

虚拟电厂系列深度二：

虚拟电厂是电力物联网的升级，推荐智能电网设备、软硬件板块

刘博 (S0600518070002)

邮箱: liub@dwzq.com.cn

唐亚辉 (S0600520070005)

邮箱: tangyh@dwzq.com.cn

2023年3月20日

电网核心矛盾：尖峰负荷而非发电装机

为何我国约26亿千瓦的发电装机却无法解决约13亿的尖峰负荷缺电问题？随着新能源装机规模的提高，用电的核心矛盾也从发电装机转向尖峰负荷，重视解决解决尖峰负荷的核心技术的产业链发展机会。

复盘电网电源投资周期：2023-2025年电网大投资势在必行

(1) 复盘2009-2022年电源、电网投资完成额，在2011-2018年期间，电源投资、电网投资的增长具有一致性，而进入2019年，在碳中和的大背景下，我国电源侧新能源发电进入大投资阶段，2019-2022年期间风电光伏迎来了大发展，而电网投资尚未跟上，这也是2019年以来电荒现象频发的根本原因，因此我们预计为满足风电光伏的消纳，2023-2025年为电网大投资阶段。

(2) 复盘2009-2022年电网设备行业表现，电网设备板块在2010、2015、2022年超额收益显著，而电网投资增速也在2011年、2016年迎来增速高增，分别滞后超额收益一年，我们预计2023/2024年电网投资完成额复合增速超10%，因此我们预计2023年电网设备板块有望实现较可观超额收益。

经济性：虚拟电厂是解决电网负荷的最具经济性选项之一

根据国家电网的测算，通过火电厂实现电力系统削峰填谷，满足5%的峰值负荷需要投资4000亿，而通过虚拟电厂仅需投资500-600亿元，虚拟电厂的成本仅为火电厂的1/8-1/7。

虚拟电厂的核心是“聚合”和“通信”，重视电力物联网通信技术升级、软件云升级带来的投资机会

虚拟电厂是一种先进的区域性电能集中管理模式，功能在于聚合多分布式能源参与电力市场运行。虚拟电厂是利用物联网和先进通信技术，聚合分布式电源、储能、可调负荷等各类分布式资源形成的电源协调管理系统。

建议关注：国电南瑞、南网能源、威胜信息、东方电子、泽宇智能、安科瑞、国能日新等

风险提示：我国分布式光伏、配电网投资不及预期；我国电力现货市场交易进度不及预期；政策风险等



- **电网的核心矛盾：尖峰负荷而非发电装机**
- **复盘电网电源投资周期：2023-2025年电网大投资势在必行**
- **电力物联网：是虚拟电厂和能源互联网的基础**
- **标的：国电南瑞、南网能源、威胜信息、东方电子、泽宇智能、安科瑞**
- **风险提示**

电网核心矛盾：尖峰负荷而非发电装机

新型电力系统下：“源网荷储”的变化

电源侧：（1）稳定可控火电 \longrightarrow 不可控风电光伏；（2）风电光伏发展趋势：集中式 \longrightarrow 分布式；

关键技术：新能源功率预测、火电灵活性改造、绿氢发电

终端负荷侧：用能终端电气化、负荷多元化；

关键技术：需求侧响应、虚拟电厂等

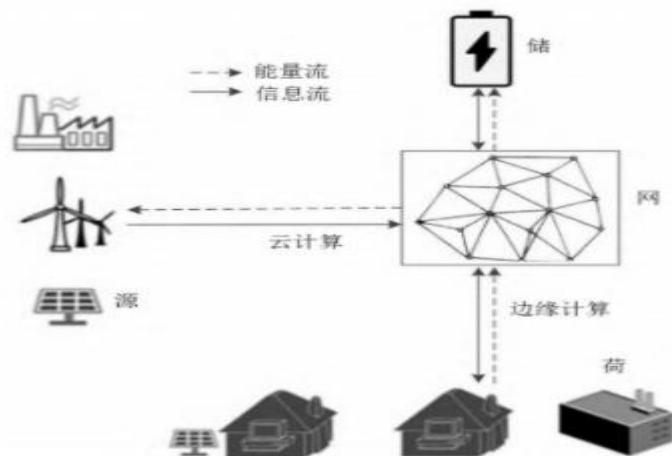
电网侧：（1）投资重点从输电网 \longrightarrow 配电网；（2）电网从“源随荷变” \longrightarrow “荷源协调”，对负荷侧的科学化管理（虚拟电厂）以及对终端能耗的节能控制（综合能源服务）是产业发展趋势；（3）随着“制造业的转移”以及第三世界国家的崛起，我国电网设备公司也乘着“一带一路”的东风，走出国门，国际化进程加快。

关键技术：特高压/高压级联、无功补偿、配电网智能化等

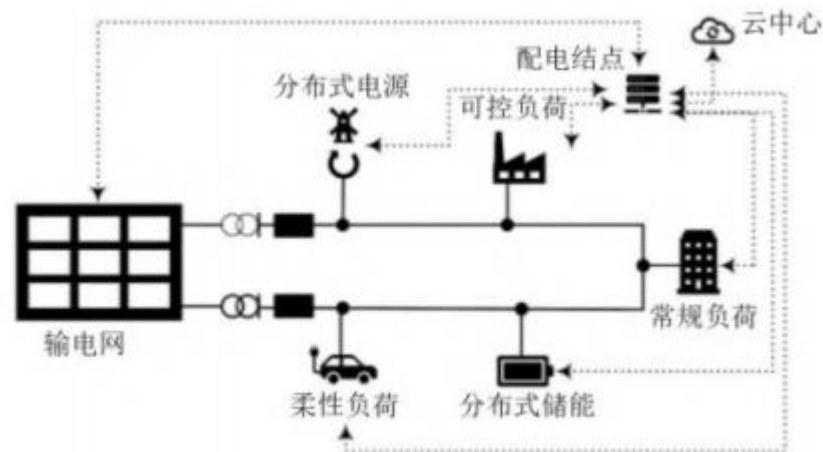
储能侧：以抽水蓄能为主体，电化学储能增速最快，其余新型储能萌发；

关键技术：电网侧抽水蓄能+电化学储能、工商业储能等

源网荷储一体化新型电力系统



新型电力系统的“源随荷动”

