

# 分时电价优化设计的若干实用建议

张俊, Zachary Ming (E3)

高驰, Max Dupuy (睿博能源智库)



# 引言

以往，用户的电费主要是按总用电量来收取。而如今，世界各国越来越多的政策制定部门都在考虑对不同的用电时段按照有差异的价格来收取电费，这就是所谓的“分时电价”。在中国，国家发展和改革委员会于2021年出台了一份重要的政策文件（《关于进一步完善分时电价机制的通知》），要求各省对几乎所有的用户都要设计和实施分时电价<sup>1</sup>。这将极大地推进分时电价在中国的实施，并使中国成为少数几个尝试在全国范围内广泛实施分时电价的国家之一<sup>2</sup>。分时电价向电力用户发送更准确的价格信号，传达电力成本在一天或一年中的变化。相比标准化的平价用电量计费，分时电价有几点好处。首先，分时电价向用户发出价格信号，促使他们改变自己的消费模式，将电力的使用从高电价时段转向低电价时段。其次，分时电价能更加公平地将电力成本分配给在高电费时段用电的用户。

通过实行分时电价形成的电力消费模式的改变也可为系统提供多种好处。它可以通过鼓励人们在一天中发电成本较低的时段用电来降低系统总成本，并有助于避免通过昂贵的基础设施升级投资来满足高峰用电量增长的需求。其次，如果低电价时段与低排放时段或可再生能源发电量较高的时段相一致，那么改变电力消费模式可以为中国的脱碳目标做出重大贡献<sup>3</sup>。消费模式的改变可以通过用户行为的改变，或者通过自动化灵活负荷来实现，通过技术进步，让用户接受这些灵活负荷正在变得更加普遍、更容易和更便宜。自动化灵活负荷的例子包括定时的电动汽车充电，智能供热和供冷，以及智能家居等。总的来说，这种灵活性通常比电池储能等电网规模（例如，使用大容量的电池储电来满足系统电力供应与用户的需求）的解决方案便宜得多。

分时电价还可以更公平地将电力系统的成本分配给那些在发电成本较高时段用电的用户。换句话说，在低成本时段用电的用户不必分摊高成本时段用电的人产生的费用。

然而，要实现这些好处，分时电价的费率标准必须要设计得当。必须考虑的因素包括，确定分时电价的费率要准确反映系统内在的成本，而不是靠更简单的“经验法则”。在中国，按照发改委2021年文件的要求，各省已出台了分时电价实施的配套政策，并由此产生了是否、何时以及如何评估和优化这些配套政策的一系列问题<sup>4</sup>。本政策研究简要回

---

<sup>1</sup> 国家发改委(2021). 国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知. [https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202107/t20210729\\_1292067.html?code=&state=123](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202107/t20210729_1292067.html?code=&state=123)

<sup>2</sup> Faruqi, A and Bourbonnais, C. (2020). *Time of Use Rates: An International Perspective*. <https://energyregulationquarterly.ca/articles/time-of-use-rates-an-international-perspectives#sthash.MXrm28DQ.kPIDA5MS.dpbs>

<sup>3</sup> Dupuy, M. (2021). *China looks to apply flexible time-of-use electricity tariffs nationwide*. <https://www.raonline.org/blog/china-looks-to-apply-flexible-time-of-use-electricity-tariffs-nationwide/#:~:text=Time%2Dof%2Duse%2Dpricing%20can,effective%20alternatives%20to%20coal%20power.>

<sup>4</sup> 高驰(2022). 基于常规评估的分时电价动态调整思路. [https://mp.weixin.qq.com/s/qhf\\_BzyWhy6jpfCBkgN9rQ](https://mp.weixin.qq.com/s/qhf_BzyWhy6jpfCBkgN9rQ)

顾了分时电价费率设计的原则，并讨论了来自美国先行地区的一些相关经验，这些经验可作为中国下一步行动的有益借鉴。我们讨论的重点是如何设计分时电价的费率结构，从而实现最大化的经济和环境效益。

