

# 计及季节性光伏出力的配电网经济运行策略<sup>\*</sup>

陈中闲<sup>1,2</sup> 曾祥军<sup>1,2</sup> 马鹏欢<sup>3</sup>

(1. 梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室(三峡大学) 宜昌 443002; 2. 三峡大学电气与新能源学院 宜昌 443002; 3. 国网宁夏电力有限公司电力科学研究院 银川 750002)

**摘要:**针对配电网投建过程中如何规划分布式电源(distribution generation, DG)的配置使得电网公司和用户获得可观效益的问题,提出了一种考虑季节性因素影响的电网公司与用户协同优化模型。首先,考虑配电网建设环节和运行环节之间的交互关系,搭建了DG投建计划的整体框架;其次,以新增配电线路的经济性为目标,计入碳税成本,构建了可靠运行约束下的配电网规划模型;然后,搭建了考虑配置DG及调整运行过程中用电策略的用户效益模型,并基于遗传算法提出了协同优化模型的求解方法,以期最大程度地提高整体获益;最后,基于IEEE33节点网络对协同优化模型的可行性进行验证分析。结果表明,所提出的清洁能源接入下计及季节性因素的配电网效益优化模型可以在提升整体性能的基础上有效提高运行效益。

**关键词:**配电网;分布式电源;季节性因素;协同优化;运行效益

**中图分类号:** TM727; TN01 **文献标识码:** A **国家标准学科分类代码:** 470.4051

## Economic operation strategies for distribution networks taking into account seasonal PV outputs

Chen Zhongxian<sup>1,2</sup> Zeng Xiangjun<sup>1,2</sup> Ma Penghuan<sup>3</sup>

(1. Hubei Provincial Key Laboratory of Operation and Control of Terraced Hydropower Station (Three Gorges University), Yichang 443000, China; 2. College of Electricity and New Energy, Three Gorges University, Yichang 443000, China; 3. Power Science Research Institute of State Grid Ningxia Electric Power Co., Ltd., Yinchuan 750002, China)

**Abstract:** Aiming at the problem of how to plan the allocation of distributed generation (DG) in the process of distribution network construction so that the grid company and users can obtain considerable benefits, the paper proposes a cooperative optimization model between the grid company and users that takes into account the influence of seasonal factors. Firstly, the overall framework of DG construction plan is constructed by considering the interaction between distribution network construction and operation. Secondly, the distribution network planning model under the constraint of reliable operation is constructed by taking the economy of new distribution lines as the target and taking into account the cost of carbon tax. Then, a user benefit model is initially constructed by considering the distribution of distributed generation (DG) and the adjustment of power consumption strategies during operation. To address the optimization problem, a co-optimization model is proposed using a genetic algorithm, aimed at maximizing overall benefits. The feasibility of this co-optimization model is then validated using the IEEE33 node network. The results demonstrate that the proposed distribution network benefit optimization model, which incorporates clean energy access and seasonal factors, can effectively enhance operational benefits while improving overall performance.

**Keywords:** distribution network; distributed power; seasonal factors; co-optimization; operational benefits

## 0 引言

在新型电力系统建设背景下,配电网中以光伏为代表

的分布式电源(distributed generation, DG)以及各类储能设备的比例将不断提高<sup>[1-3]</sup>,然而DG出力的随机性和波动性,以及储能设备充放电的不确定性将对配电网的安全

稳定和经济运行产生极大影响<sup>[4]</sup>。因此,对配电网进行合理的规划,从而同时提升电网公司和用户的效益具有十分重要的意义。

针对配电网的经济运行,国内外众多学者开展了大量研究。这些研究主要集中在配电网的规划建设以及配电网内多主体的协调调度两方面。对于配电网的建设规划,除投资成本外,还需考虑运行成本<sup>[5]</sup>、网损<sup>[6]</sup>和系统可靠性<sup>[7]</sup>等指标。文献[8]以配电网建设总成本及运营总成本为基础,通过纳什谈判对各投资主体的投资比例进行了优化。文献[9]基于配电网投建规划和运行阶段之间的交互关系,以投建效用最大为目标,建立了DG的规划模型。文献[10]提出了含DG的主动配电网优化模型,考虑多时段内DG出力的不确定性,协调DG投资与主动配电网建设时序,按每个阶段信息获取的程度依次进行投资决策,降低总配电网的规划成本。然而上述研究考虑配电网投资建设及运行维护的成本,却忽略了配电网后续运行过程中的碳排放成本。虽然部分文献也考虑到配电网的碳交易成本<sup>[11-14]</sup>,但是这些研究仅考虑了与微电网或配电网的碳交易,具有较强的局限性。

对于配电网内部的协同优化问题,当前的研究主要集中在产消者能量管理领域。文献[15]提出了一种用于能量管理的电力市场策略,其中目标函数考虑了经济利润、可靠性增强以及参与者的满意度。考虑到可接受的客户舒适度水平,文献[16]提出了一种用于合并光伏、储能的最优调度家庭能量管理系统。文献[17]提出了考虑需求响应计划存在的风险收益概念,并将利润风险与微网收益一起进行优化。此外,考虑到网络拥塞,文献[18]采用配电系统操作的迭代分布位置边际价格来调度价格响应的产消者资源。然而,以上研究未考虑到季节性因素的影响,不能灵活地根据环境因素导致的DG出力及用户用能情况差异,从而精准地进行规划配电网投建,优化策略普适性不足。

针对上述配电网经济运行中存在的问题,本文同时考虑了投资建设过程中的碳税和环境因素对用户侧DG配置和用能策略的影响,提出了综合考虑配电网的投资建设成本和用户的协调优化策略,并构建了同时兼顾电网公司和用户经济效益的交互模型。所提方法的有效性基于改进的IEEE33节点网络进行了验证。

## 1 配电网DG装机规划框架

对于接入光伏及储能设备的配电网规划问题,在规划阶段,电网公司负责配电网投建的成本投入和网架结构规划,而用户根据电网公司提供的网架结构和投建DG的效益负责DG的容量和位置投建规划;在运营阶段,对于使用配置光伏储能设施生产的电能,用户可以在一定程度上减少向电网购入电能,并将多余的电能进行出售。因此,用户会根据电网公司制定的电价来调整自身的能源使用策略,并向电网公司提供反馈。其中DG的位置和容量规

