

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231378

# 高比例可再生能源电力系统源荷储联合调峰分层优化运行

和萍<sup>1</sup>, 刘鑫<sup>1</sup>, 宫智杰<sup>1</sup>, 文福拴<sup>2</sup>, 赵琛<sup>1</sup>, 李秋燕<sup>3</sup>

(1. 郑州轻工业大学电气信息工程学院, 河南 郑州 450002; 2. 浙江大学海南研究院, 海南 三亚 572000;  
3. 国网河南省电力公司经济技术研究院, 河南 郑州 450052)

**摘要:** 高比例可再生能源接入电网给电力系统调峰经济性运行带来巨大的压力。为此, 提出一种计及需求响应的源荷储联合调峰分层优化运行模型, 优化电力系统调峰的经济性运行。首先, 以需求响应的净负荷优化曲线与新能源发电预测曲线拟合程度为上层目标函数, 以各机组联合调峰运行总成本最小作为下层目标函数。其次, 考虑影响系统运行安全与调峰相关的约束条件, 以供给某区域电源系统为例, 对比分析传统调峰与电源侧联合调峰方案, 以及在负荷侧加入需求响应后的联合调峰的优化结果。最后通过仿真后的数据对比发现, 电源侧联合调峰的成本比传统调峰的成本要少的多, 加入需求响应后的联合调峰能够实现风、光发电的完全消纳。所提出的联合调峰方案能够降低高比例可再生能源并网的弃风弃光率, 提高系统运行的经济性。

**关键词:** 高比例可再生能源; 需求响应; 源荷储联合运行; 系统调峰成本; 分层优化

## Hierarchical optimization operation model for joint peak-load regulation of source-load-storage in a high proportion of renewable energy power system

HE Ping<sup>1</sup>, LIU Xin<sup>1</sup>, GONG Zhijie<sup>1</sup>, WEN Fushuan<sup>2</sup>, ZHAO Chen<sup>1</sup>, LI Qiuyan<sup>3</sup>

(1. College of Electric and Information Engineering, Zhengzhou University of Light Industry, Zhengzhou 450002, China;  
2. Hainan Institute, Zhejiang University, Sanya 572000, China; 3. State Grid Henan Electric Power Company Economic and Technological Research Institute, Zhengzhou 450052, China)

**Abstract:** The high proportion of renewable energy connected to the power grid brings enormous pressure to the economic operation of peak shaving. To optimize the economic operation, this paper proposes a hierarchical optimization operation model for source-load-storage joint peak shaving which takes into account demand response. First, the fitting degree between the net load optimization curve of demand response and the forecast curve of new energy generation is taken as the upper level objective function, and the minimum total cost of joint peak shaving of each unit is taken as the lower level objective function. Secondly, considering the constraints that affect the safety of system operation and peak shaving and taking the power supply system in a certain area as an example, a comparative analysis is conducted between traditional and power-supply side joint peak shaving schemes. It also considers the optimization results of joint peak shaving after adding demand response on the load side. Finally, through the comparison of simulated data, it is found that the cost of power side joint peak shaving is much lower than that of the traditional. Adding demand response to joint peak shaving can achieve complete consumption of wind and solar power generation. The proposed joint peak shaving scheme can reduce the wind and solar curtailment rate of a high proportion of renewable energy grid connection, and improve the economic efficiency of system operation.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52377125).

**Key words:** high proportion of renewable energy; demand response; joint operation of source-load-storage; system peak regulation cost; hierarchical optimization

## 0 引言

现如今“双碳”背景下, 国家对能源发展的要求

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52377125); 河南省科技攻关研究项目资助(222102320198)

越来越高, 我国的能源结构开始向低碳化转折<sup>[1-4]</sup>。以风光光伏为代表的新能源快速建设投产, 电力能源结构正在进行系统性调整逐步减少传统化石能源所占比重, 实现节能减排的“双碳”目标<sup>[5-6]</sup>。但由于风光出力具有随机性及反调峰等特性, 伴随风光出力比重增加, 电力系统安全风险尤其是调峰问题

愈加突出<sup>[7-9]</sup>。随着电源结构转变,若不改变原先调度调峰运行策略将不可避免地造成大量弃风弃光<sup>[10]</sup>。传统调峰的运行方式见图 1。

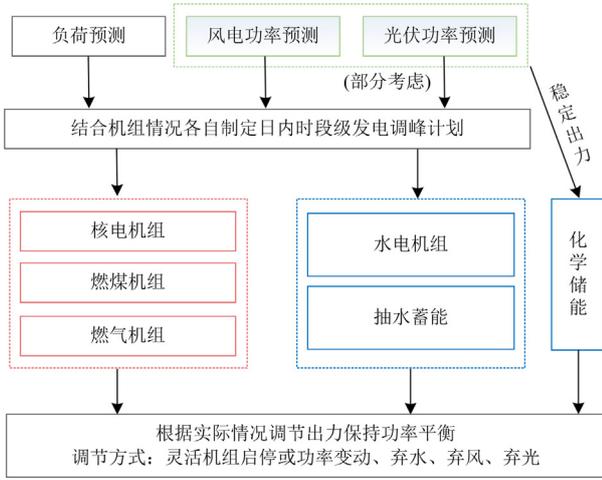


图 1 传统调峰方式

Fig. 1 Traditional peak shaving method

在风电、光伏大规模接入电网的情况下,如何增强系统调峰消纳的能力已成为国内外研究的重点,而相关研究主要聚焦在机组出力与负荷预测、某类电源或储能调度调峰等方面。建立风电、光伏出力概率模型,提高可再生能源预测精度,能够大大提高调度效率降低系统运行成本<sup>[11-12]</sup>。文献[13]建立配合储能系统及大规模风电并网的不同调峰深度下的火电机组环境经济调度模型。文献[14]以燃气装机容量占比较高的浙江省为例,对燃气日间启停调峰进行了分析。文献[15]提出一种新的水电、核电厂建设改造理念,解决传统核电厂调峰难等弊端,保证电站安全、经济、稳定运行。

目前,随着新能源装机占比的增大,未来高比例可再生能源电力系统的联合调峰运行已经成为研究的焦点。文献[16]指出新能源在电力系统中所占比例持续增加,而在我国能源安全稳定供应方面起重要作用的煤电占比逐渐降低,煤电在调度中的作用发生根本性改变,将从主力电源向基础保障性和系统调节性电源转型。文献[17]认为未来以抽水蓄能为主的储能将作为可再生能源大规模消纳的关键,而储能的联合调用方法是储能不断扩大建设的基础。文献[18]针对不同光伏渗透率,提出了调峰机组、弹性电网、负荷分级以及储能系统的 4 类调峰优化策略。文献[19]提出了一种新型电力系统下系统调峰的控制模型,保证调峰的经济性运行。文献[20]从储能技术方面考虑,对比多种储能技术的调峰成本并提出一种新的经济评估模型。文献[21]总

结了可再生能源时序发电特性和空间分布特性,对高比例可再生能源电力系统的调峰问题进行了说明。

按照传统的调峰方式运行,各类机组通过负荷预测与运行特性分配时段性发电指标,机组再根据运行实际情况调整运行方式,将不可避免地出现调峰资源利用率低、弃风弃光严重等问题。为了完成高比例可再生能源电力系统的调峰,保证经济性运行,减少弃风弃光现象的发生。本文提出了一种源荷储联合调峰分层优化运行模型,优化电力系统的调峰经济运行方式。利用高比例可再生能源电力系统分层优化的模型,在上层模型中引入需求响应进行优化,在下层模型中选择更高效的电源侧联合参与系统调峰,在优化后得到各机组出力以及运行整体可变成本。经过各机组不同调峰方式出力与成本对比,分析需求响应调峰潜力与经济价值。

