

考虑灵活性的含分布式光伏配电网 双层优化调度方法

张新民¹, 郭铭海¹, 林亚培¹, 梁超凡¹, 李英锋¹, 杨悦荣², 林舜江²

(1. 广东电网有限责任公司广州供电局, 广东 广州 510000; 2. 华南理工大学电力学院, 广东 广州 510640)

摘要: 间歇性分布式光伏电站的大量接入, 增加了配电网运行的不确定性, 给配电网的运行灵活性带来很大的冲击。首先分析配电网中, 与主网联络点、储能和需求响应负荷所能够提供灵活性大小的计算方法; 然后, 建立考虑灵活性的含分布式光伏配电网双层优化调度模型, 上层模型求解在某一光伏电站出力场景下最小化配电网运行费用的调度方案, 而下层模型则求解光伏电站出力波动范围内最严峻的出力场景; 其次, 为解决满足极端场景的灵活性要求往往需要付出较大的经济代价的问题, 引入直觉模糊规划, 将原优化调度模型转化为直觉模糊规划模型以得到综合最优的调度方案; 最后, 以某个实际含光伏配电网为算例, 计算结果验证所提出方法的正确有效性。

关键词: 含分布式光伏配电网; 优化调度; 灵活性; 双层优化; 直觉模糊规划

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2021.03.007 中图分类号: TM732 文章编号: 1673-9140(2021)03-0056-11

A bi-layer optimal dispatch approach for distribution networks with distributed photovoltaic considering the flexibility

ZHANG Xinmin¹, GUO Minghai¹, LIN Yapei¹, LIANG Chaofan¹,
LI Yingfeng¹, YANG Yuerong², LIN Shunjiang²

(1. Guangzhou Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510620, China;

2. School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: The integration of large number of photovoltaic power stations into the distribution network increases the operational uncertainty, and have a significant impact on the operational flexibility of the distribution network. This paper first investigates the calculation algorithm which aims at estimating the degree of flexibility that can be provided by the connected point to the main grid, energy storage devices and demand response loads. Then, a bi-layer optimal dispatch model of distribution networks with distributed photovoltaic power stations is established with the consideration of the system flexibility. The upper-layer model solves the optimal dispatch scheme that minimizes the distribution network operating cost under a certain scenario of photovoltaic output, while the lower-layer model solves the most severe scenario within the fluctuation range of photovoltaic output. By the iterative solution of the upper-layer and lower-layer models, the optimal dispatch scheme of the distribution network is obtained. In addition, although the extreme scenarios merely occur in actual operation, satisfying the flexibility requirements of these scenarios usual-

收稿日期: 2020-06-10; 修回日期: 2020-07-02

基金项目: 国家自然科学基金(51977080); 广州供电局有限公司科技项目(GZHKJXM20180053)

通信作者: 林舜江(1980-), 男, 博士, 副研究员, 主要从事电力系统优化与控制研究; Email: linsjh@scut.edu.cn

ly requires relatively high economic cost. To address this problem, intuitionistic fuzzy programming is introduced to transform the original optimal dispatch model into an intuitionistic fuzzy programming model, which could obtain a comprehensive optimal dispatch scheme for satisfying the operating costs and flexibility constraints. Finally, an actual distribution network model with distributed photovoltaic is used to validate the correctness and effectiveness of the proposed method.

Key words: distribution network with distributed photovoltaic; optimal dispatch; flexibility; bi-layer optimization; intuitionistic fuzzy programming

随着全球化石能源短缺和气候变暖等问题的日益严重,光伏和风电等可再生能源发电技术得到快速的发展。太阳能作为无污染、无损耗、可持续利用的新型能源,近年来得到迅速发展^[1]。由于可靠性高、安装灵活等优点,接入配电网的分布式光伏发电系统成为中国光伏并网的重点发展方式^[2]。但是,由于光伏电站出力有着一定的间歇性以及波动性,光伏电站的大量接入给配电网的灵活性、电能质量、继电保护等多个方面带来新的问题。欧洲国家的运行经验表明,若能通过有效的调度策略,充分地利用灵活性资源,可以减少2/3的电力网络改造扩建投资费用^[3]。因此,在光伏出力不确定的情况下,如何充分调度配电网的灵活性资源,以提高配电网运行的经济效益,具有十分重要的意义。

电力系统灵活性的研究近几年刚刚起步,对于灵活性目前还没有统一的定义。北美可靠性委员会(north american electric reliability council, NERC)认为,电力系统灵活性指的是利用系统资源满足负荷变化的能力^[4]。国际能源署(international energy agency, IEA)则认为,电力系统灵活性指电力系统在其边界约束下,快速响应系统中供应和需求的大幅度波动,对其可预见、不可预见的变化和事件迅速反应的能力^[5]。目前,已有很多学者对电力系统灵活性问题进行了研究。在灵活性水平评估方面,文献[6]考虑新能源发电的多时间尺度波动特性,提出基于形态学分解的灵活性评估指标及其计算方法;文献[7]在考虑需求响应负荷和储能的基础上,提出一种评估电力系统灵活性水平的方法,为优化调度提供了新的指标;文献[8]提出多时间尺度灵活性供给—需求平衡的通用数学方法和灵活性度量指标,并建立灵活性裕度的概率模型,为高比例可再生能源并网的电力系统提供了新的评估方法;文献[9]分析含高渗透率分布式电源配电网的灵活性

需求,并提出5个配电网灵活性评价指标。而在考虑灵活性的电力系统优化调度方面,文献[10]综合考虑可再生能源的不确定性和可控电源的调节能力限制,将网络动态重构作为灵活性提升手段,构建了面向系统灵活性提升的两阶段鲁棒优化模型;文献[11]从电源灵活性供需平衡的角度提出电源上调和下调灵活性裕度指标,并以此为约束构建了风水火多源协调优化调度模型。为了充分发挥现有灵活性资源的协调作用,文献[12]提出了一种新的优化模型,来解决系统运营商的灵活性调度问题,从而有效地部署需求响应资源。然而,由于可再生能源出力不确定波动的极端场景在实际运行中出现的概率很低,而满足这些极端场景所需灵活性要求的优化调度方案往往经济成本较高,因此,如何获得兼顾运行灵活性和经济性的优化调度方案,无疑更具有工程实用价值。

