

投资评级：优于大市

证券分析师

韩伟琪

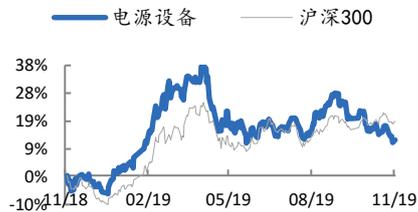
 资格编号：S0120518020002
电话：021-68761616-6160
邮箱：hanwq@tebon.com.cn

联系人

冯俊

 电话：021-68761616-6361
邮箱：fengjun@tebon.com.cn

市场表现



资料来源：德邦研究所

相关研究

定价之锚切换 新能源平价影响几何

燃煤发电标杆电价改革专题报告

投资要点：

- **燃煤电价改革，标杆电价改为“基准+上下浮动”。**2019年10月24日，国家发改委发布了《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》，文件宣布我国不再实行固定的煤电标杆上网电价制度，改为“基准+上下浮动”制度。从2020年开始，每个省市自治区的基准价等于原来的煤电标杆，上浮不超过10%，或下浮不超过15%。
- **定价之锚切换，新能源平价大受影响。**燃煤发电上网电价是不同电源、环节电力定价的“锚”。其电价改革对于2021年后平价上网的风电、光伏项目有很大的影响。全面平价的风电、光伏项目将与煤电直接竞争，上下浮动的燃煤电价将导致新能源平价项目投资价值的重估，为行业整体发展空间的估计引入新的变量。
- **投资意愿模型可以很好解释近年风电装机变化。**我们建立了基于IRR测算的投资意愿模型，并利用2015-2018年的风电数据对模型进行了回测，我们发现计算得出的装机意愿的变化与实际装机数据的变化是比较吻合的。
- **风电投资成本相对较高，建设投入需进一步改善。**由于风电机组占风电项目总成本构成的一半左右，风机价格的变化对于风电项目建设成本的影响非常大。我们的模型表明，当风机价格接近3000元/kW，风电项目投资成本低于6000元/kW时，燃煤电价下调对于平价风电项目装机意愿的影响约为5%~15%。
- **光伏更接近平价临界点，降本增效后平价无忧。**光伏投资成本相对较低，当光伏建设成本在3.5元/W以下或发电能力提升5%以上时，燃煤电价下调对于光伏平价项目的影响不超过10%。
- **投资建议。**随着消纳的改善和技术的进步，新能源平价项目受燃煤电价下行的影响越来越小，且影响幅度基本可控。我们继续看好风电光伏产业链相关龙头企业，建议关注：风机龙头金风科技、风塔龙头天顺风能、海上风电零件供应商振江股份、光伏单晶龙头隆基股份、光伏逆变器龙头阳光电源。
- **风险提示。**电价下调幅度超预期；全社会用电需求不及预期；新能源政策执行不及预期。

行业相关股票

股票代码	股票名称	EPS (元)			P/E			投资评级	
		2018A	2019E	2020E	2018A	2019E	2020E	上期	本期
002202	金风科技	0.88	0.71	1.04	13.78	17.22	11.76	未评级	未评级
002531	天顺风能	0.26	0.43	0.56	23.15	14.09	10.84	未评级	未评级
603507	振江股份	0.48	1.08	1.49	38.71	17.20	12.47	增持	增持
601012	隆基股份	0.93	1.31	1.67	23.62	16.83	13.16	未评级	未评级
300274	阳光电源	0.56	0.76	0.88	17.11	12.61	10.89	买入	买入

资料来源：Wind，德邦研究所

目 录

1. 燃煤电价改革 定价之锚切换	5
1.1 燃煤电价是电力价格的定海神针	5
1.2 电价改革剑指市场化 平价风光项目直面竞争	7
2. 新能源投资意愿的量化评估模型	9
2.1 模型简介与基本假设	9
2.2 模型验证：2018 年风电光伏投资回报	14
2.3 模型验证：2014-2018 年风电装机趋势	16
3. 风电：对成本更敏感 冲击难以抵消	17
3.1 平价风电的投资收益测算	17
3.2 消纳改善与技术进步提升发电能力	18
3.3 建设成本是影响投资收益的主因	19
4. 光伏：对电价更敏感 技术进步促平价	21
4.1 平价光伏的投资收益估计	21
4.2 降本增效 平价无忧	22
5. 投资建议：全面平价可期 继续看好风电光伏	24
5.1 风电整机龙头：金风科技	25
5.2 风电塔筒龙头：天顺风能	25
5.3 海上风电零件核心供应商：振江股份	25
5.4 光伏单晶龙头：隆基股份	26
5.5 光伏逆变器龙头：阳光电源	26
6. 风险提示	26

图表目录

图 1 我国电力定价政策历史（2004 年以前）	5
图 2 历史我国火电装机占比与发电量占比	5
图 3 2019 年前三季度我国发电量统计分布	5
图 4 燃煤上网电价的组成	6
图 5 华北地区燃煤标杆电价的变化（不含脱硫、脱硝、除尘）	6
图 6 我国市场化交易电量占全社会用电量的比例	7
图 7 新能源投资模型的基本框架	9
图 8 项目投资 IRR 与临界决策 IRR	10
图 9 2018 年我国各地累计风电并网容量	10
图 10 2018 年我国各地新增风电并网容量	10
图 11 2018 年我国各地累计光伏并网容量	11
图 12 2018 年我国各地新增光伏并网容量	11
图 13 中国平均风功率地图（100 米高度）	12
图 14 中国光伏发电潜力地图	12
图 15 我国光伏项目单位建造成本	13
图 16 我国陆上风电项目单位建造成本	13
图 17 2018 年我国各省（区、市）风电平均利用小时数	14
图 18 2018 年各省（区、市）风电投资项目估算 IRR	15
图 19 2018 年我国各省（区、市）光伏平均利用小时数	15
图 20 2018 年各省（区、市）光伏投资项目估算 IRR	16
图 21 国内风电投资成本与风电标杆上网电价的变化	16
图 22 利用装机意愿模型（消纳权重）回测 2014-2018 年的风电新增装机数据	17
图 23 风电投资成本 6 元/W，基准电价下浮 15%时各省（区、市）投资 IRR 估算	17
图 24 全国及重点地区弃风率情况	18
图 25 全球风电大型化趋势，2010-2018	18
图 26 全球陆上风电容量因子持续攀升	19
图 27 风电项目成本构成	20
图 28 我国风电主机招标价格变化趋势	20
图 29 风电运营企业披露的风电单位投资与风机单价	20
图 30 光伏投资成本 3.5 元/W，基准电价下浮 15%时各省（区、市）投资 IRR 估算	21
图 31 全国光伏消纳逐季改善	22

图 32 未来各种主流光伏电池技术效率提升趋势	23
图 33 光伏运营企业披露的光伏单位投资与主要设备单价	23
图 34 我国风电已开发与未开发资源 (GW)	24
图 35 我国光伏已开发与未开发资源 (GW)	24
表 1 燃煤电价改革对其他电源的影响	8
表 2 2018 年全国各省市燃煤标杆上网电价 (含脱硫、脱硝、除尘)	11
表 3 其他参数的基本假设	13
表 4 2018 年新建陆上风电标杆电价	14
表 5 2018 年普通光伏电站标杆上网电价	15
表 6 风电建设成本为 6 元/W 时, 燃煤电价浮动对于装机意愿的影响	18
表 7 风电建设成本为 6 元/W 时, 发电能力提升 5%	19
表 8 风电装机意愿敏感性分析	21
表 9 光伏建设成本为 3.5 元/W 时, 燃煤电价浮动对于装机意愿的影响	22
表 10 光伏装机意愿敏感性分析	24
表 11 新能源行业相关标的	25

