

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.04.002

# 考虑不确定性和定价补偿的源荷储联合调峰优化

张金良, 胡泽萍

(华北电力大学经济与管理学院, 北京 102206)

**摘要:**针对大规模新能源并网带来的系统调峰和消纳难题,文中在分析源荷储调峰能力及其互补性的基础上,挖掘系统的调峰能力,促进新能源消纳。首先,考虑火电、独立储能和电动汽车的调峰定价及辅助服务补偿,分析调峰费用分摊与补偿机制,建立深度调峰模型;其次,考虑风光出力的不确定性与相关性,基于核密度估计和 Frank Copula 函数生成典型风光出力序列,并建立阶梯型需求响应模型以实现响应量的分级补偿,提高需求侧用户的响应积极性;最后,以总运行成本最小为目标,构建考虑不确定性和定价补偿的源荷储联合调峰优化模型,并以改进的 IEEE 30 节点系统为例进行分析。结果表明,所提模型能够挖掘源荷储三侧资源的灵活调峰潜力,提升系统调峰能力和新能源消纳水平。

**关键词:**深度调峰;调峰定价及补偿;核密度估计;阶梯型需求响应;优化调度;新能源消纳

**中图分类号:** TM621

**文献标志码:** A

**文章编号:** 2096-3203(2024)04-0013-13

## 0 引言

我国风电、光伏等新能源的接入比例不断提高,增加了电力系统的调峰负担,且电动汽车并网也加大了系统的负荷,火电向调节性电源转型。但火电快速调节容量不足,依靠系统现有调节能力难以满足系统调峰需求。为此,充分利用源、荷、储三侧调峰资源,建立多能互补的调度优化模型,是应对风光出力波动性的有效方式之一,可在满足调峰需求的同时提高风光消纳水平<sup>[1-3]</sup>。

目前,国内外学者针对提高电源侧调节能力进行了大量研究,主要包括深度调峰优化、多源互补优化调度、调峰定价及补偿等。深度调峰优化方面,文献[4]建立了火电机组分级深度调峰模型,为调峰深度的确定提供了依据。文献[5-6]分别建立了计及爬坡率和启停调峰的电力系统优化调度模型,降低了系统运行成本。文献[7-8]则构建深度调峰优化模型,分别提升了系统的环保性和鲁棒性。文献[9]则利用光热电站灵活性制定调峰策略,降低了系统的碳排放量。因此,深度调峰是缓解调峰压力的有效手段。

单独依靠深度调峰难以保障系统稳定性与经济性,多源互补优化调度为缓解调峰压力提供了方法<sup>[10-11]</sup>。风光水火互补协同调峰运行模型可以缩小负荷峰谷差<sup>[12]</sup>。光热电站的快速调节性也有利于提高风-光-光热联合调峰的经济性和环保性<sup>[13-15]</sup>。文献[16]则量化了甩负荷风险,增强了风-

光-光热协同调度的可靠性。文献[17-18]分别建立了以核电和氢能为核心的多源协调优化模型,增强了系统的鲁棒性和环保性。上述文献提出的电源侧调节方案均能缓解系统的调峰困境,但未考虑风光出力相关性对场景生成及系统调峰效果的影响。

调峰辅助服务市场的建设是保障和激励机组深度调峰的关键。在定价策略的引导下,系统的调峰灵活性增强。文献[19-20]分别制定了火-储深度调峰和电动汽车调峰的定价策略。文献[21]则制定了碳捕集电厂参与调峰辅助服务下的机组定价模型。调峰费用分摊及补偿也已成为研究热点。文献[22-27]考虑了调峰影响系数、负荷峰谷差、调峰成本分解和用户侧调峰意愿等因素,建立了调峰费用分摊机制。上述文献主要研究风光火的调峰分摊和个别机组的调峰定价及补偿,未能全面考虑储能和电动汽车参与下的调峰定价、费用分摊和调峰补偿策略。

可调节负荷的需求响应也有利于缓解电网的调峰压力。文献[28]建立了考虑需求响应的虚拟电厂竞标模型,有效降低了系统的运行成本。文献[29]运用需求响应实现了抽水蓄能的灵活调峰,但仅考虑了单一类型的需求响应。文献[30]建立了计及用户满意度的多重需求响应模型。但上述文献未能依据响应量的大小实现阶梯补偿,不利于提高用户的响应积极性。

作为灵活性调节资源,储能装置已与源侧调峰相结合<sup>[31-34]</sup>。文献[35]对电储能深度调峰容量进行了分配,降低调峰成本。但忽视储能寿命不利于系统长期调度,为此文献[36]建立了考虑储能寿命

收稿日期:2023-12-27;修回日期:2024-03-02

基金项目:国家社会科学基金资助项目(22ZDA107)

的电力系统协调优化模型,减少了长期调峰成本。文献[37]则考虑了事故备用风险,有效提高了储能事故备用利用率。文献[38]在火电厂出口接入储能,增加了系统调峰收益,但储能与火电打捆参与费用分摊,具有一定局限性。因此,不同类型储能是系统调峰的可靠资源,但其作为独立主体参与系统调峰仍有待研究。

上述文献对于提高系统调峰能力具有重要意义,但针对源荷储协调优化调度而言,以下问题仍有待深入探讨:(1) 已有研究未结合风光相关性和不确定性下的场景生成进行电力系统深度调峰,须建立合适的风、光联合出力模型优化调峰效果;(2) 独立储能和电动汽车并网后的调峰定价方法及费用分摊和补偿机制有待研究,以实现机组定价和成本的灵活调节;(3) 已有研究采用固定补偿量化需求响应成本,未考虑阶梯型补偿对用户响应积极性的激励作用。

综上,文中深入分析源-荷-储三侧资源参与调峰的机理,综合考虑系统经济性和新能源消纳率,提出一种考虑不确定性和定价补偿的源荷储联合调峰优化模型。该模型从多角度挖掘系统的调峰能力,充分考虑各主体的调峰利益,激励各类机组调峰,并采用核密度估计和 Frank Copula 函数进行场景生成,提高系统的稳定性。算例结果表明,所提模型能提高系统调峰灵活性,实现高比例新能源接入下的电力系统源-荷-储协调优化调度。

### 1 源-荷-储调峰能力及其互补特性分析

目前我国能源结构仍以火电为主,新能源并网装机比例的提高需要火电机组提供更多上网空间,因此火电机组的调峰深度,负荷需求和多能互补调机制是影响系统调峰能力的重要因素。源荷储协同互补调峰原理如图1所示。根据不同负荷率,火电机组调峰可分为常规调峰和深度调峰,根据稳燃介质又将深度调峰分为不投油调峰和投油调峰。源侧以参与深度调峰的火电机组为核心,由火电机组提供旋转备用,平抑风光波动,增强系统稳定性。火电深度调峰有助于风电和光伏的消纳,但随着调峰深度的增加,火电机组不仅承担着高昂的调峰成本,且系统的安全性受到了一定威胁,需要有效平衡电力系统的稳定性和经济性。独立储能和电动汽车可直接并网运行,参与调峰辅助服务,在调峰定价的合理引导下,通过充放电进行削峰填谷,减小负荷峰谷差。此外,采用阶梯型需求响应模型激励用户参与调峰,能够进一步提高系统调峰能力和

风光消纳能力。

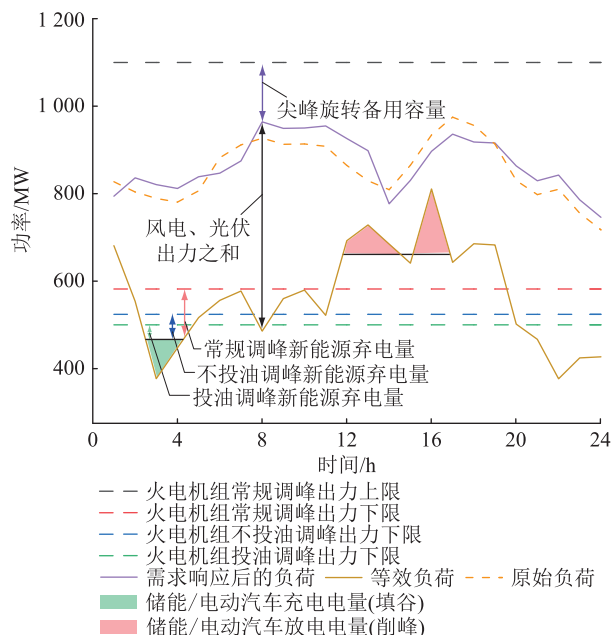


图1 源储协同互补调峰原理

Fig.1 Principle of complementary peak shaving of source and storage

## 2 火电机组深度调峰模型

### 2.1 火电机组调峰成本分析

(1) 常规调峰成本。常规调峰成本主要包括锅炉煤耗成本和机组启停成本。

$$C_{\text{coal}} = a_i (P_{i,t}^g)^2 + b_i P_{i,t}^g + c_i \quad (1)$$

$$C_h = S_{i,\text{on}}(1 - u_{i,t-1})u_{i,t} + S_{i,\text{off}}(1 - u_{i,t-1})u_{i,t} \quad (2)$$

式中:  $C_{\text{coal}}$  为锅炉煤耗成本;  $a_i, b_i, c_i$  为火电机组  $i$  的煤耗特性系数;  $P_{i,t}^g$  为  $t$  时段火电机组  $i$  发电功率;  $C_h$  为机组启停成本;  $S_{i,\text{on}}, S_{i,\text{off}}$  分别为火电机组  $i$  的启动和停机成本系数;  $u_{i,t}$  为  $t$  时段火电机组  $i$  的状态变量,  $u_{i,t} = 1$ , 机组处于运行状态,  $u_{i,t} = 0$ , 机组停止运行。

