

# 考虑不确定性的综合能源系统日前经济调度

陈 晨,李端超,王海伟,苏 寒,徐晶晶

(国网安徽省电力有限公司合肥供电公司,安徽 合肥 230022)

**摘 要:**考虑光伏出力和负荷的不确定性,研究一种适合工程推广的综合能源系统经济调度求解方法。首先,建立综合能源系统混合整数非线性概率模型;其次,采用特殊序列集合(SOS-2)方法对非线性模型进行分段线性化;然后,采用对称采样策略的无迹变换方法进行确定性转换,以揭示概率性背后隐藏的信息;最后,对比分析混合整数线性规划(MILP)求解方法与粒子群算法的计算结果。采用 PuLp 开源建模框架对某示范性综合能源项目进行建模、求解,结果表明:一方面,对称采样策略的无迹变换方法求解效率较高,其概率密度分布结果可为运行人员揭示概率性背后隐藏的运行状况信息;另一方面,与粒子群算法相比,PuLp 开源框架的 MILP 求解方法效率可提高数倍,适于工程推广。

**关 键 词:**综合能源系统;经济调度;分段线性化;混合整数非线性;无迹变换;PuLp 开源框架

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2021.02.003 中图分类号:TM712 文章编号:1673-9140(2021)02-0024-07

## Study on day-ahead economic dispatch of integrated energy system considering uncertainty

CHEN Chen, LI Duanchao, WANG Haiwei, SU Han, XU Jingjing

(Hefei Power Supply Company, State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Hefei 230022, China)

**Abstract:** For the purpose of popularization in application scenarios, this paper presents an economic dispatch method for the integrated energy systems considering the uncertainty of photovoltaic output and power load. Firstly, a mixed-integer nonlinear probability model for integrated energy systems is established. Secondly, the nonlinear model is segmented and linearized by the special sequence set (SOS-2) method. Then, the symmetric sampling strategy-based traceless transformation method is used to perform deterministic transformation, and to reveal the underlying probabilistic information. Finally, the calculation results of MILP and particle swarm optimization are compared and analyzed. The PuLp open-source modeling framework is utilized to model and solve the potential problems in a demonstration integrated energy project. The results show that, on one hand, the traceless transformation method which is based on the symmetric sampling strategy is efficient, and the generated probability density distribution can reveal the underlying probabilistic density distribution so that the operation information can be available for the system operator. On the other hand, compared with the particle swarm algorithm, the efficiency of solving MILP problems via the PuLp open-source framework can increase several times, which is suitable for real applications.

**Key words:** integrated energy system; economic dispatch; piecewise linearization; mixed integer nonlinear programming; traceless transformation; PuLp open-source framework

2013 年,中国发改委印发《分布式发电管理暂行办法》<sup>[1]</sup>指出积极发展就地消纳的天然气热电冷

三联供;2016 年,发改委与国家能源局联合发布《关于推进多能互补集成优化示范工程建设的实施意

收稿日期:2019-01-18;修回日期:2019-05-15

基金项目:国家自然科学基金(51367004)

通信作者:陈 晨(1986-),女,硕士,高级工程师,主要从事配网规划、综合能源的调度优化等研究;E-mail:jinglong92@163.com

见》<sup>[2]</sup>,加快推进多能互补集成优化示范工程建设,统筹优化,提高效率。推进多能协调互补的能源互联模式,加快综合能源系统(integrated energy system, IES)的建设是中国未来能源发展的方向,故研究以配电网为纽带、电为中心、冷—热—电—气—储多能耦合的优化调度显得尤为必要。

目前,电力最优经济调度已比较成熟,但多能耦合的 IES 经济调度研究还相对欠缺。文献[3]考虑天然气管道运行约束的电力风险评估,分析了美国天然气与电力系统之间的交互影响;文献[4]提出一种天然气与电力混合能源系统动态模型,研究了天然气与电气网络之间的互动。但上述研究偏向电/气能源传输网络,对热、电、气等多能耦合作用考虑不足。文献[5]提出了一种基于能源集线器的分层优化模型,研究区域 IES 耦合关系和热电比可调机理;IES 优化的研究还涉及热能需求侧响应<sup>[6-7]</sup>、多阶段规划<sup>[8]</sup>和最优潮流<sup>[9]</sup>等,但忽略了负荷、光伏出力等不确定性因素。