划会对用户负荷时序特性产生影响,这一决策的实施将进一步改变用户对能量使用策略的调整,从而对电网的整体运行效益产生影响。此外,不同季节的光伏发电量和负荷需求也会影响效益,故本文基于电网公司和用户效益的交互关系,建立了计及季节性因素影响的电网规划与用户运行策略模型。以投建效益最大化的电网公司和用户交互框架如图1所示。

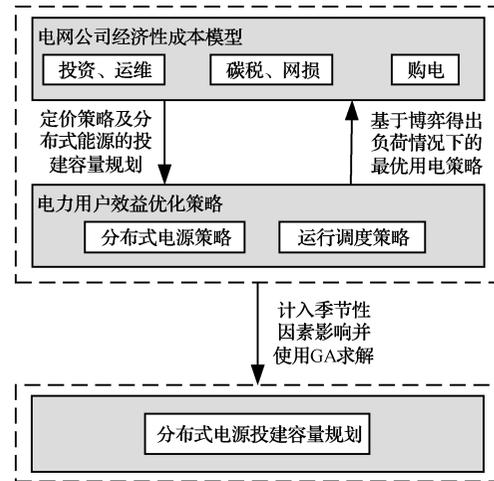


图1 配电网DG配置框架

Fig. 1 Distribution grid DG configuration framework

## 2 配电网规划经济性模型

### 2.1 配电网规划成本模型

电网公司规划成本涉及投资成本,运营成本及与用户电力交易收益等多个方面<sup>[9]</sup>,同时计及后续使用产生的碳排放成本和网架结构规划对于配电网的网损影响,设置配电网规划成本的目标函数模型为:

$$\min C_d = C_{d\_inv} + C_{d\_main} + C_{tax} + C_{loss} - I_{net} \quad (1)$$

式中: $C_{d\_inv}$ 为年均化配电网扩建投资成本; $C_{d\_main}$ 为配电网新增线路的运营与维护成本; $C_{tax}$ 为碳税成本; $C_{loss}$ 为网损成本; $I_{net}$ 为电力交易收入。

1) 配电网扩建投资成本

$$C_{d\_inv} = \lambda \sum_{i,j} L_{ij} \cdot \frac{r(1+r)^y}{(1+r)^y - 1} \quad (2)$$

式中: $\lambda$ 为单位长度新建线路的投资成本; $L_{ij}$ 指配电网现有节点*i*和*j*之间新建线路的距离; $r$ 为贴现率; $y$ 为新建线路的使用年限。

2) 配电网新增线路的运行与维护成本

$$C_{d\_main} = \eta \cdot C_{d\_inv} \quad (3)$$

式中: $\eta$ 为投资和运行维护成本的比例系数。

3) 碳税成本

$$C_{tax} = \sum_{t=0}^T \sum_{l=1}^M (c_{tax} \times E_{m,l,t}) \quad (4)$$

式中: $c_{tax}$ 为碳税系数,即每吨二氧化碳排放对应的碳税; $E_{m,l,t}$ 为负荷*l*在时刻*t*的碳排放量。

4) 网损成本

$$C_{\text{loss}} = \mu_{\text{loss}} \cdot \sum_{t=1}^{24} \sum_i R_c \frac{P_{i,t}^2 + Q_{i,t}^2}{U_{i,t}^2} \quad (5)$$

式中： $\mu_{\text{loss}}$  为网损成本； $R_c$  为支路  $c$  上节点  $i, j$  之间的电阻； $P_{i,t}, Q_{i,t}$  分别为节点  $i$  在  $t$  时刻的有功、无功功率； $U_{i,t}$  为节点  $i$  处的电压幅值。

5) 电力交易收入

电力交易收入是指用户向电网公司购买或出售电力时，电网公司获得的收入总和：

$$I_{\text{net}} = 365 \cdot \sum_{t=1}^{24} \left( \lambda_t^b \cdot \sum_{i=1}^N E_{i,t}^b - \lambda_t^s \cdot \sum_{i=1}^N E_{i,t}^s \right) \quad (6)$$

式中： $\lambda_t^b, \lambda_t^s$  为电网公司分别在  $t$  时刻购买和出售电力的价格； $E_{i,t}^b, E_{i,t}^s$  分别为节点  $i$  处用户在  $t$  时刻向电网购买和出售的电量，以反映用户在该时刻的能量盈缺情况。

2.2 稳定性约束

为确保系统的可靠运行，设定如下拓扑约束：

$$\sum_{ij \in E^{\text{sw}}} 1 + \sum_{ij \in E^{\text{sw}}} \omega_{ij,t} = N^{\text{bus}} - N^{\text{sub}} \quad \forall t \quad (7)$$

$$\delta_{ij,t}^{\text{sw,de}} + \delta_{ij,t}^{\text{sw,in}} \leq 1 \quad \forall t, ij \in E^{\text{sw}} \quad (8)$$

$$\omega_{ij,t} - \omega_{ij,t-1} = \delta_{ij,t}^{\text{sw,in}} - \delta_{ij,t}^{\text{sw,de}} \quad \forall t, ij \in E^{\text{sw}} \quad (9)$$

式中： $\omega_{ij,t}$  表示在  $t$  时段支路  $ij$  的开关状态，当  $\omega_{ij,t}$  为 1 时，表示支路处于闭合状态，为 0 时表示支路断开； $N^{\text{bus}}, N^{\text{sub}}$  为节点及变电站的个数； $\delta_{ij,t}^{\text{sw,in}}, \delta_{ij,t}^{\text{sw,de}}$  为开关支路  $ij$  在  $t$  时段运行状态发生变化的二元变量，当  $\delta_{ij,t}^{\text{sw,in}}$  为 1 时，表示支路  $ij$  由断开转变为闭合状态， $\delta_{ij,t}^{\text{sw,de}}$  为 1 则表明支路  $ij$  由闭合状态变为了断开状态。

