

考虑风险规避的综合能源服务商能源购置策略

武 康¹, 武庆国², 王昊婧³, 王雨晴⁴, 曾 博⁴, 曾 鸣⁴

(1. 电力规划设计总院, 北京 100120; 2. 中油国际管道有限公司, 北京 100007;

3. 国网北京市电力公司北京电力经济技术研究院, 北京 100055;

4. 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:需求响应是未来综合能源服务商应对上游能源市场价格波动、降低自身经营风险的重要手段。基于未来综合能源服务商的基本运营模式, 构建用户不同类型负荷的可响应特性模型; 基于条件风险价值模型, 以综合能源服务商在不同类型能源市场中的能源购置成本最小为目标, 构建用户需求响应资源的两阶段随机调控模型。通过算例仿真, 分析需求响应实施、储热设备接入以及天然气分时价格对综合能源服务商经营成本、风险水平以及能源购置策略的影响。

关键词:需求响应; 综合能源服务商; 风险规避; 两阶段随机模型

中图分类号: TM 761

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2019.06.002

0 引言

在未来综合能源系统背景下, 综合能源服务商将成为能源市场中的主要零售主体^[1-2]。对经营区域内的需求响应 DR (Demand Response) 资源进行有效调控, 既是综合能源服务商为用户提供能源增值服务的主要内容, 也是其保证区域内能量供需平衡、降低经营成本和经营风险的重要手段^[3]。因此, 制定合理有效的 DR 调控策略, 是未来综合能源服务商所必须考虑的问题。

当前, 国内外针对能源零售商风险规避以及 DR 资源调控策略问题已经进行了一定的研究。文献[4]中系统阐述两阶段随机优化模型在处理日前和日内两阶段电力市场优化问题中的具体应用形式, 包括制定批发市场中发电商的售电策略以及售电商的购电策略, 论证两阶段随机优化处理市场环境下的不确定性问题的适用性以及条件风险价值 CVaR (Conditional Value-at-Risk) 在控制市场主体参与策略风险中的适用性, 而鲁棒优化在处理不确定性问题时, 本质是在优化过程中寻找最差条件下决策者的可接受解, 优化结果相对保守; 文献[5]则针对电力零售商通过长期售电合同以及日前市场购电的决策问题, 构建两阶段随机优化模型, 也对电力零售商购电策略的风险问题进行分析, 但是其并没有考虑用户侧可控 DR 资源, 而只是对电力零售商在不同时间尺度的市场购电策略问题进行了研究; 文献[6]基于市场交易概率模型和模型输入场景的抽样

结果, 构建综合型能源售电公司购电竞价策略模型, 分析市场环境下的综合型能源售电公司的购售电策略, 但是只分析了实时市场的购售电策略, 考虑的影响因素和可控资源较少, 也没有考虑市场主体的风险控制; 文献[7]基于 CVaR 以及多阶段随机优化的相关理论, 对可再生能源投资决策问题进行研究, 分析可再生能源发电企业在不同类型电力市场中的参与策略, 对风险规避对于投资决策的影响进行了详细的阐述; 文献[8]提出一种根据实时电价以及负荷变化调整的多时间尺度家庭能量优化模型, 通过模型预测控制将电价和负荷波动等不确定性考虑进用户的 DR 资源调控策略中, 但没有考虑热负荷的 DR 补偿策略以及天然气价格变化对 DR 调控策略的影响; 文献[9]构建考虑储热设备的能源服务商购电策略两阶段随机决策模型, 但是其对用户的负荷可调节特性的建模较为简单, 也没有对能源服务商的风险规避问题进行分析; 文献[10]针对综合能源园区的不同类型调度问题进行研究, 构建园区能源系统的两阶段随机调度模型, 但其 DR 资源响应特性模型相对简单, 且没有考虑相关主体的风险规避问题。

由此可见, 当前针对综合能源服务商的能源购置策略及其 DR 调控问题的研究还相对较少, 并且大多数研究也没有考虑相关主体在电力市场中的风险规避问题。CVaR 是金融市场分析中最为常用的风险控制模型^[11-12], 随着能源电力市场的建设发展, CVaR 已经较为广泛地应用于电力市场中主体风险控制以及市场参与策略的研究中^[13-14]。鉴于此, 本文在考虑日内市场电价、用户基本用电负荷以及室外温度波动等不确定性因素的前提下, 构建基于 CVaR 的综合能源服务商能源购置策略分析模型, 对 DR 资源、储热设备以及天然气价格机制对于综合能源服务商的能源购置策略以及经营风险水平的影响

收稿日期: 2019-02-11; 修回日期: 2019-04-04

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51507061); 国家重点研发计划重点专项(2016YFB0101903)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51507061) and the National Key Research and Development Program of China(2016YFB0101903)

进行分析。

1 综合能源服务商运营模式

在综合能源系统背景下,综合能源服务商能够基于用户侧或区域的能源集线器 EH (Energy Hub) 满足用户不同类型的用能需求,其基本运营模式如图 1 所示。本文将基于这种运营模式对考虑风险规避的综合能源服务商 DR 资源调控问题进行研究。

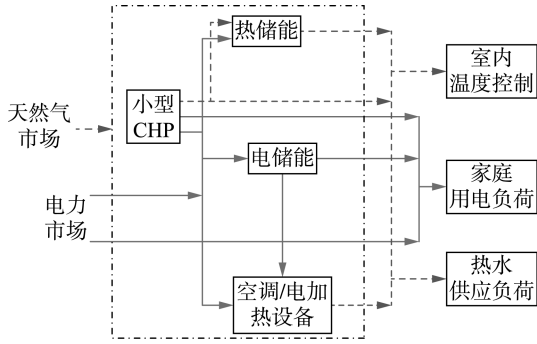


图 1 综合能源服务商的基本运营模式

Fig.1 Basic operation mode of multi-energy service provider

2 用户负荷可响应特性建模

在未来综合能源系统背景下,基于用户的多类型用能需求特性以及用能习惯,用户侧的负荷类型基本可以分为基本用电负荷、可转移负荷、可中断负荷以及热-电可转移负荷,不同类型负荷的可响应特性模型如下。

a. 基本用电负荷。

基本用电负荷主要是指满足用户基本用能需求的负荷,用户对其需求是近似刚性的,这类负荷往往不具备响应能力。同时,用户在用电过程中所表现出的纯主观随机特性,使得这类负荷虽然具有一定的时序特征,但也呈现出一定的随机不确定性^[15]。鉴于此,本文构建用户基本用电负荷的 ARIMA (AutoRegressive Integrated Moving Average) 模型,通过随机抽样获取该类型负荷的离散场景,从而对用户基本用电负荷的不确定性进行描述。

b. 可转移负荷。

可转移负荷主要是指工作周期可转移或者工作周期内运行功率具有可调节特性的用户负荷。由于可转移负荷具有较为灵活的工作时间窗口或者可调节的工作负荷功率,综合能源服务商可以根据市场情况自身的需求与用户签订合同,对用户可转移负荷进行调控。同时,相对灵活的用电特性使得这类负荷的调度对用户用电感受产生的影响较小。

