

引用格式:朱琛,王明茜,张阳,等.夏季尖峰电价启动条件优化研究[J].电力科学与技术学报,2024,39(3):96-103.

Citation: ZHU Chen, WANG Mingxi, ZHANG Yang, et al. Research on optimizing configuration of critical peak pricing based demand response[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(3): 96-103.

夏季尖峰电价启动条件优化研究

朱琛¹, 王明茜¹, 张阳¹, 方兴¹, 莫桢¹, 苏盛²

(1. 国网湖南省电力有限公司长沙供电公司, 湖南长沙 410004; 2. 长沙理工大学电气与信息工程学院, 湖南长沙 410014)

摘要: 分时电价是电力系统开展需求响应、削减夏季空调负荷所造成负荷尖峰的重要手段。为协调各方利益、达成削峰填谷和压减电网尖峰负荷的目的, 需要挖掘分析用户用电数据, 优化分时电价的实施方案。提出基于余弦相似度的用户需求响应参与度的峰段负荷转移系数指标。应用该指标分行业地进行某省会电网峰段负荷转移评估, 发现除充换电等行业响应积极外, 大量行业用户因行业和负荷特性等原因难以参与需求响应。针对在整个夏季启动尖峰电价将会增大实体经济用电成本的问题, 结合历史气象和负荷数据进行夏季尖峰电价日启动条件设置分析, 发现将气温在 35℃及以上的工作日设置为尖峰电价日, 可在精准削减尖峰负荷的同时明显降低用户用能成本。

关键词: 分时电价; 需求响应; 尖峰负荷; 尖峰电价日

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2024.03.011 中图分类号: TM863 文章编号: 1673-9140(2024)03-0096-08

Research on optimizing configuration of critical peak pricing based demand response

ZHU Chen¹, WANG Mingxi¹, ZHANG Yang², FANG Xing¹, MO Zhen¹, SU Sheng²

(1. Changsha Power Supply Company, State Grid Hunan Electric Power Co., Ltd., Changsha 410004, China; 2. School of Electrical & Information Engineering, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410014, China)

Abstract: Time of use (ToU) price is an important means for power utilities to implement demand response. In order to shave peak load of the power grid based on coordination interests of all participants, it is necessary to analyze the electricity usage data of users and optimize the configuration of ToU price. The cosine similarity is employed to develop a peak load transfer evaluation coefficient index that can visually evaluate user responsiveness in a straightforward way. The index is employed to evaluate the users' response degree of a power utility by industry. It is uncovered that majority of industrial and commercial users of various industries cannot participate in demand response due to their industry and electricity usage characteristics. Once all days in the summer are set as day of peak electricity prices, these users suffer substantial economic loss inevitably. The meteorological data and load data are analyzed to find out the way to optimize configuration of day of peak electricity prices. It is uncovered that the peak load can be shaved effectively without causing unnecessary electricity bill of these users by setting work day with temperature over 35℃ as day of electricity price.

Key words: time of use price; demand response; peak load; day of peak electricity price

近年来,随着生活水平的提升,居民的用电行为习惯发生了显著变化。其中,空调降温负荷的持续增长已成为夏季电网负荷尖峰快速上升的主要驱动因素^[1]。电网负荷尖峰的累积持续时间较短,如果依然按照传统的仅依据最大负荷来确定电源

电网建设规模的方法进行规划,将导致发电、输电、变电设备的利用小时数偏低,产能浪费,并可能推高全社会的用电成本^[2-3]。分时电价是调动用户灵活性资源的重要手段,通过实施尖峰电价等需求响应措施,实现削峰填谷和平抑电网尖峰负荷,以满

收稿日期: 2023-11-13; 修回日期: 2024-01-19

基金项目: 国网湖南省电力有限公司科技项目(B616A1220006)

通信作者: 张阳(1987—),女,硕士,高级工程师,主要从事配网规划设计方面的研究; E-mail: zy_sina1023@sina.com

足以新能源为主体的新型电力系统对高质量发展的需求。

为了充分发挥分时电价的信号作用,并推动能源的绿色低碳发展,国家发展和改革委员会发布了《关于进一步完善分时电价机制的通知》(发改价格〔2021〕1093号),要求各地根据实际情况,在峰谷电价的基础上实施尖峰电价机制。各省根据本地区的气候条件、用电行为特性、电源的季节性出力特性以及疫情对社会经济发展的影响,对原有的分时电价进行增加或季节性调整。考虑到不同行业用户的能源使用特性存在差异,在分时电价政策下的用电行为将表现出不同的响应模式^[4]。尖峰电价的实施旨在减少夏季空调制冷导致的电网尖峰负荷,然而部分用户由于行业属性的限制,难以做出有效的响应,因而不得不承受更高的能源使用成本^[5]。为了平衡各方利益,有必要对不同行业的用户对分时电价的响应行为进行评估,并研究夏季尖峰电价的优化设置方法。通过分析尖峰负荷的年度出现规律,可以设定尖峰电价的启动条件,减少尖峰电价的启动天数,这不仅有助于实现需求响应的目标,同时也能更好地推动社会经济的发展。

