

PAPER DETAILS

TITLE: Fotovoltaik Santrallerin Rampa Oranlarinin Güç Sistemi Kararlıligina Etkisi

AUTHORS: Bora ÇAVDAR,Ömür AKYAZI,Fatih NUROGLU

PAGES: 28-35

ORIGINAL PDF URL: <https://dergipark.org.tr/tr/download/article-file/1828114>

Fotovoltaik Santrallerin Rampa Oranlarının Güç Sistemi Kararlılığına Etkisi

Bora ÇAVDAR^{*1}, Ömür AKYAZI^{1a}, Fatih Mehmet NUROĞLU^{2b}

¹Karadeniz Teknik Üniversitesi, Of Teknoloji Fakültesi, Enerji Sistemleri Müh. Bölümü, 61830, Trabzon

²Karadeniz Teknik Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik-Elektronik Müh. Bölümü, 61080, Trabzon

(Alınış / Received: 16.06.2021, Kabul / Accepted: 24.06.2021, Online Yayınlanma / Published Online: 30.06.2021)

Anahtar Kelimeler

Büyük ölçekli PV santrali
Frekans kararlılığı
Rotor açısı kararlılığı
Gerilim kararlılığı
3-faz kısa devre arıza
Rampa oranı

Özet: Yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının artması ile bu sistemlerin mevcut elektrik şebekesi üzerindeki etkilerinin incelenmesi güç sistemi kararlılığı açısından önem arz etmektedir. Bu çalışmada IEEE-9 Baralı güç sisteminde fotovoltaik (PV) santral farklı rampa oranları bakımından geleneksel senkron generatörlü santralle karşılaştırılarak güç sistemi kararlılık analizleri yapılmıştır. Çalışma DigSlient Powerfactory benzetim programı kullanılarak 4 farklı senaryo üzerinden gerçekleştirilmiştir. Bu senaryolarda 3-faz kısa devre arızası oluşturularak sistemdeki dinamik durumlar rotor açısı, frekans ve gerilim kararlılığı için analiz edilmiştir. Sonuç olarak, geleneksel güç sistemlerine entegre edilen PV santrallerin olumlu ve olumsuz etkileri farklı senaryolar altında analiz edilmiştir.

The effect of ramp rates of PV power plants on power system stability

Keywords

Large-scale PV plant
Frequency stability
Rotor angle stability
Voltage stability
3-phase short circuit fault
Ramp rate

Abstract: With the increase in the use of renewable energy sources, examining the effects of these systems on the existing electricity grid becomes important in terms of power system stability. In this study, the photovoltaic (PV) power plant in the IEEE-9 bus power system was compared to the conventional synchronous generator power plant by considering different ramp rates and the power system stability analyzes were made. The study was carried out 4 different scenarios employing the DigSlient Powerfactory simulation program. In these scenarios, 3-phase short-circuit fault is created and the dynamic conditions in the system are examined in terms of rotor angle, frequency and voltage stability. Consequently, the positive and negative effects of PV power plants integrated into conventional power systems are discussed for different scenarios.

1. Giriş

Günümüzde artan nüfus ve teknolojik gelişmelere paralel olarak enerji ihtiyacına olan talep gün geçtikçe artmaktadır. Ülkeler enerji ihtiyaçlarını karşılamak için uzun zamandır fosil yakıtları kullanmaktaydı. Fakat fosil yakıtların sınırlı rezervlere sahip olması ve çevresel etkileri ülkelerin temiz enerji kaynaklarına olan ilgisinin güç geçtikçe artmasına neden olmuştur [1, 2].

Günümüzde birçok yenilenebilir enerji kaynağı mevcut olup bunlar arasında son yıllarda rüzgâr ve güneş enerjisi kullanımı akıllı güç sistemlerinin gelişmesiyle de ön plana çıkmıştır [3]. Akıllı güç sistemlerinde güneş ışığı tahmini sayesinde PV santralleri, rüzgâr tahminleri sayesinde ise rüzgâr santrallerinin entegresi, güvenli üretimin artmasından dolayı, daha da hız kazanmıştır [4]. Bu enerji kaynaklarının geleneksel güç sistemlerine

*İlgili yazar: boracavdar@ktu.edu.tr ORCID: 0000-0002-0545-2925

^a ORCID: 0000-0001-6266-2323

^b ORCID: 0000-0003-2530-8901

entegre edilmesindeki artış, güç sistemleri analizinin gerekliliğini daha çok artırmıştır. Bu analizler güç sisteminde oluşan arızalar, kesintiler, sisteme yük girip çıkması, sistemdeki penetrasyon seviyesinin artması gibi durumlarda sistemin davranışının kararlılık açısından incelenmesini sağlar.

PV santrallerinin var olan güç sistemlerindeki geleneksel senkron generatörlerle yer değiştirmesinden ve sistemlere yeni PV santraller eklenmesinden kaynaklanan olumlu ve olumsuz sonuçlar bulunmaktadır. PV sistemlerin dağıtık üretim sağlama yeteneği sayesinde gerilim düşümünün önüne geçmesi ve güç sisteminde bir hattın devreden çıkması gibi durumlarda sisteme olumlu etkisi vardır.

PV santrallerin olumsuz etkileri arasında elde edilen enerjinin artmasıyla, güç sistemlerinde senkron generatörlerin sisteme sağladığı atalet momenti azalmaktayken üretim birimi reaktansı sistemde artış göstermesidir [5]. Güneş ışınlarının değişimi nedeniyle çıkış gücünün değişmesi ve dağıtım seviyesine yerleştirilmiş olan PV santrallerin tek yönlü güç aktarmak için tasarlanmış olması güç akış yönünün değişmesine sebep olup sistemde olumsuz etki yaratabilir [1, 6, 7]. Ayrıca büyük ölçekli PV santrallerinin gerilim kararlılığı konusunda yeterince reaktif güç vermemesinden dolayı olumsuz etkisi bulunmaktadır [8].