## 分时电价设计的目标

一个设计良好的分时电价机制应符合以下关键目标：

- 反映发电系统的内在成本
- 具有透明和前瞻性
- 在准确性、易处理性、和用户可理解性之间达到平衡

### 一、反映发电系统的内在成本

反映发电系统的内在成本是一个设计良好的分时电价机制的一个关键属性。确定内在的系统成本应该是一个严格的过程，它取决于对系统的准确分析，而不是对不同价格时段的经验规则。电力系统的建立和运行必须满足用户各时段的需求，当用户需求模式改变时，系统的总成本也会随之变化。系统的总成本随用电量的不同而变化的方式被称为“边际成本”，它是合理设计分时电价费率的基础。电力系统边际成本的主要组成部分包括：

- 能源及其损耗
- 发电装机容量
- 输电和配电容量
- 外部成本，包括温室气体的排放

值得注意的是，许多系统成本的构成并不会随着客户行为而改变，例如电力公司总部或行政管理人员的成本等。不随客户行为的变化而改变的成本被称为“嵌入成本”。虽然这些成本不是本文的重点，但确实有一些方法，让我们可以既收回部分嵌入成本，又维持设计优良的分时电价释放的内在边际成本信号。

本节概述了电力系统上述每个关键的边际成本构成要素，以及在实施分时电价时如何确定这些要素。

### 能源

能源的边际成本是指由于用户负荷增加而需要生产更多能源的成本（或是由于用户负荷减少而减少能源生产的成本）。一年中每小时生产能源的成本随用户的负荷和可用的

供应量而波动。当负荷变大时，必须以较高的成本调度效率较低而且成本更高的发电机组。然而，可再生能源的出现带来了一种新的走势：可再生能源发电量大的时段可以减少电力系统的调度成本，因为一旦风能或太阳能发电设施建成，其生产能源的燃料成本为零。虽然能源成本每小时都在波动，但这种波动往往会有每天或是季节性的重复模式。

计算能源的边际成本有多种方法：有简单的堆栈模型、生产模拟模型（有时称为生产成本模型）、也有实际的历史能源市场数据。在这些方法中，只有模型能够衡量一个快速发展的电力系统的**未来**变化，而这些变化在历史数据中无从反映。生产模拟模型是一种软件工具，它在特定的约束条件下（如发电机机组和输电限制），以最小成本（即经济最优）的方式，模拟每小时（甚至每几十分钟）电力系统的运行情况。由于这些模型提供的严格性和准确性，我们建议用这些模型来确定系统成本。

生产模拟模型的关键输出之一是以美元/兆瓦时为单位计算一年（8760小时）中每小时的能源边际成本，代表每额外生产1兆瓦时能源的成本。这些数据可以汇总为每个月/小时的平均值，以体现经常出现的每日和季节性模式，并看出边际成本在何时更高。举例来说，下图显示了加州采用的生产模拟模型的计算结果。在加州，这些生产模拟模型的具体细节是通过公开讨论商榷而成的<sup>5</sup>。

