

# 高容配比光伏电站储能运行方式及其容量配置研究

庞秀岚<sup>1,2</sup>, 徐希蒙<sup>1</sup>, 马超<sup>1,3</sup>

(1.天津大学 建筑工程学院, 天津 300350; 2.青海黄河上游水电开发有限责任公司, 青海 西宁 810008; 3.天津大学 水利工程仿真与安全国家重点实验室, 天津 300072)

**摘要:** 随着光伏产业的不断发展,高容配比逐步成为光伏电站设计的主流趋势。针对高容配比子阵内部储能优化充、放电策略的问题,文章提出了一种基于工作模式识别的储能运行方式,以实现能量搬移和平抑波动两种非协同的工作目标。综合考虑光伏储能联合系统的发电收益、储能成本、波动特性、典型日类别等信息,构建了以全生命周期净现值最大和平抑波动效果最优为目标的储能容量优化配置数学模型。以东北某大型光伏电站1.8容配比的1 MW光伏子阵作为案例研究对象,优化得到的最佳储能容量为700 kW·h。不同典型日的仿真结果表明,文章所提出的储能运行方式及配置模型可行有效。

**关键词:** 光伏; 高容配比; 储能; 优化运行; 容量配置

**中图分类号:** TK51 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)11-1511-08

## 0 引言

光伏发电虽然具备清洁、可再生等一系列优越性<sup>[1]</sup>,但其固有的间歇性、波动性会对电站的并网安全、运行控制等方面带来不利影响<sup>[2,3]</sup>。储能技术能够实现能量在时间以及空间尺度上的再分配,以实现平抑出力波动、调峰调频、提高电能质量等功能<sup>[4-9]</sup>。

在光伏电站系统的设计中,容配比(PV/Inverter Ratio,  $R_{dc/ac}$ )指组件安装容量与额定容量的比例<sup>[10]</sup>,是最为关键的技术参数之一。随着我国光伏产业的不断发展,组件成本进一步下降,容配比的设计思路从“小于1.0”逐步过渡到“大于1.0”<sup>[11,12]</sup>。2020年,典型地区推荐容配比最高可达1.8<sup>[10]</sup>,标志着容配比限制的全面放开。合理增加光伏电站容配比可以降低电站交流部分的成本,提高逆变器、箱变、线缆、升压站等设备的利用率,现已成为提高光伏系统综合利用率、降低度电成本(LOCE)、缩减投资回报周期的有效手段<sup>[13]</sup>。

目前,关于高容配比光伏电站的研究主要集中在最佳容配比设计上<sup>[11-14]</sup>。文献[11]计及光伏电站各环节系统效率损失,综合考虑发电收益、初始投资、运维成本等因素,优化得到了内部收益率(IRR)最大时对应的容配比,实现了对高容配比

光伏电站的经济性分析。文献[13]设计了光伏逆变器元件失效概率的计算方法,综合分析了辐照度分布、发电量损失、逆变器初始成本、逆变器失效与可靠性对容配比的综合影响。文献[14]指出高容配比有利于增加光伏系统的发电量,提高效率和供电稳定性,从而减少发电量的波动。对于高容配比子阵,光伏出力在午间往往会超过逆变器以及箱变的送出通道限制,产生弃光。故而,配套的储能不仅仅要平抑光伏出力波动,还需作为能量吞吐的媒介,将午间超发部分的能量搬移至低出力时刻再进行送出。现阶段,某单一目标导向下储能的运行策略以及配置方法的研究已经较为成熟<sup>[9]</sup>,而高容配比光伏电站中储能往往承担着至少两种非协同的功能。随着光伏发电规模不断增加,储能技术日益突破,高容配比的光伏电站如何优化储能的运行方式、确定最佳的储能容量成为了亟待解决的关键问题。

针对高容配比光伏电站的出力特性,本文设计了一种基于工作模式识别的储能运行方式,并建立了储能容量配置优化模型。以东北某光伏电站的高容配比子阵作为研究对象,优化得到了最佳的储能容量,验证了所提出运行方式的合理性、有效性,以期为将来的工程实践提供一定的参考。