热电联供系统(combined heating and power system, CHP)、燃气蒸汽锅炉等 IES 典型可控设备能效曲线(反映设备不同负荷率下产能与耗能关系)是非线性的,故 IES 优化模型非线性且含有可控设备的启停状态变量,是典型的混合整数非线性规划(mixed integer nonlinear programming, MINLP)问题<sup>[10]</sup>。文献[11]采用禁忌搜索和粒子群算法求解,但该类方法难以得到稳定结果,可解释性差,限制了其工程应用。

鉴于此,该研究依托工程应用的条件和特点,对 IES 系统的能效建模、分段线性化以及热电耦合等<sup>[12-14]</sup>诸多难点进行研究。

1)分段线性化。采用特殊序列集合(special ordered sets of type 2, SOS-2)方法<sup>[15]</sup>对模型进行分段线性化,以转化为混合整数线性规划(mixed integer linear programming, MILP)问题求解。

2)考虑光伏出力、负荷功率的不确定性,建立概率经济调度模型,并采用对称采样策略的无迹变换(unscented transformation, UT)方法捕捉系统运行的概率特征<sup>[16-19]</sup>。

3)考虑热、电、气多能耦合作用,将 MILP 求解方法与粒子群算法(particle swarm optimization,

PSO)的计算结果进行对比。

该文采用 Python 调用 PuLp 开源框架对 IES 日前调度优化问题进行建模计算。某示范性综合能源项目的计算结果表明:对称采样策略的无迹变换方法求解效率较高,可较全面揭示综合能源系统概率模型包含的运行状况信息;与粒子群算法相比, PuLp 开源框架的 MILP 求解方法效率可提高数倍,适于工程推广。

## 1 综合能源优化模型

### 1.1 目标函数模型

建立以综合能源系统总利润最大化为目标的日前经济调度模型,以满足运行约束条件下不同用户对电和热的需求。总利润包括售能收益减去系统总成本,总成本包括供电、供热以及供气的运行、启动和停机成本。

$$\max F_1(P_{t, \text{sell}}^{\text{elec}}, H_t) - F_2(P_{t, \text{buy}}^{\text{elec}}, P_t^{\text{gas}}) - C_{\text{op}} \quad (1)$$

1)售能成本。

$$F_1(P_{t, \text{sell}}^{\text{elec}}, H_t) = f_1(P_{t, \text{sell}}^{\text{elec}}) + f_1(H_t) \quad (2)$$

其中,售电和售热成本分别为

$$\begin{cases} f_1(P_{t, \text{sell}}^{\text{elec}}) = \sum_{t=1}^T P_{t, \text{sell}}^{\text{elec}} \cdot \lambda_{t, \text{sell}}^{\text{elec}} \\ f_1(P_t^{\text{heat}}) = \sum_{t=1}^T H_t \cdot \lambda_t^{\text{heat}} \end{cases} \quad (3)$$

式中  $T$  为调度时段数;  $P_{t, \text{sell}}^{\text{elec}}$ 、 $\lambda_{t, \text{sell}}^{\text{elec}}$  分别为  $t$  时段 IES 的售电量和售电价格;  $H_t$ 、 $\lambda_t^{\text{heat}}$  分别为  $t$  时段 IES 向用户的供热量和供热价格。

2)购能成本。

$$F_2(P_{t, \text{buy}}^{\text{elec}}, P_t^{\text{gas}}) = f_2(P_{t, \text{buy}}^{\text{elec}}) + f_2(P_t^{\text{gas}}) \quad (4)$$

其中,购电和购气成本分别为

$$\begin{cases} f_2(P_{t, \text{buy}}^{\text{elec}}) = \sum_t P_{t, \text{buy}}^{\text{elec}} \cdot \lambda_{t, \text{buy}}^{\text{elec}} \\ f_2(P_t^{\text{gas}}) = \sum_t P_t^{\text{gas}} \cdot \lambda_t^{\text{gas}} \end{cases} \quad (5)$$

式中  $P_{t, \text{buy}}^{\text{elec}}$ 、 $\lambda_{t, \text{buy}}^{\text{elec}}$  分别为  $t$  时段 IES 的购电量和购电价格;  $P_t^{\text{gas}}$ 、 $\lambda_t^{\text{gas}}$  分别为  $t$  时段 IES 的购气量和购气价格。

3)运行成本。

$$C_{\text{op}} = C_{\text{CHP}} + C_{\text{GSB}} + C_{\text{BAT}} + C_{\text{PV}} \quad (6)$$

