



嘉兴市光伏行业协会
嘉兴市光伏产业联盟

光伏信息精选

2019.10.07-2019.10.13

嘉兴市光伏行业协会秘书处

目 录

行业聚焦	1
1、【秀洲光伏小镇成为省级特色小镇】	1
2、【IEA：可再生能源电力装机将现两位数增长】	2
3、【速看！国家电网 2019 新能源报告！】	3
4、【五问平价上网后可再生能源发展】	19
5、【2019 至 2023 年全球锂离子电池管理系统市场年复合增 26%】	25
6、【西电微电子学院钙钛矿太阳能电池研究实现新突破】	26
企业动态	27
1、【国内首例！昱能快速关断器产品已获 Sunspec 认证】	27
2、【作为全球首家太阳能企业晶科能源加入 RE100 和 EP100 绿色倡议】	28
光伏政策	29
1、【财政部对十三届全国人大二次会议第 9258 号建议的答复】	29
2、【国务院关于印发实施更大规模减税降费后调整中央与地方收入划分改革推进方案的通知】	31

行业聚焦

1、【秀洲光伏小镇成为省级特色小镇】

日前，省特色小镇规划建设现场推进会召开。会议公布了第三批省级特色小镇名单。秀洲光伏小镇成功上榜。这意味着经过 3 年创建期，秀洲光伏小镇进入全省特色小镇建设“第一梯队”。它也是全省首批命名的高端装备制造类小镇之一。

“秀洲光伏小镇是在 2016 年列入第二批省级特色小镇创建名单。3 年来，我们将前期积累的基础打得更加扎实，按照省级特色小镇的创建标准严格改进提升，最终获得了正式命名。”秀洲光伏小镇相关负责人表示。省级特色小镇的正式命名，带来的不仅是这一时刻的殊荣，更多的是在小镇创建过程中逐渐形成的“实力”和“底气”：这里产业“特而强”、功能“聚而合”、形态“小而美”、体制“新而活”。

回首多年前申报创建特色小镇时，该负责人表示，光伏小镇走特色之路是顺势而为的。2012 年 12 月，省政府正式批复在嘉兴市开展光伏产业“五位一体”创新综合试点，嘉兴成为全省首个光伏产业创新试点市。试点落户嘉兴城西的秀洲区。多年来，深化试点工作，一套分布式光伏应用电站建设、运营和金融方案的“秀洲模式”探索形成，并被国家能源局推广到全国各省市。

2016 年，秀洲光伏小镇正式入选省第二批特色小镇创建名单。小镇以光伏发电和制造为轴心，以光伏服务和旅游为延展，紧密围绕“光伏概念”发展，以实现“处处有光伏、家家用光伏、人人享光伏”为发展理念，全力建设国内一流的分布式光伏发电规模化应用示范区、全球领先的光伏技术研发创新区、全国知名的特色化光伏智能制造中心和全国产业支撑明显的新型城镇标杆。

创新研发型企业旭科新能源股份有限公司、光伏组件企业阿特斯阳光电力集团、运维企业新耀能源科技有限公司、检测单位嘉兴鉴衡检测中心……如今的秀洲光伏小镇，一个涵盖研发创新、光伏组件、核心设备、光伏材料、光伏电站、互联网运维、检测认证等各方面的产业链完整、上下游联动的光伏产业生态圈已然形成。可持续发展的光伏发电商业创新“秀洲模式”逐步完善：国家“863”

新滕沙家浜社区农村集聚住宅小区 100 户连片屋顶光伏项目，每年可发电 20 多万千瓦时；朗新新耀——阿里巴巴光伏云平台，已为全国 7000 多座分布式光伏电站、超 10000 根充电桩、12000 多辆新能源汽车提供运维服务。

据统计，2018 年，秀洲光伏小镇完成固定资产投资 14.27 亿元，三年累计完成 51.18 亿元；实现工业企业主营业务收入 96.46 亿元，服务业营业收入 15.29 亿元，实现税收收入 9.33 亿元。截至 2018 年底，引进国家级高端人才 4 人，省级高端人才 6 人，“新四军”创业人才 87 人，高中级技术职称人员 119 人；培育 2 家光伏类省级重点企业研究院、14 家国家高新技术企业、22 家省科技型中小企业，拥有专利 235 件；建有省级、市级孵化器各 1 家，创业创新基地建筑面积达 47 万平方米。

“省级特色小镇的命名让光伏小镇拥有更加广阔的未来。我们正在与国内外知名光伏企业洽谈，力争再引进一批有实力有潜力的光伏项目，与国内外高等院校的联系也更加紧密，力促一批科研院所在小镇内安家落户。人才服务、配套设施、环境打造等各项工作在现有基础上也实现新突破和新提升。”该负责人表示。目前小镇正在对接洽谈的光伏产业项目总投资已超过 200 亿元。

（本文摘自《嘉兴日报》）

2、【IEA：可再生能源电力装机将现两位数增长】

国际能源署（IEA）近日表示，今年全球可再生能源电力新增装机将达到 200 吉瓦，同比增加 12%，增速为 2015 年以来的新高。IEA 指出，今年可再生能源新增装机量的增长，主要驱动因素为光伏发电规模增长，预计 2019 年全球光伏新增装机同比将增加 17%。

根据 IEA 的预计，今年，全球新增光伏装机容量将达 115 吉瓦，连续三年占全球新增可再生能源装机容量的一半以上。其中，中国仍然是全球最大的光伏市场，另有西班牙为首的欧洲光伏市场发展也较为迅速。此外，越南、日本等也在加快发展光伏项目。

在风电方面，IEA 表示，2019 年新增陆上风电装机容量预计为 53 吉瓦，同比增长 15%，创 2015 年以来的新高。同时，新增海上风电装机容量约达 5 吉瓦。

（本文摘自《中国能源报》）

3、【速看！国家电网 2019 新能源报告！】





目录 Contents

- 一 2018年我国新能源发展主要特点
- 二 国内外新能源发电发展展望
- 三 新能源发电专题分析



1、2018年我国新能源发电装机持续快速增长, 占比19%, 超过水电

新能源发电装机容量达到**3.6亿kW**, 同比增长**22%**, 占全国总装机容量的比重达到**19%**, 首次超越水电装机。
 新能源发电新增装机容量**6622万kW**, 占全国电源新增装机容量的**54%**, 已经连续第二年超过火电装机。

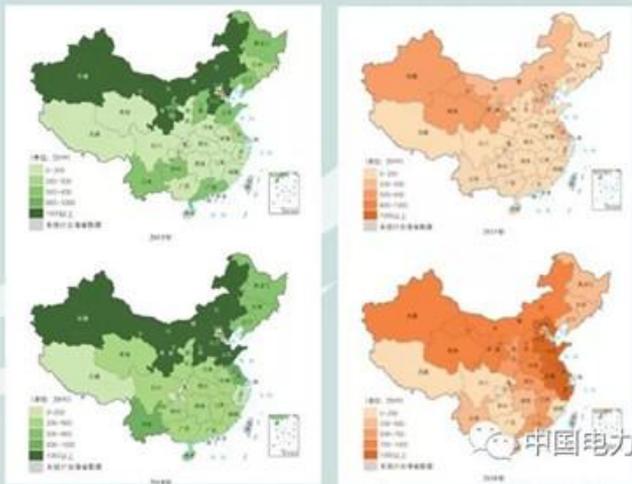


风电新增装机容量同比回升, 太阳能发电继续保持高速增长, 分布式光伏发电累计装机容量突破**5000万kW**, 海上风电、光热发电等多种类型新能源加快发展。



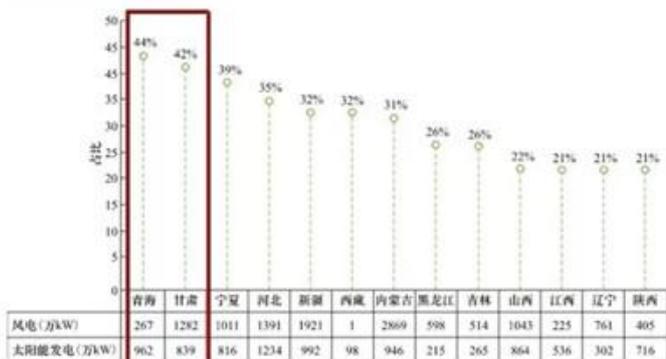
2、新能源装机布局向消纳较好的地区转移

- ✓ 截至2018年底，“三北”地区风电累计装机容量占比较2015年底降低9个百分点，东中部地区风电装机占比提高了8个百分点。
- ✓ 截至2018年底，“三北”地区太阳能发电累计装机容量占比较2015年底降低18个百分点。东中部地区太阳能装机占比提高了16个百分点。



