

# 考虑广义储能的微电网联合规划

李宏仲<sup>1</sup>, 吕梦琳<sup>1</sup>, 胡列翔<sup>2</sup>, 王 蕾<sup>3</sup>, 胡哲晟<sup>3</sup>

(1. 上海电力大学 电气工程学院, 上海 200090;

2. 国网浙江省电力有限公司, 浙江 杭州 310007;

3. 国网浙江省电力有限公司经济技术研究院, 浙江 杭州 310008)

**摘要:**针对微电网的联合规划问题,提出了常规储能以及可转移负荷、可削减负荷、电动汽车等广义储能的响应模型。根据灵活性需求,对日广义负荷曲线进行场景多维聚类。以综合成本、灵活性资源不匹配度最小以及风光电源的消纳量最大为目标函数,计及孤岛运行等约束,建立多目标的混合整数非线性规划模型。将多目标模型转化为单目标模型并采用CPLEX求解器进行求解,得到网架的最佳架设方案以及分布式电源、储能装置的最佳接入地点和容量。以某地区低压微电网为例,验证了考虑广义储能规划方案的优势和所提模型的有效性。算例分析结果表明,在运行过程中将可控负荷和电动汽车参与到负荷调节,使微电网的灵活性资源增加,可以减少规划过程中一次设备的投资,提高运行的灵活性,促进清洁能源的消纳。

**关键词:**广义储能;微电网;联合规划;场景聚类;多目标模型

**中图分类号:**TM 715

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202007006

## 0 引言

微电网中光伏、风机等分布式电源的出力具有随机性和波动性,随着其渗透率越来越高,风光出力与负荷的双向不确定性对微电网的影响越来越大。储能是缓解这种影响的有效途径之一。

常规储能一般包括物理、化学和电磁储能<sup>[1]</sup>。作为常规储能的拓展,广义储能是指一切可以改变能量时空分布的设备或者措施,是一种虚拟的储能技术<sup>[2]</sup>,包括空调负荷<sup>[3]</sup>、储水式电热水器<sup>[4]</sup>、电动汽车<sup>[5]</sup>等可控负荷,它同样是一种灵活性资源,能够平抑负荷曲线的波动。因此,如何结合分布式电源以及负荷的不确定性,协调多种灵活性资源,制定网架、分布式电源与储能的规划方案具有十分重要的意义。

目前,针对微电网规划问题已有大量的研究,按优化对象主要分为微电网的网架规划、分布式电源和储能的选址定容以及同时对多种对象进行联合规划<sup>[6]</sup>。文献[7]针对风火联合发电系统,同时考虑微电网的可靠性、运维费用以及新建投资费用,建立了微电网扩建的数学模型;文献[8]针对高比例可再生能源接入的交直流混合微电网,采用聚类法对对象进行分区,从而得到网架的架设方案;文献[9]提出了混合储能系统的规划运行方法,建立了考虑微电网运行经济性的储能运行模型。

也已经有文献针对广义储能如何平抑负荷功率

波动的问题进行了深入的探讨。文献[4]通过预约结果来控制可控储水式电热水器(WSH),从而达到平抑微电网负荷波动的目的;文献[10]提出了以电池储能系统为基础的微电网优化运行策略;文献[11]考虑不同的空调负荷特性,提出了微电网双层优化调度模型。本文在上述研究的基础上,将广义储能分为常规储能、可控负荷以及电动汽车这3类,并且在微电网规划中考虑包含这几类储能的综合广义储能。

本文首先提出了常规储能、可削减负荷、可转移负荷以及电动汽车的响应模型。然后,根据灵活性需求制定聚类指标,对日广义负荷曲线进行多维聚类分析,得到典型场景集并选出代表性场景。其次,以综合成本、灵活性资源不匹配度最小以及风光电源的消纳量最大为目标函数,计及孤岛运行等约束条件,建立多目标优化模型,利用隶属度函数将多目标模型转化成单目标模型并采用CPLEX求解器进行求解。最后,以地区微电网为例进行仿真分析,对比了考虑广义储能与不考虑广义储能的规划方案;通过对微电网孤岛运行工况的分析,验证了所提模型的有效性;分析了各目标函数对应的妥协度对规划方案的影响。

## 1 广义储能的响应模型

本文考虑的广义储能包括常规储能、可控负荷以及电动汽车。

### 1.1 可转移负荷

可转移负荷中因转移而增加或减少的用电量可视为广义储能的充放电量,其模型如式(1)所示。

收稿日期:2020-01-28;修回日期:2020-05-09

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777126)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777126)

$$\begin{cases}
 P_{i,d,s,t}^{2tra} = x_{i,d,s,t} P_{i,d,s,t}^{1tra} \\
 P_{i,d,s,t}^{4tra} = x_{i,d,s,t}^* P_{i,d,s,t}^{1tra} \\
 P_{i,d,s,t}^{3tra} = P_{i,d,s,t}^{1tra} - P_{i,d,s,t}^{2tra} + P_{i,d,s,t}^{4tra} \\
 x_{i,d,s,t} \leq x_{i,d,s,t,max}, x_{i,d,s,t}^* \leq x_{i,d,s,t,max}^* \\
 \sum_{t=1}^T x_{i,d,s,t} = 0, \sum_{t=1}^T x_{i,d,s,t}^* = 0 \\
 \sum_{\substack{t=1 \\ t \notin t_{i,d,s}^{tra}}}^T P_{i,d,s,t}^{4tra} = \sum_{t=1}^T P_{i,d,s,t}^{2tra} \\
 t_{i,d,s}^{tra} = [t_{i,d,s,sta}^{tra}, t_{i,d,s,end}^{tra}] \\
 t_{i,d,s}^{*tra} = [t_{i,d,s,sta}^{*tra}, t_{i,d,s,end}^{*tra}]
 \end{cases} \quad (1)$$

其中,  $i=1, 2, \dots, m$ ,  $m$  为节点总数;  $t=1, 2, \dots, T$ ,  $T$  为时段总数;  $P_{i,d,s,t}^{1tra}$  为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处第  $d$  种可转移负荷的功率;  $P_{i,d,s,t}^{2tra}$ 、 $P_{i,d,s,t}^{4tra}$  分别为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处第  $d$  种可转移负荷因转移而减少、增加的功率;  $P_{i,d,s,t}^{3tra}$  为转移负荷后  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处第  $d$  种可转移负荷的功率;  $x_{i,d,s,t}$ 、 $x_{i,d,s,t}^*$  分别为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处第  $d$  种可转移负荷减少、增加的比例;  $x_{i,d,s,t,max}$ 、 $x_{i,d,s,t,max}^*$  分别为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处第  $d$  种可转移负荷允许减少、增加的最大比例;  $t_{i,d,s}^{tra}$ 、 $t_{i,d,s}^{*tra}$  分别为场景  $s$  下节点  $i$  处第  $d$  种可转移负荷允许减少、增加的时段;  $t_{i,d,s,sta}^{tra}$ 、 $t_{i,d,s,end}^{tra}$  分别为负荷允许减少时段的起始、末尾时刻,  $t_{i,d,s,sta}^{*tra}$ 、 $t_{i,d,s,end}^{*tra}$  分别为负荷允许增加时段的起始、末尾时刻。

## 1.2 可削减负荷

可削减负荷减少的用电量可以视为广义储能的发电量,其模型如式(2)所示。

$$\begin{cases}
 P_{i,a,s,t}^{2dim} = y_{i,a,s,t} P_{i,a,s,t}^{1dim} \\
 P_{i,a,s,t}^{3dim} = P_{i,a,s,t}^{1dim} - P_{i,a,s,t}^{2dim} \\
 y_{i,a,s,t} \leq y_{i,a,s,t,max} \\
 \sum_{t=1}^T y_{i,a,s,t} = 0 \\
 \sum_{\substack{t=1 \\ t \notin t_{i,a,s}^{dim}}}^T P_{i,a,s,t}^{3dim} \\
 t_{i,a,s}^{dim} = [t_{i,a,s,sta}^{dim}, t_{i,a,s,end}^{dim}]
 \end{cases} \quad (2)$$

其中,  $P_{i,a,s,t}^{1dim}$  为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处第  $a$  种可削减负荷的功率;  $P_{i,a,s,t}^{2dim}$  为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处第  $a$  种可削减负荷削减的功率;  $P_{i,a,s,t}^{3dim}$  为削减负荷后  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处第  $a$  种可削减负荷的功率;  $y_{i,a,s,t}$  为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处第  $a$  种可削减负荷的削减比例;  $y_{i,a,s,t,max}$  为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处第  $a$  种可削减负荷允许削减的最大比例;  $t_{i,a,s}^{dim}$  为场景  $s$  下节点  $i$  处第  $a$  种可削减负荷允许削减的时段;  $t_{i,a,s,sta}^{dim}$ 、 $t_{i,a,s,end}^{dim}$  分别为可削减负荷允许削减时段的起始、末尾时刻。