包括 CHP 运行成本  $C_{\text{CHP}}$ 、燃气内燃机运行成本

$C_{\text{GSB}}$ 、蓄电池运维成本  $C_{\text{BAT}}$  和弃光成本  $C_{\text{PV}}$  :

$$\begin{cases} C_{\text{CHP}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} \sum_{t=1}^T (C_{i,t}^{\text{CHP}} S_{i,t}^{\text{CHP}} + C_{i,t}^{\text{u,CHP}} U_{i,t}^{\text{CHP}} + C_{i,t}^{\text{d,CHP}} D_{i,t}^{\text{CHP}}) \\ C_{\text{GSB}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{GSB}}} \sum_{t=1}^T (C_{i,t}^{\text{GSB}} S_{i,t}^{\text{GSB}} + C_{i,t}^{\text{u,GSB}} U_{i,t}^{\text{GSB}} + C_{i,t}^{\text{d,GSB}} D_{i,t}^{\text{GSB}}) \\ C_{\text{BAT}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{BAT}}} \sum_{t=1}^T (C_i^{\text{m,BAT}} P_{i,t}^{\text{BAT}}) \\ C_{\text{PV}} = K \sum_{i=1}^{N_{\text{PV}}} \sum_{t=1}^T (\bar{P}_{i,t}^{\text{PV}} - P_{i,t}^{\text{PV}}) \end{cases} \quad (7)$$

式中  $N_{\text{CHP}}$ 、 $N_{\text{GSB}}$ 、 $N_{\text{BAT}}$  和  $N_{\text{PV}}$  分别为 CHP、蒸汽燃气锅炉、储能电池和光伏电源的数目； $S_{i,t}^{\text{CHP}}$ 、 $S_{i,t}^{\text{GSB}}$  分别为  $t$  时段第  $i$  台 CHP 和蒸汽燃气锅炉的状态变量； $C_{i,t}^{\text{CHP}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{GSB}}$  为对应的运行成本； $U_{i,t}^{\text{CHP}}$ 、 $D_{i,t}^{\text{CHP}}$  和  $U_{i,t}^{\text{GSB}}$ 、 $D_{i,t}^{\text{GSB}}$  分别为  $t$  时段第  $i$  台 CHP 和蒸汽燃气锅炉开机、关机变量； $C_{i,t}^{\text{u,CHP}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{d,CHP}}$  和  $C_{i,t}^{\text{u,GSB}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{d,GSB}}$  分别为  $t$  时段第  $i$  台 CHP 和蒸汽燃气锅炉开机、关机成本； $C_i^{\text{m,BAT}}$  为第  $i$  个储能电池单位充放电维护成本； $P_{i,t}^{\text{BAT}}$  为充放电功率； $K$  为弃光惩罚系数； $P_{i,t}^{\text{PV}}$  和  $\bar{P}_{i,t}^{\text{PV}}$  分别为  $t$  时段第  $i$  个光伏逆变器实际出力及上限。

## 1.2 约束条件

模型需满足 2 类约束：系统运行约束和各设备的运行约束。

1) 系统运行约束。

① 系统电力平衡约束：

$$P_{t,\text{buy}}^{\text{elec}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} P_{i,t}^{\text{CHP}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{PV}}} P_{i,t}^{\text{PV}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{STG}}} P_{i,t}^{\text{dchg}} - \sum_{i=1}^{N_{\text{STG}}} P_{i,t}^{\text{chg}} - P_t^{\text{L,elec}} = 0 \quad (8)$$

② 系统热能平衡约束：

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{GSB}}} H_{i,t}^{\text{GSB}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} H_{i,t}^{\text{CHP}} = H_t \quad (9)$$

③ 系统联络线约束：

$$P_{\text{grid}} \leq P_{i,\text{buy}}^{\text{elec}} \leq \bar{P}_{\text{grid}} \quad (10)$$

式(8)~(10)中  $P_t^{\text{L,elec}}$  为系统  $t$  时段的电负荷； $P_{i,t}^{\text{chg}}$  和  $P_{i,t}^{\text{dchg}}$  分别为时段  $t$  第  $i$  个储能电池的充、放电功率； $H_t$  为系统  $t$  时段的热负荷； $H_{i,t}^{\text{GSB}}$  和  $H_{i,t}^{\text{CHP}}$  分别为  $t$  时段第  $i$  台蒸汽燃气锅炉和 CHP 的供热

功率； $\cdot$  和  $\bar{\cdot}$  分别为变量  $\cdot$  的上、下限； $P_{\text{grid}}$  和  $\bar{P}_{\text{grid}}$  为系统向电网的购、售电限制。

