

# بهره برداری بهینه و مدیریت ریسک یک ریز شبکه متصل به شبکه

اسماعیل جلال‌آبادی<sup>۱</sup>

اشکان رحیمی‌کیان<sup>۲</sup>

۱- آزمایشگاه تحقیقاتی شبکه های هوشمند- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه تهران- تهران- ایران

[e.jalalabadi@alumni.ut.ac.ir](mailto:e.jalalabadi@alumni.ut.ac.ir)

۲- دانشیار- آزمایشگاه تحقیقاتی شبکه های هوشمند- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه تهران- تهران- ایران

[arkian@ut.ac.ir](mailto:arkian@ut.ac.ir)

**چکیده:** در این مقاله یک مدل ریاضی مناسب جهت برنامه‌ریزی عملکرد و بهره‌برداری ۲۴ ساعته‌ی یک ریزشبکه‌ی هوشمند متصل به شبکه شامل توربین بادی، مولد خورشیدی، میکروتوربین و پیل سوختی با تولید همزمان برق و حرارت و با درنظر گرفتن نایقینی‌های مربوط به پیش‌بینی مصرف بارهای الکتریکی و گرمایی و پیش‌بینی تولید توان خورشیدی و بادی پیشنهاد شده است. علاوه بر این، نایقینی مربوط به هزینه‌ی ریزشبکه در طول روز بصورت ریسک مدل شده است و جهت کاهش ریسک، ظرفیت باطری و تانک ذخیره‌ی گرما به دو بخش استاتیکی و دینامیکی تقسیم شده است که ظرفیت دینامیکی خطای پیش‌بینی را کاهش می‌دهد و ظرفیت استاتیکی نقش کاهش هزینه ریزشبکه را بر عهده دارد. در نهایت یک مازول مدیریت همزمان ریسک و هزینه جهت ایجاد مصالحه بین ریسک و هزینه با توجه به میزان ریسک پذیری بهره‌بردار ریزشبکه پیشنهاد شده است. شبیه‌سازی این مازول با استفاده از روش مونت-کارلو در حضور نایقینی‌های مصرف و تولید انجام شده است.

**کلمات کلیدی:** ریزشبکه‌های هوشمند، مدیریت ریسک، مدلسازی، مدیریت هزینه، شبیه‌سازی مونت-کارلو.

---

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۱/۰۴/۲۵

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۲/۰۴/۱۷

نام نویسنده‌ی مسئول : اسماعیل جلال‌آبادی

نشانی نویسنده‌ی مسئول : ایران - تهران - خیابان کارگر شمالی - پردیس دانشکده‌های فنی دانشگاه تهران - دانشکده‌ی مهندسی برق و کامپیوتر- آزمایشگاه شبکه‌های هوشمند



## ۱- مقدمه

حضور پارامترهای نایقین تابع هزینه مدل می‌شود و از روش شبیه-سازی مونت کارلو یا روش‌های کاهش نایقینی جهت برآورد آن استفاده می‌گردد [۱۰].

در این مقاله ابتدا با استفاده از اطلاعات مربوط به پیش‌بینی بارهای الکتریکی و گرمایی مصرفی و همچنین پیش‌بینی تولید منابع تجدیدپذیر بادی و خورشیدی، به کمینه‌کردن هزینه‌های تولید و مصرف ریزشبكه برای افق ۲۴ ساعته می‌پردازیم. علاوه بر این، یکی از موضوعات مهم در مدیریت انرژی، مدلسازی و مدیریت ریسک می‌باشد. از آنجایی که پیش‌بینی بار مصرفی و تولید منابع بادی و خورشیدی دارای نایقینی می‌باشد، توجه به میزان انحراف معیار هزینه پیش-بینی شده با توجه به نایقینی‌های مسئله ضروری می‌باشد. در صورتی که بهره‌بردار از میزان ریسک مربوط به برنامه ریزی ۲۴ ساعته خود و همچنین میانگین سود دریافتی آگاهی داشته باشد، می‌تواند با توجه به میزان ریسک‌پذیری خودش عملکرد بهینه را انتخاب کند که ممکن است لزوماً بیشترین سود یا کمترین هزینه را نداشته باشد [۱۱].

در روش‌های مرسوم منبع ریسک هزینه را که همان نایقینی در پیش‌بینی پارامترها می‌باشد، با استفاده از روش‌های پیش‌بینی جدید بهبود می‌دهند [۱۲]. این روش‌ها معمولاً برای افق ۲۴ ساعته در نظر گرفته می‌شوند که دارای محدودیت می‌باشند و در بهترین شرایط نیز تخمین دارای خطای خطا می‌باشد [۱۳]. مهم‌ترین مزیت این مقاله نسبت به کارهای انجام‌شده تاکنون در حوزه‌ی مدیریت ریسک و هزینه، پیشنهاد روشی جدید و متفاوت به منظور کنترل هزینه می‌باشد. در این روش با مدیریت بلاذرنگ ریسک هزینه با استفاده از ظرفیت سیستم‌های ذخیره انرژی گرمایی و الکتریکی موجود در ریزشبكه هوشمند انرژی، ریسک (واریانس) هزینه ناشی از نایقینی بارهای گرمایی و الکتریکی می‌تواند حتی صفر گردد.

در ادامه به بیان مساله و مدلسازی روش پیشنهادی برای یک ریزشبكه‌ی نمونه و همچنین نتایج شبیه‌سازی این روش با استفاده از روش مونت کارلو می‌پردازیم.

## ۲- ساختار ریزشبكه

ساختار ریزشبكه‌ای که در این مقاله بررسی شده است دارای دو باس AC و DC می‌باشد و مبدل الکترونیک-قدرت ارتباط بین این دو باس را بصورت دوطرفه ایجاد می‌کند. همانطور که در شکل (۱) نشان داده شده است، ریزشبكه دارای مولدهای الکتریکی تجدیدپذیر بادی و خورشیدی، مولدهای الکتریکی و گرمایی مرکب و همچنین یک بویلر جهت تأمین توان گرمایی مصرفی ریزشبكه می‌باشد. مولدهای تجدیدپذیر در این سیستم در ماقزیم توان ممکن کار می‌کنند. توان خروجی میکروتورین و پیل سوختی که بصورت مولدهای تولید

صنعت برق همزمان با هوشمند شدن و روی‌آوردن به تولید پراکنده، بازاری برای رقابت شرکت‌های تولید و توزیع برق و همچنین مصرف-کننده‌ها بوجود آورده است. با توجه به این موضوع ریزشبكه‌ها می‌توانند در این بازار شرکت کنند و با سرمایه‌گذاری جهت استفاده از تکنولوژی‌های تولید پراکنده، به شبکه‌ی توزیع هوشمند برق بفروشنند. به عبارت دیگر بهره‌بردار هر ریزشبكه می‌تواند تمام یا بخشی از مصرف خود را تولید کند [۳-۱].

