



中德能源与能效合作  
Energiepartnerschaft  
DEUTSCHLAND - CHINA

Supported by:



Federal Ministry  
for Economic Affairs  
and Climate Action

on the basis of a decision  
by the German Bundestag

# 山西电力系统灵活性与虚拟电厂

中德能源与能效合作伙伴



# 版本说明

本报告聚焦中国能源大省山西省，介绍了山西在当前的电力系统发展和电力市场机制背景下的虚拟电厂建设与运营管理现状，列举了山西虚拟电厂案例，并分析了山西虚拟电厂未来发展的优势与挑战，为山西虚拟电厂的下一步发展提出了建议，从而助力煤炭大省山西的绿色、低碳能源转型。报告在中德能源与能效合作伙伴项目框架下发布。项目受德国联邦经济和气候保护部（BMWK）委托和资助，中国国家发展和改革委员会、国家能源局作为中方政府合作伙伴提供支持和指导。项目旨在围绕能效提升和发展可再生能源，通过深入交流可持续能源系统发展相关的政策、最佳实践和技术知识，推动高级别政府对话，企业与政府交流以及技术和政策法规层面交流，从而促进和推动两国能源转型，助力实现气候目标。受德国联邦经济和能源部委托，德国国际合作机构（GIZ）负责实施中德能源与能效合作伙伴项目。

## 发行方：

中德能源与能效合作伙伴  
德国联邦经济和气候保护部（BMWK）委托

北京市朝阳区亮马河南路 14 号  
塔园外交办公楼 1-15  
邮编：100600  
c/o  
德国国际合作机构（GIZ）  
Torsten Fritsche  
Köthener Str. 2  
柏林 10963

## 项目负责人：

尹玉霞、王昊  
德国国际合作机构（GIZ）

## 作者：

王鹏，刘洪涛，于筱涵  
华北电力大学 国家能源发展战略研究院

© 2022 年 6 月，北京

## 版面设计：

edelman. ergo

## 图片：

BMWK/Cover  
shutterstock\_192479264 (P 8)  
shutterstock\_130778297 (P 10)  
shutterstock\_644696806 (P 13)

## 排版：

翁芳萍  
德国国际合作机构（GIZ）

本报告全文受版权保护。截至本研究报告发布前，德国国际合作机构和相关作者对出版物中所涉及的数据和信息进行了仔细研究与核对，但不对其中所涉及内容及评论的正确性和完整性做任何形式的保证。本出版物中涉及到的外部网站发行方将对其网站相关内容负责，德国国际合作机构不对其内容承担任何责任。本文件中的观点陈述不代表委托方的意见。

# 目录

引言 .....	4
报告发布背景 —— 中德能源合作：电力系统灵活性.....	4
第一章 中国电力系统灵活性 .....	5
1.1 中国能源与电力发展现状 .....	5
1.2 碳达峰、碳中和与新型电力系统的提出 .....	7
1.3 中国电力系统灵活性分析 .....	7
第二章 山西虚拟电厂实践 .....	9
2.1 山西及其电力系统发展情况.....	9
2.1.1 山西省社会经济情况.....	9
2.1.2 山西省电力行业发展 .....	11
2.1.3 山西省电力市场建设 .....	14
2.2 山西省虚拟电厂建设.....	15
2.2.1 山西虚拟电厂建设与运营管理机制 .....	15
2.2.2 山西省虚拟电厂建设原则.....	16
2.2.3 山西省虚拟电厂实践案例.....	16
第三章 山西省虚拟电厂发展潜力 .....	17
3.1 山西发展虚拟电厂的有利条件 .....	17
3.2 山西推广虚拟电厂面临的挑战.....	17
3.3 山西虚拟电厂未来发展方向 .....	18
参考文献.....	19

# 引言

为实现习近平主席提出的 2030 年前碳达峰和 2060 年碳中和[1]的目标，中国正在加快调整能源结构，提高可再生能源占比。2030 年中国风、光发电总装机计划达到 12 亿千瓦以上，形成由可再生能源为主的能源体系。高比例可再生能源并网，能源消费终端电气化水平提升，高度电力电子化以及大规模分布式能源就地接入将会使电力系统平衡、调节和支撑能力面临巨大挑战，提高电力系统的灵活性是实现能源电力清洁低碳发展的重要手段。

电力系统灵活性是电力供需发生变动时系统保持供需平衡的应对能力，灵活性资源来源于发电侧、电网侧、用户侧与储能等多个环节。目前中国电力系统灵活性资源以电源侧为主，电网侧、需求侧等灵活性潜力尚未真正有效发挥[2]，虚拟电厂是多方位挖掘电力系统灵活性资源，实现以可再生能源为主体的新型电力系统的重要途径。

山西省是中国的能源与重化工基地，也是中国能源革命综合改革试点省。山西省在能源绿色低碳转型目标下不断加快构建以新能源为主体的新型电力系统，扩大新能源消纳，深化电力市场化改革，提升电力系统灵活性，推动虚拟电厂建设。

本报告通过介绍中国能源与电力发展和转型概况，从发电侧、电网侧和需求侧宏观分析了中国电力系统灵活性的潜力，报告聚焦山西省虚拟电厂在其社会经济发展与电力系统和电力市场发展背景下的现状和模式，总结了山西省发展虚拟电厂在政策环境、体制条件、需求条件、技术基础和市场基础五方面的优势；分析了山西省虚拟电厂发展在基础设施、信息技术系统支撑、运行机制、激励机制和宣传方面所面临的挑战。报告建议山西虚拟电厂未来的发展要充分借鉴国际经验、加强机制设计、完善虚拟电厂运行所必备的硬件基础设施和信息技术支撑、及加强虚拟电厂运行的安全保障建设。



## 报告发布背景 —— 中德能源合作：电力系统灵活性

电力系统灵活性一直是德国联邦经济和气候保护部（BMWK）、国家能源局指导的中德能源工作组框架下中德能源合作的重要议题之一。过去几年，GIZ 联合其他中德合作伙伴，围绕德国电力系统灵活性的发展经验和最佳实践及其对中国发展高比例可再生能源电力系统的参考意义，不断拓宽和深化该议题下的中德合作，开展交流研讨、联合编制政策研究报告。在中德能源与能效合作伙伴和中德能源转型研究项目框架下，陆续发布了《德国电力系统中的灵活性技术和措施》、《对电力系统灵活性的激励：德国电力市场的作用》、《京津冀与德国电力系统灵活性定量与比较研究》、《燃煤电厂灵活性改造工具箱》和《德国虚拟电厂的商业模式》等报告。

作为中国重要的能源基地和能源革命综合改革试点省，山西省电力系统灵活性建设与虚拟电厂的发展对于其构建以新能源为主体的新型电力系统，加速能源转型具有重要的支撑性作用。通过对山西省电力系统及虚拟电厂现状的梳理，报告指出了山西省发展虚拟电厂的优势与挑战，并对未来虚拟电厂在山西的发展提出了建议。山西省虚拟电厂的经验及发展思路对于中国其他地区具有重要的借鉴意义。下一步，GIZ 计划在现有项目成果的基础上，以区域为重点，根据区域经济发展与电力系统的特点，从实践出发，进一步推动中德两国在电力系统灵活性和虚拟电厂领域的合作示范，快速、稳步的促进中国实现以可再生能源为主体的新型电力系统，助力中国完成双碳目标。