2) 设备运行约束。

① CHP 运行安全和状态耦合约束。CHP 热电联产效率可达 70% 以上，实际生产中也一般采用热电联供的形式，满足约束：

$$\begin{cases} S_{i,t}^{\text{CHP}} P_{i,t}^{\text{CHP}} \leq P_{i,t}^{\text{CHP}} \leq S_{i,t}^{\text{CHP}} \bar{P}_{i,t}^{\text{CHP}} \\ P_{i,t}^{\text{CHP}} / H_{i,t}^{\text{CHP}} = \theta \end{cases} \quad (11)$$

其中， $\theta$  为热电比。

② 燃气内燃机运行安全和状态耦合约束：

$$S_{i,t}^{\text{GSB}} H_{i,t}^{\text{GSB}} \leq H_{i,t}^{\text{GSB}} \leq S_{i,t}^{\text{GSB}} \bar{H}_{i,t}^{\text{GSB}} \quad (12)$$

③ 开关机和状态耦合约束。引入开机和关机变量，将启动成本和关机成本纳入模型，并考虑设备停机和设备状态的各时段的耦合关系：

$$\begin{cases} U_{i,t}^{\text{CHP}} - D_{i,t}^{\text{CHP}} = S_{i,t+1}^{\text{CHP}} - S_{i,t}^{\text{CHP}} \\ U_{i,t}^{\text{GSB}} - D_{i,t}^{\text{GSB}} = S_{i,t+1}^{\text{GSB}} - S_{i,t}^{\text{GSB}} \\ U_{i,t}^{\text{CHP}} + D_{i,t}^{\text{CHP}} \leq 1 \\ U_{i,t}^{\text{GSB}} + D_{i,t}^{\text{GSB}} \leq 1 \end{cases} \quad (13)$$

式中  $U_{i,t}^{\text{CHP}}$ 、 $D_{i,t}^{\text{CHP}}$  和  $U_{i,t}^{\text{GSB}}$ 、 $D_{i,t}^{\text{GSB}}$  分别为  $t$  时段第  $i$  台 CHP 和蒸汽内燃机的开机、关机变量(0-1 变量)。

④ 初始状态与开停机耦合约束。考虑设备初始启停状态，其与第 1 个调度时段的开停机和运行状态的附加约束为

$$\begin{cases} S_{i,1}^{\text{CHP}} - S_{i,1}^{\text{CHP}} + U_{i,1}^{\text{CHP}} - D_{i,1}^{\text{CHP}} = 0 \\ S_{i,1}^{\text{GSB}} - S_{i,1}^{\text{GSB}} + U_{i,1}^{\text{GSB}} - D_{i,1}^{\text{GSB}} = 0 \end{cases} \quad (14)$$

⑤ 光伏逆变器发电功率约束：

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{PV}} \leq \bar{P}_{i,t}^{\text{PV}} \quad (15)$$

⑥ 储能电池充、放电功率约束。考虑充电变量  $\rho_{i,t}^{\text{chg,BAT}}$  和放电变量  $\rho_{i,t}^{\text{dchg,BAT}}$  与充、放电功率变量的耦合约束：

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{chg}} \leq \rho_{i,t}^{\text{chg,BAT}} \bar{P}_i^{\text{chg}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{dchg}} \leq \rho_{i,t}^{\text{dchg,BAT}} \bar{P}_i^{\text{dchg}} \\ \rho_{i,t}^{\text{chg,BAT}} + \rho_{i,t}^{\text{dchg,BAT}} \leq 1 \\ P_{i,t}^{\text{BAT}} = P_{i,t}^{\text{chg}} + P_{i,t}^{\text{dchg}} \end{cases} \quad (16)$$

式中  $\bar{P}_i^{\text{chg}}$  和  $\bar{P}_i^{\text{dchg}}$  为最大充、放电功率限制。

⑦ 储能电池电量约束：

$$Q_{i,t}^{\text{SOC}} + (P_{i,t}^{\text{chg}} - P_{i,t}^{\text{dchg}}) \alpha = Q_{i,t+1}^{\text{SOC}} \quad (17)$$

$$Q_{i,T}^{\text{SOC}} = Q_{i,1}^{\text{SOC}} \quad (18)$$

式中  $Q_t^{\text{SOC}}$  为时段  $t$  的储电量； $\alpha$  为充、放电系数；

式(18)为调度周期始末蓄电池储能平衡约束。

式(1)~(18)的模型是确定性的,现将光伏出力以及负荷功率不确定性考虑到该模型中,则式(1)~(18)的模型转变为概率模型。

### 1.3 光伏和负荷概率模型

光伏发电的出力主要取决于光照强度,然而光照强度具有较强的波动性,采用典型的 Beta 分布概率模型对光照强度建模。概率密度函数为

$$f(s) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{r}{r_{\max}}\right)^{\alpha-1} \left(\frac{r_{\max}-r}{r_{\max}}\right)^{\beta-1} \quad (19)$$