对于工作周期可转移的用电负荷,在工作周期内工作功率不可调节,但是工作周期的时间窗口可以根据综合能源服务商或者系统需要在一定时段内平移,其负荷特性模型为:

$$x_i^t - y_i^t = K_i^t - K_i^{t-1} \quad \forall t \in [\tau_i^{\text{low}}, \tau_i^{\text{up}}] \quad (1)$$

$$x_i^t + y_i^t \leq 1 \quad \forall t \in [\tau_i^{\text{low}}, \tau_i^{\text{up}}] \quad (2)$$

$$\sum_{t \in [\tau_i^{\text{low}}, \tau_i^{\text{up}}]} K_i^t = 0, \quad \sum_{t \in [\tau_i^{\text{low}}, \tau_i^{\text{up}}]} K_i^t = T_i^{\text{ot}} \quad (3)$$

$$\sum_{k=t-T_i^{\text{tr}}+1}^t x_i^k \leq K_i^t \quad \forall t \in [\tau_i^{\text{low}}, \tau_i^{\text{up}}] \quad (4)$$

$$K_i^t p_i^{\text{sr}1} = p_{i,t}^{\text{s}1}, \quad x_i^t, y_i^t, K_i^t \in \{0, 1\} \quad (5)$$

其中, $i \in R$ 表示用户集合 R 中第 i 个用户; $\tau_i^{\text{low}}, \tau_i^{\text{up}}$ 分别为第 i 个用户该类型用电负荷最早启动时间和最迟关停时间; K_i^t 为负荷在第 t 时段的工作状态变量, $K_i^t = 1$ 表示该类型负荷处于开启状态, $K_i^t = 0$ 则表示处于关停状态; x_i^t, y_i^t 分别为该类型负荷在第 t 时段启动和关停的状态变量; $T_i^{\text{ot}}, T_i^{\text{tr}}$ 分别为第 i 个用户该类型负荷的最小工作时长和最短连续工作时长; $p_i^{\text{sr}1}, p_{i,t}^{\text{s}1}$ 分别为第 i 个用户该类型负荷的额定功率和在第 t 时段的实际负荷值。式 (3) 为第 i 个用户该类型负荷的最小工作时长约束; 式 (4) 为该类型负荷的最短连续工作时长约束。

对于工作周期内工作运行功率可调节的可转移负荷,其在一定的时间范围内往往只对系统供应的总电量有需求,如电动汽车或者分布式储能。因此,该类型负荷各时段的实际功率大小可以根据综合能源服务商的需求进行调节,其负荷响应特性模型如下:

$$\text{SOC}_i^{t+1} = \text{SOC}_i^t + \eta_a^+ p_{i,t}^{\text{ch}} - p_{i,t}^{\text{dch}} / \eta_a^- \quad \forall t \in [\alpha_i^{\text{low}}, \alpha_i^{\text{up}}] \quad (6)$$

$$p_{i,t}^{\text{ch}} \leq p_{\text{ch}}^{\text{max}} d_{i,t}^{\text{ch}}, \quad p_{i,t}^{\text{dch}} \leq p_{\text{dch}}^{\text{max}} d_{i,t}^{\text{dch}} \quad \forall t \in [\alpha_i^{\text{low}}, \alpha_i^{\text{up}}] \quad (7)$$

$$\text{SOC}_i^{\text{min}} \leq \text{SOC}_i^t \leq \text{SOC}_i^{\text{max}}, \quad \text{SOC}_i^{\alpha_i^{\text{up}}} \geq E_i^{\text{des}} \quad \forall t \in [\alpha_i^{\text{low}}, \alpha_i^{\text{up}}] \quad (8)$$

$$\eta_a^+ p_{i,t}^{\text{ch}} \leq \text{SOC}_i^{\text{max}} - \text{SOC}_i^t, \quad p_{i,t}^{\text{dch}} / \eta_a^- \leq \text{SOC}_i^t \quad (9)$$

$$d_{i,t}^{\text{ch}} + d_{i,t}^{\text{dch}} \leq 1 \quad \forall d_{i,t}^{\text{ch}}, d_{i,t}^{\text{dch}} \in \{0, 1\} \quad (10)$$

其中, $\alpha_i^{\text{up}}, \alpha_i^{\text{low}}$ 分别为第 i 个用户该类型负荷工作时间区间的上、下界; SOC_i^t 为该类型负荷所储电量; $p_{i,t}^{\text{ch}}, p_{i,t}^{\text{dch}}$ 分别为第 i 个用户该类型负荷在第 t 时段的充电和放电功率; $d_{i,t}^{\text{ch}}, d_{i,t}^{\text{dch}}$ 分别为该类型负荷在第 t 时段的充、放电 0-1 状态变量; $p_{\text{ch}}^{\text{max}}, p_{\text{dch}}^{\text{max}}$ 分别为该类型负荷的最大充电和放电速率; η_a^+, η_a^- 分别为该类型负荷的充、放电效率; $\text{SOC}_i^{\text{max}}, \text{SOC}_i^{\text{min}}$ 分别为第 i 个用户该类型负荷的最大和最小可储存电量; E_i^{des} 为在工作时间区间结束时该类型负荷所需的最小可用电量。约束式 (7) 表示单位时段的充放电量约束; 约束式 (10) 表示该类型负荷在第 t 时段只能处在充电或者放电一个状态上。

c. 可中断负荷。

可中断负荷是指用可控制用电器启停状态的用户负荷,综合能源服务商对可中断负荷的调控主要

是调控其启停状态,因此,对该类型负荷的调控一般会对用户的用电感受或者满意度造成比较大的影响。鉴于此,可中断负荷的响应特性模型如下所示^[15]:

$$p_{i,t}^{cl} = s_{i,t} \pi_{i,t} p_i^{crl} \quad (11)$$

$$\pi_{i,t} = 1 \quad \forall t \in [\beta_i^{low}, \beta_i^{up}] \quad (12)$$

$$R_i = 1 - \frac{\sum_{t \in T, f \in F} \Gamma_f p_{i,t}^{cl}}{\sum_{t \in T, f \in F} \Gamma_f \pi_{i,t} p_i^{crl}} \quad (13)$$

$$R_i \geq R_{set,i} \quad (14)$$

其中, p_i^{crl} 和 $p_{i,t}^{cl}$ 分别为第 i 个用户可中断负荷的额定功率和在第 t 时段的实际功率; 0-1 变量 $\pi_{i,t}$ 用于判断第 i 个用户的可中断负荷是否处于习惯工作时间区间; $[\beta_i^{low}, \beta_i^{up}]$ 为第 i 个用户可中断负荷的习惯工作时间区间; $R_{set,i}$ 为第 i 个用户设置的中断负荷用电感受指标,可由用户在事前设置; R_i 为第 i 个用户可中断负荷的用电感受指标; Γ_f 为可中断类负荷用电器 f 的重要度指标数,为保证在优化过程中重要的用电器不先被切断, Γ_f 可取 $(p_{crl,i}^{max}/p_{crl,i}^{min})^{\chi_f}$, $p_{crl,i}^{max}$ 、 $p_{crl,i}^{min}$ 分别为第 i 个用户可中断类用电器中额定功率最大值和最小值, χ_f 为可中断类用电器的重要度指标,可取 1~ n 间正整数; F 为可中断类用电器集合; T 为综合能源服务商优化时段的集合。式(11)和式(12)表示可中断负荷实际功率控制特性;式(13)和式(14)表示综合能源服务商调控对用户可中断负荷使用造成的用电感受的影响约束。

d. 热-电可转移负荷。

在综合能源系统背景下,用户使用热负荷时可以通过 EH 选择不同的热负荷供应方式,因此这类负荷具有热-电可转移切换的性质。在未来能源互联的背景下,综合能源服务商通过区域内的小型热电联供机组 CHP (Combined Heat and Power) 以及储热设备 TES (Thermal Energy Storage) 向用户直接供热,也可以通过用户侧的电加热设备满足用户的热负荷需求。用户的热负荷需求主要用于热水供应以及室内的温度调节。综合能源服务商可以根据市场和系统运行情况,在满足用户热负荷需求的条件下,对热负荷使用强度(温度)以及热负荷供应方式进行调控。

