

风电补贴再退坡，2021 年新增陆上风电将实现全面平价上网

——电力设备与新能源行业 事件点评

2019 年 05 月 26 日

看好/维持

电力设备与新能源 | 事件点评

李远山

分析师

执业证书编号：S1480519040001

liysh@dxzq.net.cn 010-66554024

事件：

5 月 24 日，国家发展改革委发布《关于完善风电上网电价政策的通知（发改价格[2019]882 号）》（以下简称《通知》），明确了 2019-2020 年陆上风电和海上风电新核准项目的电价政策，以及之前核准项目所适用的电价。该规定自 2019 年 7 月 1 日起执行。

投资要点：

1、陆上风电补贴完全退出时间确定，平价上网时代开启

“十三五”以来，我国可再生能源规模持续扩大，技术水平不断提高，开发建设成本持续降低。据统计，2017 年投产的风电、光伏电站平均建设成本比 2012 年降低了 20%和 45%，在资源条件优良、建设成本低、投资和市场条件好的地区，风电、光伏发电成本已达到燃煤标杆上网电价水平。在可再生能源消纳状况持续好转的环境下，项目的经济性稳步提升，为国家补贴退坡，缓解补贴资金压力创造了有利条件。

早在今年的 4 月 12 日，国家能源局发布《关于征求对 2019 年风电、光伏发电建设管理有关要求的通知（征求意见稿）意见的函》，要求各地优先申报平价上网项目，平价项目享有并网消纳的优先权，要协同落实支持风电、光伏发电平价上网政策措施。5 月 22 日，国家发改委办公厅、国家能源局综合司发布《关于公布 2019 年第一批风电、光伏发电平价上网项目的通知》，共涉及 16 个省份 250 个平价上网项目，总装机规模 2076 万千瓦，其中风电 451 万千瓦，光伏发电 1478 万千瓦，分布式交易试点 147 万千瓦。

此次《通知》明确，将陆上风电标杆上网电价改为指导价；新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区指导价。2019 年陆上风电指导价标准为每千瓦时 0.34、0.39、0.43、0.52 元。2020 年为每千瓦时 0.29、0.34、0.38、0.47 元，指导价低于当地燃煤标杆电价（含脱硫、脱硝、除尘）的地区，以燃煤标杆电价作为指导价。2021 年新核准陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。这说明留给风电企业慢慢向平价上网过渡的时间已经不多，国家对于风电项目的去补贴计划正在陆续实施，平价的大门已经开启。

光伏项目的上网电价逐渐接近燃煤标杆电价，意味着发电侧平价正在逐步实现。预计在 2020-2021 年将会完全实现发电侧平价。发电侧平价一旦实现，新建的光伏电站将比新建煤电厂更具经济性，加之新能源拥有传统能源无法比拟的优越性，光伏发电将成为满足新增用电需求的首选。在经历了补贴驱动和用户侧平价带来的几轮高速增长后，在不久的将来，发电侧平价将会推动光伏产业的高速发展。

表 1：陆上风电标杆上网电价标准

资源区	2018 年新建陆上风电标杆上网电价	2019 年新建陆上风电上网指导价	各资源区所包括的地区
I 类资源区	0.47	0.44	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市
II 类资源区	0.50	0.47	河北省张家口市、承德市；内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市；甘肃省嘉峪关市、酒泉市；云南省
III 类资源区	0.54	0.41	吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区；甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区；宁夏回族自治区
IV 类资源区	0.60	0.58	除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区

资料来源：国家发改委，东兴证券研究所

2、标杆电价政策效果显著，指导价格标准市场化方向明显

5 月 16 日，发改委、能源局联合印发《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，通知明确了 2019 年和 2020 年消纳责任主体、消纳责任权重、考核机制、考核指标等细节。目前，受系统调峰能力不足、市场机制不健全等因素影响，我国可再生能源还存在比较突出的限电问题。电力配额制有助于解决全国范围内的限电问题，保障新能源电力全面上网消纳。实现平价上网后，风电装机规模将不再受补贴量的限制，转而主要受消纳能力的限制。因此短期来看，配额制的落地有利于保障存量风电项目收益；长期来看，消纳政策将为平价后风电行业长期发展奠定基础，以确保 2020 年补贴退出以后，市场还能有相应的政策保障风电行业进入下一阶段的持续发展。

