



准备迎接碳约束时代

全国碳市场对电力行业影响及企业应对

2018年12月

前言

中国是全球最具活力的经济体之一，同时也是气候变化挑战下承受压力最大的国家。政府正积极推动中国向低碳、可持续发展模式转型，全国电力碳市场的建立预示中国碳约束时代正式到来。政策制定者需要着力打好基础，设立合理的基准线、规则和规程，建立一个功能良好并可以为未来所用的机制。对于发电企业而言，如何在合规运营的前提下，实现效益最大化和永续发展至关重要。

第一章 碳约束时代正式到来

全球碳排放权市场趋势

全球碳市场在体系规模、制度改革、碳价和新兴市场作用等方面呈现以下趋势：

碳交易体系持续扩展。目前全球共运行着21个碳排放权交易体系（ETS），已设立碳市场的司法管辖区GDP占全球比重超过50%，人口占世界人口总数近三分之一¹。随着2017年底中国全国碳市场的启动，碳市场所覆盖的全球碳排放份额增至2005年的三倍，达到总排放量的15%。2017年，全球碳市场交易量增长5%，约为63亿吨二氧化碳当量。据世界银行估算，2017年全球碳市场收入同比增长50%，达到330亿美元²，收入主要来自配额拍卖、为履约合规义务所直接支付的费用和碳税收入。

主要体系不断改革以强化碳价信号。多个正在运行的碳市场正在制定改革措施以实现2020年后的减排目标，包括加州碳市场、区域温室气体倡议（RGGI）、欧盟碳排放交易体系（EU ETS）以及新西兰碳排放交易体系（NZ ETS），旨在强化碳价信号并为实现下一个十年的减排目标做好准备。随着已经运行的碳市场不断探索并完善其政策设计，碳定价由新兴政策工具向长效减排政策过渡。

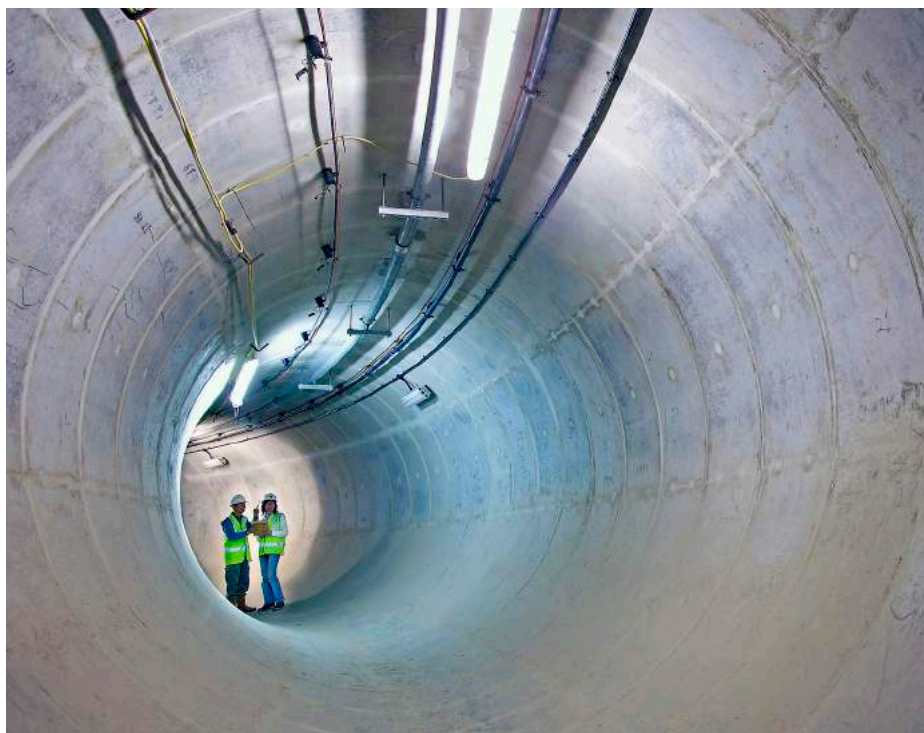
碳价反弹呈现上涨趋势。欧盟准备推出“市场稳定储备”（MSR），将2014-2016年期间过剩的九亿吨碳盈余转入储备市场。在配额大幅减少的预期下，欧盟排放配额（EUA）碳价已从2017年5月的4.38欧元/吨上涨到今年8月的18.28欧元/吨，上涨幅度达到310%，并很可能将于今年年底达到25欧元/吨。韩国碳交易价格由2017年18美元/吨上涨为今年4月的20.66美元/吨；加利福

尼亚-魁北克碳排放交易体系碳价小幅增长到14.6美元/吨。碳定价具有极大的减排潜力。国家应对气候变化战略研究和国际合作中心(NSCS)、国家发改委能源研究所(ERI)、能源创新机构(Energy Innovation)进行的建模分析表明，到2030年，在实施碳定价(定价为63元/吨)的情况下，碳排放将比常规情景（business-as-usual reference scenario）减少27.49%。

新兴国家的碳排放交易市场与成熟市场联动。目前全球大部分主要发达经济体均已建成了包括全部或重点局部地域范围的碳交易市场，且各具特色。作为这一领域的后来者，中国碳市场的建设可充分借鉴欧盟和美国等其它国家的经验

和特点，并结合自身国情，从而摸索出一套具有中国特色的碳排放交易体系。在互相借鉴发展经验的基础上，成熟的碳市场和新兴碳市场的联动将成为建立全球碳市场的重要支撑点。

更多企业将碳成本价纳入战略规划。内部碳定价已成为帮助企业管理风险和发掘低碳经济转型新机遇的重要机制。根据碳信息披露项目（CDP）最新报告显示，2017年全球1,300多家企业正在使用或计划在未来两年内纳入内部碳定价机制。这个数字比2016年增长11%，是2014年数字的将近10倍。而且，未来企业内部碳定价预计将在亚洲、拉美和北美地区快速普及。