对于满足用户热水供应的热负荷需求,本文中假设蓄水箱中始终保持满水量,且不考虑水的自然蒸发量,其温度变化特性可表示为^[16]:

$$T_{i,t+1}^{hw} = \frac{p_{i,t}^{hw}}{C^w V \rho^w} + \frac{V^{cw} (T^{cw} - T_{i,t}^{hw}) + V T_{i,t}^{hw}}{V} \quad (15)$$

其中, $T_{i,t}^{hw}$ 为第 t 时段给第 i 个用户供应的热水温度; C^w 为水的比热容系数,单位为 $\text{kW} \cdot \text{h}/^\circ\text{C}$; ρ^w 为水的

密度; V 为蓄水装置容量,单位为 L ; $V_{i,t}^{cw}$ 为第 t 时段注入水箱的冷水容量; T^{cw} 为注入水箱的冷水原始温度; $p_{i,t}^{hw}$ 为第 t 时段第 i 个用户热水供应所需的负荷(热量); $T_{i,t}^{hw, max}$ 、 $T_{i,t}^{hw, min}$ 分别为用户可接受的水温的上、下限约束。

对于用户的室内温度控制负荷,其温度变化特性可表示为:

$$T_{i,t+1}^{sh} = T_{i,t}^{sh} + [p_{i,t}^{sh} - (T_{i,t}^{sh} - T_t^{out})/R^{sh}]/C^s \quad (16)$$

其中, $T_{i,t}^{sh}$ 为第 t 时段第 i 个用户的室内温度; T_t^{out} 为第 t 时段的室外温度; R^{sh} 、 C^s 分别为室内的热阻和热容系数,单位分别为 $^\circ\text{C}/\text{kW}$ 、 $\text{kW} \cdot \text{h}/^\circ\text{C}$; $p_{i,t}^{sh}$ 为第 t 时段第 i 个用户室内温度调节控制负荷(热量)。

本文中假设综合能源服务商通过 CHP 或者电加热设备向用户供热,也可以通过用户侧的 TES 对热量进行存储,对系统不同时段的热负荷需求进行调节。TES 的物理特性建模如下所示:

$$E_{i,t+1}^{ts} = E_{i,t}^{ts} + H_{i,t}^{ch} - H_{i,t}^{dis} - E_{i,t}^{ts}/(R^{ts} C^{ts}) \quad (17)$$

$$\varepsilon_{min}^{ts} E_{i,t}^{ts} \leq E_{i,t}^{ts} \leq \varepsilon_{max}^{ts} E_{i,t}^{ts} \quad (18)$$

$$O_{min}^H E_{i,t}^{ts} \leq I_{i,t}^{ch}/\eta_{ts}^{ch} \leq H_{i,t}^{ch} \leq O_{max}^H E_{i,t}^{ts} \leq I_{i,t}^{dis}/\eta_{ts}^{dis} \quad (19)$$

$$O_{min}^H E_{i,t}^{ts} \leq I_{i,t}^{dis}/\eta_{ts}^{dis} \leq H_{i,t}^{dis} \leq O_{max}^H E_{i,t}^{ts} \leq I_{i,t}^{ch}/\eta_{ts}^{ch} \quad (20)$$

$$I_{i,t}^{ch} + I_{i,t}^{dis} \leq 1 \quad \forall I_{i,t}^{ch}, I_{i,t}^{dis} \in \{0, 1\} \quad (21)$$

其中, $E_{i,t}^{ts}$ 为第 i 个用户的 TES 在第 t 时段所储热量,为了方便模型计算统一量纲,变量单位为 $\text{kW} \cdot \text{h}$; $H_{i,t}^{ch}$ 、 $H_{i,t}^{dis}$ 分别为第 t 时段储热量和放热量; $E_{i,t}^{ts}$ 为 TES 的额定储热量; ε_{max}^{ts} 、 ε_{min}^{ts} 分别为 TES 最大、最小储热比率; O_{max}^H 、 O_{min}^H 分别为 TES 的热交换速率最大、最小值; η_{ts}^{ch} 、 η_{ts}^{dis} 分别为 TES 的储热和放热效率; $I_{i,t}^{ch}$ 、 $I_{i,t}^{dis}$ 分别为 TES 在第 t 时段的储、放热 0-1 状态变量。式(17)表示 TES 的热量平衡公式;式(19)和式(20)分别表示 TES 在第 t 时段的储热量和放热量约束。

3 考虑风险约束的 DR 资源两阶段随机调控模型

本文假设综合能源服务商通过签订 DR 合同的形式对用户负荷进行调控^[17]。由于可转移负荷对用户的用电行为产生的影响较小,综合能源服务商不必再向用户支付额外的补偿费用,而对于可中断负荷以及热负荷需求而言,负荷调控将会对其用电感受产生比较大的影响,综合能源服务商需要向其支付一定的补偿费用。

随着未来电力市场的建设完善,综合能源服务商将面临在日前市场和实时市场上两阶段购电策略决策的问题,因此,本文以综合能源服务商日前和日内运营成本的期望值最小为目标,构建面向综合能源服务商的两阶段的用户 DR 资源调控模型。第一阶段“here-and-now”决策变量为综合能源服务商在

日前市场上的购电量,第二阶段“wait-and-see”决策变量为综合能源服务商在实时平衡市场中的购电量以及对用户可调控负荷的调控策略。

鉴于此,本文构建考虑风险约束的综合能源服务商 DR 资源两阶段调控模型,其目标函数如下所示:

$$\min g = \sum_{t=1}^{N_t} \left\{ P_t^E D_t^E + \sum_{\omega=1}^{N_s} \omega_s \left[P_{\omega,t}^{E+} D_{\omega,t}^{E+} + P_{\omega,t}^G D_{\omega,t}^G + \sum_{i=1}^{N_u} \left(c^e |p_{\omega,i,t}^{cr1} - p_{\omega,i,t}^{cl}| \Delta t + c^g |\Delta T_{\omega,i,t}^{hw} | \Delta t^h + c^g |\Delta T_{\omega,i,t}^{sh} | \Delta t^s \right) \right] \right\} + w \left[\zeta + \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{\omega=1}^{N_s} \omega_s \eta(\omega) \right] \quad (22)$$

