

基于势博弈的综合能源系统用户 能量管理优化方法

李睿智, 刘念, 延肖何

(华北电力大学新能源电力系统国家重点实验室, 北京 102206)

摘要:随着综合能源系统的发展,能源耦合程度不断加深,尤其在售能侧将形成多能耦合的价格机制。针对具有多能耦合价格机制的综合能源系统,提出一种基于非合作博弈的能量管理优化策略。首先,根据综合能源系统能源耦合价格机制建立基于条件风险价值(CVaR)的用户用能成本模型。随后,建立综合能源系统中用户之间的非合作博弈模型,通过构建势函数将原问题转换为单目标二次规划问题,并证明纯策略博弈均衡存在且唯一。最后,通过算例分析显示用户的用能均有所下降,从而验证所提模型与方法的有效性。

关键词:多能耦合;能量管理;条件风险价值;势博弈

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2021.01.003 中图分类号:TM73 文章编号:1673-9140(2021)01-0021-11

An optimization method for user energy management of integrated energy system based on potential game

LI Ruizhi, LIU Nian, YAN Xiaohe

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,
North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: With the development of integrated energy system, the energy coupling degree is deepening. Especially the multi-energy coupling price mechanism is formed on the energy selling side. An energy management optimization strategy based on non-cooperative game is proposed for a comprehensive energy system with multi-energy coupling pricing mechanism. Firstly, the energy cost model based on conditional value at risk (CVAR) is established according to the energy coupling price mechanism of the integrated energy system. Then, a non-cooperative game model between users in a comprehensive energy system is established. The original problem is transformed into a quadratic programming problem with a single objective by constructing a potential function. It is proved that the equilibrium of pure strategy game exists and is unique. Finally, an example is analyzed to show the energy consumption of users decreases somewhat and therefore verify the effectiveness of the proposed model and method.

Key words: multi-energy coupling; energy management; CVaR; potential game

随着人类社会不断向高水平发展,能源枯竭与环境恶化日益成为关注焦点^[1]。综合能源系统作为新一代能源体系,将多种异质能源进行耦合,并在设计、规划、运行和控制层面进行有机协调和优化,从而达到高效利用能源的目的^[2]。由于各种能源在生产侧互相耦合,能源之间的价格也将互相影响,研究综合能源系统中最优用户能量管理策略具有重要意义。

综合能源系统多种能源的最优调度成为国内外学者的研究热点。文献[3]在考虑气网管存效应、热网延时效应与热网热量损失的情况下提出以规划期内投资和运行总成本最小为目标的综合能源系统(integrated energy system, IES)协调规划;文献[4]计及能源子系统关键特征变量提出考虑不同指标的多场景运行模式并对其进行分析;文献[5]通过在日前调度中建立多能灵活性状态方程构建波动场景下考虑系统多能灵活性的调度模型;文献[6]提出一个多能源系统的能源枢纽优化扩展规划模型;文献[7]建立一个线性集中供热网络模型来协调电力与集中供热系统的短期运行。

由于综合能源系统中存在多个能源市场和多个利益主体,因此研究其中的博弈行为和均衡策略也是研究综合能源系统的关键所在。文献[8]提出综合能源系统中用户之间的合作博弈理论模型,并证明了合作机制的稳定性;文献[9]在动态定价市场下通过建立势博弈模型来求解能源枢纽的实时调度问题,并证明均衡存在的唯一性;文献[10]针对含电能交互的多微网综合能源系统,提出一种基于综合需求响应和主从博弈优化调度策略;文献[11]提出了一种基于 Stackelberg 博弈的能源优化管理模型,该模型考虑了多方能源在不同运行模式下的燃料转换并采用两层分布式优化算法来解决。

此外,综合能源系统中还存在具有强不确定性的新能源发电装置,因此平衡不确定因素下风险与收益也至关重要。文献[12]以最小化条件风险价值为目标对微网中的储能系统进行最优调度。文献[13]采用证据理论对需求响应中的随机性进行分析,利用可信水平约束优化一定电价方案下的负荷曲线,并建立兼顾设备优化配置及运行策略的双层协同规划模型。文献[14]提出并发展了一种针对风

电的“通用分布”概率分布模型,从而使风力发电问题可以用经典的优化方法来求解。

综上所述,对综合能源系统的能量管理优化多集中于能源生产侧,并且大多数文献仅仅考虑了多种能源在生产过程中的耦合性,而忽略了能源在配售过程中价格存在的耦合性。该文主要研究综合能源系统中电、热、冷能源在价格互相耦合的情况下用户的能量管理策略。

首先,该文构建了多能价格耦合的综合能源系统模型,系统中用户对能源需求的多寡将会影响到每一种能源价格的高低;随后在能源耦合动态价格机制下建立了用户的能量管理模型,并由此建立系统中所有用户之间的非合作博弈模型;然后通过构建势博弈模型证明了用户之间的非合作博弈模型具有唯一的均衡解;最后通过算例验证了该文所提模型与求解方法的有效性。

1 综合能源系统模型

1.1 能源价格机制

综合能源服务商拥有冷热电联产系统(combined cooling heating and power, CCHP)机组、燃气锅炉等能源转换设备,这些能源转换设备使得综合能源系统内的电能、热能与冷能互相耦合在一起。该文中综合能源服务商采用电/热/冷互相耦合的动态定价机制,一方面可以通过价格变化有效地实现削峰填谷的作用,另一方面也能体现各种能源互相耦合的特点。假设 t 时段综合能源系统中所有用户的电力总需求为 E^t ,光伏发电总量为 R^t ,热能总需求为 H^t ,冷能总需求为 C^t ,综合能源系统服务商对电/热/冷 3 种能源的定价分别为 p_e^t 、 p_h^t , p_c^t , 则

$$p_e^t = p_e^{\min} + \kappa(E^t - R^t) + \mu(H^t + \lambda C^t) \quad (1)$$

$$p_h^t = p_h^{\min} + \gamma(H^t + \lambda C^t) + \delta(E^t - R^t) \quad (2)$$

$$p_c^t = \lambda p_h^t \quad (3)$$

$$\lambda = \frac{1}{\eta} \quad (4)$$

由于综合能源系统中冷能由 CCHP 机组中的吸收式制冷机组提供,冷能由热能按照固定效率 η 转化而来,因此热能价格与冷能价格的比值也固定

为 η 。式(1)~(4)中 κ 、 μ 、 γ 、 δ 均为能源价格参数且为正数, κ 和 μ 分别体现综合能源系统中的净电能需求量和热能与冷能需求量对电力价格的影响, γ 和 δ 分别体现综合能源系统中的热能与冷能需求量和净电能需求量对热力价格的影响。式(1)~(3)表明净电能需求的增加不仅会使电力价格上升,还会使热力与冷力价格上升,热能与冷能需求同样如此。