## 1 电源侧联合调峰及成本模型

由于风力光伏发电均具有强波动性,光伏发电具有强时间相关性,且反调峰特性明显,传统调峰机组的能力在调峰时将不可避免地造成大量弃风弃光。结合当前发电侧发展势头及政策环境,在电源侧采用一种包括燃煤、水电、核电等多电源联合调峰运行的高比例可再生能源电力系统优化运行模型,提高电源整体灵活性,增强储能间的配合能力,同时减少储能、电源相互之间的对冲现象,减少系统调峰成本。

在水电调峰过程中不存在明显的成本,大部分地区均未将水电纳入电力调峰辅助市场补偿机制之中,在水流量充沛时段,水电因参与系统调峰而造成的大量弃水是一种不可忽视的机会损失,因减少发电所带来的经济损失远超因机械损耗所造成的损失,但此部分并未做出相应的补偿。水电站参与电力系统调峰所造成的损失主要是因弃水调峰造成的电力浪费,与弃风弃光无异,都是对可再生能源的浪费。在常规运行与常规调峰阶段,发电成本为固定值,因此不再考虑。水电作为调节电源应最大限度地利用,故弃水惩罚系数略低于风电(W)、光电(PV)惩罚系数,以实现最大限度调用水电调峰能力的同时最大程度地消纳风电、光电<sup>[22]</sup>。水电机组成本模型表示为

$$f_t^{\text{Ab}} = \theta \left( \sum_{t=0}^T P_{\max,t}^{\text{H}} - \sum_{t=0}^T P_t^{\text{H}} \right) + \theta \sum_{t=0}^T (P_{\max,t}^{\text{W}} - P_t^{\text{W}} + P_{\max,t}^{\text{PV}} - P_t^{\text{PV}}) \quad (1)$$

式中:  $f_t^{\text{Ab}}$  为弃风弃光弃水成本;  $\theta$  为惩罚成本系数;  $T$  为一个日间调度周期,一般取值为 24 h;  $P_{\max,t}^{\text{H}}$ 、

$P_{\max,t}^W$ 、 $P_{\max,t}^{PV}$  分别为水电机组、风电机组和光伏机组在  $t$  时刻的预测最大出力； $P_t^H$ 、 $P_t^W$ 、 $P_t^{PV}$  分别表示水、风和光三类机组在  $t$  时刻的最大负荷。

核电参与电力系统调峰的方式一般为依靠配套的抽水蓄能电站与抽水蓄能电站打捆外送，实现日间的功率变动。虽然核电装机容量仅占全国总装机容量的 2.17%，但其主要集中在沿海地区，未来仍会有一个较大的增长。因此在可再生能源电力系统调峰手段不足的情况下，让核电参与系统调峰显得尤为重要。这不仅可以满足电网调峰的需求，还能够为未来的能源结构调整提供支持，提高风电、光电的消纳的积极性，增强电网抗风险能力，提高电网运行安全裕度，减小其他可调峰机组的运行压力。在此期间也能增加核电设计运行经验，提升未来电网电源侧的备用裕度<sup>[23]</sup>。核电机组成本模型表示为

$$f_t^N = (C_N + \theta^N C_S)(P_{\max}^N - P_t^N) \quad (2)$$

式中： $f_t^N$  为核电机组调峰可变成本； $C_N$  为核电机组调峰成本系数； $\theta^N$  为核电安全价值系数； $C_S$  为核电调峰的安全成本； $P_{\max}^N$ 、 $P_t^N$  分别为核电的额定运行出力以及  $t$  时刻实际出力。

大部分燃煤机组通过电网调度机构所分配的指标定时定量发电，灵活性较高、负荷跟随能力较强的调峰机组根据电网负荷变化智能调节出力，保证电网供需稳定。燃煤机组成本模型表示为

$$f_{i,t}^C = a_i^C P_{i,t}^{C(2)} + b_i^C P_{i,t}^C + c_i^C \quad (3)$$

式中： $f_{i,t}^C$  为燃煤机组燃料成本； $a_i^C$ 、 $b_i^C$ 、 $c_i^C$  分别为成本系数； $P_{i,t}^C$  表示燃煤机组在  $t$  时刻的运行功率。

燃气(G)机组与火电类似，由简化后不包含常数项的一次函数表示。

$$f_{j,t}^G = b_j^G P_{j,t}^G \quad (4)$$

式中： $f_{j,t}^G$  为燃气机组燃料成本； $b_j^G$  为燃气机成本系数； $P_{j,t}^G$  表示燃气机组在  $t$  时刻的运行功率。

此外，建设的化学储能电站(E)与抽水蓄能电站(K)不应只服务于某一种电源，也应更加灵活地加入到电源联合调峰之中，最大程度发挥其调峰价值。但是其频繁启动会导致一定规模的电能损失，储能电站的运行成本表示为

$$f_t^L = \theta^K \sum_{i=0}^T P_i^K + \theta^E \sum_{i=0}^T P_i^E \quad (5)$$

式中： $f_t^L$  为储能电站的运行成本； $\theta^K$ 、 $\theta^E$  分别为蓄水电站、化学储能电站运行成本损耗系数； $P_i^K$ 、

$P_i^E$  分别为蓄水电站与化学储能电站的运行功率。电源侧联合调峰方式如图 2 所示。

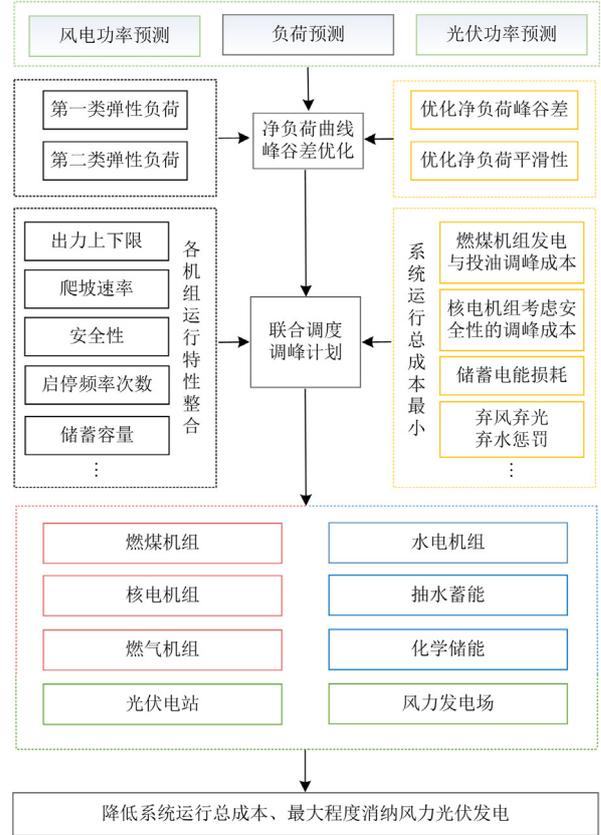


图 2 电源侧联合参与调峰

Fig. 2 Joint participation in peak regulation on the power supply side

## 2 需求响应及成本模型

随着信息技术、控制技术、管理水平的不断发展以及蓄电池技术的广泛应用，负荷侧需求响应逐渐参与到电力系统调峰的序列当中<sup>[24]</sup>。需求响应是指通过电网给出的电力相关的经济信号来调控电力用户的负荷，从而使得负荷曲线更加贴合发电曲线，以保证电力系统的整体供需平衡<sup>[25]</sup>。它与传统的按计划用电是完全不同的，更倾向于市场的形式，通过电价调控或通过合同方式临时性改变电力用户们原有的用电方式，来实现负荷侧削峰填谷<sup>[26]</sup>。