本文首先阐述了分时电价的基本概念,提出了一种可直观呈现用户需求响应负荷转移规模的量化评估指标;接着分析了某地区负荷特性和分时电价的设置;最后,结合当地调整分时电价设置前后的实际数据,应用所提指标进行了分行业需求响应的响应度评估,并结合历史气象与负荷数据,探讨了在尖峰电价日设置中增加高温天气启动约束以降低实体企业用能成本的可行性。

1 分时电价与响应转移量化分析

1.1 分时电价

需求响应是用户主动响应随时间变化的电价信号或激励信号,改变正常用电模式的行为^[6-7],可分为基于价格和基于激励2种类型。需求响应价格机制包括分时电价(time of use pricing, TOU)、实时电价和尖峰电价(critical peak pricing, CPP)等^[8]。其中实时电价是一种将终端用户价格与批发市场出清价格直接关联的价格机制,通常认为是一种能更好地激励需求响应的手段^[9]。受技术条件和用户行为习惯的影响,目前中国采用分时电价而非理论上更优的实时电价。

分时电价按负荷大小将全天分为峰、平、谷3个

时段,有助于拉高低谷时段电量,但在冬季和夏季尖峰时段削峰作用不足。尖峰电价可在分时电价基础上,进一步将峰段供需矛盾最突出的部分定义为尖峰,执行更高的尖峰电价^[10],可有效缓解冬季和夏季气温敏感负荷尖峰造成的供需矛盾。尖峰电价费率体系包含尖峰日、尖峰时段起止时间、尖峰时段费率及非尖峰时段费率以及非尖峰日费率等要素构成^[11]。分时电价和尖峰电价费率体系对比如表1所示,其中 r 为非尖峰日中平时段和高峰时段的电价折扣率。用户可在尖峰时段做出响应、削减和转移尖峰时段用电,还可在非尖峰日的平时段和高峰时段获得电价折扣,激励用户参与需求响应。

表1 TOU与CPP比较

Table 1 Comparison between TOU and CPP

时段	TOU	CPP	
		非尖峰日	尖峰日
低谷	p_{off}	p_{off}	p_{off}
平	p_{mid}	$r p_{\text{mid}}$	p_{mid}
高峰	p_{p}	$r p_{\text{p}}$	p_{p}
尖峰	—	—	p_{cpp}

当前对尖峰电价体系的研究多集中在峰谷时段划分、分时定价和用户行为分析方面。文献[12]利用消费者心理学理论建立了用户需求响应模型,建立了兼顾电网公司和用户双方利益的尖峰费率优化模型。文献[13]考虑了风电消纳能力的影响,针对风电场、电力用户及供电公司的利益建立了多目标变动时段CPP决策模型。文献[14]在尖峰时段起止时间、尖峰费率和尖峰日最大允许天数确定的情况下,利用电量电价弹性矩阵量度用户建立CPP决策模型。

由于需要进行大量用户告知,需求响应尖峰电价在工程应用中和理论研究上存在一定差异。国外尖峰电价多根据实时电价等机制触发尖峰日事件,提前一天或数小时通知用户,尖峰日事先不确定^[15]。中国现阶段各省多已实施尖峰电价,部分省份已长时间实施尖峰电价的省份如浙江、湖北等,实施全年尖峰电价机制;多数省份按固定季节,在空调制冷需求突出的夏季实施尖峰电价。

1.2 用户响应转移量化评估

用户响应转移负荷的量化评估指标是准确评价用户响应行为和分时电价执行效果的重要基础。文献[16]分析了不同时间下用电需求的自弹性和

交叉弹性系数,提出了基于用户需求响应矩阵的负荷削减与转移模型,该模型可用于预测实行分时电价后用户在全天各时间段的需求响应动态行为。文献[17]提出了考虑用户响应度曲线死区和饱和区拐点影响的高复杂度模型和矫正方法,能够准确刻画用户对分时电价响应的动态行为。

实际系统中,不同行业用户的用电行为可能具有一定的行业特性,这种行业属性可能在很大程度上决定了用户对需求响应的参与度。由于国民经济分类的行业数量接近200,需要针对性设计可以直观呈现行业用户需求响应参与度的负荷转移量化评估模型。本文提出一种需求响应量化评估模型,该模型利用电价调整前后不同时段电价和负荷时间序列的差值,通过余弦相似度判断负荷差值序列中受电价影响较强的用户负荷。为对比分析执行政策前后同时段价格变化,计算调整前后同时段对应电价差值,即

$$\Delta Q = \{\Delta q_i = q_i - q_0, i=1, 2, \dots, 96\} \quad (1)$$

式中, ΔQ 为电价差值向量; Δq_i 为一天中第 i 个时刻点的电价差值; q_1, q_0 分别为当年和前一年对应时段的电价。

统计负荷变化时,为排除负荷规模增减以及其他干扰因素的影响,通过 min-max 负荷归一化剔除规模变化引起的负荷差值:

$$x^* = \frac{x - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}} \quad (2)$$