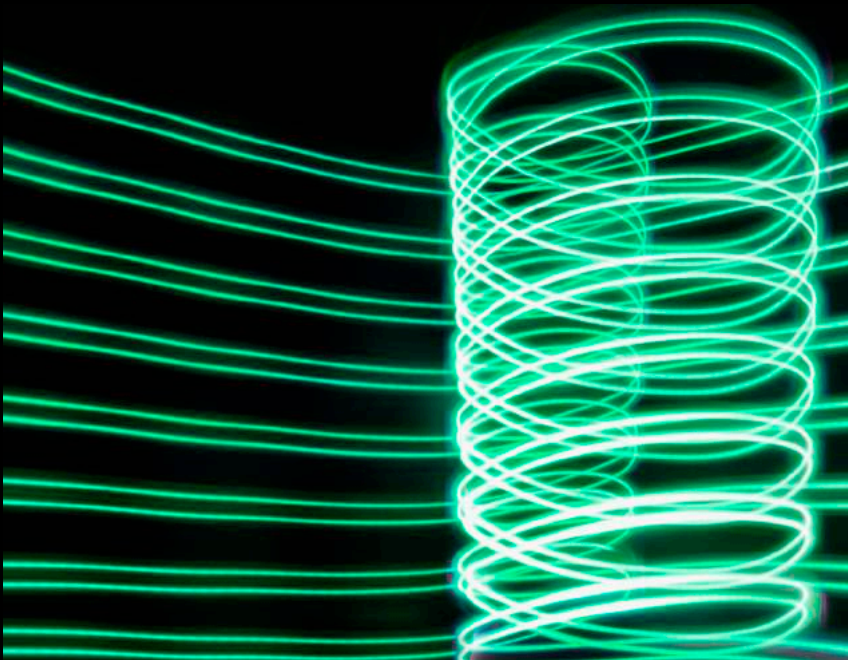


¹ 《全球碳市场进展：2018年度报告》，国际碳行动伙伴组织（ICAP），<https://icapcarbonaction.com/en/icap-status-report-2018>

² States and Trends of Carbon Pricing, 世界银行, 2018 05-22, <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2018/05/22/more-governments-taking-up-carbon-pricing-and-seeing-big-benefits-in-revenues-world-bank-report>

欧盟碳排放交易机制（EU-ETS）对中国的启示

欧盟碳排放交易体系共包括三阶段，第一阶段为2005-2007年；第二阶段为2008-2012年；第三阶段为2013-2020年，由于在前两个阶段出现了明显的免费配额超发的情况，从第三阶段开始力推配额拍卖方式。但欧盟各成员国经济发展水平参差不齐（这点和国内各省之间情况类似），因此在第三阶段，欧盟也非常注重对相较而言经济欠发达的国家进行保护——比如对于电力行业，欧盟对于电网建设比较落后或能源结构较为单一且经济较不发达的10个成员国提供了“止损”选择，允许其在第三阶段电力部门从免费分配逐渐过渡到拍卖。



图表1.1：欧盟碳排放交易制度分为三个阶段

	第一阶段 (2005-2007)	第二阶段 (2008-2012)	第三阶段 (2013-2020)
分配总量	比2005年+8.3%	比2005年-5.6%	比2005年-21%
配额分配方式	无偿分配	无偿分配	拍卖方式
产业对象	能源与一般工业部门	扩展到航空部门	扩展到化工、铝精炼部门
违约处罚	每吨二氧化碳处罚40欧元	每吨二氧化碳处罚100欧元 从次年企业排放许可权中扣除 超额排放量	根据物价进行调整

来源：《中国碳市场建设初探——理论、国际经验与中国的选择》，德勤研究

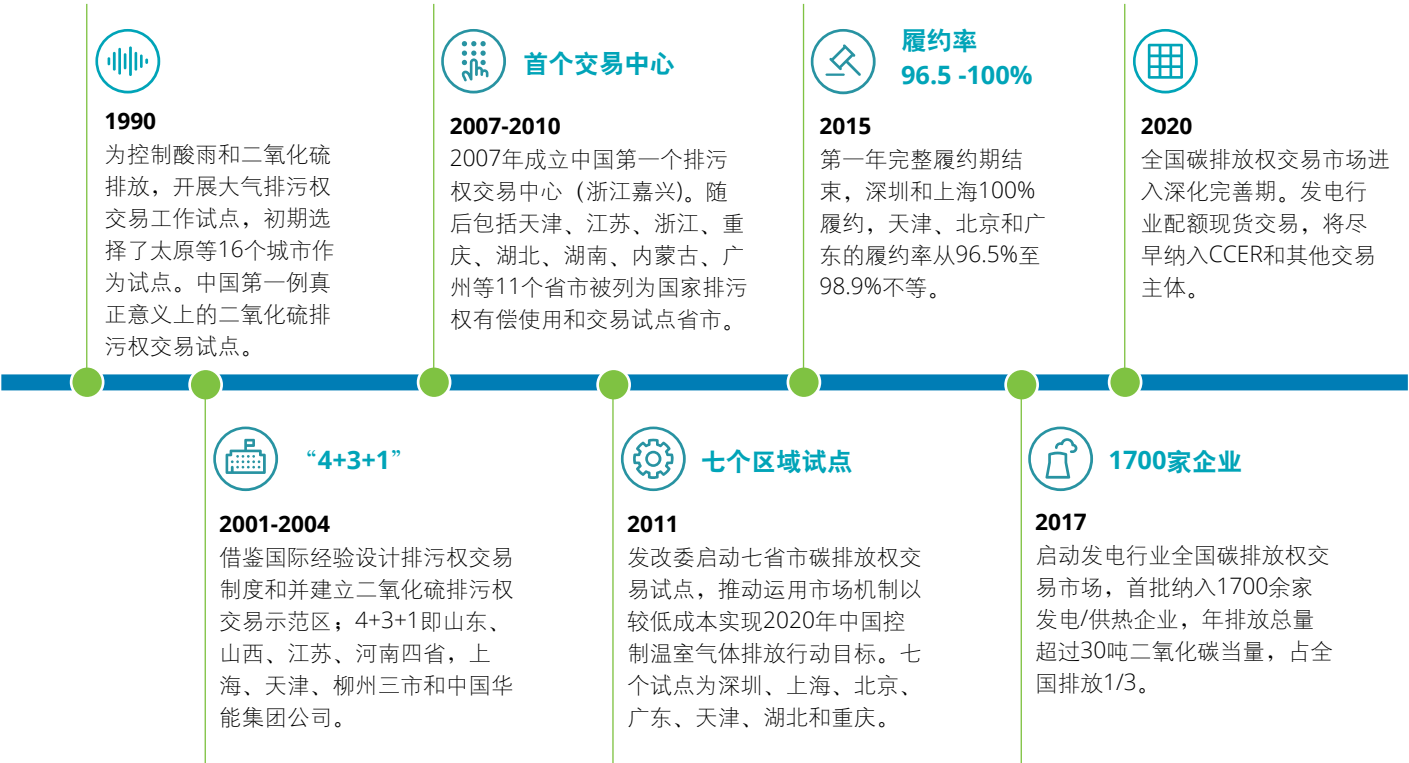
欧盟碳排放权交易机制的发展经验可以为中国提供两方面的启示。其一，碳市场需要可靠且合理稳定的碳价来引导低碳项目投资。诚然，预测碳排放以及配额需求是具有挑战性的，因此所有长期运行的系统都引入并改进了如何通过根