在工业电力负荷调控方面，有一类负荷多用于蓄冷蓄热且具备一定的可时移特性，本节中将其定义为第一类需求响应。第一类需求响应成本模型表示为

$$\begin{cases} f_1^{FL1} = \theta_1^{FL1} P_t^D \alpha \\ f_2^{FL1} = \theta_1^{FL1} P_t^D \alpha + \theta_2^{FL1} P_t^D (\beta - \alpha) \\ f_3^{FL1} = \theta_1^{FL1} P_t^D \alpha + \theta_2^{FL1} P_t^D (\beta - \alpha) + \theta_3^{FL1} P_t^D (\gamma - \beta - \alpha) \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $f_1^{\text{FL1}}$ 、 $f_2^{\text{FL1}}$ 、 $f_3^{\text{FL1}}$  分别为第一类需求响应三个档次的补贴成本;  $\theta_1^{\text{FL1}}$ 、 $\theta_2^{\text{FL1}}$ 、 $\theta_3^{\text{FL1}}$  分别为第一类需求响应三个档次的调用补贴系数;  $P_t^{\text{D}}$  为系统在  $t$  时刻的预测负荷;  $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$  分别为第一类需求响应三个档次的调用系数, 根据调用程度的不同计算不同的调用补偿费用。

在民用负荷方面, 民用负荷大致分为晚间照明的刚性负荷、在一定时间内可转移至电动汽车的弹性负荷以及没有必要满功率运行或开启的可削减负荷等<sup>[27]</sup>。在未来电动汽车市场占有率不断提高的情况下, 短时间内会出现电动汽车负荷过大、调峰压力增大以及变压器容量不足等情况, 民用负荷如何利用市场机制与通信技术参与调峰将成为研究重点<sup>[28]</sup>。以电动汽车为例, 此类需求响应同时具备可时移特性与电源特性, 定义为第二类需求响应。第二类需求响应成本模型表示为

$$S^{\text{FL2}} = \sum_{t=0}^{23} |P_t^{\text{FL2}}| \quad (7)$$

$$f^{\text{FL2}} = \theta_1^{\text{FL2}} \left[ \frac{S^{\text{FL2}}}{0.7S_{\text{max}}^{\text{FL2}}} - 0.35 \right] + \sum_{t=0}^{23} \left[ \theta_2^{\text{FL2}} P_t^{\text{FL2}} (Z^{\text{FL2}} - 1) + \theta_2^{\text{FL1}} |P_t^{\text{FL2}}| \right] \quad (8)$$

式中:  $f^{\text{FL2}}$  为第二类需求响应的成本;  $\theta_1^{\text{FL2}}$ 、 $\theta_2^{\text{FL2}}$  分别为电池单次循环损耗以及放电电能损耗;  $S^{\text{FL2}}$ 、 $S_{\text{max}}^{\text{FL2}}$  分别为参与循环总容量以及电池总容量;  $P_t^{\text{FL2}}$ 、 $Z^{\text{FL2}}$  分别为电池充放电功率以及电池状态的

0-1 变量,  $Z^{\text{FL2}}$  为 1 时, 电池处于充电状态或功率为 0 状态,  $Z^{\text{FL2}}$  为 0 时, 电池处于放电状态。

### 3 源荷储联合调峰分层优化模型

双层优化设计模型如图 3 所示。为了灵活调用系统电源调峰能力, 面对高比例可再生能源电力系统仍然存在的弃风弃光现象, 选择这种能够调动源荷储三侧联合调峰的多类型资源联合调峰双层优化设计模型, 上层模型利用需求响应弹性负荷来平抑预测净负荷, 降低其他调峰电源的调峰压力, 下层模型为多电源联合调峰, 以系统运行总成本最小为目标函数, 在分析各类电源不同运行特性的基础上, 综合考虑弃风弃光问题、电网运行安全问题以及机组间协调问题等, 通过优化各机组、储能设施的出力达到优化调峰运行、协调控制的目的。

#### 3.1 目标函数

##### 3.1.1 上层目标函数

根据风力发电、光伏发电以及负荷的预测数据, 合理安排需求响应启动关闭时间, 以改善净负荷峰谷差为目标, 上层目标函数为

$$\min \left\{ \frac{1}{T} \sum_{t=0}^T \left( P_t^{\text{D}} - P_{\text{max},t}^{\text{W}} - P_{\text{max},t}^{\text{PV}} - \rho P_t^{\text{D}} - 0.03 P_t^{\text{D}} \right) + \left( P_t^{\text{FL1}} + P_t^{\text{FL2}} \right) - \frac{1}{T} \sum_{t=0}^T \left( P_t^{\text{D}} - P_{\text{max},t}^{\text{W}} - P_{\text{max},t}^{\text{PV}} \right) \right\} \quad (9)$$

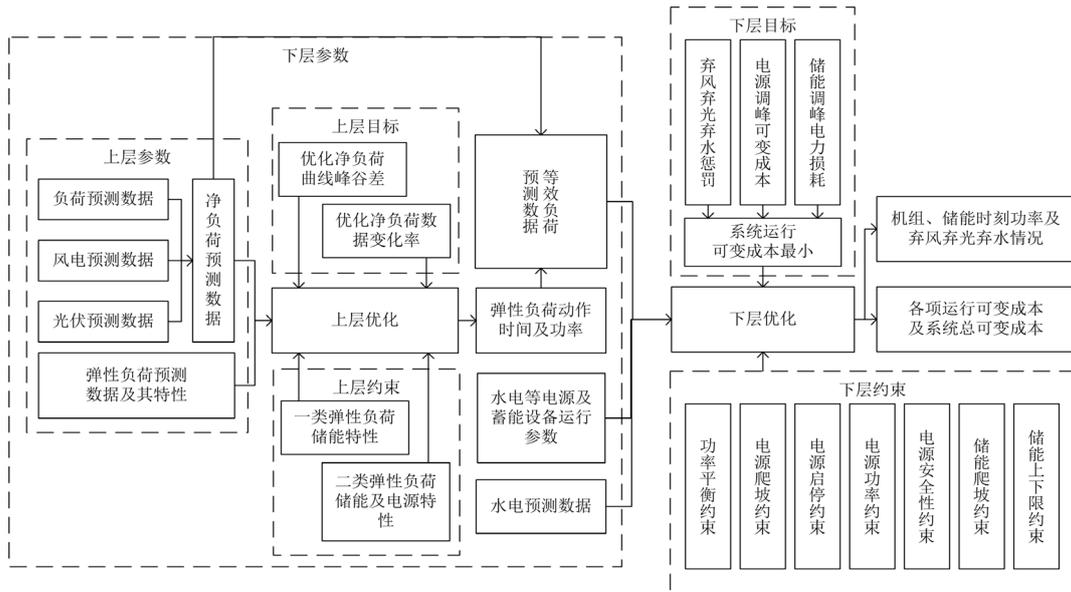


图 3 双层优化设计模型

Fig. 3 Double layer optimization design model

式中： $\rho$ 为第一类需求响应的调用系数； $P_t^{\text{FL1}}$ 为 $t-1\sim t+1$ 时刻第一类需求响应的总时移负电荷。

### 3.1.2 下层目标函数

下层电源侧联合调峰以电力系统运行成本(不计不变成本)最小为目标函数，即

$$\min \left( \sum_{t=0}^T \sum_{i=0}^I f_{i,t}^{\text{C}} + \sum_{t=0}^T \sum_{j=0}^J f_{j,t}^{\text{G}} + \sum_{t=0}^T f_t^{\text{N}} + f_t^{\text{Ab}} + f_t^{\text{L}} \right) \quad (10)$$