# 第一章 中国电力系统灵活性

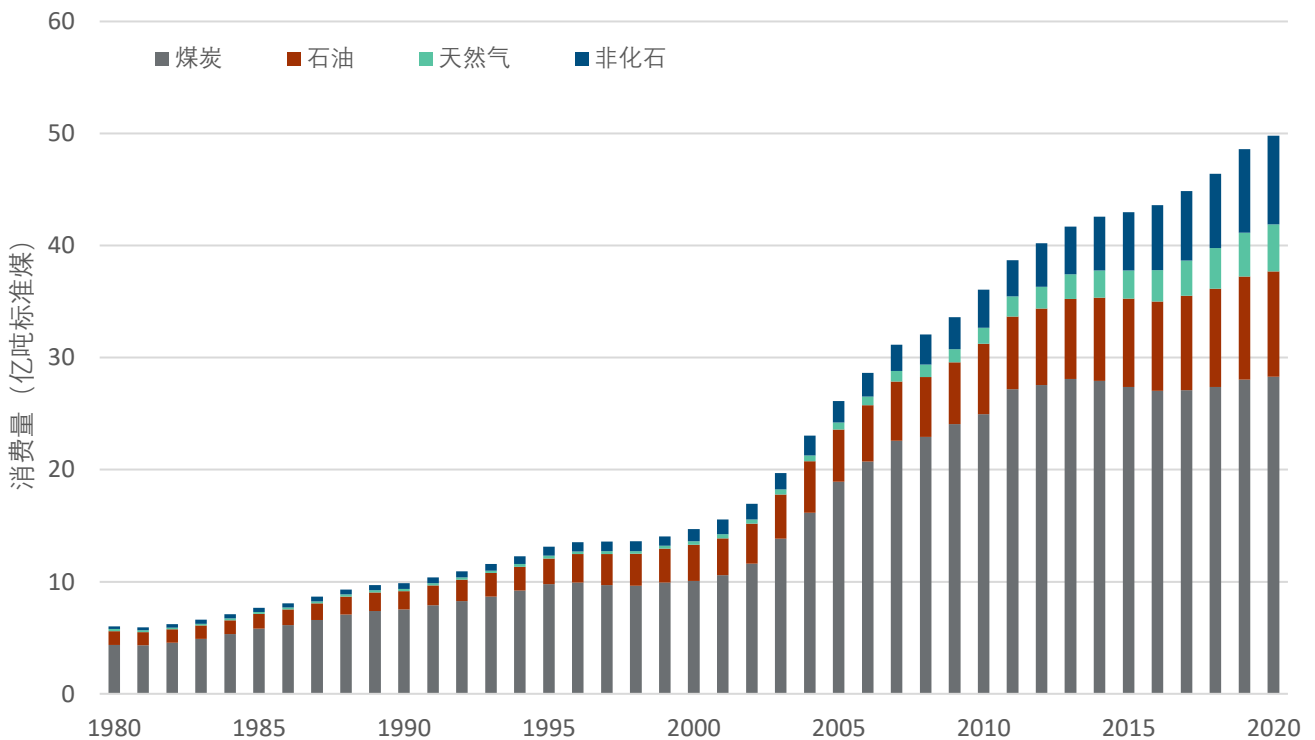
## 1.1 中国能源与电力发展现状

中国的能源革命推动其能源生产和消费结构在近些年不断优化，能源利用效率显著提高，生产生活用能条件明显改善，能源安全保障能力持续增强，为服务经济和社会的高质量发展提供了重要支撑[5]。

国家能源局数据显示，2021年，中国原煤产量40.7亿吨，原油产量1.99亿吨，天然气产量2052.6亿立方米，发电总装机容量23.8亿千瓦，县级行政区全部通上大电网，经济社会发展和民生用能需求得到有效保障。

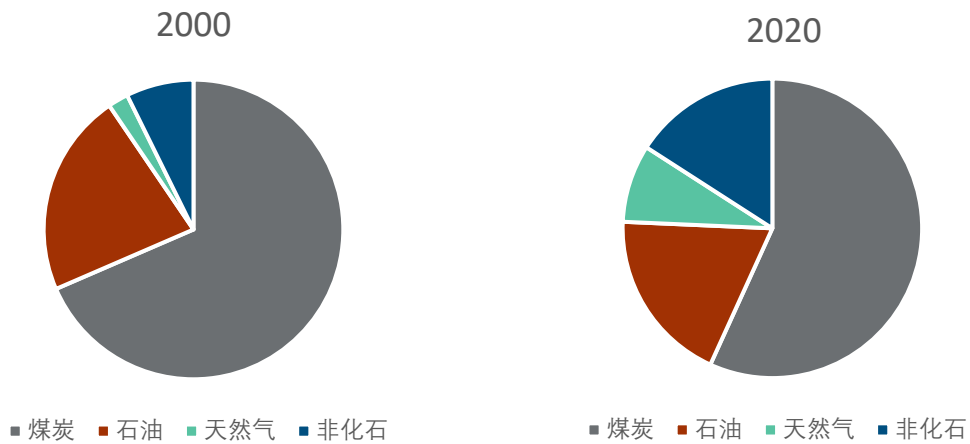
通过不断的新旧能源改革发展，中国逐步形成了全球最大的能源供应体系，建成了以煤炭为主体，以电力为中心，以石油、天然气和可再生能源全面发展的能源供应格局[6]。在深化能源供给侧结构性改革、优先发展非化石能源等一系列政策措施的大力推动下，中国清洁能源继续快速发展，清洁能源比重进一步提升，同时中国能源消费增速明显放缓，能源结构持续优化[7]。2020年一次能源消费总量49.8亿吨标准煤，一次能源生产总量42亿吨标准煤，原煤、原油、天然气、非化石能源消费占比分别为56.8%、18.9%、8.4%和15.9%。

图 1 1980-2020 年全国能源消费量



来源：中国统计摘要 2021

图 2 2000 年及 2020 年能源消费占比

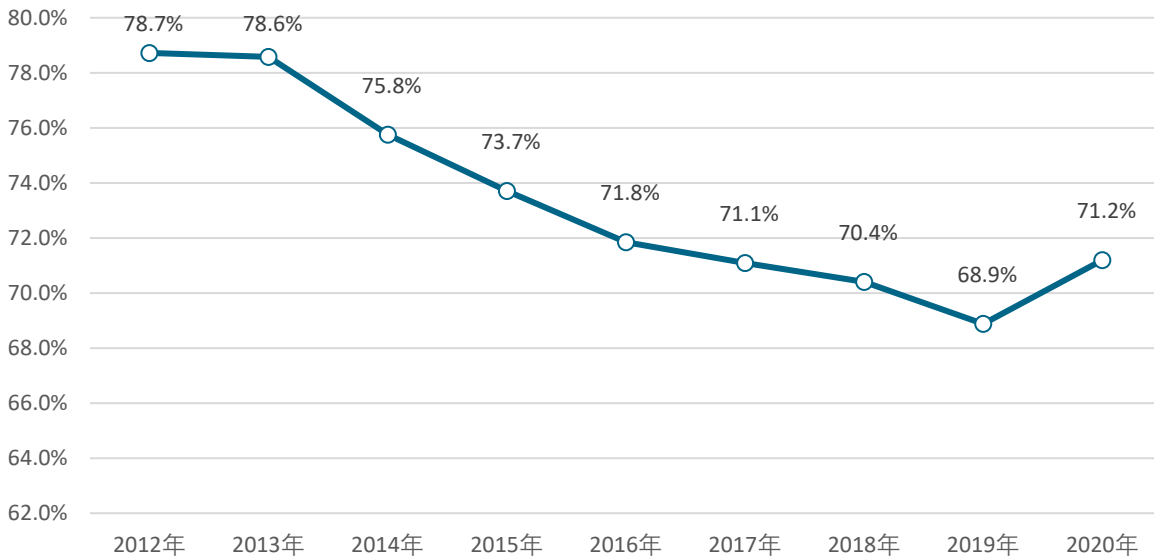


来源：国家统计局

在电力方面，中国水电、火电、核电、风电、太阳能等各类发电类型的装机容量逐年提升。2021 年中国全口径发电设备容量 23.8 亿千瓦，其中火电占 56.6%煤电占 46.7%。由于需要为大规模并网的风电、太阳能发电进行调节，近年来火电的年度运行小时数不断降低，从