其中, P_t^E 、 $P_{\omega,t}^{E+}$ 分别为第 t 时段日前市场电价及场景 ω 下的实时市场电价; $P_{\omega,t}^G$ 为天然气价格; D_t^E 为综合能源服务商在日前市场中第 t 时段的购电电量; $D_{\omega,t}^{E+}$ 为场景 ω 下综合能源服务商在实时平衡市场中所购电量; $D_{\omega,t}^G$ 为综合能源服务商所购天然气气量; c^e 、 c^g 分别为综合能源服务商对于可中断负荷和热负荷温度波动的补偿价格,单位分别为元/(kW·h)、元/℃; $\Delta T_{\omega,i,t}^{hw}$ 、 $\Delta T_{\omega,i,t}^{sh}$ 分别为场景 ω 下第 i 个用户在第 t 时段热水温度和室内温度与用户期望设置温度的偏差量,本文中上述 2 个变量需根据热负荷 DR 补偿机制确定; Δt 、 Δt^h 、 Δt^s 分别为综合能源服务商对于用户可中断负荷、热水供应负荷以及室内温度控制负荷的控制时长; N_t 、 N_u 和 N_s 分别为时段间隔数、用户数和不确定性场景序数; α 为 CVaR 值的置信度; ω_s 为场景 ω 出现的概率; ζ 为综合能源服务商运营成本的风险价值 VaR (Value-at-Risk); $\eta(\omega)$ 为场景 ω 下区域综合服务商运营成本 C_{ω}^{op} 与 ζ 的差值,当 $C_{\omega}^{op} > \zeta$ 时, $\eta(\omega) = C_{\omega}^{op} - \zeta$, 当 $C_{\omega}^{op} < \zeta$ 时, $\eta(\omega) = 0$; w 为综合能源服务商的风险控制权重,其取值范围为 $[0, \infty)$, 当不考虑风险规避(综合能源服务商为风险中性)时, $w = 0$, w 取值越大,表示综合能源服务商对于风险规避的要求越高^[18]。

式(22)等号右边第一部分表示综合能源服务商在日前市场的购电成本;第二部分表示场景 ω 下综合能源服务商在实时平衡市场中的购电成本以及天然气购买成本;第三部分表示场景 ω 下综合能源服务商的 DR 调控补偿成本,其中对于可中断负荷,其补偿成本与调用量和调用时长呈线性正相关,热负荷补偿则由实际温度和用户设定温度差值决定。场景 ω 的概率由实时平衡市场电价、室外温度、用户刚性负荷波动所造成的不确定性概率共同决定。式(22)等号右边前三部分表示综合能源服务商运营成本的期望值;式(22)等号右边第四部分为综合能源服务商的风险测度,即 CVaR 值。

模型约束条件如下。

a. 能量供需平衡约束。

$$D_t^E + D_{\omega,t}^{E+} + E_{\omega,t}^G = \sum_{i=1}^{N_u} (p_{\omega,i,t}^{cl} + p_{\omega,i,t}^{sl} + p_{\omega,i,t}^{ch} - p_{\omega,i,t}^{dch} + p_{\omega,i,t}^h) \quad \forall t, \omega \quad (23)$$

$$H_{\omega,t}^G + H_{\omega,t}^{ch} - H_{\omega,t}^{dis} = \sum_{i=1}^{N_u} (p_{\omega,i,t}^{hw} + p_{\omega,i,t}^{sh} - p_{\omega,i,t}^h) \quad \forall t, \omega \quad (24)$$

其中, $E_{\omega,t}^G$ 、 $H_{\omega,t}^G$ 分别为场景 ω 下 CHP 在第 t 时段的发电量和供热量;由于综合能源服务商可以通过多种方式向用户供热,需要设置辅助变量 $p_{\omega,i,t}^h$ 表示热-电负荷切换量或者耦合程度; $p_{\omega,i,t}^{cl}$ 为场景 ω 下第 i 个用户在第 t 时段的基本用电负荷。式(23)和式(24)表示综合能源服务商在日前市场和日内市场的购电量以及购买的天然气需满足用户整体的用能需求。

b. CHP 运行约束。

$$H_t^G = E_t^G \frac{\eta_{th}}{\eta_e}, D_t^G = E_t^G \frac{\beta_0}{\eta_e} \quad (25)$$

$$E^{Gmin} \leq E_t^G \leq E^{Gmax}, |E_t^G - E_{t-1}^G| \leq r^G \quad (26)$$

$$H^{Gmin} \leq H_t^G \leq H^{Gmax}, |H_t^G - H_{t-1}^G| \leq r^G \frac{\eta_{th}}{\eta_e} \quad (27)$$

其中, η_{th} 、 η_e 分别为 CHP 的电效率和热效率系数; β_0 为 CHP 的气-电转化效率,单位为 kW·h/m³; E^{Gmax} 、 E^{Gmin} 分别为 CHP 的最大和最小电出力; H^{Gmax} 、 H^{Gmin} 分别为 CHP 的最大和最小热出力; r^G 为 CHP 的爬坡速率。

c. 热负荷温度偏差约束。

$$T_{i,t}^{shw} - \delta_{i,t}^{wdown} \leq T_{\omega,i,t}^{shw} \leq T_{i,t}^{shw} + \delta_{i,t}^{wup} \quad (28)$$

$$T_{i,t}^{ssh} - \delta_{i,t}^{sdown} \leq T_{\omega,i,t}^{ssh} \leq T_{i,t}^{ssh} + \delta_{i,t}^{sup} \quad (29)$$

其中, $T_{i,t}^{shw}$ 、 $T_{i,t}^{ssh}$ 分别为第 i 个用户在第 t 时段预设的热水温度和室内房间温度; $\delta_{i,t}^{wup}$ 、 $\delta_{i,t}^{wdown}$ 分别为第 i 个用户与综合能源服务商签订热供应合同中的热水温度波动上、下限; $\delta_{i,t}^{sup}$ 、 $\delta_{i,t}^{sdown}$ 分别为第 i 个用户与综合能源服务商签订热供应合同中室内温度波动的上、下限。

d. 负荷和 DR 约束。

用户不同类型负荷,即 $p_{\omega,i,t}^{cl}$ 、 $p_{\omega,i,t}^{sl}$ 、 $p_{\omega,i,t}^{ch}$ 、 $p_{\omega,i,t}^{dch}$ 、 $p_{\omega,i,t}^{hw}$ 、 $p_{\omega,i,t}^{sh}$ 需在任意场景 ω 下满足约束式(1)~(21)。

e. CVaR 约束。

$$C_{\omega}^{op} - \zeta - \eta(\omega) \leq 0 \quad (30)$$

$$\eta(\omega) \geq 0 \quad \forall \omega \quad (31)$$

式(30)和式(31)为求解上述两阶段随机优化模型 CVaR 值的等价约束^[18]。

4 算例分析

4.1 模型参数和不确定性场景

本文基于华北地区某智能小区 150 户居民的负荷数据以及相关参数,在 MATLAB2014a 环境下使用 CPLEX 求解器对本文所构建的混合整数线性模型进行求解。本文中假设区域内用户均在活动状态,因此,认为用户的电负荷不确定性主要来自于用户的基本用电负荷,且其他类型的可响应电负荷大小在其原始用电模式下为确定值。对于用户的热负荷,本文认为其不确定性主要来自于室外温度波动造成的室内热负荷需求的变化,在不考虑室外温度对原始水温的影响以及用户活动状态的前提下,假设热水供应负荷的原始负荷为确定值。基于上述假设,本文中考虑综合能源服务商所面临的不确定性主要来自于市场实时电价、室外温度和用户的基本用电负荷波动,具体场景构建过程如下。

a. 实时电价场景构建。

本文基于 PJM(Pennsylvania-New Jersey-Maryland independent system operator) 的实时电价数据构建 ARIMA 模型,生成 300 种等概率的原始日内电价场景^[19]。将原始生成的电价场景削减为 20 种日内电价场景,用于表示市场中日前电价的不确定性^[20]。由于综合能源服务商做决策时日前市场电价已出清,因此认为其为确定值,具体电价场景见附录中图 A1。

b. 室外温度场景构建。

本文选取北京市 2017 年 12 月某天的实际气温作为预测值,认为日内各小时气温预测的误差服从标准正态分布^[21],确定高/中(预测值)/低 3 种气温场景来表述室外温度的不确定性,具体见附录中图 A2。

c. 用户基本用电负荷场景构建。

基于该智能小区用户基本用电负荷调研结果和历史数据,通过 ARIMA 模型生成原始用电负荷数据场景,通过场景削减确定 5 种基本用电负荷场景,具体见附录中图 A3。

