



中国电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



专题报告

基于园区增量配电网的 综合能源服务业态研究

中国电力圆桌项目课题组

2020 年 2 月

中国电力圆桌项目

(Power Sector Roundtable,PSR)

中国电力可持续发展圆桌（简称电力圆桌）项目于 2015 年 9 月启动，旨在紧扣应对气候变化、调整能源结构的国家战略，邀请业内专家和各利益方参与，共同探讨中国电力部门低碳转型的路径和策略。通过建立一个广泛听取各方意见的平台机制，电力圆桌将各方关心的、有争议的、目前决策困难的关键问题提交到平台讨论，选出核心问题委托智库开展高质量研究，并将研究成果和政策建议提交到平台征求意见，从而支持相关政策的制定和落地，推动中国电力行业的改革和可持续发展，提高电力行业节能减排、应对气候变化的能力。

电力圆桌瞄准电力改革和可持续发展前沿，紧密跟踪电力改革实践动向，为地方政府和国家相关部门决策提供理论参考和经验示范，推动和加强电力体制改革的宣传和研究成果转化，为中国电力改革及其可持续发展做出贡献。

项目研究报告系列

- 《推动中国竞争性电力市场建设的整体性研究》 中国宏观经济研究院市场与价格研究所，2018 年 10 月
- 《西北区域电力现货市场及监管机制研究》 西安交通大学，2019 年 4 月
- 《满足建设美丽中国的电力中长期可持续发展研究》 中国能源研究会，2019 年 5 月
- 《基于园区增量配电网的综合能源服务业态研究》 电力规划设计总院，2019 年 12 月

项目课题组



电力规划设计总院（简称电规总院）是一所具有 60 多年发展历程的国家级高端咨询机构，是中央编办登记管理的事业单位，主要面向政府部门、金融机构、能源及电力企业，提供产业政策、发展战略、发展规划、新技术研究以及工程项目的评审、咨询和技术服务，组织开展科研标准化、信息化、国际交流与合作等工作。2016 年 7 月，在原有部门的基础上，成立能源发展研究中心，负责能源行业政策、规划、重大发展问题研究，接受国家能源主管部门业务指导。



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织。自然资源保护协会拥有近 500 名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力，以及约 200 万会员及支持者。自 1970 年成立以来，自然资源保护协会一直在为保护自然资源、生态环境及公众健康而进行不懈努力。自然资源保护协会在美国、中国、印度、加拿大、墨西哥、智利、哥斯达黎加、欧盟等国家及地区开展工作，并在中国的北京、美国的纽约、华盛顿、芝加哥、洛杉矶、旧金山以及蒙大拿州的波兹曼等地有常设办公室。

基于园区增量配电网的 综合能源服务业态研究

Industry Outlook for Comprehensive Energy
Services at Industrial Park-based Incremental
Distribution Network

报告撰写单位

电力规划设计总院

2020 年 2 月

目 录

- 摘要v
- 前言1
 - 1.1 研究背景和目的1
 - 1.2 研究内容和思路2
- 2. 增量配电业务改革环境分析3
 - 2.1 增量配电业务改革的顶层设计3
 - 2.1.1 增量配电业务改革的政策文件体系3
 - 2.1.2 推进增量配电业务改革的意义5
 - 2.2 增量配电业务改革试点分布及特征分析5
 - 2.2.1 增量配电业务改革试点分布5
 - 2.2.2 增量配电业务改革试点呈现特征7
 - 2.3 小结8
- 3. 基于园区增量配电网的综合能源服务业态体系9
 - 3.1 园区增量配电网与综合能源服务业态关联分析9
 - 3.1.1 增量配电网的综合能源服务延伸9
 - 3.1.2 增量配电网与综合能源服务协同发展9
 - 3.1.3 基于园区增量配电网的综合能源服务的比较优势11
 - 3.2 体系的内涵、构成及其重点新兴业态领域11
 - 3.2.1 体系的内涵和构成11
 - 3.2.2 体系的重点新兴业态领域13

3.3 小结	16
4. 基于园区增量配电网的综合能源服务发展影响因素分析	17
4.1 影响因素之一：政策环境	17
4.2 影响因素之二：市场机制	18
4.3 影响因素之三：资源条件	18
4.4 影响因素之四：用户需求	18
4.5 影响因素之五：业主实力（技术）	19
4.6 投资模式影响因素关联分析	21
4.6.1 自主投资模式	21
4.6.2 寻求投资模式	22
4.6.3 共同投资模式	23
4.7 运营模式影响因素关联分析	24
4.7.1 “源” —分布式发电	24
4.7.2 “网、荷” —基于信息互联网的多能互补管理与用能管理平台	25
4.7.3 “储” —电储能	27
4.7.4 “大电网市场交易” —虚拟电厂	28
4.8 小结	29
5. 基于园区增量配电网的综合能源服务业态适应性案例分析	30
5.1 案例项目综合能源服务业态影响因素分析	30
5.1.1 政策环境	30
5.1.2 市场机制	32
5.1.3 用户需求	33
5.1.4 资源条件	34
5.1.5 业主实力（技术）	35
5.2 案例项目综合能源服务业态适应性分析（评估）	35
5.2.1 “源” —分布式发电	35
5.2.2 “网、荷” —基于信息互联网的多能互补管理和用能管理平台	37
5.2.3 “储” —电储能	37
5.2.4 “大电网市场交易” —虚拟电厂	39
5.3 案例项目发展综合能源服务存在问题和建议	40

6. 基于园区增量配电网的综合能源服务业态发展政策机遇	41
6.1 契合国家能源发展战略要求	41
6.2 电网企业向综合能源服务业务倾斜转型	42
6.3 增量配电业务改革将坚定不移的推动下去	42
6.4 社会资本发挥自身优势主动开展综合能源服务	43
6.5 运营主体逐渐由供电向综合能源供应转型	43
6.6 现代信息技术的融合趋势进一步增强	43
6.7 顶层设计相关政策支持综合能源服务发展	44
6.8 支持政策推进综合能源服务落地实施	45
7. 基于园区增量配电网的综合能源服务业态发展面临政策挑战	47
7.1 增量配电业务改革试点经济可行性问题凸显	47
7.2 合同能源管理的政策支持步伐稍显滞后	47
7.3 合同能源管理的综合能源服务缺乏行业规范管理机制	48
7.4 国家政策引导可再生能源的风电和光伏分布式电源补贴退坡	48
7.5 电能量市场暂未体现日内用电峰谷的价格差异	49
7.6 起步阶段的辅助服务市场暂不能支撑相关综合能源服务开发	50
7.7 分布式交易平台试点迟迟未定	50
7.8 投资主体综合能源服务技术储备和用户能源管控意识仍较弱	51
8. 促进基于园区增量配电网的综合能源服务业态发展建议	52
8.1 鼓励增量配电网项目开展综合能源服务	52
8.2 加强对增量配电网开展综合能源服务的扶持和管理	53
8.3 加快推进电能量现货市场和辅助服务市场建设	54
8.4 向增量配电网的综合能源服务潜在用户提供需求引导	54
9. 结论	55
10. 附件	58
10.1. 综合能源服务定义	58
10.2. 综合能源服务内涵	59
10.3. 国内外综合能源服务典型案例	61
参考文献	64

摘要

基于园区增量配电网的综合能源服务业务发展位于能源结构转型和电网企业转型的新时期：能源体系向清洁低碳、安全高效、智慧互联转型，电网企业向综合能源服务公司转型。增量配电网在配网投资、建设和提供供电服务的基础上，开展售电业务和增值服务，形成“配售电一体化+综合能源服务”的模式，实现向综合能源服务过渡延伸。增量配电网是综合能源服务业态开发的“底层基础”；综合能源服务是提升增量配电网服务质量和引领增量配电网绿色节能发展的“上层建筑”。在增量配业务改革和综合能源服务两大热点交汇发展的重要时期，亟需开展基于园区增量配电网的综合能源服务业态研究，以把握业态发展趋势、分析面临的问题并提出对策建议，促进园区增量配电网综合能源服务业态的健康发展，从而进一步推动能源的绿色低碳高效利用和可再生能源消纳。

本次研究的主要内容包括：（1）开展增量配电业务改革环境分析；（2）明确基于园区增量配电网的综合能源服务业态体系；（3）研究基于园区增量配电网的综合能源服务业态发展影响因素；（4）基于园区增量配电网的综合能源服务业态适应性分析（评估）；（5）分析新形势下基于园区增量配电网的综合能源服务业态发展政策机遇与挑战，并提出促进业态发展的建议。

基于园区增量配电网的综合能源服务业态迎来发展机遇包括：（1）综合能源服务契合了国家能源转型要求；（2）电网企业明确向综合能源服务业务倾斜转型；（3）预期增量配电业务改革将是一个长期性的工作；（4）社会资本发挥自身优势主动开展综合能源服务；（5）运营主体逐渐由供电向综合能源供应转型；（6）传统能源供应与现代信

息技术的融合趋势在进一步增强；（7）顶层设计相关政策支持综合能源服务发展；（8）综合能源服务体系各业务支持政策推进综合能源服务落地实施。

基于园区增量配电网的综合能源服务业态同时也面临一定的挑战：（1）增量配电业务改革试点亟需拓展盈利途径；（2）合同能源管理的政策支持步伐稍显滞后；（3）开展合同能源管理的综合能源服务企业资质审核不完善；（4）基于园区增量配电网依靠补贴运营可再生分布式电源的模式不可持续；（5）电能量市场暂未体现日内用电峰谷的价格差异，综合能源服务运营模式受限；（6）起步阶段的辅助服务市场暂不能支撑相关综合能源服务开发；（7）分布式交易平台试点迟迟未定；（8）综合能源服务技术储备和用户能源管控意识仍较弱。

针对基于园区增量配电网的综合能源服务业态面临的挑战，本次研究提出以下建议：

（1）各级政府摸清已开发的增量配电业务改革试点项目综合能源服务开发条件，依据实际困难主动打破机制障碍；（2）考虑综合能源服务开发条件作为增量配电业务改革网项目试点前期筛选的参考标准之一；（3）实现增量配电网项目开展综合能源服务的政府备案，制定权威的节能效益评估标准体系，并引入独立第三方机构对实施效果进行评估，加强行业的规范化管理；（4）出台支持合同能源管理项目发展的财政和金融扶持政策；（5）鼓励地方政府依据本省区实际情况，研究制定屋顶光伏计划等分布式可再生能源项目补贴激励机制；（6）加快推进电能量现货市场的建设，激活综合能源服务的多元化运营模式；（7）筛选优质增量配电网项目成为分布式发电市场化交易试点；（8）增量配电网项目内部公共机构带头开展综合能源服务，在全社会起到良好的示范带头作用；（9）强化增量配电网项目内部用户节能改造意识。

Summary

The development of comprehensive energy services, in particular for those businesses at industrial park-based incremental distribution networks (IP-IDN), has entered a new era along with China's energy structure transformation and grid company transformation. The energy system is transitioning toward becoming clean and low-carbon, safe and efficient, and smart and interconnected, and the grid companies are transitioning toward becoming comprehensive energy services providers. The comprehensive energy services industry is also transitioning - by expanding into incremental distribution networks, offering integrated electricity distribution service and retail sales along with other value-added energy services, and creating a new business model beyond the provision of distribution network investment, construction, and power supply services. Comprehensive energy services can be viewed as the "superstructure" on top of the IDNs for enhancing service quality and leading the greening and energy-saving of IDNs. As such, a closer examination of the industry landscape and outlook for comprehensive energy services for IP-IDN is both timely and much needed, given the heightened public policy interest in both IDN reform and comprehensive energy services development at this key point in time. This research study provides an analysis of the industry development trends and problems faced. It also proposes recommendations for promoting the healthy development of comprehensive energy services for IP-IDNs, to further advance the green, efficient, and low-carbon use of energy and the integration of renewable energy.

This study: (1) analyzes the environment of IDN reform; (2) defines the operational systems for comprehensive energy services for IP-IDN; (3) determines factors that influence the development of comprehensive energy services for IP-IDN; (4) analyzes (assesses) the adaptability of comprehensive energy services for IP-IDN; (5) analyzes policy opportunities and challenges of developing comprehensive energy services for IP-IDN; and offers policy recommendations for promoting industrial development.

Several factors contribute to a positive development prospect for comprehensive energy services for IP-IDN: (1) Comprehensive energy services are aligned with the national directive for the energy transition. (2) Power grid companies are shifting their business focus towards comprehensive energy services. (3) The IDN reform is expected to be a long-term effort. (4) Social capital is proactively developing comprehensive energy services while giving full play to its advantages. (5) Incumbent service providers are gradually shifting from power supply to an integrated energy supply model. (6) The integration of traditional energy supply and modern information technology continues to be strengthened. (7) The top-level design of relevant policies is enabling the development of comprehensive energy services. (8) Supporting policies for comprehensive energy services-related businesses are advancing implementation.

At the same time, some obstacles also exist: (1) IDN reform pilots urgently need to expand options for profit-making. (2) Policy support for Energy Performance Contracting (EPC) is somewhat lagging. (3) The qualification review of comprehensive energy service companies that conduct EPC needs improvement. (4) The reliance on IP-IDN comprehensive energy service providers on subsidies for renewable distributed generation is unsustainable. (5) Intraday electricity price differences between peak and offpeak loads are yet to be reflected in the energy market, thus limiting service options for comprehensive energy service providers. (6) The nascent ancillary service market cannot support the development of comprehensive energy services for the time being. (7) Pilots for distributed generation trading platforms have yet to be established. (8) Comprehensive energy service technology reserves and users' energy management awareness are still weak.

Given the challenges faced by the industry in providing IP-IDN comprehensive energy services, this study proposes the following recommendations. (1) For governments at all levels, examine the conditions for developing comprehensive energy services within current IDN pilots and actively break down the institutional barriers according to practical difficulties. (2) Include comprehensive energy services development conditions as one of the considerations in the preliminary screening of IDN reform pilot projects. (3) Strengthen and standardize industry management, including a government registry of IDN comprehensive energy services projects, an authoritative energy-saving benefits evaluation system, and introduction of impact evaluation by independent third-parties. (4) Issue fiscal and financial policies to promote the development of EPC projects. (5) Encourage local governments to formulate incentive mechanisms for distributed renewable energy resources, such as rooftop photovoltaic, based on each province's resources. (6) Accelerate the construction of an electricity spot market to inspire the diversification of comprehensive energy services. (7) Select high-quality IDN projects to become distributed generation trading pilots. (8) Lead by example through the development of comprehensive energy services by public institutions within IDN projects, and (9) Strengthen the awareness for energy-saving retrofitting among consumers within IDN projects.

