

基于改进NSGA-II的综合能源多主体利益均衡优化调度

江岳春¹, 曾诚玉¹, 邝嘉嘉², 谭作云¹, 余梦泽²

(1. 湖南大学 电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082; 2. 广东电网公司电网规划研究中心, 广东 广州 510080)

摘要:考虑综合能源系统实际情况,提出了一种基于改进非支配排序遗传算法(NSGA-II)的综合能源多主体利益均衡优化调度方法。将综合能源系统分为三大主体,分别为综合能源服务商、可再生能源拥有者以及用户,引入综合需求响应、储能、储热等能量枢纽技术的数学模型,并结合电动汽车响应模型,从多主体利益均衡角度出发构造了综合能源多主体优化调度模型。以主体间利益均衡为目标,采用基于超平面投影的非支配排序遗传算法对模型进行求解,得到最优Pareto前沿,并利用逼近理想解法寻得各机组最优出力分布,通过仿真对比说明了所提模型的有效性与实用性。

关键词:综合能源系统;能量枢纽;多主体;利益均衡;超平面投影;非支配排序遗传算法

中图分类号:TM 73;TK 01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202006024

0 引言

随着传统化石能源的日渐枯竭与环境污染的日益加重,人们逐渐开始反思能源消费模式。如何保证能源绿色发展,促进能源转型,提高能源利用率,是目前亟待解决的问题^[1]。微网中冷、热、电、气这4种能源的综合利用为能源发展提供了新思路,物联网以及广域通信技术的发展为整合区域内天然气、电能、热能、冷能等能源,统一协调规划,优化能量供给提供了便利^[2-3]。综合能源系统以热电联产CHP(Combined Heating and Power)机组为基础,通过对能源的梯级利用,可有效提高综合能源利用率,并降低环境污染^[4]。

目前,国内外都在积极进行综合能源系统研究,侧重点在于综合能源多能耦合系统的优化调度与系统规划研究^[5-7]。而随着需求响应技术在提升电力系统运行效率中的作用越来越重要,计及需求响应技术的综合能源优化调度模型在不断完善^[8-9];分散的负荷侧需求响应和需求响应结构为综合需求响应技术提供了基础,可提高能量枢纽中各设备利用率^[10-11]。以上文献在综合能源系统的研究中取得了一定的进展,但并未考虑到实际情况下综合能源系统中各设备并不属于同一主体,各主体往往不会为了全局最优而牺牲自身利益,因此构造综合能源多主体模型,制定各主体间交易机制对综合能源发展至关重要。

多主体模型的求解目标是使各主体利益均衡,

是一个典型的多目标问题。目前,多目标求解方法例如非支配排序遗传算法(NSGA-II)、强化帕累托进化算法(SPEA-II)、基于帕累托信封的选择算法(PESA-II)等算法均较为成熟^[12]。NSGA-II因其采用拥挤距离法以及精英策略进行排序,可有效保证种群多样性,其在降低计算复杂度的同时加速Pareto前沿收敛,是目前常用的多目标问题求解算法,但其在求解超过2个目标函数的多目标问题时,计算效率低下,且容易陷入局部最优^[13]。因此,本文引入超平面投影HP(Hyperplane Projection)的思路^[14],在NSGA-II的种群进化机制中,通过构建超平面将种群投影至单位超平面,并评估投影点的拥挤密度和收敛信息,从而平衡解集的收敛性与分布性。

综上,本文构造了从实际情况出发的综合能源系统,首先将综合能源系统分为三大主体,分别为综合能源服务商IESP(Integrated Energy Service Provider)、可再生能源拥有者REO(Renewable Energy Owner)以及用户;然后引入综合需求响应、储能、储热装置等能量枢纽技术的数学模型,并结合电动汽车响应模型,从多主体利益均衡角度出发构造了综合能源多主体优化调度模型,采用基于超平面投影的NSGA-II(HP-NSGA-II)求解得到Pareto最优前沿解;最后利用逼近理想解TOPSIS(Technical for Order Preference by Similarity to Ideal Solution)法寻得在多主体利益均衡情况下系统内各设备最优出力分布,通过仿真对比说明了本文模型的有效性与实用性。

1 综合能源系统能量枢纽技术

IESP包含多能源系统的传输与转化设备,但在调度过程中不具有灵活性^[15]。随着能量枢纽技术包括需求响应、电储能、储热等技术的普及,使得综合能源系统调度更灵活的同时降低了系统运行成本。

收稿日期:2019-06-24;修回日期:2020-04-29

基金项目:国家自然科学基金资助项目(5197070128);中国南方电网公司科技项目(GD-KJQQ-20161202)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(5197070128) and the Technical Projects of China Southern Power Grid(GD-KJQQ-20161202)

1.1 综合需求响应

在电力系统中,需求响应是指用户根据分时电价调整自身用电需求。用户通过响应电网的激励改变其用电行为可减少用电费用,达到削峰填谷的目的^[16]。

在综合能源系统中,能源供给方式多样化,各种形式的能源能够相互转化。在能源消费侧,用户可以选择不同的能源达到同样的用能目标,这种供需双侧的能源互补性增加了综合能源系统的灵活性,负荷侧可根据实时价格调整用能方式,在保证用户舒适度的同时降低了用能费用,具有更好的可接受度。综合需求响应模型如式(1)所示。

$$\begin{bmatrix} \Delta L_1 \\ \Delta L_2 \\ \vdots \\ \Delta L_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} d_{11} & d_{12} & \cdots & d_{1i} \\ d_{21} & d_{22} & \cdots & d_{2i} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ d_{j1} & d_{j2} & \cdots & d_{ji} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} H_1 \\ H_2 \\ \vdots \\ H_i \end{bmatrix} \quad (1)$$