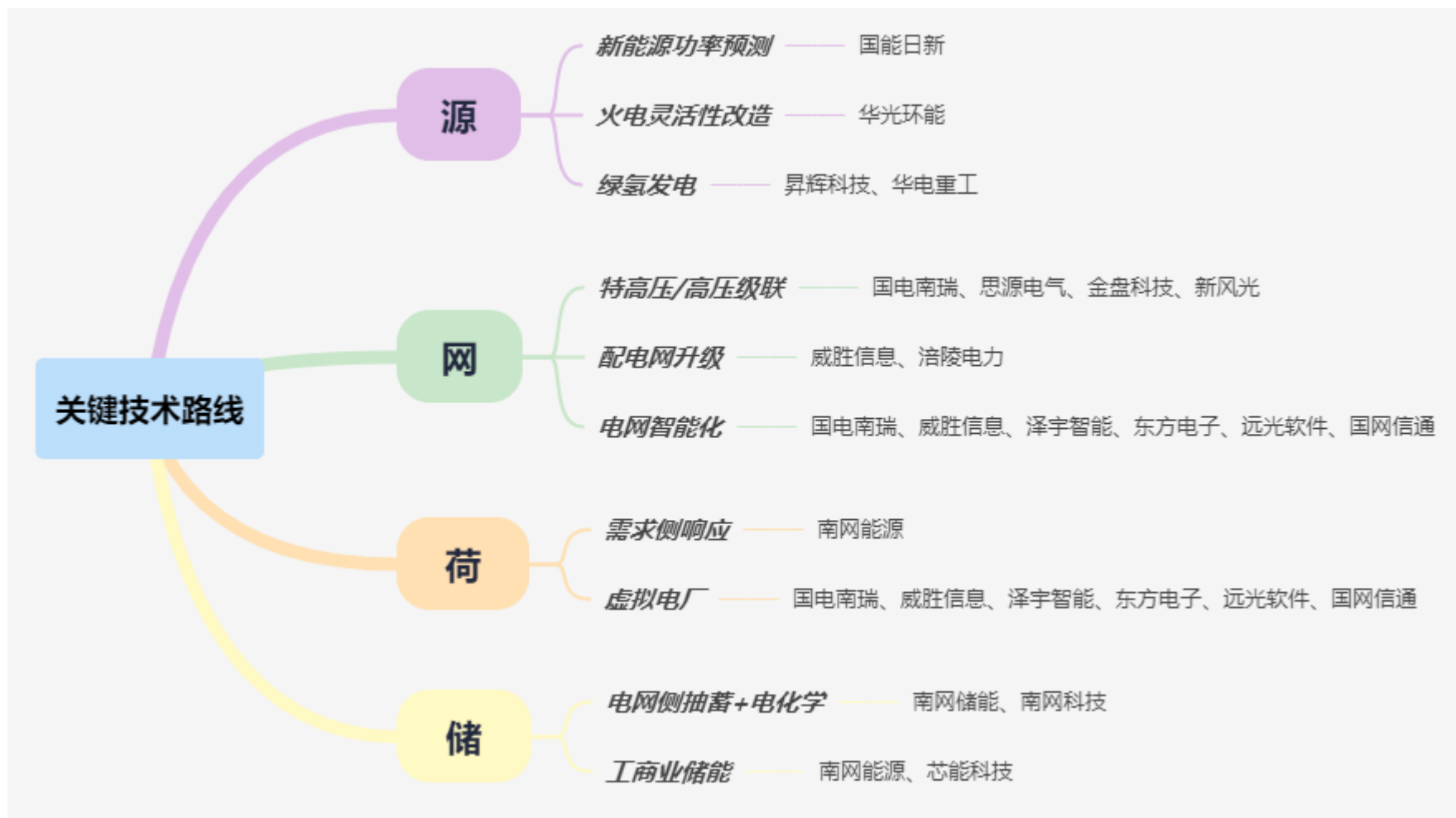


电网核心矛盾：尖峰负荷而非发电装机

为何我国约26亿千瓦的发电装机却无法解决约13亿的尖峰负荷缺电问题？随着新能源装机规模的提高，用电的核心矛盾也从发电装机转向尖峰负荷，重视解决解决尖峰负荷的核心技术的产业链发展机会。

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
发电装机容量 (万千瓦)	152526.58	165050.72	177708.46	190012.00	201006.00	220204.00	237692.00	256405.00	279456.31	300672.39	315784.67
yoy	11.32%	8.21%	7.67%	6.92%	5.79%	9.55%	7.94%	7.87%	8.99%	7.59%	5.03%
火电	100553.71	106094.41	110494.64	114408.00	118957.00	124624.00	129678.00	133239.00	140239.00	147239.00	150239.00
yoy	8.87%	5.51%	4.15%	3.54%	3.98%	4.76%	4.06%	2.75%	5.25%	4.99%	2.04%
占比	65.93%	64.28%	62.18%	60.21%	59.18%	56.59%	54.56%	51.96%	50.18%	48.97%	47.58%
当年新增	8191.10	5540.70	4400.23	3913.36	4549.00	5667.00	5054.00	3561.00	7000.00	7000.00	3000.00
风电	13075.19	14747.15	16325.20	18427.00	20915.00	28165.00	32848.00	36544.00	40544.00	43044.00	45544.00
yoy	35.40%	12.79%	10.70%	12.87%	13.50%	34.66%	16.63%	11.25%	10.95%	6.17%	5.81%
占比	8.57%	8.93%	9.19%	9.70%	10.41%	12.79%	13.82%	14.25%	14.51%	14.32%	14.42%
当年新增	3418.54	1671.96	1578.05	2101.80	2488.00	7250.00	4683.00	3696.00	4000.00	2500.00	2500.00
光伏	4218.00	7631.26	12941.54	17433.00	20418.00	25356.00	30656.00	39204.00	49204.00	58204.00	65204.00
yoy	69.66%	80.92%	69.59%	34.71%	17.12%	24.18%	20.90%	27.88%	25.51%	18.29%	12.03%
占比	2.77%	4.62%	7.28%	9.17%	10.16%	11.51%	12.90%	15.29%	17.61%	19.36%	20.65%
其中：集中式	3712.00	6710.00	10059.00	12384.00	14167.00	17288.00	19848.00	23442.00	27242.00	30122.00	32362.00
其中：分布式	606.00	921.26	2882.54	5049.00	6251.00	8068.00	10808.00	15762.00	21962.00	28082.00	32842.00
yoy		52.0%	212.9%	75.2%	23.8%	29.1%	34.0%	45.8%	39.3%	27.9%	17.0%
占比	14.4%	12.1%	22.3%	29.0%	30.6%	31.8%	35.3%	40.2%	44.6%	48.2%	50.4%
当年新增	1513.00	3413.26	5310.28	4491.46	2985.00	4938.00	5300.00	8741.00	10000.00	9000.00	7000.00
其中：集中式	1374.00	3031.00	3362.00	2330.00	1791.00	3268.00	2560.00	3629.00	3800.00	2880.00	2240.00
其中：分布式	139.00	382.26	1948.28	2161.46	1194.00	1670.00	2740.00	5112.00	6200.00	6120.00	4760.00
yoy		175.0%	409.7%	10.9%	-44.8%	39.9%	64.1%	86.6%	21.3%	-1.3%	-22.2%
占比		11.2%	36.7%	48.1%	40.0%	33.8%	51.7%	58.5%	62.0%	68.0%	68.0%
水电	31954.30	33207.05	34358.73	35259.00	35804.00	37028.00	39092.00	41350.00	43417.50	45588.38	47867.79
yoy	4.82%	3.92%	3.47%	2.62%	1.55%	3.42%	5.57%	5.78%	5.00%	5.00%	5.00%
占比	20.95%	20.12%	19.33%	18.56%	17.81%	16.82%	16.45%	16.13%	15.54%	15.16%	15.16%
其中：抽水蓄能	2303.00	2669.25	2869.25	2999.00	3029.00	3149.00	3757.00	4320.55	4968.63	5713.93	6571.02
yoy	4.16%	15.90%	7.49%	4.52%	1.00%	3.96%	19.31%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%
占比	1.51%	1.62%	1.61%	1.58%	1.51%	1.43%	1.58%	1.69%	1.78%	1.90%	2.08%
核电	2716.70	3364.22	3581.72	4466.00	4874.00	4989.00	5326.00	5553.00	5997.24	6536.99	6863.84
yoy	35.31%	23.83%	6.47%	24.69%	9.14%	2.36%	6.75%	4.26%	8.00%	9.00%	5.00%
占比	1.78%	2.04%	2.02%	2.35%	2.42%	2.27%	2.24%	2.17%	2.15%	2.17%	2.17%

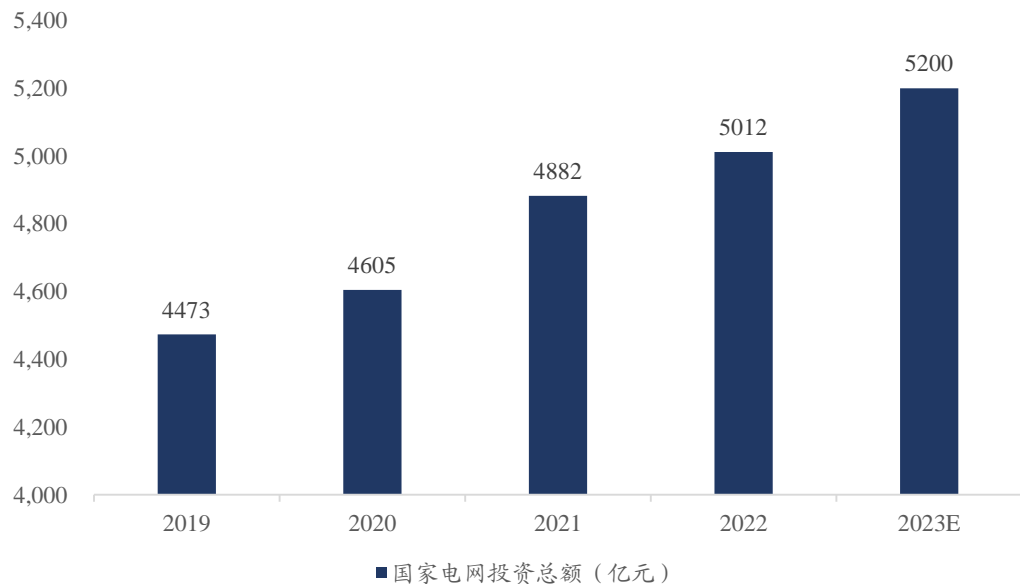
尖端负荷核心技术：新能源功率预测、高压级联、电网智能化、虚拟电厂、电网侧储能、工商业储能等



