

FREKANS KONTROLÜ UYGULAMALARININ ÖZEL SEKTÖR ELEKTRİK SANTRALLERİ İÇİN İNCELENMESİ

Levent KILIÇ
Türkiye Şişe ve Cam Fabrikaları A.Ş.
Ergitme Teknolojileri ve Mühendislik
İş Kuleleri Kule 3
34330 4.Levent İstanbul
lkilic@sisecam.com

Özet

Özel sektörün amacı, yatırımını en kısa sürede tamamlayarak belirlenen süre içerisinde beklentisini karşılamaktır. Bu amaç, özellikle arz talep dengesinin ve koşullarının gerektirmesiyle, üretimi ağırlıklı olarak gaz yakıtlı santraller kurmaya götürmüştür. Kurulum maliyeti, süresi, kolaylığı, yüksek emreamadelik, kapasite kullanımı, vb. gibi birçok üstünlükleri nedeniyle üretim ağırlıklı olarak gaz türbin/motor gruplarıyla temin edilmeye başlanmıştır. Ancak ulusal şebekeye kolaylıkla bağlanan bu büyük güçteki santrallerin bazı kontrolleri de sağlaması kaçınılmaz hale gelmiştir.

Bu bildirinin amacını primer frekans kontrol yükümlülüğünün, bunu yerine getirme zorunluluğu bulunan, 154 kV iletim sistemine bağlı, iki eş üniteli 252 MW'lık santralde gerçekleştirilmesi incelenecektir. Aynı uygulamanın, henüz ulusal sistemimizde zorunlu olmayan orta gerilim sisteminden bağlı küçük güçlü santraller (<50 MW) için de uygulanabilir olduğu görülmektedir.

1. Giriş

Güç sistemi işletmeciliğinin amacı, yük değişimlerini sistem kararlılığını bozmasızın yasal yükümlülükler kapsamında, etkin olarak yürütebilmektir [1,2,3]. Yük değişimi önceden tahmin edilerek, buna anlık ve kontrollü tepki verecek gücün belirlenmesi ve ayrılması önem taşımaktadır. Santrallerin özellikle beklenmedik her an meydana gelebilecek arıza duruşlarının, bunda bozulmaya yol açabileceği düşünülmalıdır.

Ülkemizdeki frekans kontrolünün uygulanması ve izlenmesi ile ilgili ülke geneli için yapılmış çalışmalar bulunmaktadır [4,5]. Literatür genellikle ülke uygulamaları ve santral yaptırım uygulamaları/test

prosedürleri üzerine yoğunlaşmıştır. Uygulamanın ağırlıklı kısmının genellikle gaz türbinlerinden oluşan özel sektör aracılığıyla sağlanması planlanmaktadır. Özel sektörün durum değerlendirmesi ile ilgili literatür katkısı ise bulunmamaktadır.

Frekans kontrolü uygulamasının kronolojik gelişimi Tablo I' de görülmektedir [6,7].

Tablo I. Resmi Gazete/EPDK/Duyurular/Resmi Yazılar

Dönem	Resmi Gazete	Açıklama
27.12.2008	27093	Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği
01.07.2009		PFK Zorunlu Uygulama Başlangıcı
22.03.2010		ENTSO-e ile senkron deneme başlangıcı. Ölü Bantın 0 (sıfır) olarak ayarlanması
13.05.2010	27580	Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik
19.08.2010	27677	Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik
18.09.2010		UCTE başlangıcı. PFK ülke rezervinin 300 MW' a düşürülmesi.
15.10.2010	27730	Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik
01.01.2011		RGK Zorunlu Uygulama Başlangıcı.
10.02.2011	27842	Cezalarda artış.
15.03.2011		Rezervin %1' e düşürülmesi.
17.12.2011	28145	Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik
23.12.2011	28151	Cezalarda artış.
19.01.2012		Test periyodunun 3 yıla çıkarılması.

UCTE [8] bağlantısının, şebeke koşullarını iyileştirdiği bölge trendlerinden görülmektedir. Mersin bölgesine ait bu veriler şebekede bozulmanın kış ve yaz dönemlerinde daha etkili olduğunu, şebeke ve santrallerin bakım planlamalarında buna dikkat edilmesinin fayda sağlayabileceğini göstermektedir. Şebekede izlenen 49 adet limit dışına çıkma olayının yaklaşık %60' ının frekans yükselmesi, %40' ının ise frekans düşmesinden kaynaklandığı görülmektedir.

