对于“降电价”认识不一

中央政府希望通过电力市场化来配置资源，而地方政府的理解仅仅是降电价，希望通过推动电力市场降价，改善投资环境，防止经济下滑，而不是真正由市场形成价格，让价格调节供求关系。从目前电力体制改革的实际看，无一不在行“降电价”之实。不少售电公司、工业园区甚至大打“降电价”之牌，以致不少用户认为“改革就是降电价”。而实际上，价格最大的影响因素在于供需关系。当前，电力供应能力远超实际需求，这是造成降电价的主要原因。发改委能源所前所长周大地先生认为，当前的电价降低实质上是惩罚性的成本下降，不是真正的成本下降带来的效益。厦门大学能源经济协同创新中心主任林伯强也认为，电力过剩是电力市场不断出现电价下降的原因，而在电力出现较大过剩的前提下，不断降低市场交易电价导致电改效果得不到验证。

2.2 煤控目标及相关措施落实情况评估

1. 煤控目标完成情况评估

“十三五”前两年我国煤控效果显著。虽然在2017年经济复苏的情况下煤炭消费历经三连降后首次微弱反弹，但消费总量相比2013年峰值已经下降约1亿吨标准煤，详见图2-13所示。对于国家提出的2020年41亿吨煤炭消费总量目标（折标煤29.3亿吨），报告认为完全可以实现。

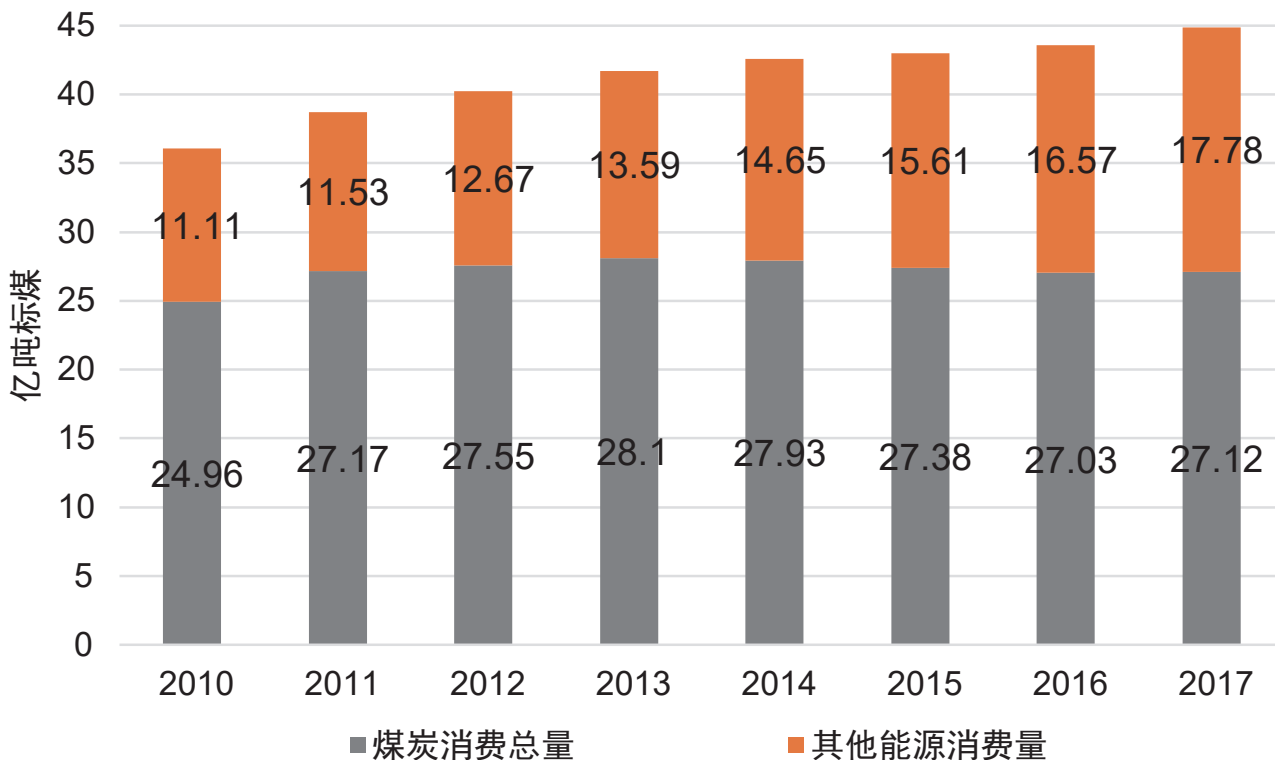


图 2-13 2010-2017 年煤炭消费总量

电力部门煤炭消费方面，2015 年在用电需求不振的情况下，煤炭消费量有较大下滑，但随着 2016、2017 年用电需求反弹、电煤占比逐年提升，耗煤量有所上升，2017 年电力耗煤 12.04 亿吨标煤，但仍低于 2014 年的耗煤水平。由近两年的用电形势看，尽管煤电发电效率提高、节能措施推广及可再生消纳问题改善等供给侧改革措施的实施有利于电力行业煤炭消费控制，但风、光、水、核等清洁可再生电源尚不足以支撑新增用电需求，因此“十三五”后期煤电发电量仍有较大的增长空间，电力耗煤仍将保持增长趋势，详见图 2-14。

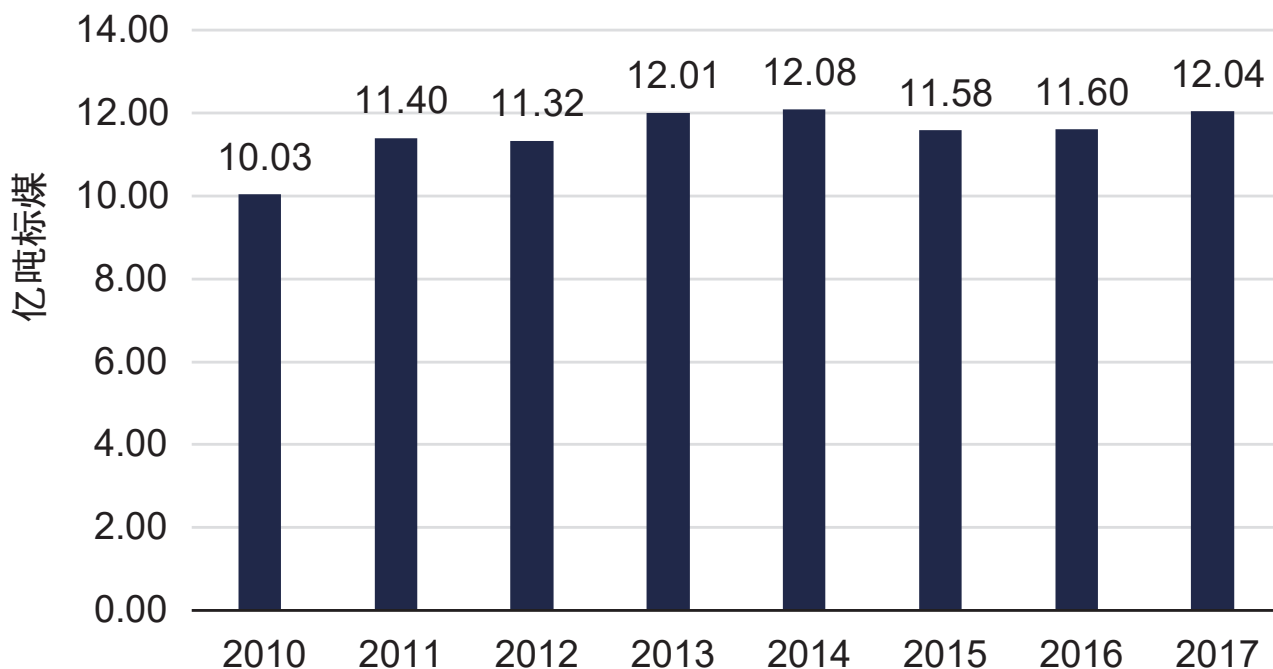


图 2-14 历年电力行业煤炭消费总量

2. 煤控相关措施落实情况评估

(1) 国家采用多重手段化解煤电过剩产能，成效显著

2015 年以来，煤电产能过剩问题逐渐从行业讨论成为社会共识，煤电去产能作为供给侧改革的重点工作受到广泛关注。化解煤电过剩产能可以提高全行业发电效率从而降低煤炭消费，“十三五”规划明确提出在 2020 年前取消和推迟煤电建设项目 1.5 亿千瓦以上，淘汰落后煤电机组约 2000 万千瓦，将全国煤电装机规模控制在 11 亿千瓦以内。

2016 年 3 月，国家发改委、能源局联合下发特急文件，督促各地方政府和企业放缓燃煤火电建设步伐，以应对潜在的煤电产能过剩风险，随后在 4 月，国家能源局连续下发三份文件：《关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能的通知》、《关于促进我国煤电有序发展的通知》、《关于建立煤电规划建设风险预警机制暨发布 2019 年煤电规划建设风险预警的通知》，文件基于煤电建设经济性、当地煤电装机充裕度和资源约束情况建立了煤电风险预警机制，这一机制成为能源主管部门采取的首个应对措施，用于指导各地和发电企业有序规划和建设煤电项目，预警信息同样为其他利益相关方所用。

2016 年 10 月，国家能源局发布《关于进一步调控煤电规划建设的通知》，提出严控自用煤电规划建设，并对外送煤电投产规模进行了限制。

2017年1月，国家能源局下发《关于衔接XX省“十三五”煤电投产规模的函》，文件要求13个省份85个煤电项目合计10245万千瓦规模需停建或缓建，力求在2020年将煤电机组控制在11亿千瓦以内。

2017年3月两会上，李克强总理在政府工作报告中提出要淘汰、停建、缓建煤电产能5000万千瓦以上。这是煤电产能过剩问题首次上升到国务院层面。

2017年7月，国家发改委等16部委联合下发《关于推进供给侧结构性改革，防范化解煤电产能过剩风险的意见》，除了提出从严淘汰落后产能、严控新增产能规模等主要任务外，意见还提出多项政策措施，包括建立完善电力容量市场、辅助服务市场等电力市场机制，实施差别化金融政策及做好员工安置等。

2017年9月，国家发改委等3部委下发《关于印发2017年分省煤电停建和缓建项目名单的通知》，通知明确了分省停缓建煤电项目清单，共涉及79个煤电项目。

2018年4月，国家发改委等6部门发布《关于做好2018年重点领域化解过剩产能工作的通知》，文件提出了2018年煤电去产能的具体工作目标，包括全国淘汰煤电落后产能400万千瓦、淘汰关停不达标的30万千瓦以下煤电机组、依法依规清理整顿现有违规建设项目等。