由式(2)可将负荷数据映射至 $[0, 1]$, 通过归一化得到映射后的96点负荷数据。分时段负荷差值向量可根据下式计算:

$$\Delta P^* = \{\Delta p_i^* = p_{1i}^* - p_{0i}^* | \Delta q_i \neq 0, i=1, 2, \dots, 96\} \quad (3)$$

式中, ΔP^* 为负荷差值向量; Δp_i^* 为第 i 个时刻点对应的负荷差值。负荷差值向量模长 $\|\Delta P^*\|$ 代表负荷变化的程度,根据 $\|\Delta P^*\|$ 可评估用户的响应程度。

$$\|\Delta P^*\| = \sqrt{\sum_{i=1}^{96} (\Delta p_i^*)^2} \quad (4)$$

$$S = \{\|\Delta P^*\|_1, \|\Delta P^*\|_2, \dots, \|\Delta P^*\|_n\} \quad (5)$$

计算某行业内多个用户的数据,得到行业负荷差值向量模长序列分布,筛选位于分布前端20%的,将其标记为有明显调整行为的用户,得到用户子集 S^* ,后续对子集内部用户的负荷进行电价影响强弱程度分析。

根据每天负荷差值向量与价格差值向量计算得到两者的余弦相似度,可用来评估价格因素对于负荷的影响。余弦相似度用2个向量夹角的余弦值

来衡量2个个体间差异大小。余弦值越接近1,表明向量越相似:

$$\cos(\Delta P^*, \Delta Q) = \frac{\Delta P^* \cdot \Delta Q}{\|\Delta P^*\|_2 \|\Delta Q\|_2} \quad (6)$$

式中, $\cos(\Delta P^*, \Delta Q)$ 为负荷差值向量与电价差值向量对应的余弦相似度,记为电价影响因子 η ,根据 η 值将负荷调整分为3种反馈模式,如表2所示。

表2 负荷调整动作类型

Table 2 Category of load transferring

负反馈调节	不相关调节	正反馈调节
$(-1, -0.5)$	$(-0.5, 0.5)$	$(0.5, 1)$

正、负反馈调节类型的负荷差值集中在电价高峰时段,前者将原有平段/低谷负荷转移至峰段,后者将峰段负荷转移至电价更低时段。分析需求响应调研目标用户响应数据,根据余弦相似度区间得到负反馈调节类型的用户集。由于不同年份实施分时电价可能调整峰、平、谷段的时段定义,分别统计前后年份在新、旧峰段时刻对应的负荷差值数组,负荷转移规模通过采用新、旧峰段负荷差值之和占该时段总负荷的百分比计量,定义式为

$$\alpha = \frac{\sum_{i=i_1}^{i_n} \Delta p_i^*}{\sum_{i=1}^{96} p_i^*} \times 100\%, i \in [i_1, i_2, \dots, i_n], i_n | Q = \text{old} - \text{peak} \quad (7)$$

$$\beta = \frac{\sum_{j=j_1}^{j_n} \Delta p_j^*}{\sum_{j=1}^{96} p_j^*} \times 100\%, j \in [j_1, j_2, \dots, j_n], j_n | Q = \text{new} - \text{peak} \quad (8)$$

式(7)、(8)中, α 为旧高峰时段负荷转移系数; β 为新高峰时段负荷转移系数; i 为调整前高峰电价时段对应时刻点; j 为调整后高峰电价时段对应时刻点; 式(7)中分子为调整前高峰时段对应的负荷差值之和; 式(8)中分子为调整后高峰时段对应的负荷差值之和; 两式中分母分别为调整前后全天负荷总和。

2 地区负荷特性与分时电价设置

2.1 地区负荷特性分析

所调研电网地处大陆性亚热带季风湿润气候区,气候年内与年际变化较大,冬季寒冷、夏季酷热,春夏多雨、秋冬干旱。近年来,该电网用电负荷

随经济增长而逐年攀升。但因基础负荷低,第三产业用电量及居民用电量占比逐年增加,受气温影响的空调负荷用电快速增加,电网峰谷差日趋增大,调峰问题日益凸显。该电网负荷呈现如图1所示冬、夏双峰特征。对应2017年至2021年的峰谷差、峰谷差率和负荷率等统计指标如表3所示。