中国电力 4

3、13个省份新能源发电装机容量占比超过20%



	青海	甘肃	宁夏	河北	新疆	西藏	内蒙古	黑龙江	吉林	山西	江西	辽宁	陕西
风电(万千瓦)	267	1282	1011	1391	1921	1	2869	598	514	1043	225	761	405
太阳能发电(万千瓦)	962	839	816	1234	992	98	946	215	265	864	536	302	716

2018年新能源装机容量占比超过20%的省份

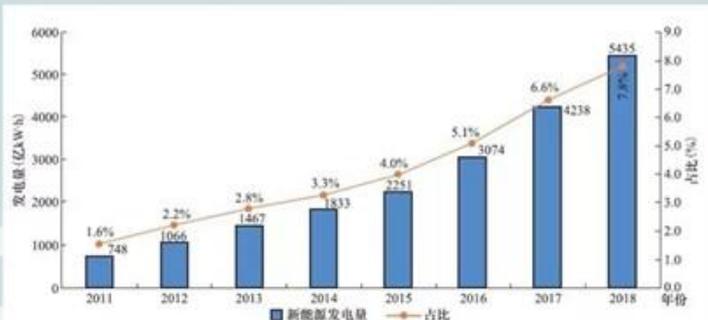
- ✓ 截至2018年底，青海、甘肃、宁夏、河北、新疆等13个省份新能源发电装机容量占本省电源总装机容量的比例超过20%。
- ✓ 其中青海、甘肃占比超过40%。

中国电力 5



4、新能源发电量和占比“双升”

✓ 2018年，我国新能源发电量5435亿kW·h，同比增长29%，占全国总发电量的7.8%，同比提高1.2个百分点。



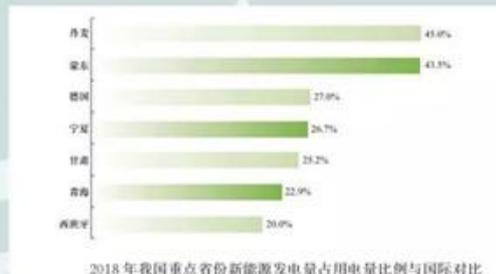
2011—2018年我国新能源发电量及占比 中国电力 6



5、10个省份新能源发电量占比超过10%

✓ 青海、甘肃2个省份超过20%；内蒙古、新疆、河北3个省份新能源发电量突破400亿kW·h。

省份	新能源发电量 (单位: 亿千瓦时)	总发电量 (单位: 亿千瓦时)	占总发电量比例 (单位: %)
青海	149	605	24.9
甘肃	325	1599	20.3
宁夏	284	1614	17.6
内蒙古	742	5005	15.2
新疆	481	3231	14.9
吉林	129	871	14.8
河北	409	2787	14.7
黑龙江	145	1029	14.1
西藏	9	67	12.4
辽宁	197	1926	10.2



2018年我国重点省份新能源发电量占用电量比例与国际对比 中国电力 7



6、持续加强新能源并网和送出工程建设

2018年，国家电网750千伏及以下新能源并网及输送工程总投资99亿元，建成新能源并网及送出线路5430千米，满足了506个新能源发电项目并网和省内输送的需要。

加强省内新能源输送通道和配套工程建设

建成投运蒙东兴安~扎鲁特、新疆准北输变电及配套工程等15项提升新能源消纳能力的省内送出断面加强工程，提升新能源外送能力350万千瓦。开工建设甘肃河西走廊750千伏第三通道等工程。

序号	工程名称	序号	工程名称
1	宁夏永丰330kV变电站110kV配出工程	9	鄂尔多斯~准北II回线路220kV送出工程
2	东北电网岭东~冯屯500kV输变电工程	10	海北~牙克石~岭东500kV输变电工程
3	兴安~齐南500kV输变电工程	11	上海德750kV配套工程
4	扎鲁特~吉林500kV输变电工程	12	吐鲁番~哈密750kV线路改扩工程
5	兴安~扎鲁特500kV输变电工程	13	沙坡头750kV输变电工程
6	科尔沁~阜新500kV输变电工程	14	海西-主网750kV送电通道能力提升工程
7	吉泉站500kV配套工程	15	长岭500kV输变电工程
8	准北750kV输变电及配套工程		



8

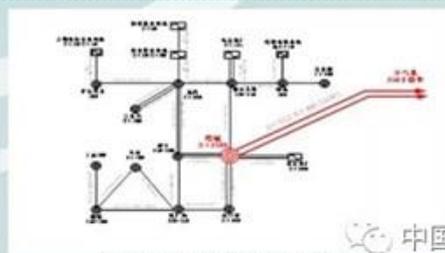


进一步提升在运特高压工程输电能力

协调解决特高压配套电源不足问题，加快送端电源改接工程建设，提高现有特高压输电通道利用率。通过投产送受端调相机、提高换流站和风电场设备核定耐压能力，分别提升天中、祁韶直流输送能力40万千瓦和150万千瓦；完成扎鲁特送端配套工程、风电耐压能力改造，鲁固直流输送能力提升450万千瓦。



兴安~扎鲁特500kV输变电及配套工程



新疆准北750kV输变电及配套工程



9



国网能源研究院有限公司
STATE GRID ENERGY RESEARCH INSTITUTE CO., LTD.

7、新能源消纳状况持续改善

2018年，国家电网公司经营区新能源消纳矛盾持续缓解，新能源弃电量268亿kW·h，同比下降35%，弃电率5.8%，同比下降5.2个百分点，新能源总体利用率达到94.2%。



新能源弃电量和弃电率“双降”

国网经营区弃电量
268亿kW·h 同比 ↓ 35%

国网经营区弃电率
5.8% 同比 ↓ 5.2个百分点

12



国网能源研究院有限公司
STATE GRID ENERGY RESEARCH INSTITUTE CO., LTD.

22个省区基本不弃风。

2018年仅冀北、吉林、蒙东、甘肃、新疆累计弃风率超过5%。

2017年弃风地区分布



2018年弃风地区分布



中国电力 13



国家电网
STATE GRID

国网能源研究院有限公司
STATE GRID ENERGY RESEARCH INSTITUTE CO., LTD.

24个省区基本不弃光。
2018年仅新疆、甘肃、陕西3个省份，累计弃光率超过5%。

2017年弃光地区分布



2018年弃光地区分布



中国电力 14



国家电网
STATE GRID

国网能源研究院有限公司
STATE GRID ENERGY RESEARCH INSTITUTE CO., LTD.

新能源发电消纳监测评价

建立了新能源发电消纳监测评价体系，综合考虑新能源弃电率、年利用小时数、消纳比重三个指标，对近年主要地区新能源发电消纳状况进行评估。

西北地区评价结果：
新能源发电消纳监测
评价指数持续两年为
橙色，甘肃和新疆消
纳监测评价结果仍然
为红色。

表 2-3 西北地区新能源发电消纳监测评价指数

年份	2014	2015	2016	2017	2018
西北地区	54.53	30.88	27.36	41.88	40.35
陕西	67.84	69.92	64.67	66.31	67.35
甘肃	32.70	14.08	10.68	26.36	38.14
青海	78.10	82.77	72.74	78.48	79.36
宁夏	77.25	56.47	56.52	67.60	65.55
新疆	61.01	27.26	18.08	36.74	

中国电力 15



国家电网
STATE GRID

国网能源研究院有限公司
STATE GRID ENERGY RESEARCH INSTITUTE CO., LTD.

