

新能源发电

首次覆盖

评级： 增持

2018.12.17

无惧平价上网，风光未来更好

——新能源发电首次覆盖报告

	周妍（分析师）	张爱宁（研究助理）
	010-59312768	010-59312768
	zhouyan016534@gtjas.com	zhangaining@gtjas.com
证书编号	S0880518020003	S0880118090014

本报告导读：

风光平价上网渐行渐近，平价上网将引导行业布局更加合理，促进行业集中度提升，规模大、资源储备丰富、具有资金及技术优势的龙头公司有望受益。

摘要：

- **投资建议：首次覆盖新能源发电行业，给予增持评级。**风光平价上网渐行渐近，我们认为平价上网将引导行业布局更加合理，对行业长期发展有利，同时有助于促进行业集中度提升，规模较大、技术成熟、具有成本优势的龙头企业较为受益。推荐装机规模较大、项目资源储备丰富，同时受益弃风限电改善较大的全国性风电公司龙源电力、华能新能源、大唐新能源以及国内规模最大，拥有技术积累和成本优势的光伏发电公司协鑫新能源。
- **能源转型大势所趋，风光发展空间广阔。**中国作为全球最大的能源消费国，在全球气候变暖的背景之下，能源转型压力较大。近年来我国风电和光伏发电装机增长迅猛，新能源发展已经领跑全球，然而由于基数较低，目前风电和光伏装机占比依然较小，截止2018年10月，我国风电和光伏并网装机容量仅占发电总装机容量的17%。我们预测到2035年我国新能源装机占比将超过35%，取代煤电成为第一大能源，风光发展空间较为广阔。回顾过去20年我国风电和光伏的发展，行业成长高于依赖于政策与补贴，但补贴终究不可持续，现阶段风光行业成本明显下降，降低补贴可倒逼企业降低成本，有助于新能源行业真正走向成熟，新能源平价上网渐行渐近。
- **风电：弃风率下降驱动行业进入良性扩容阶段。**在消纳政策的推动之下，17/18年弃风率明显下降，长期来看，国家高度重视可再生能源消纳，随着配额制的落地、特高压跨省输电等政策的不断推进，弃风限电改善具备持续性，未来虽然电价补贴逐步下调，但利用小时的提升将使得风电项目回报率维持在较高水平，我们认为弃风率下降带来的回报率提升将成为驱动行业长期扩容的核心因素，风电项目投资有望进入长期的良性循环。
- **光伏：新政引领光伏进入高质量发展阶段，爆发期将至。**“531”光伏新政被视为洪水猛兽，短期来看，新政对量价的限制或将对光伏企业的短期利润造成一定冲击；但长期来看，补贴退坡加速将倒逼产业升级，加速行业整合，促进产能向优势企业集中，引领光伏行业进入高质量发展阶段。同时随着电池转换效率的提升和光伏组件的进一步国产化，光伏成本仍有进一步下降空间，光伏平价上网渐行渐近，待光伏实现平价上网后，光伏才能摆脱对于补贴的依赖从而在市场中拥有真正的竞争性优势，从而成为未来主要的补缺电力来源，迎来真正的爆发。
- **风险因素：弃风弃光率反弹、电价下调超预期、配额制落地低于预期。**

重点覆盖公司列表

代码	公司名称	评级
0451	协鑫新能源	增持
0916	龙源电力	增持
1798	大唐新能源	增持
0958	华能新能源	增持



目录

1. 国家发展新能源初心未变，光伏风电大有可为	3
1.1. 国家发展新能源初心未变	3
1.2. 新能源发展最大的拐点在于平价上网	5
1.2.1. 平价上网的必要性	5
1.2.2. 平价上网的可行性	5
1.3. 配额制落地在即，将助力平价上网加速	6
1.4. 能源转型势不可挡，新能源装机空间广阔	8
2. 风电：弃风率下降引领的行业扩张	9
2.1. 弃风限电持续改善，利用小时大幅提升	9
2.2. 标杆电价远去，竞价时代来临	13
2.3. 有抢装的影子，却又不止是抢装，风电行业扩容在即	15
2.4. 风电界新秀--海上风电	16
3. 光伏：进入高质量发展阶段，静待爆发	17
3.1. 新政引领光伏进入高质量发展阶段	17
3.2. 弃光率下降，分布式光伏爆发性增长	18
3.3. 成本迅速下降，静待平价爆发	19
4. 行业格局：风电集中国企领头，光伏分散民企偏多	20
5. 投资建议	22
6. 核心风险	22

表：本报告覆盖公司估值表

公司名称	代码	收盘价	盈利预测 (EPS)			PE			评级	目标价	
			2017A	2018E	2019E	2017A	2018E	2019E			
协鑫新能源	0451	2018.12.12	0.29	0.05	0.04	0.05	5.81	7.19	5.68	增持	0.4
龙源电力	0916	2018.12.12	5.33	0.52	0.70	0.74	10.27	7.60	7.22	增持	7.4
大唐新能源	1798	2018.12.12	1.02	0.07	0.14	0.17	15.58	7.21	5.91	增持	1.36
华能新能源	0958	2018.12.12	2.16	0.32	0.37	0.41	6.70	5.84	5.22	增持	3.28

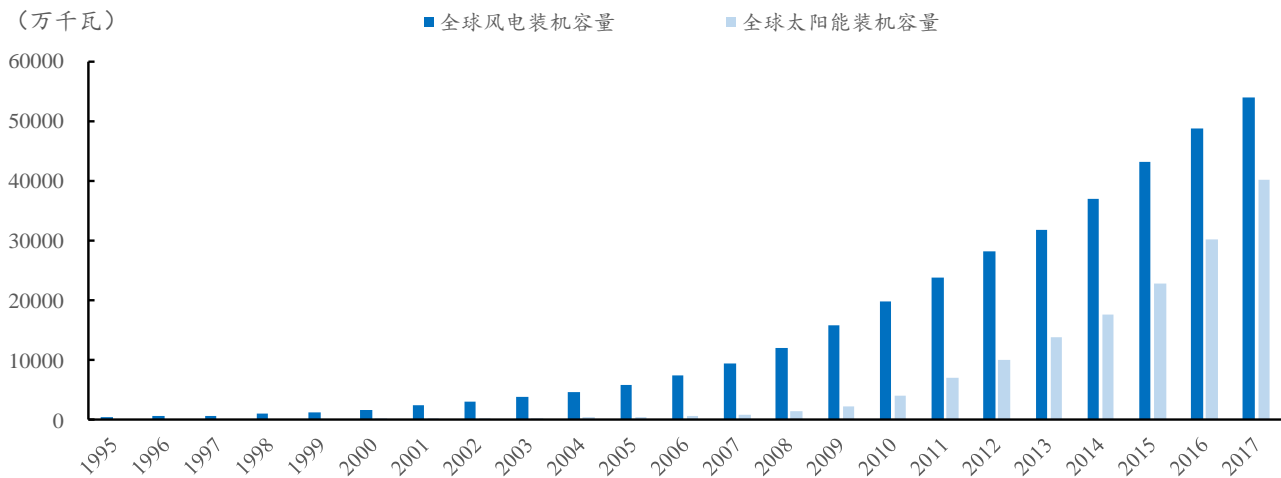
(注：收盘价、目标价及盈利预测均对应港元)

1. 国家发展新能源初心未变，光伏风电大有可为

1.1. 国家发展新能源初心未变

全球新能源发电的崛起。可再生能源电力具有无碳、清洁、环保、可再生等特点，发展可再生能源是全球能源革命和绿色低碳发展的必然要求。世界各国为加快能源转型进程、提高能源安全及减少对化石能源的依赖，纷纷出台鼓励政策，促进了风光产业的发展，同时近年来技术进步带来的成本下降也进一步推动了全球新能源发电的崛起。2000年-2017年，全球风电装机从17.4GW增长到539.1GW，光伏装机从1.5GW增长到402GW，分别增长了31倍和268倍。

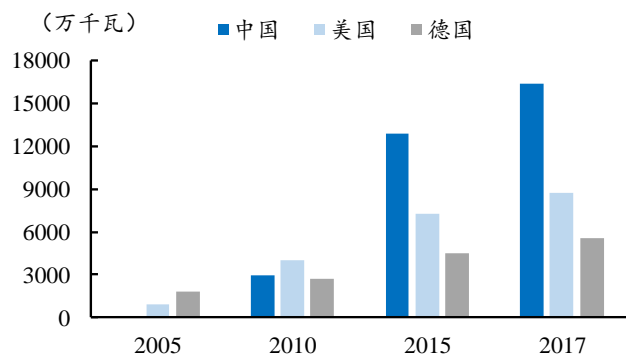
图 1：全球风电、光伏装机快速扩张



数据来源：Wind，国泰君安证券研究

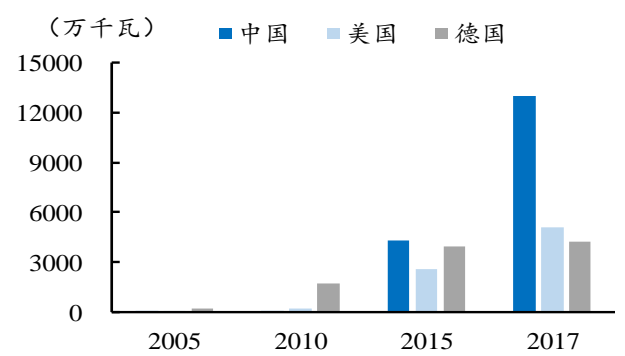
中国虽起步较晚，但发展迅速，目前已成为全球新能源发展的引领者。我国新能源发展虽然起步较晚，但由于政策支持力度大、补贴强度高，短短十余年内，我国就完成了从起步到全球新能源装机容量第一的过程。2009年，我国出台了风电标杆上网电价，同年启动了光电建筑应用示范项目、金太阳示范工程以及光伏电站特许招标，我国风电及光伏进入高速发展阶段。据国际可再生能源署（IRENA）发布的数据，截止2017年底，全球风电装机容量514GW，其中中国164GW，占比32%；全球光伏装机容量391GW，其中中国131GW，占比33%。

