

计及风光不确定性的风-光-光热联合发电系统中 光热电站储热容量优化配置

解 佗, 孙丹阳, 张 刚, 张靠社
(西安理工大学电气工程学院, 陕西 西安 710054)

摘 要:传统新能源电站之间联合形式单一且未考虑风光出力不确定性,弃风、弃光现象严重。为此,提出了一种考虑风光不确定性的风-光-光热联合系统的光热电站储热容量优化配置策略,利用电转热技术使风光电站和光热电站有效耦合,明确联合系统框架与原理;采用改进拉丁超立方抽样方法抑制风光出力的不确定性。最后,构建基于风光出力典型场景的光热电站储热容量双层优化配置模型,并进行算例求解,结果表明所提方法显著降低了系统总投资与运行成本,提高了清洁能源消纳能力。

关键词:联合发电系统;光热电站;风光消纳;不确定性;储热容量优化配置

中图分类号:TM615 **文献标志码:**A **文章编号:**2096-4145(2024)02-0032-08

Optimal Capacity Configuration of Thermal Storage within CSP Plant in Wind-PV-CSP Hybrid Power Generation System Considering Uncertainty of Wind and Photovoltaic Power

XIE Tuo, SUN Danyang, ZHANG Gang, ZHANG Kaoshe
(School of Electrical Engineering, Xi'an University of Technology, Xi'an 710054, China)

Abstract: The mode of integration between traditional new energy power stations is simple and does not take into account the uncertainty of wind and photovoltaic output. The phenomenon of wind and PV curtailment is serious. To this end, the paper proposes an optimal configuration strategy for the thermal storage capacity of CSP plant in wind-PV-CSP hybrid system considering the uncertainty of the wind and photovoltaic output. The power-to-heat technology is used to effectively couple the wind and PV power station as well as CSP plant, clarifying the framework and principle of the hybrid system. The improved Latin hypercube sampling method is employed to suppress the uncertainty of the wind and photovoltaic output. Finally, a double-layer optimal configuration model of the thermal storage capacity for CSP plant based on typical wind and photovoltaic output scenarios is constructed, and an example is solved. The results show that the proposed method significantly reduces the total investment and operating costs of the system, and improves clean energy consumption capacity.

Key words: hybrid power generation system; CSP plant; wind and photovoltaic power consumption; uncertainty; optimal configuration of thermal storage capacity

0 引言

我国西北地区风光资源非常充裕,为了充分利用自然资源,在此地区通常选择风电、光伏及光热

发电(Concentrated Solar Power, CSP)等形式^[1]。然而,随着风电、光伏渗透率不断增长,受风、光自然属性的制约以及风电和光伏输出功率的固有特性影响,导致电网正常运行、调峰调频与风光消纳能力均承受巨大压力^[2],容易引发各种安全问题,故而亟需提出更合理的解决方案,减少或消除不必要损失。

CSP 电站配置储热系统(Thermal Energy Storage, TES)时,存在较明显的能量时移特性^[3-6],可以在负荷低谷时将多余电量以热能的形式存储于储热系统,若使其和风电、光伏发电有效组合,能够就地平衡大量风光波动功率,做到能量互补,满足大量用户用电需求。因此,研究考虑风光出力不确定性

基金项目:国家自然科学基金联合基金资助项目(U1965202);陕西省自然科学基金基础研究计划(2022JQ-534);陕西省重点研发计划(2018-ZDCXL-GY-10-04)

Project Supported by the National Natural Science Foundation of China Joint Fund (Key Support Project) (U1965202); Shaanxi Province Natural Science Basic Research Program (2022JQ-534); Key Research and Development Plan of Shaanxi Province (2018-ZDCXL-GY-10-04)

的风-光-光热联合发电系统中光热电站储热容量优化配置^[7],有利于增强电网风光消纳能力以及为用户提供更优质的电能质量,具有重要的理论与实践意义。

目前,CSP 电站和清洁能源发电综合研究较少,相关成果较为单一^[8],现有大部分研究倾向光热和风电或光热与光伏联合运行,同时对可再生能源出力的不确定性分析考虑的较少。文献[9]认为风电、CSP 存在日与季节互补性,风电出力在春夏、秋冬季分别偏低、偏高,但 CSP 电站与之相反,两者结合必然能扩大其基荷容量;增加储能将减小系统波动幅度,而储能对于春夏季节作用较大,对于秋冬季节作用较小。文献[10]将目光投向光伏发电短期与中长期出力模型,在光伏-光热联合发电系统内,构建了基于机会约束规划的 CSP 电站储热容量配置模型。文献[11]一方面考虑到系统风电消纳能力提升问题,另一方面考虑到旋转备用成本控制问题,期望两方面得到综合兼顾,故构建了含储热的光热电站与风电系统日前优化调度模型。文献[12]为探究储热装置配置成本与系统调度经济性的平衡点,基于调度经济性求解光热电站 1 a 内各调度日的最佳储热容量。文献[13]为应对可再生能源集中并网对电网调频稳定性带来的挑战,采取多时序滚动规划法,提出 CSP 电站储热容量滚动优化配置模型。

鉴于此,本文首先通过优化新能源电站联合运行方式,利用电转热技术使风电、光伏和 CSP 电站的 TES 有效组合,明确风-光-光热联合发电系统运行框架及原理,增强调度过程灵活性,充分发挥系统作用和价值;然后,为了保证系统的安全稳定运行,对系统中风光出力波动量预测误差进行不确定性建模,通过改进拉丁超立方抽样法建立多个场景并缩减得到典型场景;最后以总场景投资运行成本最低和新能源消纳量最大为目标,构建基于风光出力典型场景的光热电站储热容量双层优化配置模型。