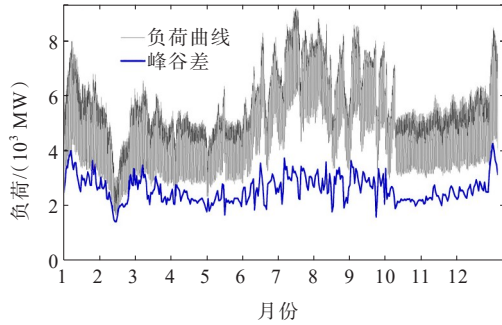


图1 2021年负荷季节性变化

Figure 1 Seasonal variation of load in investigated power utility

由图1、表4可知,受地区气象条件影响,该电网气温敏感负荷在冬、夏两季占比高。地区尖峰负荷

一般出现在冬季和夏季,夏季峰荷一般发生于7、8月份,冬季峰荷一般发生于1、12月份。受气候变化导致暖冬概率增加等因素影响,近年来当地最大负荷多出现在夏季。因气温敏感负荷集中在冬、夏两季,对应的该电网最大负荷、日间负荷峰谷差以及峰谷差率均大于春、秋两季。5年间每年峰谷差和峰谷差率最大的日子均在同一天。尽管当地年度最大负荷往往出现在夏季,但冬季采暖负荷普及率高于夏季空调制冷负荷且用户一般会在夜间关闭采暖负荷,而相当比例的空调制冷负荷则会整夜持续运行。因此,当地最大峰谷差和峰谷差率均出现在冬季寒冷时段。与正常时段相比,春节期间因绝大部分用电相对平稳的工业企业停工休假,主要保留波动性显著的居民生活及商业用电负荷,该电网负荷水平处于全年最低点,负荷率居于全年最低。该电网长期存在峰谷差率大的问题。近年来,受电力市场政策和新能源、新材料和计算机制造业等用电负荷平稳行业得到长足发展等因素影响,电网峰谷差率开始逐步下降。

表3 电网峰谷差与负荷率统计

Table 3 Load rate & peak-valley load rate

年份	统计项	峰谷差	峰谷差率	负荷率
2017	均值	1 923 MW	29.19%	50.13%
	最值	3 050 MW	46.30%	15.76%
	最值时间	最大(12月15日 15:45) 最小(12月15日 03:15)	最大(1月28日 17:45) 最小(1月28日 03:00)	
2018	均值	2 142 MW	29.94%	54.13%
	最值	3 808 MW	53.29%	17.07%
	最值时间	最大(12月29日 15:15) 最小(12月29日 04:00)	最大(2月17日 16:15) 最小(2月17日 03:45)	
2019	均值	2 323 MW	30.29%	54.32%
	最值	4 002 MW	52.21%	17.31%
	最值时间	最大(1月16日 14:45) 最小(1月16日 03:00)	最大(2月6日 16:00) 最小(2月6日 02:45)	
2020	均值	2 330 MW	28.01%	52.34%
	最值	4 025 MW	48.38%	19.13%
	最值时间	最大(12月14日 16:00) 最小(12月14日 02:45)	最大(2月5日 17:30) 最小(2月5日 04:30)	
2021	均值	2 583 MW	28.11%	55.39%
	最值	4 246 MW	46.21%	15.53%
	最值时间	最大(12月27日 15:30) 最小(12月27日 03:45)	最大(2月14日 17:00) 最小(2月14日 03:15)	

注:1.负荷率:日均负荷与当日最高负荷的比率。

2.峰谷差率:日峰谷差与当日最高负荷的比率。

该电网近5年尖峰负荷相关统计特性如表4。可知,2017—2021年的尖峰负荷规模随用电需求增长而快速增长,3%尖峰负荷规模由639万千瓦上升至891万千瓦,5%尖峰负荷规模由626万千瓦上升至873万千瓦。尖峰负荷持续时间短暂,3%尖峰负

荷持续时间一般不超过30 h,5%尖峰负荷持续时间一般不超过70 h。尖峰负荷电量占比少,因尖峰负荷持续时间短暂,对应的用电量占比一般较少,3%尖峰占比在6%以下,5%尖峰电量占比在10%以下。

表4 电网负荷尖峰持续时间统计

Table 4 Statistics of peak load of investigated power utility

年份	尖峰负荷/MW		尖峰持续时间/h		尖峰电量占比/%		最大负荷/MW
	3%	5%	3%	5%	3%	5%	
2017	6 388	6 257	25	46	5.25	9.94	6 586
2018	6 939	6 796	14	40	2.85	7.98	7 154
2019	7 436	7 282	25	70	5.04	13.93	7 666
2020	8 069	7 903	15	38	3.15	7.85	8 319
2021	8 913	8 729	28	48	5.57	9.45	9 189

综上,当地历年绝大部分尖峰负荷集中发生在空调制冷需求旺盛的夏季,尖峰强度大、持续时间短,对电网安全和保供造成严峻挑战。以下主要从利用尖峰电价实现夏季负荷削峰平谷、压减夏季尖峰负荷角度展开研究。

