
“双碳”背景下太阳能和风能弱质资源区的能源转型战略选择——以江西为例¹

李恩平

【摘要】：“双碳”背景下新能源替代转型加速，太阳能、风能被认为是最具开发潜力的新能源，但太阳能、风能资源质量分布并不均衡，弱质资源区依赖本地资源开发的能源转型困难。本文以江西为例，研究了太阳能和风能弱质资源区能源转型战略选择。太阳能和风能弱质资源区与优质资源区之间存在显著资源质量差异，导致跨区新能源开发显著的收益差异，跨区新能源开发调送可能获取丰厚的度电净收益，这使得新能源弱质资源区能源转型面临三大战略方向选择，本地新能源资源开发和被动依赖国家电网新能源调入战略均将迟滞能源转型进程，并严重影响产业集聚和经济发展。主动入驻优质资源区的跨区新能源开发合作则可带来持续低成本电力供应，并为经济发展注入全新动力，这应成为能源转型战略的重点方向。

【关键词】：碳达峰碳中和；新能源；转型战略

【中图分类号】：F426；X22 **【文献标识码】**：A **【文章编号】**：1006-5024(2022)12-0022-09

【DOI】：10.13529/j.cnki.enterprise.economy.2022.12.003

一、问题提出

2020年9月22日，习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话提出“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”。国内即掀起新能源转型高潮。在党的二十大报告中习近平总书记提出“积极稳妥推进碳达峰碳中和”“深入推进能源革命”“加快规划建设新型能源体系”。因此，我国新能源转型必将全面加速推进。

基于快速降本趋势，太阳能、风能被确认为具有开发潜力的绿色新能源，具备了迈向碳达峰碳中和的技术和成本条件。据估算，2021年全球加权的新装陆上风电和太阳能光伏发电的平均化度电成本比最廉价石化能源发电成本分别低39%、11%(IRENA, 2022)。^[1]

我国属于太阳能、风能资源丰富国家，具备迈向碳达峰碳中和的足够资源条件。但我国太阳能、风能分布并不均衡，人口稀少、干旱半干旱的西部北部地区太阳能、陆上风能资源更为优质，而人口稠密的东部和中部地区太阳能、风能资源相对弱质，尤其是四川盆地、中南地区和东南沿海诸省市，太阳能、风能弱质资源区依赖地区内的新能源转型存在成本效率约束，碳达峰碳中和能源转型面临路径选择的困境。

¹ **基金项目**：中国社会科学院创新工程项目“基于新工业新城市革命的生态文明空间发展研究”（项目编号：YCXGC2201）；中国社会科学院国情调研江西基地项目“人与自然和谐共生的现代化——以江西为典型案例的调研”（项目编号：GQJD2002）

作者简介：李恩平，中国社会科学院大学经济学院教授，博士生导师，中国社会科学院生态文明研究所生态发展与评价研究室主任、研究员，研究方向为城镇化、区域经济与生态发展评价。（北京 100027）

在诸多太阳能、风能弱质资源省份中，江西尤为典型，碳达峰碳中和所要求的能源转型路径选择困境也较为突出。一方面，江西省域内太阳能、风能资源相对偏弱，本地资源开发导向的新能源转型成本高、效率低；另一方面，江西也属于传统化石能源较贫乏省份，面临当前内陆省最高电力供应成本（供电价格），具有强烈的新能源替代转型内在驱动，存在强劲的本地或输入性新能源需求。因此，江西碳达峰碳中和能源转型与太阳能、风能其他弱质资源区能源转型具有显著的共性特征，其能源转型路径选择对太阳能、风能其他的弱质资源区具有高度的可借鉴性。

碳达峰碳中和与能源转型主题是近年来理论界高度关注的热点领域，已经形成了大量文献。不过，碳达峰碳中和和相关文献，如王灿和张雅欣（2021）^[2]、余碧莹等（2021）^[3]、胡鞍钢（2021）^[4]、蔡博峰等（2021）^[5]、刘晓龙等（2021）^[6]的较高被引文献，多聚焦于节能减排，主要关注国家层面节能减排进程和能效战略；能源转型相关文献更多聚焦于能源转型和新能源替代的战略意义和功能作用，如林伯强（2018）^[7]、邹才能等（2021）^[8]、王利宁等（2021）^[9]的研究成果；新能源研究文献也主要聚焦于新能源开发构成、规模的估算和辨识，如谢国辉等（2020）^[10]、刘吉臻等（2021）^[11]的理论文献。而区域间能源转型差异问题属于相对被忽略的领域，已有的区域能源转型的文献也主要聚焦于区域间经济发展与能源结构转型关系，如高丹等（2021）^[12]、刘平阔和卢存禹（2022）^[13]的研究成果。但一些针对地区层面的能源转型文献的研究视角又局限于本地区内，相对缺乏区域间能源开发比较利益分析，如张协奎等（2021）^[14]、张勇（2021）^[15]、谭玲（2017）^[16]的研究成果。而区分太阳能、风能优质和弱质资源区的区域能源转型研究的文献较为鲜见。

