

# 含冷热电联供及储能的区域综合能源系统运行优化

刘涤尘<sup>1</sup>, 马恒瑞<sup>1</sup>, 王波<sup>1</sup>, 高文忠<sup>2</sup>, 王骏<sup>1</sup>, 闫秉科<sup>3</sup>

(1. 武汉大学电气工程学院, 湖北省武汉市 430072;

2. 丹佛大学电机工程系, 丹佛 80210, 美国; 3. 国网湖北省电力有限公司电力科学研究院, 湖北省武汉市 430077)

**摘要:** 利用区域综合能源系统提高负荷侧运行灵活性是提升电力系统内高比例可再生能源消纳能力的重要手段, 并且区域综合能源系统内的储能设备可以通过解耦热电联系来有效降低运行成本。用场景分析法对可再生能源出力随机性进行建模, 以揭示可再生能源的随机波动性对含有冷热电联供的区域综合能源系统的运行优化所带来的影响。在考虑系统内设备特性后, 建立了包含能源转换设备、能源储存设备在内的区域综合能源系统模型, 并采用 Yalmip 工具箱和商业软件 Cplex 在 MATLAB 中进行了仿真分析, 求得了系统内各个单元最佳出力、机组组合和不同调度模式下总运行成本。仿真算例表明, 含有冷热电联供的区域综合能源系统可以通过储能设备有效解耦其热电运行约束, 充分发挥区域综合能源系统依附能源互联网运行所带来的经济优势, 提高能源利用效率。

**关键词:** 区域综合能源系统; 冷热电联供; 热电解耦; 运行优化; 混合整数线性规划

## 0 引言

近年来, 中国建设了大量可再生能源发电系统, 以达到调整能源结构的目的<sup>[1-2]</sup>。提升能源系统中可再生能源所占比例是全球能源领域行业的未来发展方向, 也是能源行业发展的重要战略<sup>[2]</sup>。

中国可再生能源出力区域集中在冬季有着供暖需求的“三北”地区<sup>[3-4]</sup>。可再生能源具有随机性、间歇性等特点, 并且在供暖季节受到“以热定电”政策的限制, 导致中国北方地区弃风、弃光现象频发。国家能源局的统计数据显示, 仅 2016 年前 3 个季度, 全国弃风电量达到  $3.947 \times 10^{10}$  kW·h, 直接经济损失超过  $2 \times 10^{10}$  元人民币<sup>[5]</sup>。

在由电力系统、热力系统和天然气系统组成的供能系统中, 各子系统单独设计和运行导致了相互能源利用率低下。为改善该现象, 能源行业提出了“能源互联网”这一概念<sup>[6-8]</sup>。利用各类能源转换设备(如冷热电联供系统(combined cooling, heating and power, CCHP)<sup>[9]</sup>等)和储能设备(energy storage system, ESS)做到电/热/气网互联运行, 达到可再生能源在能源互联网内充分消纳与利用这一目标<sup>[10]</sup>。能源互联网可以分为能源主干网和综合

能源系统(integrated energy system, IES)两部分<sup>[11-12]</sup>。区域综合能源系统(regional integrated energy system, RIES)位于能源的负荷侧, 它是能满足一定区域内能源终端用户的多种用能需求, 消纳就地接入可再生能源的 IES<sup>[13]</sup>。

关于 RIES 的研究, 集中于系统建模、规划与经济运行等方面。文献[14]建立了 RIES 设备模型库, 并通过实验和仿真来丰富和改进该模型库; 文献[15]以 RIES 的基本概念和特征为切入点, 分析了 RIES 在中国的发展现状; 文献[16]利用牛顿-拉夫逊法设计了在 RIES 中电力、热力和天然气的能量流计算方法; 文献[17]设计了含有电热联合系统的微电网运行优化方案, 但是对于成本考虑不充分; 文献[18]设计了多 RIES 的运行优化, 将热网纳入了优化方案之内, 但文中对于可再生能源的波动性考虑不足, 与工程应用中差距较大。

通过对上述文献的分析可以看出, 在含 CCHP 系统的 RIES 中, 对于可再生能源出力的预测结果过于理想化, 不利于 RIES 的实际运行; 在利用 ESS 使 RIES 脱离“以热定电”这一限制时, ESS 模型过于简单, 并未充分考虑使用成本等约束; 并且在实际运行的含 CCHP 系统的 RIES 中, 常常是多台燃气轮机(gas turbine, GT)联合运行, 因此需要在考虑常规机组组合约束的基础上考虑基于多种源设备、能量转化设备和 ESS 运行特性的约束条件, 而该问题在相关文献中也并没有提及。

收稿日期: 2017-05-12; 修回日期: 2017-08-25。

上网日期: 2017-10-09。

国家自然科学基金资助项目(51077103)。

针对以上问题,本文建立了含新能源、ESS及CCHP系统的RIES联合调度模型,对其进行仿真后求得了RIES内各个单元最佳出力、不同调度模式下总运行成本和GT的机组组合。本文所提出的模型可以有效反映出可再生能源出力随机性所带来的影响,并且利用ESS解耦热电约束可以降低运行成本,有助于提高系统运行经济性。

## 1 RIES

### 1.1 RIES结构

RIES是依托智能电网技术的进步,将分布式发电、CCHP系统、储能技术利用信息和通信技术联系起来的综合能源供应系统;是在考虑到组成传统能源供应系统的电/热/气网之间的相互作用和互补性后利用各类能量转化装置将它们组合在一起的IES。系统内含源设备包括光伏电源(photovoltaic, PV)、风电机组(wind turbine, WT)、GT、燃气锅炉(gas boiler, GB);储能设备包括储电设备(energy storage, ES)、储热设备(heat storage, HS)、储冷设备(cold energy storage, CS);能量转换设备包括余热锅炉(waste heat boiler, WHB)、电制冷机(electric refrigerator, ER)、电锅炉(electric boiler, EB)等单元。