模糊规划理论作为数学规划理论的一个新分支,为解决各类优化问题中的模糊性提供了新的思路和方法^[13]。模糊规划通过建立隶属度函数,将模糊约束与目标函数转化成对应的隶属度约束,并以整体满意度作为目标函数,能够获得目标函数与模糊约束整体最优的解。目前,模糊规划理论在电力系统中的应用还不算广泛,而且大多只采用了普通的模糊规划^[14-17]。由于普通模糊规划方法只能考虑隶属度函数,无法同时从正反两方面分析,其最优解往往不能满足不满意度要求。而直觉模糊规划通过分别建立隶属度函数与非隶属度函数,以整体满意度与不满意度之差作为目标函数,可以从正反两方面考虑隶属情况,求出满意度与不满意度均符合要求的决策方案。

鉴于此,该文首先分析配电网中各个元件所能提供灵活性的计算方法;然后建立考虑灵活性的配电网双层优化调度模型,并给出交替迭代求解方

法;其次针对出现概率很低的极端场景导致决策方案经济成本较高的问题,引入直觉模糊规划方法以得到兼顾绝大多数场景灵活性需求和运行经济效益的决策方案;最后,以某个实际含光伏的配电网为例验证所提方法的正确有效性。

1 配电网运行灵活性的计算

光伏电站出力具有很强的波动性,当出力发生剧烈波动时,日负荷曲线与光伏电站出力曲线的差,即净负荷曲线也会剧烈波动,给配电网的运行调度带来很大挑战。因此,灵活性主要体现在配电网中可调功率的爬坡能力上。若净负荷曲线的波动幅度超过了配电网中可调功率能够承受的最大爬坡速率,则配电网会由于功率爬升/下降能力不足而导致切负荷或者弃光。因此,在配电网优化调度模型中必须加入相应的灵活性约束来保证可调功率的最大调整速率能够满足净负荷曲线的变化需求。

配电网中的可调功率包括与主网联络点、储能和需求响应(demand response, DR)负荷的可调功率的总和,某时刻配电网可调功率的最大上升和下降爬坡速率如下:

$$R'_{up} = R'_{Bup} + \sum_{i=1}^{N_S} R'_{Eup_i} + \sum_{j=1}^{N_D} R'_{Dup_j} \quad (1)$$

$$R'_{dn} = R'_{Bdn} + \sum_{i=1}^{N_S} R'_{Edn_i} + \sum_{j=1}^{N_D} R'_{Ddn_j} \quad (2)$$

式中 R'_{up} 、 R'_{dn} 分别为时段 t 整个配电网可调功率的最大上升和下降爬坡速率; R'_{Bup} 、 R'_{Bdn} 为时段 t 主网联络点能够提供给配电网的最大上升和下降爬坡速率; R'_{Eup_i} 、 R'_{Edn_i} 分别为时段 t 第 i 个储能装置能够提供的最大上升和下降爬坡速率; R'_{Dup_j} 、 R'_{Ddn_j} 为时段 t 第 j 个 DR 负荷能够提供的最大上升和下降爬坡速率; N_S 、 N_D 分别为配电网中储能装置和 DR 负荷的总数。

1.1 与主网联络点提供给配电网的灵活性

决定与主网联络点提供给配电网功率的最大爬坡速率的因素主要有 2 个:联络变压器的容量限制,若某个时刻,联络变压器的功率十分接近容量上限,则此时提供给配电网功率的上升爬坡速率会受到容量上限的限制,同时还要求配电网不能向主网倒送功率,这会限制联络点功率的下降爬坡速率;从主

网的角度出发,如果多个配电网联络点同时发生较为剧烈的功率波动,则主网可能无法提供足够的爬坡能力,因而电网公司需要根据实际情况限定每个配电网与主网联络点功率的爬坡速率上限。综上,与主网联络点能够提供的最大爬坡速率为上述两方面限制的较小值:

$$R'_{Bup} = \min\{(S_{1max} \cos \varphi - P'_1)/\Delta t, R'_{Bupmax}\} \quad (3)$$

$$R'_{Bdn} = \min\{P'_1/\Delta t, R'_{Bdnmax}\} \quad (4)$$

式中 S_{1max} 、 $\cos \varphi$ 分别为配电网连接到主网的联络变压器的额定容量和额定功率因数; P'_1 为时段 t 配电网与主网联络点的注入有功功率; R'_{Bupmax} 、 R'_{Bdnmax} 分别为电网公司限定的配电网与主网联络点注入有功功率的最大上升和下降爬坡速率。

1.2 储能装置提供给配电网的灵活性

储能装置提供功率的最大爬坡速率由当前时段储能装置的剩余电量和充放电功率所决定,即

$$R'_{Eup_i} =$$

$$\min\{(P'_{di_{max}} - P'_{di})/\Delta t, (E'_i - E'_{i_{min}})/\Delta t^2\} \quad (5)$$

$$R'_{Edn_i} =$$

$$\min\{(P'_{ci_{max}} - P'_{ci})/\Delta t, (E'_{i_{max}} - E'_i)/\Delta t^2\} \quad (6)$$

式(5)、(6)中 $P'_{ci_{max}}$ 、 $P'_{di_{max}}$ 分别为第 i 个储能装置的最大充电和放电功率; P'_{ci} 、 P'_{di} 分别为时段 t 第 i 个储能装置的充电和放电功率; E'_i 为时段 t 第 i 个储能装置的剩余电量; $E'_{i_{max}}$ 、 $E'_{i_{min}}$ 分别为 E'_i 的下限和上限。

1.3 DR 负荷提供给配电网的灵活性

DR 负荷所能提供的最大爬坡速率由 2 个因素决定:DR 负荷的最大和最小可调功率,当前时段的爬坡速率不能使得 DR 负荷功率超过其可调功率限值;DR 负荷全调度周期的总用电量限制,爬坡速率不能使得在当前及以前所有时段 DR 出力之和大于全调度周期的总用电负荷。因此,DR 负荷提供功率的最大爬坡速率为

$$R'_{Dup_j} = (P'_{Dj} - P'_{Dj_{min}})/\Delta t \quad (7)$$

$$R'_{Ddn_j} = \min\{(P'_{Dj_{max}} - P'_{Dj})/\Delta t, [E'_{Dj\Sigma}/\Delta t - (P'_{Dj} + P^2_{Dj} + \dots + P^1_{Dj} + P'_{Dj})]/\Delta t\} \quad (8)$$

式(7)、(8)中 P'_{Dj} 为时段 t 第 j 个 DR 负荷的有功功率; $P'_{Dj_{min}}$ 、 $P'_{Dj_{max}}$ 分别为 P'_{Dj} 可调范围的最小和最大值; $E'_{Dj\Sigma}$ 为第 j 个 DR 负荷在全调度周期的总用电量。

