

未来能源 2050规划与技术发展 研究课题开展建议

中国能源网研究中心
2018年5月
(2019年1月更新)

This report is funded by Energy Foundation.
It does not represent the views of Energy Foundation.

本报告由能源基金会资助。
报告内容不代表能源基金会观点。

“未来能源2050规划与技术发展” 研究课题开展建议

中国能源网研究中心

2018 年 5 月

(2019 年 1 月更新)



前言

目前，中国能源行业发展规划正处于关键时点。巴黎协定要求各缔约方于 2020 年提交温室气体排放的国家战略，2023 年还可做出一次新的承诺。“十四五”将至，国家宏观部门开始着手展开“十四五”发展规划思路研究和讨论。

在这样的关键时点，能源基金会决定开展“中长期社会经济能源环境与气候变化的战略研究”。其中，能源行业技术发展方向是该战略研究的重要组成部分。

受能源基金会委托，中国能源网于 2018 年 1 月组织召开了“未来能源 2050 规划与技术发展”研讨会，邀请电力、可再生能源、天然气分布式能源、电动汽车、煤炭领域的企业专家对相关领域的发展现状及前景做了展望，为“中长期社会经济能源环境与气候变化的战略研究”的开展进行了初步的摸底工作。

为更好地开展“中长期社会经济能源环境与气候变化的战略研究”，中国能源网研究中心承担了“未来能源 2050 规划与技术发展”研究课题开展建议的研究，主要目的为梳理当前重要能源领域技术发展方向、发展潜力等，为中长期战略研究的顶层设计打下良好的基础。

本课题编写组成员包括中国能源网 CEO 冯丽雯、中国能源网首席研究员韩晓平、中国能源网研究中心研究员冉泽、程艳红、姜萍等。感谢国网能源研究院、神华、比亚迪、清华大学等企业或机构专家的大力支持。

中国能源网研究中心
2018 年 5 月

前言	01
目录	02
执行摘要	06
摘要	10
1. 宏观发展预测及建议	18
1.1 国网《2050 年中国能源电力发展展望》	19
1.1.1 2050 中国能源电力展望主要判断	19
1.1.2 2050 能源战略研究需要关注的重大问题	20
1.2 国家可再生能源中心《中国可再生能源展望 2017》2050 部分	22
1.3 能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）	23
1.3.1 高效太阳能利用技术创新	23
1.3.2 大型风电技术创新	24
1.3.3 先进储能技术创新	24
1.3.4 高效燃气轮机技术创新	25
1.3.5 煤炭清洁高效利用技术创新	26
1.3.6 先进核能技术创新	27
1.4 国家可再生能源中心《中国可再生能源产业发展报告 2018》	28
1.5 《中国实现全球 1.5℃ 目标下的能源排放情景研究》	29
1.6 未来能源 2050 规划研究宏观建议	30
2. 光伏领域	32
2.1 光伏产业链及准入标准现状	33
2.2 硅片发展现状及潜力	34
2.3 各类电池技术发展现状及潜力	34
2.4 系统投资成本现状及下降潜力	38
2.5 光伏领域企业	39
2.5.1 多晶硅生产企业	39

2.5.2 硅片企业	40
2.5.3 电池片企业	40
2.5.4 组件企业	41
2.5.5 组件出口情况	41
2.6 分布式光伏发展现状及发展潜力	42
2.7 光伏领域研究建议	42
3. 电动汽车领域	44
3.1 新能源汽车现有技术种类概述	45
3.2 纯电动和插电式混合动力汽车发展现状及潜力	45
3.3 氢燃料电池汽车发展现状及潜力	47
3.4 动力电池发展现状及方向	48
3.5 动力电池企业及整车企业	50
3.5.1 动力电池企业	50
3.5.2 整车企业	52
3.6 电动汽车减排预测	54
3.7 电动汽车领域研究建议	55
4. 风电领域	56
4.1 风电设备发展概述	57
4.2 风电机组发展方向及供应能力预测	58
4.3 关键零部件发展现状及发展潜力	60
4.4 关键原材料需求量预测	62
4.5 风电企业	63
4.5.1 风电企业排名	63
4.5.2 海上风电企业	65
4.5.3 风电服务企业	66
4.6 风电领域研究建议	66

5. 储能领域	68
5.1 储能市场发展现状及发展潜力	69
5.2 储能技术发展现状及发展潜力	71
5.3 储能技术提供商及系统集成商	77
5.4 储能领域研究建议	79
6. 天然气分布式能源领域	80
6.1 天然气分布式装机容量发展现状及发展潜力	81
6.2 天然气分布式技术发展方向	83
6.3 天然气分布式设备发展现状及发展潜力	86
6.4 天然气分布式能源企业	91
6.5 天然气分布式领域发展建议	91
7. LNG 领域	92
7.1 LNG 行业发展现状	93
7.2 LNG 点供政策发展现状	95
7.3 LNG 点供项目的发展前景	98
7.4 LNG 领域研究建议	99
8. 清洁煤领域	100
8.1 煤炭清洁生产展望及相关技术	101
8.2 煤电超低排放展望及相关技术	102
8.3 煤化升级示范相关技术及展望	104
8.4 清洁煤领域研究建议	105
9. 核能领域	106
9.1 核能市场发展现状及发展潜力	107
9.2 核能技术发展现状及发展潜力	108
9.3 核能相关企业	112

9.4 核能领域研究建议	113
10. 能源互联网领域	114
10.1 能源互联网政策发展现状	115
10.2 能源互联网项目发展现状	116
10.3 能源互联网领域发展趋势	119
10.4 能源互联网研究建议	121
11. 能源技术相关研讨会开展建议	122
11.1 光伏领域研讨会开展建议	123
11.1.1. 重点相关企业	123
11.1.2 研讨议题	124
11.2 电动汽车领域研讨会开展建议	124
11.2.1. 重点相关企业	124
11.2.2 研讨议题	124
11.3 储能领域研讨会开展建议	125
11.3.1 重点相关企业	125
11.3.2 研讨议题	125
11.4 天然气分布式领域研讨会开展建议	126
11.4.1. 重点相关企业	126
11.4.2 研讨议题	127
11.5 能源互联网领域研讨会开展建议	127
11.5.1. 重点相关企业	127
11.5.2 研讨议题	128
11.6 2019 年研讨会开展计划建议	128
参考文献	130



执行摘要

执行摘要

在中国能源行业处于满足巴黎协定要求、准备“十四五”规划的关键时刻，中国能源网研究中心撰写了《“未来能源 2050 规划与技术发展”研究课题开展建议》报告。

本报告主要从宏观和重点能源领域的技术发展方向、发展潜力等进行梳理研究，并为“未来能源 2050 规划与技术发展”课题的开展提出研究建议。

在宏观方面，本研究认为未来能源将呈现出跨越自然垄断、跨越行业壁垒的革命性新特征。未来研究应把准未来能源发展方向，同时对传统能源退出路径给予足够重视，并对研究成果进行持续更新。

在光伏领域，建议对单晶硅片（尤其是 N 型单晶硅片）技术、PERC 电池技术给予重视，同时对其他转换效率较高的 N-PERT、HIT、IBC 电池等技术给予更多关注。

在电动汽车领域，不仅要大力推进电动汽车和可再生能源的协同发展，还要推进动力电池标准化、完善动力电池的研发体系，另外也要重视氢能来源的清洁化。

在风电领域，不仅要重视大功率风电机组发展，同时要对海上风电发展以及中东南部低风速地区分散式风电的发展加以重视。

在储能领域，要大力推广“风、光 + 储能”模式，研究储能领域动力电池的梯次利用，增强经济效益。

在天然气分布式领域，要研究天然气分布式与其他能源的多能互补，以及开展配售电和能源综合服务业务。

在 LNG 领域，建议重视研究增加上游主体多元化的手段、LNG 点供对打破天然气管道自然垄断的影响以及 LNG 点供行业政策对产业发展的影响。

在清洁煤领域，不仅要加大非电领域煤碳清洁利用的重视，而且还要加强对煤炭深加工（煤化工）发展的重视。

在核能领域，不仅要加强对小型模块化反应堆的研究，更要探索核能和氢能产业的融合发展。

在能源互联网领域，要侧重以分布式能源为载体的或靠近配电网侧的能源互联网的研究。

在上述研究的基础上，为了让课题研究进一步走向深入并考虑到当前能源发展最新形势，下一步课题组建议择选光伏、天然气分布式、储能三个领域作为 2019 年课题开展的重点方向。课题将通过研讨会、企业调研、总结报告的形式开展，研究内容聚焦技术，兼顾商业模式、政策建议等内容。

Executive Summary

At the critical moment when China's energy industry is at the stage of preparation for the 14th Five-Year Plan and meeting the requirements of the Paris Agreement, the China5e Research Center has written the report "Suggestions on the Study of 'Future Energy 2050 Planning and Technology Development'".

This report mainly studies the technological development direction and potential from the aspect of macro and key energy fields, and provides research suggestions for the implementation of the Study of "Future Energy 2050 Planning and Technology Development".

On the macro level, this study believes that in the future, energy will show a revolutionary new feature which is "crossing natural monopoly" and "crossing industrial barriers". Future research should focus on the future direction of energy development, pay enough attention to the exit path of traditional energy, and update the research results continuously.

In the field of photovoltaics, it is suggested that attention should be paid to the technology of monocrystalline silicon wafer (especially N-type) and PERC battery, while attention should also be paid to other technologies such as N-PERT, HIT and IBC battery with higher conversion efficiency.

In the field of electric vehicles, we should not only vigorously promote the coordinated development of electric vehicles and renewable energy, but also promote the standardization of power batteries, improve the R&D system of power batteries, and pay attention to the cleanliness of hydrogen energy sources.

In the field of wind power, attention should be paid not only to the development of high-power wind turbines, but also to the development of offshore wind power and decentralized wind power in low wind speed areas such as the southeast and central regions.

In the field of energy storage, we should vigorously promote the integration of wind, solar and storage, study the graded utilization of power batteries in the field of energy storage, and enhance economical efficiency.

In the field of natural gas DES, we should study the synergy development between natural gas DES and other energy sources, and carry out services such as electricity

distribution and sales and integrated energy services.

In the field of LNG, it is suggested that more attention be paid to the means of increasing the diversification of upstream entities, the impact of LNG on-site supply on breaking natural monopoly of natural gas pipelines, and the impact of LNG on-site supply policy on industrial development.

In the field of clean coal, we should not only pay more attention to the clean utilization of coal carbon in non-electric field, but also pay more attention to the development of coal deep processing (coal chemical industry).

In the field of nuclear energy, we should not only strengthen the research of small modular reactors, but also explore the synergy development of nuclear and hydrogen energy industries.

In the field of energy internet, we should focus on the research of energy Internet based on distributed energy or near the distribution side.

On the basis of the above research, in order to further deepen the research and take into account the latest situation of energy development, the research group proposes to select photovoltaic, natural gas DES and energy storage as the key areas of the project in 2019. The project will be carried out in the form of seminars, enterprise research and summary reports, focusing on technology, taking into account business models and policy recommendations.



摘要

本报告主要从当前重要能源领域(光伏、电动汽车、风电、储能、天然气、LNG、清洁煤、核能、能源互联网等)的技术发展方向、发展潜力等进行梳理研究,并为“未来能源 2050 规划与技术发展”课题的开展提出研究建议。研究成果摘要如下:

一、宏观发展预测及建议

1、把准未来能源发展方向,未来能源将呈现出跨越自然垄断、跨越行业壁垒的革命性新特征。

(1) 未来能源的发展将呈终端化、分布化趋势,以更好地满足用户多元化的、更高品质的用能需求为目标;并促进能源产消者模式(能源生产和消费一体化)的发展;

(2) 智慧能源技术的进步使因地制宜,多能互补和产业互惠得以实施;

(这两点意味着能源将更多地取自身边、就地利用,电网、管网的自然垄断将被跨越)

(3) 各种能源品类、能源服务高度融合发展,单一类型能源企业向综合能源服务商转变,能源管理模式也必将对应改变;(这意味着行业壁垒将被打破)

(4) 能源领域投融资模式同互联网金融创新的有机结合;

(5) 均衡且环境友好型发展将成为更重要的衡量因素等。

总之,未来能源的发展将跨越自然垄断、跨越行业壁垒,最终实现环境友好、均衡发展的目标。

2、对传统能源退出路径给予足够重视,并开展相应研究。

以往能源规划研究,往往突出清洁能源发展潜力,而忽略或很少研究煤炭、石油等传统化石能源的退出路径。但传统化石能源如何退出的问题不解决,清洁能源发展便遇到很大的阻力,会影响其目标的实现。

传统化石能源退出涉及银行贷款偿付、员工转移就业、资产处理、产业链相关企业出路等各种重大问题,需要加以重视和研究。举例来说,煤炭生产、煤电生产规模的缩减或发展受限不仅影响企业自身,还将严重影响采矿设备、发电设备等厂商的生存,继而影响相应部件供应商、材料供应商的生存。即产业链上的每个链条都将受到严重影响。银行贷款往往占项目投资的 80%,因此对新建项目,还涉及银行贷款偿付问题。人员安置问题也是非常棘手的问题。正是因为这些问题难以处理,因此以往研究往往避重就轻,或避而不谈。这恰恰是新的研究需要重视的。

3、对研究成果进行动态更新,使研究成果保持长久的生命力

以往能源规划研究往往在结束之后便不再更新，使得随着时间的发展，相关结论部分内容会同实际发展偏差越来越大，从而失去指导作用，被彻底束之高阁，浪费大量的人力财力物力的投入。

建议本研究做成持续性研究项目（如 3 至 5 年），在得出研究成果后，进行年度、或两年度的系统更新，对各种能源发展目标、技术发展方向等做出新的评估和调整。使研究成果发挥持久的指导作用，对政府、行业产生更大的影响力。

各领域研究开展建议如下。

二、光伏领域研究建议

（1）单晶硅片 2025 年市场占比或达 50%（2017 年为 31%），具有更大发展潜力，建议对单晶硅片（尤其是 N 型单晶硅片）技术发展给予更多重视。

（2）对转换效率较高的、已形成较大产能、发展潜力最大的 PERC（钝化发射极和背表面）电池给予重点支持。同时对其他转换效率较高的 N-PERT（发射极钝化和全背面扩散）电池、HIT（异质结）电池、IBC（背接触）电池等技术给予更多关注。

（3）为进一步降低系统成本，建议政府出台优惠措施对土地成本、融资成本等非技术成本进行控制。非技术领域成本上升已成为我国光伏发展的掣肘因素。

（4）对分布式光伏给予更多重视。随着分布式售电的政策利好以及光伏建筑一体化的发展，未来分布式光伏将成为光伏发展的主战场。

三、电动汽车领域研究建议

（1）加大力度推动电动汽车和可再生能源的协同发展。如果采用可再生能源电力，电动汽车具有更大的减排潜力。建议结合最新政策情况（可再生能源配额电力证书、绿证等），对电动汽车同可再生能源的协同发展开展进一步的研究。

（2）推进电池标准化。动力电池的标准化，有助于电池规模化生产降低成本，有助于未来 V2G（电动汽车向电网送电）的实现，还有助于电池回收和再利用等，有必要对动力电池的结构设计、连接方式、工艺技术、集成安装等标准化进行研究。

（3）完善动力电池研发体系，加快动力电池创新中心建设，突破高安全性、长寿命、高能量密度锂离子电池等技术瓶颈。在关键电池材料、关键生产设备等领域构建若干技术创新中心，突破高容量正负极材料、高安全性隔膜和功能性电解液技术。加大生产、控制和检测设备创新，推进全产业链工程技术能力建设。开展全固态锂离子电池、金属空气电池、锂硫电池等领域新技术研究开发。

(4) 除氢燃料电池本身技术攻关外,要重视氢能来源的清洁化。建议对化石燃料制氢(天然气、石油、煤制氢)、含氢尾气、副产氢回收、高温分解制氢、电解水制氢等各种制氢方式的碳排放开展对比研究。

四、风电领域研究建议

(1) 重视大功率风电机组发展。随着新增装机向低速风区转移和海上风电崛起,风电机组往大功率发展,风轮直径更大,叶片长度更长。

(2) 重视海上风电发展。海上风电目前是全球风电发展的最新前沿,随着国家政策的推动以及陆上优质风能资源的逐步开发殆尽,建设海上风电是未来的发展趋势。

(3) 重视分散式风电发展。未来一段时间,虽然分散式风电仍然存在一些发展瓶颈,但随着产业政策逐步向分散式倾斜(《分散式风电项目开发建设暂行管理办法》),分散式风电在中东南部低风速地区具有广阔的发展空间。

五、储能领域研究建议

(1) 加强储能技术基础研究,发展具有自主知识产权的核心装备,形成模块化智能化的产品,通过技术发展和市场的驱动,在示范工程建设过程中逐步形成储能产品的商业模式,通过重大装备技术的研究、装备的研制,示范工程的实施提供一些产业的技术支撑。

(2) 大力推广“风、光+储能”模式。储能系统的引入可以为风、光电站接入电网提供一定的缓冲,起到平滑风光出力和能量调度的作用;并可以在相当程度上改善新能源发电功率率不稳定,从而改善电能质量、提升新能源发电的可预测性,提高利用率。

(3) 动力电池梯次利用。对电动汽车退役下来的电池进行回收加工用于储能领域,可以起到削峰填谷,稳定电力系统等作用,增强经济效益。

六、天然气分布式领域发展建议

(1) 政策方面。政府虽然出台了一些鼓励发展政策,但只作了一些原则性的规定,建议出台配套鼓励政策,提高天然气分布式能源项目的可操作性,如税收优惠、天然气价格、销售电价等。另外需要从整体角度,统筹和平衡电力、燃气、热力等各能源的供求关系,制订总体能源规划。

(2) 加快设备国产化进程。由政府牵引,建立专项研发规划和计划,整合研发资金及院校、科研院所和制造企业研发队伍,加强核心技术研发提升项目核心竞争力,推动低碳能源技术发展和装备国产化、产业化、集群化。另外鼓励能源企业、高校和科研机构与国外相关机构联合开展技术创新工作。

(3) 多能源技术耦合，与智能微电网融合。未来集合天然气分布式能源、风电、太阳能、生物质能、地源热泵、水源热泵、蓄热蓄冷装置等构建的多能互补的智能微网，实现能源供应的耦合集成和互补利用，是天然气分布式能源的一个重要发展方向。

(4) 开展配售电和能源综合服务业务。通过开展配售电业务，成立区域售电、售热、售冷一体化能源服务公司，实现发、配、售电一体化，实现区域综合能源服务，满足用户多样化和定制化的需求，是天然气分布式能源项目未来的一个重要发展方向。

七、LNG 领域研究建议

(1) 重视研究增加上游主体多元化的手段。增加上游主体的手段包括：改变国内中外合作开采区块由国内油企统购统销的局面；落实天然气管道及 LNG 接收站第三方准入，从而增加三大油企以外的产业链企业进口 LNG 并输送的可能。

(2) 重视研究 LNG 点供对打破天然气管道自然垄断的影响。点供将促进天然气下游竞争领域的市场化改革，有利于在终端环节率先形成“气气竞争”的有利局面，给予用户更多选择权。

(3) 重视研究 LNG 点供行业政策对产业发展的影响。加快制定适用于 LNG 点供的标准和规范，为政府部门、燃气企业和天然气用户发展 LNG 点供提供政策指导，引导行业健康有序发展。

八、清洁煤领域研究建议

(1) 加大非电领域煤炭清洁利用的重视。煤电超低排在有序推进并取得不错成就，但工业锅炉、工业窑炉领域的清洁煤利用和相关技术的推广和应用较为滞后。可以考虑通过设立中央财政煤炭清洁高效利用专项基金，重点支持非电领域源头采用清洁能源，过程采用清洁生产技术，末端硫、硝、尘的治理等方面，利用政府与社会资本合作等多种模式，引导社会资金投向工业领域煤炭清洁高效利用技术改造。

(2) 加强对煤炭深加工（煤化工）发展的重视。未来煤电比重将逐渐下降，在这种大趋势下，用于煤化工的煤炭占比将逐渐增加。相对于煤制清洁燃料，煤制化学品方向应得到更多重视。

(3) 加快煤炭清洁高效利用技术创新和产业化应用示范。建议出台煤炭清洁高效利用专项规划和实施细则，建立煤炭清洁高效利用技术研发、应用和推广示范机制，综合运用淘汰落后、标准约束、财税支持等政策手段，解决先进煤炭清洁高效利用技术产业化应用过程中的障碍。

九、核能领域研究建议

(1) 加强对小型模块化反应堆的研究。通过更灵活的分布式应用参与区域能源系统，并与天然气、可再生能源等因地制宜地组合成更加低碳高效安全的多能互补智慧能源系统。

(2) 探索核能和氢能产业的融合发展。高温堆未来发展方向之一是规模制氢，可推动高温气冷堆规模制氢技术、高能密度安全储氢技术和氢电转换技术的融合创新，发展全产业链绿色电动汽车。

(3) 继续优化核燃料产业布局。按照市场化、多元化原则，在核电相对集中的东南沿海地区布局建设核燃料产业园，提高核燃料产业集中度。

十、能源互联网发展建议

(1) 研究总结能源互联网示范项目可供推广的成功商业模式，并对项目大规模推广存在的政策、技术、经济性等方面的挑战进行分析。缺乏可推广的商业模式是诸多能源理念得不到推广的重要制约因素。

(2) 更加侧重以分布式能源为载体的或靠近配电网侧的能源互联网的研究。能源分布式生产及利用是未来重要的趋势之一，能源互联网也应更加重视同分布式能源的有机结合。能源互联网项目的推广重点应在配网侧。

(3) 建议加强对能源互联网标准体系建设的重视。标准体系建设对于能源互联网的未来发展意义重大。相关标准体系建设涉及能源互联网的基础标准、关键设备、管理平台、信息互联以及区域能源互联网、微能源互联网的规划、设计、验收评价等领域。中电联目前在联合相关单位进行研究。

(4) 建议统筹考虑能源的归口及与城市规划协同的问题。能源互联网力求多种能源协同，涉及多个领域的多个部门。还需要把能源规划和市政规划综合考虑，以能源网、信息网和交通网“三网”融合发展为依托，以智慧能源为基础建设智慧城市。

十一、2019 年研讨会开展计划建议

为了让课题研究进一步走向深入并考虑到当前能源发展最新形势，下一步课题组建议择选光伏、天然气分布式、储能三个领域作为 2019 年课题开展的重点方向。

课题开展形式包括三方面内容：研讨会、企业调研、总结报告。研究内容聚焦技术，兼顾商业模式、政策建议等内容。

(1) 光伏领域

目前光伏系统成本下降迅速，光伏发电离平价上网一步之遥，光伏产业发展或对能源行业带来颠覆性的影响，而且可以和分布式利用充分结合，未来发展极具想象空间。

1、研讨会研究议题（包括但不限于，下同）

（1）提高光电转化效率的最佳技术发展方向。

（2）单晶、多晶硅片技术发展方向。

（3）薄膜电池技术的技术发展方向。

（4）降低系统成本的挑战及方向。

2、企业调研

备选企业：协鑫、汉能、通威等

3、《光伏技术未来发展方向及挑战应对》总结报告

计划开展时间：2019 年 1~4 月

（2）天然气分布式领域

天然气是一种清洁能源，但受制于上游气源，我国对于发展天然气热电联产项目持谨慎态度，如《打赢蓝天保卫战三年行动计划》提出“原则上不再新建天然气热电联产”。但天然气分布式能源不受限制。天然气分布式能源成为天然气利用的一个重要方向。

1、天然气分布式领域研讨会研究议题

（1）加快推动天然气分布式设备国产化的研究方向。

（2）天然气分布式能源技术与其他能源耦合技术发展方向。

（3）天然气分布式能源企业向综合能源服务商转换技术路径。

2、企业调研

备选企业：协鑫、新奥、双良等

3、《天然气分布式技术未来发展方向及挑战应对》总结报告

计划开展时间：2019 年 5~8 月

(3) 储能

储能可在可再生能源并网、电网调峰、分布式微网领域有巨大应用空间。而且储能和电动汽车也有很好的结合点。

1、储能领域研讨会研究议题

(1) 动力电池梯级利用与回收技术发展研究。

(2) 可再生能源与储能一体化技术及解决方案研究。

(3) 氢储能技术与应用的发展研究。

2、企业调研

备选企业：比亚迪、超威、亿华通等

3、《储能技术未来发展方向及挑战应对》总结报告



宏观发展 预测及建议

1.1 国网《2050 年中国能源电力发展展望》

国网能源研究院开展了《2050 年中国能源电力发展展望》的研究。根据该研究成果，2050 展望和能源战略研究需要关注的重大问题如下。

1.1.1 2050 中国能源电力展望主要判断

1、电力需求仍有较大增长空间

- 电力需求总量持续增长，增速逐步放缓，2045 年前后进入饱和阶段，饱和时点相比于能源需求延后 10-15 年。2050 年电力需求将在当前水平基础上翻番。

- 2050 年人均电力消费达到 8800~10300 千瓦时，高于 OECD 国家当前水平。

- 工业部门用电占比逐步下降，到 2050 年仍是最主要的电力消费部门，建筑部门用电占比快速上升。

2、电源装机容量保持持续增长

2050 年之前电源装机将保持快速、持续增长。电气化加速情景下，2030 年装机容量达到 36.3 亿千瓦，2050 年装机容量达到 57.5 亿千瓦。增量部分以清洁能源为主，电源装机结构逐步优化，清洁能源装机占比 2030 年达到 60%，2050 年达到 82%。

3、电源发展呈现“风光领跑、多源协调”态势

陆上风电、光伏发电将是未来发展速度最快的电源。为解决风光大规模发展带来的电力电量平衡与调峰问题，气电、水电、核电等并不会因风电、太阳能发电更具成本优势而停止发展，煤电完成角色转换后将继续发挥重要作用，各类电源呈现协调发展态势。

- 长期来看，煤电由电量供应主体逐渐转为电力供应主体，仍将在电力系统中发挥重要作用。

- 陆上风电、光伏发电快速增长，2040 年之后将成为中国未来电源结构主体。

- 海上风电、光热发电技术逐步成熟，装机容量持续增长，但总体规模有限。

- 气电受成本因素制约，增长空间有限。

- 核电将稳步增长，但发展规模受到站址限制。

- 水电中近期仍有一定发展潜力，长期来看将受开发潜力制约。

4、电网大范围配置清洁能源能力需要进一步增强

- 全国互联电网将在新一代电力系统中发挥更加重要的作用。我国跨区输电通道容量将持续增长，2030 年、2050 年跨区输电通道容量至少需要分别达到 3 亿、5 亿千瓦左右。

- 西北地区与西南地区作为资源富集区具有明显的送端属性，华东地区与华中地区作为负荷中心具有明显的受端属性，未来我国电力流向将呈现更加明显的“西电东送”特征。

5、需求侧资源与储能将成为未来电力系统中的重要资源

- 能效电厂有助于挖掘需求侧节能潜力，是推进能源消费革命的重要抓手。尤其是在 2030 之前，应在电力消费侧大力开展能效电厂项目。

- 需求响应作为一种高效的灵活性资源，对未来高比例新能源电力系统的优化运行至关重要。

- 储能同样是未来电力系统不可或缺的组成部分。储能容量在 2030 年之后将进入快速发展期，2050 年将达 3 亿千瓦以上。

6、电力系统实现源－网－荷－储协调运行

- 在高比例清洁能源系统中，各类电源、电网、需求侧资源与储能将需要更多协调互动，以灵活高效的方式共同推动电力系统优化运行，促进清洁能源高效利用。

- 气电、水电、光热等灵活性电源将发挥重要调峰作用。煤电也将更多承担调峰任务，仅部分高参数大容量煤电机组继续承担基荷。在新能源渗透率较高的情况下，风光电也将以合理弃风、弃光的形式参与调峰，促进电力系统优化运行。

- 跨区输电线路的运行方式将更加灵活，有效支撑清洁能源在更大范围实现高效配置。

- 需求响应与储能的运行方式可随风光资源情况相应调整，支撑系统优化运行与清洁能源消纳。

7、电力系统碳排放强度将大幅降低

- 清洁能源发电量占比显著上升，常规转型与电气化加速情景下，2030 年非化石能源发电量占比分别达到 46.9%、52.0%，2050 年分别为 81.7%、83.7%。

- 电力系统碳排放总量在 2025 年前后出现峰值。2050 年单位发电量的二氧化碳排放水平将降至当前水平的 20% 以下。

1.1.2 2050 能源战略研究需要关注的重大问题

1、能源供应的清洁低碳转型：高比例清洁能源的发展问题

- 推动非水可再生能源跨越式发展。坚持分布式和集中式并举，优先就近消纳，推动可再生能源高比例开发、高效利用。

- 安全高效发展核电。

2、能源消费的清洁低碳转型：能源清洁高效利用问题

● 以再电气化推动能源清洁高效利用：电气化是提高能效的重要手段。初步测算，1990-2015 年我国电气化水平平均上升 1 个百分点，能源强度下降 3.6%。2016-2030 年，预计电气化水平平均上升 1 个百分点，能源强度下降 2.6%。

- 推动工业、交通、商业、居民用能电气化水平的全面提升。

3、城市能源问题：构建城市绿色智慧能源系统

城市是能源变革的主战场，城市能源发展空间巨大。依托综合能源系统、能源互联网构建城市绿色智慧能源系统，创新城市能源供应的新模式和新业态，推动城市能源清洁低碳发展。

4、农村能源问题：构建清洁低碳的商品化能源供应体系

依托清洁能源的分布式利用建立农村商品化能源供应体系，因地制宜利用分布式可再生能源和智能微网的清洁能源互补系统解决农村能源问题。

5、现代电力系统重构：适应高比例清洁能源的新一代电力系统

随着电源、电网、负荷等技术特性的变化，推动电力系统重构。电力系统特性发生重大变化，传统电力系统的认知理论、方法面临挑战，需拓展现代电力系统的认知内容，在充分认知系统特性基础上，需要研究和发展新的控制理论、控制方法，构建与现代电力系统相适应的控制体系。

6、能源科技创新问题

● 生产领域：推动化石能源的低碳高效开发、发展新能源。新能源开发利用技术、非常规油气资源开发利用技术、煤炭洁净化利用技术、新一代核能利用技术、氢能技术是生产领域技术创新的重点。

● 输送领域：优化能源资源配置，提高能源运输系统的输送能力和安全性。特高压电网输电技术、柔性直流输电技术、新能源发电并网运行技术、大电网安全稳定运行控制技术是输送领域技术创新的重点。

● 配用领域：提高能源利用效率，满足用户多元化需求，提升智能化水平。以电动汽车为代表的新能源汽车技术，工业、建筑、交通领域节能技术，分布式能源技术、双向互动的智能用能技术是消费领域技术创新的重点

- 基础支撑领域：促进电网关键装备升级，推动新产业、新业态、新模式发展。先进储能技

术、新材料和器件技术、以互联网深度融合为代表的大数据、云计算、物联网技术等将成为基础和共性领域技术创新的重点。

7、能源治理体系现代化：能源体制机制变革问题

- 构建有效竞争的现代市场体系；
- 建立主要由市场决定价格机制；
- 创新能源科学管理模式；
- 建立健全能源法治体系。

1.2 国家可再生能源中心《中国可再生能源展望 2017》2050 部分

国家发改委能研所、国家可再生能源中心《中国可再生能源展望 2017》（CREO2017）建议控制煤炭消费，以合理的经济代价实现 2050 年高比例可再生能源发展目标。根据该研究成果：

- 如果坚定不移地执行既定政策情景，2050 年煤炭消费总量将降至 2016 年消费水平的三分之一，并确保 CO₂ 排放于 2030 年之前达到峰值。

- 2030 年后 CO₂ 排放显著降低，直至下降到 2050 年的 50 亿吨水平——接近 2016 年排放水平的 50%。

- 2050 年，非化石能源占全部一次能源供应的 60%，高于国家设定目标（煤炭消费占比 50% 左右）。

同时，通过投资能源系统转型，未来能源系统的电力成本与当下严重依赖化石能源以及不可持续的能源系统相比将基本一致，而能源系统的可持续性和稳定性则将得到大幅提升，且造成的局部、地区和全球的环境污染大幅降低。

能源转型和煤炭消费总量下降是在基于三项重要客观条件实现的（主要驱动力：成本降低、碳定价和电力市场）。

- 首先，在国际和中国创新战略的驱动下，可再生能源技术发展将延续近年成本继续降低、效率提升的表现，可再生能源技术以较低的成本实现能源供应。

- 其次，假定电力市场改革的持续推进和深入是必然趋势，并确保波动性可再生能源与电力系统的深度融合。

- 第三，假定碳定价能够得到有效实施，碳排放价格将切实影响能源部门投资决策。在 CREO2017 既定政策情境中，设定了针对 100 元人民币 / 吨的碳价格水平，作为长期的碳价格水平。这将有助于支持可再生能源尽快实现与煤电平价。

1.3 能源技术革命创新行动计划（2016–2030 年）

在能源技术革命创新行动计划（2016–2030 年）中提出太阳能利用技术、大型风电技术、先进储能、高效燃气轮机等几方面的技术创新。主要内容如下所示。

1.3.1 高效太阳能利用技术创新

1、战略方向

（1）太阳能高效晶体硅电池及新概念光电转换器件。重点在开发平均效率 $\geq 25\%$ 的晶体硅电池产线（如异质结（HIT）电池和叉指背接触（IBC）电池或二者的结合），探索更高效率、更低成本的新概念光电转换器件及面向产业化技术等方面开展创新与攻关。

（2）高参数太阳能热发电与太阳能综合梯级利用系统。重点在超临界太阳能热发电、空气吸热器、固体粒子吸热器、50–100MW 级大型全天连续运行太阳能热电站及太阳能综合梯级利用、100MWe 槽式太阳能热电站仿真与系统集成等方面开展研发与攻关。

（3）太阳能热化学制备清洁燃料。重点在太阳能热化学反应体系筛选、热化学在非平衡条件下的反应热力学和动力学机理及其与传热学和多项流的耦合作用机理探索、太阳能制取富含甲烷的清洁燃料等方面开展研发与攻关。

