نشریه علمی (فصلنامه) «انرژی ایران»
دوره ۲۷، شماره۳، پاییز ۱۴۰۳، صفحه ۱۸-۳۰

طراحی سیستم کنترل فرکانسی برمبنای عرضه و تقاضای توان الکتریکی و پیاده سازی آن در نیروگاه گازی سیرجان

مجتبی حیدرزاده قره ورن
کارشناس مهندسی حفاظت و کنترل شرکت مپنا - مکو (نویسنده مسئول)
Heidarzadeh.mojtaba@mapnaec.com

مهدی حیدرزاده قره ورن
کارشناس مهندسی و توسعه محصول شرکت مپنا - مکو
Heydarzadeh.mahdi@mapnaec.com

تاریخ دریافت:
۱۴۰۳/۰۵/۰۳

تاریخ پذیرش:
۱۴۰۴/۰۵/۱۸

کلمات کلیدی:
توربین گازی
کنترل فرکانس
تغییرات فرکانس و توان
عرضه و تقاضا توان الکتریکی
Grid Black-out
Droop

چکیده

هدف این مقاله بررسی، مطالعه و در نهایت طراحی سیستم کنترل فرکانس می باشد. مفاهیم، فرمولاسیون، طراحی و پیاده سازی سیستم کنترل فرکانس به صورت واقعی و عملی در سایت نیروگاه سیرجان صورت گرفته است و نتایج حاصل از این طراحی سیستم کنترل فرکانس در قالب نمودارهای مختلف در متن مقاله آورده شده است. کنترل فرکانس جهت جلوگیری از وقوع پدیده هایی همچون Black-out شدن شبکه نا شی از خارج شدن فرکانس شبکه از محدوده Over/Under Frequency بسیار مهم و ضروری می با شد. توازن توان تولیدی و توان مصرفی می بایست همواره و به صورت پایدار برقرار باشد که این مهم رابطه ی معکوس با فرکانس دارد. در این مقاله تست سیستم کنترل فرکانسی طراحی شده برای توربین گازی V94.2 ساخت شرکت مپنا در سایت نیروگاهی سیرجان پیاده سازی و صحت سنجی عملکردی شده است. افزودن حلقه کنترل فرکانس در حالت عملکردی کنترل توان، جهت انجام کنترل فرکانس در این طراحی لحاظ گردیده است. سیستم کنترل طراحی شده در نرم افزار SIMATIC Manager – Step7 مربوط به شرکت Siemens و با زبان برنامه نویسی CFC پیاده سازی شده است و نتایج حاصل نیز خروجی های مربوط به نرم افزار مربوطه می باشد.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-02]

۱ مقدمه

می بایست همواره در شبکه های قدرت توازن میان تولید و مصرف انرژی به صورت پایدار وجود داشته و برقرار باشد و در نتیجه ی حفظ و برقراری این توازن توان الکتریکی، فرکانس شبکه دچار تغییرات می گردد و کنترل فرکانس شبکه امری بسیار مهم و حیاتی برای شبکه ی قدرت خواهد بود. امروزه با توجه به گسترش صنایع نیازمند به برق، لزوم افزایش ساخت نیروگاه های گازی (به دلیل بازدهی، توانایی احداث در مقیاس های بسیار بزرگ، فراوانی سوخت گاز و آلایندگی پایین نسبت به سایر سوخت های فسیلی) بیش از پیش احساس می شود. نیروگاه های گازی در مقایسه با نیروگاه های مازوت و گازوئیل سوز دارای آلایندگی کمتر بوده و نسبت به انرژی های تجدیدپذیر از بازدهی و توان تولیدی بالاتری برخوردار هستند و به همین خاطر در نیروگاه سازی از اهمیت بالایی بهره مند هستند. توربین گازی ساخت شرکت مپنا تحت عنوان توربین های V94.2، الگوبرداری شده از نیروگاه های ساخت شرکت زیمنس آلمان می باشند و به رغم تلاش های متخصصان شرکت مپنا، نمونه های داخلی این نیروگاه ها از طرح خارجی پیشی گرفته اند.