综合能源服务商对用户不同类型 DR 资源进行调控,基于上述生成的实时电价、室外温度以及用户基本用电负荷的不确定性场景,形成两阶段随机优化模型中的场景集,模型场景集共包含 300 种不同场景(20 种实时电价场景、3 种室外温度场景以及 5 种用户基本负荷场景),模型场景集中单一场景的概率为对应实时电价、室外温度以及基本用电负荷各种不同类型单一场景的概率值的代数乘积。

在本文中,CVaR 值的置信度 $\alpha=0.95$,本文认为天然气价格为固定值,为了方便求解上述模型,对单位天然气价格进行等效热值计算,其结果为 0.035

$\$/(\text{kW}\cdot\text{h})$ ^[22]。区域综合能源服务商对可中断负荷的补偿价格为 0.08 $\$/\text{kW}$;本节假设用户允许区域综合能源服务商在一定的范围内对其设定的热负荷(包括室内温度控制以及热水供应负荷)温度进行调整,如果超出相应的范围,需要支付用户相应的补偿费用,补偿价格为 100 $\$/(\text{℃}\cdot\text{h})$ ^[23-24]。模型中其他确定性参数如附录中表 A1 所示。

4.2 模型求解结果

a. DR 对综合能源服务商运营成本的影响。

本节首先分析风险控制以及调用 DR 资源对综合能源服务商运营成本的影响,具体结果如表 1 所示。

表 1 风险规避对区域综合能源服务商运营成本的影响
Table 1 Impact of risk aversion on cost of regional multi-energy service provider

w	有 DR			无 DR		
	成本期望值/ \$	标准差/ \$	日前市场购电比例/%	成本期望值/ \$	标准差/ \$	日前市场购电比例/%
0	436.73	68.72	63	478.93	93.26	66
0.2	439.27	61.97	65	482.72	88.39	69
0.5	447.35	55.62	68	491.19	85.54	73
0.8	461.14	52.06	72	506.85	82.73	78
1.0	474.98	50.79	79	527.18	81.92	88

从表 1 中可以看出,随着风险因素权重 w 的增大,即综合能源服务商对风险规避要求的提高,其运营成本期望值随之增加,成本的标准差会随之减少,同时综合能源服务商在日前市场的购电比例会增加。这主要是因为日前市场中电价是确定性的,从附录中图 A1 中可以发现,实时市场中存在远高于日前市场的电价,当主体对风险规避要求较高时,为了规避实时市场上的高电价,会尽量减少在实时市场上购电,从而减少电价波动对运营成本变化的影响。同时这种策略也使得综合能源服务商很难享受实时市场上可能出现的低电价所带来的效益,所以当 w 增大时,综合能源服务商运营成本期望值会随之增加。总而言之,对于综合能源服务商而言,购电策略的制定是一种“用风险换效益”的过程,这也在一定程度上反映出电价波动仍是影响未来综合能源服务商经营效益和风险的最为重要的因素。

此外,表 1 中还对比了 DR 资源对综合能源服务商运营成本以及购电策略的影响,可以发现,当调用 DR 资源后,在所有 w 值下,综合能源服务商运营成本的期望值以及标准差均较没有 DR 时小,而且在存在可调控 DR 资源时,综合能源服务商运营成本的期望值随 w 增大而增长的幅度更小。这是因为在同等的风险规避条件下,调用 DR 资源使综合能源服务商能够采取更加“激进”的购电策略,减少在日前市场上的购电比例,当其面临实时市场波动时,能够通过调用 DR 资源应对高电价风

险,从而能够在保证一定风险水平的条件下增加在实时市场上套利的可能性,这也说明 DR 能够在一定程度上提高综合能源服务商应对市场价格风险的能力。

b. TES 对综合能源服务商运营成本的影响。

TES 作为一种热调节设备,是未来综合能源服务商保证其供热服务质量的重要设备。本节对不同风险水平下 TES 接入对综合能源服务商运营成本的影响进行分析,具体结果如图 2 和图 3 所示。

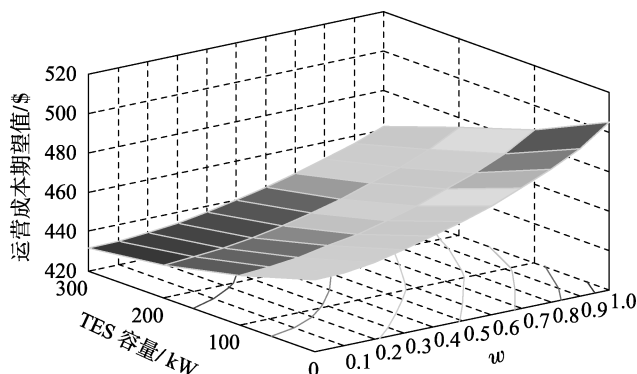


图 2 不同 TES 容量下综合能源服务商的运营成本期望值

Fig.2 Operation cost expected value of multi-energy service provider under different capacities of TES

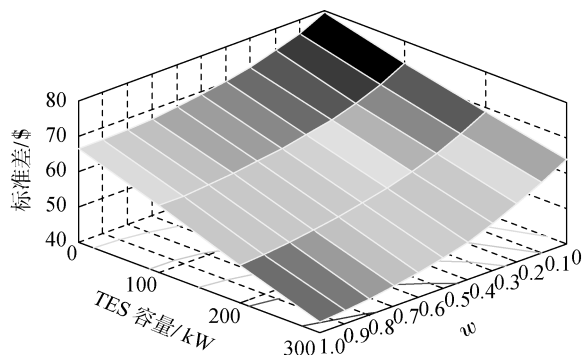


图 3 不同 TES 容量下综合能源服务商的运营成本标准差

Fig.3 Operation cost standard deviation of multi-energy service provider under different capacities of TES

从图 2 和图 3 中可以看出,在相同的 w 值下,随着 TES 接入容量的增加,综合能源服务商运营成本期望值会下降,同时其运营成本标准差也会随之降低;TES 的接入容量越大,综合能源商运营成本的期望值随 w 值增长的幅度越小,而运营成本的标准差下降幅度越大。这说明 TES 的接入能够有效地提高综合能源服务商应对电价波动的能力。这主要是因为 TES 使综合能源服务商具有热负荷 DR 的调整空间,能够使其在保证用户热负荷使用强度(温度)的情况下,充分利用实时市场的低电价进行套利,同时又能够避免实时市场高电价风险,从而在保证综合能源服务商运营成本不增加的情况下,降低其面临实时用能和市场电价时的运营成本波动。

