

改善消纳利于放量回升，风光产业有望深度受益

——《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》政策点评

✉ : 王鹏 执业证书编号: S1230514080002
☎ : 021-80106010
✉ : wangpeng@stocke.com.cn

行业评级

新能源行业

看好

事件概述

2018年11月30日，国家能源局四川监管办公室官网转发了国家发改委、国家能源局《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》（以下简称《行动计划》）。该文件提出了我国2018-2020年解决清洁能源弃电问题的总体指标和各项措施，对于改善我国光、风、水、核等清洁能源消纳情况具有纲领性指导意义。

投资要点

□ 2020年力争实现风、光、水利用率95%以上，核电全消纳

本次《行动计划》提出优先发展分布式可再生能源、清洁能源优先/跨省/与火电“打捆”交易、促进辅助服务市场、出台可再生能源电力配额制、火电灵活性改造、建设清洁能源外送通道及电网升级、探索清洁取暖、发展储能等一系列改善清洁能源消纳的措施，目标实现2018-2020弃光率、弃水率低于5%；弃风率三年力争分别小于10%、8%、5%，核电2020年全国范围内实现安全保障性消纳。

上述提出的举措中，部分已付诸实施并取得一定成绩或进展，如：分布式光伏、可再生能源交易、特高压外送通道建设、可再生能源配额制、推进电力辅助服务市场等。各项举措下一阶段有望继续发力，为进一步提升我国清洁能源装机和发电比例、提升消纳水平保驾护航。

我们认为，本次《行动计划》节奏平稳、体系完善、多措并举、可实现性强，有望切实解决我国清洁能源弃电问题，实现设定的保障消纳目标。

□ 改善消纳重回放量，风光平价仅剩“一步之遥”

近十年，我国光伏、风电产业的建设及度电成本不断下降，得益于规模化发展带来的技术突破和生产效率提升。当前风、光产业规模化发展的重要瓶颈在于消纳问题，本次《行动计划》的发布旨在针对性解决消纳瓶颈，为下一阶段光伏、风电重回放量铺平道路。

当前我国光伏、风电的装机和度电成本已降至接近或部分达到脱硫燃煤电价的水平，下一阶段重回放量通道将有望进一步降低光伏、风电成本及电价。综合对上述政策、市场的分析判断，我们认为，光伏、风电距离较大范围内的平价上网仅剩“一步之遥”。

□ 深度受益消纳提升，风光产业增长可期

我们认为，解决消纳问题将使光伏、风电等新能源产业深度受益，坚定看好产业下一阶段的发展增长。

□ 投资建议

建议关注产业链优质标的：隆基股份、通威股份、东方日升、阳光电源等。

□ 风险提示

相关政策执行或不达预期；光伏、风电装机容量增速及成本下降或不达预期。

相关报告

报告撰写人：王鹏

数据支持人：王俊阳、胡阳艳

正文目录

1. 至 2020 年力争实现风、光、水利用率 95%以上，核电全消纳	4
1.1. 优先鼓励分散式、分布式可再生能源，“釜底抽薪”减轻消纳压力	6
1.2. 特高压助力清洁能源外送，2018-2019 年再核准 9 项输变电重点工程	7
1.3. “政策+市场”双管齐下，建立长效机制保障消纳	10
1.3.1. 清洁能源优先发电，跨省新能源消纳稳步提升	10
1.3.2. 清洁能源打捆交易，电力辅助服务市场推进可期	11
1.4. 目标计划合理可控，消纳改善指日可待	13
2. 改善消纳重回放量通道，风光平价仅剩“一步之遥”	14
2.1. 改善消纳有望为光伏、风电继续放量铺平道路	14
2.2. 规模发展降低成本，风光平价仅剩“一步之遥”	15
3. 深度受益消纳提升，风光产业增长可期	16

图表目录

图 1: 光伏、风电累计装机容量及弃光率、弃风率对比	6
图 2: 分布式光伏占比与分散式风电占比	7
图 3: 2015-2018Q3 我国弃风、弃光及特高压线路投运情况	8
图 4: 加快推进的 9 项输变电重点工程分布示意图 (虚线部分为配套工程)	9
图 5: 国网范围内交易中心注册发电企业装机结构	10
图 6: 2016-2018Q3 国网范围内省间新能源消纳情况	10
图 7: 光伏+水电“打捆”交易模式	12
图 8: 电力辅助服务市场发展阶段	13
图 9: 2015-2018 弃光、弃风情况及 2018-2020 光伏、风电消纳总体目标	13
图 10: 弃光率与集中式光伏装机增速情况	15
图 11: 弃风率与风电装机增速情况	15
图 12: 光伏装机容量提升与单位装机成本下降情况	15
图 13: 风电装机容量提升与单位装机成本下降情况	15
表 1: 《清洁能源消纳行动计划 (2018-2020 年)》重要省、自治区消纳指标	4
表 2: 《清洁能源消纳行动计划 (2018-2020 年)》重要内容汇总	4
表 3: 重要省、自治区 2018-2020 清洁能源消纳目标调整情况 (红色字体为正式稿调整后指标)	5
表 4: 2016-2017 年部分已建成特高压工程输送可再生能源电量情况	8
表 5: 能源局拟加快推进的 9 项输变电重点工程	9
表 6: 《关于实行可再生能源电力配额制的通知》(第三次征求意见稿) 各省约束性指标	10
表 7: 西北区域各省(区)弃风弃光原因模拟结果对比	12
表 8: 2017-2018 年光伏、风电重点省、自治区弃电率情况统计	14
表 9: 2018 年我国各类电源系统成本、电价对比	16

事件概述：2018年11月30日，国家能源局四川监管办公室官网转发了国家发改委、国家能源局《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》（以下简称《行动计划》）。该文件提出了我国2018-2020年解决清洁能源弃电问题的总体指标和各项措施，对于改善我国光、风、水、核等清洁能源消纳情况具有纲领性指导意义。

1. 至2020年力争实现风、光、水利用率95%以上，核电全消纳

《行动计划》提出总体目标：2018-2020年，确保弃光、弃水率低于5%；弃风率逐年递减，前两年分别小于12%、10%，第三年达到国际先进水平，力争三年分别小于10%、8%、5%；核电三年大部分、基本、全部实现安全保障性消纳。对于清洁能源重要省、自治区的弃风、弃光、弃水率，明确要求如表1所示：

