

新型电力系统独立储能电站研究

王亮

河北能源工程设计有限公司, 河北 石家庄 050031

[摘要]近年来, 以风力发电和光伏发电为代表的新能源存在出力不稳定的缺点, 储能技术的发展可用来调节电力的供需平衡。但传统储能分散布置存在单体容量小、运维检修不方便、调度管理难度大等问题, 同时难以发挥储能在用电保障、源网协调运行和综合效率提升等方面的作用。文中提出一种将分散布置的储能集中布置, 同时将跟网型储能和构网型储能相融合的新型独立储能电站, 并结合当地政策对收益分析进行探讨, 以期给同类项目实践提供参考。

[关键词]新能源; 储能技术; 构网型储能; 收益分析

DOI: 10.33142/hst.v8i6.16918

中图分类号: TM732

文献标识码: A

Research on Independent Energy Storage Stations for New Power Systems

WANG Liang

Hebei Energy Engineering Design Co., Ltd., Shijiazhuang, Hebei, 050031, China

Abstract: In recent years, new energy sources such as wind power and photovoltaic power have the disadvantage of unstable output. The development of energy storage technology can be used to regulate the supply-demand balance of electricity. However, the traditional decentralized arrangement of energy storage has problems such as small individual capacity, inconvenient operation and maintenance, and difficult scheduling and management. At the same time, it is difficult to fully utilize the role of energy storage in electricity security, coordinated operation of the source network, and overall efficiency improvement. The article proposes a new type of independent energy storage power station that integrates decentralized energy storage with grid type energy storage and grid type energy storage, and discusses the benefit analysis in conjunction with local policies, in order to provide reference for similar project practices.

Keywords: new energy; energy storage technology; grid based energy storage; profit analysis

引言

在全球能源结构加速向清洁化、低碳化转型的背景下, 以风能、太阳能为代表的可再生能源大规模并网, 对电力系统的灵活性、稳定性和调节能力提出了更高要求。然而, 可再生能源固有的间歇性与波动性, 叠加电力供需时空错配的挑战, 使得传统电力系统面临调峰压力增大、弃风弃光现象频发、电网安全风险上升等问题。在此背景下, 储能技术作为支撑新型电力系统的关键基础设施, 正从“配套角色”向“独立主体”演进。建设以新能源为主体的新型电力系统, 成为推动电力清洁低碳发展的必然选择。

《国家发展改革国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》中指出, 发展新型储能能够提升能源电力系统调节能力和综合效率, 在推动能源领域碳达峰、碳中和过程中发挥显著作用。因地制宜发展电源侧新型储能, 有利于提升电网安全稳定运行水平, 增强电网薄弱地区的供电保障能力。

传统跟网型储能通过跟踪电网电压与频率实现功率调节, 但在高比例新能源接入场景下, 其依赖电网稳定信号的特点易导致系统惯量不足、抗扰动能力弱化。而构网型储能通过模拟同步机特性, 可自主构建电网电压与频率, 显著增强系统稳定性, 却面临动态响应速度与多机协调控制等挑战。将二者技术特性深度融合, 构建具有动态跟随

与主动构网双重能力的储能电站, 既能实现快速功率响应, 又可提供虚拟惯量、阻尼振荡等主动支撑功能, 为高比例新能源电网提供“柔性骨架”支撑。进一步满足新型电力系统下区域内电网发展需要。

1 独立储能电站设计

1.1 建设背景及电网现状

某企业在河北南网某地区建设三个光伏发电项目, 每个项目配置储能容量不同。计划将不同项目分散布置的储能进行集中布置, 将碎片化电源侧储能整合为“共享储能”, 合建一座独立储能电站。以下为该企业 2021 年保障性和市场化三个项目的建设清单:

表 1 该企业 2021 年保障性和市场化三个项目的建设清单

项目名称	装机容量	类别	储能功率	储能容量
400MW 农光互补光伏项目 A	400	保障性 10%2h	40	80
350MW 光伏发电项目 B	350	市场化 10%4h	35	140
250MW 光伏发电项目 C	250	市场化 10%4h	25	100
合计	1000		100	320

