NÖHÜ Müh. Bilim. Derg. / NOHU J. Eng. Sci., 15 (2026), 1825320
Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi
Niğde Ömer Halisdemir University Journal of Engineering Sciences
Araştırma makalesi / Research article
www.dergipark.org.tr/tr/pub/ngumuh / www.dergipark.org.tr/en/pub/ngumuh

DIgSilent PowerFactory ortamında rüzgar türbini tabanlı rezerv güç kontrolü içeren zaman gecikmeli yük frekans kontrol sisteminin incelenmesi

Investigation of a time-delayed load frequency control system incorporating wind turbine deloading in DIgSILENT PowerFactory

Kübra Nur Gül[1,*], Şahin Sönmez[2], Saffet Ayasun[3]

[1] *Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü, 51240, Niğde Türkiye*
[2] *Malatya Turgut Özal Üniversitesi, Yeşilyurt Meslek Yüksekokulu, Elektronik ve Otomasyon Mühendisliği Bölümü, 06500, Malatya Türkiye*
[3] *Gazi Üniversitesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü, 44900, Ankara Türkiye*

Öz

Bu çalışmada, DIgSilent PowerFactory ortamında rotor hız kontrolü (RHK) tabanlı rüzgâr türbini rezerv güç kontrolü içeren 14 baralı bir güç sisteminin zaman gecikmeli frekans kontrol sistem modeli incelenmiştir. Değişken hızlı rüzgâr türbinleri frekans kontrol sistemlerine dahil edilebilmeleri için güç-hız eğrisi üzerine dayalı rezerv güç oluşturulmaktadır. Bununla birlikte güç sistemine atalet desteği sağlamak amacıyla rüzgâr türbinlerinde rotor kinetik enerji kontrolü kullanılabilmektedir. Ancak, güç sistemlerinde üretim birimleri ile kontrol merkezi arasında ölçüm ve veri transferlerinden kaynaklı olarak sistemin dinamik performansını olumsuz etkilenen zaman gecikmeleri görülebilmektedir. Bu durum, güç sistemlerinin çalışmasını olumsuz etkileyerek sistemin zaman gecikmesine bağlı kararlılık analizini gerektirmektedir. Bu çalışmada, DIgSilent PowerFactory ortamında oluşturulan rezerv güç kontrollü rüzgâr türbini içeren frekans kontrol sistemlerinin zaman gecikmesine bağlı kararlılık analizi incelenmiştir. Rüzgâr türbinlerinde rotor kinetik enerji kontrolü ve rezerv güç kontrol tekniklerinin güç sistemlerine ilave edilmesiyle zaman gecikmeli frekans kontrol sisteminin kararlılığının iyileştiği ve daha iyi bir dinamik performans ile çalıştığı görülmüştür.

Anahtar kelimeler: DIgSilent PowerFactory, Yük frekans kontrolü, Haberleşme zaman gecikmesi, Rüzgar türbinleri, Rezerv güç kontrolü.

Abstract

This study investigates the time-delayed frequency control of a 14-bus power system incorporating wind turbine (WT) deloading through rotor overspeed control (RSC), modeled using DIgSilent PowerFactory. To enable frequency regulation, variable-speed WTs operate under a power–rotor speed-based deloading scheme, while rotor kinetic energy control is employed to provide virtual inertia support to the power system. In addition, to support the inertia to the power systems by WTs, the kinetic energy control of the rotor is utilized. However, communication network-induced time delays arise from the transfer of measurement and control signals between generating units and the control center. These delays may degrade the dynamic performance and negatively impact system stability, making delay-dependent stability analysis essential. Therefore, this study examines the delay-dependent stability characteristics of the frequency control system with WT deloading in the DIgSilent PowerFactory environment. The results demonstrate that the participation of deloaded WTs with rotor kinetic energy control enhances both the stability and dynamic performance of the time-delayed frequency control system.

Keywords: Load frequency control, Communication time delay, DIgSilent PowerFactory, Wind turbines, Deloading operation.

1 Giriş

Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik şebeklerine entegrasyonu, iklim değişikliğiyle mücadele ve sürdürülebilir enerji için önemli fırsatlar sunmaktadır. Ancak bu durum, güç sistemi kararlılığı üzerinde yeni zorlukları da beraberinde getirmektedir. Konvansiyonel senkron jeneratörlerin yerini giderek daha fazla yenilenebilir enerji kaynağı almaktadır. Bu durumda sistem ataletinin azalması ani frekans değişimlerine karşı sistemin daha hassas hale gelmesine neden olmaktadır [1, 2]. Özellikle değişken hızlı rüzgâr türbinleri (DHRT); çift beslemeli endüksiyon jeneratörü (Doubly Fed Induction Generator, DFIG) ve kalıcı mıknatıslı senkron jeneratör (Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG) olmak üzere iki grupta değerlendirilmektedir. Bu rüzgâr türbinleri, doğrudan şebeke ile senkronize çalışan geleneksel jeneratörlerin aksine, sisteme güç elektroniği tabanlı dönüştürücüler aracılığıyla entegre edilmektedir. Bu nedenle sistemin toplam atalet yanıtını olumsuz etkileyerek frekans kontrol servislerinde başlangıç frekans değişim yanıtını (Rate of Change of Frequency, RoCoF) kötüleştirebilir. Genel olarak, güç sisteminin RoCoF yanıtını iyileştirmek için batarya tabanlı atalet desteği sağlanmaktadır. Buna karşılık DHRT sistemlerinde; frekans kontrolünü geliştirmek amacıyla rotordaki kinetik enerjiyi kullanan ve aktif güç döngüsüne

* Sorumlu yazar / Corresponding author, e-posta / e-mail: .kubragul@ohu.edu.tr (K. N. Gül)
Geliş / Recieved: 17.11.2025 Kabul / Accepted: 05.01.2026 Yayımlanma / Published: 15.01.2026
doi: 10.28948/ngumuh.1825320

entegre edilen sanal atalet kontrol tekniği geliştirilmiştir. Bu kontrol tekniği ile birlikte primer kontrol seviyesinde sistemin aktif güç dengesini sağlamak ve frekans dalgalanmalarını ortadan kaldırmak için düşü (Droop) kontrol çevrimi ilave edilmektedir [3, 4].

DHRT sistemlerinde geliştirilen MPPT (Maximum power point tracking, MPPT) algoritmaları, rotor hızı-aktif güç eğrisini takip ederek değişen rüzgâr hızı koşullarında sisteme maksimum güç transferi sağlayabilmektedir. Ancak, sürekli MPPT noktasında çalışan bir RT, frekans düzenleme servisine katılamaz ve güç şebekesinin frekans değişimlerine yanıt veremez. RT sisteminin frekans düzenleme servisine katılımını sağlamak için rotor hız kontrolü (RHK) ve kanat açı kontrol (KAK) teknikleri olarak bilinen RT güç eğrisi üzerinde yapılabilen güç rezerv kontrol teknikleri uygulanmaktadır. Rüzgâr türbinlerinin yük frekansı kontrolüne (YFK-RT) katılımı, genellikle rezerv güç oluşturma yöntemleri ile mümkün olmaktadır. Böylece türbinin çalışma kontrolü MPPT eğrisi üzerine dayalı yapılmakta ve frekanstaki değişimlere bağlı olarak ek güç rezervi sağlanmaktadır [5-7]. Sanal atalet ve düşü kontrol yöntemleri ile entegre edilen güç rezervi kontrolü, hem RoCoF yanıtını iyileştirmekte hem de sistemin frekans kontrol yeteneğini iyileştirmektedir [8, 9].

