

电气设备

政策面鼓励加速平价，全面引入竞争性配置，新能源建设将稳中求进

事件：2019年4月12日，国家能源局发布了《关于2019年风电、光伏发电建设管理有关要求的通知（征求意见稿）》，就2019年风电、光伏项目建设征求意见。

风电：政策面鼓励加速平价，全面引入竞争性配置，分类指导存量项目建设。通过上网小时数优先配置，鼓励已核准在建项目选择平价，未实质性开工或停建项目转平价或竞争期配置。平价消纳优先级优于竞价，对于收益率最大化，开发商需要在上网小时数和带补贴电价二者进行选择。2019年新的指标项目也以平价优先，全面进入竞争性配置。根据彭博新能源的统计，核准在建项目约有42GW，2018年之前的固定电价补贴依赖的较高，选择保持现有电价会给项目带来更高的经济性，这部分项目有望选择原有标杆电价并加快建设流程。停建或未实质性开工项目面临电价和利用小时数之间的抉择，风资源优异，且满发利用小时数和最低保障利用小时数差距较大的区域，存在主动转为平价的可能。新增建设规模以2020年规划总体目标为指引，经地方电网消纳评估及国家补贴可承受范围进行竞争性配置，12个省市累计并网容量和已核准建设风电规模未超过2020年规划，该类地区将以竞争性配置项目为主，其余地区将视电网消纳情况主推平价上网项目。

海上风电：2018年海上风电未通过竞争性配置获得核准项目补贴政策存在不确定性，超过7GW海上风电项目已开工建设，不影响短期海上风电项目建设进程。海上风电仍在发展初期阶段，竞争性配置对电价影响或不会太大。本次《风电征求意见稿》表示“2018年度未通过竞争方式进入国家补贴范围并确定上网电价的海上风电项目，其核准文件不能作为享受国家补贴的依据；在《国家能源局关于2018年度风电建设管理有关要求的通知》（国能发新能〔2018〕47号）发布之日前获得核准的海上风电项目，在本次通知发布前未办齐开工前手续的，均参加竞争配置并通过竞争确定上网电价”。2018年以来，我国海上风电进入高速发展期。大量海上风电项目新增核准。这部分海上风电项目的电价政策存在不确定性，需文件正式落地之后方可确定补贴情况。部分在2018年5月18日之前核准的海上风电项目或将加快落实开工前手续。但是目前明确已开工的海上风电项目已超过7GW，项目建设有序推进有望加快海上风电产业化进程，加快海上风电建设成本的迅速下降。海上风电仍处于前期发展阶段，且电价在竞争性配置当中并非关键因素，设备的高效化和企业的开发实力都有重要考核。后续竞争性配置对电价的影响或不会太大。

光伏：光伏项目分类管理，扩大竞价规模，追求发展稳中求进，第三类地区集中式项目竞价或占优。本次政策将光伏项目分为：（1）光伏扶贫项目；（2）户用光伏；（3）普通光伏电站；（4）工商业分布式光伏发电项目；（5）国家组织实施的专项工程或示范项目。其中光伏扶贫项目的补贴政策按照国家政策执行，户用项目采用固定补贴方式，其余项目均将参与竞价。补贴竞价项目按22.5亿元补贴（不含光伏扶贫）总额组织项目建设。预计全年竞价项目规模有望达到30-40GW，加上户用项目3.5GW和复盘项目，全国需求有望稳定在35-45GW，保持稳中求进。同时本次政策落地之后，各类竞价项目将陆续启动，国内需求或将全部集中在下半年，产业链或面临短时间供给偏紧的情况。

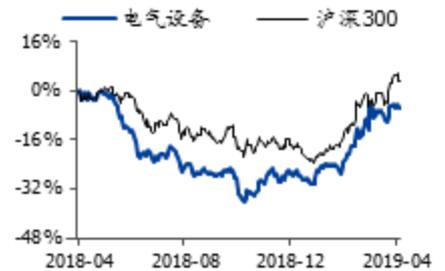
户用光伏项目单独管理，允许先建先得，项目或在近期启动。同时本次政策明确表示在文件发布前建成并网但是没有纳入国家补贴户用光伏项目，根据确认项目进入补贴名单的时点为补贴计算起点，享受国家补贴政策。户用项目允许先建先得。考虑到户用光伏总规模为3.5GW，部分业主或选择在政策正式落地前启动户用光伏项目建设。项目短期内启动有望带动二季度国内需求。

建议关注：风机整机龙头金风科技、风塔龙头天顺风能、光伏单晶环节龙头隆基股份、光伏多晶硅料和电池片龙头通威股份和户用光伏和组件供应商正泰电器。

风险提示：2019年政策正式落地不及预期。

增持（维持）

行业走势



作者

分析师 王磊

执业证书编号：S0680518030001

邮箱：wanglei1@gszq.com

相关研究

- 1、《电气设备：3月新能源汽车销量翻倍增长，4月排产继续攀升》2019-04-13
- 2、《电气设备：风光平价已在眼前》2019-04-10
- 3、《电气设备：乌兰察布风电基地中标结果公布，特斯拉一季度交付受短期政策扰动》2019-04-07