## 1.3 电动汽车

电动汽车属于可转移负荷,因其独特的充放电性质而区别于一般的可转移负荷。电动汽车增加或减少的充电量可以视为广义储能的充放电电量,其模

型如式(3)所示。

$$\begin{cases}
 P_{i,s,t}^{2EV} = z_{i,s,t} P_{i,s,t}^{EV, ch} \\
 P_{i,s,t}^{4EV} = z_{i,s,t}^* P_{i,s,t}^{EV, ch} \\
 \sum_{\substack{t=1 \\ t \notin t^{EV}}}^T z_{i,s,t} = 0, \sum_{\substack{t=1 \\ t \notin t^{*EV}}}^T z_{i,s,t}^* = 0 \\
 \sum_{t=1}^T P_{i,s,t}^{2EV} = \sum_{t=1}^T P_{i,s,t}^{4EV} \\
 P_{i,s,t}^{3EV} = P_{i,s,t}^{EV, ch} - P_{i,s,t}^{2EV} + P_{i,s,t}^{4EV} \\
 z_{i,s,t} \leq z_{i,s,t,max}, z_{i,s,t}^* \leq z_{i,s,t,max}^* \\
 t^{EV} = [t_{sta}^{EV}, t_{end}^{EV}], t^{*EV} = [t_{sta}^{*EV}, t_{end}^{*EV}] \\
 P_{i,s,t}^{EV, ch} P_{i,s,t}^{EV, dis} = 0 \\
 P_{EV, i, s, t} = P_{i,s,t}^{3EV} - P_{i,s,t}^{EV, dis} \\
 0 \leq P_{i,s,t}^{EV, ch} \leq P_{i,N}^{EV}, 0 \leq P_{i,s,t}^{EV, dis} \leq P_{i,N}^{EV}
 \end{cases} \quad (3)$$

其中,  $P_{i,s,t}^{EV, ch}$ 、 $P_{i,s,t}^{EV, dis}$  分别为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处电动汽车的充电、放电功率;  $P_{i,s,t}^{2EV}$  为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处电动汽车减少的充电功率;  $P_{i,s,t}^{4EV}$  为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处电动汽车因转移而增加的充电功率;  $P_{i,s,t}^{3EV}$  为转移电动汽车后的充电功率;  $z_{i,s,t}$ 、 $z_{i,s,t}^*$  分别为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处电动汽车充电功率减少、增加的比例;  $z_{i,s,t,max}$ 、 $z_{i,s,t,max}^*$  分别为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处电动汽车充电功率允许减少、增加的最大比例;  $P_{EV, i, s, t}$  为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处电动汽车的综合充放电功率;  $t^{EV}$ 、 $t^{*EV}$  分别为电动汽车充电功率允许减少、增加的时段;  $t_{sta}^{EV}$ 、 $t_{end}^{EV}$  分别为电动汽车充电功率允许减少时段的起始、末尾时刻;  $t_{sta}^{*EV}$ 、 $t_{end}^{*EV}$  分别为电动汽车充电功率允许增加时段的起始、末尾时刻;  $P_{i,N}^{EV}$  为节点  $i$  处充电桩的额定充放电功率。

## 1.4 蓄电池储能

常规储能蓄电池的模型如式(4)所示。

$$\begin{cases}
 S_{ES, i, s, t+1} = (1-\delta) S_{ES, i, s, t} + P_{c, i, s, t} \Delta t_c \eta_c \\
 S_{ES, i, s, t+1} = (1-\delta) S_{ES, i, s, t} - P_{d, i, s, t} \Delta t_d \eta_d \\
 P_{c, i, s, t} P_{d, i, s, t} = 0 \\
 P_{ES, i, s, t} = P_{c, i, s, t} - P_{d, i, s, t} \\
 \sum_{t=1}^T P_{ES, i, s, t} = 0 \\
 0 \leq P_{c, i, s, t} \leq P_{battery, N} \\
 0 \leq P_{d, i, s, t} \leq P_{battery, N} \\
 0 \leq S_{ES, i, s, t} \leq S_{ES, i, N}
 \end{cases} \quad (4)$$

其中,  $S_{ES, i, s, t}$  为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处蓄电池的电量;  $\delta$  为蓄电池的自放电效率;  $P_{c, i, s, t}$ 、 $P_{d, i, s, t}$  分别为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处蓄电池的充电、放电功率;  $P_{ES, i, s, t}$  为  $t$  时段场景  $s$  下节点  $i$  处蓄电池的综合充放电功率;  $\eta_c$ 、 $\eta_d$  分别为蓄电池的充电、放电效率;  $\Delta t_c$ 、 $\Delta t_d$  分别为蓄电池的充电、放电时间;  $P_{battery, N}$  为蓄电池的额定充放电功率;  $S_{ES, i, N}$  为节点  $i$  处蓄电池的额定容量。

## 2 场景选择

在选取场景时要充分考虑风机、光伏以及负荷的时序性和相关性。本文引入广义负荷的概念<sup>[12]</sup>,将不确定的新能源发电视为负的负荷,将其与常规负荷合并,所得等效负荷称为广义负荷。本文基于日广义负荷曲线,利用 SPSS 软件进行聚类分析<sup>[13]</sup>。微电网在运行时需要满足电力平衡条件,其灵活性还要适应负荷波动,因此本文按照以下 4 个指标进行多维聚类,得到多组典型场景集以及每个场景集对应的概率。然后在每组典型场景集中选取一个日广义负荷最大值为平均水平的代表性场景,以该场景集的概率作为代表性场景的概率。将一年中的 365 个运行场景按照灵活性浓缩为几个代表性场景。

(1) 日广义负荷最大值。

$$P_{\max}^{\text{GL}} = \max \{ P_t^{\text{GL}} \} \quad (5)$$

其中,  $P_t^{\text{GL}}$  为  $t$  时段的日广义负荷;  $P_{\max}^{\text{GL}}$  为日广义负荷最大值。

(2) 灵活性需求。

灵活性具有方向性且需要在一定的时间尺度下描述<sup>[14]</sup>,所以该聚类指标应包含 2 个方向的波动值,如式(6)和式(7)所示。另外,本文在规划过程中选取的时间尺度为 15 min。

$$D_{\text{up,max}} = \max \{ P_{t+1}^{\text{GL}} - P_t^{\text{GL}} \} \quad (6)$$

$$D_{\text{down,max}} = \left| \min \{ P_{t+1}^{\text{GL}} - P_t^{\text{GL}} \} \right| \quad (7)$$

其中,  $D_{\text{up,max}}$ 、 $D_{\text{down,max}}$  分别为一天内广义负荷向上、向下短时波动的最大值。

(3) 日广义负荷的整体波动幅值。

日广义负荷的整体波动幅值会影响微电网运行的经济性,故本文将日广义负荷曲线的方差列为聚类指标之一,如式(8)所示。

$$D_{\text{wave}} = \frac{\sum_{t=1}^T (P_t^{\text{GL}} - P_{\text{av}}^{\text{GL}})^2}{T} \quad (8)$$

其中,  $D_{\text{wave}}$  为一天内广义负荷的整体波动幅值;  $P_{\text{av}}^{\text{GL}}$  为日广义负荷的均值。

(4) 日广义负荷的波动频次。

仅用幅值不能全面地描述广义负荷的波动程度。附录中图 A1 给出了 2 种功率波动曲线,这 2 种功率波动曲线的整体波动幅值可能相同,但是对灵活性需求和微电网运行的影响不同。因此在聚类指标中引入日广义负荷的波动频次,如式(9)所示。

$$N_{\text{wave}} = \sum_{t=1}^T N_{\text{cha},t} \quad (9)$$

$$N_{\text{cha},t} = \begin{cases} 1 & P_{t+1}^{\text{GL}} - P_t^{\text{GL}} > P_{\text{wave}}^{\text{up}} \text{ 且 } P_t^{\text{GL}} - P_{t+1}^{\text{GL}} > P_{\text{wave}}^{\text{down}} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} P_{\text{wave}}^{\text{up}} = p_{\text{epf}} (R^{\text{up,MT}} + R^{\text{up,ES}} + P_{\text{CL},s,t} + P_{s,t}^{2\text{EV}} - \\ \quad P_{\text{EV},s,t} - P_{\text{ES},s,t} - P_t^{\text{GL}}) \\ P_{\text{wave}}^{\text{down}} = p_{\text{epf}} (R^{\text{down,MT}} + R^{\text{down,ES}} + P_{s,t}^{4\text{tra}} + P_{s,t}^{4\text{EV}} + \\ \quad P_{\text{EV},s,t} + P_{\text{ES},s,t} + P_t^{\text{GL}}) \end{cases} \quad (11)$$

