

DOI: 10.7500/AEPS20130502007

分时电价下的高耗能企业发用电响应

刘晓琳¹, 王兆杰¹, 高峰¹, 吴江², 管晓宏², 周佃民³

(1. 机械制造系统工程国家重点实验室, 西安交通大学, 陕西省西安市 710049;

2. 智能网络与网络安全教育部重点实验室, 西安交通大学, 陕西省西安市 710049;

3. 宝山钢铁股份有限公司能源环保部, 上海市 200051)

摘要:高耗能企业通常是所在地区的用电大户,具备一定量可调度负荷,许多高耗能企业还建设有自备电厂。针对分时电价下高耗能企业发用电响应问题,讨论了各时段之间的价格关系对高耗能企业发用电响应行为的影响,进而建立了高耗能企业自发电调度和负荷转移一体化调度模型。针对案例企业情况,讨论了不同价格信号下企业的发用电决策,并讨论了能够促使企业将用电向谷时转移并在峰时多发电的电价信号。研究表明,电网在制定基于价格的需求响应机制时如果充分考虑企业的自发电成本、负荷转移成本等信息,电网可以通过价格手段引导高耗能企业的发用电决策,从而实现电网和企业的双赢。

关键词:需求响应;高耗能企业;负荷管理;分时电价

0 引言

电能是高耗能企业生产过程必不可少的能源^[1],作为所在地区的用电大户,高耗能企业用电对地区电网会产生重要影响。为了充分利用位于需求侧的资源^[2-7],以提高电力系统的经济性和安全性,电网研究和实施了许多需求响应项目。由于工业生产过程一般情况下不能够被中断,基于价格的需求响应项目常被用于工业用户,其中,最常用的为分时电价,通过给予不同时段用电以不同的电价的方式引导用户自发进行用电管理。文献[8]通过对大工业用户的响应分析指出合理的峰谷电价结构能够达到良好的削峰填谷效果。

对电网调度而言,分时电价作为控制用户侧用电的变量,将决定移峰填谷的效果进而影响系统运营成本^[9]。电网在制定分时电价时,需要考虑用户的响应行为。用户对不同价格存在不同程度的响应,即存在需求弹性,在关于面向用户的分时电价的研究中^[8-11],多建立不同时段用电价格与用户用电需求之间的关联关系。在没有自备电厂的工业用户中,在电网给定的分时电价下,削减峰时用电需求或将峰时用电向谷时转移能够降低用电成本^[12-18]。

为提高能源综合利用效率和降低用电成本,许

多高耗能企业都建设有装机容量与自身负荷相当的自备电厂^[19-24]。生产过程所需电能由自备电厂和电网同时供给,从而形成了双电源供电模式。自发电调度赋予了高耗能企业灵活响应电价变化的能力,并且能够显著降低企业的用电成本和峰值需求^[22-24]。注意,在具备自备发电厂的高耗能企业中,企业各时段的用电成本不再是电网所给的分时电价,而是受买电/卖电电价、自发电成本、用电/发电调度影响,并且与外部电网给出的电价不一致^[23]。针对具备自备电厂的企业,文献[23,25]建立了发用电调度模型,通过实验表明,将生产从峰时转移到谷时能够降低企业的用电成本,文中所采用的建模方式基于统一时间离散化表达方式。

本文围绕电网所给出的电价信号将如何影响工业用户发用电决策行为展开讨论。为分析电网电价、自发电成本等因素对企业发用电决策的影响,建立了分时电价下的发用电一体化调度模型,建模中采用了连续时间建模方式,与文献[23,25]中的基于统一时间离散化表达的建模方式相比,能够大量减少 0/1 变量和相关约束并便于描述负荷转移成本。进而文中讨论了各时段的买/卖电电价、自发电成本之间的关系对负荷转移和自发电调度的影响。指出从降低企业用电成本的角度出发,企业不一定将可转移负荷从峰时向谷时转移,甚至可能会从谷时向峰时转移。电网在制定基于价格的需求响应机制时有必要考虑企业的自发电成本、负荷转移成本等信

收稿日期: 2013-05-02; 修回日期: 2013-10-04。
国家自然科学基金资助项目(61221063, 61304212, U1301254)。

息,以使得所给出的价格信号能够更好地起到削峰填谷的作用。

1 分时电价下的企业发电响应问题简介

在电网给定的分时电价下,高耗能企业电能管理的目的在于降低用电成本。负荷转移和自发电调度是常见的响应电价信号的措施。高耗能企业中的总负荷需求取决于消耗电能的生产任务(或负荷)。一些负荷可以在不影响整体生产流程的情况下在一定时间范围内移动。这些负荷可以被看作是启动时间可调节的可转移负荷。在负荷转移方式下,改变电能使用的时间,无需中断或者关停生产负荷,生产可以不受影响,而企业的总用电量也认为保持不变。日常运营中,企业自备电厂发电成本包括燃料费用、人工费用、耗材耗水等费用,并受生产过程中诸多因素影响,故实际中多可折算为线性的发电成本。同时,受燃料混烧等诸多因素影响,其各时段单位发电成本有所不同。

1.1 分时电价下的企业净电费

在高耗能企业日常调度中,电费结算一般包括:外购电费和上网电费。在电网给定的分时电价下,在一个考核时段(如 1 h)内,外购电费=分时电价 $\times$ 分时电量。企业自备电厂发电出力在满足自身需要的同时也可能会有富余,电网也会向企业支付上网电费。同理,上网电费=上网电量 $\times$ 上网电价。而在一个考核时段内,外购电费和上网电费不会同时发生,定义时段 k 内的企业净电费 B_k 为:

$$B_k = \begin{cases} \tau \lambda_k^{\text{buy}} Q_k & Q_k > 0 \\ 0 & Q_k = 0 \\ \tau \lambda_k^{\text{sell}} Q_k & Q_k < 0 \end{cases} \quad (1)$$

式中: τ 为时段长度; λ_k^{buy} 为考核时段 k 内的买电价; Q_k 为考核时段 k 内的净受入负荷; λ_k^{sell} 为考核时段 k 内的卖电价。

