



锚定碳中和 电力行业减排扬帆

周涵、Thomas Palme、苏日娜、陈白平、范乐思 (Lars Fæste)

2021年7月

目录

前言	1
1. 发力碳中和目标 电力行业转型的路径建议	3
1.1 识别电力能源转型的主要抓手	3
1.2 两种电力能源结构的情景展望	4
1.3 实现碳中和目标的最后一公里	6
2. 推进碳减排举措落地 发电企业启动“三步走”战略	8
2.1 第一步：推进现有举措和已制定的短期方案	8
2.2 第二步：推动能源结构转型和减排技术发展	8
2.3 第三步：综合内外部条件决定具体投资方案	11
3. 推动电力能源转型 四大必要条件不容小觑	13
3.1 政策支持	13
3.2 技术推动	16
3.3 电网配套	18
3.4 绿色金融	18
4. 助推电力行业前行 及时把握多重投资机会	21
4.1 详解电力行业产业链现状	21
4.2 可再生能源催生新的商业模式和投资机会	22
4.3 关联产业的拉动效应	26
结语	29

锚定碳中和 电力行业减排扬帆

前言

经济增长与社会发展离不开能源的支撑，全球经济快速增长也拉动了世界能源消费的不断提升。然而，能源消费在发挥促进经济社会发展的正向作用时，亦带来了副作用，其中之一便是导致碳排放增加。

气候变化无疑是当今人类面临的重大全球性挑战。为应对能源危机和全球变暖，世界各国纷纷承诺加强开发清洁能源，降低二氧化碳排放量。《巴黎协定》的长期目标是将全球平均气温升幅控制在工业化前水平以上 2°C 之内，并努力将气温升幅限制在工业化前水平以上 1.5°C 之内。

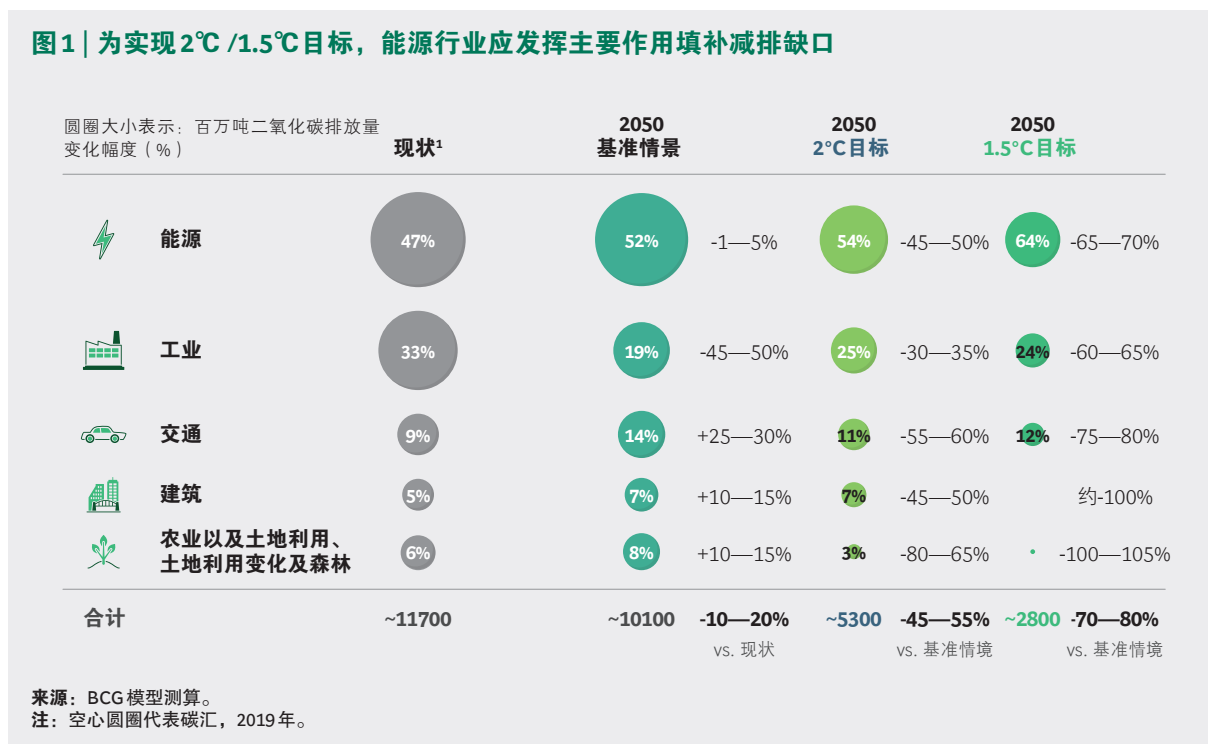
2020年9月22日，习近平总书记在第七十五届联合国大会一般性辩论上宣布，中国将采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。这一承诺与《巴黎协定》的 1.5°C 升温控制目标高度一致。

中国碳排放基数庞大，排放量每年超过100亿吨，位列全球第一。据波士顿咨询公司(BCG)测算(参阅图1)，在基准情景下，截至2050年中国温室气体排放相较现状将下降10%—20%，距离达成《巴黎协定》的升温控制以及中国承诺的碳中和目标还有很大差距。中国应力争在2050年前实现75%—85%的温室气体减排。

2020年12月12日，习近平总书记在气候雄心峰会上进一步宣布，到2030年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。

中国要实现碳中和目标，需付出艰苦卓绝的努力，要在当前计划的基础上推行更加积极的减碳举措，努力拓宽技术可行性边界并提高社会对减碳的认可度。其中能源行业应发挥主要作用，实现大量减排。

图1 | 为实现2°C /1.5°C目标，能源行业应发挥主要作用填补减排缺口



经济增长和终端用能结构变化将继续拉升中国的用电量，预计到2050年，中国总用电量将达11,300—14,000亿千瓦时。今年3月15日召开的中央财经委员会第九次会议进一步强调，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统。

经过深入调研，BCG分析了电力行业的发展现状、转型条件和投资机会等要素，并给出了有借鉴意义的面向碳中和目标的电力行业转型路径建议，以及针对发电企业实现碳中和的“三步走”战略。

1. 发力碳中和目标 电力行业转型的路径建议

1.1 识别电力能源转型的主要抓手

十九大报告为我国能源清洁低碳转型发展指明了新方向，即推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系。对于电力行业来说，为实现碳中和目标，需要加快推进能源结构转型，从以煤炭发电为主向以清洁低碳能源转变。

国际能源署 (IEA) 发布的《全球能源回顾：2020全球碳排放受新冠肺炎疫情疫情影响情况》显示，2020年，电力部门二氧化碳排放量下降了3.3% (4.5亿吨)，相对和绝对降幅均为有记录以来的最大值。一方面是因为2020年新冠肺炎疫情减少了电力需求，另一方面则缘于可再生能源发电的加速扩张。可再生能源在全球发电量中的比重从2019年的27%上升到了2020年的29%。

在过去十年间，可再生能源在电力行业中的应用对碳排放量产生了越来越大的影响，年均降幅达到了10%。尽管遭受疫情冲击，可再生能源在2020年仍然加速发展。相较于2019年，可再生能源在降低电力行业碳排放方面的贡献增加了50%。

解决碳排放的关键是要减少能源碳排放，在实践上，电力行业需要在发电侧对能源结构进行改革，推广不依赖化石燃料的关键技术，加大对水能、核能、风能、太阳能、生物质能等清洁能源的投资和开发。通过分析可以发现，对中国来说，核电、风电和光伏发电是实现转型的重要抓手。

煤电：2020年的装机容量为1,060GW，占比达到49%。过去，投资煤电是满足电力需求的主要方式，但未来这个情景将发生变化。到2050年，煤电发电量将维持在较低水平，主要担任平衡电网体系的作用。

天然气发电：2020年的装机容量为100GW，占比为5%。中国的天然气资源有限，高度依赖进口，因此装机占比较低。由于二氧化碳排放较低，天然气将在2030年前取代部分煤炭，但资源有限、减排量低和存在空气污染风险等问题也将影响天然气发电的大规模推广。

核能发电：2020年的装机容量为100GW，占比2%。核电是一种已被证实的清洁发电技术，是实现净零排放目标的重要推动力。截至2019年12月，国内拥有47台商运核电机组。核电站建设时间长，投资需求大，装机占比还较小；不过，随着技术成熟和战略重视程度提高，预计核电占比不断增长。

水力发电：2020年的装机容量为371GW，占比17%。水力发电的占比未来10年—15

年会持续增长，但由于已开发量占可开发资源的比重高，增长的速度将逐渐放缓。

风电：2020年的装机容量为280GW，份额为13%。我国很早就开始了风力发电的研究、试验和推广工作。目前，陆上风力发电逐渐获得广泛应用，主要覆盖东北、华北和西北地区，保证风电的大幅持续发展需要降低离岸风电成本。

光伏太阳能发电：2020年的装机容量为253GW，占比12%。随着我国光伏发电技术进步，太阳能发电系统转化率越来越高，成本也将越来越低。太阳能发电装机容量快速增长，是实现净零排放目标的重要抓手。目前，集中式光伏发电广泛应用于三北地区，分布式光伏发电应用也在逐步增加。