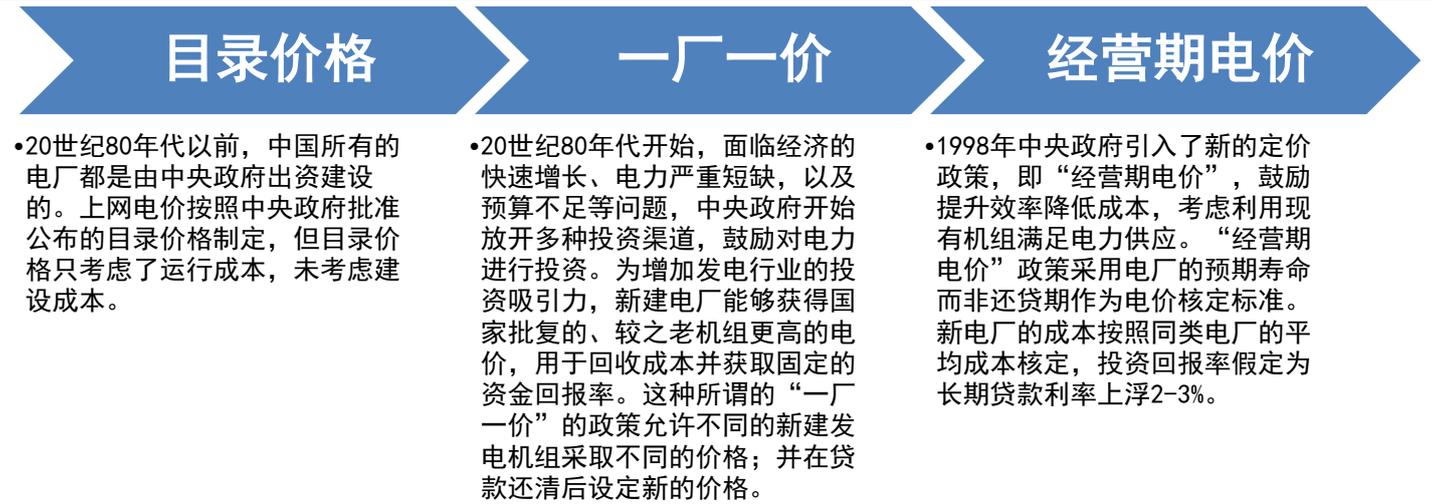
1. 燃煤电价改革 定价之锚切换

1.1 燃煤电价是电力价格的定海神针

在电力行业的发展期，为了保证电厂收回整体建设和运营成本，电力的批发和零售价格受到政府管制。中央政府按照各省的发电成本 and 经济发展水平制定相应的标杆电价。

目前我国统一的标杆上网电价是在 2014 年首次实施的，在此之前，我国上网电价采用的是“一厂一价”和“经营期电价”等定价政策。

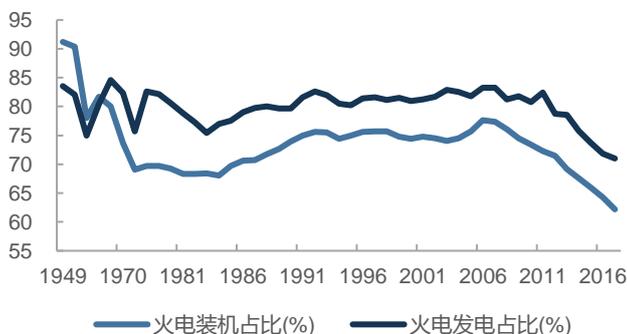
图 1 我国电力定价政策历史（2004 年以前）



资料来源：发改委，德邦研究所

由于煤电在中国的电力结构中占比最大，无论是装机容量还是发电量，都远超其他发电方式。燃煤电价的制定对于电力行业的定价至关重要，堪称是电力价格体系的定海神针。

图 2 历史我国火电装机占比与发电量占比



资料来源：中电联，德邦研究所

图 3 2019 年前三季度我国发电量统计分布



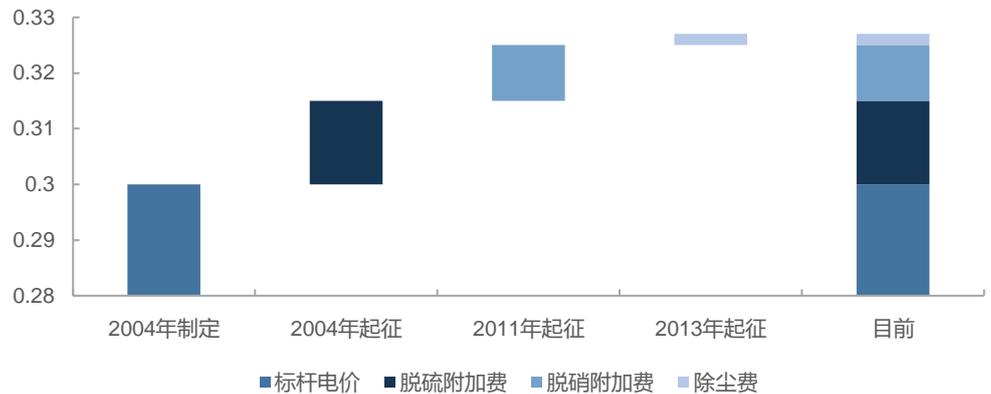
资料来源：中电联，德邦研究所

煤电标杆上网电价由省级政府拟定，各省之间不尽相同。例如，在经济较为落后且富含煤炭资源的甘肃省，2018 年煤电的标杆上网电价是 0.2978 元/千瓦时，而在经济发达但缺少煤炭资源的广东省，煤电的标杆上网电价为 0.4505 元/千瓦时。

此外，煤电还需承担其他税费，主要用于改善空气质量和减排。对于安装了污染物脱除设施的机组，其额外的脱硫（自 2004 年起征）、脱硝（自 2011 年起征）和除尘（自 2013 年起征）成本将计入其标杆上网电价。

国家发改委负责发布标杆上网电价和额外的环保电价。2013 年的环保电价中，脱硫附加费用为 0.015 元/千瓦时，脱硝附加费用为 0.010 元/千瓦时，除尘费为 0.002 元/千瓦时。

图 4 燃煤上网电价的组成



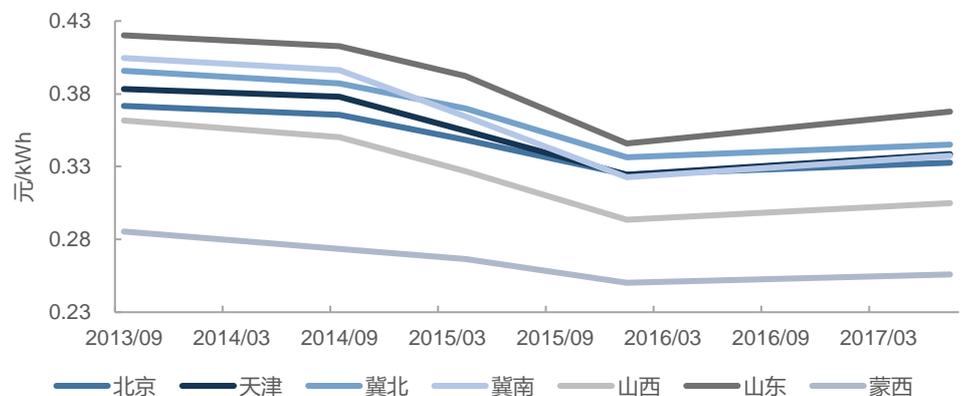
资料来源：发改委，德邦研究所

为确保减排设施正常运行，地方环保机构负责监督所有燃煤发电厂每日的排放数据。在该制度的激励下，截至 2017 年底，所有燃煤发电厂均已安装脱硫设施和除尘设施，92% 的燃煤发电厂安装了脱硝设施。最新一轮的电价调整是 2017 年 7 月。

在对煤电执行上网电价后，标杆电价经历了数轮调整。主要原因是平均发电成本发生了很大变化，而影响因素可能是煤价变化、施工成本、年发电小时数、固定成本、长期贷款利率、折旧率或还款期。

以华北地区为例，我们可以发现，燃煤标杆电价的变化整体呈现下降趋势。北京的燃煤标杆电价由 2013 年的 0.3717 元/kWh，下降至 2017 年的 0.3328 元/kWh，降幅超过 10%。

图 5 华北地区燃煤标杆电价的变化（不含脱硫、脱硝、除尘）



资料来源：德邦研究所

2004 年以来，燃煤发电标杆上网电价及煤电价格联动机制逐步建立，并成为上网侧

请务必阅读正文之后的信息披露和法律声明

电价形成的重要基准，对规范政府定价行为、促进不同类型上网电价合理形成、优化电力行业投资、引导电力企业效率改善、推动电力上下游产业健康发展发挥了重要作用。

1.2 电价改革剑指市场化 平价风光项目直面竞争

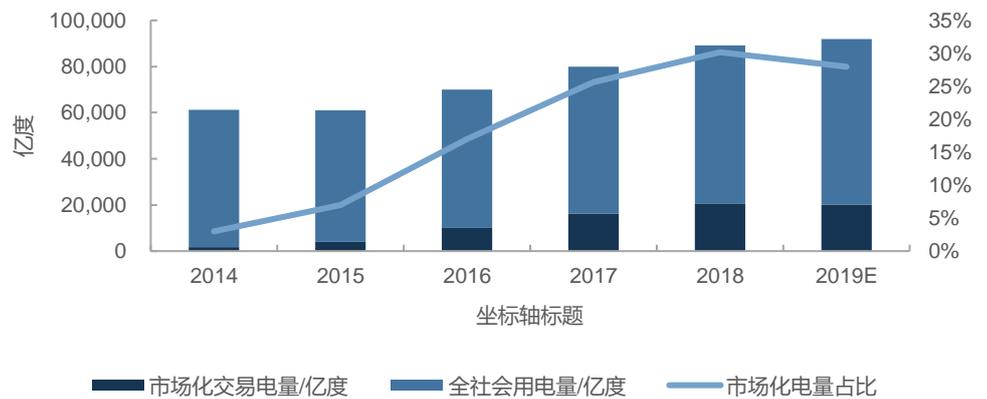
然而“煤电联动”机制存在着一些问题。

首先，煤电联动机制无法及时有效地调整电价。电价的调整往往是在煤价上涨之后，而发电企业则需要承担煤价变化带来损失的 30%。

其次，这一机制的应用很可能导致煤价和煤电价格周期性上涨。

第三，2015 年的一份煤电联动机制修订版文件规定只能在次年年初对电价进行调整，这和其他可行的行政手段相比效果似乎不够明显。如今中国的煤价已经市场化，煤炭价格波动频繁，但这一行政机制仅允许对煤价进行定期调整。煤价上升时，发电企业可能很难保持盈利。

图 6 我国市场化交易电量占全社会用电量的比例



资料来源：中电联，BNEF，德邦研究所

近年来，随着电力市场化改革的不断深化，竞争性环节电力价格加快放开，现行燃煤发电标杆上网电价机制已难以适应形势发展，突出表现为不能有效反映电力市场供求变化、电力企业成本变化，不利于电力上下游产业协调可持续发展，不利于市场在电力资源配置中发挥决定性作用。

2015 年是本轮改革的肇始。当时政策是允许电力大用户与发电企业签订“直购电”协议，中间可有售电公司作为中介，而不再通过传统的电网公司统购统销。这被认为是致力于供给侧改革的一个方面，旨在降低工商业用户用电成本。

到 2018 年，全国全社会用电量当中已有 32% 实现了市场化（即电价不采用政府指定的标杆电价，而由市场决定），但由于种种原因仍然低于预期的 40% 目标。

2019 年 10 月 24 日，国家发改委发布了《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658 号）。文件宣布我国不再实行固定的煤电标杆上网电价制度，改为“基准+上下浮动”制度。

根据《指导意见》，“基准价”和浮动空间均将由国家发改委决定。从 2020 年开始，每个省市自治区的基准价等于原来的煤电标杆（除浙江省 2019 年更新之外，其它省份

最近更新是在 2017 年)，上浮不超过 10%，或下浮不超过 15%。

各省级政府今后将可以决定自己的浮动幅度（在国家规定的范围以内），并于每年 11 月 15 日前向国家发改委报送审批。而为了实现中央政府此前承诺的降电价的总目标，2020 年暂不允许上浮。

浮动标杆新机制实际上是一项旨在实现全面市场化的过渡性政策，只适用于尚未市场化的煤电发电量。

发改委发布文件正文的同时，也发布了《发展改革委就深化燃煤发电上网电价形成机制改革答记者问》，作为官方解读。无论是文件正文，还是解读文件，都提到：燃煤发电上网电价是不同电源、环节电力定价的“锚”。

将现行“燃煤发电标杆上网电价”机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，对于包含风电光伏在内的可再生能源电价的影响，就是“定价之锚”发生了变化。

改革之前，可再生能源的定价之锚是“燃煤发电标杆上网电价”，改革之后，新的“锚”变成“基准价”，而“基准价”仍然包含脱硫、脱硝、除尘电价，即等同于原来的“燃煤发电标杆上网电价”。