鉴于上述认识，本文以江西为例，探索碳达峰碳中和背景下太阳能和风能弱质资源区能源转型路径与战略选择，将深入分析江西能源转型面临的困境，比较江西本地新能源开发和优质资源区跨区新能源开发调入的成本效率，研究江西新能源替代转型不同路径所可能带来的绩效差异，归纳提出最优的江西新能源替代转型战略选择及其对太阳能、风能其他弱质资源区的推广借鉴意义。

二、太阳能和风能弱质资源区能源转型困境

江西与大多数太阳能、风能弱质资源省份一样，省内不仅传统石化能源资源贫乏，而且太阳能、风能等新能源资源也相对弱质，经济发展长期制约于能源供给，依赖区域内资源的能源转型困难。

（一）传统石化能源资源贫乏，经济发展长期制约于能源供给短缺

江西省内传统石化能源资源贫乏，能源和电力供应价格长期居高不下，极大提升了生产生活成本，严重制约了江西经济发展。

1. 传统化石能源资源贫乏。

江西省域内几乎没有石油、天然气资源，只有很少几个中小型煤田且经历长期开采已面临枯竭。据2021年中国能源统计年鉴提供的地区能源平衡表显示：2020年江西可供本省消费的能源量为7976.57万吨标煤，但省内仅生产原煤314.43万吨，不存在原油、天然气等其他实物能源生产。

2. 水力资源相对丰富，但远不能满足日益增长的能源需求，且省域内水力资源基本被开发，同时近年来气候变化降水下降使得实际水电发电出现较大波动甚至下降趋势。

据2021年中国电力统计年鉴，2020年江西水电发电占比达9.82%，火电发电占比达81.18%，电力供应主要依赖火电发电。而且，进一步的水电供应提升潜力不大，可开发的水力资源基本被开发，更受气候变化影响省域内水力资源呈现年度下降趋势，致使2016—2020年水电发电量分别为199、157、166、168、145亿kwh，水电发电量呈现明显持续下降趋势。

3. 省域内能源资源短缺使得能源自给率非常低，能源供应价格奇高，具有强烈的新能源转型内在驱动。

根据地区能源平衡表计算的江西实物能源自给率仅 4.64%，仅高于东部沿海的能源消费大省上海、浙江和广东，省域能源供应严重依赖外部能源调入。由于外部调入煤炭等传统石化能源运输成本大，使得江西能源供应成本非常高。2020 年燃煤发电基准价 0.4143 元，2022 年 6 月电网代理购电价格高达 0.4972 元，仅低于广东、海南、浙江、上海 4 省市，属于供电价格最高的内陆省，经济发展存在急迫的巨大低成本能源需求。

（二）新能源资源也相对弱质，依赖本地资源的新能源替代转型困难

江西新能源资源也相对弱质，新能源开发条件差、效率低，依赖省域内本地资源的新能源替代转型压力大。

1. 江西太阳能、风能资源相对弱质。

我国太阳能、风能资源丰富但资源质量分布并不均衡。国家相关部门按照资源质量和开发便利程度把全国太阳能开发区分为 I、II、III 三类地区，最优质太阳能资源主要分布在西部、北部的干旱半干旱地区，陆上风能开发也被区分为 I、II、III、IV 四类资源区，最优质陆上风能资源也主要分布在内蒙和东北地区，而太阳能开发 III 类和风能开发 IV 类的弱质资源区主要包括四川盆地、中南地区、东南沿海地区，位于中部地区的江西无论太阳能和风能都属于弱质资源区，如表 1 所示。另根据中国气象局 2022 年的资料分析，按照省市区计算的平均资源质量，西藏太阳能资源最丰富，内蒙古陆上风能最丰富。2021 年度西藏太阳能光伏最佳斜面总辐照量平均值达 2192.35kwh/m²；内蒙古陆上 100 高度层平均风功能率达 364.24w/m²。而江西太阳能光伏最佳斜面总辐照量平均值仅 1243.32kwh/m²，仅高于重庆、贵州、广西、湖南、湖北；100 高度层平均风功能率为 145.73w/m²，仅高于重庆、浙江、福建、湖南、湖北，属于新能源弱质资源区，如图 1 所示。