توربین گازی V94.2 ساخت شرکت مپنا در دو نوع معمولی و MAP2B ارائه می شوند که توان نامی تولیدی به ترتیب ۱۶۳ و ۱۸۳ مگاوات را دارا می باشند. سرعت نامی توربین های V94.2 برابر ۳۰۰۰ دور در دقیقه است. کنترل توربین های گازی V94.2 از بخش های مختلفی تشکیل شده است که در ادامه و پس از تشریح بخش های مختلف و مهم توربین های گازی V94.2 بدان اشاره خواهد شد. نیروگاه های گازی با توربین های V94.2 از تجهیزات مختلفی نظیر سیستم هوارسانی که خود شامل سیستم ورودی هوا، فیلترهای اولیه و ثانویه ی هوا، دمپر جهت باز و بسته نمودن ورود هوا و ... می باشد، علاوه بر این سیستم سوخت رسانی که تحت عنوان اسکید گاز شناخته می شود، از ولوهای توقف اضطراری، فیلترهای مسیر گاز، کنترل ولو جهت کنترل نمودن میزان سوخت گاز وارد شونده به محفظه احتراق، اندازه گیری فشار، دما و تجهیزات فراوان دیگر تشکیل شده است. بخش دیگر نیروگاه گازی توربین های V94.2 می باشند که محفظه احتراق عمودی در دو طرف توربین به همراه هشت عدد مشعل در هر کدام از این محفظه ها به انضمام دو عدد شعله بین روی هر محفظه احتراق از تجهیزات مهم توربین های گازی V94.2 به حساب می آیند. کمپرسور و توربین به همراه پره های ثابت و محرک در تراکم و اشتعال و در ادامه انتقال انرژی جنبشی – حرارتی به مکانیکی توسط توربین بخش بسیار مهم و حیاتی نیروگاه های گازی V94.2 می باشد. پیش از ورود هوای تمیز از سیستم هوارسانی به کمپرسور، سیستم مهم دیگری به نام سیستم هدایت گر جریان هوای ورودی یا Inlet Guide Vane[1] جهت کنترل میزان هوای تزریقی به کمپرسور و نهایتا مثلث آتش تعبیه شده است که یکی از موارد کنترلی مهم در توربین های گازی V94.2 محسوب می شود. بخش انتهایی نیروگاه گازی متشکل از بخش صداگیر و اگزوز می باشد. قابل ذکر است که سنسورهای دمایی در نیروگاه های گازی با توربین V94.2 بر روی اگزوز و بخش خروجی توربین قرار دارد و جهت مشخص سازی دمای داخلی توربین گازی با توجه به محاسبات مربوطه و مشخص، این مهم انجام می پذیرد. دایورتر دمپر رابط بین بخش گاز و بخار می باشد. در نیروگاه های سیکل ترکیبی که از خروجی دمای هوای گرم توربین گازی جهت تامین حرارت لازم برای نیروگاه های حرارتی استفاده می شود، تجهیزی به نام دایورتر دمپر وجود دارد که با باز و بسته نمودن آن ایجاد مسیر جریان هوای داغ بین توربین گازی و توربین بخار برقرار می گردد[1-4].

بخش مهم و حیاتی که وظیفه ای کنترل و راهبرد نیروگاه های گازی را بر عهده دارد، بخش تابلوهای کنترلی درون کانتینرهای LCC[2] می باشد. این مجموعه از تعداد بسیار زیادی تابلوی کنترلی تشکیل شده است که هریک از این تابلوهای کنترلی بخش مشخصی از نیروگاه را کنترل می کند و مهمترین و حساس ترین تابلوی کنترلی مربوط به واحد کنترل و حفاظت[3] توربین گاز است که دارای دو بخش عمده و

[1] IGV
[2] Local Control Cabinet
[3] Protection and Governor Unit

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-02]

مهم ا ست: نخ ست حفاظت توربین در برابر بروز اتفاقات ناخوا سته همانند پدیده ی سرج[۱]، خروج از سرعت نامی[۲] و ... که در صورت بروز اتفاقات ناخوا سته باعث تریپ[۳] توربین می شود و از بروز خسارت به توربین و نیروگاه ممانعت به عمل می آورد و دیگری کنترل توربین می با شد که با آزادی عمل بر روی کنترل ولو جهت کنترل سوخت و کنترل IGV جهت کنترل نمودن حجم هوای ورودی این مهم را صورت می دهد. در واقع بخش اول به صورت دیجیتال رفتار می کند و با شناسایی اتفاقات خطرناک و آسیب زننده به توربین گازی و نیروگاه، باعث تریپ و خاموش شدن توربین می شود و بخش دوم به صورت آنالوگ بوده و با کم و زیاد نمودن در صد کنترل های سوخت و هوا موظف به کنترل نمودن توربین گاز در شرایط مورد انتظار از نظر تولید توان[۴] و فرکانس[۵] می باشد.

از جمله حفاظت های مهم که توسط بخش اول مورد بررسی و پایش قرار می گیرد و در صورت بروز هریک باعث تریپ و خاموشی توربین گاز و در نتیجه جلوگیری از بروز حوادث مخرب می شود عبارت است از: حفاظت در برابر سرج، حفاظت در برابر افزایش بیش از حد سرعت، حفاظت در برابر عدم وجود شعله، حفاظت در برابر فشرده شدن دکمه توقف اضطراری، حفاظت در برابر آتش سوزی، حفاظت در برابر بروز مشکل برای ژنراتور، حفاظت در برابر قطع ارتباط باسی[۶] بین سیستم ها و بخش های مختلف، حفاظت در برابر از دست رفتن امکان سنجش موقعیت کنترل ولو سوخت و حفاظت در برابر تجهیزات کمکی و جانبی نیروگاه نظیر سیستم هیدرولیک، سیستم خنک کاری[۷] و ... . در خصوص بخش دوم نیز قابل ذکر است که کنترل توربین گازی V94.2 از حالت های کنترلی متفاوت و مختلفی تشکیل شده است که به اقتضای شرایط قرارگیری توربین گاز در هریک از این حالت های کنترلی، کنترل و راهبرد توربین گاز را عهده دار می گردد. عمده حالت های کنترلی مطرح برای توربین گازی V94.2 شامل کنترل سرعت پیش از سنکرون سازی واحد[۸]، کنترل بار پس از سنکرون سازی واحد با شبکه[۹]، کنترل فرکانس به هنگام بارگیری واحد[۱۰]، کنترل دمایی توربین[۱۱] و کنترل دمایی متاثر از IGV، کنترل فشار هوا و ... که تمامی این حالت های کنترلی بر روی موقعیت های کنترلرهای سوخت و هوا اثرگذار بوده و از طریق کنترل میزان سوخت و هوا، توربین گازی را کنترل می کند[8-5].

