

电气设备

证券研究报告

2020年03月04日

“等风来”系列报告 1：关于 2020-2030 陆上风电发展的思考

投资评级

行业评级

强于大市(维持评级)

上次评级

强于大市

作者

王纪斌

分析师

SAC 执业证书编号: S1110519010001

wangjibin@tfzq.com

马妍

分析师

SAC 执业证书编号: S1110519100002

may@tfzq.com

行业走势图



资料来源: 贝格数据

相关报告

- 1 《电气设备-行业深度研究:储能系列报告 1: 国内储能项目经济性探讨》 2020-02-29
- 2 《电气设备-行业研究周报:长空破晓,电网侧储能市场再迎朝阳》 2020-02-29
- 3 《电气设备-行业专题研究:如何正确理解 TSL 的干电极+超级电容器技术?》 2020-02-24

2020-2030 年发展阶段划分

2020-2030 年是整个风电行业发展变革的重要阶段,变革后将会呈现和现在截然不同的产业格局,因此我们将这 11 年划分为 5 个不同的阶段。2020 年底是陆上风电补贴的最后期限,行业年内将进行最后一轮补贴抢装。这一年,我们需要重点关注吊装量、弃风率、电网能力。2021-2022 年以消耗存量项目为主,包括递延并网的补贴项目、平价大基地项目、目前核准的分散式以及自愿转为平价项目。2023-2024 年风电行业将经历整合期,装机量出现下滑; 2025-2027 是我国风电换机潮初始期,新老机组更替开始出现。2027 年后为行业再次进入平稳发展期。

平价大基地和分散式项目成为发展核心

2019 年开始,政府鼓励分散式风电项目的意向愈发显著。分散式可以在大型商业和工业区应用,未来可以实现自我发电,自我消纳,核心竞争力是电价便宜,符合我国电价下调的长期趋势。截至目前,共 14 个省市下发了利好分散式风电的相关政策。包括湖北、山东、河南、内蒙古、内蒙古赤峰市、黑龙江、广东、青海、广西、安徽铜陵市、安徽滁州市、安徽池州市、宁夏、天津等。近期,湖北、辽宁、安徽、江西、内蒙、吉林六省已核准的分散式项目达到 2.78GW,这些项目预期将在 2020 年后开始建设。此外,2019 年已核准的平价大基地项目中,兴安盟和乌兰察布项目已完成招标,其余 8.96GW 预期在 2020 年开始招标。这些项目将在 2021 年开始陆续建成投产。平价大基地和分散式项目将支撑 2020 年后的装机量。

后期运维服务发展将得到更多关注

风电场生命周期主要分为前期建设和后期运维两大阶段。随着风电场建设速度加快,存量风机开始走出质保期,后期运维市场已经开始成长。国内外运维市场增量主要有两类,第一类是国内即将出质保期的机组。风电机组质保期是 3-5 年,2015 年这批机组将在 2020 年集中出质保期,开始为期 15 年的后期运维服务。2015 年是风电发展史上装机量增长较快的一年,年内新增装机并网量为 32.97GW。因此,2020 年运维市场容量将显著扩张。我们预期 2020 年至 2024 年,国内运维市场容量将有望增加 110GW。

行业预期

我们预期,2020 年风机吊装量为 35-40GW 之间,实际并网量在 27-30GW 之间。平价以后,2021-2022,需要消纳的存量项目容量约为 50GW,年装机量不会断崖式下滑。2023-2024 年预期是行业最为艰难的时期,需要依靠平价基地、分散式及运维服务支撑。若装机量低于 18GW,将对主机厂造成打击,行业进行新一轮洗牌,能够提供风电场全生命周期服务的主机厂商最终将赢得市场。

风险提示: 政策性风险; 行业风险; 不可抗力因素带来的风险。

内容目录

1. 陆上风电行业发展情况.....	4
1.1. 全球陆上风电发展情况.....	4
1.1.1. 装机量	4
1.1.2. 发电量情况.....	4
1.1.3. 各国政策退坡带来的影响	5
1.1.3.1. 德国	5
1.1.3.2. 印度	6
1.1.3.3. 美国	6
1.1.4. 未来全球陆上风电主要市场	7
1.2. 国内陆上风电发展情况.....	7
1.2.1. 国内并网量	7
1.2.2. 发电量	8
1.2.3. 利用小时数.....	8
1.2.4. 弃风弃电率情况.....	9
1.2.5. 补贴退坡政策	10
1.2.5.1. 陆上风电	10
1.2.6. 关于补贴分配问题	11
2. 2020-2030 行业发展阶段思考	11
2.1. 2020 抢装期，补贴时代与平价时代的交界	11
2.1.1. 2020 实际能够完成的吊装量.....	11
2.1.2. 2020 年电网承受能力	12
2.1.3. 弃风率管控.....	13
2.1.4. 可能出现的并网解决方案	13
2.1.4.1. 顺延并网截止日期，有序并网	13
2.1.4.2. 部分并网，获得补贴电价.....	13
2.2. 2021-2022 项目存量消耗期.....	14
2.2.1. 装机量预期	14
2.2.1.1. 2020 年顺延并网的项目	14
2.2.1.2. 平价大基地项目	14
2.2.1.3. 自愿转为平价的项目	14
2.2.1.4. 分散式崭露头角	16
2.3. 2023-2024 行业整合期	16
2.3.1. 平价基地及分散式风电保证基础装机量	16
2.3.2. 运维服务发展将受到空前的重视	16
2.3.2.1. 平价时代到来，运维市场前景广阔	17
2.3.2.2. 运维服务招标情况.....	17
2.4. 2025-2030 换机潮初始期	17
2.5. 2028-2030 平稳发展期	18

3. 未来预期.....	18
4. 风险提示.....	18
4.1. 政策性风险.....	18
4.2. 行业风险.....	19
4.3. 不可抗力因素带来的风险.....	19

图表目录

图 1：2001-2020E 全球陆上风电装机量情况.....	4
图 2：OECD 成员国 2016-2019E 风电发电量（单位 GWh）.....	4
图 3：2019 年 1-11 月 OECD 成员国各类发电量占比.....	5
图 4：2018 年 1-11 月 OECD 成员国各类发电量占比.....	5
图 5：德国陆上风电前五诉讼原因.....	6
图 6：印度陆上风电装机预测.....	6
图 7：2019-2024 美国风电年新增装机量预测.....	7
图 8：全球陆上风电装机量预期（单位：GW）.....	7
图 9：2014-2019 国内风机并网量（单位：万千瓦）.....	8
图 10：2013-2019 全国累计发电量（单位：亿千瓦时）.....	8
图 11：2017-2019 各省市风电利用小时数（单位：小时）.....	9
图 12：2013-2019 各省弃风率.....	9
图 13：2013-2019 各省弃电量（单位：亿千瓦时）.....	10
图 14：陆上风电四类风区上网指导价变化.....	10
图 15：2020-2030 行业发展阶段性支撑项目.....	11
图 16：陆上风电装机量.....	12
图 17：2014-2019 新增并网容量（单位：万千瓦）.....	13
图 18：并网情况假设.....	14
图 19：2020-2024E 国内年度出质保期的机组容量.....	17
图 20：使用寿命即将到期的机组容量.....	18
表 1：2016-2020E 市占率前十位主机厂供货量预期（单位：GW）.....	12
表 2：平价基地项目.....	14
表 3：2020 年后待执行的平价项目.....	15
表 4：近期核准的分散式项目.....	16
表 5：2019 年 11 月风电运维服务招标情况.....	17

1. 陆上风电行业发展情况

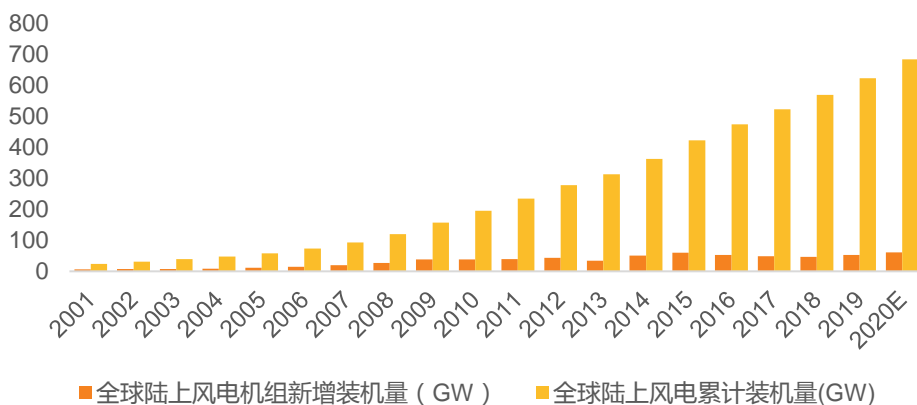
1.1. 全球陆上风电发展情况

从 2001 年至 2019 年，全球陆上风电实现了快速发展。从目前的发展状况来看，主要可以分为三个阶段。第一阶段是 2001-2008 年，全球风电行业处于迅速发展期，新增风电装机容量年复合增长率 22.5%。第二阶段是在 2009-2012 年，可以称为全球风电整合期，年度装机增速放缓，新增风电装机量年复合增长率下降至 5%；第三阶段是 2013 至 2019 年底，全球风电再次进入成长期，中国是这次成长的重要贡献者，该阶段风机整机应用技术提升、电场管理效率增强、度电成本优势逐步显现，新增风电装机年复合增长率达到 7.49%。

