

Dağıtılmış Enerji Üretim Sistemlerinin LTC Transformatörlerinin Üzerindeki Etkilerinin Analizi

Faruk Urganlı, Cevdet Ersavaş, Engin Karatepe

1. Giriş

Elektrik şebekelerinde dağıtılmış enerji üretim sistemlerinin (DEÜ) kullanımı gün geçtikçe artmaktadır. Bunun akabinde özellikle güç kalitesi ve güvenilirlik açısından bu sistemlerin şebekeye uygun bir şekilde entegrasyonu büyük önem arz etmektedir. Modüler yapıda olmalarından dolayı DEÜ'ler, artan enerji talebini karşılamadaki en önemli çözümlerden biri olarak gözükmektedir. DEÜ'lerin tanımı gereği bu sistemlerin yüklere yakın bölgelere bağlanması sağlanılarak bazı avantajlar sağlanabilmektedir; hatlardaki yüklenmelerin azaltılması, şebeke kayıplarının azaltılması, gerilim profilinin iyileştirilmesi ve şebeke altyapısına yapılacak olan yatırımların azaltılması bu avantajlardan bazıları olarak sıralanabilir. DEÜ'lerde kullanılan teknolojiler ise genel olarak konvansiyonel ve yenilenebilir olmak üzere iki grupta toplanabilir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının çevresel açıdan önemli katkılar sağlaması bu sistemlerin kullanımının yaygınlaşmasını önemli ölçüde tetiklemektedir. Özellikle ülkemizde ve dünyada kullanımı hızla artan rüzgar enerji santralleri (RES) en çok kullanılan yenilenebilir enerji kaynaklarındandır. Bu sistemlerin çıkış güçleri hava koşullarına bağlı olarak değişmektedir.

Bu sebeple, elektrik şebekelerinin yönetiminde önemli bir parametre

olan yük belirsizliklerine ek olarak bu sistemlerin çıkış güçlerindeki belirsizlikler de eklenmektedir.

Bu kapsamda çok sayıda çalışma yapılmakta ve optimum çözüm ve yeni yaklaşımların geliştirilmesine çalışılmaktadır. Güç kalitesi açısından rüzgar hızındaki değişimlerin bara gerilimlerine olan etkileri önemli bir çalışma konusudur. Diğer yandan yük akış analizlerinde kullanılabilecek en uygun RES modelleri geliştirilmektedir. Bunlardan en sık kullanılanlar PQ ve RX modelleridir. Elektrik şebekelerine yüksek kapasitede RES entegre edilmesi durumunda sistemin güvenilir bir şekilde işletilmesi ve kontrolü zorlaşmaktadır. Bu zorlukları gidermek için gelişmiş kontrol yöntemleri ve sistemleri kullanılmalıdır. Bu kapsamda, esnek alternatif akım iletim sistemleri (FACTS) şebekelerde kullanılabilmektedir ve bu sistemlerin üstün kontrol kabiliyetleri nedeniyle önemi günden güne artmaktadır. RES'lerin çıkış güçlerindeki belirsizlik ve kullanılan asenkron jeneratörlerin sebep olduğu sistemdeki kararsızlıkları düzeltmede ve control etmede FACTS'lar kullanılabilmektedir. Bu sistemler gerilim profilinin düzenlenmesi, reaktif güç kompanzasyonu gibi amaçlarla birçok çalışmaya konu olmuşlardır.

Çevresel faktörler ve değişen devlet politikaları ile birlikte

hızla artan RES'lerin elektrik şebekesine olan olumsuz etkilerini FACTS'lar ile minimize etmek mümkündür. Bu bağlamda hem RES'lerin çıkış güçleri hem de yüklerdeki belirsizlikler hesaba katıldığında bara gerilimlerini kontrol etmek için kullanılan tap ayarlı transformatörlerin (LTC) önemi gittikçe artmaktadır.