1 风-光-光热联合发电系统

1.1 联合发电系统结构

CSP 电站主要由光场、TES 及热力循环系统(Thermodynamic Cycle System, TCS)3 部分构成,三者相互配合实现光热发电。光场通过吸收太阳能来加热导热工质(Heat-transfer Fluid, HTF);HTF 不但能和 TES 完成能量双向传递,而且 HTF 热能可直接用于加热水蒸气,促使 TCS 环节汽轮机组产生

电能^[14]。

TES 作为重要储能部分^[15],若和风电、光伏发电系统有效组合,就能依靠 CSP 电站能量时移特性灵活平抑风光出力波动,借此增强风光消纳能力,效果非常显著。因此,本文尝试利用电转热技术,把风电、光伏电站和 CSP 电站的 TES 有效组合,最后建立风电-光伏-光热联合发电系统。其结构框架如图 1 所示。

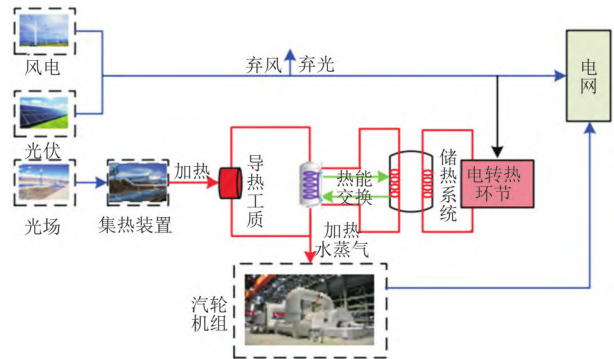


图1 联合运行结构框架

Fig.1 Structure framework of Wind-PV-CSP hybrid power generation system

由图 1 可以看出,利用电转热能够把一些风电和光伏发电转换成热能,借此加热 TES 内储热熔盐。通过这个环节,在负荷进入低谷期后,把多余的风电、光伏电量以热能形式储存到 TES 内;而在负荷进入高峰期后,再把这部分热能通过 TCS 环节转化成电能,实现其削峰填谷的功能。

“弃时储,用时放”,利用优化后的风电-光伏-光热联合发电系统,使 CSP 电站能量时移特性真正融入风、光电站。相较过去各种新能源电站独立运行模式而言,优化后系统可全面展现风光资源互补特征,同时加强了各电站间灵活调度能力,为系统提高风光消纳能力提供了解决方案。

1.2 风电机组模型

风电机组出力受风速变化直接影响,两者存在紧密联系^[16]。如果风速低于切入风速导致无法驱动风力涡轮机发电,这时机组无出力;如果风速在风机切入风速与额定风速之间,那么出力和风速成正比;如果风速高于额定风速,且尚未达到切出风速水平,那么出力稳定在额定功率;如果风速高于切出风速,那么出力等于 0^[17]。风机功率 P_{wt} 为:

$$P_{wt} = \begin{cases} 0 & v < v_c \\ P_{wtN} \frac{v - v_c}{v_R - v_c} & v_c \leq v < v_R \\ P_{wtN} & v_R \leq v < v_F \\ 0 & v_F \leq v \end{cases} \quad (1)$$

式中： P_{wN} 为风机额定功率； v_c, v_R, v_F 分别为风机切入、额定、切出风速。

1.3 光伏发电模型

为简化建模和计算过程,式(2)中光伏电池出力 P_{pv} 仅受太阳辐射值、环境温度影响,其表达式为^[11]:

$$P_{\text{pv}} = P_{\text{STC}} G(1 + k_{\text{pv}}(T_c - T_f))/G_{\text{STC}} \quad (2)$$

式中： G 为光照强度； $G_{\text{STC}}, P_{\text{STC}}$ 分别为标准测试条件下光照强度、最大测试功率； k_{pv} 为功率温度系数； T_f 为参考温度； T_c 为电池板工作温度,其值可通过环境温度来估算^[18]:

$$T_c = T_f + 30G/1000 \quad (3)$$

1.4 光热电站模型

CSP 电站利用集热装置把镜场反射光能转换成热能,所得热功率如下^[9]:

$$P_t^{\text{csp,r}} = \eta_1 S D_t \quad (4)$$

式中： $P_t^{\text{csp,r}}, D_t$ 分别为 t 时段集热装置热功率、光照直接辐射指数； η_1 为光热转换效率； S 为 CSP 电站镜场面积。

当出现负荷需求后,可利用集热装置转换所得热量直接发电,负荷低谷期时可将集热装置转换所得热量储存于 TES,在负荷高峰期放热发电^[19-20]。其表达式如下:

$$P_t^{\text{csp,r}} = P_t^{\text{SF,r}} + P_t^{\text{HT}} \quad (5)$$

式中： $P_t^{\text{csp,r}}, P_t^{\text{SF,r}}$ 分别为时段 t 集热装置直接发电、传递到 TES 的热功率。

储热与放热时均会出现热量损失,两者特性表达式为:

$$P_t^{\text{TS,c}} = \eta_c P_t^{\text{HT}} \quad (6)$$

$$P_t^{\text{TS,f}} = \frac{P_t^{\text{HT}}}{\eta_f} \quad (7)$$

式中： $P_t^{\text{TS,c}}, P_t^{\text{TS,f}}$ 分别为 TES 在时段 t 储热、放热功率； P_t^{HT} 为 TES 在时段 t 向 HTF 传递的热功率； η_c, η_f 分别为 TES 充热、放热损失率。

