

DOI:10.13296/j.1001-1609.hva.2024.10.007

## 不同光伏渗透率下考虑需求响应的配电网储能双层规划

周燕<sup>1</sup>, 刘卫民<sup>1</sup>, 陈帆<sup>1</sup>, 贾梦青<sup>1</sup>, 王静<sup>2</sup>, 周杰<sup>3</sup>, 徐文韬<sup>3</sup>

(1. 国网洛阳供电公司, 河南 洛阳 471000; 2. 上海海洋大学信息学院, 上海 201306; 3. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090)

**摘要:** 为应对分布式光伏大规模接入配电网造成的净负荷波动问题, 提出一种考虑需求响应的储能双层规划方法。首先, 分析配电网在不同光伏渗透率下的灵活性需求以及各类灵活性资源的运行特性。其次, 通过主成分分析法和分层聚类算法得到典型光—荷场景。然后, 建立考虑需求响应的配电网储能双层规划模型, 其中上层规划层以综合成本最小为目标优化储能的规划方案; 下层运行层以运行成本最小为优化目标, 考虑储能、价格型需求响应以及可中断负荷等可调控对象, 制定各典型场景下的配电网运行策略。同时, 为有效求解双层规划模型, 采用上下层关联统一的方法将双层模型转换为单层模型, 再通过调用Gurobi求解器进行求解。最后, 基于IEEE33节点系统对配电网不同光伏渗透率条件下进行算例分析, 验证所提方法的有效性。

**关键词:** 渗透率; 需求响应; 双层规划; 分布式光伏; 储能

### Bi-level Planning of Energy Storage in Distribution Network Considering Demand Response Under Different Penetration Rates of Photovoltaic

ZHOU Yan<sup>1</sup>, LIU Weimin<sup>1</sup>, CHEN Fan<sup>1</sup>, JIA Mengqing<sup>1</sup>, WANG Jing<sup>2</sup>, ZHOU Jie<sup>3</sup>, XU Wentao<sup>3</sup>

(1. State Grid Luoyang Power Supply Company, Henan Luoyang 471000, China; 2. College of Information Technology, Shanghai Ocean University, Shanghai 201306, China; 3. Department of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

**Abstract:** In order to deal with the problem of net load fluctuation due to access of large-scale distributed PV to the distribution network, a kind of bi-level energy storage planning method considering demand response is proposed. Firstly, the flexibility requirements of distribution network under different photovoltaic permeability and the operation characteristics of various flexibility resources are analyzed. Then, the typical scenarios of distributed photovoltaic and load are obtained by principal component analysis method and hierarchical clustering algorithm. After that, a bi-level planning model for distribution network energy storage considering demand response is set up. The upper planning layer optimizes the energy storage planning scheme with the goal of minimizing the comprehensive cost. The lower operating layer minimizes the operating cost target, and considers the controllable objects such as energy storage, price-based demand response and interruptible load to solve the operation strategy of each typical scenarios. At the same time, for effectively solving the bi-level planning model, the double-layer model is converted into a single-layer model by using the approach of upper and lower level correlation and solved by Gurobi solver. Finally, the IEEE33 node system is used to analyze the different photovoltaic permeability of the distribution network and the effectiveness of the proposed method is verified.

**Key words:** permeability; demand response; bi-level planning; distributed photovoltaic; energy storage system

收稿日期: 2024-04-21; 修回日期: 2024-06-19

基金项目: 国网河南省电力公司科技项目(5217A0230002)。

Project Supported by Science and Technology Project of State Grid Henan Electric Power Company(5217A0230002).

## 0 引言

为助力实现“双碳”目标,分布式光伏因其可持续、低污染等优点将大规模接入配电网<sup>[1-9]</sup>。然而负荷与光伏出力的时序不匹配导致配电网净负荷大幅波动,造成严重的弃光、切负荷现象<sup>[10]</sup>。储能系统(energy storage system, ESS)和需求侧响应负荷是配电网内重要的可调控资源,对其进行合理的配置和调控能够降低负荷峰值,促进新能源消纳,确保配电网的安全可靠运行<sup>[11-15]</sup>。

目前,国内外学者已对ESS优化配置问题展开一定的研究。在典型场景的选取方面,文[10]采用X-means方法分别对光伏和负荷数据进行聚类,并通过随机排列得到光荷联合场景;文[16-17]采用K-means算法建立配电网中分布式电源和负荷的典型场景集合;文[18]采用蒙特卡洛抽样生成大量源荷场景,再采用K-means算法进行场景缩减;文[19]采用改进模糊C均值聚类算法生成风—光—荷时序场景。然而采用K-means或其改进算法,聚类难度会随样本数的增加而增大,且需要预先规定聚类数。

配电网储能规划通常被认为是考虑配置和运行相耦合的双层模型求解问题。在储能规划模型构建上,文[20]结合储能运行策略建立考虑配电网经济性和电压质量的双层优化模型;文[21]建立基于误差场景模拟法的配电网储能双目标优化规划模型,采用基于 $\epsilon$ 约束法对模型进行求解;文[22]基于不同时间尺度的配电网运行控制,考虑配电网储能规划与运行策略间的互相影响,建立配电网储能两层规划模型;文[23]计及可中断负荷响应措施,统筹配电网内源—网—荷—储各类资源,建立了主动配电网双层规划模型;文[24]以主动配电网中分布式能源的最小波动率和最小负荷短缺率为优化目标,考虑可中断负荷的电力补偿成本,实现需求响应与ESS的联合规划;文[25]提出考虑需求侧响应的配电网无功规划方法,具有较好的经济性和实用性。在模型的求解上,上述大部分文献采用智能算法对双层模型进行分开求解,通过上下层不断循环迭代来求解模型。然而这种方法可能导致上层的收敛性变差且求解时间较长。

综上所述,文中首先基于光伏渗透率来分析配电网的灵活性,并对储能装置、可中断负荷以及上级主网进行灵活性调节能力建模;其次通过主成分分析法对大量历史光荷数据进行降维,并采用分层聚类算法得到典型光荷场景;然后建立考虑可中断负荷和价格型需求侧响应的储能双层规划模型,并

通过对模型上、下层进行关联建模,将其转换为单层模型进行求解;最后以IEEE33节点配电系统为例,验证所提规划方法的有效性。

## 1 配电网灵活性分析及灵活性资源

### 1.1 配电网灵活性分析

分布式电源(distributed generation, DG)渗透率指DG装机容量与负荷峰值的比率<sup>[26]</sup>,对于高渗透光伏配电网而言,其净负荷呈现“鸭型曲线”<sup>[27]</sup>。且随着渗透率的提高,净负荷波动加剧,影响配电网的安全和稳定,需配备更多的灵活性资源。为分析不同光伏渗透率对配电网的影响,以某典型日负荷曲线为基础,逐步加大DG渗透率即将分布式光伏逐步接入配电网的预安装节点,得到不同光伏渗透率下净负荷曲线见图1。

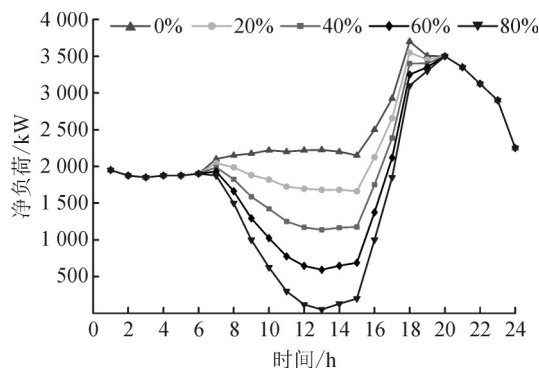


图1 不同光伏渗透率下净负荷曲线

Fig. 1 Net load curve under different PV permeability

通过图1可知,随着配电网光伏渗透率的逐渐提高,其净负荷曲线具有如下特点。

1)配电网的净负荷低谷从以往的单一夜间时段变为午间光伏大发时段和夜间时段的双低谷。而且随着配电网光伏渗透率的不断提高,波谷越来越深。若继续增加光伏的装机容量,将可能出现净负荷为负数的情况,即部分时刻光伏的出力高于负荷。若不采取相应的措施吸收多余的光伏出力,将造成严重的弃光现象。

2)随着配电网光伏渗透率的逐渐提高,配电网净负荷波动更加剧烈,净负荷小时级变化量增大,可能出现配电网灵活性不足的现象。

3)在8:00-13:00,由于光伏出力的增加,净负荷在此期间持续下降,在此期间配电网可能因灵活性不足出现弃光现象;在13:00-18:00,由于光伏出力逐渐减小,同时在此期间负荷需求较大,净负荷持续上升,配电网可能出现切负荷现象。

### 1.2 配电网灵活性资源

配电网灵活性的供给主要来自各节点的储能

装置、需求侧的可中断负荷以及上级主网等灵活性资源。储能、可中断负荷以及主网的灵活性调节能力的计算公式为<sup>[28]</sup>:

$$\begin{cases} F_{\text{ESS},i,t}^+ = \min\{P_{\text{ESS},i} - P_{i,t}^{\text{ESS}}, (E_{i,t}^{\text{ESS}} - E_{\min,i}^{\text{ESS}})\eta\} \\ F_{\text{ESS},i,t}^- = \min\{P_{\text{ESS},i} + P_{i,t}^{\text{ESS}}, (E_{\text{ESS},i} - E_{i,t}^{\text{ESS}})/\eta\} \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} F_{\text{CL},j,t}^+ = (1 - v_{j,t-1})v_{j,t}P_{j,t}^{\text{CL}} \\ F_{\text{CL},j,t}^- = (1 - v_{j,t})v_{j,t-1}P_{j,t-1}^{\text{CL}} \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} F_{\text{grid},t}^+ = \min\{\Delta P_{\text{grid,max}}, P_{\text{grid,max}} - P_t^{\text{grid}}\} \\ F_{\text{grid},t}^- = \min\{\Delta P_{\text{grid,max}}, P_t^{\text{grid}}\} \end{cases} \quad (3)$$

