

بررسی اقتصادی تاثیر نوسان توان در مد کنترل فرکانس

مطالعه موردی نیروگاه شریعتی

جعفر عبادی، علی کریم پور
دانشکده مهندسی، دانشگاه فردوسی مشهد
مشهد- ایران
ebadi@um.ac.ir, karimpor@yahoo.com

مهدی علومی بایگی، حمیدرضا نی ساز
شرکت برق منطقه‌ای خراسان
مشهد- ایران
me_oloomi@yahoo.com, iranhrn@yahoo.com

اسماعیل نیازی
شرکت مدیریت تولید برق توس
مشهد- ایران
ismail_niazy@yahoo.com

واژه‌های کلیدی — خدمات جانبی کنترل فرکانس، نوسان توان،

چکیده

راندمان

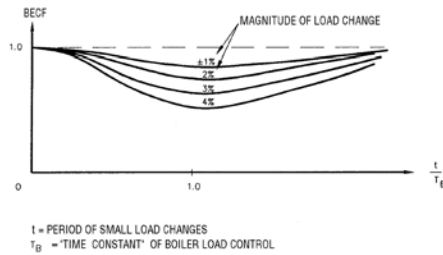
مشارکت نیروگاهها برای کنترل فرکانس شبکه همواره با مقاومت مالکین به دلیل هزینه‌های مربوط به آن مواجه بوده است. خدمات جانبی کنترل فرکانس در بسیاری از کشورها اجباری است اما با توجه به این که هزینه‌های مربوط به این خدمات نامشخص می‌باشد و امکان محاسبه دقیق آنها وجود ندارد همواره مالکین نیروگاهها را دچار سردرگمی می‌نماید. این هزینه‌ها شامل بخش‌های مختلفی است که یکی از آنها کاهش راندمان بدلیل نوسان توان در مد کنترل فرکانس می‌باشد. تمرکز این مقاله به موضوع نوسان توان، کاهش راندمان ناشی از نوسان توان و هزینه‌های مربوط به آن می‌باشد. اگر چه امکان محاسبه دقیق این هزینه‌ها وجود ندارد اما در این مقاله سعی شده است که این هزینه‌ها به صورت تقریبی محاسبه گردد. نتایج بدست آمده از روش پیشنهادی نشان می‌دهد که کاهش راندمان به دلیل نوسان توان ناچیز است اما با توجه به این که مدت مشارکت واحدهای تولیدی در کنترل فرکانس شبکه قابل توجه است هزینه‌های مربوط به نوسان توان نیز قابل توجه خواهد بود.

۱. مقدمه

خدمات جانبی یکی از بخش‌های لاینفک شبکه‌های قدرت می‌باشد که تا کنون تحقیقات زیادی در این زمینه انجام شده است [1]. تاثیر مشارکت در کنترل فرکانس بر واحدهای تولیدی نیز یکی از نگرانیهای بهره‌بردارن نیروگاههای می‌باشد. یکی از مباحثی که در مد کنترل فرکانس مطرح می‌شود کاهش راندمان است. با توجه به اینکه در مد کنترل فرکانس توان تولیدی کاهش می‌یابد کاهش راندمان بدیهی است. از طرف دیگر در مد کنترل فرکانس توان تولیدی واحدها متغیر می‌باشد، تاثیر این نوسان توان بر راندمان نیز از مباحث مورد توجه مالکان واحدهای تولیدی است که در این مقاله به آن توجه شده است.

شکل ۱ منحنی تغییر راندمان واحدهای گازی در توان‌های مختلف می‌باشد. این نمودار برای دو نوع توربین گازی و شامل نمودارهای مربوط به داده‌های میدانی و نتایج پیش‌بینی شده می‌باشد [۲]، [۳] و [۴]. محور افقی

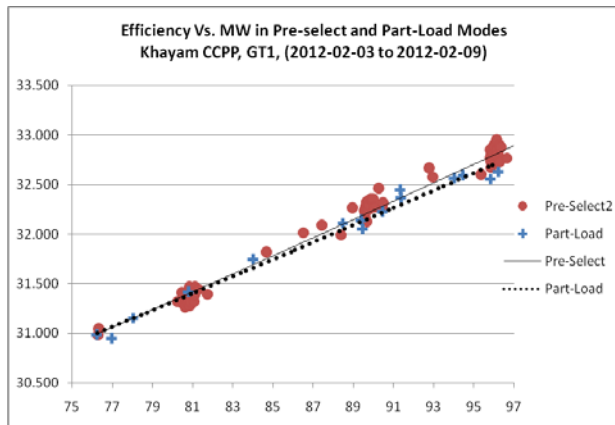
می‌شود که به ازای تغییرات توان مختلف، بیشترین کاهش توان در حالتی رخ می‌دهد که تغییرات بار در حدود ثابت زمانی بویگو باشد.