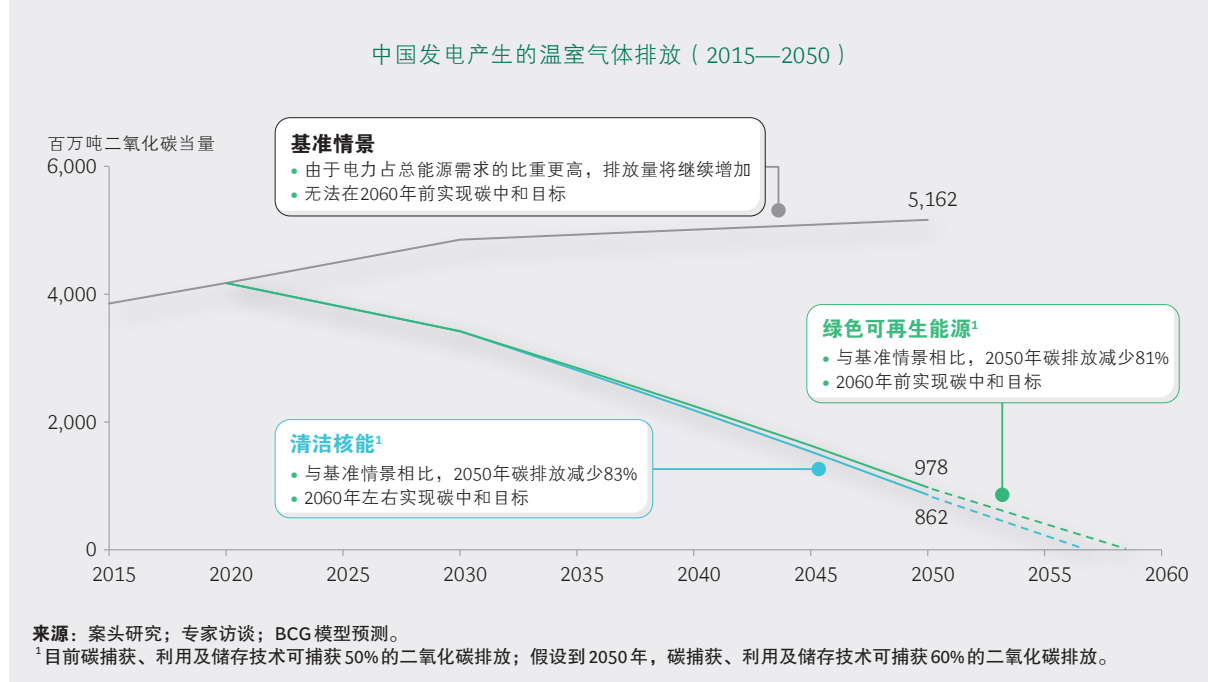
生物质发电：2020年的装机容量为27GW，份额仅占1%。我国生物质发电原料供给不足、价格过高和质量参差不齐等问题阻碍了生物质发电产业的发展，因此占比较小，目前的应用集中在燃料资源丰富的四个省份。不过从长期来看，未来将会呈现继续增长的态势。

1.2 两种电力能源结构的情景展望

基于发展潜力和实现碳中和目标的要求，BCG设计了两种情景——清洁核能和绿色可再生能源情景，对中国未来电力能源结构进行展望（参阅图2）。

图2 | 为实现2060年碳中和目标，中国需朝着“清洁核能”或“绿色可再生能源”路径发展

在“清洁核能”和“绿色可再生能源”情景下，温室气体排放逐步接近2060年碳中和目标水平



清洁核能和绿色可再生能源两种情景共同假设下的表现：

煤电：将逐步退出，在发电系统中的角色从主要发电来源转变为维持电力系统稳定性的灵活调节电源，到2050年，所有机组都将配备碳捕捉利用和封存装置。

天然气发电：作为煤电退出的过渡方式，在2030年之前会加快发展，但由于资源限制，且自身也产生碳排放，2030年后会维持在较稳定的水平，且到2050年所有机组都将配备碳捕捉利用和封存装置。

水力发电：未来将有限开发，预计2050年前可开发资源将开发完毕，开发程度达到所有水力资源的80%。限制因素是待开发资源量有限（已开发的水资源已经占到总资源的50%以上），开发难度将越来越大（生态环境脆弱、地理位置危险等原因）。

生物质发电：受限于生物质资源（垃圾、秸秆）等资源分散、收集/运输/储存成本较高，未来在发电量中会保持较小占比，且到2050年所有机组都将配备碳捕捉利用和封存装置。

清洁核能情景假设：

核能：积极发展核电，一方面在核电站技术方面有所突破，安全性更高，核废物生产量更小；另一方面普及核电知识和安全防护措施，明确对核电突发事件应对方法，提升大众对核电的接受度。但核电站发展节奏受到一定限制，一方面电站工程周期较长，一般五年以上，另一方面保证安全性仍是核电发展的前提（大幅增加核电站会提升燃料处理和核电废物处理的难度），2030年能建成并投入使用的核电站基本都在规划当中，2030年前或只有约6%的涨幅，增长有限，预计2030年后可能加快增长，年增长率可达8%以上。

可再生能源：技术成熟、经济性较强的集中式光伏发电和陆上风电有显著发展，但发展空间受地区限制，比如中东部地区土地资源少，光照和风能资源条件一般，能新建的集中式光伏和陆上风电有限；分布式光伏、离岸风电等仍未达到平价，政策支持力度较小，发展动力较弱。

绿色可再生能源情景假设：

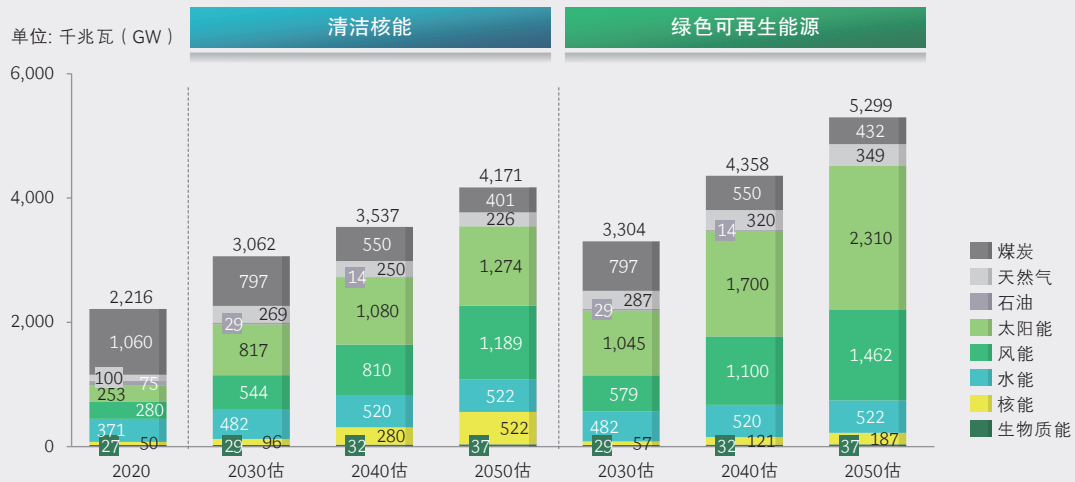
可再生能源：重点发展，在分布式光伏、离岸风电等未达到平价的领域，通过政策支持、技术突破等使成本大幅降低，同时储能和特高压输电技术得到广泛应用，支持可再生能源发展，但由于风/光发电存在波动性，需要按风光装机容量的20%左右配置火力发电（煤和天然气）供电网调峰用。

核能：以5%以内的年增长率保守发展，作为基础负荷。

1.3 实现碳中和目标的最后一公里

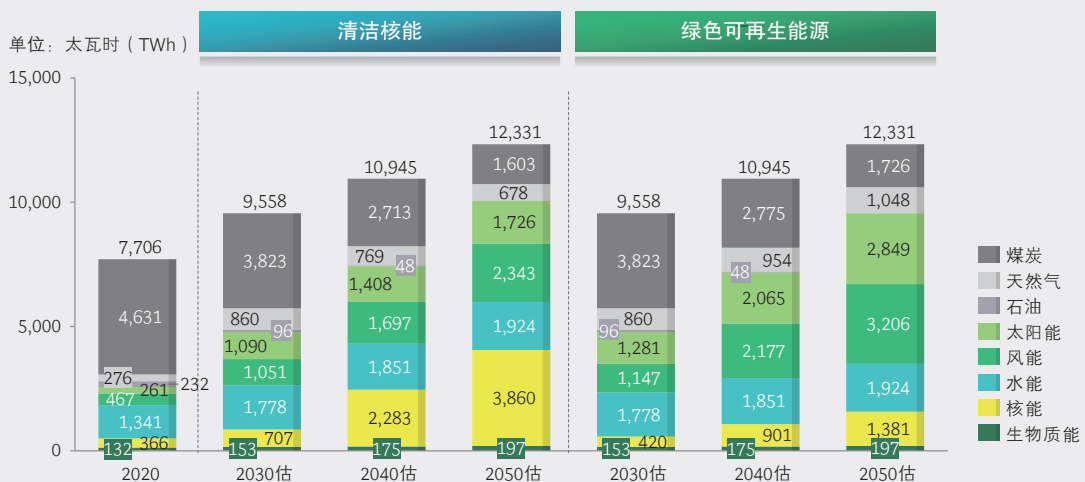
在两种假设情境里（参阅图3和图4），少量难以淘汰的化石燃料装机仍然会带来部分碳排放，为实现碳中和目标的最后一公里，需要用其他方式去实现碳中和。在上述两种情景下，可通过研发和推广碳捕集技术、发展储能技术、植树造林等手段实现剩余九亿吨二氧化碳减排。

图3 | 两种未来情景下各种发电方式的装机量预测



来源：案头研究；专家访谈；BCG模型预测。

图4 | 两种未来情景下各种发电方式的发电量预测



来源：案头研究；专家访谈；BCG模型预测。

研发推广碳捕集技术：积极研发和推广化石燃料碳捕集利用与封存、生物质碳捕集与封存、直接空气捕集等技术。通过技术革新，使碳捕集装置能有效地分离和收集二氧化碳，由化石燃料发电排放的二氧化碳能够更完全地被捕捉和利用。

发展储能技术：进一步发展储能技术，氢能等中长期储能技术发展可代替火电作为电力系统调节来源和基础负荷，维持电力输出的稳定性，进一步减少发电结构中化石能源的占比。

加大植树造林力度：植物生长过程能直接吸收二氧化碳，可以加大力度实施植树造林，发挥森林资源重要作用，抵消碳排放。

2. 推进碳减排举措落地 发电企业启动“三步走”战略

碳中和目标任重道远，实现这一目标更是一项复杂艰巨的系统工程，对于参与其中的主体发电企业来说，面临着诸多严峻挑战。

首先，现有的减排举措类型较多，但是很多技术尚未成熟，研发绿色技术投入成本大，因此投资回报的不确定性比较大；其次，社会能源需求不断增加，需要大力保障供电稳定以支持经济增长；再者，终端绿色能源的消费需求迅速攀升，各大电力企业普遍面临着升级改造的压力。

为实现碳中和目标，发电企业应分析行业发展，根据自身情况，研究低碳发展战略，推动结构转型。经过多方调研分析，BCG提供了“三步走”的行动策略，为发电企业制定可实现的转型路线图提供参考。