前言

1.1 研究背景和目的

2014年6月，习近平总书记主持召开中央财经领导小组第6次会议，明确提出了我国能源安全发展的“四个革命、一个合作”战略思想，即能源的消费革命、供给革命、技术革命、体制革命，以及加强国际合作。基于园区增量配电网的综合能源服务业务发展位于能源结构转型和电网企业转型的新时期：十九大报告提出构建清洁低碳安全高效的能源体系；《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》提出推进节能减排和大幅提高终端电气化水平的消费革命，全面建设“互联网+”智慧能源的供给革命，大力发展智慧能源技术的技术革命，构建有效竞争的能源市场体系的体制革命；《能源发展“十三五”规划》提出推进能源绿色低碳发展、积极构建智慧能源系统、强化市场自主调节；电网企业从电能供应商向综合能源服务公司转型。

基于园区增量配电网的综合能源服务在增量配电业务改革和综合能源科技进步的背景下有较好的发展条件。电力体制改革后增量配电业务放开，配售一体化运营成为社会资本深入用户端用电的入口，打开用电增值服务市场，创造新的投资机会，形成“售电+”与能源互联网的格局。同时，天然气热电冷三联供、可再生能源发电、储能、智能电网、智能用电设备、电动汽车、大数据、物联网的技术进步，实现技术效率提升和成本下降，带来技术可行和经济可行。

因此，在增量配业务改革和综合能源服务两大热点交汇发展的重要时期，很有必要开展基于园区增量配电网的综合能源服务业态研究，以把握业态发展趋势、分析面临的问题并提出对策建议，促进园区增量配电网综合能源服务业态的健康发展，从而进一步推动能源的绿色低碳高效利用和可再生能源消纳。

1.2 研究内容和思路

本次研究的主要内容包括：

(1) 开展增量配电业务改革环境分析

梳理增量配电业务改革政策的政策文件体系，分析推进增量配电业务改革的意义，总结增量配电业务改革试点发展特征。

(2) 明确基于园区增量配电网的综合能源服务业态体系

界定各类综合能源服务概念及综合能源服务体系中的具体内容；总结国内外综合能源服务发展模式典型；分析园区增量配电网与综合能源服务业态关联性；分析基于园区增量配电网的综合能源服务业态体系内涵、构成及其重点新兴业态领域。

(3) 研究基于园区增量配电网的综合能源服务业态发展影响因素

分析总结基于园区增量配电网的综合能源服务的各类投资模式，并分别研究各类投资模式影响因素的关联性；分析总结基于园区增量配电网的综合能源服务各类运营模式，并分别研究各类运营模式影响因素的关联性。

(4) 基于园区增量配电网的综合能源服务业态适应性分析（评估）

阐述园区增量配电网案例各维度的综合能源服务业态开发基本条件；分析案例项目综合能源服务业态发展的影响因素；开展综合能源服务业态投资模式和运营模式影响因素关联分析；总结案例项目发展综合能源服务存在的问题，并提出对策建议。

(5) 分析新形势下基于园区增量配电网的综合能源服务业态发展政策机遇与挑战，并提出促进业态发展的建议

从能源结构转型、电网企业转型、增量配电业务改革和综合能源服务政策支持等多个维度分析新形势下基于园区增量配电网的综合能源服务业态发展政策机遇；从增量配电网自身、基于园区增量配电网的综合能源服务投资和基于园区增量配电网的综合能源服务运营三个方面总结面临的政策挑战；针对性提出进一步促进业态发展的建议。

2 增量配电业务改革环境分析

2.1 增量配电业务改革的顶层设计

2.1.1 增量配电业务改革的政策文件体系

自中发 [2015]9 号文明确放开增量配电投资业务后，2016 年至今陆续发布准入、试点和细则的政策文件，形成了增量配电业务改革的政策文件体系，其中：

准入方面发布了 3 个政策文件，明确了增量配电网项目的准入基础条件和准入许可证，后期对准入条件进一步简化，加快推进增量配电业务改革。

试点方面发布了 9 个政策文件，在陆续发布第一、二、三、四批增量配电业务改革试点通知基础上，期间适时发布了进展情况的跟踪通报。

细则方面发布了 4 个政策文件，统筹全局的发布了重点问题的复函和进一步推进增量配电业务改革的实施细则，同时在价格和配电区域划分方面出台了专门的管理办法。

表 2-1 增量配电业务改革政策文件体系

发布时间		文号	文件名称
准 入			
1	2016.10	发改经体〔2016〕2120	国家发展改革委 国家能源局关于印发《售电公司准入与退出管理办法》和《有序放开配电网业务管理办法》的通知

2	2016.12	国能资质〔2016〕353号	国家能源局关于对拥有配电网运营权的售电公司颁发管理电力业务许可证（供电类）有关事项的通知
3	2018.7	国能综通资质〔2018〕102号	国家能源局综合司关于简化优化许可条件、加快推进增量配电项目电力业务许可工作的通知
试 点			
4	2016.11	发改经体〔2016〕2480号	国家发展改革委 国家能源局关于规范开展增量配电业务改革试点的通知
5	2017.5	发改办能源〔2017〕917号	国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于全国电力体制改革座谈会相关意见和建议的复函
6	2017.11	发改经体〔2017〕2010号	国家发展改革委 国家能源局关于规范开展第二批增量配电业务改革试点的通知
7	2017.11	发改办经体〔2017〕1973号	国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于加快推进增量配电业务改革试点的通知
8	2018.4	发改经体〔2018〕604号	国家发展改革委 国家能源局关于规范开展第三批增量配电业务改革试点的通知
9	2018.6	发改经体〔2018〕956号	国家发展改革委 国家能源局关于规范开展第三批增量配电业务改革试点的补充通知
10	2018.10	发改经体〔2018〕1460号	国家发展改革委 国家能源局关于增量配电业务改革第一批试点项目进展情况的通报
11	2018.12	发改办运行〔2018〕1673号	国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于请报送第四批增量配电业务改革试点项目的通知
12	2019.3	发改办体改〔2019〕375号	国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于印发《增量配电业务改革试点项目进展情况通报（第二期）》的通知
细 则			
13	2017.5		国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于云南增量配售电业务改革有关问题的复函
14	2017.12	发改价格规〔2017〕2269号	国家发展改革委关于印发《区域电网输电价格定价办法（试行）》《跨省跨区专项工程输电价格定价办法（试行）》和《关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见》的通知

15	2018.3	发改能源规〔2018〕424号	国家发展改革委 国家能源局关于印发《增量配电业务配电区域划分实施办法（试行）》的通知
16	2019.1	发改经体〔2019〕27号	国家发展改革委 国家能源局关于进一步推进增量配电业务改革的通知

2.1.2 推进增量配电业务改革的意义

一是增量配电业务改革是引入社会资本，形成比较竞争，促进配电网发展的需要。增量配电业务改革可以充分发挥市场机制作用，调动社会资本参与配电网建设的积极性。通过社会资本参与配电业务，提高供电质量，提升服务水平，形成与电网公司投资建设配电业务的比较优势，倒逼电网企业改善服务，释放改革红利。目前，两大电网公司均开展综合能源服务，一些省份电网公司相继成立了若干个园区供电服务机构。毋庸置疑，增量配电业务促进配电网发展的效应已经初步显现，向社会资本放开增量配电业务有助于促进配电网更快更好发展。

二是增量配电业务改革是提高能源综合效率的需要。配电网是实施综合能源服务的载体。社会资本以发展增量配电网为契机，同时衍生发展微电网、多能互补、综合能源等能源供给形式，一方面可以提高可再生能源比重，促进化石能源清洁高效利用，降低用户用能成本，提升能源综合效率，推动能源市场开放和产业升级。另一方面，向社会资本开放增量配电业务有利于发挥社会资本的创新性和创造力，为不同客户群体提供差异化的服务，实现多元主体优势资源整合，创新社会资本参与能源市场的运营模式与商业模式，形成新的经济增长点。

2.2 增量配电业务改革试点分布及特征分析

2.2.1 增量配电业务改革试点分布

全国纳入增量配电业务试点名单项目总计404个。试点数量位于第一梯队（19~30个）包括河南、甘肃、河北、陕西、山西、广西、山东，试点数量位于第二梯队（14~18个）包括内蒙古、云南、湖南、福建、江苏、安徽、浙江、新疆兵团，试点数量位于第三梯队（8~12个）包括贵州、湖北、黑龙江、重庆、广东、江西、辽宁、新疆、吉林，试点数量位于第四梯队（1~7个）包括四川、宁夏、北京、海南、天津、青海、上海。



图 2-1 增量配电业务改革试点分布情况

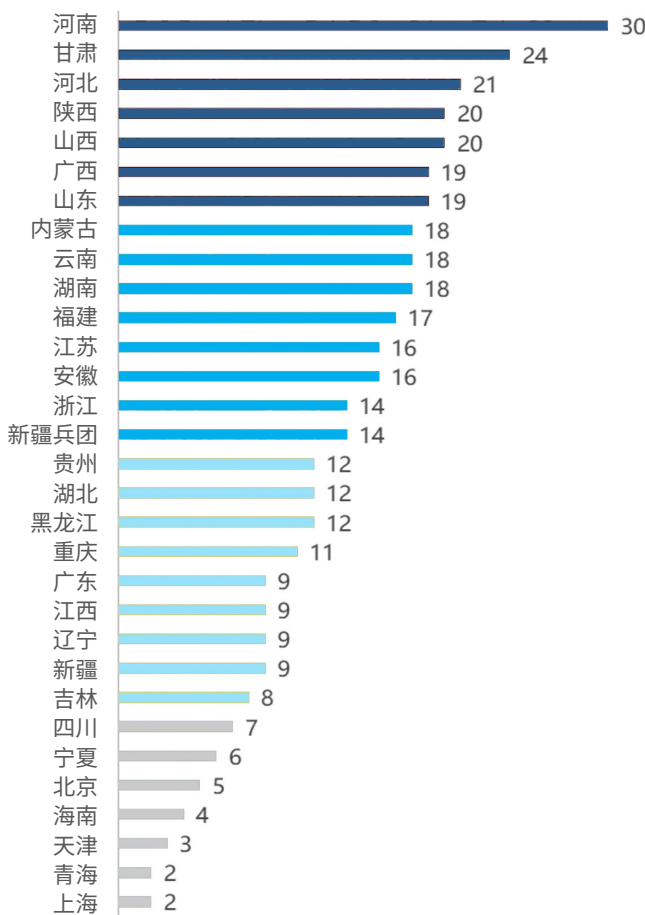


图 2-2 增量配电业务改革试点数量排序情况

2.2.2 增量配电业务改革试点呈现特征

（1）用能需求特征

增量配电业务改革试点主要集中于工业园区，用户主要为大工业用户和部分商业用户，对电价较为敏感。

增量配电业务改革试点规划面积和用电负荷情况不等。较大的可以达到上百甚至上千平方公里，远期用电需求超过 8 亿千瓦时，较小的仅 5 平方公里左右，远期用电量低于 1 亿千瓦时。

电压等级方面，增量配电业务改革试点电压等级多为 110 千伏及以下电网，规划 220 千伏电网也较为普遍。

（2）建设条件特征

增量配电业务改革试点可分为存量和增量两个类别，其中：存量配网资产的项目多数通过产权继承的方式确定业主，试点范围内为原有已建成的配电设施，目前已颁发的电力业务许可证（供电类）中存量类型的增量配电业务改革试点占多数；增量配网资产的项目试点范围内无存量资产或存量资产较少，其新增投资多数通过市场化的机制确定业主，包括公开招标、邀请招标、单一来源采购、竞争性谈判和竞争性磋商等。

增量配电业务改革试点项目目前主要集中在配电设施规划层面，把综合能源服务作为后续开拓业务。然而，部分试点在政策环境、能源资源禀赋等资源条件方面存在优势，有较大的综合能源服务挖掘空间。

（3）项目业主特征

1) 增量配电业务改革试点业主类别

结合目前增量配电网业务的现实情况，将项目公司最大股东分为电网企业、发电央企、地方国企、地方政府、民营企业五类。其中：

电网企业包括两网和地方电网，两网分别指国家电网和中国南方电网，地方电网包括内蒙古电力公司等；

发电央企包括国务院国资委监管的发电集团及其上市公司；

地方国企包括省 / 市 / 区（县）国资委监管的国有企业（例如省能源公司、省建设投资公司等）；

地方政府作为投资者是指省 / 市 / 区（县）通过地方财政直接出资的情况；

民营企业包括各类非国有控股的企业。

从增量配电网公司绝对控股方（持股比例超过 50% 的股东）属性的角度考察试点项目股权结构的特征。试点项目增量配电网公司的控股方可为电网企业（国家电网、南方电网）、地方政府（及其投资平台）、社会资本（包括发电企业在内的各类国有企业、民营企业、外资企业等），或因股权分散而无绝对控股地位的股东。

2) 不同项目业主的项目开发优势

不同的资本方能够给增量配电网业主带来不同的业务优势：

电网公司参投优势：电网公司具有长期供配电网运营所形成的稳定组织架构和成熟运营经验。电网公司独资、控股或参股增量配网业主将为其带来运营技术上的优势，同时对于与上级公共电网的运营对接也有着天然优势。其不足之处在于，电网参与程度过高可能会延续传统电力体制，不利于模式创新和效率提升。

社会资本参投优势：引入社会资本参与增量配电网的投建运营是试点的重要目的之一，旨在将传统电力运营体系带入市场化的运作环境，社会资本参与度较高会带来更大的自主空间，在创新和提效方面具有优势，但其配网建设运营及资金风险承担能力等将受到考验。

发电企业参投优势：发电企业参与有利于增强电力供需主体之间的交流互动，在购电和电力供需调配上具有优势。值得一提的是，如新能源等发电企业参与增量配电网比例提升，有利于带动新能源消纳水平的提升，促进实现多能互补的能源供需格局。

电力用户参投优势：电力用户参与增量配网项目运营，有利于与用户实现良好的互动机制，提供定制化的电力服务方案，对于推进增量配网增值服务模式具有促进作用。

2.3 小结

增量配电业务改革促使增量配电网在全国范围内以工业园区为主要阵地全面铺开，引入社会资本形成开放竞争的配电市场环境使提供绿色、节能和高质量增值服务直接转化为市场竞争力。

3 基于园区增量配电网的综合能源服务业态体系

3.1 园区增量配电网与综合能源服务业态关联分析

3.1.1 增量配电网的综合能源服务延伸

增量配电网在配网投资、建设和提供供电服务的基础上，开展售电业务和增值服务，形成“配售电一体化 + 综合能源服务”的模式，实现向综合能源服务过渡延伸。

增量配电业务改革文件鼓励增量配电网主体开展综合能源服务。根据《有序放开配电网业务管理办法》，增量配电网在履行安全可靠供电、保底供电和社会普遍服务等义务的基础上，符合售电公司准入的可开展售电业务。同时，配电网运营者可有偿为各类用户提供增值服务。包括但不限于：

- 1) 用户用电规划、合理用能、节约用能、安全用电、替代方式等服务；
- 2) 用户智能用电、优化用电、需求响应等；
- 3) 用户合同能源管理服务；
- 4) 用户用电设备的运行维护；
- 5) 用户多种能源优化组合方案，提供发电、供热、供冷、供气、供水等智能化综合能源服务。

3.1.2 增量配电网与综合能源服务协同发展

- (1) 增量配电网是综合能源服务业态开发的“底层基础”

增量配电网是综合能源服务业态开发必要的“物理基础”。综合能源的核心是电力，而增量配电网是电力与负荷之间的唯一桥梁，起到传输与合理分配电力的作用，是综合能源服务业态开发不可或缺的“物理基础”。

增量配电网是一个能源电力及相关信息汇集的平台。能够帮助收集来自不同维度的数据，并在信息交互的基础上对数据进行分析，最终目的是让这些不同的维度之间形成良性的互动。

增量配电网是分布式电源、储能、能源管理产品和虚拟电厂各类综合能源服务业务开展的基础。其中：分布式电源类和储能类业务基于园区增量配电网的配电网规划、控制和售电开发，能源管理产品类业务基于园区增量配电网的配电平台实时数据开发，虚拟电厂类业务基于园区增量配电网的配电控制和售电开发。



图 3-1 增量配电网与综合能源服务契合节点

(2) 综合能源服务是提升增量配电网服务质量和引领增量配电网绿色节能发展的“上层建筑”

提升增量配电网服务质量。围绕用户需求开展多品种能源供应、提供个性化与智能化的能源管理增值服务等综合能源服务思路，势必能进一步提升增量配电网的服务质量。

引领增量配电网绿色节能发展。分布式电源、储能、能源管理产品和虚拟电厂各项综合能源服务都是开发利用绿色清洁能源并合理调配资源，因此将引领增量配电网朝着绿色节能可持续的道路发展。

3.1.3 基于园区增量配电网的综合能源服务的比较优势

相比传统的综合能源服务，基于园区增量配电网的综合能源服务有着更好的发展条件和独特的发展优势，具体包括：

（1）信息管理和能源调配自主掌控

各类综合能源服务均是在获得用能需求信息、掌握能源自主调配权的情况下实施并优化。而增量配电网主体掌握规划、布局、运行和调控，是能源信息汇集和分析调控的平台，在开发各类综合能源服务业务上具有先天优势。

