

基于弱鲁棒优化的微能源网调度方法

张勇军, 林晓明, 许志恒, 陈泽兴

(广东省绿色能源技术重点实验室, 华南理工大学电力学院, 广东省广州市 510640)

摘要: 微能源网中的新能源和负荷存在不确定性, 给系统安全运行带来挑战。鲁棒优化常用于处理不确定性问题, 能够保证微能源网的安全性, 但具有保守性强的缺点。而弱鲁棒优化能够有效改善传统鲁棒优化的保守度。文中对典型的微能源网进行数学建模, 并构建了基于弱鲁棒优化的微能源网调度模型。模型计及可再生能源出力和负荷的不确定性, 在能源供求关系中引入表征能源功率缺额的松弛变量, 以微能源网的综合利润与惩罚项之差最大为目标, 并通过等式转化理论将不确定性约束转化为确定性约束, 使其可通过常规优化方法进行求解。最后通过仿真算例进行验证, 结果表明所提模型不仅可以改善调度保守性, 提高调度经济性, 而且可以适应不同决策者的调度要求。

关键词: 微能源网; 不确定性; 弱鲁棒优化; 经济性; 鲁棒性

0 引言

当前全球能源需求日渐增长, 生态环境日益恶化, 能源互联网、综合能源系统等概念的提出为提高能源综合利用率, 实现环境友好和能源可持续发展提供了新方向^[1-3]。微能源网是一种微型综合能源系统, 作为能源互联网的重要组成部分^[4], 是未来人类社会能源的主要承载形式之一^[5]。

微能源网运行优化方面, 目前研究主要以运行成本和环境效益最优为目标, 协调优化系统内部各能源设备的运行。文献[6]基于热电联产机组热电比的可调模式, 构建了微能源网的双层优化模型, 上层优化以用能成本最低为目标, 下层优化以用能效率最高为目标, 实现了微能源网的高效经济运行; 文献[7]以能源成本和温室气体排放量最小为目标, 建立了含多微能源网的多目标协同优化模型; 文献[8]建立了微能源网的模型, 以耗能和环境总成本最小为优化目标, 构建微能源网的优化运行模型; 文献[9]将碳排放额度作为可交易的商品, 建立了以系统发电成本和碳交易成本总和最小为目标的微能源网优化运行模型; 文献[10]计及光伏、储能和太阳能热交换器, 建立了居民负荷的能源集线器模型, 以能源成本最小为目标构建微能源网优化运行模型。以

上文献均未考虑不确定性环境下微能源网的优化运行, 难以保障系统运行的安全性和可靠性。

不确定问题常用的处理方法有随机优化和鲁棒优化^[11-12]。前者采用随机变量描述不确定性, 基于随机变量的概率分布, 将系统的约束描述为机会约束, 但所需的不确定参数的概率分布信息在实际决策环境中难以准确获取, 而且为了保障结果的可靠性, 需要计算大量的场景^[13-14]。后者则以变化范围描述不确定性, 在保证约束条件在不确定参数的变化范围内均得到满足的前提下, 寻求最优的决策, 具有所需不确定参数信息更容易获取、计算速度快和可求解性强等优点, 但鲁棒优化关心的是在极端场景下仍保证解的可行性, 具有极强的保守性^[15-16]。因此有文献研究随机优化和鲁棒优化方法的结合^[17]。文献[18]以一定的权重处理系统运行成本期望和最坏场景下的运行成本, 使得调度决策结果既具有概率优性, 同时又兼顾最坏场景对调度决策的影响, 但是该方法计算效率低。文献[19]将两种方法进行有机地统一, 在优化风电的接纳区间过程中引入概率信息, 但是该方法同样需要不确定参数准确的概率分布信息。针对上述问题, 文献[20]提出一种弱鲁棒优化模型, 该模型允许存在一定程度的约束违背, 以较低的安全风险换取系统的经济性, 改善调度的保守性。

为此, 本文计及微能源网可再生能源和负荷的不确定性, 引入弱鲁棒优化方法, 以微能源网的综合利益与惩罚项之差最大为目标, 构建了基于弱鲁棒

收稿日期: 2017-10-13; 修回日期: 2018-01-15。

上网日期: 2018-05-18。

国家自然科学基金资助项目(51777077); 广东省自然科学基金资助项目(2017A030313304)。

优化的微能源网调度模型,最后通过仿真算例对所提模型进行验证。

1 弱鲁棒优化理论

1.1 弱鲁棒优化模型

在能源市场化背景下,微能源网运营商在保证安全性的基础上,希望通过微能源网的优化调度,追求自身获得的综合利润最大。最大化的传统线性鲁棒优化模型具有如下形式^[21]:

$$\begin{cases} \max \mathbf{c}^T \mathbf{x} \\ \text{s.t. } \mathbf{a}_i^T \mathbf{x} \leq \mathbf{k}_i^T \tilde{\mathbf{b}}_i \quad i=1,2,\dots,I \end{cases} \quad (1)$$

式中: \mathbf{x} 为决策变量向量; \mathbf{c} 为价值向量; I 为约束条件线性不等式个数;下标 i 表示第 i 个约束条件; \mathbf{a}_i 为系数向量; $\mathbf{k}_i^T \tilde{\mathbf{b}}_i$ 为资源向量,包含不确定参数向量 $\tilde{\mathbf{b}}_i$, \mathbf{k}_i 为不确定参数的系数向量。

假设第 i 条约束包含的不确定参数的个数为 J_i ,通常以集合的形式描述不确定参数的变化范围,该集合称为不确定集,本文以常用的多面体不确定集的模型描述^[22]:

$$\begin{cases} \tilde{b}_{ij} = b_{ij} + \xi_{ij} \hat{b}_{ij} \quad j \in J_i, \xi_{ij} \in \Omega_i \\ \Omega_i = \left\{ \xi_{ij} \mid |\xi_{ij}| \leq 1, \sum_{j \in J_i} |\xi_{ij}| \leq \Gamma_i \right\} \end{cases} \quad (2)$$

式中: b_{ij} 为不确定参数 \tilde{b}_{ij} 的均值; \hat{b}_{ij} 为最大波动幅值; ξ_{ij} 为波动比例; Ω_i 为 ξ_{ij} 的多面体不确定集; Γ_i 为不确定集的预算值,是对波动总量的限制,且满足 $\Gamma_i \leq J_i$ 。