设计的 5000-5500 小时，下降到了 2020 年的平均 4216 小时，火电正逐步向灵活性支撑电源的角色变化，电力向更清洁低碳发展的结构调整。

图 3 2012-2020 年火电发电量占比



来源：《中国电力行业年度发展报告 2021》

当前中国能源产业快速发展，但“富煤、贫油、少气”的资源禀赋特点使中国长期以来形成了以化石能源为主的能源消费结构，由此带来了生态环境破坏和能源资源瓶颈等问题[8]。在国际气候协议及国内环保压力下，既保障能源供给安全，又满足能源结构变革与产业结构转型的要求，促进能源、经济、社会、环境协调发展，推动中国经济高质量发展，是中

国能源领域面临的重大挑战。自新冠肺炎疫情后全球政治经济格局深度调整，推动绿色复苏将加快全球绿色能源发展步伐。“十四五”开始中国致力于构建国内国际双循环相互促进的新发展格局、推动实现碳达峰碳中和目标，使得能源绿色转型变得尤为迫切[9]。

## 1.2 碳达峰、碳中和与新型电力系统的提出

2020年9月22日，中国主席习近平在第七十五届联合国大会上郑重宣布，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。为实现碳达峰、碳中和目标，2021年3月15日，在中央财经

委员会第九次会议上，习近平总书记再次对能源电力发展作出重要部署，强调“构建以新能源为主体的新型电力系统”，既指明了能源电力行业服务“双碳”目标的核心任务，也指明了能源电力创新突破的努力方向[10]。

## 1.3 中国电力系统灵活性分析

构建以新能源为主体的新型电力系统，支撑高比例新能源并网、提高大电网运行安全性和可靠性，电力系统灵活调节能力至关重要。电力系统灵活性直接关系到电力系统平衡安全全局，并决定了新能源消纳利用水平。灵活性资源广泛存在于电力系统源、网、荷各个环节，目前在中国，灵活性以电源侧为主体，需求侧和电网侧灵活性潜力尚未真正有效发挥。

在电源侧灵活性方面，抽水蓄能、燃气发电是主要的灵活性调节资源。中国电源侧灵活性资源先天不足，电源侧灵活性装机占比较低，2020年仅为6%左右[24]，显著低于西班牙（34%）、德国（18%）、美国（49%）等新能源发展较早的国家。且在风电、太阳能发电装机分别占全国72%和61%的“三北”地区此情况更为严重，灵活调节电源不足3%。同时，常规火电灵活性改造推进滞后[2]。《电力发展“十三五”规划》[13]要求“十三五”期间“三北”地区热机组灵活性改造约1.33亿千瓦、纯凝机组改造约8200万千瓦。然而截至2020年底，“三北”地区火电机组灵活性改造只完成8241万千瓦，仅达到改造目标的38%。除此之外，核电也还不具备广泛频繁参与系统调峰的跟踪调节能力。

需求侧方面灵活性资源潜在类型丰富，如大工业、工业负荷，交通负荷，公共市政、商业建筑、居民负荷等。但目前由于基础设施不完善、电价机制尚未健全、激励机制不成熟，难以充分引导需求侧灵活性资源的释放，导致国内需求侧响应实施规模还偏小，调节方式相对单一，主要通过电力负荷的时序转移和有序用电实现“削峰”，应对迎峰度夏、迎峰度冬等特定时段电力不足的挑战。但目前需求侧灵活性“填谷”能力不足，对提升新能源的消纳能力作用有限[15]。

电网侧方面灵活性资源主要是跨区特高压直流通道运行曲线的灵活性，目前种类少，技术要求高，应用范围有限。特高压直流通道运行曲线只能在一定程度上参与受端区域调峰，调节频次和幅度基本固定，且基本不考虑送端调峰需求[2]。

储能技术路线多元，但应用规模有限，装机容量小，同时技术不成熟，技术经济性不高，在当前缺乏完善的应用电价体系和补偿机制的电力市场条件下，投资成本难以收回[2]。

实现碳达峰、碳中和，推进新型电力系统的建设，需要大力发展非化石能源，实施可再生能源替代行动，

促进新能源占比逐渐提高。《“十四五”现代能源体系规划》[11]已明确指出要加快推动能源绿色低碳转型，全面推进风电和太阳能发电大规模开发和高质量发展。预计到2060年，中国以风光为主的新能源装机占比会超过80%。同时，能源消费电气化率也会大幅提升。2020年，中国电能占终端能源消费比重为26.5%，已基本与发达国家处于同一水平区间。预计2060年，中国电能占终端能源消费比重将达到70%左右[16]。高比例的可再生能源并网对电力系统的调节、支撑、保障能力提出了更高要求。“十三五”期间，中国电力系统灵活性调节能力不足的现实已经造成系统难以完全适应新能源的爆发式增长。电力系统面临灵活性资源有限导致的新能源消纳能力不足、系统可靠性下降、用户用能风险升高、系统成本不断攀升等众多问题[12]。

综上所述，接入高比例可再生能源，提升电力系统调节能力，需要更多地引入灵活性资源，加快虚拟电厂建设。虚拟电厂将不同空间的可调节（可中断）负荷、储能、微电网、电动汽车、分布式电源等一种或多种资源聚合起来，实现自主协调优化控制，参与电力系统运行和电力市场交易。虚拟电厂新业态既可作为“正电厂”向系统供电调峰，又可作为“负电厂”加大负荷消纳配合系统填谷。其经济性效益一方面来自快速响应指令配合保障系统稳定并获得经济补偿，另一方面可等同于电厂，参与容量、电量、辅助服务等各类电力市场获得收益。从中国全国层面来说，虚拟电厂这项工作刚刚启动，还存在一些问题，包括：对其定位与作用认识不足；规范标准不统一；激励和市场化机制不到位。





# 第二章 山西虚拟电厂实践

## 2.1 山西及其电力系统发展情况

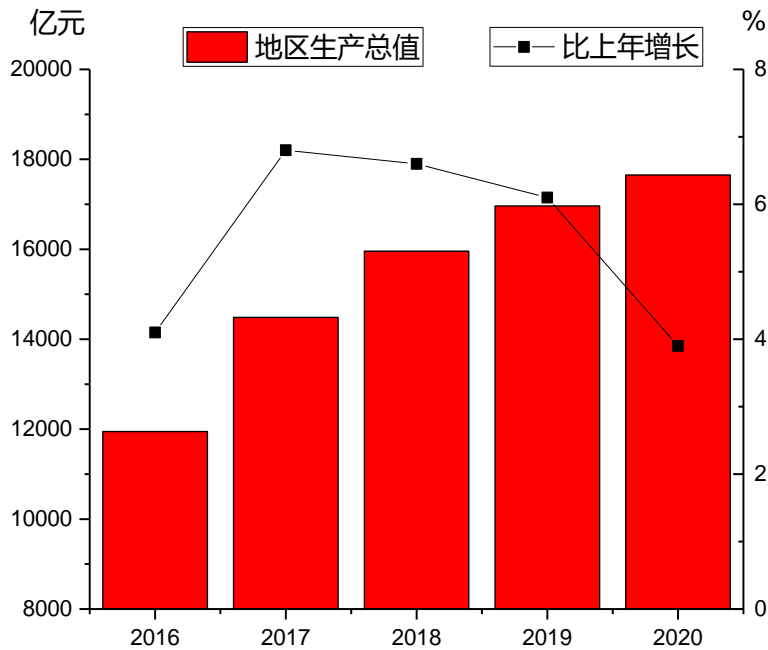
### 2.1.1 山西省社会经济情况

山西省，中华人民共和国省级行政区，省会太原，位于中国华北，地处黄河流域中部。全省总面积 15.67 万平方公里，2020 年底常住人口为 3491.56 万人，城镇化率 62.53%。设 11 个辖区市，117 个县级行政单位。