2.2 分时电价设置

2021年底,该电网根据发改委要求进行尖峰条件调整设置,调整前后工商业用户的分时电价和尖峰电价设置值示意如图2所示。可知,峰、平、谷3个时段按各8 h设置。23:00—07:00保持为谷时段,与平段电价保持0.4:1的比例。受疫情冲击,近年来中、小型实体企业经营困难、影响社会就业。为减轻实体企业经营压力,将传统上实体企业正常生产的峰段时间08:00—11:00和15:00—17:00调整为平段,将对实体企业影响较小的11:00—14:00和18:00—23:00定义为峰段,峰段与平段电价扩大为1.6:1。自2021年12月起,冬季(12月、1月)和夏季(7—9月),对执行分时电价的工商业用户实施季节性尖峰电价,将18:00—22:00设置为尖峰段,尖峰段与平段电价扩大为1.92:1。

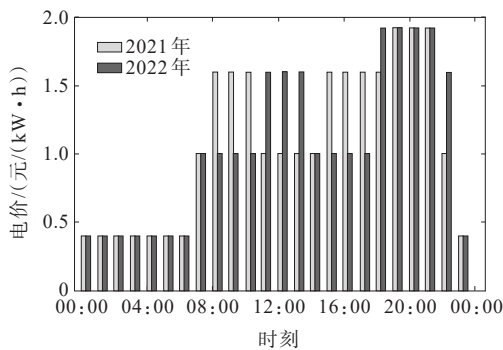


图2 2021、2022年分时电价调整

Figure 2 Changes of TOU in 2022 and 2021

3 分时电价调整影响分析

分时电价是在电网供需平衡的基础上结合社

会经济发展需要而制定的,需要结合电网电源与负荷构成及特性变化等情况进行细化析研究,适时调整具体设置。

3.1 尖峰电价的分行业响应分析

采用2021年和2022年7—9月负荷数据,结合文1.2提出的量化模型,计算两段的高峰转移系数来刻画用户参与需求响应的负荷转移能力。选取2022年负荷为基准值,统计典型行业对应的负荷差值,计算高峰转移系数,根据各个行业转移系数得到相应的转移负荷量如表5所示。表5中第2列和第3列为旧高峰时段的负荷转移系数和转移量;第4列和第5列为新高峰时段的负荷转移系数和转移量。转移系数越大,表明用户对于自身负荷调整越灵活,参与需求响应意愿更加积极。

由表5可知,各行业中电动汽车相关的充换电服务业对电价响应最为积极,调峰功率达193.8 MW,拉动其所在的批发和零售业调峰功率到306.4 MW;计算机、通信和电子设备制造业也作出了较明显的响应。调峰功率44 MW,但进一步分析发现该行业用电负荷曲线形态未有明显变化,主要通过工业厂房屋顶建设光伏电站削减午段高峰用电调整净负荷实现响应,包括高耗能水泥制造在内的非金属制品业做出的响应明显,但该响应行为主要为房地产行业整体景气不佳所致,并不是简单对电价的响应。此外,包括住宿、餐饮、教育文化和公共服务第三产业以及高耗能的材料制造业由于自身行业用电行为特性影响,很难对电价进行有效响应。

表5 行业负荷转移量

Table 5 Load transferring of various disciplines

行业	$\alpha/\%$	P_{α}/MW	$\beta/\%$	P_{β}/MW
计算机通信和电子设备制造	-3.99	-74.4	-2.36	-44.0
批发和零售业	0.01	0.6	-3.12	-306.4
充换电服务业	2.60	49.5	-10.32	-193.8
房地产业	-0.40	-55.3	-0.16	-22.3
教育、文化、体育和娱乐业	0.01	0.8	0.07	4.1
电气机械和器材制造业	-2.00	-95.6	-0.90	-42.9
建筑业	0.06	2.1	0.6	23.2
非金属矿物制品业	-4.96	-141.9	-2.78	-79.6
水泥制造	-9.15	-85.2	-5.00	-46.6
软件和信息技术服务业	-0.14	-3.8	0.03	0.8
汽车制造业	1.24	30.6	-0.03	-0.6
通用设备制造业	0.27	3.2	-0.48	-5.8
专用设备制造业	-0.26	-4.7	-0.33	-5.9
化学原料和化学制品制造业	2.39	31.6	-1.42	-18.8

3.2 尖峰电价的启动约束分析

设置需求响应尖峰电价的原因是压减尖峰需求、拉平负荷曲线,提高电力设备利用率,但长期实施尖峰电价会加重经济实体用电成本。由于高温天气下的空调制冷负荷是造成夏季尖峰负荷的重要原因,仅在容易出现全年负荷尖峰的条件下精准启动尖峰电价日,可以更好地协调各方利益。