式(1)-(3)中:  $F_{\text{ESS},i,t}^+$ 、 $F_{\text{ESS},i,t}^-$  分别为节点  $i$  处 ESS 在  $t$  时刻的向上、下调节能力;  $P_{\text{ESS},i}$ 、 $E_{\text{ESS},i}$  分别为节点  $i$  处 ESS 的额定功率和额定容量;  $P_{i,t}^{\text{ESS}}$  为节点  $i$  处 ESS 在  $t$  时刻的功率;  $E_{i,t}^{\text{ESS}}$  为节点  $i$  处 ESS 在  $t$  时刻储存电量;  $E_{\min,i}^{\text{ESS}}$  为节点  $i$  处 ESS 电量的下限;  $\eta$  为 ESS 的充放电效率;  $F_{\text{CL},j,t}^+$ 、 $F_{\text{CL},j,t}^-$  分别为节点  $j$  处可中断负荷在  $t$  时刻提供的向上、下调节能力;  $v_{j,t}$  为节点  $j$  处可中断负荷在  $t$  时刻的中断情况, 中断为 1, 反之为 0;  $P_{j,t}^{\text{CL}}$  为节点  $j$  处可中断负荷在  $t$  时刻的中断量;  $F_{\text{grid},t}^+$ 、 $F_{\text{grid},t}^-$  分别为上级电网在  $t$  时段提供的向上、下调节能力;  $\Delta P_{\text{grid,max}}$  为上级主网的最大爬坡功率;  $P_{\text{grid,max}}$  为上级主网的最大传输功率;  $P_t^{\text{grid}}$  为主网在  $t$  时刻传输的有功功率。

## 2 典型场景构建

针对负荷和光伏出力的不确定性, 可采用场景分析法进行处理, 将不确定性场景转化为确定性场景。为此, 文中首先基于主成分分析法对历史光荷数据进行数据降维, 并采用分层聚类<sup>[29]</sup>算法缩减得到典型场景。

### 2.1 基于主成分分析法的数据降维

当光荷场景数量较多时, 难以直接对历史数据进行聚类得到典型场景。主成分分析法(principal component analysis, PCA)是用于降维的一种数据分析方法, 可以通过提取主成分的特征数据实现数据的降维。因此文中首先对光荷数据进行降维, 简化数据结构以提高聚类效率。通过收集得到某地区  $m$  个  $n$  维光荷历史出力数据, 采用 PCA 对  $m \times n$  维历史样本矩阵  $\mathbf{X}$  进行降维, 具体操作步骤如下。

1) 对矩阵  $\mathbf{X}$  去中心化得到新矩阵  $\mathbf{X}^*$ :

$$\mathbf{X}^* = \begin{bmatrix} X_{11} - \bar{X}_1 & X_{12} - \bar{X}_2 & \cdots & X_{1n} - \bar{X}_n \\ X_{21} - \bar{X}_1 & X_{22} - \bar{X}_2 & \cdots & X_{2n} - \bar{X}_n \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ X_{m1} - \bar{X}_1 & X_{m2} - \bar{X}_2 & \cdots & X_{mn} - \bar{X}_n \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$\bar{X}_i = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m X_{ji} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5)$$

2) 计算矩阵  $\mathbf{X}^*$  的协方差矩阵  $\mathbf{R}$ 。

3) 对协方差矩阵  $\mathbf{R}$  进行特征分解, 得到特征值  $\lambda_k$  及对应的特征向量  $\mathbf{v}_k$ , 即  $\mathbf{R}\mathbf{v}_k = \lambda_k \mathbf{v}_k$ 。

4) 将特征向量按对应特征值从左到右按列降序排列成矩阵, 根据特征值的大小, 选择要保留的主成分数量  $k$ , 取前  $k$  列组成矩阵  $\mathbf{W}$ 。

5) 通过  $\mathbf{Y} = \mathbf{X}\mathbf{W}$  计算降维到  $k$  维后的样本特征。

通过主成分分析法将历史光荷数据进行降维, 特征保留程度指标数值越大说明降维后的主成分分量保留的光荷数据内部信息越充分。

### 2.2 基于分层聚类算法的典型场景构建

常用的 K-means 聚类算法虽然简单且易于理解和实现, 但其受异常值的影响大, 对初始选值敏感。分层聚类在距离和规则的相似度上容易定义, 限制少, 不需要预先规定聚类数, 生成的树状结构图能可视化聚类结果, 助于直观地理解数据的聚类结构。

对历史样本  $\mathbf{X}$  降维得到  $m \times k$  维矩阵  $\mathbf{Y}$

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_1 \\ \mathbf{Y}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{Y}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1k} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{m1} & Y_{m2} & \cdots & Y_{mk} \end{bmatrix} \quad (6)$$

为减小后续求解规划模型的难度, 对降维后的样本矩阵  $\mathbf{Y}$  进行分层聚类, 具体操作步骤如下。

1) 将每个样本作为一类,  $m$  个样本组成  $m$  类, 每类记为  $G_i^{(1)} (i = 1, 2, \dots, m)$ 。

2) 计算样本矩阵中任意两个样本间的距离

$$d_{ij} = \sqrt{\sum_{u=1}^k (Y_{iu} - Y_{ju})^2} \quad (7)$$

3) 计算所有样本类间的距离

$$D_{ab}^{(1)} = \sqrt{\frac{1}{n_a n_b} \sum_{n \in G_a^{(1)}, m \in G_b^{(1)}} d_{ij}^2} \quad (8)$$

式(8)中:  $n_a$ 、 $n_b$  分别为类  $G_a^{(1)}$ 、 $G_b^{(1)}$  中的样本数;  $D_{ab}^{(k)}$  为第  $k$  次迭代过程样本  $a$  与样本  $b$  之间的距离。

4) 找出距离最近的两个类并将其归为一类, 更新样本类别及每类样本个数。

5) 重新计算新样本类的距离矩阵。

6) 样本类数量减 1。

步骤 3) 至步骤 6) 为一次完整的迭代过程。每完成一次迭代最相似的两个样本类归为一类, 此时类别

数减1,并在此基础上进行下一次迭代,直至所有样本归为一类或达到指定类别数目。分层聚类树状图见图2,为方便描述对部分图形进行编号,无实际含义。

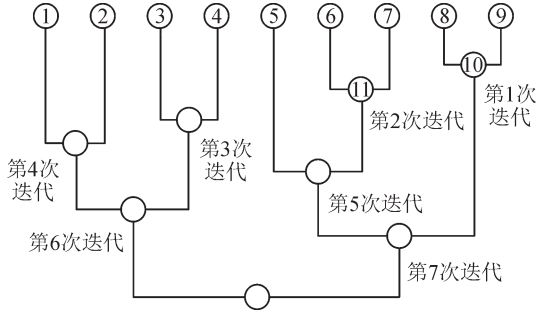


图2 分层聚类树状图

Fig. 2 Hierarchical clustering tree

从图2可以看出:9个样本各自为一类,分别叫为类1至类9,总共9类。在第1次迭代过程中计算各类之间的距离,得类8与类9最为接近合并为一类,记为类10。此时类别数变为8类,有类1至类7和类10。在第2次迭代在第1次迭代结果基础上进行,重新计算各类之间的距离,得类6与类7最为接近合并为一类,记为类11。以此类推,直至所有样本归为一类或达到指定类别数目。

采用主成分分析和分层聚类算法得到光荷典型场景及其概率,如式(9)所示

$$\Phi = \{p_s, [B_{PV,s}, B_{L,s}] | s = 1, 2, \dots, N_s\} \quad (9)$$

式(9)中:  $p_s$  为典型场景  $s$  发生的概率;  $B_{PV,s}$ 、 $B_{L,s}$  分别为典型场景  $s$  中光伏和负荷的出力;  $N_s$  为典型场景的个数。

### 3 需求响应模型

需求响应指用户通过价格信息或者激励机制调整其用电方式。文中考虑价格型需求响应与激励性需求响应中的可中断负荷。

#### 3.1 价格型需求响应模型

价格型需求响应通过电价来影响用户用电方式,能够削峰填谷,促进光伏消纳以及提高配电网的稳定性<sup>[30]</sup>。用户对电价的响应程度通常采用需求弹性系数描述

$$\begin{cases} e_{ii} = \frac{\Delta q_i / q_i^0}{\Delta c_i / c_i^0} \\ e_{ij} = \frac{\Delta q_i / q_i^0}{\Delta c_j / c_j^0} \end{cases} \quad (10)$$

式(10)中

$$\begin{cases} \Delta q_i = q_i - q_i^0 \\ \Delta c_i = c_i - c_i^0 \\ \Delta c_j = c_j - c_j^0 \end{cases} \quad (11)$$

式(10)、(11)中:  $e_{ii}$  为自弹性系数;  $e_{ij}$  为互弹性系数;  $c_i^0$ 、 $c_j^0$  分别为实施需求响应前第  $i$ 、 $j$  时刻的电价;  $c_i$ 、 $c_j$  分别为实施需求响应后第  $i$ 、 $j$  时刻的电价;  $q_i^0$ 、 $q_i$  分别为电价响应前后的用电量。

将一天分为24 h,则弹性系数矩阵  $E$  表示为

$$E = \begin{bmatrix} e_{1,1} & e_{1,2} & \cdots & e_{1,24} \\ e_{2,1} & e_{2,2} & \cdots & e_{2,24} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ e_{24,1} & e_{24,2} & \cdots & e_{24,24} \end{bmatrix} \quad (12)$$

电价变化后电量变化矩阵表示为

$$\begin{bmatrix} \Delta q_1 / q_1^0 \\ \Delta q_2 / q_2^0 \\ \vdots \\ \Delta q_{24} / q_{24}^0 \end{bmatrix} = E \times \begin{bmatrix} \Delta c_1 / c_1^0 \\ \Delta c_2 / c_2^0 \\ \vdots \\ \Delta c_{24} / c_{24}^0 \end{bmatrix} \quad (13)$$