Tablo II. Mersin Bölgesi İstatistikleri

Dönem	50.00 ±0.2 Hz Dışına Çıkan Olay Sayısı
28.12.2009-31.12.2009	6
Oca.2010	8
Şub.2010	4
Mar.2010	0
Nis.2010	1
May.2010	6
Haz.2010	2
Tem.2010	10
Ağu.2010	9
01.09.2010 – 18.09.2010	3
18.09.2010 sonrası	0

2. Frekans Kontrolü

Güç sistemi dinamikleri, güç sistemi diferansiyel denklemi ile tanımlanmaktadır (Denklem 1):

$$\frac{dW_k}{dt} = P_g - P_c \quad 1.$$

Denklem 1’de $W_k = \frac{1}{2} J \omega^2$, tüm makinelerin kinetik enerjisini, P_g üretim gücünü, P_c tüketim gücünü, J tork momenti, ω da (rad/s olarak) açısal hızı temsil etmektedir.

Denklem 1, üretim ile tüketim arasındaki farkın (dengesizliğin) sistemdeki dönen enerjiyi değiştireceğini ifade etmektedir. Denklem 1’in küçük değişimler için incelenmesi amacıyla, aşağıdaki form oluşturulabilir:

$$J \omega \frac{d\Delta\omega}{dt} = \Delta P_g - \Delta P_c \quad 2.$$

Frekans değişiminin çok küçük olduğunu varsayarak, $\omega = \omega_N$ ve $\Delta P_c = K_n \Delta f$ olacaktır. Böylece,

$$J = 2 \frac{W_k}{\omega_N^2} \text{ ve Denklem 2’den,}$$

$$2 \frac{W_k}{f_N} \frac{\Delta f}{dt} = \Delta P_g - K_n \Delta f \quad 3.$$

olacaktır. Denklem 3’ü çözerek, df frekans sapması elde edilecektir.

$$\Delta f = \frac{\Delta P_g}{K_n (1 - e^{-f_N K_n / (2 W_k) t})} \quad 4.$$

Burada $2 \frac{W_k}{f_N K_n}$ zaman sabiti (T), genellikle 10 - 12 s, K_n ise şebeke kontrol değerini göstermektedir [8].

Frekans kontrolü olmadığında, frekans, güç değişimiyle $1/K_n$ oranında değişecektir. Tipik olarak, güçte %10 düşüş frekansta 3-5 Hz düşmeye sebep olacaktır. Frekans, sistemdeki çoğu ekipman için çok çok düşük olacaktır. Bu nedenle, frekans kontrolünün ±0.2 Hz sapma aralığında tutulmasına ihtiyaç bulunmaktadır.

2.1. Primer Frekans Kontrolü

Ulusal güç sistemi işleticisi (TEİAŞ) kendisine bağlanan elektrik santrallerinden güçleri ile orantılı bir rezerv güç tutmasını zorunlu tutmaktadır. Son olarak %1 olarak uygulanan bu rezerv kapasitesi, makine nominal gücünün altında bu oran kadar çalıştırılarak, sistem frekansının düşmesi halinde şebekeye bu kadar fazla güç karşılığı enerji verilmesi, sistem frekansının yükselmesi durumunda ise, sistemden bu oran kadar daha yük çekilmesi anlamına gelmektedir. Toplam primer frekans kontrol rezervini karşılamak için, ünite çıkış güçleri, frekans sapsmalarına göre hız eğim değerine karşılık gelen miktar kadar arttırılacak veya azaltılacaktır.