综合能源系统中有 N 个用户,记用户 i 在时间 t 内的电力、热力、冷力负荷分别为 E_i^t 、 H_i^t 和 C_i^t , 光伏出力为 R_i^t , 则

$$E^t = \sum_{i=1}^N E_i^t \quad (5)$$

$$R^t = \sum_{i=1}^N R_i^t \quad (6)$$

$$H^t = \sum_{i=1}^N H_i^t \quad (7)$$

$$C^t = \sum_{i=1}^N C_i^t \quad (8)$$

1.2 用户模型

综合能源系统中的电力/热力/冷力负荷以及光伏出力的变化会对 3 种能源价格产生影响。用户的能源负荷类型可以分为 2 类,一类是固定负荷,另一类是可平移负荷。

1) 固定负荷。

固定负荷指在固定时间内必需满足用户需求的负荷。固定电力负荷包括空调、电视、电冰箱等,固定热力负荷主要指用户供暖,固定冷力负荷主要指冷库等。用户 i 的固定电力/热力/冷力负荷可以分别表示为

$$l_{e,i}^f = [l_{e,i}^{f,1}, l_{e,i}^{f,2}, \dots, l_{e,i}^{f,T}], i=1,2,\dots,N \quad (9)$$

$$l_{h,i}^f = [l_{h,i}^{f,1}, l_{h,i}^{f,2}, \dots, l_{h,i}^{f,T}], i=1,2,\dots,N \quad (10)$$

$$l_{c,i}^f = [l_{c,i}^{f,1}, l_{c,i}^{f,2}, \dots, l_{c,i}^{f,T}], i=1,2,\dots,N \quad (11)$$

式中 T 表示一天的时间段划分,通常取 24,意为 1 天内根据定价公式分别产生 24 个小时内的能源价格。

2) 可平移负荷。

可平移负荷指用户可以根据能源价格灵活调整运行时间的负荷,一天中可平移负荷的总量是恒定的。可平移电力负荷包括洗衣机、充电汽车等,可平移热力负荷主要指部分生活用热水,可平移冷力负

荷主要为家用冰柜等。用户 i 的可平移电力/热力/冷力负荷可以分别表示为

$$l_{e,i}^s = [l_{e,i}^{s,1}, l_{e,i}^{s,2}, \dots, l_{e,i}^{s,T}], i=1,2,\dots,N \quad (12)$$

$$l_{h,i}^s = [l_{h,i}^{s,1}, l_{h,i}^{s,2}, \dots, l_{h,i}^{s,T}], i=1,2,\dots,N \quad (13)$$

$$l_{c,i}^s = [l_{c,i}^{s,1}, l_{c,i}^{s,2}, \dots, l_{c,i}^{s,T}], i=1,2,\dots,N \quad (14)$$

用户 i 在 t 时刻的电力/热力/冷力负荷可以分别表示为

$$E_i^t = l_{e,i}^{f,t} + l_{e,i}^{s,t} \quad (15)$$

$$H_i^t = l_{h,i}^{f,t} + l_{h,i}^{s,t} \quad (16)$$

$$C_i^t = l_{c,i}^{f,t} + l_{c,i}^{s,t} \quad (17)$$

用户 i 在一天中的电力/热力/冷力负荷可以分别表示为

$$E_i = [E_i^1, E_i^2, \dots, E_i^T], i=1,2,\dots,N \quad (18)$$

$$H_i = [H_i^1, H_i^2, \dots, H_i^T], i=1,2,\dots,N \quad (19)$$

$$C_i = [C_i^1, C_i^2, \dots, C_i^T], i=1,2,\dots,N \quad (20)$$

3) 光伏出力。

综合能源系统中的用户拥有一定数量的光伏发电设备,光伏发电设备使得传统的仅作为买方的用户转换为买方与卖方综合的用户。光伏的出力大小与天气状况密不可分,该文中光伏发电设备均在最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)的控制下运行。用户 i 会提前根据天气预报来预测光伏的最大功率点出力,实际光伏的最大功率点出力为

$$R_i = [R_i^1, R_i^2, \dots, R_i^T], i=1,2,\dots,N \quad (21)$$

2 能源耦合动态价格机制下用户用能优化模型

2.1 用户之间的非合作博弈模型

用户可以通过调整可平移负荷的使用时间来影响各个时段的 3 种能源价格,用户的优化目标就是最小化一天中的用能成本,用户 i 的目标函数可以表示为

$$\begin{aligned} \min U_i = & \sum_{t=1}^T [p_e^t \cdot (E_i^t - R_i^t) + p_h^t \cdot H_i^t + \\ & p_c^t \cdot C_i^t] = \sum_{t=1}^T [(p_e^{\min} + \kappa(E_i^t - R_i^t) + \\ & \mu(H_i^t + \lambda C_i^t)) \cdot (E_i^t - R_i^t) + (p_h^{\min} + \gamma(E_i^t - \\ & R_i^t) + \delta(H_i^t + \lambda C_i^t)) \cdot (H_i^t + \lambda C_i^t)] \quad (22) \end{aligned}$$

记 t 时刻用户 i 的策略集合为 θ_i^t , $\theta_i^t = [E_i^t, H_i^t, C_i^t]$ 。则每一位用户的策略向量 θ_i 为

$$\theta_i = [\theta_i^1, \theta_i^2, \dots, \theta_i^T] \quad (23)$$

策略向量需要满足的约束条件:

$$E_i^t \geq l_{e,i}^t, i = 1, 2, \dots, N; t = 1, 2, \dots, T \quad (24)$$

$$H_i^t \geq l_{h,i}^t, i = 1, 2, \dots, N; t = 1, 2, \dots, T \quad (25)$$

$$C_i^t \geq l_{c,i}^t, i = 1, 2, \dots, N; t = 1, 2, \dots, T \quad (26)$$

$$\sum_{t=1}^T E_i^t = \sum_{t=1}^T E_i^{t0}, t = 1, 2, \dots, T \quad (27)$$

$$\sum_{t=1}^T H_i^t = \sum_{t=1}^T H_i^{t0}, t = 1, 2, \dots, T \quad (28)$$

$$\sum_{t=1}^T C_i^t = \sum_{t=1}^T C_i^{t0}, t = 1, 2, \dots, T \quad (29)$$

式(27)~(29)中的 E_i^{t0} 、 H_i^{t0} 和 C_i^{t0} 分别表示用户 i 在 t 时刻的初始电力/热力/冷力负荷;式(27)~(29)表示用户一天中的各类负荷总量保持不变。

