

## چگونه هزینه واقعی بخار را محاسبه کنیم؟ (2)

شرکت پارس جم کنترل  
نویسنده مقاله: مهندس عادل قهرمانی

### مدل سازی

یک مدل شبیه سازی شده، نمایشی ریاضی از یک فرایند است که شامل اجزائی نظیر معادلات، محدودیت ها و فرض ها می گردد.

این مدل ارتباطات بین انرژی و جرم در اجزای اصلی سیستم نظیر سوخت، بویلرها، توربین های بخار، توربین های گاز، دی اریتورها، مخازن فلاش، دی سوپرهیترها، اکونومایزرها، مبدل های حرارتی و تجهیزات مصرف کننده بخار را بیان می نماید. بصورت مثال در سیستم بخار شکل 1، مقادیر ورودی و خروجی به محدوده واحد یوتیلیتی بخار عبارت است از:

**جریان های ورودی:** برگشت کندانس فرایند + آب تغذیه ورودی بویلر

**جریان های خروجی:** بخار مصرفی فرایند + بلودان + ونت بخار به اتمسفر

بمنظور بالانس جرمی با صرف نظر از میزان اتلافات، مقادیر ورودی و خروجی برابر در نظر گرفته می شوند. با این وجود در برخی از سیستم ها ممکن است میزان اتلافات زیاد بوده که باید در محاسبات لحاظ شود.

عملیات مشابه جهت زیر مجموعه های کوچک تر نیز باید انجام پذیرد:

- **بویلر:**

تولید بخار + بلودان بویلر (قبل از ورود به مخزن فلاش) = آب تغذیه ورودی به بویلر

- **کلکتور اصلی بخار:**

بخار خروجی بویلر = بخار خروجی جهت فرایند + بخار خروجی به سمت ایستگاه تقلیل فشار + بخار لازم جهت توربوژنراتور + بخار مورد نیاز جهت دوده زدائی<sup>1</sup>