PV santrallerin güç sistemlerine olumsuz etkileri olmasına rağmen gelişen teknolojik çalışmalar ve güç sistemlerinin akıllı hale gelmesiyle bu olumsuz etkileri azalacaktır. PV santrallerden enerji elde edilmesinin doğaya zararının olmaması ve sürdürülebilir enerji kaynağı olması gelecekte enerji üretiminde çok daha fazla etkin kullanılacağını göstermektedir. Bu durumu ülkelerin ve enerji üretim topluluklarının geleceğe yönelik enerji üretim planlamalarının desteklediği açıkça görülmektedir [2].

PV santrallerin geleneksel güç sistemlerinde olan etkileri farklı durumlar için birçok açıdan değerlendirilmesi gerekir. Literatürde genellikle güç sisteminde 3 faz kısa devre arıza durumunda farklı penetrasyon seviyeleri, dağıtık-merkezi PV santraller karşılaştırılması ve dağıtım seviyesinde PV santrallerinin etkisi incelenmiştir. Yapılan çalışmaların bazılarında rotor açısı kararlılığı [5, 9-12] gerilim kararlılığı [8, 13, 14] ve frekans kararlılığının [15-17] incelenmesi gerçekleştirilmiştir. [15]'te PV santralin güç sistemine farklı penetrasyon seviyelerinde bağlanmasıyla küçük (güneş ışınımı miktarının değişimi) ve büyük (üç faz kısa devre arıza) bozukluklar için frekans kararlılığı analizi gerçekleştirilmiştir. [16]'da PV santralin devre dışı kaldığı, güneş ışınım miktarının değiştiği ve üç faz kısa devre arızasının gerçekleştiği senaryolar için frekans analizi üzerinde durulmuştur. [17]'de güç sistemine farklı PV santral penetrasyon seviyelerinde bağlanmış üç faz kısa devre arızası sonucunda frekans incelemesi bölgeler arası salınım için gerçekleştirilmiştir.

[5]'te üç farklı penetrasyon seviyesinde güç sistemine PV santral bağlanmış paralel iki hatlı tasarım yapılarak bir hatta 3 faz kısa devre arızası gerçekleştirilip geçici hal kararlılığı analizi gerçekleştirilmiştir. [8]'de güç sisteminde büyük ölçekli ve çatı tipi PV santrallerinin kullanıldığı farklı penetrasyon seviyelerine sahip olan farklı durumlara göre kararlı durum analizi yapılmıştır. [9]'da güç sisteminde PV santralin Low Voltage Ride Through (LVRT) özelliğinin kullanımıyla sonsuz bara ve salınım barasının olduğu durumlar için üç faz kısa devre arızası gerçekleştirilerek geçici hal kararlılığı analizi yapılmıştır. Başka bir çalışma olan [10]'da ise yine geçici hal kararlılığı analizi farklı penetrasyon seviyelerine sahip PV santral bağlantılı güç sisteminde gerçekleştirilmiştir. Farklı penetrasyon seviyelerinde PV santralli olan veya olmayan güç sisteminde 3 faz kısa devre arıza gerçekleştirilmiş geçici hal kararlılığı analizi için aktif ve reaktif güç değerleri de incelenmiştir [11]. [12]'de generatörde aktif güç kaybı, tek faz toprak arızası gibi farklı durumlar için PV santralin güç sistemine etkisiyle geçici hal kararlılığı analizi gerçekleştirilmiştir. Belirli penetrasyon seviyesindeki PV santrali olan ve olmayan durum için üç faz kısa devre arızasından sonra hattın devre dışı kalmasıyla seçilen generatörün rotor açısı, gerilim ve frekans kararlılığı analizleri yapılmıştır. [13]'te PV santralin güç sistemine bağlantı noktasında arızadan sonra yaşanabilecek geçici aşırı gerilim gibi durumlar incelenerek çözüm için öneri sunulmuştur. Penetrasyon seviyesinin ön planda tutulduğu ve 3 faz kısa devre arıza gerçekleştirilmiş farklı bir çalışmada ise dağıtık PV santralinin güç katsayısı 1 alınmış ve optimum penetrasyon miktarının araştırılması yapılmıştır [18]. Bu çalışmada farklı durumlar için frekans ve gerilim incelemesi gerçekleştirilmiştir.

Literatürde incelenen çalışmalar arasında PV santrallerin farklı rampa oranlarının güç sistemi kararlılığına etkisi analizlerde pek yer bulmamaktadır. Bu sebeple, çalışmada IEEE-9 Baralı sistemde farklı rampa oranlarının gerilim, frekans ve rotor açısı kararlılığı için analizi gerçekleştirilmiştir. Ayrıca çalışmada PV santralin senkron generatörle karşılaştırılması yapılmıştır. Bu karşılaştırma senkron generatör davranışının referans alınmasıyla PV santral davranışının daha iyi analiz edilebilmesine olanak sunmaktadır. Bu tarz analizler için literatürde genellikle Matlab/Simulink [10], PSS-E [16] ve DigSilent Powerfactory [27] benzetim programları kullanılmaktadır. İletim hattı seviyesinde yapılan bu çalışmada da analizleri gerçekleştirmek için DigSilent Powerfactory benzetim programı kullanılmıştır.

Bu makalede organizasyon sırası; Bölüm 2'de yapılan çalışmada kullanılan modellerin açıklanması ve kararlılık analizlerinden bahsedilmiş, Bölüm 3'te uygulanan benzetim senaryolarının anlatılması ve sonuçlarının yorumlanması yapılmış, son olarak Bölüm 4'te sonuçlar verilmiştir.