2 考虑灵活性的含分布式光伏配电网双层优化调度模型

为应对光伏出力的不确定波动,考虑灵活性的含分布式光伏配电网优化调度模型是一个双层优化模型,上层模型求解在某一场景下最小化配电网运行费用的调度方案,下层模型则求解在光伏出力波动范围内对应着最严峻净负荷曲线的极端场景。

2.1 上层优化模型

1) 目标函数。

通过优化调度配电网中各可控资源以提高配电网运行的经济效益,优化目标为配电网运行费用,包括从主网的购电费用、储能装置的运行费用和 DR 负荷的调度费用,即

$$\min \sum_{t=1}^{N_T} [K_n^t P_1^t + \sum_{i=1}^{N_S} (K_{ci} P_{ci}^t + K_{di} P_{di}^t) + \sum_{j=1}^{N_D} K_{Dj} |P_{Dj}^t - P_{Dj0}^t|] \Delta t \quad (9)$$

式中 N_T 为调度周期的时段总数; Δt 为每个时段的时长,当一天分为 96 个时段,则 $N_T = 96$, $\Delta t = 1/4$ h; K_n^t 为时段 t 的单位购电费用; P_1^t 为时段 t 与主网联络点注入配电网的功率; K_{ci} 、 K_{di} 分别为第 i 个储能装置充电和放电的成本系数; P_{ci}^t 、 P_{di}^t 分别为时段 t 第 i 个储能装置的充电和放电功率; K_{Dj} 为第 j 个 DR 负荷单位有功功率的调度成本; P_{Dj0}^t 为 t 时段第 j 个 DR 负荷调度前的原始用电功率。

2) 配电网运行约束。

① 节点功率平衡约束:

$$\begin{cases} P_i - e_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} e_j - B_{ij} f_j) - f_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} f_j + B_{ij} e_j) = 0 \\ Q_i - f_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} e_j - B_{ij} f_j) + e_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} f_j + B_{ij} e_j) = 0 \end{cases} \quad (10)$$

② 节点电压安全约束:

$$V_{i\min} \leq V_i \leq V_{i\max} \quad (11)$$

式中 $V_{i\max}$ 、 $V_{i\min}$ 为节点 i 电压的上限和下限。

③ 线路有功安全约束:

$$\begin{cases} P_{li}^t = V_j^2 g_{jk} - V_j V_k (g_{jk} \cos \theta_{jk} + b_{jk} \sin \theta_{jk}) \\ -P_{li\max} \leq P_{li}^t \leq P_{li\max} \end{cases} \quad (12)$$

式中 $P_{li\max}$ 为第 i 个线路的有功上限; j 、 k 分别为第 i 条线路两端的节点编号; V_j 、 V_k 分别为节点 j 和 k 的电压幅值; θ_{jk} 为节点 j 、 k 之间的电压相角差; g_{jk} 、 b_{jk} 分别为第 i 个线路的电导和电纳。

④ 灵活性约束:

在光伏出力波动范围内,配电网最严峻净负荷曲线的上升爬坡速率不能超过可调功率的最大上升爬坡速率,下降爬坡速率不能超过可调功率的最大下降爬坡速率,即

$$-R_{dn}^t \Delta t \leq P_{se}^{t+1} - P_{se}^t \leq R_{up}^t \Delta t \quad (13)$$

式中 P_{se}^t 为最严峻净负荷曲线在时段 t 的净负荷大小。最严峻净负荷曲线由下层优化模型求解得出。

3) 可控资源侧约束。

① 配电变压器:

$$P_1^t + Q_1^t \leq S_{1\max}^2 \quad (14)$$

式中 Q_1^t 为时段 t 与主网联络点注入配电网无功功率。

② 储能装置:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ci}^t \leq P_{ci\max} \\ 0 \leq P_{di}^t \leq P_{di\max} \\ \{E_i^t = E_i^{t-1} + (P_{ci}^t \eta_{ci} - P_{di}^t / \eta_{di}) \Delta t \\ E_{i\min} \leq E_i^t \leq E_{i\max} \\ |P_{ci}^t P_{di}^t| = 0 \end{cases} \quad (15)$$

式中 η_{ci} 、 η_{di} 为第 i 个储能装置充电和放电效率。

③ DR 负荷:

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{N_T} P_{Dj}^t \Delta t = E_{Dj\Sigma} \\ \underline{E}_{Dj}^t \leq P_{Dj}^t \Delta t \leq \bar{E}_{Dj}^t \end{cases} \quad (16)$$

式中 \bar{E}_{Dj}^t 、 \underline{E}_{Dj}^t 分别为时段 t 第 j 个 DR 负荷用电量的上限和下限。

2.2 下层优化模型

假定光伏实际出力在以预测出力为均值的某一误差水平范围内波动,如图 1 所示。由负荷曲线和光伏出力波动范围可得到净负荷曲线波动范围,如图 2 所示,实际可能的净负荷曲线则在其波动范围内变化。

定义某一调度方案下,最严峻的净负荷曲线为在净负荷曲线波动范围内,整个调度周期各个时段的爬坡速率超越配电网可调功率最大爬坡速率的部分之和最大的净负荷曲线,如图 3 所示。图中实线

为各个时段配电网可调功率的最大上升和下降爬坡速率,虚线为某一净负荷曲线在各个时段功率的爬坡速率。那么,黑色部分则是此净负荷曲线功率的爬坡速率超过配电网可调功率的最大上升和下降爬坡速率的部分。可以看出,黑色部分面积越大,就意味着该净负荷曲线超过配电网可调功率的最大上升和下降爬坡速率的部分越大。

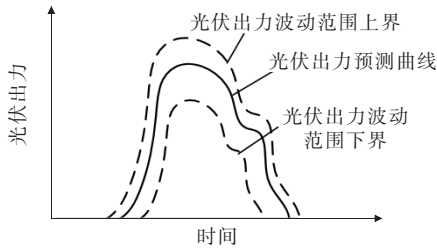


图 1 光伏电站出力的预测曲线和波动范围

Figure 1 Forecast curve and fluctuation range of photovoltaic power plant output

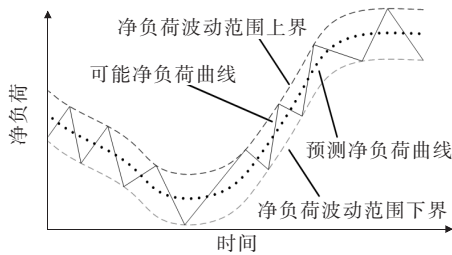


图 2 预测净负荷曲线与可能净负荷曲线

Figure 2 Forecast net load curve and possible net load curve

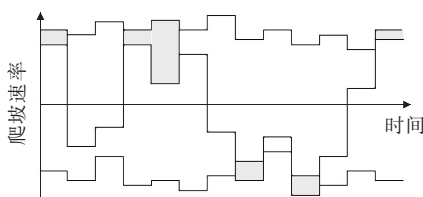


图 3 净负荷曲线严峻程度

Figure 3 Severe degree of the net load curve

因此,定义黑色部分面积为对应净负荷曲线的严峻程度 S ,对应的部分面积最大的净负荷曲线为最严峻的净负荷曲线,即

$$S = \sum_{t=1}^{N_T} (\max\{R_{se}^t - R_{up}^t, 0\} + \max\{-R_{se}^t - R_{dn}^t, 0\}) \quad (17)$$

