

适应多场景下满足直流送出需求的光热发电最优装机容量优化配置方法

申自裕¹, 刘文颖¹, 刘 焱¹, 庞清仑¹, 王维洲², 马彦宏²

¹新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京

²国网甘肃省电力公司, 甘肃 兰州

收稿日期: 2022年6月10日; 录用日期: 2022年6月20日; 发布日期: 2022年6月30日

摘 要

在“双碳”目标下, 未来全可再生能源直流送端系统的建设成为可能。而以风电光伏为代表的可再生能源, 其随机波动性及不确定性难以满足多场景下直流送出需求, 对送端系统运行调度带来了极大挑战。与此同时, 光热发电以其优异的调节能力得以快速发展, 为解决上述问题提供了新思路。然而, 光热发电装机容量需要满足可再生能源众多运行场景下直流送出的需求, 如何合理配置光热发电装机容量以避免场景多样性对直流外送带来的影响, 是当前亟待研究的问题。为此, 本文提出了适应多场景下满足直流送出需求的光热发电最优装机容量优化配置方法。首先划分了全可再生能源系统典型运行场景, 其次在光热电站调节模型基础上引入条件风险价值来描述运行场景不确定性, 以弃电成本最小为目标, 结合直流联络线各约束, 构建适应多场景下满足直流送出需求的光热发电最优装机容量优化配置模型, 提出光热发电最优装机容量优化配置方法, 最后, 通过算例验证该光热发电最优装机容量配置方法的有效性。

关键词

光热发电, 装机容量配置, 全可再生能源系统, 直流外送, 条件风险价值

Optimal Allocation Method of Optimal Installed Capacity of Concentrating Solar Power to Meet DC Transmission Demand in Multiple Scenarios

Ziyu Shen¹, Wenying Liu¹, Chi Liu¹, Qinglun Pang¹, Weizhou Wang², Yanhong Ma²

¹State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources (North China Electric Power University), Beijing

²State Grid Corporation of Gansu Province, Lanzhou Gansu

文章引用: 申自裕, 刘文颖, 刘焱, 庞清仑, 王维洲, 马彦宏. 适应多场景下满足直流送出需求的光热发电最优装机容量优化配置方法[J]. 智能电网, 2022, 12(3): 92-106. DOI: 10.12677/sg.2022.123011

Abstract

Under the goal of “double carbon”, the construction of all renewable energy DC transmission system will be possible in the future. The random fluctuation and uncertainty of renewable energy represented by wind power photovoltaic are difficult to meet the DC transmission demand in multiple scenarios, which brings great challenges to the operation and scheduling of the transmission end system. At the same time, concentrating power generation has developed rapidly with its excellent regulation ability, which provides a new idea to solve the above problems. However, the installed capacity of solar thermal power generation needs to meet the demand of DC transmission under many operation scenarios of renewable energy. How to reasonably configure the installed capacity of solar thermal power generation to avoid the impact of scenario diversity on DC transmission is an urgent problem to be studied. Therefore, this paper proposes an optimal allocation method of the optimal installed capacity of concentrating power generation to meet the DC transmission demand in multiple scenarios. Firstly, the typical operation scenarios of all renewable energy system are divided. Secondly, based on the regulation model of solar thermal power station, conditional value at risk is introduced to describe the uncertainty of operation scenario. Aiming at minimizing the power abandonment cost and combined with the constraints of DC tie line, the optimal installed capacity allocation model of solar thermal power generation is constructed to meet the DC transmission demand in multiple scenarios, and the optimal installed capacity allocation method of solar thermal power generation is proposed. Finally, an example is given to verify the effectiveness of the optimal installed capacity allocation method for solar thermal power generation.

Keywords

Concentrating Solar Power, Installed Capacity Configuration, Fully Renewable Energy Systems, DC Transmission, Conditional Value-at-Risk

Copyright © 2022 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

在“双碳”背景下[1], 中国可再生能源逐步增大装机, 代替传统火电成为主导能源已成为必然趋势, 未来将有可能建成全可再生能源电力系统[2]。然而以风电光伏为代表的可再生能源其随机波动性和不可调度性极大地限制了高压直流的送出能力, 增加了全可再生能源送端系统的运行难度。如何满足风光出力多场景下的直流送出需求, 是可再生能源健康发展需攻克的难题之一。与此同时, 光热发电 (concentrating solar power, CSP) 具有优异的能量时移特性, 可实现 24 小时连续平稳发电, 在调节速度和深度方面均优于常规火电机组, 是一种可调度、可控制的新能源发电形式[3] [4]。光热发电是可以替代传统火电、促进可再生能源经直流外送、加快全可再生能源系统建设的重要选择。因此, 亟需合理配置一种可调度的光热发电装机容量, 以满足全可再生能源系统多运行场景下直流送出的需求。

国内外对于光热发电装机容量配置的研究较少, 文献[5]光热装机容量需达到一定的比例才能支撑系

统稳定运行。文献[6]提出了一种基于决策相关随机非线性的光热电站容量规划模型，考虑了电价的不确定性来配置光热装机容量。文献[7]综合考虑了含光照强度、节点负荷功率及光伏出力波动性等多重因素对光伏装机容量的影响，以消纳电量最大为定容目标，通过智能算法得到了最优装机容量。对光热装机容量配置具有借鉴意义。文献[8]从效益角度建立了以投资成本与运行成本总和最小的光热装机容量配置模型。多数研究集中于光热参与系统运行调度方面，可为光热电站的容量规划提供运行方式，有一定借鉴意义。文献[9]利用光热电站的能量时移特性建立了风-光-火联合运行两阶段调度模型。以光热协调火电出力，减小风电不确定性误差的影响。文献[10]建立了光热电站与直流联络线协同优化运行模型，考虑了直流联络线的调节能力及光热电站的灵活调节能力，但未计及风光不确定性影响。文献[11]以光热电站为核心构建了多能互补联合发电系统，并对直流联络线进行优化调整提出源-网-荷多时段优化调度方法。

上述文献对于光热装机容量配置均有借鉴意义，但针对直流外送情况下的全可再生能源系统而言，仍有以下问题有待探究：1) 针对风光出力场景的多样性，光热发电装机容量配置需能够适应多运行场景，满足在各类风光出力情况下的直流送出需求。2) 光热发电装机容量的配置需在直流联络线各类约束内，以保障全可再生能源送端系统直流外送能力的同时使得弃风弃光最小。

综上，本文在现有研究的基础上利用 K-means 聚类算法划分了直流外送情况下含风电-光伏-光热的全可再生能源系统典型运行场景，同时根据光热电站的调节特性建立光热电站调节模型，进而通过引入条件风险价值(Conditional Value-at-Risk, CVaR)来度量运行场景的多样性，提出适应多场景下满足直流送出需求的全可再生能源送端系统光热发电最优装机容量优化配置方法，最后通过算例验证该方法的有效性。

