

双碳目标下，新型电力系统的 储能探索

汇报人：李 娜

时 间：2021. 10. 16

地 点：云南 昆明

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司

NORTHWEST ELECTRIC POWER DESIGN INSTITUTE CO., LTD. OF CHINA POWER ENGINEERING CONSULTING GROUP

CONTENTS

目 录

1

新能源电站对储 能需求迫切

我国已经成为了全球风电和光伏发电装机容量最大的国家，与之相伴而生的则是严重的弃风弃光等问题。大规模储能技术作为解决可再生能源并网利用的关键，也是提高电网运行经济性和安全性的有效途径，将改变电能生产、输送和使用同步完成的模式，弥补现有电力系统中缺失的“储放”功能，达到优化电力资源配置、提高电能质量、促进可再生能源利用等目的。



一、新能源电站对储能需求迫切

国家能源局

国家能源局综合司关于报送“十四五”电力源网荷储
一体化和多能互补发展工作方案的通知

源网荷储一体化项目应充分发挥负荷侧调节响应能力，开展对大电网调节支撑需求的效果分析。实施后每年不低于**2亿千瓦时**新能源电量消纳能力且新能源电量消纳占比不低于整体电量**50%**的项目列为发展重点。电力多能互补发展，实施后每年不低于**20亿千瓦时**新能源电量消纳能力的项目应列为发展重点。在这样的政策要求下，两个一体化项目想要满足目标，必须要配备适合规模的储能。

序号	项目名称	电源规模（万千瓦）	储能规模（万千瓦 / 万千瓦时）	所属企业
1	海北州刚察县“源网荷储”一体化项目	320	32/64	国家能源集团
2	清洁取暖配套电源项目	120	/	
3	“源网荷储”一体化项目	1100	127.5/255	
4	风光储+防风固沙多能互补一体化项目	100	20/40	国家能源集团&天合
5	都兰县诺木洪500万千瓦风光储多能互补一体化新能源基地示范项目	500	100/200	华电
6	清洁供暖配套电源项目	400	40/80	大唐
7	大容量储热多能互补一体化项目	135	/	浙江中控
8	乌图美仁多能互补项目	330	52/100	鲁能&浙江中控
9	3吉瓦风光储多能互补示范项目	300	30 / 60	青海陕煤
10	“源网荷储”一体化应用示范建设项目	20	2/4	
11	清洁供暖配套电源项目	18	1.8/1.8	华能
12	源网荷储一体化项目	200	40/80	
13	光热储一体化项目	200	/	中广核
14	风光牧储一体化示范项目	150	45/135	中国能建
15	玉树州囊谦县清洁能源供暖源网荷储一体化项目	100	3	三峡集团
16	光热多能互补和源网荷储一体化项目	100	/	中国电建
17	源网荷储一体化项目	75	7.5/15	中核集团
18	清洁供暖源网荷储一体化项目	10	2/4	国家电投
19	格尔木夏日哈木裸钻矿“源网荷储”一体化项目	15	4.5/11.2	
20	“源网荷储”一体化项目	20	12.6/50.4	中广核
总计		4213		

一、新能源电站对储能需求迫切



中华人民共和国中央人民政府
www.gov.cn



中华人民共和国国家发展和改革委员会
National Development and Reform Commission



国家能源局
National Energy Administration



国家电网
STATE GRID

近期政策（光伏风电新能源电池储能）：今年以来，全国七省区要求新增光伏、风电项目强配储能，如下：

序号	省区	时间	文件	容量	时长
1	山西大同	2021年01月13日	《大同市关于支持和推动储能产业高质量发展的实施意见》	增量，不低于5%	0.5C
2	宁夏	2021年01月11日	《关于加快促进自治区储能健康有序发展的指导意见（征求意见稿）》	不低于10%	2h
3	青海	2021年01月18日	《关于印发支持储能产业发展若干措施（试行）的通知》	不低于10%	2h
4	内蒙古	2021年01月22日	《内蒙古自治区可再生能源电力消纳保障实施方案》	不详	
5	贵州	2021年03月05日	《贵州省风电光伏发电项目管理暂行办法》（征求意见稿）	需配备10%（不应低于电网测算建议配置的规模）	/
6	湖南	2020年12月	随后国网湖南省电力有限公司	风电20%，光伏10%	/
7	山东	2021年02月19日 2021年04月08日	《2021年全省能源工作指导意见》 《关于开展储能示范应用的实施意见》	原则上不低于10%	建议不低于2h
8	陕西	2021年03月10日	《关于促进陕西省可再生能源高质量发展的意见》（征求意见稿） 陕西省新型储能建设方案（暂行）（征求意见稿）	10%，20%	2h
9	甘肃	2021年03月25日	《关于加快推进全省新能源存量项目建设工作的通知》，鼓励	10%-20%	不低于2h