式(1)的鲁棒优化模型要求在不确定预算集范围内的任何场景下,约束条件均满足,具有很强的保守性。针对此,文献[20]提出一种弱鲁棒优化模型,在约束条件增加松弛变量,允许出现约束违背情况,但违背程度不能超过限定值,该模型能有效改善传统鲁棒优化的保守性。与式(1)对应的弱鲁棒优化模型具有如下形式:

$$\begin{cases} \max(\mathbf{c}^T \mathbf{x} - \boldsymbol{\lambda}^T \boldsymbol{\gamma}) \\ \text{s.t. } \mathbf{a}_i^T \mathbf{x} - \gamma_i \leq \mathbf{k}_i^T \tilde{\mathbf{b}}_i \quad i=1,2,\dots,I \\ 0 \leq \gamma_i \leq \gamma_i^{\max} \quad i=1,2,\dots,I \end{cases} \quad (3)$$

式中: $\boldsymbol{\gamma}$ 为松弛变量向量; $\boldsymbol{\lambda}$ 为惩罚系数向量,其元素的取值范围为 $\lambda_i \geq 0$; γ_i^{\max} 为松弛变量的上限。

假设式(1)的最优解为 \mathbf{x}_1^* ,式(3)的最优解为 $(\mathbf{x}_2^*, \boldsymbol{\gamma}^*)$,显然 $(\mathbf{x}_1^*, \boldsymbol{\gamma} = \mathbf{0})$ 为式(3)的可行解,则有 $\mathbf{c}^T \mathbf{x}_2^* - \boldsymbol{\lambda}^T \boldsymbol{\gamma}^* \geq \mathbf{c}^T \mathbf{x}_1^*$,即 $\mathbf{c}^T \mathbf{x}_2^* - \mathbf{c}^T \mathbf{x}_1^* \geq \boldsymbol{\lambda}^T \boldsymbol{\gamma}^*$ 。因此只要 $\boldsymbol{\gamma}$ 不等于零向量, $\boldsymbol{\lambda}^T \boldsymbol{\gamma}^* > 0$,就能保证弱鲁棒优化模型的最优值大于传统鲁棒优化模型,改善调度方案的保守性。而且通过调节惩罚系数 λ_i 的大

小,可以权衡调度方案的经济性和安全性:当 λ_i 取0时,约束违背对系统没有影响,系统调度工作者不关心不确定参数造成的约束违背风险;当 λ_i 取值较小时,约束违背对系统的影响较小,系统调度工作者开始关注约束违背风险,此时 γ_i 较大,调度工作者追求较高的经济性,但安全性较差;当 λ_i 取值较大时,约束违背对系统的影响较大,系统调度工作者非常重视约束违背风险,此时 γ_i 较小,调度工作者极力规避约束违背风险,但经济性随之变差。因此,系统的经济性与 λ_i 的取值有关,可以作为系统运行经济性和安全性的有效边界,调度工作者可以根据约束违背对系统的影响,合理地制定调度决策。

1.2 对等式转化理论

形如式(3)的弱鲁棒优化模型,由于约束条件含有不确定参数,常规优化方法仍无法直接求解,可以采用对等式转化方法^[20],将不确定参数剔除,转化为常规优化方法容易处理的确定性约束。

将式(2)代入式(3)的约束条件,得到:

$$\mathbf{a}_i^T \mathbf{x} - \gamma_i \leq \sum_{j \in J_i} k_{ij} (b_{ij} + \xi_{ij} \hat{b}_{ij}) \quad (4)$$

式中: k_{ij} 为不确定参数系数向量 \mathbf{k}_i 的第 j 个元素。

式(4)即为:

$$\mathbf{a}_i^T \mathbf{x} - \gamma_i \leq \sum_{j \in J_i} k_{ij} b_{ij} - \max \sum_{j \in J_i} |\xi_{ij}| |k_{ij} \hat{b}_{ij}| \quad (5)$$

对序列 $\{|k_{ij} \hat{b}_{ij}|\}$ 按从大到小进行排序,假设排序后的序列为 $\{|k_{ij}' \hat{b}_{ij}'|\}$,由于 $\sum |\xi_{ij}| \leq \Gamma_i$,记 $[\Gamma_i]$ 为 Γ_i 向下取整的整数,对于 $\sum |\xi_{ij}| |k_{ij} \hat{b}_{ij}|$ 取最大值的情况为:序列 $\{|k_{ij}' \hat{b}_{ij}'|\}$ 前 $[\Gamma_i]$ 个元素有 $|\xi_{ij}|=1$,第 $[\Gamma_i]+1$ 个元素有 $|\xi_{ij}|=\Gamma_i - [\Gamma_i]$,其余元素有 $|\xi_{ij}|=0$ 。由此式(5)可以转化为式(6):

$$\mathbf{a}_i^T \mathbf{x} - \gamma_i \leq \sum_{j \in J_i} k_{ij} \bar{b}_j - \sum_{j=1}^{[\Gamma_i]} |k_{ij}' \hat{b}_{ij}'| - (\Gamma_i - [\Gamma_i]) |k_{i,[\Gamma_i]+1} \hat{b}_{i,[\Gamma_i]+1}'| \quad (6)$$

2 微能源网数学建模

2.1 微能源网的结构

微能源网涉及电、天然气和冷/热等多种能源形式,包含可再生能源、能源转换和储存单元。微能源网与上层能源网进行能源交易,通过能源转换、储存和分配环节,向能源用户提供能源服务,获取相应的收益。本文基于文献[23]的微网型能源集线器模型,对其进行适当拓展,构建的微能源网模型如图1所示。该微能源网包含如下的能源单元:①可再生