综上所述，新的电价机制对于其他电源的影响可以总结如下：

- 2020 年底前已经运行和实现并网的有补贴的风电、光伏项目，仍会按照基准价从电网获得电费收益，也会从国家可再生能源发展基金获得补贴；
- 2020 年底前已经运行和实现并网的无补贴风电光伏项目，根据 2019 年 1 月实施的《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，省级电网企业承担收购平价上网项目和低价上网项目的电量收购责任，按项目核准时国家规定的当地燃煤标杆上网电价与风电、光伏发电项目单位签订长期固定电价购售电合同（不少于 20 年），也不会受到影响。
- 水电仍将按原有的上网电价执行；
- 今后新投产的核电机组将获得煤电基准价或核电标杆上网电价(0.43 元/kWh)中的较低者；
- 燃气发电上网电价将控制在各省的煤电基准价上 0.35 元/kWh 以内。

表 1 燃煤电价改革对其他电源的影响

电源类型	2020 年底前并网的项目	2021 年及以后并网的项目
风电、光伏	不论有无补贴，均无影响；	全面平价，与煤电直接竞争；
水电	水电仍将按原有的上网电价执行；	
核电	延续原有政策，新投产的核电机组将获得煤电基准价或核电标杆上网电价（0.43 元/千瓦时）中的孰低价；	
气电	气电上网电价将控制在各省的煤电基准价上 0.35 元/kWh 以内。	

资料来源：发改委，BNEF，德邦研究所

我们认为，本次燃煤电价是深化电力市场化改革的关键步骤，虽然着力点在于燃煤发电，但对于 2021 年后平价上网的风电、光伏项目也有很大的影响。全面平价的风电、光伏项目将与煤电直接竞争，上下浮动的燃煤电价将导致新能源项目投资价值的重估，为行业整体发展空间的估计引入新的变量。

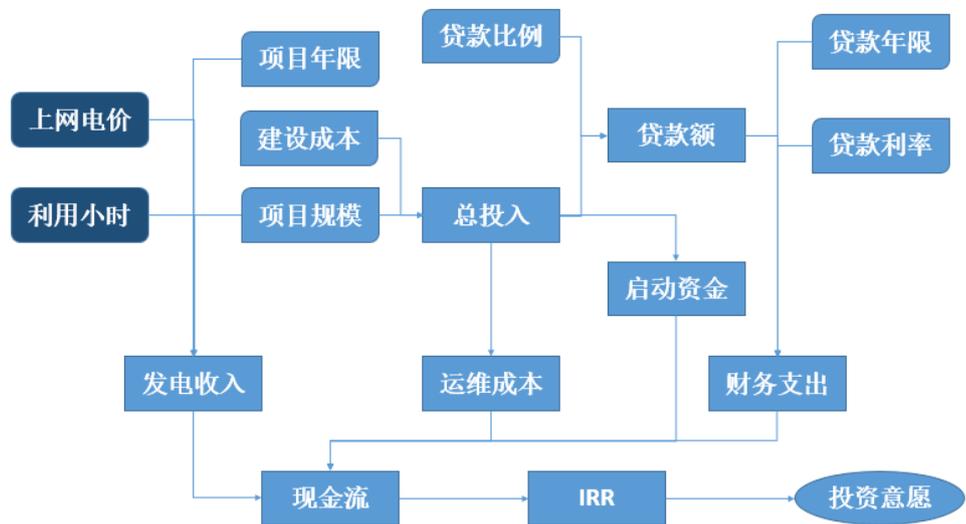
2. 新能源投资意愿的量化评估模型

2.1 模型简介与基本假设

新能源项目开发商一般通过测算内部收益率（IRR）来进行投资决策。

通过假设项目的一些具体条件，如上网电价、年利用小时数等，可以计算出发电收入，投资成本，财务成本，得到每年的现金流，从而计算出该项目的 IRR。

图 7 新能源投资模型的基本框架



资料来源：德邦研究所

传统的 IRR 决策规则是：

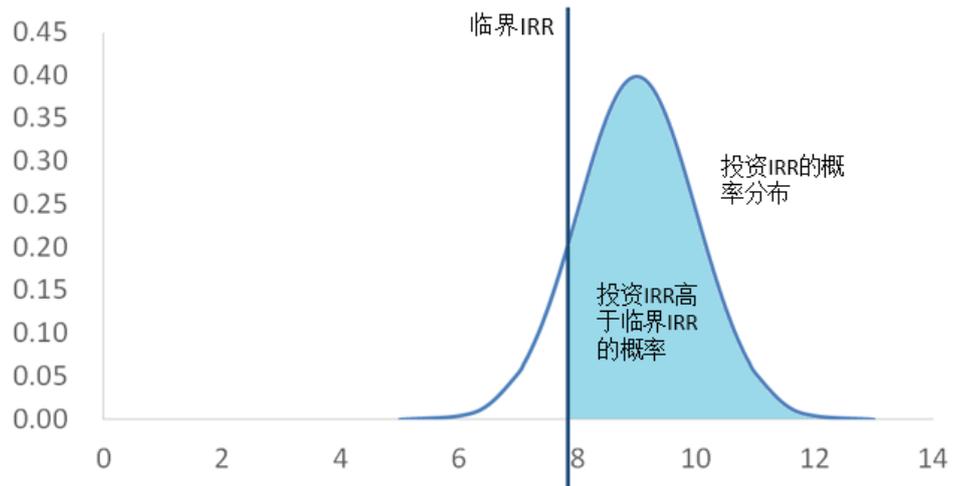
- 接受 IRR 大于公司要求回报率的项目；
- 拒绝 IRR 低于公司要求回报率的项目。

这样分析得出企业的投资可能性只有离散的 0 或 1 两种结果。

由于我们的 IRR 测算模型假设了太多的参数，我们计算得出的 IRR 存在一定的误差，如果误差导致测算的 IRR 刚好可以大于（或小于）企业要求的临界回报率，在传统的 IRR 决策规则下就会得出完全相反的结论。

一方面，我们希望可以更加细致地量化企业对于项目地投资意愿，使得出的结果在 0 到 1 之间可以连续变化。另一方面，我们希望结果对 IRR 误差的敏感性更弱一些，即模型稳定性更强。

图 8 项目投资 IRR 与临界决策 IRR



资料来源：德邦研究所

假设我们计算得出的投资 IRR 是一个正态分布,那么公司对于项目的投资意愿可以用此分布中高于临界 IRR 的概率表示。

该正态分布的均值即是我们的计算的 IRR 值。考虑到一般企业决策的临界 IRR 是 8%，当项目 IRR 等于 8%时，意味着公司基本可以实现盈亏平衡，此时我们认为公司的投资意愿有 50%。

实际上，新能源项目开发商一般在 IRR 为 10%时才有比较大的投资意愿。统计上，两倍标准差是一个较为显著的差异。这样，我们假设正态分布的标准差是 1%，则当临界 IRR 为 8%，项目 IRR 为 10%时，企业的投资意愿为 97.7%，与实际的情况相吻合。

我国不同地区的自然资源禀赋，政策条件之间存在很大的差异，当我们考虑全国整体的投资可能性时需要对各地的情况分开计算并进行汇总。由于数据获取的难度，我们将地区划分的颗粒度具体到省（区、市）。

这里我们采用加权平均的方法来计算全国的装机意愿，我们可以利用 2018 年我国各省（区、市）的累计和新增并网数据来给不同的地区赋予权重。

可以发现，累计装机数据和新增装机数据的分布存在很大的差异。这是因为，累计装机数据为历史装机量的总和，主要体现出资源禀赋的优劣。累计装机量较高的地区一般为资源条件较好的区域。

图 9 2018 年我国各地累计风电并网容量



资料来源：能源局，德邦研究所

图 10 2018 年我国各地新增风电并网容量



资料来源：CWEA，德邦研究所

新增装机数据反应了2018年当年的装机量的差异，主要反映出各地消纳能力的不同，经济发达地区电力需求大，消纳能力比较强，2018年的装机量因此更高。

我们将从2018年累计与新增装机数据得到的两组权重因子分别命名为资源权重和消纳权重。

图 11 2018 年我国各地累计光伏并网容量



资料来源：能源局，德邦研究所

图 12 2018 年我国各地新增光伏并网容量



资料来源：能源局，德邦研究所

上网电价的假设：

我们假设随着国家电力市场化改革的继续深化，2021 年后风电、光伏项目面临全面的市场化交易，与燃煤发电同台竞争，进入全面平价阶段，风电、光伏的上网电价等于浮动的燃煤电价。

表 2 2018 年全国各省市燃煤标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）

省（区、市）	燃煤标杆电价	省（区、市）	燃煤标杆电价	省（区、市）	燃煤标杆电价
北京	0.3598	江西	0.4143	陕西	0.3545
天津	0.3655	湖北	0.4161	甘肃	0.3078
冀北	0.3720	湖南	0.4500	宁夏	0.2595
冀南	0.3644	河南	0.3779	青海	0.3247
山西	0.3320	四川	0.4012	新疆	0.2500
山东	0.3949	重庆	0.3964	西藏	0.4993
上海	0.4155	黑龙江	0.3740	广西	0.4207
江苏	0.3910	辽宁	0.3749	云南	0.3358
浙江	0.4153	吉林	0.3731	贵州	0.3515
安徽	0.3844	蒙东	0.3035	海南	0.4298
福建	0.3932	蒙西	0.2829	广东	0.4530