- **تانک کندانس:**

آب خروجی به سمت دی اریتور = آب جبرانی سیستم + مجموع کندانس برگشتی - ونت A

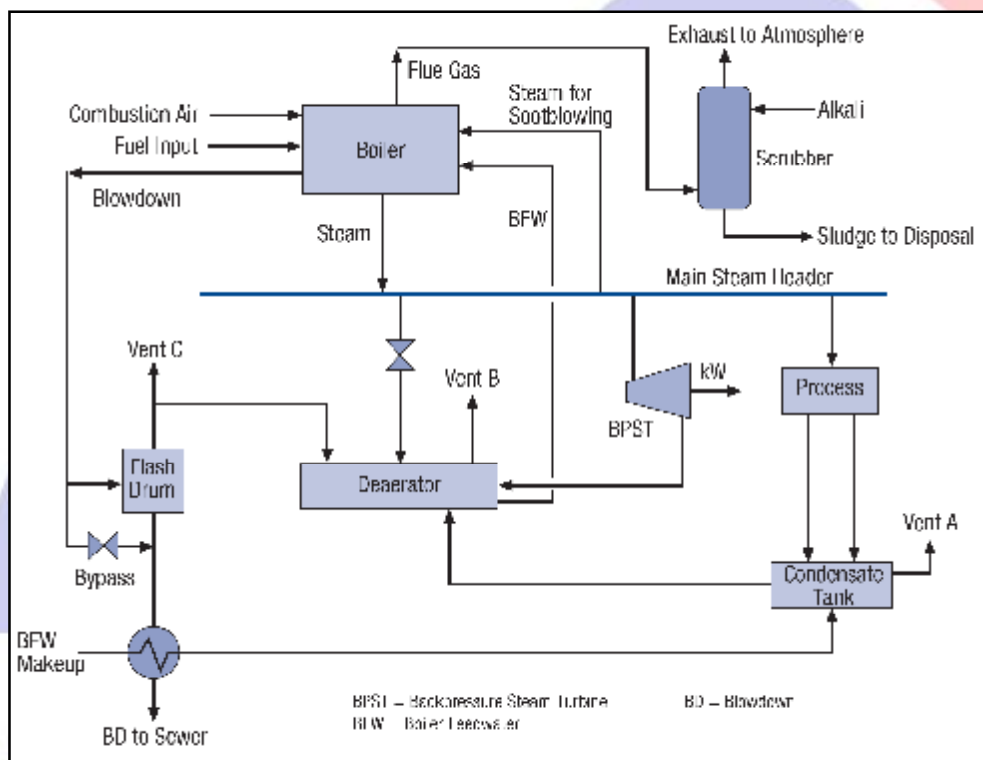
<sup>1</sup> Soot blowing

- بلودان بویلر در فشار و دمای کاری بویلر بوده و در زمان تخلیه به اتمسفر مقدار قابل توجهی بخار فلاش را تولید خواهد نمود. این بخار فلاش می تواند بمنظور استفاده جهت گرمایش دی اریتور باز یافت گردد. معمولا بلودان بویلر به سمت مخزن فلاش با فشار دی اریتور هدایت شده و میزان گذر بخار با حرف C در شکل 1 برابر با صفر خواهد بود. بنابراین بالانس جرمی جهت مخزن فلاش بلودان برابر است با:

**بلودان بویلر = بلودان خروجی مخزن فلاش + بخار فلاش خروجی به سمت دی اریتور**

- **دی اریتور:**

آب تغذیه ورودی بویلر = کندانس برگشتی از تانک کندانس + بخار ورودی از ایستگاه تقلیل فشار + بخار ورودی از طریق توربین های بخار + بخار فلاش حاصل از مخزن بلودان - ونت B



شکل شماره 1: شماتیک نمونه سیستم بخار

علاوه بر بالانس جرمی، بالانس های انرژی (انتالپی) نیز جهت هر یک از زیر سیستم ها در نظر گرفته شده و در نهایت مجموعه ترکیبی معادلات بصورت جبری حل خواهد شد. بررسی عمومی بالانس ها نشان می دهد تعداد بیشتری از یک متغیر مجهول وجود داشته و بنابراین معادلات باید بصورت تکراری حل گردند. مسئله با همگرا شدن محاسبات به سمت یک جواب مشترک حل خواهد شد.

بدین منظور توصیه می شود تا در ابتدا برآورد اولیه ای از میزان تولید بخار فرض شده و معادلات مربوط به آب جبرانی، برگشت کندانس، بلودان و آب تغذیه بویلر حل شده و سپس بالانس های مستقل جهت زیر مجموعه ها (کلکتور بویلر،

مخزن فلاش بلودان ، تانک کندانس و دی اریاتور) حل شوند . پس از محاسبه میزان گذر بخار جدید ، مقدار آن با حدس اولیه مقایسه شده و سپس محاسبات مجدداً تکرار می شوند تا نتایج همگرا گردند .

هزینه خالص راهبری سیستم برابر خواهد بود با هزینه تولید بخار ، منهای امتیاز تولید برق توسط توربین های بخار .

در سیستم های ساده با گذر یکنواخت بخار ، انجام محاسبات به تعداد یک مرتبه کافی است . در صورت تغییر در محدوده ها یا مفروضات ، محاسبات بصورت دوره ای تکرار می گردد . در این مورد حتی ممکن است نیازی به مدل کامپیوتری نیز نباشد .