据市场条件调整配额的价格或数量来管理排放配额。其次，几乎所有的碳市场一开始都依赖于无偿配额，但无偿配额的份额需要随着时间的推移而下降。从无偿配额转为许可拍卖有助于建立明确的市场价格。这也是为什么欧盟排放交

易体系将免费配额从近100%减少到约40%，西部气候倡议中也有类似的拍卖，韩国将从2019年起开始拍卖其配额。

中国碳约束时代正式到来

图表1.2：中国排污权交易市场发展历程



来源：德勤研究

在全国碳市场启动前，中国已经先后建立七个区域级别的碳排放权交易市场，包括北京、上海、深圳、广东、天津、湖北及重庆。各个试点地区均有配额交易平台，交易内容主要有配额和核证减排量，重庆和广东还有经交易主管部门批准的交易品种。参与者类型基本上一致，但每个地方准入条件不一致。交易方

式包括配额集中交易、配额场外交易、公开竞价、协议转让等，关于配额场外交易的规定各个试点地区做法不同。

但是，区域碳市场之间相互分立、规模有限，同时市场流动性不足、碳价较低，碳交易市场对电力企业的生产经营、节能改造、发电成本等与经济效益

直接挂钩的领域产生的影响仍然较为有限。而且区域碳交易市场中更多的碳排放权交易是通过企业与企业私下商谈、交易，零散交易导致碳价波动过大。

图表1.3：各试点地区交易情形

	交易机构名称	交易品种	参与者类型	交易方式
北京	北京环境交易所	配额和核证减排量	重点排放单位、年综合能耗2,000吨标准煤以上和年二氧化碳排放量1万吨以下的排放者以及符合条件的其他单位均可参与交易	配额集中交易、配额场外交易
上海	上海环境能源交易所	配额和核证减排量	试点企业和符合上海市碳排放交易规定规则的其他单位	公开竞价、协议转让
天津	天津排放权交易所	配额和核证减排量	纳入企业级国内外机构、企业、社会团体、其他组织和个人	现货交易、协议交易、拍卖交易
重庆	重庆联合产权交易	配额、核证减排量和其他批准的产品	配额管理单位及国内外机构、企业、社会团体、其他组织和个人	公开竞价、协议转让
深圳	深圳排放权交易所	配额和核证减排量	控排单位、其他机构和个人	电子拍卖、定价点选、大宗交易、协议转让
广东	广州碳排放权交易所	配额和经交易主管部门批准的其他交易品种	控排企业、新建项目单位和符合规定的其他组织和个人	公开竞价、协议转让及主管部门批准
湖北	湖北碳排放权交易中心	配额和核证减排量	控排企业和自愿参与的法人、其他组织和个人	公开竞价

来源：《碳排放权交易概论》（2017年出版），德勤研究

2017年12月，国家发改委印发的《全国碳排放交易市场建设方案（发电行业）》，提出全国碳市场建设分三步走的时间表：基础建设期，用一年左右时间完成全国统一的数据报送系统、注册登记系统和交易系统建设；模拟运行期，用一年左右的时间开展发电行业配额模拟交易；深化完善期，在发电行业交易主体间开展配额现货交易，同时在发电行业碳市场稳定运行的前提下，尽早将国家核证自愿减排量（CCER）纳入全国碳市场。同时，推进区域碳交易试点向全国市场过渡。期间将建立

三项制度，包括监测、报告与核查制度（MRV）、重点排放单位配额管理制度以及市场交易相关制度。同时还将建立四个支持系统，即碳排放的数据报送系统、碳排放权注册登记系统、碳排放交易系统及碳排放权结算系统。全国碳市场初期仅纳入电力行业，在条件成熟后，区域碳交易试点待条件成熟后逐步向全国碳市场过渡，增加符合交易规则的国家核证自愿减排量及其他交易产品。

2018年3月17日，中国第十三届全国人民代表大会第一次会议通过了中国国务院重组的改革方案。这一改革方案的实施将影响到全国碳排放交易体系的治理结构。新组建的生态环境部(MEE)，整合了原环境保护部（MEP）的职责和其他六个部门的相关职责，包括国家发展和改革委员会（NDRC）的应对气候变化和减排职责，这意味着全国碳市场的建设和管辖也将纳入新的生态环境部。

电力全国碳市场具备如下特点：

- **交易产品：**主要为热、电两类，相对比较单一；数据比较完备，便于数据的核查核实。
- **交易类型：**初期现货交易为主要交易类型，现货交易是交易双方为完成减排额的交换与流通进行的交易。
- **碳排放额度设定：**不同于欧盟采取逐年下降的绝对排放额度，中国采用碳排放强度为减排指标，即每单位发电量所产生的碳排放减少，但对总排放量并无绝对值上的约束。
- **配额分配：**免费、额度固定且可交易。企业可以获得政府发放额度固定的免费配额，配额盈余的企业可以在市场出售配额获取利润，配额不够则需要向其它企业额外购买。
- **抵消机制：**目前尚未纳入，预计2020年后纳入CCER用于抵消产生的排放量。

- **惩罚机制：**如果企业超量排放将需支付费用。从区域碳市场经验来看，由于配额供应宽松且价格偏低，鲜有未履约情况出现，如北京环境交易所近期公布2017年北京碳市场履约率为100%。

毫无疑问，中国碳排放权交易体系的完善还有待时日，在这期间碳市场面临现货交易向期货交易扩展和碳定价的挑战。

现货交易向期货交易扩展：由于排放权交易存在价格风险，可以发展期货、期指交易。运用市场机制实现排放权在全社会的优化配置，建立二级市场。尽可能进行场内交易，这也是印度经确认的碳减排额度（CERs）价格高于中国的主要原因。如果没有企业间的大量交易活动，“有场无市”现象长期存在，不可能实现排放权的优化配置，碳交易也无法获得正常的收益。