Özellikle radyal şebekelerde RES'lerin kapasitelerinin artmasıyla birlikte gerilim profilinin düzeldiği gözlenmekle birlikte, ring şebekelerde bu durum çalışma koşullarına ve şebeke yapısına göre değişiklik gösterebilmektedir. Ayrıca şebeke güvenilirliği ve kalitesi açısından gerilim değerlerinin çok küçük bir aralıkta değişmesine izin verilmesi öngörülmektedir. Bu nedenle, RES'ler ve LTC transformatörlerinin birlikte incelenmesi ve analiz edilmesi gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Bu çalışmada IEEE-30 baralı test sistemi DEÜ sistemleri kapsamında kullanılan RES'ler ve LTC transformatörleri eklenerek modifiye edilmiş ve LTC transformatörler modellenerek yük akış analizinde kullanılan

Jacobian matrisleri güncellenerek artan RES katılım oranının LTC transformatörleri üzerine olan etkileri ayrıntılı olarak incelenmiştir. Sırasıyla bölüm 2, 3 ve 4'de şebekedeki yük belirsizliklerinin modellenmesi,

RES'lerin modellenmesi ve LTC transformatörün modellenmesi anlatılmıştır. Bölüm 5'de çeşitli senaryolarışığında LTC ve güç sisteminin davranışı incelenmiş ve son bölümde ise gözlemlerden elde edilen sonuçlar sunulmuştur.

2. Yük modellenmesi

Güç sistemlerindeki yük belirsizlikleri şebeke yönetiminde karşılaşılan zorluğun temel sebeplerinden biri olarak gözükmektedir. Bu sebeple, yük modellerinin de yük akış analizlerine dahil edilmesi gerekmektedir. Literatürde yük belirsizliklerini ele alan bir çok çalışma bulunmaktadır. Bu çalışmada, yük modeli olarak bağımsız rastgele değer oluşturulması yöntemi kullanılmıştır. Sistemde orijinal yük değerleri ortalama yük değerleri olarak ele alınmıştır. Yüklerdeki değişimi aşağıdaki eşitlikler kullanılarak elde edilmiştir

$$P_{yük}^i = P_{ort}^i + P_{ort}^i \alpha \text{rand}(i, m) \quad i=1,2,\dots (1)$$

$$P_{yük}^{toplamlam} = \sum_{j=1}^n P_{yük}^j \quad (2)$$

burada $P_{yük}^i$ i.bara için oluşturulmuş yük değerini, P_{ort}^i i.baraya ait ortalama yük değerini, α yüke ait sapma değerini, n sistemdeki bara sayısını ve m her bir bara için oluşturulan yük değeri sayısını ifade etmektedir.

3. RES modellenmesi

Düşük maliyetleri ve esnek kontrol yapıları sebebiyle asenkron makineler rüzgar türbinlerinde sıklıkla kullanılmaktadır. Güç sistem mühendisliğinde DEÜ ile ilgili çalışmalarda yük akış analizlerini gerçekleştirebilmek için asenkron makineler için geliştirilmiş uygun modellerin kullanılması gerekmektedir.

RES'lerin üretmiş olduğu aktif güç aşağıdaki şekilde ifade edilebilir:

$$P_R = \begin{cases} 0 & 0 \leq U \leq U_{ci} \\ a+bU^k & U_{ci} \leq U \leq U_{anma} \\ P_{anma} & U_{anma} \leq U \leq U_{co} \\ 0 & U_{co} \leq U \end{cases} \quad (3)$$

burada P_{anma} türbinin anma gücünü, U rüzgar hızını, U_{ci} , U_{anma} ve U_{co} sırasıyla türbine ait cut-in, anma ve cut-out rüzgar hızlarını ve k ise üstel bir katsayıyı ifade etmektedir. Yine burada a ve b katsayıları:

$$a = \frac{P_{anma} U_{ci}^k}{U_{ci}^k - U_{anma}^k} \quad (4)$$

$$b = -\frac{P_{anma}}{U_{ci}^k - U_{anma}^k} \quad (5)$$

şeklinde hesaplanabilir. Asenkron makinelerin karakteristiği gereği bu makineler sürekli olarak reaktif güç çekme ihtiyacı duymaktadırlar. Asenkron makinelerin çekmiş olduğu enerji üretilen aktif güç ve bara gerilimi açısından denklem (7)'deki gibi ifade edilebilir:

