



# 节能动态

(2021 年第 02 期)



中材节能国际投资有限公司

2021 年 02 月 28 日



## 目 录:

- 1、德国电价缘何这么贵? ( 汽车行情展望关注 2020-12-03 )
- 2、详述与德国电价息息相关的德国 EEG 法案及可再生能源补贴机制 ( 发表于 : 2019-10-20 来源 : SOLARZOOM 光储亿家 )
- 3、【深度】德国电价上涨的背后逻辑 ( 北极星电力网新闻中心 来源 : 能源杂志 )
- 4、德国能源转型 : 工业用户电价前景不确定 ( 日期 : 2020-11-19 来源 : 交能网 )
- 5、[原创]德国水泥行业概况 : 稳扎稳打无往不胜 (2015/10/09 来源 : 中国水泥网研究院编译)
- 6、国际工程最后的沃土 : 驻欧洲一线区域代表解读中东欧国别市场 ( 原创 王鹏程 国际工程 Daily2021 年 2 月 1 日 )
- 7、碳中和, 中国的雄心与软肋 ( 出行一客, 发布时间 : 02-02 19:13 《财经》杂志交通工业组官方帐号 )
- 8、中国碳交易市场真的来了 ( 边际实验室, 发布时间 : 02-03 13:38 财经分析师, 财经达人 )
- 9、陈海生 : 储能行业发展迎来重大利好 ( 中关村储能产业技术联盟 2021-2-4 )
- 10、中国碳排放权交易介绍及发展趋势前瞻 | 德恒研究 ( 原创 沈莉莉 董彤 德恒律师事务所 2021-2-28 )
- 11、煤炭, 让中国人爱恨交织。
- 12、带你了解德国用户电价中的可再生能源附加费 ! ( 2019-08-26 11:08 来源 : 国家节能中心 )

封面: 中国建材党委书记、董事长周育先

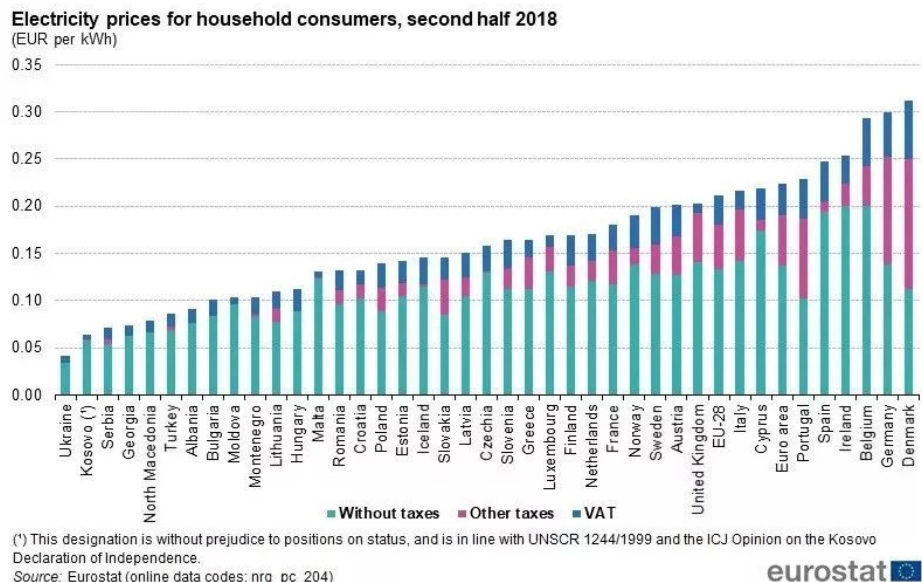


1、德国电价缘何这么贵? (汽车行业展望关注 2020-12-03)

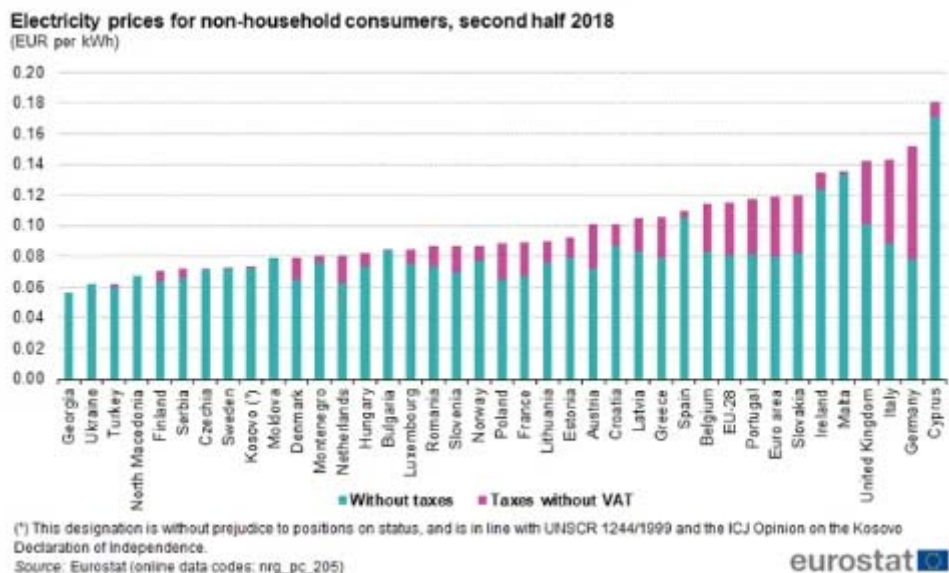
德国制定了雄心勃勃的 2050 气候行动计划，然而在通往 2050 碳中和目标的道路上，却陷入到能源转型和经济发展的矛盾之中。其一便是饱受经济界诟病的高电价。**德国电价缘何这么贵?**今天小编就带您跟随欧盟统计局和德国媒体分析其中缘由。

1 欧盟国家电价排行榜

图一:2018 年下半年欧盟各国民用电价排名



图二:2018 年下半年欧盟各国工业电价排名



8月6日，德国经济部长阿尔特迈尔表示，德国电价已和丹麦持平，为欧盟最高。据《法兰克福汇报》报道，2018年，德国和丹麦的平均电价同为0.3欧元每千瓦时，匈牙利、立陶宛和保加利亚的电价最低，为0.1欧元每千瓦时。据欧盟统计局数据，2018年下半年，民用平均电价(年耗电额介于2500至5000千瓦时)丹麦最高，为0.31欧元每千瓦时，德国和比利时紧随其后，分别为0.3欧元千瓦时和0.29欧元千瓦时。在工业用电方面，工业平均电



价(年耗电额介于 500 至 2000 兆瓦时)塞浦路斯最高,为 0.18 欧元每千瓦时,德国再次高居第二,为 0.15 欧元每千瓦时。

## 2 原因分析

德国电价的组成主要包括三个部分:上网电价、输配电价格、税费。

受退煤及二氧化碳许可证价格影响,德国上网电价不断上涨。据《法兰克福汇报》援引德国能源和水经济协会(BDEW)数据,德国上网电价占比为 21%,但这一比例在欧盟范围内仍处于最低水平。输配电价格占比约为 25%。国家之间的电价差别主要原因在于电价包含的税费不同。据欧盟统计局数据,2018 年,欧盟工业用电平均电价税费占比 1/3,其中马耳他税费占比仅为 6%,而德国的税费占比高居榜首,为 48.5%。而德国电价中税费占比最大的是“促进可再生能源税”,6.8 欧分每千瓦时,约占全部税费的 50%。预计今年该部分税收收入可达 270 亿欧元。

## 3 经济界的聲音

经济界认为德国的高电价会降低德国在全球的经济竞争力。政经界因此不断要求政府降低电力税收负担。瓦克化学股份公司总裁鲁道夫·施陶迪格博士近日接受媒体采访时表示,政府应关注企业减负,特别是工业用电价格。中国今年的工业用电价格降低了 10%,德国电价高出中国电价 4 倍多,建议德国政府将电价降低到 4 欧分以下。他同时表示,德国应以目标为导向管理能源转型,否则能源转型将会失败。

波士顿咨询公司近期的德国气候政策调研报告称,过度的能源转型和过慢的扩建电网速度将显著加大经济成本和风险,甚至会导致减排目标以失败告终。

能源转型与经济的关系就像矛和盾,小编不由想起“周五为未来”的绿色抗议活动。德国大联合政府在重重压力之下,是否还能像默克尔总理宣称的那样,实现减排目标与经济发展之间的平衡呢?

声明:资料源自《法兰克福汇报》、德国《商报》及欧盟统计局网站等,仅供参考,“中德商务通”不对资料的真实性、准确性负责。转载本文请注明来源。

### 2、详述与德国电价息息相关的德国 EEG 法案及可再生能源补贴机制(发表于:2019-10-20 10:38:33 来源: SOLARZOOM 光储亿家)

据了解,今年的德国电能系统账户盈余较去年减少了近 40%。由于今年可再生能源项目的增多以及可再生能源发电量的增加,EEG 附加费账户“入不敷出”,盈余逐步减少。

根据德国统计网站 netztransparenz 的最新消息,今年九月份,德国通过征收可再生能源附加税的方式获得 20.2 亿欧元的收入,本月,向可再生能源电站运营商支付的补贴及其他支出总计约 27.6 亿欧元。截至 9 月底,为德国可再生能源项目提供资金的德国 EEG 征费账户累计盈余为 21.9 亿欧元(24.1 亿美元),与八月份相比下降了约 7.37 亿欧元。

不断上涨的可再生能源附加税

2000 年,德国首次颁布了《可再生能源法案》(下文简称“EEG 法案”, EEG=Erneuerbare-Energien-Gesetz),确定了以固定上网电价(Feed-in-Tariff, FIT)为主要的可再生能源激励政策,推动包括光伏在内的可再生能源大规模发展。

可再生能源附加费(也称为 EEG 附加费),是德国终端电价组成的一部分,它取之于民,用于可再生能源电价高于市场价的部分,也就是俗称的“补贴”,以促进国家发展可再生能源发展,也算是用之于民吧。(补充:德国电价主要由电网费(约 23%),购电和销售成本(各占 25%)以及其他税费组成,其中可再生能源附加费约占总电价的 25%)。

据统计,从 2006 年到 2017 年,德国终端用户平均电价从 0.1946 欧元/kWh 上涨到了 0.2916 欧元/kWh,涨幅接近 50%,上涨中“贡献”最大的当属可再生能源附加费,从 0.0088 欧元/kWh 涨到 0.0688 欧元/kWh,占电价涨幅的 60%以上。





众所周知，放在电价普遍高于全球平均值的欧洲，德国电价也是一骑绝尘，冲在榜首位置。高额的电价，甚至让德国人在炎热的夏季空调都不舍得安装。

2010 年左右，EEG 附加费连续 10 年的大幅上涨曾引发德国社会的激烈反应，默克尔政府不得不加速推动可再生能源电价竞标机制的实行，取代固定补贴电价，以抑制不断上涨的终端电价。

水涨船高的德国电价

正如上文所说，EEG 附加费分摊在电费中，最终由德国电力消费者承担。

这笔资金定期存入德国电能系统账户里，每年从这个账户中支付给可再生能源运营商的资金超过 200 亿欧元。自 1998 年推出以来，除 2015、2018 和 2019 年以外，可再生能源附加税账户的余额一直在不断增长。

EEG 附加费每年都会根据项目实际补贴情况进行调整，这一调整也会直接反映到德国普通电力消费者的电力账单上。这两年，EEG 附加费有涨有跌，2019 年为 0.064 欧元/kWh，预计明年会有所上涨，到 0.065~0.067 欧元/kWh。

根据 Agora Energiewende 智库的最新分析，到 2021 年，德国 EEG 附加费将到达顶峰，约 0.07 欧元/kWh，之后，早在 20 年前就投入运行并享受补贴的第一批可再生能源项目的补贴期结束，EEG 附加费将开始下降。自 2021 年德国完全采用竞标电价方式开始，预计电费将会随之大幅下降。

**3、【深度】德国电价上涨的背后逻辑（北极星电力网新闻中心 来源:能源杂志 作者:范珊珊）**

每年夏季不需要空调降温的德国人，却在今年夏天经历历史上罕见的高温天气。居高不下的气温导致河水温度过高，煤电和核电机组冷却水用量受到限制，让电力系统压力倍增。电力供应的紧张带来最为直接的结果是，引发了德国批发电价一轮暴涨。

2016 年初，德国批发价格仅为每兆瓦时 20 欧元。当时，煤炭、天然气和核电站的电力产能过剩。而仅仅两年的时间，这一情况发生了很大的转变。今年 8 月，电力零售商通过莱比锡 EEX 能源交易所购买电力，批发价格已经达到每兆瓦时 50 欧元以上，相较于 2 月份增加了 17 欧元，这也是德国 6 年来电力价格的最高点。

由于今年广泛长期的高温干旱天气，河流可用于制冷的水量已达到历史最高水平，限制了煤电厂和核电厂的生产，风力不足导致风力发电量降低，推高了电价。毫无疑问，电价大幅提高是受到季节性影响，但在很多业内人士看来，这次电价的快速上涨也是一种信号，德国甚至欧洲范围都将迎来一波电力价格的上涨。

这波电价的上涨给原已承受高电价的能源密集型企业带来了更多的挑战。

#### ◆◆退煤与高碳价◆◆

自 2012 年以来，德国批发电价首次突破每兆瓦时 50 欧元以上，业内人士认为主要原因就是德国退煤和碳成本的上涨。

在某种程度上，德国能源转型也推高了电价。近期，德国政府一直在推动“去煤”计划，增加可再生能源以及天然气的使用，也给发电商增加了发电成本。就在今年夏天到来之前，德国政府成立了一个工作组——“退煤委员会”，委托其制定一项从德国能源结构中消除煤炭的计划，并最迟于今年底报告。9 月 18 日和 24 日，该委员会召开会议，讨论在社会可接受的框架内退出煤炭发电的时间表，这一举措将深远地改变欧洲电力市场格局。

退煤是德国能源转型到现在必须要讨论的议题。事实上，在前一阶段能源转型中，已建成的太阳能和风能项目补贴使得德国的电价很长一段时间在欧盟国家中处于高位。

根据欧盟统计局的数据，2017 年德国的一个家庭使用一度电必须要支付的平均费用是 30.48 欧分，比任何其他的欧盟成员国都要多。



此外，另一个因素也影响了近期的电力价格——碳交易价格。欧盟排放交易计划的排放许可价格在今年内急剧上涨。据资料显示，二氧化碳排放的许可证从年初每吨 7.50 欧元上涨至每吨 21 欧元。

欧盟的排放交易计划(ETS)，即污染者必须购买和交易碳排放信用额，自十多年前实施以来，其运作状况不佳，导致排放许可证价格过低，一直处于 5-7 欧元之间。

由于 2008 年欧盟一些国家经济发展速度放缓，许多免费配额被发放。欧盟立法者在过去 3 年中对该系统进行了一系列改革，其中包括建立稳定的市场储备，以消除市场上 17 亿吨的碳信用额。

在行业人士看来，碳交易又回来了。并且，人们开始感受到这种影响。

多年来，一个众所周知的秘密是，欧盟排放交易体系并未按预期运作。而经历改革后，系统的问题已逐渐得到解决，市场参与者意识到碳交易价格的提升对能源价格意味着什么。

但如果该系统按设计运行，会刺激政府和公用事业公司增加对可再生能源的投资。

过去一年中，碳排放价格大幅上涨，目前已经达到了每吨约 20 欧元。德国 Berenberg 银行预测到 2020 年碳价可能会上涨到每吨 100 欧元。这一快速上涨也让很多人认为碳是目前世界上最好的商品。

碳交易价格的上涨也成为了推高电价上涨的另一个原因。德国咨询机构 ICIS 能源分析团队，模拟了四个煤炭淘汰情景及其碳交易价格上涨对德国电力价格的影响，认为德国煤炭淘汰和碳交易价格上涨有可能将德国现货电价大幅提升至 55-60 欧元/千瓦时。

煤炭和褐煤产能的快速淘汰有可能在用电高需求和可再生能源发电不足期间造成供应短缺，导致一年中某些时段出现大幅电力价格飙升。

分析师警告说，随着欧盟碳市场的定价现在已经调整到最初设想的水平，意味着它将进一步抑制化石燃料使用，高电价将存在很长的一段时间。

而对于电价敏感的制造业，特别是德国中小企业来说，带来的压力也非常明显。

#### ◆◆向下传导的成本◆◆

德国有色金属协会表示，逐步淘汰燃煤发电可能给电力密集型产业增加 50% 的能源成本，这一成本大约为 2.4 亿欧元/年。

位于德国西北部，一家钢铁制造厂已经拆除旧式照明设备，转而采用 LED，修补机器以提高机械效率，并且培训员工如何节约能源。

成千上万家同类的德国公司正在采取同样措施来减轻自 2016 年以来翻倍的电力成本带来的压力。

这些规模较小的家族企业是德国大公司供应链中的重要环节，他们大约雇佣了近 2000 万人。然而，正是这些规模较小的公司以及家庭受到的影响首当其冲。像大众汽车公司、化学品制造商巴斯夫公司近 2,000 家企业巨头拥有自己的发电厂，并获得环境关税豁免，但较小的公司因为电价上涨支付更多费用。

“我们一直在努力提高能源效率，”Georgsmarienhütte 公司的发言人 Klaus Schtke 表示。该公司拥有 1000 名员工，并为大众汽车公司制造钢铁零件。“但是，依然无法抵消上涨电价所带来的新增成本。”

不断上涨的成本迫使他们在昂贵的节能设备上花钱，并在未来几年内与供应商锁定价格。有些人甚至开始研究自己生产电力，而另一些人则将生产转移到国外。

DZ 银行对德国中小企业的一项调查发现，1/3 此类公司的领导人认为电价对他们的业务构成了威胁。

受到批发市场的影响，能源密集型企业除了投资节能设备，提高能源效率，抑或通过在欧洲能源交易所公司购买期货合约来对冲未来更高的能源成本。



不可否认的是，在完全开放的电力市场中，价格不是衡量转型成功的唯一标准。电力价格会随着储能技术发展、能源效率提高、可再生能源投资下降等，在达到峰值后降到一个更为合理的范围之内。