能源单元——风力发电机;②能源转换单元——热电联产(CHP)、燃气锅炉(GB)和电锅炉(EB);③能源储存单元——储电(ES)和储热(HS)。

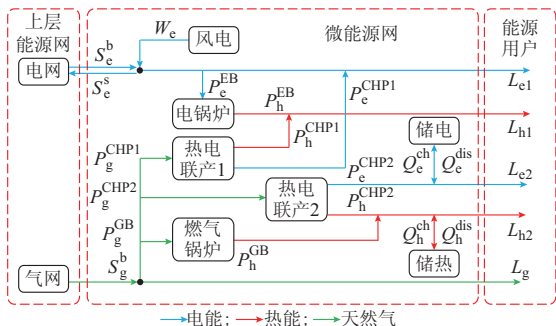


图1 微能源网结构
Fig.1 Structure of micro-energy grid

2.2 能源转换单元模型

1) 热电联产设备模型

热电联产设备以天然气为燃料生产电能,同时对余热进行回收利用,有效提高能源利用效率。热电联产设备的能源转换模型描述如下:

$$\begin{cases} P_{e,t}^{CHP_i} = \eta_e^{CHP_i} P_{g,t}^{CHP_i} \\ P_{h,t}^{CHP_i} = \eta_h^{CHP_i} P_{g,t}^{CHP_i} \end{cases} \quad i=1,2 \quad (7)$$

式中: $P_{g,t}^{CHP_i}$, $P_{e,t}^{CHP_i}$, $P_{h,t}^{CHP_i}$ 分别为 t 时段第 i 台热电联产设备的耗气功率、电功率和热功率; $\eta_e^{CHP_i}$ 和 $\eta_h^{CHP_i}$ 分别为第 i 台热电联产设备的产电和产热效率。

2) 燃气锅炉和电锅炉模型

燃气锅炉和电锅炉分别将天然气和电能转换为热能,其能源转换模型描述如下:

$$\begin{cases} P_{h,t}^{GB} = \eta_{GB} P_{g,t}^{GB} \\ P_{h,t}^{EB} = \eta_{EB} P_{e,t}^{EB} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $P_{g,t}^{GB}$ 和 $P_{h,t}^{GB}$ 分别为 t 时段燃气锅炉的耗气功率和热功率; $P_{e,t}^{EB}$ 和 $P_{h,t}^{EB}$ 分别为 t 时段电锅炉的电和热功率; η_{GB} 和 η_{EB} 分别为燃气锅炉和电锅炉的效率。

2.3 能源储存单元模型

能源储存单元存储可实现能源在不同时间段的转移,并协调微能源网能源功率的平衡。能源储存单元的储能占比描述如下:

$$E_{k,t} = E_{k,t-1} + \frac{Q_{k,t}^{ch} \eta_k^{ch} \Delta t}{\beta_k} - \frac{Q_{k,t}^{dis} \Delta t}{\beta_k \eta_k^{dis}} \quad (9)$$

式中: $E_{k,t}$ 为 t 时段第 k 种能源储存设备的储能占比; $Q_{k,t}^{ch}$ 和 $Q_{k,t}^{dis}$ 分别为 t 时段第 k 种能源储存设备的充、放能功率; η_k^{ch} 和 η_k^{dis} 分别为第 k 种能源储存设备的充、放能效率; β_k 为第 k 种能源储存设备的容量;下标 k 取 e, h, 分别表示电能和热能。

3 基于弱鲁棒优化的微能源网调度模型

微能源网内部的可再生能源出力和负荷存在不

确定性,如果采用传统鲁棒优化方法处理,则要求任何可再生能源出力和负荷场景下,都必须满足负荷需求,优化运行结果严重恶化系统的经济性,存在过度保守的问题。因此,本文采用弱鲁棒优化方法,在能源供求约束中引入松弛变量向量 γ ,其物理意义为各类能源的缺额功率向量。基于弱鲁棒优化的微能源网调度模型叙述如下。

3.1 目标函数

基于弱鲁棒优化的微能源网调度模型的目标函数由系统综合利润 C 和惩罚项 C_λ 两部分组成,综合利润 C 由售能盈利 C_E 、设备维护成本 C_{OM} 和碳税收 C_{CO_2} 组成,即

$$F_{\max} = \max(C - C_\lambda) \quad (10)$$

$$C = C_E - C_{OM} - C_{CO_2} \quad (11)$$

$$\begin{cases} C_E = \sum_{t=1}^T \left[c_{e,t} (L_{e1,t} + L_{e2,t}) + c_{h,t} v_K (L_{h1,t} + L_{h2,t}) + c_{g,t} L_{g,t} + c_{e,t}^s S_{e,t}^s - c_{e,t}^b S_{e,t}^b - c_g^b \frac{S_{g,t}^b}{v_{LHV}} \right] \Delta t \\ C_{OM} = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{n=1}^N c_{d,n} P_{n,t}^{in} + \sum_{k=1}^K c_{s,k} (Q_{k,t}^{dis} + Q_{k,t}^{ch}) \right] \\ C_{CO_2} = \sum_{t=1}^T c_c (a_e S_{e,t}^b + a_g S_{g,t}^b) \Delta t \\ C_\lambda = \sum_{t=1}^T \left[\lambda_e (\gamma_{e1,t} + \gamma_{e2,t}) + \lambda_h v_K (\gamma_{h1,t} + \gamma_{h2,t}) + \lambda_g \frac{\gamma_{g,t}}{v_{LHV}} \right] \Delta t \end{cases} \quad (12)$$

式中: $L_{e1,t}$ 和 $L_{e2,t}$, $L_{h1,t}$ 和 $L_{h2,t}$, $L_{g,t}$ 分别为 t 时段的电、热和天然气负荷预测值; $S_{e,t}^b$, $S_{e,t}^s$, $S_{g,t}^b$ 分别微能源网与上层能源网的买卖电功率和买入天然气功率; v_K 为电能与热能单位的转换系数,为 $3.6 \text{ MJ}/(\text{kW} \cdot \text{h})$; v_{LHV} 为天然气燃烧的低热值,本文取 $9.73 \text{ (kW} \cdot \text{h)}/\text{m}^3$; $c_{e,t}$, $c_{h,t}$, $c_{g,t}$ 分别为微能源网向用户销售电、热和天然气的价格; $c_{e,t}^b$, $c_{e,t}^s$, c_g^b 分别为微能源网与上层能源网买卖电价格和买入天然气功率价格; $P_{n,t}^{in}$ 为第 n 个能源转换设备的输入功率; N 为能源转换设备总数; Δt 和 T 分别为优化时间间隔和优化总时段; $c_{d,n}$ 和 $c_{s,k}$ 分别第 n 个能源转换设备和第 k 种能源储存设备的运行维护系数; a_e 和 a_g 分别为电能和天然气的 CO_2 排放系数; c_c 为单位碳排放成本系数; $\gamma_{e1,t}$ 和 $\gamma_{e2,t}$, $\gamma_{h1,t}$ 和 $\gamma_{h2,t}$, $\gamma_{g,t}$ 分别为 t 时段的电、热和天然气的缺额功率; λ_e , λ_h , λ_g 分别电能、热能和天然气缺额的惩罚系数,其物理意义为负荷中断的补偿费用。