2. 全可再生能源送端系统典型运行场景划分

2.1. K-Means 聚类分析

K-means 聚类算法[12]以其逻辑简单、效果好、聚类速度快等优势被广泛应用。其基本逻辑首先通过确定簇个数 K 来生成 K 个聚类中心，将 n 个数据对象依据其至聚类中心的欧氏距离即相似度划分给最近的簇，后重新计算最终实现簇与簇间相似度低而簇内相似度高的效果。聚类步骤如下所示：

- 1) 本对象依次为 $Y = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ ，簇个数 K ，最大迭代次数 N ；
- 2) 随机抽取 K 个样本对象作为聚类中心，可表示为： $\{\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_k\}$ ；
- 3) 计算各个样本对象 x_i 至聚类中心 μ_j 的欧氏距离： $d_{ij} = \|x_i - \mu_j\|_2^2$ ，求得 $\min d_{ij}$ 并将样本对象划分到距离其最近的聚类中心所在的簇类中，得到新的簇类 C_i ；
- 4) 重新计算 K 个簇类的平均值，得到新的聚类中心；
- 5) 重复步骤 3)~4)，直至聚类中心不在变化。

2.2. 全可再生能源系统运行场景划分步骤

- 1) 首先依据所划分地区历史数据获得 n 组全可再生能源系统原始场景，其中由风电及光伏出力日 96 点运行数据构成每个原始场景数据，因此可用阶矩阵表示整个周期的运行场景样本数据。
- 2) 设置样本簇个数 K ，随机选取 K 个运行场景作为聚类中心；
- 3) 计算每一个运行场景到聚类中心的欧氏距离，并将其划分到距离其最近的聚类中心所在的簇类中；
- 4) 重新计算 K 个簇类的平均值，更新聚类中心；
- 5) 重复步骤 3)~4)直至聚类中心不再变化，输出 K 个聚类中心的运行场景即为 K 个全可再生能源系

统典型运行场景并计算 K 类运行场景概率分布。

3. 含储热系统的光热电站调节模型

3.1. 光热电站调节特性

光热电站调节模型可分为发电系统模型及储热系统模型两部分。光热电站将太阳能转化为热能用于发电或存储在储热系统中，储热系统通过无光照时刻放热达到能量时移效果，维持光热电站持续不间断供电。根据光热电站调节特性及运行约束建立以下模型。

3.2. 光热电站调节模型

3.2.1. 光热发电调节模型

通过光热电站能量流形式建立等式约束，首先光热电站通过集热装置将镜场反射的光能转化为热能，计算聚光集热系统中接收到的太阳能热功率如下：

$$P_{S-H}(t) = \eta_{SF} S_{SF} R(t) \quad (1)$$

式中： $P_{S-H}(t)$ 为传热工质从聚光集热系统中吸收到的热功率； η_{SF} 为聚光集热系统光-热转换效率； S_{SF} 为镜场面积。

将传热工质视为一个节点，可得光热电站能量流动示意图如图 1 所示，其功率平衡关系为：

$$P_{S-H}(t) - P_{H-P}(t) + P_{T-H}(t) - P_{H-T}(t) = 0 \quad (2)$$

式中： $P_{H-P}(t)$ 为传热工质输送给发电系统的热功率； $P_{H-T}(t)$ 、 $P_{T-H}(t)$ 为传热工质与储热系统之间的充、放热功率。

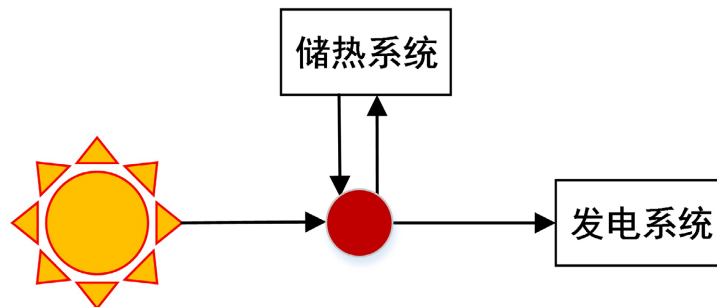


Figure 1. Schematic diagram of energy flow in CSP station

图 1. 光热电站能量流动示意图

传热工质为发电系统提供电能的过程中会引起损失，用热-电转换效率来表示这一特性：

$$P_{CSP}(t) = \eta_{TE} P_{H-P}(t) \quad (3)$$

式中： $P_{CSP}(t)$ 为 t 时刻光热机组出力； η_{TE} 为传热工质至发电系统热-电转换效率。

光热电站通常规火电一样通过汽轮机发电，因此具有与其类似的运行约束。将光热最小技术出力定义为 20% 额定容量，最大技术出力定义为额定容量，即光热发电容量，则光热机组出力限制约束：

$$20\%P_{CSP,max} \leq P_{CSP}(t) \leq P_{CSP,max} \quad (4)$$

式中： $P_{CSP,max}$ 为光热发电容量。

光热机组的爬坡约束表示如下：

$$\begin{cases} P_{CSP}(t) - P_{CSP}(t-1) \leq P_{CSP,up} \\ P_{CSP}(t-1) - P_{CSP}(t) \leq P_{CSP,down} \end{cases} \quad (5)$$

式中： $P_{CSP,up}$ 和 $P_{CSP,down}$ 分别为光热发电最大上、下爬坡能力。

3.2.2. 储热系统模型

光热电站配备储热系统，使光热发电机组能够保持稳定的电力输出，不受光照强度变化的影响，其运行主要受其容量约束限制[13]。其储热容量表示如下：

$$E_{CSP}(t) = E_{CSP}(t-1) + P_{H-T}(t)\Delta t - P_{T-H}(t)\Delta t \quad (6)$$

式中： $E_{CSP}(t)$ 为 t 时刻储热系统中的总能量。

光热储热系统的最大容量通常以“满负荷小时数(FLH)”来衡量。

光热电站储热系统的最大容量通常用对应汽轮机组的“满负荷小时数(FLH)”来衡量，表征光热机组在无光照时满负荷运行能力。为避免熔盐凝固等问题，储热系统存在最小储热限制，相关约束为：

$$E_{CSP,min} \leq E_{CSP}(t) \leq \rho^{TES} P_{CSP,max} \quad (7)$$

式中： $E_{CSP,min}$ 为储热系统的最小储热量； ρ^{TES} 为以 FLH 为单位描述的储热系统的最大容量。

储热系统的充/放热功率在限制范围内连续可调，相关约束为：

$$\begin{cases} 0 \leq P_{H-T}(t) \leq P_{H-T,max} \\ 0 \leq P_{T-H}(t) \leq P_{T-H,max} \end{cases} \quad (8)$$

式中： $P_{H-T,max}$ 和 $P_{T-H,max}$ 分别为最大的充、放热功率。

综上，式(1)~式(8)构成了光热电站详细调节模型。

4. 适应多场景下满足直流送出需求的全可再生能源送端系统光热发电最优装机容量优化配置方法

针对全可再生能源系统，光热装机容量需满足基荷需求及直流送出需求，考虑到全可再生能源送端系统运行场景的多样性与不确定性，不同运行场景下系统对光热装机的需求不同，故本文通过引入 CVaR 来度量运行场景的多样性影响，建立适应多运行场景的光热发电装机容量优化配置模型。