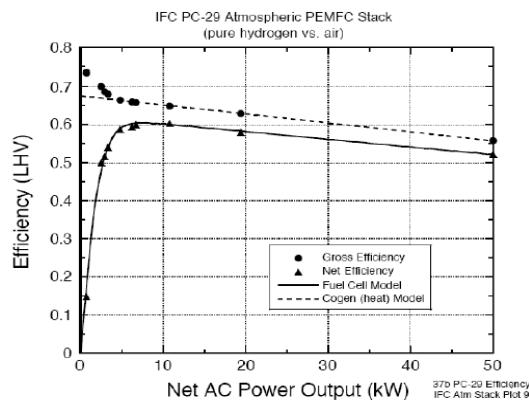
با اصلاح ساختار شبکه‌های برق به سمت شبکه‌های هوشمند الکتریکی، ریزشبكه‌ها نقش غالب را در مصرف برق بعهده خواهند-داشت. همچنین تولید پراکنده انرژی الکتریکی و گرمایی در نزدیکی مصرف-کننده‌ها توسعه ریزشبكه‌ها می‌ایزد از جمله بازدهی بالاتر، تلفات کمتر و آلایندگی کمتر را به همراه خواهد داشت که استفاده از منابع انرژی‌های تجدیدپذیر از جمله توربین‌های بادی و مولدات خورشیدی بصورت پراکنده امکان‌پذیر می‌باشد [۴]. با توجه به این نکات مدیریت عملکرد منابع تولید مختلف در یک ریزشبكه به دلایل وجود منابع مختلف تولید از جمله منابع تجدیدپذیر و منابع مرسوم تولید، وجود چندین نوع بار از جمله بارهای گرمایی و الکتریکی، همچنین استفاده از منابع ذخیره انرژی وجود تعریفهای مختلف قیمت برق که بصورت ساعتی تغییر می‌کنند [۵-۶]، اهمیت فوق العاده‌ای دارد. با این دلایل اهمیت مدیریت و برنامه‌ریزی عملکرد منابع موجود در ریزشبكه برای یک افق زمانی مشخص کاملاً محسوس و پررنگ می‌باشد.

در مدیریت عملکرد مسأله احتمالات تحت عنوان ریسک و مدیریت ریسک مطرح می‌شود. ریسک که خود ترکیبی از احتمال اثر و شدت اثر است، می‌تواند بر شاخصهای عملکردی پروژه شامل زمان و هزینه و کیفیت تأثیر گذار باشد. یکی از کارآمدترین ابزارهایی که در پیش‌بینیهای احتمالی و آنالیز ریسک از آن استفاده می‌شود، آنالیز مونت کارلو است که بر اساس تولید اعداد تصادفی مقدار تک تک اجزاء یک مجموعه را محاسبه و تأثیر آنها را بر کل مجموعه تعیین می‌کند. این آنالیز با تکرار فرآیند مذکور نتیجه کلی مجموعه را به صورت تابعی احتمالی بیان می‌کند [۷]. جهت جلب توجه مصرف کننده‌ها بسوی هوشمندسازی مصرف انرژی و استفاده از تجهیزات هوشمند مدیریت تولید و مصرف انرژی یک پارامتر مهم دیگر علاوه بر کاهش هزینه‌های مصرفی وجود دارد که ریسک هزینه می‌باشد. ریسک هزینه بصورت انحراف معیار هزینه پیش‌بینی شده در حضور نایقینی‌ها مانند نایقینی در پیش‌بینی تولید و مصرف انرژی می‌باشد. مطالعات انجام شده تاکنون نشان می‌دهد هرچه هزینه و ریسک هزینه پیش‌بینی کمتر باشد سرعت فرآیند مذکور شدن ریزشبكه‌های هوشمند در بین مصرف-کننده-ها بیشتر خواهد بود [۸]. برای مثال در مرجع [۹] کاهش ریسک هزینه‌ی جایابی واحدهای اندازه‌گیری فاز در شبکه‌ی برق مورد بررسی قرار گرفته است. ریسک هزینه معمولاً بصورت واریانس هزینه در

میزان خرید از شبکه یا فروش به شبکه با توجه به تعریفهای تعیین شده توسط شبکه، تولید مازول خورشیدی و توربین بادی و همچنین مصرف بارهای الکتریکی و گرمایی برای ۲۴ ساعت معلوم فرض شده‌اند.

### ۱-۱-۳- پیل سوختی

پیل سوختی استفاده شده در این مطالعه IFC PC-29 نمودار بازدهی الکتریکی و گرمایی آن در شکل (۲) نشان داده شده است [۱۵ و ۱۶].



شکل (۲): منحنی بازدهی الکتریکی و گرمایی میکروتوربین مدل IFC PC-29

از آنجایی که کارکرد پیل سوختی برای کمتر از ۲۰٪ توان نامی آن ممکن است باعث ناپایداری آن بشود ناحیه‌ی کاری آن را بین ۲۰٪ تا ۱۰۰٪ توان نامی در نظر می‌گیریم. نکته‌ی جالب توجه اینست که پیل سوختی با افزایش توان خروجی، بازدهی اش افت می‌کند و در ناحیه‌ی کاری نمودار آن بصورت خطی می‌باشد. جهت مدلسازی از مشخصه‌ی کاری ۲۹ IFC PC که در شکل (۲) نشان داده شده استفاده شده است. با توجه به خطی بودن بازدهی الکتریکی پیل سوختی در بازدهی عملکرد آن روابط به صورت زیر فرموله می‌شوند [۱۷]:

$$\eta_{FC} = \frac{P_{th\_FC} + P_{el\_FC}}{P_{fuel\_FC}} \quad (1)$$

$$P_{th\_FC}^h = \eta_{th\_FC} \times \frac{P_{el\_FC}^h \times (1 - \eta_{el\_FC}^h)}{\eta_{el\_FC}^h} \quad (2)$$

$$\eta_{el\_FC} = a_{FC} \times P_{el\_FC} + b_{FC} \quad (3)$$

$$0.2 \times P_{el\_FC\_max} < P_{el\_FC} < P_{el\_FC\_max} \quad (4)$$

$$P_{fuel\_FC}^h = m_{fuel\_FC}^h \times LHV_{fuel}^h \quad (5)$$

که در آن

$$h$$

$$P_{el\_FC}$$

$$P_{th\_FC}$$

$$P_{fuel\_FC}$$

$$\eta_{FC}$$

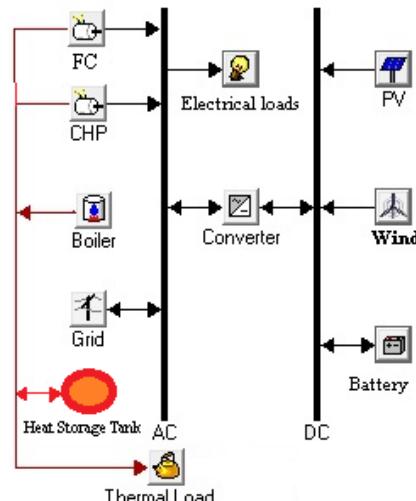
$$\eta_{el\_FC}$$

واحد زمانی به ساعت  
توان الکتریکی خروجی پیل  
توان گرمایی خروجی پیل  
توان سوخت ورودی به پیل  
بازدهی کلی پیل  
بازدهی الکتریکی پیل

همزمان برق و حرارت (CHP) بعنوان متغیرهای کنترلی جهت کمینه کردن هزینه‌ی روزانه‌ی ریزشبکه با توجه به تعریفهای قیمت خرید/فروش برق از/به شبکه انتخاب شده است. علاوه بر این، ظرفیت منابع ذخیره انرژی گرمایی و الکتریکی به دو قسم تقسیم شده است:

ظرفیت استاتیکی مربوط به شارژ شدن باطری در زمانی که قیمت برق ارزان‌تر از میانگین قیمت و دشارژ شدن زمانی که قیمت برق گران‌تر از میانگین قیمت شبکه است و همچنین شارژ شدن تانک گرما به منظور افزایش بازدهی میکروتوربین می‌باشد.