3.2 约束条件

微能源网的运行约束包括:能源供求约束、能源

转换设备和能源储存设备的运行约束以及能源交易约束。具体叙述如下。

1) 能源供求约束

引入松弛变量向量后,微能源网的运行需要满足能源供求约束为:

$$\begin{cases} \tilde{L}_{e1,t} - \gamma_{e1,t} \leq S_{e,t}^b - S_{e,t}^s + \tilde{W}_{e,t} + P_{e,t}^{CHP1} - P_{e,t}^{EB} \\ \tilde{L}_{e2,t} - \gamma_{e2,t} \leq P_{e,t}^{CHP2} + Q_{e,t}^{dis} - Q_{e,t}^{ch} \\ \tilde{L}_{h1,t} - \gamma_{h1,t} \leq \eta_h (P_{h,t}^{CHP1} + P_{h,t}^{EB}) \\ \tilde{L}_{h2,t} - \gamma_{h2,t} \leq \eta_h (P_{h,t}^{CHP2} + P_{h,t}^{GB} + Q_{h,t}^{dis} - Q_{h,t}^{ch}) \\ \tilde{L}_{g,t} - \gamma_{g,t} \leq S_{g,t}^b - P_{g,t}^{GB} - P_{g,t}^{CHP1} - P_{g,t}^{CHP2} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $\tilde{L}_{e1,t}$ 和 $\tilde{L}_{e2,t}$ 、 $\tilde{L}_{h1,t}$ 和 $\tilde{L}_{h2,t}$ 、 $\tilde{L}_{g,t}$ 分别为 t 时段电、热和天然气负荷实际值; $\tilde{W}_{e,t}$ 为风电实际出力值; η_h 为热能在微能源网的传输效率,本文取为0.9^[24]。

能源功率缺额需满足一定的范围,即

$$0 \leq \gamma_{m,t} \leq \gamma_{m,t}^{\max} \quad (14)$$

式中: $\gamma_{m,t}^{\max}$ 为 t 时段第 m 个负荷允许的最大缺额功率。

2) 能源转换设备运行约束

$$\begin{cases} P_{n,\min}^{\text{in}} \leq P_{n,t}^{\text{in}} \leq P_{n,\max}^{\text{in}} \\ -r_n^{\text{down}} \Delta t \leq P_{n,t}^{\text{in}} - P_{n,t-1}^{\text{in}} \leq r_n^{\text{up}} \Delta t \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{n,\max}^{\text{in}}$ 和 $P_{n,\min}^{\text{in}}$ 分别为第 n 个能源转换设备输入功率上、下限; r_n^{down} 和 r_n^{up} 分别为第 n 个能源转换设备向下和向上爬坡速率限值。

3) 能源储存设备运行约束

能源储存设备运行受剩余容量和最大充放能功率的约束,而且同一时刻能源储存设备只能进行充能或放能,引入标志能源储存设备的充能状态和放能状态的0-1布尔变量,相应的约束如下:

$$\begin{cases} 0 \leq Q_{k,t}^{\text{ch}} \leq u_{k,t}^{\text{ch}} Q_{k,\max}^{\text{ch}} \\ 0 \leq Q_{k,t}^{\text{dis}} \leq u_{k,t}^{\text{dis}} Q_{k,\max}^{\text{dis}} \\ E_{k,0} = E_{k,T} \\ E_{k,\min} \leq E_{k,t} \leq E_{k,\max} \\ u_{k,t}^{\text{ch}} + u_{k,t}^{\text{dis}} = 1 \\ u_{k,t}^{\text{ch}}, u_{k,t}^{\text{dis}} \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $Q_{k,\max}^{\text{ch}}$ 和 $Q_{k,\max}^{\text{dis}}$ 分别为第 k 种能源储存设备的充、放能功率限值; $E_{k,0}$ 和 $E_{k,T}$ 分别为第 k 种能源储存设备初始时刻、结束时刻储能占比; $E_{k,\max}$ 和 $E_{k,\min}$ 分别为第 k 种能源储存设备的储能占比上、下限; $u_{k,t}^{\text{ch}}$ 和 $u_{k,t}^{\text{dis}}$ 为标志能源储存设备的充放能状态变量,充能 $u_{k,t}^{\text{ch}}$ 为1,放能 $u_{k,t}^{\text{dis}}$ 为1,其他情况均为0。

4) 能源交易约束

由于同一时刻,微能源网与上层能源网之间各类能源的交互功率只能为单向的,且需要满足一定的范围,采用类似能源储存设备的处理方法,相应的

约束如下:

$$\begin{cases} 0 \leq S_{g,t}^b \leq S_{g,\max}^b \\ 0 \leq S_{e,t}^b \leq u_{e,t}^s S_{e,\max}^b \\ 0 \leq S_{e,t}^s \leq u_{e,t}^b S_{e,\max}^s \\ u_{e,t}^s + u_{e,t}^b = 1 \\ u_{e,t}^b, u_{e,t}^s \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (17)$$

式中: $S_{e,\max}^b$ 、 $S_{e,\max}^s$ 、 $S_{g,\max}^b$ 分别微能源网与上层能源网的买卖电功率和买入天然气功率限值; $u_{e,t}^b$ 和 $u_{e,t}^s$ 为标志微能源网与上层能源网买卖电能的状态变量,微能源网买入电能时 $u_{e,t}^b$ 为1,微能源网卖出电能时 $u_{e,t}^s$ 为1,其他情况均取0。