本文建立的含有CCHP系统的RIES结构及能量流示意图如附录A图A1所示。

### 1.2 CCHP系统

为能够准确描述CCHP系统的构成及其内部各个设备之间的能量流,本文借鉴文献[18]中的表述方式,按照能量传递介质的不同对母线进行分类,分别为电气、空气、烟气、热水和蒸汽母线。附录A图A2为燃气型CCHP系统的母线式结构图。

RIES在并网模式下经济调度策略的目标是保证系统运行费用最小。在制定协调经济调度策略的过程中,需要考虑以下几点。

1)PV和WT作为可再生能源,拟采用最大功率追踪技术来完全利用可再生能源出力。

2)ESS包括ES和HS两部分,其储存或释放能量的指令来自运行调度策略,该策略的主要目的为利用ESS解耦热电联系;需要考虑ESS的运行成本/费用、容量和充电功率等约束,并且满足ES作为重要负荷热备用的需求。

3)在实际运行中,含CCHP系统的RIES中常常是多台GT联合运行,因此优化机组组合过程中不仅需要考虑电负荷、可再生能源出力和不同机组启停特性等常规约束,还需要考虑GT出力状态、热负荷、能量转化设备、ESS特性及日前电价曲线等相

关约束条件。

### 1.3 ESS及其在RIES中的作用

GT的出力热电比一般在1.5左右,因此当负荷的热电比为1.5时可以将系统能源充分利用,但实际运行中并不是所有情况下都能满足此热电比,这就需要系统具有相对灵活的适应性<sup>[19]</sup>。在系统设计中,若按照冷热电负荷的峰值来确定发电容量,势必会使系统容量过大,系统将全年处于低负荷运行状态,不利于经济性;若按照负荷的平均值来设计容量,必定会出现高峰供热能力不足的问题,而含有ESS的RIES可有效解决这一矛盾。通过ESS可以解耦热电生产之间的出力约束,使负荷的热电比维持在1.5左右,脱离“以热定电”这一限制。同时还可以在时间上解耦能源生产与消耗必须对等的约束条件,实现能量消耗的跨时段转移来解决可再生能源消纳难题。

## 2 可再生能源出力随机性建模

### 2.1 可再生能源出力预测

可再生能源出力受天气影响,其实际出力与预测出力不完全一致,直接代入可再生能源预测出力曲线进行计算不能反映真实的系统运行成本,所以需要预测值的波动考虑在内。本文采用对预测值按其误差分布采样的方法来模拟实际中预测值的波动情况。每次采样结果代表一种可能出现的场景,在完成采样后对数量巨大的初始样本进行场景削减,提炼出能代表绝大多数误差的典型场景,求得计及可再生能源出力预测误差的系统运行成本。这种处理方法可以广泛应用在由于历史数据不完整或者环境突变等原因造成预测值与实际值产生误差的场景和问题中。

本文首先使用场景分析法对可再生能源出力的波动性进行建模并采样,假设可再生能源出力的预测误差可以用时间序列法中的自回归滑动平均模型来描述,然后基于自回归滑动平均模型求得预测数据和预测误差的标准差,得到不同可再生能源出力预测误差概率情况下的可再生能源出力概率模型,预测概率为95.4%时的概率模型见附录A图A3。

### 2.2 场景生成与削减

拉丁超立方采样(Latin hypercube sampling, LHS)是一种分层采样方法,通过采样和排序两步提取样本点中均匀分布的有效值并完全覆盖随机变量的样本空间来形容其整体分布情况,可以用于描述可再生能源出力的波动性现象。

与传统的蒙特卡洛模拟法(Monte Carlo simulation method, MCSM)随机抽取输入变量相

比,LHS可以利用均匀的、较少的采样点来描述输入随机变量的整个分布空间,大幅提升了运算速度。

为了能够准确地反映预测值的波动情况,需要生成尽可能多的初始场景,但是初始场景数量过大会造成场景重复和计算时间过长,因此需要在模型尽可能准确表达可再生能源出力随机性的前提下设置合适数量的初始场景,考虑计算能力和时长,本文初始场景数量设置为2 000。在此基础上通过定义场景距离函数来削减相似场景,提炼出能尽可能准确表达可再生能源出力的典型场景<sup>[20]</sup>。

在获得初始场景后,对每一个场景指定一个发生的概率 $P_s (p_s > 0)$ ,且 $\sum p_s = 1$ ,每个场景发生的概率指定为 $1/N$ 。 $\zeta_s$ 为采样矩阵 $\mathbf{X}_S$ 中的场景, $D_{s,s'}$ 为场景 $s$ 和 $s'$ 的距离,其值为场景 $s$ 和 $s'$ 之间的向量范数。集合 $S$ 为初始的场景,集合 $R$ 为需消除的场景。然后利用同步回代消除法来消除多余场景。同步回代消除法的基本步骤如下。

步骤1:计算每对场景的距离 $D_{s,s'} = D(\zeta_s, \zeta_{s'})$ 。

步骤2:对于每个场景 $k$ ,找出与场景 $k$ 距离最短的场景 $r$ ,即 $D_k(r) = \min D_{ks'}, k \in S, s' \in S, k \neq s'$ 。

步骤3:计算 $P_{D_k}(r) = p_k D_k(r)$ , $k \in S$ ,从 $k$ 中找出场景索引 $d$ ,使得 $P_d = \min P_k, k \in S$ 。

步骤4: $S = S - \{d\}, R = R + \{d\}$ ,且 $p_r = p_r + p_d$ 。

步骤5:重复步骤2至步骤4直至剩余的场景数满足要求为止。

步骤4中 $p_r = p_r + p_d$ 是保证剩余的场景发生的概率之和等于消除前场景发生概率之和,消除的场景的概率为0。

采用以上方法将WT出力的预测概率为95.4%的动态概率模型进行场景生成和消除后可以得到如附录A图A4所示的场景树,即提炼出10条具有代表性的WT发电预测曲线描述WT的随机性特性,每一条曲线模拟了该时段风电出力在实际中可能出现的一种偏差,有效反映了该时段的风电出力预测误差的波动情况,提高了预测精度。