CVaR 表征在固定的置信水平下损失超过 VaR 的风险期望值，其能够有效的对含有不确定性因素的对象进行风险度量[14]。解决全可再生能源送端系统运行场景的多样性造成的容量规划的不确定性问题。

CVaR 具体表示如下：

$$CVaR_{\beta} = \frac{1}{1-\beta} \int_{f(X,\xi) < \alpha_{\beta}(X)} [f(X,\xi) - VaR_{\beta}]^+ \cdot p(\xi) d\xi \quad (9)$$

$$VaR_{\beta} = \alpha_{\beta}(X) = \min \{ \tau \in R \mid \phi(X, \tau) \geq \beta \} \quad (10)$$

式中： $p(\xi)$ 为变量 ξ 的概率密度函数； $f(X, \xi)$ 为损失函数， $\phi(X, \tau) = \int_{f(X, \xi) \leq \tau} p(\xi) d\xi$ 为损失函数的分布函数； β 为置信水平； VaR 为决策 X 的风险价值； $[f(X, \xi) - VaR_{\beta}]^+$ 表示 $\max \{ f(X, \xi) - VaR_{\beta}, 0 \}$ ；

通常情况下 $\alpha_{\beta}(X)$ 的解析表达式需要引入辅助函数 $F_{\beta}(X, \xi)$ ：

$$F_{\beta}(X, \xi) = \alpha + \frac{1}{1-\beta} \int_{\xi \in \mathbb{R}^+} [f(X, \xi) - VaR_{\beta}]^+ \cdot p(\xi) d\xi \quad (11)$$

当概率变量 ξ 表达式难以求取的时候，可以利用概率场景将不确定性问题转换为确定性问题，此时 CVaR 的表达式变为：

$$F_{\beta}(X, \xi) = \alpha + \frac{1}{m(1-\beta)} \sum_{k=1}^m [f(X, \xi) - \text{VaR}_{\beta}]^+ \quad (12)$$

本文主要考虑全可再生能源送端系统运行场景的不确定性给光热装机容量配置带来的影响，利用 CVaR 度量其不确定性带来的弃电风险如下：

$$F_{\text{Loss}}^{\text{CVaR}}(t) = \alpha_1 + \frac{1}{N_Z(1-\beta)} \sum_{k=1}^{N_Z} [F_{\text{Loss}}^k(t) - \alpha_1]^+ \quad (13)$$

$$P_{\text{Loss}}(t) = P_{W,F}(t) + P_{PV,F}(t) - P_W(t) - P_{PV}(t) \quad (14)$$

$$F_{\text{Loss}}^k(t) = C_{\text{LOEC}} \cdot P_{\text{Loss}}(t) \quad (15)$$

式中： $F_{\text{CVaR}}^E(t)$ 为弃电风险，包括了弃光风险及弃风风险； α_1 为弃电风险损失临界值； N_Z 为运行场景总数，运行场景可表示为集合 $S = \{S_k, k=1, 2, \dots, N_Z\}$ ； $P_{\text{Loss}}(t)$ 为弃电量； $P_{W,F}(t)$ 与 $P_{PV,F}(t)$ 分别为风电及光伏预测出力； $P_W(t)$ 与 $P_{PV}(t)$ 分别为风电及光伏计划出力； $F_{\text{Loss}}^k(t)$ 为弃电惩罚费用； C_{LOEC} 为弃电惩罚系数，工程上一般为 140 元/MWh。

4.1. 光热电站调节特性

基于以上弃电风险，以弃电风险成本最小为目标建立目标函数如下：

$$\min F = \sum_{i=1}^{T_i} F_{\text{Loss}}^{\text{CVaR}}(t) \quad (16)$$

式中： i 为时段号； T_i 为总时段数。

4.2. 光热电站调节模型

1) 系统运行约束

① 率平衡约束：

$$P_{PV}(t) + P_W(t) + P_{CSP}(t) = P_{DC}(t) + P_L(t) \quad (17)$$

② 转备用约束：

$$\begin{cases} P_{CSP,\max} - P_{CSP}(t) \geq \Delta P_{W,\text{up}}(t) + \Delta P_{PV,\text{up}}(t) \\ P_{CSP}(t) - 20\%P_{CSP,\max} \geq \Delta P_{W,\text{low}}(t) + \Delta P_{PV,\text{low}}(t) \end{cases} \quad (18)$$

式中： $\Delta P_{W,\text{up}}(t)$ ， $\Delta P_{W,\text{low}}(t)$ 分别为 t 时刻应对风电预测误差所需的正负旋转备用； $\Delta P_{PV,\text{up}}(t)$ ， $\Delta P_{PV,\text{low}}(t)$ 分别为 t 时刻应对光伏预测误差所需的正负旋转备用； $P_{CSP}(t)$ 为光热电站计划出力， $P_{CSP,\max}$ 为光热出力上限即光热发电容量。

2) 光热机组运行约束

① 出功率上下限约束：

$$20\%P_{CSP,\max} \leq P_{CSP}(t) \leq P_{CSP,\max} \quad (19)$$

② 爬坡速度约束

$$\begin{cases} P_{CSP}(t) - P_{CSP}(t-1) \leq P_{CSP,up} \\ P_{CSP}(t-1) - P_{CSP}(t) \leq P_{CSP,down} \end{cases} \quad (20)$$

③ 储热系统储热容量约束:

$$E_{CSP,min} \leq E_{CSP}(t) \leq \rho^{TES} P_{CSP,max} \quad (21)$$

3) 风电运行约束:

$$0 \leq P_W(t) \leq P_{W,F}(t) \quad (22)$$

式中: $P_{W,F}(t)$ 为风电日前预测功率。

4) 光伏运行约束:

$$0 \leq P_{PV}(t) \leq P_{PV,F}(t) \quad (23)$$

式中: $P_{PV,F}(t)$ 为光伏日前预测功率。

5) 直联联络线运行约束:

① 输出功率上下限约束:

$$P_{DC,min} \leq P_{DC}(t) \leq P_{DC,max} \quad (24)$$

式中: $P_{DC,min}$ 与 $P_{DC,max}$ 分别为直联联络线输送功率上下限额。

② 输送功率调整速率约束:

$$P_{DC}(t) - P_{DC}(t-1) \leq R_{DC}^+ x_t^- \Delta t \quad (25)$$

$$P_{DC}(t-1) - P_{DC}(t) \leq R_{DC}^- x_t^+ \Delta t \quad (26)$$

式中: x_t^- 与 x_t^+ 分别为直联联络线输送功率 t 时段向下、向上调整状态, 为 1 代表联络线输送功率发生调整, 否则输电功率不发生调整, R_{DC}^+ 与 R_{DC}^- 为联络线输电功率向上、向下调整速率限值。

③ 相邻时段不能反向调整功率约束:

$$\begin{cases} x_{t-1}^- + x_t^+ \leq 1 \\ x_{t-1}^+ + x_t^- \leq 1 \end{cases} \quad (27)$$