表 1 国家发改委区分的太阳能、风能资源类型区分布

	太阳能光伏发电资源区分布	陆上风力发电资源区分布
I 类	宁夏；青海海西；甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌；新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依；内蒙除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外的其他地区	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克自治州、克拉玛依市、石河子市
II 类	北京；天津；黑龙江；吉林；辽宁；四川；云南；内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔；河北承德、张家口、唐山、秦皇岛；山西大同、朔州、忻州、阳泉；陕西榆林延安；青海；甘肃；新疆除 I 类外其他地区	河北省张家口市、承德市；内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟呼伦贝尔市；甘肃省嘉峪关市、酒泉市；云南省

III类	除 I 类、II 类资源区以外的其他地区	吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区；甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区；宁夏回族自治区
IV 类		除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区

注：本表根据国家发展改革委（发改价格[2016]2729 号）^[17]文附件内容制定。

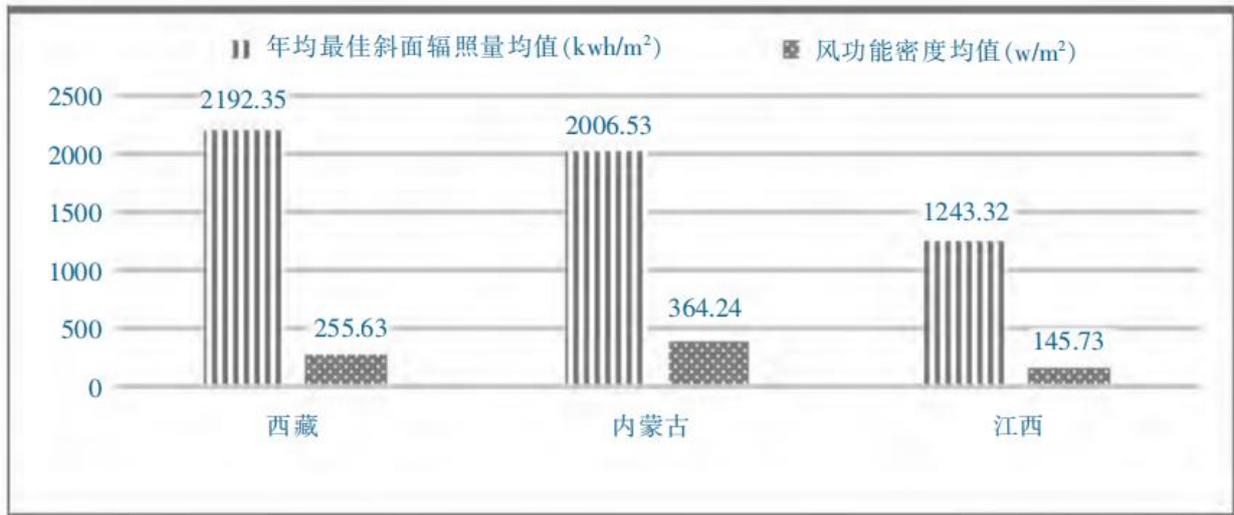


图 江西与太阳能和风能优质资源区西藏、内蒙古新能源资源质量比较

2. 江西太阳能、风能开发地面占用机会成本高，难以大面积开发。

太阳能、风能开发均属于基于地表相对均匀分布的自然力开发，发电设施建设需要大片地面占用，特别是太阳能光伏开发对占用地面要求非常高，设施建设成本也与地面条件存在很大关系。西藏、内蒙古等太阳能和风能优质资源区的大片草原、沙漠、戈壁等荒漠半荒漠地区几乎不存在地面占用成本，高原平地地形可以大幅降低太阳能、风能发电设施建设成本，巨大面积荒漠半荒漠地区也有利于大规模连片开发。而江西等太阳能和风能弱质资源区基本上属于人口高度密集、长期精耕细作地区，地面空间基本上属于具有较高经济价值的农地、林地和建设用地以及湖泊水库等水面空间，太阳能、风能开发的地面占用机会成本高，并且大多数地区还属于丘陵山地，太阳能、风能发电设施建设成本高，且很难实现大规模连片开发，不利于发挥太阳能、风能开发的规模效应。

三、太阳能和风能弱质资源区资源开发与优质资源区开发调入的收益比较

作为太阳能和风能弱质资源区，江西与西藏、内蒙古等太阳能和风能优质资源区存在资源质量和开发条件的差异，比较江西本地新能源资源开发与内蒙古、西藏新能源优质资源开发成本收益差异。