لازم است همواره در شبکه قدرت توازن میان تولید و مصرف انرژی به صورت پایدار وجود داشته باشد. برای ایجاد چنین شرایطی در شبکه، لازم است فرکانس به صورت مطلوبی حدود نامی قرار داشته باشد. برای این منظور بسیاری از واحدهای تولیدی بگونه ای طراحی شده اند که امکان مشارکت در کنترل فرکانس را داشته باشند و بنابراین باتوجه به اهمیت این مهم در ادامه به بررسی مفاهیم کنترل فرکانس خواهیم پرداخت و فرمولاسیون مربوطه را ذکر کرده و طراحی سیستم کنترل فرکانس را مطرح خواهیم نمود و نتایج حاصل از پیاده سازی عملی در سایت نیروگاه گازی سیرجان را ارائه خواهیم داد.

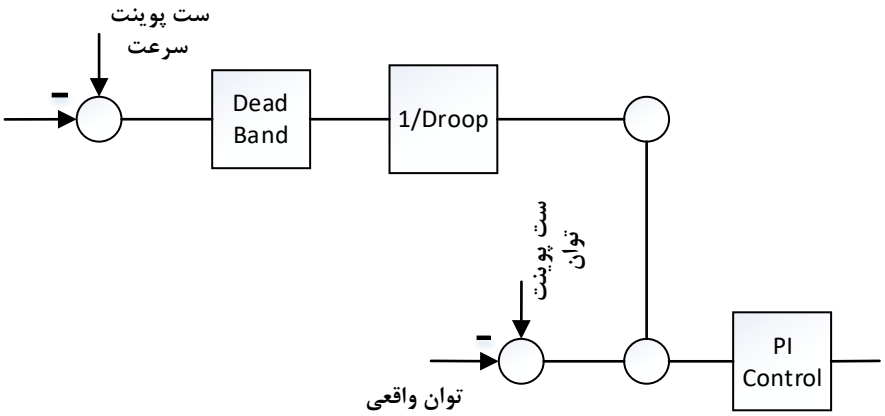
۲. تشریح مفاهیم و مبانی سیستم کنترل فرکانس

هدف اصلی کنترل شبکه قدرت ثابت نگهداشتن فرکانس و ولتاژ تا حد امکان می باشد، به طوری که خواسته ها و نیازهای مصرف کننده ها و نیروگاه ها برآورده شود. در شبکه توان تولیدی می بایست پس از تولید مصرف شود تا بتوان فرکانس را ثابت نگهداشت و بنابراین توان تولیدی در هر لحظه بایستی با توان مصرفی یا همان توان درخواستی برابر باشد.

[1] Surge
[2] Over Speed
[3] Trip
[4] Power
[5] Frequency
[6] BUS Communication
[7] Cooling
[8] Speed Control
[9] Load Control
[10] Frequency Control
[11] Outlet Temperature Control

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-02]

افزایش و کاهش بار الکتریکی درخوا ستی شبکه یا م صرف کننده ها افزایش و کاهش توان الکتریکی تولیدی را درپی خواهد دا شت و در صورتی که این خواسته بوسیله ی واحدهای تولیدی در شبکه قدرت تامین نگردد، اختلاف توانی ایجاد خواهد شد که باعث انحراف فرکانس شبکه از مقدار نامی می گردد. بنابراین اگر فرکانس شبکه قدرت کاهش یابد، توان واحدهای تولیدی بایستی افزایش یافته تا اینکه فرکانس شبکه دوباره به مقدار نامی خود بر سد و بالعکس، در صورت افزایش فرکانس شبکه، توان تولیدی واحدها بای ستی کاهش یابد که به این فرآیند تنظیم توان الکتریکی کنترل فرکانس[1] گفته می شود. همانطور که در شکل ۱ ملاحظه می گردد، فرکانس شبکه با مقدار نامی آن مقایسه می گردد و پس از عبور از یک ناحیه غیر فعال ضرب شدن در یک مقدار تناسبی تحت عنوان عکس دروپ وارد حلقه کنترل با می گردد. این مکانیزم امکان تاثیر فرکانس شبکه در توان تولیدی واحد را فراهم می سازد. تحت این شرایط هنگامی که فرکانس شبکه از مقدار نامی فراتر رود، توان تولیدی کاهش و هنگامی که فرکانس شبکه از مقدار نامی کمتر شود توان تولیدی افزایش می یابد.

