



能源与电力分析年度报告系列

2017

中国电源发展 分析报告

国网能源研究院 编著



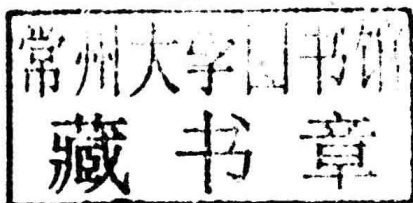
中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS



能源与电力分析年度报告系列

2017

中国电源发展 分析报告



国网能源研究院 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

《中国电源发展分析报告》是能源与电力分析年度报告系列之一。本报告分析了2016年我国发电能源与电源发展状况；汇总了电源投资和发电企业运营情况，梳理了2016年电源发展相关重大政策，分析了政策出台的背景以及相关影响；预测了2017年电力、煤炭、天然气供需及水电基地来水情况；探讨了电源发展热点问题，主要包括煤电去产能、新能源消纳、东北调峰市场建设、电力在能源转型中的贡献分析等。

本报告可供我国能源及电力工业发展相关政府部门、企业及研究单位的有关人员参考使用。

图书在版编目 (CIP) 数据

中国电源发展分析报告. 2017/国网能源研究院编著. —北京：中国电力出版社，2017. 8

(能源与电力分析年度报告系列)

ISBN 978 - 7 - 5198 - 1057 - 3

I. ①中… II. ①国… III. ①电能—研究报告—中国—2017 IV. ①F426. 61

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2017) 第 187334 号

出版发行：中国电力出版社

地 址：北京市东城区北京站西街 19 号（邮政编码 100005）

网 址：<http://www.cepp.sgcc.com.cn>

责任编辑：刘汝青 李文娟（010-63412382）

责任校对：常燕昆

装帧设计：王英磊 赵姗姗

责任印制：蔺义舟

印 刷：三河市百盛印装有限公司

版 次：2017 年 8 月第一版

印 次：2017 年 8 月北京第一次印刷

开 本：700 毫米×1000 毫米 16 开本

印 张：10

字 数：118 千字

印 数：0001—2000 册

定 价：50.00 元

版 权 专 有 侵 权 必 究

本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

能源与电力分析年度报告

编 委 会

主 任	张运洲						
委 员	蒋莉萍	柴高峰	李伟阳	李连存	张 全	王耀华	
	牛忠宝	郑厚清	单葆国	郑海峰	鲁 刚	马 莉	
	韩新阳	李琼慧	张 勇	李成仁			

《中国电源发展分析报告》

编 写 组

组 长	王耀华						
副组长	栗 楠	金艳鸣					
成 员	谭 雪	赵秋莉	弭 轍	焦冰琦	冯君淑	傅观君	
	王晓晨	元 博	闫晓卿	张富强	刘 俊	张晋芳	
	伍声宇	郑 宽	华 龙	刘永奇	李泽宇	李 群	
	张弘鹏						

前 言

国网能源研究院多年来持续跟踪我国煤炭、天然气等发电能源供需、电源建设与节能环保发展、发电能源与电源发展热点问题，开展发电能源供需与电源发展形势预测、中长期电源发展规划研究等，形成年度系列分析报告，为政府部门、电力企业和社会各界提供了有价值的决策参考和信息。

在能源与电力分析年度报告系列中，本报告侧重于发电能源供需与电源发展状况分析、电源及发电能源政策及年度热点问题分析。与以往相比，本报告增加了电源投资及发电企业运营分析章节，同时在能源电源发展政策方面围绕年度热点，按照电源规划建设投产时序进行分类，并对政策出台背景和影响进行初步分析。

本报告共分为6章。第1、2章主要对2016年我国发电能源与电源发展状况进行了分析；第3章介绍了电源建设投资、发电工程造价和发电企业运营情况；第4章对2016年电源发展相关重大政策进行了梳理，分析了政策出台的背景；第5章对2017年电力、煤炭、天然气供需及水电基地来水情况进行预测；第6章探讨了我国电源行业热点问题及影响，主要包括煤电去产能、新能源消纳、东北调峰市场建设和电力行业在能源转型中的贡献等。