当 $Q_k > 0$ 时表明向电网买电, $Q_k < 0$ 时表明向电网卖电,计算如下:

$$Q_k = L_k - p_k \quad (2)$$

式中: L_k 为考核时段 k 内的总负荷; p_k 为考核时段 k 内的发电功率。

企业负荷转移和自发电调度的响应行为受各时段买电价、上网电价、自发电成本影响,分析如下。

1.2 单时段价格关系及发电策略分析

1) 单时段价格关系

注意,在同一时段内,对企业而言,买电价通常不会低于卖电价,故 $\lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{sell}}$ 。而对每一对 λ_k^{buy} 和

λ_k^{sell} 取值,企业的自发电成本可能大于 λ_k^{buy} ,可能小于 λ_k^{sell} ,也可能介于 λ_k^{buy} 和 λ_k^{sell} 之间(发电成本等于 λ_k^{buy} 和 λ_k^{sell} 可以看作上述情况的特例)。因而,各时段发电成本 λ_k^{gen} 、买电价和卖电价之间的关系存在 3 种情况: $\lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{sell}} > \lambda_k^{\text{gen}}$, $\lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{gen}} > \lambda_k^{\text{sell}}$, $\lambda_k^{\text{gen}} > \lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{sell}}$ 。

2) 发电策略分析

为便于分析讨论,暂不考虑时段间的机组出力爬升约束。对每个时段而言,发电调度结果只与本时段的电价关系和给定负荷有关。当 $\lambda_k^{\text{gen}} > \lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{sell}}$ 时,如图 1 所示,对给定的负荷 $L_k \in [p^{\min}, p^{\max}]$,易知,时段 k 内企业的用电成本,即企业净电费与发电成本的和 $f(p_k)$,为一个与自发电 p_k 有关的分段线性递增函数。

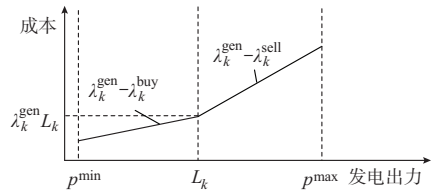


图 1 自备电厂发电策略示意图

Fig.1 Sketch of self power plant generation scheduling

$f(p_k)$ 描述如下:

$$f(p_k) = \begin{cases} (\lambda_k^{\text{gen}} - \lambda_k^{\text{sell}})(p_k - L_k) + \lambda_k^{\text{gen}} L_k & p^{\max} \geq p_k \geq L_k \\ (\lambda_k^{\text{gen}} - \lambda_k^{\text{buy}})(p_k - L_k) + \lambda_k^{\text{gen}} L_k & p^{\min} \leq p_k \leq L_k \end{cases} \quad (3)$$

式中: $p^{\max}$ 和 $p^{\min}$ 分别为最大、最小发电出力。

为降低企业用电成本,自备电厂将尽量少发电。

同理,当 $\lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{gen}} > \lambda_k^{\text{sell}}$ 时,自备电厂将尽量跟踪自身负荷。当 $\lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{sell}} > \lambda_k^{\text{gen}}$ 时,自备电厂将尽量多发电。在不考虑机组爬升约束的情况下可以把自备电厂的自发电调度策略总结如下:

$$p_k^* = \begin{cases} p^{\min} & \lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{sell}} > \lambda_k^{\text{gen}} \\ L_k & \lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{gen}} > \lambda_k^{\text{sell}} \\ p^{\max} & \lambda_k^{\text{gen}} > \lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{sell}} \end{cases} \quad (4)$$

1.3 多时段价格关系及负荷转移策略分析

1) 多时段价格关系

下面以常见的峰谷电价为例,并以两个时段的调度问题加以分析说明。考虑调度时段 k' 和 k'' , k' 属于峰时, k'' 属于谷时。一般来讲,峰时的电价高于企业自发电成本,因而峰时的电价关系存在两种情况: $\lambda_{k'}^{\text{buy}} > \lambda_{k'}^{\text{gen}} > \lambda_{k'}^{\text{sell}}$, $\lambda_{k'}^{\text{buy}} > \lambda_{k'}^{\text{sell}} > \lambda_{k'}^{\text{gen}}$ 。谷时电价则可能存在 3 种情况。因而,两个时段的电价关系可能存在如下 6 种情况。

情况 1: $\lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{sell}} > \lambda_k^{\text{gen}}, \lambda_k^{\text{gen}} > \lambda_{k'}^{\text{buy}} > \lambda_{k'}^{\text{sell}}$;
 情况 2: $\lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{sell}} > \lambda_k^{\text{gen}}, \lambda_{k'}^{\text{buy}} > \lambda_{k'}^{\text{sell}} > \lambda_{k'}^{\text{gen}}$;
 情况 3: $\lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{sell}} > \lambda_k^{\text{gen}}, \lambda_{k'}^{\text{buy}} > \lambda_{k'}^{\text{gen}} > \lambda_{k'}^{\text{sell}}$;
 情况 4: $\lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{gen}} > \lambda_k^{\text{sell}}, \lambda_{k'}^{\text{buy}} > \lambda_{k'}^{\text{gen}} > \lambda_{k'}^{\text{sell}}$;
 情况 5: $\lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{gen}} > \lambda_k^{\text{sell}}, \lambda_k^{\text{gen}} > \lambda_{k'}^{\text{buy}} > \lambda_{k'}^{\text{sell}}$;
 情况 6: $\lambda_k^{\text{buy}} > \lambda_k^{\text{gen}} > \lambda_k^{\text{sell}}, \lambda_{k'}^{\text{buy}} > \lambda_{k'}^{\text{sell}} > \lambda_{k'}^{\text{gen}}$ 。