由此可以建立用户之间的非合作博弈模型,参与博弈的主体为综合能源系统中的所有用户的集合 N 。记用户 i 的所有可行策略组成的策略空间记为 Θ_i ,记所有用户的策略向量组成的集合为 $\theta = (\theta_i, i \in N)$,除去用户 i 之外的所有用户的策略向量组成的集合为 $\theta_{-i} = (\theta_j, j \in N, j \neq i)$ 。用户 i 在非合作博弈中的收益为 $\pi_i(\theta_i, \theta_{-i}) = -U_i$ 。

由博弈论知识可知,当非合作博弈达到纳什均衡时,每一位主体若单方面改变策略都将无利可图。记用户之间非合作博弈的均衡策略为 $\theta^{NE} = (\theta_i^{NE}, i \in N)$,纳什均衡需要满足:

$$\pi_i(\theta_i, \theta_{-i}^{NE}) \leq \pi_i(\theta_i^{NE}, \theta_{-i}^{NE}), \forall i \in N \quad (30)$$

由于每一位用户的策略变化均会对能源价格产生影响,进而不仅影响自身的用能成本,也会影响综合能源系统中其他用户的用能成本。所以每一位用户在参与博弈时不仅要考虑自己的策略,还要考虑其他用户的策略对自己的影响。当其余用户均采用均衡策略时,用户 i 的均衡策略可以通过求解如下优化问题得到:

$$\max_{\theta_i \in \Theta_i} \pi_i(\theta_i, \theta_{-i}^{NE}) \quad (31)$$

2.2 纯策略均衡存在的条件及其证明

通常难以保证非合作博弈存在纯策略均衡,但是对于该文提出的非合作博弈模型,可以证明只要

对定价机制中的参数进行合理取值,即可保证此非合作博弈属于势博弈,进而可得出存在纯策略均衡的结论。

势博弈定义^[15]:对于一个博弈 Γ ,若存在一个势函数 $P(\theta)$ 对于所有的博弈主体 $i \in N$ 以及所有的可行策略集合 (x, θ_{-i}) 和 (y, θ_{-i}) ,满足

$$\pi_i(x, \theta_{-i}) - \pi_i(y, \theta_{-i}) = P(x, \theta_{-i}) - P(y, \theta_{-i}), \forall x, y \in \Theta_i, \forall i \in N \quad (32)$$

则博弈 Γ 为势博弈,函数 $P(\theta)$ 为势博弈 Γ 的势函数。

势博弈的定义表明,每一位博弈主体单方面的策略改变所产生的收益变化都等同于势函数函数值的变化。根据势博弈理论,存在以下2个推论。

推论1:有限势博弈存在纯策略均衡。

推论2:对于在策略集合在实数域取值的博弈 Γ ,若博弈 Γ 中的收益函数均二阶连续可微,则 Γ 为势博弈的充分必要条件为

$$\frac{\partial^2 \pi_i}{\partial \theta_i \partial \theta_j} = \frac{\partial^2 \pi_j}{\partial \theta_i \partial \theta_j}, \forall i, j \in N \quad (33)$$

用户 i 的收益函数对于自身策略的一阶偏导数可以表示为

$$\frac{\partial U_i}{\partial \theta_i} = \left[\frac{\partial U_i}{\partial \theta_i^1}, \dots, \frac{\partial U_i}{\partial \theta_i^T} \right] \quad (34)$$

其中

$$\frac{\partial U_i}{\partial \theta_i^t} = \left[\frac{\partial U_i}{\partial E_i^t}, \frac{\partial U_i}{\partial H_i^t}, \frac{\partial U_i}{\partial C_i^t} \right] \quad (35)$$

$$\frac{\partial U_i}{\partial E_i^t} = -\frac{\partial \pi_i}{\partial E_i^t} = p_e^t + \kappa(E_i^t - R_i^t) + \delta(H_i^t + \lambda C_i^t) \quad (36)$$

$$\frac{\partial U_i}{\partial H_i^t} = -\frac{\partial \pi_i}{\partial H_i^t} = p_h^t + \mu(E_i^t - R_i^t) + \gamma(H_i^t + \lambda C_i^t) \quad (37)$$

$$\frac{\partial U_i}{\partial C_i^t} = -\frac{\partial \pi_i}{\partial C_i^t} = \lambda(p_h^t + \mu(E_i^t - R_i^t) + \gamma(H_i^t + \lambda C_i^t)) \quad (38)$$

用户 i 的收益函数对于式(33)要求的二阶混合偏导数中,不为0的项仅有如下情况:

$$\frac{\partial^2 U_i}{\partial \theta_i^t \partial \theta_j^t} = \begin{bmatrix} \kappa & \mu & \mu\lambda \\ \delta & \gamma & \gamma\lambda \\ \delta\lambda & \gamma\lambda & \gamma\lambda^2 \end{bmatrix}, t = 1, 2, \dots, T \quad (39)$$

同理,可以得出用户 j 的收益函数对于式 (33) 要求的二阶混合偏导数中,不为 0 的也仅有一种情况:

$$\frac{\partial^2 U_j}{\partial \theta_i^t \partial \theta_j^t} = \begin{bmatrix} \kappa & \delta & \delta \lambda \\ \mu & \gamma & \gamma \lambda \\ \mu \lambda & \gamma \lambda & \gamma \lambda^2 \end{bmatrix}, t = 1, 2, \dots, T \quad (40)$$

由推论 2 可知,用户之间的非合作博弈是一个势博弈的充分必要条件为

$$\frac{\partial^2 U_i}{\partial \theta_i^t \partial \theta_j^t} = \frac{\partial^2 U_j}{\partial \theta_i^t \partial \theta_j^t} \quad (41)$$