图 2：2017 年中国风电装机居世界第一



数据来源：Wind，国泰君安证券研究

图 3：2017 年中国光伏装机居世界第一



数据来源：Wind，国泰君安证券研究

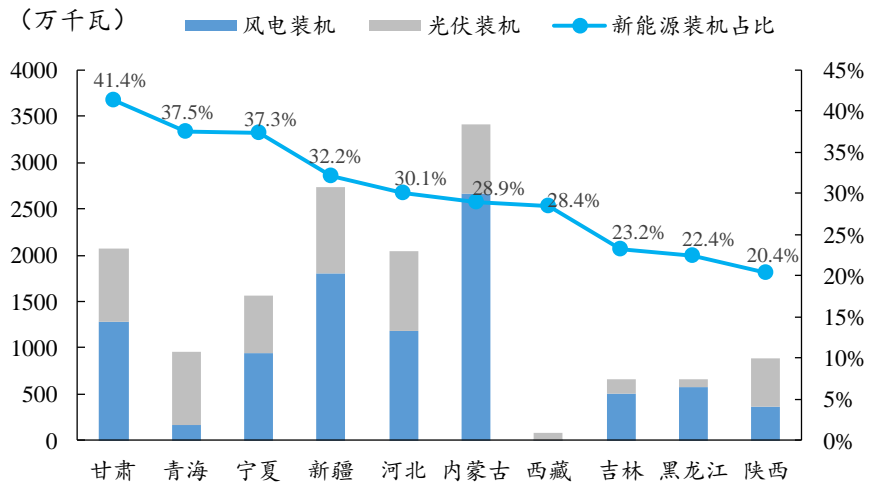
表 1：2005-2017 年国家扶持可再生能源发展的政策

时间	政策	主要内容
2005 年 2 月	《可再生能源法》	设立可再生能源发展规划制度、总量目标制度、全额保障性收购制度、固定电价核发电费用分摊制度、专项资金制度、财政补贴、税收和信贷优惠等制度。
2007 年 8 月	《可再生能源中长期发展规划》	力争 2010 年可再生能源消费量达到能源消费总量的 10%，2020 年达到 15%。2010 年风电装机达到 500 万千瓦，2020 年达到 3000 万千瓦；2010 年太阳能装机达到 30 万千瓦，2020 年达到 180 万千瓦。
2008 年 3 月	《可再生能源发展“十一五”规划》	提高 2010 年风电总装机容量目标至 1000 万千瓦，太阳能发电总容量达到 30 万千瓦。
2009 年 7 月	《关于完善风力发电上网电价政策的通知》	按风能资源状况和工程建设条件，将全国分为 4 类风能资源区，相应制定 风电标杆上网电价 。4 类资源区风电标杆电价水平分别为每千瓦时 0.51 元、0.54 元、0.58 元和 0.61 元。
2009 年 7 月	《关于实施金太阳示范工程的通知》	财政部、科技部、能源局联合发布了《关于实施金太阳示范工程的通知》，计划通过财政补助、科技支持和市场拉动的方式，加快国内光伏产业的规模化发展。三部委计划在未来 2-3 年内通过 100 亿左右的资金补助，撬动国内 500MW 以上的光伏发电示范项目。 金太阳工程的有力扶持，成功开启了国内光伏市场的建设。
2012 年 8 月	《可再生能源发展“十二五”规划》	2015 年风电装机达到 1 亿千瓦，其中海上风电 500 万千瓦；太阳能发电达到 1500 万千瓦。
2013 年 8 月	《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》	进一步完善光伏发电项目价格政策，明确了 0.42 元/kWh 的分布式电站补贴标准， 自此中国光伏开启了高速增长阶段。
2015 年 3 月	《关于可再生能源就近消纳试点的意见》	试点可再生能源在局域电网就近消纳、可再生能源直接交易、可再生能源优先发电权。
2016 年 5 月	《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》	综合考虑电力系统消纳能力，参考准许成本加合理收益，核定部分存在弃风、弃光问题地区规划内风电、光伏发电最低保障收购年利用小时数。
2016 年 12 月	《可再生能源发展“十三五”规划》	2020 年底全国风电并网装机确保达到 2.1 亿千瓦以上，海上风电开工建设 1000 万千瓦，确保建成 500 万千瓦；2020 年底全国太阳能发电并网装机确保实现 1.1 亿千瓦以上。
2017 年 1 月	《关于实施可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易机制的通知》	建立可再生能源绿色电力证书认购体系，明确“绿证”核发认购规则，完善风电发电补贴机制。
2017 年 11 月	《解决弃水弃风弃光问题实施方案》	要求各地区和有关单位高度重视可再生能源电力消纳工作，采取有效措施提高可再生能源利用水平，到 2020 年在全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题。

数据来源：发改委，国泰君安证券研究

我国十省区新能源装机占比超过 20%。截止 2017 年底，我国 19 个省区新能源已成为第二大电源，甘肃省新能源已成为第一大电源。甘肃、青海、宁夏等 10 个省区的新能源装机占总装机的比例超过 20%。

图 4：中国新能源装机占比前十大省份



数据来源：Wind，国泰君安证券研究

1.2. 新能源发展最大的拐点在于平价上网

1.2.1. 平价上网的必要性

新能源对政策的依赖度较高，依赖补贴的成长不可持续。回顾我国新能源过去 20 年的发展路径，行业的成长高度依赖于政策和补贴。在新能源发展初期对其进行适当补贴，是扶植新行业发展的必经之路，但补贴绝非长久之计。随着风电、光伏等新能源装机的快速扩张，补贴缺口已成为掣肘新能源发展的重要因素，一方面补贴缺口给国家财政造成巨大负担，根据调研得知，截止 2017 年底，全国新能源实收补贴与理论发放补贴的缺口已经超过 1000 亿元，而这一缺口仍在不断扩大。另一方面，补贴拖欠造成新能源企业现金流状况不断恶化，过度依赖补贴也限制了新能源产业的可持续发展。

平价上网有什么好处？对国家、行业、企业三方有利。《可再生能源发展“十三五”规划》中明确提出到 2020 年，风电要实现发电侧平价上网，光伏发电实现用户侧平价上网。

从国家角度来看，若长期采取补贴模式支持行业发展，补贴缺口将越滚越大，取消补贴可减小财政压力；

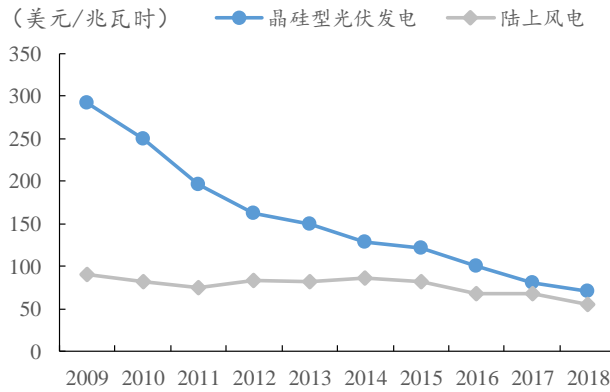
从行业角度来看，平价上网后行业可摆脱对政府补贴的依赖，激发行业提升自身的市场竞争力，促进行业实现有机增长；

从企业角度来看，目前新能源运营商存在的最大问题之一是电价补贴难以回收，导致现金流状况差，随着对补贴依赖的降低，这一根本问题有望得到解决。

1.2.2. 平价上网的可行性

技术逐渐成熟，全球风电和光伏发电成本持续下降。受益于风电机组、光伏组件、逆变器等关键设备价格下降以及项目开发经验逐渐成熟，全球风电和光伏发电成本不断下降。根据彭博新能源财经数据，2018 年上半年全球陆上风电平准化电力成本为 55 美元/兆瓦时，较 2017 年上半年下降 18%，光伏平准化电力成本也下降了 18%，达到 70 美元/兆瓦时。

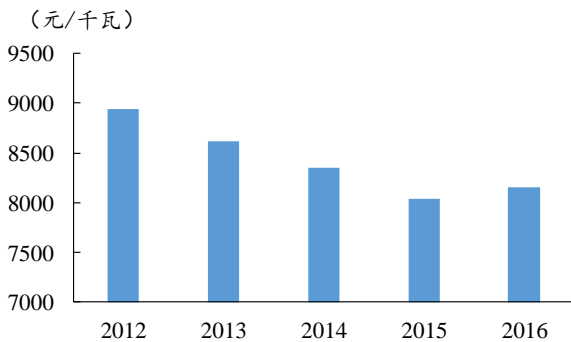
图 5：2009—2018 年全球风电和光伏发电度电成本不断下降



数据来源：Bloomberg，国泰君安证券研究

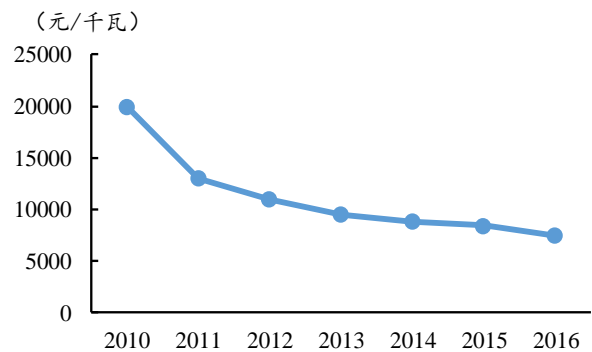
中国紧跟全球步伐，风光成本下降取得突破性进展。在全球风电、光伏技术逐渐成熟的过程中，我国厂商也在为降低成本不断努力，近年来中国风电全产业链逐步实现国产化，风电设备技术水平和可靠性不断提高，2015 年全国风电单位造价比 2012 年下降 10%，2016 年由于布局的调整（由三西转向中东部和南部，中东部和南部造价较高），导致 2016 年全国风电平均造价为 8157 元/kW，较 2015 年略有回升。光伏随着技术进步、产业升级和市场规模扩大，光伏单位容量造价已从 2010 年的约 20000 元/kW 降到 2016 年的约 7000 元/kW。

图 6：中国风电单位造价呈下降趋势



数据来源：《中国电力》，国泰君安证券研究

图 7：中国光伏发电单位造价呈下降趋势



数据来源：《中国电力》，国泰君安证券研究

1.3. 配额制落地在即，将助力平价上网加速

可再生能源第三次征求意见，正式稿落地在即。11 月 15 日，能源局发布《可再生能源电力配额及考核办法》（征求意见稿），这是能源局继 2018 年 3 月、9 月两次发函征求《可再生能源电力配额及考核办法》意见之后第三次对可再生能源配额制征求意见。第三版中首次明确政策落地时间，明确将自 2019 年 1 月 1 日起将正式进行配额考核，政策落实已是大势所趋。



表 2: 《配额制》第三版意见稿解读

变化	具体内容	意义
提出“激励性指标”	按照“保障落实，鼓励先进”的原则，第三版征求意见稿提出，鼓励具备条件的省份自行确定更高的可再生能源比重指标。文件指出，对各级行政区域规定的应达到的最低可再生能源比重指标为约束性指标，按超过约束性指标 10% 确定激励性指标。	避免了全国省份一刀切，一些指标完成较好的省份可能期望大型可再生能源项目规划和布局上的倾斜。
取消了配额补偿金的提法	惩罚措施方面，上一版征求意见稿中，未完成配额考核的，要收取配额补偿金，标准是当地燃煤发电标杆上网电价、大工业用户最高输配电价（1-10kV 用户）、政府性基金、附加以及政策性交叉补贴之和。而在本版征求意见稿中，只提及“对未按期完成整改的市场主体依法依规予以处罚，将其列入不良信用记录”，并未明确考核标准。	罚金“由谁收、怎么管理，如何利用”，增加了配额制的落地难度。通过在建的信用体系来进行规范考核，可以推动配额制更好推出和落地。
取消了两个绿证的说法	第三版的第七条中提出： 承担配额义务的市场主体以实际消纳可再生能源电量为主要方式完成配额，同时可通过以下补充（替代）方式完成配额。 （一）向超额完成年度配额的市场主体购买其超额消纳的可再生能源电量实现，双方自主确定转让价格。 （二）自愿认购可再生能源电力绿色证书（简称“绿证”），绿证对应的可再生能源电量等量记为配额完成量。	第二版中的“绿证”不是我们现在正在资源购买的这个绿色电力证书。所以出来了两个“绿证”概念，大家容易混淆。第三版中，直接采用了现有的绿证。降低政策之间的交叉、重叠和实施难度，确保配额制的出台。

数据来源：能源局，国泰君安证券研究

第三次意见稿首提激励性指标，同时打通了强制绿证与自发绿证市场交易。与前两版意见稿相比，第三次意见稿中提出“对各级行政区域规定的应达到的最低可再生能源比重指标为约束性指标，按超过约束性指标 10% 确定激励性指标”。此外在配额义务核算方面，第三版意见稿提出除“以实际消纳可再生能源电量为主要方式完成配额”外，还可以“向超额完成年度配额的市场主体购买其超额消纳的可再生能源电量实现，双方自主确定转让价格”，并且可以“自愿认购可再生能源电力绿色证书，绿证对应的可再生能源电量等量记为配额完成量。”如此一来，基于配额所形成的强制绿证和基于自愿所形成的自发绿证市场交易打通，有利于中长期内更好让市场主体自发形成交易市场。

