

能源转型下的产业机遇

尹海涛 廖美玲^①

【摘要】实现“碳达峰”和“碳中和”是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革。在面对气候安全、资源约束、环境问题的挑战下，中国坚持走可持续发展道路，努力推动能源低碳转型。能源的低碳转型为众多产业的发展提供了重要的机遇。本文介绍了能源行业发展的时代逻辑，光伏和风力发电等低碳能源，以电化学储能和氢储能为代表的新型储能系统，以能源数字化和系统优化为基础的虚拟电厂等。另外非常重要但本文没有广泛涉及的产业机遇包括：建筑和生产的低碳节能改造；生产和生活设备的电力化。

关键词：能源转型；低碳转型；能源数字化；“碳达峰”；“碳中和”

2020年9月22日，在第75届联合国大会一般性辩论中，国家主席习近平郑重宣布，中国二氧化碳排放力争于2030年前达峰，努力争取2060年前实现碳中和。^[1]在我国，能源系统是主要的碳排放来源，能源燃烧占全部二氧化碳排放的88%，其中煤炭占比能源消费总量的56%，电力行业排放占能源行业排放的41%，^[2]这意味着实现“双碳”目标关键在于能源转型，能源是主战场，电力行业的能源转型是关键。

2021年习近平总书记在中央财经委员会第九次会议上首次提出构建以新能源为主体的新型电力系统。^[3]新型电力系统具备安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大重要特征，安全高效是基本前提，清洁低碳是核心目标，柔性灵活是重要支撑，智慧融合是基础保障，共同构建了新型电力系统的“四位一体”框架体系。新型电力系统是新型能源体系的重要组成部分和实现“双碳”目标的关键载体，向低碳能源和新型电力系统的过渡，必然会引起现有经济活动和产业结构的重塑。党的二十大指出，实现“碳达峰”和“碳中和”是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革。本文在这一背景下，探究能源转型所带来的产业机遇。

【作者简介】

尹海涛 上海交通大学安泰经济与管理学院副院长、教授、博士生导师，上海交通大学行业研究院新能源发电和储能行研团队负责人。研究方向为环境经济与政策、能源经济与政策。

廖美玲 上海交通大学安泰经济与管理学院应用经济学专业硕士，研究方向为环境经济学。

一、为什么要向新能源转型

向低碳能源转型,是维护中国气候安全和能源安全的内在要求。认识到这一点至关重要,因为如果低碳能源转型的动因,只是来自国际社会的外部压力,那么作为产业发展和商业活动的企业,有理由保持观望,而不是马上采取果敢的行动。

(一) 低碳能源转型是维护中国气候安全的内在要求

工业革命以来,化石燃料的使用推动人类社会的进步,带来生产力极大地提高和发展,但与经济繁荣相随的是日益严重的环境污染和全球性变暖。人类使用煤炭等化石燃料两百多年以来,已累计产生 2.2 万亿吨 CO₂, 并且近半个多世纪来, CO₂ 的浓度呈现快速上涨的趋势。据统计,在第一次工业革命之前,全球大气中 CO₂ 浓度低于 280 ppm。2015 年 CO₂ 浓度突破 400 ppm, 2023 年 4 月大气中的 CO₂ 浓度已经达到 421 ppm。过去 70 年,大气中 CO₂ 浓度的增长率是末次冰期结束时的 100 倍左右, 1960 年末期大气中 CO₂ 浓度年均增速为 0.7×10^{-6} ppm, 2005—2019 年间 CO₂ 浓度年均增速达到 2×10^{-6} ppm^[4]。

联合国政府间气候变化专门委员会(IPCC)多次发布报告,基本确认人类大量排放温室气体是造成全球气候变暖的主要因素。根据世界气象组织发布的《2022 年全球气候状况》报告,2022 年全球平均气温比工业化前(1850—1900 年)平均气温高出约 1.15℃。科学家预测,如果按照这样的速度,到 2050 年全球气温大概率可以增长 1.5℃,到 21 世纪末增长 2℃,甚至更高^[5]。此外,最新评估数据显示,2021 年海洋热量也达到了破纪录的水平,过去 20 年,海洋的升温速度尤其快^[6]。这将会带来两极冰川的融化、海平面的上升、恶劣气候,对人类生活和生态环境造成严重、广泛且不可逆转的影响。

全球变暖带来海平面的上升,2022 年海平面高度再创新高。自 1993 年有卫星监测以来,海平面上升速率翻了一番,仅在过去两年半的时间内海平面上升幅度就达到近 30 年上升幅度的 10%。^[6]按照 IPCC 的气候模拟模型,格陵兰冰原正在加速融化,如果超过一个特定的临界值,在未来几千年里,海平面可能还会上升 7 米。模型表明,格陵兰冰原可能在 1.5℃ 的升温下全部融化,这最早可能在 2030 年发生。^[7]2022 年欧洲阿尔卑斯山冰川消融异常严重。初步估算,当前冰川融化程度已打破历史纪录,整个阿尔卑斯山的平均冰厚度损失在 3 米至 4 米之间;格陵兰冰盖连续第 26 年出现质量损失,9 月份首次出现降雨,而非降雪。^[6]

此外,全球变暖还导致气候发生变化,恶劣的极端天气频发。2022 年,全球气象灾害多发、频发,主要表现为北半球夏季高温干旱及全球区域性暴雨洪涝灾害,欧洲、中国、美国、日本、巴基斯坦和印度等地遭遇创纪录的高温热浪。在亚洲地区,2022 年 4 月下旬至 5

月上旬，印度和巴基斯坦遭遇异常高温，多地创下新的最高和最低气温纪录。6月，日本经历了自1875年有记录以来最严重的连续高温天气。6月13日至8月30日，中国中东部地区出现了大范围持续高温天气过程。此次高温事件持续79天，为1961年以来中国持续时间最长的区域性高温过程。中国此次干旱过程影响遍及川渝至长江中下游地区，其强度、最大范围、单日最大强度和范围，以及重旱、特旱站数比例等指标均为历史第1强（多）。2022年美国西部70%的地区遭受到1200年以来最严重的一次干旱，欧洲近三分之二的区域受到五百年以来最严重的干旱。^[6]2023年3月以来，我国出现大面积的沙尘天气，影响20多个省份，面积超过485万平方公里。^[8]

气候的异常、地球的升温是大自然给人类敲响的警钟，会给全世界带来灾难。在世界主要经济体中，中国所受到的威胁尤为突出。根据联合国发布的报告《灾害的代价 2000—2019》，从2010到2019年，中国共发生577起气候灾害事件，居全球首位^[9]（见图1）。并且更令人关切的是，中国人口最稠密、最富饶地区处于东部和南部沿海，这些地区恰恰是受各种气候灾害影响最大的地区。也就是说，如果全球变暖是正在发生的事实，中国尤其需要采取切实的行动，减缓全球变暖，这是维护中国气候安全的内在要求。