也满足:

$$\mu = \delta \quad (42)$$

因为电力价格主要受到净电力负荷影响,热力/冷力价格主要受到热力/冷力负荷影响;而净电力负荷对于热力/冷力价格的影响以及热力/冷力负荷对于电力价格的影响都较小。所以,为了确保纯策略均衡的存在,令定价公式中系数满足式(42)从而简化问题是完全可行的。定价公式变为

$$p_e^t = p_e^{\min} + \kappa(E^t - R^t) + \mu(H^t + \lambda C^t) \quad (43)$$

$$p_h^t = p_h^{\min} + \gamma(H^t + \lambda C^t) + \mu(E^t - R^t) \quad (44)$$

$$p_c^t = \lambda p_h^t \quad (45)$$

此时,用户之间的非合作博弈同时也是势博弈,并且可以证明式(46)是势博弈的一个势函数,即

$$p^*(\theta) = - \sum_{t=1}^T \cdot$$

$$\left[\sum_{1 \leq i \leq j \leq N} (\kappa E_i^t E_j^t + \gamma H_i^t H_j^t + \gamma \lambda^2 C_i^t C_j^t) + \sum_{i=1}^N (\mu(E_i^t - R_i^t)(H_i^t + \lambda C_i^t) + \gamma \lambda H_i^t C_i^t - \kappa E_i^t R_i^t) + \mu(E^t - R^t)(H^t + \lambda C^t) + \gamma \lambda H^t C^t - \kappa E^t R^t + p_e^{\min}(E^t - R^t) + \lambda p_h^{\min}(H^t + \lambda C^t) \right] \quad (46)$$

式(46)中的势函数在定义域处取值有限,即势函数必为有限函数。由推论 1 可知,该势博弈模型必存在纯策略均衡。结合约束式(24)~(28),将式(46)中的常数项省略,可得到全体用户基于势博弈理论的优化模型为

$$\min p(\theta) = - p^*(\theta) = \sum_{t=1}^T \cdot$$

$$\left[\sum_{1 \leq i \leq j \leq N} (\kappa E_i^t E_j^t + \gamma H_i^t H_j^t + \gamma \lambda^2 C_i^t C_j^t) + \sum_{i=1}^N (\mu(E_i^t - R_i^t)(H_i^t + \lambda C_i^t) + \gamma \lambda H_i^t C_i^t - \kappa E_i^t R_i^t) + \mu(E^t - R^t)(H^t + \lambda C^t) + \gamma \lambda H^t C^t - \kappa E^t R^t \right] \quad (47)$$

$$\text{subject to: 式(24) ~ (29)} \quad (48)$$

2.3 基于势博弈理论的优化模型为凸优化的条件及其证明

由于综合能源系统中往往有多个用户,而每一位用户均需要优化一天中各个时段的电力负荷和热力负荷,因此式(47)、(48)组成的优化模型本质是一个高维二次规划问题。通常对于非凸高维二次规划问题的求解效率较低,难以求出全局最优解;然而可以证明,当定价公式中的参数满足条件 $\kappa \gamma > \mu^2$ 时,式(47)为凸函数,又因为约束均为线性函数,此时优化模型本质上将是一个凸二次规划问题,此时求解效率将大大提高。给出以下证明:

记 t 时刻的所有用户的策略集合为

$$\theta^t = [E_1^t, \dots, E_N^t, H_1^t, \dots, H_N^t, C_1^t, \dots, C_N^t], t = 1, 2, \dots, T \quad (49)$$

则所有用户的策略集合为 $\theta = [\theta^1, \theta^2, \dots, \theta^T]$, 记:

$$\mathbf{H} = \frac{\partial^2 p(\theta^t)}{\partial (\theta^t)^2} = \begin{bmatrix} \kappa \mathbf{A} & \mu \mathbf{A} & \mu \lambda \mathbf{A} \\ \mu \mathbf{A} & \gamma \mathbf{A} & \gamma \lambda \mathbf{A} \\ \mu \lambda \mathbf{A} & \gamma \lambda \mathbf{A} & \gamma \lambda^2 \mathbf{A} \end{bmatrix}_{3N \times 3N} \quad t = 1, \dots, T \quad (50)$$

其中

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 2 & 1 & \dots & 1 \\ 1 & 2 & \dots & 1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & 1 & \dots & 2 \end{bmatrix}_{N \times N} \quad (51)$$

函数 $p(\theta)$ 的海塞矩阵可以表示为

$$\frac{\partial^2 p(\theta)}{\partial \theta^2} = \mathbf{H}(\theta) = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 p(\theta^1)}{\partial (\theta^1)^2} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \frac{\partial^2 p(\theta^T)}{\partial (\theta^T)^2} \end{bmatrix} = \text{diag}(\mathbf{H}, \dots, \mathbf{H}) \quad (52)$$

记矩阵 \mathbf{H} 的 n 阶顺序主子式为 \mathbf{M}_n , 当 $n \leq N$ 时:

$$\mathbf{M}_n = \kappa^n \begin{vmatrix} 2 & 1 & \cdots & 1 \\ 1 & 2 & \cdots & 1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & 1 & \cdots & 2 \end{vmatrix}_{n \times n} = (n+1)\kappa^n \quad (53)$$

当 $N < n \leq 2N$ 时:

$$\mathbf{M}_n = \begin{vmatrix} 2\kappa & \cdots & \kappa & 2\mu & \cdots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & 2\mu \\ \kappa & \cdots & 2\kappa & \mu & \cdots & \vdots \\ 2\mu & \cdots & \mu & 2\gamma & \cdots & \gamma \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \cdots & 2\mu & \cdots & \gamma & \cdots & 2\gamma \end{vmatrix}_{n \times n} = \begin{vmatrix} 2 & 1 & \cdots & 1 \\ 1 & 2 & \cdots & 1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & 1 & \cdots & 2 \end{vmatrix}_{N \times N} \cdot \begin{vmatrix} 2 & 1 & \cdots & 1 \\ 1 & 2 & \cdots & 1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & 1 & \cdots & 2 \end{vmatrix}_{(n-N) \times (n-N)} = \left(\gamma - \frac{\mu^2}{\kappa}\right) (N+1)\kappa^N \cdot (n-N+1)^{\gamma-n} n - N \quad (54)$$