在一系列政策影响下，煤电淘汰落后产能、严控新增产能效果显著。2016年我国淘汰落后煤电机组500万千瓦，取消了1240万千瓦不具备建设条件的煤电项目，暂缓核准了部分省区除民生热电外的自用煤电项目；2017年淘汰落后煤电产能约770万千瓦，停建煤电3520万千瓦、缓建5517万千瓦^[11]。尽管煤电新建项目已大幅缩减，但根据2018年3月份绿色和平及全球煤炭网络(CoalSwarm)联合发布的报告《繁荣与衰落2018：追踪全球燃煤发电厂》，中国在建煤电产能（9500万千瓦）仍居世界首位，且计划产能尚有1.16亿千瓦^[12]。而据有关机构跟踪，不少停缓建项目也纷纷复工。2019年初国务院副总理韩正在国家能源局调研时要求“补齐能源基础设施短板，有效化解煤炭、电力区域性、时段性供需矛盾”。本报告认为，煤电产能过剩的基本面没有发生根本性变化，而新建煤电装机来保障尖峰电力供应能力是最不经济的手段。因此，“十三五”后期要平衡好“补短板”与“控产能”的关系，煤电供给侧改革政策仍须保持定力，平稳化解产能过剩风险。

（2）电力系统灵活性调整相关策略落实略有迟缓

随着风电光伏等可再生能源的建设、微网及电动汽车的快速发展，电力系统不确定性不断增加，系统对灵活性的要求越来越高。加强系统灵活性建设是促进可再生能源大规模并网发电的有力措施，同时也是提高煤电利用效率、降低发电耗煤的重要手段。“十三五”规划提出要从负荷侧、电源侧、电网侧多措并举，充分挖掘现有系统调峰能力，加大调峰电源规划建设力度，着力增强系统灵活性、适应性。

天然气发电具有效率高、启停快、占地面积小的优点，有利于系统调峰及安全稳定运行。2017年底，我国天然气发电装机容量达到7629万千瓦，发电量达到2026亿千

瓦时，相比“十二五”期间均有较快增长。“十三五”以来，气电的主要发展方向包括以下几方面：一是天然气调峰电站建设，在可再生能源分布比较集中的区域、负荷中心通过建设气电调峰电厂，实现了气、光、风、水多能互补集成优化；二是天然气分布式能源，大中城市的大型商业区、新型产业区及工业园区等地是推广建设天然气分布式能源的主要战场，这方面上海、江苏等省市已经出台了较为完善的扶持政策并进行了多项成功实践；三是天然气热电联产，在京津冀及周边、长三角、珠三角、东北等大气污染重点地区的开发区、工业聚集区等地适度发展带稳定热负荷的热电联产机组。

抽水蓄能电站是电力系统中最经济可靠、技术最成熟的储能装置，是新能源发展的重要组成部分。规划提出“十三五”期间，抽蓄电站开工 6000 万千瓦左右，新增投产 1700 万千瓦左右，2020 年装机达到 4000 万千瓦左右。截止 2018 年底我国抽水蓄能装机 2999 万千瓦，同比增长 4.5%，相比 2015 年仅增长 696 万千瓦，发展相对迟缓，主要原因包括前期工作推进难度大、地形地质条件与气候条件导致工程投资相对较高、建设周期长。更重要的是，由于缺乏可预期的盈利模式，各方投资抽水蓄能电站的积极性不高。但在我国气电缺乏的情况下，抽水蓄能电站不仅能在电网中承担调峰填谷、紧急事故备用、调频、调相和安保等作用，而且对促进风电、光电的消纳和外送作用显著，因此“十三五”后期需加快抽蓄电站建设以提升系统灵活性。

储能技术在电力系统中应用广泛，从技术上主要分为物理储能（如抽水储能、压缩空气储能、飞轮储能等）、电化学储能（各种二次电池储能）和电磁储能（如超导电磁储能、超级电容器储能等）等类别。当前来看，在抽水储能以外的各种技术路线中，电化学储能相比物理储能效率更高，对外部环境条件依赖更小；相比电磁储能，技术相对更为成熟，应用范围也更广，因此当前来看电化学储能发展前景更有优势。截至 2017 年底，中国已投运储能项目累计装机规模 28.9GW，其中电化学储能项目累计装机规模达 389.8MW，同比增长 45%，新增规划、在建装机规模为 705.3MW。在各类电化学储能技术中，锂离子电池以 58% 的占比位居首位。“十三五”期间电化学储能市场前景广阔，从用户侧来看，我国目前绝大部分省市工业大户均已实施峰谷电价制，储能用于峰谷电价套利，可降低企业电力成本，2017 年《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》也提出要完善用户侧储能系统支持政策；从电网侧来看，储能有利于促进新能源消纳，风、光 + 储能模式有望得到大面积推广；从电力辅助服务市场来看，随着补偿机制完善，火电储能联合调峰调频将是储能日后发展的重要方向。

火电机组灵活性改造也是增强系统灵活性的重要手段。电力规划提出“十三五”期间，“三北”地区热电机组灵活性改造约 1.33 亿千瓦，纯凝机组改造约 8200 万千瓦；其它地区纯凝机组改造约 450 万千瓦。改造完成后，增加调峰能力 4600 万千瓦，其中“三北”地区增加 4500 万千瓦。根据近两年的实践，灵活性改造技术已相对成熟，但以《东北电力辅助服务市场运营规则》为主的调峰补偿机制存在补偿标准偏高、责权分配不明晰等问题，仍有较大的改进空间。

另外电力“十三五”规划提出要大力提高电力需求侧响应能力。建立健全基于价格激励的负荷侧响应措施，进一步优化推广发电侧和用户侧峰谷电价机制，探索实行可中

断负荷电价。我国需求侧响应发展迟缓，但“十三五”以来在一些发达地区也已进行了大量实践。江苏省 2016 年首次全省范围的电力需求侧响应，包含约定响应和实时响应两种方式，参与用户总计达 3154 户。其中，约定响应全部为企业用户，包含普通用户 248 户、负荷集成商 24 家；实时响应以空调负荷为主，共有 1871 户参与，包含非居民空调用户 1550 户、居民用户 321 户。经统计，实际约定响应负荷为 331 万千瓦、实时响应负荷为 21.39 万千瓦，合计达 352 万千瓦，已超过了美国 PJM 电力市场创下的单次需求响应减少负荷最大 164.1 万千瓦的记录。随着技术水平的提高和市场环境、市场机制的完善，需求响应将深度参与系统运行。

（3）电能替代工作积极推进

电能替代是在终端能源消费环节，使用电能替代散烧煤、燃油的能源消费方式，如电采暖、地能热泵、工业电锅炉（窑炉）、农业电排灌、电动汽车、靠港船舶使用岸电、机场桥载设备、电蓄能调峰等。当前，我国电煤比重与电气化水平偏低，大量的散烧煤与燃油消费是造成严重雾霾的主要因素之一。电能具有清洁、安全、便捷等优势，实施电能替代对于推动能源消费革命、落实国家能源战略、促进能源清洁化发展意义重大，是提高电煤比重、控制煤炭消费总量、减少大气污染的重要举措。

“十三五”电力规划提出到 2020 年，实现能源终端消费环节电能替代散烧煤、燃油消费总量约 1.3 亿吨标煤，电能替代新增用电量达到 4500 亿千瓦时。“十三五”前两年，电能替代取得较大进展。2017 年，国网公司累计推广实施电能替代项目近 10 万个，完成替代电量 1286 亿千瓦时，超额完成年初确定的计划目标，相当于在能源消费终端减少散烧煤 6440 万吨，减排二氧化碳 1.1 亿吨、二氧化硫和氮氧化物 520 万吨。其中居民采暖领域替代电量 88 亿千瓦时，工（农）业生产制造领域替代电量 773 亿千瓦时，交通运输领域替代电量 128 亿千瓦时，电力供应与消费领域替代电量 239 亿千瓦时，家庭电气化及其他领域替代电量 57 亿千瓦时。总结可得出，第二产业电能替代量占总电能替代量 79%，第三产业电能替代量占总电能替代量 10%，居民用电电能替代量占总电能替代量 11%，不难发现的是二产中的制造业是电能替代的重要来源。《北方地区冬季清洁取暖规划（2017—2021 年）》、《京津冀及周边地区 2017 年大气污染防治工作方案》等文件均要求加强采暖电能替代以减少污染和能源消耗，能源工作指导意见提出 2018 年要在燃煤锅炉、窑炉、港口岸电等重点替代领域，实施一批电能替代工程，并积极推进电动汽车充电桩建设，年内计划建成充电桩 60 万个，其中公共充电桩 10 万个，私人充电桩 50 万个。2018 年实现电能替代 1353 亿千瓦时，同比增长 17.6%，相当于减少燃煤 7577 万吨，减少二氧化碳排放 1.35 亿吨，减少二氧化硫、氮氧化物以及粉尘排放 4300 万吨，未来两年电能替代规模还有小幅上升空间。

3

“十三五”后期电力
煤控展望

3.1 “十九大”重要精神解读

习近平总书记在十九大报告中首次提出，中国经济已由“高速增长阶段”转向“高质量发展阶段”。这是党和国家领导核心对经济新常态内涵的最新阐述。十九大报告指出，当前国内外形势正发生深刻复杂变化，我国发展仍处于重要战略机遇期，前景十分光明，挑战也十分严峻。就国内形势看，发展不平衡不充分的突出问题尚未解决，发展质量和效益还不高，创新能力不够强，实体经济水平有待提高，生态环境保护任重道远。生态环境保护与改善与经济发展速度和质量的矛盾，是发展不平衡的突出问题。从十九大报告的最新阐述看，生态文明与美丽中国建设将成为未来中国经济社会发展的总基调，生态文明建设既是硬约束，也会成为核心发展目标，以五位一体推动全面协调发展。

在经济新常态下，政府将更注重绿色发展和生态文明建设，逐步提高对经济的忍耐力，通过释放需求活力、培育先进制造业增长点、基础设施补短板及发展新动能来实现经济高质量发展。

五年来，我国经济结构已经出现重大变革。消费贡献率由 54.9% 提高到 58.8%，服务业比重从 45.3% 上升到 51.6%，成为经济增长主动力。高技术制造业年均增长 11.7%。城镇化率从 52.6% 提高到 58.5%。供给侧结构性改革结合快速崛起的新动能，正在重塑经济增长格局、深刻改变生产生活方式，引导经济结构加快优化升级。但同时，我国仍处在转变发展方式、优化经济结构、转换增长动力的攻关期，世界经济复苏背景下国内外形势错综复杂，存在很多不稳定不确定因素，这都会影响“十三五”后期的电力需求，从而影响电力煤控形势。

3.2 2018 年电力煤控分析

分析 2018 年电力行业煤控形势，既存在机遇，也存在挑战。

一是新旧动能转换形势有利于煤炭消费控制。2017 年，我国六大高耗能行业（化学原料制品、非金属矿物制品、黑色金属冶炼、有色金属冶炼、石油加工炼焦及核燃料加工业及电力热力生产供应业）增加值比上年增长 3.0%，增速低于全部规模以上工业 3.6 个百分点，较上年回落 2.2 个百分点；工业战略性新兴产业增加值则比上年增长 11%，增速较上年提高 0.5 个百分点。“十九大”以来新动能的发展、新旧动能转换、重点用能部门产能由扩张转换到收缩周期等将为煤控带来积极贡献。