表 3: 《配额制》第三版意见稿中各省约束性及激励性目标

	2017 非水电可再生 能源电力消纳 比重	2018 年 约束性 指标	2018 年激 励性指标	2020 年约 束性指标	2020 年激励 性指标
北京	10.4%	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
天津	10.4%	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
河北	10.4%	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
山西	12.0%	12.5%	13.8%	14.5%	16.0%
内蒙古	18.3%	18.0%	19.8%	18.0%	19.8%
辽宁	9.2%	10.0%	11.0%	10.5%	11.6%
吉林	16.4%	15.0%	16.0%	16.5%	18.2%
黑龙江	15.8%	15.0%	16.5%	20.5%	22.6%
上海	2.7%	2.5%	2.8%	3.0%	3.3%
江苏	5.4%	5.5%	6.1%	7.5%	8.3%
浙江	4.2%	5.0%	5.5%	7.5%	8.3%
安徽	8.8%	9.5%	10.5%	11.5%	12.7%



福建	4.5%	4.5%	5.0%	6.0%	6.6%
江西	6.5%	6.5%	7.2%	8.0%	8.8%
山东	6.9%	9.0%	9.9%	10.5%	11.6%
河南	8.1%	9.0%	9.9%	10.5%	11.6%
湖北	6.8%	7.5%	8.3%	10.0%	11.0%
湖南	7.2%	9.0%	9.9%	13.0%	14.3%
广东	3.2%	3.5%	3.9%	4.0%	4.4%
广西	3.0%	4.0%	4.4%	5.0%	5.5%
海南	4.7%	4.5%	5.0%	5.0%	5.5%
重庆	2.4%	2.0%	2.2%	2.5%	2.8%
四川	3.3%	3.5%	3.9%	3.5%	3.9%
贵州	4.3%	4.5%	5.0%	5.0%	5.5%
云南	14.2%	11.5%	12.7%	11.5%	12.7%
西藏	14.0%	不考核	不考核	不考核	不考核
陕西	7.7%	9.0%	9.9%	12.0%	13.2%
甘肃	13.8%	15.5%	17.1%	19.0%	20.9%
青海	18.5%	19.0%	20.9%	25.0%	27.5%
宁夏	21.0%	18.0%	19.8%	20.0%	22.0%
新疆	13.1%	14.5%	16.0%	16.0%	17.6%

数据来源：发改委，国泰君安证券研究

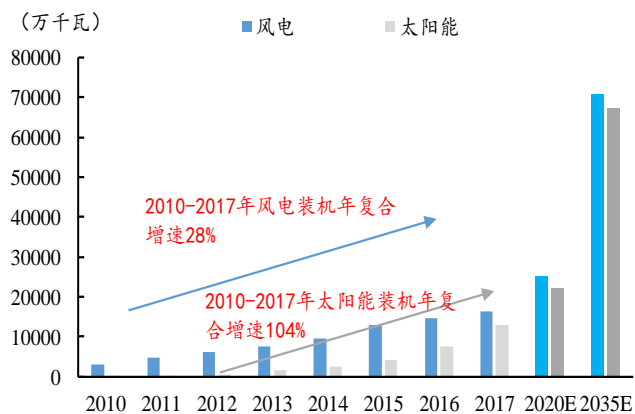
配额制的核心是建立促进消纳的长效机制，为平价上网提供坚实保障。配额制中明确了各省级行政区的可再生能源电力消费比例，将有力促进可再生能源的消费比例提升，从而提高风电、光伏利用率，进一步降低其度电成本，为可再生能源摆脱补贴、平价上网提供坚实保障。

1.4. 能源转型势不可挡，新能源装机空间广阔

能源转型大势所趋，平价上网为转型奠定基础。中国是全球最大的能源消费国，在全球气候变暖的背景之下，全球各国加速低碳转型，其中电力和可再生能源领域是技术变革和能效提升的主角。经过多年的努力，我国新能源发展已经领跑全球，新增装机规模占全球增量 40% 左右。未来随着风电、光伏实现平价上网，我国能源转型的步伐将进一步加快，推动我国能源摆脱对煤炭消费的依赖、跨越石油时代，实现真正的绿色可持续发展。

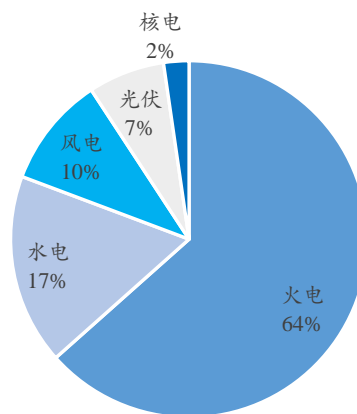
风、光占比较低，仍有较大提升空间。虽然我国近年来风电和光伏增长迅猛，但由于基数较低，目前风电和光伏所占比重还非常小，截止 2018 年 10 月，风电和光伏并网装机容量仅占发电总装机容量的 17%。根据国家电网的预测，到 2035 年，我国新能源装机有望达到 14 亿千瓦，占比将超过 35%，取代煤电成为第一大能源，风光发展空间广阔。

图 8：我国风电、光伏装机增长迅猛



数据来源：中电联，国泰君安证券研究

图 9：我国风光装机占比仅 17%（2018 年 10 月）



数据来源：中电联，国泰君安证券研究

表 4：2035 年新能源装机占比将超过 35%（单位：万千瓦）

	2017		2020		2035	
化石能源装机	105657	59%	119550	56%	153400	39%
其中：煤电	98028	55%	109674	51%	128400	33%
气电	7629	4%	9876	5%	25000	6%
非化石能源装机	72046	41%	94995	44%	234268	60%
水电	31250	18%	34194	16%	50050	13%
核电	3582	2%	5304	2%	14500	4%
风电	16367	9%	25017	12%	70575	18%
太阳能发电	13025	7%	21943	10%	67343	17%
总装机	177703	100%	214545	100%	387668	100%

数据来源：国家电网，国泰君安证券研究

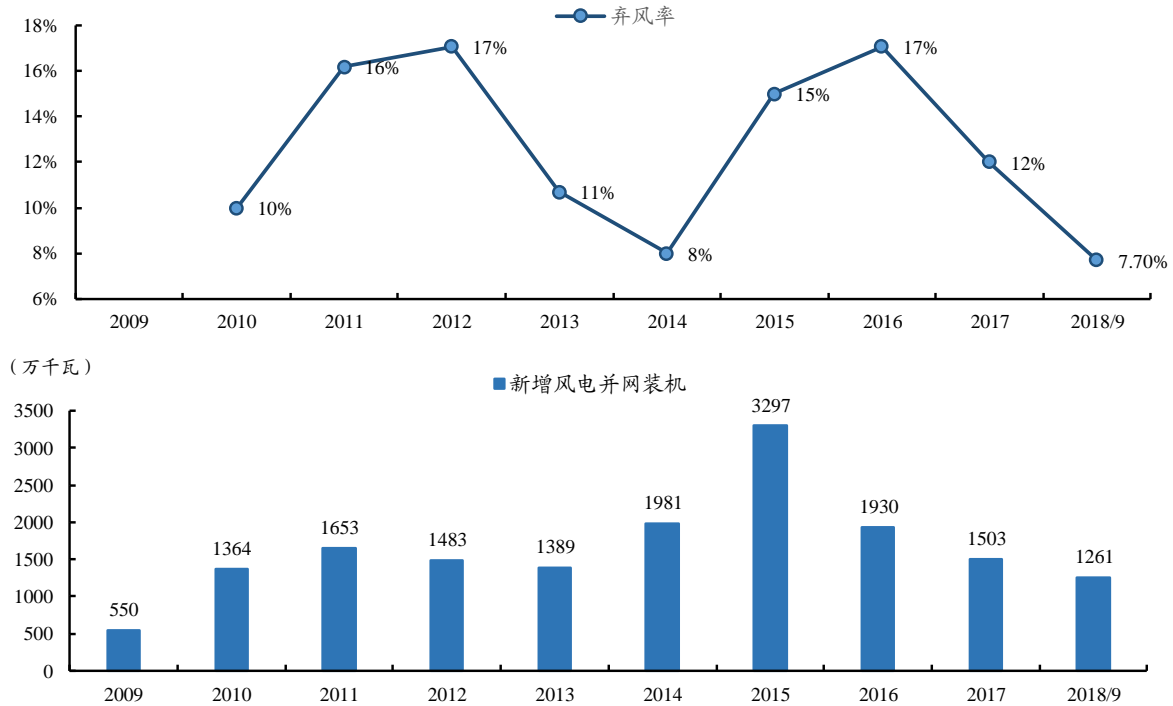
2. 风电：弃风率下降引领的行业扩张

2.1. 弃风限电持续改善，利用小时大幅提升

抢装潮后的大萧条：严重的弃风限电。中国弃风限电由来已久，回溯近十年风电的发展历程，可以发现在风电并网装机的大规模增长之后，往往伴随着弃风率的上升，而装机的大规模增长往往是由于电价调整带来的抢装，以上一轮抢装为例，由于 2016 年 1 月 1 日之后投产的风电要执行新电价，因此 2014-2015 年大量风电项目投产，但电网消纳却跟不上，导致全国出现了严重的弃风限电现象，三北地区尤为严峻，2016 年多地弃风率甚至超过 30%。

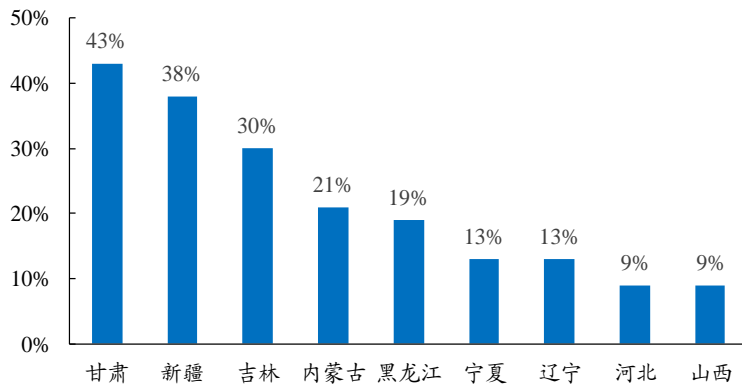


图 10: 2015 年抢装导致 2016 年出现高弃风率



数据来源: Wind, 国泰君安证券研究

图 11: 2016 年多省弃风率超过 30%



数据来源: Wind, 国泰君安证券研究

弃风限电形势严峻，政策不断加码。针对弃风限电不断恶化的这一现象，国家积极采取相应措施：1) 建立风电投资监测预警机制，在弃风限电严重的地区严格控制风电新增建设规模；2) 出台一系列促进风电消纳的政策，同时增加多条外送通道保障可再生能源发电优先上网，有效缓解弃风状况。

表 5: 国家连续出台促进可再生能源消纳的相关政策

时间	单位	名称	主要内容
2016 年 2 月 5 日	能源局	《关于做好“三北”地区可再生能源消纳工作的通知》	要求促进华北、东北、西北（三北）地区好风电、光伏发电等可再生能源消纳，具体措施包括做好可再生能源发电直接交易工作；做好风电等可再生能源清洁供暖工作；做好深化辅助服务补偿机制相关工作；建立自备电厂电量置换机制；加强对热电联产机组调峰性能监管；做好可再生能源外送工作等。