TES 储存热能时会产生热能损耗,其表达式为^[21]:

$$E_t = (1 - \tau \Delta t) E_{t-1} + (P_t^{\text{TS,c}} - P_t^{\text{TS,f}}) \Delta t \quad (8)$$

式中： E_t 为 TES 在时刻 t 总储热量； τ 为耗散系数； Δt 为时间间隔。

CSP 电站输出功率取决于集热装置和 TES 热功率,其发电功率表达式如下:

$$P_{\text{csp}} = \eta_d \left(P_t^{\text{csp,r}} - \frac{P_t^{\text{TS,c}}}{\eta_c} + P_t^{\text{TS,f}} \eta_f \right) \quad (9)$$

式中： P_{csp} 为 CSP 电站的输出电功率； η_d 为热电转换效率。

1.5 电加热装置模型

在电转热过程中,通过电加热装置能够把剩余风电和光伏发电转变成热能,从而加热 TES 内储热熔盐。其作为现阶段工业方面常用电-热能量转换装置,适用范围较广,技术发展相对完善,能量转换效率约为 100%^[22]。

电加热装置的出力模型可描述为:

$$T_{\text{ch,t}} = \lambda_{\text{ch}} P_{\text{ch,t}} \quad (10)$$

式中： $P_{\text{ch,t}}$ 和 $T_{\text{ch,t}}$ 分别为时刻 t 电加热装置的输入电功率和输出热功率； λ_{ch} 为能量转换效率。

2 风光不确定性处理

2.1 场景生成

由于系统中风光出力存在不确定性,为了保证电力系统的安全可靠运行,本文将风电、光伏出力的实际值看作预测值与功率随机波动值之和。其表达式如下^[23]:

$$\begin{cases} P_{\text{wt}}^t = P_{\text{wt0}}^t + \delta_{\text{wt}}^t \\ P_{\text{pv}}^t = P_{\text{pv0}}^t + \delta_{\text{pv}}^t \end{cases} \quad (11)$$

式中： $P_{\text{wt}}^t, P_{\text{wt0}}^t$ 为 t 时段风电的实际出力与预测出力； δ_{wt}^t 为风电出力波动； $P_{\text{pv}}^t, P_{\text{pv0}}^t$ 为 t 时段光伏的实际出力与预测出力； δ_{pv}^t 为光伏出力波动。

文献[23]假设风电、光伏出力的波动服从正态分布,其均值为 0,标准差分别为:

$$\begin{cases} \sigma_{\text{wt}}^t = \frac{1}{5} P_{\text{wt0}}^t + \frac{1}{50} P_{\text{wtN}} \\ \sigma_{\text{pv}}^t = \frac{1}{5} P_{\text{pv0}}^t + \frac{1}{50} P_{\text{pvN}} \end{cases} \quad (12)$$

式中： $\sigma_{\text{wt}}^t, \sigma_{\text{pv}}^t$ 分别为 t 时段的风电、光伏出力预测误差的标准差； P_{pvN} 为光伏的额定功率。

针对风电、光伏功率的不确定性,可以根据其误差概率分布通过随机抽样产生相应样本。本文采用改进拉丁超立方抽样进行场景生成^[24],以确保样本覆盖随机变量的整个样本空间。具体步骤如下:

1) 采样。结合重要抽样度的拉丁超立方抽样法(Latin Hypercube Important Sampling, LHIS)强调采样空间内采样值尽量逼近累积分布函数期望值这一思想,围绕基于随机因素的输入变量进行合理分层,所有超立方体中抽样本点严格遵循其处于变量概率密度分布内所表现的重要度进行筛选,亦

即分层后区间内样本最逼近其期望边界。利用该筛选法取得样本均值固定,同时方差很小,可减小随机函数尾部特性所引起的误差,故所得结果更加准确、有效。

按照重要抽样度,面向 N 等分累积分布函数纵坐标完成 LHS 处理。具体可描述如下:

$$x_n = \begin{cases} F_g^{-1}(n/N) & n/N \leq 0.5 \\ F_g^{-1}(n-1/N) & n/N > 0.5 \end{cases} \quad (13)$$

式中: x_n 为在第 n 个划分区间中的采样值; $F_g^{-1}(\cdot)$ 为 $F_g(\cdot)$ 的反函数; N 为总抽样次数。

当 $n/N \leq 0.5$, $n/N > 0.5$ 时,分别选择分层区间上、下边界点; $n/N \leq 0.5$ 时,可利用式(13)计算出第 n 个采样值 x_n 。初始样本矩阵 X_s 是将各随机变量采样值当作行向量而形成的。

2)排序。初始采样矩阵必须遵从特定秩相关系数矩阵 r_{obj} 再次排列,以提高计算精度。因为 Cholesky 排序法^[25]易于实现、操作简单,所以本文借此方法完成排序。

2.2 场景缩减

场景缩减的目的在于用较少的典型场景体现大量场景的特征,本文采用 K-means 聚类算法对生成的场景进行缩减^[26],实现减小运算繁琐度的目的。该算法计算步骤如下:

- 1)设置聚类数 k 。
- 2)随机初始化 k 个聚类中心。
- 3)计算每个场景分别到 k 个聚类中心的距离,按照距离最小原则将每个场景划分到最靠近自己的聚类中心,形成 k 簇。
- 4)重新计算每簇的质心(均值)。
- 5)重复步骤 1)一步骤 4),直至质心位置不再变化,各簇最终质心位置即为聚类所得场景。
- 6)根据每簇包含的场景数,计算第 i 个聚类中心所代表的概率 q_i :

$$q_i = \frac{m_i}{s} \quad (14)$$

式中: m_i 为第 i 簇包含的场景数; s 为总的场景数。

3 光热电站储热容量双层优化配置模型

3.1 上层优化模型

3.1.1 目标函数

为得到 CSP 电站的最优储热容量,实现风电-

光伏-光热联合发电系统的风光资源互补特性,同时提升新能源消纳率,以 CSP 电站储热系统投资与运行成本最低和系统新能源消纳量最大为目标。各目标及其函数表达式如下:

1)目标 1:投资与运行维护成本 f_1 最小。

$$\min f_1 = y_{in} + \sum_{h=1}^H \sum_{t=1}^T y_{op,s}^t \quad (15)$$

式中: y_{in} 为储热系统投资成本; H 为总场景数; T 为 1 d 划分的时段数; $y_{op,s}^t$ 为 h 场景下 t 时段联合发电系统的运行维护成本。

$$y_{in} = (P_{TS} k_p + E_{TS} k_E) \frac{l(1+l)^y}{(1+l)^y - 1} \quad (16)$$

式中: P_{TS} 为储热系统的充放热功率; E_{TS} 为储热系统的储热容量; k_p 为储热系统的单位功率成本; k_E 为储热系统的单位容量成本; y 为储热系统运行年限; l 为贴现率。

2)目标 2:新能源消纳量 f_2 最大。

$$\max f_2 = \sum_{h=1}^H \sum_{t=1}^T (p_{wt,h}^t + p_{pv,h}^t + p_{csp,h}^t) \quad (17)$$

式中: $p_{wt,h}^t$, $p_{pv,h}^t$, $p_{csp,h}^t$ 为 h 场景下 t 时段消纳的风电、光伏与光热电站电量。

3.1.2 约束条件

考虑到成本、场地等实际情况,储热系统有如下约束:

$$\begin{cases} P_{TS}^{\min} \leq P_{TS} \leq P_{TS}^{\max} \\ E_{TS}^{\min} \leq E_{TS} \leq E_{TS}^{\max} \end{cases} \quad (18)$$

式中: P_{TS}^{\min} , P_{TS}^{\max} 分别为储热系统充放热功率的上、下限; E_{TS}^{\min} , E_{TS}^{\max} 分别为储热系统容量大小的上、下限。

3.2 下层优化模型

3.2.1 目标函数

下层模型是优化运行模型,以场景内日运行费用最低为目标进行建模。函数表达式如下:

$$\min y_{op} = \sum_{t=1}^T \left[C_{pv} p_{pv}^t + C_{wt} p_{wt}^t + C_{SF} p_{SF,d}^t + C_{TS,df} p_{TS,df}^t + C_{ch} p_{ch}^t + C_{grid} p_{grid}^t \right] \Delta t \quad (19)$$

式中: C_{pv} , C_{wt} 分别为光伏、风电机组产生单位电量的运行维护成本; C_{SF} , C_{TS} 分别为 CSP 电站利用集热、储热装置提供热能形成单位电量的成本; $p_{SF,d}^t$, $p_{TS,df}^t$ 分别为 CSP 电站在时段 t 利用集热、储热装置提供热能的发电功率; C_{ch} 为电转热成本; C_{grid} 为从电网购电的电价; p_{grid}^t 为时段 t 从电网购电量。

其中, $p_{SF,d}^t, p_{TS,df}^t$ 分别为:

$$P_{SF,d}^t = \eta_d P_{SF,t}^{SF,r} \quad (20)$$

$$P_{TS,df}^t = (1 - \eta_t) \eta_d P_{TS,t}^{TS,f} \quad (21)$$

3.2.2 约束条件

1) 系统功率平衡约束。忽略网络损耗, 风-光-光热联合发电系统输出功率与负荷功率平衡, 即:

$$P_{wt,h}^t + P_{pv,h}^t + P_{csp,h}^t + P_{grid,h}^t = P_{L,h}^t \quad (22)$$

式中: $P_{L,h}^t$ 为 h 场景下 t 时刻的负荷值。

2) 各设备运行约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{wt} \leq P_{wtN} \\ 0 \leq P_{pv} \leq P_{pvN} \\ 0 \leq P_{csp} \leq P_{cspN} \\ -r_d \leq P_{csp,t} - P_{csp,t-1} \leq r_u \\ 0 \leq T_{eh,t} \leq T_{eh}^{max} \\ P_{TS,chr}^{min} \leq P_{TS,chr} \leq P_{TS,chr}^{max} \\ P_{TS,dis}^{min} \leq P_{TS,dis} \leq P_{TS,dis}^{max} \\ P_{TS,c}^t P_{TS,f}^t = 0 \\ E_{TS,t0} = E_{TS,T} \end{cases} \quad (23)$$