Güncel frekans kontrol çevrimlerinin YFK sistemlerine dahil edilmesiyle, güç sistemlerinin güvenilir çalışmasını sürdürmek ve kararlılığını sağlamak oldukça önemli hale gelmiştir. Bu amaçla, modern güç sistemlerinde merkezi kontrol üniteleri, üretim birimleri ve iletim-dağıtım altyapısı arasında kontrol ve ölçüm verilerinin iletilmesi için haberleşme ağları yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. Kullanılan haberleşme ağ yapısında, sensör ölçüm süresi, veri işleme, haberleşme protokolleri, sinyal iletimi ve kontrol cihazı tepki süreleri gibi nedenlerden kaynaklanan zaman gecikmeleri meydana gelmektedir. Haberleşme ağları nedeniyle oluşan zaman gecikmeleri, frekans kontrol sistemlerinin dinamik performansını olumsuz olarak etkilemektedir [10, 11]. Özellikle, yenilenebilir enerji sistemlerinin güç şebekesine entegrasyonu ile YFK sistemlerinin karmaşıklığının da artmasına neden olmuştur. Bu nedenle, zaman gecikmesinin karmaşık YFK sistemlerinin dinamikleri üzerindeki etkisinin analizi, hem kontrol stratejilerinin tasarımında hem de güç sistemi güvenilirliğinin sağlanmasında kritik bir öneme sahiptir. Zaman gecikmeli YFK sistemlerinin kararlılık analizlerini incelemek ve olası problemlere çözüm sunmak için mevcut literatürde doğrusal zamanla değişmeyen sistem modellerine zaman düzleminde ve frekans düzleminde yöntemler olmak üzere farklı pek çok algoritma uygulanarak yapılabilmektedir [12-15]. Ancak, RT'lerinin doğrusal olmayan dinamiklerini içeren bir güç sistem modeli kullanılarak YFK sisteminde bu analizlerin yapılabilmesi sistem dinamikleri açısından önemli sonuçlar verebilmektedir.

RT tabanlı frekans regülasyonu için önerilen çeşitli kontrol stratejilerine rağmen, haberleşme zaman gecikmelerinin YFK-RT sistemlerinin kararlılığı üzerindeki etkisi mevcut literatürde henüz incelenmemiştir. RT'lerinde sensör kullanımını ve model karmaşıklığını azaltmak ve güç rezervi miktarının belirlenmesi için tetikleme sinyali tabanlı bir güç rezervi kontrol stratejisi önermiştir [16]. İlerleyen çalışmalarda, Newton interpolasyonuna dayalı uyarlamalı doğrusal olmayan kontrol ile birleştirilmiş doğrusal ve ikinci dereceden güç rezervi eğrileri kullanarak RT frekans desteğini iyileştirmiştir [17, 18]. [19]'da, frekans alt noktası ve yerleşme performansını geliştirmek amacıyla yüksek rotor hızını güç rezervinde kullanan kapalı çevrim sanal atalet kontrolü geliştirmiş, [20]'de ise yüksek rüzgâr hızlarında sistem korunması için kanat açısı regülasyonunu entegre eden grup tabanlı bir düşü kontrolü sunulmuştur. [21]'de sunulan çalışma, gecikmeli düşü döngülerine sahip yardımcı frekans kontrolü ele almıştır. [22]'de, güç rezervi modunda çalışan RT'leri için adaptif yük atma stratejisi önerilmiştir. Son olarak, dağıtık senkronize kontrol ile atalet tepkisini iyileştiren sonuçlar sunulmuştur [23]. Mevcut çalışmalar, güç rezervi kontrolünün RT'lerinin frekans destek yeteneğini artırdığını göstermesine rağmen, bu çalışmaların çoğu YFK sistemlerindeki haberleşme gecikmelerini dikkate almaksızın kontrol stratejilerine odaklanmaktadır. Dolayısıyla, MPPT tabanlı güç rezervi kontrolü uygulanan YFK-RT sistemlerinin zaman gecikmesine bağlı kararlılığı ve zaman gecikmesi üst sınır değerlerinin analiz edilmesi sistemin kararlılığını ve güvenli çalışmasını sürdürmek için oldukça önemlidir.

Önerilen çalışma DIgSilent PowerFactory yazılımını kullanarak güç rezervi kontrolü içeren YFK-RT sisteminin zaman gecikmesine bağlı kararlılığını analiz etmeyi amaçlamaktadır. DIgSilent PowerFactory yazılımı zaman gecikmesi içermeyen ve RT güç rezerv kontrolünün dikkate alınmadığı 14 ve 108 baralı güç sistemlerinde otomatik üretim kontrolü (Automatic Generation Control, AGC) servislerinin modellenmesinde uygulanmıştır [24, 25]. Mevcut literatüre, önerilen çalışmanın en önemli katkısı güç rezervi kontrolü kullanılan YFK-RT sistemlerinde haberleşme zaman gecikmesinin etkisini analiz etmek ve zaman gecikmesi içeren YFK sisteminin frekans kararlılığı üzerinde RT parametrelerinin etkisini DIgSilent PowerFactory ortamında incelemektir. Bu amaçla, 14 baralı bir güç sistem modeli kullanılarak RT'lerinin rezerv güç kontrolü içeren zaman gecikmeli iki bölgeli YFK sistemi DIgSilent PowerFactory ortamında tasarlanmıştır. DIgSilent PowerFactory programı zaman gecikmeli iki bölgeli YFK-RT sisteminin dinamik kararlılığını incelemek için ilk defa bu çalışmada kullanılmıştır. Bu güç sistemi modeli kullanılarak, RHK tekniğine sahip rüzgâr türbinlerinin dinamik katılımı ile frekans düzenleme servislerinde zaman gecikmesine bağlı kararlılık analizi ayrıntılı olarak incelenmiştir.

Bu çalışmanın diğer bölümlerinde, zaman gecikmeli YFK-RT sisteminin dinamik modelinin oluşturulması, benzetim ortamında elde edilen sonuçlar ve sonuçların doğrulanması yer almaktadır.

2 Güç rezervi kontrol tekniği içeren iki bölgeli zaman gecikmeli YFK sistem modelinin oluşturulması ve kararlılık analizi

2.1. Rotor hız kontrolüne dayalı güç rezervi kontrol tekniği

Rüzgâr türbinlerinin frekans kontrol servisine katılımı, güç çıkışı–rotor hızı eğrisine dayalı belirli bir güç rezervinin oluşturulmasını gerektirir. Dolayısıyla, RT'lerinin çalışma karakteristikleri, çıkış gücü ve optimal çalışma noktası RT jeneratörlerinin doğrusal olmayan mekanik güç denklemi ile aşağıdaki gibi tanımlanabilir. [26].

$$P_m = \frac{1}{2}\rho A v_w^3 C_p(\lambda,\beta) \tag{1}$$

$$C_p(\lambda,\beta) = 0.73\left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2\right)e^{-\frac{18.4}{\lambda_i}}$$
$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda - 0.02\beta} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}. \tag{2}$$

Burada, v_w, A, ρ ve C_p rüzgar hızı, kanat süpürme alanı, hava yoğunluğu ve RT verimlilik katsayısını göstermektedir. Ayrıca, λ, tip-hız oranıdır ve Denklem (2)'ye göre β=0'da λ_{opt} = 6.908'dir. λ_{opt} ve β=0 için $C_{p,max}$ = 0.441 olarak hesaplanabilir. Mekanik moment (T_m) ve elektromanyetik moment (T_{em}) per-unit (pu) olarak aşağıda tanımlanabilir.

$$T_{m[pu]} = \frac{k_p C_p(\lambda,\beta)v^3}{\omega};\quad T_{em[pu]} = k_p\omega^2;$$
$$k_p = \frac{\rho A C_{p,\max}}{2P_{base}} \tag{3}$$

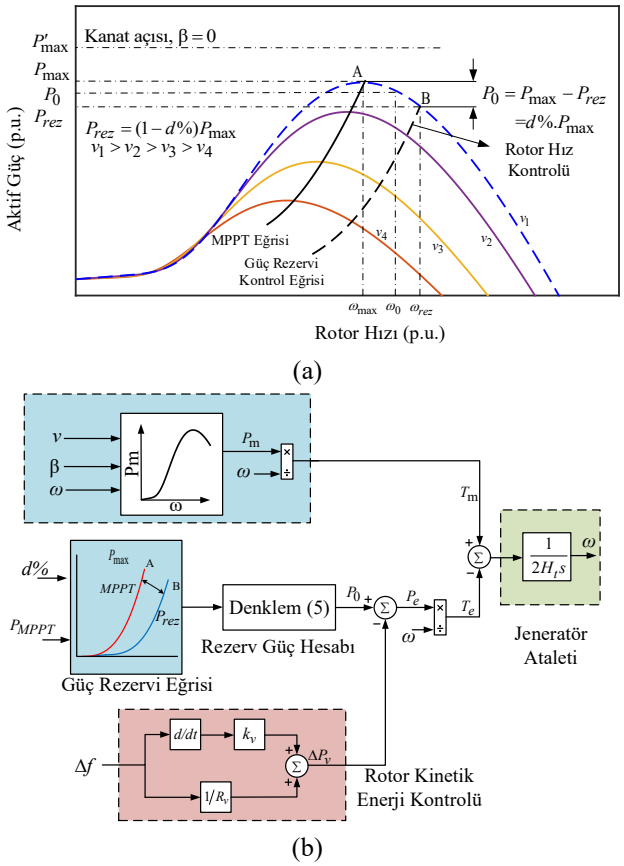
Burada, $k_p = 0.73\,pu$, P_{base} nominal RT gücü, v nominal rüzgar hızına göre elde edilen *pu* değerli rüzgar hızıdır. Dolayısıyla, $v = 1.0\,pu$ için $C_p(\lambda_{opt},0) = 1.0\,pu$ olarak hesaplanabilir. Performans katsayısı C_p'nin hesaplanması aşağıda verilen büyüklüklerin *pu* işlemleri ile yapılabilir [8, 26].