ظرفیت دینامیکی مربوط به کاهش خطای نایقینی پیش‌بینی توان مصرفی بارهای الکتریکی و گرمایی و توان تولیدی مولدهای بادی و خورشیدی می‌باشد.



شکل (۱): ساختار ریزشبکه مورد مطالعه

### ۳- مدل‌سازی ریاضی

مدل‌سازی ریاضی عملکرد یک ریزشبکه متعلق به شبکه توزیع، نیاز به در نظر گرفتن قیود هریک از تجهیزات داخل ریزشبکه دارد و این قیود باستی تا حد ممکن به گونه‌ای تعریف شوند که مساله‌ی بهینه‌سازی نهایی ساده و کاربردی باشد. در این مقاله، کمینه کردن تابع هزینه‌ی تعریف شده برای ریزشبکه موردنظر منجر به برنامه‌ریزی تولید و مصرف انرژی با درنظر گرفتن تکنولوژی‌های مختلف موجود در ریزشبکه از جمله توربین بادی، فتوولتایک، باطری، میکروتوربین و پیل سوختی به صورت ساعت به ساعت شده است.تابع هدف به کمینه کردن هزینه‌های ناشی از تولید و مصرف انرژی الکتریکی و حرارتی ریزشبکه برای ۲۴ ساعت آینده با قابلیت خرید و/یا فروش برق به شبکه می‌پردازد. بارهای الکتریکی و گرمایی معلوم فرض شده‌اند و برای آنها یک عدم قطعیت در نظر گرفته شده است. در این مدل برای برنامه‌ریزی بهینه‌ی میزان توان تولیدی میکروتوربین و پیل سوختی و

ضرایب a, b مربوط به منحنی بازدهی الکتریکی با توجه به نمودار بازده الکتریکی در شکل (۳) بدست می‌آیند.

### ۳-۱-۳- باطری

مدل باطری به صورت زیر در نظر گرفته شده است [۱۸]:

$$soc^h = (1 - \varepsilon_{Bat}) soc^{h-1} - \eta_{Bat}^h E_{Bat}^h \quad (8)$$

$$P_{Bat}^h = \frac{E_{Bat}^h}{\Delta h}$$

$$-0.04 \times soc_{max} < E_{Bat}^h < 0.1 \times soc_{max}$$

$$soc_{min} < soc < soc_{max} \quad (9)$$

که در آن

میزان شارژ باطری  $soc$

خریب میزان اتفاف انرژی باطری در یک ساعت  $\varepsilon_{Bat}$

میزان بازدهی باطری  $\eta_{Bat}$

میزان انرژی ورودی به باطری  $E_{Bat}$

توان خروجی باطری  $P_{Bat}$

ماکریم شارژ باطری  $soc_{max}$

توان شارژ شوندگی باطری بصورت منفی نشان داده شده است و مقدار آن کمتر از توان دشارژ شوندگی می‌باشد.

### ۴-۱-۳- تانک ذخیره‌ی آب گرم

مدل تانک ذخیره‌ی آب گرم تقریباً مشابه باطری و بصورت زیر خواهد بود [۲۰].

$$soh^h = (1 - \varepsilon_{ST}) soh^{h-1} - E_{ST}^h \quad (10)$$

$$P_{ST}^h = \frac{E_{ST}^h}{\Delta h}$$

$$-0.1 \times soh_{max} < E_{ST}^h < 0.1 \times soh_{max}$$

$$soh_{min} < soh < soh_{max} \quad (11)$$

که در آن

میزان شارژ تانک گرما  $soh$

خریب میزان اتفاف انرژی تانک گرما در یک ساعت  $\varepsilon_{ST}$

میزان بازدهی تانک گرما  $\eta_{ST}$

میزان انرژی ورودی به تانک گرما  $E_{ST}$

توان خروجی تانک گرما  $P_{ST}$

بیشینه شارژ تانک گرما  $soh_{max}$

بازدهی گرمایی پیل

$\eta_{th\_FC}$

خریب مدل پیل

$a_{FC}$

خریب مدل پیل

$b_{FC}$

توان خروجی الکتریکی بیشینه پیل

$P_{el\_FC\_max}$

نرخ سوخت ورودی به پیل

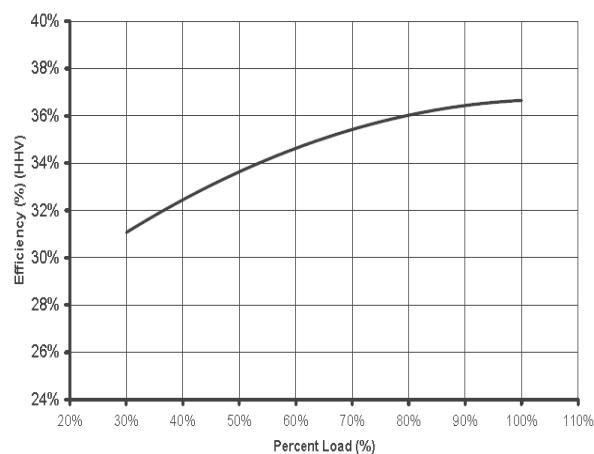
$m_{fuel\_FC}$

انرژی سوخت ورودی بر مبنای واحد سوخت

$LHV_{fuel}$

### ۲-۱-۳- میکروتوربین

مدلسازی سیستم میکروتوربین بر اساس اطلاعات موجود در دیتا شیت Capstone-C30 و بخصوص منحنی بازدهی آن که در شکل (۳) نشان داده شده است صورت گرفته است.



شکل (۳): منحنی بازدهی الکتریکی میکروتوربین Capstone-C30 [۱۸]

تقریباً مشابه پیل سوختی معادلات حاکم بر میکروتوربین بصورت زیر می‌باشند [۱۷]:

$$\eta_{el\_MT}^h = \frac{a_{MT} \times P_{el\_MT}^h}{P_{el\_MT}^h + b_{MT}} \quad (5)$$

$$P_{th\_MT}^h = \eta_{th\_MT} \times \frac{P_{el\_MT}^h \times (1 - \eta_{el\_MT}^h)}{\eta_{el\_MT}^h} \quad (6)$$

$$0.3 \times P_{el\_MT\_max} < P_{el\_MT}^h < P_{el\_MT\_max} \quad (7)$$

که در آن

توان الکتریکی خروجی میکروتوربین  $P_{el\_MT}$

توان گرمایی خروجی میکروتوربین  $P_{th\_MT}$

بازدهی کلی میکروتوربین  $\eta_{MT}$

بازدهی الکتریکی میکروتوربین  $\eta_{el\_MT}$

بازدهی گرمایی میکروتوربین  $\eta_{th\_MT}$

خریب مدل میکروتوربین  $a_{MT}$

خریب مدل میکروتوربین  $b_{MT}$

توان خروجی الکتریکی بیشینه میکروتوربین  $P_{el\_MT\_max}$

ناحیه‌ی کاری میکروتوربین جهت تضمین پایداری عملکرد آن با توجه به کاتالوگ بین ۱۰۰٪/۳۰٪ توان نامی آن در نظر گرفته شده است.