表 1：《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》重要省、自治区消纳指标

	2018年		2019年		2020年	
	利用率	弃电率	利用率	弃电率	利用率	弃电率
一、风电						
1.新疆	75.00%	25.00%	80.00%	20.00%	85.00%	15.00%
2.甘肃	77.00%	23.00%	80.00%	20.00%	85.00%	15.00%
3.黑龙江	90.00%	10.00%	92.00%	8.00%	94.00%	6.00%
4.内蒙古	88.00%	12.00%	90.00%	10.00%	92.00%	8.00%
5.吉林	85.00%	15.00%	88.00%	12.00%	90.00%	10.00%
6.河北	94.00%	6.00%	95.00%	5.00%	95.00%	5.00%
二、光伏						
1.新疆	85.00%	15.00%	90.00%	10.00%	90.00%	10.00%
2.甘肃	90.00%	10.00%	90.00%	10.00%	90.00%	10.00%
三、水电						
1.四川	90.00%	10.00%	92.00%	8.00%	95.00%	5.00%
2.云南	90.00%	10.00%	92.00%	8.00%	95.00%	5.00%
3.广西	95.00%	5.00%	95.00%	5.00%	95.00%	5.00%

数据来源：国家能源局四川监管办公室、浙商证券研究所

《行动计划》从优化装机、完善市场、加强政策、创新模式、提升基建、拓宽应用、监督保障等多个维度，全方位、立体化地指明了实现消纳指标的路径和方向，为实现上述消纳目标提供保障，具体内容如表2所示。

表 2：《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》重要内容汇总

	主要内容	目的和意义
优化装机	1) 分散式、分布式可再生能源优先；2) 严格执行风电、光伏发电投资监测预警机制；3) 控制煤电规划建设时序	分布式可再生能源装机靠近东部负荷中心，减轻长距离、跨省输电压力；对于投资环境不达标的区域进行严控，保障整体清洁能源消纳水平，不盲目放量；同时一定程度上令传统化石能源让路，为清洁能源装机规模发展腾出空间。
完善市场	1) 促进电力中长期交易，优先清洁能源交易；2) 扩大清洁能源省区市场交易，超计划外送；3) 设计电力现货市场时充分考虑清洁能源特性，并计划2019年起试点逐步投入运行；4) 推进电力辅助服务改革试点，促进市场机制成型	为清洁能源创造交易通道优势；打通清洁能源交易的省间壁垒，建立绿色通道；电力现货市场是我国电力系统由“计划制”向“市场制”转型的重要设计组成部分，制度设计向清洁能源倾斜；完善电力辅助服务市场机制，促进辅助服务市场繁荣，对冲清洁能源比例日益提升为电网带来的运行压力。
加强政策	1) 争取年内出台可再生能源电力配额制度；2) 补贴逐年退坡，加速实现平价；3) 逐步减少煤电计划电量，优先	制度化提升清洁能源使用需求，缓解补贴压力，减小补贴缺口，加速快消化石电源与清洁能源之间的竞争不平衡；发电量向

	清洁能源发电；4) 启动可再生能源法修订	清洁能源倾斜；规范市场，避免行业系统性风险。
创新模式	1) 实施火电灵活性改造，核定火电最小技术出力率和最小开机方式；2) 建立市场、行政机制引导燃煤自备电厂参与调峰，促其缴纳政府性基金和附加；3) 提升可再生能源功率预测水平，增加预测奖惩制度	或意在引导火电向清洁能源辅助电力角色转型；加强对燃煤自备电厂的统筹管理，调动其调峰能力，并有望增收可再生能源附加基金，缓解补贴压力；通过奖惩制度激励发电厂提升可再生能源功率预测水平，增强其可调度性，提升消纳。
提升基建	1) 加快建设清洁能源外送通道，增强可再生能源富裕区域内输电互通能力；2) 充分发挥送受两端煤电机组的调频、调峰能力，2020年前将跨省可再生能源输电比例提高至30%以上；3) 进行城乡配网建设和智能化升级，探索多能联合调度	通过建设外送通道加强“西电东送”，内部输电互通提升整合能力，设置输电比例指标，升级电网形态，挖掘现有电网基建的消纳潜力，从而提升清洁能源外送比例。
拓宽应用	1) 探索可再生能源富余电力制热、制冷等存储消纳模式；2) 推进北方地区冬季清洁取暖，2019-2020实现清洁取暖率50%、70%；3) 推进储能电站建设；4) 推动高能耗产业、电动汽车充电等参与电力需求侧响应服务	旨在扩大清洁能源消纳、存储的途径，减轻电网和负荷实时消纳的压力。
保障监督	1) 对于风电、光伏、水能利用率超过95%的区域，其限发电量不再计入全国限电量统计；2) 电网、电力交易机构按月上报发电计划和跨省跨区通道送电曲线备查；3) 对消纳政策的落实情况，按月监测、按季度评估、按年度考核，并配有12398监管热线接纳投诉、举报和咨询	通过激励消纳、定期评估、社会监督的方式，赋予清洁能源市场公开、公平、公正的行业环境，促进产业发展不断优化，进一步拓宽其发展潜力。

数据来源：国家能源局四川监管办公室、浙商证券研究所

与2018年4月发布的征求意见稿相比，本次《行动计划》正式稿总体延续了之前的指标设定和措施体系。具体清洁能源重要省、自治区的消纳指标有所提升，如表3所示。

表 3：重要省、自治区 2018-2020 清洁能源消纳目标调整情况（红色字体为正式稿调整后指标）

	征求意见稿			正式稿		
	2018年	2019年	2020年	2018年	2019年	2020年
一、风电	弃风率					
1.新疆	25%	20%	15%	25%	20%	15%
2.甘肃	25%	20%	15%	23%	20%	15%
3.黑龙江	15%	12%	10%	10%	8%	6%
4.内蒙古	15%	12%	10%	12%	10%	8%
5.吉林	15%	12%	10%	15%	12%	10%
6.河北	--	--	--	6%	5%	5%
二、光伏	弃光率					
1.新疆	15%	10%	10%	15%	10%	10%
2.甘肃	15%	10%	10%	10%	10%	10%
三、水电	弃水量（单位：亿千瓦时）			弃水量		
1.四川	140	120	30	10%	8%	5%
2.云南	260	200	50	10%	8%	5%
3.广西	20	10	5	5%	5%	5%

数据来源：国家能源局、国家能源局四川监管办公室、浙商证券研究所

备注：2017年，四川、云南、广西的水电发电量分别为3,041亿千瓦时、2,493亿千瓦时、629亿千瓦时

部分改善消纳措施存在微调,包括但不限于如下方面:1)有序安排清洁能源投产进度部分,将“红色预警省(区、市)不得新增核准风电、光伏项目”调整为“严禁违反规定建设规划外项目”;2)完善电力中长期交易机制部分,提出促进“清洁能源+火电”的打捆交易模式,较征求意见稿中促进清洁能源间组合交易的提法增加了灵活选择的空间;3)扩大清洁能源跨省区市场交易部分,增加“鼓励核电参与跨省区市场交易”;4)提升可再生能源功率预测水平部分,取消“对于偏差超过5%的电量进行双向结算”的具体限制。

总体来说,从征求意见稿到正式稿,《行动计划》提高了对重要清洁能源省、自治区的消纳改善要求,同时增加了部分促进消纳措施的实施灵活性,整体而言更具可操作性和可实现性。