式中， $I$ 、 $J$ 分别为燃煤机组、燃气机组数量。

## 3.2 约束条件

### 3.2.1 上层约束条件

第一类需求响应调节时间一般为0.5~3 h，本文模型时间点跨度为1 h，为方便计算，该类需求响应调节时间统一取前后1 h，即第一类需求响应可在前中后3个时间段范围内自由分配调节，或保持不变，在改善负荷曲线的同时，保障用户舒适度，约束条件为

$$\begin{cases} \rho P_t^{\text{D}} = P_{(t,t-1)}^{\text{D}} + P_{(t,t)}^{\text{D}} + P_{(t,t+1)}^{\text{D}} \\ P_{(t-1,t)}^{\text{D}} + P_{(t,t)}^{\text{D}} + P_{(t+1,t)}^{\text{D}} = P_t^{\text{FL1}} \\ P_{(-1,0)}^{\text{D}} = P_{(0,-1)}^{\text{D}} = P_{(23,24)}^{\text{D}} = P_{(24,23)}^{\text{D}} = 0 \end{cases} \quad \rho \in (\alpha, \beta, \gamma) \quad (11)$$

式中： $P_{(t,t)}^{\text{D}}$ 表示 $t$ 时刻第一类需求响应调用的可变负电荷； $P_{(t,t-1)}^{\text{D}}$ 、 $P_{(t,t+1)}^{\text{D}}$ 分别表示 $t-1\sim t$ 时刻、 $t\sim t+1$ 时刻第一类需求响应调用的可变负电荷。此约束条件的目的在于小时跨度内对可时移负荷进行合理安排，对净负荷曲线进行优化，不再设置功率上下限约束以及爬坡约束。同时认为该时段可时移负荷为该时段总负荷的固定百分数，即时段可时移负电荷随该时段负荷预测总量变化。

第二类需求响应调节方式与化学储能、蓄水电站相似，不同点在于这种方式下储能需要在特定的时间点接入切除且需要完成一定量的电能补充。因此，可以合理安排此类负荷的充电时间以及功率，以参与电力系统调峰。在此处安排3个时间段(00:00—07:00、08:00—15:00、16:00—23:00)进行调峰，符合用户的使用习惯，保证用户的舒适性，约束条件为

$$\begin{cases} -P_{k,\max}^{\text{FL2}} \leq P_{k,t}^{\text{FL2}} \leq P_{k,\max}^{\text{FL2}} \\ -\Delta P_{k,\max}^{\text{FL2}} \leq P_{k,t}^{\text{FL2}} - P_{k,t-1}^{\text{FL2}} \leq \Delta P_{k,\max}^{\text{FL2}} \end{cases} \quad (12)$$

$$\begin{cases} 0.2S_{k,\max}^{\text{FL2}} \leq S_{k,t}^{\text{FL2}} \leq S_{k,\max}^{\text{FL2}} \\ S_{k,t}^{\text{FL2}} = S_{k,t_k}^{\text{FL2}} + \sum_{t=0}^T \Delta S_{k,t}^{\text{FL2}} \\ S_{k,t_k+7}^{\text{FL2}} = S_{k,\max}^{\text{FL2}} \\ \eta_{\text{out}}^{\text{FL2}} P_{k,t}^{\text{FL2}} - P_{k,t}^{\text{FL2}} \geq 0 \end{cases} \quad (13)$$

$$\Delta S_{k,t}^{\text{FL2}} = \begin{cases} \eta_{\text{out}}^{\text{FL2}} P_t^{\text{FL2}} Z_t^{\text{FL2}} \\ P_t^{\text{FL2}} - P_{t-1}^{\text{FL2}} Z_t^{\text{FL2}} \\ P_t^{\text{FL2}} \geq MZ_t^{\text{FL2}} - M \\ P_t^{\text{FL2}} \leq MZ_t^{\text{FL2}} \end{cases} \quad (14)$$

式中：下标 $k$ 表示第二类需求响应所处的时间段， $k=1,2,3$ ； $P_{k,t}^{\text{FL2}}$ 表示在 $t$ 时刻的负荷值； $\pm P_{k,\max}^{\text{FL2}}$ 表示功率上下限； $\pm \Delta P_{k,\max}^{\text{FL2}}$ 表示爬坡速度上下限； $S_{k,t}^{\text{FL2}}$ 、 $S_{k,\max}^{\text{FL2}}$ 、 $\Delta S_{k,t}^{\text{FL2}}$ 、 $S_{k,t_k}^{\text{FL2}}$ 、 $S_{k,t_k+7}^{\text{FL2}}$ 分别表示第二类需求响应 $t$ 时刻容量、最大容量、容量变化、起始时刻以及末尾时刻容量； $\eta_{\text{out}}^{\text{FL2}}$ 表示放电转换效率； $Z_t^{\text{FL2}}$ 表示电池状态的0-1变量； $M$ 为较大数(此处设置10 000)，用于提供变量的约束上界。

### 3.2.2 下层约束条件

#### 1) 功率平衡约束

$$P_t^{\text{D}} = P_t^{\text{W}} + P_t^{\text{PV}} + \sum_{i=0}^I P_{i,t}^{\text{C}} + P_t^{\text{H}} + \sum_{j=0}^J P_{j,t}^{\text{G}} + P_t^{\text{N}} + P_t^{\text{E}} + P_t^{\text{K}} \quad (15)$$

#### 2) 风电、光伏机组约束

$$0 \leq P_t^{\text{W}} \leq P_{\max,t}^{\text{W}} \quad (16)$$

$$0 \leq P_t^{\text{PV}} \leq P_{\max,t}^{\text{PV}} \quad (17)$$

#### 3) 燃煤机组出力约束

$$P_{i,\min}^{\text{C}} U_{i,t}^{\text{C}} \leq P_{i,t}^{\text{C}} \leq P_{i,\max}^{\text{C}} U_{i,t}^{\text{C}} \quad (18)$$

式中： $P_{i,\max}^{\text{C}}$ 与 $P_{i,\min}^{\text{C}}$ 分别表示第 $i$ 台燃煤机组的出力上下限； $U_{i,t}^{\text{C}}$ 表示燃煤机组的启停状态。

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{C}} - P_{i,t-1}^{\text{C}} \leq \Delta P_{i,u}^{\text{C}} \\ P_{i,t-1}^{\text{C}} - P_{i,t}^{\text{C}} \leq \Delta P_{i,d}^{\text{C}} \end{cases} \quad (19)$$

式中， $\Delta P_{i,u}^{\text{C}}$ 、 $\Delta P_{i,d}^{\text{C}}$ 分别为燃煤机组向上、向下功率变化约束界限。

#### 4) 燃气机组出力约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{j,t}^{\text{G}} \leq P_{j,\max}^{\text{G}} \\ P_{j,t}^{\text{G}} - P_{j,t-1}^{\text{G}} \leq \Delta P_{j,u}^{\text{G}} \\ P_{j,t-1}^{\text{G}} - P_{j,t}^{\text{G}} \leq \Delta P_{j,d}^{\text{G}} \end{cases} \quad (20)$$

式中： $P_{j,\max}^{\text{G}}$ 表示第 $j$ 台机组的出力上限； $\Delta P_{j,u}^{\text{G}}$ 、 $\Delta P_{j,d}^{\text{G}}$ 分别为燃气机组向上、向下功率约束界限。

#### 5) 水电机组出力约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{H}} \leq P_{\max}^{\text{H}} \\ \sum_{t=0}^T P_t^{\text{H}} \leq \sum_{t=0}^T P_{\max,t}^{\text{H}} \end{cases} \quad (21)$$

$$\begin{cases} P_t^H - P_{t-1}^H \leq \Delta P_u^H \\ P_{t-1}^H - P_t^H \leq \Delta P_d^H \end{cases} \quad (22)$$

式中:  $P_{\max}^H$  表示水电机组的出力上限;  $\Delta P_u^H$  与  $\Delta P_d^H$  分别为水电机组约束界限。

#### 6) 核电机组出力约束

$$P_t^N = P_{\min}^N Z_{\min,t}^N + P_L^N Z_{L,t}^N + P_H^N Z_{H,t}^N + P_{\max}^N Z_{\max,t}^N \quad (23)$$