3.3 能源供求约束对等式

结合式(2),风电实际出力 $\tilde{W}_{e,t}$ 和实际负荷 $\tilde{L}_{m,t}$ 描述为:

$$\begin{cases} \tilde{W}_{e,t} = W_{e,t} + \xi_{w,t} \hat{w}_{e,t} \\ \tilde{L}_{m,t} = L_{m,t} + \xi_{m,t} \hat{l}_{m,t} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $W_{e,t}$ 和 $L_{m,t}$ 分别为 t 时段风电出力和第 m 种负荷预测值; $\hat{w}_{e,t}$ 和 $\hat{l}_{m,t}$ 分别为 t 时段风电出力和第 m 种负荷的最大预测误差幅值; $\xi_{w,t}$ 和 $\xi_{m,t}$ 分别为 t 时段风电出力和第 m 种负荷的波动比例; m 取e1和e2、h1和h2、g分别表示电能、热能和天然气。

模型中含有不确定参数的约束条件为式(13),结合式(2)可知能源供求约束中不确定集的预算值满足:

$$\begin{cases} |\xi_{w,t}| + |\xi_{e1}| \leq \Gamma_{e1,t} \leq 2 \\ |\xi_{e2,t}| \leq \Gamma_{e2,t} \leq 1 \\ |\xi_{h1,t}| \leq \Gamma_{h1,t} \leq 1 \\ |\xi_{h2,t}| \leq \Gamma_{h2,t} \leq 1 \\ |\xi_{g,t}| \leq \Gamma_{g,t} \leq 1 \end{cases} \quad (19)$$

式中: $\Gamma_{e1,t}$ 和 $\Gamma_{e2,t}$ 、 $\Gamma_{h1,t}$ 和 $\Gamma_{h2,t}$ 、 $\Gamma_{g,t}$ 分别为 t 时段电能、热能和天然气供求约束的不确定集预算值。

根据1.2节所述的对等式转化理论,式(13)的能源供求约束可转化为:

$$\begin{cases} L_{e1,t} - \gamma_{e1,t} \leq S_{e,t}^b - S_{e,t}^s + W_{e,t} + P_{e,t}^{CHP1} - P_{e,t}^{EB} - \sum_{j=1}^{[\Gamma_{e1,t}]} \max(\hat{w}_{e,t}, \hat{l}_{e1,t}) - (\Gamma_{e1,t} - [\Gamma_{e1,t}]) \min(\hat{w}_{e,t}, \hat{l}_{e1,t}) \\ L_{e2,t} - \gamma_{e2,t} \leq P_{e,t}^{CHP2} + Q_{e,t}^{dis} - Q_{e,t}^{ch} - \Gamma_{e2,t} \hat{l}_{e2,t} \\ L_{h1,t} - \gamma_{h1,t} \leq \eta_h (P_{h,t}^{CHP1} + P_{h,t}^{EB}) - \Gamma_{h1,t} \hat{l}_{h1,t} \\ L_{h2,t} - \gamma_{h2,t} \leq \eta_h (P_{h,t}^{CHP2} + P_{h,t}^{GB} + Q_{h,t}^{dis} - Q_{h,t}^{ch}) - \Gamma_{h2,t} \hat{l}_{h2,t} \\ L_{g,t} - \gamma_{g,t} \leq S_{g,t}^b - P_{g,t}^{GB} - P_{g,t}^{CHP1} - P_{g,t}^{CHP2} - \Gamma_{g,t} \hat{l}_{g,t} \end{cases} \quad (20)$$

综上所述,基于弱鲁棒优化的微能源网调度模

型中的约束条件为式(14)至式(16)和式(20),模型的不确定性约束已转化为确定性约束,可以通过常规优化方法求解。上述模型为混合整数线性规划模型,本文采用 GAMS 软件 Cplex 模块进行求解。

4 算例分析

4.1 基础数据

微能源网能源负荷与风电出力预测见图 2。各个负荷的波动比例取为 10%,风电出力预测误差比例为 15%。天然气和传统电厂的 CO_2 排放系数分别为 $0.19 \text{ kg}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 和 $0.80 \text{ kg}/(\text{kW} \cdot \text{h})$,碳税为 $0.3 \text{ 元}/\text{kg}$ ^[25]。微能源网向用户售热价格为 $0.278 \text{ 元}/\text{MJ}$,电价曲线见附录 A 图 A1,天然气价格曲线见附录 A 图 A2^[26]。电、热和天然气负荷中断的补偿费用分别为 $0.431 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ ^[27], $0.089 \text{ 元}/\text{MJ}$ 和 $3.746 \text{ 元}/\text{m}^3$,即 $\lambda_t = [\lambda_{e1,t}, \lambda_{e2,t}, \lambda_{h1,t}, \lambda_{h2,t}, \lambda_{g,t}]^T = [0.431, 0.431, 0.089, 0.089, 3.746]^T$ 。对任何时刻,不确定集预算值均取 $\Gamma_t = [\Gamma_{e1,t}, \Gamma_{e2,t}, \Gamma_{h1,t}, \Gamma_{h2,t}, \Gamma_{g,t}]^T = [2, 1, 1, 1, 1]^T$,电、热和天然气负荷允许的最大缺额比例为 10%。微能源网的能源转换和储存设备的详细参数分别见附录 A 表 A3 和表 A4。为验证本文所提模型的有效性,设置以下 3 组对照组:情况 1——传统优化调度,以风电出力和负荷预测值进行优化调度;

情况 2——传统鲁棒优化调度,不允许功率缺额;情况 3——弱鲁棒优化调度,允许出现功率缺额,但不能超过允许的最大负荷缺额比例。

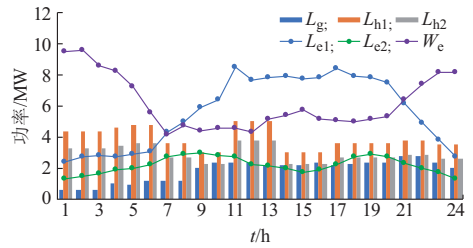


图 2 负荷与风电出力预测
Fig.2 Prediction of load and wind power output

4.2 优化结果分析

1) 经济性分析

表 1 给出了 3 种情况的优化结果。从表 1 可以看出,传统优化调度下微能源网的总收益最大,传统鲁棒优化调度最小,弱鲁棒优化调度介于二者之间,情况 2 的总收益比情况 1 减小了 4 万元,情况 3 的总收益仅比情况 1 减小了 1.2 万元。传统优化调度下微能源网的碳排放量、购电量和购天然气量最小,传统鲁棒优化最大,弱鲁棒优化调度介于二者之间。弱鲁棒优化下可能出现的最大总电量、天然气量和热量缺额分别为 $13.9 \text{ MW} \cdot \text{h}$, 310.8 m^3 和 59.0 GJ 。

