



2025

中国风电度电成本 白皮书



鸣谢:

谨此感谢为完成这篇报告的所有参与者们。特别感谢GE可再生能源、能源咨询、绿色创想等部门的同事们对这份报告的编写所提供的支持和协助，Brandon Owens、李枫、康鹏举、史保壮、张鹏、范锡琴、Justin Sabrsula。还要感谢可再生能源学会风能专委会的各位同仁，感谢施鹏飞老师在报告上给予的指点和修订，感谢秦海岩、于贵勇、刘明亮在报告的编写过程中提出的许多独到见解。

作者:

彭澄瑶

现任GE可再生能源业务集团陆上风电业务在中国区的市场总监，负责中国风电项目的市场开发、投资决策和业务利润增长战略，同时，也积极与业内的专家和协会合作引领行业创新及最先进风电技术的本土化。



目 录

引 言	01
中国陆上风电度电成本现状	04
全球陆上风电度电成本趋势	08
2025 中国陆上风电度电成本路线图	12
项目评估审批制度	14
风资源评估选址	16
风机选型	18
技术进步及突破	20
电网调度优化	33
精益化运维	34
数字化工业	36
商业模式创新	38
对中国风电时代的展望	40
参考文献	41



引言

全球能源的可再生能源时代已经拉开序幕

今天，如果世界上某一个地方新建一座电厂，它是可再生能源电厂的可能性与它是化石能源、核电的将一样多。这种趋势也正意味着全球电力系统长达数十年向可再生能源转型的开始。

过去十年里，可再生能源的强劲增长势头及其在世界各地电力市场中日益增长的比重已经预示了这场转型。一个日益多样化、稳定可靠的、经济上可负担的、清洁的电力系统指日可待。根据 GE 的估算，今天全球仅非水可再生能源的发电就已将电力行业的二氧化碳排放量减少了 8%。

中国的可再生能源的发展以水电带头，近十年里，陆上风电、太阳能、海上风电、生物质发电等都实现了从量变到质变的转型。2015 年，我国陆上风电开发量创历史新高，年新增装机超 30GW，但同时也伴随着日益严重的弃风限电，电网建设严重滞后等问题，风电开发被迫从资源富集区域向中东南部迁移，被很多业内专家称为是风电的“拐点年”。

2016 年伊始，从国家能源局到各地方发改委、能源局等陆续出台了一系列的管理办法、保障制度、监管措施，为保证风电在新的电力历史形势下平稳过渡、稳中求进、良性发展。伴随十三五规划目标的逐步清晰，调结构仍然是能源发展和改革的重要抓手。风电作为非水可再生能源中分量最大的一员，整个行业也必将为新一轮的能源革命承担起应尽的责任。

应对能源改革的大势、电力市场的开放、原材料成本下降空间的局限、资源条件日益复杂的挑战，风电真的准备好了吗？



GE 选择在行业面临岔路口时发布这样一本白皮书，选择平准化度电成本作为一个可以量化的标尺，剖析目前我国陆上风电的经济竞争性在整个一次能源消费结构中处于什么样的位置，也借机梳理未来的十年里度电成本的发展路线图，何时能够达到真正参与电力市场竞争的水平，跻身主流能源形式。希望这样的讨论可以激发更多对风电行业的关注、对技术提升的投入、对可再生能源价值的认可、对政策引导的启示。

据 MACQUARIE 2016 年 6 月的独立风电报告，陆上风电的平准化度电成本已经从过去十年里的峰值年 2008 年水平降低了 24%。国际能源署 IEA 早前也组织过 163 名风电行业的专家对未来风电平准化度电水平的降幅作出过预测，他们认为 2020 年陆上风电的平准化度电成本将比 2014 年的基准值 (79 欧元 / 兆瓦时) 降低 10%。

之所以选择平准化度电成本 (Levelized Cost of Energy, 以下简称“度电成本”) 这一个指标来作讨论，既是因为它是国际上最通用的评价度电成本的指标，可以简单明了的横向比较各不同发电形式之间的经济性，也是因为它能够纵向综合的概括风力发电的投资、运行维护、财务资金在规定生命周期内的成本。影响度电成本的因素繁多，后面我们将具体展开分析，也正因为如此，对度电成本的敏感性分析有助于我们深刻理解在风电行业发展的不同阶段，需要在哪些方面用什么样的手段和方法去带动、加速其发展，并将这些想法积极付诸于实践。度电成本不等于上网电价，虽然在一定程度上上网电价的制定是以该种发电形式的度电成本为参考，但上网电价是在保证投资收益的前提下，结合宏观市场调控的需要来制定的。

我们选择 2025 年作为风电发展在我国的下一个重要“拐点年”，一方面是通过分析我们看到未来十年的发展趋势将带动风电行业的飞跃式升级，实现其经济竞争性；另一方面，也是给所有风电人的一个十年之约，期待中国风电时代真正的到来。

中国陆上风电度电成本现状



中国陆上风电度电成本现状

度电成本简单来说就是发电项目每千瓦上网电量所发生的成本，包括固定资产折旧、项目运行成本、维护成本、财务费用、税金等会计成本，还包括项目占用资本金在规定年限内的机会成本。

风力发电所发生的成本主要包括风电项目投资成本、运行维护成本和财务费用。投资成本是由风电项目开发和建设期间的资本投入所形成的成本，主要包括：设备购置费用、建筑工程费用、安装工程费用、前期开发与土地征用等费用以及项目建设期利息、在项目运营寿命期内固定资产的折旧。运行维护成本是在项目运营寿命期内为保证风机、电气等设备正常运行所发生的维护成本，主要包括检修费用、备品备件购置费、保险费以及管理费用。财务费用主要包含长期和短期贷款利息，是由项目建设期的长期贷款和运

营期的流动资金贷款所产生的成本。投资成本、运行维护成本和财务费用是在项目、建设、运营等不同阶段发生的成本。投资成本同项目的装机容量大小密切相关、运行维护成本同风机设备性能密切相关，财务费用同贷款偿还期限以及利率高低密切相关。从财务会计的角度，以上三项成本共同构成了风电项目发电财务成本，且在一定程度上相互独立。但是，它们并没有反映出项目所投入的资本金的机会成本。因此，我们采用的平准化度电成本的概念，来反映单位上网电量所发生的成本，不仅由折旧（固定资产投资所形成）、运行维护成本和财务费用以及税金等会计成本所决定，而且还受项目所占用的资本金的机会成本大小所影响。资本金的机会成本以资本金内部收益率（折现率）高低来体现。

$$LCOE = \frac{P_{dynamic_cost} - \sum_{n=1}^{T_{O\&M}} \frac{D_{depreciation} R_{tax}}{(1+R_{discount})^n} + \sum_{n=1}^{T_{O\&M}} \frac{P_{O\&M}(1-R_{tax})}{(1+R_{discount})^n} - \frac{V_{residual_value}}{(1+R_{discount})^{T_{O\&M}}}}{\sum_{n=1}^{T_{O\&M}} \frac{E_{accrual}}{(1+R_{discount})^n}}$$

发电量现值

在前文中描述了对平准化度电成本的定义，它在一定程度上反映了风电场的经济性能。近两三年我们也看到越来越多的机组选型评标中提到度电成本的概念，横向比较不同选型方案对风电场发电和盈利能力的影响。但值得提出的一点是，本文中讨论的平准化度电成本并不单纯是机组总成本与年发电量的比值，而是从整个风电场生命周期的投资和收益来考量的。它不仅跟风机选型以及其决定的初始投资和发电能力有关，在风电场生命周期的不同阶段，它也受到项目前期对风资源评估的准确性、风电场实际运行调度、限电限功率运行、维护管理水平及财务成本波动等多方面的影响。因此，对平准化度电成本的讨论可以更全面真实的反映出风电场整个生命周期对投资、规划、选型、运行、维护、资产等方面的经济敏感性，后面讨论 2025 年陆上风电的度电成本路线图及建议也显得更有借鉴意义。

正因为度电成本所包罗参数的复杂性和不确定性，任何的讨论都需要先假定一个与真实情况最为接近的情景。而我国风电项目的开发规模之大、覆盖范

围之广、风资源条件之复杂，也是全球任何国家和地区都无法比拟的，这样复杂的现状也为我们情景的设定提出了很大的挑战。

过去十多年来，我国的陆上风电装机主要集中在北方平坦地区，现阶段出现了向东南、西南复杂地形区域迁移的情况。在这两种类型区域里的项目，在开发/建设/运行/维护等方面都面临着不同的问题。考虑到这两种典型情况，即**平坦地形**大致代表绝大部分集中在北方区域的装机和**复杂地形**大致代表在中部内陆省份、东南、西南地区的装机。

不管是在哪一类区域，目前我们看到的风电场绝大部分都以 50MW 作为标准规模或者规模单元，所以在就度电成本现状的讨论中，我们暂且都以 **50MW 规模风电场** 作为讨论和计算的基础单元。

目前风电场项目运行维护的设计生命周期，更多的是依照风力发电机组的设计使用寿命，主流整机制造商的设计使用年限都是 20 年，因此，我们设定的风电场设计**生命周期是 20 年**。

近年来在欧美有很多关于老旧或即将退役机组更新换代的尝试，将已经接近设计使用年限的老旧机组更换成最新一代的风力发电机组产品，同时，尽可能的保留风资源点位和塔筒基础等以节省再投资成本，重新开启风电场新一轮的生命周期。我国很多早期开发的已投运十年以后的风电场都是兆瓦级以下的机组，也在做类似的讨论和尝试。但是，在设计生命周期的风电场资产有多少可以在更新换代时被再次利用，还没有充分的数据可以论证，事实上，风电场的资源条件评估和再选型都是非常定制化的，也不会有统一的标准可言。因此，我们在这次的讨论中一律假定在风电场设计生命期末整个风电场的资产价值（不含其征用的土地）为零，风电场所征用的土地及其相关的所有投资、税费、及生命周期期间的增值等因素也都未纳入考量和计算的范围。

在讨论风电场度电成本时，整场的发电能力是至关重要的一个指标，它指代了风电场一旦建成投运后唯一的收入来源，不论前期资源评定选址还是后期运行维护所采取的种种手段，其目的只有一个，那就是为了保证和提升整场发电量。正因为如此，会影响风电场整场发电量的因素众多。首先，它很难通过规划设计阶段的参数设定（如容量因子、功率曲线等）去推导，因为不同微观选址和风机选型方案在运行阶段的实际表现可能受制于对资源判断的准确性、选型的匹配性和设计阶段未考虑到的排布尾流影响等。其次，

另外一个对度电成本影响起决定性因素的参数就是投资成本，它既包括了风电场规划建设期的初始投资，也包括了投运后的运维投入，而在度电成本的计算模型中，采用的是将这些投资成本及其涉及的利息、税费、资产折旧、摊销等平准化后的成本。和整场发电能力类似，风电场的年化投资成本也受诸多因素的影响且复杂，这些我们都期望在数学模型中能最大程度的体现其对经济的敏感性。除了与经济波动和资产财务表征相关的参数以外，这里还希望为情景分析设定几个简明的参数来反映现阶段风电场建设管理水平。

首先是风电场规划建设的初始投资，在前面我们提到了平坦地形和复杂地形两个大的情景设定，就我国现阶段风电场的开发建设水平而言，在风资源评估、微观选址、风机选型、场地准备、运输吊装等与初始投资直接挂钩的环节，复杂地形都较平坦地形的投资要大。根据我们的调研，以国内领先风电开发企业的规划、建设、管理水平，对于一个 50MW 为规模单元的风电场，平坦地形的风电场开发初始投资可在 7000-7500 元 / 千瓦，复杂地形的风电场开发初始投资则要在 8000-8500 元 / 千瓦，根据场地难易程度还有上下波动的幅度。

其次是风电场投运后的运维投入成本，主要分两

在我国风电场的实际发电能力也受到整个电力体系调度模式的制约，并不是能发多少就可以发多少，而是主动的预测和被动的调度相结合的方式，限电、限功率运行的情况在各地区的风电场都非常普遍，对发电能力的推算还应充分考虑到这一运行特性。在这次的讨论中，我们希望在将上述因素对发电能力的影响都考虑进去的同时，可以用更简明的量化指标以达到横向比较的目的。因此，我们采用了满发小时数当量的概念，也就是整场全年的总发电量如果折合成机组全部满负荷发电状态的等效小时数，这和整场发电小时数或者上网小时数的概念并不一样。不难理解，风电场的整场发电小时数或者上网小时数内，由于风速的变化、调度指令、机组本身的运行状态，并不是所有机组都处于满发状态，这一点特别需要提出。在我们的情景设定里，既不能按照严重限电限功率运行的区域的满发小时数来作标准，也不能按照风资源优越又不限电的个别区域来做标准，这些都不具有代表性，更不具备参考性。因此，我们设定了一个相对覆盖较全面的范围即满发小时数介于 1600-2300 小时 / 年来讨论，即便如此，限电严重地区的风电场折合满发小时数可能还不及 1600 小时 / 年，我国绝大部分不限电地区在运风电场的发电能力折合满发小时数基本都在 2300 小时 / 年以内，个别风资源优越又不限电影响的风电场除外，因此我们认为这个设定范围可以足够代表现今风电场的发电能力。

大部分，一部分是固定性运维成本，如资产的折旧、保险、税费、人员等与风电场的发电能力不直接相关的固定性支出，主要由初始投资成本和风电场规模决定，另一部分则是波动性运维成本，如定期 / 不定期检修、零备件更换、事故分析与处理、电网接入等与风电场发电能力和水平直接相关的支出，主要由机组的运行表现、运行维护团队的技术专业水平和管理水平决定。这些都在计算模型中有所体现，但值得特别提出的一点是，哪怕发电能力水平在设计使用寿命内保持一致，波动性运维成本也随着服役机组的使用年限增长而逐年增涨，在计算模型中也将每 5 年作为生命周期中的一个阶段来更细致的反应运维成本对年化后投资成本的影响。这也对后文中我们对如何逐步改善整个生命周期的运维模式和水平来降低度电成本的讨论提供参考。