式中  $r, r_{\max}$  分别为实际和最大辐照度; $\alpha, \beta$  均为形状参数; $\Gamma$  为 Gamma 函数。

光伏逆变器输出功率表达为

$$P_{PV} = rA\eta \quad (20)$$

式中  $P_{PV}$  为光伏发电系统的出力; $A$  为光伏阵列总面积; $\eta$  为光电转换效率。

假设系统负荷功率服从正态分布:

$$P_D \sim N(P_D^b, \sigma_D^2) \quad (21)$$

式中  $\sigma_D$  为负荷功率的标准差; $P_D^b$  为基态负荷有功功率。

## 2 分段线性化和无迹变换

### 2.1 非线性能效模型

如图 1 所示,对于 CHP、燃气蒸汽锅炉,其燃料消耗量  $x$  与出力  $y$  的函数关系可表达为非线性方程:

$$y = f(x) + \epsilon \quad (25)$$

式中  $f(x)$  为非线性函数; $\epsilon$  为误差。

对于非线性规划问题,诸多研究采用智能算法求解,但该类方法难以得到稳定的最优解,可解释性差,限制了其在线应用和推广。该文采用  $N$  段折线描述式(25)的非线性能效曲线,当分段数足够多时,可认为满足精度要求。

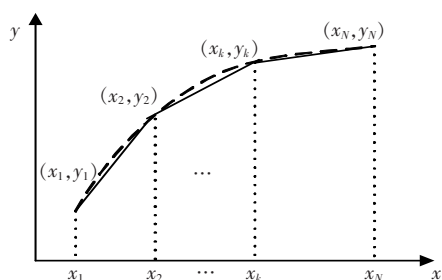


图 1 能效曲线分段线性化

Figure 1 Piece wise-linearizing of power efficiency curve

### 2.2 采用 SOS-2 的分段线性化

SOS-2 方法是一种基于有序变量的附加约束方法,主要用于凸和非凸可分离规划问题中的分段线性化,对于求解 MINLP 问题具有广泛的应用。指定一系列非负连续变量  $t_1, t_2, \dots, t_N$ , 式(25)的函数变量  $x, y$  可采用  $N$  个分段点  $(x_1, y_1)(x_2, y_2) \dots (x_N, y_N)$  表示为

$$\begin{cases} x = x_1 t_1 + x_2 t_2 + \dots + x_N t_N \\ y = y_1 t_1 + y_2 t_2 + \dots + y_N t_N \end{cases} \quad (26)$$

式中  $t_1, t_2, \dots, t_N$  满足:

$$t_1 + t_2 + \dots + t_N = 1 \quad (27)$$

为保证相邻的  $t_i$  非 0 个数不超过 2 的限制,引入 0-1 整数辅助变量  $z_1, z_2, \dots, z_N$ , 满足关系:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N z_i \leq 2 \\ 0 \leq t_i \leq z_i \\ z_i = 0, 1 \\ z_i + z_j \leq 1, \text{ if } |i - j| \geq 2 \\ \forall i, j \in [1, N] \end{cases} \quad (28)$$

### 2.3 对称采样策略的无迹变换方法

UT 通过非线性变换传递概率分布信息,即根据输入随机变量的概率信息。该文基于综合性能较好的对称采样策略的 UT 方法进行研究,其实现步骤为采样、非线性变换、加权处理并输出。UT 具体转换过程详见文献[20],该文对 3 种采样策略 UT 处理概率潮流问题进行较为详细对比分析。

### 2.4 概率模型计算流程

该文考虑光伏的波动性和负荷的不确定性,研究非线性模型的分段线性化、采用 UT 方法捕捉模型概率信息等。计算流程如下:

1) 选择适当的初始参数和分段点,设定迭代次数  $N_{\text{iter}} = 1$ ;

2) 按照式(26)~(28)对式(1)~(21)模型的设备能效曲线  $f(x)$  进行分段线性化;

3) 将式(22)~(24)加入确定性模型,并采用对称采样策略 UT 方法进行采样( $2n+1$  个,  $n$  为不确定变量的数目);

4) 将第  $N_{\text{iter}}$  个样本代入模型,使用 Cplex/CBC 内核求解该确定性样本的 MILP 问题,  $N_{\text{iter}} = N_{\text{iter}} + 1$ ;