1.1.1. 装机量

2019 年，全球陆上风电新增装机量 53.2GW，较 2018 年的 46.8GW 提升 13.68%；累计装机量达到 621.3GW。我们预期 2020 年全球新增装机量有望突破 60GW，累计装机量达到 680GW 以上。2020 年中国陆上风电抢装，将成为全球新增装机量的重要贡献者。

图 1：2001-2020E 全球陆上风电装机量情况

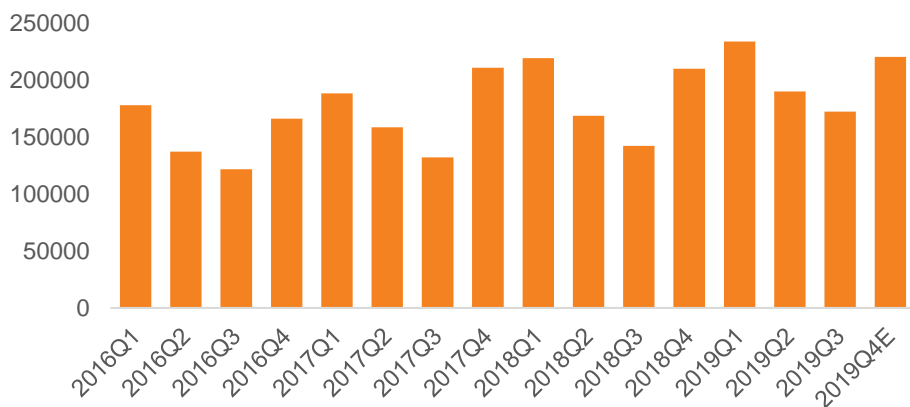


资料来源：GWEC、天风证券研究所

1.1.2. 发电量情况

根据 IEA 的数据，2019 年 1-11 月 OECD 成员国风电发电量 744Twh，同比增长 12.3%，占总发电量 7.71%。

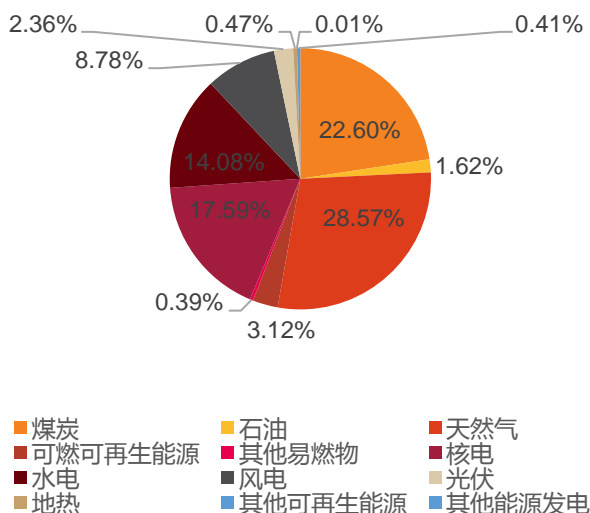
图 2：OECD 成员国 2016-2019E 风电发电量（单位 GWh）



资料来源：IEA、天风证券研究所

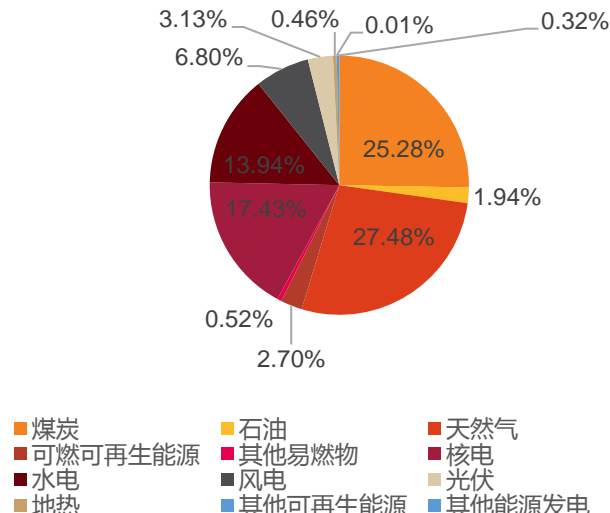
其中，美洲风电发电量 322.1Twh，同比增长 10.8%；亚洲和大洋洲发电量 30.6Twh，同比增长 18.7%；欧洲风电发电量 391.3Twh，同比增长 13%。值得注意的是，亚洲和大洋洲的发电量增幅最为显著。

图 3：2019 年 1-11 月 OECD 成员国各类发电量占比



资料来源：IEA、天风证券研究所

图 4：2018 年 1-11 月 OECD 成员国各类发电量占比



资料来源：IEA、天风证券研究所

从各类发电量占比角度来看，2019 年 1-11 月的可再生能源发电占比由 2018 同期的 27.04% 提高至 28.8%，增长了 1.76 个百分点。其中，风力发电 2019 年占比 8.78%，较 2018 年的 6.8% 提升 1.98 个百分点。我们认为，2020 年可再生能源发电占比将继续保持增长态势，有望贡献 30% 的发电量，风电贡献发电量占比有望突破 10%。

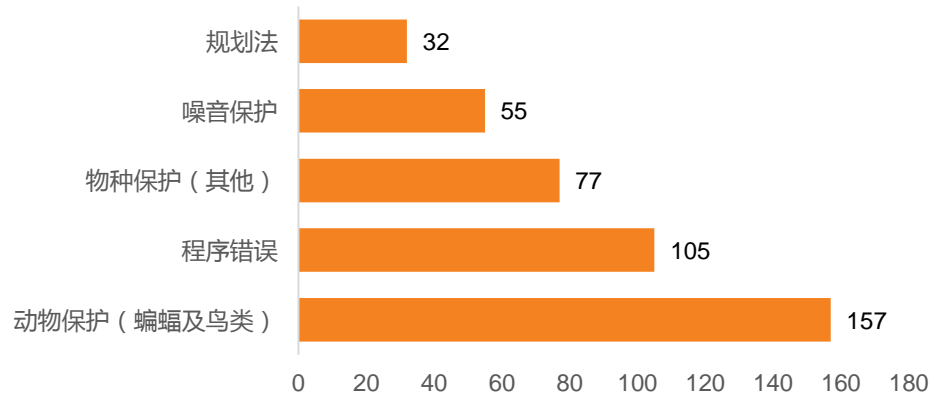
1.1.3. 各国政策退坡带来的影响

全球各地风电开发逐渐开始转向新能源竞价招标，未来新能源市场的机制将是平价。因此，补贴退坡是各国普遍要面临的问题。然而，并不是每一个国家都能实现从固定上网电价机制平稳过度到竞价招标机制。根据 GWEC 数据，在中国、美国、德国和印度四个风电发展大国中，德国和印度已经遇到了发展瓶颈。

1.1.3.1. 德国

2017 年，德国《可再生能源法》修订，降低投标水平。相较于之前规定的 24 个月执行期，公民所有的风电厂被授予了 54 个月的延长执行期限，也被授予了建设许可证。结果随着规则被取消，出价非常低，仅为 38EUR/Mwh，虽然达到了可接受的水平，但拖延批准过程导致认购不足和市场活动整体放缓。从 2017 年开始，超过 170 万千瓦的装机量尚未分配。2019 年认购不足的比例上升至约 60%。此外，虽然拥有较长的建设期，2017 年核准的项目到 2019 年完成率仅为 6%。于是，政府再次做出政策调整，对招标要求进行改革，但出现了新的问题。由于法律诉讼问题，11GW 不能参与招标或对招标设置了限制，其中主要原因是环境影响问题。在招标政策调整和环评的影响下，德国最大的本土主机商面临着几乎破产的局面，只能求助于地方政府。