东北地区评价结果：东北地区2018年新能源发电消纳形势取得明显好转，东北全域新能源发电消纳监测评价指数均处于绿色评价区间。

表 2-4 东北地区新能源发电消纳监测评价指数

年份	2014	2015	2016	2017	2018
东北地区	49.39	39.97	41.69	63.38	68.53
辽宁	61.02	54.94	61.60	73.40	75.31
吉林	36.87	22.43	21.70	39.98	61.35
黑龙江	47.01	29.65	37.04	58.95	64.39
蒙东	61.76	56.91	49.60	66.89	69.15

中国电力 16



国家电网
STATE GRID

国网能源研究院有限公司
STATE GRID ENERGY RESEARCH INSTITUTE CO., LTD.

华北地区评价结果：华北地区新能源发电消纳形势整体较好，2014~2018年监测评价指数均大于65，评价结果均为绿色；分省区看，除蒙西外，其他地区评价结果均为绿色和橙色。

表 2-5 华北地区新能源发电消纳监测评价指数

年份	2014	2015	2016	2017	2018
华北地区	68.71	67.28	73.99	78.70	79.12
北京	69.33	58.12	54.98	65.67	65.32
天津	64.92	71.28	61.51	68.73	69.34
冀北	63.77	66.69	75.50	81.15	81.69
河北	54.48	63.55	67.77	72.00	73.45
山西	70.35	62.28	70.81	77.18	78.97
山东	67.99	70.05	71.67	70.80	65.23
蒙西	55.89	39.69	38.50	58.83	62.41

中国电力 17



8、新能源发电及并网技术取得新突破



陆上风电单机容量和轮毂高度仍持续增大。2018年，全球风电机组平均容量超过2500kW，平均轮毂高度超过120m。
海上风电单机容量继续增加。2018年，欧洲新安装的海上风机平均单机容量达到6.8MW，而2017年单机容量仅为5.9MW。

太阳能单晶硅电池、薄膜电池、钙钛矿电池效率进一步提高，产业化太阳能单晶硅电池效率超过21%，多晶硅电池效率达到19.2%~20.3%。



挪威Statkraft 渗透能发电站

渗透能发电技术、新型太阳能电池技术等取得重要进展。人工智能技术在智慧风电厂、智能电网等方面得到广泛应用。

中国电力 18



9、风电、光伏发电成本进一步下降



2018年，受竞价上网政策的影响，我国风电机组市场投标均价下降



光伏电站投资成本 4.8元/W 同比 ↓ 15%



陆上风电投资成本约为 7500元/kW 同比 ↓ 6%
海上风电投资成本约为14000~19000元/kW



光伏电站平均度电成本约0.377元/kW·h



陆上风电平均度电成本约为0.38元/kW·h
海上风电平均度电成本约为0.64元/kW·h



光热发电平均单位造价约为 23000~38000元/kW

中国电力 19



未来成本变化趋势



据彭博新能源财经最新预测，长期看风机价格下降空间有限，将基本保持平稳。
2020年，我国陆上风电度电成本将下降至0.30~0.40元/kW·h
2025年，将下降到0.20~0.23元/kW·h



海上风电机组设备投资成本将降至	海上风电度电成本将下降至
2020年 14000元/kW·h	2020年 0.56元/kW·h
2030年 12000元/kW·h	2030年 0.41元/kW·h



我国光伏发电度电成本
2020年，将下降到0.26~0.30元/kW·h
2025年，将下降到0.23~0.26元/kW·h
2030年，将下降到0.20~0.23元/kW·h

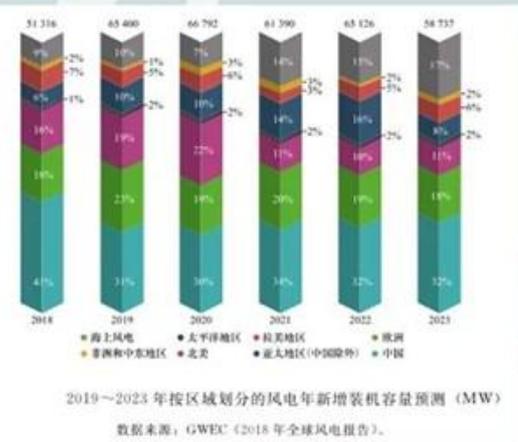
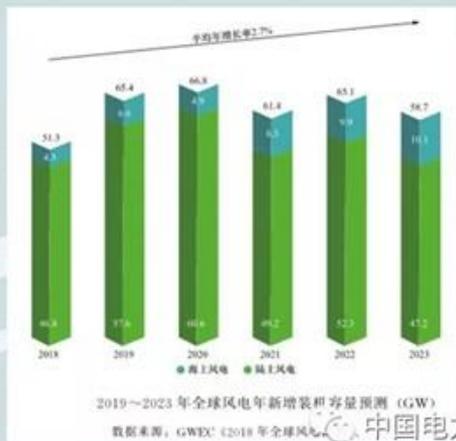


目录 Contents

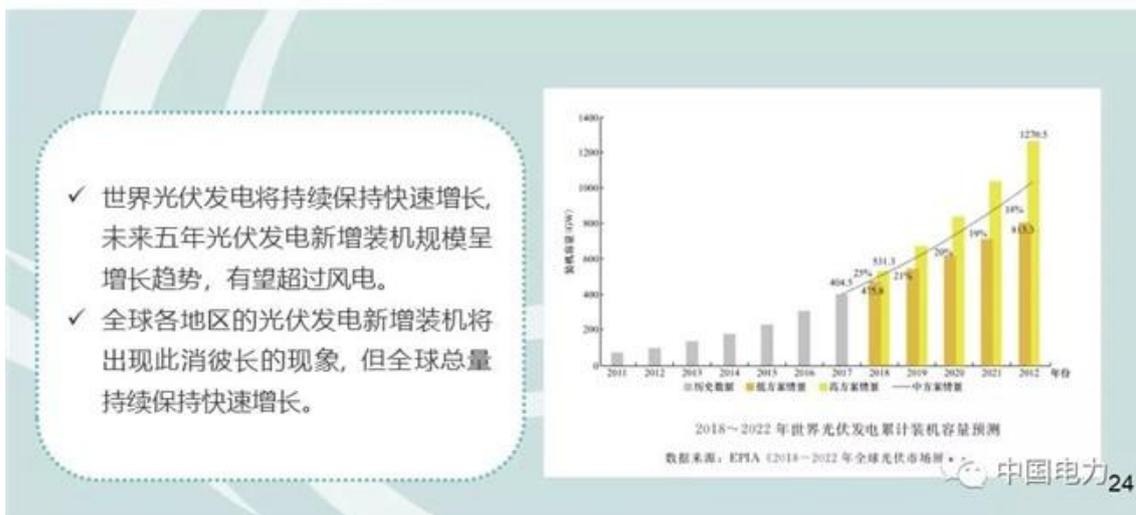
- 一 2018年我国新能源发展主要特点
- 二 国内外新能源发电发展展望
- 三 新能源发电专题分析



- ✓ **未来五年全球风电新增装机将保持平稳增长**
 2019-2023年全球风电新增装机总量将超过3亿kW，平均年增长率为2.7%。风电年均新增装机容量将超过5500万kW。
- ✓ **海上风电市场规模将会不断扩大**
 未来五年，海上风电将在全球范围实现快速增长。目前，海上风电新增装机只占风电新增装机的8%，到2023年，这一比例预计将增加到22%。

