

Agora智库负责人：要实现类似德国的高比例可再生能源并网 中国得先解决市场设计

电力市场化改革、可再生能源消纳、补贴难题、竞价时代、平价上网……这些已然成为今年以来中国能源转型的关键词。随着电改的推进，可再生能源政策也不断出现阶段性变化，从去补贴到竞价上网，这些能源转型的阶段性问题在2012年左右德国都曾经面临。

而德国的前置作业是在决定能源转型后，于2012年首先设立Agora Energiewende，作为一家位于德国柏林的能源转型智库，其核心工作议题是如何在德国、欧洲以及全球实现能源系统的低成本有效率的转型。目前，Agora智库现有40名工作人员，来自不同专业背景的工程师、经济学家与政治学家。智库设有理事会作为指导机构，包含来自学术界、民间团体、企业部门以及政府的代表。

智库由墨卡托基金会（the Stiftung Mercator）与欧洲气候基金会（the European Climate Foundation）联合资助，除研究讨论本国的能源问题可行方案，还与别国就能源转型相关问题沟通协调。

日前，来中国参加国际能源变革论坛的Agora智库负责人Patrick Graichen及项目总监Mara Marthe Kleiner接受eo专访，10月初他们联合德国国际能源合作机构（GIZ）与国家可再生能源中心联合发布了针对中国能源转型的专题报告《中国能源转型之星》（A Star for China's Energy Transition）。



三年前他们曾就欧洲电力市场整合与可再生发展进行工作调研，并发布《电力市场之星》（The Power Market Pentagon），此次对中国转型的研究沿用了其中的基本概念，并从实际出发，使其适合中国国情。

在他们看来，中国近期的政策改革朝着正确的方向发展，如已经开始了排放交易试点项目，初步制订了可再生能源配额制度，并认可建立电力现货市场的必要性。但是，还有一些基本挑战仍有待解决，包括燃煤发电的产能过剩、不灵活的调度系统、数据透明度缺乏。

因此，他们发布了一份中国版的能源转型报告——Agora给中国能源转型的5条建议，帮助决策者以务实和连贯的视角看待各种政策工具和新兴的部门市场，考虑政策间相互依存性，避免不一致，并保证系统的可靠性和经济性。

我们从电力市场设计谈到可再生能源激励机制，专访虽然略长，或许会花掉你10分钟的阅读时间，但真的非常值得你逐字读完，你会发现，好的建议从不说教，直戳问题核心。

关键词：电价上涨

“能反映电力真正成本的价格就是好的价格”

“非能源密集型产业成本问题不在电价，而是人工等其他因素”

eo：每个电力市场中的参与者都关心价格，今年夏天，欧洲电力市场的现货价格大涨，这其中有气候的原因，但也有一些市场设计的原因，市场设计如何影响电价？

Patrick Graichen：欧洲批发电力市场价格基本上取决于三件事，全球煤炭价格，其次是天然气价格，第三是碳价。所以今年夏天我们看到二氧化碳价格从每吨五欧元上涨到每吨二十欧元。我们也看到全球化石燃料价格再次回升，煤炭市场一直在复苏，油价一直在上涨，这是主要原因。所以燃煤电厂的成本更高，然后导致市场价格更高。

市场设计的基本原理是发电厂的边际成本决定批发电力市场价格。这是整个市场设计的核心。电价总是随着运营成本而波动，当煤价或碳价走高时，运营成本会更高。

eo：彭博社的一个报道声称，电价上涨给德国的一些中小企业带来的压力也非常明显。

Patrick Graichen：实际上最终消费者的价格并没有太大的改变，如果批发电力市场价格上涨，可再生能源附加费下降，因为可再生能源需要承担其成本，以及当市场价格上涨，附加费下降。因为你知道例如市场价格是5美分，而可再生能源发电厂需要7美分，那么附加费就是2美分。如果市场价格是3美分，那么附加费需要高出4美分。因此最终的消费者价格也没有那么大的变化，批发电力市场价格也各不相同。所以实际上德国的小企业面临的问题不大，大部分成本相当稳定。

eo：但中小企业需要为电价上涨支付更多费用，一些企业认为这对他们的业务构成威胁。

Patrick Graichen：德国的能源密集型产业有成本问题，但我们已经免除了所有的税收和附加费，这些企业已经享有非常有竞争力的电价。其他非能源密集型产业的确电价很高，但对他们来说，电价在他们总成本的比重非常低，只有一到两个百分点。其他因素，如人工或产品质量更为重要。这些报道所说的与事实有所出入。德国工业在Energiewende中依旧发展得不错。确实有人正在游说反对附加费，因为他们认为这个价格太高，但德国工业的竞争力是欧洲最强大的产业，目前我们的问题是这些企业缺乏足够的劳动力，他们都在寻求雇佣新的员工。