Primer frekans kontrol sistemi, güç santralındaki governör aracılığıyla yapılmaktadır. Governör, güç santrali çıkışını doğrudan sistem frekansındaki değişimle doğru orantılıdır.

$$\frac{\Delta P_g}{P_{gn}} = -\frac{1}{s_G} \frac{\Delta f}{f_n} = -K \frac{\Delta f}{f_n} \quad 5.$$

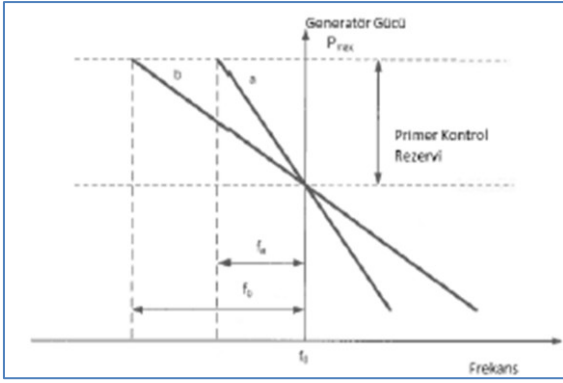
Burada, ΔP_g [MW] olarak generatör gücü değişimini, P_{gn} generatör çıkış gücünü, s_G (%) olarak hız eğimini, Δf frekans değişimini, f_n [Hz] olarak nominal frekansı göstermektedir.

s_G terimi generatör düşüşü (eğimi) olarak adlandırılmaktadır. $1/s_G$ terimi generatör governörünün orantısal kontrol kapısı (K)’ya eşittir. Pratikte, regülasyon gücü (R_p) olarak ölçülür ve frekans değişimine karşılık gelen güç değişim oranını [MW/Hz] göstermektedir.

$$\Delta P = -\frac{P^{gn}}{s_G f_n} \Delta f = -R_p \Delta f \quad 6.$$

ΔP , [MW] olarak güçteki değişimi, R_p , [MW/Hz] olarak regülasyon gücünü, Δf de [Hz] olarak frekans değişimini göstermektedir.

Primer kontrol rezervi generatörün maksimum çıkışına ulaşabileceği güç kontrolü rezervini göstermektedir (Şekil 1). Düşük bir frekans düşmesi durumunda, a-generatörü gücünü b-generatöründen daha fazla arttıracaktır. Güçteki değişim sadece eğime bağlıdır. Eğer frekans düşmesi, f_a 'dan daha büyükse, b-generatörü gücünü f_b frekans düşme noktasına kadar arttıracak ve b-generatörü maksimum gücünde çalışacaktır.

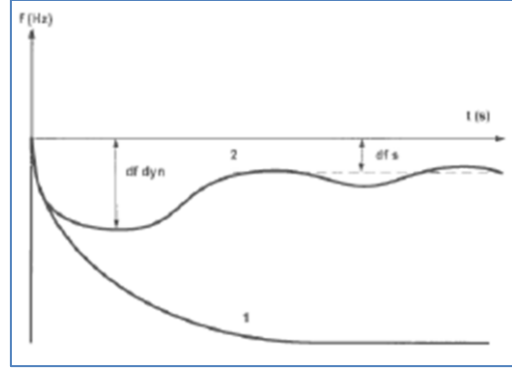


Şekil 1. Farklı hız eğimlerine sahip iki generatörün güç kontrolü

Generatörün regülasyon gücü, Δf frekans değişimine bölünen primer frekans kontrolü olacaktır. Şekil 1'de a-santralinin regülasyon gücünün b' den daha büyük olduğu görülmektedir.

Primer frekans kontrolü, frekanstaki değişimle orantılıdır ve P-kontrolü olarak adlandırılabilir.

Sapma, sekonder frekans kontrolü ile düzeltilecektir. Frekans kontrolü olmadan, frekans (Şekil 2'deki) 1 çizgisine göre düşecektir. Son frekans değeri, santralin devreden çıktığı yüke karşılık gelen seviyeye (bu seviyedeki yüke) düşecektir.



Şekil 2: Frekans düşmesi. 1 nolu çizgi frekans kontrolü olmadan, 2 nolu çizgi frekans sapmasına duyarlı governör tepkisi

Sekonder frekans kontrolü, sistemi Şekil 3'teki 2 nolu çizgide görüldüğü üzere kabul edilebilir bir seviyeye sınırlamaktadır. Sekonder frekans kontrolü kontrol sisteminde I-kontrolörü olarak tanımlanmaktadır [8]. Normalde, hem P ve hem de I kontrolörleri kullanılmakta ve kontrol sistemleri PI-kontrolörü olarak tanımlanmaktadır.