**4、德国能源转型：工业用户电价前景不确定（日期：2020-11-19 来源：交能网 作者：苏凌志 国际电力网）**

关键词：工业电价 西门子 德国工业用户电价

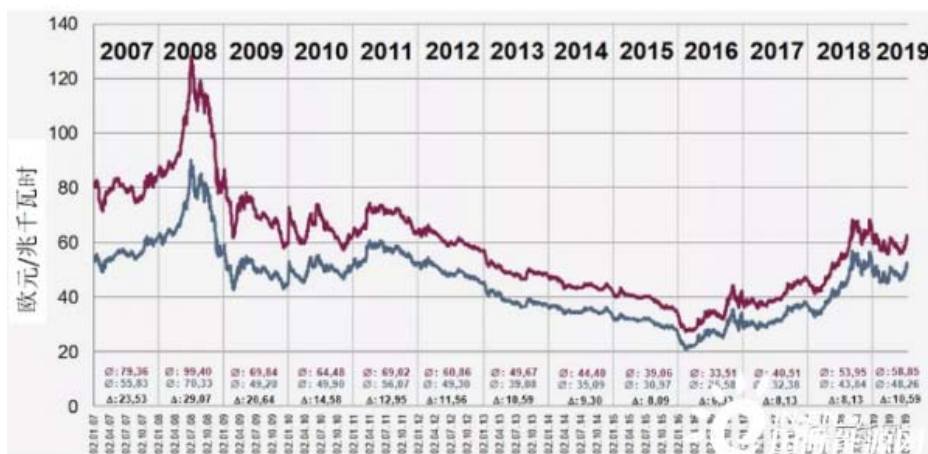
**前言**

工业电价是德国能源转型及其经济影响中最具争议的方面之一。商业游说团体通常称电价为行业竞争力的主要威胁。但是在这场辩论中笼统的说法掩盖了这样一个事实，即工业用户没有单一的电价，而是价格范围非常广泛。由于复杂的税费制度，它们取决于电力公司需要多少电力，何时需要，如何采购电力，是否与国外竞争对手竞争以及许多其他因素。由于在能源转型期间批发价格下降，而税收和征税大幅增加，德国工业消费者的电力价格可能既极高又极低。

**能源转型既推高了电价，也降低了电价**

德国以其出口能力和强大的制造业而闻名世界。工业在该国经济中所占的份额约为 23%，而欧盟的平均水平约为 16%。该行业在德国拥有超过 700 万员工，包括汽车制造商宝马，戴姆勒和大众，化工制造商巴斯夫和工程集团西门子等全球品牌，以及众多其他企业。这使能源转型对制造公司的影响成为一个热门问题。在德国，电价成为许多争论的焦点。尽管行业协会经常警告说，能源转型引发的电价上涨对竞争力构成威胁，但批评人士反驳说，行业抱怨经常被夸大，许多公司甚至以极便宜的价格获得电力。究竟孰是孰非呢？从能源转型的角度看，两种观点或多或少都有一定事实依据。简而言之，可再生能源的大规模推广对德国的电价产生了两个相反的影响。一方面，廉价的可再生能源充斥着电力市场，压低了电力批发价格。这主要使大型且耗能高的工业公司受益，因为许多公司基本上可以批发价来购电。另一方面，资本密集型可再生能源的使用推高了其他所有人的电价，即无法以批发价购买电力的家庭和能源密集度较低的公司。

以下两个图表说明了能源转型对德国电价的这些相反影响。第一部分追溯了批发电价的发展，并清楚地显示了大约十年前能源转型加速时的下降趋势（最近的上涨主要是由于欧洲排放交易体系 ETS 中的二氧化碳配额价格上涨所致）：



（德国的批发电力价格。来源 BDEW）

相比之下，下图说明了电价税和税收的增长，主要用于为资本密集型可再生能源的推出提供资金：





### 通过减少使用量来降低电费

电费不仅由价格决定，而且由消耗量决定。因此对德国电价及其对行业的影响的分析也变得非常复杂。此外，电力只是公司能源成本的一个组成部分—天然气，石油和煤炭的价格对于许多企业而言也是决定性的。

欧盟委员会在其 2019 年欧洲能源价格和成本报告中指出：“在理解可承受性和竞争力问题时，重要的是能源的总体成本（而不仅仅是价格）。”尽管能源价格整体上涨，但欧洲公司的总能源成本在 2008 年至 2015 年期间下降了 8%，因为它们更有效地利用了能源。但是，欧盟以外的公司也在通过提高效率来降低能源总费用。欧盟的报告说：“其他国家的产业有时比欧洲的产业更有效率。”“实际上，日韩工业在较高的能源价格面前展现出了更高的能源效率；相反，能源生产大国（俄罗斯，美国）的能源效率较低。因此，我们再次看到，能源价格上涨本身可能会刺激减少能耗和提高能源效率的动力。”

根据经济部的数据，仅在 1990 年至 2013 年间，德国整个行业的能源消耗就减少了四分之一以上。无数研究表明，德国工业公司仍有很大的空间进一步提高能源效率，尽管这已经变得越来越困难，尤其是对于能源密集型行业，因为它们已经摘取了大多数“低挂的果实”。

德国的家庭电价也有类似的影响。尽管近年来电价急剧上涨，但家庭的可支配收入在电力上的花费与 1980 年代相同，这是因为收入增加了，并且因为他们使用的电力更少。

### 电价的重要性不断变化

根据公用事业协会 BDEW 的数据，无论效率如何提高，企业都消耗了德国所有电能的 74%。仅工业一项就消耗该国用电量的 47%。能源成本的范围和影响在经济的不同部门之间差异很大。而公司从事制造电子产品或汽车只花他们的能源开支总额的百分之一，这一比例上升到对能源密集型企业做水泥，造纸，玻璃，钢铁和基础化学品的平均 3-20%，根据欧盟数据。

但是对于某些公司和部门而言，电价尤为关键。例如，电力约占铝生产总成本的 50%，纸张占 13%，钢铁占 10%。但是，铝冶炼厂的案例也说明，面对批发电价的变化，大型工业消费者并非完全无计可施。实际上，通过确保能源密集型过程中使用强劲的可再生能源发电，从而降低价格，他们甚至可以受益于伴随间歇性可再生能源推出的价格波动。例如，占德国总用电量约 1% 的铝冶炼厂 Trimet 创建了一个大型的“虚拟电池”使得高度耗能的电解更加灵活，批发电力价格甚至更经常变为负数，Trimet 在可再生能源充足的情况下通过从电网汲取电力来赚钱。

### 电价和竞争力

“对企业水平的竞争力的分析揭示了一个行业中企业之间的巨大差异。它表明，特定于公司的因素，例如生产过程的集成，产品差异化，多样化和运营，起着主要作用，甚至很高。





优质产品的较高利润可以在一定程度上补偿电费。”

Ecofys 和 Fraunhofer 研究所的专家表示，即使对于能源密集型产品，其他成本（例如劳动力和资本成本）也对竞争力起着决定性作用。它们还强调了完全不同因素的重要性，例如与客户的接近程度或拥有高熟练度的员工。

在全球范围内，德国工业仍然保持高度竞争力。例如，德国凭借其“全面”的强劲表现（包括世界上最好的创新能力）而在世界经济论坛的最新全球竞争力排名中排名第七，并且在基础设施，宏观经济稳定性，市场规模，健康状况方面获得了最高分。虽然德国工业界多次警告称，高电价可能导致公司流向国外便宜的生产地点。但是到目前为止，几乎没有德国公司将生产转移到国外以逃避德国气候政策的影响。甚至由行业赞助的德国经济研究所（IWK?In）都指出“没有观察到能源密集型公司的系统性外流”。

相反，在过去的 20 年中，工业在德国经济中所占的比重甚至略有上升。这与法国，英国和美国等许多其他国家形成鲜明对比，在这些国家中，工业的作用在同期已大大下降。

来自德国商会的一项调查显示，工业集团关于电价的广泛言论还忽略了一个事实，即超过一半的德国企业表示他们赞成采取更多的气候行动措施，即使这些措施是额外的负担。

### 工业电价前景不确定

鉴于对电价和行业竞争力的持续关注，人们经常呼吁从根本上彻底改革德国主要通过电价为能源转型融资的制度。许多反对者认为，不仅在工业领域，为了鼓励其他经济领域也从煤炭，石油和天然气转向可再生能源，电力必须变得更加便宜，这一过程通常被称为电气化或部门耦合（electrification or sector coupling）。

能源密集型行业最近提出的通过使用可再生能源制得的氢燃料来降低二氧化碳排放的提议也表明，许多项目要求低电价才能实现经济可行性。因此，电价是确定避免排放成本的关键因素。巴斯夫气候与能源专家巴赫曼（Bachmann）指出，复杂的系统即使对低电费的特权公司也造成投资不安全。巴赫曼说：“问题是，你永远不确定自己是否有资格在五年后获利。”

对于德国工业用户电价的未来发展，预测也有所不同。行业协会称德国的煤炭出口将大大推高电价并要求补偿，而能源智囊团则表示逐步淘汰和持续推出可再生能源只会对电力产生“很小的影响”价格普遍上涨，能源密集型行业甚至将从中受益。德国能源和经济部长彼得·阿尔特迈尔（Peter Altmaier）的任期开始之初承诺减轻中小型工业公司的电价负担，但行业代表表示，他们对此感到沮丧，因为到目前为止在这方面没有太多进展。

### 5、[原创]德国水泥行业概况：稳扎稳打无往不胜(2015/10/09 来源：中国水泥网研究院编译)

2014 年德国水泥消费量同比增长 2.2%至 2710 万吨，预计 2015 年水泥消费量将实现同比 1%的增长，消费量将达到 2730 万吨。

德国位于欧洲中部，由 16 个州组成，国土面积 357127 平方公里，人口 8090 万，是仅次于俄罗斯的欧洲第二大人口国家。德国是欧洲最大的经济体，是全世界第六大经济体，2014 年 GDP 为 3.39 万亿欧元。

### 经济

德国拥有欧洲最强的经济实力，2014 年 GDP 总量为 3.39 万亿欧元，同比增长 1.6%，增速较 2013 年提高 1.1 个百分点。2014 年人均 GDP 为 39758 欧元，较 2013 年上涨 446 欧元；通货膨胀率从 2013 年的 1.6%下降至 0.9%。

德国具有强大的制造业，是世界领先的铁、钢铁、化工、汽车及机械制造者。2014 年工业产值同比增长 1.3%，较 2013 年的 0.3%有大幅提高。德国是世界第四大出口国和进口国，2014 年出口值为 1.38 万亿欧元，较 2013 年 1.35 万亿欧元略有增加；进口值 1.18 万亿欧元，



较 2013 年 1.12 万亿有所提高。

如同许多发达国家，德国 4480 万劳动力中的 73.8% 从业于服务行业，工业和农业劳动力分别只占 24.6% 和 1.6%。自 2004 年开始，德国劳动力数量在稳步下降，经济的长期可持续发展受到严密关注。2014 年，德国人口出生率为千分之 8.42，死亡率为千分之 11.29，净移民率为千分之 1.06，整体人口数量较 2013 年缩减 0.18%。德国失业率是欧洲失业率最低的国家之一，并且持续小幅下滑，2014 年为 5%，较 2013 年下滑 0.3 个百分点。

### 水泥行业概况

图 1：2000-2014 年水泥产量（千万吨）、GDP 增速（%）、GDP（兆欧元）及通货膨胀率（%）



德国水泥工业始于 1877 年，1878 年首个水泥标准建立。德国水泥工业稳步增长，直到 20 世纪 50 年代，战后建设的热潮造成国内水泥需求急剧上升。随后的几年，德国水泥行业效率得到快速提升，1960-1970 年间，湿法水泥窑关闭，降低了能源消耗，到 20 世纪 70 年代，水泥窑产能从日均 350 吨上升到 2400 吨。2015 年，德国水泥生产线几乎全部为更加节能的新型干法工艺，所有新建水泥厂均为旋风预热器分解窑炉，配套三级风管和篦冷机。德国水泥企业协会 VDZ 表示 2013 年德国有 41 个旋风预热器窑，6 个篦式预热器窑和 8 个立窑。

2014 年德国水泥消费量同比增长 2.2% 至 2710 万吨。2013 年由于恶劣天气限制了建筑业的施工活动，水泥消费量为 2650 万吨，同比减少 1.1%。2014 年德国国内水泥企业基本上可以满足国内水泥需求，只有 120 万吨，4% 的消费量是进口水泥，而水泥和熟料出口也是逐年走低，2014 年只有 620 万吨。

VDZ 会长 Gerhard Hirth 表示：“2013 年以来的追赶效应以及温和的天气条件带动了水泥消费量显著上涨，特别是 2014 年第一季度。”然而，通常延续的经济环境对年内后面的建筑投资具有轻微的抑制作用。Hirth 表示：“2014 年全年水泥需求显著增加，主要是房地产行业。此外，由于混凝土结构在多层建筑中的优势，最近几年水泥企业设法进一步提高自身的市场份额。”Hirth 认为 2015 年德国水泥行业前景乐观，“鉴于整体经济的动态发展和新建住房需求的持续高涨，我们认为 2015 年水泥消费量将实现同比 1% 的增长，消费量将达到 2730 万吨。”

自 2000 年水泥产量达到峰值 3800 万吨之后，最近十几年德国水泥产量较为稳定，尽管 2009 年因全球金融危机的爆发出现了下降，但整体来看变化幅度不大。同样，熟料产能



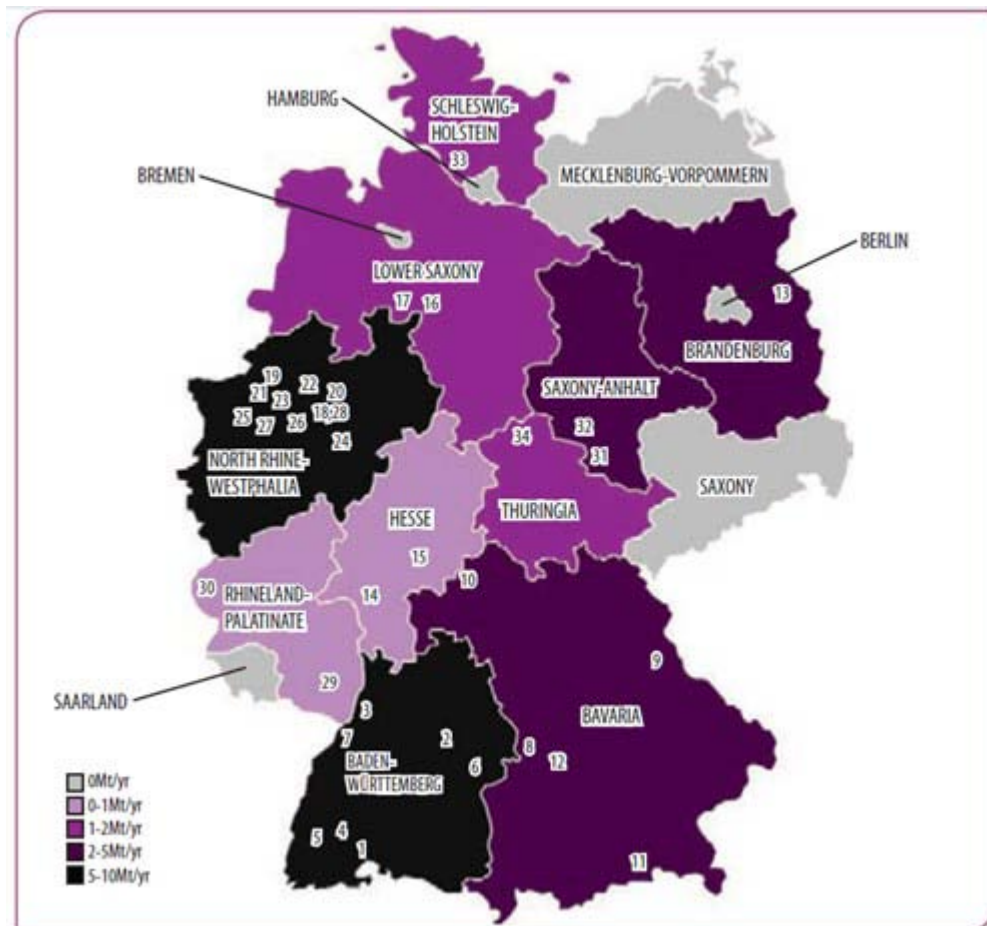
从 4000 万吨/年下降至 2000 年的 3100 万吨/年之后再没有太大变化。2000 年水泥需求的下降是由于建筑业放缓，不利的人口结构和税收结构使得投资减少，公共和政府投资的建设项目减少。USGS（美国地质调查局）报告称，2014 年德国水泥产量同比减少 0.96% 至 3100 万吨。

### 水泥企业

德国水泥行业有 34 个综合水泥厂，综合产能在 3213 万吨/年左右，21 个粉磨站。水泥市场上有大型跨国水泥企业、国内本土水泥生产商以及单线生产企业。人口最稠密的地区北威州、巴伐利亚和巴符州是水泥企业聚集地，拥有最大的水泥产能。

德国海德堡水泥拥有 8 个水泥厂，产能达到 760 万吨/年，占德国全国水泥产能的 23.7%，是德国最大的水泥生产商。海德堡水泥还有 5 座粉磨站，分别为巴符州的 Kdnigs，莱茵兰普法尔茨州的 Mahl-werk Mainz，北威州的 Ennigerloh 和 Geseke，以及萨克森联邦州的 Hanover。海德堡水泥成立于 1873 年，生产普通波特兰水泥，特种水泥和白水泥，同时也生产混凝土产品和骨料产品。集团业务遍布 40 多个国家，2014 年在全球前 100 名水泥企业中排名第 5。

图 2：2015 年德国在产综合水泥生产线



数据来源：The Global Cement Directory 2015 及 Global Cement Directory 2016 预测

#### 巴登-符腾堡州（巴符州）（688 万吨/年）

- 1.Schwenk Zementwerk KG, Allmendingen, 1 Mt/yr
- 2.Schwenk Zementwerk KG, Mergelstetten, 1 Mt/yr
- 3.HeidelbergCement AG, Leimen, 0.8Mt/yr



4. HeidelbergCement AG, Schelklingen, 1.5Mt/yr
5. Holcim (LafargeHolcim), Dotternhausen, 0.78Mt/yr
6. Marker Zementwerke GmbH, Harburg, 1 Mt/yr
7. CRH (formerly Lafarge Zement), Wossingen, 0.8Mt/yr  
巴伐利亚 (462 万吨/年)
8. Schwenk Zementwerk KG, Karlstadt, 1.2Mt/yr
9. HeidelbergCement AG, Burglengenfeld, 1.1Mt/yr
10. HeidelbergCement AG, Lengfurt, 1Mt/yr
11. Sudbayrisches Portland Zementwerk (SPZ) (HeidelbergCement AG), Rohrdorf,  
0.9Mt/yr
12. Solnhofer Portland Zementwerke GmbH, Solnhofen, 0.42Mt/yr  
勃兰登堡 (190 万吨/年)
13. Cemex OstZement GmbH, Rudersdorf, 1.9Mt/yr  
黑森州 (40 万吨/年)
14. Dyckerhoff AG (Buzzi Unicem), Amoneburg, 0.2Mt/yr (白水泥)
15. Zement und Kalkwerke Otterbein GmbH & Co KG, GroBenluder, 0.2Mt/yr  
萨克森联邦州 (190 万吨/年)
16. Holcim (LafargeHolcim), Hover, 1 Mt/yr
17. HeidelbergCement AG, Teutonia, 0.9 Mt/yr  
北威州 (952 万吨/年)
18. DyckerhoffAG (Buzzi Unicem), Geseke, 0.4Mt/yr
19. DyckerhoffAG (Buzzi Unicem), Lengerich, 1.77Mt/yr
20. HeidelbergCement AG, Paderborn, 0.4Mt/yr
21. HeidelbergCement AG, Zementwerke Ennigerloh, 1 Mt/yr
22. Seibel und Sohne Portland-Zementwerke, Erwitte, 0.6Mt/yr
23. Portland Zementwerke Gebr. Seibel GmbH & Co KG, Erwitte, 0.55Mt/yr
24. Portlandzementwerke Wittekind Hugo Miebach Sohne, Erwitte, 1 Mt/yr
25. Holcim (LafargeHolcim), Kollenbach, 0.95Mt/yr (formerly Cemex West)
26. Spenner Zement GmbH & Co KG, Diamant, 1 Mt/yr
27. Phoenix Cement, Zementwerke Krogbeumker GmbH & Co KG, 0.5Mt/yr
28. HeidelbergCement AG, Geseke, 0.9Mt/yr  
莱茵兰普法尔茨州 (95 万吨/年)
29. DyckerhoffAG (Buzzi Unicem), Gollheim, 0.8Mt/yr
30. Portland Zementwerk Wotan H Schneider KG, Uxheim, 0.15Mt/yr  
萨克森-安哈尔特州 (316 万吨/年)
31. Schwenk Zementwerk Bern burg, Bernburg, 0.86Mt/yr
32. CRH (formerly Lafarge Zement), Karsdorf, 2.3Mt/yr  
石勒苏益格-荷尔斯泰因 (150 万吨/年)
33. Holcim (LafargeHolcim), Lagerdorf, 1.5Mt/yr  
图林根州 (150 万吨/年)
34. DyckerhoffAG (Buzzi Unicem), Deuna, 1.3Mt/yr