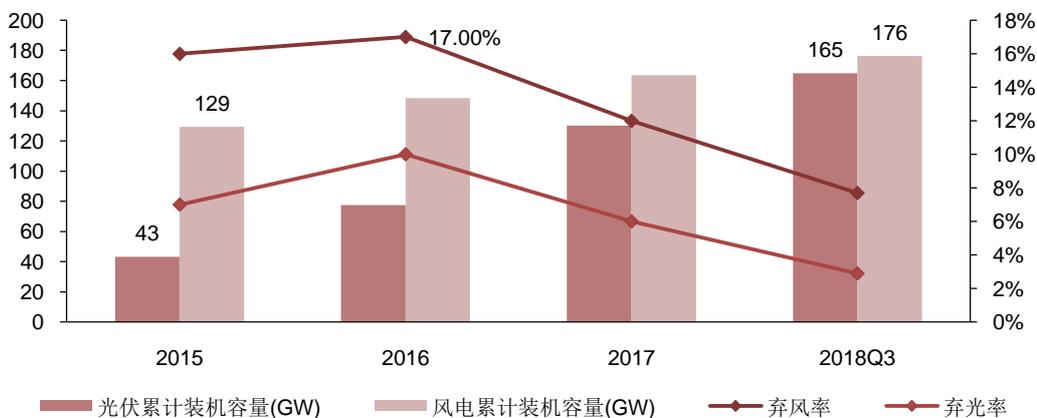
1.1. 优先鼓励分散式、分布式可再生能源,“釜底抽薪”减轻消纳压力

本次《行动计划》中提到:“清洁能源开发规模进一步向中东部消纳条件较好地区倾斜,优先鼓励分散式、分布式可再生能源开发”。其中,分散式风电、分布式光伏是较为典型的细分领域。

分布式光伏在我国发展较为充分。截至2018年3季度末,我国累计分布式光伏装机容量已达到46.8GW,占到我国光伏发电总装机容量的28.41%。其中,在2017年,我国分布式光伏取得爆发式增长,全年新增分布式光伏装机容量达19.44GW,同比增长3.7倍。相比之下,我国分散式风电的发展则较为缓慢。据《中国能源报》2018年3月29日报道,北京洁源新能投资有限公司总经理鱼江涛提及“我国分散式风电并网量只占全国风电并网总量的1%左右”。

我们将2013-2018年第3季度末,分布式光伏、分散式风电分别在光伏、风电总装机容量中的占比进行对比,可以看到:分布式光伏在光伏总装机容量中占比更高,其中占比最低的2016年达到13.33%,2018年第3季度末占比最高,达到28.30%;而分散式风电在风电总装机容量中占比估算不超过1%,如图1所示。

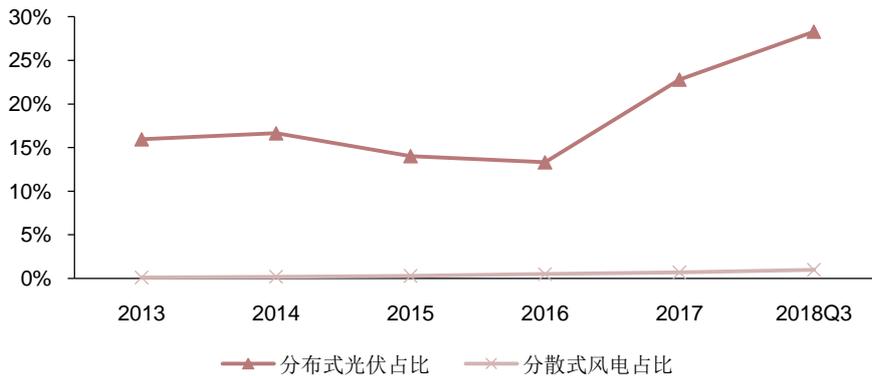
图 1: 光伏、风电累计装机容量及弃光率、弃风率对比



资料来源: 国家能源局、浙商证券研究所

由于分散式、分布式可再生能源“自发自用、余电上网”的运营特性,其装机规模增长对电网消纳造成的压力较小。我们对比2015-2018年第3季度末,光伏、风电累计装机容量以及弃光率、弃风率数据,如图2所示,可以看到:2015-2018年第3季度末期间,光伏累计装机容量的提升速率远高于风电,而弃光率却始终低于弃风率。究其原因,我们认为主要得益于近年来分布式光伏的迅猛发展。进一步观察数据我们可以发现,2016年弃光率提升速度略高于弃风率,其边际原因或与当年分布式光伏占比比较低有关。

图 2：分布式光伏占比与分散式风电占比



资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

基于上述数据观察和分析，我们认为，优先发展分散式、分布式可再生能源，有利于结构性减缓可再生能源消纳压力的增长步伐。

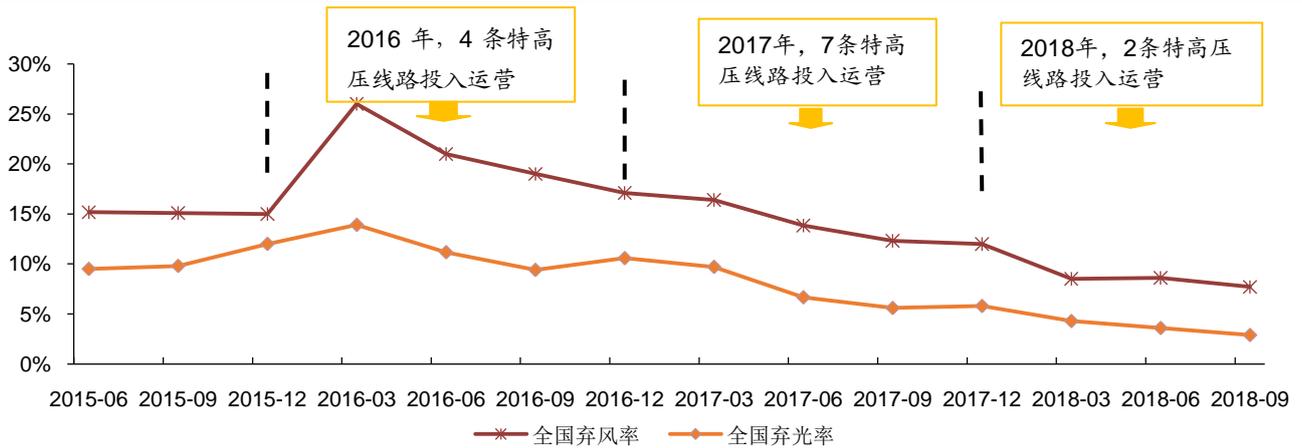
1.2. 特高压助力清洁能源外送，2018-2019 年再核准 9 项输变电重点工程