2.2. Sekonder Frekans Kontrolü

Sekonder frekansın temel fonksiyonu Şekil 2'de görülen df_s sapmasını düzeltmek ve frekansını normal değerine getirmektir. İdeal bir sekonder kontrolörü frekans sapmasını integral kontrolörü kullanarak düzeltir.

$$\Delta P_i = -K_i ACE_i - \frac{1}{T_{ri}} \int ACE_i dt \quad 7.$$

Burada ΔP_i : i bölgesindeki sekonder kontrolör sonrası gücü, K_i : i bölgesindeki sekonder kontrolör orantı faktörünü, ACE_i : i bölgesindeki alan kontrol hatasını, T_{ri} : i bölgesindeki integrasyon zaman sabitini göstermektedir.

Kontrolör PI (Orantısız - İntegral) olarak sınıflandırılabilir. Ancak, pratikte güç santrallerinin yüklenme rampa fonksiyonu kullanılarak gerçekleştirilir.

Alan kontrol hatası aşağıdaki şekilde tanımlanmaktadır [8]:

$$ACE = \Delta P + K \Delta f \quad 8.$$

Burada; ΔP : Güç kontrol hatası ya da sapmasını, Δf : Frekansın set noktasından sapmasını, K df :

Frekans kontrol hatasını ve K : Sistem frekansı ile güç sapması arasındaki bağımlılığı göstermektedir.

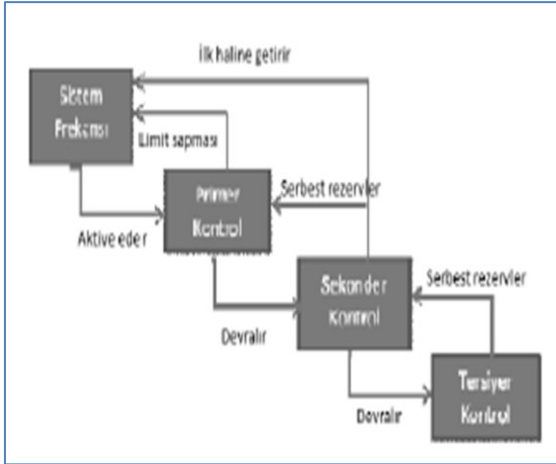
UCTE alanı frekansı 50 Hz' dir. Maksimum mücade edilebilir frekans sapması ± 0.2 Hz'dir. Frekans 49.8 Hz'den düşük, 50.2 Hz'den yüksek olamaz. Tüm şebeke operatörlerinin performans standartı ACE 'yi sıfırda tutmaktır.

Sekonder rezervlerin 30 saniye içerisinde aktif edilmesi ve 15 dakika boyunca devrede tutulması ve bu işlemin otomatik olarak yapılması gerekmektedir. Sekonder kontrol rezervi sistemde meydana gelebilecek arızalara karşı primer rezervleri serbest bırakmalıdır.

2.3. Tersiyer Frekans Kontrolü

UCTE sisteminde, tersiyer kontrolün arıza başlangıcından sonraki 15 dakika boyunca sekonder kontrol rezervini serbest bırakması beklenir. İşlemin çoğu otomatik olarak, birazı manuel olarak yapılacaktır. Otomatik işlem, frekansın belirlenen değerin altına düşmesi ile başlayacaktır.

Manuel işlem rezerv güç santrallerinin (non-spinning reserves) çalıştırılmasıyla ya da devrede olan santrallerin (spinning reserves:döner yedekler) yükünün artırılmasıyla başlayacaktır. Tersiyer kontrol operatörün manuel başlatmasıyla olacaktır (Şekil 3).



Şekil 3. Frekans kontrolü yapısı

Sistemin dengesi için sistemdeki tüm katılımcıların yükümlülüklerini belirlenen süreler için sağlaması zorunluluktur. Bu enerjinin satın alınması, üretilmesi, ya da üretimden düşülmesi şeklinde ya da her ikisi birlikte olabilmektedir. Esnek üretim santrallerine sahip olmayan katılımcıların, dengeye katılımı

oldukça zordur. Talep arttıkça, dengeleme fiyatlarının artması kaçınılmaz olacaktır.

