

协同视角下构建全国统一大市场的事前评估研究*

——以电力市场为例

宋 枫 冯彦博 黄阳华 崔 健

内容提要:本文以电力市场为典型样本,立足我国电力体制实际和技术经济特征,从效率、公平、环境与安全四个维度,量化评估建设全国统一电力市场对不同市场主体和地区的影响。本文基于电力市场均衡模型和高颗粒度供需数据的模拟结果显示,电力市场一体化程度的提升,能够使得年度全社会总剩余增加148亿元—256亿元,供电总成本下降0.8%—1.5%,平均电价下降1.7%—4.2%。其影响在不同市场主体与地区之间存在异质性:由于电力需求弹性低,电力批发价格的潜在下降幅度大于成本下降,使消费者受益更多;省间电力贸易增加,促进电力价格趋同;电力生产集中于西部省份,部分电力进口省份的对外依存度上升;统一电力市场建设对碳减排的效果不显著,碳排放将更加集中于电力出口省份。在推进全国统一电力市场建设时,应优先考虑在贸易和福利改善潜力较大的华北、西北、华中地区建立区域市场,或基于网架结构,在供需互补性强的东西部省份构建跨越型区域市场。本文的量化分析结果为全国电力市场建设路径的选择提供了科学支撑。

关键词:全国统一大市场 市场分割 电力市场 社会福利 碳中和

一、引言

持续推动商品和资源要素的统一市场建设,完善市场一体化制度规则,是我国完善社会主义市场经济体制的重要任务之一。2022年3月,《中共中央、国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》对加快建设全国统一大市场作出总体部署。党的二十届三中全会进一步强调,构建全国统一大市场需要“完善要素市场制度和规则,推动生产要素畅通流动、各类资源高效配置”。在谋划“十五五”规划的重要关口,如何从我国渐进式改革和加快构建新发展格局的双重视角,甄别重点资源要素领域存在的阻碍统一大市场建设的堵点,研究提出改革方案,具有重要的现实意义。

统一大市场建设还将带来利益再分配,如何协调不同的利益诉求是建立统一市场的难题。不同的统一市场模式与市场范围,如何影响市场主体与地区之间的潜在收益与损失分配?统一大市场建设应如何在效率、公平、环境与安全等多重目标之间权衡取舍?对这一系列重要问题的量化评估,有助于协调各市场主体与各地区利益格局,破除地方保护主义和省际壁垒,构建多目标协同机制,从而有效推进统一大市场建设。

电力作为基本生产资料与上游行业,在研究统一市场建设方面具有典型性。一方面,电力行业传统上以省为单位进行资源配置,但我国发电资源区域分布极不均衡。另一方面,由于电力具有高度的产品同质性和关系国计民生的战略性,国有企业占比高,令其成为产业政策与经济调控

* 宋枫、冯彦博,中国人民大学应用经济学院,邮政编码:100872,电子信箱:songfeng@ruc.edu.cn, fyt@ruc.edu.cn;黄阳华(通讯作者),中国人民大学应用经济学院、中国人民大学和平与发展学院,邮政编码:100872,电子信箱:y.h@ruc.edu.cn;崔健,中国石油大学(北京)经济管理学院,邮政编码:102249,电子信箱:jiancui@cup.edu.cn。本研究得到国家社会科学基金重大项目(24ZDA098)和教育部哲学社会科学研究重大课题攻关项目招标课题(22J2D013)的资助。作者感谢匿名审稿专家提供的建设性意见。当然,文责自负。

的重要工具。因此,电力市场的省际壁垒尤为明显,建设全国统一电力市场的潜在红利巨大。此外,电力不能大量存储,且依赖复杂网络进行传输,因此竞争性市场无法自发产生,极度依赖于组织结构、市场规则与制度安排,需要遵循市场规律和系统思维进行市场机制设计。因而全国电力市场建设需要考虑地方政府、以国企为主的发电企业、电力消费者的福利等,对市场模式、市场范围和推进路径进行评估和设计,这也能够为推进重点领域统一市场建设提供改革样本。

本文基于我国统一电力市场建设的进展与改革方向,结合当前备受关注的代表性模式,设定省级市场情景、区域市场情景和全国市场情景三种改革模式,构建纳入发电容量、传输限制等物理约束的电力市场局部均衡模型,根据各市场情景下电力供给曲线与市场出清规则,利用高颗粒度供需数据模拟分析给定需求与发电装机结构下的市场出清结果变化,进而从效率、公平、环境与安全多个维度对不同市场一体化情景进行量化评估。本文的结果显示,相对于省级市场情景,区域市场和全国市场均能带来效率改善。市场一体化使供电总成本下降0.8%—1.5%。在2018年电力供需约束下,区域市场能够增加每年147.5亿元的社会总剩余,全国市场将进一步增加每年255.7亿元的社会总剩余。市场一体化也会带来不同市场主体与各省之间的福利再分配效应。由于电力需求弹性较低,全国电力均衡价格的潜在下降幅度远大于成本下降幅度,电力消费者较发电企业受益更多,但各省消费者和生产者受到的影响不同。市场一体化会带来电力省间贸易量增加,促进省间均衡价格趋同。部分省份进口电力进一步增加,电力对外依存度显著上升。受限于我国发电侧存量结构,电力市场一体化的碳减排效果并不明显,碳排放会更加集中在电力出口省份。通过对不同区域市场范围的比较发现,区域市场建设不应囿于地理相邻省份,具有强供需互补性的东西部省份之间可以基于网架结构形成跨越型区域市场。

本研究的贡献体现在以下三个方面。第一,统一市场建设有利于推动经济发展已是共识,但鲜有文献构建系统评估框架对统一市场建设的潜在影响进行量化评估。本文建立了一个基于效率、公平、环境和安全的多目标政策评估框架,通过严谨规范的电力市场均衡模型,为改革带来的经济、社会、环境影响之间的权衡提供新知,为其他资源要素行业的统一大市场评估提供参考。第二,针对电力市场一体化模式与建设路径,目前业界及学界存在激烈争论。电力具有难以存储、需求弹性小、日内与季节变动幅度大的特点,使得电力市场量化模拟需要较高的时空精度,为不同市场模式的量化评估带来了难度。本文使用高频分省小时级的电力需求数据,结合我国电力市场化改革的实际,对统一电力市场建设不同模式和区域市场建设路径的潜在影响进行了模拟量化评估,评估结果更加精确可靠。对各省福利的评估,还可以为建立省际或者区域补偿机制提供参考,为降低省际壁垒提供科学支撑。第三,本文的研究结论为电力市场一体化路径提供了政策启示,提出应考虑供需互补与电网基础设施结构,包括内蒙古、山西、山东、京津冀在内的华北电力市场具有较大的电力贸易改善潜力,可以优先考虑建设区域市场;长三角地区、粤港澳大湾区适宜与西北、西南等省份基于网架结构建设跨越型区域市场。

二、制度背景与文献综述

(一)全国统一电力市场建设进展与深化改革模式选择的讨论

电力行业体制演进是中国经济体制变革的一个缩影。新中国成立后至改革开放初期,我国电力行业长期实行“独家办电”体制,即实行发电、输电、配电、售电四个环节垂直一体化的政府垄断经营。2002年,国务院发布了电力体制改革的纲领性文件《关于印发电力体制改革方案的通知》(国发〔2002〕5号),拉开了电力市场化改革的序幕。该轮改革破除了电力行业政企不分、厂网不分等体制问题,重组了发电和电网企业,并试行了竞价上网,但是电力系统仍以计划为主,发电量和上网电价仍然由政府决定,售电侧有效竞争机制并未建立(林伯强,2005;冯永

晟,2014)。2015年,中共中央、国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)发布,提出按照“管住中间、放开两头”的架构,在发电和售电环节引入竞争,对输配环节实行科学监管。

我国电力行业地区分割明显。长期以来,我国按省对电力发展规划、经济运行和安全生产等进行管理,形成了以省为单位的电力供需平衡结构。同时,电力供给主体以国有企业为主导,其决策更容易受到各省稳就业、保税收等经济社会发展目标的影响,导致各省具有使用当地电力的“本地偏好”。2015年新一轮电力市场化改革启动,为激发各省动力,在中央政府的指导方针之下,由各省级政府负责电力市场化改革。由于各省在资源禀赋、发用电结构与经济发展阶段等方面具有较大差异,使得市场模式选择各具特点,省间市场交易规则差异较大,逐渐形成了以省内交易为主的省级市场。如图1所示,2015年改革后,市场化交易电量占全社会用电量比重从2017年的25.9%提高至2024年的62.7%,逐步取代了计划用电。但是,省间市场化进程明显慢于省内交易市场化,超过75%的市场交易量仍是省内交易,省间市场化交易电量仅占全国电力需求量的14.5%。中央政府统筹的重大项目与战略主要以省间计划电量落实,^①在定价机制上通常为省间政府协商年度计划与价格,尚未形成市场化定价机制,因而全国电力市场一体化程度较低。