eo：电价高企时，这些企业如何通过市场机制来对冲风险呢？

Patrick Graichen：企业通常会签订长期合同，提前三到四年买电。例如汽车制造商在签制造汽车的合同时，也会同时购买生产汽车所需的电力，以此对冲生产成本的风险。

eo：您认为在批发市场什么样的价格是好的价格？

Patrick Graichen：煤价、气价和碳价是电力市场价格的脉搏，如果碳价能够体现二氧化碳的成本，那么市场反映出的就是真正的电力成本。但现在20多欧元的碳价明显低于二氧化碳的真实成本。

eo：对价格高位有没有预估？

Patrick Graichen：大多数建模分析师假设未来二氧化碳价格30欧元时，未来的电力市场价格在50到60欧元/兆瓦时。有趣的是，如果系统中有越来越多的风和太阳能，由于风电和光伏的边际成本为零，一年中风、光资源充足时，批发电力市场的价格是零，而在没有风和太阳的时候，煤和燃气发电主导价格时，价格可能在70—80欧元/兆瓦时。这样平均下来的价格是50欧/兆瓦时，就可能是未来的批发电价。

关键词：碳市场与电力市场的联动机制

“碳价越高，天然气发电比煤炭发电就越具竞争力”

“碳价20甚至30欧元/吨，才是煤电成本的真实反映”

eo：碳价也决定了批发电力市场的价格，如果要使这两种机制能够协调运行，需要很高的碳价，但过去的几年欧洲这两个机制并不能很好链接，如何让二者有效运行，并确保它们在经济上可行？

Patrick Graichen：在涉及使用煤或天然气发电时，碳价就起作用了，由于天然气的碳排放是煤炭的一半，发电商会选择减少煤和使用更多的天然气。碳价越高，天然气发电比煤炭发电就越具竞争力。

一年前欧洲碳市场的价格也只有3到5欧，价格很低且变动不大。但现在情况发生了变化，碳交易中的证书数量减少，每吨碳有20欧元，煤的成本上升，每吨碳的价格达到20甚至30欧元时才是煤电成本的真实反映。

但可再生能源却不一样，他们需要其他可靠的收入来源。因为在批发电力市场中的边际成本为零。但显然你有投资成本，那么问题是你如何在电力市场中支付这些投资成本，这只需要支付运营成本，这就是为什么你需要一个单独的融资机制，可能是固定上网电价（FIT, feed-in-tariff）或市场溢价（FiP, feed-in-premium）或其他额外机制来支付他们的投资成本，德国现在通过拍卖可以产生可再生能源的市场溢价。

可再生能源行业至少需要10年稳定的收入，只有批发电力市场和碳价格可能无法保证，因此可再生能源需要一些额外的政策，如竞争性招标（Auction）和固定上网电价，但对天然气和燃煤发电来说，我认为将电力市场与排放交易相结合会很有帮助。现在欧洲碳价正在上涨，德国的煤电厂也在逐年减少运营时间。

eo：您如何看待未来五年欧洲市场的碳价？

Patrick Graichen：大多数人认为未来五年欧洲的碳价约为25欧元，也有人甚至说可以达到每吨二氧化碳30欧元。

关键词：可再生能源弃电率

“基于运营成本的价格机制起很大作用”

“数据透明是德国有效地使可再生能源进入市场的重要原因”

“奖励灵活性的电源，确保系统可靠、容量充足”

“德国的问题扩大电网传输范围，而中国的问题在于市场设计”

eo：我们需要什么样的价格机制来反映他们的真实情况？

Patrick Graichen：基于运营成本的价格机制会起很大作用。风电和光伏的边际成本为零，因此会被优先调度，正是基于这样的价格机制，德国的弃电率非常低。但德国的问题在于，虽然高比例的风电、光伏优先进入市场，但一些区域的电网容量有限，没有足够的通道来输送电力。同时电力系统安全稳定运行还需要往往需要化石燃料发电来提供各种辅助服务，保持电网稳定。因此德国目前正在让风力发电场提供向电网提供这种辅助服务。

eo：风电如何提供辅助服务？

Patrick Graichen：电网通常需要一些备转容量使其频率稳定在50赫兹。当发电厂使用旋转备用时，它可以是一个风力发电厂，而不是化石发电厂。当有足够的风时，风力发电场也可以提供这种服务，只要有在线数据的预测，那么通常燃煤发电站能提供的服务，风电也可以。

eo：这可以替代多少化石燃料发电？

Patrick Graichen：当电网需要旋转备用时，也需要很多不同的服务，其中一部分可以由风力发电厂完成，其他可以通过储能来完成，如果将这些不同的服务结合起来，可以将化石电厂服务减少50%以上。