2. Çalışmadaki Modellemeler Ve Kararlılık Analizleri

2.1. Matematiksel arkaplan

Maksimum gerilim düşümü denklem (1)'de verilmiştir.

$$V_{mga} = \frac{V_{a\ddot{o}} - V_{aa}}{V_{a\ddot{o}}} \quad (1)$$

Bu eşitlikte,

$V_{a\ddot{o}}$: Arızadan önce nominal gerilim değeri,

V_{aa} : Arıza anında minimum gerilim değeridir.

Normal işletme şartları altında senkron generatörlerde rotor ekseninin göreceli pozisyonu elde edilen manyetik alan ekseninin pozisyonuna sabit durumdadır. Buradaki iki pozisyon arasında olan güç açısı arıza meydana geldiğinde ivmeli bir hareket sonucu değişiklik gösterir [19]. Bir senkron generatörün rotor açısında oluşan değişiklik ile aktif güç arasındaki ilişki (2)'de verilmiştir.

$$Jw_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2)$$

Burada δ_m arızadan önceki rotor pozisyonuyken w_m rotor açılal hızıdır. Bir anda talep edilen aktif gücün azalması (P_e) senkron generatörlerde üretilen mekanik gücün (P_m) talep edilenden fazla olması sebebiyle rotor açısı artar ve senkron generatörün hızlanır [19]. Senkron generatörlerde rotor hızı ile frekans orantılı olduğundan i. makine için aşağıdaki denklem yazılabilir [20].

$$\frac{\Delta f}{f_n} = -\rho_i \frac{\Delta P_{mi}}{P_{ni}}, \quad \frac{\Delta P_{mi}}{P_{ni}} = -K_i \frac{\Delta f}{f_n} \quad (3)$$

Burada ρ ve $K = 1/\rho$ governor sisteminin sırasıyla hız düşüm ve kazanç katsayısı katsayısını, P_m türbin güç çıkışını, P_n nominal güç çıkışını, Δw hız değişimini ve w_n nominal hızı, Δf frekans değişimini, f_n nominal frekansı ifade eder. Toplam güç ile frekans arasındaki ilişkisi (4) numaralı denklemden elde edilebilir.

$$\Delta P_T = \sum_{i=1}^{N_G} \Delta P_{mi} = -\Delta f \sum_{i=1}^{N_G} \frac{K_i P_{ni}}{f_n} \quad (4)$$

(4) numaralı denklemde sistemdeki toplam güç değişikliğine PV santralin etki etmesi frekanstaki değişikliği etkilemektedir.

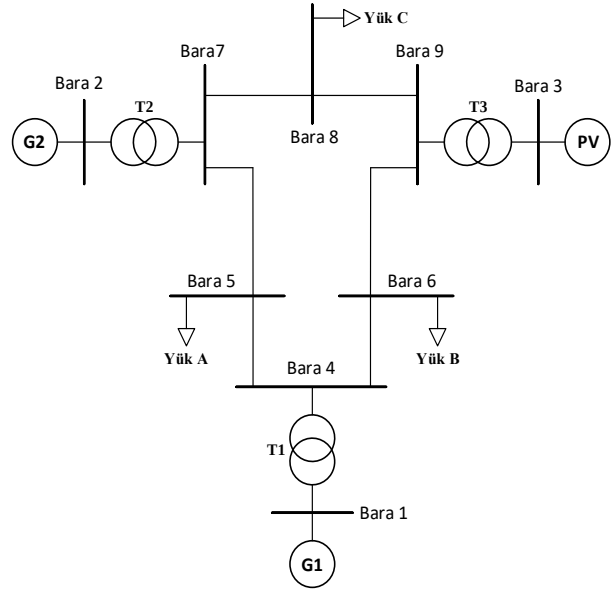
Farklı senaryolarda maksimum rotor açıları farkı eğrilerinin analiz edilebilmesi için TRASİ (Transient Rotor Angle Severity Index) değerleri kullanılabilir [21].

$$TRASI = \frac{360^\circ - \max(\delta_{max}^{as})}{360^\circ - \delta_{max}^{a\ddot{o}}} \quad (5)$$

Bu eşitlikte, $\max(\delta_{max}^{as})$, $\delta_{max}^{a\ddot{o}}$: Sırasıyla arızadan sonra ve arızadan önce sistemdeki tüm generatörler arasında olan maksimum rotor açısı farkıdır.

2.2. Güç sisteminin modellenmesi

PV santrallerinin normal işletme koşulları altında IEEE-9 baralı sistemde modellenmesi yapılmıştır [22].



Şekil 1. IEEE9 baralı güç sistemi

IEEE 9 baralı sistemin dinamik modelinde G1, G2 sistemde değişmeyen senkron generatörlerken G3 senkron generatörü yerine PV santral bağlanmıştır. PV santral Bara 3'e bağlıyken bu baranın gerilim değeri 1.000 pu'dur. Senkron generatörlerin ve güç sisteminin dinamik model parametreleri [23]'te verilmiştir. Modellenen güç sisteminin frekansı 50 Hz'dir. Sistemde tüm generatörlerde governor ve otomatik gerilim düzenleyici (automatic voltage regulator-AVR) kullanılmıştır. Sistemde G1 generatörünün bağlı olduğu bara salınım barası olarak seçilmiştir. G1 generatörüne bağlı baranın gerilim açısı sıfır alınmıştır. Generatörler ve yüklerin güç değerleri Tablo 1'de verilmiştir.

