

基于可再生能源不确定性的 多能源微网调度优化模型研究

李美成¹, 梅文明^{1,2}, 张凌康³, 白保华⁴, 赵充¹, 蔡丽莉²

(1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京市 昌平区 102206;

2. 国家电网有限公司, 北京市 西城区 100031;

3. 国网甘肃省电力公司 酒泉供电公司, 甘肃省 酒泉市 735000;

4. 国网节能服务有限公司, 北京市 西城区 100033)

Research on Multi-energy Microgrid Scheduling Optimization Model Based on Renewable Energy Uncertainty

LI Meicheng¹, MEI Wenming^{1,2}, ZHANG Lingkan³, BAI Baohua⁴, ZHAO Chong¹, CAI Lili²

(1. State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System With Renewable Energy Sources

(North China Electric Power University), Changping District, Beijing 102206, China;

2. State Grid Corporation of China, Xicheng District, Beijing 100031, China;

3. Jiuquan Power Supply Company, State Grid Gansu Electric Power Corporation, Jiuquan 735000, Gansu Province, China;

4. State Grid Energy Saving Service Co., Ltd., Xicheng District, Beijing 100033, China)

ABSTRACT: Multi-energy microgrid is an important application of integrated energy system in distribution/user side. But the coupling between gas and electricity networks introduces new uncertainties and decision process to microgrid system operator. Based on the network constrain model of natural gas and power system, a day-ahead schedule model of the multi-energy microgrid is proposed in this paper, considering demand response resources and uncertainties from renewable energy and electricity/thermal load. Effectiveness of the model is validated with simulation on IEEE 6-bus microgrid and 6-node natural gas system, and the impact of the demand response and natural gas network constrains on the multi-energy microgrid operation and cost is analyzed.

KEY WORDS: multi-energy microgrid; two-stage stochastic optimization; demand response; network constrain

摘要: 多能源微网是综合能源系统在配网/用户侧重要的实现形式,耦合的天然气和电力系统也使得微网运营商在系统调度过程面临更多的不确定性和决策过程。鉴于此,该文在天然气/电力系统物理特性建模的基础上,构建了考虑用户需求响应资源以及可再生能源机组出力 and 用户负荷不确定性的多能源微网日前调度优化模型,并在 IEEE-6 母线系统和 6 节点天然气系统上对上述模型进行算例仿真,验证了上述两阶段随机优化模型的有效性,分析了需求响应资源以及天然气管网约束对于系统调度运行的影响。

关键词: 多能源微网; 两阶段随机优化; 需求响应; 系统约束

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2018.2153

0 引言

构建综合能源系统,打破各能源系统间原有的物理隔离,是提高能源利用效率以及系统运行经济性的重要技术途径^[1]。而实现配网/用户侧的多能源互联,是构建综合能源系统重要的切入点^[2]。研究面向配网/用户侧的多能源微网调度优化问题,对于未来综合能源系统的落地实施,以及多能源微网运营商对区域能源系统的调度管理都具有重要的现实意义。

当前国内外已经针对多能源微网或者综合能源系统的优化调度问题进行了较为深入的研究。文献[3]和文献[4]中分别通过两阶段优化模型对输电网和微网中的优化调度问题进行了分析,说明两阶段随机优化在处理日前机组组合和日内实时调度的联合优化问题时具有较好的适用性和求解效果。文献[5]则构建了考虑用户热/电需求响应资源以及热网传输延时效应的两阶段综合能源园区短期调度优化模型,通过设计场景分析了用户热/电响应负荷的互补响应及热力网物理特性对系统成本的影响,但是对于系统中可再生能源机组出力以及用户热/电负荷的不确定性处理较为简单,也没有考虑优化日前系统备用容量计划;文献[6]则构建了考虑住户建筑以及热网热惯性的综合能源系统日前调度

模型,重点分析了热惯性对于综合能源系统中 CHP 的热/电耦合作用以及对于系统整体运行成本的影响,但对于系统调度模型考虑的较为简单,也没有考虑用户的需求响应资源以及可再生能源机组和负荷的不确定性。文献[7]构建了热网的暂态特性模型,分析热/电网耦合后的系统运行经济性,对于用户需求响应资源以及系统调度过程中不确定性同样考虑较少;文献[8]重点分析了用户的热/电需求响应资源对于综合能源系统中 CHP 的解耦作用,但是更多是集中于能量平衡层面的讨论,对于系统自身的物理约束考虑较少;文献[9]提出的基于电-热分时间尺度平衡的综合能源系统日前经济调度模型,考虑了用户的热舒适度,但是调度模型自身考虑的相关因素较少。文献[10]基于区间优化理论,构建了天然气/电力耦合能源系统调度优化模型,但只考虑了日前的单阶段优化问题。

综上所述,现有对于综合能源系统调度优化的研究,往往都只是考虑了其中若干条件和因素,没有将需求响应资源、可再生能源机组出力和用户负荷波动不确定性以及系统中机组启停、备用以及实时运行的决策优化进行全面的分析,有些研究对天然气/电力系统自身物理约束处理也较为简单。鉴于此,本文在考虑用户负荷以及可再生能源出力不确定性的条件下,基于天然气和电力系统物理特性的线性化建模,构建了基于两阶段随机优化的多能源微网日前调度优化模型,优化多能源微网各能量单元出力以及系统备用。通过算例仿真,验证了上述模型的有效性,同时分析了用户需求响应资源对于系统运行可靠性以及天然气管道约束对于系统运行经济性的影响。

1 基本模型和假设

1.1 能源集线器

能源集线器(energy hub, EH)是多能源微网中实现不同类型能源(电/气)协调优化以及满足用户终端多类型用能需求的重要基础设施^[11]。能源集线器的接入实现了用户侧多能源互联,从而打破微网中不同类型能源系统原有的物理隔离性,这也在一定程度上改变了传统微网的调度控制模式,其基本架构中包含了小型 CHP, 燃气锅炉等能源置换和储存设备,如图 1 所示。

1.2 需求响应模型

能源集线器在用能终端实现的能源互联,也使得用户侧的电负荷和热负荷具有了协调调控潜力,多能源微网运营商通过对用户综合需求响应资源

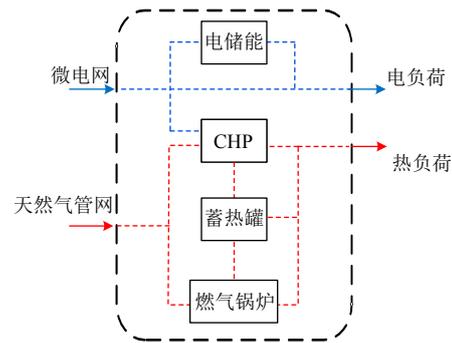


图 1 能源集线器的基本架构
Fig. 1 Structure of the energy hub

进行调控,能够更好地实现系统供需双侧资源的协调互动。本文假设微网区域内均实施激励型响应项目,即用户事先会与微网运营商签订响应合同。多能源微网运营商根据合同签订及系统运行情况,来制定需求响应日前的备用容量和日内的调用计划。本文假设多能源微网运营商对需求响应资源提供类似于阶梯电价的补偿模式,补偿价格机制为两部制(包括容量和电量价格)^[12]。本部分以电负荷需求响应为例,说明日前计划调用的需求响应资源容量区间(用户响应水平)和补偿价格的关系,见图 2。

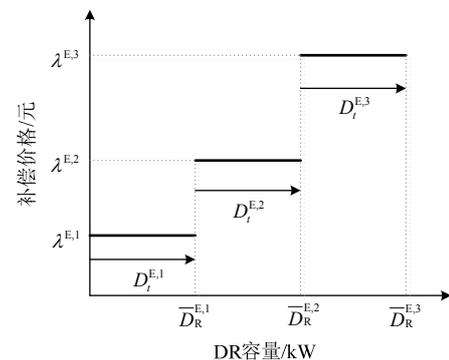


图 2 需求响应补偿成本函数

Fig. 2 Compensation function of the demand response

图中, $\bar{D}_R^{E,b}$ 和 $\lambda^{E,b}$ 分别表示 b 类响应水平下需求响应计划调用容量区间上限值以及相对应的容量补偿价格,即当对某一用户需求响应负荷的调用容量超过 $\bar{D}_R^{E,b}$ 时,那么超过部分需要按照 $\lambda^{E,b+1}$ 的价格进行补偿,其中 b 为响应水平区间序号; $D_t^{E,b}$ 表示 b 类响应水平下时段 t 系统计划调用的需求响应容量。因此,对于某用户 i 在时段 t 所提供的需求响应备用容量以及相应的补偿价格可表示为

$$D_{i,t}^E = \sum_{b=1}^{S_E} D_{i,t}^{E,b} Z_{i,t}^b \quad (1)$$

$$C_{i,t}^{E,DR} = \sum_{b=1}^{S_E} D_{i,t}^{E,b} Z_{i,t}^b \lambda_t^{E,b} \quad (2)$$