式中:  $P_H^N$ 、 $P_L^N$ 、 $P_{\min}^N$  分别为机组动作高功率、动作低功率、机组低功率 3 种运行状态时的功率;  $Z_{\max,t}^N$ 、 $Z_{H,t}^N$ 、 $Z_{L,t}^N$ 、 $Z_{\min,t}^N$  分别为机组在  $t$  时刻 4 种运行状态的状态变量(0-1 变量)。

#### 7) 化学储能约束

$$-P_{\max}^E \leq P_t^E \leq P_{\max}^E \quad (24)$$

$$\begin{cases} 0.1S_{\max}^E \leq S_t^E \leq 0.95S_{\max}^E \\ S_t^E = S_{t_0}^E + \sum_{i=0}^T \Delta S_i^E \\ S_{t_0}^E = S_{t_{23}}^E \end{cases} \quad (25)$$

式中:  $\pm P_{\max}^E$  表示化学储能电站的功率上下限;  $S_t^E$  为  $t$  时刻化学储能电站的可用容量;  $S_{t_0}^E$  为起始时刻化学储能电站的容量;  $\Delta S_t^E$  为  $t$  时刻调峰电站容量的变化量;  $S_{\max}^E$  为化学储能电站的总容量。

#### 8) 抽水蓄能约束

$$\begin{cases} -P_{\max}^K \leq P_t^K \leq P_{\max}^K \\ -\Delta P_{\max}^K \leq P_t^K - P_{t-1}^K \leq \Delta P_{\max}^K \end{cases} \quad (26)$$

$$\begin{cases} 0.2S_{\max}^K \leq S_t^K \leq 0.9S_{\max}^K \\ S_t^K = S_{t_0}^K + \sum_{i=0}^T \Delta S_i^K \\ S_{t_0}^K = S_{t_{23}}^K \end{cases} \quad (27)$$

式中:  $\pm P_{\max}^K$  表示抽水蓄能电站的功率上下限;  $\Delta P_{\max}^K$  为抽水蓄能电站的功率变化约束界限;  $S_t^K$  为  $t$  时刻抽水蓄能电站的可用容量;  $S_{t_0}^K$  为起始时刻抽水蓄能电站的容量;  $\Delta S_t^K$  为  $t$  时刻调峰电站容量的变化量;  $S_{\max}^K$  为化学储能电站的总容量。

## 4 算例分析

本文所提及的双层优化模型是包含二次函数、分段函数的复杂数学模型,难以直接求解。因此选用可直接求解包含二次函数数学模型的求解工具,通过对分段函数部分进行线性化,将模型转化为混合整数非线性规划(mixed integer nonlinear programming,

MINP)问题,最后利用商用求解器 Gurobi 及内置数学模型编写工具包对双层优化模型进行求解,基于 Python3.9 语言实现编程仿真。

以某地区实际系统作为仿真对象,选用燃煤机组 6 台,爬坡成本系数  $\lambda$  取值为 25,燃气机组 3 台,核电机组 1 台,水电机组 1 台对该系统进行供电,算例系统见图 4,机组负荷占比见图 5。

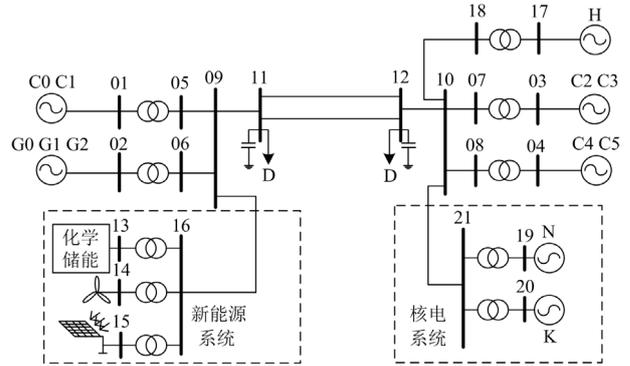


图 4 仿真算例系统

Fig. 4 Simulation example system

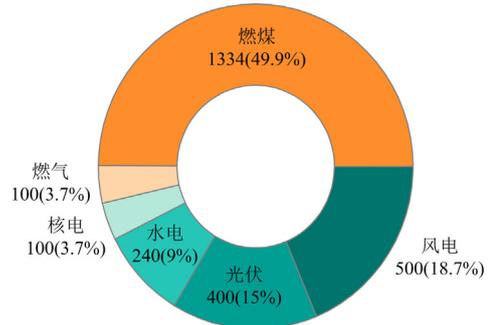


图 5 各机组负荷占比

Fig. 5 Load proportion of each unit

本算例设置 3 种不同的调峰方式: 第一种系统根据负荷预测采用分时调峰为主, 抽蓄、化学电池灵活辅助调峰为辅的运行方案, 计算系统运行的整体可变成成本。其中, 负荷、风电、光伏采用该地区某日预测数据, 见图 6; 第二种系统采用电源侧联合调峰运行方案, 同样计算系统运行的整体可变成成本; 第三种在第二种方案的基础上加入需求响应, 选择联合调峰双层优化方案, 上层优化利用需求响应弹性负荷来平抑预测净负荷, 降低其他调峰电源的调峰压力, 下层选择电源侧联合调峰, 分析各类电源不同的运行特性。其中, 上层优化中第一类需求响应采用式(6)中  $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$  三种不同的调用系数, 第二类需求响应采用占总负荷 3% 的固定系数进行优化。第一类需求响应可在调峰前后 1 h 内自由调用, 根据调用量分档次给予不同补偿。第二类需求

响应在调用时,以目前动力电池容量价格(动力电池容量价格为 1000 元/kWh)进行补偿计算,可安全循环次数为 1000 次。其他参数见表 1、表 2。

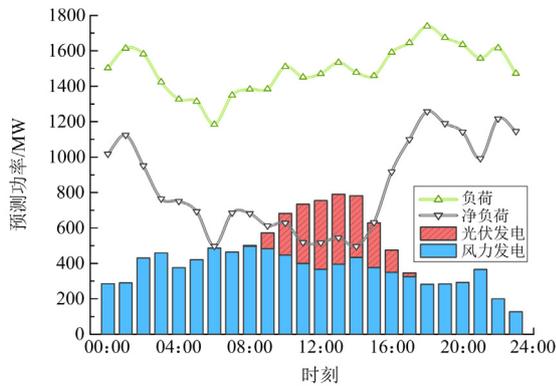


图 6 负荷、风电与光伏出力预测

Fig. 6 Load, wind power and photovoltaic output forecast

表 1 第一类需求响应补贴金额及其响应占比

Table 1 Amount of subsidy for the first type of demand response and its proportion of response

月补贴金额/元	第一类需求响应占比/%
3000	1
7000	3
11 000	5

表 2 第二类储能型需求响应参数

Table 2 Demand response parameters of the second type of energy storage

参数	第二类需求响应		
	00:00—08:00	08:00—16:00	16:00—24:00
时段调度总金额/元	484.16	500.19	554.25
补贴金额/元	484 160.00	500 190.00	554 250.00
调度功率上下限/MW	±67.78	±70.03	±77.60

#### 4.1 下层模型传统调峰运行方式

传统调峰运行方式下,负荷、风电、光伏、总弃风弃光以及综合运算后的净负荷与输出功率如图 7、图 8 所示。

在传统调峰方式下,各机组根据负荷预测数据各自进行调峰安排,非调峰机组的综合出力与负荷预测曲线较为吻合。虽然调峰机组均已根据各自计划达到了调峰能力上限,但因各电源间的协调问题,整体出力无法达到满意效果。根据消纳情况可以看出,在 11:00—17:00 各机组根据负荷预测曲线安排出力的情况下,新能源消纳空间极小,出力向上波动时只能以弃风弃光为代价参与系统调峰。在此