其中, H_i 为*i*类能源需求响应量; ΔL_j 为*j*类能源供给量; d_{ji} 为需求响应耦合因子,表示*i*类能源需求响应对于*j*类能源供给的影响。

1.2 储能技术

新能源的利用容易受外界因素影响,其能量输出与负荷的需求往往不能匹配,容易造成峰时资源不足,谷时资源浪费。因此,可利用储能技术,通过储能的充放电策略将能量在时序上进行转移。储电装置的动态模型如式(2)所示。

$$E_{es}(t+1) = \begin{cases} E_{es}(t)(1-\delta_e) + P_{es}\eta_{in}\Delta t & \text{充电} \\ E_{es}(t)(1-\delta_e) - P_{es}\Delta t/\eta_{out} & \text{放电} \end{cases} \quad (2)$$

其中, $E_{es}(t)$ 为储电装置在*t*时刻的储电量; δ_e 为自放电率; P_{es} 为当前充电或放电功率; η_{in} 为储电装置的充电效率; η_{out} 为储电装置的放电效率; Δt 为调度时长。

以热能为能源转移模式的储热装置的动态模型如式(3)所示。

$$H_{es}(t+1) = \begin{cases} H_{es}(t)(1-k_{loss}) + Q_{es}k_{in}\Delta t & \text{吸热} \\ H_{es}(t)(1-k_{loss}) - Q_{es}\Delta t/k_{out} & \text{放热} \end{cases} \quad (3)$$

其中, $H_{es}(t)$ 为储热装置在*t*时刻的储热容量; k_{loss} 为散热损失率; Q_{es} 为当前吸热或放热功率; k_{in} 为储热装置的吸热效率; k_{out} 为储热装置的放热效率。

2 综合能源多主体模型

本文从实际情况出发,将综合能源系统分为IESP、REO及用户这3个主体。

2.1 IESP

IESP负责给用户提供冷、热、电等能源,拥有CHP机组、锅炉、电制冷机、溴化锂吸收机组等供能设备,并从REO和上级电网购电,电动汽车也可与其进行电能交互,共同达到综合能源系统内能量平

衡。根据能量平衡情况,IESP与REO主体协商制定REO向IESP售电的分时电价,与用户主体协商制定用户购能的分时价格以及电动汽车在各时刻充放电电价。因此,IESP的调度目标是使总运行收益最高,目标函数 f_{IESP} 可表示为:

$$f_{IESP} = \max \sum_t \left[R^E(t) + R^H(t) + R^C(t) + R^{EV}(t) - \left(c_b(t)P_{pe}(t) + c_{R21}(t)P_{pvm}(t) + C_{fuel}(t) + C_{st}(t) + C_{EP}(t) + C_{OM}^{IESP}(t) + C_{HS}(t) + C_{es}^{IESP}(t) \right) \right] \quad (4)$$

其中, $R^E(t)$ 、 $R^H(t)$ 、 $R^C(t)$ 分别为*t*时刻售电、售热、售冷收益,即用户购能费用,可由式(7)求得; $R^{EV}(t)$ 为*t*时刻IESP与电动汽车交互收益,可由式(10)求得; $c_b(t)$ 为*t*时刻IESP从上级电网购电的电价; $P_{pe}(t)$ 为*t*时刻IESP从上级电网购电的功率; $c_{R21}(t)$ 为*t*时刻IESP制定的新能源上网电价; $P_{pvm}(t)$ 为*t*时刻IESP从REO购电的功率; $C_{fuel}(t)$ 为*t*时刻IESP的燃气成本; $C_{st}(t)$ 为*t*时刻设备启停成本; $C_{EP}(t)$ 为*t*时刻的环境污染成本; $C_{OM}^{IESP}(t)$ 为*t*时刻IESP内设备运维成本; $C_{HS}(t)$ 为*t*时刻储热装置的损耗成本; $C_{es}^{IESP}(t)$ 为*t*时刻IESP内储电装置损耗成本,包括电池寿命损耗成本及传输损耗成本^[10]。

2.2 REO

REO拥有可再生能源发电设备及其配套的储能设备,能源消纳有3种途径,分别为向上级电网售电、向IESP售电和利用储电装置进行电能存储。REO可根据IESP制定的新能源上网电价与REO向上级电网的售电电价决定能源出力策略,将售电效益最大化,因此目标函数 f_{REO} 为:

$$f_{REO} = \max \sum_t \left(c_{R21}(t)P_{pvm}(t) + c_{out}(t)P_{pvt}(t) - C_{OM}^{REO}(t) - C_{es}^{REO}(t) \right) \quad (5)$$

其中, $c_{out}(t)$ 为*t*时刻REO向上级电网售电的电价; $P_{pvt}(t)$ 为*t*时刻REO向上级电网售电的功率; $C_{OM}^{REO}(t)$ 为*t*时刻REO内设备运维成本; $C_{es}^{REO}(t)$ 为*t*时刻REO内储电装置损耗成本,包括电池寿命损耗成本及传输损耗成本。

2.3 用户

用户中冷、热、电负荷均可参与需求响应,根据与IESP博弈的分时价格以及电网的分时价格调整自身的用能行为,使用能成本最低,因此用户的目标函数 f_{Users} 为:

$$f_{Users} = \min \sum_t \left(C^E(t) + C^H(t) + C^C(t) + C^{EV}(t) \right) \quad (6)$$