图 5：德国陆上风电前五诉讼原因

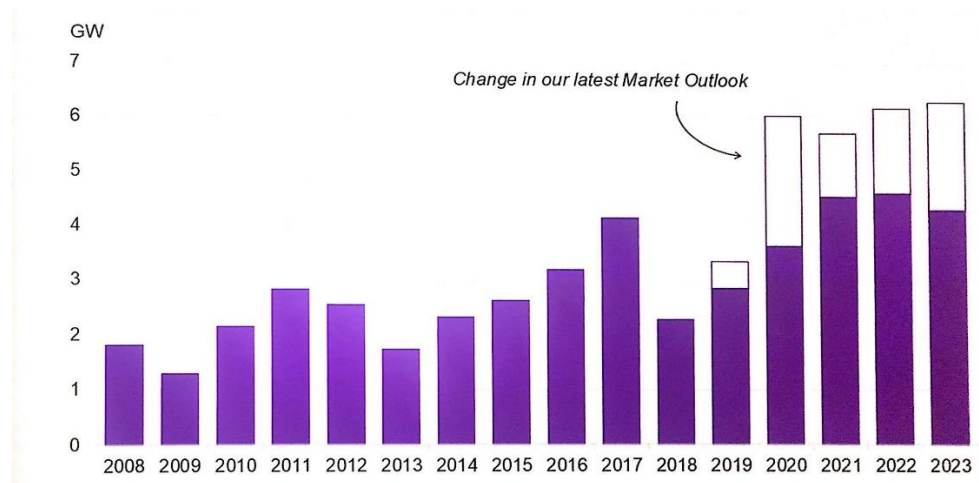


资料来源：彭博、天风证券研究所

1.1.3.2. 印度

印度将于 2017 年首次对陆上风能进行拍卖。引入拍卖旨在完成 2022 年 60GW 陆上风电的装机目标，但现在来看很难达成。风能拍卖的认购不足，到 2019 年只有 2.9GW 被认购。并且，在拍卖后，如果中标者想要在古吉拉特邦签署 PPA，会要求匹配最低的出价。另外，印度也面临招标政策、土地使用以及电网问题，整体装机量缩水 8GW。

图 6：印度陆上风电装机预测

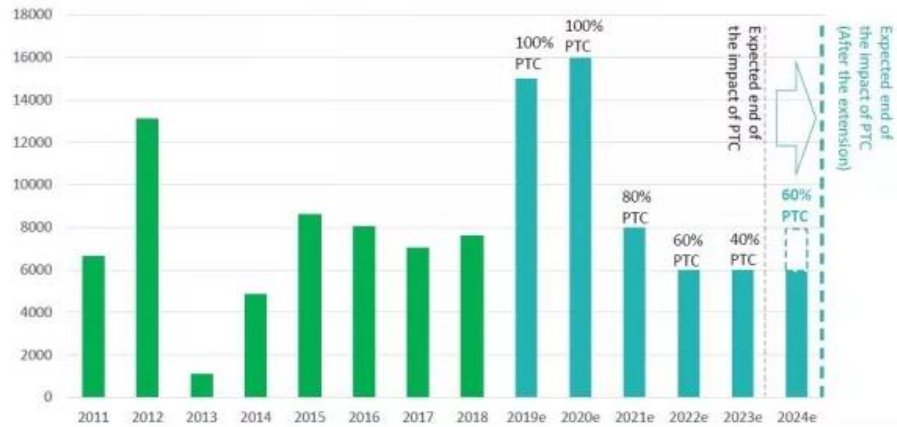


资料来源：彭博、天风证券研究所

1.1.3.3. 美国

2019 年 12 月 19 日，美国国会通过了一项支出和税收法案，将目前的陆上风电生产税收抵免再延长一年。如果 2020 年开始建设，将享受 60% 的生产税收抵免，相当于 1.5 美分/kwh。这意味着美国将在 2024 年再次经历一轮抢装。

图 7：2019-2024 美国风电年新增装机量预测

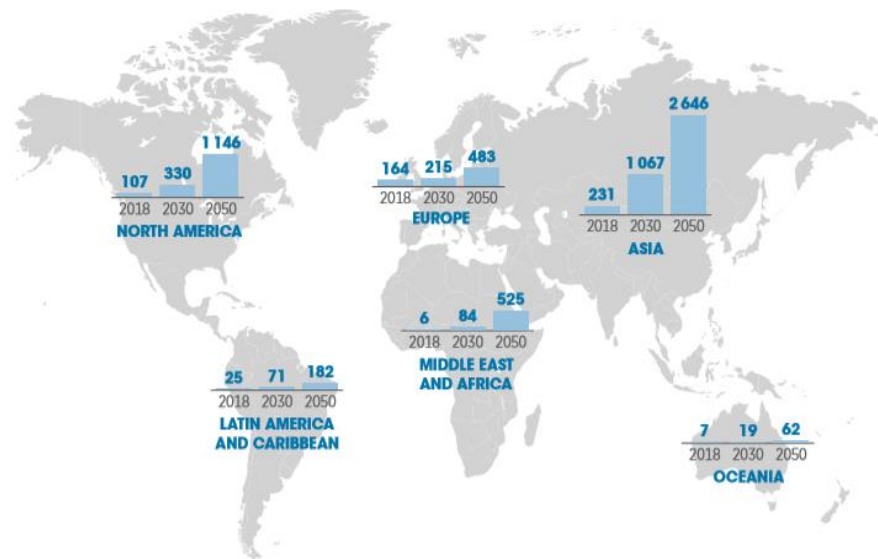


资料来源：GWEC、天风证券研究所

1.1.4. 未来全球陆上风电主要市场

直到 2050 年，亚洲将始终主导全球陆上风力发电设施，其次是北美和欧洲。我们认为，中国和美国是贡献装机量的核心力量。受补贴政策影响，中国和美国的风电装机量在 2020 年会出现临时性的增长，抢装结束后，预期全球每年的新增装机预期将保持在 60GW 以上。根据 GWEC 数据，到 2023 年全球风电累计装机有望达到 900GW。

图 8：全球陆上风电装机量预期（单位：GW）



资料来源：数据来源 IEA、天风证券研究所

1.2. 国内陆上风电发展情况

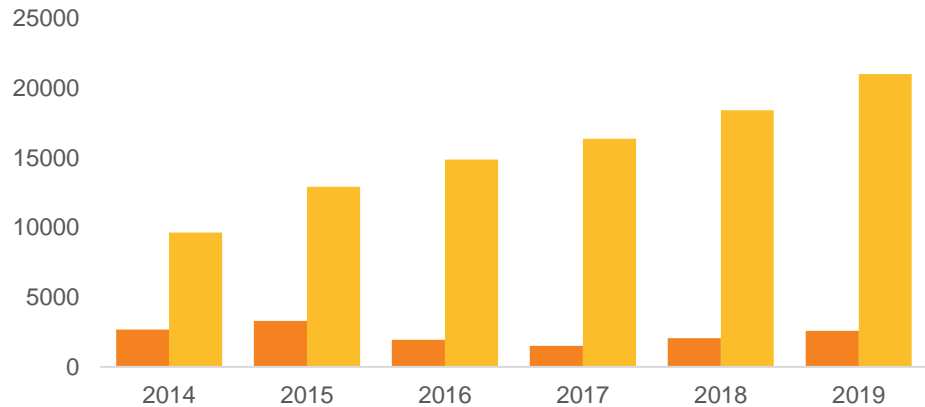
在过去的 10 年里，风电行业从萌芽期、探索期一直发展到现阶段的快速成长期，每段时期都在向着更高的目标奋进，在并网量、发电量、利用小时数、弃风率、弃电量等方面都取得了重大进步，向着国际水平靠拢。2018 年开始，我国已经成为全球风电装机量增长最为显著的国家之一。

1.2.1. 国内并网量

2019 年，全国累计并网容量 21005 万千瓦，同比增长 14%。年内新增风电并网容量为 2579

万千瓦，较 2018 年的 2059 万千瓦增长 25.25%。我们认为，由于 5 月份出台补贴退坡政策后，为了能够尽快并网，有开发厂商加快了电场建设速度，造成 2019 年并网量出现显著增长的情况，这种增长预期会持续到 2020 年末，我们认为 2020 年累计并网容量有望突破 24000 万千瓦时。