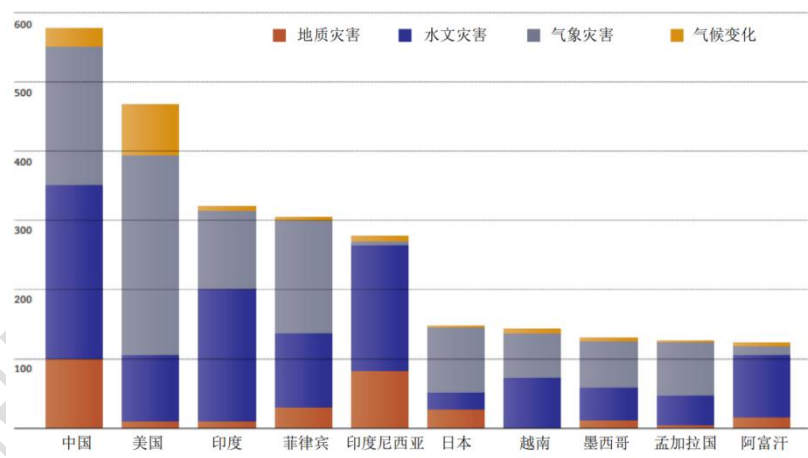


图1 受自然灾害影响最重的国家（2010—2019）

（资料来源：联合国于2020年发布的报告《灾害的代价 2000—2019》）

（2）低碳能源转型是维护中国能源安全的内在要求

中国是一个能源消费大国。从能源消费总量上来看，2021年我国能源消费总量世界第一，占比超过全球总量的1/4^[10]。从能源消费结构来看，我国仍以化石能源消费为主，能源消费中仍有一半以上的来源是煤炭，2021年煤炭消费占比为56%，远高于全球能源消费结构中的煤炭占比（27%），石油和天然气占能源总消费的比值分别为18.5%和8.9%。2013—2021年中国能源消费结构如图2所示。

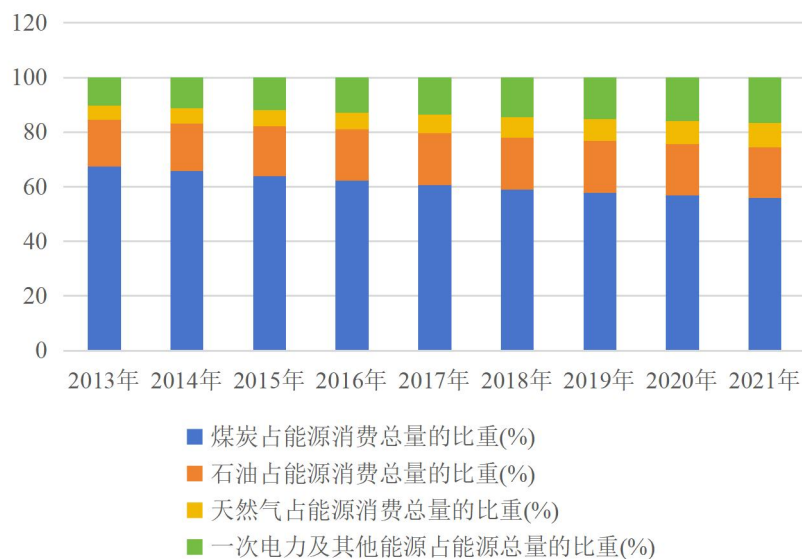


图 2 2013—2021 年中国能源消费结构

（数据来源：国家统计局）

注：一次电力指的是一次能源，如核电、水电、风电及太阳能发电所发出的电力。

从能源生产的角度看，我国是一个“富煤、缺油、少气”的国家，石油和天然气资源一直都高度依赖进口，2022 年我国原油的对外依存度为 71.2%，天然气的对外依存度为 40.5%。

^[11]据《中国矿产资源报告 2022》数据，截至 2021 年底，中国石油、天然气的剩余技术可采储量分别为 36.89×10^8 吨和 6.34×10^{12} 立方米，仅占全球总量的 2% 和 1%，人均占有量仅为世界平均水平的 17% 及 7%。2022 年地缘政治冲突加剧，带来了国际油价和大宗产品价格的持续大幅攀升，海外油气的供应安全风险居高不下，这给能源安全带来挑战。

习近平总书记在视察胜利油田的时候指出，“能源的饭碗必须端在自己手里”^[12]。那么怎么实现这一目标呢？从目前来看，我们不能再依赖石油和天然气的进口；煤炭使用有碳排放的问题；水利发电的潜力有限，而且在气候变化的未来，有很大的不确定性；核能的利用有“邻避效应”的问题。因此，商业上可行、技术上可行的低碳能源转型道路，就是依赖以光伏和风力为主的新能源。

二、中国向新能源转型的目标和主要挑战

（一）中国新能源发展的目标

根据国际能源署（IEA）2021 年发布的报告《中国能源体系的碳中和路线图》，中国要

实现 2060 年碳中和的目标，客观上要求到 2060 年，可再生能源（包括了水电）的发电比例要达到 80%，而在 2020 年，这一比例只有 30%。这注定是一场伟大的变革。

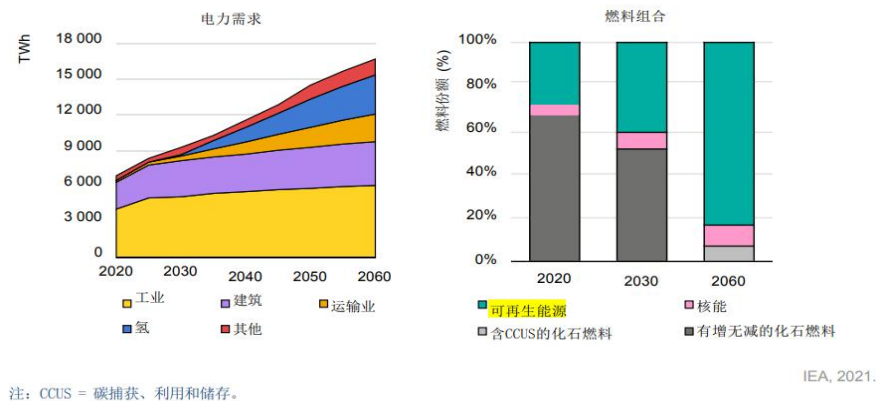


图 3 按行业划分的中国电力需求和按燃料划分的发电量

（资料来源:国际能源署 2021 报告《中国能源体系中和路线图》）

注：CCUS=碳捕获、利用和储存

为了实现这一目标，我国提出了具体的行动方案。2020 年 12 月，国家主席习近平在气候雄心峰会上提出，到 2030 年，非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右，风电太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上等任务。^[13]2022 年中国的可再生能源新增装机 1.52 亿千瓦，占全国新增发电装机的 76.2%，已成为我国电力新增装机的主体。2022 年我国风电、光伏发电量突破 1 万亿千瓦时，达到 1.19 万亿千瓦时，2022 年全国风电、光伏发电的发电量占全社会用电量的 13.8%，同比提高 2 个百分点，接近全国城乡居民生活用电量，新能源发电对全国电力供应的贡献不断提升。^[14]