因此，大容量储能型光热电站**定位**应该是具备储能功能的调节型太阳能电站。经济性在部分光照资源好的地区或可好于目前光伏加电池储能的电站。

一、新能源电站对储能需求迫切

2.6 申报项目储能系统要求：储能规模不低于项目规模的 10%，储能放电时长不小于 2 小时，鼓励选择效率更好的集中式电网侧储能方式。

4	储能配置 (10 分)	储能配置 比例及建设模式 (10 分)	风光电项目配套储能规模占电站装机容量的 10%，连续储能时长不低于 2 小时的，得 1 分；时长不低于 4 小时的，得 2 分。 配套储能规模占电站装机容量 10%—20%，连续储能时长不低于 2 小时的，得 2 分；时长不低于 4 小时的，得 5 分。 配套储能规模占电站装机容量 20%以上，连续储能时长不低于 2 小时的，得 5 分；时长不低于 4 小时的，得 8 分。	8	(张掖)
			承诺支持张掖市统筹共建储能设施的，得 2 分。	2	

业影响的光伏融合发展模式。电化学储能容量应不低于项目装机容量15% (2小时)，充放电不低于6000次 (90%DOD)，单体电芯容量不低于150Ah，需具备电芯型式试验报告，需采用先进消防系统，配置能量管理系统；若为物理储能、光热储能或其他储能形式，调峰功率和容量不低于上述电化学储能方案的相同效果。(内)

序号	地市	并网规模 (万千瓦)	申报规模 (万千瓦)	备注
1	大同市	60	90	考虑电网消纳能力 在安全前提下 及以上的储能设施
2	朔州市	90	135	
3	忻州市	60	90	
5	阳泉市	30	45	

2、单体容量超过50MW的项目，应承诺配套建设一定比例的储能设施或提供相应的调峰能力。其中，光伏发电项目承诺储能配比不低于项目装机容量的10%(连续储能时长不低于1小时)，风电项目不低于15%，储能设施须在发电项目并网后两年内建成投运。

CONTENTS

目 录

2

大基地的储能技术探索

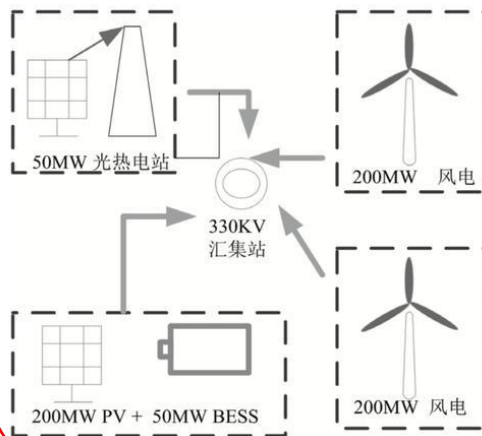
二、大基地的储能技术探索

1. 电池储能

电池储能：以磷酸铁锂为主的技术成熟型电池，储能电站建设简单，快捷。**成本高。**

技术展望：铁铬液流电池、全钒液流电池、液态金属电池、固态锂离子电池、金属空气电池、锂硫电池等高能量密度储能技术.....

