

第 1 章

导论

1.1 研究背景

1.1.1 理论背景：政策执行网络

自 20 世纪 80 年代以来，政策执行研究逐渐成为公共政策领域最受关注的热点和核心话题之一。著名政策学家 Allison（1971）认为，在实现政策目标的过程中，政策方案确定的贡献只占 10%，其余 90% 取决于有效的执行。这说明政策执行问题的研究核心在于如何在复杂多变的社会环境下实现政策的有效落实，并厘清导致执行失败的顽疾。因此，Rothstein（1998）也将政策执行研究比喻为“痛苦的研究”和“社会科学的病理学”。自政策执行问题成为政策科学研究的重要话题，已经历了第一代“自上而下”和第二代“自下而上”理论范式的演进，第三代研究范式整合了前两代理论，更加强调执行过程中执行与决策的渐进互动和复杂性，以及参与主体的多元化趋势；同时强调从网络的视角理解政策执行，即政策执行网络如何影响政策执行的效果（Matland，1995；Lester & Goggin，1998）。

现有研究对我国政策执行的关注往往架构于中国特有的制度情景中，主要是置于我国的府际关系中进行讨论（黄萃等，2015）。在我国的制度语境下，典型的府际关系即“条块体制”所反映的中央与地方政府间关系，因而



最典型的政策执行网络，就是“条块体制”模式下中央政策的地方落实执行体系。从法定规范来看，我国中央政府各部委与地方政府对应业务部门之间属于业务指导而非行政隶属关系，中央部委通过起草法律与政策草案、颁布行政规章、进行领导或业务指导、召开地方对应部门会议、要求请示报告，以及专项督办等方式对地方政府进行约束，从而在地方政府与中央政府业务部门权责同构的基础上形成了“条条”关系。同时，地方政府业务部门属于地方政府组成部分，向地方政府负责，其人事任命与事权均受地方政府的直接领导，即“块块”结构。两种权力结构共同构成了我国极具特色的政府间“条块关系”。例如在能源领域，作为国家能源主管机构的国家发展改革委和国家能源局将政策下达到地方发展改革委和地方能源局，地方政府组成部门只对地方政府负责，因此在政策执行过程中具有充分的动机与能力基于地方实际情况进行执行变通；尤其在中央政府的统一政策目标下，地方之间往往存在由于竞争关系而协作失效的现象，对于我国这样一个横向组织不发达的社会来说，地方主义具有非常严重的弊端（王沪宁，1995）。因此，恰如政策执行网络这一概念所倡导的，对于多元政策执行主体的关注是格外必要的。但我国现有的研究往往局限于中央—地方政府二元主导的行政执行体制，而忽视了其他可能的政策参与主体，阻碍了对政策执行多样化路径的研究（陈静等，2020）。

基于我国的现实情境，学者们逐渐探索捕捉到我国存在的多种推动政策在“条块体制”下落实的机制。正式协调制度通过严格的法律、规章进行机构的设立和制度的构建，具体包括：设立领导小组、工作组、委员会等中央政府层级的议事协调机构，也被称作“小组政治”机制（吴晓林，2009；赖静萍，2012；杨雪冬，2014）；行政发包制以项目制运作的政策落实方式，通过“条条”向“块块”投放资源，进行项目制考核（周黎安，2008；敬东，2012）；运动式治理通过机构人员的临时性编制进行协调，往往具有跨条块的特点（周雪光，2012；叶敏，2016）；网格化管理方式衔接条、块关系，出现了依托数字平台促进流程再造与信息交流的现象（竺乾威，2012；池忠仁等，2012；盛铎，王芳，2013）。非正式协调制度通过非正式组织、关系

与行动进行协调,同样大量存在于我国的政治过程中,包括人格交往、利益交换、观念整合,以及组织负责人之间的非正式关系等人格化行为(叶敏,2016;黄萃等,2015)。