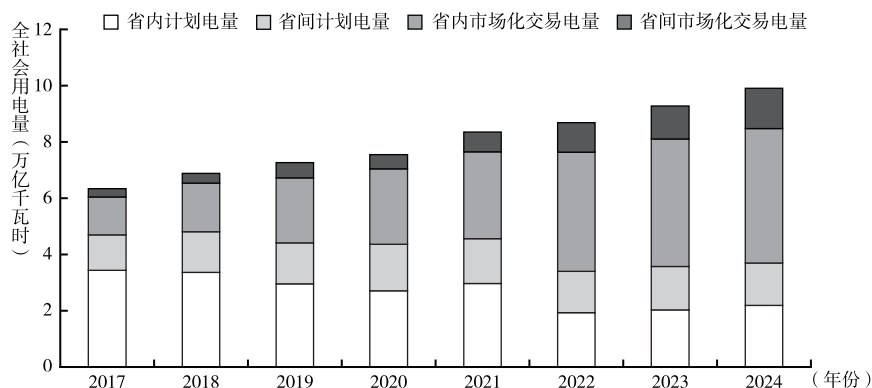


图1 2017—2024年全国电力交易量(含计划和市场)

注:作者根据公开数据整理,包括电查网站、国家电网公司、南方电网公司、中国电力企业联合会、《电力工业统计资料汇编》。

2022年1月,国家发展改革委、国家能源局《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》(发改体改〔2022〕118号)发布,明确了推进全国统一电力市场的发展方向。但是,对于推进统一市场建设的路径与模式,尤其是对区域市场的定位和范围界定存有较大争论。一种主张是将“区域市场”模式作为全国统一大市场的一个必要阶段,其主要依据是:我国区域经济发展不平衡,各地区电力市场模式差异较大,建设全国统一大市场需要建立信息披露、市场监管等配套机制,将极大增加市场运营成本,同时市场主体决策复杂化导致交易成本增加,因此建立若干个跨行政区的区域市场作为过渡模式更为可行。另一种主张是“统一大市场”模式,认为电力行业投资的转换成本高,容易形成强锁定效应,且市场交易规则复杂,一旦先行构建“区域市场”,极可能形成路径依赖而被锁定于“区域市场”。该观点还提出,我国地区间资源禀赋互补性强,应由中央政府设计顶层市场规则,并通过省间市场开放、竞争、融合,最终形成“统一交易、统一调度”的统一大市场。两种主张各具实践基础与理论依据。在加快构建国内统一大市场和建设全国统一电力市场的改革目标下,需要对不同模式进行科学评估,为市场一体化路径选择提

^① 如三峡工程和“西电东送”等项目。

供学理支撑。

(二)文献综述

与本文研究密切相关的文献,主要包括市场分割与全国统一大市场、电力市场化、电力市场一体化三支文献。

一是关于市场分割与全国统一大市场的研究,主要关注三个问题。第一,通过地区间价格、生产、贸易等指标,测算我国不同时期的市场分割程度,评价统一大市场建设进程(张昊,2020;李自若等,2022)。第二,研究市场分割对地方经济的影响,指出一定的市场分割可能促进区域专业化,但在供给侧会导致产业结构扭曲和要素配置效率下降,在需求侧使得人均收入增长仅限于促进当地消费,无法有效拉动经济增长(徐保昌和谢建国,2016;郑毓盛和李崇高,2003;陆铭和陈钊,2009;冯永晟和张昊,2021)。第三,剖析市场分割的原因,具体包括自然因素和制度因素,如空间距离导致的方言多样性(丁从明等,2018)、物流运输成本(范欣等,2017)、本地偏好(才国伟等,2024)等。早期的制度研究认为,财政分权与地方官员激励机制加剧了市场分割(沈立人和戴园晨,1990;周黎安,2007;范子英和张军,2010)。我国长期处于经济高速增长阶段,以当地经济绩效为主的评价体系导致地方保护主义和市场分割。2022年,中共中央、国务院《关于加快建设全国统一大市场的意见》的发布引发热烈讨论,学界分析了全国统一大市场的意义和内涵,提出了建设全国统一大市场的制度设计与政策工具(刘志彪,2022;罗小芳和卢现祥,2023)。一些学者从产业政策、项目审批、外需萎缩等视角,检验市场一体化程度提高的经济效应,或关注数据、能源等要素的全国统一大市场建设(林晨和李宇潇,2024;熊凌云等,2025;陈斌开和赵扶扬,2023)。

二是关于电力市场化的研究。电力行业传统上因其自然垄断性受到政府监管。自20世纪80年代初以来,英美等国陆续进行了电力市场化改革,其理论基础既根植于新古典经济学的竞争均衡与福利最大化理论,也得益于产业组织理论在不对称信息、自然垄断监管、机制设计等领域的进展(Green & Newbery, 1992; Joskow & Tirole, 2000)。一些研究量化估计了英国、美国等电力市场化改革对于配置效率和社会福利的影响(Barmack et al., 2007; Cicala, 2022)。自我国电力市场化改革以来,相关文献探讨了电力制度改革的总体设计、电力市场模式的选择、输配电价与市场势力监管等多个方面(Pollitt, 2020),并模拟测算了发电部门市场化改革的潜在收益(Wei et al., 2018; Chen et al., 2020)。

三是关于电力市场一体化的研究。早期文献建立在输电扩张影响的理论模型之上,从两个分割的电力市场拓展至多个市场(Joskow & Tirole, 2000; Borenstein et al., 2000)。在经验研究方面,欧美统一电力市场化改革进展较快,多数文献认为电力市场一体化带来了效率及福利改善(Newbery et al., 2016; Cicala, 2022),还将激励可再生能源投资(Abrell & Rausch, 2016; Gonzales et al., 2023)。我国发电资源区域分布不平衡,建立全国统一电力市场以增加省间电力交易,对能源统筹发展、安全与环保具有重要作用。电力技术专家从工程学角度讨论了全国统一电力市场建设的可行性和必要性,但尚未从经济学视角对我国电力市场一体化进行分析。电力市场一体化面临巨大的制度成本与地区间壁垒,随着电力市场一体化推进,各地区发电成本、电价和电厂投资回报率趋同(Jamasb & Pollitt, 2005),原本低成本地区的消费者面临电价的上漲,一些研究提出应对这部分消费者进行补偿以确保改革顺利推进(Finon & Romano, 2009)。

概言之,现有文献关注市场分割表现形式、程度测度和原因,并对降低市场分割的改革效果进行事后评估。不同市场的一体化改革路径既有一般性,也具有国别与行业特殊性,需要结合我国国情与重点行业市场具体分析,才能给出具有可操作性的意见。面对重要领域改革,事后评估固然重要,但事前评估同样重要,这是现阶段较为欠缺的。本文以电力行业为样本,量化评估全国统一大

市场对不同省份和市场主体带来的多维度影响,并就如何进一步建设全国统一电力市场提出政策建议。

三、研究设计

(一)分析框架

本文分析框架包括情景设定、均衡模型、均衡结果、影响评估与指标四个部分(见图2)。首先,基于我国统一电力市场建设的进展与方向,结合当前存有争议的代表性模式,设定省级市场、区域市场和全国市场三种情景。这三个市场的一体化程度渐次增强。其次,建立电力市场局部均衡模型,在发电容量和传输限制等物理约束下,刻画各市场情景下电力供给曲线与市场出清规则,模拟给定小时级需求与发电装机结构下的市场出清结果,包括发电结构、省间交易以及均衡价格。最后,根据均衡结果,计算社会总福利、福利再分配、碳排放、电力对外依存度在不同市场情景下的变化,分别衡量改革带来的效率、公平、环境与安全影响。

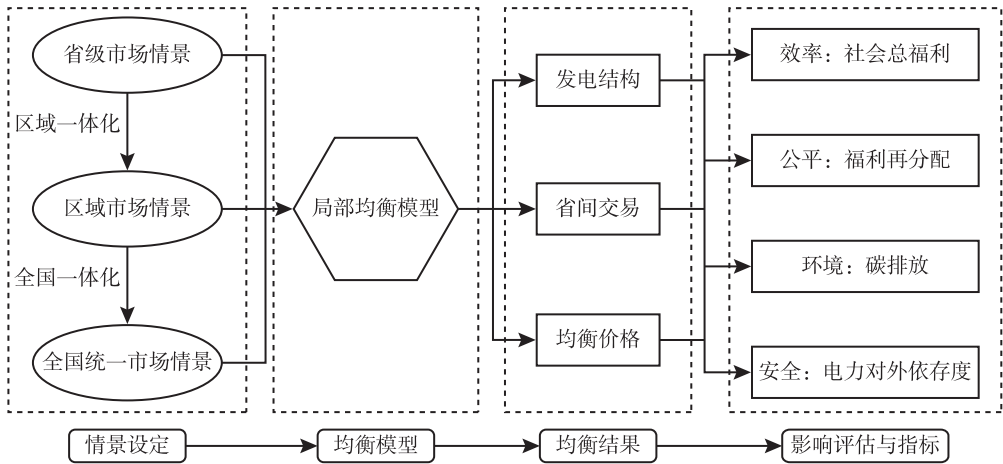


图2 研究框架

图3通过两个省级电力市场模型展示市场从分割演进到统一后,市场均衡结果与社会福利的变化。为便于分析,首先假设电力市场为完全竞争市场,短期需求无弹性,A省和B省的电力需求分别为 D_a 和 D_b ,供给曲线分别是 S_a 和 S_b 。设定A省的发电机组效率高于B省,发电成本反之。当市场未实现一体化时,各省内电力装机自给自足且实现供需平衡,市场均衡点分别为 e 和 c ,均衡价格分别是 P_a 和 P_b 。在市场一体化下,两省基于相对成本进行省间电力贸易,B省从A省进口电力,省内电力市场达到新的均衡点 f 。市场一体化促进省间电力贸易,A、B两省均衡产量分别为 $(D_a + E)$ 与 $(D_b - E)$;两省电力市场均衡价格趋同,A省市场均衡价格从 P_a 上升到 P_u ,B省从 P_b 下降到 P_u 。电力市场一体化的影响见表1。值得注意的是,平均电价的变化方向,取决于两省供给曲线的相对弹性:当交易量一定时,更具弹性的供给曲线面临更大的价格变化。如果进口省份的供给曲线比出口省份更具弹性,市场一体化推动区域平均电价上升,反之则下降。