其中: $D_{i,t}^E$ 为用户 i 在时段 t 提供的需求响应容量; $z_{i,t}^b$ 为 0-1 变量,表示该用户的响应水平是否达到 b

类负荷响应水平, 若已经处于 b 类负荷响应水平, $z_{i,t}^b=1$; 否则, 取 0; $C_{i,t}^{E,DR}$ 表示微网运营商需要支付的需求响应补偿成本, S_E 为负荷响应水平区间的区间个数。因本文假设对需求响应资源补偿价格为两部制电价, 其实际调用容量(电量补偿价格)也采取上述阶梯补偿价格模式, 并且容量区间划分与备用容量区间划分相一致, 但是实际调用容量的单位补偿价格要高于备用容量的补偿价格。对于热负荷需求响应的调用模式和补偿机制与电负荷相同。

1.3 两阶段随机日前调度模型基本架构

在日前市场环境下, 多能源微网运营商需要在考虑用户电/热负荷和可再生分布式电源出力水平的条件下, 来制定区域内传统分布式电源以及其他灵活能量调节设备的出力和旋转备用计划, 并且对能源集线器和用户需求响应资源进行调控, 从而保证系统运行的经济性和可靠性。

但是由于可再生分布式电源以及用户负荷水平存在不确定性, 多能源微网运营商在制定日前调度计划时, 需要考虑上述不确定性对决策结果的影响。因此, 本文将通过概率场景对上述不确定性进行建模, 进而构建基于两阶段随机优化的多能源微网日前调度模型, 对多能源微网中多能流调度和旋转备用计划进行决策, 模型基本框架见图 3。

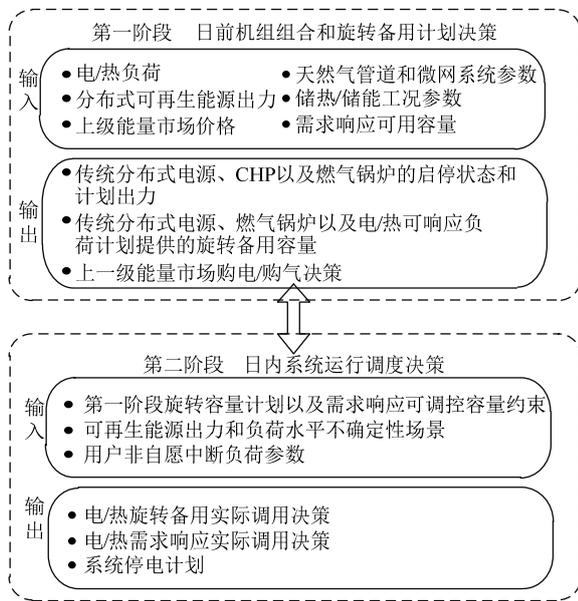


图 3 两阶段随机日前调度模型基本框架

Fig. 3 Framework of the two-stage stochastic day-ahead dispatch model

2 多能源微网两阶段随机调度模型

2.1 两阶段随机优化目标函数

本部分以多能源微网的日前运行成本期望值最低构建目标函数, 具体如下所示:

$$\begin{aligned}
 \min \sum_{t=1}^T \{ & P_t^E \lambda_t^E + P_t^G \lambda_t^G + \\
 & [\sum_{k=1}^{N_{DG}} S_{k,t}^{DG} + \sum_{m=1}^{N_{CHP}} S_{m,t}^{CHP} + \sum_{n=1}^{N_B} S_{n,t}^B] + \\
 & [\sum_{k=1}^{N_{DG}} (c_{k,t}^{DG} + R_{k,t}^{DG,u} \lambda_{k,t}^{DG,u} + R_{k,t}^{DG,d} \lambda_{k,t}^{DG,d})] + \\
 & [\sum_{n=1}^{N_B} (R_{n,t}^{B,u} \lambda_{n,t}^{B,u} + R_{n,t}^{B,d} \lambda_{n,t}^{B,d})] + \\
 & [\sum_{i=1}^{N_I} (\sum_{b=1}^{S_E} D_{i,t}^{E,b} z_{i,t}^b \lambda_{i,t}^{E,b} + \sum_{b=1}^{S_G} D_{i,t}^{G,b} z_{i,t}^b \lambda_{i,t}^{G,b})] + \\
 & \sum_{\omega=1}^{N_{\omega}} \rho_{\omega} [\sum_{k=1}^{N_{DG}} (r_{k,t,\omega}^{DG,u} \overline{\lambda_{k,t,\omega}^{DG,u}} + r_{k,t,\omega}^{DG,d} \overline{\lambda_{k,t,\omega}^{DG,d}}) + \\
 & \sum_{n=1}^{N_B} (r_{n,t,\omega}^{B,u} \overline{\lambda_{n,t,\omega}^{B,u}} + r_{n,t,\omega}^{B,d} \overline{\lambda_{n,t,\omega}^{B,d}}) + \\
 & \sum_{i=1}^{N_I} (\sum_{b=1}^{S_E} d_{i,t,\omega}^{E,b} z_{i,t,\omega}^b \overline{\lambda_{i,t,\omega}^{E,b}} + \sum_{b=1}^{S_G} d_{i,t,\omega}^{G,b} z_{i,t,\omega}^b \overline{\lambda_{i,t,\omega}^{G,b}}) + \\
 & \sum_{i=1}^{N_I} (p_{i,t,\omega}^{E,cl} \lambda_{i,t,\omega}^{E,cl} + p_{i,t,\omega}^{G,cl} \lambda_{i,t,\omega}^{G,cl}) \} \} \quad (3)
 \end{aligned}$$

其中: P_t^E , P_t^G 分别表示微网运营商从上一级能源网络购买的电量和天然气量; N_I , N_{DG} , N_{CHP} , N_B 分别表示系统节点、传统分布式机组、CHP 以及燃气锅炉的序数集合; $S_{k,t}^{DG}$, $S_{m,t}^{CHP}$, $S_{n,t}^B$ 分别表示传统分布式机组、CHP 以及燃气锅炉的启动成本; $c_{k,t}^{DG}$ 表示传统分布式机组的燃料成本; $R_{k,t}^{DG,u}$, $R_{k,t}^{DG,d}$ 分别表示传统分布式机组提供的上下备用容量; $R_{n,t}^{B,u}$ 和 $R_{n,t}^{B,d}$ 分别为燃气锅炉在 t 时段提供的供热负荷上下备用容量; $D_{i,t}^{E,b}$ 和 $D_{i,t}^{G,b}$ 分别表示在 b 类负荷响应水平下节点 i 可以提供的电负荷和热负荷响应容量; $\lambda_{k,t}^{DG,u}$, $\lambda_{k,t}^{DG,d}$ 为传统分布式机组提供上下的单位备用容量价格; $\lambda_{n,t}^{B,u}$, $\lambda_{n,t}^{B,d}$ 为燃气锅炉的单位备用容量价格; $\lambda_{i,t}^{E,b}$ 和 $\lambda_{i,t}^{G,b}$ 分别表示 b 类负荷响应水平下电负荷和热负荷单位响应容量补偿价格; ρ_{ω} 为场景 ω 的概率; $r_{k,t,\omega}^{DG,u}$, $r_{k,t,\omega}^{DG,d}$ 为在场景 ω 下实际调用的传统分布式机组上下旋转备用容量, $\overline{\lambda_{k,t,\omega}^{DG,u}}$ 和 $\overline{\lambda_{k,t,\omega}^{DG,d}}$ 为相应的单位调用成本; $r_{n,t,\omega}^{B,u}$, $r_{n,t,\omega}^{B,d}$ 为燃气锅炉在场景 ω 下实际提供的供热负荷旋转备用容量, $\overline{\lambda_{n,t,\omega}^{B,u}}$ 和 $\overline{\lambda_{n,t,\omega}^{B,d}}$ 为相应的单位调用成本; $d_{i,t,\omega}^{E,b}$ 和 $d_{i,t,\omega}^{G,b}$ 分别表示 b 类负荷响应水平下节点 i 实际提供的响应负荷容量, $\overline{\lambda_{i,t,\omega}^{E,b}}$ 和 $\overline{\lambda_{i,t,\omega}^{G,b}}$ 为相应的调用成本; $p_{i,t,\omega}^{E,cl}$ 和 $p_{i,t,\omega}^{G,cl}$ 分别表示在场景 ω 下节点 i 处在 t 时刻系统切除的电负荷量和热负荷量; $\lambda_{i,t,\omega}^{E,cl}$ 和 $\lambda_{i,t,\omega}^{G,cl}$ 分别表示非自愿的电负荷和热负荷中断成本。