鲁能海西多能互补集成优化示范工程



上海电气格尔木美满闵行储能电站

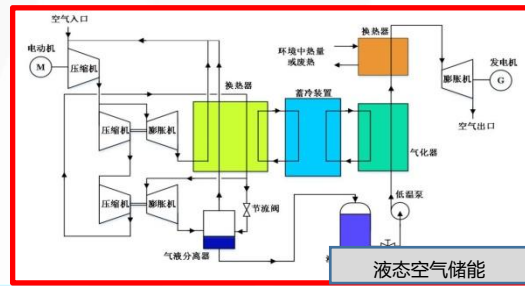
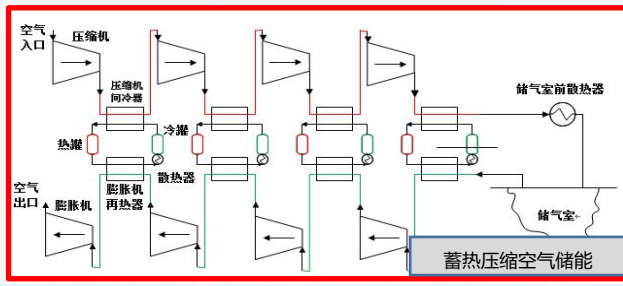
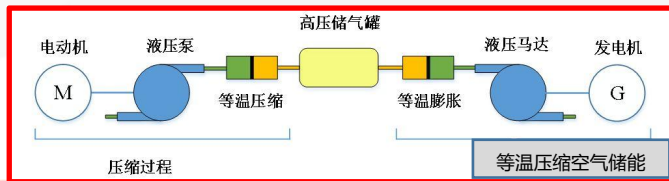
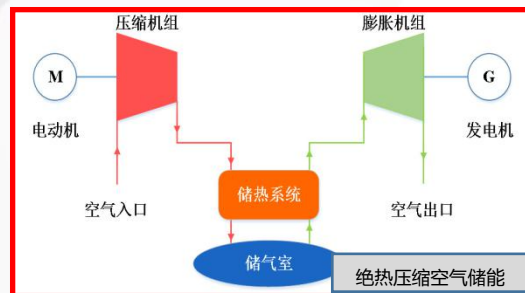
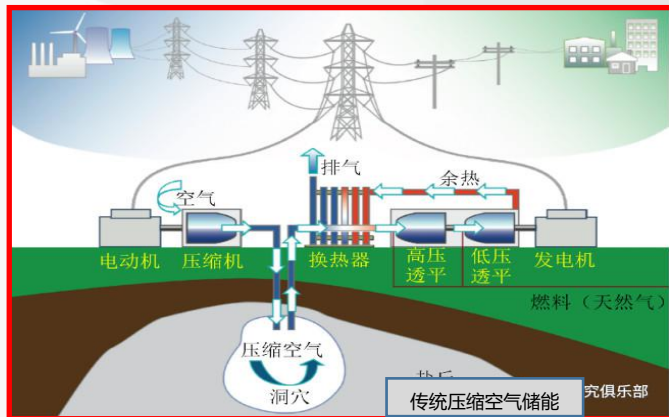


二、大基地的储能技术探索

2. 压缩空气储能技术

传统压缩空气储能：基于燃气轮机技术开发的储能系统。

新型压缩空气储能技术：绝热式、蓄热式、等温、液态空气储能系统、超临界压缩空气储能.....



二、大基地的储能技术探索

3. 光热 + 储能技术

光热电站具备大容量低成本的储能特性，单位储能成本80-100元/kWh，同时依靠汽轮机发电，为电力系统提供转动惯量。按照 1: 10~1: 5 **容量**配置光热加光伏，在**条件合适的地区**，可以实现**12h**以上储能，具有成本优势,如迪拜700MW光热 + 250MW光伏，。



二、大基地的储能技术探索

3. 光热 + 储能技术

甘肃省发展和改革委员会

甘发改能源函〔2021〕122号

关于委托开展“光热储能+”示范项目 论证工作的函

“光热储能+”示范项目汇报顺序表格

序号	项目名称
1	阿克塞哈萨克族自治县汇东新能源有限责任公司“光热+”试点项目
2	酒泉市玉门市中核集团玉门新奥新能源有限公司“光热+”试点项目
3	酒泉市敦煌市国家能源集团甘肃公司“光热+”试点项目
4	酒泉市瓜州县恒基伟业投资发展集团有限公司“光热+”试点项目
5	酒泉市金塔县金塔中光太阳能发电有限公司“光热+”示范项目
6	张掖市高台县华能高台县光热光伏示范项目
7	金昌市金川区甘肃电气装备集团工业工程有限公司光热+光伏一体化示范项目
8	中电建甘肃民勤红沙岗南光热+光伏示范项目