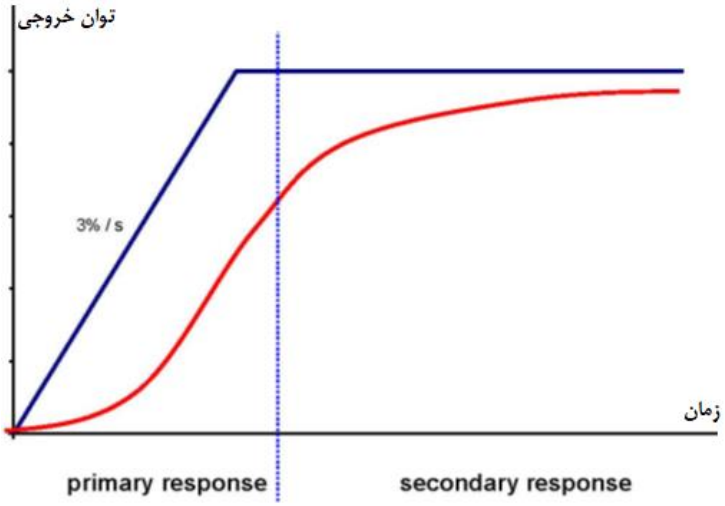


شکل ۱- بلوک دیاگرام سیستم کنترل فرکانس

جهت کنترل فرکانس شبکه دو مرحله تحت عنوان کنترل فرکانس اولیه و کنترل فرکانس ثانویه مطرح می گردد. همان گونه که در شکل ۲ قابل مشاهده است، در هنگام بازگردانی فرکانس پس از وقوع یک حادثه در شبکه، در کنترل اولیه فرکانس مقدار فرکانس به نزدیکی مقدار نامی رسیده ولی به صورت کامل بر روی مقدار نامی قرار نمی گیرد و پس از آن با استفاده از کنترل ثانویه فرکانس، مقدار آن به سطح اولیه باز می گردد. در واقع می توان بیان داشت که در کنترل اولیه فرکانس نیاز است پاسخ سریعی از سمت واحدهای مشارکت کننده صادر گردد تا از وقوع پدیده هایی مانند Black-out شدن شبکه جلوگیری شود[11-9]. سپس کنترل ثانویه که دارای پاسخ کندتری است، فرکانس را به حد مطلوب باز می گرداند. البته در این مقاله به این مهم پرداخته نخواهد شد.

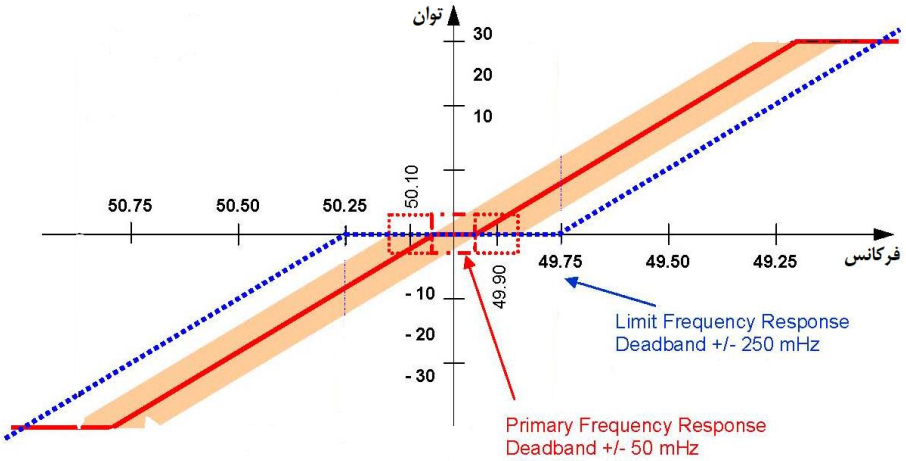
[1] Frequency Control

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-02]



شکل ۲- کنترل اولیه و ثانویه فرکانس

کنترل فرکانس در دو حالت عملکردی مورد اســتفاده قرار می گیرد. نخســت حالت Limit Frequency Control که در دور بالا و پایین ۳۰۱۵ و ۲۹۸۵ دور در دقیقه به افت فرکانسی پاسخ نشان می دهد و دیگری Influence/Primary Frequency Control که در دور بالا و پایین ۳۰۰۳ و ۲۹۹۷ دور در دقیقه عمل می کند. در شکل ۳ این دو حالت عملکردی قابل رویت می باشد.



شکل ۳- حالت های عملکردی سیستم کنترل فرکانس

در واقع به بیان ساده تر، تغییرات در توان شبکه که ناشی از افزایش و کاهش مصرف بار می باشد، باعث بروز افت یا افزایش فرکانس شبکه خواهد شد و به منظور جلوگیری از رخ داد پدیده ای همچون Black-out شدن شبکه می بایست فرکانس شبکه توسط نیروگاه جبران و یا کنترل شود که در نتیجه ی افزایش و کاهش فرکانس نیروگاه فرکانس شبکه افزایش و کاهش خواهد یافت که این مهم ناشی از کاهش و افزایش بار درخواستی و مصرفی شبکه توسط تولید توان نیروگاه است[12].

۳. طراحی سیستم کنترل فرکانس

جهت طراحی سیستم کنترل فرکانس بیان دو فرضیه اساسی در این خصوص مهم و ضروری است:

فرضیه ی اول: مصرف بار الکتریکی توسط مصرف کننده ها افزایش یافته است، در نتیجه درخواست توان از نیروگاه افزایش می یابد و توان تولیدی و مصرفی یکسان نخواهند بود و این مهم سبب افت فرکانس شبکه می گردد. واحد می بایست با افزایش توان تولیدی به جبران کمبود توان تولیدی در سبکه کمک نماید و در نتیجه با توجه به افت فرکانس می بایست سیستم کنترل فرکانس وارد عمل شده و فرکانس

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-02]

را در حدود بار نامی ثابت نگه دارد. به بیان دیگر شبکه دچار افت فرکانسی گردیده است، یعنی سرعت توربین کاهش یافته است و بنابراین گشتاور افزایش یافته است و حال می بایست سرعت یا همان فرکانس ثابت نگه داشته شود و بنابراین داریم:

$$P = T\omega \tag{1}$$

$$\omega = \frac{P}{T} \tag{2}$$

$$\omega_{cte} = \frac{P_?}{T_\uparrow} \tag{3}$$

که در این فرمولاسیون ω سرعت توربین، T گشتاور و P توان ژنراتور می باشد.