值得注意的是,近年来不少研究意识到国有企业在我国政策制定过程中的参与和作用,但是鲜有研究探讨国有企业如何在央地二元关系的制度情境下影响政策执行。近几十年来,国有企业在以企业的角色追求利润的同时,也承担了国家公共管理职能中的多种角色(Naughton & Tsai, 2015; Bremmer & Stewart, 2010; Thynne & Wettenhall, 2004)。在政策影响力方面,传统研究认为,国有企业往往作为政策落实过程中的被动接受者(Acemoglu & Robinson, 2013; Chan, 2009)。随着我国国有企业改革的不断深化,网络化视角下国有企业的主体性被逐渐深入认识,国有企业在执行国家意志的同时其组织能力与组织动机逐渐凸显。因此,近年来个别学者捕捉到我国国有企业在特定政策环境中参与政府产业政策决策的现实情况,认为国有企业具有一定的政策主观能动性以及制度能力,可以更加独立地参与政策过程(Xu, 2017; Silvestre, 2018)。然而,当前对于国有企业作为参与者的政策过程的实证研究仍然明显不足(Bruton, 2015),尤其是将国有企业中最具特色的组织——中央企业作为参与政策过程中的独立个体,揭开其组织内部网络化微观行为的“黑箱”^①,对于其参与机制和效果进行评估、考察的研究更是亟待开展。

1.1.2 现实背景:可再生能源的跨越式发展

可再生能源大规模、广范围的深入利用已经成为我国当前重要的能源发展战略目标与国际政治承诺之一。党的十九大报告将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置于建设美丽中国的总体战略部署地位。我国政府始终高度重视应对气候变化问题,积极参与全球气候变化治理活动。习近平主席在2020年9月第七十五届联合国大会一般性辩论上,向

^① 控制论中“黑箱”指一种既不能打开又不能从外部窥视其中奥秘的信息系统,常比喻难以了解其内情的事物。



全世界作出庄严承诺：中国将提高国家自主贡献力度，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。国务院印发的《2030 年前碳达峰行动方案》要求，到 2030 年，我国非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%，风电、太阳能发电装机达到 12 亿千瓦以上。

可再生能源发展也是促进经济社会转型发展、启动科技产业发展新引擎的关键因素（谢祥等，2012）。当前，我国在能源领域的研发投资已经超过美国，成为世界第一大国，通过《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》《中国制造 2025》等政策规划将新能源技术、电动汽车和节能产业等作为国家级战略性新兴产业，体现了中国成为全球清洁能源技术创新者与产业领导者的决心。过去很长一段时间，在我国能源创新产业网络支撑与能源政策激励下，风电产业的技术水平与规模实现了世界瞩目的跃迁发展（张芳，2016；智强等，2013），被研究者称为“中国风电奇迹”（Zhu，2019）。具体表现即我国风电、光伏装机规模的持续高速增长，2010 年年底，我国风力发电累计装机容量达到 4182.7 万千瓦，首次超过美国，跃居世界第一，并且此后我国陆上风电新增装机连续 10 年保持全球第一；2018 年年底，我国风电累计并网装机容量达到 1.84 亿千瓦，占全球风电装机容量的 36.8%。2016—2020 年我国的风电年均新增容量约 3000 万千瓦，尤其在 2020 年风电消纳问题趋于稳定之后，全年新增容量更是超过 7000 万千瓦（见图 1.1）。

然而，我国可再生能源发展所面临的挑战也同样严峻。作为全球主要经济体中唯一一个电力需求仍有显著增长的大国，同时迎来了电力供需变化与能源结构转型的双重挑战。电力行业是我国最大的碳排放源，其排放量约占 2014 年全国碳排放总量的一半（国际能源署，2016）。随着我国城市化进度不断加快，人民生活水平日益提升，国家电气化程度进一步加深，电力需求仍有巨大的增长空间。根据国际能源署（2010）估计，2002—2030 年世界能源需求将扩大 60%，其中 46% 的增长将来自中国和印度。与此同时，我国对煤炭发电仍有极大依赖。国家能源局发布的统计数据显示，截至 2020 年年