2023 年 4 月 12 日，国家能源局发布的《2023 年能源工作指导意见》指出，2023 年的重点工作包含推动“风电、光伏发电量占全社会用电量的比重达到 15.3%，2023 年非化石能源发电装机占比提高到 51.9%”。截至 2022 年底，全国全口径发电装机容量 25.6 亿千瓦，其中非化石能源发电装机容量 12.7 亿千瓦，约占总发电装机的 49.6%。这意味着，2023 年全国非化石能源发电装机占比将首次超过 50%^[15]。

（二）中国向新能源转型的主要挑战

中国向新能源转型的主要挑战是什么？十几年之前，成本是个问题。但是在今天，风力和光伏发电的成本已经降得很低。2021 年 6 月国家电投在四川甘孜州正斗一期 200 兆瓦光伏项目上报出 0.1476 元/千瓦时的最低价，创下中国光伏电站项目最低价纪录。这个价格已

经远远低于火力发电的价格。那么，在今天，以光伏和风力为主的新能源发展的主要挑战是什么？

他山之石，可以攻玉。我们看看德国的经验。德国的新能源发展目标为 2025 年将可再生能源发电量占比提高到 40%~45%，在 2050 年提高到 80%，在实现能源安全、环境保护的前提下，保证充足的能源供应。根据国际能源署的统计数据，2018 年德国可再生能源发电总量占比为 28%，虽然远高于中国同期水平，但是相较于 2025 年的目标仍相距甚远。

需要注意的是，在德国新能源发展规划中，特别强调光伏发电的发展。光伏发电在 2011 年之后，虽然有长足的增长，但如图 4 所示，从 2014 年开始，几乎陷入停滞的状态，直到 2018 年，这种停滞不前的状况才有所改变。

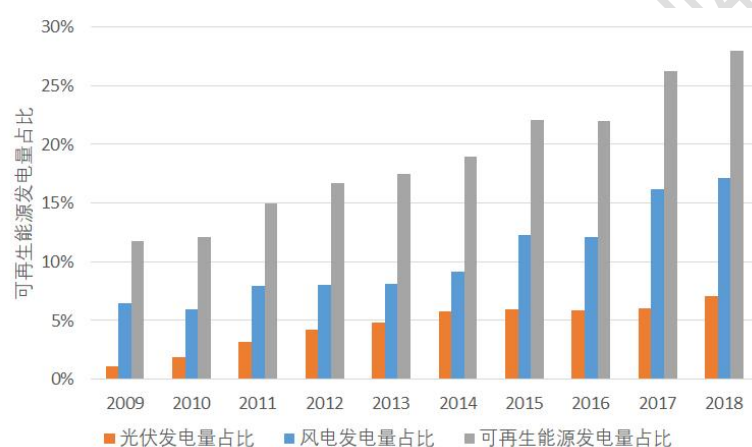


图 4 德国新能源发电占比（2009—2018 年）

（资料来源：国际能源署 2021 报告《中国能源体系中和路线图》）

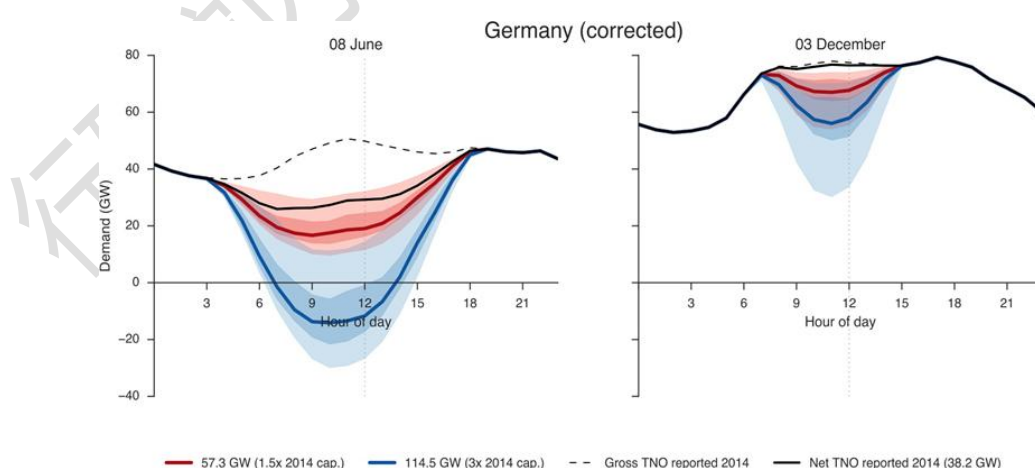


图 5 2014 年德国传统能源发电行业面临的需求曲线

（资料来源：Pfenninger and Staffell（2016））

那这背后的主要原因是什么呢？图 5 给出了说明。图 5 展示了德国传统能源发电行业面

面临的需求曲线。在图 5 中，虚线表示在没有新能源发电上网的情况下，传统的火力发电厂所面临的电力需求；黑线表示除去当前光伏发电量之外，传统能源所需提供的电力；红线和蓝色表示在现有发电能力的基础上，光伏发电提升 50% 和 200% 之后，传统能源发电行业所面临的电力需求。可以看到，在存在光伏发电的情形下，由于午间光照强烈，而早晚较为缺乏，因而传统能源需要在早晚保持高负荷运转，以弥补可再生能源不足而导致的电力缺口。在午间时分，电厂需要迅速削减，甚至直接切断传统能源的供给，从而保证电网的稳定性。但是机组频繁开关将会造成较大规模的经济开支和环境污染（火电厂在低工况运行的情况下，度电煤耗会大幅提高，而且会有因为燃烧不充分带来的高排放问题），并且给电网的正常运转埋下隐患。因此，虽然光伏发电的度电成本降低，但是度电成本的计算并没有考虑到新能源电力消纳而给传统火电厂和电网造成的系统成本。由上述分析可见，电网消纳新能源电力的能力，现阶段限制因素主要有两个方面：风能和光能的强度难以预测，带来供给侧的不确定性；风电和光电的间歇性，要求电网系统能够灵活调度，从而保持电网供给和需求的平衡。这是当前新能源发电大范围推广应用的主要障碍。