④ 直联联络线日调整次数约束:

$$\sum_{i=1}^{T_i} x_i^+ + x_i^- = x_{max} \quad (28)$$

式中: x_{max} 为直联联络线在一个调度日内最大调整次数。

4.3. 模型求解

适应多场景下满足直流送出需求的全可再生能源送端系统光热发电最优装机容量优化配置模型属于单目标的非线性模型, 可采用单目标差分进化算法(differential evolution for single optimization, DESO)求解。DESO 算法是一种随机的全局搜索算法, 其收敛性较好, 计算效率高, 在求解非线性模型上具有灵活简易、寻优能力强的特点[15]。

4.4. 优化配置方法

适应多场景下满足直流送出需求的全可再生能源送端系统光热发电最优装机容量优化配置具体方法流程图如图 2 所示:

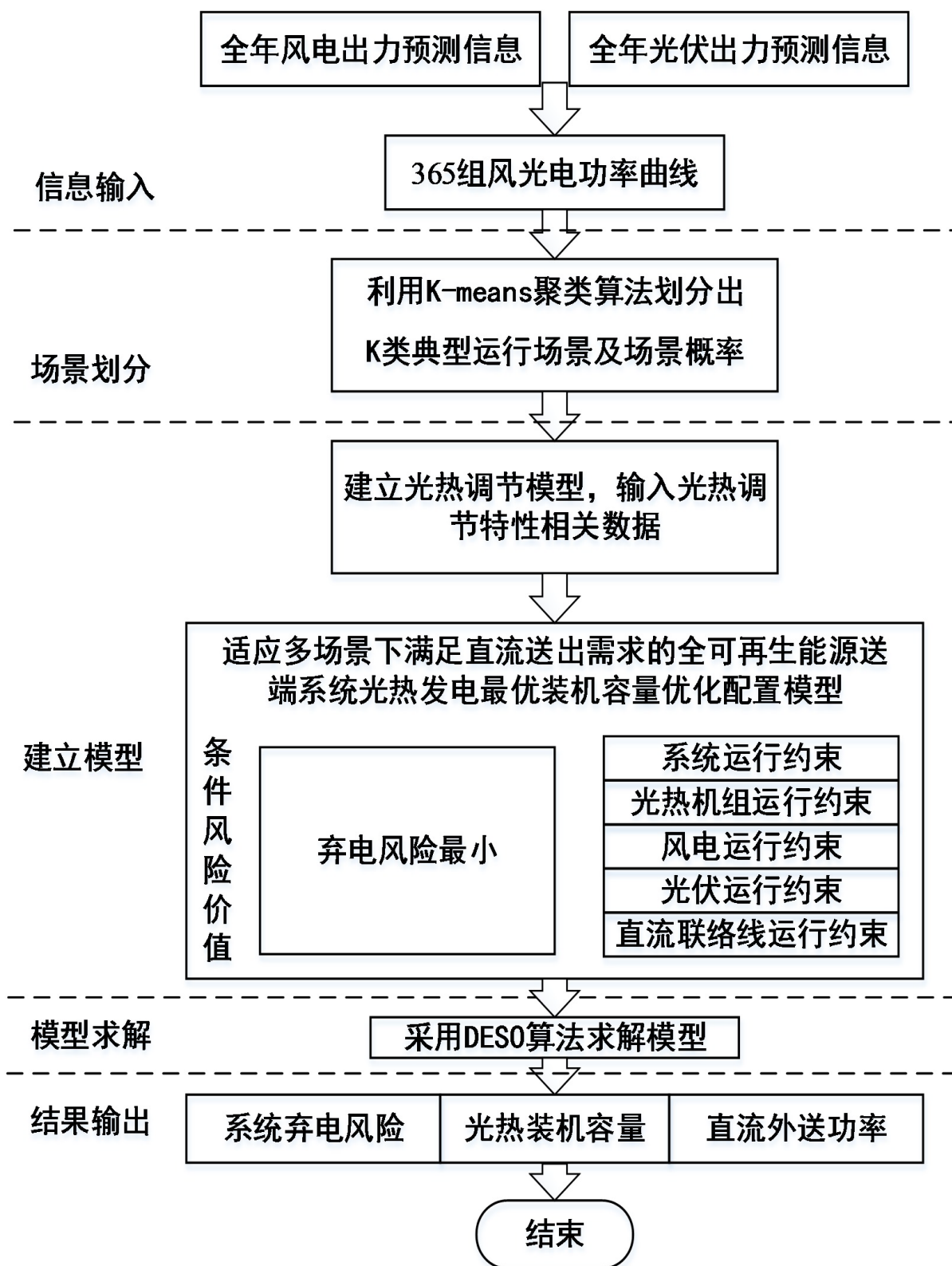


Figure 2. Flow chart of optimal allocation method for optimal installed capacity of solar thermal power generation of all renewable energy transmission end system meeting DC transmission demand under multiple scenarios

图 2. 适应多场景下满足直流送出需求的全可再生能源送端系统光热发电最优装机容量优化配置方法流程图

5. 算例分析

5.1. 算例概述

本文以修改后的 IEEE RTS-24 节点测试系统为例，验证本文所提出的适应多场景下满足直流送出需求的全可再生能源送端系统光热发电最优装机容量优化配置方法的有效性。系统中包括风电场 4 座、光伏电站 2 座、光热电站 2 座，其中风电总装机容量 1200 MW，光伏总装机容量为 1000 MW，外送通道限额 600 MW，系统接线图如图 3 所示，典型日负荷曲线如图 4 所示，太阳辐射指数如图 5 所示，光热电站调节参数如表 1 所示。