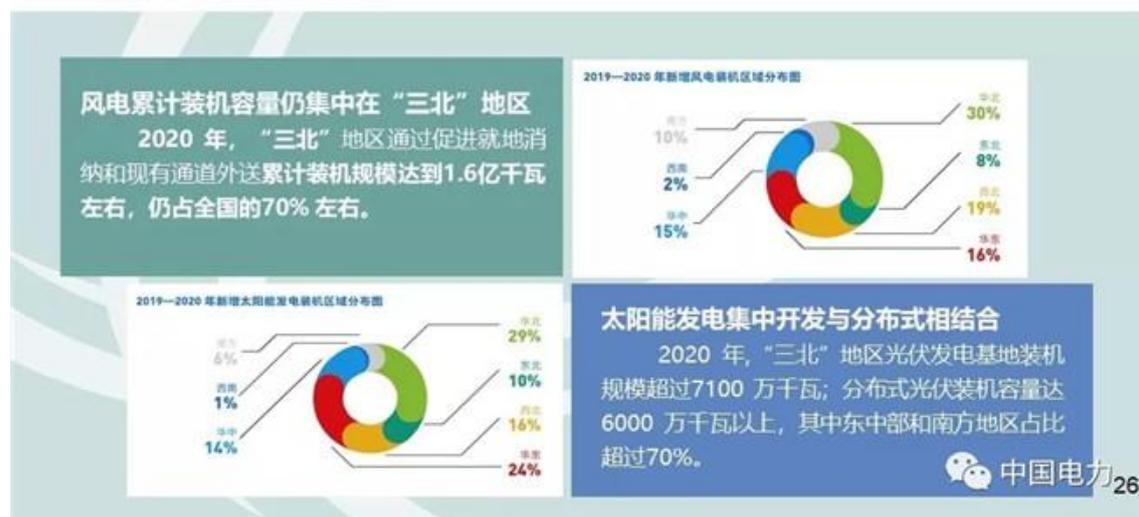


- ✓ **亚太地区风电市场将在全球风电市场中占据更大的份额**
 在亚洲,预计中国风电市场将保持每年2000万kW的风电新增装机。印度将采用竞价的方式持续增加风电装机规模。东南亚的其他国家政府还是优先考虑火电,风电市场维持适度发展。
 而欧洲作为成熟的风电市场,其陆上和海上风电市场也将保持稳步增长。



发展展望





目录 Contents

- 一 2018年我国新能源发展主要特点
- 二 国内外新能源发电发展展望
- 三 新能源发电专题分析

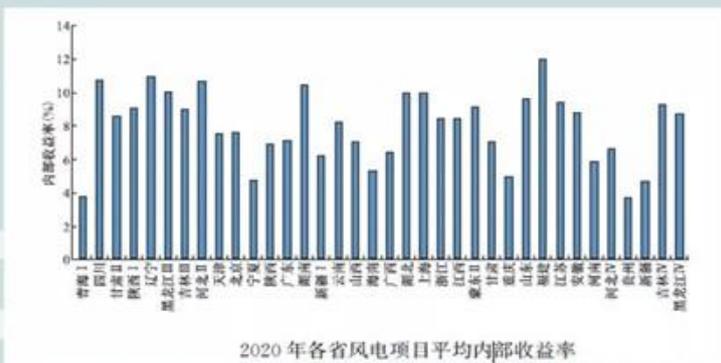


平价上网政策及影响分析

2020年分省风电平价能力测算

从开发经济性看，“三北”地区、以及山东、江苏、上海、福建、四川等中东部和南方地区，由于资源条件优越、建设成本和非技术性成本较低，预计2020年可以实现平价上网。

其他省份受资源条件、土地、市场等非技术成本的影响，其新建项目内部收益率为3.7%~7.6%，不具备平价上网的经济性条件。



中国电力



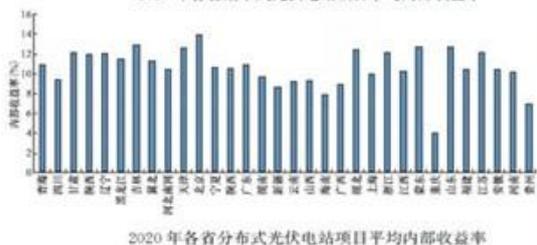
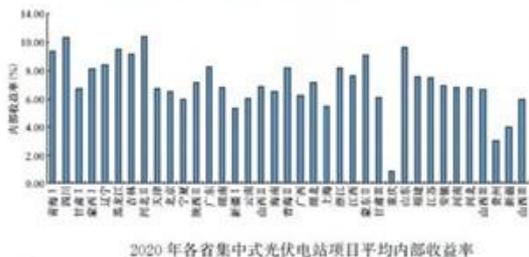
平价上网政策及影响分析

2020年分省光伏发电平价能力测算

从开发经济性看，

集中式光伏：“三北”地区的青海、内蒙古、河北、辽宁、吉林、黑龙江、山东等省份，由于资源条件优越、建设成本和非技术性成本较低，预计2020年可以实现平价上网。

分布式光伏：除海南、贵州和重庆外，全国其他地区2020年分布式光伏电站预计可实现平价上网，新建项目内部收益率均大于8%。其中吉林、蒙东、天津等“三北”地区，及浙江、江苏、湖北等中东部地区的经济性较高，其新增项目内部收益率达到12%以上。



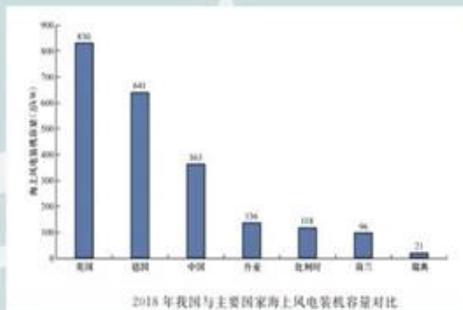
中国电力



我国海上风电发展前景分析

海上风电快速增长, 集中分布在东部沿海省份

- ✓ 2014-2018年, 我国海上风电装机容量由40万kW增长到363万kW, 增长了8倍, 年均增速74%, 是陆上风电装机增速的4倍。
- ✓ 我国海上风电装机容量仅次于英国、德国, 位居全球第三, 占全球海上风电装机总容量的20%。
- ✓ 目前我国海上风电全部集中在江苏、上海、福建和天津, 2018年底海上风电累计装机容量分别为303万、31万、20万、9万kW。



中国电力 30



我国海上风电发展前景分析

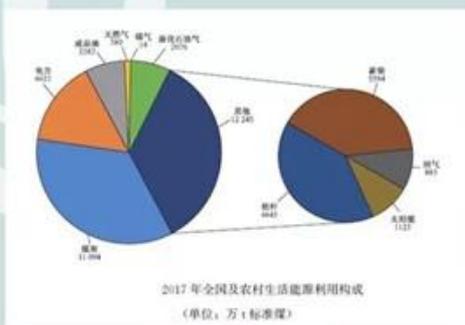
我国海上风电发展前景广阔

- “十四五”期间, 海上风电发展将进一步提速, 根据江苏、广东、浙江、福建、上海等国家或地方政府已批复的海上风电发展规划规模测算, “十四五”期间, 预计全国新增海上风电装机容量约2500万kW,
- ✓ 2025年底, 我国海上风电累计装机容量将达到3000万kW左右, 80%装机集中在江苏、广东、福建等省份, 江苏、广东有望建成集中连片开发的千万千瓦级海上风电基地。
 - ✓ 2030年底, 我国海上风电累计装机容量将超过6000万kW, 占全国风电累计装机容量的比例约为12%。

中国电力 31

实现农村能源清洁低碳发展关键问题分析

农村能源是我国能源体系的重要组成部分，是农村经济社会发展的重要物质基础。近年来，我国农村能源供应保障能力不断增强，能源结构调整成效明显。



- ✓ 2017年，我国农村能源消费量约为5.92亿t标准煤，其中农村生活用能占比约55%，农村生产用能消费占比约45%。
- ✓ 我国农村生活能源消费中非商品能源占比较大。
- ✓ 我国农村生活用能占比最大的依次为煤炭、薪柴、秸秆和电力，近年农村生活用能中新能源利用比例逐步增加。