شکل ۲: کاهش راندمان بویگو در حالت کنترل فرکانس

لازم به توضیح است که در واحدهای گازی به علت کوچک بودن محفظه احتراق و همچنین بزرگ بودن نسبت هوا به سوخت این پدیده ظاهر نمی‌شود. اما اثر غیری خطی بودن راندمان باعث می‌شود که به علت نوسانات عادی توان توربین حول نقطه کار، نسبت به حالتی که توربین با توان ثابت کار می‌کند راندمان کاهش یابد.

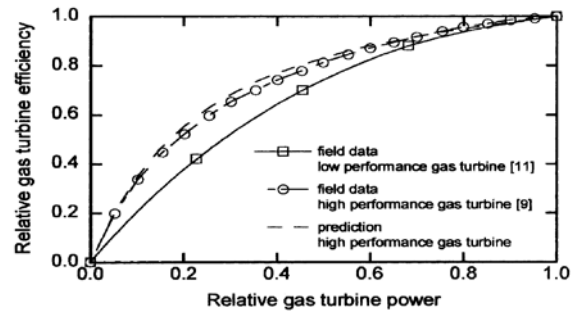
کاهش راندمان در مد کنترل فرکانس با داده‌های واقعی و اندازه‌گیری شده نیروگاه خیام در شکل ۳ نشان داده شده است [7]. همچنان که در این شکل مشاهده می‌شود نوسان توان باعث کاهش راندمان می‌شود.



شکل ۳: کاهش راندمان در مد کنترل فرکانس

با توجه به اینکه راندمان تابعی از پارامترهای مختلف از جمله دما، رطوبت و ... است اندازه‌گیری همزمان آنها و محاسبه راندمان مرجع (یا راندمان در شرایط استاندارد) اگر غیرممکن نباشد بسیار سخت است. لذا در این مقاله ضمن محاسبه منحنی راندمان توان، به کمک شبیه‌سازی مونت کارلو راندمان تقریبی به صورت تابعی از توان تولیدی و نوسانات توان محاسبه شده است. برای این منظور ابتدا مد کنترل فرکانس و نحوه محاسبه منحنی راندمان توان بررسی شده است. در ادامه تاثیر نوسان توان بر راندمان

توان نسبی یک واحد گازی نمونه و محور عمودی راندمان نسبت به راندمان در توان نامی را نشان می‌دهد.



شکل ۱: منحنی راندمان - توان

مطابق دستورالعمل بهره‌برداری [۵]، برای مشارکت نیروگاه‌ها در کنترل فرکانس شبکه، تمامی واحدهای نیروگاهی که در کنترل فرکانس مشارکت می‌نمایند، با این بخش از ظرفیت خود را به منظور مشارکت در کنترل فرکانس، بدون استفاده باقی بگذارند. لذا واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس، با وجود توانایی تولید بیشتر، با این ظرفیتی پایین تر به تولید توان بپردازند. این امر موجب می‌شود در نهایت، در فرآیند کنترل فرکانس، توان تولیدی واحد کم شود و به دنبال آن، راندمان واحد کاهش یافته و هزینه سوخت نیروگاه به ازای هر مگاوات ساعت افزایش یابد.