碳价上升与抑制碳价波动：中国区域碳交易试点的市场碳价上下波动，但大多时间维持在每吨30元人民币上下。全国碳市场自2017年启动至2019年年末处于初始运行期，碳价可能会相对较低。未来碳交易的理想价值相对当前交易价格有大幅上升空间。发改委应对气候变化司副司长蒋兆理称，碳价要在2020年以后才会达到每吨200-300元人民币，在此之前，企业无法感到真实压力³。同时，市场调节机制（如稳定储备）是必要的，它有助于抑制价格波动，并防止系统性风险和供应过剩。国家宏观经济变化的不确定性需要由相当数量的调节量。另外，国家宏观调控在碳市场初期至关重要，配额富裕的企业在初期对未来政策走势不清楚，普遍会惜售。

虽然国家已经给出全国碳市场分三步走的阶段性重点，但首批被纳入的电力企业仍然面临政策和交易机制的不确定性因素，企业需关注这些问题的发展。

- 国家减排目标目前为强度目标，未来是否会变为绝对值减排目标？绝对值减排目标情景下企业如何应对？
- 不履约的后果可能是什么？高额罚款、影响从银行获取资金的负面信用记录或黑名单？
- 目前配额无偿分配，未来变为有偿分配的时间表？可拍卖的配额占比大约多少？
- 电力行业按基准线进行配额分配，这个基准线对企业自身过于严格还是相对宽松？
- 区域试点配额如何与全国市场进行结算？全部、部分还是不允许结转？
- 国家是否会建立配额储备机制，以抑制碳价波动和防治供应过剩？

³ “全国碳市场建设细节：分三步走，成熟一个行业纳入一个行业”，澎湃新闻，2017-12-20，https://www.thepaper.cn/newsDetail_forward_1913341

第二章 两个竞争市场形成

随着电力体制改革持续进行和碳排放权交易机制的完善，电力行业和企业将面临两个竞争市场——售电市场和碳排放权交易市场。分析碳交易市场对行业及企业的影响时，需要充分考虑碳交易市场与售电市场相关性。电力行业未来值得关注的趋势和变化有以下几点：

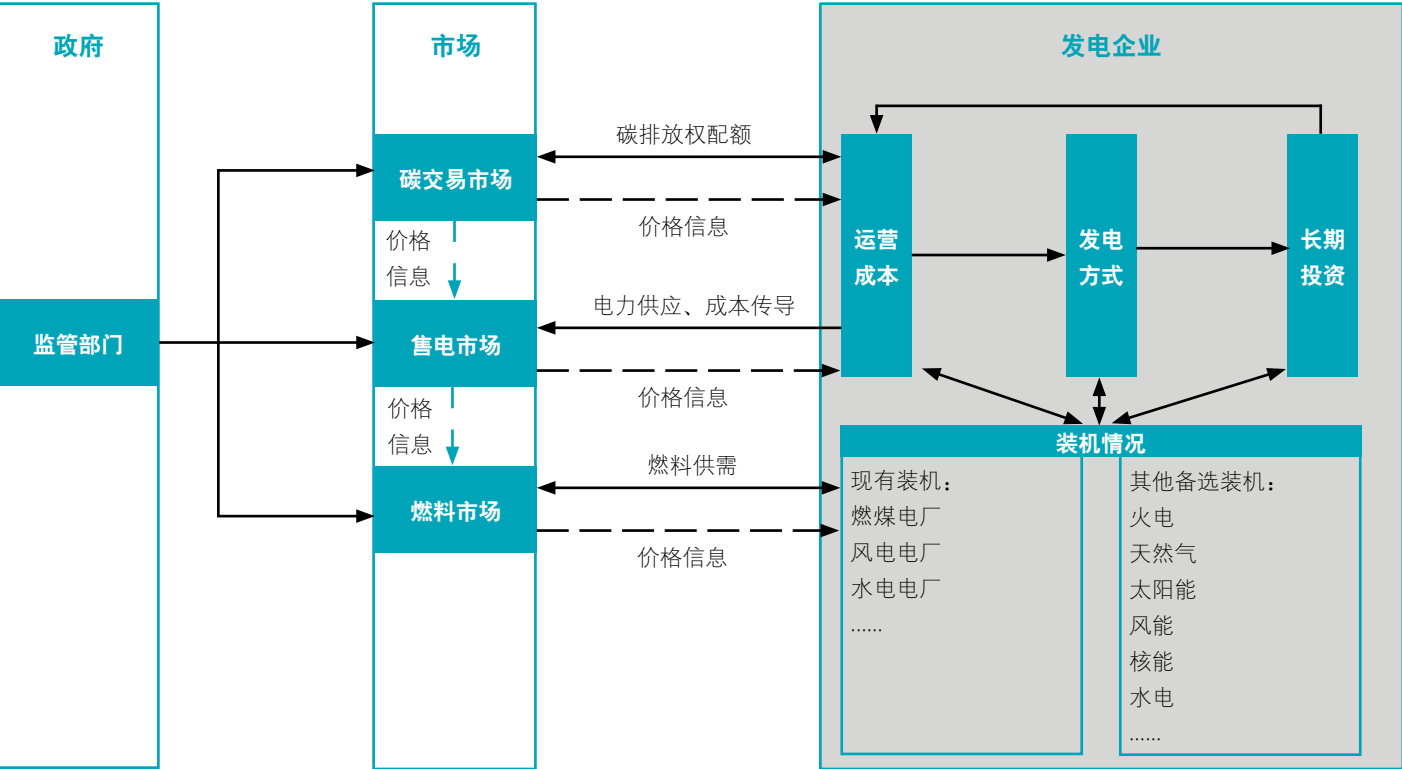
- 发电量保持增长，但计划配置减少：尽管整体经济增速放缓，中国电力需求受第三产业和新经济的带动，未来仍保持5%-6%的年均增速，因此电力企业发电量也需要保持同等水平年均增速。与此同时，中国将建立自由竞争的电力市场，即发电量不再由政府决定，发电小时数和上网分配将由发电企业竞争力决定。

- 减排成本有望传递至用电侧，但电价下行为普遍预期：现行电价机制下，购买配额的成本将由企业承担，碳价不会立即传递给用户。随着电力改革的逐步落实，电力企业可以通过市场化交易机制，将减排成本反应在电价中，传递给用电侧。然而发电企业与电力用户直接交易，价格自然趋于下降是用电侧的普遍预期。
- 可再生能源上网电价高于煤电，国家支持方式由补贴向配额制度过渡：尽管可再生能源上网电价有所下调，但相比煤电仍然较高（煤电0.25-0.45元/kWh vs 对比光伏0.55-0.75元/kWh）。国家能源局也在今年明确了2018年、2020年各