2) 负荷转移策略分析

与自发电调度不同,负荷转移需要考虑时段间的电价关系。下面以 2 个时段为例加以分析。考虑调度时段 k' 和 k'' , k' 属于峰时, k'' 属于谷时, 两个时段的基本负荷分别表示为 $L_{k'}^{\text{base}}$ 和 $L_{k''}^{\text{base}}$ 。假定负荷 l^* 可以被安排到时段 k' 或者 k'' , l^* 的平均负荷为 D^* , 工作时间为 τ^* ($0 \leq \tau^* \leq 2\tau$)。设安排在时段 k' 的负荷工作时间为 τ' ($0 \leq \tau' \leq \tau^*$), 则安排在时段 k'' 的负荷工作时间为 $\tau^* - \tau'$ 。同时为便于分析讨论, 暂不考虑时段间的机组出力爬升约束, 且 $p^{\text{max}} \geq L_{k'}^{\text{base}} + D^*$, $p^{\text{max}} \geq L_{k''}^{\text{base}} + D^*$, $L_{k'}^{\text{base}} \geq p^{\text{min}}$, $L_{k''}^{\text{base}} \geq p^{\text{min}}$ 。 $p_{k'}$ 和 $p_{k''}$ 代表时段 k' 和 k'' 的平均出力。给出定理 1 以描述两个时段的负荷转移规律。

定理 1: 对于任意两个调度时段 k' 和 k'' , 自备电厂发电策略均如式 (4) 所示, 如果生产负荷能够从 γ_k 较大的时段向 γ_k 较小的时段转移, 则会使企业的用电成本降低, 反之会升高。其中,

$$\gamma_k = \begin{cases} \lambda_k^{\text{buy}} & \lambda_k^{\text{sell}} < \lambda_k^{\text{buy}} < \lambda_k^{\text{gen}} \\ \lambda_k^{\text{gen}} & \lambda_k^{\text{sell}} < \lambda_k^{\text{gen}} < \lambda_k^{\text{buy}} \\ \lambda_k^{\text{sell}} & \lambda_k^{\text{gen}} < \lambda_k^{\text{sell}} < \lambda_k^{\text{buy}} \end{cases} \quad (5)$$

定理 1 的证明过程见附录 A。

注意: 当考虑多个时段的问题时, 负荷工作时长、负荷之间的时序耦合约束、负荷可调时间范围以及相邻时段的价格关系、发电机组物理约束等因素均会对负荷转移产生影响。但总的来说应将负荷优先安排在用电边际成本较低的时段。

电网期望通过电价信号引导高耗能企业在系统峰时少用电多发电而在系统谷时多用电少发电。而对高耗能企业而言, 其响应电网所给的价格信号的目的在于节省企业的用电成本。考虑上述两方的不同利益诉求, 为了分析在电网给定的分时电价下企业的发用电响应情况, 以使电网发布的电价能够兼顾电网和企业的利益, 下面给出一个一般化的发用电响应建模方式。

2 发用电响应建模

本节讨论在电网给定电价, 并已知企业自发电

成本和负荷的情况下, 求解企业的最优发用电策略和可转移负荷安排情况。在对基于事件的多时段调度问题进行建模时, 常用的时间表达方式一般有两种: 统一时间离散化建模方式和连续时间建模方式。采用统一时间离散化建模方式时, 调度事件均在各调度时段首末执行。由于电网和企业之间的电费结算是以考核时段为单位 (如 1 h), 若每个调度时段的时间设置太长 (如等于考核时段), 则模型不够精确。为相对精确地描述调度事件, 需要设计时间粒度更小的调度时段 (如 5 min), 然而会引入大量的 0/1 变量和相关约束条件。同时, 采用统一时间离散化建模方式, 需要建立大量的逻辑约束以描述负荷转移成本函数, 难以简洁地描述基于事件的多时段调度问题, 因而本文采用连续时间建模方式。

2.1 负荷转移建模

本文讨论中将企业内的负荷划分为两类: 可转移负荷和剩余不可控的基本负荷。则在第 k 个考核时段内的总负荷表达为:

$$L_k = \sum_{m=1}^M l_{m,k} + L_k^{\text{base}} \quad (6)$$

式中: L_k^{base} 为考核时段 k 内的基本负荷; $l_{m,k}$ 为第 m 个任务在第 k 个考核时段内的工作负荷。

可移动负荷一旦启动, 就不能打断。对可移动负荷 m , 如图 2 所示, 其启动/停止时间与考核时段 k 之间的关系有 6 种情况。

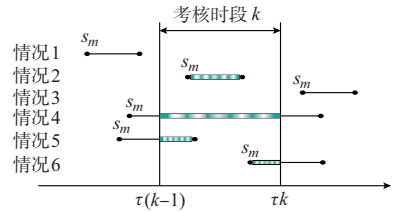


图 2 任务 m 启动/停止时间与考核时段 k 的关系示意图

Fig.2 Relationship between start/stop time of task m and billing period k

图 2 中, 任务 m 的工作时间与考核时段 k 重合部分用阴影表示。情况 1: 任务 m 开始和结束于时段 k 之前。情况 2: 任务 m 开始和结束于时段 k 之内。情况 3: 任务 m 开始和结束于时段 k 之后。情况 4: 任务 m 开始于时段 k 之前, 结束于时段 k 之后。情况 5: 任务 m 开始于时段 k 之前, 结束于时段 k 之内。情况 6: 任务 m 开始于时段 k 之内, 结束于时段 k 之后。任务 m 在第 k 个考核时段的工作负荷 $l_{m,k}$ 可表示如下。

$$l_{m,k} = \begin{cases} 0 & s_m + T_m < \tau(k-1) \\ \bar{d}_m T_m & \tau(k-1) < s_m \text{ 且 } s_m + T_m < \tau k \\ 0 & s_m > \tau k \\ \bar{d}_m \tau & s_m < \tau(k-1) \text{ 且 } \tau k < s_m + T_m \\ \bar{d}_m \{T_m - [\tau(k-1) - s_m]\} & s_m < \tau(k-1) \text{ 且 } \tau(k-1) < s_m + T_m < \tau k \\ \bar{d}_m (\tau k - s_m) & \tau(k-1) < s_m < \tau k \text{ 且 } \tau k < s_m + T_m \end{cases} \quad (7)$$