从产品特征上看，这个障碍产生的主要原因是电力无法储存，如果能够储存，就能把可再生能源所发电量储存起来进行跨期调配。例如，用午间过剩的电力弥补早晚供求差异，即可减免电厂大规模的经济支出，在降低化石能源消耗的情况下，增强电网的稳定性。这也是 2017 年来德国致力于大规模部署家庭储能系统的原因。截至 2017 年底，德国已部署 15 万个家庭储能系统，储能容量约为 1 吉瓦时，而在欧洲范围内，将近 50% 的住宅用户安装了电池储能系统，实现了电力在每个住户单元中的自发自用，极大地保证了电力供应的稳定性^[16]。德国致力于大规模部署家庭储能系统，其部署成本也随着技术进步和时间推移而大幅下降。

三、储能的发展

从前面两节的分析看出，碳中和目标的实现，客观上会引发光伏和风力发电等新能源行业的爆炸式增长，而光伏和风力发电装机容量的提升，在客观上又要求储能产业的发展。储能是指通过介质或设备把能量存储起来，在需要时再释放的过程。国家发展改革委、国家能源局等五部门联合发布的《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》中指出，储能是智能电网、可再生能源高占比能源系统、“互联网+”智慧能源的重要组成部分和关键支撑技术。大力发展储能是提高可再生能源利用率，实现“双碳”目标的必选项。根据 2021 年国家发展改革委、国家能源局联合发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》中提出的目标，

我国到 2025 年，要实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，新型储能市场装机规模超 30 吉瓦。到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。

在中国，主要的储能方式是抽水蓄能和新型储能两种，如图 6 所示。抽水蓄能是当前技术最成熟、经济性最优的储能技术，适合规模化开发建设。新型储能是指除抽水蓄能外，以电力为主要输出形式的各类储能技术，主要包括电化学储能、热（冷）储能、压缩空气储能、飞轮储能和氢（氨）储能，不同新型储能技术内在特性不尽相同，各有其优缺点和适用场景。

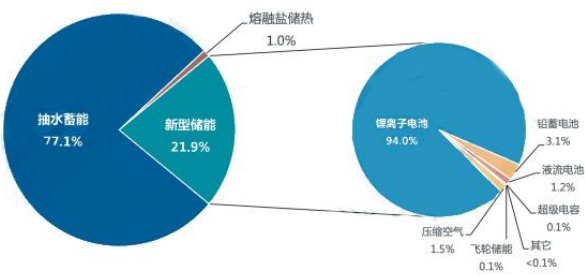


图 6 中国电力储能市场累计装机规模（2000—2022 年）

（资料来源：中关村储能产业联盟，《储能产业研究白皮书 2022》）

目前电化学储能和氢（氨）储能是当前新型储能发展的主要部分。根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）发布的《储能产业研究白皮书 2023》，截至 2022 年底，中国已投运电力储能项目累计装机规模 59.8 吉瓦，占全球市场总规模的 25%，年增长率为 38%。抽水蓄能累计装机占比首次低于 80%，与 2021 年同期相比下降 8.3%。新型储能高速发展，累计装机规模首次突破 10 吉瓦，达到 13.1 吉瓦/27.1 吉瓦时，功率规模年增长率达 128%，能量规模年增长率达 141%。^[17] 储能除了应用在电力部门之外，还可以应用在交通运输领域，引发交通运输领域的变革。下面我们分别从交通运输领域和电力领域，分析储能产业的发展趋势。

（一）交通运输领域

要实现“碳达峰、碳中和”的目标，中国公路交通在未来实现低碳化是必经之路。电化学储能运用到汽车领域，就是电动汽车；氢储能运用到汽车领域，就是氢燃料电池汽车。那么，如日中天的电动汽车和快速崛起的氢燃料电池汽车，谁能担纲中国未来低碳交通的重任？作者在前期的研究中，从新能源汽车的环保性能（排放情况）、技术性能（动力与能量转换）、经济成本、相关政策方面，全面剖析了电动汽车和氢燃料电池的优劣性。这里只做提纲挈领地梳理（有兴趣的读者，可参考尹海涛等著《氢能发展的商业视角：不确定性中的确定性》）。

1.环保表现

发展新能源汽车最大的推动力,来自低碳和清洁交通的内在需要。电动汽车是否更环保,这个问题在十年之中,始终难下定论。早在 2010 年,清华大学一个研究团队的文章就指出^[18],在当前中国的能源结构下,电动汽车造成的碳排放,与燃油汽车相比,差别不大;但是在二氧化硫和氮化物方面的排放,要数倍于燃油汽车。所以电动汽车是否环保,本质上取决于电池中电能的来源。只有从根本上改变中国发电行业的能源结构,才能真正实现电动汽车的环保。根据 2020 年中国发电能源结构和电动汽车的主流性能,我们计算了纯电动乘用车百公里的碳排放量,为 13.2 千克,具体假设和参考数据如表 1 所示。

表 1 一辆纯电动车的碳排放计算

平均百公 里耗电量	能源转换 效率	远距离输 电效率	不同发电方式的碳排放		我国发电量占比 (2020 年 12 月)	
16 千瓦时	90%	90%	火电	841 克/千瓦时	火电	77.60%
			水电	85 克/千瓦时	水电	10.50%
			核电	128 克/千瓦时	核电	4.85%
			风电	10 克/千瓦时	风电	5.62%
			光电	17 克/千瓦时	光电	1.43%
一辆电动汽车的碳排放				13.2 千克/百公里		

注: ①百公里耗电量假设来自 AutoLab 数据, 2020 年中国主要的 157 款纯电动乘用车的百公里耗电量约为 12 千瓦时~20 千瓦时, 故取均值 16 千瓦时; ②新能源转换效率 90%的假设来自美国能源局 2021 年电动车数据, 同时考虑远距离输电效率约为 90%; ③一辆电动汽车的碳排放为 13.2 千克/百公里的假设的依据在于中电联 2018 年统计数据与马克·雅各布森 (MarkZ.Jacobson) 在 2019 年的研究。根据中电联数据, 火电碳排放强度均值达到 841 克/千瓦时; 研究表明^[19], 水电碳排放强度均值为 85 克/千瓦时, 核电碳排放强度均值为 128 克/千瓦时, 风电碳排放强度均值为 10 克/千瓦时, 公共事业级光伏碳排放强度均值为 17 克/千瓦时。根据国家统计局数据, 2020 年 12 月我国火电占总发电量的 77.60%, 水电占总发电量的 10.50%, 核电占总发电量的 4.85%, 风电占总发电量的 5.62%, 太阳能占总发电量的 1.43%。

