

YÜK VE RÜZGAR BELİRSİZLİKLERİ ALTINDA STOKASTİK OPTİMAL GÜÇ AKIŞI

Güneş BECERİK MİR, Engin KARATEPE

Dokuz Eylül Üniversitesi, Elektrik - Elektronik Mühendisliği Bölümü 35390 Buca/İzmir

becerikgunes@gmail.com, enginkaratepe@gmail.com

ÖZET

Bu çalışmada olasılık yoğunluk fonksiyonları kullanılarak farklı yük ve rüzgâr gücü belirsizliklerinin beklenen optimal işletme maliyet değerlerine olan etkileri incelenmiştir. Şebeke modelinde DC yük akış yaklaşımı kullanılırken, stokastik süreç Monte Carlo Simülasyon yöntemi ile ele alınmıştır. Şebeke altyapısının kısıtları optimizasyon modeline dahil edilerek doğrusal programlama tekniği ile optimal güç akışı probleminde optimum üretim ve yük atma maliyetlerinin beklenen değerleri belirlenmiştir. Yük ve rüzgar belirsizliklerinin etkileri Garver 6 baralı test sistemi üzerinde incelenmiş ve elde edilen sonuçlar irdelenerek sunulmuştur.

Anahtar Kelimeler: Rüzgar Enerjisi, Yük Belirsizliği, Optimal Güç Akışı, Monte Carlo Simülasyonu, İşletme Maliyeti

1. GİRİŞ

Son yıllarda elektrik şebekelerinin altyapısı yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme entegrasyonu ile önemli bir dönüm noktasından geçmektedir. Elektrik enerjisine olan talebin her geçen gün artması ve fosil yakıtların çevre üzerindeki etkileri göz önüne alındığında sürdürülebilir, ekonomik ve temiz enerji kaynaklarının etkin ve güvenilir kullanımına yönelik teknoloji ve mevzuatlar açısından yapılacak çalışmaların önemi giderek daha da önem kazanmıştır. Bu kapsamda, Dünya’da birçok ülke, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını arttırmaya ve enerji üretim teknolojilerini bu yönde geliştirmeye yönelik teşvik edici politikalara öncelik vermektedir. Küresel Rüzgar Enerjisi Konseyi raporuna göre Dünya’da ve Türkiye’de rüzgar enerjisinin kurulu gücü sırasıyla 568 MW ve 7.370 MW değerlerine ulaşmıştır [1]. Özellikle rüzgâr enerjisi şebekede en yüksek katılım oranı ile yenilenebilir enerji kaynakları arasında

yerini korumaktadır. Bununla birlikte, elektrik şebekelerinde rüzgâr enerjisinin payının artması beraberinde getirdiği çıkış gücündeki belirsizlikler nedeniyle bu belirsizlikleri bir sistematik içinde dikkate alan daha esnek bir sistem yönetimi ve işletilmesini zorunlu kılmaktadır. Yıllık yük artış oranları da göz önüne alındığında, yük ve rüzgar belirsizliği sistemin analizinde ve dolayısıyla yönetim aşamasında karar verme süreçlerinde olasılıksal analiz tekniklerinin kullanılmasını tetiklemektedir.

Sistemin güvenilir bir şekilde çalışmasının yanında mevcut yükün üretim birimlerinin çıkış güçleri ayarlanarak minimum maliyetle karşılanabilmesi de büyük önem arz etmektedir. Bu optimum çalışma koşulları ekonomik güç dağıtımını (EGD) ifade eden amaç fonksiyonuna ve sistem sınırlarını belirten eşitlik ve eşitsizlik kısıt fonksiyonlarına sahip bir optimizasyon probleminin kurgulanması ve çözümü ile belirlenebilir. Amaç fonksiyonu temel olarak üretici santralin birim maliyet

fonksiyonuna bağlıdır. Genel olarak optimal güç akışı (OGA) olarak adlandırılan bu problem sistemin modellenmesinde kullanılan yaklaşımlara göre doğrusal ya da doğrusal olmayan optimizasyon teknikleri ile ele alınarak çözülmektedir. Bu noktada en önemli husus uzun dönemli çalışma koşullarının bu optimizasyon problemine dahil edilebilmesi ve bunun sonucunda ortaya çıkan büyük boyutlu optimizasyon probleminin etkin bir şekilde çözümünün elde edilebilmesidir. Bu problem enerji sistemlerinde güvenli ve ekonomik çalışma koşullarını belirlemede önemli olduğu kadar, gelecekte kurulacak olan sistemlerin doğru planlanması için de önemlidir.