本报告概述部分由栗楠主笔，第1章由赵秋莉主笔，第2章由弭轍、焦冰琦、王晓晨主笔，第3章由金艳鸣主笔，第4章由

此为试读，需要完整PDF请访问：www.ertongbook.com

栗楠、谭雪、元博主笔，第5章由焦冰琦主笔，第6章由冯君淑、傅观君、闫晓卿主笔。全书由王耀华、金艳鸣、栗楠统稿，刘俊、张富强、张晋芳校核。

在本报告的编写过程中，得到了能源、电力领域多位专家的悉心指导，在此表示衷心感谢！

限于作者水平，虽然对书稿进行了反复研究推敲，但难免仍会存在疏漏与不足之处，恳请读者谅解并批评指正！

编 著 者

2017年6月

目 录

前言

概述 1

1 2016 年发电能源发展状况 7

1.1 总体情况 7

1.2 煤炭 10

1.2.1 煤炭消费 10

1.2.2 煤炭生产 14

1.2.3 煤炭进出口 16

1.2.4 煤炭价格 17

1.2.5 煤炭运输 19

1.3 天然气 21

1.3.1 天然气消费 21

1.3.2 天然气供应 23

1.3.3 天然气价格 25

1.3.4 天然气储运 26

1.4 可再生能源资源情况 27

1.4.1 来水情况 27

1.4.2 来风情况 27

1.4.3 太阳能光照情况 28

2 2016 年电源发展状况 30

2.1 电源建设发展状况	30
2.1.1 总体情况	30
2.1.2 火电建设	34
2.1.3 水电建设	36
2.1.4 核电建设	38
2.1.5 风电建设	40
2.1.6 太阳能发电建设	42
2.2 电力生产发展状况	44
2.2.1 全年发电量	44
2.2.2 发电设备利用小时数	48
2.2.3 电力电量平衡情况	49
2.3 发电节能与环保	52
2.3.1 能耗水平	52
2.3.2 环保水平	52
2.4 发电技术进步	54
2.4.1 火电技术	54
2.4.2 核电技术	54
2.4.3 风电技术	55
2.4.4 光热技术	56

3 2016 年电源投资及发电企业运营情况 57

3.1 电源建设投资	57
3.2 发电工程造价	59
3.2.1 燃煤发电工程	59

3.2.2	水电工程	60
3.2.3	天然气发电工程	61
3.2.4	风电工程	62
3.2.5	太阳能发电工程	64
3.3	发电企业运营情况	65
3.3.1	企业概况	65
3.3.2	五大发电集团	68
3.3.3	上市公司	72

4 2016 年电源发展政策 79

4.1	“十三五”能源电力规划	79
4.1.1	总体情况	79
4.1.2	能源发展格局特点	81
4.1.3	电力发展格局特点	83
4.2	电源核准建设政策	84
4.2.1	煤电	85
4.2.2	新能源	92
4.3	电源改造升级政策	97
4.4	价格与财税政策	101
4.5	可再生能源消纳政策	106

5 2017 年电力和发电能源供需预测 115

5.1	2017 年电力供需预测	115
5.2	2017 年发电能源供需预测	119
5.2.1	电煤供需预测	119
5.2.2	发电天然气供需预测	122

5.2.3 发电来水预测	123
--------------------	-----

6 电源发展热点问题分析	125
---------------------------	------------

6.1 煤电去产能	125
6.1.1 形势及政策要求	125
6.1.2 影响分析	126
6.1.3 相关建议	128
6.2 新能源消纳	129
6.2.1 当前新能源消纳存在的问题	129
6.2.2 新能源消纳关键影响因素	130
6.2.3 促进新能源发展的措施	132
6.3 东北调峰市场建设	135
6.3.1 市场简介	136
6.3.2 实施效果	139
6.3.3 市场影响及启示	140
6.4 电力行业在能源转型中的贡献分析	140
6.4.1 我国能源转型目标解读	141
6.4.2 电力对实现能源转型目标的作用	142
6.4.3 未来非化石能源发电发展路径	144