فرضیه ی دوم: مصرف بار الکتریکی توسط مصرف کننده ها کاهش می یابد و در نتیجه توان تولیدی و توان مصرفی از تعادل خارج شده و این مهم سبب افزایش فرکانس شبکه می شود. واحد می بایست تولید توان را کاهش دهد و باعث تعادل بین توان تولیدی و توان مصرفی شود و این مهم باعث افزایش فرکانس واحد می گردد و سیستم کنترل فرکانس در این زمان وارد عمل شده و توربین را در سرعت نامی نگه می دارد. به بیان دیگر، شبکه دچار افزایش فرکانس گردیده است و سرعت یا همان فرکانس افزایش یافته و پس بنابراین گشتاور توربین کاهش یافته است و توربین توانسته است با سرعت زیادتری بچرخد و در نتیجه طبق فرمولاسیون رابطه خواهیم داشت:

$$\omega_{cte} = \frac{P_?}{T_\downarrow} \tag{4}$$

در اثر افزایش بار توسط مصرف کنندگان، نیروگاه ها مجبور به افزایش توان تولیدی خواهند بود و با توجه به اینکه برای افزایش توان تولیدی می بایست جریان استاتور افزایش یابد، پس بنابراین میدان مغناطیسی استاتور افزایش می یابد و این میدان مغناطیسی استاتور باعث ایجاد حالت ترمزی در روتور خواهد شد و در نتیجه سرعت یا همان فرکانس افت خواهد کرد. بر این اساس داریم:

$$P = \sqrt{3}V_L I_L cos\varphi \tag{5}$$

که در این رابطه V_L ولتاژ خط، I_L جریان خط و $cos\varphi$ ضریب توان می باشد. مقدار ولتاژ همواره ثابت بوده و تنها جریان است که می تواند بر روی توان تولیدی ا ستاتور ژنراتور تاثیرگذار با شد و طبق فرمول بیو ساوار[1] جریان رابطه ی م ستقیمی با میدان مغناطی سی تولیدی اطراف خود دارد.

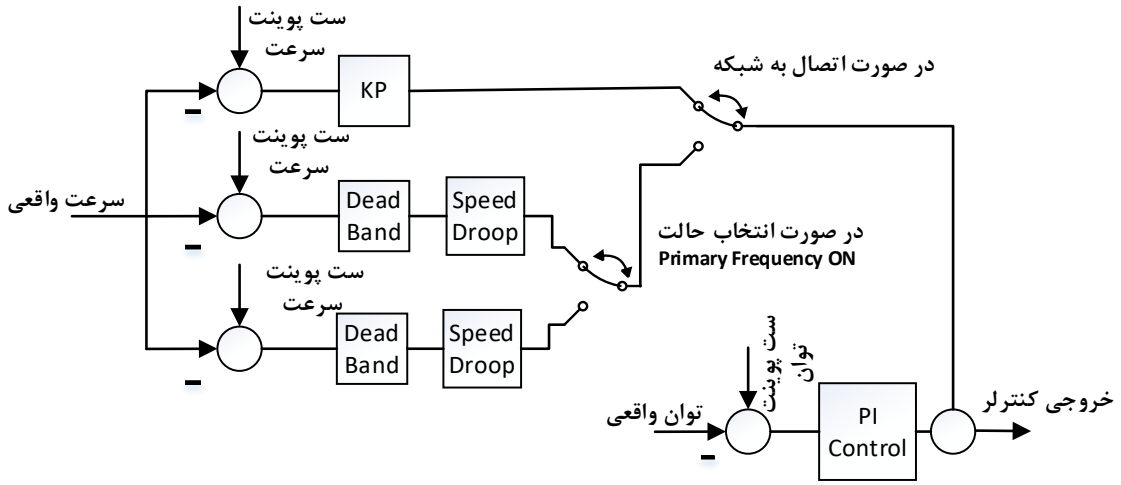
$$B = \frac{\mu_0 I}{2\pi a} \tag{6}$$

که در این رابطه μ_0 تراوایی خلا[2]، I جریان، a فاصله از سیم دارای جریان و B بیانگر شدت میدان مغناطیسی است.