绝大部分项目都非全部自有资金，在风电行业比较能够被广泛接受的融资比例大概是 20% 自有资金和 80% 的不同渠道的融资，在我们的计算模型中，也是按这个比例及风电行业能取得的平均贷款利率来进行分析的。考虑到风电场的设计生命周期为 20 年，在财务计算中财务周期的设定为 15 年，这也符合全球主流地区和国家风电场开发的融资模式。个别融资结构及成本特殊的风电场开发则需另外讨论。

在这次的讨论中，会对传统化石能源附加的排放税（氮氧化物、硫化物等）、碳税等为风电场带来的潜在碳交易收入等均不列入考虑范围和模型计算。

综上所述，我们基本上定义了一些能被业内人士普遍接受的风电场开发建设和运行指标，以期达到对度电成本的计算更具有代表性和普遍性的目的。

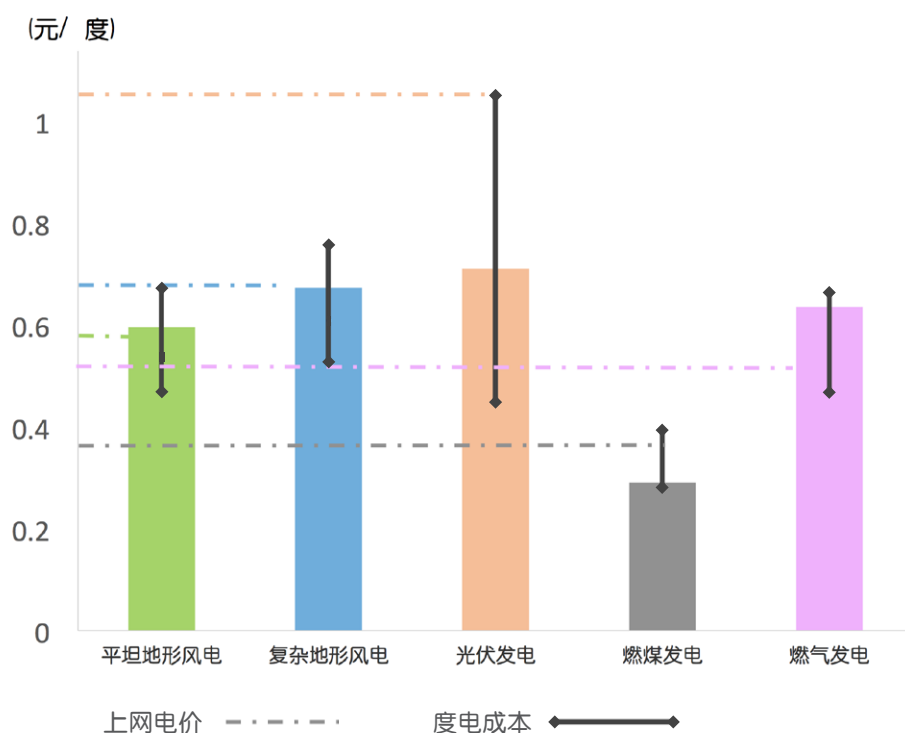
我们看到在平坦地形区域的度电成本波动范围大致在 0.471 元 / 度至 0.668 元 / 度的水平，如果按照等效满发小时数达到 1800 小时 / 年的水平，其度电成本为 0.596 元 / 度。

复杂地形区域的度电成本普遍要高于平坦地形区域，从前文中提到的几个重要的影响参数的讨论中也不难得出这样的结论，复杂地形区域的度电成本波动

范围大致在 0.531 元 / 度至 0.755 元 / 度的水平，整体比平坦地区每度电的成本要高出 6-9 分钱，如果按照等效满发小时数达到 2000 小时 / 年的水平，其度电成本仍为 0.608 元 / 度。

因为度电成本依旧是从国家宏观层面调控能源结构的重要参考依据，从上述风电的度电成本现状来看，现阶段陆上风电和众多传统发电形式相比是竞争力不足的。但也必须指出，我国现阶段风电场开发规模之大，方法之粗放，加上可预见的未来风力发电技术的不断创新和突破，机组质量和可靠性的提高，从业人员专业技术水平的提升等诸多方面，风电还有很大可以进步的空间。这些也正是后文中我们将一一讨论的。

中国陆上风电及其他主要发电形式度电成本现状



陆上风电主要假设条件

- A 50MW 项目规模
- B 资产财务周期 15 年
- C 设计生命周期 20 年
- D 满发小时数 1600-2300 / 年
- E 初始投资 7500-8500 元 / 千瓦
- F 资产价值在设计生命周期末为 0

全球陆上风电度电成本趋势





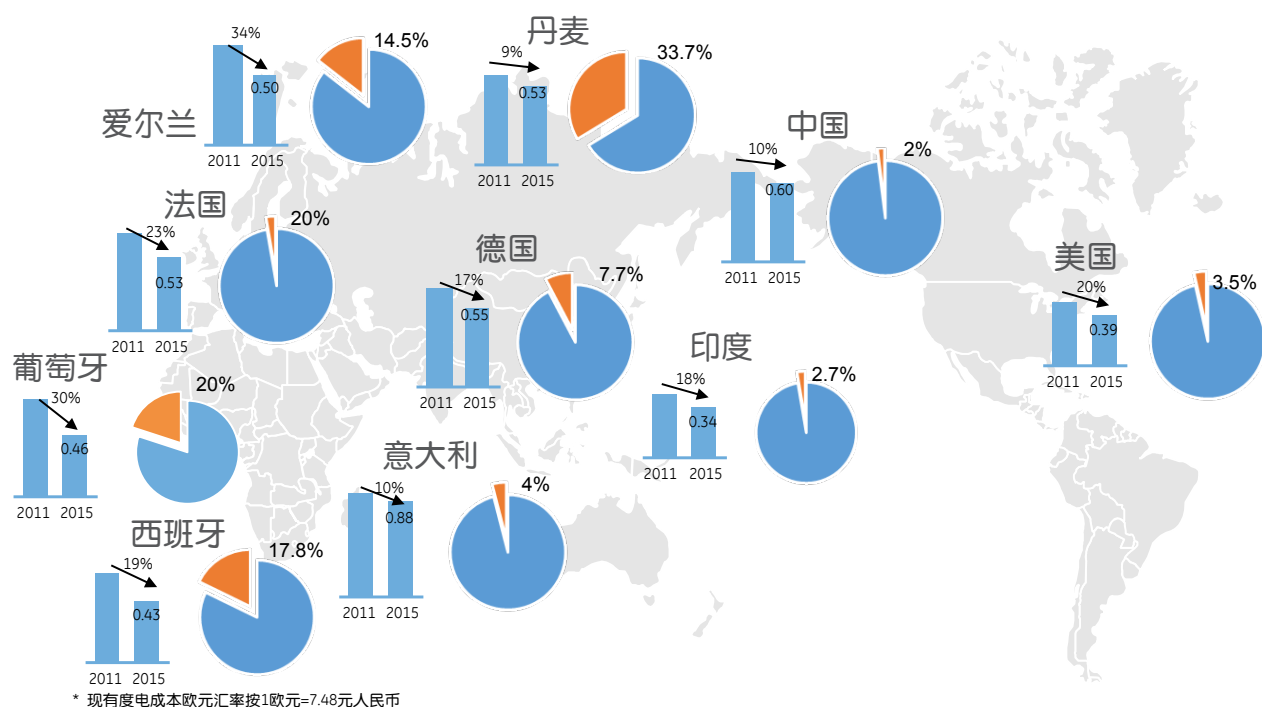
全球陆上风电度电成本趋势

和其他国家风电发展情况相比，我国现阶段陆上风电的度电成本和其他发电形式相比还处于一定的劣势，这也进一步解释了装机量在不断攀升、风力发电在整个电力供应中的比例却一直未有突破的原因。IEA（国际能源署）每五年会发布一份《风电技术路线图》的公开报告，在其 2013 年的报告中，就全球各风电重点区域的度电成本走势和未来预期做了阐述。国际能源署认为，可再生能源发电的成本竞争日益增强，期望其能够继续降低，从 2010 年到 2015 年，全球新建陆上风电场的度电成本下降在某些国家可高达 30%，2015 年至 2020 年间，国际能源署预测新建陆上风电的度电成本将有望再下降 10%。可见，度电成本水平是整个风电行业发展和突破的重要指标，在一定程度上也决定了该国家或区域风电所处的地位。

现阶段，全球各主要风电发展区域的平均度电水平，也是参差不齐的。一些国家和地区在过去五年内度电成本取得了显著的下降，从而也带动了风电在整个发电系统中的占比，比如爱尔兰、葡萄牙、西班牙、印度等。也有一部分国家和地区虽然在持续的降低度电成本以更有竞争力的姿态存在，但由于其他资源禀赋的差异，风电在整个发电体系中的占比并没有显著的提升，比如美国、德国、中国。

毫无疑问的是，在全球一体化应对气候变化和减排的今天，随着技术的不断进步、对风资源的认识更加深刻、管理水平的提升，风电的度电成本的下降还将有很大的空间去挖掘，竞争力距离其跻身主流能源形式指日可待。

全球主要风电发展区域度电成本、自2015年以来下降比例和2015年风电占总发电量比重*



按照之前我们对度电成本的定义，各个国家地区的风电开发形式、调度管理系统及运维服务模式各有不同，其呈现出的度电成本也将包括能影响其投资成本及收益的诸多方面，比如 ITC（投资税返还）、PTC（生产税返还）等，也就是说，单一以这个指标去横向比较各国家和地区还是有很大的片面性。但作为一种参考，尤其是在过去十年、五年里，拿一个国家或地区风电度电成本的发展趋势来分析，可以说还是非常值得借鉴的。

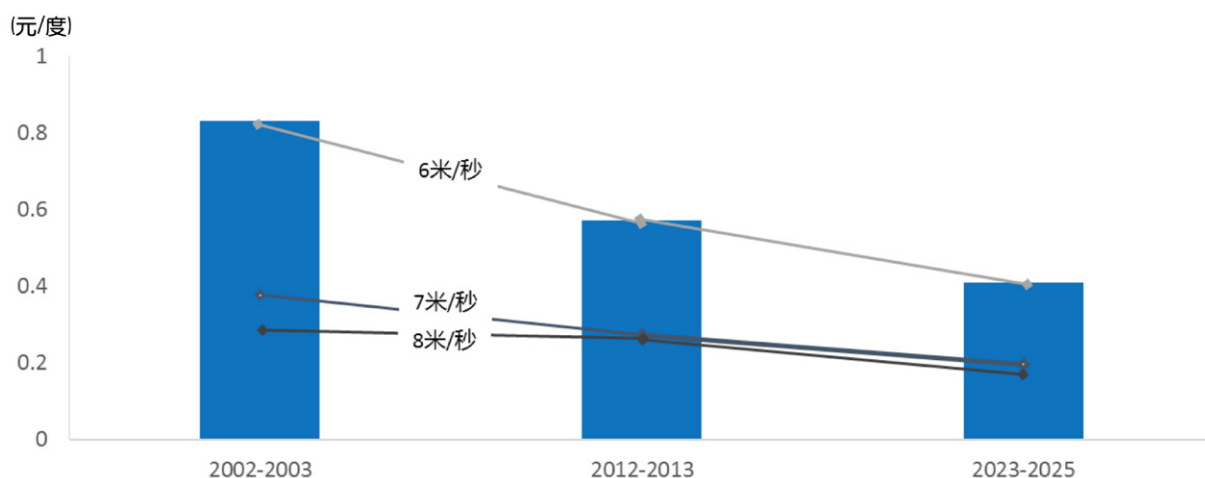
在这里我们拿美国为例，来看一下过去十年里陆上风电的度电成本降幅。

过去十年里，风电技术的飞速发展，尤其是更高的塔筒和更大的叶轮直径的应用，大大增加了风机的捕风效率，其发电能力提升带来的收益也在一定程度上抵消了风机造价上的涨幅，也使得更广泛的风资源利用成为可能，即风速更低的资源开发。在美国乃至巴西，我们看到个别项目的度电成本甚至可以低于 4

美分/度，相当于人民币 0.26 元/度。当然，这也在一定程度上归功于项目开发商在积累了一定风电项目运行经验后对购买条款的不断升级，比如更短、更灵活的交货期，更长的质保期和更多需要整机商担保的条款，更严格的运行指标保证，在这一切之上还会不断降低采购合同的最终谈判价格。还有一部分原因可以归功于融资成本的降低，随着风电开发成为主流并且有经验可循，加上相对平稳的发电税收返还政策一再延续，投资风险更明确，风电开发商如今的融资成本照比过去十年已有显著降低，这对于度电成本的计算来讲也是至关重要的一个参数。

GE 也就美国未来十年风电的度电成本做出了预测，考虑到更轻质的塔筒材料和结构、叶片技术的颠覆性创新、电气控制系统的进一步升级、传动链的载荷优化以及大数据在风电场整个生命周期的应用等带来的发电量收益还可以提升高达 25%，度电成本预计有望突破 3 美分/度，约合人民币 0.20 元/度。