附录 “十三五” 规划中各类电源发展方向和目标	147
-------------------------------	-----

参考文献	149
------------	-----

概 述

“十三五”开局之年，我国经济运行平稳，供给侧结构性改革持续推进。全年能源消费量增长较缓，能源消费结构持续优化。发电用煤和发电用气量均有所增加，发电能源占一次能源消费比重同比提高。全年降水偏多，全年平均风速接近多年均值，光照辐射总体低于多年均值。全年新增装机规模与电源完成投资同比下降，新增装机以清洁能源为主；新增发电量同比增加。

（一）能源概况

能源消费总量增速回升，发电能源占比继续提高，发电用能增速明显大于能源消费总量增速，2016 年全国^①一次能源消费总量 43.6 亿 t 标准煤，同比增长 1.4%；发电能源消费总量 17.8 亿 t 标准煤^②，同比增长 6.0%；发电能源占能源消费总量的比重不断提高，首次超过 40%。

清洁能源^③占比提高，发电能源结构与能源消费结构同步优化。从能源消费来看，2016 年我国清洁能源消费量约为 6 亿 t 标准煤，占比达 13.8%，同比上升 1.7 个百分点。从发电能源消费来看，2016 年我国清洁能源发电量折算为 11.6 亿 t 标准煤，占发电能源比重约为 31.7%，同比上升 2 个百分点。

① 本报告全国统计数据不含港澳台。

② 按照 2016 年发电量×2016 年发电煤耗折算而来。

③ 本报告所指清洁能源主要包括核能和可再生能源（水、风、光等）。

煤炭消费量持续下降，煤炭消费方式的转变使发电用煤量和占比均有所提高。2016年，全国煤炭消费量约37.8亿t，同比下降4.7%；发电用煤消费量18.8亿t，同比增长2.2%；发电用煤量占煤炭消费总量的比重提高到49.7%，同比上升3.3个百分点。

天然气消费量小幅回升，发电用气量和占比均有所增长。2016年全国天然气消费量2058亿m³，同比增长6.6%；天然气发电用气量达349亿m³，同比增加18.7%；发电用气占天然气消费总量的比重达17.0%，同比增加1.8个百分点。

（二）电源发展情况

新增装机规模同比下降，清洁能源占新增装机比例首次超过50%。2016年，我国新增装机1.2亿kW，同比下降20.5%，其中清洁能源7115万kW，占新增总装机的57.1%。截至2016年底，全国发电装机达到16.46亿kW，同比增长8.2%。其中，火电依然占据主导地位，占总装机的比重为64%。清洁能源发展迅速，风电装机达到1.5亿kW，同比增长13.2%；太阳能发电装机达到0.8亿kW，同比增长81.6%。

全年发电量增速有所回升，清洁能源发电量占比提高。2016年全国累计完成发电量59897亿kW·h，同比增长5.2%。其中，火电发电量占全部发电量的71.6%，同比下降2.1个百分点；核、水、风、光等清洁能源发电量占全部发电量的28.4%。从发电量类型来看，太阳能发电量增速最快，为72.0%；从地区分布来看，华东地区发电量增速最快，为7.1%。

（三）2016年电源投资及发电企业运营情况

全国电源投资增速放缓，清洁能源发电投资下降。受电力需求放缓、煤电去产能以及新能源消纳受阻等多方面因素影响，2016年电力投资增长趋缓，全国电力工程建设完成投资8855亿元，其中电源

工程建设投资占全国电力工程建设完成投资总额的 38.7%，比上年下降 7.2 个百分点。水电、核电、风电投资分别为 612 亿、506 亿、896 亿元，比上年投资分别下降 22.4%、10.5% 和 25.3%。

火电、风电、太阳能发电单位造价均有所降低，水电单位造价差异较大。受建材价格水平回落等因素影响，2015 年不同容量等级燃煤发电新建工程单位造价均有所下降，其中 2×35 万 kW 超临界燃煤机组降幅最大，为 3875 元/kW；随着太阳能发电技术等不断成熟，其单位造价水平不断走低，2015 年光伏电站项目平均单位造价为 8225 元/kW；风电机组单位造价下降到 7500 元/kW 左右，陆上风电单位造价已处于世界最低水平；由于容量等级、地理条件、功能划分等因素的不同，水电工程单位造价差异较大，从 8000 元/kW 到 19 000 元/kW 不等。