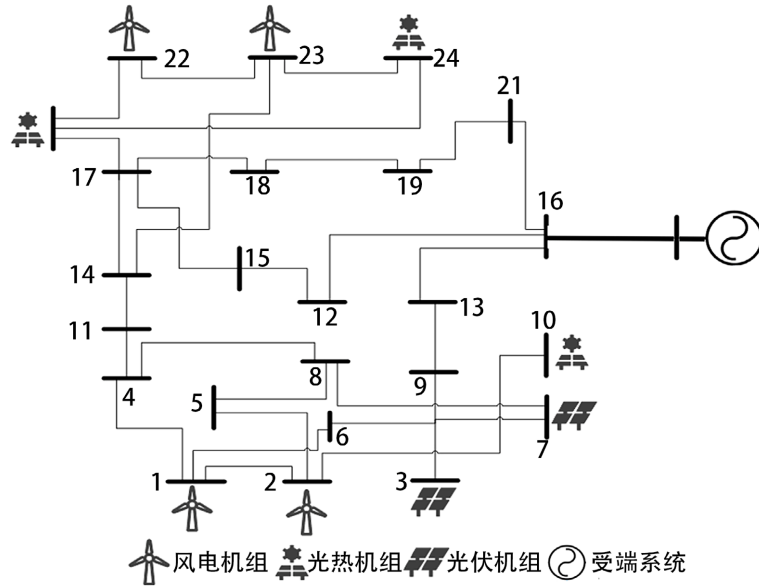


Figure 3. Modified IEEE RTS-24 node test system wiring diagram

图 3. 修改后的 IEEE RTS-24 节点测试系统接线图

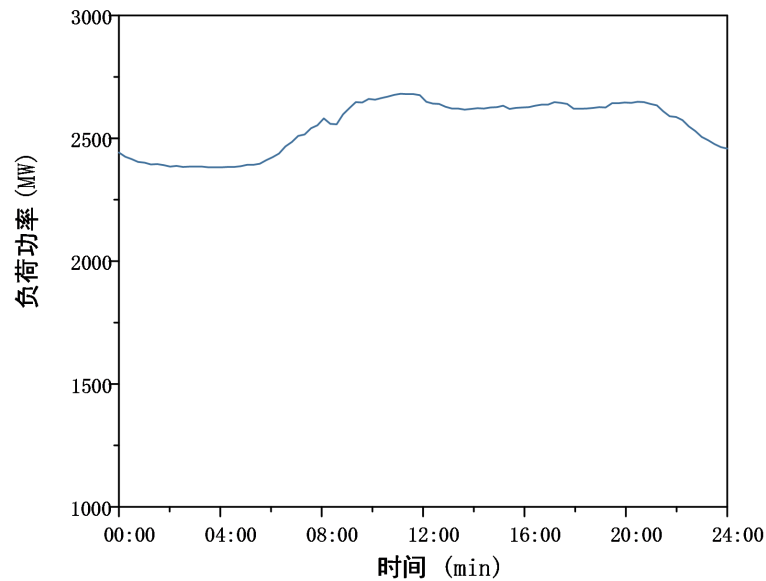


Figure 4. Typical daily load power curve

图 4. 典型日负荷功率曲线

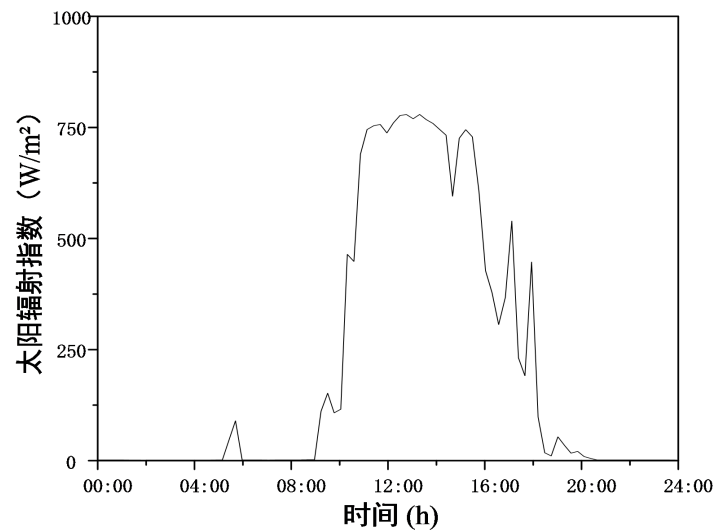


Figure 5. Typical daily solar radiation index
图 5. 典型日太阳辐射指数

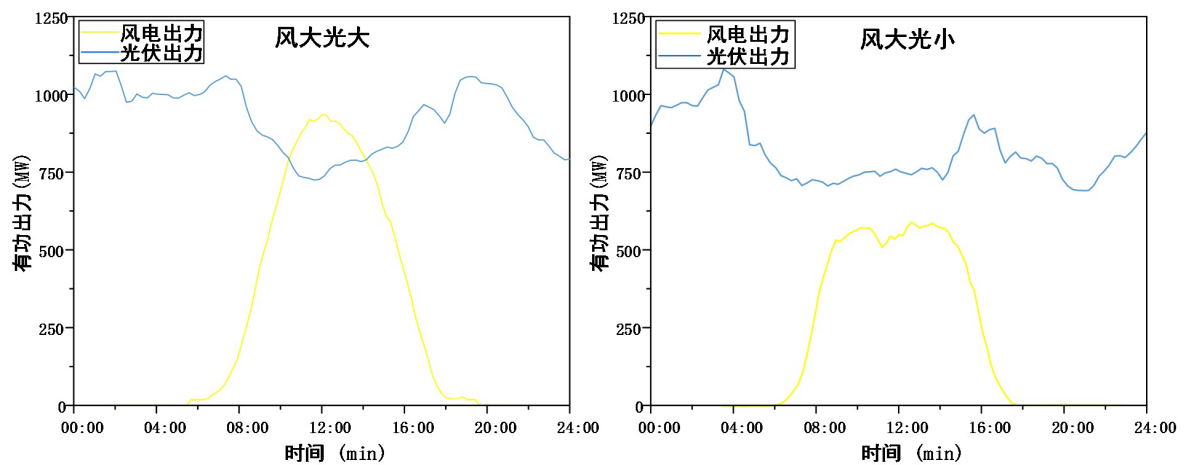
Table 1. Parameters of tower CSP station
表 1. 塔式光热电站参数

参数	数值
光热电站出力上限/MW	$P_{CSP,max}$
光热电站出力下限/MW	$20\%P_{CSP,max}$
光热电站储热满负荷运行小时数/FLH	12
光热电站爬坡速率/ $MW \cdot min^{-1}$	$9\%P_{CSP,max}$
热电转换效率/%	42
光热转换效率/%	22

5.2. 仿真结果分析

根据全年风电光伏出力预测信息，通过 K-means 聚类算法划分全可再生能源送端系统运行场景，分别得到春夏秋冬四个季节下的风大光大、风大光小、风小光大、风小光小共计 16 个典型运行场景及对应场景概率，如图 6~9 及表 2 所示。

春季全可再生能源送端系统典型运行场景



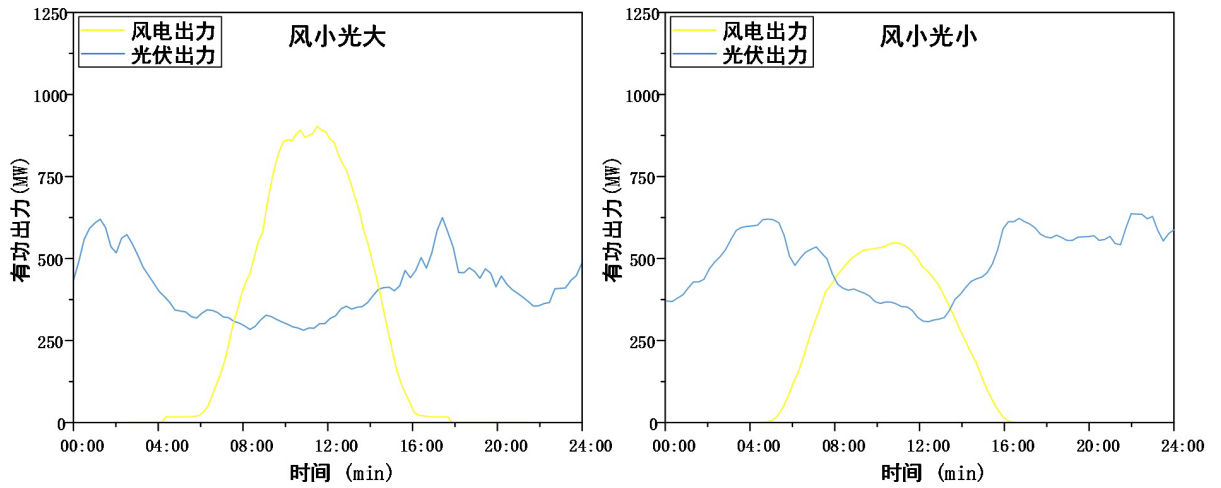


Figure 6. Typical operation scenario of all renewable energy delivery system in spring
图 6. 春季全可再生资源送端系统典型运行场景