重点标的

股票代码	股票名称	投资评级	EPS (元)				PE			
			2017A	2018E	2019E	2020E	2017A	2018E	2019E	2020E
002202	金风科技	买入	0.74	0.78	0.94	1.05	17.38	16.49	13.68	12.25
002531	天顺风能	买入	0.26	0.28	0.39	0.48	22.77	21.14	15.18	12.33
601012	隆基股份	增持	1.28	0.92	1.41	1.68	21.16	29.45	19.21	16.13
600438	通威股份	增持	0.52	0.53	0.76	0.96	24.15	23.70	16.53	13.08
601877	正泰电器	买入	1.32	1.63	2.07	2.38	21.19	17.16	13.51	11.75

资料来源: 贝格数据, 国盛证券研究所

内容目录

风电：核准未建项目加速建设，风电抢装依旧.....	4
光伏：光伏发展稳中求进，户用项目或在近期启动.....	11
风险提示.....	16

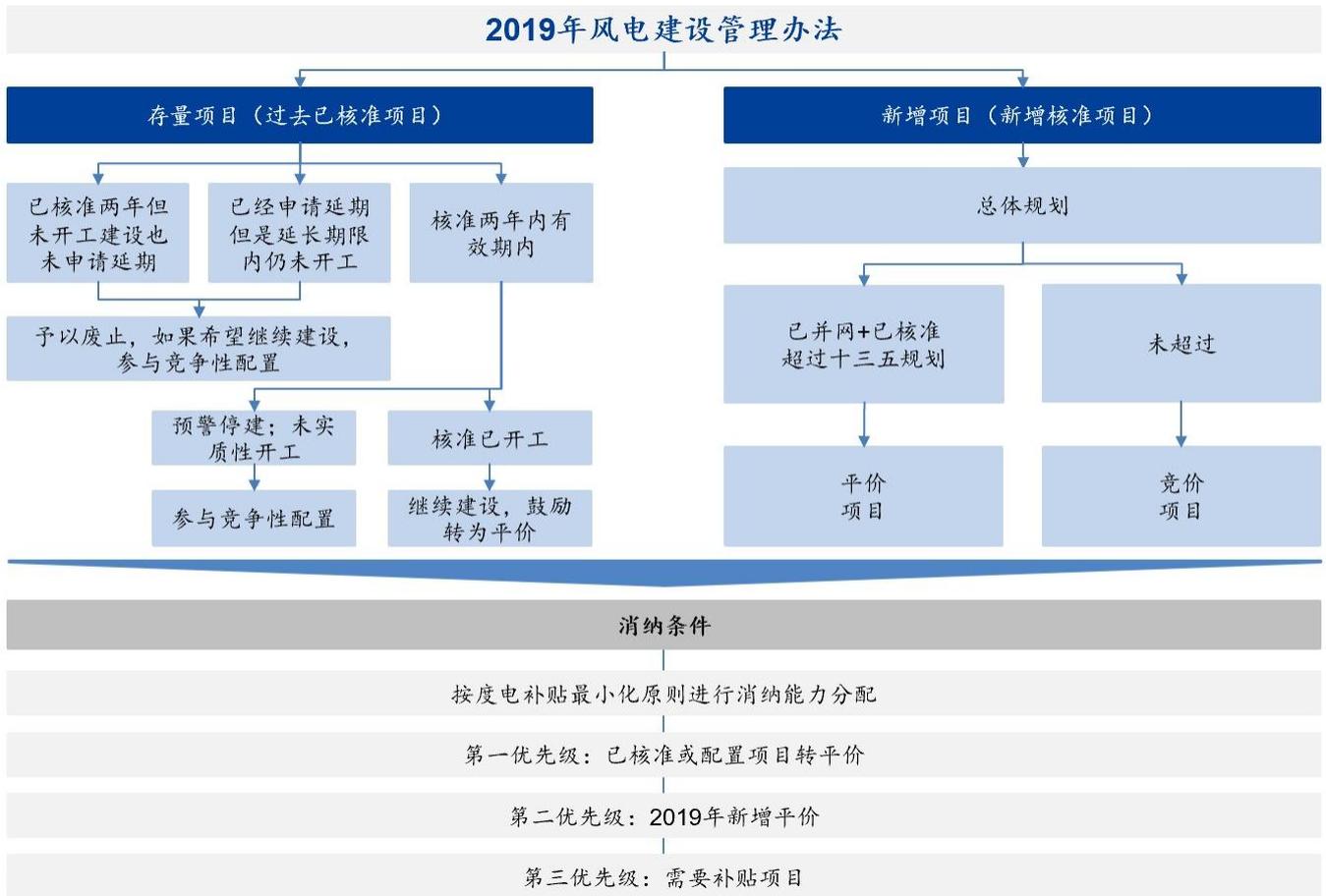
图表目录

图表 1: 2019 年风电建设管理工作方案解读.....	4
图表 2: 截至 2018 年底存量项目统计.....	5
图表 3: 解禁四省平价项目满发利用小时数推算.....	5
图表 4: 2018 年各省累计并网容量和核准未建项目容量数量和 2020 年项目对比，单位：GW.....	7
图表 5: 后续新增项目核准规模预期，单位：万千瓦.....	8
图表 6: 已开工海上风电项目梳理，单位：GW.....	9
图表 6: 已确认投资主体的竞争性配置方案.....	10
图表 7: 未确认投资主体项目的竞争性配置方案.....	11
图表 8: 2019 年光伏建设管理办法（征求意见稿）.....	12
图表 9: 光伏各地集中式电站竞价场景模拟，利息成本为 7%.....	13
图表 10: 光伏各地集中式电站竞价场景模拟，利息成本为 7%.....	14