式中: r_u, r_d 分别为 CSP 电站的最大向上、向下爬坡率; T_{eh}^{max} 为电加热器输出热功率上限; $P_{TS,chr}^{max}, P_{TS,chr}^{min}$ 分别为 TES 储热功率的上、下限; $P_{TS,dis}^{max}, P_{TS,dis}^{min}$ 分别为 TES 放热功率的上、下限; $E_{TS,t0}, E_{TS,T}$ 分别为调度周期内储热系统储热量的初始值与结束值。

4 模型求解

本文上层储热容量优化配置模型具备多目标非线性特征, 可通过非支配排序遗传算法 (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II, NSGA-II) 优化算法来求解, 它降低了非劣排序遗传算法的复杂性, 具有运行速度快、解集的收敛性好的优点。但是多目标问题的求解不仅是 1 个优化问题, 还是 1 个决策问题。在得到 Pareto 解后, 本文采用模糊多属性决策方法去选择最佳折衷解, 具体公式如下^[15]:

$$\mu_j^h = \frac{f_j^{h,max} - f_j^h}{f_j^{h,max} - f_j^{h,min}} \quad (24)$$

$$\mu^h = \frac{\sum_{j=1}^J \mu_j^h}{\sum_{h=1}^H \sum_{j=1}^J \mu_j^h} \quad (25)$$

$$opt = \{o | \mu^o = \max(\mu^h)\} \quad (26)$$

式中: μ_j^h 为第 h 种场景下第 j 个目标值的归一化结

果; f_j^h 为第 h 种场景下第 j 个目标的值; $f_j^{h,max}, f_j^{h,min}$ 分别为第 h 种场景下第 j 个目标的最大值、最小值; μ^h 为第 h 种场景下各个解的各属性之和占总体的比例; μ^o 为第 h 种场景下各属性之和占总体的比例最大值; opt 为第 h 种场景下占总体比例最大的优化解。

本文下层优化运行模型具备单目标线性特征, 该模型可选择粒子群优化算法 (Particle Swarm Optimization, PSO) 进行求解。

5 算例分析

基于国内西北地区风电场 (运行维护成本系数取 0.11 元/kWh)、光伏电站 (运行维护成本系数取 0.08 元/kWh)、CSP 电站构建联合发电系统, 从而检验本文模型与算法的可行性。电加热器的能量转换效率为 99.99%, 维护成本系数为 0.001 8 元/kW。光热电站参数如表 1 所示, 并假设目前建有电加热系统, 因此直接忽略其投资费用。

表 1 CSP 电站基本参数
Table 1 Basic parameters of CSP plant

参数	数值
$\eta_1/\%$	57
$\eta_2/\%$	3
$\eta_3/\%$	3
$\tau/\%$	3.1
$\eta_4/\%$	40
$n/\text{年}$	20
$l/\%$	5

系统从电网购电的价格采用分时电价形式, 具体如表 2 所示。

表 2 分时电价
Table 2 Time-of-use electricity price

时段	电价/[元·(kWh) ⁻¹]
7:00—11:00	1.109 8
11:00—19:00	0.750 4
19:00—23:00	1.109 8
23:00—7:00	0.391 1

图 2、图 3 分别为针对风电、光伏功率的不确定性采用第 2 节所述场景优化方法生成的典型场景。

将得到的 12 个典型场景的风光出力数据以及典型日负荷数据输入第 3 节所构建的双层优化配置模型中。下层优化模型采用 PSO 算法求解, 调度时间尺度为 1 h; 上层模型采用 NSGA-II 优化算法