二是消费稳定、投资增速放缓，意味着我国没有能耗大幅反弹的空间。近年来我国消费比较稳定，投资呈下降趋势，净出口对拉动经济增长贡献提升。2017年我国最终消费支出对经济增长的贡献率为58.8%，比上年下降7.7个百分点；资本形成总额对经济增长的贡献率为32.1%，比上年下降11.0个百分点；货物和服务净出口对经济增长的贡献率为9.1%，比上年提高18.7个百分点，详见图3-1所示。另外根据国际货币基金组织对全球经济增长的预测，2018年经济仍会维持平稳增长水平，不太可能出现大幅反弹，从宏观经济角度来看煤炭消费总量快速反弹的可能性不大。

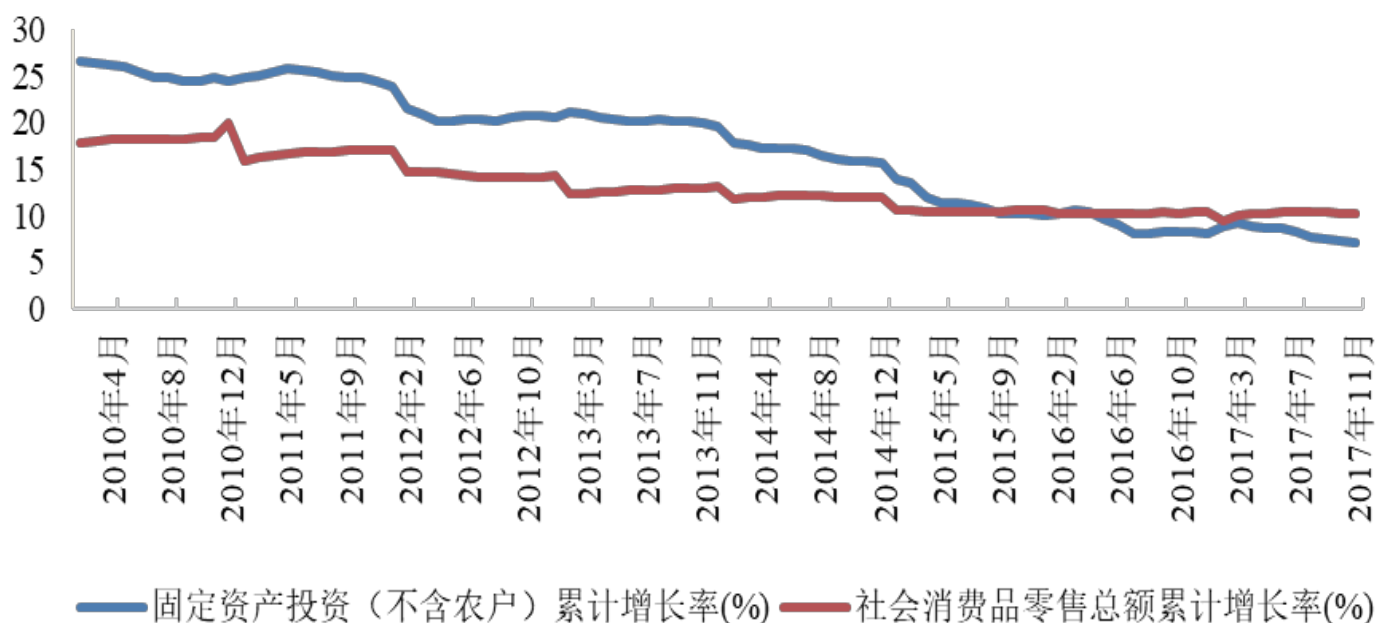


图 3-1 2010-2017 年固定资产投资投资、社会消费品零售额增长率

三是清洁能源消纳水平的提升将成为用电量增长、电力煤控的重要支撑。首先风电、光伏仍将保持较高的装机增速。其次在 2018 年弃风、弃光现象已经有了较大的改善，正在征求意见、可能于 2019 年正式实施的可再生能源配额制对可再生能源发电市场份额做出强制性规定，其施行势必将对解决我国可再生能源消纳问题产生积极作用。此外，年内计划建成内蒙古上海庙—山东临沂 ±800 千伏特高压直流等输电通道将新增输电能力 2200 万千瓦，而抽水蓄能、储能调峰电站的陆续建设将进一步增强系统灵活性，帮助更好地可再生能源并网消纳。

除上述机遇外，电力煤控也存在一些挑战。首先是电力消费快速增长导致火力发电快速增长，2018 年全国规模以上电厂火电发电量 49231 亿千瓦时，同比增长 7.3%，全国除天津、山东、北京、河北、青海和江苏外，其他省份火电发电量均实现正增长。其

次，经济增长与能源需求关系进一步复杂化。一季度全国规模以上工业增加值同比增长 6.9%，但电力需求同比增长 9.3%，电力消费弹性系数达到 1.35，显著高于正常水平。在新旧动能转换时期，把握电力消费增长态势变得更加困难。另外，取暖、交通等领域电能替代将进一步增加电力需求的不确定性。以北京为例，2017 年北京地区煤改电用户已累计突破 100 万户，预计产生约 380 万千瓦的电力负荷需求。根据预测，北京地区电网冬季最大负荷预计将达到 1860 万千瓦，同比去年增幅 10.59%，其中采暖负荷预计占近 40%。最后，全球气候变暖所导致的气候异常对电力需求的影响越发显著。据气象部门数据，今年夏季全国大部分地区气温偏高，部分地区出现阶段性高温热浪，高温天数较常年偏多。根据国网能源院的预测，受气温等因素影响，今夏用电负荷仍将保持较高增幅，预计国家电网公司经营区最大用电负荷同比增长 7.1%，华北、华东高峰负荷增长将超过 10%。

综合考虑上述因素对 2018 年电力行业煤炭消耗量进行估算。在前文各类电源 2018 年装机容量的基础上，考虑到 2018 年可再生弃置率改善情况，风电利用小时数为 2095 小时，光伏利用小时数为 1050 小时，其他类型电源利用小时数都略有增加，核电利用小时数为 7184 小时，水电利用小时数 4361 小时，火电利用小时数为 4361 小时。根据电力需求及电源装机、利用小时数的情况，量化 2018 年电力需求 8.5% 的情景下煤电发电量空间，并根据平均发电煤耗下降情况估算电力行业煤炭消费量。

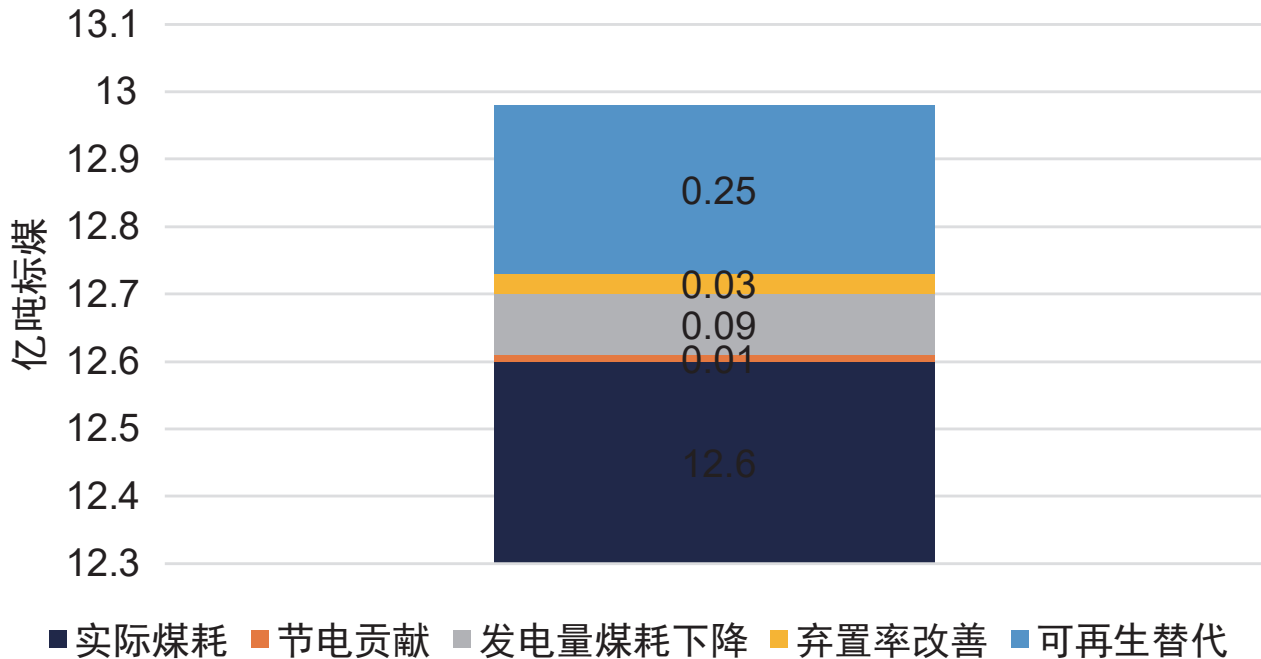


图 3-2 2018 年电力行业煤炭消费量

2018年电力行业煤炭消费量为12.6亿吨标煤，通过加强供给侧措施，电力行业可以实现节煤0.41亿吨标煤，其中节电贡献100万吨（相较2017年），发电煤耗下降节能900万吨，弃风弃光的进一步改善可以贡献300万吨，可再生能源替代影响最大，贡献0.25亿吨，详见图3-2。

3.3 “十三五”后期电力煤控展望

2016年以来，电力行业供给侧结构性改革持续推进，煤电建设节奏得到有效控制、可再生能源装机飞速增长发展且“三弃”问题有所改善、市场化改革进一步推进，种种措施对电力行业煤炭消费总量控制产生了积极影响，使得在2017年高需求增长下电力煤耗增量得到有效抑制。展望“十三五”后期，由于非煤电电源每年可提供的新增电量空间有限，电力需求的超预期增长势必带来电力耗煤的增长，因此必须强化供给侧改革措施，通过进一步提高能效、加强可再生替代、改善弃风弃光情况、推广经济调度等手段最大程度地控制煤炭消耗。

一是加强电力需求侧管理可以有效控制电力煤炭消费。2017年9月，发改委等六部委发布《电力需求侧管理办法（修订版）》^[13]，总结2012-2016年我国通过需求侧管理累计节约电量553亿千瓦时，节约电力1268万千瓦，相对于我国用电量仍然有很大的能效提升空间。报告假设从2018年起，通过加强全社会用电管理，综合采取合理、可行的技术和管理措施，优化配置电力资源，在用电环节制止浪费、降低电耗等，实现200亿千瓦时的能效节能电量，并争取在接下来的两年中，每年节约电量在前一年的基础上增加50亿千瓦时，争取到2020年实现300亿千瓦时的节电量，约占年总用电量的0.4%，在达到基准需求侧管理目标基础上寻求更大的节约空间。