$$\lambda_{[pu]} = \frac{\lambda}{\lambda_{opt}} = \frac{\omega_{[pu]}}{v_{[pu]}} \tag{4}$$

RT'lerinin Denklem (1)'e göre elde edilen karakteristikleri sayesinde RT aktif güç çıkışı, sistem frekansındaki sapmalara göre ayarlanarak şebekenin güvenilirliği artırılabilir. Rüzgâr türbinlerinin frekans yanıt yeteneğini artırmak için uygulanan güç rezervi kontrol teknikleri: (*i*) Rotor hız kontrolü ve (*ii*) Kanat açı kontrol tekniği olarak ifade edilebilir. Önerilen bu çalışmada, RT'lerinin düşük rüzgar hızlarına maruz kaldığı varsayılarak RHK tekniği uygulanmıştır. Şekil 1(a) rüzgar türbinlerinin RHK tekniği kullanılarak güç rezervi çalışma eğrisini göstermektedir. Şekil 1(a)'dan görüleceği üzere, MPPT eğrisi üzerinde bulunan $(P_{\max}, \omega_{\max})$ değerleri, girilen güç rezervi seviyesine göre (P_{rez}, ω_{rez}) ile gösterilen güç rezervi kontrol eğrisine kaydırılabilir.

Bu durumda, d güç rezervi seviyesi olmak üzere, oluşabilecek güç rezerv miktarı $(1-d\%)P_{\max}$ ile sağlanabilir. Burada, sistem frekansı düştüğü durumda, RT'nin frekans kontrol servisine katılımını sağlamak için rotor hızı yavaşlayarak RT'nin çıkış güç miktarı B ve A noktası arasında yeni bir çalışma (P_0, ω_0) noktasında olacaktır. RT'lerinin RHK tekniğine dayalı güç rezervi kontrolü aşağıda verilen denklemle sağlanabilir.

$$P_0 = P_{rez} + (P_{\max} - P_{rez})\left[\frac{\omega_{rez} - \omega}{\omega_{rez} - \omega_{\max}}\right]$$
$$= (1-d)k_p\omega^3 + dk_p\omega^3\left[\frac{\omega_{rez} - \omega}{\omega_{rez} - \omega_{\max}}\right] \tag{5}$$



Şekil 1: a) MPPT eğrisi üzerinden güç rezervinin oluşturulması, b) Sanal atalet momenti ve RHK tabanlı frekans kontrol çevrimi

Şekil 1(b)'de ise, sanal atalet momenti kontrol tekniği ile birlikte RHK tekniğinin birleşimi olan RT frekans kontrol çevrimi sunulmuştur. Burada, H_t RT jeneratörünün atalet momenti zaman sabitini, k_v ve R_v ise sanal atalet momenti katsayısı ile düşü katsayı değerini vermektedir. Ayrıca,

MPPT ve güç rezervi seviyesine göre RT çalışma noktaları β=0 için Denklem (1)'e göre hesaplanabilir. RT tabanlı rezerv güç kullanımını verimli hale getirmek amacıyla, rotorun kinetik enerji kontrolüne dayanan sanal atalet ve düşü kontrol yöntemleri de güç rezervi kontrol teknikleri ile birlikte kullanılmaktadır. Dolayısıyla, frekans sapması ve frekans değişim hızı (RoCoF) karşısında RT gücü hızla sisteme aktarılabilir. Frekans değişimi karşısında sistemin sanal atalet ve düşü kontrolü aşağıda verilen bağıntı ile sağlanabilir.

$$\Delta P_v = -k_v \frac{d\Delta f}{dt} - \frac{1}{R_v}\Delta f \tag{6}$$

Burada, ΔP_v frekans sapması ve frekansın birinci mertebeden türevi ile orantılı olarak türbin tarafından şebekeye enjekte edilen ek aktif güçtür. Sanal atalet kontrolüne ek olarak, frekans sapması ile orantılı düşü terimi de bu kontrol yapısına entegre edilerek klasik bir senkron jeneratörün davranışı taklit edilebilir.

2.2. Zaman gecikmeli YFK sistemi için AGC modelinin oluşturulması

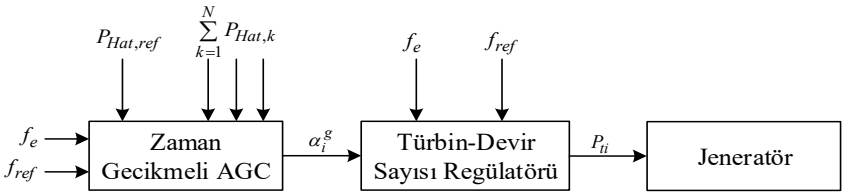
Güç sistemlerinde primer ve sekonder kontrol çevrimleri sayesinde üretim santrallerinin frekans kontrol servislerine katılımları yönetilmektedir. Klasik YFK sistemlerinden farklı olarak, zaman gecikmesi dikkate alınan böylesi bir model Şekil 2'de sunulmuştur. Üretim santrallerinde her bir jeneratör sistem frekansındaki değişimler karşısında jeneratörün hızını ayarlayabilen ve primer frekans kontrol desteği sağlayan devir sayısı regülatörüne sahiptir. Devir sayısı regülatörleri düşü karakteristiği sayesinde jeneratörün hız ayarını yaparak sistem frekansındaki değişim boyunca çıkış gücü ve yük arasındaki dengesizliği giderebilmektedir. Şekil 3'te primer frekans kontrolü için türbin-devir sayısı regülatörünün basitleştirilmiş blok diyagramı görülmektedir. Burada, T_{gi} ve T_{ti} sırasıyla, i. kontrol bölgesinin devir sayısı regülatörü ve türbin zaman sabitleridir. Ölçülen sistem frekansı f_e ve referans frekans değeri f_{ref}, frekans değişiminde hata sinyalini belirlemek için karşılaştırılmaktadır. Daha sonra, i. kontrol bölgesinde yer alan her bir jeneratörün hız regülasyon düşü karakteristiği R_i ile hata sinyali yükseltilmektedir. Ancak, enterkonnekte güç sistemlerinde primer kontrol, sistem frekansını nominal seviyede tutmak için yeterli değildir. Sistem frekansını nominal seviyede tutmak, frekans değişimini sıfırlamak ve diğer kontrol bölgeleri arasında güç transferini planlanan güç alış-verişi seviyesinde sürdürmek için sekonder frekans kontrolünde AGC tekniği kullanılmaktadır. Sekonder frekans kontrol çevrimini desteklemek için AGC tarafından gelen kontrol sinyali α_i^g'e bağlı olarak devir sayısı regülatörü üretim gücünü ayarlamaktadır. Burada g, i. kontrol bölgesindeki jeneratörü temsil etmektedir. AGC tekniği, frekans değişiminin bir sonucu olarak alan kontrol hata sinyali (Area Control Error, ACE) ile aktif edilmektedir [24, 25]. Bu durumda, ACE sinyali aşağıdaki denklemde verildiği gibi iki kontrol bölgesi arasındaki güç alış verişi ve frekans değişimine bağlı olarak hesaplanmaktadır.