### 3 RIES经济性模型及求解方法

#### 3.1 目标函数

对于并入电网运行的RIES来说,经济调度模型的目标函数为:

$$C = \min(C_e + C_{\text{gas}} + C_{\text{ES}} + C_{\text{HS}}) \quad (1)$$

式中: $C$ 为系统总运行费用; $C_e$ 为购电费用; $C_{\text{gas}}$ 为

购买天然气费用; $C_{\text{ES}}$ 为ES运行费用; $C_{\text{HS}}$ 为HS运行费用。

购电费用的表达式为:

$$C_e = \sum_{t=1}^H c_{\text{grid},t} P_{\text{grid},t} \Delta t \quad (2)$$

式中: $H$ 为调度周期的时段数; $\Delta t$ 为调度时段步长; $P_{\text{grid},t}$ 为时段 $t=1,2,\dots,H$ 时RIES与电网之间的交换功率; $c_{\text{grid},t}$ 为时段 $t=1,2,\dots,H$ 交换价格,其值大于0时表示RIES从电网购电,小于0时表示RIES向电网售电以获得收益,用分段函数可表示为式(3)所示的形式。

$$c_{\text{grid},t} = \begin{cases} c_{\text{grid}/b,t} & c_{\text{grid},t} > 0 \\ c_{\text{grid}/s,t} & c_{\text{grid},t} < 0 \end{cases} \quad (3)$$

式中: $c_{\text{grid}/b,t}$ 和 $c_{\text{grid}/s,t}$ 分别为RIES系统的购电和售电价格,其值与日分时电价相关。

购买天然气费用的表达式为:

$$C_{\text{gas}} = c_{\text{gas}} \sum_{t=1}^H \sum_{m=1}^M \frac{Q_{\text{GB},m}}{\eta_{\text{GB}}} \Delta t + c_{\text{gas}} \sum_{t=1}^H \sum_{n=1}^N [a + bP_{\text{GT},n}(t) + c(P_{\text{GT},n}(t))^2] \Delta t \quad (4)$$

式中: $c_{\text{gas}}$ 为购买天然气的单位热值价格; $P_{\text{GT},n}$ 和 $Q_{\text{GB},m}$ 分别为 $n$ 台联供GT的发电功率和 $m$ 台GB的产热功率; $a, b, c$ 为GT燃料成本系数; $\eta_{\text{GB}}$ 为GB的产热效率<sup>[21]</sup>。

假设ES每次充放电时的使用成本相同,购买成本为 $C_{\text{purchase}}$ ,使用次数为 $M_{\text{cycles}}$ ,则其单次完全充放电成本 $C_r$ 为:

$$C_r = \frac{C_{\text{purchase}}}{M_{\text{cycles}}} \quad (5)$$

在一个调度周期内,其运行成本为:

$$C_{\text{ES}} = \sum_{t=1}^H \left[ C_r \left( \frac{P_{\text{ES},C/\text{ES},D,t}}{C_{\text{ES-cap}}} \right) \Delta t \right] \quad (6)$$

式中: $C_{\text{ES-cap}}$ 为ES的容量; $P_{\text{ES},C/\text{ES},D,t}$ 为时段 $t=1,2,\dots,H$ 时ES的充放电功率。

HS运行费用主要是水泵运行的电费,即

$$C_{\text{HS}} = \sum_{t=1}^H (c_{\text{grid},t} Q_{\text{HS},C/\text{HS},D,t} \Delta t) \quad (7)$$

式中: $C_{\text{HS}}$ 为HS运行费用; $Q_{\text{HS},C/\text{HS},D,t}$ 为时段 $t=1,2,\dots,H$ 时HS的充放热功率。

#### 3.2 约束条件

##### 3.2.1 CCHP系统母线平衡方程

1) 电气母线平衡约束

$$P_{\text{grid}} + P_{\text{GT}} + P_{\text{PV}} + P_{\text{WT}} + P_{\text{ES},D} = P_{\text{LE}} + P_{\text{ER}} + P_{\text{EB}} + P_{\text{ES},C} \quad (8)$$

式中: $P_{\text{grid}}$ 为RIES和电网的交换功率; $P_{\text{GT}}$ 为GT

的发电功率;  $P_{PV}$  为 PV 的出力;  $P_{WT}$  为 WT 的出力;  $P_{ES,D}$  为 ES 的放电功率;  $L_E$  为电负荷;  $P_{ER}$  为 ER 的功率;  $P_{EB}$  为 EB 的功率;  $P_{ES,C}$  为 ES 的充电功率。

### 2) 烟气母线平衡方程

$$\eta_{GT} P_{GT} = Q_{WHB} \quad (9)$$

式中:  $\eta_{GT}$  为 GT 的产热效率;  $Q_{WHB}$  为 WHB 的出力。

### 3) 蒸汽母线平衡方程

$$\eta_{WHB} Q_{WHB} + Q_{GB} + Q_{HS,D} = Q_{HX} + Q_{HS,C} \quad (10)$$

式中:  $\eta_{WHB}$  为 WHB 的产热效率;  $Q_{GB}$  为 GB 的产热功率;  $Q_{HS,D}$  为 HS 的储热功率;  $Q_{HX}$  为换热器的热出力;  $Q_{HS,C}$  为 HS 的放热功率。

### 4) 热水母线平衡方程

$$\eta_{HX} Q_{HX} = L_H \quad (11)$$

式中:  $\eta_{HX}$  为换热器的效率;  $L_H$  为热负荷。

### 5) 空气母线平衡方程

$$\eta_{ER} Q_{ER} = L_C \quad (12)$$

式中:  $\eta_{ER}$  为 ER 的制冷效率, 即制冷量与输入电功率的比值;  $Q_{ER}$  为 ER 的产冷功率;  $L_C$  为冷负荷。