（2）更为灵活的市场机制

增量配电网单独核定配电价格，是我国电力体制改革的先锋阵地，对于分布式电源通过灵活的市场化机制就地消纳、虚拟电厂集中调配参与市场交易都有更为灵活的政策机制环境。

（3）增量配电网主体开发综合能源服务积极性高

配售电改革要求增量配电网主体在开展增值服务的基础上拓展综合能源服务，因此增量配电网主体开发综合能源服务积极性高是受到政策驱使。

配电业务有序放开使配电业务形成了竞争的局面，各主体需要通过提高服务质量和提供多元化的能源增值服务提升市场竞争，因此增量配电网主体开发综合能源服务积极性高是受到配电服务市场竞争驱使。

随着增量配电网社会资本的不断涌入，作为企业行为希望通过开发综合能源服务拓展盈利方式保障效益，因此增量配电网主体开发综合能源服务积极性高是受到逐利驱使。

3.2 体系的内涵、构成及其重点新兴业态领域

3.2.1 体系的内涵和构成

通过前述总结分析社会各主体对综合能源服务的定义和要求，对比分析综合能源服务与传统能源服务的区别（详见附件），结合前述园区增量配电网与综合能源服务业态关联分析，本次研究定义的基于园区增量配电网的综合能源服务内涵如下：

以园区增量配电网为基础、电力系统为核心、信息互联网深度应用，横向实现各类电源协同优化多能互补，纵向实现源网荷储全环节高度协调与灵活互动，围绕用户需求提供各类能源供应、负荷用能管理和节能服务的综合服务。

基于园区增量配电网的综合能源服务体系包含源、网、荷、储以及大电网市场交易五个层面的内容构成：

(1) 源

包含太阳能发电、风电、冷热电三联供、地源 / 水源热泵等增量配网接入的分布式能源供应与销售，满足园区用能需求。

(2) 网

包含配电网、冷热管网、天然气网、信息互联网（含通讯网）协同构成的基础平台开发。其中，开发信息互联网对“源”与“储”侧进行多能互补和综合调控、对“荷”侧进行实时监控和能效管理。

(3) 储

包含电储能、冷 / 水蓄冷等增量配网接入的储能设施，提供电、热、冷存储服务，配合“源”侧分布式能源和“荷”侧用户能源互补调控。

(4) 荷

利用信息互联网对工商业等增量配电网用户提供实时监控、能效管理服务。

(5) 大电网市场交易

配售电公司代理增量配电网用户，或配售电公司直接参与电能量市场、辅助服务市场和需求侧响应市场。增量配电网参与市场的高阶形式为“源”、“储”、“荷”组成联合体的虚拟电厂。

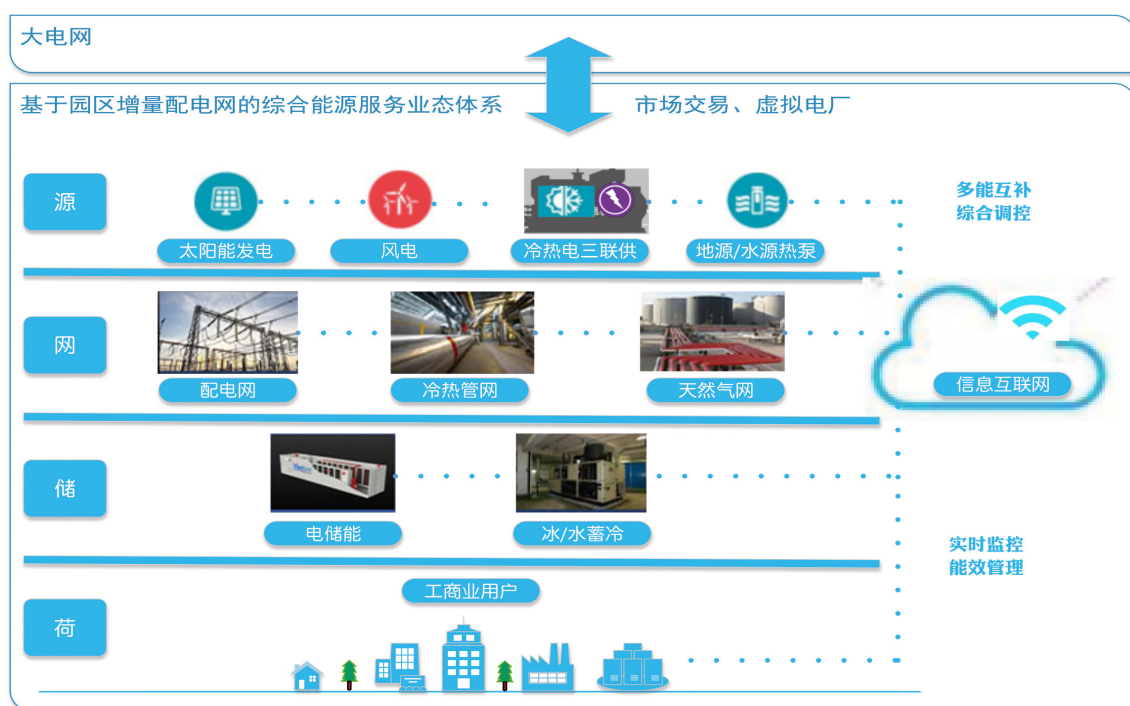


图 3-2 基于园区增量配电网的综合能源服务业态体系

3.2.2 体系的重点新兴业态领域

基于上述分析，园区增量配电网的综合能源服务重点新兴业态领域包括：

- “源”——分布式发电；
- “网”——基于信息互联网的多能互补管理平台；
- “荷”——基于信息互联网的用能管理平台；
- “储”——电储能；
- “大电网市场交易”——虚拟电厂。

(1) “源”——分布式发电

2017 年 10 月国家发改委和国家能源局联合发布的《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》（发改能源【2017】1901 号）明确定义分布式发电是以液体或气体为燃料的内燃机、微型燃气轮机、太阳能发电（光伏发电、光热发电）、风力发电、生物质能发电等，同时对电压等级进行了规定：

- 1) 35 千伏及以下的项目且容量不得超过 20 兆瓦；有自身电力消费的，扣除当年用电最大负荷后不得超过 20 兆瓦。
- 2) 接入 110 千伏（或 66 千伏）配电网，项目容量可以超过 20 兆瓦但不高于 50 兆瓦且在该电压等级内就近消纳。
- 3) 最高电压等级 110 千伏，分布式电源馈入配电网的功率不能向 110 千伏以上传送。

(2) “储” —电储能

针对园区（用户侧）的电储能主要为电化学储能，包括液态锂离子、铅酸电池、镍氢电池、超级电容器、钒液电池和钠硫电池等。中国能源研究会储能专委会发布的《2018 储能系统白皮书》显示 2018 年全球电化学储能技术分布锂电池 76%，钠硫电池 13%，铅蓄电池 7%，液流电池 3%，但目前还没有任何一种储能技术在各方面领先，技术指标在动态发展。

表 3-1 主要化学储能技术指标对比

储能技术	比功率	服役寿命	能量效率	安全性	成本
技术参数	W/kg	年	%		元 /Wh
液态锂离子	100-20000	5-15	90-95	中	1.5-10
铅酸电池	75-300	3-10	50-75	好	0.5-1
镍氢电池	150-1000	5-10	50-75	良	2-4
超级电容器	1000-10000	5-15	95-99	好	40-120
钠硫电池	90-230	10-15	75-90	良	1-3

(3) “网” —基于信息互联网的多能互补管理平台

基于信息互联网的多能互补管理平台是将分布式发电机组、可控负荷和分布式储能设施有机结合，通过配套的调控技术、互联网技术实现整合调控的载体，通过协同控制使各个不均衡能源通过互补利用实现供需平衡，从而提高能源的利用效率，降低用能成本。

(4) “荷” —基于信息互联网的用能管理平台

基于信息互联网的用能管理平台近年在我国得到了快速发展，我国钢铁、化工等行业多数建立了用能管理平台。能源管理产品是根据用能客户的具体需求建立，进行主要

能耗数据监视、分析、报表输出等功能，并以此为依据制定用能方案，以期通过提高用能管理水平达到节能降耗降低用能成本的目的。

（5）“大电网市场交易”——虚拟电厂（virtual power plant, VPP）虚拟电力系统

对于园区增量配电网来说，虚拟电厂是基于前述已有的源网荷储类综合能源服务技术、结合大电网市场交易的一种聚合管理模式，是市场交易与配电网区域内源网荷储协调控制的协同结果^[1,2]，即：

通过先进互联网信息通信技术和软件系统，实现分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车等各类分布式能源（distributed energy resource, DER）在增量配电网内部互补平衡的同时，视增量配电网作为一个特殊虚拟的电厂参与大电网电力市场交易（包括电能市场和辅助服务市场），与传统大型发电厂竞争，如下图所示。

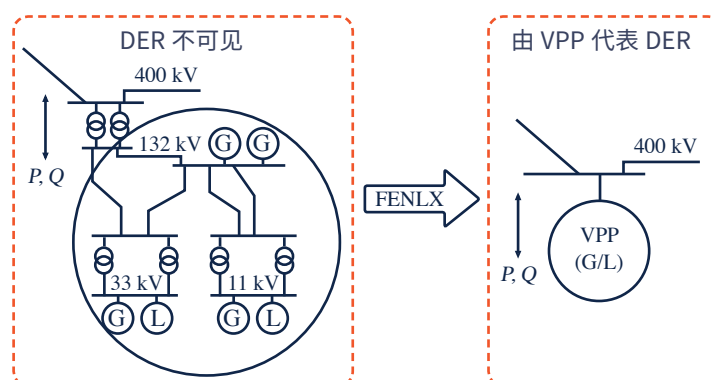


图 3-3 欧盟 FENIX 项目中虚拟电厂的概念

参与的电能市场包括中长期（年、月、周）电能量交易、日前（对下一日）电能量交易和实时电能量交易，发电企业与用户直接确定交易价格，并向电网企业交付核定的输配电费用。电能量市场价格随供需变化而产生峰谷价差，实现通过市场价格手段引导电力供需平衡的目的。

参与的辅助服务市场是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由发电企业、电网经营企业和电力用户提供的服务。包括：一次调频、自动发电控制、调峰、无功调节、备用、黑启动等。

目前，虚拟电厂对于电力市场建设起步期的中国，其概念相对前卫，但符合中国电力发展的需求与方向，有着广阔的发展前景，是高效利用和促进新能源和可再生能源发

电的有效形式：

虚拟电厂实现对可再生能源发电的高效利用。可再生能源发电连同其他分布式电源聚合形成虚拟电厂的形式参与大电网的运行，通过内部的组合优化，可消除可再生能源发电对外部系统的间歇性和随机性影响，提高电能质量，实现对可再生能源发电的高效利用。

虚拟电厂提高可再生能源经济效益。虚拟电厂可从整体上提升内部可再生能源的相比传统大型发电机组的市场竞争力，使可再生能源发电在电力市场中获取更大的市场份额，实现最大的经济收益，缩短成本回收周期，吸引和扩大对可再生能源发电的投资。

3.3 小结

增量配电网是综合能源服务业态开发的“底层基础”，综合能源服务是提升增量配电网服务质量和引领增量配电网绿色节能发展的“上层建筑”。基于园区增量配电网的综合能源服务体系包含源、网、荷、储以及大电网市场交易五个层面的内容构成，其中重点新兴业态领域为“源”—分布式发电、“网”—基于信息互联网的多能互补管理平台、“荷”—基于信息互联网的用能管理平台、“储”—电储能、“大电网市场交易”—虚拟电厂。

4 基于园区增量配电网的综合能源服务发展影响因素分析

本章节通过分析综合能源服务各类投资模式和运营模式影响因素^[3-6]，总结基于园区增量配电网的综合能源服务发展影响因素，分析各因素与园区增量配电网综合能源服务业态各类投资模式和各类运营模式的关联性，为提出促进业态发展的政策建议打下理论基础。

4.1 影响因素之一：政策环境

政策环境的影响因素包括经济扶持政策和配套体制机制两个方面：

（1）经济扶持政策

综合能源服务业态中需要大规模投资的主要为分布式发电与储能，相应的天然气发电、光伏和风电等其他可再生能源补贴政策和税收减免政策直接影响其最根本的经济可行性。

（2）配套体制机制

各类综合能源服务的准入机制、并网机制和其他相关实施细则，决定综合能源服务能否真正落地实施。

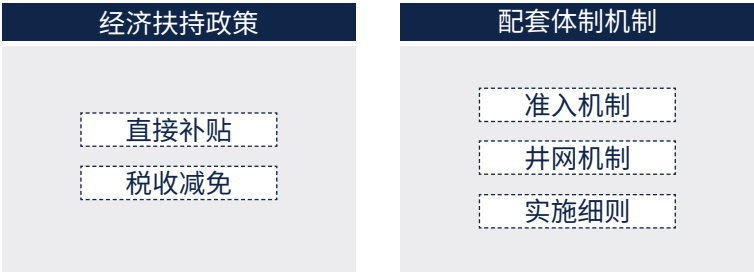


图 4-1 政策环境影响因素

4.2 影响因素之二：市场机制

综合能源服务实现能源清洁、高效且低成本利用的手段是根据多样化用能需求的变化和能源价格的变化进行发电侧和用能侧的能源优化管理，而能源价格变化的决定性因素就是相应的电价制度、电力交易机制和价格竞争力，其中电价制度包括峰谷电价差和阶梯电价，电力交易机制包括电能量市场和辅助服务市场，价格竞争力包括原料价格和配电价格。



图 4-2 市场机制影响因素

4.3 影响因素之三：资源条件

综合能源服务中涉及资源因素的主要是清洁能源发电的能源消耗，包括天然气、光伏、风力和其他可再生能源发电。因此影响综合能源服务开发的资源条件：

- 一是，天然气气源条件；
- 二是，风光等可再生能源资源条件。

4.4 影响因素之四：用户需求

综合能源服务是围绕用户需求产生的，因此用户的用能特性和主动的需求的条件是综合能源服务开发的基本导向。

用户的基本条件包括用能规模和特性、用能品种和增值服务需求三类，具体如下：

(1) 用能规模和特性

包括用能规模大小、用能时间和空间特性如何，以及是否包含可中断负荷。

(2) 用能品种

包括对用电、用热和用冷的需求。

(3) 增值服务需求

包括用户主动和建议提出的用能管理、节能服务。



图 4-3 用户需求影响因素

4.5 影响因素之五：业主实力（技术）

基于园区增量配电网的各类综合能源服务开发可行性在一定程度上取决于业主具备的资质、技术、客户和资本资源情况。其中：

(1) 资质资源

包括售电、售气、售热、设计、施工等。

(2) 技术资源

例如节能本身是技术密集型领域，需要针对不同类别的客户开发不同的专业技术，例如分布式能源和能源销售运维均需要专业技术支持。

(3) 客户资源

服务行业的本质是让客户满意，能赢得市场竞争的企业不是以技术为导向，也不是以竞争对手为导向，而是以客户为中心，需要建立长期的客户粘性。

(4) 资本资源

例如分布式能源的投资建设运行是资本密集型，同时能源销售、节能服务等也需要一定的周转资金。

目前增量配电业务改革试点业主主要包括电网企业、发电企业、地方国企、地方政府和民营企业。根据各类主体资源情况可以比较增量配电业务改革试点业主开展综合能源服务的优劣势。其中：