2.1 第一步：推进现有举措和已制定的短期方案

对于已经上马的减排举措，包括已制定的短期解决方案，可以进一步推行下去，助力目标实现。比如，相关煤电机组节能升级改造、设计优化等都是电力行业加快转变发展方式、提升质量效益的重要举措。

现役煤电机组节能改造：通过汽轮机通流部分改造、减小汽封间隙、余热回收利用等方式，提升机组运行效率，以减少能耗来达到降低煤耗的目的。

新建煤电机组设计优化：采用超临界机组，通过提高汽轮机进汽参数、二次再热、管道系统优化等措施，来提高能量利用效率、降低煤耗。

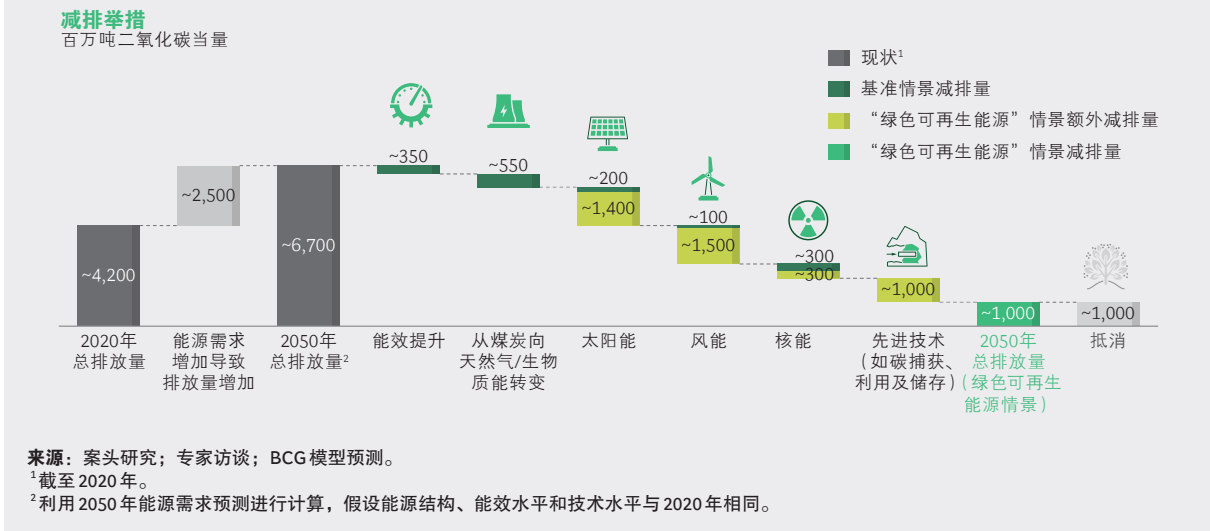
煤电转天然气：从煤电转向燃气轮机或燃气—蒸汽联合循环发电厂，相比利用煤炭发电，天然气在用于发电时产生的温室气体排放量能减少45%—55%。

当然，通过推进现有举措进行减排的效果有限，仅能实现约15%的减排量，这距离碳中和目标还有很长一段路要走。

2.2 第二步：推动能源结构转型和减排技术发展

虽然部分举措已在进行中，但发电企业还需推动重大能源结构转型和减排技术进步，设计煤电退出路径并重点投资性价比高、有助于实现净零目标的举措（参阅图5）。

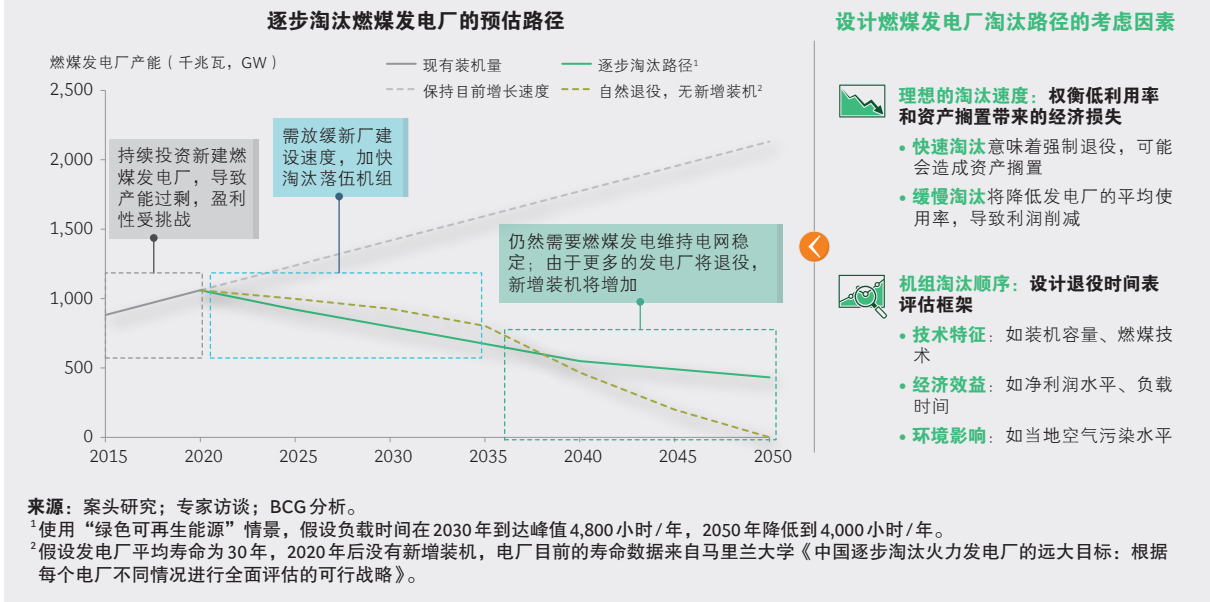
图5 | 虽然部分举措已在进行中，但要实现碳减排目标，中国电力行业需推动重大能源结构转型和技术进步



2.2.1 科学谋划促进煤电有序退出

煤电逐步退出是能源结构转型的关键（参阅图6）。中国电力企业联合会的数据显示，截至2020年底，全国全口径发电装机容量22亿千瓦。其中，全口径煤电装机容量10.8亿千瓦，占总装机容量的比重为49.1%。虽然比重首次降至50%以下，但仍超过所有其他国家总和。

图6 | 设计燃煤电厂逐步淘汰战略对于成功实现能源结构转型至关重要



从装机总量看，近十年来，我国发电装机保持增长趋势。2015年到2020年间持续投资新建燃煤发电厂，导致产能过剩、煤电亏损等问题。如果照此速度发下去，预计到2050年，煤电装机量将超过2000GW。

为实现碳中和目标，中国应该大幅降低新增燃煤电厂，并在短期内迅速淘汰已被识别出的优先退役机组，对于新增的能源需求尽量通过可再生能源发电满足，并尽快对煤电的定位进行调整；另一方面，加快淘汰落伍机组，为现有煤电机组设计退役时间线。

在自然退役路径下，假设发电厂平均寿命为30年，2020年后没有新增装机，现有电厂或可以按当前产能继续工作到退役，产能将先缓慢下降，到2035年达到转折点后快速下降，到2050年清零。

在逐步淘汰路径下，2020年—2035年期间可以放缓新厂建设速度，并加快淘汰落伍机组进度；在2035年—2050年，在保持此前淘汰速度同时，仍需要利用部分燃煤发电来维持电网稳定。另外，在此期间由于更多的发电厂将退役，新增装机仍将增加。

如果想要达到理想的淘汰速度，那么在设计燃煤发电厂淘汰路径时，需要权衡低利用率和资产搁置带来的经济损失。快速淘汰意味着强制退役，可能会造成资产搁置，而缓慢淘汰将降低发电厂的平均开工率，导致利润削减。

具体在机组的淘汰顺序上，可以制定明确的退役时间表评估框架，从技术特征（装机容量、燃煤技术）、经济效益（净利润水平、负载时间）以及当地空气污染水平等环境影响方面详细梳理。

2.2.2 根据减排举措的经济性和减排效果选择转型策略

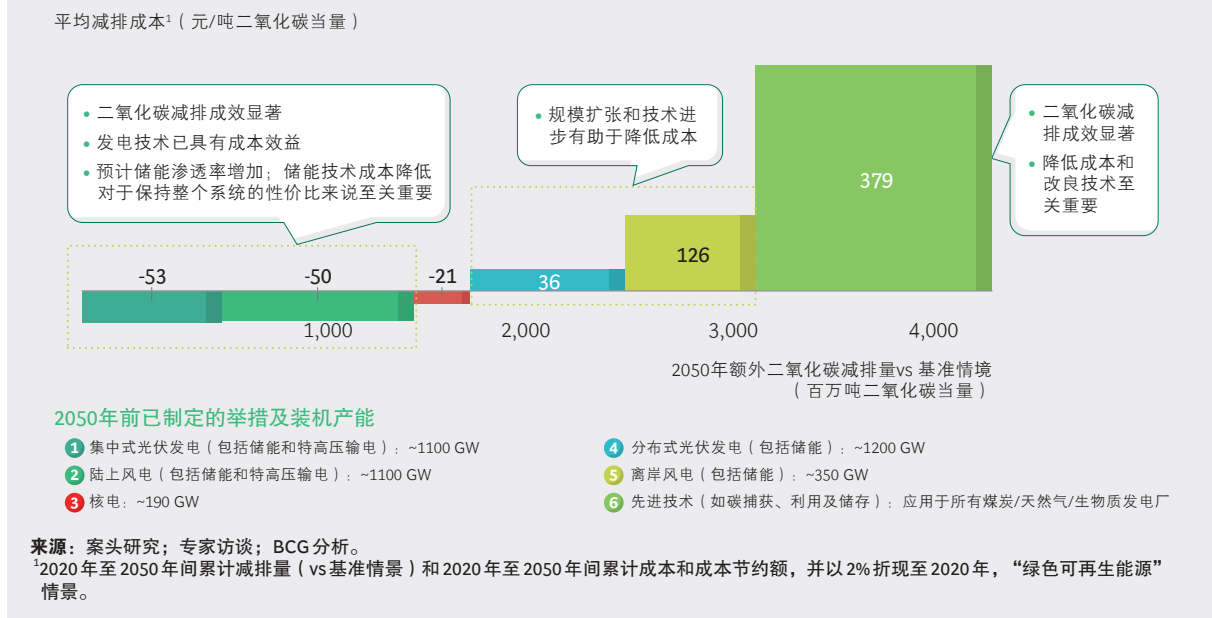
随着燃煤机组全面超低排放和节能改造，煤电退出后的空间将逐步让位给可再生能源发电。