Genel olarak optimal güç akışı probleminde şebekenin çalışma koşullarını değiştiren giriş değişkenleri deterministik yaklaşımlar ile modellere yansıtıla gelmiştir [2]. Bu da sistemin mevcut altyapısının olası bütün koşullar için optimum işletilememesine neden olmaktadır. Rüzgar santralleri gibi çıkış gücü değişken tesislerin şebekedeki katılım oranının artması ile birlikte, bu yaklaşım sınırlı sayıda senaryolara ağırlıklar atanarak iyileştirilebilmekle beraber, uzun vadedeki yaklaşımların geliştirilmesi güncel bir araştırma konusu olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu bağlamda geçmiş yıllarda yük belirsizliğini dikkate alan olasılıksal OGA problemi [3]'te ele alınmış ve Gram – Charlier serileri ile sistemdeki çıktıların olasılık yoğunluk fonksiyonunun belirlenmesinde kullanılmıştır. [4]'te, belirli bir çözüm etrafında olasılıksal OGA'nın istatistiksel özelliklerini analiz etmek için moment yöntemi önerilmiştir. [5]'te ise, rastgele değişkenlerin doğrusal bir kombinasyonuna dayanan kümülant yöntemi kullanılarak sonuçlar moment yöntemi ile karşılaştırılmıştır. [6]'da olasılıksal OGA için iki noktalı tahmin yöntemi önerilmiştir. Bu yöntem belirsizliklerin çok olması durumunda iyi bir performans

gösterememektedir. Çalışma [7]'de belirsizlik altında OGA problemini modelleyebilmek için şans kısıtlı bir model ortaya konulmuştur. Bu bağlamda, yapılan çalışmaları deterministik ve stokastik yaklaşımlar olarak sınıflandırmakla birlikte, sistem modellerini ele alma yöntemlerine göre de gruplandırmak mümkündür. Bunlar planlama zamanı açısından statik [8] veya dinamik [9]; kullanılan güç akışı formülasyonu açısından DC [10], AC [11] veya AC/DC [12] şeklindedir.

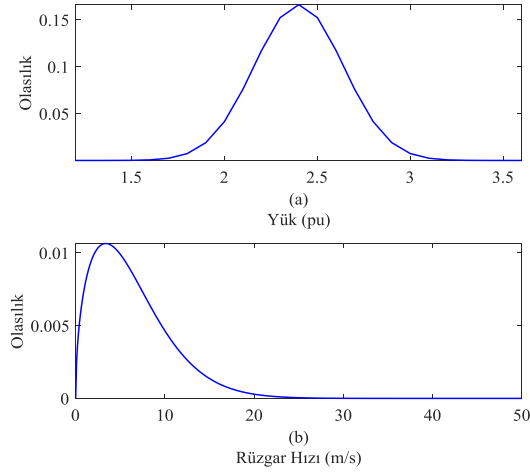
Bu çalışmada yük ve rüzgâr enerji santrallerinin çıkış güçlerindeki belirsizliklerin optimal güç akışı problemi üzerindeki etkisi incelenmiştir. Sistemde değişen yük karakteristiği ile üretilen gücün bir kısmının rüzgâr enerjisi ile sağlanması durumunda üretim ve yük atma maliyetindeki beklenen değerler farklı olasılık senaryoları altında Monte Carlo yöntemi kullanılarak belirlenmiş ve elde edilen sonuçlar irdelenerek sunulmuştur.