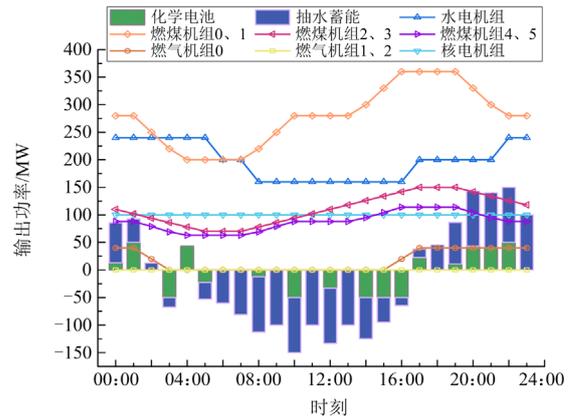


图 7 传统调峰方式下各机组出力

Fig. 7 Output of each unit in traditional peak regulation mode

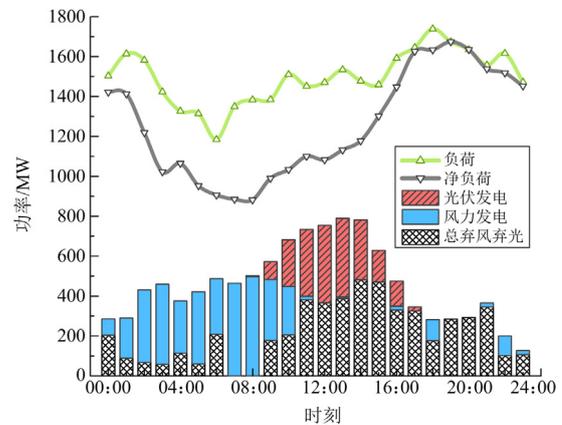


图 8 传统调峰方式下弃风弃光现象

Fig. 8 Abandonment of wind and solar power in traditional peak regulation methods

时间段内产生的弃风弃光成本占总弃风弃光成本的 52.4%,而弃风弃光弃水成本占系统运行总可变成本的 12.8%。

#### 4.2 电源侧联合调峰运行方式

电源联合调峰方式下,各机组根据风力发电预测数据、光伏发电预测数据以及负荷预测数据统一进行调峰安排,负荷、风电、光伏、总弃风弃光以及综合运算后的净负荷与输出功率如图 9、图 10 所示。

根据消纳情况可以看出,火电机组、核电机组和水电机组均在 11:00—17:00 选择降低输出功率运行,以提高新能源消纳空间,虽因调节范围以及后续储能等原因出现了少许弃光,但整体出力曲线较好,降低了弃风弃光弃水成本,提高可再生能源利用率同时降低了火电燃料成本。联合调峰情况下系统运行总可变成本降低 31.6%,其中占比最高的

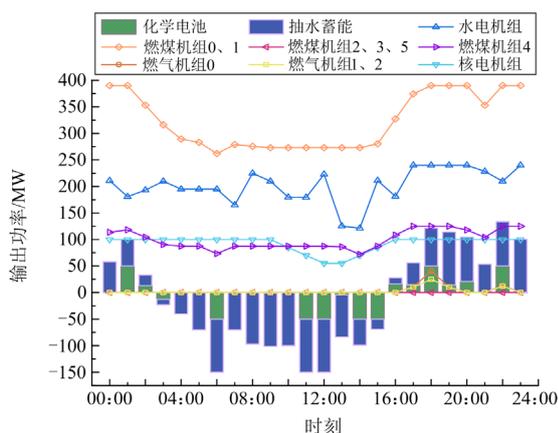


图9 联合调峰方式下各机组出力

Fig. 9 Output of each unit in the joint peak regulation mode

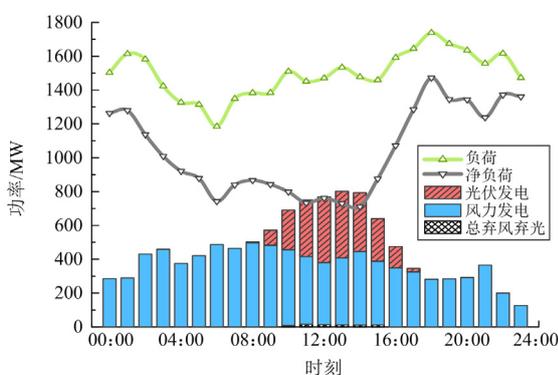


图10 联合调峰方式下弃风弃光现象

Fig. 10 Abandoning wind and solar power in the joint peak regulation mode

火电成本降低 21.6%。

相较于传统调峰方式, 联合调峰充分调动了各调峰电源的灵活性, 减轻弃风弃光以及原调峰机组压力。从表 3 中数据可知, 虽然联合调峰相比于传统调峰方式增加了机组调峰次数与调峰深度, 但系统整体运行可变成本却出现了大幅下降。可变成本下降主要来自于燃煤机组运行成本的下降以及弃风弃光量减少。在运行过程中, 燃煤机组频繁进行深度调峰虽然增加了单位发电量成本, 但由于提高了风力光伏发电利用率, 燃煤机组发电量降低, 部分机组如核电、储能等因调峰导致的成本上升并不影响系统可变总成本的下降。具体数据可以参照表 3。

#### 4.3 需求响应系统的调峰分层优化

需求响应系统的调峰分层优化后, 不同容量需求响应参与系统调峰所需补贴金额如表 4 所示。

各个机组出力如图 11—图 13 所示。在第一类需求响应容量为总负荷 1%, 第二类需求响应容量

为时段总负荷 3% 的配置下, 机组出力如图 11 所示。

表 3 两种调峰方式成本对比

Table 3 Cost comparison of two peak shaving methods

机组类型	传统方式	联合调峰方式
燃煤机组	6 855 600.00	5 376 633.58
燃气机组	240 000.00	113 730.68
核电机组	0	45 000.00
化学电池储能	9179.71	7738.26
抽水蓄能机组	51 644.19	52 266.67
abandoned	1 047 248.42	14 565.56
总计	8 203 672.32	5 609 934.75

表 4 调用需求响应效率及其补偿金额

Table 4 Efficiency of calling demand response and its compensation amount

第一类、第二类需求响应占比/%	第一类需求响应利用率/%	第二类需求响应应循环次数	第一类、第二类费用/元	总金额/元
1、3	74.38	0.32	35 900、161 270	197 170
3、3	75.83	0.35	203 433、172 407	375 840
5、3	74.97	0.40	466 700、200 120	666 820

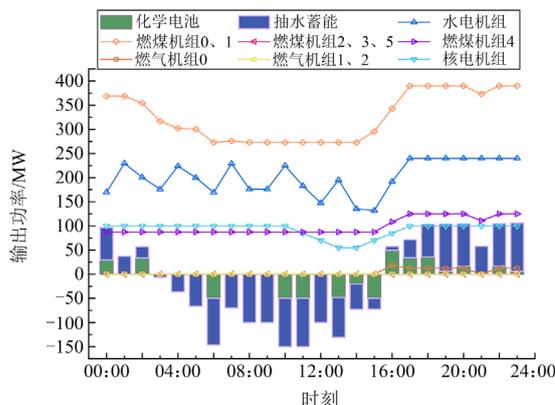


图 11 1%容量下各机组出力情况

Fig. 11 Output of each unit under 1% capacity

部分曲线波峰得到了有效平抑, 在 02:00、19:00 波峰平抑效果明显, 在第二类需求响应调整输出功率的情况下, 结合第一类需求响应的前后平移功能, 达到在某个特定时刻降低负荷需求, 平滑净负荷曲线的效果。从各机组出力来看, 需求响应的加入明显降低了电源侧的调峰频率, 对于 4 号燃煤机组效果最为明显, 调节频率从联合调峰的 13 次降低至 4 次, 水电机组以及燃煤机组均降低 1 次调节次数, 另外调节幅度也均有所降低, 风电、光伏也实现全消纳, 故不在本节展示风电、光伏消纳情况。