夏季全可再生资源送端系统典型运行场景

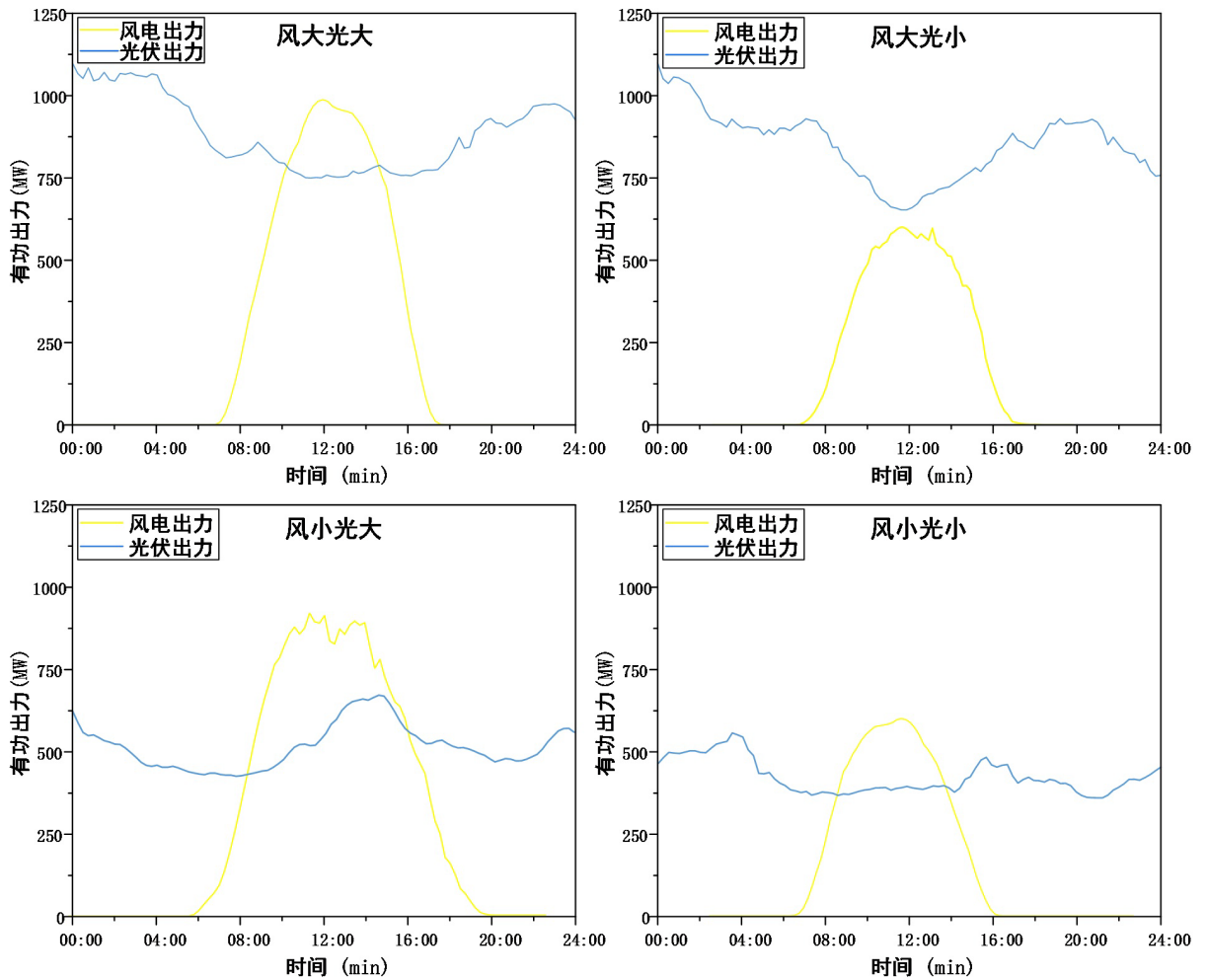


Figure 7. Typical operation scenario of all renewable energy delivery system in summer
图 7. 夏季全可再生资源送端系统典型运行场景