2. PROBLEM FORMÜLASYONU

OGA problemi oluşturulurken şebeke planlamacısı gelecekteki yük ve üretim santrallerinin çıkış güçlerindeki değişimin karakteristiğini belirlemeli ve uygun bir şekilde optimizasyon problemine yansıtılmalıdır [13]. Bu nedenle, olasılıksal tabanlı bir yaklaşım kullanılacak ise rüzgâr ve yükün dağılım fonksiyonları uzun vadeli gözlem ve matematiksel yöntemler yardımıyla bulunur.

Bu çalışmada ele alınacak şebekedeki her bir baranın yük dağılımı normal dağılım (Şekil 1a), rüzgâr hızı ise Weibull dağılım (Şekil 1b) olarak birbirinden bağımsız kabul edilerek modellenmiştir. Şebeke modelinde ise DC güç akışı denklemleri kullanılmıştır. DC güç akış yönteminde şebeke kayıpları ihmal edilir, baraların gerilim genlikleri 1 pu (per unit) ve komşu baralar arasındaki gerilim açısı farklılıklarının küçük olduğu

kabulü yapılır. Bu sayede doğrusal olmayan AC güç akış denklemleri doğrusallaştırılarak, doğrusal optimizasyon tekniklerinin kullanılabilmesi sağlanmış olur.



Şekil 1 – (a) Yük dağılımı (b) Rüzgâr Hızı Dağılımı

Sistemde yük ve rüzgâr gücü iki bağımsız rastgele değişken ξ_1 ve ξ_2 olarak tanımlandığında, OGA problemi aşağıdaki gibi modellenmiştir:

$$\min \sum_{l \in \Omega^L} 8760 \left[\sum_{g \in \Omega^G} C_g P_g + \sum_{w \in \Omega^W} C_w P_w + \sum_{ls \in \Omega^D} C_{ls} P_{ls} \right] \quad (1)$$

$$\sum_{g \in \Omega^G} P_g + \sum_{w \in \Omega^W} P_w - \sum_{l|s(l)=n} P_l + \dots - \sum_{l|r(l)=n} P_l + \sum_{ls \in \Omega^D} P_{ls} - \sum_{d \in \Omega^D} P_d = 0 \quad \forall n \quad (2)$$

$$P_l = B_l (\theta_{s(l)} - \theta_{r(l)}) \quad \forall l \in \Omega^L \quad (3)$$

$$-f_{\max} \leq P_l \leq f_{\max} \quad \forall l \in \Omega^L \quad (4)$$

$$0 \leq P_g \leq P_g^{\max} \quad \forall g \in \Omega^G \quad (5)$$

$$0 \leq P_{ls} \leq P_d^{\max}(\xi_1) \quad \forall ls \in \Omega^D \quad (6)$$

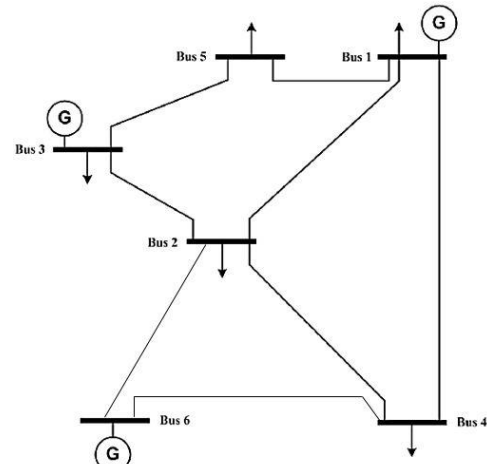
$$0 \leq P_w \leq P_w^{\max}(\xi_2) \quad \forall w \in \Omega^W \quad (7)$$