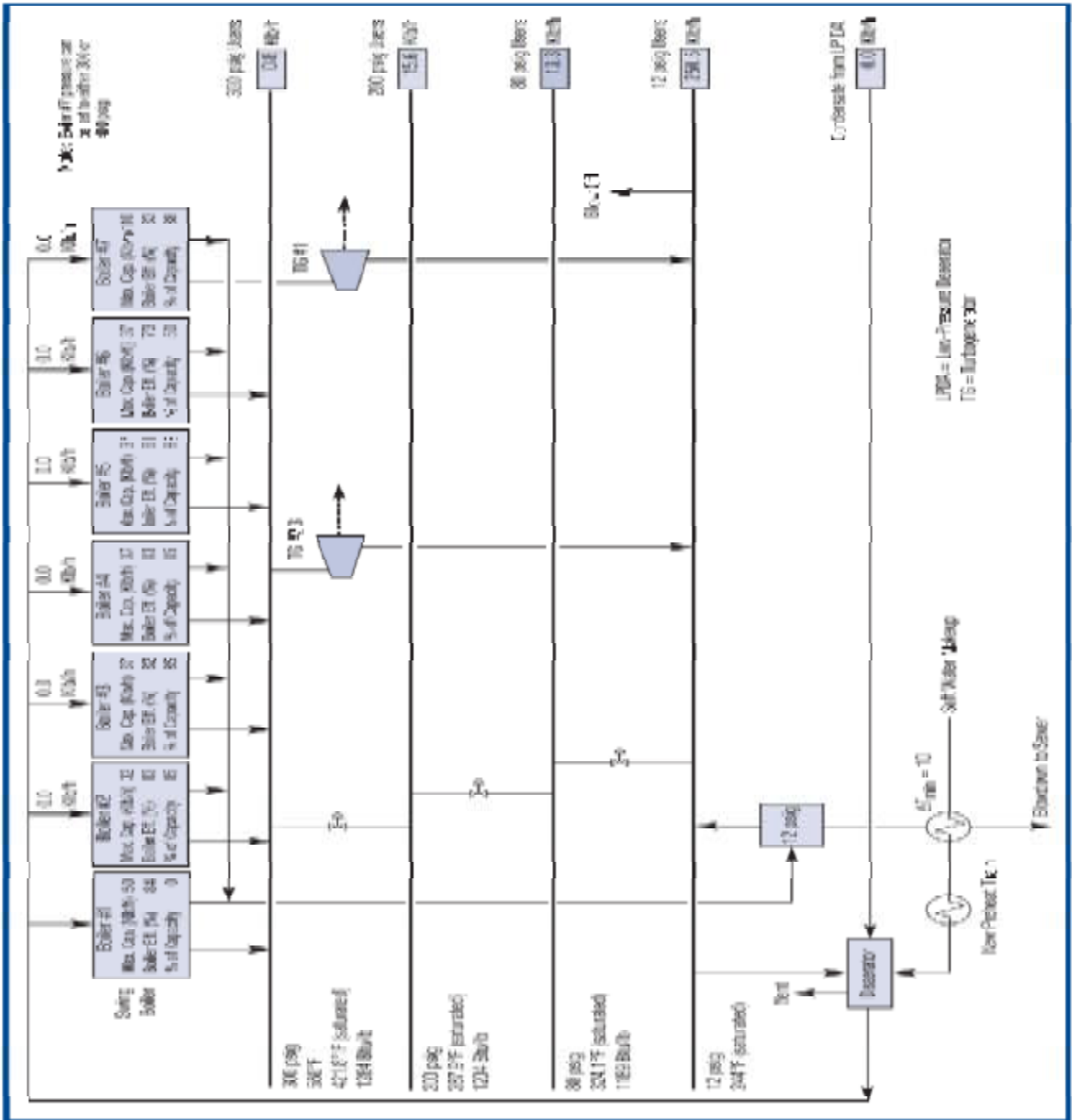
مجموعه های صنعتی بزرگ معمولاً پیچیده تر هستند : چندین بویلر ، چندین نوع سوخت ، چندین سطح فشار ، و مسیرهای فرعی بین سطوح مختلف فشار نظیر شیرهای تقلیل فشار یا توربین های بخار .

در این گونه مجموعه ها نیاز است تا مدل کامپیوتری تهیه و چندین مرتبه در روز اجرا شود تا نتایج دقیق تری بدست آید .

### مثالی از محاسبه هزینه تولید بخار

مدل های بخار می توانند در سطوح مختلف تهیه شوند . مدلی که خیلی ساده باشد ممکن است قادر به تشخیص اثرات و تغییرات مهم نباشد . مدل هائی با جزئیات زیاد ، ممکن است بدون دلیل بسیار پیچیده و یا گران بوده و در عین حال ابزار مفیدتری جهت تصمیم گیری های آتی نیز نباشد .

کارخانه شکر نشان داده شده در شکل 2 که دارای هفت بویلر ، چهار فشار کاری مختلف و سه توربوژنراتور است نشان دهنده بهینه ترین اجزا جهت اکثر صنایع بوده و با تنها یک لوپ تکراری نتایج قابل قبولی را بدست می دهد .