秋季全可再生能源送端系统典型运行场景

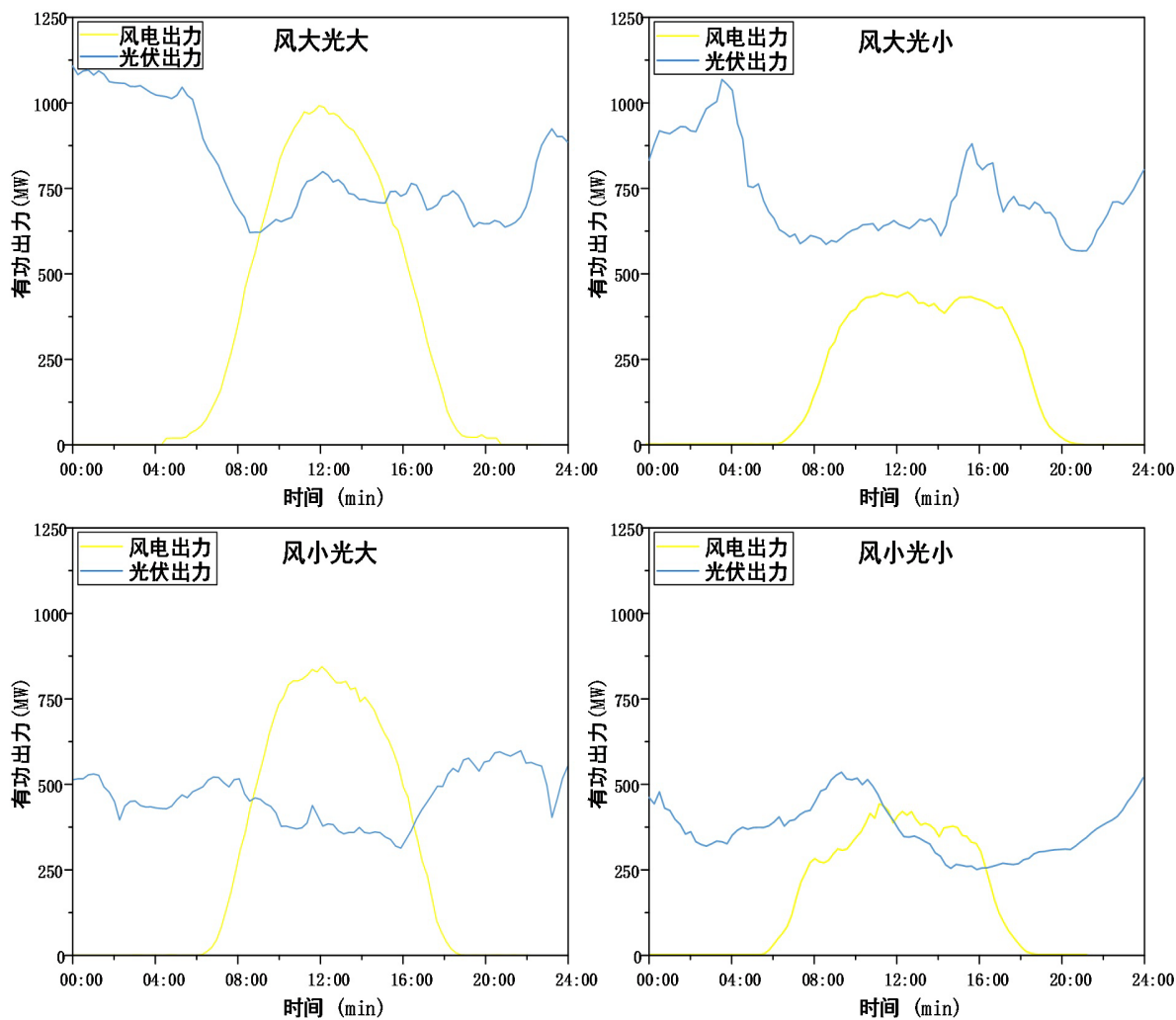
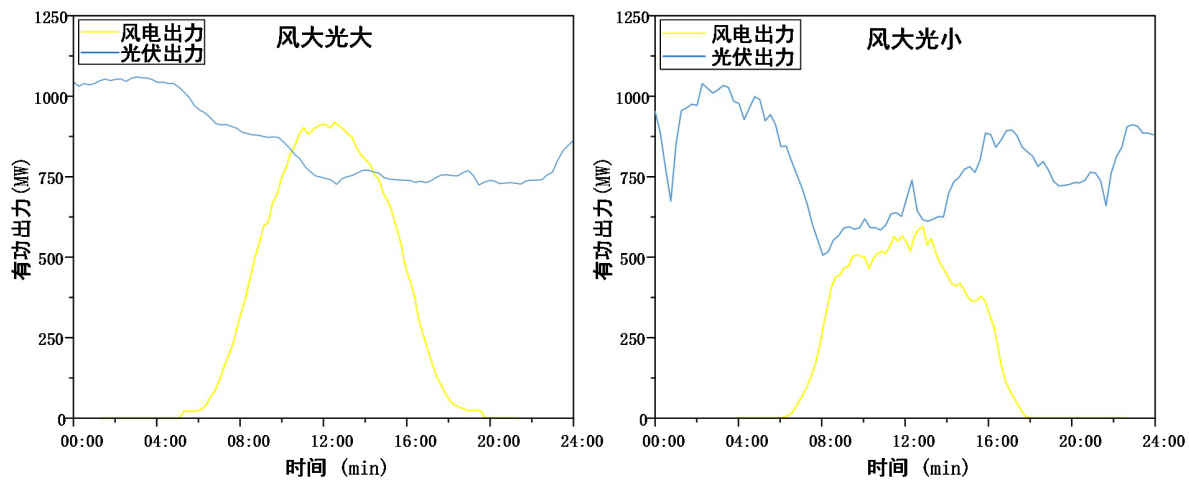


Figure 8. Typical operation scenario of all renewable energy delivery system in autumn

图 8. 秋季全可再生能源送端系统典型运行场景

冬季全可再生能源送端系统典型运行场景



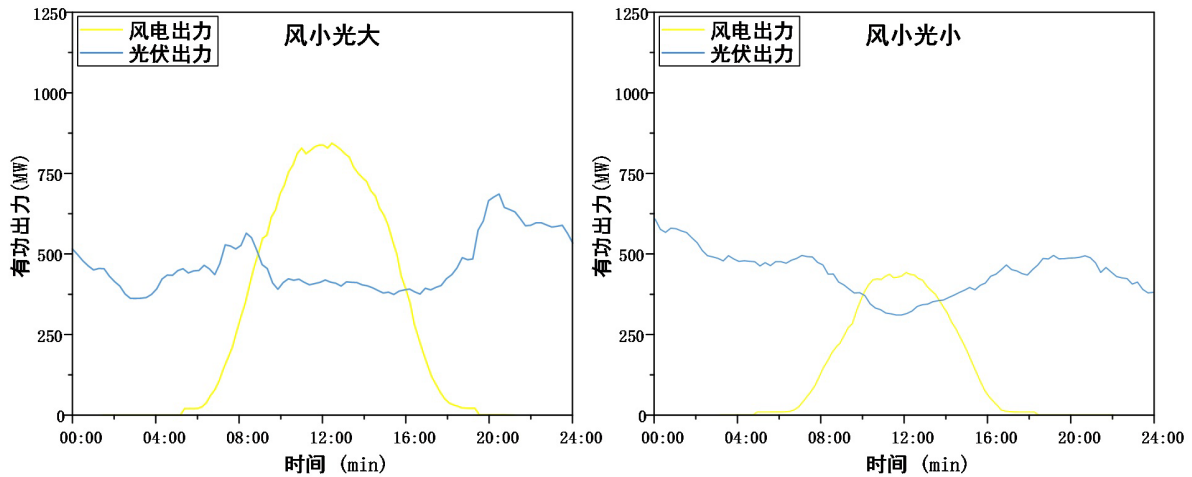


Figure 9. Typical operation scenario of all renewable energy delivery system in winter

图 9. 冬季全可再生能源送端系统典型运行场景

Table 2. Probability of typical operation scenarios of all renewable energy delivery system

表 2. 全可再生能源送端系统典型运行场景概率

季节	运行场景	场景概率(%)	季节	运行场景	场景概率(%)
春季	风大光大	9.6	秋季	风大光大	8.2
	风大光小	5.7		风大光小	6.8
	风小光大	6.9		风小光大	7.8
	风小光小	3.8		风小光小	6.2
夏季	风大光大	8.1	冬季	风大光大	4.8
	风大光小	2.4		风大光小	8.4
	风小光大	11.5		风小光大	3.3
	风小光小	4.1		风小光小	2.4