电网企业具备电网相关资质、技术、资本和客户，适合主导用能管理及节能服务和虚拟电厂类综合能源服务。

发电企业具备发电相关资质、技术、资本和客户，适合主导分布式发电、虚拟电厂和储能的综合能源服务。

相比较地方国企、政府和民营企业资源主要为资本和客户，在主导综合能源服务上存在劣势。

非增量配电业务改革试点业主的非能源行业专业技术企业、能源行业小微企业在技术上存在优势，能够主导用能管理、储能和虚拟电厂等综合能源服务。

增量配电业务改革试点业主						非能源行业专业技术企业 能源行业小微企业
	电网企业	发电企业	地方国企	地方政府	民营企业	
资源	电网相关资质、 电网技术、 资本、客户	发电相关资质、 电源技术、 资本、客户	资本、客户	客户	资本、客户	
主导的综合能源服务内容	用能管理及 节能服务、 虚拟电厂	分布式发电、 虚拟电厂、 储能	无	无	无	技术 用能管理及节能服务 储能 虚拟电厂

图 4-4 增量配电网各类主体资源优势

根据各类业主的资质、技术、客户和资本资源，基于园区增量配电网的综合能源服务的“丛林生态”圈各主体角色可以分为三类：

一类是能源行业大企业，包括电网企业和发电企业，可主导或参与基于园区增量配电网的综合能源服务。

二类是非能源行业但为大量客户提供能源相关服务的机构，包括地方国企、地方政府和民营企业，可主导或参与基于园区增量配电网的综合能源服务。

三类是非能源行业专业技术企业、能源行业小微企业，可参与基于园区增量配电网的综合能源服务。

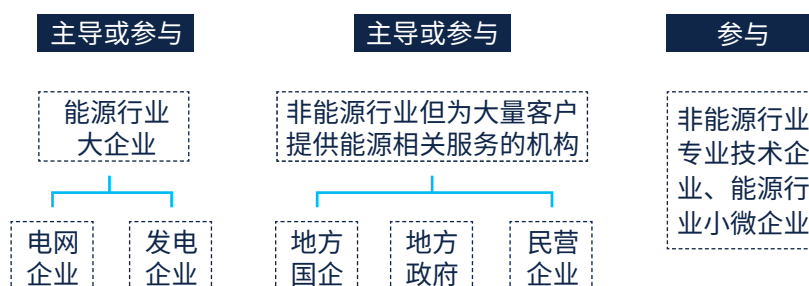
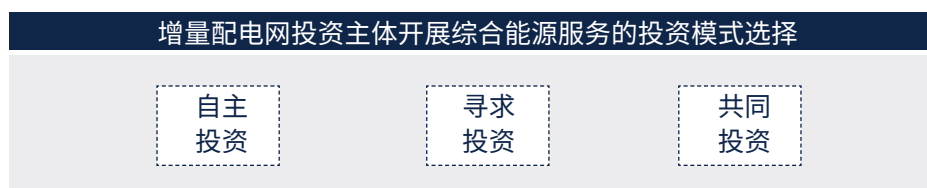


图 4-5 基于园区增量配电网的综合能源服务业态“丛林生态”圈

4.6 投资模式影响因素关联分析

基于园区增量配电网的综合能源服务投资模式包括自主投资、寻求投资和共同投资



三大类。

图 4-6 综合能源服务投资模式类别

4.6.1 自主投资模式

自主投资包括自投资建设运营、自投资建设并委托能源服务企业运营模式两类，其中：

(1) 自投资建设运营

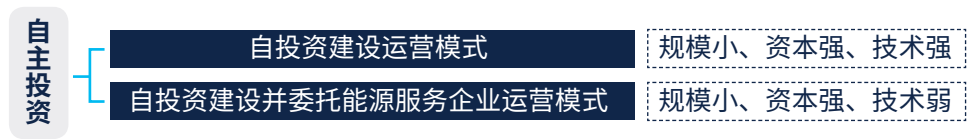
能源供应的参与者只有业主方，即业主方自行完成投资和建设方面的工作，并且组织相应工作人员完成日常管理及维护工作。该模式同样能够有效提高能源利用率，也能够减少业主方的能源供应成本。

(2) 自投资建设并委托能源服务企业运营模式

能源供应的参与者为“业主”和“专业能源服务企业”，即业主方负责分布式多联供能源站投资建设方面的工作，项目完成时需要聘请一些专业服务机构完成设备日常运行及维护方面的工作，该模式具有降低运营成本的优势

自投资建设运营模式适宜建设规模较小、业主资本实力和技术实力强的项目，自投

资建设并委托能源服务企业运营模式适宜建设规模较小、业主资本实力强但技术较弱的



项目，BT（Build Transfer）建设 - 移交适宜建设规模较小、技术较强的项目。

图 4-7 自主投资模式影响因素

4.6.2 寻求投资模式

寻求投资包括 EMC（合同能源管理）和 BOT（build-operate-transfer 建设 - 经营 - 移交）两大类。其中：

(1) EMC（合同能源管理）

客户委托节能服务公司进行能源系统的节能改造和运行管理，以减少的能源费用来支付节能项目全部成本的节能业务方式。

1) 节能效益分享型

双方按合同约定比例分享节能效益。节能改造工程的投入按照节能服务公司与用户的约定共同承担或由节能服务公司单独承担，项目合同结束后，节能设备所有权无偿移交给用户，以后所产生的节能收益全归用户。

2) 能源费用托管型

按照双方约定将该能源系统的能源费用交节能服务公司管理，系统节约的能源费用归节能服务公司的合同类型。项目合同结束后，节能公司改造的节能设备无偿移交给用户使用，以后所产生的节能收益全归用户。

3) 节能量保证型

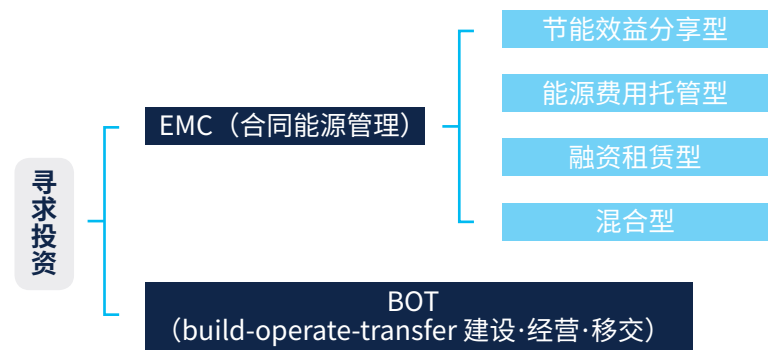
融资公司投资购买节能服务公司的节能设备和服务，并租赁给用户使用，根据协议定期向用户收取租赁费用。节能服务公司负责对用户的能源系统进行改造，并在合同期内对节能量进行测量验证，担保节能效果。项目合同结束后，节能设备由融资公司无偿移交给用户使用，以后所产生的节能收益全归用户。

4) 混合型

节能效益分享型、能源费用托管型和融资租赁型混合的方式。

(2) BOT (build-operate-transfer 建设 - 经营 - 移交)

在协议规定的期限内，通过对项目的开发运营以及当地政府给予的其他优惠来回收



资金以还贷，并取得合理的利润。特许期结束，服务商将固定资产无偿移交给政府。

图 4-8 寻求投资模式类别

EMC（合同能源管理）模式对项目本身没有限制，任何条件都能开展，而 BOT（build-operate-transfer 建设 - 经营 - 移交）模式需要项目业主自身有较强的技术实力。

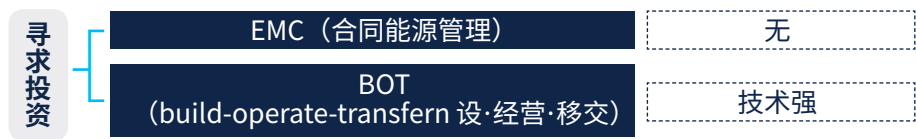


图 4-9 寻求投资模式影响因素

4.6.3 共同投资模式

共同投资模式包括 PPP（Public Private Partnership 公共部门与私人企业合作）和业主与其他公司共同成立项目公司投资建设运营两类，其中：

增量配电网属于国家基础设施，因此考虑共同投资均为 PPP 模式，即公私合营模式（Public—Private—Partnership，PPP）是指政府与社会资本在基础设施建设和公共服务领域建立合作伙伴关系，形成风险共担、利益共享的经营合作机制，实现资源有效分配，提高资金利用效率和项目管理效率。

其中又可分为外包类、特许经营类和私有化类。



图 4-10 共同投资模式类别

PPP (Public Private Partnership 公共部门与私人企业合作) 和业主与其他公司共同成立项目公司投资建设运营两类对项目没有具体的要求。

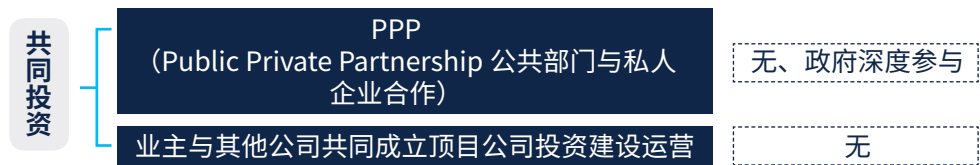


图 4-11 共同投资模式影响因素

4.7 运营模式影响因素关联分析

4.7.1 “源”—分布式发电

分布式能源运营模式包括直接交易模式、委托电网企业代售电模式和电网企业按标杆上网电价收购模式。

(1) 直接交易模式

分布式发电项目单位与电力用户进行直接交易，向电网企业支付“过网费”。分布式电源能够自主定价，适合有售电能力与交易用户的项目。

(2) 委托电网企业代售电模式

分布式发电项目单位委托电网企业代售电，综合售电价格扣除“过网费”其余部分转付分布式发电项目单位，适合没有售电能力的项目。

(3) 电网企业按标杆上网电价收购模式

电网企业按国家核定的发电标杆上网电价全额收购，属于兜底方式，分布式电源属于固定价格，适合没有交易用户的项目。



图 4-12 分布式能源运营模式

根据条件，基于园区增量配电网的综合能源服务能够采取直接交易模式实现最大效益。

分布式新能源直接与用户交易模式主要受到电力交易机制政策环境、可再生能源资源条件和业主开发分布式能源技术实力的影响。

分布式气电 - 构成系统，热、冷天然气分布式能源是天然气高效利用的重要方式。它利用燃气轮机、内燃机、或微燃机发电，经过能源的梯级利用，为一个片区供蒸汽、供暖（冷）、供电，解决区域能源需求。因此，分布式能源业务中的分布式天然气影响因素还包括用户是否对冷热与热水的需求。

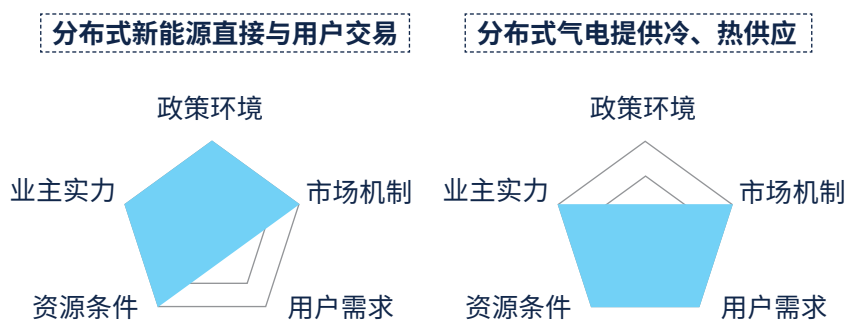


图 4-13 分布式能源运营模式影响因素

4.7.2 “网、荷”——基于信息互联网的多能互补管理与用能管理平台

“网、荷”——基于信息互联网的多能互补管理与用能管理平台内容包括能源建模、数据采集监控、能源控制管理。

(1) 能源建模

通过建立能源数据模型，利用历史发电和能耗数据，及未来计划，预测未来能源供需平衡。

(2) 数据采集监控

通过各种软硬件将能源数据采集进入系统平台，实时掌握发电和能耗情况，计算分析发电和能耗的水平效率，发现节能机会。

通过平台界面，实时监控能源平衡，监视关键设备运行状况，确保能源供应稳定安全。

(3) 能源控制管理

基于数据监控采集，实时调度发电和用能平衡，采取节能措施。

基于信息互联网的多能互补管理与用能管理平台的运营模式包括直接将增值服务作为产品进行售卖获取收益、租赁数据获取租赁收益、按照使用次数收取使用费用、采用包月、包年等收取会员费、为厂商登广告获取广告收入、抽取中间服务费等。

运营模式
直接将增值服务作为产品，进行售卖获取收益
租赁数据，获取租赁收益
按照使用次数收取使用费用
采用包月、包年等收取会员费
为厂商登广告，获取广告收入
抽取中间服务费等

图 4-14 基于信息互联网的多能互补管理与用能管理平台运营模式

基于信息互联网的多能互补管理与用能管理平台的开展主要取决于业主自身的技术实力和用户对增值服务的需求。

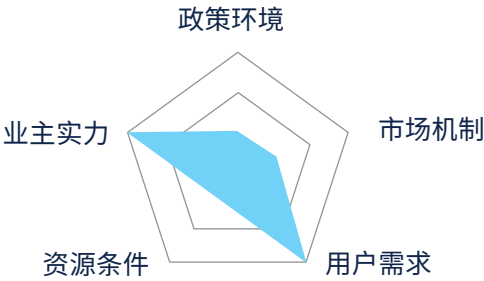


图 4-15 基于信息互联网的多能互补管理与用能管理平台运营模式影响因素

4.7.3 “储”——电储能

储能运营模式包括光伏 + 储能、峰谷差价套利、减少基本电费、需求侧相应补贴、降低用户侧增容费模式。

(1) 光伏 + 储能

储能与光伏组建形成协同运行的光储单元，以提高光伏发电效率，较少用电费开支。影响因素主要是项目是否具备光伏开发资源。

(2) 峰谷差价套利

通过“低储高放”、削峰填谷从而获得差价收益。影响因素主要是能够体现峰谷价差的短时电能量市场政策环境和业主对于多能协同控制和电力交易的技术实力。

(3) 减少基本电费

通过安装用户侧储能削减尖峰负荷，当基本电费按照最大需量计量时，可以减少基本电费。影响因素主要是用户负荷特性，峰谷差较大的项目适合开发。

(4) 需求侧响应补贴

根据响应削减负荷从而获取补贴。影响因素主要是能够体现峰谷价差的需求侧响应市场政策环境和业主对于多能协同控制和电力交易的技术实力。

(5) 降低用户侧增容费模式

通过加装储能系统来实现动态扩容，节约扩容费用。影响因素主要是用户负荷特性，峰谷差较大的项目适合开发。

光伏 + 储能	峰谷差价套利	减少基本电费	需求侧响应补贴	降低用户侧增容费
提高发电效率，减少用电费开支。	通过“低储高放”、削峰填谷从而获得差价收益。	通过安装用户侧储能削减尖峰负荷，当基本电费按照最大需量计量时，可以减少基本电费。	根据响应削减负荷从而获取补贴。	通过加装储能系统来实现动态扩容，节约扩容费用。

图 4-16 储能运营模式



图 4-17 储能运营模式影响因素

4.7.4 “大电网市场交易”——虚拟电厂

虚拟电厂的运营模式包括以可再生能源发电为重点参与电能量市场峰谷套利、获得辅助服务市场补贴为补充，以及以可控负荷为重点参与辅助服务市场获得补贴、电能量市场峰谷套利为补充^[7,8]。