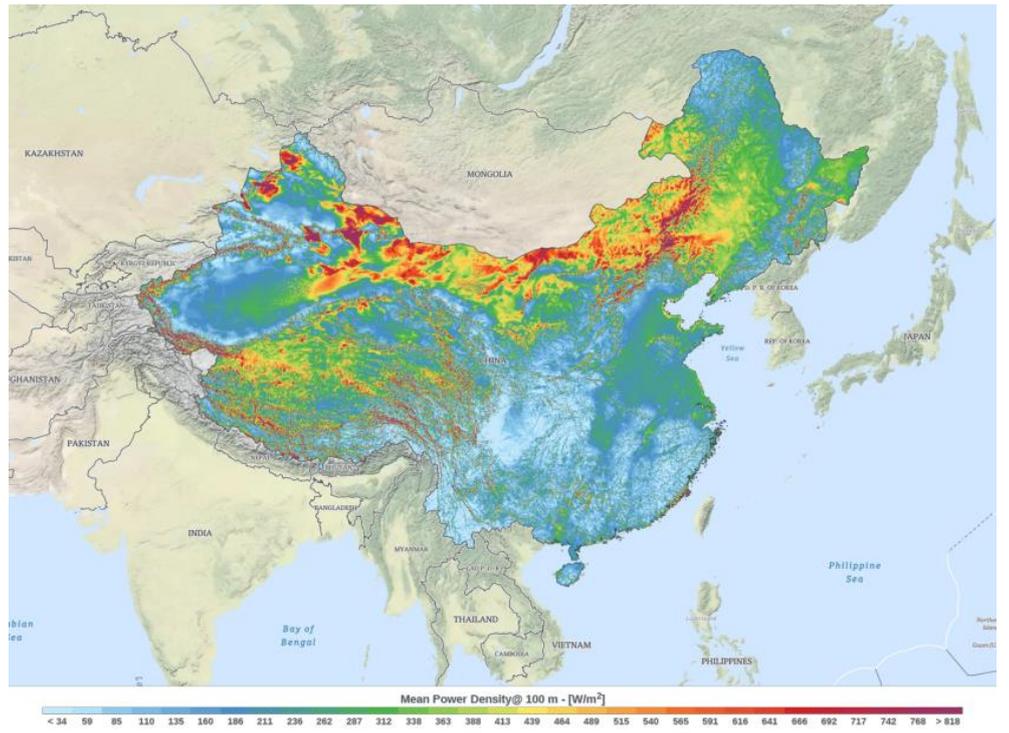
资料来源：发改委，德邦研究所

利用小时数的假设：

风电（光伏）的利用小时数是一个地区相应的风力（光照）条件、消纳能力以及发电设备效率的综合体现，是影响发电量的核心参数。

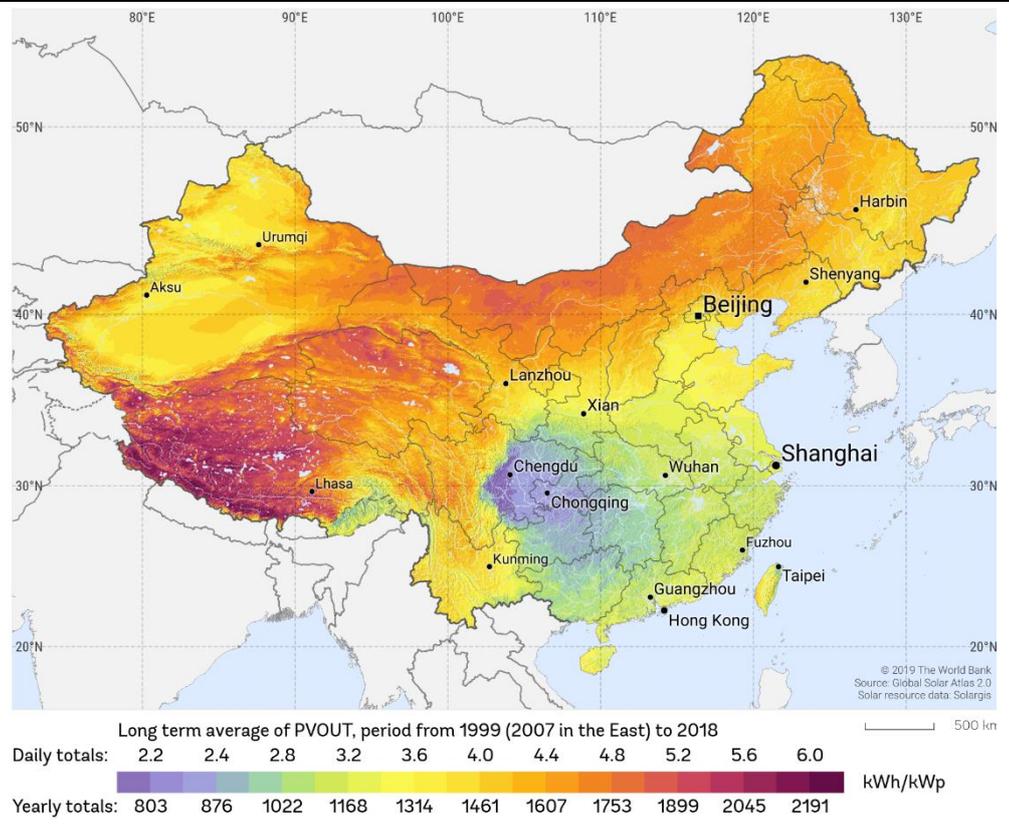
我国风力资源较为丰富，根据第四次全国风能资源详查与评价工作的结果，如果考虑 3 级及以上（风功率密度 ≥ 300 瓦/平方米）的风资源等级条件的地区可供开发，则全国陆上（不包括青藏高原海拔超过 3500 米以上的区域）可供开发的风能资源总量为 2000-3400GW。

图 13 中国平均风功率地图 (100 米高度)



资料来源：世界银行，德邦研究所

图 14 中国光伏发电潜力地图



资料来源：世界银行，德邦研究所

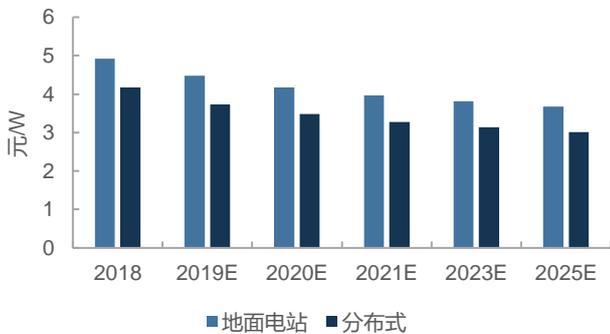
我国太阳能总辐射资源丰富,总体呈“高原大于平原、西部干燥区大于东部湿润区”的分布特点。其中,青藏高原最为丰富,年总辐射量超过 1800 kWh/平方米,部分地区甚至超过 2000 kWh/平方米。四川盆地资源相对较低,甚至存在低于 1000 kWh/平方米的区域。全国技术可开发的太阳能光伏资源约 2200GW。

新能源项目成本参考:

近年来,我国新能源投资成本整体呈快速下降趋势。根据 IRENA 的统计,我国是全球陆上风电安装成本下降最快的地区之一,自 1996 年以来,我国陆上风电投资成本已经下降了 56%,2018 年为 1200 美元/kW 左右。

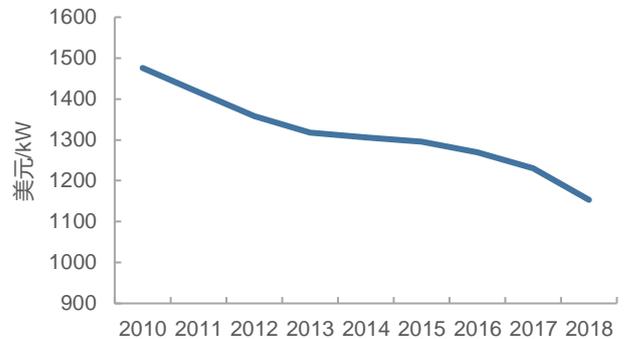
CPIA 的数据显示,2018 年,我国地面光伏系统的初始全投资成本为 4.92 元/W 左右,较 2017 年下降 1.83 元/W,其中组件约占投资成本的 40%。随着技术进步,降本增效,组件价格将持续降低,在总投资成本中的占比也将减少。预计到 2025 年,我国光伏电站的全投资成本可下降至 3.67 元/W。

图 15 我国光伏项目单位建造成本



资料来源: CPIA, 德邦研究所

图 16 我国陆上风电项目单位建造成本



资料来源: IRENA, 德邦研究所

其他参数:

测算模型中的其他参数比较稳定,随地区和时间变化的幅度不大。比如,新能源项目的寿命一般为 20 年,贷款年限一般为 15 年,自有资金与贷款的比例通常是三比七。

表 3 其他参数的基本假设

参数	假设值	参数	假设值
项目年限/年	20	贷款年限/年	15
项目规模/MW	100	贷款比例	70%
年运维成本占比	1%	贷款利率	4.85%

资料来源: 德邦研究所

2.2 模型验证：2018 年风电光伏投资回报

我们首先以 2018 年的标杆电价和发电小时数测算 IRR，检验我们逻辑关系和参数设置的合理性。

2018 年风电项目的 IRR：

2018 年，我国 I 至 IV 类资源区新建陆上风电标杆上网电价分别为 0.40、0.45、0.49、0.57 元/kWh，相比于 2017 年的电价水平下降幅度较大，特别值得注意的是，云南由 IV 类地区调整为 II 类区。

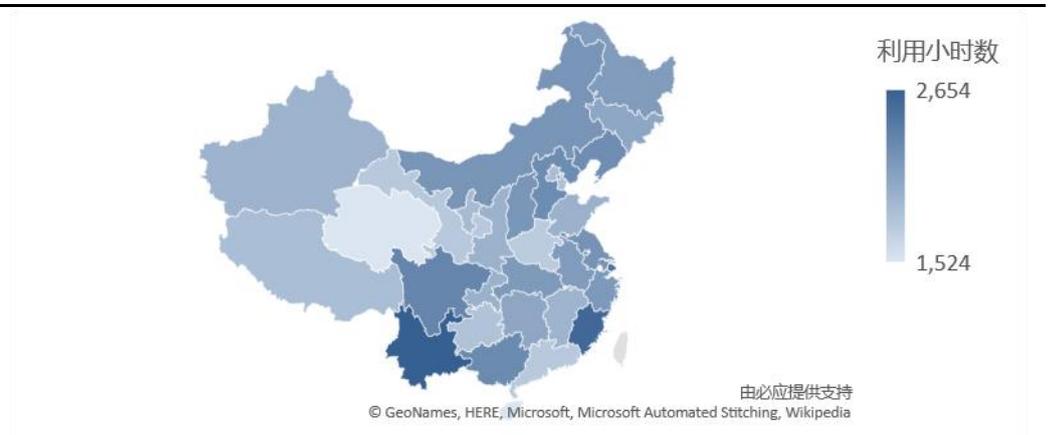
表 4 2018 年新建陆上风电标杆电价

资源区	上网电价	各资源区所包括的地区
I 类资源区	0.4	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	0.45	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	0.49	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	0.57	除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区