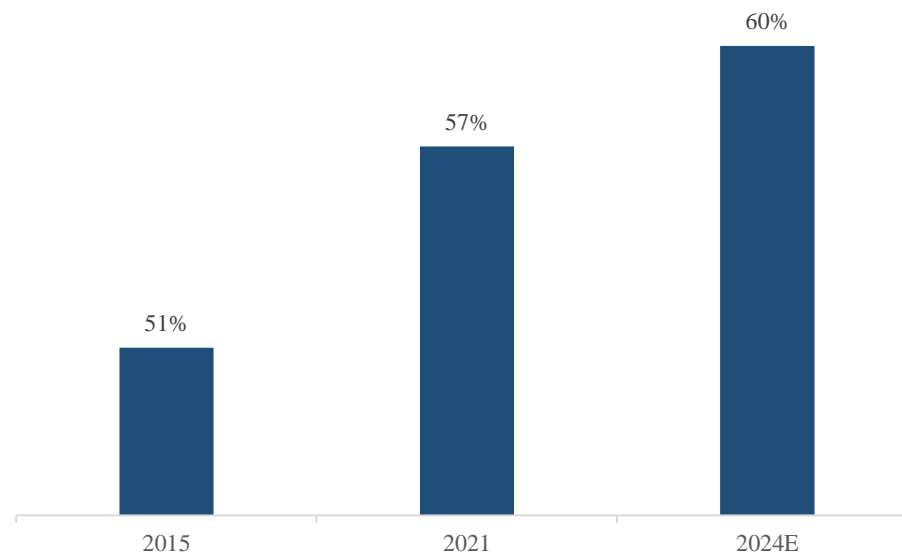
电网发展四大趋势之一：配电网智能化趋势

电网投资重点从输电网走向配电网，重视配电网智能化产业链发展机会。2019-2022年国家电网实现投资总额4473亿元、4605亿元、4882亿元、5012亿元，1月11日国家电网董事长辛保安在接受采访时表示2023年将继续加大电网投资，预计投资超5200亿元，再创历史新高，而电网投资结构性特征突出，根据中电联数据，我国配电网的投资占比从2015年的51%提升至2021年57%，我们预计十四五配电网投资占比有望突破60%，年均投资额有望超3500亿；配电网板块尤其重视提高配电网的自动化、智能化水平；电网信息化投资占比有望提升至10%+，年均投资额有望突破600亿元。随着配电网智能化水平的提高，二次设备以及一二次融合设备（环网柜、负荷开关等）投资比例也将显著提高。

2023年国家电网预计投资额超5200亿元，再创历史新高



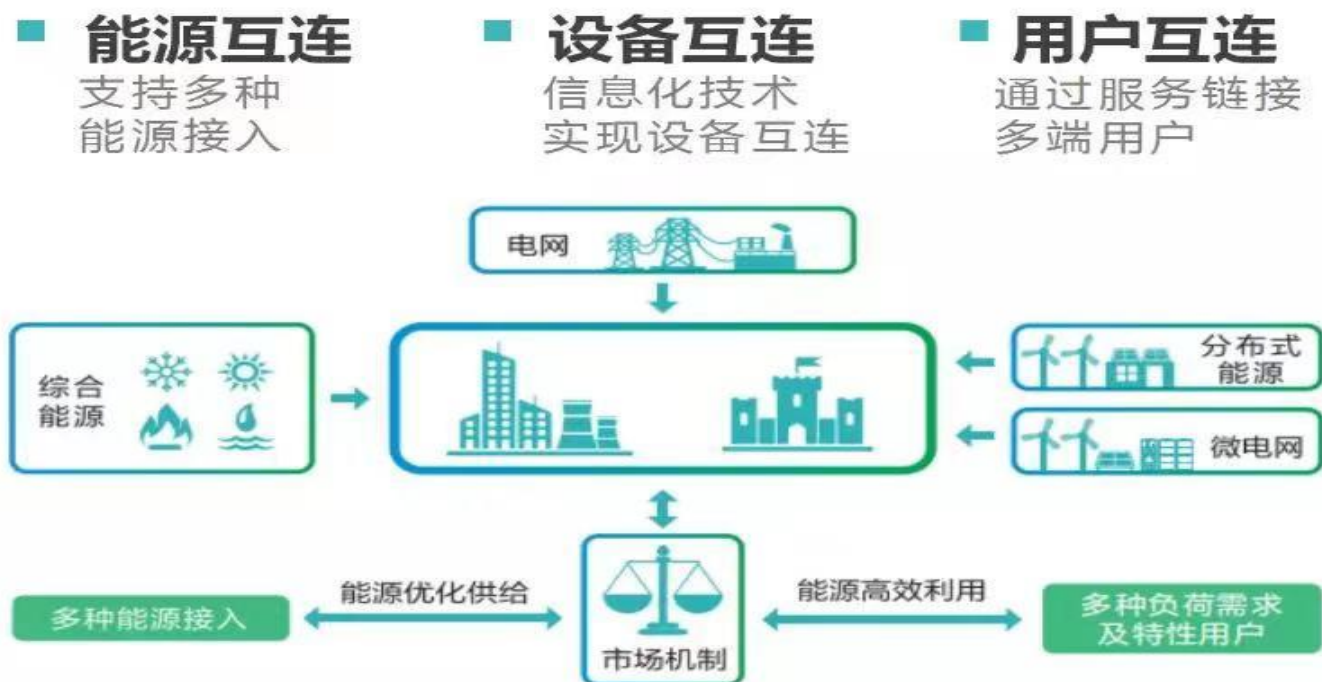
我们预计2024年配电网投资占比有望突破60%



电网发展四大趋势之二：“源随荷变” 转向 “荷源协调”

“源随荷变” 转向 “荷源协调”，重视综合能源服务产业链机会。电网从“源随荷变”转向“荷源协调”，对负荷侧的科学化管理（虚拟电厂）以及对终端能耗的节能控制（综合能源服务）是产业发展趋势；在云技术、AI技术、物联网技术的赋能下，综合能源服务的发展进入产销一体化阶段，利用分级分布式计算实现单园区多能综合用能最优，AI技术实现多能负荷预测、多样发电预算、多目标寻优（用能成本+能源利用效率），利用工业物联网技术实现能源、碳、设备、环境、温控等统一检测控制。