Tablo 1. IEEE 9 baralı güç sistemi verileri

Bara No	Bara Tipi	Aktif Güç	Reaktif Güç	Bara Gerilimi
1	SL	-	-	1,040
2	P-V	100	-	1,025
3	P-V	60	-	1,025
4	-	0	0	-
5	P-Q	100	35	-
6	P-Q	100	35	-
7	-	0	0	-
8	P-Q	100	35	-
9	-	0	0	-

2.3. PV santralin modellenmesi

PV panellerine gelen güneş ışınımı sonucu ortaya DA güç çıkar. Kontrol elemanlarının kullanılması sayesinde aktif ve reaktif güç üretimi gerçekleştirilir [24]. PV santralinin modellenmesinde, santral modelinin dinamiklerini tanımlayan ve modeli barındıran DigSilent Powerfactory benzetim programı kullanılmıştır. Burada kullanılan modelin PV santralin dinamik davranışının kontrol elemanlarıyla daha iyi temsil edilmesi sağlanmıştır [8]. Bu model büyük ölçekli PV santrallerin kontrolü için kullanılır. PV santralleri büyük ölçekli santraller olarak seçildiğinde aktif güç, reaktif güç ve gerilim kontrolünü de gerçekleştiren kontrol elemanlarıyla kullanılır [14]. Yapılan çalışmada kullanılan PV santralleri yeterince büyük ölçekli olup ve iletim seviyesine bağlandığından P-Q şeklinde kullanılmamış, P-V yani gerilim kontrollü olarak sisteme entegre edilmiştir. Ayrıca PV santrallerde kayıplar ihmal edilmiştir.

Çalışmada Western Electricity Coordinating Council (WECC) geliştirmiş olduğu PV santrallerin dinamik analizinde kullanılan elektriksel kontrol modülü REEC_B (Renewable Energy Electrical Controller), generatör konvertör modülü REGC_A (Renewable Energy Generator Converter) ve santral seviyesinde kontrol modülü REPC_A (Renewable Energy Plant Controller) yapılarıdır. REEC_B yapısı lokal aktif ve reaktif güç kontrol birimleri içerirken REPC_A yapısı santral seviyesinde aktif ve reaktif güç kontrol birimlerini içerir. REEC_B modülü santral seviyesinde kontrol sağlanması isteniyorsa REPC_A modül çıkışını referans olarak kullanır. REGC_A yapısı REEC_B'den aldığı komutla güç sistemine akım aktarmayı gerçekleştirir [25]. Yapılan çalışmada kullanılan WECC modülleri büyük ölçekli PV santraller için kullanılan fonksiyonlardan santral seviyesinde gerilim ve yerel koordinasyonlu Q/V kontrollü olarak kullanılmıştır. Modelde arıza sırasında PV santralin güç desteğini sürdürebilmesi için LVRT özelliği kullanılmıştır. Burada kullanılan LVRT özelliği için gerilimin alt sınırı 0.5 pu üst sınırı 0.9 pu olarak belirlenmiştir. Ayrıca PV santrallerde dinamik gerilim desteği (dynamic voltage support-DVS) özelliği kullanılmaktadır. Bu özellik gerilim 1.1 pu üst limitini ve 0.9 pu alt limitini aştığında devreye girmektedir. WECC modülleri ve bunların kullanımıyla ilgili daha detaylı bilgilere [26]'dan ulaşılabilir. Yapılan çalışmada kullanılan modüllerin parametreleri [27]'den alınmıştır. Yapılan çalışmada kullanılan modelde PV santral koruma yapısı, gerilim ölçümü ve güç ölçüm birimleri de bulunmaktadır. Bu model hakkında detaylı bilgiler [25] ve [28]'de yer almaktadır.

2.4. Güç sistemlerinde kararlılık analizleri

Güç sistemlerinde kararlılık analizleri belli başlıklar altında toplanmıştır. Bu analizler rotor açısı kararlılığı, frekans kararlılığı ve gerilim kararlılığıdır [29]. Bu

çalışmada seçilen arıza tipi yukarıda bahsedildiği üzere 3 faz kısa devre arızasıdır. Sistemde arıza anında rezistanslar ihmal edilirse hiç aktif güç sağlanmazken sadece reaktif güç desteği ortaya çıkar [30]. Bu sistemin analizinin kolaylaştırılmasını sağlamak için gerçekleştirilir fakat daha doğru sonuçlar elde edebilmek için yapılan analizde dirençler ihmal edilmemelidir. Bu durumda arıza anında generatörlerin az da olsa aktif güç desteği sağlayacağı açıktır.

Kararlı bir sistemde arıza meydana geldiğinde gerçekleşen geçici kararlılık durumu, geçici bozulma olaylarında senkronizasyonu sürdürebilme yeteneğidir. Sistemde geçici kararlılığı etkileyen faktörlerden bazıları; generatörün yüklenme seviyesi, arıza temizleme süresi, arızanın tipi ve konumu, generatörün reaktansı ve generatörün ataletidir [30]. Uygulanan senaryolar için gerçekleşen arıza, geçici kararlılık durumlarında dinamik olarak aşağıdaki başlıklar altında analiz edilmiştir.

- Rotor Açısı Kararlılığı: Senkron makinelerinde, oluşan bir bozukluktan sonra senkron kalma yeteneğini ifade eder. Bu kararlılık büyük arızalar için geçici hal kararlılığı ile ifade edilirken küçük arızalar için küçük işaret kararlılığı olarak ifade edilir. Bu kararlılık elektromanyetik tork ile her bir senkron makinenin mekanik torku arasındaki dengeyi sağlayabilmesiyle ilişkilidir [29].
- Frekans Kararlılığı: Güç sisteminde meydana gelen bozukluktan sonra sistemin frekansını izin verilen aralıkta tutabilmesidir. Sistemde yük ile üretim arasındaki dengeye bağlıdır [29].
- Gerilim Kararlılığı: Güç sisteminde meydana gelen bir bozukluğun ardından baraların önceki gerilim değerlerine yakın kabul edilebilir gerilim değerlerinde bulunabilme durumudur. Bu durum yük talebi ile güç sisteminden gelen yük beslemesi arasındaki dengeyi korumayla ilgilidir [29]. Gerilim kararlılığı incelemesinde seçilecek baraların zayıf gerilim değerlerine sahip olması yani 1 pu değerinden en uzakların seçilmesiyle gerçekleştirilir.