（4）智能光伏电站与风光热互补电站。重点在高能效、低成本智能光伏电站，智能化分布式光伏和微电网应用，50MW 级储热的风光热互补混合发电系统等方面开展研发与攻关。

2、创新目标

（1）2020 年目标。突破三五（III–V）族化合物电池和铁电–半导体耦合电池的产业化关键技术，建成 100MW 级 HIT 太阳能电池示范生产线；掌握分布式太阳能热电联供系统的集成和控制，以及太阳能热化学制备燃料机理；掌握智能光伏电站设计和建造成套技术，实现发电效率 $\geq 80\%$ ；掌握 50MW 级塔式光热电站整体设计及关键部件制造技术；突破光热–光伏–风电集成设计和控制技术，促进风光互补利用技术产业化。

（2）2030 年目标。大幅提高铜铟镓硒（CIGS）、碲化镉（CdTe）电池的效率，建立完整自主知识产权生产线，实现在建筑中规模应用并达到国际前沿水平；HIT 电池国产化率 $\geq 85\%$ 并达到批产化水平。掌握高参数太阳能热发电技术，全面推动产业化应用；建成 50MW 太阳能热电联供系统，形成自主知识产权和标准体系。突破太阳能热化学反应器技术，研制出连续性工作样机。

（3）2050 年展望。开发出新型高性能光伏电池，大幅提升光电转换效率并降低成本，至少一种电池达到世界最高效率；实现光电转化和储能一体化；太阳能热化学制备清洁燃料获重大突破并示范。

1.3.2 大型风电技术创新

1、战略方向

（1）大型风电关键设备。重点在 10MW 级及以上风电机组，以及 100 米级及以上风电叶片、10MW 级及以上风电机组变流器和高可靠、低成本大容量超导风力发电机等方面开展研发与攻关。

（2）远海大型风电系统建设。重点在远海大型风电场设计建设、适用于深水区的大容量风电机组漂浮式基础、远海风电场输电，以及海上风力发电运输、施工、运维成套设备等方面开展研发与攻关。

（3）基于大数据和云计算的风电场集群运控并网系统。重点在典型风资源特性研究与评估、基于大数据大型海上风电基地群控、风电场群优化协调控制和智能化运维、海上风电场实时监测及智能诊断技术装备等方面开展研发与攻关。

（4）废弃风电设备无害化处理与循环利用。重点在风电设备无害化回收处理、风电磁体和叶片的无害化回收处理等方面开展研发与攻关。

2、创新目标

（1）2020 年目标。形成 200-300 米高空风力发电成套技术。掌握自主知识产权的、10MW 级以下大型风电机组及关键部件的设计制造技术，形成国际竞争力；突破近海风电场设计和建设成套关键技术，形成海上风电工程技术标准。掌握复杂条件下的风资源特性及各区域风电资源时空互补性，评估风资源可获得性，进行风电场优化布局；建立风电场群控制与运维体系，支撑区域风电规模并网。

（2）2030 年目标。200-300 米高空风力发电获得实际应用并推广。突破 10MW 级及以上大型风电机组关键部件设计制造技术，建立符合海况的远海风电场设计建设标准和运维规范；掌握风电场集群的多效利用、风电场群发电功率优化调度运行控制技术；掌握废弃风电机组材料的无害化处理与循环利用技术，支撑风电可持续发展；成为风电技术创新和产业发展强国。

（3）2050 年展望。突破 30MW 级超大型风电机组关键技术，掌握不同海域规模化风电开发成套技术与装备，形成完整的风能利用自主创新体系和产业体系，风能成为我国主要能源之一。

1.3.3 先进储能技术创新

1、战略方向

（1）储热 / 储冷。重点在太阳能光热的高效利用、分布式能源系统大容量储热（冷）等方面开展研发与攻关。

(2) 物理储能。重点在电网调峰提效、区域供能的物理储能应用等方面开展研发与攻关。

(3) 化学储能。重点在可再生能源并网、分布式及微电网、电动汽车的化学储能应用等方面开展研发与攻关。

2、创新目标

(1) 2020 年目标。突破高温储热的材料筛选与装置设计技术、压缩空气储能的核心部件设计制造技术，突破化学储电的各种新材料制备、储能系统集成和能量管理等核心关键技术。示范推广 10MW/100MWh 超临界压缩空气储能系统、1MW/1000MJ 飞轮储能阵列机组、100MW 级全钒液流电池储能系统、10MW 级钠硫电池储能系统和 100MW 级锂离子电池储能系统等一批趋于成熟的储能技术。

(2) 2030 年目标。全面掌握战略方向重点布局的先进储能技术，实现不同规模的示范验证，同时形成相对完整的储能技术标准体系，建立比较完善的储能技术产业链，实现绝大部分储能技术在其适用领域的全面推广，整体技术赶超国际先进水平。

(3) 2050 年展望。积极探索新材料、新方法，实现具有优势的先进储能技术储备，并在高储能密度低保温成本热化学储热技术、新概念电化学储能技术（液体电池、镁基电池等）、基于超导磁和电化学的多功能全新混合储能技术等实现重大突破，力争完全掌握材料、装置与系统等各环节的核心技术。全面建成储能技术体系，整体达到国际领先水平，引领国际储能技术与产业发展。

1.3.4 高效燃气轮机技术创新

1、战略方向

(1) 先进材料与制造。重点在高性能复合材料、高温耐热合金材料涂层、大尺寸高温合金（单晶、定向结晶）铸造、复杂结构高温合金无余量精密铸造、高精度与高质量 3D 打印及智能制造等方面开展研发与攻关。

(2) 燃气轮机机组设计。重点在微型燃气轮机领域的高效径流式叶轮及系统一体化设计、中小型燃气轮机领域的高效多级轴流压气机设计、重型燃气轮机领域的先进气动布局与通流设计等方面开展研发与攻关。

(3) 高效清洁燃烧。重点在低污染燃烧室、分级燃烧燃烧室、回流燃烧室、贫预混与预蒸发燃烧室和可变几何燃烧室，以及低热值燃料稳燃与多燃料适应性、富氢与氢燃料燃烧等方面开展研发与攻关。

2、创新目标

(1) 2020 年目标。突破热端部件设计制造技术，具备高性能复合材料大规模制备技术；建

成微型、小型和中型燃气轮机整机试验平台、重型燃气轮机整机发电试验电站；实现 1MW 以下级微小型燃气轮机及分布式供能系统、1-10MW 级小型燃气轮机和 10-50MW 级工业驱动用中型燃气轮机的产业化；完成 F 级 70MW 等级整机研制和 300MW 等级重型燃气轮机设计。

（2）2030 年目标。热端部件材料和制造技术取得重大创新和实现完全自主化，高性能复合材料实现低成本和大规模应用；形成具有完全自主知识产权并有国际竞争力的微小型燃气轮机系列化产品；实现 F 级 70MW、300MW 等级重型燃气轮机商业化应用；完成 H 级 400MW 等级重型燃气轮机自主研制。

（3）2050 年展望。突破新原理燃气轮机及循环系统，实现微小型燃气轮机与风光储多能互补的分布式能源系统大规模应用，H 级及以上级重型燃气轮机与整体煤气化循环动力系统实现商业化应用。

1.3.5 煤炭清洁高效利用技术创新

1、战略方向

（1）煤炭分级分质转化。重点在先进煤气化、大型煤炭热解、加氢液化、焦油和半焦高效转化等方面开展研发与攻关。

（2）重要能源化工产品生产。重点在天然气、超清洁油品、航天和军用特种油品、基础化学品、专用和精细化学品的生产工艺技术等方面开展研发与攻关。

（3）煤化工与重要能源系统耦合集成。重点在与火力发电、炼油、可再生能源制氢、生物质转化、燃料电池等系统的耦合集成方面开展研发与攻关。

（4）煤化工废水安全高效处理。重点在提高复杂废水处理能力、降低成本、资源化利用和减少排放等方面开展研发与攻关。

（5）先进煤电技术。重点在常规煤电参数等级进一步提高、新型煤基发电和污染物一体化脱除等方面开展研发与攻关。

2、创新目标

（1）2020 年目标。开发出 3000 吨 / 天以上大型煤气化技术及煤种适应性强的新一代气化技术；形成成熟的低阶煤热解分质转化技术路线，完成百万吨级工业示范。煤制燃料技术、能效水平进一步提升，掌握成熟高效的百万吨级煤制油及特种油品工业技术和催化剂，完成 10 亿方级自主甲烷化技术开发及工业示范，实现煤制化学品技术的升级和技术集成。突破煤气化废水预处理、改善可生化性、特征污染物降解及深度处理等关键技术，完成废水处理技术工业示范。全面掌握 700℃ 等级高温材料制造和加工技术，掌握新型煤基发电技术，开发和示范燃煤机组烟气多污染物（ SO_2 、 NO_x 、Hg 等）一体化脱除技术。

(2) 2030 年目标。形成适应不同煤种、系列化的先进煤气化技术体系，突破基于新概念的催化气化、加氢气化等技术。实现百万吨级低阶煤热解转化技术推广应用，突破热解与气化过程集成的关键技术。开发出一批高效率、低消耗、低成本的煤制燃料和化学品新技术并实现工业化应用。突破煤化工与炼油、石化化工、发电、可再生能源耦合集成技术并完成工业化示范。建设 700℃ 超超临界燃煤电站，建成新型煤基发电技术示范工程并推广，形成具有自主知识产权的燃煤污染物净化一体化工艺设备成套技术。

(3) 2050 年展望。形成完整的煤炭清洁高效利用技术体系，整体达到世界领先水平，煤炭加工转化全生命周期经济、社会和环保效益显著提高，支撑产业实现绿色可持续发展。700℃ 常规煤电技术供电效率达到 56~60%；掌握磁流体发电联合循环（MHD-CC）发电等探索技术，实现示范应用；全部煤电机组实现低成本污染物超低排放，重金属污染物控制技术全面应用。

1.3.6 先进核能技术创新

1、战略方向

(1) 核能资源勘探开发利用。重点在深部铀资源勘探开发理论、新一代高效智能化地浸采铀，以及非常规铀资源（主要包括黑色岩系型及海水中的铀资源等）开发利用等方面开展研发与攻关。

(2) 先进核燃料元件。重点在自主先进压水堆核燃料元件示范及推广应用、更高安全性及可靠性和经济性的压水堆燃料元件自主开发、先进燃料技术体系完善，以及智能制造在核燃料设计制造领域应用等方面开展研发与攻关。

(3) 新一代反应堆。重点在快堆及先进模块化小型堆示范工程建设、先进核燃料循环系统构建、超高温气冷堆关键技术装备及配套用热工艺，以及新一代反应堆的基础理论和关键技术等方面开展研发与攻关。

(4) 聚变堆。重点在 ITER 的设计和建造、堆芯物理和聚变堆工程技术、聚变工程技术试验平台（FETP）自主设计建造，以及大型托卡马克聚变堆装置设计、建造和运行等方面开展研发与攻关。

2、创新目标

(1) 2020 年目标

在核能资源勘探开发利用方面，创新深部铀成矿理论，实用性综合勘查深度达到 1500 米。实现埋深 800 米以内的可地浸砂岩铀资源经济开发利用，建成千吨级数字化、自动化的地浸采铀示范工程。黑色岩系型等低品位铀资源浸出率超过 80%。获得先进的盐湖、海水提铀功能材料，完成提铀放大工艺优化设计及配套装置加工。

在先进核燃料元件方面，实现自主先进核燃料元件的应用；事故容错燃料元件（ATF）、环形燃料元件初步具备辐照考验条件；研制 MOX 燃料示范快堆考验组件并完成辐照考验。

在反应堆技术方面，突破自主第三代超大型压水堆关键技术；示范快堆开工建设；完成超高温气冷堆在 950℃ 高温运行及核能制氢的可行性论证，建设高温气冷堆 700℃ 工艺热示范工程；建成先进模块化小型堆示范工程（含海上核动力平台）。

熔盐堆、行波堆、聚裂变混合堆等先进堆型关键材料及部分技术取得重要突破；等聚变堆离子体的参数和品质获得提高，为设计建造聚变工程技术试验平台（FETP）奠定了基础。

（2）2030 年目标

在核能资源勘探开发利用方面，形成国际领先的深部铀成矿理论体系及技术体系；实现深度 1000 米以内的可地浸砂岩智能化、绿色化经济开发利用；建成黑色岩系型等低品位铀资源综合回收示范工程，建成盐湖、海水连续提铀试验装置并获得技术经济评价参数。

先进核燃料元件，具备国际领先核燃料研发设计能力，事故容错燃料先导棒 / 先导组件实现商用堆辐照考验，初步实现环形元件在压水堆核电站商业运行；MOX 组件批量化生产管理技术达到国际先进水平，快堆金属元件具备规模化应用条件。

在反应堆技术方面，第三代压水堆技术全面处于国际领先水平，实现系列化发展；突破 100KW 级商用增殖快堆电站关键技术，实现商业后处理厂—MOX 元件—商业快堆闭路循环；建设完成 950℃ 超高温气冷堆及高温热应用商业化工程 先进模块化小型堆实现标准化、规模化建设 熔盐堆等先进堆型关键设备材料取得重大突破，具备建设示范工程条件。

聚变工程技术试验平台（FETP）成功运行，掌握聚变堆芯燃烧等离子体的实验、运行和控制技术。

（3）2050 年展望

完全掌握铀资源成矿理论，深部铀资源、非常规铀资源开发具备规模化经济开采能力，能保障何能长久发展。核燃料自主设计能力进入世界先进水平，智能制造、柔性制造等先进技术广泛应用。

四代核能系统全面实现“可持续性、安全性、经济性和核不扩散”的要求，核能在供热、化工、制氢、冶金等方面具备规模建设条件。建设 100 万 KW 量级聚变原型电站，实现核聚变能源商用化应用。

1.4 国家可再生能源中心《中国可再生能源产业发展报告 2018》

《中国可再生能源产业发展报告 2018》中关于可再生能源和非化石能源目标：

第一，“十三五”规划中，2020 年可再生能源发展目标是应努力超越的底线目标，通过努

力实现更快发展：太阳能光伏装机容量从 1.1 亿千瓦增至 2 亿千瓦，风电装机容量从 2.1 亿千瓦增至 3.5 亿千瓦，生物质能发电装机容量从 1500 万千瓦增至 3000 万千瓦，总计达到 5.8 亿千瓦。

第二，2020 年非化石能源占一次能源消费总量的比例从 15% 提升到 19%。如考虑落实《巴黎协定》提出的“温升低于 2℃”温控目标，则需要进一步提升发展目标要求。

1.5 《中国实现全球 1.5℃ 目标下的能源排放情景研究》

中国煤控项目 1.5 度能源情景课题组开展了《中国实现全球 1.5℃ 目标下的能源排放情景研究》课题研究，根据该研究成果：

通过对假定情景的研究，认为 1.5 度的情景也是可能实现的，但是需要立即行动，采取很多激进的政策和行动方案，实现我国 CO₂ 的尽快减排和大幅度减排。从目前的政策方向来看，我国已经具备这样的基础。

1.5 度情景表明，我国 CO₂ 排放量需要在 2015 到 2020 年之间达峰，2020 年后进入快速下降阶段。2020 年之后每年下降量在 3.84 亿吨 CO₂，快于 2014 年到 2016 年每年 2.4 亿吨减排量。

实现我国 1.5 情景下的减排途径，关键措施是使电力系统到 2050 年实现负排放，并在终端部门实现电力化，能够使用电力的地方都用电力替代化石燃料。终端部门大力推进用电技术，尽力减少化石燃料的终端使用。终端电力部分可以用可再生能源提供，或电力转化。实现电力系统到 2050 年达到负排放的主要措施是实现大幅度的可再生能源和核电发电，同时大幅度实现和生物质能发电相匹配的 CCS 系统（BECCS）。到 2050 年，由于终端部门大力发展用电技术，电力需求量为 126810 亿千瓦时，发电量为 156920 亿千瓦时。

到 2050 年，可再生能源和核电占发电的 87.2%，其中核电占 28.1%，可再生能源占 59.1%。核电发电装机容量 5.4 亿千瓦，太阳能发电 21.7 亿千瓦，风电 14.4 亿千瓦。生物质能发电占比 7.6%，装机容量 2.43 亿千瓦。所有生物质能发电需要匹配 CCS。

到 2050 年 BECCS 需要减排 8.5 亿吨 CO₂。2050 年还有 1.8 亿千瓦和 1.9 亿千瓦的燃煤机组和燃气机组，均安装 CCS。这样到 2050 年电力系统的 CO₂ 排放为 -5.67 亿吨。

交通部门实现电力化，零化石能源使用的途径包括纯电动 / 燃料电池小汽车，按照 IPAC 模型组的电动汽车路线图，2025 年可以占据市场销售的 100%；对于大型车辆，则在 2035 年开始使用燃料电池；船舶 2035 年应用燃料电池；飞机则推动 2035 年使用生物燃油，2040 年燃料电池飞机开始商业应用；其他运输方式利用电力。

建筑部门实现化石燃料消费近零利用。目前使用化石燃料的炊事，推进电力化，利用电炊，在 2035 之前实现；对于大量利用化石燃料的采暖，除加强维护结构的保温措施外，利用可再生

能源供热采暖并逐渐电力化。

工业部门大力提高电力消费比例，走低碳道路。以电机为主要动力设备的工业为未来主要的发展；高耗能工业发展电力工艺路线，如电炉钢等；促进金属回收再利用；对于利用电力困难的一些部门，如水泥熟料等，推进应用 CCS，在钢铁，水泥，有色金属等部门；同时发展一些创新工艺，如氢还原技术。

1.6 未来能源 2050 规划研究宏观建议

1、把准未来能源发展方向，未来能源将呈现出跨越自然垄断、跨越行业壁垒的革命性新特征。

（1）未来能源的发展将呈终端化、分布化趋势，以更好地满足用户多元化的、更高品质的用能需求为目标；并促进能源产消者模式（能源生产和消费一体化）的发展；

（2）智慧能源技术的进步使因地制宜，多能互补和产业互惠得以实施；

（这两点意味着能源将更多地取自身边、就地利用，电网、管网的自然垄断将被跨越）

（3）各种能源品类、能源服务高度融合发展，单一类型能源企业向综合能源服务商转变，能源管理模式也必将对应改变；（这意味着行业壁垒将被打破）

（4）能源领域投融资模式同互联网金融创新的有机结合；

（5）均衡且环境友好型发展将成为更重要的衡量因素等。

总之，未来能源的发展将跨越自然垄断、跨越行业壁垒，最终实现环境友好、均衡发展的目标。

2、对传统能源退出路径给予足够重视，并开展相应研究。

以往能源规划研究，往往突出清洁能源发展潜力，而忽略或很少研究煤炭、石油等传统化石能源的退出路径。但传统化石能源如何退出的问题不解决，清洁能源发展便遇到很大的阻力，会影响其目标的实现。

传统化石能源退出涉及银行贷款偿付、员工转移就业、资产处理、产业链相关企业出路等各种重大问题，需要加以重视和研究。举例来说，煤炭生产、煤电生产规模的缩减或发展受限不仅影响企业自身，还将严重影响采矿设备、发电设备等厂商的生存，继而影响相应部件供应商、材料供应商的生存。即产业链上的每个链条都将受到严重影响。银行贷款往往占项目投资的 80%，因此对新建项目，还涉及银行贷款偿付问题。人员安置问题也是非常棘手的问题。正是因为这些问题难以处理，因此以往研究往往避重就轻，或避而不谈。这恰恰是新的研究需要重视的。

3、对研究成果进行动态更新，使研究成果保持长久的生命力

以往能源规划研究往往在结束之后便不再更新，使得随着时间的发展，相关结论部分内容会同实际发展偏差越来越大，从而失去指导作用，被彻底束之高阁，浪费大量的人力财力物力的投入。

建议本研究做成持续性研究项目，在得出研究成果后，进行年度、或两年度的系统更新，对各种能源发展目标、技术发展方向等做出新的评估和调整。使研究成果发挥持久的指导作用，对政府、行业产生更大的影响力。



光伏领域

光伏发电技术是利用半导体界面的光生伏特效应而将光能直接转变为电能的一种技术，关键元件是太阳能电池，目前主要应用于光伏发电的电池都是基于半导体技术。

2.1 光伏产业链及准入标准现状

光伏发电技术主要分为单晶硅、多晶硅和薄膜发电技术等。

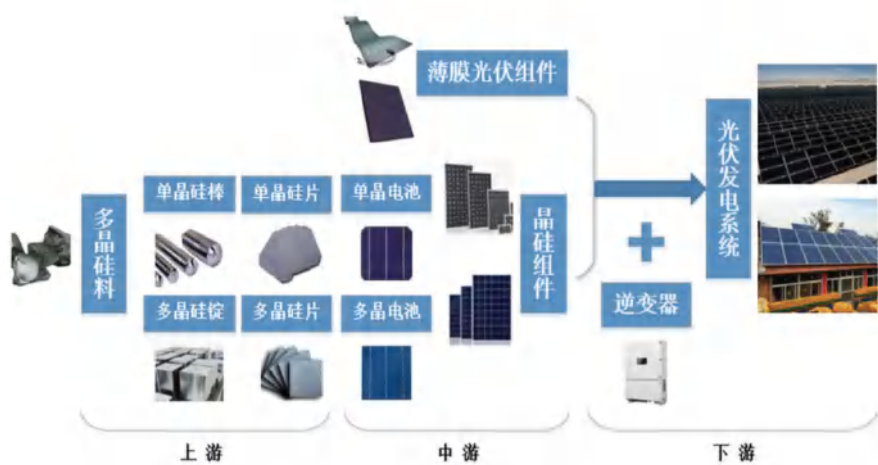


图 光伏产业链示意图

根据工信部《光伏制造行业规范条件（2018 年本）》，相关技术指标要求如下：

表 各类型光伏发电技术光电转换效率准入门槛

光电转换效率准入门槛		现有光伏制造企业 及项目产品	新建和改扩建企 业及项目产品
多晶硅电池		18%	19%
单晶硅电池		19.5%	21%
多晶硅电池组件		16%	17%
单晶硅电池组件		16.8%	17.8%
薄膜电 池组件	硅基	8%	12%
	铜铟镓硒（CIGS）	13%	14%
	碲化镉（CdTe）	12%	14%
	其他	10%	12%

来源：工信部，中国能源网研究中心

对衰减率的规定如下：

多晶硅电池组件和单晶硅电池组件衰减率首年分别不高于 2.5% 和 3%，后续每年不高于 0.7%，25 年内不高于 20%；薄膜电池组件衰减率首年不高于 5%，后续每年不高于 0.4%，25 年内不高于 15%。

根据 2017 年 7 月 18 日国家能源局、工业和信息化部、国家认监委《关于提高主要光伏产品技术指标并加强监管工作的通知》（国能发新能〔2017〕32 号），“领跑者”项目多晶组件和单晶组件光电转换效率要求如下表所示：

表 “领跑者”项目光电转换效率准入门槛

领跑者项目光电转换效率	2017 年标准
多晶硅电池组件	17%
单晶硅电池组件	17.8%

来源：国家能源局等三部委，中国能源网研究中心

2.2 硅片发展现状及潜力

据《中国光伏产业发展路线图》（2017 年版）对硅片市场占比进行预测，可知随着光伏市场的不断发展，高效电池将成为市场主导，单晶硅片市场份额将会逐渐增大，预计到 2025 年到达 49%，其中 N 型单晶硅硅片的市场份额由 2016 年的 3.5% 提高到 2025 年的 25%，p 型单晶硅片市场份额由 2016 年的 16% 提高到 2025 年的 24%，而多晶硅片的市场份额将由 2016 年的 80.5% 下降到 2025 年的 46%。

表 硅片市场占比

	2017	2018	2019	2020	2022	2025
多晶硅片	69%	63%	56.50%	52.50%	50%	46%
p 型单晶硅片	27%	31%	35%	35%	30%	24%
n 型单晶硅片	4%	6%	8%	11%	18%	25%
其他	0%	0%	0.50%	1.50%	2%	5%

来源：《中国光伏产业发展路线图》（2017 年版），中国能源网研究中心

2.3 各类电池技术发展现状及潜力

主要电池结构及缩写如下表所示。

表 主要电池结构及缩写

电池结构	缩写
铝背场（Aluminium back surface field）	Al-BSF
钝化发射极和背表面（Passivated emitter and rear cell）	PERC

电池结构	缩写
发射极钝化和背面局域扩散 (Passivated emitter, rear locally-diffused)	PERL
发射极钝化和全背面扩散 (Passivated emitter, rear totally-diffused)	PERT
金属穿孔卷绕 (Metallization wrap through)	MWT
具有本征非晶层的异质结 (Hetero-junction with intrinsic thin layer)	HIT
交指式背接触 (Interdigitated back contact)	IBC
背结合背接触 (Back junction and back contact)	BJBC

来源：《中国光伏产业发展路线图》（2016年版），中国能源网研究中心

当前，在“领跑者计划”和产业转型升级的推动下，各种晶体硅电池生产技术呈现百花齐放发展态势，规模化生产的普通结构铝背场（BSF）单晶和多晶硅电池的平均转换效率 2017 年分别达到 20.3% 和 18.7% 的水平，使用 PERC 电池技术的单晶和多晶硅电池则进一步使效率提升至 21.3% 和 20%，未来仍有较大的技术进步空间。而 N 型晶硅电池技术则开始进入小规模量产，技术进展也较为迅速，包括使用 PERT 技术的 N 型晶硅电池、HIT 等异质结电池和 IBC 等背接触电池将会是未来发展的主要方向之一。

表 2016–2025 年各种晶硅电池平均转换效率变化趋势

晶硅电池平均转换效率	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2022 年	2025 年
量产效率						
BSF P 型多晶电池	18.7%	18.9%	19.2%	19.3%	19.5%	20.0%
黑硅 P 型高效多晶电池	19.0%	19.2%	19.5%	19.9%	20.5%	21.2%
黑硅 +PERC P 型高效多晶电池	20.0%	20.3%	20.5%	20.8%	21.5%	22.0%
BSF P 型单晶电池	20.3%	20.6%	21.0%	21.3%	21.5%	22.2%
PERC P 型单晶电池	21.3%	21.3%	21.6%	22.0%	22.4%	23.0%
PERT 双面 N 型电池	21.6%	21.9%	22.0%	22.4%	22.6%	23.0%
异质结 N 型单晶电池	22.0%	22.5%	23.0%	23.5%	24.0%	25.0%
中试线效率						
PERC P 型类单晶电池	20.8%	21.1%	21.5%	21.9%	22.1%	22.5%
N 型类单晶		21.0%	21.4%	21.8%	22.0%	22.4%
背接触 N 型单晶电池	23.1%	23.4%	23.6%	23.8%		25.0%
TOPCON N 型电池	22.04%	22.7%	23.32%	23.98%		25.01%

来源：《中国光伏产业发展路线图》（2017 年版）

表 生产企业电池转换效率

生产企业	电池类型	转换效率(%)	日期
隆基乐叶	单晶双面 PERC 电池	24.06	2019.1
汉能	砷化镓薄膜单结电池	29.1	2018.11
晶科	P 型单晶电池	23.95	2018.5.9
天合光能	6 英寸面积 (243.18cm ²) N 型单晶全背电极太阳电池	25.04	2018.2
协鑫集成	多晶黑硅 PERC 电池	20.8	2018.2

来源：中国能源网研究中心整理

表中生产企业生产的电池转换效率均已超过《中国光伏产业发展路线图》（2017 年版）中 2018 年晶硅电池平均转换效率，甚至已经超过 2019 年的转换效率。

表 生产企业组件转换效率

生产企业	组件类型	转换效率(%)	日期
东方日升	JÄGER HP 系列 72 版型组件	21	2019.1
隆基乐叶	隆基 60 型组件 (P 型单晶 PERC 组件)	20.83	2018.11.8
汉能	单结砷化镓 GaAs 薄膜太阳能组件	25.1	2018.11
汉能	玻璃基大面积铜铟镓硒 (CIGS) 薄膜组件	18.72	2018.11
汉能	柔性铜铟镓硒薄膜组件	19.4	2018.11
通威	72 片版型 PERC 组件	20.7	2018.5
东方环晟	高效叠瓦组件	19.6	2018.1.16
纤纳光电	钙钛矿小组件	17.9	2018.7.2

来源：中国能源网研究中心整理

上表中生产企业组件转换效率已经超过工信部《光伏制造行业规范条件（2018 年本）》中光电转换效率准入门槛。

BSF 电池目前仍占据大部分市场份额，2017 年占比为 83.3%，随着新技术的发展其占比将逐年减少，2025 年预计减少到 5.0%；PERC 电池是当前产能最大的高效电池，2017 年市场份额占比达到 15%，未来随着各厂家产能建设完成及逐渐释放，PERC 电池市场占比将逐年增加，2025 年有望达到 64%。而背接触 (IBC) 电池、异质结 (HIT) 电池等新兴高效电池也将逐步提高。

表 各种电池技术市场占比

市场占比	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2022 年	2025 年
其他技术	0.0%	0.6%	0.9%	1.7%	2.5%	6.0%
N-PERT 电池	1.5%	4.0%	6.0%	8.0%	10.0%	12.0%
背接触（IBC）电池	0.0%	0.1%	0.5%	1.0%	2.0%	5.0%
异质结（HIT）电池	0.2%	0.5%	3.0%	4.0%	5.0%	8.0%
PERC 电池	15.0%	35.0%	52.2%	56.0%	62.0%	64.0%
BSF 电池	83.3%	59.8%	37.4%	29.3%	18.5%	5.0%

来源：《中国光伏产业发展路线图》（2017 年版），中国能源网研究中心

另外，根据《中国光伏产业发展路线图》（2016 年版），在 PERC 电池中，2025 年“多晶黑硅 +PERC”和“单晶 PERC”的比例约为 2.75: 1。

根据最终中标结果及技术参数看，第三批领跑者 7 大基地 33 项目中主要采用了 PERC、双面、半片、MWT、黑硅、叠瓦以及各项技术叠加组件。^[1]

表 7 大领跑者基地 33 项目主要技术应用情况（单位：次）

名称	渭南	宝应	泗洪	寿阳	达拉特	海兴	白城	合计	占比
PERC	3	1	1	5	4	3	5	22	66.67
双面	3	5	5	2	3	3	3	24	72.73
MWT	2					1	2	5	15.15
半片		2						2	6.06
N 型		1	5			2	2	10	30.30
黑硅						1		1	3.03
叠瓦		1						1	3.03
PERC+ 双面	3	1		2	3	3	3	15	45.45
PERC 叠加	3	1		2	3	3	4	16	48.48

1、资料来源：北极星太阳能光伏网，《光伏领跑者中标电池组件技术市场概况及趋势预测》。
<http://guangfu.bjx.com.cn/news/20180418/892437.shtml>

名称	渭南	宝应	泗洪	寿阳	达拉特	海兴	白城	合计	占比
双面叠加	3	4	5	2	3	3	3	23	69.70
MWT 叠加							2	2	6.06
N 型叠加		1	5			2	2	10	30.30
合计	17	17	21	13	16	21	26		

(注：每个项目出现该技术即记数一次，出现多种技术分别各记一次)

来源：北极星太阳能光伏网

七大第三批领跑者基地总计 33 个发电项目，其中采用 PERC 技术的项目达 22 个，占比高达 66.7%，涉及规模累计 2390MW，其中 PERC 叠加其他技术涉及规模达 1790MW，其中 1690MW 规模均为涉及到 PERC 叠加双面技术，仅仅只有 100MW 为不涉及 PERC 双面的 PERC 叠加项目，为 PERC 叠加 MWT(白城领跑者基地 4 号项目镇赉县建平乡莲泡村区块中部)。

涉及双面组件的领跑者项目共计 24 个，累计涉及规模 2590MW，按七大领跑者基地总计规模 3.5GW 来算，占比高达 74%，双面技术一跃成为第三批领跑者基地涉及项目最多、涉及规模最大的技术。同时，双面组件也成为技术叠加比例最高的技术，双面叠加其他的技术所涉及项目高达 23 个，规模涉及 2490MW，占比高达 96.1%，仅只有宝应 2 号项目宝应县射阳湖镇廖徐村、四联村东北部涉及的 100MW 项目是双面未叠加其他的技术，为单晶双面电池 370Wp(72 片)。双面电池如此高的占比也同样反映出市场对于双面组件的接受程度以及对于其他技术的叠加兼容度。

第三批领跑者项目中 MWT、半片、黑硅、叠瓦初露锋芒，但规模占比最高仅 14.6%。第三批领跑者七大基地中，黑硅、半片技术所涉及项目全部为黑硅、半片叠加其他技术，MWT 所涉及项目最多，其中部分为 PERC 叠加 MWT 技术，其他为多晶 MWT，叠瓦仅涉及一个项目，为宝应 2 号项目(宝应县射阳湖镇廖徐村、四联村东北部)单晶单面叠瓦 400Wp，转换率 19.4%，转换效率居首。

2.4 系统投资成本现状及下降潜力

根据《中国光伏产业发展路线图》(2017 年版)，光伏系统投资成本整体呈下降趋势。但其中，“一次性土地成本”是上涨趋势。

表 光伏系统投资成本

单位(元/W)	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2022 年	2025 年
合计	6.75	6.23	5.92	5.72	5.15	4.65
前期开发成本 (含管理费)	0.45	0.42	0.4	0.38	0.32	0.3
电网接入成本	0.46	0.45	0.42	0.4	0.3	0.25

单位（元/W）	2017年	2018年	2019年	2020年	2022年	2025年
电缆成本	0.29	0.29	0.28	0.27	0.27	0.2
一次性土地成本	0.31	0.32	0.33	0.34	0.34	0.34
汇流箱等主要一次设备成本	0.49	0.48	0.47	0.46	0.45	0.4
通讯、监控等二次设备成本	0.15	0.15	0.14	0.14	0.14	0.13
安装成本	0.98	0.94	0.92	0.9	0.85	0.8
支架成本	0.34	0.32	0.31	0.3	0.28	0.25
逆变器成本	0.28	0.26	0.25	0.23	0.2	0.18
组件成本	3	2.6	2.4	2.3	2	1.8