3 用户侧模型

3.1 DG 规划模型

基于配电网的拓扑结构及运行过程中与用户的能量交互，本文旨在规划电网中 DG 的配置使得整体效益得到改善，以用户效益作为目标，建立如下 DG 规划模型：

$$\max F_{\text{net}} = -C_{\text{gen}} + U \quad (10)$$

式中： $F_{\text{net}}$  为用户效益； $C_{\text{gen}}$  为 DG 的投入和运营年均费用； $U$  为运营阶段的用户收益。

1) DG 投建成本

DG 的投资和运维年等值费用为：

$$C_{\text{gen},i} = (1 + \mu) \cdot \left( \lambda_{PV} k_{PV,i} C_{PV,i} \cdot \frac{r(1+r)^{Y_{PV}}}{(1+r)^{Y_{PV}} - 1} + \lambda_{ESS} k_{ESS,i} C_{ESS,i} \cdot \frac{r(1+r)^{Y_{ESS}}}{(1+r)^{Y_{ESS}} - 1} \right) \quad (11)$$

式中： $\lambda_{PV}, \lambda_{ESS}$  分别为光伏及储能单位容量的投入成本； $Y_{PV}, Y_{ESS}$  分别为光伏和储能设备各自的服役年限；电网公司对于光伏、储能装置是否连接到  $i$  节点的二元变量进行规划，当  $k_{PV,i}, k_{ESS,i}$  为 1 时，表示该节点连接，为 0 则表示未连接； $C_{PV,i}$  和  $C_{ESS,i}$  分别为节点  $i$  上装设光伏和储能的额定容量。

2) 用户运行调度策略

对于配置的 DG，用户采取的原则为分布式光伏发电系统生产的电能优先保障用户使用，多余电量考虑接入电网，同时依据电价的变动进行用能策略的调整，其用能效用可表述为：

$$U = \sum_{t=1}^{24} (\lambda_t^{\text{sell}} \cdot E_{p,t}^{\text{gs}} - \lambda_t^{\text{buy}} \cdot E_{p,t}^{\text{gb}} + \omega_{p,t} \cdot \ln(1 + E_{p,t}^{\text{load}}) + E_{p,t}^{\text{PV}}) \quad (12)$$

式中： $\omega_{p,t} \ln(1 + E_{p,t}^{\text{load}})$  为  $t$  时刻用户  $p$  用能效用  $E_{p,t}^{\text{load}}$  的大小， $\omega_{p,t}$  是偏好指数，该指数会依据各用户的用能情况而有所不同，用户消费效益情况采用  $\ln(\cdot)$  进行衡量， $E_{p,t}^{\text{PV}}$  为用户  $p$  在  $t$  时刻的光伏发电量。

根据电网公司提供的上网价格，用户可以灵活调整负荷用能方式，并合理安排储能充、放电策略。其中，用户负载模型可表示为：

$$\begin{cases} E_{p,t}^{\text{gs}} + E_{p,t}^{\text{ESS}} + E_{p,t}^{\text{load}} = E_{p,t}^{\text{PV}}, p \in N_s \\ E_{q,t}^{\text{gs}} + E_{q,t}^{\text{ESS}} + E_{q,t}^{\text{load}} = E_{q,t}^{\text{PV}}, q \in N_b \end{cases} \quad (13)$$

式中： $E_{p,t}^{\text{ESS}}$  为  $t$  时刻用户  $p$  储能充电和放电的电量， $E_{p,t}^{\text{ESS}}$  为正时，表明处于充电状态， $E_{p,t}^{\text{ESS}}$  为负时则表示处于放电状态。当用户能量充足且有盈余时，优先将余电往储能进行存储，当达到存储上限依然有盈余时，则向电网公司售电；当用户能量不足时，则优先使用储能设备中存储的电量，不能满足用能需求时，则向电网公司购电。 $E_{p,t}^{\text{load}}$  为  $t$  时刻用户  $p$  的负荷用量。

3.2 DG 投建约束

考虑到配电网建设空间、电网运行条件以及储能系统特性等因素，所有用户任一时刻的充放电总功率都不能超过储能系统的容量极限，因此电网公司配置 DG 的容量约束为：

$$C_{PV}^{\text{min}} \leq C_{PV} \leq C_{PV}^{\text{max}} \quad (14)$$

$$C_{ESS}^{\text{min}} \leq C_{ESS} \leq C_{ESS}^{\text{max}} \quad (15)$$

式中： $C_{PV}, C_{ESS}$  分别为光伏和储能的配置容量； $C_{PV}^{\text{min}}, C_{PV}^{\text{max}}$  和  $C_{ESS}^{\text{min}}, C_{ESS}^{\text{max}}$  分别为光伏和储能安装容量的上下限。

储能系统主要为用户提供电能的储存及取用服务。在一个包含  $n$  个用户的能源分配网络中，一年可以被划分为  $H$  个不同的时段，则第  $h+1$  个时刻的储能系统容量可以表示为：

$$E_{h+1}^{\text{ESS}} = E_h^{\text{ESS}} + (\eta_c^{\text{ESS}} P_H^{l,c} - \frac{P_H^{l,d}}{\eta_d^{\text{ESS}}}) \Delta t \quad (16)$$

式中： $E_h^{\text{ESS}}, E_{h+1}^{\text{ESS}}$  分别为储能系统  $h$  时刻和  $h+1$  时刻的系统容量； $P_H^{l,c}, P_H^{l,d}$  分别为用户在第  $H$  个时段的充电和放电功率； $\eta_c^{\text{ESS}}, \eta_d^{\text{ESS}}$  分别为用户充放电的能量传输效率； $\Delta t$  为当前时刻  $h$  至  $h+1$  时刻的时间间隔。

为确保储能系统可以持续地提供服务，设定一个周期内的储能充电和放电功率总和为 0，即：

$$\sum_{h=1}^H P_H^{l,c} \eta_c^{\text{ESS}} - \sum_{h=1}^H \frac{P_H^{l,d}}{\eta_d^{\text{ESS}}} = 0 \quad (17)$$

在任意时段,储能系统允许功率对所有用户的充放电功率进行制约,其约束如下所示:

$$\begin{cases} \left| \frac{E_{h+1}^{ESS} - E_h^{ESS}}{\Delta t} \right| \leq P_{\max}^{ESS,c} (P_H^{l,c} \leq P_H^{l,d}) \\ \left| \frac{E_{h+1}^{ESS} - E_h^{ESS}}{\Delta t} \right| \leq P_{\max}^{ESS,d} (P_H^{l,c} \geq P_H^{l,d}) \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $P_{\max}^{ESS,c}$ 、 $P_{\max}^{ESS,d}$  分别为储能装置允许的最大充电和放电功率。