(2) 不投油调峰阶段损耗成本。机组进入不投油调峰阶段后,开始低负荷运行,转子承受的交变热应力增大,除燃煤消耗和机组启停损耗外,机组产生疲劳和蠕变损耗,缩短了机组寿命。基于 Manson-Coffin公式近似计算机组寿命损耗成本。

$$C_{\text{abr}} = \tau S_{\text{unit},i} / (2N_f(P_{i,t}^g)) \quad (3)$$

式中:  $C_{\text{abr}}$  为寿命损耗成本;  $\tau$  为运行影响系数,表示运行工况对机组损耗的影响程度;  $S_{\text{unit},i}$  为火电机组  $i$  的购机成本;  $N_f(P_{i,t}^g)$  为转子致裂循环周次。

(3) 投油阶段附加成本。若机组进一步降低负荷率运行,为了维持锅炉燃烧稳定,须采取投油措

施,进入投油深度调峰阶段,产生附加投油成本。

$$C_{oil} = \gamma_{oil} Q_i^{oil} \quad (4)$$

式中: $C_{oil}$ 为附加投油成本; $\gamma_{oil}$ 为油价; $Q_i^{oil}$ 为火电机组*i*进入投油调峰阶段时的柴油消耗量。

综上所述,火电机组的调峰成本与调峰深度有关,各阶段运行成本计算如下:

$$C_{i,t}^g = \begin{cases} C_{coal} + C_h & P_{i,min}^g < P_{i,t}^g \leq P_{i,max}^g \\ C_{coal} + C_h + C_{abr} & P_{i,a}^g \leq P_{i,t}^g \leq P_{i,min}^g \\ C_{coal} + C_h + C_{abr} + C_{oil} & P_{i,b}^g \leq P_{i,t}^g < P_{i,a}^g \end{cases} \quad (5)$$

式中: $C_{i,t}^g$ 为*t*时段火电机组*i*的运行成本; $P_{i,max}^g$ 、 $P_{i,min}^g$ 分别为火电机组*i*的常规调峰最大、最小出力; $P_{i,a}^g$ 为不投油调峰时火电机组*i*的最小出力; $P_{i,b}^g$ 为投油调峰时火电机组*i*的最小出力。

式(5)为不连续的分段函数,为降低求解难度,引入0-1变量对式(5)进行线性化处理<sup>[39]</sup>:

$$\begin{cases} C_{i,t}^g = C_{coal} + C_h + C_{abr} U_{abr,i,t} + C_{oil} U_{oil,i,t} \\ C_{coal}(P_{i,t}^g) = C_{coal}(P_{i,b}^g) + \sum_{k=1}^K \lambda_{i,t,k} \Delta P_{i,t,k}^g \\ P_{i,t}^g = P_{i,b}^g + \sum_{k=1}^K u_{i,t,k} \Delta P_{i,t,k}^g \\ u_{i,t,k+1} \Delta P_{i,t,k}^g \leq \Delta P_{i,t,k}^g \leq u_{i,t,k} \Delta P_{i,t,k}^g \\ \Delta P_{i,t,k}^g = (P_{i,max}^g - P_{i,b}^g) / K \\ 0 \leq \sum_{k=1}^K u_{i,t,k} \leq 1 \end{cases} \quad (6)$$

式中: $U_{abr,i,t}$ 、 $U_{oil,i,t}$ 为*t*时段火电机组*i*的状态变量,分别表征机组*i*是否处于不投油和投油调峰阶段; $\Delta P_{i,t,k}^g$ 为火电机组*i*出力的分段间隔; $K$ 为煤耗成本曲线总分段数; $\lambda_{i,t,k}$ 、 $\Delta P_{i,t,k}^g$ 分别为*t*时段火电机组*i*的煤耗成本曲线第*k*段的斜率和功率; $u_{i,t,k}$ 为0-1变量,为1表示*t*时段火电机组*i*的功率达到煤耗成本曲线第*k*段。

## 2.2 机组调峰补偿与费用分摊模型

火电机组、独立储能和电动汽车共同提供调峰辅助服务。为弥补火电深度调峰产生的附加成本和发电机会损失,辅助服务市场设立有偿调峰补偿基准,对火电深度调峰电量进行补偿。同时结合系统调峰需要,给予独立储能和电动汽车充电电量一定的补偿。辅助服务补偿费用由*t*时段不提供调峰辅助服务的发电厂共同承担,包括风电场、光伏电站和处于常规调峰阶段的火电机组<sup>[27]</sup>。调峰补偿与费用分摊模型见式(7)一式(12)。

(1) 火电调峰的补偿收益。

$$B_{t,peak}^g = \sum_{i=1}^{N_g} \gamma_{peak}^g P_{i,t,peak}^g \Delta t \quad (7)$$

式中: $B_{t,peak}^g$ 为*t*时段火电调峰补偿收益; $\gamma_{peak}^g$ 为深度调峰阶段火电机组的单位调峰电量补偿价格; $N_g$ 为火电机组数; $P_{i,t,peak}^g$ 为*t*时段火电机组*i*深度调峰电量; $\Delta t$ 为单位时间。

(2) 独立储能电站的补偿收益。

$$B_{t,peak}^s = \gamma_{peak}^s P_t^{cs} \Delta t \quad (8)$$

式中: $B_{t,peak}^s$ 为*t*时段独立储能补偿收益; $\gamma_{peak}^s$ 为独立储能的单位调峰电量补偿价格; $P_t^{cs}$ 为*t*时段储能系统的充电功率。

(3) 电动汽车的补偿收益。

$$B_{t,peak}^e = \sum_{i=1}^{N_e} \gamma_{peak}^e P_{i,t}^{ce} \Delta t \quad (9)$$

式中: $B_{t,peak}^e$ 为*t*时段电动汽车补偿收益; $N_e$ 为电动汽车机组数; $\gamma_{peak}^e$ 为电动汽车的单位调峰电量补偿价格; $P_{i,t}^{ce}$ 为*t*时段电动汽车*i*的充电功率。

(4) 火电厂常规调峰时分摊的调峰费用。

$$C_{i,t,basic}^g = \frac{P_{i,t,basic}^g}{P_{i,t,basic}^g + P_{i,t}^w + P_{i,t}^v} (B_{t,peak}^g + B_{t,peak}^s + B_{t,peak}^e) \quad (10)$$

式中: $C_{i,t,basic}^g$ 为*t*时段火电机组*i*常规调峰时分摊的调峰费用; $P_{i,t,basic}^g$ 为*t*时段只进行常规调峰的火电机组*i*发电功率; $P_{i,t}^w$ 、 $P_{i,t}^v$ 分别为*t*时段风电场*i*、光伏电站*i*发电功率。

(5) 风电场分摊的调峰费用。

$$C_{i,t}^w = \frac{P_{i,t}^w}{P_{i,t,basic}^g + P_{i,t}^w + P_{i,t}^v} (B_{t,peak}^g + B_{t,peak}^s + B_{t,peak}^e) \quad (11)$$

式中: $C_{i,t}^w$ 为*t*时段风电场*i*分摊的调峰费用。

(6) 光伏电站分摊的调峰费用。

$$C_{i,t}^v = \frac{P_{i,t}^v}{P_{i,t,basic}^g + P_{i,t}^w + P_{i,t}^v} (B_{t,peak}^g + B_{t,peak}^s + B_{t,peak}^e) \quad (12)$$

式中: $C_{i,t}^v$ 为*t*时段光伏电站*i*分摊的调峰费用。

## 2.3 深度调峰定价模型

文中综合考虑需求关系、政策激励和竞争关系,建立深度调峰定价模型。

(1) 需求关系。电价与负荷需求呈负相关,价格升高时,用户负荷需求降低,近似认为需求函数可用线性函数表示。火电、储能和电动汽车的需求因素表示如下:

$$\begin{cases} A_{i,t}^{g1} = \alpha_g - \beta_g P_{i,t}^g \\ A_t^{s1} = \alpha_s - \beta_s P_t^{cs} \\ A_{i,t}^{e1} = \alpha_e - \beta_e P_{i,t}^{de} \end{cases} \quad (13)$$

式中： $A_{i,t}^{g1}$ 、 $A_t^{s1}$ 、 $A_{i,t}^{e1}$  分别为  $t$  时段火电机组  $i$ 、储能和电动汽车  $i$  的需求因素； $\alpha_g$ 、 $\beta_g$  为火电机组的需求函数参数； $\alpha_s$ 、 $\beta_s$  为储能的需求函数参数； $\alpha_e$ 、 $\beta_e$  为电动汽车的需求函数参数； $P_{i,t}^{de}$  为  $t$  时段电动汽车  $i$  的放电功率。

(2) 政策激励。深度调峰阶段,火电机组获得阶梯型调峰补偿,单位调峰电量补偿价格  $\gamma_{peak}^{g}$  [20] 可表示为:

$$\gamma_{peak}^g = \begin{cases} 100 & 45\%P_{i,max}^g \leq P_{i,t}^g \leq 50\%P_{i,max}^g \\ 200 & 40\%P_{i,max}^g \leq P_{i,t}^g < 45\%P_{i,max}^g \\ 300 & 35\%P_{i,max}^g \leq P_{i,t}^g < 40\%P_{i,max}^g \\ 500 & 30\%P_{i,max}^g \leq P_{i,t}^g < 35\%P_{i,max}^g \end{cases} \quad (14)$$