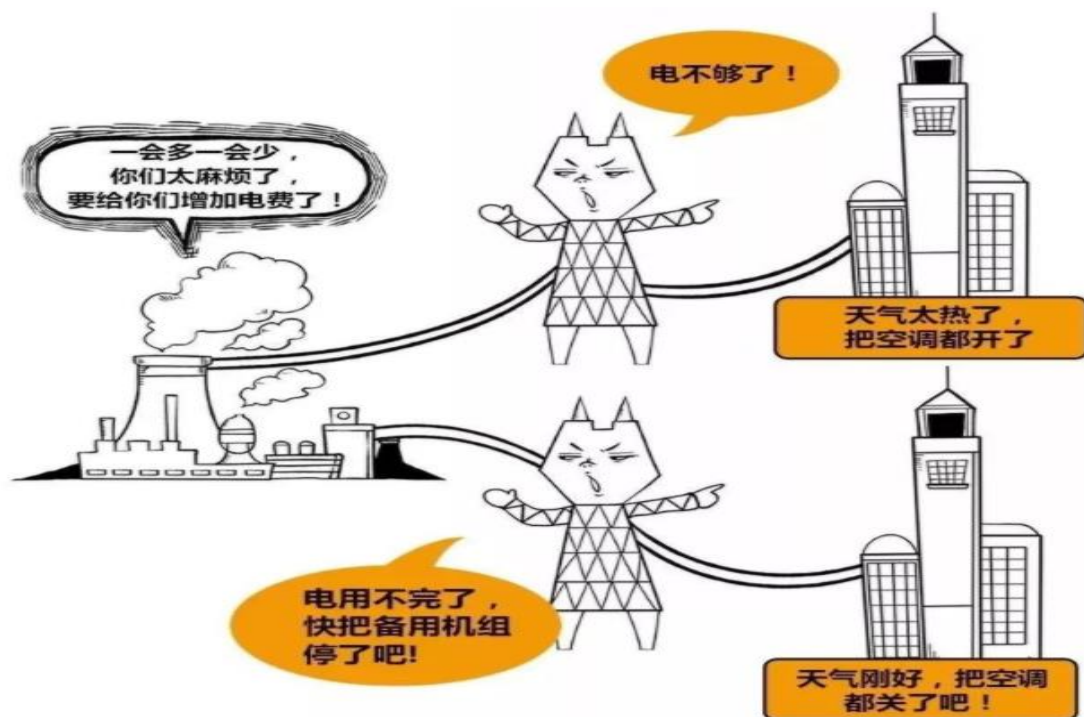
综合能源服务是实现能源互联、设备互联、用户互联的必要手段



电网发展四大趋势之三：电网数字化趋势

电网数字化进程进入智慧化阶段，重视虚拟电厂产业链机会。虚拟电厂的提出主要为了整合各种分布式能源和可控负荷及储能装置等，通过分布式电力管理系统将电网中分布式电源、可控负荷和储能装置聚合成一个虚拟的可控集合体，参与电网的运行和调度，协调智能电网和分布式电源间的矛盾，充分挖掘分布式能源为电网和用户所带来的效益。虚拟电厂不是传统意义上的发电厂，而是相当于一个电力“智能管家”。在光伏等分布式能源有间歇性时，通过储能装置把它们组织起来，形成稳定、可控的“大电厂”，处理虚拟电网与大电网的关系。

没有虚拟电厂电厂需留足备用容量



有了虚拟电厂后，虚拟电厂参与负荷和分布式发电的调节



电网发展四大趋势之四：电网设备国际化趋势

我国电网设备公司国际化进程加速，重视电网设备国际化产业链机会。随着“制造业的转移”以及第三世界国家的崛起，我国电网设备公司也乘着“一带一路”的东风，走出国门，国际化进程加快。截至2021年，国家电网境外资产达3200亿元，承接巴西、巴基斯坦、埃及、埃塞俄比亚、波兰等国家级重点骨干电网项目，累计合同额超过480亿美元，带动254亿元中国电工装备及服务走出国门。电网投资运营海外资产，有利于带动国内电力、石化、通信等装备制造和工程承包企业实现国际化发展，促进中国制造产能海外转移，保持中国制造全球地位有重要意义。

国家电网顺应“一带一路”产业趋势，加码出海投资

服务“一带一路”建设



中巴经济走廊标志性工程——巴基斯坦数字直流输电工程投入商业运营，正式接管运营智利 CGE 输配电网公司

成功中标巴西输电特许权、地方输电网股权私有化项目

完成全球单次部署规模最大的智能电表项目——沙特 500 万只智能电表安装项目

积极参与全球能源治理，与国际可再生能源署成功举办 2021 能源电力转型国际论坛

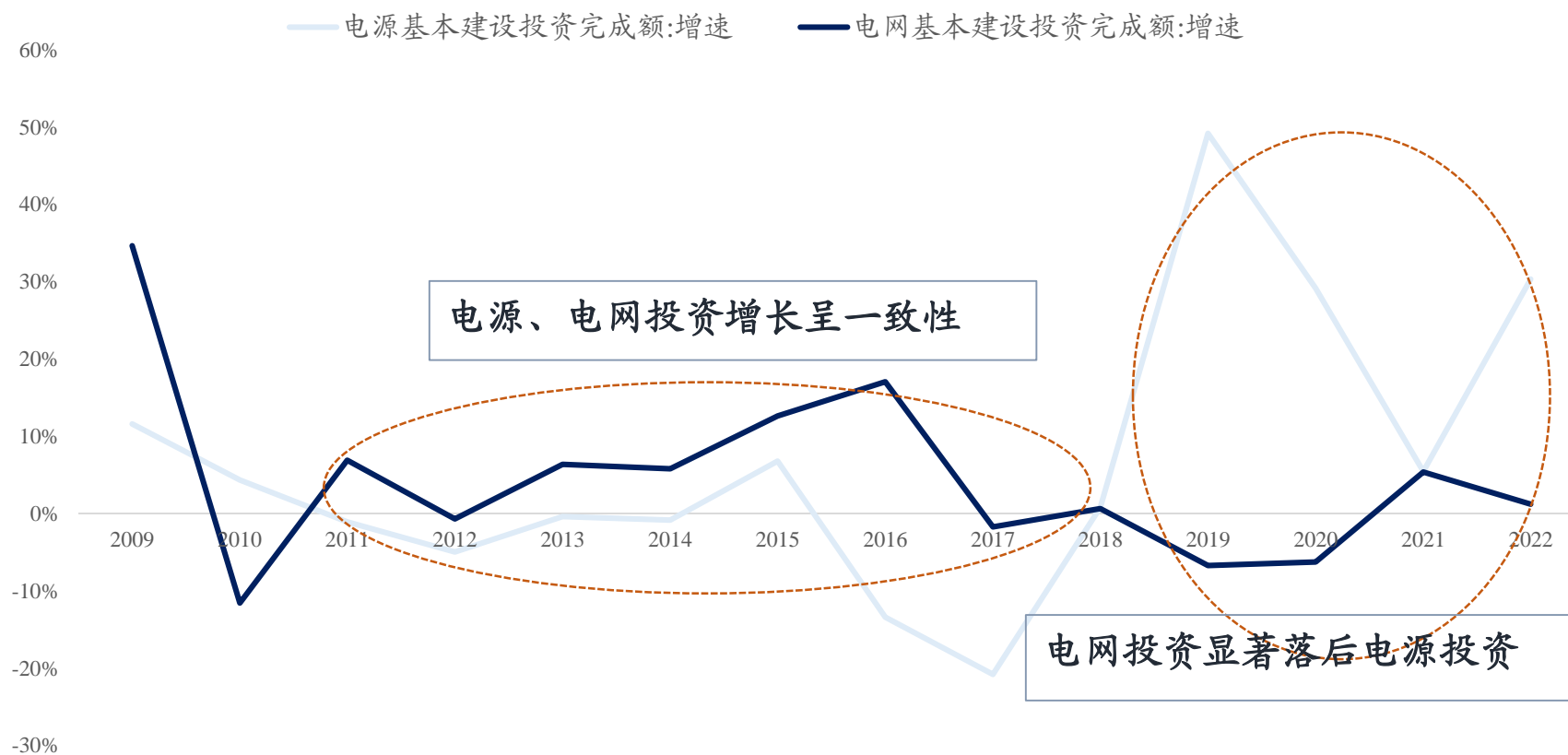
严格做好境外疫情防控，建立“四位一体”（监测、预警、防控、救治）境外医疗保障体系

- 成功投资运营
 - 10** 个国家和地区
 - 14** 个骨干能源网项目
- 境外资产
 - 3200** 亿元
 - 保持稳健运营项目 **14** 个
- 与周边国家建成跨国输电线路
 - 10** 条
 - 累计交易电量超过 **360** 亿千瓦时
- 承建巴西、巴基斯坦、埃及、埃塞俄比亚、波兰等国家级重点骨干电网项目
 - 累计合同额超过 **480** 亿美元
 - 带动 **254** 亿元中国电工装备及服务“走出去”