图 9：2014-2019 国内风机并网量（单位：万千瓦）

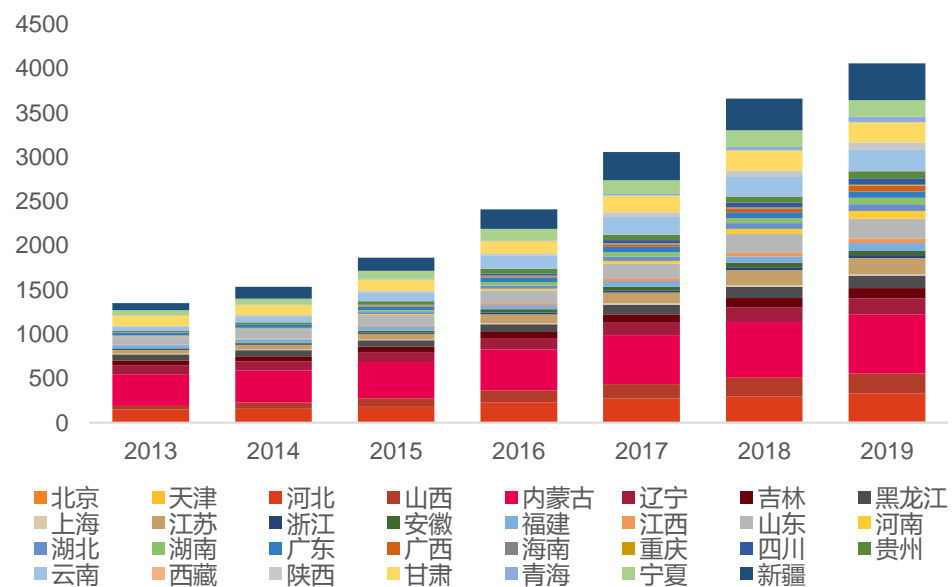


资料来源：国家能源局、天风证券研究所

1.2.2. 发电量

2019 年，全国风电发电量 4057 亿千瓦时，同比增长 10.85%。其中，内蒙古贡献发电量 666 亿千瓦时，同比增长 5.38%，居全国之首；此外，新疆发电量 413 亿千瓦时，同比增长 15.04%；河北发电量 318 亿千瓦时，同比增长 12.37%；云南发电量 242 亿千瓦时，同比增长 10%。

图 10：2013-2019 全国累计发电量（单位：亿千瓦时）



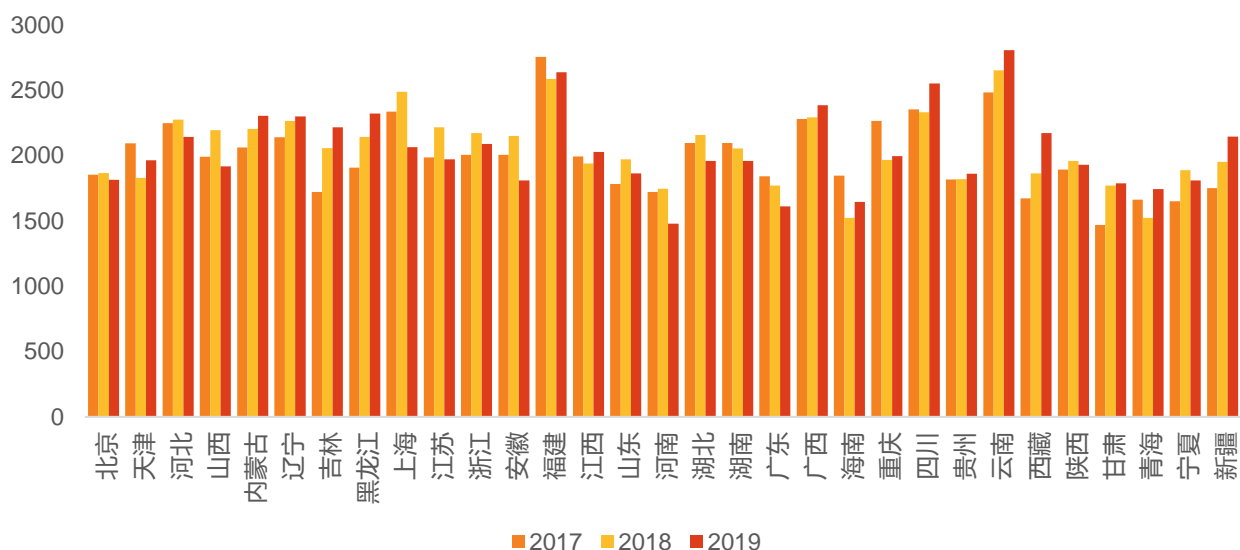
资料来源：国家能源局、天风证券研究所

1.2.3. 利用小时数

2019 年，全国平均风电利用小时数 2082 小时，较去年下降 13 小时。平均利用小时数较高的省份是云南和福建，分别为 2808 小时和 2639 小时。此外，利用小时数增长显著的有 5 个省份，西藏 2173 小时，同比上升 16.64%；四川 2553 小时，同比上升 9.45%；青海 1743 小时，同比上升 14.37%；新疆 2147 小时，同比上升 10.05%；天津 1965 小时，同比上升

7.38%。

图 11：2017-2019 各省市风电利用小时数 （单位：小时）

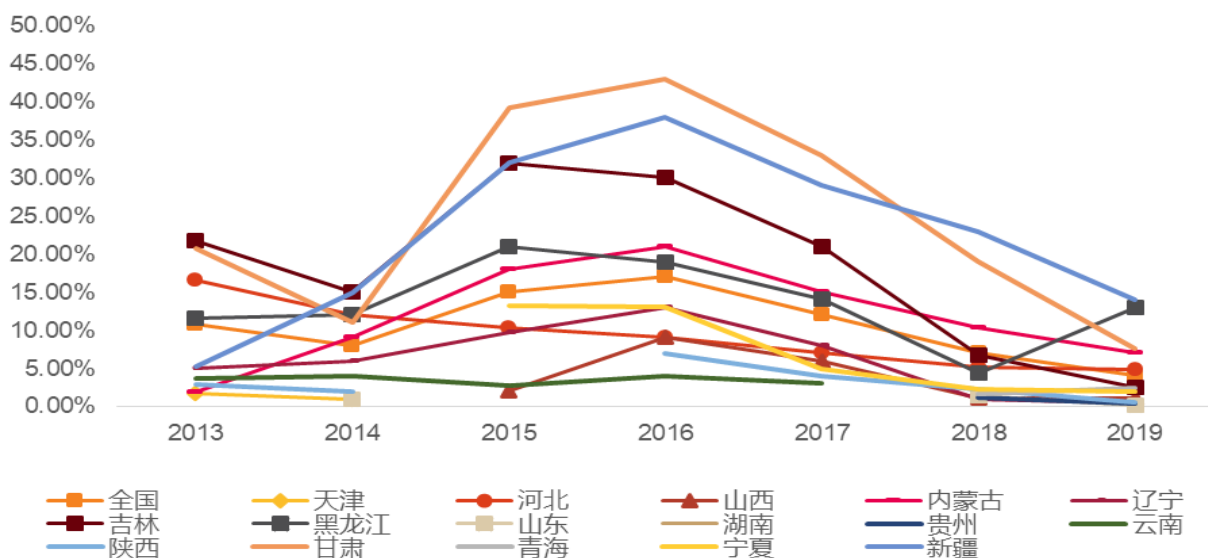


资料来源：国家能源局、天风证券研究所

1.2.4. 弃风弃电率情况

2019 年，全国平均风电利用率 96%，平均弃风率 4%，弃风率同比下降 3 个百分点。其中，甘肃、新疆和吉林地区弃风率下降显著，分别为 11.4 个百分点、8.9 个百分点和 4.3 个百分点。

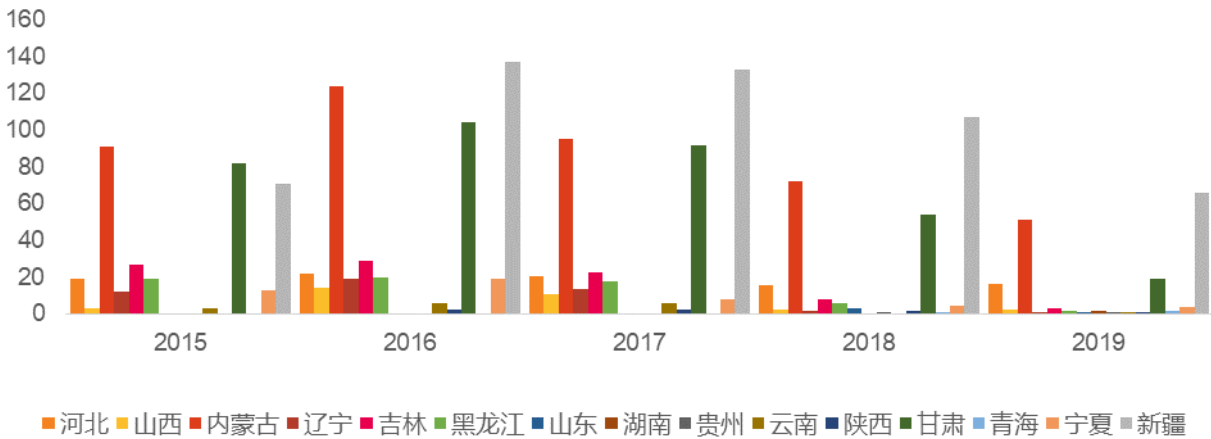
图 12：2013-2019 各省弃风率



资料来源：国家能源局、天风证券研究所

全国弃风电量 168.6 亿千瓦时，同比减少 108.4 亿千瓦时。新疆、甘肃、内蒙古地区弃电量分别减少 40.8、35.2、21.2 亿千瓦时。虽然这些地区弃风量有明显的改善，但在全国范围内，仍属于弃风仍较为严重的地区。目前新疆弃风率 14%，弃风电量 66.1 亿千瓦时；甘肃弃风率 8%，弃风电量 18.8 亿千瓦时；内蒙古弃风率 7.1%，弃风电量 51.2 亿千瓦时。