山西是中国第一产煤、输煤和煤炭出口大省及能源重化工基地，2020 年煤炭产量 10.63 亿吨，占全国的 29.2%。

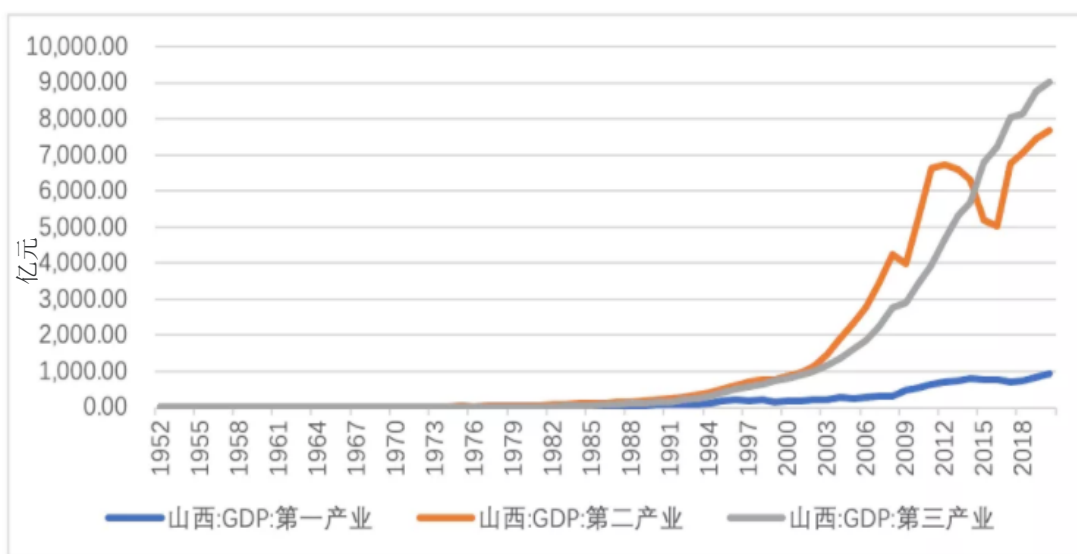
2020 年，山西省全年地区生产总值（GDP）17651.93 亿元，按不变价格计算，比上年增长 3.6%。其中，第一产业增加值 946.68 亿元，增长 3.6%，占地区生产总值的比重 5.4%；第二产业增加值 7675.44 亿元，增长 5.5%，占地区生产总值的比重 43.4%；第三产业增加值 9029.81 亿元，增长 2.1%，占地区生产总值的比重 51.2%<sup>[17]</sup>。第二产业贡献了地区经济增长的主要部分。

图 4 2016-2020 年全省地区生产总值及增速



来源：山西省国民经济和社会发展统计公报

图 5 1952-2020 山西三大类产业产值变化



来源：山西省国民经济和社会发展统计公报

2020 年，全年全省规模以上工业企业实现营业收入 20673.3 亿元，比上年下降 1.7%。分门类看，采矿业 7118.2 亿元，下降 6.1%；制造业 11015.2 亿元，增长 1.2%；电力、热力、燃气及水生产和供应业 2539.8 亿元，下降 1.2%。规模以上工业企业实现利润总额 963.8 亿元，下降 20.2%。

2020 年，全年山西省规模以上原煤产量 10.63 亿吨，增长 8.2%；焦炭产量 1.05 亿吨，增长 5.6%；发电量 3366.9 亿千瓦时，增长 2.1%；非常规天然气产量 85.2 亿立方米。全年全省一次能源生产折标准煤 7.5 亿吨，增长 8.3%；二次能源生产折标准煤 6.4 亿吨，增长 19.6%。



表 1 2020 年全省规模以上工业增加值增长速度（%）[25]

指标	比上年增长
规模以上工业	5.7
其中：采矿业	8.0
制造业	4.2
电力、热力、燃气及水生产和供应业	-1.0
其中：国有控股企业	5.4
其中：集体企业	-7.6
股份制企业	6.5
外商及港澳台商投资企业	5.1
其中：煤炭工业	8.4
炼焦工业	6.6
电力工业	-2.3
热力与燃气工业	6.4
钢铁工业	8.3
有色金属工业	-11.3
建材工业	4.5
化学工业	-0.7
食品工业	-1.7
装备制造业	5.7

## 2.1.2 山西省电力行业发展

### (1) 发电侧

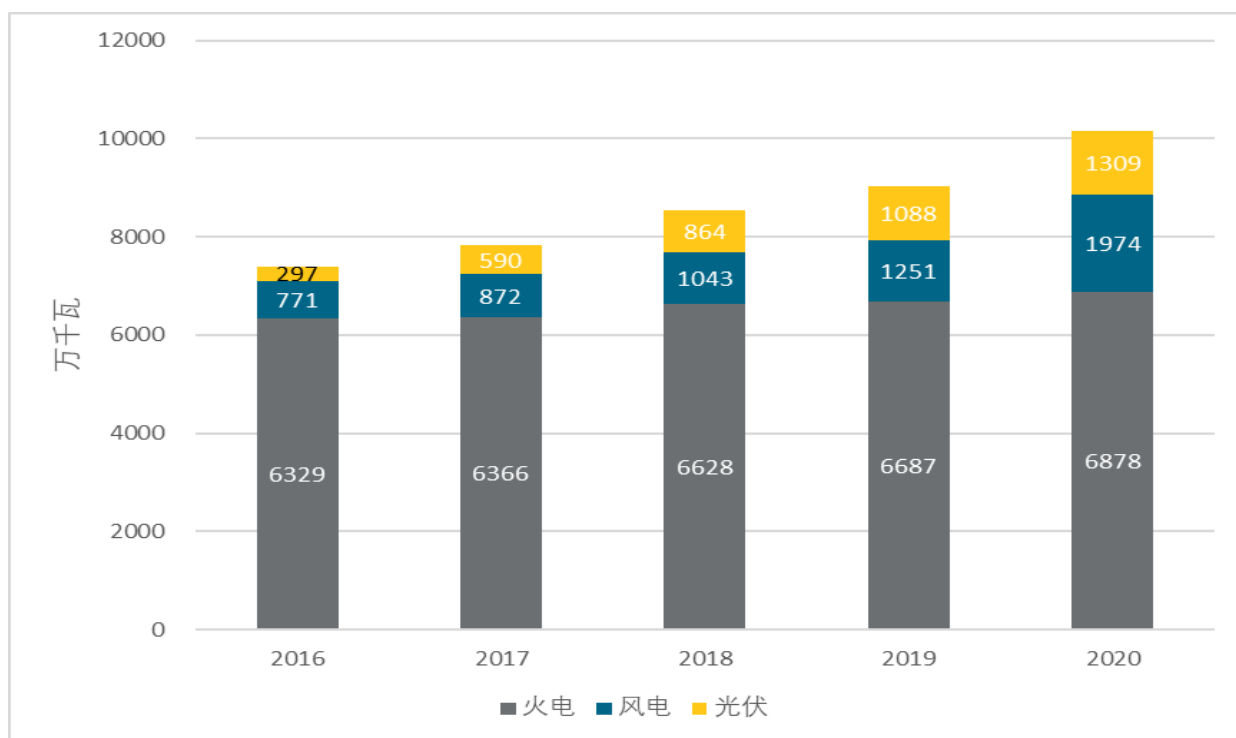
基于山西省充足的煤炭资源特点与全国能源转型背景，山西省电力生产结构长期以燃煤发电为主。近年来，