3. Uygulanan Senaryolar Ve Sonuçları

3.1. Uygulanan Senaryolar

Rampa oranı, meydana gelen büyük arızalardan sonra PV santrallerin sisteme aktif güç sağlama hızını belirler. Ülkelerin şebeke kodlarına göre PV santraller için izin verilen rampa oranları değişiklik gösterir. Bazı güç sistemleri için PV santrallerin sisteme sağladıkları nominal güce arıza sonrası çok hızlı bir şekilde geri dönmesi istenirken bazı sistemler için bu oldukça yavaş olabilir. Bu rampa oranlarındaki farklılığın kararlılığa etkisi dört farklı senaryo ele alınarak analiz edilmiştir. Senaryolarda Bara 6'da 3 faz

kısa devre arıza gerçekleştirilmiştir. Arıza 1. saniyede gerçekleştirilmiş olup 0,08 saniye (4 döngü) devam ettikten sonra baranın devrede kalmasıyla temizlenmiştir. Uygulanan senaryolar Tablo 2’te verilmektedir.

Tablo 2. Uygulanan senaryolar

Senaryolar	Rampa Oranı
I	-
II	10
III	1
IV	0,5

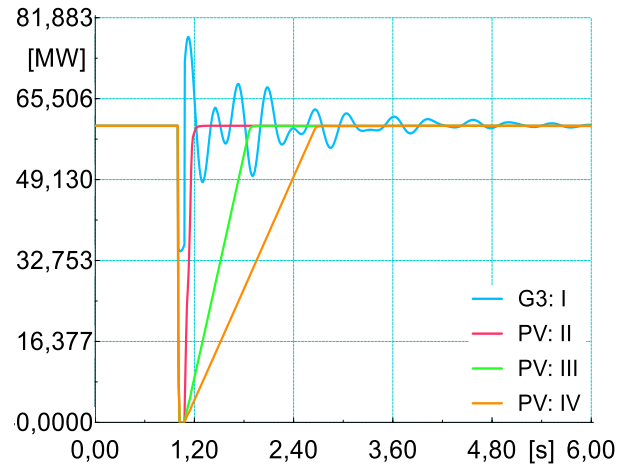
Tablo 2’te verilen Senaryo I’de sistemde PV santral bulunmamakta Bara 3’e G3 senkron generatörü bağlı bulunmaktadır. Senaryo II, III ve IV’te ise PV santralin arızadan sonra aktif güç çıkışları Tablo 2’te verilen rampa oranlarına göre kontrol edilmiştir.

3.2. Uygulanan senaryoların sonuçları

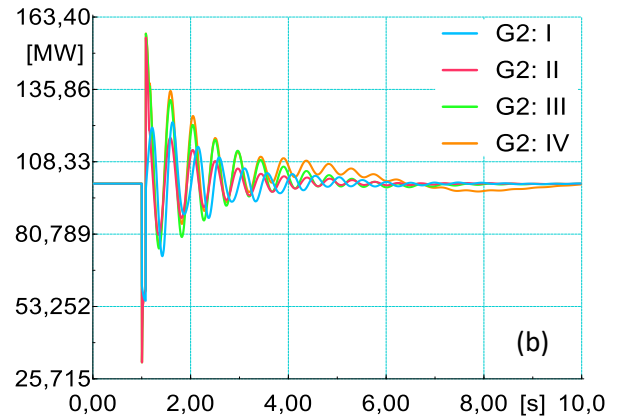
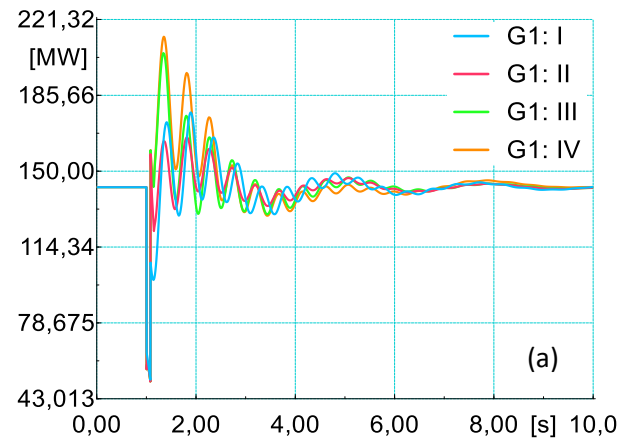
Arıza durumunda tüm senaryolarda Bara 3’e bağlı üretim kaynaklarının güç sistemine sağlamış olduğu aktif güç değerleri Şekil 2’de verilmiştir. Buradan anlaşılabileceği üzere iki farklı üretim kaynağı yapısı arıza durumunda birbirlerinden farklı tepkiler vermiştir. Verilen bu tepkilerde kontrol birimleri aktif rol oynadığından ve generatörlerin doğal davranışından senkron generatörlü santral verdiği ani tepkiden sonra salınarak kararlı duruma gelmeye çalışırken, PV santral hareketsiz yapısıyla birlikte ani bir tepkiyle kararlı duruma gelmektedir.

Senaryo I’de G3 generatörü devrede olmasıyla birlikte arıza anında devrede aktif güç desteği sağlanması ve arıza sonrasında gerçekleşen salınımlar frekansa ve diğer generatörlere etki edeceğine dikkat edilmelidir. Senaryo I’de arıza boyunca G3 generatörünün sisteme sağladığı ortalama ($t=1,04$ s) aktif güç değeri 35 MW’tır. Diğer senaryolarda Şekil 2’te de görüldüğü üzere arıza anında PV santralin şebekeye aktif güç sağlamadığı görülmüştür. Bunun sebebi kullanılan kontrol birimlerinin sınırlarıdır. Bu durum gerilim kararlılığı analizinde görülmektedir.