求解模型，得到弃电风险成本曲线及不同光热装机容量下的直流外送功率曲线分别如图 10 与图 11 所示。由图可知，弃电风险成本随着光热装机容量的增加呈递增趋势。同时通过对不同光热装机容量下直流外送功率曲线的分析可以得出，直流外送电量随着光热装机容量的增加而增加，直流外送功率曲线呈上移趋势，当光热装机容量为 1000 MWh 时，16 时后时段内直流外送功率低于直流外送下限，不满足直流送出需求；当光热装机容量为 1260 MWh 时恰好满足适应多场景的直流送出需求，且此时的弃电风险损失在各类约束条件下为最小值，继续增大光热装机容量至 1350 MWh 依旧满足多场景下的直流送出需求，但弃电风险成本增加，故 1260 MWh 为光热最优装机容量。说明利用本文所提的适应多场景下满足直流送出需求的光热发电最优装机容量优化配置方法配置光热装机容量能够在最低的弃电风险成本下满足多场景下的直流送出需求，证明了该方法的有效性及模型的准确性。

6. 结论

本文引入 CVaR 理论提出了适应多场景下满足直流送出需求的光热发电最优装机容量优化配置方法，解决了直流外送情况下，满足多场景的全可再生能源送端系统运行调度问题，并得出以下结论：

- 1) 以光热发电替代常规机组是建设全可再生能源系统的有效途径，光热发电装机容量配置到一定规模即可满足多场景下的本地负荷需求及直流外送需求，保障系统实时电力电量平衡。

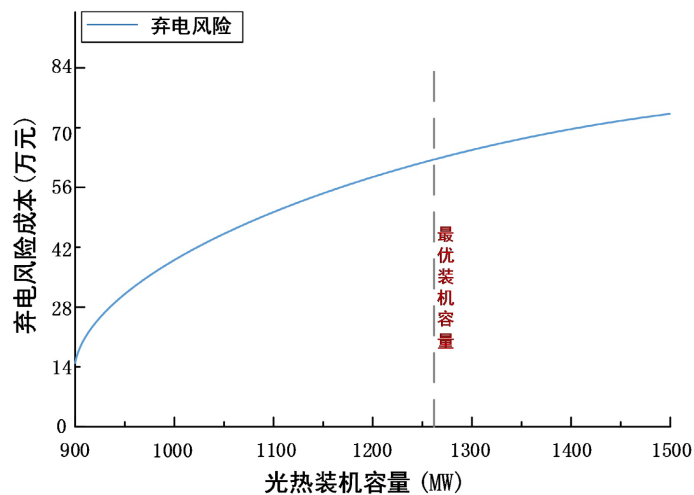


Figure 10. Risk cost curve of power abandonment

图 10. 弃电风险成本曲线

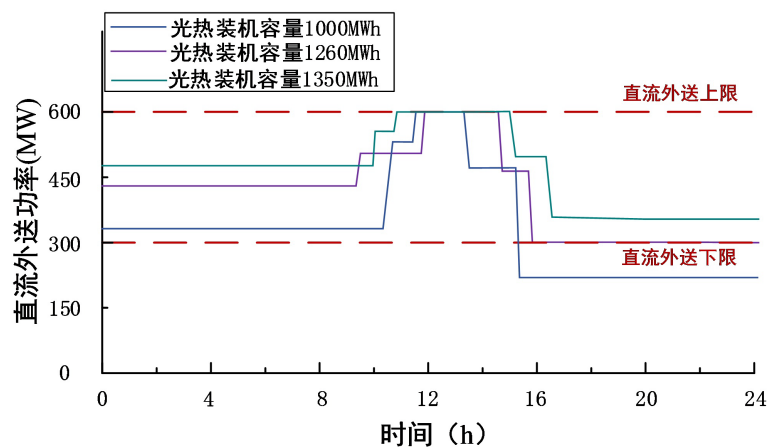


Figure 11. DC output power curve under different CSP installed capacity

图 11. 不同光热装机容量下的直流外送功率曲线

2) 本文所提的适应多场景下满足直流送出需求的光热发电最优装机容量优化配置方法通过引入 CVaR 理论, 能够有效计及全可再生能源系统运行场景的多样性和不确定性, 确保所配置的光热最优装机容量在弃电风险成本最小的基础上, 满足多运行场景下的直流送出需求。

基金项目

国家电网公司科技项目“支撑全可再生能源直流外送的光热发电优化配置技术研究”(4000-202133067 A-0-0-00)。

参考文献

- [1] 于李政, 陈思源, 董文娟, 刘培, 杜尔顺, 麻林巍, 何建坤. 碳约束条件下电力行业低碳转型路径研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 3987-4001.
- [2] 文云峰, 杨伟峰, 汪荣华, 胥威汀, 叶希, 李婷. 构建 100%可再生能源电力系统述评与展望[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(6): 1843-1856.
- [3] Xu, T. and Zhang, N. (2017) Coordinated Operation of Concentrated Solar Power and Wind Resources for the Provi-

- sion of Energy and Reserve Services. *IEEE Transactions on Power Systems*, **32**, 1260-1271.
- [4] Du, E., Zhang, N., Hodge, B.M., *et al.* (2019) Operation of a High Renewable Penetrated Power System with CSP Plants: A Look-Ahead Stochastic Unit Commitment Model. *IEEE Transactions on Power Systems*, **34**, 140-151. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2866486>
- [5] Domínguez, R., Conejo, A.J. and Carrión, M. (2014) Operation of a Fully Renewable Electric Energy System with CSP Plants. *Applied Energy*, **119**, 417-430. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.01.014>
- [6] 史昭娣, 王伟胜, 黄越辉, 侯云鹤, 董凌. 考虑决策相关随机规划的光热电站容量配置[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(23): 7511-7522.
- [7] 李宏仲, 高宇男, 张雪莹, 林冬, 张婷, 孙伟卿. 基于信息熵的光伏发电选址与定容规划[J]. 南方电网技术, 2017, 11(9): 54-61.
- [8] 姚尚润. 考虑多运行场景的新能源基地光热电站的规划研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 华北电力大学, 2020.
- [9] 彭院院, 周任军, 李斌, 方绍凤, 徐健, 王仰之. 计及光热发电特性的光-风-火虚拟电厂双阶段优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(4): 21-28.
- [10] 沙韵, 周明, 杨宏基, 刘斯伟, 李庚银, 戚庆茹. 考虑光热电站和直流联络线灵活性的高比例新能源互联系统优化运行[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3306-3313.
- [11] 崔杨, 李崇钢, 赵钰婷, 仲悟之, 王茂春, 王铮. 考虑风-光-光热联合直流外送的源-网-荷多时段优化调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(2): 559-573.
- [12] 伍信怡, 汪璐, 史富存. 基于 K-means 聚类分析法的三峡货物分类研究[J]. 中国水运, 2021(6): 97-99.
- [13] 王曦冉. 含光伏-光热发电系统运行优化与光热储热容量优化配置研究[D]: [硕士学位论文]. 武汉: 华中科技大学, 2019.
- [14] 车泉辉, 娄素华, 吴耀武, 罗谦, 刘宝林. 计及条件风险价值的含储热光热电站与风电电力系统经济调度[J]. 电工技术学报, 2019, 34(10): 2047-2055.
- [15] 肖鹏. 基于差分进化算法的电力系统动态经济调度研究[D]: [硕士学位论文]. 徐州: 江苏师范大学, 2019.