夏季高温是造成尖峰负荷的主导性因素,目前当地将7—9月全部设定为实施尖峰电价。但夏季并不是持续高温炎热,设定尖峰电价启动条件应考虑尖峰负荷的实际分布,需要结合负荷和气象数据分析确认。为方便分析重载与气温条件的关联关系,以下将2021年该电网7—9月逐时负荷曲线和逐日最高气温绘制如图3所示,其中3条横线分别标识最大的1%、2%和3%尖峰负荷值,达到前1%的负荷尖峰集中在7、8月。为凸显高温影响,将35℃以上气温以浅红色标识。由图3可见,夏季负荷在35℃以下时几乎没有出现最大3%的尖峰负荷。因此,可考虑以最高气温作为约束条件选择性启动尖峰电价需求响应。

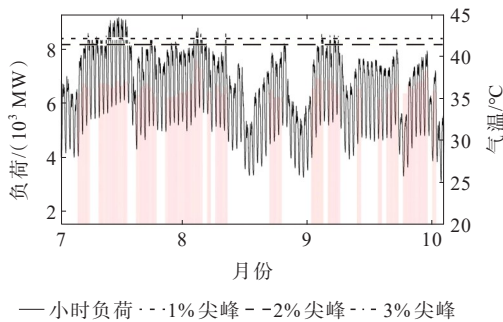


图3 2021年夏季当地电网负荷与气温曲线

Figure 3 2021 power grid load and temperature curve in Summer

为进一步呈现负荷与气温的关系,将2021年7—9月逐时负荷和逐日最高气温的联合分布绘制

如图4,其中横轴为最高气温而纵轴为最大负荷。由图4可知,最大负荷随气温升高而逐步攀升,在33℃以下未出现8 000 MW以上尖峰负荷;8月5日出现全年最高气温时全天负荷均高于8 000 MW。

为优化确定尖峰电价启动设置的气温条件,将2021年夏季不同高温下的负荷频数分布绘制如图4所示。可知,随着气温的升高,负荷频次逐渐向9 000 MW的最大负荷爬升;最高气温≤33℃时,出现在8 000 MW以上的负荷频次极少,明显低于5%尖峰负荷的8 729 MW,可不启动尖峰电价;最高气温≤34℃时,开始有样本达到5%尖峰负荷水平;最高气温达到35℃及更高水平时,开始有大量样本达到5%乃至3%尖峰负荷水平。从2021年数据来看,设置35℃作为尖峰电价启动条件较为合宜。

因每年的气候条件存在差异,有的年份夏季仅短暂出现35℃以上尖峰负荷,有的年份则会长时间持续出现。为科学设定启动尖峰电价需求响应的最高气温阈值,结合2017年至2021年夏季的气象和负荷数据,分析在不同最高气温阈值下的尖峰电价启动日数、夏季尖峰5%负荷时段覆盖率等指标如表6所示。

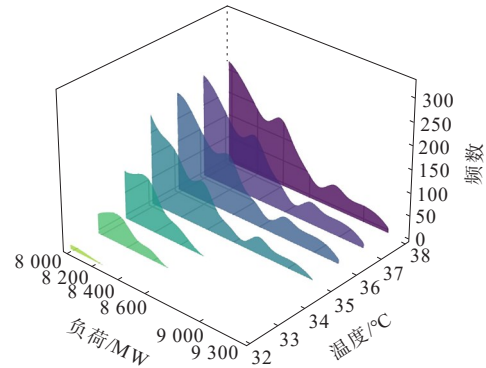


图4 2021年5%尖峰负荷与温度曲线

Figure 4 5% peak load vs. temperature in 2021

表6 夏季不同最高气温启动尖峰电价应用效果

Table 6 Performance of CPP with restriction of various maximal temperatures in summer

年份	平均最高气温/℃	5%尖峰负荷数	36℃			35℃			34℃			33℃		
			覆盖尖峰负荷数	覆盖率/%	尖峰电价日数	覆盖尖峰负荷数	覆盖率/%	尖峰电价日数	覆盖尖峰负荷数	覆盖率/%	尖峰电价日数	覆盖尖峰负荷数	覆盖率/%	尖峰电价日数
2017	31.3	130	96	74	17	130	100.0	21	130	100.0	28	130	100.0	37
2018	31.4	87	75	86	17	87	100.0	20	87	100.0	29	87	100.0	45
2019	32.1	192	115	60	20	153	79.6	25	153	79.6	36	153	79.6	45
2020	31.7	104	76	73	26	104	100.0	31	104	100.0	40	104	100.0	51
2021	34.2	157	110	70	42	157	100.0	49	157	100.0	58	157	100.0	69