基于均衡价格、省间交易量和发电量的变化,本文进而计算社会总福利、消费者和生产者剩余、碳排放、电力对外依存度等衡量指标,以分别评价电力市场一体化在效率、公平、环境和安全四个维度的影响。表1展示了预期变动的分析结果。^①各指标具体计算过程参见后文模型设定部分。

^① 因篇幅所限,各指标预期变动的理论分析详见本刊网站登载的附录1。

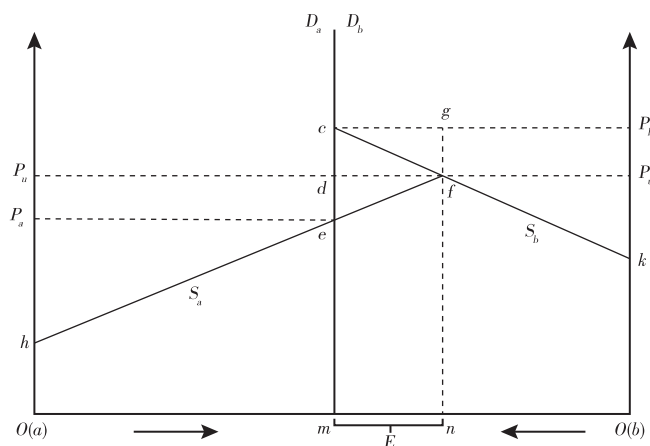


图3 统一市场化改革的效果评估

表1 电力市场一体化的影响

变量	市场分割		市场一体化		变化	
	A省	B省	A省	B省	A省	B省
市场均衡价格	P_a	P_b	P_u	P_u	$+(P_u - P_a)$	$-(P_b - P_u)$
发电量	D_a	D_b	$D_a + E$	$D_b - E$	$+E$	$-E$
发电成本	$Ohem$	$Okcm$	$Ohfn$	$Okfn$	$+fnme$	$-fnmc$
生产者剩余	P_aeh	P_bck	$P_u fh$	$P_u fk$	$+P_u feP_a$	$-P_u fcP_b$
消费者剩余					$-P_u deP_a$	$+P_u dcP_b$
社会总福利					$+edf$	$+cdf$
碳排放影响	不确定	不确定	不确定	不确定	不确定	不确定

(二)情景定义

1.省级市场情景

现行电力市场建设以省为实体,所有省份都建立了相对独立的电力交易中心和中长期交易市场,市场化交易逐步取代发用电计划,省内交易市场化程度高,省间交易市场化程度较低,以政府间协商固定价格和数量的年度政府合同为主,多为落实国家指令性计划和地方政府间框架协议(如“西电东送”国家战略等)。

省级市场情景可以定义为“省内市场+省间协议”:省内各类机组形成市场供给曲线,基于本省供电成本最小化目标满足需求,市场出清价格由全省范围内最后一单位发电机组的边际成本决定。省间贸易量与价格由省间政府协议决定。该情景近似于我国电力市场建设现状,可以看作市场一体化改革前的基准情景。

2.区域市场情景

区域市场是由若干个省级行政区的市场组成。各区域内由一个区域性电力交易(调度)中心匹配供需,区域内发用电企业可以直接交易。相比于省级市场情景,区域市场内部的省间交易由市场决定而非计划决定。但是,跨区域落实国家战略(如“西电东送”)仍执行省间政府协议。在省间输电容量允许的范围内,区域内所有省份的发电机组均按发电成本由低到高形成供给曲线(merit order curve),基于成本最小化目标满足区域电力需求。各省每小时的出清价格,由各省及其市场化进口电的来源省份的边际机组发电成本决定。

区域市场范围是影响市场建设路径与潜在收益的重要因素。区域市场需要实现省间调度一体化,因此市场范围的确定不仅要考虑电网结构和电力需求供给的互补性,还需要考虑经济融合程

度、行政区划等因素。本文考虑设定两种区域市场模式,一是根据 2002 年电力体制改革时的区域市场划分,设计华北、东北、华中、华东、西北、南方六个区域市场,即相邻型区域市场;^①二是基于我国能源资源中心与负荷中心东西分离的事实及“西电东送”格局,考虑由长距离输电线路两端的省份组成区域市场,即跨越型区域市场。本文以相邻型为区域市场的基准情景进行分析。^②

3.全国市场情景

在该情境下,省级政府间不再签订电力交易协议,改由发电企业与用电企业在全国性交易中心直接交易。在省间输电通道约束下,各类机组在全国范围内依据边际成本形成市场供给曲线,按成本最小化目标实现市场出清。各省出清价格形成机制与区域市场情景相似。各市场情景的关键特征见表 2。

表 2 各类市场情景的关键特征

情景设定	省级市场	区域市场		全国市场
		相邻型	跨越型	
市场范围	各省内部	划分为华北、东北、华中、华东、西北、南方六个区域市场	在六大区域基础上,将京津冀、山西、内蒙古、山东组成华北区域市场,四川与长三角组成区域市场	全国范围
市场化程度	省内市场化程度高,省间贸易非市场化	区域内市场化程度高,区域间贸易非市场化		全国电力交易均实现市场化
市场出清机制与顺序	省间协议优先执行,省内市场需求等于总需求加/减省间协议量	区域间协议优先执行,区域市场需求等于总需求加/减区域间协议量		全国市场同时出清
价格形成机制	省内边际机组成本决定价格,形成统一出清价格;跨省价格计划决定	省间通道约束下,区域内边际机组成本决定价格,形成统一出清价格;跨区价格计划决定		省间通道约束下,全国范围内边际机组成本决定价格,形成统一出清价格

(三)电力市场均衡模型

1.模型设定

本节按照电力市场特征构建基础模型。电力市场具有以下技术经济特征:(1)短期需求弹性低,季节与时段的需求变动大;(2)电力供给有多种发电技术与燃料,成本差异较大,每类机组的短期生产受到产能约束,不同类型机组根据成本从低到高排列形成市场供给曲线;(3)省间电力交易受到电网传输能力约束;(4)电力不能存储,且存在技术约束,电力市场均衡不仅要满足经济平衡条件,同时要满足电压和频率等技术条件,需要系统调度或运营者实时匹配电力供求。在一个完全竞争的电力批发市场中,各类机组以边际成本形成市场供给曲线,在电力批发市场上进行竞争,基于成本最小化目标实现市场出清。根据对偶性原理,本文的最优化问题可表述为技术经济约束下的总电力供给成本 $Cost$ 最小化。 $Cost$ 包括发电成本和输电成本,决策变量为各省的发电量与省间交易电量,^③如(1)式所示:

$$\min Cost = \sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^{30} \sum_g GEN_{t,i,g} GC_{i,g} + \sum_{t=1}^{8760} \sum_i \sum_j TRA_{t,i,j} TC_{i,j} \quad (1)$$

其中, t 表示出清频率,本文取 1 小时,全年共 8760 小时; i 表示省份; $g \in \{\text{火电各容量类型机组},$

① 东北区域:辽宁、吉林、黑龙江、内蒙古;华北区域:北京、天津、河北、山西、山东;华中区域:江西、河南、湖北、湖南、重庆、四川;华东区域:安徽、上海、江苏、浙江、福建;西北区域:陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆;南方区域:广东、广西、海南、贵州、云南。

② 因篇幅所限,跨越型区域市场结果详见本刊网站登载的附录 9。

③ 省间交易量是否为决策变量取决于不同的市场模式,详见后文。

核电, 水电, 风电, 太阳能}表示发电机组类型; $GEN_{t,i,g}$ 是*i*省第*t*小时第*g*类机组的发电量; $GC_{i,g}$ 表示*i*省*g*类机组的边际发电成本; $TRA_{t,i,j}$ 是第*t*小时从*i*省到*j*省的电力出口量, 如果符号为负则代表进口量; $TC_{i,j}$ 是从*i*省到*j*省的单位输电成本。