风电：已开工风电项目稳步建设，鼓励平价项目推进

存量项目和新增项目分别进行管理，2018年或以前年度已核准或已配置项目主动转平价享有最高消纳优先级，鼓励平价上网项目建设。2019年风电管理办法将风电项目分为存量项目和新增项目两个部分。存量项目主要包括过去已核准未建设的风电项目，这部分项目会根据各自核准和项目情况进行后续项目建设。新增项目的类型主要通过目前各省市地区已并网项目和已核准项目总量与十三五规划进行对比后进行判断。但是所有计划新建的项目都要严格落实电力送出和消纳政策。2018年或以前年度已核准或已配置项目主动转平价享有最高消纳优先级。

图表 1: 2019年风电建设管理工作方案解读



资料来源：国家能源局，国盛证券研究所

存量项目：核准在建项目约有 **42GW**，或将保持原有电价，加快建设进程；停建或未实质性开工项目面临电价和利用小时数之间的抉择，风资源优异，且满发利用小时数和最低保障利用小时数差距较大的区域，存在主动转为平价的可能。

本次《2019年风电建设管理工作方案（征求意见稿）》（以下称《风电征求意见稿》）表示：1）对于过去已核准但是没有如期开工的项目全部予以废止，如项目单位希望继续建设，则作为新核准项目参与本年度新增核准竞争性配置；2）对因预警停建或其他原因虽核准但未实质性开工的风电项目，与拟新增核准项目共同参与竞争性配置确定上网电价。

核准在建项目约有 **42GW**，或将保持原有电价，加快建设进度。从政策的角度来看，对于在建项目而言，他们面临两种选择：1）保持现有电价的情况下加快建设进程；2）自愿转为平价，享受消纳第一优先级。从2018年的风电弃风限电情况来看，全国弃风限

电率在7%左右，而2018年之前的固定电价补贴依赖的较高，选择保持现有电价会给项目带来更高的经济性。从彭博新能源的统计数据来看，明确核准已开工风电项目约有42GW，这部分项目有望加快建设流程。

图表 2: 截至 2018 年底存量项目统计



资料来源: 彭博新能源, 国盛证券研究所

停建或未实质性开工项目面临电价和利用小时数之间的抉择，风资源优异，且满发利用小时数和最低保障利用小时数差距较大的区域，存在主动转为平价的可能。对于未实质性开工的陆上风电项目而言，他们主要面临 1) 竞价获得一定补贴或 2) 选择平价去获取更高发电利用小时数。三北地区风资源优异，且开发地区多是荒漠或平原为主，前期开发建设成本降低。当当地资源区利用小时数达到 2700 小时以上时，这部分项目即使去做平价，也会获得和补贴项目相同的 IRR，具备转为平价项目的动力。

图表 3: 解禁四省平价项目满发利用小时数推算

	2018 年利用小时数	2018 年风电标杆电价	2018 年 IRR	火电电价	需要满发小时数
内蒙古其他地区	2204	0.40	9.16%	0.2829	3117
内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔(蒙东)	2204	0.45	12.18%	0.3035	3267
吉林其他地区	2057	0.57	16.97%	0.3731	3142
吉林白城、松原	2057	0.49	12.62%	0.3731	2701
黑龙江其他地区	2144	0.57	18.26%	0.3740	3268
黑龙江鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区	2144	0.49	13.76%	0.3740	2809
宁夏	1888	0.49	10.36%	0.2595	3565

资料来源: 国家能源局, 国盛证券研究所

新增项目: 12 个省市累计并网容量和已核准建设风电规模未超过 2020 年规划并网目标的地区以竞价上网项目为主, 其他地区主打平价上网项目。12 个竞价省市累计每年具备 6-8GW 新增核准空间, 过去已核准未实质性开工项目已在历史核准范围之内, 重新竞价或不影响该省 2018 年底前已并网和已核准项目总规模, 同时限建省份新增建设规模, 弃风限电缓解后另行下达, 也将会有新核准项目规划。后续全国新增风电核准项目规模

可期。

本次《风电征求意见稿》表示：各省级能源部门将严格按照《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》（国能发新能〔2017〕31号）要求进行风电项目建设管理，其中**2018**年底前已并网和已核准建设的风电项目（扣除应废止或其他原因不具备建设条件的项目），总规模已超过本省级区域**2020**年规划并网目标的，除平价上网风电项目外，暂停新增陆上集中式风电项目建设。

十二个省市将以竞价上网项目为主，其余十三个省市以平价项目为主。截至**2018**年底，我国新增风电容量**20.59GW**，累计并网容量达到**184.26GW**，占全部装机的**9.7%**。根据国家能源局《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》中规划，到**2020**年，除了当时限建的“红六省”以外，累计风电并网容量将达到**126GW**。从目前各省梳理的“十二五”以来风电核准未建项目和**2018**年累计并网容量来看，目前超过**2020**年规划的省市为**13**个，其中**5**个省市**2018**年的累计并网容量已超过**2020**年规划，其余省市主要是核准未并网项目较多所导致。这部分省市今年新增的陆上集中风电项目将以平价上网项目为主。其余**12**个省市有望后续陆续安排竞争性配置方案，通过竞价政策进行风电项目配置。