此外,从图 2 和图 3 中也可以看出,在相同的 w 值下,随着 TES 容量的增加,综合能源服务商运营成本和运营成本的标准差降低的速率逐渐降低,从图 2 和图 3 中的等值线也可以看出上述规律,这说明 TES 接入的边际效益是递减的,其向综合能源服务商提供的风险控制效益也是边际递减的。这主要是因为对用户的热负荷使用强度调控是存在潜力裕度的, TES 接入的意义是将对用户热负荷的直接调控转移到对 TES 的调控以及解耦 CHP 的热电出力,从而减小对用户热负荷使用感受的直接影响,避免向用户支付高额的补偿成本,所以当热负荷达到或者接近其调控潜力裕度时, TES 接入的边际效益也会逐渐减小。

c. 天然气价格对综合能源服务商运营成本的影响。

在未来综合能源服务的背景下,天然气购置成本也是影响综合能源服务商向用户供热成本的重要因素。在前文算例分析中,天然气价格均为固定值,这主要是因为当前天然气价格的调整周期都较长,还未出现与电力市场相同的日内波动价格。但随着综合能源系统的建设,协同的多能源市场是未来能源交易的发展趋势,尤其是在 EH 大规模布置的条件下,天然气市场或者热力市场的能量价格可以实现更小的时间跨度。

鉴于此,本节在日前分时气价条件下,分析天然气价格变化对模型优化结果的影响,具体气价和时段划分见附录中表 A2^[25]。

本节假设 TES 接入容量均为 200 kW,则综合能源服务商运营成本的期望值如表 2 所示。

表 2 天然气价格对综合能源服务商运营成本的影响

Table 2 Impact of gas price on operation cost of multi-energy service provider

w	存在分时气价			固定气价		
	成本期望值/\$	标准差/\$	电能成本占总成本比例/%	成本期望值/\$	标准差/\$	电能成本占总成本比例/%
0	459.68	69.19	72.43	436.73	68.72	70.01
0.2	463.07	65.92	72.98	439.27	61.97	68.65
0.5	474.58	63.37	73.83	447.35	55.62	67.42
0.8	492.29	61.53	75.14	461.14	52.06	65.88
1.0	511.43	60.45	76.72	474.98	50.79	64.69

从表 2 中可以看出,天然气价格能够对综合能源服务商的运营成本及其整体的能源购置策略产生较大影响。在固定天然气价格条件下,随着 w 值的增大,综合能源服务商运营成本的期望值增加,成本标准差也随之下降低,同时电能购置成本在总运营成本中的比例逐渐减小,这主要是因为,在固定天然气价格条件下,综合能源服务商为把控自身的经营风险和经营成本波动,会选择相应地增加天然气的购置量,尽量减少在电力实时市场中的电能购置比例,

从而使得电能购置成本比例相应下降。同时,在相同的 w 值条件下,分时气价的实施会增大综合能源服务商运营成本的期望值以及标准差,即分时气价在一定程度上增加了综合能源服务商的经营风险。对比固定气价的情况,在相同的 w 值下,综合能源服务商的电能购置成本比例均有所增加,而且随着 w 值的增大而增大,这主要是因为综合能源服务商为了避免峰时气价,选择增加日前市场上的购电量以及减少天然气购置量的策略来规避实时电力市场中的价格波动风险,这也是在相同的 w 值下,综合能源服务商运营成本标准差较固定气价条件下有所增加的原因之一。

5 讨论

a. 考虑场景关联性的模型优化结果。

由于本文中考虑的不确定性因素之间可能存在较强的关联性,本节基于文献[26]中的关联性抽样方法以及 4.1 节中用于生成不确定性场景的基础历史数据确定模型优化场景集,并通过场景削减生成 300 种不同优化场景。文献[26]中的相关性抽样模型是对传统基于蒙特卡洛的相关性抽样方法的改进,能够对非正态分布的多个随机变量进行相关性抽样,其中相关系数矩阵需要根据相关历史数据进行计算。考虑场景关联性的模型优化结果如表 3 所示。

表 3 考虑场景关联性的模型优化结果

Table 3 Model optimization result considering scenario correlation

w	独立抽样			关联性抽样		
	成本期望值/ \$	标准差/ \$	日前市场购电 比例/%	成本期望值/ \$	标准差/ \$	日前市场购电 比例/%
0	436.73	68.72	63	433.03	66.92	65
0.2	439.27	61.97	65	434.82	60.21	68
0.5	447.35	55.62	68	442.18	53.97	71
0.8	461.14	52.06	72	454.44	50.58	76
1.0	474.98	50.79	79	467.44	49.42	85

由表 3 中可以看出,对模型场景进行相关性抽样后,综合能源服务商的运营成本期望值和标准差较独立抽样时均有所降低,同时其在日前市场上的购电比例也有所增加。这主要是因为进行相关性抽样后,筛选了独立抽样过程中产生的一部分“极端场景”,如部分“高负荷低电价”或者“低负荷高电价”场景,从而降低了模型优化场景集中原始场景的波动性,即综合能源服务商在制定能源购置策略时所面临的外界不确定性降低了。但这种相关性抽样对上述极端场景的筛选可能也会导致对部分场景的估计不足,尤其是本文中的研究对象是居民用户,在优化居民户数相对有限的条件(售电公司经营区域限制)下,其电/热负荷其实具有较大的主观波动

性^[27],这种波动性往往很难预估,如果综合能源服务商没有对一些极端场景进行考虑或者制定相应的预案,也可能导致其在日内市场中处于比较被动的位置,增大了其经营风险。

b. 当前天然气价格机制下综合能源服务商能源购置策略。

本文在 4.2 节中讨论了分时气价下综合能源服务商运营成本的变化情况,这更多的是从未来综合能源市场发展的角度对天然气价格机制可能出现的变化进行分析,目前也有研究提出一些日内的天然气价格策略,从而提高天然气零售市场对上游批发市场或者某各区域内天然气供需形势变化的反应灵敏程度^[25]。当前天然气市场价格变化的时间跨度还是较长的,本节主要是在当前的天然气市场价格机制下,分析不同天然气价格水平下综合能源服务商运营成本的变化。天然气价格水平分为 3 类,其中高气价水平为 0.042 \$/(kW·h),中气价水平为 0.035 \$/(kW·h),低气价水平为 0.021 \$/(kW·h), w 值均取 0.5。具体结果如表 4 所示。

表 4 不同天然气价格水平下综合能源服务商的运营成本

Table 4 Operation cost of multi-energy service provider under different natural gas price levels

场景	成本期望值/ \$	标准差/ \$	电能成本占 总成本比例/%
低气价	421.68	47.92	59.13
中气价	447.35	55.62	67.42
高气价	473.89	62.87	74.49

从表 4 的结果可以看出,天然气价格对综合能源服务商运营成本具有较大的影响,随着气价的提高,综合能源服务商运营成本的期望值和标准差也随之增加,同时综合能源服务商也会在电能市场中购买更多的电能以满足区域内用户的用能需求。高天然气价格必然会导致综合能源服务商的能源购置策略整体转向电能市场,即模型中变量 $p_{\omega,i,t}^h$ 增大,综合能源服务商更多地通过电能满足用户的热需求,从而降低区域内 CHP 对于天然气的需求。