其中,  $N_{\text{wave}}$  为日广义负荷的波动频次;  $N_{\text{cha},t}$  为判断日广义负荷曲线在相邻时段的波动是否为有效波动的二进制数;  $P_{\text{wave}}^{\text{up}}$ 、 $P_{\text{wave}}^{\text{down}}$  分别为向上、向下有效功率波动临界值(功率变化大于波动临界值时计为一次有效波动);  $p_{\text{epf}}$  为有效功率波动的百分比;  $P_{\text{ES},s,t}$ 、 $P_{\text{EV},s,t}$  分别为  $t$  时段场景  $s$  下所有蓄电池的综合充放电功率、所有电动汽车的综合充放电功率;  $P_{\text{CL},s,t}$  为  $t$  时段场景  $s$  下减少的可转移负荷及可削减负荷的总功率;  $P_{s,t}^{4\text{tra}}$  为  $t$  时段场景  $s$  下增加的可转移负荷总功率;  $P_{s,t}^{2\text{EV}}$ 、 $P_{s,t}^{4\text{EV}}$  分别为  $t$  时段场景  $s$  下电动汽车减少、增加的总充电功率;  $R^{\text{up,MT}}$ 、 $R^{\text{up,ES}}$  分别为微型燃气轮机的上爬坡率、蓄电池的放电速率;  $R^{\text{down,MT}}$ 、 $R^{\text{down,ES}}$  分别为微型燃气轮机的下爬坡率、蓄电池的充电速率。

## 3 规划模型

本文建立联合规划模型,得到最优的网架规划方案以及微型燃气轮机、光伏、风机和储能的最优接入位置与容量。

### 3.1 目标函数

规划模型以综合成本最小、灵活性资源不匹配度最小以及风光电源的消纳量最大为目标。

#### 3.1.1 综合成本

综合成本包括设备投资成本的折现值、年运维费用以及与主网的年功率交互费用,综合成本最小的目标函数如式(12)所示。

$$\min C_{\text{total}} = \frac{r_a(1+r_a)^S}{(1+r_a)^S - 1} (C_{\text{Dist}} + C_{\text{PV}} + C_{\text{WT}} + C_{\text{MT}} + C_{\text{ES}}) + O_{\text{PV}} + O_{\text{WT}} + O_{\text{MT}} + O_{\text{ES}} + O_{\text{exc}} \quad (12)$$

其中,  $C_{\text{total}}$  为综合成本;  $C_{\text{Dist}}$ 、 $C_{\text{PV}}$ 、 $C_{\text{WT}}$ 、 $C_{\text{MT}}$ 、 $C_{\text{ES}}$  分别为线路、光伏机组、风电机组、微型燃气轮机、蓄电池储能的投资成本;  $O_{\text{PV}}$ 、 $O_{\text{WT}}$ 、 $O_{\text{MT}}$ 、 $O_{\text{ES}}$  分别为光伏机组、风电机组、微型燃气轮机、蓄电池储能的运维成本;  $r_a$  为折现率;  $O_{\text{exc}}$  为微电网与主网的功率交互费用;  $S$  为折现的年份数。

(1) 设备的投资成本。

$$\begin{cases} C_{\text{Dist}} = \gamma_{ij} D_{ij} C_{\text{cond}} \\ C_{\text{PV}} = \delta_i C_{\text{PV}}^* S_{i,\text{PV}} \\ C_{\text{WT}} = \mu_i C_{\text{WT}}^* S_{i,\text{WT}} \\ C_{\text{MT}} = \omega_i C_{\text{MT}}^* S_{i,\text{MT}} \\ C_{\text{ES}} = W_i C_{\text{ES}}^* S_{i,\text{ES}} \end{cases} \quad (13)$$

其中,  $\gamma_{ij}$  表示节点  $i$  与节点  $j$  之间有无新建线路的状态变量,为二进制 0-1 变量,取值为 0 表示节点间无

新建线路,取值为1表示节点间有新建线路; $D_{ij}$ 为节点*i*与节点*j*之间的线路长度; $C_{\text{cond}}$ 为线路单位长度的建设成本; $\delta_i$ 、 $\mu_i$ 、 $\omega_i$ 、 $W_i$ 分别表示节点*i*处有无新建光伏机组、风电机组、微型燃气轮机以及蓄电池储能,均为二进制0-1变量,取值为0表示节点处无新建设备,取值为1表示节点处有新建设备; $C_{\text{PV}}^*$ 、 $C_{\text{WT}}^*$ 、 $C_{\text{MT}}^*$ 、 $C_{\text{ES}}^*$ 分别为光伏机组、风电机组、微型燃气轮机、蓄电池储能单位容量的投资成本; $S_{i,\text{PV}}$ 、 $S_{i,\text{WT}}$ 、 $S_{i,\text{MT}}$ 、 $S_{i,\text{ES}}$ 分别为节点*i*处光伏机组、风电机组、微型燃气轮机、蓄电池储能的安装容量。

(2)设备的运维成本。

$$\begin{cases} O_{\text{PV}} = 365 O_{\text{PV}}^* \sum_{s=1}^n \left( p_s \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^T P_{\text{PV},i,s,t} \right) \\ O_{\text{WT}} = 365 O_{\text{WT}}^* \sum_{s=1}^n \left( p_s \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^T P_{\text{WT},i,s,t} \right) \\ O_{\text{MT}} = 365 (O_{\text{MT}}^* + C_{\text{ng}}) \sum_{s=1}^n \left( p_s \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^T P_{\text{MT},i,s,t} \right) \\ O_{\text{ES}} = 365 (O_{\text{ES}}^* + \kappa) \sum_{s=1}^n \left[ p_s \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^T (P_{\text{c},i,s,t} + P_{\text{d},i,s,t}) \right] \end{cases} \quad (14)$$

其中, $O_{\text{PV}}^*$ 、 $O_{\text{WT}}^*$ 、 $O_{\text{MT}}^*$ 、 $O_{\text{ES}}^*$ 分别为光伏机组、风电机组、微型燃气轮机、蓄电池储能单位电量的运维费用; $C_{\text{ng}}$ 为微型燃气轮机的单位电量发电费用; $\kappa$ 为蓄电池储能的单位功率充放电成本; $P_{\text{PV},i,s,t}$ 、 $P_{\text{WT},i,s,t}$ 、 $P_{\text{MT},i,s,t}$ 分别为*t*时段场景*s*下节点*i*处光伏机组、风电机组、微型燃气轮机的发电功率; $p_s$ 为场景*s*的概率; $n$ 为总场景数。

(3)与主网的功率交互费用。

$$O_{\text{exc}} = 365 \sum_{s=1}^n \left[ p_s \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^T (C_{s,t,\text{in}} P_{\text{in},i,s,t} - C_{s,t,\text{out}} P_{\text{out},i,s,t}) \right] \quad (15)$$

其中, $P_{\text{in},i,s,t}$ 、 $P_{\text{out},i,s,t}$ 分别为*t*时段场景*s*下节点*i*处流入、流出微电网的功率; $C_{s,t,\text{in}}$ 、 $C_{s,t,\text{out}}$ 分别为*t*时段场景*s*下的购电价格、售电价格。

$$\begin{cases} P_{\text{exc},i,s,t} = P_{\text{out},i,s,t} - P_{\text{in},i,s,t} \\ P_{\text{in},i,s,t}, P_{\text{out},i,s,t} = 0 \end{cases} \quad (16)$$

其中, $P_{\text{exc},i,s,t}$ 为*t*时段场景*s*下节点*i*处微电网与主网的交互功率。

### 3.1.2 灵活性资源的匹配程度

灵活性资源(本文将广义储能视为灵活性资源,具体指可控负荷、常规储能和电动汽车)与广义负荷之间的匹配度可以由二者功率差额曲线的波动程度描述,波动程度越小,则匹配度越高,越有利于微电网运行的安全、稳定。灵活性资源不匹配度最小的目标函数为:

$$\min f_{\text{dis}} = \sum_{s=1}^n \left[ p_s (P_{s,\text{max}}^{\text{mix}} - P_{s,\text{min}}^{\text{mix}}) \sum_{t=1}^T |P_{s,t}^{\text{mix}} - P_{s,\text{av}}^{\text{mix}}| \right] \quad (17)$$