## ۲-۳- منابع تحمیل هزینه

### ۱-۲-۳- هزینه خرید/فروش برق از شبکه

صرف الکتریکی ریزشبکه منجر به تبادل توان بین ریزشبکه و شبکه اصلی می‌گردد که با توجه به میزان برق تولیدی و مصرفی میزان این تبادل توان به صورت زیر می‌باشد:

$$E\{P_{trade}^h\} = \begin{cases} E\left\{P_{load}^h - P_{PV}^h - P_{WT}^h\right\} \\ -P_{el\_MT}^h - P_{el\_FC}^h - P_{Bat}^h \end{cases} \quad (12)$$

که در آن

$$\begin{aligned} & P_{trade} & \text{توان الکتریکی مبادله شده با شبکه‌ی بالاسری} \\ & P_{load} & \text{توان الکتریکی مصرفی ریزشبکه} \\ & P_{PV} & \text{توان تولیدی مولد خورشیدی} \\ & P_{WT} & \text{توان تولیدی مولد بادی} \\ & P_{el\_FC} & \text{توان الکتریکی خروجی پیل سوختی} \\ & P_{el\_MT} & \text{توان الکتریکی خروجی میکروتوربین} \\ & P_{Bat\_static} & \text{توان باطری} \end{aligned}$$

از آنجا که از داده‌های پیش‌بینی جهت مدیریت غیربلندرنگ استفاده می‌شود از توان مبادله شده با شبکه یک تخمین خواهیم داشت. در نتیجه هزینه تحمیلی به ریزشبکه می‌تواند ثابت (خرید از شبکه) یا منفی (فروش به شبکه) باشد که بصورت زیر می‌باشد.

$$E\{Cost_{trade}^h\} = \begin{cases} \rho_{buy}^h E\{P_{trade}^h\} S_{trade}^h \\ + \rho_{sell}^h E\{P_{trade}^h\} (1 - S_{trade}^h) \end{cases} \quad (13)$$

که در آن  $S_{trade}$  حالت خرید یا فروش برق می‌باشد که در صورت خرید یک و در صورت فروش برق صفر می‌باشد.

### ۲-۲-۳- هزینه مصرف سوخت بویلر کمکی، پیل سوختی و میکروتوربین

جهت بدست آوردن هزینه تحمیل شده به ریزشبکه از طریق مصرف سوخت واحدهای تولید برق و گرما می‌باشد مصرف سوخت تک تک واحدهای هزینه مصرف سوخت محاسبه خواهد شد. تولیدی هزینه مصرف سوخت مربوط به میزان سوخت مصرفی واحدهای تولید برق و گرما به روابط مربوط به میزان سوخت مصرفی واحدهای تولید برق و گرما به صورت زیر می‌باشد:

$$E\{P_{boiler}^h\} = \begin{cases} E\{P_{th\_load}^h\} - P_{th\_MT}^h \\ -P_{th\_FC}^h - P_{ST}^h \end{cases} \quad (14)$$

$$E\{P_{fuel\_boiler}^h\} = \frac{E\{P_{boiler}^h\}}{\eta_{boiler}} \quad (15)$$

توان گرمایی خروجی بویلر	$P_{boiler}$
توان گرمایی مصرفی ریزشبکه	$P_{th\_load}$
بازدهی گرمایی بویلر	$\eta_{boiler}$
توان سوخت ورودی به بویلر	$P_{fuel\_boiler}$
توان گرمایی تانک گرما	$P_{ST}$
توان الکتریکی خروجی میکروتوربین	$P_{el\_MT}$
توان گرمایی خروجی میکروتوربین	$P_{th\_MT}$
میزان سوخت مصرفی نیز بدلیل وجود داده‌های نایقین، دارای نایقینی می‌باشد. رابطه‌ی زیر مدل کننده هزینه سوخت مصرفی برای مجموعه‌ی بویلر کمکی، پیل سوختی و میکروتوربین می‌باشد:	

$$E\{Cost_{fuel}^h\} = \rho_{fuel}^h (E\{P_{fuel\_boiler}^h\} + P_{fuel\_FC}^h + P_{fuel\_MT}^h) \quad (16)$$

که در آن

$$\begin{aligned} & Cost_{fuel} & \text{هزینه سوخت مصرفی مجموعه‌ی واحدها} \\ & \rho_{fuel} & \text{قیمت سوخت مصرفی واحدها} \end{aligned}$$

### ۳-۲-۳- هزینه تعمیر و نگهداری

تعمیر و نگهداری بخش مهمی از هزینه‌های یک ریزشبکه‌ی هوشمند می‌باشد چراکه تجهیزات مناسب با میزان کارکردشان دچار اصطهالات می‌گردد و جهت کارکرد مناسب نیاز به بررسی و رفع نواقص احتمالی می‌باشد.

در این مطالعه هزینه تعمیر و نگهداری برای پیل سوختی و میکروتوربین با استفاده از داده‌های موجود در مرجع [۲۱] به صورت زیر در نظر گرفته شده است:

$$K_{OM\_FC} = 0.00419 \$ / Kwh$$

$$K_{OM\_MT} = 0.00587 \$ / Kwh$$

هزینه تعمیر و نگهداری برای این واحدها بصورت خطی با میزان تولید توان می‌باشد که این هزینه در نهایت بصورت زیر خواهد بود:

$$Cost_{OM}^h = K_{OM\_FC} \times P_{el\_FC}^h + K_{OM\_MT} \times P_{el\_MT}^h \quad (17)$$

### ۴-۲-۳- هزینه تولید گازهای آلاینده

در این مطالعه هزینه خارجی تحمیلی به ریزشبکه بدلیل تولید گازهای آلاینده اصلی شامل  $SO_2$ ,  $CO_2$ ,  $NO_x$  از مرجع [۲۱] اتخاذ شده است و در جدول ۱ نمایش داده شده است.

جدول (۱): هزینه و مقدار تولید گازهای آلاینده برای واحدهای مختلف

هزینه‌ی آلاینده (\$/lb)	ضریب آلاینده برای پیل سوختی (lb/MWh)	ضریب آلاینده برای میکروتوربین (lb/MWh)	نوع آلاینده
۴.۲	۰.۰۳	۰.۴۴	$NO_x$
۰.۹۹	۰.۰۰۶	۰.۰۰۸	$SO_2$
۰.۰۱۴	۱.۰۷۸	۱.۵۹۶	$CO_2$

مساله‌ی بهینه‌سازی جهت رسیدن به مقادیر بهینه‌ی تولیدی واحدهای پیل سوختی و میکروتوربین و همچنین عملکرد سیستمهای ذخیره‌ی انرژی الکتریکی (باطری) و گرمایی (タンک ذخیره آب گرم) در ۲۴ ساعت در رابطه‌ی (۲۱) آورده شده است.

که در آن تابع هزینه‌ی کلی برای برنامه‌ریزی عملکرد ریزشبکه در حضور نایقینی‌ها در ۲۴ ساعت با توجه به هزینه‌های تحملی معرفی شده در بخش قبل بصورت رابطه‌ی (۲۲) خواهد بود.