在求解上层模型得到某一配电网调度方案后,可计算得到该调度方案对应的各时段配电网可调功率的最大上升和下降爬坡速率。下层优化模型是在

净负荷曲线的波动范围内寻找最严峻的净负荷曲线,即

$$\begin{cases} \max S \\ P_{se}^t \\ \text{s. t. } P_{nlmin}^t \leq P_{se}^t \leq P_{nlmax}^t \\ R_{se}^t = (P_{se}^{t+1} - P_{se}^t) / \Delta t \end{cases} \quad (18)$$

式中 R_{se}^t 为最严峻净负荷曲线在时段 t 功率的爬坡速率; P_{nlmin}^t 、 P_{nlmax}^t 为净负荷曲线在时段 t 功率波动范围的最小值和最大值,可由图 2 得到。

此时,可以通过上层和下层模型的交替迭代方法,求解出满足灵活性约束的配电网优化调度方案。

1)先忽略灵活性约束式(13),求解上层优化模型式(1)~(12)和式(14)~(16),得到初始优化调度方案。

2)计算此调度方案对应的各时段配电网可调功率的最大上升和下降爬坡速率,求解下层模型式(17)~(18),得到对应的最严峻净负荷曲线 P_{se}^t 。

3)考虑灵活性约束式(13),求解上层模型式(1)~(16),得出新的优化调度方案。

4)比较此次配电网运行费用和上次迭代得到的配电网运行费用,若二者之差绝对值小于某阈值,则迭代结束,得到最终的配电网优化调度方案;若大于某阈值,则重复步骤 2~4。

3 基于直觉模糊规划的求解方法

上一节所定义的最严峻净负荷曲线对应的光伏出力极端场景,在日常生产中出现的概率并不高,而要满足极端场景下的灵活性需求,对应的调度方案往往需要付出很大经济代价,即增大配电网的运行费用。为了解决这个矛盾,引入直觉模糊规划方法求解上一节考虑灵活性的含分布式光伏配电网优化调度模型。

3.1 直觉模糊集

一般而言,模糊集定义为

$$A = \{(x, \mu_A(x)) \mid x \in X\} \quad (19)$$

式中 A 为模糊集; $\mu_A(x)$ 为元素 x 在模糊集 A 上的隶属度函数,为全集 X 到区间 $[0, 1]$ 上的一个映射。当 $\mu_A(x) = 1$ 时, x 完全属于模糊集 A ; 当 $\mu_A(x) = 0$ 时, x 完全不属于模糊集 A 。

直觉模糊集为传统模糊集的扩充和发展。传统模糊集理论只从隶属度方面描述元素 x 对于一个集合 A 的隶属程度。而直觉模糊集则在传统的隶属度基础上,增加了一个非隶属度函数,用于描述元素 x 对于一个集合 A 的非隶属程度。隶属度和非隶属度函数从正反两方面分别描述了元素 x 与集合 A 的关系,可以提供更多的信息,更符合实际应用需求。设 X 为一个非空集合,则直觉模糊集为

$$A = \{(x, \mu_A(x), \nu_A(x)) \mid x \in X\} \quad (20)$$

式中 $\nu_A(x)$ 为元素 x 在模糊集 A 上的非隶属度函数。满足 $\mu_A(x) \in [0, 1], \nu_A(x) \in [0, 1]$ 且 $0 \leq \mu_A(x) + \nu_A(x) \leq 1$ 。

3.2 直觉模糊规划

一般情况下,直觉模糊规划模型可描述为

$$\begin{cases} \min_x f(x) \\ \text{s. t. } H_1(x) \leq b \\ H_2(x) \leq \tilde{b} \end{cases} \quad (21)$$

式中 $H_1(x) \leq b$ 为一般约束; $H_2(x) \leq \tilde{b}$ 为直觉模糊约束。

假定第 i 个直觉模糊约束所对应的隶属度函数和非隶属度函数分别为 $\mu_i(x)$ 、 $\nu_i(x)$,采用线性的隶属度和非隶属度函数,即

$$\mu_i(x) = \begin{cases} 1, & H_{2i}(x) \leq \underline{b}_i \\ 1 - [H_{2i}(x) - \underline{b}_i] / \underline{p}_i, & \underline{b}_i \leq H_{2i}(x) \leq \underline{b}_i + \underline{p}_i \\ 0, & H_{2i}(x) \geq \underline{b}_i + \underline{p}_i \end{cases} \quad (22)$$

$$\nu_i(x) = \begin{cases} 0, & H_{2i}(x) \leq \bar{b}_i \\ [H_{2i}(x) - \bar{b}_i] / \bar{p}_i, & \bar{b}_i \leq H_{2i}(x) \leq \bar{b}_i + \bar{p}_i \\ 1, & H_{2i}(x) \geq \bar{b}_i + \bar{p}_i \end{cases} \quad (23)$$

式中 \underline{b}_i 为 $\mu_i(x)$ 的阈值; \underline{p}_i 为第 i 个模糊隶属度约束可接受的最大容差; \bar{b}_i 为 $\nu_i(x)$ 的阈值; \bar{p}_i 为第 i 个模糊非隶属度约束可接受的最大容差。隶属度函数和非隶属度函数如图 4 所示。

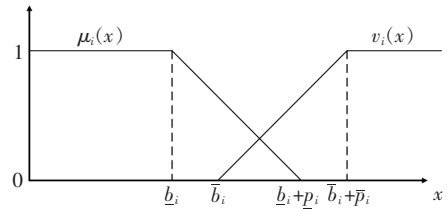


图 4 第 i 个约束的隶属度函数和非隶属度函数

Figure 4 Membership function and non-membership function of the i -th constraint

利用隶属度函数和非隶属度函数,可以将直觉模糊规划模型式(21)写成以下形式:

$$\begin{cases} \min_x f(x) \\ \text{s. t. } H_1(x) \leq b \\ \mu_i(x) \geq \alpha_i \end{cases} \quad (24)$$

$$\begin{cases} \min_x f(x) \\ \text{s. t. } H_1(x) \leq b \\ \nu_i(x) \leq \beta_i \end{cases} \quad (25)$$