$$Q = V^2 \frac{X_c - X_m}{X_c X_m} + X \frac{V^2 + 2RP_R}{2(R^2 + X^2)} - X \frac{\sqrt{(V^2 + 2RP_R)^2 - 4P_R^2(R^2 + X^2)}}{2(R^2 + X^2)} \quad (6)$$

burada V bara gerilimi, P_R rüzgar türbininin aktif gücünü, X stator ve rotor kaçak reaktanslarının toplamını, X_c ve X_m sırasıyla kapasitör banklarının ve manyetiklenme reaktansını ve R stator ve rotor rezistanslarının toplamını ifade etmektedir. Burada R direnci ihmal edilir ve gerekli yaklaşıklıklar yapılırsa, çekilen reaktif güç basit olarak şu şekilde yazılır:

$$Q \approx V^2 \frac{X_c - X_m}{X_c X_m} + \frac{X}{V^2} P_R \quad (7)$$

4. LTC modellenmesi

Güç sistemlerinin işletilmesinde yeni kontrol noktaları oluşturarak şebekenin kararlılığını ve güvenilirliğini arttıran ve sıklıkla kullanılan FACTS sistemlerden biri de LTC transformatörleridir. Çalışma prensibi, otomatik gerilim kontrol rölelerinin değişen gerilim miktarını algılayarak transformatörün tap

pozisyonunu değiştirmek suretiyle bara gerilimini kontrol etmeğe dayanır. Tap değiştirme işlemi tristör tabanlı birimler tarafından yapılarak daha hızlı bir tepki zamanı sağlanabilmektedir.

Tap pozisyonunun değişim miktarı transformatörün üreticisine göre değişkendir. Şekil- 1'de LTC transformatörün basit bir şeması verilmiştir.

Bu çalışmamızda, LTC transformatörü iki bara arasına eklenerek, tek bir baranın gerilim profilini kontrol etmede kullanılmıştır ve ilgili matematiksel modellemeler bu prensibe göre yapılmıştır. Buna göre LTC transformatör şebekede k ve m baraları arasında modellendiğinde bara admitans matrisi şu şekilde olur:

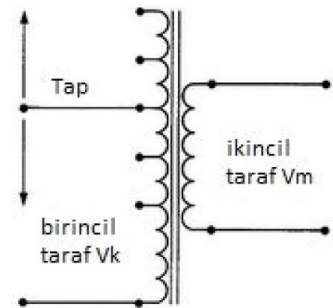
$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_k & -T_k Y_k \\ -T_k Y_k & T_k^2 Y_k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{kk} & T_k Y_{km} \\ T_k Y_{mk} & T_k^2 Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} \quad (8)$$

burada T_k değişkeni LTC transformatörünün tap ayarını belirtmektedir. Baralardaki güç değerleri ise şu şekilde modellenmiştir:

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + T_k V_k V_m \left[G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \right] \quad (9)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} + T_k V_k V_m \left[G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) \right] \quad (10)$$

burada elde edilen k ve m baralarına ait güç değerlerinden faydalanılarak Jacobian matrisi elde edilmiş ve farklı senaryolar altında güç akış analizleri yapılmıştır.



Şekil-1 LTC transformatörün genel bir gösterimi

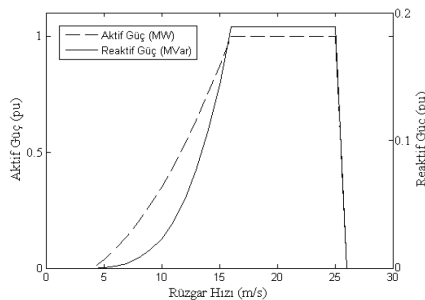
5. Farklı senaryolar altında LTC transformatörün davranışı

Bu çalışmada rüzgar türbinlerinin aktif ve reaktif gücünün bara gerilimleri ve LTC'lerin tap ayarlarına olan etkilerini inceleyebilmek amacıyla Vestas firmasına ait V39 rüzgar türbini ele alınmıştır. Bu türbine ait veriler Çizelge 1'de verilmiştir. Yukarıda verilen modellere göre $k=2$ ve $V=1$ pu alındığında elde edilen aktif ve reaktif gücün rüzgar hızına göre değişimi Şekil 2'de görülmektedir.