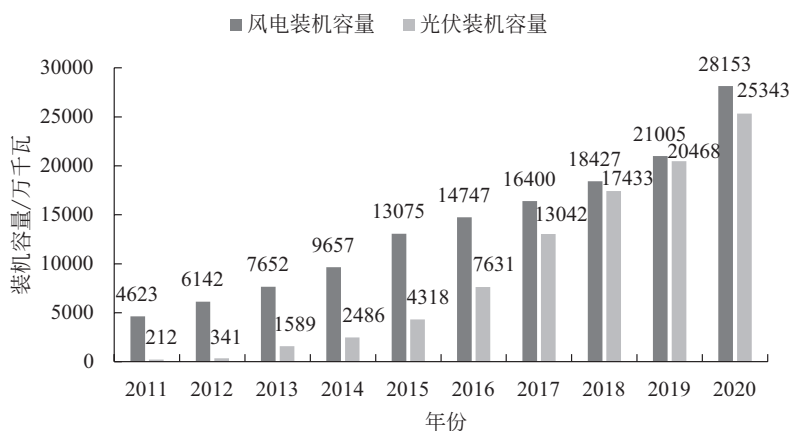


图 1.1 中国风电、光伏装机容量（2011—2020 年）

来源：《中国能源大数据报告 2020》

底，我国燃煤电厂总装机容量约 12.3 亿千瓦，占全国总装机容量的 58%，实际发电量占全国总发电量的 70%。在碳中和目标下的能源转型发展过程中，我国的可再生能源供应不仅需要满足电力需求增量，还需要对存量能源结构中的火力发电进行去碳替代，这将成为我国未来一段时间能源转型发展，乃至经济稳定发展面临的重大挑战。

1.2 研究问题

1.2.1 案例导引：风电消纳的行政执行失效与市场机制缺位

电力系统的完整链条覆盖发电、输电、变电、配电、用电等各个环节。装机容量的爆发式增长只表明了发电环节供应设备体量的增加，而可再生能源发展的最终成果，必须从电力消纳角度来考察；国家能源转型的成效，也必须落实到能源终端的利用来评价。

事实上，风电装机的爆发式增长与我国风电利用效率低下的反差日益加剧（Zhao & Zhen, 2019）。自 2010 年有统计以来，弃风限电开始逐渐出现在



全国各地，可再生能源的并网难、消纳难问题不断涌现，造成了能源利用与经济效益的重大损失。^①根据国家能源局网站公布的数据，2011年，甘肃、内蒙古东部地区弃风电量分别达到10.4亿千瓦时、27亿千瓦时。国家能源局发布的《2015风电产业发展情况》显示，2015年全年弃风电量339亿千瓦时，其中西北和东北地区弃风电量占全网的90%。但风电快速发展的势头并没有因此受到影响，一些地区“边弃边建，边建边弃”，弃风问题愈演愈烈。根据国家能源局《2016年上半年风电并网运行情况》通报，仅2016年上半年弃风电量就达323亿千瓦时，逼近2015年全年弃风电量，全国平均弃风率达21%，达到历史最高点。11个省份^②出现弃风现象，其中风能资源较丰富的省份面临的问题尤为严重，甘肃弃风率达到47%，新疆弃风率达到45%，最严重的省份吉林弃风率达到53%。就全年来看，2016年弃风总量达到497亿千瓦时，是2014年的4倍，弃限电量足以覆盖孟加拉国1.6亿人一年的电力需求，直接造成的财政损失预计达到187亿元人民币（Qi, 2017）。统计表明，弃限的风电电量如果全部可以作为煤电替代能源的话，将会减少4200万吨二氧化碳排放，接近于保加利亚全年的二氧化碳排放量。与国际水平相比较，相对稳定的弃风水平应当保持在1%~3%（Bird et al., 2016）。

具体逐年观察我国弃风情况，如图1.2所示，自2010年起我国弃风率不断上升，2012年全年弃风电量达到208亿千瓦时，是2011年的近两倍，全国平均弃风率达到17%，为当时历史高点。此后，2013年、2014年经历两年缓和，全国平均弃风率下降至8%，但这并不意味着我国弃风问题得到了

① 弃风限电是指在风资源可以被利用于风力发电的情况下，因电网消纳空间不足导致的限制风力发电的现象。2013年原国家电力监管委员会发布的《风电场弃风电量计算办法（试行）》对弃风电量进行了政策定义：风电场弃风电量是指受电网传输通道或安全运行需要等因素影响，风电场可发而未能发出的电量。根据文件，弃风率计算方式为：弃风电量 = Σ （限电时段理论发电量 - 限电时段实际发电量）；限电时段理论上网电量 = Σ 样板风机发电量 / （样板风机容量 / 风电场运行容量） - 风场内部输电线损 - 厂用电；弃风率 = 弃风电量 / 理论发电量。

② 省份指省级行政区，包含省、自治区、直辖市、特别行政区四种类型。本书中提及“各省”“省间”“省内”时，均指省级行政区。

解决,随着风电装机规模与比重的不断上升,2015年弃风率再次爬升,并于2016年达到历史最高水平。随后到2018年年底,我国的全年弃风电量降低到277亿千瓦时,同比减少142亿千瓦时,全国平均弃风率为7%,同比下降5个百分点,弃风限电状况已得到明显缓解。与国家发展改革委、国家能源局共同颁布的《清洁能源消纳行动计划(2018—2020年)》提出的2020年弃风率降至5%之下的目标相较,弃风限电从严重的风险应急问题转变为可控的常态化管理问题,自2009年开始的十年内“弃风时代”逐渐落下帷幕。