式中 α_i 为第 i 个模糊约束需要满足的最小隶属度,也可称为第 i 个模糊约束需要满足的最小满意度; β_i 为第 i 个模糊约束需要满足的最大非隶属度,也可称为第 i 个模糊约束需要满足的最大不满意度。

可以看出,2 个优化问题的最优解分别是在满意度大于某个值和不满意度小于某个值下的最优解,即这 2 个模型可分别从正反两方面来描述最优解对于模糊约束的满足程度和不满足程度。利用式(22)、(23),可以进一步将模型式(24)、(25)改写成以下形式:

$$\begin{cases} \min_x f(x) \\ \text{s. t. } H_1(x) \leq b \\ H_{2i}(x) \leq \underline{b}_i + (1 - \alpha_i) \underline{p}_i \end{cases} \quad (26)$$

$$\begin{cases} \min_x f(x) \\ \text{s. t. } H_1(x) \leq b \\ H_{2i}(x) \leq \bar{b}_i + \beta_i \bar{p}_i \end{cases} \quad (27)$$

进一步将目标函数写成模糊形式。以式(26)优化模型为例,定义 z_0 为可接受范围内的最坏解, z_1 为可接受范围内的最优解, z_0 、 z_1 可用以下优化问题计算:

$$\begin{cases} [z_0 = \min_x f(x) \\ \text{s. t. } H_1(x) \leq b \\ \quad H_{2i}(x) \leq \underline{b}_i \end{cases} \quad (28)$$

$$\begin{cases} [z_1 = \min_x f(x) \\ \text{s. t. } H_1(x) \leq b \\ \quad H_{2i}(x) \leq \underline{b}_i + \underline{p}_i \end{cases} \quad (29)$$

此时可以构造直觉模糊目标,即

$$\begin{cases} \mu_f(x) = \\ \begin{cases} 0, & f(x) > z_0 \\ 1 - [z_1 - f(x)] / (z_1 - z_0), & z_1 \leq f(x) \leq z_0 \\ 1, & f(x) < z_1 \end{cases} \end{cases} \quad (30)$$

可写出式(26)优化模型的模糊形式:

$$\begin{cases} [\max \alpha \\ \text{s. t. } H_1(x) \leq b \\ \quad H_{2i}(x) \leq \underline{b}_i + (1 - \alpha_i) \underline{p}_i \\ \quad f(x) \geq z_0 + \alpha_0(z_1 - z_0) \\ \quad \alpha \leq \alpha_i, \quad i = 0, 1, 2, \dots \end{cases} \quad (31)$$

式中 α 为整体满意度。

同理,可写出式(27)模型的模糊形式:

$$\begin{cases} [\min \beta \\ \text{s. t. } H_1(x) \leq b \\ \quad H_{2i}(x) \leq \bar{b}_i + \beta_i \bar{p}_i \\ \quad f(x) \geq y_0 + (1 - \beta_0)(y_1 - y_0) \\ \quad \beta \geq \beta_i, \quad i = 0, 1, 2, \dots \end{cases} \quad (32)$$

式中 β 为整体不满意度; y_0, y_1 可分别通过求解以下模型获得:

$$\begin{cases} [y_0 = \min_x f(x) \\ \text{s. t. } H_1(x) \leq b \\ \quad H_{2i}(x) \leq \bar{b}_i \end{cases} \quad (33)$$

$$\begin{cases} [y_1 = \min_x f(x) \\ \text{s. t. } H_1(x) \leq b \\ \quad H_{2i}(x) \leq \bar{b}_i + \bar{p}_i \end{cases} \quad (34)$$

式(31)、(32)合称为式(21)的直觉模糊形式。

可以看出,式(31)、(32)分别求取最大整体满意度和最小整体不满意度,分别从正反两方面衡量了决策方案,可以给予决策者更多的信息。而且,在式(31)中,2个模糊约束分别对应着变量的满意度和目标

的满意度。变量满意度越大,代表着模糊约束满足的情况越好,此时目标的满意度则较差,也就是说,变量的满意度和目标的满意度是互相制约的。因此,以整体满意度最大为目标函数,则可以求取出目标和约束总体最满意的解,从而避免了出现极端的情况。进一步,可以将直觉模糊规划式(31)、(32)转化成以下的经典优化问题求解,即

$$\begin{cases} [\max \alpha - \beta \\ \text{s. t. } H_1(x) \leq b \\ \quad H_{2i}(x) \leq \underline{b}_i + (1 - \alpha_i) \underline{p}_i \\ \quad H_{2i}(x) \leq \bar{b}_i + \beta_i \bar{p}_i \\ \quad f(x) \geq z_0 + \alpha_0(z_1 - z_0) \\ \quad f(x) \geq y_0 + (1 - \beta_0)(y_1 - y_0) \\ \quad \alpha \leq \alpha_i, \beta \geq \beta_i \quad i = 0, 1, 2, \dots \end{cases} \quad (35)$$

3.3 直觉模糊规划的应用

在第2节提出的配电网优化调度模型中,若直接采用交替迭代方法求解,所得出的最优解可以满足光伏出力极端场景下的灵活性要求。但是,由于这些极端场景在实际运行中出现的概率比较小,而要满足极端场景的灵活性需求往往则要付出较大经济代价。因此,利用直觉模糊规划可以求取目标与约束总体最满意解的特点,将第2节中的模型转化为直觉模糊形式,以求出配电网运行费用与灵活性约束综合最满意的优化调度解。

在上层优化模型中,取灵活性约束式(13)为模糊约束,按模型式(31)可写出对应的模糊约束:

$$\begin{cases} [P_{se}^{t+1} - P_{se}^t - R_{Dup}^t \Delta t \leq \underline{b}_i^{up} + (1 - \alpha_i^{up}) \underline{p}_i^{up} \\ \quad - (P_{se}^{t+1} - P_{se}^t + R_{Ddn}^t \Delta t) \leq \bar{b}_i^{dn} + (1 - \alpha_i^{dn}) \bar{p}_i^{dn} \end{cases} \quad (36)$$

$$\begin{cases} [P_{se}^{t+1} - P_{se}^t - R_{Dup}^t \Delta t \leq \bar{b}_i^{up} + \beta_i^{up} \bar{p}_i^{up} \\ \quad - (P_{se}^{t+1} - P_{se}^t + R_{Ddn}^t \Delta t) \leq \underline{b}_i^{dn} + \beta_i^{dn} \underline{p}_i^{dn} \end{cases} \quad (37)$$