شکل شماره 2: دیاگرام ساده شده ای از سیکل ترکیبی بخار (انرژی و برق) در یک پالایشگاه شکر

بدین وسیله ، هزینه متوسط تولید بخار تقریباً برآحتی بدست می آید ولی هزینه های مصرف را چگونه توان تخمین زد ؟ در ابتدا لازم است تا تمایز بین هزینه های متوسط و هزینه موضعی و یا مرزی<sup>2</sup> مشخص شود. تعاریف پایه عبارتند از :

بمنظور انجام محاسبات بازیافت انرژی و پروژه های بهینه سازی و افزایش راندمان ، هزینه مرزی باید محاسبه شود . قدم اول تصمیم گیری در مورد پارامترهای راهبری پایه جهت سیکل های ترکیبی قدرت و حرارت نظیر : آهنگ بازگشت کندانس ، بلودان بویلر ، فشار دی اریاتور ، نوع سوخت ، دمای کندانس ، دمای آب تغذیه بویلر ، پروفیل تقاضای بخار ، فشار شکن ها و جریان توربین های بخار می باشد . سپس از مدل مربوط جهت برآورد هزینه های کل بهره برداری با توجه به مقادیر پایه فوق مشابه جدول 1 استفاده می شود .



---

<sup>2</sup> Marginal cost

### Assumptions/Basis:

|                     |   |                    |
|---------------------|---|--------------------|
| Required Power      | 8.32 MW                                     |                    |
| Generated Power     | 7.80 MW (includes direct mechanical drives) | BD = Blowdown      |
| Full Rate Operation | 7680 h/yr                                   | ST = Steam Turbine |
| Total Boiler Duty   | 370.8 MMBtu/h                               |                    |
| Gas Heating Value   | 1020 Btu/cubic foot                         |                    |

|   | Psig       | Klb/h      | Comments                |
|---|------------|------------|-------------------------|
| Process Steam Demand                    | 200        | 15.6       |                         |
|   | 80         | 13.3       |                         |
|   | 12         | 250.5      |                         |
| Parasitic Steam Demand                  | 300        | 1.7        | Scotblowing and losses  |
|   | 12         | 21.3       | Deaerator               |
|   | 12         | -5.4       | BD flash vapor recovery |
| <b>Total Steam Generation Required:</b> | <b>300</b> | <b>297</b> |                         |

### Operating Costs:

|                 | Quantity    | Unit Cost, \$ |      | MMS/yr      |
|-----------------|-------------|---------------|------|-------------|
|                 |             | @             | Unit |             |
| Gas (fuel)      | 363.6 KCF/h | 2.40          | KCF  | 6.70        |
| Purchased Power | 0.52 MW     | 61.0          | MWH  | 0.24        |
| Softened Water  | 246.4 gpm   | 1.00          | Kgal | 0.11        |
| Wastewater      | 47.4 gpm    | 0.25          | Kgal | 0.01        |
|                 |             | <b>Total</b>  |      | <b>7.06</b> |

### Operating Policy and Constraints

- Boilers #1 through 6, capacity limits:  
Minimum = 30% of design  
Preferred Rate = 85% of design  
Maximum safe = 95% of design
- Boiler #7 is operated independently of others; direct coupled to Steam Turbine #1 (steam demand for ST#1 depends on compressor load)
- Steam flow capacity constraints on turbogenerators ST #2 and #3:

|      | Min | Max |       |
|------|-----|-----|-------|
| ST#2 | 20  | 60  | Klb/h |
| ST#3 | 40  | 120 |       |

### جدول شماره 1: مقادیر پایه هزینه تولید بخار محاسبه شده توسط مدل

بصورت مثال در صورت کاهش یا افزایش در مصرف بخار فشار پائین (12 psig) نحوه تغییرات هزینه های کل بهره برداری چگونه خواهد بود؟ بدین منظور، میزان مصرف بخار فرایند بصورت دستی تغییر داده شده و هزینه جدید راهبری سیستم، توسط مدل مشخص می گردد.