随着国家双碳目标的提出及能源清洁低碳发展的大趋势，山西发电结构持续优化，火电占比不断下降，新能源占比加速提升。

截止十三五末的 2020 年底，山西全省发电装机容量 1.038 亿千瓦，较十二五末的 2015 年增长 49.05%；其中，火电占比 66.2%，较 2015 年下降了 19.1%；新能源（风电、光伏）为省内第二大电源，占比 31.6%，较 2015 年提升了 20.39%。全省发电量 3395.4 亿千瓦时，其中新能源发电量 424.3 亿千瓦时，占全省发电量的 12.5%，较 2015 年提升 8.11%，新能源消纳率达到 97.03%。随着山西省可再生能源发电量的增加，电力系统凸显灵活性电源占比严重不足，调峰形势严峻的问题。

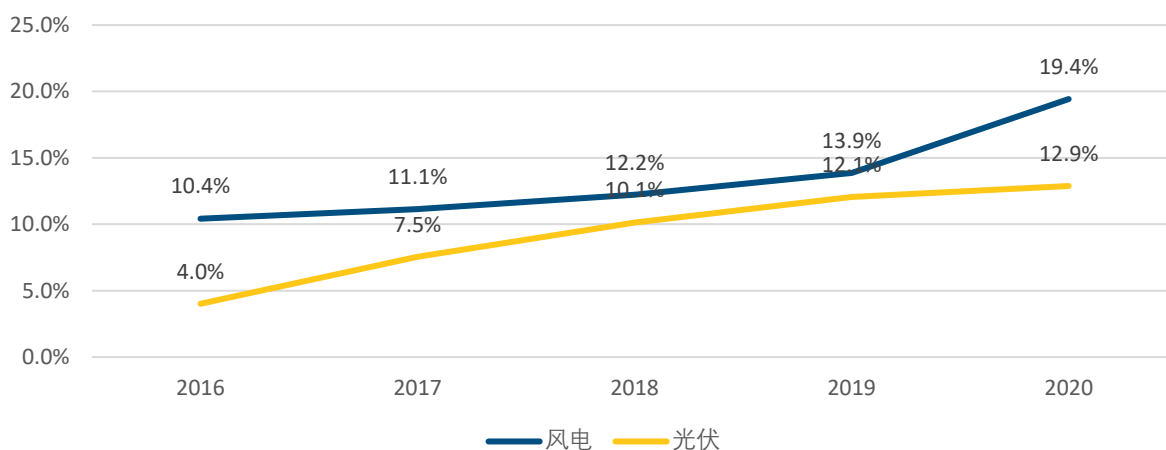
为了促进和保障可再生能源发电上网，发挥煤电的支撑性作用，山西省能源局 2020 年印发了《关于加快推进煤电机组灵活性改造的通知》，要求各发电集团加快煤电灵活性改造。但是，由于山西省煤电的总规模和调峰性能限制，山西煤电灵活性资源总量提升潜力有限，难以与新能源的快速增长相匹配，因而只在发电侧做工作的调节方式将很难以为继新能源为主的新型电力系统所需的安全、灵活调控能力。

图 6 山西省电力装机结构变化



来源：山西省国民经济和社会发展统计公报

图 7 山西省新能源装机占比变化



来源：山西省国民经济和社会发展统计公报

### (2) 负荷侧

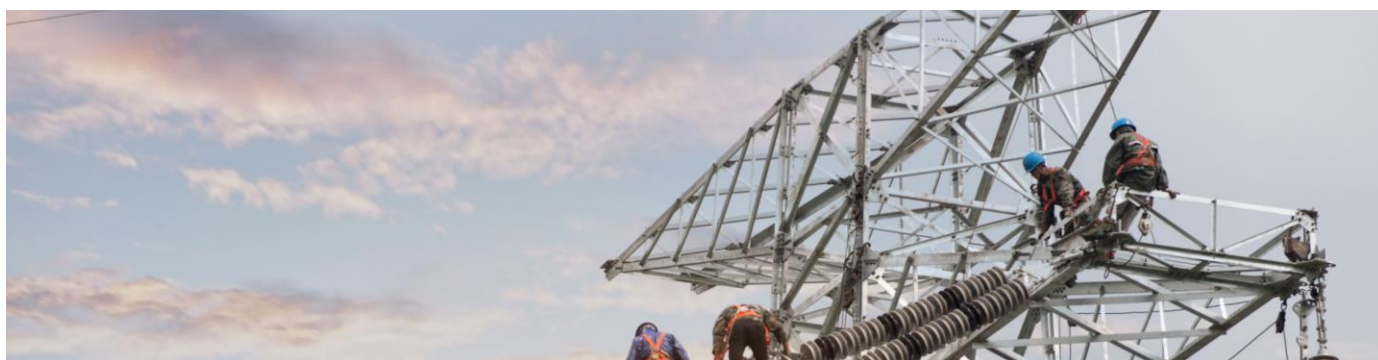
2020 年全年山西省全社会发电量 3395.4 亿千瓦时，同比增长 4.4%。向省外输送电力 1053.6 亿千瓦时，增长 6.3%。山西省全社会用电总量 2341.7 亿千瓦时，排名全国第 13 位。其中，第一产业用电 18.5 亿千瓦时，占全社会用电量的比重 0.8%；第二产业用电 1804.3 亿千瓦时，占全社会用电量的比重 77.1%，其中工业用电 1780.6 亿千瓦时，占全社会用电量比重为 76.04%，在全社会用电量中仍占主导地位，高载能用户约占大工业用户 50% 以上。第三产业用电 288.4 亿千瓦时，占全社会用电量的 12.3%；城乡居民生活用电 230.4 亿千瓦时，占全社会用电量的 9.8%。

空间上看，山西省电源主要集中在北部，但山西的工业中心位于中南部地区，因此山西省中南部负荷较重，与电源结构呈逆向分布，电源与负荷严重不匹配。同时，近年来随着分布式光伏大量接入，电源与负荷在时间维度的错配也逐渐加剧。随着分布式能源的广泛接入，统调用电负荷早高峰下降较为明显，中午负荷低谷甚至比后半夜负荷更低，负荷高峰主要在 17:00—21:00，夏季最大负荷一般在 20:00 左右，冬季最大负荷一般在 18:00 左右。空间、时间的错配导致山西省电源调峰与新能源消纳的矛盾不断加深。2020 年 1-2 月份，受新冠疫情及春节影响，全省用电负荷长期低位徘徊，为了兼顾民生供热与新能源消纳，在省内供热机组连续 30 天按保供最小方式运行的情况下，仍出现了 6.6 亿千瓦时的弃风弃光电量，远远高于全国平均水平。

### (3) 电网侧

山西为外送型电网，以 500 千伏“三纵四横”为骨干网架，220 千伏分区环网运行。作为国家“西电东送”北通道之一，依托晋北、晋中、晋东 3 个千万千瓦级外送基地，已建成投运包括晋东南（长治）—南阳—荆门、蒙西—晋北—天津南、榆横—晋中—潍坊 1000kV 特高压交流，晋北（雁门关）—江苏（淮安）±800kV 直流“三交一直”在内的 4 个特高压外送通道和 5 个 500 千伏外送通道，最高外送能力 3830 万千瓦，超过发电总装机的三分之一，2020 年最大外送电力 1050 万千瓦。

从发电、负荷和电网侧的角度看山西电力系统的变化可以看出，近些年山西省电力结构不断优化，新能源比例迅速增长，正处在向以新能源为主体的新型电力系统转型建设的关键时期，且作为西电东送的重要通道，山西对全国电力系统起到了重要的支援作用。随着高比例新能源的接入，山西省电力系统的平衡、调节和支撑能力面临更高要求。且目前电源结构与负荷结构时空错配严重，发电侧现有调节能力及潜力不足以支撑新型电力系统的安全稳定运行。只有快探索挖掘灵活性资源调节潜力，建设虚拟电厂，适应新能源特性的电力系统运行新模式，才能满足山西新型电力系统发展需求，进而对全国新型电力系统建设起到带动、支撑作用。