上述特征构成了成本最小化模型的约束条件, 分别是: 供需平衡约束、发电容量约束和输电通道约束。供需平衡约束是指*i*省在第*t*小时的总发电量加净进口量等于任何给定时间的需求量, 如(2)式所示:

$$\sum_g GEN_{t,i,g} + \sum_j [TRA_{t,j,i}(1 - line_{j,i}) - TRA_{t,i,j}] = D_{t,i} \quad (2)$$

其中, $D_{t,i}$ 是*i*省在*t*时的电力需求量, $TRA_{t,j,i}$ 是*t*时从*j*省到*i*省的电力出口量, $line_{j,i}$ 为传输的线损率。

发电容量约束如(3)式和(4)式所示:

$$0 \leq GEN_{t,i,g} \leq CAP_{i,g} \quad g \in \{\text{火电, 核电}\} \quad (3)$$

$$0 \leq GEN_{t,i,g} \leq CAP_{i,g} CF_{t,i,g} \quad g \in \{\text{水电, 风电, 太阳能}\} \quad (4)$$

其中, $CAP_{i,g}$ 是*i*省第*g*类机组的装机容量, $CF_{t,i,g}$ 是*i*省第*t*小时第*g*类机组的容量因子, 即机组实际发电量与额定最大容量的比率。由于各发电类型特性不同, 本文将机组出力约束区分为固定约束和可变约束。火电和核电机组发电不受天气、时间等影响, 其不同时间的出力约束固定。水电、风电和太阳能发电具有间歇性和周期性, 不同时间的发电上限可变, 在第*t*小时发电量不能超过装机容量乘以相应时间的容量因子。

输电通道约束针对跨省电力贸易, 如(5)式所示, *t*时从*i*省到*j*省的贸易流量 $TRA_{t,i,j}$ 受到省间输电容量 $TL_{i,j}$ 的约束:

$$0 \leq TRA_{t,i,j} \leq TL_{i,j} \quad (5)$$

(1)效率维度。电力市场化改革的评估存在多种效率衡量指标, 如发电效率、生产成本、社会总剩余(Barmack et al., 2007; Fabrizio, 2007)。本文使用社会总剩余作为效率衡量指标, 原因有二: 一是社会总剩余指标不仅可以量化评估电力市场化改革的社会福利改善总效应, 也可以评估省间以及生产者、消费者之间的再分配效应; 二是资源在更大市场范围内优化配置带来的生产成本下降, 正是社会总剩余提升的来源, 因而社会总剩余是更为全面综合的衡量指标。记 Δ 代表指标变化, w 代表社会总剩余, CS 和 PS 代表消费者剩余和生产者剩余, 上标1和2分别代表一体化之前与之后(含区域市场情景和全国市场情景)。

从消费者角度看, 假设短期需求弹性为0, 统一市场建设带来的*i*省消费者剩余变化来源于改革前后的电力消费支出(CE)变化, 如(6)式所示:

$$\Delta CS_i = -\Delta CE_i = -(CE_i^2 - CE_i^1) = -\sum_{t=1}^{8760} D_{t,i} \times (P_{t,i}^2 - P_{t,i}^1) \quad (6)$$

其中, $P_{t,i}$ 是*i*省*t*时的电力均衡价格, 将在下文详细说明。

从生产者角度看, 各省生产者剩余的变化为改革前后各省发电厂的利润变化。其中, 发电厂利润等于生产者收入(TR)减去短期生产成本(TSC)。 TR 来源于在本省售电的收入(LR)和出口外省的收入(ER)。如(7)式所示:

$$\Delta PS_i = (TR_i^2 - TSC_i^2) - (TR_i^1 - TSC_i^1) = (LR_i^2 + ER_i^2 - TSC_i^2) - (LR_i^1 + ER_i^1 - TSC_i^1) \quad (7)$$

各部分表示如下:

$$LR_i = \sum_{t=1}^{8760} \left(\sum_g GEN_{t,i,g} - \sum_j TRA_{t,i,j} \right) \times P_{t,i} \quad (8)$$

$$ER_i = \sum_{t=1}^{8760} \sum_j TRA_{t,i,j} \times P_{t,j} \quad (9)$$

$$TSC_i = \sum_{t=1}^{8760} \sum_g GEN_{t,i,g} \times GC_{i,g} \quad (10)$$

将生产者剩余变化 ΔPS_i 与消费者剩余变化 ΔCS_i 相加,可得到 i 省社会总剩余的变化 Δw_i :

$$\Delta w_i = \Delta CS_i + \Delta PS_i \quad (11)$$

在社会总剩余基础上,进一步纳入环境维度、公平维度与安全维度,构成协同视角下的完整评估框架。

(2)公平维度。中央政府会直接干预省间交易量和电价,以兼顾改革效率和公平目标。例如,“西电东送”等国家战略代表的地方政府间协议,将西部省份电力资源优势转化为经济优势,体现了中央政府对区域发展公平的考虑。因此,本文在省级市场和区域市场设定中纳入省间协议电量。政府在均衡价格中设置价格上下限约束体现公平性。根据国家发展改革委2021年发布的《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》,仅允许煤电市场价格在基准电价上下20%范围浮动,防止电价剧烈波动和滥用市场势力,实际上是对生产者剩余和消费者剩余的再分配。对不同省份实行差异化限价,在一定程度上兼顾省间公平性。本文通过分析市场一体化在生产者与消费者之间、地区之间产生的福利再分配,评估统一市场建设对公平带来的影响。

(3)环境维度。本文以碳价作为发电部门碳排放的社会成本,纳入改革目标函数。^①不同机组的度电环境成本($EC_{i,g}$)等于各类型机组的 CO_2 排放强度乘以碳价。上述三个约束条件不变,新的目标函数为(12)式:

$$\min Cost = \sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^{30} \sum_g GEN_{t,i,g} \times (EC_{i,g} + GC_{i,g}) + \sum_{t=1}^{8760} \sum_i \sum_j TRA_{t,i,j} TC_{i,j} \quad (12)$$

本文使用碳排放衡量统一市场建设的环境影响。根据各类机组的发电量,核算各省的碳排放量。第 i 省碳排放量等于各机组发电量乘以各类机组供电煤耗 δ_g ,再乘以标准煤碳排放系数 σ ,如(13)式所示:

$$Carbon Emissions_i = \sum_{t=1}^{8760} \sum_g GEN_{t,i,g} \times \delta_g \times \sigma \quad (13)$$

(4)安全维度。本文没有直接设定与电力供应安全相关的目标或约束,而是通过比较不同市场情景下的电力对外依存度变化,讨论市场一体化给各省电力安全带来的影响。一个经济体拥有的能源自给能力越强,越能够应对能源供应中断、价格大幅波动等风险。从我国实际看,省级政府负责本省电力供应稳定,对外依存度(各省电力进口量占本省全社会用电量的比重)是各省份衡量电力保供能力的重要指标。^②在完美的开放型市场中,各省可通过省间市场购电,发电资源无省外和省内差别。但是,在现实世界中,由于地方保护、市场壁垒或者信用机制不健全等因素,各省可能无法及时从省外购电。特别是在电力短缺冲击市场交易时,各省政府倾向于优先满足本省电力需求,减少出口,导致电力对外依存度高的省份面临电力供应安全的风险。因此,市场一体化将影响省间电力交易和各省电力对外依存度,引发相关地方政府对电力供应安全的担忧。

2. 均衡分析

(1)均衡时各省发电量与省间贸易量

如表2所示,不同市场范围与交易模式会影响电力供求曲线形成,进而影响市场均衡结果。在省级市场情景下,省间协议决定了省间贸易量,即 $TRA_{t,i,j}$ 是外生变量。省内的市场需求是实际需求扣除省间协议后的剩余需求量,各类机组在省内以边际成本由低到高形成市场供给曲线,基于成本

^① 碳配额市场、碳税、绿色电力证书、可再生能源电力配额制等政策工具,本质上都是通过提高火力发电成本和提高新能源电力收益来促进减排。从理论上讲,在满足完全竞争条件下,碳税和碳交易形成的碳价等于碳排放的社会成本时,能够达到社会福利最大化的最优减排效果。考虑到以上政策工具之间存在一定的可替代性,本文通过设定碳价以考虑发电的环境成本。

^② 例如,《广东省能源发展“十四五”规划》指出,“我省作为能源消费大省、资源小省,煤炭、原油、天然气对外依存度较高,保障能源安全面临更大挑战”。

最小化目标,各类机组以 $GEN_{t,i,g}$ 在省内市场出清。在区域市场情景下,同一区域内的省间交易由市场决定,区域间的贸易量由区域间协议决定,此时同一区域内的交易量是内生变量,区域之间的交易量是外生变量。在省间通道约束下,各类机组在各区域范围以边际价格形成市场供给曲线,各区域系统交易(调度)机构通过选择发电量 $GEN_{t,i,g}$ 在区域内市场出清。在全国市场情景下,省内发电量与省间贸易量都是内生变量。