其中, $C^E(t)$ 、 $C^H(t)$ 、 $C^C(t)$ 分别为用户用电、用热、用冷成本,在需求响应背景下,采用弹性系数法^[9]进行计算,计算公式见式(7); $C^{EV}(t)$ 为电动汽车用户EVO(Electrical Vehicle Owner)用能成本。

$$C^i = \sum_m (\Delta L_m^i + L_m^i) (\Delta Q_m^i + Q_m^i) = \sum_m Q_m^i L_m^i (1+k^i) + \sum_m \sum_n Q_m^i \varepsilon_{mn}^i k^i \delta^i (1+k^i) L_m^i \quad (7)$$

其中, $i=E, H, C$; δ^i 为弹性负荷比例; ΔL_m^i 为 m 时刻需求响应后 i 类能源变化量; L_m^i 为需求响应前总负荷; ΔQ_m^i 为 i 类能源价格变化量; Q_m^i 为初始价格; $k^i = \Delta Q_m^i / Q_m^i$, 即电价变化率; ε_{mn}^i 为弹性系数, 反映用户侧负荷对于价格变化所做的调整, 当 $m=n$ 时称之为自弹性系数, 否则称之为互弹性系数, 其定义见式(8)。

$$\varepsilon_{mn}^i = \frac{\Delta L_m^i / (\delta^i L_m^i)}{\Delta Q_m^i / Q_m^i} \quad (8)$$

由于电动汽车不仅可以从 IESP 或电网处购电, 也可向 IESP 或电网售电, 因此 EVO 可根据用车习惯及各时刻充放电电价确定是否参与调度。根据文献[17], 电动汽车响应特性如式(9)所示。

$$\alpha = -1699.6 \Delta p^5 + 1756.3 \Delta p^4 - 696.53 \Delta p^3 + 124.44 \Delta p^2 - 5.358 \Delta p + 0.0624 \quad (9)$$

其中, α 为 EVO 响应调度的概率; Δp 为电动汽车上网电价与电动汽车单位功率调度成本的差值。

电动汽车参与调度的目的是使成本最小化, 根据 IESP 制定的电动汽车充放电电价调整调度策略。但是由于 EVO 在参与调度过程中具有一定的随机性, 并不会时刻满足响应特性所表现的用电行为。为表现 EVO 的随机性, 拟引入随机变量 r , 对于给定的 Δp , 若 $r > \alpha$, 则 EVO 参与调度, 否则不参与调度。因此 EVO 的目标函数 $C^{EV}(t)$ 可表示为:

$$C^{EV}(t) = \begin{cases} c_{ev,c}(t) P_{ev,c}(t) (\lceil r - \alpha \rceil) & \text{EV充电} \\ -c_{ev,d}(t) P_{ev,d}(t) (\lceil r - \alpha \rceil) & \text{EV放电} \end{cases} \quad (10)$$

其中, $c_{ev,c}(t)$ 、 $c_{ev,d}(t)$ 分别为 t 时刻综合能源系统内电动汽车充、放电电价; $P_{ev,c}(t)$ 、 $P_{ev,d}(t)$ 分别为 t 时刻电动汽车充、放电功率, 且 $P_{ev,c}(t)P_{ev,d}(t) = 0$, 即电动汽车在同一时刻不能既充电又放电; $\lceil \cdot \rceil$ 为向上取整函数。

2.4 约束条件

2.4.1 平衡约束

(1) 电功率平衡约束。

$$P_{chp}(t) + P_{pe}(t) + P_{pvm}(t) + P_{es_IESP}(t) - P_{EB}(t) - P_{EC}(t) = P_L(t) + P_{ev}(t) \quad (11)$$

其中, $P_{chp}(t)$ 为 t 时刻 CHP 设备供电功率; $P_{es_IESP}(t)$ 为 t 时刻综合能源系统内储能装置充电或放电功率, 放电时其值为正, 充电时其值为负; $P_{EB}(t)$ 为 t 时刻综合能源系统内电锅炉耗电功率; $P_{EC}(t)$ 为 t 时刻综合能源系统内电制冷机耗电功率; $P_L(t)$ 为 t 时刻综合能源系统内电负荷; $P_{ev}(t)$ 为 t 时刻电动汽车充放电功率。

(2) 热功率平衡约束。

$$Q_{chp}(t) + Q_{EB}(t) + Q_{es}(t) - Q_{HC}(t) = Q_L(t) \quad (12)$$

其中, $Q_{chp}(t)$ 为 t 时刻 CHP 设备供热功率; $Q_{EB}(t)$ 为 t 时刻电锅炉供热功率; $Q_{HC}(t)$ 为 t 时刻余热供冷设备消耗热功率; $Q_L(t)$ 为 t 时刻综合能源系统内热负荷。

(3) 冷功率平衡约束。

$$C_{EC}(t) + C_{es}(t) + C_{HC}(t) = C_L(t) \quad (13)$$

其中, $C_{EC}(t)$ 为 t 时刻电制冷机供冷功率; $C_{es}(t)$ 为 t 时刻冷储系统储放冷功率; $C_{HC}(t)$ 为 t 时刻余热供冷设备的供冷功率; $C_L(t)$ 为 t 时刻系统内冷负荷。