氢燃料电池汽车的优点在于氢气作为能量来源在使用端是完全清洁的, 因为氢气的反应产物是水, 不会产生任何污染物的排放。并且, 氢燃料电池的能量转换效率高, 理论上可达 100%。但从氢车的全生命周期来看, 虽然氢气作为燃料在使用端可以实现零排放, 但是在氢气的制备过程中消耗一次能源和电能产生的碳排放, 以及氢气在运输和加注过程中产生的

能量消耗却是不容忽视的。研究表明，储氢方式对能耗和碳排放的影响远小于氢气的生产过程，^[20]故在此以制氢过程中的碳排放来衡量氢车的碳排放。根据公开数据，氢燃料电池乘用车百公里氢耗 1 千克。如果按照全球氢气生产结构计算，氢燃料电池乘用车每百公里碳排放为 12.31 千克；如果按照中国氢气生产结构计算，氢燃料电池乘用车每百公里碳排放为 16.96 千克。^[21]所以，如果单从碳排放的维度上看，电动汽车和氢燃料电池汽车，谁能胜出，取决于未来的技术发展。电动汽车主要取决于风能和光伏发电比例的上升，以及电网消纳新能源电力能力的提高；氢燃料电池汽车则取决于氢制备，尤其是电解水制氢技术能否取得决定性的突破。如果能够实现利用风能和光伏发电实现氢制备，那氢能优势就凸显出来。

如果跳出碳排放，考虑其他的环保表现，氢能源汽车应该有更大的优势，主要表现为两个方面：首先，对电动汽车来说，动力电池的碳排放和污染也是不能忽视的问题。如果没有做好废旧电池的回收，动力电池中的电解液等物质流出，会造成氟污染；负极材料里的碳、石墨等会造成粉尘污染；镍、钴、锰、锂等重金属元素会造成土壤污染及水污染。对氢燃料电池汽车来说，目前主流的石墨板氢燃料电池发动机已经可以实现零污染回收改造。其次，从目前来看，电动汽车电池依赖锂、钴、镍等重金属的使用，这些金属的稀缺性导致现有电池技术路线的不可持续。而氢储能较少受到这个因素的影响。

2. 社会安全性

氢燃料电池汽车的安全性是个广受关切的问题。现在的共识是：在封闭空间，氢气的使用有一定的安全隐患，但是在开放空间，即使发生泄露，因为氢气的逃逸性非常好，所以并不会产生安全隐患。在未来，要进一步提升储氢瓶技术的可靠性。根据中国物理工程研究院的调研，^[22]中国主要采用来自国外 GFI 与 OMB 公司的 35 MPaIII 型储氢瓶，70 MPaIII 型瓶则不太受待见。在国际上更为先进的 IV 型则尚未进入中国市场。燃料电池汽车相关的安全标准尚不齐全，尤其是针对各类氢车整车测试维保方法，不管是商用、乘用车，还是特种氢车领域均接近空白，这为氢车的进一步推广增添许多阻力。工业和信息化部已在 2021 年 3 月 16 日正式发布的《2021 年工业和信息化标准工作要点》中，重点提及要大力开发电动汽车和充换电系统、燃料电池汽车等标准的研究与制定。但标准的制定还较为落后，仍处于追踪产业发展、尚需实时调整的过程中。

电动汽车安全主要在于动力电池的稳定性。其中，磷酸铁锂电池，本身即具有稳定的特点，尤其是比亚迪 2020 年开发的二代刀片电池能够通过锂电池针刺测试；三元锂电池虽然安全性不及磷酸铁锂电池，却也能够满足使用要求。在 2020 全球智慧出行大会上，中国工程院院士孙逢春已经证实，2019 年中国电动汽车起火的概率只有万分之 0.49；2020 年这一

概率进一步下降到万分之 0.26,是同期燃油汽车自燃率的四分之一。^[23]安全标准则日趋完善,同样在《2021 年工业和信息化标准工作要点》中,电动汽车的安全标准制定是其重中之重,标准数量达到燃料电池汽车的三倍以上,且对各类车辆应用都已经有了较为详细的规定。但是值得注意的是,电动汽车的爆发式发展是近两年的事情,也就是说,现有的电动汽车还非常新。在未来,随着电池的老化,安全性可能会成为一个很大的挑战。所以要强化电池健康监测技术和网络的发展。

综合上面的分析,我们认为氢燃料电池汽车和电动汽车各有优缺点。完全不必纠结于谁能胜出。在不同的应用场景,可以采用不同的技术。在重卡领域,氢燃料电池汽车有很大的优势;在乘用车,尤其是二三线城市,电动汽车是个不错的选择。甚至传统的内燃机车,也并不一定非得退出市场。欧盟议会通过法案,2035 年之后禁售燃油车。值得指出的是,禁售的是燃油车,不是内燃机车,如果内燃机车使用的是可再生燃料,如甲醇,完全是可以的。未来在交通领域,应该是个百花齐放的局面。

（二）在生产和生活领域的应用

1. 储能在电力系统的应用

如前所述,随着新能源的快速发展,新型储能在电力系统中的作用逐渐显现:通过调峰平抑新能源电力间歇性、减少弃风和弃光的现象。从整个电力系统的角度看,储能的应用场景可分为发电侧储能、输配电侧储能和用电侧储能三大场景。其中,发电侧对储能的需求场景类型较多,包括一次调频、减少弃电、平滑波动等;输配电侧储能主要用于缓解电网阻塞、调频辅助服务、削峰填谷等;用电侧储能主要用于节省扩容费用、峰谷电价套利、电力自发自用、峰谷价差套利等。

在发电侧,储能主要有两种情形,集中式新能源并网和电源侧调频。集中式新能源并网,主要解决的问题是调整新能源生产的峰谷、平滑新能源的供给曲线。当前,配置储能已然成为开发新能源发电项目的标配,如表 2 所示。截至 2022 年底,24 个省区市明确了“十四五”新型储能规模总计 64.85 吉瓦的建设目标。

表 2 部分省区市新能源项目储能配置要求

省区市	新型储能装机目标	储能配置比例和时长
青海省	600 万千瓦	10%, 2 小时
甘肃省	600 万千瓦	5%~20%, 2 小时
河南省	220 万千瓦	10%, 2 小时