陕西省发展和改革委员会文件

陕发改能电力〔2021〕765号

签发人：张晓光

陕西省发展和改革委员会 关于报送电力源网荷储一体化和多能 互补发展试点项目方案的报告

二、榆林“风光热储”多能互补一体化绿电项目：该项目在风光资源丰富的榆林地区规划建设20万千瓦光热电站（储热时长4小时）和5万千瓦（2小时）电化学储能，搭配建设20万千瓦风电、80万千瓦光伏发电，并建设一体化调度中心，统一接入电网，不新增系统调峰压力。

抄送：西北能监局。

陕西省发展和改革委员会办公室

2021年6月7日印发

— 4 —



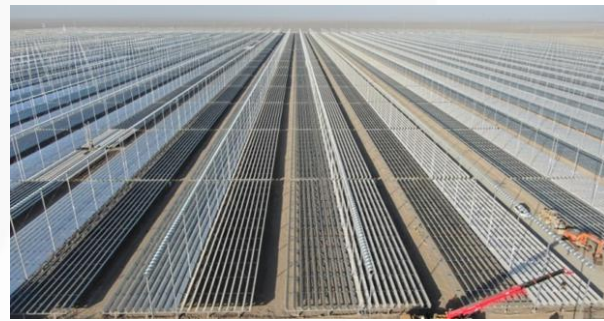
二、大基地的储能技术探索

3. 光热 + 储能技术

- 优化光热电站集热和储热容量，通过电热储能，进一步提高项目向下调峰能力；
- 极端天气下，通过光热电站跨日调节作用，提高项目向上调节能力；
- 通过配置一定容量的光伏拉低综合电价水平，目标是提供电网相对友好的全部可再生能源电力电量；
- 示范项目打造统一电价，不高于项目地（如甘肃）火电基准电价。

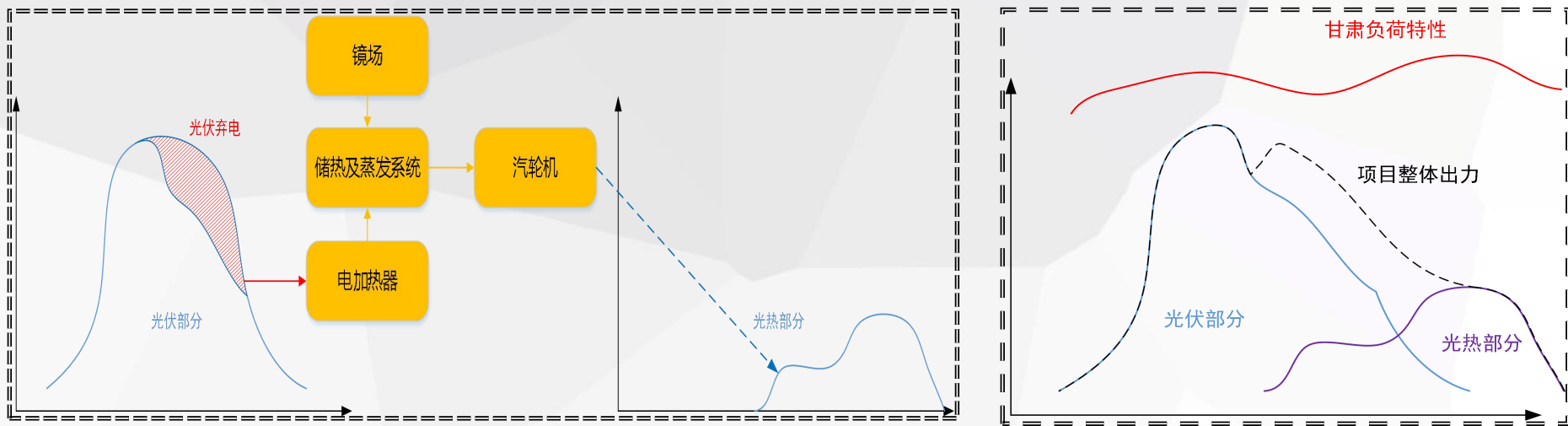
总电量 × 基准电价 = 光热发电量 × 光热盈利电价 + 光伏发电量 × 光伏盈利电价