火电机组的政策激励因素  $A_{i,t}^{g2}$  可用单位阶梯函数形式表示,即:

$$A_{i,t}^{g2} = 500(I(P_{i,t}^g - 30\%P_{i,max}^g) - I(P_{i,t}^g - 35\%P_{i,max}^g)) + 300(I(P_{i,t}^g - 35\%P_{i,max}^g) - I(P_{i,t}^g - 40\%P_{i,max}^g)) + 200(I(P_{i,t}^g - 40\%P_{i,max}^g) - I(P_{i,t}^g - 45\%P_{i,max}^g)) + 100(I(P_{i,t}^g - 45\%P_{i,max}^g) - I(P_{i,t}^g - 50\%P_{i,max}^g)) \quad (15)$$

其中,  $I(x)$  为单位阶梯函数:

$$I(x) = \begin{cases} 0 & x < 0 \\ 1 & x \geq 0 \end{cases} \quad (16)$$

储能和电动汽车参与深度调峰时,正常进行充放电操作,不会产生额外的附加成本,因此调峰积极性大于火电机组,补偿价格低于火电。文中以固定补偿价格表征储能和电动汽车的政策激励因素  $A_t^{s2}$  和  $A_{i,t}^{e2}$  :

$$\begin{cases} A_t^{s2} = \gamma_{peak}^s \\ A_{i,t}^{e2} = \gamma_{peak}^e \end{cases} \quad (17)$$

(3) 竞争因素。火电、储能和电动汽车属于不完全竞争关系,一方竞争力增强后,其他两方竞争力相应减弱,三者的竞争因素可表示为:

$$\begin{cases} A_{i,t}^{g3} = 1/(P_{LN,t} - P_{i,t}^g) \\ A_t^{s3} = 1/(P_{LN,t} - P_t^{ds}) \\ A_{i,t}^{e3} = 1/(P_{LN,t} - P_{i,t}^{ce}) \end{cases} \quad (18)$$

式中： $A_{i,t}^{g3}$ 、 $A_t^{s3}$ 、 $A_{i,t}^{e3}$  分别为  $t$  时段火电机组  $i$ 、储能和电动汽车  $i$  的竞争因素； $P_{LN,t}$  为  $t$  时段火电、储能和电动汽车功率总和； $P_t^{ds}$  为  $t$  时段储能放电功率。

(4) 调峰定价。文中引入冒险系数描述成本与报价之间的关系。

$$\begin{cases} K_{i,t}^g = \frac{\omega(A_{i,t}^{g1})(\alpha_g - \beta_g P_{i,t}^g)}{1 + \theta} + \frac{\omega(A_{i,t}^{g2})A_{i,t}^{g2}}{(1 + \theta)Z} + \frac{\omega(A_{i,t}^{g3})}{(1 + \theta)(P_{LN,t} - P_{i,t}^g)} \\ K_t^s = \frac{\omega(A_t^{s1})(\alpha_s - \beta_s P_t^{cs})}{1 + \theta} + \frac{\omega(A_t^{s2})A_t^{s2}}{(1 + \theta)Z} + \frac{\omega(A_t^{s3})}{(1 + \theta)(P_{LN,t} - P_t^{ds})} \\ K_{i,t}^e = \frac{\omega(A_{i,t}^{e1})(\alpha_e - \beta_e P_{i,t}^{de})}{1 + \theta} + \frac{\omega(A_{i,t}^{e2})A_{i,t}^{e2}}{(1 + \theta)Z} + \frac{\omega(A_{i,t}^{e3})}{(1 + \theta)(P_{LN,t} - P_{i,t}^{de})} \\ \gamma_{i,t}^g = K_{i,t}^g C_{i,t}^g \\ \gamma_t^s = K_t^s C_t^s \\ \gamma_{i,t}^e = K_{i,t}^e C_{i,t}^e \end{cases} \quad (19)$$

式中： $K_{i,t}^g$ 、 $K_t^s$ 、 $K_{i,t}^e$  分别为  $t$  时段火电机组  $i$ 、储能和电动汽车  $i$  的冒险系数； $\gamma_{i,t}^g$ 、 $\gamma_t^s$ 、 $\gamma_{i,t}^e$  分别为  $t$  时段火电机组  $i$  深度调峰、储能和电动汽车  $i$  的调峰定价； $\omega(A_{i,t}^{g1})$ 、 $\omega(A_{i,t}^{g2})$ 、 $\omega(A_{i,t}^{g3})$  为火电定价因素的权重； $\omega(A_t^{s1})$ 、 $\omega(A_t^{s2})$ 、 $\omega(A_t^{s3})$  为储能定价因素的权重； $\omega(A_{i,t}^{e1})$ 、 $\omega(A_{i,t}^{e2})$ 、 $\omega(A_{i,t}^{e3})$  为电动汽车定价因素的权重,上述权重取值参考文献[19-20]； $\theta$  为调峰报价目标利润率； $Z$  为定价划算系数； $C_t^s$ 、 $C_{i,t}^e$  分别为  $t$  时段储能和电动汽车  $i$  的运行成本。

## 2.4 机组调峰利润

各类机组是否愿意参与调峰取决于能否从中获得利润。设火电机组、风电场、光伏电站调峰利润分别为  $R_g$ 、 $R_w$ 、 $R_v$ , 计算如下:

$$R_g = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} (B_{i,t,peak}^g + \gamma_{i,t}^g P_{i,t}^g - C_{i,t}^g - C_{i,t,basic}^g) \quad (20)$$

$$R_w = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_w} (\gamma_w P_{i,t}^w - C_{i,t}^w - \theta_w P_{i,t,aban}^w) \quad (21)$$

$$R_v = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_v} (\gamma_v P_{i,t}^v - C_{i,t}^v - \theta_v P_{i,t,aban}^v) \quad (22)$$

式中： $B_{i,t,peak}^g$  为  $t$  时段火电机组  $i$  调峰补偿收益； $T$  为时段数,  $T = 24$ ； $N_w$ 、 $N_v$  分别为风电场和光伏电站数目； $\gamma_w$ 、 $\gamma_v$  分别为风电和光伏的上网电价； $\theta_w$ 、 $\theta_v$  分别为弃风、弃光惩罚参数； $P_{i,t,aban}^w$ 、 $P_{i,t,aban}^v$  分别为  $t$  时段风电场  $i$ 、光伏电站  $i$  的弃风、弃光量。

储能和电动汽车作为独立主体参与调峰辅助服务,会产生充放电损耗,给予充电电量调峰补偿,按照调峰定价结算放电电量。储能和电动汽车的

调峰利润  $R_s$ 、 $R_e$  可表示为:

$$R_s = \sum_{t=1}^T [B_{i,t,\text{peak}}^s + \gamma_i^s P_{i,t}^{\text{ds}} - (\lambda_c P_{i,t}^{\text{cs}} + \lambda_d P_{i,t}^{\text{ds}})] \quad (23)$$

$$R_e = \sum_{i=1}^{N_e} \sum_{t=1}^T (B_{i,t,\text{peak}}^e + \gamma_{i,t}^e P_{i,t}^{\text{de}} - C_e) \quad (24)$$

式中:  $\lambda_c$ 、 $\lambda_d$  分别为储能的充、放电成本系数;  $B_{i,t,\text{peak}}^e$  为  $t$  时段电动汽车  $i$  的补偿收益;  $C_e$  为电动汽车损耗成本。

### 3 日前调度优化模型

建立考虑相关性和调峰补偿的风光火储优化调度模型,平衡系统经济性与新能源消纳率。

#### 3.1 基于风光相关性的场景生成

同一区域风光出力具有相关性,计及风光负相关性和互补性有利于提高场景生成的准确性<sup>[40]</sup>,降低风光不确定性对系统调度稳定性的影响。文中基于历史风光出力数据进行场景生成,步骤如下:

(1) 建立  $Q$  天 24 h 风光历史出力数据集。运用核密度估计生成风光出力概率密度函数。

$$\begin{cases} \hat{f}_h^t(P_{i,t}^w) = \frac{1}{Qh} \sum_{q=1}^Q K\left(\frac{P_{i,t}^w - P_{i,q,t}^w}{h}\right) \\ \hat{f}_h^t(P_{i,t}^v) = \frac{1}{Qh} \sum_{q=1}^Q K\left(\frac{P_{i,t}^v - P_{i,q,t}^v}{h}\right) \end{cases} \quad (25)$$

式中:  $\hat{f}_h^t(\cdot)$  为概率密度函数;  $P_{i,t}^w$ 、 $P_{i,t}^v$  分别为  $t$  时段风电场  $i$ 、光伏电站  $i$  的风、光功率拟合值;  $h$  为窗宽;  $K(\cdot)$  为核函数;  $P_{i,q,t}^w$ 、 $P_{i,q,t}^v$  分别为  $t$  时段风电场  $i$ 、光伏电站  $i$  的第  $q$  个样本的风、光功率标么值。

(2) 利用 Frank Copula 函数描述风光的负相关互补性,生成风光联合概率分布函数。

$$\begin{cases} F_q(P_{i,t}^w, P_{i,t}^v) = C(F_{P_{i,q,t}^w}(P_{i,t}^w), F_{P_{i,q,t}^v}(P_{i,t}^v)) \\ P_{i,t}^w = F_{P_{i,q,t}^w}^{-1}(P_{i,t}^w) \\ P_{i,t}^v = F_{P_{i,q,t}^v}^{-1}(P_{i,t}^v) \end{cases} \quad (26)$$

式中:  $F(\cdot)$  为 Frank Copula 函数;  $C(\cdot)$  为 Copula 函数;  $F^{-1}(\cdot)$  为 Frank Copula 函数的反函数。