3. Gerçek Sistem Kurulum Örneği

Yan Hizmetler kapsamında bulunan Primer Frekans Kontrol hizmetlerinin gerekliliklerinin [9] sağlanmasına yönelik veri toplama, arşivleme ve uzaktan erişim sistemlerinin, işletmenin yeni ünitelerle büyümesi, ilave sinyal değişikliklerine mücade edecek şekilde projelendirilmesi ve sekonder frekans kontrolü ve reaktif güç kontrolü gibi gelecek uygulamalara göre ölçeklendirilmesi fayda sağlayacaktır. Bunun için sistemde bulunan makinelerle uyumlu yazılım modülü kullanılmıştır.

Yan hizmet uygulamalarının veri oluşumunda aksaklık olması durumunda veri kaybını önlemek ve santral parametrelerinin uzaktan takibi için zorunlu yükümlülükler için sinyaller yedek bir sistem de olarak kurulmuştur.

Yan hizmet uygulamalarının RTU/SCADA sistemindeki verilerle benzerlik taşıması aynı sistemlerin tek bir çatı altında toplanabileceğini göstermektedir.

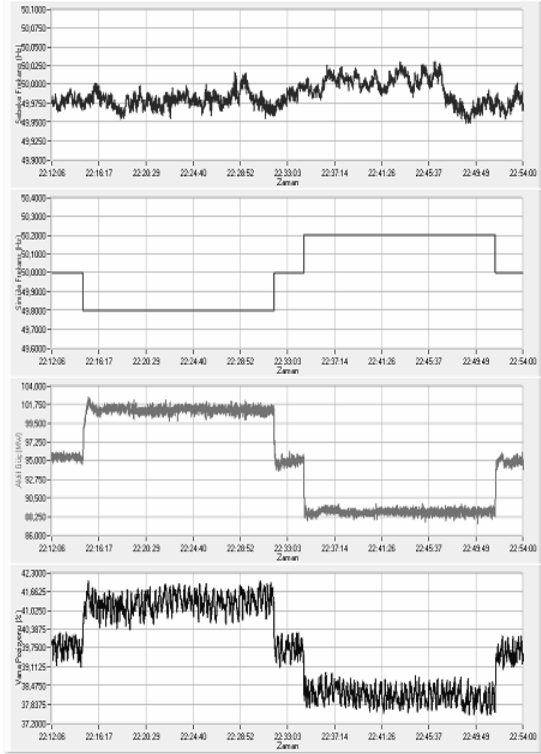
4. Test Sonuçları

Makinelerin rezerv yükümlülüğünü yerine getirebilmesi için Şebeke Yönetmeliğinde tanımlanmış testlerden başarıyla geçmek zorundadır, Şekil 4-8. Ancak, testlerde, özellikle PID parametrelerinin ayarlanması gerektiği ortaya çıkmaktadır. Bu durum makine üreticisi, işletmecisi ve sistem operatörü arasında ihtilafa yol açabilmektedir. PID parametrelerinin, testler ve sonraki müdahalelerde dış destek kaynak gerektirmesi nedeniyle, daha santral kabulleri esnasında sistem operatörü tarafından istenmesi fayda sağlayacaktır.

Testlerde ve uygulamada, hız düşümü oranlarının santral karakteristiğine göre ayarlanabilme imkanının tanınması önem arz etmektedir.

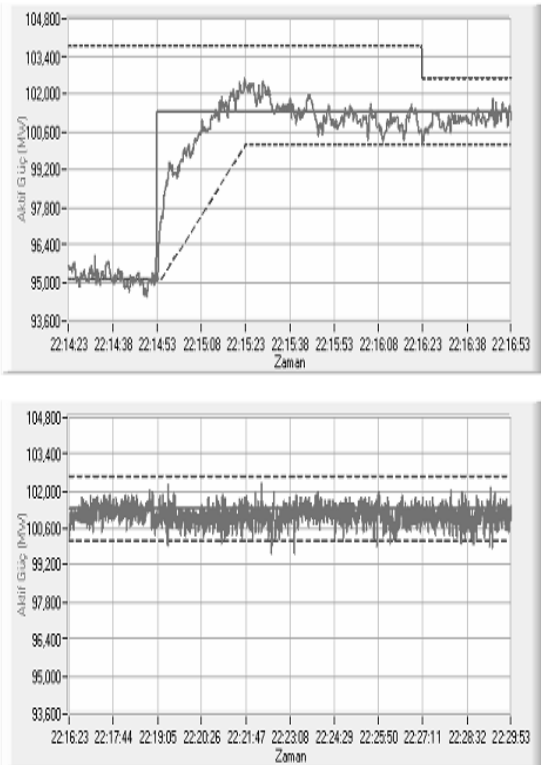
Testlerden başarıyla geçmiş makinelerin uygulamada da başarı sağladığı görülmektedir.