$$ACE_i(t) = \Delta P_{ij}(t) + \beta_i \Delta f(t) \tag{7}$$

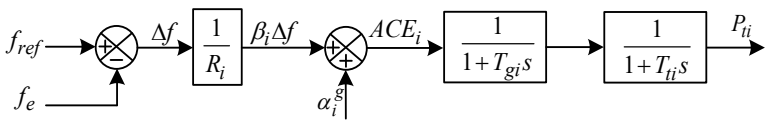
$$\Delta P_{ij} = \sum_{k=1}^{N} P_{hat,k} - P_{hat,ref} \tag{8}$$

$$\Delta f = f_e - f_{ref} \tag{9}$$

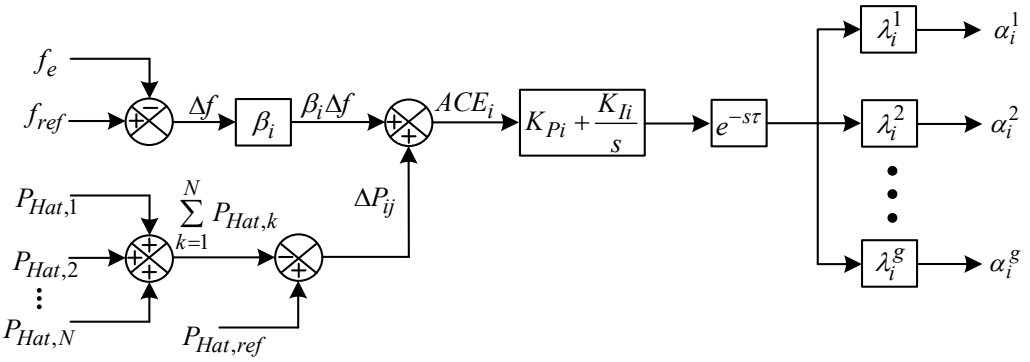
Burada, ACE_i i. kontrol bölgesinin alan kontrol hata sinyalini, ΔP_{ij} i. ve j. kontrol bölgeleri arasındaki güç transferinin değişimi, Δf frekans değişimi, β_i, frekans yönelim katsayısı, N kontrol bölgeleri arasındaki toplam iletim hattı sayısı, $P_{hat,k}$ k. iletim hattından transfer edilen güç değeridir. Bu durumda, iki bölgeli YFK sistemi için $ACE_1 = \Delta P_{12} + \beta_1 \Delta f$ ve $ACE_2 = \Delta P_{21} + \beta_2 \Delta f$ olarak yazılabilir. ACE_i sinyali bir oransal – integral (PI) denetleyiciye girilerek PI denetleyici çıkışında ACE sinyali AGC sistemdeki her bir jeneratörün katılım faktörü üzerinden aktif güç ve frekans kontrolü sağlayabilir [17, 18]. Ancak, güç sistemlerinde kullanılan haberleşme ağları neticesinde, AGC sonrası sisteme kontrol sinyallerinin iletimi sırasında yaşanan zaman gecikme miktarı (τ) dikkate alındığında bir PI denetleyici çıkışı aşağıda verildiği gibi yazılabilir.



Şekil 2: AGC'nin DIgSilent ortamında tasarımı ve AGC sinyalinin jeneratörlere iletimi



Şekil 3: Türbin-devir sayısı regülatörü transfer fonksiyonu

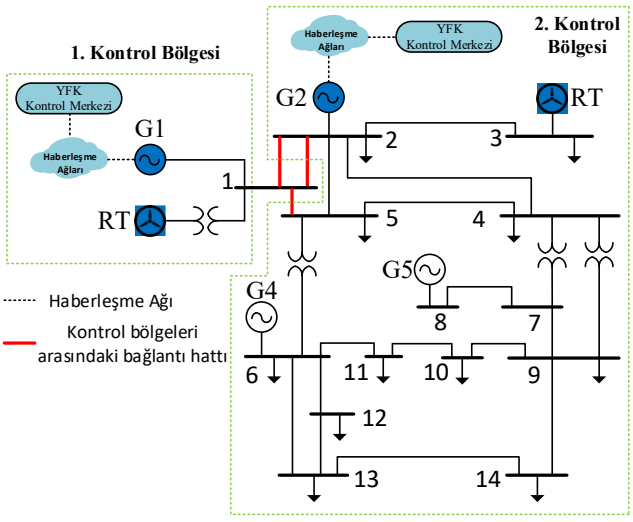


Şekil 4: *i*. kontrol bölgesinde AGC yapısı ve *ACE* sinyalinin gecikmeli olarak jeneratörlere iletilmesi

$$P_{AGC}(t-\tau) = K_{Pi} ACE_i(t-\tau) + K_{Ii} \int_{t_1}^{t_2} ACE_i(t-\tau)dt \quad (10)$$

$$\alpha_i^g = P_{AGC} \lambda_i^g \quad (11)$$

$$\lambda_i^g = \frac{P_{\max i}^g}{\sum P_{\max i}^g} \quad (12)$$



Şekil 5: Rüzgar türbini güç üretim birimleri ve YFK sistemi içeren 14 baralı güç sistemi

Denklem (11), AGC sistemdeki jeneratörlerin λ_i^g frekans katılım faktörünü belirlemek için kullanılır. Genel olarak, λ_i^g sekonder frekans kontrolüne katılan jeneratörlerin toplam maksimum güç değeri $\sum P_{\max i}^g$ ve g. jeneratörün maksimum güç değeri $P_{\max i}^g$ arasındaki orana göre seçilir. Bu çalışma, güç sistemlerinin frekans kontrolünde haberleşme ağı kaynaklı oluşabilen zaman gecikmelerini dikkate almak ve oluşabilecek zaman gecikmelerinin sistemin kararlılığına olan etkisini incelemektir. Bu amaçla, literatürde yapılan çalışmalara [17, 18] ilave olarak Şekil 4'te haberleşme zaman gecikmesi kaynaklı gecikme miktarı, $e^{-s\tau}$ üstel terimli ifade ile AGC sisteme eklenmiştir.

2.3. *Zaman gecikmesine bağlı kararlılık analizi*

YFK-RT sisteminin zaman gecikmesine bağlı kararlılık analizini yapabilmek için öncelikle, sistemin zaman gecikmesine bağlı ve zaman gecikmesinden bağımsız kararlılık şartlarının incelenmesi gereklidir. Toplam zaman gecikmesi τ için tanımlanan tüm sonlu değerlerde sistem kararlılığını sürdürebiliyorsa bu durumda sistemin zaman gecikmesinden bağımsız kararlı olduğu söylenebilir. Ancak, $\tau < \tau^*$ değerinde sistem kararlı ve $\tau > \tau^*$ değerinde kararsız hale geliyorsa, sistem zaman gecikmesine bağlı kararlı olarak tanımlanır. Bu durumda, τ^* değeri sistemin zaman gecikmesi üst sınırı olarak temsil edilebilir.

Önerilen çalışmada, YFK-RT sistemi DIgSilent PowerFactory ortamında oluşturularak doğrusal olmayan bir sistemin analizi gerçekleştirilmiştir. Bu durum için, oluşturulan modelde seçilen PI denetleyici kazanç seti için sistemin zaman gecikmesi üst sınırı değerleri benzetim ortamında elde edilmiştir. Bu kapsamda, girilen sistem parametreleri ve seçilen denetleyici kazanç değerinde $\tau = 0$ anında sistemin kararlılığı incelenmelidir. Bu analiz, seçilen PI denetleyici kazanç değerleri için $\tau = 0$ 'da sistem kararlı ise, zaman gecikmesine bağlı kararlılık analizinin yapılabileceğini göstermektedir.