式中: $\bar{d}_m$ 为第 m 个任务的工作负荷; s_m 为第 m 个任务的开始时间; T_m 为第 m 个任务的工作时间。

受制于生产过程,可移动负荷的启动时间之间通常存在时间耦合关系,下面是两条基本约束。

任务 m 需要在给定可调时间范围内启动:

$$T_m^{\min} \leq s_m \leq T_m^{\max} \quad (8)$$

式中: $T_m^{\min}$ 和 $T_m^{\max}$ 分别为第 m 个任务开始时间的最大和最小值。

在实际生产流程中,有时会遇到以下的情况:

①上游设备的任务完成后需要一定的物料传递或等待时间才能启动其下游设备的任务;②同一设备上的任务需要一个任务结束后才能开启下一个任务以保证设备的独占性。因而在某些可移动负荷之间存在时序耦合关系,可移动负荷 m 需在可移动负荷 m' 完成之后启动表示为:

$$s_{m'} + T_{m'} + t_{m',m} < s_m \quad (9)$$

注意,企业中有些负荷进行转移需要支付一定的成本,如物料存储成本、保温成本等,并且通常情况下可以认为转移距离越远,所需支付的代价越高。本文将任务 m 的转移成本抽象定义如下:

$$C_m^{\text{Shift}} = \begin{cases} \lambda_m^{\text{Shift, forward}} (s_m - S_m) & s_m > S_m \\ -\lambda_m^{\text{Shift, back}} (s_m - S_m) & s_m < S_m \end{cases} \quad (10)$$

式中: $\lambda_m^{\text{Shift, forward}}$ 和 $\lambda_m^{\text{Shift, back}}$ 分别为线性负荷转移前后的代价并且均为正数; S_m 为第 m 个任务的原计划开始时间。

注意,有些任务可能启动时间提前没有转移成本,但会受到其他任务的时序约束,本文不再详细描述和建模。

2.2 自发电调度建模

企业自发电调度需满足的两条基本约束如下。

机组出力上下限约束为:

$$p^{\min} \leq p_k \leq p^{\max} \quad (11)$$

机组爬升约束如下:

$$|p_k - p_{k-1}| \leq \Delta\tau \quad (12)$$

2.3 混合整数规划模型

在对模型进行线性化表述后,文中建立一个分时电价下企业最优发用电响应的混合整数规划模

型。模型以整个企业的总用电成本最小为目标,其中企业总用电成本包括3个部分:净电费成本、发电成本、负荷转移成本。目标函数为:

$$\min C^{\text{Total}} = \sum_{k=1}^K \hat{B}_k + \sum_{k=1}^K \tau \lambda_k^{\text{gen}} p_k + \sum_{m=1}^M \hat{C}_m^{\text{Shift}} \quad (13)$$

决策变量为: $p_k, \hat{B}_k, Q_k, \hat{C}_m^{\text{Shift}}, s_m, \gamma_{m,k}^s, \gamma_{m,k}^e, o_{m,k}, l_{m,k}$ 。约束条件如下。

1) 负荷转移模型的线性化相关约束

定义 $o_{m,k}$ 表示任务 m 在时段 k 内的持续时间,同时定义两个 0/1 辅助变量 $\gamma_{m,k}^s, \gamma_{m,k}^e$ 。 $\gamma_{m,k}^s = 1$ 表示任务 m 在时段 k 内或者时段 k 之前的时段启动,否则 $\gamma_{m,k}^s = 0$ 。 $\gamma_{m,k}^e = 1$ 表示任务 m 在时段 k 内或者时段 k 之前的时段停止,否则 $\gamma_{m,k}^e = 0$ 。

式(7)的线性化表达式如下:

$$l_{m,k} = \bar{d}_m o_{m,k} \quad (14)$$

满足如下约束条件:

$$s_m \geq \tau k (1 - \gamma_{m,k}^s) \quad (15)$$

$$s_m \leq \tau k + H (1 - \gamma_{m,k}^s) \quad (16)$$

$$\begin{cases} \gamma_{m,k+1}^s \geq \gamma_{m,k}^s \\ \gamma_{m,K}^s = 1 \end{cases} \quad (17)$$

$$\gamma_{m,k+1}^e \geq \gamma_{m,k}^e \quad (18)$$

$$0 \leq o_{m,k} \leq \tau (\gamma_{m,k}^s - \gamma_{m,k-1}^e) \quad (19)$$

$$o_{m,k} \geq \tau (\gamma_{m,k-1}^s - \gamma_{m,k}^e) \quad (20)$$

$$o_{m,k} \geq \tau k (1 - \gamma_{m,k-1}^s) - s_m - \tau \gamma_{m,k}^e \quad (21)$$

$$\sum_{k=1}^K o_{m,k} = T_m \quad (22)$$

约束条件式(15)至式(18)建立了辅助变量 $\gamma_{m,k}^s$ 和 $\gamma_{m,k}^e$ 与启动时间 s_m 之间的对应关系;约束条件式(15)和式(16)为任务 m 的启动时间 s_m 与时段 k 之间关系的约束;约束条件式(17)和式(18)是辅助变量 $\gamma_{m,k}^s$ 和 $\gamma_{m,k}^e$ 的取值约束;约束条件式(19)至式(22)共同构成了图2中情况1至情况6对任务 m 在考核时段 k 内的取值范围约束。其中,约束条件式(19)对应图2中的情况1至情况3,约束条件式(20)和式(21)对应情况4至情况6,约束式(22)表示任务 m 在各时段内的总持续时间需要等于任

务的工作时长,根据约束式(19)至式(22)即可确定各时段内 $o_{m,k}$ 的值。

本文可移动负荷的线性化表达式参考了文献[26]。文献[26]中针对不具备自备电厂的小型钢厂的负荷跟踪问题,采用连续时间建模方式建立了以负荷跟踪误差最小为目标的混合整数规划模型。文献[26]的模型中,每个任务的执行时间不是已知量,在本文的负荷模型中,可移动负荷的任务执行时间是已知量,并相应地修改和精简了线性化表达式。