图1:各月/各小时能源边际成本热图（美元/兆瓦时）

\$/MWh	小时时段																							
	夜间						早晨						午后						晚间					
月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
一月	40	40	39	38	38	39	42	39	36	35	34	34	35	37	41	48	48	52	50	48	47	44	44	43
二月	39	39	39	38	38	39	41	37	31	39	26	25	26	29	36	47	48	53	52	50	47	44	44	45
三月	37	39	39	39	37	38	35	24	19	18	15	15	16	17	27	45	51	56	59	49	43	39	39	39
四月	35	36	35	34	34	34	17	9	9	8	5	4	4	4	8	23	49	56	70	52	43	40	40	39
五月	40	40	39	36	37	36	19	12	9	11	10	8	7	10	18	36	53	59	68	61	47	45	45	44
六月	38	39	39	39	39	39	34	30	30	30	30	31	32	37	44	52	55	61	63	56	52	42	42	41
七月	41	41	39	39	39	39	37	35	36	36	36	36	37	42	51	62	81	100	87	66	62	44	44	43
八月	42	41	41	40	41	40	42	42	42	42	41	41	43	49	53	65	93	132	118	80	67	49	49	45
九月	40	39	38	37	37	38	37	35	34	33	34	34	35	42	48	61	97	140	108	74	61	50	50	46
十月	39	38	37	37	37	38	39	34	33	33	33	33	34	39	50	48	51	51	48	46	44	43	43	42
十一月	37	36	35	34	34	36	35	33	31	29	29	29	31	34	45	45	47	48	47	46	44	43	43	40
十二月	40	40	39	38	38	39	42	42	38	37	36	36	37	38	45	47	51	53	52	49	47	44	44	42

Data Source: California Public Utilities Commission 2022 Avoided Cost Calculator Documentation (Figure 16); chart reformatted by E3. <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/demand-side-management/acc-models-latest-version/2022-acc-documentation-v1a.pdf>

由于在通过输配电系统向终端用户输送能源时会发生电阻损耗，电力系统必须比给终端用户的售电量多产生约10%的能源（因国家和地区而异）。因此，边际能源成本应通过估计的输电和配电损耗的数量适当上调，以确保售电的全部成本能反映到边际成本的构成中。

<sup>5</sup> E3. (2022). Files from Brian Horii at Energy and Environmental Economics, Inc. <https://e3.sharefile.com/share/view/s3fdd4ff8b9db4e95904726427ae54e81/fo1ed759-f5d6-4904-8047-9aa67a677f9a>

## 发电容量

发电容量的边际成本代表了投建额外发电厂的成本，建设这些发电厂可能只是为了满足少数特定时段用户负荷的增加，否则系统装机容量就会不足（换言之，如能减少用户负荷就可以节省的电厂投资成本）。造成发电容量需求的这几个小时通常被称为失负荷概率峰值小时。过去，这些峰值小时通常分布在用电负荷最高的时候，也就是系统发电能力最有可能不足的时候。在可再生能源渗透率较高的情况下，高负荷时段可能会被大量可再生能源出力所缓解，因此失负荷概率峰值小时可能与高负荷时段关联不再那么紧密，而更多地与可再生能源发电量较低的时段重合。这些失负荷概率小时峰值可以使用美国行业标准的“失负荷概率”模型来计算，该模型模拟系统在多种可能条件下（负荷、可再生能源可用性、发电机停机等），来确定哪些时间段最有可能需要新建发电产能。由于系统在大多数小时内都有过剩容量，一年中大多数时间内的失负荷概率为零，如下图2所示。

在失负荷概率峰值小时期间的容量边际成本，也就是“新增容量净成本”，是通过取最低成本发电容量资源的全部平准化成本，并减去该机组可能提供给系统的任何增量调度收益来计算的<sup>6</sup>。如果系统的容量普遍过剩，容量边际成本自然也会变低甚至归零（这意味着增加一千瓦的负荷不会增加对额外发电容量的需求）。

将“新增容量的净成本”分摊到失负荷概率峰值小时上，就会得到一个对总边际成本中发电容量成本的估计。下图显示了加州的计算结果范例。由于发电容量成本被分摊在了相对集中的较少几个峰值小时上，导致发电容量的美元/兆瓦时边际成本相对较高。

图2: 发电容量边际成本的月/小时热图

\$/MWh	小时时段																							
	夜间						早晨						午后						晚间					
月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
一月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
二月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
三月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
四月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
五月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
六月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
七月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	391	104	0	0	0
八月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	122	387	1258	425	626	464	0	0
九月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1326	1518	48	0	0	0	0
十月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
十一月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
十二月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Data Source: California Public Utilities Commission 2022 Avoided Cost Calculator Documentation with E3 Internal Analysis; chart created by E3. <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/demand-side-management/acc-models-latest-version/2022-acc-documentation-v1a.pdf>