2016年3月24日	发改委	《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》	1、落地和执行：保障性收购电量由国家能源局会同发改委经济运行局共同确定；保障性收购电量确定的首要原则就是要保证可再生能源发电项目的合理收益；2、保障性收购电量和市场交易电量的划分：在通过计划方式优先安排一部分保障性发电量，保障可再生能源项目合理收益的同时，使其超出保障性范围的发电量参与市场交易，参与市场交易的电量按照项目所在地的补贴标准享受可再生能源电价补贴。
2016年5月27日	发改委、能源局	《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》	根据《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》，综合考虑电力系统消纳能力，按照各类标杆电价覆盖区域，参考准许成本加合理收益，核定了部分存在弃风弃光问题地区内的风电、光伏最低保障收购年利用小时数。
2016年7月18日	能源局	《关于建立监测预警机制促进风电产业持续健康发展的通知》	建立风电投资监测预警机制，预警程度由高到低分为红色、橙色、绿色三个等级。红色示风电开发投资风险较大，能源局当年不下达年度开发建设规模，地方暂缓核准新的风电项目（含已纳入年度开发建设规模的项目）；橙色表示风电开发投资具有一定风险，能源局原则上在发布预警结果的当年不下达年度开发建设规模；绿色表示正常，地方政府和企业可根据市场条件合理推进风电项目开发投资建设。2016年度吉林、黑龙江、甘肃、宁夏、新疆（含兵团）为红色；蒙西、蒙东、河北北网为橙色；其他省（区、市）和地区为绿色。
2016年11月16日	发改委、能源局	《风电发展“十三五”规划》	到2020年底，风电累计并网装机容量确保达到2.1亿千瓦以上，其中海上风电并网装机容量达到500万千瓦以上；风电年发电量确保达到4200亿千瓦时，约占全国总发电量的6%。消纳利用目标：到2020年，有效解决弃风问题，“三北”地区全面达到最低保障性收购利用小时数的要求。
2017年2月10日	能源局	《2017年能源工作指导意见》	稳步推进风电项目建设，年内计划安排新开工建设规模2500万千瓦，新增装机规模2000万千瓦；扎实推进部分地区风电项目前期工作，项目规模2500万千瓦；优化风电建设开发布局，新增规模重心主要向中东部和南方地区倾斜；严格控制弃风限电严重地区新增并网项目，发布2017年度风电行业预警信息，对弃风率超过20%的省份暂停安排新建风电规模。
2017年1月18日	发改委、财政局、能源局	《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》	为促进清洁能源消纳利用，进一步完善风电、光伏发电的补贴机制，拟在全国范围内试行可再生能源绿色电力证书核发和自愿认购。风电、光伏发电企业出售可再生能源绿色电力证书后，相应的电量不再享受国家可再生能源电价附加资金的补贴。
2017年2月17日	能源局	《2017年度风电投资监测预警结果的通知》	预警结果显示，2017年内蒙古、黑龙江、吉林、宁夏、甘肃、新疆（含兵团）等省（区）为风电开发建设红色预警区域，其他省份为绿色区域。
2017年11月8日	发改委、能源局	《解决弃水弃风弃光问题实施方案》	总体目标是2017年可再生能源电力受限严重地区弃水弃风弃光状况实现明显缓解，到2020年在全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题。措施包括落实可再生能源优先发电制度，推进可再生能源电力参与市场化交易，实行可再生能源电力配额制，提升可再生能源电力输送水平等。
2018年3月7日	能源局	《2018年度风电投资监测预警结果的通知》	预警结果显示：2018年甘肃、新疆（含兵团）、吉林为红色；内蒙古、黑龙江为橙色，山西北部忻州市、朔州市、大同市，陕西北部榆林市以及河北省张家口市和承德市按照橙色处理；其他省（区、市）和地区为绿色。
2018年3月23日	能源局	《可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）》	对各省级行政区域全社会用电量规定了最低的可再生能源电力消费比重指标，包括“可再生能源电力总量配额”和“非水电可再生能源电力配额”。
2018年5月11日	能源局	《关于进一步促进发电权交易有关工作的通知》	通知要求发电企业积极参与，促进发电权交易开展。在水电、风电、光伏发电、核电等清洁能源消纳空间有限的地区，鼓励清洁能源发电机组间相互替代发电，通过进一步促进跨省跨区发电权交易等方式，加大清洁能源消纳力度。

数据来源：发改委，能源局，国泰君安证券研究

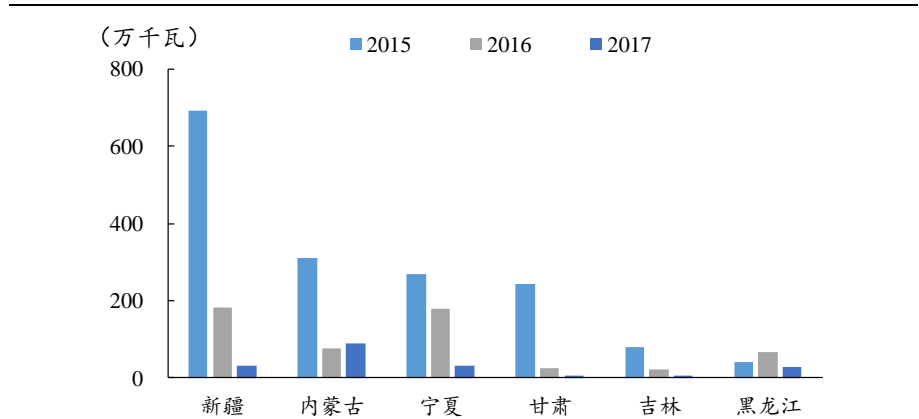
请务必阅读正文之后的免责条款部分

11 of 27



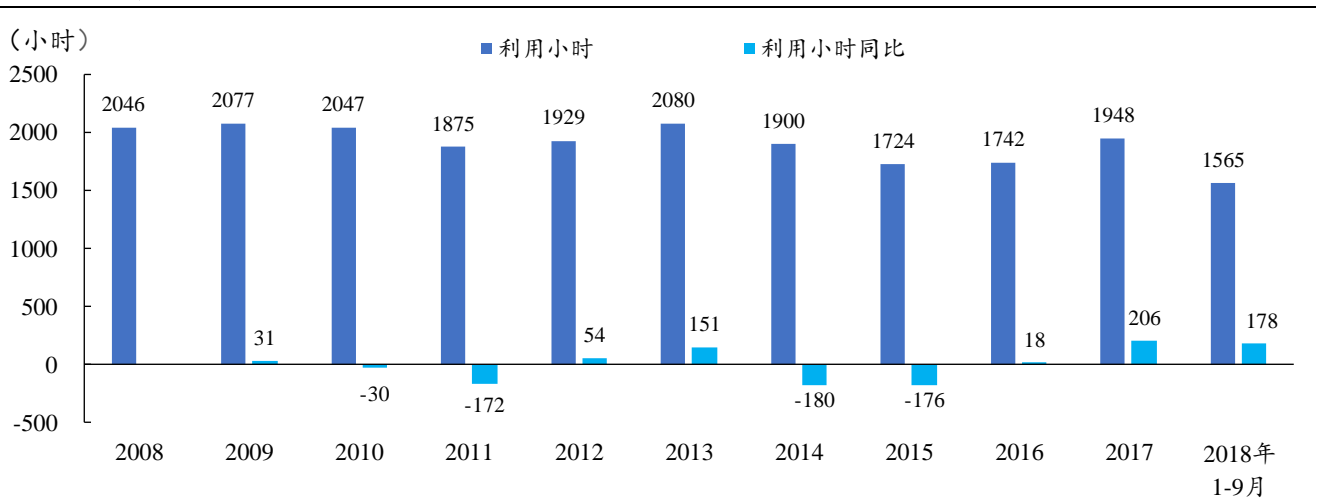
2017-2018 年弃风限电显著改善，利用小时大幅提升。受风电投资监测预警机制约束，2016/2017 年“三北”地区新增装机明显放缓，同时多条特高压投运也对可再生能源的消纳起到了促进作用。在新增装机放缓及消纳改善的双重推动之下，2017 年全国弃风率同比降低 5 个百分点至 12%，弃风限电形势大幅好转。2018 年延续了这一趋势，2018 年 1-9 月弃风率 7.7%，同比下降 4.7 个百分点。风电利用小时数回升显著，2018 年 1-9 月全国平均风电利用小时数 1565 小时，同比大幅提升 178 小时。

图 12：三北地区新增装机明显放缓



数据来源：wind，国泰君安证券研究

图 13：2018 年 1-9 月风电利用小时同比增长 178 小时



数据来源：wind，国泰君安证券研究

三北地区改善尤为显著，宁夏、内蒙古、黑龙江三省解除风电开发红色预警。经过近两年项目限制和投资引导，风电市场逐渐趋于理性，多省弃风率显著降低，三北地区改善尤为显著。在能源局发布的风电投资预警结果中，2018 年度红色预警区域由六个省份降为三个，内蒙古、黑龙江由红转黄，宁夏由红转绿。

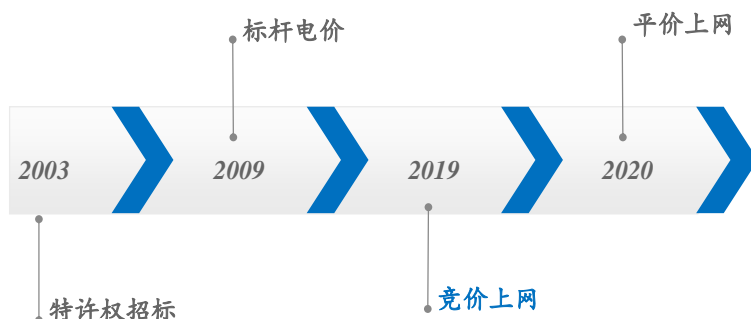


2014年12月31日	《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》	将第 I 类、II 类和 III 类资源区风电标杆上网电价降低 2 分钱，调整后分别为 0.49 元、0.52 元和 0.56 元；第 IV 类资源区上网电价维持 0.61 元不变。新电价适用于 2015 年 1 月 1 日以后核准的陆上风电项目，以及 2015 年 1 月 1 日前核准但于 2016 年 1 月 1 日以后投运的陆上风电项目。
2015年12月24日	《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》	《通知》明确，2016 年、2018 年 I 类、II 类、III 类资源区分别降低 2 分钱、3 分钱，IV 类资源区分别降低 1 分钱、2 分钱。（调整后 2016 年电价分别为 0.47、0.50、0.54、0.60 元，2018 年电价分别为 0.44、0.47、0.51、0.58 元，新电价适用于 2016 年、2018 年等年份 1 月 1 日以后核准的陆上风电项目。
2016年12月26日	《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》	降低 2018 年 1 月 1 日之后新核准建设的陆上风电标杆上网电价，I 类、II 类、III 类、IV 类资源区电价分别调整为 0.4、0.45、0.49、0.57 元。（较 2015 年 12 月通知中的 2018 年调整电价再度降低）。适用范围还包括 2018 年以前核准并纳入以前年份财政补贴规模管理的陆上风电项目但于 2019 年底前仍未开工建设的；2018 年以前核准但纳入 2018 年 1 月 1 日之后财政补贴年度规模管理的陆上风电项目。
2018年5月24日	《关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》	从通知印发之日起，尚未印发 2018 年度风电建设方案的省（自治区、直辖市）新增集中式陆上风电项目和未确定投资主体的海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。已印发 2018 年度风电建设方案的省（自治区、直辖市）和已经确定投资主体的海上风电项目 2018 年可继续推进原方案。从 2019 年起，各省（自治区、直辖市）新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。

数据来源：发改委，国泰君安证券研究

竞价上网是平价上网前的过渡阶段。2018 年 5 月 24 日，能源局发布《关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》，通知中指出从 2019 年起，新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。通知的发布标志着风电正式进入竞价时代，风电行业沿着从特许招标到标杆电价，到竞价上网，再到平价上网的路径发展，而标杆电价到竞价上网的转变，则是平价上网前的过渡阶段。