美国陆上风电度电成本路线图



现有度电成本美元汇率按 1 美元 = 6.5 元人民币

2025 中国陆上风电度电成本路线图



2025 中国陆上风电度电成本路线图

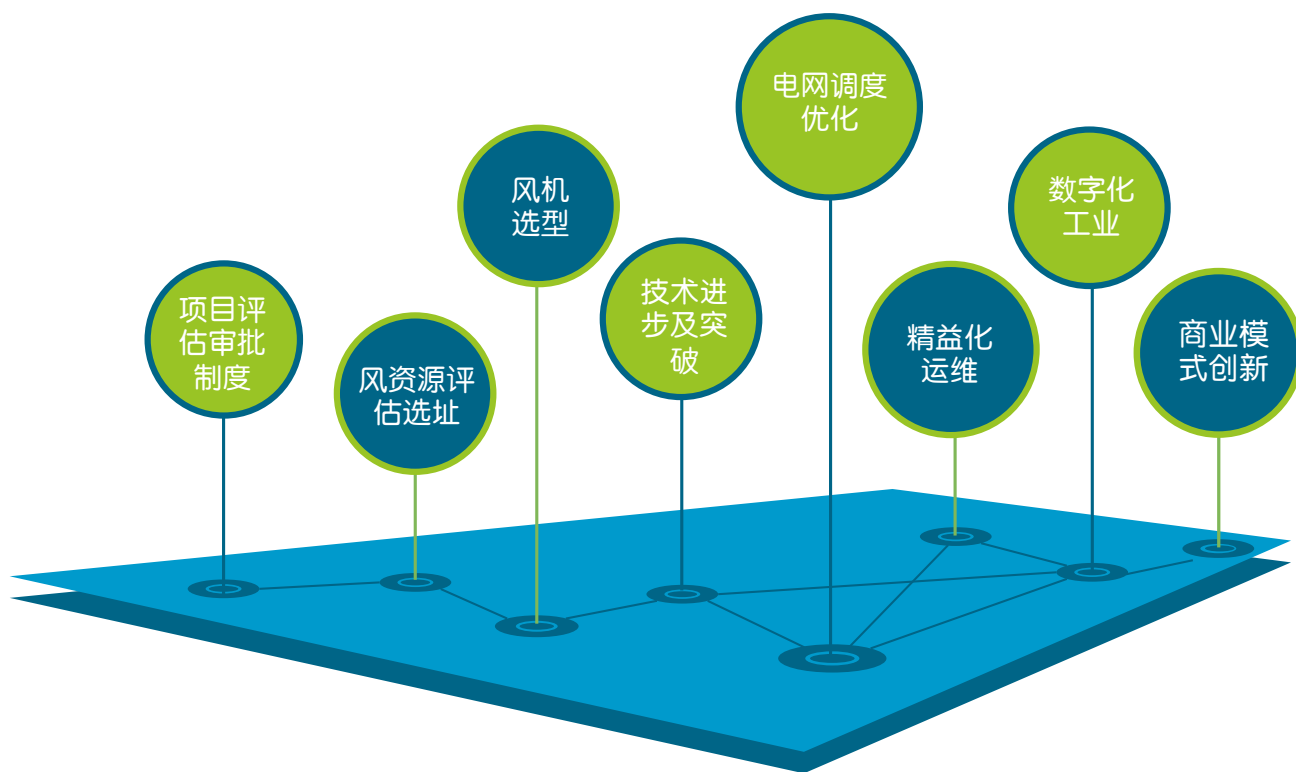
十三五期间能源规划的重点之一就是增大可再生能源在一次能源消费结构中的比例，并以最终和清洁煤的电价匹配作为发展目标。从前面的章节中不难看出，就我国陆上风电发展的现状，距离这个目标还有很大的差距。但不可否认的是，整个行业都在朝着这个方向努力。从风电发达国家的经验来看，持续降低可再生能源的度电成本是使其跻身一次能源消费主流最重要的途径。

过去十年里，我国可再生能源行业飞速发展，照比十年前在很大程度上已经降低了陆上风电的成本。但值得指出的是，我们看到更多的是从风力发电机组整机价格上、以及其带动的庞大供应链的材料成本下降，以及逐渐累积的项目开发经验带来的初始投资成本上的下降。当风电项目的开发向新的资源特性区域转移、风力发电机组要适应新的资源条件面临技术层面的突破时，整个行业面临的困局就变得尤为突出了。一方面，开发主体以丰富的项目开发经验为前提，对初始投资的预期使其一时很难接受在成本上的涨幅，上网电价的不断下调和弃风又增加了项目收益的不确定性，另一方面，风力发电机组整机厂商及运输公司、

吊装公司等面临着超低风速机组的设计生产、复杂地形带来的诸多运输安装等全新的挑战，激励的竞争使其为了能占有市场份额不惜牺牲利润甚至是在赔本交易，更不用说那些技术经验累积还不足的产品及服务还将面临开发主体需要其承诺一再延长的质保期和更严苛的合同追责条款等带来的成本压力。

诚然，任何一个发展兴旺蓬勃的市场都少不了由竞争带来的趋动力，但是，过度激烈且扁平化的竞争也并不利于行业长期健康的发展。这种由于产业链上游对资源获取的竞争引发的不断向下游施加的成本压力，导致下游产业无法保证其生存的合理利润、提供高质量的产品和服务，进而一步步危及到上游产业的收益，是行业最危险的信号。

我们认为，这种激烈且扁平化的竞争究其源头，主要还是对整个行业的运作成本认识不够深刻、清晰，上下游利润的合理分配才能在一定程度上推动产业的进步和持续发展。我们希望以度电成本这一个能对产业纵向概括且横向比对的指标分析，梳理未来十年中国的风电将走向何处，而作为这个行业的一分子，我们又做些什么。



项目评估审批制度

过去十年，我国陆上风电项目的评估和审批制度及流程已经逐渐系统完善，参与的开发主体也日渐丰富。从最初的资源区域“包干到户”指定几大传统发电公司在风电领域的试水，到“五大六小”开发格局的初显，再到如今从传统发电企业到独立发电公司甚至跨界开发商对风资源开发的百花齐放。从开发主体对项目前期工作的热情不难得出结论，对于风电乃至整个可再生能源行业来讲资源的获取才是最重要的。国家能源局每年将各地方报送的已核准项目清单公布，并明确项目执行期限，以享受上网电价的可再生能源补贴。冗长的报批手续和补贴发放的严重滞后和拖欠，不仅存在甚至愈演愈烈，让我们不禁反思，这样的评估审批制度是否还能适应中国风电未来十年大规模的发展。

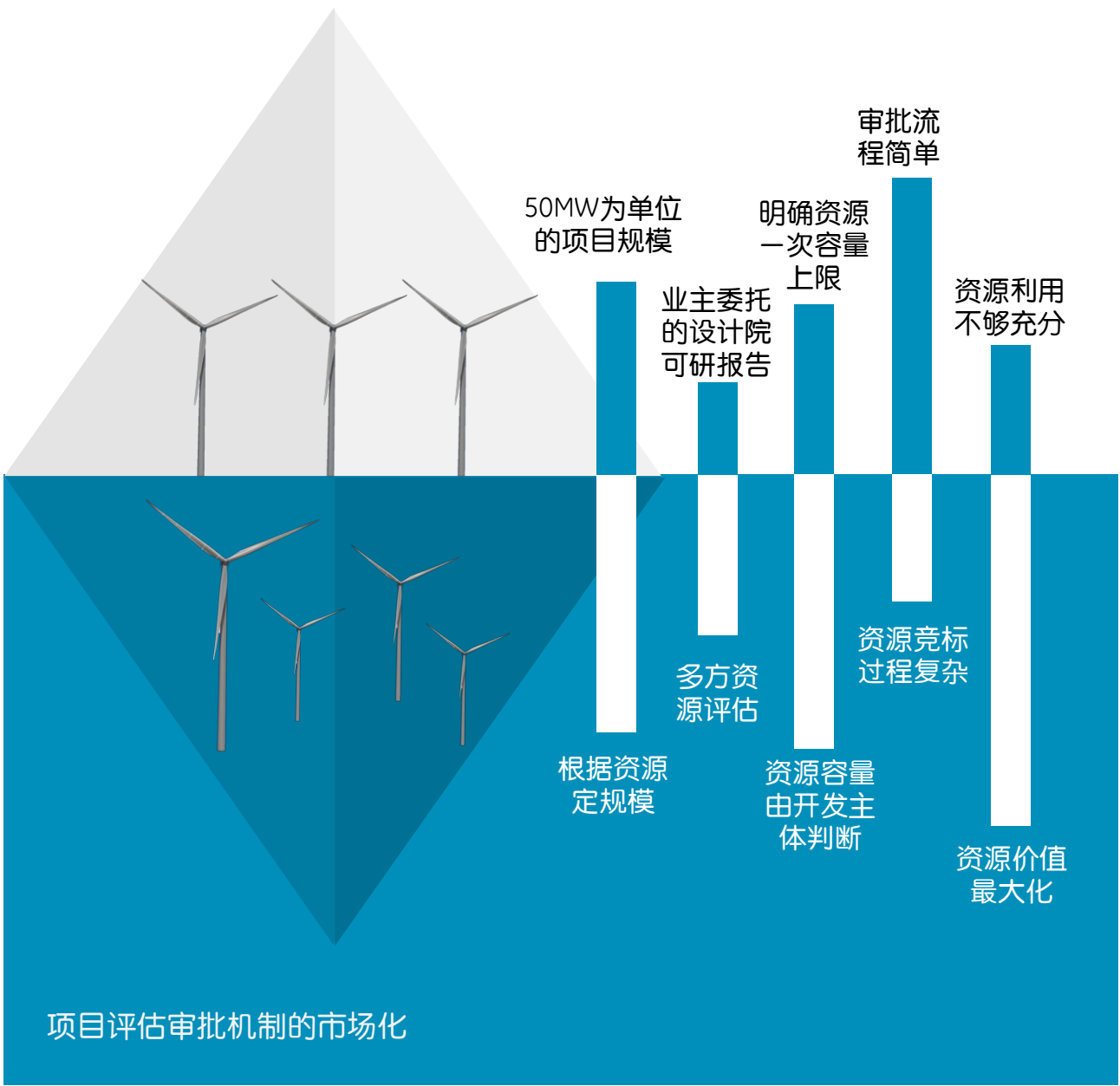
现阶段风资源的开发已大面积南移至内陆省份、东南部及西南部地区，资源条件既不如三北地区优越、地理条件又更为复杂，但由于地方审批权限的限制，我们看到新增核准项目中还是有超过 90% 的项目体量都是以 5 万千瓦作为单元报审的。开发主体会委托设计院就已有风资源的初步分析出具可研报告，并以此划定项目规模边界条件开始启动报审流程，一经核准后，项目体量甚至机位点位等都不能轻易更改，也就是说对这一划定区域内的一次资源容量上限已经划定，即使后期微观选址的方案改进、风机选型方案的调整、甚至是更好性能的风机产品在项目开发阶段推出有可能为其带来更可观的容量提升和发电量提升，开发主体为了避免核准后更改要进行的冗长手续，通常都会选择维持可研阶段的方案。而可研报告所要求的对整个区域风资源的理解、微观选址和选型方案的比较、投资回报的估算等都相当粗浅，甚至在很多设计单位都是套用现成的模板，为了尽早拿到资源开发权，开发主体依赖于这样仓促完成的可研报告报批项目。可想而知，依据这样的报告，会影响项目选址和选型，造成的是对投资收益的不确定性，更重要的是对资源利用的不充分。尤其在优质风资源越来越稀少的今天，项目可行性的评估呼唤更精益化的手段和流程以保证对自然资源获取的价值。

其实，放眼全球的风电开发市场，获取项目资源和审批的手段机制因国家政治体制和政策扶持的不同各有千秋，但最终目的无非是为了筛选出有能力、最适合的开发主体和开发方案保证其对资源的利用最优化，从而提供高质量、可靠稳定并且经济的可再生电源。

在风电开发市场化相对成熟的国家，有以电力采购协议 (Power Purchase Agreement, 简称 PPA) 为基准的开发主体之间投标竞争决定开发权归属，也有以类似房地产开发的土地拍卖形式的风资源区域拍卖决定资源所有权等。不管是哪一种市场化形式，各有意向的开发主体之间都潜在一种可被量化的竞争，也就是对同样的一块资源区域的判断。这样的好处是为了保证在对资源开发权的竞争中占领优势且明确日后的投资回报，开发主体会更注重前期对资源形势的理解，更全面且深入的评估项目的可行性和盈利性，不依赖于单一的设计单位提供的方案，而是寻求各种整体解决方案中的最优选择。同样，资源开发也可不再拘泥于审批等级所界定的容量权限，而是根据资源定规模，最终以对资源的最优利用、提供的可再生能源发电最经济有效为标尺。这样趋向市场化过渡的项目评估审批机制，在很多国家和地区被采纳，除了对资源的利用更为优化，也可以看到相比 5 万千瓦为单位对项目的评估、审批、执行成本来说，开发主体初始投资可以节省 2~3%。其带来的对度电成本的下降预计可以折合 0.9~1.3 分 / 度，而对于地形复杂、风资源条件欠佳的区域来说，度电成本的下降则更为可观，预计可达 1.5~2.2 分 / 度。



现有的风电项目评估审批机制



风资源评估选址

准确的风资源评估是风电场选址和选型的第一步，其准确性有赖于长期有效的风资源测量以及不断被校正的经验模型分析，尤其是应对风资源随季节、地理地形地貌、极端气象等因素影响较为严重的区域。对风资源的深刻理解可以有助于在风电场投入运行后设定更合适的控制策略、准确地预测发电量，从而大大降低由发电能力预测决定项目投资回报预期所带来的财务风险。

更好的理解风资源对风电场设计生命周期内表现的不确定性影响，首先需要经过长期验证的风资源数据本身作为输入参数。目前我国对于风电场开发前期测风数据的采集并没有清晰明确的要求，可能这首先要归咎于并没有一个开放的、精度足够高、网格划分够细致、与地形地貌气象等信息相结合的风资源数据库可寻。开发主体要根据经验在拟开发区域自己竖立测风设备，在对项目开发信心和意向并不明确的前提下，还要做到尽量控制前期开发成本。测风塔的数量有限，通常5万千瓦的风场，平坦地形立一座，复杂地形立两到三座，测风塔位置选择也多是根据经验判断。实地测风数据的收集通常在一年左右就开始编制可研报告了，而排除极端天气、大小风年、季节影响、测风塔本身的误差、数据采集的及时性等，这一一年左右的测风数据中的有效数据的比例就更加有限。在复杂地形风场还会存在建设期间对地形地貌的改变，比如场地平整、修建道路等导致的海拔和微环境粗糙度的改变等。风电场实际投运后长期的气象和风数据观测，发现风速、风频分布和规划设计阶段有出入的案例在我国屡见不鲜。

还有一些情况，项目前期竖立的测风塔就是日后风电场的一个机位点，在风电场建设期风资源数据采集中断，导致投运后相当长一段时间内都无实测数据可寻。投运后重新竖立测风塔时，位置选择又存在没有充分考虑上下风向、尾流等影响的情况，导致采集风数据的质量长期不全面、也不理想。