علاوه بر کاهش توان سرعتم، کنترل فرکانس می‌تواند بر فرآیند احتراق نفی تاثیر بگذارد. زمانیکه یک واحد حرارتی در کنترل فرکانس شبکه شرکت می‌کند، به دلیل تغییرات دائمی فرکانس شبکه، توان تولیدی آن با این به طور مداوم تغییر کند. این پدیده مستلزم تغیر دائمی انرژی ناشی از سوخت واحد می‌باشد. بنابراین میزان سوخت مصرفی واحد، متناسب با این تغییرات فرکانس شبکه تغیر خواهد نمود. تغیر میزان سوخت مستلزم تغیر دبی هوای ورودی است. به علت محدودیت‌های کنترلی، در حالت گذرا نسبت سوخت به هوا تغیر کرده و به دنبال آن راندمان احتراق کاهش می‌یابد. این پدیده منجر به کاهش راندمان واحد خواهد گردید. بدین است این کاهش راندمان، کوتاه مدت می‌باشد ولی اگر واحد در فرآیند کنترل فرکانس شرکت داشته باشد، به علت تغیر دائمی توان، در مجموع به علت پایین تر آمدن راندمان احتراق، راندمان واحد کاهش خواهد یافت. مطابق گزارش EPRI، کاهش راندمان بویگو یک واحد بخار دامنه و فرکانس تغیرات بار، می‌تواند بین یک تا چند درصد باشد [۶]. این موضوع در شکل ۲ نشان داده شده است. در این شکل محور عمودی راندمان نسبی واحد را نشان می‌دهد. محور افقی نسبت پرید بار به ثابت زمانی بویگو را نشان می‌دهد. مشاهده

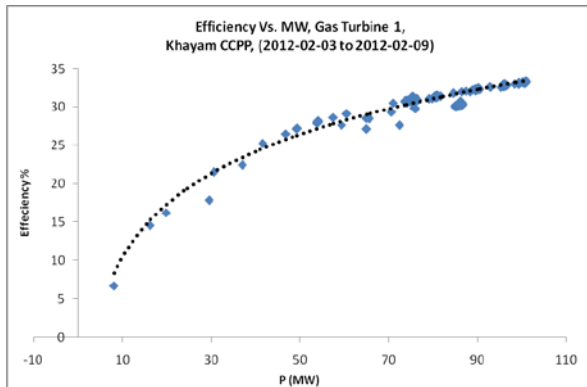
۳. تعیین منحنی راندمان توان

به علت وابستگی راندمان به عوامل متعدد از جمله دما و ارزش حرارتی سوخت، محاسبه دقیق راندمان امکان پذیر نمی‌باشد. ولی می‌توان با استفاده از رابطه زیر راندمان واحدهای گازی را به طور تقریبی به دست آورد:

$$\eta = \frac{MWh}{V \times HHV} \quad (1)$$

که در این رابطه MWh ، انرژی الکتریکی تولیدی، V حجم سوخت مصرفی برحسب متر مکعب و HHV ارزش حرارتی سوخت بر حسب ژول بر متر مکعب می‌باشد.

به منظور محاسبه راندمان به کمک داده‌های واقعی لازم است در بازه زمانی مشخص، توان خروجی و حجم سوخت مصرفی اندازه گیری گردد. این محاسبات برای بازه زمانی محدودی که واحدها با سوخت مایع بهره‌برداری می‌شوند انجام شده و راندمان در توان های مختلف محاسبه گردیده است. نمونه‌ای از منحنی راندمان - توان بدست از داده‌های واقعی در شکل ۵ نشان داده شده است.



شکل ۵: منحنی راندمان - توان بدست آمده از داده‌های واقعی

همچنان که ذکر شد، محاسبه راندمان واحدهای گازی متغی بوده و به عوامل گوناگونی بستگی دارد. برخی از این عوامل مانند شرایط محیطی و ارزش حرارتی سوخت به عملکرد یوگا بستگی ندارد، ولی موجب تغییرات قابل ملاحظه راندمان می‌گردد. از آنجایی که مشارکت در کنترل فرکانس موجب تغییرات راندمان در نقطه کار یوگا می‌گردد، بنابراین منطقی است که راندمان را در یک شرایط ثابت به ازای توان‌های ثابت محاسبه نمود و براساس آن، اثر مشارکت در کنترل فرکانس واحد را بررسی نمود. به این منظور در این مقاله از نرم‌افزار Thermo flow با شرایط