که این تابع یک تابع غیرخطی ناپیوسته و مشتق ناپذیر کامل می‌باشد. غیرخطی است چون بعضی از مدل‌های استفاده شده مانند تابع سوخت مصرفی پیل سوختی و میکروتوربین غیرخطی هستند. ناپیوسته و مشتق ناپذیر است چون دارای حالت‌های صفر و یک برای هزینه‌ی مبادله‌ی توان با شبکه و هزینه‌ی راهاندازی واحدها می‌باشد.

$$\text{Min } E \{ \text{Cost}_{\text{Forecasted}} \}$$

Respect to:

$$P_{el\_FC}, P_{el\_MT}, P_{Bat}, P_{ST}$$

Subject to:

$$\begin{cases} P_{Bat\_min} < P_{Bat} < P_{Bat\_max} \\ SOC_{Bat\_min} < SOC_{Bat} < SOC_{Bat\_max} \\ P_{ST\_min} < P_{ST} < P_{ST\_max} \\ soh_{ST\_min} < soh_{ST} < soh_{ST\_max} \\ P_{el\_MT\_min} < P_{el\_MT} < P_{el\_MT\_max} \\ P_{el\_FC\_min} < P_{el\_FC} < P_{el\_FC\_max} \\ P_{trade\_min} < P_{trade} < P_{trade\_max} \\ 0 \leq P_{boiler} < P_{boiler\_max} \end{cases} \quad (21)$$

$$\text{Cost}_{\text{Forecasted}} = \sum_{h=1}^{24} \left\{ E \{ \text{Cost}_{\text{trade}}^h \} + E \{ \text{Cost}_{\text{fuel}}^h \} + \text{Cost}_{OM}^h + \text{Cost}_{Emission}^h + \text{Cost}_{ST}^h \right\} \quad (22)$$

### ۳-۴-۳- مدیریت ریسک

#### ۳-۱-۴-۳- مدلسازی روش پیشنهادی

ظرفیت سیستمهای ذخیره انرژی بصورت زیر به دو قسمت دینامیکی و استاتیکی تقسیم می‌شود [۲۲]:

$$\begin{cases} \alpha_{H,E} \times 100\% & \text{Percent of static capacity} \\ (1-\alpha_{H,E}) \times 100\% & \text{Percent of dynamic capacity} \end{cases} \quad (23)$$

که در آن  $\alpha_H$  و  $\alpha_E$  بترتیب تعیین کننده‌ی میزان ظرفیت استاتیکی تانک ذخیره‌ی گرما و باطری می‌باشند که بین صفر و یک می‌توانند باشند. ظرفیت دینامیکی گرمایی در جهت کاهش و یا حذف خطای تخمين بار گرمایی مصرفی در بلادرنگ بصورت زیر محاسبه می‌گردد [۲۲].

هزینه‌ی تولید آلاینده نیز به صورت خطی با میزان تولید هریک از واحدها بصورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\text{Cost}_{Emission}^h = \begin{cases} \rho_{NO_x} \times (EF_{NO_x\_FC} \times P_{el\_FC}^h + EF_{NO_x\_MT} \times P_{el\_MT}^h) \\ + \rho_{SO_2} \times (EF_{SO_2\_FC} \times P_{el\_FC}^h + EF_{SO_2\_MT} \times P_{el\_MT}^h) \\ + \rho_{CO_2} \times (EF_{CO_2\_FC} \times P_{el\_FC}^h + EF_{CO_2\_MT} \times P_{el\_MT}^h) \end{cases} \quad (18)$$

که در آن

$$\rho_X \quad \text{واحد قیمت جریمه برای تولید آلاینده‌ی نوع } X$$

$$EF_{X\_Y} \quad \text{ضریب تولید آلاینده‌ی نوع } X \text{ توسط واحد } Y$$

$$\text{هزینه‌ی کل آلایندگی واحدا} \quad Cost_{Emission}$$

### ۳-۵- هزینه‌ی راهاندازی واحدهای پیل سوختی و میکروتوربین

هزینه‌ی راهاندازی برای واحدهای پیل سوختی و میکروتوربین دارای دو بخش ثابت و متغیر می‌باشد. بخش ثابت مدل کننده‌ی هزینه‌ی یک بار روشن شدن و بخش متغیر مدل کننده‌ی گرمایی از دست رفته در مدت زمان خاموشی واحد نسبت به حالت کاری نرمال می‌باشد. بطور کلی هزینه‌ی راهاندازی یک واحد تولید انرژی بصورت زیر مدل می‌شود [۲۱].

$$STC_i = \sigma_i + \delta_i \left[ 1 - \exp \left( \frac{-T_{off,i}}{\tau_i} \right) \right] \quad (19)$$

که در آن

$$\sigma \quad \text{هزینه‌ی ثابت راه اندازی}$$

$$\delta \quad \text{ضریب هزینه‌ی متغیر راه اندازی}$$

$$\tau \quad \text{ثابت زمانی اتفاق گرمایی واحد}$$

$$T_{off} \quad \text{زمان خاموشی واحد}$$

با توجه به اینکه بازه‌ی زمانی شبیه‌سازی مدیریت انرژی در این مقاله یک ساعت در نظر گرفته شده است و به ازای خاموش بودن در یک ساعت واحدها تقریباً تمام گرمایی نهان خود را از دست می‌دهند، هزینه‌ی راهاندازی فقط به حالت ساعت قبل بستگی پیدا می‌کند و مقدار آن ( $\delta + \sigma$ ) می‌باشد.

در نهایت هزینه‌ی راهاندازی مجموعه‌ی واحدها بصورت زیر خواهد بود:

$$\text{Cost}_{ST}^h = STC_{MT}^h + STC_{FC}^h \quad (20)$$

### ۳-۳- تابع هزینه

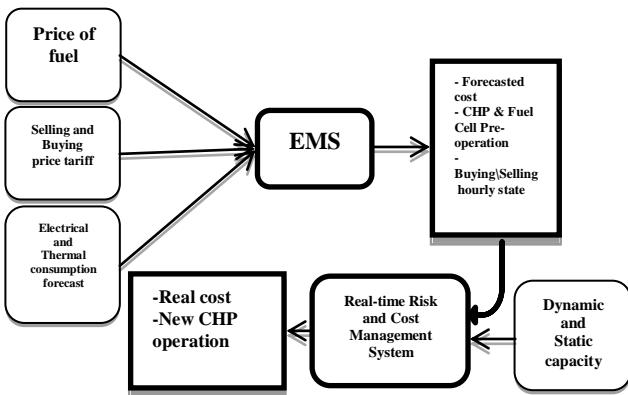
در یک شبکه‌ی هوشمند، مشخص کردن مقادیر تولید بهینه در حضور بارهای الکتریکی و گرمایی مهمترین موضوع می‌باشد. از آنجاکه ریزشبکه‌ی هوشمند در معرض تغییرات قیمت برق با تعرفه‌های متفاوت می‌باشد، مقادیر تولیدی واحدها تحت تاثیر این تعرفه‌ها خواهد بود.



پیش‌بینی شده برای ریز شبکه در طول ۲۴ ساعت بدست خواهد آمد. پس از آن سیستم مدیریت همزمان و بلاذرنگ ریسک و هزینه با توجه به مقادیر تنظیم شده برای ظرفیت استاتیکی و دینامیکی باطری و مخزن آب گرم یک مصالحه بین کاهش ریسک و هزینه برقرار می‌کند. در قسمت شبیه‌سازی خواهیم دید که بازای هر مقدار ریسک‌پذیری (ع) یک مقدار بهینه برای مقادیر  $\alpha_H$  و  $\alpha_E$  وجود خواهد داشت.