来源：《中国光伏产业发展路线图》（2017年版），中国能源网研究中心

2.5 光伏领域企业

2.5.1 多晶硅生产企业

2017年，我国前十大多晶硅生产企业产能达到20万吨，产量达到20.6万吨，分别占全国总产能和产量的72.3%和84.8%。

2017年，江苏中能多晶硅产量为7.5万吨，产量遥遥领先新特能源，新特能源产量为2.9万吨。

表 2017 年中国主要多晶硅生产企业生产情况

序号	企业	产能（吨）	产量（吨）	序号	企业	产能（吨）	产量（吨）
1	江苏中能	74000	74818	10	昆明冶研	6000	6080
2	新特能源	30000	29400	11	国电晶阳	6000	5088
3	新疆大全	18000	20200	12	神州硅业	6000	4388
4	洛阳中硅	18000	18212	13	四川瑞能	7000	5100
5	四川永祥	20000	16000	14	东方希望	15000	4300
6	亚洲硅业	15000	14250	15	江苏康博	10000	4250
7	赛维 LDK	10000	10272	16	其他	26600	13048
8	内蒙古盾安	1000	8277	合计		276600	242400
9	宜昌南玻	8000	8100				

数据来源：中国光伏行业协会

2.5.2 硅片企业

硅片企业集中度较高，全国前十大硅片产能达到 71.3 吉瓦，占全国总产能的 67.9%，产量 60.8 吉瓦，占全国总产量的 70.5%。

保利协鑫是全球最大的多晶硅片生产企业，产能达到 22.1 吉瓦，产量 23.9 吉瓦，占全国产能和产量比重分别达到 21% 和 26%。

西安隆基作为全球最大的单晶硅片生产企业，产能和产量分别达到 14.4 吉瓦和 10.4 吉瓦，占全国产能和产量比重分别达到 13.7% 和 11.3%。

表 2017 年中国主要硅片企业产能和产量情况

序号	企业	产能(吉瓦)	产量(吉瓦)	序号	企业	产能(吉瓦)	产量(吉瓦)
1	保利协鑫	22.1	23.9	8	天合光能	2.8	2.7
2	西安隆基	14.4	10.4	9	荣德新能源	2.6	2.7
3	晶科能源	8	6.8	10	英利集团	3.4	2.6
4	中环光伏	8	6.1	11	昱辉阳光	2.7	2.4
5	旭日雷迪	3.7	3.6	12	大海	2.2	2
6	环太集团	3.3	3.2	合计		76.2	69.1
7	晶澳太阳能	3	2.7				

数据来源：中国光伏行业协会

2.5.3 电池片企业

2017 年我国前十大电池片企业产能和产量分别达到 40.3 吉瓦和 37 吉瓦，分别占全国总产能和产量的 48.7% 和 51.3%，产业集中度有所提高，但相比多晶硅和硅片要低。

2017 年，天合和晶澳产量分别达到 5.5 吉瓦和 5.3 吉瓦，位居全球第一和第二。

表 2017 年中国主要电池片企业产能和产量情况

序号	企业	产能(兆瓦)	产量(兆瓦)	序号	企业	产能(兆瓦)	产量(兆瓦)
1	晶澳	5800	5300	9	东方日升	2200	2000
2	天合	5600	5500	10	隆基绿能	2000	2000
3	通威太阳能	5600	4100	11	江西展宇	2500	2000

序号	企业	产能(兆瓦)	产量(兆瓦)	序号	企业	产能(兆瓦)	产量(兆瓦)
4	阿特斯	4100	4000	12	海润光伏	1600	1600
5	顺风光电	3500	3900	13	鸿禧光伏	1400	1500
6	晶科	3400	3600	14	横店东磁	1800	1500
7	广东爱旭	4500	3500	15	山西晋能	1400	1300
8	英利绿能	3600	3100	合计		49000	44900

数据来源：中国光伏行业协会

2.5.4 组件企业

2017 年我国光伏组件行业集中度下滑，排名前十的光伏组件企业总产量达到 41.5 吉瓦，约占全国总产量的 55.3%，同比下滑 2.4 个百分点。

2017 年晶科组件产量为 6 吉瓦，位列第一。阿特斯组件产量为 5.9 吉瓦，位列第二。晶澳组件产量为 5.7 吉瓦，位列第三。

2017 年中国主要组件生产企业产能和产量情况

序号	企业	产能(兆瓦)	产量(兆瓦)	序号	企业	产能(兆瓦)	产量(兆瓦)
1	晶科	6500	6000	7	英利	4300	3026
2	阿特斯	6500	5910	8	东方日升	6300	2885
3	晶澳	7000	5730	9	韩华	2500	2390
4	天合	5700	4800	10	顺风光电	2200	1812
5	协鑫集成	5400	4610	合计		52600	41544
6	乐叶光伏	6200	4381				

数据来源：中国光伏行业协会

2.5.5 组件出口情况

2017 年，我国光伏组件出口额 104.5 亿美元，同比下降 0.5%。

印度取代日本为中国光伏组件出口最大市场，2017 年中国组件对印出口额 31.1 亿美元，同比增长 39.1%，占总出口额的 29.8%；对日本出口额为 20.4 亿美元，同比下降 21.1%；对澳大利亚出口额为 13.06 亿美元，同比增长 91.2%。

2017 年中国主要组件主要出口目的地国家的情况

序号	国家	2016 年出口额 (亿美元)	同比变化 (%)	序号	国家	2016 年出口额 (亿美元)	同比变化 (%)
1	印度	31.10	39.1	6	阿联酋	3.13	451.2
2	日本	20.40	-21.1	7	巴基斯坦	3.04	-4.9
3	澳大利亚	13.06	91.2	8	荷兰	2.58	-55.7
4	美国	6.17	-52.8	9	巴西	2.35	-28.1
5	墨西哥	5.55	511.9	10	韩国	2.33	39.9

数据来源：中国光伏行业协会

2.6 分布式光伏发展现状及发展潜力

受上网电价调整等多重因素影响，2017 年光伏发电市场规模快速扩大，新增装机 5306 万千瓦，其中，光伏电站 3362 万千瓦，同比增加 11%；分布式光伏 1944 万千瓦，同比增长 3.7 倍。

到 12 月底，全国光伏发电装机达到 1.3 亿千瓦，其中，光伏电站 10059 万千瓦，分布式光伏 2966 万千瓦。

从新增装机布局看，由西北地区向中东部地区转移的趋势明显。华东地区新增装机 1467 万千瓦，同比增加 1.7 倍，占全国的 27.7%。华中地区新增装机为 1064 万千瓦，同比增长 70%，占全国的 20%。西北地区新增装机 622 万千瓦，同比下降 36%。分布式光伏发展继续提速，浙江、山东、安徽三省分布式光伏新增装机占全国的 45.7%。

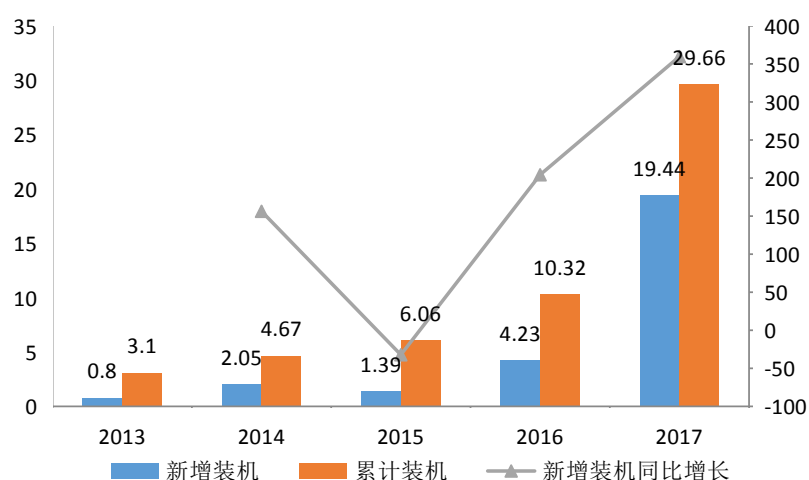


图 2013 - 2017 年分布式光伏发电新增装机容量及累计装机容量

数据来源：国家能源局

目前，我国光伏市场存在上网电价下调、弃光限电、可再生能源补贴缺口 2017 年预计将突破 600 亿元等问题，并且这些问题随着地面电站发展继续伴随左右，短期内这些问题也难以解决。同时，地面电站主要靠领跑者计划拉动，本身装机量已比较有限。而分布式光伏适合安装在工业园区、经济开发区、大型工矿企业以及商场学校医院等公共建筑屋顶，其优点在于靠近用户侧，成本低。另外，屋顶造光伏可以起到隔热作用，既可以省电，又可以发电，一举两得。据推算，中国分布式光伏市场未来具有发 6 万亿度电的承载能力。在一系列因素催生下，未来更多的新增装机就要靠分布式光伏去实现。

此外，电改在配售电侧的推进，尤其是电力市场化交易的逐步建立，也将推升分布式光伏项目的建设需求，预计能源局力推多年的分布式光伏将从 2017 年起真正开始快速增长。^[2]

《能源发展“十三五”规划》中提出，到 2020 年底，我国太阳能发电装机将要达到 110GW 以上，其中分布式光伏装机容量要达到 60GW。根据能源发展“十三五”规划，2018 - 2020 年我国分布式光伏每年装机量要超过 10GW。

而“分布式光伏 + 储能”将是非常有潜力的分布式供能形式，主要是结合储能，一方面能够完善新能源发电波动，对电网友好，另一方面随着未来电力交易的试点，将极大促进分布式光伏推进。

2.7 光伏领域研究建议

结合上述分析，本课题提出以下研究建议：

（1）单晶硅片 2025 年市场占比或达 50%（2017 年为 31%），具有更大发展潜力，建议对单晶硅片（尤其是 N 型单晶硅片）技术发展给予更多重视。

（2）对转换效率较高的、已形成较大产能、发展潜力最大的 PERC（钝化发射极和背表面）电池给予重点支持。同时对其他转换效率较高的 N-PERT（发射极钝化和全背面扩散）电池、HIT（异质结）电池、IBC（背接触）电池等技术给予更多关注。

（3）为进一步降低系统成本，建议政府出台优惠措施对土地成本、融资成本等非技术成本进行控制。非技术领域成本上升已成为我国光伏发展的掣肘因素。

（4）对分布式光伏给予更多重视。随着分布式售电的政策利好以及光伏建筑一体化的发展，未来分布式光伏将成为光伏发展的主战场。



电动汽车领域

3.1 新能源汽车现有技术种类概述

新能源汽车是指采用非常规的车用燃料作为动力来源，综合车辆的动力控制和驱动方面的先进技术，形成的技术原理先进、具有新技术、新结构的汽车。

新能源汽车包括：纯电动汽车 (BEV)、混合动力汽车 (HEV)、燃料电池汽车 (FCEV)、其他新能源汽车。其中混合动力汽车又分为常规混合动力汽车（如丰田普锐斯）、插电式混合动力汽车和增程式混合动力汽车。

目前我国，新能源汽车主要是指纯电动汽车、插电式混合动力汽车；燃料电池电动汽车等尚处于发展阶段。常规混合动力汽车被划分为节能汽车。

3.2 纯电动和插电式混合动力汽车发展现状及潜力

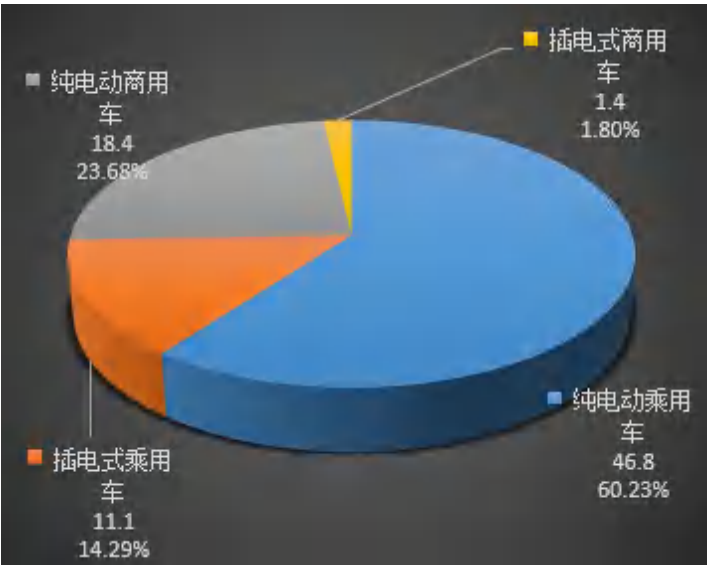
根据中国汽车工业协会数据，新能源汽车 2017 年全年累计销量为 77.7 万辆，同比增长 53.3%。2017 年新能源汽车市场占整体市场的 2.7%，比 2016 年提高了 0.9 个百分点。

表 新能源汽车市场占比（渗透率）

	2015 年	2016 年	2017 年
新能源汽车市场占比	1.5%	1.8%	2.7%

来源：中国汽车工业协会，中国能源网

从类型上看，纯电动汽车市场占比要远高于插电式混合动力汽车。2017 年全年新能源乘用车的累计销量为 57.8 万辆，同比增长 110.3%。其中，纯电动乘用车销量为 46.8 万辆，同比增长 82.1%；插电式混合动力乘用车销量为 11.1 万辆，同比增长 39.4%。2017 年全年新能源商用车的累计销量为 19.8 万辆，同比增长 13%。其中，纯电动商用车产销量为 19.8 万辆，同比增长 16.3%；插电式混合动力商用车销量为 1.4 万辆，同比下降 26.6%。2017 年，在新能源汽车销量构成中纯电动乘用车占总销量的 60.23%，插电式混合动力乘用车、纯电动商用车、插电式混合动力商用车分别占总销量的 14.29%、23.68% 和 1.80%。^[3] 如右图所示：



3、资料来源：《2017 年新能源乘用车市场数据简析》

图 2017年新能源车分车型销量占比情况（单位：万辆）

来源：中国汽车工业协会

根据中国汽车工程协会 2016 年发布的《节能与新能源汽车技术路线图》，纯电动和插电式混合动力汽车发展整体思路是：

- 中型及以下车型以规模化发展纯电动乘用车为主，实现纯电动技术在家庭用车、公务用车、租赁服务以及短途商用车等领域的推广应用；
- 紧凑型及以上车型以规模化发展插电式混合动力乘用车为主，实现插电式混合动力技术在私人用车、公务用车以及其他日均行驶里程较短的领域推广应用；
- 以动力电池、驱动电机突破发展支撑整车竞争力提升并实现关键部件批量出口；
- 以覆盖全国的充电设施与服务网络建设支撑电动汽车大规模推广。

根据中国汽车工程协会 2016 年发布的《节能与新能源汽车技术路线图》，纯电动和插电式混合动力汽车总体技术路线图如下表所示：

表 纯电动和插电式混合动力汽车总体技术路线图

	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
现状与目标	● 动力电池、驱动电机等关键系统接近国际先进水平； ● 初步建立车辆与基础设施的联网服务平台	● 初步建立以市场为导向、企业为主体、产学研用紧密结合的新能源汽车产业体系； ● 打造明星车型，进入全球销量排名前 10，新能源客车实现批量出口； ● 动力电池、驱动电机等关键系统达到国际先进水平； ● 实现车与车、车与基础设施之间的信息化	● 形成自主可控完整的新能源产业链 ● 自主品牌纯电动和插电式混合动力新能源汽车产品技术水平与国际同步； ● 动力电池、驱动电机等关键系统实现批量出口； ● 新能源汽车与基础设施、智能电网联网的区域试点	● 新能源汽车自主产业链进一步完善； ● 培育具有国际领先水平的新能源汽车零部件企业； ● 全国实现新能源汽车、智能电网与智能社区的联网运行
新能源汽车当年销量	年销量占汽车总销量 1.5%	年销量占汽车总销量 7%~10%	年销量占汽车总销量 15%~20%	年销量占汽车总销量 40%~50%
充电桩 / 站保有量	● 3600 个充换电站； ● 5.7 万充电桩	● 大于 1.2 万充换电站 ● 大于 500 万充电桩	● 大于 3.6 万充换电站； ● 大于 2000 万充电桩	● 大于 4.8 万充换电站； ● 大于 8000 万充电桩
新能源汽车保有量	50 万辆	大于 500 万辆	大于 2000 万辆	大于 8000 万辆

（注：本表中新能源汽车主要指纯电动汽车和插电式混合动力汽车）

来源：《节能与新能源汽车技术路线图》，中国能源网研究中心

纯电动和插电式混合动力汽车技术路线重点在于：为了实现纯电动汽车和插电式混合动力汽

车的大批量市场推广，形成完善的整车、关键总成生产体系和社会生态环境；以降低整车成本、提升整车技术先进性为目标、突破先进驱动电机和动力电池等关键零部件开发技术，加快充电设备技术研究以充电基础设施推广普及。

3.3 氢燃料电池汽车发展现状及潜力

我国氢燃料电池汽车产业处于发展初期，氢燃料电池汽车和加氢基础设施数量还较少。截至2017年，全国各地示范运行车辆合计约在几百辆的规模。2017年全国加氢站数量为8座（2016年仅为3座），分别位于上海安亭、北京永丰、佛山南海、如皋百应、常熟丰田、郑州宇通、广东云浮和大连。

根据中国汽车工程协会2016年发布的《节能与新能源汽车技术路线图》，氢燃料电池汽车发展总体思路是：

- 近期（5年内）以中等功率燃料电池与大容量动力电池的深度混合动力构型为技术特征，实现燃料电池汽车在特定地区的公共服务用车领域大规模示范应用；
- 中期（10年内）以大功率燃料电池与中等容量动力电池的电电混合为特征，实现燃料电池汽车的较大规模批量化商业应用；
- 远期（15年内）以全功率燃料电池为动力特征，在私人乘用车、大型商用车领域实现百万辆规模商业推广；以可再生能源为主的氢能供应体系建设与规模扩大支撑燃料电池汽车规模化发展。

氢燃料电池汽车发展目标、技术路径和发展重点如下所示：

发展目标	技术路径	发展重点																		
2020年到2030年逐步由示范运行向大规模推广应用发展。 ➢ 燃料电池车发展规模： <table><tr><th>2020年</th><th>2025年</th><th>2030年</th></tr><tr><td>5000辆</td><td>5万辆</td><td>百万辆</td></tr></table> ➢ 燃料电池堆比功率（kW/kg） <table><tr><th>2020年</th><th>2025年</th><th>2030年</th></tr><tr><td>2</td><td>2.5</td><td>2.5</td></tr></table> ➢ 燃料电池堆耐久性（小时） <table><tr><th>2020年</th><th>2025年</th><th>2030年</th></tr><tr><td>5000</td><td>6000</td><td>8000</td></tr></table>	2020年	2025年	2030年	5000辆	5万辆	百万辆	2020年	2025年	2030年	2	2.5	2.5	2020年	2025年	2030年	5000	6000	8000	➢ 燃料电池关键材料技术 ➢ 电堆技术 ➢ 系统集成与控制技术 ➢ 动力系统开发技术 ➢ 燃料电池汽车的设计与集成技术 ➢ 提高功率密度 ➢ 提高耐久性 ➢ 降低成本 ➢ 提高载氢安全	✓ 新型燃料电池核心材料 ✓ 先进燃料电池电堆 ✓ 关键辅助系统零部件技术 ✓ 高性能燃料电池系统 ✓ 混合型燃料电池动力系统 ✓ 制氢运氢储氢及加氢基础设施
2020年	2025年	2030年																		
5000辆	5万辆	百万辆																		
2020年	2025年	2030年																		
2	2.5	2.5																		
2020年	2025年	2030年																		
5000	6000	8000																		

图 氢燃料电池汽车发展目标、技术路径和发展重点

来源：《节能与新能源汽车技术路线图》

氢燃料电池汽车技术路线以实现氢燃料电池汽车产业化为目标，开展燃料电池系统、燃料电池堆及材料、车载储氢与加氢站等关键产业环节技术与产品攻关、突破核心技术、提高性能并进一步减低成本，建立并完善燃料电池关键技术及产业链，燃料电池乘用车与商用车具有较强市场竞争力并实现全面产业化。燃料电池汽车总体技术路线如下所示：

		2020年	2025年	2030年
总体目标		在特定地区的公共租赁用车领域实现示范应用，5000辆规模 燃料电池系统产能超过1000套/企业	在城市私人用车、公共服务用车领域实现大批量应用，50000辆规模 燃料电池系统产能超过1万套/企业	在私人乘用车、大型商用车领域实现大规模商业化推广，百万辆规模 燃料电池系统产能超过10万套/企业
氢能燃料电池汽车	功能要求	冷启动温度达到-30℃，动力系统结构设计优化，整车成本与纯电动车相当	冷启动温度达到-40℃，批量化降低整车购置/成本，与同级别混合动力汽车相当	整车性能达到与传统车相当，具有相对产品竞争力优势
	商用车	耐久性40万km 成本≤150万元	耐久性60万km 成本≤100万元	耐久性100万km 成本≤60万元
	乘用车	寿命20万km 成本≤30万元	寿命25万km 成本≤20万元	寿命30万km 成本≤18万元
关键零部件技术		高速无油空压机、氧循环泵、70MPa储氢瓶等关键系统附件性能满足车规指标要求		系统成本低于200元/kW
氢能基础设施	氢气供应	可再生能源分布式制氢、焦炉煤气等副产氢气制氢/高效低成本氢气分离纯化技术		可再生能源分布式制氢
	氢气运输	高压气态氢气储存与运输	低温液体氢气运输	常压高密度有机液体储氢与运输
	加氢站	数量超过100座	数量超过300座	数量超过1000座

图 燃料电池汽车总体技术路线

来源：《节能与新能源汽车技术路线图》

3.4 动力电池发展现状及方向

根据中国电动汽车百人会《锂与电池产业可持续发展研究》，目前我国新能源客车电池技术路线格局基本确定。

- 磷酸铁锂电池基本在纯电动客车领域占据绝对优势；
- 纯电动专用车领域基本以三元电池为主，磷酸铁锂为辅的市场占比；
- 纯电动乘用车领域，基本是三元电池占主导地位；
- 锰酸锂电池则主要在插电式混合动力的新能源客车中占据较大市场份额；
- 钛酸锂首次进入 2017 年推荐目录，占比有限。

表 2018 年 1-11 月国内动力电池占比情况

	产量 (GWh)	产量占比 (%)
磷酸铁锂电池	25.8	42.1
三元电池	34.4	56.2
其他	1	1.7

来源：中国汽车动力电池产业创新联盟

据中国电动汽车百人会《动力电池技术升级与产业链研究》2017，

- 磷酸铁锂电池满足现阶段国内市场需求，特别是商用车领域，未来需进一步提高能量密度和功率密度，同时进一步降低成本。
- 三元锂电池将成为新能源乘用车的主流技术路线，而在电动客车上的应用则需要通过《电动客车安全技术条件》规定的测试项目。
- 新能源乘用车将全面转向三元材料动力电池，加上部分混合动力商用车和纯电动商用车采用三元材料动力电池，预计市场总需求将超过 50 亿千瓦时。

根据中国汽车工程协会 2016 年发布的《节能与新能源汽车技术路线图》，动力电池发展总体思路是：

- 近中期在优化现有体系锂离子动力电池技术满足新能源汽车规模化发展需求的同时，以开发新型锂离子动力电池为重点，提升其安全性、一致性和寿命等关键技术，同步开展新体系动力电池的前瞻性研发。
- 中远期在持续优化提升新型锂离子动力电池的同时，重点研发新体系动力电池，显著提升能量密度，大幅降低成本，实现新体系动力电池实用化和规模化应用。

汽车动力电池技术路线以高安全，高比能，长寿命，低成本为总目标，以电池材料研发为核心，以能量型和能量功率兼顾型动力电池产品为重点，以先进制造技术装备为保障，远近结合，统筹推进新型锂离子电池和新体系电池的研发和产业化,近期主要以提升现有体系电池性能为主，支撑目前新能源汽车技术快速发展，中期以开发新体系电池为主，突破核心技术，远期实现新体系电池的产业化。动力电池技术发展目标、技术路径和发展重点如下：



图 动力电池技术发展目标、技术路径和发展重点

来源：《节能与新能源汽车技术路线图》

动力电池技术发展路线如下：



图 动力电池技术发展路线

来源：《节能与新能源汽车技术路线图》

3.5 动力电池企业及整车企业

3.5.1 动力电池企业

表 2017 年装机量排名前 10 的动力电池企业

企业	材料种类	装机量 (Gwh)	配套车型量 (款)	供货车企数 (家)	电池最高系统能量密度 (wh/kg)
宁德时代	2 种 (磷酸铁锂、三元)	10.5	390	64	151.4
比亚迪	2 种 (磷酸铁锂、三元)	5.65	78	2	140.67
沃特玛	1 种 (磷酸铁锂)	2.41	96	30	130.8
国轩高科	2 种 (磷酸铁锂、三元)	2.05	131	38	140.3
比克动力	1 种 (三元)	1.65	66	29	128.63
力神	2 种 (磷酸铁锂、三元)	1.07	82	31	149.9
孚能科技	1 种 (三元)	0.98	15	8	126.35
亿纬锂能	2 种 (磷酸铁锂、三元)	0.81	96	33	143.2
北京国能	3 种 (磷酸铁锂、三元和多元复合)	0.81	97	38	133.91
江苏智航	1 种 (三元)	0.73	35	18	135.8

来源：动力电池应用分会研究部整理

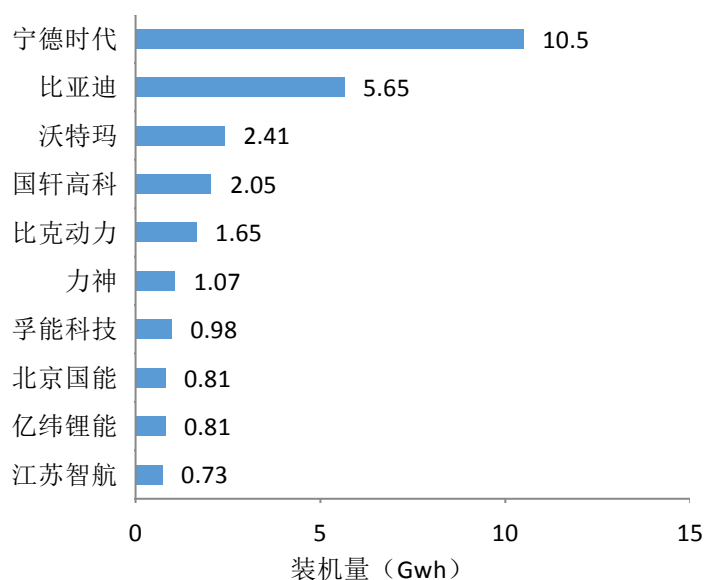


图 动力企业装机排名

来源：动力电池应用分会研究部整理

从材料种类来看，排名前 10 的动力电池企业采用的电池材料集中在三元、磷酸铁锂和多元复合，目前三元和磷酸铁锂是大多数企业选择的材料。未来受电池能量密度制约，三元比例会上升迅速，磷酸铁锂增长放缓。

从装机量来看，动力电池企业装机量分布不均明显，装机量主要集中在前 4 家企业，宁德时代龙头地位凸显，大幅领先。

据中汽协 2018 年 12 月 11 日发布的《2018 年 11 月汽车工业经济运行情况》显示，2018 年 1-11 月，我国新能源汽车动力电池装机量 43.53GWh，宁德时代和比亚迪两家合计占据了 63% 的市场份额。其中，宁德时代市占率为 41%，比亚迪拿到较少部分，市占率约为 22%。

截至目前，宁德时代已先后与上汽、北汽、吉利、福汽、中车集团、东风、长安、宇通、宝马、捷豹路虎以及大众、戴姆勒等整车制造商达成伙伴关系。

宁德时代主要走的是三元电池路线，比亚迪则主推走磷酸铁锂电池路线。但是，随着我国新能源汽车补贴政策、补贴金额逐渐和电池系统能量密度直接挂钩，近几年各大整车制造商也纷纷向三元锂电池靠拢，包括目前势头正猛的造车新势力中的蔚来汽车、小鹏汽车、威马汽车、车和家等，选择的都是三元锂电池。在这种情况下，比亚迪也进行了策略调整，业务转向三元电池。

工产研（GGII）的数据显示，在两年前，我国动力电池企业数量达 155 家，但是到了 2018 年，这个数字已经下滑到 105 家。

有行业专家分析认为，随着市场竞争加剧和产业链整合加速，预计到 2020 年，动力电池企业将仅余下 20 - 30 家，80% 以上企业面临淘汰。这一趋势，在 2019 年会展现得更加明显。

3.5.2 整车企业

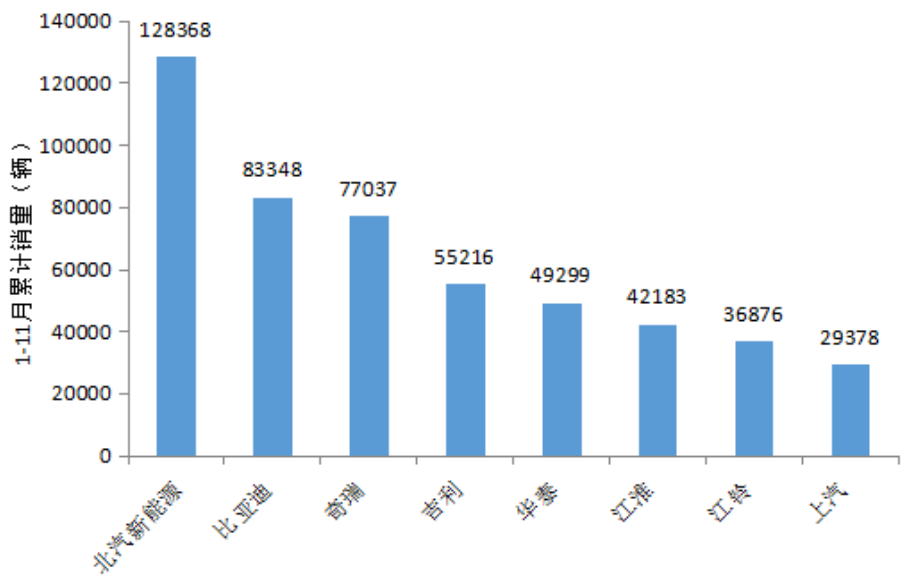


图 2018 年 1-11 月电动汽车车企销量 TOP8

来源：《中国汽车报》

2018 年 1-11 月，北汽新能源累计销量达到 128368 辆，同比增长 53%，再次蝉联国内纯电动汽车市场的销量冠军。

2018 年 1-11 月，比亚迪销量为 83348 辆，位列第二，其次为奇瑞，2018 年 1-11 月累计销量为 77037 辆。

表 主要整车企业新能源汽车战略规划情况

企业	战略名称	要点
上汽	“新四化”战略	销量目标 :2020 年 60 万辆 (自主品牌 20 万辆; 车型规划 :13 款 BEV、17 款 PHEV; 其他 : “十三五” 研发投入超 200 亿元
北汽	引领 2025 战略	到 2025 年，北汽新能源要实现 “国内领先、世界一流”， 确保新能源汽车市场份额全国第一、全球前三； 打造 “世界级的新能源汽车科技创新中心” 和建设 “世界的新能源汽车企业” ； 实现市场引领、技术引领与模式引领

企业	战略名称	要点
北汽 新能源	5615 战略	销量目标 :2020 年产销 50 万辆
	双品牌战略	BJEV 品牌和中高端 ARCFOX 品牌
	擎天柱计划	发展目标: 到 2022 年计划总投资 100 亿元, 在全国超过 100 个城市, 建成 3000 座光储换电站, 投放换电车辆 50 万台, 梯次储能电池利用超过 5GWh
东风	“双轮驱动” 战略	销量目标 :2025 年 36 万辆, 市场份额 18%; 2030 年 100 万辆, 市场份额 20%; 车型规划: >100 款 NEV; 其他: “十三五” 新增投入 200 亿元
广汽	“十三五” 规划	销量目标: 2020 年 20 万辆 (自主与合资), 占总产销量约 10%; 车型规划: >20 款 NEV; 其他: 计划投资 70 亿元加快研发
长安	香格里拉计划	销量目标: 2025 年累计销量 400 万辆; 车型规划 :21 款 BEV、12 款 PHEV 其他: 2025 年前投入 1000 亿资金, 其中新能源产品研发投入 400 亿元, 新能源专有平台投入 100 亿元, 动力电池投入 300 亿元, 共享、充电设施和服务投入 200 亿元
吉利	蓝色吉利行动	销量目标: 2020 年 180 万辆 (含混合动力), 占比总销量的 90%; 车型规划: 2020 年 40 款 NEV 技术路线: 重点依托纯电动 (EV)、插电式混动 (PHEV)、油电混动 (HEV) 车等 3 条路线, 打造中高端纯电动汽车 FE 平台、小型专属纯电动汽车 PE 平台, 以及 CMA 中级车模块架构
江铃 新能源	五年规划	销量目标: 2020 年 10 万辆, 市场份额超过 10%; 车型规划: 10 款 NEV; 其他: 累计产品开发投入 50 亿元
长江 汽车	全球战略	销量目标: 2020 年 20 万辆, 市场份额 7.5%; 2025 年 100 万辆, 市场份额 10% 其他: 商乘并举, 纯电动和燃料电池技术路线并行发展
长城	2020 战略	投入 300 亿元用于新能源、智能化等项目, 重点发展插电式混合动力与纯电动两种路线, 哈弗品牌和 WEY 品牌会推出包括纯电动在内的多种新能源车型
东南 汽车	全新新能源汽车规划	重点打造新能源专用核心平台、轻量化技术及整车研发体系, 在 2017 年至 2025 年间, 争取实现每年至少有一款新能源车型上市