式(3)中, 第一到第五部分为系统运营商的第一阶段决策, 主要是系统日前的机组组合和备用容量

决策。其中，第一部分为系统运营商日前从主网购买电能和天然气的成本；第二部分为传统 DG、CHP 以及燃气锅炉的启停成本；第三部分为传统 DG 的燃料成本以及提供的上下旋转备用成本；第四部分为针对供热负荷，燃气锅炉提供的上下旋转备用容量；第五部分为系统运营商购买用户可响应电负荷以及热负荷旋转备用成本。第六到第九部分为场景 ω 下的实际运行成本，其中，第六部分实际调用的传统 DG 上下旋转备用成本；第七部分为针对供热负荷，实际调用燃气锅炉的上下旋转备用成本；第八部分为实际调用的用户可响应负荷上下旋转备用成本；第九部分为实际运行过程中由于系统供应缺口，而导致的用户电负荷和热负荷非自愿中断的补偿成本。

2.2 第一阶段约束

1) 电力潮流约束。

$$P_{i,t}^E - L_{i,t}^E = \sum_{k \in N_{DG,j}} P_{i,t}^{DG} + \sum_{m \in N_{CHP,j}} P_{i,t}^{CHP,E} + \sum_{w \in N_{WP,j}} P_{i,t}^{WP} + \sum_{s \in N_{SP,j}} P_{i,t}^{SP} + \sum_{e \in N_{ES,j}} (P_{i,t}^{ES,dis} - P_{i,t}^{ES,ch}) \quad (4)$$

$$P_{i,t}^E = \sum_{j=1}^{N_{o(i)}} [B_{ij}(\theta_i^t - \theta_j^t) + G_{ij}(V_i^t + V_j^t - 1)] \quad (5)$$

$$Q_{i,t}^E = \sum_{j=1}^{N_{o(i)}} [G_{ij}(\theta_i^t - \theta_j^t) - B_{ij}(V_i^t + V_j^t - 1)] \quad (6)$$

$$P_{ij,t}^E = B_{ij}(\theta_i^t - \theta_j^t) - G_{ij}(V_i^t + V_j^t), |P_{ij,t}^E| \leq P_{ij}^{rated} \quad (7)$$

$$Q_{ij,t}^E = B_{ij}(V_i^t + V_j^t) + G_{ij}(\theta_i^t - \theta_j^t), V_i^{\min} \leq V_i^t \leq V_i^{\max} \quad (8)$$

$$P_{\min}^E \leq P_i^E \leq P_{\max}^E, P_t^E = \sum_{i=1}^{N_1} P_{i,t}^E \quad (9)$$

式(4)表示节点 i 处有功功率平衡，其中： $P_{i,t}^E$ 和 $L_{i,t}^E$ 分别表示节点 i 处 t 时刻的净有功功率和系统负荷， $P_{i,t}^{DG}$ ， $P_{i,t}^{CHP,E}$ ， $P_{i,t}^{WP}$ ， $P_{i,t}^{SP}$ ， $P_{i,t}^{ES,dis}$ 和 $P_{i,t}^{ES,ch}$ 分别表示节点 i 处 t 时刻的传统 DG，CHP，分布式风机，分布式光伏的以及储能的放电和充电功率； B_{ij} 和 G_{ij} 分别表示系统导纳矩阵中第 i 行 j 列元素 Y_{ij} 的虚部值和实部值； θ_i^t 表示节点 i 处的电压相角； V_i^t 表示节点 i 处的电压值； $N_{o(i)}$ 表示与节点 i 连接的其他节点的集合； $Q_{i,t}^E$ 表示节点 i 在时刻 t 时的无功功率；式(7)和式(8)分别表示线路负载约束和节点电压约束， $P_{ij,t}^E$ 和 $Q_{ij,t}^E$ 分别表示连接节点 i 和节点 j 的有功和无功功率； P_{ij}^{rated} 为连接节点 i 和节点 j 线路负载额定功率； V_i^{\max} 和 V_i^{\min} 分别表示节点 i 处电压值的上下限值； P_{\max}^E 和 P_{\min}^E 分别表示多能源微网系统运营商从主网购电的上下限值。

2) 天然气管网约束。

$$L_{i,t,\omega}^G - \sum_{b=1}^{S_G} d_{i,t,\omega}^{G,b} z_{i,t,\omega}^b - p_{i,t,\omega}^{G,cl} = \sum_{m \in N_{CHP,j}} \frac{\eta^{th}}{\eta^c} P_{i,t}^{CHP,E} \quad (10)$$

$$\beta_0 \left(\frac{\eta^{th}}{\eta^c} P_{i,t}^{CHP,E} + \frac{1}{\eta_0} P_{i,t}^B \right) = P_{i,t}^G \quad (11)$$

$$P_t^G = \sum_{i=1}^{N_1} P_{i,t}^G = \sum_{i=1}^{N_1} \sum_{j=1}^{N_{o(i)}} P_{ij,t}^G \quad (12)$$

$$P_{ij,t}^G = k_{ij} \sqrt{|(U_i^t)^2 - (U_j^t)^2|} \quad (13)$$

$$0 \leq P_{ij,t}^G \leq P_{ij}^{G,max}, U_i^{\min} \leq U_i^t \leq U_i^{\max} \quad (14)$$

$$P_{ij,t}^G = k_{ij} (U_i^t U_i^0 - U_j^t U_j^0) / \sqrt{|(U_i^t)^2 - (U_j^t)^2|} \quad (15)$$

式(10)表示节点 i 在时间 t 处的热负荷平衡。其中， η^c 和 η^{th} 分别表示 CHP 机组的电转换和热转换效率； $P_{i,t}^B$ 表示燃气锅炉的热出力； $P_{i,t}^{HS,dis}$ 和 $P_{i,t}^{HS,ch}$ 分别表示储热设备的放热量和储热量； η_0 表示燃气锅炉的热转换效率； β_0 为单位转换系数，表示单位 kW·h 热量所需的天然气立方数；式(11)表示多能源微网运营商需要从上一级天然气网络中购买的天然气立方数；式(12)–(14)表示天然气管网约束。 $P_{ij,t}^G$ 表示 t 时段从节点 i 到节点 j 的天然气流量； U_i^t 为节点 i 处的管道压强，单位 kPa； k_{ij} 为管道物理参数，主要是由所送天然气品质以及管道自身物理特性决定，本文中为常数； $P_{ij}^{G,max}$ 为连接节点 i 和节点 j 的天然气管道最大输气量； U_i^{\min} 和 U_i^{\max} 表示节点 i 处管道压强的下限和上限值；式(15)为式(13)的泰勒展开形式， U_i^0 为节点 i 在优化周期开始时的初始气压值，为已知量，式(15)通过泰勒展开将式(13)线性化^[13]。