资料来源：发改委，德邦研究所

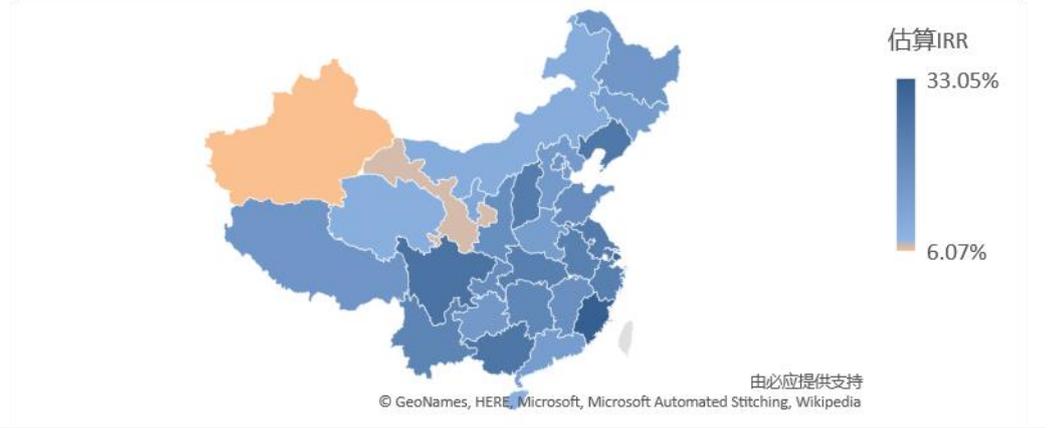
根据能源局的数据，2018 年全国风电平均利用小时数 2095 小时，同比增加 147 小时。2018 年，全国风电平均利用小时数较高的地区分别是云南（2654 小时）、福建（2587 小时）、上海（2489 小时）和四川（2333 小时）。

图 17 2018 年我国各省（区、市）风电平均利用小时数



资料来源：能源局，德邦研究所

图 18 2018 年各省（区、市）风电投资项目估算 IRR



资料来源：德邦研究所

利用上述电价和利用小时的数据，可以得到各省（区、市）风电项目投资 IRR 的分布。我们发现，新疆、甘肃两地的 IRR 最低，且低于 8% 的临界点。对比能源局的数据可以知道，这些省份由于弃风率较高，2018 年的新增装机增长相对较慢，与我们测算的 IRR 是相吻合的。

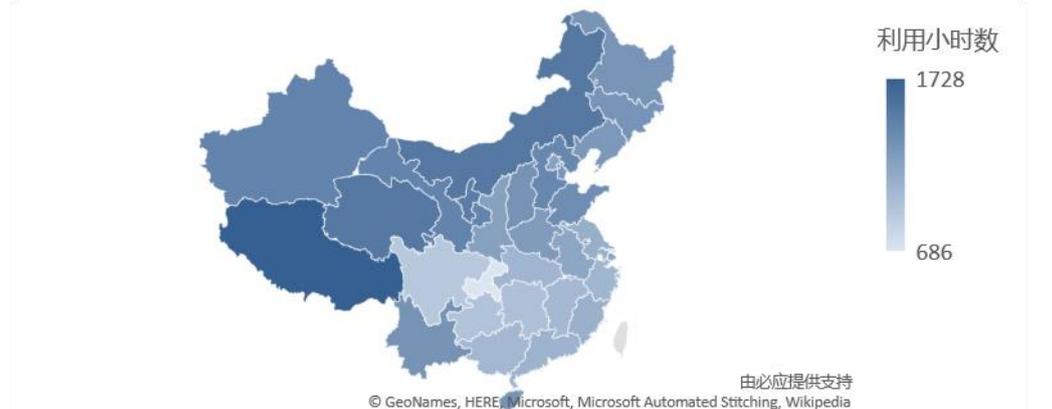
2018 年光伏项目的 IRR:

表 5 2018 年普通光伏电站标杆上网电价

资源区	上网电价	各资源区所包括的地区
I 类资源区	0.55	宁夏，青海海西，甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌，新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依，内蒙古除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区
III 类资源区	0.65	北京，天津，黑龙江，吉林，辽宁，四川，云南，内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔，河北承德、张家口、唐山、秦皇岛，山西大同、朔州、忻州、阳泉，陕西榆林、延安，青海、甘肃、新疆除 I 类外其他地区
III 类资源区	0.75	除 I 类、II 类资源区以外的其他地区
西藏	1.05	--

资料来源：德邦研究所

图 19 2018 年我国各省（区、市）光伏平均利用小时数

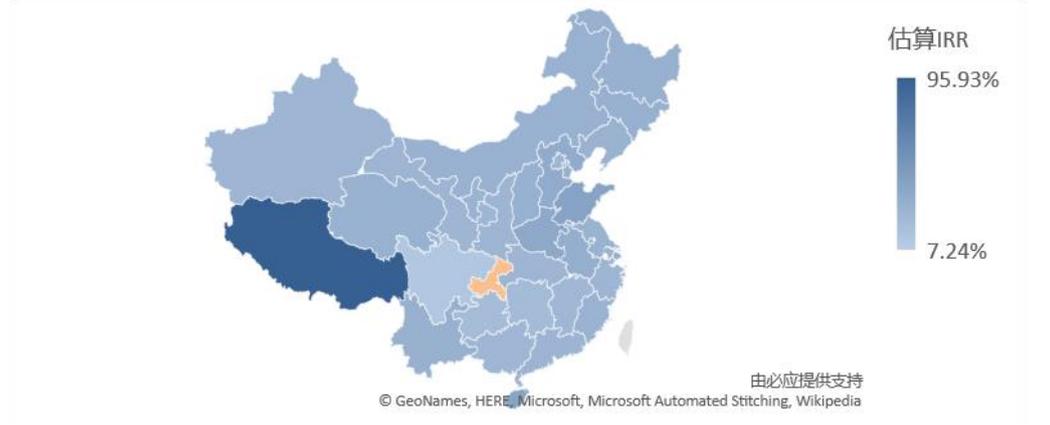


资料来源：PVInfoLink，德邦研究所

同样，我们可以根据 2018 年光伏发电的标杆电价水平和利用小时情况来验证光伏的相关假设。

由于光伏的投资成本比风电更低，在 2018 年的电价水平下，各地光伏项目基本满足平价条件。重庆由于气候和海拔的因素，资源条件较差，因此计算的 IRR 最低。西藏由于光伏电站标杆电价高达 1.05 元/kWh，因此计算出的 IRR 显著高于其他地区。

图 20 2018 年各省（区、市）光伏投资项目估算 IRR

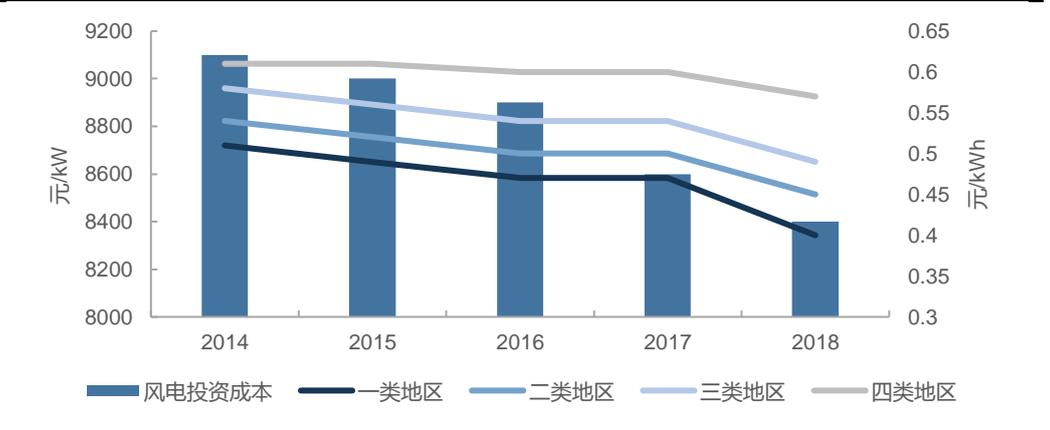


资料来源：德邦研究所

2.3 模型验证：2014-2018 年风电装机趋势

随着新能源上网电价的有序退坡和项目单位投资成本的下降，历年新能源项目的投资回报也在不断发生变化，并对下一年的装机意愿产生影响。

图 21 国内风电投资成本与风电标杆上网电价的变化

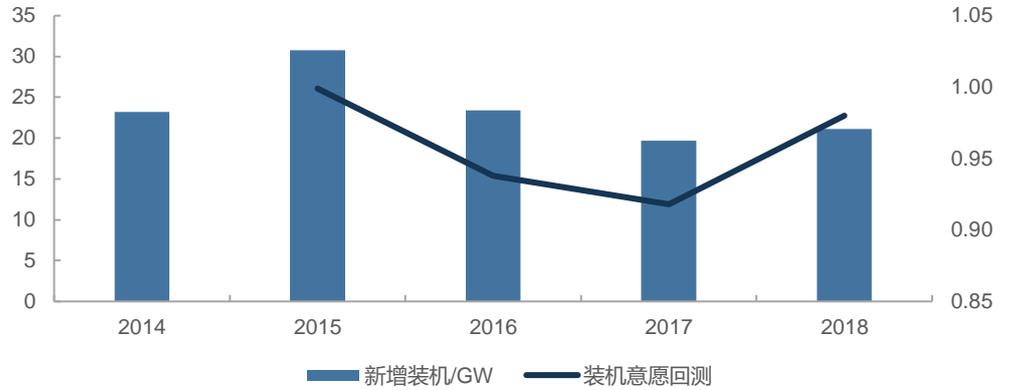


资料来源：能源局，IRENA，德邦研究所

由于风电投资的计划性相对更强，历年数据统计也更加完整，可以利用 2014-2018 年的风电装机情况来对我们的模型进行回测。

这里必须强调，为了避免回测中的前视误差，我们利用前一年的电价水平等数据计算出的装机意愿与当年的装机数据进行对比。比如，2015年的装机意愿是利用2014年的风电利用小时等数据计算的。