3 Benzetim çalışması sonuçları ve doğrulama çalışmaları

Bu bölümde, DIgSilent PowerFactory programı kullanılarak 14 baralı bir güç sisteminde RHK çevrimi içeren iki bölgeli YFK-RT sistemi için dinamik modeller oluşturulmuştur. Doğrusal olmayan bu modeller kullanılarak, iki bölgeli YFK-RT sistemine ait kararlılık gecikme payı değerleri elde edilmiş ve zaman gecikmesine bağlı kararlılık analizleri detaylı olarak incelenmiştir. Şekil 5'te DIgSilent ortamında oluşturulan 14 baralı bir güç sistemi modeli bulunmaktadır. Bu modelde, 400MW'lık G1 jeneratörü haricinde geriye kalan jeneratörlerin 100MW kurulu güçlere sahip olduğu 5 jeneratör içermektedir. Öncelikle, Şekil 5'te 14 baralı güç sisteminde 1. Kontrol

Bölgesine G1 jeneratörü ile aynı baraya bağlantılı RT güç üretim birimi dahil edilmiştir. Burada, RT bağlantısı yapılmadan önce G1 jeneratörü 400MW'lık bir kurulu güce sahiptir. 1. Kontrol bölgesinin toplam kurulu gücünü değiştirmemek için G1 jeneratörünün güç değeri 340MW düşürülerek RT güç üretim birimi 60MW kurulu güç ile çalıştırılmıştır. 2. Kontrol bölgesinde G2 jeneratörü ile birlikte 100MW'lık kurulu güce sahip RT güç üretim birimi kullanılmıştır. Buna ek olarak, Şekil 5'te görüleceği üzere sistemde zaman gecikmesine sebep olan bir haberleşme alt yapısının kurulu olduğu varsayılmıştır. RT güç üretim birimlerinde ise, Şekil 1(b)'de verilen RHK çevrimi entegre edilmiştir. Her iki kontrol bölgesi arasında güç transferinin yapılabilmesi kırmızı hatlar ile gösterilen iletim hatları kullanılmıştır. Şekil 5'te yer alan iki jeneratörün 1.5MW'lık kurulu güç kapasitesine sahip pek çok RT'nin toplanarak elde edildiği varsayılmıştır [6, 8]. Aşağıda, 14 baralı güç şebekesinde YFK sistem modelinin oluşturulması adım adım sunulmuştur. Bu modelin oluşturulmasında, DIgSilent programlama dili, DSL Model ve Bileşik (Composite) Model kullanılmıştır.

1. Adım: Öncelikle, G1 ve G2 jeneratörlerinin frekans kontrol servislerine katılımlarını sağlamak için Şekil 6'da verilen Bileşik Model oluşturulmuştur. Bu modelde, sistem frekansının ölçülmesi için kullanılan blok, primer ve sekonder kontrol çevrimleri için oluşturulan bileşik modeller ve kullanılan jeneratörlere ait DSL modeller yer almaktadır.

2. Adım: 1. Adımda elde edilen Bileşik Modelde tanımlanan modeller için aşağıda verilen DSL modeller tanımlanmıştır. Şekil 7'de görüleceği üzere, üç adet iletim hattının güç değerinin ölçüldüğü ve referans güç değeriyle karşılaştırıldığı görülebilir. Burada, bağlantı hatlarından transfer edilen toplam güç miktarının $P_{Hat,ref} = 1.5pu$ (100MW baz güç değerinde) olarak programlandığı varsayılmıştır. Ayrıca, her bir frekans kontrol bölgesinde jeneratörlerin frekans düzenleme servisine katılım faktörleri $\lambda_1^1 = \lambda_2^1 = 1$ olarak kabul edilmiştir. Dolayısıyla, bu modelde üstel terimli ifadede yer alan τ zaman gecikmesinin belirlenmesi amaçlanmaktadır.

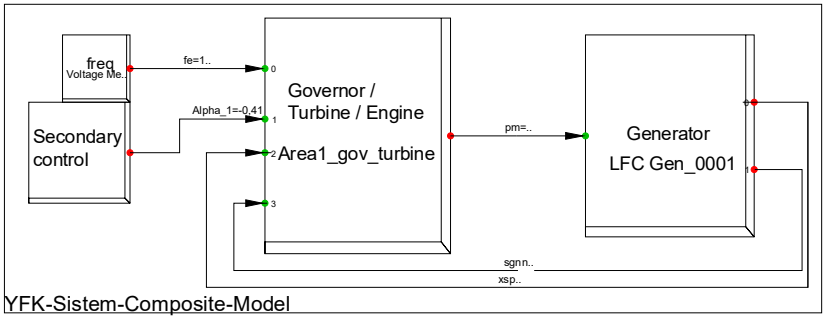
3. Adım: 1. Adımda verilen her bir kontrol bölgesinin primer kontrol çevrimine türbin-devir sayısı regülatör modeli için Şekil 8'de verilen model oluşturulmuştur.

Şekil 7 ve 8'de kullanılan sistem parametreleri Tablo 1'de sunulmuştur. DIgSilent PowerFactory ortamında bulunan 14 baralı güç sistem modeli kullanıdığından jeneratörlere ait atelet sabitleri DIgSilent yazılımından edinilmiştir. Ayrıca, [15]'de kullanılan türbin – devir sayısı regülatör parametreleri kullanılmıştır. RT-RHK tekniğinde sanal atalet momenti ve düşü katsayısı için parametreler [6]'da bulunmaktadır. Ayrıca, Denklem (1)'e göre RT'lerinin diğer parametreleri elde edilmiştir.

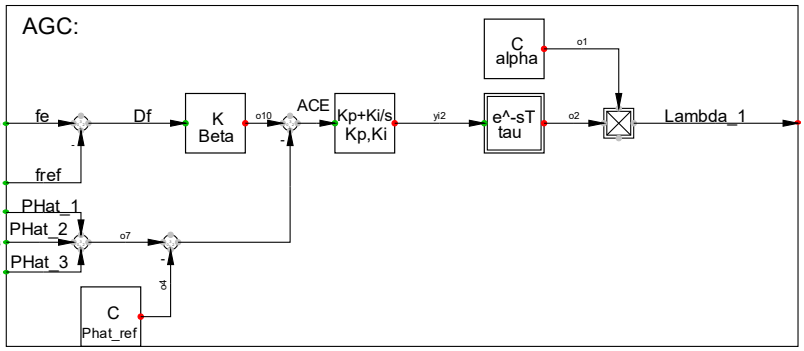
Tablo 1: İki bölgeli YFK-RT sistem parametreleri

1. ve 2. Kontrol Bölgelerine ait YFK sistem parametreleri (i=1,2)						
	H_{Gi}	R_i	β_i	T_{gi}	T_{ti}	$P_{Hat,ref}$
Area 1.	5	0.05	20	0.1	0.3	1.5
Area 2	5	0.05	20	0.17	0.4	1.5

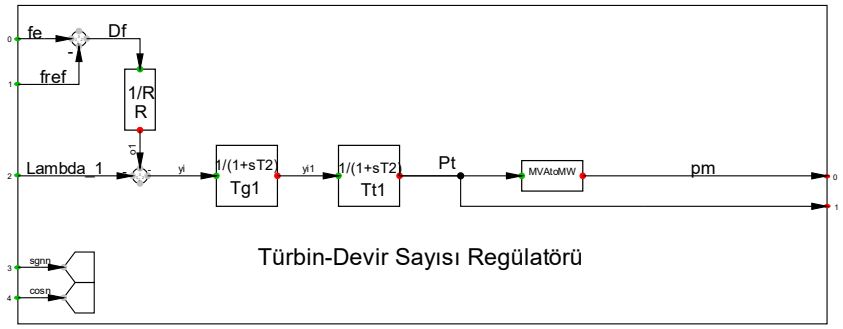
1. ve 2. Kontrol Bölgelerine ait RT parametreleri (i=1,2)							
H_{ti}	k_{pi}	P_{0i}	v_i	$\omega_{\max,i}$	$\omega_{rez,i}$	K_{vi}	R_{vi}
5	0.73	0.39	0.83	0.833	0.9862	0.1	0.05



Şekil 6: İki bölgeli YFK sisteminin her bir kontrol bölgesi için oluşturulan Bileşik Model

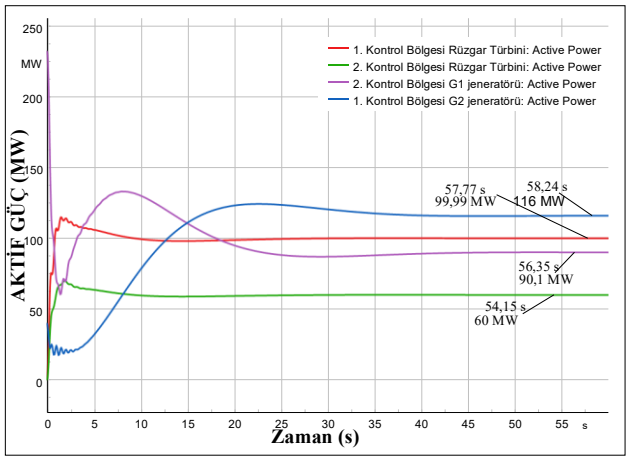


Şekil 7: AGC Bileşik Modelde verilen frekans kontrol bölgesi için tanımlanan DSL modeli