Arıza durumunda sistemde bulunan diğer senkron generatörlerin aktif güç çıkışları Şekil 3’te verilmiştir. Şekil 3’te görüldüğü üzere arıza boyunca G1 ve G2 senkron generatörlerinin aktif güç çıkışları PV santralli senaryolarla aynıdır. Bu durum ortaya çıkması Şekil 2’te PV santral çıkışlarının arıza boyunca aynı olmasındandır. Senaryo I’de G1 senkron generatör çıkışının diğer senaryolarla benzer davranmışken G2’de aktif güç çıkışı PV santralli senaryolar kadar düşmemiştir. Bu durum G2 rotor hızına etki etmektedir ve bu etki frekans kararlılığında incelenmiştir.



Şekil 2. PV ve G3 aktif güç çıkışları

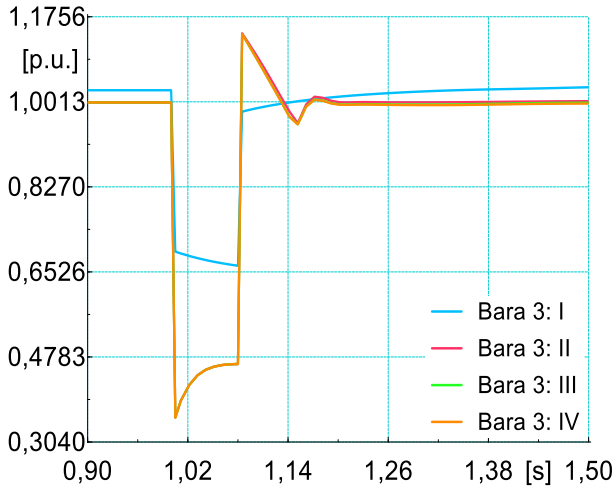


Şekil 3. (a) G1 ve (b) G2 aktif güç çıkışları

3.3 Gerilim kararlılığı

PV santralin bağlı olduğu Bara 3’te gerilim kararlılığı incelenmiş ve Şekil 4’te gösterilmiştir.

Şekil 4’te Senaryo I’deki gerilim değerinin diğer senaryolarla aynı konumdan başlamadığı görülmektedir. Bu durum güç sisteminin modellenmesinde belirtildiği üzere Bara 3’te PV santral bağlıyken gerilimin 1.000 pu G3 senkron generatörü bağlıyken 1.025 pu olmasındandır.



Şekil 4. Bara 3'ün gerilim büyüklüğü

Şekil incelendiğinde Bara 3'teki gerilim değerleri arıza boyunca PV santralli senaryolarda benzer davranış sergilediği, arızadan sonra da oldukça yakın hareket ettiği görülmektedir. Ayrıca şekilde PV santrallerin senkron generatör kadar Bara 3'teki gerilimi koruyamadığı da görülmektedir. Bara gerilimini PV santralin koruyamaması güç sistemine aktif güç çıkışını bu gerilime göre sağladığından oldukça önemlidir. Burada gerilim değeri arıza boyunca PV santralli senaryolarda 0.5 pu değerinden daha düşük olduğundan Şekil 2'te görüldüğü üzere PV santral aktif güç çıkışı sağlamamıştır.

Gerilimlerin başlangıç değerleri farklı olduğundan gerilim düşümlerinin incelenmesi daha doğru olacaktır. Bu sebeple Tablo 3'te maksimum gerilim düşümleri verilmiştir.

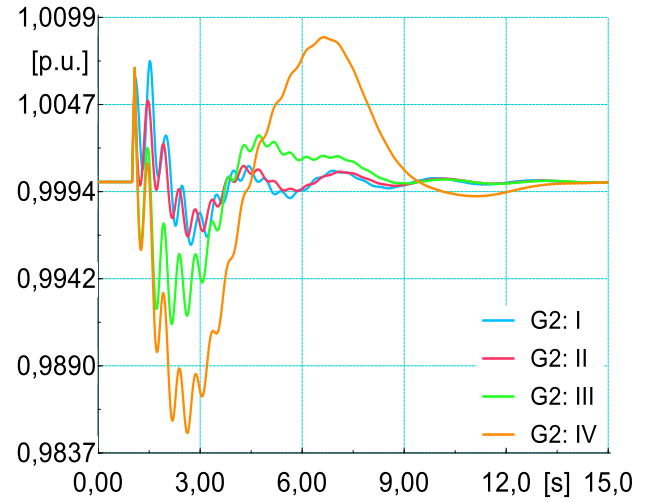
Tablo 3. Maksimum gerilim düşümü değerleri

Alt Senaryo	I	II	III	IV
Gerilim D. (pu/pu)	0,3523	0,6521	0,6521	0,6521

Tablo 3'te da görüldüğü üzere Senaryo I'de gerilim düşümü diğer senaryolara göre oldukça azdır.

3.4. Frekans kararlılığı

Generatörlerin rotor hızlarındaki değişiklikler frekansa yansımaktadır. Bu nedenle, frekans sistemin herhangi bir kısmından alınan ölçüm sonucuna göre generatörlerin rotor hızlarındaki etkisini yansıtmaktadır. Bu sebeple, G2 generatörünün rotor hızı üzerinden frekans kararlılığı analizi gerçekleştirilmiştir. G2 generatörünün rotor hızının incelenme sebebi atalet momentinin G1 generatörüne göre düşük olması ve G3 generatörünün farklı senaryolarda sistemden çıkarılmasıdır. Şekil 5'de G2 generatörünün rotor hızı gerçekleştirilen senaryolar için verilmiştir.