### 3.3 配电网运行约束

接入 DG 后,节点  $i$  的净注入功率为:

$$\tilde{S}_i = P_i + jQ_i = (P_{iL} - P_{iPV}) + j(Q_{iL} - Q_{iPV}) \quad (19)$$

式中:  $\tilde{S}_i$  为节点  $i$  接入 DG 后的有效功率;  $P_{iPV}$ 、 $Q_{iPV}$  分别为节点  $i$  处 DG 发出的有功、无功功率;  $P_{iL}$ 、 $Q_{iL}$  分别为节点  $i$  处负荷端的有功、无功功率。

接入 DG 后第  $k$  条线路损耗为:

$$P_{k\text{loss}} = \frac{\text{Re}(Z_{ij})}{U_i^2} [S_{iPV}^2 + S_{iL}^2 - 2(P_{iPV}P_{iL} + Q_{iPV}Q_{iL})] \quad (20)$$

式中:  $S_{iPV}$ 、 $S_{iL}$  分别为 DG、负载端节点  $i$  处的净功率。

线路和负荷侧的损耗主要消耗有功功率,忽略无功损耗,故 DG 接入后的网络损耗为:

$$P_i = \sum_{k=1}^N P_{k\text{loss}} \quad (21)$$

式中:  $N$  为网络支路总数。

接入 DG 后,配电网的运行约束如下。

1) 功率潮流约束:

$$\begin{cases} P_i = U_i \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \cos\theta_{ij} + B_{ij} \sin\theta_{ij}) \\ Q_i = U_i \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \sin\theta_{ij} - B_{ij} \cos\theta_{ij}) \end{cases} \quad (22)$$

式中:  $P_i$ 、 $Q_i$  分别为节点  $i$  处的有功、无功功率;  $U_i$ 、 $U_j$  为节点  $i$ 、 $j$  处的电压;  $G_{ij}$ 、 $B_{ij}$  分别为节点  $i$ 、 $j$  之间的电导、电纳;  $\theta_{ij}$  为节点  $i$  和  $j$  之间的电压相角。

2) 功率平衡约束:

$$\sum (P^{\text{buy}} + P^{\text{PV}} + P^{\text{ESS}}) = \sum (P^{\text{trans}} + P^{\text{cut}} + P^{\text{load}}) \quad (23)$$

式中:  $P^{\text{buy}}$  为配电网与上级电网的交互功率;  $P^{\text{PV}}$ 、 $P^{\text{ESS}}$  为光伏实际出力及储能充放电功率;  $P^{\text{trans}}$ 、 $P^{\text{cut}}$  为转移负荷和削减负荷的功率;  $P^{\text{load}}$  为一般性不可调度负荷功率。

3) 节点电压约束:

$$U_{i,\min} \leq U_{i,t} \leq U_{i,\max} \quad (24)$$

式中:  $U_{i,t}$  为节点  $i$  在  $t$  时刻的电压值;  $U_{i,\max}$ 、 $U_{i,\min}$  则表示节点  $i$  处电压的上、下限值。

4) 上级电网交互功率约束:

$$P_{t,\text{buy}} \geq 0 \quad (25)$$

5) DG 并网约束:

$$P_{i,\min}^{\text{DG}} \leq P_i^{\text{DG}} \leq P_{i,\max}^{\text{DG}} \quad (26)$$

式中:  $P_i^{\text{DG}}$  为节点  $i$  处 DG 的并网容量,  $P_{i,\max}^{\text{DG}}$ 、 $P_{i,\min}^{\text{DG}}$  分别为节点  $i$  处允许 DG 并网容量的上、下限值。

### 3.4 数据处理

在配电网运行中,用户的用电行为常伴有不确定性,直接使用历史负荷数据作为模型的基础,往往缺乏足够的代表性。为解决这一问题,本文对全年光伏发电数据进行季节性分析,选取具备代表性的四季典型日作为模型参数。本文采用的模糊 C 均值(fuzzy C-means, FCM)聚类算法<sup>[19]</sup>不同于传统的 K 均值方法,它允许数据点同时属于多个聚类,并为每个聚类分配隶属度。这种处理方式在应对不确定性和模糊性较强的时序数据时具备显著优势。

通过对全年 8 760 h 的光伏数据进行分析,本文将其划分为若干类,每类对应一个特定季节的典型日。这些典型日的数据特点可以更精确地反映季节性变化,既减少了模型的复杂度,又保留了对季节变动的敏感度,为配电网的规划和优化提供了重要的依据。

对于数据集矩阵  $\mathbf{X}$ :

$$\mathbf{X} = \{x_1, x_2, \dots, x_m, \dots, x_n\} \quad (27)$$

式中:  $n$  为数据集样本的总数;  $x_m$  为第  $m$  个特征向量。

FCM 的目标函数为  $J_{\text{FCM}}(\mathbf{U}, \mathbf{V})$ :

$$\begin{cases} \min J_{\text{FCM}}(\mathbf{U}, \mathbf{V}) = \sum_{i=1}^c \sum_{k=1}^n u_{ik}^m d_{ik}^2 \\ \text{s. t. } u_{ik} \in [0, 1] \quad \forall i, k \\ \sum_{i=1}^c u_{ik} = 1 \quad \forall k \end{cases} \quad (28)$$

$$d_{ik} = \sqrt{(x_k - v_i)(x_k - v_i)^T} \quad (29)$$

式中:  $\mathbf{U}$  是隶属度矩阵,用  $c \times n$  表示,  $c$  是一个样本集合的类别数目;  $\mathbf{V}$  是簇的中央矩阵,用  $c \times z$  表示,  $z$  是每个采样点的特征个数;  $i$  代表一个分类,  $i$  在  $[1, c]$  上;  $u_{ik}$  是属于类别  $i$  的第  $k$  个样本的概率;  $d_{ik}$  为参数间的欧氏距离;  $m$  为模糊度,模型设定  $m$  为 2; 第  $i$  个集群中心为  $v_i$ 。隶属度矩阵和簇中心之间的迭代公式<sup>[20-21]</sup>如下:

$$u_{ik,j+1} = \begin{cases} \left( \sum_{i=1}^c d_{ik,j+1}^{\frac{2}{1-m}} \right)^{-1} d_{ik,j+1}^{\frac{2}{1-m}}, & d_{ik,j+1} \neq 0 \\ 1, & d_{ik,j+1} = 0 \end{cases} \quad (30)$$

$$v_{i,j+1} = \frac{\sum_{k=1}^n u_{ik,j}^m x_k}{\sum_{k=1}^n u_{ik,j}^m} \quad (31)$$