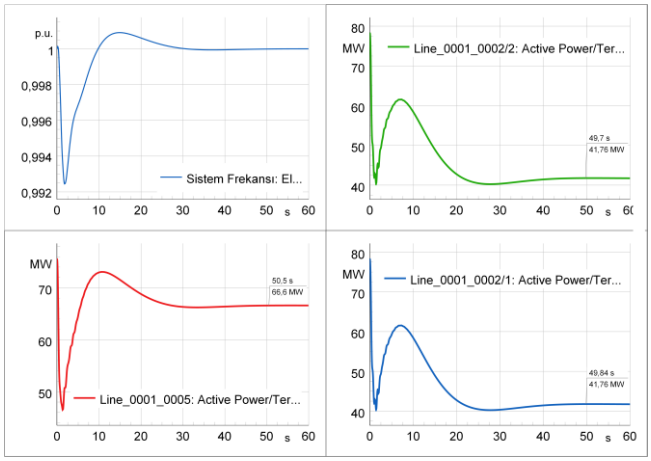
Şekil 8. G1 ve G2 jeneratörü için oluşturulan primer frekans kontrol sistemi

14 baralı güç sisteminde oluşturulan iki bölgeli YFK-RT-RHK sisteminin doğruluğunu göstermek için nominal rüzgar hızı $v=12m/s$'de ve RT rezerv güç seviyesi $P_0=0$ ve sistemde zaman gecikmesi dikkate alınmadan (her bir kontrol bölgesinde $\tau=0$'dır.), frekans kontrol sistemine katılan jeneratörlerle birlikte RT'lerinin çıkış güçleri ve bağlantı hatlarından transfer edilen güç miktarları Şekil 9 ve 10'da incelenmiştir. Şekil 9'da görüldüğü üzere, 1. ve 3. Baralara girilen RT'lerinin güç çıkışlarının tanımlandığı gibi elde edildiği görülmektedir. Şekil 10'da ise, Şekil 5'te işaretlenen bağlantı hatlarından transfer edilen toplam güç miktarlarının $P_{Hat,ref}=1.5pu$ (150MW) değerine eşit olduğu görülebilir. Aynı zamanda, Şekil 10'da sistemin frekans tepkisinin kararlı olduğu görülmektedir. Şekil 11'de görüleceği üzere, rüzgar hızı $v=10m/s$ (v= $0.833pu$) değerine getirildiğinde RT'leri tarafında üretilen güç değerlerin Şekil 9'da verilen güç miktarlarına göre daha düşük olduğu ancak, bağlantı hatlarından transfer edilen toplam güç miktarının $P_{Hat,ref}=1.5pu$ değerini sürdürdüğü görülebilir. Dolayısıyla, DIgSilent ortamında oluşturulan iki bölgeli YFK-RT sistemi başlangıç anında çalışma koşullarını sağlayabilmektedir.

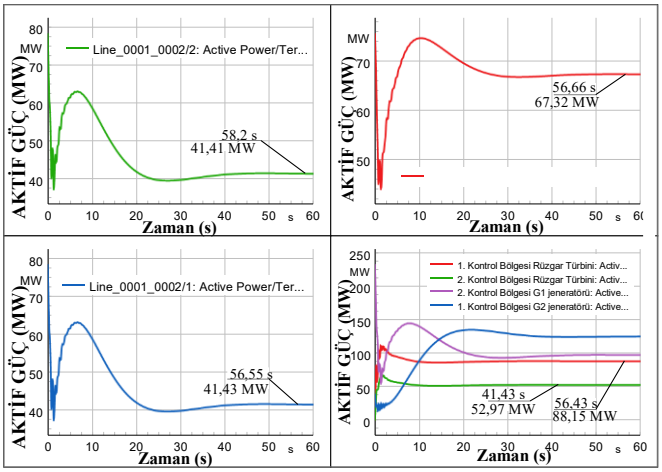


Şekil 9: $v=12m/s$'de her iki kontrol bölgesinde yer alan jeneratörlerin güç çıkışları

YFK-RT-RHK sisteminin DIgSilent ortamında kararlılık gecikme paylarını bulmak için, G1 ve G2 jeneratörlerinin sekonder kontrol çevriminde K_P=0.2-1.0 ve K_I=0.1-1.0 denetleyici parametre seti değerleri kullanılmış ve Tablo 1'de verilen sistem parametreleri için zaman gecikme değerleri, benzetim ortamında gerçekleştirilen çalışma ile elde edilmiştir. Tablo 2'de öncelikle RT-RHK modeli içermeyen 14 baralı güç sisteminde klasik YFK sisteminin zaman gecikmesi üst sınır değerleri sunulmuştur.



Şekil 10. Bağlantı hatlarından transfer edilen programlanmış güç akışı



Şekil 11: $v=10m/s$'de her iki kontrol bölgesinde yer alan RT'lerinin güç çıkışları

Tablo 3'te ise, RT-RHK sistemi modeli sisteme dahil edildiğinde 14 baralı güç şebekesinin zaman gecikmesi üst sınır değerleri verilmiştir. Tablo 2 ve 3'te sunulan zaman

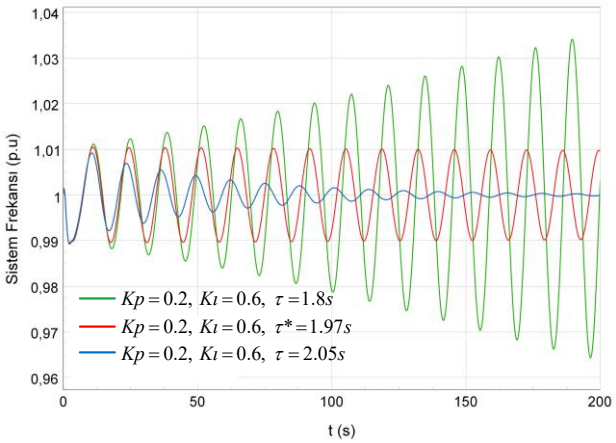
gecikme değerleri üzerinde seçilen PI denetleyici kazanç değerlerinin etkisi incelendiğinde, dikkat edilecek olunursa, her iki tabloda da oransal denetleyici kazancı herhangi bir değerinde sabit tutulduğunda integral denetleyici kazanç değeri arttıkça zaman gecikme değerlerinin azaldığı gözlemlenebilir. Tablo 3'te RT-RHK sistem modelinin zaman gecikmesi üst sınır değerleri üzerinde etkisini daha açık bir şekilde görebilmek için Tablo 3, 2 karşılaştırılmıştır.

Tablo 2: 14 baralı güç sisteminde RT içermeyen klasik YFK sisteminin zaman gecikmesi üst sınır değerleri

$\tau^*(s)$	K_I				
K_P	**0.1**	**0.2**	**0.4**	**0.6**	**1.0**
0.2	10.05	5.90	2.76	1.38	0.34
0.4	11.0	6.65	2.94	1.46	0.41
0.6	12.70	6.88	2.66	1.23	0.40
1.0	0.71	0.65	0.54	0.43	0.25

Tablo 3: 14 baralı güç sisteminde YFK-RT sisteminde $P_0 = 0.39\,pu$ için zaman gecikmesi üst sınır değerleri

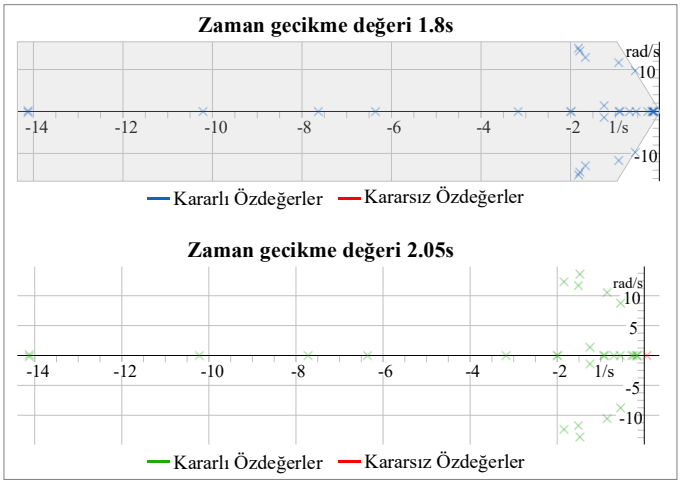
$\tau^*(s)$	K_I				
K_P	**0.1**	**0.2**	**0.4**	**0.6**	**1.0**
0.2	11.02	6.21	3.23	1.97	0.83
0.4	12.50	7.01	3.61	2.20	0.96
0.6	13.40	7.52	3.82	2.31	1.02
1.0	12.50	7.23	3.39	1.85	0.81



Şekil 12: Üç farklı zaman gecikme değeri için sistemin frekans yanıtı ve özdeğer analizi çıktısı

Bu kıyaslamadan dikkat edilecek olunursa, RT-RHK çevriminin 14 baralı güç şebekesine entegrasyonu ile seçilen tüm PI denetleyici kazanç değerlerinde 14 baralı güç sisteminin kararlılık zaman gecikme değerlerinin arttığı görülebilir. Bu durum, rotor hız kontrol tabanlı rezerv güç miktarı kontrolünün iki bölgeli YFK sisteminin kararlılık sınırını ve sistemin tolere edebileceği zaman gecikme değerlerini arttırdığını göstermektedir.