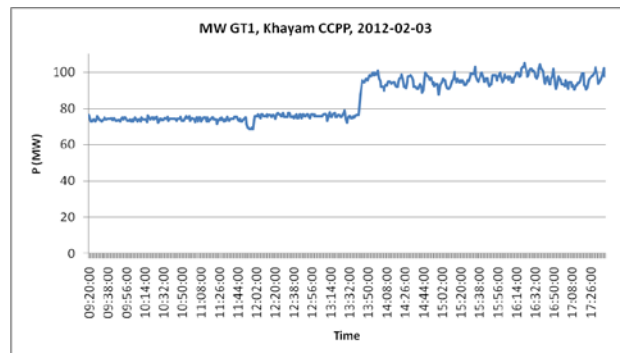
ارائه و در سپس هزینه‌های مرتبط با این کاهش راندمان محاسبه شده است. در نهایت هزینه مشارکت در کنترل فرکانس برای نیروگاه شریعتی محاسبه می‌شود.

۲. کنترل فرکانس

در واحدهای تولیدی، با توجه به شرایط مختلف بهره‌برداری، تولید توان اکتیو و تنظیم فرکانس حالت‌های متعددی دارد که شامل مد کنترل فرکانس^۱، بار انتخابی^۲، ایزوکرونوس^۳، حالت بار پایه و بار پیک^۴ و نهایتاً حالت بار متوازن می‌باشد

در مد بار انتخابی توان تولیدی واحد ثابت بوده و تولید واحد با تغییر فرکانس تغییر نمی‌کند اما در مد کنترل فرکانس واحد در کنترل فرکانس شبکه مشارکت نموده و تولید واحد متناسب با تغییرات فرکانس تغییر می‌کند. از آنجا که تغییر توان توربین به تغییرات فرکانس بستگی دارد، در این حالت، توان توربین حول نقطه کار تغییر می‌کند. با افزایش فرکانس شبکه توان توربین کاهش و با کاهش فرکانس شبکه توان توربین افزایش می‌یابد.

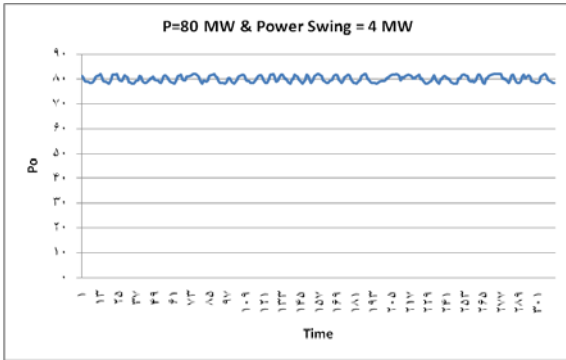
شکل ۴ توان تولیدی یک واحد گازی نیروگاه خیام در مد کنترل فرکانس و Pre-select را نشان می‌دهد.



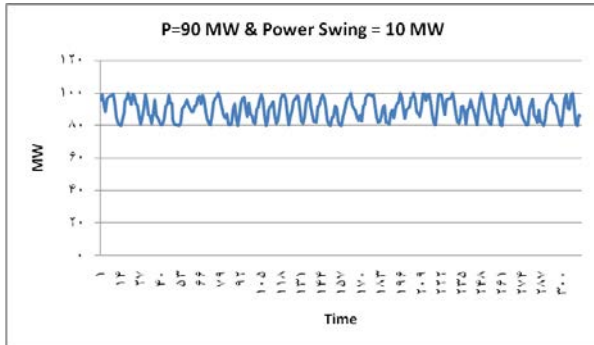
شکل ۴: نوسانات توان در مد کنترل فرکانس و Pre-select

در این شکل، واحد قبل از ساعت ۱۳:۳۰ در مد Pre-select بوده و نوسانات توان در این حالت جزئی می‌باشد و بعد از ساعت ۱۳:۳۰ واحد در مد کنترل فرکانس می‌باشد. همچنانکه مشاهده می‌شود در این حالت نوسانات توان قابل توجه است.