省的可再生能源电力总量配额指标和考核办法，国家的支持方式已由补贴逐渐向配额制度过渡。

结合中国电力发展趋势和全国碳市场建设规划，我们认为全国碳市场短期内对电力行业和企业影响有限，主要体现在合规成本上升。未来，随着碳交易机制逐步建立并发挥作用以及中国电力体制改革落地推进，碳市场将与售电市场关联趋于紧密，企业将在电力市场和碳市场两个市场竞争，这将对企业的运营成本、长期投资和产品组合产生更加深远的影响。

图表2.1：碳市场与电力市场关联趋于紧密



来源：德勤研究

运营成本

发电企业实施碳减排必然要增加成本，包括碳成本、技术成本和管理成本等。

2017年中国发电量6.5万亿千瓦时，其中火力发电量约4.7万亿千瓦时，占总发电量的70%。国家能源局数据显示，2018年上半年，火力发电企业受煤炭价格高居不下，可再生能源调峰机组优先发电等政策影响，亏损企业近半。例如山西省83%的火电企业亏损。在这样的大环境下，火电为主的发电企业所面临的减排成本压力增加。碳强度高于基准线的落后煤电机组将不得不增加投入购买碳排放权；而做过超净排放、能效改造的煤电企业进一步减排的成本也不可小觑。

出于减排考虑，国家在设定企业排放量配额时，很可能留下配额缺口。数据显示，国内大型发电集团的碳排放总量都在3-4亿吨之间，按照2-5%的缺口测算，配额短缺量达到数百万吨至上千万吨。按配额价格50元/吨计算（国家发改委课题组测试碳排放达峰的配额价格），每年有约3-10亿元的履约成本，再考虑到未来有偿分配比例逐步提高，碳价逐年上升，企业的履约成本还将进一步上升。

目前中国碳排放价权价格波动较大，多数时间在30元/吨左右。未来全国碳市场价格预计将逐年上升。根据中国碳论坛发布的《2018中国碳价调查》报告显示，受访者普遍认为中国的碳价水平将随着时间的推移而上涨，且碳价对

投资决策的影响将越来越大。2020年全国碳市场平均碳价预期为人民币 51 元/吨，2025 年为人民币 86 元/吨。当然，碳价水平仍有很大的不确定性，尤其是在更远的未来。按照统计学模型，2025 年的第 20 百分位数和第 80 百分位数分别为人民币 35 元/吨和人民币 158 元/吨。

图表2.2：全国碳排放权交易机制约束下企业碳成本上升

	2020年	2025年	注释
企业年排放总量（亿吨）	3	3.3	排放量年均增长5%
免费配额比例	95-98%	90%	有偿配额比例逐步提高
配额缺口比例	2-5%	10%	配额缺口加大
平均碳价（元/吨）	51	86	国家发改委课题组及《2018中国碳价调查报告》
碳排放履约成本（亿元）	3 -7.5	28	

资料来源：德勤研究

碳交易还将增加企业的管理成本，包括人力资源成本、交易成本和核查成本等。如企业需要设置专人完成排放量的统计、核算、报送、配合第三方核查机构核查、管理配额账户、负责企业合规流程等工作。如果参与碳市场交易，还须引进专业的金融人员来负责碳交易的策略、进行市场操作，并对碳资产进行保值增值的管理，控制碳资产经营管理风险。

发电企业要在保证电力供应的同时履行排放配额指标，企业很可能还需要通过

采取电厂技术升级改造、清洁能源发电技术、碳捕集技术等新技术实现减排目标，这些都将增加发电企业的技术成本和管理成本。目前中国发电行业减排已经有了严格的标准，发电效率和新能源技术利用都取得提高，发电行业减排潜力深度挖掘难度较大。

在发电成本上升的大趋势下，发电企业还面临碳价难以向下游传导，难以自主确定发电量的压力。中国大部分地区的上网电价与售电价格仍由政府批复，电价不由市场决定。碳价不能反映到电

价，无法实现不同机组减排技术水平和减排成本的差异。发电计划由政府指定，发电企业不能按市场化的方式自主确定发电量。随着电力体制改革深入，电价和发电量逐渐市场化，发电多电价高的企业受益更有保障。纳入碳排放权交易机制的发电企业中，单位产品排放强度比基准线低的会有配额富余，企业发电越多，获得的配额越多，竞争优势明显；单位产品排放强度比基准线高的企业配额缺少，竞争力减弱。



发电方式

发电企业纳入碳市场后，企业发电量受碳配额约束，企业发电成本除了燃料成本还包括碳排放成本，收益则取决于售电市场的电量交易和碳市场的配额交易。企业会根据碳市场的发展进行发电量与发电方式的调整，结合碳排放配额与碳市场价格，制定合理的发电计划。例如考虑排放成本后，高排放小机组收益率下降甚至出现亏损，虽然可以通过交易策略利用碳配额的价格波动抵消一定亏损，但损失依然无法避免，为了减少类似情况出现，可能出现小机组向低排放大机组、高排放机组向清洁能源机组出让发电权的运营模式。

目前中国领先电力集团无不正在改变单纯发电模式向综合能源服务商转型。纳入碳市场后，企业可供交易的产品不仅是电能，电能服务，还包括富余的配额和未来可期的抵消额度。发电企业需要思考电如何将碳配额嵌入产品和服务组合并实现效益最大化。

长期投资

更高的碳成本可能会在未来的长期投资中产生实际影响，不仅推动火力发电的清洁化和高效化，也会提高水电、风电等清洁能源装机比例。企业集团需要根据不同的投资资产变化来调整投资回报率模型。一些可能会受到影响的投资领域包括：设备及技术的选择、资产周期性的更新换代、新发电站的设立等。

发电设备和技术的选择低碳化。中国发电厂的效率仍低于部分发达国家。在日本，每生产一度电约排放二氧化碳418克，德国为560克，根据中电联统计数据，2015年中国单位发电量二氧化碳排放约627克。碳减排的压力使企业不得不加大高效低煤耗技术的引进和研发投入，提升发电效率。

资产周期性的更新换代。资产的更新换代不仅取决于其技术生命剩余时间，还有在未来的时间里，电站资产能否为企业带来目标收益。如果企业某燃煤电厂资产在未来长期处于亏损状态，则需要考虑升级改造或关闭电站。