收稿日期: 2023-05-16。

基金项目: 大庆市新能源领域“揭榜挂帅”科技攻关项目(HGS-KJ/KJGLB-[2021]第31号);国家自然科学基金项目(51722906)。

通信作者: 马超(1981-),男,博士,教授,研究方向为清洁能源协同开发与高效利用。E-mail: mac\_tju@126.com

### 1 光伏储能联合系统结构及数学模型

在高容配比光伏子阵内部配置储能, 形成光伏储能联合发电系统, 是目前较为常见的储能配置方式, 其典型拓扑结构如图 1 所示。

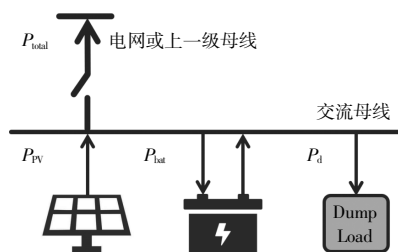


图 1 光伏储能联合发电系统典型结构

Fig.1 Typical structure of PV/ES combined power generation system

由图 1 可知, 光储系统联合送出功率由光伏出力、储能出力以及弃能功率 3 部分构成, 其表达式为

$$P_{total}(i) = P_{PV}(i) + P_{bat}(i) + P_d(i) \quad (1)$$

式中:  $P_{total}(i)$  为光伏储能系统第  $i$  分钟的联合出力;  $P_{PV}(i)$  为光伏子阵第  $i$  分钟的不限发出力;  $P_{bat}(i)$  为储能第  $i$  分钟的出力, 正为放电, 负为充电;  $P_d(i)$  为第  $i$  分钟的弃能功率, 即光储系统单位时间内的弃电量, 当光伏出力超出限电额度时, 若储能因功率或容量不足难以存储, 多余的能量只能被弃掉。

影响光伏发电的因素多样, 且影响机理及数学表达复杂, 最为主要的是辐照以及背板温度<sup>[15]</sup>。计算最大出力点跟踪模式(MPPT)下光伏子阵的不限发出力为

$$P_{PV}(i) = P_{dc} \left[ \frac{I(i)}{I_{STC}} \right] \{ 1 - a [ T(i) - T_{STC} ] \} \quad (2)$$

式中:  $P_{dc}$  为光伏子阵安装容量;  $I(i)$  为实测条件下第  $i$  分钟的光照强度;  $T(i)$  为实测条件下第  $i$  分钟的背板温度;  $a$  为温度系数, 用于表征温度对出力的影响;  $I_{STC}$  为 STC 标准测试条件下的光强;  $T_{STC}$  为 STC 标准测试条件下的组件背板温度。

光伏子阵安装容量可以由容配比以及额定容量计算而得, 即:

$$P_{dc} = R_{dc/ac} \cdot P_{ac} \quad (3)$$

式中:  $P_{ac}$  为光伏子阵的额定容量。

随着储能充、放电的进行, 其剩余容量与荷电状态的更新分别为

$$S(i+1) = \begin{cases} (1-\sigma)S(i) - \frac{P_{bat}(i)}{60\eta} & P_{bat}(i) \geq 0 \\ (1-\sigma)S(i) - \frac{P_{bat}(i)\eta}{60} & P_{bat}(i) < 0 \end{cases} \quad (4)$$

$$SOC(i) = S(i) / S_{cap} \quad (5)$$

式中:  $S(i)$  为储能第  $i$  分钟始的剩余容量;  $SOC(i)$  为储能第  $i$  分钟始的荷电状态;  $\sigma$  为储能的自放电率;  $\eta$  储能的充、放电损耗系数 ( $\eta < 1$ );  $S_{cap}$  为储能的总容量。

### 2 高容配比子阵储能运行方式研究

综合考虑高容配比光伏子阵的发电特性, 本文提出一种基于工作模式识别的储能运行方式, 适用于以能量搬移和平抑波动为目标的高容配比光伏储能联合发电系统。其核心思想是基于光伏的日出力过程, 划分储能两种工作目标对应的时段, 从而有针对性地选择不同的充、放电策略, 达到削弱出力波动、增加能量搬移效益的目的。该方法主要包含以下两个步骤: ①出力信号分解与工作区间划分; ②在不同时段应用不同的储能运行方式。

#### 2.1 小波分解与储能工作模式划分

光伏发电的出力信号具有非线性、非平稳性的特点。本文采用离散小波变换将其分解到不同的频率区间, 进而分析局部时域和频域信息, 即:

$$S = A_n + \sum_{i=1}^n D_i \quad (6)$$

对于任意的原始信号  $S$ , 经过  $n$  层小波变换后, 可以分解并重构得到近似信号  $A_n$  以及一系列以 0 为均值的波动信号  $D_i$ <sup>[16-18]</sup>。

在光伏电站并网、停机以及太阳辐照增长的过程中, 有功功率变化应满足电力系统安全稳定运行的要求, 有功功率变化率不超过 10% 装机容量/min, 具体数值应由电力系统调度机构根据当地电网情况核对给出<sup>[9]</sup>。当小波分解的层数越多时, 近似信号越平滑, 剩余的波动信号变化越剧烈, 对储能的容量、响应时间等性能要求也越高。因此, 本文以近似信号的 1 min 级别最大波动率  $\delta$  作为判别条件, 选择满足条件的最小分解层数对光伏出力信号进行自适应分解<sup>[16]</sup>。1 min 级别波动率  $\delta(i)$  表达式为

$$\delta(i) = \frac{P_{total}(i+1) - P_{total}(i)}{P_{ac}} \times 100\% \quad (7)$$