其中, $f_{\text{dis}}$ 为灵活性资源的不匹配度; $P_{s,t}^{\text{mix}}$ 为*t*时段场景*s*下广义负荷与广义储能之间的功率差值; $P_{s,\text{max}}^{\text{mix}}$ 、

$P_{s,\text{min}}^{\text{mix}}$ 、 $P_{s,\text{av}}^{\text{mix}}$ 分别为场景*s*下功率差值的最大值、最小值、平均值。

### 3.1.3 风光电源的消纳量

风光电源的消纳量最大的目标函数为:

$$\max R_e = 365 \sum_{s=1}^n \left[ p_s \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^T (P_{\text{WT},i,s,t} + P_{\text{PV},i,s,t}) \right] \quad (18)$$

其中, $R_e$ 为风光电源的消纳量。

### 3.2 约束条件

(1)线路的联通性约束,保证微电网中没有孤立节点。

(2)电源出力约束。每个节点上的光伏、风电机组以及微型燃气轮机的出力都必须小于其额定出力。

(3)潮流约束。由于原始的潮流方程为难于求解的非线性函数,所以将原始的潮流约束松弛成二阶锥的形式<sup>[15]</sup>,可以直接用商业软件CPLEX进行求解。松弛后的潮流约束为:

$$P_{ij,s,t}^2 + Q_{ij,s,t}^2 \leq \varphi_{ij,s,t} V_{ij,s,t} \quad (19)$$

其中, $P_{ij,s,t}$ 、 $Q_{ij,s,t}$ 分别为*t*时段场景*s*下节点*i*与节点*j*之间传输的有功、无功功率; $\varphi_{ij,s,t}$ 为电流幅值的平方; $V_{ij,s,t}$ 为电压幅值的平方。

(4)联络线的交互功率约束。

$$0 \leq |P_{\text{exc},i,s,t}| \leq P_{\text{exc,max}} \quad (20)$$

其中, $P_{\text{exc,max}}$ 为微电网与主网之间允许的最大交互功率。

(5)支路功率约束。

$$|P_{ij,s,t}| \leq P_{ij,\text{max}} \quad (21)$$

其中, $P_{ij,\text{max}}$ 为节点*i*与节点*j*之间的最大传输功率。

(6)弃风弃光率约束。

对于弃风弃光率的限制,根据2018年底国家发展改革委、国家能源局印发的《清洁能源消纳行动计划(2018—2020年)》,本文将弃风率限制在10%以内,弃光率限制在5%以内。具体约束如下:

$$\begin{cases} \frac{\tau_{\text{WT}} S_{\text{WT}}^* - 365 \sum_{s=1}^n \left( p_s \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^T P_{\text{WT},i,s,t} \right)}{\tau_{\text{WT}} S_{\text{WT}}^*} \leq 10\% \\ \frac{\tau_{\text{PV}} S_{\text{PV}}^* - 365 \sum_{s=1}^n \left( p_s \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^T P_{\text{PV},i,s,t} \right)}{\tau_{\text{PV}} S_{\text{PV}}^*} \leq 5\% \end{cases} \quad (22)$$

其中, $\tau_{\text{WT}}$ 、 $\tau_{\text{PV}}$ 分别为风电机组、光伏机组的利用小时数; $S_{\text{WT}}^*$ 、 $S_{\text{PV}}^*$ 分别为风电机组、光伏机组的总容量。

(7)孤岛运行约束。微电网在并网与孤岛模式下都要满足电力平衡以及爬坡约束。当微电网并网运行时,主网可作为巨大的灵活性资源,所以本文只考虑微电网孤岛运行模式下的爬坡约束,如式(23)所示。

$$\begin{cases} P_{MT,s,t} - P_{ES,s,t} - P_{EV,s,t} + P_{s,t}^{2EV} + P_{CL,s,t} \geq \max \{ P_{s,t}^{GL} \} \\ (R_{up,MT} + R_{up,ES})\Delta t + P_{CL,s,t} + P_{s,t}^{2EV} - P_{EV,s,t} - P_{ES,s,t} \geq \\ \quad \max \{ P_{s,t+1}^{GL} - P_{s,t}^{GL} \} \\ (R_{down,MT} + R_{down,ES})\Delta t + P_{s,t}^{4tra} + P_{s,t}^{4EV} + P_{EV,s,t} + P_{ES,s,t} \geq \\ \quad \max \{ P_{s,t}^{GL} - P_{s,t+1}^{GL} \} \end{cases} \quad (23)$$

其中,  $P_{MT,s,t}$ 、 $P_{ES,s,t}$ 、 $P_{EV,s,t}$ 、 $P_{CL,s,t}$  分别为  $t$  时段场景  $s$  下所有节点处微型燃气轮机的功率之和、广义负荷的功率之和。

### 3.3 求解方法

本文建立的规划模型为多目标混合整数非线性模型,决策变量有离散型和连续型 2 种。其中,  $\gamma_{ij}$ 、 $\delta_i$ 、 $\mu_i$ 、 $\omega_i$ 、 $W_i$  属于 0-1 变量,  $S_{i,PV}$ 、 $S_{i,WT}$ 、 $S_{i,MT}$ 、 $S_{i,ES}$  为连续型变量。采用隶属度函数将多目标模型转化为单目标模型,也解决了各目标之间单位和方向不统一的问题。弃风弃光率约束中包含非线性比值的形式,难于直接求解,又考虑到该约束仅有筛选可行解的作用,故其不参与模型求解。转化后的单目标混合整数非线性模型采用商业软件 CPLEX 进行求解,最后根据弃风弃光率约束筛选所得的可行解。目标函数对应的隶属度函数如下:

$$\mu(C_{total}) = \begin{cases} 1 & C_{total} \leq C_{total, \min} \\ \frac{C_{total, \min} + \beta_{C_{total}} C_{total, \min} - C_{total}}{\beta_{C_{total}} C_{total, \min}} & C_{total, \min} < C_{total} \leq C_{total, \min} + \beta_{C_{total}} C_{total, \min} \\ 0 & C_{total} > C_{total, \min} + \beta_{C_{total}} C_{total, \min} \end{cases} \quad (24)$$

$$\mu(f_{dis}) = \begin{cases} 1 & f_{dis} \leq f_{dis, \min} \\ \frac{f_{dis, \min} + \beta_{f_{dis}} f_{dis, \min} - f_{dis}}{\beta_{f_{dis}} f_{dis, \min}} & f_{dis, \min} < f_{dis} \leq f_{dis, \min} + \beta_{f_{dis}} f_{dis, \min} \\ 0 & f_{dis} > f_{dis, \min} + \beta_{f_{dis}} f_{dis, \min} \end{cases} \quad (25)$$

$$\mu(R_e) = \begin{cases} 0 & R_e < R_{e, \max} - \beta_{R_e} R_{e, \max} \\ \frac{R_e - (R_{e, \max} - \beta_{R_e} R_{e, \max})}{\beta_{R_e} R_{e, \max}} & R_{e, \max} - \beta_{R_e} R_{e, \max} \leq R_e < R_{e, \max} \\ 1 & R_e \geq R_{e, \max} \end{cases} \quad (26)$$

其中,  $\mu(C_{total})$ 、 $\mu(f_{dis})$ 、 $\mu(R_e)$  分别为综合成本、灵活性资源不匹配度以及风光电源消纳量的满意度;  $C_{total, \min}$ 、 $f_{dis, \min}$ 、 $R_{e, \max}$  为 3 个单目标函数的最优解,分别代表了综合成本的理论最小值、灵活性资源不匹配度的理论最小值、风光电源消纳量的理论最大值;  $\beta_{C_{total}}$ 、 $\beta_{f_{dis}}$ 、 $\beta_{R_e}$  为妥协度,对应的  $\beta_{C_{total}} C_{total, \min}$ 、 $\beta_{f_{dis}} f_{dis, \min}$ 、 $\beta_{R_e} R_{e, \max}$  则分别为决策者在最终的选择方案中综合成本允许增加的值、灵活性资源不匹配度允许增加的值、风光电源消纳量允许减少的值。