复盘电网电源投资周期：2023-2025年电网大投资势在必行

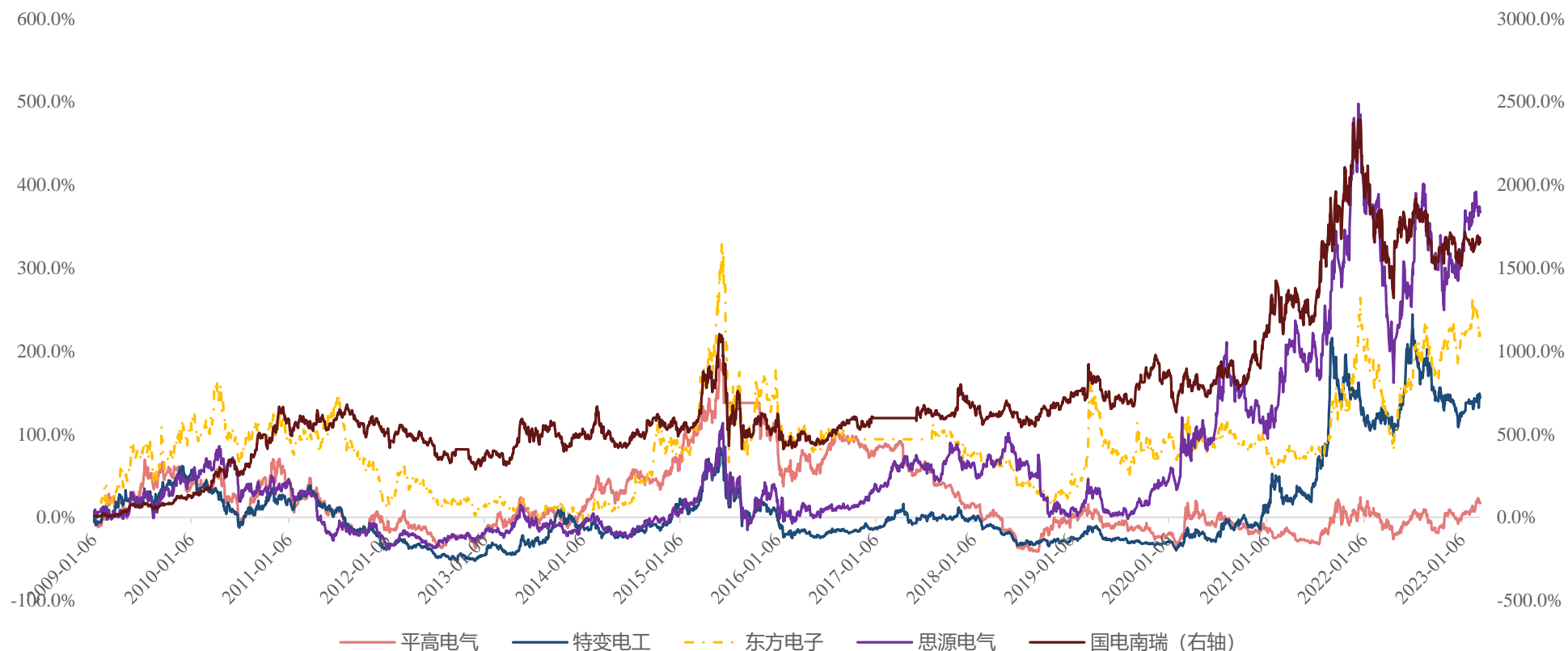
复盘电网电源投资周期：2023-2025年电网大投资势在必行

复盘2009-2022年电源、电网投资完成额，在2011-2018年期间，电源投资、电网投资的增长具有一致性，而进入2019年，在碳中和的大背景下，我国电源侧新能源发电进入大投资阶段，2019-2022年期间风电光伏迎来了大发展，而电网投资尚未跟上，这也是2019年以来电荒现象频发的根本原因，因此我们预计为满足风电光伏的消纳，2023-2025年为电网大投资阶段。



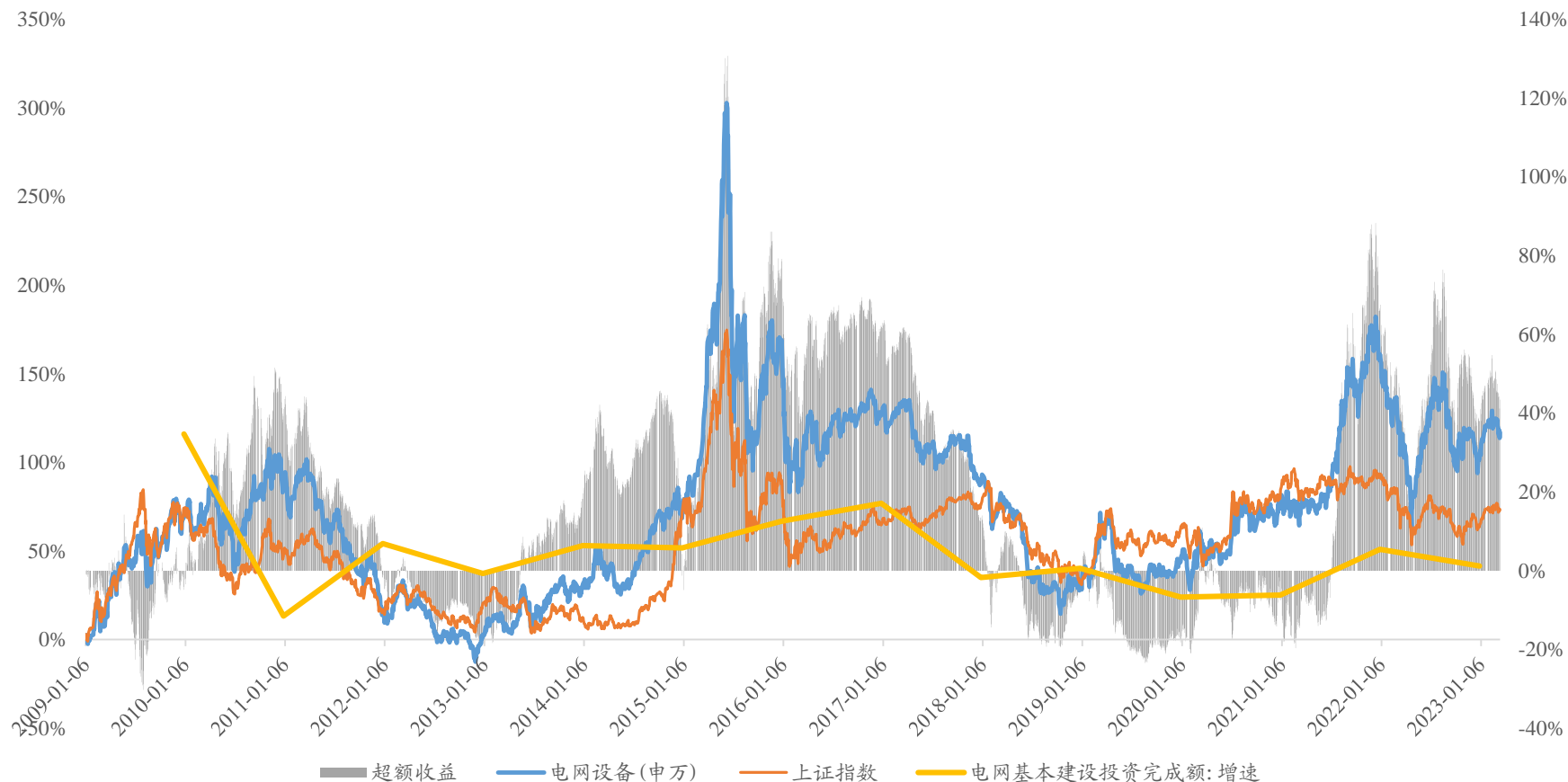
复盘电网设备公司：行业贝塔行情显著

复盘2009-2022年核心电力设备公司的股价表现，国电南瑞作为板块市值最大公司，自2009年以来累计收益达到1653%，显著跑赢板块；而平高电气、特变电工、东方电子、思源电气分别收获17%、144%、215%、367%的累计收益。总体来看，电网设备板块表现呈现贝塔效应，而电网设备中智能信息化硬件设备公司有望跑赢板块，建议关注国电南瑞、东方电子、思源电气。



复盘电网设备板块：2010、2015、2022年超额收益显著

复盘2009-2022年电网设备行业表现，电网设备板块在2010、2015、2022年超额收益显著，而电网投资增速也在2011年、2016年迎来增速高增，分别滞后超额收益一年，我们预计2023/2024年电网投资完成额复合增速超10%，因此我们预计2023年电网设备板块有望实现较可观超额收益。