图 13：2013-2019 各省弃电量（单位：亿千瓦时）



资料来源：国家能源局、天风证券研究所

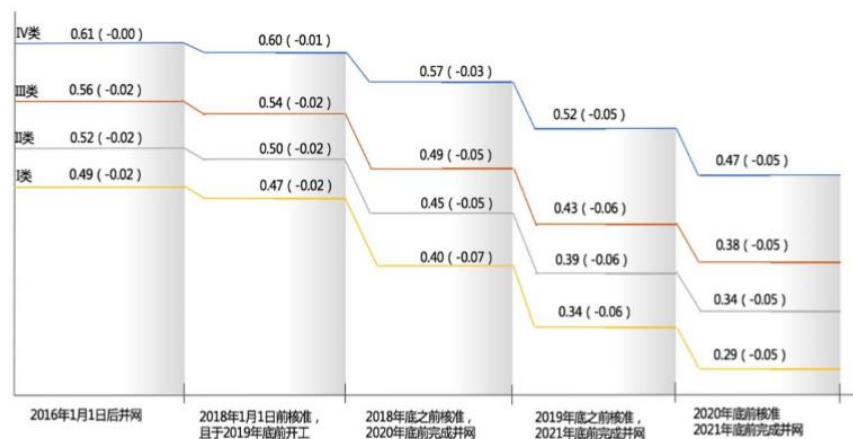
1.2.5. 补贴退坡政策

国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》，对陆上和海上风电的电价及补贴期限提出了新的要求。

1.2.5.1. 陆上风电

将陆上风电标杆上网电价改为指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区指导价。2019 年 I~IV 类资源区的新核准陆上风电指导价分别调整为每千瓦时 0.34 元、0.39 元、0.43 元、0.52 元（含税）；2020 年指导价分别调整为每千瓦时 0.29 元、0.34 元、0.38 元、0.47 元。指导价低于当地燃煤机组标杆上网电价的地区，以燃煤机组标杆上网电价作为指导价。参与分布式市场化交易的分散式风电上网电价由发电企业与电力用户直接协商形成，不享受国家补贴。不参与分布式市场化交易的分散式风电项目，执行项目所在资源区指导价。并且，通知对并网时间做出了限制，2018 年底前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。

图 14：陆上风电四类风区上网指导价变化



资料来源：金风科技公告、天风证券研究所

本次补贴退坡政策较 2015 年的补贴退坡政策，带来的影响程度也有所不同。我们对两次的政策进行比对，补贴退坡强调范围有所变化，2015 年的政策给出了 2016 和 2018 年的

标杆电价，而 2019 年废止了标杆电价，改为指导价。并且，2015 年的补贴退坡主要是针对 I~III 类风区，IV 类风区降幅较小。而 2019 年的新政策是对所有风区进行降价，范围更广。此外，2015 年的政策要求 2016 年、2018 年等年份 1 月 1 日以后核准的陆上风电项目分别执行 2016 年、2018 年的上网标杆电价，补贴参照的是核准时间，而 2019 年新政策参照的是并网时间。因此，新政策对取得补贴的要求更为严格。值得注意的是，2019 年新政策对分散式单独做出要求，而在 2015 年的政策里并未涉及，我们预期，我国分散式项目将逐步开始走上风电发展舞台。

由于新的补贴政策以并网时间为节点，开发商为了能够按时并网，获得预期的上网电价，加快建设速度，缩短工期，导致新一轮抢装潮到来。由于风机、塔筒的交付周期不同，价格、订单量、排产情况受抢装潮影响的程度也有所不同。

1.2.6. 关于补贴分配问题

2020 年春节前期，国家接连发布了《可再生能源电价附加补助资金管理办法》、《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》和《关于 2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知（征求意见稿）》三个文件，对风电、光伏等非水可再生能源提出新的管理要求。

文件中，项目的补贴方式和核准要求值得注意。首先，政策对补贴进行要求，提出以收支，合理确定新增补贴项目规模。这个主要是根据基金征收情况和用电量增长等因素，预计 2020 年新增补贴资金额度为 50 亿。目前，明确给出在 50 亿补贴中，光伏补贴规模占 15 亿元，剩余 35 亿由风电和生物质发电来分配。具体到风电补贴方面，有补贴的陆上风电按照两项约束进行规模管控，第一是“十三五”可再生能源规划对于各省的风电设定的发展目标，第二是消纳能力。根据国家发改委和国家能源局共同发布的《电力发展“十三五”规划》，要求“十三五”期间，风电新增投产 0.79 亿千瓦以上，2020 年全国风电装机达到 2.1 亿千瓦以上。截至 2019 年，我国风电累计并网容量 21005 万千瓦，已经达到十三五规划的要求。因此，我们认为这 50 亿补贴中留给风电的补贴非常有限。此外，风电项目核准方面，政策要求以明、后两年电网消纳能力为依据合理安排新增核准（备案）项目规模；但是今年的核准的项目最快也是明年建设，今年在建的项目都是 2019 年及以前核准的，因此对目前在建项目没有影响。

2. 2020-2030 行业发展阶段思考

我们认为，2020-2030 年是整个风电行业发展变革的重要阶段，变革后将会呈现和现在截然不同的产业格局，因此我们将这 11 年划分为 5 个不同的阶段，每个阶段都表现出不同的特点，并有各类项目共同支撑，需要逐一进行分析。

图 15：2020-2030 行业发展阶段性支撑项目



资料来源：天风证券研究所

2.1. 2020 抢装期，补贴时代与平价时代的交界

2020 年底是陆上风电补贴的最后期限，行业年内将进行最后一轮补贴抢装。这一年，我们需要重点关注吊装量、弃风率、电网并网能力。

2.1.1. 2020 实际能够完成的吊装量

我们对国内主力整机制造商 2016-2019 年的出货量做了统计，并对 2020 年的整机交付量做出预期，受到零部件齐套率、产品运输距离等多方面影响，按照目前各大企业的产能、市占率情况，我们预期 2020 年主机交付量约在 35-40GW 之间。主力厂商为金风科技、远景能源、运达股份、明阳智能、上海电气，这五家厂商将贡献约 75%的装机量。

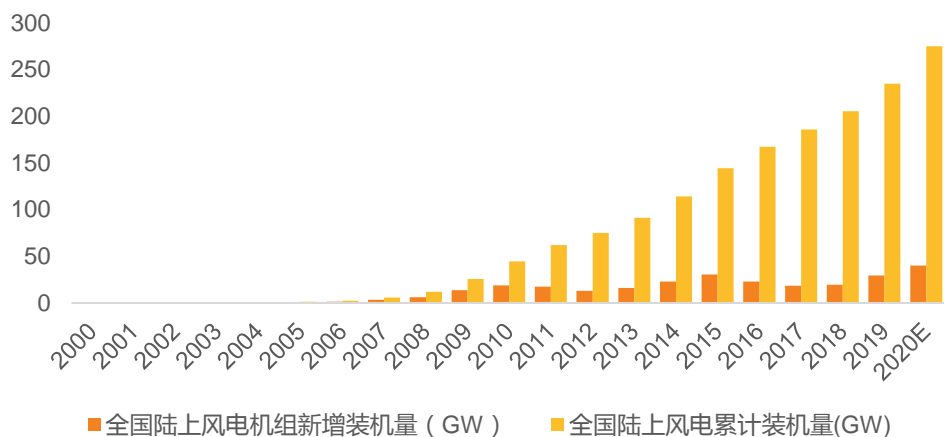
表 1: 2016-2020E 市占率前十位主机厂供货量预期 (单位: GW)

主机厂商	2016	2017	2018	2019	2020E
金风科技	6.34	5.23	6.707	8.01	13
远景能源	2.003	3.04	4.181	5.42	7
明阳智能	1.959	2.46	2.624	4.5	5
运达风电	0.724	0.83	0.847	2.06	3
上海电气	1.727	1.12	1.414	1.71	2
中国海装	1.827	1.16	0.813	1.46	2
东方电气	1.227	0.8	0.375	1.42	2
联合动力	1.908	1.31	1.244	1.08	1.5
湘电风能	1.236	0.93	0.551	0.77	1
其他	4.419	2.78	2.384	3.15	3.5
合计	23.37	19.66	21.14	29.58	40