$$-\pi \leq \theta_n \leq \pi \quad \text{where } \theta_1 = 0 \quad (8)$$

C_g , C_w , C_{ls} sırasıyla konvansiyonel jeneratör, rüzgâr ve yük atma maliyetleridir. Amaç fonksiyonunda yıllık maliyet göz önüne alınmıştır. g , w , d , ls ve L sembolleri sırasıyla sistemdeki konvansiyonel jeneratör, rüzgâr santrali, yük atma ve iletim hatları kümesini belirtir. Denklem (2) sistemdeki güç dengesini ifade eder. Denklem (3) kullanılarak hatlardaki DC güç akışı hesaplanır. Denklemler (4-8) sistemdeki değişkenlerin sınırlarını ifade etmektedir. Deterministik bakış açısından farklı olarak denklem (6) ve (7) 'deki üst limitler kullanılan olasılık dağılım fonksiyonlarından elde edilen her yeni rüzgâr ve yük senaryosuna göre güncellenmektedir. Belirsizlik koşulları altında üretim maliyetinin beklenen değeri bulunurken, Monte Carlo Simülasyon (MCS) yöntemi kullanılmıştır. İlk adımda belirlenen olasılık dağılım fonksiyonlarından rastgele seçilen örnek durumları MCS yakınsama kriteri sağlanıncaya kadar ya da daha önceden belirlenen büyük bir örneklem sayısı tamamlanıncaya kadar yenilenerek optimizasyon problemi sonlandırılır ve üretim ve yük atma maliyetlerinin uzun vadede beklenen değerleri bulunur.

3. UYGULAMA ÇALIŞMALARI

Rüzgâr ve yük belirsizliklerini göz önünde bulundurarak önerilen OGA modelini değerlendirmek için Şekil 2'de verilen Garver 6 baralı test sistemi kullanılmıştır.



Şekil 2 – Garver Test Sistemi

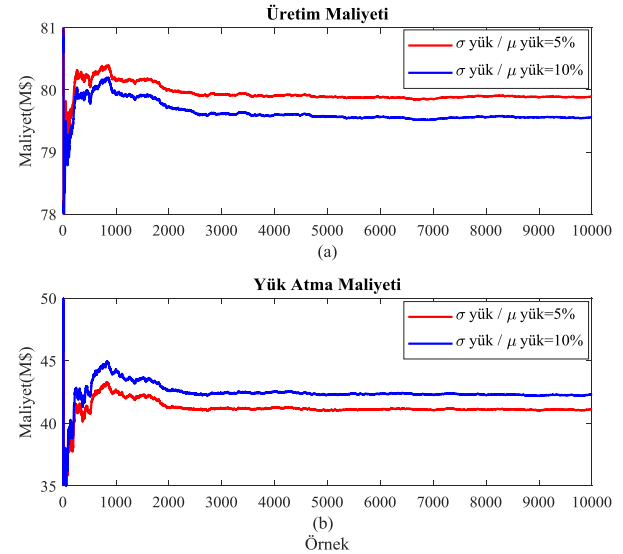
Bu sistem üç konvansiyonel jeneratöre, beş adet yüke ve altı baraya sahiptir. Bu test sisteminin tüm bara ve hat bilgilerinin birim değerlerine (per unit, pu) [14]'ten ulaşılabilir. Orijinal sisteme iki hat daha eklenerek (2-6 ve 4-6 hatları), 6. bara diğer baralara bağlanmıştır. 1, 3 ve 6 numaralı baralarda bulunan konvansiyonel jeneratörlerin üst sınırları, 3.5 pu, 3.6 pu ve 6.1 pu olarak belirlenmiştir. Rüzgar belirsizliği ile ilgili yapılan analizlerde 3. baradaki jeneratör rüzgar türbini ile değiştirilmiştir. Sistemdeki konvansiyonel jeneratörler rüzgar olmadığı durumda dahi yükü besleyebilecek kapasiteye sahiptir. Üretim birim maliyetleri tüm konvansiyonel jeneratörler için 15 \$/MWh, rüzgar santrali için 0 \$/MWh; yük atma maliyeti ise 60 \$/MWh olarak belirlenmiştir. Tüm hatlar 1.5 pu kapasiteye sahiptir. Oluşturulan optimizasyon problemi MATLAB ortamında doğrusal programlama aracılığıyla çözülmüştür.