风电电价政策的实施效果显著。近十年来，我国风电年均装机增速约 26%，风电产业整体表现为稳定发展。得益于并网消纳形势持续好转，2018 年，全国风电平均利用小时数 2095 小时，较 2017 年增加 147 小时，为 2011 年以来最高值。在发电量方面，2018 年，风电发电量 3660 亿千瓦时，同比增长 20%，风电发电量占全部发电量的 5.2%，比 2017 年提高 0.4 个百分点。因此，在明确的电价水平下，通过市场和企业选择，风电新增装机规模实现持续发展，符合规划预期。截至 2018 年底，全国风电新增并网装机 2059 万千瓦，累计并网容量 1.84 亿千瓦，同比增长 12.4%。其中，陆上风电全国新增核准约 2140 万千瓦，新开工风电项目约 1500 万千瓦；全国海上风电新增并网装机 161 万千瓦，同比增长 140%，累计并网装机达到 363 万千瓦，呈现加速发展的态势。此外，目前在建海上风电规模约 1100 万千瓦。

此《通知》将标杆电价改为指导价，上网电价进一步下调，以适应电力市场化改革要求和体现全面实施竞争配置的政策导向。2019 年开始对新核准的集中式陆上和海上风电项目全部实施竞争方式确定上网电价，各资源区的价格水平是竞争电价上限，因此价格的指导意义和作用更强，标杆电价改为指导价体现了市场化方向，且电价水平下降的步伐和幅度也考虑了风电行业实际情况，符合国家的规划预期，也体现了政策的稳定

性和持续性。

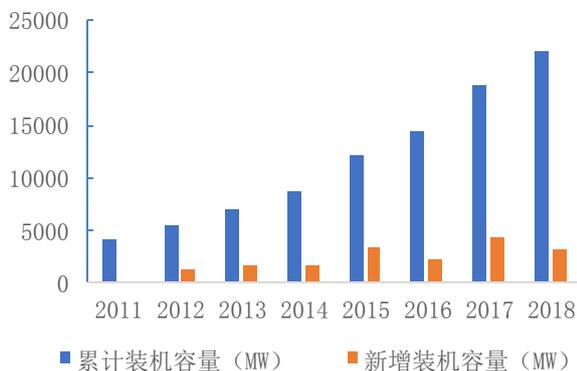
3、海外需求旺盛，欧美地区光伏产业快速发展

随着技术的进步和成本的下降，全球海上风电市场规模在迅速扩张。根据 Wood Mackenzie Power & Renewables 的预测，未来十年，全球风电装机有望新增 680GW，其中 40% 将是海上风电。2018 年全球海上风电累计装机规模已经达到 23GW，占全球总装机规模的 4%，新增装机容量为 4.5GW，与 2017 年新增装机规模变化不大。2017 年较 2016 年装机容量增长 30%，预计全球海上风电装机容量保持 2017 年的增长趋势，累计装机容量达到约 22GW，同比增长约 17%。海外市场海上风电需求的持续扩张将给国内企业营造更大的市场空间。

截至 2018 年底，海上风电累计装机容量占国内风电累计装机容量的比例仅仅只有 2.1%，提升空间广阔。根据中国《风电发展“十三五”规划》，到 2020 年，海上风电开工建设规模达到 10000MW，力争累计并网容量达到 5000MW。我国海上风电尚处于起步阶段，随着海上风场的建设进展，通过技术的创新、产业链的不断成熟完善，以及规模化开发和协同效益，海上风电在 2025 年左右，将具备实现平价上网的条件。