对 3 个满意度进行加权处理,得到如下规划

模型:

$$\begin{cases} \max \mu_{sa} = a_{C_{total}} \mu(C_{total}) + b_{f_{dis}} \mu(f_{dis}) + c_{R_e} \mu(R_e) \\ \text{s.t. } a_{C_{total}} + b_{f_{dis}} + c_{R_e} = 1 \\ H(\mathbf{x}) = 0 \\ G(\mathbf{x}) \leq 0 \end{cases} \quad (27)$$

其中,  $a_{C_{total}}$ 、 $b_{f_{dis}}$ 、 $c_{R_e}$  分别为考虑综合成本、灵活性资源匹配度、风光电源消纳能力的权重,本文采用熵权法<sup>[16]</sup>求取各个目标的权重;  $H(\mathbf{x})=0$ 、 $G(\mathbf{x}) \leq 0$  分别为规划模型中的等式、不等式约束。

### 3.4 求解步骤

求解本文模型的具体步骤如下:

- (1) 输入前一年广义负荷的历史数据;
- (2) 根据第 2 节中的指标对日广义负荷曲线进行多维聚类,得到几组典型场景集及相应的概率;
- (3) 在每组典型场景集中选择日广义负荷处于平均水平的代表性场景,并用对应典型场景集的概率作为代表性场景的概率;
- (4) 将代表性场景及其概率代入多目标规划模型;
- (5) 将多目标模型转化为单目标隶属度函数形式;
- (6) 选择隶属度函数最大时的规划方案,即为全场景下的最优规划方案。

## 4 算例分析

本文选用某地区低压微电网为例,按照所提方法制定规划方案,微电网的结构见附录 A 中图 A2<sup>[17]</sup>。算例中分布式电源、储能的容量见附录 A 中表 A1<sup>[17]</sup>。设备的成本、运维费用见附录 A 中表 A2<sup>[18-19]</sup>。电网分时电价见附录 A 中表 A3。负荷与设备出力曲线见附录 B。

算例中蓄电池的充放电效率为 90%,自放电效率为 2%;可转移负荷占比为 30%,可削减负荷占比为 10%,允许可转移与可削减的最大比例都为 50%,电动汽车的充电功率最多可转移 50%;负荷允许减少的时段为 10:00—13:00 以及 18:00—21:00,负荷允许增加的时段为 02:00—05:00;规划期限为 5 a,负荷增长率为 5%,负荷的功率因数取为 0.95,光伏与风电机组的利用小时数分别为 900、1 600 h;储能在初始时刻的剩余电量为 50%;折现率取为 8%。规划过程中的妥协度  $\beta_{C_{total}}$ 、 $\beta_{f_{dis}}$ 、 $\beta_{R_e}$  均取为 0.3,比较是否考虑广义储能得出的 2 种规划方案;然后,在其他 2 个妥协度都不变的情况下改变另一个妥协度,在考虑广义储能的基础上比较所得规划方案的经济性、灵活性与消纳能力。

采用不同的有效功率波动百分比得到的有效功率波动临界值不同,场景聚类的结果随之不同,相应

的规划方案也会有所变化,本文给出几种不同的有效功率波动百分比的取值,所得规划方案如图1所示(图中目标函数值为标么值)。由于原目标函数中灵活性资源的不匹配度与风光电源的消纳量缺乏直观性,所以在规划方案的比较分析中引入灵活性不足概率与风光消纳指标,其中灵活性评估指标参考文献[20],风光消纳指标的具体公式见附录C。

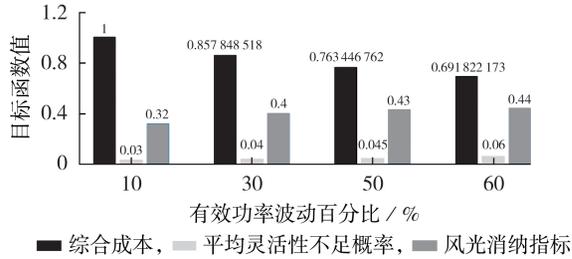


图1 不同有效功率波动百分比所得规划方案对比

Fig.1 Comparison of planning schemes with different effective power fluctuation percentages

由图1可知,有效功率波动百分比越小,则综合成本越高,运行的灵活性越高。这是因为在规划过程中满足广义负荷的小波动导致可控电源的投资增大、运行成本提高,经济性较差;同时,新能源的消纳占比下降,消纳指标下降;由于微电网的容量较小,可控电源的装机容量增加相当于灵活性资源的增加,则运行的灵活性相对提高。当 $p_{epf} > 50\%$ 时,可控电源与新能源的装机容量几乎不再变化,消纳指标几乎不变。

综合考虑微电网规划的经济性、运行的灵活性以及新能源的消纳能力,下文以 $p_{epf} = 50\%$ 为例对比分析不同情况下的规划方案。场景聚类结果如图2所示,典型场景集见附录D,场景1—5对应的概率分别为9%、22%、36%、21%、12%。不考虑广义储能与考虑广义储能时的规划方案以及2种规划方案的评估指标对比分别如表1和表2所示。

对比2种规划方案可知,引入广义储能之后,灵活性不足概率在2个方向上均有所减小,微电网的灵活性有所提高,这是因为可控负荷与电动汽车参与了负荷调节;新能源的消纳能力有所提升,这是因为广义储能吸收了原本未能消纳的新能源出力,缓

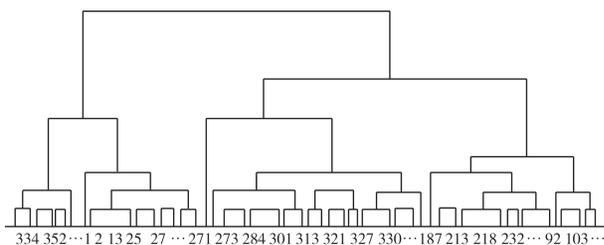


图2 聚类结果

Fig.2 Clustering results

表1 考虑与不考虑广义储能时的规划方案对比  
Table 1 Comparison of planning schemes between with and without considering generalized energy storage

设备	不考虑广义储能		考虑广义储能	
	装机节点	装机容量 / kW	装机节点	装机容量 / kW
微型燃气轮机	14	30	14	15
光伏机组	16	15	15	10
风电机组	19	20	18	10
蓄电池储能	18	20	18	12
新建线路	15-16, 14-17		14-17	

表2 考虑与不考虑广义储能时的经济和技术指标对比  
Table 2 Comparison of economic and technical indexes between with and without considering generalized energy storage

是否考虑广义储能	综合成本 / 万元	灵活性资源不匹配度 / (MW·h)	风光电源消纳量 / (MW·h)	灵活性不足概率 / %		消纳指标
				向上	向下	
否	62.19	22.80	87.12	13	9	0.27
是	27.82	17.45	74.32	4	5	0.43

解了网架堵塞;在满足同样负荷需求的情况下,经济性有所提高,这是因为灵活性资源的增加减少了分布式电源的装机容量,同时减少了电网峰荷时段的购电量。

分析典型场景下微电网的孤岛运行情况,从而验证本文所提模型的有效性。典型场景下的具体运行曲线见附录D中图D1—D5。由图可知,广义负荷的最大值为103.8 kW,出现在场景3中的18:15时刻,此时微电网可以满足电力平衡要求;上坡最大最大值出现在场景1中的17:30—17:45时段,广义负荷增长了32.6 kW,微型燃气轮机和灵活性资源完全可以满足短时的负荷增长;下坡的最大值出现在场景3中的12:00—12:15时段,广义负荷减小了21.1 kW,微型燃气轮机和灵活性资源可以适应短时的负荷减少;波动幅值最大出现在场景1,微电网能够承受广义负荷的波动程度;波动频次最多为29次,出现在场景1,微电网的调节能力能够满足广义负荷的波动频次。综上,微电网能在各场景下满足孤岛运行要求,证明了本文所建规划模型的有效性。

在规划过程中按需取不同的妥协度,得到的规划结果随之不同,具体结果见附录E中表E1。首先,保持不匹配度与消纳能力的妥协度为0.3不变,将综合成本的妥协度升高到0.5,由规划结果可知,随着成本的增加,灵活性显著上升,消纳能力也有略微提高;然后,保持综合成本与消纳能力的妥协度不变,将不匹配度的妥协度升高到0.5,由规划方案可知,随着灵活性的下降,综合成本略有减少,消纳能力也略有下降;最后,保持综合成本与不匹配度的妥协度不变,将消纳能力的妥协度升高到0.5,由规划结果可知,消纳能力下降明显的情况下经济性微增,