¹ Part Load
² Pre-Select
³ Isochronous
⁴ Peak Load and Base Load



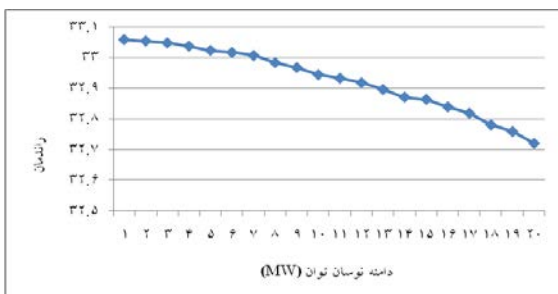
شکل ۸: نوسان توان در توان ۸۰ مگاوات و نوسان ۴ مگاوات



شکل ۹: نوسان توان در توان ۹۰ مگاوات و نوسان ۱۰ مگاوات

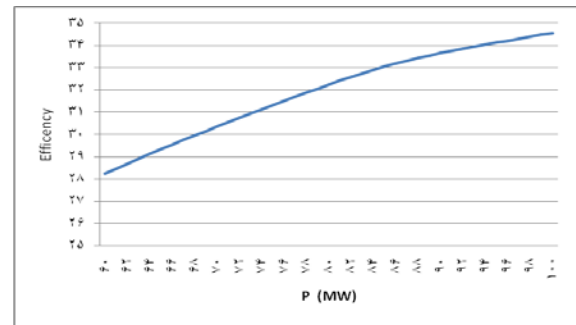
همچنان که در سه شکل قبل مشاهده می‌شود نوسانات توان بدست آمده از شبیه‌سازی مونت کارلو با نوسانات توان واقعی که در شکل ۴ نشان داده شده است مشابه است لذا از در این مقاله اطلاعات بدست آمده از این روش برای محاسبه کاهش راندمان در مد کنترل فرکانس استفاده شده است.

در مد کنترل فرکانس، به کمک منحنی راندمان-توان می‌توان به ازای هر نقطه از توان تولیدی به دست آمده از شبیه‌سازی مونت کارلو راندمان واحد را محاسبه نمود و در نهایت با میانگین‌گیری از راندمان‌ها، راندمان واحد در توان‌های مختلف و با درصد نوسان متفاوت را بدست آورد. شکل ۱۰ تغییر راندمان با نوسان توان را نشان می‌دهد.



شکل ۱۰: کاهش راندمان با افزایش نوسانات در توان ۸۵ مگاوات

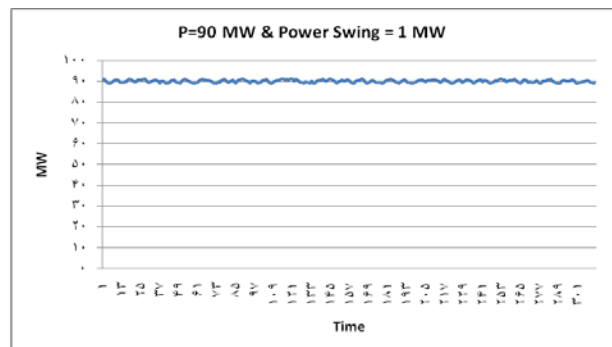
محیطی دمایی ثابت ۲۵ درجه سانتی‌گراد، فشار ۰/۹۰۱۱ اتمسفر و رطوبت ۴۰ درصد و ارزش حرارتی سوخت ثابت، در توان‌های مختلف استفاده شده و راندمان یک واحد در توان‌های متفاوت (با در نظر گرفتن تلفات ژنراتور و ترانس‌های مصرف داخلی) محاسبه گردیده است. نتایج مربوطه به این محاسبات در شکل ۶ ارائه شده است.



شکل ۶: منحنی راندمان - توان بر اساس نرم‌افزار Thermo flow

۴. تاثیر نوسان توان بر راندمان

غیر خطی بودن منحنی راندمان - توان در واحدهای گازی و محدب بودن این منحنی نشان می‌دهد که نوسانات توان باعث کاهش راندمان خواهد شد. برای محاسبه کاهش راندمان در این مقاله از شبیه‌سازی مونت کارلو استفاده شده است. برای این منظور نوسانات توان واحدهای گازی شبیه‌سازی شده است. شکل ۷، شکل ۸، و شکل ۹ نمونه‌هایی از نوسانات توان در توان و نوسانات متفاوت را نشان می‌دهد.