3.A. Farklı Yük Belirsizlikleri Altında Beklenen Optimum Üretim ve Yük Atma Maliyetleri

Yük değişim profili normal dağılım fonksiyonu $N(\mu, \sigma^2)$ kullanılarak üretilmiştir. Buradaki μ ortalama değeri, σ^2 ise varyansı ifade etmektedir. Sistem verilerinde yer alan yük değerleri ortalama değer olarak alınırken, standart sapma (σ) oranı değiştirilerek farklı yük senaryoları oluşturulmuştur. σ/μ oranı değiştirilerek elde edilen farklı yük dağılım senaryolarının optimum maliyetlere olan etkisi incelenmiştir. Rüzgâr hızının Weibull karakteristiği şekil (k) ve ölçek (c) parametreleri ile belirlenmektedir [15]. Rüzgâr türbininin karakteristiği ise rüzgârı kesme hızlarına göre belirlenmektedir. Rüzgâr türbini doğrusal olmayan bir karakteristiğe sahip olduğundan denklem (9), kesme hızı verileri ve rüzgâr hızı dağılım fonksiyonu kullanılarak rüzgâr santrali çıkış gücünün olasılık dağılım fonksiyonu elde edilir.

$$P_w = \begin{cases} 0 & 0 \leq V \leq V_{ci} \\ P_{rate}(V - V_{ci}) / (V_{rate} - V_{ci}) & V_{ci} \leq V \leq V_{rate} \\ P_{rate} & V_{rate} \leq V \leq V_{co} \\ 0 & V_{co} \leq V \end{cases} \quad (9)$$

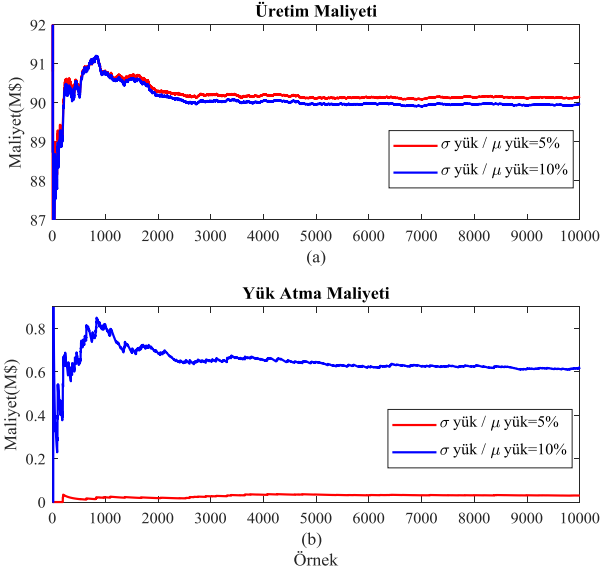
Burada rüzgar gücünün anma gücü 3.6 pu, Weibull dağılımının şekil ve ölçek parametreleri sırasıyla 5.4 ve 2.7'dir. Rüzgar türbininin karakteristik V_{ci} , V_r , ve V_{co} hız değerleri ise sırasıyla 4, 10 ve 22 m/s alınmıştır.



Şekil 3 – (a) Üretim ve (b) Yük Atma Maliyeti

Şekil 3a ve 3b'de görüldüğü üzere σ/μ oranı yüksek olan senaryonun üretim maliyeti düşük iken yük atma maliyeti yüksek olmaktadır. İletim hatlarında oluşan dar boğazlar sistemdeki yük atma maliyetini yükseltmiştir. Yük belirsizliğinin daha düşük olduğu durumda, hat limitlerinin de izin verdiği ölçüde sistem rüzgar enerjisinden daha fazla kullanarak, σ/μ oranı yüksek olan senaryoya göre üretim maliyeti daha düşük çıkmıştır. Bu senaryoda sistemde hat limitlerinin önemli bir darboğaz oluşturduğu gözlenmiştir. Bu bağlamda, iletim hattı kapasitesinin artırılması sonucu elde edilen üretim ve yük atma maliyetlerindeki değişim Şekil 4'te verilmiştir. Burada yeni hat yatırımlarının yapıldığı düşünülerek, hat limitleri 1.5 pu'dan 2.5 pu'ya çıkarılmış ve rüzgâr santralleri için enerji

koridoru iyileştirilmiştir. Şekil 4(b)'de, hat limitleri arttırıldığında yük atma maliyetinde önemli düşüş görülmektedir. Özellikle σ/μ oranı küçük olan senaryoda yük atma maliyeti oldukça düşmüştür. Sonuç olarak, şebeke kısıtları altında üretim-tüketim dengesi sağlanırken yük belirsizliğinin özellikle yük atma maliyetini önemli ölçüde etkilediği gözlenmiştir.