考虑到光伏子阵的高容配比特性,依据储能的主要工作目标,将光伏出力时段细分为两类时段。近似信号值首次和末次大于限电额度

之间的时段为能量搬移时段,其余为平抑波动时段。

### 2.2 不同时段储能运行方式

能量搬移以及平抑波动两个时段内,储能的充、放电指令计算流程如图2所示。

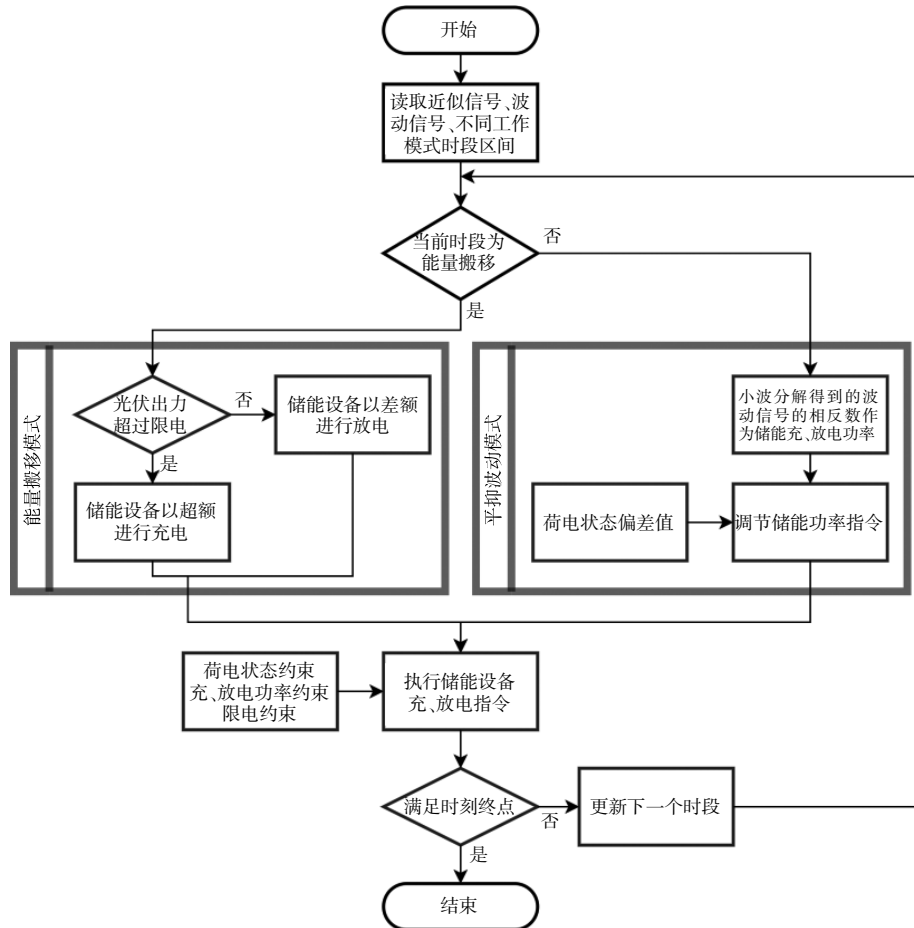


图2 储能运行流程图

Fig.2 Flow chart of ES operation

当储能处在能量搬移工作模式时,光伏出力一般会超出限电额度,此时尽可能存储超出部分的光伏出力,光伏储能联合系统以限电额度向外送电。但由于光伏发电的波动特性,能量搬移模式下的光伏出力也存在少量低于限电额度的情形,此时储能系统以差额功率进行放电,补足缺额。上述两种情况可以用式(8)进行统一描述。

$$P_{bat}(i) = P_{cut}(i) + P_{pv}(i) \quad (8)$$

式中: $P_{cut}(i)$ 为第*i*分钟限电额度,即最大送出通道或区域电网调度中心下达的限电指令,本文恒取为 $P_{ac}$ 。

当储能处在平抑波动工作模式时,光伏出力

一般会低于限电额度,此时储能的充、放电功率指令由两方面构成:一方面平抑光伏出力的波动;另一方面跟踪参考荷电状态以提升能量搬移和平抑波动的能力。储能的充、放电指令计算式为

$$P_{bat}(i) = P_{bat,1}(i) + P_{bat,2}(i) \quad (9)$$

$$P_{bat,1}(i) = -P_{fluc}(i) \quad (10)$$

$$P_{bat,2}(i) = \begin{cases} 60\alpha[S(i) - S_{ref}(i)]\eta & S(i) \geq S_{ref}(i) \\ 60\alpha[S(i) - S_{ref}(i)]/\eta & S(i) < S_{ref}(i) \end{cases} \quad (11)$$