## 3.2.2 GT 运行特性模型

本文根据文献[22]的实测参数, 提出按式(13)至式(15)计算并拟合出其相应数值。

$$\eta_{GT,E}(t) = K_{\eta_3} \left( \frac{P_{GT}(t)}{P_{GTN}} \right)^3 + K_{\eta_2} \left( \frac{P_{GT}(t)}{P_{GTN}} \right)^2 + K_{\eta_1} \left( \frac{P_{GT}(t)}{P_{GTN}} \right) + K_{\eta_0} \quad (13)$$

$$Q_{GT}(t) = \delta_{GT} \left[ K_{Q_2} \left( \frac{P_{GT}(t)}{P_{GTN}} \right)^2 + K_{Q_1} \left( \frac{P_{GT}(t)}{P_{GTN}} \right) + K_{Q_0} \right] \quad (14)$$

$$v_{GT}(t) = \delta_{GT} \left[ K_{v_3} \left( \frac{P_{GT}(t)}{P_{GTN}} \right)^3 + K_{v_2} \left( \frac{P_{GT}(t)}{P_{GTN}} \right)^2 + K_{v_1} \left( \frac{P_{GT}(t)}{P_{GTN}} \right) + K_{v_0} \right] \quad (15)$$

式中:  $\eta_{GT,E}$  为 GT 的发电效率;  $K_{\eta_i}$  为发电效率特性曲线的拟合参数;  $P_{GT}(t)$  和  $P_{GTN}$  分别为 GT 的出力和额定出力;  $Q_{GT}(t)$  为烟气余热;  $K_{Q_i}$  为烟气余热特性曲线的拟合参数;  $v_{GT}(t)$  为 GT 耗气率;  $\delta_{GT}$  为 GT 的启停状态, 停运为 0, 运行为 1;  $K_{v_i}$  为耗气量特性曲线的拟合参数。

## 3.2.3 WHB 特性模型

WHB 利用 GT 所释放的烟气余热将水加热为蒸汽, 参考文献[22]的 WHB 特性模型:

$$\eta_{WHB}(t) = \eta_{WHBN} \left[ K_{WHB2} \left( \frac{Q_{WHB}(t)}{Q_{WHBN}} \right)^2 + K_{WHB1} \left( \frac{Q_{WHB}(t)}{Q_{WHBN}} \right) + K_{WHB0} \right] \quad (16)$$

式中:  $\eta_{WHBN}$  为 WHB 的额定热效率;  $Q_{WHBN}$  为 WHB 的额定出力;  $K_{WHB_i}$  为热效率特性曲线的拟合参数,  $i=1,2$ 。

## 3.2.4 各个设备电、热功率出力上下限

$$\begin{cases} P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max} \\ Q_{i\min} \leq Q_i \leq Q_{i\max} \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $P_i$  为设备  $i$  的电功率;  $P_{i\min}$  和  $P_{i\max}$  分别为设备  $i$  的电功率下限和上限;  $Q_i$  为设备  $i$  的热功率;  $Q_{i\min}$  和  $Q_{i\max}$  分别为设备  $i$  的热功率下限和上限。

## 3.2.5 ESS 需要满足的约束条件

### 1) ES 储存能量约束

$$\begin{cases} S(T+1) = S(T)(1 - \sigma_{ES}) - \left( \eta_{ES,C} I_{ES,C} P_{ES,C} + \frac{1}{\eta_{ES,D}} I_{ES,D} P_{ES,D} \right) \frac{\Delta t}{C_{ES\text{-cap}}} \\ I_{ES,C} + I_{ES,D} \in (0, 1) \\ S_{\min} \leq S(T+1) \leq S_{\max} \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $S(T+1)$  和  $S(T)$  分别为 ES 在时间点  $T+1$  和  $T$  (即充放电前后) 的荷电状态;  $S_{\min}$  和  $S_{\max}$  分别为 ES 荷电状态的下限和上限;  $\sigma_{ES}$  为自放电率;  $\eta_{ES,C}$  和  $\eta_{ES,D}$  分别为充放电效率;  $I_{ES,C}$  和  $I_{ES,D}$  分别为 ES 的充放电状态变量。

### 2) ES 充放电功率约束

$$\begin{cases} I_{ES,C} P_{ES,C\min} + I_{ES,D} P_{ES,D\min} \leq P_{ES,C/ES,D} \\ P_{ES,C/ES,D} \leq I_{ES,C} P_{ES,C\max} + I_{ES,D} P_{ES,D\max} \end{cases} \quad (19)$$

式中:  $P_{ES,C\min}$ ,  $P_{ES,D\min}$ ,  $P_{ES,C\max}$ ,  $P_{ES,D\max}$  分别为 ES 的最小、最大充放电功率。

### 3) HS 储存能量约束

$$\begin{cases} E_{HS}(T+1) = E_{HS}(T)(1 - \sigma_{HS}) - \left( \eta_{HS,C} I_{HS,C}(T) Q_{HS,C} + \frac{1}{\eta_{HS,D}} I_{HS,D}(T) Q_{HS,D} \right) \Delta t \\ I_{HS,C}(T) + I_{HS,D}(T) \in (0, 1) \\ E_{HS\min} \leq E_{HS}(T+1) \leq E_{HS\max} \end{cases} \quad (20)$$

式中:  $E_{HS}(T+1)$  和  $E_{HS}(T)$  分别为 HS 在时间点  $T+1$  和  $T$  的容量;  $E_{HS\min}$  和  $E_{HS\max}$  分别为 HS 容量的下限和上限;  $\sigma_{HS}$  为 HS 热量耗散率;  $\eta_{HS,C}$  和  $\eta_{HS,D}$  分别为充放热效率;  $I_{HS,C}$  和  $I_{HS,D}$  分别为 HS 的充放热状态变量。

### 4) HS 充放热功率约束

$$\begin{cases} I_{HS,C} Q_{HS,C\min} + I_{HS,D} Q_{HS,D\min} \leq Q_{HS,C/HS,D} \\ Q_{HS,C/HS,D} \leq I_{HS,C} Q_{HS,C\max} + I_{HS,D} Q_{HS,D\max} \end{cases} \quad (21)$$