در شکل زیر بلوک دیاگرام سیستم کنترل فرکانس آورده شده است:

[1] Biota-Savart Low
[2] $4\pi * 10^{-7}$ T.m/A

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-02]



شکل ۴- بلوک دیاگرام کنترل فرکانس طراحی شده در سایت نیروگاهی سیرجان

در صورتی که نیروگاه مجهز به سیستم کنترل فرکانس نباشد، تنها عامل تاثیرگذار بر روی خروجی کنترلر ثابت نگه داشتن سرعت توربین گاز در مقدار نامی و ثابت نگه داشتن توان تولیدی در مقدار توان ست پوینت[1] مشخص شده توسط بهره بردار است و سیستم کنترل نیروگاه توانایی حضور در کنترل فرکانس را نخواهد داشت. در صورتی که نیروگاه مجهز به سیستم کنترل فرکانس باشد، علاوه بر ثابت نگه داشتن توان تولیدی بر روی مقدار ست پوینت مشخص شده، امکان کنترل فرکانس بر مبنای کنترل توان تولیدی مطابق با توان درخواستی شبکه مقدور بوده و مبنای ضرایب کنترلی در سیستم کنترل فرکانس، مفهومی به نام Speed Droop Gain می با شد که در فرمولا سیون زیر مقدار ضریب Speed Droop تعریف و تشریح گردیده است:

$$Speed\ Droop = \frac{MW}{f}\frac{\Delta f}{\Delta MW} * 100 \tag{7}$$

به طوری که f برابر ۵۰ هرتز و MW برابر ۱۷۳ مگا وات برای توربین های اســتاندارد و ۱۸۳ مگاوات برای توربین های MAP2B و همچنین Speed Droop برابر ۵ درصد می باشد.

$$\Delta f = 0.5 \mp 0.05 \quad \rightarrow \quad \Delta f_{Primary} = \pm 0.45 \tag{8}$$

$$\Delta f = 0.5 \mp 0.25 \quad \rightarrow \quad \Delta f_{Limit} = \pm 0.25 \tag{9}$$

در حالت Standard Primary:

$$SD = \frac{MW}{f}\frac{\Delta f}{\Delta MW} * 100 \ \rightarrow \ 5 = \frac{172}{50}\frac{0.45}{\Delta MW} \ \rightarrow \ \Delta MW = 30.96\ MW \tag{10}$$

در حالت Standard Limit:

$$SD = \frac{MW}{f}\frac{\Delta f}{\Delta MW} * 100 \ \rightarrow \ 5 = \frac{172}{50}\frac{0.25}{\Delta MW} \ \rightarrow \ \Delta MW = 17.2\ MW \tag{11}$$

در حالت MAP2B Primary:

$$SD = \frac{MW}{f}\frac{\Delta f}{\Delta MW} * 100 \ \rightarrow \ 5 = \frac{183}{50}\frac{0.45}{\Delta MW} \ \rightarrow \ \Delta MW = 32.94\ MW \tag{12}$$

در حالت MAP2b Limit:

$$SD = \frac{MW}{f}\frac{\Delta f}{\Delta MW} * 100 \ \rightarrow \ 5 = \frac{183}{50}\frac{0.25}{\Delta MW} \ \rightarrow \ \Delta MW = 18.3\ MW \tag{13}$$

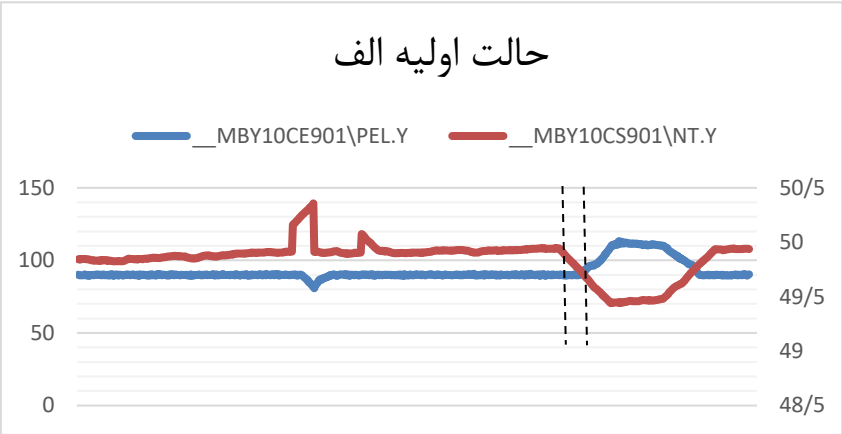
بنابر محا سبات ۱۰ تا ۱۳ م شخص می گردد که با ضریب Speed Droop پنج در صد تا چه میزان از اختلاف توانی میان تولید و تقا ضا با سیستم کنترل فرکانس طراحی شده قابل جبران و مدیریت کردن است[14-10].

[1] Set-point

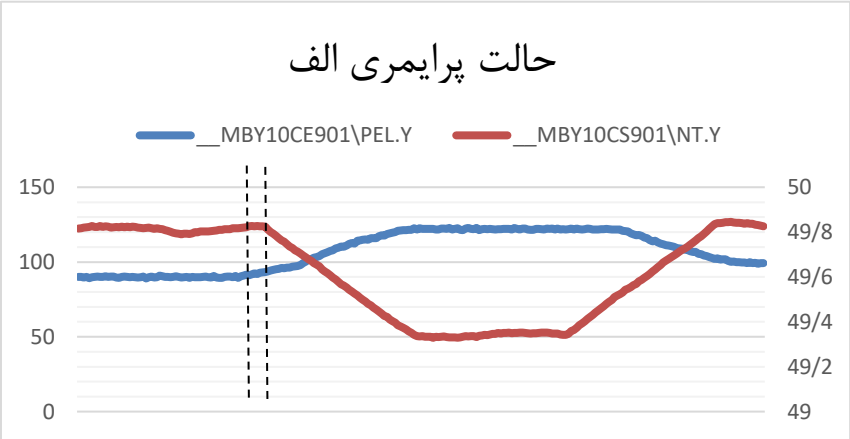
[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-02]