Çizelge 1. Kullanılan türbinin parametreleri

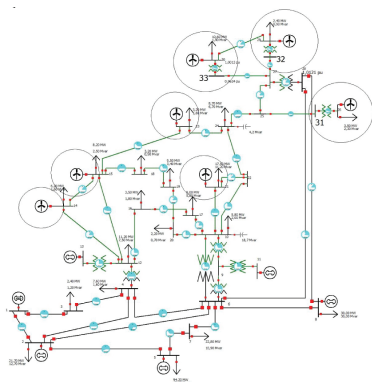
Vestas V39

P_{anma} (MW)	0.5	X_c (pu)	2.5561
U_{ci} (m/s)	4	X_m (pu)	2.5561
U_{anma} (m/s)	16	X_{11} (pu)	0.08212
U_{oo} (m/s)	25	X_{12} (pu)	0.107225



Şekil-2 Rüzgar türbininin aktif ve reaktif çıkış gücü

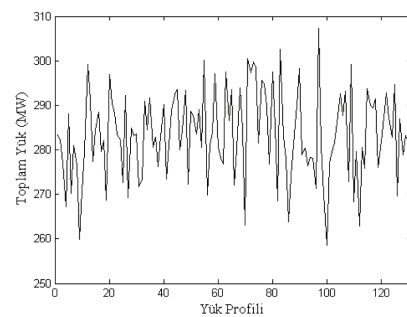
Burada ele alınacak güç sistemi ise Şekil 3'de görüldüğü üzere



Şekil-3 RES ve LTC eklenmiş IEEE 30 baralı test sistemi

IEEE'nin 30 baralı test sistemidir. Bu sistemin ortalama yük değerlerinde toplam yükü 283.4 MW olmaktadır. Bu test sistemine entegre edilecek toplam RES kapasitesi 100 MW olacak şekilde türbinler seçilen baralara rastgele dağıtılmıştır. Bu RES bara numaraları 14, 15, 21, 23, 26, 29 ve 30 şeklindedir. Bu test sistemi için α 10 alındığında toplam yük profili ise Şekil 4'deki gibi olmaktadır. Burada ele alınan sistemin orijinal şeklinde 6-10, 4-12 ve 28-27 baraları arasında 3 adet LTC bulunmaktadır. Bu LTC'lere ilaveten [14]'de elde edilen IEEE-30 test sistemi için gerilim açısından problem oluşturan 26, 29 ve 30. baraların bulunduğu hatlara, yani 26-31, 29-32 ve 30-33 baraları arasına da LTC eklenmiştir. 31, 32 ve 33. baralar sistemin orijinalinde bulunmamasıyla birlikte analiz yapabilmek için sisteme eklenmiştir.

LTC transformatörlerin çalışma aralığı ± 20 [11], yani 0.8 ve 1.2 olarak alınmıştır. Tüm bu veriler ışığında rüzgar türbinlerinin olmadığı ve rüzgar türbinleri olduğu durum olmak üzere iki farklı senaryo ele alınmıştır.



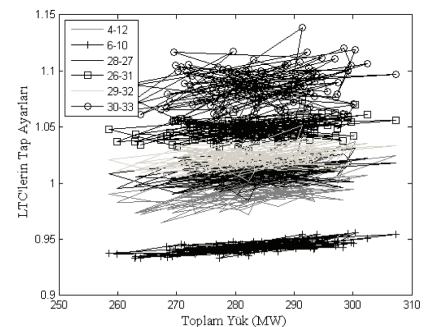
Şekil-4 IEEE 30 test sistemi toplam yük profili

Sistemde rüzgar türbinleri bulunmadığı durumda toplam yükün değişimine bağlı olarak her bir LTC'nin tap ayarı Şekil 5'deki gibi elde edilmiştir. Farklı yük dağılımlarında benzer toplam yüklerin bulunmasından dolayı x