5) 若迭代次数不大于  $2n+1$ , 则执行步骤 4, 否则执行 UT 的非线性变换、加权处理并输出结果。

### 3 算例分析

#### 3.1 算例概述

以某综合能源系统示范项目为案例,其网架结构如图2所示,包含1个光伏电站、2台 CHP、3台 10 t 容量燃气内燃机和1组蓄电池,其中,CHP采用热电联供的方式运行。优化时间周期为 24 h,间隔为 1 h。电、热负荷、光伏预测出力均值如图3所示(案例中采取 24 时段分时电价,如表1所示)。使用 Python 编写仿真程序,计算环境为 Intel(R) Core(TM) i5-7200U 2.5 GHz,8.0 GB RAM。式(1)~(21)为确定性模型,式(1)~(24)为概率模型,分别对2种模型的计算结果进行分析。

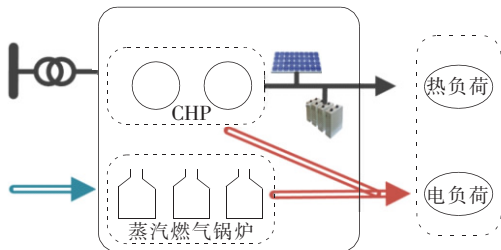


图2 综合能源系统结构

Figure 2 Configuration of the integrated energy system

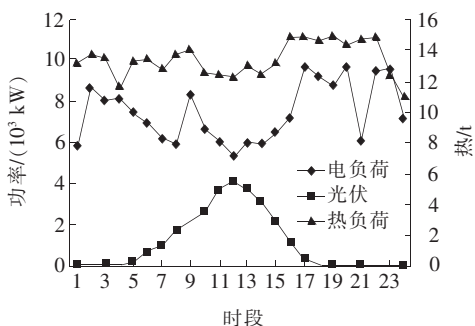


图3 负荷及光伏可发功率

Figure 3 Load and photovoltaic power generation

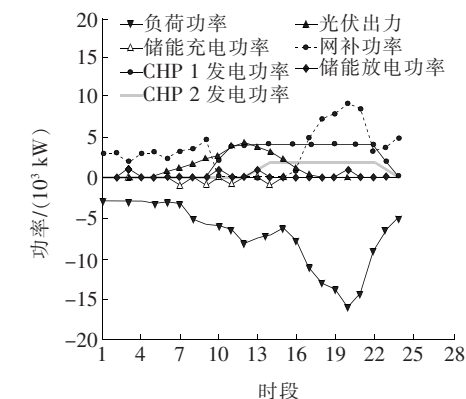


图4 可控电源的调度出力

Figure 4 Output planning of the controllable sources

表2 机组组合结果

Table 2 Results of unit commitment

设备 ID	初始	各时段启停情况																					
		[1,11]									[12,24]												
CHP 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
CHP 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
GSB 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GSB 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
GSB 3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

表1 分时价格

Table 1 Time of use prices

时段	电价/(元/度)			售热/(元/t)	购气/(元/m <sup>3</sup> )
	购电	上网	售电		
[1,8]	0.41	0.38	0.70	260	2.45
[9,12]	0.65	0.50	0.70	260	2.45
[13,21]	1.02	0.70	0.70	260	2.45
[22,24]	0.41	0.38	0.70	260	2.45

#### 3.2 确定性模型结果分析

基于光伏及电热负荷预测出力(图3),系统调度出力情况如图4所示,调度周期内 CHP 和蒸汽燃气锅炉等可控机组组合情况如表2所示。

由图4、表2可以看出:

1)电负荷在[10,20]时段时呈递增趋势,CHP 1、CHP 2 分别于 10:00、13:00 启动,同时系统优先消纳成本较低的光伏出力;

2)储能能在购电价格低的凌晨时段充电,在傍晚购电成本高的负荷高峰期放电,以减少电网购电成本,同时,满足起止时段 SOC 相等的限制;

3)由于3台蒸汽燃气锅炉型号相同,性能接近,模型考虑了设备频繁启停产生的成本,故系统热负荷主要由初始状态为开机的 GSB 2、GSB 3 联合 2台 CHP 供应,GSB 1 全程保持初始关机状态。

### 3.3 概率模型结果分析

概率模型中  $\alpha$ 、 $\beta$  分别取 0.1 和 0.4, 负荷功率标准差取为 5.0%。5 000 次蒙特卡罗 (Monte Carlo, MC) 模拟和 UT 方法的计算时间比较 (Cplex 内核) 如表 3 所示, 蒸汽燃气锅炉 24 h 总耗气量分布对比如表 4 所示, 第 2 台蒸汽燃气锅炉总耗气量的概率密度分布如图 5 所示。