由表6可知,2019年冬季严寒,大量5%尖峰负荷出现在冬高峰,因此降低夏季尖峰电价启动阈值气温、增加尖峰电价启动日,并不能提高对尖峰负荷的覆盖水平。设置35℃作为尖峰电价启动阈值气温时,除2019年以外能覆盖所有年份全部5%尖峰负荷的削峰需求,尖峰电价日平均仅为29.2 d。在整个夏季的约1/3日数中启动尖峰电价,即可有效削减尖峰负荷,可明显降低实体企业用能成本。将阈值降低到34℃或33℃并不会提高对5%尖峰负荷的覆盖率,而尖峰电价启动日数则会提高到38.2 d和49.4 d,会明显抬高难以实现需求响应实体企业的用能成本。将阈值抬高到36℃还可进一步减少尖峰电价启动日,但有相当比例的5%尖峰负荷时段无法利用尖峰电价削减负荷。

除利用气温条件作为尖峰电价启动约束外,根据经验认知,周末负荷明显低于工作日,同样可能考虑将周末作为尖峰电价的启动约束条件。为分析该方法的可行性,从2021年夏季15 min间隔负荷数据中选出157个前5%尖峰负荷后,清理出每个尖峰所在的周日期,对每个周日期的负荷尖峰按降序排列后绘制如图5所示。可知,所有5%尖峰负荷均出现在工作日;周三和周四出现5%负荷尖峰的频次最高,而周五出现5%负荷尖峰的频次最低。由于周末出现5%尖峰负荷的概率显著低于工作日,可将工作日最高气温高于35℃作为需求响应尖峰电价启动的约束条件。按该条件设置,2017年至2021年夏季尖峰电价日的数量还可进一步下降到19、18、21、28、43 d。

由于中国华南、华中和华东电网在夏季高温天气下普遍存在夏季空调制冷造成的电网尖峰负荷,可参考本文所提方法进行启动条件判断,结合本地实际数据进行类似的尖峰电价启动日优化设置。

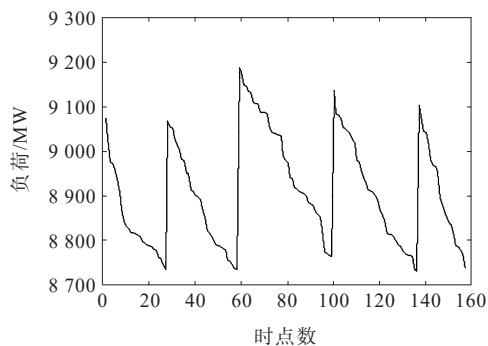


图5 2021年夏季前5%尖峰负荷按周日期降序分布

Figure 5 5% peak load vs. temperature in 2021

4 结语

针对需要结合电网实际持续优化调整分时电价的问题,结合气象和电网实际运行数据展开研究,完成的工作主要包括:

1) 提出基于余弦相似度的高峰时段负荷转移系数指标,可直观呈现用户对分时电价的响应参与程度;

2) 分析了调研电网的用电负荷季节性用电特性,阐述了2021年11月以来新版尖峰电价实施机制,讨论了尖峰平谷时段调整的影响;

3) 进行了分行业的负荷转移评估,分析指出电动汽车充电是响应最积极的行业,而大量用户如第三产业和材料加工等高耗能产业因行业用电特性或工艺连续性要求等原因难以参与响应;

4) 结合当地负荷和气象数据,分析指出仅在工作日最高气温达到35℃时启动夏季尖峰电价,可显著降低夏季尖峰电价日启动数量,在精准压减电网尖峰负荷的同时明显减轻实体企业用能成本。

电价实施机制是一个涉及面很广的复杂问题,由于不同行业对电价激励的响应能力有显著差异,实际上需要分行业差异化地制定需求响应电价。本文研究中发现用户侧存在严重的电价信息传导障碍。电动汽车车主可及时准确感知电价信息,是充换电行业用户做出积极响应的的基础。在内部层级结构复杂的企业中,决策者多不能及时有效获得电价信息和做出响应,在工程应用中如何降低用户侧信息传导和调整自身行为的成本,是未来值得研究的问题。

本文方法主要针对的是夏季高温时段形成的尖峰负荷,地域上主要对应中国中部和南部区域,对于全年尖峰负荷出现夏季高温时段以外的地域不适用。此外,电价激励是调整源荷供需平衡的手段,需要随电源和负荷的动态发展而调整变化。

参考文献:

- [1] 田世明,王蓓蓓,张晶.智能电网条件下的需求响应关键技术[J].中国电机工程学报,2014,34(22):3576-3589.
TIAN Shiming, WANG Beibei, ZHANG Jing. Key technologies for demand response in smart grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3576-3589.
- [2] 盛万兴,陈海,王军,等.基于负荷持续曲线的配电网运行效率评价[J].电网技术,2016,40(4):1237-1242.
SHENG Wanxing, CHEN Hai, WANG Jun, et al. Operation efficiency evaluation of distribution network

