

图 5 2016—2019 年全国风电弃电量及发电利用率变化

Fig. 5 Variations of curtailment and generation utilization of wind power of China during 2016—2019

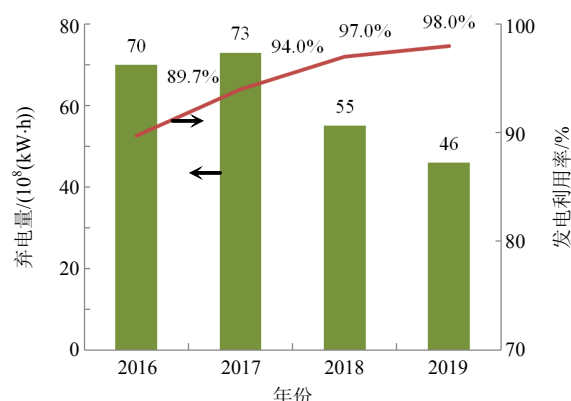


图 6 2016—2019 年全国光伏发电弃电量及发电利用率变化

Fig. 6 Variations of curtailment and generation utilization of photovoltaic power of China during 2016—2019

## 1.1.3 价格补贴

新能源经历了招标和审批电价“双轨制”、固定上网电价、无补贴平价上网的转变过程。2009 年以前，我国新能源以招标电价和政府审批电价为主。2009 年，我国开始实施风电固定上网电价制度；2011 年，我国开始实施光伏发电固定上网电价制度。随后，国家能源主管部门连续 5 次、8 次下调风电和光伏发电的上网标杆电价，详见表 1、2

表 1 我国陆上风电标杆电价/指导电价变化情况

Tab. 1 Changes of China's onshore wind power benchmark price/guidance price

年份	标杆电价/指导电价/(元/(kW·h))			
	I 类	II 类	III 类	IV 类
2009—2014	0.51	0.54	0.58	0.61
2015	0.49	0.52	0.56	0.61
2016—2017	0.47	0.50	0.54	0.60
2018	0.40	0.45	0.49	0.57
2019	0.34	0.39	0.43	0.52
2020	0.29	0.34	0.38	0.47
2021	平价上网			

表 2 我国光伏发电标杆电价/指导电价变化情况

Tab. 2 Changes of China's photovoltaic power benchmark price/guidance price

年份	标杆电价/指导电价/(元/(kW·h))		
	I 类	II 类	III 类
2011	1.15	1.15	1.15
2012—2013	1.00	1.00	1.00
2013—2015	0.90	0.95	1.00
2016	0.80	0.88	0.98
2017	0.65	0.75	0.85
2018.5.31 前	0.55	0.65	0.75
2018.5.31—2019.7.1	0.50	0.60	0.70
2019.7.1—2020.6.1	0.40	0.45	0.55
2020.6.1 后	0.35	0.40	0.49

所示。2019 年起，我国新能源发展逐步进入“后补贴”阶段，通过将新增陆上风电、光伏电站、工商业分布式光伏发电固定上网电价改为指导价、实施竞争性配置方式配置新增风光发电项目，加速新能源补贴退坡。陆上新增风电 2021 年全面将实现平价上网；新增海上风电和光热项目 2022 年起不再纳入中央财政补贴范围。

## 1.1.4 技术进步

随着新能源发电技术不断进步，发电项目建设成本不断下降。2018 年，我国陆上风电投资成本为 7762 元/kW，较 2010 年下降了 19%。2018 年，我国光伏电站装机投资成本为 5817 元/kW，较 2010 年下降 77%，如图 7、8 所示。风电单机容量和轮毂高度持续增加。陆上风电主流机型由兆瓦级以下提高至 2~3MW，风电机组轮毂高度由 80m 增至 120m 甚至 140m。