Şekil 5. G2 rotor hızları

Şekil 5'de görüldüğü üzere arıza sonlanana kadar PV santralli senaryolarda rotor hızları 1.0069 pu değerine ulaşmıştır. Senaryo I'de ise G2 rotor hızı arıza sonlanana kadar 1.0062 pu değerine ulaşmıştır. PV santralin arıza sırasında aktif güç çıkışı sağlamaması, Senaryo I'de G3 generatörünün aktif güç sağlaması G2 generatöründe elektriksel güç ile mekanik güç arasındaki farkın daha az değişmesine sebep olmuştur. Şekil 3'te elektriksel güçteki anlık azalışın daha fazla olduğu açıkça görülmektedir. Bu durumda arıza boyunca rotor hızına yansımıştır. Ayrıca Şekil 5'de ön plana çıkan bir durum da arıza sonrası G2 rotor hızındaki değişikliklerdir. Rampa oranı azaldıkça rotor hızlarındaki salınım artmaktadır. Rampa oranı 10 pu değerindeyken G2 generatör rotor hızı G3 generatörü var olan Senaryo I'dekine benzemektedir. Senaryolarda meydana gelen rotor hızı değişiklikleri için minimum, maksimum değerler ve oturma zamanları Tablo 4'te verilmiştir.

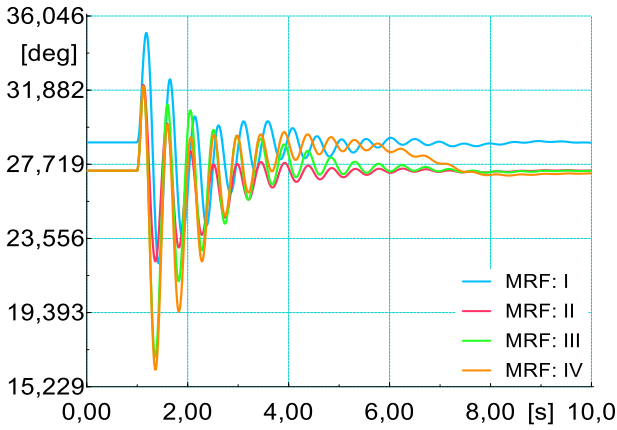
Tablo 4. Frekans kararlılığı verileri

Senaryo	I	II	III	IV
Min. Değer (pu)	0,9962	0,9967	0,9915	0,9849
Maks. Değer (pu)	1,0073	1,0069	1,0069	1,0087
Oturma Z. (s)	7,40	7,53	8,08	12,24

Tablo 4'e bakıldığı zaman diğer senaryolara göre G2 rotor hızı Senaryo IV'te en yüksek ve en düşük değerlere ulaşmıştır. G2 rotor hızının ulaştığı maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları G3 senkron generatörlü senaryoya en yakın rampa oranı en yüksek olan Senaryo II'de olduğu görülmektedir. Rampa oranı azaldıkça oturma zamanının arttığı da tabloda öne çıkmıştır.

3.5. Geçici hal kararlılığı

Geçici hal kararlılığında maksimum rotor açısı farkı ele alınarak incelemeler yapılmış ve senaryolarda oluşan açı farkları Şekil 6'da verilmiştir.



Şekil 6. Maksimum rotor açısı farkı

Şekil 6'da görüldüğü üzere PV santralli senaryolarda maksimum rotor açıları farkı benzer çıkmıştır. Senaryo I'de çıkan sonucun diğer senaryolarla karşılaştırılabilmesi için TRASI değerine bakılması gerekir. Tablo 5'te senaryolardaki TRASI değerleri verilmiştir.

Tablo 5. Geçici hal kararlılığı verileri

Senaryo	I	II	III	IV
TRASI	0,9814	0,9855	0,9858	0,9858

Tablo 5'te TRASI değerleri ele alındığında PV santralli senaryolar Senaryo I'den daha olumlu sonuç vermiştir. Bu sonucun iki sebebi bulunmaktadır. Bunlar G3 generatörü gibi atalet momenti oldukça düşük bir senkron generatör yerine PV santralin bağlanması ve PV santralin 3 faz kısa devre arızası sırasında aktif güç çıkışını keserek sistemde düşen elektriksel güç talebini desteleyecek biçimde hareket etmesidir.

4. Tartışma ve Sonuç

Günümüzde yenilenebilir enerji kaynaklarının önemi gittikçe artmakta olup enerji üretiminde geleneksel santrallerle yenilenebilir santrallerin bir arada kullanılması bir ihtiyaç olmuştur. Bu yüzden bu çalışmada PV santrallerin geleneksel bir güç sisteminde meydana getirmiş olduğu etkiler incelenmiştir.

Bu çalışmada IEEE-9 Baralı sistemde farklı senaryolarla gerilim, frekans ve geçici hal kararlılık analizleri incelenmiştir. Çalışmada PV santrallerin rampa oranları ele alınarak senkron generatör ile karşılaştırılması yapılmıştır. Ayrıca farklı analizlerin aynı anda yapılmasıyla çalışma genişletildi. Bu çalışmanın bütününden elde edilen sonuçlar ve ortaya konulan kazanımlar aşağıda maddeler halinde sunulmuştur.

- Gerilim kararlılığına bakıldığında PV santral bağlı olduğu baranın gerilimini senkron generatör kadar destekleyememiştir. Gerilim kararlılığında rampa oranının etkisi arıza sırasında yokken arıza

sonrasında da oldukça önemsiz kalmıştır. PV santralin gerilim desteğinin zayıf olması sistemin daha uzun bir arızada gerilim kararsızlığına gitmesine sebep olabilir.

- Frekans kararlılığı açısından çalışma değerlendirildiğinde PV santrallerin rampa oranı arttıkça rotor hızı salınımları ve boyutlarının arıza sonrası arttığı tespit edilmiştir. Arıza sırasında ise rampa oranlarının etkisinin olmadığı görülmüştür. Frekans kararlılığı için ortaya çıkan sonuçlar incelendiğinde arıza süresinin uzaması ya da PV santralin penetrasyon seviyesinin artmasıyla düşük rampa oranı sistemin çökmesine sebep olabilir.
- Geçici hal kararlılığı açısından PV santralin sistemde olması atalet momenti oldukça düşük olan G3 generatörünün bulunmasından olumlu bir sonuç ortaya koymuştur. Rampa oranlarının geçici hal kararlılığına etkisi oldukça az olmuştur.