式中: 下标  $j$  和  $j+1$  为求解 FCM 的迭代次数。

通过式(30)和(31)可以得出最优聚类中心及隶属度矩阵。FCM 的求解过程如图 2 所示。

### 3.5 求解过程

本文的主从博弈模型决策方为电网企业,跟随方为电力用户。在博弈过程中,上层传递 DG 规划给下层,下层反馈用户行为给上层,可表示为:

$$G = \{M \cup N, \{L, K_{\text{PV}}, K_{\text{ESS}}\}, \{C_{\text{PV}}, C_{\text{ESS}}, E^{\text{load}},$$

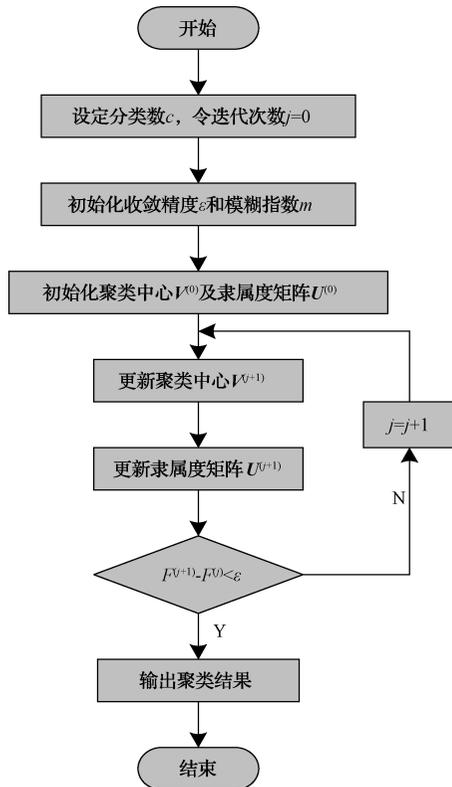


图2 FCM流程

Fig. 2 Fuzzy C-means flow chart

$$\{E^{ESS}, C_d, F_{net}\} \quad (32)$$

式中： $M$  为决策方； $N$  为跟随方， $i \in N$ ； $\{L, K_{PV}, K_{ESS}\}$  为决策方对网架结构及 DG 的规划策略； $\{C_{PV}, C_{ESS}, E^{load}, E^{ESS}\}$  为跟随方 DG 规划与负荷及储能用电行为的集合；

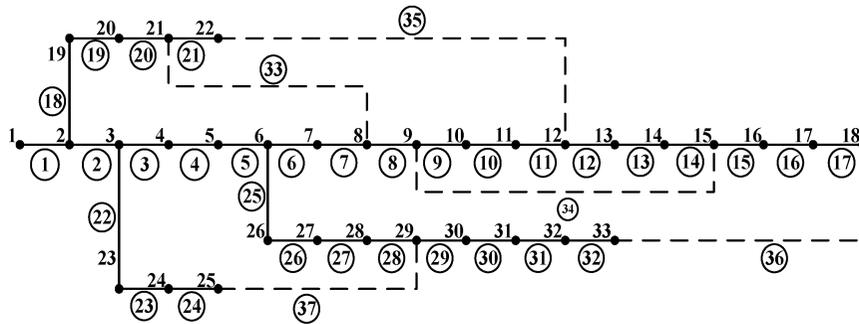


图3 IEEE33节点系统

Fig. 3 IEEE33 node system

设置配电网新建线路的造价为 8 万元/km, 运行维护成本为 0.25 万元/km, 使用年限为 24 年, 线路阻抗为  $0.45 + j0.40 \Omega/\text{km}$ ; 光伏与储能设备的投建成本分别为 0.34 万元/kW 和 0.7 万元/(kW·h), 它们的运维成本分别为 0.09 万元/(kW·h) 和 0.15 万元/(kW·h), 使用年限为 12 年。为鼓励新型能源转型政策, 设定投建初

$C_d$  为电网企业总成本指标(式(1));  $F_{net}$  为所有用户收益函数的集合(式(10))。

本文模型为混合整数二阶锥优化模型, 结合 Gurobi 求解器和遗传算法完成迭代求解, 智能算法结合数值算法保证了准确性及收敛速度。

求解步骤如下:

1) 搭建主从博弈模型, 初始化配电网、电力用户、光伏以及储能参数,  $k=0$ , 设置种群数量  $m$  为 20, 迭代次数为 50, 种群交叉概率为 90%, 变异率为 5%;

2) 利用遗传算法初始随机生成  $m$  组电网的售电价格和 DG 的装入节点和容量策略, 将参数传至电力用户;

3)  $k = k + 1$ ;

4) 电力用户接收  $m$  组电网的售电价格和 DG 的装入节点和容量策略, 利用 Gurobi 求解器求解得出满足目标效益的用电策略;

5) 电网公司基于用户侧系统返回的购电量, 对当前收益目标值进行测算和保留;

6) 利用遗传算法的选择、交叉、变异生成新的电网的售电价格和 DG 的装入节点和容量策略, 重复步骤 4)~5), 计算得到电网公司收益值与用户效益;

7) 若当前代目标值优于历史代目标值, 则将当前代目标值更新至历史代目标值位置, 否则保留上一代目标值;

8) 达到最大迭代次数  $k_{max}$  时, 结束程序。

## 4 算例分析

### 4.1 场景设置

本文算例数据参考河南某地区 DG 一体化项目, 取用全年 8 760 h 的光伏及负荷数据, 以 1 h 为间隔, 对数据进行处理后, 基于 IEEE-33 节点系统(图 3)进行验证。

期前 3 年允许 500 万元/年的成本投入裕度, 均摊到每日即 1.37 万元/d 的成本投入。配置储能系统的充放电状态控制在 10% 到 90%, 初始储能荷电状态为 0.5, 碳税系数为 0.4 元/t, 网损成本为 0.33 元/(kW·h), 电价方面, 设置上网电价为 0.35 元/(kW·h)。分时电价如表 1 所示。