表 3 计算时间比较

Table 3 Comparison of calculation time

计算方法	随机变量/个	样本数/个	计算时间/s
UT	72	145	806
MC	72	5 000	27 858

表 4 蒸汽燃气锅炉 24 h 总耗气量分布对比

Table 4 Comparison of total gas consumption of GSBs

GSB	总耗气量/km <sup>3</sup>			
	均值		标准差	
	MC	UT	MC	UT
1	0.00	0.00	0.00	0.00
2	11.32	11.29	2.54	2.50
3	11.06	11.09	2.13	2.22

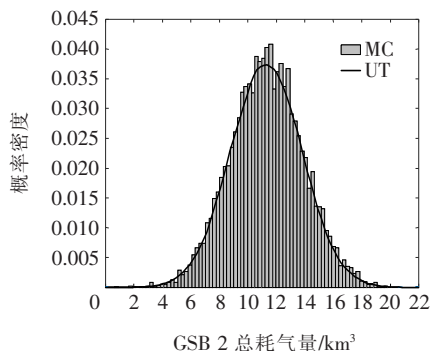


图 5 GSB 2 总耗气量的概率密度分布

Figure 5 Probability density distribution of GSB 2

由表 3、4 可以看出:①与 MC 相比,对称采样策略 UT 方法的计算速度可提高数十倍,这主要因为 UT 的对称采样策略只需较少的样本;②UT 的蒸汽锅炉总耗气量均值和标准差结果都非常精确,与均值结果相比,标准差的计算误差相对较大的;③从图 5 可以看出,GSB 2 总耗气量主要分布于 4.0~19.0 km<sup>3</sup>,可求得任意耗气区间的概率。可见,相较于确定性模型,概率模型可为运行人员准确评估其运行状况提供更全面的信息。

### 3.4 计算性能分析

为比较 PuLp 建模工具不同求解内核与常规智能算法的性能,该文分别采用 Cplex 内核、CBC

(corn-or branch and cut, CBC) 内核和粒子群算法求解综合能源系统经济调度问题(确定性模型),如表 5 所示,可以看出,PSO 与 MILP 方法得到的结果很接近,但 MILP 方法获得的结果更加准确。较 PuLp 默认的 CBC 内核,基于商用 Cplex 内核的方法更为高效,是一种比较理想的求解 IES 经济调度问题方法。但 CBC 内核开源,计算精度和时间也能满足要求,是一种较好的工程实现方法。

表 5 计算性能对比

Table 5 Comparison of calculation performances

计算方法	目标值/元	计算时间/s
PuLp(Cplex)	4 349.23	5.62
PuLp(CBC)	4 348.74	34.84
PSO	4 343.89	146.89

## 4 结语

该文考虑光伏出力和负荷的不确定性,研究了适合工程推广的综合能源系统日前调度问题解决方法。计算和分析后结论如下:

1) SOS-2 对综合能源系统优化模型的分段线性化效果令人满意,可精确高效转换复杂的混合整数分段线性问题;

2) 相较于 MC,无迹变换方法对 IES 概率模型进行确定性转换效率较高,其概率密度分布结果可为运行人员揭示概率性背后隐藏的运行状况信息;

3) PuLp 开源建模框架建模方便,其 CBC 求解内核较 PSO 算法具有明显优势,且便于调用 Cplex 等商业求解器,适于综合能源系统优化问题的工程化应用。

### 参考文献:

- [1] 国家发展改革委. 分布式发电管理暂行办法[EB/OL]. [http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201308/t20130813\\_553444.html](http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201308/t20130813_553444.html), 2013.
- [2] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于推进多能互补集成优化示范工程建设的实施意见[EB/OL]. [http://www.nea.gov.cn/2016-07/07/c\\_135496039.html](http://www.nea.gov.cn/2016-07/07/c_135496039.html), 2016.
- [3] Sahin C, Shahidehpour M, Erkmen I. Generation risk assessment in volatile conditions with wind, hydro, and natural gas units[J]. Applied Energy, 2012, 96: 4-11.
- [4] Kamalinia S, Wu L, Shahidehpour M. Stochastic mid-term coordination of hydro and natural gas flexibilities for wind energy integration[J]. IEEE Transactions on