### 2.1.3 山西省电力市场建设

完善市场机制，发挥市场配置资源的决定性作用，是中国建设以可再生能源为主的新型电力系统的机制基础。自 2015 年中共中央发布文件（2015）9 号《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》以来，中国推进电力市场化改革，取得显著成效，但要进一步适应新能源为主体的新型电力系统还存在诸多挑战。

从全国电力市场层面看，面临的共性问题是由伴随新能源大规模发展，常规煤电电源定位将由原来的主力电源逐步向调节电源转变，角色定位改变导致常规煤电电源单纯依靠发电量获取收益的运营模式难以为继。为适应能源结构的调整，需要以市场方式充分发现调节资源的价值，引导煤电电源作为市场主体主动参与系统调节。这就要让其通过市场机制获得合理的收益，实现新能源与常规煤电电源的协同运营。

同时，中国目前分布式能源正在蓬勃发展。2020 年全国光伏发电新增装机 4820 万千瓦，其中分布式光伏 1552 万千瓦，占 32%。以中小用户为代表的产销者大量涌现，带来大量分散化、小规模的电力交易需求。但将该部分交易直接纳入集中批发市场，将大大提升市场出清优化技术难度，同时大批量小额电量交易带来的价值难以匹配所需的交易成本[18]。随着分布式可再生能源的快速发展，以负荷聚合商等方式聚合分布式发电、储能、可调节负荷等资源的新商业模式亟待开发。这种模式以聚合商为单一市场主体参与电力市场，并在聚合资源内部根据资源特性、用户需求等实现灵活分配，为中小用户参与电力市场交易提供有效的支撑。

山西作为中国第一批 8 个电力现货市场建设试点省份（广东、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃）之一，已初步构建起“中长期交易+现货交易+电力辅助服务”的电力市场交易体系。中长期交易包括年度、季度、月度、月内的多日交易；现货交易包括日前

交易和小时级别的实时交易。中长期交易与现货交易都存在省内的直接交易和跨省跨区交易，发电企业间允许合同转让交易。山西电力市场遵循交易规则的设计初衷，即以中长期交易规避风险、锁定收益，以现货交易发现价格、调节供给，通过市场化方式保障电力平衡。目前山西电力市场已初步具备通过现货市场价格信号引导各类主体参与市场调节的条件。且从 2019 年 9 月 1 号山西现货市场正式试运行后，实现中长期交易与现货市场的衔接机制，及现货市场与深度调峰辅助服务的融合，为山西推进电力系统灵活性和虚拟电厂以适应高比例可再生能源发电奠定了基础。

2021 年，山西的交易平台在册市场主体 11051 家。其中，发电企业 448 家，售电公司 529 家，电力用户 10074 家，分别新增 33 家、168 家、2561 家。在册市场主体参与交易 10263 家，占比 92.87%。共组织省间交易 41 次，成交电量 477.16 亿千瓦时。全省外送电量累计完成 1234.65 亿千瓦时，同比增加 181.03 亿千瓦时，增长率 17.18%，其中，华北方向增长电量占年度增长电量 87.74%，是全省外送电量的主要增长点。直接交易累计成交电量 1382.02 亿千瓦时，达到年度交易规模（1200 亿千瓦时）的 115.17%。183 家售电公司参与交易，交易电量 1306.49 亿千瓦时。24 家电力用户参与交易，交易电量 68.22 亿千瓦时，累计成交合同转让交易 228.08 亿千瓦时。

以现货市场为核心的山西电力市场体系充分发挥了现货市场发现价格的作用，建立了相对稳定的中长期分时交易机制和有效竞争的现货交易机制，初步实现了对电力辅助服务交易的融合，有效的发挥了市场配置资源作用，培养了各类主体参与市场互动的积极性，为虚拟电厂等新技术、新模式的落地实施奠定了良好的市场机制基础。



## 2.2 山西省虚拟电厂建设

虚拟电厂可以定义为将不同空间的可调负荷、储能、微电网、电动汽车、分布式电源等一种或多种可控资源聚合起来，实现自主协调优化控制，参与电力系统运行和电力市场交易的智慧能源系统[3][4]。

虚拟电厂市场主体地位自山西在 2021 年提出第九版山西省电力市场交易规则（V9.0）开始明确，既售电公司聚合其绑定的具备负荷调节能力的市场化电力用户，可通过负荷侧虚拟电厂方式作为整体对外提供用电调峰资源和服务。2021 年 02 月 19 日，山西能源监管办印发了《山西独立储能和用户可控负荷参与电力调峰

市场交易实施细则（试行）》，进一步明确了包括独立储能、独立用户、用户侧储能、售电公司、辅助服务聚合商、独立辅助服务供应商等多种市场主体参与调峰交易的具体细则。

2021 年 8 月 31 日，国家能源局发布《并网主体并网运行管理规定（征求意见稿）》[20]与《电力系统辅助服务管理办法（征求意见稿）》[20]，在全国范围内明确提出积极推进新型储能、用户可调节负荷、聚合商、虚拟电厂等资源参与电力辅助服务，为全国范围加快虚拟电厂建设提供了明确的政策信号。

### 2.2.1 山西虚拟电厂建设与运营管理机制

山西省虚拟电厂当前建设的内容包括以电网为依托，利用互联网、物联网、大数据计算、工业自动化控制等技术，构建技术支持系统；聚合、优化、协调、控制所属资源运行出力，整体作为一个调度对象参与电网调度运行控制；作为一个市场主体参与电力市场交易，执行交易结果并开展市场结算；以实现电网灵活性资源的聚合和协调优化调度。山西省能源局 2022 年 6 月发布的《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》对电源侧、负荷侧和储能侧三类虚拟电厂聚合资源提出了明确要求：，电源侧资源应为在山西电网并网运行的光伏、风电、生物质发电等，负荷侧资源应为省级智慧能源综合服务平台可调节负荷资源库中的电力用户，储能侧资源应为省内电源侧、电网侧、用户侧各类储能设施。

根据山西省的实际情况以及下一步的发展方向，山西省设计了“负荷类”和源网荷储一体化”两种虚拟电厂模式。

“负荷类”模式指售电公司聚合其绑定的具备负荷调节能力的市场化电力用户，作为一个整体（呈现为负荷状态）对外提供负荷侧灵活响应调节服务。“负荷类”虚拟电厂运营商应是具有山西电力市场交易资格的售电公司或电力用户。市场建设初期，“负荷类”虚拟电厂参与中长期、现货及辅助服务市场，后期视电力市场发展情况适时进行调整。

“源网荷储一体化”模式，指列入“源网荷储一体化”试点项目，建成后新能源、用户及配套储能项目通过虚拟电厂一体化聚合，作为独立市场主体参与电力市场，原则上不占用系统调峰能力，具备自主调峰、调节能力，并可以为公共电网提供调节服务。“一体化”虚拟电厂运营商应是“一体化”项目主体或者授权代理

商，并具有山西电力市场售电资格，参与现货及辅助服务市场，后期视电力市场发展情况适时进行调整。

山西省能源局对虚拟电厂包括资源聚合能力、调节能力和数据接入、通信接口、安全防护、感知能力和计量采集等在内的技术条件做出了明确要求。

1. 聚合资源能力上，要求初期调节容量不低于 20MW，且不低于最大用电负荷的 10%，响应时长上要求具备持续参与响应不小于 2 小时的能力。
2. 响应能力上，要求调节速率不低于（调节容量\*3%）/分钟，且不低于 0.6 兆瓦/分钟，精度上要求“负荷类”虚拟电厂每 15 分钟偏差率不超过±15%，“一体化”虚拟电厂不超过±10%。
3. “负荷类”虚拟电厂需按交易时段分别测试确定调节容量等技术指标，适用不同的中长期交易成交量约束、金融套利约束，申报现货市场运行上、下限以及量价曲线，保证虚拟电厂出清功率曲线的可执行性。以“报量报价”方式参与现货市场。每日各交易时段分别申报用电负荷上下限以及递减的 3-10 段用电电力-价格曲线，按照“负发电”模式参与现货市场出清，形成现货运行日用电计划曲线。
4. “一体化”虚拟电厂参照火电机组报价模式报价，需申报运行日用电负荷与发电负荷的最大值，以用电负荷最大值的负值作为运行下限，以发电负荷的最大值作为运行上限，申报 3-10 段发电递增量价曲线，作为全天 24 小时参与现货市场的出清依据。市场初期，申报用电负荷最大值应小于等于“一体化”项目用户侧负荷的 50%，申报发电负荷的最大值应小于等于“一体化”项目发电侧规模的 50%。