表 1 3 种情况优化结果对比
Table 1 Comparison of optimization results for three cases

情况	碳排放量/t	购天然气量/ 10^3 m^3	购电量/ $(\text{MW} \cdot \text{h})$	总电量缺额/ $(\text{MW} \cdot \text{h})$	总天然气量缺额/ m^3	总热量缺额/ GJ	总收益/万元
1	78.1	36.9	12.4				16.9
2	102.9	41.6	32.6				12.9
3	85.2	38.1	18.2	13.9	310.8	59.0	15.7

附录 B 给出了 3 种情况下微能源网的调度情况。热电联产机组 1(CHP1)向电负荷 L_{e1} 供电,由附录 B 图 B1 可见:情况 3 中 CHP1 发电功率大于情况 1,小于情况 2;热电联产机组 2(CHP2)向电负荷 L_{e2} 供电,由附录 B 图 B2 可见,除了个别时段由于储电设备的充放电之外,情况 3 中 CHP2 的发电功率大于情况 1,小于情况 2。这是因为情况 3 需向电负荷提供的电功率大于情况 1,小于情况 2。同时,由附录 B 图 B3 可见,CHP1 向热负荷 L_{h1} 供热,电锅炉则协调热负荷 L_{h1} 的平衡;由附录 B 图 B4 可见,CHP2 向热负荷 L_{h2} 供热,燃气锅炉和储热设备协调热负荷 L_{h2} 的平衡。情况 3 中微能源网从上层电网购入电功率大于情况 1,小于情况 2;时段 1 至 5 和时段 23 至 24,微能源网向上层电网售出电能,情况 2 中售出电功率小于情况 1,这是因为情况 2 需向电负荷 L_{e1} 提供更多的电能;情况 3 中售出电

功率小于情况 2,这是因为此时情况 3 中电负荷中断补偿价格高于增加电能供应的成本,电负荷缺额功率 γ_{e1} 为零,情况 3 与情况 2 需向电负荷 L_{e1} 提供的电功率相同,但由于情况 3 中 CHP1 的发电功率小于情况 2,因此剩余可向上层电网出售的电功率更小。此外,由附录 B 图 B5 可见,微能源网需要的气功率全部从上层气网购入,情况 3 中微能源网购入气功率大于情况 1,小于情况 2,这主要由热电联产设备用气功率和需向气负荷 L_g 提供气功率大小的差别造成的。

形成情况 1 至 3 总收益差异的原因在于对风电出力以及负荷的不确定性的处理上:传统优化调度不考虑风电出力以及负荷的不确定性,根据风电出力和负荷的预测值进行优化调度,微能源网所提供的能源功率最小,因此经济性最好;传统鲁棒优化调度考虑风电出力最小和负荷最大的极端情况,微能

源网需要增加能源供应,如增加购电功率和购气功率以及热电联产设备的出力,以保证任何风电出力以及负荷场景下,能源供应均能满足负荷需求,因此经济性最差;弱鲁棒优化调度在传统鲁棒优化调度的基础上,在风电出力和负荷极端情况下,允许出现部分的功率缺额,微能源网提供的能源供应小于传统鲁棒优化调度,但大于传统优化调度,因此经济性适中。

2) 鲁棒性分析

为进行鲁棒性分析,在不确定预算集约束范围内,随机生成 $R=100$ 组风电出力以及负荷场景,以模拟实际风电出力以及负荷波动的情景,统计第 m 个负荷出现功率缺额的小时数 V_m ,按式(21)计算其占总小时数的百分比 $p_{u,m}$,结果如表 2 所示。

$$p_{u,m} = \frac{V_m}{RT} \times 100\% \quad (21)$$

表 2 3 种情况下的鲁棒性分析
Table 2 Robustness analysis of three cases

情况	$p_{u,e1}/\%$	$p_{u,e2}/\%$	$p_{u,h1}/\%$	$p_{u,h2}/\%$	$p_{u,g}/\%$	收益降低/ $\%$
1	50.1	49.8	49.5	49.8	49.6	0
2	0	0	0	0	0	-23.7
3	3.3	32.3	49.5	49.8	26.8	-7.1

由表 2 可知,传统优化调度的具有最高的经济收益,但却不能应对风电出力以及负荷的不确定性,一旦风电出力低于预测值或负荷高于预测值,将出现功率缺额,无法保证系统的安全性,鲁棒性弱;传统鲁棒优化调度计及风电出力和负荷的极端场景,杜绝功率缺额,调度方案具有强鲁棒性,但总收益比传统优化调度降低了 23.7%,经济性最差,具有很强的保守性。本文所提的弱鲁棒优化调度,能保证大部分情况下系统能源供应能满足负荷需求,以一定的安全风险换取经济效益,而且系统总收益仅比传统优化调度降低 7.1%,有效地改善了调度方案的保守性,更加具有实际意义。

4.3 不同最大负荷缺额比例和惩罚系数对优化结果的影响

1) 不同允许最大负荷缺额比例对优化结果的影响

允许的最大负荷缺额比例与微能源网的稳定能力、负荷对能源供应质量的要求以及负荷的重要程度等因素相关。调度决策者需要根据实际情况合理的选取允许的最大负荷缺额比例。不同允许最大负荷缺额比例的优化结果如表 3 所示。由表 3 可知,随着允许最大负荷缺额比例的增大,总电量、热量和天然气量缺额逐渐增大,系统的总收益逐渐上升。这是因为系统放弃负荷的代价小于增加供应单位能

源功率的成本,所以随着允许最大负荷功率缺额比例的增大,放弃的电负荷、热负荷和天然气负荷增加,系统的总收益增加。

表 3 不同最大负荷缺额比例下的优化结果
Table 3 Optimization results under different maximum load shortage ratios

最大负荷缺额比例/ $\%$	总电能缺额/(MW·h)	总天然气量缺额/ m^3	总热能缺额/GJ	总收益/万元
0				12.9
5	6.6	155.4	29.5	14.4
10	13.9	310.8	59.0	15.7
15	21.6	466.2	88.5	17.0

2) 不同惩罚系数对优化结果的影响

惩罚系数的大小表征功率缺额对系统的影响程度,为研究不同惩罚系数对弱鲁棒优化调度的影响,依次选取 0.5, 1, 2, 4, 6 的参数乘以惩罚系数向量 λ_i ,优化结果如表 4 所示。