在电力负荷快速增长的背景下，充分调动需求侧资源保障电力平衡和促进可再生能源消纳，减少不必要的新增煤电装机，降低煤电中长期的气候变化风险，具有更加突出的作用。在刚刚发布的2018年迎峰度夏期间煤电油运保障工作的通知中，国家发展改革委明确要求，针对全社会用电量今年以来保持较高增速，迎峰度夏期间华北、华东、华中部分地区高峰时段供需偏紧，部分地区可能存在电力供应缺口的局面，各地区要落实电力系统调峰和需求侧管理有关规定，加大力度组织认定供需两侧调峰资源，有效保障电力供需平衡和促进清洁能源消纳。用户侧要加强电力需求侧管理，建立和完善需求响应机制，努力形成占本地最高用电负荷3%左右的需求响应能力，同时按照本地最高用电负荷5%、10%、20%电力缺口，分等级、分层次、精细化编制有序用电方案，形成1亿千瓦左右的可调用电负荷。大幅提高对电网公司需求响应和最大负荷削减能力的考核

要求，是当前和未来很长一段时期电力优化发展的重要内涵性要求。

二是加强可再生替代，强化可再生电力消纳是电力煤控的另一主要手段。未来两年光伏发电将继续保持快速增长，风电在发展布局转移后仍有较大释放空间。2018 年可再生能源电力受限严重地区弃水弃风弃光状况实现明显缓解，重点省份基本实现双弃下降，其它地区风电和光伏发电年利用小时数也基本达到国家能源局 2016 年下达的本地区最低保障收购年利用小时数（或弃风率低于 10%、弃光率低于 5%）。在未来两年，要继续加强以下措施：1、严控电源新增规模，三北地区要严格执行国家关于煤电停缓建的文件要求控制常规煤电增长，并以供热需求为基础合理推进背压机组等量（减量）替代大型热电联产机组，地方政府也要充分考虑区域电网接受能力，合理规划风电装机。2、有序推进火电机组灵活性改造，不断完善辅助服务补偿政策，加强三北地区灵活性电源建设。3、加强跨区输电能力，提升跨区输电效率。由于我国风电主要集中在“三北”地区，当地消纳空间非常有限。所以风电的进一步发展，客观上需要扩大风电消纳范围，必须融入大电网，坚强的大电网能够显著提高风电消纳能力。

三是经济调度替代三公调度可以实现平均供电煤耗下降。长期以来，我国电力系统调度依据发电厂并网运行管理规定和《关于促进电力调度公开、公平、公正的暂行办法》的要求，采取“三公”调度模式。经济调度则是在考虑各能源技术的资源条件上制定一个调度的先后顺序，即在实现安全和一定电能质量要求的状况下最大程度地增强运行的经济性，适当地运用所有的能源和设备，用最少的燃料消耗量确保对用户充足供电。对于煤电来说这就意味着高参数、能耗低的机组会被优先安排发电计划，低参数、能耗高的机组所能接到的发电计划则相对减少，进而对于整个电力系统而言，能够起到降低平均供电煤耗的效果。如果采用省间经济调度，基于 2014 年数据的研究表明可贡献 6-7% 的节煤量。配套的改进措施包括：（1）建立两部制定价方案，可以补偿经济调度实施后运行时间缩短的发电机组；（2）更大范围的联合调度可获得更多的经济效益。为了从更广泛的调度区域获得这些经济回报，需要在区域（或国家）层面引入明确的碳定价，这将惩罚低效的煤电。其次是建立适当的机制，在区域或国家经济调度中合理分配跨省（区）电力交易的额外收入；（3）同步建立零售电价的成本链接机制，这样电网公司和电力用户都会得到整体系统成本降低的好处。此外，这将确保在调度改革过程中电力系统中所有参与者的支持；（4）调度规则更加透明，提高电力运行数据的可用性。可喜的进展是，主管部门刚刚发布的现货市场建设试点工作征求意见稿中对于协调省间市场提出了明确的要求。

根据本报告对用电量的预测(7.5 万亿千瓦时)，结合对其他电源装机及利用率的预判，合理化煤电电量空间，预计 2020 年电力行业煤炭消耗量约 13.2 亿吨标煤；通过需求侧管理、可再生替代、经济调度等手段在供给侧充分挖掘节煤潜力，可以实现节约标煤 0.93 亿吨，详见图 3-3。

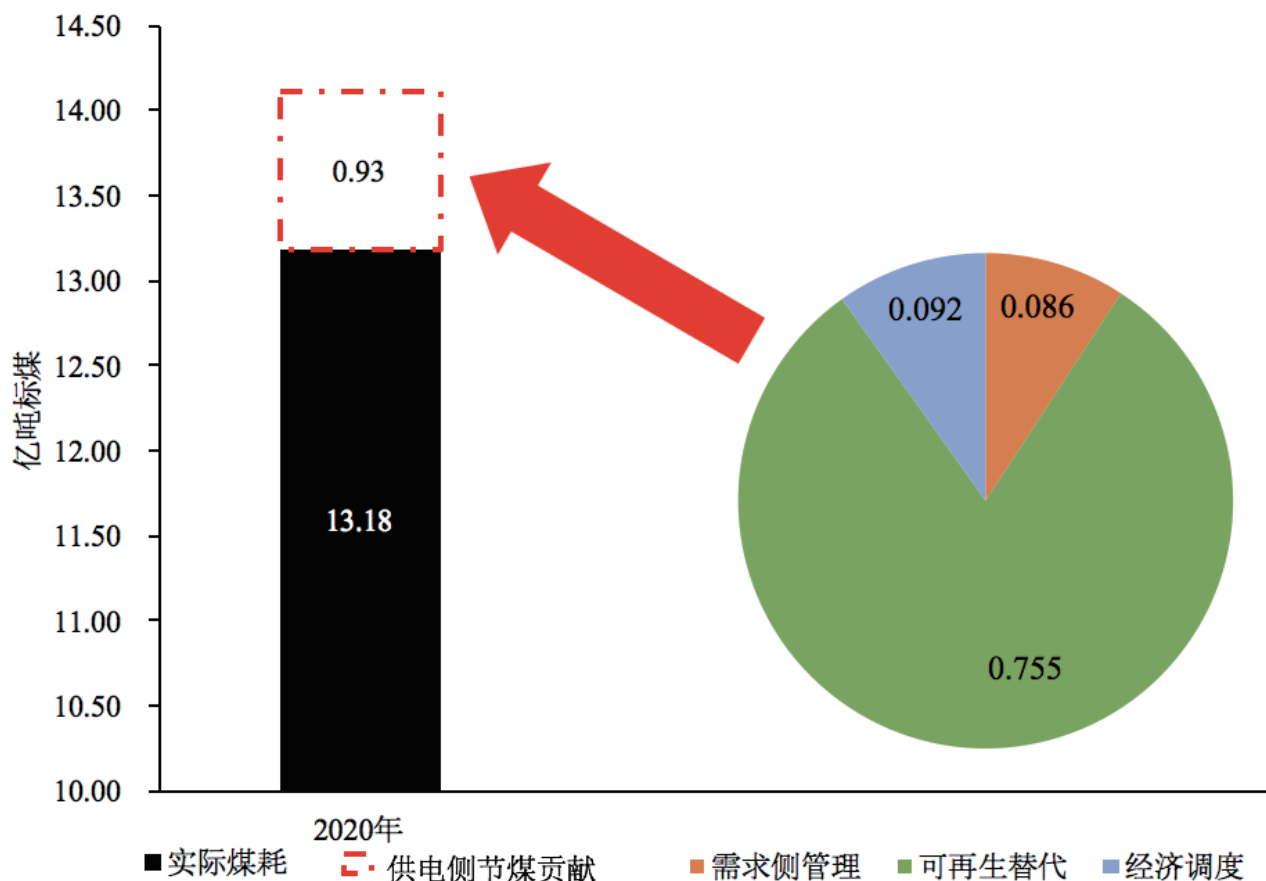


图 3-3 2020 年电力行业煤炭消费量估算

另外，考虑到电力需求增长的不确定性，报告也对不同电力增长情景下 2020 年电力耗煤量进行了估算，包括：电力“十三五”规划情景（72000 亿千瓦时）、电规总院规划情景（74000 亿千瓦时）、高增长情景（75000 亿千瓦时），详见图 3-4。

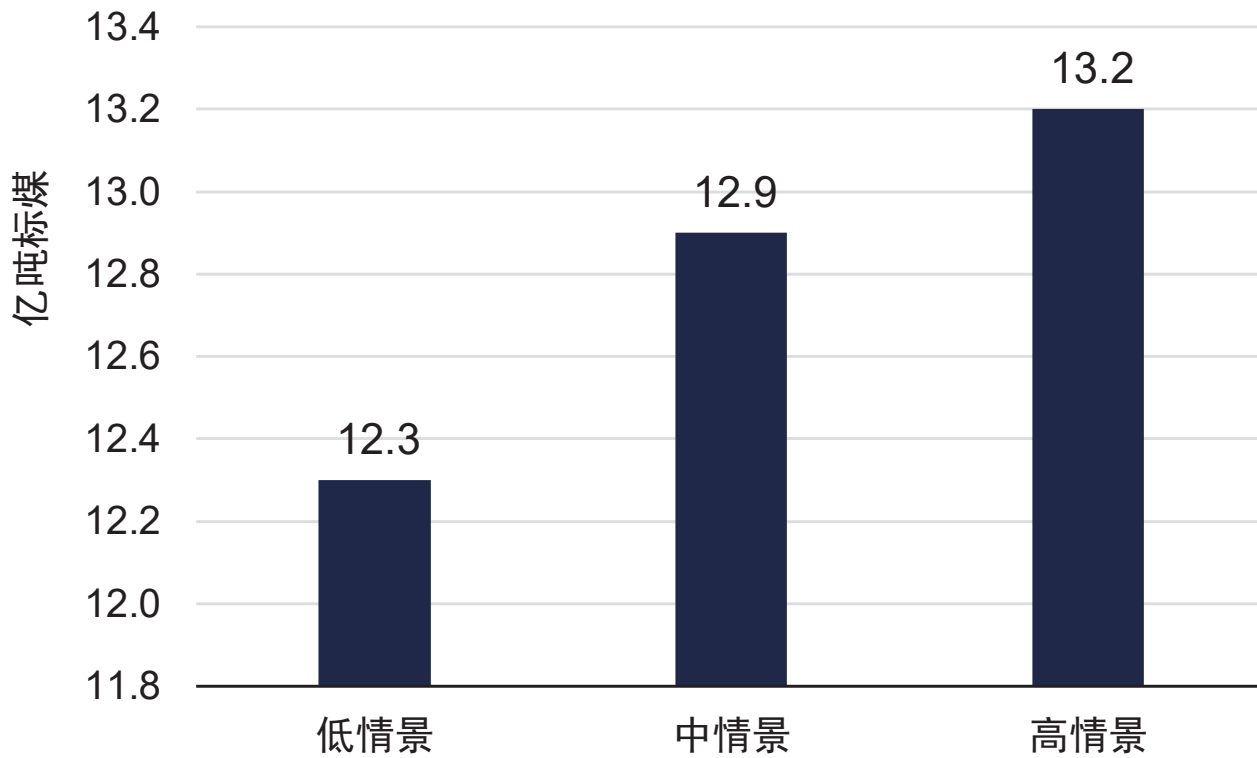


图 3-4 不同电力需求下 2020 年电力行业煤炭消费量估算

4

国际煤电去产能趋势

4.1 限制煤电发展已经成为国际共识

环境气候问题日益严峻的情况下，限制煤电发展是已成为国际共识。BP 对世界能源展望预测，到 2035 年，煤炭在一次能源消费中的比重将由 2014 年的 30% 下降到 25%，被天然气超过，从第二大能源降为第三大能源。到 2035 年，煤电在世界电源结构中的比重也会下降，从目前的 43% 下降为 32%^[14]。2000 年，欧洲和北美国家的煤炭消费量约占全球 50%，2015 年这一比例降至 25%。预计到 2030 年，这一比例将进一步下降到 15%。根据 IEA 测算，实现《巴黎气候协定》将全球温升控制在 2 摄氏度以内的目标，需要化石能源总需求在 2020 年达到峰值，且到 2040 年全球将对化石能源撤资 16 万亿美元^[15]。