和能源一样，电阻损耗的存在意味着系统应安装比这些时段内终端用户所用产能多出约10%的发电容量。因此，边际发电容量成本应囊括输配电损耗产生的成本，以确保销

<sup>6</sup> 传统上，天然气内燃涡轮机是成本最低的发电容量资源；随着储能等替代技术成本的下降，其他资源可能能够以较低的成本提供发电容量。

售电力的全部成本都包含在边际成本的测算中。

## 输配电容量

输配电容量的边际成本是指在特定的某一小段时间内，由于用户负荷增加而需额外建设的输配电容量的投资成本，否则系统将超载且无法安全交付全部所需的电能量（反过来说，由于客户用电负荷的减少而节省的这些输配电投资的成本）。导致额外需要这些输配电容量的时段通常也是负荷峰值。与发电容量的边际成本不同，这些时段不受可再生能源渗透率的影响，因为所有电子（无论其来源为何）都要通过输配电系统输送，以满足终端用户负荷<sup>7</sup>。这些输配电容量边际成本的确定应基于对不同地点用户的终端使用负荷模式的分析之上。例如，处于炎热和寒冷气候中的用户可能有着不同的负荷模式；同样，居民和商业用户也可能有不同的负荷模式。

输配电容量的边际成本应通过各电网公司具体的边际成本研究来确定，其具体数值应反映由于用户负荷增加而导致的投建额外输配电设施的增量成本。这个值与电网公司必须回收的输配电容量的平均成本有所不同，后者将属于前面提到的嵌入成本类别。与导致输配电容量需求的时间段一样，输配电的边际成本也可能与具体地点有关，应针对不同的地区和用户类型进行研究。

将输配电容量的边际成本分摊到导致需求的各小时内，可以估算出增加或减少负荷所产生的输配电容量边际成本。下图例显示了加州输配电容量边际成本的计算结果。

图3: 输配电容量边际成本的月/小时热图

\$/MWh	小时时段																							
	夜间					早晨					午后					晚间								
月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
一月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
二月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	14	0	0	1	1	1	0	0	0
三月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
四月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
五月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	3	3	3	3	3	2	1	0
六月	0	0	0	0	0	0	1	3	4	4	6	8	11	20	35	69	123	172	173	113	49	12	1	0
七月	0	0	0	0	0	0	1	3	4	5	8	10	14	27	51	97	163	206	202	138	61	17	1	
八月	0	0	0	0	0	0	1	2	3	4	6	9	13	27	52	102	176	244	253	168	82	29	3	
九月	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	3	9	24	62	104	127	115	75	38	9	1	
十月	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	5	12	27	41	44	34	18	6	1	0	
十一月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
十二月	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	

Data Source: California Public Utilities Commission 2022 Avoided Cost Calculator Documentation with E3 Internal Analysis ; chart created by E3.  
<https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/demand-side-management/acc-models-latest-version/2022-acc-documentation-v1a.pdf>