式中:  $Q_{HS,C\min}$ ,  $Q_{HS,D\min}$ ,  $Q_{HS,C\max}$ ,  $Q_{HS,D\max}$  分别为 HS

的最小、最大充放热功率。

### 3.2.6 GT 出力上下限约束

$$P_{GT,\min} \leq P_{GT}(k) \leq P_{GT,\max} \quad (22)$$

式中:  $P_{GT,\max}$  和  $P_{GT,\min}$  分别为 GT 出力的上下限。

### 3.2.7 备用约束

考虑任何时段 RIES 都有可能与主网断开连接,为保证重要负荷的不间断运行, $k$  时段内 RIES 的最大出力要大于等于重要负荷  $L_{IE}$  的需求,即

$$P_{GT,\max} + P_{ES,\max} + P_{PV}(k) + P_{WT}(k) \geq L_{IE}(k) \quad (23)$$

同时由于 ES 有存储能量限制,为保证重要负荷在  $k$  时段能够不间断运行一段时间  $t_s$ ,RIES 在时段  $t_s$  内能够提供的最大出力要大于重要负荷在该时段内的电量需求,即

$$S(k-1)C_{ES\text{-cap}} + \int_0^{t_s} P_{GT,\max} dt + \int_0^{t_s} P_{PV}(k) dt + \int_0^{t_s} P_{WT}(k) dt \geq \int_0^{t_s} L_{IE}(k) dt \quad (24)$$

### 3.2.8 场景约束

为式(1)加入场景约束的目的是考虑到 WT 和 PV 的出力具有波动性,其出力与预测值不可能完全相同。当 WT 和 PV 的出力出现波动时,就需要调整 CCHP 系统内 ES 和 GT 的出力,以满足系统的功率平衡。

$$\begin{cases} L_E(k) = P_{\text{grid},s} + P_{GT,s}(k) + P_{PV,s}(k) + P_{WT,s}(k) + P_{ES,D,s}(k) \\ P_{GT,\min} \leq P_{GT,s}(k) \leq P_{GT,\max} \\ S_{ES,\min} \leq S_s(k) \leq S_{ES,\max} \\ -P_{ES,\max} \leq P_{ES,s}(k) \leq P_{ES,\max} \\ P_{GT,\max} + P_{ES,\max} + P_{PV,s}(k) + P_{WT,s}(k) \geq L_{IE}(k) \\ S(k-1)C_{ES\text{-cap}} + \int_0^{t_s} P_{GT,\max} dt + \int_0^{t_s} P_{PV,s}(k) dt + \int_0^{t_s} P_{WT,s}(k) dt \geq \int_0^{t_s} L_{IE}(k) dt \end{cases} \quad (25)$$

### 3.2.9 冷电联供约束

当 GT 与溴化锂双效烟气制冷机构成冷电联供系统时,需要考虑以下冷负荷平衡约束:

$$\begin{cases} L_C = Q_{\text{AIR}} + Q_{\text{ER}} \\ Q_{\text{AIR}} = V_{\text{COPAIR}} P_{\text{AIR}} \\ Q_{\text{cb}} = V_{\text{COPER}} P_{\text{ER}} \end{cases} \quad (26)$$

式中:  $Q_{\text{AIR}}$  为电空调产生的制冷量;  $Q_{\text{ER}}$  为 ER 产生的制冷量;  $V_{\text{COPAIR}}$  和  $V_{\text{COPER}}$  分别为电空调和 ER 的制冷系数。

## 3.3 求解方法

作为一个 0-1 型的混合整数线性规划问题,其

求解模型的标准形式为:

$$\begin{cases} \min \mathbf{c}^T \mathbf{x} \\ \text{s.t.} & A\mathbf{x} = B \\ & x_{\min} \leq x_i \leq x_{\max} \quad i \in I \\ & x_j \in \{0,1\} \quad j \in J \end{cases} \quad (27)$$

式中:优化变量  $x$  包括各类电源的出力、转换设备的输入、储能的输入/输出和购售电量;等式约束为母线能量平衡方程和 ESS 的储能关系式;不等式约束为各个设备的运行约束; $i$  表示规划问题中受到各个不等式约束的变量,例如 HS 的充放热功率约束等; $j$  表示规划问题中部分未知数为整数的约束条件,如机组启停机。

针对上述模型,本文将转化为混合整数线性规划问题(MILP),通过 Yalmip 工具箱和商业软件 Cplex 在 MATLAB 中进行求解。

## 4 算例分析

### 4.1 基础数据

本文选取某省含 CCHP 系统的 RIES 作为仿真对象,系统内包含 PV,WT,GB,ES/HS,以及 3 台 GT 等。其中高铁站 1 号、2 号两台 GT 的最小启动和停止间隔分别为 2 h 和 1 h,医院有一台 3 号 GT 的最小启动和停止间隔分别为 3 h 和 2 h,各个设备的容量如附录 A 表 A1 所示。调度时段长度为 24 h,调度时长  $\Delta t$  为 1 h,可再生能源出力预测误差概率为 95.4%。

仿真中 GT 出力的上下限见附录 A 表 A2;ESS 的容量、初始能量及存储能量的上下限见附录 A 表 A3;ES 采购成本为 6 720 000 元,充放电循环次数为 6 000 次。GT 以 Turbec T1000 型为例,主要设备的相关参数见附录 A 表 A4<sup>[12,23-24]</sup>。RIES 的典型电/热/冷负荷预测曲线及购电价格见附录 A 图 A5;购气价格为 3.45 元/ $\text{m}^3$ ,单位热值价格为 0.349 元/( $\text{kW} \cdot \text{h}$ )。RIES 中重要负荷为 5 MW,当系统与电网断开后要能够保证重要负荷至少不间断运行 1 h。