全球金融机构和投资者积极关注化石能源领域的撤资行动。金融投资机构意识到继续投资化石能源只会损害地球和后代，因此从化石能源行业抽身，不仅在道德上是必要的，在金融投资上更是明智的。截至 2019 年 2 月，超过 100 家国际金融机构限制煤炭融资，包括全球 40 多家顶级银行（见表 4-1）。根据英国非营利性质的“碳追踪者”咨询公司研究，到 2030 年，仅欧盟境内的燃煤电厂中将有 97% 陷入亏损状态，或将导致损失 220 亿欧元的损失^[16]。投资者亦意识到投资煤电已经不再经济，由 350.org 数据得出，在化石能源撤资行动中，有 700 多家大型投资者已经承诺在近年内削减化石燃料投资^[17]。

表 4-1 全球金融机构煤电撤资情况

金融机构	煤电政策
世界银行	世界银行 2013 年 7 月表示停止为燃煤发电项目提供资金，除非这个国家没有任何可以替代煤炭的能源以供发电且没有其他任何融资途径。
欧洲投资银行 (EIB)	碳排放量小于每千瓦时 550 克的电厂项目才具备申请融资的资格，燃煤电厂显然无法达到这一排放标准。
日本第一生命和日本人寿保险公司	分别表示将不再对海外煤电项目提供资金和不再对日本国内外的全部煤电项目提供资金。
Natixis	Natixis 2016 年 8 月在全球范围内承诺不再为燃煤电厂提供资金
荷兰银行 ING	ING 2016 年 1 月表示不会为任何新建燃煤电厂提供资金
COMMERZBANK	德国商业银行在 2016 年 7 月表示不再为新建燃煤电厂提供资金，但煤电厂组件除外
KBC	KBC 于 2018 年 5 月停止为包括煤炭开采在内的新的燃煤发电提供融资

法国农业信贷银行	法国农业信贷银行在 2016 年 11 月决定停止为新的燃煤电厂或扩建项目提供融资
法国兴业银行	法国兴业银行在 2016 年 10 月表示不参与与燃煤发电机组或相关基础设施相关的专项交易
Rabobank	在 2017 年 1 月表示不再直接为燃煤发电提供资金
BNP PARIBAS	法国巴黎银行在 2017 年 1 月表示不会向煤电项目提供任何金融产品和服务
德意志银行	德意志银行及其子公司在 2017 年 1 月表示不会为新的燃煤电厂建设提供新的融资
US Bancorp	于 2017 年 4 月表示禁止对燃煤电厂进行直接项目融资以及涉及建设此类电厂
ABNAMRO	荷兰银行在 2017 年 5 月表示不会为新的燃煤电厂提供融资
RBS	RBS 在 2018 年 5 月表示禁止为新的燃煤电站项目融资
劳埃德银行集团	劳埃德银行集团 2018 年 8 月表示不会再问新的燃煤发电站提供融资
Standard Chartered	2018 年 9 月表示不会直接为任何地方的任何新建燃煤电厂项目提供资金，包括扩建。
SEB/PNC/DZ bank/ NED bank	均表示不会为新建燃煤发电项目提供融资

从全球范围观察，至少对大部分发达国家而言，新建燃煤电厂不再被视为低风险、低成本的电力选择。随着经济发展方式的转型和气候环境政策的不断推进，以煤炭为主的化石能源行业面临着全新意义的更加审慎的资产价值重估。

除了煤电地位的转变和行业撤资的威胁之外，碳排放交易市场的全面建立和完善，也将使得燃煤发电企业面临不断上涨的高昂碳排放费用，煤电达标技术标准的提升和老旧机组改造带来的高昂成本，都将使其不再具有经济上的传统优势。

4.2 淘汰煤电国家的具体承诺

限制煤电发展成为国际共识后，英国和加拿大牵头成立的“全球助力淘汰煤电联盟”。截止 2018 年 9 月，该联盟有 74 个成员，包括 28 个国家政府，18 个地方政府和 28 个企业^[18]，已经宣布逐步淘汰或计划淘汰燃煤电厂（见表 4-2）。英国是第一个使用煤电的国家，也是第一个宣布承诺逐步淘汰煤电国家，英国全面淘汰燃煤电厂采取的方式主要有三种：直接关停、改造成生物质电厂、容量电厂。加拿大联邦政府估计，到 2030 年加速逐步淘汰煤电将在 2019 年至 2055 年之间带来 47 亿加元（38 亿美元）的收益。

为了实现气候目标，德国政府承诺最迟于 2038 年前关闭所有燃煤电厂，研究表明在过渡期间政府需要支出 400 亿欧元的财政补贴用于产业结构转型^[19]。随着国家淘汰煤电的呼声越来越高，自 2010 年以来，在全球 1675 家拥有或建设燃煤电厂的企业中，已有超过四分之一企业完全退出煤电行业^[20]。

表 4 -2 淘汰煤电国家具体承诺

国家 / 州 / 城市	煤电淘汰时间
美国加利福尼亚州	2014 年
加拿大安大略省	2014 年
比利时	2016 年
英国苏格兰	2016 年
中国北京	2017 年
美国马塞诸塞州	2017 年
印度德里	2018 年
美国俄勒冈州	2020 年
美国纽约州	2020 年
美国康涅狄格州	2021 年
美国夏威夷州	2022 年
美国华盛顿州	2025 年
新西兰	2022 年
法国	2023 年
英国	2025 年
奥地利	2025 年
瑞典	2030 年
葡萄牙	2030 年
荷兰	2030 年
芬兰	2030 年
丹麦	2030 年
德国柏林	2030 年

加拿大	2030 年
意大利	2025 年
德国	2038 年

数据来源: End coal, Powering Past Coal Alliance

目前有六个国家或地区实现全面淘汰燃煤电厂,其他国家都宣布将在未来几年内淘汰燃煤电厂。美国特朗普政府虽然宣布退出《巴黎协定》,但是美国煤电淘汰的速度并没有减缓。加拿大也宣布在 2030 年前彻底取缔全国所有燃煤电厂,欧洲多个国家已经明确淘汰煤电。煤电行业已由鼎盛时期渐行向下,煤炭价格不断高涨,煤电对人类健康和生态环境可能带来危害,都意味着投资煤电行业具有高风险性。随着可再生能源的崛起和对能效提高的强烈要求,以煤电为主的电力生产模式受到巨大冲击。因此,必须对煤电行业进行全新意义上的资产价值重估,在此必须考量煤电行业面临的环境风险。如何有效防范搁浅资产带来的投资损失成为亟需解决的问题之一。

5

结论与政策建议

5.1 多措并举应对用电超预期增长，保障电力供应

根据当前用电形势，2018-2020年电力需求、特别是最大负荷很可能继续超预期增长。尽管近年来电力供应能力同样得到超前发展，但在江苏、广东等负荷中心夏季出现极端高温天气或供应故障的情况下仍会面临用电紧张问题。

建议政府及能源主管部门要及时进行电力需求滚动预测，坚持电力超前发展、保证充足备用、确保安全供电的基本原则。建议各省区首先要根据本省实际情况对未来三年的用电形势进行预判，合理安排新增电源装机的投产进度；其次要加强省间协调，提高特高压输电线路的利用效率；另外要根据本地负荷曲线不断调整本地机组的运行方式，合理安排机组检修计划；最后建议在负荷中心省份封存部分应关停的煤电机组，将其定位为战略备用电源，以保障尖峰时段的生产生活用电需求。

5.2 继续提高可再生能源消纳水平，推动新能源平价上网

2018年“三弃”问题得到较好改善，“十三五”后期仍要进一步促进可再生能源消纳。宏观上来看首先要坚持政府引导与市场主导相结合的原则，着力完善市场体系和市场机制，建立健全可再生能源电力消纳监督考核机制，对各地区可再生能源比重指标完成情况进行监测和评价；其次要加强可再生能源电力生产地区与消费地区协调联动，在全国层面统筹好电力供需之间、各电力品种之间、各地区之间的衔接平衡。另外要着力优化可再生能源电力开发布局，管控可再生能源电力发展规模和节奏，不断推广平价上网的风电基地开发外送模式，合理把握光伏电站开发节奏，新增规模向光伏扶贫方面倾斜，继续积极推动水电外送通道规划建设，探索建立大型水电参与电力市场的机制，破解水电跨省区交易难题。

具体来看，要继续推进可再生能源电力开发基地与电力输送通道同步规划、同步建设，加快抽蓄、气电等调峰电源的建设和“三北”地区煤电灵活性改造，促进网源协调发展；省级电力运行管理部门在编制年度优先发电、优先购电计划时，要预留规划内可再生能

源发电保障性收购电量，并会同能源管理部门做好可再生能源发电保障性收购与电力市场化交易的衔接，鼓励可再生能源机组通过参与市场辅助服务和实时电价竞争等方式促进自身消纳。不断完善、落实可再生配额制考核制度。