(2)均衡价格

在不考虑政府设定价格上下限的情况下,价格完全由边际机组的成本决定。发电边际成本较低的机组获得的市场价格高于其短期生产成本,可以用于补偿其固定成本。在省级市场情景中,各省每小时的电力均衡价格 $P_{t,i}$ 由各省发电边际机组的发电成本 $GC_{t,i}^*$ 决定;区域市场和全国市场情景中,在省间输电通道的约束下,各省每小时的电力均衡价格 $P_{t,i}$ 由各省和其市场化外购电来源省份的边际机组决定,即(14)式和(15)式:

$$\text{省级市场: } P_{t,i} = GC_{t,i}^* \quad t = 1, 2, \dots, 8760 \quad (14)$$

$$\text{区域市场和全国市场: } P_{t,i} = \max \{ GC_{t,i}^*, GC_{1,i}^* + TC_{1,i}, GC_{2,i}^* + TC_{2,i}, \dots, GC_{k,i}^* + TC_{k,i} \} \quad (15)$$

其中, $GC_{k,i}^*$ 表示 i 省的 k 个市场化外购电来源省份在 t 小时边际发电机组的成本, $TC_{k,i}$ 表示 i 省的 k 个市场化外购电来源省份到 i 省的单位输电成本。当考虑碳价时,成本应包括边际机组的度电环境成本。纳入价格上下限后,价格形成于基准价的上下浮动 20% 范围内。

四、数据来源

本节利用 2018 年我国除西藏、香港、澳门和台湾地区外的 30 个省级行政单位的电力系统运行数据,对上一节各类情景进行量化模拟,具体包括电力需求、供给、省间交易。

(一)电力供需数据

在需求侧,采用全国各省 2018 年小时级用电侧负荷数据,根据国家发展改革委发布的《各省级电网典型电力负荷曲线》整理所得。^① 本文假设市场为现货交易,且按照小时出清。

在供给侧,采用全国各省各类机组 2018 年装机量和实际发电量数据,相关数据来源于《中国电力统计年鉴 2021》。该数据未将火电区分为燃煤和燃气发电,考虑到我国天然气发电占总发电量的比例极低(2018 年为 3.14%),因此将火电全部设定为燃煤机组。火电机组按照容量大小分为 6 类:100 万千瓦及以上、60 万千瓦—100 万千瓦、30 万千瓦—60 万千瓦、20 万千瓦—30 万千瓦、10 万千瓦—20 万千瓦、10 万千瓦及以下。火电机组容量越大,单位煤耗越小,因此发电效率越高,度电成本越低。^②

(二)成本数据

各类型机组的发电成本数据没有官方统计数据来源,需要进行估算。估算的方法为使用平准化发电成本法(LCOE)计算度电成本,包括资本支出、运维支出、税费支出、燃料成本等。具体成本参数来自国际能源署、国际可再生能源署、电力规划设计总院、中国广核集团有限公司、国家发展改革委价格监测中心发布的相关报告及《中国电力统计年鉴 2021》。^③ 各省的基准上网电价来源于各省发展改革委公布的 2018 年脱硫煤标杆电价。理论上,社会最优的碳价格等于碳排放的社会成本(Baumol & Oates, 1988),但对于碳排放社会成本的估计存在较大争议(Nordhaus, 2017; Pindyck,

① 2018 年未发生较大范围、较长时间的电力中断,根据国家发展改革委发布的《2018 年全国电力可靠性年度报告》,2018 年全国平均供电可靠率为 99.82%,供电可靠率和平均停电时间都位于 2014 年以来最佳水平。此外,未发生诸如新冠疫情、金融危机等较大需求侧冲击。因此 2018 年的电力需求数据能够较好地体现当时的真实电力需求。因篇幅所限,2018 年全国小时级电力需求曲线详见本刊网站登载的附录 2。

② 因篇幅所限,各类型机组容量因子设定详见本刊网站登载的附录 2。

③ 因篇幅所限,具体成本参数和来源详见本刊网站登载的附录 2。

2019),不同研究的估计结果在7美元/吨—400美元/吨不等。2024年4月,全国碳配额价格首次突破100元/吨。^①结合文献中对碳成本的估计以及我国实际,本文设定100元/吨作为基准碳价。

(三)省间通道和省间协议数据

国家电网和南方电网所辖区域的跨省输电线路及容量,分别来源于曾丹等(2020)和《中国南方电网2018年调度年报》。2018年协议省间输电量来源于《北京电力交易中心2018年电力市场年报》《中国南方电网2018年调度年报》。假设电力需求均由国内机组供给,不考虑从俄罗斯进口的少量外购电。省间输电价格和线损率根据国家发展改革委印发的《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》《关于核定区域电网2018—2019年输电价格的通知》和《中国南方电网2018年调度年报》整理。

五、结果分析

本节报告统一电力市场各情景下的市场均衡模拟结果,包括发电结构、省间交易与电价,基于均衡结果计算的生产者剩余、消费者剩余、各省社会总剩余和碳排放变化,从效率、公平、环境与安全维度对不同市场情景进行比较分析。

(一)均衡结果

1.发电结构

表3是各情景下的全国发电结构。结果显示,不同市场情景下发电结构变化不大,火电份额从省级市场情景的68.5%下降到区域市场情景的68.1%和全国市场情景的68.2%,其中60万千瓦及以上的高效率机组发电份额小幅下降,60万千瓦以下的低效率机组发电份额小幅上升,主要原因是低煤价地区的较低效率火电出力增多。省间煤价差异较大,即使考虑环境成本,各省基于成本最小化目标,仍会选择使用部分低煤价地区的较低效率机组出力,从而替代高煤价地区的高效率机组。水电机组发电占比从17.9%提高到18.2%。由于核电、风电和太阳能在各市场情景中都优先发电,占比基本稳定。^②

表3 各情景下的全国发电结构 单位:亿千瓦时

机组类型		省级市场		区域市场		全国市场	
		发电量	份额	发电量	份额	发电量	份额
火电	合计	46825.2	68.5%	46755.4	68.1%	46930.4	68.2%
	机组≥100万千瓦	9903.4	14.5%	9882.9	14.4%	9870.6	14.3%
	60万千瓦≤机组<100万千瓦	26434.5	38.7%	25333.8	36.9%	24584.1	35.7%
	30万千瓦≤机组<60万千瓦	10026.7	14.7%	11192.4	16.3%	12164.9	17.7%
	机组<30万千瓦	460.6	0.7%	346.3	0.5%	310.7	0.5%
水电		12250.4	17.9%	12513.5	18.2%	12555.2	18.2%
风电和太阳能		5281.8	7.7%	5321.5	7.8%	5325.3	7.7%
核电		4021.7	5.9%	4019.0	5.9%	4019.0	5.8%

2.省间交易

随着市场一体化进程深化,省间发电资源配置能力提高,跨省电力交易增多。在碳价为100元/吨的水平上,全国市场情景下省间交易为10516亿千瓦时,较省级市场情景增加约474亿千瓦时,增长4.7%。^③市场一体化通过促进跨省电力交易重新分配各省发电量,推动区域发电量集中度提

① 资料来源:复旦大学可持续发展研究中心发布的“复旦碳价指数”。

② 随着市场一体化进程推进,省间交易增多,跨省输送的线损电量增多,因此总发电量会有小幅上升。

③ 因篇幅所限,省间交易情况和各省发电量详见本刊网站登载的附录3。

高。^①内蒙古、山西和新疆等电力输出大的省份发电量占比明显增加,北京和山东等电力需求大的省市电力自给率降低,外购电增多。值得注意的是,上海、江苏和广东等部分经济发达省市在统一市场下的发电量占比也有所增加,而云南和四川等电力输出大省发电量占比降低。这是因为上海、江苏和广东等省市本身具有较强的发电能力,本省高效率机组发电的经济性优于从外省购电,因此统一市场情景下外购电相比现有省级市场的省间协议电量有所减少。

不同情景下的省间电力交易量变化显示,华北、东北和西北地区市场一体化下的省间交易,较省级市场情景下的省间协议量增加,说明目前的省间协议量无法满足各省交易需求,省间市场化交易的潜力巨大,优先在这些地区引导电力市场一体化面临的阻碍较少。^②这对下一步优先推进区域市场一体化建设具有启示意义。

3. 电价变化

电力市场一体化使得全国平均电价下降,各省电价走势趋同。在碳价为100元/吨时,在不考虑价格上下限的情况下,相比于省级市场情景,全国市场情景下平均电价下降0.016元/千瓦时,区域市场情景下电价下降0.007元/千瓦时。考虑基准价上下浮动20%的约束时,由于2018年煤价较低,各省份各时段多是价格下限形成约束。相比于省级市场情景,全国市场情景下平均电价下降0.003元/千瓦时,区域市场情景下基本不变。

总的来看,电力市场一体化促进省间交易量上升,大部分出口省份电价上升,而进口省份电价下降,使得省间均衡电价趋同。但是,具体到各省份,其结果受到发电结构和原有省间计划交易量的影响而出现分化:云南、四川和甘肃等省份由于外送电减少,本地电价呈下降趋势;上海、浙江等进口省市由于进口电量减少,本地电价则略有上升。^③