本着建设区域电网发展需求的原则, 企业经过与电网充分沟通后, 确定把光伏发电项目 C 所在地一座 110kV 变电站 A 作为独立储能电站的接入站。该站供电负荷比较单一, 主要为一般工商业和居民负荷, 涉及少量军工和

水力负荷等，供电区域涉及 5 个乡镇，供电面积约 420 平方公里，人口 7.4 万人。未来负荷增长仍将以当地旅游、小工商业和居民煤改电为主。

110kV 变电站 A 的主变容量为 $2 \times 40\text{MVA}$ ，已达终期主变建设规模。由于两回同杆并架 110kV 线路供电，电源点均来自 220kV 变电站 B。2021 年最大供电负荷 31MW（考虑 35kV 及以下光伏负荷因素，实际最大负荷约 54MW），年供电量 0.8 亿 kWh。剔除光伏出力影响，预计 2025 年最大负荷达 70MW。

110kV 变电站 A 现状接入新能源容量为 153.8MW（110kV 并网 T 接入 50MW，35kV 并网 60MW、10kV 及以下并网 25.8MW），新能源接入容量远超主变容量。新能源年度发电量达 1.34 亿 kWh，目前新能源年发电量已经超过年供用电量，属于典型的新能源高占比地区。110kV 变电站 A 电网现状及电源系统图如下图 1 所示：

1.2 储能电站设计方案

结合新能源配建储能的规模和时序，储能电站建设总容量为 100MW/320MWh，包含 40MW/80MWh 构网型储能系统和 60MW/240MWh 跟网型储能系统。分别配置 1 套储能监控系统，各自独立调度。储能电站内，新建 1 座由光储一

体系统和构网型储能系统合建的 35kV 开关站、新建 1 座跟网型储能系统组成的 110kV 升压站，如图 2 所示。

光储一体系统：10MW 光伏单元和 10MW/20MWh 储能系统采用直流侧耦合方案设计，汇集后接入光储一体机。共分为 3 个 2.5MW 单元和 2 个 1.25MW 单元，设备均布置于光伏阵列区域，规划 1 回储能集电线路接入新建 35kV 开关站。

构网型储能系统：30MW/60MWh 由 10 个 3MW/6MWh 构网型储能单元组成，设备安装于储能电站区域，规划 2 回储能集电线路接入新建 35kV 开关站。

跟网型储能系统：一期建设 35MW/140MWh 跟网型储能系统（光伏发电项目 B 配套建设）；二期建设 25MW/100MWh 跟网型储能系统（光伏发电项目 C 配套建设）；设备均安装于储能电站区域；规划 3 回储能集电线路接入新建 110kV 升压站。

1.3 储能电站接入方案

储能电站采用分层分级的接入方案：40MW/80MWh 构网型储能接入变电站 A 中 1#主变低压侧 35kV I 段母线；60MW/240MWh 跟网型储能接入变电站 A 中 110kV II 段。储能电站接入后的变电站 A 地区的电网系统图如下图 3：