图 22 利用装机意愿模型（消纳权重）回测 2014-2018 年的风电新增装机数据



资料来源：能源局，德邦研究所

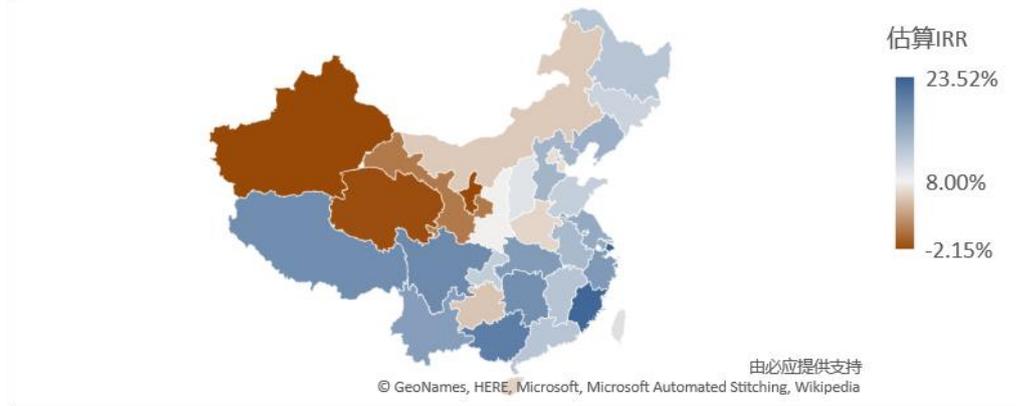
可以发现，由于 2015 年当年风电装机无序扩张，导致弃风率高企，利用小时数低迷，叠加补贴退坡，电价水平下跌的因素，装机意愿下降。直到 2017 年后，由于弃风率得到控制，风电建设成本进一步下降，装机意愿才开始回升。这里我们计算得出的装机意愿的变化与实际装机数据的变化是比较吻合的。

3. 风电：对成本更敏感 冲击难以抵消

3.1 平价风电的投资收益测算

我们假设未来风电项目的单位投资成本下降至 6 元/W，完全实现平价上网，燃煤基准电价下降 15%。由于 2018 年的消纳情况较好，利用小时数水平可以采用 2018 年的数据。

图 23 风电投资成本 6 元/W，基准电价下浮 15% 时各省（区、市）投资 IRR 估算



资料来源：德邦研究所

在此情形下，内蒙、新疆、甘肃等西北资源大省的投资回报率较低，装机意愿受到显著影响。

为了量化分析，燃煤电价浮动对装机意愿的影响，我们固定其他参数，仅考虑燃煤电价变化时，装机意愿的相对变化。根据不同的权重因子，我们发现，电价上浮 10% 对于装机意愿的影响为 0.1%~6.1%，电价下调 15% 对于装机意愿的影响为 -22.4%~-29.2%。

表 6 风电建设成本为 6 元/W 时，燃煤电价浮动对于装机意愿的影响

价格浮动	装机意愿 A-资源权重	装机意愿 B-消纳权重	A 装机上浮/下跌	B 装机上浮/下跌
-15%	53.60%	67.91%	-29.17%	-22.44%
0%	75.68%	87.57%	0	0
10%	80.29%	87.63%	6.08%	0.1%

资料来源：德邦研究所

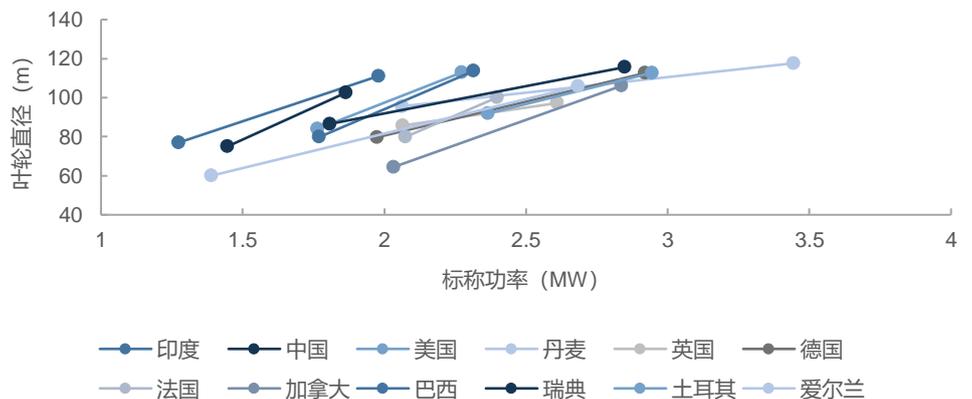
3.2 消纳改善与技术进步提升发电能力

图 24 全国及重点地区弃风率情况



资料来源：能源局，德邦研究所

图 25 全球风电大型化趋势，2010-2018



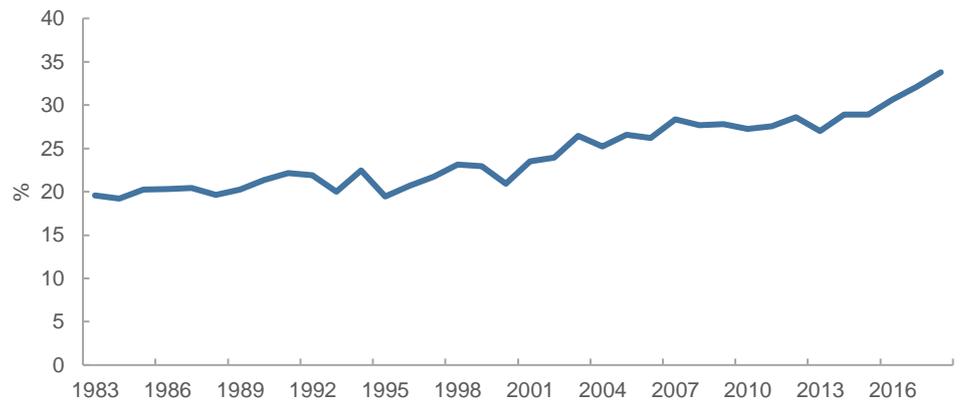
资料来源：IRENA，德邦研究所

我国风电消纳正在日益改善。2019 年前三季度，全国弃风电量 128 亿千瓦时，同比减少 74 亿千瓦时；全国平均风电利用率 95.8%，平均弃风率 4.2%，弃风率同比下降 3.5 个百分点。全国弃风电量和弃风率持续“双降”。

在技术进步的推动下，1983 年至 2018 年期间，全球加权平均容量因子大大改善了陆上和海上风能的利用效率。新的陆上风能项目的容量因子从 1983 年的 20% 增加到 2018 年的 34%，海上风电的能力因子由 1991 年的 26% 增加到 2018 年的 43%。

风电消纳情况的改善和由于技术进步带来的能力因子的提升，都会增加风电平均利用小时数，提高风电项目的 IRR。

图 26 全球陆上风电容量因子持续攀升



资料来源：IRENA，德邦研究所

当发电能力提升 5% 时，我们发现，电价下调的对装机意愿的影响大幅削弱，影响幅度为 -22.2%~-14.4%。

表 7 风电建设成本为 6 元/W 时，发电能力提升 5%

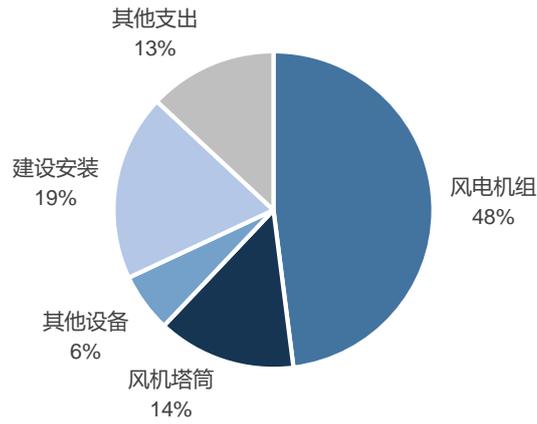
价格浮动	装机意愿 A-资源权重	装机意愿 B-消纳权重	A 装机上浮/下跌	B 装机上浮/下跌
-15%	59.39%	74.99%	-22.51%	-14.38%
0%	76.65%	87.59%	0	0
10%	83.65%	88.87%	9.13%	1.5%

资料来源：德邦研究所

3.3 建设成本是影响投资收益的主因

由于风电机组占风电项目总成本构成的一半左右，风机价格的变化对于风电项目建设成本的影响非常大。

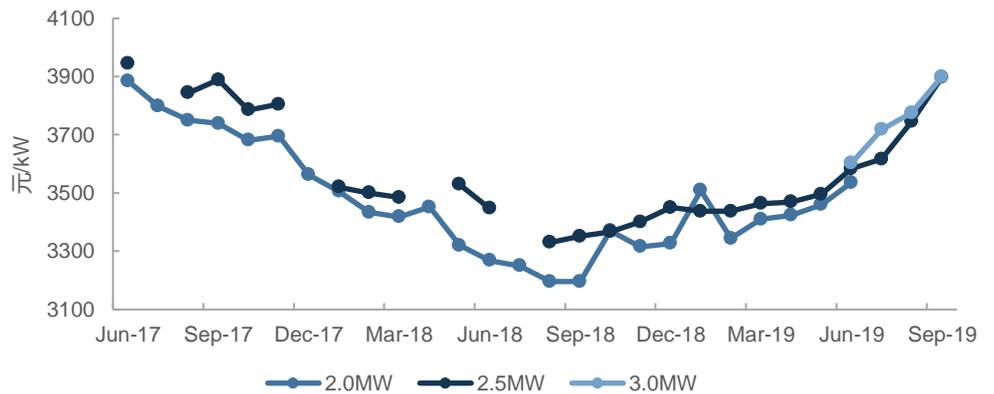
图 27 风电项目成本构成



资料来源：协和新能源，德邦研究所

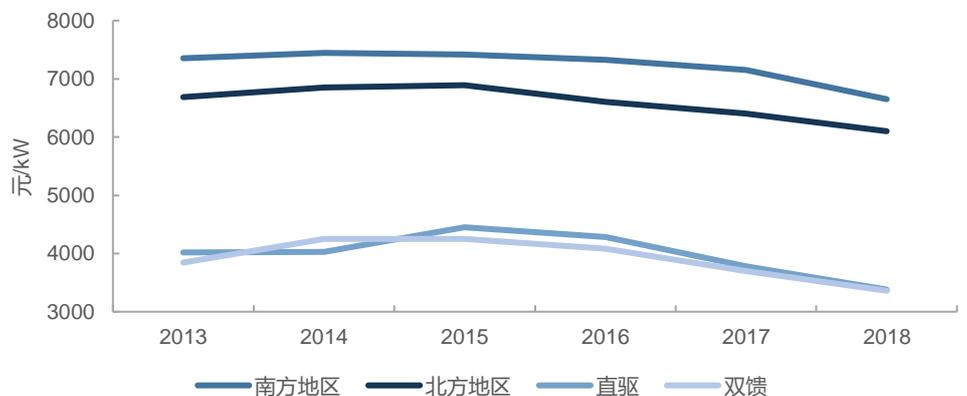
近年来我国风机招标价格整体呈下降趋势，虽然 2019 年由于风电抢装导致价格出现反弹，但未来厂商通过技术进步降低成本，是风机价格下降至 3000 元/kW 左右是有可能实现的。