从近十年的历史数据来看，我国传统化石能源发电装机比重持续下降、新能源装机比重明显上升。2019年火电装机比重较2010年下降了14.24个百分点，风电、光电、水电、核电发电等新型能源装机比重共上升了14.24个百分点，发电装机结构进一步优化。

2035年后，现役机组会大量退出，因此需要补充新型的煤炭发电机组来提供调节电源。此时，发电企业可选择投资长期具有较好成本效益、有助于实现碳减排目标的举措（参阅图7）。

集中式光伏和陆上风电：这两种方式的二氧化碳减排成效显著，发电技术本身成本效益较好，未来储能等系统成本也将大幅降低，对于保持整个系统的性价比来说至关重要，

图7 | 发电企业可投资长期具有成本效益、有助于实现碳减排目标的举措



发电企业可以借此机会大力发展。我们预计，在绿色可持续能源情境下，到2050年分别可以贡献约15%和20%的减排量，在清洁核能情境下分别可贡献约10%和15%的减排量。

核能：经济性较好，在清洁核能情景下大力发展核能可贡献约35%的减排量。

分布式光伏和离岸风电：规模扩张和技术进步有助于降低成本，企业需要额外增加减排投入，尤其是离岸风电平均减排成本约180元/吨；但是在绿色可持续能源情景下，减排成本有望降低，且对减排贡献较大，到2050年分别可以贡献约17%和15%的减排量。

先进技术（如碳捕获、利用及储存）：这些技术可以应用于所有煤炭/天然气/生物质发电厂，碳减排效果也较好。但是捕集、封存到利用的各个环节所需的技术大部分都处在基础研究环节，且减排成本高，每吨二氧化碳高达约400元，不过其对于减排贡献最大，可达约35%的减排量，是实现碳中和不可或缺的手段之一。

2.3 第三步：综合内外部条件决定具体投资方案

基于上述分析，发电企业可以针对影响投资时机和规模的因素，采用符合自身资源优势的发展路径。

就当前的战略重点而言，应当以发电技术为发展重心，利用前叙减排成本曲线，在全国范围内加大信息通信技术、控制技术和人工智能技术的研发和大规模部署应用。

在上述初步假设可达成的基础上，可以进一步拓宽考量的维度，内外兼修，齐力发展。
一方面盘活内部资源：明晰现有资产，如有可能在其他发电技术中使用的设备，梳理资本和现金流，并关注特定领域的人才，如专攻碳捕获、利用及储存技术的人才；**另一方面整合外部资源：**在有丰富太阳能/风能资源的地区估算土地的可得性，厘清财务状况、投资伙伴和现有政府试点项目，加强与领先零部件/设备供应商合作，维护与终端客户的关系，如吸引大型能源消费企业购电，从而保证项目的投资回报水平。

3. 推动电力能源转型 四大必要条件不容小觑

通过多维度分析可以获知，发电企业想要从传统化石能源向可再生能源转型良性过渡，离不开政策支持、技术推动、电网配套以及绿色金融的助力。

3.1 政策支持

中国能源转型的相关政策尚处于发展初期，政策对能源结构转型的影响有限，需要借鉴欧美成熟市场经验进一步发展。

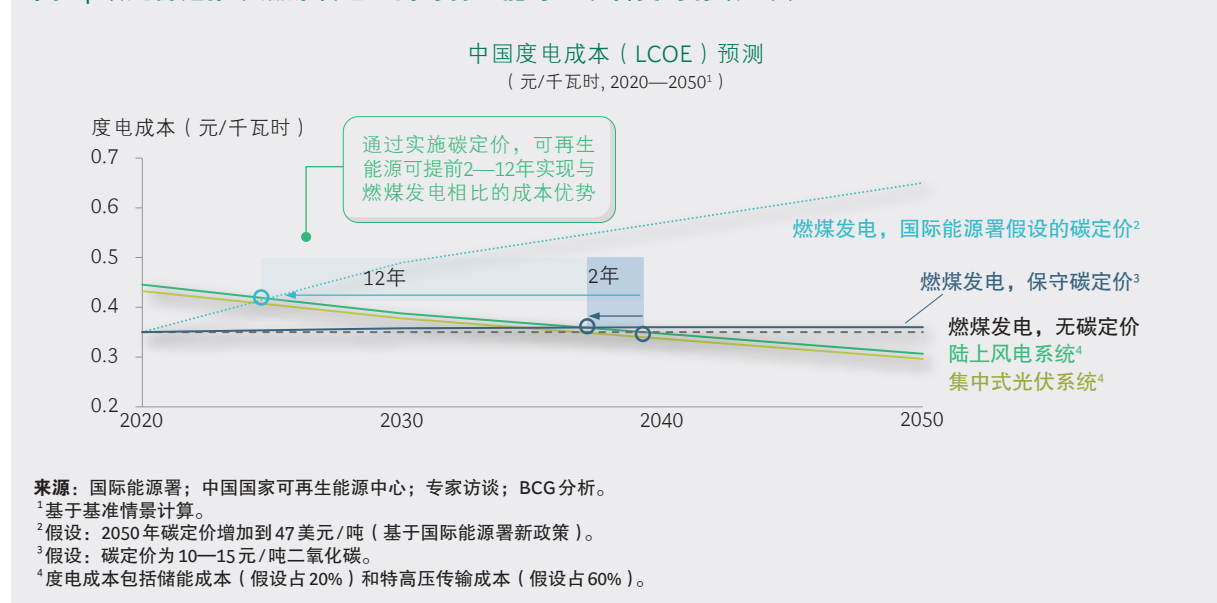
目前，可以对能源结构转型产生影响的政策主要是碳定价、绿色电力证书（GEC）和可再生能源直接购电（DPP），其在国内的发展以及与欧美的差距不尽相同。

3.1.1 碳定价

碳定价是一种降低温室气体排放的市场化工具，它可以反映温室气体排放的外部成本，这些成本将通过排放的二氧化碳定价方式展现。化石燃料发电厂需要为排放二氧化碳支付额外成本，降本的方式可以选择逐步转向低碳排放的发电技术。

可以说，碳定价是推动燃煤发电厂向可再生能源主动转变的有效工具，可以提高煤电发电成本，让可再生能源更早在成本上发挥竞争力（参阅图8）。通过实施碳定价，可再生能源可提前2—12年实现与燃煤发电相比的成本优势。

图8 | 碳定价是推动燃煤发电厂向可再生能源主动转变的有效工具



中国已经建立了碳排放权交易体系，并在部分省市展开碳排放交易（ETS）和碳税两种系统的试点工作。

碳排放交易系统（ETS）是一个基于市场的节能减排政策工具，排放者可以交易排放单位以满足其排放目标，通过创建碳排放单位的供需，形成碳排放的市场价格，有助于利用市场机制更有效地配置资源、控制温室气体排放。

由于发电企业机组容量大小和燃料类型的不同，每个被纳入碳排放交易体系的企业将根据其所属机组类别被分配到一定数量的碳排放配额，每排放一吨二氧化碳，就需要有一个单位的碳排放配额。这些企业可以通过在内部实施减排措施来减少排放，排放量低于配额的企业可以在碳交易平台上出售盈余配额，而未能将碳排放控制在配额范围内的企业，则需要向有额外配额的企业购买碳排放权。那些减少二氧化碳排放的项目（如可再生能源）可获得中国核证自愿减排量（CCER）；企业可以购买CCER来冲抵碳排放。

碳税是针对化石燃料（如石油、煤炭、天然气），以其碳含量或碳排放量的比例为基准所征收的一种税种，从而直接对碳排放定价。

目前，中国碳排放权交易价和交易活跃度均较低，只在少数省市的电力部门开展试点，市场覆盖范围有限，交易价和交易比例也远低于欧盟。因此，在政策进一步完善上，需解决现行碳交易市场的三大主要限制，充分发挥碳定价的作用。

- 首先，与欧盟各成员国之间可以互相交易的情况不同，中国各省份交易市场互相独立，彼此之间没有打通不可跨市场交易，因此限制了交易量，这一限制到2021年全国市场开放后有望缓解；
- 其次是配额免费导致交易价和交易量受限，即中国的碳排放配额分配以免费分配为主，而欧盟只有约30%的配额免费，其余通过拍卖出售。
- 再者，中国目前主要是现货交易，且严格监管现货价格，衍生品的有限限制了交易市场活跃度。相比而言，欧盟的碳排放配额相关的金融衍生品种类繁多，包括期权和期货等。

3.1.2 绿色电力证书（GEC）

随着上网电价补贴退坡，可再生能源发电项目可以通过绿色电力证书（GEC）获得额外收入来源，以补贴发电成本。中国在2017年建立了绿证交易体系，可再生能源发电企业可选择出售绿证或获得上网电价补贴。

目前，可再生能源发电企业获得的上网电价高于燃煤标杆电价，发电企业出售绿证后，

相应的电量不再享受国家可再生能源上网电价的补贴。同时，可再生能源上网电价，根据不同发电项目有所差异，即太阳能/风能越丰富的地区，上网电价越低，且并网时间越早，上网电价越高。而煤电上网电价则根据不同省份有所差异。

从实际的执行情况来看，由于价格高和缺乏政策引导，绿证认购率较低，2017年7月—2020年11月的数据显示，风电绿证认购率为0.16%，光伏绿证认购率仅为0.004%。

分析认购率较低的原因，可以发现主要体现在两个方面：一方面是绿证价格较高，早期可再生能源项目的上网电价补贴高，其价格约为欧美自愿减排交易市场的10倍或更多；另一方面体现在缺乏政策引导，绿证交易主要基于自愿原则，用电企业/个人自愿认购绿证以实现可持续发展目标，而美国和欧盟（如挪威）既有自愿交易市场也有强制性交易市场。