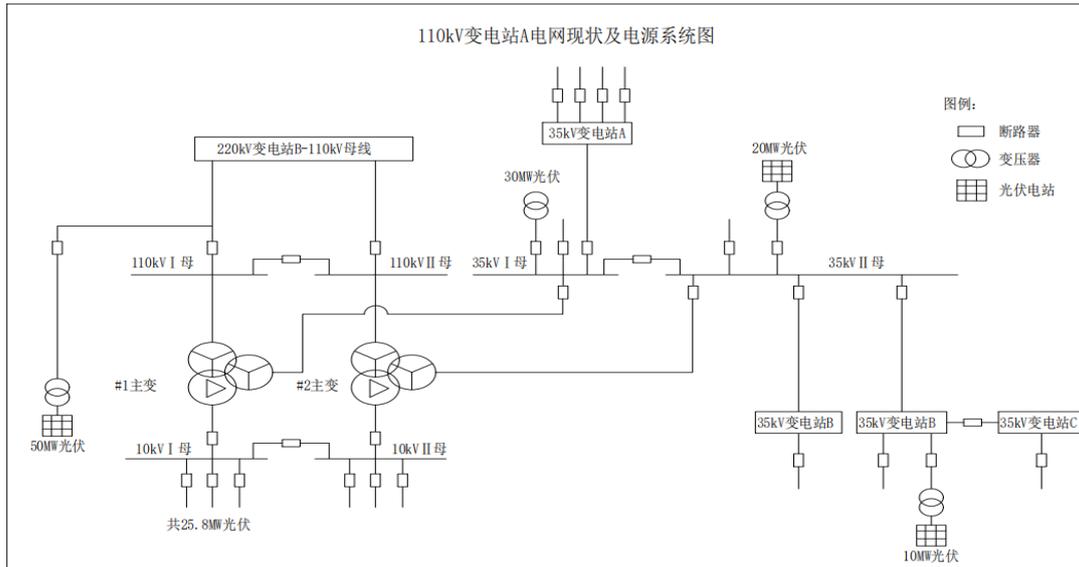


图 1 110kV 变电站 A 电网现状及电源系统图

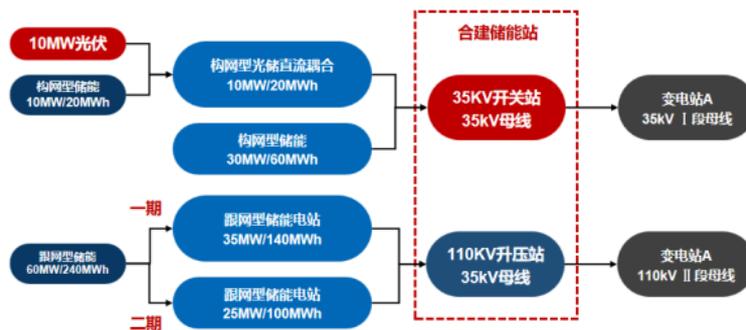


图 2 独立储能电站拓扑图

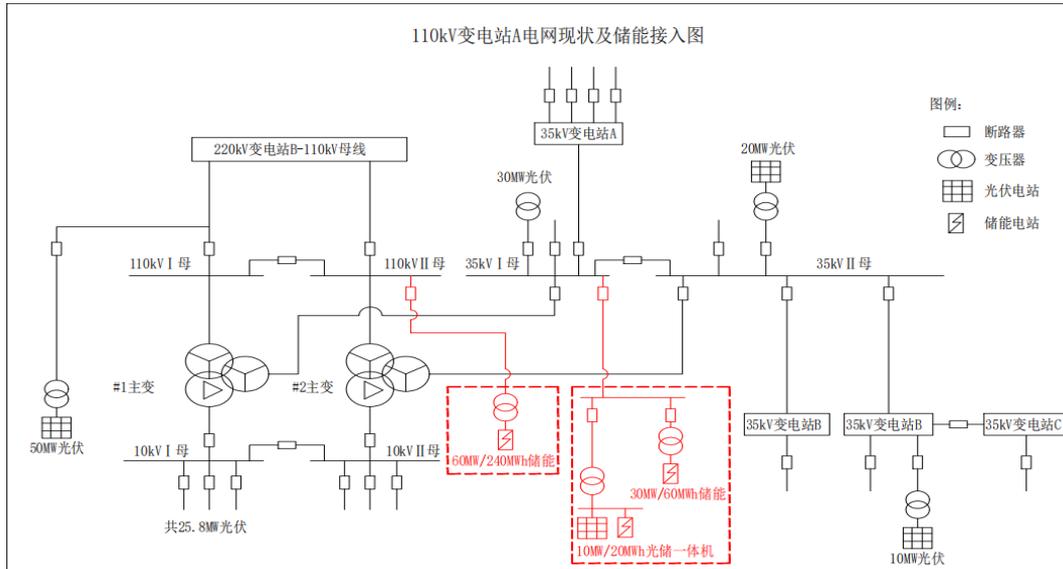


图3 储能电站接入电网系统图

2 新型独立储能电站建设意义

2.1 工程实际意义

(1) 提高系统最大供电容量。变电站 A 主变容量 $2 \times 40\text{MVA}$ ，已达终期主变建设规模，预期 2025 年实际最大负荷约 70MW，存在主变 N-1 过载风险，需要切负荷的运行情况。