٤. نتایج پیاده سازی سیستم کنترل فرکانسی

در شکل ۵ رفتار توربین گازی V94.2 مربوط به شرکت مپنا که در سایت نیروگاه سیرجان نصب و راه اندازی شده است به وضوح بیان کننده ی رفتار کنترل فرکانس در حالت Limit می باشد. با افزایش درخواست توان توسط شبکه، می بایست نیروگاه ها مبادرت به تامین توان تولیدی نمایند که این مهم منجر به افت فرکانسی می گردد و سیستم کنترل فرکانس برای ثابت نگه داشتن فرکانس شبکه در عین تامین توان مورد نیاز شبکه می پردازد. همچنین شکل ۶ رفتار توربین گاز به افزایش درخواست توان در حالت Primary را نشان می دهد. با دقت در شکل های ۵ و ۶ مشخص می گردد که پاسخ گویی به تغییرات در حالت Primary بسیار سریع تر از حالت Limit است. در شکل های ۷ و ۸ نیز به ترتیب کاهش توان برای حالت های Limit و Primary نشان داده شده است. عکس العمل به تغییرات توان در حالت پرایمری بسیار سریع تر از حالت اولیه یا حالت محدود می باشد و دلیل این موضوع ناحیه غیر فعال[1] مربوط به این دو حالت کنترلی می باشـــد. همان گونه که پیش تر بیان گردید، ناحیه غیر فعال مربوط به حالت کنترل فرکانس اولیه یا محدود پنج برابر ناحیه ی غیر فعال مربوط به حالت کنترل فرکانس پرایمری می باشد و بنابراین عکس العمل حالت کنترل فرکانسی پرایمری ۵ برابر سریع تر از عکس العمل حالت کنترل فرکانسی محدود یا اولیه خواهد بود.



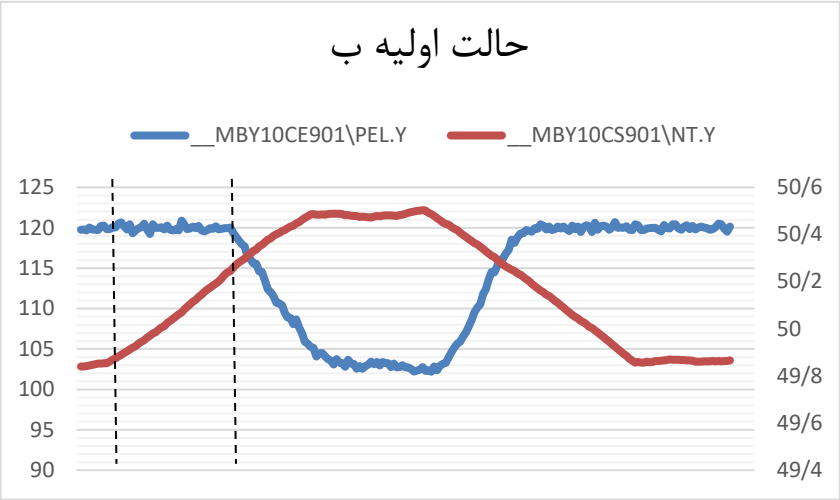
شکل ۵- نتایج سیستم کنترل فرکانسی برای حالت اولیه الف



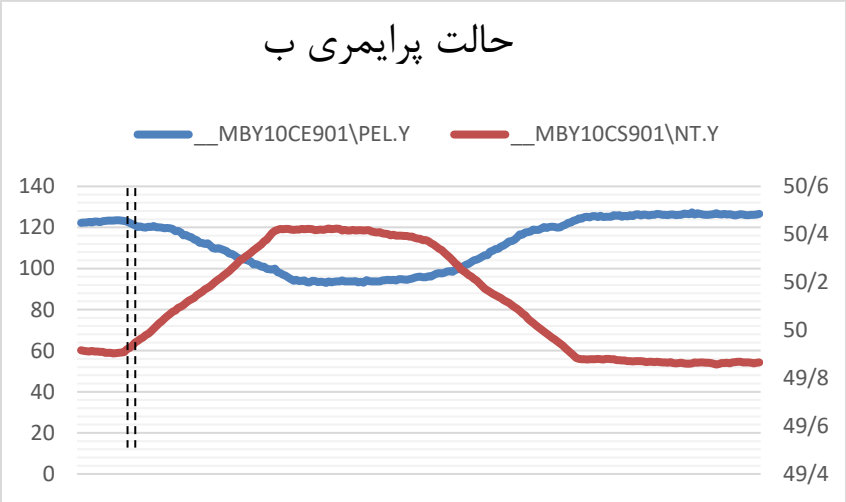
شکل ۶- نتایج سیستم کنترل فرکانسی حالت پرایمری الف

[1] Dead Band

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-02]



شکل ۷- نتایج سیستم کنترل فرکانسی حالت اولیه ب



شکل ۸- نتایج سیستم کنترل فرکانسی حالت پرایمری ب

نتایج عددی

در جدول شـــماره ۱ حاصل از انجام تست ذکر گردیده است.