当 $2N < n \leq 3N$ 时:

$$\mathbf{M}_n = \begin{vmatrix} 2\kappa & \cdots & \kappa & 2\mu & \cdots & \mu & 2\mu\lambda & \cdots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & 2\mu\lambda \\ \kappa & \cdots & 2\kappa & \mu & \cdots & 2\mu & \mu\lambda & \cdots & \vdots \\ 2\mu & \cdots & \mu & 2\gamma & \cdots & \gamma & 2\gamma\lambda & \cdots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & 2\gamma\lambda \\ \mu & \cdots & 2\mu & \gamma & \cdots & 2\gamma & \gamma\lambda & \cdots & \vdots \\ 2\mu\lambda & \cdots & \mu\lambda & 2\gamma\lambda & \cdots & \gamma\lambda & 2\gamma\lambda^2 & \cdots & \gamma\lambda^2 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \cdots & 2\mu\lambda & \cdots & \cdots & 2\gamma\lambda & \cdots & \gamma\lambda^2 & \cdots & 2\gamma\lambda^2 \end{vmatrix}_{n \times n} = 0 \quad (55)$$

矩阵半正定的充分必要条件是其各阶顺序主子式均大于或等于 0。由式(53)~(55)可知, 矩阵 \mathbf{H} 半正定的充分必要条件为

$$\kappa\gamma \geq \mu^2 \quad (56)$$

由式(52)可知, 当矩阵 \mathbf{H} 半正定时, 函数 $p(\theta)$ 的海塞矩阵 $\mathbf{H}(\theta)$ 也为半正定。即函数 $p(\theta)$ 是凸

函数的充分必要条件为式(56), 此时由式(47)、(48)组成的优化模型是一个凸二次规划问题, 便于求出全局最优解。因为电力价格主要受到净电力负荷影响, 热力/冷力价格主要受到热力/冷力负荷影响; 而净电力负荷对于热力/冷力价格的影响以及热力冷力负荷对于电力价格的影响都较小, 因此式(56)通常都能得到满足。

记二次型式(47)的一次项系数为 $b = [b^1, b^2, \dots, b^T]$, 其中 $b^t = [b_e^t, b_h^t, b_c^t]$ 。 b_e^t 、 b_h^t 、 b_c^t 分别为

$$b_e^t = [-kR_1^t - kR^t, -kR_2^t - kR^t, \dots, -kR_N^t - kR^t] \quad (57)$$

$$b_h^t = [-uR_1^t - uR^t, -uR_2^t - uR^t, \dots, -uR_N^t - uR^t] \quad (58)$$

$$b_c^t = [-u\lambda R_1^t - u\lambda R^t, -u\lambda R_2^t - u\lambda R^t, \dots, -u\lambda R_N^t - u\lambda R^t] \quad (59)$$

则式(47)可以表示为标准二次型的形式:

$$\min P(\theta) = \frac{1}{2}\theta\mathbf{H}(\theta)\theta^T + b\theta^T \quad (60)$$

3 基于 CVaR 理论的用户用能优化模型

3.1 条件风险价值理论

由于光伏的实际出力值往往与预测值之间存在偏差, 因此用户根据光伏出力的预测值进行用能优化存在一定的风险。在此将讨论 3 种对于风险的度量方式, 并介绍条件风险价值理论的优化模型。

记 $f(x, y)$ 为损失函数, 其中 x 为策略变量, y 为随机变量。由于随机变量 y 的存在, 对于每一个确定的 x , 损失函数 $f(x, y)$ 都是一个随机变量。优化的目标是在考虑随机变量 y 不确定的情况下, 选择 x 来使得损失函数最小。最简单的优化方法是鲁棒优化, 即在最坏的情况下对 $f(x, y)$ 进行优化:

$$\min_x \max_y f(x, y) \quad (61)$$

鲁棒优化是最为保守的一种优化方式, 若已知随机变量的概率分布为 $p(y)$, 则可以采用更为灵活且高效的优化方法, 即将损失值与概率值相结合的方式风险优化, 其中最常用的就是风险价值 (value at risk, VaR) 理论。给定置信度 β 时, β -VaR 值 $\alpha_\beta(x)$ 可以表示为

$$\alpha_\beta(x) = \min\{\alpha \in R : \Psi(x, \alpha) \geq \beta\}, 0 \leq \beta \leq 1 \quad (62)$$

其中 $\Psi(x, \alpha)$ 表示损失函数不超过阈值 α 的概率:

$$\Psi(x, \alpha) = \int_{f(x, y) \leq \alpha} p(y) dy \quad (63)$$

β -VaR 的含义为在给定策略为 x 时,有概率为 β 的把握,损失不会超过 $\alpha_\beta(x)$ 。虽然风险价值理论被广泛应用于金融行业的风险评估,但是风险价值仍存在较大缺陷:一方面其不满足一致性风险测度,另一方面也不能保证凸性。这些缺陷使得风险价值理论难以被应用于优化问题中。为了避免上述问题,R. Tyrrell Rockafellar 和 Stanislav Uryasev 提出了条件风险价值理论,给定置信度 β 时, β -CVaR 值 $\phi_\beta(x)$ 可以表示为

$$\phi_\beta(x) = (1 - \beta)^{-1} \int_{f(x, y) \geq \alpha_\beta(x)} f(x, y) p(y) dy \quad (64)$$

β -CVaR 的含义为在给定策略为 x ,置信度为 β 时,损失超过 β -VaR 的平均损失值。相较于鲁棒优化,条件风险价值综合考虑了风险与概率,使得策略更加灵活高效;相较于风险价值,条件风险价值不仅满足一致性风险测度与凸性,还能降低极端情况发生所带来的损失。

CVaR 可以通过对随机变量 y 进行蒙特卡洛抽样估计^[16], β -CVaR 的估计值 $\tilde{\phi}_\beta(x)$ 为

$$\tilde{\phi}_\beta(x) = \min_\alpha \left(\alpha + \frac{1}{N(1-\beta)} \sum_{k=1}^K [f(x, y_k) - \alpha]^+ \right) \quad (65)$$

其中, $[f(x, y_k) - \alpha]^+ = \max(0, f(x, y_k) - \alpha)$, y_k 为随机变量 y 的第 k 次抽样值。进而,基于 CVaR 优化的目标函数可以表示为

$$\min_x \phi_\beta(x) \approx \min_{\alpha, x} \left(\alpha + \frac{1}{N(1-\beta)} \cdot \sum_{k=1}^K [f(x, y_k) - \alpha]^+ \right) \quad (66)$$