（一）太阳能和风能优质资源区与弱质资源区开发收益比较

从太阳能和风能弱质资源区视角，以江西上网供电价格为参照，考察基于同等开发投资的优质资源区与江西太阳能、风能开发收益的差异。

1. 估算江西与优质资源区新能源资源质量相对差异。

令太阳能资源质量相对差率=（优质资源区辐照量均值-江西辐照量均值）/江西辐照量均值，按照 2021 年最优质太阳能资源区西藏和江西的太阳能光伏开发最佳斜面辐照量，可得 0.7633；令风能资源质量相对差率=（优质资源区平均风功率密度-江西平均风功率密度）/优质资源区平均风功率密度，按照 2021 年最优质风能资源区内蒙古和江西的年均风功率密度，可得 1.4994。

2. 根据江西新能源上网供电电价估算江西与太阳能和风能优质资源区之间度电收益差。

实施平价上网后，江西太阳能、风能均以标杆电价平价上网，以江西标杆电价为参照，估算优质资源区与江西太阳能、风能开发收益差，太阳能开发收益差=太阳能资源质量相对差率*江西新能源供电上网电价，风能开发收益差=风能资源质量相对差率*江西新能源供电上网电价。根据江西省能源局的资料，2021 年江西上网标杆电价为 0.4143 元，据此估算，优质资源区与江西太阳能开发和风能开发度电收益差分别达 0.3162 元、0.6212 元。

（二）太阳能和风能优质资源区与弱质资源区跨区开发调送的净收益

江西与太阳能和风能优质资源区之间存在明显的新能源开发收益差，但两地区之间存在空间距离，跨区电力供应需要长距离跨区电力调送，只有当剔除跨区电力调送后的净收益为正时，江西才有可能高效率地分享优质资源区新能源电力供应调送。

1. 当前已经具备了经济可行的新能源跨区调送能力——柔性直流特高压输电技术。

当前最有效的跨区电力调送为直流特高压输电，我国早在 2018 年即形成了适合太阳能、风能电力调送的柔性特高压直流输电技术，并于 2020 年建成竣工了青海-河南柔性直流特高压通道，新能源跨区调送不存在技术制约。根据国家发改委（发改价格[2022]558 号）^[18]、（发改办价格[2021]958 号）^[19]的相应文件，我国近年来多条直流特高压通道（含税含线损）度电输电价格区间为 0.0483-0.0685 元/KWH，跨区输电成本（价格）具有经济可行性。

2. 太阳能和风能优质资源区对江西新能源跨区开发调送可获取丰厚净收益。

根据表 2 给出的优质资源区与江西新能源开发收益差，以当前特高压最低、最高输电价格即 0.0483 元、0.0685 元，分别计算剔除不同输电价格后的优质资源区与江西跨区新能源开发调送净收益。如表 2 所示，在较低输电价格情境下，太阳能和风能优质资源区对江西跨区太阳能开发调送可获取度电 0.2679 元净收益、跨区风能开发调送可获取 0.5729 元净收益；即使在较高输电价格情境下，优质资源区对江西跨区太阳能开发调送也可获取度电 0.1994 元净收益、跨区风能开发调送可获取 0.5044 元净收益。可见，剔除输电成本后，优质资源区对江西新能源开发调送可获取非常丰厚的净收益。

表 2 优质资源区和江西新能源开发调送收益比较

	太阳能开发(元)	风能开发(元)
新能源优质资源区-江西新能源质量相对差率	0.7633	1.4994
0.4143 元标杆电价计算的跨区新能源开发收益	0.3162	0.6212

剔除输电成本的跨区新能源开发调送净收益	当输电价格为 0.0483 元	0.2679	0.5729
	当输电价格为 0.0685 元	0.1994	0.5044

四、太阳能和风电弱质资源区选择新能源替代转型战略方向的讨论

碳达峰碳中和目标下国家新能源替代转型成为必然趋势，江西等太阳能和风电弱质资源区作为传统能源贫乏地区，新能源替代转型更为急迫，在跨区新能源调送具有可行性条件下，其新能源替代转型实际上存在本地新能源资源开发、被动等待跨区新能源调入、主动寻求跨区新能源合作可选择的三大战略方向，而不同战略方向的能源转型进程和经济发展影响可能差异显著。