图 28 我国风电主机招标价格变化趋势



资料来源：金风科技，德邦研究所

图 29 风电运营企业披露的风电单位投资与风机单价



资料来源：协和新能源，德邦研究所

从协和新能源披露的近几年的项目成本与风机价格数据可以看到，风机价格下降会使整体造价下降。我们预计，当风机价格下降至 3000 元/W 左右时，协和新能源的风电项目的整体造价可以下降至 6000 元/W 以下。

表 8 风电装机意愿敏感性分析

建造成本 (元/kW)	价格浮动	装机意愿 A-资源权重	装机意愿 B-消纳权重	A 装机上浮/下跌	B 装机上浮/下跌	装机意愿 A-资源权重	装机意愿 B-消纳权重	A 装机上浮/下跌	B 装机上浮/下跌
7000	-15%	32.07%	45.58%	-40.88%	-33.69%	41.81%	55.49%	-31.66%	-27.77%
	0%	54.25%	68.74%	0	0	61.18%	76.83%	0	0
	10%	72.14%	85.53%	32.99%	24.4%	75.59%	87.53%	23.55%	13.9%
6500	-15%	45.78%	59.04%	-32.23%	-28.30%	51.09%	64.79%	-31.90%	-25.72%
	0%	67.56%	82.34%	0	0	75.02%	87.23%	0	0
	10%	75.80%	87.58%	12.19%	6.4%	77.59%	87.59%	3.42%	0.4%
6000	-15%	53.60%	67.91%	-29.17%	-22.44%	59.39%	74.99%	-22.51%	-14.38%
	0%	75.68%	87.57%	0	0	76.65%	87.59%	0	0
	10%	80.29%	87.63%	6.08%	0.1%	83.65%	88.87%	9.13%	1.5%
5500	-15%	68.68%	83.17%	-13.67%	-5.07%	75.22%	87.34%	-9.43%	-1.19%
	0%	79.55%	87.61%	0	0	83.05%	88.39%	0	0
	10%	89.21%	93.46%	12.15%	6.7%	98.26%	99.18%	18.31%	12.2%
5000	-15%	75.85%	87.58%	-14.98%	-6.28%	77.94%	87.59%	-20.68%	-11.69%
	0%	89.21%	93.46%	0	0	98.26%	99.18%	0	0
	10%	99.97%	99.99%	12.05%	7.0%	100.00%	100.00%	1.78%	0.8%

发电能力提升 5%

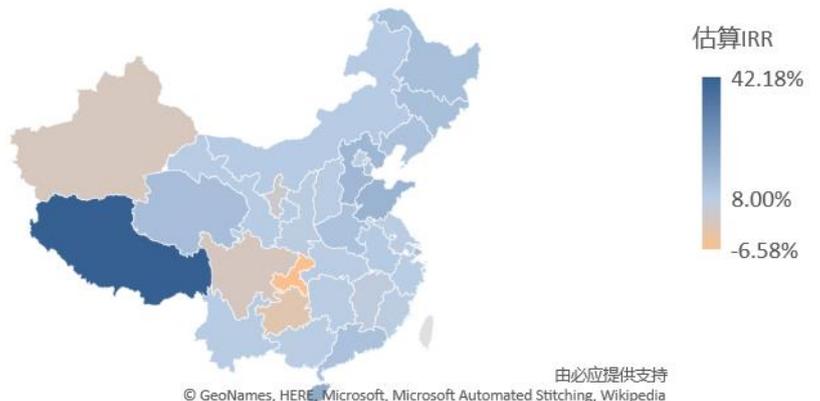
资料来源：德邦研究所

通过敏感性分析可以发现，当风电的建设成本下降到 6000 元/kW 以下时，燃煤电价下调对于平价风电项目装机意愿的影响基本在 5%~15%。当发电能力提升时，燃煤电价下调的影响反而有可能放大，这是由于基准电价情景假设下的装机意愿显著增加导致的。

4. 光伏：对电价更敏感 技术进步促平价

4.1 平价光伏的投资收益估计

图 30 光伏投资成本 3.5 元/W，基准电价下浮 15%时各省（区、市）投资 IRR 估算



资料来源：德邦研究所

同样，我们可以对未来光伏项目投资的收益率进行测算。假设光伏建设成本下降至 3.5 元/W，实现全面平价上网，当燃煤电价下调 15% 时，有如下结论：

西藏由于燃煤基准电价较高，且自然条件好，利用小时数超过 1700 小时，因此 IRR 最为突出。

重庆、四川、贵州等地由于自然条件限制，光伏发电利用小时数不足 1000 小时，投资回报率不及临界点。

新疆、宁夏由于消纳问题，2018 年弃光率较高，且燃煤基准电价较低，因此投资回报率也不理想。

表 9 光伏建设成本为 3.5 元/W 时，燃煤电价浮动对于装机意愿的影响

价格浮动	装机意愿 A-资源权重	装机意愿 B-消纳权重	A 装机上浮/下跌	B 装机上浮/下跌
-15%	60.31%	63.72%	-34.72%	-33.78%
0%	92.38%	96.23%	0	0
10%	98.92%	98.62%	7.08%	2.5%

资料来源：德邦研究所

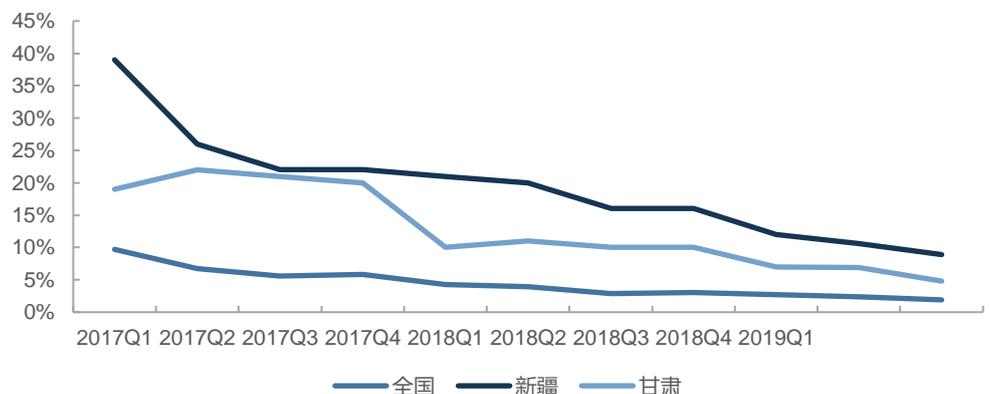
由于 3.5 元/W 的成本假设正好接近光伏平价上网的临界点，而且 2018 年新疆等资源丰富地区弃光率仍然较高，因此基准电价下调对于光伏装机意愿的影响较为明显。

4.2 降本增效 平价无忧

2019 年前三季度，全国光伏发电量 1715 亿千瓦时，其中弃光电量 32.5 亿千瓦时，同比减少 7.5 亿千瓦时；弃光率 1.9%，同比下降 1.0 个百分点，实现弃光电量和弃光率“双降”。

目前弃光现象主要集中在西藏、新疆和青海，其中，西藏弃光电量 2.5 亿千瓦时，同比减少 2.3 亿千瓦时，弃光率 20.6%，同比下降 25.1 个百分点；新疆（含兵团）弃光电量 10.2 亿千瓦时，同比减少 7.7 亿千瓦时，弃光率 8.9%，同比下降 6.9 个百分点；青海弃光电量 7.3 亿千瓦时，同比增加 3.3 亿千瓦时，弃光率 5.8%，同比上升 1.8 个百分点。

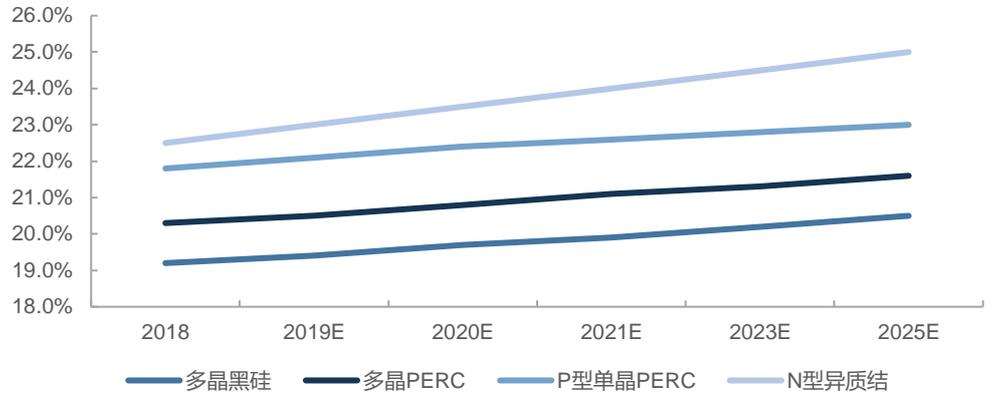
图 31 全国光伏消纳逐季改善



资料来源：能源局，德邦研究所

除了消纳方面的改善空间外，主流光伏电池的效率在未来几年也将有较为明显的提升。CPIA 预计到 2025 年，P 型单晶 PERC 电池的平均转换效率将从 2018 年的 21.8% 提升至 23.0%，发电能力提升约 5%。

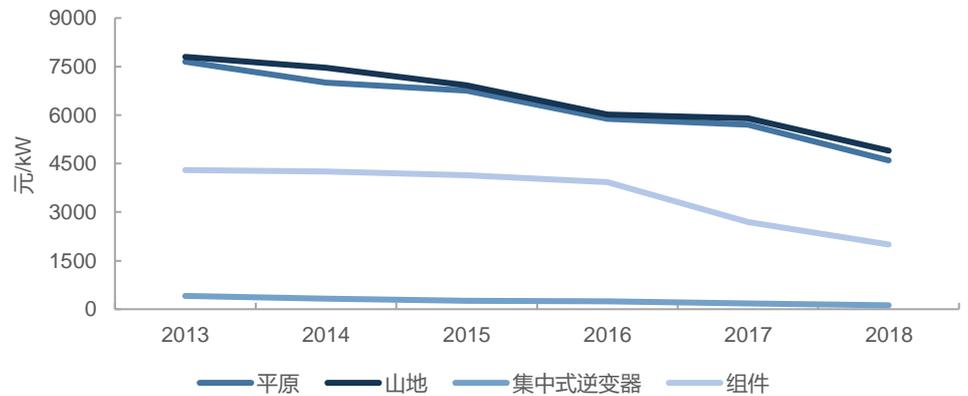
图 32 未来各种主流光伏电池技术效率提升趋势



资料来源：CPIA，德邦研究所

目前，随着技术进步，降本增效，组件价格持续降低，在投资总成本中的占比也将减少，非技术成本虽有下降趋势，但降幅不大。未来几年，降低非技术成本有助于加快光伏系统成本的持续下降。