4.1. Maksimum Çıkış Gücü Seviyesi Rezerv Testleri



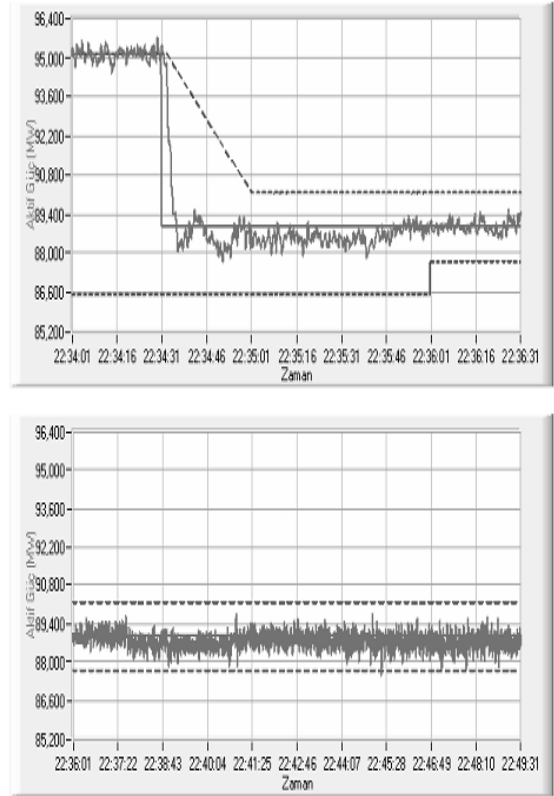
Şekil 4.

4.1.1. $\Delta f = -200$ mHz Rezerv Testi



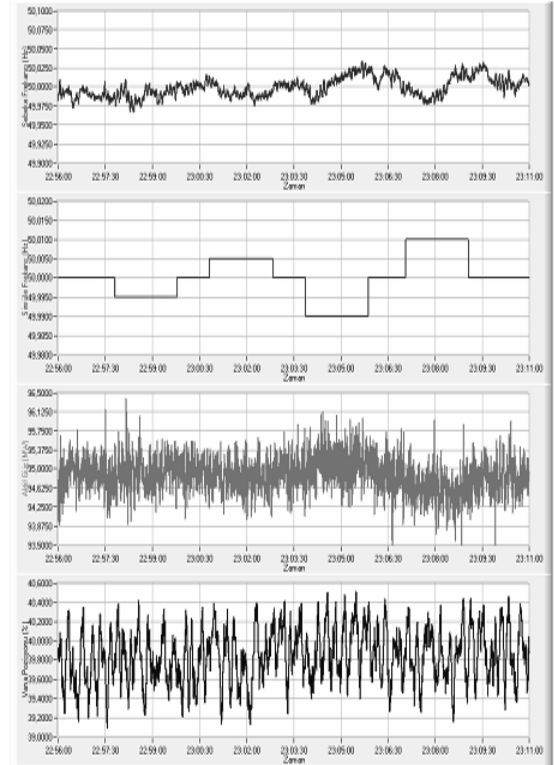
Şekil 5.