2.4.2 能源定价约束

(1) REO 向 IESP 售电电价约束。

$$c_{R21,\min}(t) \leq c_{R21}(t) \leq c_{R21,\max}(t) \quad (14)$$

其中, $c_{R21,\min}(t)$ 、 $c_{R21,\max}(t)$ 分别为 t 时刻新能源上网电价的最小值和最大值。

(2) 电动汽车充放电电价约束。

$$c_{ev,\min}(t) \leq c_{ev}(t) \leq c_{ev,\max}(t) \quad (15)$$

其中, $c_{ev,\min}(t)$ 、 $c_{ev,\max}(t)$ 分别为 t 时刻电动汽车充放电电价的最小值和最大值。

(3) IESP 向用户售电电价约束。

$$c_{\min}^e(t) \leq c^e(t) \leq c_{\max}^e(t) \quad (16)$$

$$\frac{1}{N_T} \sum_{t=1}^{N_T} c^e(t) \leq \frac{1}{N_T} \sum_{t=1}^{N_T} c_b(t) \quad (17)$$

其中, $c^e(t)$ 为 t 时刻 IESP 向用户售电的电价; $c_{\min}^e(t)$ 、 $c_{\max}^e(t)$ 分别为 t 时刻 IESP 向用户售电的电价最小值和最大值; N_T 为总时间。式(17)表示园区电能均价不高于从上级电网购电均价, 以保障用户利益。

(4) 热价约束。

由于综合能源系统内能源之间具有可替代性, 因此 IESP 售热价格需参考电价, 可描述为:

$$c^h(t) = \beta c^e(t) \quad (18)$$

其中, $c^h(t)$ 为 t 时刻售热价格; β 为热电售价比, 其约束条件见式(19)。

$$\beta_{\min} \leq \beta \leq \beta_{\max} \quad (19)$$

其中, β_{\max} 、 β_{\min} 分别为热电售价比的最大值和最小值。

2.4.3 电动汽车充放电功率约束

$$0 \leq P_{ev,c} \leq v_{ev,c} P_{ev,c,\text{rate}} \quad (20)$$

$$0 \leq P_{ev,d} \leq v_{ev,d} P_{ev,d,\text{rate}} \quad (21)$$

$$S_{\min} \leq S(t) \leq S_{\max} \quad (22)$$

其中, $v_{ev,c}$ 、 $v_{ev,d}$ 分别为 EV 是否参与充电、放电的 0-1 变量, 其取值为 1 时表示参与, 否则表示不参与; $P_{ev,c,\text{rate}}$ 、 $P_{ev,d,\text{rate}}$ 分别为 EV 充电和放电的额定功率; S_{\max} 、 S_{\min} 分别为电动汽车荷电状态 $S(t)$ 上、下限。

其他约束条件包括机组出力约束、机组爬坡约束、储能装置容量约束与传输功率约束等, 已有较多文献^[7,9]提及, 本文不再赘述。

3 HP-NSGA-II 介绍

HP-NSGA-II 流程图如附录 A 图 A1 所示, 其与 NSGA-II 的不同之处在于父代种群的选择机制, 下方为 HP 的种群选择步骤。

(1) 从新群体 R 中寻得所有目标函数的最小值, 即目标函数的理想点, 将其记为 Z_i^{\min} , 按式(23)对目标函数进行转换。

$$f_i'(x) = f_i(x) - Z_i^{\min} \quad (23)$$

(2) 构建超平面。超平面通用的截距表达式为:

$$\frac{f_1'}{a_1} + \frac{f_2'}{a_2} + \dots + \frac{f_M'}{a_M} = 1 \quad (24)$$

其中, M 为目标函数个数; $a_i (i=1, 2, \dots, M)$ 为超平面与每一维坐标轴的截距, 可通过代入目标函数对应维度的极值点 z_i^{extreme} 求得, z_i^{extreme} 的求解公式如式(25)所示。

$$z_i^{\text{extreme}} = \operatorname{argmin} \{ \max f_i'(x) / w_i \} \quad (25)$$

其中, $i=1, 2, \dots, M$; w_i 为权重系数, 设置某一维度权重为 1 时, 其他维度权重为 10^{-6} 。

(3) 超平面归一化。在步骤(2)所构建超平面的基础上, 种群 R 中每个个体可以归一化为:

$$f_i^*(x) = \frac{f_i'(x)}{a_i - Z_i^{\min}} \quad (26)$$

(4) 种群 R 中各个体在归一化后构造的单位超平面上的投影距离 $d_1(u)$ 可表示为:

$$d_1(u) = \left(\sum_{i=1}^M f_i^*(x) - 1 \right) / \sqrt{M} \quad (27)$$

式(27)中, $d_1(u)$ 的值越小说明个体 u 的收敛性越好。

(5) 各投影点的拥挤距离 $d_2(u)$ 可以采用改进的 Harmonic 平均距离法^[18]进行评估, 如式(28)所示。

$$d_2(u) = \frac{K}{\frac{1}{d_1^u} + \frac{1}{d_2^u} + \dots + \frac{1}{d_K^u}} \quad (28)$$

其中, $K = \operatorname{round}(\sqrt{M})$, $\operatorname{round}(\)$ 表示取整; d_k^u 为个体 u 距离第 K 个最近个体的距离。 $d_2(u)$ 值越大说明个体 u 的分布性越好。