Şekil 4 – (a) Üretim (b) Yük Atma Maliyeti

3.B. Farklı Rüzgâr Belirsizlikleri Altında Beklenen Optimum Üretim ve Yük Atma Maliyetleri

Rüzgâr belirsizliğinin etkisi Tablo 1’de verilen üç farklı senaryo altında incelenmiştir. Sistemdeki rüzgâr türbini 3. baradadır ve sistem yükünün σ/μ oranı burada 10% alınmıştır.

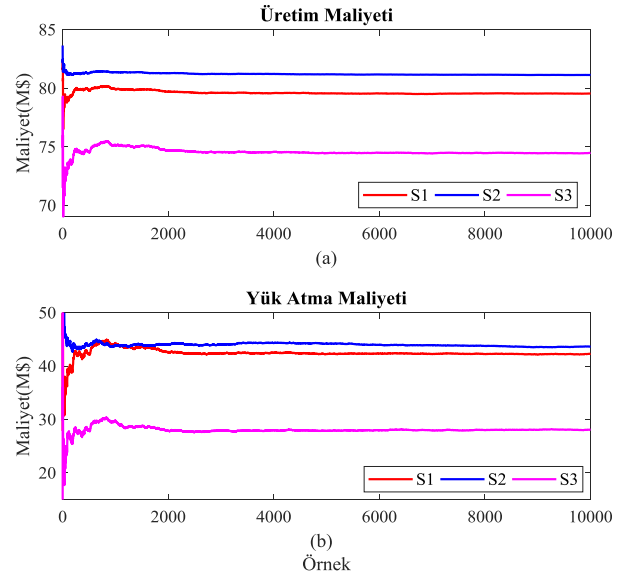
Üretim maliyetleri ve yük atma maliyetleri, Şekil 5’te görüldüğü üzere, her senaryo için farklı beklenen maliyet değerlerine oturmuştur. Senaryo 3’te, rüzgâr esme olasılığı daha yüksek olduğu için üretim ve yük atma maliyeti de en düşük çıkmıştır. Senaryo 2’de ise kesme hızlarının 1. Senaryoya göre daha düşük olması

nedeniyle rüzgârın çıkış gücü daha azdır. Bu nedenle üretim maliyetinin Şekil 5(a)’da daha fazla olduğu gözlenmiştir.

Tablo 1: Rüzgâr Senaryoları

Senaryo	Weibull Karakteristiği	Türbin Karakteristiği
S1	$k=5.4$ m/s $c=2.7$ m/s	$V_{ci}=4$ m/s $V_{rate}=10$ m/s $V_{co}=22$ m/s
S2	$k=5.4$ m/s $c=2.7$ m/s	$V_{ci}=3$ m/s $V_{rate}=5$ m/s $V_{co}=15$ m/s
S3	$k=7$ m/s $c=2.5$ m/s	$V_{ci}=4$ m/s $V_{rate}=10$ m/s $V_{co}=22$ m/s

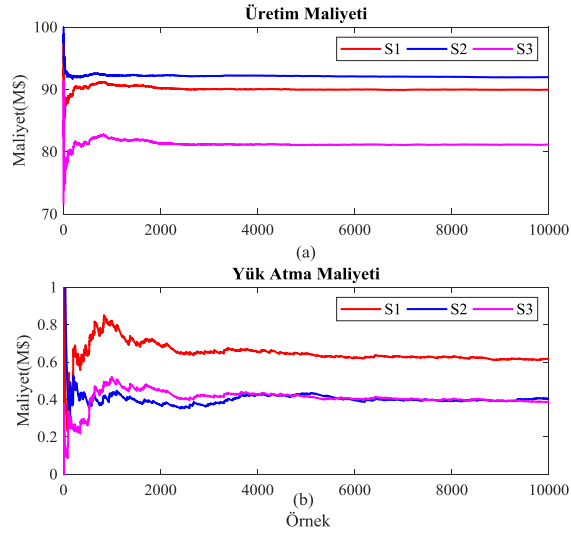
Yük atma maliyetleri rüzgâr hızı karakteristiği aynı olan senaryolarda yakın beklenen değerlere oturmuştur. Yük atma karakteristiğinin türbin karakteristiğinden ziyade rüzgâr hızına bağlı olduğu görülmektedir.