企业	战略名称	要点
一汽大众	2025 战略	销量目标：2025 年新能源车型将至少占总产量的 25%； 其他：将推出第三品牌，与原有的大众品牌、奥迪品牌形成“三驾马车”的合力
通用中国	在华新能源战略	销量目标：2020 年 15 万辆，2025 年 50 万辆； 车型规划：2020 年前在中国推出 10 款 NEV； 其他：在中国投入 265 亿元
福特中国	中国 2025 计划	车型规划：2025 年前至少 15 款福特和林肯品牌电动车型。计划在 2025 年前长安福特生产的每款车型都将提供相应的电动车型，并在 2020 年前实现动力总成的本土化生产； 其他：投资 45 亿美元用于纯电动车型的开发

来源：《中国电动汽车发展报告 2018》

3.6 电动汽车减排预测

如果 2030 年按《节能与新能源汽车技术路线图》提出的 75g/km、新能源汽车占销量 40% 以上测算，我国汽车产业从油井到车轮的 CO₂ 排放总量将从 2028 年就开始呈现下降趋势，如果 2025 年前我国电网能实现从高碳电网向低碳电网的转型，汽车产业从油井到车轮的 CO₂ 排放总量将在 2026 年之后就开始明显下降。

技术路线图实施效果预估

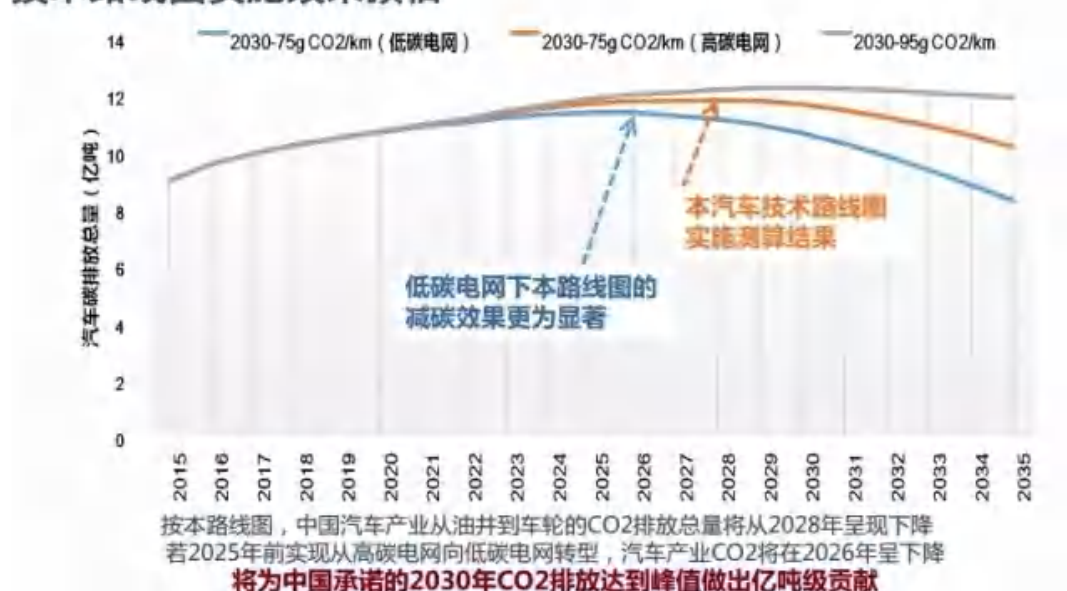


图 《节能与新能源汽车技术路线图》对减排效果的预测

来源：《节能与新能源汽车技术路线图》

3.7 电动汽车领域研究建议

结合上述分析，本课题提出以下研究建议：

（1）加大力度推动电动汽车和可再生能源的协同发展。如果采用可再生能源电力，电动汽车具有更大的减排潜力。建议结合最新政策情况（可再生能源配额、绿证等），对电动汽车同可再生能源的协同发展开展进一步的研究。

（2）推进电池标准化。动力电池的标准化，有助于电池规模化生产降低成本，还有助于电池回收和再利用等，有必要对动力电池的结构设计、连接方式、工艺技术、集成安装等标准化进行研究。

（3）完善动力电池研发体系，加快动力电池创新中心建设，突破高安全性、长寿命、高能量密度锂离子电池等技术瓶颈。在关键电池材料、关键生产设备等领域构建若干技术创新中心，突破高容量正负极材料、高安全性隔膜和功能性电解液技术。加大生产、控制和检测设备创新，推进全产业链工程技术能力建设。开展全固态锂离子电池、金属空气电池、锂硫电池等领域新技术研究开发。

（4）除氢燃料电池本身技术攻关外，要重视氢能来源的清洁化。建议对化石燃料制氢（天然气、石油、煤制氢）、含氢尾气、副产氢回收、高温分解制氢、电解水制氢等各种制氢方式的碳排放开展对比研究。



风电领域

4.1 风电设备发展概述

我国风电设备技术发展主要体现为机组功率的不断增加，即呈现出大型化发展趋势。据《2017年中国风电吊装容量统计简报》，2017年，中国新增装机的风电机组平均功率2.1MW，同比增长8%；截至2017年底，累计装机的风电机组平均功率为1.7MW，同比增长2.6%。

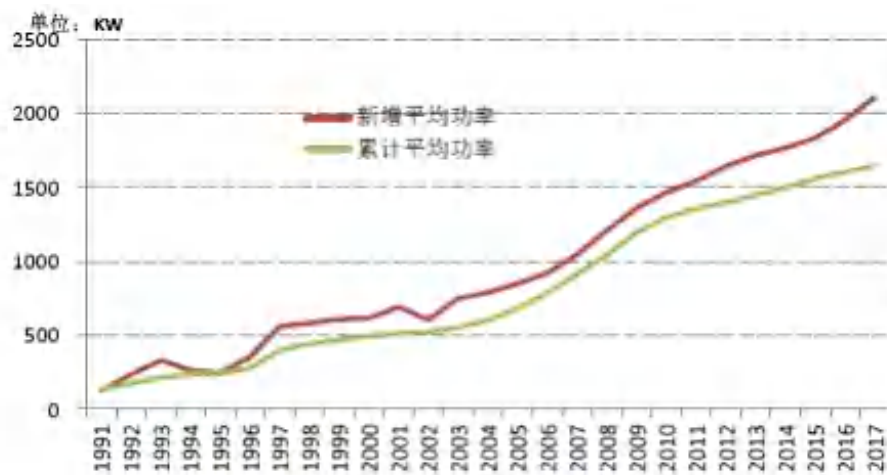


图 1991 年至 2017 年中国新增和累计装机的风电机组平均功率

来源: CWEA

2017年，中国新增风电机组中，2MW以下（不含2MW）新增装机容量市场占比达到7.3%，2MW风电机组装机占全国新增装机容量的59%，2MW至3MW（不包括3MW）新增装机占比达到85%。3MW至4MW（不包括4MW）机组新增装机占比达到2.9%，4MW及以上机组新增装机占比达到4.7%。

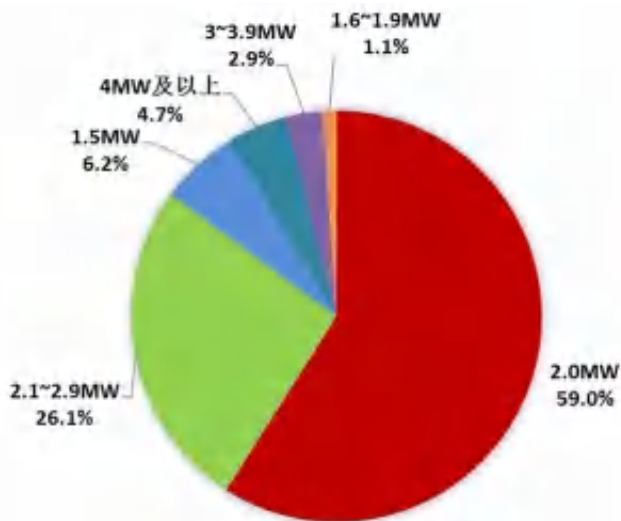


图 2017 年中国不同功率风电机组新增装机容量比例

来源: CWEA

截至2017年底，中国风电累计装机中，2MW以下（不含2MW）累计装机容量市场占

比达到 53.1%，其中，1.5MW 风电机组累计装机容量占总装机容量的 45.8%，同比下降约 5%。2MW 风电机组累计装机容量占比上升至 35%，同比上升约 3%。2MW 至 3MW（不包括 3MW）累计装机占比达到 8.9%。3MW 至 4MW（不包括 4MW）机组累计装机占比达到 2.1%，4MW 及以上机组累计装机占比达到 1%。

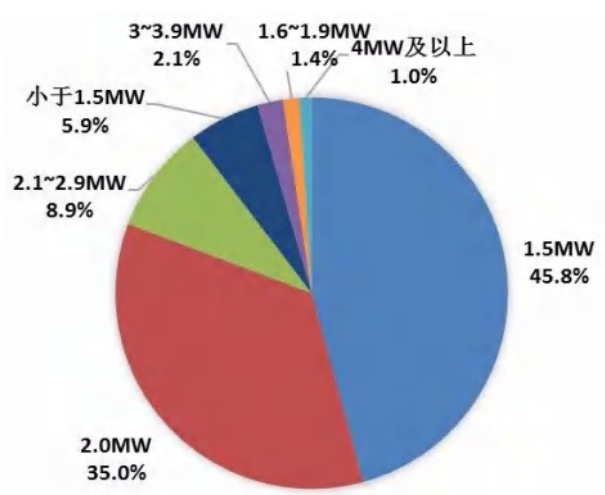


图 截至 2017 年底中国不同功率风电机组累计装机容量比例

来源：CWEA

风机单机容量 2.0MW 的风机机组已经逐渐成为新增装机主力机型，2.5 MW 机型有望接力，风机机组将呈逐渐大型化趋势。

4.2 风电机组发展方向及供应能力预测

据国家可再生能源中心 2014 年版《中国风电发展路线图 2050》，风电设备研制路线图如下表所示。

表 风电设备研制路线图

该路线图建议采取如下行动	里程碑
1. 优化性能并部署 5 兆瓦以上海上风电机组	2020 年
2. 持续改进创新风电机组关键零部件	持续到 2020 年及以后
3. 确保关键原材料或替代原料稳定供应	持续到 2020 年及以后

目前，中国风电进入规模化发展阶段，陆地风电开发稳步发展，海上风电逐步加速，2020 年后先期建设的风电机组开始退役，使风电机组的市场需求规模逐步增加。在基本情景下，2015-2020 年，海上风电进入规模化开发阶段，风电机组设备制造商需要达到 2000 万千瓦以上的年供应能力，陆上风电机组 1700 万千瓦 / 年，海上风电机组 300 万千瓦 / 年，同时，该时期有每年约 50 万千瓦的风电机组需要退役或接受技术改造。2020-2030 年，需要年均 2400

万千瓦的风电机组的生产和供应能力，其中陆上风电机组 1900 万千瓦 / 年，海上风电机组 500 万千瓦 / 年，同期有总计 3900 万千瓦的风电机组需要退役或接受技术改造。

2030-2050 年，需要年均 5000 万千瓦的风电机组生产和供应能力，其中陆上风电机组 4400 万千瓦，海上风电机组 600 万千瓦，同期有总计 4 亿千瓦的风电机组需要退役或接受技术改造。

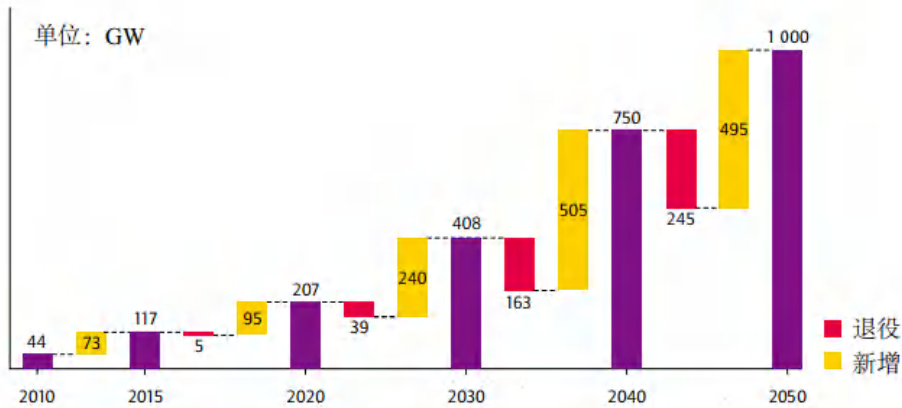


图 2010-2050 年中国新增和退役风电机组规模预测（基本情景）

随着风电技术和海上风电的发展，风电机组的整体趋势是单机容量的大型化和多样化。在基本情景下，2015-2020 年，3-5 兆瓦风电机组规模用于海上风电和部分陆上风电基地建设，需达到年产 300 万千瓦以上。

2020-2030，中国进入海上风电大规模开发阶段，5-10 兆瓦机组主要用于满足该部分市场需求，需年产 2200 万千瓦。2030-2050 年，由于 3 兆瓦级以下风电机组开始批量退役，届时对于风电机组的需求将会迎来新的高峰，3-5 兆瓦逐渐全面取代 3 兆瓦以下风电机组成为市场主流的风电机组，年供应能力要求达到 3000-5000 万千瓦的年供应能力，5-10 兆瓦机组需达到 500-1000 万千瓦的年供应能力，深海风电开发应用要求 10 兆瓦以上风电机组达到 100-200 万千瓦的年供应能力。

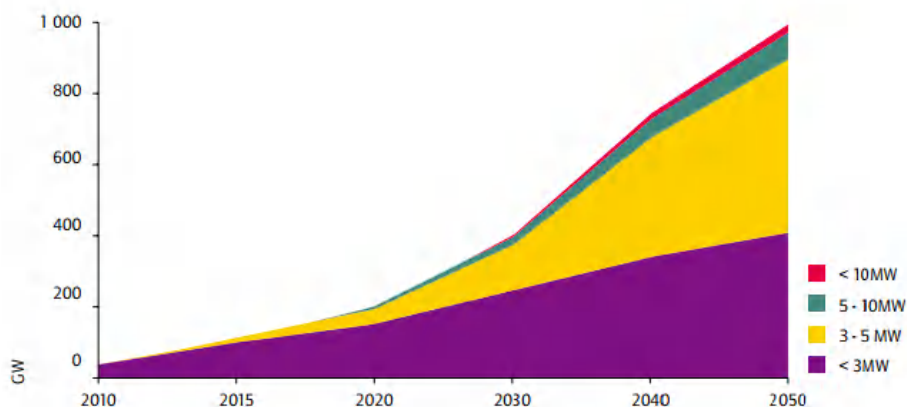


图 2010-2050 年中国风电机组单机容量需求

在积极情景下，2015-2020 年，3-5 兆瓦风电机组规模用于海上风电和部分陆上风电基地建设，需达到年产 600 万千瓦。

2020-2030，5-10 兆瓦机组主要用于满足该部分市场需求，需年产 8600 万千瓦。2030-2050 年，由于 3 兆瓦级以下风电机组开始批量退役，届时对于风电机组的需求将会迎来新的高峰，3-5 兆瓦逐渐全面取代 3 兆瓦以下风电机组成为市场主流的风电机组，年供应能力要求达到 6000-10000 万千瓦的年供应能力，5-10 兆瓦机组需达到 1000-2000 万千瓦的年供应能力。

在风电机组的研制方面，2013 年，中国已有接近 10 家企业批量化生产 2.5-3.6 兆瓦先进风电机组，5 兆瓦左右海上风电机组样机已经下线。部分企业和科研机构已启动 10 兆瓦风电机组的研发计划，预计在 2020 年后进行样机的开发。

今后应顺应风电机组单机容量大型化趋势，加强基础研究，逐步掌握大型风电机组的设计理念，科学的研究方法，开发适用于中国特点的大型先进风电机组。从不同功率风电机组的研发方面考虑，2020 年前，实现 5MW 风电机组的商业化运行，完成 5-10 兆瓦海上风电机组样机验证，并对 10 兆瓦以上特大型海上风电机组完成概念设计和关键技术研究。2020-2030 年，实现 5-10 兆瓦海上风电机组的商业化应用，完成特大型海上风电机组（10 兆瓦以上）的样机技术验证。

如何使整机系统更好满足并网的需求是一个亟待解决的重要课题。2015-2020 年，开发和推广新型风电机组控制系统和电网友好型风电机组。2020-2030 年，电网友好型风电机组技术趋于成熟，并逐步得到全面普及。

未来中国海上风电设备技术的发展应从风电设备的可靠性、经济性、环境适应性、运输的便利性以及安装维护的便利性等更多方面综合考虑其中，特别对风电机组抗台风问题提出了很高的要求，为此，要重点研究海上风电机组抗台风策略和采取的措施。

4.3 关键零部件发展现状及发展潜力

随着风电机组容量不断增加，应根据风电机组研制需求，大力加强叶片技术、传动链技术、控制系统技术和大容量变流器技术的研发和产品研制。在零部件供应链上，着力做好如下工作：一是调整零部件生产企业的投资结构，加大对大容量机组主轴轴承、变流器等关键零部件的投入，逐步提升零部件的自给能力；二是建立零部件生产与风电系统技术进步的衔接机制，提高零部件企业自身适应研发技术更新的能力；三是加强零部件生产过程的质量控制，构建合格的零部件供应体系。

(1) 风轮叶片

过去 10 年主流风机机型风轮面积增加了 70%，根据资料显示，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。



图 更长、更轻的叶片是未来的趋势

来源：《2025 中国风电度电成本白皮书》

随着风电机组尺寸的增大，叶片将越来越长。在确保叶片大型化的同时，如何优化载荷、减轻重量、提升环境适应性、友好性和运输便利性将成为未来 10 年内叶片技术发展的主要方向。为此，应大力研发、应用风机叶片的监测控制技术、新型结构、碳纤维和高模高强玻璃纤维等新型材料。随着海上风电的发展，可以考虑采用更高叶尖线速度（至 120 米/秒）的叶片，开展相关的翼型设计研究和试验验证。值得注意的是，叶片退役后对环境造成的影响可能越来越大，采用可回收利用的热塑性叶片树脂基体等新材料、新工艺很可能成为风电叶片技术的发展方向之一。

(2) 齿轮箱

目前中国齿轮箱的结构基本采用国外技术，对功率分流方式、均载型式等关键技术缺乏深入研究和成熟经验。因此，未来 10 年需加强以上方面的研究，争取在降低增速比、行星轮均载柔性轴设计和降低噪声方面实现技术突破。采用轴承新结构、新材料、新工艺，以解决轴承寿命、承载能力、可靠性等问题。

(3) 发电机

风电机组发电机技术的主要方向是改善并网性能、降低重量。风电机组发电机采用异步发电机或同步发电机。经过逆变器并网变速运行的发电机，其对电网的支持优于直接并网的异步发电机。随着全功率变换技术的进步和成本的下降，更广泛地应用通过全功率逆变器并网的发电机，例如永

磁或电励磁同步电机。随着超导材料在技术和成本方面取得突破，未来中国可能在 10 兆瓦及以上的风电机组发电机中应用高温超导技术。中高压发电机应用也是未来一个技术方向，从目前的趋势看，3-5 兆瓦风电机组将采用中压发电机、而更高兆瓦级的风电机组将普遍采用高压发电机。

(4) 变流器

风电机组容量的增长要求变流器的功率密度不断增加，同时各种风场环境也要求系统有很高的可靠性和方便的维护性，需要采用功率等级更高的半导体器件和模块。此外，随着直驱风电机组的大型、超大型化，需要考虑发电机和变流器的统一优化设计，进一步提高电传动系统的功率密度和效率。

(5) 塔架

目前塔架高度普遍为 60 米至 80 米，未来大型风电机组的塔架高度将有可能继续增长，从而增加发电量收益。塔架在进一步加高的过程中，需要重新进行更为缜密的载荷计算同时考虑其他可行的解决方案，如国外已有企业提出的混凝土下层结构与钢制锥管状塔架相结合的形式。此外，随着海上风电开发的进行，位于潮间带及近海风电场的机组塔架的防腐性能将会受到更大的考验。需针对未来海上风电建设方向和条件，完善风电塔架和基础防腐技术方案，延长使用寿命，达到 20 年以上的设计要求。

4.4 关键原材料需求量预测

风电机组生产所需的原材料包括钢、铝、铜、混凝土、玻璃纤维、碳纤维、环氧树脂、永磁材料等。相关研究和数据显示，钢材用量约占机组总重量的 90%，碳纤维复合材料代表了未来叶片材料的主要发展方向，永磁材料需求将随着直驱风电机组市场规模的扩大而快速增加，这三类材料的供应应得到更多关注。其他如铜、铝、玻璃纤维等材料的占比和重要性较小，不会影响风电产业的发展。

(1) 钢材

以 2009 年行业调查数据测算，当年中国新增装机容量达 1380 万千瓦，钢材用量约为 175 万吨，平均每兆瓦单位用钢量 126.67 吨，总用钢量仅占中国粗钢产量的 0.38%。假定中国风电机组的单位用钢量 126.67 吨 / 兆瓦且保持不变，粗略推算，在基本情景下未来中国风电机组所用钢材年需求量为：2020 年 240 万吨、2030 年 304 万吨、2050 年 627 万吨；在积极情景下未来中国风电机组所用钢材料年需求量为：2020 年 480 万吨、2030 年 1190 万吨、2050 年 1270 万吨。可以判断，未来很长一段时期，中国的钢材产量能够支撑风电产业的发展。

(2) 碳纤维材料

随着风电机组叶片的大型化和轻质化，未来中国在风电叶片的生产中将更多使用碳纤维。以一台叶片长度为 50 米的 4 兆瓦风电机组为例，若采用碳纤维增强环氧树脂制造叶片，3 片叶片重量之和接近 48 吨，据估算，碳纤维的用量约为 4.8 吨，则每兆瓦所需碳纤维为 1.2 吨。假定 2020 年、2030 年、2050 年应用碳纤维的风电机组市场份额分别为 22.16%、35.45%、61.7%，届时在基本情景下，中国风电叶片制造业的碳纤维年需求量将分别为 0.51 万吨、1.02 万吨、3.67 万吨；在积极情景下，则需求量将分别约为 1 万吨、4 万吨、7.4 万吨。中国碳纤维的总体水平远落后于发达国家，不能完全满足风电叶片技术要求和国内市场长期需求。因此，要根据各阶段风电叶片技术及产业的发展需求，着力加大研发力度，加快碳纤维的生产供应能力。

(3) 稀土永磁材料

据测算，每兆瓦风电机组的钕铁硼永磁材料用量约在 0.75–0.8 吨。以直驱永磁风电机组为例，2009 年中国新增直驱永磁风电机组约为 240 万千瓦，则对钕铁硼永磁材料的需求约为 1920 吨，仅占当年中国钕铁硼永磁材料产量 94000 吨的 2%。预计直驱永磁风电机组占比将不断提升，假定 2020 年、2030 年、2050 年使用永磁材料的新增装机占新增总装机容量的比例分别为 45%、50%、60%，则在基本情景下，新增永磁风电装机容量将分别为 855 万千瓦、1200 万千瓦、3000 万千瓦；在积极情景下，新增永磁风电装机容量将分别为 1710 万千瓦、4700 万千瓦、12000 万千瓦。假定钕铁硼永磁材料单位用量为 0.8 吨 / 兆瓦且保持不变，稀土永磁材料用量分别为 0.648 万吨、0.96 万吨、2.4 万吨。以目前中国已探明的稀土资源储量（约 9030 万吨）和产量增长趋势来判断，保证未来基本情景下风电产业所需的永磁材料供应应该不成问题；但积极情景下，风电产业所需永磁材料供应明显不足。而且两种情景下的价格都将会持续上涨，是行业发展需要应对的问题。

4.5 风电企业

4.5.1 风电企业排名

根据中国风能协会的统计数据，2017 年，中国风电有新增装机的整机制造企业共 22 家，新增装机容量 1966 万千瓦。

其中，金风科技新增装机容量达到 523 万千瓦，市场份额达到 26.6%；其次为远景能源、明阳智能、联合动力和重庆海装，排名顺序没有变化。

在整体装机容量下滑的情况下，只有远景能源和明阳智能的装机容量实现了正增长。

2017 年，风电整机制造企业的市场份额更加集中，排名前五的风电机组制造企业市场份额达到 67%。

表 2017 年中国风电整机制造企业新增装机容量

序号	制造商	装机容量 / 万千瓦	装机容量占比	序号	制造商	装机容量 / 万千瓦	装机容量占比
1	金风科技	523	26.6	13	Vestas	39	2.0
2	远景能源	304	15.4	14	许继风电	18	0.9
3	明阳智能	246	12.5	15	GE	16	0.8
4	联合动力	131	6.7	16	Siemens Gamesa	11	0.6
5	重庆海装	116	5.9	17	中人能源	11	0.6
6	上海电气	112	5.7	18	华仪风能	10	0.5
7	湘电风能	93	4.7	19	太原重工	7	0.3
8	运达风电	83	4.2	20	航天万源	5	0.3
9	东方电气	80	4.1	21	京城新能源	5	0.2
10	华创风能	73	3.7	22	久和能源	2	0.1
11	三一重能	42	2.1	总计		1966	100.00%
12	中车风电	41	2.1				

来源：《中国风电装机统计 2017》

截至 2017 年底，全国累计装机容量达到 1.88 亿千瓦，有 7 家整机制造企业的累计装机容量超过 1000 万千瓦，7 家市场份额合计达到 67%。

其中，金风科技累计装机容量超过 4000 万千瓦，占国内市场份额的 22.7%；另外，联合动力累计装机占比 9.4%，首次超过华锐风电，位居第二。

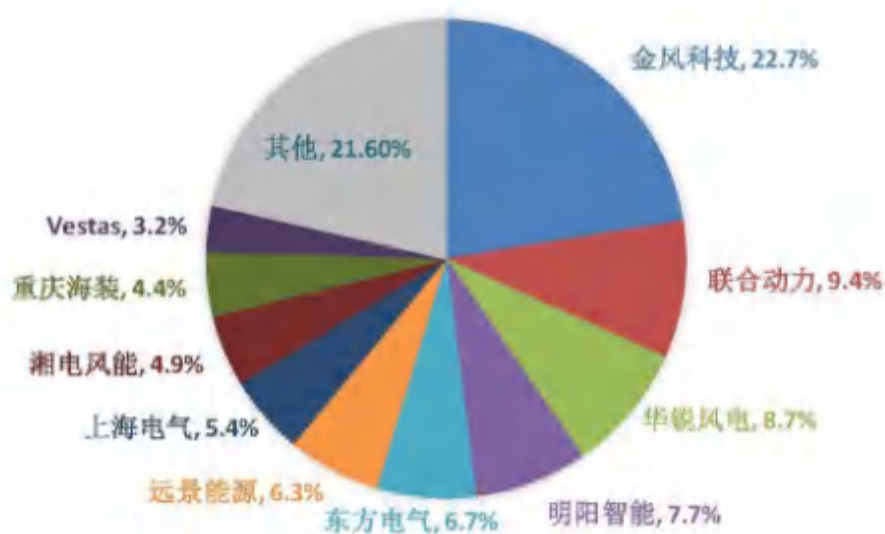


图 2017 年中国风电整机制造企业累计装机市场份额

来源：《中国风电装机统计 2017》

4.5.2 海上风电企业

2017 年，中国海上风电取得突破性进展，新增装机共 319 台，新增装机容量达到 116 万千瓦，同比增长 97%；累计装机容量达到 279 万千瓦。

2017 年共有 8 家制造企业有新增装机，其中，上海电气新增装机容量最多，共吊装 147 台，容量为 58.8 万千瓦，占比达到 50.5%。

表 2017 年中国风电制造企业海上新增装机容量

制造企业	额定功率 /kW	装机台数	装机容量 /MW
上海电气	4000	147	588
金风科技	2500	77	192.5
	3000	5	15
	3300	1	3.3
金风科技汇总		83	210.8
远景能源	4000	50	200
重庆海装	5000	21	105
明阳智能	3000	10	30
联合动力	3000	5	15
太原重工	5000	2	10
东方电气	5000	1	5
总计		319	1163.8

来源：《中国风电装机统计 2017》

截至 2017 年底，海上风电机组整机制造企业共 11 家，其中，累计装机容量达到 15 万千瓦以上的有上海电气、远景能源、金风科技、华锐风电，这 4 家企业海上风电机组累计装机容量占海上风电总装机容量的 88.0%，上海电气以 55.1% 的市场份额遥遥领先。

单位：MW

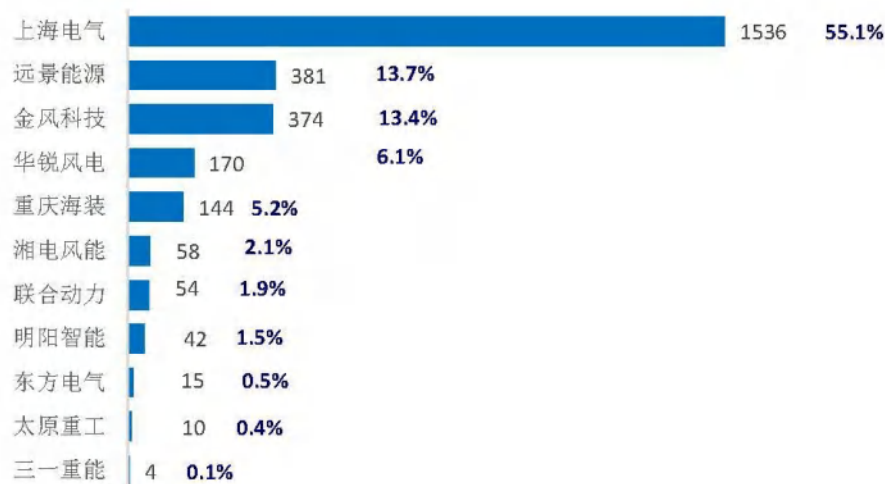


图 2017 年中国风电制造企业海上累计装机容量及市场份额

来源：CWEA

4.5.3 风电服务企业

目前风电运维市场的参与者大致可以分为三类：

第一类是风电场开发商自己设立专门的运维公司，如华能、大唐、龙源电力等；

第二类是整机制造商成立的运维公司，向业主提供售后服务，如金风科技、明阳风电、联合动力等；

第三类是专门做运维的第三方公司。

在风电场运营维护管理方面，我国还非常缺乏经验，风电服务产业尚处于起步阶段，与国外企业相比差距明显。相比欧美一些国家已经发展了很多年的风电产业，我国的风电服务水平不高，技术能力、人员素质、信息化水平、管理经验、利益取向等方面与国外企业相比都存在较大差距。

制约我国风电服务业的因素还有行业标准的缺失，风电机组产品质量标准及保证体系不够完备，关于风电服务的相关管理条例尚不完善，相关的行业标准和规范也未出台。

风电行业应建立统一的系统标准，包括零部件、主机、服务体系、质量管理体系、运维人员的资格认证培训等方面，只有把这些基础建立起来，风电服务行业才能规范发展。

4.6 风电领域研究建议

结合上述分析，本课题提出以下研究建议：

（1）重视大功率风电机组发展。随着新增装机向低速风区转移和海上风电崛起，风电机组往大功率发展，风轮直径更大，叶片长度更长。

（2）重视海上风电发展。海上风电目前是全球风电发展的最新前沿，随着国家政策的推动以及陆上优质风能资源的逐步开发殆尽，建设海上风电是未来的发展趋势。

（3）重视分散式风电发展。未来一段时间，虽然分散式风电仍然存在一些发展瓶颈，但随着产业政策逐步向分散式倾斜（《分散式风电项目开发建设暂行办法》），分散式风电在中东南部低风速地区具有广阔的发展空间。



储能领域

储能技术是指在电力系统中增加电能存储环节，使电力实时平衡的“刚性”电力系统变得更加“柔和”。

储能技术一般分为热储能和电储能，未来应用于全球能源互联网的主要是电储能。电储能技术主要分为物理储能（如抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能）、电化学储能（如铅酸电池、钠硫电池、液流电池、锂离子电池）和电磁储能（如超导电磁储能、超级电容器储能）三大类。



图 储能技术分类

5.1 储能市场发展现状及发展潜力

根据《储能产业研究白皮书 2018》数据，据 CNESA 项目库不完全统计，截至 2017 年底，中国已投运储能项目累计装机规模 28.9W，同比增长 19%。抽水蓄能的累计装机规模所占比重最大，接近 99%，但与去年同期相比略有下降。电化学储能项目的累计装机规模位列第二，达 389.8MW，同比增长 45%，所占比重为 1.3%，较上一年增长 0.2 个百分点。在各类电化学储能技术中，锂离子电池的累积装机占比最大，比重为 58%。

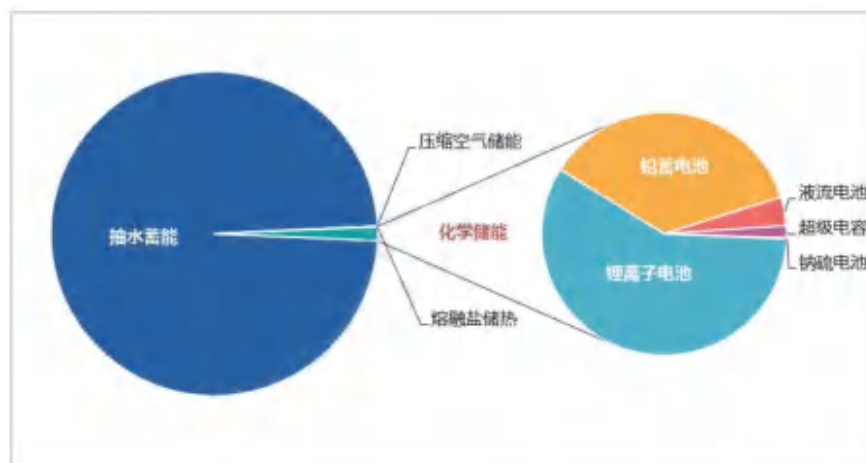


图 中国储能市场累计装机规模（2000-2017）

来源：CNESA

2017 年，中国新增投运电化学储能项目的装机规模为 121MW，同比增长 16%。新增规划、在建中的电化学储能项目的装机规模为 705.3MW，预计短期内中国电化学储能装机规模还将保持高速增长。