储能电站接入后，储能系统可在大负荷期间释放电力，缓解设备重过载风险，延缓或替代输变电设施投资，新增供电能力 26MW 以上。

(2) 提升末端电网运行可靠性。变电站 A 位于电网末端，仅由变电站 B 直出的同塔双回线路供电，若双回线路或 50MW 光伏 T 接线路故障，将导致变电站 A 供电电源全失或单电源供电。

储能电站采用电化学储能电池技术，拥有良好的有功及无功快速响应能力，构网型储能可毫秒级速度响应应急处理，自动转离网运行，大大提高了电网安全可靠运行能力。

(3) 促进新能源的接入和消纳。变电站 A 供电区内光伏发展较快，2021 年最大反送功率 52.6MW。受限于主变 N-1，目前 35kV 及以下已无接入新能源能力；双回供电线路导线型号均为 LGJ-240，热稳极限为 94MW，考虑 50MW 光伏项目 T 接后，并网线路 N-1 方式下，可接入新能源能力仅 1.4MW。

储能电站接入后，储能系统可在光伏大发期间充电调峰，解决变电站 A 主变、并网线路反送 N-1 过载风险，缓解清洁能源电力输出受限状况，平缓电源的出力波动，提高线路利用率及外送能力，最大可提升新能源接入能力约 35MW。

(4) 降低电网损耗及削峰填谷。一是降低电网的电能输配损耗。当线路总输送电量，通过调节输电网的输送功率曲线，在保障线路输送电量的同时，减小电网功率

波动，降低线路及变压器等相关设施设备的损耗，提高电网运行经济性水平。二是缓解调度在用电高峰期的调峰压力。储能电站通过共享储能等创新模式，实现大规模集中统一调度，可有效缓解地区迎峰度夏供电紧张、区域内调峰能力偏低等问题。

(5) 参与调峰调频等电力辅助服务。电化学储能能够以毫秒级的速度，快速响应电网需求，并可实时、精确控制充放电过程，实现容量调节，有效提高大电网的调峰调频能力。

2.2 工程示范意义

(1) 兆瓦级光储一体机系统。10MW 光伏与 10MW/20MWh 储能按照直流耦合设计组成光储一体机系统，在并网运行过程中可以模拟旋转电机的特性，为系统提供转动惯量及短路容量，提供高性能一次调频、调压、阻尼控制等功能。

(2) 构网型储能多机并联。48 台构网型设备自同步并列运行，解决多电压源并列运行的协调控制难题，同时，可实现多机主动并离网转换。

(3) 构网型储能系统具备离并网在线无缝切换、黑启动功能。构网型储能并网状态时，以经济优化、辅以电压频率支撑为控制目标；离网状态时，以系统电压频率稳定为控制目标。计划性离并网切换时，通过储能、光伏功率的快速控制，实现平滑切换；

构网型储能具备黑启动功能，非计划性离并网切换时，通过快速隔离非构网区、实现构网区在线无缝切换，控制系统电压频率，实现 110kV 变电站 A 所带负荷及新能源离网不间断运行。

(4) 探索新型电力系统解决方案。在 10kV、V、110kV 电网按照兆瓦级、十兆瓦级、百兆瓦级试点，建设发展智能微电网技术形态，提升大电网延伸困难地区的供电可靠性，