Şekil 5 – (a) Üretim ve (b) Yük Atma Maliyeti

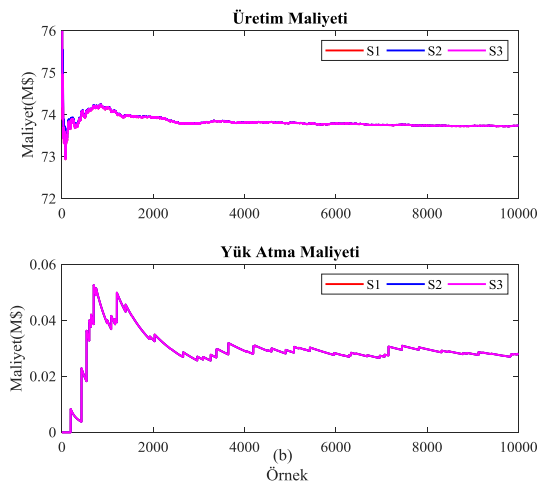
İletim hattı kapasitesinin belirsizlik koşulları altında etkisinin incelenmesi için hat kapasiteleri 2.5 pu’ya çıkarılmış ve elde edilen üretim ve yük atma maliyetleri Şekil 6’da verilmiştir. Her 3 senaryo için de yük atma maliyetlerinde önemli bir düşüş gözlenmiştir. Sonuç olarak, yük atma

maliyetlerinin düşürülmesinde iletim hattı yatırımlarının önemli bir role sahip olduğu görülmektedir.



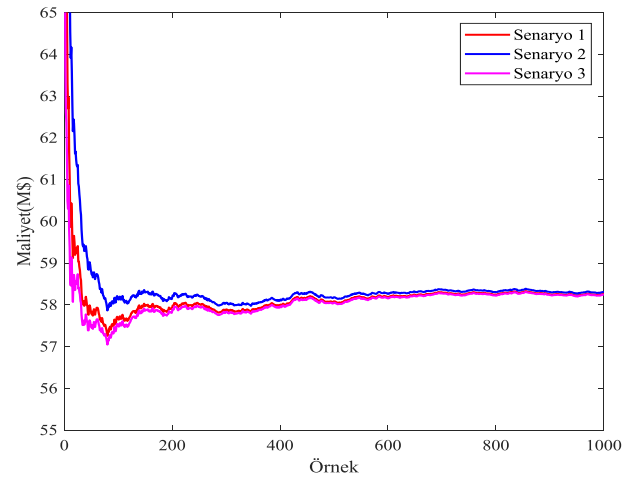
Şekil 6 - (a) Üretim ve (b) Yük Atma Maliyeti

Rüzgâr hızı ve türbin karakteristiğinin değişiminin yanı sıra, rüzgâr santralının şebekedeki lokasyonunun da etkisini gözlemlemek için, orijinal sistemdeki 3. baradaki konvansiyonel jeneratör çalışmaya devam ederken, 6. baradaki konvansiyonel jeneratörün 3.6 pu'luk kısmı rüzgar santralinden gelecek şekilde test sistemi düzenlenmiştir. Bu yeni senaryoda da sistemdeki konvansiyonel jeneratörler rüzgâr olmasa da yükü besleyebilecek kapasiteye sahiptir.



Şekil 7 – (a) Üretim ve (b) Yük Atma Maliyeti

Şekil 7'de görüldüğü üzere, rüzgâr belirsizliğinden bağımsız olarak 3 senaryo da yakın beklenen değerlere sahiptir. İletim hatlarının kapasitesi 1.5 pu değerinden 2.5 pu değerine çıkarıldığında, Şekil 8'de görüldüğü üzere beklenen üretim maliyeti tüm senaryolardan daha düşük bir seviyeye oturmuştur. Bu durumda yük atma maliyeti ise tüm senaryolar için sıfır çıkmıştır. Bu bağlamda rüzgar santrallerinin şebekedeki lokasyonunun sistem maliyeti üzerinde çok etkin olduğu gözlenmiştir.