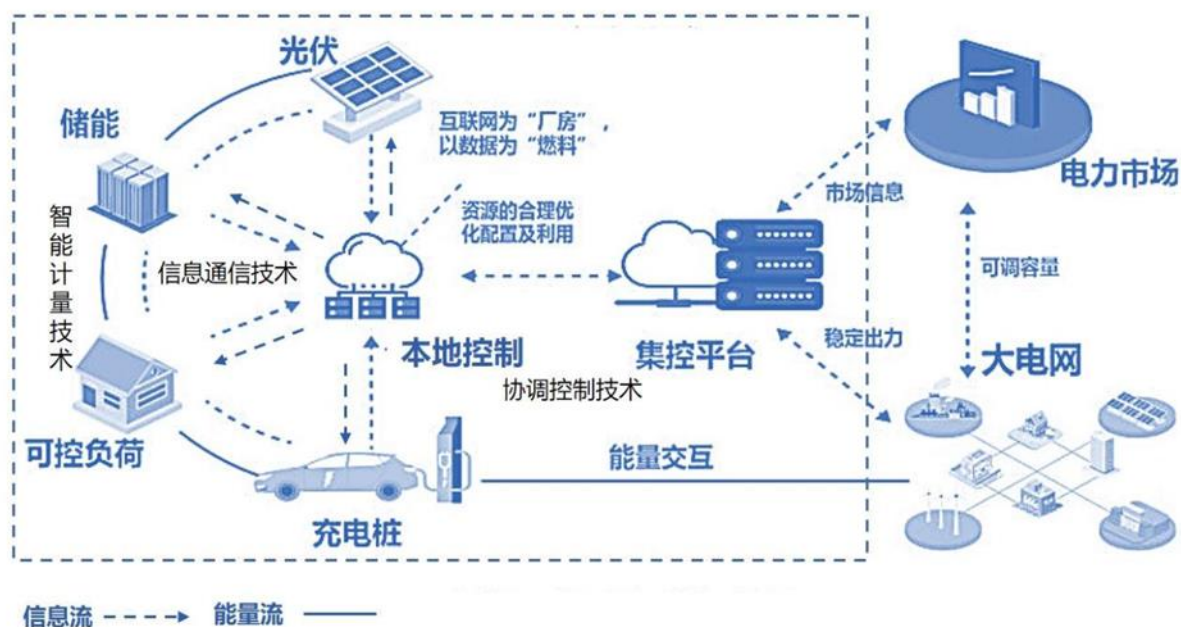
电力物联网：是虚拟电厂和能源互联网的基础

虚拟电厂是建立在电力物联网之上的调度管理

虚拟电厂 (VPP, virtual power plant) 本质上是将分布式电源 (发电)、可控负荷 (用电)、储能等利用计算机通信网络技术将其聚合成一个虚拟的集中式电厂，来为电网提供需求侧响应的“虚拟集中式电厂”，它不同于微电网，虚拟电厂参与的需求侧响应打破了空间的束缚，通过集控平台进行调节响应。举例来说，上海分布式光伏电厂可以与江苏的可控负荷组成虚拟电厂，参与华东地区的辅助市场交易。

虚拟电厂的核心是“聚合”和“通信”，重视电力物联网通信技术升级、软件云升级带来的投资机会。虚拟电厂是一种先进的区域性电能集中管理模式，功能在于聚合多分布式能源参与电力市场运行。虚拟电厂是利用物联网和先进通信技术，聚合分布式电源、储能、可调负荷等各类分布式资源形成的电源协调管理系统。

虚拟电厂运营模式



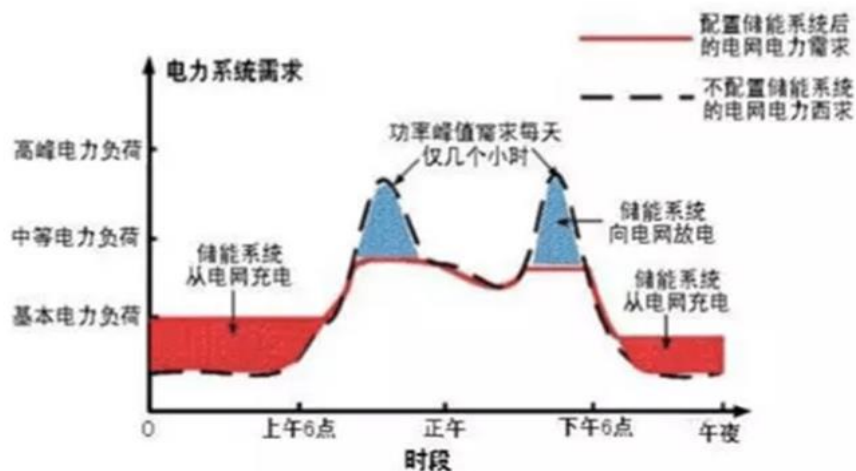
储能+虚拟电厂均是新能源发电大发展中电网调峰调频的有效途径

为什么要大力发展储能+虚拟电厂？

(1) 新型电力系统建设中，风电、光伏的新型发电对电网造成了巨大的冲击。电这种资源具有瞬时性，发电、供电、用电在同一时间内完成，而风电光伏的发电高峰与我们的用电高峰是不匹配的，近两年频发的电荒事件有很大程度是由于新能源发电和用电的供需错配，而不是发电量的绝对量，我们能够即使响应的稳定能源是不足的。因此在风电光伏大发展的过程中，用电发电的供需矛盾、电网的调峰调频问题也会愈发严峻。

(2) 储能和虚拟电厂均是解决电网调峰调频的重要方式。从2020年习总书记在联合国大会上提出“碳中和”发展目标，2021年以来发电侧的风电、光伏发电迎来了高速发展，进入2022年，储能变得愈发重要。不管是发电侧的电化学储能、火电的灵活性改造，还是电网侧的抽水蓄能，用电侧的需求侧响应，到虚拟电厂，都是在解决新能源上网对电网造成的巨大负荷，为电网调峰调频的有效途径，虚拟电厂是储能的重要补充。

配置储能系统可以大大减弱电网系统的冲击



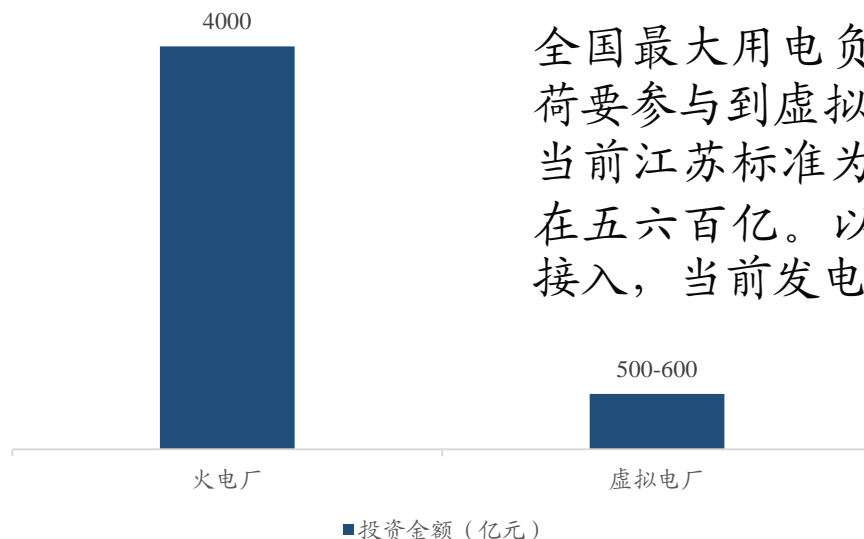
经济性：虚拟电厂是解决电网负荷的最具经济性选项之一

根据国家电网的测算，通过火电厂实现电力系统削峰填谷，满足5%的峰值负荷需要投资4000亿，而通过虚拟电厂仅需投资500-600亿元，虚拟电厂的成本仅为火电厂的1/8-1/7。

在电力市场运营方面，参与的市场交易类型与火电厂相同，在资源分布特点与促进分布式能源并网消纳方面，与微电网相似，但在环境保护、系统结构、功能特点等方式具有根本区别。

虚拟电厂与火电厂、微电网相比，是一种通过市场机制聚集分布式发电、柔性负荷、储能等分布式能源参与电力市场运行的运营机制，提升虚拟电厂及参与虚拟电厂各成员的整体收益，提高可再生能源的市场参与积极性与系统运行友好型，促进电力系统实现低碳、高效的多赢市场化运营。参与虚拟电厂的各成员灵活性、参与性强。具体来看，虚拟电厂相比火电厂与微电网，在低碳运行、物理结构以及控制模式3个方面存在差异。