电价变化后用户电量变化量为

$$\Delta q_i = q_i^0 \sum_{j=1}^{24} e_{ij} \cdot \Delta c_j / c_j^0 \quad i = 1, 2, \dots, 24 \quad (14)$$

电价变化后用户电量为

$$q_i = q_i^0 + \Delta q_i = q_i^0 \sum_{j=1}^{24} e_{ij} \cdot \Delta c_j / c_j^0 \quad i = 1, 2, \dots, 24 \quad (15)$$

#### 3.2 可中断负荷响应模型

激励型需求响应仅考虑可中断负荷。可中断负荷主要针对大工业用户,可在负荷峰值或系统出现故障的情况下响应调度部门的信号请求,减少或中断部分负荷。其响应特性见式(16)–(18)。

1)中断容量约束

$$P_{i,\min}^{\text{CL}} \leq P_{i,t}^{\text{CL}} \leq P_{i,\max}^{\text{CL}} \quad (16)$$

式(16)中,  $P_{i,\max}^{\text{CL}}$ 、 $P_{i,\min}^{\text{CL}}$  分别为节点  $i$  处可中断负荷中断容量上、下限。

2)中断次数约束

$$\sum_{t=1}^T (1 - v_{i,t-1}) v_{i,t} \leq N_{\text{CL}} \quad (17)$$

式(17)中,  $N_{\text{CL}}$  为在一个周期内可中断负荷的最大可中断次数。

3)最大中断时间约束

$$\sum_{t=k}^{k+T_{i,\max}^{\text{CL}}} v_{i,t} \leq T_{i,\max}^{\text{CL}} \quad k = 1, 2, \dots, T - T_{i,\max}^{\text{CL}} \quad (18)$$

式(18)中,  $T_{i,\max}^{\text{CL}}$  为节点  $i$  处可中断负荷的最大中断时间。

### 4 配电网储能双层规划

传统配电网规划在不考虑运行的情况下,因过于关注单一的运行场景导致设备利用率低、投资冗余。因此在规划中应考虑多场景以及运行策略。由于配电网规划—运行双层优化的建模思路具有

分层的特点,同时分层模型可以清晰地描述规划层及运行层的优化内容。文中上层规划层以最小化配电网综合成本为目标优化储能的规划方案,并将规划方案传递给下层;下层运行层在给定规划方案上,以最小化运行成本目标,综合考虑分布式光伏、储能、需求侧响应等可调控手段制定典型场景下的运行策略,并将下层的优化结果反馈给上层,从而进一步指导制定最佳的规划方案。储能双层规划模型结构框图见图3。

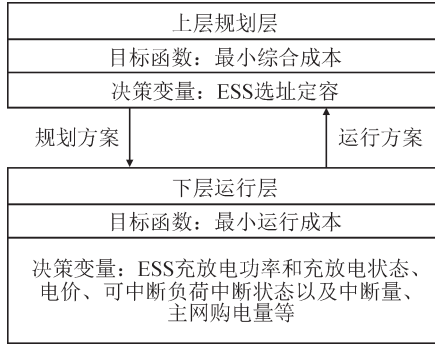


图3 双层规划模型

Fig. 3 Bi-level planning model

#### 4.1 上层规划层

##### 4.1.1 目标函数

$$\min C_{\text{Total}} = C_1 + C_0 \quad (19)$$

式(19)中:  $C_{\text{Total}}$  为配电网综合成本;  $C_1$  为ESS投资成本;  $C_0$  为配电网运行成本。

##### 1) 储能投资成本

$$C_1 = \sum_{i \in \Omega^{\text{ESS}}} (c_e E_{\text{ESS},i} + c_p P_{\text{ESS},i}) \quad (20)$$

式(20)中:  $\Omega^{\text{ESS}}$  为ESS待安装节点集合;  $c_e$ 、 $c_p$  分别为ESS单位容量和功率成本;  $E_{\text{ESS},i}$ 、 $P_{\text{ESS},i}$  分别为ESS在节点  $i$  处安装的额定容量和额定功率。

##### 2) 配电网运行成本

$$\begin{cases} C_0 = C_{\text{ESS}}^0 + C_{\text{Loss}} + C_{\text{CL}} + C_{\text{Grid}} + C_{\text{FL}} \\ C_{\text{ESS}}^0 = c_{\text{ess}}^0 N \sum_{s \in \Phi} \sum_{i \in \Omega^{\text{ESS}}} \sum_{t=1}^T p_s |P_{i,s,t}^{\text{ESS}}| \\ C_{\text{Loss}} = c_{\text{loss}} N \sum_{s \in \Phi} \sum_{ij \in \Omega^{\text{Line}}} \sum_{t=1}^T p_s P_{ij,s,t}^{\text{loss}} \\ C_{\text{CL}} = c_{\text{cl}} N \sum_{s \in \Phi} \sum_{i \in \Omega^{\text{CL}}} \sum_{t=1}^T p_s P_{i,s,t}^{\text{CL}} \\ C_{\text{Grid}} = N \sum_{s \in \Phi} \sum_{t=1}^T p_s c_{s,t}^{\text{grid}} P_{s,t}^{\text{grid}} \\ C_{\text{FL}} = N \sum_{s \in \Phi} \sum_{t=1}^T p_s (c_{\text{up}} W_{s,t}^{\text{up}} + c_{\text{down}} W_{s,t}^{\text{down}}) \\ C_{\text{Carbon}} = c_{\text{carbon}} N \sum_{s \in \Phi} \sum_{t=1}^T p_s \gamma_{\text{grid}} P_{s,t}^{\text{grid}} \end{cases} \quad (21)$$

式(21)中:  $C_{\text{ESS}}^0$ 、 $C_{\text{Loss}}$ 、 $C_{\text{CL}}$ 、 $C_{\text{Grid}}$ 、 $C_{\text{FL}}$ 、 $C_{\text{Carbon}}$  分别为储能运行维护成本、网损成本、可中断负荷

响应成本、购电成本、灵活性不足惩罚成本和碳排放惩罚成本;  $c_{\text{ess}}^0$  为ESS单位充放电量成本;  $N$  为配电网一年内的运行天数,取365天;  $\Phi$  为典型运行场景集;  $p_s$  为场景  $s$  出现概率;  $P_{i,s,t}^{\text{ESS}}$  为节点  $i$  处ESS在场景  $s$  中  $t$  时刻的充放电功率;  $c_{\text{loss}}$  为单位网损成本;  $P_{ij,s,t}^{\text{loss}}$  为线路  $ij$  在场景  $s$  中  $t$  时刻的有功损耗;  $\Omega^{\text{Line}}$  为线路集合;  $c_{\text{cl}}$  为可中断负荷单位成本;  $\Omega^{\text{CL}}$  为可中断负荷节点集合;  $P_{i,s,t}^{\text{CL}}$  为节点  $i$  处可中断负荷在场景  $s$  中  $t$  时刻的中断量;  $c_{s,t}^{\text{grid}}$  为场景  $s$  中  $t$  时段的购电价格,为分时电价;  $P_{s,t}^{\text{grid}}$  为场景  $s$  中  $t$  时刻的向上级电网的购电量;  $c_{\text{up}}$ 、 $c_{\text{down}}$  分别为向上、下灵活性不足惩罚系数;  $W_{s,t}^{\text{up}}$ 、 $W_{s,t}^{\text{down}}$  分别为场景  $s$  中  $t$  时刻的切负荷量和弃光量;  $c_{\text{carbon}}$  为碳排放单位惩罚成本;  $\gamma_{\text{grid}}$  为上级电网单位碳排放强度。

#### 4.1.2 约束条件

##### 1) ESS待安装节点安装约束

$$\begin{cases} P_{\text{ESS},\min} \leq P_{\text{ESS},i} \leq P_{\text{ESS},\max} \\ E_{\text{ESS},\min} \leq E_{\text{ESS},i} \leq E_{\text{ESS},\max} \end{cases} \quad (22)$$

式(22)中:  $P_{\text{ESS},\max}$ 、 $P_{\text{ESS},\min}$  分别为待规划ESS额定功率的上、下限;  $E_{\text{ESS},\max}$ 、 $E_{\text{ESS},\min}$  分别为待规划ESS额定容量的上、下限。

2) 光伏渗透率约束。为分析配电网在不同光伏渗透率下运行状况,对光伏渗透率进行约束。通过对模型的求解得到不同渗透率下的储能规划方案和运行状况,为地区应对分布式光伏的逐步推进做一定的指导作用。

$$\sum_{i \in \Omega^{\text{PV}}} S_i^{\text{PV}} = \alpha S_{\max}^{\text{L}} \quad (23)$$

式(23)中:  $\Omega^{\text{PV}}$  为分布式光伏的安装节点;  $S_i^{\text{PV}}$  为节点  $i$  处分布式光伏的装机容量;  $\alpha$  为光伏渗透率;  $S_{\max}^{\text{L}}$  为负荷峰值。

#### 4.2 下层运行层

下层运行层以最小化运行成本目标,见式(24),以ESS充放单功率、可中断负荷的中断情况以及电价等作为决策变量建立优化模型。

$$\min C_0 = C_{\text{ESS}}^0 + C_{\text{Loss}} + C_{\text{CL}} + C_{\text{Grid}} + C_{\text{FL}} \quad (24)$$

约束条件如下。

##### 1) ESS运行约束

$$\begin{cases} |P_{i,s,t}^{\text{ESS}}| \leq P_{\text{ESS},i} \\ (SOC_{i,s,t} - SOC_{i,s,t+1}) E_{\text{ESS},i} = \begin{cases} \eta P_{i,s,t}^{\text{ESS}} & P_{i,s,t}^{\text{ESS}} < 0 \\ \frac{P_{i,s,t}^{\text{ESS}}}{\eta} & P_{i,s,t}^{\text{ESS}} \geq 0 \end{cases} \\ SOC_{i,s,0} = SOC_{i,s,24} \\ SOC_{i,\min} \leq SOC_{i,s,t} \leq SOC_{i,\max} \end{cases} \quad (25)$$