جدول ۱ - نتایج عددی حاصل از تست سیستم طراحی شده

ردیف	سرعت	توان واقعی	توان مرجع	تغییرات توان
۱	۳۰۰۱	۱۱۹/۹۵	۱۲۰	۰/۱۶
۲	۳۰۰۴	۱۱۸/۵۱	۱۲۰	-۱/۲۵
۳	۲۹۹۷	۱۲۰/۲۸	۱۲۰	۰/۳۱
۴	۳۰۰۵	۱۱۷/۴۳	۱۲۰	-۲/۵۳
۵	۲۹۹۱	۱۲۷/۵۸	۱۲۰	۷/۴۲
۶	۲۹۹۶	۱۲۲/۰۲	۱۲۰	۱/۷۳

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-02]

۷	۲۹۹۰	۱۲۸/۸۱	۱۲۰	۸/۶۳
۸	۳۰۰۴	۱۱۸/۷۳	۱۲۰	-۱/۰۷
۹	۲۹۹۳	۱۲۵/۱۰	۱۲۰	۵/۲۶
۱۰	۲۹۹۰	۱۲۷/۵۸	۱۲۰	۷/۹۲

۵. نتیجه گیری

با توجه به نتایج واقعی حا صل از عملکرد سیستم کنترل فرکانس در نیروگاه سیرجان، نتیجه گرفته می شود که طراحی سیستم کنترل فرکانسی بر مبنای افزایش و کاهش توان درخواستی از شبکه و رابطه ی معکوس آن با فرکانس و با تعریف مفهوم Speed Droop Gain و استفاده از این پارامت ضربی در ضرایب کنترل کننده ی سیستم فرکانس، می توان تاثیرات افزایش و کاهش فرکانسی ناشی از کاهش و افزایش میزان توان درخوا ستی شبکه و به طبع آن میزان توان تولیدی را تو سط ا ستاتژی کنترلی ارائه شده در این مقاله، در حدود سرعت نامی کنترل نمود و در واقع با حفظ تعادل و سلامت رنجی فرکانس شبکه به تغییرات توان پا سخ مطلوبی ارائه نمود. در روش Primary به دلیل مقایسه ی لحظه ای و بر مبنای ناحیه ی غیر فعال بسیار کوچک، سرعت پاسخگویی به سیستم کنترل فرکانسی به شدت سریع تر از حالت Limit می باشد.

منابع

[1] S.S. Hosseini. (2018). "Shanghai Electric Turbine V94.2 Optimization in New Way." USDA Foreign Geoscience Electronics, IEEE Transaction, 12 (9654).

[2] TUGA. (2014). "MAPNA Turbine V94.2Technical Review." MAPNA TURBINE ENGINEERING & MANUFACTURING CO.

[3] Siemens. (2019). "Siemens Gas Turbine Portfolio." Siemens.

[۴] حیدرزاده قره ورن، مجتبی (۱۴۰۲). "بررسی تاثیرات دمایی بر بهبود تولید توان نیروگاه های گازی بر مبنای کارکرد واقعی نیروگاه سمنان." دومین کنفرانس ملی فناوری های نوین در انرژی و مواد.

[۵] حیدرزاده قره ورن، مجتبی و حیدرزاده قره ورن، مهدی (۱۴۰۳). "نیروگاه های گازی و بررسی تاثیرات سیال ورودی توربین بر روی بازدهی آن بر مبنای داده های نیروگاه زنجان." هفتمین همایش ملی فناوری های نوین در مهندسی برق، کامپیوتر و مکانیک ایران.

[6] Y. Zeng (2015). "Droop Control of Parallel Operated Inverters." Sheffield University Philosophy Doctor Thesis.

[7] M. Farhadi and O. Mohammed. (2014). "Real time Operation and Harmonic Analysis of Isolated and non-Isolated Hybrid DC Micro grid." IEEE Transaction, 50(4), 2900-2909.

[8] M. f. Allehyani, M. Abuagreb, B. K. Johnson. (2022). "The Effect of Frequency Droop Damping on System Parameters and Battery Sizing During Load Change Condition." Cornell University.

[9] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. Garcia de Vicuna, and M. Castilla. (2011). "Hierarchical Control of Droop Controlled AC and DC Micro grids A General Approach Towards Standardization", IEEE Transactions, 58(1), 158-172.

[10] A. Hansen, S. P. Ejnar, Z. Lorenzo, M. Altin. (2016). "Frequency Control Modelling Basics." DUT Library, ISBN 978-87-93278-59-2.

[11] W. Binbing, X. Abuduwayiti, C. Yuxi, and T. Yizhi (2020). "Rocof Droop Control of Pmsg based Wind Turbines for System Inertia Response Rapidly." IEEE Access, Vol. 8, pp. 181154-181162.

[12] M. Guan, W. Pan, J. Zhang, Q. Hao, J. Cheng, and X. Zheng. (2015). "Synchronous Generator Emulation Control Strategy for Voltage Source Converter Stations." IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 30, no. 6, pp. 3093-3101.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-02]

[13] D. E. Olivares et al. (2014). "Trends in Micro Grid Control." IEEE Transactions Smart Grid, Vol. 5, no. 4, pp. 1905-1919.
[14] V. Nasirian, Q. Shafiee, J. M. Guerrero, F. L. Lewis and A. Davoudi. (2016). "Droop free Distributed Control for AC Micro grids." IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 31, no. 2, pp 1600-1617.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-02]