4.1.2. $\Delta f = +200$ mHz Rezerv Testi



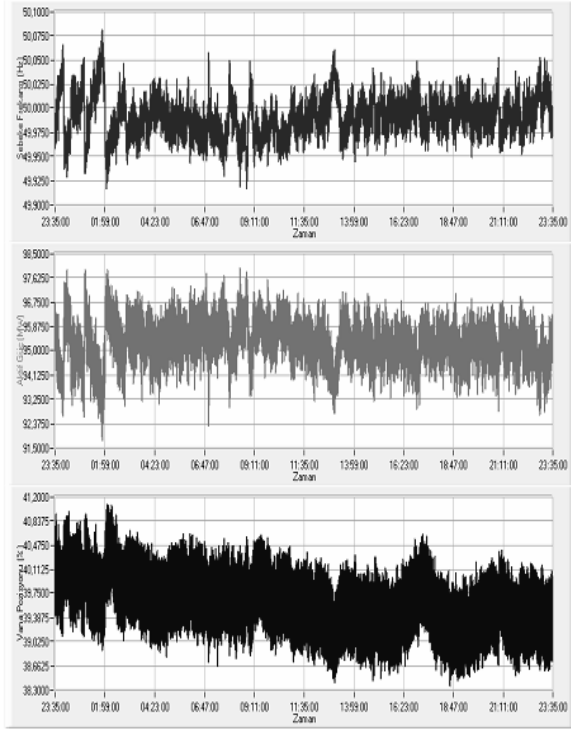
Şekil 6.

4.2. Maksimum Çıkış Gücü Hassasiyet Testleri



Şekil 7.

4.3. 24 Saatlik Doğrulama Testleri



Şekil 8.

5. Orta Gerilimden Bağlı Santrallerin Frekans Kontrolünde Değerlendirilmesinin İncelenmesi

Ülkemizde frekans kontrolüne katılımın şartları Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği'nde belirtilmektedir. Buna göre 50 MW'tan büyük yüksek gerilim sistemine bağlanan santrallerin frekans kontrolüne katılımı zorunluluk arzemektedir.

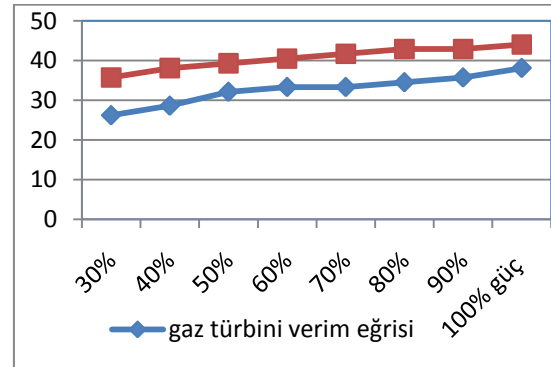
Frekans kontrolü gaz türbini ve içten yanmalı gaz motorları ile de yapılabilmektedir. Bu tür makinelerin primer, sekonder ve tersiyer kontrolde kullanılabileceği görülmektedir.

Gaz motorlu güç santralının primer kontrolü 2 fazlı olarak gerçekleştirilebilir. İlk fazda, santral çıkış gücünün 10 saniye için %30, ikinci fazda ise diğer %30 değişebilir. Böylece gaz motorlu sistem gücünü 30 saniye içerisinde %40'tan %70'e (ya da $\pm\%30$) değiştirebilecektir. Bu gaz motorunun tipine bağlıdır.

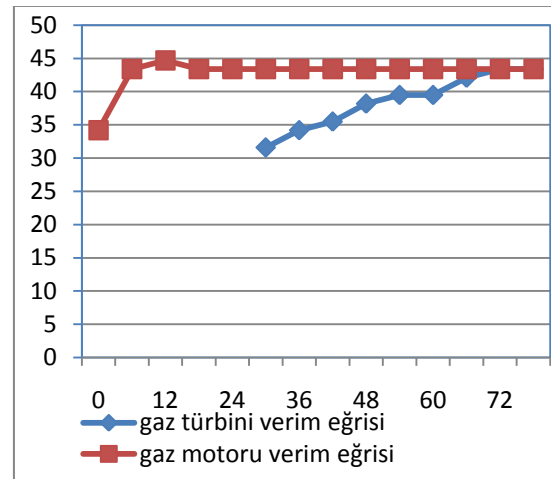
Sekonder kontrol, manuel olarak ya da yük tevzi merkezinden gelecek otomatik üretim kontrolü (AGC) sinyal bilgisine göre yapılabilmektedir. Güç santrali, %70 noktasından $\pm\%30$ olarak, iletim sisteminin talebine göre 5 veya 10 dakika içerisinde arttırıp, azaltılabilmektedir.