图 17：竞价上网是平价上网前的过渡阶段

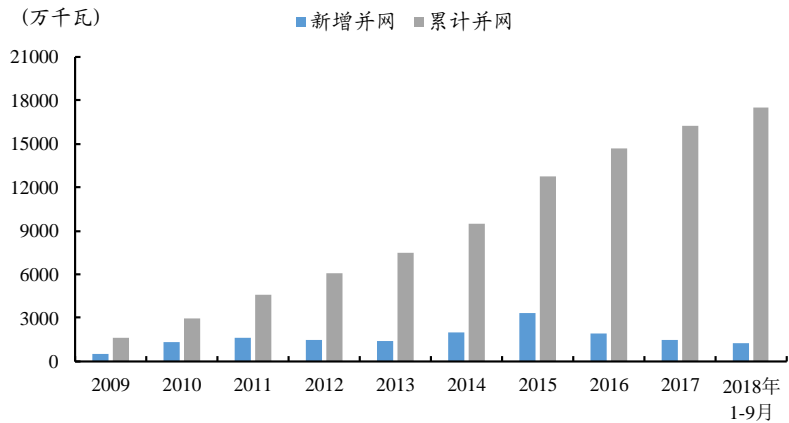


数据来源：发改委，国泰君安证券研究

2.3. 有抢装的影子，却又不止是抢装，风电行业扩容在即

上一轮行业扩容：2015年装机的爆发式增长是补贴下调驱动的“抢装潮”。2014年底发改委出台政策下调风电标杆上网电价，2015年1月1日后核准或2015年1月1日以前核准但2016年1月1日以后投运的风电项目将执行新电价，2015年底前投运机组仍享受原电价，因此2015年形成了一波“抢装潮”，2015年全年新增装机超3000万千瓦。

图 18：2015 年风电新增并网装机超过 3000 万千瓦



数据来源：wind，国泰君安证券研究

新一轮行业扩容：不仅仅是抢装那么简单，核心驱动力为弃风率下降带来的回报率改善。

- **短期：有抢装的影子。** 1) **电价补贴下调的影响：**根据 2016 年底发改委颁布的《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》，除 2018 年 1 月 1 日后核准的风电项目要执行新电价外，2018 年前核准但 2019 年底前仍未开工的项目也要执行新电价。根据金风科技调研数据显示，截止 2018 年 6 月核准未建风电项目约 90GW（大部分为 2018 年之前核准的项目），这些项目需赶在 2018 年和 2019 年开工建设，否则上网电价将被下调。2) **竞价上网的影响：**《关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》中提出 2019 年起新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部竞价上网。因此我们预计在补贴下调和竞价上网的压力之下，2018-2019 年风电行业又将迎来一轮抢装，但此次抢装与 2015 年的不同之处在于，2015 年抢的是投产，2018-2019 年抢的是核准与开工。

表 7：2018-2019 年将迎来新一轮抢装

时间	电价调整内容	结果
2015 年	2015 年 1 月 1 日以前核准但 2016 年 1 月 1 日以后投运的风电项目电价下调	抢投产
2018-2019 年	2018 年前核准但 2019 年底前仍未开工的项目下调电价	抢开工
	2019 年起新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部竞价上网	抢核准

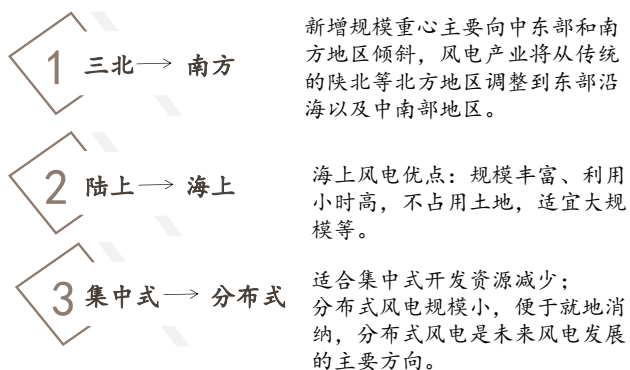
数据来源：发改委，国泰君安证券研究

- **长期：远不止于抢装。**然而本轮行业扩容就仅仅是抢装那么简单么？不，我们认为远远不止。长期来看，国家高度重视可再生能源消纳，

随着发电权交易、特高压跨省输电等政策的不断推进，弃风限电改善将具备持续性，虽然电价补贴下调，但利用小时的提升将使得风电项目回报率保持在较高水平。我们认为未来弃风率下降带来的回报率提升才是驱动行业长期扩容的核心因素，风电项目投资有望进入长期的良性循环。

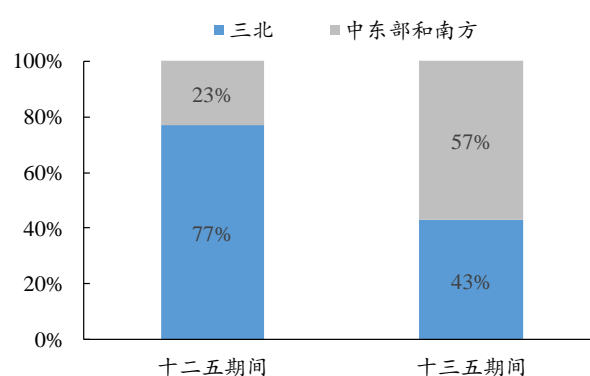
风电进入行业扩容的高景气周期。在电价下调及竞价上网导致的抢装以及弃风率下降带来回报率改善的双重驱动下，风电将进入行业扩容的高景气周期。**未来风电行业扩容将呈现出三个特点：1) 三北到南方：**三北地区消纳难题尚待解决，未来风电新增规模重心主要向中东部和南方地区倾斜，风电产业将从传统的陕北等北方地区调整到东部沿海以及中南部地区；**2) 陆上到海上：**海上风电兼具资源丰富、利用小时高、不占用土地、适宜大规模开发等多项优点，未来将成为风电发展的主要方向；**3) 集中式到分布式：**一方面，适合集中式开发资源减少，另一方面，分布式风电规模小，便于就地消纳，是未来风电发展的主要方向。

图 19: 风电行业扩容的三大趋势



数据来源：国泰君安证券研究

图 20: 风电新增规模重心向中东部和南部转移



数据来源：Wind，国泰君安证券研究

2.4. 风电界新秀——海上风电

海上风电资源丰富，目前尚处于起步阶段。我国幅员辽阔，海岸线长，海上风能资源丰富，东南沿海及附近岛屿的有效风能密度在 200 瓦/平方米以上，根据《中国风电发展路线图 2050》，中国水深 5-50 米海域，100 米高度的海上风能资源开放量为 5 亿千瓦。但由于海上风电在勘探施工以及整机制造运行上都具有较大复杂性，造价较高，我国海上风电还处于示范起步阶段，截止 2017 年底，我国海上风电并网装机容量仅 2.79GW。

海上风电就地消纳无忧，发展空间广阔。我国用电负荷中心主要集中在经济发达、耗电量大的沿海省份，陆上风能资源主要在远离负荷中心的西部地区，电力输送的限制导致陆上风电存在较为严重的消纳难题。而海上风电则可以直接接入负荷中心就地消纳，摆脱了长距离运输的技术和经济制约，无需担忧消纳问题，同时海上风电还有助于提高沿海省份本地电源的支撑能力。根据《风电发展“十三五”规划》，2020 年底海上风电并网装机容量将达到 5GW 以上，2018-2020 三年年均复合增长率将高达 21.47%，海上风电市场加速启动。

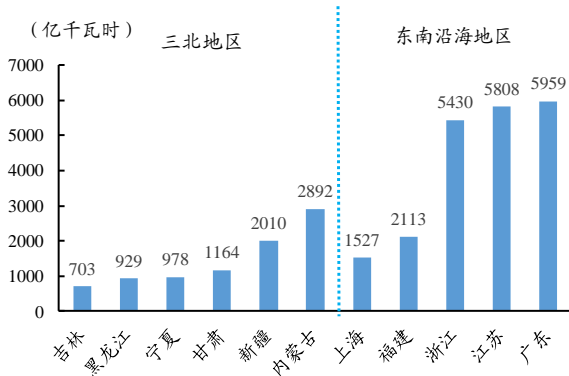


表 8: 陆上风电和海上风电资源对比

类型	潜在开发量 (GW)	已开发量 (GW)
陆上 (70 米高度)	2600	185.2
海上 (水深 5-50 米, 100 米高度)	500	2.8

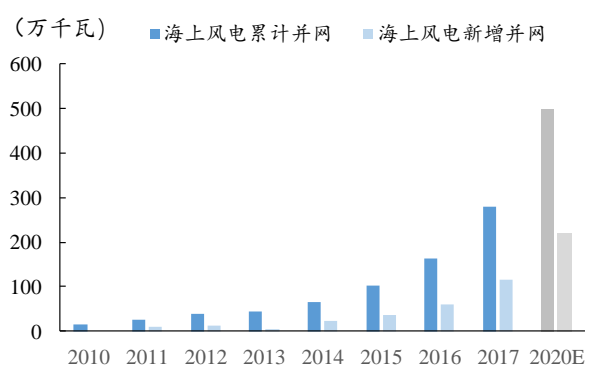
数据来源:《风电发展路线图 2050》, 国泰君安证券研究所 (考虑 3 级及以上即风功率密度 ≥ 300 瓦/平方米的地区可供开发)

图 21: 2017 年沿海各省用电量显著高于三北地区



数据来源: wind, 国泰君安证券研究

图 22: 我国海上风电市场即将加速启动



数据来源: Wind, 国泰君安证券研究

3. 光伏: 进入高质量发展阶段, 静待爆发

3.1. 新政引领光伏进入高质量发展阶段

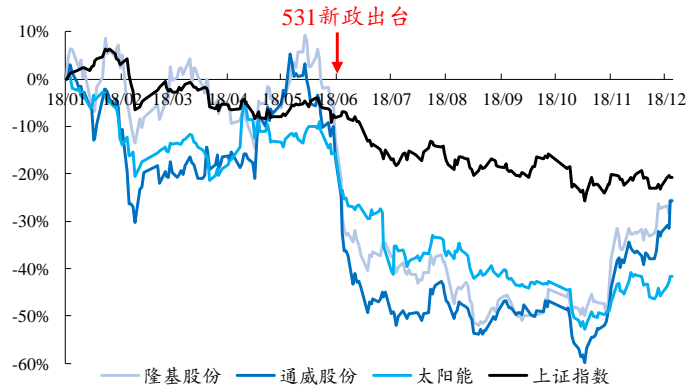
531 新政出台, 光伏补贴退坡加速, 电站新建受控, 光伏市场情绪低落。
 随着国内光伏电站建设规模不断扩大, 技术进步和成本下降速度明显加快, 为促进光伏行业健康可持续发展, 避免可再生能源基金缺口进一步扩大, 2018 年 5 月 31 日, 发改委、财政部、能源局联合下发《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》, 通知中明确: 1) 2018 年 6 月 30 号之后投运的光伏电站标杆上网电价统一降低 0.05 元/千瓦时, 这与 2017 年 12 月 19 日电价调整仅相隔半年, 补贴退坡速度略超市场预期; 2) 2018 年不安排新建光伏电站。

表 9: 《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》

三大要点	具体内容
降补贴	2018 年 6 月 30 日以后投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低 0.05 元, 一二三类资源区分别为每千瓦时 0.5 元、0.6 元、0.7 元。
无新建	今年暂不安排 2018 年普通光伏电站建设规模; 分布式光伏安排 1000 万千瓦左右规模; 领跑者基地今年视光伏发电规模控制情况再定。不得以任何形式安排需国家补贴的普通电站建设, 但鼓励安排各类不需要国家补贴的光伏发电项目。
进一步加大市场化配置项目力度	未来所有普通光伏电站均须通过竞争性招标方式确定项目业主。鼓励分布式光伏资源配置和交易市场化。