## 外部成本

各外部因素的边际成本，包括温室气体排放，代表了由于用户负荷增加而产生的排放成本（或等价地，由于用户负荷减少而避免的这部分成本）。在制定了减排目标的地区，

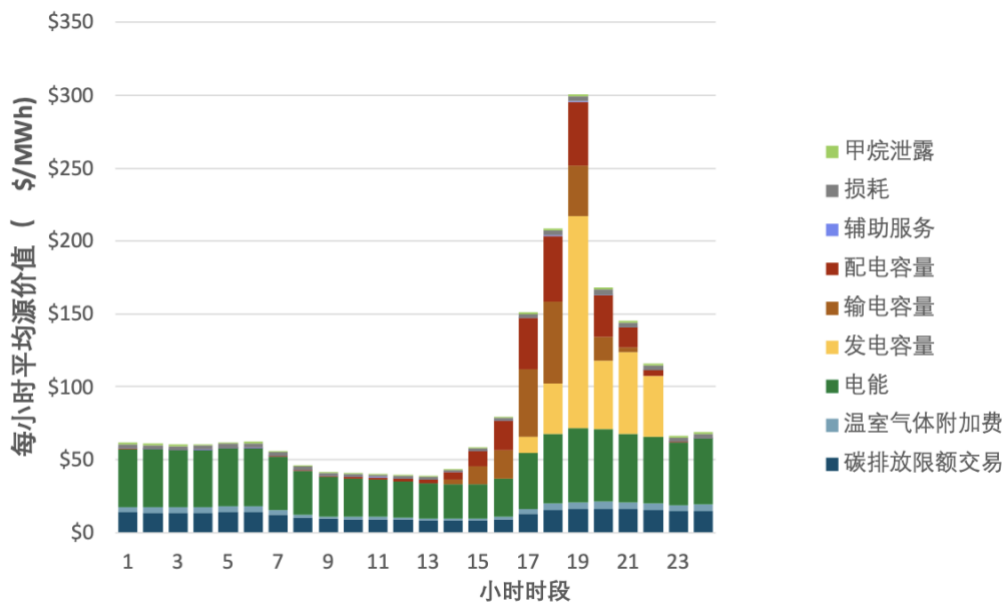
<sup>7</sup> 需要注意的是，安装与终端用户所在地的可再生能源和储能被系统视为用户负荷的改变，因此会影响到对输配电的时间和容量需求。

决策部门可以制定为温室气体排放定价的政策（如碳税或排放限额和交易价格）。这些成本的计算方法是将边际发电机的排放率（在能源边际成本步骤中确定）乘以排放的政策价格。在有大量可再生能源发电的多个小时内，风能或太阳能可能是排放率为零的边际发电机。在许多情况下，温室气体排放的边际成本被嵌入到能源价格中（就像在具有碳价格的批发电力市场中的情况一样）。然而，为提高透明度而区分开这些成本通常对决策部门有利。

## 总结

上面列出的这些边际成本类别代表了整个北美电力系统使用的最大和最常见的类别。但是，适用于各个电力系统的具体边际成本类别可能有所不同，应通过一个全面、透明的公共流程加以考虑。将所有边际成本组成部分加在一起，就可产生增加或减少负荷的每小时总边际成本。下图显示了来自加州计算结果的一个例子。需要注意的是，这个每日轮廓图代表了所有季节的平均值，而每个季节的数值可能有高有低。

图4. 加州系统边际成本细项



Source: California Public Utilities Commission 2022 Avoided Cost Calculator. <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/demand-side-management/energy-efficiency/idsm>

## 二、采用透明且前瞻性的方法

在快速发展的电力行业中，有着许多不同的市场参与者，让每个人都能了解和响应分时电价的价格信号至关重要。为了让这些分时电价的效力和响应达到最大，应当通过一

个透明、公开的流程来制定这些费率。在美国的许多州，这些边际成本要通过面向公众征求意见的过程来计算和发布，让各利益相关方有机会对最终结果发表意见。例如，加州公用事业委员会每年公开征求一次意见，建立一个公开的“可避免成本计算器”模型，该模型量化了各个边际成本的组成部分，包括能源、发电装机容量、输配电容量以及温室气体排放量等<sup>8</sup>。类似地，纽约州公共服务委员会发布了一个“边际成本值堆栈”，量化了边际成本的组成部分，如不同地点的边际价格（相当于能源）、容量值和环境值<sup>9</sup>。这个工具被用于许多费率制定和补偿计划。

同样重要的是，估算边际成本要具有前瞻性，反映预期的未来系统条件而非历史条件。例如，在快速发展的电力系统中，由于电气化和可再生能源的快速增长，前瞻性可以确保资源满足系统的实际需求，而不用考虑那些可能不再相关的需求。特别是，应该预测出边际成本的数值和时段，以了解这些值可能在相关的时间尺度内可能的变化。