新投资向可再生能源倾斜。碳市场建立对发电产生碳约束，意味着化石燃料成本升高，倒逼电力结构优化。同时，可再生能源开发成本降低，国家的产业扶持政策也逐渐由补贴向配额考核制度和绿证交易机制过渡。在碳约束和可再生能源配额达标的双重压力下，企业在进行了充分合理的情境分析和假设验证后，很可能向可再生能源而非传统化石能源领域新增投资。

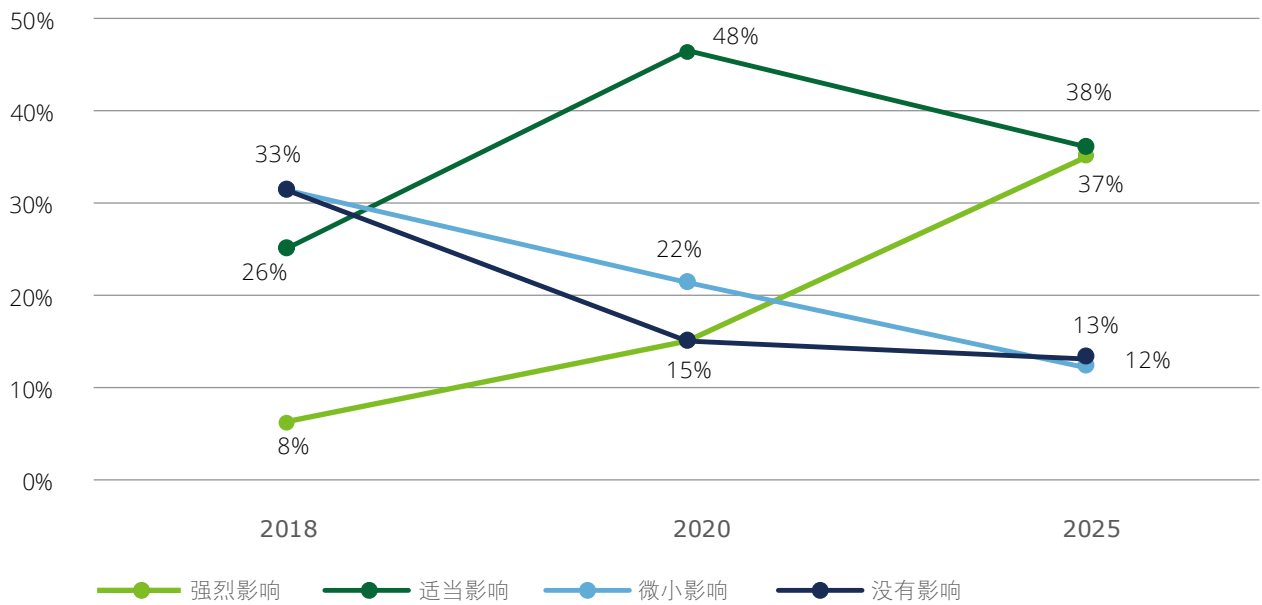
企业也认为碳排放交易对投资决策的影响会随着碳市场的成熟而不断加强。

《2018年中国碳价调查》报告显示，受访者预计未来几年碳排交易对投资决策的影响会越来越大。34%的受访者认为在2018年投资决策受到很大或相当程度的影响，而到2025年这数字上升到75%。



图表2.3：碳排放交易体系对企业投资决策影响逐渐加大

您预期中国碳排放交易体系是否会影响2018/2020/2025年的投资决策？
(n=304, 292, 285)



来源：《2018中国碳价调查》，德勤研究

可再生能源配额考核制度与绿证

再生能源电力配额考核制度及配套的绿色电力证书交易机制是指对参与市场竞争的电力供应商提出约束性的可再生能源电力配额要求，并通过绿色电力证书交易制度实现配额指标的流转。跟现行的标杆上网电价政策相比，可再生能源配额考核和绿色证书交易制度对可再生能源发展目标更加直接可控，各方责任更加清晰，通过对各类可再生能源证书比例的控制，可以引导不同类型可再生能源品种的发展。同时，项目开发建

设、价格、资金的管理进一步简化，主要由市场主体自行决定，最终实现能源转型的整体系统成本最小化。对于企业来说，可再生能源电力除了通过电力销售获得电价收入，还可以通过绿色证书交易获得额外收入。

可再生能源电力配额考核制度及配套的绿色电力证书交易机制是国际上普遍采用的可再生能源产业扶持政策，目前英国、澳大利亚、瑞典、挪威、意大利、日本、韩国和印度等20多个国家以及

美国29个州和华盛顿特区等均实施了配额制考核。如美国加利福尼亚州最近提出到2020年可再生能源在全部电力消费中的比例要达到50%，英国提出到2020年可再生能源电量占比达到30%。承担购买配额的主体，有的是售电企业（如美国大部分州、英国），有的是发电企业（如韩国、印度）。

企业评估碳交易体系对自身产生的影响时需要思考的问题：

- 减排成本的变化趋势如何？减排技术与购买配额的成本比较分析？
- 碳价走势如何？不同时间点（如2019-2020，2020-2025，2025后）的碳价预期是多少？
- 碳价的波动性可能，碳储备机制对碳价波动性的影响？
- 电价改革将如何进展？电价何时市场化？碳价如何体现在电价并传递给用户？
- 企业在履约过程中可能出现哪些风险？对合规经营的成本影响？
- 企业现有发电资产组合是否最优？
- 企业如何组合生产和服务实现效益最大化？

第三章 做好准备

碳交易市场建立究竟会带来更大的成本压力还是创造更多的盈利机会，取决于企业对碳交易所进行的准备。当然，具有不同诉求的企业所要关注的问题也不相同。

图表3.1：碳约束时代企业是否做好准备相关问题



政府的碳排放监管要求和市场的应对能力都在不断自我完善当中，中国的碳披露以及碳减排体系正在逐步开始形成。企业建立碳体系、摸清排放家底、开展碳交易为企业带来实际收益，是企业可持续发展过程中需要思考之根本。建议企业抓住这一机遇，立即采取行动，从两方面入手提升企业“碳”竞争力：