(二) 影响评估

1. 效率视角下的统一市场影响

前文分析指出,市场一体化使得资源在更大范围内配置,促进低成本的发电机组更多出力,从而提高了配置效率,降低了全社会供电成本,增加了社会总剩余。由于电价下降,在电力需求弹性小于供给弹性时,用电价格下降幅度大于生产成本下降幅度,因此生产者剩余减少,消费者剩余增加。表4报告了社会福利的变化。^④区域市场情景下,消费者剩余将增加469.4亿元,生产者剩余减少321.9亿元,社会总剩余增加147.5亿元;全国市场情景下,消费者剩余增加1093亿元,生产者剩余减少837.3亿元,社会总剩余增加255.7亿元。^⑤进一步在区域划分中考虑电力资源的供需匹配,依据现有的“西电东送”格局,将京津冀、山西、内蒙古、山东组成华北区域市场,四川与长三角地区组成区域市场,则省间资源配置能力增强,社会福利明显改善,较省级市场情景增加了175.5亿元,显著优于传统的六大区域市场划分。^⑥

① 统一市场情景下省间交易更加集中。在省级市场情景下年进口电量和年出口电量大于1000亿千瓦时的省份各有3个;而在全国统一市场情景下,年进口电量和年出口电量大于1000亿千瓦时的省份分别有4个和6个。在全国省间交易总电量增加约500亿千瓦时的总量背景下,这说明省间交易更加集中在某些省份。

② 因篇幅所限,各区域在不同情景下的省间交易变化详见本刊网站登载的附录3。

③ 本文所说的电价是指以发电边际成本定价的上网电价,不包括输配电价、政府性基金和税费。因篇幅所限,不同情景下的各省电价变化详见本刊网站登载的附录4。

④ 随着未来对电力需求的增加和可再生能源发展的要求,统一市场建设伴随着特高压等电力基础设施的建设,本刊网站登载的附录8模拟了2030年的市场一体化情景。即使新建输电成本全部由用户侧承担,市场一体化下社会福利仍然可以获得大幅提升。

⑤ 我国电力行业中企业行使市场势力的可能性和程度有限。在考虑市场势力后,社会福利改善程度可能会略有降低,生产者剩余会上升,消费者剩余会下降。

⑥ 因篇幅所限,跨越型区域市场的拓展分析详见本刊网站登载的附录9。

表 4 相比于无价格上下限的省级市场情景的福利变化 单位:亿元

变量	无价格上下限		20% 价格上下限	
	区域市场情景	全国统一市场情景	区域市场情景	全国统一市场情景
消费者剩余变化	469.4	1093.0	-1.4	221.1
生产者剩余变化	-321.9	-837.3	148.9	34.6
社会总剩余变化	147.5	255.7	147.5	255.7

2. 公平性视角下的统一市场影响

统一电力市场建设在提升社会总福利的同时,在省间产生了再分配效应。表5展示了全国市场情景下各省的福利变化。^①相较于省级市场情景,市场一体化使得大部分省份的社会总福利增加或基本不变。而对部分电力出口大省,特别是水电大省,市场一体化下电力外送量减少,本地电价下降,但消费者剩余增加小于生产者剩余减少,社会总福利下降。在区域市场情景下,云南、四川、辽宁、宁夏等省份的社会总福利明显下降;全国市场情景下,云南和宁夏的社会总福利明显下降。需要指出的是,各省的消费者剩余和生产者剩余变化方向总体相反,消费者剩余明显增加省份的生产者剩余普遍减少。

在电力出口省份中,随着统一市场进程的推进,水电大省的生产者剩余减少,消费者剩余增加。四川、云南、湖北等省份具有丰富的水电资源,在省级市场情景下签订了大量“西电东送”协议,而在统一市场情景下省间交易不再执行计划电量,变为基于全国供电成本最小化目标,导致水电外送减少,更多低成本水电在本省消纳,消费者剩余增加,同时外送量下降,生产者剩余减少。相反,西北各省的生产者剩余普遍增加。内蒙古、山西、青海等省份资源禀赋优异,在统一市场情景下的电力外送进一步加强,发电量上升,生产者剩余增加。这些省份发电成本较低,消费者在省级市场情景中就能享受到较低的电价。但在区域和全国一体化情景中,以市场统一价格出清使得消费者面对更高电价,消费者剩余减少。

在电力进口省份中,山东、北京等电力进口较大的省市在统一市场情景下,增加低价电力的进口,消费者剩余增加,同时本省发电量减少,生产者剩余减少。而上海、江苏、浙江和广东等本身具有较强发电能力的省市,综合考虑效率和环境成本后减少从外省购电,更多依靠本省机组发电,因此生产者剩余增加。在统一市场情景下,西北电网的互济能力提高,甘肃的发电成本相较于青海、宁夏等省份更高,因此向其他西北省份外购部分电力,消费者剩余增加,生产者剩余减少。

在市场一体化情景中纳入价格上下限的约束,将对社会总福利在生产者和消费者之间的分配产生影响,但由于假设电力总需求不变且缺乏弹性,因此是否施加价格上下限约束对社会总福利没有影响。2018年煤价水平较低,各省各时段多是价格下限形成约束,更有利于生产者(见表4)。反之,当煤价水平较高时,多是价格上限形成约束,更有利于消费者。本文在敏感性分析部分,基于2021年的高煤价水平进行了比较分析。价格上下限可限制市场一体化在省间的福利再分配,设置价格上下限后,无论是消费者剩余、生产者剩余还是社会总剩余,发生明显变动的省份减少。^②

表 5 全国市场较省级市场的福利变化(无价格上下限)

变量	变化方向	省级行政单位
消费者剩余	明显减少	天津、河北、上海、江苏、浙江、广东、青海
	基本不变	山西、内蒙古、辽宁、吉林、黑龙江、福建、江西、河南、湖南、海南、贵州、陕西、宁夏、新疆
	明显增加	北京、山东、安徽、湖北、重庆、广西、四川、云南、甘肃
生产者剩余	明显减少	山东、湖北、广西、四川、云南、甘肃、宁夏
	基本不变	北京、天津、山西、辽宁、吉林、黑龙江、安徽、福建、江西、河南、湖南、重庆、海南、贵州、陕西
	明显增加	河北、内蒙古、上海、江苏、浙江、广东、青海、新疆

① 因篇幅所限,区域市场情景下各省的福利变化概览表及详细数据详见本刊网站登载的附录5。

② 因篇幅所限,设定价格上下限约束后不同情境下各省福利变化详见本刊网站登载的附录5。

续表 5

变量	变化方向	省级行政单位
社会总剩余	明显减少	云南、宁夏
	基本不变	天津、山西、吉林、黑龙江、上海、浙江、江苏、安徽、福建、江西、河南、湖北、湖南、广东、海南、贵州、陕西
	明显增加	北京、河北、山东、内蒙古、辽宁、重庆、四川、广西、甘肃、青海、新疆

注:福利变化幅度小于10亿元,为基本不变;福利增加10亿元及以上,为明显增加;福利减少10亿元及以上,为明显减少。

3.环境视角下的统一市场影响

电力部门的CO₂排放约占全国总排放的40%,因此电力部门的碳减排在实现碳中和目标中扮演重要的角色。电力市场一体化建设使资源在更大范围内优化配置,各省火电出力变化,进而影响CO₂排放。在碳价水平为100元/吨时,短期内区域市场情景和全国市场情景下,全国CO₂排放总量分别是35.14亿吨和35.27亿吨,与省级市场情景下的35.19亿吨相比变化不明显,主要原因在于:在装机结构和省间通道约束下,三个市场情景下的高效率机组及新能源机组都已基本全面运行,省间交易并不能明显改善全国总体发电结构。^①

但是,随着省间交易扩大,统一市场建设对各省的碳排放影响较大。表6展示了各省在一体化过程中的碳排放变化情况。^②北京和山东等部分电力输入省市,以及电力外送较少的省份,由于清洁能源和高效率机组替代,CO₂排放有所降低。电力输出大省需要承担更多的发电任务,以火电为主的电力输出省份面临的环境压力增加,如山西、内蒙古、新疆等西部省份会产生更多的CO₂排放。此外,在成本最小化目标下,四川、云南等水电大省的更多水电由本省消纳,减少了外送水电,上海、浙江、广东等经济发达省市提高自身火力发电比重。由于进口水电减少,这些省份的可再生能源消纳权重考核的实现难度加大。^③

表 6 市场一体化较省级市场的 CO₂排放变化

市场层级	变化方向	省级行政单位
区域市场较省级市场变化	明显减少	北京、山东、黑龙江、安徽、湖北、广西、四川、贵州、云南、甘肃
	基本不变	河北、辽宁、吉林、江苏、福建、江西、河南、湖南、重庆、海南、陕西
	明显增加	天津、山西、内蒙古、上海、浙江、广东、青海、宁夏、新疆
全国市场较省级市场变化	明显减少	北京、山东、辽宁、黑龙江、安徽、湖北、重庆、四川、广西、贵州、云南、甘肃
	基本不变	吉林、江苏、福建、江西、河南、湖南、海南、宁夏
	明显增加	天津、河北、山西、内蒙古、上海、浙江、广东、陕西、青海、新疆