### 三、准确性、易处理性及用户可理解性

用前几节介绍的边际成本分析方法的建议可对一年中每小时电力成本的变化给出非常详尽和准确的估计。然而，对于电网公司来说，最好能把这些边际成本计算结果汇集起来，换算出统一的高电价或低电价时段，以简化费率结构，提高用户的可理解性。在分时电价的设计中，这一步并没有确切的科学依据，它本质上依赖于政策制定部门和决策部门的判断。下图显示了如何将24小时x 12个月的每小时边际成本值表汇总为更容易处理和理解的高峰期间和非高峰期间的分时电价。

---

<sup>8</sup> California Public Utilities Commission. (n.d.). *IDER Cost-effectiveness*. <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/demand-side-management/energy-efficiency/idsm>

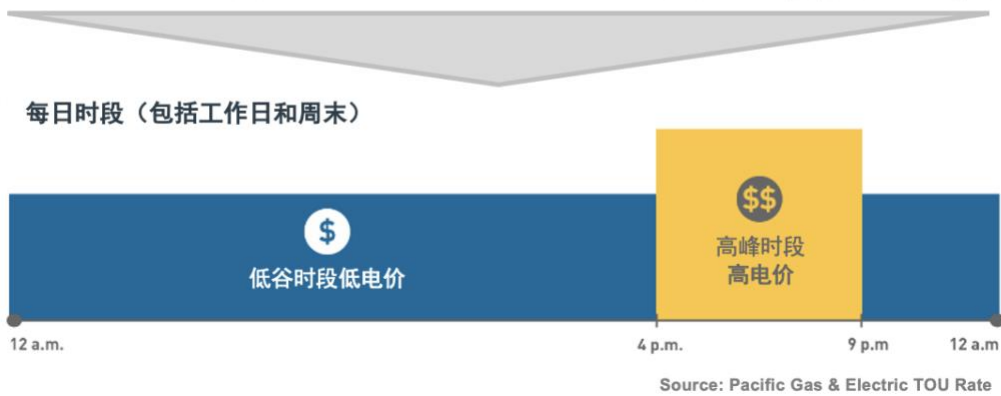
<sup>9</sup> The New York State Public Service Commission. (n.d.). *The Value Stack*. <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/nysun/contractors/value-of-distributed-energy-resources>



图5: 将每小时边际成本换算出为分时电价的高峰/非高峰时段

\$/MWh	小时时段																								
	夜间						早晨						午后						晚间						
月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
一月	68	68	67	67	67	68	72	72	66	66	65	63	61	59	57	60	价格高峰时间						76	72	70
二月	69	69	68	68	68	70	72	67	48	43	41	39	38	38	44	41	价格高峰时间						77	74	73
三月	62	64	63	63	63	66	66	37	25	23	23	22	20	19	18	21	价格高峰时间						72	68	68
四月	48	45	43	44	47	48	35	12	9	9	8	7	5	3	2	4	价格高峰时间						52	53	56
五月	58	56	54	55	57	52	24	16	14	13	14	13	11	11	11	13	价格高峰时间						62	63	64
六月	63	64	64	65	65	65	47	42	42	41	41	41	41	82	131	190	价格高峰时间						83	73	70
七月	66	66	65	65	66	66	54	49	50	50	50	50	51	58	71	98	价格高峰时间						91	73	72
八月	70	70	70	70	71	71	67	59	61	61	62	61	63	70	119	153	价格高峰时间						78	77	77
九月	68	68	68	68	68	69	66	49	48	48	47	46	46	48	59	121	价格高峰时间						86	73	77
十月	65	65	65	65	66	67	52	52	51	51	50	49	50	91	109	价格高峰时间						71	69	71	
十一月	64	64	63	62	63	64	65	57	54	53	52	50	49	49	50	59	价格高峰时间						72	69	69
十二月	68	68	67	67	67	68	70	70	69	68	66	64	62	61	60	65	价格高峰时间						75	71	71