2)净电费的线性化相关约束

$$\begin{cases} \tau \lambda_k^{\text{buy}} Q_k - \hat{B}_k \leq 0 \\ \tau \lambda_k^{\text{sell}} Q_k - \hat{B}_k \leq 0 \end{cases} \quad (23)$$

式中: $\hat{B}_k$ 为 B_k 的线性优化值。

上述两条约束使得优化后的 B_k 一定等于式(1)中的定义。否则, B_k 可以进一步减少。

由于企业一般有最大需量限制,因而,各时段的净受入负荷不能大于最大需量设定值,即

$$Q_k \leq Q_{\text{MD}} \quad (24)$$

式中: Q_{MD} 为给定的最大需量上限。

3)负荷转移成本的线性化相关约束

$$\begin{cases} \hat{C}_m^{\text{Shift}} \geq \lambda_m^{\text{Shift, forward}} (s_m - S_m) & s_m > S_m \\ \hat{C}_m^{\text{Shift}} \geq \lambda_m^{\text{Shift, back}} (S_m - s_m) & s_m < S_m \end{cases} \quad (25)$$

式中: $\hat{C}_m^{\text{Shift}}$ 为 C_m^{Shift} 的线性优化值。

上述两条约束使得优化后的 C_m^{Shift} 一定等于式(10)中的定义。否则, C_m^{Shift} 可以进一步减少。

其他约束包括式(2)、式(6)、式(8)、式(9)、式(11)和式(12)。

继而采用 CPLEX 软件包求解上述优化问题。

3 算例分析

本文原始数据来自国内某钢铁企业,钢铁企业一般建设有装机容量与企业自身用电水平相当的自备电厂,并且一般情况下自备电厂的负荷调节能力能够跟踪企业负荷波动。其自备电厂稳定出力上下限分别为 150 MW 和 95 MW,爬升能力为 40 MW/h,而企业正常生产情况下的负荷在 100~150 MW 之间。钢铁企业的主要用电设备包括了电炉、轧钢、制氧制氮、公辅设施等。生产流程中的一些生产任务之间存在时序耦合关系。电网与企业之间每日的电费结算按照峰谷平 3 段分时电价,其中,谷时时段全在夜间,峰时时段全在白天。上网电价为全天统一价。企业的自发电成本受机组效率、燃料混烧、人工成本等因素影响,一天之内各

时段的平均发电成本有所差异,白天的平均发电成本低于夜间的发电成本。本文关注重点为在电网给定电费体系下,用户将如何进行发电和用电管理以响应价格信号的变化,因而,在算例分析中忽略掉了一些复杂因素,采用简单示例来说明和解释问题。

3.1 算例描述

本文以 6 个时段的调度问题为例(不妨设每个时段长度为 1 h),各时段电价和自发电成本如表 1 所示。

表 1 各时段电价
Table 1 Power prices in different periods

时段	$\lambda_k^{\text{buy}} / (\text{元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	$\lambda_k^{\text{sell}} / (\text{元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	$\lambda_k^{\text{gene}} / (\text{元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	电价时段
1	310	300	320	谷
2	560	300	320	平
3	926	300	290	峰
4	560	300	320	平
5	926	300	290	峰
6	310	300	320	谷

表 1 中,买电电价划分为峰谷平 3 段,第 3 个和第 5 个时段为电价峰时时段,第 2 个和第 4 个时段为电价平时时段,第 1 个和第 6 个时段为电价谷时时段。各时段的电价关系包括了 1.2 节中提到的 3 种情况,不同时段之间电价关系符合 1.3 小节中提到的情况 1。

文中设可转移任务数为 5,任务参数如表 2 所示。

表 2 可转移负荷
Table 2 Loads that can be shifted

任务	$\bar{d}_m / \text{MW}$	T_m / h	$T_m^{\text{min}} / \text{h}$	$T_m^{\text{max}} / \text{h}$	S_m / h	$\lambda_m^{\text{Shift}} / (\text{元} \cdot \text{h}^{-1})$
1	10.0	0.7	0	3.0		0
2	1.5	1.2	0	1.8		0
3	20.0	1.5	1.0	5.0		0
4	16.0	2.3	2.0	5.0		0
5	8.0	0.5	0	6.0	5.2	1 000.0

表 2 中,任务 1 和任务 5 的工作时间小于 1 个时段,任务 2,3,4 的工作时间大于 1 个时段,需要跨时段生产。任务 3 和任务 4 之间存在时序耦合关系,任务 4 需要在任务 3 结束后 0.2 h 才能启动。任务 5 设定为存在负荷转移成本,并且原始计划中任务 5 安排在第 6 个时段。算例中设所有时段的基本负荷为 100 MW, Q_{MD} 限制为 80 MW。

3.2 发用电响应行为示例

根据 2.3 节模型,企业做出最优响应后的总负荷和出力调度曲线如图 3 所示。根据图 3 和表 1 所示电价关系可以看出,自备电厂根据式(4)所示的自发电调度策略进行出力调度,在峰时满发电,在平时

跟踪总负荷,而在谷时以最低出力发电。

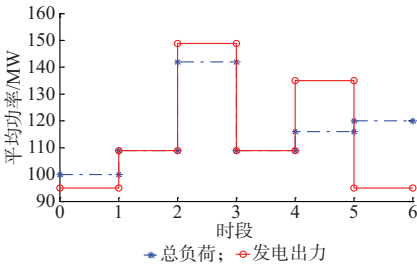


图3 峰时上网电价为 300 元/(MW · h)时优化后的总负荷和出力调度曲线

Fig.3 Load and output power curves after optimization when on-grid price during peak hours is 300 ¥/(MW · h)

优化后的任务安排如图 4 所示。第 1 个负荷和第 2 个负荷的安排时间范围为第 1 个时段到第 3 个时段,并且启动时间不受其他负荷影响。第 1 个负荷可以在一个时段内完成,被安排在了第 3 个时段。第 2 个负荷无法在一个时段内完成,其启动时间为第 1.8 h,从而在第 2 个时段最后 0.2 h 和第 3 个时段内工作。任务 3 在第 2 h 启动,任务 4 在任务 3 结束后 0.2 h 也即第 3.7 h 启动。