### ۵-۳- نتایج شبیه سازی

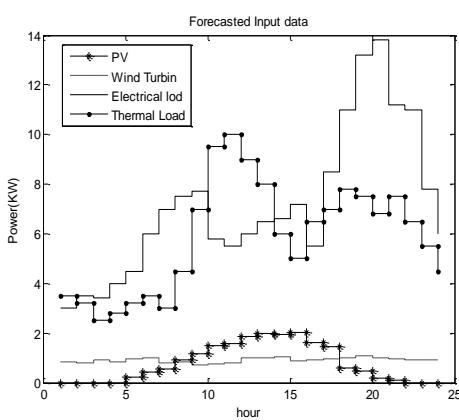
شبیه سازی با استفاده از نرم افزار MATLAB و روش الگوریتم زنگیک جهت یافتن عملکرد بهینه‌ی واحدها انجام شده است. برای داده‌های پیش‌بینی از نتایج مربوط به مرجع [۲۳] استفاده شده است شکل (۵) که با توجه به آن توزیع دقت پیش‌بینی با انحراف معیار ۰/۵



شکل (۴): مازول مدیریت همزمان ریسک و هزینه

قابل حصول می‌باشد.

همچنین تعریفی قیمت لحظه‌ای مورد مطالعه قرار گرفته است. داده‌های مربوط به قیمت از مرجع [۲۴] گرفته شده‌است که در شکل (۶) نشان داده شده است. در جدول (۱) نیز مقادیر فرض شده برای پارامترهای مدل ریز شبکه در شبیه سازی آورده شده است.



شکل (۵): پیش‌بینی میزان مصرف و تولید الکتریکی و گرمایی

$$P_{ST\_dynamic}^h = P_{th\_load}^h - E\{P_{th\_load}^h\}$$

$$S.t \begin{cases} (1-\alpha_H)P_{ST\_min} < P_{ST\_dynamic}^h < (1-\alpha_H)P_{ST\_max} \\ (1-\alpha_H)soh_{min} < soh_{dynamic}^h < (1-\alpha_H)soh_{max} \end{cases} \quad (۲۴)$$

در این رابطه توان خروجی و ورودی و همچنین  $soh$  تانک ذخیره گرما به نسبت ظرفیت دینامیکی گرمایی قابل استفاده می‌باشد. برای باطری نیز درست به همین شکل این تقسیم بندی در رابطه‌ی (۲۵) انجام شده است. فقط ظرفیت دینامیکی باطری در جهت کاهش و یا حذف خطای تخمین مجموعه واحدهای الکتریکی (تولیدی و مصرفی) در بلاذرنگ عمل می‌کند. معادلات به گونه‌ای تعریف شده‌اند که یا بطور کامل خطای تخمین را جبران می‌کنند و یا بخشی از آن را، که بستگی به میزان خطا و ظرفیت دینامیکی اختصاص داده شده دارد.

$$P_{Bat\_dynamic}^h = \begin{cases} E\{P_{load}^h + P_{PV}^h + P_{WT}^h\} \\ -P_{load}^h - P_{PV}^h - P_{WT}^h \end{cases}$$

$$S.t \begin{cases} (1-\alpha_E)P_{Bat\_min} < P_{Bat\_dynamic}^h < (1-\alpha_E)P_{Bat\_max} \\ (1-\alpha_E)SOC_{Bat\_min} < SOC_{Bat\_dynamic}^h < (1-\alpha_E)SOC_{Bat\_max} \end{cases} \quad (۲۵)$$

### ۲-۴-۳- مدیریت همزمان ریسک و هزینه

از آنجاکه کاهش ظرفیت استاتیکی باعث افزایش هزینه‌ی ریز شبکه می‌گردد و از آن طرف کاهش ظرفیت استاتیکی بمعنی افزایش ظرفیت دینامیکی می‌باشد که منجره کاهش ریسک هزینه می‌گردد می‌باشد با توجه به میزان ریسک‌پذیری بهره‌بردار ریز شبکه یک مصالحه بین میزان کاهش ریسک و میزان کاهش هزینه با تنظیم ظرفیت‌های دینامیکی و استاتیکی ایجاد گردد. برای این منظورتابع هزینه‌ی زیر را در نظر می‌گیریم [۲۲]:

$$\Delta Cost = Cost_{Real} - Cost_{Forecasted} \quad (۲۶)$$

$$J = \zeta E\{\Delta Cost\} + (1-\zeta)Var\{\Delta Cost\} \quad (۲۷)$$

$$0 \leq \zeta \leq 1$$

در اینجا  $\zeta$  بین صفر و یک می‌باشد که هرچه به صفر نزدیک‌تر شود

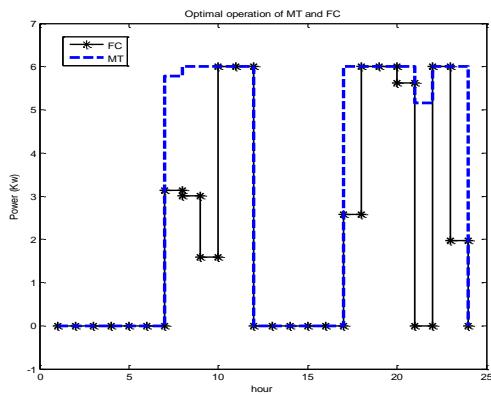
میزان ریسک‌پذیری کمتر را نشان می‌دهد.

هزینه‌های تعریف شده در این بخش کمی با بخش‌های قبل تفاوت می‌کند و آن اینست که بطور کلی اثر سیستم ذخیره‌ی انرژی بر روی هزینه فقط در هزینه‌ی واقعی  $Cost_{Real}$  ظاهر می‌شود و هزینه‌ی پیش‌بینی شده  $Cost_{Forecasted}$  بدون درنظر گرفتن نقش سیستم ذخیره‌ی انرژی می‌باشد. اختلاف این دو دارای یک واریانس و یک میانگین می‌باشد که میانگین آن با افزایش ظرفیت استاتیکی کاهش می‌یابد و واریانس آن با افزایش ظرفیت دینامیکی کاهش می‌یابد.

در شکل ۴ مازول سیستم مدیریت همزمان ریسک و هزینه نمایش داده شده است [۲۲]. در این سیستم ابتدا داده‌های پیش‌بینی به سیستم مدیریت انرژی غیربلاذرنگ داده می‌شوند و با توجه به نقطه کار بهینه بدست آمده برای عملکرد میکروتوربین و پیل سوختی، هزینه‌ی

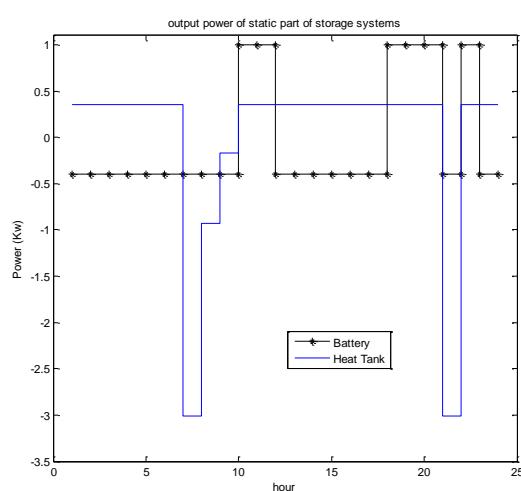
جدول ۱. مقادیر فرض شده برای پارامترهای مدل ریز شبکه