因为含有分段函数的优化模型不便于求解,因此引入辅助变量,即

$$z_k = [f(x, y_k) - \alpha]^+ = \max(0, f(x, y_k) - \alpha) \quad (67)$$

此时,基于 CVaR 优化的模型变为

$$\min_{\alpha, x, z} \left(\alpha + \frac{1}{K(1-\beta)} \sum_{k=1}^K z_k \right) \quad (68)$$

$$\text{subject to: } z_k \geq 0 \quad (69)$$

$$z_k \geq f(x, y_k) - \alpha$$

3.2 考虑光伏出力预测误差的用户用能优化模型

将光伏的实际出力表示为光伏的预测出力与预测偏差量之和的形式。用户 i 的光伏出力预测偏差量 R_i^{Δ} 服从方差特定的正态分布。记 t 时段用户 i 的光伏出力的预测值为 R_i^t 。则 t 时段用户 i 的光伏出力的实际值为

$$R_i^t = R_i^t + R_i^{\Delta} = R_i^t (1 + \Delta_i^t) \quad (70)$$

其中 Δ_i^t 为偏差系数,服从方差特定的正态分布。因为同一片区域的光照强度基本相同,所以用户对光伏出力的预测值与该区域光伏的总出力预测值成正比,比例系数即为用户的光伏装机容量在该区域的光伏总装机容量的占比。因此所有用户对于光伏出力的预测只需参考系统中光伏的总出力预测值即可,从而每一位用户预测的偏差系数 Δ_i^t 均相同,即

$$\Delta_i^t = \Delta^t \sim N[0, \sigma^2] \quad (71)$$

式中 σ 为偏差系数的标准差。记综合能源系统中的所有光伏出力值的集合为

$$R = [R_1, R_2, \dots, R_N] \quad (72)$$

根据前述内容,将势函数 $p(\theta)$ 改写为 $p(\theta, R)$,其中 θ 表示策略变量, R 表示随机变量。可以得到基于 CVaR 的用户用能优化模型为

$$\min_{\alpha, \theta, z} \left(\alpha + \frac{1}{K(1-\beta)} \sum_{k=1}^K z_k \right) \quad (73)$$

$$\text{subject to: } z_k \geq 0$$

$$z_k \geq p(\theta, R_k) - \alpha$$

$$p(\theta, R_k) = \frac{1}{2} \theta \mathbf{H}(\theta) \theta^T + b \theta^T \quad (74)$$

$$\text{式(24) } \sim \text{(29)}, (70) \sim (71)$$

4 算例分析

4.1 算例设置

该算例的综合能源系统中共有 5 位用户,其中用户 1 与用户 2 为写字楼,用户 3~5 为居民楼。用户的基础数据如图 1 所示,其中图(a)、(b)、(c)为用户的初始电负荷、热负荷和冷负荷需求,图(d)为用户的光伏出力值。可以看出写字楼用户的电、热负

荷集中在白天,冷负荷较少;居民楼的电力负荷集中在中午和晚上,热力负荷集中在晚上。

综合能源系统中的价格参数 $a_1 = 0.15$, $a_2 = 0.1$, $\kappa = 0.0012$, $\gamma = 0.0009$, $\mu = 0.0003$ 。条件

风险价值的抽样次数为 100 次,置信度 $\beta = 0.9$,5 位用户的电、热、冷的固定负荷均占总量的 80%,CHP 机组热能转换为冷能的效率 $\eta = 0.8$ 。算例在 Matlab 环境下通过 Yalmip 调用 Cplex 求解。