3) 传统 DG 运行约束。

$$S_{k,t}^{DG} \geq 0, S_{k,t}^{DG} = S_k^{DG} (x_{k,t}^{DG} - x_{k,t-1}^{DG}) \quad (16)$$

$$c_{k,t}^{DG} = c_1 P_{i,t}^{DG} + c_2 x_{k,t}^{DG} \quad (17)$$

$$P_{i,t}^{DG} + R_{k,t}^{DG,u} \leq x_{i,t}^{DG} P_{i,max}^{DG} \quad (18)$$

$$P_{i,t}^{DG} - R_{k,t}^{DG,u} \geq x_{i,t}^{DG} P_{i,min}^{DG} \quad (19)$$

式(16)为传统 DG 的启停成本，其中 $x_{k,t}^{DG}$ 表示第 k 台传统分布式机组的运行状态，为 0-1 变量； S_k^{DG} 为传统 DG 的启动成本；式(17)表示传统 DG 的燃料成本， c_1 ， c_2 均为常数；式(18)和式(19)表示传统 DG 的日前计划出力和旋转备用约束； $P_{i,max}^{DG}$ 和 $P_{i,min}^{DG}$ 表示传统分布式机组的最大和最小出力。

4) CHP 运行约束。

$$S_{m,t}^{CHP} \geq 0, S_{m,t}^{CHP} = S_m^{CHP} (x_{m,t}^{CHP} - x_{m,t-1}^{CHP}) \quad (20)$$

$$x_{m,t}^{CHP} P_{i,min}^{CHP} \leq P_{i,t}^{CHP,E} \leq x_{m,t}^{CHP} P_{i,max}^{CHP,E} \quad (21)$$

式(20)表示 CHP 的启停成本, 其中 $x_{m,t}^{\text{CHP}}$ 表示第 m 台 CHP 机组的运行状态, 为 0-1 变量; 式(21)为 CHP 的电出力上下限约束。

5) 电储能和蓄热罐运行约束。

$$SOC_{i,t} = SOC_{i,t-1} + \eta_i^{\text{ES,ch}} P_{i,t}^{\text{ES,ch}} - \eta_i^{\text{ES,dis}} P_{i,t}^{\text{ES,dis}} \quad (22)$$

$$SOC_i^{\min} \leq SOC_{i,t} \leq SOC_i^{\max} \quad (23)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{ES,ch}} \leq P_{i,\max}^{\text{ES,ch}} x_{i,t}^{\text{ES,ch}} \quad (24)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{ES,dis}} \leq P_{i,\max}^{\text{ES,dis}} x_{i,t}^{\text{ES,dis}} \quad (25)$$

$$x_{i,t}^{\text{ES,ch}} + x_{i,t}^{\text{ES,dis}} \leq 1 \quad (26)$$

$$E_{i,t}^{\text{HS}} = E_{i,t-1}^{\text{HS}} + \eta_i^{\text{HS,ch}} P_{i,t}^{\text{HS,ch}} - \eta_i^{\text{HS,dis}} P_{i,t}^{\text{HS,dis}} \quad (27)$$

$$E_{i,\min}^{\text{HS}} \leq E_{i,t}^{\text{HS}} \leq E_{i,\max}^{\text{HS}} \quad (28)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{HS,ch}} \leq P_{i,\max}^{\text{HS,ch}} x_{i,t}^{\text{HS,ch}} \quad (29)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{HS,dis}} \leq P_{i,\max}^{\text{HS,dis}} x_{i,t}^{\text{HS,dis}} \quad (30)$$

$$x_{i,t}^{\text{HS,ch}} + x_{i,t}^{\text{HS,dis}} \leq 1 \quad (31)$$

式(22)–(26)为电储能约束。 $SOC_{i,t}$ 表示节点 i 处电储能在 t 时段的所储电量; $\eta_i^{\text{ES,ch}}$ 和 $\eta_i^{\text{ES,dis}}$ 分别表示电储能的充放电效率; SOC_i^{\max} 和 SOC_i^{\min} 分别表示电储能的最大最小储电量; $x_{i,t}^{\text{ES,ch}}$ 和 $x_{i,t}^{\text{ES,dis}}$ 分别表示电储能的充放电状态, 为 0-1 变量。式(27)–(31)为蓄热罐约束。 $E_{i,t}^{\text{HS}}$ 表示节点 i 处电储能在 t 时段的所储热量; $\eta_i^{\text{HS,ch}}$ 和 $\eta_i^{\text{HS,dis}}$ 分别表示电储能的储热和放热效率值; $E_{i,\max}^{\text{HS}}$ 和 $E_{i,\min}^{\text{HS}}$ 分别表示蓄热罐的最大最小储热量; $x_{i,t}^{\text{HS,ch}}$ 和 $x_{i,t}^{\text{HS,dis}}$ 分别表示蓄热罐的储热和放热状态, 为 0-1 变量。

6) 燃气锅炉运行约束。

$$S_{n,t}^{\text{B}} \geq 0, S_{n,t}^{\text{B}} = s_n^{\text{B}}(x_{n,t}^{\text{B}} - x_{n,t-1}^{\text{B}}) \quad (32)$$

$$P_{n,t}^{\text{B}} + R_{n,t}^{\text{B,u}} \leq x_{n,t}^{\text{B}} P_{i,\max}^{\text{B}} \quad (33)$$

$$P_{n,t}^{\text{B}} - R_{n,t}^{\text{B,u}} \geq x_{n,t}^{\text{B}} P_{i,\min}^{\text{B}} \quad (34)$$

式(32)表示燃气锅炉的启停成本。其中, $x_{n,t}^{\text{B}}$ 表示第 n 台燃气锅炉的运行状态, 为 0-1 变量; s_n^{B} 为燃气锅炉的启动成本。式(33)和式(34)表示燃气锅炉的日前计划出力和旋转备用约束; $P_{i,\max}^{\text{B}}$ 和 $P_{i,\min}^{\text{B}}$ 表示燃气锅炉的最大和最小出力。

7) 响应负荷容量约束。

$$\sum_{b=1}^{S_E} D_{i,t}^{\text{E},b} z_{i,t}^b \leq D_{i,t}^{\text{E},\max} \quad (35)$$

$$\sum_{b=1}^{S_G} D_{i,t}^{\text{G},b} z_{i,t}^b \leq D_{i,t}^{\text{G},\max} \quad (36)$$

式(35)和式(36)分别表示节点 i 处用户可响应电

负荷和热负荷容量约束, 其中 $D_{i,t}^{\text{E},\max}$, $D_{i,t}^{\text{G},\max}$ 分别为电负荷和热负荷的最大可响应量。

2.3 第二阶段约束

第二阶段主要是多能源微网运营商根据分布式可再生能源以及用户电/热负荷的实际需求系统中的电/热旋转备用资源进行调控, 具体约束如下所示:

$$\sum_{m \in N_{\text{CHP},j}} P_{i,t}^{\text{CHP,E}} + \sum_{k \in N_{\text{DG},j}} P_{i,t,\omega}^{\text{DG}} + \sum_{w \in N_{\text{WP},j}} P_{i,t,\omega}^{\text{WP}} + \sum_{s \in N_{\text{SP},j}} P_{i,t,\omega}^{\text{SP}} + \sum_{e \in N_{\text{ES},j}} (P_{i,t}^{\text{ES,dis}} - P_{i,t}^{\text{ES,ch}}) + \sum_{b=1}^{S_E} d_{i,t,\omega}^{\text{E},b} z_{i,t,\omega}^b + p_{i,t,\omega}^{\text{E,cl}} = P_{i,t,\omega}^{\text{E}} - L_{i,t,\omega}^{\text{E}} \quad (37)$$

$$L_{i,t,\omega}^{\text{G}} - \sum_{b=1}^{S_G} d_{i,t,\omega}^{\text{G},b} z_{i,t,\omega}^b - p_{i,t,\omega}^{\text{G,cl}} = \sum_{m \in N_{\text{CHP},j}} \frac{\eta^{\text{th}}}{\eta^{\text{c}}} P_{i,t}^{\text{CHP,E}} + \sum_{b \in N_{\text{B},j}} P_{i,t,\omega}^{\text{B}} + \sum_{h \in N_{\text{HS},j}} (P_{i,t}^{\text{HS,dis}} - P_{i,t}^{\text{HS,ch}}) \quad (38)$$

$$P_{i,t,\omega}^{\text{E,cl}} \leq L_{i,t,\omega}^{\text{E}}, p_{i,t,\omega}^{\text{G,cl}} \leq L_{i,t,\omega}^{\text{G}} \quad (39)$$