6、德国电价迷思：市场充分竞争，电价不降反升（金马多多 2020-02-26 eo 记者 蔡译萱 整理报道）





通常情况下，在市场充分竞争的条件形成后，能源已不再由少数大企业提供时，电价或天然气价格会因为激烈的竞争而趋于合理化，消费者应是最大的受益者。但在德国，实际情况却是在电力市场自由化之后，近几年电价不降反升，相较于邻国更是高出许多。

2018 年底时，德国销售电价水平处在世界最高行列，约为度电 19.4 欧分（约 1.6 元/千瓦时，其中居民电价约度电 29.2 欧分（约 2.4 元/千瓦时），大工业为度电 11 欧分（约 0.9 元/千瓦时）。与之相比，法国居民用户平均电价是度电 18 欧分，欧盟整体平均电价是度电 21.1 欧分，德国电价水平高居全欧第二，仅次于丹麦。

事实上，德国居民用户的电费负担，相比其可支配收入，在欧洲各国中处于中等水平。过去上涨幅度显著，10 年间同比上涨了 50%，主要源于可再生能源（EEG）附加。一个四口之家年用电量 3500 度，约 80 欧元/月，相对在其家庭可支配收入（平均 3400 欧元/月）中的比重并不算过高。

但由于可再生能源对系统参与者具有强烈的“再分配”效应，德国可再生能源发电装机比例从不到 10% 上升到 40% 的过程中，“赢家”是大工业与高耗能用户，而传统发电商、居民消费者与中小企业承担了大部分变化的成本。

整体来看，德国大规模发展可再生能源的转型之路，是不断发现问题、解决问题，甚至解决了一个问题又产生新问题，然后再解决的过程。在这期间，伴随着大量能源系统参与者的利益“再分配”，而改革的代价最终需要电力用户来负担。

#### 电价中的高比例附加税费

从结构来看，德国电价主要由竞争性市场价格、电网费（主网和配网）、税费、可再生能源附加费等构成。但在终端电价中，涉及市场竞争的部分并不占据决定性地位。居民和小型工商业用户需要支付的税费与附加比例更高，可达总体电费的 75%。

在竞争性电力市场，德国每年交易的电力约 500 TWh。其中，20% 发生在交易所，80% 为场外合同。可再生能源交易比重约为 40%，有约 80% 是直接交易。2018 年批发市场平均价格约为 45 欧元/兆瓦时。

德国批发市场中的现货市场交易由欧洲电力交易所负责组织，日间交易量占 89%，日内交易量占 11%，交易周期从 15 分钟到 1 小时不等。期权、期货交易由欧洲能源交易所负责组织，包括 1 年期、2 年期、3 年期和 4 年期及以上，其中 1 年期占到交易电量的 59%。电力市场竞争程度提高，使发电环节电价由 2009 年的度电 8.4 欧分下降到了目前的 5.6 欧分。

而这主要归因于优先次序效应（merit-order effects），即随着规模的扩大，风能和太阳能发电的边际成本要小于传统能源发电机组，当风电、光伏等发电设施安装完毕后，边际成本，即发电价格反映的只是设备运营成本。这时，新能源电源会拉低电价水平。此外，光伏发电量在一天中午达到顶峰，而这个时间段与一天中用电高峰时段吻合，供需平衡甚至供过于求也降低了一天中的电价。因此，现货市场交易中，负电价的时刻越来越多。

2008—2015 年，德国电力批发市场现货价格下降近 50%，但在 2016—2018 年则有所反弹，其反弹也是多种因素作用的结果。其中，天气及气候变化是一大主因。近年来，夏季北半球的高温导致欧洲大陆风力减少，风力发电量大幅降低，远低于往年同期的发电水平。而高温也导致各地电力需求猛增，电力供需不平衡是推动欧洲主要电力市场价格居高不下的主要原因。

除气候等因素外，用于发电的其他主要燃料价格也有不同幅度的上涨，包括天然气、硬煤价格的上涨都推高了电力价格。此外，近两年来，欧洲的碳价从每吨 5 欧元上涨到每吨 20 欧元，这使得燃煤电厂的成本更高，运营成本的增加导致电力批发市场价格上升。

同时，频繁出现的负价格信号也无法均衡地传递给消费者。这是由于德国每度电电费中，



电网费和可再生能源附加费两者合占超过 45%的比例，另外还有销售税、电力税、特许权费用、离岸责任费用、热电联产厂附加费以及工业行业电网费用回扣等。其中，可再生能源附加费（EEG）是按《可再生能源法》规定，在电费中必须缴纳的可再生能源电力税，以供政府促进可再生能源产业的发展。

2007 年，度电电费中必须缴纳 0.8 欧分的可再生能源附加费，这项费用到 2019 年涨到了 6.41 欧分，2020 年居民用户缴纳的附加费更要涨到 8.04 欧分。

|              |       |   |              |
|--------------|-------|---|--------------|
| 电力供应成本       | 22.8% | 电力供应商的利润率和在批发市场购买电力的成本  | 6.88 欧分/千瓦时  |
| 电网费          | 24.4% | 由联邦网络局 ( BNetzA ) 规定的使用电网的费用                                      | 7.09 欧分/千瓦时  |
| 可再生能源附加费     | 21.2% | 向生产者支付可再生能源的国家保证价格  | 6.41 欧分/千瓦时  |
| 销售 ( 增值税 ) 税 | 16%   | 按电价税前价格征收一定比例的销售税   | 4.9 欧分/千瓦时   |
| 电力税          | 7%    | 对电力消费征税   | 2.05 欧分/千瓦时  |
| 特许权征收        | 5.6%  | 对使用公用空间的征税  | 4.9 欧分/千瓦时   |
| 离岸责任征收       | 1.4%  | 如果电网运营商未能及时连接海上风电场以销售其生产的电力，则必须支付赔偿金。运营商可以通过此项税费将这些成本转嫁给消费者       | 0.416 欧分/千瓦时 |
| 热电联产厂附加费     | 0.9%  | 热电联产 ( CHP ) 工厂的运营商可以获得他们销售的电力保证价格。保证价格与他们在市场上获得的实际价格之间的差额由此附加费补足 | 0.28 欧分/千瓦时  |
| 特许权征收        | 1.0%  | 大功率消费者部分或完全免除电网费用   | 0.3 欧分/千瓦时   |

数据来源：德国能源和水业协会 ( BDEW )

工商业电价减免税费：中小型企业依然“受苦”

而对工业用户来说，德国以年耗电量 24GWh 为界，超过此耗电量的用户享受可再生能



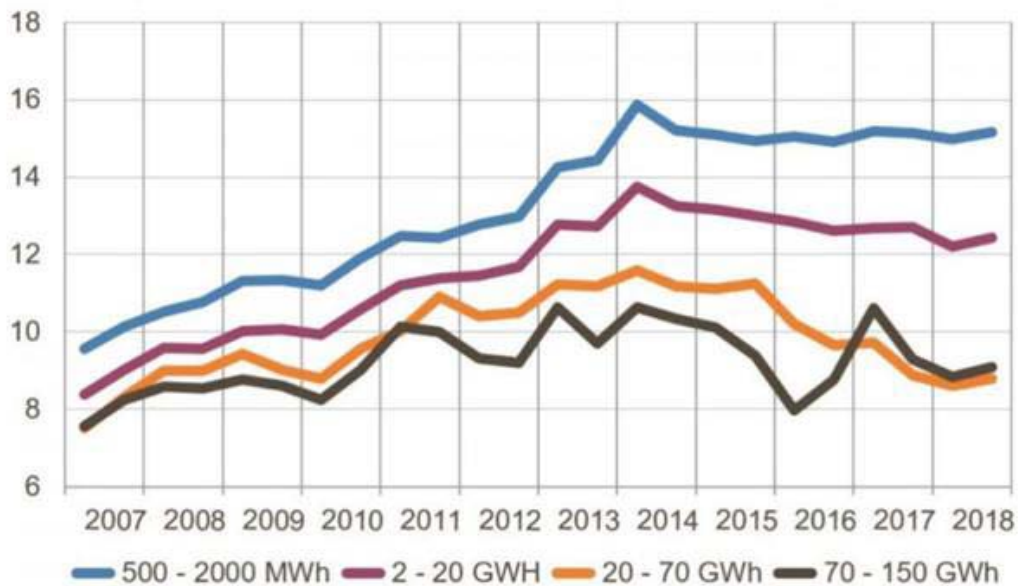
源电价附加豁免，低于 24GWh 的则需承担。

根据德国能源和水业协会(BDEW)的数据，工商业企业用电量占德国用电总量的 74%，工业用电占该国用电量的 47%。不过，能源成本的影响在不同领域之间差异很大。欧盟数据显示，从事电子产品或汽车生产的公司仅将其总支出的 1%用于能源，而生产水泥、纸张、玻璃、钢铁和基础化学品的能源密集型公司，这一份额平均在 3%至 20%之间。例如，电力约占铝生产总成本的 50%，纸张的 13%，钢铁的 10%，因此，铝、基本化学制品、纸张和钢铁的生产商对电价特别敏感。由于免去了可再生能源附加费、特许权征收费及电力税费，这些大工业高耗能用户得以享受相对低廉的工商业电价。

不同公司享受的税费免减额度也有很大差异。交易方式、消费电量的多寡、何时用电、需求特性、与负荷地的距离，以及是否连接高压、中压或低压电网等等因素，都会对用户最终支付的电费有所影响。即使都是大工业用户，需要支付的电费也有较大差异。BDEW 的数据显示，2018 年，一家大型能源密集型公司每年用电量为 1 亿千瓦时，根据免税额，其缴费范围为 5.1 欧分/千瓦时至 17 欧分/千瓦时。

另一方面，中小型工商业用户对德国的高昂电价叫苦不迭。许多公司付出了相对较高昂的价格。德国众多的中小企业通常由家族所有，是其国家工业供应链重要的一环，而这些中小型用户和大工业用户之间的电费价差显著。如下图所示：

Development of industrial power prices in Germany  
Average prices in ct/kWh depending on consumption



南方能源观察

### 发展可再生能源不是“免费午餐”

2019 年，德国燃煤发电约占总发电量的 28.2%，可再生能源发电占 40.1%。风能和太阳能是德国能源转型中最重要的可再生能源。德国的目标是，2030 年以前温室气体比 1990 年减少至少 55%，2022 年前关闭所有的核电站，2038 年全面退煤，2050 年提供安全的、可负担的、环保的能源，但随着大规模可再生能源的并网，系统结构将发生变化。对全社会而言，发展可再生能源并非“免费午餐”，也意味着长期系统成本的上升。

随着并网的可再生能源增多，其他机组利用率会下降，能使系统平稳运行、成本最小化的机组类型可能会变化，比如从煤电变成天然气，导致系统长期电价水平上涨。





此外，可再生能源越来越多的系统，也是一个需要更加灵活、频繁爬坡调节、更多备用与轻资产的系统。

在德国，电网公司主要通过平衡服务来保证供需的平衡和稳定的频率。四家输电运营商（TSO），通过拍卖市场获得平衡服务来保证本电网范围内的电力供需平衡。德国有三个电力平衡市场：主平衡市场（Primary Balancing Power Market）、二次平衡市场（Secondary Balancing Power Market）以及三次备用市场（Tertiary Reserve Power Market）。这3个市场的区别主要在于反应时间，分别为30s、5min和15min。每个市场的服务都包括正平衡服务和负平衡服务。

但近年来，虽然德国的可再生电源比例增加，其平衡服务的需求反而下降了。这主要是源于TSO之间的合作以及市场设计的修改。2009—2010年，四家TSO建立了共同平衡市场（Common Balancing Market）。TSO都希望以最低的成本获得平衡服务。而如果一个TSO需要的平衡服务是正向的，另外一个TSO的需求是负的，则平衡市场的效率将在一定程度上降低。更加有效率的市场是将几个电网的控制区连接，避免不同TSO之间需要反向平衡服务。这种区域合作不仅可以在德国国内，也可以扩展到其他国家。2011—2014年，来自奥地利、比利时、捷克、丹麦、德国、荷兰和瑞士的TSO共节省了298TWh的正负平衡电量。

此外，2014年11月，德国在欧洲能源交易（EEX）平台新增了15分钟日内市场，将交易时段变为15分钟，一天96个时段。通过更细致的调度运行与灵活安排，过去几年德国系统的备用需求在下降，而不是上升。

但可再生能源的额外平衡成本并不低。

德国北部负荷较低，该区域风电多发的情况下，根据市场竞价形成的电力潮流将从北到南流，而发用电安排出现了越来越多物理调度不可行的情况。因此，系统需要额外的再调度（re-dispatch），而对应的成本越来越高。2015年和2016年，德国因输电阻塞造成的重新调度成本高达10亿欧元/年，到2018年，再调度成本就接近15亿欧元，电网再调度成本通过电网过路费最终会分摊到电力消费者身上。

为了缓解阻塞，德国采取了其他替代方案，例如扩大南北电网传输容量。原本2008年德国制定独立输配电价后，初期由于加强监管，输配电价有所下降，从2008年的5.9欧分下降到2009年的5.73欧分，但之后为接入可再生能源，对电网进行了大规模扩建和改造，输配电价呈上涨态势，2017年达7.48欧分。

此外，由于现货市场价格是基于边际成本的出清结果，部分固定投资成本较高的发电机组，特别是新能源发电机组无法从现货市场中获得足够的收益维持经营。

在其他一些欧洲国家，通常是建立容量市场弥补固定投资成本，根据机组为系统提供的可用容量进行补偿，与发电电量无关，换言之，不是买电量，而是买发电服务。但德国目前的发电容量已经超配，容量市场虽然有缺陷，但引入容量市场也是一笔不小的开销。

本文部分内容根据eo圆桌主题讨论“高比例可再生能源下，德国电价机制及对终端消费者影响”整理而成。主讲人：张树伟 德国能源转型智库Agora Energiewende高级顾问

eo圆桌是《南方能源观察》杂志与中国人民大学应用经济学院共同举办的月度小型讨论会，定期聚焦能源行业重要话题，邀请来自政府、能源企业、研究机构等多方专业人士参与讨论。自举办以来，讨论主题涉及国内外能源市场化改革，价格与监管机制设计，行业投资机会等，为业界提供思想碰撞交流的平台。

## 6、国际工程最后的沃土：驻欧洲一线区域代表解读中东欧国别市场（原创 王鹏程 国际工程 Daily2021年2月1日）

种一棵树最好的时间是十年前，其次是现在。对于中资企业来说，国际工程市场开发同样如此。





王鹏程，常驻匈牙利，主要负责中东欧国际工程市场开发。他是在中国电建、中国建筑两大央企平台多年深耕海外市场一线的实力派。

【国际工程 Daily】独家刊发他对于国际工程蓝海市场-中东欧市场的洞见文章第三篇。

中国的历史长河中有两位最闪耀的天才，一是秦始皇，二是毛主席，他们不仅有“大一统”的理念追求，更有实现“大一统”的能力和功绩。这里说的“大一统”，重点不在疆土，而在于对身份、认知等思想层面的统一。正是因为“大一统”，我们没有陷在语言、民族、宗教等问题的困局里，从而形成了全球最大的单一市场。

可欧洲没这么幸运，天才的拿破仑在散装的地缘环境下几乎就要逆天改命，最终却还是敌不过宿命。直到现在，欧盟还是散装的，更别提边缘地带的中东欧，每个小国都有自己的小算盘。

所以当中资工程企业来到中东欧这一欧洲的城乡结合部后，一是要接受“批发改零售”的市场现实，二就是要学会分门别类，做好排序、找准目标。

中资工程企业大规模来中东欧市场已7年有余，观察同行们的取舍、收获，便可以对市场热度与潜力有个大致了解。以下不妨做个分级：

#### 一类：塞尔维亚、波黑等东南欧市场

在经济不发达、对华相对友好、非欧盟成员国（可自主举债、开发流程自定等）等多个有利天赋的加持下，以塞尔维亚为代表的东南欧国别市场是近年来中资企业重点开发的热门市场。

国机、交建、电建、能建等市场嗅觉灵敏的企业近年来在这些市场收获了很多项目，纷纷把中东欧区域部设在此处，安营扎寨打阵地战。

具体的项目案例，因为公开报道太多，此处不再赘述，有兴趣的朋友们可以随手查查。

这里我想点破的是：对于后进企业，市场规模和热度很重要，在塞尔维亚之类的热门市场才好有发育机会，最不济，在这些市场还能近距离看高手过招，顺便交个朋友。这和你拼了命要送孩子读名校，一个道理。

#### 二类：白俄罗斯、乌克兰等东欧市场

在经济不发达、非欧盟成员等因素叠加下，以白俄罗斯为代表的东欧国别市场近年来屡有中资工程企业签约。

白俄罗斯可能是中东欧地区在中资工程行业曝光度最高的国别，单单国机集团一家就在白俄罗斯收获了一系列各式各样的项目，还有其他企业中标的援建项目等等。作为同行，我非常佩服这些抓住了市场机遇的企业，但同时，我也对该市场的可持续性存疑。

乌克兰是很特殊的存在，由于它在大国游戏中站位不清，时而受拉拢时而受打压，与中国的交往也暧昧不清，既需要中国的资金，又不敢和中国走近，限制了包括华为在内的多项和中国的大型交易，直到2020年12月才和中国签署一带一路相关协议。但不可否认的是，乌克兰是这片零售市场里不可忽视的有需求的大客户，但到底该怎么玩，就看各方的平衡艺术了。

#### 三类：波兰、罗马尼亚等大型欧盟市场

波兰和罗马尼亚都是欧盟成员国，面积大、人口多、中等经济水平，分别扼守波罗的海和黑海，是美国重点援助、拉拢的两个国别，是欧盟近年来经济援助规模最大的两个国别，基建项目多且大，建设资金主要由欧盟提供，因此一直是中资工程企业高度关注的两个市场。