Kaynakça

- [1] Shah R., Mithulananthan N., Bansal R.C. and Ramachandaramurthy V.K. (2015). A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 41, 1423-1436.
- [2] Hosenuzzaman M., Rahim N. A., Selvaraj J., Hasanuzzaman M., Malek A. B. M. A., and Nahar A. (2015). Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 41, 284-297.
- [3] Kroposki B., Johnson B., Zhang Y., Gevorgian V., Denholm P., Hodge B. M. and Hannegan B. (2017). Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy. IEEE Power and Energy Magazine, 15, 61-73.
- [4] Wan C., Zhao J., Song Y., Xu Z., Lin J. and Hu Z. (2015). Photovoltaic and solar power forecasting for smart grid energy management. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 1, 38-46.
- [5] Yagami M., Kimura N., Tsuchimoto M. and Tamura J. (2013). Power system transient stability analysis in the case of high-penetration photovoltaics. IEEE Grenoble Conference, Grenoble, 1-6.
- [6] Eltawil M. A. and Zhao Z. (2010). Grid connected photovoltaic power systems: technical and potential problems—a review. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 14, 112-129.
- [7] Xiao Q., Zhao K., Jiang W. and Zhu S. (2018). The Effect of Large-Scale PV Power on Stability of Power System. 2nd IEEE Advanced Information Management, Communicates, Electronic and

- Automation Control Conference (IMCEC), Xi'an, 1173-1177.
- [8] Eftekharnjad S., Vittal V., Heydt G. T., Keel B. and Loehr J. (2013). Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28, 893-901.
- [9] Yagami M., Ishikawa S., Ichinohe Y., Misawa K. and Tamura J. (2015). Power system transient stability analysis in the case of high-penetration photovoltaics (part 2). 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, 1-6.
- [10] Mohamed S. R., Jeyanthi P. A. and Devaraj D. (2017). Investigation on the impact of high-penetration of PV generation on transient stability. 2017 IEEE International Conference on Intelligent Techniques in Control, Optimization and Signal Processing (INCOS), Srivilliputhur, 1-6.
- [11] Zainuddin, Sarjiya M., Handayani T. P., Sunanda W. and Surusa F. E. P. (2018). Transient stability assessment of large scale grid-connected photovoltaic on transmission system. 2nd International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA), Singapore, 113-118.
- [12] Refaat S. S., Abu-Rub H. and Mohamed A. (2017). Transient stability impact of large-scale photovoltaic system on electric power grids. 2017 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), Washington, DC, 1-6.
- [13] Zhang Y., Zhu S., Sparks R. and Green I. (2012). Impacts of solar PV generators on power system stability and voltage performance. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, 1-7.
- [14] Tamimi B., Cañizares C. and Bhattacharya K. (2013). System Stability Impact of Large-Scale and Distributed Solar Photovoltaic Generation: The Case of Ontario, Canada. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4, 680-688.
- [15] Abdllrahem A., Venayagamoorthy G. K. and Corzine K. A. (2013). Frequency stability and control of a power system with large PV plants using PMU information. *North American Power Symposium (NAPS)*, Manhattan, KS, 1-6.
- [16] Alquthami T., Ravindra H., Faruque M. O., Steurer M. and Baldwin T. (2010). Study of photovoltaic integration impact on system stability using custom model of PV arrays integrated with PSS/E. *North American Power Symposium*, Arlington, TX, 1-8.
- [17] You S., Kou G., Liu Y., Zhang X., Cui Y., Till M. J., Yao W. and Liu Y. (2017). Impact of High PV Penetration on the Inter-Area Oscillations in the U.S. Eastern Interconnection. *IEEE Access*, 5, 4361-4369.
- [18] Eftekharnjad S., Heydt G. T. and Vittal V. (2015). Optimal Generation Dispatch With High Penetration of Photovoltaic Generation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6, 1013-1020.
- [19] Saadat H. (1999). *Power System Analysis*. 2, McGraw-Hill, Inc.
- [20] Machowski, J., Lubosny, Z., Bialek, J. W., and Bumby, J. R. (2020). *Power system dynamics: stability and control*. John Wiley & Sons.
- [21] Munkhchuluun, E., Meegahapola, L., ve Vahidnia, A. (2017). Impact on rotor angle stability with high solar-PV generation in power networks. In 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), IEEE, Eylül, 1-6.
- [22] Anderson P. M. and A. A. Fouad (2008). *Power System Control and Stability*. John Wiley & Sons.
- [23] DigSILENT (2020). Nine bus system. Digsilent Powerfactory.
- [24] Shah R., Mithulananthan N., Sode-Yome A. and Lee K. Y. (2010). Impact of large-scale PV penetration on power system oscillatory stability. *IEEE PES General Meeting*, Providence, RI, 1-7.
- [25] Pourbeik P. (2015). Model user guide for generic renewable energy system models. Electric Power Research Institute.
- [26] WECC Renewable Energy Modeling Task Force. Central station photovoltaic power plant model validation guideline. March 2015. [Online]. <https://www.wecc.org/Reliability/150318> WECC PV Plant Model Val Guide Rev2.pdf
- [27] Lammert, Gustav (2019). Modelling, control and stability analysis of photovoltaic systems in power system dynamic studies. Vol. 9. kassel university press GmbH.
- [28] DigSILENT (2020). WECC distributed small PV plants 25MVA, WECC large-scale PV plant 250MVA. DigSILENT GmbH.
- [29] Kundur P., Paserba J., Ajarapu V., Andersson G., Bose A., Canizares C., Hatziargyriou N. Hill D., Stankovic A. Taylor C., Van Cutsem T. and Vittal V. (2004). Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19, 1387-1401.
- [30] Kundur P. (1994). *Power system stability and control*. 7 McGraw-Hill, Inc., New York.