Data source: California Avoided Cost Calculator with E3 Internal Analysis; chart created by E3

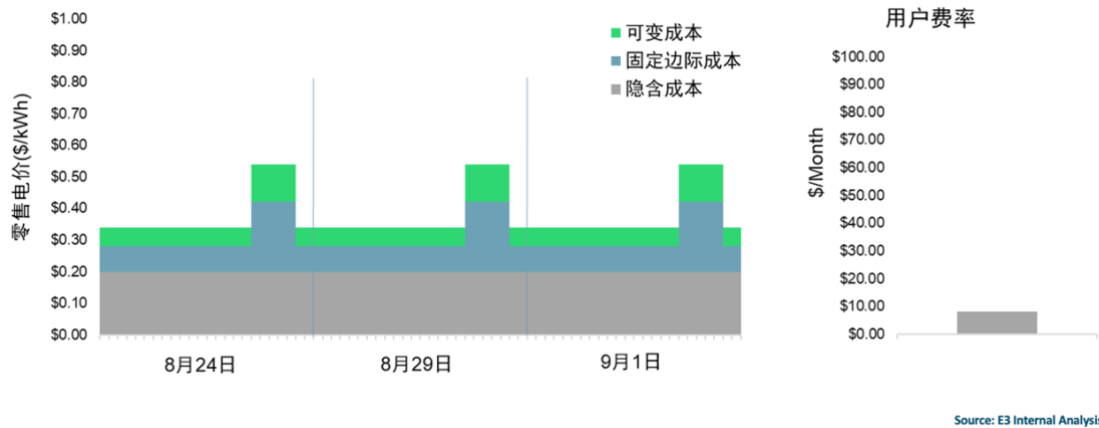


除了分隔高峰与非高峰时段，设计分时电价的另一个重要方面在于设计不同时段之间的相对电价差。为了尽可能释放出最准确的价格信号（以便于激发需求侧灵活性，并将成本公平分摊给用户），电网公司应确保将高峰时段和非高峰时段之间边际成本的绝对差异反映在费率中。换句话说，不应事先确定高峰价格与非高峰价格的具体比率，而是要尽量反映这些时段之间的成本差。

## 四、嵌入成本的回收

电网公司需要收回的总成本（即其“嵌入”成本）并不总是与其边际成本相符。当电网公司需要从用户那里收回的成本超过边际成本时，其费率设计应当尽可能保证，与仅依边际成本确定的费率相比，用户行为相差无几。实现这一目标可采用多种价格，包括固定费用、需求费用或按用电量的增加统一加收，以保持高峰价格和非高峰价格之间基本的绝对价差。下图给出了上述回收嵌入式成本的说明。