其中,阈值 $\underline{b}_i^{up} = \underline{b}_i^{down} = \bar{b}_i^{up} = \bar{b}_i^{down} = 0$ 。

同样地,将目标函数式(9)也按照模型式(31)转换成对应的模糊约束,即

$$\begin{cases} [F \geq z_0 + \alpha_0(z_1 - z_0) \\ \quad F \geq y_0 + (1 - \beta_0)(y_1 - y_0) \end{cases} \quad (38)$$

式中 z_0, z_1, y_0, y_1 分别由优化模型式(28)、(29)、(33)、(34)求解得到。此时,可以将上层优化模型转化成式(35)形式,即

$$\begin{aligned}
 & \max \alpha - \beta \\
 \text{s. t. } & F = \sum_{i=1}^{N_T} [K_{n_i}^t P_{n_i}^t + \sum_{i=1}^{N_S} (K_{ci} P_{ci}^t + K_{di} P_{di}^t) + \\
 & \sum_{j=1}^{N_D} K_{Dj} |P_{Dj}^t - P_{Dj0}^t|] \Delta t
 \end{aligned}$$

此处公式同式(1)~(8)、(10)~(16)

$$\begin{cases}
 P_{se}^{t+1} - P_{se}^t - R_{Dup}^t \Delta t \leq \bar{b}_t^{up} + (1 - \alpha_t^{up}) \underline{p}_t^{up} \\
 - (P_{se}^{t+1} - P_{se}^t + R_{Ddn}^t \Delta t) \leq \bar{b}_t^{dn} + (1 - \alpha_t^{dn}) \underline{p}_t^{dn} \\
 P_{se}^{t+1} - P_{se}^t - R_{Dup}^t \Delta t \leq \bar{b}_t^{up} + \beta_t^{up} \bar{p}_t^{up} - \\
 (P_{se}^{t+1} - P_{se}^t + R_{Ddn}^t \Delta t) \leq \bar{b}_t^{dn} + \beta_t^{dn} \bar{p}_t^{dn} \\
 F \geq z_0 + \alpha_0 (z_1 - z_0) \\
 F \geq y_0 + (1 - \beta_0) (y_1 - y_0) \\
 \alpha \leq \alpha_t, \beta \geq \beta_t, t = 0, 1, 2, \dots
 \end{cases} \quad (39)$$

此时,已将第 2 节中的上层优化模型转化为对应的直觉模糊规划形式(39),可将其代替原上层优化模型,进行迭代计算。

1)先忽略灵活性约束式(13),求解上层优化模型式(1)~(12)和式(14)~(16),得到初始优化调度方案。

2)计算此调度方案对应的各时段配电网可调功率的最大上升和下降爬坡速率,求解下层模型

式(17)~(18),得到此时的最严峻净负荷曲线 P_{se}^t 。

3)利用最严峻净负荷曲线 P_{se}^t ,求解模型式(28)、(29)、(33)、(34),得出 z_0, z_1, y_0, y_1 。

4)利用最严峻净负荷曲线 P_{se}^t 以及 z_0, z_1, y_0, y_1 ,求解直觉模糊规划模型式(39),得出此时的优化调度方案及对应的运行费用。

5)比较此次运行费用以及上一次迭代得到的运行费用,若其绝对值之差小于某阈值,则认为迭代结束,得到最终的配电网优化调度方案;若其绝对值之差大于某阈值,则重复步骤 2~5。

4 算例分析

以某个实际配电网为例对该文提出的方法进行验证。该配电网包括 180 个节点,179 条支路,如图 5 所示。光伏电站出力预测曲线如图 6 所示,光伏出力波动范围为预测出力的 $\pm 20\%$ 。总负荷预测曲线如图 7 所示。与主网联络点注入有功功率的最大上升和下降爬坡速率设置为最大负荷的一半。表 1 为配电网中 2 个储能装置的参数,表 2 为配电网从主网购电的分时电价。2 个 DR 负荷主要指可平移负荷,调度费用取 $K_x = 0.32$ 元/(kW·h)^[18],其在 t 时段的有功功率上下限分别取其预测有功功率的 1.5 倍和 0.5 倍。