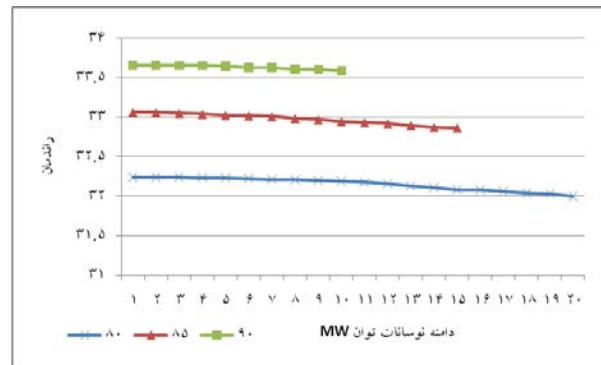
شکل ۷: نوسان توان در توان ۹۰ مگاوات و نوسان یک مگاوات

هزینه‌های اعمالی به واحد ناشی از کاهش راندمان در حالت کنترل فرکانس استفاده نمود:

نتیجه شبیه‌سازی‌های کامل‌تر در شکل ۱۱ نشان داده شده است. در این شکل راندمان واحدهای گازی نیروگاه شریعتی در سه توان ۸۰، ۸۵ و ۹۰ مگاوات و به ازای نوسانات مختلف، توان نشان داده شده است.

$$Cost = P_i \times (\eta_{rated} - \eta_i) \times T_i \times \frac{P}{HHV} \quad (2)$$

که در این رابطه P_i متوسط توان تولیدی در حالت کنترل فرکانس، η_{rated} راندمان واحد در صورتی که در کنترل فرکانس مشارکت نکند، η_i راندمان در صورت مشارکت در کنترل فرکانس، T_i مدت زمان مشارکت در کنترل فرکانس، HHV ارزش حرارتی سوخت و P قیمت واحد سوخت می‌باشد.



شکل ۱۱: کاهش راندمان با افزایش نوسانات

جدول ۱ اطلاعات مربوط به کاهش راندمان و تغییر گاز مصرفی در اثر نوسان توان را ارائه می‌دهد. این اطلاعات بر اساس منحنی راندمان شکل ۶ و استفاده از تحلیل مونت کارلو به دست آمده است. در این جدول تمامی راندمان‌ها برای نوسانات مختلف توان خروجی، نسبت به نقطه کار ثابت ۸۵ مگاوات ارائه شده است. در راندمان در توان خروجی ۸۵ مگاوات برابر با ۳۳/۰۶٪ است. ستون‌های مختلف جدول ارائه کننده اطلاعات زیر می‌باشد:

در صورتی که واحد دارای نوسان توان نباشد راندمان از منحنی شکل ۶ بدست می‌آید بنابراین بررسی شکل ۱۱ نشان می‌دهد که:

- ستون اول: دامنه نوسان توان در نقطه کار ۸۵ MW است.
- ستون دوم: راندمان به ازای توانی که می‌تواند مکنگنی ۸۵ MW با نوسان توان ارائه شده در ستون اول

- راندمان در توان ۸۰ مگاوات و نوسان ۲۰ مگاوات نسبت به حالت بدون نوسان ۰/۲۴۳ کاهش می‌گیرد.

- راندمان در توان ۸۵ مگاوات و نوسان ۱۵ مگاوات نسبت به حالت بدون نوسان ۰/۱۹۶ کاهش می‌گیرد.

- راندمان در توان ۹۰ مگاوات و نوسان ۱۰ مگاوات نسبت به حالت بدون نوسان ۰/۰۷۲ کاهش می‌گیرد.

- ستون سوم: افزایش بخش گاز مصرفی برای تولید انرژی ۸۵ MWh و با نوسان توان ارائه شده در ستون اول نسبت به نقطه کار ۸۵ MW (بر حسب متر مکعب)

- راندمان در توان ۸۰ مگاوات و نوسان ۱ مگاوات نسبت به حالت بدون نوسان ۰/۰۱۴۵ کاهش می‌گیرد.

- ستون چهارم: افزایش هزینه تولید ۸۵ MWh انرژی ناشی از نوسان توان ستون اول

- راندمان در توان ۸۵ مگاوات و نوسان ۱ مگاوات نسبت به حالت بدون نوسان ۰/۰۱۶۴ کاهش می‌گیرد.

- راندمان در توان ۹۰ مگاوات و نوسان ۱ مگاوات نسبت به حالت بدون نوسان ۰/۰۲۴ کاهش می‌گیرد.