(6) 综合单位超平面内种群收敛性与分布性特点, 对新群体 R 进行选择, 选择公式为:

$$D(u) = d_1(u) - \lambda d_2(u) \quad (29)$$

其中, λ 为惩罚因子, 用以平衡收敛性与分布性各自比重。当 $D(u)$ 值越小时, 个体 u 越容易被选入父代种群中。

4 模型求解

基于 HP-NSGA-II 的多主体利益均衡调度模型可描述为:

$$\begin{cases} \min -f_{\text{IESP}}(\mathbf{x}) \\ \min -f_{\text{REO}}(\mathbf{x}) \\ \min f_{\text{Users}}(\mathbf{x}) \\ \text{s.t. } h_i(\mathbf{x}) = 0 \\ g_i(\mathbf{x}) \leq 0 \end{cases} \quad (30)$$

其中, $h_i(\mathbf{x})$ 和 $g_i(\mathbf{x})$ 分别为该模型的等式约束和不等式约束; \mathbf{x} 为所有时刻决策变量组成的向量。

下方为该模型求解步骤。

(1) 输入原始数据, 包括 IESP 各供能储能设备参数、典型日负荷曲线、综合需求响应相关参数以及约束条件等; 设种群规模为 100, 最大迭代次数为 50, 交叉概率为 0.8, 变异概率为 0.2, Pareto 最优个体系数为 0.5。

(2) 形成初始种群, 对各设备出力情况进行编码, 构成设备出力集合 $\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$, 且用 X_{12U} 表示 IESP 与用户的交易定价, 用 X_{R2I} 表示 IESP 与 REO 的交易定价, 用 X_{R2U} 表示 REO 与用户的交易定价。

(3) 根据第 3 节所提 HP 对种群进行选择, 并通过 NSGA-II 的交叉和变异机制形成新子代种群, 在选择交叉变异过程中, 各个体的每个维度应满足约束条件。

(4) 判断是否达到最大迭代次数, 若达到则可生成 Pareto 前沿解, 否则继续执行步骤(3)。

(5) 使用 TOPSIS 法^[19]从 Pareto 前沿中寻得最理想解, 得到最优调度方案。

5 算例分析

以我国某个综合能源示范园区为例, 园区内典型日热、电负荷及光伏(PV)出力曲线如附录 B 图 B1 所示。园区 CHP 机组采用“以热定电”模式进行供热, 供电、供热设备参数如附录 B 表 B1 所示; 新能源以光伏为主, 配置有 2×20 kW 的分布式光伏机组; 冷负荷以空调负荷为主, 本文将其转化为电负荷进行考虑; 园区燃气价格为 2.93 元 / m^3 。仿真以 15 min 为一个时间间隔, 将一天分为 96 个时段。

表 1 为峰、谷和平时段 IESP 从电网购电的电价及 REO 向电网售电的电价。表中, 峰时段为 [08:00, 11:00)、[18:00, 22:00]; 平时段为 [11:00, 18:00)、(22:00, 23:00]; 谷时段为 [00:00, 08:00)、(23:00, 24:00]。

表 1 分时电价

Table 1 Time-of-use price

单位: 元 / (kW·h)

时段	IESP 从电网购电的电价	REO 向电网售电的电价
峰时段	1.1365	0.6123
平时段	0.6598	0.3582
谷时段	0.1885	0.1222

5.1 算法性能对比

Pareto 非支配解数量随迭代次数的变化情况如图 1 所示。由图 1 可知,HP-NSGA-II 迭代约 15 次时能稳定到达 Pareto 前沿,比 NSGA-II 求解速度更快。

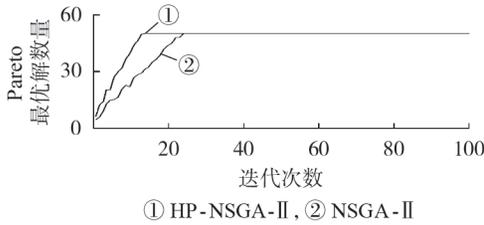


图 1 Pareto 最优解数量变化情况

Fig.1 Changing situation of Pareto optimal solution number

图 2 展示了 HP-NSGA-II 与 NSGA-II 在综合能源系统调度中,IESP、REO 以及用户三大主体经济效益的 Pareto 前沿对比。结合图 1 可知,在迭代较少次数达到 Pareto 前沿的基础上,HP-NSGA-II 求解的 Pareto 前沿解更为集中,有效提高了寻找 Pareto 优解的能力,相较于常规的 NSGA-II,其在 Pareto 前沿的完整性、均匀分布性、算法收敛性上都有显著改善。

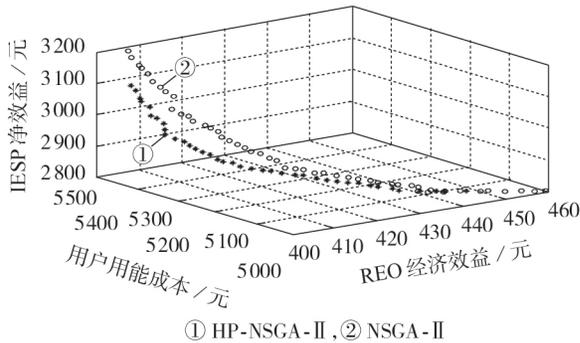


图 2 三维 Pareto 前沿对比

Fig.2 Comparison of 3D Pareto frontier

采用 TOPSIS 法分别寻找 2 种算法下 Pareto 前沿解中的最理想解,得到最优调度方案下各主体收益情况如表 2 所示。由表 2 可知,相较于 NSGA-II,HP-NSGA-II 所得调度方案下的各主体经济性均更佳。