对风资源的粗放性观测、采集、整理、校正，就是对资源利用的不负责任。尤其我国风电开发正在向风资源条件更贫乏、地理及气象都更为复杂的中、东、南部地区转移，对风资源准确、有效的评估对于保证开发质量来说显得特别重要。近几年，我们也看到有一些地方性的风资源数据库在逐渐成型，有的是气象部门主导的一些地理信息系统的整合，有的是民间资本的市场化行为。这些数据库除了上面提到的地理气象信息以外，还会增加更多可供参考的维度，比如离地面不同高度的风资源图层以适应越来越高的风机轮毂高度选型、剪切、湍流强度、空气密度、温度、极端天气等信息。不管是什么利益驱使，逐步实现一个高精度、高可靠性、信息集成的风资源库对整个行业向前推进都是利好的。

更准确有效的风资源评估，可以积极的影响在风电场规划、选址阶段的对风电场发电能力的判断。仅由于风资源评估的不准确对年发电量预期的影响就可在 $\pm 1\%$ ，因此，更精益的风资源观察和评估预计可以带动度电成本下降0.4~0.6分/度，而对于山地、丘陵等风资源条件更为复杂的区域来说，度电成本的下降则更为可观，预计可达0.5~0.7分/度。

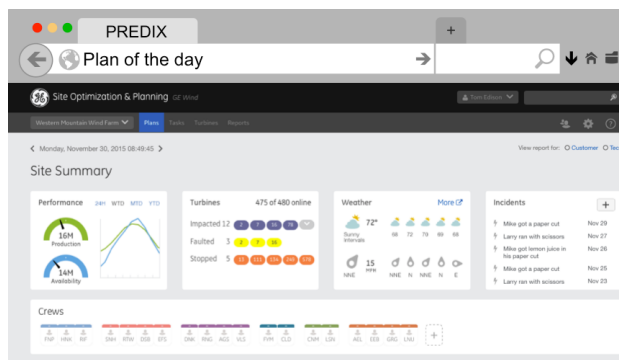
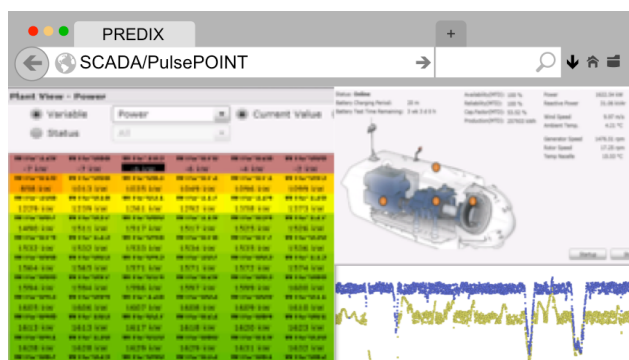
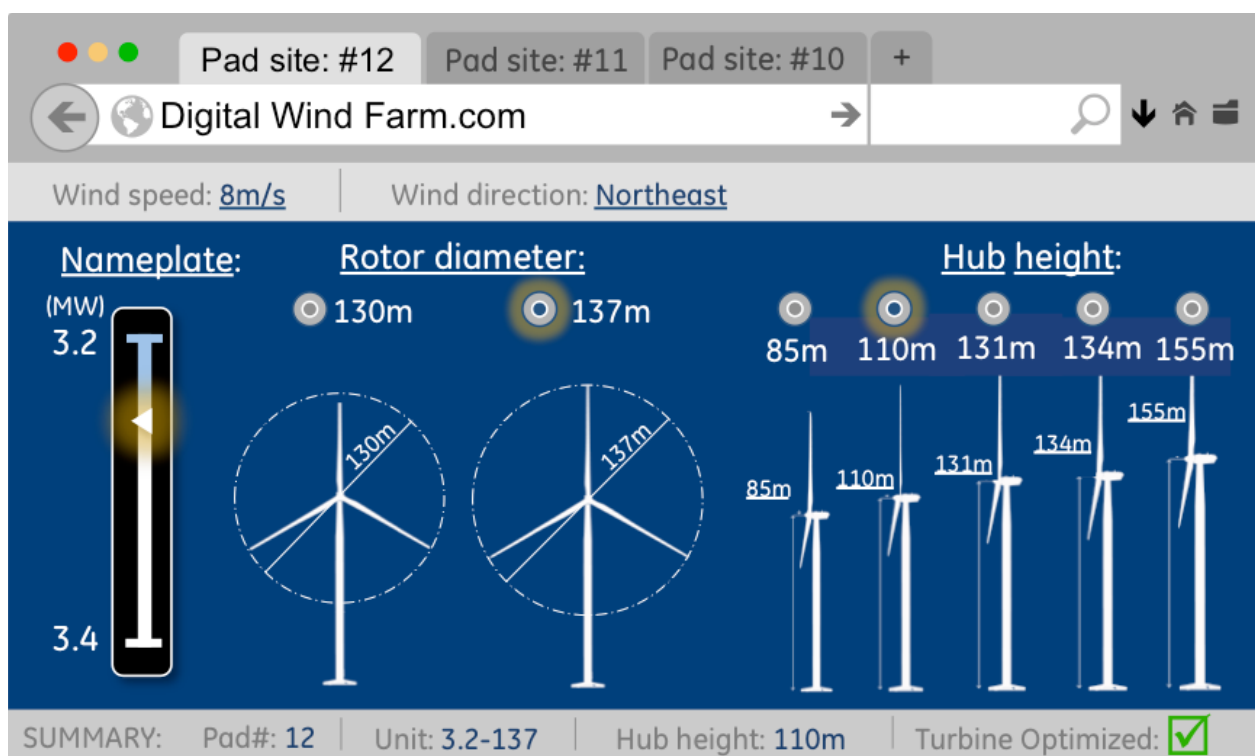
有了详实的风资源数据就可以做好发电量预测了么？显然还远远不够。搞风资源的人都知道，风资源是靠天分，微观选址才是后天的培养，两者缺一不可，才能实现风电场的最优资源利用。



微观选址目前主要依赖于仿真计算模型，早年的微观选址模型大多以平坦地形、地表粗糙度较低的风电场为基准，在如今的风电开发形势下已不能满足要求。近年来，对于微观选址模型的不断修正、升级也成为对风电行业投资的热门，人们越来越多的意识到它的重要性。如今主流的微观选址模型除了可以把地形地貌的差异性予以修正，就一些极端情况，比如台风、覆冰、高海拔等也可做出相应的模拟，校验不同机位点的载荷图谱、尾流影响等，以期最真实的还原整个风场的发电能力。GE 的数字化风场解决方案中就

有对微观选址模型的全新定义，利用数字双胞胎技术，结合模块化风机的设计，从微观选址方案上的改进就可达提升高达 5% 整场发电量的效果。

我们有足够的理由期待在数据分析技术飞速进步的未来十年里，微观选址模型也将迎来它的自我超越，除了模拟更接近真实场景，还可以自学习优化方案，为风电场规划设计带来 0.5~1.5% 的额外收益，尤其对于现在让人头疼的复杂地形低风速风电场规划选址，预计可带动度电成本再下降 0.8~1.1 分/度。



风机选型

微观选址与风机选型的合力，就是把最合适的风机放在最合适的机位点，可以达到事半功倍的效果。

我国目前很多风电场规划开发阶段的选址和选型都是以可研阶段设计单位提出的方案为基础（整场容量、机位点选择等），由整机厂商提出具体可选方案，开发主体单位在整机招投标过程中评议并最终确定的。由于招投标这个机制的局限性，微观选址和风机选型方案的优劣评判在很大程度上是受投标价格左右的，即使开发主体深知这一点，也很难有其他量化指标可衡量。

因此，我们想就目前这种评价机制可能会忽略的风机选型带来的影响提出几点粗浅看法，以期在未来通过业内对其认识的不断深刻、评选机制的改进、新评价指标体系的引入等逐步完善，带动行业良性发展。



首先，风力发电机组都有其设计的适用条件，载荷、出力、切入/切出等控制策略，作为空气动力学、材料学、机械结构、电力电子等多学科应用高度集成的一个产品，它的“出身”可以说在设计出厂那一刻就已成定局。如果说它能适应非常广泛的运行条件，那只有两种可能，一是过度设计带来的成本上的提升以满足更严苛的运行条件，二是长期疲劳运行以牺牲其自身的使用寿命甚至安全性为代价。但我们知道，风电场不同机位点的风资源和地理条件确是有差异的，这点在复杂地形风场更为突出。如何能让同样的一款风机适应 20-30 个机位点的运行特征，除了前面提到的微观选址的机位点的优化以外，风机本身控制策略的先进性在这里就将发挥其重要的作用。整机厂商是否有技术储备和应用能力将每个点位风机的控制策略“定制化”，并且让它在真正的风资源环境中自学习、不断优化参数设定，达到安全、出力、寿命的最佳平衡，才是选型评价的关键。

其次，功率曲线是风机的“毕业成绩单”，也是选型评价时判断其发电能力的重要依据。事实上，目前很多拿来投标的风机功率曲线都是设计的静态功率曲线或者经过模型计算模拟的动态功率曲线，可以理解这些都是在学校里模拟考试的而不是参加统一高考的成绩单。通过满足测试标准的现场实测校正过的动态功率曲线，甚至可以给出不同空气密度、湍流强

度情境下的差异，才能够提供更为准确的发电能力测算依据。而几乎所有我国本土整机厂商都还不能提供出这样的功率曲线文件，这也正是造成目前很多风电场投运后的实际发电量与设计发电量误差可高达 $\pm 10\sim 30\%$ 的原因。开发主体为了规避对发电能力预测不准确带来的风险，只能粗放的通过放大折减系数的手段得以补偿。展望未来的十年，随着风机型式认证等的不断推进，实测功率曲线也应该积极纳入对风机的性能评价体系，以反映其最接近真实的发电能力，同时也为风机选型提供切实的依据。

最后还想强调的一点，微观选址和风机选型也是个有舍才有得的博弈过程，放弃个别资源条件很差的机位点，采用单机大功率的风机或更高的轮毂高度在资源条件好的机位点，节省初始投资阶段个别机位点的投入成本，还可以把钱花在刀刃上，让资源条件好的机位点多发电，实现整场收益的最优化。以一个 5 万千瓦的风场为例，如果舍弃三个资源条件最差的点位，将其他 22 个机位点 2.0 兆瓦的风机替换成 2.3 兆瓦的风机，就可以节省达 $\sim 5\%$ 的整场初投资。

风机选型的关键最终是为了达到整场发电能力的最优化，即使对于开发经验相对成熟的平坦地形区域，上述选型策略可带来的发电量都有望提升 2%，对于复杂地形区域更是有 5% 的发电量提升空间，预计其带动的度电成本下降空间可达 3.1~7.0 分/度。

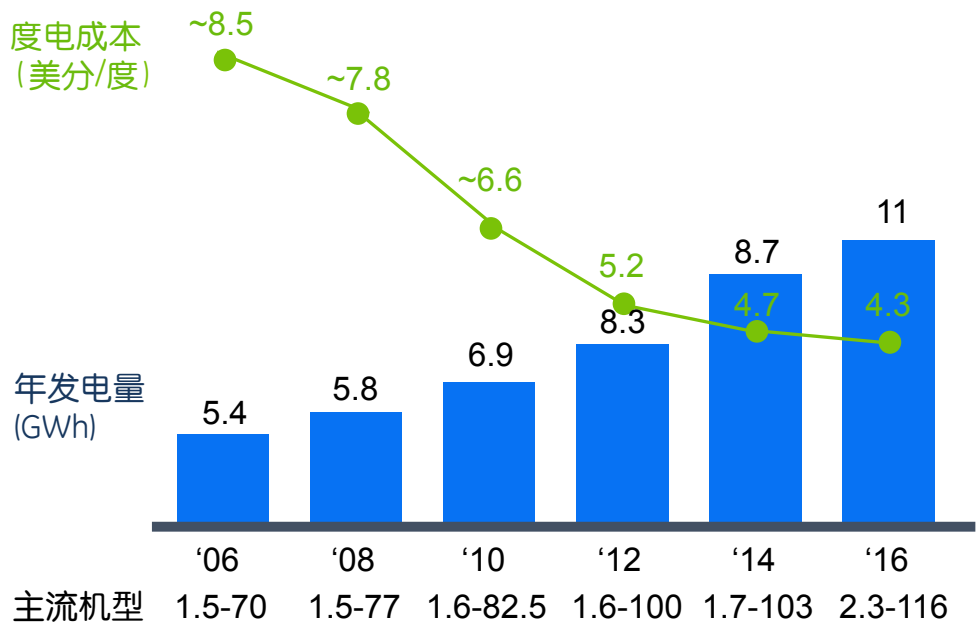
技术进步及突破

过去的十年里，风电领域的技术进步和研究成果已经很鲜明的体现在了风力发电产品的更新换代和其度电成本的走势上，甚至可以说度电成本的竞争力很大程度上依赖于技术进步。

据 GE 的统计，2006 年美国主流机型 1.5-70（额定功率 1.5 兆瓦，风轮直径 70 米）能够达到的度电成本大约在 8.5 美分 / 度（约合人民币 0.55 元 / 度），2016 年的主流机型 2.3-116（额定功率 2.3 兆瓦，风轮直径 116 米）同时实现了风轮直径、输出功率以及容量因子的飞跃式升级，其能够带来的度电成本比十年前减少了一半，大约 4.3 美分 / 度（约合人民币 0.29 元 / 度）。

未来的十年，我们可以预见到的风电领域的技术投入将比过去十年的两倍还多，除了更多新的风力发电产品问世以满足不同资源条件的项目开发之外，更多的是在旨在通过不断降低风电的度电成本以提升其在各种发电形式中的竞争力，从而跻身主流能源形式。

美国风电主流机型度电成本走势



技术进步及突破

- 更长、更轻的叶片
- 模块化叶片
- ecoROTR涡轮导流罩
- 更高、更轻、更易安装的塔筒
- 一体化传动链
- 控制系统
- 碳化硅变频器
- 超导发电机
- LiDAR测风