图表 4: 2018 年各省累计并网容量和核准未建项目容量数量和 2020 年项目对比, 单位: GW

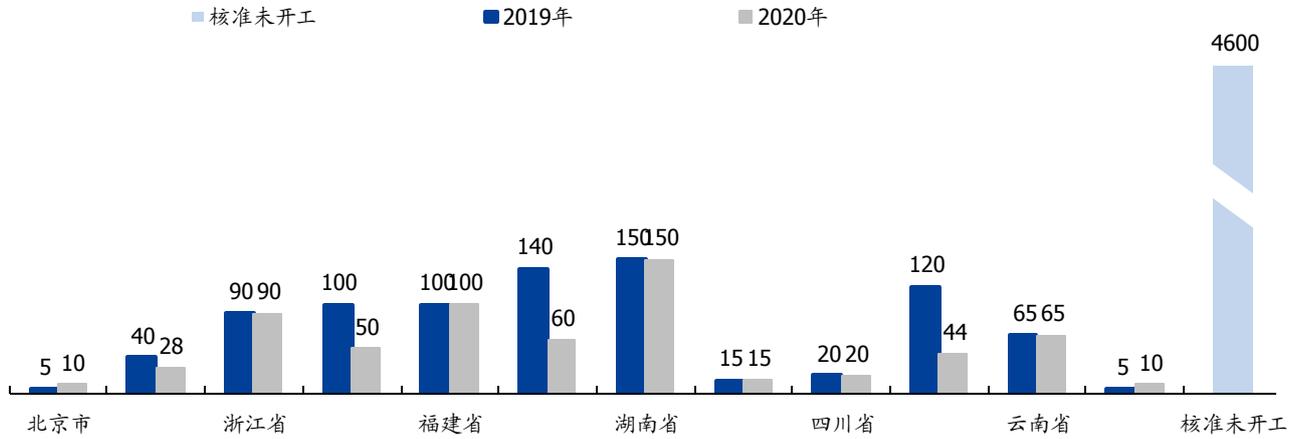
省份	2018 累计并网	已核准未开工/在建	18 年累计并网+已核准未开工/未并网	2020 年规划并网目标	是否超过 2020 年规划
北京	0.19	0.05	0.24	0.50	否
天津	0.52	0.37	0.89	1.00	否
河北	13.91	4.31	18.22	18.00	是
山西	10.43	未公布	10.43	9.00	是
辽宁	7.61	2.71	11.22	8.00	是
上海	0.71	0.04	0.75	0.50	是
江苏	8.65	1.85	10.50	6.50	是
浙江	1.48	未公布	1.48	3.00	否
安徽	2.46	未公布	2.46	3.50	否
福建	3.00	未公布	3.00	3.00	否
江西	2.25	未公布	2.25	3.00	否
山东	11.46	6.28	17.74	12.00	是
河南	4.68	4.17	8.85	6.00	是
湖北	3.31	3.28	6.38	5.00	是
湖南	3.48	未公布	3.48	6.00	否
广东	3.57	5.79	9.36	6.00	是
广西	2.08	4.33	6.41	3.50	是
海南	0.34	未公布	0.34	0.30	是
重庆	0.50	未公布	0.50	0.50	否
四川	2.53	未公布	2.53	5.00	否
贵州	3.86	未公布	3.86	6.00	否
云南	8.57	未公布	8.57	12.00	否
西藏	0.01	未公布	0.01	0.20	否
陕西	4.05	3.75	7.80	5.50	是
青海	2.67	未公布	2.67	2.00	是
甘肃	12.82	1.65	14.47	限电地区未公布	
黑龙江	5.98	1.34	7.32		
吉林	5.14	1.83	6.97		
内蒙古	28.69	8.73	37.42		
宁夏	10.11	0.30	10.41		
新疆(含兵团)	19.21	未公布	19.21		
超过 2020 年规划的省份数量					
占比					52.0%

资料来源: 国家能源局, 各地发改委, 国盛证券研究所, 注: 2020 年风电并网目标不含特高压输电通道配套的风电基地和海上风电建设规模

12 个竞价省市累计每年具备 6-8GW 新增核准空间。限建省份新增建设规模, 弃风限电逐步缓解, 也将会有新核准项目规划。过去已核准未实质性开工项目已在历史核准范围之内, 重新竞价或不影响该省 2018 年底前已并网和已核准项目总规模, 后续全国新增风电核准项目规模可期。根据国家能源局《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》, 未超过 2020 年并网规模的十二个省市规划 2019 年累计新增核

准 8.5GW，2020 年累计新增核准 6.42GW。而且红色限建区域弃风限电逐步改善，新增项目规划值得期待。同时过去已核准但未实质性开工需要重新核准的 46GW 风电项目已当年的核准规划之内，重新竞价并不影响该省市已核准项目规模。后续全过新增风电项目核准规模可期。