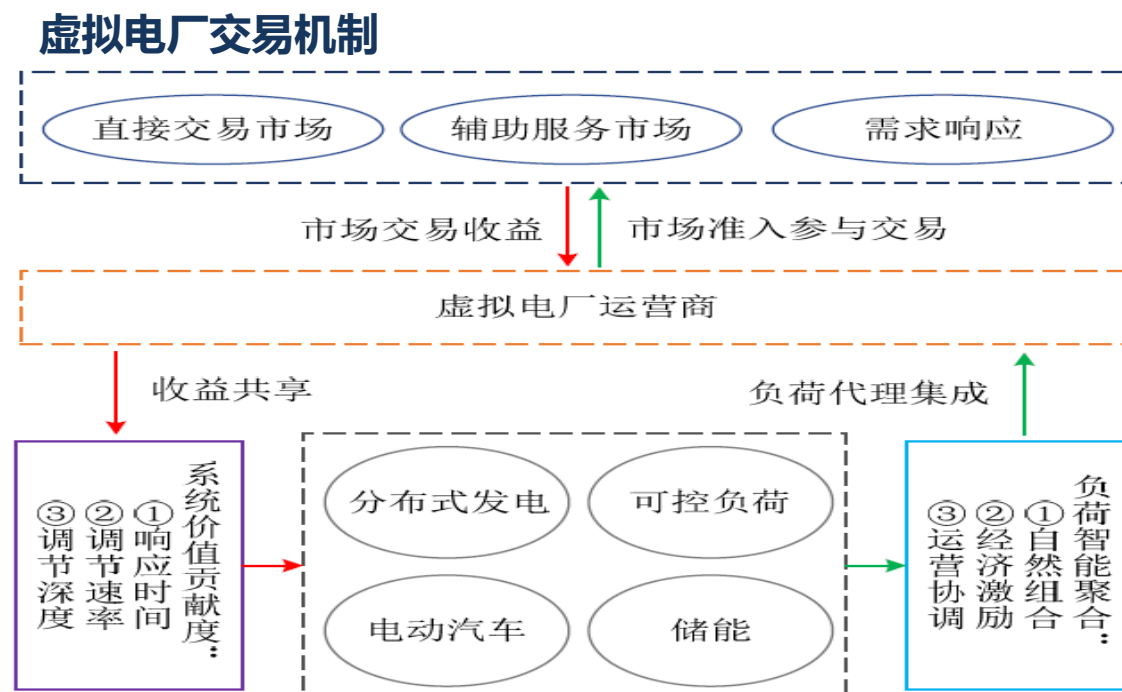
满足5%峰值负荷的虚拟电厂投资仅为火电的1/8-1/7



全国最大用电负荷是12亿千瓦，预计到2025年至少5%的负荷要参与到虚拟电厂中来，大概是0.61亿千瓦，每千瓦按照当前江苏标准为10元，每年假设100h，负荷端每年的市场在五六百亿。以上算法仅考虑了负荷端，未考虑发电端的接入，当前发电端盈利模型尚不成熟。

虚拟电厂类型

虚拟电厂主要分为三大类：**负荷型虚拟电厂**、**电源侧虚拟电厂**和**源网荷储一体化虚拟电厂**。（1）**负荷型**：虚拟电厂运营商聚合其绑定的具备负荷调节能力的市场化电力用户（包括电动车、可调节负荷、可中断负荷等）作为一个整体（呈现为负荷状态）组建成虚拟电厂，对外提供负荷侧灵活响应。（2）**电源侧虚拟电厂**：顾名思义，在分布式电源发电侧建立虚拟电厂。（3）**源网荷储一体化虚拟电厂**：集合发电电源和负荷用电用户，作为集中式电厂，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。当前我国虚拟电厂试点的多为负荷型虚拟电厂，冀北试点的虚拟电厂为国内鲜有的源网荷储一体化虚拟电厂试点。



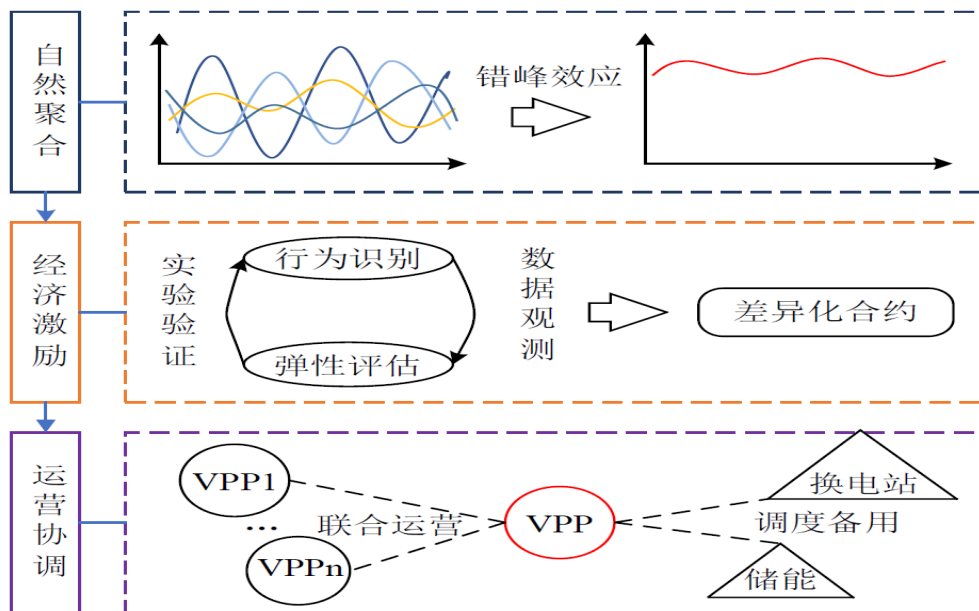
虚拟电厂的作用：削峰填谷、减轻日益增加的电网负荷

(1) 电网侧：为电网提供削峰填谷、减轻电网负荷。碳中和的大背景下，随着风电和光伏的大量接入、电力电子设备增加、对电力系统的平衡调节造成了巨大压力，将需求侧分散资源聚沙成塔，发展虚拟电厂，与电网进行灵活、精准、智能化互动响应，有助于平抑电网峰谷差，提升电网安全保障水平。

(2) 用户侧：降低用户侧用能成本。从江苏等地试点看，参与虚拟电厂后用户用能效率大幅提升，在降低电费的同时，还可以获取需求响应收益。如江苏南京试点项目平均提升用户能效20%；无锡试点项目提高园区整体综合能源利用率约3个百分点，降低用能成本2%，年收益约300万元。

(3) 发电侧：促进新能源消纳。部分时段部分地区的弃风弃光现象仍比较严重，发展虚拟电厂，将大大提升系统调节能力，降低“三弃”电量。

虚拟电厂调度优化机理



发展现状：我国虚拟电厂尚处在发展早期，商业模式尚不健全

我国虚拟电厂尚处于早期试点阶段，各地积极开展虚拟电厂试点，江苏、浙江、上海、冀北等地均出现了大型的虚拟电厂试点。2022年6月23日，山西省能源局发布《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》，地方权威性纲领陆续出台。方案指出，按照虚拟电厂聚合优化的资源类别不同，将虚拟电厂分为两类：负荷类虚拟电厂和源网荷储一体化虚拟电厂。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；一体化虚拟电厂的运营商是一体化项目主体或授权代理商，并具有山西电力市场售电资格。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，一体化虚拟电厂参与现货及辅助服务市场。虚拟电厂参与现货市场时，仅参与日前现货市场，实时现货市场种作为固定出力机组参与出清，待条件具备后，再参与实时现货市场。聚合对象包括电源、负荷、储能三类资源；调节容量初期不低于20MW，且不低于最大用电负荷的10%，后期视虚拟电厂发展情况滚动修正；响应时长：具备按照调节容量要求持续参与响应不小于2小时的能力。

我国虚拟电厂实践案例

地区	主要场景	试点项目	主要响应资源	特点
江苏	需求响应、新能源消纳等	大规模源网荷友好互动系统、大规模源网荷示范工程	可中断/可调节负荷	源网荷控制系统、国内规模最大
浙江	需求响应、削峰填谷等	丽水虚拟电厂、宁海虚拟电厂试点项目、宁波离网光储系统式虚拟电厂等	储能设施、充电桩、居民、楼宇等	国内单次响应体量最大
上海	商业楼宇能源管理、削峰填谷等	城区（黄浦）商业建筑需求侧管理示范项目、虚拟电厂运营项目试点等	工商业负荷、储能等	以商业楼宇为主的虚拟电厂体系
冀北	新能源消纳、广域需求响应等	冀北泛在电力物联网虚拟电厂示范工程等	光伏、电采暖等	多主体参与

商业模式：各地试点出台，缺乏顶层设计

一体化的虚拟电厂依托分散式电源、分散式负荷和成熟的电力现货市场。当前我国试点的虚拟电厂多为负荷类虚拟电厂，分散式电源的上网仍严重不足，本质原因在于（1）地方的配电网建设尚不健全，（2）市场化的电力交易机制尚不健全，虚拟电厂的盈利性受到限制。