火电企业利润水平总体下滑。受上网电价下调、煤价上涨、发电利用小时数下降等多方面因素影响，火电行业盈利能力大幅下降；五大发电上市公司仅国电电力净利润略有上升，华能国际、华电国际、大唐发电和中国电力净利润均大幅下滑，地方发电集团的上市公司也普遍出现净利润下滑。

（四）2016 年电源发展政策要点

2016 年，我国相继出台能源总体规划《能源发展“十三五”规划》和 14 个能源领域的专项规划，明确了“十三五”能源电力发展目标。为逐步构建以低碳、清洁能源为主体的新型能源系统，围绕“调整存量，做优增量”的能源转型发展思路，我国在电源核准建设、改造升级可再生能源消纳等方面出台了一系列政策。

电源核准建设方面：通过建立煤电风险预警机制、取消不具备核准条件的煤电项目等措施调整煤电建设时序，通过进一步淘汰能耗高、污染重的火电机组加快煤电去产能进程，提高存量煤电项目利用

效率；通过建立风电投资监测预警机制和限定各省（区、市）风电开发建设规模严控风电建设时序，优化风电布局；通过限定各省（区、市）光伏开发建设规模、鼓励建立竞争性方式配置光伏电站等措施控制光伏建设时序，提高光伏发电技术竞争力。

煤电改造升级方面：一方面通过灵活性改造，提高火电调峰深度，促进煤电机组由提供电力、电量的主体性电源向提供可靠电力、调峰调频能力的基础性电源转变；另一方面推行更严格能效环保标准，降低供电煤耗和污染排放，打造高效清洁可持续发展的煤电产业。

电源财税和价格方面：进一步完善煤电联动机制，明确基准煤价、基准电价和上网电价的调价公式，以应对煤价波动过大，缓解煤、电价格矛盾突出问题；对于集中式风电和光伏发电，顺应发电成本下降，下调风电和光伏发电的上网电价；对于分布式光伏发电和光热发电，出台相关财税和价格政策鼓励新兴产业发展。

可再生能源消纳方面：在消费侧，提出发电配额开发利用目标引导制，提高可再生能源消费比重；在调度和交易侧，结合市场竞争机制，落实优先发电制度和全额保障性收购制度，促进可再生能源电力多发满发；在电源侧，通过积极建立辅助服务市场，挖掘电力系统接纳可再生能源的潜力，为可再生能源发电提供调峰支撑。

（五）2017 年电力和发电能源预测

新增装机约 1.2 亿 kW，清洁能源装机占比过半。预计 2017 年底全国装机容量将达到 17.7 亿 kW 左右，新增发电装机容量约 1.2 亿 kW，其中清洁能源新增 6631 万 kW，占新增装机的 54%。2017 年全国电力供需形势总体宽松。

电煤供需总体平衡，天然气季节性供需矛盾仍然存在。受去产能、去库存以及电能替代等多方面因素影响，预计 2017 年煤炭需求

稳中有降，落后产能加速淘汰，先进产能得到有效释放，煤炭市场供需总体平衡，电煤供需形势由 2016 年下半年平衡偏紧转为总体平衡。受电力“十三五”规划目标引导，发电用气市场还有很大发展空间，预计天然气消费量增速回升，但受储气调峰能力不足影响，季节性供需矛盾仍未能得到缓解。

（六）电源发展热点问题

在国家“去产能”“调结构”发展思路下，产业结构调整、能源低碳化转型成为电力发展重点目标。煤电去产能、新能源消纳和东北调峰市场建设、煤电峰值研判和电力行业对能源转型的贡献等成为年度电源发展热点议题，对电力行业发展带来重要影响。

煤电去产能：我国煤电存量规模大、核准项目多，产能过剩风险突出，推进煤电去产能，是降低电力供应冗余、提升电源利用效率的关键。近年来，煤电利用小时数连续下降，煤电产能过剩风险凸显，通过“取消一批、缓核一批、缓建一批”等措施，有望适当放缓煤电项目建设速度，缓解我国电力供应结构性过剩局面。煤电去产能是降低电力供应冗余、提升电源利用效率的关键，也是实现 2020 年清洁能源发展目标的重要手段。