(3) 运用  $k$ -means 聚类将  $Q$  个采样场景削减至  $M$  个,即削减后典型场景  $m$  的风光预测出力分别为  $P_{i,m,t}^w$ 、 $P_{i,m,t}^v$ 。依据场景出现概率及各场景风光出力确定典型日风光出力值,加权求和得到  $t$  时段风光典型日预测出力  $P_{\text{pre},i,t}^w$ 、 $P_{\text{pre},i,t}^v$ 。

#### 3.2 阶梯型需求响应模型

常规需求响应采用的固定补偿金额难以激发用户深度参与需求响应,为提升用户需求响应积极性,文中计及可转移负荷和可削减负荷,构建阶梯

型需求响应补偿成本模型。其中,需求响应补偿成本与用户需求响应量成正比,能够充分调用需求侧的灵活性资源,优化负荷曲线。

(1) 可转移负荷。一个调度周期内,转入和转出的负荷总量相等,不会改变总负荷需求。可转移负荷表示如下:

$$\begin{cases} P_t^{\text{L,tran}} = u_{\text{in},t}^{\text{L,tran}} P_{\text{in},t}^{\text{L,tran}} - u_{\text{out},t}^{\text{L,tran}} P_{\text{out},t}^{\text{L,tran}} \\ 0 \leq u_{\text{in},t}^{\text{L,tran}} + u_{\text{out},t}^{\text{L,tran}} \leq 1 \\ \sum_{t=1}^T P_{\text{in},t}^{\text{L,tran}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{out},t}^{\text{L,tran}} \\ \sum_{t=1}^T P_t^{\text{L,tran}} = 0 \\ 0 \leq P_{\text{in},t}^{\text{L,tran}} \leq P_{\text{in},t}^{\text{L,tran,max}} \\ 0 \leq P_{\text{out},t}^{\text{L,tran}} \leq P_{\text{out},t}^{\text{L,tran,max}} \end{cases} \quad (27)$$

式中:  $P_t^{\text{L,tran}}$  为  $t$  时段可转移负荷;  $P_{\text{in},t}^{\text{L,tran}}$ 、 $P_{\text{out},t}^{\text{L,tran}}$  分别为  $t$  时段可转入和可转出负荷;  $u_{\text{in},t}^{\text{L,tran}}$ 、 $u_{\text{out},t}^{\text{L,tran}}$  均为状态变量,  $u_{\text{in},t}^{\text{L,tran}} = 1$  表示负荷在  $t$  时段转入,  $u_{\text{out},t}^{\text{L,tran}} = 1$  表示负荷在  $t$  时段转出;  $P_{\text{in},t}^{\text{L,tran,max}}$ 、 $P_{\text{out},t}^{\text{L,tran,max}}$  分别为  $t$  时段可转入和可转出负荷的上限。

(2) 可削减负荷。在满足用户需求的情况下部分负荷可以进行削减,可削减负荷表示如下:

$$0 \leq P_t^{\text{L,cut}} \leq u_t^{\text{L,cut}} P_t^{\text{L,cut,max}} \quad (28)$$

式中:  $P_t^{\text{L,cut}}$  为  $t$  时段可削减负荷;  $u_t^{\text{L,cut}}$  为状态变量,  $u_t^{\text{L,cut}} = 1$  表示  $t$  时段存在削减负荷;  $P_t^{\text{L,cut,max}}$  为  $t$  时段可削减负荷的上限。

为避免重复补偿,可转移负荷的总响应功率按转入功率总和计算。因此,一个调度周期内参与需求响应的总负荷  $P_{\text{sum}}^{\text{DR}}$  可表示为:

$$\begin{cases} P_t^{\text{L,DR}} = P_{\text{in},t}^{\text{L,tran}} + P_t^{\text{L,cut}} \\ P_{\text{sum}}^{\text{DR}} = \sum_{t=1}^T P_t^{\text{L,DR}} \end{cases} \quad (29)$$

式中:  $P_t^{\text{L,DR}}$  为  $t$  时段参与需求响应的负荷总量。

(3) 阶梯型需求响应成本。基于需求响应总功率的大小,建立阶梯型需求响应补偿成本模型<sup>[41]</sup>。

$$C_{\text{demand}} = \begin{cases} \chi P_{\text{sum}}^{\text{DR}} & P_{\text{sum}}^{\text{DR}} \leq H \\ \chi H + \chi(1 + \delta)(P_{\text{sum}}^{\text{DR}} - H) & H < P_{\text{sum}}^{\text{DR}} \leq 2H \\ (2 + \delta)\chi H + \chi(1 + 2\delta)(P_{\text{sum}}^{\text{DR}} - 2H) & 2H < P_{\text{sum}}^{\text{DR}} \leq 3H \\ (3 + 3\delta)\chi H + \chi(1 + 3\delta)(P_{\text{sum}}^{\text{DR}} - 3H) & 3H < P_{\text{sum}}^{\text{DR}} \leq 4H \\ (4 + 6\delta)\chi H + \chi(1 + 4\delta)(P_{\text{sum}}^{\text{DR}} - 4H) & P_{\text{sum}}^{\text{DR}} > 4H \end{cases} \quad (30)$$

式中： $C_{\text{demand}}$  为阶梯型需求响应补偿总成本； $\chi$  为需求响应补偿基价； $\delta$  为补偿价格增长率； $H$  为响应负荷的区间长度。

### 3.3 目标函数

文中以系统总成本  $C_{\text{total}}$  最小为目标函数，包括系统中所有火电机组的总运行成本、储能运行成本、电动汽车损耗成本、系统旋转备用成本、新能源弃电惩罚成本以及需求响应成本。日前调度优化模型目标函数  $F$  如下：

$$F = \min C_{\text{total}} = \min(C_g + C_s + C_e + C_b + C_{\text{aban}} + C_{\text{demand}}) \quad (31)$$

$$C_g = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} C_{i,t}^g \quad (32)$$

$$C_s = \sum_{t=1}^T (\lambda_c P_t^{\text{cs}} + \lambda_d P_t^{\text{ds}}) \quad (33)$$

$$C_e = \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^{N_e} \frac{C_i^b}{L_i^c Q_i d_i} \left( \frac{P_{i,t}^{\text{de}}}{\eta_i^{\text{de}}} + P_{i,t}^{\text{tr}} d_{i,t}^{\text{tr}} \right) \quad (34)$$

$$C_b = \sum_{i=1}^T k_b r_{e,i} \quad (35)$$

$$C_{\text{aban}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_w} \theta_w P_{i,t}^{\text{w,aban}} + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_v} \theta_v P_{i,t}^{\text{v,aban}} \quad (36)$$

式中： $C_g$  为火电机组调峰全过程运行成本； $C_s$  为储能装置运行成本； $C_b$  为系统旋转备用成本； $C_{\text{aban}}$  为新能源弃电惩罚成本； $C_i^b$  为电动汽车  $i$  的购买成本； $L_i^c$  为电动汽车  $i$  在电池生命周期内的充放电循环次数； $Q_i$  为电动汽车  $i$  的电池容量； $d_i$  为电动汽车  $i$  的电池放电深度； $\eta_i^{\text{de}}$  为电动汽车  $i$  的放电效率； $P_{i,t}^{\text{tr}}$  为  $t$  时段电动汽车  $i$  单位行驶距离消耗的功率； $d_{i,t}^{\text{tr}}$  为  $t$  时段电动汽车  $i$  行驶距离； $k_b$  为旋转备用成本系数； $r_{e,i}$  为旋转备用容量，设为  $t$  时段负荷  $P_t^{\text{l}}$  的 10%。

### 3.4 约束条件

#### 3.4.1 系统约束

系统约束包括功率平衡约束式(37)和网络安全约束式(38)。

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{i,t}^g + \sum_{i=1}^{N_w} P_{i,t}^w + \sum_{i=1}^{N_v} P_{i,t}^v + P_t^{\text{ds}} + \sum_{i=1}^{N_e} P_{i,t}^{\text{de}} = P_t^{\text{l}} + P_t^{\text{L,DR}} + P_t^{\text{cs}} + \sum_{i=1}^{N_e} P_{i,t}^{\text{ce}} \quad (37)$$

$$-L_{l,\text{max}} \leq L_{l,t} = \sum_{x=1}^X G_{l,x} P_{l,x} \leq L_{l,\text{max}} \quad (38)$$

式中： $L_{l,t}$  为  $t$  时段线路  $l$  直流潮流； $L_{l,\text{max}}$  为线路  $l$  的最大传输容量； $G_{l,x}$  为节点  $x$  对线路  $l$  的转移分布因子； $P_{l,x}$  为  $t$  时段节点  $x$  的有功注入功率； $X$  为总

节点数。

#### 3.4.2 机组运行约束

(1) 火电机组约束，包括常规调峰机组出力约束式(39)、深度调峰机组出力约束式(40)、爬坡约束式(41)、旋转备用约束式(42)以及启停约束式(43)。

$$u_{i,t} P_{i,\text{min}}^g \leq P_{i,t}^g \leq u_{i,t} P_{i,\text{max}}^g \quad (39)$$

$$u_{i,t} P_{i,\text{b}}^g \leq P_{i,t}^g \leq u_{i,t} P_{i,\text{min}}^g \quad (40)$$

$$-r_{d,i} \leq P_{i,t}^g - P_{i,t-1}^g \leq r_{u,i} \quad (41)$$

$$\begin{cases} r_{e,i} \leq \sum_{i=1}^{N_g} (P_{i,\text{max}}^g - P_{i,t}^g) \\ r_{e,i} \leq \sum_{i=1}^{N_g} (P_{i,\text{b}}^g - P_{i,t}^g) \\ 0 \leq r_{e,i} \leq r_{u,i} \Delta t \\ 0 \leq r_{e,i} \leq r_{d,i} \Delta t \end{cases} \quad (42)$$

$$\begin{cases} \sum_{k=t}^{t+T_{\text{on},i}^g-1} u_{i,k} \geq T_{\text{on},i}^g (u_{i,t} - u_{i,t-1}) \\ \sum_{k=t}^{t+T_{\text{off},i}^g-1} (1 - u_{i,k}) \geq T_{\text{off},i}^g (u_{i,t-1} - u_{i,t}) \end{cases} \quad (43)$$