图表 5: 后续新增项目核准规模预期, 单位: 万千瓦



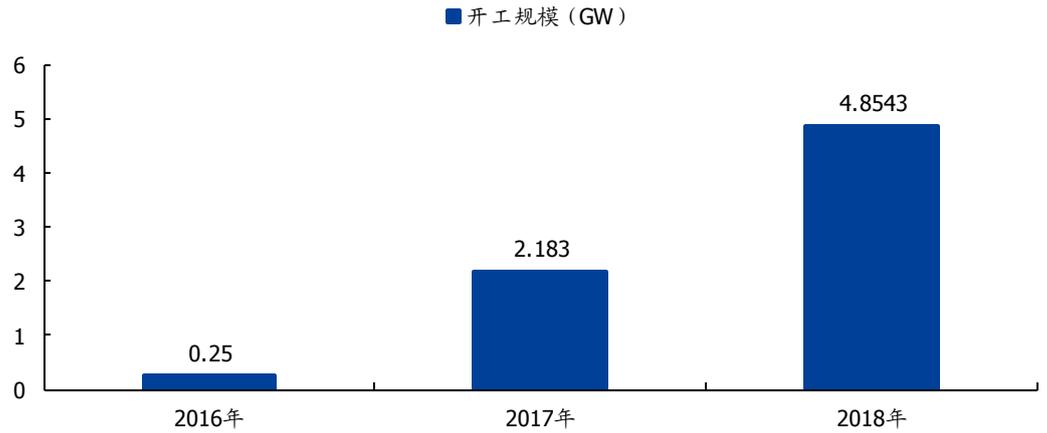
资料来源: 国家能源局, 彭博新能源, 国盛证券研究所

海上风电: 2018 年海上风电未通过竞争性配置获得核准项目存在不确定性, 超过 7GW 海上风电项目已开工建设, 不影响短期海上风电项目建设进程。海上风电仍在发展初期阶段, 竞争性配置对电价影响或不会太大。

本次《风电征求意见稿》表示: 2018 年度未通过竞争方式进入国家补贴范围并确定上网电价的海上风电项目, 其核准文件不能作为享受国家补贴的依据; 在《国家能源局关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》(国能发新能〔2018〕47 号) 发布之日前获得核准的海上风电项目, 在本次通知发布前未办齐开工前手续的, 均参加竞争配置并通过竞争确定上网电价。

2018 年海上风电未通过竞争性配置获得核准项目存在不确定性, 超过 7GW 海上风电项目已开工建设, 不影响短期海上风电项目建设进程。海上风电仍在发展初期阶段, 竞争性配置对电价影响或不会太大。 2018 年以来, 我国海上风电进入高速发展期。大量海上风电项目新增核准。这部分海上风电项目的电价政策存在不确定性, 需文件正式落地之后方可确定。在 2018 年 5 月 18 日之前核准的海上风电项目或将加快落实开工前手续。但是目前明确已开工的海上风电项目已超过 7GW, 项目建设有序推进有望加快海上风电产业化进程, 加快海上风电建设成本的迅速下降。海上风电仍处于前期发展阶段, 且电价在竞争性配置当中并非关键因素, 设备的高效化和企业的开发实力都有重要考核。后续竞争性配置对电价的影响或不会太大。

图表 6: 已开工海上风电项目梳理, 单位: GW



资料来源: 公开数据整理, 国盛证券研究所

竞争性配置: 细化竞争性配置管理规则, 区分已确认投资主体和未确定投资主体项目; 电价占比保持在 **40%**, 新增竞争性配置项目电价以并网节点考核, 陆上风电两年内未并网项目电价将重新竞价, 过去风电圈而不建现象有望解除。

本次《风电征求意见稿》将竞价项目分为了已确认投资主体和未确认投资主体的两类项目, 对于已确认投资主体的项目, 各开发企业参与竞争配置的风电项目应满足前期工作深度要求, 并在参与竞争配置的同时承诺项目核准、开工建设和完成并网的时间节点。对于没有确认投资主体的项目, 省级能源主管部门和省级以下地方政府已委托第三方技术机构开展资源勘查等前期工作, 确定计划开发的区块和建设规模, 在已落实项目土地使用和电力送出及消纳等外部条件下, 按照竞争配置办法选择投资开发企业。同时对于已核准的陆上风电项目两年内未投产并网的, 需按照并网年份标杆价格上限重新参与市场竞争。

确认投资主体和未确认投资主体项目竞价方式不同, 但电价占比均为 40%。 对于已确认投资主体的项目而言, 确保接入消纳条件和已开展前期工作是关键。对于未确认投资主体的项目, 企业能力、设备先进性和技术方案均为重点。同时申报电价的比重在竞价总分数中占比依旧维持在 **40%**, 可以有效避免恶性的电价竞争。