未来，随着绿证交易价格降低和需求增加，认购率将有所提升。首先，随着补贴减少，对绿证价格的预期也会降低。同时，允许非补贴可再生能源电力项目的申请和交易。自2019年起，允许没有补贴的可再生能源项目申请和交易绿证，尽管定价机制尚未确定，但此类发电企业有望进一步推动绿证定价降低。其次，随着可再生能源消纳保障机制（配额制）全面落实，绿证的需求将增加。可再生能源消纳保障机制（2020年出台）规定了各省级行政区域的可再生能源配额指标，承担消纳责任的市场主体分为电网公司和电力零售商。电力用户通过直购电市场购电，责任主体可通过认购绿证实现可再生能源配额目标，但也有一些责任主体由于所在地区可再生能源发电量有限，而无法通过直接消纳完成配额目标。

3.1.3 可再生能源直接购电（DPP）

可再生能源直接购电（DPP）的过程是由卖方（可再生能源发电企业）与买方（企业用户）直接联系。但是对直接签订直购电协议有一定的要求，即卖方必须是在政府准入名单上的电力企业，买方须是以前就在政府准入名单上的企业，直到2019年才放宽至所有工商业用户；另外，交易渠道须通过省电力交易中心参与交易。

在发展成熟的欧美市场，直购电合同期限通常为10年—15年或者更长的时间，且地理限制更少；可再生发电企业通过签订直购电合同来保证未来的可持续性收入，并可借助直购电合同寻求更多社会投资，另外还可通过虚拟购电协议实现跨地区和国家的交易，这是因为虚拟购电协议是独立的衍生金融协议，而非购电合同，能为可再生发电企业和用电企业锁定稳定的长期价格。

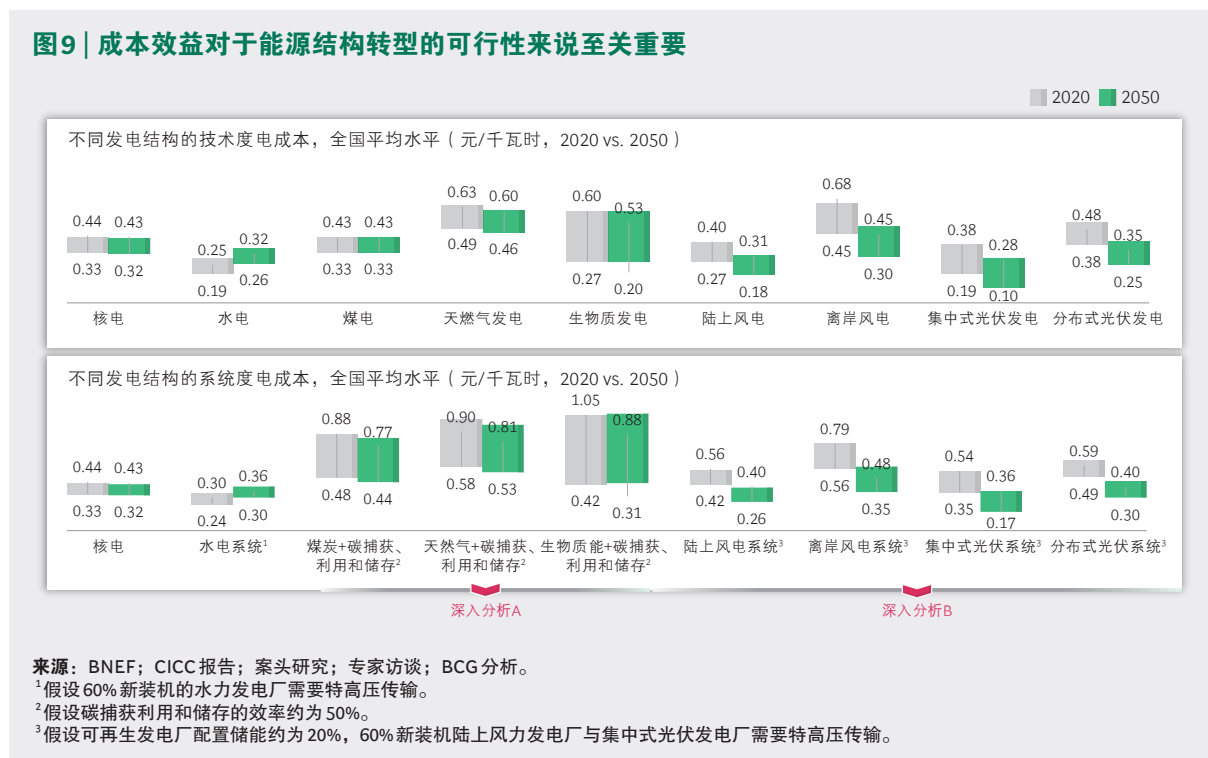
反观中国市场，可再生能源直接购电项目受到政府严格管控，只有几个省份允许可再生能源直购电交易。直购电交易也不活跃，合同期通常在一年以内；并且面临着一些挑战，包括客户认知度低、落实案例少、以省内交易为主、跨省区交易一般仅限于两省电网公司之间。

基于上述分析，我们认为，电力体系需要开展根本性改革来推动直购电交易发展。在直购电模式下，需要进一步实现输配电与售电环节分离，完善独立的输配电价格体系。与此同时，发展现货市场，鼓励可再生发电企业和电力消费者参与直购电交易，以减少价格波动风险。

3.2 技术推动

在获得强有力的政策支持之后，发电企业需要进一步探索技术发展和规模化效应，来降低各项减排技术的成本，提升应用可行性。其中，一些核心发电技术的成本效益对于保证能源结构转型的可行性来说至关重要（参阅图9）。

图9 | 成本效益对于能源结构转型的可行性来说至关重要



一个重要的影响因素便是度电成本，即发电项目单位上网电量所发生的成本。会计概念的度电成本包括固定资产折旧、项目运行成本、维护成本、财务费用、税金等；财务概念的度电成本除了包括会计概念的度电成本的所有内容外，还包括项目占用资本金的机会成本、机会成本以及资本金内部收益率。

与2020年相比，预计到2050年核电、煤电、天然气发电和生物质发电技术成本将保持不变，水电的发电技术成本将提高0.07元/千瓦时。然而，陆上风电、海上风电、集中式光伏发电和分布式光伏发电项目的度电技术成本预期将明显降低（约0.09元—0.23元/千瓦时）。需要重视的是，除了发电技术成本之外，叠加输电、储能、碳捕获利用和储存

等必要成本之后，各种技术的系统成本格局将有较大变化。煤电、天然气发电和生物质能发电的系统成本将显著高昂。

3.2.1 分布式光伏

相较于煤电，分布式光伏的发电技术成本偏高，需要进一步降低成本。现在分布式光伏发电技术度电成本为0.38元—0.48元/千瓦时，分布式光伏发电系统成本为0.49元—0.59元/千瓦时，其成本主要来源于光伏组件（约50%）和安装（约10%）。预计到2050年，可以降到0.25元—0.35元/千瓦时。

分布式光伏成本节降主要由光伏组件推动，例如，光伏组件制造商整合上游供应链环节，降低生产原材料成本；或者优化新产品的设计和工艺，提高组件效率，减少单位成本，如使用多栅线太阳能电池。

3.2.2 离岸风电

与分布式光伏一样，离岸风电的成本也高于煤电。离岸风电技术度电成本为0.45元—0.68元/千瓦时，离岸风电技术系统发电成本为0.56元—0.79元/千瓦时，其成本主要来源于风力发电机（约40%）、电缆（约20%）和支撑结构（约20%）。预计到2050年，可以降到0.30元—0.45元/千瓦时。

实现离岸风电成本节降可以通过降低价值链上各环节的成本来实现。在零部件及设备方面，可以将轴承和变压器等零部件进一步本地化，设计开发标准化设备模块，提高制造流程的效率；在建设及安装方面，可以充分利用改装钻井平台等石油开采相关设备，并根据地点和建造时间规划项目，共摊项目成本（如船舶、设备等）；运营上通过维修路线优化、天气预测等降低维护成本，并且部署远程监控/检查设备，如使用无人机降低交通成本。

3.2.3 集中式光伏和陆上风电技术

集中式光伏发电技术和陆上风电技术度电成本分别为0.19元—0.38元/千瓦时和0.27元—0.40元/千瓦时。本身成本已经实现平价，但考虑到其系统成本较高（由于需要储能和特高压传输，其电缆或场地开发和建设约占总成本15%），因此仍需要持续降低储能和高压输电成本。

根据储能和输电成本估算，2020年集中式光伏和陆上风电系统整体成本分别为0.35元—0.54元/千瓦时和0.42元—0.56元/千瓦时。

就储能的降本措施而言，一方面是削减初始建造成本，电动车普及率提升将推动电池成本降低，可以提高能量密度来降低建造成本；另一方面要提高利用率，也就是延长电池

寿命，降低生命周期的平均度电成本。特高压输电可以采用先进技术降低建设投资（比如同塔多回输电技术），通过“风电+光电”结合互补，辅以储能系统，提高利用率，以降低特高压输电成本。

到2050年，预计集中式光伏发电技术系统成本将降低到0.26元—0.40元/千瓦时；陆上风电技术度电系统成本将降低到0.17元—0.36元/千瓦时。

3.2.4 碳捕集装置

一个不容忽视的趋势是，煤炭发电需要配备碳捕集装置以减少排放，但碳捕集技术仍处于发展初期且成本较高（度电成本约0.48元—0.88元/千瓦时），未来可通过技术突破进一步降本，并提升收益。同时还可以增加对已捕获的二氧化碳需求，例如，可通过销售二氧化碳额外创收，因为焊接、电子产品、激光、食品保存等工业和食品业都需要高纯度的二氧化碳。预计到2050年成本可降低1/4左右。

3.3 电网配套

随着可再生能源比例提升，电网性能将迎来新的需求和挑战。由于电网发电和负荷需要时刻保持电力平衡，电网必须得保持稳定运行，电网企业势必持续投入大量资金，助力电网升级。

电网升级对于提升可再生能源的占比至关重要，提高稳定性和提升电力传输灵活性是其中的重点。智能电网技术能助力电网实现这些提升：**稳定性方面**，可以通过引入有针对性的技术和流程，以确保运营稳定性和可控性（例如频率、电压、功率平衡）；建立电网运行保护体系，及时监测异常情况并恢复正常运行。在**提升电力传输灵活性方面**，可以整合多种发电资源，进行优势互补，还可以提高区域和全国层面的互通互联，建立发电厂和电力用户之间的互通网络，而不是单向互动。