表1 分时电价参数

Table 1 Time-of-day tariff parameters

时段	价格/元
00:00~09:00	0.4
09:00~12:00,16:00~20:00,23:00~24:00	0.8
12:00~16:00,20:00~23:00	1.2

#### 4.2 计及不确定性场景的生成与分析

首先以春季运行场景为例,验证模型的有效性。投建DG前后,用户需求响应电负荷和网损的对比情况分别如图4和5所示。

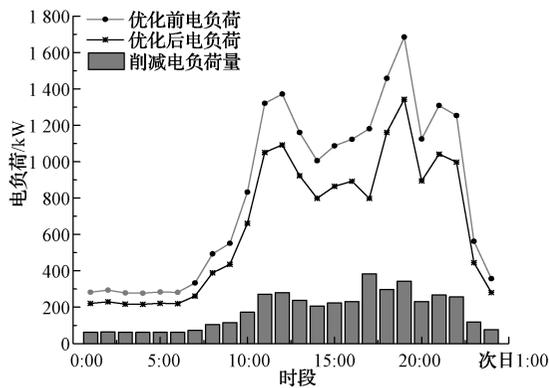


图4 需求响应前后电负荷曲线

Fig. 4 Electric load curve before and after demand response

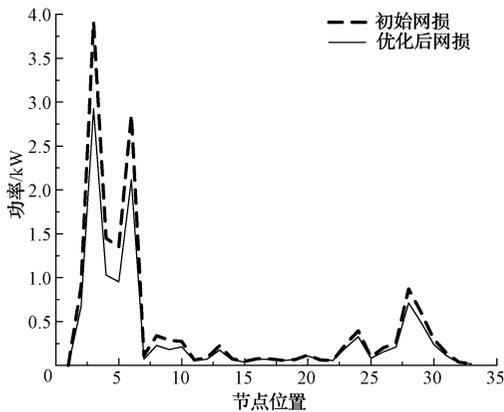


图5 网损对比

Fig. 5 Comparison of network loss

由图4可以看出,光伏储能的配置对于电负荷的承载裕度有明显改善,特别是在11:00~22:00用电高峰时段,削减的电负荷能够有效提升电网稳定性和系统的灵活性。图5对比了优化前后的网损情况。通过对比图可以观察到,配电网的网损水平得到了有效改善,尤其是节点3和节点6分别由优化前的3.91和2.86 kW降低到优化后的2.93和2.16 kW,同比降低33.45%和32.41%,有效改善了电能质量和系统效率。

为观察不同季节环境下光伏出力及用户用电行为不

确定因素产生的影响,春、夏、秋、冬4个季节的需求响应情况如图6~9所示。观察各季节电负荷情况可知,由于春、夏两个季节阳光照射时间长,日照充足,光伏发电效率明显较秋、冬两季高,特别是夏季除了有更少的购电需求外,多余储能还可以进行较多的电能出售。较其他季节而言有明显优势。