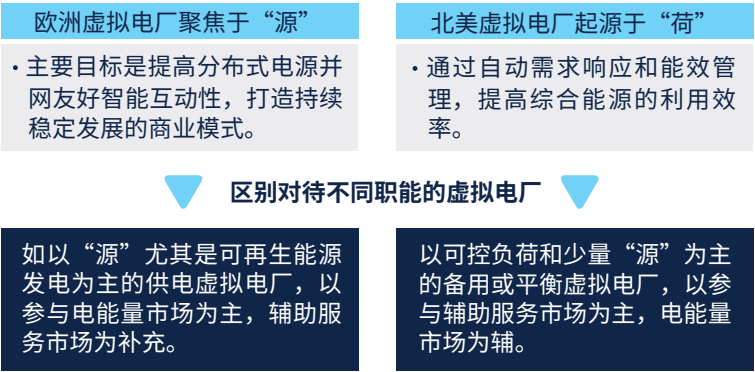


图 4-18 虚拟电厂运营模式

虚拟电厂峰谷价差套利和需求侧响应补贴的运营方式主要受到电能量市场和需求侧响应辅助服务市场建设、用户是否具备可中断负荷、以及是否具有分布式电源的影响。

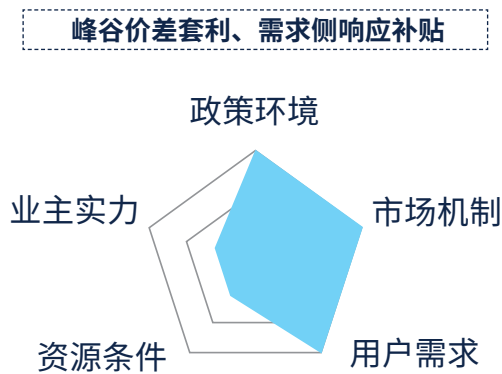


图 4-19 虚拟电厂运营模式影响因素

4.8 小结

基于园区增量配电网的综合能源服务业态开发工作重点为投资和运营，自主投资、寻求投资和共同投资三类具体的投资方式和分布式能源、储能、能源管理产品、虚拟电厂四类具体的运营模式，其核心影响因素总结为政策环境、市场机制、资源条件、用户需求和业主实力（技术）五类。基于园区增量配电网的综合能源服务发展影响因素的分析为下一步发现制约因素和提出政策建议、机制提供了理论依据。

增量配电业务改革试点遍布全国，发展环境千差万别，应根据实际情况选择可行的综合能源服务投资模式和运营模式。反之，不同条件的增量配网也应根据影响因素，选择合适的投资模式与运营模式。不足之处，从政府考虑应补足相应的政策短板。

5 基于园区增量配电网的综合能源服务业态适应性案例分析

案例项目位于江苏省沿海地区，有着较为丰富风光资源，项目区域约 40 平方公里，规划建设配电网最高电压等级 220 千伏，电力用户主要为负荷较为平稳的大工业用户，远期电力需求超过 200 万千瓦。本章节将以该实际案例项目为对象，分析基于园区增量配电网的综合能源服务业态发展影响因素，评估业态发展的适应性。

5.1 案例项目综合能源服务业态影响因素分析

5.1.1 政策环境

案例项目位于江苏省，需对江苏省分布式能源、储能、能源管理产品和虚拟电厂的综合能源服务相关政策环境进行分析。

(1) 分布式能源的政策文件关键点

1) 关键点 1：分布式电源可接入配电网，要求分布式能源微电网运营主体负责微电网内调度运行。

2018 年 6 月《关于促进分布式能源微电网发展的指导意见》（苏发改能源发[2018]202 号文）：

分布式能源微电网项目可接入地区配电网，并与公共电网友好互动，减轻电网调峰负担。

目标到 2020 年，建成分布式能源微电网示范项目 20 个左右，实现新增分布式能源

装机 40 万千瓦左右。到 2025 年,建成分布式能源微电网示范项目 50 个左右, 实现新增分布式能源装机 200 万千瓦左右。

明确了微电网内的能源供应价格由投资主体和用户按照市场价格协商解决。

创新运营模式、强化调度运行、完善配套政策。分布式能源微电网运营主体应建立运行管理机构,负责分布式能源微电网内调度运行、运维检修管理,源网荷电力电量平衡、优化协调运行,与大电网的电力交换。

2018 年 10 月《智慧江苏建设三年行动计划(2018-2020 年)》(苏政办发〔2018〕70 号):

探索建设多种能源优化互补的综合能源供应体系,实现能源、信息双向流动,逐步形成以电力流为核心的能源公共服务平台,全面支撑分布式电源接入、电动汽车充放电等业务。

2) 关键点 2: 2018 年光伏补贴退坡新政“531”后,江苏省出台省市级的地方光伏补贴政策。

2018 年 7 月,《进一步促进苏州光伏产业持续健康发展的若干意见》:

2018~2020 年期间建成的分布式发电项目按实际发电效果:已纳入国家补贴的,除享受国家补贴外,再给予项目应用单位或个人 0.05 元/千瓦时补贴;未纳入国家补贴的项目,给予项目应用单位或个人 0.37 元/千瓦时补贴;

2018~2020 年,对于在苏州市内年建成的分布式发电装机总量超过 1 万千瓦的专业建设运营机构,按 0.1 元/瓦奖励建设运营机构,年奖励最高不超过 200 万元。

2018 年 10 月,《省发展改革委 省财政厅 关于征求我省光伏发电补贴政策意见的函》:户用光伏补 0.32 元,普通分布式 0.1 元。

3) 关键点 3: 允许分布式风电向配电网内就近电力用户直接售电。

2018 年 4 月,《分散式风电项目开发建设暂行管理办法》(国能新能发〔2018〕30 号):

鼓励项目所在地开展分散式风电电力市场化交易试点,允许分散式风电项目向配电网内就近电力用户直接售电,市场化交易范围、交易方式、交易电价、输配电价、交易各主体权利和义务等按照分布式发电市场化交易相关规定执行。

(2) 储能政策文件关键点

1) 关键点 1: 受电端配电网储能可并网内部用于内部电力平衡。

2017 年 9 月,国网江苏省电力公司《客户侧储能系统的并网管理规定》:

管理规定对象为用户内部配电网平衡消纳，并通过物理储能，电化学、电池或电池能量储存介质进行可循环的电能储存、转换、以及释放的设备系统。

本规定仅适用于 35 千伏及以下电压等级接入，储能功率 20 兆瓦以下的客户侧储能系统。

2) 关键点 2：可以以市场化方式开展用户侧储能的综合能源服务，鼓励配备储能的用户参加电力需求响应。

2018 年 6 月，江苏转发《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》（发改能源〔2017〕1701 号）：

用户侧储能为在用户内部场地或邻近建设，并接入用户内部配电网，按照市场化方式为用户内部配电网提供服务，由企业自主投资经营、自负盈亏，并鼓励支持以用户为单位参加电力需求响应。

3) 关键点 3：鼓励在电网侧和用户侧建设储能电站，鼓励储能参与辅助服务。

2018 年 8 月，《江苏省提升电力系统调节能力的指导意见》（苏发改能源发〔2018〕788 号）：

将按照“谁受益、谁承担”的原则，鼓励储能设备、需求侧资源、第三方参与提供电力辅助服务。

5.1.2 市场机制

1) 关键点 1：分布式发电可参与电能量市场化交易，同时明确市场成员中电网企业包含增量配电网。

江苏省已开展电能量交易，包括双边协商交易、每 2 个月一次的价差统一出清集中竞价交易、节能发电调度替代电量交易、统调发电机组辅助服务费用分摊四种电能量交易方式。

2018 年 3 月，《江苏省分布式发电市场化交易规则（征求意见稿）》明确规定了分布式发电市场化交易的定义和市场成员、交易组织形式和交易价格构成，并提对交易双方的分布式发电和用户提出了明确要求：

分布式发电市场化交易是指分布式发电项目单位（含个人，以下同）与配电网内就近电力用户进行的电力交易。交易范围原则上限制在接入点上一级变压器供电范围内。

每年 11 月初由试点区域内的各分布式发电项目和就近的电力用户上报次年度的用电

量规模预测，由电力交易机构按照试点区域分别组织开展年度市场交易。

各分布式发电项目的电力消纳范围由所在市（县）级电网企业及电力调度机构（含增量配电网企业）核定，报江苏能源监管办备案。

2) 关键点 2：电源和储能设备可参与辅助服务市场，需求侧资源可通过江苏省成熟的电力需求侧管理平台参与电力需求响应，为开展虚拟电厂类综合能源服务提供了条件。

2015 年江苏省经信委印发《电力需求响应实施细则》明确，负荷集成商可作为单个用户申请参与体现日内负荷峰谷价差的需求响应。

2018 年 8 月《江苏省提升电力系统调节能力的指导意见》要求按照“谁受益、谁承担”的原则，建立电力辅助服务市场机制，鼓励储能设备、需求侧资源参与。

2018 年 12 月国家能源局江苏监管办公室、江苏省工业和信息化厅印发《江苏电力辅助服务（调峰）市场建设工作方案》和《江苏电力辅助服务（调峰）市场交易规则》，明确：市场初期开展深度调峰交易和启停调峰交易，燃煤机组、核电机组、储能电站为主要调峰辅助服务提供方；市场后期开展调频和中长期备用市场建设，适时将燃气机组，风电、光伏电站等培育成调峰辅助服务提供方，进一步引入负荷侧资源参与辅助服务市场。

3) 关键点 3：案例项目园区内仍然未放开进入市场、按照目录电价执行的工商业和居民用户，在江苏省峰谷电价机制下，存在通过安装分布式电源和储能、增加用能管理等综合能源服务降低用电成本的空间。

江苏省工业用电峰谷分时销售电价分为高峰（8:00-12:00，17:00-21:00）、平段（12:00-17:00 21:00-24:00）和低谷（0:00-8:00）三个时段，电力价格依次递减，最大峰谷价差较大，达到 0.9342 元每千瓦时按照年用电量 ≤ 2760 千瓦时、 2760 千瓦时 $<$ 年用电量 4800 千瓦时和年用电量 > 4800 千瓦时分为三个梯度，电力价格依次递升高。

5.1.3 用户需求

(1) 用能规模及特性

案例项目的电力用能以大化工业负荷为主，负荷全天运行平稳，波动小，属于优质负荷用户，工业可中断负荷小。未来电力需求旺盛，近中期负荷增长迅猛，内部已有的两个电源规划点将不能满足需求。

(2) 用能品种

案例项目电力占用能量的绝大部分，工业冷热需求已由其他设施提供，本次提供冷

热的综合能源服务开发空间小，主要为电力服务。其中：工业热负荷已有规划的热电联产项目满足用能需求；工业冷负荷由其他已规划的分布式能源站满足需求。

(3) 增值服务需求

案例项目为大型化工工业，用电负荷水平和供电可靠性要求高，存在节能服务和用能管理的需求。

案例项目居住区用电需求的昼夜和季节性用电差异大，在阶梯电价等其他灵活性电价条件下，存在用电管理的需求。

用能规模及特性	用能品种	增值服务需求
规模大小 大 负荷特性 平稳 可中断负荷 ✕	电 ✓ 热 ✕ 冷 ✕	用能管理 节能服务

图 5-1 用户需求

5.1.4 资源条件

案例项目区域的天然气供应、太阳能资源和风资源相对丰富，具体如下：

(1) 天然气供应

案例项目区域拥有管道和 LNG 站的天然气供应，但考虑区域内冷热需求规模小，从用能需求侧考虑没有开发分布式天然气提供电、热、冷的条件。

(2) 太阳能资源

案例项目规划区域近 30 年年均总辐射量 1410.93kWh/ m² , 平均年利用小时约 1114.6h 左右，为太阳能资源第 III 类区域，适宜开发太阳光伏电站。

(3) 风资源

案例项目位于江苏近海，所处区域 70m 高度年平均风速在 6.0 ～ 6.5m/s，位于风速和风功率密度较丰富的区域。

5.1.5 业主实力（技术）

案例项目业主构成方面，市政出资国有公司占 45%，大型能源企业 A 占 30%，大型能源企业下属售电公司 B 占 25%。项目业主股东为市政出资国有公司，属于非能源行业但为大量课题提供能源相关服务的机构，适合主导基于园区增量配电网的综合能源服务。

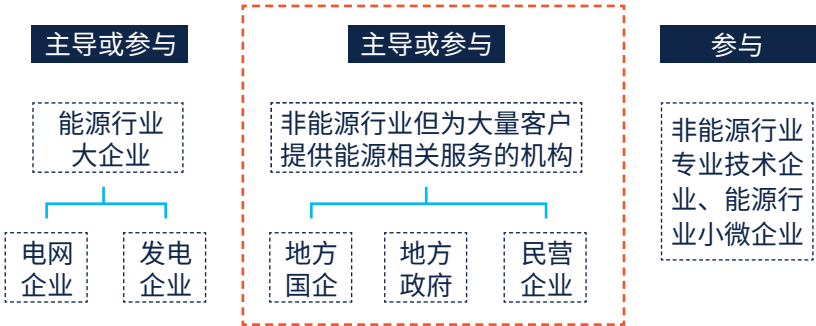


图 5-2 业主导类型

根据业主各主体构成，其资源包括发电相关资质、电源技术、资本和客户，适宜主导分布式发电、储能和虚拟电厂的综合能源服务。

增量配电业务改革试点业主						非能源行业专业技术企业 能源行业小微企业
	电网企业	发电企业	地方国企	地方政府	民营企业	
资源	电网相关资质、 电网技术、 资本、客户	发电相关资质、 电源技术、 资本、客户	资本、客户	客户	资本、客户	
主导的综合能源服务内容	用能管理及 节能服务、 虚拟电厂	分布式发电、 虚拟电厂、 储能	无	无	无	技术
						用能管理及节能服务 储能 虚拟电厂

图 5-3 业主实力

5.2 案例项目综合能源服务业态适应性分析（评估）

5.2.1 “源” — 分布式发电

分布式电源的运营模式方面，案例项目业主有自己的售电公司，应优先考虑自主定价的直接交易模式，相比其他两个模式能够发挥配售电一体化增量配电网的最大效益。

基于增量配电网的综合能源服务		
直接交易模式	委托电网企业代售电模式	电网企业按标杆上网电价收购模式
• 分布式发电项目单位与电力用户进行直接交易，向电网企业支付“过网费”。	• 分布式发电项目单位委托电网企业代售电，综合售电价格扣除“过网费”其余部分转付分布式发电项目单位。	• 电网企业按国家核定的发电标杆上网电价全额收购。 • 属于兜底方式。
自主定价	电网企业平均定价	固定价格
适合有售电能力与交易用户	适合没有售电能力用户	适合没有交易用户

图 5-4 分布式能源运营模式选择

从分布式电源直接交易模式的影响因素来看，案例项目在政策环境、资源和业主实力方面都具备较好的条件。

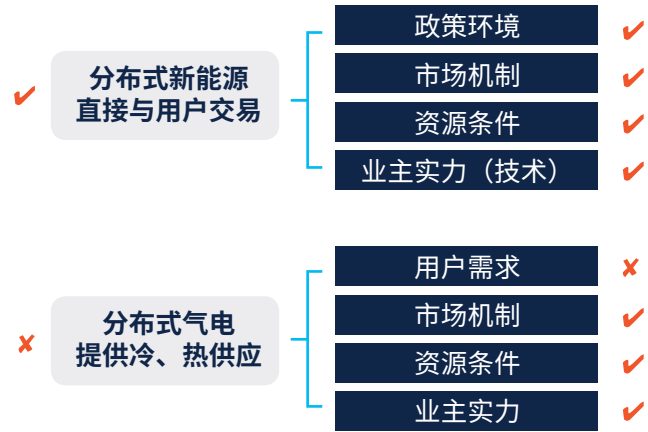


图 5-5 分布式能源运营模式开发条件

（1）案例项目具备开展分布式新能源直接与用户交易的政策环境

- 一是，分布式电源可接入配电网，允许向配电网内电力用户直接售电；
- 二是，案例项目增量配电网运营主体负责配电网内分布式电源的调度建设和运行管理；
- 三是，国家光伏补贴退坡情况下，案例项目所在省出台地方光伏补贴政策，填补国家补贴退坡的减额部分。