在第一类需求响应容量为总负荷 3%，第二类需求响应容量为时段总负荷 3%的配置下，各机组出力情况如图 12 所示。

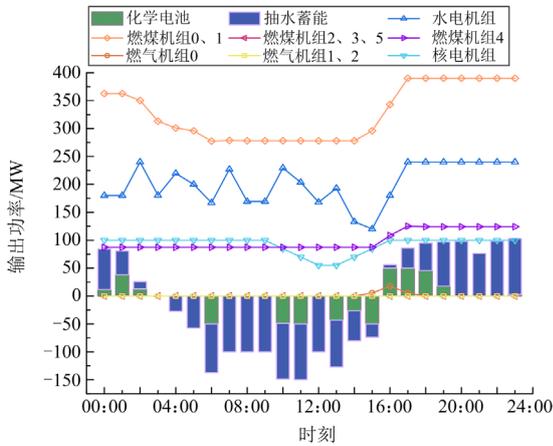


图 12 3%容量下各机组出力情况

Fig. 12 Output of each unit under 3% capacity

净负荷曲线平抑效果继续提高，在平抑波峰的基础上波谷也有明显的改善，第一类、第二类需求响应在 22:00 分别补充了 144.28 MW、77.59 MW 的功率，该时刻补充的功率均由高负荷点第一类需求响应分配而来，实现“填谷”效果。从各机组出力来看，需求响应容量的提高进一步降低了电源侧的调峰频率，由于净负荷曲线在 21:00 波谷平抑 0、1、4 号燃煤机组以及 0 号燃气机组时均无功率变动行为。水电机组功率变化次数再次降低，化学电池储能启动次数降低两次，减轻了各机组以及储能的调峰压力。

在第一类需求响应容量为总负荷 5%，第二类需求响应容量为时段总负荷 3%的配置下，各机组出力情况如图 13 所示。

在这种容量下，部分时段净负荷曲线平抑效果达到最佳。00:00—02:00 净负荷曲线最大峰谷差由 172.62 MW 降低至 7.56 MW，06:00—15:00 净负荷曲线最大峰谷差由 187.83 MW 降低至 66.26 MW，17:00—23:00 净负荷曲线最大峰谷差由 264.78 MW 降低至 13.34 MW，且在这段时间内机组出力情况逐渐趋于平稳。但面对 02:00—03:00、15:00—17:00 曲线的巨大波动时，需求响应的调节能力表现有限，在需求响应的调节能力达到上限的情况下，各机组出力调节频率的改善也达到上限。

综合表 4 与各机组的出力情况可以看出，提高需求响应容量能够不断优化系统调峰，降低负荷波动以及峰谷差，在此基础之上间接降低各机组以及储能设备的调峰压力。针对第一类需求响应的 3 种

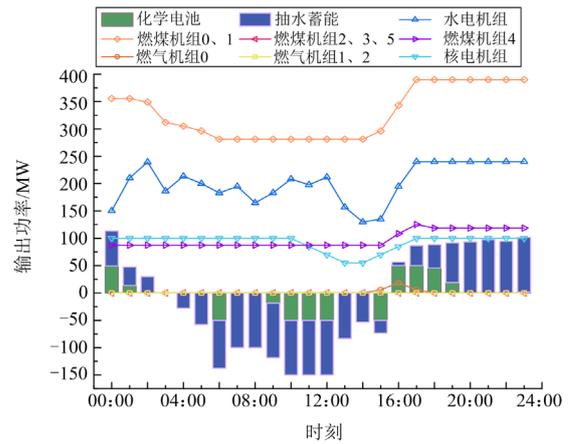


图 13 5%容量下各机组出力情况

Fig. 13 Output of each unit under 5% capacity

不同调用系数  $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$ ，第一类需求响应利用率在不同调用系数下基本相同，调用程度与负荷、风电、光伏预测值密切相关，但随着调用系数的增大，调用费用增长较快，应根据净负荷预测情况合理设置调用系数，降低调用费用。

### 5 结论

对比传统调峰运行方式与电源侧联合方案，可以得出以下结论。

1) 对比各机组优化前后出力情况可以看出，单纯依靠灵活火电负责电力系统调峰，煤电机组需要频繁进行深度调峰及启停动作，不仅增加火电燃料成本及启停成本，还将增加未预料的调峰性成本。电源侧联合调峰运行方式很好地根据各类电源调峰成本将调峰任务进行分摊，大大降低火电调峰压力以及可再生能源消纳压力。

2) 对比优化前后各机组及系统运行整体可变成本可以看出，部分调峰资源由于调峰需求而提升其调峰灵活性，进而致使成本上涨，其中核电参与系统调峰的成本有显著增加，不过系统整体可变成本的下降却更为明显，这是因为火电调峰成本的下降对弃风弃光问题起到了改善作用。

加入需求响应之后的荷源储联合调峰，荷储源不仅能够同时参与系统调峰分层优化，在抽蓄与化学电池配合下，还有效提高启动机组的出力水平，降低出力波动。对比传统调峰方式，荷储源参与系统调峰分层优化方案能有效降低系统运行可变成本，降低电源侧与储能因调峰带来的各种损失。面对平滑性较好、峰谷差减小的净负荷曲线，各机组爬坡性能均有所保留，极大地提高了电网的稳定性。

但在 15:00—17:00 光伏和风电的输出功率因

其迅速下降而变得不稳定。尽管在负荷、储能和电源共同参与调峰的策略下,成功避免了大量的风能、太阳能和水资源浪费,但各电力生产单位的调节能力已经达到了极限。这种情况下爬坡利用率高达91.58%,对电力系统的稳定运行构成了严重威胁。随着风力发电和太阳能发电的渗透率持续提升,未来占比预计将超过50%。随着火力发电厂的转型和关闭,可调节的电力资源将进一步减少。在这种趋势下,现有的方案将面临极大的挑战,难以满足极高比例可再生能源电力系统的调峰需求。