مدل مذکور باید بتواند با توجه به تغییر در میزان تقاضای بخار بسته به چگونگی بهره برداری از سیستم در زمان های مختلف، نتایج دقیق را ارائه نماید. پاره ای از این اطلاعات مهم سوالاتی مانند زیر می باشند:

آیا تقلیل فشار به کلکتور فشار پائین از طریق شیرهای فشار شکن انجام می گیرد یا از طریق توربین های بخار؟ آیا درجه سوپر هیت مورد نیاز در خط تامین می شود؟ نوع سوخت و بویلر های در حال کار بدرستی تعیین شده اند؟ آیا محدودیت های ظرفیتی تجهیزات در نظر گرفته شده اند؟ آیا راندمان صحیح بویلرها و توربین ها بدقت وارد شده اند؟

روش محاسبه فوق با تغییر مجدد در پارامترهای ورودی مجدداً تکرار شده و در نهایت نتایج در جدول 2 و شکل 3 خلاصه و درج شده اند .

جدول 2 نشان می دهد که هزینه تولید بخار فشارپائین بصورت کاملاً مشخص با تغییر در شرایط بهره برداری متفاوت می باشد، زیرا در این شرایط مسیر و نحوه تامین بخار فشار پائین در داخل سایت تغییر می نماید . در کم ترین مصارف ، در زمانی که مصرف بخار در حدود 152.8 klb/hr می باشد ، بویلر گازی شماره یک در حداقل ظرفیت خود (30%) کار می نماید . در این شرایط با توجه به اینکه گاز گران ترین سوخت می باشد ، بویلرهای دو الی شش ( با سوخت زغال سنگ ) بسته به میزان بار در مدار وارد می شوند تا نیاز به بخار را برآورده کنند . به نسبت توربوژنراتورهای دو و سه در حداقل میزان بار خود یعنی 20 klb/hr و 40 klb/hr می باشند. با افزایش تقاضای بخار ، میزان بار در بویلرها افزایش یافته و همچنین جریان بخار در توربوژنراتور سه تا حداکثر میزان خود یعنی 110 klb/hr افزایش می یابد . با افزایش بیشتر تقاضا ، جریان در توربوژنراتور دو نیز افزایش می یابد. در شرایط نسبتاً زیاد در خواست بخار ، بویلر های زغال سوز در میزان 85% تولید بخار خود قرار می گیرند .

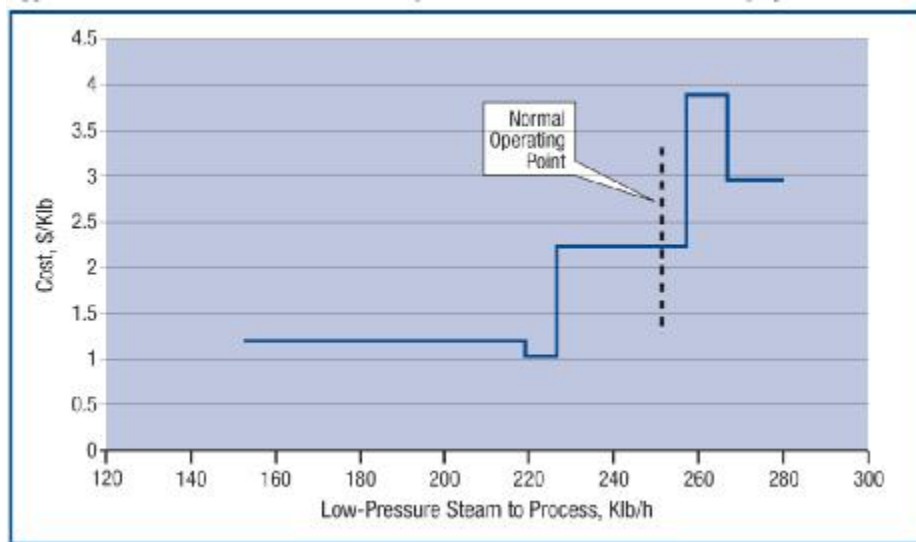
اکنون افزایش بیشتر تقاضا باید توسط بویلر گاز سوز جبران شود . پس از کسب حداکثر جریان در توربوژنراتور شماره دو تا اندازه 60 klb/hr ، تقاضای بیشتر باید از طریق شیرهای تقلیل فشار مابین خطوط فشار بالا و فشار پائین تامین گردد. در این حالت هزینه موضعی تامین بخار فشار پائین افزایش چشمگیری می یابد.