（一）依赖本地新能源资源开发的战略方向

作为太阳能和风电弱质资源区，江西省政府历来重视本地新能源资源开发并取得较大成就。早在 2012 年，江西省人民政府办公厅就出台了《江西省“十二五”新能源发展规划》（赣府厅发[2012]33 号）。^[20]《江西省“十三五”能源发展规划》（赣府厅发[2017]13 号）提出“优化能源开发利用格局，加快发展可再生能源资源开发利用”。^[21]《江西省“十四五”能源发展规划》（赣府厅发[2022]15 号）又提出“加大新能源开发利用力度，实现新能源装机规模跨越式增长”。^[22]中共江西省委、省政府印发的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》，进一步提出要“大力发展非化石能源。实施可再生能源替代行动，加强可再生能源发电用地规划与保障，坚持集中式与分布式并举，大力推进光伏开发，有序推进风电开发”。^[23]因此，江西本地水电之外新能源开发也取得了较大成就。据江西省发改委官网介绍^[2]：截至 2022 年第一季度，江西省全口径发电装机 4980.85 万千瓦，新能源发电项目总装机容量 1614.85 万千瓦，新能源占江西省全口径总发电装机容量的 32.43%，占比在资源禀赋同级的 16 个省份中排第 2 位，在中部六省排第 1 位，较大幅度高于周边省份。其中，风电 548.16 万千瓦（11%），光伏发电 942.22 万千瓦（18.9%），生物质发电 124.47 万千瓦（2.5%）。但是，依赖本地资源开发的新能源替代转型战略却存在高成本、低效率和难以持续问题。

1. 本地新能源资源难以大面积和大规模开发。

本地新能源资源开发难以担负省域新能源替代转型的巨量新能源需求。如上所述，江西新能源开发地面条件相对较差，具有较好资源开发条件的地面基本上已经被开发。截至 2020 年底的统计，太阳能和风电发电占比只有 9%，与水电发电合计占比也不足 19%，对全省能源供应贡献仍然偏小，离省域新能源替代转型目标更是任重道远。

2. 本地新能源开发严重依赖高补贴和高电价支持。

由于江西本地新能源资源相对弱质，太阳能、风能开发效率不高，为了鼓励本地新能源资源开发，江西在国补基础上还实施了较高的省补。2014 年即开始执行“省内光伏开发在国补基础上，给予统一标准的省级度电补贴，按发电量每度电给予 0.2 元补贴，补贴期 20 年”（赣府厅字[2014]56 号）。^[24]按国家发改委价格[2021]833 号文^[25]，新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以更好体现光伏发电、风电的绿色电力价值。根据江西与青海、新疆、内蒙古等新能源优质资源区煤电基准电价和电网代理购电价格差，江西新能源开发享受的国家电价补贴实际上也只在 0.2 元左右。长期高补贴、高电价已经成为江西沉重的财政负担，这决定了难以进一步实施高补贴下的大规模本地新能源开发。

3. 未来全国统一电力市场中本地新能源开发项目可能面临艰难生存环境。

² ①参见：drc.jiangxi.gov.cn/art/2022/5/20/art_14618_3965358.html。

随着特高压等远程跨区输电技术的成熟，必然形成全国统一电力市场，本地高成本、低效率新能源开发项目将面临新能源优质资源区更低成本、更高效率开发项目的强力竞争，可能面临严重亏损和快速淘汰。如上所述，当前按照江西新能源上网标杆电价计算，新能源优质资源区与江西之间太阳能光伏开发收益差达 0.3162 元、风电开发收益差达 0.6212 元，一旦全国统一电网建成，更廉价的跨区输入性供电将对江西省内新能源电站形成严重冲击。

4. 江西本地难以实施大规模新能源开发不利于供电稳定和并网难题。

无论输电还是储电储能，均存在显著规模效应，而小规模电站供电往往只能选择更低电压等级输电线路，这意味着更高线损，也往往只需要小规模储能设施，意味着难以分享更大规模从而更低成本的储能蓄能设施，意味着本地新能源电力消纳可能需要更高成本的蓄储能等电网的稳定措施。

5. 本地低效率、高成本新能源开发也意味着伴随更高供电价格。

这可能严重拖累江西电气化从而新能源替代进程，更可能使江西由此丧失新一轮以新能源电气化为代表的全球新能源替代产业发展机遇。

（二）被动依赖国家电网跨区新能源调送的战略方向

在开发本地新能源资源的同时，江西也积极争取省外既有富裕新能源跨区调入。《江西省“十四五”能源发展规划》提出要“建成投运雅中至江西特高压直流及其配套工程，开展闽赣电力异步联网工程研究，争取布局第二回入赣特高压直流输电通道，积极争取落点华中区域的输电通道分电江西”（赣府厅发[2022]15号）。^[22]2021年7月，四川雅中-江西抚州特高压通道已经竣工投运，国家电网主导的新能源跨区调入成效初现。