式(25)中:  $SOC_{i,s,t}$ 、 $SOC_{i,s,t+1}$  分别为节点  $i$  处 ESS 在场景  $s$  中  $t$ 、 $t+1$  时刻的荷电状态;  $SOC_{i,s,0}$ 、 $SOC_{i,s,24}$  分别为节点  $i$  处 ESS 在场景  $s$  中运行周期始、末的荷电状态;  $SOC_{i,\max}$ 、 $SOC_{i,\min}$  分别为节点  $i$  处 ESS 荷电状态的上下限。

2) 价格型需求响应约束。价格型需求响应实施前后总负荷应当保持不变, 即

$$\sum_{t=1}^{24} (P_{s,t}^{\text{PDR,load}} - P_{s,t}^{\text{load}}) = 0 \quad (26)$$

式(26)中,  $P_{s,t}^{\text{load}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{PDR,load}}$  分别为价格型需求响应实施前、后场景  $s$  中  $t$  时刻配电网的总负荷。

为保证用户用电满意度, 加入用户满意度约束

$$m_s = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{24} |\Delta q_{i,s}|}{\sum_{i=1}^{24} q_{i,s}} \geq S_{\min} \quad (27)$$

式(27)中:  $S_{\min}$  为用户满意度最小值;  $\Delta q_{i,s}$  为在场景  $s$  中  $i$  时刻实施价格型需求响应后用户用电的变化量;  $q_{i,s}$  为在场景  $s$  中  $i$  时刻原本的用户用电量。

3) 可中断负荷约束。见式(16)–(18)。

4) 上级主网注入有功约束

$$\begin{cases} |P_{s,t+1}^{\text{grid}} - P_{s,t}^{\text{grid}}| \leq \Delta P_{\text{grid,max}} \\ 0 \leq P_{s,t}^{\text{grid}} \leq P_{\text{grid,max}} \end{cases} \quad (28)$$

式(28)中,  $P_{s,t}^{\text{grid}}$  为场景  $s$  中  $t$  时刻上级主网注入配电网的有功功率。

5) PV 运行约束

$$0 \leq P_{i,s,t}^{\text{PV}} \leq P_{i,s,t}^{\text{PV,max}} \cdot S_i^{\text{PV}} \quad (29)$$

式(29)中:  $P_{i,s,t}^{\text{PV}}$  为场景  $s$  中  $t$  时刻节点  $i$  处光伏的实际发电功率;  $P_{i,s,t}^{\text{PV,max}}$  为场景  $s$  中  $t$  时刻节点  $i$  处光伏单位容量的最大发电功率。

6) 潮流约束。将 DisFlow 潮流模型中非线性项进行二阶锥松弛转换<sup>[31]</sup>, 见式(30)–(33):

$$\begin{cases} \sum_{i \in AL(\cdot,j)} (P_{ij,s,t} - r_{ij} \tilde{I}_{ij,s,t}) = \sum_{k \in AL(j,\cdot)} P_{jk,s,t} + P_{j,s,t} \\ \sum_{i \in AL(\cdot,j)} (Q_{ij,s,t} - x_{ij} \tilde{I}_{ij,s,t}) = \sum_{k \in AL(j,\cdot)} Q_{jk,s,t} + Q_{j,s,t} \\ \tilde{U}_{j,s,t} = \tilde{U}_{i,s,t} - 2(r_{ij} P_{ij,s,t} + x_{ij} Q_{ij,s,t}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \tilde{I}_{ij,s,t} \end{cases} \quad (30)$$

$$\begin{cases} P_{j,s,t} = P_{j,s,t}^{\text{load}} + P_{j,s,t}^{\text{CL}} - P_{j,s,t}^{\text{grid}} - P_{j,s,t}^{\text{PV}} - P_{i,s,t}^{\text{ESS}} \\ Q_{j,s,t} = Q_{j,s,t}^{\text{load}} + Q_{j,s,t}^{\text{CL}} - Q_{j,s,t}^{\text{grid}} \end{cases} \quad (31)$$

$$\left\| \begin{bmatrix} 2P_{ij,s,t} \\ 2Q_{ij,s,t} \\ \tilde{I}_{ij,s,t} - \tilde{U}_{i,s,t} \end{bmatrix} \right\|_2 \leq \tilde{I}_{ij,s,t} + \tilde{U}_{i,s,t} \quad (32)$$

$$\begin{cases} \tilde{I}_{ij,s,t} = I_{ij,s,t}^2 \\ \tilde{U}_{i,s,t} = U_{i,s,t}^2 \end{cases} \quad (33)$$

式(30)–(33)中:  $AL(j,\cdot)$ 、 $AL(\cdot,j)$  分别为首端、末端节点为  $j$  的支路节点集合;  $P_{ij,s,t}$ 、 $Q_{ij,s,t}$  分别为线路  $ij$  在场景  $s$  中  $t$  时刻的有功、无功功率;  $r_{ij}$ 、 $x_{ij}$  分别为线路  $ij$  的电阻和电抗;  $P_{j,s,t}$ 、 $Q_{j,s,t}$  分别为场景  $s$  中  $t$  时刻注入节点  $j$  的有功和无功功率;  $P_{j,s,t}^{\text{load}}$ 、 $Q_{j,s,t}^{\text{load}}$  分别为场景  $s$  中  $t$  时刻节点  $j$  价格型需求响应后负荷的有功和无功功率;  $P_{j,s,t}^{\text{grid}}$ 、 $Q_{j,s,t}^{\text{grid}}$  分别为主网在场景  $s$  中  $t$  时刻注入节点  $j$  处的有功、无功功率;  $\tilde{I}_{ij,s,t}$  为线路  $ij$  在场景  $s$  中  $t$  时刻电流的平方;  $\tilde{U}_{i,s,t}$  为线路  $i$  在场景  $s$  中  $t$  时刻电压的平方。

7) 系统安全约束

$$\begin{cases} 0 \leq \tilde{I}_{ij,s,t} \leq I_{ij,\max}^2 \\ U_{i,\min}^2 \leq \tilde{U}_{i,s,t} \leq U_{i,\max}^2 \end{cases} \quad (34)$$

式(34)中:  $U_{i,\max}$ 、 $U_{i,\min}$  分别为节点  $i$  处电压的上、下限;  $I_{ij,\max}$  为线路  $ij$  的安全电流。

#### 4.3 双层模型转换

上述双层模型对规划层及运行层进行了单独建模。上层规划层将规划方案传递给下层运行层, 下层运行层在给定规划方案上进行优化调度并将结果反馈到上层模型, 通过上下层循环迭代求解储能双层规划模型。双层模型可由简化的公式(35)表示

$$\begin{cases} \min F = C_1 + C_0 \\ \text{s.t. } G(x_1) = 0 \\ H(x_1) \leq 0 \\ \min f = C_0 \\ \text{s.t. } g(x_1, x_0) = 0 \\ h(x_1, x_0) \leq 0 \end{cases} \quad (35)$$

式(35)中:  $F$ 、 $f$  分别为上、下层模型的目标函数;  $G(\cdot)$ 、 $g(\cdot)$  分别为上、下层模型的等式约束;  $H(\cdot)$ 、 $h(\cdot)$  分别为上、下层模型的不等式约束。具体内容均在上文中进行描述。

然而上下层循环迭代求解方法效率低且难以得到全局最优解。因此, 为有效求解双层模型, 文中通过对模型上下层进行关联建模将其转换为单层模型<sup>[32]</sup>, 具体操作过程为

$$\begin{cases} x_i^{\text{ESS}} P_{\text{ESS,min}} \leq P_{\text{ESS},i} \leq x_i^{\text{ESS}} P_{\text{ESS,max}} \\ x_i^{\text{ESS}} E_{\text{ESS,min}} \leq E_{\text{ESS},i} \leq x_i^{\text{ESS}} E_{\text{ESS,max}} \end{cases} \quad (36)$$

式(36)中,  $x_i^{\text{ESS}}$  为 0~1 变量, 若在节点  $i$  处安装了 ESS 则为 1, 否则为 0。

通过式(36)将规划层的储能安装约束式(22)与储能运行约束式(25)联系起来, 其余的约束条件不

变。若  $x_i^{\text{ESS}}$  为0,即不安装ESS,  $P_{\text{ESS},i}$ 、 $E_{\text{ESS},i}$  都为0,充放电功率也为0。若  $x_i^{\text{ESS}}$  为1,通过式(36)限制了  $P_{\text{ESS},i}$ 、 $E_{\text{ESS},i}$  的上下限,并通过  $P_{\text{ESS},i}$ 、 $E_{\text{ESS},i}$  影响运行层的相关约束,如式(25)、(31)等。这等同于双层模型中上层将储能规划方案传递给下层,因此式(36)与下层模型的约束条件共同组成单层模型的约束条件。转换后的模型可由简化的公式(37)表示

$$\begin{cases} \min F_{\text{all}} = C_1 + C_0 \\ \text{s.t. } G_{\text{all}}(x_1) = 0 \\ H_{\text{all}}(x_1) \leq 0 \\ g_{\text{all}}(x_1, x_0) = 0 \\ h_{\text{all}}(x_1, x_0) \leq 0 \end{cases} \quad (37)$$