资料来源: CWEA、彭博、天风证券研究所

风机交付一般是和其他部件（如塔筒）同一时间运输到现场，工程方统一进行吊装，因此风机交付后基本能尽快完成吊装。根据 2013-2019 风电吊装量数据，风机的交付量和风机吊装量基本吻合，因此我们预期 2020 年的风机吊装量约为 35-40GW。

图 16: 陆上风电装机量

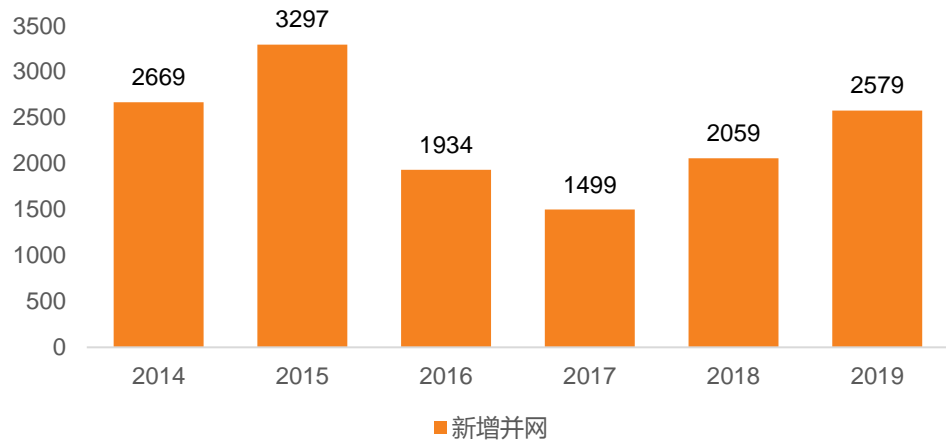


资料来源: CWEA、彭博、天风证券研究所

2.1.2. 2020 年电网承受能力

电网的并网容量要分为保障弃风率不出现显著上升情况下的健康并网量（最小并网量）及电网承受能力极限（最大并网量）两种情况讨论，得出 2020 年的并网容量区间。

图 17：2014-2019 新增并网容量（单位：万千瓦）



资料来源：国家能源局、天风证券研究所

2014 至 2019 年，全国年度新增并网容量区间为 14.99GW-32.97GW。近两年来，年新增并网容量均在 20GW 左右波动，全国弃风率呈现下滑态势，意味着 20GW 的年新增容量是可以消纳掉的。从用电看，根据国家发改委数据，2019 年 1—11 月全国全社会用电量同比增长 4.5%，用电量稳步增长。并且，火电持续控制发电量，给新能源发电让步，我们预期在保证弃风率没有出现显著上涨的情况下，2020 年的健康并网量可以达到 27-28GW。若从电网承受极限来分析，2015 年的新增并网容量为 32.97GW，基本是当年电网所能承受的极限水平。经过 5 年的发展，我们预期 2020 年电网承受极限约为 35GW，略高于 2015 年。我们预期并网量范围为 27-35GW 之间，实际并网量大概率在 27-30GW 之间。

2.1.3. 弃风率管控

风电场的弃风率和弃电量一直是政府、电网及企业管控的核心。2015 年风电行业经历了发展史上第一次补贴退坡，风电抢装导致年内风机吊装量 30.5GW，同比增长 31.5%；新增并网容量 32.97GW，同比上升 23.53%，2015-2016 两年的弃风率显著上升。特别是内蒙古、吉林、黑龙江、新疆、甘肃、宁夏这些地区。例如，新疆省 2015 和 2016 年的弃风率分别为 31.94%和 38%，依靠政府持续调控，2019 年首次降低到 14%。我们认为，地方政府会倾向于保护 5 年来的消纳协调成果，在保证弃风率没有显著上升情况下有序并网，达到 35GW 极限并网概率较低。

2.1.4. 可能出现的并网解决方案

2019 年招标的陆上风电项目约为 52.17GW，2020 年即使按照并网极限 35GW 来计算，已招标的项目只能并网 67.09%。因此，为了避免环评水保、可研报告、风机塔筒设备等前期投入成本沦为沉没成本，这些企业只能在 2020 年后逐步并网。我国风电开发主体目前仍以央企为主，能否尽可能多的并网获得补贴电价，达到可研报告给出的 IRR 取决于央企与地方政府、电网之间的协调。

2.1.4.1. 顺延并网截止日期，有序并网

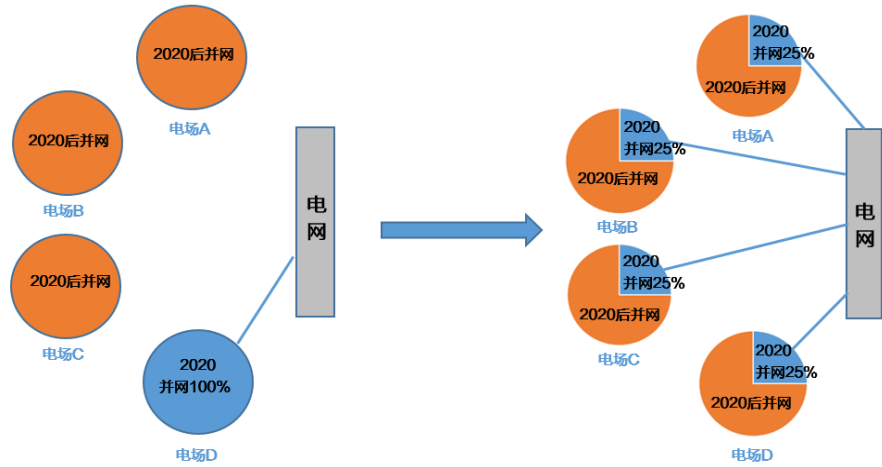
为减轻地方电网的承受压力并保障弃风弃电率不会出现显著上涨，预期会有部分地区尝试顺延并网截止日。例如，在一定日期前完成风机吊装，但受电网、消纳等影响没能在 2020 年底并网的机组，可将并网截止日期顺延 1-2 个季度，并网后电场仍享受 2020 年的补贴电价，超过顺延时限后不再补贴。

2.1.4.2. 部分并网，获得补贴电价

若并网截止日期不能顺延，或可采取部分并网的方式。将可并网的装机量分配给待并网的电场，让这些电场都有一部分风机可在 2020 年内并网，拿到补贴电价，剩余部分装机 2020 年后并网，按照平价电价处理。亦或是风机部分并网后，默认该电场整场并网，享受补贴

电价，未并网部分在 2020 年后有序并网。这种方式可以减轻或免除由于并网限制给开发商带来的电价损失。

图 18：并网情况假设



资料来源：天风证券研究所

2.2. 2021-2022 项目存量消耗期

2.2.1. 装机量预期

2021-2022 年以消耗存量项目为主，包括递延并网的补贴项目、平价大基地项目、目前核准的分散式以及自愿转为平价项目。

2.2.1.1. 2020 年顺延并网的项目

数据显示，2019 年陆上风电招标量约为 52.17GW。我们认为，即使按照电网承受极限 35GW 并网，依旧有 33%的容量需要递延到 2020 年后并网。根据实际并网能力，我们预期大约有 25GW-30GW 容量需要在 2020 年后实现并网。

2.2.1.2. 平价大基地项目

2019 年已核准的平价大基地项目中，兴安盟和乌兰察布项目已完成招标，其余 8.96GW 预期在 2020 年开始招标。这些项目将从 2021 年开始陆续建成投产。

表 2：平价基地项目

地区	项目	装机容量	开发商
吉林	吉林省白城市风电平价上网基地示范项目大唐向阳公司向阳风电场二期工程	600	大唐
内蒙古	阿拉善盟区上海庙风电大基地	160	华能
内蒙古	乌兰察布 600 万千瓦平价大基地项目	6000	国电投
内蒙古	兴安盟 300 万千瓦革命老区风点扶贫项目	3000	中广核
内蒙古	大唐呼和浩特风电大基地平价项目	600	大唐
内蒙古	内蒙乌兰察布市化德县风电扶贫平价基地项目	2000	中广核
内蒙古	内蒙古商都县 200 万千瓦风电项目	2000	太重新能源
内蒙古	内蒙古包头市 160 万千瓦可再生能源示范项目	1600	/
内蒙古	乌兰察布市卓资县风电项目	2000	国电投
合计		17960	/