表 2 河北省独立储能政策支持文件

发布时间	政策名称	要点内容
2024.1.27	《关于制定支持独立储能发展先行先试电价政策有关事项的通知》	1、容量：不低于 100MW，放电时长不低于 4h，2024 年以前的不低于 2h； 2、容量补贴：100 元/kW~50 元/kW，按照 2024 年并网时间 5 月—12 月逐次退坡。 3、调度次数：年调用完全充放电次数原则上不低于 330 次。
2024.5.22	关于印发《河北南部电网电力现货市场连续试运行工作方案的通知》	1、已转入商业运营的独立储能项目，可自主选择是否参与现货交易； 2、交易价格由发电企业、电力用户通过市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成，上下浮动原则上均不超过 20%。其中，平段基准价为 0.3644 元/kWh，高峰、低谷时段基准价分别是平段基准价的 1.7、0.3 倍，尖峰时段价格在高峰电价基础上再上浮 20%。充电电量不承担输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加，不考核功率因数，按规定承担上网环节线损费用。
2024.6.6	《关于开展 2024 年共享储能转为独立储能项目申报工作的通知》	1、容量：共享储能不低于 100MW，不超过 300MW，放电时长不低于 2h；新能源配建储能不低于 10MW，放电时长不低于 2h； 2、35kV 及以上电压等级接入； 3、具备独立的 AGC/AVC 调度功能，独立计量功能。
2024.8.1	《关于促进独立储能加快发展有关事项的通知》	1、2024 年 9 月 30 日起，鼓励优先通过租赁方式配置储能，不再单独配建容量低于 100MW/200MWh 时的储能设施； 2、结合电力保供和新能源消纳需求科学规划独立储能项目，南网区域优先在电网关键节点布局独立储能项目提升电网运行保障能力，冀北区域优先在新能源富集地布局独立储能项目促进新能源送出和消纳。 3、调度次数：年调用不低于 330 次。调度模式：优先采用谷充峰放。

探索建设以新能源为主体的新型电力系统解决方案。

3 储能系统收益分析

3.1 河北省独立储能电站政策文件

近年来，河北省发改委围绕支持储能发展的运行机制、电价政策出台了一系列文件，如表 1。

3.2 储能电站经济效益

根据河北省独立储能政策，电站盈利模式分为容量租赁、容量电费和电能量交易三部分。本项目规划投资 4.3 亿，财务评价计算期取 26 年，其中第一年为建设期，生产运营期 25 年。

(1) 容量租赁。目前按照 140 元/kW h/年进行测算，此部分收益为 4480 万元/年。

(2) 容量电费。根据河北省发改委关于制定支持储能发展先行先试电价政策有关事项的通知；2024 年 5 月 31 日前并网的，年度容量电价为 100 元/kW 执行；2024 年 6 月 1 日-9 月 30 日并网的，容量电价逐月退坡，分别为 90 元/kW、80 元/kW、70 元/kW、60 元/kW；2024 年 12 月 31 日并网的，容量电价为 50 元/kW。

本电站计划在 2024 年 5 月前并网，此部分收益为 1000 万元。

(3) 电能量交易。根据河北省发改委《关于促进独立储能加快发展有关事项的通知》，储能原则上完全充放电次数不低于 330 次，调度模式优先采用谷充峰放。峰谷价差按 0.49 元/kW·h (含税) 进行测算，项目此部分收益为 3958 万元/年。计算方法为：0.49 (电费收益)*330 (次数)*320000 (储能容量)*85% (系统综合效率)*90% (充放电深度)。

综上可得，项目投资收益率 (税前) 大于 15.8%，收益可观。

4 结语

相比新能源强配储能，电网关键节点对于储能需求更为迫切，在电网关键节点建设储能，相比分散在新能源的强配储能，储能容量建设需求可以降低 30% 左右。结合构网型储能技术，在电网局部支撑较弱地区，能够提升新能源大规模、高比例接入情景下的电网安全稳定性和供电可靠性。同时可以解决新能源强配储能没有盈利模式，充放电损耗自担的问题，实现储能设备利用小时数及项目收益的双重提升。构建新型电力系统储能电站能够进一步助力我国实现碳达峰和碳中和的目标。

[参考文献]

- [1]李春鹏,张晓红.构网型储能技术助力提升新型电力系统稳定性[J].质量与认证,2025(8):67.
- [2]孙广宇,韩子娇.构网型储能黑启动系统自激振荡机理分析[J].东北电力技术,2025(5):142.
- [3]万雄彪,伍阳阳.基于构网型储能的电网黑启动策略研究[J].电气应用,2025(4):85.
- [4]韦宏路.基于新型电力系统下的电化学独立储能电站运营模式与收益分析研究[J].红水河,2025(9):73.
- [5]刘长春.储能技术在新能源电气系统的应用探析[J].中国战略新兴产业,2024(3):215.

作者简介：王亮 (1983—)，男，汉族，河北省石家庄市，研究生，工程师，研究方向微电网系统方案设计，从事电力设计工作。