式(37)和式(38)分别表示场景 ω 下时段 t 内的电负荷和热负荷平衡约束。其中, $P_{i,t,\omega}^{\text{DG}}$, $P_{i,t,\omega}^{\text{WP}}$, $P_{i,t,\omega}^{\text{SP}}$, $p_{i,t,\omega}^{\text{E,cl}}$ 和 $L_{i,t,\omega}^{\text{E}}$ 分别表示场景 ω 下时段 t 内的传统分布式机组、分布式风机、分布式光伏、非自愿中断用户电负荷以及节点 i 处的电负荷大小; $P_{i,t,\omega}^{\text{B}}$, $p_{i,t,\omega}^{\text{G,cl}}$ 和 $L_{i,t,\omega}^{\text{G}}$ 分别表示场景 ω 下时段 t 内节点 i 处的燃气锅炉热负荷出力, 非自愿中断用户热负荷以及热负荷大小。式(39)表示系统强制切断的用户电负荷和热负荷上限约束。

2.4 两阶段关联约束

两阶段关联约束主要指的是多能源微网运营商根据日内实际负荷以及可再生能源出力情况, 对第 1 阶段的备用资源进行调用。具体约束如下所示:

$$P_{i,t,\omega}^{\text{DG}} = P_{i,t}^{\text{DG}} + r_{k,t,\omega}^{\text{DG,u}} - r_{k,t,\omega}^{\text{DG,d}} \quad (40)$$

$$0 \leq r_{k,t,\omega}^{\text{DG,u}} \leq R_{k,t}^{\text{DG,u}}, 0 \leq r_{k,t,\omega}^{\text{DG,d}} \leq R_{k,t}^{\text{DG,d}} \quad (41)$$

$$P_{i,t,\omega}^{\text{B}} = P_{i,t}^{\text{B}} + r_{n,t,\omega}^{\text{B,u}} - r_{n,t,\omega}^{\text{B,d}} \quad (42)$$

$$0 \leq r_{n,t,\omega}^{\text{B,u}} \leq R_{n,t}^{\text{B,u}}, 0 \leq r_{n,t,\omega}^{\text{B,d}} \leq R_{n,t}^{\text{B,d}} \quad (43)$$

$$\sum_{b=1}^{S_E} d_{i,t,\omega}^{\text{E},b} z_{i,t,\omega}^b \leq \sum_{b=1}^{S_E} D_{i,t}^{\text{E},b} z_{i,t}^b, \sum_{b=1}^{S_G} d_{i,t,\omega}^{\text{G},b} z_{i,t,\omega}^b \leq \sum_{b=1}^{S_G} D_{i,t}^{\text{G},b} z_{i,t}^b \quad (44)$$

第 1 阶段和第 2 阶段关联约束主要是第 2 阶段的日内调度计划要满足日前第 1 阶段的计划出力和旋转备用约束。式(40)和式(41)为传统 DG 的日内调度约束; 式(42)和式(43)为燃气锅炉的日内调度约束; 式(44)为可响应负荷的日内调度约束。

3 算例分析

3.1 系统参数

本文选择在 IEEE-6 母线微网系统^[14]和 6 节点天然气管网系统^[15]组成的多能源微网系统上对上述模型进行仿真计算, 系统架构如图 4 所示。

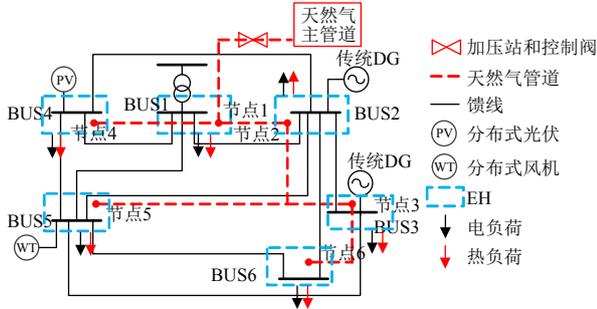


图 4 多能源微网系统架构
Fig. 4 Structure of multi-energy microgrid

传统分布式发电机组接入母线 2 和母线 3, 母线 5 处接入 500 kW 分布式风机, 母线 4 处接入 400 kW 分布式光伏。母线 1, 2, 4, 5, 6 处的 EH 电负荷具有响应能力; 母线 1, 2, 5, 6 处的 EH 热负荷具有响应能力; 所有节点的 EH 均配置有燃气锅炉, 母线 3, 5, 6 处 EH 配置有蓄热罐和电储能, 母线 3, 6 处 EH 配置有 CHP。6 母线系统电压等级为 0.4 kV, 变压器容量为 1.5 MVA。系统允许电压波动范围为 $\pm 5\%$, 天然气管道节点压强波动范围为 55~65 psig, 天然气管道流量上限为 500 m³/h, 其余模型参数如表 1 中所示。

表 1 模型参数
Tab. 1 Parameter of the model

参数类型	参数值
CHP	$P_{i,\min}^{\text{CHP,E}}=20\text{kW}; P_{i,\max}^{\text{CHP,E}}=500\text{kW}; \eta^{\text{th}}=0.78;$ $\eta^{\text{e}}=0.13; \beta_0=0.0925\text{m}^3/\text{kWh}; s_m^{\text{CHP}}=100$ 元
燃气锅炉	$\eta_0=0.85; P_{i,\min}^{\text{B}}=50\text{kW}; P_{i,\max}^{\text{B}}=500\text{kW}; s_m^{\text{B}}=100$ 元
蓄热罐	$E_{i,\max}^{\text{HS}}=1000\text{kW}\cdot\text{h}; E_{i,\min}^{\text{HS}}=0\text{kW}\cdot\text{h};$ $P_{i,\max}^{\text{HS,ch}}=150\text{kW}; P_{i,\max}^{\text{HS,dis}}=500\text{kW}$
电储能	$SOC_i^{\text{max}}=300\text{kW}\cdot\text{h}; SOC_i^{\text{min}}=10\text{kW}\cdot\text{h};$ $\eta_i^{\text{ES,dis}}=\eta_i^{\text{ES,ch}}=0.9; P_{i,\max}^{\text{ES,ch}}=P_{i,\max}^{\text{ES,dis}}=100\text{kW}$
传统 DG	$P_{i,\max}^{\text{DG}}=1000\text{kW}; P_{i,\min}^{\text{DG}}=100\text{kW}; c_1=0.5$ 元/kW; $c_2=2$ 元

本文中用华北某智能小区的电热负荷对多能源微网系统负荷进行了修正, 如图 5 所示。选取澳大利亚能源市场运营商(AEMO)某天的日前市场电价作为多能源微网运营商的日前购电价格^[16], 如图 6 所示。天然气价格为固定值 2.63 元/m³。

为了方便模型计算, 本文中认为多能源微网运营商支付给不同节点的传统 DG 和燃气锅炉备用容

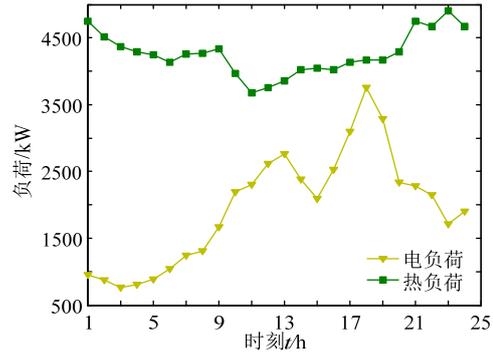


图 5 系统电热负荷曲线
Fig. 5 Electricity and thermal load curve

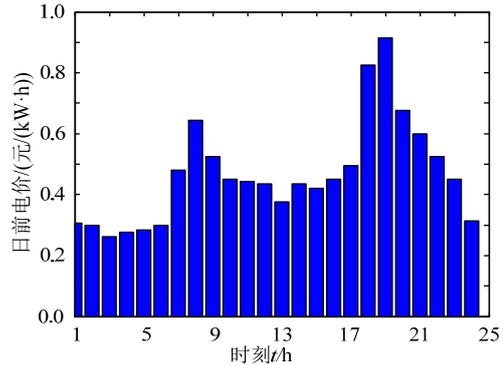


图 6 日前电价
Fig. 6 Day-ahead electricity price

量费用相同, 传统 DG 为 0.3 元/kW, 燃气锅炉为 0.1 元/kW; 实际调用备用容量的补偿成本(电量价格为 0.9 元/(kW·h)和 0.3 元/(kW·h)。对于用户的需求响应补偿, 本文假设运营商是根据所有需求响应用户所提供的响应量占其负荷的比例大小来确定用户的需求响应水平和对应的补偿价格^[17], 具体补偿价格如表 2 所示; 对于实际调用的需求响应资源的补偿价格(电量价格)的容量价格的 5 倍。