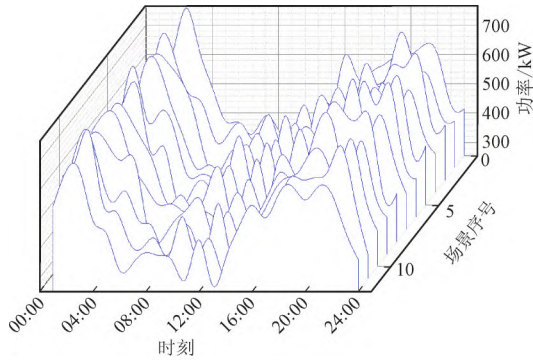


图2 风电出力典型场景

Fig.2 Typical scenario of wind power output

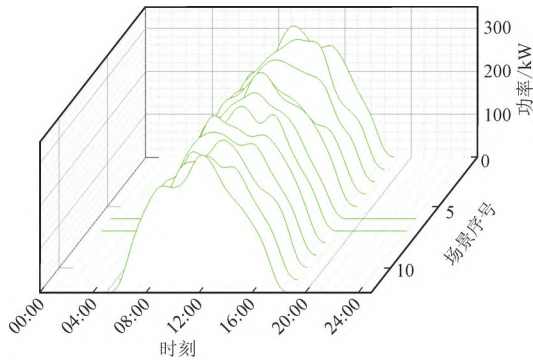


图3 光伏出力典型场景

Fig.3 Typical scenario of PV output

求解,设置种群大小为 50,迭代次数为 50,交叉指数为 20,变异指数为 60。经求解可得 Pareto 前沿如图 4。

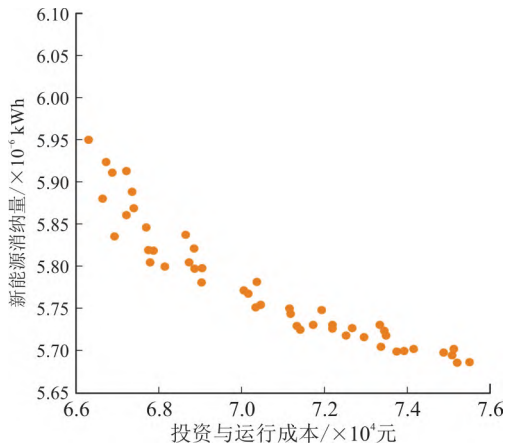


图4 Pareto 前沿解集

Fig.4 Pareto frontier solution set

由于设置种群大小为 50,因此图 4 中共包含了 50 个点,每个点表示 1 种配置方案(包括了储热系统的额定容量及额定充放热功率)。从图 4 可以看出,投资和运行成本与新能源消纳量两者之间相互矛盾,不存在理想的最优解。但根据第 4 节提到的模糊多属性决策方法,可计算得到各方案的多属性决策指标值,从而可以选出最佳折衷解。各方案的

决策指标值如图 5 所示。

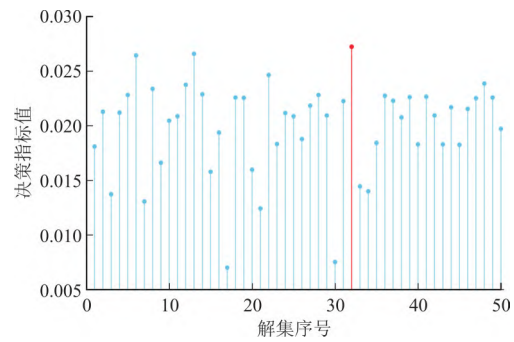


图5 各解多属性决策指标值

Fig.5 Multi-attribute decision index value for each solution

由图 5 可以看出,32 号解集的决策指标值最大,因此选择 32 号解为最佳折衷解。解的目标是 12 个场景总体的投资运行成本最低、新能源消纳量最大,具体数值如表 3 所示。

表3 储热系统配置结果

Table 3 Configuration result of heat storage system

额定容量/kWh	额定充放热功率/kW	投资和运行成本/万元	新能源消纳量/kWh
595	258	7.215 1	174 569

在该配置结果下的风-光-光热系统的运行方案如图 6。由图 6 可知,因为 1—4 时段风电出力较大,并且负荷需求偏低,而风电具备反调峰特性,因此会出现弃风现象,但 2—4 时段有电加热装置把多余风电转变成热能,可有效降低弃风电量。同样在 12, 15—16 时段由于风光出力较大而负荷有所波动出现弃风弃光时通过电加热装置消纳了多余电能。由此可知,将 CSP 电站的 TES 与风电、光伏的发电系统相组合,可通过 CSP 电站能量时移特性平抑风光出力波动,借此增强系统消纳风光能力。

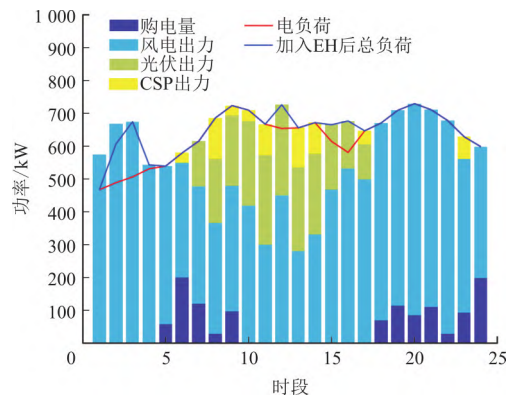


图6 风-光-光热系统运行方案

Fig.6 Operation scheme for Wind-PV-CSP system

6 结论

本文为实现风电、光伏及光热之间的互补效应,提升风光资源丰富地区的新能源消纳量,将风电、光伏通过电转热环节与 CSP 电站的 TES 相结合,建立了风-光-光热联合发电系统,对系统中风光出力波动量的预测误差进行了不确定性建模,并基于风光出力典型场景,构建了以总场景投资运行成本最低和新能源消纳量最大为目标的光热电站储热容量双层优化配置模型。由理论研究及算例求解结果得出如下结论:

1)利用电转热技术把风光电站和 CSP 电站的 TES 组合,可充分发挥其能量时移特性,在降低系统投资和运行成本的同时,提高了联合发电系统的新能源消纳量;