### 4.2 算例分析

MCSM 通过大量采样计算,其结果可认为具有较高的精度,但计算时间较长;而采用本文提出的方法所求得的结果与 MCSM 的结果较接近,并且节省了计算时间。在本文所用算例中,采用 MCSM 计算时长为 60 s 以上,而采用本文所用方法的计算时长为  $(25 \pm 5)$  s,大幅度提高了运算速度。

在将不同可再生能源出力预测误差概率情况下的可再生能源出力概率模型代入计算后,其成本变

化如表 1 所示,可以看出系统运行成本随着可再生能源出力预测概率范围的增大而增大,但其增长率明显低于预测概率的增长率,因此通过选取合适的可再生出力预测误差范围可以在包含尽可能多的预测误差概率情况下,在平抑运行优化过程中对可再生能源出力随机性估计不足带来影响的同时,控制系统运行成本。即在对系统运行总费用的增加量较少的前提下,最大程度地考虑到了可再生能源出力波动性带来的影响,求得更加接近系统实际运行情况的系统运行总费用,提高了优化方案的实用性。

表 1 不同可再生能源出力概率模型下的运行成本  
Table 1 Operation cost of different probability models for renewable energy output

预测概率/%	系统运行总费用/万元
85.0	2.613 3
90.0	2.784 1
95.4	2.914 2

为验证含 CCHP 系统的 RIES 优化后的优势,本文选取了以下 3 种冬季运行方式作为参考。

方式 1:采用热电分产的方式运行。热负荷由 GB 供应;电负荷由 GT、可再生能源、能源互联网之间的交换功率及 ES 满足。

方式 2:采用“热电联产”,即以热定电的热电耦合运行方式。热负荷主要由 GT 供应;电负荷由 GT、可再生能源、能源互联网之间的交换功率及 ES 满足。

方式 3:利用 ESS 解耦“热电联产”中以热定电的耦合关系的运行方式。热负荷由 GT,GB,WHB,EB 及 HS 供应;电负荷由 GT、可再生能源、能源互联网之间的交换功率及 ES 满足。

3 种运行方式下 RIES 的运行成本如表 2 所示。在方式 1 下,电能和热能独立调度,GT 中的余热未能有效利用,并且 GB 的燃料费用较高,因此在该运行方式下调度成本较高。方式 2 中系统运行模式类似于常规热电厂。在该运行方式下,GT 中的余热能够有效利用,并且售电获利较多,因此运行成本比方式 1 低。但是由于以热定电这一约束条件,系统内电出力被热出力所限制,与能源主干网之间的电能功率交换受到影响,因此在该运行方式下调度成本较高。方式 3 中由于 HS 的引入,系统得以解耦“热电联产”中的以热定电的耦合关系,GT 的电出力限制被解除,系统内总调度成本得以优化。将发电成本最低和供热成本最低两个目标函数联系起来,得到满足发电/供热成本最低和系统运行约束的各个单位的最佳调度策略,即实现了电热的联合调度。

表 2 3 种运行方式下 RIES 的运行成本  
Table 2 Operation cost of RIES under three modes

运行方式	燃料费用/万元	交换功率费用/万元	ESS 运行费用/万元	GB 费用/万元	系统运行总费用/万元
1	0.720 0	1.224 3	0.034 6	2.061 2	3.360 3
2	4.191 2	-1.017 4	0.053 2	0	3.176 6
3	3.194 0	-0.655 6	0.064 5	0.370 3	2.914 2

优化结果(即方式 3)如图 1 和图 2 所示。机组组合结果如表 3 所示。

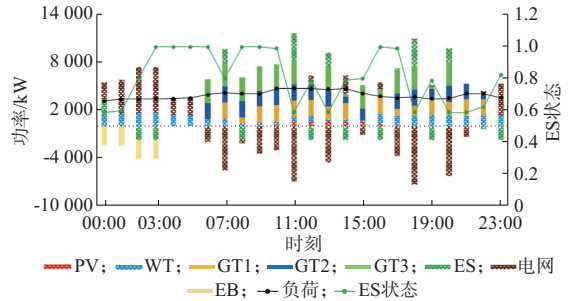


图 1 RIES 的电负荷平衡状态和 ES 状态变化(方式 3)  
Fig.1 Variations of power load balance condition and ES condition for RIES (mode 3)

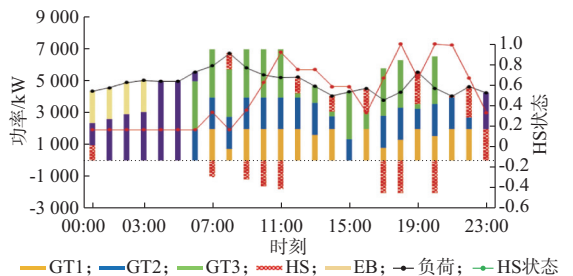


图 2 RIES 的热负荷平衡状态和 HS 状态变化(方式 3)  
Fig.2 Variations of heat load balance condition and HS condition for RIES (mode 3)

表 3 机组组合结果  
Table 3 Result of unit commitment

机组	24 个时段 GT 的启停状况											
1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0
2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0
3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0

联系电价曲线分析、比较优化结果:图 1 和图 2 中,在 22:00—07:00 电价较低时段,负荷和电价均处于低谷期,可再生能源出力逐步升高,热负荷由 GB 和 EB 承担,电负荷由电网承担;在 07:00—11:00 时段,随着负荷和电价的逐渐上升,GT 出力继续增加,ES 开始释放能量以降低系统对于电网的依赖,并在 07:00 时刻电价达到第 1 个高峰,此时

RIES 开始向电网倒送功率以套利降低运行成本,多余热能由 HS 设备储存并且 EB 关闭;在 11:00—17:00 时段,负荷和电价开始逐步下降,GT 逐步降低出力,提供的热能变少,HS 设备开始释放能量;17:00—18:00 是电价第 2 个上升时段,系统工作情况与 07:00—11:00 时段基本相同;在 18:00—23:00 时段,负荷和电价均逐步降低,热负荷由 GB 和 EB 承担,电负荷由电网承担。