表 2 不同算法下各主体收益

Table 2 Revenues of agents under different algorithms 单位:元

算法	IESP 净效益	用户成本	REO 净收益
HP-NSGA-II	2835.78	5068.44	437.31
NSGA-II	2822.67	5246.31	421.26

5.2 多主体利益均衡优化调度结果分析

在综合需求响应以及多主体利益博弈机制下,园区 IESP 与 REO 以及用户间的交易机制定价表如表 3 所示。

对比表 1 与表 3 可知,REO 向 IESP 售电的电价

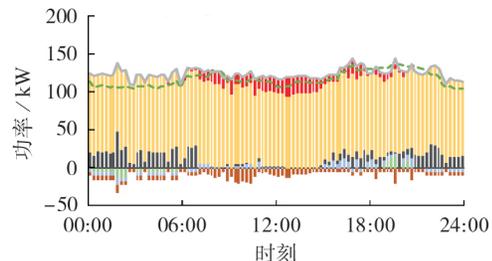
表 3 各主体交易定价

Table 3 Transaction price of agents

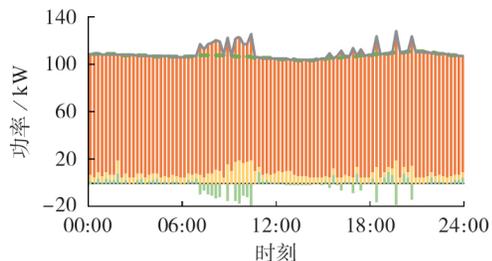
主体	单位:元 / (kW·h)		
	峰时段	平时段	谷时段
REO 向 IESP 售电电价	0.8688	0.5157	0.1574
IESP 向用户售电电价	0.9845	0.5124	0.1523
IESP 向用户售热热价	0.7563	0.4416	0.1015

在各个时段均高于 REO 向电网售电的电价,低于 IESP 从电网购电的电价,可促进 REO 在园区内部消纳,同时对于 IESP 而言经济性更佳;在 IESP 与用户的双边交易中,IESP 以低于电网电价向用户售电,降低了用户用电成本,用户也更倾向于从 IESP 购电,促进各主体利益均衡。

IESP 各单元出力分布情况如图 3 所示。可见在电负荷峰时段,电负荷与热负荷相差较大,由于 CHP 机组运行在“以热定电”模式下,为满足电负荷平衡,需要增加 CHP 机组的热出力,若无储热装置,将导致热能的废弃;储热装置所回收的热能可用于制冷,也可用于在其余时刻进行供热,减少电热负荷低谷期 CHP 机组的联合出力,降低燃气成本;锅炉供热耗电导致电负荷曲线有所上升,但在综合需求响应、储能装置以及电动汽车的共同作用下,新的电负荷曲线的峰谷差较之减少,且负荷曲线在 [11:00, 13:00] 时段的提高有利于光伏机组的出力消纳。



(a) 电功率出力分布



(b) 热功率出力分布

图 3 IESP 出力分布

Fig.3 Output distribution of IESP

电动汽车参与调度的时段为 19:00 至次日 06:00,通过优化调度后,EVO 选择在电价峰时段进行放电,电价谷时段进行充电,达到净收益最大化,且 EVO

放电电价为0.898 1元/(kW·h),小于峰时段 IESP 从上级电网购电的电价,减少了 IESP 的运行成本。

REO 出力分布如图4所示,此时综合能源系统内部光伏消纳率高达93.69%。图中 P_{esR} 为储能的充放电功率,充电时为正,放电时为负。并且由图3可知在光伏发电充足时刻,IESP 的电量供给主要来自于 CHP 以及从 REO 购电,从上级电网的购电量几乎为0,有效地降低了 IESP 的运行成本。REO 中配置储能系统,选择在负荷高峰时段放电,负荷低谷时段存储光伏系统剩余电量,减少了 REO 的弃光率;储能系统的时移特性使得在光伏发电不充足的情况下,REO 仍能在峰时段中的(18:00, 21:00]时段向 IESP 售电,提高了 REO 的经济效益。

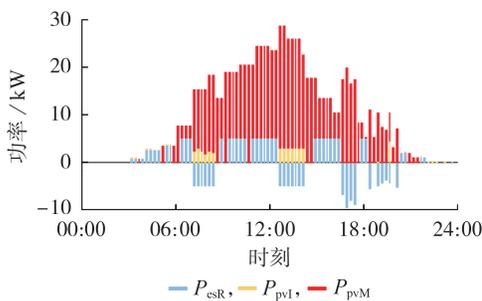


图4 REO 出力分布情况

Fig.4 Power output distribution of REO

5.3 与其他调度方式对比

表4对比了本文所提多主体利益均衡调度与文献[20]所提全局统一调度的各项成本以及光伏消纳率。可见与文献[20]所提策略相比,本文所提策略在园区购电、购气以及环境污染成本方面均优于文献[20]所提策略,由于储能在多主体调度中作用明显,其损耗较多但数值不大。在多主体利益均衡调度下,用户用能成本降低,光伏就地消纳率提高,说明了多主体利益均衡调度方法能保证园区经济效益的有效性与实用性。

表4 不同调度方式的经济性及光伏消纳对比

Table 4 Comparison of economy and PV consumption between different scheduling methods

指标	数值	
	多主体利益均衡调度	全局统一调度
购电成本/元	163.41	198.23
燃气成本/元	1821.24	1865.42
环境污染成本/元	145.51	156.42
运行维护成本/元	69.65	65.23
储能损耗成本/元	23.15	9.51
用户用能成本/元	5068.54	5436.94
光伏消纳率/%	93.69	84.62