衔接内部体系与碳管理流程

加入碳市场之前，企业通常需要开展一系列的前期筹备工作，包括建立相关内部管理程序、建立碳排放信息汇报体系及评估潜在的财物影响。需要设立工程及内部制度的范围包括：

- 设立登记账户
- 建立数据统计体系
- 协调相关的测量、核证、报告工作
- 定期评估公司的财物风险
- 建立能够评估排放权价值的会计规则
- 透过优化流程或组合，识别并评估减排 / 交易方案
- 决定是否购买排放配额或抵消权
- 在履约期限内出具排放许可证和抵消额度

结合国家已经出台的电力行业温室气体排放统计核算指南和重点企业温室气体排放报告制度的要求，摸清自身的碳排放情况。结合企业内部环境（如企业全生产链技术、资源、资本、管理条件和人员状况等），编制企业全生产链温室气体排放清单，对企业全生产链、管理运营中涉及到使用煤、油、电、气等排放的二氧化碳的各环节进行识别、排放量计算和持续追踪，实现温室气体可测量、可核实和可报告（MRV）。然后通过减排潜力、成本效益等进行测算，综合确定企业实施减排的重点或优先领域。

建立碳交易及碳资产的专业团队，并熟悉交易规则。另一方面，构建企业碳资产管理制度体系，统筹碳排放与原有节能减排、环境保护等相关部门及职能的关系，规范企业内部各排放单位排放、碳资产、碳金融管理行为。碳排放管理涉及碳排放核算、碳资产管理和交易相关专业工作。发电企业的碳排放管理工作涉及到燃料管理、生产运行、煤质检测、计划经营、资金结算等多个方面和多个部门协同，企业需要在组织机构、工作机制和碳排放衔接。

优化碳资产管理

碳资产是指在强制碳排放权交易机制或资源碳排放权交易机制下，产生的可直接或间接影响组织温室气体排放的碳排放权配额、减排信用额。例如：

- 碳交易体系下，政府分配给企业的配额。
- 企业内部通过节能改造活动所减少的碳排放量，由于碳排放量减少使企业可交易配额量增加，也可以称其为碳资产。
- 企业投资开发的减排项目产生了减排量，且该项目成功申请签发了中国核证自愿减排量（CCER），并在碳交易市场上进行交易或转让，此经核证的资源减排量也可以成为碳资产。

碳资产管理的目的是降低合规成本，增加企业收入，增强企业风险应对能力以及提升品牌声誉。

内容	
碳资产项目开发	全新项目开发
	原有CDM项目在注册前产生的减排量开发
	原有CDM项目转为国内自愿减排项目开发
碳资产综合管理与研发服务	涵盖碳资产开发、配置、交易流通全过程，如企业低碳规划、碳盘查、企业配额申报、碳排放信息报送与优化系统建设、减排量开发、配额和减排量交易与管理
碳资产融资	碳资产质押融资增加新的融资渠道，更重要是可以通过运用这一新型资产形成新的盈利模式
碳资产优化管理	资产优化管理系统，包括碳配额资产、减排量资产、燃料、能源产量等优化组合

资料来源：“碳资产如何管理”

根据中国当前碳交易市场的发展状况来看，未来市场交易规模或超万亿元。碳市场的发展将增加传统产业碳排放成本，促使其不断通过技术进步和节能投资降低碳排放，同时新能源产业开发CCER项目将为其带来额外收入，增强其竞争优势。在碳交易市场支撑下的碳资产管理产业增长前景广阔，预计未来碳资产开发和碳交易经纪业务可达百亿级规模⁴。

德勤认为，企业可以结合各种应对方式达到碳资产优化：

- 减排：评估减少排放的可能性；将减排重点于管理运营相结合；制定具有说服力的减排商业理论。
- 配额交易：制定内部相关政策；数据管理并制定相应操作流程；与交易系统有效衔接。
- 抵消：制定相应战略利用碳信用抵消自身碳排放；确定企业或集团运营活动能产生的可供抵消的碳信用可能。
- 运营优化：评估不同情形碳定价对项目组合的影响；制定项目重新组合的战略。



⁴ “全国统一碳市场启动进入倒计时”，经济参考报，2017-12-08，<http://energy.people.com.cn/n1/2017/1208/c71661-29694424.html>

国内大型发电集团碳资产管理实践

为保证集团下属企业低成本完成履约，并发现减排投资的机会，成立碳资产公司，主要业务部门的工作内容有：

- 配额申报，包括对控排类企业的碳盘查、排放报告编制、进行第三方核查以及确定每年度的配额发放数量。
- 履约服务，包括根据控排企业碳排放数据、获得配额数量和持有、潜在的碳抵消额数量，确认企业的履约能力，制定公司下属各企业的具体交易策略，实现低成本履约，提高盈余收入的目标。
- 减排量开发：开发减排项目（如新能源项目），减排量与火电企业抵消碳配额，也可以为新能源企业创造额外的收入。
- 配额/抵消额管理：在全国碳交易体系中，可建立公司层面的配额/抵消额管理体系，包括配额/抵消额头寸配置、现货交易和远期交易。利用碳金融进行资产运作和业务创新。

碳交易策略形成



业绩考核指标包含一般性企业绩效评估指标和碳资产公司的自身经营特点相关指标。主要从财务指标与非财务指标这两个方面进行评估。财务指标包括偿债能力、盈利能力、营运能力等方面，非财务主要由管理指标和客户指标组成。

财务指标	资产负债率、现金流动比率、成本费用利润率、净资产收益率、应收装款周转率
非财务指标	低碳发展目标、合同履约率、低碳技术减排率、碳排放履约率、碳交易节省资金、客户满意度

总结

全球碳排放交易体系经历改革和重新启动之时，中国迎来碳约束时代的正式到来。尽管短期内，碳市场对电力企业运营影响有限，但未来电力企业未来将面临电力市场和碳市场这两个相互关联的竞争市场。届时，预计企业的运营成本上升，组织电力生产和能源服务的方式也会根据电力市场和碳价格变动而调整，对成本和效益的重新评估将影响企业的投资决策。碳交易市场究竟会带来更大的成本压力还是创造更多的盈利机会，取决于企业对市场变化是否有所准备。行业领导力将由具有前瞻性的企业来定义，未来的领军企业将向我们证明，企业可以在保持增长的同时解决气候变化问题。