但正是由于两国的项目不缺资金、政府明确亲欧美、相关工程标准和要求与欧盟一致，导致中资企业在上述市场的收获与投入完全不成比例，特别是波兰。

中铁、中电工在波兰折戟沉沙的故事，已过去很久，但交建、能建在波兰工程业多年一无所获的局面却近在眼前，逼得国开行和建行都不得不调整业务方向了。



中资大型集团中，只有电建是个孤例，守了不到十年便开花结果，而且是水利、电力、公路、铁路全面开花，电建在波兰乃至整个中东欧的市场开发经验，值得所有同行们学习。

#### 四类：克罗地亚、斯洛文尼亚、匈牙利等中小型欧盟市场

以克罗地亚、斯洛文尼亚为代表的中小型欧盟市场，其国内市场容量小，偶有欧盟援助或中国投资的超大型项目出现，但不可持续，且相关标准与要求和欧盟一致，属于食之无味、弃之可惜。

匈塞铁路匈牙利段的项目故事，就是这个市场的经典案例，值得反复研究、充分借鉴，回头可以专门再聊。

#### 五类：奥地利

奥地利不属于城乡结合部，不是目标市场。

但稍作了解后就会发现奥地利在中东欧市场有着十分特殊的江湖地位，这个富裕而低调的中欧国家，绝不只是在奥匈帝国时代占领了中东欧。

因此，在第三方合作、兼并购、对标一流等间接业务方面，应当关注奥地利。

#### 最后一类：不提也罢

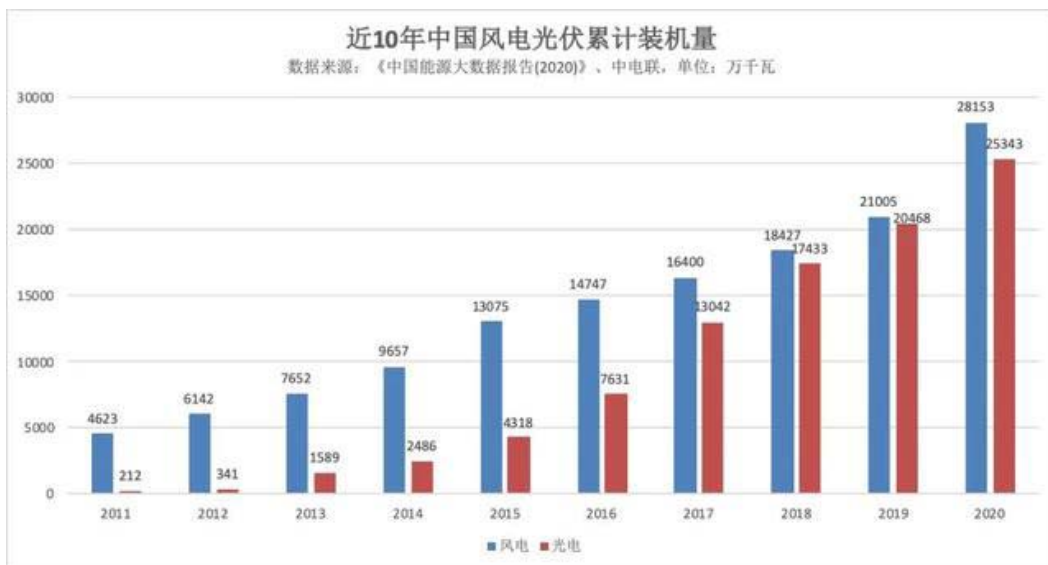
还有些国家，因为在大国间选边站队的问题，确实不好评说，只能说大家都不容易。

### 7、碳中和，中国的雄心与软肋（出行一客，发布时间：02-02 19:13《财经》杂志交通工业组官方帐号）

文 | 《财经》记者 韩舒淋 徐沛宇

编辑 | 马克

2021 年是“十四五”开局之年，中国的新能源产业迎来了前所未有的发展空间。习近平主席在 2020 年 9 月和 12 月两次表态，定下了中国二氧化碳排放 2030 年前达到峰值、2060 年前实现碳中和，以及 2030 年非化石能源占一次能源消费比重达到 25%、风电、太阳能发电装机达到 12 亿千瓦以上的新目标。



所谓碳中和，是指每年的排放量与减排量互相抵消，二氧化碳零排放。

气候变化已是国际政治的核心议题，这是《巴黎协定》签订五年之后，中国首次承诺提高自主贡献力度。对中国而言，改变以煤炭为主的高碳能源、电力结构，转向清洁能源为主的低碳能源结构，是大势所趋和必由之路。业界相信，在新的气候变化承诺下，在规模上已经领跑全球的中国新能源产业，还将迎来更快速增长。

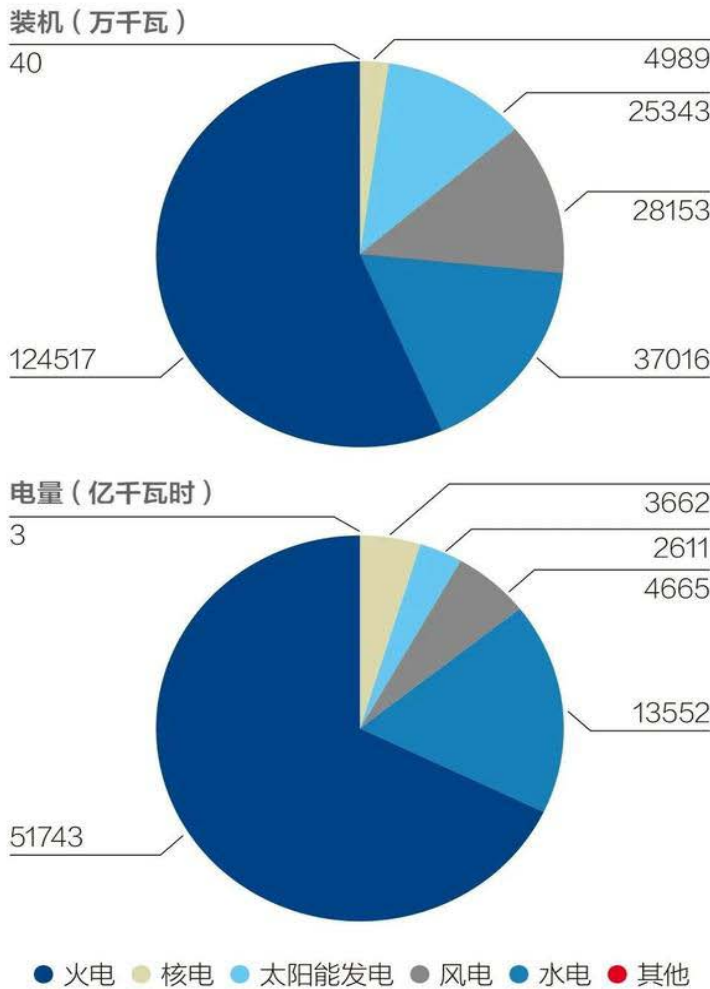
风电、光伏产业对未来十年年均新增装机规模预测分别为 5000 万-6000 万千瓦和 7000



万-9000 万千瓦。这一预测下，届时新能源装机规模将大大超过 12 亿千瓦的国家承诺下限，达到 17 亿千瓦以上。增速也将显著超过“十三五”时期。过去 5 年，风电年均新增约 3000 万千瓦（其中 2020 年新增超过 7000 万千瓦），光伏年均新增约 5000 万千瓦。即便是第三方机构，给出的风光合计年均装机预测也普遍达到 1 亿千瓦以上。

资本市场已经提前开始狂欢，由于有着更积极的规模增长预期，光伏概念标的在过去半年市值大涨。1 月 29 日收盘，光伏上游龙头企业隆基股份（601012.SH）市值 4057 亿元，超过煤炭巨头中国神华（601088.SH）的 3277 亿元，逼近中国石化（600028.SH）的 4565 亿元。但若对比 2020 年前三季度营收，隆基只有神华的五分之一，中国石化的五分之一。

图1: 中国电源结构



资料来源: 中电联, 截至 2020 年 12 月 31 日 制图: 张玲

气氛一片乐观，但前路并不平坦。

新的挑战主要并不在于新能源的发展规模，相反，2030 年装机规模显著超过国家承诺的 12 亿千瓦下限已是共识。挑战在于，现有的能源电力体制需要做出重大改变，方能承接新能源的大发展，确保“碳达峰、碳中和”的大目标。

中国同时迎来了能源结构转型、电力体制改革、电力供需变化，中国也是全球主要经济体中唯一一个电力需求仍有显著增长的大国。毫无疑问，未来风光等新能源将从配角上升为



主角，这给传统电力系统带来了从技术、成本、市场、安全等多方面的挑战，如果后者无法应对这些挑战，前者的发展也将后继无力。

2020 年末，个别省份重新出现限电，限电最为严重的湖南，可再生能源比例也位居国内前列，这是能源绿色转型面临的典型困难。如何应对高比例新能源带来的新问题，兼顾能源转型和能源安全，矛盾已经无法回避。

事实上，“十四五”并非新能源的收割期，而是播种期，电力市场、碳市场、绿证等多种市场化的制度设计需要协同并进，为新能源大发展打下体制基础。

国家应对气候变化战略研究和国际合作中心首任主任、学术委员会主任李俊峰告诫，风电、光伏行业不要着急实现超快速的发展，“十四五”的核心任务是解决机制问题。构建清洁、低碳、高效的能源体系，各界必须对这个目标达成共识，才能制订相关的技术、标准、价格、市场等方面的政策。同时，新能源也要摆脱多年单兵突进带来的惯性，建立系统性思维模式，自觉融入能源系统，为“十四五”之后的大发展做好准备。

“中国能否成功实现能源转型，关键就在‘十四五’。”中国社会科学院工业经济研究所能源经济室主任朱彤对《财经》记者说，当务之急是要让体制改革的步伐跟上技术进步的速度。

中国人民大学应用经济学院副院长郑新业有一个广为流传“能源不可能三角”模型，即很难同时确保“既有能源用、又没有污染、价格还便宜”。体制机制改革的背后，是决策者对能源三角优先级的考量，碳达峰、碳中和已是国家承诺，能源安全也没有退步余地，能源价格势必面临更多的变量。

#### 风光电消纳隐忧

弃风弃光一度是困扰中国新能源发展的关键问题，2016 年前后，部分省份弃风率一度超过 30%，2017 年之后虽然迅速缓解，但在未来更高比例的新能源装机下，消纳隐忧依然挥之不去。

国家能源局下属研究机构中电能源情报研究中心发布的《能源发展回顾与展望(2020)》报告称，未来五年，中国风电、光伏发电等新能源装机占比将由五分之一提升至三分之一，发电量占比迈过 10%。届时，电力系统调节能力将严重不足，负荷尖峰化加剧，消纳能力将成为新能源开发的前置条件。

图 2: 2017 年后弃风率急剧下降



2020 年 12 月的中国光伏协会年会上，国家能源局新能源司副司长任育之对光伏企业界人士表示，随着光伏发电未来大规模高比例地接入电网，消纳将变得越来越困难。“我相信在座的各位今天已有这些感受，明天你们会感受更深。”

业界已开始对此忧虑。全球最大的光伏组件企业晶科能源(JKS.US)副总裁钱晶对《财经》

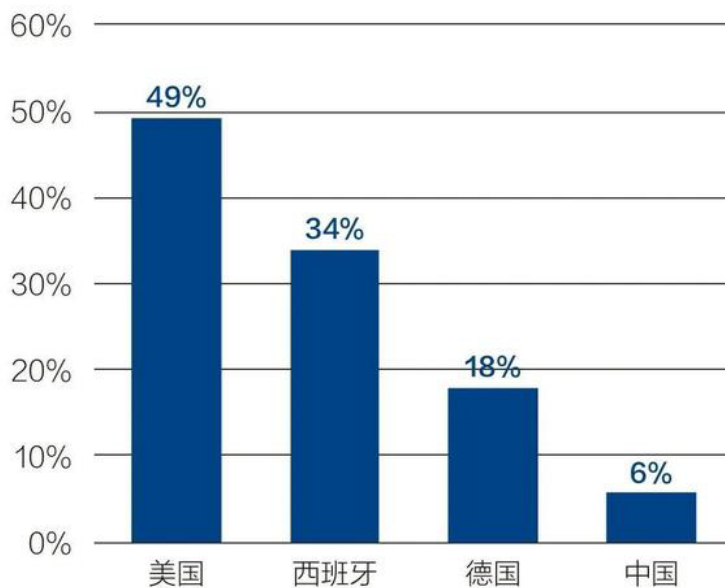




记者表示，十四五前期，产业链的供应能力是行业发展的关键，而电网消纳力则是对光伏行业后续发展影响最大的因素。

新能源一有消纳矛盾，电网公司常常是众矢之的，这与中国的电力体制有关。在过往的电力体制下，电网公司是电力统购统销的主体，因而也承担了新能源的消纳责任。消纳问题本质上是匹配供需，最终消纳新能源的仍是电力用户，中国电力需求的增长也是消纳问题转好的重要原因。

图3：中美德西灵活电源比重



资料来源：中电联，截至2019年12月

灵活电源此前主要包括抽水蓄能和燃气发电两类，煤电则在近几年逐渐成为了辅助新能源调峰的主要灵活电源。中电联上述报告称，煤电灵活性改造技术成熟，经济合理，是提高系统调节能力的现实选择。煤电灵活性改造，单位千瓦调峰容量成本约在 500 元—1500 元之间，低于抽水蓄能、气电、储能电站等其他系统调节电源。

灵活性电源的回报机制缺乏，是建设速度滞后的原因。目前大部分地区灵活性电源调峰仅获得少量辅助服务的补贴或补偿，缺乏可持续发展的商业模式。中电联上述报告显示，中国辅助服务补偿水平偏低，2018 年，全国辅助服务补偿费用占上网电费总额的 0.83%，远低于美国的 2.5%、英国的 8%。

在 2020 年 11 月 20 日举行的电力系统低碳转型研讨会上，华北电力大学教授袁家海表示，如果当前不加快部署灵活电源，曾经高弃风弃光率的情况还将重演。灵活电源参与调峰这项辅助服务是电力系统的公共产品，成本应传导到电力用户，其价格机制应该向市场化并轨。

不仅风光大基地面临消纳隐忧，分布式项目亦面临同样的困扰。不愿具名的龙头民营光伏电站运营商对《财经》记者表示，“十四五”时期，开发光伏电站所需的空间和电网消纳指标将越来越紧张。工商业分布式电站可以实现就地消纳，但如果没有电网侧改革的持续推进，让隔墙售电政策广泛落地，那么工商业分布式电站就会变成鸡肋。

隔墙售电是指分布式发电项目所发电量不仅自用，还能在其附近地区进行市场化交易。



国家发改委、国家能源局于 2017 年宣布将试点“隔墙售电”政策，允许分布式光伏电站通过配电网将电力直接销售给周边用户。但直到 2020 年 1 月初，首个隔墙售电项目才在江苏落地。

对此，电价专家、中国人民大学兼职教授侯守礼对《财经》记者分析，高电压等级的输电成本低，低电压等级的配电成本高，输电电价与配电电价应有明显差异。目前两者的价格虽已有所调整，但差异仍然不够明显。未来应进一步拉大输配电电价差异，才能让电网有动力推进配电区域内的自平衡机制。

对于新能源业界常诟病的电网公司对消纳新能源发电态度消极，国家能源“十四五”规划专家委员会副组长周大地认为，这其实是市场政策的问题。目前没有对电网消纳新能源的激励政策，电网公司作为企业，自然难有积极性，而且消纳比例也不是电网公司自己说了算。目前的调度模式和经济政策都是与集中式大发电模式配套的，整个电力体系现在都需要转变思路，主动适应高比例新能源发电时代的到来。

新能源仍然昂贵

过去十年，光伏和风电的度电成本分别下降了约八成和四成，且仍有进一步下降空间。

隆基股份总裁李振国曾对《财经》记者表示，到 2035 年和 2050 年，中国的光伏发电成本会比当前分别下降 50%和 70%，达到 0.20 元/千瓦时和 0.13 元/千瓦时的水平。

### 可再生能源发电技术： 自 2010 年以来，成本不断下降



远景能源高级副总裁田庆军对《财经》记者说，“十四五”期间预计每台风机的发电量可提升 30%，风电场的建设成本可下降 30%，再加上良好的运维和风机质量，风电的度电成本最低可降至 0.1 元/千瓦时。目前，三北地区风电度电成本约为 0.2 元/千瓦时，中东南部约为 0.3 元-0.35 元/千瓦时。

据国际能源咨询公司伍德麦肯兹近期发布的报告，未来十年，火电的成本还将上升，光伏、风电则有 40%—50%的成本下降空间。2035 年是一个分水岭，届时中国所有可再生能源

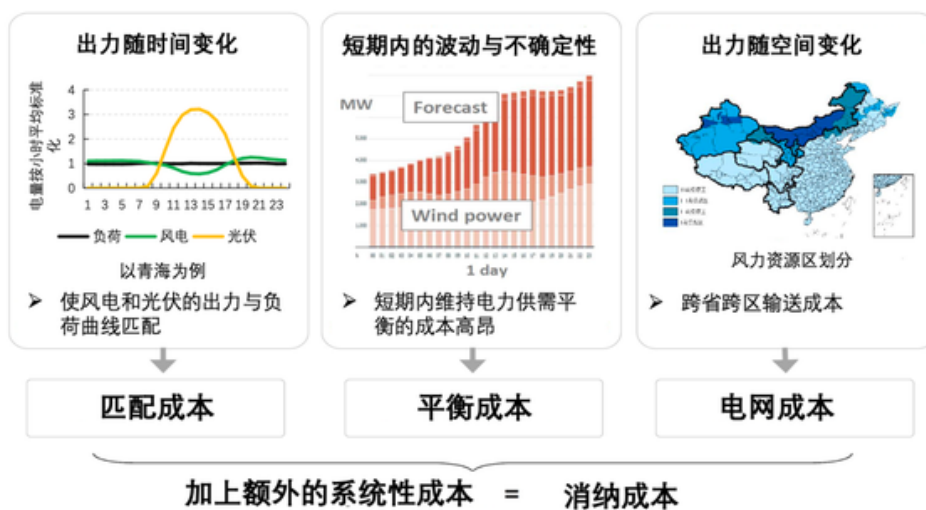
发电的成本都将比煤电低。如果再加上为碳排放支付的费用，煤电成本将高出 10%—15%。

但新能源平价上网不等于平价利用。新能源的上网/度电成本的下降，并不意味着其利用成本同步下降。相反，新能源比例越高，消纳成本越高，很可能推高电价。而当前的机制设计中，新能源的消纳成本还难以有效传导出去，这是面向“十四五”新能源发展亟需解决的问题之一。

国家电网能源研究院研究员张晋芳对《财经》记者表示，过去十年新能源发电成本快速下降，为实现“十四五”风电、光伏等补贴退出，全面进入“平价上网”时代提供了强有力的支撑。但新能源出力的随机性和波动性，对电力系统也在影响持续加深，使得系统需要同时应对来自电源侧和负荷侧的“双重”波动，将为消纳新能源付出更多的系统成本。相关研究表明，新能源电量渗透率超过 10%到 15%之后，系统成本将会呈现快速增加趋势。