式中： $r_{u,i}$ 、 $r_{d,i}$  分别为火电机组  $i$  的向上、向下爬坡速率上限； $T_{\text{on},i}^g$ 、 $T_{\text{off},i}^g$  分别为火电机组  $i$  的最短连续开机、停机时间。

(2) 风光出力约束。

$$\begin{cases} 0 < P_{i,t}^w < P_{\text{pre},i,t}^w \\ 0 < P_{i,t}^v < P_{\text{pre},i,t}^v \end{cases} \quad (44)$$

(3) 电动汽车约束，包括电动汽车功率约束式(45)、电动汽车充放电时间约束式(46)、电动汽车荷电状态约束式(47)。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{ce}} \leq u_{i,t}^{\text{ce}} P_{i,\text{max}}^{\text{ce}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{de}} \leq u_{i,t}^{\text{de}} P_{i,\text{max}}^{\text{de}} \\ 0 \leq u_{i,t}^{\text{ce}} + u_{i,t}^{\text{de}} \leq 1 \end{cases} \quad (45)$$

$$\begin{cases} u_{i,t}^{\text{ce}} = 0 \\ u_{i,t}^{\text{de}} = 0 \end{cases} \quad t \in t_{\text{drive},i} \quad (46)$$

$$\begin{cases} S_{i,\text{min}}^e \leq S_{i,t}^e \leq S_{i,\text{max}}^e \\ S_{i,t}^e = S_{i,t-1}^e + P_{i,t}^{\text{ce}} \eta_i^{\text{ce}} - \frac{P_{i,t}^{\text{de}}}{\eta_i^{\text{de}}} - E_i^e d_{i,t}^{\text{tr}} \end{cases} \quad (47)$$

式中： $u_{i,t}^{\text{ce}}$ 、 $u_{i,t}^{\text{de}}$  分别为  $t$  时段电动汽车  $i$  充、放电状态； $S_{i,t}^e$  为  $t$  时段电动汽车  $i$  的荷电状态； $\eta_i^{\text{ce}}$  为电动汽车  $i$  的充电效率； $S_{i,\text{max}}^e$ 、 $S_{i,\text{min}}^e$  分别为电动汽车  $i$  荷电状态的上、下限； $P_{i,\text{max}}^{\text{ce}}$ 、 $P_{i,\text{max}}^{\text{de}}$  分别为电动汽车  $i$  充电和放电功率的上限； $t_{\text{drive},i}$  为电动汽车  $i$  的出行时段集合； $E_i^e$  为电动汽车  $i$  单位行驶距离所消耗的功率。

(4) 储能约束,包括储能能量约束式(48)和储能充放电功率约束式(49)。

$$\begin{cases} S_t^s = S_{t-1}^s(1 - \zeta) + \frac{P_t^{cs} \eta_c^s u_t^c \Delta t}{E_s} - \frac{P_t^{ds} u_t^d \Delta t}{\eta_d^s E_s} \\ S_{\min}^s \leq S_t^s \leq S_{\max}^s \end{cases} \quad (48)$$

$$\begin{cases} u_t^c P_{\min}^{cs} \leq P_t^{cs} \leq u_t^c P_{\max}^{cs} \\ u_t^d P_{\min}^{ds} \leq P_t^{ds} \leq u_t^d P_{\max}^{ds} \\ 0 \leq u_t^c + u_t^d \leq 1 \\ \sum_{t=1}^T P_t^{cs} \eta_c^s \Delta t = \sum_{t=1}^T \frac{P_t^{ds} \Delta t}{\eta_d^s} \end{cases} \quad (49)$$

式中:  $u_t^c$ 、 $u_t^d$  分别为储能充电和放电状态变量;  $S_t^s$  为储能  $t$  时段的荷电状态;  $\zeta$  为储能自放电率;  $\eta_c^s$ 、 $\eta_d^s$  分别为储能系统的充电和放电效率;  $E_s$  为储能配置容量;  $S_{\max}^s$ 、 $S_{\min}^s$  分别为储能荷电状态的上、下限;  $P_{\max}^{cs}$ 、 $P_{\min}^{cs}$  分别为储能充电功率的上、下限;  $P_{\min}^{ds}$ 、 $P_{\max}^{ds}$  分别为储能放电功率的上、下限。

### 3.4.3 机组利润约束

各类机组利润约束如下:

$$R_g, R_w, R_v, R_s, R_e \geq 0 \quad (50)$$

## 3.5 模型求解

考虑不确定性和定价补偿的源荷储联合调峰优化模型是一个混合整数非线性规划模型。火电机组深度调峰成本函数为非线性函数,依据式(6)将非线性规划问题转化为混合整数线性规划问题,并采用 CPLEX 优化软件和 Yalmip 语言求解,求解流程如图 2 所示。

## 4 算例分析

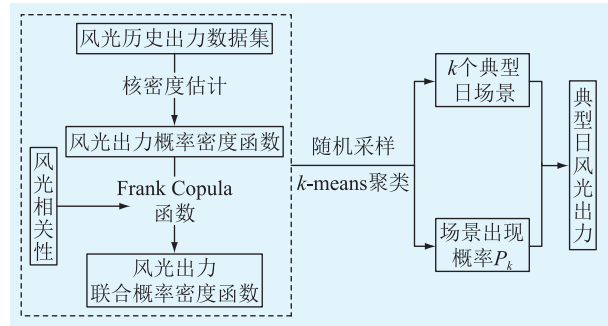
### 4.1 基本数据与参数

文中采用改进的 IEEE 30 节点系统进行分析<sup>[24]</sup>,包含 5 台深度调峰火电机组,200 辆电动汽车,一个总容量为 400 MW 的风电场,一个总容量为 150 MW 的光伏电站以及一个独立储能电站。火电机组参数及成本参数见文献[27],储能参数见文献[42]。选取该区域历史风光出力数据,生成 365 组场景,聚类后削减至 6 组场景,各场景出力曲线如图 3 所示,各场景出现概率在图例括号中标注。典型场景风光出力及负荷的日前预测值如图 4 所示。

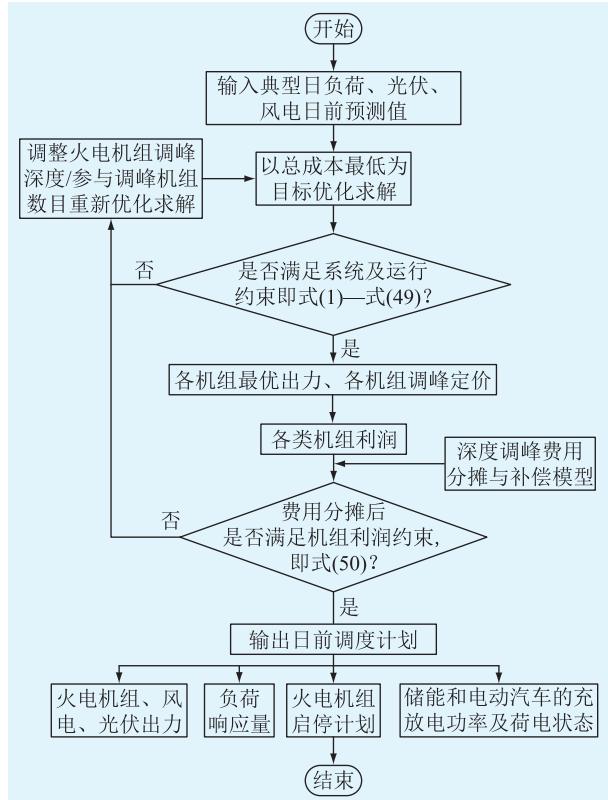
### 4.2 系统优化调度结果分析

#### 4.2.1 深度调峰经济性分析

为验证所提模型的有效性,对比分析 5 种调度场景下系统的经济性及新能源消纳水平。5 种场景的设置和优化调度结果分别见表 1 和表 2。



(a) 风光典型日场景生成流程



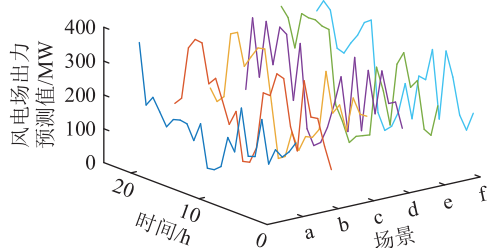
(b) 日前优化调度模型求解流程

图 2 系统调度模型求解流程

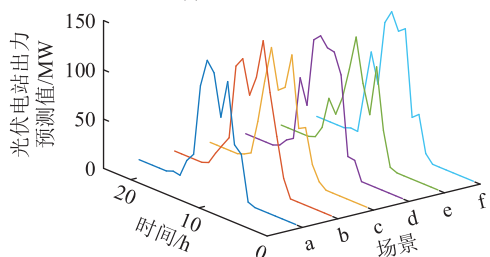
Fig.2 Calculation flowchart of system scheduling models

(1) 电动汽车并网对系统的影响。对比场景 1 与场景 2 可得,电动汽车并网后,通过充放电进行削峰填谷,系统的弃风率和弃光率分别降低了 1.43% 和 4.23%,电网的负荷峰谷差降低。虽然电动汽车充放电会带来电池损耗成本,但系统总成本降低了 0.2%,系统的经济性增强。