式(37)中,  $G(\cdot)$ 、 $g(\cdot)$ 、 $H(\cdot)$ 、 $h(\cdot)$  为转换后单层模型的约束条件。

转换后的模型存在部分非线性项,可直接调用Gurobi求解器对其进行求解<sup>[33]</sup>,或者先进行线性化处理之后再调用求解器进行求解。

## 5 算例分析

根据以上分析,所提配电网储能规划方法的步骤如下,流程图见图4。

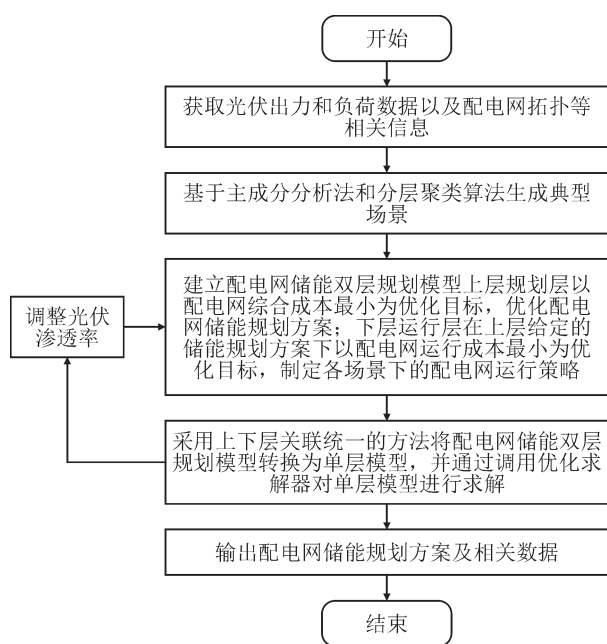


图4 整体流程图

Fig. 4 Overall flow chart

步骤1:收集历史光伏出力和负荷数据以及配电网储能规划模型相关参数。

步骤2:通过主成分分析法对历史光荷数据进行降维,并采用分层聚类算法得到典型光荷场景。

步骤3:建立配电网储能双层规划模型。上层规划层以综合成本最小为优化目标优化储能规划

方案;下层运行层以运行成本最小为优化目标制定典型场景下配电网运行策略。

步骤4:将配电网储能双层规划模型通过关联统一的方法转换为单层模型,并采用Gurobi求解器进行求解。

步骤5:调整光伏装机容量达到指定渗透率,并对其逐个求解。

步骤6:输出配电网储能规划方案以及其他相关数据结果,并对其进行分析和比较。

### 5.1 模型参数说明

为验证所提储能规划模型的有效性,在标准IEEE33节点配电系统<sup>[34]</sup>进行仿真验证。其中,在节点10、15、19、31处分批接入分布式光伏使配电网光伏渗透率分别达到40%、60%以及80%左右。在节点5、11、18、30处分别设置中断容量上限为40、50、60、70 kW的可中断负荷。配电网的拓扑结构见图5。

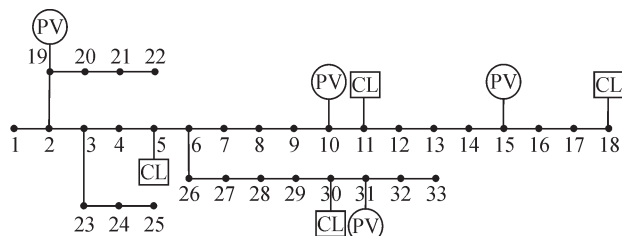


图5 IEEE33配电网拓扑图

Fig. 5 IEEE33 distribution network structure

IEEE33节点配电系统的基本负荷为3 715 kW + j2 300 kvar。在求解模型时需给定储能额定功率和额定容量的上下限,考虑到储能的成本以及调节能力,不宜设置过大或过小。为此设置ESS可安装节点总数为2~3个,待规划ESS的单个额定功率范围为[40, 100] kW,额定容量范围为[80, 500] kW·h,充放电效率为95%,初始荷电状态为0.2,荷电状态上、下限分别为0.9、0.1。单个ESS的相关参数可根据实际情况进行调整。

成本相关参数见表1,购电价格采用分时电价,见表2。价格弹性需求矩阵 $E$ 由自弹性系数和互弹性系数组成,见式(10)、(11)。可根据以往响应前后的负荷和电价数据,通过数学运算以及应用SPSS软件进行相关的参数估计以得到价格弹性需求矩阵<sup>[35]</sup>。为简便计算文中采用文[36]的价格需求弹性矩阵,见表3。

### 5.2 典型场景生成

文中使用某地区的历史光伏和负荷数据,采样时间间隔为1 h,日出力曲线共包含24个采样点。因此原始数据维数为48,即包括负荷和光伏出力的24 h数据。由于在高维空间中处理数据需花费更多

表 1 参数设定

Table 1 Parameter settings

| 参数                                    | 数值    |
|---------------------------------------|-------|
| 储能单位容量投资成本/[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]  | 1 270 |
| 储能单位功率投资成本/(元·kW <sup>-1</sup> )      | 1 650 |
| 储能单位运行维护成本/[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]  | 0.15  |
| 单位网络损耗成本/[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]    | 0.6   |
| 可中断负荷单位补偿成本/[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ] | 0.65  |
| 上级电网单位碳排放强度/[g·(kW·h) <sup>-1</sup> ] | 839   |
| 单位碳排放惩罚成本/(元·kg <sup>-1</sup> )       | 0.217 |
| 灵活性不足惩罚系数/[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]   | 10    |

表 2 分时电价

Table 2 Time-of-use electricity prices

| 划分  | 时段          | 价格/[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ] |
|-----|-------------|------------------------------|
| 峰时段 | 8:00-15:00  | 0.753                        |
|     | 18:00-22:00 |                              |
| 平时段 | 7:00-8:00   | 0.550                        |
|     | 15:00-18:00 |                              |
| 谷时段 | 22:00-24:00 | 0.350                        |
|     | 0:00-7:00   |                              |

表 3 价格需求弹性矩阵

Table 3 Price demand elasticity matrix

| 时段  | 峰时段    | 平时段    | 谷时段    |
|-----|--------|--------|--------|
| 峰时段 | -0.100 | 0.016  | 0.012  |
| 平时段 | 0.016  | -0.100 | 0.010  |
| 谷时段 | 0.012  | 0.01   | -0.100 |

的计算资源和时间,通过降维可以减少计算的复杂性。为此采用主成分分析法对历史光荷数据进行降维,保留维数与特征保留程度关系见图 6。

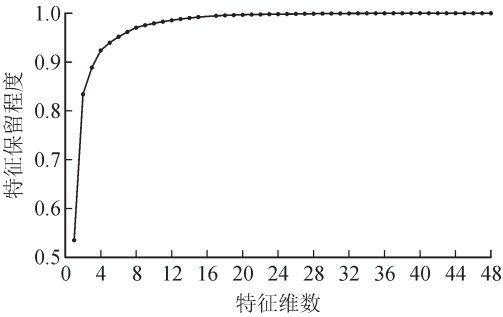


图 6 保留维数与特征保留程度关系

Fig. 6 Relationship between retention dimension and feature retention degree

由图 6 可知,随着特征维数的减少,样本特征保留程度减少。当特征维数取 14 维时,能够保留 99.03% 的样本信息,已足够支撑后续样本的缩减,故文中将特征维数取为 14,即将原始的光荷 48 维数据通过 PCA 将维数降为 14。再通过层次聚类算法对负荷、光伏数据进行聚类,得到光荷典型场景,见

图 7、8,各典型场景出现概率见表 4。

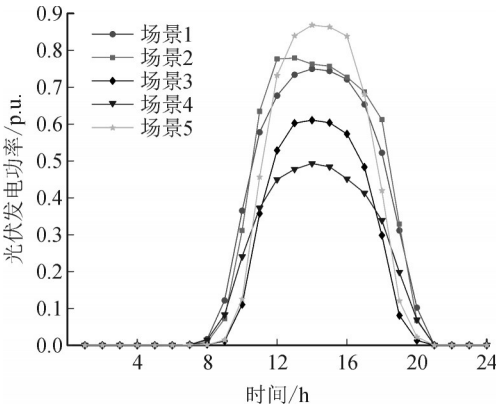


图 7 分布式光伏出力典型场景

Fig. 7 Typical scenarios of distributed photovoltaic output

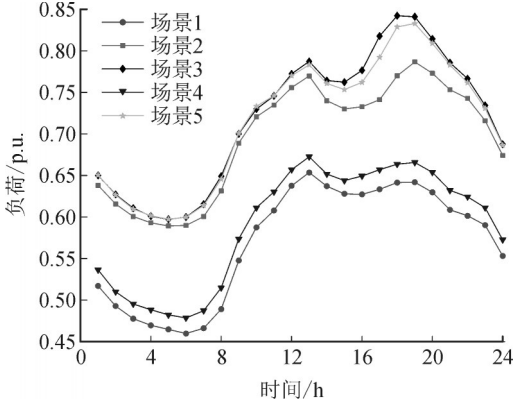


图 8 负荷典型场景

Fig. 8 Typical scenarios of the load

表 4 典型场景出现概率

Table 4 Probability of typical scenarios

| 场景   | 概率      |
|------|---------|
| 场景 1 | 0.252 1 |
| 场景 2 | 0.161 6 |
| 场景 3 | 0.235 6 |
| 场景 4 | 0.249 3 |
| 场景 5 | 0.101 4 |

### 5.3 算例设置及结果分析

为验证文中所提储能规划模型的经济性和有效性,对配电网在不同光伏渗透率情况下进行 ESS 优化配置;为更好地分析需求响应对 ESS 优化配置结果的影响,将考虑单种和多种需求响应与不考虑需求响应 3 种情况下对 ESS 进行优化配置。综上所述,设置以下 4 种方案进行对比分析。