(2) 案例项目具备开展分布式新能源直接与用户交易的资源条件

- 一是，案例项目区域太阳能资源为第 III 类区域，适宜开发太阳光伏电站；
- 二是，案例项目区域位于风速和风功率密度较丰富的区域。

(3) 案例项目具备开展分布式新能源直接与用户交易的业主实力

- 一是，案例项目股东包含经验丰富的分布式电源开发大型能源企业；
- 二是，案例项目股东包含已成立的售电公司，拥有操作分布式电源交易的平台和能力。

5.2.2 “网、荷”——基于信息互联网的多能互补管理和用能管理平台

能源管理产品的运营模式方面，根据案例项目条件，其具备开展相关运营模式的潜力。

(1) 案例项目业主可通过内部业务能力培养、与其他专业技术企业合作开发各类能源管理产品。

(2) 案例项目具备开展各类能源管理产品的用户条件。

案例项目电力用户可靠性要求高，存在节能服务和用能管理的潜在需求。同时，案例项目居住区用电需求的昼夜和季节性用电差异大，存在用电管理服务的潜在需求。

5.2.3 “储”——电储能

储能的运营模式方面，根据案例项目条件，具备开展“光伏+储能”、“峰谷价差”和“需求侧响应补贴”三种储能运营模式的条件，不具备开展“减少基本电费”和“降低用户侧增容费”两种储能运营模式的条件。

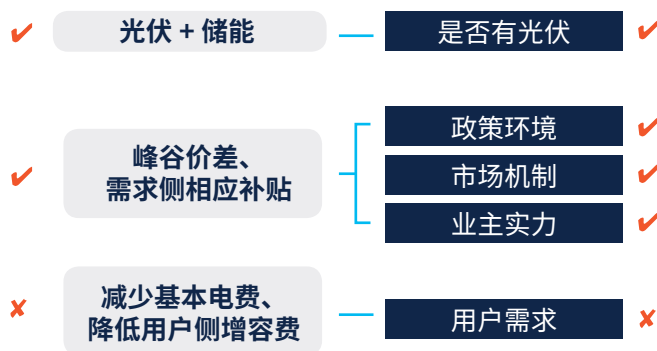


图 5-6 储能运营模式开发条件

(1) 案例项目具备开展储能“峰谷价差”和“需求侧响应补贴”运营模式的政策环境

- 一是，受电端配电网储能可并网内部用于内部电力平衡。
- 二是，可以以市场化方式开展用户侧储能的综合能源服务，鼓励配备储能的用户参加电力需求响应。
- 三是，鼓励在电网侧和用户侧建设储能电站，鼓励储能参与辅助服务。

(2) 案例项目具备开展储能“峰谷价差”和“需求侧响应补贴”运营模式的业主实力

- 一是，案例项目大型能源企业股东拥有储能项目开发和控制技术经验；
- 二是，案例项目股东售电公司直接接触电力用户，可作为开发储能“峰谷价差”和“需求侧响应补贴”运营模式的平台。

(3) 案例项目具备开展储能“光伏 + 储能”运营模式条件

根据前述分析，案例项目具备开发分布式光伏发电的条件，因此在项目区域分布式光伏发电的基础上，具备开展储能“光伏 + 储能”运营模式条件。

(4) 案例项目不具备开展储能“减少基本电费”和“降低用户侧增容费”运营模式的用户条件

案例项目电力用能以大化工业负荷为主，负荷全天运行平稳，波动小，没有开展储能“减少基本电费”和“降低用户侧增容费”运营模式所需的短时尖峰负荷的基本条件。

光伏 + 储能	峰谷价差套利	减少基本电费	需求侧响应补贴	降低用户侧增容费
· 提高发电效率，减少用电费开支。	· 通过“低储高放”、削峰填谷从而获得差价收益。	· 通过安装用户侧储能削减尖峰负荷，当基本电费按照最大需量计量时，可以减少基本电费。	· 根据响应削减负荷从而获取补贴。	· 通过加装储能系统来实现动态扩容，节约扩容费用。

图 5-7 储能运营模式选择

5.2.4 “大电网市场交易”——虚拟电厂

虚拟电厂的运营模式方面，从项目基本条件上来看，区域内主要为分布式电源开发，无大规模可中断负荷。

从长远角度考虑，虚拟电厂聚焦于“源”，即以可再生能源发电为主重点参与电能量市场峰谷套利。

从目前的政策环境考虑，江苏省成熟的需求侧响应市场条件下，适合案例项目电力用户与储能、分布式捆绑参与需求侧响应获得补贴。

（1）案例项目具备开展虚拟电厂“辅助服务市场需求侧响应补贴”运营模式的政策环境

一是，案例项目所在江苏省已有较为成熟的需求侧响应机制和平台。

二是，案例项目所在江苏省辅助服务市场已建立，市场后期将进一步引入负荷侧资源参与辅助服务市场。

（2）案例项目具有虚拟电厂“峰谷价差套利”运营模式的发展潜力，其政策机制发展趋势乐观

一是，分布式电源可接入配电网，允许向配电网内电力用户直接售电；

二是，案例项目增量配电网运营主体负责配电网内分布式电源的调度建设和运行管理；

三是，国家光伏补贴退坡情况下，案例项目所在省出台地方光伏补贴政策，填补国家补贴退坡的减额部分。

（3）案例项目具备开展虚拟电厂“峰谷价差套利”和“辅助服务市场需求侧响应补贴”运营模式的分布式电源条件

根据前述分析，案例项目具备开发分布式电源的条件，因此在项目区域分布式电源的基础上，具备开展虚拟电厂“峰谷价差套利”和“辅助服务市场需求侧响应补贴”运营模式条件。

(4) 案例项目不具备开展可控负荷型虚拟电厂运营模式的用户条件

案例项目电力用能以大化工业负荷为主，负荷全天运行平稳，波动小，没有开展可控负荷型虚拟电厂运营模式所需的基本条件。

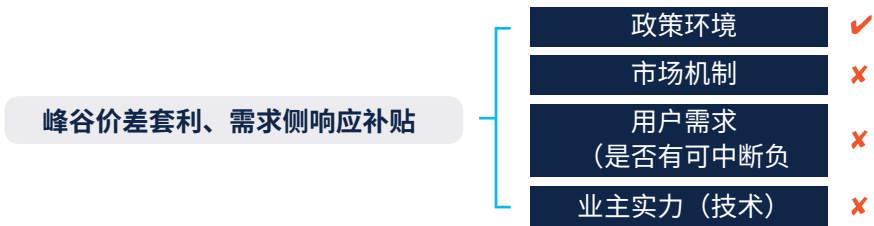


图 5-8 虚拟电厂运营模式影响因素

5.3 案例项目发展综合能源服务存在问题和建议

(1) 国家政策引导可再生能源的风电和光伏分布式电源补贴退坡，案例项目依靠补贴运营可再生分布式电源的模式不可持续。

建议 1：政府主管部门应根据各地区不同的资源和产业条件有序退坡可再生能源发电补贴，对于积极推动开发的地区应根据实际情况延续一定补贴政策，待项目成熟再进一步退坡。

建议 2：案例项目开发者应积极探索利用本省区的电能量市场、辅助服务市场以及增量配电网范围内零售市场消化可再生能源分布式发电成本，减少对补贴的依赖。

(2) 案例项目所在区域电能量市场暂未体现日内用电峰谷的价格差异，分布式能源、储能、能源管理产品和虚拟电厂各类综合能源服务运营模式受限。

建议 1：案例项目所处的江苏省，其政府主管部门在允许分布式电源和储能参与电能量市场的基础上，在市场设计上进一步考虑日内峰谷价格差异，进一步推进现货市场的建设。

建议 2：对于案例项目区域内放开进入市场交易的用电量部分，开发者现阶段没有利用“峰谷价差套利”开发分布式电源、储能和能源管理产和虚拟电厂综合能源服务的空间。现阶段应挖掘已有的“阶梯电价”计划电量部分的综合能源服务空间。

6 基于园区增量配电网的综合能源服务业态发展政策机遇

国家层面近年来出台了多个重大文件有效推动了能源结构向清洁、低碳、安全、高效转型，进一步推进电力体制改革电力市场和配售电放开，进一步推进完善综合能源服务体制机制。同时，电网企业为适应能源转型、综合能源服务需求和电改环境，主动从传统的电能供应商向综合能源供应商转型。在新形势下，基于园区增量配电网的综合能源服务迎来发展机遇。

6.1 契合国家能源发展战略要求

综合能源服务契合了国家能源规划和相关政策对能源结构向清洁、高效、智慧方向转型的要求。

2016年，国家发展改革委、国家能源局印发《能源生产和消费革命战略（2016-2030年）》，首次提出了推动能源消费革命、能源供给革命、能源技术革命和能源体制革命，“四个革命”都对能源结构转型提出了新的要求，其中：消费革命要求推进节能减排，大幅提高终端电气化水平；供给革命要求全面建设“互联网+”智慧能源；技术革命要求大力发展智慧能源技术；体制革命要求构建有效竞争的能源市场体系。

2016年，国家发展改革委、国家能源局印发《能源发展“十三五”规划》，要求更加注重结构调整、推进能源绿色低碳发展，更加注重系统优化、积极构建智慧能源系统，更加注重市场规律、积极变革能源供需模式。

2017年10月，在中国共产党第十九次全国代表大会上，习近平总书记代表第十八届中央委员会向大会作报告。十九大报告提出加快生态文明体制改革、建设美丽中国，要求推进绿色发展，调整我国能源结构、构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。

6.2 电网企业向综合能源服务业务倾斜转型

我国主要的电网企业国家电网和南方电网明确向综合能源服务业务倾斜转型。

(1) 国家电网

国家电网2017年下发《关于在各省公司开展综合能源服务业务的意见》推动公司由电能供应商向综合能源服务商转变，开启了向综合能源服务商转型之路，根据意见到2020，要确保公司累计实现综合能源服务业务收入达500亿元左右，市场份额得到显著提升。

国家电网2019年正式印发了《国家电网有限公司关于推进综合能源服务业务发展2019—2020年行动计划》，重点布局综合能效服务、供冷供热供电多能服务、分布式清洁能源服务、专属电动汽车服务等四大业务领域。

(2) 南方电网

南方电网2018年工作会议上强调，要大力发展综合能源业务，目标至2035年全面完成向综合能源服务公司转型。

2019年，南方电网印发《关于明确公司综合能源服务发展有关事项的通知》（产业〔2019〕2号），进一步明确综合能源服务发展重点和业务界面，为客户提供多元化的综合能源供应及增值服务，支撑公司向能源产业价值链整合商转型。根据文件内容，南方电网综合能源服务将主要聚焦于新能源、节能服务、能源综合利用、电能替代、储能、科技装备、创新服务、“互联网+”等八大业务版块，重点抓住产业园区、工业企业、大型公共建筑、大型商业综合体、交通枢纽、数据中心等对象，瞄准重大项目资源，统筹运用能效诊断、节能改造、用能监测、分布式新能源发电、冷热电三联供、现代储能等多种技术，开展并引领综合能源服务业务发展。

6.3 增量配电业务改革将坚定不移的推动下去

本轮电力体制改革在配电领域从“输配分开”调整为“存量不变，变增量”来减轻当下改革阻力，期望通过增量来倒逼存量改革的效果，预期增量配电业务改革将是一个

长期性的工作。

《有序放开配电业务管理办法》明确了符合条件的市场主体依据规划向地方政府能源管理部门申请作为增量配电网项目的业主。地方政府能源管理部门应当通过招标等市场化机制公开、公平、公正优选确定项目业主。配电业务的大门正式向社会资本开放，目前前四批增量配电业务改革试点项目已经多达 404 个，配电网项目业主由原来的两大电网企以及若干个地方电网企业逐渐发展为以传统电网企业为主、新兴增量配电网企业逐渐发展壮大的竞争格局。

6.4 社会资本发挥自身优势主动开展综合能源服务

配电网项目业主的投资背景更加多元化，社会资本发挥自身优势主动开展综合能源服务。

社会资本进入增量配电业务领域后，项目业主的背景发生了根本性的变化，发电企业、电力设备、设计及施工企业、民营企业、高新产业园区、经济技术开发区等政府平台公司等社会资本均进入配电网领域。社会资本利用自己的传统优势，以配电网为平台，开展配电网 + 新业态的产业布局。比如新奥燃气通过在增量配电业务中植入燃气，往燃气的深度加工 - 发电、冷热供应方向发展；协鑫以光伏、热电联产为主导，往天然气、智慧能源布局。

6.5 运营主体逐渐由供电向综合能源供应转型

提高配电网运营效率是本次推进增量配电业务改革的目的之一。社会资本以增量配电网为平台，同时衍生发展微电网、多能互补、综合能源等能源供给形式，从而提高可再生能源比重，提升能源综合效率，推动能源市场开放和产业升级。因此，增量配电网绝不是传统的以配售电为主要业务的运营模式，而是从传统的配售电向综合能源供应转变。

6.6 现代信息技术的融合趋势进一步增强

现代信息技术是增量配电网运营主体向用户提供增值服务的重要手段。在互联网技术与现代信息技术高速发展的今天，单纯向用户提供配售电服务已难以满足用户的需求。大数据、云计算、物联网和移动互联等技术在电网新业务和能源生产、能源输配和能源

消费以及新技术支持等方面的应用将逐渐广泛。利用现代信息技术，向用户提供智能用电、科学用电的服务，可以降低用户用电消耗水平，提高用户的体验感，增加客户粘性。

腾讯与国网四川省电力公司签订了“互联网电网”项目合作协议，正式实施“互联网电网”战略，开展全方位、深层次的战略合作。国网浙江省电力公司与阿里巴巴集团签署战略合作协议，深入推进“互联网+电力”合作。华为与三峡新能源座谈探讨合作模式。民营企业正在逐渐参与到电力行业中去，未来会有越来越多的互联网企业进入能源领域，布局“互联网+能源”。

6.7 顶层设计相关政策支持综合能源服务发展

相关政策文件提出了综合能源服务的重点任务、要求、标准和试点类型，具体如下：
2016 年发布的《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》（发改能源〔2016〕392 号）提出了综合能源服务相关的重点任务，包括：一是建设能源生产消费的智能化体系、多能协同综合能源网络、与能源系统协同的信息通信基础设施；二是建立新型能源市场交易体系和商业运营平台，发展分布式能源、储能和电动汽车应用、智慧用能和增值服务、绿色能源灵活交易、能源大数据服务应用等新模式和新业态。



图 6-1 “互联网+”智慧能源发展蓝图

2017 年发布的《国家能源局关于公布首批“互联网+”智慧能源（能源互联网）示范项目的通知》（国能发科技〔2017〕20 号）提出了发展综合能源服务相关的示范项目要求，具体的 55 个试点项目类型包括：基于电动汽车的能源互联网示范项目、基于灵活性资源的能源互联网示范项目、基于绿色能源灵活交易的能源互联网示范项目、基于行业融合的能源互联网示范项目、能源大数据与第三方服务示范项目、智能化能源基础设施示范项目。

2017 年发布《推进并网型微电网建设试行办法》定义了并网型微电网基本特征，提出规划建设、并网管理、运行维护和市场交易的全过程实施办法。

2018 年国家能源局综合司发布了关于征求组建能源行业综合能源服务标准化技术委员会意见的函，其附件《能源行业综合能源服务标准化技术委员会筹建方案》对于综合能源服务标准的内容提到了节能监测、供能质量控制、能源托管和运营。

6.8 支持政策推进综合能源服务落地实施

1) 分布式能源相关支持政策

我国分布式能源发展不断提速，已从启动阶段转入快速发展阶段，发展模式也从单一模式向综合模式过渡，试点示范也更加突出多能互补和供需互动。随着能源行业市场化改革深入，分布式能源有望获得更充分的市场化地位。

2017 年 10 月发布《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》，分布式发电项目单位（含个人）与配电网内就近电力用户进行电力交易，电网企业（含社会资本投资增量配电网的企业）承担分布式发电的电力输送并配合有关电力交易机构组织分布式发电市场化交易，按政府核定的标准收取“过网费”。