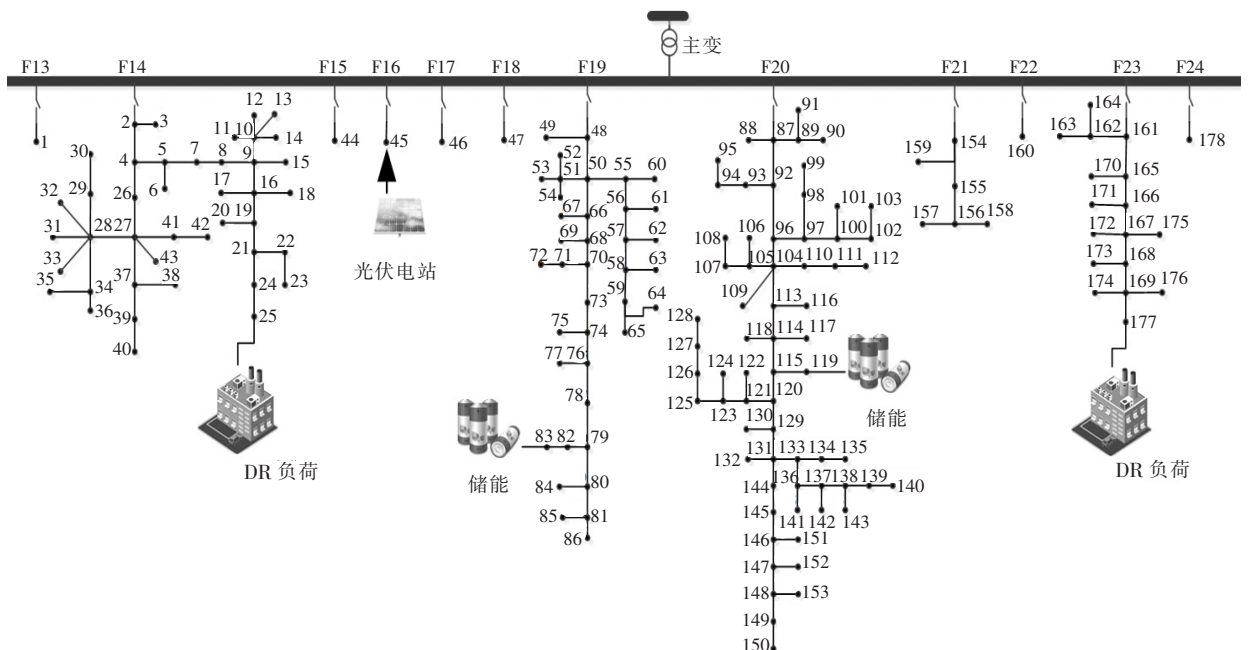


图 5 某实际配电网网络结构

Figure 5 Structure diagram of an actual distribution network

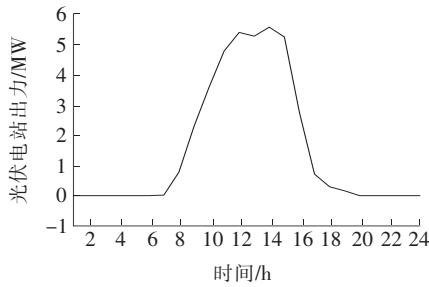


图6 光伏出力预测曲线

Figure 6 Photovoltaic power station output forecast curve

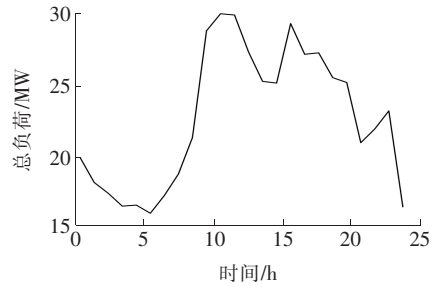


图7 总负荷预测曲线

Figure 7 Total load forecast curve

表1 储能装置的参数

Table 1 Parameters of energy storage device

参数	P_{ci}/kW	P_{di}/kW	η_{ci}	η_{di}	$\bar{E}/(\text{kW}\cdot\text{h})$	$\underline{E}/(\text{kW}\cdot\text{h})$	$K_{ci}/(\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h}))$	$K_{di}/(\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h}))$
数值	400	400	0.9	0.9	2 000	0	0.2	0.4

表2 分时电价

Table 2 Time-of-use price

时段属性	时段	电价/(元/(kW·h))
峰	10:00—15:00, 18:00—21:00	1.322
平	07:00—10:00, 15:00—18:00 21:00—23:00	0.832
谷	23:00—07:00	0.369

4.1 优化调度计算结果分析

按照2.2节中的步骤,求解考虑所有极端场景的灵活性需求的优化调度模型;同时按照3.3节中的步骤,求解直觉模糊规划模型,此处选择最大容差 $\underline{p}_i^{\text{up}} = \underline{p}_i^{\text{dn}} = \bar{p}_i^{\text{up}} = \bar{p}_i^{\text{dn}} = 0.3$,其计算结果比较如表3。可以看出,当没有考虑灵活性约束时,配电网运行费用最小,但此时最严峻,净负荷曲线的S值比较大,说明有较大的概率出现灵活性不足的情况,会给配电网的安全运行带来威胁。而当考虑所有极端场景的灵活性需求,虽然此时的最严峻净负荷曲线的S值为0,也就是说在光伏电站出力波动范围内不会出现灵活性不足的情况,但是,此时的配电网运行费用要明显高于不考虑灵活性约束时的费用,这是因为考虑了出现概率很小的极端场景约束,需要付出较高的经济代价。而采用直觉模糊规划求解方法得出的优化调度方案,对应的运行费用只是稍稍高于不考虑灵活性约束时的费用,且最严峻曲线的S值很接近0,说明此时在光伏电站出力波动范围内绝大多数场景的灵活性要求都能得到满足,只有少数出现概率很小的极端场景的灵活性要求无法满足。也就是说,通过牺牲少量出现概率很小的极端

场景的灵活性运行限制来换取比较高的经济效益,更符合实际配电网运行的需求,具有明显的实际工程应用价值。

分析最大容差不同取值对于直觉模糊规划模型求解结果的影响,计算结果如表4。可以看出,随着最大容差取值的增大,优化调度方案的运行费用减小,而对应的最严峻净负荷曲线的严峻程度S值增加。这是因为最大容差代表着灵活性约束可以被满足的程度,最大容差越大,可以被满足的程度越高,因此就越接近不考虑灵活性约束的情况。当最大容差取10与20时,运行费用以及最严峻曲线的

表3 不同模型最优方案的运行费用和最严峻曲线S值

Table 3 Operating cost and S-value of the most severe curve of the optimal solutions of different models

优化模型	运行费用F/元	最严峻曲线S值
不考虑灵活性约束	30 626	0.688 0
直觉模糊规划	30 822	0.001 9
考虑所有极端场景	31 240	0

表4 最大容差对模糊最优解的影响

Table 4 Influence of maximum tolerance on fuzzy optimal solution

最大容差	运行费用F/元	最严峻曲线S值
0.1	31 225	0.000 4
0.3	30 822	0.001 9
0.5	30 749	0.008 8
1.0	30 680	0.079 0
10.0	30 626	0.688 0
20.0	30 626	0.688 0

S 值已经与不考虑灵活性约束时相同了,这是由于此时最大容差过大,灵活性约束已经不起作用了。相反,最大容差越小,灵活性约束可以不被满足的程度越低,因此就越接近考虑所有光伏电站出力场景下灵活性要求的情况。因此,决策者可以通过改变最大容差取值,以获得运行费用 F 与最严峻净负荷曲线的严峻程度 S 值综合最优的配电网调度方案。

4.2 不同光伏出力波动幅度下优化调度结果比较

分析光伏出力的波动幅度对直觉模糊规划模型求解结果的影响,计算结果如表 5。可以看出,若不考虑灵活性约束,随着光伏波动范围的增大,得到的优化调度方案对应的最严峻净负荷曲线的 S 值一直在增大,即配电网运行中越容易出现灵活性不足

的情况。当考虑所有极端场景灵活性需求约束,随着光伏波动范围的增大,得到的优化调度方案对应的运行费用明显增加。而当使用直觉模糊规划进行求解时,随着光伏波动范围的增大,运行费用也在增加,但增加较慢,且一直小于考虑所有极端场景灵活性需求约束时的运行费用,而最严峻净负荷曲线的 S 值一直很接近于 0,表明直觉模糊规划在各个光伏波动幅值下都能够获得同时兼顾运行费用和最严峻净负荷曲线的 S 值的优化调度方案,从而验证了所提出方法的有效性。

另外,经过对不同馈线间存在联络情况的算例分析,表明该方法在应用于不同馈线间存在联络情况的配电网时,依然有着良好的收敛性,从而验证了所提出方法具有较好的鲁棒性和可扩展性。

表 5 不同光伏出力波动幅度下的优化调度结果

Table 5 Optimal scheduling results under different photovoltaic output fluctuations