资料来源：国家能源局、天风证券研究所

2.2.1.3. 自愿转为平价的项目

2019 年一季度，国家发改委公布了第一批拟建平价上网项目信息表，除了广东省连州市龙坪镇、星子镇 100MW 风力发电项目给出 2021 年 9 月预投产时间外，有大约 3GW 的项目尚未给出预期投产时间。其中，山东省 25 万千瓦、河南省 110 万千瓦、湖南省 35.9 万千瓦，特别是吉林省有 119 万千瓦的项目是存量项目自愿转为平价上网项目。我们认为，部分开发厂商由于各种问题不能按时开工时建设，为了不使前期投资变为沉没成本，大多有意愿转为平价项目。并且，市场预期长期电价还有向下趋势，开发商更愿意尽早并网发电，会尽量将这些存量项目尽快执行。我们预期，这些项目将在 2021-2022 年逐步建成投产。

表 3：2020 年后待执行的平价项目

序号	省份	项目名称	装机容量（万千瓦）	预计投产时间
1	广东	连州市龙坪镇、星子镇 100MW 风力发电项目	10	2021 年 9 月
2	河南	开封兴柯新能源有限公司通许 300MW 风电项目	20	
3	河南	三峡新能源杞县 100MW 风电项目	10	
4	河南	风脉太康 100MW 风电项目	10	
5	河南	华民金风泌阳郭集风电项目	5	
6	河南	森源天润（100MW）长葛风电场	10	
7	河南	新乡天润风电平价上网示范项目	10	
8	河南	新蔡李桥平价风电项目	10	
9	河南	国家电投长垣文岩渠风电场	10	
10	河南	河南华电商丘民权 300MW 平价上网风电项目	10	
11	河南	民权城北 100MW 风电项目	5	
12	河南	国家电投叶县 100MW 平价上网风电项目	10	
13	山东	力奇德州陵城二期 50MW 风电项目	5	
14	山东	国瑞新能源德州宁津二期 50MW 风电项目	5	
15	山东	国瑞新能源德州平原二期 50MW 风电项目	5	
16	山东	瑞风能源德州平原二期 50MW 风电项目	5	
17	山东	瑞资新能源德州宁津 50MW 风电项目	5	
18	山东	华润电力德州陵城二期 100MW 风电项目	10	
19	吉林	四平华能鑫丰风电场扩建	4.75	
20	吉林	通榆新发 D 风电场	4.95	
21	吉林	通榆乌兰花 D 风电场	4.95	
22	吉林	通榆乌兰花 E 风电场	4.95	
23	吉林	通榆乌兰花 F 风电场	4.95	
24	吉林	通榆新发 A 风电场	4.95	
25	吉林	通榆兴隆山 1A 风电场	4.95	
26	吉林	通榆兴隆山 1B 风电场	4.95	
27	吉林	通榆兴隆山 1C 风电场	4.95	
28	吉林	通榆兴隆山 1F 风电场	4.95	
29	吉林	通榆新发 B 风电场	4.95	
30	吉林	通榆新发 C 风电场	4.95	
31	吉林	通榆更生东风风电场	4.95	
32	吉林	通榆瞻榆 D 风电场	4.95	
33	吉林	通榆瞻榆 E 风电场	4.95	
34	吉林	安百高速舍力风电场二期	4.95	
35	吉林	长岭龙凤湖 20 万千瓦风电制氢示范项目	20	
36	吉林	华能通榆 200 万千瓦风电平价上网项目	20	
37	湖南	城步牛排山（二期）风电场	5	
38	湖南	宜章冬瓜岭风电场二期工程	5	

39	湖南	江华白芒营二期(东大)风电项目	4.8	一期已开工
40	湖南	江华萌渚岭二期(回龙)风电项目	5	
41	湖南	江华萌渚岭三期(金壁)风电项目	5	
42	湖南	江永铜山岭风电场二期工程	5	一期已开工
43	湖南	沅陵县圣人山风电二期	5.1	一期已开工
44	宁夏	中宁县无补贴微风风力发电项目	1	
合计			309.9	

资料来源：国家能源局、天风证券研究所

2.2.1.4. 分散式崭露头角

2019 年开始，政府鼓励分散式风电项目的意向愈发显著。分散式可以在大型商业和工业区应用，未来可以实现自我发电，自我消纳，核心竞争力是电价便宜，符合我国电价下调的长期趋势。截至目前，共 14 个省市下发了利好分散式风电的相关政策。包括湖北、山东、河南、内蒙古、内蒙古赤峰市、黑龙江、广东、青海、广西、安徽铜陵市、安徽滁州市、安徽池州市、宁夏、天津等。近期，湖北、辽宁、安徽、江西、内蒙、吉林六省已核准的分散式项目达到 2.78GW，这些项目预期将在 2020 年后开始建设。

表 4：近期核准的分散式项目

项目所在省份	建设地点	容量 (MW)
湖北省	潜江市、天门市	84
辽宁省	康平县	5
安徽省	淮北市、马鞍山市、淮南市、滁州市、铜陵市	248.6
江西省	南昌、九江、赣州、新余、萍乡、上饶、抚州、宜春、吉安	1240
内蒙古	多伦县	10
吉林省	白城市	1200
合计		2787.6

资料来源：各省市发改委、天风证券研究所

综上所述，我们认为，我们预期，2020 年风机吊装量为 35-40GW 之间，实际并网量在 27-30GW 之间。平价以后，2021-2022 年，补贴递延项目、平价大基地项目、分散式发电项目等需要处理的存量项目容量约为 50GW，年装机量不会出现断崖式下滑。

2.3. 2023-2024 行业整合期

长期来看，市场现状将反映出风电在绝大多数市场上已达到商业水平。风电产业正在向更成熟、无补贴的可再生能源产业转型。这种转变将导致一个高度竞争的市场，并将推动行业进一步整合。2023-2024 年大概率是行业发展相对艰苦的时期，各大厂商为度过整合期，提供服务的方向、公司发展路径会出现变革。整机厂商需要依靠逐步发展起来的运维服务、平价大基地、分散式项目支撑。

2.3.1. 平价基地及分散式风电保证基础装机量

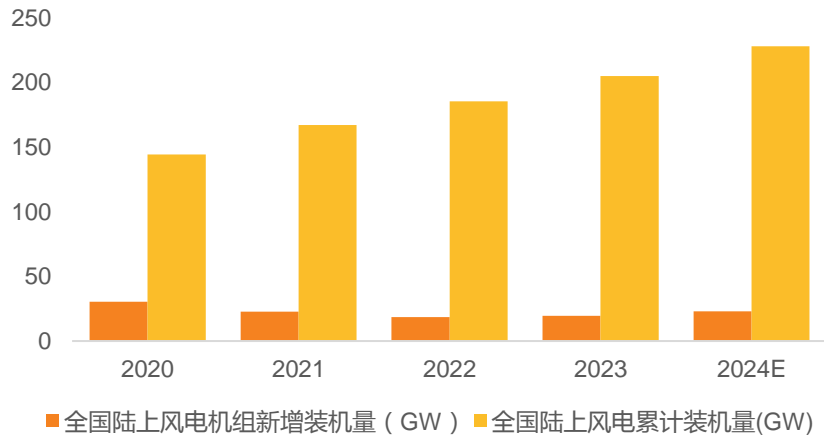
由于抢装项目以及前期的平价项目消耗殆尽，此时执行的大多是 2021 年后核准的项目。这些项目主要以平价基地和分散式项目构成。我们预期，年装机量在 20GW 左右，整机厂商仍可以维持现在的行业竞争格局，若新增装机量低于 18GW，对风机行业特别是整机厂商降造成打击，迫使部分整机厂退出行业，行业出现第二轮洗牌。

2.3.2. 运维服务发展将受到空前的重视

风电场生命周期主要分为前期建设和后期运维两大阶段。随着风电场建设速度加快，存量风机开始走出质保期，后期运维市场已经开始成长。国内外运维市场增量主要有两类，第一类是国内即将出质保期的机组。风电机组质保期是 3 到 5 年，一般小型机组是 3 年，大型机组是 5 年。近些年的装机以中大型机组为主，我们假定这些机组质保期为 5 年。

那么 2015 年这批机组将在 2020 年集中出质保期，开始为期 15 年的后期运维服务。2015 年是风电发展史上装机量增长较快的一年，年内新增装机并网量为 32.97GW。因此，2020 年运维市场容量将显著扩张。并且，由于目前的风电项目均享受补贴，开发商降本重心放在一次性投资上，对后期运维服务考虑较少，所以项目招标很少包括第 6 年至第 20 年的运维服务。风机出质保期后，多数需要再次进行运维服务招标。因此，2020 年至 2024 年，国内运维市场容量将有望增加 110GW。