## 2.2.2 山西省虚拟电厂建设原则

未来山西省虚拟电厂的建设需要坚持以下原则：

1. 坚持市场驱动。市场驱动是开展虚拟电厂建设的最重要基础，主要是依托山西电力现货市场建设成果，推动现货市场形成的日前和实时供需价格信号在市场主体之间传导，引导发、用、储侧资源通过虚拟电厂方式参与电力平衡，大幅提升电力系统的灵活性和保障能力。
2. 坚持激励创新。通过完善虚拟电厂市场化运营机制，挖掘虚拟电厂在电力市场的商业价值，引导互联网、物联网、大数据、自动化等技术和人才队伍向虚拟电厂行业积聚，激发市场对虚拟电厂研发、建设、运营的投入和创新动力。
3. 坚持强化管控。建立虚拟规范的虚拟电厂建设运营和管理机制，通过强化过程监管和结果导向，确保虚拟电厂参与市场后的正向作用和市场收益对等，适度采取调控措施，引导虚拟电厂主动防范风险。



## 2.2.3 山西省虚拟电厂实践案例

1. 2020年12月，山西“新能源+电动汽车”协同互动电力需求侧响应市场试点启动，共6个试点参与，时长4个小时，最高响应负荷达到5000千瓦，可消纳弃风弃光电量1.8万千瓦时，为山西在电力需求侧提供辅助服务方面积累了一定经验。
2. 2021年3月中旬，已有4家辅助服务聚合商在山西电力交易中心注册，聚合用户70余家。山西正式组织辅助服务聚合商参与电力调峰市场，聚合用户最大响应负荷1.2万千瓦，响应电量约3.6万千瓦时，标志着山西在基于市场化手段开展的虚拟电厂实践取得历史性突破。
3. 另外，山西省的能源服务企业，根据省内工业、建筑、交通和城市的用电负荷特点，开展了相应的可控负荷虚拟电厂实践。在工业领域，参与虚拟电厂的主力为在非连续生产方面具有较大可调节性的负荷。建筑领域的虚拟电厂资源主要是商业建筑的空调、照明、电梯、水泵、电采暖等用能设备。在交通领域除了用电量，充电时段选择灵活的电动汽车和电动重卡外，风光储一体化充换电站、城市级充电桩运营管理平台也可以参与虚拟电厂。在城市领域，虚拟电厂主要通过调节包括路灯、公共建筑空调、水泵、换热调峰站、垃圾处置站等市政设施的工作计划和运行状态，实现对可再生能源电量的最大化消纳。



# 第三章 山西省虚拟电厂发展潜力

## 3.1 山西发展虚拟电厂的有利条件

作为中国唯一能源革命综合改革试点省份，山西要不断深化电力市场化改革，挖掘电力系统灵活性调控能力，扩大新能源消纳，加快构建以新能源为主体的新型电力系统。虚拟电厂是提升电力系统灵活性，实现新型电力系统的重要解决方案，且山西省具备发展虚拟电厂的有利条件：

1. **政策环境上**，2021年7月国家发改委发布《进一步完善分时电价机制的通知》，要求上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于4:1；其他地方原则上不低于3:1<sup>[22]</sup>。这一政策的出台推动了电力系统灵活性发展，为电力系统灵活性提供了经济激励。山西省根据电力系统峰谷差率、新能源消纳和系统调节能力等情况，将峰谷价差调整为3.6:1，即高峰时段电价在平时段电价基础上上浮60%，低谷时段电价在平时段电价基础上下浮55%，尖峰时段电价在高峰时段电价基础上上浮20%。2021年秋季的拉闸限电问题也在某种程度上推动了电价改革。2021年10月发布的《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》明确要求推动工商业用户全部进入电力市场，将市场交易电价上下浮动范围由分别不超过10%、15%，调整为20%，且高耗能行业可由市场交易形成价格，不受上浮20%的限制。山西省产业结构高耗能特征显著，重工业用电量占全省用电量75%以上，这次改

革加速了山西电力各主体市场化的进程，有利于市场化电价形成机制向更灵活的方向发展，利于提升市场主体范围。

2. **体制条件上**，作为中国能源革命综合改革试点，山西具有为全国能源绿色低碳转型探索和尝试的重大使命，要主动发挥在新型电力系统建设中的示范引领作用。因此，为适应新能源快速发展，探索电力系统安全稳定灵活运行路径，山西在虚拟电厂的建设中有使命、有优势，便于根据实际情况进行各种尝试、调整、突破，进而带动全局。
3. **需求条件上**，全国电力系统的重要支撑需求、省内新能源的快速发展、电源结构与负荷结构的时空错配以及源侧灵活性资源相对不足等条件为山西加快发展虚拟电厂提供了重要机遇。同时，山西省内大工业用户50%以上为高载能用户，可控工业负荷、蓄热锅炉、储能设备、电动汽车等用户侧资源参与调峰市场的意愿强烈，市场基础扎实。
4. **技术基础上**，山西省对多种模式的虚拟电厂技术条件做出了明确要求，并组织了试点与市场化实践，培育了省内数字化能源运营企业，为虚拟电厂发展提供了技术基础。
5. **市场基础上**，通过电力市场规则迭代及多次试运行，山西省已经建立了相对完善、适应性强、稳定运行的现货市场，并培育了多种市场主体，并明确了虚拟电厂建设与运营管理机制，为虚拟电厂等新模式落地奠定了市场机制和运营主体基础。

## 3.2 山西推广虚拟电厂面临的挑战

尽管山西省在虚拟电厂建设中已经取得了一定成绩，并具有诸多优势，但虚拟电厂的进一步发展还面临一些挑战：

技术层面：

1. **硬件设施上**，虚拟电厂运行需要一定的基础设施支撑，包括智能传感器、远程控制和自动化系统等计量、监测平台在现阶段还难以满足虚拟电厂运行所需的通信和控制标准，基础设施有待改善。

2. **信息技术支持上**，虚拟电厂的运行需要收集大量信息，包括：用户的需求信息、各子系统的运行信息、电网调度信息、电力市场价格信息以及环境条件等信息，并需要先进的预测算法处理这些信息，制定优化的调度计划，调节能源资源参与电力市场和为电力系统平衡提供服务。但目前山西虚拟电厂运行所需的预测、调控技术难以满足快速调控要求，精准度有待提高。同时，基于数字化和互联网技术，虚拟电厂与能源系统的各个环节都存在接口，成为整合多个子系统的大型信息系统。因此，

做好系统在不同层面的安全防护，发展与虚拟电厂相适应的大型综合用电信息系统安全技术也至关重要。

管理层面：

1. **运行机制上**，尽管目前已经明确了虚拟电厂参与交易的准入和运行规定，但如何准确的对虚拟电厂进行界定与管理仍面临问题。并且对于“源网荷储一

体化”综合性虚拟电厂，由于多种资源的聚合，客观上加大了界定的难度。

2. **激励机制上**，尽管山西电力市场建设运行相对较好，但还存在市场对虚拟电厂激励不足的问题。虚拟电厂运行需要多样、广泛的能源调度资源，但由于激励机制不到位，山西虚拟电厂在聚合商培育、用户资源规模方面比较薄弱。
3. **宣传上**，由于宣传不足，用户发挥需求侧资源灵活性的认识也不到位。