1) 方案 1: 不考虑灵活性资源,计算光伏渗透率在 40%、60%、80% 情况下配电网各项成本。

2) 方案 2: 考虑 ESS 但不考虑需求响应负荷,计算光伏渗透率在 40%、60%、80% 情况下配电网各项成本以及 ESS 的规划方案。

3)方案3:综合考虑ESS与可中断负荷,通过求解双层规划模型得到光伏渗透率80%情况下配电网各项成本以及ESS的规划方案。

4)方案4:在方案3的基础上考虑价格型需求侧响应,通过求解双层规划模型得到光伏渗透率80%情况下配电网各项成本以及ESS的规划方案。

方案1和方案2求解得到ESS优化配置结果见表5,配电网各项成本见表6。由表6可知,随着分布式光伏渗透率的逐渐提高,方案1中配电网购电成本和碳排放惩罚成本在逐步下降。由此可见,增加光伏的装机容量能够助力实现双碳目标。然而由于光伏安装位置集中分布在设定的几个节点,且不允许逆向潮流的发生,导致出现弃光、切负荷的现象。配电网分布式光伏渗透率在40%、60%、80%情况下的灵活性不足惩罚成本分别为10.98、121.21、190.61万元,灵活性不足惩罚成本随光伏渗透率的提高而不断上升,配电网灵活性不足现象加剧,应当配备一定的灵活性资源来减少配电网的弃光、切负荷量。方案2中ESS投资成本随分布式光伏渗透率的提高不断增加,说明在高渗透率情况下需要配置更多的ESS来提高配电网的灵活性调节能力。与方案1相比,方案2增加了ESS投资成本,分别为33.56、106.75、152.12万元。但在配置ESS后,配电网的网损成本、购电成本、碳排放惩罚成本以及综合成本等都有所减少,其中综合成本分别减少

了4.53、4.13、30.74万元。灵活性不足惩罚成本分别减少了16.63、89.11、144.1万元,降低了88.27%、73.52%、75.60%。由此可见,配置ESS能够起到促进光伏消纳、减少网损的效果,提高了配电网灵活性以及经济性。由表5可知,3种光伏渗透率条件下储能的安装位置较为相似,主要配置在18、20、31节点附近,在额定容量和额定功率上有所不同。配电网的光伏装机容量及渗透率应当是逐渐增加的,若能得知未来一段时间内的配电网光伏渗透率的变化趋势,则可提前安排部署储能配置。配电网规划相关工作者可参考不同光伏渗透率下的储能规划结果,确定合适的ESS安装位置以及预留一定的安装空间,通过调整ESS的额定功率和额定容量来适应光伏渗透率的变化。

表5 方案2的ESS优化配置结果  
Table 5 ESS optimization configuration results for option 2

| 渗透率/% | 安装节点 | 额定容量/(kW·h) | 额定功率/kW |
|-------|------|-------------|---------|
| 40    | 18   | 80.00       | 40.00   |
|       | 32   | 80.35       | 40.00   |
|       | 18   | 84.51       | 40.00   |
| 60    | 20   | 191.18      | 46.07   |
|       | 31   | 372.24      | 62.20   |
|       | 17   | 147.76      | 40.00   |
| 80    | 21   | 424.49      | 79.97   |
|       | 32   | 376.75      | 71.56   |

表6 方案1和方案2的成本对比  
Table 6 Cost comparison between option 1 and 2

| 项目           | 方案1      |          |          | 方案2      |          |          |
|--------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|              | 40%      | 60%      | 80%      | 40%      | 60%      | 80%      |
| 投资成本/万元      | 0.00     | 0.00     | 0.00     | 33.56    | 106.75   | 152.12   |
| 网损成本/万元      | 69.55    | 90.53    | 142.12   | 60.83    | 82.56    | 127.99   |
| 购电成本/万元      | 1 265.14 | 1 181.96 | 1 152.91 | 1 252.22 | 1 163.85 | 1 123.74 |
| 灵活性不足惩罚成本/万元 | 18.84    | 121.21   | 190.61   | 2.21     | 32.10    | 46.51    |
| 碳排放惩罚成本/万元   | 389.59   | 368.17   | 360.55   | 387.24   | 364.62   | 354.22   |
| 综合成本/万元      | 1 743.13 | 1 761.91 | 1 846.19 | 1 738.60 | 1 757.78 | 1 815.45 |

方案1到方案4在光伏渗透率为80%的情况下各项成本计算结果见表7,ESS优化配置结果见表8。由表7可知,随着考虑的灵活性资源种类的增加,方案1至方案4的灵活性不足惩罚成本和综合成本逐步下降,方案2至方案4的ESS投资成本也逐渐减少。从规划结果来看,方案2在17、21、32节点配置ESS,方案3在17、21、32节点配置ESS,方案4在17、20和31节点配置ESS。3种方案下ESS的配置节点不同,所安装的额定容量和额定功率也不同。由于方案1未考虑灵活性资源,其网损成本、购

电成本、灵活性不足惩罚成本、碳排放惩罚成本和综合成本是4个方案中最高的,其中灵活性不足惩罚成本达190.61万元,具有较大的弃光量。方案2配置了ESS,需要152.12万元投资成本,但其余成本均有所下降。相较于方案2,方案3引入可中断负荷参与配电网的调度运行,虽然需要支付可中断负荷响应成本39.61万元,但其投资成本以及灵活性不足惩罚成本分别降低了5.77万元和7.08万元,综合成本降低了33.74万元,具有更好的经济性和灵活性。方案4在方案3的基础上引入了价格型需求侧

响应,进一步降低了储能投资成本、购电成本、灵活性不足惩罚成本等。其中灵活性不足惩罚成本最

低,为29.23万元。综上可知,在ESS规划中考虑需求响应负荷能够得到更加合理、经济的ESS规划方案。

表7 方案1-4的成本对比  
Table 7 Cost option between options 1-4

| 项目           | 方案1      | 方案2      | 方案3      | 方案4      |
|--------------|----------|----------|----------|----------|
| 投资成本/万元      | 0.00     | 152.12   | 146.35   | 140.43   |
| 网损成本/万元      | 142.12   | 127.99   | 125.79   | 125.75   |
| 购电成本/万元      | 1 152.91 | 1 123.74 | 1 077.35 | 1 065.07 |
| 灵活性不足惩罚成本/万元 | 190.61   | 46.51    | 39.43    | 29.23    |
| 碳排放惩罚成本/万元   | 360.55   | 354.22   | 342.58   | 331.93   |
| 可中断负荷响应成本/万元 | 0.00     | 0.00     | 39.61    | 40.39    |
| 综合成本/万元      | 1 846.19 | 1 815.45 | 1 781.71 | 1 726.07 |

表8 方案2-4的ESS优化配置结果  
Table 8 ESS optimization configuration results for option 2-4

| 方案 | 安装节点 | 额定容量/(kW·h) | 额定功率/kW |
|----|------|-------------|---------|
| 2  | 17   | 147.76      | 40.00   |
|    | 21   | 424.49      | 79.97   |
|    | 32   | 376.75      | 71.56   |
| 3  | 17   | 122.76      | 40.00   |
|    | 21   | 424.49      | 78.21   |
|    | 32   | 346.14      | 81.10   |
| 4  | 17   | 126.82      | 40.00   |
|    | 20   | 402.27      | 75.41   |
|    | 31   | 340.60      | 66.27   |

方案3在场景5的等效净负荷曲线见图9。曲线1为净负荷曲线,即总负荷减去总光伏出力得到的曲线图;曲线2为计及弃光的等效负荷曲线;曲线3为计及弃光和储能充放电的等效负荷曲线;曲线4为计及弃光、储能充放电和可中断负荷的等效负荷曲线。

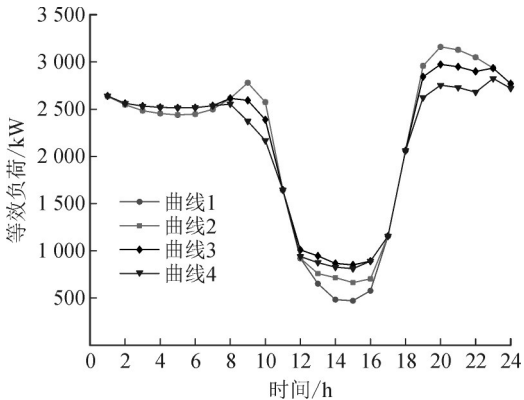


图9 方案2的等效负荷曲线图

Fig. 9 Equivalent load curve of option 2

从图9可以看出,只有在12~16光伏出力大发的时间段存在弃光现象,且场景5是所有场景中光

伏出力最高的,整体上弃光现象在可接受范围。通过曲线2与曲线3对比可知,通过调整储能的充放电功率能够平缓等效负荷曲线。计及可中断负荷响应后,曲线4进一步平滑了等效负荷曲线,整体上起到了削峰填谷的作用。

方案2和方案3在场景5的等效净负荷曲线见图10。曲线1为净负荷曲线;曲线2、3分别为方案2、3下的等效负荷曲线。

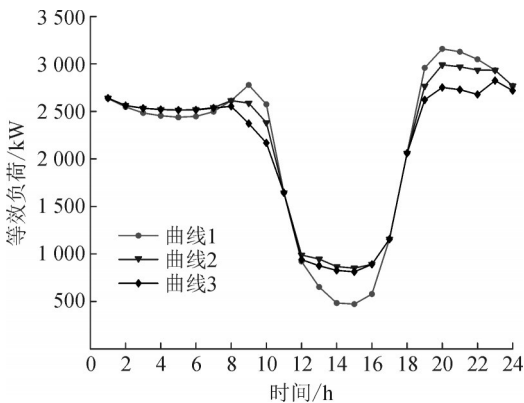


图10 方案2、3的等效负荷曲线图

Fig. 10 Equivalent load curve of option 2 and 3

从图10可以看出,与净负荷相比,方案2和方案3的等效负荷曲线具有较大的改善,储能和可中断负荷提供的灵活性调节能力能够平缓负荷波动。方案3下的等效负荷曲线小时级波动会稍小于方案2,在8~11光伏开始发出功率的时间段的效果稍明显,等效负荷从高点到低点的过程更加平滑。