注:变化幅度小于10%,为基本不变;增加10%及以上,为明显增加;减少10%及以上,为明显减少。

4.安全视角下的统一市场影响

表7展示了各省在电力市场一体化过程中的电力对外依存度变化情况。^④结果显示,在市场一体化过程中,各省对外依存度的变化不一致。由于部分省份在省级市场情景下的实际进口量高于社会最优水平,故在统一市场情景下并非所有进口省份的对外依存度都出现上升。北京、河北、山东和重庆等省市在统一市场情景下的电力对外依存度大幅上升;天津、上海、浙江等省市统一市场

① 可以预见的是,随着“三北”地区新能源装机快速发展和低效率火电机组逐渐退役,统一市场将进一步促进减排降碳。党中央提出在2030年风电、太阳能发电总装机达到12亿千瓦以上的目标,“三北”地区和西部地区将建设多个清洁能源大基地。本文进一步对2030年三个市场情景进行了模拟分析,发现随着装机结构和区域分布的变化,统一电力市场建设的减排促进效果更加明显。因篇幅所限,2030年模拟情景详见本刊网站登载的附录8。

② 因篇幅所限,各省碳排放详细数据参见本刊网站登载的附录6。

③ 2018年,上海、江苏和浙江的可再生能源消纳责任分别是31.5%、12.5%和18%,而在全国市场情景下分别只能达到22%、11%和15%,难以实现消纳比重要求。

④ 因篇幅所限,各省电力对外依存度详细数据参见本刊网站登载的附录7。

情景较省级市场情景的外购电量减少,对外依存度下降。

为减少进口省份对电力供应不稳定的担忧,统一市场建设的关键在于解决部分地方政府信用机制的缺失问题。当省间信用机制完备时,确保出口省份会按照市场交易结果外送电力,市场信号会及时引导省间交易,较行政指令可能更为迅速高效,市场一体化能够更好地服务于电力供应安全目标。随着绿色化转型的不断深入,可再生能源电力占比增加,电力系统更加依赖自然环境,叠加极端天气影响,市场一体化背景下的供电可靠性会面临严峻挑战。当建成电力统一市场后,省间互济更加灵活及时,一方面可能有利于帮助局部地区克服极端情况,另一方面可再生能源发电相对集中,可能使得部分以新能源为主体的省份面临更大的电力供应可靠性风险。

表 7 市场一体化较省级市场的电力对外依存度变化

市场层级	变化方向	省级行政单位
区域市场较省级 市场变化	明显减少	天津、上海、浙江、广东
	基本不变	山西、内蒙古、辽宁、吉林、安徽、江苏、福建、江西、河南、湖北、湖南、重庆、四川、海南、贵州、云南、陕西、青海、宁夏、新疆
	明显增加	北京、河北、山东、黑龙江、广西、甘肃
全国市场较省级 市场变化	明显减少	天津、上海、江苏、浙江、广东、陕西
	基本不变	山西、内蒙古、辽宁、吉林、福建、江西、河南、湖北、湖南、四川、海南、贵州、云南、青海、宁夏、新疆
	明显增加	北京、河北、山东、黑龙江、安徽、重庆、广西、甘肃

注:变化幅度小于 10%,为基本不变;增加 10% 及以上,为明显增加;减少 10% 及以上,为明显减少。

以上模拟结果的稳健性,受到产业上游成本、市场需求、技术和政策等多方面因素的影响。本文分别从市场范围、煤价、环境成本、电力需求变动和线损率五个方面进行敏感性分析。结果显示,随着参数调整,具体结果数据会有一些改变,但并不影响本节关于全国统一电力市场建设对效率、公平、环境、安全维度影响的主要结论。^①

六、结论与政策启示

本文使用电力市场均衡模型与高颗粒度供需数据,对全国统一电力市场改革进行量化分析和事前评估,从效率、公平、环境和安全维度,系统分析电力市场一体化不同模式对不同地区和市场主体的影响。分析结果表明,市场一体化能够提高全国电力系统运行效率,降低发电成本和电力批发价格,提升社会总福利。与现有省级电力市场情景相比,建成区域电力市场将增加年度社会总剩余 147.5 亿元,建成全国电力市场将增加年度社会总剩余 255.7 亿元。市场范围划分对市场一体化潜在收益的影响较大,根据省际供需互补性构建区域市场,较仅考虑地理邻近和经济融合程度更能够促进社会福利增加。

统一电力市场建设在提升社会总福利的同时,也产生了再分配的效果。一是社会福利总体由生产者向消费者转移,当电力需求弹性小于供给弹性时,市场一体化带来的电价下降幅度将大于生产成本下降,导致发电企业利润下降,部分发电企业参与统一电力市场改革的激励不足。二是不同省份存在资源禀赋和经济发展水平的差异,电力市场一体化促进省间交易增加,部分电力进口省份发电量下降造成本地发电厂利润下降。同时,各省电价呈现趋同,价格上涨省份的用户将会承担更高的电价。当设置价格上下限后,市场一体化下的再分配现象可以得到一定程度的缓解。三是随着发电量在省间的重新分配,虽然全国发电部门总体的碳排放没有明显变化,但电力输出大省需要承担更多的发电任务,在以煤电为主体的装机结构约束下会产生更多的碳排放。而部分电力输入

^① 因篇幅所限,敏感性分析结果详见本刊网站登载的附录 9。

省份和电力外送较少的省份,由于清洁能源和高效率机组替代,碳排放有所降低。四是电力市场一体化下电力生产更多集中于电力出口省份,部分进口省份的电力对外依存度上升。考虑到我国发电企业以国有企业为主,在地方政府电力保供的要求下,地方国企受影响较大,可能会引发电力进口省份在电力短缺时的供给安全担忧。

本文对全国统一电力市场建设具有以下政策启示:第一,以提升社会总福利为目标,构建激励相容的全国统一电力市场。2015年以来以省为单位推进电力市场化改革形成了一定的地方政府干预与省际壁垒,导致在全国统一大市场建设中不同省份、发电企业及地方政府的收益和成本分配存在差异,应配套建立区域间利益补偿机制,以降低地方政府利用行政权力设置省际壁垒、排除市场竞争的动机。鉴于部分省份可能因淘汰低效率火电机组而利益受损,可通过政府间财政转移支付政策工具补偿其短期损失,减少当地政府和发电企业对改革的抵触。

第二,减少对电力价格的直接干预,加强电碳政策协同。电力价格上限管制虽然在一定程度上有助于防范价格大幅波动、缓解用能公平方面的矛盾,但长期来看,会削弱电价在资源配置中的信号功能,阻断碳价传导至电力市场,导致碳减排的价格激励难以发挥作用。应逐步减少对电力价格的行政性干预,使电价能够更真实地反映燃料成本、容量价值以及碳排放成本,从而实现环境成本的合理疏导和内生性。同时,应推动电力市场与碳市场的深度协同,通过碳价机制对高排放电源形成约束,并为低碳清洁能源提供额外收益。在此基础上,应优化可再生能源配额的省际分配与考核,确保各省份形成稳定的绿电消费责任;健全绿电与绿证交易市场,提高市场流动性和价格发现功能。通过市场化电价机制与碳价信号的有效叠加,以及绿电需求的刚性约束,形成推动新能源投资与消费的长效机制,促进电力系统在统一市场框架下实现绿色低碳转型。

第三,加强全国统一大市场建设与国家重大区域发展战略联动,科学谋划电力区域市场的建设路径。区域市场的划定与推进应统筹考虑资源禀赋、电力供需互补性、电网结构以及国家重大战略布局,不应囿于地理相邻省份。对于华北地区而言,内蒙古、山西、山东及京津冀等省份在能源禀赋、电力负荷和输电网络上具备较强互补性,电力跨省流通潜力巨大,率先构建区域市场有助于发挥资源集约优势,提升整体配置效率。对于长三角地区、粤港澳大湾区等地区,虽然地理相邻且是国家区域经济一体化的引领地区,但考虑到电力供需互补性,更适宜与西北和西南等省份基于网架结构形成跨越型区域市场。这样既能满足负荷中心对清洁电力的需求,又能带动资源输出地形成稳定收益,实现互利共赢。

第四,完善风险防范配套政策,防范发电区域集中度上升带来的安全风险。统一大市场建设使得发电区域集中度上升,虽有助于优化配置,但也可能带来潜在风险。部分电力资源不足省份对外依存度上升,若合约履行约束不足,当送出省电力紧缺时则可能存在违约倾向,损害市场公信力,也会削弱进口省份电力供给保障能力。跨省通道或外部电源出现故障时,输入省可能面临集中短缺。应强化合约履行刚性,完善信用考核和惩罚机制。健全容量与辅助服务市场,激励输入省适度保持本地保供能力。加快跨省输电与储能建设,提升系统灵活性,建立政府兜底调度和应急保供预案。

参考文献

- 才国伟、陈思含、李兵,2024:《本地偏好与国内统一大市场建设——来自中国交通事故裁判文书的证据》,《经济学(季刊)》第6期。
- 陈斌开、赵扶扬,2023:《外需冲击、经济再平衡与全国统一大市场构建——基于动态量化空间均衡的研究》,《经济研究》第6期。
- 丁从明、吉振霖、雷雨、梁甄桥,2018:《方言多样性与市场一体化:基于城市圈的视角》,《经济研究》第11期。
- 范欣、宋冬林、赵新宇,2017:《基础设施建设打破了国内市场分割吗?》,《经济研究》第2期。
- 范子英、张军,2010:《财政分权、转移支付与国内市场整合》,《经济研究》第3期。