推进平价上网是理顺可再生能源发展机制的根本解决之道。可再生能源只有平价上网，才能真正在市场竞争中扩大份额，并逐渐在能源结构中由补充性能源变为替代性能源和主导性能源，实现低碳能源转型。近日，国家能源局印发的《关于2018年度风电建设管理有关要求的通知》明确提出，新增核准的集中式陆上风电和海上风电将全部推行竞争性电价配置项目资源，标志着风电标杆上网电价时代的告终，风电平价上网已经慢慢逼近。虽然可再生能源的平价上网最终还是需要市场机制来发现价格、驱动创新，但在当前市场机制尚未建立、市场竞争的条件尚不具备的前提下，从竞争配置项目逐步导入市场机制，将重塑风电产业生态，倒逼风电开放商和设备制造企业创新提质增效。6月1日国家能源局发布的《关于2018年光伏发电有关事项的通知》则再次下调光伏补贴，同时提出支持新建光伏电站通过竞争性招标形成上网电价。在推进竞争性项目招标的同时，能源主管部门要会同金融行业构建绿色能源金融体系，切实降低可再生能源项目融资门槛和融资成本。要打造以一大批新能源企业为主体、以国家能源创新体系和平台为支撑、以鼓励创新的能源产业政策和市场竞争环境为基础的新能源产业创新体系，提升风光发电的技术水平及经济性，加速其实现平价上网。

5.3 持续推进煤电供给侧改革，化解过剩产能

面对短期内电力需求过快增长的压力，“十三五”后期仍要坚定政策定力，持续推进煤电供给侧改革，化解过剩产能。要坚持市场化手段和政府调控并举，充分发挥煤电规划建设预警机制的作用，从严控制新增规模，清理整顿违规项目，继续加快淘汰落后产能，促进煤电转型升级和结构优化。加强需求侧管理，合理安排运行方式，有效化解区域性、时段性电力供应紧张矛盾，保障电力可靠供应和系统安全稳定运行，实现电力供需动态平衡。

具体来说要坚决贯彻落实国家煤电供给侧改革相关政策要求，调整煤电建设节奏，一方面要坚守11亿千瓦装机底线严格落实“停缓建”煤电项目清单，对于核准未建机组一律不建，对于未批先建机组根据其建设状态采取停建或减量置换的方式尽量压缩，在建机组要把握建设进度合理安排投产；另一方面对于停缓建机组也不能完全放开，7月初发布的《打赢蓝天保卫战三年行动计划》将加快调整能源结构、构建清洁低碳高效能源

体系作为重要举措，主要措施就包括加强清洁能源替代，建议各地方政府及能源主管部门尽早着手当地“十四五”电力供需的分析与预测工作，在可预计的长期缺电的情况下有序、有选择地安排煤电机组建设与投产。

坚决淘汰落后产能，提前关停排放不达标、能效低下的老旧小机组，但同时在负荷中心地区将部分应关停的机组进行改造并封存，定位为战略备用电源；或在企业自愿的前提下将个别接近投产的缓建机组在一定时期内先暂时定位为战略备用电源，以切实保障生产生活用电需求，等需求进一步增长后根据系统需要调整为正常机组。特别指出，建议国家有关部门妥善处理淘汰落后与新建新增煤电机组的关系，如果通过鼓励部分符合条件的淘汰煤电机组认定为应急备用机组，充分挖掘电力系统调峰和应急备用能力，可以充分保障电力安全，那么就没有新核准、新建高参数高效率煤电机组的必要。部分现役机组作为战略备用是在我国需求响应能力不足、储能经济性尚未达到临界点、天然气调峰能力还不能保障电网安全的前提下进行的，一旦需求侧管理水平有较大提升，大规模、可较长时间应用的储能技术成熟，那么煤电作为备用电源的历史使命也将逐步退出。因此，有关部门要做好需求响应和储能资源的动态评估和优化。

另外，要加强自备电厂管理，新（扩）建燃煤自备电厂项目（除背压机组和余热、余压、余气利用机组外）要统筹纳入国家依据总量控制制定的火电建设规划，并按程序核准。自备电厂需公平承担社会责任，承担基金和政策性交叉补贴；服从调度安排，参与辅助服务；推进升级改造，淘汰落后机组。

5.4 提升用户的能效水平，加强需求侧管理

电力需求侧管理（简称 DSM），是指通过对终端用户进行负荷管理来引导电力用户的用电方式，以减少高峰用电、平抑价格、消除电网阻塞、提高终端用电效率，优化电力资源配置，提升可再生能源消纳空间，减少电能损耗，提高用电管理水平。在美国需求侧节电量达到全社会用电量的 2%-3%，但在我国这一比例仅为 0.3%，尤其是在电力过剩的宽松环境下，需求侧管理有被边缘化的趋势。因此在“十三五”后期，仍然要继续加强电力需求侧管理，提升能效电量从而减少电力行业煤炭消耗，并有效降低新增发电产能需求。

建议政府有关部门总结北京、苏州、唐山、佛山等电力需求侧管理城市综合试点经验，持续组织电网企业进行电力需求侧管理目标考核，推进各省份电力需求侧管理平台实现

用电在线监测、产业经济运行分析等方面的数字化、网络化、可视化，加强对参与用电直接交易、执行差别电价的重点企业引导。

在当前电力过剩、环保倒逼机制下电能替代受到了空前的重视。在电能替代的推动下，电动汽车等灵活性资源未来在需求侧管理中将发挥巨大作用。但同时快速的电能替代也带来了诸多问题，例如“煤改电”中暴露的补贴和供暖不足的问题等。作为政府和能源主管部门，应当认识到电能替代应是一个长期的自发的过程，受到市场和技术经济等因素的多重影响，不能一味依靠补贴来推动。而在稳步推进电能替代的同时，须着力发掘电力市场化改革中的需求侧资源，充分重视需求响应对优化负荷曲线、保障电力平衡、抑制电源投资不合理增长的功能。建议有关部门尽快把需求响应纳入电力综合资源规划，并逐步提高需求响应资源对满足最大负荷的贡献率要求。以美国为例，各州公用事业委员会普遍以最大负荷 10% 的资源化规模为目标要求电网公司和负荷服务商采购需求响应资源。能源消费革命、着力提高能效是我国能源革命的第一要务，而随着新增负荷越来越多的由三产和居民来贡献，在电力市场改革中充分发掘需求响应与能效潜力，既有迫切的现实需求，也有坚实的实现条件。近中期的需求响应资源可优先从部门负荷可调节的高耗能行业（如钢铁）和空调负荷中挖掘。

5.5 持续深化电力体制改革，加速推进电力市场化建设

我国电力行业许多深层次的问题根本解决之道在于电力市场化改革，因此在“十三五”后期仍要不断总结过去两年的电改经验，破解电改难题和困境，持续深化电力体制改革，加速推进电力市场化建设。

1. 持续优化电力批发市场的顶层设计

电力批发市场构建是电力市场化改革的出发点和归宿，所以电力市场设计目标应围绕以下几点：首先，引导电力系统高效运行。所有市场模式都应保证现有发电资源（以及逐步发展起来的需求侧资源）以“成本最低”的方式得以利用。这其中包含了“经济调度”的原则，基于该原则，电力部门的调度者，以小时为单位尽可能地优先调度运行成本最低（理想情况下也是排放最低）的资源。其次，引导发电设备和其他资源的理性投资和合理淘汰。有效的电力市场应该产生正确的价格信号，以刺激对“正确”资源（即用来支持可靠性和节能减排政策目标的、最具成本效益的资源）的投资。同样地，市场也应发出信号，合理地淘汰过剩和不需要的发电产能，包括不符合政策目标的高污染和

低效率的机组。近年来，电力市场机制建设的国际焦点聚焦如何保证投资决策中将储能和电力需求侧管理等非发电资源与传统电厂同等对待。最后，为发电机组（以及非发电资源）提供合理的补偿，以支持以上两项原则，使发电机组得到足够的激励去有效而灵活地运行，并以合理的方式进行投资或退出。

2. 有序放开发售电价

电力发、售价格市场化是我国电力市场化改革的核心内容，其与“发、用电计划有序放开”是同一件事情，均依赖于电力批发市场的构建及其路径。在发电价格有序放开环节，我国多数地区可实施“三阶段”的改革战略：第一阶段普遍推行有限的“直接交易”，第二阶段建立“强制性电力库”亦即发电企业单向竞争的现货市场，第三阶段走向“双边交易”模式。在近期，可先在部分省间建立联合的“双边交易”市场。

在售电价格有序放开环节，售电侧价格放开不必与电力批发竞争同步，但用户价格须与批发市场价格联动。应按电压等级高低确定售电侧价格放开的对象或范围，基于“合理成本、合理盈利”原则确定保底供电价格，在输、配、售分开核算基础上引入供电公司间的零售竞争，建立适用于售电商的信用和交易保证金制度。

另一方面，我国现行的再生能源支持政策、用户间电价的交叉补贴、随电价征收的政府性基金等，虽不属电价市场化范畴，但均对电价水平及其形成机制有较大影响，进而影响电价市场化的成败。因而，发、售电价格放开必须与之统筹安排。为促进可再生政策与市场化改革相衔接，对风、光等可再生能源应摒弃现行的按资源区分类定价，改为按“定额补贴+当地主力电源平均上网电价”；应妥善处理电价交叉补贴问题，大幅提高阶梯电价第二、三档的价格，以消除工商业用户对居民用户的交叉补贴，建立电力普遍服务基金；另外，随电价征收的可再生能源发展基金应有预算控制，用于“南水北调”、“库区后扶持”的资金应与电价脱钩。

3. 提高可再生能源补贴效率

我国可再生能源补贴规模已达世界之最，然而补贴资金的缺口却持续扩大。“敞口子、大水漫灌式”的粗放补贴方式必须改变。我国可再生能源补贴总量应以“基于责任约束条件下的净社会效应最大化”为原则确定。要尽可能降低政策执行成本，提高补贴资金的使用效率。建立中央与省两级的可再生能源发展基金体系。严控对新建集中式可再生能源发电项目的价格补贴，重点支持以“就近利用”为主的分布式可再生能源发展。

另外，相关电价政策需要调整。要逐步取消对居民用户的交叉补贴，提高居民电价水平，这也是提高补贴资金效率、促进分布式光伏发电健康发展的必要条件之一。要扩大峰谷电价实施范围，体现光伏发电顶峰价值，按发电电模式收取分布式可再生能源系统备用费。建议在输配电价体系中引入接入费，以科学核定可再生能源成本，逐步将可再生能源的财政补贴与其上网电价分离。现行的可再生能源财政补贴与上网电价关联的制度，使可再生能源发电的财政补贴规模不仅取决于可再生能源实际上网的数量，而且还取决于与其自身上网电价火电上网电价的关系。建议随竞争性电力市场建设的推

进，通过竞争性配置项目和降低补贴强度的方式，使可再生能源补贴度过电力市场并轨时期；在电力市场初期，实行市场竞价和价外补贴的方法，鼓励可再生能源进入市场竞争，逐步削减补贴；到了电力市场完善时期，完全取消可再生能源补贴，实现场内公平竞争。