中国的电网企业正在加大对电网升级的投资力度，并提升对智能电网技术的关注度。国家电网董事长辛保安出席世界经济论坛“达沃斯议程”对话中说：“电网企业过去一直持续投资升级电网，并且加大智能电网技术的发展力度，未来也计划每年至少投入800亿美元升级电网。”

3.4 绿色金融

在实现碳中和目标这个系统工程的前进道路上，金融体系无疑承担着资源配置和风险管理等重要功能，也是推动绿色发展的重要支柱。

自2005年以来，中央政府一直在推动绿色金融发展。国务院2005年颁发《关于落实科学发展观和加强环境保护的决定》是中国第一个绿色信贷政策，标志着绿色金融的开始。2012年的《绿色信贷指引》为提供绿色信贷产品的金融机构提供了组织管理、流程管理和能力建设等指导原则。2015年，国家发改委、银监会、央行联合发布：《绿色债券指引》、《绿色债券支持项目目录》。2016年，中国人民银行等七部委发布的《关于构建绿色金融体系的指导意见》可谓是绿色金融的高阶指导，也明确了绿色金融的定义——为支持环境改善、应对气候变化、节约和高效利用资源而展开的经济活动，即对环保、节能、清洁能源、绿色交通、绿色建筑等领域的项目投融资、项目运营、风险管理等所提供的金融服务。2021年，《“十四五”规划》和《2035愿景》更是强调绿色金融在实现碳减排目标上发挥的重要支持作用，并鼓励对环保项目利好的税收政策。

绿色金融的发展为能源转型举措提供了有力的资金支持，我国绿色金融主要包括绿色信贷、绿色债券、绿色股票指数、绿色保险和环境权交易所五大金融工具。

- **绿色信贷：**商业银行通过信贷解决方案为低碳经济和绿色产业提供金融支持。邮政储蓄银行等多家银行在提供光伏贷款产品。
- **绿色债券：**发行专门用于投资绿色项目的债券，目前已发行19只“碳中和”债券，例如，2021年南方电网发行了规模为20亿元人民币的“碳中和”债券。
- **绿色股票指数：**基于所选绿色目标和具体标准（如碳足迹）制定的价格指数，例如上海证券交易所发布的180碳效率指数。
- **绿色保险：**即环境责任保险，确保绿色项目在长期无风天气等极端条件下运营的环境责任保险，例如风能和太阳能项目的天气保险。
- **环境权交易所：**包括不同类型的碳排放权交易、污染物排放权交易、水资源使用权交易等。

在各种政策的大力支持下，绿色金融实践和市场规模取得了较好的成绩和进展。

在上述五大类中，绿色信贷和绿色债券是发展最成熟的工具，其募集资金的20%流入绿色能源和相关新兴行业。

中国是全球绿色信贷排名第一的国家，2020年，中国21家主要银行的绿色贷款余额超12万亿元人民币，大幅领先于其他国家，欧洲主要国家的绿色及ESG信贷规模总和约为7千亿元人民币。银行作为主要提供者贡献了超过45%的绿色信贷余额。绿色信贷余额大幅增长同时，绿色能源的占比也在快速提升，约占总使用量的24%。中国还是全球第二大绿色债券发行国，累计债券发行规模超过1.2万亿人民币。在过去的五年里，债券发行规模保持稳定，每年超过两亿元人民币。然而，中国的绿色债券标准未与国际接轨，只有44%

的绿色债券符合国际标准，须进一步加强标准化。值得注意的是，约27%的绿色债券资本被用于清洁能源项目，且正在迎来越来越多元化的参与者，目前最大的绿色债券发行者是非金融企业，约占40%；而商业银行是最大的买家，约占50%。

虽然规模上取得的成绩不俗，但由于我国绿色金融起步与国外相比较晚，相比完善的绿色金融体系仍存在较大差距。海外市场的产品服务更加多元化，更注重激励措施。

- **绿色信贷和绿色债券：**中国的总量处于全球领先地位。
- **绿色股票指数：**不同的绿色子行业引入各种各样的股指，如标普全球清洁能源指数，MSCI全球绿色建筑指数等。
- **绿色保险：**海外产品的保险场景更加多元化，包括不良天气、绿色零部件质量、绿色项目建设期间的污染等。
- **环境权交易：**海外市场比中国更成熟，如英国早在2002年建立了全球第一个碳排放权交易体系。
- **绿色基金：**主要是政府牵头，为企业和个人提供绿色贷款，如荷兰绿色基金、美国富国银行绿色基金、花旗可再生能源风险投资、汇丰实体经济绿色投资机会基金（REGIO）等。

案例分析：

荷兰的绿色基金机制因建立了完整的公募绿色基金体系，撬动了大量私人资本投向绿色项目。该绿色基金由荷兰政府于1955年发起，银行承诺把70%的资金投向绿色项目，尽管资金回报率只有1%，低于市场平均水平，但荷兰政府为参与绿

色基金的私人客户提供总计2.5%的税收优惠作为激励。如今，大部分荷兰银行都设有绿色基金，资金来源于私人客户。以2010年为例，荷兰政府税收减少了1.5亿欧元，却撬动了60亿欧元的私人资本投向绿色项目。

中国绿色金融体系发展迅速，但仍需在政策和标准建设、激励和补贴以及建设绿色金融“基础设施”方面不断提升。为此，政府可以采取三大措施完善绿色金融体系。

- **加强监管政策，完善行业监管。**包括限制不同行业的污染物排放；建立绿色数据披露机制，要求所有公司披露运营数据。
- **增加激励和补贴政策。**降低绿色产业的融资成本；鼓励保险资产管理公司和社会保障基金参与绿色金融；鼓励外国投资者参与。
- **建设绿色金融“基础设施”。**建立“绿色资产”交易平台；标准化绿色产品的定义和要求，与国际社会保持一致；鼓励金融科技发展，整合不同数据源。

4. 助推电力行业前行 及时把握多重投资机会

4.1 详解电力行业产业链现状

发电项目建设、发电、输配电以及售电环节串联起我国电力行业的产业链条。在这些环节的合力下，2014年以来，我国电力生产行业总发电量呈现稳步增长趋势。2020年，我国总发电量为75,110亿千瓦时，同比增长3.1%。

发电项目建设：包括部件/装置生产和项目开发建设，其在产业链中的主要任务是零部件研发、制造和组装，生产制造发电设备，发电项目设计、规划及建造零部件/设备采购。国家能源局统计数据显示，2014年—2019年，中国电力工程建设中发电装机容量持续提升，虽然近年来增速有所放缓，2020年的发电装机容量达220,058万千瓦，仍同比增长9.5%。

从市场格局看，规模效益推动了市场整合，但高度监管领域的市场参与者有限。由于所需资金投入大，主要为国企和龙头民企，并且不同技术领域的发电项目建设龙头各不相同，民企在可再生能源领域更加活跃，占据了太阳能设备和EPC行业的主导地位，2019年前五大风力涡轮机制造商占新增风电装机的70%以上。

发电：前五大企业的装机容量占中国总装机容量的40%以上，近年来明显向可再生能源转型。第5—10家属于第二梯队玩家，装机容量占中国总装机容量的10%以上，其中中国广核集团（CGN）是中国最大的核电运营商，核电装机容量占比超过50%。而区域性能源企业仅覆盖国内特定区域，且大多集中在传统火电领域。由于政府补贴推动和技术发展潜力，民企主要活跃于风电/太阳能发电领域。

输配电：输电是将发电厂生产的电能经过升压，通过高压输电线路进行传输的过程；配电做的是将高压输电线上的电能降压后分配至不同电压等级用户；其角色定位是发电企业向终端用户输配电力和投资电网开发及部分发电项目。

从供需分布来看，我国能源分布不均，资源集中在西部和北部地区，但电力消费普遍来自东部和中部地区，因此远距离跨区送电量持续增长。输配电市场目前由业务遍布各地的国家电网和南方电网占据主要份额。

售电：售电是最终将电能供应和出售给用户的过程，由电网企业提供输配电服务。当下市场化的售电模式仍处于发展初期，市场分散且参与者众多，比如广东的电力零售商多达117家。

4.2 可再生能源催生新的商业模式和投资机会

可再生能源发展迅速，占比的增加可能引发价值链变化，催生新的商业模式和投资机会。

从目前的情况看，短时间内，输配电和零售环节的新机会预计有限。一方面，国有电网企业占主导地位，新业务模式的机会有限，比如直购电的市场化试点规模较小；另一方面，电价由政府制定并受到高度监管，灵活定价空间有限。

在绿色可再生能源情景下，可再生能源发电量会大幅增长，为了支持可再生能源电力并网，储能需求将呈现指数型增长；另外，在太阳能和/或风能资源丰富的地区，充足的电力供应也将推动氢能等行业的发展。

在清洁核能的情景下，增长机会主要集中在核电领域，不过，为了保护国家安全，核电领域受到高度监管，商业环境也随之受到管控。此外，可再生能源/储能领域将迎来一定的增长，但增长幅度低于上述场景。

4.2.1 风力发电

随着对海上风电和相关服务的日益重视，新玩家或呼之欲出。不过整体看来，陆上风能仍将是主要风能来源。

调研显示，陆上风电项目的数量与日俱增。受益于自动化程度不断提高，陆上风电产能不断扩大，预计从2020年到2030年装机量将增长7%，从2030年到2050年增长4%。风力涡轮机向5MW以上机型发展，叶片更长，塔架更高；70%的项目将分布在三北地区（主要是I、II类资源区）。

虽然陆上风电市场的本土企业数量出现饱和，但海上风电的增长为不同企业提供了机遇。预计从2020年到2030年装机量将增长19%，从2030年到2050年增长10%。具备领先技术和运营经验的企业可以合作，发挥各自的技术优势、资金成本/资源关系优势。法国电力公司和中国国家能源投资集团成立了主要面向海上风电市场的合资企业，立足双方专长，打造竞争优势。