从中国新增投运的电化学储能项目的应用分布上看，2017 年，用户侧领域的新增装机规模所占比重最大，为 59%，其次是集中式可再生能源并网领域，所占比重接近 25%。

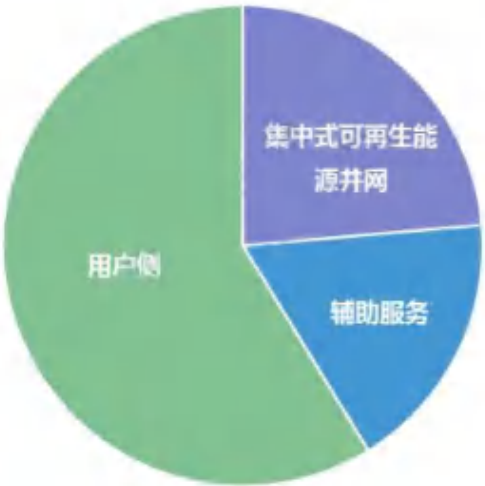


图 2017 年中国新增投运电化学储能项目的应用分布 (MW%)

来源: CNESA

从技术分布来看，集中式可再生能源并网领域中，锂离子电池所占比重最大，为 83%；辅助服务领域中，全部应用的锂离子电池；用户侧领域中，铅蓄电池所占比重最大，为 77%。

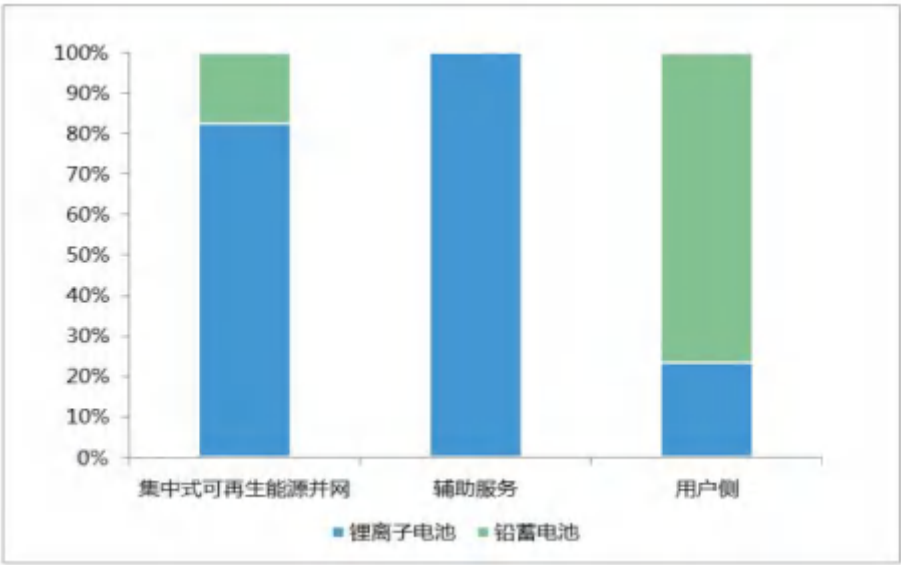


图 2017 年中国新增投运电化学储能项目各应用领域技术分布 (MW%)

来源: CNESA

储能技术是实现可再生能源大规模接入，提高电力系统效率、安全性和经济性的关键技术，也是提高清洁能源发电比率，推动雾霾治理的有效手段。不同的储能技术适用于不同的应用场合和领域，飞轮储能、超导电磁储能和超级电容器储能适合于需要提供短时较大的脉冲功率场合，如应对电压暂降和瞬时停电、提高用户的用电质量，抑制电力系统低频振荡、提高系统稳定性等；而抽水储能、压缩空气储能和电化学电池储能适合于系统调峰、大型应急电源、可再生能源并入等大规模、大容量的应用场合。未来储能市场的发展将集中在分布式储能、分布式光伏 + 储能、微网等配网侧和用户侧等领域。

通过对国内储能企业和集成商的项目规划及未来发展趋势的调查和研究，CNES 研究部对中国储能市场 2017-2020 年的装机规模进行了预测。

目前中国应用的储能技术主要分为三类：（1）以抽水蓄能和压缩空气储能为主的物理储能；（2）以熔融盐为主的储热技术；（3）电化学储能。

物理储能方面，根据国家“十三五”水电规划，到 2020 年底，我国抽水蓄能的累计装机为 40.00GW。截止到 2017 年底，抽水蓄能在运规模为 28.49GW，在建规模 38.71GW，预计到 2020 年将完成规划目标。截止到 2017 年底，中国投运的压缩空气储能的规模是 11.5MW，预计到 2020 年底，这一数字将达到 210MW。电化学储能方面，CNESA 研究部预测，到 2020 年底累计装机量将达到 1.78GW，达到 2017 年底电化学储能累计装机量的 4.5 倍。

因此，综合三种储能技术的预测值，到 2020 年底，预计中国储能技术总装机规模将达到 41.99GW（不包含储热）。

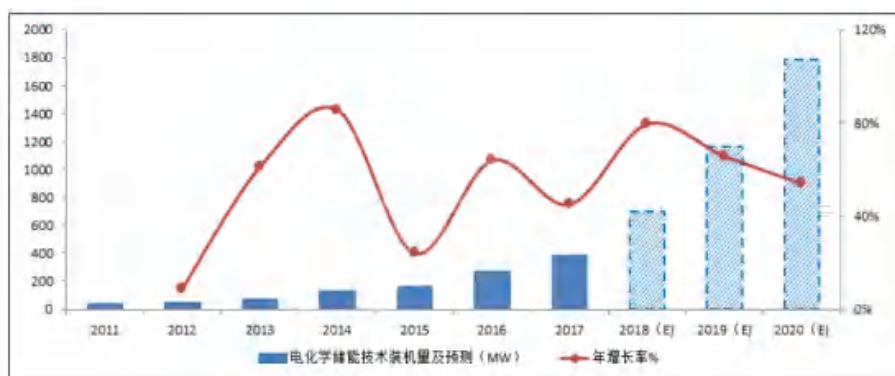


图 2018-2020 年中国电化学储能累计装机规模预测

来源：CNESA

5.2 储能技术发展现状及发展潜力

据《储能产业研究白皮书 2018》，从中国新增投运的电化学储能项目的技术分布上来看，2017 年，锂离子电池和铅蓄电池基本平分中国市场份额，且锂离子电池所占比重略微高出铅蓄电池。

从各类技术的应用分布上看，新增投运的锂离子电池在集中式可再生能源并网领域中所占比重最大，接近 40%；铅蓄电池主要分布在用户侧领域，所占比重超过 90%。

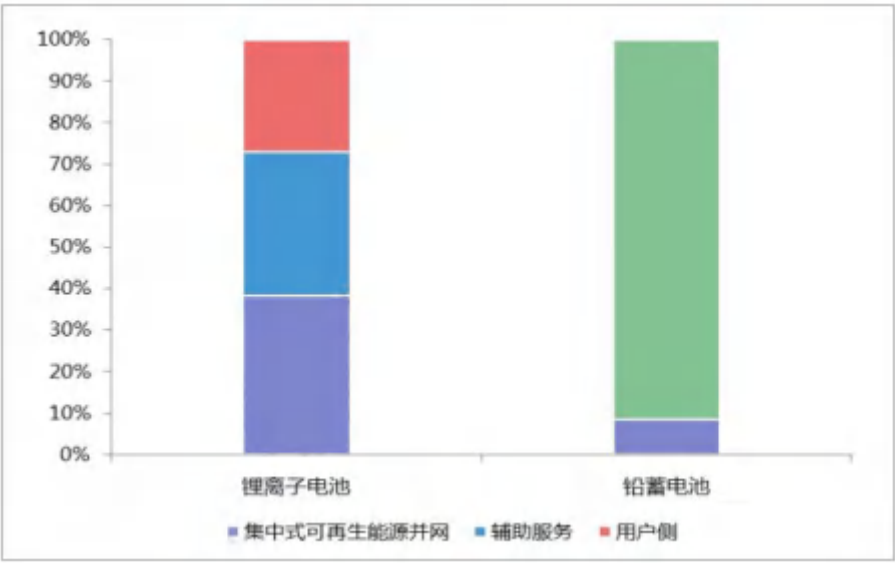


图 2017 年中国新增投运电化学储能项目各技术类别的应用分布（MW%）

来源：CNESA

随着新能源汽车和储能得到规模化的推广和应用，电池系统的性能和成本逐渐成为影响行业快速发展的瓶颈问题。围绕高能量密度、低成本、高安全性、长寿命的目标，各国都在制定研发计划提升本国的电池研发和制造能力。

面向未来 10 年，储能电池的技术发展路线逐渐清晰。新能源汽车对于高比能量的要求使得锂离子电池一枝独秀，并且在产能快速扩张的带动下，产业链日趋完善、成本优势愈发明显。根据 CNESA 研究部的调研，行业主要电池厂商的动力电池系统成本水平已经从 2014 年的 3 元 / Wh 降低到 2017 年的 1.5 元 / Wh。与此同时，对于锂离子电池的性能改进也在持续进行，正负极材料作为影响电池性能的关键因素，直接决定着电池体系的更新迭代。从正极来看，高能量密度的优势使得三元体系超越磷酸铁锂重新回到产业链的中心，按照镍钴锰配比从 523 到 622 再到 811（或镍钴铝）的路径，逐步朝着高镍化的方向演进。富锂锰基正极材料作为面向 2025 年产业化应用并进一步提高电池比容量的材料体系，也在进行持续的材料性能改进和电池开发。从负极来看，硅碳负极替代石墨已经接近应用要求，有望在 2020 年实现规模化应用，国内主要电池厂商正在集中开发以高镍三元材料为正极、以硅碳材料为负极的电池体系。除了从材料出发对传统锂离子电池性能进行改进，以固态锂电池、锂硫电池等为代表的新型电池体系也开始走出实验室，进入产业化开发阶段。国内外主要电池厂商、技术创业企业、新能源汽车企业都将技术研发方向聚焦于固态锂电池，探索开发离子电导率高、界面相容性好的全固态电池，实现 500Wh/kg 的产业化应用目标。

现有储能技术成熟度对比如下表所示。锂离子电池、铅酸电池、双电层超级电容器、抽水蓄能是发展最成熟的，已经实现商业应用，全钒液流电池、钠硫电池、镍氢电池、超导磁存储已经实现定型量产。

表 储能技术成熟度对比

储能分类	技术成熟度（TRL）	TRL1	TRL2	TRL3	TRL4	TRL5	TRL6	TRL7	TRL8	TRL9
	成熟度定义	基本原理	概念研究	实验研究	原理样机	完整测试	模拟环境	真实环境	定型量产	商业应用
化学储能	锂离子电池									
	第三代锂离子电池									
	锂硫电池									
	无机固体锂电池									
	聚合物固态锂电池									
	锂空气电池									
	水系锂离子电池									
	全钒液流电池									
	其他液流电池									
	液态金属电池									
	钠硫电池									
	钠氯化镍电池									
	钠离子电池									
	镍氢电池									
	铅酸电池									
	新型铅酸电池									
	双电层超级电容器									
	混合超级电容器									
物理储能	压缩空气									
	超临界压缩空气									
	飞轮储能									
	超导磁存储									
	抽水蓄能									
	变速抽水蓄能									
储热	熔融盐蓄热									
	变相储热									
氢能	新能源电解水									

来源：中科院物理所《大规模储能技术现状和后续发展趋势分析》

根据主要电化学储能技术指标对比，可知技术指标在动态发展，多数现存技术仍有发展潜力，目前还没有任何一种储能技术在这方面领先。

表 主要电化学储能技术指标对比

储能技术	比能量	比功率	循环寿命	单位电压	服役寿命	能量效率	自放电率	库仑效率	安全性	成本	工作温度
技术参数	Wh/kg	W/kg	次数	V	年	%	%/月	%		RMB/Wh	℃
液态锂离子	90-260	100-20000	1000-2x10 ⁴	3-4.5	5-15	90-95	< 2	~95	中	1.5-10	-20-55

储能技术	比能量	比功率	循环寿命	单位电压	服役寿命	能量效率	自放电率	库仑效率	安全性	成本	工作温度
铅酸电池	35-55	75-300	500-5000	2.1	3-10	50-75	4-50	80	好	0.5-1	-40-60
镍氢电池	50-85	150-1000	1000-3000	1.2	5-10	50-75	1-10	70	良	2-4	-20-60
超级电容器	5-15	1000-10 ⁴	5000-10 ⁵	1-3	5-15	95-99	> 10	99%	好	40-120	-40-70
钒液流	25-40	50-140	5000-10 ⁴	1.4	5-10	65-82	3-9	80%	好	6-20	10-40
钠硫电池	130-150	90-230	4000-5000	2.1	10-15	75-90	0	~90	良	1-3	300-350

来源：中科院物理所《大规模储能技术现状和后续发展趋势分析》

主要电能存储技术及发展趋势如下图所示。



图 主要电能存储技术及发展趋势

来源：中科院物理所《大规模储能技术现状和后续发展趋势分析》

常规模式下技术路线

作为一个战略性新兴技术领域，常规模式下的储能技术路线研究核心在于各种储能本体技术，包含关键材料、本体制造、特性分析、产业化转移等多个技术环节，涉及材料、固体物理、电化学、化工、自动控制等多个学科，是一个典型的前沿性交叉技术学科。通过资源整合和体系化平台，直面关键科学问题和技术难点，推动原始创新，加快集中攻关步伐。

常规模式技术路线下，全面掌握战略布局的先进储能技术，重点攻关化学储能、压缩空气储能、高温储热的材料制备和核心装置制造技术。突破储能系统集成和能量管理等关键技术，实现不同

场景不同规模的示范验证和推广应用。构建完备的储能技术标准体系,形成相对完善的产业链结构。



图 常规模式下储能关键技术路线图

来源:《新一代电网系统下的大规模储能技术路线与实施路径》

突破模式下技术路线

突破模式下的整体技术路线应突破现有格局的限制,转而构建包括基础理论、材料制备和表征、本体制造、中试级产业化转移和综合性能评估分析等覆盖全产业链的体系化研究实验平台,并建立相应的高水平研发实验能力,通过贯通材料设计、装置开发、工程示范和综合评估等全部环节,创新体系化研究模式,方能夯实研究基础,以顶层设计思维充分发挥顶端引领作用,加速推进技术与需求对接。

突破模式下的技术路线应该积极探索新材料、新方法,实现具有优势的先进储能技术储备,在液体电池、镁基电池等新概念化学电池获得突破;研究热化学储热等前瞻性储热技术,探索高储热密度、低成本、循环特性良好的新型材料配对机制;应用 V2G 虚拟储能前瞻理论,研究服务与支撑电动汽车推广应用技术。

开展 10~100MW·h 级示范工程,示范验证 10~100MW·h 级面向分布式供能的储热(冷)系统和 10MW 级以上太阳能光热电站用高温储热系统;研究可再生能源发电与质子交换膜/固体氧化物电池电解水制氢一体化技术,突破高效催化剂、聚合物膜、膜电极和双极板等材料与部件核心技,掌握适应可再生能源快速变载的高效中压电解制氢电解池技术,研发成本低、循环稳定性好、使用温度接近燃料电池操作温度的氨基、硼基、铝基、镁基和碳基等轻质元素储氢材料,技术路线如下图所示。



图 突破模式下储能突破技术路线图

来源：《新一代电网系统下的大规模储能技术路线与实施路径》

从技术的角度看，国家发改委、国家能源局《能源技术革命创新行动计划（2016-2030年）》对不同的储能技术在近、中、远期分别制定了不同的目标。

（一）战略方向

1. 储热 / 储冷。重点在太阳能光热的高效利用、分布式能源系统大容量储热（冷）等方面开展研发与攻关。
2. 物理储能。重点在电网调峰提效、区域供能的物理储能应用等方面开展研发与攻关。
3. 化学储能。重点在可再生能源并网、分布式及微电网、电动汽车的化学储能应用等方面开展研发与攻关。

（二）创新目标

1、2020 年目标。突破高温储热的材料筛选与装置设计技术、压缩空气储能的核心部件设计制造技术，突破化学储电的各种新材料制备、储能系统集成和能量管理等核心关键技术。示范推广 10MW/100MWh 超临界压缩空气储能系统、1MW/1000MJ 飞轮储能阵列机组、100MW 级全钒液流电池储能系统、10MW 级钠硫电池储能系统和 100MW 级锂离子电池储能系统等一批趋于成熟的储能技术。

2、2030 年目标。全面掌握战略方向重点布局的先进储能技术，实现不同规模的示范验证，同时形成相对完整的储能技术标准体系，建立比较完善的储能技术产业链，实现绝大部分储能技术在其适用领域的全面推广，整体技术赶超国际先进水平。

3、2050 年展望。积极探索新材料、新方法，实现具有优势的先进储能技术储备，并在高储

能密度低保温成本热化学储热技术、新概念电化学储能技术（液体电池、镁基电池等）、基于超导磁和电化学的多功能全新混合储能技术等实现重大突破，力争完全掌握材料、装置与系统等各环节的核心技术。全面建成储能技术体系，整体达到国际领先水平，引领国际储能技术与产业发展。

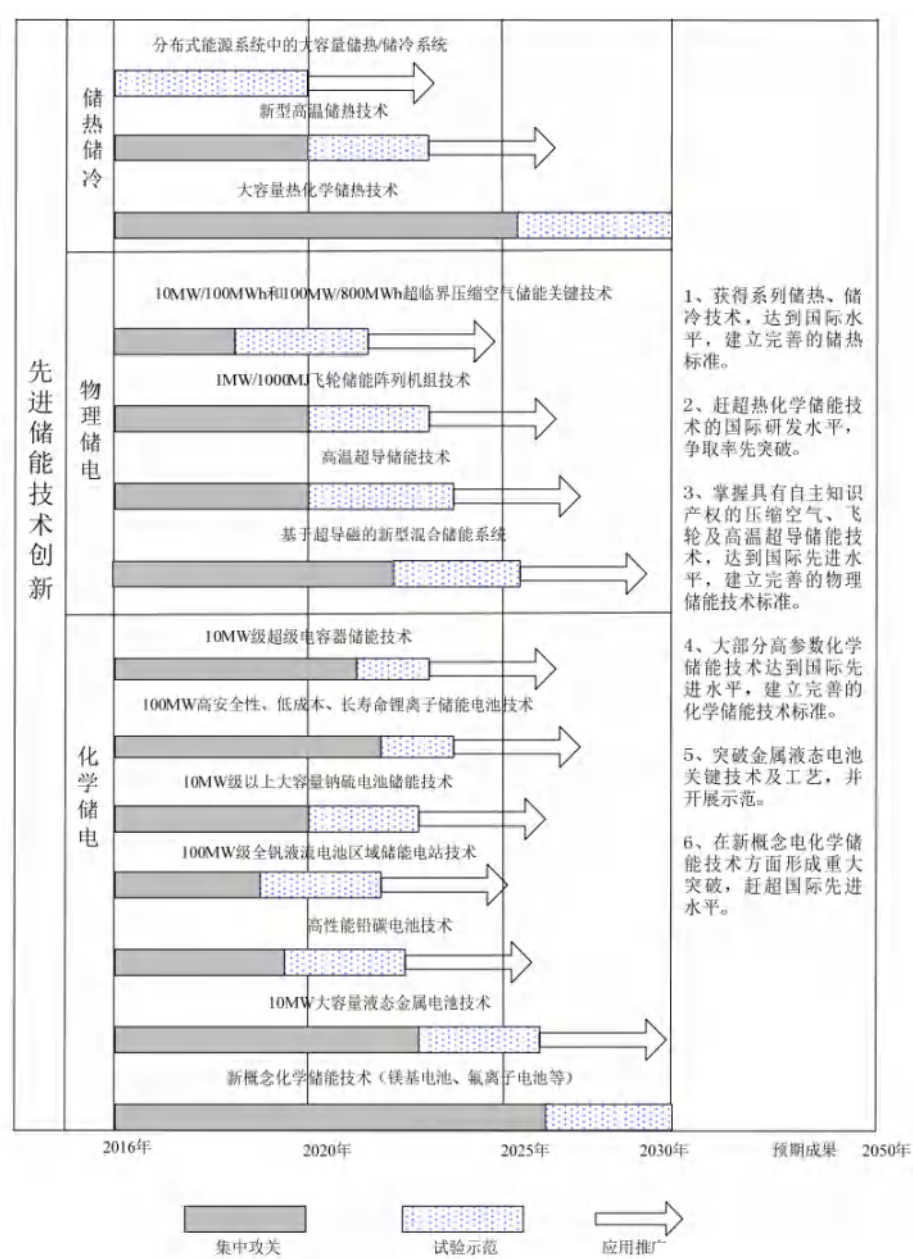


图 先进储能技术创新路线图

来源：《能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）》

5.3 储能技术提供商及系统集成商

2017 年，中国新增投运电化学储能项目装机规模排名前五位的储能技术提供商，依次为：南都电源、双登、圣阳电源、中天科技和三星 SDI。

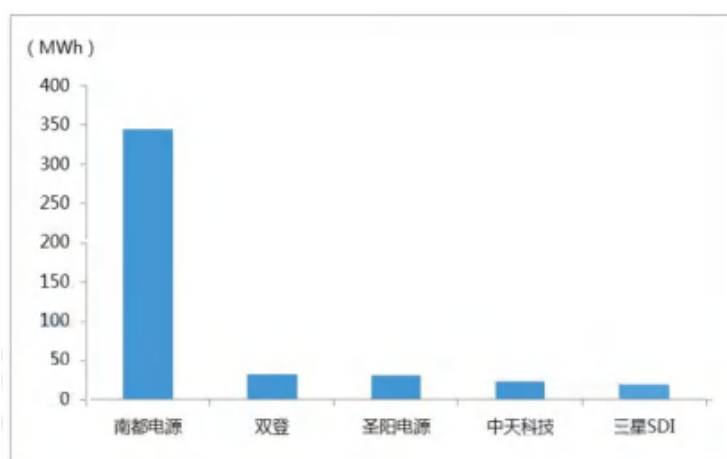


图 2017 年中国储能技术提供商排名 (MWh)

来源:《储能产业研究白皮书 2018》

2017 年,中国新增投运的电化学储能项目功率规模排名前五位的储能系统集成商,依次为:南都电源、阳光三星、科陆电子、双登和中天科技;

能量规模排名前五位的储能系统集成商,依次为:南都电源、双登、中天科技、阳光三星和科陆电子。

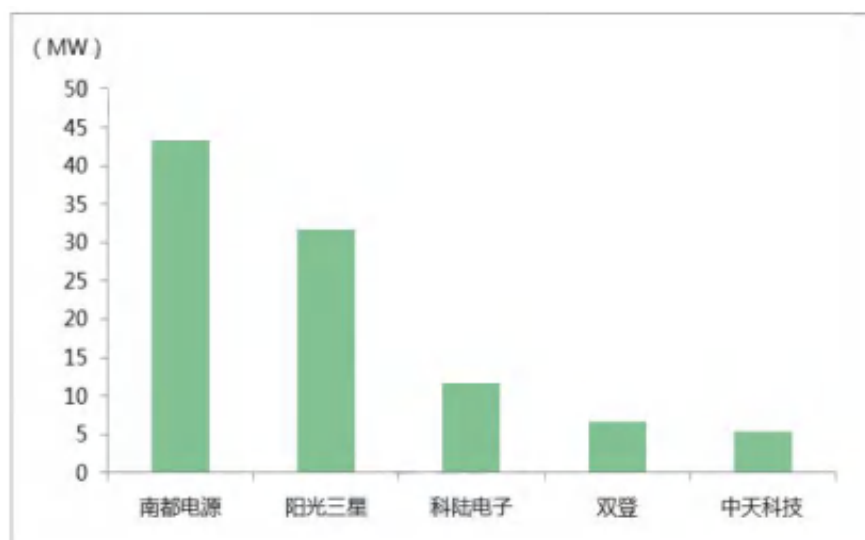


图 2017 年中国储能系统集成商排名 (MW)

来源:《储能产业研究白皮书 2018》

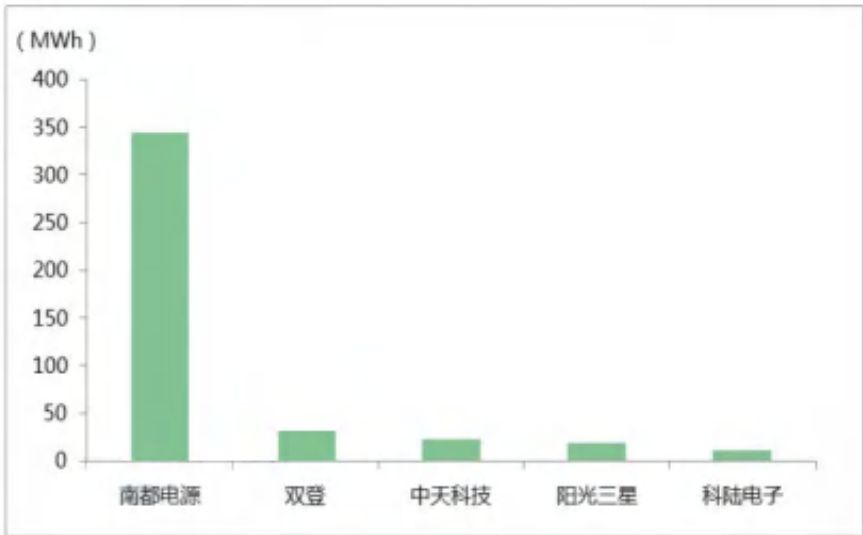


图 2017 年储能系统集成商排名 (MWh)

来源：《储能产业研究白皮书 2018》

5.4 储能领域研究建议

结合上述分析，本课题提出以下研究建议：

- (1) 加强储能技术基础研究，发展具有自主知识产权的核心装备，形成模块化智能化的产品，通过技术发展和市场的驱动，在示范工程建设过程中逐步形成储能产品的商业模式，通过重大装备技术的研究、装备的研制，示范工程的实施提供一些产业的技术支撑。
- (2) 大力推广“风、光 + 储能”模式。储能系统的引入可以为风、光伏电站接入电网提供一定的缓冲，起到平滑风光出力和能量调度的作用；并可以在相当程度上改善新能源发电功率率不稳定，从而改善电能质量、提升新能源发电的可预测性，提高利用率。
- (3) 动力电池梯次利用。对电动汽车退役下来的电池进行回收加工用于储能领域，可以起到削峰填谷，稳定电力系统等作用，增强经济效益。



天然气分布式 能源领域

6.1 天然气分布式装机容量发展现状及发展潜力

天然气分布式能源是指利用天然气为燃料，通过冷、热、电三联供等方式实现能源的梯级利用，综合能源利用效率在 70% 以上，并在负荷中心就近实现现代能源供应方式。

按照规模划分，天然气分布式能源系统主要包括楼宇型和区域型两种类型。楼宇型一般适用于二次能源需求性质相近且用户相对集中的楼宇（群），包括宾馆、学校、医院、写字楼以及商场等，一般采用内燃机或小型燃气轮机作为动力设备。区域型一般适用于冷、热（包括蒸汽、热水）、电需求较大的工业园区、产业园区、大型商务区等，一般采用燃气轮机作为动力设备。

据中国城市燃气协会分布式能源专委会《天然气分布式能源产业发展报告 2016》数据，截止到 2015 年，我国天然气分布式能源总装机容量 1112 万千瓦，已建天然气分布式能源项目中采用燃气轮机 32 台，装机规模 1153940 千瓦；燃气内燃机 133 台，装机规模 243226 千瓦；微燃机 73 台，装机规模 8205 千瓦。其中燃气内燃机数量占比最多，燃气轮机装机占比最高。^[4]

表 已建项目采用各动力设备占比情况

	项目数量 (个)	数量占比 (%)	装机规模 (Kw)	项目装机占比 (%)	设备数量 (台)
燃气轮机	17	13.39	1153940	82.10	32
燃气内燃机	69	54.33	243226	17.31	133
微燃机	44	34.65	8205	0.58	73

注：（1）由于表中未统计外燃机及联合循环蒸汽轮机装机容量，故设备装机规模之和不完全等于项目总装机容量之和；（2）由于个别项目无法确定设备台数，故设备数量为不完全统计。

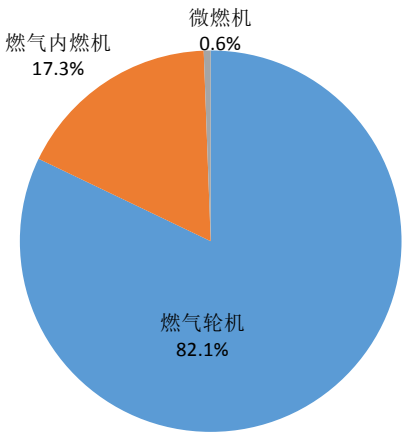


图 已建项目燃机占比

来源：中国能源网研究中心绘制

4、资料来源：《市场 | 天然气分布式能源动力装备国产化现状及发展》

据中国能源网研究中心不完全统计，2016 年以来（至 2018 年 6 月）新获批或签约天然气分布式能源项目达 102 个（2017.6-2018.6 约新增 34 个），其中公开装机信息的 72 个，项目装机规模合计 578 万千瓦。

结合此前数据（截至 2015 年底，我国天然气分布式能源项目总装机超过 1112 万千瓦（含已建、在建、筹建）），我国目前天然气分布式能源装机（含已建、在建、筹建）应已超 1690 万千瓦。

2016 年以来，江苏、广东、安徽新增天然气分布式项目较多，而且同样是分布式光伏大省。其中，2017.6-2018.6 这一年期间，江苏新获批或签约项目增加最多，四川和重庆具有气源地优势，2016 年以来天然气分布式项目新增较多。但 2017.6-2018.6 这一年期间，这两个地区新增项目有限。

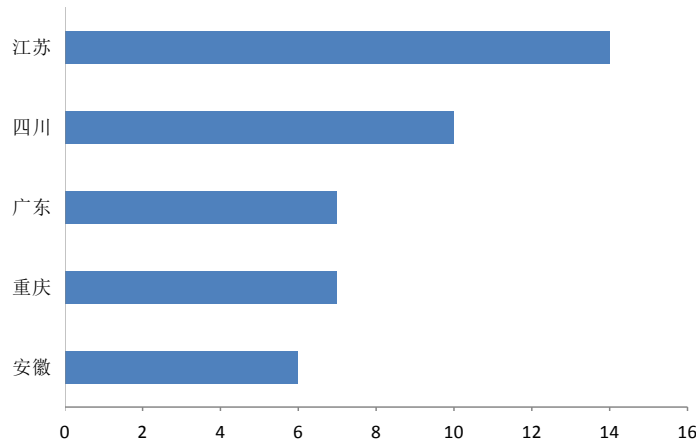


图 2016 年以来新获批或签约项目地区排名 TOP5（不完全统计）

来源：中国能源网研究中心

总装机大于 50MW（5 万千瓦）的项目数量占比超过 50%（32%+21%）。总装机小于等于 10MW 的项目数量占比为 32%（11%+21%）。此外，内燃机项目数量占比约为 23.6%，不足 1/4。目前区域型天然气分布式项目数量依然较多，这一现状在未来有望发生改变。

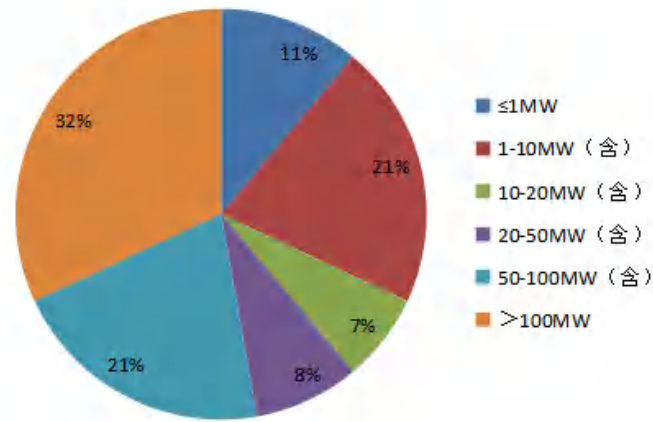


图 2016 年以来新获批或签约项目装机分布

（按相应装机范围的项目数量划分，不完全统计）

来源：中国能源网研究中心

本次预测的依据是在保持和高于 2015 年装机容量的前提下，按 2015 年总装机容量的增长比例分别为 20%、25%、30% 和 35% 进行发展前景预测。

表 2020 年天然气分布式能源发展情景预测

项目	单位	年增长率			
		低情景	中情景	高情景	
		20%	25%	30%	35%
装机规模	万 kW	2767	3394	4129	4986
年用气量	亿 m ³	2214	271.5	330.3	398.9
年节煤量	万吨	1936.9	2375.8	2890.3	3451.7
年减排量	万吨	5035.9	6177.1	7514.8	8974.4
增量投资	亿元	2213	2715	3303	3944

来源：城市燃气协会分布式能源专委会

从天然气供应的角度来分析，依据“十三五”天然气发展规划及天然气分布式能源占天然气发电的比例，当 2020 年天然气供应能力为 3600 亿立方米，720 亿立方米（约占 20%）用于天然气发电，当其中 216 亿立方米（约占 30%）用于天然气分布式能源时，发电装机为 2700 万千瓦。相应的年节约标煤量、二氧化碳减排量分别为 1890 万吨和 4914 万吨。当 2020 年天然气供应能力为 4000 亿立方米，800 亿立方米（约占 20%）用于天然气发电，当其中 240 亿立方米（约占 30%）用于天然气分布式能源时，发电装机为 3000 万千瓦。相应的年节约标煤量、二氧化碳减排量分别为 2100 万吨和 5460 万吨，约为全国平均年节约标煤量 1.5 亿吨的 14%，其节能减排效益非常明显。