= 光热容量 × 发电小时数 × 光热盈利电价 + 光伏容量 × 发电小时数 × 光伏盈利电价



二、大基地的储能技术探索

3. 光热 + 储能技术



本测算以相关性分析方法为基础, 选取项目所在地全年每小时的气象站的太阳辐射度数据, 分析光热、光伏部分出力特性与互补特性, 并结合当地的负荷数据进行负荷匹配度分析, 以负荷相关性系数 r 作为衡量指标。

负荷相关性系数 r 值越大, 说明总出力与负荷的匹配能力也越强, 项目的电网友好性也就越强。

CONTENTS

目 录

3

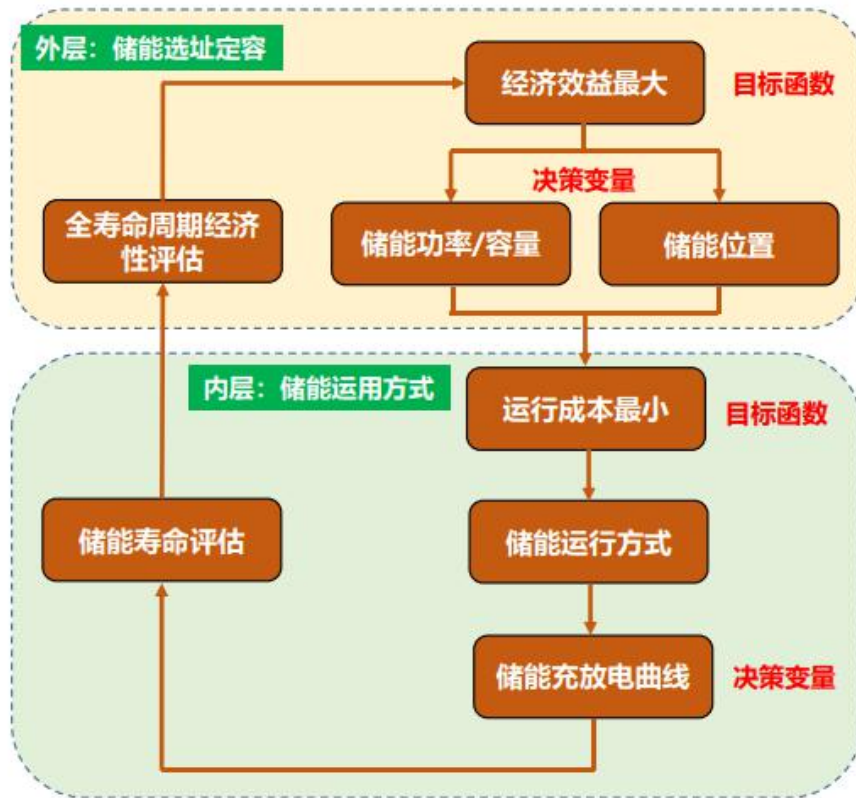
电网调峰需求下的 储能研究

三、电网调峰需求下的储能研究

- 针对电化学储能电站的规划关键技术进行研究，首先基于全寿命周期成本理论分析了储能的成本费用构成，分别从全社会和投资者角度，考虑运行过程对储能的综合效益进行分析，建立了储能的成本效益模型，提出了储能经济性判据。
- 其次，从减少弃电量角度，给出了储能电站在区域电网中可能的三种运用方式，基于分层优化的思想，采用双层决策模型，将储能规划问题放在外层优化中求解，将运行问题放在内层优化中求解，分别给出了内外层问题的数学模型和约束条件。

三、电网调峰需求下的储能研究

储能规划容量的配置与储能运行方式相关，储能的规划问题和运行问题相互影响，在储能规划过程中就应该考虑建成以后的运行问题，本次研究基于分层优化的思想，采用双层决策模型，将储能规划问题放在外层优化中求解，将运行问题放在内层优化中求解



三、电网调峰需求下的储能研究

储能电站容量配置优化模型
(外层问题)