2) 储能相关支持政策

支持政策鼓励储能参与辅助服务市场，推动建立分期补偿和补偿退坡机制、储能容量电费和储能参与容量市场的规则机制，允许第三方参与提供电力辅助服务。

2016 年 6 月发布的《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作》明确储能可以通过发电侧储能和用户侧储能两种方式参与“三北”地区调峰服务，调峰辅助服务对储能开放。

2017 年 9 月，国家能源局综合司发布《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》，其重点任务明确提出推动储能价格政策和容量补偿政策。一是未来将根据不同应用场景研究出台针对性补偿政策，出台纳入补偿范围的先进储能技术标准并实施动态更新，研究建立分期补偿和补偿退坡机制；二是建立储能容量电费和储能参与容量市场的规则机制，对满足条件的各类大规模储能系统给予容量补偿。

2017 年 11 月发布《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》，鼓励储能设备、需求侧资源参与提供电力辅助服务；允许第三方参与提供电力辅助服务。

3) 虚拟电厂政策

虚拟电厂业务开展的重要前提是较为成熟的电能量市场和辅助服务市场，近年来国家政策都在大力推动市场平台的建设工作。

电能量市场建设方面，2017 年 8 月，国家发展改革委、国家能源局下发《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》，结合各地电力供需形势、网源结构和市场化程度等条件，选择南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等 8 个地区作为第一批试点，加快组织推动电力现货市场建设工作。

辅助服务市场建设方面，2018 年国家发展改革委、国家能源局印发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》，要求全面推进辅助服务补偿（市场）机制建设，进一步推进东北等 8 个电力辅助服务市场改革试点工作，推动华北、华东等地辅助服务市场建设，非试点地区由补偿机制逐步过渡到市场机制。同时，鼓励自动发电控制和调峰服务按效果补偿，按需扩大储能设备、需求侧资源等电力辅助服务提供主体，充分调动火电、储能、用户可中断负荷等各类资源提供服务的积极性。

7 基于园区增量配电网的综合能源服务业态发展面临政策挑战

7.1 增量配电业务改革试点经济可行性问题凸显

目前增量配电业务改革试点进入实质开发建设阶段，部分试点由于实际负荷增长低于预期、低质量居民与农业用户占比高、所在地区价差空间偏低等因素导致试点项目缺乏经济可行性。同时，优质大工业用户的试点也面临承担居民和农网用户交叉补贴的责任，其经济性同样将受到影响，亟需拓展盈利途径。

7.2 合同能源管理的政策支持步伐稍显滞后

合同能源管理的综合能源服务寻求投资模式对实施项目没有明显的资本和技术条件要求，对多样化业主构成的增量配电网项目较为友好，但目前国家对合同能源管理的政策支持步伐稍显滞后。

合同能源管理的寻求投资模式对增量配电网开展综合能源服务较为友好。纵观目前已开展的增量配电网项目，投资主体的类型多样，项目股东包含电网企业、发电央企、地方国企、地方政府、民营企业的多种构成方式，从而使各个增量配电网的业主实力各具特色，同时掌握资源也各有欠缺，需根据自身实力选择可行的投资模式。合同能源管理的投资模式相比自主投资、寻求投资和共同投资三种综合能源服务的其他投资模式，其对业主实力的要求较低，如自主投资对投资主体的资本和建设运营技术要求较高、寻

求投资中 BOT 对投资主体运营技术要求较高、共同投资对投资主体的机构组织和管理能力要求较高。

合同能源管理的政策支持步伐稍显之后。节能效益分享型、能源费用托管型和融资租赁型及混合型的合同能源管理模式各有优势，都有适合的同项目类型与之匹配。但目前我国财政奖励政策只针对节能效益分享型合同能源管理模式，其余两种模式即节能量保证型和能源费用托管型财政不予补贴，这种单一的扶持政策限制了其它两种模式在基于园区增量配电网综合能源服务的应用发展。

7.3 合同能源管理的综合能源服务缺乏行业规范管理机制

配售电企业采用合同能源管理方式开展综合能源服务是未来的发展趋势，但目前开展合同能源管理的综合能源服务企业资质审核不完善，缺乏相适应的行业规范管理机制。

合同能源管理项目的顺利开展依赖于综合能源服务公司具备足够的资金实力与技术能力，综合能源服务服务公司拥有合同能源管理项目所要求的技术实力和充足的资金保障，是规范基于园区增量配电网综合能源服务业态的关键问题，需要政府对其进行规范和引导。

但是，目前我国并没有制定关于节能服务公司的行业规范，现有审核备案制度不具备强制性，只针对申请国家奖励资金的节能服务公司进行备案，反之，则不进行资质审核，所以，这项制度并没有涉及全部节能服务公司，对于行业内部的规范存在缺陷。

7.4 国家政策引导可再生能源的风电和光伏分布式电源补贴退坡

国家政策引导可再生能源的风电和光伏分布式电源补贴退坡，基于园区增量配电网依靠补贴运营可再生分布式电源的模式不可持续。

国家政策加快光伏发电补贴退坡，分布式光伏发电度电补贴标准降低 0.05 元。

2018 年 5 月，国家发展改革委财政部国家能源局发布《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823 号）。

自发文之日起，新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低 0.05 元，I 类、II 类、III 类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时 0.5 元、0.6 元、0.7 元（含税）。

自发文之日起，新投运的、采用“自发自用、余电上网”模式的分布式光伏发电项目，

全电量度电补贴标准降低 0.05 元，即补贴标准调整为每千瓦时 0.32 元（含税）。采用“全额上网”模式的分布式光伏发电项目按所在资源区光伏电站价格执行。

国家政策推进风电、光伏发电无补贴平价上网：

2019 年，国家能源局综合司发布关于征求《关于推进风电、光伏发电无补贴平价上网项目建设的工作方案（征求意见稿）》意见的函。

政策文件鼓励 2018 年或以前年度已核准（备案）或已配置的陆上风电、光伏发电项目自愿转为平价上网项目。如项目单位承诺自愿转为平价上网项目，电网企业按最优优先级别配置消纳能力；2019 年度新建平价上网项目按第二优先级别配置消纳能力；在保障平价上网项目消纳能力配置后，再考虑需国家补贴的项目的电力送出和消纳需求。

政策文件鼓励各类在建或核准（备案）后未实质性开工风电、光伏发电项目自愿转为平价上网项目。

政策文件要求在开展平价上网项目论证和确定 2019 年度第一批平价上网项目名单之前，各地区暂不组织需国家补贴的风电、光伏发电项目的竞争配置工作。

7.5 电能量市场暂未体现日内用电峰谷的价格差异

现货市场刚刚起步，电能量市场暂未体现日内用电峰谷的价格差异，分布式能源、储能、能源管理产品和虚拟电厂各类综合能源服务运营模式选择空间受限。

随着电力体制改革全面深化，电力中长期交易规模不断扩大，国家发展改革委、国家能源局 2017 年 8 月份发布了《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453 号），提出在南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等 8 个地区作为第一批试点，加快推动电力现货市场建设工作，但截止 2018 年底各个试点暂未完全建立和运营现货市场。

储能及其与分布式电源构成虚拟电厂通过低储高放、削峰填谷获得差价收益，是综合能源服务主要运营模式之一，因此“峰谷价差”是储能及其与分布式电源构成虚拟电厂运营的重要条件。但目前我国体现峰谷差价的市场化机制，即现货市场刚刚起步，限制了此类综合能源服务模式的开发。

缺乏现货市场的电力价格相对平稳，用能交易情景相对简单，反之用户通过主动采取能源优化管理获得效益的空间小，从而能源管理产品类综合能源服务发展空间不足。

7.6 起步阶段的辅助服务市场暂不能支撑相关综合能源服务开发

2015年3月下发的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）中明确提出“建立辅助服务分担共享新机制。适应电网调峰、调频、调压和用户可中断负荷等辅助服务的新要求，完善并网发电企业辅助服务考核机制和补偿机制。自2016年10月以来，国家能源局批复了东北、福建、山西、新疆、山东、甘肃、西北（宁夏）、南方（广东）8个能源监管派出机构开展电力辅助服务市场专项改革试点。截止2018年年底部分试点逐步启动了辅助服务市场试运行，但基本都为传统大型发电机组参与，配网层面的分布式电源、储能及虚拟电厂暂不能参与，相应的综合能源服务运营模式受限。

7.7 分布式交易平台试点迟迟未定

以市（县）级区域以及经济开发区、工业园区、新型城镇化区域为单位的分布式交易平台试点迟迟未定。

2017年国家发展改革委、国家能源局发布《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》（发改能源〔2017〕1901号），要求以市（县）级区域以及经济开发区、工业园区、新型城镇化区域为单位开展分布式发电市场化交易试点，依托省级电力交易中心设立市（县）级电网区域分布式发电交易平台子模块，或在省级电力交易中心的指导下由市（县）级电力调度机构或社会资本投资增量配电网的调度运营机构开展相关电力交易建立分布式发电市场化交易平台。

2018年，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司发布《关于开展分布式发电市场化交易试点的补充通知》（发改办能源〔2017〕2150号），要求有关省级发展改革委（能源局、物价局）负责试点组织的整体工作，会同国家能源局派出监管机构和其他电力市场交易管理部门确定分布式发电交易平台承担机构。

截止目前，2019年初仍未确定任何以市（县）级区域以及经济开发区、工业园区、新型城镇化区域为单位的分布式交易平台试点。

7.8 投资主体综合能源服务技术储备和用户能源管控意识仍较弱

市场机制尚未完善的环境下，综合能源各项运营模式受到限制，经济效益不明显。同时增量配网的发展起步是围绕配电网建设为核心，综合能源服务技术储备基础相对较弱，在经济效益不明显的情况下，项目投资主体很难主动提升自身的技术储备。

同理，市场机制尚未完善的环境下，用能企业通过能源管控获得的节能增效降本效果不明显，从而对能源管控服务的需求较小。

8 促进基于园区增量配电网的综合能源服务业态发展建议

针对增量配电网自身和基于园区增量配电网的综合能源服务投资与运营目前面临的挑战，为促进其业态的发展，提出鼓励增量配电网项目开展综合能源服务、加强对增量配电网开展综合能源服务的扶持和管理、加快推进电能量现货市场和辅助服务市场建设、向增量配电网的综合能源服务潜在用户提供需求引导四类共九条建议。

8.1 鼓励增量配电网项目开展综合能源服务

建议 1：各级政府摸清已开发的增量配电业务改革试点项目综合能源服务开发条件，依据实际困难主动打破机制障碍。

鼓励增量配电业务改革试点依据项目条件拓宽综合能源服务业务保障合理收益，对于用户能源管理需求大、可再生能源供应充分、项目主体综合能源服务技术实力强但受配电收入制约经营困难的增量配电网项目，各级政府应积极研究扫除综合能源服务开发过程中的机制障碍。

建议 2：考虑综合能源服务开发条件作为增量配电业务改革试点前期筛选的参考标准之一。

加强增量配电业务改革试点项目识别和筛选，考虑政策环境、用户条件、资源条件和业主实力的综合能源服务开发条件作为增量配电网项目试点前期筛选的参考标准之一，培育增量配电网整体的综合能源服务发展环境。

8.2 加强对增量配电网开展综合能源服务的扶持和管理

建议 3：实现增量配电网项目开展综合能源服务的政府备案，制定权威的节能效益评估标准体系，并引入独立第三方机构对实施效果进行评估，加强行业的规范化管理。

一是，对申请国家奖励资金的节能服务公司备案基础上，进一步覆盖增量配电网项目主体开展综合能源服务的备案管理。

二是，制定权威的综合能源服务节能效益评估标准体系。由于综合能源服务以合同能源管理形式实施的收益主要来源于对耗能单位实施节能改造后产生的节能效益，所以对于节能效果的评估显得尤为重要，制定形成的权威通用标准能够有效避免综合能源服务公司和用能单位为二者之间对节能效益分配的纠纷。

三是，引入第三方独立的能源审计和节能监测机构对节能效益进行评估，监督综合能源服务公司为用能单位提供节能降耗专业化服务。避免政府主管部门既做项目审批部门又做验收部门双重身份，规避行业协会维护行业内部自身利益嫌疑。独立第三方机构的引入，有利于维护综合能源服务公司与用能单位双方的利益，有效避免因节能量测评而产生的纠纷。

建议 4：出台支持合同能源管理项目发展的财政和金融扶持政策。

一是，我国财政奖励政策在对节能效益分享型合同能源管理模式补贴的同时，也应同步完善对节能量保证型和能源费用托管型的扶持政策。

二是，鼓励推动行业发展基金，为增量配电网的合同能源管理项目提供融资、用户诚信风险担保、项目保险担保等灵活多样的景荣产品和服务。

三是，政府部门专门设立节能效益分享型、节能量保证型和能源费用托管型的合约项目，发挥政府的引领作用。

建议 5：鼓励地方政府依据本省区实际情况，研究制定屋顶光伏计划等分布式可再生能源项目补贴激励机制。

在国家对可再生能源发电补贴退坡的大环境下，研究制定屋顶光伏计划等分布式可再生能源项目补贴激励机制，保持行业对开发分布式可再生能源的积极性。

8.3 加快推进电能量现货市场和辅助服务市场建设

建议 6：加快推进电能量现货市场的建设，激活综合能源服务的多元化运营模式。

加快推进日前和日内的现货市场和辅助服务市场的建设，形成短期的电价峰谷价差以反应实际的电力供需关系引导电力供需平衡，激活综合能源服务的多元化运营模式。

激活储能及其与分布式能源组成联合发电单元的峰谷价差套利、减少基本电费、获取需求侧响应补贴、降低用户侧增容费等运营模式。

激活数据采集、能耗监控、能源管理和能源建模等能源管理产品运营模式在价格不断变化的复杂电力市场环境下快速分析和智能化控制能力。

激活虚拟电厂协同可再生能源发电、储能与可控负荷参与电能量市场峰谷套利和辅助服务市场获得补贴的运营模式。

建议 7：筛选优质增量配电网项目成为分布式发电市场化交易试点。

筛选分布式可再生能源资源和场址等发展条件好、当地电力需求量较大、电网接入条件好、能够实现分布式发电就近接入配电网和就近消纳的增量配电网项目，成为分布式发电市场化交易试点，推进增量配电网项目的分布式电源市场化交易进程。

8.4 向增量配电网的综合能源服务潜在用户提供需求引导

建议 8：增量配电网项目内部公共机构带头开展综合能源服务，在全社会起到良好的示范带头作用。

政府机关、学校、医院、大型商场等公共机构也是能源消耗的大户，存在通过合同能源管理等投资模式开展分布式能源、储能、能源管理、虚拟电厂各类综合能源服务的空间，实现公共机构的节能降耗，在全社会起到良好的示范带头作用。

建议 9：强化增量配电网项目内部用户节能改造意识。

分布能源、储能、能源管理和虚拟电厂的综合能源服务，需要用户侧对于能源供需和价格变化有很好的互动性，快速响应。鉴于用户在通过综合能源服务达到节能降耗技术储备和认识的不足，这就要求相关部门积极宣传参与综合能源服务的益处，可借助综合能源服务公司对用户开展教育培训，通过强化节能意识从而了解认可综合能源服务可为其实现节能降耗、降本增效和环境保护的可行性与先进性。

9 结论

基于园区增量配电网的综合能源服务业态，是增量配电业务改革和综合能源服务两大热点交汇的产物，二者的发展相互契合，表现在增量配电网是综合能源服务业态开发的“底层基础”、综合能源服务是提升增量配电网服务质量和引领增量配电网绿色节能发展的“上层建筑”。