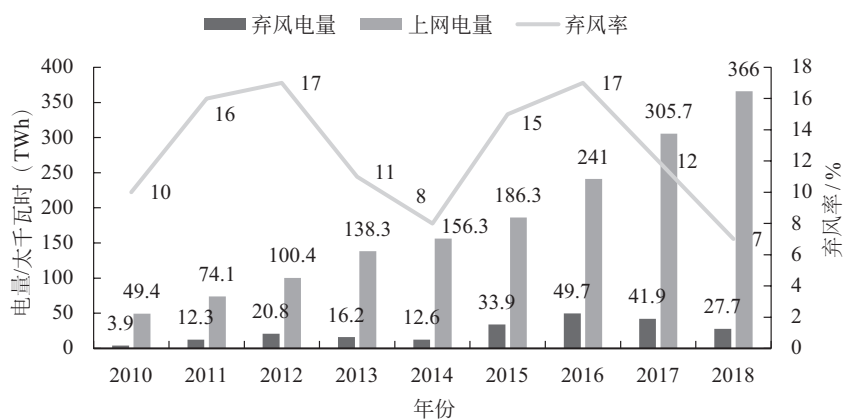


图 1.2 中国弃风情况统计 (2010—2018 年)

来源：国家能源局

在我国弃风问题跌宕起伏的十年中,作为国家能源主管部门,国家发展改革委与国家能源局始终密切关注态势发展,作出了一系列相应举措。在2010年3月风电弃限问题刚刚出现迹象时,国家能源局新能源司就发布了《关于加强风电开发与电网接入和运行管理协调工作的通知》,明确提出必须做好风电开发与电网接入、运行管理的协调工作,优化电网运行调度,建设风电技术支撑体系,挖掘火电调峰能力,为风电消纳提出具体的工作要求。并且从2012年起,国家能源局连续五年每年一季度都会发布“做好年度风电消纳有关工作”相关文件,明确把保障风电运行作为风电建设管理工作的重要内容,进行具体任务分解、详细列明保障性工作措施与要求。

然而,我国的弃风问题从2010年起不断攀升,并且在2012年、2016

年两次经历了当时的历史最严重水平。2013 年、2014 年虽然经历了弃风率和弃风电量的短暂下降，但其原因主要在于 2013 年、2014 年我国风力资源整体不佳，冬季供暖压力不大等客观自然因素（Davidson，2018；Qi et al.，2018），以及 2013 年发生的风电机组大规模脱网事故导致的全国风电机组暂停接入电网这一突发性状况。具体考察国家发展改革委、国家能源局在“弃风十年”间的两项核心工作——增量控制与存量消纳（如表 1.1 所示），会发现行政执行成效不尽如人意。

表 1.1 中央政府促进风电消纳的核心政策机制

政策机制	增量控制	存量消纳
执行机构	地方政府、地方电网公司	地方政府、地方电网公司
政策工具	风电投资监督预警：对于风电消纳存在风险的地区，对其项目核准、业务许可、并网申请进行限制与控制	全额保障性收购：对风电消纳存在风险地区，设定风电最低保障性小时数指标，对发电小时数以下电量风电机组发电进行全额保障性收购
政策依据与发展历程	(1) 2011 年国家能源局新能源司《风电开发建设管理暂行办法》； (2) 2012 年国家能源局新能源司《国家能源局关于加强风电并网和消纳工作有关要求的通知》； (3) 2015 年国家能源局新能源司《进一步完善风电年度开发方案管理工作》； (4) 2016 年国家能源局新能源司《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》； (5) 2016 年国家能源局《关于建立监测预警机制 促进风电产业持续健康发展的通知》	(1) 2005 年公布《中华人民共和国可再生能源法》； (2) 2006 年国家发展改革委价格司《可再生能源发电有关管理规定》； (3) 2007 年原国家电监会《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》； (4) 2015 年国家发展改革委运行局《关于改善电力运行 调节促进清洁能源多发满发的指导意见》； (5) 2016 年国家发展改革委、国家能源局《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》； (6) 2016 年国家发展改革委、国家能源局《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》； (7) 2019 年国家发展改革委、国家能源局《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》