6 结论

本文基于未来综合能源服务商的服务和运营模式,针对其未来经营过程中面临的主要不确定性因素,构建了考虑综合能源服务商风险规避的 DR 资源两阶段随机调控模型。通过仿真计算得出以下结论。

a. 用户侧的 DR 资源能够有效降低综合能源服务商整体的经营成本,提高其风险管控能力,未来综合能源服务商应该充分利用其经营区域内的可调控 DR 资源。

b. TES 是未来综合能源服务商进行热负荷调控的重要设备,TES 的接入能够有效保证用户参与 DR

热负荷的使用感受,同时降低综合能源服务商运营成本以及成本波动,但 TES 接入的边际成本会随着其容量的增加而降低,综合能源服务商应该从规划层面出发对 TES 的配置容量进行优化,提高其设备利用率。

c. 天然气价格对综合能源服务商的不同类型能源的购置策略以及整体经营成本都会产生一定的影响。当存在分时天然气价格时,综合能源服务商的经营成本和经营风险会比固定天然气价格机制下有所增加。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 曾鸣. 构建综合能源系统[N]. 人民日报,2018-04-09(7).
- [2] 胡浩,王英瑞,曾博,等. 基于 CVaR 理论的综合能源系统经济优化调度[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):209-219.
HU Hao, WANG Yingrui, ZENG Bo, et al. CVaR-based economic optimal dispatch of integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):209-219.
- [3] 曾鸣. 基于能源互联网平台的供给侧改革与需求侧响应[J]. 中国电力企业管理,2016,4(4):38-41.
- [4] CONEJO A J, CARRIÓN M, MORALES J M. Decision making under uncertainty in electricity markets[M]. London, UK: Springer, 2010: 34-46.
- [5] CARRION M, CONEJO A J, ARROYO J M. Forward contracting and selling price determination for a retailer[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4):2105-2114.
- [6] 尹龙,刘继春,高红均,等. 考虑多种用户价格机制下的综合型能源售电公司购电竞价策略[J]. 电网技术,2018,42(1):88-95.
YI Long, LIU Jichun, GAO Hongjun, et al. Study on bidding strategy of comprehensive power retailer under multiple user-price mechanisms[J]. Power System Technology, 2018, 42(1):88-95.
- [7] BRUNO S, AHMED S, SHAPIRO A, et al. Risk neutral and risk averse approaches to multistage renewable investment planning under uncertainty[J]. European Journal of Operational Research, 2016, 250(3):979-989.
- [8] 张禹森,孔祥玉,孙博伟,等. 基于电力需求响应的多时间尺度家庭能量管理优化策略[J]. 电网技术,2018,42(6):1811-1818.
ZHANG Yusen, KONG Xiangyu, SUN Bowei, et al. Multi-time scale home energy management strategy based on electricity demand response[J]. Power System Technology, 2018, 42(6):1811-1818.
- [9] GOOD N, KARANGELOS E, NAVARRO-ESPINOSA A, et al. Optimization under uncertainty of thermal storage-based flexible demand response with quantification of residential users' discomfort[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(5):2333-2342.
- [10] 徐业琰,彭思成,廖清芬,等. 考虑用户互补聚合响应与热能传输延时的综合能源园区运营商两阶段短期优化调度[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):152-163.
XU Yeyan, PENG Sicheng, LIAO Qingfen, et al. Two-stage short-term optimal dispatch of MEP considering CAUR and HTTD[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):152-163.
- [11] BRERMAN M J, SHWARTZ E S. Optimization of conditional value-at-risk[J]. Journal of Business, 1985, 58(2):135-157.
- [12] 林辉,何建敏. VaR 在投资组合应用中存在的缺陷与 CVaR 模型[J]. 财贸经济,2003(12):46-49.
LIN Hui, HE Jianmin. The shortcomings of VaR in portfolio management and improved CVaR model[J]. Finance & Trade Economics, 2003(12):46-49.
- [13] 杨甲甲,何洋,邹波,等. 电力市场环境下燃煤电厂电煤库存优化的 CVaR 模型[J]. 电力系统自动化,2014,38(4):51-59.
YANG Jiajia, HE Yang, ZOU Bo, et al. A CVaR-based coal inventory optimization model for coal-fired power plants in electricity market environment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(4):51-59.
- [14] ZHAO Chaoyue, WANG Jianhui, WATSON J P, et al. Multi-stage robust unit commitment considering wind and demand response uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3):2708-2717.
- [15] 曾鸣,武赓,王昊婧,等. 智能用电背景下考虑用户满意度的居民需求侧响应调控策略[J]. 电网技术,2016,40(10):2917-2923.
ZENG Ming, WU Geng, WANG Haojing, et al. Regulation strategies of demand response considering user satisfaction under smart power background[J]. Power System Technology, 2016, 40(10):2917-2923.
- [16] TASDIGHI M, GHASEMI H, RAHIMI-KIAN A. Residential micro-grid scheduling based on smart meters data and temperature dependent thermal load modeling[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(1):349-357.
- [17] RIOUS V, PEREZ Y, ROQUES F. Which electricity market design to encourage the development of demand response? [J]. Economic Analysis & Policy, 2015, 48(11):128-138.
- [18] CONEJO A J, GARCIA-BERTRAND R, CARRION M, et al. Optimal involvement in futures markets of a power producer[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(2):703-711.
- [19] PJM. PJM[EB/OL]. [2018-01-25]. <http://www.pjm.com/markets-and-operations/energy.aspx>.
- [20] MORALES J M, PINEDA S, CONEJO A J, et al. Scenario reduction for futures market trading in electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2):878-888.
- [21] 夏亮. 气温的统计分析及短期预测[D]. 武汉:华中科技大学,2010.
XIA Liang. The statistical analysis of temperature and short-term forecast[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2010.
- [22] 国家发改委. 国家发展改革委关于调整天然气价格的通知[EB/OL]. (2017-12-15) [2018-06-28]. http://www.ndrc.gov.cn/fzgggz/jggj/zcfc/201306/t20130628_748405.html.
- [23] 李德智,童瑞明,王昊,等. 中国需求响应实践及关键支撑技术[J]. 供用电,2014(3):36-39.
LI Dezhi, TONG Ruiming, WANG Hao, et al. The implement and the key technology of the demand response in China[J]. Distribution and Utilization, 2014(3):36-39.
- [24] VALLÉS M, RESESES J, COSSENT R, et al. Regulatory and market barriers to the realization of demand response in electricity distribution networks: A European perspective[J]. Electric Power Systems Research, 2016, 140(11):689-698.

- [25] 张宗益,邢文婷,吴胜利. 居民用户峰谷分时气价模型及其优化求解方法[J]. 运筹与管理,2016,25(3):26-31.
ZHANG Zongyi, XING Wenting, WU Shengli. Residential customer time-of-use natural gas pricing model and optimized solving method [J]. Operations Research & Management Science, 2016, 25(3): 26-31.
- [26] QIN Z, LI W, XIONG X. Incorporating multiple correlations among wind speeds, photovoltaic powers and bus loads in composite system reliability evaluation[J]. Applied Energy, 2013, 110(5): 285-294.
- [27] WU G, ZENG B, LI Y, et al. Evaluating the contribution of demand response to supply adequacy in smart distribution system with consideration the impact of human factor[C]//IEEE Power & Energy Society General Meeting. Chicago, USA: IEEE, 2018: 1-5.