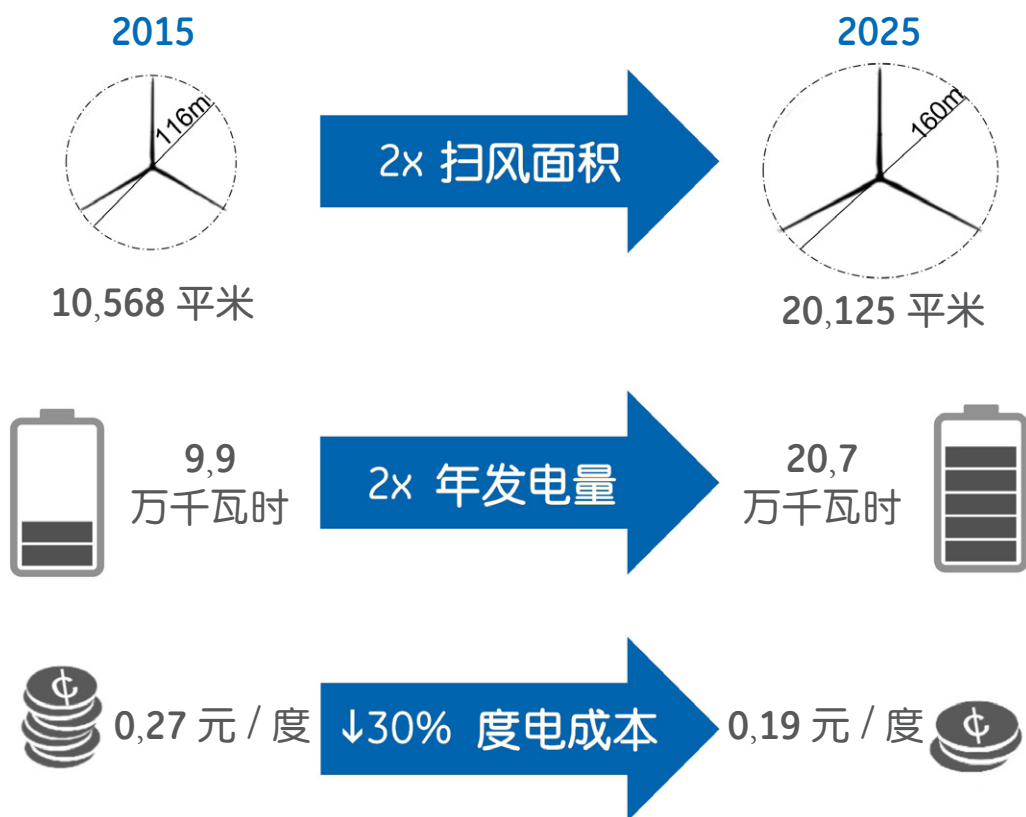
更长、更轻的叶片

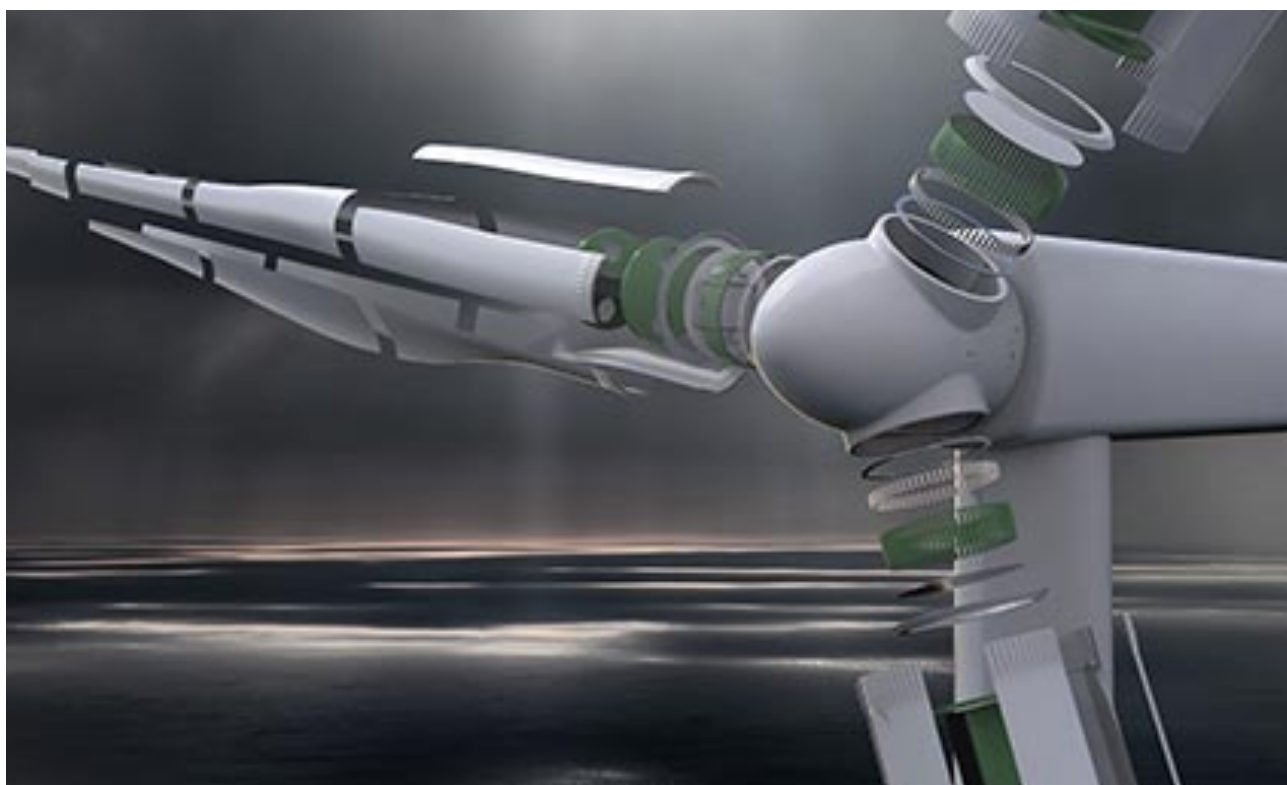
随着风资源的开发不断延伸向更低风速的资源区域，通过增大单位千瓦的扫风面积来捕捉更多的能量，是显而易见的技术发展路径。

过去十年里，主流风机机型的风轮直径增加了 70%，单机额定功率也增加了 50~100%。空气动力学和材料科学的进步促进了对叶片翼型的优化，使其捕捉风能的效率更高，载荷对其结构应力的影响也可以更均匀的分布，材质可以更轻从而降低对整个传动链的荷载。

不仅是放眼未来十年，其实对于适应低风速的风机开发已经开始面临了向更长叶片、更高轮毂高度的追求。如今低风速风机的风轮直径平均在 116 米，预计十年后风机风轮直径将达到平均 160 米，扫风面积可以增加一倍，年发电能力也可以提升一倍，度电成本可以下降 30%。

除了叶片翼型和结构上的优化，业界也在积极研发许多气动附加组件提高风机的能量捕获。比如 GE 研制的涡流发生器帮助气流贴近叶片表面流动，使扫向叶片根部的气流更多地参与发电，这项技术可以提高年发电量 0.5-1%。GE 在 2013 年还验证了叶片弦翼扩展 3.5 米的技术，有助于提高年发电量 0.5-1%。注重性能的同时，也保证叶片的单点起吊，帮助客户在安装过程中降低成本。





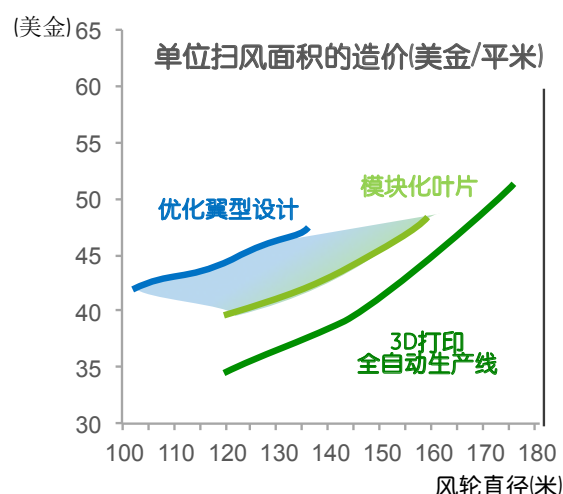
模块化叶片

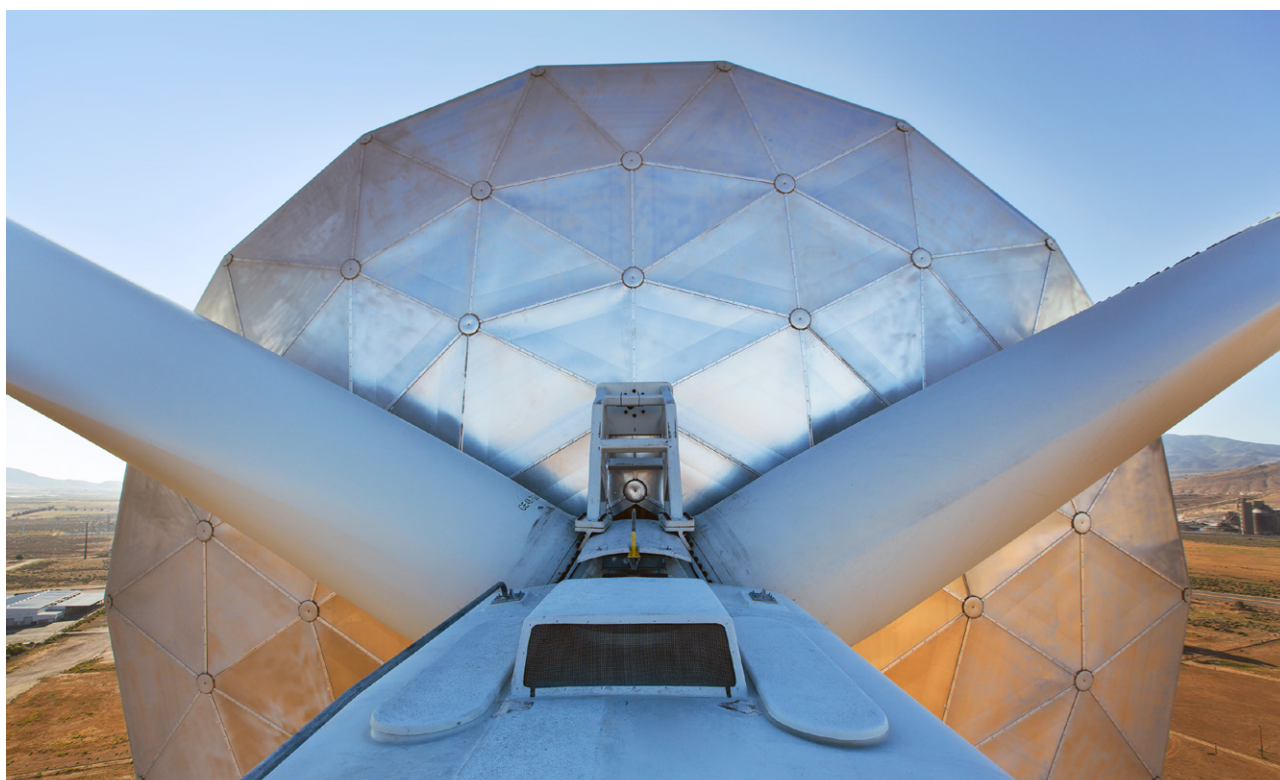
除了设计,叶片的制造工艺水平、运输等带来的成本最终要需要度电成本来埋单。随着叶片翼型结构的复杂化,长度又在成倍数的增长,对生产工艺和质量提出了相当严苛的要求,而叶片的质量对于保证风机稳定可靠运行又是至关重要的。超长叶片在复杂地形的风场运输、吊装等也是开发主体将面临的一大难题,不仅是为其修路、堆放、吊装等带来成本的增加,还需要考虑安全的隐患等。正是基于此,模块化的叶片技术应运而生。可以试想,把一根长近 80 米的叶片分段制造,然后好似搭建乐高玩具一样把它们连接。对于叶片生产线的初期投资可比传统叶片厂节省 50%,产能却可以提升四倍。不管是从生产工艺流程的简化和出厂质量的保证,还是运输、安装的便捷,都将是颠覆整个叶片产业的技术突破。

模块化叶片的关键技术是平直翼梁,叶梁接口,外壳的连接,根部技术等。模块化叶片提供了可扩展的叶片架构,可实现更低成本的叶片生产,运输。制造过程的最后阶段可以在安装点附近进行从而允许叶片制造分布到全国各地。

更有研究人员提出,随着材料技术的瓶颈被逐个突破,未来可将 3D 打印技术应用到叶片的制造流程。GE 已经在航空发动机和燃气轮机的某些涡轮叶片制造上实现了 3D 打印的应用突破,有望将其延伸到更多的应用领域。