- 冯永晟,2014:《非线性定价组合与电力需求——基于中国居民微观数据的实证研究》,《中国工业经济》第2期。
- 冯永晟、张昊,2021:《网络效应、需求行为与市场规模——基于邮政快递业的实证研究》,《中国工业经济》第1期。
- 李自若、杨汝岱、黄桂田,2022:《中国省际贸易流量与贸易壁垒研究》,《经济研究》第7期。
- 林伯强,2005:《中国电力工业发展:改革进程与配套改革》,《管理世界》第8期。
- 林晨、李宇潇,2024:《全国统一大市场与地方产业政策竞争》,《经济研究》第12期。
- 刘志彪,2022:《全国统一大市场》,《经济研究》第5期。
- 陆铭、陈钊,2009:《分割市场的经济增长——为什么经济开放可能加剧地方保护?》,《经济研究》第3期。
- 罗小芳、卢现祥,2023:《交易成本、普遍制度与全国统一大市场》,《经济学动态》第6期。
- 沈立人、戴园晨,1990:《我国“诸侯经济”的形成及其弊端和根源》,《经济研究》第3期。
- 熊凌云、黄林菲、杨李娟,2025:《全国统一大市场建设与城市创业活力——来自工程建设项目审批制度改革的证据》,《中国工业经济》第5期。
- 徐保昌、谢建国,2016:《市场分割与企业生产率:来自中国制造业企业的证据》,《世界经济》第1期。
- 曾丹、谢开、庞博、李竹、杨争林,2020:《中国特色、全国统一的电力市场关键问题研究(3):省间省内电力市场协调运行的交易出清模型》,《电网技术》第8期。
- 张昊,2020:《地区间生产分工与市场统一度测算:“价格法”再探讨》,《世界经济》第4期。
- 郑毓盛、李崇高,2003:《中国地方分割的效率损失》,《中国社会科学》第1期。
- 周黎安,2007:《中国地方官员的晋升锦标赛模式研究》,《经济研究》第7期。
- Abrell, J., and S. Rausch, 2016, “Cross-Country Electricity Trade, Renewable Energy and European Transmission Infrastructure Policy”, *Journal of Environmental Economics and Management*, 79 (9), 87—113.
- Barmack, M., E. Kahn, and S. Tierney, 2007, “A Cost-benefit Assessment of Wholesale Electricity Restructuring and Competition in New England”, *Journal of Regulatory Economics*, 31 (2), 151—184.
- Baumol, W. J., and W. E. Oates, 1988, *The Theory of Environmental Policy*, Cambridge: Cambridge university Press.
- Borenstein, S., J. Bushnell, and S. Stoft, 2000, “The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry”, *RAND Journal of Economics*, 31(2), 294—325.
- Chen, H., C. Chyong, Z. Mi, and Y. Wei, 2020, “Reforming the Operation Mechanism of Chinese Electricity System: Benefits, Challenges and Possible Solutions”, *Energy Journal*, 41 (3), 219—246.
- Cicala, S., 2022, “Imperfect Markets versus Imperfect Regulation in US Electricity Generation”, *American Economic Review*, 112 (2), 409—441.
- Fabrizio, K. R., N. L. Rose, and C. D. Wolfram, 2007, “Do Markets Reduce Costs? Assessing the Impact of Regulatory Restructuring on US Electric Generation Efficiency”, *American Economic Review*, 97 (4), 1250—1277.
- Finon, D., and E. Romano, 2009, “Electricity Market Integration: Redistribution Effect Versus Resource Reallocation”, *Energy Policy*, 37 (8), 2977—2985.
- Gonzales, L. E., K. Ito, and M. Reguant, 2023, “The Investment Effects of Market Integration: Evidence From Renewable Energy Expansion in Chile”, *Econometrica*, 91 (5), 1659—1693.
- Green, R. J., and D. M. Newbery, 1992, “Competition in the British Electricity Spot Market”, *Journal of Political Economy*, 100 (5), 929—953.
- Jamasb, T., and M. G. Pollitt, 2005, “Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration”, *Energy Journal*, 26 (Special Issue), 11—41.
- Joskow, P. L., and J. Tirole, 2000, “Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks”, *RAND Journal of Economics*, 31 (3), 450—487.
- Newbery, D. M., G. Strbac, and I. Viehoff, 2016, “The Benefits of Integrating European Electricity Markets”, *Energy Policy*, 94(7), 253—263.
- Nordhaus, W. D., 2017, “Revisiting the Social Cost of Carbon”, *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 114 (7), 1518—1523.
- Pindyck, R. S., 2019, “The Social Cost of Carbon Revisited”, *Journal of Environmental Economics and Management*, 94 (3), 140—160.
- Pollitt, M. G., 2020, *Reforming the Chinese Electricity Supply Sector: Lessons from Global Experience*, London: Palgrave Macmillan.
- Wei, Y., H. Chen, C. Chyong, J. Kang, H. Liao, and B. Tang, 2018, “Economic Dispatch Savings in the Coal-fired Power Sector: An Empirical Study of China”, *Energy Economics*, 74 (8), 330—342.

Ex-ante Evaluation of Establishing a Unified National Market from a Collaborative Perspective: Electricity Market as an Example

SONG Feng^a, FENG Yanbo^a, HUANG Yanghua^{a,b} and CUI Jian^c

(a: School of Applied Economics, Renmin University of China;

b: School of Peace and Development, Renmin University of China;

c: School of Economics and Management, China University of Petroleum (Beijing))

Summary: Establishing a unified national market is an important target of China's current economic reform agenda. However, market integration inevitably triggers a redistribution of regional interests, which may in turn slow down the reform process. How will different designs of a unified market affect the distribution of benefits and losses across regions and market participants? And how should policymakers balance multiple objectives—efficiency, equity, environmental protection, and security—throughout the process of market integration? Conducting a systematic and quantitative ex-ante evaluation along these dimensions is crucial for downplaying local protectionism, reducing interprovincial barriers, and advancing the establishment of a unified national market.

This paper focuses on the power sector, a representative case of unified market building. Given the highly uneven distribution of energy resources in China and the significant fragmentation of provincial power markets, integration is expected to generate substantial economic benefits. We develop a partial equilibrium model of the electricity market that incorporates both power generation technology characteristics and market trading rules. Using high-frequency hourly demand data and power generation mix at the provincial level, we simulate market clearing outcomes under different scenarios, including generation, interprovincial trade, and electricity prices. On this basis, we further evaluate the impacts of integration systematically from the perspectives of efficiency, equity, environmental performance, and supply security.

The results show that market integration significantly improves efficiency. Compared with provincial markets, regional and national markets reduce total power generation costs by 0.8%-1.5% per year, corresponding to increases in annual social welfare of CNY 14.75 billion and CNY 25.57 billion, respectively. However, these benefits are distributed unevenly. Due to the inelasticity of electricity demand, the decline in average power prices exceeds the reduction in costs, so consumers enjoy a larger surplus, while generators obtain relatively smaller gains. At the same time, distributional effects vary substantially across provincial-level regions. Market integration promotes interprovincial trade and price convergence, but some provincial-level regions experience a sharp increase in import dependence, raising concerns about supply security. On the environmental side, given the current generation mix, the overall reduction in emissions is limited, with effects manifesting mainly as regional shifts rather than net reductions. Moreover, the analysis shows that regional markets designed based on supply-demand complementarities and grid structure, rather than mere geographical proximity, deliver more substantial welfare gains. This highlights the potential value of cross-regional integration between resource-rich western regions and demand-concentrated eastern regions.

This paper offers the following policy implications. First, a unified market should be designed with incentive-compatible mechanisms and supported by interregional compensation schemes (e.g., fiscal transfer) to mitigate local resistance. Second, state intervention in electricity prices should be gradually reduced, while strengthening coordination between electricity and carbon markets, so that market prices can fully reflect fuel, capacity, and environmental costs, thereby incentivizing low-carbon investment. Third, regional market design should be aligned with state strategies and take into account resource endowments and grid structures rather than relying solely on geographical adjacency. Finally, complementary safeguard mechanisms should be established to address the risks associated with higher concentration of generation, including reinforced contract enforcement, well-functioning capacity, and ancillary service markets, and investment in transmission and storage be expanded.

This paper makes three main contributions. First, it develops a comprehensive evaluation framework covering efficiency, equity, environmental performance, and supply security, addressing a gap in quantitative studies on unified markets. Second, by leveraging high-frequency data, this study overcomes key technical challenges in electricity market modeling and provides more precise evaluation results. Third, by comparing multiple market scenarios in depth, it offers feasible policy recommendations for the design and implementation of a unified electricity market.

Keywords: Unified National Market; Market Segmentation; Electricity Market; Social Welfare; Carbon Neutrality

JEL Classification: L94, Q48, L51

(责任编辑:王梦真)(校对:曹 帅)