Tablo 3'te belirlenen zaman gecikme değerlerinin doğruluğunu göstermek için sistemin farklı zaman gecikme değerleri altında frekans yanıtları incelenmiştir. Bu doğrultuda elde edilen gecikme değerleri, iki bölgeli YFK-RT-RHK sisteminin $K_P = 0.2, K_I = 0.6$ kazanç değerleri için Tablo 3'te $\tau^* = 1.97s$ olarak belirlenmiştir. $\tau^* = 1.97s$ etrafında seçilen $\tau = 1.8s$ ve $\tau = 2.05s$ için sırasıyla sistemin dinamik yanıtları gözlemlenmiştir. Şekil 12'de $\tau = 1.8s$ değerinde sistemin frekans tepkisinde salınımların giderek zayıfladığı ve sistemin kararlı olduğu görülebilir. Şekil 13'te DIgSilent programı ortamında Modal Analysis Toolbox'ı yardımıyla 14 baralı bu güç sisteminin 57 durum değişkenine göre özdeğerleri hesaplanmış ve bu sonuca göre sistemin baskın köklerinin sol yarı düzlemde olduğu görülebilir. Şekil 12'de $\tau^* = 1.97s$ için sistemin frekans tepkisinde görülen salınımların sürekli devam ettiği ve sistemin sınırda kararlı olduğu görülebilir. Son olarak, $\tau = 2.05s$ için sistemin dinamik davranışı incelenmiştir. Burada, $\tau = 2.05s$ için sistemin frekansında oluşan salınımların giderek büyüdüğü ve sistemin kararsız olduğu görülebilir. Şekil 13'te yapılan analizde ise sağ yarı düzlemde yer alan kararsız özdeğer çıktısı nedeniyle, bu sonucun doğrulandığı gözlemlenebilir.

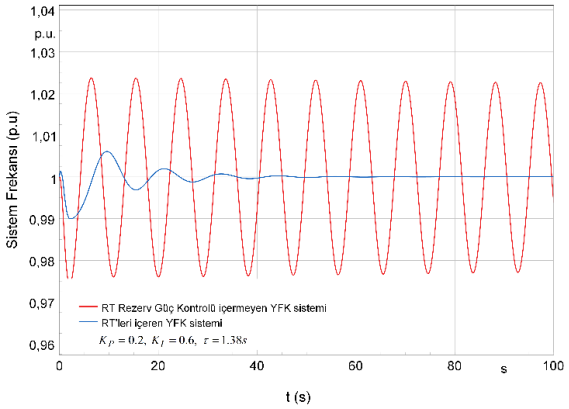


Şekil 13: $\tau = 1.8s$ ve $\tau = 2.05s$ için sistemin özdeğer analizi çıktısı

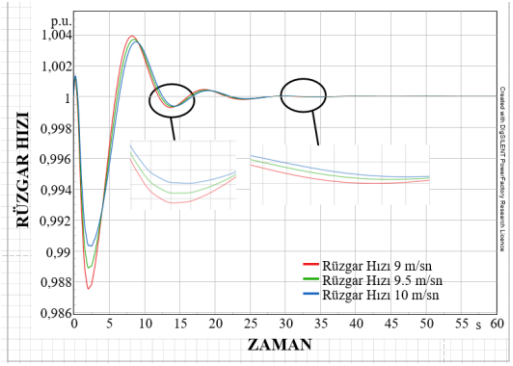
Şekil 14'te, RT'lerinin YFK sistemine katılımıyla sistemin kararlı bir şekilde çalıştığını gösteren önemli bir analiz sunulmuştur. Burada, $K_P = 0.2, K_I = 0.6$ kazanç değerleri için klasik YFK sisteminin zaman gecikme değerinin Tablo 2'de görüleceği üzere, $\tau^* = 1.38s$ olarak belirlenmiştir. Dolayısıyla, Şekil 14'ten bu gecikme değerinde klasik YFK sisteminin frekans tepkisi sistemin sınırda kararlı olduğunu göstermektedir. Sisteme RT-RHK çevriminin katılımıyla, YFK sisteminin frekans tepkisinde oluşan salınımların hızlıca sönümlenerek sistemin kararlılığa gittiği görülmektedir. Bu sonuç, sanal atalet momenti kontrolü ve RHK çevrimi modellerinin sistemin kararlılık sınırını arttırdığını göstermektedir.

Bir diğer önemli analiz, başlangıç rüzgar hızı artışının sistemin frekans tepkisi üzerinde etkisinin incelenmesidir. Şekil 15, $\tau = 1.0s$ için $v = 9m/s - 10m/s$ aralığında rüzgar hızı artışlarında sistem frekansının yanıtlarını sunmaktadır. Burada, $v = 9m/s$'den 10m/s değerine rüzgar hızı arttıkça

sistemin frekans başlangıç yanıtının iyileştiği görülebilir. Bu durum, RT tarafından sisteme transfer edilen güç miktarının artışıyla sistemin frekans yanıtının iyileştirdiğini göstermektedir. Son olarak Şekil 16'da her iki kontrol bölgesinde, RT'lerinin MPPT eğrisi üzerinde farklı çalışma noktalarının etkisi incelenmiştir. Bu analizde, $\tau = 1.0s$ ve v=10m/s değeri sabit tutularak her iki kontrol bölgesinde RT'lerinin sırasıyla güç-hız eğrisi üzerinde $P_0 = 0.35pu$, $P_0 = 0.37pu$ ve $P_0 = 0.39pu$ olacak şekilde çalıştırılmıştır. Bu durumda, MPPT noktasına ($P_{MPPT} = 0.422pu$) yakın olan güç değerinde Şekil 16'dan görüleceği üzere sistem frekansının başlangıç değişim oranının iyileştiği görülebilmektedir. Bu durum, sisteme MPPT noktasına yaklaşan çalışma noktalarında RT tarafından transfer edilen aktif güç miktarının arttığını göstermektedir.



Şekil 14: RT-RHK çevriminin sistemin frekans tepkisi üzerindeki etkisi

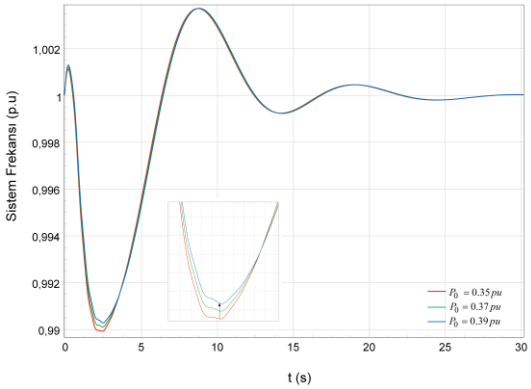


Şekil 15: Farklı rüzgar hızı değerlerinde sistemin frekans tepkisi

4 Sonuçlar

Bu çalışmada, rotor hız kontrolü ve sanal atalet momenti kontrolünün bütünleşik olarak uygulandığı doğrusal olmayan bir yük frekansı kontrol sistemi modellenmiş ve haberleşme tabanlı zaman gecikmelerinin sistem kararlılığı üzerindeki etkileri incelenmiştir. Aynı zamanda, DIgSILENT PowerFactory ortamında RT'lerinin rezerv güç miktarı dikkate alınarak zaman gecikmeli iki bölgeli bir YFK sistem modeli tasarlanmıştır. Tasarlanan bu model kullanılarak, 14 baralı güç sistemi üzerinde RT'lerinin YFK sistemlerine katılımlarının etkileri, karşılaştırmalı sonuçlar üzerinden analiz edilmiştir. Elde edilen sonuçlar incelendiğinde, klasik YFK sistemine kıyasla RT-RHK sistemi içeren YFK sisteminin daha büyük gecikme değerlerini tolere edebileceği görülmüştür. Bu durum RT'lerinin katımıyla sistemin kararlılık sınırının iyileştiği ve sistemin daha iyi bir dinamik performansla çalışabildiğini göstermektedir. Ayrıca, rüzgar türbinlerinde rüzgar hızı artışıyla ve MPPT noktasına yakın çalışan RT'lerinde sistemin frekans yanıtlarının iyileştiği gözlemlenebilir.