图表 7: 已确认投资主体的竞争性配置方案

序号	项目	内容	分值	评分内容参考
1	企业能力(20)	投资能力	10	申报项目资本金比例,投资企业总资产、净资产等。
		业绩	6	原则上仅考虑国内风电并网业绩。
		技术管理能力	2	企业技术创新能力,已运行风电项目资产负债率、利润率等。
		履约评价	2	近三年或正在实施项目的履约情况,社会信誉情况。
2	设备先进性(5)	重点设备先进性	5	风电机组单机容量,风电机组整机认证情况,风电机组风能利用系数、动态功率曲线保证承诺等。
3	技术方案(10)	项目技术方案评价	10	风能资源高效利用,风电场智能化设计,退役及拆除方案,方案技术经济合理性。
4	已开展前期工作(15)	支持性文件和可行性研究设计	15	前期测风及风资源评估情况,可行性研究设计报告,规划、土地、林业、环保、压矿、文物、军事等支持性文件,地方政府土地使用等优惠政策承诺函。
5	接入消纳条件(10)	开展接入消纳分析工作	10	项目接入系统和消纳能力评估研究方案,电网关于电力送出工程建设及电力消纳保障的承诺函。
6	申报电价(40)	申报电价竞争力	40	以所属风能资源区现行风电上网标杆电价作为最高限价,根据降价幅度科学评分。不得设置最低报价。

资料来源:国家能源局,国盛证券研究所

图表 8: 未确认投资主体项目的竞争性配置方案

序号	项目	内容	分值	评分内容参考
1	企业能力 (25)	投资能力	10	申报项目资本金比例, 投资企业总资产、企业净资产等。
		业绩	6	原则上仅考虑全国风电并网业绩。
		技术管理能力	5	企业技术创新能力, 已运行风电项目资产负债率、利润率等。
		履约评价	4	近三年或正在实施项目的履约情况, 社会信誉情况。
2	设备先进性 (15)	重点设备先进性	15	风电机组单机容量, 风电机组整机认证情况, 风电机组风能利用系数、动态功率曲线保证承诺等。
3	技术方案 (20)	项目技术方案评价	20	风能资源高效利用, 风电场智能化设计, 退役及拆除方案, 方案技术经济合理性。
4	申报电价 (40)	申报电价竞争力	40	以所属风能资源区现行风电上网标杆电价作为最高限价, 根据降价幅度科学评分。不得设置最低报价。

资料来源: 国家能源局, 国盛证券研究所

新增竞争性配置项目电价以并网节点考核, 陆上风电两年内未并网项目电价将重新竞价, 过去风电圈而不建现象有望解除。2015年之后, 风电项目上网电价的确定时间从过去的并网考核改为开工考核, 即项目在获得核准之后, 在两年之内开工, 便可以确保核准时的项目电价, 这样有效避免了由于电价退坡加速而带来的项目抢装, 但是也带来了风电行业大量已核准项目圈而不建的现象。随着降价时代的来临, 本次政策重新将项目电价确认的时点改为并网时间节点, 可以有效避免风电圈而不建的问题, 同时所有项目核准是须落实电力送出和消纳问题, 可以避免由于抢装导致的电网负担加重的问题。后续风电项目节奏有望趋于稳定。

光伏: 光伏发展稳中求进, 户用项目或在近期启动

光伏项目分类管理, 扩大竞争性配置范围, 国内需求集中下半年启动, 或带来短暂供给偏紧情况。本次《2019年光伏发电建设管理工作方案(征求意见稿)》(以下简称《光伏征求意见稿》)将光伏项目分为: (1) 光伏扶贫项目; (2) 户用光伏; (3) 普通光伏电站; (4) 工商业分布式光伏发电项目; (5) 国家组织实施的专项工程或示范项目, 5类。其中光伏扶贫项目的补贴政策按照国家政策执行, 户用项目采用固定补贴方式, 其余项目均将参与竞价。同时本次政策落地之后, 各类竞价项目将陆续启动, 国内需求或将全部集中在下半年, 产业链或面临短时间供给偏紧的情况。

图表 9: 2019年光伏建设管理办法 (征求意见稿)



资料来源: 国家能源局, 国盛证券研究所

竞价项目有望做到稳中求进, 预计规模在 30-40GW。

《光伏征求意见稿》表示除光伏扶贫、户用光伏外, 其余需要国家补贴的光伏发电项目原则上均须采取招标等竞争性配置方式。补贴竞价项目按 22.5 亿元补贴(不含光伏扶贫)总额组织项目建设。

光伏度电补贴需求有望降至 **0.05 元/kwh**, 全年光伏竞价规模预计在 **30-40GW**。从 2018 年的领跑者项目来看, 各项目最低中标电价和当地脱硫火电电价相比, 平均差距仅在 0.06 元/kwh, 其中青海德哈令和青海格尔木的最低中标电价分别为 0.32、0.31 元/kwh, 已经低于当地火电标杆电价。这意味着部分地区已经具备发展平价项目的基础。光伏度电补贴需求已大幅缩小。以当前每瓦光伏建造成本 4-4.5 元/w 测算, 假设各地竞标电价在当地标杆电价上增加 5 分钱, 大部分地区光伏装机已经可以满足 IRR=8% 的经济性。全年竞价项目规模有望达到 30-40GW, 保持稳中求进。