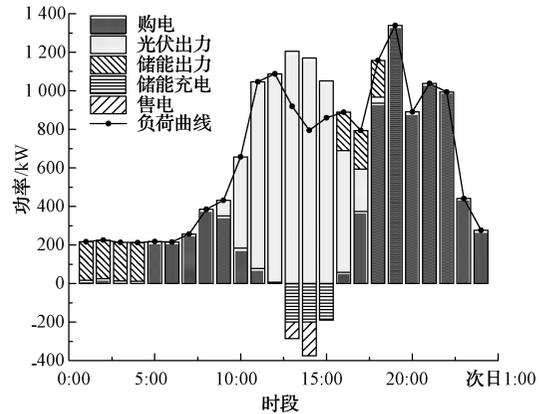


图6 春季需求响应电负荷

Fig. 6 Spring demand response electric load

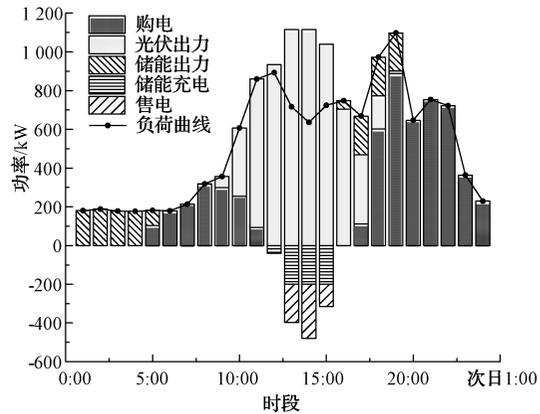


图7 夏季需求响应电负荷

Fig. 7 Summer demand response electric load

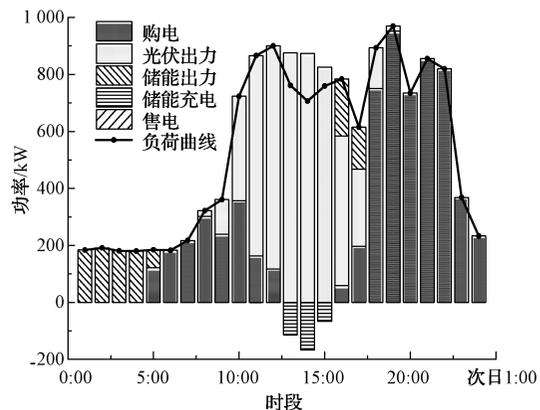


图8 秋季需求响应电负荷

Fig. 8 Fall demand response electric load

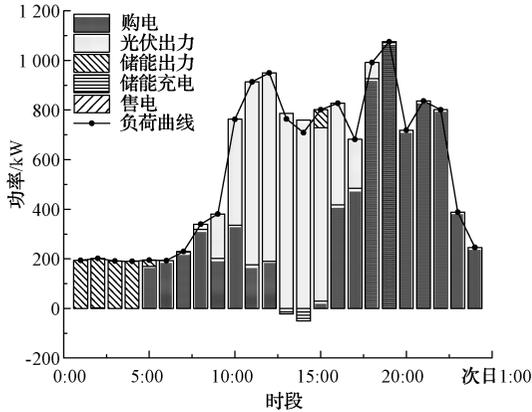


图9 冬季需求响应电负荷

Fig. 9 Winter demand response electric load

为验证模型的合理有效性,设置如下两个场景进行对比分析。

场景1,仅考虑配电网网架线路及光伏储能配置的投资及运维成本,不考虑运行阶段用户依据电价情况进行用能策略的调整。

场景2,基于配电网DG配置框架的多阶段规划模型,既考虑配电网线路及光伏储能设备的投建成本,也考虑运行阶段用户依据电价情况进行负荷平移策略的调整。

场景1和场景2模型下的四季配电网效益情况如图10和11所示。

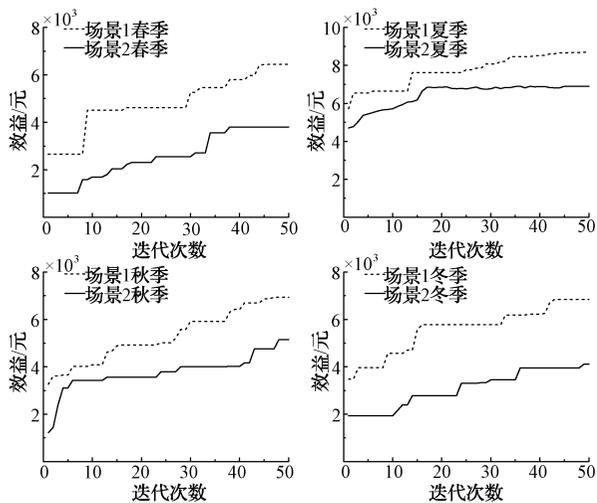


图10 四季环境下场景1和场景2的效益对比

Fig. 10 Comparison of benefits between scenario 1 and scenario 2 in a four-season environment

通过比较场景1和场景2可以发现,多阶段规划模型相比仅考虑基础投资和运维成本的模型,在配电网规划与运营方面具有明显优势。无论哪个季节,计入用户根据电价调整用能策略后,配电网线路和光伏储能的收益均有所提高。此外,综合四季数据进行光伏储能配置比单季节数据

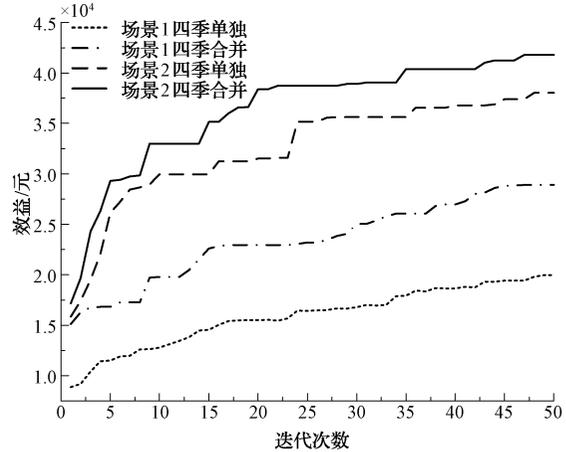


图11 四季单独与合并后的效益对比

Fig. 11 Four seasons separate vs. combined benefits

配置能带来更大的整体效益。

表2为求解场景1和场景2模型4个季节和综合四季数据得出的装机容量参数。

表2 场景1和场景2装机容量参数

Table 2 Parameters of installed capacity for scenario 1 and scenario 2

时段	场景1 装机/kW	场景2 装机/kW
春季	800.708 5	823.391 7
夏季	808.645 3	772.756 6
秋季	801.691 1	787.690 0
冬季	809.939 8	827.008 1
四季合并	1 326.351 7	1 316.097 8

从表2可以看出,场景2的装机容量在不同时段呈现出多样化的特点。由于场景2考虑了用户根据电价进行负荷调整的策略,有效降低了对常规能源的依赖。在夏季和秋季,光伏发电量较高,多阶段规划模型灵活调配储能和负荷,减少了装机容量;而在春季和冬季,光伏发电量较低,为更好地管理电力供需平衡,系统略微增加了装机容量。四季合并场景的装机容量高于单季节,体现了系统在灵活性、稳定性和经济性方面的优化。通过全年能源供给与负荷需求的综合考虑,系统能在不同季节达到最佳运行状态,提高能源利用效率,降低运营成本,从而实现更大的经济和环境效益。

表3为求解场景1和场景2模型4个季节和综合四季数据得出的配电网损耗参数。

由表3可知,与场景1相比,由于场景2采用的多阶段规划模型计入用户在运行阶段根据电价进行负荷策略的调整,考虑了负荷调整对网损的影响,因此通过求解场景2模型进行的线路布局和设备配置,于减少电能输电过程中的损耗及提高电网的运行效率和能源利用效率方

表3 场景1和场景2网损参数

Table 3 Scenario 1 and scenario 2 network loss parameters

时段	场景1网损/kW	场景2网损/kW
春季	12.887 1	12.181 4
夏季	12.666 8	11.928 0
秋季	13.496 1	13.223 6
冬季	13.039 2	12.434 4
四季合并	12.947 9	12.210 4

面始终较场景1更加出色,从而使得最终的整体效益更佳。

为验证模型的适用性,本文进一步将模型于含10个发电机、19个负荷节点和46条输电线路的IEEE39节点进行实验,并于IEEE33节点系统结果进行对比分析,结果如表4所示。可以发现,在IEEE39节点网络中,本文的协同优化模型仍然合理且有效。

表4 模型在不同网络节点下的比较

Table 4 Comparison of models under different network nodes

节点	IEEE33	IEEE39
装机/kW	1 316.097 8	1 376.025 9
网损/kW	12.210 4	12.935 6
效益/元	41 781.17	43 697.15

## 5 结论

本文针对配电网在建设过程中接入的可再生能源比例不断提升,面对全年负荷需求及清洁能源数据波动引起的不确定性影响,就如何在投建配电网建设过程中配置DG,可以使得电网公司和用户获得最大效益的问题,提出了一种电网公司与用户双层协同规划配置光伏和储能装置的模型。在新增配电网投建过程中除考虑投资、维护及网损成本外,还考虑了使用后续引起的碳排放成本,用户侧考虑了配置成本和调整用电策略获得的效益。考虑到季节性因素导致的不确定性影响,研究了对于经济效益最大化的DG投建问题,并利用遗传算法对所提出的规划模型进行求解。通过两种场景的对比,表明了在设计及季节因素的基础上,通过对电网公司和用户交互关系的梳理,基于成本最优的DG投建规划模型对于电网公司和用户的整体效益可以实现有效提升。

### 参考文献

[1] 栗峰,丁杰,周才期,等.新型电力系统下分布式光伏规模化并网运行关键技术探讨[J].电网技术,2024,48(1):184-199.  
LI F, DING J, ZHOU C Q, et al. Discussion on key technologies of distributed photovoltaic large-scale grid-connected operation under new power system [J]. Grid Technology, 2024,48(1): 184-199.