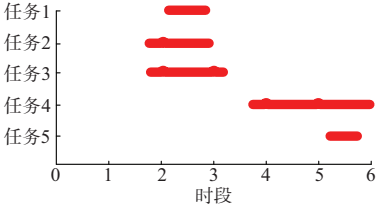


图4 峰时上网电价为 300 元/(MW · h)时可转移负荷优化结果图

Fig.4 Load shifting results when on-grid price during peak hours is 300 ¥/(MW · h)

各任务在各时段的控制量 $\gamma_{m,k}^s$ 和 $\gamma_{m,k}^e$ 取值如表 3 所示,表中括号中左边为 $\gamma_{m,k}^s$ 取值,右边为 $\gamma_{m,k}^e$ 取值。通过表 2 中给出的可转移负荷信息和表 3 中给出的各任务的 0/1 控制量取值,能够根据 2.3 节所给出的线性化约束推出可转移负荷在各时段的负荷安排。

表3 各任务在各时段的控制量取值
Table 3 Values of 0/1 variables for each task at each time period

时段	控制量取值				
	任务 1	任务 2	任务 3	任务 4	任务 5
1	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
2	(0,0)	(1,0)	(1,0)	(0,0)	(0,0)
3	(1,1)	(1,1)	(1,0)	(0,0)	(0,0)
4	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,0)	(0,0)
5	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,0)	(0,0)
6	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)

注意:时段 1 和时段 3 的电价设置满足 1.3 节提到的情况 1 的条件,并且 $\lambda_1^{\text{buy}} > \lambda_3^{\text{sell}}$,根据 1.3 节负荷转移规律,负荷安排在峰时较之安排在谷时能使企业总用电成本更低,这在图 3 和图 4 中得到验证。

负荷安排在峰时,可能对系统负荷率产生影响并减少企业在峰时向电网的倒供电,使电网为了满足系统峰时需求可能需要调用额外的发电机组,从而增加电力系统整体运营费用。因而一般情况下电网期望通过电价信号引导高耗能企业在峰时少用电多发电而在谷时多用电少发电。针对全部电力需要外购的企业,由于谷时买电价低,企业将负荷安排在谷时能够降低成本。而本小节的示例及 1.3 节的分析说明高耗能企业发用电响应行为受电网电价、自发电成本等多种因素影响,在一些情况下为降低企业用电成本,企业存在将负荷从谷时转移到峰时的可能性。

同时注意到,在不考虑负荷转移成本的情况下,第 5 个负荷应该安排在第 5 个时段。同时从图 4 中注意到,由于负荷转移成本的存在,第 5 个任务并未从第 6 个时段转移到第 5 个时段。这说明,由于有些负荷转移并不是无成本的,仅靠生产计划给定后的负荷转移(负荷重调度)不能够获得很好的成本节约。因而,在制定生产计划时就有必要考虑电能管理的因素,以更好地降低企业用电成本。

3.3 上网电价对发用电响应的影响

注意,根据表 1 中电价数据,当电网提高时段 3 上网电价使之大于时段 1 买电电价时($\lambda_1^{\text{buy}} < \lambda_3^{\text{sell}}$),时段 1 和时段 3 的电价设置依然满足 1.3 节中提到的情况 1 的条件,但将负荷安排在谷时较之安排在峰时成本更低。例如将表 1 中第 3 个和第 5 个时段的上网电价设置为 330 元/(MW · h),高于谷时的买电电价 310 元/(MW · h)时,可得调度结果如图 5 和图 6 所示。

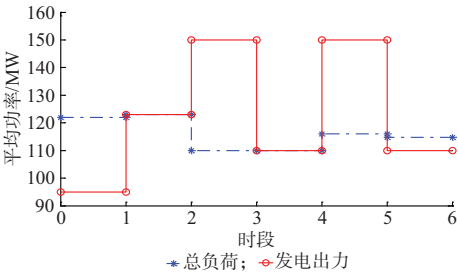


图5 峰时上网电价为 330 元/(MW · h)时优化后的总负荷和出力调度曲线

Fig.5 Load and output power curves after optimization when on-grid price during peak hours is 330 ¥/(MW · h)

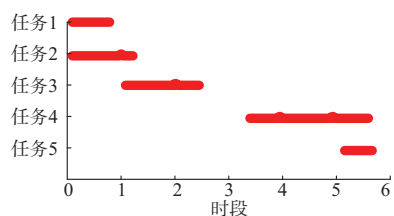


图6 峰时上网电价为330元/(MW·h)时可转移负荷优化结果图
Fig.6 Load shifting results when on-grid price during peak hours is 330 ¥/(MW·h)

由于促使用电从峰时向谷时转移,对比图4和图6发现,该组电价关系能促使企业将负荷向电价谷时转移,从而在谷时多使用电网电,在峰时向电网供应更多的电力。下面以时段1和时段3为例进行对比,如表4所示。

当电网将峰时的企业上网电价从

表4 不同上网电价下时段1和时段3的调度结果
Table 4 Scheduling results under different setting of on-grid prices at period 1 and 3

时段3的上网电价/ (元·(MW·h) ⁻¹)	时段	企业总用电量/(MW·h)	企业总发电量/(MW·h)	企业受入电量/(MW·h)	企业向电网供电量/(MW·h)	企业净用电成本/元	电网净供电收益/元
300	1	100	95	5		31 950	1 650
	3	142	150		8	41 100	-2 400
330	1	122	95	27		38 770	8 370
	3	110	150		40	30 300	-13 200

3.4 各时段价格关系的进一步讨论

3.2节和3.3节展示了在情况1下, λ_1^{buy} 和 λ_3^{sell} 之间的大小关系对企业发用电响应决策的影响。依然以时段1(谷时)和时段3(峰时)为例进行讨论。在给定各时段自发电成本下,通过改变各时段的买电价和上网电价,能够遍历1.3节中提到的另外4种情况(情况2、情况3、情况4和情况5),不同的时段间电价关系能够促使企业做出不同的发用电响应决策。而不同的价格关系具备不同的实际意义。