پارامتر	مقدار
$\eta_{boiler}$	۰.۹
$\eta_{th\_FC}$	۰.۷
$\eta_{th\_MT}$	۰.۸۵
$LHV(NG)$	۳۵.۲ MJ/Nm <sup>3</sup>
$\rho_{fuel}$	۰.۰۱۵ \$/Kwh
$E_{ST}$	۰.۹۵
$E_{Bat}$	۰.۹۸
$soh_{min}$	۱ kWh
$soc_{min}$	۰.۶ kWh
$soh_{max}$	۱۰ kWh
$soc_{max}$	6.5 kWh



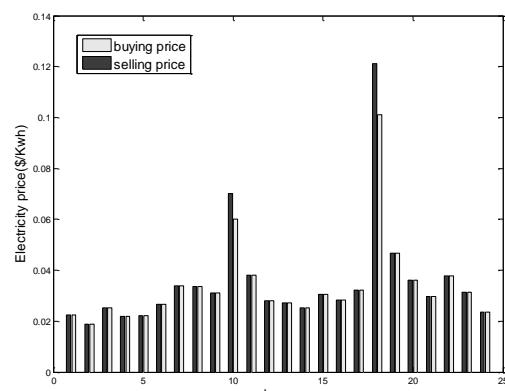
شکل (۷): عملکرد بهینه واحدهای میکروتوربین و پیل سوختی

در شکل (۹) توان مبادله شده با شبکه و توان خروجی بویلر کمکی در حضور عملکرد هوشمند ریز شبکه نشان داده شده است. در ساعت گرانی برق توان مبادله شده با شبکه منفی می باشد که بمعنی فروش برق به شبکه از طرف ریز شبکه می باشد. شبیه سازی مراژول مدیریت همزمان ریسک و هزینه برای مقادیر مختلف ظرفیت استاتیکی و دینامیکی باطری و تانک گرما در حضور ۰.۵٪ انحراف معیار برای داده های پیش بینی مصارف گرمایی و الکتریکی انجام شده است. جهت شبیه سازی از روش مونت کارلو با استفاده از ۱۰۰ بار شبیه سازی استفاده شده است.



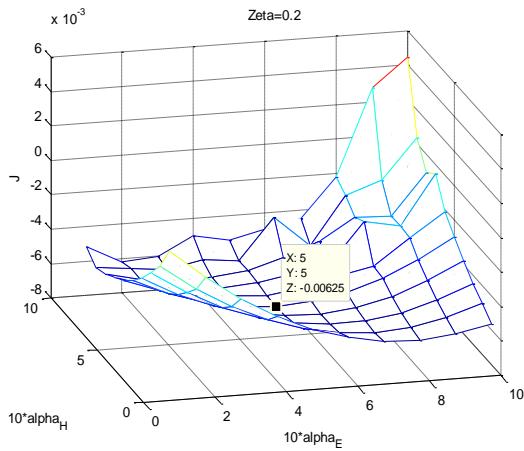
شکل (۸): عملکرد واحدهای ذخیره انرژی الکتریکی و گرمایی

نتایج مربوط به عملکرد بهینه واحدها با تعریفی قیمت لحظه ای در شکل های (۷) و (۸) آورده شده است. با توجه به شکل (۷) می توان نتیجه گرفت که میکروتوربین در مقایسه با پیل سوختی در تامین همزمان بار الکتریکی و گرمایی دارای هزینه- کمتری می باشد چراکه سهم بیشتری از تولید ریز شبکه را شامل می شود.



شکل (۶): پیش بینی میزان مصرف و تولید الکتریکی و گرمایی

در شکل (۸) عملکرد پیش‌بینی شده برای تانک گرما و باطری رسم شده است که تانک گرما در زمان های روشن بودن میکروتوربین در جهت افزایش بازدهی عملکرد میکروتوربین شارژ می گردد و در سایر زمان ها دشارژ می گردد. برنامه ریزی عملکرد باطری هم براساس تعرفه قیمت برق شکل می گیرد که در شکل (۸) نشان داده است.



شکل (۱۲): نمودار تابع هزینه مدیریت همزمان ریسک و هزینه  
همانطور که مشخص است فقط یک مقدار بهینه برای تابع هزینه وجود دارد که تعیین‌کننده ظرفیت بهینه‌ی دینامیکی و استاتیکی باطری و تانک ذخیره‌ی گرمایی باشد.

در جدول (۲) مقادیر بهینه‌ی ظرفیت‌های دینامیکی و استاتیکی برای مقادیر مختلف ریسک‌پذیری بهره‌بردار ریز شبکه آورده شده است. برای هر مقدار ریسک‌پذیری یک مقدار بهینه ظرفیت دینامیکی وجود دارد.

جدول (۲): نتایج شبیه‌سازی برای مقادیر مختلف ریسک‌پذیری

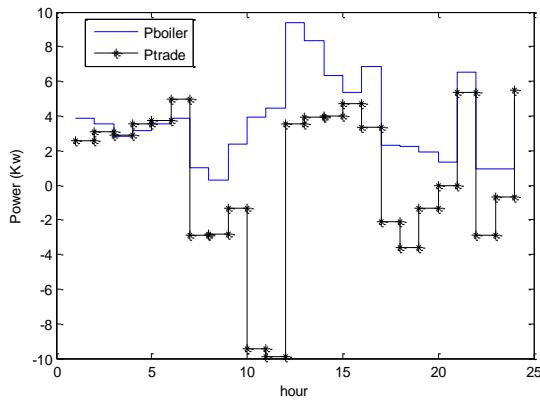
$\xi$	$\alpha_H^*$	$\alpha_E^*$	$J^*$
۰.۹	۱	۱	-۰.۱۲
۰.۵	۱	۱	-۰.۰۵
۰.۲	۰.۵	۰.۵	-۰.۰۰۶۵
۰.۱	۰.۲	۰.۲	-۰.۰۰۱۴

#### ۴- نتیجه‌گیری

بهره‌برداری اقتصادی و بهینه از ریز شبکه‌ها جهت بهبود بازدهی عملکرد و کاهش هزینه‌ها یکی از مهمترین نیازهای بهره‌بردار ریز شبکه می‌باشد. بدلیل وجود نایقینی در پیش‌بینی مصرف و تولید، بهره‌برداری اقتصادی ریز شبکه‌ها دارای ریسک هزینه می‌باشد. در این مقاله یک مدل مناسب جهت برنامه‌ریزی عملکرد روزانه ریز شبکه بگونه‌ای بیان شد که در آن با تقسیم ظرفیت سیستم‌های ذخیره انرژی به ظرفیت‌های استاتیکی و دینامیکی بهره‌بردار ریز شبکه قادر به مدیریت ریسک هزینه خود باشد و حتی ریسک ناشی از خطای پیش‌بینی را به صفر برساند. همچنین با پیشنهاد مازوöl مدیریت همزمان ریسک و هزینه، بهره‌بردار با توجه به میزان ریسک‌پذیری خودش توانست یک مصالحه بین کاهش هزینه و کاهش ریسک با تنظیم ظرفیت‌های دینامیکی و استاتیکی برقرار کند.