2014-2016 年是我国特高压输电工程密集开工的阶段，其中多条线路于 2016-2017 年建成投运。据我们统计，2016、2017 年，我国分别建成投运特高压输电线路 4 条、7 条，其中 2017 年为近年来特高压建成投运数量最多的一年。截至 2018 年 3 季度末，我国境内已投运特高压工程 22 项（8 交 14 直），另有 6 条线路在建（4 交 2 直）。其中多条线路的起点和途径省市覆盖清洁能源发电重要省、自治区，落点覆盖中、东部用电负荷中心，客观上为“窝电”的西部省区提升了清洁能源外送能力。

同样以光伏、风电的弃电情况为例。光伏方面，基于 2016 年上半年的“6.30”抢装现象，当年上半年我国光伏装机容量呈爆发式增长。装机高增长带来的消纳问题也同样突出。据国家能源局数据统计，2016 年上半年，我国西北地区弃光严重，西北地区弃光率 19.7%，问题突出的新疆、甘肃弃光率分别达到 32.4%和 32.1%。风电方面，据国家能源局统计数据，2015 年我国风力发电新增装机 32.97GW，同比增长 66.43%，同比增速为近 5 年以来最高。我国风力发电以陆上集中式电站为主，地理分布偏集中在风力资源丰富的“三北”地区，远离负荷中心，装机容量的高速增长为消纳带来较大压力，2016 年我国弃风率达到近年来高峰，一季度弃风率高达 25.81%，全年弃风率 17.10%。

我们将 2015 年 6 月至 2018 年 9 月，全国光伏、风电弃电率季度情况统计如下，见图 3。可以看到，2016 年为我国弃光、弃风问题突出的一年，自 2016 年以后，弃光、弃风现象逐年得到解决，这中间伴随着我国多条特高压外送通道的建成投运。

图 3：2015-2018Q3 我国弃风、弃光及特高压线路投运情况



资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

关于特高压外送通道对消纳清洁能源所起到的作用，我们根据国家能源局统计数据，整理了其中部分线路 2016-2017 年输送可再生能源电量的情况，所能统计的线路中主要包含国网和南网的 9 条特高压线路，如表 4 所示，实际对清洁能源消纳起到作用的输电工程或不止于此。2017 年，上述 9 条线路共输送可再生能源电量 1900 亿千瓦时，占上述 9 条特高压输电线路输电总量的 82.29%，同比增长 10.15%。虽然上述输电量数据不足以对特高压外送通道提升消纳的情况作完全的统计和分析，但从中也可以看到，部分特高压外送通道确实起到了提升清洁能源消纳的作用。

表 4：2016-2017 年部分已建成特高压工程输送可再生能源电量情况

序号	电网公司	线路简称	投运时间	2016 年			2017 年		
				输送电量 (亿 kWh)	可再生能源 (亿 kWh)	可再生能源占比	输送电量 (亿 kWh)	可再生能源 (亿 kWh)	可再生能源占比
1	国家电网	晋东南-南阳-荆门 1000kV	2009.01	82.5	29.2	35%	65.5	37.0	56%
2		向家坝-上海 ±800kV	2010.07	326.1	324.8	100%	324.0	320.3	99%
3		锦屏-苏南 ±800kV	2012.12	383.3	382.5	99%	387.1	384.6	99%
4		哈密南-郑州 ±800kV	2014.01	322.6	73.4	23%	359.7	152.6	42%
5		溪洛渡-浙江 ±800kV	2014.07	367.5	367.5	100%	389.6	389.6	100%
6		宁东-浙江 ±800kV	2016.08	72.8	20.8	29%	201.3	34.4	17%
7	南方电网	云南-广东 ±800kV	2010.06	261.8	261.8	100%	282.2	282.2	100%
8		普洱-江门 ±800kV	2013.09	264.5	264.5	100%	297.5	297.5	100%
9		滇西北-广东 ±800kV	2017.12	/	/	/	1.4	1.4	100%

资料来源：国网能源研究院、浙商证券研究所

2018 年 9 月 7 日，据“中国能源报”微信公众号报道，国家能源局印发《关于加快推进一批输变电重点工程规划建设工作的通知》，计划于 2018 年四季度至 2019 年核准开工 9 项输变电重点工程，其中包括 7 项特高压工程和 2 项跨省直流联网工程。本次《行动计划》中提到的雅中、白鹤滩、青海可再生能源外送通道，两广、河北、四川、云南内部输电断面能力提升工程等，均在上述 9 项输变电重点工程之中。

据相关报道，上述 9 项工程中的“青海-河南”特高压直流工程部分已于 2018 年 11 月 8 日正式开工，“张北-雄安”特高压线路已于 2018 年 11 月 29 日获河北省发改委核准批复，“陕北-湖北”、“雅中-江西”特高压预计 2018 年内核准开工，其余 5 项输变电重点工程预计将于 2019 年核准开工，详见表 5 和图 4。其中，多条线路的起点涉及清洁能源资源丰富区域；同时，清洁能源中向光伏、风电资源丰富区域的倾斜比重提升。未来，上述特高压工程等的建成投运，将有望进一步提升我国西部清洁能源送出能力，促进改善我国“西北弃光、弃风”、“川云弃水”状况。

表 5：能源局拟加快推进的 9 项输变电重点工程

序号	项目简称	类型 (交/直流)	输电能力 (GW)	预计核准 开工时间	线路与清洁能源相关情况
1	青海-河南±800kV(特交配套:驻马店-南阳、驻马店-武汉)	直流	8	2018Q4	青海是目前全球大规模并网光伏电站最集中的区域，截至 2017 年底，全省光伏、风电累计装机总量达 9.53GW，占青海电网总装机容量的 37.5%，2017 年光伏累计上网发电量 380 亿千瓦时。
2	陕北-湖北±800kV(特交配套:荆门-武汉)	直流	8	2018Q4	起于陕西榆林的陕北换流站，榆林市截至 2016 年底累计建成光伏并网装机 3.12GW，年发电量 22 亿千瓦时，2017 年 6 月启动首批 152 个村级示范光伏扶贫站，覆盖贫困村 149 个、贫困户 6710 户。
3	张北-雄安 1000kV	交流	6	2018Q4	张北县为中国著名八大风力发电场，风能资源储量大、品质好，10 米高度年均风速达 6.2m/s 以上，县内可开发风能资源潜力达 5GW 以上。年均日照时数 2898 小时，是河北省太阳能总辐射量最高区域之一，全县可开发光伏资源达 8GW。截至 2018 年 6 月 26 日，全县累计并网风电 2.23GW、光伏 0.52GW，新核准张家口百万千瓦风电基地项目 1.64GW，新能源产业为张北县支柱产业之一。
4	雅中-江西±800kV(特交配套:南昌-武汉、南昌-长沙)	直流	8	2018Q4	雅砻江是中国水能资源最富集的河流之一，在全国规划的十三大水电基地中排名第三。据搜狐能源报道，雅砻江中游规划电站总装机容量超过 10GW，共 7 座电站，其中 4 座计划通过雅中直流外送，涉及水电装机量 7.5GW。
5	白鹤滩-江苏±800kV	直流	8	2019	白鹤滩水电站位于四川省宁南县和云南省巧家县境内，于 2017 年 7 月核准开工，首台机组拟于 2021 年 6 月投运，建成后预计总装机容量为 16GW，年均发电量约为 600 亿千瓦时，将成为仅次于三峡电站的全球第二大水电站。
6	白鹤滩-浙江±800kV	直流	8	2019	
7	南阳-荆门-长沙 1000kV	交流	6	2019	
8	云贵互联通道±500kV	直流	3	2019	2015 年末云南水电装机容量已达 57.74GW，在满足本省用电的情况下外送富余电能 18.5GW 至东部地区消纳，2020 年水电总装机容量计划达到 67.7GW。本次“云贵互联通道”为实现云南、贵州水火互济。
9	闽粤联网(背靠背)	直流	2	2019 年	

