

Enerji Dağıtım Sistemlerinde Güneş Enerji Santrali Entegrasyonu ve Röle Koordinasyonu

Integration of Solar Power Plant to Energy Distribution Network and Relay Coordination

Mehmet Tan Turan¹, Yavuz Ateş¹, Erdin Gökalp¹

¹Elektrik Mühendisliği Bölümü

Yıldız Teknik Üniversitesi

mehmettan.turan@emo.org.tr, yates@yildiz.edu.tr, gokalp@yildiz.edu.tr

Özet

Günümüzde, teknolojinin gelişmesi ile birlikte birçok alanda olduğu gibi enerji alanında da yeni gelişmeler ortaya çıkmaktadır. Enerji alanında yaşanan gelişmeler üretim, iletim, dağıtım sistemleri, koruma sistemleri, haberleşme gibi alanların her birisinde gerçekleşmektedir. Üretim alanında en çok gelişme ve değişim yenilenebilir enerji kaynaklarında gözlenmekte iken koruma, iletim, dağıtım sistemleri ve haberleşmede ise akıllı şebeke altyapısının oluşması ve gelişmesi sonucu ortaya çıkmıştır. Gerçekleştirilen çalışmada ETAP programı kullanılarak IEEE 13 baralı test sistemi üzerinde bir Güneş Enerji Santralinin şebeke entegrasyonunun sağlanması amaçlanmıştır. Bu amaçla, öncelikle sistemin bağlanabilirlik kriterleri göz önüne alınarak kısa devre analizi ve yük akış analizleri yapılmıştır. İstenilen kriterlerin uygunluğunun kontrol edilmesinin ardından röle koordinasyonu gerçekleştirilip sisteme ait arıza analizleri yapılarak şebekeye yeni bir Güneş Enerji Santrali (GES) entegrasyonu gerçekleştirilmiş ve sistemin oluşması muhtemel arıza anında kritik yükleri enerjilendirmesi sağlanmıştır.

Anahtar kelimeler: Akıllı Şebekeler, Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Röle Koordinasyonu, ETAP

Abstract

Nowadays, new improvements are implemented in energy sector as other study fields with the assistance of improving technology. The improvements in energy sector take a part in generation, transmission, distribution and communication systems. The power generation system improvements and studies are mostly focussed on renewables where the main focus area is implementation of smart grid systems for distribution, transmission and protection systems. In this study, it is aimed to integrate a solar power plant to IEEE 13 bus network in the smart grid concept on ETAP environment. The study consists of observation of integration criteria via load flow and short circuit analysis. After ensuring the integration criteria are met, relay coordination studies are conducted along with fault scenario analysis and the solar power plant is connected to the existing network. It is also aimed to use solar power plant as an emergency power supply for critical loads.

Keywords: Smart Grid, Renewable Energy Sources, Relay Coordination, ETAP

1. Giriş

Geleneksel enerji sistemlerinde kullanılmakta olan konvansiyonel üretim tesisleri yerlerini yenilenebilir enerji kaynakları ile üretim yapan santrallere bırakmaktadır. Son yıllarda artan çevresel duyarlılık rüzgâr enerji santralleri (RES) ve güneş enerji santralleri (GES) gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını daha da arttırmaktadır [1]. Akıllı şehirlerin omurgası olarak görülen akıllı şebekelerin yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artması ile birlikte önemi de artmaktadır [2].

Konvansiyonel üretim tesisleri ve eski teknoloji ile oluşturulmuş şebeke altyapıları günümüzün ihtiyaçlarına cevap vermemekte, yeni tesislerin şebekeye entegrasyonu ile birlikte daha kompleks bir yapı ortaya çıkmaktadır. Konvansiyonel santraller ile birlikte yeni nesil yenilenebilir enerji üretim tesislerinin entegrasyonu bu noktada karşımıza çözülmesi gereken ilk problem olarak çıkmaktadır. Üretim tesislerinden başlayarak tüketicilere kadar olan tüm bileşenler ve cihazlar birbirleri ile etkileşim içerisinde olmalıdır[3]. Bu etkileşimi etkin kılmak adına haberleşme sistemi ve akıllı şebeke bileşenlerinin hızı büyük önem taşımaktadır[4]. Tüketiciden gelen talep değişimine göre şebeke bileşenlerini sürekli olarak kontrol etmenin yanında yenilenebilir enerji kaynaklarındaki değişimin sistemde oluşturacağı etki de incelenip sistem dizaynı gerçekleştirilmelidir[5]. Bu problemi çözmek için öncelikle yetersiz hale gelen altyapıda gerekli iyileştirmeler yapılmalı, geliştirilmiş şebeke çözümleri sunulmalıdır.