表 2 需求响应补偿价格
Tab. 2 Compensation price of the demand response

响应水平/%	电负荷响应容量补偿价格/(元/kW)	热负荷响应容量补偿价格/(元/kW)
25	0.07	0.04
50	0.09	0.06
75	0.12	0.09
100	0.15	0.12

3.2 不确定性场景

如本文 1.3 中所述, 多能源微网运营商在制定日前备用容量和机组出力计划时, 所面临的不确定性主要来自于用户的电/热负荷以及可再生分布式电源出力, 文本将通过生成概率场景对上述不确定性因素进行建模, 假设各不确定性因素之前不存在关联关系。

受用户主观用能习惯以及外界用能环境的影响, 其实际的电/热负荷往往会与预测值产生偏差, 本文假设该偏差波动服从正态分布^[18]。基于用户电/

热负荷的预测值以及波动偏差的随机抽样结果,分别等概率生成 100 个电/热负荷场景。对于分布式风机和光伏出力,在不考虑机组故障的情况下,其出力波动主要受风速和光照辐射强度的影响,能够通过 Weibull 和 β 分布概率密度函数进行随机抽样,分别等概率生成 100 个风速和光照辐射强度场景^[19]。为了保证模型的可求解性以及不确定性场景的代表性,本文通过向前选择算法对上述单一不确定因素的原始场景进行削减^[20],生成模型场景集 Ω_{ω} ,其中包含热负荷、电负荷、风速以及光照辐射强度负荷的单一因素场景各 3 个^[18]。负荷场景以及风速和光照辐射强度场景分别如图 7 和图 8 所示。

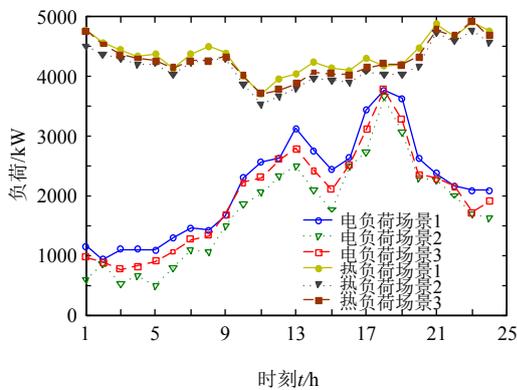


图 7 电/热负荷场景

Fig. 7 Scenario of the electricity and thermal load

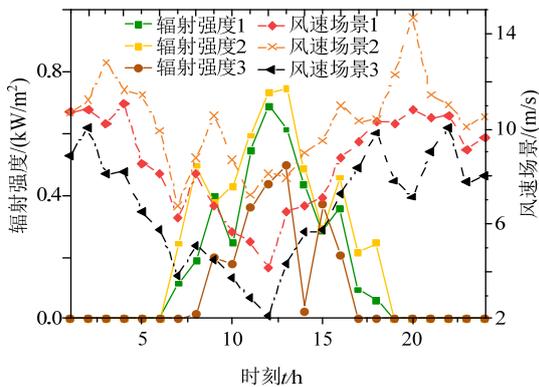


图 8 风速和辐射强度场景

Fig. 8 Scenario of the wind speed and solar irradiation

在本文中分布式风机的切入、额定和切出风速分别为 3, 12 和 50 m/s; 分布式光伏转换效率为 18.6%。基于上述风速和辐射强度,得出分布式风机和光伏在不同风速和辐射强度场景下的出力^[19]。

3.3 仿真结果

3.3.1 模型优化结果

本文在 Matlab 2014a 环境下运行 CPLEX 求解器对上述混合整数优化模型进行求解,仿真在联想 Thinkcentre M910T 上进行,CPU I7-7700, RAM 8G。

本文通过设置 4 种不同场景对模型有效性进行验证,主要是对比分析了不考虑负荷以及可再生能源出力波动的确定性优化模型与随机优化模型的求解结果,以及需求响应用于模型结果的影响,情景设置具体如下。

情景 1: 确定性模型条件下,天然气和电力系统独立调度,不考虑用户需求响应资源;

情景 2: 确定性模型条件下,天然气和电力系统联合调度,不考虑用户需求响应资源;

情景 3: 随机优化模型条件下,天然气和电力系统联合调度,不考虑用户需求响应资源;

情景 4: 随机优化模型条件下,天然气和电力系统联合调度,考虑用户需求响应资源;

情景 5: 随机优化模型下,多能源微网中电力系统孤岛运行的优化结果。

确定性模型是用原模型中随机变量期望值替代随机值,将两阶段随机优化问题分解成单阶段问题,先基于随机变量期望值求解得出第 1 阶段决策变量值,再将其带入第 2 阶段优化中求解不同随机场景下的第 2 阶段决策变量,最终得出模型优化结果的期望值^[19]。因此,确定性模型能够简化优化过程,但是也导致了不确定性场景的信息损失^[19]。情景 1 和情景 2 中将两阶段随机优化模型进行确定性处理,在第 1 阶段优化中假设系统电负荷备用均由传统 DG 提供,热负荷备用均由燃气锅炉提供;且电负荷备用 $R_{k,t}^{DG,u}$ 和 $R_{k,t}^{DG,d}$ 应大于系统净电负荷(即原始电负荷期望值与可再生出力的差值)的 30%,热负荷备用 $R_{n,t}^{B,u}$ 和 $R_{n,t}^{B,d}$ 应大于热负荷期望值的 20%。在情景 1 中天然气和电力系统分开调度,主要是根据“以热定电”原则,先基于区域内用户的热负荷需求确定 CHP 的运行方式以及天然气系统的最优调度策略,进而根据 CHP 的运行方式确定电力系统的最优调度策略。

不同场景下,多能源微网的日前调度运行期望成本如图 9 所示。

由图 9 中可以看出,在多能源微网并网运行的条件下,情景 1 中运营成本最高,情景 2 系统成本较情景 1 下降 5.54%,说明在多能源微网中对于天然气和电力系统进行联合调度,能够有效降低系统的运营成本,主要是因为联合调度能够有效提高 CHP 在电力供应以及热力供应中的灵活性,从而提高系统中燃气锅炉以及传统 DG 运行的经济性。

对比情景 3 和情景 4 中的结果可以发现,情景 3 和情景 4 的系统运营成本期望值分别较情景 2 下

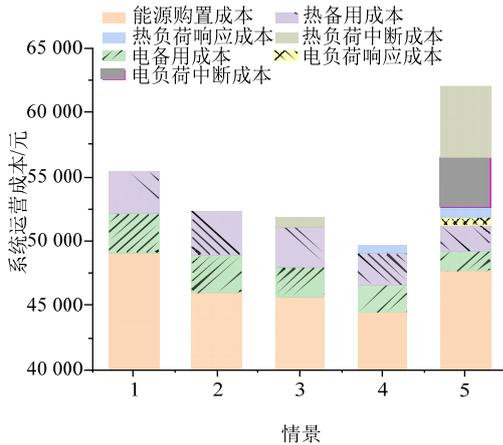


图 9 不同场景下模型优化结果

Fig. 9 Result of the model under different cases

降了 0.97%和 5.06%，说明两阶段随机优化模型所得结果要优于确定性模型结果。这主要是因为情景 3 和情景 4 中，系统运营商支付的备用费用较情景 2 中有所下降，运营商可以根据场景信息优化系统中备用容量，降低了系统冗余。同时也可以看出，需求响应资源的引入，降低了系统中的电负荷和热负荷非自愿中断成本，情景 4 中没有出现用户热/电负荷的非自愿中断，同时系统热/电备用成本也较情景 3 中有进一步的下降，这主要是因为需求响应资源在一定程度上增强了系统的灵活性，从而减轻了天然气系统对于 CHP 调控能力的约束，也就使得多能源微网中电力系统调控灵活性对于天然气供应充裕度的依赖下降。