资料来源：“中国能源报”微信公众号、国家能源局、浙商证券研究所

图 4：加快推进的 9 项输变电重点工程分布示意图（虚线部分为配套工程）



资料来源：“中国能源报”微信公众号、国家能源局、浙商证券研究所

1.3. “政策+市场”双管齐下，建立长效机制保障消纳

本次《行动计划》就市场机制和政策引导提出了一系列系统性措施。

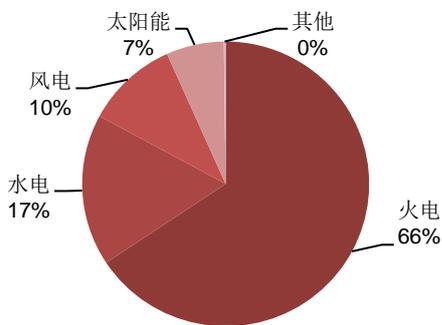
市场机制方面，包括但不限于：1) 完善电力中长期交易，促发电权交易，促清洁能源与火电等电源打捆交易；2) 扩大清洁能源跨省区市场交易，打破省间交易壁垒，清洁能源电力允许超计划外送；3) 推进电力现货市场建设，要求在市场模式设计中充分考虑清洁能源特性，试点从2019年起逐步投运；4) 推进辅助服务补偿(市场)机制建设，多省改革试点进一步推进，非试点地区由补偿机制逐步过渡到市场机制。

政策引导方面，包括但不限于：1) 研究实施可再生能源电力配额制度，力争2018年内全面启动；2) 落实清洁能源优先发电制度，逐步减少燃煤电厂计划电量。我们认为，本次《行动计划》所提出的各项市场机制以及引导政策有望在未来形成促进光伏、风电等清洁能源产业发展的长效机制。此前关注度较高的补贴压力等影响，有望在新长效机制的影响下逐步淡化。

1.3.1. 清洁能源优先发电，跨省新能源消纳稳步提升

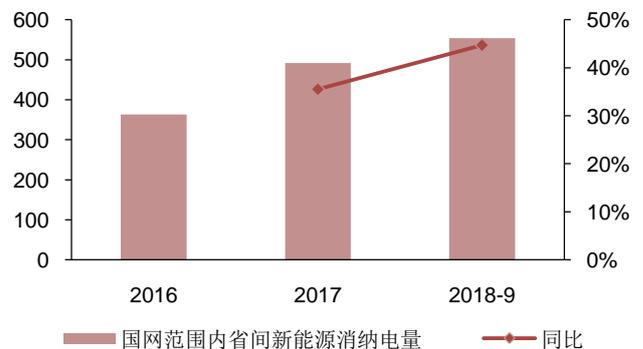
事实上，清洁能源优先发电制度、跨省区市场交易等政策和市场机制正在逐步发挥作用。据北京电力交易中心统计数据，截至2018年9月底，国家电网公司经营区域内，各电力交易中心共注册市场成员70,254家，其中发电企业27,695家。上述注册发电企业中，光伏企业2,947家，占比10.64%；风电企业1,540家，占比5.56%。按注册发电企业的装机容量结构来看，光伏装机达到85GW，占比6.5%；风电装机达到136GW，占比10.4%，具体如图5所示。省间新能源(主要为风电、光伏，不含水电)消纳电量逐步提升，2018年前三季度省间新能源消纳电量达543亿千瓦时，同比增长44.7%，具体如图6所示。

图 5：国网范围内交易中心注册发电企业装机结构



资料来源：国家电网、北京电力交易中心、浙商证券研究所

图 6：2016-2018Q3 国网范围内省间新能源消纳情况



资料来源：国家电网、北京电力交易中心、浙商证券研究所

2018年11月13日，国家能源局发布《关于实行可再生能源电力配额制的通知》(第三次征求意见稿)，首次明确将于2019年1月1日起正式进行配额考核。各省级行政区根据可再生能源消费比例的约束性指标进行监测、评价和考核，约束性指标上浮10%作为激励性指标，超出激励性指标的可再生能源消耗部分不计入行政区对应的能耗考核。可再生能源指标可以通过本区产销可再生能源电量、区外输入可再生能源电量、受让其他主体配额完成量、绿证认购量数种方式完成。各省(市、区)含水、非水电可再生能源电力配额指标如表6所示。

表 6：《关于实行可再生能源电力配额制的通知》(第三次征求意见稿) 各省约束性指标

省(区、市)	2018年约束性指标		2020年约束性指标	
	含水电	非水电	含水电	非水电
北京	11.0%	10.5%	15.0%	15.0%
天津	11.0%	10.5%	15.0%	15.0%
河北	11.0%	10.5%	15.0%	15.0%
山西	15.0%	12.5%	16.5%	14.5%

内蒙古	18.5%	18.0%	18.5%	18.0%
辽宁	12.0%	10.0%	12.5%	10.5%
吉林	20.0%	15.0%	22.0%	16.5%
黑龙江	19.5%	15.0%	26.0%	20.5%
上海	31.5%	2.5%	33.0%	3.0%
江苏	14.5%	5.5%	15.0%	7.5%
浙江	18.0%	5.0%	19.0%	7.5%
安徽	13.0%	9.5%	14.5%	11.5%
福建	17.0%	4.5%	22.0%	6.0%
江西	23.0%	6.5%	29.0%	8.0%
山东	9.5%	9.0%	10.5%	10.5%
河南	13.5%	9.0%	16.0%	10.5%
湖北	39.0%	7.5%	40.0%	10.0%
湖南	51.5%	9.0%	51.5%	13.0%
广东	31.0%	3.5%	29.5%	4.0%
广西	51.0%	4.0%	50.0%	5.0%
海南	11.0%	4.5%	11.5%	5.0%
重庆	47.5%	2.0%	45.0%	2.5%
四川	80.0%	3.5%	80.0%	3.5%
贵州	33.5%	4.5%	31.5%	5.0%
云南	80.0%	11.5%	80.0%	11.5%
西藏	不考核	不考核	不考核	不考核
陕西	17.5%	9.0%	21.5%	12.0%
甘肃	44.0%	15.5%	47.0%	19.0%
青海	70.0%	19.0%	70.0%	25.0%
宁夏	20.0%	18.0%	25.0%	20.0%
新疆	25.0%	14.5%	26.0%	16.0%