5.4 双层求解算法对比

为验证所提上下层关联统一求解方法的优越性,采用该领域广泛使用的粒子群算法和二阶锥规划相结合的混合优化算法迭代求解该双层规划模型作为对比,其流程图见图11。

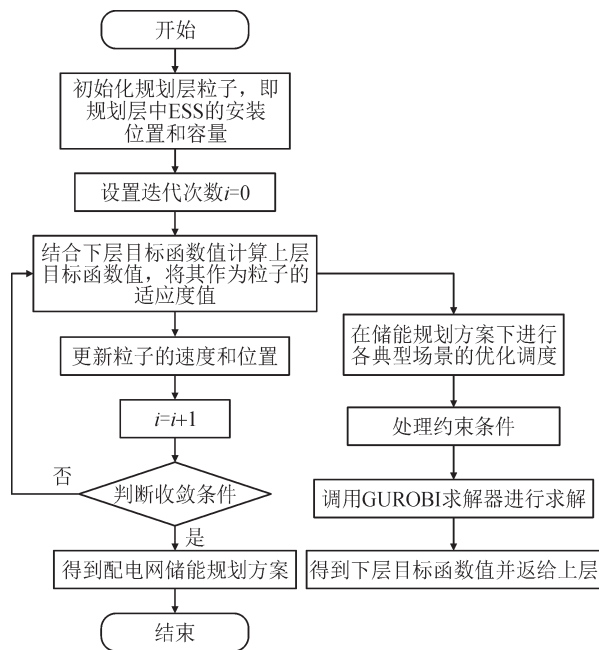


图11 混合优化算法流程图

Fig. 11 Flow chart of hybrid optimization algorithm

分别采用文中求解算法和混合优化算法计算方案2中光伏渗透在80%下配电网各项成本以及求解时间,结果见表9,ESS规划方案见表10。

表9 不同算法求解结果

Table 9 The results of different algorithms

| 项目           | 混合优化算法   | 文中求解算法   |
|--------------|----------|----------|
| 投资成本/万元      | 154.31   | 152.12   |
| 网损成本/万元      | 127.86   | 127.99   |
| 购电成本/万元      | 1 123.35 | 1 123.74 |
| 灵活性不足惩罚成本/万元 | 45.39    | 46.51    |
| 碳排放惩罚成本/万元   | 354.18   | 354.22   |
| 综合成本/万元      | 1 816.18 | 1 815.45 |
| 求解时间/s       | 3 584    | 491      |

表10 不同算法ESS优化配置结果

Table 10 ESS optimization configuration results for different algorithms

| 求解方法   | 安装节点 | 额定容量/(kW·h) | 额定功率/kW |
|--------|------|-------------|---------|
| 混合优化算法 | 17   | 145.28      | 40.00   |
|        | 21   | 430.81      | 81.42   |
|        | 31   | 382.87      | 75.68   |
| 文中求解算法 | 17   | 147.76      | 40.00   |
|        | 21   | 424.49      | 79.97   |
|        | 32   | 376.75      | 71.56   |

由表9可知,不同求解算法得到的成本以及求解时间都有不同程度上的差异。混合优化算法得到的ESS投资成本和综合成本略高于文中求解算法的结果,其余成本略低于文中求解算法结果。从表10

可知,两种算法得到的ESS规划方案比较接近,差距不大。从规划成本角度来看,ESS规划模型以综合成本最小为目标,文中求解算法略优。从求解时间来看,文中求解算法所需时间为491 s,明显低于混合优化算法的3 584 s。这是由于双层建模的方法需通过不断进行上下层迭代进行求解,需要耗费更多的时间。相较于混合优化算法,采用双层转单层的方法并采用Gurobi求解器对单层模型进行求解不需要再进行上下层迭代循环,能够提高求解效率。

## 6 结论

文中提出光伏不同渗透率下考虑需求响应的配电网储能双层规划方法。通过主成分分析法对历史光荷数据进行降维,保留数据主要特征的同时简化数据结构,进而提高聚类效率;再采用分层聚类算法得到典型场景;最后通过算例分析验证所提规划模型的有效性,并得出如下结论:

1)随着光伏渗透率的不断提高,配电网灵活性不足惩罚成本不断提高,需配置更多的灵活性资源。光伏渗透率为40%、60%、80%情况下ESS投资成本分别为33.56、106.75、152.12万元,灵活性不足惩罚成本分别减少了16.63、89.11、144.1万元,降低了88.27%、73.52%、75.60%。

2)在配电网储能规划中综合考虑需求侧响应能够得到更加合理、经济的ESS规划方案,提高配电网的经济性和灵活性。考虑单种和两种需求响应的ESS投资成本分别减少了5.77、11.69万元,且考虑需求响应的等效负荷曲线更加平滑,能够平抑净负荷的波动。

3)采用上下层关联建模的方法将配电网储能双层规划模型转换为单层,再调用Gurobi求解器进行求解。相较于求解双层模型的方法,求解时不需要再进行上下层迭代循环,提高了求解效率。

## 参考文献:

- [1] 张锐,饶欢,徐睿烽,等.多运行目标下的分布式光伏接入配电网极限容量多模型评估方法[J].电力科学与技术学报,2023,38(4):143-150.  
ZHANG Rui, RAO Huan, XU Ruifeng, et al. An evaluation method for the maximum distributed photovoltaic power capacity absorbed in the distribution networks considering multiple operation targets[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(4): 143-150.
- [2] 汪宇航,李琰,应飞祥,等.计及可靠性成本的风光储

- 微电网储能容量协同优化[J]. 电测与仪表, 2023, 60(5): 59-65.
- WANG Yuhang, LI Yan, YING Feixiang, et al. Collaborative optimization for energy storage capacity of wind-solar-battery micro-grid considering reliability cost[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(5): 59-65.
- [3] 韩平平, 陈思远, 张楠, 等. 考虑分布式光伏的低压台区线损异常辨识方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(8): 140-148.
- HAN Pingping, CHEN Siyuan, ZHANG Nan, et al. Line loss anomaly identification method for low-voltage station area considering distributed PV[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(8): 140-148.
- [4] 杨婧颖, 王武林, 张明敏, 等. 考虑分布式光伏和储能参与的配电网电压分层控制方法[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(5): 111-120.
- YANG Jingying, WANG Wulin, ZHANG Mingmin, et al. Voltage hierarchical control method of distribution network considering distributed photovoltaic and energy storage[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(5): 111-120.
- [5] 丁浩然, 张博, 唐巍, 等. 考虑源—网—荷—储协同的配电台区分布式光伏消纳能力评估[J]. 供用电, 2023, 40(3): 2-8.
- DING Haoran, ZHANG Bo, TANG Wei, et al. Evaluation of distributed photovoltaic consumption capacity of distribution station area considering source-network-load-storage collaboration[J]. Distribution & Utilization, 2023, 40(3): 2-8.
- [6] 惠慧, 李蕊, 朱逸楠, 等. 含高比例分布式光伏的配电网多目标概率规划方法[J]. 电测与仪表, 2023, 60(11): 2-10.
- HUI Hui, LI Rui, ZHU Yidi, et al. Multi-objective probabilistic planning method for distribution network with high proportion of distributed photovoltaic[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(11): 2-10.
- [7] 贺新禹, 陈众, 刘星, 等. 含分布式光伏发电的中压配电网电压控制策略[J]. 电测与仪表, 2022, 59(5): 142-148.
- HE Xinyu, CHEN Zhong, LIU Xing, et al. Voltage control strategy for medium voltage distribution network with distributed photovoltaic generators[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(5): 142-148.
- [8] 陈志华, 柯强, 胡经纬, 等. 含分布式光伏的有源配电网无功电压控制策略研究[J]. 电力电容器与无功补偿, 2022, 43(2): 16-24.
- CHEN Zhihua, KE Qiang, HU Jingwei, et al. Research on reactive voltage control strategy of active distribution network containing distributed PV[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2022, 43(2): 16-24.
- [9] 陈茜, 周运斌, 崔涵, 等. 分布式光伏接入对配网系统的暂态特性影响研究[J]. 电瓷避雷器, 2023(6): 28-37.
- CHEN Qian, ZHOU Yunbin, CUI Han, et al. Impact of distributed photovoltaic access on the transient characteristics of distribution network systems[J]. Insulators and Surge Arresters, 2023(6): 28-37.
- [10] 朱晓荣, 鹿国微. 计及灵活性的配电网储能优化配置[J]. 现代电力, 2020, 37(4): 341-350.
- ZHU Xiaorong, LU Guowei. Optimal allocation of energy storage systems considering flexibility in distribution network[J]. Modern Electric Power, 2020, 37(4): 341-350.
- [11] 李秀磊, 耿光飞, 季玉琦, 等. 主动配电网中储能和需求侧响应的联合优化规划[J]. 电网技术, 2016, 40(12): 3803-3810.
- LI Xiulei, GENG Guangfei, JI Yuqi, et al. Integrated optimal planning of energy storage and demand side response in active power distribution network[J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 3803-3810.
- [12] 张伟骏, 李智诚, 陈大玮, 等. 配网侧分布式储能系统的随机优化配置和选址方法[J]. 高压电器, 2023, 59(7): 125-135.
- ZHANG Weijun, LI Zhicheng, CHEN Dawei, et al. Stochastic optimal configuration and site selection method of grid-side distributed energy storage system[J]. High Voltage Apparatus, 2023, 59(7): 125-135.
- [13] 贡晓旭, 苏新永, 苗春雨, 等. 基于馈线分布的分布式光伏消纳能力分析模型及方法[J]. 供用电, 2022, 39(7): 78-83.
- GONG Xiaoxu, SU Xinyong, MIAO Chunyu, et al. Analysis model and method of distributed photovoltaic consumption capacity based on feeder distribution[J]. Distribution & Utilization, 2022, 39(7): 78-83.
- [14] 仲泽天, 李梦月, 王加澍, 等. 一种有源配电网分布式光伏消纳能力评估方法[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(2): 60-68.
- ZHONG Zetian, LI Mengyue, WANG Jiashu, et al. An assessment method for distributed photovoltaic absorption capacity of active distribution networks[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(2): 60-68.
- [15] 朱一昕, 陈奕帆, 毕恺韬, 等. 基于半不变量随机潮流计算的分布式光伏优化配置研究[J]. 智慧电力, 2023, 51(3): 67-72.
- ZHU Yixin, CHEN Yifan, BI Kaitao, et al. Optimal allocation of distributed PV based on semi-invariant stochastic power flow calculation[J]. Smart Power, 2023, 51(3): 67-72.
- [16] 宫建锋, 周宗川, 靳盘龙, 等. 考虑灵活性的交直流混合配电网储能双层规划[J]. 电力建设, 2022, 43(7): 48-56.
- GONG Jianfeng, ZHOU Zongchuan, JIN Panlong, et al. Two-level planning of ess in AC/DC hybrid distribution network considering flexibility[J]. Electric Power Construction,