式中: $P_{bat,1}(i)$ , $P_{bat,2}(i)$ 分别为储能第*i*分钟的充、放电功率指令的两个组成部分; $P_{fluc}(i)$ 为小波分解后得到的第*i*分钟波动信号; $S_{ref}(i)$ 为储能第*i*分钟始的参考剩余容量; $\alpha$ 为荷电状态补偿系数,

用于表征储能跟踪参考剩余容量速度之快慢。

### 3 高容配比光储子阵容量配置模型

综合考虑高容配比光伏储能系统的发电收益、储能成本、波动特性、典型日特征等,构建以全生命周期净现值和平抑波动效果为双目标的储能容量优化配置数学模型。决策变量为储能容量  $S_{cap}$ , 目标函数的数学表达式为

$$\max f_1(S_{cap}) = \sum_{y=1}^{N_y} \sum_{s=1}^{N_s} \frac{C_e r_s E_s(S_{cap}) \cdot 365}{(1+I)^y} - C_s^{ini} S_{cap} - \sum_{k=1}^{N_e} \frac{C_s^{re} S_{cap}}{(1+I)^{n_k}} \quad (12)$$

$$\min f_2(S_{cap}) = \sum_{s=1}^{N_s} r_s \delta_s^{\max}(S_{cap}) \quad (13)$$

$$N_{re} = \left\lceil \frac{N_y \sum_{s=1}^{N_s} r_s S_s \cdot 365}{DOD \cdot S_{cap} N_{cycle}} \right\rceil - 1 \quad (14)$$

式中:  $f_1(\cdot)$  为最大净现值目标;  $f_2(\cdot)$  为最小波动目标;  $E_s(\cdot)$  为在  $S_{cap}$  储能容量配置下第  $s$  种典型日的日发电量;  $\delta_s^{\max}(\cdot)$  为在  $S_{cap}$  储能容量配置下第  $s$  种典型日的日内最大 1 min 级别波动率;  $N_y$  为光伏电站运行年限;  $N_s$  为光伏电站典型日个数;  $N_e$  为光伏电站储能更换次数;  $N_{cycle}$  为光伏电站储能最大循环次数;  $r_s$  为第  $s$  种典型日在全年中的占比;  $C_e$  为上网电价;  $C_s^{ini}$  为储能的初始投资成本;  $C_s^{re}$  为储能的置换成本;  $I$  为折现率;  $n_k$  为储能第  $k$  次更换的年份;  $\lceil \cdot \rceil$  为向上取整函数;  $S_s$  为第  $s$  种典型日的储能总充、放电量;  $DOD$  为储能的 最大放电深度。

模型中的约束条件包括典型日最大波动率约束以及决策变量的非负约束, 即:

$$\sum_{s=1}^{N_s} r_s \delta_s^{\max} \leq \bar{\delta} \quad (15)$$

$$0 \leq S_{cap} \quad (16)$$

此外, 在储能运行过程中还须满足荷电状态、系统出力、电池出力以及弃能非正的边界约束, 其表达式分别为

$$SOC \leq SOC \leq \overline{SOC} \quad (17)$$

$$0 \leq P_{total}(i) \leq P_{curt}(i) \quad (18)$$

$$\underline{P}_{bat} \leq P_{bat}(i) \leq \overline{P}_{bat} \quad (19)$$

$$P_d(i) \leq 0 \quad (20)$$

式中:  $\overline{SOC}$ ,  $\underline{SOC}$ , 分别为储能容量的上、下边界约束值;  $\overline{P}_{bat}$ ,  $\underline{P}_{bat}$ , 分别为储能出力上、下边界约束值。

为充分阐释所构建模型的求解思路, 将模型应用于实际的过程分解为以下具体步骤:

①收集电站基本资料, 包括额定容量、容配比等; 调研所处区域电网的电能消纳特性, 确定光储系统的限电模式;

②根据当地历史的气象资料, 选择具备代表性的典型日, 计算每种典型日的时间占比, 并采用式(2)计算典型日的光伏出力过程曲线;

③基于电站容配比、装机规模、辐照条件等参数, 选择恰当的储能类型, 获取储能的基本参数;

④选择合适的步长, 采用本文所提出的运行方式仿真不同储能容量配置下各典型日的光储系统运行过程;

⑤依据光储系统运行过程, 采用式(12)~(14)计算不同储能容量配置下的两个目标函数值;