中国电力 32

实现农村能源清洁低碳发展关键问题分析

虽然农村能源近几年在供给能力、消费结构优化等方面发生了较大改善，但发展中仍呈现出一些特点和问题，亟需通过解决关键问题促进农村能源清洁低碳发展。



- 需要解决的关键问题**
- 农村废弃物资源化利用
 - 农村能源电气化
 - 农村能源基础设施建设
 - 农村能源服务体系建设

中国电力 33

(本文摘自《中国电力》)

4、【五问平价上网后可再生能源发展】

可再生能源平价上网只是拉开了用能清洁化的大幕，未来仍有很多不确定性。

近年来，在国家产业政策支持下，我国风电、光伏发电产业实现了快速规模化发展，取得了显著的成绩。我国风电累计装机规模已连续八年位居全球第一，

光伏发电连续三年位居全球第一，培育了一批全球领先的风电、光伏制造企业，形成了完整的、具有国际竞争力的风电、光伏产业链。以风电、光伏发电为代表的可再生能源逐渐显现出从替代电源向主流电源发展的喜人态势。

截至2018年底，中国风电装机容量1.84亿千瓦、光伏发电装机容量1.74亿千瓦，占全国发电装机规模的19%。在装机容量快速增长的同时，按照《可再生能源发展“十三五”规划》及其相关文件要求，到2020年实现风电、光伏平价上网工作稳步推进。部分观点认为平价上网后，风电、光伏自身在经济上基本摆脱了依靠补贴发展的枷锁，就能一路高歌，真正成为主力电源。

理想是丰满的，但是必须注意到，平价上网只完成了可再生能源继续发展的第一步，因为可再生能源生产的电能，并不能像煤电等可调节电源生产的电能一样，可以接受电力调度机构的指挥。因此，可再生能源的未来还需要考虑和回答以下问题。

问题一：可再生能源运行特性与电力系统运行特性有什么不吻合？

对于国民经济来说，电力系统最基本的要求就是安全、可靠的连续供应电能，也就是对于电力系统来说安全可靠是最大的红利。正因为如此，电力系统依靠电力调度机构采用半军事化管理维护稳定运行。

偏偏靠天吃饭的可再生能源天生“爱自由”，不能连续稳定供电是可再生能源与生俱来的天赋，即使建有龙头水库的水电，也不能摆脱来水极枯造成发电出力下降的可能。

当然，随着可再生能源预测技术的进步，可再生能源的预测越来越准确，这个问题能够得到一定程度地解决，但是可再生能源靠天吃饭的一次动力注定了，问题在现有的技术经济条件下，无法彻底解决。

另外，随着社会经济的发展和人民生活水平的提高，电力用户承受停电的能力和心里预期不断下降，换一句话说，就是电力用户不接受规模较大的意外停电。

两方面的此消彼长，造成可再生能源的运行特性相对电力系统的稳定运行确实是个不友好的短板，相对电力用户高质量用电的期望是个不友好的短板，大量接纳存在弱点的可再生能源，电力系统必然就要付出额外成本。

问题二：煤电等可调节机组为可再生能源提供了什么服务？

煤电等可调节机组为可再生能源提供了调峰和兜底服务，这是业内的共识。

严格说煤电等可调节机组为电力系统提供了调节服务，最终为用户的连续可靠用电提供了调节服务。调峰是计划体制下特有的辅助服务，本文不再赘述。

需要指出的是可再生能源，特别是风电、光伏等非水可再生能源的最大出力时段，往往并非出现在负荷低谷时段，所以调峰并不是风光等可再生能源最需要煤电等可调节机组提供的辅助服务。

风电、光伏等可再生能源最为需要的是煤电等可调节机组提供的快速爬坡服务和容量备用服务，水电等可再生能源最需要的是煤电等可调节机组提供的季节性容量备用（拥有多年调节水库的水电站需要的是来水极枯年的容量备用）。

容量备用服务容易理解，即可再生能源往往具有季节性和波动性，在可再生能源出力降低，不能满足用电需要的时期，依靠煤电等可调节机组提供用户所需电能。通俗地讲，快速爬坡服务是指煤电等可调节机组处于热备用状态下，能够以较高的速度增加出力，用以填补可再生能源间歇性出力期间造成的用电缺口。

国外煤电等可调节机组的灵活性改造主要方向之一，就是提升可调节机组增减出力的速度，用以冲抵可再生能源突然失去出力（无论可再生能源预测技术如何进步，可再生能源出力预测的精度也不会是百分之百）对系统的影响。实际上，可再生能源穿透率达到一定水平后，每增加一个百分点，对电力系统快速爬坡能力的要求都是质的变化。

在目前的技术经济条件下，依靠可调节机组提供快速爬坡服务是有一定物理限制的，近期蒙西地区出现个别时段限电情况，很重要的原因是为了尽可能的消纳风电（内蒙风电穿透率较高，光伏比例较高地区情况类似），在确定开机组合的过程中，提高了对风电预测的可信度，将风电预测进行一定折扣即计入系统最大出力，用以尽力减少煤电等可调节电源的开机，减少煤电等可调节电源稳燃负荷对风电消纳的不利影响。

这样做的风险就是当风电突然减小出力达到一定规模的时候，热备用状态的可调节机组提供的向上爬坡服务总量不能填补风电出力减少形成的出力缺额，结果造成对大工业用户的限电，损害了大工业用户的经济利益。

问题三：系统的辅助服务应该谁来付费？

当理清了可再生能源的出力特点对电力系统的稳定运行具有一定负面影响，需要煤电等可调节机组予以弥补后，那么这些电力系统的快速爬坡和容量备用服

务应该由谁来付费呢？很多专家依据“谁受益、谁承担”的逻辑，直接得出应当由可再生能源承担，这是不合理的。

一方面，尽管可再生能源间接地造成了电力系统需要煤电等可调节机组提供快速爬坡和容量备用服务，但毕竟可再生能源是电力的生产者，自身并不直接需要快速爬坡和容量备用服务，要求其付费没道理。

另一方面，很大比例的存量可再生能源仍然需要额外财政补贴，用财政补贴来支付辅助服务费用，违反了补贴制度设计的初衷。实际上打破“围墙内思维”会发现，可再生能源最终是为电力用户提供电能资源，使用可再生能源发电、最终享受蓝天白云的是全体用户，那么可再生能源以及系统产生的一切成本最终必然是电力用户买单，即享受良好环境的用户不能回避由此付出的额外成本。

因此，煤电等可调节机组提供的快速爬坡服务和容量备用服务，既不应该由煤电等可调节机组无偿提供，也不应该由可再生能源承担，应当由电力用户承担，这才是真正的受益者承担机制。

问题四：煤电等可调节机组提供服务价值如何衡量？

谈到电力用户应当为电力系统增加的快速爬坡和容量备用服务付费，那么要付多少呢？似乎这个问题很难量化，同时，风电、光伏等可再生能源在过去的十几年里蓬勃发展，装机增长了几十倍，也没有见到电力用户的电价快速上涨，这个成本又似乎是不存在的。

对于前者，我们也许可以用一个替代计算的方式，风电、光伏等可再生能源配备电化学储能即可实现与煤电等可调节机组同样的电能质量——接受电力调度机构的指挥，那么这样环境下的成本是多少呢？目前，较为经济的电化学储能存放一度电的成本是0.5元，也就是说风电、光伏等可再生能源生产的电能只要增加0.5元/度的成本，就能和煤电等可调节机组生产的电能完全相同。