01 目标函数

规划水平年内系统净效益最大为目标

01

02 储能投资约束

储能装机和容量越大，投资越高

02

03 储能装机和容量约束

不同电化学储能装置的储能时长有合理限制

03

04 新能源消纳目标约束

弃电比例、电量消纳、最低保障收购

04

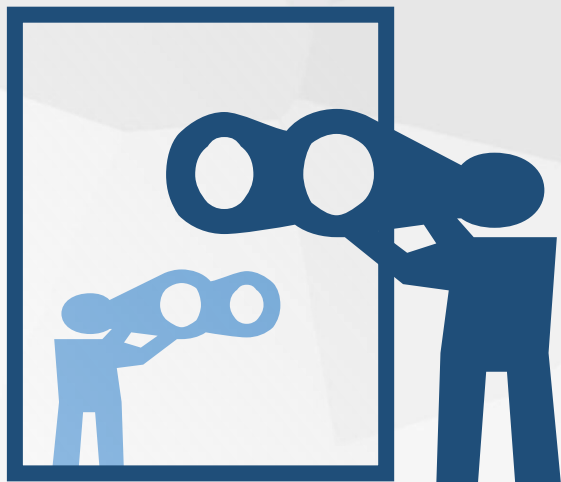
05 系统可靠性约束

可用电力不足概率指标约束

05

三、电网调峰需求下的储能研究

储能电站运行方式优化模型 (内层问题)



储能电站运行策略 电力系统是储能电站的服务对象，其功能定位需要通过电力系统对其需求来寻找、确定。比如三北地区电网由于存在大量新能源发电，参与电网调峰，降低新能源弃电率提高新能源接纳能力是西北电网应用大规模储能的一个主要功能。本次研究中，在分析区域电网应用大规模储能电站参与调峰的效益时，考虑3种运行方式

三、电网调峰需求下的储能研究

储能运行策略一：弃电储电+预留电量高峰发电方式 该策略以尽量接纳新能源弃电量为目标，兼顾晚高峰负荷供电，即在系统发生弃电时储能电站即储电，当没有弃电发生时，根据需要预留一部分电量，在负荷高峰时发电，其余电量即刻放电。该策略的优点是储放电时段清晰，有弃电的日子基本充放电循环一次，缺点是基本不存在替代火电装机效应。

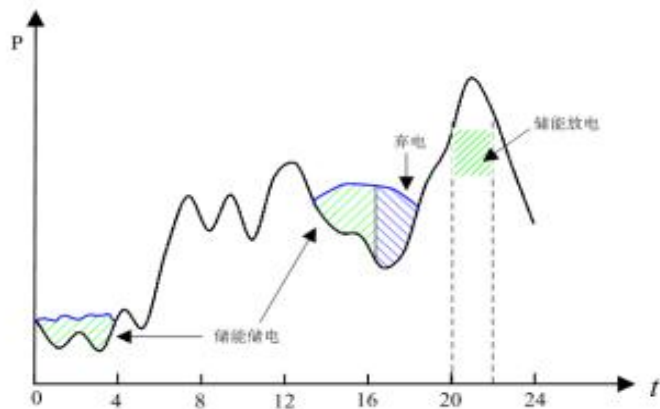
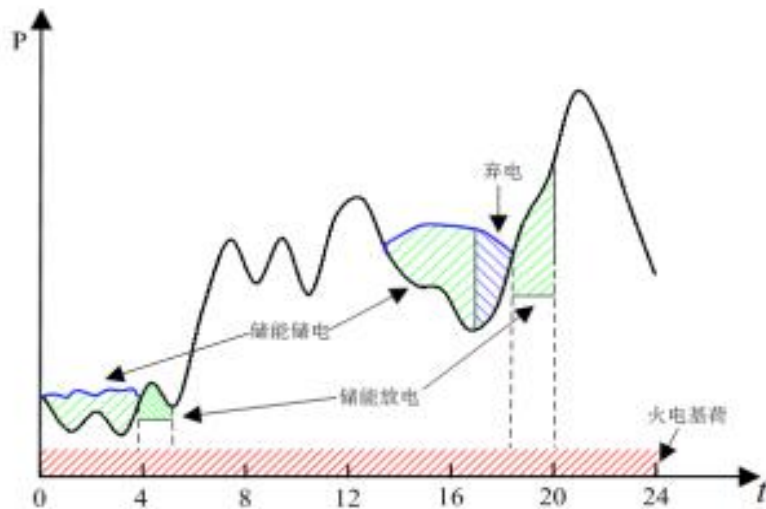