此外，本部分还对孤网条件下多能源微网的运行成本进行了计算，可以发现，基于本文中的各类成本假设，孤网条件下运营成本要高于并网条件下的成本。在情景 5 中，系统调用了更多的用户需求响应资源用于系统功率平衡，由于没有了主网电源，区域内系统电源的供电成本较高，使得运营商支付的能源购置成本也较高；此外，系统内能量供应的可靠性也受到了一定的影响，出现了较大的热/电负荷缺口。产生这种结果主要是因为天然气价格较高的条件下，多能源微网中 CHP 运行经济性将受到较大的影响，作为多能源互联网微网中 EH 中的核心设备，其运行经济性又会直接影响传统 DG 以及燃气锅炉的运行效率，从而影响整个系统运行的经济性和可靠性。

3.3.2 需求响应资源对系统运行的影响

在 3.3.1 模型优化结果中，可以看出需求响应资源的引入使得系统运行的经济性明显提高，同时，多能源微网中用户的热/电综合需求响应资源也会对系统运行的可靠性产生影响，本部分将从需求

响应资源对于系统备用容量以及天然气/电力系统节点气压/电压的影响，分析需求响应资源对于多能源微网运行可靠性的影响。

如图 10 和图 11 所示，DR 能够为系统提供一定的电/热备用资源，尤其是热备用，DR 提供了系统所需 60.2%的热备用，从而减少燃气锅炉的热备用容量，提高了燃气锅炉的设备利用效率，使得燃气锅炉可以提供更多的容量用于供应用户热负荷，这也在一定程度上解耦了 CHP 的热/电出力。主要是因为用户对供热负荷波动具有一定的承受能力，相比于其他类型负荷，用户愿意更多的参与响应。而对于电负荷来说，参与需求响应往往会对其用电感受产生一定的影响，用户参与需求响应往往系统存在比较紧急的需求，比如在系统存在较大负荷缺口或者主网电力购置边际成本较大的时段。

从图 12 中可知，当引入需求响应资源后，系统末端节点母线 6 处的天然气节点压强以及节点电压波动都较之前平缓，其中天然气压强均方差系数较情景 3 中下降 19.7%，节点电压的均方差系统较情景 3 下降了 16%，节点压强和电压波动减小，节

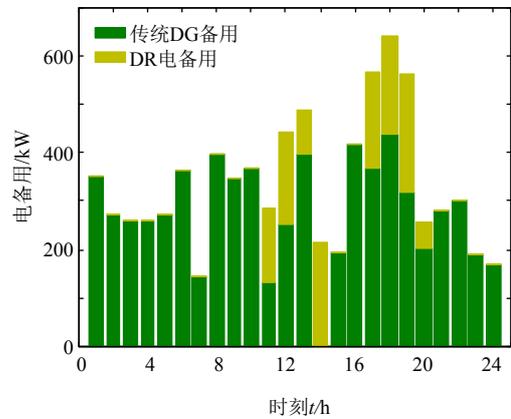


图 10 日前电备用计划

Fig. 10 Day-ahead electricity reserve schedule

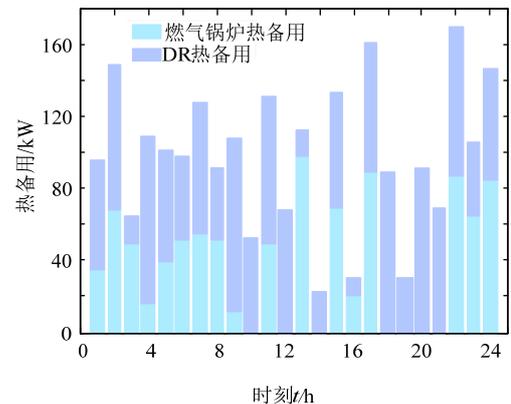


图 11 日前热备用计划

Fig. 11 Day-ahead thermal reserve schedule

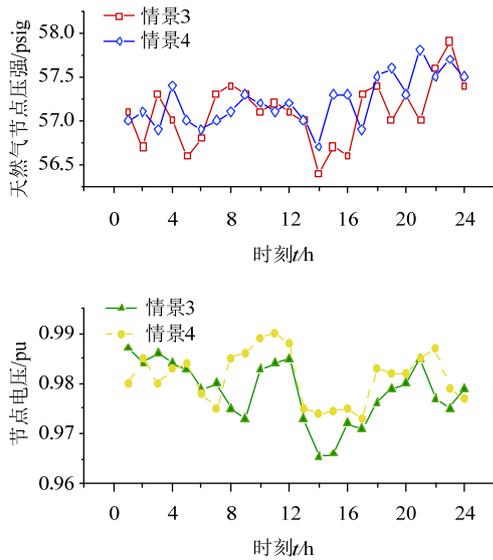


图 12 母线 6 处天然气节点压强和节点电压
Fig. 12 Nodal pressure and voltage of the Bus-6

点处供气和供电质量得到了一定的提高。

3.3.3 天然气系统约束对系统运行的影响

本文模型中考虑了天然气管网的节点压强和管道流量约束，为了进一步分析天然气系统约束对多能源微网运行经济性的影响，本部分对比分析了不同天然气管道流量约束下系统的运行成本，具体结果如图 13 所示。

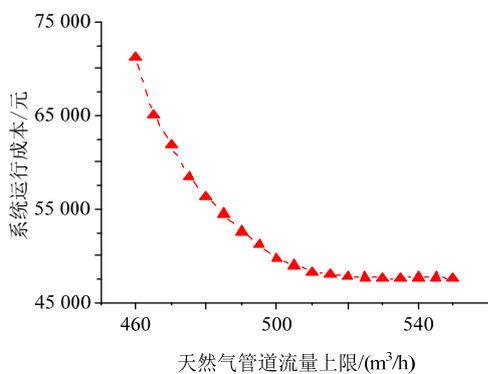


图 13 管道流量对系统运行成本的影响
Fig. 13 Impact of the pipeline flow on the system operation cost

由图 13 可知，天然气管道的流量约束能够对系统运行成本产生影响，当管道流量上限小于 $520 \text{ m}^3/\text{h}$ 时，系统中存在天然气管道阻塞，系统运行成本会随管道容量增大而减小，但是容量增加的边际效益会降低。在多能源微网系统中，天然气系统的管网约束会对系统整体运行成本产生较大的影响，流量上限为 $460 \text{ m}^3/\text{h}$ 时，系统成本会较 $500 \text{ m}^3/\text{h}$ 时增加 43.2%，因此，在多能源微网或者区域综合能源系统规划时，需要对区域内不同类型能源系统进行综合规划，尽量避免能源系统阻塞或者过度冗余，影响系统运行的经济性。

4 讨论

为了说明模型有效性，本部分将对上述模型的仿真结果进行进一步的讨论。

1) 模型有效性。

本文中不确定性场景的生成是通过对不同不确定性因素的概率密度函数进行随机抽样产生的，是对上述不确定性因素实际情况的模拟。但考虑到模型的计算时间，本文中通过基于目标函数值的场景削减算法对产生的原始场景进行了削减^[20]，为了说明场景选择的合理性，表 3 中给出了不同场景数量选择下，模型优化结果和计算时间。

表 3 不同场景数量下的模型优化结果

Tab. 3 Model result under different number of scenarios

场景数量*	结果期望值/元	结果标准差/元	计算时间/s
16	56 191.98	4796.29	591
81	49 710.34	6752.45	3 749
256	49 931.98	6791.64	18 745
625	49 810.18	6790.72	74 980
1296	49 831.27	6798.87	160 575

*场景数量取值分别对应文中每种单一不确定性因素场景削减到 2,3,4,5,6 时模型总场景数。

本文中通过对概率密度函数的抽样，分别确定了 100 个电/热负荷、风速和光照辐射强度的场景集，本文即假设上述场景既可以代表当地上述因素的实际数据。从表 3 中的结果可以看出，当单一不确定性因素场景削减到 3 个，模型总场景数量为 81 个时，模型所求解的结果期望值以及方差与增加场景数量所得到的模型优化结果相差不大，但是求解时间却远小于场景数量增加后的模型求解时间。主要是因为模型中存在 0-1 变量，当模型优化场景增加后，模型求解变量增加较多，使得计算时间增长。

表 4 样本外场景检验结果

Tab. 4 Result under out-of-sample scenarios

模型类型	结果期望值/元	结果标准差/元
两阶段随机	51 215.57	7851.72
确定性	60 176.42	8317.29

此外，为了更好地说明两阶段随机优化模型求解结果较确定性模型更优，本部分对两阶段随机优化模型和确定性模型求解结果进行了样本外场景结果检验^[21]，结果如表 4 所示。本文进行的样本外场景检验，是从原始场景集中将场景削减后得到的模型优化场景剔除后剩余的 10^8-81 个场景中随机选取场景^[22]，进行了 2000 次蒙特卡洛仿真后得出的结果期望值和标准差。从表 4 的结果中可以看出，在均考虑天然气和电力系统联合调度以及需求响