表 4 不同惩罚系数下的优化结果
Table 4 Optimization results under different penalty coefficients

惩罚系数	总电能缺额/(MW·h)	总天然气量缺额/ m^3	总热能缺额/GJ	总收益/万元
$0.5\lambda_i$	17.4	459.6	59.0	15.9
λ_i	13.9	310.8	59.0	15.7
$2\lambda_i$	4.2	0	59.0	15.0
$4\lambda_i$	0	0	8.6	13.3
$6\lambda_i$	0	0	0	12.9

由表 4 可知,随着惩罚系数的增加,微能源网的总收益逐渐减小,当惩罚系数增大到 $6\lambda_i$,系统的总收益不再减小,而且等于传统鲁棒优化调度的总收益。这是因为功率缺额惩罚系数越大,放弃负荷的代价越大,微能源网减小了放弃的负荷,相应地必须增加系统的能源供应,经济性变差,鲁棒性增强;当惩罚系数增加到大于系统增加供应单位能源功率的成本时,系统不再放弃负荷,此时弱鲁棒优化调度结果与传统鲁棒优化调度结果一致。因此通过调节惩罚系数的大小能够有效地权衡弱鲁棒优化调度的经济性和鲁棒性,惩罚系数越大,经济性变差,但具有更强的鲁棒性。

5 结语

本文提出的基于弱鲁棒优化的微能源网调度模型,与传统鲁棒优化模型相比,不仅能保证多数情况下系统能源供应能够满足负荷需求,而且能大幅度提高系统的经济性,有效改善调度模型的保守性,得到的调度方案更加合理和具有实际意义。同时,利用惩罚系数能有效地权衡调度方案的经济性和鲁棒

性,惩罚系数越大,弱鲁棒优化调度模型鲁棒性越强,经济性越差。决策者可以通过调节惩罚系数,使调度方案适应不同的风险或经济要求。

本文所提的微能源网调度方法计及了风电出力和负荷的不确定性,但未考虑实时环境下微能源网运行的调整。后续工作可针对实时环境下微能源网的优化调度问题展开研究。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参 考 文 献

- [1] 贾宏杰,王丹,徐宪东,等.区域综合能源系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(7): 198-207. DOI: 10.7500/AEPS20141009011.
JIA Hongjie, WANG Dan, XU Xiandong, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 198-207. DOI: 10.7500/AEPS20141009011.
- [2] 李立涅,张勇军,陈泽兴,等.智能电网与能源网融合的模式及其发展前景[J].电力系统自动化, 2016, 40(11): 1-9. DOI: 10.7500/AEPS20150912002.
LI Licheng, ZHANG Yongjun, CHEN Zexing, et al. Merger between smart grid and energy-net: mode and development prospect[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(11): 1-9. DOI: 10.7500/AEPS20150912002.
- [3] 董朝阳,赵俊华,文福拴,等.从智能电网到能源互联网:基本概念与研究框架[J].电力系统自动化, 2014, 38(15): 1-11. DOI: 10.7500/AEPS20140613007.
DONG Zhaoyang, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. From smart grid to Energy Internet: basic concept and research framework[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(15): 1-11. DOI: 10.7500/AEPS20140613007.
- [4] 郝亮亮,马腾飞,吴俊勇.含冷热电三联供的微能源网能量流计算及综合仿真[J].电力系统自动化, 2016, 40(23): 22-27. DOI: 10.7500/AEPS20160426005.
HAO Liangliang, MA Tengfei, WU Junyong. Energy flow calculation and integrated simulation of micro-energy grid with combined cooling, heating and power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(23): 22-27. DOI: 10.7500/AEPS20160426005.
- [5] CHAN D, CAMERON M, YOON Y. Implementation of micro energy grid: a case study of a sustainable community in China [J]. Energy & Buildings, 2017, 139: 719-731.
- [6] 施锦月,许健,曾博,等.基于热电比可调模式的区域综合能源系统双层优化运行[J].电网技术, 2016, 40(10): 2959-2966.
SHI Jinyue, XU Jian, ZENG Bo, et al. A bi-level optimal operation for energy hub based on regulating heat-to-electric ratio mode[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 2959-2966.
- [7] MAROUFMASHAT A, ELKAMEL A, FOWLER M, et al. Modeling and optimization of a network of energy hubs to improve economic and emission considerations [J]. Energy, 2015, 93: 2546-2558.
- [8] MA T, WU J, HAO L. Energy flow modeling and optimal operation analysis of the micro energy grid based on energy hub [J]. Energy Conversion & Management, 2017, 133: 292-306.
- [9] 卫志农,张思德,孙国强,等.基于碳交易机制的电-气互联综合能源系统低碳经济运行[J].电力系统自动化, 2016, 40(15): 9-16. DOI: 10.7500/AEPS20151109004.
WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, et al. Carbon trading based low-carbon economic operation for integrated electricity and natural gas energy system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(15): 9-16. DOI: 10.7500/AEPS20151109004.
- [10] THANHTUNG H A, ZHANG Y J, THANG V V, et al. Energy hub modeling to minimize residential energy costs considering solar energy and BESS [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2017, 5(3): 389-399.
- [11] 张倩文,王秀丽,杨廷天,等.含风电场电力系统的鲁棒优化调度[J].电网技术, 2017, 41(5): 1451-1459.
ZHANG Qianwen, WANG Xiuli, YANG Tingtian, et al. A robust dispatch method for power grid with wind farms [J]. Power System Technology, 2017, 41(5): 1451-1459.
- [12] 于丹文,杨明,翟鹤峰,等.鲁棒优化在电力系统调度决策中的应用研究综述[J].电力系统自动化, 2016, 40(7): 134-143. DOI: 10.7500/AEPS20150728008.
YU Danwen, YANG Ming, ZHAI Hefeng, et al. An overview of robust optimization used for power system dispatch and decision-making [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(7): 134-143. DOI: 10.7500/AEPS20150728008.
- [13] 李志刚,吴文传,张伯明.消纳大规模风电的鲁棒区间经济调度:(一)调度模式与数学模型[J].电力系统自动化, 2014, 38(20): 33-39. DOI: 10.7500/AEPS20131123001.
LI Zhigang, WU Wenchuan, ZHANG Boming. A robust interval economic dispatch method accommodating large-scale wind power generation: Part one dispatch scheme and mathematical model [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(20): 33-39. DOI: 10.7500/AEPS20131123001.
- [14] 魏韡,刘锋,梅生伟.电力系统鲁棒经济调度:(一)理论基础[J].电力系统自动化, 2013, 37(17): 37-43.
WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei. Robust and economical scheduling methodology for power systems: Part one theoretical foundations [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17): 37-43.
- [15] SCHÖBEL A. Generalized light robustness and the trade-off between robustness and nominal quality [J]. Mathematical Methods of Operations Research, 2014, 80(2): 161-191.
- [16] FISCHETTI M, MONACI M. Light robustness [M]. Germany: Springer-Verlag, 2009.
- [17] DVORKIN Y, PANDŽIĆ H, ORTEGA-VAZQUEZ M A, et al. A hybrid stochastic/interval approach to transmission constrained unit commitment [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(2): 621-631.
- [18] ZHAO Chaoyue, GUAN Yongpei. Unified stochastic and robust unit commitment [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 3353-3361.
- [19] 于丹文,杨明,韩学山,等.计及风电概率分布特征的鲁棒实时调度方法[J].中国电机工程学报, 2017, 37(3): 727-737.
YU Danwen, YANG Ming, HAN Xueshan, et al. Robust real-