在模块化设计的基础上,全自动化监控、工业机器人值守的生产线,已经在诸多工业制造领域应用,将大大增加对叶片模块出厂质量和标准化的把控,单位扫风面积成本有望再降低 10%。





ecoROTR 涡轮导流罩

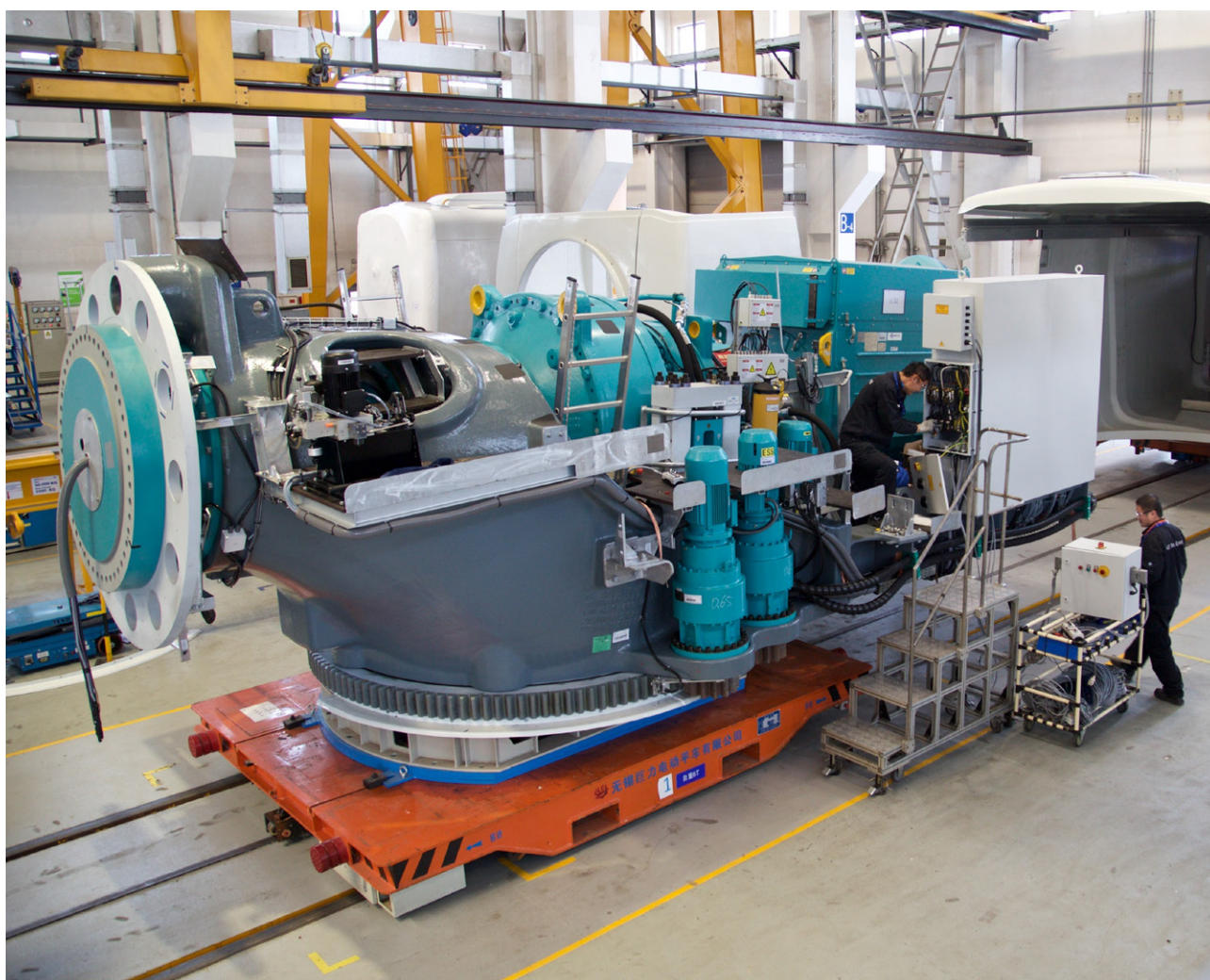
除了在叶片本身下功夫，人们也在尝试从其它结构上的改进和创新来增加捕风效率。传统的风机叶片设计在叶根部几乎是没有翼型的，以对抗荷载的分布和保证机械结构的稳定。GE 全球研发中心提出的 ecoROTR 涡轮整流罩是一个将一个半球型导流罩置于叶轮前方，以便将风推往远离叶根的、有翼型的、捕风效率较高的部分，从而使更多的能量得到捕获。EcoROTR 也可减少风轮叶片的大小。2015 年春天，GE 在特哈查比的风能检测中心试验 ecoROTR 技术，科学家们认为，它能够使未来风力发电机组性能提升 3%。

其实很多独立的研究机构也都在试验尝试新颖的导流方式和捕风结构甚至颠覆了叶片这样的形状和形式，但其目的最终都是一致的，为了能用更少的材料捕捉到风中更多能量。



空间框架塔 (Space Frame Tower)

空间框架塔对运输条件的要求低，组件可用标准集装箱运输，可现场组装，螺栓无须定期紧固，更便利的安装和拆卸，塔架大大减少了所需钢材用量，降低生产成本。空间框架塔是模块化的，结构简单、标准化程度较高，标准的卡车可以运输，在项目现场就可以完成从无到有的钢架组件和围护结构的整体搭建，解决了传统刚性塔筒运输的不便和高昂的成本。空间框架塔的底部结构比传统刚性塔筒更为宽敞，风机的各类辅助设备可以更安全的搁置，甚至也为检修人员提供了更良好的工作环境。更重要的是，空间框架塔还可以做得更高，捕捉更多的风能，提高风机性能并降低成本。



一体化传动链

基于平台的风机设计理念在未来十年风电技术的发展中依然将享有主流地位，之所以这样说，是因为成熟的风机平台有更高可靠性的保证，零部件的一体化集成也有更高的契合度。基于成熟平台开发的风机产品，可以共享超过 50% 已经过实践检验的核心零部件，相较于全新的产品设计，可以从根本上控制产品更新换代的成本。而目前，工程技术人员们把目光放在了如何用更先进的模型计算和结构设计来完成颠覆性的一体化齿轮箱发电机传动系统。一体化的传动链不仅可以大大减少机舱内的大型部件尺寸和材料成本，也提供了更高的可靠性和成本下降空间。如果可以产业化量产，相较于传统的传动系统，乐观估计可以达到近 50% 的成本下降空间。

控制系统

我们设计的风机需要 15-20 年的寿命以承受疲劳载荷和大风强加于部件的极端负荷。让风机能够承受极端载荷的冲击，我们或者添加更多的材料，或使用智能控制巧妙化解。

风机控制器确保风机转子以恒定速度旋转抵御湍流的变化。做到这一点，风机控制器要使用所测量到的转速信号以控制叶片的桨距角。控制器增大或减小桨距角使叶片从来风中捕获更多或更少的能量。因此，转子旋转更快或更慢。要做到这一点，控制系统的响应速度必须迅速，甚至比系统的物理速度更快。这些物理速度包括风的快速变化，以及叶片、塔架的固有频率等。保证可靠和安全运行，控制器必须以每秒 100 次的速度感知、思考和行动。

控制技术的强大之处在于它从根本上改变了系统的行为。先进的控制能使风能行业设计出具有更高功率和更低材料成本的风机。解决这个问题的关键是要获得关于风机复杂的物理知识，并将之写为控制算法，从而使更多的能量从风力中捕获，同时降低由风速的变化引起的结构载荷。

控制系统是风机的大脑，它根据测风数据的输入、传感器三维的监测等判断应该给予风机在当下时刻的控制指令，过去的十年里我们看到业界领先的风机整机商已经将控制系统一再升级。今天风电领域最先进的控制系统是在基于物理模型的实施控制基础上，加入风机级别和风场级别的数字化镜像模型，实现数字影射控制，全面优化个体风机及整场的运行。在前文中我们也提到，风机物理部件的性能在设计阶段就已锁定，控制系统才真正决定了风机安装后，在风场每个机位点面对各种气象气候条件考验时的表现。控制系统不只是输入信号和输出指令这样的计算方法，而是对于空气动力学、流体力学、机械、材料、电力电子、数理统计等各学科的深刻理解和高度集成，我们预计未来十年在控制系统升级上的投入将是过去十年的五倍，甚至更多，数字化的飞速发展也将助力控制系统的新高度。





人类的历史是个控制的故事。随着蒸汽机的发明，我们正式步入了工业化时代。在机械化的时代，我们学会了如何控制能源，如蒸汽。在电气化时代，我们掌握了如何更准确地控制利用不同形式的能量。在数字时代，我们正在学习如何有效地控制信息。GE 正在开拓的工业互联网试图将全球数十亿机器连接在一起，释放数字化资产的潜力。

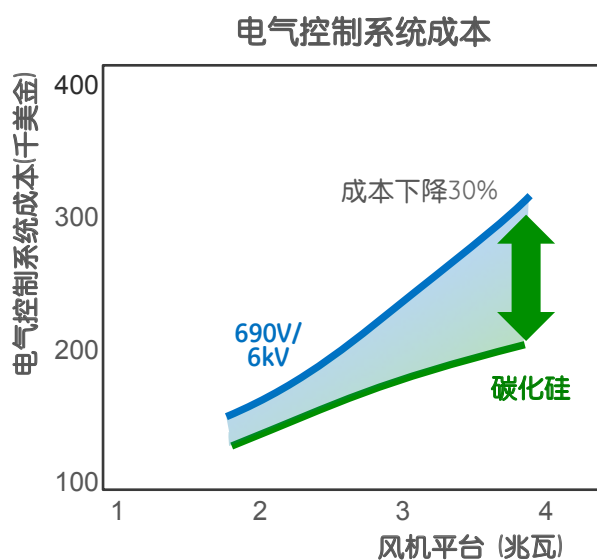
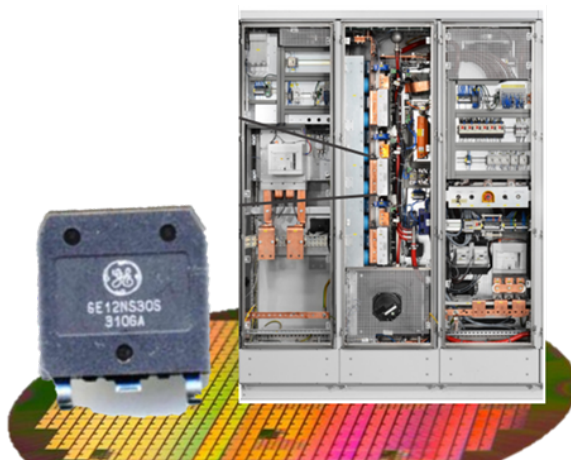
我们正在开创控制的新时代。新一代的控制器，不象传统控制器那样一个控制器上只能运行单一的应用进行实时控制。我们可以有几十个应用程序同时运行。如嵌入详细的工程知识的数字双胞胎，决定运行资产的最佳方式的实时优化等。这类应用程序需要更大的计算能力、灵活性和联接性能。为了使这些先进的功能纳入新的控制平台，我们打造了工业互联网控制系统，其中的核心技术是控制器虚拟化技术。我们采取当今多核 CPU 技术有效克服目前控制平台的约束。该控制器可以直接连接到工业互联网上，得到实时市场数据和预测。工业互联网控制系统让我们能够远程更新控制软件，甚至可以做到机器运行中实现软件更新升级服务。

如此先进的控制系统对黑客来说是个诱人的目标，所以我们必须同时开发出多层网络安全技术，保证硬件层、软件层及云端的信息安全。这才是未来的智能控制系统，控制器拥有更强大的分析计算能力，再加上整个工业互联网的平台支撑，让数字化的工业资产得到互联和效率的升级。



碳化硅变频器

采用碳化硅 (SiC) 模块技术的新一代变频器，实现快速平稳启动风机系统、延长设备使用寿命的同时，还能节省进线电抗器和制动电阻等一些辅助部件，整个电气控制系统的成本预计可下降 30%，由于节省了传动系统的安装空间，散热需求也随之降低了，安全性得到了更高的保障。





超导发电机

在大功率机组开发方面，由于永磁发电机存在自重问题的限制，所以有不少业内人士看好超导技术在风电领域的应用前景，认为这是开发更大功率机组（单机功率 6MW 以上）的唯一途径。高温超导材料的研制和产业化将起决定性作用。超导发电机的转子线圈安装在真空环境中，使用压缩氮气控制在 77K 临界转化温度以下，实现转子超导状态。超导体的零电阻特性可以在一定程度上解决发电机散热问题，可以大幅提高发电机功率密度，比传统永磁发电机提升可达 50%。但由于系统的复杂性，也会对机组可靠性和后期运维成本提出挑战，这些都将是未来十年里不同技术流派不断发展创新中亟待解决的问题。



LiDAR 测风

未来物理 - 数字融合的结果是更智能的控制系统。激光雷达是一种遥感技术，它通过用激光照射目标和分析反射光测量距离。激光雷达可以安装在风机顶部用来测量风速和风向。在风到达风轮之前，激光雷达可以精确地感知、分析和预测风速和风向的改变，这使得控制系统可以及时调节桨距角和偏航角，风轮的旋转速度，捕获风中更多的风能量，减少载荷和叶片及齿轮的磨损。

激光雷达技术在军事领域的情报观测上应用已经很成熟，预计未来十年在风电领域也将大展拳脚。除了观测数据的准确性比传统的二维的风速仪更高之外，结合先进的计算流体力学模型，可以将复杂地形、已建成风电场的风况模拟的更真实，进而对湍流、尾流的预测和控制也会更加精准。

技术前沿储备



可再生能源



先进机器人



3D打印



先进材料



知识自动化



物联网



储能

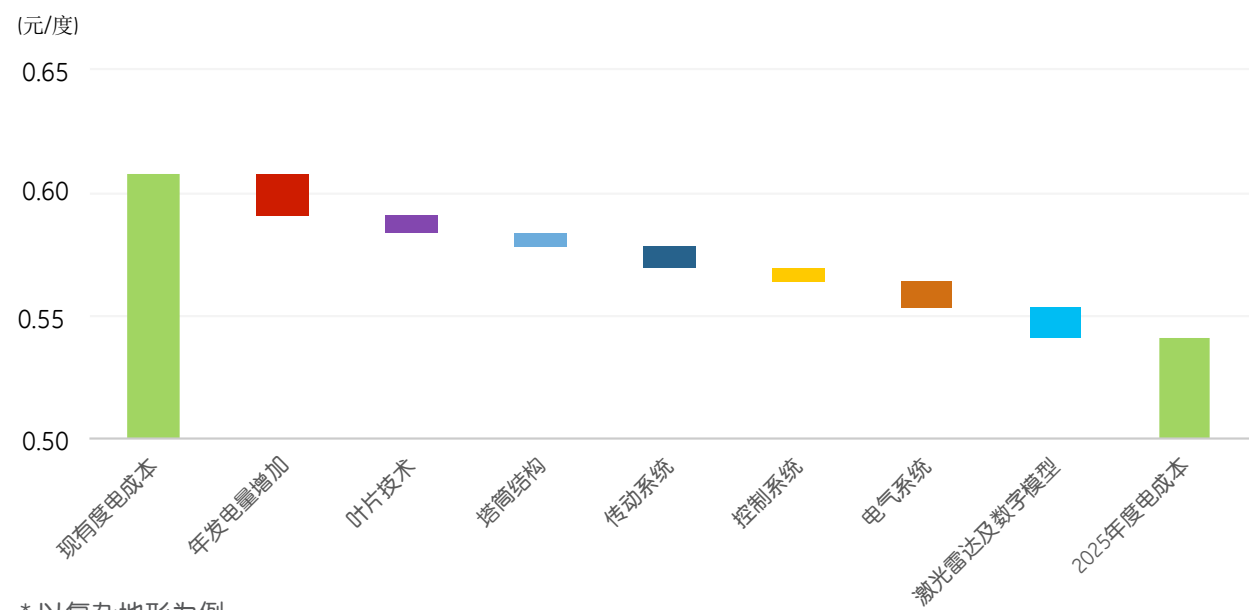


移动互联网



云计算

技术进步和突破带来的度电成本下降 *



* 以复杂地形为例

除了上述提到的研究和产业应用将对未来十年风电技术产生质的飞跃，前沿技术的储备和基础学科研究的投入也将带动产业的升级。未来的十年，由于技术的进步和突破使得更多的风资源可以被高效的利用起来，风力发电机组对于风能转化的效率也得到提升，即使某些新技术的产业化应用在初期内会对风电场的投资成本带来一次性提升，但是在项目生命周期里，它带动了预计 5~6.7 分 / 度的度电成本下降。