2)通过对风光出力不确定性进行建模,然后基于 LHS 生成风光出力典型场景,可有效降低风光出力波动性对优化配置结果的影响。

参考文献

- [1] 廖跃洪,陈洁,杨彦飞,等.考虑碳捕集电厂综合灵活运行下的含 P₂G 和光热电站虚拟电厂优化调度[J]. 电力建设, 2022, 43(4): 20-27.
LIAO Yuehong, CHEN Jie, YANG Yanfei, et al. Optimal scheduling of virtual power plant with P₂G and photo-thermal power plant considering the flexible operation of carbon capture power plants [J]. Electric Power Construction, 2022, 43(4): 20-27.
- [2] 王亚莉,叶泽,黄际元,等.基于动态峰谷时段划分的储能调峰调频经济调度研究[J]. 中国电力, 2022, 55(8):64-72.
WANG Yali, YE Ze, HUANG Jiyuan, et al. Research on economic scheduling of ES peak and frequency regulation based on dynamic Peak-Valley time division[J]. Electric Power, 2022, 55(8):64-72.
- [3] 张涛,刘伉,陶然,等.计及热惯性及光热电站的综合能源系统优化[J]. 电力建设, 2023, 44(1):109-117.
ZHANG Tao, LIU Kang, TAO Ran, et al. Integrated energy system optimization considering thermal inertia and CSP station[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(1):109-117.
- [4] 叶鹤林,刘松,胡剑,等.基于 IGDT 的含光热电站电力系统多源联合调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(23):35-43.
YE Helin, LIU Song, HU Jian, et al. Multi-source joint dispatching strategy for a power system with concentrating solar power plants based on IGDT [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(23):35-43.
- [5] WANG W, WANG D, ZHAO Y, et al. Research on capacity optimization and real-time control of island microgrid considering time-shifting load[J]. Energy Reports, 2022, 8: 990-997.
- [6] XU M, CUI Y, WANG T, et al. Optimal dispatch of wind power, photovoltaic power, concentrating solar power, and thermal power in case of uncertain output[J]. Energies, 2022, 15(21):8215-8215.
- [7] 刘倩,贾健雄,靳幸福,等.基于改进双层鲁棒的氢-电混合时间尺度联合储能系统规划[J]. 电测与仪表, 2023, 60(10):17-23, 35.
LIU Qian, JIA Jianxiong, JIN Xingfu, et al. Planning of hydrogen-electric hybrid time scale joint energy storage system based on improved bi-level robustness method[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(10):17-23, 35.
- [8] 胡剑,林耀玮,阎发友,等.考虑光热电站接入的电力系统双层双时间尺度优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(13): 23-32.
HU Jian, LIN Yaowei, YAN Fayou, et al. Two-layer double-time scale optimal dispatch for a power system considering concentrating solar power plant penetration[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(13):23-32.
- [9] 张大海,负蕴韵,王小君,等.计及光热电站及建筑热平衡的冷热电综合能源系统优化运行[J]. 高电压技术, 2022, 48(7):2505-2514.
ZHANG Dahai, YUN Yunyun, WANG Xiaojun, et al. Operational optimization of integrated cooling, heating and power energy system considering concentrating solar power plant and heat balance of building [J]. High Voltage Technology, 2022, 48(7):2505-2514.
- [10] 刘沅昆,张维静,张艳,等.面向新型电力系统的新能源与储能联合规划方法[J]. 智慧电力, 2022, 50(10):1-8.
LIU Yuankun, ZHANG Weijing, ZHANG Yan, et al. Joint planning method of renewable energy and energy storage for new-type power system [J]. Smart Power, 2022, 50(10):1-8.
- [11] ZHANG F, WANG W, ZHANG J, et al. Uncertainty analysis of photovoltaic cells to determine probability of functional failure[J]. Applied Energy, 2023, 332.
- [12] 赵玲霞,王兴贵,丁颖杰,等.考虑分时电价及光热电站参与的多能源虚拟电厂优化调度[J]. 电力建设, 2022, 43(4):119-129.
ZHAO Lingxia, WANG Xinggui, DING Yingjie, et al. Optimal dispatch of Multi-energy virtual power plant considering Time-of-Use electricity price and CSP Plant[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(4):119-129.
- [13] 冯俊宗,何光层,代航,等.“双碳”目标下基于合作博弈的“源-荷”低碳经济调度[J]. 电测与仪表, 2022, 59(4):120-127.
FENG Junzong, HE Guangceng, DAI Hang, et al. The “Source-load” low-carbon economic dispatch based on cooperative game under the “double carbon” goal [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(4):120-127.
- [14] GOLONIS C, SKIADOPOULOS A, MANOLAKOS D, et al. Assessment of the performance of a low-temperature Organic Rankine Cycle engine coupled with a concentrating PV-Thermal system[J]. Renewable Energy, 2021, 179: 1085-1097.
- [15] 虎智峰,陈静,张婧菲,等.考虑新能源不确定性边界的主动配电网优化调度[J]. 智慧电力, 2022, 50(11):48-55.
HU Zhifeng, CHEN Jing, ZHANG Jingfei, et al. Optimal dispatch of active distribution network considering uncertainty boundary of renewable power generation[J]. Smart Power, 2022, 50(11):48-55.
- [16] 马喜平,何世恩,姚寅,等.计及风速不确定性及相关性的风电场分区虚拟惯量估计[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(10): 123-131.