⑥基于不同储能容量配置下目标函数计算结果, 优选得到最佳储能配置。

## 4 算例仿真及结果分析

### 4.1 算例介绍

本文以东北某大型光伏电站的单个高容配比光伏子阵作为研究对象, 应用所提出的储能运行方式及优化模型确定最佳的储能容量, 进一步分析该储能配置下的储能运行特性。本文以天气类型作为典型日的划分标准, 选取 2022 年晴天、多云、阴霾、雨天共 4 种典型日的 1 min 级别辐照、背板温度作为模型的输入数据, 4 种天气在全年中的时间占比分别为 39%, 42%, 9%, 10%。该光伏子阵额定容量为 1 000 kW, 容配比为 1.8(安装容量为 1 800 kW), 储能设备选用充、放电倍率为 1 C 的磷酸铁锂电池。研究中设置的光伏出力模型参数、光伏子阵参数、储能参数如表 1 所示。研究中采用的出力波动率限制  $\bar{\delta}$  为 2%<sup>[18]</sup>, 折现率  $I$  为 8%, 上网电价  $C_e$  为 0.374 元/(kW·h)。

基于辐照以及背板温度数据, 应用式(2)计算 4 种不同典型天气下的不限电出力过程, 如图 3 所示。

由图 3 可以看出, 4 种天气下的发电量依次递减, 晴天出力曲线光滑, 其余天气下出力均存在明显波动。由于子阵的高容配比特性, 晴天和多云

表 1 算例参数  
Table 1 Parameters of case study

类别	参数	数值
光伏出力模型	温度系数 $a/\% \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$	0.35
	STC 光强 $I_{\text{STC}}/\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$	1 000
	STC 背板温度 $T_{\text{STC}}/^\circ\text{C}$	25
光伏子阵	安装容量 $P_{\text{pk}}/\text{kWp}$	1 800
	额定容量 $P_{\text{ac}}/\text{kW}$	1 000
	容配比 $R_{\text{dc}/\text{ac}}$	1.8
	运行年限 $N_{\text{y}}/\text{a}$	25
	充、放电倍率/C	1
储能	最大放电功率 $\overline{P_{\text{out}}}/\text{kW}$	$S_{\text{cap}} \times 1$
	最大充电功率 $P_{\text{in}}/\text{kW}$	$-S_{\text{cap}} \times 1$
	荷电状态上限 $\text{SOC}/\%$	100
	荷电状态下限 $\text{SOC}/\%$	5
	最大放电深度 $\text{DOD}/\%$	95
	日历寿命/a	15
	自放电率 $\sigma/\% \cdot \text{min}^{-1}$	0
	充、放电损耗系数 $\eta/\%$	95
	最大循环次数 $N_{\text{cycle}}$	5 000
	荷电状态补偿系数 $\alpha/\% \cdot \text{min}^{-1}$	2
	初始投资成本 $C_{\text{inv}}/\text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$	800
	置换成本 $C_{\text{r}}/\text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$	480

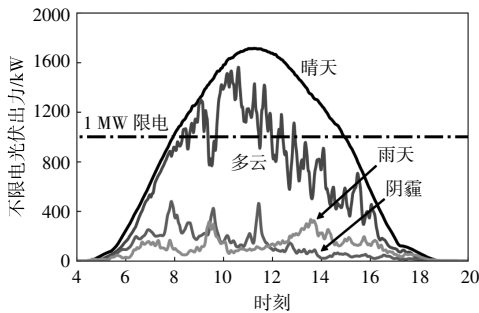


图 3 典型天气下光伏子阵不限电出力过程

Fig.3 Unlimited output process of PV subarray under typical weather conditions

天气下均存在超出限电额度的现象,其中晴天尤为显著。因此,配置储能参与高容配比光伏子阵的能量搬移以及平抑波动具有现实意义。

#### 4.2 储能容量优化配置结果

应用前文提出的储能运行方式,开展不同储能容量配置、不同典型日情形下的发电量仿真模拟,典型日占比加权后的光伏储能联合系统日发电量统计结果如图 4 所示。

从图 4 可以看出,高容配比光伏子阵的日均不限发电量接近 9 MW·h,该部分能量有 4 种不同的流向,包括直接送出、存入储能后送出、在储能充/放过程中损耗和弃能。随着储能容量的增