### 参考文献

- [1] YU Xiaowei, WANG Bin, WANG Wei, et al. Analysis of renewable resources in central China under the double carbon strategy[J]. *Energy Reports*, 2022, 8(8): 361-373.
- [2] 周霞, 刘懿诗, 戴剑丰, 等. 考虑风-储-直参与调频的电力系统频率特征定量分析[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(6): 30-44.  
ZHOU Xia, LIU Yishi, DAI Jianfeng, et al. Quantitative analysis of power system frequency characteristics considering wind power-energy storage-flexible HVDC transmission participation in frequency modulation[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(6): 30-44.
- [3] 黄景光, 熊华健, 李振兴, 等. 基于生命周期法和碳权交易的综合能源系统低碳经济调度[J]. *电测与仪表*, 2022, 59(3): 82-91.  
HUANG Jingguang, XIONG Huajian, LI Zhenxing, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system based on life cycle method and carbon trading[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2022, 59(3): 82-91.
- [4] 康丽虹, 贾燕冰, 谢栋, 等. 考虑混氢天然气的综合能源系统低碳经济调度[J]. *电网与清洁能源*, 2023, 39(7): 108-117.  
KANG Lihong, JIA Yanbing, XIE Dong, et al. Low-carbon economic dispatch of the integrated energy system considering hydrogen enriched compressed natural gas[J]. *Power System and Clean Energy*, 2023, 39(7): 108-117.
- [5] 郝文波, 景菲, 颜庆宇, 等. 数据驱动下基于风电场景的多时间尺度调峰调度研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(16): 115-126.  
HAO Wenbo, JING Fei, YAN Qingyu, et al. A multi-time scale peak shaving scheduling strategy based on wind power scenario using a data-driven method[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(16): 115-126.
- [6] 蒋成成, 陆建宇, 魏云冰, 等. 基于量化风电场限功率的电力系统旋转备用优化研究[J]. *电测与仪表*, 2022, 59(1): 18-24.  
JIANG Chengcheng, LU Jianyu, WEI Yunbing, et al. Spinning reserve optimization in power system under power-limited of the wind farm[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2022, 59(1): 18-24.
- [7] 王宽. 风光消纳下的电网调峰需求分析和抽水蓄能电站容量规划评估研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2022.  
WANG Kuan. Analysis of peak shaving demand of power grid under wind and solar consumption and capacity planning and evaluation of pumped storage power stations[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2022.
- [8] 魏博, 王定美, 葛晓琳, 等. 考虑连续调度周期调峰约束的风光水火多能源短期优化调度[J]. *供用电*, 2022, 39(6): 69-75.  
WEI Bo, WANG Dingmei, GE Xiaolin, et al. Short-term optimal scheduling of multi-energy considering continuous dispatching cycle peak-shifting constraints[J]. *Distribution & Utilization*, 2022, 39(6): 69-75.
- [9] 潘旭, 王会超, 王建中, 等. 基于优先消纳新能源的电网调峰难度分析指标体系研究[J]. *供用电*, 2023, 40(2): 78-84.  
PAN Xu, WANG Huichao, WANG Jianzhong, et al. Index system research on difficulty analysis of power grid peak shaving with priority consumption of new energy[J]. *Distribution & Utilization*, 2023, 40(2): 78-84.
- [10] 周强, 汪宁渤, 何世恩, 等. 高弃风弃光背景下中国新能源发展总结及前景探究[J]. *电力系统保护与控制*, 2017, 45(10): 146-154.  
ZHOU Qiang, WANG Ningbo, HE Shien, et al. Summary and prospect of China's new energy development under the background of high abandoned new energy power[J]. *Power System Protection and Control*, 2017, 45(10): 146-154.
- [11] WANG Y, XIA Q, KANG C, et al. Unit commitment with volatile node injections by using interval optimization[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011, 26(3): 1705-1713.
- [12] DAS U K, TEY K S, SEYEDMAHMOUDIAN M, et al. Forecasting of photovoltaic power generation and model optimization: a review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 81: 912-928.
- [13] 喻心, 王德林, 孙超, 等. 不同调峰深度下火电机组的环境经济调度优化[J]. *太阳能学报*, 2023, 44(6): 152-160.  
YU Xin, WANG Delin, SUN Chao, et al. Environmental and economic dispatch optimization of thermal power units under different peak regulation depths[J]. *Acta Energiae Solaris Sinica*, 2023, 44(6): 152-160.
- [14] 周凌安, 申建建, 李继红, 等. 日启停燃气机组调峰运行方法[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(20): 5913-5921.  
ZHOU Ling'an, SHEN Jianjian, LI Jihong, et al. Peak

- regulation method for daily start-stop gas-fired units[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(20): 5913-5921.
- [15] 庞泽磊. 核电、水电一体化能源电厂运营模式分析[J]. 云南水力发电, 2022, 38(11): 281-284.  
PANG Zelei. Analysis on operation mode of nuclear power and hydropower integrated power plant[J]. Yunnan Water Power, 2022, 38(11): 281-284.
- [16] 杨彪, 王光达, 张琛, 等. 新型电力系统下的煤电调峰定位[J]. 中国电力企业管理, 2023(16): 36-39.  
YANG Biao, WANG Guangda, ZHANG Chen, et al. Positioning of coal-fired power peaking under the new power system[J]. China Power Enterprise Management, 2023(16): 36-39.
- [17] 文劲宇, 周博, 魏利灿, 等. 中国未来电力系统储电网初探[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(7): 1-10.  
WEN Jinyu, ZHOU Bo, WEI Lican, et al. Preliminary study on an energy storage grid for future power system in China[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(7): 1-10.
- [18] 韩小齐, 刘文颖, 庞清仑, 等. 考虑日前现货市场风险的电力负荷参与系统调峰控制模型[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(17): 55-67.  
HAN Xiaoqi, LIU Wenying, PANG Qinglun, et al. Peak shaving control model of power load participation system considering day-ahead spot market risk[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(17): 55-67.
- [19] 杨谦, 刘继春, 蒋万泉. 光伏不同渗透率下考虑源网荷储深度互动的电力系统调峰策略[J]. 电力建设, 2021, 42(9): 74-84.  
YANG Qian, LIU Jichun, JIANG Wanxiao. Peak regulation strategy of power system considering the interaction of source-network-load-storage under different penetration rate of PV[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(9): 74-84.
- [20] LI Junhui, MU Gang, ZHANG Jiahui, et al. Dynamic economic evaluation of hundred megawatt-scale electrochemical energy storage for auxiliary peak shaving[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(3): 851-868.
- [21] 和萍, 宫智杰, 靳浩然, 等. 高比例可再生能源电力系统调峰问题综述[J]. 电力建设, 2022, 43(11): 108-121.  
HE Ping, GONG Zhijie, JIN Haoran, et al. Review of peak-shaving problems of electric power system with high proportion of renewable energy[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(11): 108-121.
- [22] 程雄, 陈庆宁, 李咸善, 等. 响应调峰需求的中小型流域梯级电站短期调度方法[J]. 水利学报, 2023, 54(2): 159-171.  
CHENG Xiong, CHEN Qingning, LI Xianshan, et al. Short-term scheduling methods for peak load responding demand of cascade hydropower stations in small and medium-sized river basins[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2023, 54(2): 159-171.
- [23] 郑宽, 徐志成, 鲁刚, 等. 高比例新能源电力系统演化进程中核电与新能源协调发展策略[J]. 中国电力, 2021, 54(7): 27-35.  
ZHENG Kuan, XU Zhicheng, LU Gang, et al. Coordinated development strategy of nuclear power and new energy in the evolution process of high-proportion new energy power system[J]. Electric Power, 2021, 54(7): 27-35.
- [24] 李鹏, 余晓鹏, 周青青, 等. 计及风电不确定信息间隙的火电-储能-需求响应多源低碳调峰交易优化模型[J]. 电力建设, 2022, 43(12): 131-140.  
LI Peng, YU Xiaopeng, ZHOU Qingqing, et al. Multi-source low-carbon peak-shaving transaction optimization model for thermal power-energy storage-demand response considering the uncertainty information gap of wind power[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(12): 131-140.
- [25] 李彬, 陈京生, 李德智, 等. 我国实施大规模需求响应的关键问题剖析与展望[J]. 电网技术, 2019, 43(2): 694-704.  
LI Bin, CHEN Jingsheng, LI Dezhi, et al. Analysis and prospect of key issues in China's demand response for further large scale implementation[J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 694-704.
- [26] 徐成司, 董树锋, 张舒鹏, 等. 面向工业园区的集中-分布式综合需求响应方法[J]. 电网技术, 2021, 45(2): 489-500.  
XU Chengsi, DONG Shufeng, ZHANG Shupeng, et al. Centralized-distributed integrated demand response method for industrial parks[J]. Power System Technology, 2021, 45(2): 489-500.
- [27] PALENSKY P, DIETRICH D. Demand side management: demand response, intelligent energy systems, and smart loads[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2011, 7(3): 381-388.
- [28] CAPRINO D, DELLA VEDOVA M L, FACCHINETTI T. Peak shaving through real-time scheduling of household appliances[J]. Energy and Buildings, 2014, 75: 133-148.

收稿日期: 2023-10-26; 修回日期: 2024-05-24

作者简介:

和萍(1980—), 女, 博士, 教授, 研究方向为新能源电力系统稳定分析与控制; E-mail: hplkz@126.com

刘鑫(2002—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统调峰经济性分析。E-mail: 1541134228@qq.com

(编辑 许威)