情况2下,自备电厂全时段满发电,负荷将向售电价格较低的时段转移。以钢铁联合企业为例,随着余热余能回收技术和煤气回收利用技术的逐步完善和提高,钢铁企业仅通过余热余压发电、富余煤气发电就有可能实现在满足企业自身用电需求的同时向外供电^[27]。合适的上网电价能促使企业更积极开展多种方式加强企业内部余热余能回收和富余煤气发电,有利于企业综合能源节约,也能缓解供电紧张。

在情况4下,企业自发电成本均介于买电价和卖电价之间,这种电价设置将促使企业自备电厂在全时段跟踪自身负荷变化^[28],以降低企业内一些大型用电设备(如电炉)的用电波动对电网的影响。

300元/(MW·h)提升到330元/(MW·h)时,企业在两个时段上的总用电成本从73 050元降至69 070元,电网净供电收益从-750元减少到-4 830元。各时段的电网净供电收益根据式(1)计算,这里,电网净供电收益可以认为是企业向电网缴纳的净电费。通过表4中的调度结果对比,可以看出企业的用电成本得以降低,而与此同时,电网的支出相对有所增加。然而注意峰时(时段3)企业向电网供电从8 MW增加到40 MW,这意味着为促使企业增加峰时向电网供电,电网所需支付的单位购电成本约为127.5元/(MW·h)。该购电成本要低于火电机组发电成本(如300 MW的火电机组发电成本约为320元/(MW·h))。上述示例说明,相比调用额外发电机组增加峰时系统供电,电网可以通过价格手段促使高耗能企业转移生产,从而以较小的代价换取增加系统峰时供电。

情况3下,企业在峰时多发电而在谷时自跟踪负荷,而当峰时上网电价设置的高于谷时的自发电成本时,能促使企业把原本安排在峰时的负荷向谷时转移,进一步增加峰时系统供电。类似地,情况5下,企业在峰时自跟踪负荷,在谷时少发电多买电;而在情况6下,企业将在峰时自跟踪负荷,在谷时多发电。

电网可根据实际情况设定各时段之间的价格关系,以使制定的价格信号对电网和企业都有利。

4 结语

本文针对具备自备电厂的高耗能企业,研究了企业在电网给定价格信号下的自发电调度和负荷转移行为。通常情况下,对没有自备电厂的用户,把负荷从电价峰时向谷时转移的确能够降低企业的用电成本。而本文研究指出,对具备自备电厂的高耗能企业,企业的负荷转移决策和自发电调度决策受诸多因素影响,从降低用电成本的角度出发,企业不一定将可转移负荷从峰值向谷时转移,甚至可能会出现从谷时向峰时转移的情况。因而,电网在研究和制定针对高耗能企业的基于价格的需求响应机制时,有必要获知企业的自发电成本、负荷转移成本等

信息,并充分了解企业的响应行为,以使得所发布的电价信号能够对企业和电网都有利。

注意,企业内的自备电厂根据机组类型、调度权限等因素存在不同的调度模式,例如有些情况下,电网会干预企业自备电厂火电机组的出力调度计划(如企业需提前一天向电网上报自备电厂机组出力计划,电网根据系统需求对机组出力计划进行修改),而对一些热电联产或消耗生产过程副产燃料的机组,由于企业的电力系统与其他能源系统存在耦合关系,企业自发电调度能够提高企业的综合能源利用效率。不同自备电厂调度模式下的企业发用电响应行为是值得进一步研究的问题。

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

参考文献

- [1] PAULUS M, BORGGREFE F. The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany[J]. *Applied Energy*, 2011, 88: 432-441.
- [2] ALBADI M H, EL-SAADANY E F. A summary of demand response in electricity markets[J]. *Electric Power Systems Research*, 2008, 78(11): 1989-1996.
- [3] CAPPERSA P, GOLDMANA C, KATHANB D. Demand response in U.S. electricity markets: empirical evidence[J]. *Energy*, 2010, 35(4): 1526-1535.
- [4] AALAMI H A, MOGHADDAM M P, YOUSEFI G R. Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs[J]. *Applied Energy*, 2010, 87(1): 243-250.
- [5] 张钦,王锡凡,王建学,等.电力市场下需求响应研究综述[J]. *电力系统自动化*, 2008, 32(3): 97-106.
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2008, 32(3): 97-106.
- [6] 余贻鑫,栾文鹏.智能电网述评[J]. *中国电机工程学报*, 2009, 29(34): 1-8.
YU Yixin, LUAN Wenpeng. Smart grid and its implementations[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2009, 29(34): 1-8.
- [7] 鲁宗相,王彩霞,闵勇,等.微电网研究综述[J]. *电力系统自动化*, 2007, 31(19): 100-107.
LU Zongxiang, WANG Caixia, MIN Yong, et al. Overview on microgrid research[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2007, 31(19): 100-107.
- [8] 李扬,王治华,卢毅,等.峰谷分时电价的实施及大工业用户的响应[J]. *电力系统自动化*, 2001, 25(8): 45-48.
LI Yang, WANG Zhihua, LU Yi, et al. The implementation of peak and valley time price for electricity and the response of large industries[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2001, 25(8): 45-48.
- [9] 刘小聪,王蓓蓓,李扬,等.智能电网下计及用户侧互动的发电日前调度计划模型[J]. *中国电机工程学报*, 2013, 33(1): 30-38.
- LIU Xiaocong, WANG Beibei, LI Yang, et al. Day-ahead generation scheduling model considering demand side interaction under smart grid paradigm [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2013, 33(1): 30-38.
- [10] 谭忠富,陈广娟,赵建保,等.以节能调度为导向的发电侧与售电侧峰谷分时电价联合优化模型[J]. *中国电机工程学报*, 2009, 29(1): 55-62.
TAN Zhongfu, CHEN Guangjuan, ZHAO Jianbao, et al. Optimization model for designing peak-valley time-of-use power price of generation side and sale side at the direction of energy conservation dispatch [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2009, 29(1): 55-62.
- [11] 丁伟,袁家海,胡兆光.基于用户价格响应和满意度的峰谷分时电价决策[J]. *电力系统自动化*, 2005, 29(20): 10-14.
DING Wei, YUAN Jiahai, HU Zhaoguang. Time-of-use price decision model considering users reaction and satisfaction index [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2005, 29(20): 10-14.
- [12] BABU C A, ASHOK S. Peak load management in electrolytic process industries[J]. *IEEE Trans on Power Systems*, 2008, 23(2): 399-405.
- [13] ASHOK S, BANERJEE R. An optimization mode for industrial load management [J]. *IEEE Trans on Power Systems*, 2001, 16(4): 879-884.
- [14] ASHOK S. Peak-load management in steel plants[J]. *Applied Energy*, 2006, 83(5): 413-424.
- [15] ROOSE J G, LANE I E. Industrial power demand response analysis for one-part real-time pricing [J]. *IEEE Trans on Power Systems*, 1998, 13(1): 159-164.
- [16] NOLDE K, MORARI M. Electrical load tracking scheduling of a steel plant[J]. *Computers and Chemical Engineering*, 2010, 34(11): 1899-1903.
- [17] MIDDELBERG A, ZHANG J F, XIA X H. An optimal control model for load shifting-with application in the energy management of a colliery[J]. *Applied Energy*, 2009, 86(7/8): 1266-1273.
- [18] van STADEN A J, ZHANG J, XIA X. A model predictive control strategy for load shifting in a water pumping scheme with maximum demand charges[J]. *Applied Energy*, 2011, 88(12): 4785-4794.
- [19] SALGADO F, PEDRERO P. Short-term operation planning on cogeneration systems: a survey[J]. *Electric Power Systems Research*, 2008, 78: 835-848.
- [20] GOMEZ-VILLALVA E, RAMOS A. Optimal energy management of an industrial consumer in liberalized markets [J]. *IEEE Trans on Power Systems*, 2003, 18(2): 716-723.
- [21] PUIGJANER L. Extended modeling framework for heat and power integration in batch and semi-continuous processes[J]. *Chemical Product and Process Modeling*, 2007, 2(3): 24p.
- [22] ASHOK S, BANERJEE R. Optimal operation of industrial cogeneration for load management[J]. *IEEE Trans on Power Systems*, 2003, 18(2): 931-937.
- [23] WANG Z J, GAO F, ZHAI Q Z, et al. An integrated optimization model for generation and batch production load scheduling in energy intensive enterprise[C]// *Proceedings of*