Önerilen yöntem, esasen daha büyük ölçekli IEEE 39 veya 108 baralı gibi güç sistemlerine de uygulanabilir niteliktedir. Bununla birlikte, çalışmanın odak noktasını ve bütünlüğünü korumak adına; çok baralı sistemler üzerindeki kararlılık zaman gecikmesi analizlerinin, bu çalışmanın devamı niteliğindeki gelecek araştırmalarda ele alınması planlanmaktadır.



Şekil 16: Güç hız eğrisi üzerinde farklı çalışma noktalarında sistemin frekans tepkisi

Çıkar çatışması

Yazarlar çıkar çatışması olmadığını beyan etmektedir.

Teşekkür

Bu çalışma, Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu (TÜBİTAK) tarafından 123E451 Numaralı proje ile desteklenmiştir. Projeye verdiği destekten ötürü TÜBİTAK'a teşekkürlerimizi sunarız.

Benzerlik oranı (iThenticate): %7

Kaynaklar

[1] M. Heidari, L. Ding, M. Kheshti, A novel dynamic inertial control of wind turbines based on event size estimation. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 155, 109567, 2024. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109656.

[2] J. Boyle, T. Littler, S. M. Muyeen, A. M. Foley, An alternative frequency-droop scheme for wind turbines that provide primary frequency regulation via rotor speed control. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 133, 107272, 2021. https://doi.org/10.1016/j.ijepe s.2021.107219

[3] M. Heidari, L. Ding, M. Kheshti, X. Zhao, Adaptive inertial control for wind turbine generators in fast frequency response based on the power reduction

period assessment. IEEE Transactions on Sustainable Enegry, 16 (1), 377-91, 2025. 10.1109/TSTE.2024.3459729

[4] J. Boyle, T. Littler, A. M. Foley, Frequency regulation and operating reserve techniques for variable speed wind turbines. in Proc. IEEE PowerTech, Madrid, Spain, 1–6, 2021. 10.1109/PowerTech46648.2021.9495072

[5] L. Zeni, A. J. Rudolph, J. M. Swendsen, L. Margaris, A. D. Hansen, and R. Sorensen, Virtual inertia control strategies for wind turbines. Wind Energy, 16, 1225-39, 2013.

[6] J. Dai, Y. Tang, Q. Wang, P. Jiang and Y. Hou, An extended SFR model with high penetration wind power considering operating regions and wind speed disturbance. IEEE Access 7: 103416–26, 2019. 10.1109/ACCESS.201 9.2930807

[7] S. Ghosh and N. Senroy, Electromechanical dynamics of controlled variable-speed wind turbines. IEEE Systems Journal, 1–8, 2013. doi: 10.1109/JSYST.2013.2280 037.

[8] C. Pradhan and C. N. Bhende, Frequency Sensitivity Analysis of Load Damping Coefficient in Wind Farm-Integrated Power System, IEEE Trans. Power Syst.,32 (2), 1016–1029, 2017. 10.1109/TPWRS.2016.2566918

[9] P. Wang, Z. Zhang, Q. Huang, Y. Liu, Improved wind farm aggregated modeling method for large-scale power system stability studies. IEEE Transactions on Power Systems, 33 (6), 6332–43, 2018. 10.1109/TPWRS.2018 .2828411

[10] K. N. Gül, Ş. Sönmez ve S. Ayasun, Yük frekans kontrol sistemlerinde gürbüz kararlılık zaman gecikmesi paylarının belirlenmesi. Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi, 13 (2), 611–20, 2024. https:// doi.org/10.28948/ngumuh.1403702

[11] D. Muyizere, L. K. Letting and B. B. Muyazikwiye, Effects of communication signal delay on the power grid: A review. Electronics, 11, 874, 2022. https://doi.org/10.339 0/electro nics11060874

[12] C. Hua and Y. Wang, Delay-dependent stability for load frequency control system via linear operator inequality. IEEE Transactions on Cybernetics, 52 (7), 6984-92, 2022. 10.1109/TCYB.2020.3037113

[13] C. Hwang, T. Y. Cai, L. S. Lu, and T. C. Wang, On the use of resultant-based frequencysweeping approaches to construct stability charts for systems with two delays. IEEE Access, 12, 45147-4516, 2024. 10.1109/ACCESS.2024.33 80476

[14] A. Khalil and D. S. Laila, An accurate method for computing the delay margin in load frequency control system with gain and phase margins. Energies 15 (9), 3494, 2022. https://doi.org/10.3390/en15093434

[15] Ş Sönmez, S Ayasun, and C. O. Nwankpa, An exact method for computing delay margin for stability of load frequency control systems with constant communication delays. IEEE Transactions on Power Systems 31(1), 370-377, 2016. 10.1109/TPWRS.2015.2403865

[16] C. Messasma, S. E. Chouaba, A. Barakat, and B. Sari, Innovative real-time deloading approach to wind systems with applications in primary frequency control. Electr Power Syst Res, 237, 110983, 2024.

[17] A.K Mishra, P. Mishra, H.Mathur, A deep learning assisted adaptive nonlinear deloading strategy for wind turbine generator integrated with an interconnected power system for enhanced load frequency control, Electr. Power Syst.Res. 214: 108960, 2023a. https://doi.org/10.1016/j.eps r.2022.108960

[18] A.K. Mishra, P. Mishra, and H. Mathur, An improved nonlinear deloading approach based on the fuzzy controller for wind turbine generators in an islanded microgrid, ISA Trans. 142: 20-39, 2023b. https://doi.org/10.1016/j.isatra.2 023.07.009

[19] W. Bao, L. Ding, Y. C. Kang, L. Sun, Closed-Loop synthetic ınertia control for wind turbine generators in association with slightly over-speeded deloading operation. IEEE Transactions on Power Systems 38 (6): 5022-32, 2023. 10.1109/TPWRS.2022.3224431

[20] H. Liu, P. Wang, T. Zhao, Z. Fan, H. Pan. A Group-Based droop control strategy considering pitch angle protection to deloaded wind farms. Energies. 15 (8), 2722, 2022. https://doi.org/10.3390/en15082722

[21] P. Mahish, A. K. Pradhan, Distributed synchronized control in grid integrated wind farms to improve primary frequency regulation, Power Systems IEEE Transactions, 99, 2019. 10.1109/TPWRS.2019.2928394

[22] M. Sun, Y. M. L. Chen, K. Hou, D. Xia and H. Mao, Optimal auxiliary frequency control of wind turbine generators and coordination with synchronous generators. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 7 (1), 2021. 10.17775/CSEEJPES.2020.00860

[23] X. Wu, J. Dai, Y. Tang, F. Xue, Adaptive under-frequency load shedding scheme for power systems with high wind power penetration considering operating regions, IET Generation, Transmission and Distribution 16, 4400–16, 2022. https://doi.org/10.1049/gtd2.12609

[24] G. Longatt, F. M., & Rueda, J. L. (Eds.). PowerFactory applications for power system analysis. Springer, 2014.

[25] L. H. Lam, L. K. Nam, N. K. T. Dung, and N. H. Hieu, Two-area automatic generation control for power systems with highly penetrating renewable energy sources. Electronics, 2079-9292, 13 (15), 2024. https://doi.org/10.3 390/electronics13152907

[26] S. Ghosh, S. Kamalasadan and N. Senroy, J. Enslin. Doubly fed ınduction generator (DFIG)-based wind farm control framework for primary frequency and ınertial response application. IEEE Transactions on Power Systems, 31 (3), 1861-71, 2016. 10.1109/TPWRS.2015.2438861