(2) 深度调峰运行前后对比。对比场景 2 和场景 3 可得,深度调峰后,系统运行总成本降低了 22.04%,原因在于:火电深度调峰时处于低负荷运行状态,为风光提供了更多的上网空间,弃风率降低了 99.63%,弃光率为 0。火电机组出力大幅降低虽然造成了损耗成本的增加,但火电机组煤耗成本和启停成本降低,且风光上网给火电机组增加了节煤效益,火电机组总成本和新能源弃电惩罚成本降



(a) 风电场出力预测



(b) 光伏电站出力预测

— 场景a(0.19) — 场景b(0.17) — 场景c(0.17)  
— 场景d(0.17) — 场景e(0.14) — 场景f(0.17)

图3 风光出力场景生成结果

Fig.3 Scenario generation results of wind power and photovoltaic output

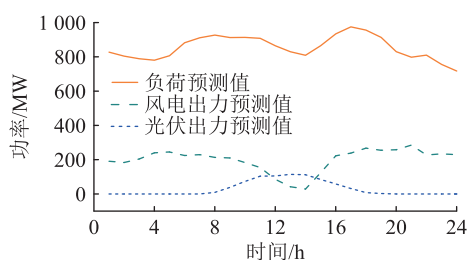


图4 负荷、光伏以及风电预测曲线

Fig.4 Load, photovoltaic power, and wind power forecasting curves

表1 5种场景设置

Table 1 5 types of scenario settings

调峰策略	1	2	3	4	5
风、光、火电常规调峰	√	√	√	√	√
电动汽车并网	×	√	√	√	√
火电深度调峰	×	×	√	√	√
储能	×	×	×	√	√
阶梯型需求响应	×	×	×	×	√

注：“√”表示该场景下采用该策略，“×”表示不采用该策略。

低。因此,火电机组深度调峰可以有效促进新能源消纳,提高系统经济性。但仍需增设储能调峰,吸收更多无法上网的风光,降低火电售电损失成本。

(3) 深度调峰与储能联合运行效果。场景4在场景3深度调峰的基础上接入储能装置,储能充放电功率见图5。由图5可得:储能处于正常荷电状态时,在负荷高峰(12时—13时)放电,在负荷低谷(21时、22时、24时)吸收风光的多余电量,风光实现了全额并网,使得净负荷曲线更加平稳。

表2 5种场景下系统的优化结果

Table 2 Optimization results of power system in five scenarios

优化结果	1	2	3	4	5
总成本/万元	344.18	343.48	267.76	265.85	263.67
火电运行成本/万元	244.49	244.49	223.60	222.49	221.64
储能运行成本/万元	0	0	0	1.60	0.17
弃风率/%	21.72	21.41	0.08	0	0
弃光率/%	5.91	5.66	0	0	0
平均净负荷/MW	555.55	555.01	473.01	469.39	469.06
净负荷波动值/MW	537.89	531.88	453.30	449.83	449.51

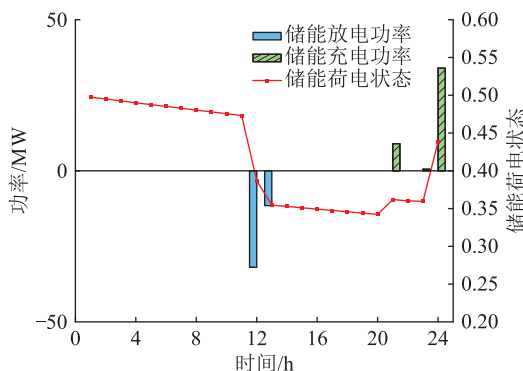


图5 场景4储能充放电功率

Fig.5 Energy storage charging and discharging power in scenario 4

此外,由表2可得,与场景3相比,场景4的火电机组调峰经济性更强,火电机组运行成本降低了0.5%。而且在储能的辅助调峰作用下,火电机组不必进入深度调峰第二阶段——投油深度调峰,机组不必承担高昂的投油成本。即使增加了储能运行成本,但系统总成本和新能源弃电成本均有所降低,系统总体经济性增强。由此可得,储能与火电机组联合深度调峰系统经济性更佳。

(4) 阶梯型需求响应效果。在阶梯型补偿价格和电价的引导下,场景5中的用户参与了需求响应,负荷变化曲线如图6所示。由图6可知,1时—5时,20时—24时电价较低,用户响应价格变化,电负荷增加;11时—19时,电价相对较高,负荷转移至低谷时段。场景5下,系统总成本相比场景4降低了0.5%,系统净负荷波动值最低,源荷储三侧资源协同调峰增强了系统的调峰灵活性,实现了系统的最优调度,系统调度结果如图7所示。

(5) 调峰定价与补偿结果。基于文中的调峰定价模型得到各类机组报价,如图8所示。火电机组1处于投油深度调峰阶段时(即21时、22时、24时),机组保持低负荷率运行,增加附加成本,火电机组深度调峰报价升至最高。当机组1处于常规和不投油调峰阶段时(即1时—8时、19时—20时),



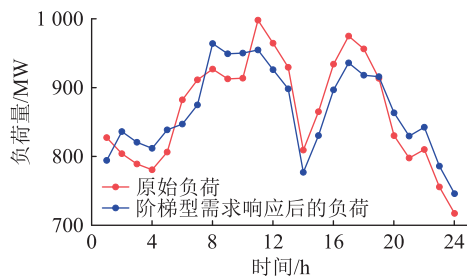


图6 需求响应后的电负荷变化

Fig.6 Amount of change in electrical load after demand response

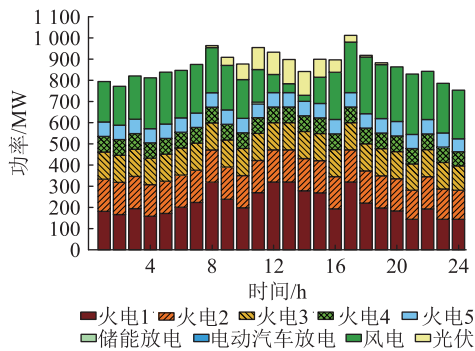


图7 最优调度时机组出力

Fig.7 Unit outputs during optimal dispatch

不产生损耗和投油附加成本, 报价有所降低。因此, 火电机组深度调峰的定价结果符合阶梯报价的规律。当储能和电动汽车进行充放电操作时, 才会产生调峰成本和调峰报价, 其余时段报价均为 0。综上所述, 文中的定价策略充分考虑了机组的成本、需求、政策支持 and 竞争特性, 合理的定价使得机组能够积极满足系统的深度调峰需求。

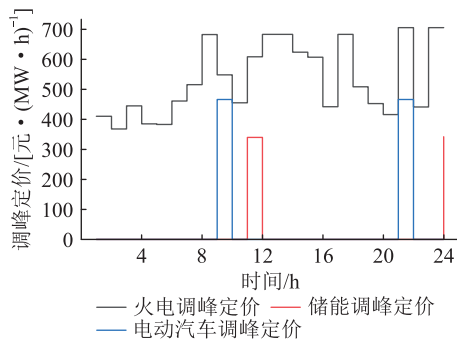


图8 机组各时段报价

Fig.8 Units' quotation in different periods

同时考虑火电、储能和电动汽车的辅助服务补偿机制提高了各类资源的调峰积极性和利益分配公平性。表 3 为不同费用分摊与补偿机制下机组利润对比, 可以看出, 与仅考虑火电机组调峰补偿的辅助服务机制相比, 文中所提的补偿机制下, 储能和电动汽车分别获得 0.09 万元、0.04 万元的调峰补偿, 能在提升电力系统整体经济性的基础上, 保障

各机组利益的公平分配。尽管深度调峰下, 火电、风电、光伏承担了相应的调峰费用, 但运行成本和风光弃电惩罚成本大幅降低, 各机组仍能从中获得较为可观的收益。

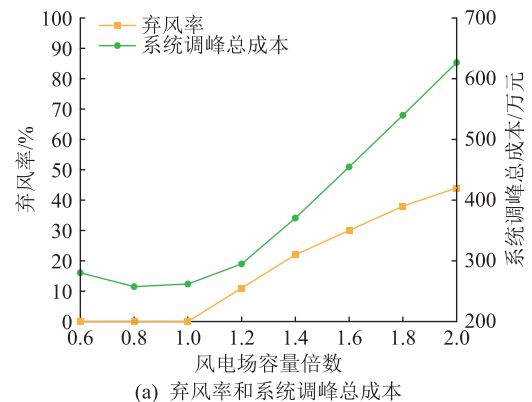
表3 不同费用分摊与补偿机制下机组利润对比

Table 3 Comparison of unit profits under different cost-sharing and compensation mechanisms

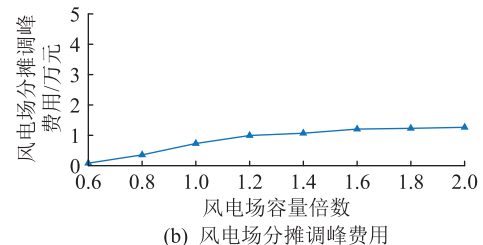
	机组调峰分摊费用及补偿	仅考虑火电补偿/万元	文中所提补偿机制/万元
常规调峰机组分摊费用		2.58	2.70
深度调峰机组补偿费用		2.73	2.73
火电	调峰利润	567.04	566.93
风电	分摊费用	1.45	0.15
	利润	217.68	217.65
光伏	分摊费用	0.001	0.001
	利润	50.87	50.86
储能	补偿费用	0	0.09
	利润	0.09	0.81
电动汽车	补偿费用	0	0.04
	利润	0.16	0.17