- 2022,43(7): 48-56.
- [17] 汪慧敏,杨 苹,余雁琳. 基于双层粒子群算法的主动配电网分布式电源规划[J]. 计算机与数字工程, 2021, 49(9):1930-1935.
- WANG Huimin, YANG Ping, YU Yanlin. Optimal distributed generation planning in active distribution network based on bi-level particle swarm optimization algorithm[J]. Computer and Digital Engineering, 2021, 49(9): 1930-1935.
- [18] 李文升,刘晓明,曹永吉,等. 考虑电力系统灵活性的网—储联合规划[J]. 智慧电力, 2023, 51(4):30-37.
- LI Wensheng, LIU Xiaoming, CAO Yongji, et al. Joint planning of energy storage and transmission line considering power system flexibility[J]. Smart Power, 2023, 51(4):30-37.
- [19] 张永会,鹿 丽,潘 超,等. 计及风—光—荷时序特性的主动配电网源—储规划策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(20):48-56.
- ZHANG Yonghui, LU Li, PAN Chao, et al. Planning strategies of source-storage considering wind-photovoltaic-load time characteristics[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(20):48-56.
- [20] 陈厚合,刘丽娜,姜 涛,等. 提升配电网电压质量的分布式储能经济优化配置方法[J]. 电网技术, 2018, 42(7): 2127-2135.
- CHEN Houhe, LIU Lina, JIANG Tao, et al. Optimal economic configuration of distributed energy storage systems for improving voltage quality in distribution network[J]. Power System Technology, 2018, 42(7): 2127-2135.
- [21] 招景明,苏洁莹,潘 峰,等. 考虑光伏波动的有源配电网分布式储能双目标优化规划[J]. 可再生能源, 2022, 40(11):1546-1553.
- ZHAO Jingming, SU Jieying, PAN Feng, et al. Dual objective optimization planning of distributed energy storage for active distribution network considering photovoltaic fluctuations[J]. Renewable Energy Resources, 2022, 40(11): 1546-1553.
- [22] 王李龔,王 飞,曹永吉,等. 基于两层优化的主动配电网储能优化配置[J]. 山东大学学报(工学版), 2019, 49(5):37-43.
- WANG Liyan, WANG Fei, CAO Yongji, et al. Bi-level optimal configuration of energy storage system in an active distribution network[J]. Journal of Shandong University (Engineering Science), 2019, 49(5):37-43.
- [23] 侯帅辉,张新燕,代 玥,等. 计及储能配合与需求侧响应的主动配电网分布式电源规划[J]. 现代电子技术, 2022, 45(23):132-137.
- HOU Shuaihui, ZHANG Xinyan, DAI Yue, et al. Distributed power planning for active distribution network considering energy storage coordination and demand side response[J]. Modern Electronics Technique, 2022, 45(23): 132-137.
- [24] YAN Ning, ZHANG Bo, LI Wei, et al. Hybrid energy storage capacity allocation method for active distribution network considering demand side response[J]. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 2019, 29(2): 1-4.
- [25] 卢仁军,李 然,王 健,等. 考虑需求侧响应的新能源接入下的配电网无功规划研究[J]. 电测与仪表, 2020, 57(6):46-51.
- LU Renjun, LI Ran, WANG Jian, et al. Reactive power planning of distribution network with renewable energy resource considering demand side response[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(6):46-51.
- [26] 马启鹏,郝正航,张 裕,等. 含高渗透率分布式光伏配电网的网络分区与电压协调控制[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(3):93-102.
- MA Qipeng, HAO Zhenghang, ZHANG Yu, et al. Network partition and voltage coordination control of distributed PV power distribution network with high permeability[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(3):93-102.
- [27] 鲁宗相,黄 瀚,单葆国,等. 高比例可再生能源电力系统结构形态演化及电力预测展望[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9):12-18.
- LU Zongxiang, HUANG Han, SHAN Baoguo, et al. Morphological evolution model and power forecasting prospect of future electric power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9):12-18.
- [28] 朱晓荣,鹿国微,谢婉莹. 考虑源网荷灵活性资源的配电网储能鲁棒规划[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(8):8-16.
- ZHU Xiaorong, LU Guowei, XIE Wanying. Robust planning of energy storage in distribution network considering source - network - load flexible resources[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(8):8-16.
- [29] 林 俐,费宏运,刘汝琛,等. 基于分层聚类算法的地区风电出力典型场景选取方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(7):1-6.
- LIN Li, FEI Hongyun, LIU Ruchen, et al. A regional wind power typical scenarios' selection method based on hierarchical clustering algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(7):1-6.
- [30] 朱文广,廖志军,刘 洪,等. 考虑需求响应与高比例可再生能源接入的主动配电网扩展规划[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(5):84-91.
- ZHU Wenguang, LIAO Zhijun, LIU Hong, et al. Expansion planning for active distribution network considering demand response and high ratio of renewable energy access [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2019, 31(5):84-91.
- [31] 路 畅,郭 力,柴园园,等. 含高渗透分布式光伏的增量配电网日前优化调度方法[J]. 电力系统保护与控制,

- 2019, 47(18): 90-98.
- LU Chang, GUO Li, CHAI Yuanyuan, et al. Day-ahead optimal scheduling method for incremental distribution network with high penetration of distributed photovoltaic[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(18): 90-98.
- [32] 高红均, 刘俊勇, 魏震波, 等. 主动配电网分层鲁棒规划模型及其求解方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(5): 1389-1400.
- GAO Hongjun, LIU Junyong, WEI Zhenbo, et al. A bi-level robust planning model of active distribution network and its solution method[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(5): 1389-1400.
- [33] Anon. Gurobi optimizer[EB/OL]. [2024-04-21]. <https://www.gurobi.com/>.
- [34] 高立克, 陈绍南, 秦丽文, 等. 基于混合整数非线性方法的配电网可靠性规划[J]. 高压电器, 2022, 58(9): 182-189.
- GAO Like, CHEN Shaonan, QIN Liwen, et al. Reliability planning of distribution network based on mixed integer nonlinear method[J]. High Voltage Apparatus, 2022, 58(9): 182-189.
- [35] 高亚静, 吕孟扩, 梁海峰, 等. 基于离散吸引力模型的用电需求价格弹性矩阵[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13): 103-107.
- GAO Yajing, LYU Mengkuo, LIANG Haifeng, et al. Power demand price elasticity matrix based on discrete attraction model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 103-107.
- [36] 崔杨, 邓贵波, 曾鹏, 等. 计及碳捕集电厂低碳特性的含风电电力系统源-荷多时间尺度调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(16): 5869-5886.
- CUI Yang, DENG Guibo, ZENG Peng, et al. Multi-time scale source-load dispatch method of power system with wind power considering low-carbon characteristics of carbon capture power plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(16): 5869-5886.
- 周燕(1988—), 女, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统规划和新能源接入。
- 刘卫民(1984—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电网规划和新能源接入。
- 陈帆(1986—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力供需预测、电网规划等。
- 贾梦青(1984—), 女, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电网规划、互联网技术。
- 王静(1984—), 女, 博士, 副教授, 研究方向为计算机视觉理论及应用、医学图像处理。
- 周杰(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为分布式电源、储能规划(通信作者)(E-mail: 219584105@qq.com)。
- 徐文韬(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为配电网优化调度。

## 《高压电器》2024年10期广告单位

### 彩色广告

封一: 朗松珂利(上海)仪器仪表有限公司

封二: 厦门海普锐科技股份有限公司

封三: 西安高压电器研究院股份有限公司(业务)

封四: 安徽伽德罗工业技术有限公司

前彩1: 北京京东方真空电器有限责任公司

前彩2: 国网电力科学研究院武汉南瑞有限责任公司

前彩3: 南平德赛技术装备有限公司

前彩4: 浙江聚弘凯智能电气股份有限公司

前彩5: 上海新远仪表厂有限公司

前彩6: 威卡国际贸易(上海)有限公司

前彩7: 威卡国际贸易(上海)有限公司

前彩8: 陕西维柯瑞电气有限责任公司

前彩9: 温州锐亚科技有限公司

前彩10: 台州昱峰智能装备有限公司

前彩11: 陕西斯瑞新材料股份有限公司

前彩12: 上海乐研电气有限公司

前彩13-16: 特约主编寄语

中彩1: 北京四方继保工程技术有限公司

中彩2: 山东泰开真空开关有限公司

中彩3: 山东电工电气日立高压开关有限公司

中彩4: 珠海康晋电气股份有限公司

后彩1: 湖南电科院检测集团有限公司

后彩2: 西电电工材料有限责任公司

后彩3: 西安西电高压开关操动机构有限责任公司

后彩4: 西安西电开关电气有限公司

后彩5: 南通大力锻压机床有限公司

后彩6: EP展

后彩7: 西安向阳航天材料股份有限公司

后彩8: 浙江途远电气有限公司