图 19：2020-2024E 国内年度出质保期的机组容量



资料来源：国家能源局、天风证券研究所

第二类运维市场增量是存量机组。一些国内或国外的主机厂随着市场发展逐步被淘汰，已经没有能力对过去供应的风机提供运维服务，需要其他主机厂商提供服务。这种情况的市场空间也相对较大。

2.3.2.1. 平价时代到来，运维市场前景广阔

由于一次性设备投入成本可压缩空间非常有限，2020 年后，风电平价项目为了控制成本，只能压缩运维层面的费用。部分平价项目在建设招标时，倾向于采用报风机价格和第 6 年到第 20 年运维费用总价的模式，提前锁定运维成本，并且这种模式有望成为未来风电建设维护的发展趋势。因此，2020 年后的部分平价项目运维服务供应商将在风电场项目招标时就能确定，市场发展前景较好。

2.3.2.2. 运维服务招标情况

国内开发商以大型央企、国企为主，偏好自行搭建运维团队为风电场提供运维服务。但是由于知识结构、技术能力、人力成本等方面的限制，造成风电场运营效率下降，运维成本持续攀升，这种模式长期将被打破。近期，已有多家企业开始对外进行风电场运维服务招标，希望以此提高风电场发电效率，降低运维成本。

表 5：2019 年 11 月风电运维服务招标情况

序号	发布日期	地区	项目	数量
1	2019/11/11	新疆	新疆发电有限公司新能源分公司苦水风电场 67 台风机外委维护	67 台
2	2019/11/26	广东	中核汇能/中核山东能源 2019-2022 年度风电场运维服务公开招标	/
3	2019/11/27	云南	华能新能源股份有限公司云南分公司 GE 风机维护及定期工程三年框架招标	55 台

资料来源：北极星、天风证券研究所

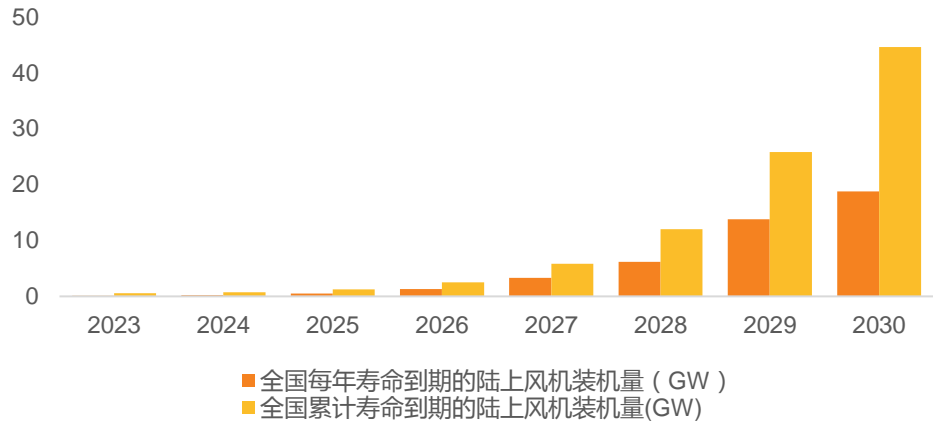
2.4. 2025-2030 换机潮初始期

2025 年，存量风机开始进入更迭阶段。风机使用寿命到期后，若重新供电意味着替换整个风力涡轮机系统组件或用先进高效的技术对涡轮机或特定的组件，如转子、齿轮箱进行升级改造，同时仍然保留现有的组件，如基础和塔。目前，每年风能投资的大部分用于安

装新的陆上风力发电能力，而替换已退役的装机容量所需的份额几乎微不足道。然而，在未来的几十年里，将需要投资的一部分来取代现有的风力发电能力，使其达到寿命的终点。

我国风电机组生命周期为 20 年，到 2025 年，2005 年的机组使用寿命期满，需要更换新的机组。历史上 2005-2009 年是我国风电行业的快速发展期，风机年吊装量增长率超过 100%。2005 年内的装机量约 0.51GW，是风机吊装量放量的开端，2006 年和 2007 年的风机吊装量分别为 1.29GW 和 3.31GW。因此，2025-2027 年使用寿命到期的风机容量约为 5.1GW。由于风机发展初期技术尚不成熟，以小机组为主，发电效率较低，通过技改延长风机寿命的性价比较低。因此，开发商更倾向于替换新机，保障发电效率，而不是单纯做技改。

图 20：使用寿命即将到期的机组容量



资料来源：国家能源局、天风证券研究所

2.5. 2028-2030 平稳发展期

2028-2030 年，需要替换的风机数量逐年增加。根据 IRENA 数据，2020 年，欧洲 28% 的风力涡轮机装机容量超过了使用寿命，预计到 2030 年，北美四分之一的风力涡轮机将达到使用寿命的极限。由于装机容量越来越大，使用寿命到期的机组越来越多，需要的投资也逐渐上升。到 2040 年，替换老机组将需要每年平均三分之一以上的陆上风能投资，以先进技术取代现有的发电能力。

对于我国，由于 2008-2010 年开始年装机量较大，分别为 6.15GW、13.8GW、18.8GW，2028 年后需要更换的风机数量逐步上升，可以带来相对稳定的替换装机量。再加上平价基地和分散式项目装机量的支撑，主机年装机量有望再次回到 25GW 的水平，行业再次进入平稳发展阶段。

3. 未来预期

我们预期，2020 年风机吊装量为 35-40GW 之间，实际并网量在 27-30GW 之间。平价以后，2021-2022，需要消纳的存量项目容量约为 50GW，年装机量不会断崖式下滑。2023-2024 年预期是行业最为艰难的时期，需要依靠平价基地、分散式及运维服务支撑。若装机量低于 18GW，将对主机厂造成打击，行业进行新一轮洗牌，能够提供风电场全生命周期服务的主机厂商最终将赢得市场。2025 年后新机组开始逐步替换 2005 年的老机组，装机量开始稳定下来。2027 年后，需要更换的风机数量逐步上升，主机年吊装量再次稳定下来。

4. 风险提示

4.1. 政策性风险

风电作为新兴能源，在发展的初期面临前期研发投入大、业务规模小的局面，需要政府的

政策扶持以渡过行业初期。因此，近几年风电行业的快速发展很大程度上得益于各国政府在政策上的鼓励和支持，如上网电价保护、强制并网、电价补贴及各项税收优惠政策等。但随着风电行业的快速发展和技术的日益成熟，前述鼓励政策正逐渐减少。自 2014 年开始，国家发改委连续三次下调陆上风电项目标杆电价，目前价格已逐步接近国内很多地区的火电标杆电价。并且，为了控制弃风弃电量，未来国家对于核准新项目是否会推出限制性政策目前难以确定，因此存在政策不确定性风险。

4.2. 行业风险

自 2013 年起，受宏观经济尤其是工业生产下行、产业结构调整、工业转型升级等因素影响，我国用电需求进入低速增长阶段，全社会用电增速从 2013 年的 7.5% 下降到 2015 年的 0.5%，创过去四十年电力消费年增速的新低。2016 年由于实体经济运行趋稳，全年用电量同比增长 5.01%，2017 年增长 6.6%，2018 年进一步增长 8.5%。虽然近两年国内电力需求明显回升，但随着我国经济发展进入新常态，电力生产消费也呈现新的特征。若未来我国经济增速放缓，或产业结构向第三产业转型，则社会电力消费的增速也将下滑，发电设备利用小时数下降，发电设备的需求减少，对公司的生产经营产生不利影响。

4.3. 不可抗力因素带来的风险

2020 年初，受新型冠状病毒疫情影响，公司复工时间晚于往年，月度产量可能受到一定程度的影响。并且，为了防范疫情扩散，部分城市出现高速公路封锁等情况，设备运输可能在一定程度受到波及，是否能够按时交付产品存在不确定性。

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，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将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。

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户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，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。天风证券的销售人员、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。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、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。

特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司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。因此，投资者应当考虑到天风证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益 20%以上
		增持	预期股价相对收益 10%-20%
		持有	预期股价相对收益 -10%-10%
		卖出	预期股价相对收益 -10%以下
行业投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅 5%以上
		中性	预期行业指数涨幅 -5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅 -5%以下

天风证券研究

北京	武汉	上海	深圳
北京市西城区佟麟阁路 36 号	湖北武汉市武昌区中南路 99 号保利广场 A 座 37 楼	上海市浦东新区兰花路 333 号 333 世纪大厦 20 楼	深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼
邮编：100031	邮编：430071	邮编：201204	邮编：518000
邮箱：research@tfzq.com	电话：(8627)-87618889	电话：(8621)-68815388	电话：(86755)-23915663
	传真：(8627)-87618863	传真：(8621)-68812910	传真：(86755)-82571995

邮箱: research@tfzq.com

邮箱: research@tfzq.com

邮箱: research@tfzq.com