考虑各地风电、光伏等可再生能源的出力特性与当地负荷的匹配程度，以及大电网覆盖范围内各地用电负荷波动的相互平抑能力，0.5元/度是一个较高的上限值，本文仅为示意。

通过市场化的竞争方式，调节服务的成本能够大大降低，但是较高的调节服务回报又能够增加系统的调节服务能力，为接纳更多的可再生能源提供物理手段。

0.5元/度也就可以近似为煤电等可调节电源，以其燃料存储变化量作为储能设施替代电化学储能的类比成本，即煤电等可调节机组提供的调节服务实际上相当于可再生能源装备的电化学储能装置提供的存储服务。

对于后者，也不难解释，先前风电、光伏装机容量过低，没有在电量空间造成较大影响，消耗的辅助服务总量不大，但是近年来以上情况发生了较大变化，某种意义上说煤电机组的大面积亏损，其实就是这个类比的“电化学储能”存放服务，没有收到相应的费用，煤电等可调节机组无偿承担了大部分该类成本。即电力用户在享受可再生能源快速发展的同时，并未支付相应上升的调节服务成本。

问题五：为什么平价上网的可再生能源仍然可能带动销售电价水平上涨？

国内的电力行业自身也没做好可再生能源穿透率快速提高的准备，业内大部分专家仍然将煤电等可调节电源面临的困难主要归咎于利用小时数下降和市场化交易电价下降。

其实，煤电等可调节机组的利用小时未来不但不会回到计划核价的5000小时以上，反而会进一步快速下降。但是由于可再生能源与生俱来的运行特性，造成煤电等可调节电源虽然利用小时快速下降，但不意味着煤电等可调节电源的存量会快速下降，反而意味着煤电等可调节电源在利用小时快速下降的同时，要加强改造，提高机组的健康程度，为可再生能源提供快速爬坡和容量备用服务。

既然在可预见的未来可再生能源不能离开煤电等可调节机组，单独为电力用户供电，那么煤电不但不能“哀伤地退出”，还要“有尊严”健康地活着，自然电力用户要支付的成本就会上升。

做个简单的测算，原来1.2千瓦的煤电等可调节机组就能为1千瓦的用户供电（按用户完全不允许因机组原因停电考虑，同时由于煤机等调节机组大部分时间不需要启动），当进入主要以可再生能源为主为用户供电则需要1.2千瓦的可再生能源加上1千瓦的煤电等可调节机组（用户也可能考虑配备储能设施，则不需考虑1千瓦的煤电等可调节机组，技术经济比较可能需要因储能设施的造价与安全性另行比较），才能对应1千瓦的用户供电，按照这个思路即使可再生能源能够平价上网，平时不开机的1千瓦煤电等可调节机组的容量费用，也要用户支付，电力用户支付的用电费用自然呈上涨趋势。

可再生能源发展的全球典范德国，也曾经是我国非水可再生能源发展的样板，但也仅实现了35%的可再生能源电力上网。近期，德国经济和能源部长已经在哀叹，高昂的电价使数十万家公司遭受较大压力，在能源转型的同时，要保证电价在可接受的范围。根据上面五个问题的初步答案，不难得出结论：可再生能源的运行特性对电力系统安全可靠连续供电有一定负面影响，电力系统需要增加煤电等可调节电源的快速爬坡能力，以及可再生能源需要的容量备用，由此形成的费用应当由享受了清洁电力的电力用户承担，但是随着利用小时数下降，为避免煤电等调节机组“要饭为系统扛枪”影响可再生能源上网的局面出现，电力用户承担的“感受电价”会随着可再生能源渗透率的上升而上升。

由于可再生能源成本不断下降和电力现货市场的建设（引发调节服务的竞争，从而降低调节服务的价格），这种上升曲线的斜率应当小于渗透率上升曲线的斜率。为可再生能源提供快速爬坡和容量备用服务的煤电等可调节机组的利用小时会大幅下降，但是仍然需要健康地存活，并且应当自信地享受“小康生活”，直至电化学储能等技术的成本取得“革命性”下降后，退出电力工业的舞台，被新技术淘汰，在此之前仍然是电力系统安全稳定运行的基石。

上面的初步分析，实际上提出了一个新的问题，事关即将开始的“十四五”规划。未来的电力规划，应当在过去规划的边界条件基础上，不仅仅只是考虑电力系统能否承受可再生能源渗透率的提高，还要测算可再生能源渗透率进一步提高会带来用户电价的变化。

必须考虑这些变化对于未来五年我国国民经济会有怎样的影响，如果不进行这类测算，就有可能造成大量的可再生能源项目，由于电力用户无法承受电价而无人购买；当然也可能出现，煤电等可调节机组快速爬坡和容量备用服务仍如今日一般无法获得合理的补偿，造成电力系统调节能力下降，无法消纳这部分新增的可再生能源电量。

由此看来，可再生能源平价上网只是拉开了用能清洁化的大幕，未来仍有很多不确定性。发电机组的灵活性改造，也必须调整方向，辅助服务补偿机制应尽快将快速爬坡列为辅助服务品种，其费用应当尽快转为用户承担，同时加快容量补偿机制建设，使煤电等调节机组共享发展的红利，更好地“为系统扛枪站岗”。相信办法总比问题多，未来的五年，煤电等调节性机组一定能够与可再生能源在

发展和谐共处，共享社会经济的红利。

（本文摘自《能源杂志》）

5、【2019 至 2023 年全球锂离子电池管理系统市场年复合增 26%】

根据国际市场研究机构 Technavio 本月发布的报告，2019-2023 年，全球锂离子电池管理系统市场有望增长 28.9 亿美元，期间复合年增长率将超过 26%。

对高效，环保电池的需求不断增长，以及基于云的 BMS 服务的出现是推动市场增长的一些主要因素。中国，美国和挪威目前是车辆锂离子电池管理系统的重要市场。

锂离子电池管理系统市场分散，在预测期内，这种分散程度还将会增加。由于电动自行车的日益普及，许多供应商已开始提供带有转换套件的高级锂离子电池组。

尽管加速的增长势头将提供巨大的增长机会，但由于电动汽车采用率的不确定性，对锂离子电池需求的波动将挑战市场参与者的增长。

铅酸电池的使用日益增多，因为其含有大量有害的氧化铅毒素，因此对环境产生了负面影响。但随着时间的流逝，这些电池失去了效率，变得无法使用。由于硫酸的存在，无法使用的铅酸电池被视为危险废物。这些因素迫使最终用户，特别是在汽车工业中，采用了环保型电池。这增加了对用于车辆的锂离子电池的需求。此外，对高效，环保电池的日益增长的需求是推动锂离子电池管理系统市场增长的关键因素之一。

从市场区域来看，在 2019-2023 年期间，整体市场增长的 51%将来自亚太地区。该地区的市场增长将快于欧洲市场的增长。

为了减轻整体重量，汽车制造商正在增加其车辆中锂离子电池的使用。电动汽车领域日益激烈的竞争鼓励厂商开发用于电动汽车的双向和多通道电池管理系统。汽车制造商和供应商之间的这种发展正在积极影响市场增长。因此，在预测期内，锂离子电池管理系统的市场规模将在汽车领域扩大，并且将快于机车和工业领域的市场增长。

（本文摘自《电缆网》）

6、【西电微电子学院钙钛矿太阳能电池研究实现新突破】

西安电子科技大学微电子学院郝跃院士团队的陈大正博士最近在 Journal of Materials Chemistry A 期刊上首次报道了一种基于 TeO₂/Ag 透明电极的正型(n-i-p)异质结双面高效钙钛矿太阳能电池, 该电池分别获得了 20.96%和 17.36%的双面能量转换效率, 双面因子达到 82%, 为同期国际最高水平, 该成果入选 2019 Journal of Materials Chemistry A HOT Papers。

双面(bifacial)光伏电池是一种正面和反面都可以接受光照而产生电流、电压的器件。在同等面积下, 双面电池单位面积发电量比单面电池有了极大的提升, 平均高出 10%-35%左右, 已经成为一种降本增效的新兴高效光伏发电技术。近年来, 凭借吸光系数高、载流子寿命长、电荷迁移率高等优异性能, 基于有机金属卤化物半导体吸光材料的钙钛矿太阳能电池一直广受关注。