灵活性几乎没有变化。综上可知,决策者不用牺牲很大的经济性就可以获得很好的灵活性与消纳能力;相反地,牺牲灵活性和消纳能力只能收获微乎其微的经济性。

## 5 结论与展望

本文考虑到光伏、风电以及负荷的时序相关性,用广义负荷作为联合规划的参考量进行研究。在场景选择和目标函数中充分考虑了灵活性的问题,建立了联合规划模型。算例结果表明在规划中考虑广义储能可以在一定程度上平抑广义负荷曲线的波动,提高微电网的灵活性;广义储能的加入还可以减少一次设备的投资和运行费用,提高新能源的消纳水平,带来一定的经济环境效益;在一定程度上保证灵活性和消纳能力所得的规划方案不会给决策者带来过多的经济压力。

广义储能与实际储能相比有很大的经济优势,但受用电行为的影响较大,对广义储能的调控能力预测需要进一步研究。此外,有效功率波动临界值与系统中灵活性资源、负荷的大小有关,本文在算例中仅做了定量分析,它们之间具体的关联关系需要开展进一步的理论研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

- [1] 杨堤,程浩忠,马紫峰,等. 基于储能技术提高风电机组低电压穿越能力的分析和展望[J]. 电力自动化设备,2015,35(12):1-10,20.  
YANG Di, CHENG Haozhong, MA Zifeng, et al. Analysis and prospect of LVRT improvement based on energy storage technology for wind turbine generator system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(12): 1-10, 20.
- [2] WANG D X, MENG K, GAO X D, et al. Coordinated dispatch of virtual energy storage systems in LV grids for voltage regulation[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(6): 2452-2462.
- [3] BAO Z J, ZHOU Q, YANG Z H, et al. A multi time-scale and multi energy-type coordinated microgrid scheduling solution-part I: model and methodology[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(5): 2257-2266.
- [4] 王境彪,彭坚,段娟凤,等. 基于需求侧预约响应的平滑微网等效负荷功率波动控制策略[J]. 电力系统自动化,2017,41(4): 69-77.  
WANG Jingbiao, PENG Jian, DUAN Juanfeng, et al. Control strategy for suppressing power fluctuation of equivalent load in microgrids based on demand-side reservation and response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(4): 69-77.
- [5] 陈炜. 含电动汽车储能与分布式风力发电的虚拟发电厂优化运行[J]. 电力自动化设备,2016,36(10):45-50,59.  
CHEN Wei. Optimal operation of virtual power plant with electric vehicles and distributed wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(10): 45-50, 59.
- [6] 李宏仲,吕梦琳,胡列翔,等. 第24届国际供电会议研究成果综述——微电网的规划与运行[J]. 电网技术,2019,43(4): 1465-1471.  
LI Hongzhong, LÜ Menglin, HU Liexiang, et al. Review of CIRED 2017 on microgrid planning and operation[J]. Power System Technology, 2019, 43(4): 1465-1471.
- [7] 李存斌,常昊,冯霞,等. 智能电网下风力-火电联合发电在微电网系统中的扩展规划[J]. 电力自动化设备,2014,34(3): 47-51.  
LI Cunbin, CHANG Hao, FENG Xia, et al. Expansion planning of wind-thermal co-generation system in microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(3): 47-51.
- [8] 朱永强,张璐,王甜婧. 高比例可再生能源接入的交直流混合微电网网架规划[J/OL]. 电网技术. (2019-03-06)[2019-12-21]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2018.2340>.
- [9] 李斐,黎灿兵,孙凯,等. 微电网中混合储能系统的规划运行一体化配置方法[J]. 控制理论与应用,2019,36(3):453-460.  
LI Fei, LI Canbing, SUN Kai, et al. Integrated planning and operation method of hybrid energy storage system in microgrid[J]. Control Theory & Applications, 2019, 36(3): 453-460.
- [10] 钟宇峰,黄民翔,叶承晋. 基于电池储能系统动态调度的微电网多目标运行优化[J]. 电力自动化设备,2014,34(6): 114-121.  
ZHONG Yufeng, HUANG Minxiang, YE Chengjin. Multi-objective optimization of microgrid operation based on dynamic dispatch of battery energy storage system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(6): 114-121.
- [11] 陈健,张维桐,张逸成,等. 考虑不同空调负荷特性的微网双层优化调度[J]. 电网技术,2018,42(5):1424-1431.  
CHEN Jian, ZHANG Weitong, ZHANG Yicheng, et al. Bi-level optimal dispatch of microgrid considering different air-conditioning load characteristics[J]. Power System Technology, 2018, 42(5): 1424-1431.
- [12] 褚壮壮,梁军,张旭,等. 基于仿射传播聚类算法的广义负荷稳态特性建模及其应用[J]. 电力自动化设备,2016,36(3): 115-123.  
CHU Zhuangzhuang, LIANG Jun, ZHANG Xu, et al. Modeling of generalized load steady-state characteristics based on affinity propagation clustering algorithm and its application[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(3): 115-123.
- [13] 曾乃晖,袁艳平,孙亮亮,等. 基于聚类分析法的空气源热泵辅助太阳能热水系统气象分类研究[J]. 太阳能学报,2017,38(11):3067-3076.  
ZENG Naihui, YUAN Yanping, SUN Liangliang, et al. Meteorological classification of air source heat pump assisted solar water heating system based on clustering analysis[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2017, 38(11): 3067-3076.
- [14] 王鹏,李宏仲,吕凤磊,等. 电力系统多时间尺度灵活性指标研究[J]. 电力建设,2016,37(2):57-62.  
WANG Peng, LI Hongzhong, LÜ Fenglei, et al. Multi-time scale flexible indices of power system[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(2): 57-62.
- [15] 李超,苗世洪,盛万兴,等. 考虑动态网络重构的主动配电网优化运行策略[J]. 电工技术学报,2019,34(18):3909-3919.  
LI Chao, MIAO Shihong, SHENG Wanxing, et al. Optimization operation strategy of active distribution network considering dynamic network reconfiguration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(18): 3909-3919.
- [16] 邓创,鞠立伟,刘俊勇,等. 基于模糊CVaR理论的水火电力系统随机调度多目标优化模型[J]. 电网技术,2016,40(5):1447-1454.  
DENG Chuang, JU Liwei, LIU Junyong, et al. Stochastic scheduling multi-objective optimization model for hydro-thermal power systems based on fuzzy CVaR theory[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1447-1454.

- [17] 王成山,孙充勃,彭克,等. 微电网交直流混合潮流算法研究[J]. 中国电机工程学报,2013,33(4):8-15.  
WANG Chengshan, SUN Chongbo, PENG Ke, et al. Study on AC-DC hybrid power flow algorithm for microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(4): 8-15.
- [18] 杨清,袁越,王敏,等. 独立型水光储微电网系统容量优化配置[J]. 电力自动化设备,2015,35(10):37-44.  
YANG Qing, YUAN Yue, WANG Min, et al. Optimal capacity configuration of standalone hydro-photovoltaic-storage microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(10): 37-44.
- [19] 高鹏,陈红坤,张光亚,等. 主动配电网中消纳高渗透率风电的风电源规划[J]. 电力系统自动化,2018,42(15):39-46,93.  
GAO Peng, CHEN Hongkun, ZHANG Guangya, et al. Planning of wind turbine generators for high-penetration wind power accommodation in active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(15): 39-46, 93.
- [20] 鲁宗相,李海波,乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报,2017,37(1):9-20.

LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply / demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 9-20.

#### 作者简介:



李宏仲

李宏仲(1977—),男,山东潍坊人,副教授,博士,研究方向为可再生能源发电消纳、配电网可靠性评估及规划、综合能源系统规划(**E-mail**:lhz\_ab@263.net);

吕梦琳(1995—),女,江苏盐城人,硕士研究生,通信作者,研究方向为可再生能源发电消纳、微电网规划与运行(**E-mail**: 843220548@qq.com);

胡列翔(1960—),男,浙江杭州人,教授级高级工程师,研究方向为电网规划与建设管理(**E-mail**: hu\_liexiang@zj.sgcc.com.cn)。

(编辑 陆丹)

## Joint planning of microgrid considering generalized energy storage

LI Hongzhong<sup>1</sup>, LÜ Menglin<sup>1</sup>, HU Liexiang<sup>2</sup>, WANG Lei<sup>3</sup>, HU Zhesheng<sup>3</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310007, China;

3. Economic and Technological Research Institute of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310008, China)

**Abstract:** In order to solve the joint planning problem of microgrid, the response models of generalized energy storage, such as conventional energy storage, transferrable load, diminishable load, electric vehicles, and so on, are proposed. According to the flexibility demand, the multi-dimensional scene clustering is carried out for the daily generalized load curve. A multi-objective mixed integer nonlinear programming model is established with the minimum comprehensive cost, the minimum mismatching degree of flexible resources and the maximum consumption of wind / photovoltaic power as the objective function, and considering the constraints of island operation. The multi-objective model is transformed into a single-objective model and solved by CPLEX solver, so as to obtain the optimal erection scheme of network and the optimal access location and capacity of the distributed generation and energy storage device. A regional microgrid is taken as the example to verify the practicality of the proposed model and the advantage of considering generalized energy storage in microgrid planning. The example results show that the controllable load and electric vehicles are involved in the load regulation in the operation process, so that the flexible resources of microgrid increases, the investment of primary equipment decreases in the planning process, the operation flexibility is improved, and the consumption of clean energy is promoted.