所以德国已经解决了市场设计的问题，但我们仍在努力的是扩大电网传输范围，而中国的问题在于市场设计。

Kleiner：对于这种电网来说，最重要的事情之一在于我们能够发现这些问题，这是因为德国的大量数据透明度很高

。我们已经能预测第二天系统中拥有多少可再生能源，在此基础上，如何使用这些可再生能源，比如提供辅助服务。我们根据天气预报得知明天将从哪个发电厂获得多少风电，并且根据预测进行建模。最重要的是，这些数据都是公开透明的，由TSO免费公开发布。这也是Agora提出的黄金法则第五点——透明原则，事先掌握这些有关可再生能源的预测非常重要。

掌握的数据不仅仅是用于长期预测，而是日前生产多少可再生电力。这就是为什么德国可以更有效地使可再生能源进入市场的原因，电网和电力市场相互关联都掌握信息，这一点很重要，中国在市场起步方面做得还不错，但透明度确实是技术上解决的先决条件。

eo：但是在中国的情况下要复杂得多，Agora在报告中也提到电力安全是电网运营商面临的最大问题。

Patrick Graichen：所以如何获得供应的安全性，显然在风电光伏不足时，需要化石燃料发电厂。问题在于如何向这些电厂付费。你可以通过容量市场为备用功能提供容量激励。重要的是，如果你选择容量机制，只能激励具有灵活性的容量，如果一直运行不灵活的容量，当风光满负荷运行时，就会发生风电光伏的弃电，因此只能激励灵活的化石燃料容量，这样它就会在风很小的时候启动，风大时就会关停。但是你可以做一个容量机制，德国没有采用容量市场而是用战略备用机制。

eo：不久前我看到一份报道，欧盟担心国家干预的容量机制会危害自由竞争，所以此前一直试图限制欧盟成员国发展容量市场。

Patrick Graichen：在欧洲，一些国家采用容量市场，还有一些国家采用容量备用，他们并且有不同的理念，并且长期争论哪一种机制更好。欧盟委员会为了确保这些方案不是补贴计划，给发电厂提供比实际需要更多的钱，因此他们需要监管备用容量谨防过剩，并且保证竞争，他们不允许市场有太多备用容量。

但是我不确定这篇报道的具体争议点是什么，对欧盟委员会来说，可能认为成员国的容量储备太高。

eo：风电成本及其上网电价在持续下降，如何将较低的成本传递到最终用户的电价？

Patrick Graichen：我们现在要支付的可再生能源附加费是批发电价减去所需要的可再生能源的固定费率，如果可再生能源固定费率比批发电价便宜，那么附加费为零；如果高于批发市场，就有价差。不过现在可再生能源变得越来越便宜，我们将进入一个可再生能源附加费越来越低的世界。

但问题在于可再生附加费还包括10年前投运的可再生能源，它们的价格仍然很昂贵。因此整体上看，可再生能源附加费用下降需要需要10到15年的时间。但你可以看到这种情况已经慢慢发生，今年就减少了一点，明年还将继续减少，每千瓦小时可能在六点四到六点五欧分之间。（2019年的附加费是6.405欧分/千瓦时）。

不过我们会看到，现在的电力市场价格与可再生能源的平准化成本之间的差价，已经低于用户必须支付的附加费。德国的电力市场也曾经经历较低的电力市场价格，高价的可再生能源，但现在情况已完全改变。电价的下降将抵消可再生能源的附加费，虽然目前整体附加费只下降了一点，我们预计可再生成本与市场价格间的差异还将缩小。

eo：如何降低可再生能源遗留成本（legacy cost）？

Patrick Graichen：有两种选择，第一，就是等这些旧机组在20年的补贴合同到期后就不再需要补贴。第二，是提出一个新的融资机制，这就是我们目前正在讨论的，我们需要对其他行业征收碳税，比如交通行业，运输业现在并没有纳入碳交易，但我们需要减少运输业的碳排放。因此，一种选择是对供热和交通业征收碳税，并使用这笔钱来降低补贴的经济负担。但德国现在对此也有着很大争议，Agora正在为此做一个模型。