[2] 张笑弟,高强,潘弘.“双碳”目标下新型配电系统功能形态及规划体系[J].电力系统及其自动化学报,2022,34(5):96-101.  
ZHANG X D, GAO Q, PAN H. Functional form and planning system of new distribution system under the goal of 'double carbon' [J]. Journal of Power System and Automation, 2022, 34(5): 96-101.

[3] 石文辉,屈姬贤,罗魁,等.高比例新能源并网与运行发展研究[J].中国工程科学,2022,24(6):52-63.  
SHI W H, QU J X, LUO K, et al. Research on grid connection and operation development of high proportion new energy [J]. China Engineering Science, 2022, 24(6): 52-63.

[4] 蔡永翔,唐巍,张博,等.适应高比例户用光伏的中低压配电网集中一分布式协调控制[J].中国电机工程学报,2020,40(15):4843-4854.  
CAI Y X, TANG W, ZHANG B, et al. Centralized-distributed coordinated control of medium and low voltage distribution networks adapted to high proportion of household PV [J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2020,40(15): 4843-4854.

[5] XIANG Y, CAI H, GU C, et al. Cost-benefit analysis of integrated energy system planning considering demand response[J]. Energy, 2020,192:116632.

[6] KABIRIFAR M, FOTUHI-FIRUZABAD M, MOEINI-AGHTAIE M, et al. Reliability-based expansion planning studies of active distribution networks with multiagents[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022,13(6):4610-4623.

[7] JOOSHAKI M, ABBASPOUR A, FOTUHI-FIRUZABAD M, et al. A MILP model for incorporating reliability indices in distribution system expansion planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019,34(3):2453-2456.

[8] 孙乐平,郭小璇,韩帅,等.增量配电放开背景下基于合作博弈的多主体投资比例优化策略[J].电网技术,2020,44(10):3916-3926.  
SUN L P, GUO X X, HAN SH, et al. Multi-agent investment proportion optimization strategy based on cooperative game under the background of incremental distribution liberalization [J]. Grid Technology, 2020,44(10): 3916-3926.

[9] 冯喜春,韩璟琳,赵辉,等.主从博弈框架下配电网规划运行多目标协同优化方法[J].南方电网技术,2023,17(1):26-34,72.  
FENG X CH, HAN J L, ZHAO H, et al. Multi-objective collaborative optimization method for distribution network planning and operation under the framework of master-slave game [J]. China Southern

- Power Grid Technology, 2023,17(1): 26-34,72.
- [10] DING T, QU M, HUANG C, et al. Multi-period active distribution network planning using multi-stage stochastic programming and nested decomposition by SDDIP[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020,36(3):2281-2292.
- [11] XIANG Y, GUO Y, WU G, et al. Low-carbon economic planning of integrated electricity-gas energy systems[J]. Energy, 2022,249:123755.
- [12] YAN N, MA G, LI X, et al. Low-carbon economic dispatch method for integrated energy system considering seasonal carbon flow dynamic balance[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 14(1):576-586.
- [13] MU C, DING T, ZHU S, et al. A decentralized market model for a microgrid with carbon emission rights[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 14(2): 1388-1402.
- [14] YAN M, SHAHIDEHPOUR M, ALABDULWAHAB A, et al. Blockchain for transacting energy and carbon allowance in networked microgrids [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021,12(6):4702-4714.
- [15] JAFARI A, GANJEHLOU H G, KHALILI T, et al. A fair electricity market strategy for energy management and reliability enhancement of islanded multi-microgrids [J]. Applied Energy, 2020, 270: 115170.
- [16] JEDDI B, MISHRA Y, LEDWICH G. Differential dynamic programming based home energy management scheduler [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019,11(3):1427-1437.
- [17] KHALILI T, GANJEHLOU H G, BIDRAM A, et al. Financial risk-based scheduling of micro grids accompanied by surveying the influence of the demand response program[C]. 2021 IEEE/IAS 57th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS). IEEE, 2021:1-9.
- [18] HU J, WU J, AI X, et al. Coordinated energy management of prosumers in a distribution system considering network congestion [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020,12(1):468-478.
- [19] 王二威,秦亮,皇甫成,等. 基于空间分布和时序特征的配电网台区三相不平衡调整方法[J]. 电力系统自动化, 2023,47(19):97-105.
- WANG ER W, QIN L, HUANG F CH, et al. Three-phase unbalance adjustment method for distribution network based on spatial distribution and time series characteristics [J]. Power System Automation, 2023,47(19): 97-105.
- [20] 宋军英,何聪,李欣然,等. 基于特征指标降维及熵权法的日负荷曲线聚类方法[J]. 电力系统自动化, 2019,43(20):65-72.
- SONG J Y, HE C, LI X R, et al. Daily load curve clustering method based on feature index dimension reduction and entropy weight method[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019,43(20):65-72.
- [21] 何哲楠,吴浩,程祥,等. 基于变电站-用户双层结构的变电站负荷聚类研究[J]. 电网技术, 2019,43(8): 2983-2991.
- HE ZH N, WU H, CHENG X, et al. Substation load clustering based on substation-consumer two-level structure [J]. Power System Technology, 2019, 43(8):2983-2991.

## 作者简介

陈中闲, 硕士研究生, 主要研究方向为配电网规划运行。

E-mail: chan\_xyy2018@163.com

曾祥军(通信作者), 博士, 讲师, 主要研究方向为基于数据驱动的电力设备状态监测、配电网规划运行。

E-mail: sxdxzj@ctgu.edu.cn

马鹏欢, 硕士, 助理工程师, 主要研究方向为电能质量分析与控制工作, 用于监督电网电能质量考核监测指标水平。

E-mail: 1364917155@qq.com