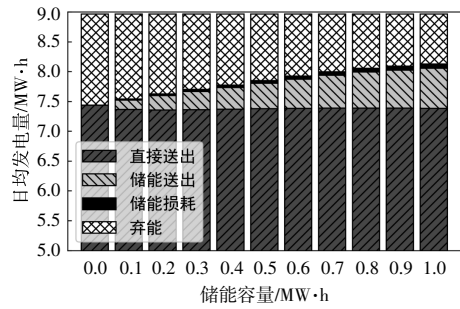


图 4 不同储能配置下的光伏储能系统发电量

Fig.4 Power generation of PV/ES system under different ES configurations

加,弃电量逐渐减少,储能送出电量及光储系统送出电量逐渐增加,且增量存在非线性以及边际效益递减的特点。

基于不同储能容量配置下发电量的统计结果,应用式(12)~(14)两项目标函数结果如图 5 所示。

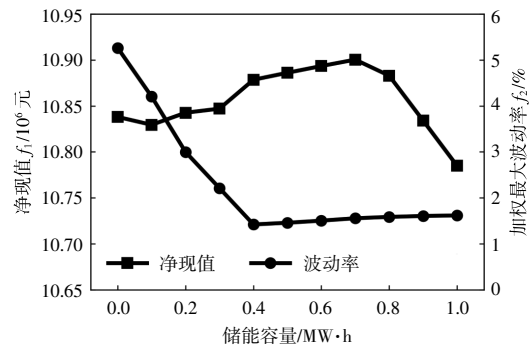


图 5 不同储能配置下的目标函数

Fig.5 Objectives under different ES configurations

由于增发电量收益与储能成本之间的博弈,净现值随储能容量增加呈现出先增大后减小的变化趋势,当配置 700 kW·h 时,净现值达到峰值 1 090 万元。光伏储能系统波动性随储能容量配置的关系近似于一条折线。当储能容量小于 400 kW·h 时,波动率随容量增加快速线性下降;而当容量超过 400 kW·h 时,储能即可以平抑全部的出力波动,波动率基本维持恒定。综合考虑以上两方面因素,选择 700 kW·h 作为储能的最佳配置容量。

#### 4.3 700 kW·h 配置下典型日光储系统运行结果分析

本文以 700 kW·h 最优储能配置作为研究对象,详细分析不同典型日内的储能仿真运行结果,以验证前文提出的储能运行方式的有效性以及合理性。图 6 展示了典型多云天气下,光伏出力信号

经过“db5”小波自适应分解后得到的近似信号、波动信号以及不同模式的分区。

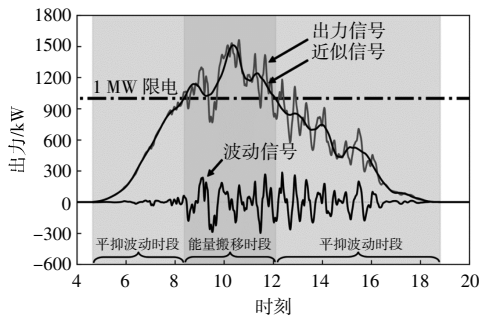
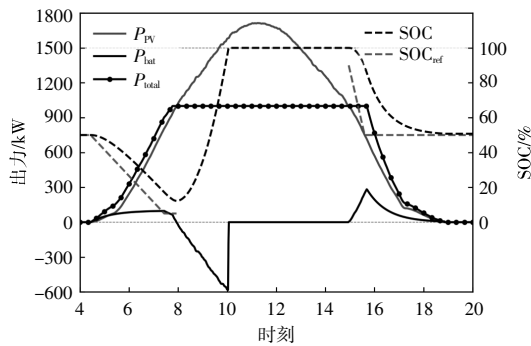
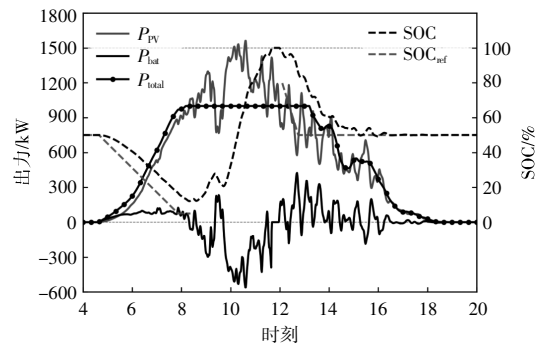


图6 小波分解以及模式识别

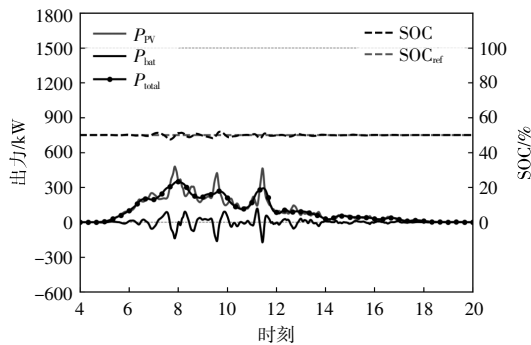
Fig.6 Wavelet decomposition and mode identification