新能源消纳：针对弃风弃光问题，技术上要在“源—网—荷”方面协调突破，政策上要营造有利于新能源消纳的体制，调度上要加强预测、优化运行方式。具体来说，在电源侧，通过提高电源调节能力，提供更多调峰容量配合新能源消纳；在电网侧，通过扩大电网覆盖范围，充分利用区域间互济能力；在负荷侧，通过实施需求侧响应和电能替代，增加新能源消纳空间；在政策市场机制方面，发展完善有利于源—网—荷协调发展的产业政策和新能源大范围优化配置的市场机制；在调度运行方面，提高新能源出力预测精度、优化高比例新能源运行控制手段和跨区通道的运行方式。总体而言，需要针对地区

弃风、弃光原因进行综合施策、协同配套、形成合力，提高新能源利用效率。

东北调峰市场建设：东北作为国内首次开展的调峰辅助服务市场建设试点，有效提高了风电接纳能力，在新能源消纳方面给出了较好的示范。东北辅助服务市场旨在确保电力安全、供热安全的前提下，破解由于调峰导致的弃风限电难题。试点引入了市场价格机制，除组织双边交易外，采用“阶梯式”报价方式，参与市场成员扩大为发电厂与电力用户，交易品种也相应丰富，而且将风电、核电与火电一起纳入调峰补偿主体，按照负荷率高低进行“阶梯式”补偿分摊。试点后提高风电接纳能力 200 万 kW，促进风电消纳作用明显；风电年利用小时数的显著提高，风电企业总体受益明显。

电力行业对能源转型的贡献：未来我国电源结构也将进一步向清洁化方向发展，为能源结构的优化调整提供支撑，电力对能源转型的贡献达到 88% 以上。根据未来一次能源消费结构预测结果，2020、2030 年非化石能源利用量分别达到 7.5 亿、12.0 亿 t 标准煤，其中转换为电力的非化石能源为 6.6 亿、10.5 亿 t 标准煤，非化石能源转换为电力的比例均达到 88% 左右。到 2020 年，非化石能源发电装机比重、非化石能源发电量比重和非水可再生能源发电量比重分别为 37%、31% 和 9%；到 2030 年，三项指标分别提高至 47%、40% 和 17%。“电能替代”的实施是提高终端能源清洁化水平的重要途径，2020、2030 年电能占终端能源消费比重将可达到 28%、32% 以上。

2016 年发电能源发展状况

2016 年,我国能源消费总量持续低速增长,煤炭消费量和产量平稳下降,进口量快速增长,价格明显上涨,发运量稳步回升;天然气市场化改革稳步推进,天然气消费量和产量保持增长,进口量大幅提升。全国降水量创历史新高,陆地平均风速略偏高,光照辐射总体略偏低,地区间风速和光照辐射强度仍保持较大差异。

2016 年,我国发电用能增速上涨明显,发电用能占一次能源消费比重创“十一五”以来新高。发电能源结构进一步优化,天然气发电量和清洁能源发电量占比不断提升,煤炭发电量占比持续下降。

1.1 总体情况

根据 2016 年国民经济和社会发展统计公报,全国一次能源消费总量 43.6 亿 t 标准煤,同比增长 1.4%,增速较上年有所提高,如图 1-1 所示。其中,清洁能源消费占比达 13.8%,同比上升 1.7 个百分点。煤炭消费量 27.0 亿 t 标准煤^①,占一次能源消费总量的 61.9%,同比下降 2.1 个百分点;石油消费量折 7.9 亿 t 标准煤^②,占比 18.1%,与上年持平;天然气消费量折 2.7 亿 t 标准煤^③,占比

① 根据原煤消费量 37.8 亿 t,按照原煤折标准煤系数 0.7143 进行折算。

② 根据石油消费量 5.6 亿 t,按照原油折标准煤系数 1.4286 进行折算。

③ 根据天然气消费量 2058 亿 m³,按照天然气折标准煤系数 1.33 进行折算。