با ادامه افزایش مصرف بخار فشار پائین ، بویلرهای زغال سوز مجدداً با افزایش ظرفیت تا حداکثر میزان ایمن کاری در حدود 95% بخار بیشتری را به مدار وارد می نمایند. توجه نمائید نوع سوخت مصرفی از زغال سنگ شروع شده ، سپس به گاز سوئیچ کرده و مجدداً به زغال سنگ بر می گردد. هزینه موضعی تولید بخار نه تنها به نوع سوخت بستگی دارد بلکه به نوع مسیر خود بین نقطه تولید تا نقطه مصرف مرتبط است.

| Steam, Klb/h            | Op Rate, % of cap | Steam Flow, Klb/h  | PRV                | Cost       | $\Delta$ (Cost) | $\Delta$ (Low-pressure steam) | Steam Cost |      |      |      |
|-------------------------|-------------------|--------------------|--------------------|------------|-----------------|-------------------------------|------------|------|------|------|
| Low-pressure to process | Coal Boilers      | Turbo-generator #1 | Turbo-generator #2 | Flow Klb/h | MMS/yr          | MMS/yr                        | \$/Klb     |      |      |      |
| 152.8                   | 194               | 43                 | 30                 | 20         | 40              | 2.6                           | 6.3        | —    | —    | 1.18 |
| 152.9                   |                   |                    |                    |            |                 |                               |            |      |      | 1.18 |
| 219.2                   | 264               | 80                 | 30                 | 20         | 110             | 2.6                           | 6.9        | 0.60 | 66.4 | 1.18 |
| 219.3                   |                   |                    |                    |            |                 |                               |            |      |      | 1.01 |
| 226.9                   | 272               | 85                 | 30                 | 28         | 110             | 2.6                           | 7.0        | 0.06 | 7.7  | 1.01 |
| 227.0                   |                   |                    |                    |            |                 |                               |            |      |      | 2.21 |
| 257.0                   | 304               | 85                 | 83                 | 60         | 110             | 2.6                           | 7.5        | 0.51 | 30.1 | 2.21 |
| 257.1                   |                   |                    |                    |            |                 |                               |            |      |      | 3.85 |
| 266.8                   | 314               | 85                 | 100                | 60         | 110             | 12.9                          | 7.8        | 0.29 | 9.9  | 3.85 |
| 266.9                   |                   |                    |                    |            |                 |                               |            |      |      | 2.96 |
| 280.0                   | 328               | 93                 | 100                | 60         | 110             | 26.8                          | 8.1        | 0.30 | 13.2 | 2.96 |

جدول شماره 2: تاثیر تغییرات مصرف بخار در هزینه موضعی

نتایج جدول دو در شکل سه بصورت نمودار رسم شده است. این نمودار نشان می دهد که هزینه بخار ثابت نبوده و در واقع با میزان مصرف (و نوع مسیر) متفاوت می باشد. در این نمودار، نوع برنامه ریزی راهبری سیستم بصورت ضمنی گنجانده شده است. در مورد بخارهای فشار متوسط و فشار بالا نیز، نمودارهای مشابه جهت هزینه های مقطعی بخار تهیه می گردد.



شکل شماره 3: تغییرات هزینه تمام شده موضعی بخار فشار پائین نسبت به میزان مصرف

#### نتیجه گیری :

محاسبه هزینه واقعی بخار در سایت های بزرگ صنعتی به پارامترهایی نظیر: فشار کاری، نحوه تامین بخار فشار پائین و مسیر آن، نوع سوخت، نوع بویلر، راندمان بویلرها و توربین ها، نوع پروفیل بهره برداری و ..... وابسته است. بنابراین نفقات محاسب پروژه و افراد تصمیم گیرنده، ضمن جلوگیری از پیچیده شدن مدل باید تمامی عوامل مهم و تاثیر گذار را در نظر بگیرند. به علت اینکه این عدد پارامتری مهم جهت تصمیم گیری های مدیریتی بمنظور ایجاد تغییرات در سیستم و یا نصب پروژه های جدید است، حتما باید با دقت نظر خاص و در نظر گیری کلیه جوانب تعیین گردد.

علاقمندان جهت دریافت اطلاعات بیشتر می توانند با شرکت پارس جم به شماره تلفن های 88708223,24 یا پست الکترونیکی [info@pars-jam.com](mailto:info@pars-jam.com) تماس حاصل فرمایند.