#### 4.2.2 风光接入比例对调峰效果的影响

未来新能源接入电网比例将进一步扩大, 新能源出力会随着容量的变化而产生一定波动, 影响系统调峰效果。假设机组调节能力保持不变, 以场景 5 为基础场景, 探究风电场和光伏电站容量变化对深度调峰效果重要指标的影响, 如图 9、图 10 所示。



(a) 弃风率和系统调峰总成本



(b) 风电场分摊调峰费用

图9 不同风电装机容量下的调峰效果

Fig.9 Peaking effect under different installed capacities of wind power generation

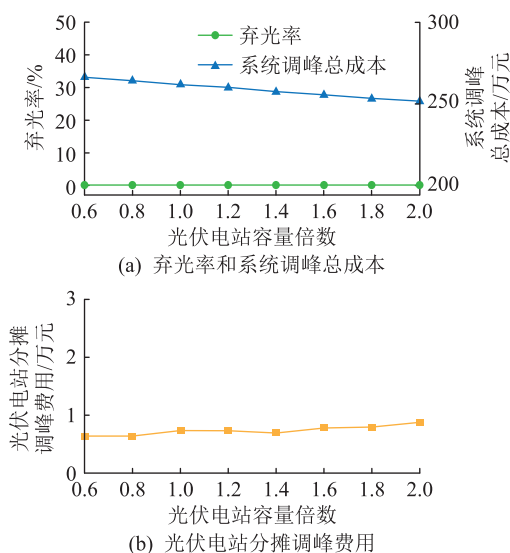


图 10 不同光伏装机容量下的调峰效果

Fig.10 Peaking effect under different installed capacities of photovoltaic power generation

由图 9 可知,风电场容量倍数处于[0.6,1.4]这一区间时,弃风率和风电场分摊的调峰费用随着风电容量的增大而增大,不利于风电场的经济运行。此外,风电容量增加,系统调峰经济性先升后降。由于火电机组调峰深度的增加会给系统带来高昂的调峰成本,若火电为风电提供更多的上网空间,则会造成火电机组损耗和投油成本的增加;若火电机组因成本增加而降低调峰主动性,反而造成弃风率的大幅提高,导致弃风成本增加。因此,风电场容量的优化方案需根据火电机组深度调峰成本和弃风惩罚成本的平衡情况制定,提高风电消纳水平并降低系统成本。

由图 10 可知,风光储共同辅助火电机组深度调峰时,光伏电站容量的增加对弃光率的影响并不显著,弃光率均为 0,光伏消纳效果较好,且光伏电站容量倍数在[0.6,2]这一区间内时,光伏实现了全额并网。由于光伏电站容量变化,其他机组出力改变,光伏电站分摊的调峰费用波动较小。而调峰总成本则随着光伏电站容量的增加而减小,主要原因是,光伏上网功率增加缓解了火电机组的调峰压力,部分火电机组关停,煤耗成本降低。但光伏容量超过合理范围也可能造成弃电惩罚成本增加。因此,应当科学合理地分配风光接入系统的比例,平衡调峰各类成本,增强系统的经济性。

## 5 结论

为充分发挥源荷储三侧资源的灵活调节能力,保证系统经济性,提升新能源消纳水平,文中建立了考虑不确定性和定价补偿的源荷储联合调峰优

化模型,结论如下:

(1) 运用核密度估计法和 Frank Copula 函数生成的典型场景更合理,能够反映风光出力的相关性和不确定性,提高了系统调度的稳定性。

(2) 文中提出的调峰定价及补偿下的电力系统优化调度模型有利于增强源荷储三侧各类机组调峰公平性和经济性,促进新能源消纳,缓解火电机组调峰压力,激励各类机组积极参与调峰。

(3) 计及阶梯型补偿成本的需求响应模型能够提高用户响应的积极性,实现负荷的转移与削减,从而降低电网的负荷峰谷差。

(4) 供电结构调整的过程中,应合理分配风光接入比例,系统经济性和风光消纳率并非随着风光容量的增加而单调增加,同时考虑系统经济性和新能源消纳率有助于合理地优化风光装机容量。

### 参考文献:

[1] 彭道刚,张孟然,沈丛奇,等. 考虑不同控制策略下的多能互补能源互联网优化调度[J]. 电力科学与技术学报,2022,37(1):17-28.  
 PENG Daogang,ZHANG Mengran,SHEN Congqi, et al. Optimal scheduling of multi-energy complementary energy Internet considering different control strategies[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2022,37(1):17-28.

[2] GU Y J,XU J,CHEN D C, et al. Overall review of peak shaving for coal-fired power units in China[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews,2016,54:723-731.

[3] 魏文,姜飞,戴双凤,等. 计及需求侧储能事故备用风险与火电机组深度调峰的经济优化研究[J]. 电力系统保护与控制,2022,50(10):153-162.  
 WEI Wen,JIANG Fei,DAI Shuangfeng, et al. Economic optimization of deep peak regulation of thermal power units taking into account the risk of emergency storage on the demand side[J]. Power System Protection and Control,2022,50(10):153-162.

[4] 林俐,田欣雨. 基于火电机组分级深度调峰的电力系统经济调度及效益分析[J]. 电网技术,2017,41(7):2255-2263.  
 LIN Li,TIAN Xinyu. Analysis of deep peak regulation and its benefit of thermal units in power system with large scale wind power integrated[J]. Power System Technology,2017,41(7):2255-2263.

[5] 杨龙杰,周念成,胡博,等. 计及火电阶梯式爬坡率的耦合系统优化调度方法[J]. 中国电机工程学报,2022,42(1):153-164.  
 YANG Longjie,ZHOU Niancheng,HU Bo, et al. Optimal scheduling method for coupled system based on ladder-type ramp rate of thermal power units[J]. Proceedings of the CSEE,2022,42(1):153-164.

[6] SHI Y W,LI Y P,ZHOU Y, et al. Optimal scheduling for power system peak load regulation considering short-time startup and shutdown operations of thermal power unit [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2021,131:107012.

- [7] WANG J J, ZHANG S, HUO J K, et al. Dispatch optimization of thermal power unit flexibility transformation under the deep peak shaving demand based on invasive weed optimization [J]. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 315: 128047.
- [8] 王淑云, 娄素华, 吴耀武, 等. 计及火电机组深度调峰成本的大规模风电并网鲁棒优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(1): 118-125.  
WANG Shuyun, LOU Suhua, WU Yaowu, et al. Robust optimal dispatch of large-scale wind power integration considering deep peak regulation cost of thermal power units [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(1): 118-125.
- [9] 崔杨, 于世鹏, 张节潭, 等. 考虑光热电站调峰补偿的高比例新能源电力系统经济调度[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(13): 4922-4935.  
CUI Yang, YU Shipeng, ZHANG Jietan, et al. Economic dispatch of high-proportion renewable energy power system considering peak-shaving compensation of concentrating solar power plant [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(13): 4922-4935.
- [10] 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.
- [11] 曹韵, 韩松, 荣娜, 等. 基于 GCTMSA 的梯级水火风光蓄储联合调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(3): 108-116.  
CAO Yun, HAN Song, RONG Na, et al. Dispatch of a cascade hydro-thermal-wind-photovoltaic-storage complementary system based on GCTMSA [J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(3): 108-116.
- [12] LIU B X, LUND J R, LIAO S L, et al. Optimal power peak shaving using hydropower to complement wind and solar power uncertainty [J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 209: 112628.
- [13] LIU L Y, XU J P. Multi-objective generation scheduling towards grid-connected hydro-solar-wind power system based the coordination of economy, management, society, environment: a case study from China [J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2022, 142: 108210.
- [14] ZHAO S Q, FANG Y C, WEI Z Y. Stochastic optimal dispatch of integrating concentrating solar power plants with wind farms [J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2019, 109: 575-583.
- [15] 张泽栋, 王维, 叶季蕾, 等. 储热型太阳能光热发电稳态功率模型[J]. *发电技术*, 2022, 43(5): 731-739.  
ZHANG Zedong, WANG Wei, YE Jilei, et al. Study on steady state power model of concentrated solar power with heat storage system [J]. *Power Generation Technology*, 2022, 43(5): 731-739.
- [16] FANG Y C, ZHAO S Q, CHEN Z. Multi-objective unit commitment of jointly concentrating solar power plant and wind farm for providing peak-shaving considering operational risk [J]. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2022, 137: 107754.
- [17] 赵冬梅, 王浩翔, 陶然, 等. 含核电-碳捕集机组的直流跨区互联网多源协调鲁棒经济调度策略[J]. *电网技术*, 2022, 46(10): 4064-4077.  
ZHAO Dongmei, WANG Haoxiang, TAO Ran, et al. Multi-source coordinated robust economic scheduling strategy of DC cross regional interconnected grid with nuclear power and carbon capture units [J]. *Power System Technology*, 2022, 46(10): 4064-4077.
- [18] ACEVEDO-ARENAS C Y, CORRECHER A, SÁNCHEZ-DÍAZ C, et al. MPC for optimal dispatch of an AC-linked hybrid PV/wind/biomass/H<sub>2</sub> system incorporating demand response [J]. *Energy Conversion and Management*, 2019, 186: 241-257.
- [19] 崔杨, 修志坚, 刘闯, 等. 计及需求响应与火-储深度调峰定价策略的电力系统双层优化调度[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(13): 4403-4415.  
CUI Yang, XIU Zhijian, LIU Chuang, et al. Dual level optimal dispatch of power system considering demand response and pricing strategy on deep peak regulation [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(13): 4403-4415.
- [20] 杨镜司, 秦文萍, 史文龙, 等. 基于电动汽车参与调峰定价策略的区域电网两阶段优化调度[J]. *电工技术学报*, 2022, 37(1): 58-71.  
YANG Jingsi, QIN Wenping, SHI Wenlong, et al. Two-stage optimal dispatching of regional power grid based on electric vehicles' participation in peak-shaving pricing strategy [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2022, 37(1): 58-71.
- [21] 崔杨, 张聪, 赵钰婷, 等. 计及碳捕集电厂调峰定价策略的多主体电力系统日前-实时灵活调度[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(18): 7043-7061.  
CUI Yang, ZHANG Cong, ZHAO Yuting, et al. Multi agent power system considering peak shaving pricing strategy of carbon capture power plant day ahead-real-time flexible scheduling [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(18): 7043-7061.
- [22] 付亦殊, 陈红坤, 姜欣, 等. 促进大规模风电消纳的双层调峰补偿机制研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(4): 51-57.  
FU Yishu, CHEN Hongkun, JIANG Xin, et al. A bi-layer peak-regulation compensation mechanism for large-scale wind power integration [J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(4): 51-57.
- [23] 叶伦, 姚建刚, 杨胜杰, 等. 含高比例可再生能源电力系统的调峰成本量化与分摊模型[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(15): 20-28.  
YE Lun, YAO Jiangan, YANG Shengjie, et al. Quantification and allocation model of peak regulation cost for power system with high proportion of renewable energy [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(15): 20-28.
- [24] NANDAKUMAR N, ANNASWAMY A M. Impact of increased