随着装机容量高速增长，风电服务市场将迎来迅猛发展，2020年服务市场规模约为275亿元。由于部件老化，为提升投资回报率，运营维修服务得到越来越多的关注，且服务类型从基础服务（常规检修、机油更换等）拓展到高端服务（部件升级、部件深度检测、运行数据分析、控制系统升级等）。专注于某一高端领域的玩家将获得一定的市场空间，例如，主机厂可以通过提供整体解决方案来抢占国企份额，专业服务（如数字化工具）领域也存在发展空间。

4.2.2 光伏发电

我国光伏发电的装机容量预计将稳步增长，分布式光伏的比重不断提升。整体上，从2020年到2050年将增加8%；集中式光伏发电预计从2020年到2030年装机量将增长15%，从2030年到2050年增长3%。分布式光伏发电预计从2020年到2030年装机量将增长16%，从2030年到2050年增长6%。

当前，集中式光伏的项目开发和运营仍由国营发电企业主导。原因在于国企与当地政府关系密切，尤其是在太阳能资源最好的“三北”地区。另外，与民企相比，国企的资本成本低——民营运营商纷纷向国企出售内部收益率低的项目。

分布式光伏有望催生新的业务模式和新玩家。屋顶租赁是目前的主导模式，光伏运营商从终端用户处租用屋顶，并赚取发电收入和补贴，通过租赁模式向终端用户支付租金；另外，局部区域将催生电力直销等新模式，目前该模式已经在几个省份试点。民营安装商和运营商或将瞄准小型光伏项目，由于掌握用电数据，电网相关企业在大型工商业项目上也具备优势。

4.2.3 电化学储能

电化学储能目前装机量较低，大约4亿千瓦时，处于早期阶段。可再生能源发展促进了储能市场增长，不同玩家仍在摸索各自的角色定位。

零部件：制造电池包，在电池元件上安装电池管理软件（BMS）和制造储能变流器（PCS）；目前由民企主导，例如宁德时代、比亚迪、阳光电源和锦浪科技。市场整合后，头部玩家在技术成熟度和性价比上有较大优势。

集成：采购系统硬件的零部件，组装成容器化产品，以及开发能源管理软件（EMS），协调储能资产的运作。九成市场份额被民企占据，如阳光电源、科陆电子；国企占比小于10%，主要厂商是南瑞。市场前景比较分散，零部件制造商需凭借硬件知识优势，向集成领域拓展。

开发：储能系统项目的投融资；现场工程设计、采购、施工、试运行移交给运营商。这一板块被国企主导（约70%），如投资商为南方电网；工程总承包（EPC）为中国能建、中国电建设。市场同样分散，表现在投资方和EPC角色存在重叠，对于单个项目，可能分别签订设计、工程、施工和设备合同。

运营：运营储能系统，获取经济效益（如电费），维护储能系统。大唐集团、南方电网等国企占据约70%的市场份额，也能看到协鑫能源等民企的身影。通常由终端用户或开发商运营，并与风电/光伏项目配套，民企仅保留内部收益率高的项目，其他项目出售给国企。

在明晰不同玩家的角色定位和市场发展情况之后，我们可以从中观察到新的趋势和机会。

零部件：宁德时代在储能系统领域进一步整合，规模经济将带来巨大的成本优势；磷酸铁锂（LFP）是最适合储能的锂电池技术，生命周期更长，成本更低，未来五年内很难有颠覆性技术可以在经济性上媲美LFP。

集成：零部件制造商进一步向集成领域拓展，市场将逐步整合；在电池管理方面经验丰富的企业可以优化系统在不同使用情况下的整体性能，有望扩大市场份额。随着电力市场改革，为工商业应用场景开发能源管理软件将迎来发展机遇。

开发：受技术壁垒较低以及与最终用户/投资者的关系影响，EPC市场将继续分散；投资者/资产所有者更多由国企主导，因为电网企业凭借用户数据接入和电网设置优势，在工商业应用领域处于最有利的地位。

运营：运营可进一步细分为系统维护方和投资回报率优化方两类角色；零部件供应商和/或集成商掌握硬件知识，在系统维护领域处于有利地位。

由此可以发现，电力行业市场改革可能催生新的业务模式，并吸引新玩家入场。独立的储能系统资产可能会吸引机构投资者和专业运营商的参与，随着车辆到电网技术（V2G）的发展，电动车或许可以充当储能系统。

能量管理系统（EMS）

在海外成熟市场，屋顶光伏发电的能量管理系统（EMS）包含电力批发、余量存储、自产自用、电网服务、备用电源和削峰填谷/调节负荷。以美国市场企业为例，能量管理系统的先进做法主要表现在，接收到信号后立即响应电网需求（如调频），同时可以平衡电池充放电导致的损耗成本和提供调频服务的收益；利用大型数据库（如历史数据、市场数据、天气预报）预测实时电价，在储能和电网之间切换电力供应，并根据预测结果管理设备能耗，以及通过自动竞价参与电力批发市场。

对工商业客户而言，能量管理系统目前仅部分功能在中国市场得到应用——在余量存储、自产自用方面应用较好，但在电力批发、电网服务、备用电源和削峰填谷/调节负荷方面受到限制，在需求响应方面几乎没有应用。

究其原因，中国应用受到的局限性主要是电网企业拥有完全控制权，大部分服务由电网企业的自身资产提供；其次，电价预测的需求有限，电价随使用时间而变化，却由政府定价；另外，EMS供应商很难获得功耗数据，难以对负荷进行优化；分布式光伏发电以固定价格出售给电网，无法发挥市场作用。

辅助服务市场和现货市场目前正在试点阶段，未来进一步发展可以拓宽能量管理系统的应用范围，电力批发市场也会逐渐成型，同时对系统的要求也会有所提升。这其中，电力服务的市场驱动成熟度较高，已在十几个省份试点，但定价机制尚不明确；次成熟的是削峰填谷/调节负荷，八省试点正在进行，交易机制仍在测试阶段；而电力批发的市场驱动成熟度较低，交易模式在少数试点地区开发中，需要放开对批发市场的监管，且允许分布式发电企业参与。

随着能量管理系统应用更广泛，供应商的竞争格局可能会发生变化。目前，市场高度分散，玩家来自于不同的背景且优势不同。像比亚迪和宁德时代这样的电池制造商，优势是掌握电池技术，它是能量管理系统最关键的硬件。集成商的代表是海博思创、阳光电源和沃太能源，他们依托风电/光伏项目经验与客户/工程总承包商建立了良好的联系。南瑞集团等电网相关公司掌握了用电功耗方面的数据，并与电网企业关系较好。以阿里巴巴和华为为代表的科技公司，在人工智能、云平台等数字化水平和基础设施方面能力较强。

未来，掌握了硬件、数据和软件的玩家有望脱颖而出。因为首先硬件技术是能量管理系统的基础；其次，随着硬件（电池）成熟，软件优化和数据库管理会变得越来越重要；最后，采用市场化定价的海外电力行业市场已经出现对能量管理软件的需求。

车辆到电网技术（V2G）

V2G可以使电动汽车中存储的能量反馈到电网中，以在需求高峰时帮助提供能量。这种双向转换不仅鼓励更积极地消耗能源，而且还可以为驾驶员、车队运营商甚至汽车制造商打开新的收入来源。V2G使电动汽车能够发挥虚拟能量管理的功能，但目前以小规模试点为主。

V2G的应用场景：国家电网开发V2G充电器，并与蔚来汽车就充电/放电规则签订合同；蔚来使用自己的平台通知客户充电/放电需求；最后，车主因完成充电/放电而获得积分奖励。

虽然目前有小规模试点，但实施V2G仍需要在电动车渗透率、基础设施、软件以及电力市场等多方面实现革新，方能推动规模应用。具体操作可分为三个部分：电网、电动车和充电站。

第一部分是电网：首先需要保护系统，它能够在支持电动车放电的同时，降低电网稳定性和安全性的潜在风险；其次，需要反映电力系统实时需求和容量的能源交易系统；最后则需要智能电表和电价制定软件。第二部分是**电动车电池：**需要提高电池效率和寿命，从而增加充放电次数；增加新的电池保修模式，并研发V2G功能控制软件（如最大放电率等）。第三部分是**充电站：**需要配备双向充电电缆以及开关。

4.3 关联产业的拉动效应

可再生能源发展有望推动就地消纳模式，并带动其他产业发展。可再生能源就地消纳对发电企业、电网到用电终端都有好处。对发电企业来说，随着发电机服务时间延长，发电项目的投资回报率将逐渐增加。对电网来说，电力传输距离更短，功耗更低；减少直接并入全国电网的可再生能源电力能提升电网稳定性。对于用电终端来说，能以更低的价格购电，节省电费支出。

此外，可再生能源还可以助推氢能行业和工业园区的发展。氢能行业可以用低成本的电力生产绿色氢能源。例如，河北风电制氢项目，建设200兆瓦容量风电场、10兆瓦电解槽。工业园区能以低廉的电价吸引能源密集型企业，并促进了化石燃料的替代。例如青海柴达木循环经济试点，可再生能源装机5826MW，并有四个化学/金属工业园。

制氢行业展望

与传统燃料相比，氢气具有清洁、灵活性高和高效的特点。第一，清洁表现在不产生温室气体，颗粒物排放少，无噪音污染；第二，灵活性高在于，只要有水和电就可以在任何地方制氢，从而减少对石油的依赖，加强国家能源安全性；第三，高效是说能量密度高，每千克氢气产生的能量更多，加氢频率更低。

氢能在多个应用场景可以发挥作用。**工业生产**：替代现有的二氧化碳密集型工业流程技术，可以用氨生产、甲醇生产和钢铁厂直接还原的氢作为替代品；**交通运输**：如轻型和重型机动车辆（包括火车和轮船），替代现有的复合使用化石燃料（汽油、柴油等）的发动机，用公路车、非公路车、火车和轮船的燃料电池，以及船舶、航空、火车中的合成燃料作为替代产品；**集中式发电**：现有的煤炭、石油和天然气，将来可以用固定式燃料电池、氢气涡轮机和长/中储能替代；**建筑和工业用加热设备**：取代了现有燃气集中供热和锅炉，转用氢气燃料锅炉、氢气混合甲烷或加热器用合成燃料。