资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

从上述指标我们可以看到，可再生能源电力配额制的制度设计中，对于非水可再生能源（主要为光伏、风电）具有单独的考核指标，且权重较高，未来对于光伏、风电产业的促进作用可期。我们认为，在可再生能源电力配额制等一系列政策的引导下，未来以光伏、风电、水电为代表的可再生能源电力跨省交易市场有望进一步打开，为产业释放更多发展空间。

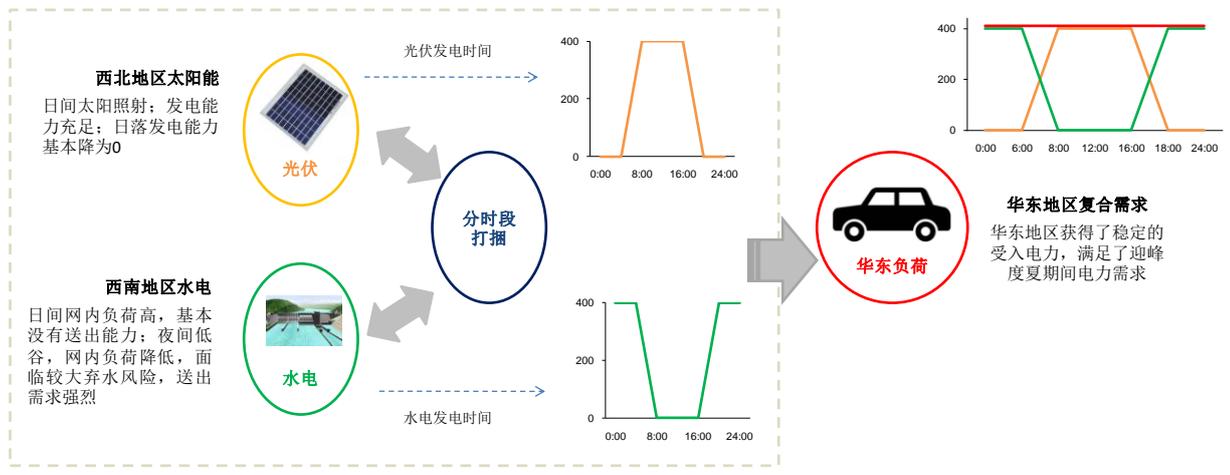
1.3.2. 清洁能源打捆交易，电力辅助服务市场推进可期

从能源特性的角度来说，光伏、风电等清洁能源的发电出力会跟随光照、风力等自然因素的变化而变化。其中长期特性如：光伏无法在夜间发电；夜间风速、风量更大等。瞬时波动特性如：风力忽大忽小，云朵遮蔽日光对风电、光伏发电量的影响等。由于上述原因造成发电用电两端的失衡，需要通过调峰和调频来进行补偿，否则出于对电网安全、稳定运行的考虑，就会出现弃风、弃光的现象。本次《行动计划》中提出，将通过促进清洁能源与火电等电源打捆方式进行大范围、中长期交易，以及继续推进电力辅助服务市场的方式，对上述原因造成的弃风、弃光现象进行缓解。

我们以“光伏+水电”打捆交易的模式为例。由于在一天之中，火电、水电的发电出力具有一定的灵活性，可以与光伏、风电进行“打捆”，例如：光伏白天出力，水电夜间出力，这样一来对于负荷端而言就获得了全天较为稳定的

电力供给。由于西北光伏、风电发电较多，西南水电资源丰富，如此大范围、中长期“打捆”绑定，能够提升电网对清洁能源的接纳程度，从而自电源端减轻消纳压力，如图 7 所示。

图 7：光伏+水电“打捆”交易模式



资料来源：浙商证券研究所

另一方面，根据国家能源局西北监管局行业处于 2017 年 5 月 27 日发布的《西北区域新能源发展规划及运行监管报告》，其中对 2015 年、2020 年弃风、弃光原因进行模拟对比。结果显示：到 2020 年，调峰能力不足可能将成为弃风、弃光主因，具体数据结论如表 7 所示。因此，通过补偿和市场机制建设促进电力辅助服务市场的发展成为当务之急，也是下一步解决高比例清洁能源（主要为光伏、风电）消纳问题的主要途径。

表 7：西北区域各省(区)弃风弃光原因模拟结果对比

省区	弃风原因				弃光原因			
	调峰能力不足		传输容量受限		调峰能力不足		传输容量受限	
	2015 年	2020 年						
陕西	—	95.70%	—	4.30%	—	89.60%	—	10.40%
甘肃	52.10%	74.20%	47.90%	25.80%	39.60%	69.90%	60.40%	30.10%
宁夏	85.80%	94.20%	14.20%	4.80%	89.50%	96.60%	10.50%	3.40%
青海	—	96.50%	—	3.50%	69.80%	93.20%	30.10%	6.70%
新疆	74.10%	92.30%	25.80%	7.70%	73.00%	90.10%	27.00%	9.80%

资料来源：国家能源局西北监管局、浙商证券研究所

目前，我国已确定东北、山西、福建、山东、新疆、宁夏、广东、甘肃等多个电力辅助服务市场改革试点，同时非试点地区由补偿机制逐步过渡到市场机制，最终目标为实现电力辅助服务补偿项目全覆盖。根据国家能源局 2017 年 11 月发布的《完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案》，我国电力辅助服务市场的规划发展阶段如图 8 所示。

图 8：电力辅助服务市场发展阶段



资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

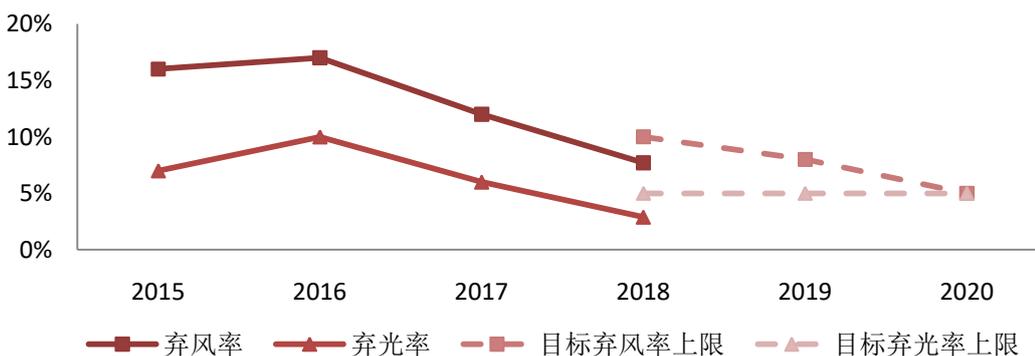
1.4. 目标计划合理可控，消纳改善指日可待

《行动计划》提出总体目标：2018-2020 年，确保弃光、弃水率低于 5%；弃风率逐年递减，前两年分别小于 12%、10%，第三年达到国际先进水平，力争三年分别小于 10%、8%、5%；核电三年大部分、基本、全部实现安全保障性消纳。我们认为，上述消纳目标的设定基于充分的产业现状研究，目标设定合理可控，可实现性强。