综上所述，天然气分布式能源在“十三五”发展时期，为保证完成一次能源结构调整目标，达到天然气消费总量和比例目标，到 2020 年，天然气分布式能源必须达到 5000 万千瓦的发展目标。在市场、政策、能源、环境和社会等不确定性的发展条件下，2020 年天然气分布式能源市场装机规模可能在 2700-3000 万千瓦之间。

6.2 天然气分布式技术发展方向

分布式能源技术创新的核心内容是提高用能设备设施的效率，增强储能调峰的灵活性和经济性，推进能源技术与信息技术的深度融合，加强整个能源系统的优化集成，实现各种能源资源的最优配置，构建一体化、智能化的能源技术体系。

天然气分布式能源能量密度高，稳定性好，可作为可再生能源发展的支撑，与可再生能源耦合组成复合能源供应系统。与可再生能源相比，天然气分布式能源最大的特点是稳定可控，天然气虽然是传统的化石能源，但天然气也是清洁能源，而且技术成熟可靠。太阳能、风能具有不稳定、

能量密度低等缺点，地热能具有利用受地域制约等特点。可再生能源直接利用的一次性投资较大，经济性相对较差。可再生能源的这些特点，决定了其与天然气分布式能源具有很强的互补性。将可再生能源整合到天然气分布式能源系统中来，一方面这种多能互补的系统可以充分利用可再生能源，减少化石能源的消耗量，另一方面也可以提高系统的整体经济性，充分发挥各种能源的优势。

（1）与太阳能光伏的互补

屋顶光伏发电与楼宇式分布式能源站具有互补利用的有利条件，太阳能光伏发电具有不稳定性，天然气分布式能源的内燃机发电稳定可控，两者可在建筑供能体系中互补。天然气分布式能源与太阳能光伏发电可以构成主从结构的微网，共同为建筑群供电。华电丰台产业园分布式能源站是天然气分布式能源与太阳能光伏发电互补的典型示例之一。

（2）与太阳能光热的互补

利用不同的太阳能集热器即可获得不同温度段的集热温度，随着集热温度提高，集热器的效率将降低。可将太阳能集热的子系统根据能量梯级利用的原则与天然气分布式能源的余热利用系统集成起来。太阳能热水系统很容易与空调冷热系统及生活热水系统结合，这在天然气分布式能源中已经有较多的应用。例如华电上海科技大学分布式能源站，将太阳能的热水系统与余热供热系统结合，共同为大学园区提供生活热水。

（3）与地源热泵的互补

土壤源热泵是适合与天然气分布式能源互补的可再生能源之一。采用土壤源热泵与天然气分布式能源共同向建筑提供空调冷热，并将土壤源热泵作为天然气分布式能源冷热的主要调峰方式。在白天市政电价高峰时段，利用能源站自发电对热泵机组供电，在夜间电价低谷时段，利用市政低谷电对热泵机组供电，从而大幅降低热泵机组的运行成本，从而提高互补系统的经济性。目前已经有多个天然气分布式能源的前期项目在论证这种方式，例如陕西西咸总部经济园分布式能源项目等。

（4）多能源互补系统

采用光伏、风电、地热等多能源输入，是天然气分布式能源与可再生能源互补的更高更复杂的形式。国内已有多个实际案例，例如苏州协鑫工业应用研究院六位一体多能源互补供能系统。

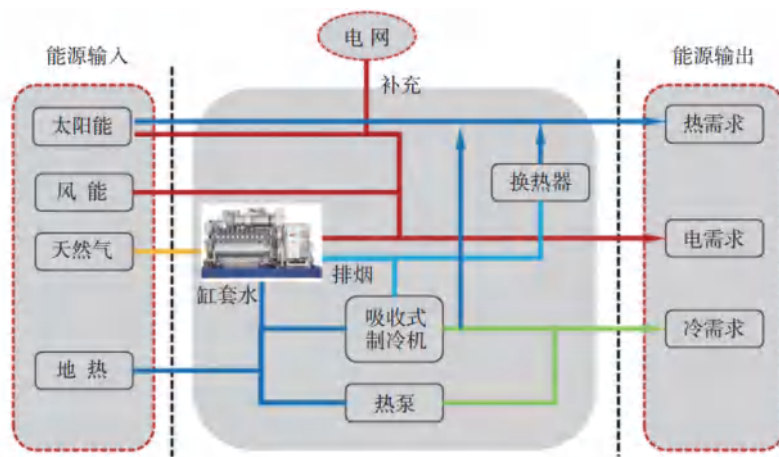


图 多能源互补供能系统

来源：城市燃气协会分布式能源专委会

（5）微网技术

微电网（Micro-Grid）也译为微网，是一种新型网络结构，是一组微电源、负荷、储能系统和控制装置构成的系统单元。微电网是一个能够实现自我控制、保护和管理的自治系统，既可以与外部电网并网运行，也可以孤立运行。微电网中的电源多为容量较小的分布式电源，即含有电力电子接口的小型机组，包括微型燃气轮机、燃料电池、光伏电池、小型风力发电机组以及超级电容、飞轮及蓄电池等储能装置。它们接在用户侧，具有成本低、电压低以及污染小等特点。微电网在提升电力系统抗灾能力建设，提供区域间事故支持和备用功能，实现电力资源的优化配置等方面发挥着积极作用。微电网可以比较有效地解决我国偏远地区目前常规供电所面临的输电距离远、功率小、线损大、建设变电站费用昂贵的问题，有力支持边远及常规电网难以覆盖地区的电力供应。



图 多能源互补分布式能源微网系统集成

来源：城市燃气协会分布式能源专委会

天然气分布式能源可与光伏发电组成主从结构的微电网系统，例如华电电科院在杭州办公楼

实现的多能源互补天然气分布式能源微网系统项目。以天然气为核心的微电网是最具普及性的微电网形式之一。

(6) 能源互联网技术

能源互联网可理解是综合运用先进的电力电子技术、信息技术和智能管理技术，将大量由分布式能量采集装置、分布式能量储存装置和各种类型负载构成的新型电力网络、石油网络、天然气网络等能源节点互联起来，以实现能量双向流动的能量对等交换与共享网络。能源互联网通过整合运行数据、天气数据、气象数据、电网数据、电力市场数据等，进行大数据分析、负荷预测、发电预测、机器学习，打通并优化能源生产和能源消费端的运作效率，需求和供应将可以进行随时的动态调整。互联网技术与分布式能源、可再生能源相结合，在能源开采、配送和利用上从传统的集中式转变为智能化的分散式。

6.3 天然气分布式设备发展现状及发展潜力

天然气分布式能源系统的主要设备包括发电机组、余热锅炉、吸收式冷(热)水机组、脱硝设备、余热锅炉、烟气余热装置等。天然气分布式能源系统中发电机组根据所带负荷的不同，一般选用微燃机、燃气内燃机或燃气轮机。

天然气分布式能源系统中发电设备绝大多数为进口，而余热利用设备已经实现国产化，现在发电设备国产化也在逐步推进。



1、燃气轮机发展现状及发展趋势

近年来通过引进先进技术和自主创新，我国已经掌握了部分先进燃气发电装备的制造技术和工艺，如重型燃气轮机核心热端转动部件的核心技术，燃气轮机系统制造能力逐渐增强，打破了垄断，价格有所降低；技术服务逐步本地化，解决了维修周期和维修费不可控，机组检修维护、改造升级、部件更换等都依赖原厂商的问题，企业降低了燃机运营维护成本。

目前国内的燃气轮机厂家主要有采用 GE 技术的哈尔滨动力设备股份有限公司、采用三菱技

术的东方汽轮机有限公司、采用西门子技术的上海汽轮机有限公司，以及采用 GE 技术的南京汽轮机（集团）有限公司。

微型燃气轮机利用航空涡轮机技术，集合了军用回热器，利用高温烟气对加压后的空气预热，再与燃料气混合进入燃烧器燃烧，产生的高温高压燃气推动透平转子做功，透平带动永磁发电机发电，所发电力经过电力电子装置，转换为高质量电能。目前，国内市场上使用的微型燃气轮机发电机组几乎均为国外进口。为提升我国技术，国内对微型燃气轮机发电机组及其设计、制造、应用技术进行了大量的研究工作。

在 2016 年发布的《中国制造 2025—能源装备实施方案》中提出燃气轮机的装备技术实施方案。

2016 年，国家发展改革委员会印发的《能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）》中提出高效燃气轮机技术创新，指出战略方向、创新目标。

（一）战略方向

1. 先进材料与制造。重点在高性能复合材料、高温耐热合金材料涂层、大尺寸高温合金（单晶、定向结晶）铸造、复杂结构高温合金无余量精密铸造、高精度与高质量 3D 打印及智能制造等方面开展研发与攻关。

2. 燃气轮机机组设计。重点在微型燃气轮机领域的高效径流式叶轮及系统一体化设计、中小型燃气轮机领域的高效多级轴流压气机设计、重型燃气轮机领域的先进气动布局与通流设计等方面开展研发与攻关。

3. 高效清洁燃烧。重点在低污染燃烧室、分级燃烧燃烧室、回流燃烧室、贫预混与预蒸发燃烧室和可变几何燃烧室，以及低热值燃料稳燃与多燃料适应性、富氢与氢燃料燃烧等方面开展研发与攻关。

（二）创新目标

1、2020 年目标。突破热端部件设计制造技术，具备高性能复合材料大规模制备技术；建成微型、小型和中型燃气轮机整机试验平台、重型燃气轮机整机发电试验电站；实现 1MW 以下级微小型燃气轮机及分布式供能系统、1-10MW 级小型燃气轮机和 10-50MW 级工业驱动用中型燃气轮机的产业化；完成 F 级 70MW 等级整机研制和 300MW 等级重型燃气轮机设计。

2、2030 年目标。热端部件材料和制造技术取得重大创新和实现完全自主化，高性能复合材料实现低成本和大规模应用；形成具有完全自主知识产权并有国际竞争力的微小型燃气轮机系列化产品；实现 F 级 70MW、300MW 等级重型燃气轮机商业化应用；完成 H 级 400MW 等级重型燃气轮机自主研制。

3、2050 年展望。突破新原理燃气轮机及循环系统，实现微小型燃气轮机与风光储多能互补的分布式能源系统大规模应用，H 级及以上级重型燃气轮机与整体煤气化循环动力系统实现商业化应用。

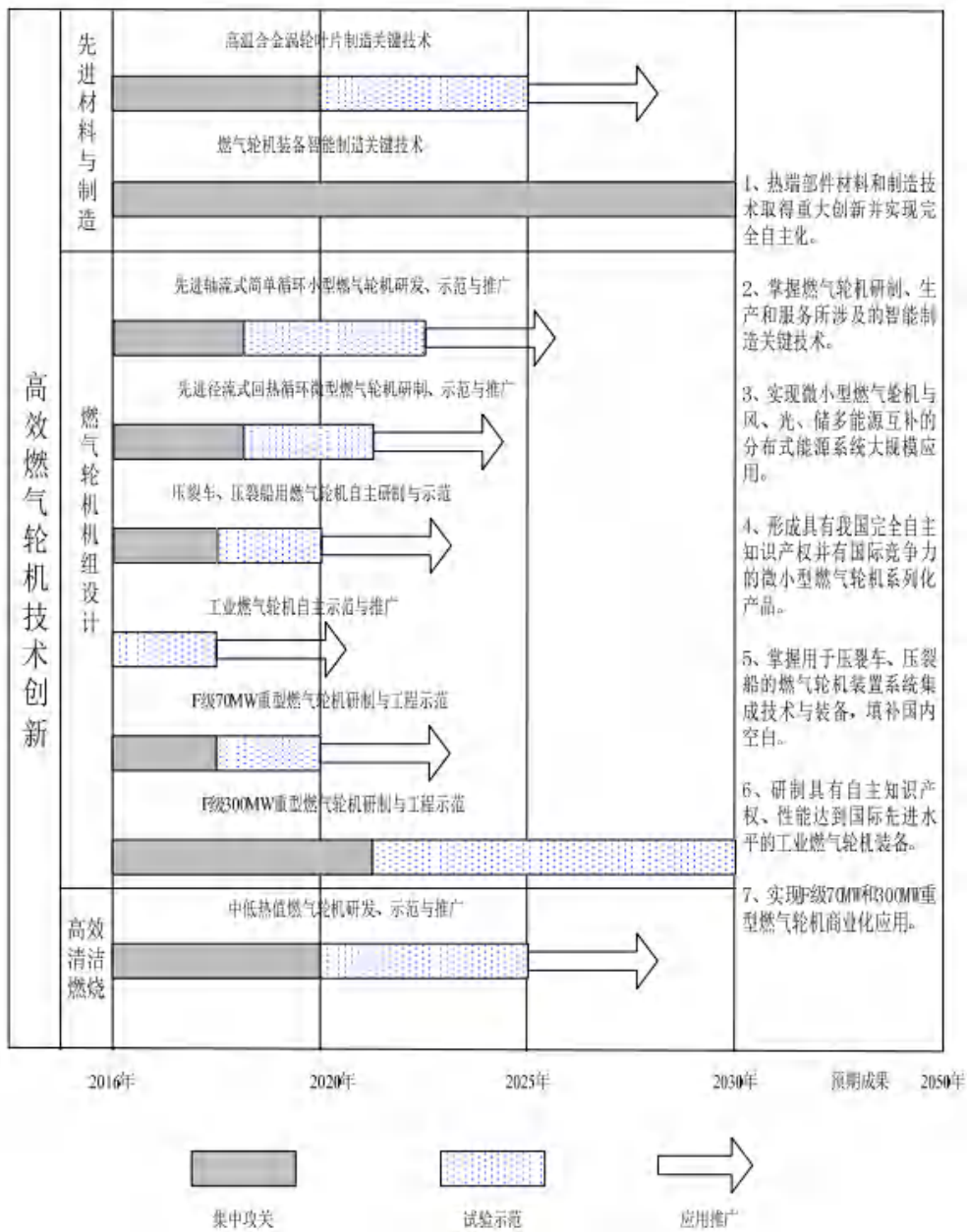


图 高效燃气轮机技术创新路线图

来源：《能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）》

2、燃气内燃机发展现状及发展趋势

国内制造的燃气内燃机功率主要在 1000 千瓦以下，具有一定的设备制造工艺经验，技术路径主要分为在原有柴油发动机基础上自行研制与开发、与国外公司合作研制开发、技术引进许可证生产、采用进口硬件与自主产权控制系统相结合等，使国产内燃机组在性能、燃料多样化、自控和点火能源等几个方面得到提升。

燃气内燃机的核心技术包括曲轴、汽缸及活塞的加工和燃料供给的电子控制技术。我国内燃机工业基础较好,引进生产的技术限制也很小,可靠性已大大提高,制造工艺不断改进,大量新材料、新技术的应用,使得大修周期不断延长。

国内从事燃气内燃机的厂家有胜动集团、济柴、河柴重工、潍柴、淄柴等。目前,国内的主要天然气内燃机生产厂家已经逐步掌握燃气预混与增压中冷、电控空燃比可调稀薄燃烧、电子点火和电子调速的高能量点火系统等关键技术,国内缸内直喷电子控制燃料供给内燃机技术还处在实验室研究阶段。燃气内燃机控制系统软硬件有待完善。国产天然气内燃机还存在后燃、爆燃严重、排烟温度高、核心部件热负荷高、燃烧效率低、发电效率低等问题。在机组的长寿命可靠性、体积功率、机械精密加工、减震降噪、可变几何涡轮增压以及高增压(米勒循环)、多气源适应性、排放性能等方面还存在较大差距。国内天然气内燃的增压器、自控系统硬件等部分核心部件还依赖进口。1兆瓦以上的大功率机组几乎完全依赖进口,设备投资和运维成本高,严重制约了我国天然气分布式能源的发展。

2016年,中国船舶重工集团公司第七一一研究所发布了8M23G天然气内燃机研发项目。该型天然气内燃机额定功率1600千瓦,200千瓦/缸,额定转速1000转/分钟,平均有效压力1.8兆帕,最高燃烧压力14兆帕,热效率43%,采用了主流的多点喷射、预燃火花点火、稀薄燃烧和可变几何涡轮增压技术。研制成功后将成为国内第一款缸内直喷电子控制燃料供给的燃气内燃机,综合技术性能将达到国际先进天然气内燃机的水平。

胜动集团在不断改进现有装备的基础上,正在研发24V190大功率机组,预计单机功率可达到2400千瓦。设计的精细化程度和生产能力逐步得到加强,机组转速从1000转/分钟向1500转/分钟提升的实验正在进行,从而获得与国际一流设备相近的体积功率。稳步推进采用进口精密机床自产核心部件的工作,通过主要部件性能的提升带动机组整体性能提高。机组自动化控制水平随着数据的积累可以适应更宽的条件,自主研发的控制软件将与国际水平接轨。

未来3-5年在12V190系列机组的相关技术指标将与国际产品接近,控制水平、可靠性达到相当水平,效率差距控制在3%以内,体积功率达到国际产品的70%左右。未来5-10年,计划推出成熟稳定的大功率燃气内燃机组,单机功率达到2400千瓦或更高,与国际产品整体效率差距控制在2%以内,体积功率达到国际产品的80%以上。

3、余热利用设备发展情况

天然气分布式能源常用的余热利用设备有余热锅炉、换热器以及余热吸收式制冷机组等。根据不同的原动机、不同的用能需求配置不同的余热设备。

(1) 余热锅炉发展现状

与燃气轮机配套设置的余热锅炉,利用燃气轮机排烟余热,产生蒸汽或热水,用于对外直接供热或通过溴化锂机组制冷,也可以通过汽水换热器供应热水。内燃机一般配置中小型余热蒸汽或热水锅炉,实现烟气余热回收利用。

国内大型余热锅炉生产技术已经非常成熟，国产化程度很高，主要制造厂商有中国船舶重工集团公司第七〇三研究所、上海锅炉厂、哈尔滨锅炉厂、杭州锅炉集团、东方锅炉厂等。中小型余热锅炉制造难度较低，技术成熟，因此，国内多数锅炉厂均能生产。余热锅炉价格与常规锅炉接近，约为 10 万元 / 蒸吨，国内产业发展成熟。

据不完全统计，2014 年我国各企业生产各类余热锅炉 608 台，合计 30012 蒸吨，实现产值 435189 万元，其中燃气轮机余热锅炉 18 台 / 套，4833 蒸吨。

（2）溴化锂制冷机发展现状

溴化锂制冷机以燃气轮机或内燃机发电设备排放的废热作为驱动热源，水为制冷剂，溴化锂水溶液作为吸收剂，利用水在低压真空环境蒸发吸热，溴化锂溶液极易吸收水蒸气的特性，在真空状态下制取空气调节或工艺用冷水设备。溴化锂制冷机分为热水型、蒸汽型、烟气型三个大类。

国内主要的溴化锂制冷机生产企业有远大空调有限公司、烟台荏原空调设备有限公司、江苏双良集团有限公司、松下制冷（大连）有限公司、特迈斯（浙江）冷热工程有限公司等。

总体而言，溴化锂制冷机的国产化程度高，国产设备在天然气分布式能源应用广泛，市场占有率较高。

4、脱硝技术装备发展状况

目前应用较广的烟气脱硝技术有：选择性催化还原（SCR）法、选择性非催化还原（SNCR）法、同时脱硫脱硝（如电子束法、活性焦还原法）等。

国外厂家整体技术先进，而国产及国内研发机构设备均处于仿照国外技术阶段，目前没有实际应用的案例，且在催化剂技术和喷嘴技术上有待进一步提高。

目前，国内已有部分天然气分布式能源项目采用了脱硝设备，如广州超级计算中心分布式能源站、中关村壹号分布式能源项目、河北石家庄振西商贸分布式能源系统项目、佛山南海餐厨垃圾沼气发电项目、北京通州区中医医院三联供能源项目、中石油创新基地数据中心分布式能源项目。

北京中关村壹号等项目分布式能源烟气脱硝系统由上海航天能源股份有限公司进行国产化成套，除催化剂及控制系统采用 Johnson Matthey 进口产品外，其余设备均在国设计、制造并完成安装。国产化后，脱硝系统每千瓦造价 500-1000 元左右，比使用全进口产品成本降低 30%-40%。

据初步测算，天然气分布式能源项目因增加脱硝设备而增加的的造价约为分布式能源系统总造价的 5% 左右。后期运营维护成本包括系统中控制单元的电费、还原剂的费用以及更换催化剂费用。由于目前国内无实际运行案例，据设备厂家测算，后期运行维护费用约为 0.01 元 / 千瓦时左右。

6.4 天然气分布式能源企业

华电分布式能源工程技术有限公司为中国华电集团公司专门从事分布式能源业务的专业公司，业务范围涵盖了工程总承包、高端装备制造、设计、运营、运维、投资等诸多方面，其系统集成技术和核心高端装备制造是其核心竞争优势。

目前，如协鑫集团、新奥集团等众多民营企业也在积极参与分布式能源技术和应用的探索，并布局分布式能源项目。

表 天然气分布式能源项目的企业名录

企业名录	企业名录
华电分布式能源工程技术有限公司	四川能投分布式能源有限公司
北京燃气能源发展有限公司	上海航天能源股份有限公司
协鑫集团	重庆中法能源服务有限责任公司
新奥集团	港华燃气集团
陕西燃气集团有限公司	其他：中国华能集团、中国大唐集团、中国国电集团、国家电力投资集团公司等大型电力集团均有相关布局

来源：中国能源网研究中心

6.5 天然气分布式领域发展建议

结合上述分析，本课题提出以下研究建议：

（1）政策方面。政府虽然出台了一些鼓励发展政策，但只作了一些原则性的规定，建议出台配套鼓励政策，提高天然气分布式能源项目的可操作性，如税收优惠、天然气价格、销售电价等。另外需要从整体角度，统筹和平衡电力、燃气、热力等各能源的供求关系，制订总体能源规划。

（2）加快设备国产化进程。由政府牵引，建立专项研发规划和计划，整合研发资金及院校、科研院所和制造企业研发队伍，加强核心技术研发提升项目核心竞争力，推动低碳能源技术发展和装备国产化、产业化、集群化。另外鼓励能源企业、高校和科研机构与国外相关机构联合开展技术创新工作。

（3）多能源技术耦合，与智能微电网融合。未来集合天然气分布式能源、风电、太阳能、生物质能、地源热泵、水源热泵、蓄热蓄冷装置等构建的多能互补的智能微网，实现能源供应的耦合集成和互补利用，是天然气分布式能源的一个重要发展方向。

（4）支持天然气分布式能源项目开展配售电和能源综合服务业务。通过开展配售电业务，成立区域售电、售热、售冷一体化能源服务公司，实现发、配、售电一体化，实现区域综合能源服务，满足用户多样化和定制化的需求，是天然气分布式能源项目未来的一个重要发展方向。



LNG领域

受低油价的影响并得益于国家强力推进“煤改气”工程、“气化农村”政策，综合经济性明显的 LNG 点供项目逐渐成为投资、建设的热点，LNG 点供在 2016 年、2017 年得到快速发展。LNG 点供的发展打破了管道的自然垄断，对天然气行业的发展将产生巨大影响。

7.1 LNG 行业发展现状

我国 LNG 资源主要来自于内陆 LNG 工厂自产和沿海 LNG 接收站引进。近年来，我国 LNG 产能建设速度加快，截至 2016 年 12 月底，全国 LNG 工厂累计投产 149 座，产能达 $9220 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （约 $304 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ），还有 19 座 LNG 工厂在建，若全部投运，总液化能力将达 $1.06 \times 10^8 \text{m}^3/\text{d}$ （约 $350 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ）。^[5]

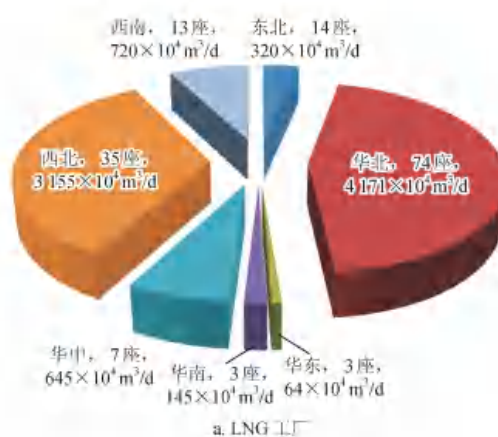


图 全国已建 LNG 工厂及已投产 LNG 接收站现状图

来源：《LNG 点供行业现状及前景展望》

虽然上游产能建设开展如火如荼，但自 2014 年以来，国内经济下行和国际原油价格断崖式下跌给天然气市场带来巨大的冲击，LNG 产业也逐渐呈现出供大于求的局面（进入 2018 年以后有所改观），但终端业务尤其是车船领域发展明显放缓。

2017 年，受市场需求和新建 LNG 接收站投运影响，估计全年进口量 3593 万吨（约 499 亿立方米），同比增长 39.0%。中国进口 LNG 主要来自澳大利亚、卡塔尔、印度尼西亚等国家，其中来自澳大利亚进口 LNG 最多。

截至 2017 年底，我国 LNG 接收站总接卸周转能力达 5640 万吨/年，中海油粤东揭阳 LNG 接收站一期、广汇启东 LNG 分销转运站投运，新增接收能力 260 万吨/年。中石化天津南港 LNG 项目基本建成，深圳迭福 LNG 通过中海油组织的机械完工验收，新奥舟山 LNG 接收站主体工程完工。国家发改委批复同意建设漳州 LNG 接收站项目。该项目业主为中海油，建设 3

5、资料来源：杨义，李琳娜，黄苏琦等，《LNG 点供行业现状及前景展望》。

座 16 万立方米 LNG 罐，一期 LNG 接收能力 300 万吨 / 年。截至 2017 年底，我国在建 LNG 接收站包括深圳迭福、天津南港和浙江舟山等。

表 2017 年中国新投产 LNG 接收站

项目名称	所在位置	新增能力（万吨 / 年）	所属公司
广东粤东	广东省揭阳市惠来县	200	中海油
江苏启东	江苏南通港吕四港区	60	新疆广汇

来源：《2017 国内外油气行业发展报告》

LNG 接收站建设和运营主体趋于多元化。目前，中海油 LNG 接收能力 2980 万吨，占全国总能力的 52.8%，中石油占比 33.7%，中石化占比 10.6%，九丰占比 1.8%，广汇占比 1.1%。

此外，华电集团、新奥集团、北京燃气等企业与国际 LNG 供应商签署购气协议；新奥集团、北京燃气等企业积极参与海外上游业务。未来，随着新奥舟山、中石化天津等新建 LNG 接收站的投运，市场竞争将更加激烈。

截止 2018 年 12 月，中国沿海（不含台湾）现有建成 LNG 接收站 20 座（含中转调峰站），产能达到 6360 万吨，折合气态 890 亿立方米。已建成还未投用 LNG 接收站 2 座（防城港、深燃华安），已经开工建设 LNG 接收站 5 座（中海油 2，中天 2，粤电 1），即将开工建设的 2 座（龙口南山、烟台西港），预计 5 年内全部建成。

交通部 11 月 26 日 LNG 接收站规划中（征求意见稿），截止 2035 年，全国沿海（不含台湾）LNG 接收站最终形成合理泊位数 56-57 座，预期能力 2.43 亿吨，气化能力 3402 亿立方米；沿江 LNG 接收站最终形成合理泊位数 11 座，规划接卸能力 1040 万吨，气化能力 145 亿立方米。

截至 2017 年底，国内投产建成的 LNG 工厂 197 座，产能为 398 亿立方米 / 年（折合 2842 万吨），占全国 LNG 供应量的 54%。

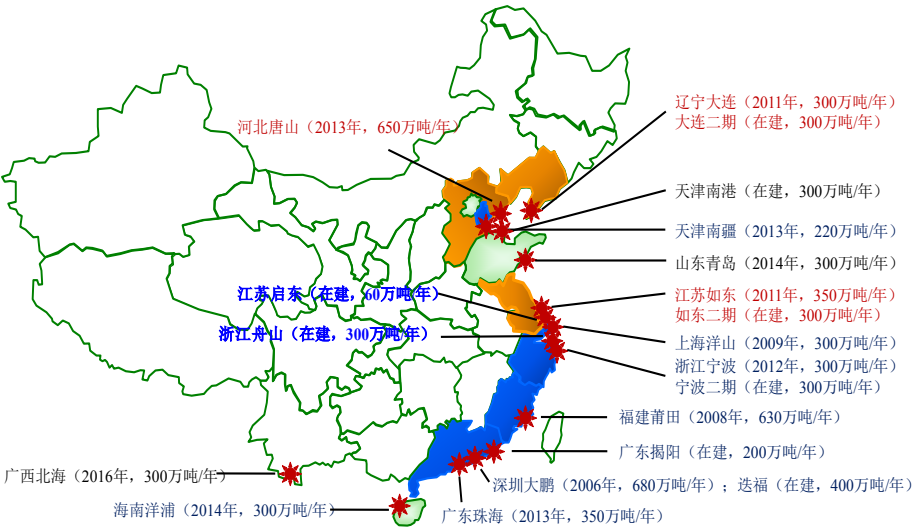


图 LNG 接收站

7.2 LNG 点供政策发展现状

受低油价的影响并得益于国家强力推进“煤改气”工程，综合经济性明显的 LNG 点供项目逐渐成为投资、建设的热点。但由于目前 LNG 点供项目存在着设计规范和行业标准缺失、违规建设及手续不全等诸多问题，特别是对城市燃气企业特许经营权造成了巨大的冲击，致使地方政府和管道燃气企业对其抱有抵触心态。

以槽罐车为主要运输方式的“LNG 点供”诞生于天然气“大用户直供”政策。2012 年 3 月，国家发改委价格司印发《关于规范城市管道天然气和省内天然气运输价格管理的引导意见（征求意见稿）》，首次明确提出要“鼓励大型工业用户直接与上游气源企业签订燃气商品的购销合同”。2015 年 2 月，国家发改委发布通知，试点放开直供用户用气价格。2017 年 6 月，13 部委联合印发的《加快推进天然气利用的意见》中，再次明确提出“支持用户对管道气、CNG、LNG 气源做市场化选择，相关设施的规划、建设和运营应符合法律法规和技术规范要求”。

与管道天然气相比，LNG 运输灵活，“点供”适用于天然气管网不能到达，或天然气管网要价太高、服务不好的用户市场。又由于价格比管道燃气有天然优势，近年来，以 LNG 点供模式推进的“煤改气”、“气化农村”项目备受市场推崇，发展势头迅猛。

但由于 LNG 点供存在一定的安全隐患，在城市燃气管网建设日趋完善的情况下，也出于对燃气特许经营权的保护，各地政府多不鼓励甚至限制发展 LNG 点供。

点供市场依旧处于活跃状态，各地加紧出台了 LNG 点供相关政策，但是政策倾向却大相径庭，有些地方的政策对点供表现出明显支持的态度，但有些地方通过提高燃气经营许可等限制对点供加以严控。据不完全统计，截止目前，共有九个地方政策对点供做了相应的规定，分别是山东省、四川成都市、河北省、江西省、湖南省、安徽省、湖北省、广东省以及江苏省。

表 LNG 点供项目的相关政策

地区	文件	内容
国家	《加快推进天然气利用的意见》（2017.6）	支持用户对管道气、CNG、LNG 气源做市场化选择，相关设施的规划、建设和运营应符合法律法规和技术规范要求
山东省	《贯彻落实省政府加快推进煤炭清洁高效利用工作意见的实施方案》（2016.5）	推进城镇燃气主干管网向城乡结合部和小城镇延伸，鼓励采取 LNG、CNG 供气站作为过渡模式
山东省	《山东省加快推进天然气利用发展的指导意见》（2017.1）	“合理布局压缩天然气（CNG）母站、液化天然气（LNG）储配站，优先在管网未覆盖的区域建设 CNG、LNG 供气设施。” “在管道无法通达的区域，鼓励使用 CNG、LNG 等方式实现天然气的利用。积极发展居民天然气用户，改善生活用能结构，提高天然气利用量。” “鼓励工业天然气用户对管道气、CNG、LNG 气源做市场化选择，依法推动重点工业企业、工业园区实现天然气专供。”

地区	文件	内容
山东省日照市	《关于推进“气化日照”工程建设的实施意见》（2017.6）	对天然气管道难以敷设到的地方，由取得燃气经营资质的企业负责采取 LNG、CNG 点供方式，解决供气问题。
四川省成都市	《成都市关于规范“煤改气”安全工作的紧急通知》（2017.5）	城市建成区和管网覆盖范围内一律使用天然气管网供气，管网没有覆盖或天然气管线一时难以建设到位的，可由该区域内的管道燃气企业采取液化天然气（LNG），压缩天然气（CNG）供气，也可由“煤改气”工业企业采取自建自用 LNG、CNG 方式供气。
河北省	《河北省天然气发展“十三五”规划》（2017.1）	在不适宜建设天然气管道的县区规划建设分布式 LNG 储气罐等设施，实现全县“县县通气”工程目标，天然气管网全部覆盖县（市）建成区及部分发达乡镇。
江西省	《江西省人民政府办公厅关于进一步加快天然气发展的若干意见》（2017.6）	结合新农村建设，因地制宜采取管道天然气、LNG、CNG 等多种供气方式，鼓励农村居民使用天然气。
湖南省	《湖南省住房和城乡建设厅关于加强全省县（市、区）管道燃气、加气站、分布式能源特许经营权管理的通知》（2016.1）	在相关文件出台之前，已授予本地区（含乡镇）管道燃气、加气站、分布式能源特许经营权的县（市、区），要针对存在的问题进行梳理，加强特许经营权的管理；还未授予特许经营权的县（市、区），建议暂缓授予本地区（含乡镇）管道燃气、加气站、分布式能源特许经营权。
安徽六安	《进一步规范 LNG 工程建设管理的通知》（2016.3）	文件要求凡不符合规划的燃气工程项目，一律不得办理相关手续，对于未批先建的燃气设施，必须予以拆除，消除安全隐患
安徽淮北市	《淮北市关于加强城镇燃气 CNG/LNG 供气站建设管理的通知》（2017.4）	“供气站的建设必须符合《淮北市燃气专项规划》等规划，未经规划批准的，不予建设。” “供气站的供应企业必须具有燃气管理部门核发的燃气经营许可证，具有安全管理所必须的条件、资金、人员和技术。”
广东佛山	《进一步加强城镇燃气安全管理工作的意见》（2016.12）	文件要求对在不具备安全使用条件的场所储存燃气等危害公共安全的行为进行处罚。
广东东莞市	《东莞市燃气管理办法》（2017.6）	燃气管网已覆盖的区域，禁止新建小区气化站、瓶组站等临时供气装置供气；原已建设仍在使用的气化站、瓶组站等临时供气装置应当逐步接入市政燃气管网供气。燃气管网暂未覆盖的区域，建设单位可以按有关技术规范建设小区气化站、瓶组站等临时供气装置供气，并应当委托燃气经营企业进行供气和维护保养。燃气经营企业应当定期检查气化站、瓶组站等临时供气装置，保证供气装置的安全使用。
湖北省	《关于加强城镇燃气专项规划管控，严格 LNG 工程建设管理的通知》（2016.1）	各地城镇燃气管理部门要严格规划实施，凡不符合当地城市总体规划和燃气专项规划的 LNG 工程建设项目，一律不得批准。各地城镇燃气管理部门要认真履行职责，严格规范本地区燃气经营市场秩序，对无证建设燃气设施违法违规行为要严厉打击，坚决遏制擅自建设“LNG 自供储气场站”的突出问题。
湖北省	《湖北省天然气发展“十三五”规划》（2017.5）	加快城镇天然气管网设施建设，实施县县通、气化乡镇工程，引导燃气企业加大县城和乡镇天然气管网设施投入力度，通过管道延伸，CNG/LNG 等多种供气方式加快天然气区域覆盖。