联系负荷曲线分析,ES 的运行特征同时受电价曲线、热电负荷比变化影响,需要将负荷进行时空上的平移,解决热电比不稳定导致联合调度难题的基础上,考虑电价变化进行高发低储来有效降低系统运行成本。

由图 3 可见,含有 CCHP 系统的 RIES 通过 ESS 将系统的热电比稳定在 1.5 左右,可以充分利用系统能源。

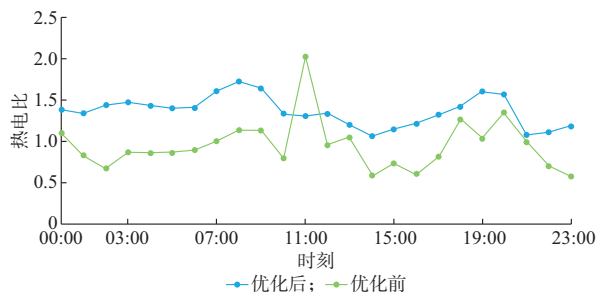


图 3 优化前后系统热电比

Fig.3 Thermoelectric ratios before/after optimization

为了能够量化评价含有 CCHP 系统的 RIES 的能源综合利用效率<sup>[25]</sup>,可以利用一次能源利用效率指标对系统的运行状态进行评估,如式(28)所示。

$$V_{\text{PER}} = \frac{P_{\text{GT}} + Q_{\text{HEAT}}}{Q_{\text{fuel}}} = \frac{\sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{24} P_{\text{GT},i,t} + \sum_{t=1}^{24} P_{\text{GB},i,t} \eta_{\text{GB,water}} \eta_{\text{HX,steam}}}{Q_{\text{fuel}}} + \frac{\sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{24} P_{\text{GT},i,t} \eta_{\text{WHB,smoke}} \eta_{\text{HX,steam}}}{Q_{\text{fuel}}} \quad (28)$$

在对含有 CCHP 系统的 RIES 进行运行优化后, $V_{\text{PER}} = 81.374\%$ ,大于 75%,满足 RIES 的最低要求。

## 5 结语

本文基于 RIES,建立了含有可再生电源出力的随机性模型和 CCHP 的热电联合调度模型。仿真结果表明:含有 CCHP 系统的 RIES 可以通过 ESS 稳定系统的热电负荷比,解耦其热电运行约束,

提高能源利用效率。

天然气网络作为能源互联网中的重要组成部分,并且与电力能源和热力能源相比较有着可以规模化中长期储存的优势,但是本文对天然气网络考虑不够充分,因此,天然气系统和电力系统的相互影响,例如天然气价格波动对电力系统的影响,考虑天然气管道运行约束的机组组合约束等问题将成为下一步的研究方向。

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

## 参考文献

- [1] 金红光,隋军.变革性能源利用技术—分布式能源系统[J].分布式能源,2016,1(1):1-5.  
JIN Hongguang, SUI Jun. Transformational technology innovation-distributed energy system[J]. Distributed Energy, 2016, 1(1): 1-5.
- [2] 鲁宗相,李海波,乔颖.含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J].电力系统自动化,2016,40(13):147-158. DOI: 10.7500/AEPS20151215008.  
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Power system flexibility planning and challenges considering high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(13): 147-158. DOI: 10.7500/AEPS20151215008.
- [3] 杜尔顺,张宇,康重庆,等.太阳能光热发电并网运行及优化规划研究综述与展望[J].中国电机工程学报,2016,36(21):5765-5775.  
DU Ershun, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Reviews and prospects of the operation and planning optimization for grid integrated concentrating solar power[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(21): 5765-5775.
- [4] 曹袖,黄瀚,王雪平,等.软件定义电网:概念,结构与示例[J].电力系统自动化,2016,40(6):1-9. DOI: 10.7500/AEPS20150907009.  
CAO Xiu, HUANG Han, WANG Xueping, et al. Software defined grid: concept, architecture and samples[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(6): 1-9. DOI: 10.7500/AEPS20150907009.
- [5] 栾相科.限制“三北”风电未来发展将转向中东部和南部[J].中国战略新兴产业,2017,25(3):36-37.  
LUAN Xiangke. To limite the “three North” wind power, future development will turn to the central and southern China [J]. China Strategic Emerging Industry, 2017, 25(3): 36-37.
- [6] 苗新,张东霞,宋璇坤.全球电力能源互联网拓扑的矩阵表述[J].电力系统自动化,2016,40(5):8-16. DOI: 10.7500/AEPS20150612003.  
MIAO Xin, ZHANG Dongxia, SONG Xuankun. Matrix representation of global power Energy Internet topology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(5): 8-16. DOI: 10.7500/AEPS20150612003.
- [7] 曾鸣,杨雍琦,刘敦楠,等.能源互联网“源-网-荷-储”协调优化运营模式及关键技术[J].电网技术,2016,40(1):114-124.  
ZENG Ming, YANG Yongqi, LIU Dunnann, et al. “Generation-grid-load-storage” coordinative optimal operation mode of energy