6 结论

本文构建了综合能源多主体模型,以各主体利益均衡为目标,引入了综合能源枢纽技术,采用 HP-

NSGA-II 协调各机组出力分布,得到结论如下:

(1)将综合能源系统分为 IESP、REO 以及用户三大主体,更符合实际情况,通过优化调度使各主体利益均衡,应成为综合能源优化调度关注重点;

(2)引入综合需求响应、储电、储热等技术,通过对能量的时序转移,可有效降低系统运行成本,提高新能源就地消纳率;

(3)采用 HP-NSGA-II 对模型进行求解,并利用 TOPSIS 法寻得理想优化调度,结果表明了所提算法的有效性。

本文综合考虑了单个园区各主体利益关系,但在未来综合能源系统中,各园区之间综合能源互联将会成为发展趋势,如何协调园区之间综合能源系统规划与调度,将是下一步研究重点。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 周孝信,鲁宗相,刘应梅,等. 中国未来电网的发展模式和关键技术[J]. 中国电机工程学报,2014,34(29):4999-5008.
ZHOU Xiaoxin, LU Zongxiang, LIU Yingmei, et al. Development models and key technologies of future grid in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29):4999-5008.
- [2] 彭克,张聪,徐丙垠,等. 多能协同综合能源系统示范工程现状与展望[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):3-10.
PENG Ke, ZHANG Cong, XU Bingyin, et al. Status and prospect of pilot projects of integrated energy system with multi-energy collaboration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):3-10.
- [3] 李洋,吴鸣,周海明,等. 基于全能流模型的区域多能源系统若干问题探讨[J]. 电网技术,2015,39(8):2230-2237.
LI Yang, WU Ming, ZHOU Haiming, et al. Study on some key problems related to regional multi energy system based on universal flow model[J]. Power System Technology, 2015, 39(8):2230-2237.
- [4] 王伟亮,王丹,贾宏杰,等. 能源互联网背景下的典型区域综合能源系统稳态分析研究综述[J]. 中国电机工程学报,2016,36(12):3292-3306.
WANG Weiliang, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Review of steady-state analysis of typical regional integrated energy system under the background of energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(12):3292-3306.
- [5] JIANG X S, JING Z X, LI Y Z, et al. Modelling and operation optimization of an integrated energy based direct district water-heating system[J]. Energy, 2014, 64(1):375-388.
- [6] WANG Haichao, YIN Wusong, ELNAZ A, et al. Modelling and optimization of CHP based district heating system with renewable energy production and energy storage[J]. Applied Energy, 2015, 159(1):401-421.
- [7] 崔鹏程,俊祎,文福控,等. 计及综合需求响应的能量枢纽优化配置[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):101-109.
CUI Pengcheng, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal energy hub configuration considering integrated demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):101-109.
- [8] MANCARELLA P, CHICCO G. Real-time demand response from energy shifting in distributed multi-generation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(4):1928-1938.
- [9] 王琪鑫,刘涤尘,吴军,等. 计及用户行为分析的多能协同综合

- 能源系统供需双侧综合优化[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 179-185.
- WANG Qixin, LIU Dichen, WU Jun, et al. Comprehensive optimization including user behavior analysis for supply and demand sides of IES-MEC[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 179-185.
- [10] BAHRAMI S, SHEILHI A. From demand response in smart grid toward integrated demand response in smart energy hub [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2): 650-658.
- [11] 王毅, 张宁, 康重庆. 能源互联网中能量枢纽的优化规划与运行研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(22): 5669-5681.
- WANG Yi, ZHANG Ning, KANG Chongqing. Review and prospect of optimal planning and operation of energy hub in energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(22): 5669-5681.
- [12] COELLO C A. Evolutionary multi-objective optimization: a historical view of the field [J]. IEEE Computational Intelligence Magazine, 2006, 1(1): 28-36.
- [13] GHORBANI B, SHIRMOHAMMADI R, MEHRPOOYA M, et al. Structural, operational and economic optimization of cryogenic natural gas plant using NSGA-II two-objective genetic algorithm[J]. Energy, 2018, 159(15): 410-428.
- [14] 毕晓君, 王朝. 基于超平面投影的高维多目标进化算法[J]. 浙江大学学报(工学版), 2018, 52(7): 1284-1293.
- BI Xiaojun, WANG Chao. Many-objective evolutionary algorithm based on hyperplane projection [J]. Journal of Zhejiang University (Engineering Science), 2018, 52(7): 1284-1293.
- [15] 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.
- 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.
- [16] ZHANG X, SHAHIDEHPOUR M, ALABDULWAHAB A A. Hourly electricity demand response in the stochastic day ahead scheduling of coordinated electricity and natural gas networks [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(1): 592-601.
- [17] 王明深, 于汀, 穆云飞, 等. 考虑用户参与度的电动汽车能效电厂模型[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(11): 201-210.
- WANG Mingshen, YU Ting, MU Yunfei, et al. Economic dispatch based on improved CPSO algorithm for regional power-heat integrated energy system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(11): 201-210.
- [18] 毕晓君, 张永建, 陈春雨. 基于模糊支配的高维多目标进化算法 MFEA [J]. 电子学报, 2014, 42(8): 1653-1659.
- BI Xiaojun, ZHANG Yongjian, CHEN Chunyu. A many-objective evolutionary algorithm based on fuzzy dominance: MFEA [J]. Acta Electronic Sinica, 2014, 42(8): 1653-1659.
- [19] 钱吴永, 党耀国, 熊萍萍, 等. 基于灰色关联定权的 TOPSIS 法及其应用 [J]. 系统工程, 2009, 27(8): 124-126.
- QIAN Wuyong, DANG Yaoguo, XIONG Pingping, et al. Topsis based on grey correlation method and its application [J]. Systems Engineering, 2009, 27(8): 124-126.
- [20] 刘洪, 陈星屹, 李吉峰, 等. 基于改进 CPSO 算法的区域电热综合能源系统经济调度 [J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 193-200.
- LIU Hong, CHEN Xingyi, LI Jifeng, et al. Economic dispatch based on improved CPSO algorithm for regional power-heat integrated energy system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 193-200.