续表

政策机制	增量控制	存量消纳
执行效果	(1) 2012 年，黑龙江、吉林、内蒙古仅批复 21GW（百万千瓦）项目，宁夏、甘肃当年没有获批项目； (2) 2017 年，新风电装机容量增长 19.6GW，增幅降低 15.9%。除内蒙古、新疆外，六个红色预警区域无新增风电容量	直到 2016 年国家才第一次公布保障性收购执行效果： (1) 绝大多数省份执行低于国家标准的保障性小时数标准，“打折”执行； (2) 甘肃、宁夏、新疆等省和自治区发展改革委、经信局采用零报价上网、停止标杆收购等方式，与上级政策背道而驰； (3) 2016 年在要求进行全额保障性收购的 9 个省份中，仅有 3 个省份达到了发改委指标要求，2017 年也仍有 4 个省份未达到要求

来源：笔者整理

在增量控制和存量消纳方面，国家发展改革委与国家能源局持续出台相关政策文件和相关举措。从效果来看，新增装机的增量控制执行效果比较明显，其原因在于执行路径明确，考核方式清晰：对于地方政府来说推迟建设与接入风场并不带来对既有利益格局的重新划定，只是对于新建风电场的增量管制；且地方政府完全掌握影响机组建设的控制权力，政策执行主体具备相应能力，因此整体执行成本较低。然而，控制增量只能控制风电机组的建设速率，并非从机制上解决风电消纳问题的长远措施，这也导致了在弃风风险较为严峻的“三北”地区（华北、东北、西北）虽然已经多次经历严格审批，但弃风问题依然卷土重来。

存量消纳方面的政策措施效果则更不理想。早在 2005 年《中华人民共和国可再生能源法》颁布之后，国家发展改革委价格司就通过《可再生能源发电有关管理规定》确立了电网公司需保障可再生能源发电全额上网的能源政策，原国家电监会（后在机构整合中并入国家能源局）也在 2007 年发布了《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》，对可再生能源企业上网服务、优先调度、可再生能源并网安全运行、全额保障性收购电量等工作提供监督，



并规定了配套罚款措施。2016年,国家发展改革委首次通报了地方执行绩效,在国家确定风电保障收购利用小时数的九个省份中,达标的仅有辽宁、河北、山西三个省份。2017年全年,九个省份中弃风问题最为严重的新疆、甘肃、宁夏、吉林仍然不达标,即使对于达标的辽宁、河北和山西,其评估报告也没有列出其中满足政府保障性定价的具体电力上网百分比。究其原因,在于存量消纳涉及地方传统能源产业和风电利益产业之间的利益重新划分,在新能源尚且处在政策补贴红利期的阶段中,利益偏向对于地方传统能源产业发展、地方压低整体电价水平的经济目标导向带来了较大的负面影响,进而影响地方政府的招商引资、财税和就业情况。同时,保障性收购只提出了收购的要求,将结果作为考核,并没有对风电消纳的现实和体制性问题提出解决方案和支撑措施,地方政府即使希望达成,也往往力所不能及。

面对可再生能源的消纳难问题,我国当时的电力市场调节能力也较为有限。新中国成立以来,从由政府进行统筹管理的电力体制,到2003年电力体制改革在“政企分开、厂网分开”的原则指导下将原国家电力公司拆分为多家电网企业和电力企业,才初步实现了市场参与主体的机构独立。我国的电力价格、电力生产活动受到中央与地方政府的具体管理,同时受长期“省为实体”的电力发展模式影响,形成了影响跨省输电的“省间壁垒”。在经历了2009年区域电力市场试点遇阻后,从2015年新一轮电力体制改革开始,我国通过以地方试点为主的渐进化改革,才逐步建立市场化电力定价机制和电力细分市场规则。然而对于可再生能源消纳的严峻形势来说,我国电力市场的发展落后于问题的出现和解决。比如对于可再生能源灵活性消纳起到重要作用的电力现货市场的建立,直到2018年下半年才开始在首个地区试点,此时我国的弃风问题事实上已经开始偃旗息鼓。由于全国电力市场正在建立过程中,在跨区域交易、电力现货交易和市场化价格信号等多个对可再生能源消纳具有重要意义的市场制度尚待完善的情况下,相关研究认为我国的电力市场机制对可再生能源调度优化的促进作用并不显著,价格信号对发用电端效率提升效果不明显,市场机制引导作用较为缺乏(Li, 2019; Cai, 2018; Qi et al., 2018; Liu et al., 2018; Luo et al., 2018)。