张晋芳表示，结合国内外相关研究，从电力系统系统角度评估新能源利用成本，包括新能源场站成本和系统成本两部分，其中系统成本包括灵活性电源投资/改造成本、系统调节运行成本、大电网扩展及补强投资、接网及配网投资等 4 类。未来随着新能源装机和发电量增加，系统成本各项组成部分将持续保持扩大趋势，其中调节运行成本增幅最大。而调节运行成本主要由系统内的其他可调节型电源予以承担，包括因平衡新能源波动增加的火电深度调峰运行成本和抽蓄、电化学储能等运行成本。

一位发电集团人士对《财经》记者直言，一些制造企业为了炒概念，只强调上网电价的成本，给公众造成很不好的预期，这是不对的。



宋枫基于 Ueckerdt et al. (2013)修改提出

中国人民大学应用经济学院副教授宋枫总结，新能源的出力特性和负荷特性匹配度不高、自身的波动性，以及中国新能源资源禀赋和需求的空间差异，导致新能源在消纳时还要考虑匹配成本、平衡成本和电网建设成本，这些成本加上额外的系统性成本，构成了新能源的消纳成本。

消纳成本很可能导致电价上涨。

宋枫在今年 1 月人民大学的学术研讨会上所做的报告中指出，尽管技术手段能够在一定程度上缓解消纳难题、提升新能源渗透率，但实证研究和国际经验均表明，新能源全系统消纳成本随渗透率提升而增加；估算结果表明，若中国 2030 年达到 20%-30%的风光渗透率，可能带来全社会度电成本增加 0.031-0.059 元。宋枫还对《财经》记者强调，新能源消纳成本估算很重要，结果也会受到方法、假设、参数不同的影响，希望有更多相关研究来互相参考。

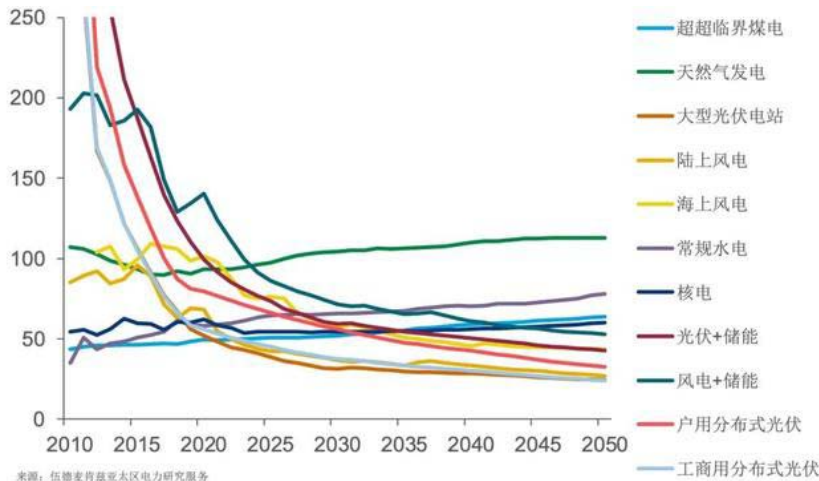


芝加哥大学能源与环境政策研究所（EPIC）2020年11月发布的一份研究显示，在美国实施可再生能源配额制（RPS）政策的29个州和哥伦比亚特区，7年后可再生能源电量比例提高了2.2%，同时零售电价提高了11%，12年后可再生能源电量比例提高5%，零售电价提高了17%，主要是新能源电网接入成本所致。

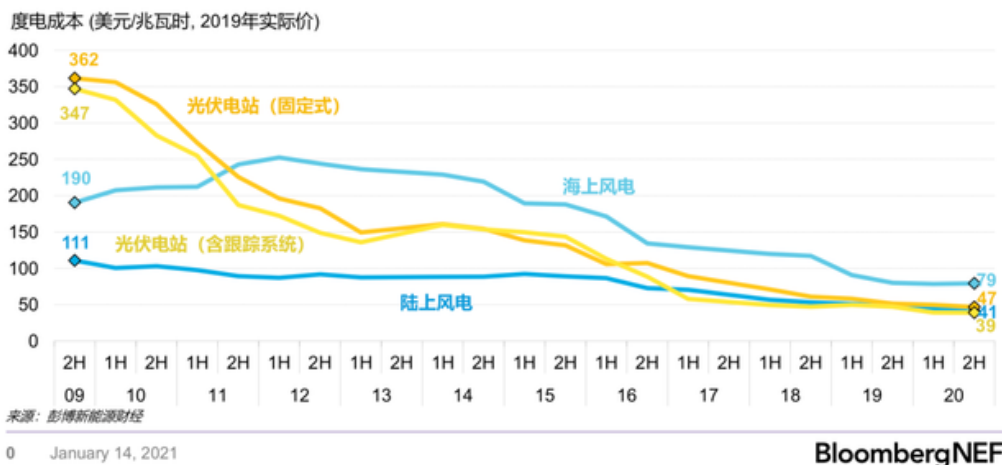
未来，新能源发电成本的下降速度能否快过系统成本上升的速度，将决定新能源利用成本能否继续下降，这一点并不乐观。

张晋芳表示，从电力系统总体发展来看，预计在“十四五”、“十五五”期间，新能源场站成本减少量不能完全对冲系统成本增加量，新能源“平价”利用面临挑战，但合理控制发展节奏，将有利于缓减新能源利用成本上升。同时也需要通过市场竞争机制，推动全社会共担绿色发展成本。

多位受访的专家都谈到，新能源的消纳成本要有传导出去的机制。中电联专职副理事长王志轩撰文表示，对与电网连接的电源来讲，只计算发电端的电量成本并以此衡量是否“平价”，无法估计电力转型成本和艰难程度，也不利于防范电力转型中的风险。没有将电能全成本传导到用户，不利于用户认识低碳发展的艰巨性，不利于强化节能意识，也会间接影响到碳价格，进而影响到碳市场的正常运行。



中国各电源平准化发电成本 (US\$/MWh)



全球风电、光伏基准度电成本

如何参与电力市场？新能源最大的挑战

无论是灵活性电源改造不及预期，还是消纳成本难以传导，亦或是辅助服务缺乏合理的





回报机制，深析原因，都聚焦在缺乏市场机制上。

当前已经有少量新能源电量参与交易，以西北地区新能源装机容量比较高、消纳困难的省份为主。这些地区的地方政府会限定保障利用小时或者电量，保障内的新能源电量由电网公司保量、保价收购，保障外的电量就要去市场竞争消纳，其电价一般低于补贴的标杆电价。

陕西省发改委在今年1月出台的《陕西省2021年新能源发电企业参与市场化交易方案》，2021年风电、光伏保障利用小时数分别为1700小时和1250小时，超出部分进入市场，市场化的新能源电量约占15%。而新能源装机比例更高的甘肃省，其保障收购的新能源电量为137亿度，超出的部分全部进入市场。甘肃一年新能源的发电量超过380亿度，超过60%的新能源电力进入市场。

交易模式上，主要包括三种：其一是在北京交易中心进行的跨省区外送省间交易，通过双边协商、挂牌、集中竞价等方式参与，以及与火电打捆外送交易，以中长期为主，也包含现货市场交易；其二是在省内交易平台上的电力交易，同样以中长期为主，开展现货试点的省份也有现货交易；其三是与火电及其他电源进行的发电权交易，通过与火电企业协商，将火电企业的发电权置换给新能源，二者协商分摊电价收益。

电网公司在市场交易中扮演了重要角色。无论是省间市场，还是省内现货试点，省级电网公司常常是唯一的买方，承担了可观的新能源消纳责任和维持电价水平责任，以省电网公司为主体参与市场购电，当前有一定的合理性，但未来推动新能源企业和用户直接交易是大势所趋，也需要更周全的市场设计。

在新能源比例越来越高的情况下，跨省的电力交易也越来越频繁，缓解了新能源比例较高地区的消纳压力。北京交易中心披露的数据显示，2020年1至11月，已经组织571笔省间市场化交易，新能源省间交易电量839亿千瓦时，同比增长3.5%。

进入市场的新能源也依然享受补贴。2020年10月，财政部、发改委、能源局联合发布“《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知”，其中明确了对存量项目各类资源区风电、光伏全生命周期的补贴小时数上限，并明确其补贴额度为标杆上网电价与燃煤上网基准价的差额。

华能集团新能源部主任李来龙对《财经》记者表示，这一政策虽然对发电集团减了一部分分利，但减量并不大，并且解决了原来超装的矛盾，总体很合理。

这样的机制下，新能源进入市场呈现“价补分离”的特点。度电补贴按照批复电价与燃煤基准价的差额来确定，保证了存量新能源的基本收益，同时参与市场竞争，形成价格信号。

对新能源而言，尽管补贴还未彻底消失，但进一步的市场化意味着投资更大的不确定性。2020年，中国风电新增装机达到了创纪录的7167万千瓦，几乎接近此前四年的总和，这一方面体现了中国风电产业链的能力，另一方面也显示出投资者在奋力搭上补贴的末班车。

“十四五新能源最大的风险就是如何参与市场，市场是最大的不确定因素”，李来龙对《财经》记者感叹。他表示，此前高补贴时期，一般在补贴周期末段投产的项目收益率较好，降价后新补贴周期头段的项目相对差一些。“十四五”期间要看市场政策如何制定，整体上投资回报会在合理水平，明显高的项目肯定会越来越少。

任育之表示，光伏参与电力市场与煤电等传统能源公开竞争，目前还存在较大难度。但业界必须要清醒的认识到，随着电力市场改革的不断深入，光伏风电等新能源必将逐步参与市场，这是大势所趋。如何成功参与电力市场，是“十四五”期间各方必须要共同研究和破解的问题。

随着电改进一步推进，现货市场试点将从8个省份逐步推开到全国，参与市场的电量也将进一步提高。综合发电、电网多位熟悉交易、市场的专家观点来看，中长期与现货市场的衔接机制，已经是当前电力市场改革亟需考虑的问题，对新能源来说，由于其波动性高和可



预测性差，这一矛盾更加突出。

2020年11月，发改委、能源局联合发布关于做好2021年电力中长期合同签订工作的通知，其中要求年度签约电量不低于前三年平均值的80%，后续通过月度合同保障签约电量不低于前三年平均值的90%-95%，并且鼓励交易主体分时段签订电量电价，即带曲线签订合同。

已经进入市场的新能源也将同样受此约束，其年度电量签订尚可满足比例要求，但由于新能源自身的波动性和预测精度低，带曲线签订中长期合同完全没有可能执行。中长期合同电量曲线如何通过市场化方式形成，是新能源进入市场要面临的新问题。

一位相关专家对《财经》记者表示，目前新能源出力的预测精度比较低，以单日96点分时段曲线的预测精度来看，新能源日前单点预测精度不到40%，而日内提前一两小时预测精度可以达到80%以上。这也就意味着对新能源而言，参与日内市场是最合适的，因此，交易机构交易品种的建设要跟上，建立连续开市的交易机制。这样年度的合约在执行过程中，如果发电能力超出了，可以在短期现货市场迅速寻找买家，如果发电能力不足，可以把合同卖给其他电厂。

有专家认为，将来交易中心的中长期交易应该不只有年度、月度的形式，中长期交易也会连续长期开放，这样市场主体可以不停的在中长期市场中买卖合同。通过这种滚动的买卖，越逼近日前就越能知道预测曲线，最终通过交易形成曲线。

大唐甘肃公司赵克斌在《南方能源观察》上撰文总结甘肃的现货市场试点时提到，甘肃的现货实践让新能源企业非常清楚地意识到两个问题：一是中长期曲线分解至关重要；二是新能源功率预测准确性非常重要。如果有问题，那一定是新能源功率预测不准的问题；如果还有问题，那一定是中长期电量曲线分解的问题。由于日前预测不准，日内出现风小或者无风的情况，导致新能源日发电出现负收入的现象，在甘肃的现货实践中已经屡见不鲜。

除了中长期电量曲线如何形成，一位熟悉市场交易的专家对《财经》记者总结，随着高比例可再生能源进入市场，未来市场机制还有几个关键问题需要考虑。

其一是价格波动。当前试点的8个现货市场都对价格波动设定了上下限，而现货市场一般采用边际成本出清统一价格，新能源发电的边际成本为0，这使得新能源大发时，现货市场价格直接打到地板价，而新能源出力缺乏时，价格又会涨到天花板，市场实际不能给出正确的价格信号。未来需要完善市场机制，允许更大的波动。

其次，要增加辅助服务交易品种。当前的辅助服务主要是以备用和调频为主。未来新能源比例提高之后，要根据新能源的特点增加如快速爬坡、转动惯量等交易品种。比如在新能源装机比例较高的美国加州，其辅助服务市场就设置了灵活爬坡产品。

第三，需要加快全国市场建设。随着新能源比例提高，必须扩大市场范围，并且不仅仅是全国范围的中长期市场，而是需要像欧洲一样，将各省市场耦合，可以通过市场灵活引导资源配置和新能源消纳。而这背后不仅仅要打破省间壁垒，还需要非常精细的市场机制设计，如何做到全国市场和省市场的衔接。尽管困难重重，但大方向必去做，而且欧洲是可行的样板。“新能源比例不高时，这个问题还不突出，但比例越来越高之后，这个问题会非常突出”。

国家电网能源研究院副总工程师马莉表示，中国能源供需逆向分布的特点，决定了能源资源必须在更大范围内进行配置。电力市场有助于打破省间壁垒，在风光新能源快速发展的情况下，亟需建成一个全国统一的电力市场。不管是中长期还是现货，市场交易机制都需要考虑新能源如何参与。例如，可以把新能源发电、需求侧、储能等放在一起，构建更灵活的交易系统。

尽管当前市场建设仍在初期，也碰到了如双轨制下产生的不平衡资金等各种各样的问题。但接受《财经》记者采访的多位市场相关人士都认为，现货市场试点的确让企业明显感受到



市场引导价格发现机制，尤其是对电力产品，市场能够体现季节性、时段性差异下电力的价格和价值，“再不需要人为去定（价格）了”。

从长远来看，完全市场化交易的电力市场更有利于风光新能源的发展。朱彤表示，电力现货市场的竞价规则是边际成本定价，而风、光发电的边际成本是零，未来其一定是优先上网。因此，加快统一的电力现货市场和电力辅助服务市场建设，是可再生能源发展最重要的保障机制。

碳市场、绿证市场作用几何

对电力系统而言，平衡是核心问题，诸多前述讨论的辅助服务、容量市场等机制上缺乏的问题，都围绕电产品本身的平衡相关特性来展开，也凸显了新能源利用成本和消纳成本的差别。

但电力产品不只具备这些电本身的属性。有专家认为，电作为一个产品，可以分解为容量、电量、辅助服务和绿色属性四个部分。火电具备容量、电量和辅助服务，新能源具备电量和绿色属性。

显然，在电力市场中，仅考虑前三项属性，新能源还无法和火电竞争。但它具备的绿色属性，需要在碳市场、绿证、碳税等可能的市场、价格机制中体现。

碳市场是最先启动的。2021年1月5日，生态环境部出台《碳排放权交易管理办法（试行）》。按照该办法，2021年将成为全国碳市场的第一个履约周期，未来主要的交易产品将包括碳排放配额和中国核证自愿减排量（CCER）。

高碳排放的煤电项目是全国碳市场的首个管控对象，零碳排放的风电光电项目则不属于碳市场管控的对象。在碳市场环境下，煤电项目将背上越来越沉重的碳排放负担，降低其对风光新能源项目的竞争力。同时，风光新能源还可通过CCER机制直接从碳市场获得经济效益。

不过，在全国碳市场启动初期，CCER的交易将暂缓实施。制定CCER具体交易细则的《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》尚处于修订之中。CCER项目的审批目前处于暂停状态，何时重启待定。

目前，国内已经开展的碳市场试点对于火电成本的影响还不明显。《南方能源观察》今年1月发表的一篇碳市场对电力交易的分析文章中测算，当前广东碳市场成交机制和价格下，碳交易成本仅占火电机组正常发电成本的0.5%左右，基本不会对目前火电机组运行成本造成影响；如果配额比例5%、碳交易价格达到300元，将占发电成本6%左右，成为火电机组在电力市场报价的重要因素之一。

在碳市场探索长达15年的欧洲，在2018年进一步收紧碳配额之后，其碳价在过去半年数次突破30欧元的高点。以28欧元估算，则每兆瓦时煤电发电成本增加22欧元，这显著拉低了煤电的综合竞争力。

碳市场之外，可再生能源消纳保障机制是政策上对于绿电消纳的另一大支持措施。中国政府2019年5月发布《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，于2020年开始实施可再生能源消纳保障机制。该机制包含的可再生能源电力消纳责任权重指标，是目前对各地消纳风光新能源唯一具有强制性和约束力的考核指标。

根据上述通知，各省级能源主管部门负责本省级行政区域的消纳责任权重落实，电网企业承担经营区消纳责任权重实施的组织责任。国务院能源主管部门对各省级行政区域消纳责任权重完成情况进行监测评价，对未履行消纳责任权重的市场主体要求限期整改，将可再生能源消纳量与全国能源消耗总量和强度“双控”考核挂钩。

彭博新能源财经2020年7月发布的报告称，2019年，在非水电可再生能源电力消纳方面，中国有15个省(区、市)未达到最低消纳责任权重。2020年，预计有5到8个省(区、市)





达不到非水电再生能源最低消纳权重目标。

根据相关规定，无法实现目标的消纳责任主体有两种履约渠道：一是自愿认购可再生能源绿色电力证书（下称绿证）；二是向超额完成年度消纳量的市场主体购买其超额完成的可再生能源电力消纳量。

2020 年是消纳保障机制考核的第一年，可再生能源电力消纳量的交易即将开展。2021 年 1 月 26 日，北京电力交易中心发布《北京电力交易中心可再生能源电力超额消纳量交易规则（试行）》，将在近期开展省间超额消纳交易量。根据该规则，每 1 兆瓦时消纳量产生一个可再生能源超额消纳凭证，采用双边协商、集中竞价、挂牌和滚动撮合的方式进行交易，原则上只进行年度交易，在每年年度电量结算工作完成后的第二周开展。此外，绿证交易结果每月同步至电力交易中心，不再重复在超额消纳量市场中参与交易。

绿证的进展则不尽如人意。绿证的推出原来希望通过市场交易绿证来取代部分政府补贴的压力，出售绿证的新能源电量不再享受政府补贴电价，这也导致了绿证的价格高昂，并且越晚开发的新能源项目绿证越便宜。更重要的是，绿证目前是自愿购买，并非“强制”，买方“用爱发电”，昂贵的绿证价格下，对于有消纳考核的主体来说，自己投资绿电、购买绿电或者购买超额的可再生能源消纳量，都比买绿证更有动力。

绿证的交易因此也并不活跃，中国的绿证自愿认购从 2017 年 7 月 1 日起开展，中国绿证认购平台的数据显示，截至 2020 年 1 月 28 日，总共只有 2510 名认购者认购了 72438 个绿证（1 兆瓦时新能源电量生成一个绿证）。而在欧美，在强制配额制、成熟的电力市场支持下，用电方与新能源发电企业长期购电协议（PPA）越来越流行，PPA 一方面确保了市场主体能够以稳定的价格购买电力，同时满足对绿色电力配额的考核要求。