图 4-1 可再生能源补贴随电力市场发展情况的转变

4. 加快推进输配电价改革

一是逐步取消电价交叉补贴，充分收集掌握分电压等级、分用户类型的电价成本分类归集，将发达地区和发电资源富余区域的电价交叉补贴取消，然后推广到全国地区，变“暗补”为“明补”。二是加快出台专用网络以及社会投资增量配电网的输配电价核定办法，确保电价与电网公司输配电价公平性。三是确定跨省线路输配电价水平。跨区跨省电网项目、特高压直流工程、特高压交流工程等资产归属主体复杂的，应按投资单独核定输配电价，促使投资主体主动、准确预估投资规模，将准许收入和输配电价的核定与社会用电量和负荷预测有效结合起来，保证实际营业收入与投资预测收入尽量接近，避免大的偏差影响跨区域线路投资。四是应结合不同地区经济发展实际，适度降低政府性基金征收标准，让利于用户。

5. 建立绿色发展的电价体系

推进绿色发展，需要建立绿色生产和消费的法律制度和政策导向，建立健全绿色低

碳循环发展的经济体系。这种经济体系的建立和完善，不但需要有力的行政性措施，也包括建立可以保障和推动绿色发展的市场信号体系。为了保护环境，我们必须用准入限制、排放标准、环境排放总量控制等行政管理措施，对经济活动的环境影响进行控制和制约。我国的能源价格政策需要充分考虑对绿色发展的支持和方向引导。

目前进行的电力体制改革，引进发电、用电环节的竞争机制，目的是让市场更多地决定价格变化。但我国的电价也须保留一定的规制管理。在电价规制管理中，应进一步考虑绿色发展的政策引导作用。

建立绿色发展的能源价格体系，要认真考虑逐步取消对居民直接消费的电力和热力的交叉补贴。我国还需要逐步引入消费税、环境税等因素，抑制浪费性能源和电力消费，鼓励节能节电，促进资源节约和高效利用，为绿色低碳发展建立更高质量的正确价格信号体系。除了能源电力价格平均水平的政策目标设置以外，价格结构的合理化也是绿色发展价格体系建设的重要内容。差别电价是针对不同用户实施不同电价的常用政策措施。在市场经济中，差别价格其实早就得到广泛应用。对于电价管理而言，可以对需要限制的用户实现高电价，而对鼓励发展的用户适当给予价格优惠。

建议对高耗能高排放行业进行引导，使之提高能效、优化结构、降低使用的强度。我国已经对若干种高能耗高排放的产品生产行业用电实行了差别电价，用高于其它工业的电价对这些行业施加限制。对一些淘汰和限制类的企业用电，实行更高的差别电价。但近年来由于电力供应能力有所富余，这些政策的具体实行有所放松，没有得到严格执行，面对经济下行压力，有些地方以降电价之名给予高耗能行业优惠，促进其发展。在计划体制向市场体制并轨转轨时期，政府可以通过行政手段对电价进行调整从而兼顾各行业发展、保持经济增长，一旦市场初步建立，电价就由市场决定，并受到碳市场、资源税的影响。

用峰谷差别电价引导消费，是错峰填谷，降低供电整体成本，节约资源，高效用电的有效做法。在峰荷压力大的地区，可以进一步增大电价的峰谷差，会更有力度地引导用户合理调整用电时间，使社会资源利用效率提高。

从电价总体水平的目标设定，到差别电价，阶梯电价的合理设定，加强区别实施力度，都可以做大量完善和改进。最近，国家发展改革委推出的《关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见》，包括了取消不合理电价补贴，加强差别和阶梯电价实施力度等措施。同时鼓励地方根据本地实际情况，采取比国家更为严厉的差别力度。

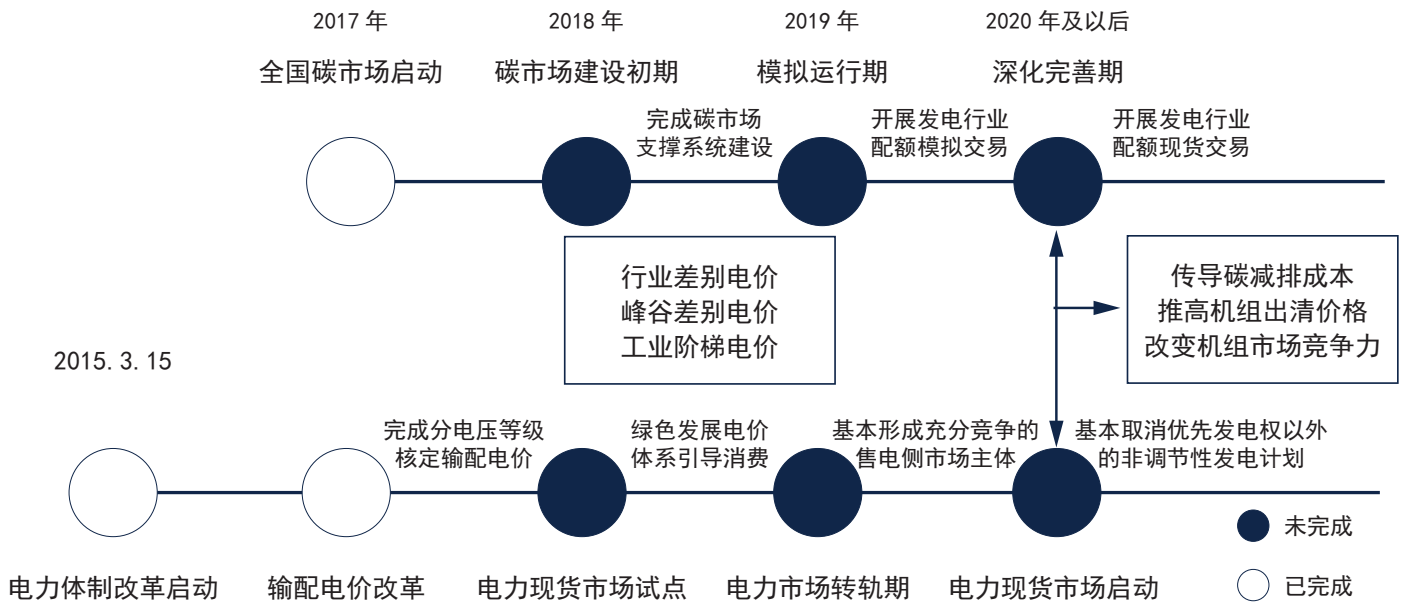


图 4-2 碳市场与电力市场不同时期的对应情况

我国目前处在在电力市场转轨并轨时期，应继续推行绿色发展电价体系引导消费，行业差别电价可以引导对高耗能产业结构升级调整；峰谷差别电价有助于调节负荷，降低整体供电成本；工业阶梯电价可以鼓励企业进行节能改造和节能管理。电力现货市场建成后，碳市场基本进入深化完善期，环境约束下的碳成本内化后机组边际成本将发生改变，不同机组的市场竞争力也将发生变化，有助于推动落后产能退出市场，促进低碳能源发展。

6. 加强电力市场监管，创新监管措施和手段

最重要的是要理顺电力监管部门与其他政府部门的关系，实行集中统一监管，合理规划中央与地方的监管权限，构建纵向电力监管体系。准确界定电力监管的职能边界，凡是市场能够解决的，就要毫不犹豫地交给市场解决。只有当市场机制不能实现资源的有效配置，即出现市场失灵的情况下，政府才有必要通过监管的方式对市场进行干预以矫正和改善市场机制存在的缺陷，引导资源配置。就电力产业而言，存在市场失灵、需要进行监管的主要领域是输配电等自然垄断环节、电力市场交易行为和电力安全、环保及普遍服务等问题。

要做好事前监管，开展现场监管，第一时间对市场异常行为进行掌控。立足事后监管，开展重点专项监管和问题监管，发现和处理交易中存在的突出问题。采取多层次监管措施，

加大市场监管力度，对于监管中发现的问题，要根据行为性质和对市场的影响后果分类处理。完善信用监管体系，发挥联合惩戒作用，建立完善纵向到底、横向到边的市场主体信用评价制度。探索从现场监管为主，向非现场监管为主转型，建立非现场监管信息系统和技术手段，以及非现场监管的指标体系和工作机制。另外，有关部门必须创新电力监管工作理念，完善电力监管组织体系，健全电力监管法律体系，引入第三方机构协助进行市场监测和分析，不断提升电力市场监管能力。

其次，能源政策与环境政策密不可分。每种政策的有效性和成本效益取决于对两者的综合考虑。例如，只关注末端排放（比如烟囱）的环境政策可能会有效减少地方空气污染，但其不利影响是会产生更多温室气体排放（因为对烟囱排放的控制降低了工厂生产环节的能源效率）。但是，结合采用一些互补的、往往更加经济的降低空气污染的方法——即通过加大对终端能效和可再生能源的投资，让它成为多种污染物减排战略的有机组成部分，不仅可以改善公众健康，同时也为企业节省了成本。同样，要求电力规划部门设计最大限度地降低系统成本、同时减少排放的能源政策，将会促进新能源技术的创新与进步。

7. 加快电力现货市场建设，引导负荷与发电在空间与时间上均衡分布

以现货市场形成的分时电价，要引导用户以友好的用电行为消纳新能源发电，促进我国能源结构清洁转型；要引导用户以友好的用电方式提升发输配电资产的利用率。现货市场形成的分区价格要能够调节电力供求在空间上的合理布局，有利于电网的安全。要以现货市场的分时节点价格和辅助服务价格，引导电力需求侧响应和储能产业发展。没有现货市场的价格就没有智能电网的互动，智能电网技术价值难以实现。

近期推动电力现货市场建设，要重视以下三方面工作：一是要尽快完成我国电力市场规划，至少要明确回答某省是否适合建设电力现货市场和该电力现货市场的地理边界在哪里的问题；二是要全力推动电力现货试点，指定电力现货市场建设试点的牵头部门，并给予足够授权，务求其在试点过程中可以对涉及电力现货市场试点的全领域、全流程工作进行拍板，同时承担相应责任，其他部门须积极配合牵头部门；三是建立电力现货市场试点的考核与追责制度，避免出现对试点工作既不反对、也不落实的情况出现。

8. 逐步推广发电侧容量电价

在没有建立辅助服务市场的电力市场中，由于不同类型的发电机组在电网中的作用不同，发电成本也不同，为了使不同类型的发电机组都能够得到合理的成本补偿和投资回报，应该按照发电机组的类型分类制定容量电价。容量电价一旦独立出来，则电价传导可更加清晰顺畅，使得电价调整更为精准，更好地反映生产成本和供需信号。

我国标杆电价的出发点主要是为火电平均建造成本设置标杆，旨在为容量投资设定长期价格信号，但又采取的是一部制电量电价的形式，由于燃、运成本这些年在不断变动，且变化幅度较大，使得标杆电价不得不承担起“煤电联动”的重任而不断变动，导致这一电价机制的假定前提已经不存在。如果发电容量电价独立，则电力平衡的责任主体与