基于园区增量配电网的综合能源服务业态迎来发展机遇：

（1）能源结构转型

机遇 1：综合能源服务契合了国家能源规划和相关政策对能源结构向清洁、高效、智慧方向转型的要求。

（2）电网企业转型

机遇 2：我国主要的电网企业国家电网和南方电网明确向综合能源服务业务倾斜转型。

（3）增量配电业务改革

机遇 3：本轮电力体制改革在配电领域从“输配分开”调整为“存量不变，变增量”来减轻当下改革阻力，期望通过增量来倒逼存量改革的效果，预期增量配电业务改革将是一个长期性的工作。

机遇 4：配电网项目业主的投资背景更加多元化，社会资本发挥自身优势主动开展综合能源服务。

机遇 5：增量配电网运营主体逐渐由供电向综合能源供应转型。

机遇 6：传统能源供应与现代信息技术的融合趋势在进一步增强，综合能源服务技术应用逐渐成熟。

（4）综合能源服务政策支持

机遇 7：顶层设计相关政策支持综合能源服务发展。

机遇 8：分布式能源、储能和虚拟电厂综合能源服务体系各业务支持政策推进综合能源服务落地实施。

基于园区增量配电网的综合能源服务业态同时也面临一定的挑战：

（1）增量配电网自身面临的挑战

挑战 1：增量配电业务改革试点进入实质性开发建设阶段，经济可行性问题凸显，亟需拓展盈利途径。

（2）基于园区增量配电网的综合能源服务投资面临挑战

挑战 2：合同能源管理的综合能源服务寻求投资模式对实施项目没有明显的资本和技术条件要求，对多样化业主构成的增量配电网项目较为友好，但目前国家对合同能源管理的政策支持步伐稍显滞后。

挑战 3：配售电企业采用合同能源管理方式开展综合能源服务是未来的发展趋势，但目前开展合同能源管理的综合能源服务企业资质审核不完善，缺乏相适应的行业规范管理机制。

（3）基于园区增量配电网的综合能源服务运营面临挑战

挑战 4：国家政策引导可再生能源的风电和光伏分布式电源补贴退坡，基于园区增量配电网依靠补贴运营可再生分布式电源的模式不可持续。

挑战 5：现货市场刚刚起步，电能量市场暂未体现日内用电峰谷的价格差异，分布式能源、储能、能源管理产品和虚拟电厂各类综合能源服务运营模式受限。

挑战 6：起步阶段的辅助服务市场暂不能支撑相关综合能源服务开发。

挑战 7：以市（县）级区域以及经济开发区、工业园区、新型城镇化区域为单位的分布式交易平台试点迟迟未定。

挑战 8: 增量配电网投资主体的综合能源服务技术储备和用户能源管控意识仍较弱。

针对基于园区增量配电网的综合能源服务业态面临的挑战，本次研究提出以下建议：

(1) 鼓励增量配电网项目开展综合能源服务

建议 1: 各级政府摸清已开发的增量配电业务改革试点项目综合能源服务开发条件，依据实际困难主动打破机制障碍。

建议 2: 考虑综合能源服务开发条件作为增量配电业务改革网项目试点前期筛选的参考标准之一。

(2) 加强对增量配电网开展综合能源服务的扶持和管理

建议 3: 实现增量配电网项目开展综合能源服务的政府备案，制定权威的节能效益评估标准体系，并引入独立第三方机构对实施效果进行评估，加强行业的规范化管理。

建议 4: 出台支持合同能源管理项目发展的财政和金融扶持政策。

建议 5: 鼓励地方政府依据本省区实际情况，研究制定屋顶光伏计划等分布式可再生能源项目补贴激励机制。

(3) 加快推进电能量现货市场和辅助服务市场建设

建议 6: 加快推进电能量现货市场的建设，激活综合能源服务的多元化运营模式。

建议 7: 筛选优质增量配电网项目成为分布式发电市场化交易试点。

(4) 向增量配电网的综合能源服务潜在用户提供需求引导

建议 8: 增量配电网项目内部公共机构带头开展综合能源服务，在全社会起到良好的示范带头作用。

建议 9: 强化增量配电网项目内部用户节能改造意识。

10 附件

10.1 综合能源服务定义

目前，综合能源服务没有统一的定义，因此本文通过梳理国家政策文件、学术界和电网公司等各方对综合能源服务的有关定义和要求，形成统一的综合能源服务定义。

(1) 国家政策文件定义

已发布综合能源服务相关的政策文件没有明确其定义，但国家出台政策文件中与综合能源服务相关的概念包括“‘互联网+’智慧能源”、“综合能源服务标准（尚未出台）”和“并网型微电网”，其中“并网型微电网”包含四个维度的基本特征：

微型，原则上不大于 20 兆瓦；

清洁，可再生能源装机容量占比 50% 以上，天然气多联供系统综合能源利用效率 70% 以上；

自治，微电网与外部电网的年交换电量一般不超过年用电量 50%；

友好，可与并入电网实现备用、调峰、需求响应等双向服务。

国家政策文件提出的综合能源服务相关的内容应包括两个平台和六个板块：

两个平台包括基于互联网信息通信的多能协同平台、能源市场交易体系和商业运营平台。

六个板块包括绿色能源灵活交易、分布式能源、储能、电动汽车、基于大数据和智慧用能的节能管理增值服务、灵活性资源。

(2) 学界定义

2017 年能源情报中心发表的《国内外综合能源服务发展现状及商业模式研究》，提出综合能源服务有两层含义：一是综合能源，涵盖多种能源，包括电力、燃气和冷热等；二是综合服务，包括工程服务、投资服务和运营服务。

2018 年国网能源院发表的文章《综合能源服务的万亿市场》提出，“综合”，根据《当代汉语词典》，是指将不同种类、不同性质的事物组合在一起。“能源服务”，根据《能源词典》，是指通过能源的使用为消费者提供的服务。因此，综合能源服务是指将不同种类的能源服务组合在一起，即将能源销售服务、分布式能源服务、节能减排及需求响应服务等三大类组合在一起的能源服务模式。

(3) 电网公司定义

对外发布的正式文件中，国家电网公司明确了综合能源服务的定义，具体如下：

2017 年国家电网下发《关于在各省公司开展综合能源服务业务的意见》，定义综合能源服务是一种新型的为满足终端客户多元化能源生产与消费的能源服务方式，涵盖能源规划设计、工程投资建设，多能源运营服务以及投融资服务等方面。

10.2 综合能源服务内涵

(1) 综合能源服务与传统能源服务的区别

传统能源服务，多是从产业链上游向下游纵向延伸的合纵模式，而综合能源服务则是围绕客户需求提供一站式服务的连横模式。

过去节能服务、需求响应服务、分布式能源服务主要是专项服务企业来提供，这些企业的业务范围窄、业务规模不大，这些能源服务产业集中度低，小企业能源服务成本难以进一步下降，缺乏规模效应，不利于能源服务市场快速发展。

新模式相对于传统模式的变化主要体现为以下两个方面：

一是从以产品为中心的服务模式，变为以客户为中心的服务模式。传统能源服务，多是上游企业的附属业务，往往围绕上游企业的产品营销开展服务，服务模式是以产品为中心。而综合能源服务是以能源服务为主营业务，围绕客户的综合需求开展服务，服务模式是以客户为中心。为了提高客户满意度、增强客户粘性，综合能源服务企业甚至不仅仅提供能源服务，还可以针对客户使用能源背后的最终需求，考虑客户对成本、安全、

舒适、便捷、速度等方面的要求，提供物业管理、垃圾处理、碳金融、智慧生活、大气治理、水处理、固废处理等相关服务。

二是从基于事物的弱互动服务模式，变为基于关系的强互动服务模式。过去纵向延伸的能源服务模式，重点在于围绕事物开展营销，与事物无关的方面不开展营销，企业与客户互动比较有限。而横向一站式的综合能源服务，重点在于围绕关系开展营销，致力于建立、保持并稳固与客户之间紧密的、长期的互动关系，充分开展能量流、信息流、业务流的互动，吸引客户的高频次访问，赢得客户对企业的强烈认同甚至偏爱。

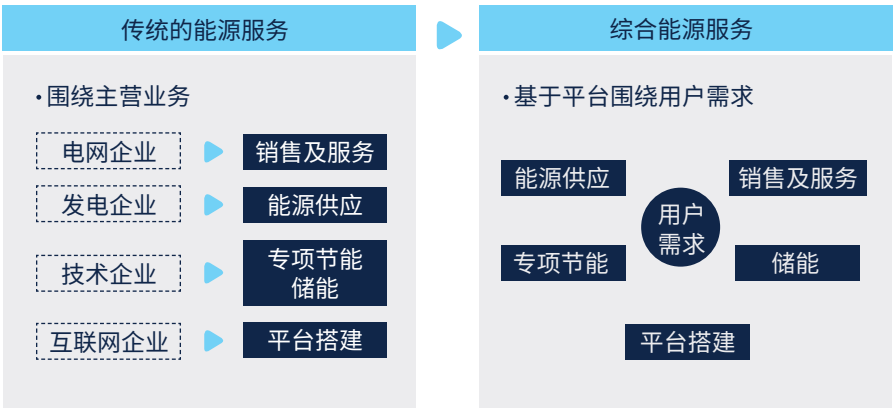


图 10-1 综合能源服务与传统能源服务对比分析

综合能源服务是在国内刚开始发展、有广阔前景的新业态，它意味着能源行业从产业链纵向延伸走向横向互联，从以产品为中心的服务模式转向以客户为中心的服务模式，成为实现国家能源革命的新兴市场力量。而对于同一大类中的不同细分类别的组合，可以称之为综合的专项服务，例如综合能源销售服务、综合节能服务等，由于过去早已存在这样的业态，没有带来跨界整合的影响力、市场发展的新动能方面的巨大变化，本文不做讨论。

综合能源服务是能源服务的新业态，它整合了不同的能源服务业务，并且还超越了能源服务范畴，可以提供满足客户需求的其它相关服务。综合能源服务企业具有更多的业务类别、利润来源，因此可以在某些服务内容上提供更加低利润的价格以吸引客户。因此综合能源服务企业有利于为客户提供更低成本、更优惠价格的能源服务，有利于能源服务市场快速发展，促进加快实现国家能源革命。

(2) 综合能源服务的内涵

通过前述总结分析社会各主体对综合能源服务的定义和要求，对比分析综合能源服务与传统能源服务的区别，本次研究定义的综合能源服务内涵如下：

以互联网深度应用为基础，以电力系统为核心，横向实现各类电源协同优化多能互补，纵向实现源网荷储全环节高度协调与灵活互动，围绕用户需求提供用能、产能和用能管理节能服务的综合服务。

10.3 国内外综合能源服务典型案例

(1) 国内综合能源服务典型案例

目前，国内典型的综合能源服务供应商包括电网企业、能源企业和部分民营企业。

1) 国家电网公司开展综合能源服务案例

a. 湖南综合能源服务有限公司

湖南综合能源服务有限公司综合能源服务包含节能改造、电能替代、新能源、水力等清洁发电、分布式能源、储能等项目投资、建设和运营服务。提供并打造综合能源服务平台，实施能效监测、评估、诊断等技术服务。

b. 国网无锡电网公司

国网无锡电网公司已对大型公共建筑类、工业园区和工业企业为单位提供综合能源服务，具体包括：

提供配电设备代运维和中央空调能效改造，通过收取托管费用，投资建设运行光伏车棚、充电设施，最终实现盈利。

采用 EPC+ 产品销售的运作模式，利用工业园区屋顶建设分布式光伏电站，销售智能微网管控平台，帮助企业开展水、电、气、热、光、储多能源协调消费和综合管理，最终实现盈利。

合同能源管理模式实施屋顶分布式光伏项目，并与用户签订后期购售电委托协议，最终实现盈利。

2) 南方电网公司开展综合能源服务案例

a. 南方电网综合能源有限公司

南方电网综合能源有限公司于 2010 年成立，是南方电网公司的控股子公司，综合

能源服务包括构建政府节能智库、提供行业综合节能解决方案、提升电机能效、投资建设分布式能源、搭建能源云平台和需求侧管理平台。

b. 广东电网综合能源投资有限公司

广东电网综合能源投资有限公司于 2017 年成立，在原有的分布式能源、多能联供、水气电热多表集抄等园区综合能源服务基础上，增加形成综合能源、增量配网建设与投资、分布式能源、电动汽车投资与运营、市场化售电、能效服务等六个新兴业务经营模块，为广东电网开展综合能源业务搭建投资、运行、管控平台。

3) 能源企业开展综合能源服务

a. 新奥集团

新奥集团于 2012 年提出“泛能网”的概念：将冷热、燃气联系起来，开发冷热电联产项目，将燃气、冷、热、电一起销售给用户。

b. 协鑫（集团）控股有限公司

协鑫（集团）控股有限公司的分布式微能源网按照“六位一体”模式实施：将天然气热电冷系统、光伏发电、风能发电、储能技术、节能技术、低位热能结合为一体，提供多种能源服务。

5) 阿里巴巴开展综合能源服务

阿里巴巴的阿里云“综合能源服务云方案”通过大数据云计算，制定综合能源服务的解决方案，收取服务费盈利，具体包括：迅速构建数字化的光伏电站；新能源电场规划 / 投资收益预测；快速构建电动车分时租赁系统；按规模精益建成电动车联网；利用大数据做精准能效管理；构建轻量级运营数据大屏。

(2) 国外综合能源服务典型案例

综合能源服务对提升能源利用效率和实现可再生能源规模化开发具有重要支撑作用，因此，世界各国根据自身需求制定了适合自身发展的综合能源发展战略。下面主要介绍欧洲主要国家，以及美国和日本的发展情况。

1) 德国 RegModHarz 项目

德国 RegModHarz 项目的综合能源服务围绕分布式电源、储能、能源管理和虚拟电厂展开：基于 2 个光伏电站、2 个风电、1 个生物质共 86MW，与抽水蓄能协同，构建可再生资源联合循环利用系统；建立家庭能源管理系统，实现双向互动；配电网中装设了

10 个电源管理单元；光伏、风机、生物质发电、电动汽车和储能装置共同构成了虚拟电厂参与电力市场交易。

2) 美国 OPower 能源管理公司

美国 OPower 能源管理公司侧重提供能源管理的综合能源服务，具体包括：对公用事业企业的能源数据以及其他各类第三方数据进行深入分析和挖掘，为用户提供一整套适合于其生活方式的节能建议；公用事业云计算软件提供商；B2B 模式，电力企业购买其软件并免费提供给用户。

3) 日本东京电力公司

日本东京电力公司侧重能源管理和节能服务两类综合能源服务，具体包括：节能诊断；建立智能用电系统引导错峰用电；开发智能家居和建筑节能。

参考文献

- [1]. 韩倩; 从电网企业角度探析分布式能源投资模式的选择 [J]; 机电信息 ;2015 年 33 期 :177-178.
- [2]. 张健慧; 分布式多联供能源站的商业运营模式 [J]; 企业改革与管理 ;2016 年 20 期 :106-107
- [3]. 曾鸣, 赵建华, 刘宏志, 薛松; 基于区间数的分布式电源投资效益分析 [J]; 2012 年 32 期 :22-26
- [4]. 杜月华; 我国分布式能源投资模式及成本效益分析研究 [D]; 华北电力大学 (北京); 2016 年
- [5]. 张凯; 合同能源管理项目运作模式选择与项目绩效关系研究 [D]; 天津大学 ;2016 年
- [6]. 陈晓东; 能源管理产品及业务模式研究 [J]; 中国集体经济 ;2018 年 7 期 :59-60
- [7]. 卫志农, 余爽, 孙国强, 孙永辉等; 虚拟电厂的概念与发展 [J]; 电力系统自动化 ; 2013 年 13 期 :1-9
- [8]. 陈春武, 李娜, 钟朋园, 曾鸣; 虚拟电厂发展的国际经验及启示 [J]; 电网技术 ; 2013 年 8 期 :2258-2263



自然资源保护协会 (NRDC)
中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706
邮编: 100026
电话: + 86-10-5927 0688
www.nrdc.cn