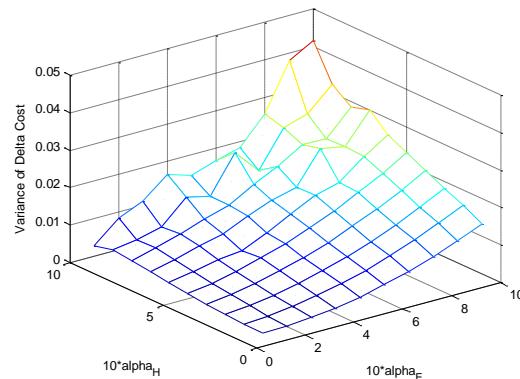
#### مراجع

- [1] M. Y. Nguyen, Y. T. Yoon, and N. H. Choi, "Dynamic programming formulation of micro-grid operation with

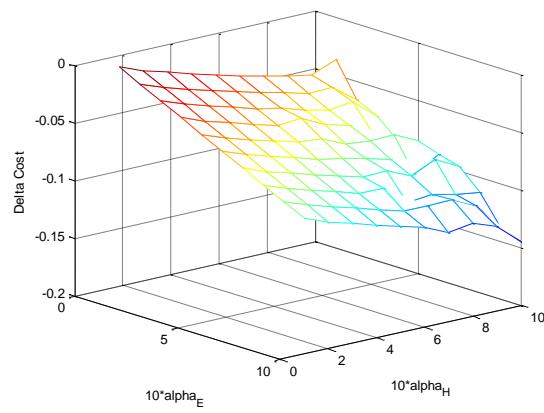


شکل (۹): توان خروجی بویلر و توان مبادله شده با شبکه

با توجه به شکل (۱۰) نمودار ریسک هزینه (واریانس هزینه) با افزایش ظرفیت دینامیکی کاهش می‌یابد و اثر افزایش ظرفیت دینامیکی باطری بر روی کاهش ریسک هزینه بیشتر می‌باشد که دلیل آن گرانتر بودن برق از گرمایی به ازای واحد توان می‌باشد.



شکل (۱۰): واریانس تغییر هزینه



شکل (۱۱): میانگین تغییر هزینه

در شکل (۱۱) اثر تغییر ظرفیت‌های استاتیکی منابع بر روی هزینه ریز شبکه نشان داده شده است. کاهش ظرفیت استاتیکی ریز شبکه منجر به افزایش هزینه‌ی ریز شبکه می‌گردد.

در شکل (۱۲) نتیجه‌ی حاصل از مدیریت همزمان ریسک و هزینه بازای مقدار ریسک پذیری  $\xi = 0.2$  رسم شده است.



- [18] R.J. Yinger, "Behaviour of capstone and Honeywell microturbine generators during load changes". California Energy Commission; 2001.
- [19] W. Dengjia, L. Yanfeng, "Study on Heat Storage Tank of Solar Heating System," Digital Manufacturing and Automation (ICDMA), 2010 International Conference on , vol.2, no., pp.493-497, 18-20 Dec. 2010
- [20] R. Noroozian, H. Vahedi, "Optimal Management of MicroGrid Using Bacterial Foraging Algorithm", Proceedings of ICEE 2010, May 11-13, 2010. 978-1-4244-6760-0/10/\$26.00 ©2010 IEEE.
- [21] F. A. Mohamed, Heikki N. Koivo, "System modelling and online optimal management of MicroGrid using Mesh Adaptive Direct Search International", Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 32, Issue 5, June 2010, Pages 398–407.
- [22] E. Jalalabadi, A. Rahimi-Kian. "Real-Time Risk and Cost Management of a Grid Connected Micro-Grid" 22<sup>nd</sup> CIRED Conference, Sweden, Stockholm, June 2013.
- [23] W.D. Motamedi, A. Zareipour, H. Rosehart, "Electricity Price and Demand Forecasting in Smart Grids", Smart Grid, IEEE Transactions on, on page(s): 664 - 674 Volume: 3, Issue: 2, June 2012.
- [24] Energy Research Centre of the Netherlands (ECN). 2009. [Online]. Available: <http://www.energie.nl/>
- [heat and electricity constraints," in Transmission & Distribution Conference & Exposition:Asia and Pacific, Oct. 2009, pp. 1-4.
- [2] Kueck, J.D., R.H. Staunton, S.D Labinov, B.J Kirby (2003). *Microgrid Energy Management System*. CERTS report, ORNL/TM-2002/242..
- [3] N. Hatziargyriou, H. Asona, R. Iravani, and C. Marnay, "Microgrids," IEEE Power Energy Mag., vol. 5, no. 4, pp. 78–94, Jul./Aug. 2007.
- [4] J. S. Katz, "Educating the smart grid," presented at the IEEE Energy2030 Conf., Atlanta, GA, Nov. 17–18, 2008.
- [5] C. Triki and A. Violi, "Dynamic pricing of electricity in retail markets," Q. J. Oper. Res., vol. 7, no. 1, pp. 21–36, Mar. 2009.
- [6] C. M. Colson and M. H. Nehrir, "A review of challenges to real-time power management of microgrids," presented at the 2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., Calgary, AB, Canada, PESGM 2009-001250.
- [۷] شهبازی، مهدی، و سیدعلی طلاقانی، "شبیه سازی زمان و هزینه پروژه با آنالیز مونت کارلو"، ششمین کنگره ملی مهندسی عمران، سمنان، دانشگاه سمنان، ۱۳۹۰.
- [8] L.R. Phillips, "Algorithmic approaches to reducing risk in power system operation," Systems Conference, 2007 1st Annual IEEE , vol., no., pp.1,7, 9-13 April 2007
- [9] A. Aminifar, F. Fotuhi-Firuzabad, M. Safdarian, "Optimal PMU Placement Based on Probabilistic Cost/Benefit Analysis," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.28, no.1, pp.566-567, Feb. 2013
- [10] N. Popovic, S. Popovic, "A risk management procedure for supply restoration in distribution networks," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.19, no.1, pp.221-228, Feb. 2004
- [11] A. Zangeneh, S. Jadid, A. Rahimi-Kian, "Uncertainty based distributed generation expansion planning in electricity markets", Elec. Eng., Springer-Verlag 2010, in press.
- [12] Singh, Arunesh Kumar, Ibraheem, Khatoon, S. Muazzam, Md. Chaturvedi, D.K., "Load forecasting techniques and methodologies: A review," Power, Control and Embedded Systems (ICPCES), 2012 2nd International Conference on , vol., no., pp.1,10, 17-19 Dec. 2012
- [13] Moreno-Chaparro, C. Salcedo-Lagos, J. Rivas, E. Canon, A.O., "State of the art of electricity demand forecasting based on wavelet analysis and a nonlinear autoregressive model NAR," Engineering Applications (WEA), 2012 Workshop on , vol., no., pp.1,6, 2-4 May 2012
- [14] F. Barbir and T. Gomez. "Efficiency and economics of proton exchange membrane PEM fuel cell". Int. Journal of Hydrogen Energy, 21(10):891 – 901, October 1996.
- [15] T. Kreutz and J. Ogden, "Assessment of hydrogen-fueled proton exchange membrane fuel cells for distributed generation and cogeneration". In Proc. of the 2000 US DOE Hydrogen Program Review, United States Department of Energy, 2000.
- [16] J. W. Jung, A. Keyhani, "Modeling and Control of Fuel Cell Based Distributed Generation Systems in a Standalone AC Power Supply," Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, vol. 2, no. 1, 2005.
- [17] F.A. Mohamed, H.N Koivo, "System Modelling and Online Optimal Management of MicroGrid Using Multiobjective Optimization," Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on , vol., no., pp.148,153, 21-23 May 2007