جدول ۱ اطلاعات مربوط به کاهش راندمان و تغییر گاز مصرفی در اثر نوسان توان در توان ۸۵ مگاوات

افزایش هزینه (ریال)	افزایش مصرف گاز (متر مکعب)	تغییر راندمان	نوسان توان (Mw)
868	1.24	33.05836	1
3,340	4.77	33.05368	2
6,531	9.33	33.04765	3
12,141	17.34	33.03704	4
19,457	27.80	33.02323	5
23,137	33.05	33.01628	6
28,325	40.46	33.0065	7
40,661	58.09	32.98325	8

۵. محاسبه هزینه کاهش راندمان

به منظور تعیین هزینه‌های ناشی از کاهش راندمان به دلیل مشارکت در کنترل فرکانس در بازه‌های زمانی مورد نظر، باید مقدار سوخت اضافی که به دلیل کاهش راندمان مصرف می‌شود محاسبه و در هزینه‌های کنترل فرکانس لحاظ کرد. به این منظور می‌توان از رابطه زیر برای محاسبه

4,107,714	5,868	0.000473	10	79.39	166
6,589,981	9,414	0.000761	10	80.88	165
5,373,972	7,677	0.000733	9	83	139
3,905,760	5,580	0.000833	10	89	87
3,402,985	4,861	0.000905	9	84.77	71
5,623,951	8,034	0.000627	8	83.06	170
2,404,304	3,435	0.000230	8	78.76	200
3,206,270	4,580	0.000566	9	80.83	108
4,515,870	6,451	0.001097	10	87.33	77
741,900	1,060	0.000517	6	86	27
974,397	1,392	0.000295	7	80.25	63
56,404	81	0.000042	5	79	26
140,983	201	0.000142	5	80.67	19
1,370,985	1,959	0.000326	5	83.57	80
3,543,967	5,063	0.000532	9	80.88	127
43,228	62	0.000268	6	89	3
1,300,820	1,858	0.000821	9	83.43	30
412,494	589	0.000435	7	82.95	18
497,178	710	0.000625	7	85.41	15
16,564,995	23,664	0.000776	8	85.51	402
93,883,388	134,119				

49,132	70.19	32.9673	9
61,595	87.99	32.94387	10
67,748	96.78	32.93231	11
75,517	107.88	32.91773	12
87,187	124.55	32.89586	13
100,469	143.53	32.871	14
104,361	149.09	32.86372	15
117,413	167.73	32.83933	16
128,507	183.58	32.81864	17
149,159	213.08	32.78018	18
160,796	229.71	32.75855	19
181,460	259.23	32.7202	20

۶. محاسبه هزینه واحدهای گازی نیروگاه شریعتی در مد کنترل فرکانس

همچنانکه در مشاهده می‌شود با افزایش نوسانات توان، راندمان کاهش می‌یابد. اگر چه این کاهش راندمان و هزینه‌های مربوط به آن در یک ساعت ناچیز است اما در زمان طولانی بهره‌برداری در مد کنترل فرکانس می‌تواند مبلغ قابل توجهی باشد و در نتیجه از دیدگاه مالکین واحدهای تولیدی بسیار مهم تلقی می‌گردد. بررسی آماری شش ماهه توان تولیدی نیروگاه شریعتی از تاریخ ۱۳۹۰/۱۲/۱۹ الی ۱۳۹۱/۰۶/۱۸ نشان می‌دهد که واحدهای گازی F9 بلوک سیکل ترکیبی این نیروگاه به طور متوسط ۵۷ درصد زمان بهره‌بردار در مد کنترل فرکانس می‌باشند. لذا با توجه به زمان طولانی که این واحدها در مد کنترل فرکانس می‌باشد لازم است که این هزینه محاسبه شود. بنابراین در این مقاله اطلاعات شش ماهه در جدول زیر خلاصه شده است.