应资源的情况下,两阶段随机模型得出的调度策略还是具有更好的适应性,系统运行成本以及标准差均要小于确定性模型。

2) 模型适用性。

为了验证模型具有更好的适应性,本文基于 IEEE-118 节点系统和 14 节点天然气系统组成的多能源微网系统上对两阶段模型适用性进行了进一步验证^[8],其中,在节点 12, 17, 56 和 88 处配置的 EH 有电储能和蓄热罐,节点 3, 7, 16, 29, 40, 80 处具有电负荷需求响应能力,节点 3, 5, 10, 14 处具有热负荷需求响应能力,并过华北某地区负荷对上述系统中的电/热负荷需求进行了修正,最大电、热负荷分别为 57 和 71 MW。基于上述多能源微网系统和本文 3.2 中模型产生的不确定性场景,算例 3.3.1 中前 4 种场景得出的结果如表 5 所示。

表 5 不同场景下优化结果对比
Tab. 5 Result comparison under different scenarios

场景	结果期望值/元
场景 1	1 615 078
场景 2	1 525 489
场景 3	1 510 712
场景 4	1 448 317

从表 5 的结果中可以看出,两阶段随机模型求解结果仍要优于确定性模型,同时对天然气和电力系统进行联合调度也具有更好的系统经济性,这说明本文所提出的模型具有一定的普适性。

5 结论

本文基于两阶段随机优化模型,构建了多能源微网的日前调度模型,在考虑可再生分布式电源以及用户热/电负荷不确定性的条件下,对多能源微网的备用和能量调度进行优化。通过算例仿真得出以下结论:

1) 对天然气和电力系统进行联合调度较独立调度模式具有更好的系统经济性,能够在一定程度上解耦 CHP 固定的热电比,从而增加了上述两个系统调节的灵活性和经济性。同时,本文提出的两阶段随机性较传统的确定性模型对系统具有更好的优化效果。

2) 需求响应资源不仅能够提高系统运行的经济性,当对用户热/电负荷的综合需求响应资源进行协调优化后,其能够降低系统的备用率,尤其是用户的热响应负荷能够替代较大比例的燃气锅炉备用容量,也就使得更多的 CHP 容量可以用于两个系统的调节,提高了系统的可靠性;同时,系统末端节点的供气和供电质量也得到了改善,降低了系

统末端节点的电压和气压波动。

3) 本文中对天然气管网约束进行了建模,并对其进行了线性化处理。天然气管网存在阻塞效应,会对多能源微网的运行成本产生比较大的影响,增大管道流量上限约束能够在一定程度上解决阻塞问题,但是增加容量的边际效益也会逐渐降低。

参考文献

- [1] Chen X, Mcelroy M B, Kang C. Integrated energy systems for higher wind penetration in china: formulation, implementation and impacts [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 1309-1319.
- [2] Wang J, Zhong H, Ma Z, et al. Review and prospect of integrated demand response in the multi-energy system[J]. Applied Energy, 2017, 202(9): 772-782.
- [3] 王海冰, 戚永志, 王承民, 等. 考虑柔性负荷的两阶段随机优化调度模型[J]. 电网技术, 2018, 42(11): 3669-3675.
Wang Haibing, Qi Yongzhi, Wang Chengmin, et al. Two-stage stochastic optimal scheduling model considering flexible load [J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3669-3675(in Chinese).
- [4] Solanki B V, Raghurajan A, Bhattacharya K, et al. Including smart loads for optimal demand response in integrated energy management systems for isolated microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(4): 1739-1748.
- [5] 徐业琰, 彭思成, 廖清芬, 等. 考虑用户互补聚合响应与热能传输延时的综合能源园区运营商两阶段短期优化调度[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 152-163.
Xu Yeyan, Peng Sicheng, Liao Qingfen, et al. Two-stage short-term optimal dispatch of MEP considering CAUR and HTTD[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 152-163(in Chinese).
- [6] Gu W, Wang J, Lu S, et al. Optimal operation for integrated energy system considering thermal inertia of district heating network and buildings[J]. Applied Energy, 2017, 199: 234-246.
- [7] 姚帅, 顾伟, 张雪松, 等. 热网特性对于综合能源系统超短期调度影响[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 83-90.
Yao Shuai, Gu Wei, Zhang Xuesong, et al. Effect of heating network characteristics on ultra-short-term scheduling of integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 83-90(in Chinese).
- [8] Shao C, Ding Y, Wang J, et al. Modeling and integration of flexible demand in heat and electricity integrated energy system[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(1): 361-370.
- [9] 朱承治, 陆帅, 周金辉, 等. 基于电-热分时间尺度平衡的综合能源系统日前经济调度[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(6): 138-143.
Zhu Chengzhi, Lu Shuai, Zhou Jinhui, et al. Day-ahead economic dispatch of integrated energy system based on electricity and heat balance in different time scales[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(6): 138-143(in Chinese).
- [10] Bai L, Li F, Cui H, et al. Interval optimization based operating strategy for gas-electricity integrated energy systems considering demand response and wind uncertainty[J]. Applied Energy, 2016, 167: 270-279.
- [11] Mohammadi M, Noorollahi Y, Mohammadi-Ivatloo B, et al. Energy hub: from a model to a concept-a review[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2017, 80: 1512-1527.
- [12] Rious V, Perez Y, Roques F. Which electricity market design to encourage the development of demand response?[J]. Economic Analysis & Policy, 2015, 48: 128-138.

- [13] Manshadi S D, Khodayar M E. Resilient operation of multiple energy carrier microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(5): 2283-2292.
- [14] Wood A J, Wollenberg B F. Power generation, operation, and control[M]. John Wiley & Sons, 2012.
- [15] Liu C, Shahidehpour M, Fu Y, et al. Security-constrained unit commitment with natural gas transmission constraints[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3): 1523-1536.
- [16] AEMO[EB/OL]. [2018-09]. <http://www.aemo.com.au/Electricity/Data/Price-and-Demand/Price-and-Demand-Graphs>.
- [17] Haider H T, See O H, Elmenreich W. A review of residential demand response of smart grid[J]. Renewable & Sustainable Energy Review, 2016, 59: 166-178.
- [18] Carrion M, Conejo A J, Arroyo J M. Forward contracting and selling price determination for a retailer[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4): 2105-2114.
- [19] Li Y, Zio E. Uncertainty analysis of the adequacy assessment model of a distributed generation system[J]. Renewable Energy, 2012, 41(2): 235-244.
- [20] Morales J M, Pineda S, Conejo A J, et al. Scenario reduction for futures market trading in electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 878-888.
- [21] Conejo A J, Carrión M, Morales J M. Decision making under uncertainty in electricity markets[M]. Springer, US, 2010.
- [22] Bruno S, Ahmed S, Shapiro A, et al. Risk neutral and risk averse approaches to multistage renewable investment planning under uncertainty[J]. European Journal of Operational Research, 2016,

250(3): 979-989.



李美成

收稿日期: 2018-09-10.

作者简介:

李美成(1973), 男, 教授, 博士研究生导师, 从事可再生能源与清洁能源研究、电力系统分析等, E-mail: mcli@ncepu.edu.cn;

梅文明(1983), 男, 高级工程师, 博士研究生, 通信作者, 从事可再生能源与清洁能源研究、电力系统分析等, E-mail: wenmingmei@sina.com;

张凌康(1986), 男, 工程师, 研究生, 从事可再生能源与清洁能源研究、电力系统分析等, E-mail: 13830167123@139.com;

白保华(1978), 男, 高级工程师, 硕士研究生, 从事可再生能源与清洁能源研究、电力系统分析等, E-mail: wenmingmei@sina.com;

赵充(1982), 男, 高级工程师, 博士研究生, 从事可再生能源与清洁能源研究、电力系统分析等, E-mail: 13501133241@139.com;

蔡丽莉(1983), 女, 助理经济师, 本科, 从事电力信息化与电力市场等, E-mail: 15901460819@163.com。

(责任编辑 李兰欣)