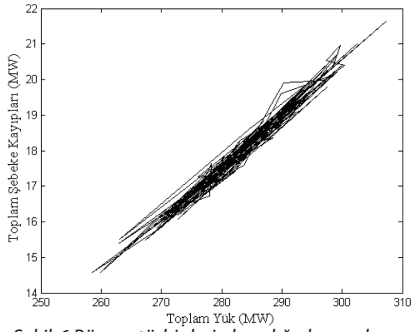
eksenindeki bir değer için birden fazla tap değeri bulunabilmektedir. Bu durumda her bir LTC'nin çalışma aralığının farklı olduğu açık bir şekilde gözükmemektedir. Sonradan eklenen LTC'lerin tap değerlerinin ise diğerlerinden daha büyük olduğu gözlenmektedir. 6 ile 10. baralar arasında bulunan LTC'nin kontrol ettiği bara gerilimini düşürebilmek için düşük değerlerde çalıştığı gözlemlenmektedir.

Diğer yandan hiç bir LTC'nin ele alınan tap limitlerine takılmadığı gözlemlenmiştir. Bununla birlikte, eğer tap limitleri olarak 0.9 ile 1.1 değerleri seçilmiş olsaydı, 6 ile 10. baralar arasındaki LTC'nin alt limitine ulaşılmış olacaktı ve dolayısıyla ilgili bara gerilimde istenmeyen artmalar oluşabilecekti.

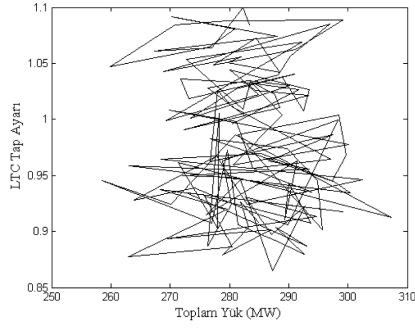
Şebeke kayıpları açısından bakıldığında ise Şekil 6'da görüldüğü üzere yükün artmasıyla birlikte şebeke kayıplarının da arttığı gözlemlenmiştir ve bu şebeke kayıpları farklı yük dağılımlarında neredeyse birbirlerine yakın değerlerdedir. Bu durum, konvansiyonel güç sistemlerinde şebeke kayıplarının aynı toplam yük değerinde iken farklı dağılım olmasından etkilenmediğini göstermektedir.



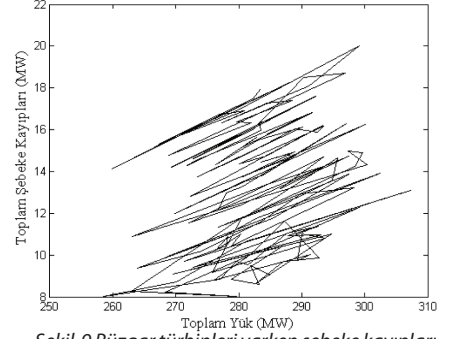
Şekil-5 Rüzgar türbinleri olmadığı durumda tap ayarlarının değişimi



Şekil-6 Rüzgar türbinleri olmadığı durumda toplam şebeke kayıpları



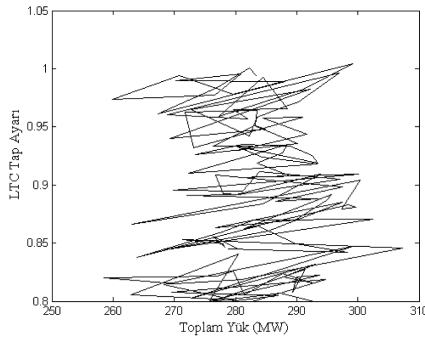
Şekil-7 Rüzgar türbinleri bağlandıktan sonra 30-33 baraları arasındaki LTC'nin tap değerleri



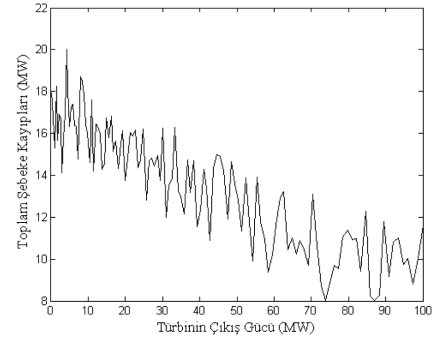
Şekil-9 Rüzgar türbinleri varken şebeke kayıpları