图表 10: 光伏各地集中式电站竞价场景模拟, 利息成本为 7%

	竞价电价(标杆电价 +0.05元/w)	最低保障利 用小时数	IRR-4.5元/w	IRR-4.25元/w	IRR-4元/w
广东	0.503	1200	8.5%	9.3%	10.1%
湖南	0.5	1200	8.5%	9.2%	10.0%
河北承德、张家 口、唐山、秦皇岛 (冀南)	0.422	1400	8.4%	9.1%	9.9%
四川	0.4512	1300	8.2%	8.9%	9.7%
海南	0.4798	1200	7.9%	8.7%	9.4%
青海海西	0.3747	1500	7.8%	8.5%	9.3%
广西	0.4707	1200	7.7%	8.4%	9.2%
湖北	0.4661	1200	7.6%	8.3%	9.0%
上海	0.4655	1200	7.6%	8.3%	9.0%
浙江	0.4653	1200	7.6%	8.3%	9.0%
江西	0.4643	1200	7.5%	8.2%	9.0%
辽宁	0.4249	1300	7.5%	8.2%	8.9%
黑龙江	0.424	1300	7.5%	8.2%	8.9%
吉林	0.4231	1300	7.5%	8.1%	8.9%
青海除一类以外 地区	0.3747	1450	7.4%	8.1%	8.8%
天津	0.4155	1300	7.2%	7.9%	8.6%
山西大同、朔州、 忻州	0.382	1400	7.2%	7.8%	8.6%
重庆	0.4464	1200	7.1%	7.8%	8.5%
北京	0.4098	1300	7.1%	7.7%	8.5%
山东	0.4449	1200	7.1%	7.7%	8.4%
福建	0.4432	1200	7.0%	7.7%	8.4%
甘肃嘉峪关、武 威、张掖、酒泉、 敦煌、金昌	0.3478	1500	7.0%	7.6%	8.3%
江苏	0.441	1200	7.0%	7.6%	8.3%
陕西榆林、延安	0.4045	1300	6.9%	7.6%	8.3%
安徽	0.4322	1200	6.7%	7.4%	8.1%
河南	0.4279	1200	6.6%	7.3%	8.0%
内蒙除赤峰、通 辽、兴安盟、呼伦 贝尔以外地区(锡 林郭勒盟为蒙东)	0.3329	1500	6.5%	7.1%	7.8%
云南	0.3858	1300	6.4%	7.0%	7.7%
内蒙赤峰、通辽、 兴安盟、呼伦贝尔	0.3535	1400	6.3%	7.0%	7.6%
冀南	0.4144	1200	6.3%	6.9%	7.6%
甘肃除一类以外	0.3478	1400	6.2%	6.8%	7.5%

地区					
陕西除二类以外	0.4045	1200	6.0%	6.6%	7.3%
贵州	0.4015	1200	5.9%	6.5%	7.2%
宁夏	0.3095	1500	5.8%	6.4%	7.0%
新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	0.3	1500	5.5%	6.0%	6.7%
山西除二类以外	0.382	1200	5.4%	6.0%	6.7%
新疆除一类以外地区	0.3	1350	4.4%	4.9%	5.5%

资料来源：国家能源局，国盛证券研究所

修正后电价作为竞价参考依据，全国项目统一排序，价低项目先得。集中式项目或倾斜于三类地区，分布式或倾斜于二类地区。

本次《光伏征求意见稿》表示：国家能源局根据修正后的申报补贴项目上网电价报价由低到高排序遴选纳入补贴范围的项目。集中式和全额上网分布式电站：修正后电价=申报电价-0.05（二类资源区）/0.15（三类资源区）；自发自用、余电上网分布式项目：修正后的电价=申报电价-燃煤标杆电价+0.3，其中燃煤标杆电价不足0.3，申报电价不进行修正。各项目年补贴额为“度电补贴强度×装机×年利用小时数”，其中年利用小时数按《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》规定的最低保障收购年利用小时数计算，未规定最低保障收购年利用小时数的，按II类地区1300、III类地区1100基础小时数计算。

第三类资源区集中式电站因为电价修正幅度大，更具备竞争优势，二类地区分布式电站由于当地火电电价高于0.3元/kwh，竞争力更强。以全国最低保障利用小时数、光伏前期建设成本4.5/w和IRR=8%进行测算，算出各省市最低上网电价后，将电价进行修正后，在集中式项目中，三类地区由于需要减去0.15元/kwh，修正后电价更低，在竞价中更具备优势。由于二类地区火电电价大多高于0.3元/kwh，当地分布式项目更具备优势。

图表 11: 光伏各地集中式电站竞价场景模拟，利息成本为7%

		利用小时数	最低上网电价 -IRR=8%	集中式修正后电价	分布式修正后电价	分布式 or 集中式
一类地区	宁夏	1500	0.38	0.3807	0.3807	都占优
	青海海西	1500	0.38	0.3807	0.3560	分布式
	甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌	1500	0.38	0.3807	0.3807	都占优
	新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	1500	0.38	0.3807	0.3807	都占优
	内蒙除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区（锡林郭勒盟为蒙东）	1500	0.38	0.3307	0.3807	集中式
二类	青海除一类以外地区	1450	0.39	0.3447	0.3700	集中式