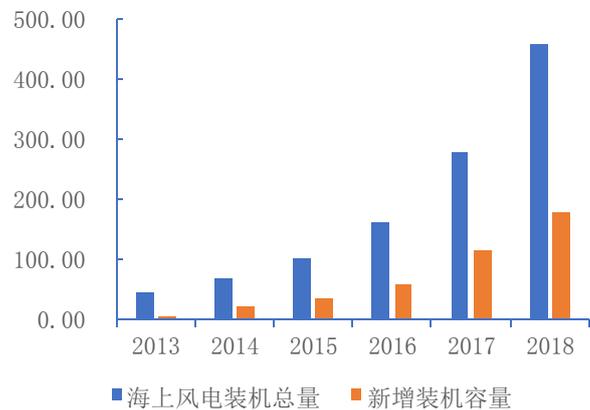
此《通知》明确，2019 年近海风电指导价由之前的 0.85 元/千瓦时，降低到 0.80 元/千瓦时，2020 年再降到 0.75 元/千瓦时。这种逐年小幅降低的方式综合考虑了我国的海上风能资源条件和海上风电市场发展方面，一方面考虑了海上风电建设难度大、周期长的实际情况，另一方面可以规范海上风电开发，予以项目一定的缓冲，对于海上风电进行适度激励使前期工作扎实的项目具有更好的建设条件，也体现了政策的连贯性，将有利于促进海上风电的规模化发展。

图 1: 全球海上风电近年来装机情况



资料来源：GWEC，东兴证券研究所

图 2: 国内海上风电装机情况



资料来源：CWEC，东兴证券研究所

3、投资建议

此次风电价格政策的调整正式开启了平价上网时代的大门，从价格机制、价格水平、建设要求等方面明确了现阶段风电价格政策，细化了管理要求，加之可再生能源配额制的实施，有利于实现至 2021 年平价上网的平稳过渡。另外，国内外市场风电装机需求有望持续增速，行业进入新一轮的成长周期。建议关注风电中游零配件环节金雷股份、振江股份。

4、风险提示

平价上网项目不及预期；装机量不及预期；政策实施不及预期；国际贸易环境恶化。

分析师简介

李远山

西安交通大学学士，清华大学核能科学与工程硕士，曾就职于环保部核与辐射安全中心从事核安全审评研究工作，2016 年加入新时代证券研究所，2019 年加入东兴证券研究所，负责电力设备新能源行业研究。

研究助理简介

分析师承诺

负责本研究报告全部或部分内容的每一位证券分析师，在此申明，本报告的观点、逻辑和论据均为分析师本人研究成果，引用的相关信息和文字均已注明出处。本报告依据公开的信息来源，力求清晰、准确地反映分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。

风险提示

本证券研究报告所载的信息、观点、结论等内容仅供投资者决策参考。在任何情况下，本公司证券研究报告均不构成对任何机构和个人的投资建议，市场有风险，投资者在决定投资前，务必要审慎。投资者应自主作出投资决策，自行承担投资风险。

免责声明

本研究报告由东兴证券股份有限公司研究所撰写，东兴证券股份有限公司是具有合法证券投资咨询业务资格的机构。本研究报告中所引用信息均来源于公开资料，我公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

我公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本报告版权仅为我公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为东兴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

本研究报告仅供东兴证券股份有限公司客户和经本公司授权刊载机构的客户使用，未经授权私自刊载研究报告的机构以及其阅读和使用者应慎重使用报告、防止被误导，本公司不承担由于非授权机构私自刊发和非授权客户使用该报告所产生的相关风险和责任。

行业评级体系

公司投资评级（以沪深 300 指数为基准指数）：

以报告日后的 6 个月内，公司股价相对于同期市场基准指数的表现为标准定义：

强烈推荐：相对强于市场基准指数收益率 15% 以上；

推荐：相对强于市场基准指数收益率 5%~15% 之间；

中性：相对于市场基准指数收益率介于-5%~+5% 之间；

回避：相对弱于市场基准指数收益率 5% 以上。

行业投资评级（以沪深 300 指数为基准指数）：

以报告日后的 6 个月内，行业指数相对于同期市场基准指数的表现为标准定义：

看好：相对强于市场基准指数收益率 5% 以上；

中性：相对于市场基准指数收益率介于-5%~+5% 之间；

看淡：相对弱于市场基准指数收益率 5% 以上。