国家能源局在 2020 年 9 月 23 日答复解决光伏发电补贴拖欠问题时称，正在加快建设绿证和可再生能源电力超额消纳量市场化交易的技术支持体系，将持续完善绿证交易制度，扩大其市场规模和交易范围，确保两者的有序衔接。

李俊峰认为，该机制目前对各地实施的压力并不够，各地完成当前的指标难度太小。未来应该完善该机制，缩小地区间责任权重指标差异，拓宽完成该消纳权重指标的市场交易方式。让各地承担均衡的消纳权重，以达到提高全国消纳水平的目标。

落基山研究所电力部门高级咨询师刘秉祺对《财经》表示，可再生能源电力消纳保障机制主要是制定了可再生能源消纳的下限和短期目标，对长期高速发展的引导和激励尚不足。长远来看，该机制需要与其他长效激励政策机制有效结合，形成强有力的发展激励和约束保障。比如，制定与 2030 年可再生能源发展目标以及碳中和目标相一致的发展规划，与碳市场交易机制联动等。

据《财经》记者了解，随着风光新能源发展目标的提升，各地的消纳责任权重指标也将相应调整。相关研究机构不愿具名的人士对《财经》记者表示，权重指标在发挥中长期引领作用的同时也会根据发展实际进行动态调整。按照碳达峰和碳中和的最新目标，中国可再生能源发展相比“十三五”期间将显著提速，2021 年以后分解到各地的消纳指标将会以上述目标作为重要测算边界。

#### 新能源挑战电网稳定性

对电力系统运行而言，高比例的可再生能源正在带来新的挑战。

传统的电力系统是一个电源随着负荷波动运行的系统，而新能源加入之后，电源侧不可控的随机波动性也增大，要求其他电源也要平抑新能源的波动。而新能源比例越高，波动越大，其他调节电源需要作出的调整越大。

此外，新能源的出力曲线往往与负荷曲线并不匹配，极端情况下甚至呈现相背的特点。光伏“晚峰无光”，风电“极热无风”，以及冬季常见的阴雨寡照、静稳雾霾和低温冰冻天气，





往往造成新能源在冬夏用电高峰时“临阵脱逃”。2020年8月14、15日，美国加州在高温大负荷期间，就因晚峰时段新能源减发导致大规模停电。在国内，新能源比例较高地区多次出现发电低于预测，被迫对工业用户实施有序用电措施。

此前一度引起广泛关注的今冬湖南大范围限电，是能源转型和电力供应安全矛盾的典型缩影。截止2019年底，湖南清洁能源装机容量达到2594万千瓦，清洁能源装机比例达到54.8%，其中水电、风电、光伏装机分别为1744万千瓦、427万千瓦和344万千瓦，装机比例全国第七。清洁能源电量962亿度，比例51.6%，这一比例位居中东部第一，全国第四，超过一半的电量来自清洁能源。

湖南的电量和负荷保持高增速，此前已经出现限电情况。在此次冬季负荷高峰矛盾进一步爆发，湖南水电处在枯水期，风光出力不稳定，难以顶峰支撑电网长时间高负荷运行。而作为兜底的煤电在湖南生存条件艰难，由于可再生能源占比提高，湖南省内煤电利用小时数长期在不足4000小时数的低位运行，并且逐年下降，从2018年的3885小时降低至2020年的不足3700小时，加之本省是煤炭输入省份，原料价格较高，发电企业并无投资煤电的动力，2016年到2019年煤电装机容量减少了约60万千瓦。

煤电利用小时数和装机双双下降，可再生能源装机和电量提高，外送能力方面又面临西北冬季风光出力下降和华中地区普遍迎峰度冬供应紧张，结果是湖南最终出现严重的限电情况。

今年冬季以来，寒潮影响下电力需求激增。1月7日，国网经营区域负荷达到9.6亿千瓦，创历史新高，其中11个省网负荷创历史新高；1月11日，南网用电负荷达到1.97亿千瓦，与夏季峰值相当。气候影响下，居民负荷在峰值负荷时期占比提高，且夏季负荷与冬季负荷峰值相当，是电力系统的新特点。

另一大风险与电力系统本身的运行技术特点有关。

对电力系统而言，必须将交流电压的幅值、频率以及通过输变电设备的电流维持在限额之内，才能安全有效传输电能。这需要电力系统中的电源能够为系统运行提供足够的旋转备用、电压支撑和转动惯量，以应对各种设备故障。水、火、电等同步发电机性质的电源，因转子质量大、惯性大，在电压和频率小幅波动时可稳定运行，所以能够可靠有效地提供上述三种辅助服务。新能源因源端获取的能量波动不稳、或以直流电流形式输出，所以必须通过由电力电子器件构成的变频器、逆变器方能并网运行，电力行业称之为“电力电子化电源”。受此技术特性影响，新能源难以向电力系统提供与其发电功率相应的旋转备用和转动惯量，能够提供的火电机组为了留出电能消纳空间，不能开机并网。

因此，从目前的技术水平来看，未来的电力系统必然是“双高”的，即并网运行的设备中新能源比例高、电力电子化比例高。“双高”电力系统如何安全稳定运行目前还是“无人区”，全世界的电力系统运行者都还在探寻摸索。

最近的典型案例是英国2019年8月9日下午发生的大停电。这次停电造成了包括伦敦在内的100万电力用户受到影响，事故当时新能源大发，但一起电力系统运行中常见的线路接地故障，却在英国最大的海上风电场导致大量机组变频器因无法承受电压波动跳闸，功率缺失后系统频率小幅下滑，又引发各地配电网的分布式光伏因逆变器耐频性能不足、无序脱网，进一步拉低系统频率；而此时并网常规电源较少，无力提供足额的旋转备用和转动惯量，遏制系统频率一步步下滑，直到跌至48.9HZ，引发配电网中为防止系统频率崩溃而设置的低频减载自动装置动作，切除了大量负荷，造成大面积停电，才稳住系统频率跌势，阻止了英国电力系统的全面崩溃。发生大停电的英国，其可再生能源装机比例约为47%，同时具备良好调节性能的天燃气装机比例超过40%，但调节电源充分并不意味着能够应对系统缺乏转动惯量的问题。



类似风险在国内也有征兆。熟悉电网运行的专家对《财经》记者指出，在东部直流电网输入省份，直流输入功率较大，发生扰动故障时，会导致电网频率突然下降，过去一般依靠火电旋转备用来应对。在如今大量风电、光伏接入电网后，发现很大的问题就在风电、光伏的涉网能力不足，在电压、频率发生波动时容易脱网，出现类似前述英国大停电的连锁反应。

该专家表示，以前新能源比例小，是家里的小弟弟小妹妹的时候，性能差一点，火电大哥大姐可以帮你扛，现在新能源长大了，以后还要成为主体能源，挤走了大哥大姐，就不能再撒娇，要承担起助力电源应负的责任和义务。

更高比例的新能源装机前景下，相关的标准正在改变。2020年7月1日，新版《电力系统安全运行导则》生效，这是该导则过去19年以来的首次更新，其中对新能源明确提出了新的要求，如并网电源应具备一次调频、快速调压、调峰能力，新能源厂站及分布式电压电源和频率耐受水平原则上与常规同步机一致。

2020年12月，中电联组织的国家标准GB/T 19963《风电场接入电力系统技术规定第一部分：陆上风电》送审稿通过审查会审查，这一标准的修订历经三年博弈，一度交锋激烈，引发风电业界不少反对声音。最终送审稿中，在原有版本上新增了一次调频、惯量响应、高电压穿越等电力系统亟需的技术要求和性能指标。

刘秉祺表示，一些风电光伏比例较高的国家已通过技术改造让电网更好地消纳波动能源，比如要求具备高电压穿越能力、主动向系统提供调频服务、甚至提供虚拟转动惯量等。这些技术手段使可再生电源对电网系统更加友好，对建立长期的良性系统生态是有益且必要的。虽然目前在一定程度上会影响可再生能源的经济性，但随着技术的进步，成本将持续下降。

面对越来越高的新能源装机，中电联专职副理事长王志轩在2020年底撰文提醒，实现碳中和，要谨防“灰犀牛”“黑天鹅”。在王志轩看来，新能源大规模应用后，两类风险骤然加大。一是大概率“灰犀牛”事件风险，指风光波动性、不稳定性、随机性对电力安全稳定带来的影响，大比例可再生的发展，导致发生大面积电力系统崩溃的概率增大；二是小概率自然现象引发能源安全大风险的“黑天鹅”事件，指大面积、持续性长时间的阴天、雨天、静风天对光伏、风电为主体的电力系统造成重大电力断供风险。

王志轩表示，“灰犀牛”风险电网方面已有高度认知，还处在破解难题阶段。而“黑天鹅”风险常常被忽视。他提醒，不同主体，对这种风险性质的认识仍停留在技术层面，认为是电力系统甚至是电网的技术性问题。对于大面积、长时间天气原因造成的新的能源电力安全风险，仅靠电力系统、电网企业是不可能独立防范的。

在不可能三角中抉择

相比其他主要经济体，中国仍处在经济和电力需求发展时期，碳达峰和碳中和的压力巨大。

生态环境部国家应对气候变化战略研究和国际合作中心战略规划部主任柴麒敏对《财经》记者表示，中国从碳达峰到碳中和的时间只有短短30年，不到其他发达国家的一半。因此，中国的绿色低碳转型必须是跃迁式、变革式的发展。这需要能源电力领域作出非常大的结构性变化，不仅是靠某些领域的技术创新、效率提高就可以实现。能源系统的改造将面临一场大的变革，需要供给者、消费者等多方共同参与。在经济性成本如何分摊方面，不应是增加一毛钱、两毛钱的成本，而是要重新组织架构，形成社会成本分摊的新模式。

柴麒敏说，从目前大部分研究结论来看，在2040-2045年，中国的电力系统要实现近零碳排放，才能到2050年左右，实现整个能源系统实现近零碳排放。发电项目的设施寿命期往往在30-40年，按照这个时间尺度倒推，从现在开始就不能再建高排放的项目了。如果要建，也要考虑做一些末端处理的措施，比如像CCUS（碳捕集利用封存技术）。



表 2: 部分国家/地区零碳电力目标

| 国家/地区 | 2019年非水可再生能源发电量占比 | 2019年非水可再生能源装机占比 | 目标   |
|-------|-------------------|------------------|--|
| 德国    | 33%               | 53%              | 可再生能源发电(包括水电)比例2030年达到65%                                |
| 英国    | 23%               | 36%              | 可再生能源发电(包括水电)比例2030年达到50%                                |
| 加利福尼亚 | 21%               | 23%              | 符合规定的可再生能源发电占州内零售电量的比例在2020年、2030年、2045年分别达到33%、60%和100% |
| 西班牙   | 37%               | 49%              | 可再生能源发电(包括水电)比例2030年达到74%                                |
| 瑞典    | 10%               | 17%              | 可再生能源发电(包括水电)比例2040年达到100%                               |
| 中国    | 8.60%             | 20.60%           | 非化石能源发电比例到2030年达到50%                                     |

资料来源: 落基山研究所

是否继续新建煤电,是关注气候变化领域的专家和电力领域专家激烈争论的焦点,并且常常难以理解对方。

关注环境的专家一般认为,煤电建设会挤占新能源的发展空间,继续上煤电意味着新能源的空间变少;煤电厂寿期一般在30年到40年,当前新建的煤电意味着未来很长一段时间都会带来碳排放,与中国减排目标相背;煤电利用小时数下降,未来也面临投资难以回收的风险;传统能源企业由于自身的路径依赖,没有动力投资新能源。

而在电力领域专家看来,反对煤电建设的观点缺乏对电力系统运行基本常识的认知,只关注电量替代的竞争关系,忽略了电力瞬时平衡的特点。此外,煤电装机容量的提高,更多是为了调节新能源服务,它的利用小时数仍会持续降低,因而装机容量的提高并不一定等于煤电电量的提高和碳排放的增加。而煤电的生存困难,恰恰是现在以电量价格为主的市场机制,缺乏对它为电力系统提供服务的回报。他们也担心,立刻停止煤电建设,会出现更多如湖南的限电危险。

一个事实是,新能源开发的主力早已变成电力央企。在发电集团看来,火电的角色必然会发生变化。华能集团董事长舒印彪就在内部表示,传统火电一定是要思考如何为消纳新能源服务做贡献。

煤电争议的背后,是能源的安全、廉价、绿色难以兼得的矛盾,也就是所谓的“能源不可能三角”。

随着新能源比例提高,前述电力市场、碳市场、绿证、消纳交易等市场机制的亟待改革,某种程度上都是对转型成本的体现,通过合理的市场机制来传导转型的真实成本。而另一方面,降低电价、降低工商业用能成本的国家政策已经持续三年,未来价格的矛盾会更加突出。

也已经有学者开始关注探讨转型的成本和节奏问题,中国人民大学应用经济学院助理教授郭伯威的研究认为,技术进步、能源效率提升、产业结构调整、人力资本提升将降低减排成本。中国实现“碳中和”目标的同时要解决好经济增长与碳排放之间的矛盾以及代际社会公平性的矛盾。过于激进的减排政策不利于社会公平,并有可能给消费者带来沉重的经济负担。考虑到当前中国消费者对高能源价格的承受力更低、代际不平等突出问题突出,因此现阶段不适合过于激进的减排政策,而宜将大部分减排压力留至后期。

如同光伏、风电发电成本的快速下降支撑能源转型一样,技术进步始终是求解矛盾的关键因素,而技术进步的速度,离不开合适的市场机制给予激励。

电源结构的争论之外,并非没有第三种选择。

清华大学电机系教授夏清表示,中国下一步的发展就是要唤醒沉睡的资源,出台有吸引力的价格机制,让具有强大响应能力的用户参与峰谷差的调峰。

平衡问题是电力系统的基本问题。传统的解决方式是“源随荷动”,即让各类具备调节能力的电源跟随负荷的变化而变化。而高比例新能源背景下,“荷随源动”越来越成为趋势。





虚拟电厂就是从负荷侧着手的一种解决方案。所谓虚拟电厂，是指通过智能调控系统，将用户的负荷变成可调节的资源，以应对电力系统的平衡需求，并可以在市场中获利。

2019年12月开始投运的冀北虚拟电厂示范工程是国内首个经国家能源局批复、以市场化方式运营的虚拟电厂，参与京津唐地区辅助服务市场。该市场在每年11月至4月运行，应对区域内超过1700万风电在冬季的填谷需求，由风电承担辅助服务费用。

冀北电力交易中心公司总经理王宣元对《财经》记者介绍，2019年启动的虚拟电厂接入容量是16万千瓦，包括蓄热式锅炉、智慧楼宇、可调节工商业等多种用户，可提供的调节容量为5万千瓦，与发电侧同台竞价，整体技术指标可以达到与传统火电机组一样的响应时间和响应速率，首次实现电力系统的实时闭环运行控制。

2020年11月，新的辅助服务市场开始运行，在去年成功参与市场的情况下，虚拟电厂规模已经扩大，可参与的调节容量达到50万千瓦。此外，去年虚拟电厂由冀北综合能源服务公司一家来牵头试点，今年提高的容量里，也有第三方和用户来打造虚拟电厂参与辅助服务。

更重要的是，虚拟电厂运行的背后离不开数字技术的支撑，王宣元介绍，虚拟电厂的建设利用了工业物联网云管边端的体系，搭建虚拟电厂智能管控平台，在用户侧要新增采集传输控制设备，未来用户可以来开发微应用，对用户侧做更精细的用户画像。

一个可调容量50万千瓦的虚拟电厂，几乎意味着减少了一个同等容量的火电机组以及电网配套设备投资。而这个虚拟电厂能够运行的背后，一方面是当地的辅助服务市场机制，一方面是不可缺少的数字技术投资。

“能源不可能三角”是中国人民大学应用经济学院院长郑新业最先提出的概念，即很难同时确保“既有能源用、又没有污染、价格还便宜”。中国的电价在全世界属于最低之列，仅相当于欧盟各国平均电价的三分之一。在碳达峰、碳中和已是国家承诺，保障用能也没有退步余地的情况下，电价上涨是中国社会必须面对的现实。

朱彤认为，促进可再生能源良性发展的新体制构建问题尚未被提上日程，技术、利益、体制问题交织在一起，使得中国的能源转型之路必然比欧洲国家更曲折。

## **8、中国碳交易市场真的来了（边际实验室，发布时间：02-0313:38 财经分析师，财经达人）**

近日，中国掀起了全国碳交易市场的序幕。如果市场能够有效运作，这可能是2021年减少温室气体排放努力最重要的里程碑之一。

中国是世界上最大的温室气体排放国，在世界排放量中所占的份额不断攀升。随着中国努力遏制对环境的影响，碳交易体系等政策可能会刺激新技术的采用，从而增加国内外创业企业和科技企业对商品和服务的需求。

目前，在美国某些地区以及整个欧洲范围内所实施的碳交易市场上，为工业排放物定价，并迫使企业通过投资一些项目来抵消这些排放量，这些项目将从大气中清除一部分温室气体。

它们是2015年《巴黎协定》的重要组成部分。

中国最早于2011年在深圳、上海、北京、广东、天津、湖北、重庆和福建等地方进行碳排放交易的试点。中国采用了一种基于碳强度（单位GDP排放量）而不是绝对排放量作为上限的方式，并已经在电力行业和其他行业推广试点。

目前，中国的碳交易市场首个履约周期（截止到今年12月31日）正式启动，涉及2225家发电行业的重点排放单位。根据ChinaDialogue的数据，仅此一项就占全国总排放量的30%，随着时间的推移，交易体系将涵盖水泥、钢铁、铝、化工、石油和天然气等重工业。

ChinaDialogue对市场参与者的一项调查表明，碳排放的价格预计将从每吨二氧化碳41元（6.3美元）开始，到2025年将升至每吨66元。





### 9、陈海生：储能行业发展迎来重大利好（中关村储能产业技术联盟 2021-2-4）

以下文章来源于能源评论·首席能源观，作者陈海生

不久前，青海省发改委、科技厅、工信厅、能源局联合下发的《关于印发支持储能产业发展若干措施（试行）的通知》中明确指出，将实行“新能源+储能”一体化开发模式，新建新能源配置储能容量原则上不低于 10%，时长 2 小时以上。新建、新投运水电站也需同步配置新能源和储能系统，使新增水电与新能源、储能容量配比达到 1：2：0.2。

此外，《通知》更是对“新能源+储能”、“水电+新能源+储能”项目中自发自储设施所发售的省内电网电量给出了明确的补贴额度，即给予每千瓦时 0.10 元运营补贴，经省工业和信息化厅认定使用本省产储能电池 60% 以上的项目，再增加每千瓦时 0.05 元补贴，补贴对象为 2021、2022 年投产的电化学储能项目，补贴时限暂定为 2021 年 1 月 1 日至 2022 年 12 月 31 日。