联系我们

郭晓波

能源、资源及工业行业领导合伙人

电力及公共设施子行业主管合伙人

电话: +86 10 8520 7379

电子邮件: kguo@deloitte.com.cn

顾玲

风险咨询服务合伙人

电话: +86 10 8512 5340

电子邮件: ligu@deloitte.com.cn

Routh, Hannah

风险咨询服务合伙人

电话: +852 2109 5158

电子邮件: hrouth@deloitte.com.hk

屈倩如

德勤研究高级经理

电话: +86 10 8520 7047

电子邮件: jiqu@deloitte.com.cn

曹彤

能源、资源及工业行业规划经理

电话: +86 10 8512 5299

电子邮件: tocao@deloitte.com.cn

办事处地址

北京

中国北京市东长安街1号
东方广场东方经贸城西二办公楼8层
邮政编码: 100738
电话: +86 10 8520 7788
传真: +86 10 8518 1218

长沙

中国长沙市开福区芙蓉北路一段109号
华创国际广场3号栋20楼
邮政编码: 410008
电话: +86 731 8522 8790
传真: +86 731 8522 8230

成都

中国成都市人民南路二段1号
仁恒置地广场写字楼34层3406单元
邮政编码: 610016
电话: +86 28 6789 8188
传真: +86 28 6500 5161

重庆

中国重庆市渝中区瑞天路10号
企业天地8号德勤大楼36层
邮政编码: 400043
电话: +86 23 8823 1888
传真: +86 23 8859 9188

大连

中国大连市中山路147号
森茂大厦15楼
邮政编码: 116011
电话: +86 411 8371 2888
传真: +86 411 8360 3297

广州

中国广州市珠江东路28号
越秀金融大厦26楼
邮政编码: 510623
电话: +86 20 8396 9228
传真: +86 20 3888 0121

杭州

中国杭州市上城区飞云江路9号
赞成中心东楼1206-1210室
邮政编码: 310008
电话: +86 571 8972 7688
传真: +86 571 8779 7915 / 8779 7916

哈尔滨

中国哈尔滨市南岗区长江路368号
开发区管理大厦1618室
邮政编码: 150090
电话: +86 451 8586 0060
传真: +86 451 8586 0056

合肥

中国安徽省合肥市
政务文化新区潜山路190号
华邦ICC写字楼A座1201单元
邮政编码: 230601
电话: +86 551 6585 5927
传真: +86 551 6585 5687

香港

香港金钟道88号
太古广场一座35楼
电话: +852 2852 1600
传真: +852 2541 1911

济南

中国济南市市中区二环南路6636号
中海广场28层2802-2804单元
邮政编码: 250000
电话: +86 531 8973 5800
传真: +86 531 8973 5811

澳门

澳门殷皇子大马路43-53A号
澳门广场19楼H-N座
电话: +853 2871 2998
传真: +853 2871 3033

蒙古

15/F, ICC Tower, Jamiyan-Gun Street
1st Khoroo, Sukhbaatar District,
14240-0025 Ulaanbaatar, Mongolia
电话: +976 7010 0450
传真: +976 7013 0450

南京

中国南京市新街口汉中路2号
亚太商务楼6楼
邮政编码: 210005
电话: +86 25 5790 8880
传真: +86 25 8691 8776

上海

中国上海市延安东路222号
外滩中心30楼
邮政编码: 200002
电话: +86 21 6141 8888
传真: +86 21 6335 0003

沈阳

中国沈阳市沈河区青年大街1-1号
沈阳市府恒隆广场办公楼1座
3605-3606单元
邮政编码: 110063
电话: +86 24 6785 4068
传真: +86 24 6785 4067

深圳

中国深圳市深南东路5001号
华润大厦13楼
邮政编码: 518010
电话: +86 755 8246 3255
传真: +86 755 8246 3186

苏州

中国苏州市工业园区苏惠路88号
环球财富广场1幢23楼
邮政编码: 215021
电话: +86 512 6289 1238
传真: +86 512 6762 3338 / 3318

天津

中国天津市和平区南京路183号
天津世纪都会商厦45层
邮政编码: 300051
电话: +86 22 2320 6688
传真: +86 22 8312 6099

武汉

中国武汉市江汉区建设大道568号
新世界国贸大厦49层01室
邮政编码: 430000
电话: +86 27 8526 6618
传真: +86 27 8526 7032

厦门

中国厦门市思明区鹭江道8号
国际银行大厦26楼E单元
邮政编码: 361001
电话: +86 592 2107 298
传真: +86 592 2107 259

西安

中国西安市高新区锦业路9号
绿地中心A座51层5104A室
邮政编码: 710065
电话: +86 29 8114 0201
传真: +86 29 8114 0205

关于德勤全球

Deloitte（“德勤”）泛指一家或多家德勤有限公司（即根据英国法律组成的私人担保有限公司，以下称“德勤有限公司”），以及其成员所网络和它们的关联机构。德勤有限公司与其每一家成员所均为具有独立法律地位的法律实体。德勤有限公司（又称“德勤全球”）并不向客户提供服务。请参阅www.deloitte.com/cn/about以了解更多有关德勤有限公司及其成员所的详情。

德勤为各行各业的上市及非上市客户提供审计及鉴证、管理咨询、财务咨询、风险咨询、税务及相关服务。德勤透过遍及全球逾150个国家与地区的成员所网络为财富全球500强企业中超过80%的企业提供专业服务。凭借其世界一流和高质量的专业服务，协助客户应对极为复杂的商业挑战。如欲进一步了解全球大约286,000名德勤专业人员如何致力成就不凡，欢迎浏览我们的Facebook、LinkedIn 或Twitter专页。

关于德勤中国

德勤于1917年在上海设立办事处，德勤品牌由此进入中国。如今，德勤中国的事务所网络在德勤全球网络的支持下，为中国本地和在华的跨国及高增长企业客户提供全面的审计及鉴证、管理咨询、财务咨询、风险咨询和税务服务。德勤在中国市场拥有丰富的经验，同时致力为中国会计准则、税务制度及培养本地专业会计师等方面的发展作出重要贡献。敬请访问www2.deloitte.com/cn/zh/social-media，通过德勤中国的社交媒体平台，了解德勤在中国市场成就不凡的更多信息。

本通信中所含内容乃一般性信息，任何德勤有限公司、其成员所或它们的关联机构（统称为“德勤网络”）并不因此构成提供任何专业建议或服务。在作出任何可能影响您的财务或业务的决策或采取任何相关行动前，您应咨询合资格的专业顾问。任何德勤网络内的机构均不对任何方因使用本通信而导致的任何损失承担责任。

©2018。欲了解更多信息，请联系德勤中国。
RITM0210102



这是环保纸印刷品