以光伏、风电为例。2017-2018 年，在国家发改委、国家能源局积极应对措施的影响下，我国弃光、弃风率不断下降。据国家能源局统计数据，2017 年我国弃光率、弃风率分别为 6%、12%，同比下降 4 个百分点和 5 个百分点；至 2018 年第 3 季度末，我国弃光率、弃风率已低至 2.9%、7.7%，较 2017 年全年数据下降了 3.1 个百分点和 4.3 个百分点。

从数据对比来看，2018 年前三季度的光伏、风电的利用率水平已经达到《行动计划》所要求的消纳指标，如前三季度消纳趋势延续，2018 年我国将有较大概率能够完成消纳目标，同时 2019-2020 年清洁能源消纳形势总体可控，具体如图 9 所示。

图 9：2015-2018 弃光、弃风情况及 2018-2020 光伏、风电消纳总体目标



资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

从清洁能源重要省、自治区的弃光、弃风情况来看，除新疆弃光（2018 前三季度弃光率 16%，距 2018 年目标 15% 相差 1 个百分点）、内蒙古弃风（2018 前三季度弃风率 13%，距 2018 目标 12% 相差 1 个百分点）距 2018 年目标略有差距外，其余省、自治区前三季度弃风、弃光率均达标或超额完成任务，部分省、自治区如甘肃、黑龙江、吉林、河北的消纳水平已达到 2019 甚至 2020 年指标水平，具体如表 8 所示。如上述趋势得到延续，则 2018 年各重点省、自治区将有较大概率能够完成消纳指标，且 2019-2020 年上述北方诸省清洁能源消纳形势总体可控。

表 8：2017-2018 年光伏、风电重点省、自治区弃电率情况统计

	2017 年分季度				2018 年分季度情况		
	第一季度	第二季度	第三季度	全年	第一季度	第二季度	第三季度
一、弃风率							
1.新疆	34%	32%	29%	29%	22%	29%	25%
2.甘肃	36%	36%	33%	33%	20%	21%	20%
3.黑龙江	36%	16%	12%	14%	9%	5%	4%
4.内蒙古	21%	16%	14%	15%	21%	17%	13%
5.吉林	44%	24%	19%	21%	8%	6%	5%
6.河北	10%	8%	7%	7%	3%	3%	4%
二、弃光率							
1.新疆	39%	26%	22%	22%	21%	20%	16%
2.甘肃	19%	22%	21%	20%	10%	11%	11%

资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

基于上述情况的分析，我们认为，本次《行动计划》中的各项措施能够切实缓解我国清洁能源弃电问题，实现保障消纳的设定目标；同时，在《行动计划》的保障和指引下，“十三五”期间乃至“十三五”之后，我国的清洁能源消纳水平有望处于一个总体合理可控的范围之内。

2. 改善消纳重回放量通道，风光平价仅剩“一步之遥”

2.1. 改善消纳有望为光伏、风电继续放量铺平道路

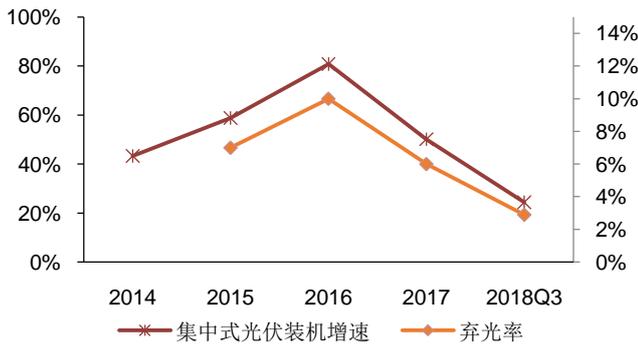
清洁能源装机规模发展的重要前提，即为：保障消纳。弃电率的提升会导致项目投资收益减少、风险增加，从而降低产业投资积极性；同时从国家规划的角度来看，也会考虑到行业发展速度的合理性，从而限制规模。因此，高弃电率导向的最终结果就是行业发展规模受限。

以光伏、风电产业为例，我们将“弃光率-集中式光伏装机增速”、“弃风率-风电装机增速”两组数据进行对比，观察到：

1) 光伏方面，2016 年弃光率 10%，达到 2015 年以来高位，对应到次年 2017 年集中式光伏装机增速为 50%，较 2016 年数据大幅下降 31 个百分点，装机增速受弃光率影响显著，具体如图 10 所示；后续 2018 光伏装机增速受“5.31”新政影响，暂不作讨论；

2) 风电方面，2015 年、2016 年弃风率达到 2014 年以来高位，弃风率分别为 16%、17%，分别对应次年 2016 年、2017 年的风电装机增速为 15%、10%，分别较上一年度下降 19 个百分点、5 个百分点；如继续向前追溯，2011-2012 年弃风率居高，对应 2012-2013 风电装机增速下降，2013-2014 年弃风率呈下降趋势，对应 2014-2015 风电装机增速回升，具体如图 11 所示。可以看到，风电装机增速受弃风率影响的数据特征更为清晰。

图 10：弃光率与集中式光伏装机增速情况



资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

图 11：弃风率与风电装机增速情况



资料来源：国家能源局、浙商证券研究所

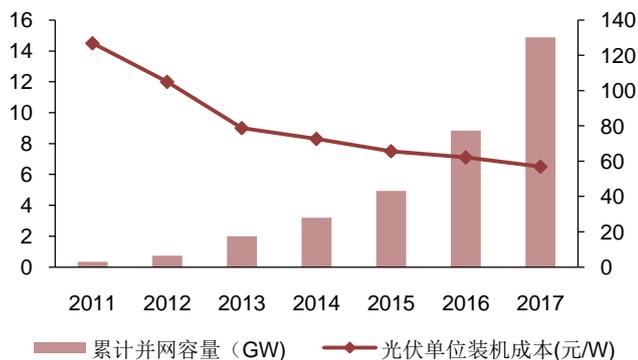
据此我们认为，要提出更高的清洁能源装机规模目标，首先要改善其消纳环境，从而确保产业链上下游处在良性的发展通道中。本次《行动计划》从政策管理的角度，对清洁能源产业相关的政策引导、市场建设、基建规划等多个相关方面予以架构和路径规划，有望切实提升我国电力系统对清洁能源的消纳能力，为以光伏、风电为代表的清洁能源重回放量通道提供制度和体系保障。