河北省	400 万千瓦	10%
广东省	200 万千瓦	广东肇庆 10%
内蒙古自治区	500 万千瓦	15%，2~4 小时
浙江省	300 万千瓦	浙江永康，诸暨 10%
安徽省	300 万千瓦	不低于 5%，2 小时
广西壮族自治区	200 万千瓦	5%~10%，2 小时
山东省	500 万千瓦	10%，2 小时
湖南省	200 万千瓦	10%~20%，2 小时
江苏省	260 万千瓦	长江以南 8%及以上， 长江以北 10%及以上，2 小时
辽宁省	100 万千瓦	15%，3 小时
福建省	\	试点项目不低于 10%， 其他不低于 15%，2~4 小时
宁夏回族自治区	\	10%，2 小时
山西省	600 万千瓦	10%~15%
吉林省	25 万千瓦	10%，2 小时
黑龙江省	\	首个项目 10%，2 小时
江西省	100 万千瓦	15%，1 小时
海南省	\	10%
陕西省	\	10%~20%
天津市	50 万千瓦	\

资料来源：国海证券研究所《新型储能：能源转型重要途径，技术路线百花齐放——新型电力系统专题六》，中国化学与物理电源行业协会储能应用分会产业政策研究中心，能源电力说，北极星储能网，江苏省发展和改革委员会，吉林省人民政府，江西省人民政府，天津市人民政府，国际能源网，中关村储能产业技术联盟。

电化学储能电站累计装机主要分布在电源侧，截至 2022 年底，电源侧储能总能量达 6.80 吉瓦时，占比 48.40%，同比增长 131.81%，2022 年新增 3.87 吉瓦时，占比 49.24%。电源侧

储能以新能源配储为主，累计投运 5.50 吉瓦时，占比 80.80%，2022 年新增 3.30 吉瓦时，占比 85.29%。^[24]

储能应用在电力系统用户侧，主要用于电力自发自用、峰谷价差套利、节省扩容费用和需求侧响应等多方面，使多方从中获益。对于光伏工商业用户，电力自发自用带来经济效益；对于家庭用户，通过安装光伏和储能，能够实现在电力自发自用的情况下，将多发的电销售给电网以获益；对于非光伏工商业企业，运用储能可以实现峰谷价差套利。国家发展改革委、国家能源局在《关于实施农村电网巩固提升工程的指导意见》中明确提出，到 2050 年，农村地区分布式可再生能源装机规模显著提升，消纳率保持在合理水平。在储能和分布式能源相结合下，将进一步增大分布式能源的消纳率，保障农村及偏远地区的用电供应。截至 2022 年底，用户侧储能总能量约 1.81 吉瓦时，同比增长 49.00%，占累计总装机规模的 12.88%，2022 年新增 0.60 吉瓦时，占新增装机规模的 7.63%。用户侧储能以工商业配置储能为主，累计投运 0.76 吉瓦时，占比 41.84%，2022 年新增 0.39 吉瓦时，占比 65.55%。^[25]

2. 氢作为一种储能方式

氢储能本质上是与电化学储能并列的能源储存的另外一种路线。氢储能可看作是一种化学储能的延伸，其基本原理是将水电解得到氢气和氧气。以风电制氢储能技术为例，其核心思想是当风电充足但无法上网、需要弃风时，利用风电将水电解制成氢气和氧气，将氢气储存起来；当需要电能时，将储存的氢气通过不同方式（内燃机、燃料电池或其他方式）转换为电能使用。无论是氢燃料电池汽车，还是氢燃料电池热电联供，抑或是氢气混合天然气发电，都是把储存在氢气中的能源释放出来的过程。

通常所指的氢储能系统是电——氢——电的循环。其前端的电解水环节，多以功率计算容量，代表着氢储能系统的“充电”功率；后端的燃料电池环节，也以功率计算容量，代表着氢储能系统的“放电”功率；中间的储氢环节，多以氢气的体积（标准立方米，Nm³）计算容量，如换算成电能容量，1 标准立方米氢气大约可产生 1.25 千瓦时电能，储氢环节的容量大小决定氢储能系统可持续“充电”或“放电”的时长。

氢作为一种储能手段，也得到国家政策的关注。2022 年 3 月 23 日，国家发展改革委发布的《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》指出：在风光水电资源丰富地区，开展可再生能源制氢示范，逐步扩大示范规模，探索季节性储能和电网调峰……尤其是在储能的发展方向，强调要发挥氢能调节周期长、储能容量大的优势，开展氢储能在可再生能源消纳、电网调峰等应用场景的示范，探索培育“风光发电+氢储能”一体化应用新模式，逐步形成抽水蓄能、电化学储能、氢储能等多种储能技术相互融合的电力系统储能体系。探索氢能跨

能源网络协同优化潜力，促进电能、热能、燃料等异质能源之间的互联互通。国家在发布的“十四五”规划中，将氢储能纳入战略性新兴产业。同时在政策上，探索可再生能源发电制氢支持性电价政策，完善可再生能源制氢市场化机制，健全覆盖氢储能的储能价格机制，探索氢储能直接参与电力市场交易。

氢储能的优劣势均很明显，其优势在于，储能规模大（可达到太瓦级）、生命周期长、可跨季节储能等。而劣势主要在于三个方面：首先，氢储能的效率还较低，成本比价高。电解水制氢的效率可达 65%~75%，而燃料电池发电效率为 50%~60%，单过程转换效率相对较高。但电——氢——电过程存在两次能量转换，整体能量转换效率偏低。其次，目前氢储能造价也较高。制氢设备的单位造价约 2000 元/千瓦，储氢和辅助系统造价为 2000 元/千瓦，燃料电池发电系统造价约 9000 元/千瓦，燃料电池的投资在氢储能系统总投资中的占比接近 70%。^[26]最后，存在氢气的安全性顾虑。目前，氢气仍被定义为危化品。根据规定，规模化制氢项目必须在化工产业园区开展，这限制氢储能项目的选址，降低氢储能利用的便利性。特别是对于储能需求大的东南部沿海经济快速发展地区，氢储能暂时难以成为其发展储能项目的优先选择。

3.氢能运用在生产领域：高耗能领域的清洁转型

氢能作为一种清洁高效的能源，有潜力在高耗能企业向低碳方向进行技术改造的过程中，发挥多方面的作用。2020 年欧盟制定的《欧盟氢能战略》，明确提出在第三阶段，也就是 2030—2050 年，欧盟氢能战略的重点是推动氢能在能源密集产业的大规模应用，典型代表是钢铁和物流行业。2020 年德国的《国家氢能战略》，也提出在 2020 年至 2023 年期间，提供超过 10 亿欧元的资金用于技术和大型工业设施的投资，这些设施使用氢能来对其制造过程进行脱碳。