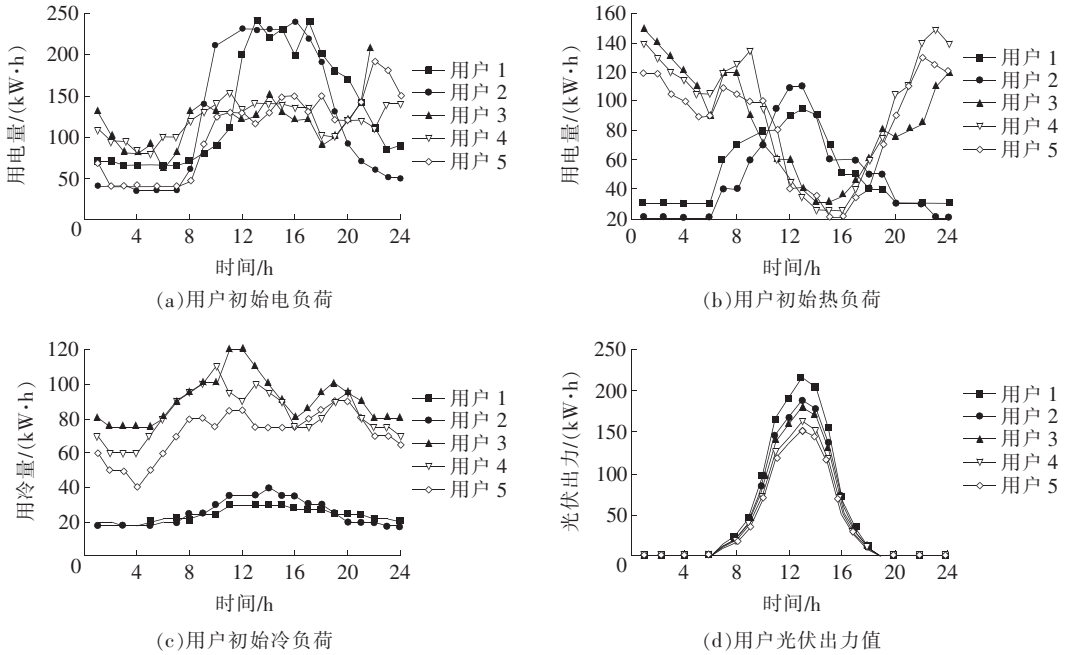


图 1 用户基础数据

Figure 1 Basic data for user

4.2 结果分析

通过求解可得最终用户的电、热、冷负荷的需求

如图 2 所示。其中图(a)、(b)和(c)为用户优化后的电负荷、热负荷和冷负荷需求,图(d)为优化后的电

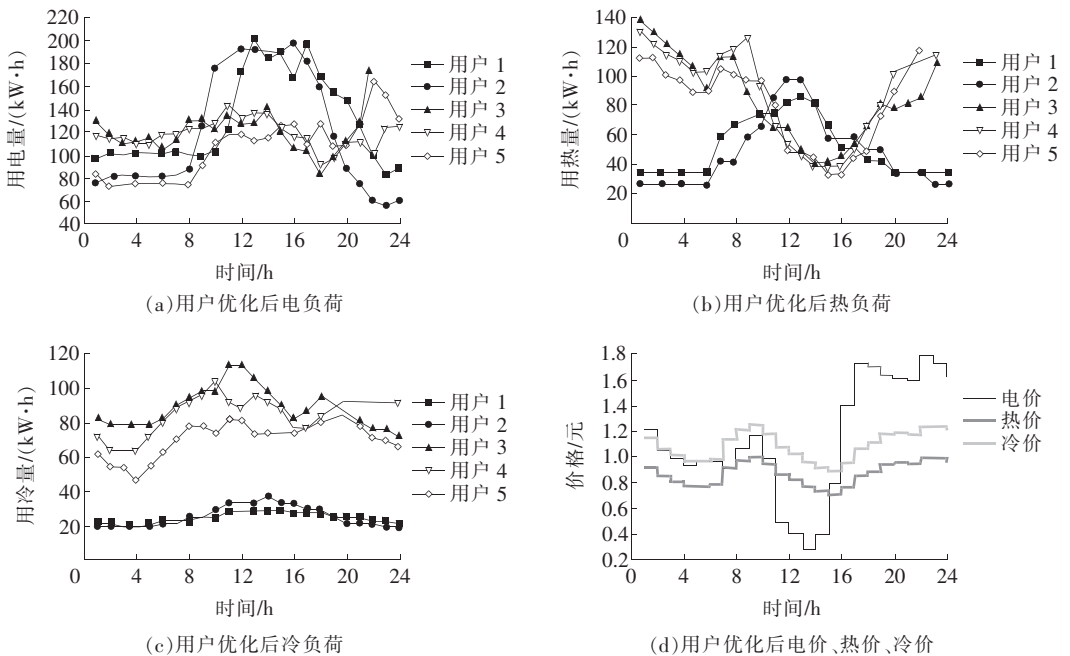


图 2 优化结果

Figure 2 Optimization results

价、热价与冷价。

对比图 1 可以看出,用户的用能变化趋势大致不变,但是由于图 2 的坐标轴刻度更小,因此优化后用户的用能波动有所减小。由于中午光伏出力达到峰值,用户的电力负荷需求大部分都可以通过光伏来满足,此时系统中的净电力需求很小,也即中午的电价较低。

优化前后的能源价格如图 3 所示,图(a)、(b)分别为电价、热价在优化前后的对比,冷能价格与热能价格成比例,因此不再单独绘图。由图 3 可以看出,电价的峰值与谷值均有所降低,这是用户把电力负荷平移到凌晨使用的结果。而热能价格经过优化将变得更为平滑,同时一天中的多数时刻优化后的能源价格都有所降低。

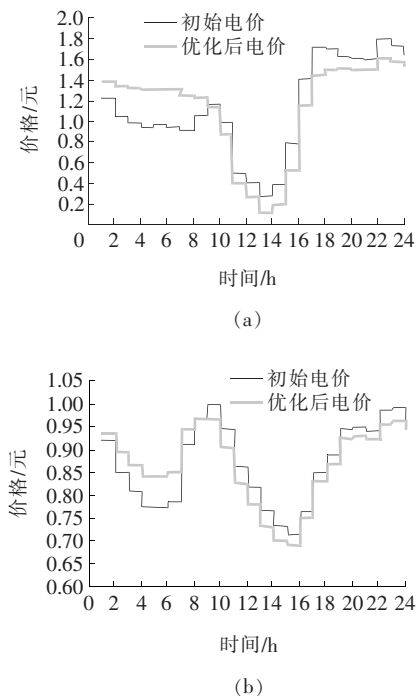


图 3 能源价格对比

Figure 3 Comparison of energy price

图 4 所示为用户的成本在优化前后的变动,可以明显看出,5 位用户经过优化后成本均出现下降。同时由图 4 可以看出,办公楼的购能成本明显低于居民楼,这是由于办公楼的负荷高需求时段均在白

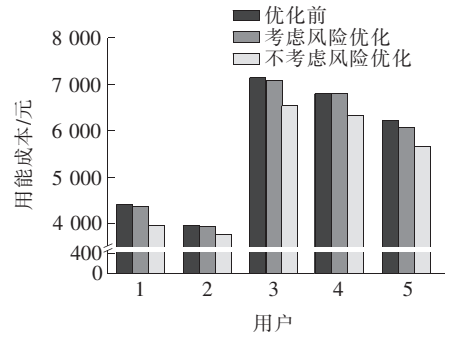


图 4 用户成本对比

Figure 4 User cost comparison

天,大量的电力负荷都可以通过自身的光伏发电设备来满足,同时中午的电价也低于早晨和晚上,而居民楼用户的电力负荷需求多集中在价格高峰期,白天也没有足够多的电力负荷来消纳光伏发出的电力。

另外从图 4 中还可以看出,所有用户基于 CVaR 优化后的预期总用能成本均会高于不考虑风险的预期总用能成本。这是由于 CVaR 优化方法本身就是一种将风险与收益平衡的优化方法,该方法在可以接受的损失下以最小化风险获取最大收益。因此 5 位用户在避免光伏预测不精确带来的极端情况的风险时,也会略微提高自身的用能成本。

系统中的负荷总量如图 5 所示,图(a)、(b)、(c)、(d)分别为总电力负荷、总热力负荷、总冷力负荷和净总电力负荷优化前后的对比,可以看出优化后系统的各类负荷均变得更为平滑,所有用户的电、热、冷负荷的峰值在优化后均有所下降,同时谷值也有所上升,电力负荷尤其明显,即该文提出的方法具有削峰填谷的作用。而图(d)所示的净总电力负荷需求峰值与谷值均有所下降,这是由于在中午光伏出力峰值时,居民用户因为往往能将多余的电力卖出。因此用户将更加倾向于将电力负荷平移到价格同样低廉的凌晨去使用,这样用户不仅节省了电费,在中午还有额外的售电收入。