突破钙钛矿太阳能电池的顶电极材料是最为关键的, 这是因为顶电极材料同时要求具有良好的透光性与导电性。郝跃院士指出“金属薄膜电极因具有电导率高、工艺成熟、机械柔性好、适合大面积制备的特点, 是极具潜力的透明电极材料。然而, 金属薄膜在可见光和近红外区域的相对较差的透光率限制了其直接应用。”为此, 团队在钙钛矿电池中引入了一种新型的 TeO₂/Ag 光场调节电极结构, 通过在超薄 Ag(11 nm)顶电极上增加了一层 TeO₂(40 nm)光学耦合层, 显著改善了电极的透光性, 大幅提升了光电流密度; 同时使用 PEAI 界面修饰, 实现了开路电压和填充因子的有效提升, 使大面积钙钛矿太阳能电池也表现出了优异的光电性能和稳定的工艺重复性。(a) 双面钙钛矿太阳能电池 JV 特性; (b) 不同透明电极的透光率比较; (c) 双面钙钛矿太阳能电池效率统计, 插图 TeO₂/Ag 电极实物照片; (d) 理论计算的双面钙钛矿太阳能电池 JV 特性; (e)、(f) 分别为不同照射方向下的稳态输出特性。

(a) 双面钙钛矿太阳能电池 JV 特性; (b) 不同透明电极的透光率比较; (c) 双面钙钛矿太阳能电池效率统计, 插图 TeO₂/Ag 电极实物照片; (d) 理论计算的双面钙钛矿太阳能电池 JV 特性; (e)、(f) 分别为不同照射方向下的稳态输出特性。

这项研究工作实现了效率超过 20%的双面钙钛矿太阳能电池, 是对双面光伏

发电技术的成功探索，也为高效钙钛矿太阳能电池的进一步发展与应用发展奠定了基础。另外，团队在近一年内先后在 Advanced Energy Materials (IF: 21.49), Nano Energy (IF: 15.46), Journal of Materials Chemistry A (IF: 10.66), ACS Applied Materials & Interfaces (IF: 8.69), Solar RRL 等重要期刊上发表了多篇论文。微电子学院张春福教授评述说：“进一步理论计算表明，采用 TeO₂/Ag 透明顶电极的钙钛矿太阳能电池在 AM1.5G 下可以分别获得 22.65% 和 22.53% 的双面转换效率，双面因子达到 99%，这充分展示了双面钙钛矿太阳能电池的发展潜力，也为下一步研究指明了方向。”

(本文摘自《西电新闻网》)

企业动态

1、【国内首例！昱能快速关断器产品已获 Sunspeg 认证】

近日，昱能科技快速关断器产品通过 Sunspeg 通讯协议规范测试，并在 Sunspeg 网站成功列名，这标志着昱能快速关断器产品成为国内首例获得 Sunspeg 认证的产品。

昱能组件级关断器 RSD 与信号发生器 Transmitter 双双取得 Sunspeg 认证，均在其网站列名。昱能组件级关断器 RSD 与信号发生器 Transmitter 配套使用：transmitter 作为信号主机，通过不断的发送心跳帧维持关断器 RSD 的正常工作。同时，系统在遇到紧急情况时，可以通过交流拉闸，停止 Transmitter 工作，从而通过关断器断开每一块组件的输出，保障系统的安全。昱能组件级关断器产品可与大多数品牌的组串式逆变器匹配，具有体积小、重量轻，安装方式简单便捷，使用安全可靠等诸多优势。

在光伏安全标准方面，欧美等国家一直是先行于国内的：《美国国家电气法规》NEC2017 (690.12) 标准条款中，明确要求光伏系统需要具备组件级别的快速关断功能，该标准已于今年 1 月起强制执行。快速关断 Sunspeg 认证的获得，意味着昱能快速关断器满足该类产品 Sunspeg 通讯协议标准，且可以更好的达到

NEC 2017 (690.12) 组件级快速关断标准要求。

此次昱能科技快速关断器首开国内先河，为该款产品进入北美市场打开了大门。同时，昱能已将此高性价比的组件级关断解决方案引入了国内市场，希望与更多志同道合的合作伙伴一同努力，助推光伏行业稳健发展，让光伏设备的使用无后顾之忧。

（本文摘自《APsystems》）

2、【作为全球首家太阳能企业晶科能源加入 RE100 和 EP100 绿色倡议】

近日，晶科能源作为全球首家太阳能企业，加入 RE100 和 EP100 绿色倡议。这两项全球运动由气候组织（The Climate Group）发起。气候组织是一家国际非盈利组织，与政府和极具实力的企业网络密切合作，以实现创新方案的大规模应用。

RE100 倡议联合了全世界最有影响力的公司，包括苹果、谷歌、Facebook、宜家、可口可乐等承诺 100%使用可再生能源。为了实现这项全球气候目标，推动低碳经济，加入该倡议的公司承诺在全球运营中 100% 使用可再生能源。EP100 倡议则汇聚了越来越多的能源智能型企业，承诺用更少的能源做更多的事。

作为承诺的一部分，截至 2025 年，晶科能源所有的工厂和全球运营使用 100% 可再生能源。到 2030 年，能源管理系统将部署到公司所有运营环节，能源生产效率相比 2016 年将提高 30%。为了实现这些目标，晶科能源还签署了 EP100 冷气行动，以提高公司冷气供应的能效。

晶科能源 CEO 陈康平评论道：“我们对长期可持续性的关注度和产品质量等同。我们持续鼓励我们的供应商采用可再生电力，并支持绿色运营。作为可再生能源行业的龙头企业之一，为可持续的未来负起责任，担任示范角色十分重要。我们业务的核心是绿色能源，作为全球首家加入 RE100 和 EP100 的光伏制造商，我们感到十分激动。”

气候组织中国总监 Yuming Hui 表示：“看到晶科能源在更清洁、更智慧的能源使用以及太阳能和节能制冷投入方面的表率，我们令人感到十分高兴。在加

入 RE100 和 EP100 的这一周，晶科能源投入于全球气候行动事宜并展示可以做什么。私营企业在加快推动中国清洁经济中扮演着重要的角色，我们希望更多的企业能够跟随晶科的榜样。”

（本文摘自《晶科》）

光伏政策

1、【财政部对十三届全国人大二次会议第 9258 号建议的答复】

财建函〔2019〕97 号

徐云波代表：

您提出的关于妥善解决光伏发电补贴拖欠问题的建议收悉。经认真研究，现答复如下：

中央财政一直积极支持可再生能源发电。按照《可再生能源法》要求，财政部会同相关部门先后出台了《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》、《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法的通知》、《关于分布式光伏发电实行按照电量补贴政策等有关问题的通知》等办法，明确了可再生能源电价附加征收和使用的有关政策。按照相关办法，2012 年以来财政部累计安排补贴资金超过 4500 亿元，其中 2019 年安排 866 亿元。

在固定电价补贴政策支持下，我国风电、光伏等可再生能源发电行业快速发展，取得了巨大成就，为调整能源结构做出了突出贡献。近年来，我国风电、光伏新增装机和累计装机均持续领跑全球。截至 2019 年 4 月底，已并网风电 1.9 亿千瓦、光伏 1.81 亿千瓦、生物质发电 1933 万千瓦。

一、关于尽快发放历史拖欠补贴，加快将已建成光伏电站纳入补贴目录的问题

由于装机规模发展超出预期等原因，可再生能源发电补贴资金缺口较大，造成部分企业补贴资金不能及时到位。为解决补贴缺口问题，我部会同有关部门积极研究提出了相关方案，并多次上报国务院领导。下一步，我们拟会同相关部门