**Key words:** generalized energy storage; microgrid; joint planning; scene clustering; multi-objective model

# 附录 A

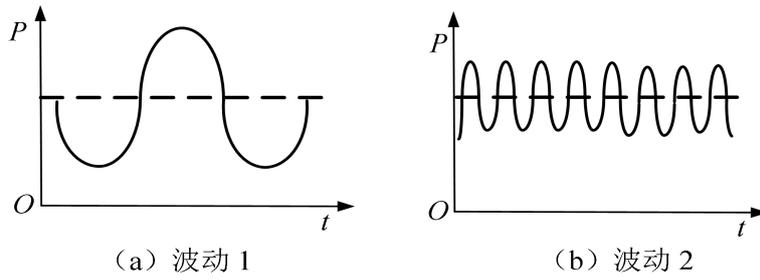


图 A1 不同的功率波动曲线  
Fig.A1 Different power fluctuation curves

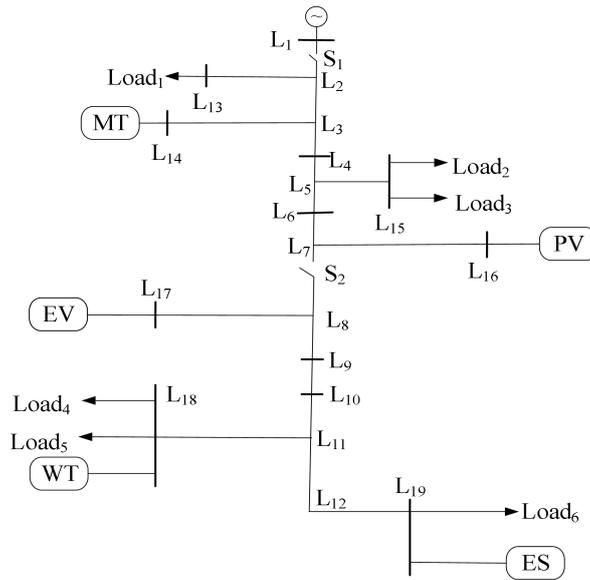


图 A2 低压微电网的结构  
Fig.A2 Topology of low-voltage microgrid

表 A1 微电网中设备的数据  
Table A1 Data of equipment in microgrid

设备	$P_{\min}/\text{kW}$	$P_{\max}/\text{kW}$	$R^{\text{up}}/(\text{kW}\cdot\text{min}^{-1})$	$R^{\text{down}}/(\text{kW}\cdot\text{min}^{-1})$	$S/\text{kW}$
微型燃气轮机	5	65	5.0	10	65
储能	-20	20	2.5	2.5	100
光伏	0	20	—	—	20
风机	0	20	—	—	20
电动汽车	-7	7	—	—	21
电网	0	70	—	—	—

表 A2 设备的投资运维费用  
Table A2 Investment and operation cost of equipment

设备	投资费用/ $(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	运行费用/ $[\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}]$	发电费用/ $[\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}]$
微型燃气轮机	1200	0.0080	0.283
储能	1550	0.0090	0.400
光伏	4100	0.0096	0
风机	5000	0.0296	0

表 A3 电网的分时电价  
Table A3 TOU electricity price of power grid

时段	电价/ $[\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}]$
峰	0.83
平	0.49
谷	0.17

注：峰时段为 10:00—15:00、18:00—21:00，平时段为 07:00—10:00、15:00—18:00、21:00—23:00，谷时段为 00:00 至次日 07:00、23:00—24:00。

# 附录 B

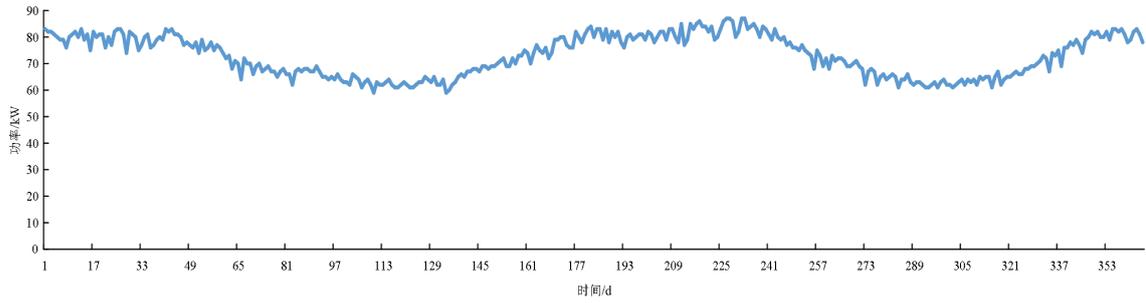


图 B1 日最大负荷曲线  
Fig.B1 Daily maximum load curve

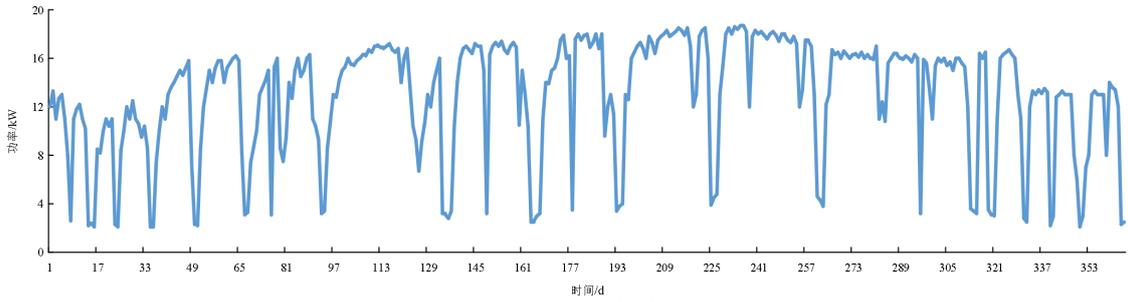


图 B2 日最大光伏曲线  
Fig.B2 Daily maximum PV power curve

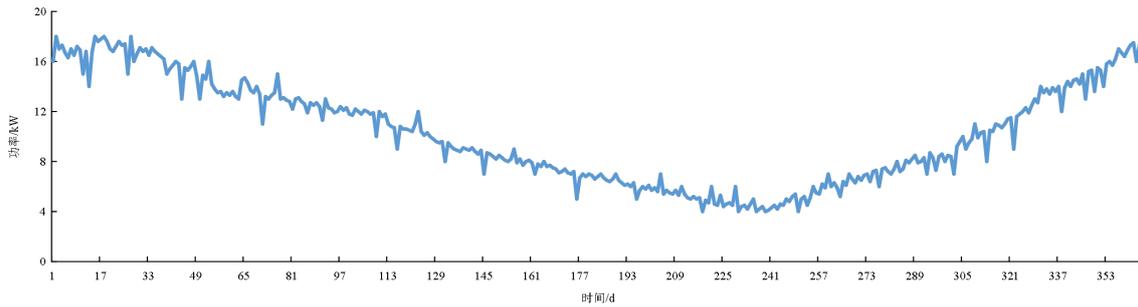


图 B3 日最大风电曲线  
Fig.B3 Daily maximum wind power curve

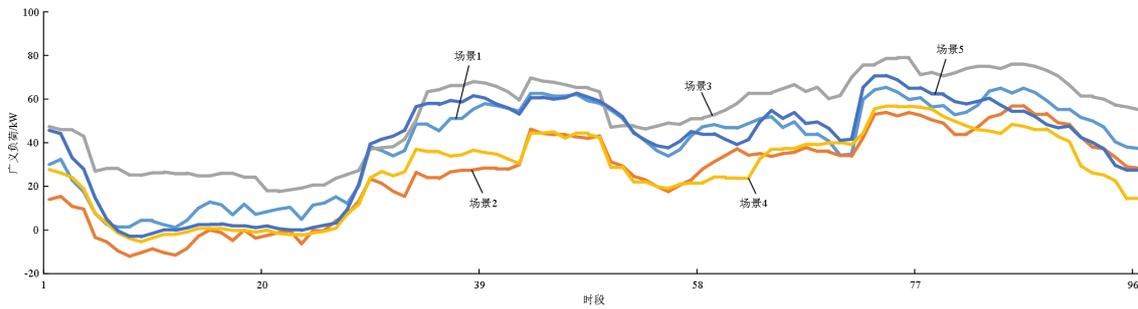


图 B4 聚类场景  
Fig.B4 Clustering scenes

## 附录 C

消纳指标的计算式为:

$$\begin{cases} R_{DG} = \sum_{s=1}^n P_s \frac{W_{s,AO}}{W_{s,Load}} \\ U_{DG} = \sum_{s=1}^n P_s \frac{W_{s,AO}}{W_{s,TO}} \\ R_{com} = R_{DG} U_{DG} \end{cases}$$