1) 冶金行业

根据大概的估算，我国金属冶炼行业碳排放的规模超过 15 亿吨，约占中国碳排放总量的 15%。在不远的将来，金属冶炼行业会被纳入碳排放交易体系中去，企业控制生产过程碳排放的压力越来越大。中国宝武在国内钢铁行业率先发布实现碳达峰、碳中和目标的时间表：2023 年力争实现碳达峰、2050 年力争实现碳中和。为继续深化钢铁行业供给侧结构性改革，切实推动钢铁工业由大到强转变，工业和信息化部于 2020 年研究编制《关于推动钢铁工业高质量发展的指导意见（征求意见稿）》（以下简称《征求意见稿》）。该《征求意见稿》指出，在创新发展方面，将氢冶金等前沿技术取得突破进展列为重点；同时，也指出要加强对氢冶炼技术的研发应用力度。

氢冶炼是冶金行业实现碳中和的重要手段，发展“以氢代碳”的还原工艺是氢冶金的主要发展路径。徐国迪院士指出，真正实现低碳钢铁冶金技术，就必须改变以碳为主要载体的铁冶金过程，可供选择的替代还原剂只有氢。于勇院士指出，21 世纪是氢时代，氢冶金就是氢代替碳还原生成水，不但没有排放，而且反应速度极快。

目前，全球氢冶金已进入试验阶段。据香橙会研究院统计，海外主要氢冶金试验项目已有 9 处，其中，奥钢联 H2FUTURE 是为目前全球规模最大的氢冶金试验项目。该项目于 2018 年 4 月启动，计划投资 1800 万欧元，成员单位包括奥钢联、西门子、Verbund（欧洲最大的水电商）和奥地利电网公司（APG）等；西门子作为 PEM 水电解技术提供方，将为奥钢联林茨厂提供电解能力为 6 兆瓦的电解槽，氢气产量为 1200 标准立方米 / 小时，项目已于 2020 年 1 月开始试验。

2) 化工行业

氢气和化学工业的联系是天然的。传统的氢化工主要指的是煤制氢、天然气制氢、工业尾气分离提氢、工业尾气变换制氢、甲醇蒸汽催化裂解制氢、轻烃裂解副产氢等化学工业技术。但是随着利用可再生能源电解水制氢技术的成熟和发展，氢气不是作为产出品，而是作为投入品，为化学工业的低碳发展提供新的可能性。

国内部分企业在这方面做出很好的探索。例如，宁夏宁东能源化工基地（以下简称“宁东基地”）是我国最大的现代煤化工产业示范区。宁东基地党工委常务副书记、管委会副主任陶少华在接受采访时说道：“如果使用绿氢替代灰氢耦合煤化工，按现有产能核算，宁东基地煤化工产业可实现年压减煤炭消费 1700 万吨、节约能源消耗 1200 万吨标准煤、相应减排二氧化碳 3000 万吨。”^[27]

未来随着“双碳”工作的发展，把化工行业纳入碳排放交易体系是大势所趋。煤化工行业的碳减排迫在眉睫。化学工业补氢会创造出巨大的氢气需求。这反过来要求可再生能源制氢技术有更大的发展。

可再生能源制氢的技术成熟之后，配合碳捕捉技术，可能会更彻底地颠覆现有的煤化工行业。中国科学院院士、有机化学家丁奎岭院士在评论液态阳光产业发展时，提出通过太阳能发电和电解水制氢技术，使氢气跟二氧化碳结合变成甲醇，有甲醇以后，就可以有现代石油化学工业里面的乙烯、丙烯、醋酸、醋干等，几乎我们现在衣食住行所用的材料、医药工业所用的原材料都可以依靠它实现”。也就是说，可再生能源制氢，配合碳捕捉技术，可能会满足我们所有的在化工行业中的需求，把化工行业变为一个低碳或者零碳的行业。中国工程院院士黄震所主张的可再生燃料的技术路线，也是这样的一个思路：利用可再生能源制氢

产生的氢气和碳捕捉技术得来的二氧化碳，通过化学过程生成碳氢燃料和醇醚燃料。

四、新型电力系统

从能源视角来看，传统电力系统具有供需瞬时平衡、集中式生产、长距离运输等特点，这要求供需具有确定性。而新型电力系统以新能源为主体，呈现出分布式和多利益主体的特征，这导致供需两方的预测变得越来越困难。从供给侧看，由于风电、光伏固有的间歇、波动的特性，且依靠天气的变化，所以作为电力的供给方，预测较为困难。从需求侧看，分布式能源的发展、自发自用用户的增多，使得需求侧用能也呈现出较大的波动性。这些变化客观上要求电力系统的转型。新型电力系统的核心就是把能源数字化，形成所谓的虚拟电厂。虚拟电厂通过先进信息通信技术和软件系统，将分布式发电、可控负荷和储能（包括电动汽车通过 V2G 技术的接入）等资源统一协调控制，协助电力市场上的供需用自动化的方式实现瞬时平衡。虚拟电厂发挥越来越大的作用，是新型电力系统成功的关键。当前支持智慧化的虚拟电厂发展的趋势非常明显。

首先，各个省陆续出台新的制度，为新型电力系统的形成扫清制度障碍。例如，2023 年 3 月，广东省发布《广东省新型储能参与电力市场交易实施方案》，以直接接入公用电网的独立储能项目作为独立主体，发电企业计量关口内并网的电源侧储能，也就是发电侧储能，保持与发电企业作为整体的运营模式，联合参与电力市场交易。贵州省能源局印发关于公开征求《贵州省电力需求响应实施方案（征求意见稿）》意见建议的函，提出售电公司可注册为负荷聚集商，聚合需求响应资源为虚拟电厂，以虚拟电厂为单元参与需求响应。4 月 14 日，深圳市发展和改革委员会发布关于公开征求《深圳市支持虚拟电厂加快发展的若干措施（征求意见稿）》意见的通告。

其次，电力现货市场的发展，为虚拟电厂的商业化运营提供了条件。2022 年 2 月，国家发展改革委、国家能源局印发的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》在总体目标中明确：到 2030 年，新能源全面参与市场交易。2022 年 11 月，国家能源局发布的《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》再次提到：稳妥有序推动新能源参与电力市场，并与现有新能源保障性政策做好衔接。在新能源占比越来越高的新型电力系统中，电力市场上的价格波动可能会很大。在新能源发电出力大量富余时段，出清电价基本持续维持在地板价；反之，在新能源发电出力小，需要火电顶峰运行时段，往往会出现价格尖峰。

山东电力交易中心数据显示，2023 年“五一”假期间，山东电力现货市场实时交易电价波动剧烈，据统计，4 月 29 日—5 月 3 日，山东电力现货实时交易累计出现 46 次的负电价。其中，从 5 月 1 日 20 时至 5 月 2 日 17 时，连续实时现货交易负电价时段长达 22 个小