- Power Systems, 2014, 5(4):1070-1079.
- [5] 杨海柱, 李梦龙, 江昭阳, 等. 考虑需求侧电热气负荷响应的区域综合能源系统优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10):30-37.  
YANG Haizhu, LI Menglong, JIANG Zhaoyang, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand side electricity heat and natural-gas loads response[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10):30-37.
- [6] 方绍凤, 周任军, 许福鹿, 等. 考虑电热多种负荷综合需求响应的园区微网综合能源系统优化运行[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(1):50-57.  
FANG Shaofeng, ZHOU Renjun, XU Fulu, et al. Optimal operation of integrated energy system for park micro grid considering comprehensive response of electric and thermal loads[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2020, 32(1):50-57.
- [7] Zhang X, Shahidehpour M, Alabdulwahab A, et al. Optimal expansion planning of energy hub with multiple energy infrastructures[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(5):2302-2311.
- [8] 权超, 董晓峰, 姜彤. 基于 CCHP 耦合的电力、天然气区域综合能源系统优化规划[J]. 电网技术, 2018, 42(8):2456-2466.  
QUAN Chao, DONG Xiaofeng, JIANG Tong. Optimization planning of integrated electricity-gas community energy system based on coupled CCHP[J]. Power System Technology, 2018, 42(8):2456-2466.
- [9] Geidl M, Andersson G. Optimal power flow of multiple energy carriers[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(1):145-155.
- [10] 古哲源, 苏小林, 秦宏, 等. 考虑广义电储能的综合能源系统多目标规划[J]. 供用电, 2020, 37(7):73-80+87.  
GU Zheyuan, SU Xiaolin, QIN Hong, et al. Multi-objective planning of integrated energy system considering generalized energy storage[J]. Distribution & Utilization, 2020, 37(7):73-80+87.
- [11] 曾红, 刘天琪, 何川, 等. 含电转气设备的气电互联综合能源系统多目标优化[J]. 电测与仪表, 2019, 56(8):99-107.  
ZENG Hong, LIU Tianqi, HE Chuan, et al. Multi-objective optimization for integrated natural-gas and electricity energy system considering power-to-gas[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 56(8):99-107.
- [12] 白宏坤, 尹硕, 李虎军, 等. 计及碳交易成本的多能源站综合能源系统规划[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(1):11-19.  
BAI Hongkun, YIN Shuo, LI Hujun, et al. Optimal planning of multi-energy stations considering Carbon-trading cost[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(1):11-19.
- [13] 刘广, 白晓清, 刁天一. 考虑气电网架构的沼—风—光综合能源微网优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(12):49-58.  
LIU Guang, BAI Xiaqing, DIAO Tianyi. Optimal scheduling of biogas-wind-solar integrated energy microgrid system considering gas-power network architecture[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(12):49-58.
- [14] 张涛, 郭彤彤, 李逸鸿, 等. 计及电气热综合需求响应的区域综合能源系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(1):52-61.  
ZHANG Tao, GUO Yuetong, LI Yihong, et al. Optimization scheduling of regional integrated energy systems based on electric-thermal-gas integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(1):52-61.
- [15] Tomlin J A. Special ordered sets and an application to gas supply operations planning[J]. Mathematical Programming, 1988, 42(1-3):69-84.
- [16] 翟晶晶, 吴晓蓓, 傅质馨, 等. 考虑需求响应与光伏不确定性的综合能源系统鲁棒优化[J]. 中国电力, 2020, 53(8):9-18.  
ZHAI Jingjing, WU Xiaobei, FU Zhixin, et al. Robust optimization of integrated energy systems considering demand response and photovoltaic uncertainty[J]. Electric Power, 2020, 53(8):9-18.
- [17] Julier S, Uhlman J. A new method for nonlinear transformation of means and covariances in filters and estimators[J]. IEEE Transactions on Automation Control, 2000, 45(3):477-482.
- [18] 代景龙, 白晓清, 鲍海波. 考虑源荷侧不确定性的概率最优潮流[J]. 现代电力, 2016, 33(1):34-40.  
DAI Jinglong, BAI Xiaqing, BAO Haibo. Probabilistic optimal power flow considering source and demand side uncertainty[J]. Modern Electric Power, 2016, 33(1):34-40.
- [19] 张福民, 魏永磊, 李占凯, 等. 基于改进交叉熵算法的概率最优潮流计算[J]. 智慧电力, 2020, 48(6):79-84.  
ZHANG Fumin, WEI Yonglei, LI Zhankai, et al. Probabilistic optimal power flow calculation based on improved cross-entropy algorithm[J]. Smart Power, 2020, 48(6):79-84.
- [20] 代景龙, 韦化, 鲍海波, 等. 基于无迹变换含分布式电源系统的随机潮流[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(3):86-93.  
DAI Jinglong, WEI Hua, BAO Haibo, et al. Stochastic power flow calculation based on unscented transform for power system with distributed generations[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(3):86-93.