数据来源: 发改委, 财政部, 能源局, 国泰君安证券研究

图 23: 531 后光伏设备商股价严重受挫



数据来源: Wind, 国泰君安证券研究

11月2日光伏座谈会扭转531新政的过度悲观预期，光伏仍然是国家扶持的重点产业。2018年11月2日，能源局召开关于光伏发展“十三五”规划中期评估成果座谈会，会上强调1) 光伏仍是国家重点支持的清洁能源，明确补贴计划将持续到2022年，不会一刀切的推进平价上网，在完全实现“去补贴”之前，每年仍将保证一定的补贴装机规模，2) 对“十三五”光伏建设目标进行调整，原有的210GW的目标过低，该目标有望调整至250GW，甚至超过270GW。

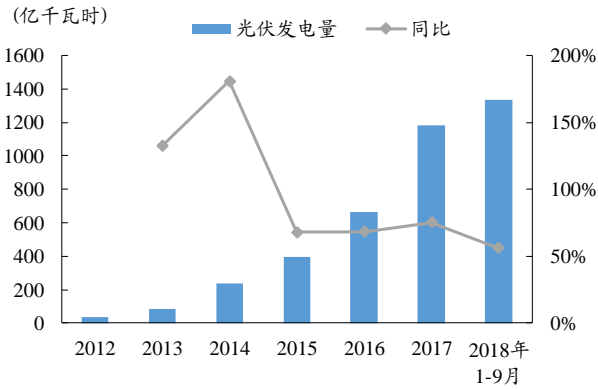
“531新政”乃长期良药，引领光伏进入高质量发展阶段。我们认为11月2日的座谈会是对531新政负面作用的一个很好的缓冲，表明国家支持光伏行业的大方向并没有改变，只是在经历过几年高速增长之后，补贴和规模控制的政策有所调整。短期来看，“531新政”对量价的限制预计将对光伏企业的短期利润造成一定冲击（根据11月2日座谈会的情况来看，冲击也不会太大）；长期来看，补贴退坡加速将倒逼产业升级，有助于加速行业整合，促进产能向优势企业集中，引领光伏行业进入高质量发展阶段。

3.2. 弃光率下降，分布式光伏爆发性增长

光伏发电量高速增长，弃光率逐年下降。在国家政策的大力支持之下，我国光伏电站在近五年迎来了大规模投运，但随之也带来了较高的弃光率（2014-2016年弃光率均高于10%）。2016年起，有关部门和电网企业采取各项措施促进可再生能源消纳，包括扩大开展可再生能源消纳，加强电力系统调峰能力建设，加强可再生能源并网外送等配套电网工程建设等。在各方的努力之下，2017年我国弃光率同比下降4.3个百分点至6%，2018年继续改善，1-9月平均弃光率2.9%，创历史新低。

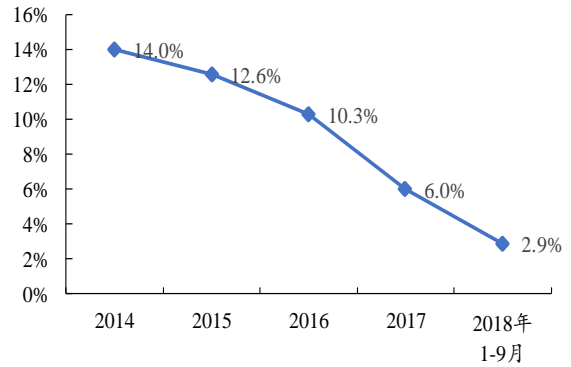


图 24：2018 年 1-9 月光伏发电量同比增长 56.2%



数据来源：Wind，国泰君安证券研究

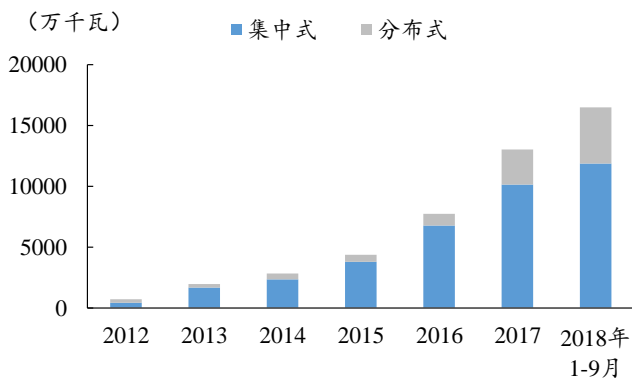
图 25：2018 年 1-9 月弃光率 2.9%，同比下降 2.7 个百分点



数据来源：Wind，国泰君安证券研究

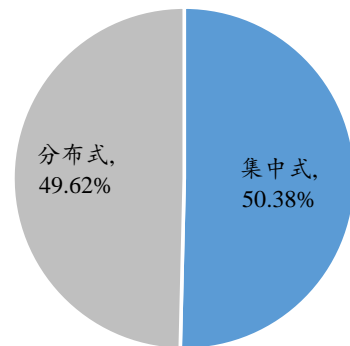
分布式光伏优势凸显，2017 年以来爆发式增长。相比于集中式光伏，分布式光伏的优势在于可实现就近消纳（处于用户侧），对电网的依赖大大减小。此外分布式发电形式灵活，未来分布式可能成为智能电网的有效接口，大幅度提升发电灵活性和发电效率。分布式光伏自 2017 年开始迅速增长，2018 年前三季度光伏新增装机中分布式已占一半：1-9 月光伏发电新增装机 3454.4 万千瓦，同比下降 19.7%，其中集中式光伏电站 1740.1 万千瓦，分布式光伏 1714.3 万千瓦。

图 26：分布式光伏装机容量 2017 年起迅速扩张



数据来源：能源局，Wind，国泰君安证券研究

图 27：1-9 月光伏新增装机中分布式接近一半



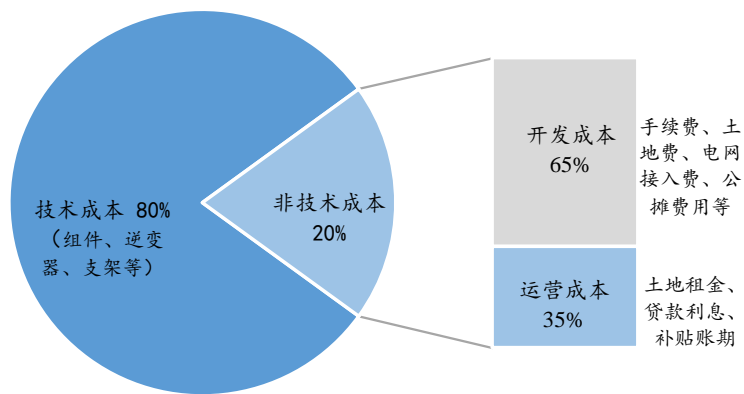
数据来源：Wind，国泰君安证券研究

3.3. 成本迅速下降，静待平价爆发

技术升级促成本下降，光伏行业全产业链成本下降。光伏的成本分为技术成本和非技术成本：1) 技术成本（组件、逆变器、支架等）：根据中国光伏行业协会统计，2007-2017 年的 10 年间，光伏组件的市场价格从 36 元/瓦下降到 3 元/瓦以下，下降了 92%；并网光伏系统价格从 60 元/瓦下降到 7-8 元/瓦，下降了 87%；逆变器价格从 4 元/瓦下降到 0.3 元/瓦，下降了 92%。2) 非技术成本（土地费、财务成本、电网接入费等）：2015 年-2018 年间，光伏电站总投资成本降幅为 23.5%，其中非技术成本下降 42.9%。



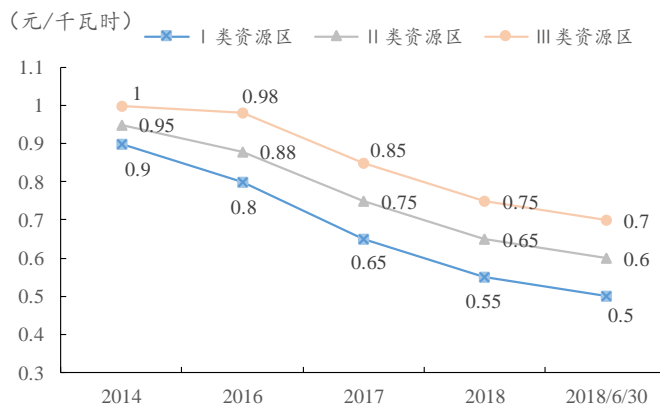
图 28：光伏成本拆分



数据来源：中国光伏行业协会，国泰君安证券研究

平价上网渐行渐近，光伏爆发期即将到来。随着电池转换效率的提升和光伏组件的进一步国产化，我国光伏成本仍有进一步下降空间，光伏平价上网将为时不远。在国外很多光照较好的区域，光伏已经实现了平价上网（如印度的光伏电价低至 4 美分，中东地区甚至出现了 1.79 美分的光伏电价）。待光伏实现平价上网后，甚至成本进一步下降到火电之下之后，光伏才能摆脱对于补贴的依赖从而在市场中拥有真正的竞争性优势，从而成为未来主要的补缺电力来源迎来真正的爆发。

图 29：光伏标杆上网电价逐步下调



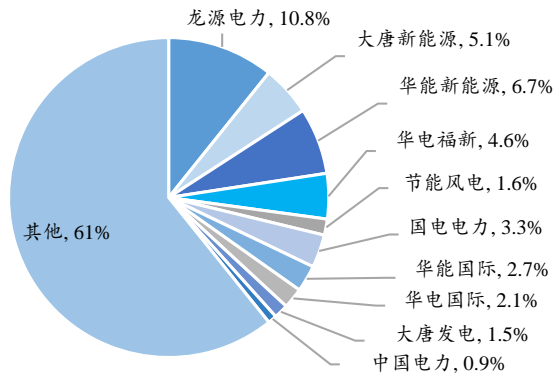
数据来源：发改委，国泰君安证券研究

4. 行业格局：风电集中国企领头，光伏分散民企偏多

风电集中度与火电相当，华能新能源盈利水平较高。与传统能源火电相比，风电行业集中度与其基本相当（六大发电集团占据主要地位），前十大风电运营商企业装机占比约 40%（龙源电力占比最高，为 10.8%）；从企业盈利角度来看，华能新能源、龙源电力 ROE 较高，大唐新能源由于弃风率较高（三北装机占比超过 75%），多年平均 ROE 较低，但受益于弃风限电改善，近两年回升趋势显著。