%70 noktasındaki verim çok önemlidir. Çünkü, bu noktadaki verim, maliyetlerin belirlenmesinde, rezervin maliyetinin oluşmasında etkili olacaktır. Büyük gaz motorlarının %70 yükteki verimi tipik olarak %41'dir. Gaz türbinlerinin verimi %34'e düşmekte, gaz türbini ile gaz motoru arasında kısmi yükteki verim farkı %7 olmaktadır, Şekil 9.

Gaz motorlu bir güç santrali, yüksek verimlilik modunda çalıştırılabilir. Eğer santral 10 adet 8 MW'lık üniteden oluşuyorsa, santralin 4 MW'tan 80 MW'a kadar çıktığı katkısı sağlayacağı görülebilir, Şekil 10.



Şekil 9. Santral verimlerinin uygulama durumlarında karşılaştırılması



Şekil 10. 80 MW kurulu gücünde gaz motorlu santralin uygulamada izlenmesi

Sayca çok fazla ünitelerden oluşan orta gerilimden bağlı santrallerde de aynı uygulamanın yapılabilmesi ile yüksek gerilimden bağlanan santrallerin devre dışı olması durumundaki eksiklik karşılanacaktır. Mevcut uygulamada santral gücü baz alınmaktadır. Bu gücün oluşumunun birden çok üniteli sistemler tarafından münferit sağlanabildiği kabulü ile, aynı uygulamanın orta gerilime indirilmesinde teknik olarak sakınca

yoktur. Aynı zamanda özellikle kojenerasyon olarak çalıştırılan santrallerin sürekli üretim gerçekleştirme zorunluluğu, kararlı şebeke yapısının oluşmasına daha etkin katkı sağlayacaktır.

Transmission of Electricity UCTE, UCTE Operation Handbook, 2004,
www.entsoe.eu
www.teias.gov.tr/YanHizmetler.aspx

[9]

Primer frekans kontrolü uygulaması ve diğer frekans kontrol uygulamalarında bu tür santrallerin de sisteme dahil edilmesi ve rezerv olarak düşünülmesi gerekmektedir.

6. Sonuç ve Öneriler

Bu bildiriye Türkiye Elektrik Sistemine doğrudan bağlı 2 adet 126 MW'lık üniteden oluşan bir özel sektör elektrik santralının teknik uygunluk incelemesi yapılmıştır. Santrallerin yaşadığı olumsuzlukların belirlenmesi ve giderilmesinin uygulamanın etkinliğini arttıracaktır. Genel anlamda, sistem işletmecisi TEİAŞ'ın çözüm odaklı yaklaşımları uygulamanın adım adım başarılı bir şekilde kurulup, yürütülebilmesine olanak sağlamıştır.

Özellikle testlerde PID kontrol parametrelerinin ayarlanması için uzman ihtiyacının karşılanması gerekliliği bulunmaktadır. Yan Hizmet uygulamalarının şartnamelerde yer alması kaçınılmaz bir hal almıştır ve takibinin de kurulumdan itibaren uzmanlarca yapılması önem kazanmıştır.

Yüksek gerilim sistemine bağlı büyük güçlü santrallerin yanında, orta gerilimden bağlanan termik santrallerin de rezerv tutabileceği ve şebeke güvenilirliğine katkı sağlayabileceği görülmektedir.

Kaynaklar

- [1] 20.02.2001 Tarih ve 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu
- [2] 26.11.2009 Tarih ve 27418 Sayılı Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği
- [3] 13.05.2010 Tarihli ve 27580 Sayılı Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği
- [4] E. Lobato, I. Egidio, L. Rouco, Monitoring frequency control in the Turkish power system, Electric power System Research 84 (2012) 144-151
- [5] O. Yılmaz, Yük-Frekans Kontrolü ve Türkiye Elektrik Sistemi Uygulamaları, Genel Değerlendirmeler, ICCI 2012, 145-151
- [6] www.resmigazete.gov.tr
- [7] www.epdk.gov.tr
- [8] Union for the Co-ordination of