逐步调整补贴政策。

其中，对于新增项目，一是积极推进平价上网项目，目前已经公布了第一批共计 2076 万千瓦平价上网项目名单；二是调控优化发展速度，加大竞争配置力度，明确新建风电、光伏发电项目必须通过竞争配置，优先建设补贴强度低的项目，有效降低新建项目补贴强度。三是价格主管部门积极完善价格形成机制推动补贴强度降低的政策措施，新建陆上风电 2019 年和 2020 年的最低指导价已经分别下降到每千瓦时 0.34 元和 0.29 元，在局部地区已经低于煤电标杆电价；新建光伏发电项目 2019 年的指导价已经下降到每千瓦时 0.4 元，通过加大竞争配置力度可进一步降低补贴强度。通过上述措施，可以有效降低新增规模项目所需补贴资金，缓解补贴缺口扩大趋势。

对于存量项目，一是拟放开目录管理，由电网企业确认符合补贴条件的项目，简化拨付流程；二是通过“绿证”交易和市场化交易等方式减少补贴需求；三是与税务部门保持沟通，进一步加强可再生能源电价附加征收力度，增加补贴资金收入。通过上述措施，可逐步缓解存量项目补贴压力。

对于您提出的发行特别国债支持光伏发电企业的意见，我们认为，解决光伏发电补贴拖欠问题具有一定必要性，但是否采取发行特别国债的方式要审慎研究。一是特别国债以国家信用为担保，一般使用在特定领域，且需具备相应资产规模能够保证正常还本付息。一般情况下，市场领域主要依靠其自身调节解决，而不是由包括国债和特别国债在内的公共财政资金发挥作用；二是特别国债具有强烈市场信号，在非特殊时期或遇到特殊困难情况下，不宜启用。

二、关于对国家规定范围内的对象足额征收问题

2016 年，财政部已印发《关于提高可再生能源发展基金征收标准等有关问题的通知》（财税〔2016〕4 号），明确规定要切实加强企业自备电厂等基金征收管理。企业自备电厂自发自用电量，以及大用户与发电企业直接交易电量，均应纳入基金征收范围，各地不得擅自减免或缓征。对企业自备电厂以前年度欠缴基金，要足额补征。此外，按照国务院关于政府非税收入征管职责划转的相关要求，自 2019 年 1 月 1 日起，可再生能源发展基金以前年度应缴未缴的，由税务部门负责征缴入库，下一步，我们将积极配合税务部门做好相关工作。

三、关于提高可再生能源电价附加标准的问题

近年来，针对可再生能源发展基金缺口较大问题，可再生能源电价附加征收标准已多次调整，从最初的0.2分/千瓦时上调至现行1.9分/千瓦时，提高了近10倍。近年来，国家实施了一系列减税降费政策，持续减轻企业负担。当前形势下，暂无法提高电价附加征收标准。下一步，我们将结合经济发展情况、企业承受能力等因素适时研究有关政策。

我们非常赞同您提出的观点，我们将积极推动解决补贴资金缺口问题。

感谢您对财政工作的关心和支持，欢迎再提宝贵意见。

财 政 部

2019年9月1日

（本文摘自《财政部》）

2、【国务院关于印发实施更大规模减税降费后调整中央与地方收入划分改革推进方案的通知】

国发〔2019〕21号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

现将《实施更大规模减税降费后调整中央与地方收入划分改革推进方案》印发给你们，请认真贯彻执行。

国务院

2019年9月26日

（此件公开发布）

实施更大规模减税降费后调整中央与地方收入划分改革推进方案

为进一步理顺中央与地方财政分配关系，支持地方政府落实减税降费政策、缓解财政运行困难，按照党中央、国务院决策部署，现就实施更大规模减税降费后调整中央与地方收入划分改革制定如下方案。

一、基本原则

（一）保持现有财力格局总体稳定。调动中央与地方两个积极性，稳定分税制改革以来形成的中央与地方收入划分总体格局，巩固增值税“五五分享”等收入划分改革成果。

(二) 建立更加均衡合理的分担机制。按照深化增值税改革、建立留抵退税制度的要求,在保持留抵退税中央与地方分担比例不变的基础上,合理调整优化地方间的分担办法。

(三) 稳步推进健全地方税体系改革。适时调整完善地方税税制,培育壮大地方税税源,将部分条件成熟的中央税种作为地方收入,增强地方应对更大规模减税降费的能力。

二、主要改革措施

(一) 保持增值税“五五分享”比例稳定。《国务院关于印发全面推开营改增试点后调整中央与地方增值税收入划分过渡方案的通知》(国发〔2016〕26号)确定的2—3年过渡期到期后,继续保持增值税收入划分“五五分享”比例不变,即中央分享增值税的50%、地方按税收缴纳地分享增值税的50%。进一步稳定社会预期,引导各地因地制宜发展优势产业,鼓励地方在经济发展中培育和拓展税源,增强地方财政“造血”功能,营造主动有为、竞相发展、实干兴业的环境。

(二) 调整完善增值税留抵退税分担机制。建立增值税留抵退税长效机制,结合财政收入形势确定退税规模,并保持中央与地方“五五”分担比例不变。为缓解部分地区留抵退税压力,增值税留抵退税地方分担的部分(50%),由企业所在地全部负担(50%)调整为先负担15%,其余35%暂由企业所在地一并垫付,再由各地按上年增值税分享额占比均衡分担,垫付多于应分担的部分由中央财政按月向企业所在地省级财政调库。合理确定省以下退税分担机制,切实减轻基层财政压力。具体办法由财政部研究制定。

(三) 后移消费税征收环节并稳步下划地方。按照健全地方税体系改革要求,在征管可控的前提下,将部分在生产(进口)环节征收的现行消费税品目逐步后移至批发或零售环节征收,拓展地方收入来源,引导地方改善消费环境。具体调整品目经充分论证,逐项报批后稳步实施。先对高档手表、贵重首饰和珠宝玉石等条件成熟的品目实施改革,再结合消费税立法对其他具备条件的品目实施改革试点。改革调整的存量部分核定基数,由地方上解中央,增量部分原则上将归属地方,确保中央与地方既有财力格局稳定。具体办法由财政部会同税务总局等部门研究制定。

三、工作要求

（一）加强组织领导。财政部要加强对中央与地方收入划分改革工作的组织协调，抓紧制定具体实施办法。各省级人民政府要结合本地实际，进一步建立健全中央与地方收入划分改革工作的协调机制，明确责任分工，强化协同配合，督促指导本级部门和辖区内市县全面贯彻落实。国务院有关部门要全力配合改革，协助做好对各地区各行业改革落实情况的跟踪监测。

（二）严肃财经纪律。财政部要会同有关部门认真审核、严格把关，防止一些地方人为干预税收、突击做基数。各地区要按本方案要求推进改革，严肃查处干预企业经营、操纵税源分布、地方市场保护等违规行为，防止为了短期和局部利益，搞违规政策洼地。各级税务机关要做好改革后税收征管工作，严厉打击虚开发票和偷逃骗税行为，坚决堵塞征管漏洞。

（三）推进配套改革。本方案确定的中央与地方收入划分改革措施到位后，各省、自治区、直辖市及计划单列市人民政府要结合本地实际，进一步改革和完善省以下财政管理体制，理顺省以下各级政府间收入划分关系，均衡省以下地区间财力，促进基本公共服务均等化。

实施更大规模减税降费是应对当前经济下行压力的关键之举，调整中央与地方收入划分改革是落实减税降费政策的重要保障。各地区各部门要更加紧密地团结在以习近平总书记为核心的党中央周围，坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，增强“四个意识”、坚定“四个自信”、做到“两个维护”，抓好本方案的贯彻实施工作，建立权责清晰、财力协调、区域均衡的中央与地方财政关系，为减税降费政策落实创造条件，确保让企业和人民群众有实实在在的获得感，为全面建成小康社会收官打下决定性基础，以优异成绩庆祝中华人民共和国成立70周年。

（本文摘自《中国政府网》）