### 3.3 山西虚拟电厂未来发展方向

1. **充分借鉴国际经验**。山西的社会经济条件，能源发展情况与德国有一定的相似性和可比性。煤炭和煤电曾是德国的主要一次能源和主力电源结构，随着德国气候目标的提出，德国正在经历能源绿色低碳转型。而山西是中国重要的煤炭生产大省，也是中国能源革命的试点省份，山西要逐步摆脱对煤炭资源和煤电的依赖，实现能源的绿色低碳转型。德国提出 2045 年实现气候中和目标后，虚拟电厂成为德国电力系统灵活性提升，发展可再生能源，推动能源转型的解决方案，也是促进德国实现气候目标的重要手段。德国虚拟电厂在能源电力转型过程中的经验和教训可以为山西提供参考。
2. **加强机制设计**。德国虚拟电厂成功运行的关键因素之一是建立广泛的能源资源池，包括生物质/沼气发电厂、水电等优质高灵活性资源，也包括电池电动汽车、热泵、家用储能设施、屋顶光伏等小规模分布式能源资源，以及绿氢电解厂等新兴资源。山西虚拟电厂在政府主导平台建设和运营的同时，还需进一步完善激励政策和市场化交易机制，积极引入社会资本主导虚拟电厂建设和运营，加强“聚合商”培育。同时，机制设置要挖掘分布式资源和需求侧参与虚拟电厂的积极性，通过电价机制为需求侧节省成本，让分布式能源资源获得合理且明确的经济激励，引导多样化的布式资源参与虚拟电厂。

另外，要建立虚拟电厂相关的信息、知识普及和意识提升的宣传机制，为构建广泛、多样的能源资源池奠定基础。

3. **完善虚拟电厂运行所必备的硬件基础设施和信息技术支撑**。虚拟电厂的运行需要先进的数字化技术，实现包括采集数据（如电厂运行情况、气象数据、市场价格信号、电网情况），安全快速地在虚拟电厂、单个资源、输电系统运营商和电力市场间进行通信，准确调控等功能，需要充分引入先进通信技术，搭建虚拟电厂基础平台及运营平台，为各主体参与虚拟电厂建设提供完善的硬件基础设施。
4. **加强虚拟电厂运行的安全保障建设**。德国在虚拟电厂运行中采用了电力市场中的平衡结算单元模式。基于单个平衡单元内的售电公司、负荷聚合商和大用户进行完整的负荷预测、发电预测和电价预测的平衡结算单元模式大幅提高了虚拟电厂的预测、调度、控制等运行安全所需的能力。山西虚拟电厂在建设探索可行的路径和方案，不仅确保电力系统的安全稳定运行，还要保障关键设备及关键环节的信息安全。

## 参考文献

- [1]. 求是网. 习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话（全文）[EB/OL]. [2022/3/21]. [http://www.qstheory.cn/yaowen/2020-09/22/c\\_1126527766.htm](http://www.qstheory.cn/yaowen/2020-09/22/c_1126527766.htm)
- [2]. 张晋芳, 元博. “十四五”电力系统灵活性资源供需平衡分析[J]. 中国电力企业管理, 2020(19):36-38
- [3]. 王鹏, 王冬容. 走近虚拟电厂[M]: 机械工业出版社, 2020
- [4]. 陈丹, 赵敏. 发展虚拟电厂技术 促进新能源优化配置与消纳[J]. 中国电力企业管理, 2021(04):26-30
- [5]. 中国政府网. 《新时代的中国能源发展》白皮书[EB/OL]. [2022/3/21]. [http://www.gov.cn/zhengce/2020-12/21/content\\_5571916.htm](http://www.gov.cn/zhengce/2020-12/21/content_5571916.htm)
- [6]. 李全生, 张凯. 我国能源绿色开发利用路径研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(01):101-111
- [7]. 国家统计局. 能源供应保障有力 能耗强度继续下降[EB/OL]. [2022/3/21]. [http://www.stats.gov.cn/tjsj/sjd/202101/t20210119\\_1812639.html](http://www.stats.gov.cn/tjsj/sjd/202101/t20210119_1812639.html)
- [8]. 肖宇, 彭子龙, 何京东, 刘中民. 科技创新助力构建国家能源新体系[J]. 中国科学院院刊, 2019, 34(04):385-391
- [9]. 国务院发展研究中心. 中国能源革命进展报告[EB/OL]. [2022/3/21]. <https://drc.gov.cn/index.html#>
- [10]. 辛保安. 加快建设新型电力系统 助力实现“双碳”目标[J]. 国家电网, 2021(08):10-12
- [11]. 中国政府网. 中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要[EB/OL]. [2022/3/21]. [http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content\\_5592681.htm](http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm)
- [12]. 井然. 推进新能源高质量稳步发展[J]. 中国电力企业管理, 2019(07):46-49
- [13]. 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 电力发展“十三五”规划[EB/OL]. [2022/3/21]. <https://www.ndrc.gov.cn/?code=&state=123>
- [14]. 中国政府网. 国家发展改革委 国家能源局关于开展全国煤电机组改造升级的通知[EB/OL]. [2022/3/21]. [http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-11/03/content\\_5648562.htm](http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-11/03/content_5648562.htm)
- [15]. 张运洲, 鲁刚, 王芑, 翁玉艳, 伍声宇, 刘俊, 张成龙. 能源安全新战略下能源清洁化率和终端电气化率提升路径分析[J]. 中国电力, 2020, 53(02):1-8
- [16]. 国网能源研究院. 中国能源电力发展展望[R]
- [17]. 山西省人民政府门户网站. 山西省 2020 年国民经济和社会发展统计公报[EB/OL]. [2022/3/21]. [http://www.shanxi.gov.cn/yw/sxyw/202103/t20210319\\_883308.shtml](http://www.shanxi.gov.cn/yw/sxyw/202103/t20210319_883308.shtml)
- [18]. 中国能源报. 适应新形势要求需要新型电力市场设计 重构电力市场体系必要又迫切[EB/OL]. [2022/3/21]. <http://data.people.com.cn/pd/zgnyb>
- [19]. 任远, 王其兵, 杨仁泽. 山西电力现货市场的运营管理实践[J]. 中国电力企业管理, 2021(31):67-69
- [20]. 国家能源局. 国家能源局综合司关于公开征求对《并网主体并网运行管理规定（征求意见稿）》《电力系统辅助服务管理办法（征求意见稿）》意见的公告[EB/OL]. [2022/3/21]. [http://www.nea.gov.cn/2021-08/31/c\\_1310159654.htm](http://www.nea.gov.cn/2021-08/31/c_1310159654.htm)
- [21]. 山西祥睿能源有限公司. 山西祥睿能源有限公司：虚拟电厂助力产业低碳发展[EB/OL]. [2022/3/21]. <http://www.sxxrny.com>

- [22]. 中国政府网. 国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知[EB/OL]. [2022/3/21].  
[http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-07/29/content\\_5628297.htm](http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-07/29/content_5628297.htm)
- [23]. 国家发展和改革委员会. 国家发展改革委进一步完善分时电价机制[EB/OL]. [2022/3/21].  
[https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/jd/jd/202108/t20210802\\_1292768.html?code=&state=123](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/jd/jd/202108/t20210802_1292768.html?code=&state=123)
- [24]. 中国电力企业联合会. 煤电机组灵活性运行政策研究 [R].
- [25]. 山西省 2020 年国民经济和社会发展统计公报[EB/OL]. [2022/3/21].  
[https://tjj.shanxi.gov.cn/tjsj/tjgb/202103/t20210318\\_729368.shtml](https://tjj.shanxi.gov.cn/tjsj/tjgb/202103/t20210318_729368.shtml)

网站



微信