- internet and key technologies[J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 114-124.
- [8] RIFKIN J. The third industrial revolution: how lateral power is transforming energy, the economy, and the world[J]. Survival, 2011, 2(2): 67-68.
- [9] LI Y, HU R. Exergy-analysis based comparative study of absorption refrigeration and electric compression refrigeration in CCHP systems[J]. Applied Thermal engineering, 2016, 93: 1228-1237.
- [10] 刘伟佳, 文福拴, 薛禹胜, 等. 电转气技术的成本特征与运营经济性分析[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(24): 1-11. DOI: 10.7500/AEPS20160504013.  
LIU Weijia, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Cost characteristics and economic analysis of power-to-gas technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(24): 1-11. DOI: 10.7500/AEPS20160504013.
- [11] LUND H, WERNER S, WILTSHIRE R, et al. 4th generation district heating (4GDH): integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems[J]. Energy, 2014, 68(4): 1-11.
- [12] 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 prospects[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(11): 1-9. DOI: 10.7500/AEPS20150912002.
- [13] 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.
- [14] 王成山, 王守相. 分布式发电供能系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(20): 1-4.  
WANG Chengshan, WANG Shouxiang. Study on some key problems related to distributed generation systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(20): 1-4.
- [15] 贾宏杰, 穆云飞, 余晓丹. 对我国综合能源系统发展的思考[J]. 电力建设, 2015, 36(1): 16-25.  
JIA Hongjie, MU Yunfei, YU Xiaodan. Thought about the integrated energy system in China [J]. Electric Power Construction, 2015, 36(1): 16-25.
- [16] 王英瑞, 曾博, 郭经, 等. 电-热-气综合能源系统多能流计算方法[J]. 电网技术, 2016, 40(10): 2942-2950.  
WANG Yingrui, ZENG Bo, GUO Jing, et al. Multi-energy flow calculation method for integrated energy system containing electricity, heat and gas [J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 2942-2950.
- [17] 李正茂, 张峰, 梁军, 等. 含电热联合系统的微电网运行优化[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3569-3576.  
LI Zhengmao, ZHANG Feng, LIANG Jun, et al. Optimization on microgrid with combined heat and power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3569-3576.
- [18] 王成山, 洪博文, 郭力, 等. 冷热电联供微网优化调度通用建模方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(31): 26-33.  
WANG Chengshan, HONG Bowen, GUO Li, et al. A general modeling method for optimal dispatch of combined cooling, heating and power microgrid [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(31): 26-33.
- [19] 王珺, 顾伟, 陆帅, 等. 结合热网模型的多区域综合能源系统协同规划[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(15): 17-24. DOI: 10.7500/AEPS20160426010.  
WANG Jun, GU Wei, LU Shuai, et al. Multi-regional integrated energy system cooperative planning based on heat-supply network model [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(15): 17-24. DOI: 10.7500/AEPS20160426010.
- [20] HUANG N, ZHANG S, CAI G, et al. Power quality disturbances recognition based on a multiresolution generalized S-transform and a PSO-improved decision tree[J]. Energies, 2015, 8(1): 549-572.
- [21] 于波. 微网与储能系统容量优化规划[D]. 天津: 天津大学, 2012.
- [22] 荆朝霞, 袁灼新, 胡荣兴, 等. 供能设备模型对冷热电联供微网系统经济调度的影响[J]. 南方电网技术, 2016, 10(8): 32-39.  
JING Zhaoxia, YUAN Zhuoxin, HU Rongxin, et al. Effect of component models on economic dispatch of CCHP-type microgrid [J]. Southern Power System Technology, 2016, 10(8): 32-39.
- [23] 梁金柁, 李洋, 曾增弘. 弃风在热电厂回热系统中的应用研究[J]. 沈阳工程学院学报(自然科学版), 2016, 12(1): 28-31.  
LIANG Jintuo, LI Yang, XIAO Zenghong. Application of wind curtailment in power plant heat recovery system [J]. Journal of Shenyang Institute of Engineering (Natural Science), 2016, 12(1): 28-31.
- [24] 秦朝葵, 李伟奇, 谢卫华, 等. 微燃机天然气冷热电三联供系统热力学分析[J]. 天然气工业, 2008, 28(1): 129-131.  
QIN Zhaokui, LI Weiqi, XIE Weihua, et al. The thermodynamic analysis of the natural gas cooling and heating power system for the micro gas turbine [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(1): 129-131.
- [25] 郭力, 许东, 王成山, 等. 冷热电联供分布式供能系统能量优化管理[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(19): 96-100.  
GUO Li, XU Dong, WANG Chengshan, et al. Energy optimization and management of combined cooling and power distributed energy supply system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(19): 96-100.
- 刘涤尘(1953—), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向: 电力系统分析与控制. E-mail: dcliu@whu.edu.cn
- 马恒瑞(1987—), 男, 通信作者, 博士研究生, 主要研究方向: 电力系统运行与控制、区域综合能源系统. E-mail: henry3764@gmail.com
- 王波(1978—), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向: 电力系统大数据、综合能源系统和电气设备监测诊断. E-mail: whwdwb@whu.edu.cn

(编辑 孔丽蓓)

(下转第 141 页 continued on page 141)



## Operation Optimization of Regional Integrated Energy System with CCHP and Energy Storage System

LIU Dichen<sup>1</sup>, MA Hengrui<sup>1</sup>, WANG Bo<sup>1</sup>, GAO Wenzhong<sup>2</sup>, WANG Jun<sup>1</sup>, YAN Bingke<sup>3</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China;

2. Department of Electrical and Computer Engineering, University of Denver, Denver 80210, USA;

3. State Grid Hubei Electric Power Research Institute, Wuhan 430077, China)

**Abstract:** Utilizing regional integrated energy system (RIES) to improve load side flexibility is an important technical means to increase the penetration level of renewable energy in the power system. The thermal and electrical energy storage system (ESS) in the RIES can be decoupled between the thermal and electric power to effectively reduce operation cost. The scenario-based analysis method is used to model the randomness of renewable energy output and review the impact of the renewable energy volatility on the operational optimization of RIES with combined cooling, heating and power (CCHP). Based on the characteristics of the equipment in RIES, a model for RIES including energy conversion equipment and ESS is established. Moreover, a simulation program in MATLAB using YALMIP toolbox and a software called CPLEX has been developed to obtain the optimal output of each unit in the system and the total operation cost in different dispatching modes. The result of the simulation program shows that a RIES with CCHP and ESS can effectively decouple its thermoelectric operation constraints with the help of energy storage equipment, bringing into full play the economic advantage received from the RIES operation backed by the Energy Internet.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51077103).

**Key words:** regional integrated energy system (RIES); combined cooling, heating and power (CCHP); thermoelectric decoupling; operation optimization; mixed integer linear programming (MILP)