- MA Xiping, HE Shien, YAO Yin, et al. Virtual inertia estimation of wind farm zones with wind speed uncertainty and correlation[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(10):123-131.
- [17] 刘宗, 何俊, 黄文涛, 等. 基于态势感知的高渗透率电动汽车接入电网后电压调整策略[J]. 中国电力, 2023, 56(2):32-44.
LIU Zong, HE Jun, HUANG Wentao, et al. Voltage adjustment strategy for High-Penetration electric vehicles connected to power grid based on situation awareness[J]. Electric Power, 2023, 56(2): 32-44.
- [18] LOPES F, CONCEIÇÃO R, FASQUELLE T, et al. Predicted direct solar radiation (ECMWF) for optimized operational strategies of linear focus parabolic-trough systems[J]. Renewable Energy, 2020, 151: 378-391.
- [19] LOPES T, FASQUELLE T, SILVA H G. Pressure drops, heat transfer coefficient, costs and power block design for direct storage parabolic trough power plants running molten salts[J]. Renewable Energy, 2021, 163: 530-543.
- [20] 吴桐, 刘丽军, 林钰芳, 等. 基于动态分区的配电网日前优化调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(15):21-32.
WU Tong, LIU Lijun, LIN Yufang, et al. Day-ahead optimal dispatch for a distribution network based on dynamic partitioning [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(15):21-32.
- [21] ZHANG L, WANG X, ZHANG Z, et al. An adaptative control strategy for interfacing converter of hybrid microgrid based on improved virtual synchronous generator[J]. IET Renewable Power Generation, 2022, 16(2): 261-273.
- [22] 杨毅, 易文飞, 王晨清, 等. 基于碳流追踪的电力系统源网荷低碳经济调度[J]. 电力建设, 2023, 44(5):108-119.
- YANG Yi, YI Wenfei, WANG Chenqing, et al. Low-carbon and economic optimal scheduling power system source-grid-load based on carbon flow tracing method[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(5):108-119.
- [23] VERGINE S, ÁLVAREZ-ARROYO C, D'Amico G, et al. Optimal management of a hybrid and isolated microgrid in a random setting [J]. Energy Reports, 2022, 8: 9402-9419.
- [24] 孟令卓超, 杨锡运, 赵泽宇. 考虑光-荷不确定性和旋转备用约束的主动配电网经济优化调度策略[J]. 电力建设, 2022, 43(11): 63-72.
MENG Lingzhuochao, YANG Xiyun, ZHAO Zeyu. An economic optimal dispatch strategy for active distribution networks considering photovoltaic-load uncertainty and rotating reserve constraints [J]. Electric Power Construction, 2022, 43(11):63-72.
- [25] LU W, LIU M, LIU Q. Increment-exchange-based decentralized multiobjective optimal power flow for active distribution grids[J]. IEEE Systems Journal, 2019, 14(3): 3695-3704.
- [26] 初壮, 孙健浩, 赵蕾, 等. 考虑风光与负荷时序特性的主动配电网分布式电源优化配置[J]. 电力建设, 2022, 43(11):53-62.
CHU Zhuang, SUN Jianhao, ZHAO Lei, et al. Optimal configuration of distributed power generation in active distribution network considering the characteristics of wind power and load time series[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(11):53-62.
- (责任编辑 付小平)
-
- 收稿日期:2022-09-09; 修改日期:2024-01-12
作者简介:解佗(1991),男,陕西宝鸡人,博士,讲师,主要研究方向为新能源预测调度、多能互补优化运行。
-
- (上接第31页)
- [20] 赵国钦, 蓝茂蔚, 李杨, 等. 基于最小二乘支持向量机的火电厂烟气含氧量预测模型优化研究[J]. 发电技术, 2023, 44(4):534-542.
ZHAO Guoqin, LAN Maowei, LI Yang, et al. Optimization of prediction model of flue gas oxygen content in thermal power plants based on least squares support vector machine[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(4):534-542.
- [21] 徐一伦, 张彬桥, 黄婧, 等. 考虑天气类型和相似日的IWPA-LSSVM光伏发电功率预测[J]. 中国电力, 2023, 56(2):143-149.
XU Yilun, ZHANG Binqiao, HUANG Jing, et al. IWPA-LSSVM photovoltaic power prediction considering weather types and similar days[J]. Electric Power, 2023, 56(2):143-149.
- [22] 石立国, 李延真, 刘继彦, 等. 电动汽车充电站超短期充电负荷预测的改进GRU方法[J]. 供用电, 2023, 40(6):42-47.
SHI Liguoguo, LI Yanzhen, LIU Jiyan, et al. Improved GRU method for ultra-short-term charging load forecasting of electric vehicle charging stations[J]. Distribution & Utilization, 2023, 40(6):42-47.
- [23] 陈杰军, 奚巍民, 朱婵霞, 等. 电动汽车发展态势评价体系及方法研究[J]. 电力需求侧管理, 2023, 25(1):74-79.
CHEN Jiejun, XI Weimin, ZHU Chanxia, et al. Research on the evaluation system and method of electric vehicle development trend [J]. Power Demand Side Management, 2023, 25(1):74-79.
- [24] 盖曜麟, 葛丽娟, 郭懿中, 等. 基于改进SVM算法的高压断路器故障诊断[J]. 高压电器, 2022, 58(12):14-20.
GAI Yaolin, GE Lijuan, GUO Yizhong. Fault diagnosis of high voltage circuit breaker based on improved SVM algorithm[J]. High Voltage Apparatus, 2022, 58(12):14-20.
- [25] 王文森, 贺馨仪, 杨晓西, 等. 基于多参量数据回归分析的电力变压器状态监测方法[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(4):83-90.
WANG Wensen, HE Xinyi, YANG Xiaoxi, et al. Power transformer condition monitoring method based on multi-parameter data regression analysis[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(4):83-90.
- [26] 崔曦文, 牛东晓, 张潇丹, 等. 双碳目标下的煤炭价格预测与预警研究[J]. 智慧电力, 2022, 50(9):16-21, 44.
CUI Xiwen, NIU Dongxiao, ZHANG Xiaodan, et al. Research on coal price prediction and early warning under the dual carbon target [J]. Smart Power, 2022, 50(9):16-21, 44.
- (责任编辑 钱文姝)
-
- 收稿日期:2023-06-20; 修改日期:2024-01-15
作者简介:于霄宇(2000),女,北京人,硕士研究生,主要研究方向为能源经济。
牛东晓(1962),男,通信作者,安徽宿县人,博士,教授,主要研究方向为能源经济管理。