图6: 嵌入成本回收示意图



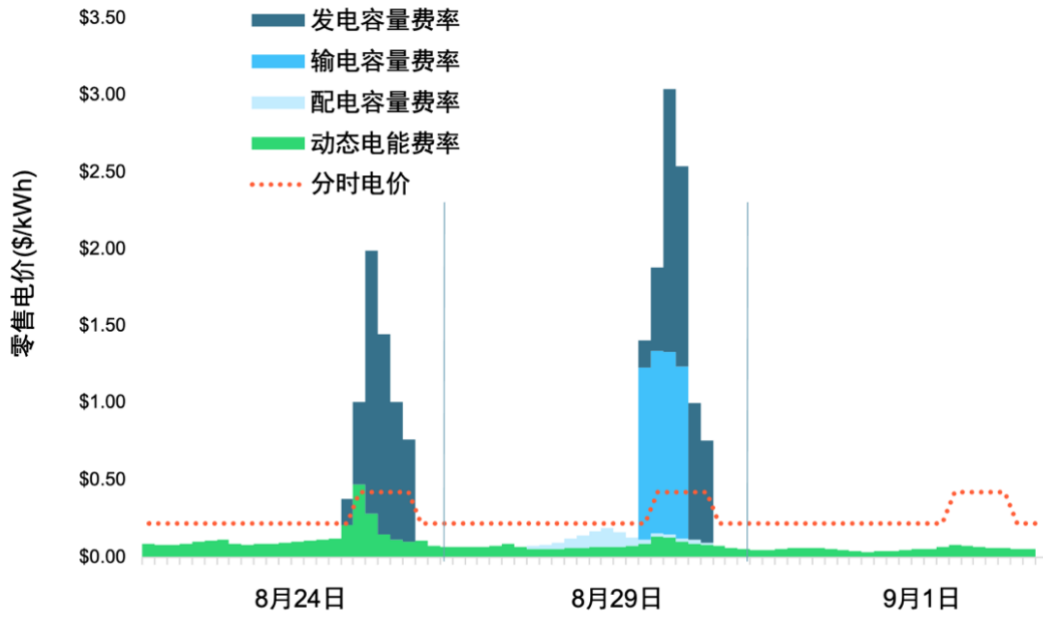
## 分时电价设计的不断发展

上面概述的这些原则为合理地实施反映发电成本的分时电价提供了一种综合性指南, 该指南在准确性、细节性、易处理性和用户可理解性之间达到平衡。虽然这种费率结构相对于直接按用电量平价收费是一个显著的改进, 但它仍然可能与实际内在系统的边际成本有所出入。通常的分时定价发出每日恒定的价格信号(即, 价格结构和收费时段是预先设定的, 不会随实际系统条件每小时发生改变), 这可能无法反映特定时段驱动边际成本的系统紧缺条件。电力紧缺可能很少发生(不会每天发生), 然而极端炎热/寒冷的天气和可再生能源发电量极低的时候会导致一定程度的电力紧缺。如果这些是系统成本的主要驱动因素, 那么每天向用户发送相同的价格信号在系统非常紧张的时候就有可能向终端用户发出错误的价格信号。

解决这种可能出现的情况的补救办法是动态定价, 以反映系统每小时面临的实际实时成本。虽然这种电价有可能发送更准确的信号, 但它也更复杂, 政策制定部门应该考虑到实行动态定价的影响。当电力供应持续几天都紧张时, 用户也可能更难做出反应, 因为日内负荷调峰比日间负荷调峰要容易些, 成本也更低。一个具有高比例可再生能源的系统会出现很大的日常性波动, 因为可再生能源的本质致使其出力具有相对显著的波动性。

下面的示意图是一个带有实时动态定价的费率设计示例。虽然由于技术原因和政治障碍, 短期内实现这种费率不太可行, 但政策制定者和和决策部门应比较固定时段分时电价费率结构与动态定价费率的表现。在条件成熟的情况下, 在现有的基础之上进一步发展和改完善固定时段分时电价费率结构。

图7: 动态实时电价示意图



Source: E3 Internal Analysis

## 结论

通过向用户发出价格信号，让电力消费调整到一天中成本和排放较低的时段，分时电价对于降低系统成本，减少排放都有着巨大的潜力。然而，若要实现这种费率的好处，分时电价必须准确地反映系统的内在成本。为了实现这一目标并确保广泛的市场参与者理解并能够适当地作出反应，分时电价的费率应通过严格、前瞻性、透明的过程来制定、计算出所有相关成本类别的边际成本。这些信息应汇总在一个公开的计算程序中，以便用户和市场参与者能够了分时电价的各个时段是如何确定的，以及这些电价水平是怎样设置的。



**RAP**<sup>®</sup>

Energy Solutions for a Changing World

---

**Regulatory Assistance Project (RAP)**<sup>®</sup>

Belgium · China · Germany · India · United States

---

CITIC Building, Room 2504

No. 19 Jianguomenwai Dajie  
Beijing, 100004

---

中国北京市建国门外大街 19 号

国际大厦 2504 室

邮编: 100004

[raponline.org](http://raponline.org)

© Regulatory Assistance Project (RAP)<sup>®</sup>. This work is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial License (CC BY-NC 4.0).