作者简介:



武 赓

武 赓(1990—),男,河南南阳人,博士研究生,主要研究方向为需求响应、电力市场和主动配电网(**E-mail**: wugengmath@163.com);

武庆国(1978—),男,河南南阳人,工程师,主要研究方向为天然气管网调度(**E-mail**: qingguo.wu@cnpc.com.cn);

王昊婧(1989—),女,河北石家庄人,硕士研究生,研究方向为电力技术经济和电力市场(**E-mail**: wanghaojing2010@163.com)。

Energy purchasing strategy of multi-energy service provider considering risk aversion

WU Geng¹, WU Qingguo², WANG Haojing³, WANG Yuqing⁴, ZENG Bo⁴, ZENG Ming⁴

(1. China Electric Power Planning and Engineering Institute, Beijing 100120, China;

2. Sino-Pipeline International Company Limited, Beijing 100007, China;

3. Beijing Electric Power Economic Research Institute, State Grid Beijing Electric Power Company, Beijing 100055, China;

4. State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: Demand response is an important means for multi-energy service providers to cope with price fluctuation of upstream energy market and reduce its operation risk. The response characteristic model of different types of user loads are built based on the basic operation mode of multi-energy service providers in the future. A two-stage stochastic control model of user demand response resources is built based on the conditional risk-at-value model, which takes the minimum energy purchasing cost of multi-energy service providers in different types of energy market as its objective. The impacts of implementation of demand response, access of thermal energy storage and time-of-use natural gas price on the operation cost, risk level and energy purchase strategy of multi-energy service providers are analyzed through case simulation.

Key words: demand response; multi-energy service provider; risk aversion; two-stage stochastic model

附录：

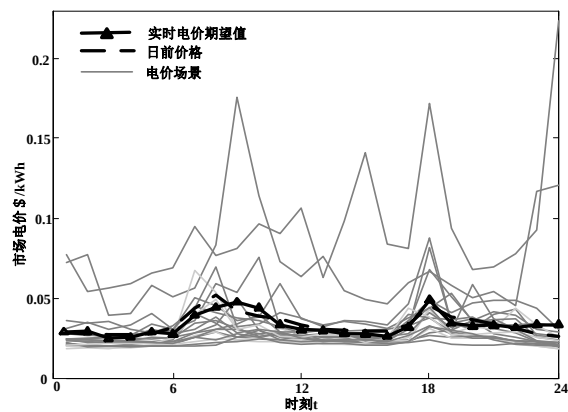


图 A1 日前市场电价和实时电价
Fig.A1 Day-ahead price and real-time price

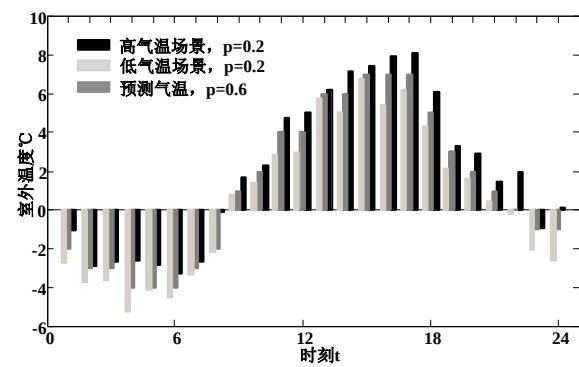


图 A2 室外温度场景
Fig.A2 Outdoor temperature scenarios

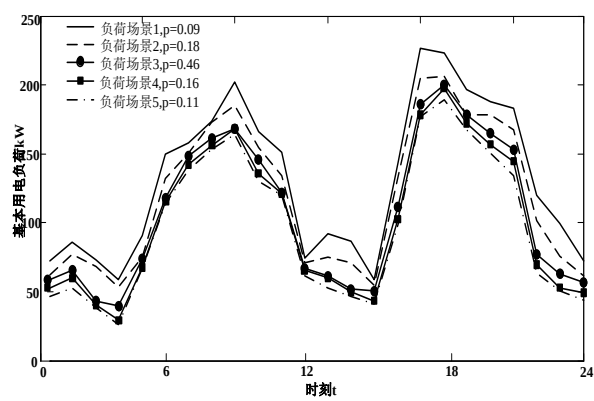


图 A3 用户基本用电负荷场景
Fig.A3 User basic load scenarios

表 A1 模型参数
Table A1 Model parameters

参数类型	参数数值
可转移负荷	$\tau_i^{\text{low}}=15:00$, $\tau_i^{\text{up}}=22:00$, $T_i^{\text{ot}}=2\text{h}$, $T_i^{\text{tr}}=2\text{h}$,
	$P_i^{\text{sr1}}=1.5\text{kW}$, $\alpha_i^{\text{low}}=0:00$, $\alpha_i^{\text{up}}=24:00$,
	$P_{\text{ch}}^{\text{max}}=P_{\text{dch}}^{\text{max}}=1.8\text{kW}$, $\eta_a^+=\eta_o^-=0.9$,
可中断负荷	$\text{SOC}_i^{\text{max}}=9\text{kW}\cdot\text{h}$, $\text{SOC}_i^{\text{min}}=0.5\text{kW}\cdot\text{h}$
	$\beta_i^{\text{low}}=19:00$, $\beta_i^{\text{up}}=21:00$, $P_i^{\text{cr1}}=1.5\text{kW}$
	$T_i^{\text{hw,min}}=60^\circ\text{C}$, $T_i^{\text{hw,max}}=80^\circ\text{C}$,
热-电可转移负 荷	$C^{\text{w}}=0.0012\text{kW}\cdot\text{h}/(\text{kg}\cdot^\circ\text{C})$, $R^{\text{sh}}=293^\circ\text{C}/\text{kW}$,
	$C^{\text{s}}=0.442\text{kW}\cdot\text{h}/^\circ\text{C}$, $R^{\text{ts}}=568^\circ\text{C}/\text{kW}$,
	$C^{\text{ts}}=0.348\text{kW}\cdot\text{h}/^\circ\text{C}$, $\varepsilon_{\text{min}}^{\text{ts}}=0.05$, $\varepsilon_{\text{max}}^{\text{ts}}=0.90$,
	$E_{\text{rated}}^{\text{ts}}=200\text{kW}$, $O_{\text{min}}^{\text{H}}=0.05$,
	$O_{\text{max}}^{\text{H}}=0.90$, $\eta_{\text{ts}}^{\text{ch}}=\eta_{\text{ts}}^{\text{dis}}=0.90$, $T_i^{\text{sh,min}}=21^\circ\text{C}$,
系统参数	$T_i^{\text{sh,max}}=25^\circ\text{C}$, $T_i^{\text{hw,min}}=60^\circ\text{C}$, $T_i^{\text{hw,max}}=80^\circ\text{C}$
	$\eta_{\text{th}}=0.78$, $\eta_{\text{e}}=0.13$, $\beta_0=0.0925\text{m}^3/(\text{kW}\cdot\text{h})$,
	$T_{i,t}^{\text{shw}}=70^\circ\text{C}$, $T_{i,t}^{\text{ssh}}=22^\circ\text{C}$, $\delta_{i,t}^{\text{wdown}}=\delta_{i,t}^{\text{wup}}=10^\circ\text{C}$,
	$\delta_{i,t}^{\text{sdown}}=2^\circ\text{C}$, $\delta_{i,t}^{\text{sup}}=3^\circ\text{C}$, $E^{\text{Gmax}}=500\text{kW}$,
	$H^{\text{Gmax}}=3000\text{kW}$, $E^{\text{Gmin}}=H^{\text{Gmin}}=0$

表 A2 天然气分时价格
Table A2 Time-of-use price of natural gas

	时段	天然气价格/ [\$ • (kW•h) ⁻¹]
平时段	05:00—07: 00 , 12:00—16:00 ,	0.035
	19:00—22:00	
峰时段	7:00—12:00 , 16:00—19: 00	0.042
谷时段	22:00 至次日 05: 00	0.021

注：天然气价格已经按照其平均热值进行单位转换。