光伏波动 幅度/%	不考虑灵活性约束		直觉模糊规划		考虑所有极端场景	
	运行费用 F /元	最严峻曲线 S 值	运行费用 F /元	最严峻曲线 S 值	运行费用 F /元	最严峻曲线 S 值
10	30 626	0	30 626	0	30 626	0
15	30 626	0.460	30 744	0.000 5	30 939	0
20	30 626	0.688	30 822	0.001 9	31 240	0
25	30 626	0.916	31 310	0.003 3	32 900	0
30	30 626	1.275	32 488	0.018 2	35 058	0

5 结语

光伏电站出力具有很强的不确定波动特性,可能会导致配电网因灵活性调控能力不足而出现需要切负荷或弃光问题。针对这一点,该文提出了考虑灵活性的含分布式光伏配电网双层优化调度方法,并通过实际配电网算例分析得到如下结论:

1)通过上层和下层模型的交替迭代求解考虑灵活性的含分布式光伏配电网优化调度双层优化模型,得到的配电网的优化调度方案能够保证在光伏出力波动范围内不会出现灵活性调控能力不足的情况,从而保证了配电网的安全运行;

2)采用直觉模糊规划方法求解得出的双层优化模型得到的优化调度方案,对应的配电网运行费用只是稍稍高于不考虑灵活性约束时的运行费用,且能保证在光伏出力波动范围内绝大多数场景的灵活性要求都能得到满足,更符合实际配电网运行的需

求,具有明显的实际工程应用价值。

参考文献:

- [1] 范家铭,夏向阳. 光伏发电并网的有功功率控制策略[J]. 电力科学与技术学报,2019,34(4):123-128+147. FAN Jiaming, XIA Xiangyang. Active power control strategy for grid connected photovoltaic power generation[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2019,34(4):123-128+147.
- [2] 吴斌,单来支,王庆,等. 基于三相不平衡的分布式光伏接入配电网的优化配置研究[J]. 电力系统保护与控制,2019,47(24):108-114. WU Bin, SHAN Laizhi, WANG Qing, et al. Research on optimal configuration of distributed photovoltaic access distribution network based on three-phase unbalance[J]. Power System Protection and Control,2019,47(24):108-114.
- [3] 高志远,陈鹏,陈天华,等. 新一代智能电网调度自动化标准体系研究[J]. 供用电,2020,37(3):22-26+57. GAO Zhiyuan, CHEN Peng, CHEN Tianhua, et al. Re-

- search on new generation standard system for smart grid dispatching automation[J]. *Distribution & Utilization*, 2020, 37(3): 22-26+57.
- [4] 慕明良,李守茂,孟祥鹤,等. 考虑灵活性的冷热电联供型微网优化调度[J]. *智慧电力*, 2020, 48(3): 39-46+95.
MU Mingliang, LI Shoumao, MENG Xianghe, et al. Optimal scheduling of CCHP microgrid considering flexibility[J]. *Smart Power*, 2020, 48(3): 39-46+95.
- [5] 白帆,陈红坤,陈磊,等. 基于确定型评价指标的电力系统调度灵活性研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(10): 52-60.
BAI Fan, CHEN Hongkun, CHEN Lei, et al. Research on dispatching flexibility of power system based on deterministic evaluation index[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(10): 52-60.
- [6] 詹勋淞,管霖,卓映君,等. 基于形态学分解的大规模风光并网电力系统多时间尺度灵活性评估[J]. *电网技术*, 2019, 43(11): 3890-3901.
ZHAN Xunsong, GUAN Lin, ZHUO Yingjun, et al. Multi-scale flexibility evaluation of large-scale hybrid wind and solar grid-connected power system based on multi-scale morphology [J]. *Power System Technology*, 2019, 43(11): 3890-3901.
- [7] Ahmad N, Jamshid A, Miadrez S K, et al. Assessing increased flexibility of energy storage and demand response to accommodate a high penetration of renewable energy sources [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2018, 10(2): 659-669.
- [8] 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.
- [9] 王洪坤,王守相,潘志新,等. 含高渗透分布式电源配电网灵活性提升优化调度方法[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(15): 86-93.
WANG Hongkun, WANG Shouxiang, PAN Zhixin, et al. Optimized dispatching method for flexibility improvement of distribution network with high-penetration distributed generation[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(15): 86-93.
- [10] 武忠山,秦超,余贻鑫. 考虑网络动态重构的配电系统两阶段灵活性提升优化调度方法[J]. *电网技术*, 2020, 44(12): 4644-4653.
WU Zhongshan, QIN Chao, YU Yixin. Optimized dispatching method for flexibility improvement of distribution system considering dynamic reconfiguration [J]. *Power System Technology*, 2020, 44(12): 4644-4653.
- [11] 苏承国,申建建,王沛霖,等. 基于电源灵活性裕度的含风电电力系统多源协调调度方法[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(17): 111-119.
SU Chengguo, SHEN Jianjian, WANG Peilin, et al. Coordinated dispatching method for wind-turbine-integrated power system with multi-type power sources based on power flexibility margin [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(17): 111-119.
- [12] Torbaghan S S, Suryanarayana G, Hoschle H, et al. Optimal flexibility dispatch problem using second-order cone relaxation of AC power flows [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, 35(1): 98-108.
- [13] 刘书款. 基于模糊规划模型的供应链优化与协调问题研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2017.
- [14] 齐世雄,王秀丽,邵成成,等. 计及弹性恢复的区域综合能源系统多目标优化调度[J]. *中国电力*, 2019, 52(6): 19-26.
QI Shixiong, WANG Xiuli, SHAO Chengcheng, et al. Multi-objective optimal dispatch of district integrated energy system considering resilience[J]. *Electric Power*, 2019, 52(6): 19-26.
- [15] 陈湫林,韩松. 基于模糊层次分析的配电网滚动规划后评价研究[J]. *电测与仪表*, 2019, 56(6): 44-49.
CHEN Qiulin, HAN Song. Post-evaluation for distribution network rolling planning based on fuzzy analytic hierarchy process [J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2019, 56(6): 44-49.
- [16] 胡情. 模糊不确定性优化理论在能源规划中的应用[D]. 北京: 华北电力大学, 2013.
- [17] 于磊. 混合模糊优化方法应用于多尺度能源系统管理[D]. 北京: 华北电力大学, 2018.
- [18] 周兴华,耿俊成,杜松怀,等. 考虑需求响应的温度敏感用户夏季短期负荷预测方法[J]. *电网与清洁能源*, 2019, 35(4): 16-22.
ZHOU Xinghua, GENG Juncheng, DU Songhuai, et al. A short-term summer load forecasting method for temperature sensitive users considering demand response [J]. *Power System and Clean Energy*, 2019, 35(4): 16-22.