习近平总书记说当今世界正经历百年未有之大变局。能源作为人类社会发展的基础，也经历着前所未有的革命。作为新一轮能源革命的支撑技术，储能行业已蓄势待发。

回顾 2020 年，储能产业及市场在技术成本、技术应用、商业模式等方面均实现了突破。

在技术成本上，2020 年，储能系统中标价格低于 1500 元/千瓦时，达到了规模化应用的价格拐点；在技术应用方面，以百兆瓦级压缩空气储能项目、液流电池储能项目、锂电储能项目为代表的规模化储能项目开始批量出现；

在商业模式方面，可再生能源配置储能率先实现了共享模式和租赁模式的新尝试和新探索。

根据 CNESA 全球储能项目数据库的不完全统计，截止到 2020 年年底，中国已投运的电力储能项目累计装机容量（包含物理储能、化学储能和储热）达到 33.4 吉瓦，新增投运容量 2.7 吉瓦，2020 年电力储能项目装机相比 2019 年大幅提升，同比增长 136%。



2020 年 10 月 12 日，临泽县清洁能源供暖供电电网配套工程建设现场，工作人员正在清洁供暖煤改电储能塔上进行设备安装调试。

更重要的是，储能行业在 2020 年迎来了两项重大利好：

一是“源网荷储一体化”和“风光水火储一体化”两个“一体化”推进，让储能行业深度融入电力行业，并且正在发生重大变革，这必将加速技术进步和大规模应用；



二是我国提出的碳达峰、碳中和目标，让清洁能源储存消纳成为亟待解决的重要课题，储能行业的地位进一步提升。

**在两项利好的作用下，2021年储能行业将会在探索如何支持低碳能源转型的细分场景应用下，应对各类场景和用户对技术与产品的挑战，同时构建商业模式，实现合理收益。**

### **2020年：可再生能源配置储能成为行业共识**

如果把2016年称为用户侧储能之年，2018年是电网侧储能之年，那么，2020年完全可以称为可再生能源发电侧储能之年。2020年，超过20个省市出台了鼓励可再生能源配置储能的政策机制，规划在建项目超过4吉瓦，

刚刚过去的一年，超过2/3的并网储能是由可再生能源发电场贡献的，成为储能未来并网项目的主要增长点。根据对市场信息的实时追踪情况来看，2020年上半年，全国有近20个省市相继出台了强制或鼓励可再生能源配置储能的政策文件，配置储能的比例为5%~20%不等，储能时长基本在1~2小时，这极大地促进了储能在新能源发电侧的规模化发展。华能、国家能源集团、国电投、华润等发电集团也纷纷发力，积极部署储能，开启各类光储和风储项目的招标和建设。当然，不仅仅是风光侧储能，电网侧储能与用户侧储能在2020年也取得了长足的进步。

电网投资电网侧储能项目虽然未能通过输配电价予以疏导，但储能在输配电环节的价值已获得普遍认可。

2020年，广义接受电网直接调度的源网荷侧储能项目中，既有电网侧联合储能系统或独立系统参与各类辅助服务，又有通过绑定风光发电资源在电网输配关键节点实施的储能投资，或以满足应急备用或配电增容替代为需求的项目应用，形成了“一切可被调用”的电网侧储能新模式。用户侧储能受限于收益的不足和不确定性，过去电池厂商很难参与。

2020年用户侧在综合能源的带动下，多个能源集团开始布局，同时2020年技术成本快速下降，使得用户侧储能项目投资价值出现，突破传统提到的成本拐点1500元/千瓦时。

此外，2020年有的区域已经开始深化电力需求侧政策、延伸调峰辅助服务结合可控负荷的成本优势，用户侧储能依然有希望成为未来最有竞争力的发展模式。

### **行业将受益于两个“一体化”**

2020年8月国家发改委、国家能源局联合发布了《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿）》，给2021年储能行业发展注入一针强心剂。

“风光水火储一体化”侧重于电源基地开发，通过适度增加一定比例储能，可以提升电源侧灵活调节作用，优化各类电源规模配比，确保电源基地送电可持续性。

“源网荷储一体化”侧重于围绕负荷需求开展，通过“源网荷储”协同发展充分发挥负荷侧的调节能力，实现就地就近、灵活坚强发展，激发市场活力。

目前，储能行业仍处于多种储能技术路线并存的阶段，抽水蓄能仍然是当前最成熟、装机最多的主流储能技术，其他新型的储能技术只有在性能和成本上都能够和抽水蓄能相当甚至胜过抽水蓄能，才有可能成为主流技术。

目前看，锂电池、压缩空气、液流电池、铅炭电池和储热（冷）技术是发展比较快的能量型储能技术，飞轮、超级电容是发展比较快的功率型储能技术。

最近几年，还出现了一些新技术，比如钠电池、锂硫电池、固态锂电池、热化学储能、液态金属、热泵储电等，这些新技术经过一段时间的发展，也有可能得到广泛应用。

作为最近两年发展迅速的锂电池储能，未来也将在两个“一体化”之中受益。预计2021年将会有越来越多的锂电池企业加大储能市场的投入，同时专注于储能锂电池的企业将纷纷进入扩产阶段，个别储能锂电池企业将冲刺上市并谋求更大发展。

同时2021年有关锂电池储能的安全性问题将上升到重要高度，锂电池储能项目将开始



全环节执行技术标准，比如将锂电池等核心部件的到货抽检、系统并网检测以及运行考核检测等关键约束手段纳入事中和事后技术监督检验流程。

### “碳达峰、碳中和”带来重大机遇

储能行业的发展在 2020 年取得长足发展与清洁能源的关系密不可分，而中国 2030 年实现“碳达峰”、2060 年达到“碳中和”的承诺，不仅仅是一句口号，更会落实在我国未来清洁能源发展的进程上，这是储能行业 2021 年发展的第二项重大利好。

落实“碳达峰、碳中和”的主要路径是大力发展可再生能源。2030 年可再生能源装机达到 12 亿千瓦将是我国可再生能源发展的基本目标，可再生能源装机将超过火电装机，从补充能源变为主力能源。如此大规模的可再生能源装机，必然对我国能源行业特别是电力行业带来重大变革。

“碳达峰、碳中和”目标的提出，客观上要求电力供需两侧新能源发电比例会大幅提升。由于新能源具有随机性、波动性和间歇性，未来高比例新能源接入势必给电力系统的运行和调控带来诸多挑战。而在 2021 年各环节各场景的储能应用势必大量增加，这对促进新能源消纳、提升电力系统灵活性具有重要意义。

《新时代的中国能源发展》白皮书提到“推动储能与新能源发电、电力系统协调优化运行”是储能的主要应用领域。但同时市场机制不健全、缺乏成熟的商业模式都是制约各侧储能发展的主要因素。随着市场机制的完善和储能经济性的提高，用户侧市场化的竞争环境可能成为未来储能规模化发展的主要推动力。

为迎接新的发展机遇，2021 年储能行业还需要从多方面做出努力。

一是从技术和产业层面，储能行业应严格把关技术质量，在做好做扎实安全的同时，逐步提高安全准入标准，杜绝出现影响整个行业的重大事故。

二是从成本和应用层面，储能行业应在技术进步和规模效应的作用下，快速实现成本下降，并最终实现“可再生能源+储能”平价目标。

三是在政策和市场机制层面，储能行业应对能够支撑新能源发展的储能给予绿证配额制等形式的政策倾斜，尽快形成支撑储能发挥多重功用的有效价格补偿机制，构建允许储能公平参与交易的市场环境。

## 10、中国碳排放权交易介绍及发展趋势前瞻 | 德恒研究（原创 沈莉莉 童彤 德恒律师事务所 2021-2-28）

### 一、碳排放权交易概念简介

碳排放权交易的概念，来源于联合国气候变化框架公约下的《京都议定书》。《京都议定书》提出了以市场机制作为解决二氧化碳为代表的温室气体减排问题的新路径，即把二氧化碳排放权作为一种商品，从而形成了二氧化碳排放权的交易，简称碳交易。碳排放权交易的前提是市场主体自愿或强制承诺的排放额度限制。因排放额度与企业实际排放量之间可能产生的不匹配，故碳排放权在国际市场和国内市场上发生流动和交换，产生经济效益。该利益驱动能够促进企业不断优化生产结构，增大全球范围内温室气体的减排力度，并达到保护环境的最终目的。

2020 年 12 月 21 日，在国新办发布《新时代的中国能源发展》白皮书中，“做好碳达峰、碳中和工作”被列为 2021 年的重点任务之一，再次强调了我国力争二氧化碳排放 2030 年前达到峰值、2060 年前实现碳中和（即排放与吸收完全抵消）的目标。在“全面深化能源体制改革”一章中，白皮书着重强调了对于节能低碳激励政策的不断完善，并明确将积极推进全国统一电力市场和全国碳排放权交易市场建设。此举展示了国家将以创新的姿态，继续进行国内碳排放权交易市场的建立和完善，以此助力节能减排。





二、中国的立法探索与现状

|                           |   |
|---------------------------|---|
| <p><u>2011年10月29日</u></p> | <p>《关于开展碳排放权交易试点工作的通知》（发改办气候[2011]2601号）在北京市、天津市、上海市、重庆市、湖北省、广东省及深圳市开展碳排放权交易试点。</p>   |
| <p><u>2014年12月10日</u></p> | <p>《碳排放权交易管理暂行办法》（国发改委令第17号）</p>  |
| <p><u>2017年12月18日</u></p> | <p>《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》（发改气候规[2017]2191号）</p>   |
| <p><u>2020年10月28日</u></p> | <p>《全国碳排放权交易管理办法（试行）》（征求意见稿）<br/>《碳排放权交易管理暂行办法》（国发改委令第17号）同时废止。<br/>《全国碳排放权登记交易结算管理办法（试行）》（征求意见稿）</p>                                     |
| <p><u>2020年12月29日</u></p> | <p>《2019-2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》（国环规气候[2020]3号）初步纳入全国碳排放交易市场覆盖行业的为电力行业，2225家发电企业被列入重点排放单位，第一个履约周期自2021年1月1日起至2021年12月31日截止。</p> |
| <p><u>2020年12月31日</u></p> | <p>《碳排放权交易管理办法（试行）》（生态环境部令第19号）为全国碳市场的运行提供了法律法规和市场运行标准。</p>   |





### 三、中国碳排放权交易机制的特点

#### (一) 交易场所：全国交易系统与试点地区交易所相结合

自 2013 年底至 2014 年初，全国已建成广州碳排放权交易所、深圳排放权交易所、北京环境交易所、上海环境能源交易所、湖北碳排放权交易所、天津排放权交易所和重庆碳排放权交易所这七个试点地区交易所。经过近十年的实践，如今正逐渐从试点地区走向全国性碳市场。自 2021 年 2 月起，全国碳排放权交易市场及其系统正式投入运行，并从重点行业电力行业开始，与各试点地区的碳市场开始逐步衔接。

虽然各交易所的具体规定存在差异，但大体上，碳排放权交易均属场内交易行为，须向地方生态环境主管部门进行信息报告，并接受其核查。配额交易多采用公开竞价、协议转让等方式。另外，各交易所对相关主体在一个履约周期内最多可以使用的国家核证自愿减排量（China Certified Emission Reductions，下称“CCER”）约定了比例上限。

#### (二) 交易主体：行业要求与排量要求相结合

目前，全国碳排放权交易市场并不向所有主体开放，满足以下条件的温室气体排放单位，才可被列入国家温室气体重点排放单位（下称“重点排放单位”）名录，由国家分配碳排放配额，并参与交易：

- (1) 属于全国碳排放权交易市场覆盖行业；
- (2) 年度温室气体排放量达到 2.6 万吨二氧化碳当量 1。

即被列入该名录的排放单位需要同时满足行业要求和排量要求。

重点排放单位名录由省级生态环境主管部门确定，并向生态环境部报告，向社会公开。一般排放单位也可以申请纳入重点排放单位名录，需自行提交申请，并由省级生态环境主管部门负责核实。

存在以下情形的，相关单位应被移出重点排放单位名录：

- (1) 连续二年温室气体排放未达到 2.6 万吨二氧化碳当量的；
- (2) 因停业、关闭或者其他原因不再从事生产经营活动，因而不排放温室气体的 2。

除了重点排放单位以外，符合国家有关交易规则的机构和个人，也可以通过申请及审核，成为全国碳排放权交易市场的交易主体。

就全国层面和试点地区层面的衔接问题，如果是被纳入全国碳排放权交易市场的重点排放单位，则参与全国碳排放权交易市场，不再参与试点地区层面的市场；其余仅被纳入试点地区排放名录的单位，仍旧参与试点地区层面的市场。

#### (三) 交易标的：排放配额与自愿减排量相结合

可以进入碳排放权交易市场的标的由两部分组成：国家分配至各重点排放单位的排放配额，以及 CCER。

##### 1. 排放配额

每一个履约周期内，由生态环境部根据国家温室气体排放控制的总体要求，制定碳排放配额总量与分配方案，并分配至各重点排放单位。分配以免费的行政划拨形式为主，也可以根据国家的要求，适时引入有偿分配。比如广东、深圳和湖北就采用了拍卖竞价的形式，有偿发放部分配额。

通常分配的排放配额会低于企业的历史排放值，以促进企业节能减排、不断优化。如果企业的实际排放高于配额，则需要去市场上购买其他企业过剩的排放配额，或者 CCER，否则将面临极高的罚金。

##### 2. CCER

CCER 是中国境内的碳减排项目经政府批准备案后所产生的自愿减排量。顾名思义，CCER 需要经过项目审定、注册、评审、检测、核查核证、签发等一系列复杂的流程，方能进入市



场交易。

根据中国自愿减排交易信息平台 (<http://cdm.ccchina.org.cn/ccer.aspx>) 的公开信息, 已备案的项目多为农村沼气利用、风力发电、太阳能光伏发电等清洁能源项目。

有关 CCER 的最近的法律法规是由国家发改委于 2012 年 6 月印发的《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》(下称“《暂行办法》”)。之后, 国家发改委发布了 2017 年第 2 号公告, 宣布正在组织修订《暂行办法》, 即日起暂缓受理温室气体自愿减排交易方法学、项目、减排量、审定与核证机构、交易机构备案申请。待《暂行办法》修订完成并发布后, 将依据新办法受理相关申请。

#### 四、欧盟排放交易体系简介

目前, 世界范围内正在运行的碳排放交易体系共 21 个, 覆盖了全球碳排放总量的 10%。其中, 欧盟排放交易体系 (EU Emissions Trading System, 下称“EU ETS”) 是全球最大的碳排放交易市场, 也是全球范围内涉及排放规模最大、流动性最好、影响力最强的温室气体减排机制, 覆盖所有欧盟成员国及冰岛、列支敦士登和挪威。从 EU ETS 较为成熟、完善的交易规则中, 可以参考中国碳排放权交易市场的未来发展。

##### (一) 核心机制: 总量控制与交易 (cap and trade)

按照行业设定相应的温室气体排放总体上限, 纳入限排名单的企业可以获得一定额度的免费配额, 或通过拍卖有偿获得配额。实际排放超出其配额的企业, 则不得不购买或参与拍卖购得额外配额, 否则会招致行政处罚甚至是刑事处罚。

从 2013 年开始, EU ETS 的排放总体上限已在逐年递减。

##### (二) 区分行业和阶段, 调整免费配额与有偿配额占比

EU ETS 从开放至今分为四个阶段: 2005 年至 2007 年为第一阶段, 2008 年至 2012 年为第二阶段, 2013 年至 2020 年为第三阶段, 2021 年之后为第四阶段。在第一和第二阶段, 配额大多是以免费形式发放。到了第三阶段, 拍卖成为默认的发放形式, 仅在工业领域仍有免费配额, 且免费配额的比例最高不超过 43%。

##### (三) 多种排放权交易形式并存

1. 现货交易: 即交易结算 (付款和交货) 即时或在较短的时间内进行, 现货日期一般在成交日期 (同意出售之日) 后的两个工作日内;

2. 期货交易: 即双方按照当天约定的价格 (期货价格或履约价格) 买入或卖出规定一定数量的碳单位, 交割和付款发生在特定的未来日期, 即交割日。期货交易在场内 (交易所) 进行;

3. 远期交易: 即双方在出售时已达成一致, 但交割和付款发生在较晚的日期。与期货交易不同在于, 远期交易是非标准化的场外交易。

除此之外, 还有掉期交易、期权交易等多种交易形式。

##### (四) 配额可存储或借贷

从第三阶段开始, EU ETS 允许配额在一个阶段内跨年度存储和借贷。换言之, 因为每一履约年度的配额发放和配额清缴的时间点之间存在间隙, 故一个履约年度内未用完的额度可以留到下一履约年度使用, 下一履约年度的额度也可以预借一部分至上一履约年度使用。

#### 五、发展趋势前瞻

2020 年下半年以来, 各类文件的出台, 显示出中国正在加紧建设全国性的碳交易市场。发电行业作为温室气体排放量最高的行业, 被首先纳入全国碳排放权交易市场并开始实行交易。相信此举将能够有效推动发电行业淘汰低效的燃煤电厂, 促进发电行业的低碳转型。

但是, 就现阶段而言, 全国碳排放权交易市场和七个试点地区存在的衔接问题还亟待解决。除了发电行业已经直接划入全国市场统一管理, 部分试点地区还覆盖了除全国规定行业



以外的行业，如公共建筑和服务业，这些行业的交易还缺乏全国性的统一管理；各试点地区的交易主体准入门槛，即温室气体排放量要求，也与全国规定存在差异。可以预见，在短期内，全国碳排放权交易市场与试点地区仍会处于共存的状态。

相信在未来，我国相关政策制定机构将会依据中国国情，不断改革、完善碳排放权交易的相关规定，同时吸纳、借鉴国外的相关实践经验，不断发挥市场化资源配置的功效，加速相关控排行业实现碳达峰，以创新手段助力 2060 年碳中和目标的达成。

### 11、煤炭，让中国人爱恨交织。

印象中，煤炭总与各种“污名”相伴，无论污染还是雾霾，无论矿难还是煤老板，提到煤炭，人们总联想到肮脏、落后甚至血腥这样的字眼。

纵观共和国的工业化历程，煤炭作为主体能源的地位持续至今，而作为煤炭最大的使用方，燃煤发电以其低廉的成本，在中国电力结构中长期占据统治地位，使得中国成为全球煤电装机、发电量和消费量最多的国家。截至 2019 年 11 月，中国燃煤电站装机总量 10.3 亿千瓦，支撑起全国电力供应的半壁江山。而这种过度依赖煤炭和煤电的能源结构，也让中国的能源转型尤为艰难。

无论怎样清洁化利用，相比石油天然气和风光水等可再生能源，煤炭都是“脏”能源，是导致全球变暖的罪魁祸首，“去煤”也是世界主流。到 2018 年，煤炭这个工业革命的象征，在全球能源消费中的占比已经下降到 27.2%，但在中国，这个比例仍然高达 58.2%，这也让中国成为全球最大的二氧化碳排放国。

“加快构建清洁低碳、安全高效能源体系”已作为执政党的施政目标写入十九大报告，诸多专家学者建议：在正在拟定的“十四五”（2021 年-2025 年）规划中，将该目标提升到国家战略的新高度。以此保证中国在《巴黎协定》中做出的承诺——到 2030 年二氧化碳排放达到峰值，单位 GDP 二氧化碳排放量比 2005 年下降 60% 至 65%。如此雄心勃勃的减碳承诺和能源转型目标，需要中国大幅减少煤电使用，但在经济下行压力、贸易冲突不断的背景下，诸多业内专家疾呼：不能动摇煤电作为保障电力系统安全稳定的“压舱石”和“调节器”地位。