当前我国的虚拟电厂多为负荷型虚拟电厂，分散式电源参与虚拟电厂的比例鲜有，一个本质的原因在于配电网成熟程度较低，而分布式电源的接入是必然趋势，因此十四五配电网的投资有望大超市场预期；参考德国美国的虚拟电厂大发展，本质上基于成熟的电力现货市场为虚拟电厂的商业模式提供了盈利性。

广东市场化需求响应交易品种



商业模式：各地试点出台，缺乏顶层设计

广东市场化需求响应包括日前邀约需求响应、可中断负荷交易和直控型可调节负荷竞争性配置交易。日前邀约需求侧响应价格上下限为3500元/MWh和70MWh；可中断负荷交易调用价格为5000元/MWh和70元/MWh；直控型可调节负荷竞争性配置交易价格上下限为25-40元/KW/月和0元/KW/月。

2月10日，广东广州市工信厅公开征求《广州市虚拟电厂实施细则（征求意见稿）》的意见和建议，其中提出目标是引导用户通过开展需求响应，实现削峰填谷，逐步形成约占我市统调最高负荷3%左右的需求响应能力。电力用户、负荷聚合商可申请参与需求响应，需求响应分为邀约、实时两种类型，补贴费用 = 有效响应电量 × 补贴标准 × 响应系数，削峰补贴最高5元 / 度，填谷补贴最高2元 / 度。

广东市场化需求响应电价补贴标准

序号	响应类型	提前通知时间	补贴标准 (元/千瓦时)	响应系数
1	邀约削峰响应	提前1天	0-5	1
2		>4小时		1.5
3	实时削峰响应	——		3
4	邀约填谷响应	提前1天	0-2	1
5		>4小时		1.5
6	实时填谷响应	——		3

海外对比：虚拟电厂依托发电分散式+配电网大投资+电力现货市场

为什么海外特别是德国、美国虚拟电厂大发展？为什么我国现存试点的虚拟电厂多为负荷侧虚拟电厂而非一体化虚拟电厂？

(1) 参考德国、美国虚拟电厂的快速发展，欧美国家的电价均为较为市场化的电价制度，为工商业用户对分布式、户用储能以及虚拟电厂的发展提供了经济性；

(2) 随着国内集中式绿电的资源开发趋于成熟，分布式的资源开发也将进入加速阶段。当前我国的虚拟电厂试点多为负荷侧虚拟电网，分布式电源接入非常少，一个本质的原因在于我国的配电网建设还不够完善。

因此，成熟的电力现货市场为虚拟电厂的商业模式提供经济性、分布式电源+配电网的大发展为虚拟电厂的发展提供必要性。

	美国加州	德国
建设背景	净负荷呈现高爬坡率与过发电	推动清洁能源市场机制
市场机制基础	较为成熟的需求响应市场机制	能量市场与辅助服务市场解耦
虚拟电厂资源特点	以负荷侧灵活性资源、分布式储能为主	资源多样，存在许多独立的VPP运营商
创新市场机制	需求响应资源市场机制、分布式能源供应商市场机制	缩短调频备用服务招标周期与服务时间降低最小竞标容量要求
市场组成	日前、实时能量市场与日前、实时旋转备用/非旋转备用市场	FCR、aFRR、mFRR
市场准入	容量最低准入门槛，PDR需位于同一子负荷区域，DERP存在聚合容量上限	满足调频备用服务参数，完成资格预审测试
报价出清	通过SC报价与结算，响应偏差超过10%予以惩罚，投标信息包括分配因子	在招标平台上申报容量与价格
结算	根据边际出清价格，备用市场以中标容量与调用电量两部分结算	FCR以边际出清价格对中标容量结算；FRR根据报价对中标容量与调用电量结算

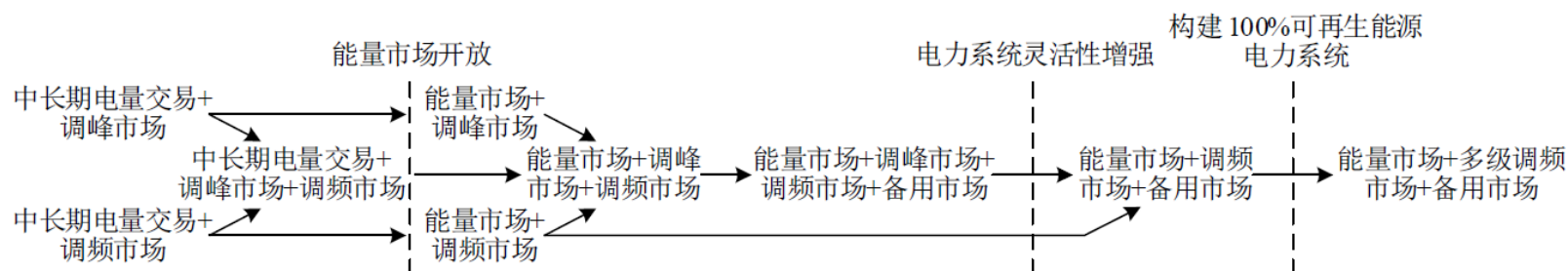
欧洲最大虚拟电厂Next Kraftwerke经验

Next Kraftwerke 的成功基于德国市场化的电价交易机制，为虚拟电厂的盈利提供了非常好的商业模式。

Next Kraftwerke是德国一家大型虚拟电厂运营商，也是欧洲最大的虚拟电厂运营商。它创立于2009年，是欧洲电力交易市场(EPEX)认证的能源交易商，在EPEX SPOT和EEX等欧洲交易所可以参与能源的现货市场交易，在七个欧洲输电系统运营商（Transmission System Operator）TSO 地区提供平衡服务。Next Kraftwerke 通过中央控制系统的M2M实时通信，将来自沼气、风能、太阳能、垃圾等可再生能源与商业和工业电力用户以及储能系统汇集在一起。截至2020年6月，Next Kraftwerke已有9516个聚合单元，8179兆瓦联网装机容量，627.7百万欧元营业额，15.1T瓦时能源交易量。

德国虚拟电厂已大范围商业化，主要应用场景为通过电力市场的灵活电价，引导电厂管辖内系统优化发用电成本，优化交易收益。已形成了完整的市场生态链和商业模式，并已经历了第一轮市场整合。德国虚拟电厂配套的上中下游产品已逐渐完备，虚拟电厂除直接参与电力市场进行交易之外，溢价部分与客户分成参与电网系统辅助服务（二次、三次调频）来收取服务佣金，与此同时：针对城市供电公司、大型工业用户、部分针对小用户的都有相应的售电套餐。

适合我国的电力市场发展方式



标的：国电南瑞、南网能源、威胜信息、东方电子、泽宇智能、安科瑞

公司	总市值 (亿元)	主要业务
电网自动化智能化		
国电南瑞	1800	电力自动化软硬件开发系统集成商
思源电气	339	输配电设备行业内少数几家具备一次设备、二次设备研发生产能力厂家之一。
泽宇智能	73	智能电网网络集成、应用集成。
东方电子	111	参与多个城市级虚拟电厂、负荷聚合商级虚拟电厂、园区级虚拟电厂。
远光软件	113	背靠国家电网，电力信息化软件龙头。
国网信通	200	背靠国家电网，致力于云网融合的电力数字化服务。
发电侧功率预测		
国能日新	59	发电侧功率预测行业龙头，稀缺新能源SaaS。
用电端负荷管理、综合能源服务		
安科瑞	82	企业用电管理系统。
南网能源	295	背靠南方电网，工商业屋顶光伏+综合能源服务。
朗新科技	331	用电端信息化提取龙头，已成功打通充电桩信息化。

- 1.我国分布式光伏、配电网投资不及预期的风险。分布式和配电网是虚拟电厂发展的基础，若两者发展不及预期或对虚拟电厂发展带来不利影响。
2. 我国电力现货市场交易进度不及预期的风险。电力现货交易是虚拟电厂获益的重要途径，若电力现货市场推进进度不及预期将对行业带来不利影响。
3. 政策风险。电力市场受到政策的影响较大，若政策支持不及预期，将对虚拟电厂发展带来不利影响。

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发、转载，需征得东吴证券研究所同意，并注明出处为东吴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于5%与15%之间；

中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于-5%与5%之间；

减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于大盘5%以上；

中性：预期未来6个月内，行业指数相对大盘-5%与5%；

减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于大盘5%以上。

东吴证券研究所

苏州工业园区星阳街5号

邮政编码：215021

传真：(0512) 62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

东吴证券 财富家园