جدول ۲. هزینه های ناشی از کاهش راندمان در مد کنترل فرکانس در بازه زمانی ۶ ماهه برای

نیروگاه شریعتی مشهد

بازه زمانی (ساعت)	متوسط توان در مد کنترل فرکانس (MW)	نوسانات توان (MW)	کاهش راندمان به دلیل نوسانات توان	گاز مصرفی اضافه به دلیل نوسانات توان (متر مکعب)	هزینه گاز مصرفی به دلیل نوسانات توان (ریال)
6.55	91.546	6	0.000069	35	24,708
18.25	95.183	7	0.000202	291	203,580
20	88.78	11	0.000976	1,502	1,051,501
42	84.49	10	0.001004	3,195	2,236,416
48.25	80.55	8	0.000497	1,797	1,257,659
35.8	89.66	12	0.001082	2,996	2,097,076
12	90.51	8	0.000405	377	263,674
54.2	89.87	11	0.000993	4,162	2,913,059
43	89.8	14	0.005713	19,264	13,484,821
131	83.18	10	0.000857	7,961	5,572,736

هم چنانکه در این جدول مشاهده می‌شود در این بازه زمانی شش ماهه، هزینه سوخت اضافه واحد گازی شماره یک نیروگاه شریعتی مشهد، در حدود ۹۴ میلیون ریال است. با لحاظ کردن واحد گازی شماره دو، می‌توان این هزینه را برای مجموعه بلوک سیکل ترکیبی نیروگاه شریعتی در حدود ۱۸۸ میلیون ریال در نظر گرفت. با توجه به اینکه این هزینه مربوط به دوره زمانی ۶ ماهه است، می‌توان مبلغ ۳۱ میلیون ریال هزینه ماهانه برای کاهش راندمان در اثر نوسانات توان در حالت کنترل فرکانس، برای نیروگاه شریعتی مشهد در نظر گرفت.

۷. نتیجه گیری

یکی از اهداف راه‌اندازی بازار برق، شفافیت هزینه‌ها در صنعت برق می‌باشد. یکی از هزینه‌های پنهان در صنعت برق مربوط به هزینه خدمات جانبی است که معمولاً محاسبه آنها دارای روش معلوم و مشخص نمی‌باشد. بنابراین در این مقاله یک روش جدید جهت محاسبه هزینه‌های تقریبی نوسان توان ناشی از مشارکت در کنترل فرکانس ارائه شده است. نتایج بدست آمده در این مقاله نشان می‌دهد که در مد کنترل فرکانس، نوسانات توان باعث کاهش راندمان و در نتیجه افزایش هزینه‌های شرکت در کنترل فرکانس می‌شود. اگرچه این کاهش راندمان ناچیز و در حد ۰.۳۳ درصد در نوسان ۲۰ مگاوات است اما در صورتی که مدت مشارکت در کنترل فرکانس قابل توجه باشد هزینه ناشی از نوسان توان نیز قابل توجه خواهد بود. بررسی توان تولیدی نیروگاه شریعتی نشان می‌دهد که درصد مشارکت در

کنترل فرکانس واحدهای گازی F9 این نیروگاه ۵۷ درصد بوده و هزینه کاهش راندمان به دلیل نوسان توان ماهیانه مبلغ ۳۱ میلیون ریال می‌باشد.

منابع

- [1]. Yann G. Rebours, Daniel S. Kirschen, Marc Trotignon, and Sébastien Rossignol "A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part II: Technical Features" IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 22, NO. 1, FEBRUARY 2007
- [2]. T.S. Kim, "Comparative analysis on the part load performance of combined cycle plants considering design performance and power control strategy", Energy Volume 29, Issue 1, January 2004, Pages 71–85
- [3]. C.O. Ojo, "Optimum performance of a combined cycle power plant", D-18051 Rostock
- [4]. T.S. Kim, S.H. Hwang, "Part Load Performance Analysis of Recuperated Gas Turbines Considering Engine Configuration and Operation Strategy", Energy, Vol. 31, No. 2–3, February–March 2006, pp. 260-277.
- [5]. دستورالعمل فنی، "مشارکت نیروگاهها در کنترل اولیه فرکانس شبکه"، شماره سند رب/دا/ ۰۰۱، صادره در تاریخ ۱۳۹۰/۰۸/۳۰، صفحات ۵-۱۱
- [6]. Cost of Providing Ancillary Services from Power Plants, Regulation and Frequency Response, TR-107270-V2, 4161, EPRI, 1997
- [7]. I.Niazy, H.R.Neisz, M.Oloumi, J.Ebadi, A.Mortazavifar, A.Karimpour, A.Shiraziyan, E.Niazy "Evaluation of Gas Turbines Efficiency in the Frequency Control Mode Using Experimental Data" EPGC 2012