- based on load duration curve[J]. Power System Technology,2016,40(4):1237-1242.
- [3] 高赐威,梁甜甜,李扬.自动需求响应的理论与实践综述[J].电网技术,2014,38(2):352-359.
GAO Ciwei, LIANG Tiantian, LI Yang. A survey on theory and practice of automated demand response[J]. Power System Technology,2014,38(2):352-359.
- [4] 胡殿刚,齐晓琳,李韶瑜,等.考虑最优风电投标量的高载能用户电价决策模型[J].电网技术,2016,40(8):2265-2272.
HU Diangang, QI Xiaolin, LI Shaoyu, et al. Price decision model of high-load users considering optimal wind bidding strategy[J]. Power System Technology, 2016, 40 (8):2265-2272.
- [5] 杜将武,唐小强,罗志伟,等.面向综合能源园区的丰枯电价定价方法[J].发电技术,2023,44(2):261-269.
DU Jiangwu, TANG Xiaoqiang, LUO Zhiwei, et al. Pricing method for season of use in integrated energy park[J]. Power Generation Technology,2023,44(2):261-269.
- [6] 李鑫,杨方,肖湘晨,等.智能电网中用电感知的数据分析需求响应方案研究[J].电测与仪表,2022,59(2):30-37.
LI Xin, YANG Fang, XIAO Xiangchen, et al. Research on data analysis demand response scheme of power consumption perception in smart Grid[J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2022,59(2):30-37.
- [7] 胡志勇,郭雪丽,王爽,等.考虑响应意愿的电动汽车群—空调集群需求响应策略研究[J].电力系统保护与控制,2023,51(15):109-119.
HU Zhiyong, GUO Xueli, WANG Shuang, et al. Demand response strategy for electric vehicles and air conditioners considering response willingness[J]. Power System Protection and Control,2023,51(15):109-119.
- [8] 代贤忠,韩新阳,靳晓凌.需求响应参与电力平衡的成本效益评估方法[J].中国电力,2022,55(10):170-177.
DAI Xianzhong, HAN Xinyang, JIN Xiaoling. Cost-benefit assessment method for demand response participating in power balance[J]. Electric Power,2022,55 (10):170-177.
- [9] 王怡,杨知方,余娟,等.从优化视角剖析电力市场的定价问题[J].电工技术学报,2023,38(17):4729-4745.
WANG Yi, YANG Zhifang, YU Juan, et al. Analyzing pricing problem in electricity market from an optimization perspective[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2023,38(17):4729-4745.
- [10] 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.
- [11] 崔强,王秀丽,曾平良,等.调峰约束下考虑风电消纳的多目标尖峰电价决策模型[J].中国电机工程学报,2015, 35(11):2662-2669.
CUI Qiang, WANG Xiuli, ZENG Pingliang, et al. Multi-objective decision model of critical peak pricing considering capability of wind power accommodation subject to peak regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2015,35(11):2662-2669.
- [12] 张钦,王锡凡,王建学.尖峰电价决策模型分析[J].电力系统自动化,2008,32(9):11-15.
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Jianxue. Decision model analysis of critical peak pricing[J]. Automation of Electric Power Systems,2008,32(9):11-15.
- [13] CHEN W W, WANG X, PETERSEN J, et al. Optimal scheduling of demand response events for electric utilities[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2013,4(4): 2309-2319.
- [14] 魏步哈,鲍刚,李振华.基于支持向量回归预测模型考虑天气因素和分时电价因素的短期电力负荷预测[J].电网与清洁能源,2023,39(11):9-19.
WEI Buhang, BAO Gang, LI Zhenhua. Short-term electricity load forecasting based on support vector regression forecasting model considering weather factors and time-of-use tariff factors[J]. Power System and Clean Energy,2023,39(11):9-19.
- [15] 刘志强,张谦,朱熠,等.计及车—路—站—网融合的电动汽车充电负荷时空分布预测[J].电力系统自动化, 2022,46(12):36-45.
LIU Zhiqiang, ZHANG Qian, ZHU Yi, et al. Spatial-temporal distribution prediction of charging loads for electric vehicles considering vehicle-road-station-grid integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022,46(12):36-45.
- [16] 赵玲霞,王兴贵,丁颖杰,等.考虑分时电价及光热电站参与的多能源虚拟电厂优化调度[J].电力建设,2022,43 (4):119-129.
ZHAO Lingxia, WANG Xingguo, DING Yingjie, et al. Optimal dispatch of multi-energy virtual power plant considering time-of-use electricity price and CSP plant [J]. Electric Power Construction,2022,43(4):119-129.
- [17] 邓慧琼,张晓飞,曾凡滢,等.动态分时电价机制下的电动汽车充放电调度策略研究[J].智慧电力,2023,51(3): 59-66+78.
DENG Huiqiong, ZHANG Xiaofei, ZENG Fangan, et al. Electric vehicle charging and discharging scheduling strategy under dynamic time-of-use electricity price mechanism[J]. Smart Power,2023,51(3):59-66+78.