作者简介:



江岳春

江岳春(1965—),男,湖南长沙人,副教授,博士,主要研究方向为多能互补、电力市场及技术支持系统等(E-mail: jychncs@sina.com);

曾诚玉(1995—),男,湖南郴州人,硕士研究生,通信作者,主要研究方向为综合能源系统、电力市场等(E-mail: zeytracy@hnu.edu.cn);

郇嘉嘉(1983—),女,山东淄博人,高级工程师,博士,主要研究方向为电力系统规划、综合能源系统等(E-mail: winnie5983@126.com)。

(编辑 李玮)

Multi-agent interest balance optimization scheduling of integrated energy based on improved NSGA-II

JIANG Yuechun¹, ZENG Chengyu¹, HUAN Jijia², TAN Zuoyun¹, YU Mengze²

(1. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China;

2. Power System Planning Research Center of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510080, China)

Abstract: As for an integrated energy system, a multi-agent interest balance optimization scheduling model based on improved NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II) is developed. The integrated energy system is divided into three agents: integrated energy service providers, renewable energy owners and consumers. The mathematical model of energy hub technology that includes integrated demand response, energy storage and heat storage is introduced. Combined with the demand response service provided by electric vehicles, a multi-agent optimization scheduling model of an integrated energy system is developed that considers multi-agent interest balance. To balance the interests between each agent, the NSGA-II based on hyperplane projection is employed to solve the multi-agent model, and the optimal Pareto frontier is obtained. The optimal distribution of each unit is obtained from an approach that gradually approximates the ideal solution. Simulative results validate that the proposed model is effective and applicable.

Key words: integrated energy system; energy hub; multi-agent; interest balance; hyperplane projection; NSGA-II

附录

附录 A

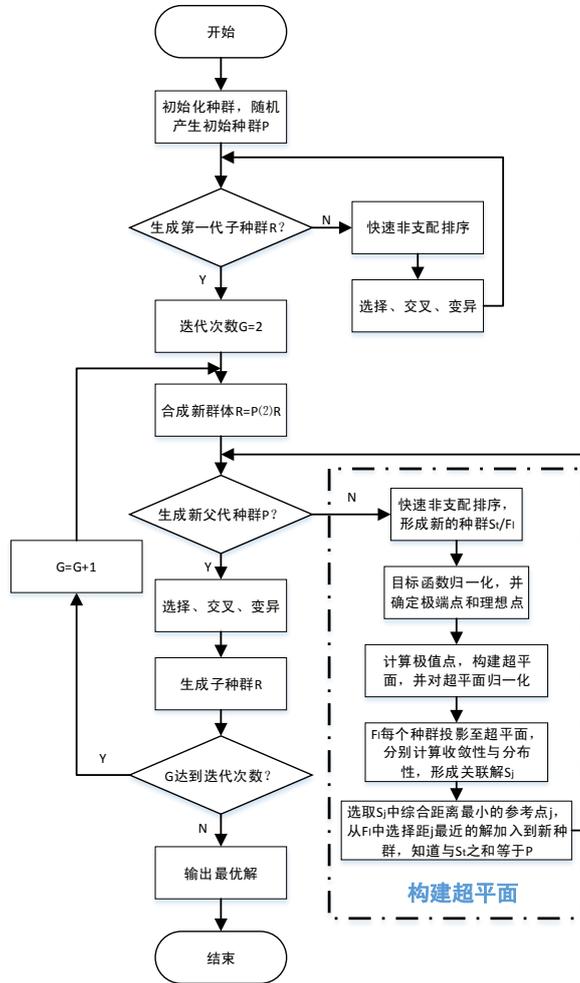


图 A1 HP-NSGA-II 流程图
Fig.A1 Flowchart of HP-NSGA-II

附录 B

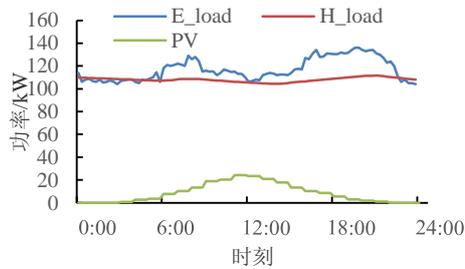


图 B1 热电负荷与光伏出力曲线
Fig.B1 Curves of thermoelectric load and PV output

表 B1 供电供热设备参数

Table B1 Equipment parameters of power supply and heating supply

类型	装机容量	P_{\min}/kW	P_{\max}/kW	K_i
CHP	150 kW	75	150	0.024
PV	2×20 kW	0	40	0.0182
EB	10 kW	0	10	0.01495
ES	19.2 kW	4.8	16	0.00195
HS	4×5 kW h	1.5	19.2	0.0013

注： K_i 为单位功率运维常数，单位为元/（kW·h）。