图 4.3.1-1 储能电站运行策略一示意图

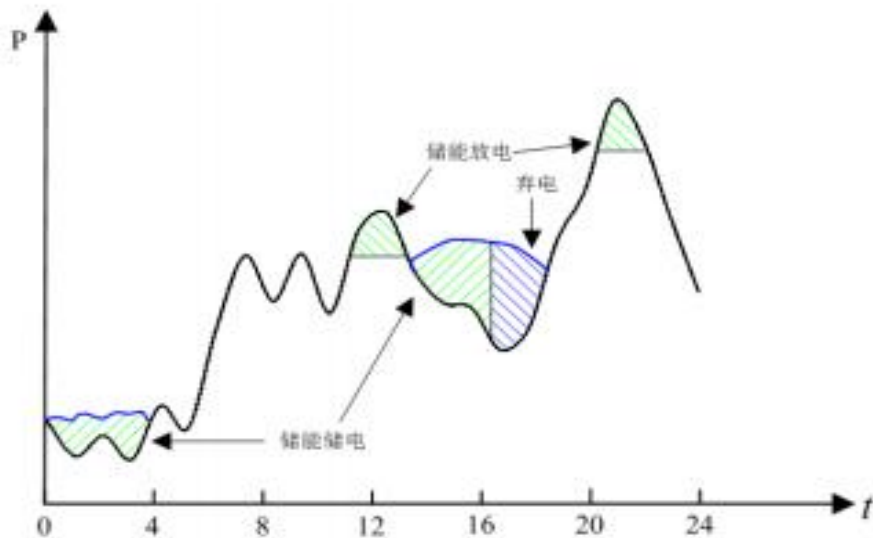
三、电网调峰需求下的储能研究

储能运行策略二：弃电储电+快速放空运行方式 该策略以尽量接纳新能源弃电量为目标，在系统发生弃电时储能电站立即储电，在系统不弃电且火电可继续压出力的时刻发电腾空，以便接纳下一时段的新能源弃电。该策略的优点是调度简单，易操作，储能电站能够充分利用，降低弃电率效果较好；缺点是储能系统频繁动作，在储/发之间来回切换，影响储能寿命，而且也无火电装机替代效益。



三、电网调峰需求下的储能研究

储能运行策略三：基于预测的综合优化策略 该策略基于预测的新能源出力曲线，采用基于数学优化的方法安排储能电站的工作位置。该策略的优点是全网优化后，可以充分发挥储能电站的调节作用，系统运行成本最低；缺点是优化依据新能源出力预测，对调度运行技术要求较高，预测不准可能导致系统运行存在风险。