- renewables on natural gas markets in eastern United States[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2017, 5(3):424-438.
- [25] 刘学,刘硕,于松泰,等. 面向新型电力系统灵活性提升的调峰容量补偿机制设计[J]. *电网技术*, 2023, 47(1):155-163.  
LIU Xue, LIU Shuo, YU Songtai, et al. Peak load regulation capacity compensation mechanism for new power system flexibility enhancement[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(1):155-163.
- [26] 江岳文,韦嘉睿. 考虑用户侧参与的调峰辅助服务费用分摊机制[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(4):41-47.  
JIANG Yuewen, WEI Jiarui. Allocation mechanism of peak-shaving auxiliary service cost considering consumer side participation[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(4):41-47.
- [27] 李铁,李正文,杨俊友,等. 计及调峰主动性的风光水火储多能系统互补协调优化调度[J]. *电网技术*, 2020, 44(10):3622-3630.  
LI Tie, LI Zhengwen, YANG Junyou, et al. Coordination and optimal scheduling of multi-energy complementary system considering peak regulation initiative[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(10):3622-3630.
- [28] 周亦洲,孙国强,黄文进,等. 计及电动汽车和需求响应的多类电力市场下虚拟电厂竞标模型[J]. *电网技术*, 2017, 41(6):1759-1767.  
ZHOU Yizhou, SUN Guoqiang, HUANG Wenjin, et al. Strategic bidding model for virtual power plant in different electricity markets considering electric vehicles and demand response[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(6):1759-1767.
- [29] 陈伟伟,张增强,张高航,等. 计及需求响应及抽水蓄能的含风电系统鲁棒机组组合[J]. *电力工程技术*, 2022, 41(2):75-82.  
CHEN Weiwei, ZHANG Zengqiang, ZHANG Gaohang, et al. Robust unit commitment of power systems integrated wind power considering demand response and pumped storage units[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2022, 41(2):75-82.
- [30] 侯慧,唐俊一,王逸凡,等. 价格与激励联合需求响应下电动汽车长时间尺度充放电调度[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(15):46-55.  
HOU Hui, TANG Junyi, WANG Yifan, et al. Long-time-scale charging and discharging scheduling of electric vehicles under joint price and incentive demand response[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(15):46-55.
- [31] 张志,邵尹池,伦涛,等. 电化学储能系统参与调峰调频政策综述与补偿机制探究[J]. *电力工程技术*, 2020, 39(5):71-77, 84.  
ZHANG Zhi, SHAO Yinchi, LUN Tao, et al. Review on the policies and compensation mechanism of BESS participation in the auxiliary service of frequency and peak modulation[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2020, 39(5):71-77, 84.
- [32] 朱刘柱,叶斌,任曦骏,等. 满足电网调峰的化学储能最优容量敏感因素分析[J]. *电力需求侧管理*, 2022, 24(2):48-53.  
ZHU Liuzhu, YE Bin, REN Xijun, et al. Sensitive factors analysis of optimal capacity of battery energy storage system suitable for peak load regulation[J]. *Power Demand Side Management*, 2022, 24(2):48-53.
- [33] 李笑蓉,陈熙,石少伟,等. 高风电渗透率下储能配置与系统调节能力提升关联分析[J]. *电力需求侧管理*, 2023, 25(2):8-14.  
LI Xiaorong, CHEN Xi, SHI Shaowei, et al. Association analysis of energy storage configuration and system regulating ability improvement under high wind power permeability[J]. *Power Demand Side Management*, 2023, 25(2):8-14.
- [34] 潘宇航,王青松,陈力. 应用于电网侧削峰填谷的储能系统配置及日出力优化策略[J]. *供用电*, 2022, 39(7):9-16.  
PAN Yuhang, WANG Qingsong, CHEN Li. Energy storage configuration and scheduling optimization strategy applied to peak shaving and valley filling on the grid side[J]. *Distribution & Utilization*, 2022, 39(7):9-16.
- [35] 崔杨,修志坚,薄利明,等. 考虑火-储深度调峰容量二次分配的含风电电力系统分层优化调度[J]. *电网技术*, 2022, 46(7):2520-2531.  
CUI Yang, XIU Zhijian, BO Liming, et al. Hierarchical optimal scheduling of power systems with wind generation considering secondary allocation of thermal-storage deep peaking capacity[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(7):2520-2531.
- [36] 陈艳波,武超,焦洋,等. 考虑需求响应与储能寿命模型的火储协调优化运行策略[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(2):16-24.  
CHEN Yanbo, WU Chao, JIAO Yang, et al. Coordinated optimal operation strategy of thermal power-energy storage considering demand response and life model of energy storage[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(2):16-24.
- [37] 魏文,姜飞,戴双凤,等. 计及需求侧储能事故备用风险与火电机组深度调峰的经济优化研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(10):153-162.  
WEI Wen, JIANG Fei, DAI Shuangfeng, et al. Economic optimization of deep peak regulation of thermal power units taking into account the risk of emergency storage on the demand side[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(10):153-162.
- [38] 崔杨,周慧娟,仲悟之,等. 考虑火电调峰主动性与需求响应的含储能电力系统优化调度[J]. *高电压技术*, 2021, 47(5):1674-1684.  
CUI Yang, ZHOU Huijuan, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal dispatch of power system with energy storage considering deep peak regulation initiative of thermal power and demand response[J]. *High Voltage Engineering*, 2021, 47(5):1674-1684.
- [39] CARRION M, ARROYO J M. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, 21

- (3):1371-1378.
- [40] 白凯峰,顾洁,彭虹桥,等. 融合风光出力场景生成的多能互补微网系统优化配置[J]. 电力系统自动化,2018,42(15):133-141.
- BAI Kaifeng, GU Jie, PENG Hongqiao, et al. Optimal allocation for multi-energy complementary microgrid based on scenario generation of wind power and photovoltaic output[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(15):133-141.
- [41] 周伟,孙永辉,王建喜,等. 计及自适应阶梯型需求响应激励机制的园区综合能源系统优化调度[J]. 电网技术,2023,47(10):4210-4218.
- ZHOU Wei, SUN Yonghui, WANG Jianxi, et al. Optimal dispatch of park-level integrated energy system considering adaptive stepped demand response incentive mechanism[J]. Power System Technology,2023,47(10):4210-4218.
- [42] 李建林,马会萌,田春光,等. 基于区间层次分析法的电化学储能选型方案[J]. 高电压技术,2016,42(9):2707-2714.
- LI Jianlin, MA Huimeng, TIAN Chunguang, et al. Selection scheme of electrochemical energy storage based on interval analytic hierarchy process method[J]. High Voltage Engineering,2016,42(9):2707-2714.

作者简介:



张金良

张金良(1981),男,博士,教授,研究方向为电力体制改革、能源经济与气候变化(E-mail:zhangjinliang1213@163.com);

胡泽萍(1999),女,硕士在读,研究方向为综合能源系统优化。

## Coordinated peak-regulating optimization of source-load-storage system considering the uncertainty, pricing and compensation

ZHANG Jinliang, HU Zeping

(School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

**Abstract:** In order to solve the problems of system peaking and consumption caused by the integration of large-scale new energy sources into the grid, this paper analyzes the source-load-storage peaking capacity and its complementarities, so as to tap the system's peaking capacity and promote new energy consumption. Firstly, taking into account the peaking pricing and compensation for ancillary services for thermal power, energy storage and electric vehicles, the peaking cost sharing and compensation mechanism is analyzed and a deep peaking model is established. Secondly, considering the uncertainty and correlation of wind power, a typical wind power sequence based on kernel density estimation and Frank Copula function is generated and a step-type demand response model is established to realize the graded compensation of the response amount. Then, it is possible to improve the response enthusiasm of demand-side users. Finally, with the objective of minimizing the total operating cost, a joint source-load-storage peak-peaking optimization model considering uncertainty and pricing compensation is constructed, and the improved IEEE 30-node system is used as an example for analysis. The results show that the proposed model can increase the system's peak-shaving capability and renewable energy consumption level by utilizing the flexible peak-shaving potential of resources on the three sides of source, load, and storage.

**Keywords:** deep peak shaving; peak-regulating pricing and compensation; kernel density estimation; stepped demand response; optimal scheduling; renewable energy accommodation

(编辑 方晶)