我国光伏生产工艺水平不断进步，光伏发电电

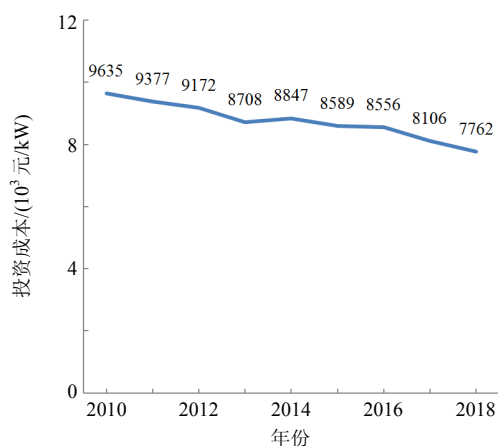


图 7 2010—2018 年我国陆上风电投资成本变化

Fig. 7 Changes of investment cost of China's onshore wind power during 2010—2018

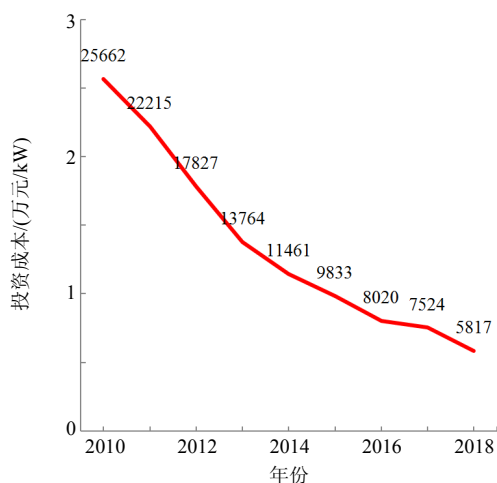


图8 2010—2018年我国光伏发电投资成本变化

Fig. 8 Changes of investment cost of China's photovoltaic power during 2010—2018

池效率不断提升。2018年,规模化生产的多晶黑硅电池效率接近20%;PERC单晶硅和多晶硅电池效率均超过20%,较2010年分别提高约3.5%和4.5%,如图9所示。

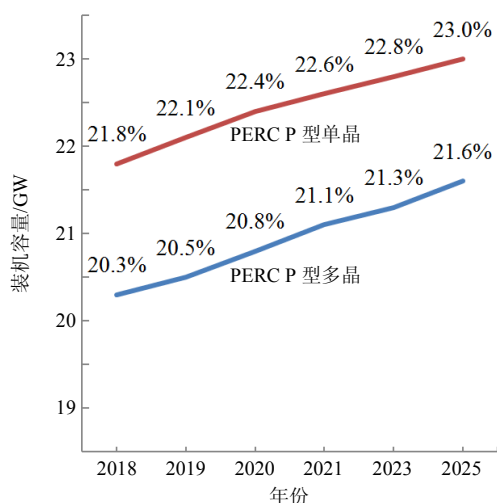


图9 2018—2025年国内PERC P型多晶、单晶硅电池转换效率变化趋势

Fig. 9 Trends of domestic PERC P type polycrystalline, monocrystalline silicon cell conversion efficiency during 2018—2025

### 1.1.5 市场化进程

可再生能源全额收购的概念在2006年《可再生能源法》当中首次提出。2009年,《可再生能源法》正式提出实行全额保障性收购制度。2016年提出建立健全可再生能源发电全额保障性收购制度,将可再生能源发电项目年发电量分为保障性收购和市场交易电量两部分:保障性电量由电网公司按照标杆上网电价全额收购,市场交易电量通过市场

化方式消纳。

2016年起,鼓励新能源参与电力市场,依靠电力市场配置作用提升新能源发电利用水平。通过建立可再生能源就近消纳试点,完善跨省区中长期交易、推进省间现货交易等方式,推动新能源参与市场。

### 1.2 “十三五”我国促进新能源消纳的措施

“十三五”期间,通过加强特高压通道建设、推动灵活性电源建设、优化调度运行、加快电力市场建设、发挥政策指引等多措并举、综合发力,我国新能源发电利用水平不断提升。

#### 1.2.1 加强特高压通道建设,提升电网资源配置能力

截至2019年底,国家电网经营区内累计建成特高压输电工程“十一交、十一直”,累计跨区输送能力9560万kW,电网资源配置能力不断提升,为风光大范围消纳提供了基础平台。

#### 1.2.2 推动灵活性电源建设,提升系统灵活性

新能源发展占比不断提升,对系统灵活调节能力提出了更高的要求。2019年,国家电网经营区新增火电机组灵活性改造1640万kW,新核准抽水蓄能电站装机容量548万kW。截至2019年底,国家电网在运抽水蓄能电站22座、总装机容量1953万kW。

#### 1.2.3 优化系统调度运行,提升电网平衡能力

“十三五”以来,我国持续优化调度运行,推动新能源发电利用率不断提升。加强全网统一调度,开展源网荷储多元协调的调度控制,提升新能源消纳能力。大力推动调峰辅助服务市场建设,截至2019年底,国家电网经营区4个区域、12个省级电网调峰辅助服务市场正式运行,2019年通过市场机制驱动常规电源调峰,多消纳新能源电量124亿kW·h。通过实施区域旋转备用共享,提升新能源发电利用水平。

#### 1.2.4 加快电力市场建设,发挥市场配置资源作用

自《关于进一步深化电力体制改革的若干意见(中发[2015]9号)文》发布以来,为缓解局部地区新能源消纳压力,我国陆续开展了一系列新能源市场化交易的探索,使得新能源参与市场交易电量不断增加,交易组织方式不断完善,全国开展了新能源电力直接交易、发电权交易、跨省区中长期交易、跨区现货交易等各类交易组织方式。2019年,国网经营区新能源市场化交易规模达1451亿kW·h。