电网调度优化

由于风资源的自然属性和现代社会城市及社区发展的规律，风电场必然是远离城市及用电负荷中心的。输配电网的规划进度、容量如果不能和能源设施、负荷中心的建设相匹配，就会造成系统性的资源浪费。我国三北地区严重的弃风限电情况已经为整个行业的发展敲响了警钟，国家及地方层面也纷纷出台管理条例及办法解决这些问题。除了从大局出发的基础设施规划之外，我们还希望谈几点现在电网的运行调度是如何具体影响到风电度电成本的。

首先，我们必须承认可再生能源发电在一次能源结构中的比例逐步提升为电网的运行提出了前所未有的挑战。全球的能源格局都在呼吁未来 20 年里可再生能源发电的比例将翻两番，甚至有些国家提出 100% 可再生能源发电的发展目标，这也意味着输配电网不能再墨守成规以传统化石能源调度运行作为基准，而是必须为了迎接这样的能源革命投入更多的努力，建立全新的行业准则。增加系统内电源的调节灵活性（已有的电源和新增的快速调节电源）、适应可再生能源占比逐步增加的输配电模型的校正和提高线路利用率（dynamic line ratings）等，这些措施可以增加电网对可再生能源的接纳能力，减少弃风弃光，有效地促进可再生能源的利用效率提升和度电成本的下降。

其次，电力交易的市场化进程也将将在未来十年彻底改变过去风电场发电被动调度的运行模式。风电

场会通过不断进步的风功率预测能力提前申请能够参与交易的电量和品质，相邻调度区域、跨区域之间的相互合作和协调调度，根据系统的整体运行状况进行最优电力交换、共享调节容量和备用容量，或者设定更频繁的交易时限来降低供应和消纳的不确定等手段，都可以优化电网的资源配置和提高电网消纳可再生能源的能力。北欧电网运营商利用整个北欧的电网覆盖及平衡丹麦的风电和挪威的水电，使风电在这个区域的消纳比例可高达 30%。美国的独立系统运行商（Independent System Operators, ISO）采取的就是每天、每小时及每五分钟相结合的竞价上网模式，增加其调度的灵活性，也降低其运行调度的风险。不仅消纳比例增加了，更保证了风电机组在满发时段发电的消纳，大大提升了发电成本的经济性。

最后还想提到的一点是，电网自身的运行水平和应对波动的弹性也会对风电场的运行维护造成影响。在我国西北部电网就出现过大规模的同步振荡，导致风机大面积脱网。区域电网运行的异常扰动会造成风机跳机、变频器烧坏等现象，对现场服务维修提出挑战，同时也影响机组的可利用率。为适应在电力结构里日益增加的可再生能源在电力结构里的消纳，电网系统对薄弱环节的修复和系统完善方面也需同步开展。

电网的运行和调度是涉及能源安全和能效提升非常重要的一环，也是可再生能源在未来发展的保证。随着电力交易透明化、市场化进程，运行机制的完善，辅助服务市场的建立和完善，传统能源电厂调峰能力的提升，灵活调节电源的增加（如燃气发电机组等），储能技术的成熟，需求侧响应的发展，电网运行的优化对风电度电成本的影响鲜明可见，预计 2025 年由全新的电力调度技术和行为带来的度电成本下降空间可达 2.5~2.9 分/度。



精益化运维

很多关于风电场运营维护的讨论中最后都会绕到如何降低运维成本上，不管是尽可能少的更换零部件、还是希望提高其两次检修之间的间隔时间等。事实上，维护一台风机就跟维护一台汽车一样，不按时定期作保养，也许会节省维护成本，但故障发生的频率会增加、安全性能会降低、油耗也会更高。任何风机的设计使用寿命都以遵照维护手册的检修为前提的，提前支付其疲劳成本必将在其寿命的后半程体现出来，比如安全隐患加剧、故障更频繁、发电能力的锐减等。

风电场需要更精益化的运营维护投入，才能实现其在生命周期内安全稳定的运行和良好的发电能力。随着传感检测手段的进步和数据分析能力的引入，即使风机是“靠天吃饭”的，也能更准确地判断其运行状态，做到预防性维护，降低其非计划性停机带来的发电量损失和故障诊断 / 排除时长。

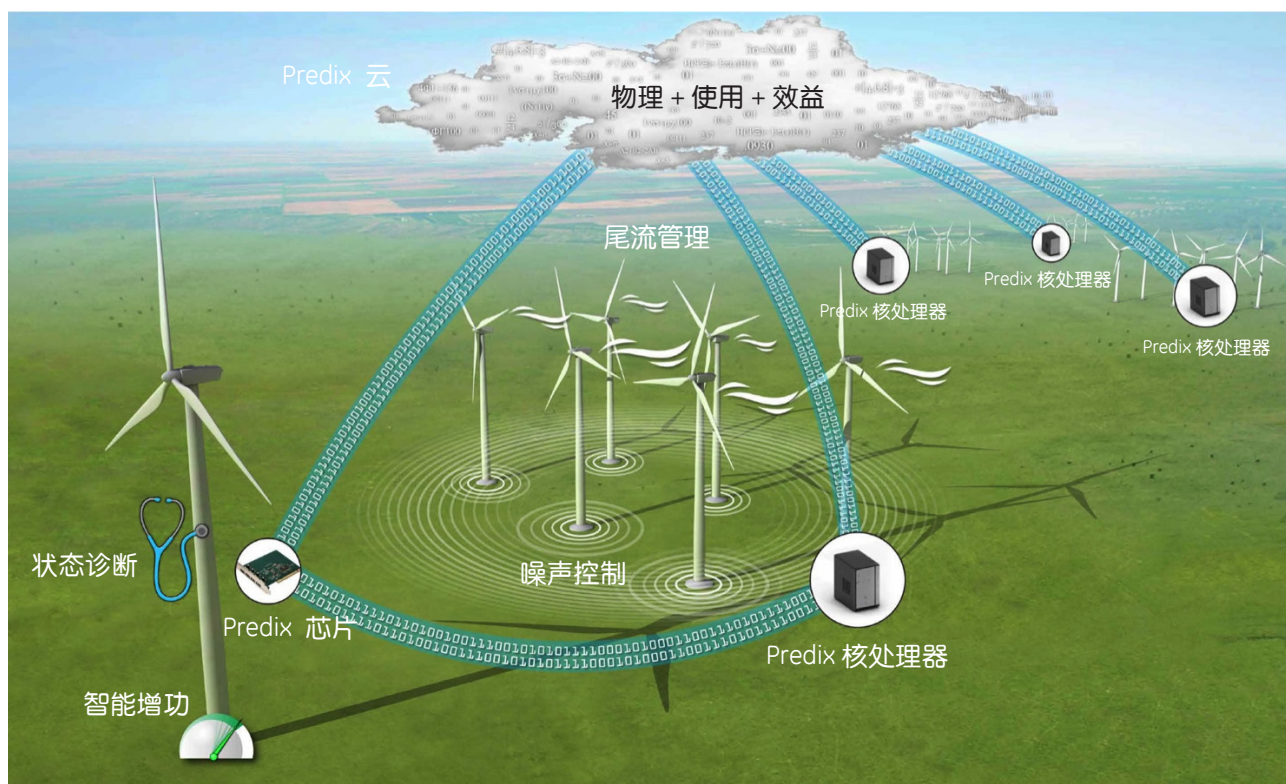
随着我国风电行业的飞速发展，从业人员规模也达到了其他国家所不能企及的程度。风电本身就是个非常综合且交叉的学科融合，截止到目前都没有一套标准的行业培训机制，绝大部分从业人员尤其是在风电场现场的管理人员、工程师、检修人员等也都没有受到过系统性的、标准化的培训，还是以老师傅带新徒弟这样的经验式教学手段为主培养队伍。我们常常看到出了质保期后交由业主方维护的风电场故障频次要远高于质保期内，除了少部分风机本身质量的原因，更多的还是因为整机商对其设计系统的理解程度较深入、对其服务人员的标准化和技术培训做得也较系统完整。比如 GE，不管教育背景、工作经验如何，派往风电现场前任何一名现场工程师都必须考核通过标准的培训模块，包括从环境健康安全、高空作业救援到风机结构、控制、维护保养等理论和实践部分，相当于为每一位现场工作人员预先投入 6.5 万美金（相当于 42 万元人民币）的教育经费。

未来十年，风电场的开发复杂程度大增、现场难度也更大，标准化的培训、操作是风电行业健康发展的保证，更是对广大从业人员的负责。

精益化运维还体现在为风电场的生命周期内创造更多价值。投运后，更多的现场观测和运行数据让我们更细致全面的理解在微观选址和选型阶段所不能涵盖的风电场表现。这些也为适时的技术升级改造提供了依据。值得注意的是，即使在同一个风电场，每台风机可以升级的空间并不是整齐划一的，升级改造方案需要“量身定制”，在保证其设计使用寿命和安全的前提下，给风机“加码”，通过物理和控制的手段提升发电性能。这一切的前提是，风机本身健康状况良好，检修保养都按维护手册进行。

后面我们还会讲到数字化风场能为风电场运维带来的效益，但仅仅是通过改变现有粗放的管理模式，按照风机的设计使用手册将风电场的标准化、预防性维护贯彻，就可以为风电场带来 1~2% 的发电量提升，同时节省 5~10% 的非计划停机维护成本。这也就意味着精益化运维投入在短期看来是一种成本，却能够带来风电场生命周期度电成本的下降预计可达 0.6~1.2 分 / 度。





数字化工业

数字化工业是工业硬件与数据处理软件技术的高度结合。在传感、检测、数据分析、云技术、工业互联网及信息化技术飞速发展的今天，数据获取的渠道也不再局限于设备制造商本身，也能够从客户、合作厂商、运营商等各类渠道获得、共享。但是，数字化工业不是单纯的看到这些数据，更多的是通过分析这些数据、结合对工业产品设计的理解、和其表现的判断，利用这些数据为提高效率、产品升级服务。

GE 是业界最早提出数字化风场的概念的公司之一。一时间，不仅是风电行业还有很多工业产品都纷纷效仿用“数字化”、“智能化”武装其产品和服务，通过增加传感器采集更多数据，通过可视化界面的设计让设备状况更透明，通过互联网实现远程的数据传输等。在 2016 年的美国风能展上，GE 就其数字化风场概念发布了全套的解决方案包，并借力开放代码的 Predix 平台邀请业主、合作伙伴一同来开发适合自己管理习惯的 Apps。

GE 数字化风场解决方案



真正的数字化工业时代应该说还没有到来，但也指日可待。就风电行业来讲，它将从根本上改变风电场从资源评估、选址选型对于个人经验判断的依赖程度和对现有软件模拟的局限性，在地形复杂、风机机组型号 / 塔高混合排布、尾流影响较为突出的风电场规划设计中，可以帮助提升高达 10% 的发电量。数字化风场在运行管理上也提升了排除故障的准确程度和时效性，更精确的预测发电能力、高效参与电力交易，对风电场潜在发电能力的判断和方案也将更定制化。在带来 1~3% 可预见的发电能力提升时，将非计划检修变成计划检修提升 1% 的可利用率，同时节省近 10% 的维护成本。

数字化工业是跨学科的融合，比如 GE 在全球有超过 25000 台的风电装机连入其远程监控诊断系统，多年的运行掌握了大量一手信息和数据，这些数据能有效地帮助了解机群运行状况和与其相关的风资源、气象参数、电网运行指令等。以此为基础，整合工业互联网及大数据理念，“数字化风场”才能实现单机和风电场的控制优化、实时调节适应不同气象和工况，诊断和监控风机健康状态，从而不断降低其发电成本。

未来的十年，数字化工业必将在风电行业大展拳脚，保守的估计，可以预见其带来的度电成本下降空间达 1.7~1.9 分 / 度。

商业模式创新

在风电场生命周期平准化度电成本的讨论中，财务成本也占有相当重要的比重。比如长期贷款利率下降 1%，可直接影响度电成本近 3% 的降幅。虽然我们很难预见未来十年整个金融资本市场的波动和融资成本的涨落，可以肯定的是，可再生能源领域的发展势头和大趋势可以增强更多民间资本的投资信心。而我国相对稳定的可再生能源扶持政策也有助于降低投资风险，从而，降低融资成本。

其实我们在全球度电成本的现状中也提到，各国迫于可再生能源补贴力度的日益萎缩，在不断从技术、管理水平上寻找度电成本突破的同时，也在积极探索全新的商业模式，共享风电场的投资成本和风险，以分担其财务的压力。

虚拟电厂 (Virtual Power Plant) 是搭载在工业互联网的集中控制系统上聚集并且统一运营的分布式电力技术，集中型的控制和操作通过启用并网发电单元组合来扩展单个分布式发电单元的输出能力，以便在需求高峰期间向所覆盖的电网传送所需的电力。虚拟电厂技术的实现可以集合多个小型分布式发电单元做为单个大型发电厂的替代品，此外，单个分布式发电单元会更灵活、更快地对电力需求波动作出反应。虚拟电厂也有协调分布式电力系统的运行和有关电力需求的选择的能力，如需求侧响应、负荷转移等方法，使一个个分布式电力系统如同“机队”管理的模式一样，协调其电力供应和需求，促进整个“机队”的优化、高效操作，既可以作为已有大型发电厂的有效补充，也可以替代一次性资金投入高昂的大型电厂建设。