一面是“金山银山不如绿水青山”的战略选择和公之于世的减碳承诺，一面是经济下行和能源安全的现实压力，中国的能源老大哥煤电在“十四五”期间将何去何从？

能源界有个“不可能三角”理论——清洁、安全和廉价三大目标不可得，而“十四五”期间，三大目标间的矛盾将更加突出，如何权衡取舍，考验着决策者的远见和智慧。

#### 01

#### 激辩煤电增减

“‘十四五’期间，中国完全可以不新增煤电装机。”发改委能源研究所研究员姜克隽对《财经》记者说。

在他参与编写的《加快中国燃煤电厂退出》报告中，一条向下的曲线横亘在“十四五”期间。按照煤电装机的自然淘汰规律，预计到 2030 年，国内煤电装机将减至 7.5 亿千瓦左右，到 2050 年煤电将全部退出。

让姜克隽得出这一判断的依据，是《巴黎协定》控制温室气体排放的要求——本世纪全球平均气温上升幅度控制在 2℃ 以内，并将全球气温上升控制在工业化时期水平之上 1.5℃ 以内。

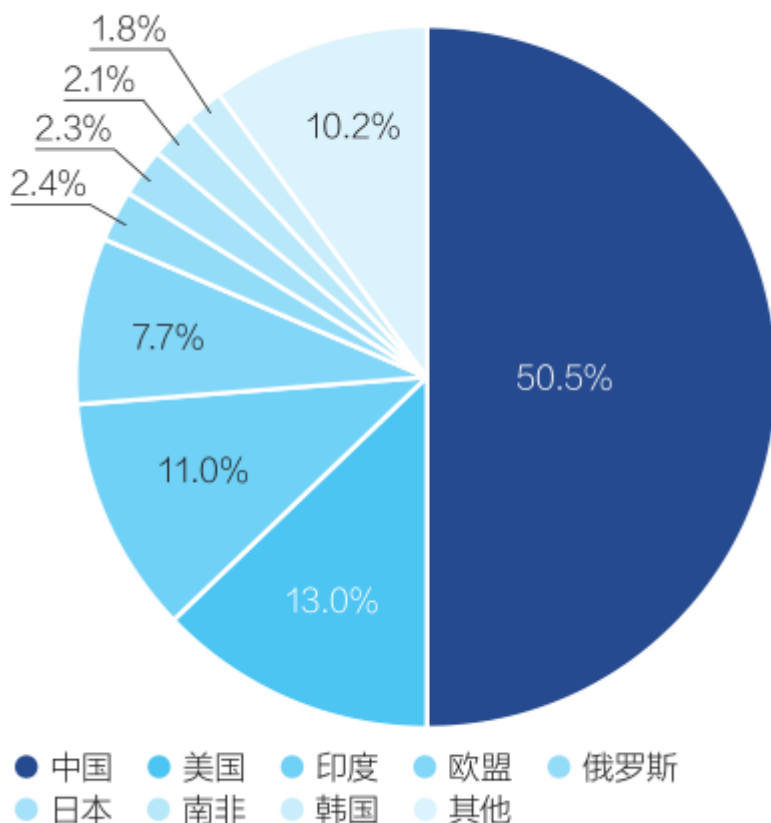
中国于 2016 年 4 月 22 签署《巴黎协定》，并于 2016 年 9 月 3 日通过全国人大常委会批准，被提升至法律高度。这意味着，按照控制全球升温不超过 2℃ 的目标，中国二氧化碳排放总量在 2050 年要比现在下降 65% 以上。作为《巴黎协定》承诺的一部分，中国计划到





2030 年二氧化碳排放达到峰值并争取更早达峰，单位 GDP 二氧化碳排放量比 2005 年下降 60%至 65%。

**图 3: 各主要经济体煤电装机容量占全世界煤电总装机容量比重**



资料来源: 中电联

“所以‘十四五’非常关键，我们必须传递一个非常明确的政策信号。中国作为一个负责任的大国，要在国际社会面前做出表率，巴黎协定的承诺是一定会达成的。”姜克隽称。他说，一般燃煤电站寿命是 30 年到 35 年，但往往会延寿，“十四五”新建的任何燃煤电站，都会传导到至少 30 年之后。尽管有些区域的煤电可以新增，但总量上不宜增加。

持相近观点的国家气候战略中心原主任李俊峰对《财经》记者说，“十四五”期间经济从高速度向高质量转型的大趋势，决定了电力需求的增长速度放缓，高耗能高污染的行业将面临更严格的限制，同时可再生能源将得到更快发展，这意味着煤电的发展空间越来越小。“希望煤电在‘十四五’期间能够缓下来、停下来，甚至减下来。”

在姜克隽和李俊峰看来，目前煤电的全行业亏损，同样无法支撑煤电在下一个五年的扩张。根据中电联报告，截至 2018 年 10 月底，煤电企业平均亏损面达 58.94%，前三季度亏损额达 282 亿元。按当前电煤价格、标杆电价和机组年利用小时数测算，仅百万机组存在微利，其余 30 万、60 万级机组处于亏损状态。

“主张‘十四五’新增煤电装机是一厢情愿的。”李俊峰说，在能源转型大势前，煤电能做的，一个是淘汰落后产能，另一个是积极为可再生能源提供调峰服务。“煤电行业面对能源转型应该有大气度，不仅要扶上马，还要送一程。”



但与姜李二人为代表的“减煤”派观点相反，主张增加煤电装机容量，更是一种强有力的声音。

截至 2019 年 11 月，中国煤电装机总量为 10.3 亿千瓦。隶属于国家电网的国网能源研究院 2019 年 12 月发布报告预测，从保障电力可靠供应角度看，“十四五”煤电装机总量应达到 12.5 亿-14 亿千瓦；中国电力企业联合会（下称“中电联”）在 2019 年 3 月公布的一份专题调研报告中认为，2030 年国内煤电装机将控制在 13 亿千瓦左右；而隶属于中国能源建设集团的电力规划设计总院（下称“电规总院”）在 2019 年 6 月的一份报告中认为，煤电装机容量 2035 年应达到 14 亿千瓦。

随着中国经济下行压力增大，加之国际环境的不确定因素增多，能源安全问题一再被高层关注。“考虑煤电的发展，既要站在大国责任的角度，也要站在国家能源安全的角度上统筹考量。”电规总院规划研究部副主任刘世宇在一次研讨会上说。

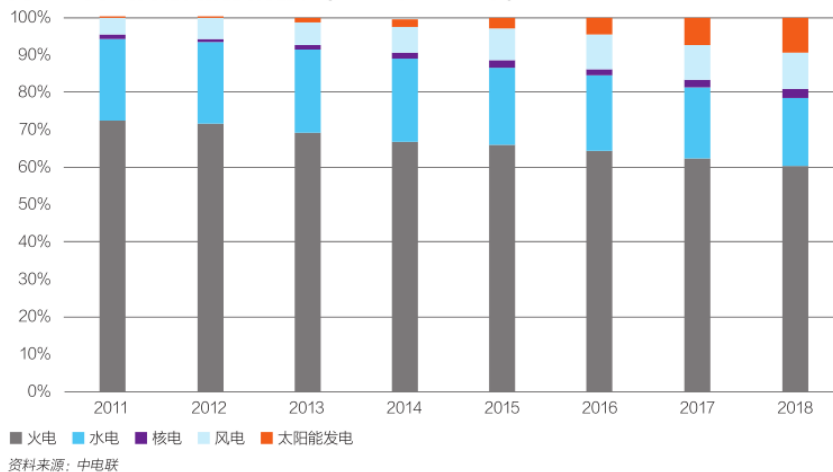
国家电网能源研究院能源战略与规划研究所高级研究员元博告诉《财经》记者，“十四五”期间工业用电增长将放缓，居民用电将迅速增加，用电尖峰和用电低谷（峰谷差）的差值将越来越大，相比风光水，煤电是最稳定的电源，从应对电力平衡考虑，“十四五”仍需要增加煤电装机容量。

多位主张“增煤”的电力专家还表示，即便考虑到《巴黎协定》中“碳排放 2030 达峰、非化石能源占一次能源 20%”的承诺，“十四五”期间煤电仍有发展空间。

“增煤”派和“减煤”派之外还有“不增不减”派，该派多为高校和非政府组织（NGO）的专家。华北电力大学经济管理学院教授袁家海告诉《财经》记者，如果考虑到电力需求侧响应对备用装机的释放，全国“十四五”煤电装机的合理规模应控制在 11.5 亿千瓦以内。自然资源保护协会（NRDC）中国气候与能源项目分析师康俊杰也认为，11 亿左右的煤电装机足以满足国内“十四五”的电量和电力平衡。

扣除到期退役的装机量，这两个数字相较目前 10.3 亿千瓦的装机规模，大致不增不减。

图 4: 全国电源装机结构变化情况 (2011 年-2018 年)



风光电间歇性和波动性的固有短板，依旧没有很好的解决办法。

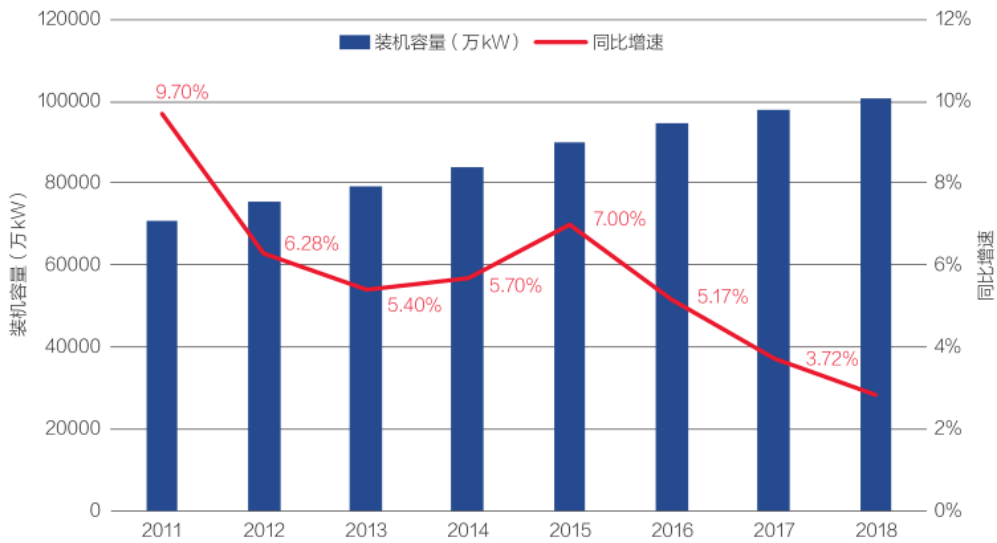
根据落基山研究所的测算，到 2035 年，中国的“清洁能源组合”（风电、光伏、储能、需求侧响应、能效管理等组合）有望实现真正意义平价，届时大部分燃煤电厂将不再具备经济性。

## 05

有市场机制才能有技术创新

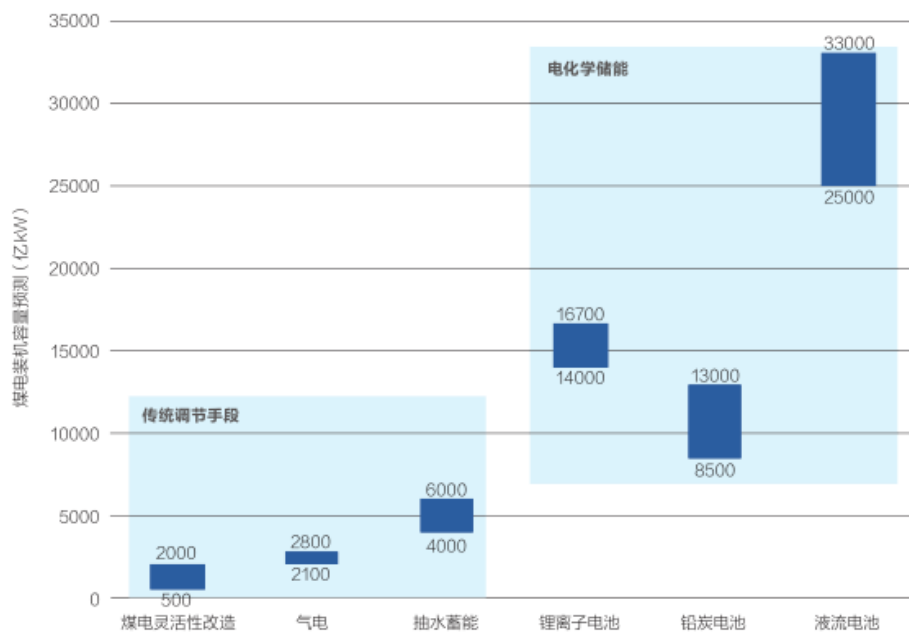


图5: 全国煤电发展规模及变化趋势 (2011年-2018年)



资料来源: 中电联

图7: 各类灵活调节手段成本对比



资料来源: 国网能源研究院

作者为《财经》记者，本文首刊于2020年1月20日出版的《财经》杂志

## 12、带你了解德国用户电价中的可再生能源附加费！（2019-08-26 11:08 来源：国家节能中心）

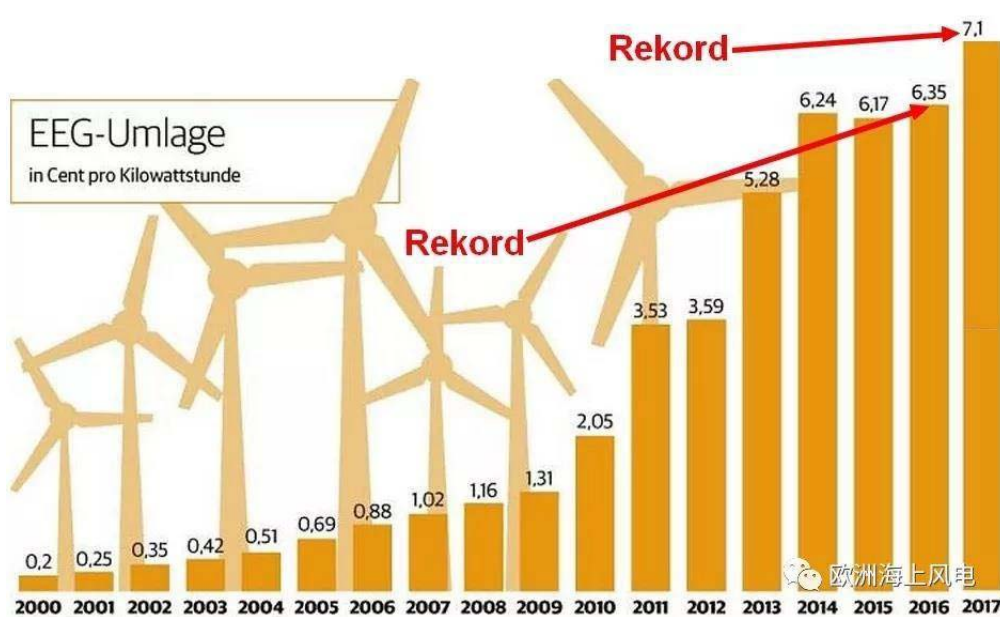
熟悉德国《可再生能源法》(EEG)的海粉儿可能知道，德国海上风电项目享受着比一般发电项目高得多的电价。虽然近年来，随着一版又一版新的 EEG 发布，海上风电电价已比几年前低了很多，但项目仍然有较好的收益。

那么，德国海上风电电价高于市场价的部分，是从哪来的呢？答案就是可再生能源附加费。德国终端用户电价由基本电价和 n 多种税费组成，税费中占比最大的就是可再生能源附加费。据统计，从 2006 年到 2017 年，德国终端用户平均电价从 0.1946 欧元/kWh 上涨到了 0.2916 欧元/kWh，涨幅接近 50%，上涨中“贡献”最大的当属可再生能源附加费，从 0.0088



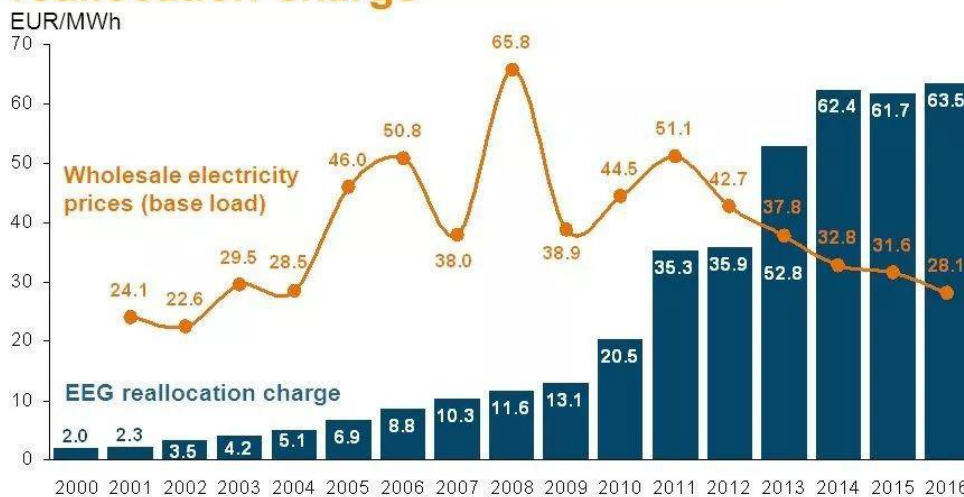


欧元/kWh 涨到 0.0688 欧元/kWh，占电价涨幅的 60%以上。可再生能源附加费取之于民，用于可再生能源电价高于市场价的部分，也就是俗称的“补贴”，这也算是用之于民吧。



### Development of wholesale prices for electricity in Germany and EEG reallocation charge

WORLD ENERGY COUNCIL



Position: January 2016

Source: Transmission system operators' transparency platform

© World Energy Council 2016 | www.worldenergy.org | @WECouncil

欧洲海上风电

由于可再生能源附加费是由 EEG 赋予的权利，因此也被称为“EEG 附加费”。EEG 附加费每年都会根据项目实际补贴情况进行调整，根据 Agora Energiewende 智库的最新分析，到 2021 年，德国 EEG 附加费将到达顶峰，约 0.07 欧元/kWh，之后，早在 20 年前就投入运行并享受补贴的第一批可再生能源项目的补贴期结束，EEG 附加费将开始下降。

在 2010 年左右，EEG 附加费连续 10 年的大幅上涨曾引发德国社会的激烈反应，默克尔



政府不得不加速推动可再生能源电价竞标机制的实行，取代固定补贴电价，以抑制不断上涨的终端电价。

这两年，EEG 附加费有涨有跌，2019 年为 0.064 欧元/kWh，预计明年会有所上涨，到 0.065~0.067 欧元/kWh，上涨的主要原因是海上风电的快速增长，预计今年下半年和明年会有 1.4GW 海上风电投运，而这些项目在 2020 年底前投运，赶上了固定补贴电价的末班车，2021 年起，将完全使用竞标电价，电价也会随之大幅降低。