地区	甘肃除一类以外地区	1400	0.41	0.3597	0.4097	集中式
	新疆除一类以外地区	1350	0.43	0.3757	0.4257	集中式
	内蒙赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔	1400	0.41	0.3597	0.4062	集中式
	黑龙江	1300	0.44	0.3930	0.3690	分布式
	吉林	1300	0.44	0.3930	0.3699	分布式
	辽宁	1300	0.44	0.3930	0.3681	分布式
	河北承德、张家口、唐山、秦皇岛（冀南）	1400	0.44	0.3930	0.3710	分布式
	山西大同、朔州、忻州	1400	0.44	0.3930	0.4110	集中式
	陕西榆林、延安	1300	0.44	0.3930	0.3885	分布式
	北京	1300	0.44	0.3930	0.3832	分布式
	天津	1300	0.44	0.3930	0.3775	分布式
	四川	1300	0.44	0.3930	0.3418	分布式
	云南	1300	0.44	0.2930	0.4072	集中式
三类地区	广东	1200	0.48	0.3319	0.3289	分布式
	湖南	1200	0.48	0.3319	0.3319	都占优
	海南	1200	0.48	0.3319	0.3521	集中式
	广西	1200	0.48	0.3319	0.3612	集中式
	湖北	1200	0.48	0.3319	0.3658	集中式
	上海	1200	0.48	0.3319	0.3664	集中式
	浙江	1200	0.48	0.3319	0.3666	集中式
	江西	1200	0.48	0.3319	0.3676	集中式
	重庆	1200	0.48	0.3319	0.3855	集中式
	山东	1200	0.48	0.3319	0.3870	集中式
	福建	1200	0.48	0.3319	0.3887	集中式
	江苏	1200	0.48	0.3319	0.3909	集中式
	安徽	1200	0.48	0.3319	0.3997	集中式
	河南	1200	0.48	0.3319	0.4040	集中式
	冀南	1200	0.48	0.3319	0.4175	集中式
	贵州	1200	0.48	0.3319	0.4304	集中式
	陕西除二类以外	1200	0.48	0.3319	0.4274	集中式
	山西除二类以外	1200	0.48	0.3319	0.4499	集中式

资料来源：国家能源局，国盛证券研究所

户用项目单独管理，新增项目给予一个月缓冲期，前期无指标项目可追溯，户用项目或在近期内启动。

本次《光伏征求意见稿》表示：户用项目的补贴 7.5 亿元，折合约 3.5GW。每省市在每月 10 日前公布累计并网户用光伏规模，若上月全国累计并网项目超过当年新增项目规划容量，则当月最后一天为本年度可享受国家补贴政策的户用光伏并网截止时间。

户用项目建设具备 1 月缓冲期，允许先建先得，近期户用项目或将启动。这为户用光伏新项目提供了一个月的缓冲期，有助于保障户用光伏用户利益。而且在文件发布前建成并网但是没有纳入国家补贴项目，可以向所在地电网企业自愿申报，确认项目进入补贴名单的时点为补贴计算起点，并按该时点对应的度电补贴标准享受国家补贴政策。这意味着户用光伏项目允许先建先得。考虑到户用光伏总规模为 3.5GW，部分业主或选择在政策正式落地前启动户用光伏项目建设。项目短期内启动有望带动二季度国内需求。

风险提示

2019 年政策正式落地不及预期。本次政策为征求意见稿，正式文件或相较争取意见稿有所改变，可能不以预期。

免责声明

国盛证券有限责任公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司的客户使用。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。

本报告的信息均来源于本公司认为可信的公开资料，但本公司及其研究人员对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的资料、意见及预测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，可能会随时调整。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及资料保持在最新状态，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。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的资料、工具、意见、信息及推测只提供给客户作参考之用，不构成任何投资、法律、会计或税务的最终操作建议，本公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。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。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

投资者应注意，在法律许可的情况下，本公司及其本公司的关联机构可能会持有本报告所涉及的公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司正在提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。

本报告版权归“国盛证券有限责任公司”所有。未经事先本公司书面授权，任何机构或个人不得对本报告进行任何形式的发布、复制。任何机构或个人如引用、刊发本报告，需注明出处为“国盛证券研究所”，且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们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，本报告所表述的任何观点均精准地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法，结论不受任何第三方的授意或影响。我们所得报酬的任何部分无论是在过去、现在及将来均不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

投资评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
评级标准为报告发布日后的6个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的相对市场表现。其中A股市场以沪深300指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准，美股市场以标普500指数或纳斯达克综合指数为基准。	股票评级	买入	相对同期基准指数涨幅在15%以上
		增持	相对同期基准指数涨幅在5%~15%之间
		持有	相对同期基准指数涨幅在-5%~+5%之间
	行业评级	减持	相对同期基准指数跌幅在5%以上
		增持	相对同期基准指数涨幅在10%以上
		中性	相对同期基准指数涨幅在-10%~+10%之间
		减持	相对同期基准指数跌幅在10%以上

国盛证券研究所

北京

地址：北京市西城区锦什坊街35号南楼

邮编：100033

传真：010-57671718

邮箱：gsresearch@gszq.com

南昌

地址：南昌市红谷滩新区凤凰中大道1115号北京银行大厦

邮编：330038

传真：0791-86281485

邮箱：gsresearch@gszq.com

上海

地址：上海市浦明路868号保利One56 10层

邮编：200120

电话：021-38934111

邮箱：gsresearch@gszq.com

深圳

地址：深圳市福田区益田路5033号平安金融中心101层

邮编：518033

邮箱：gsresearch@gszq.com