能源消费者对可再生能源的认可和购买承诺也在一定程度上降低了其投资风险、保证了经济回报。很多著名的跨国企业在过去试图直接购买可再生能源时都面临着不同程度的阻碍，有一些已经转身直接参与可再生能源项目的投资，另一些则直接承诺其购买可再生能源的比例。2014 年，美国通用汽车、惠普、沃尔玛等在内的 19 家企业签署了“企业可再生能源宣言”，代表每年 100 亿千瓦时的可再生能源电力需求。在欧洲，以宜家为首的 23 家企业也宣布通过 RE100 伙伴关系实现 100% 可再生能源的使用。苹果公司投资了美国最大的私人太阳能发电项目，其首个位于北卡

罗来纳州的数据中心每年使用太阳能和燃料电池提供的电力。谷歌在全球范围内可再生能源项目的投资已近 15 亿美元（约合 98 亿元人民币），其数据中心向邻近风电场直接购买风电的能源合同至少有七份超过 104 万千瓦。IBM 公司也宣布到 2020 年其使用的电力将有 20% 来自可再生能源，并且每年签订 8000 亿千瓦时的可再生能源购买合同。

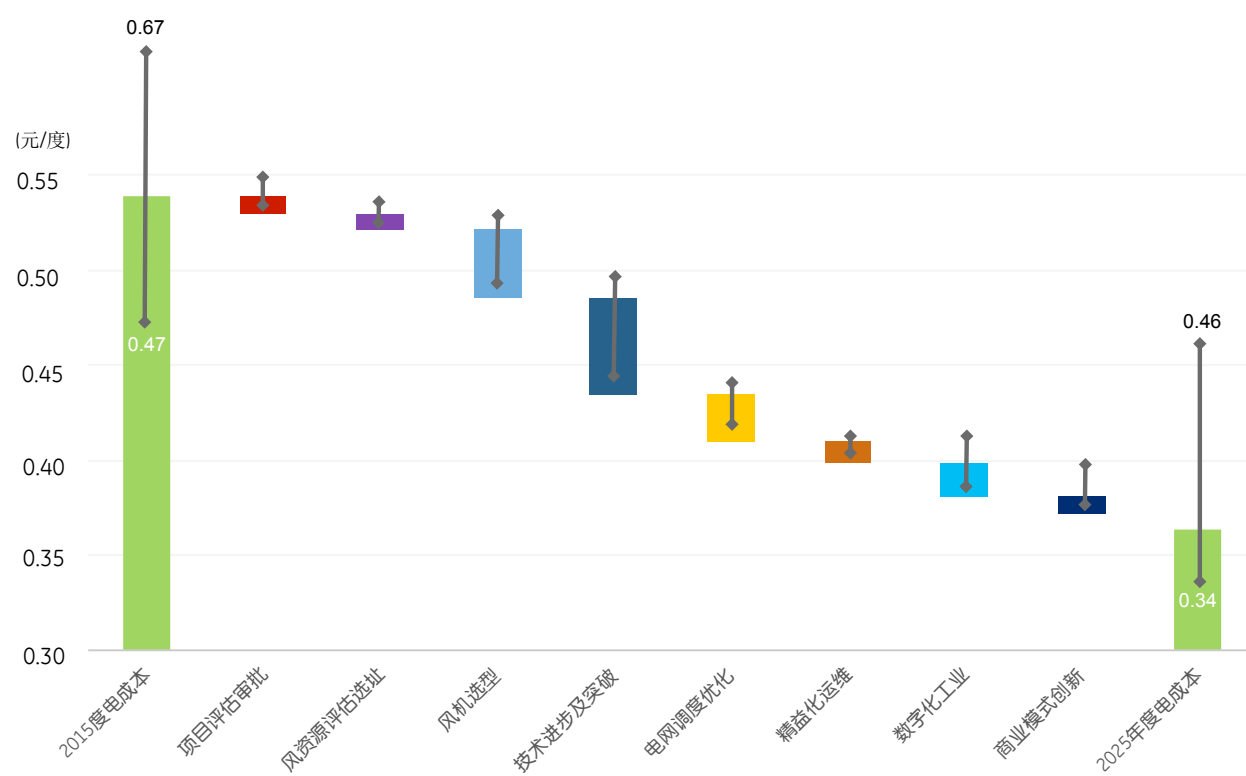
在清洁发展机制 (Clean Development Mechanism) 盛行的阶段，风力发电量作为碳交易额度的置换就曾为可再生能源类发电项目带来新的盈利点。可见，商业模式的创新对保持可再生能源的增长也非常重要。美国太阳能领域 TPO 模式的问世已得到广泛认可，可以缓解一些如降低前期成本、简化安装过程这样的主要市场壁垒，实现商业模式的创新。新的金融创新手段，比如 YieldCo.，也可以是可再生能源开发商获取低成本股权的重要途径。

可再生能源的投资逐步被视为机构资金相对稳定、投资风险较低。专门针对具有积极环境效益的项目而创建的绿色债券应运而生，绿色债券在 2014 年创下了 390 亿美元的发行记录。和 Yieldco. 一样，绿色债券正在从它的发源地美国和西欧向新兴市场蔓延，例如巴西发展银行就针对可再生能源部门开发绿色债券项目。未来将需要 Yieldco.，绿色债券甚至其它正在酝酿之中的金融创新来拉动行业投资。

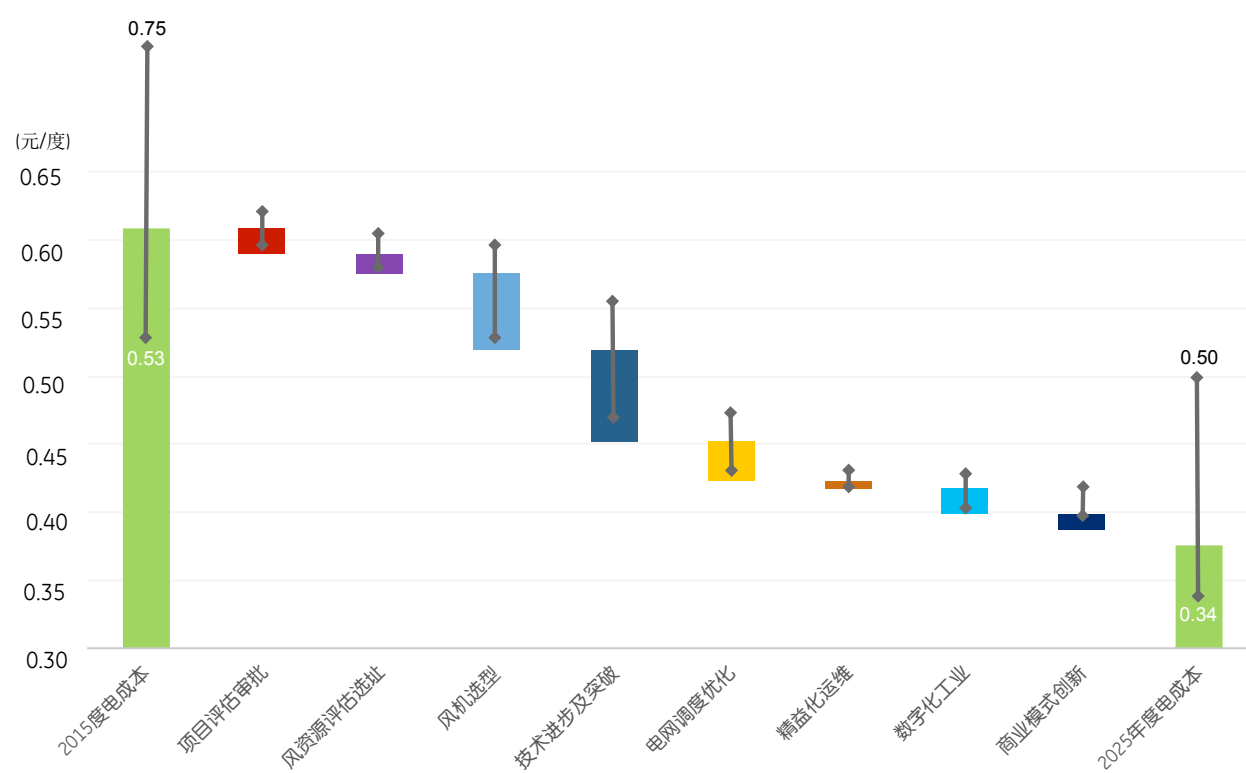
随着人们对环境问题的重视，绿色发电证书、碳指标等机制的引入，和全新金融手段、商业模式的创新，保守估计会为风电的度电成本带来 0.9~1.1 分/度的下降空间，有助于可再生能源度电成本上的竞争力。



2025 中国陆上风电度电成本路线图（平坦地形）



2025 中国陆上风电度电成本路线图（复杂地形）



中国风电时代的展望

可再生能源发电在过去十年里的进展非同寻常。2005 年，全球可再生能源装机量为 8.9 亿千瓦，其中 90% 是水力发电，可再生能源发电量为 3.3 万亿千瓦时，大约占全球总发电量的 20%。到 2015 年，可再生能源装机量已超过 19 亿千瓦，发电量增加到 5.5 万亿千瓦时。装机量翻了一番，发电量增加了 65%，新增装机和电量中风电已经超越水电成为最具规模的可再生能源。中国更是为全球可再生能源的新增容量贡献了近一半。

由于可再生能源技术的发展，对全球电力系统的快速补充，促使全球都在向化石燃料、核能、可再生能源的多元化组合、集中式和分布式电源的互补转型。可再生能源与传统的化石能源、核能等技术兼容并包，在许多情况下，可再生能源的加入更是促进整个电力系统更强大、更灵活、更有弹性的催化剂，同时为人类提供可靠的、可负担的清洁电力。

可再生能源未来的增长将取决于电力消费的增长速度以及电力消费者、发电企业和决策者对可再生能源在能源结构中不断增长的渴望。未来十年，支持可再生能源的政策虽然会较过去十年的力度有所收敛，补贴力度在萎缩，但如前文中讨论的，可再生能源就其经济竞争力是在不断攀升，也旨在逐步摆脱掉依靠补贴和扶持政策的局面，走向新时代能源的舞台。

从前面章节的讨论中不难看出，我国陆上风电就其现状还不具备在经济性上与传统能源一同迈入市场化交易的能力，甚至在已显现出弃风现象的区域，享受对可再生能源补贴的风电上网标杆电价后勉强收支平衡。在最近一轮陆上风电电价下调政策宣布时，也曾有过到 2020 年实现风电火电同价的议论，一时间业内出现了很多反对的声音。客观来说，风电发展的终极目标是要实现其经济性的竞争力从而跻身主流能源，在我国，就是要与火电、水电比翼齐飞。在传统化石能源的污染税、碳税等环境成本没有纳入其成本体系的前提下，我们看到，陆上风电预计要到 2025 年才能完成其在我国能源结构中的蜕变，真正具备经济性上的竞争力。所以，我们对风电的度电成本发展路线图逐一分解，希望能借此为未来十年的发展指引方向。

从风电度电成本路线图的分解中，不难看出，未来十年风电在我国的发展不能单靠政策补贴刺激、也不能只靠产业链从上到下压成本，而是一个人人都有份的有机整合。我们看到，项目审批、补贴制度的完善会带动资源价值的最大化利用，风电技术的进步和与其相关基础学科的关键课题攻关会带动产业从质量到效率的再次升级，与能源结构改革相呼应的输配电改革、需求侧改革、电力交易等会加速其适应能源的市场化竞争，大数据时代的信息化技术、互联网应用、全新的商业投资模式等也将助力风电在能源消费中竞争力的提升。而这一切的实现，既需要决策者从宏观层面的调控到具体执行细则的梳理，也需要产业链从上游到下游的参与方深刻认知风电投资、成本与回报之间的复杂关系，持续投入在基础研究、产业化应用、服务精益化和人员培养上，更需要电力消费者对可再生能源其社会价值的认可。

中国的风电时代不是等风来，而是需要我们每一个将情怀、梦想、汗水、智慧都倾洒在这里的从业人员共同创造出来的。具有经济竞争力的风电时代不再只是一个愿望，我们有理由也有途径使之成为现实。感谢过去十年技术的进步成就了如今的能源世界，让我们抓住机遇、携手合作，在未来的十年创造属于我们的风电时代。

参考文献：

- Bloomberg New Energy Finance, New Energy Outlook 2015, 2015 June
- Bloomberg New Energy Finance, What lies behind China Wind Curtailment rise, 2015 August
- Brandon Owens, GE: The New Era of Renewable Energy, 2016 March Macquarie Research, The winds of Change- Global Alternative Energy, 2016 July
- 柴建云,张舒扬,低风速风力发电机组造价与度电成本分析,清华大学学报(自然科学版),2011,5(3):356-360
- IEA, Technology Roadmap: Wind Energy, 2013
- IHS Energy, Levelized Cost of Electricity for Renewables, 2011-40, 2016 September
- MAKE, Wind Energy Levelized Cost of Electricity (LCOE): Global Competitive, 2015 March
- MAKE, Renewable Energy Levelized Cost of Electricity(LCOE) 2016, 2016 May
- MAKE, China Wind Power Outlook 2016, 2016 June
- US DOE, Energy Efficiency & Renewable Energy, 2015 Wind Technologies Market Report, 2016 August
- 解建宁,高辉,韩仁德,我国风力发电度电成本的分析与预测研究,神华科技,2009,7(5):39-42
- Wartsila, Reducing Wind Curtailment in China with Smart Power Generation, 2015 November
- Wiser, R. et al. , Recent Developments in the Levelized Cost of Energy from U.S. Wind Power Projects, IEA/NREL, 2012 February
- Zifa Liu, Wenhua Zhang, Changhong Zhao, Jiahai Yuan, The Economics of Wind Power in China and Policy Implications, Energies 2015, 8, 1529-1546;