不过当前的新能源跨区调入完全依赖国家电网输电通道和江西省域外富裕新能源电力供应，表现出明显的被动性、滞后性和不确定性：

1. 既有新能源跨区调入完全仰仗国家电网公司电力调配。

我国当前跨区电力调配由国家电网公司垄断性实施，而国家电网公司跨区电力调配和跨区输电设施建设均存在公司自身利益和风险考量，其利益目标可能与地方发展并不一致。一方面，国家电网在跨区输电设施如直流特高压通道建设中可能过多考虑其巨额投资长周期收益回报的风险和不确定性，使得特高压通道建设往往表现出较大的滞后性，难以满足跨区供电差价所体现的跨区通道建设需求；另一方面，国家电网跨区电力调送也往往根据跨区供电差价程度和长期电力供应供需关系，更偏好向具有可持续巨大需求也往往更高电价的沿海发达省市调送，江西属于欠发达省份，经济发展所需的电力供应需求往往被相对轻视。

2. 既有新能源跨区调入完全依赖新能源优质资源区已有富裕的电力供应。

如雅中至江西特高压通道电力调送主要依赖四川水电供应，这使得江西实际分享跨区新能源电力供应存在多方面的严重制约。一方面，制约于电力输出省份的电力供需关系，当输出地电力供需紧张必然优先满足本地电力需求。另一方面，新能源特别是水电存在严重季节性波动，特别与江西水电季节性波动存在共振，这极大提升江西电力供应的季节性调控成本。此外，由于跨省份电力供需信息不对称，增加了优质资源区包括太阳能、风能在内的富裕新能源开发项目的风险和不确定性，不利于对优质资源区新能源开发激励，使得实际富裕的新能源供给减少，既抬升江西跨区新能源调入成本价格，也影响新能源替代转型进程。

3. 省域外既有新能源跨区调入也意味着江西对新能源开发供应产业竞争的放弃或弱化。

新能源开发供应是一个极具潜力的产业，既包括新能源电站建设、维护的终端产业链，也包括新能源开发设施装备产业的中上游产业链，全球碳达峰碳中和意味着未来数十年该产业可能迎来巨大产业前景，依赖省域外既有新能源调入意味着对未来巨大规模新能源开发产业的放弃，也由此引发新能源装备产业竞争力弱化。

（三）主动跨区新能源开发调送合作的战略方向

基于上述江西与优质资源区之间新能源开发收益差异和跨区新能源开发调送净收益分析，本文提出太阳能和风能弱质资源区新能源替代转型的第三个战略方向——主动型跨区新能源开发调送合作。

基本构想是：主动入驻优质资源区，择优选择 1-2 处适合大面积开发的优质太阳能、风能资源区，与资源所在地政府联合实施大规模新能源开发基地片区建设和专属跨区特高压输电通道建设，组建自主稳定可持续的大规模跨区新能源电力供应源地和供应通道。^③

跨区新能源开发调送合作既需要省级政府之间的积极跨区协商，也需要积极争取国家政策优惠支持。具体合作方式可以参照“飞地开发区”建设模式，由优质资源区提供适合大规模新能源开发的土地地面，并尽力为初期的电力供应及其他基础设施利用提供方便，新能源开发基地片区的开发、建设和管理以域外开发区形式由江西省政府独立管理或跨区省政府联合管理，基地片区创造 GDP 和财政由双方协商共同分享。

相对于本地新能源开发和被动依赖国家电网跨区新能源调送，主动跨区新能源开发调送合作具有多重明显优点：

1. 这将最大规模地及时分享优质新能源资源开发带来的可持续低成本电力供应。

为了从根本上化解江西新能源替代转型困境，太阳能和风能优质资源区至江西专属特高压输电通道建设将使江西与优质资源区供电成本差维持在单纯的特高压输电成本（当前 0.0483-0.0685 元左右），将极大降低江西与太阳能和风能优质资源区 0.2 元左右的当前供电价格差；主动跨区新能源开发基地片区建设和规划也将为江西提供自主可控的大规模新能源电力供应，可以自主制定全省新能源替代转型进程规划。

2. 这将为江西企业和劳动力提供更广泛的跨区新能源开发参与机会。

太阳能、风能等新能源优质资源区基本上属于人口稀少、劳动力短缺地区，江西与这些优质资源区的新能源开发企业合作，可以积极引导本地企业和劳动力参与跨区新能源开发基地片区的建设，尤其新能源开发环节的电站建设和维护基本上属于劳动密集型产业，可以吸纳江西巨大的过剩劳动力特别是熟练建筑工人。近年来，江西新能源开发装备和储能产业发展较好，涌现出晶科能源、赣锋锂业等一批全球引领性的企业集团，省级层面的跨区新能源开发调送合作将极大推进和拓展江西新能源开发、储能装备产品市场。