- IEEE Power Energy Society General Meeting, July 22-26, 2012, San Diego, USA: 1-8.
- [24] TINA G M, PASSARELLO G. Short-term scheduling of industrial cogeneration systems for annual revenue maximization[J]. *Energy*, 2012, 42(1): 46-56.
- [25] GODOY-ALCANTAR J M, CRUZ-MAYA J A. Optimal scheduling and self-generation for load management in the Mexican power sector[J]. *Electric Power Systems Research*, 2011, 81(7): 1357-1362.
- [26] ALAIN H, CHRISTIAN A. On electrical load tracking scheduling for a steel plant [J]. *Computers and Chemical Engineering*, 2010, 35: 3044-3047.
- [27] 张琦.钢铁联合企业煤气资源合理利用及优化分配研究[D].沈阳:东北大学,2008.
- [28] 高云龙,高峰,翟桥柱,等.大型用电企业关口平衡问题研究[J].

中国电机工程学报,2009,29(19):71-77.

GAO Yunlong, GAO Feng, ZHAI Qiaozhu, et al. Balance analysis of large-scale power consuming corporation [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2009, 29(19): 71-77.

刘晓琳(1988—),女,通信作者,硕士研究生,主要研究方向:高耗能企业需求响应。E-mail: xlliu@sei.xjtu.edu.cn

王兆杰(1985—),男,博士研究生,主要研究方向:电力与制造系统资源优化调度、高耗能企业需求响应。E-mail: zjwang@sei.xjtu.edu.cn

高峰(1967—),男,博士,博士生导师,主要研究方向:电力负荷预测、电力与制造系统资源优化调度。E-mail: fgao@sei.xjtu.edu.cn

(编辑 杨松迎 章黎)

Response Behaviors of Power Generation and Consumption in Energy Intensive Enterprise Under Time-of-use Price

LIU Xiaolin¹, WANG Zhaojie¹, GAO Feng¹, WU Jiang², GUAN Xiaohong², ZHOU Dianmin³

- (1. State Key Laboratory for Manufacturing Systems Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;
2. Ministry of Education Key Lab for Intelligent Networks and Network Security, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;
3. Energy & Environment Department, Baoshan Iron & Steel Co. Ltd., Shanghai 200051, China)

Abstract: An energy intensive enterprise (EIE) usually is a large electrical energy consumer with a definite flexible demand, and many EIEs have built their own industrial power plants. In consideration of the response behaviors of power generation and consumption of an EIE under time-of-use (TOU) price implemented by the utility, the effect of power prices on behaviors of power generation scheduling and load scheduling is discussed. Then, an integrated power generation and load scheduling model for daily operations of an EIE is presented. In the case study, the response behaviors of an EIE is demonstrated, and the price signal that can promote the EIE being studied to shift loads to valley hours and generate more power during peak hours is also discussed. When designing and implementing price-based demand response programs, the utility can take the unit cost of self generation and unit cost of load shifting of an EIE into account, thereby obtaining win-win solutions for both EIE and utility.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 61221063, No. 61304212, No. U1301254).

Key words: demand response; energy intensive enterprise; load management; time-of-use price



Journal of Modern Power
Systems and Clean Energy



<http://www.mpce.info>
<http://www.springer.com/40565>

Sponsored by : State Grid Electric Power Research Institute, China

For further information, please contact:
State Grid Electric Power Research Institute Press
No.19 Chengxin Avenue, Nanjing 211106, Jiangsu Province, China
Tel: 86-25-81093060 Fax: 86-25-81093040 E-mail: mpce.edit@gmail.com