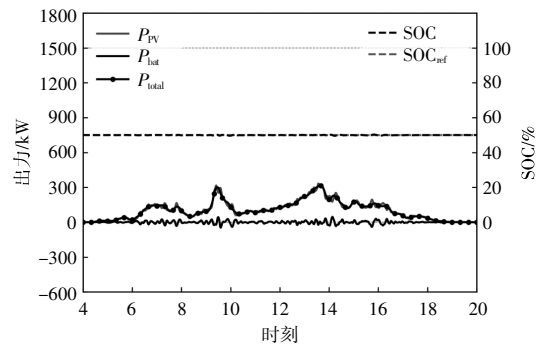
(a)晴天



(b)多云



(c)阴霾



(d)雨天

图7 光伏储能系统出力过程

Fig.7 Output process of PV/ES system

种工作模式，参考剩余容量恒为总容量的50%。由图7(a)可知，4:00-8:00 储能追踪“z”字型参考荷电状态进行放电，SOC从50%下降至10%，为午间的能量搬移预留了空间。8:00起光伏出力超过限电额度，储能切换为能量搬移工作模式，充分吸纳超发电量直至约10:00达到充满状态。10:00-15:00，储能没有盈余容量，超发的电能被舍弃，光伏储能联合系统以限电额度向外送电。后续储能切换回平抑波动模式，追踪折线型参考荷电

由图6可知，相较于原始的出力信号，近似信号明显更加平滑，波动率也下降至2%/min以下。依据近似信号的出力值与限电额度之间的大小关系，光伏出力时段被划分为为了平抑波动模式时段以及能量搬移模式时段，前者分布在上午和下午的低出力时段，后者分布在中午的高出力时段。

4种不同典型天气下储能充、放电的仿真结果如图7所示。

晴天和多云天光伏出力较高，因此存在两种工作模式，上、下午分别预先设置了折线型参考剩余容量，供储能在平抑波动模式下进行跟踪。阴霾和雨天天气光伏出力较低，故仅存在平抑波动一

状态将存储的电量放出，恢复到50%的常态SOC。由图7(b)可知，典型多云天气下储能不仅实现了能量搬移，还通过不断地吞吐能量，平抑了光伏出力的波动，极大增加了出力稳定性以及并网友好性。由图7(c)可知，典型阴霾天气下光伏出力较低，储能仅参与平抑波动作业。设置50%参考剩余容量保证了储能在充、放电过程中，大部分时段都维持在较为健康的中间状态，同时也为应对光伏出力的突变预留了余量。由图7(d)可知，典

型雨天天气下,储能对光伏出力的“毛刺”进行了平抑,削弱了其波动性。由此可见,储能参考剩余容量的设置给高容配比光伏储能系统的联合运行

提供了积极的引导,最大限度地利用储能参与到能量搬移以及平抑波动的作业之中。

4种典型日下的量化统计结果如表2所示。

表2 典型日运行统计结果

Table 2 Statistical results of typical daily operation

典型日天气类型	全年占比/%	未配储能日发电量/MW·h	未配储能弃电量/MW·h	未配储能日内最大出力波动/ $\% \cdot \text{min}^{-1}$	配置储能日发电量/MW·h	配置储能弃电量/MW·h	配置储能日内最大出力波动/ $\% \cdot \text{min}^{-1}$	发电量提升比例/%
晴天	39	9.67	3.06	0.97	10.26	2.42	1.36	6.03
多云	42	7.98	0.79	9.99	8.64	0.05	1.77	8.19
阴霾	9	1.67	0	4.53	1.65	0	1.27	-0.90
雨天	10	1.63	0	2.97	1.62	0	1.7	-0.38

由表2可知,在晴天和多云天气时,配置的700 kW·h 储能基本可以实现一次满充、满放的能量搬移,增加发电量约0.6 MW·h。在多云、阴霾、雨天天气时,储能也能有效平抑波动,压低日内最大出力波动率至2%/min 以内。经过统计,若未配置储能,则约有17%的光伏资源将被浪费。若配置700 kW·h 的储能,则可以将原本33%的弃电量搬运至低出力时刻重新送出,系统发电量将增加6.73%,日内平均最大波动率将从5.3%下降至1.6%。

### 5 结论

本文针对高容配比光伏子阵的储能运行方式建立了储能容量优化配置模型。该方法兼顾储能的平抑波动以及能量搬移两种工作目标,可以在提高电能质量的同时减少弃光损失。

①本文结合小波分解,采用跟踪参考剩余电量等方法,提出了一种基于不同工作模式识别的储能充、放电策略。

②综合售电收益、储能成本、不同典型日出力特征等,建立了以光伏储能系统全生命周期净现值最大以及加权波动率最小为双目标的储能容量优化配置模型。

③以东北某大型光伏电站的高容配比子阵作为案例,选取4种不同天气作为典型日,定量分析了发电量与储能容量间的关系。结果表明,对于1.8容配比的光伏子阵,配置700 kW·h 的储能可以最大限度地提高发电收益,改善电能质量。