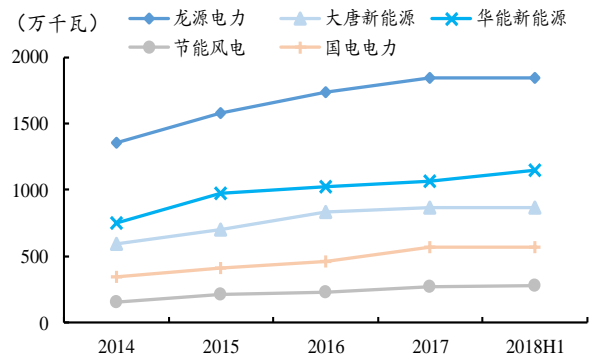


图 30: 前十大风电运营商装机占比约 40%



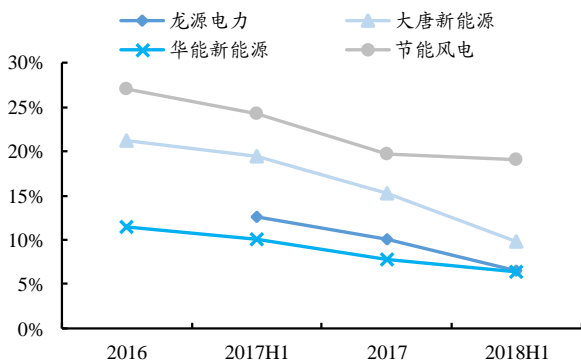
数据来源: Wind, 国泰君安证券研究

图 31: 主要风电运营企业装机增长情况



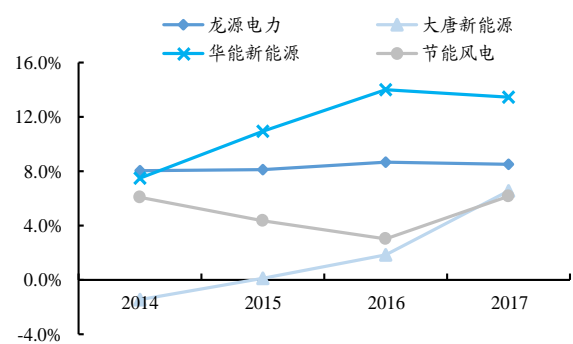
数据来源: Wind, 国泰君安证券研究

图 32: 华能新能源弃风率较低



数据来源: wind, 国泰君安证券研究

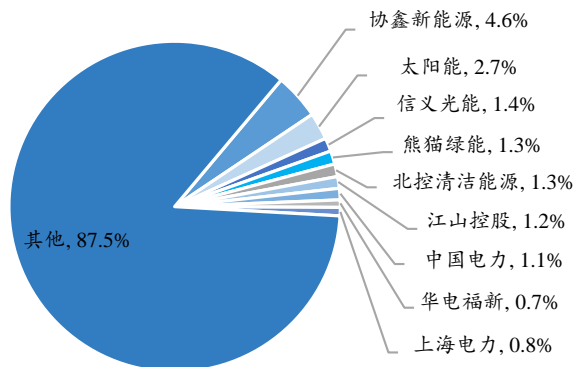
图 33: 华能新能源 ROE 较高



数据来源: wind, 国泰君安证券研究 (注: 仅罗列以风电运营作为主业的公司)

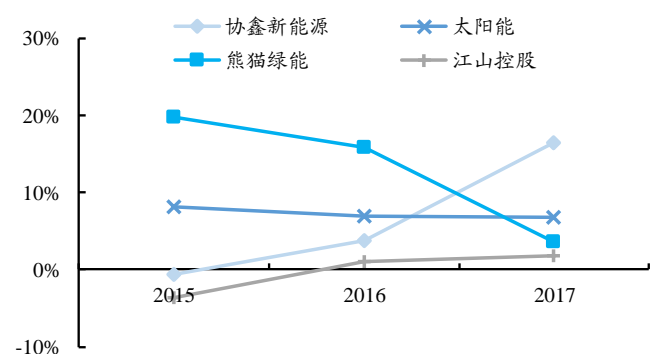
光伏运营市场较为分散，民营企业偏多。不同于风电市场的高集中度，光伏由于投资规模相对较小、进入门槛相对较低，市场较为分散，同时光伏行业中民营企业偏多。主要光伏运营企业（9 家上市公司）装机占比仅 12.5%。在几家以光伏运营作为主业的公司中，协鑫新能源与熊猫绿能 ROE 水平较高。

图 34: 光伏行业集中度较低 (装机占比)



数据来源: wind, 国泰君安证券研究

图 35: 协鑫新能源 ROE 较高



数据来源: wind, 国泰君安证券研究 (注: 仅罗列以光伏运营作为主业的公司, 熊猫绿能 2017 年 ROE 下滑原因是金融工具公允价值亏损及融资成本上升)



5. 投资建议

能源转型大势所趋，风光发展空间广阔，降补贴是新能源行业走向成熟的必经之路。中国作为全球最大的能源消费国，在全球气候变暖的背景之下，能源转型压力较大。近年来我国风电和光伏发电装机增长迅猛，新能源发展已经领跑全球，然而由于基数较低，目前风电和光伏装机占比依然较小，截止 2018 年 10 月，我国风电和光伏并网装机容量仅占发电总装机容量的 17%。我们预测到 2035 年我国新能源装机占比将超过 35%，取代煤电成为第一大能源，风光发展空间较为广阔。回顾过去 20 年我国风电和光伏的发展，行业成长主要依赖政策与补贴，但补贴终究是临时和不可持续的，现阶段风光行业发电成本明显下降，降低补贴甚至取消补贴可以倒逼风光企业降低成本，有助于新能源行业真正走向成熟，新能源平价上网渐行渐近。

风电：弃风率下降驱动行业进入良性扩容阶段。在消纳政策的推动之下，17/18 年弃风率明显下降，长期来看，国家高度重视可再生能源消纳，随着配额制的落地、特高压跨省输电等政策的不断推进，弃风限电改善具备持续性，未来虽然电价补贴逐步下调，但利用小时的提升将使得风电项目回报率维持在较高水平，我们认为弃风率下降带来的回报率提升将成为驱动行业长期扩容的核心因素，风电项目投资有望进入长期的良性循环。

光伏：新政引领光伏进入高质量发展阶段，爆发期将至。“531”光伏新政被视为洪水猛兽，短期来看，新政对量价的限制或将对光伏企业的短期利润造成一定冲击；但长期来看，补贴退坡加速将倒逼产业升级，加速行业整合，促进产能向优势企业集中，引领光伏行业进入高质量发展阶段。同时随着电池转换效率的提升和光伏组件的进一步国产化，光伏成本仍有进一步下降空间，光伏平价上网渐行渐近，待光伏实现平价上网后，光伏才能摆脱对于补贴的依赖从而在市场中拥有真正的竞争性优势，从而成为未来主要的补缺电力来源，迎来真正的爆发。

推荐规模较大、具有技术和成本优势的行业龙头。平价上网将引导行业布局更加合理，倒逼企业提高技术和降低成本，对行业长期发展有利，同时将促进行业集中度提升，规模较大、技术成熟、具有成本优势的龙头企业较为受益。推荐装机规模较大、项目资源储备丰富，同时受益弃风限电改善较大的全国性风电公司龙源电力、华能新能源、大唐新能源以及国内规模最大，拥有技术积累和成本优势的光伏发电公司协鑫新能源。

6. 核心风险

- 1、弃风弃光率负向反弹；
- 2、政策对可再生能源补贴电价大幅下调；
- 3、配额制政策实行力度低于预期。



协鑫新能源 (0451)

评级: 增持

 当前价格 (港元): 0.285
 2018.12.12

国内光伏龙头，持续受益于行业红利释放
——协鑫新能源首次覆盖报告

	周妍 (分析师)	张爱宁 (研究助理)
	010-59312768	010-59312768
	zhouyan016534@gtjas.com	zhangaining@gtjas.com
证书编号	S0880518020003	S0880118090014

交易数据

52 周内股价区间 (港元)	0.241-0.66
当前股本 (百万股)	19100
当前市值 (百万港元)	5440

本报告导读:

公司光伏装机国内第一，控股股东保利协鑫光伏全产业链布局，协同效应强；公司经过两年快速扩张后开始调结构，受光伏新政限制不大。首次覆盖给予增持评级。

摘要:

- **投资建议：目标价 0.4 港元，首次覆盖给予增持评级。** 国家大力发展光伏决心坚定，公司作为国内最大的光伏发电企业近年来扩张迅速，未来有望持续受益于行业发展红利释放。预计 2018-2020 年 EPS 分别为 0.04、0.05、0.07 港元，给予 2019 年行业平均 8 倍 PE，目标价 0.4 港元，首次覆盖给予增持评级。
- **国家发展光伏产业决心坚定，公司作为国内光伏龙头有望充分受益。** 短期来看，“531 新政”或许对光伏企业的短期利润及规模增长造成一定负面影响；但长期来看，我们认为国家支持光伏行业发展的决心并未改变，只是在过去几年的高速增长之后，国家开始对补贴和规模进行优化。新政一方面有望倒逼产业升级，加速成本下降，推动平价上网进一步提前；另一方面也有望进一步提高消纳能力。光伏市场的未来仍然值得期待。截止 2018 年 6 月，公司在全国 26 个省市共持有 205 座电站，国内装机容量 682.4 万千瓦，占全国装机量的约 4%。公司作为国内第一、世界第二大的光伏企业，随着配额制的落地、补贴回收的加速、成本端的持续下降（光伏平价时代的来临），未来有望持续受益于行业发展红利释放，发展空间广阔。
- **受电价及财务成本拖累，2018H1 业绩略低于预期。** 2018 年上半年公司营收同比增长 49%，但归母净利同比下降 29%，主要受电价及财务成本拖累：1) 2018H1 电价 0.76 元（同比下降 4 分钱），毛利率同比下降 2.1 个百分点至 68.7%；2) 财务费用 10.62 亿元，同比大幅增长 75.1%。
- **积极调整资本结构，财务状况有望逐步缓解。** 公司目前面临的最大问题是在迅速扩张过程中形成的高负债率，同时新能源补贴回款周期较长，造成公司资金压力较大。公司今年战略重点为调结构、降负债，计划于 2018 年将资产负债率下降至 80% 以下，2019 年降至 75% 以下，方式包括引入战略股票投资者、出让项目层面部分股权，以及合作设立产业基金在表外实现项目开发。我们认为随着公司资本结构的优化、以及补贴回流的加速，未来公司资金压力有望逐步缓解，业绩有望进一步释放。
- **核心风险：光伏电价下调超预期，融资成本上升，弃光改善不及预期。**

财务摘要 (百万港元)	2014	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入	1,854.03	2,494.43	2,622.31	4,519.60	6,359.12	6,838.35	7,311.69
(+/-)%	-	34.54%	5.13%	72.35%	40.70%	7.54%	6.92%
毛利润	214.38	591.06	1,776.12	2,479.93	4,073.80	4,433.95	4,803.76
归母净利润	-205.28	-17.22	147.44	951.50	769.27	973.71	1,241.65
(+/-)%	-	-91.61%	-956.17%	545.34%	-19.15%	26.58%	27.52%
PE	-29.94	-356.95	41.69	6.46	7.99	6.31	4.95
PB	20.23	2.23	0.85	0.62	0.55	0.50	0.44



龙源电力 (0916)

评级: 增持

当前价格 (港元): 5.36

2018.12.12

全球最大风电运营商，加速布局海上风电

——龙源电力首次覆盖报告

	周妍 (分析师)	张爱宁 (研究助理)
	010-59312768	010-59312768
	zhouyan016534@gtjas.com	zhangaining@gtjas.com
证书编号	S0880518020003	S0880118090014

交易数据

52周内股价区间 (港元)	4.94-7.66
当前股本 (百万股)	8040
当前市值 (百万港元)	45400

本报告导读:

公司风电装机规模全球第一，陆上风电显著受益于弃风限电改善，海上风电有望成为公司新的利润增长点，首次覆盖给予增持评级。

摘要:

- **投资建议:** 目标价 7.4 港元，首次覆盖给予增持评级。公司风电装机规模全球第一，陆上风电显著受益于弃风限电改善，近年来加速布局海上风电，海上风电有望成为公司新的利润增长点。预计 2018-2020 年 EPS 分别为 0.70、0.74、0.77 港元，考虑到公司作为行业龙头，给予 2019 年略高于行业平均的 10 倍 PE，目标价 7.4 港元，首次覆盖给予增持评级。
- **全球最大风电运营商，显著受益于弃风改善。** 公司是全球最大的风电运营商，控股装机容量 2052 万千瓦，其中风电装机 1840 万千瓦。2018 年前三季度公司营收 191.7 亿元，同比增长 8.5%，归母净利 40.1 亿元，同比增长 42.9%，业绩大幅提升主要因为风电板块业绩改善，前三季度风电发电量 289.1 亿千瓦时，同比增长 20.0%，风电利用小时 1637 小时，同比上升 204 小时。公司在三北地区的风电装机占比较高（内蒙古、甘肃、新疆等弃风严重的地区装机容量占比约 60%），2017、2018 年受益于风电消纳逐渐好转，公司弃风率明显下降，2018 年前三季度弃风率 6.3%，较去年同期下降 5.6 个百分点，预计全年弃风率有望维持在 6.5% 以内，全年利用小时有望达到 2200 小时。
- **海上风电布局加速，有望成为新的利润增长点。** 由于环保、征林征地等要求变严，今年风电行业装机增速减缓，但长期来看，未来随着弃风限电的改善，风电未来将迎来新一轮扩容，公司储备项目丰富，有望显著受益。从新增装机的分布来看，公司装机扩张将逐渐从三北向南部、中东部地区转移，新增陆上装机大部分位于四类区域。此外，公司加速布局海上风电，我国海上风电正处于起步阶段，发展空间巨大，龙源电力是我国海上风电的先行者，2012 年投产的江苏如东 15 万千瓦潮间带示范风电场为全国最大的海上风电场，最近两年公司加速进行海上风电布局，2017 年公司投产风电项目 102.7 万千瓦，其中海上风电 55.2 万千瓦，我们认为未来海上风电将有望成为公司新的利润增长点。
- **补贴回收加速，预计全年有望全部收回第七批补贴。** 今年前三季度公司回收补贴 18.8 亿元，9 月起开始回收速度加快，预计全年有望全部收回第七批拖欠补贴，公司现金流有望得以改善。
- **核心风险:** 新能源电价补贴下调超预期、弃风率反弹。

财务摘要 (百万港元)	2014	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入	20,610.56	22,261.37	25,255.64	27,863.19	30,149.91	30,204.72	30,249.18
(+/-)%	-	8.01%	13.45%	10.32%	8.21%	0.18%	0.15%
毛利润	7,907.08	8,630.07	8,874.49	10,120.91	11,926.87	11,399.08	10,846.20
归母净利润	2,892.60	3,257.40	3,862.11	4,170.45	5,639.04	5,933.56	6,169.94
(+/-)%	-	12.61%	18.56%	7.98%	35.21%	5.22%	3.98%
PE	17.66	15.68	13.22	12.25	9.06	8.61	8.28
PB	1.11	1.01	0.95	0.85	0.76	0.69	0.63

大唐新能源 (1798)

评级: **增持**
 当前价格 (港元): 1.02
 2018.12.12

三北地区装机占比高，弃风改善弹性较大

——大唐新能源首次覆盖报告

	周妍 (分析师)	张爱宁 (研究助理)
	010-59312768	010-59312768
	zhouyan016534@gtjas.com	zhangaining@gtjas.com
证书编号	S0880518020003	S0880118090014

交易数据

52周内股价区间 (港元)	0.85-1.76
当前股本 (百万股)	7270
当前市值 (百万港元)	7350

本报告导读:

公司风电装机位于限电严重的三北地区比例高，受益于弃风限电改善的业绩弹性较大。首次覆盖给予增持评级。

摘要:

- **投资建议:** 目标价 1.36 港元，首次覆盖给予增持评级。公司风电装机位于限电严重的三北地区比例高，受益于弃风限电改善的业绩弹性较大。预计 2018-2020 年 EPS 分别为 0.14、0.17、0.20 港元，给予公司 2019 年行业平均 8 倍 PE，目标价 1.36 港元，首次覆盖给予增持评级。
- **三北地区装机占比高，弃风改善弹性较大。** 截止 2018 年 6 月，公司控股装机容量 887.4 万千瓦，其中风电 869.4 万千瓦，70% 以上位于三北地区，高于行业内其余公司，随着国家政策支持新能源消纳以及特高压的投运，2017 年以来三北地区弃风问题明显好转，2018 上半年公司弃风率 9.8%，同比下降 9.6 个百分点，较全国降幅高 4.56 个百分点，其中公司风电装机占比较大的内蒙古、甘肃、吉林、山西、黑龙江风电限电率分别同比下降 6.58、18.37、28.49、11.52 以及 11.59 个百分点，均超过区域平均降幅水平。受弃风率下降影响，上半年风电利用小时 1122 小时，同比提升 181 小时（全国平均同比提升 159 小时），公司业绩显著改善，2018H1 公司归母净利 8.9 亿元，同比大幅增长 123.5%。
- **短期内新增装机放缓，长期开发速度有望反弹。** 由于弃风限电较为严重，近两年风电行业建设速度有所放缓，国家重点关注存量机组的消纳问题，但随着整体弃风的改善，目前风电投资红色预警区域已由“红六省”转为“红三省”，长期来看未来公司的开发建设速度有望加快。截至 2018 年 6 月底，公司在建装机容量 206.3 万千瓦，已核准未开工风电装机 230.9 万千瓦，我们认为在风电竞价上网的大背景下，公司已经获得核准的风电项目将成为稀缺资源（已核准项目有补贴电价，电价较高），一旦具备条件，公司有望加快建设速度。
- **估值较低的优质风电运营商。** 公司前几年弃风率较高导致收益率不佳，但 2017 年以来弃风率显著下降（2016-2018H1 弃风率分别为 21.19%、15.28%、9.80%），目前盈利能力已恢复至较好水平，同时公司估值较低，PB 仅 0.54 倍，远低于行业均值 0.75 倍，作为国内大型优质风电运营商，公司资产价值被明显低估。
- **核心风险:** 新能源电价补贴下调超预期、弃风率反弹

财务摘要 (百万港元)	2014	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入	5,884.58	6,323.49	6,554.56	8,034.74	9,578.44	10,155.49	10,907.65
(+/-)%	-	7.46%	3.65%	22.58%	19.21%	6.02%	7.41%
毛利润	2,558.43	2,518.62	2,552.69	3,653.13	4,953.09	5,261.94	5,723.30
归母净利润	-169.75	15.50	224.12	691.69	1,494.50	1,822.50	2,141.09
(+/-)%	-	-109.13%	1345.55%	208.62%	116.07%	21.95%	17.48%
PE	-69.69	762.95	52.78	17.10	7.92	6.49	5.52
PB	0.77	0.77	0.76	0.73	0.65	0.58	0.52



华能新能源 (0958)

评级: 增持

当前价格 (港元): 2.16

2018.12.12

优质风电运营商，利用小时行业领先

——华能新能源首次覆盖报告

	周妍 (分析师)	张爱宁 (研究助理)
	010-59312768	010-59312768
	zhouyan016534@gtjas.com	zhangaining@gtjas.com
证书编号	S0880518020003	S0880118090014

交易数据

52周内股价区间 (港元)	1.89-3.46
当前股本 (百万股)	10600
当前市值 (百万港元)	22500

本报告导读:

公司严格控制项目质量，风电利用小时领跑行业，配额制政策或将进一步提升运营效率。首次覆盖给予增持评级。

摘要:

- **投资建议:** 目标价 3.28 港元，首次覆盖给予增持评级。公司严格控制项目质量，风电平均利用小时领跑行业，配额制有望落地助力风电运营效率持续提升。预计 2018-2020 年 EPS 分别为 0.37、0.41、0.48 港元，给予公司 2019 年行业平均 8 倍 PE，目标价 3.28 港元，首次覆盖给予增持评级。
- **利用小时行业领先，配额制有望落地助力风电效率持续提升。** 截至 2018 年 6 月，公司总装机容量 1161.8 万千瓦，其中风电装机 1068.7 万千瓦，仅次于龙源电力，是全国第二大风电运营商。公司严格控制项目质量，风电利用小时领跑行业，2018 年前三季度公司风电利用小时 1611 小时，高于行业平均 46 小时。11 月 15 日，能源局发布《可再生能源电力配额及考核办法》(征求意见稿)，这是能源局今年内第三次就配额制征求意见，我们认为配额制即将落地，落地后有望促进可再生能源消费比例提升，进一步提高风电运营效率，为风电摆脱补贴、平价上网提供坚实保障。
- **平价上网引领行业走向成熟，龙头公司有望受益。**《可再生能源发展“十三五”规划》中明确提出到 2020 年，风电要实现发电侧平价上网，目前来看平价上网渐行渐近，我们认为平价上网将引导风电行业布局更加合理，倒逼风电企业提高技术和降低成本，同时促进风电行业集中度提升，华能新能源资产规模较大、技术成熟、成本控制较好，公司作为龙头市场占有率有望提升，有望显著受益。
- **已核准项目充足，未来 2-3 年新建项目电价有保障。**今年 5 月出台的风电竞价上网政策引发了市场对于风电行业的担忧，但公司作为风电运营龙头储备了较为充足的项目，当前核准未公开项目接近 4GW，已核准项目不受竞价新规影响，公司未来 2-3 年新增装机的电价仍可享受补贴电价，公司项目高回报率有保障。此外目前对于公司而言，存在的较大问题是电价补贴回收速度较慢，截止 2018 年 6 月，公司应收账款 115.7 亿元，9 月起第七批可再生能源补贴加速回收，预计年内可收到全部补贴，公司现金流有望持续改善。
- **核心风险:** 新能源电价补贴下调超预期、弃风率反弹

财务摘要 (百万港元)	2014	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入	6,964.96	8,329.67	10,473.18	11,949.07	13,114.64	13,738.85	14,846.94
(+/-)%	-	19.59%	25.73%	14.09%	9.75%	4.76%	8.07%
毛利润	3,968.41	4,684.65	5,862.52	6,842.06	7,456.04	7,702.03	8,176.84
归母净利润	1,267.66	2,102.78	3,006.64	3,405.67	3,910.77	4,373.10	5,056.54
(+/-)%	-	65.88%	42.98%	13.27%	14.83%	11.82%	15.63%
PE	20.08	12.10	8.46	7.47	6.51	5.82	5.03
PB	1.33	1.21	1.07	0.88	0.78	0.68	0.60



本公司具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格

分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

免责声明

本报告仅供国泰君安证券股份有限公司（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本公司的当然客户。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告。

本报告的信息来源于已公开的资料，本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。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、价值及投资收入可升可跌。过往表现不应作为日后的表现依据。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。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。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。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也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。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

本公司利用信息隔离墙控制内部一个或多个领域、部门或关联机构之间的信息流动。因此，投资者应注意，在法律许可的情况下，本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或期权并进行证券或期权交易，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。在法律许可的情况下，本公司的员工可能担任本报告所提到的公司的董事。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许范围内使用，并注明出处为“国泰君安证券研究”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该机构以要求获悉更详细信息或进而交易本报告中提及的证券。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议，本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

评级说明

	评级	说明
1.投资建议的比较标准 投资评级分为股票评级和行业评级。以报告发布后的 12 个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后的 12 个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期的沪深 300 指数涨跌幅为基准。	增持	相对沪深 300 指数涨幅 15% 以上
	谨慎增持	相对沪深 300 指数涨幅介于 5%~15% 之间
	中性	相对沪深 300 指数涨幅介于 -5%~5%
	减持	相对沪深 300 指数下跌 5% 以上
2.投资建议的评级标准 报告发布日后的 12 个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期的沪深 300 指数的涨跌幅。	增持	明显强于沪深 300 指数
	中性	基本与沪深 300 指数持平
	减持	明显弱于沪深 300 指数

国泰君安证券研究

	上海	深圳	北京
地址	上海市浦东新区银城中路 168 号上海银行大厦 29 层	深圳市福田区益田路 6009 号新世界商务中心 34 层	北京市西城区金融大街 28 号盈泰中心 2 号楼 10 层
邮编	200120	518026	100140
电话	(021) 38676666	(0755) 23976888	(010) 59312799
E-mail:	gtjaresearch@gtjas.com		