图 33 光伏运营企业披露的光伏单位投资与主要设备单价



资料来源：协和新能源，德邦研究所

我们通过敏感性分析发现，当光伏建造成本下降到 3.5 元/W 以下时，燃煤电价下行对于装机意愿的影响基本在 10% 以内。

另外，发电能力上升，利用小时数增加对于光伏投资意愿的改善相比风电更加明显。当建造成本为 3.5 元/W，如果发电能力在 2018 年的基础上提升 5%，则光伏平价上网受到电价下行的影响幅度显著减小。

表 10 光伏装机意愿敏感性分析

建造成本 (元/W)	价格浮动	装机意愿 A-资源权重	装机意愿 B-消纳权重	A 装机上浮/下跌	B 装机上浮/下跌	装机意愿 A-资源权重	装机意愿 B-消纳权重	A 装机上浮/下跌	B 装机上浮/下跌
4.0	-15%	18.44%	20.24%	-75.99%	-74.92%	30.21%	34.18%	-65.33%	-62.74%
	0%	76.80%	80.69%	0	0	87.15%	91.71%	0	0
	10%	89.66%	94.09%	16.74%	16.6%	93.19%	96.64%	6.94%	5.4%
3.8	-15%	30.82%	34.90%	-64.69%	-62.00%	43.08%	47.43%	-52.14%	-49.75%
	0%	87.28%	91.84%	0	0	90.00%	94.40%	0	0
	10%	93.40%	96.73%	7.02%	5.3%	97.72%	98.15%	8.57%	4.0%
3.5	-15%	60.31%	63.72%	-34.72%	-33.78%	83.59%	87.95%	-13.60%	-10.12%
	0%	92.38%	96.23%	0	0	96.74%	97.85%	0	0
	10%	98.92%	98.62%	7.08%	2.5%	99.62%	99.20%	2.98%	1.4%
3.2	-15%	87.70%	92.25%	-11.24%	-6.39%	90.68%	95.00%	-8.93%	-4.20%
	0%	98.80%	98.55%	0	0	99.57%	99.16%	0	0
	10%	87.70%	92.25%	-11.24%	-6.4%	99.75%	99.32%	0.18%	0.2%
3.0	-15%	91.79%	95.86%	-7.92%	-3.42%	95.98%	97.62%	-3.79%	-1.71%
	0%	99.69%	99.26%	0	0	99.75%	99.32%	0	0
	10%	99.75%	99.33%	0.07%	0.1%	99.80%	99.45%	0.05%	0.1%

发电能力提升 5%

资料来源：德邦研究所

5. 投资建议：全面平价可期 继续看好风电光伏

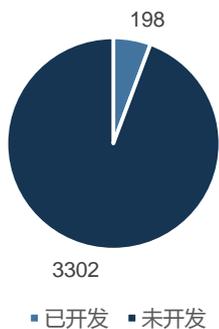
随着消纳的改善和技术的进步，新能源平价项目受燃煤电价下行的影响越来越小，且影响幅度基本可控。

当风电建设成本下降到 6000 元/kW 以下时，燃煤电价下调 15%对于平价风电项目装机意愿的影响基本在 5%~15%。

当光伏建设成本在 3.5 元/W 以下或发电能力提升 5%以上时，燃煤电价下调对于光伏平价项目的影响不超过 10%。

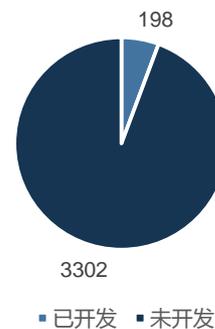
我们继续看好风电光伏产业链相关龙头企业，随着平价上网的实现，新能源装机空间将完全打开。

图 34 我国风电已开发与未开发资源 (GW)



资料来源：中国能源报，德邦研究所

图 35 我国光伏已开发与未开发资源 (GW)



资料来源：中国能源报，德邦研究所

表 11 新能源行业相关标的

子行业	股票代码	公司名称	EPS			PE			上期评级	本期评级
			2018A	2019E	2020E	2018A	2019E	2020E		
风电机组	002202.SZ	金风科技	0.88	0.71	1.04	13.74	17.22	11.76	未评级	未评级
风电塔筒	002531.SZ	天顺风能	0.26	0.43	0.56	23.15	14.09	10.84	未评级	未评级
风电钢构件	603507.SH	振江股份	0.48	1.08	1.49	38.71	17.20	12.47	增持	增持
光伏单晶硅	601012.SH	隆基股份	0.93	1.31	1.67	23.62	16.83	13.16	未评级	未评级
光伏逆变器	300274.SZ	阳光电源	0.56	0.76	0.88	17.11	12.61	10.89	买入	买入

资料来源：Wind，德邦研究所

5.1 风电整机龙头：金风科技

金风科技是国内风电整机龙头，公司成立于 1998 年，主营大型风机的生产销售和风电场的建设运营业务，是中国成立最早、自主研发能力最强的风电设备研发及制造企业之一。公司于 2007 年 12 月 26 日上市，经过十几年的发展，现已成长为国内第一、世界第二大风电整机制造商。公司拥有直驱永磁技术系列机组的自主知识产权，拥有专利超 3900 项，至今实现全球装机量超 50GW，装机数超 3.1 万台。

随着风机招标价格的反弹，公司未来的盈利水平将得到改善。预计公司 2019/2020 年 EPS 分别为 0.71/1.04 元，对应 PE 为 17x、12x。

5.2 风电塔筒龙头：天顺风能

天顺风能目前是全球最具规模的风塔专业制造龙头企业。2018 年，公司销售风塔产品约 38.01 万吨，对应的风机容量约 4GW，占 2018 年全球风电新增装机的 7.9%，国内新增装机的 19.1%。

公司拥有太仓新区工厂、太仓港区海上风塔工厂、欧洲工厂、包头工厂等六大生产基地，专业从事兆瓦级大功率风力发电塔架及其相关产品的生产、销售。公司产品主要销售给 Vestas、GE、西门子-歌美飒、金风、远景等全球大型风电整机厂商和国内领先的风电投资商如华能集团、东方电气等。

随着风电抢装潮的延续以及钢材料成本下行，公司将迎来量利齐增式的成长。预计公司 2019/2020 年 EPS 分别为 0.43/0.56 元，对应 PE 为 14x、11x。

5.3 海上风电零件核心供应商：振江股份

振江股份是全球领先的海上风电部件核心供应商，西门子风电重要供应商。公司成立于 2004 年 3 月，在 2017 年 11 月上市。公司主营业务为风电设备和光伏设备零部件的设计、加工与销售。公司主导产品包括 2.3MW 风能发电机机舱罩、3.6MW 风能发电机机舱罩、4.0MW 风能发电机机舱罩、3.0MW 风能发电机转子房、6.0MW 风能发电机转子房、3.0MW 风能发电机定子、6.0MW 风能发电机定子，光伏发电系统专业支架。

公司相关产品也已进入上海电气供应链。目前正积极拓展金风科技、MHI-Vestas、Senvion、Enercon、Nextra 等新客户，大多数客户已经取得成功认证或对于公司产品免于认证。随着公司新建产能的投放，公司业绩将快速释放；且公司在手订单充足，19-20 年业绩确定性高。预计公司 2019/2020 年 EPS 分别为 1.08/1.49 元，对应 PE 为 17x、12x。

5.4 光伏单晶龙头：隆基股份

隆基股份是光伏单晶硅龙头，公司是全球最大的单晶硅生产制造商，专注于单晶硅棒、硅片的研发、生产和销售，旗下产业隆基单晶硅、隆基乐叶光伏、隆基新能源、隆基清洁能源覆盖光伏全产业链。

随着全球光伏需求持续高涨和公司产能的不断扩张，预计公司 2019/2020 年 EPS 分别为 1.31/1.67 元，对应 PE 为 17x、13x。

5.5 光伏逆变器龙头：阳光电源

阳光电源是光伏行业逆变器龙头，公司是一家专注于太阳能、风能、储能、电动汽车等新能源电源设备的研发、生产、销售和服务的高新技术企业。主要产品有光伏逆变器、风能变流器、储能系统、新能源汽车驱动系统、水面光伏浮体、智慧能源运维服务等。

随着今年四季度开始国内光伏需求的逐季启动，以及储能成为公司新的利润增长点。我们预计公司 2019/2020 年 EPS 分别为 0.76/0.88 元，对应 PE 为 13x、11x。

6. 风险提示

- 电价市场改革深化，电价下调超预期；

随着电价市场化改革的进一步推进，电价全面市场化可能提前到来，燃煤电价波动区间将会增大，电价下调或超预期。

- 全社会用电需求不及预期，新能源消纳恶化；

电力的供需关系变化很大程度上受到宏观经济运行状态的影响，如果经济下行，全社会用电需求不及预期，新能源消纳情况将会恶化，利用小时数下滑。

- 新能源政策执行不及预期。

如果当前的补贴发放拖欠超预期，将影响新能源开发商后续项目的投资能力和投资意愿。

信息披露

分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人不保证该等信息的准确性或完整性。分析逻辑基于作者的职业理解，清晰准确地反映了作者的研究观点，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

投资评级说明

	类别	评级	说明
1. 投资评级的比较和评级标准： 以报告发布后的6个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后6个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期市场基准指数的涨跌幅；	股票投资评级	买入	相对强于市场表现 20%以上；
		增持	相对强于市场表现 5%~20%；
		中性	相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
		减持	相对弱于市场表现 5%以下。
2. 市场基准指数的比较标准： A股市场以德邦综指为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普500或纳斯达克综合指数为基准。	行业投资评级	优于大市	预期行业整体回报高于基准指数整体水平 10%以上；
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%与 10%之间；
		弱于大市	预期行业整体回报低于基准指数整体水平 10%以下。

法律声明

本报告仅供德邦证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

市场有风险，投资需谨慎。本报告所载的信息、材料及结论只提供特定客户作参考，不构成投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。在法律许可的情况下，德邦证券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并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

本报告仅向特定客户传送，未经德邦证券研究所书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。如欲引用或转载本文内容，务必联络德邦证券研究所并获得许可，并需注明出处为德邦证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。

根据中国证监会核发的经营证券业务许可，德邦证券股份有限公司的经营经营范围包括证券投资咨询业务。