#### 参考文献:

[1] 黄强,郭恽,江建华,等.“双碳”目标下中国清洁电力发展路径[J].上海交通大学学报,2021,55(12):1499-

1509.  
 [2] Ding M,Xu Z,Wang W,et al. A review on China's large-scale PV integration:progress,challenges and recommendations[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews,2016,53:639-652.  
 [3] 丁明,王伟胜,王秀丽,等.大规模光伏发电对电力系统影响综述[J].中国电机工程学报,2014,34(1):1-14.  
 [4] 孙玉树,杨敏,师长立,等.储能的应用现状和发展趋势分析[J].高电压技术,2020,46(1):80-89.  
 [5] 李相俊,王上行,惠东.电池储能系统运行控制与应用方法综述及展望[J].电网技术,2017(10):3315-3325.  
 [6] Sukuma S,Marsadek M,Agileswari K R,et al. Ramp-rate control smoothing methods to control output power fluctuations from solar photovoltaic (PV) sources—a review [J]. Journal of Energy Storage,2018,20(12):218-229.  
 [7] Ma C,Xu X,Pang X,et al. Scenario-based ultra-short-term rolling optimal operation of a photovoltaic-energy storage system under forecast uncertainty [J]. Applied Energy,2024,356:122425.  
 [8] 李欣然,黄际元,陈远扬,等.大规模储能电源参与电网调频研究综述 [J]. 电力系统保护与控制,2016,44(7):145-153.  
 [9] 李建林,袁晓冬,郁正纲,等.利用储能系统提升电网电能质量研究综述[J].电力系统自动化,2019(8):15-25.  
 [10] NB/T 10394-2020,光伏发电系统效能规范[S].  
 [11] 王淑娟,薛满宇,刘松民.光伏组件超配的经济性分析[J].中国电力,2016,49(6):181-184.  
 [12] 陈建国,洪凌,王晓亮,等.基于光伏发电平价上网的系统超配经济性分析[J].电力科学与工程,2020,36(3):61-68.  
 [13] 王磊,石家瑞,吴源鑫,等.基于光伏系统可靠性的组件与逆变器最优容配比研究[J].太阳能学报,2021,42(12):498-504.

- [14] Nakamoto Y, Eguchi S. How do seasonal and technical factors affect generation efficiency of photovoltaic power plants? [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2024, 199: 114441.
- [15] Fouad M M, Shihata L A, Morgan E I. An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 80: 1499–1511.
- [16] 吴杰, 丁明. 采用自适应小波包分解的混合储能平抑风电波动控制策略 [J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(3): 7–12.
- [17] Du R, Zou P, Ma C. Multi-objective optimal sizing of hybrid energy storage systems for grid-connected wind farms using fuzzy control [J]. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2021, 13(1): 014103.
- [18] Jiang Q, Hong H. Wavelet-based capacity configuration and coordinated control of hybrid energy storage system for smoothing out wind power fluctuations [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2012, 28(2): 1363–1372.
- [19] Q/GDW 1617–2015, 光伏电站接入电网技术规定 [S].

## Operation and capacity configuration of energy storage for photovoltaic power station with a high capacity ratio

Pang Xiulan<sup>1,2</sup>, Xu Ximeng<sup>1</sup>, Ma Chao<sup>1,3</sup>

(1.School of Civil Engineering, Tianjin University, Tianjin 300350, China; 2.Huanghe Hydropower Development Co., Ltd., Xining 810008, China; 3.State Key Laboratory of Hydraulic Engineering Simulation and Safety, Tianjin University, Tianjin 300072, China)

**Abstract:** With the development of photovoltaic (PV) industry, high capacity ratios have gradually become popular in the PV power station. To find the optimal charging/discharge strategy of energy storage (ES) in PV subarray with a high capacity ratio, one operation strategy based on working mode recognition was proposed to coordinate two competitive objectives—load-shifting and smoothing. Furthermore, a capacity configuration model with the objectives of life cycle net present value maximization and output fluctuation minimization was constructed considering the generation income, ES cost, fluctuation characteristics, and typical day type. Moreover, taking a 1 MW subarray with 1.8 capacity ratio in a northeast utility-scale PV power station as a case, the optimal capacity of 700 kW·h was obtained. The simulation results under different typical days verified the feasibility and the effectiveness of the proposed ES operation strategy as well as the configuration model.

**Keywords:** photovoltaic; high capacity ratio; energy storage; optimal operation; capacity configuration