地区	文件	内容
江苏省宿迁市	《关于切实加强 LNG 自供储气场站安全管理工作的通知》（2017.3）	各地城镇燃气管理部门要严格规划实施，凡不符合当地城市总体规划和燃气专项规划的 LNG 工程建设项目，一律不得批准。在管道燃气已通达覆盖区域原则上不批准企业自建 LNG 气化站。
山东省临沂市	《临沂市兰山区安全生产委员会文件》	“所有 LNG 使用单位全部更换管道燃气。” “自即日起，有关部门组织检查组，对所有 LNG 使用单位进行检查、指导、推动管道燃气更换工作进展，并于管道燃气更换工作全部完成后，逐个进行复查验收，对未能按期完成更换工作的，从严从重进行处罚。”
山东省临沂市	《临沂市兰山区人民政府办公室关于开展企业自用 LNG 设备等燃气安全专项整治行动的通知》（2017.6）	在全区范围内开展企业自用 LNG 设备等燃气安全专项整治行动，将对辖区内不符合要求的供气站进行集中拆除。
山西省	《山西省住房和城乡建设厅关于进一步加强燃气市场监管确保安全供气通知》（2017.3）	“凡不符合当地城市总体规划和燃气发展规划的燃气工程项目，一律不得批准建设。对符合燃气发展规划的燃气工程项目，要依法办理规划、施工等许可手续，落实燃气建设工程的设计、施工、监理等相关规定，竣工验收合格后报当地燃气主管部门备案。” “各地燃气主管部门要严格执行燃气经营许可和供气许可制度，对不符合燃气发展规划、未履行相关规划建设审批程序、且燃气经营企业未办理燃气经营许可和供气许可的供气站点，要依法取缔。”
浙江省	《浙江省发展改革委关于印发全省天然气“县县通”专项行动 2017 年年度建设计划的通知》（2017.3）	“要加快城市燃气管网建设，确保城市管网与省级管网顺利对接、同步接气、同步使用。天然气管道沿线政府要做好群众工作，防止出现群体性事件。”

来源：中国能源网研究中心整理

从上表的点供政策可以看出，部分省市对点供持支持态度，指出在管网未覆盖区域可以采用 LNG 点供形式。虽然支持点供发展，但是其仍是将点供作为管道的补充形式，LNG 点供与城镇燃气特许经营权形成互补关系。但允许 LNG 点供形式存在并不等同于天然气点供企业可以自由在燃气领域提供 LNG 点供，其与管道气相竞争的前提，仍然是以通过行政审批获得许可后才能进行，并非完全将市场向所有天然气企业放开。

部分省市对点供持反对态度，部分政策并不是直接点明严格限制 LNG 点供，而是通过对城镇燃气特许经营权申请以及燃气经营许可申请进行严格限制，变相对 LNG 点供加以严控。对于点供企业来说，这无疑是致命一击。通过对审批条件进行严格限制，并规定未取得相应经营许可不得从事燃气经营活动，从源头上就遏制了点供企业的生存与发展。部分政策则直接表明不允许点供形式的存在，现存的点供形式全部要更换成管道燃气。

在其他省市对 LNG 点供项目严格管控的环境下，山东省明确表示支持 LNG 点供发展主要有以下几方面的原因：

①山东省内的燃气公司超过 200 家，在县一级的范围，有时候可能会出现 3 家或以上城市燃气公司共存的局面，甚至在乡镇一级也会出现多家燃气公司的情况，竞争非常激烈。

②由于山东省管网建设投资主体较多，因此省内管网管输费执行一网一核准，所以便有了山东省基准门站价交气位置仅到山东省界这样不同于其他省市的规定，正是由于这种“竹节式加价”的模式，使得终端用户的购气成本较高。

③山东省作为炼化大省，居民在很长一段时期使用的是每瓶 100 ~ 150 元的 LPG，这使得用户对天然气终端价位的接受程度相对较高，因此在其他省份还在追求“县县通”时，山东省已经开始谋划“镇镇通”。

④山东省秉承“百花齐放、充分竞争”这种较为开放的市场态度，在目前低油价的环境下，为使省内用能成本在竞争中获益，山东省更加支持优势明显的 LNG 液态直销产品与管道气竞争市场，这是一个重要而务实的选择。

7.3 LNG 点供项目的发展前景

虽然 LNG 点供项目当前的发展形势困难重重，但随着我国油气体制改革进程的深入，LNG 点供仍有良好的发展前景。

1、国家的能源政策助推天然气的发展

自国家发改委下发《能源发展“十三五”规划》、《天然气发展“十三五”规划》以来，多地政府纷纷响应，相继推出了地方性能源、天然气发展规划及指导意见，推动当地天然气利用的发展。预计 2020 年我国天然气消费量将达 3250 亿立方米，比 2016 年增长 55.5%。可通过升级工业燃料促进“煤改气”、提高气化率发展城镇燃气、加快交通运输“油改气”以及发电等驱动天然气消费。在国家和地方一系列政策的推出和落实，LNG 点供行业政策、规范的完善，国家不断深化油气改革和天然气的定价机制的改革促使 LNG 气源的稳定，也给近年发展起来的 LNG 点供提供快速发展的机遇。

2、环境保护力度的加大，助推 LNG 点供的发展

近年来，随着大气污染日趋严峻，国家相继出台了新版《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国大气污染防治法》，对企业的环保要求提出了非常严格的要求。近来，环保部相继对各省、自治区、直辖市进行环保督查，全国环保力度空前加大。为了应对日趋严峻的环境问题，国家不断推出各项煤改气、油改气、LNG 汽车补贴和天然气增值税税率的调整等多项利好政策，助推企业对天然气的开放和利用，特别是煤改气、油改气、LNG 汽车补贴的等政策的推出，对 LNG 点供的发展提供了非常有力的支撑，也是 LNG 点供发展的落脚点。

3、经济发展新常态下，LNG 点供用户有着迫切的需求

目前，在经济发展的新常态下，国内的企业附加值太小，回旋余地不大，在煤改气的大环境下，

企业只能考虑便宜的LNG点供气源来降低经营成本,而管道气因为政府定价及缺乏竞争的前提下,必然不会轻易调价,这也是给了点供项目发展的空间,企业发展LNG点供态度积极。

而目前对LNG点供用户来说,气源的稳定和气源的价格这两方面,是企业最终选择LNG点供的关键因素。虽然,目前油气改革和燃气定价机制改革还不是很明朗,但近期国家层面已经提出了油气改革和燃气定价机制改革,加上近来我国LNG的发展十分迅速,也给LNG点供气源的稳定带来利好。总之,在经济新常态下,及环保的力度,煤改气的要求,企业在考虑经营状况的情况下,对LNG点供有着迫切的需求。

4、分布式天然气与点供相互促进

近年来,我国液化天然气(LNG)进口量规模扩张,分布式天然气终端利用快速发展,非常有利于点供模式的扩张。

LNG能效高,易于运输和储存,可以通过罐车运输到管道难于到达的地方,增强了天然气使用的机动性和灵活性。2006年以来,我国LNG进口量总体呈现出规模增加的趋势,尤其是2016年,进口量达到2615.4万吨,比上年增长32.97%。

与此同时,我国大中型城市天然气分布式终端利用快速发展。自2011年起,我国各级政府积极出台鼓励天然气分布式能源发展的支持政策,雾霾天气也强力推动了许多重点城市纷纷加快“煤改气”进程。在多重因素作用下,我国天然气分布式能源项目装机容量快速增长。

LNG进口规模的扩张与天然气分布式终端利用的快速发展进入良性互动轨道:LNG供给增加,扩大了天然气分布式能源项目的气源,提升了保障水平,增强了灵活性;天然气分布式终端利用的扩张,则为LNG进口和生产扩张提供了强大的需求基础。供给和需求两者互动,形成了一个富有生命力的天然气终端利用系统,为利用规模小、机动性强的点供模式发展注入了强大动力,尤其是那些管网没有铺设到的区域。

“LNG点供+天然气分布式”运行试算:某6MW天然气冷热电三联供项目,设计年耗气量为1333万方。日耗气量约为4万方。一辆载20吨LNG槽车约为2.8万方,因此每天两辆槽车完全可以满足项目日需求。

7.4 LNG领域研究建议

(1) 重视研究增加上游主体多元化的手段。增加上游主体的手段包括:改变国内中外合作开采区块由国内油企统购统销的局面;落实天然气管道及LNG接收站第三方准入,从而增加三大油企以外的产业链企业进口LNG并输送的可能。

(2) 重视研究LNG点供对打破天然气管道自然垄断的影响。点供将促进天然气下游竞争领域的市场化改革,有利于在终端环节率先形成“气气竞争”的有利局面,给予用户更多选择权。

(3) 重视研究LNG点供行业政策对产业发展的影响。加快制定适用于LNG点供的标准和规范,为政府部门、燃气企业和天然气用户发展LNG点供提供政策指导,引导行业健康有序发展。



清洁煤领域

煤炭是中国的基础能源和重要原料，煤炭占中国化石能源资源的 90% 以上，是稳定、经济、自主保障程度最高的能源。煤炭在一次能源消费中的比重将逐步降低，但在相当长时期内，主体能源地位不会变化。而煤炭清洁高效利用是解决我国能源环境问题的现实选择。“十三五”时期，中国煤炭工业将加快转型发展，实现由大到强的历史性跨越。《煤炭工业发展“十三五”规划》指出，到 2020 年，中国将基本建成集约、安全、高效、绿色的现代煤炭工业体系。

8.1 煤炭清洁生产展望及相关技术

基于我国能源结构及环境状况，为实现资源、环境与经济的协调可持续发展，我国围绕着如何提高煤炭资源的开发利用率、尽量减小对环境污染开展了大量的研究工作。中国已把发展煤炭清洁生产技术作为重大的战略措施，列入“中国 21 世纪议程”，煤炭清洁生产技术得到了政府的大力支持并取得了一定的研究成果。

神华展望认为，2050 年，将会全面建成安全绿色、高效智能矿山技术体系，实现煤炭清洁生产。

为实现这一目标，要对如下技术进行研究：

（1）地质保障与安全建井关键技术。研究西部煤田地质勘探技术、大深度和智能化的地质钻探技术及装备、直升机时间域航空电磁技术、无人机航磁技术、环境地质和灾害地质的评价及煤矿安全地质保障技术；研究千米冲积层立井施工、西部弱胶结软弱岩层钻井法凿井和大斜长沿轴线斜井冻结等安全建井关键技术。

（3）隐蔽致灾因素智能探测及重大灾害监控预警技术。研发煤矿水害、火灾、瓦斯、顶板及冲击地压等主要灾害隐蔽致灾因素智能探测技术与装备，研究重大灾害危险源及前兆信息识别与自分析评价技术，研发事故隐患相关基础参数、工程参数、人员及设备运行状态与故障参数等信息监测技术及装备，以及重大灾害智能预警技术。

（4）煤炭高效开采及智能矿山建设关键技术。研发煤矿智能化工作面成套技术及装备、巷道高效快速掘进技术与装备，以及薄和较薄、大倾角—急倾斜及特厚的煤层高效高回收率开采技术与装备；研发千万吨级矿井大型提升装备、煤矿智能供配电与节能技术；研究矿山海量数据存储管理和并行分析技术、基于云服务和大数据技术的煤矿智能预测和决策系统，以及矿业感知、管控、诊断与维护技术。

（5）煤炭绿色开采与生态环境保护技术。研发井下采选充一体化技术及装备、绿色结构充填控制岩层沉陷关键技术，以及大型露天矿连续、半连续开采工艺生产系统关键技术及装备。开展无煤柱连续开采、保水开采、矿区环境遥感监测、采动损伤监测与控制、高强度大规模开采、西部浅埋煤层开采覆岩移动与控制等技术研究，研发毛煤井下分选与矸石井下充填处置技术与装备。

（6）矿区地表修复与重构技术。研究煤炭开采与城镇化建设协调开发技术、煤炭高强度开采沉陷与生态演变精准监测及修复治理技术，以及赤泥与煤矸石混合堆存技术；研发矿区地貌、土壤、植被、水体重构和景观再造技术。

(7) 煤炭地下气化开采技术。研究气化煤层的赋存条件判识, 以及高可靠性的地下气化炉燃烧工作面位置监测方法, 研发拉管法后退式注气装备与工艺, 以及地下气化的燃空区充填及气化工作面组的接替技术与工艺。

8.2 煤电超低排放展望及相关技术

2014 年 9 月 12 日, 国家发改委、国家环保部、国家能源局联合发文“关于印发《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020 年)》的通知”中要求, 稳步推进东部地区现役 30 万千瓦及以上公用燃煤发电机组和有条件的 30 万千瓦以下公用燃煤发电机组实施大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值的环保改造。燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值(即在基准氧含量 6% 条件下, 烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米。针对“行动计划”, 国内火力发电集团提出了“超净排放(50、35、5(氮氧化物、二氧化硫、烟尘浓度))”、“近零排放”、“超低排放”、“绿色发电”等类似的口号。

目前我国已经突破大型燃煤超低排放发电技术, 燃煤电厂大气污染物排放达到国家天然气发电大气污染物排放限值标准。即: 烟尘 $\leq 5\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 35\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 50\text{mg}/\text{Nm}^3$ (GB13223-2011)。经过示范工程改造实践, 部分电厂烟尘、 SO_2 、 NO_x 排放比上述标准还低, 取得了很好的成效。

神华展望认为, 2050 年, 700°C 常规煤电技术供电效率达到 56 – 60%; 掌握磁流体发电联合循环(MHD – CC)发电等探索技术, 实现示范应用; 全部煤电机组实现低成本污染物超低排放, 重金属污染物控制技术全面应用。

为实现这一目标, 要对如下技术进行研究:

(1) 新型煤基发电技术。研究 600MW 及以上容量机组褐煤预干燥及水回收高效褐煤发电集成及设备开发技术, 实现工程应用; 研发 1000MW 等级超超临界褐煤锅炉配套风扇磨煤机设计制造技术。

(2) 多污染物(SO_2 、 NO_x 、Hg 等)一体化脱除技术。研发具有同时吸附多污染物的新型高效吸附剂及高效、低成本氧化剂、氧化工艺与设备、以及高效催化剂等, 研发多污染物一体化脱除技术工艺关键装置设计与制造技术, 研究工艺流程优化技术等。

(3) 煤电技术探索。重点探索研究基于富氧燃烧的超临界二氧化碳布雷顿循环发电及碳捕集技术、整体煤气化燃料电池联合循环(IGFC – CC)发电技术, 以及磁流体发电联合循环(MHD – CC)发电技术。

浙江大学等单位的“燃煤机组超低排放关键技术研发及应用”项目针对燃煤污染治理从达标到超低的高效率、复杂煤质的高适应、系统运行的高可靠和低成本等国际性难题, 发明了多活性

中心高稳定性催化剂及再生改性一体化技术，大幅提升了催化剂的抗中毒、低温活性、协同汞氧化等性能 发明了温 - 湿系统调控多场强化颗粒物/SO₃脱除技术,通过“凝结 - 团聚 - 荷电 - 迁移”多过程强化，解决了 0.1 - 1 μm 细颗粒脱除效率低的难题；发明了多污染物高效协同脱除超低排放系统，实现了复杂煤质和复杂工况下多污染物低成本超低排放。下图为“趋零排放”技术路线示意图及趋零排放技术各环节大气污染物减排量示意图。

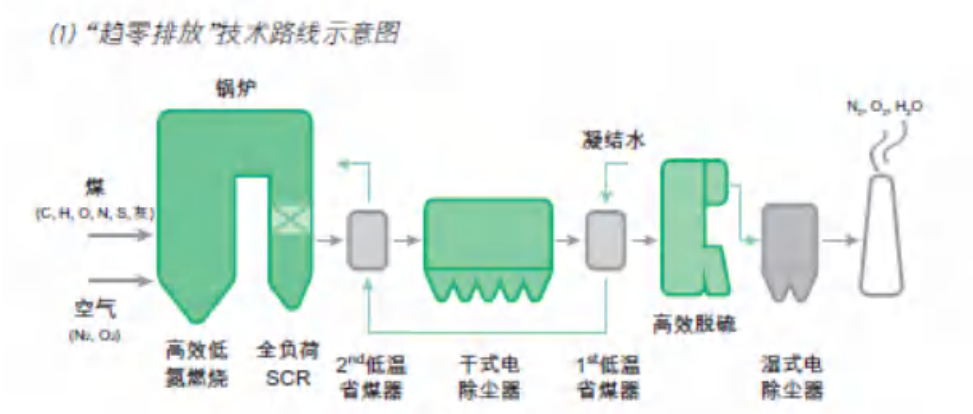


图 “趋零排放” 技术路线示意图

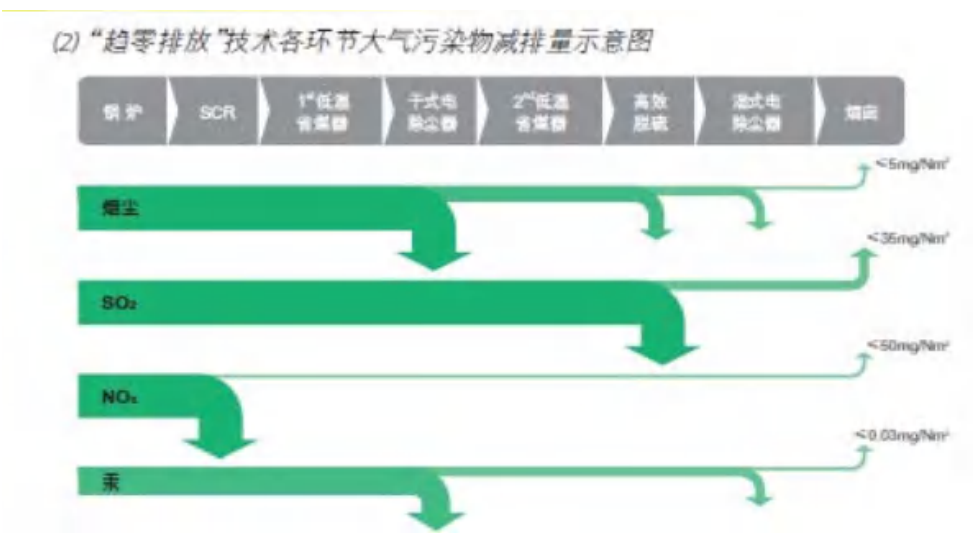


图 趋零排放技术各环节大气污染物减排量示意图

(1) 在除尘方面，采用低低温电除尘和湿式深度净化技术进行除尘。通过低低温电除尘能够有效去除烟气中大部分的粉尘以及颗粒状态的汞和部分的三氧化硫，再利用湿法进行脱硫，能够缓解“石膏雨”现象的发生，然后利用湿式静电除尘，进一步降低烟气中烟尘含量，使其低于超低排放标准；再次对烟气中的三氧化硫、重金属以及含氮化合物进行净化。

(2) 在脱硫方面，采用单塔双循环脱硫技术，能够利用一座吸收塔实现对机组排放烟气的两次脱硫，脱硫更彻底；借助塔内的喷淋系统对排放的烟气进行洗涤，在脱硫过程中降低粉尘和汞的含量。

(3) 在脱硝方面，采用低氮燃烧技术，降低烟气中氮氧化物的浓度。采用精细 SCR 脱硝技术，

进一步降低氮氧化物的浓度。这种精细 SCR 脱硝技术通过对炉内空间尺度和过程尺度的优化调整来降低氮氧化物的生成，基本保持氮氧化物浓度在每立方米 200 毫升左右，在炉外通过升级涡流混合器提高氨烟混合效果，进一步降低氮氧化物排放。

8.3 煤化升级示范相关技术及展望

煤化是指以煤为主要原料，生产多种清洁燃料和基础化工原料的煤炭加工转化产业，具体包括煤制油、煤制天然气、低阶煤分质利用、煤制化学品以及多种产品联产等领域。

我国现代煤化工技术已取得全面突破，关键技术水平已居世界领先地位，煤制油、煤制天然气、煤制烯烃、煤制乙二醇基本实现产业化，煤制芳烃工业试验取得进展，但实际存在各种问题，目前现代煤化工仍处于产业化的初级阶段，系统集成水平和污染控制技术有待提升，示范项目生产稳定性和经济性有待验证，行业标准和市场体系有待完善，产业整体仍需经过升级示范，才能达到成熟推广，目前尚不完全具备大规模产业化的条件。

神华展望认为，2050 年，煤化形成完整的技术体系，整体达到世界领先水平，煤化全生命周期经济、社会和环保效益显著提高，支撑产业实现绿色可持续发展。

为实现这一目标，要对如下技术进行研究：

（1）超清洁油品和特种油品技术。研发温和反应条件下的新一代煤直接液化技术、高温费托合成等新型煤间接液化技术；开发超清洁汽柴油以及军用柴油、大比重航空煤油、火箭柴油等特种油品生产技术；研究煤衍生油预处理、芳香化合物提取、分离及深加工技术。加强煤直接液化与间接液化、高温费托合成与低温费托合成的优化集成，完成百万吨级工业示范。

（2）煤制清洁燃气关键技术。开发煤经合成气完全甲烷化制天然气成套工艺技术，开展 10 亿方 / 年工业示范。研究煤气化与变换、甲烷化的耦合集成技术，探索一步法煤制天然气技术。开发新一代氢气分离技术，中小型洁净煤气化制工业燃气成套技术。

（3）新一代煤制化学品技术。研发新型的氨、甲醇、煤制烯烃、煤制乙二醇合成技术和催化剂；突破甲醇制芳烃、石脑油与甲醇联合制烯烃、二甲醚羰基化 / 乙酸甲酯加氢制乙醇、合成气制高碳伯醇、煤制聚甲氧基二甲醚、甲醇甲苯烷基化制对二甲苯、煤氧热法制电石等技术，并开展大型工业示范。探索合成气一步法制烯烃、乙醇等技术。开展煤制化学品高效催化剂研发、放大与工业制备，设计制造配套的大型工业反应器及其他关键设备。

（4）高有机、高盐煤化工废水近零排放技术。开发典型污染物高效预处理、可生化性改善、去除特征污染物酚及杂环类和氨氮等高有机废水近零排放关键技术；开发包括臭氧催化氧化的深度处理技术及浓盐水分离、蒸发结晶组合技术；研究废水处理各项技术的优化组合，完善单质结晶盐分离流程和结晶盐利用，开展废水近零排放技术优化和工业示范。进一步研发基于新概念、新原理、新路线的煤化工废水全循环利用“零排放”技术。

在环境影响方面：（1）煤制清洁油品具有硫、氮、烯烃、芳烃含量低等特点，清洁程度优于国五标准车用油品，有利于减少机动车污染物的排放。使用煤制清洁油品，与国五标准车用油品相比，可减排二氧化硫 230 吨 / 年，同时降低细颗粒物（PM_{2.5}）排放达 50%、一氧化碳排放达 25%。（2）煤制天然气替代民用散煤、工业锅炉和工业窑炉用煤，可有效解决用煤方式粗放、难以脱硫、脱硝、除尘和大量污染物直接外排的问题。据测算，煤制天然气作为燃料，与散煤燃烧相比可减排二氧化硫 55 万吨 / 年，与工业锅炉燃煤相比可减排二氧化硫 10.4 万吨 / 年，同时大幅减少氮氧化物和粉尘的排放量。

2017 年 2 月，由国家能源局制定的《煤炭深加工升级示范“十三五”规划》明确指出，“十三五”期间，煤炭深加工要重点开展煤制油、煤制天然气、低阶煤分质利用（多联产）、煤制化学品、煤炭和石油综合利用等 5 类模式以及通用技术装备的升级示范。《规划》预计 2020 年，煤制油产能为 1300 万吨 / 年，煤制天然气产能 170 亿立方米 / 年，低阶煤分质利用产能为 1500 万吨 / 年（煤炭加工量），煤制烯烃 1600 万吨，煤制乙二醇 600-800 万吨，煤制芳烃 100 万吨。

8.4 清洁煤领域研究建议

结合上述分析，本课题提出以下研究建议：

（1）加大非电领域煤碳清洁利用的重视。煤电超低排在有序推进并取得不错成就，但工业锅炉、工业窑炉领域的清洁煤利用和相关技术的推广和应用较为滞后。可以考虑通过设立中央财政煤炭清洁高效利用专项基金，重点支持非电领域源头采用清洁能源，过程采用清洁生产技术，末端硫、硝、尘的治理等方面，利用政府与社会资本合作等多种模式，引导社会资金投向工业领域煤炭清洁高效利用技术改造。

（2）加强对煤炭深加工（煤化工）发展的重视。未来煤电比重将逐渐下降，在这种大趋势下，用于煤化工的煤炭占比将逐渐增加。相对于煤制清洁燃料，煤制化学品方向应得到更多重视。

（3）加快煤炭清洁高效利用技术创新和产业化应用示范。建议出台煤炭清洁高效利用专项规划和实施细则，建立煤炭清洁高效利用技术研发、应用和推广示范机制，综合运用淘汰落后、标准约束、财税支持等政策手段，解决先进煤炭清洁高效利用技术产业化应用过程中的障碍。



核能领域

面对节能减排压力，我国正在大力推进能源结构转型。我国核电在技术方面日益成熟，不但拥有自主研发的三代技术，还在积极拓展四代技术，为日后行业健康稳定发展提供了坚实有力的技术支持。作为为数不多的可发挥基荷电厂作用的清洁能源，我们认为核电在我国未来能源结构中必将占据一席之地。

9.1 核能市场发展现状及发展潜力

据《中国核能发展报告(2018)》蓝皮书数据，截止到2017年底，我国已投运核电机组37台，装机容量3581万千瓦；在建20台，规模2287万千瓦。发电量2474.69亿千瓦，占全国总发电量3.94%。

根据“十三五”能源规划，到2020年我国将实现5800万千瓦投运、3000万千瓦在建的目标，但目前尚有3018万千瓦的缺口。以三代机组平均造价1.6万元/千瓦预估，沿海核电市场总量近5000亿元。为完成目标，2018-2020年核电装机的复合增长率应达到17.43%。远期看来，我国核电发展潜力巨大。据世界核协会统计，截止2017年底，我国筹建及储备项目总量约1.64亿千瓦。



图 我国在运及在建核电装机位置分布

来源：延长低碳，《核电行业研究报告》

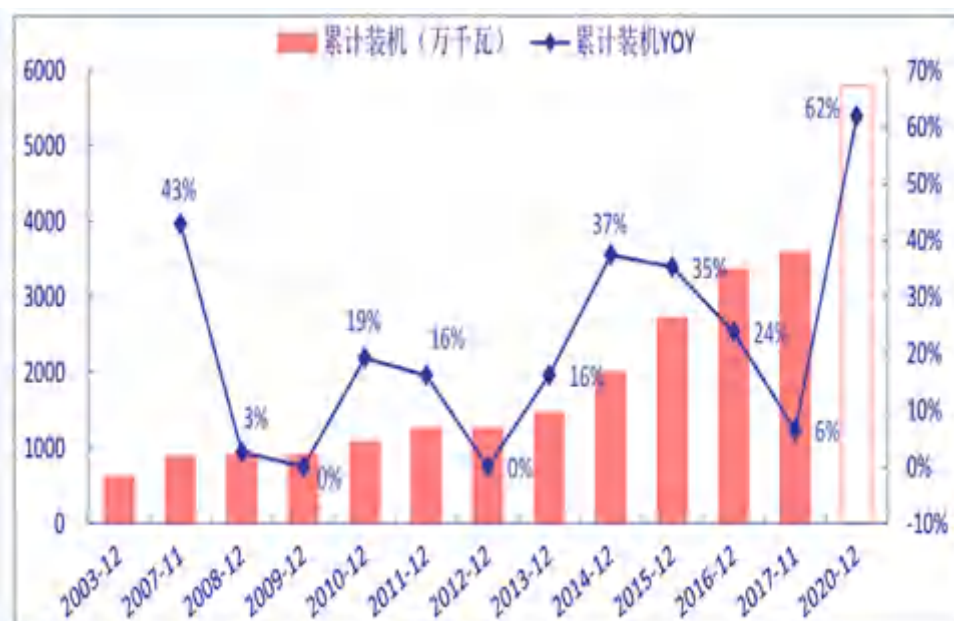


图 我国核电装机容量及预测

来源：延长低碳，《核电行业研究报告》

9.2 核能技术发展现状及发展潜力

核电技术不断发展成熟，推陈出新，安全性再上台阶。核电技术历经四个阶段：20 世纪 50 年代出现的一代堆型证明了核能发电的可行性；二代技术出现在 60 年代后期，推动了核电大规模商业化，随后衍生出经济性、安全性更强的二代加技术；2010 年前后三代技术日趋成熟；四代技术仍处于研发阶段。

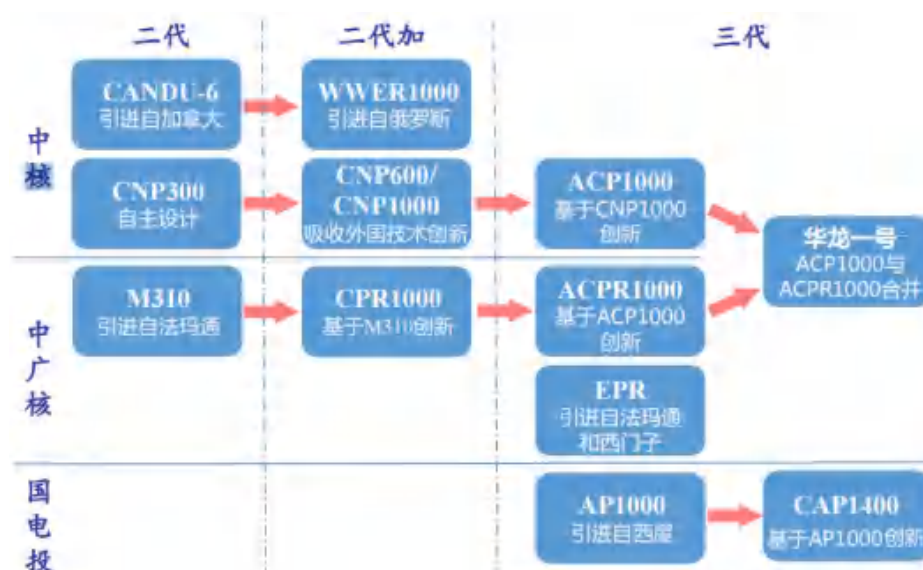


图 我国核电站采用的技术路线及技术来源

来源：延长低碳，《核电行业研究报告》

表 我国核电站采用的技术

机型	技术	反应堆类型	单机功率	介绍
CNP600 /1000	二代加	压水堆	60	中核集团吸收国际先进技术设计
AP1000	三代	压水堆	125	国电投集团引进自美国西屋公司
EPR	三代	压水堆	175	中广核集团引进自法国阿海法公司、德国西门子公司
ACP1000	三代	压水堆	100	中核集团在 CNP1000 基础上设计
ACPR1000	三代	压水堆	100	中广核集团设计
CAP1400	三代	压水堆	140	国电投集团在 AP1000 基础上设计
华龙一号	三代	压水堆	108	中核集团、中广核集团融合 ACP1000 与 ACPR1000 设计

来源：延长低碳，《核电行业研究报告》

三代核电安全性再上台阶，三代技术的堆芯融化概率总体降至低于 10-5/ 年，放射性物质大量泄漏概率降至小于 10-6/ 年。具代表性的 AP1000 技术采用毋需外部能源系统、仅依靠自然驱动力的非能动应急系统，可完全避免福岛事件中外部电源失效导致堆芯过热的风险。

表 核电二代、二代加与三代技术的参数对比情况

特点	二代	二代加	三代
单机功率（万千瓦）	60 至 100	60 至 100	100 至 150
换料周期	12 至 18 个月	12 至 18 个月	18 至 24 个月
建造周期	60 个月	60 个月	不高于 54 个月
设计寿命	40 年	60 年	60 年
堆芯熔化概率（/ 堆年）	1.0×10^{-4}	1.0×10^{-4}	小于 1.0×10^{-5}
大量放射性向环境释放概率（/ 堆年）	1.0×10^{-5}	1.0×10^{-5}	小于 1.0×10^{-6}