关键词：可再生能源补贴

“可再生能源行业至少需要10年稳定的收入”

“补贴机制设计的关键在于项目收入的稳定性以及有相关项目的长期合同作支撑”

“一旦投资者信任一种机制，项目的融资成本和总都要低得多，就相应降低可再生能源的成本”

eo：中国目前也面临补贴压力，国家能源局已经决定降低风电光伏的上网电价，竞价上网，但行业内有很大的争议，中国在政策转型中如何既降低补贴额度又保证行业发展？

Patrick Graichen：当你从全球范围看风能和太阳能的成本时，很多国家的成本都比中国低。所以中国有机会降低上网电价和中国能源系统的可再生能源成本。但其次，您还需要了解低成本的先决条件，并保证10年或15年的收入稳定可靠，如果您不能真正相信通过上网电价或任何稳定的收入未来10年15年将会有风险溢价。

例如在欧洲，2014年西班牙削减了光伏补贴，导致投资者不再投资西班牙，因为他们不确定签署的合同在未来15年是否真的有效。但是智利的情况则截然相反，那里的天气条件良好，可再生能源成本低廉，约2—3美分/千瓦时，加之当地的能源密集型企业如矿业公司数量很多，这些公司通常会签10年合同，并且有很好的信誉履行合同，因此项目的回报是可观的。这就是一种政策组合。因此中国可以让更多的可再生能源项目来竞价，以此降低价格，但同时也需要保障可再生能源开发商有稳定可靠的收入。

eo：可再生能源需要怎样的补贴机制？

Patrick Graichen：我认为，如果发放竞拍配额的主体是值得信赖的行为者，那么无论是配额制还是拍卖或其他补贴机制，形式不是最主要的，补贴机制设计的关键在于项目收入的稳定性以及有相关项目的长期合同作支撑。

eo：您提到了“值得信赖的”，如何定义一个机制是“信赖的”？

Patrick Graichen：与其它行业的投资一样，可再生能源补贴资金的问题在于钱从哪儿来。德国采用的是征收附加费，并非由财政部决定，而是通过计算电力交易所电力批发市场价格与可再生能源固定回报率之间的差额，每年10月15日公布下一年的可再生能源附加费，由消费者通过电费支付。由于该机制非常稳定且可靠，德国的可再生能源融资风险很小，融资成本非常低。

补贴机制既可以是国家担保，也可以是附加费担保，或者私人参与者和金融市场认为这份合同确实可以持续10到15年，才能降低项目的平均成本。由于风能和太阳能先期投资成本高，但在10到20年的运营期几乎没有经营成本，因此融资成本是决定投资项目是否便宜的重要因素。

决定资本成本的关键因素是风险，当提供信贷的银行或公司认为该项目有可靠的补贴机制，风险很低，那么融资成本就会很低，如果银行认为项目有非常高的风险，他们会相应提高信贷价格。

就像之前所说，西班牙政府一开始对可再生能源大力补贴，后来粗暴取消，并且对已经运行的合同进行了根本性的改变，致使企业融资成本增加很多，而德国、荷兰、法国和丹麦等有长期监管运行机制的国家，其融资项目的成本却远低于西班牙等国家，项目投资所得也高得多。

因此，一旦投资者信任一种机制，项目的融资成本和总都要低得多，这就能相应降低可再生能源的成本。

Kleiner：目前，当业界谈论降低可再生能源的成本时，更多的还是从降低其技术成本来考量。但事实上，可再生能源的技术成本在全球范围内已经很低了，我们需要更多关注的是如何降低其他成本，低廉的借贷、管理成本和稳定的经济政策往往会降低项目成本，而这也是可以做到和改变的。

eo：过去几年，德国主要专注于在电力系统整合可再生能源，但现在更倾向提高整个能源系统的灵活性？

Patrick Graichen：德国在2000年开始能源转型，当时只有5%的可再生能源，现在到了2018年，它的比例将达到40%，这就是我们现在的情况。风电和光伏占27%，在这种情况下我们需要更灵活的系统，否则系统运行会有问题，因此灵活性问题在可再生能源领域越来越重要。德国北部地区已经拥有60%的可再生能源，南部有25%，那里的挑战远高于德国南部。德国能源转型的下一阶段将把可再生能源用于供热和运输，因此我们的重点不仅仅是在电力市场而是如何把电能与热能及交通融合，提高整个系统的灵活性，还有很多有趣的问题需要研究。（eo记者 蔡译萱）

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/132416.html>