Şekil 7'de 30 ile 33. bara arasındaki LTC'nin tap değişimi gözükmemektedir. Rüzgar türbinleri sisteme dahil edildiğinde LTC'lerin tap ayarlarında büyük değişiklikler olduğu gözlenmiştir. Yük değişimi göz önüne alındığından dolayı şekiller oldukça karmaşık gözükmemektedir; fakat genel trendi görmek için yeterlidir. Açıkça anlaşıldığı üzere, DEÜ bağlanmadan önce sadece 1.05'in üzerinde çalışan bu LTC, RES entegrasyonundan sonra daha geniş bir aralıkta çalışmaya başlamıştır. Eğer LTC alt limiti 0.9 olarak belirlenmiş olsaydı, bazı yük dağılımlarında bu LTC'nin alt sınırına ulaşacağı açıkça görülmektedir. DEÜ bağlanmadan önce en düşük tap ayarlarına sahip olan 6-10 baraları arasındaki LTC'nin davranışı ise Şekil 8'de verilmiştir. Bu LTC için de çalışma aralığı büyük ölçüde artmış olması DEÜ entegrasyonu sonrası bu sistemlerin daha büyük bir aralıkta çalışıyor olduğunu göstermektedir. Burada dikkat edilmesi gereken önemli noktalardan biri de bazı durumlarda tap ayarının 0.8 olan alt limitte sabitlendiğidir. Bu durumlarda gerilimde daha büyük artışlar gözlemlenmekle birlikte daha iyi bir planlama yapılması gerektiği sonucu doğmaktadır.

Şebeke kayıpları açısından ise DEÜ entegre edildiğinde çok farklı bir



Şekil-8 Rüzgar türbinleri bağlandıktan sonra 6-10 baraları arasındaki LTC'nin tap değerleri



Şekil-9 Rüzgar türbinleri varken şebeke kayıplarının türbinin çıkış gücüne göre değişimi

karakteristik ortaya çıkmıştır, Şekil 9'a bakınız. DEÜ entegrasyonundan sonra kayıpların 8 MW'a kadar azaltılabildiği ve aynı yük dağılımları kullanılmasına rağmen şebeke kayıplarının öncekinin aksine büyük bir alana dağıldığı gözlemlenmiştir. Türbinlerin çıkış güçleri açısından bakıldığında ise, Şekil 10'dan da görüleceği üzere güç kayıplarının RES gücünün artmasıyla birlikte azaldığı gözlemlenmektedir. Oluşan dalgalanmaların ise farklı yük dağılımlarında şebeke kayıplarındaki azalmanın eşit olmadığından kaynaklandığı açıktır.

6. Sonuçlar

Bu çalışmada, rüzgar türbinlerinin çıkış güçlerinin LTC transformatörlerin çalışması üzerine olan etkileri IEEE-30 baralı test sistemi kullanılarak incelenmiştir. RES'lerin entegre edilmesi öncesi ve sonrası durumları için LTC'lerin tap ayarları ve şebeke

kayıpları incelenmiştir. RES entegrasyonundan sonra LTC karakteristiklerinin önemli ölçüde değiştiği ve tap değişim aralığının tüm LTC'ler için arttığı gözlenmiştir. Daha dar bir aralıkta tap limitlerine sahip transformatörlerin seçilmesi durumunda, bazı LTC'lerin limitlere ulaşmasıyla birlikte bara gerilimlerinde önemli değişmelerin oluşacağından dolayı RES kapasitesinin istenilen değerlere kadar artırılmayacağı görülmüştür. Şebeke kayıpları açısından bakıldığında RES entegre edildikten sonraki durumda farklı yük dağılımlarından dolayı şebeke kayıplarının davranışının önemli ölçüde değiştiği ve doğrusal bir karakteristik göstermediği anlaşılmaktadır.

* 14-16 Ekim 2011 tarihlerinde gerçekleştirilen 6. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu'nda sunulan bildiri metnidir.