输入系统参数（包括电源结构、负荷特性、新能源出力特性等），初步拟定储能电站规模序列（包括储能装机、时长、安装位置等）



指定储能电站运行方式，开展生产模拟计算，统计新能源消纳等指标，计算储能电站效益



统计分析储能电站等效循环寿命（按雨流计数法计算），计算储能电站成本（包括投资等年值成本和年运维成本）



按净效益最大确定储能规划容量

CONTENTS
目 录

4

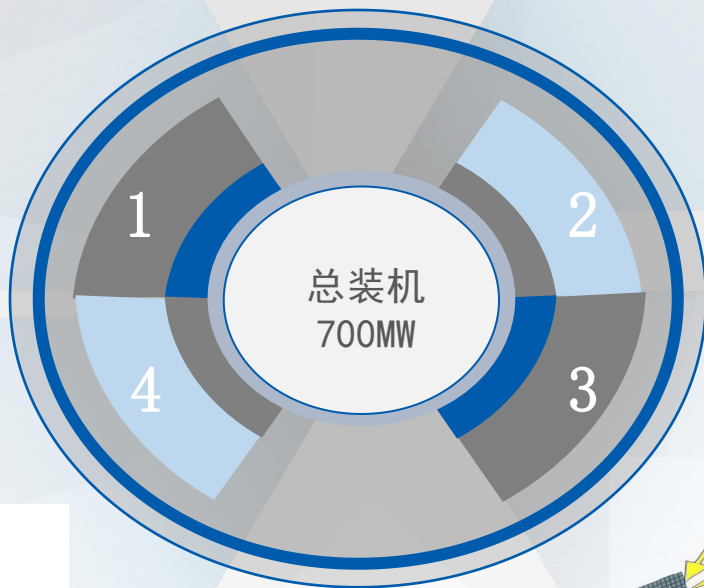
鲁能海西州多能
互补工程介绍

工程规模

风电400MW



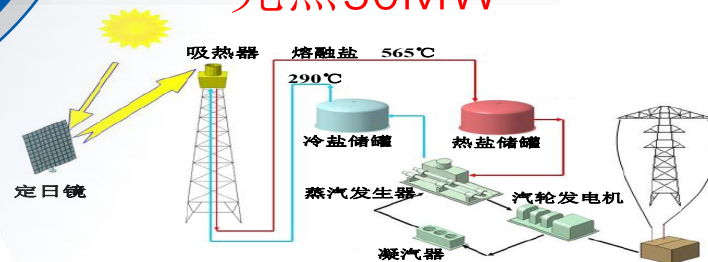
储能50MW



光伏200MW



光热50MW



项目位置



工程实景



工程实景



工程实景



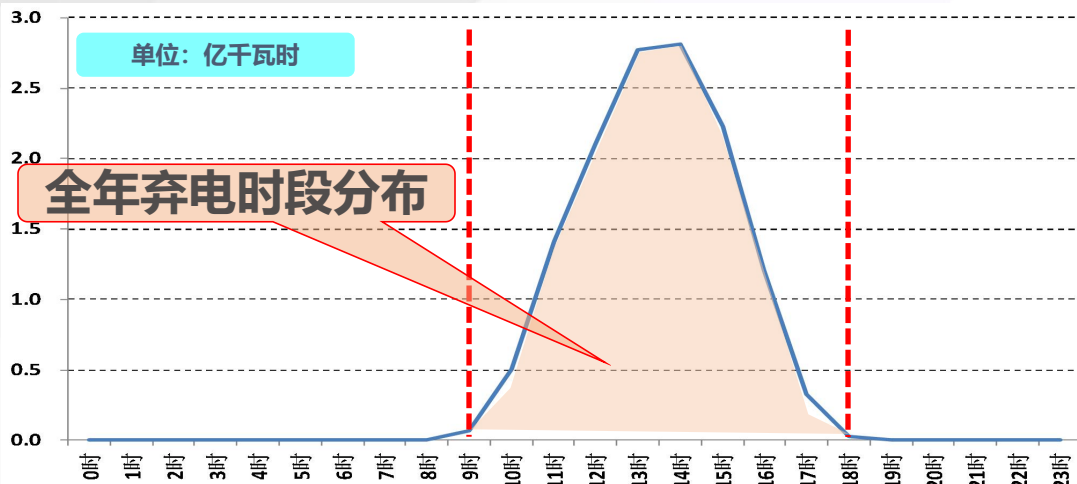
工程实景



海西地区现状

单位：万千瓦

- 根据规划，2020年海西地区光伏装机约496万千瓦，风电装机236万千瓦，光热装机78万千瓦。
- 经初步测算，考虑联网通道输电能力限制，2020年海西地区新能源弃电比例约**8.2%**。弃电仍主要发生在白天光伏、风电大发时段。



本工程模拟结果

- **基础条件：**考虑出力与全省负荷曲线匹配，本工程在最大送出25~38万千瓦的区间下：
- 不考虑储能、光热调节，本项目弃电量约10741万千瓦时，弃电比例约**8.2%**。
- **考虑储能和光热联合调节，**本项目弃电量减少5018万千瓦时（含光热调峰损失电量），**弃电比例降低至5%。**
- 如果提高送出容量，弃电比例还可进一步降低。

多能互补生产模拟结果

一边界条件	最大送出	25~38万千瓦
	二不考虑互补	不考虑储能、光热调峰
	弃电量	10741万千瓦时
	弃电比例	8.2%
三储能+光热调节	光热装机	5万千瓦
	储热时长	12小时
	储能装机	5万千瓦
	储能时长	2小时
	弃电量减少	10741万千瓦时
	光热调峰，利用小时数下降	80小时
	弃电比例（广义）	5.0%（含光热损失）

谢谢 Thanks!

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司

NORTHWEST ELECTRIC POWER DESIGN INSTITUTE CO., LTD. OF CHINA POWER ENGINEERING CONSULTING GROUP

地址：西安市高新技术产业开发区团结南路22号 邮编：710075

电话：029-88358888 传真：029-88388899

Add: 22 South Tuanjie Road, Hi-Tech Industrial Development
Zone, XI'AN 710075, P. R. China

Tel: +86 29 88358888 Fax: +86 29 88358899

www.nwepdi.com