发电容量的购买主体相统一，这有利于增强发电侧电力市场的竞争性，为发电商（或潜在发电商）提供准确的市场信息，使电力项目投资更加理性，简化市场规则和便于操作。

建议在发电侧推广两部制电价，将电价分解为容量电价和电量电价两部分，其中容量电价是按照设备容量的固定成本通过容量采购竞争机制来确定，且不同电源应根据其技术特性、容量贡献、实际运行绩效来差异化确定其容量价值，容量拍卖还应与灵活性资源配置有机结合起来，以保障中长期电力系统高比例可再生能源发展的需要；电量电价是按照边际成本原则通过市场竞争形成。

5.6 综合考虑补贴缺口、平价上网等因素，合理调整可再生能源规划目标

“十三五”电力规划提出的风电 2.1 亿千瓦、太阳能 1.1 亿千瓦装机目标不能指导行业健康发展。建议风电规划目标由 2.1 亿千瓦小幅提升至 2.3 亿千瓦；光伏目标根据实际进展调整为 2.7 亿千瓦。

截止至 2017 年我国可再生能源补贴缺口已达 1000 亿元。虽然国家能源局在 2017 年陆续印发了《开展风电平价上网示范工作的通知》和《2018 年光伏发电项目价格政策的通知》下调了可再生能源的补贴政策，但是如果可再生能源装机无序增长，补贴资金缺口将继续扩大。因此，上调规划目标必须建立在可再生能源基金亏空不进一步扩大、有利于倒逼平价上网的前提下实现。应采取竞争性方式配制项目，以不补贴或者少补贴方式实现可再生能源上网。2017 年来风机和光伏组件价格有较大幅度的下调，特别是 531 光伏新政以来光伏组件出货价格连续下调，应该是技术进步和市场竞争的共同作用。在此前提下，可再生能源技术进步完全可支撑 2018 年下半年及之后的风光发电项目进一步向平价上网逼近，而最终实现平价上网的关键是清理不合理收费、规范非技术成本，并进一步用绿色金融机制降低可再生能源项目的融资成本^[21]。

当前，可再生能源配额制已第三次征求意见。由于协调各利益主体难度很大，配额制文件的思路也数易其稿，大大延迟了配额制出台的进度。另外，化石能源外部成本内部化工作刚刚启动，全国碳市场运行和形成能够反应边际社会减排成本的碳价仍需较长时间。因此，在电力市场化加速推进的背景下，尽快推出可再生能源配额制的政策必要性毋庸置疑。在当前的综合形势下，配额制可能会：1) 增加终端工商业用户的电能成本

负担。实际上在第三版的征求意见稿里，核心的政策诉求已由配额、不履约惩罚加可再生能源证书交易回归配额约束本身，这一担忧已不是问题。2) 电网企业落实经营区配额实施责任过程中增加的投资与运行成本如何回收与分担的问题。例如，电网公司积极配额分布式光伏、分散式风电的发展需要加大配电网升级改造力度，同时造成了配电资产利用率降低、售电收入受损；接入可再生能源的输电线路容量利用率低、资产回报率低等现实问题，有关部门应切实给予回应，并在电网公司输配电价监审中恰当考虑。建议妥善解决好上述问题，尽快推动配额制落地。

参考文献

- [1] 中国电力企业联合会 .2018 年全国电力工业运行简况 .2018
<http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/gongxufenxi/dianliyunningjiankuang/2018-05-21/180764.html>
- [2] 能源新闻 .2018 年一季度全国发电量 1.57 万亿千瓦时，同比增长 10%.2018
<http://www.in-en.com/data/html/energy-2231639.shtml>
- [3] 国家统计局 .4 月份国民经济运行总体平稳 .2018
http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/201805/t20180515_1599268.html
- [4] 电力规划设计总院 . 中国电力发展报告 2017.2018
- [5] 中国电力企业联合会 . 中国煤电清洁发展报告 .2017
- [6] 中国电力企业联合会 . 中国电力行业年度发展报告 2016.2016
- [7] World Nuclear Association. Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources. 2011
- [8] 北极星电力网 . 关注电力体制改革整体进展分析 .2017
<http://news.bjx.com.cn/html/20171212/866987.shtml>
- [9] 中国电力企业联合会 .2017 年度电力市场交易信息发布 .2018
<http://www.cec.org.cn/zdlhuiyuandongtai/dianwang/2018-02-08/177869.html>
- [10] 刘刚 . 新一轮电力体制改革道路探索 .2018
- [11] 国际能源网 . 超 250 万千瓦！ 2018 年各省煤电行业等去产能目标任务 .2018
<http://www.in-en.com/article/html/energy-2266239.shtml>
- [12] 绿色和平，塞拉俱乐部，全球煤炭网络 . 繁荣与衰落 2018：追踪全球燃煤发电厂 (Boom and Bust 2018: Tracking The Global Coal Plant Pipeline).2018
- [13] 国家发改委 . 关于深入推进供给侧结构性改革做好新形势下电力需求侧管理工作的通知 .2017
http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/gfxwj/201709/t20170926_861646.html?from=message&isappinstall=0

- [14] 北极星电力网 . 全球煤炭消费重心转向亚洲 [EB/OL].2017
<http://news.bjx.com.cn/html/20170411/819520.shtml>
- [15] 中国环境网 . 全球首个化石燃料撤资立法将出台 : 爱尔兰向 “净零碳经济” 看齐 [EB/OL].2017
http://www.cenews.com.cn/xwzx2013/word/201702/t20170221_822527.html
- [16] 全球能源互联网发展合作组织 . 欧洲超半数煤电厂亏损 [EB/OL].2017
http://www.geidco.org/html/qqnynhlw/col2017080743/2017-12/19/20171219150706467858840_1.html
- [17] The guardian. Big four banks distance themselves from Adani coalmine as Westpac rules out loan[EB/OL].2017
<https://www.theguardian.com/environment/2017/apr/28/big-four-banks-all-refuse-to-fund-adani-coalmine-after-westpac-rules-out-loan>
- [18] Powering Past Coal Alliance. Ten new Powering Past Coal Alliance members announced at Global Climate Action Summit ,2018 <https://poweringpastcoal.org/news/member-news/new-powering-past-coal--members-global-climate-action-summit>
- [19] 新华网 . 弃煤电推动节能环保 , 德国能源转型拉开序幕 [EB/OL].2019 http://www.xinhuanet.com/fortune/2019-02/16/c_1124122024.htm
- [20] 北极星电力网 . 23 个国家和地区正逐步淘汰煤电 近 5000 亿美元资产已撤出 [EB/OL].2017
<http://news.bjx.com.cn/html/20171031/858359-4.shtml>
- [21] 中国电力新闻网 , 张栋钧 . 华北电力大学 : “风光” 迎平价上网时代 . 2018 http://www.cpn.com.cn/2014xny/jrjd/201808/t20180815_1085155.html

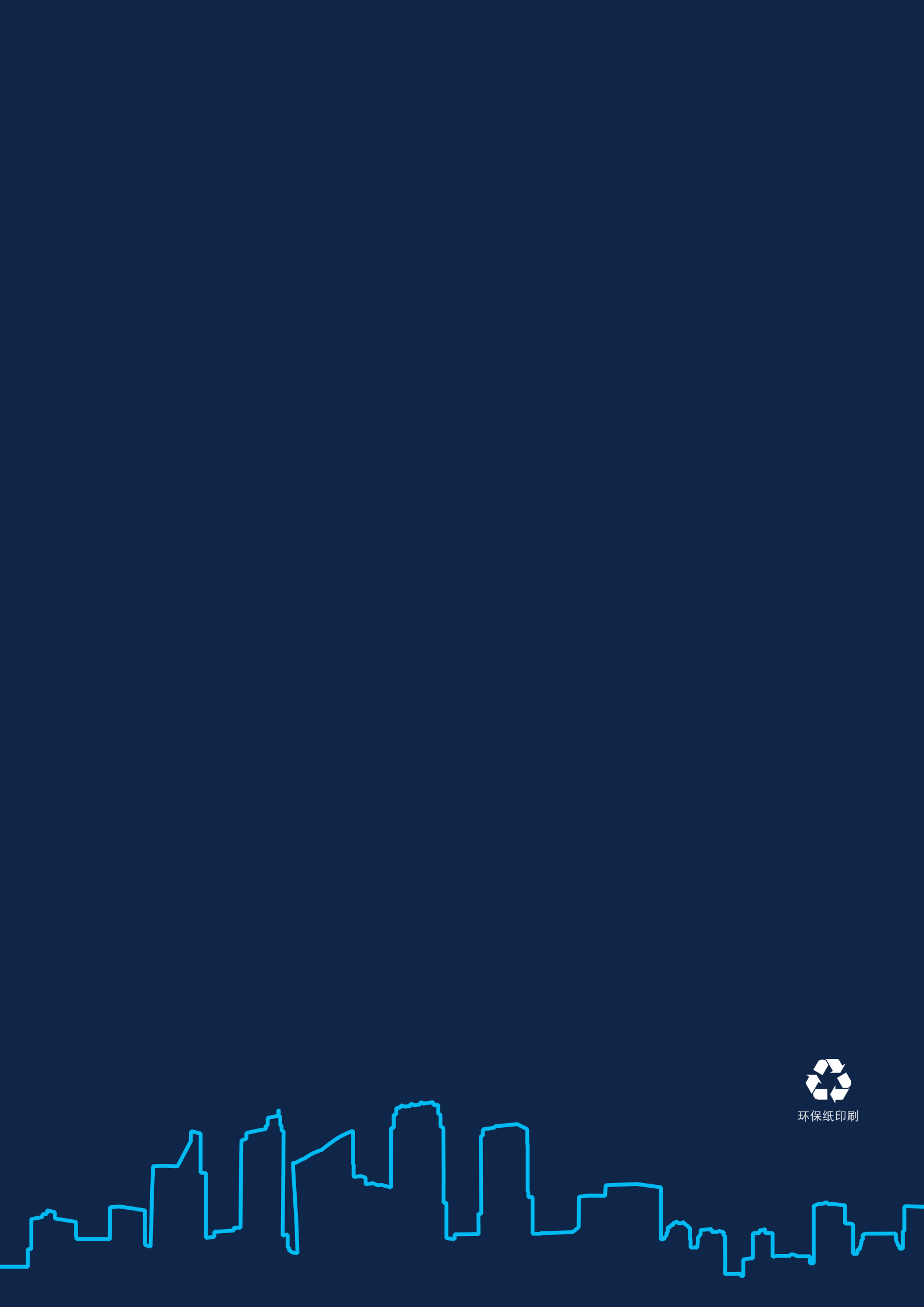
.....

上接封二

- 《煤炭消费总量控制目标的协同效应》
- 《城市煤炭总量控制方案政策和案例研究》
- 《省域温室气体总量控制与煤炭总量控制相互作用分析》
- 《碳排放控制与煤炭消费总量控制的约束及相互影响》
- 《建筑领域煤炭（电力）消费总量控制研究》
- 《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》
- 《煤炭消费减量化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》

更多报告 请访问中国煤控研究项目网站：

<http://coalcap.nrdc.cn/>



环保纸印刷