其中,  $R_{DG}$  为分布式能源的消纳占比;  $U_{DG}$  为分布式电源的利用率;  $W_{s,AO}$ 、 $W_{s,TO}$  分别为场景  $s$  下分布式电源的实际发电量(并网量)、理论发电量;  $W_{s,Load}$  为场景  $s$  下的总负荷量;  $R_{com}$  为评估消纳能力的综合指标,同时考虑了消纳占比和分布式电源的利用率。

## 附录 D

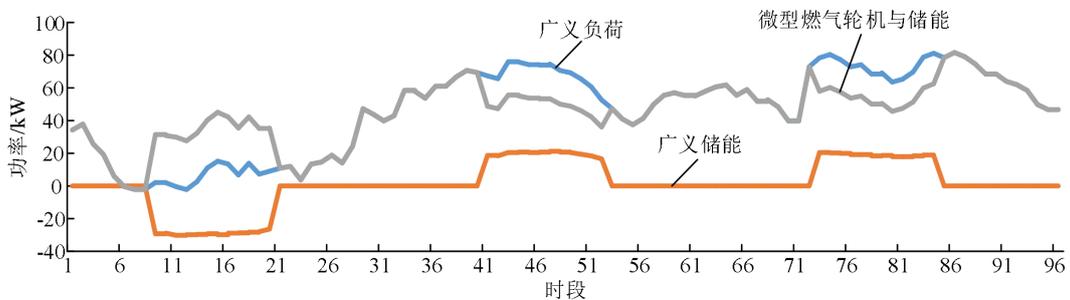


图 D1 场景 1 下的孤岛运行情况  
Fig.D1 Operation of island in Scene 1

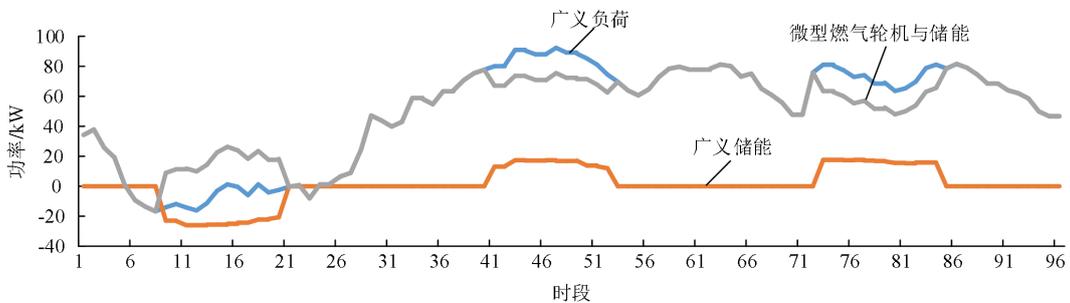


图 D2 场景 2 下的孤岛运行情况  
Fig.D2 Operation of island in Scene 2

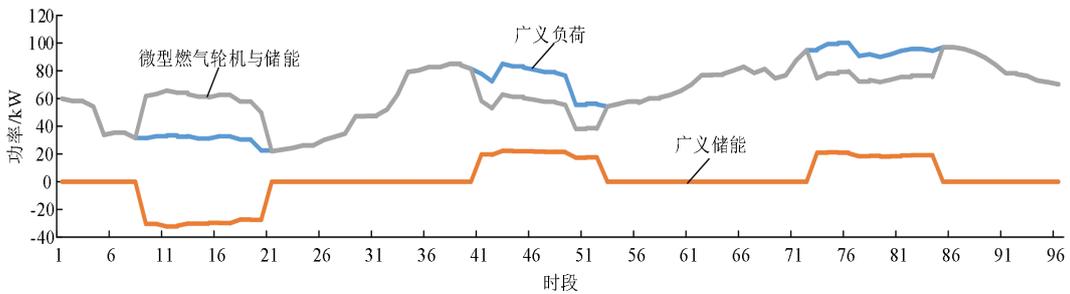


图 D3 场景 3 下的孤岛运行情况  
Fig.D3 Operation of island in Scene 3

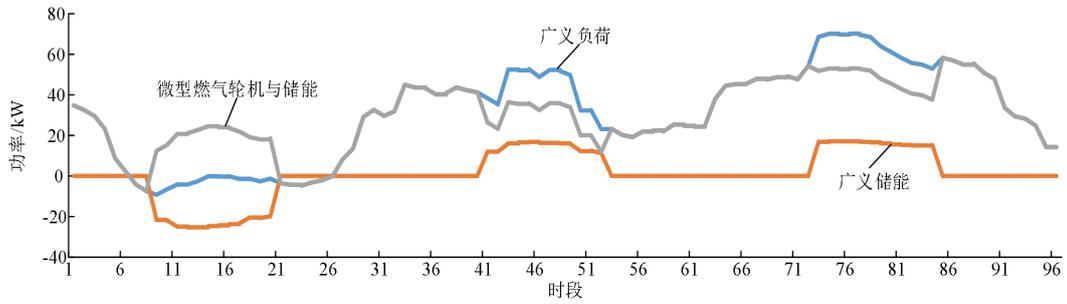


图 D4 场景 4 下的孤岛运行情况  
Fig.D4 Operation of island in Scene 4

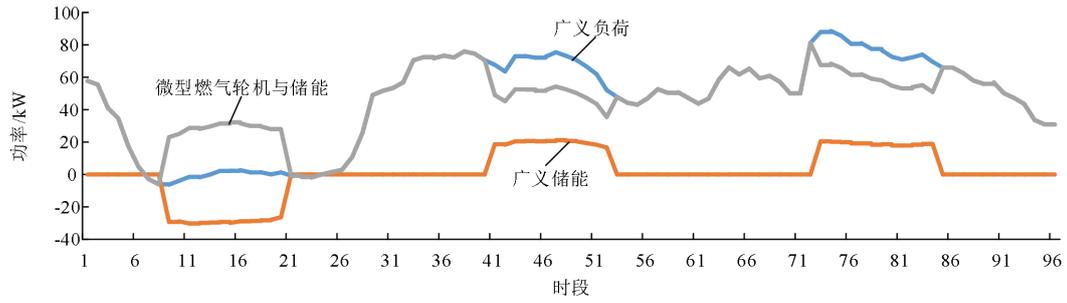


图 D5 场景 5 下的孤岛运行情况  
Fig.D5 Operation of island in Scene 5

## 附录 E

表 E1 不同妥协度下的规划方案对比

Table E1 Comparison of planning schemes with different degrees of compromise

$\beta_{C_{total}}$	$\beta_{f_{dis}}$	$\beta_{R_c}$	设备	安装节点	安装容量/kW	综合成本/万元	灵活性资源的不匹配度/(MW·h)	消纳量/(MW·h)	灵活性不足概率/%		消纳指标
									向上	向下	
0.5	0.3	0.3	微型燃气轮机	14	17	30.25	16.73	72.10	2	3	0.45
			光伏	15	11						
			风机	18	10						
			储能	18	13						
新建线路		14-17									
0.3	0.5	0.3	微型燃气轮机	14	12	27.7	18.54	75.21	7	8	0.47
			光伏	15	12						
			风机	18	10						
			储能	18	12						
新建线路		14-17									
0.3	0.3	0.5	微型燃气轮机	14	18	27.4	17.33	71.94	4	4	0.39
			光伏	15	10						
			风机	18	12						
			储能	18	10						
新建线路		—									