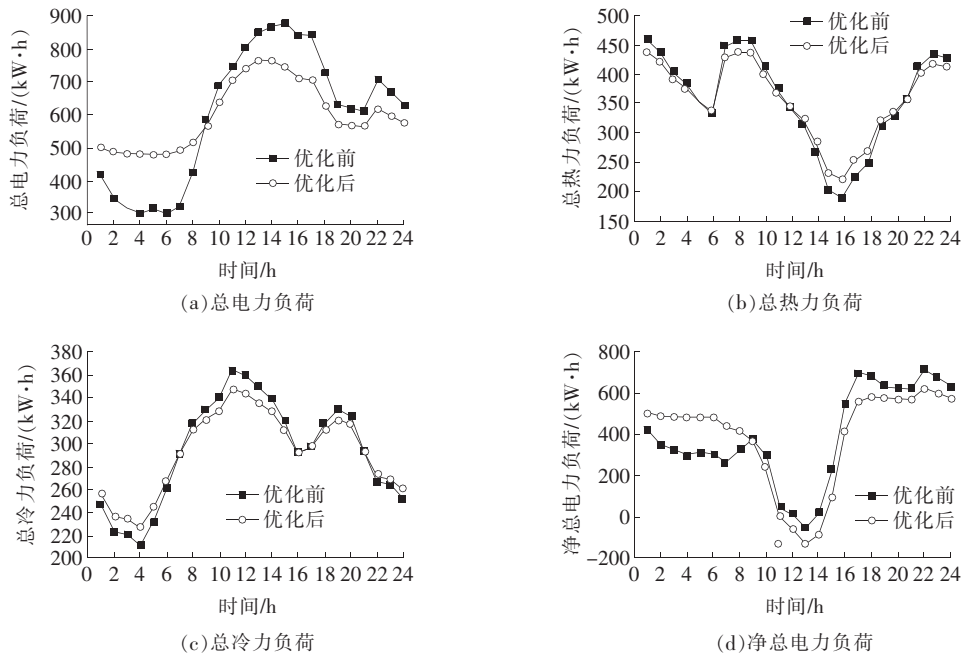


图5 系统总负荷对比

Figure 5 Comparison of total system load

4 结语

该文在能源耦合动态价格机制下建立了用户之间的非合作博弈模型,并通过分析将其转化为势博弈模型使复杂的多目标优化问题简化为单目标二次规划问题,大大提高了求解效率。经过算例分析验证可得到如下结论。

1)在能源耦合动态价格机制下,非合作博弈可通过构建势博弈模型转化为单目标优化问题,即系统中每一位用户的优化目标均统一为势函数,从而达到类似合作博弈的效果,避免了用户之间能量管理的恶性竞争。

2)用户经过能量管理优化可以降低自身的用能成本,并且系统中的各类负荷曲线经过优化均实现了削峰填谷的作用,即能源耦合动态价格机制有利于提高综合能源系统的运行效率,减轻调峰压力。

在该文提出的能源耦合动态价格机制下,后续可以从如下几个方面继续开展研究:

考虑综合能源系统中的网络结构,对多种能源进行多时间尺度上的建模以达到精确建模;

研究天然气和电、热、冷3种能源之间的耦合关

系,建立耦合的动态价格机制;

研究储能系统对于各种能源价格的影响,以及引入储能系统对于用户能量管理产生的影响。

参考文献:

- [1] 孙建梅,李龙龙. 低碳电网建设研究现状及未来发展趋势[J]. 电网与清洁能源,2019,35(3):21-30+36.
SUN Jianmei, LI Longlong. Research status and development trend of low-carbon grid construction[J]. Power System and Clean Energy, 2019, 35(3): 21-30+36.
- [2] 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.
- [3] 张利军,王一铮,陈飞,等. 计及能源网络特性的综合能源系统最优协调规划[J]. 电力科学与技术学报,2020,35(1):3-13.
ZHANG Lijun, WANG Yizheng, CHEN Fei, et al. Optimal coordinated planning of an integrated energy system

- considering characteristic of energy networks[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2020, 35(1):3-13.
- [4] 张涛,郭玥彤,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.
- [5] 汤翔鹰,胡炎,耿琪,等. 考虑多能灵活性的综合能源系统多时间尺度优化调度[J/OL]. *电力系统自动化*:1-16 [2021-01-20]. <https://kns-cnki-net.webvpn.ncepu.edu.cn/kcms/detail/32.1180.TP.20201123.2117.002.html>.
TANG Xiangying, HU Yan, GEN Qi, et al. Multi-time-scale optimal scheduling of integrated energy system considering multi-energy flexibility[J/OL]. *Automation of Power System*:1-16 [2021-01-20]. <https://kns-cnki-net.webvpn.ncepu.edu.cn/kcms/detail/32.1180.TP.20201123.2117.002.html>.
- [6] Zhang X, Shahidehpour M, Alabdulwahab A, et al. Optimal expansion planning of energy hub with multiple energy infrastructures[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2017, 6(5):2302-2311.
- [7] Li Z, Wu W, Wang J, et al. Transmission-constrained unit commitment considering combined electricity and district heating networks[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016, 7(2):480-492.
- [8] 喻小宝,谭忠富,屈高强. 基于能源互联网的电力商业模式及关键技术研究[J]. *智慧电力*, 2019, 47(2):9-14+36.
YU Xiaobao, TAN Zhongfu, QU Gaoqiang. Exploration for power business model and key technologies under condition of energy internet[J]. *Smart Power*, 2019, 47(2):9-14+36.
- [9] Bahrami S, Toulabi M, Ranjbar S, et al. A decentralized energy management framework for energy hubs in dynamic pricing markets[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, 9(6):6780-6792.
- [10] 周斌,崔雪,邹晨露,等. 基于合作博弈的风水火联合运营研究[J]. *电测与仪表*, 2019, 56(6):69-75.
ZHOU Bin, CUI Xue, ZOU Chenlu, et al. Research on wind-hydro-thermal power joint operation based on cooperative game theory[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2019, 56(6):69-75.
- [11] Krause T, Andersson G, Fröhlich K, et al. Multiple-energy carriers: modeling of production, delivery, and consumption[J]. *Proceedings of the IEEE*, 2011, 99(1):15-27.
- [12] Khodabakhsh R, Sirouspour S. Optimal control of energy storage in a microgrid by minimizing conditional value-at-risk[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016, 7(3):1264-1273.
- [13] 田廓,董文杰. 需求侧响应及输电约束条件下大规模新能源发电并网机组组合模型[J]. *智慧电力*, 2019, 47(1):54-58+71.
TIAN Kuo, DONG Wenjie. Unit commitment model of large scale new energy generation integrated into grid with demand response resources based on price and transmission capacity constraints[J]. *Smart Power*, 2019, 47(1):54-58+71.
- [14] Zhang Z S, Sun Y Z, Gao D W, et al. A versatile probability distribution model for wind power forecast errors and its application in economic dispatch[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 28(3):3114-3125.
- [15] Monderer D, Shapley L S. Potential games[J]. *Games and Economic Behavior*, 1996, 14(1):124-143.
- [16] Rockafellar R T, Uryasev S. Optimization of conditional value-at-risk[J]. *J. Risk*, 2000, 2(3):21-42.