2.2. 规模发展降低成本，风光平价仅剩“一步之遥”

我国光伏、风电产业经过近十年来的发展积累，装机规模不断提升，单位装机及度电成本不断下降。据水电水利规划设计总院统计数据，截至 2017 年底，我国光伏系统单位装机成本平均已降至 6.5 元/W，2018 年基于“5.31”新政造成的影响，当前单位装机成本估测平均在 5-5.5 元/W 左右，当前成本水平较 2011 年已下降约 64%，降幅显著，具体如图 12 所示。截至 2017 年底，我国风力发电系统单位装机成本平均已降至 7.6 元/W，较 2011 年平均水平下降约 7.3%，具体如图 13 所示。

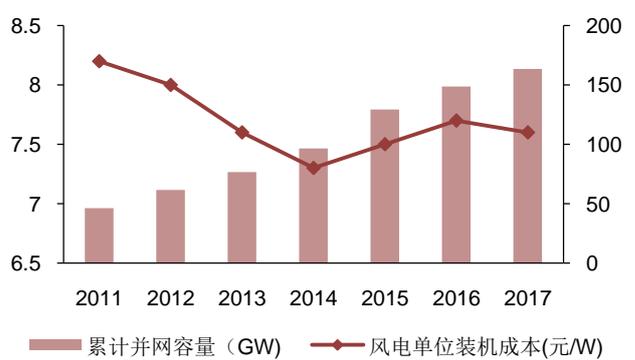
结合光伏、风电规模增速的数据对比，我们可以看到，自 2011 年以来光伏累计并网容量提升了约 43 倍，而风电累计并网容量提升仅 3.5 倍左右，高规模增速带来单位成本的快速下降，未来光伏、风电成本的进一步下降也有赖于此。

图 12：光伏装机容量提升与单位装机成本下降情况



资料来源：水规总院，浙商证券研究所

图 13：风电装机容量提升与单位装机成本下降情况



资料来源：水规总院，浙商证券研究所

伴随单位装机成本下降而来的，是光伏、风电的度电成本下降。据多方数据及我们测算，2018 年我国各类电源系统的成本与标杆电价对比如表 9 所示。其中，光伏发电的度电成本已降至 0.34-0.56 元/kWh，其下限已接近或部分达到火电脱硫燃煤标杆电价，分布式光伏由于消纳便利和不需要长距离输电的特性，平价瓶颈或已不在发电系统自身；

风力发电方面，度电成本目前已降至约 0.3-0.5 元/kWh，部分风力资源优质、丰富的地区，如：内蒙古等，其风力发电系统的度电成本甚至优于一些火电成本。下一阶段，如售电侧改革、可再生能源配额制、碳交易等相关改革措施推进顺利，将有望加速上述清洁能源市场竞争力的进一步体现。

表 9：2018 年我国各类电源系统成本、电价对比

各种发电方式比较	装机成本 (元/W)	度电成本 (元/kWh)	标杆电价 (元/kWh)
火电	3-4	0.2-0.4	0.25-0.45
水电	12-14	0.15-0.3	0.26-0.39
风电	6.8-7.6	0.3-0.5	0.40-0.57
光伏	4.2-4.8	0.34-0.56	0.50-0.70
核电	8-12	0.3-0.35	0.43

资料来源：国家发改委、国家能源局、国网能源研究院、浙商证券研究所

另据彭博新能源财经预测数据，到 2025 年，我国光伏发电的度电成本有望下降至 0.27-0.41 元/kWh，陆上风电的度电成本有望下降至 0.27-0.34 元/kWh。我们认为，随着消纳问题的解决和产业进一步放量，上述对度电成本的预测并非“空中楼阁”，光伏、风电距离平价上网或真的仅剩“一步之遥”。

3. 深度受益消纳提升，风光产业增长可期

综上所述，《行动计划》从优化装机、完善市场、加强政策、创新模式、提升基建、拓宽应用、监督保障多个条线规划了消纳体系：一方面从新能源特性、外送通道、补贴来源着手，减轻了当前不利于清洁能源消纳的瓶颈限制；另一方面从政策指引、市场机制、拓宽应用着手，逐步建立起有利于清洁能源发展的长效机制，进一步提升了未来清洁能源发展的空间和潜力。在上述措施的扶持和指引下，清洁能源消纳瓶颈将有望得到有效、持续的缓解，从而有计划、有节奏地实现既定的消纳目标。

我们认为，发展长期能源、丰富能源品类、降低能耗污染既是解决目前地区污染的当务之急，又是应对远期能源危机、保障能源安全的战略国策。在保障良性发展，节奏控制合理的前提条件下，国家将优先发展清洁能源，特别是光伏、风电等仍有较大发展空间的新能源品种，以期尽快达到多能互补、节能环保的长期目标。本次《行动计划》着手解决当前阶段困扰清洁能源应用的消纳问题，光伏、风电等新能源产业将有望深度受益，并有望开启产业放量发展的新阶段；同时，由于光伏、风电等新能源产业的综合成本目前已经接近平价，进一步放量将有望促进平价的尽快达成，从而使上述新能源产业摆脱补贴限制，进入能源全面替代、产业自由发展的新阶段。

基于上述判断，我们坚定看好光伏、风电等新能源产业在下一阶段的快速发展，优先推荐产业链优质标的：隆基股份、通威股份、东方日升、阳光电源等。

股票投资评级说明

以报告日后的 6 个月内，证券相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、买入：相对于沪深 300 指数表现 +20% 以上；
- 2、增持：相对于沪深 300 指数表现 +10% ~ +20%；
- 3、中性：相对于沪深 300 指数表现 -10% ~ +10% 之间波动；
- 4、减持：相对于沪深 300 指数表现 -10% 以下。

行业的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，行业指数相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、看好：行业指数相对于沪深 300 指数表现 +10% 以上；
- 2、中性：行业指数相对于沪深 300 指数表现 -10% ~ +10%；
- 3、看淡：行业指数相对于沪深 300 指数表现 -10% 以下。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重。

建议：投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者不应仅仅依靠投资评级来推断结论

法律声明及风险提示

本报告由浙商证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，经营许可证编号为：Z39833000）制作。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但浙商证券股份有限公司及其关联机构（以下统称“本公司”）对这些信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不发生任何变更。本公司没有将变更的信息和建议向报告所有接收者进行更新的义务。

本报告仅供本公司的客户作参考之用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告仅反映报告作者的出具日的观点和判断，在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本公司的交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告版权均归本公司所有，未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、发布、传播本报告的全部或部分内容。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明本报告发布人和发布日期，并提示使用本报告的风险。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

浙商证券研究所

上海市浦东南路 1111 号新世纪办公中心 16 层

邮政编码：200120

电话：(8621)80108518

传真：(8621)80106010

浙商证券研究所：<http://research.stocke.com.cn>