来源：延长低碳，《核电行业研究报告》

据《中国核能发展报告（2018）》蓝皮书，目前我国在运的 37 台核电机组均采用二代、二代加技术，中国在建核电机组 20 台中，10 台属于“第三代”技术，包括 4 台华龙一号、4 台 AP1000 以及 2 台 EPR 机组。而今后新建的机组将全部采用“第三代”技术，我国核电已实现了“二代”向“三代”的技术跨越。未来 10-15 年，是我国自主三代核电向国际市场发展的战略机遇期。

目前，第四代核能系统国际论坛(GIF)初步确定了六种候选堆型，包括：超临界水堆(SCWR)、

超高温气冷堆（VHTR）、钠冷快堆（SFR）、气冷快堆（GFR）、铅冷快堆（LFR）和熔盐堆（MSR）。它们的特点是核燃料利用率更高、核废料产生更少、安全性和经济性更好以及防核扩散，可满足环境和核资源的可持续发展要求。

快堆是四代核电技术的主力堆型之一。我国采取压水堆－快堆－聚变堆三步走战略，在2035年前，自主三代压水堆技术将是国内新建核电的主力堆形，华龙一号、CAP1000/1400将在国内规模化发展。目前看来比较稳健的估计是，到2050年的时候，快堆产生的电能，会在中国的核能发电总量当中占据一定的比重。大部分放射性比较高的核废料，会被商用快堆所消耗，重新成为有价值的核燃料，最终转化为热能和电能。届时，将逐步壮大中国的清洁能源。

在《能源技术创新“十三五”规划》中指出，我国将加快自主知识产权先进核电堆型的持续改进创新，推广应用自主知识产权的先进三代压水堆，加快高温气冷堆、快堆、模块化小型堆的技术示范工程建设和产业化，积极开展微型堆、钍基熔盐堆等新堆型研究。

在国家发改委、国家能源局发布的《能源技术革命创新行动计划（2016-2030年）》中明



确了先进核能创新技术、先进核能技术创新路线图。

1、2020 年目标

在核能资源勘探开发利用方面，创新深部铀成矿理论，实用性综合勘查深度达到 1500 米。实现埋深 800 米以内的可地浸砂岩铀资源经济开发利用，建成千吨级数字化、自动化的地浸采铀示范工程。黑色岩系型等低品位铀资源浸出率达超过 80%。获得先进的盐湖、海水提铀功能材料，完成提铀放大工艺优化设计及配套装置加工。

在先进核燃料元件方面，实现自主先进核燃料元件的应用；事故容错燃料元件（ATF）、环形燃料元件初步具备辐照考验条件；研制 MOX 燃料示范快堆考验组件并完成辐照考验。

在反应堆技术方面，突破自主第三代超大型压水堆关键技术；示范快堆开工建设；完成超高温气冷堆在 950℃ 高温运行及核能制氢的可行性论证，建设高温气冷堆 700℃ 工艺热示范工程；建成先进模块化小型堆示范工程（含海上核动力平台）。

熔盐堆、行波堆、聚裂变混合堆等先进堆型关键材料及部分技术取得重要突破；等聚变堆离子体的参数和品质获得提高，为设计建造聚变工程技术试验平台（FETP）奠定了基础。

2、2030 年目标

在核能资源勘探开发利用方面，形成国际领先的深部铀成矿理论体系及技术体系；实现深度 1000 米以内的可地浸砂岩智能化、绿色化经济开发利用；建成黑色岩系型等低品位铀资源综合回收示范工程，建成盐湖、海水连续提铀试验装置并获得技术经济评价参数。

先进核燃料元件，具备国际领先核燃料研发设计能力，事故容错燃料先导棒 / 先导组件实现商用堆辐照考验，初步实现环形元件在压水堆核电站商业运行；MOX 组件批量化生产管理技术达到国际先进水平，快堆金属元件具备规模化应用条件。

在反应堆技术方面，第三代压水堆技术全面处于国际领先水平，实现系列化发展；突破 100KW 级商用增殖快堆电站关键技术，实现商业后处理厂—MOX 元件—商业快堆闭路循环；建设完成 950℃ 超高温气冷堆及高温热应用商业化工程；先进模块化小型堆实现标准化、规模化建设；熔盐堆等先进堆型关键设备材料取得重大突破，具备建设示范工程条件。

聚变工程技术试验平台（FETP）成功运行，掌握聚变堆芯燃烧等离子体的实验、运行和控制技术。

3、2050 年展望

完全掌握铀资源成矿理论，深部铀资源、非常规铀资源开发具备规模化经济开采能力，能保障何能长久发展。核燃料自主设计能力进入世界先进水平，智能制造、柔性制造等先进技术广泛应用。

四代核能系统全面实现“可持续性、安全性、经济性和核不扩散”的要求，核能在供热、化工、制氢、冶金等方面具备规模建设条件。建设 100 万 KW 量级聚变原型电站，实现核聚变能源商用化应用。

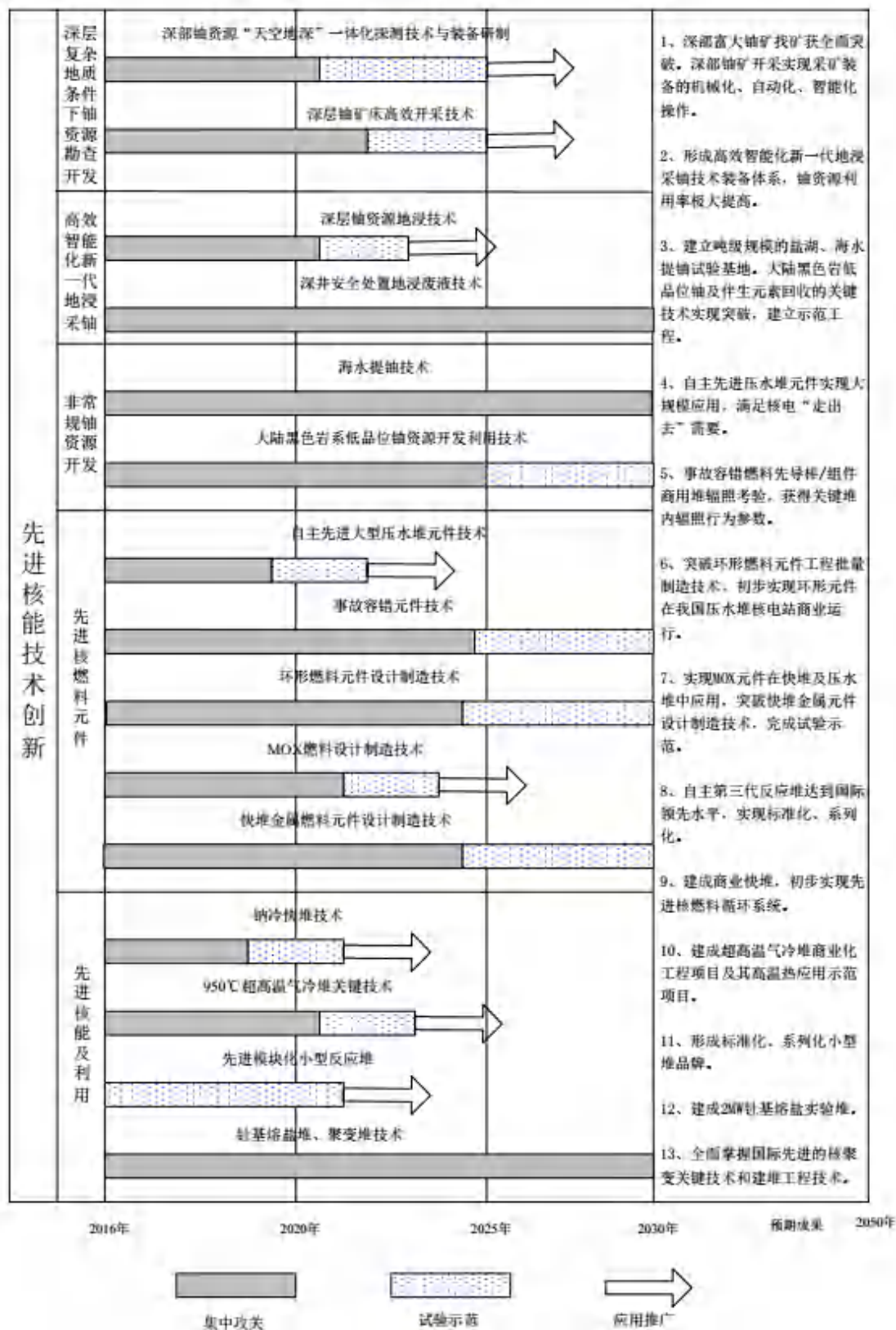


图 先进核能技术创新路线图

来源：《能源技术革命创新行动计划（2016-2030年）》

9.3 核能相关企业

核电产业链按照上中下游来划分，可分为上游铀矿开采加工及核燃料循环，中游设备制造，

下游核电站设计、土建、安装、调试及运营。其中：

上游核燃料循环一家独大。目前国内仅有中核集团下属中国核燃料有限公司拥有完整的核燃料循环产业牌照。

中游国企主导。上海电气在核岛主设备领域优势明显，东方电气的常规岛设备行业领先，哈尔滨电气主攻常规岛设备。

下游运营准入门槛高。核电站设计工作主要由三大核电集团旗下的设计院完成。建造方面，目前国内只有中核集团、中广核集团和国电投集团具有控股开发、建设、运营牌照。

产业链	企业
上游	中核集团下属中国核燃料有限公司
中游	上海电气、东方电气、哈尔滨电气
下游	中核集团、中广核集团和国电投集团

来源：中国能源网研究中心

9.4 核能领域研究建议

（1）加强对小型模块化反应堆的研究。通过更灵活的分布式应用参与区域能源系统，并与天然气、可再生能源等因地制宜地组合成更加低碳高效安全的多能互补智慧能源系统。

（2）探索核能和氢能产业的融合发展。高温堆未来发展方向之一是规模制氢，可推动高温气冷堆规模制氢技术、高能密度安全储氢技术和氢电转换技术的融合创新，发展全产业链绿色电动汽车。

（3）继续优化核燃料产业布局。按照市场化、多元化原则，在核电相对集中的东南沿海地区布局建设核燃料产业园，提高核燃料产业集中度。



能源互联网 领域

根据《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》，“互联网+”智慧能源（能源互联网）是一种互联网与能源生产、传输、存储、消费以及能源市场深度融合的能源产业发展新形态，具有设备智能、多能协同、信息对称、供需分散、系统扁平、交易开放等主要特征。

能源互联网目前仍处于发展初期，各方概念、结构、功能等正在不断吸收融合，技术研发加快推进。

10.1 能源互联网政策发展现状

当前中国能源互联网发展政策体系已初步建立，基本依靠国家政策中的强制性行政命令及自愿行动政策推进，经济激励政策待完善，市场政策处于建设中。

表 能源互联网发展相关政策

第一层	第二层	第三层	
国家层面	行政命令型	国家宏观战略	
		国家法律（宪法法律法规）	
		国家政策（指导意见、十三五规划、示范项目等）	
		地方政策（地方科技、创新、产业扶持政策）	
		行业政策（产业扶持、淘汰落后、能源替代等）	
		强制标准（目标责任制、行业准入、许可制度、指标限额）	
	经济激励型	税收优惠政策（税收优惠政策、关税、增值税等）	知识产权保护政策
		价格优惠政策（给予特殊能源价格政策，如峰谷电价政策）	政府采购政策
		先进激励政策（奖励先进企业）	土地优惠政策
		碳市场交易政策（区域排放限额交易）	人才引进政策
		金融扶持政策（优惠贷款、特许经营权招投标、PPP 融资等）	产业支持政策
		技术补偿政策（需求侧管理效益补偿政策）	财政补贴政策
		终端多主体交易政策	股权激励政策
	自愿行动型	自愿协议	
		技术目录、示范项目	
		舆论引导	
		产品认证	
		信息服务、技术来源	

来源：清华大学能源互联网创新研究院

2015年7月，国务院印发《关于积极推进“互联网+”行动的指导意见》，用专门篇章阐述“互联网+智慧能源”，描绘了能源互联网发展路线图。此后，国务院以及各部门陆续出台了数部关于促进能源互联网行业发展的政策。

2016年2月24日，国家发改委、能源局、工信部印发《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》，该意见被誉为能源互联网的顶层设计，发布以后得到社会各界的关注。

2017年政府针对能源互联网的支持政策主要集中在把握发展方向、激励工程试点两个方面，未来为规范能源互联网相关产业，2018年及以后的政策导向将更加明确：一方面是能源互联网产业的横向整合，以电力为纽带，实现煤炭、石油、天然气等多种类能源的互联互通与相互整合；另一方面是纵向整合，以用户的需求为导向，充分实现能源互联网的上游产业和下游产业的协调优化。

随着“能源革命”、“互联网+”智慧能源等政策的不断推行，能源互联网产业在中国爆发出巨大能量。全国各省市纷纷推出或抓紧制定相关政策，争着搭上能源互联网的快车。

目前，除了西藏自治区，其余30个省市均在能源发展规划、“互联网+”实施意见等政策中提及推动能源互联网发展。其中，有21个省市在能源发展“十三五”规划中，明确鼓励发展“互联网+”智慧能源；重庆市则在《重庆市“十三五”信息规划》中，要求推进“互联网+”智慧能源发展；陕西省、青海省、新疆在“互联网+”实施意见中，指出利用互联网提高能源利用效率。

10.2 能源互联网项目发展现状

2016年2月，国家发改委、能源局、工信部印发《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》中指出，能源互联网是一种能源产业发展新形态，相关技术、模式及业态均处于探索发展阶段。为促进能源互联网健康有序发展，近中期将分为两个阶段推进，先期开展试点示范，后续进行推广应用，确保取得实效。其中2016-2018年，着力推进能源互联网试点示范工作，建成一批不同类型、不同规模的试点示范项目；2019-2025年，着力推进能源互联网多元化、规模化发展，初步建成能源互联网产业体系，成为经济增长重要驱动力。

2017年6月，国家能源局公布了首批55个能源互联网示范项目，能源互联网进入试点示范阶段。

此次公示的能源互联网示范项目共55个。这55个项目分布在23个省区市。北京以8个居首。江苏6个居次。广东5个居第3，上海、安徽各4个并列第4。陕西、浙江各3个并列第6。福建、河北、河南、山西、四川、云南各2个并列第8。另有10个地区各有1个示范项目。

表 首批能源互联网示范项目地区分布

序号	地区	数量	序号	地区	数量
1	北京	8	13	云南	2
2	江苏	6	14	甘肃	1
3	广东	5	15	广西	1
4	上海	4	15	贵州	1
5	安徽	4	17	海南	1
6	陕西	3	18	湖南	1
7	浙江	3	19	江西	1
8	福建	2	20	辽宁	1
9	河北	2	21	内蒙古	1
10	河南	2	22	宁夏	1
11	山西	2	23	青海	1
12	四川	2		总计	55

来源：中国能源网研究中心整理

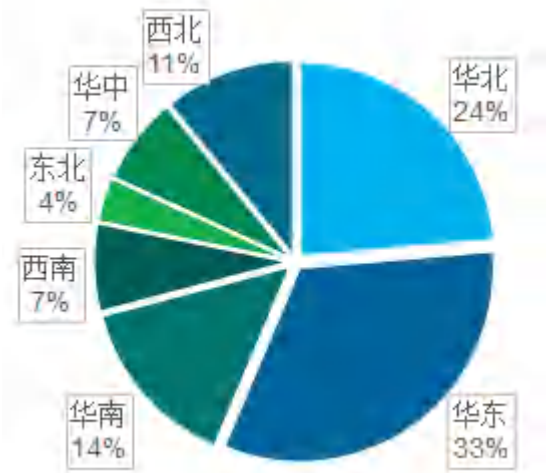


图 区域项目数量及占比

来源：清华大学能源互联网创新研究院

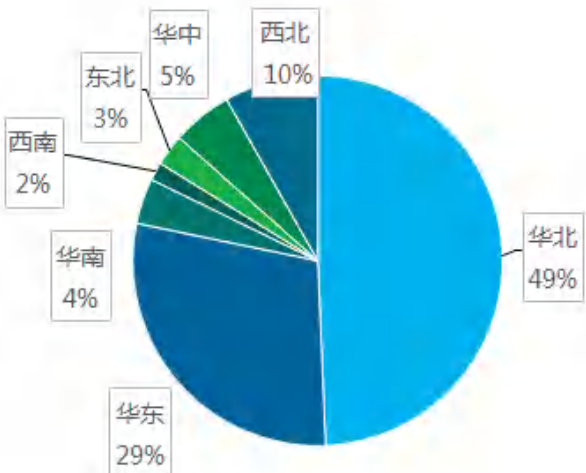


图 区域投资总额及占比

来源：清华大学能源互联网创新研究院

从数量上看，华北与华东的所占比例已经超过 50%；从投资上看，华北华东的投资占比将近 80%；东北区域无论是在数量还是在投资额度上占比都最小，因此示范项目地域分布特征显著。

能源互联网的示范项目在地域上分布的态势说明，能源互联网的发展和区域的经济、政治、产业结构和科技发展水平有非常强的相关性，地方政府产业结构调整的积极性是推动能源互联网发展的重要驱动力。

55 个首批能源互联网示范项目可分成 7 大类，其中：（1）电能技术企业申请了 15 个示范项目，位居首位；（2）电网企业申请了 10 个示范项目；（3）有 9 家非电能领域的企业申请了 9 个示范项目；（4）7 家主业为能源的企业申请了 7 个示范项目；（5）8 个园区或其代表企业申请了 8 个项目；（6）4 个研究机构申请了 4 个项目；（7）2 个政府机构（广州市发展改革委、崇明发改委）也申请了 2 个项目。

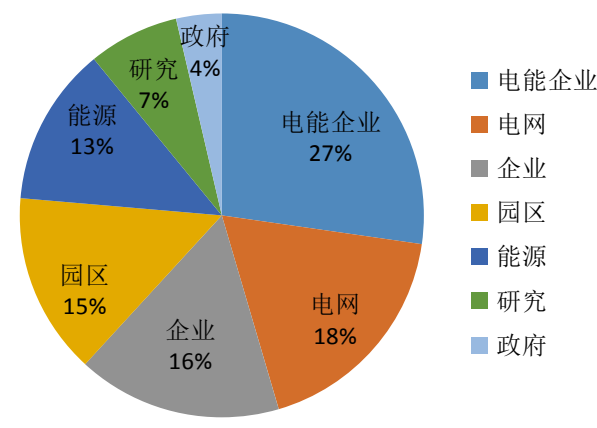


图 示范项目申请单位分布图
来源：中国能源网研究中心绘图

首批能源互联网示范项目可分为 9 类。第一类城市能源互联网综合示范项目主要围绕城市核心区或城市地标性建设为核心开展，共计 12 个项目；第二类园区能源互联网主要围绕城市高密度负荷聚集的各类园区开展；共计 12 个项目；第三类跨地区多能协同示范以实现跨区域能源互补互济为目标开展，共计 5 个项目；第三类基于电动汽车的能源互联网示范主要围绕城市交通及周边高速公路的构建绿色交通体系，共计 6 个项目；第五类基于灵活性资源的能源互联网示范项目旨在提高源 - 网 - 荷 - 储各环节的灵活可调能力，聚焦于负荷侧需求响应实施，共计 2 个项目；第六类基于绿色能源灵活交易的能源互联网示范主要围绕绿色能源交易平台与交易机制的构建，共计 3 个项目；第七类基于行业融合的能源互联网示范主要围绕地区用能大户的能源梯级利用及以能源互联网为基础的行业运营模式创新展开，共计 4 个项目；第八类能源大数据与第三方服务示范是基于通信基础设施和平台建设开展多类型能源服务，共计 8 个项目；第九类智能化能源基础设施示范是以能源生产消费各个环节的基础设施智能化水平提升为目标，共计 3 个项目。



图 首批能源互联网示范项目分类
来源：清华能源互联网创新研究院

清华能源互联网创新研究院基于能源互联网示范项目的三层技术构架和能源生产、转换、传

输、存储、消费五个环节，选择体现能源互联网特征的新技术及技术应用，形成了能源互联网示范项目三横四纵的技术体系。对应三横四纵的每一个节点，均有多种技术路线选择路径，以实现不同类型能源互联网示范项目的目标。例如在多能融合能源网络的能源生产转换节点上，示范项目根据区域的资源禀赋和目标可以选择热电转换、能气转换、清洁能源供热、分布式能源发电等不同的技术路线。而在创新模式能源运营层面，示范项目均有针对性的选择了适用于能源生产消费各环节的通用技术，包括能源信息双向互动平台、能源大数据和能源交易平台三种技术路线。



图 能源互联网示范项目技术体系

来源：清华能源互联网创新研究院

10.3 能源互联网领域发展趋势

根据能源系统的演进规律，能源系统的发展演变分为三个阶段。初级阶段（化石能源主导阶段）是以油气、热力管网，智能电力系统、电气交通等能源系统为主，各系统之间相对独立和封闭，除电力系统外，各组成部分的网络化属性和优势尚未显现；中级阶段（多种能源并存阶段）是以多种能源网络协调互补为主要特征，以电网为核心持续加强与气网、热力管网的耦合，提高清洁能源比例和能源利用效率，初步形成多能源品种间互联互通的能源互联网；高级阶段（清洁能源主导阶段）将以电能为主要能源配置形式促进分布式能源就地开发利用和优化配置，实现各类能源的灵活转化和高效利用。

其中，能源互联网是能源系统的主体组成，伴随能源系统的清洁化发展，增量能源将以清洁能源为主，且主要配置方式以电为主，能源互联网在能源资源优化配置中地位会越来越重要，当能源供应实现以清洁能源为主的战略转型后，能源互联网将成为能源系统的核心组成部分。对于油气管网、热力管网，输油管网在电能替代尤其是交通部门电气化发展趋势下将逐渐被替代，燃气、热力管网在能源系统低碳、高效、清洁发展趋势下规模将逐渐缩小，且与能源互联网的交互耦合作用愈益增强。对于交通网络，在交通部门电能替代的推动下，燃油车将逐渐被电动车替代，以充换电基础设施为枢纽与能源互联网的智能交互逐渐增强，且伴随智能交通的发展，交通网络

将逐渐演变为智慧车联网，极大改善出行交通环境、提升生产生活水平，交通系统的网络化属性和优势逐渐显现。

随着可再生能源、储能、电动汽车等电力相关技术与领域的发展，以及信息通信、互联网、人工智能等基础技术的渗透融合，低碳环保、可持续发展、以用户为中心等理念的深入，能源运营商、服务商的创新意识逐渐增强，持续提升业务服务水平。结合发展现状与未来形势分析，智能配电网、智能用电、需求侧响应、综合能源、基础平台等方面将是能源互联网业务服务创新的重要领域。对五类业务模式进行细分，如下表所示。

表 五类业务模式细分

序号	业务类型	服务对象	业务内容
A	智能配电网	满足配 / 售电公司自身价值需求	配电自动化、配电网资产管理、电网侧储能系统等
B	智能用电	满足配 / 售电公司和居民 / 小型商业用户价值需求	小型分布式发电、智能电表、智能家居、家用储能系统、电动汽车、电能替代等
C	需求侧响应	满足配 / 售电公司和工农业 / 大型商业用户价值需求	虚拟电厂、需求侧响应、需求侧管理、电动汽车有序充电等
D	综合能源	满足各类用能客户的能源价值需求	多元能源供应、微能源网、多表集抄、多网融合等
E	基础平台	为满足所有参与方价值需求提供支撑平台	能源大数据平台、云平台等

来源：《能源互联网的概念及发展趋势》

① 智能配电网

- 随着储能技术快速发展和市场日益成熟，以建设储能项目为手段提升配电网运行灵活性和安全性；
- 把握物联网等技术发展契机，推动配电网数字化转型；
- 以智能电表为依托，提升配电网运维管理水平。

② 智能用电

- 满足用户用电需求多元化趋势的电费计划创新；
- 把握物联网、移动互联网等技术发展契机，创新用户用电管理、移动报修等服务；
- 满足电动汽车快速发展带来的智能管控、增值服务需求的智慧车联网平台服务模式创新。

③ 需求侧响应

- 以电费优惠、电费抵扣、电费红包等方式激励用户参与需求侧响应；
- 以快速调频储能、虚拟电厂等模式提升电网调节能力；
- 以业务重组等组织管理创新提升企业需求响应能力和规模。

④ 综合能源

- 满足用户热、电、气等多元化用能需求的综合能源供应服务创新；
- 以电和其他商品捆绑销售、多表费用集抄方式创新综合能源营销服务；
- 跨界企业通过产业链延伸转型垂直一体化能源公司，创新全程一体综合能源服务。

⑤ 基础平台

加快推进电力云平台的建设、能源数据平台搭建及管理体系建设、电力生产、管理及服务一体化云平台建设。

10.4 能源互联网研究建议

结合上述分析，本课题提出以下研究建议：

（1）研究总结能源互联网示范项目可供推广的成功商业模式，并对项目大规模推广存在的政策、技术、经济性等方面的挑战进行分析。缺乏可推广的商业模式是诸多能源理念得不到推广的重要制约因素。

（2）更加侧重以分布式能源为载体的或靠近配电网侧的能源互联网的研究。能源分布式生产及利用是未来重要的趋势之一，能源互联网也应更加重视同分布式能源的有机结合。能源互联网项目的推广重点应在配网侧。

（3）建议加强对能源互联网标准体系建设的重视。标准体系建设对于能源互联网的未来发展意义重大。相关标准体系建设涉及能源互联网的基础标准、关键设备、管理平台、信息互联以及区域能源互联网、微能源互联网的规划、设计、验收评价等领域。中电联目前在联合相关单位进行研究。

（4）建议统筹考虑能源的归口及与城市规划协同的问题。能源互联网力求多种能源协同，涉及多个领域的多个部门。还需要把能源规划和市政规划综合考虑，以能源网、信息网和交通网“三网”融合发展为依托，以智慧能源为基础建设智慧城市。



能源技术相关研 讨会开展建议

作为未来能源 2050 规划与技术发展开展建议研究的一部分，本研究建议组织重点一线企业进行研讨，了解行业的真实发展情况和技术应用情况。通过多个研讨会，进一步了解目前重点领域的技术发展方向、挑战并形成建议，使未来研究成果更好地指导行业发展。

此处，选取五个未来能源重点领域发展方向作为开展研讨会的示例，其他领域类似。具体如下。

11.1 光伏领域研讨会开展建议

11.1.1. 重点相关企业

（包括但不限于）

1、汉能移动能源控股集团

汉能移动能源控股集团是涵盖技术研发、高端装备制造、组件生产和电站建设等薄膜发电产业上、中、下游全产业链整合的高科技清洁能源企业，专注于薄膜太阳能电池。

2、通威集团

通威是拥有从上游高纯晶硅生产、中游高效太阳能电池片生产、到终端光伏电站建设的垂直一体化光伏企业，其特色是“渔光一体”模式。

3、隆基绿能科技股份有限公司（简称“隆基股份”）

隆基股份公司是拥有从单晶硅棒、硅片到电池、组件、光伏电站 EPC 和投资等光伏全产业链业务的光伏企业，专注于高效太阳能单晶硅产品的研发与制造。

4、协鑫集团控股有限公司

协鑫集团在光伏领域，拥有从上游的硅、硅材料、硅片制造到中游的光伏电池，组件研发、生产，系统集成、优化设计，再到下游的光伏电站投资、开发、运营等最为完整的一体化产业链条。

5、天合光能股份有限公司

天合光能在全局布局下游生态链，为客户提供开发、融资、设计、施工、运维等一站式系统集成解决方案，正在向光伏智慧能源及能源互联网解决方案提供商迈进。

6、特变电工西安电气科技股份有限公司

特变电工主要从事太阳能光伏并网控制设备、智能微电网、双向变流器、新型柔性输配电系统与核心设备及新能源汽车充电设备研发和制造。主要产品为静止无功发生器 SVG。

11.1.2 研讨议题

（包括但不限于）

- 1、提高光电转化效率的最佳技术发展方向。
- 2、降低系统成本的技术发展方向。
- 3、光伏平价上网时间预测以及面临的挑战。
- 4、单晶、多晶硅片技术发展方向。
- 5、薄膜电池技术的技术发展方向。

11.2 电动汽车领域研讨会开展建议

11.2.1. 重点相关企业

（包括但不限于）

1、比亚迪股份有限公司

比亚迪是电动汽车的龙头企业之一，在插电式混合动力汽车方面具有优势。

2、北京新能源汽车股份有限公司

北汽新能源在纯电动汽车方面具有优势，目前正在推换电模式。

3、特斯拉

特斯拉生产和销售电动汽车、太阳能电池板及储能设备，贯穿清洁能源的生产和利用。

4、蔚来汽车

蔚来汽车为新兴电动汽车企业，主推换电模式。

5、国网电动汽车服务有限公司

国网电动汽车服务有限公司是以充电设施建设运维、车联网平台建设运营、电动汽车租赁服务为主的公司。未来会将车联网平台打造成电动汽车与电网交互的交易平台，并发展为延伸到客户侧储能、分布式电源的智能用电综合管理平台。

11.2.2 研讨议题

（包括但不限于）

- 1、提高电动汽车动力电池性能的技术发展方向。
- 2、电动汽车充、换电基础设施技术研究方向。
- 3、氢燃料电池清洁化技术发展方向。
- 4、电动汽车无人驾驶技术发展方向。
- 5、电动汽车充电运营模式的研究。

11.3 储能领域研讨会开展建议

11.3.1 重点相关企业

（包括但不限于）

1、浙江南都电源动力股份有限公司

浙江南都电源动力股份有限公司拥有阀控密封电池、锂离子电池全系列产品及系统的研发、制造、销售及服务的全封闭产业链。

2、中天储能科技有限公司

中天科技从事锂电池及其材料、电源管理系统的研发、生产、销售。

3、阳光电源股份有限公司

阳光电源股份有限公司是一家专注于太阳能、风能、储能等新能源设备的研发、生产、销售和服务的企业。提供包括储能逆变器、锂离子电池、能量管理系统等核心设备的储能系统，能量搬移、微电网和电力调频等一系列先进的系统解决方案。

4、宁德时代新能源科技股份有限公司

宁德时代新能源科技股份有限公司从事新能源汽车动力电池系统、储能系统的研发、生产和销售，核心技术为动力和储能电池领域，材料、电芯、电池系统、电池回收二次利用等全产业链研发及制造能力。

5、浙江超威电力有限公司

浙江超威电力有限公司主要从事动力与储能电池的研发生产，是全球领先的专业绿色能源解决方案提供商。

11.3.2 研讨议题

（包括但不限于）

- 1、动力电池梯级利用与回收技术发展研究。
- 2、光伏与储能一体化技术及解决方案研究。
- 3、用户侧储能商业化路线研究。
- 4、模块化智能化储能技术研究。
- 5、氢储能技术与应用的发展研究。
- 6、储能投融资模式研究。

11.4 天然气分布式领域研讨会开展建议

11.4.1. 重点相关企业

（包括但不限于）

1、华电分布式能源工程技术有限公司

华电分布式能源工程技术有限公司主要从事分布式能源项目的开发、设计研究、投资、建设、运行、服务及关键设备制造。与美国通用电气（中国）有限公司合资，在上海成立了华电通用轻型燃机设备有限公司。

2、四川能投分布式能源有限公司

四川能投从事分布式能源项目开发管理；分布式能源规划设计服务；合同能源管理；节能技术推广服务；工程管理服务；节能技术专业咨询。

3、北京恩耐特分布式能源技术有限公司

恩耐特从事分布式供能技术的研究和推广，在分布式能源系统应用技术、项目投资、工程建设和运行管理方面具有丰富经验。

4、北京燃气能源发展有限公司

北燃采用投资、建设、运营一体化的商务模式，按照客户对不同能源品位和供应时间的个性化需求，集成多种能源技术组成最适合建筑业态的能源供应系统。

5、重庆中法能源服务有限责任公司

重庆中法能源服务有限责任公司主要从事设计、建设、经营区域集中供冷供热项目；开发与节能减排、新能源开发及可再生能源利用相关的新技术；提供能源审计、咨询和合同能源管理（EMC）等服务。

11.4.2 研讨议题

（包括但不限于）

- 1、加快推动天然气分布式设备国产化的研究方向。
- 2、天然气分布式能源技术与其他能源耦合技术发展方向。
- 3、天然气分布式能源企业向综合能源服务商转换技术路线研究。

11.5 能源互联网领域研讨会开展建议

11.5.1. 重点相关企业

（包括但不限于）

1、协鑫集团有限公司

协鑫稳步开展综合能源服务，为用户提供能源智能控制、能效管理、能源交易、能源金融等服务，独创“源－网－售－用－云”能源互联新模式，为用户提供智慧能源服务及一体化综合能源解决方案。

2、新奥集团股份有限公司（简称“新奥集团”）

新奥集团的主要产产品为泛能网技术，是利用能源和信息技术，将能源网、物联网和互联网进行高效集成形成的一种新型能源互联网，是现代能源体系的解决方案。

3、远景能源

远景能源提供包括智能风机的研发与销售、智慧风场管理软件服务、智慧风电技术开发、智慧风电资产管理服务、智能电网、储能电池、能源管理系统等服务，未来将借助智能控制、智能传感、云计算、大数据和能源管理等技术，积极构建全球智慧能源蓝图。

4、西安图迹科技（简称“图迹科技”）

图迹科技为国内领先的发电企业移动管理平台提供商，在大数据、云计算、移动互联网和网络安全方面具有技术优势，为包括五大发电集团在内的数十家大型发电企业提供信息化服务。

5、清华能源互联网研究院

清华能源互联网研究院是推动能源互联网的前沿研究和产业培育的研究单位，从能源互联网的创新解决方案、关键技术和产品研发、科技成果转化、科技企业投资和孵化、培训和咨询、检测认证服务等方面推动能源互联网产业发展。

中国能源网研究中心

China Energy Net Research Center

地址：北京市海淀区北蜂窝8号中雅大厦A座14层 邮政编码：100038
总机：010-51915030
传真：010-51915237
邮箱：yjzx@china5e.com



“能源 link” App



中国能源网微信公众号