3. 持续稳定低成本新能源电力供应必将为江西产业集聚和经济发展注入全新动力。

碳达峰碳中和与新能源技术革命必将引发以新能源电力利用为核心的新一轮全球产业格局重构，持续稳定低成本的主动跨

³ ①实际上，江西省内一些地市已经开始寻求这种跨省域新能源开发调送合作，如上饶市 2022 年初就曾与新疆克孜勒苏柯尔克孜自治州探讨跨区新能源开发合作，不过由于克孜勒苏柯尔克孜自治州距离过于遥远以及特高压输电通道建设目前由国家电网垄断实施，导致合作意向未能实施。

区新能源电力供应，将极大促进江西能源利用的电气化升级和新能源电气化产业集聚，实现内陆省份弯道超车。

五、研究结论与对策建议

（一）研究结论

本文探索了太阳能和风能弱质资源省份碳达峰碳中和目标下的能源转型路径与战略选择，尽管数据资料主要以江西为例展开分析，但研究结论对所有弱质资源省份均具有重要的推广借鉴意义，可以归纳以下结论：

1. 碳达峰碳中和背景下江西等新能源弱质资源省份能源转型存在双重困境：

一方面，传统石化能源资源贫乏使得经济发展长期面对能源短缺和更高的能源（电力）供应价格，存在急迫的新能源转型驱动；另一方面本地太阳能、风能资源相对弱质且地面开发条件相对较差，不具备大规模、低成本太阳能、风能开发条件，依赖本地资源开发难以实现新能源替代转型。

2. 在显著资源质量差异条件下江西等太阳能和风能弱质资源区与西藏、内蒙古等太阳能和风能优质资源区跨区新能源开发调送存在丰厚净收益。

以江西当前新能源平价上网标杆电价为参照，江西与西藏、内蒙古等新能源优质资源区之间太阳能、风能开发度电收益差分别达 0.3807 元、0.7478 元，剔除特高压输电价格（成本）后太阳能开发调送、风能开发调送净收益分别达 0.3324 元、0.6995 元（较低输电价格情境下）或 0.2639 元、0.6310 元（较高输电价格情境下），跨区新能源开发调送收益丰厚。

3. 不同战略方向的能源转型进程和经济发展影响可能存在一定差异。

对江西等太阳能和风能弱质资源区碳达峰碳中和背景下的新能源替代转型，实际上存在可选择的三大战略方向，而依赖本地资源开发战略存在高成本、低效率和难以持续问题，被动等待跨区新能源调入战略完全依赖国家电网输电通道和省域外富裕新能源电力供应，表现出明显的被动性、滞后性和不确定性。而主动入驻优质资源区跨区新能源开发调送合作具有多重明显优点：一是将最大规模地及时分享优质新能源资源开发带来的可持续低成本电力供应；二是将为江西企业和劳动力提供更广泛的跨区新能源开发参与机会；三是持续稳定低成本新能源电力供应也必将为江西产业集聚和经济发展注入全新动力。

（二）对策建议

基于上述结论，以下三点对策建议可能是有效的：

1. 太阳能和风能弱质资源区能源转型战略重点应转向对优质资源区的主动跨区新能源开发合作。

由省级政府主动寻求跨区合作，实施大规模连片新能源开发基地建设和专属跨区新能源输电通道建设，从根本上解决弱质资源区的长期能源制约。具体的新能源开发、专属输电通道建设，可以探索对新能源优质资源区大面积荒漠化地面长期性用地租赁或用地入股等多种合作形式。

2. 积极推进跨区新能源开发调送合作向新能源更纵深跨区经济发展合作延伸。

以充分利用新能源优质资源区用地成本优势和弱质资源区劳动力、资本、技术优势，依托新建大规模新能源开发基地片区，大力发展光伏、风电装备产业和高耗能产业，在条件许可情况下积极推进新能源开发基地片区荒漠化生态改造，探索荒漠治理

型农业，并以太阳能和风能弱质资源区就业移民和跨区企业集聚为基础，规划建设特色经济开发区和特色城镇。

3. 双碳目标下太阳能和风能弱质资源区能源转型也需要获得国家跨区统筹支持。

中央政府在新能源优质资源区荒漠半荒漠地面的太阳能、风能开发用地审批、专属特高压建设规划、融资以及运营税收等方面给予支持，积极鼓励地方政府间就跨区太阳能、风能开发和专属特高压建设展开合作。