时。这也使得 5 月 1 日全天山东实时现货交易电价均价成为负数，为-13.02 元/兆瓦时。在电力现货市场上，有负电价，也有高电价。4 月 20 日凌晨，山东电力现货市场的价格也摸到了 1300 元/兆瓦时的天花板。

电力现货市场上的价格波动，为虚拟电厂提供了更多的赢利空间。例如，当电力市场上的现货价格非常低的时候，链接在主干网上的虚拟电厂就像一个一个的湖泊，把电储存起来；当电力市场上的现货价格高涨的时候，这些虚拟电厂再把电力释放出来，从而实现套利。这不仅仅会解决新能源发电不稳定的问题，同时也通过灵活地调整电力市场上的供给和需求，平抑电力市场上价格的波动。因此，在未来的新型电力系统中，虚拟电厂必然成为不可或缺的重要组成部分，是未来新型电力系统实现“柔性灵活、智慧融合”特征的重要保障。而虚拟电厂的发展，为能源数字化和系统优化方面的行业，提供了重要的产业机遇。

参考文献

- [1] 《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》发布[EB/OL]. (2021-10-24)
[2023-02-15].<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1714511514530250316&wfr=spider&for=pc>.
- [2] 人民财评：让更多人参与绿色电力消费[EB/OL]. (2021-04-22)
[2023-02-15].<http://opinion.people.com.cn/n1/2021/0422/c434885-32085275.html>
- [3] 新型电力系统构筑零碳未来[EB/OL]. (2022-05-20)
[2023-02-15].<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1733324461405745177&wfr=spider&for=pc>.
- [4] Lenton TM, Rockström J, Gaffney O, et al. Climate tipping points-too risky to bet against[J]. Nature, 2019, 575: 592-595.
- [5] IPCC. Special report: Global warming of 1.5°C[EB/OL]. (2018-10-08)
[2021-02-19].<https://www.ipcc.ch/sr15/>.
- [6] 中国气象局.WMO 发布《2022 年全球气候状况》临时报告过去八年或为有记录以来最

- 热八年[EB/OL]. (2022-11-15)
- [2023-03-15].https://www.cma.gov.cn/2011xwzx/2011xqxxw/2011xqxyw/202211/t20221115_5179780.html.
- [7] IPCC. IPCC Special Report on the Ocean and Cryosphere in a Changing Climate[R]. IPCC, 2019.
- [8] 秦海岩.气候危机加剧, 推进能源转型刻不容缓[J].风能, 2023 (3) :1.
- [9] 联合国报告.气候灾害在过去 20 年间频度加剧中国受灾数量居全球之首[EB/OL]. (2020-10-12) [2023-03-15].<https://news.un.org/zh/story/2020/10/1068912>.
- [10] BP. Statistical review of world energy 2022[R].London:BP, 2022.
- [11] 11 国际燃气网.中国油气对外依存度首降有何信号意义? [EB/OL]. (2023-02-09) [2023-03-15].<https://gas.in-en.com/html/gas-3668862.shtml>
- [12] 12 央视网评 | 能源的饭碗必须端在自己手里[EB/OL]. (2021-10-22) [2023-02-15].<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1714327496431498290&wfr=spider&for=pc>.
- [13] 习近平在气候雄心峰会上的讲话 (全文) [EB/OL]. (2020-12-12) [2023-02-15].<https://m.gmw.cn/baijia/2020-12/12/34457685.html>.
- [14] 能源局网站.国家能源局发布 2022 年可再生能源发展情况并介绍完善可再生能源绿色电力证书制度有关工作进展等情况[EB/OL]. (2023-02-14) [2023-04-15].http://www.gov.cn/xinwen/2023-02/14/content_5741481.htm.
- [15] 国家能源局.国家能源局关于印发《2023 年能源工作指导意见》的通知[EB/OL]. (2023-04-06) [2023-04-15].http://zfxgk.nea.gov.cn/2023-04/06/c_1310710616.htm.
- [16] 储能网.德国部署 15 万个家庭储能系统, 容量约为 1GWh[EB/OL]. (2019-09-12) [2023-04-15].https://www.sohu.com/a/340553042_465261.
- [17] 新华网.《储能产业研究白皮书 2023》发布: 新型储能累计装机 13.1GW/27.1GWh[EB/OL]. (2023-04-08) [2023-04-15].<http://www.news.cn/energy/20230408/a2eca24e8bdc42ff8f9aaf36463956dc/c.html>.
- [18] Huo H, Zhang Q, Wang M Q, et al. Environment a limplication of electric vehicles in China.[J]. Environmental Science & Technology, 2010,44(13):4856-4861.
- [19] Jacobson M Z. Evaluation of nuclear power as a proposed solution to global warming, a pollution, and energy security[J]. Energy & Environmental Science, 2023, 2 (7) .

- [20] Paster M D, Ahluwalia R K, Berry G, et al. Hydrogen storage technology options for fuel cell vehicles: well-to-wheel costs, energy efficiencies, and green house gas emissions[J]. Fuel and Energy Abstracts, 2011, 36(22): 14534-14551.
- [21] 驱动之家.百公里耗氢 1kg 续航 510 公里！长安最火 SUV 氢燃料版来了[EB/OL].
(2020-12-09) [2023-04-15].<https://pad.mydrivers.com/1/728/728481.html>.
- [22] 古纯霖, 赵保嶝, 张波, 等.我国车载高压储氢气瓶阀门发展现状[J].中国特种设备安全, 2019, 35 (12) :5-8.
- [23] 网易.用数据说话！中国工程院院士：新能源汽车起火概率不到有车一半[EB/OL].
(2020-10-10) .<https://www.163.com/dy/article/FOJ61SJO052783HD.html>.
- [24] 国家能源局.国家能源局关于印发《2023 年能源工作指导意见》的通知[EB/OL].
(2023-04-06) [2023-04-15].http://zfxgk.nea.gov.cn/2023-04/06/c_1310710616.htm.
- [25] 北极星太阳能光伏网.2022 电化学储能电站数据：电源侧新能源配储占比 81%[EB/OL].
(2023-04-06) [2023-04-15].<https://guangfu.bjx.com.cn/news/20230406/1299279.shtml>.
- [26] 李娜, 李志远, 王楠, 等. 氢储能调峰站发展路径探索研究[J]. 中国能源, 2021, 43 (1): 55-59.
- [27] 人民网.现代煤化工基地向氢能“领跑者”转型[EB/OL]. (2020-12-14)
[2023-04-15].<http://energy.people.com.cn/n1/2020/1214/c71661-31965114.html>.