- time dispatch considering probabilistic distribution of wind generation [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(3): 727-737.
- [20] 覃岭, 林济铿, 戴赛, 等. 一种改进轻鲁棒优化模型及其线性对应式[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(13): 3463-3469.
QIN Ling, LIN Jikeng, DAI Sai, et al. An improved light robust optimization model and its linear counterpart [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(13): 3463-3469.
- [21] 季峰, 蔡兴国, 王超柱. 基于弱鲁棒优化的含风电电力系统调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(17): 4600-4608.
JI Feng, CAI Xingguo, WANG Chaozhu. Light robustness dispatch model for wind power integrated power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(17): 4600-4608.
- [22] 朱光远, 林济铿, 罗治强, 等. 鲁棒优化在电力系统发电计划中的应用综述[J/OL]. 中国电机工程学报[2017-02-17]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20170217.1108.011.html>. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.161950.
ZHU Guangyuan, LIN Jikeng, LUO Zhiqiang, et al. Robust optimization for generation scheduling in power systems: a review[J/OL]. Proceedings of the CSEE[2017-02-17]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20170217.1108.011.html>. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.161950.
- [23] 陈沼宇, 王丹, 贾宏杰, 等. 考虑 P2G 多源储能型微网日前最优经济调度策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3067-3077.
CHEN Zhaoyu, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Research on optimal day-ahead economic dispatching strategy for micro grid considering P2G and multi-source energy storage system [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3067-3077.
- [24] 李杨, 刘伟佳, 赵俊华, 等. 含电转气的电气-热系统协同调度与消纳风电效益分析[J]. 电网技术, 2016, 40(12): 3680-3688.
LI Yang, LIU Weijia, ZHAO Junhua, et al. Optimal dispatch of combined electricity-gas-heat energy systems with power-to-gas devices and benefit analysis of wind power accommodation [J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 3680-3688.
- [25] 吴聪, 唐巍, 白牧可, 等. 基于能源路由器的用户侧能源互联网规划[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(4): 20-28. DOI: 10.7500/AEPS20160802010.
WU Cong, TANG Wei, BAI Muke, et al. Energy router based planning of Energy Internet at user side [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(4): 20-28. DOI: 10.7500/AEPS20160802010.
- [26] 陈泽兴, 张勇军, 许志恒, 等. 计及需求价格弹性的区域能源中心建模与日前优化调度[J/OL]. 电力系统自动化[2017-10-20]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20171020.1630.020.html>. DOI: 10.7500/AEPS20170524007.
CHEN Zexing, ZHANG Yongjun, XU Zhiheng, et al. Modelling and optimal day-ahead dispatch of district energy centre considering price elasticity of energy load demand [J]. Automation of Electric Power Systems[2017-10-20]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20171020.1630.020.html>. DOI: 10.7500/AEPS20170524007.
- [27] 艾欣, 周树鹏, 陈政琦, 等. 多随机因素下含可中断负荷的电力系统优化调度模型与求解方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(8): 2231-2241.
AI Xin, ZHOU Shupeng, CHEN Zhengqi, et al. Research on optimal scheduling model and solving method for power system with interruptible load considering multi stochastic factors [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(8): 2231-2241.

张勇军(1973—), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向: 电力系统无功规划与电压控制、能源互联网的优化运行等。
E-mail: zhangjun@scut.edu.cn

林晓明(1993—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 主要研究方向: 能源互联网优化运行。E-mail: 411833214@qq.com

许志恒(1993—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向: 能源互联网规划优化。E-mail: 1779496063@qq.com

(编辑 孔丽蓓)

Dispatching Method of Micro-energy Grid Based on Light Robust Optimization

ZHANG Yongjun, LIN Xiaoming, XU Zhiheng, CHEN Zexing

(Guangdong Key Laboratory of Green Energy Technology, School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: The new energy and load in the micro-energy grid are uncertain, which brings challenges to the system operation security. Robust optimization is often applied to deal with uncertain problems, which can ensure the safety of micro-energy grid, but it has the disadvantage of being strongly conservative. The light robust optimization can effectively reduce the conservativeness of traditional robust optimization. The mathematical model of a typical micro-energy grid is conducted, and a dispatching model of micro-energy grid is constructed based on light robust optimization. Considering the uncertainty of the renewable energy output and load, the dispatching model aims at the maximum difference between comprehensive profit and penalty term after the introduction of slack variables representing energy power shortages in the constraint of energy supply and demand, and transforms the uncertain constraints into deterministic constraints through the theory of counterpart transformation. The model can be solved by conventional optimization methods. Finally, the simulation cases are carried out. The results show that the proposed dispatching method can not only reduce the conservativeness and improve the economy of dispatch schemes, but also meet the dispatching requirements of different decision-makers.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51777077) and Guangdong Provincial Natural Science Foundation of China (No. 2017A030313304).

Key words: micro-energy grid; uncertainty; light robust optimization; economy; robustness