自2012年以来，氢能逐渐受到重视，国家颁布多条政策以扶持制氢行业发展。2012年，《节能与新能源汽车产业发展规划（2012—2020年）》出台，鼓励燃料电池及关键材料的研发；2016年，“十三五”规划也鼓励推进燃料电池技术研发和氢能基础设施试点项目；到2019年，国务院工作报告首次将氢能基础设施写入政府工作报告；2021年的“十四五”规划决定将氢能列为六大新兴产业发展和扩张的重点之一。

中央和地方政府在补贴政策、行业标准和公共领域示范方面大力推动氢能的发展。第一，加强补贴政策，包括燃料电池电动车（FCEV）的购置补贴和税收减免、加氢站投资补贴以及制氢享受电价折扣；第二，完善技术标准体系，为储氢、运氢、加氢、燃料电池和燃料电池电动车等关键领域制定行业标准，如，氢气加气站安全标准、储氢设备的安全标准和汽车用氢气、天然气和混合气体标准；第三，建立应用示范点，在多个城市的部分公

交线路上投入使用燃料电池电动车，并计划推广到其他公共部门（如环卫车）。目前，上海燃料电池公交车使用的是上汽60KW燃料电池，最大续航里程可达560公里，需要的加氢时间为3—5分钟。

2019年氢气作为能源的比例约为3%，氢气行业的总市场价值约3,000亿元，未来氢气行业将呈现显著增长，预计到2025年和2050年，比例将分别达到4%和10%，市场价值将分别达到10,000亿元和120,000亿元。

当然，氢气行业尚处于发展初期，在上游生产、中游储运和下游应用环节均面临着挑战。

生产环节：由于获得天然气的途径有限，在用煤生产灰色/蓝色氢气的过程中，温室气体排放量很大；尽管绿色氢气的温室气体排放量很低，但是生产成本较高，不具备成本竞争力。

储运环节：由于氢气难储存的特性和安全标准高，导致储运困难、供应链成本高。目前高密度储氢分为低温液态储氢、高压气态储氢和储氢材料储氢。在低温液化储氢、金属吸收储氢时需要高能量。高压气态储氢常使用钢瓶，但它对储罐的技术要求高，如耐压性、隔热性好。氢气配送管道铺设投资成本高。

应用环节：关键燃料电池组件高度依赖进口（如催化剂）；对氢气的爆炸风险存在安全顾虑。

在氢能的工业应用方面，可以看到技术的成熟度相对较高，但成本效益是主要障碍，同样存在挑战和机会。

- **挑战：**

制氢成本高昂：钢铁、氨、甲醇等初级产品属于利润率低、成本竞争激烈的商品，因此对成本上升极为敏感。

工艺流程变更需要大量投资：重工业往往采取规模化经营，技术流程深度融合，因此更换现有生产流程需要大量资金投入。

- **机会：**

寻求低价电力或低价绿氢：可以选择可再生能源发电企业合作，比如光伏龙头企业（如阳光能源、隆基）正在拓展制氢业务。

氢气业务可带来额外收入来源：工厂额外产生的氢气可以出售给其他市场（如交通运输）增收。

紧凑型工业生产：与依赖化石燃料的流程（如生产灰氢）相比，用电生产绿氢所需空间更小；有望发展分布式工业生产，如在农场直接用太阳能生产绿氢，再利用氢气制造肥料。

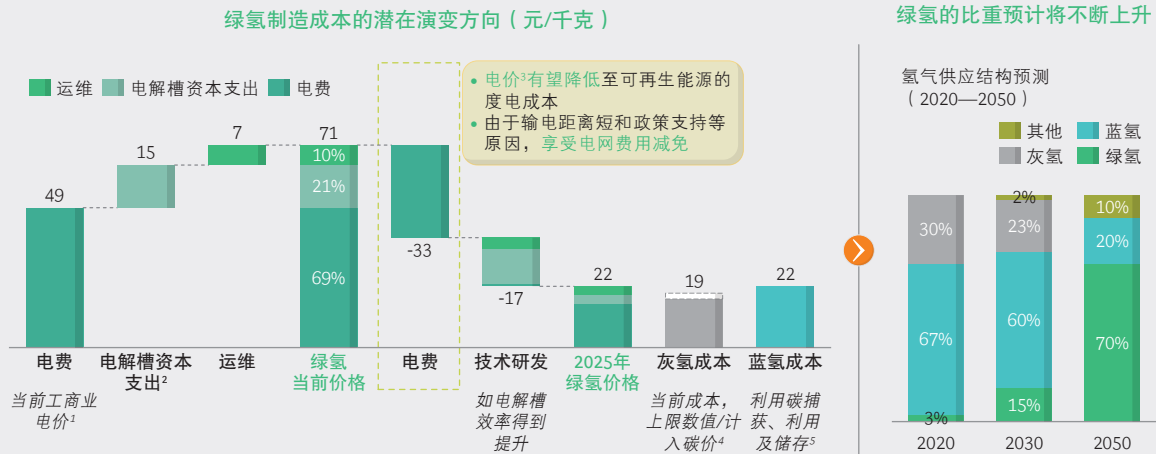
案例：

全球能源和石化企业壳牌正向氢气领域战略进军。首先，重组现有业务，计划到2025年将炼厂数量由14座减少至6座；与化工业务整合，且逐步与氢气等低碳燃料整合；其次，抓住不断增

长的机会，计划建立覆盖整个价值链的氢能网络。与可再生能源发电企业（如瑞典Vattenfall电力公司）及其他工业企业（如三菱）合作。

随着可再生能源就近消纳，绿氢有望脱颖而出，更具成本竞争力，大规模制氢也将成为可能（参阅图10）。可再生能源就地消纳解决绿氢生产成本高的挑战：绿氢产生成本70%是电力成本，利用富余可再生能源，通过电制氢技术将电力系统中过剩的电能转化为氢能。这种方式还可以显著降低电力成本，通过直接购电的模式，电价可以比当前工商业电价降低60%以上；同时减少电网传输相关费用，因为与电相比，氢能更容易大规模长期储存。通过可再生能源就地消纳的方式，使得绿氢和灰/蓝氢制造成本相当。预计随着绿氢成本降低，绿氢在氢气中的占比也会逐步提升。

图10 | 随着可再生能源就近消纳，绿氢有望更具成本竞争力，大规模制氢也将变为可能



来源：国际可再生能源机构；中国氢能产业报告（2020）；中国氢能联盟；BCG分析。

¹平均电价约0.6元/千瓦时。

²质子交换膜约为1万元/千瓦。

³假设通过直购电市场的电价约为0.2元/千瓦时，通过直购电。

⁴碳价约为85元/吨二氧化碳，根据北京当前碳交易水平估算。

⁵假设碳捕集技术成本为450元/吨二氧化碳，捕集效率为50%。

结语

综合分析，全球能源消费增量已经从化石能源向清洁能源转变，节能减排成为世界范围的主要共识和必然发展趋势，但减排现状与巴黎协定目标存在差距。遏制温室气体无序排放，实现碳中和是我国向世界作出的郑重承诺，彰显大国雄心的同时还将指导我国能源行业的发展方向。

在推进碳中和目标过程中，电力行业是应对气候变化的重要抓手，实现高质量发展的重要引擎。电力行业低碳发展和转型已是大势所趋，应及早谋划、积极应对、转变生产方式，加快推进能源结构转型升级。其中，发电企业想要从传统化石能源向可再生能源转型良性过渡，离不开政策支持、技术推动、电网配套以及绿色金融的助力。

此外，在从以煤炭发电为主向清洁低碳能源转变的过程中，大力发展核电、风电和光伏等可再生能源，可以提高我国能源的独立性，降低能源的区域依赖，催生新的商业模式和投资机会，还能实现能源生产与能源消费一体化，保障能源安全以及满足长期能源需求，进而助力全面提高社会经济发展能力和人民生活水平。

关于作者：

周涵博士是波士顿咨询公司（BCG）董事总经理，全球合伙人，BCG 能源专项中国区联席负责人，BCG 化工业务领域中国区负责人。

Thomas Palme是波士顿咨询公司（BCG）董事总经理、全球合伙人，BCG 气候与绿色转型业务领域中国区负责人。

苏日娜是波士顿咨询公司（BCG）董事总经理，全球合伙人，BCG 能源专项中国区联席负责人。

陈白平是波士顿咨询公司（BCG）董事总经理、全球合伙人，BCG 社会影响力专项中国区负责人。

范乐思 (Lars Fæste)是波士顿咨询公司（BCG）董事总经理、全球资深合伙人，BCG 中国区执行合伙人，BCG TURN 兼转型专项亚太区负责人。

如需联络，请致信 GCMKT@bcg.com。

致谢：

在本报告研究和撰写过程中，作者特别感谢中国能源研究所低碳情景研究课题组和首席气候专家姜克隽博士提供的宝贵意见和前沿洞察。

同时，作者要感谢BCG同仁Ferdinand Varga、Patrick Herhold和Esben Hegnsholt对本文内容提供的宝贵建议，感谢徐芩、康书鼎、郑音楠、黄璇和李中书为撰写本报告所作出的贡献，同时还要感谢刘铮箐、詹慧和柴茁在本文的编辑、制作和推广过程中提供的帮助和支持。

关于波士顿咨询公司：

波士顿咨询公司（BCG）与商界以及社会领袖携手并肩，帮助他们在应对最严峻挑战的同时，把握千载难逢的绝佳机遇。自1963年成立伊始，BCG便成为商业战略的开拓者和引领者。如今，BCG致力于帮助客户启动和落实整体转型，使所有利益相关方受益——赋能组织增长、打造可持续的竞争优势、发挥积极的社会影响力。

BCG复合多样的国际化团队能够为客户提供深厚的行业知识、职能专长和深刻洞察，激发组织变革。BCG基于最前沿的技术和构思，结合企业数字化创新实践，为客户量身打造符合其商业目标的解决方案。BCG创立的独特合作模式，与客户组织的各个层面紧密协作，帮助客户实现卓越发展，打造更美好的明天。

如需获得有关BCG的详细资料，请发送邮件至：GCMKT@bcg.com。

如欲了解更多BCG的精彩洞察，请关注我们的官方微信账号：BCG 波士顿咨询；ID：BCG_Greater_China；或“BCG洞察”小程序。



BCG 官微



BCG 报告集锦