参考文献

- [1] IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2021 [EB/OL]. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-PowerGeneration-Costs-in-2021>, July, 2022.
- [2] 王灿, 张雅欣. 碳中和愿景的实现路径与政策体系[J]. 中国环境管理, 2020, (6): 58-64.
- [3] 余碧莹, 赵光普, 安润颖, 等. 碳中和目标下中国碳排放路径研究[J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2021, (2): 17-24.
- [4] 胡鞍钢. 中国实现 2030 年前碳达峰目标及主要途径[J]. 北京工业大学学报(社会科学版), 2021, (3): 1-15.
- [5] 蔡博峰, 曹丽斌, 雷宇, 等. 中国碳中和目标下的二氧化碳排放路径[J]. 中国人口·资源与环境, 2021, (1): 7-14.
- [6] 刘晓龙, 崔磊磊, 李彬, 等. 碳中和目标下中国能源高质量发展路径研究[J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2021, (3): 1-8.
- [7] 林伯强. 中国新能源发展战略思考[J]. 中国地质大学学报(社会科学版), 2018, (2): 76-83.
- [8] 邹才能, 熊波, 薛华庆, 等. 新能源在碳中和中的地位与作用[J]. 石油勘探与开发, 2021, (2): 411-420.
- [9] 王利宁, 彭天铎, 向征艰, 等. 碳中和目标下中国能源转型路径分析[J]. 国际石油经济, 2021, (1): 2-8.
- [10] 谢国辉, 李娜娜, 元博. 我国新能源开发路线图分析方法及模型[J]. 发电技术, 2020, (6): 631-637.
- [11] 刘吉臻, 马利飞, 王庆华, 等. 海上风电支撑我国能源转型发展的思考[J]. 中国工程科学, 2021, (1): 149-159.
- [12] 高丹, 孔庚, 麻林巍, 等. 我国区域能源现状及中长期发展战略重点研究[J]. 中国工程科学, 2021, (1): 7-14.
- [13] 刘平阔, 卢存禹. 中国能源转型路径选择的影响因素: 理论检验与实证分析[J]. 中国软科学, 2022, (6): 51-61.
- [14] 张协奎, 王德磊, 刘伟. 西部地区可再生能源发电绩效评价研究[J]. 学习与探索, 2021, (4): 128-135.
- [15] 张勇. 重庆低碳能源开发潜力研究[J]. 中国国情国力, 2021, (3): 69-72.
- [16] 谭玲. 从能源结构变化看江西能源转型[J]. 能源研究与管理, 2017, (1): 1-4.

-
- [17] 国家发展改革委. 关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知（发改价格[2016]2729号）
[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201612/t20161228_962832.html?code=&state=123, 2016-12-26.
- [18] 国家发展改革委. 关于核定宁绍、酒湖、锡泰特高压直流工程输电价格的通知（发改价格[2022]558号）
[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202204/t20220412_1321938.html?code=&state=123, 2022-04-08.
- [19] 国家发展改革委办公厅. 关于陕北~湖北、雅中~江西特高压直流工程临时输电价格的通知（发改办价格[2021]958号）
[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202112/t20211209_1307305.html?code=&state=123, 2021-12-02.
- [20] 江西省人民政府办公厅. 《江西省“十二五”新能源发展规划》（赣府厅发[2012]33号）
[EB/OL]. www.cnki.com.cn/Article/CJFDTOTAL-HXZB201215006.htm, 2012-05-22.
- [21] 江西省人民政府办公厅. 《江西省“十三五”能源发展规划》（赣府厅发[2017]13号）
[EB/OL]. www.jiangxi.gov.cn/art/2017/7/12/art_4968_212681.html, 2017-02-28.
- [22] 江西省人民政府办公厅. 《江西省“十四五”能源发展规划》（赣府厅发[2022]15号）
[EB/OL]. www.jiangxi.gov.cn/art/2022/5/17/art_4968_3961051.html, 2022-05-07.
- [23] 中共江西省委、江西省人民政府. 《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》
[EB/OL]. www.jiangxi.gov.cn/art/2022/4/8/art_4990_3913111.html, 2022-04-06.
- [24] 江西省人民政府办公厅. 《加快推进全省光伏发电应用工作方案》赣府厅字[2014]56号
[EB/OL]. zfgb.jiangxi.gov.cn/art/2014/4/11/art_11040_360217.html, 2014-04-11.
- [25] 国家发展改革委. 《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知（发改价格[2021]833号）》
[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202106/t20210611_1283088.html?code=&state=123, 2021-06-07.