Şekil 8 - Üretim Maliyeti

4. SONUÇ

Bu çalışmada yük ve rüzgar belirsizliklerinin optimum üretim ve yük atma maliyetleri üzerine etkileri incelenmiştir. Bu belirsizlikler Monte Carlo simülasyonu ile ele alınarak optimal güç akışı problemi temelinde şebeke kısıtları da dahil edilerek ve optimizasyon aşamasında doğrusal programlama kullanılarak sistemin beklenen optimum çalışma maliyetleri elde edilmiştir. Olasılık yoğunluk fonksiyonları üzerinden farklı yük ve rüzgâr senaryolarının optimum maliyet değerlerine olan etkileri irdelenmiştir. Elde edilen sonuçlarda yükteki ve rüzgârdaki belirsizliklerin hem üretim hem de yük atma maliyetlerinde etkili olduğu gözlenmiştir. Özellikle iletim hatlarında görülen dar boğazlar yük belirsizliği arttıkça yük atma maliyetini oldukça artırmaktadır.

Şebeke yatırımlarının yanında uzun vadede operasyonel maliyetlerin de planlamada çok büyük bir rol oynadığı göz önüne alındığında, bu çalışma ile beklenen maliyet değerlerinin belirlenmesinde yük ve rüzgar belirsizliklerinin modellenmelere dahil edilmesi gerektiği görülmektedir.

KAYNAKLAR

[1] "Global Wind Report 2018", Global Wind Energy Council (GWEC), Nisan 2019.

[2] Huneault M., Galiana F.D. "A survey of the optimal power flow literature" *IEEE Transactions on Power Systems*, 1991; 6, 2: 762-770.

[3] Viviani G.L., and Heydt G.T. "Stochastic optimal energy dispatch" *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1981; 7, 3221-3228.

[4] Madrigal M., Ponnambalam K., and Quintana V.H. "Probabilistic optimal power flow" *IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, 1998; vol. 1, pp. 385-388.

[5] Schellenberg A., Rosehart W., and. Aguado J., "Cumulant based probabilistic optimal power flow (P-OPF)" *IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 2004; pp. 506-511.

[6] Verbic G., Canizares C.A., "Probabilistic optimal power flow in electricity markets based on a two-point estimate method" *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006; 21, 4 1883-1893.

[7] Zhang H. and Li P., "Probabilistic analysis for optimal power flow under uncertainty" *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2010; 5, 553-561.

[8] Shaheen A.M., El-Sehiemy R.A., Farrag S.M. "Solving multi-objective optimal power flow problem via forced initialised differential evolution algorithm". *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2016; 10, 1634-47.

[9] Gill S., Kockar I., Ault G.W. "Dynamic optimal power flow for active distribution networks" *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014; 29, 121-31.

[10] Ou M., Xue Y. and Zhang X.P. "Iterative DC Optimal Power Flow Considering Transmission Network Loss", *Electric Power Components and Systems*, 2016; 44:9,955-965

[11] Akbari T. and Bina M.T. "Linear approximated formulation of AC optimal power flow using binary discretisation" *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2016; 10, 1117-23.

[12] Feng W., Tuan L.A., Tjernberg L.B., Mannikoff A., Bergman A. "A new approach for benefit evaluation of multi-terminal VSC-HVDC using a proposed mixed AC/DC optimal power flow". *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2014; 29, 432-43.

[13] Capitanescu F. et al. "State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow" *Electric Power System Research*, 2011; 81, 1731-1741.

[14] Romero R., Monticelli A., Garcia A., and Haffner S., "Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning" *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 2002; 149,1, 27-36.

[15] Albadi M.H. and El-Saadany E.F., "Wind Turbines Capacity Factor Modeling-A Novel Approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, 2009; 24, 3, 1637-1638.