Bu noktada karşılaşılan diğer bir sorun ise yenilenebilir enerji kaynaklarının sürekliliğinin net olarak bilinmiyor olmasıdır [6]. Rüzgâr hızı ve güneş radyasyonu tahminleri bu üretim tesislerinin çıkış gücünün belirlenmesinde ana kriterlerdendir. Bu nedenle güçlü şebekelerde yenilenebilir enerji kaynaklarıyla üretim yapan tesisler ile konvansiyonel enerji üretim tesisleri paralel olarak kullanılmakta, RES ve GESler ikincil enerji kaynağı olarak değerlendirilmektedir. Bu metot ile çıkış gücü tahmini daha net olarak yapılmakta ve beslenen

yükler için enerjinin sürekliliği sağlanmaktadır. Bu bağlamda yeni nesil enerji üretim tesisleri konvansiyonel ve yenilenebilir enerji üretim tesislerinin birleşimi olarak değerlendirilmektedir [7].

Fotovoltaik panellerin (PV) şebekeye bağlantısındaki kriterlerin başında eklenecek üretim tesisinin şebekeye olan etkisi gelmektedir. Mevcut sistemin akım taşıma kapasitesi, kısa devre gücü, gerilim seviyesi, sistemin kararlılığı gibi faktörler göz önüne alınarak bir GES'in şebekeye bağlantısı gerçekleştirilmektedir. Konvansiyonel şebekelerde kullanılmakta olan koruma sistemleri, yeni nesil üretici ve tüketiciler için yetersiz kalmaktadır[8]. Geleneksel koruma sistemleri hız ve güvenilirlik faktörleri göz önüne alındığında geliştirilmeye ihtiyaç duymaktadır [9]. İşletme maliyetleri de göz önüne alındığında koruma sisteminin optimal olarak dizaynı büyük önem arz etmektedir[10]. Bu bağlamda, şebeke entegrasyonu öncesinde gerçekleştirilmesi gereken diğer bir analiz ise röle koordinasyon analizidir. Sistemdeki mevcut rölelere ait selektif çalışma kriterlerine uygun röleler seçilerek koordinasyon çalışması gerçekleştirilmelidir.

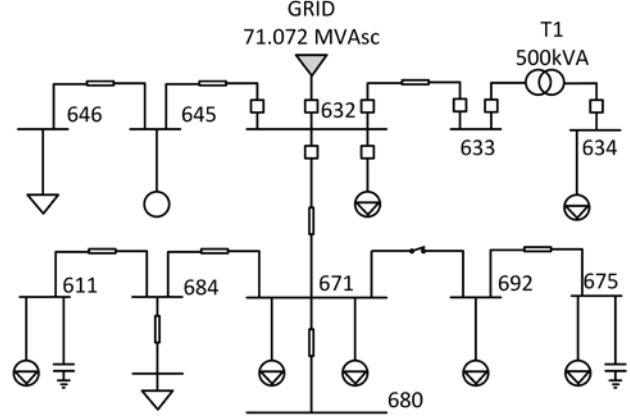
Mevcut şebekeye eklenecek olan GES için diğer bir önemli kriter ise sistemden optimum verim alınabiliyor olmasıdır. Bu amaçla, kurulum yapılacak olan bölgeye ait güneş radyasyon verileri ve güneşlenme süresi büyük önem taşımaktadır. Aynı zamanda, GES entegrasyonu sağlanması ile birlikte sisteme ait verim, optimum enerjilendirme kapasitesi, geniş çalışma aralıkları faktörlerinin sağlanmış olması gerekmektedir [11]. Şebekede entegrasyon için dikkate alınması gereken faktörlerden olan kısa devre gücü ve eklenecek GES'in sistemin kısa devre gücünde oluşturacağı etki incelenmelidir. Gerilim kaynakları sistemde hata anında oluşacak kısa devre akımı arttırıcı etki gösterirler ancak yeni eklenen santralle birlikte eklenecek olan röleler arıza temizleme süresini azaltıcı etki gösterebilirler [12]. Bu nedenle eklenecek olan tesisin şebekede oluşturacağı pozitif ve negatif etkiler incelenmelidir [13].

Gerçekleştirilen çalışmada IEEE 13 Baralı Test Sistemi şebeke modeli olarak kullanılmıştır [14]. Simülasyon çalışmaları için ETAP programı kullanılmıştır. Şebeke modelinde gerekli yük akışı ve kısa devre analizleri gerçekleştirilip, sisteme ait parametreler elde edilmiş, sistemin davranışı gözlemlenmiştir. Elde edilen veriler ışığında uygun bağlantı noktası seçimi yapılarak, kritik yükler atanmıştır. Sisteme GES entegrasyonu yapılması amacıyla bir adet 600 kVA gücünde GES modeli oluşturulmuştur. Oluşturulan GES modelinde Yıldız Teknik Üniversitesi Davutpaşa Kampüsüne ait güneş radyasyonu dataları kullanılmıştır (Enlem=41.02, Boylam=28.89). Şebeke modeli, GES modeli ve parametreler elde edildikten sonra sisteme GES entegrasyonu yapılmıştır. Normal operasyon şartlarında GES şebeke ile paralel çalışırken olası bir arıza durumunda sistemdeki kritik yükleri beslemek amacıyla şebekeden izole edilen yükler sadece GES ile beslenmiş, her iki durum için de gerekli analizler yapılarak sistemin güvenilirliği sağlanmıştır.

Yapılan çalışmada kısaca sistem tanıtım yapılan giriş bölümünü takiben 2.bölümde sistem tanıtımı ve simülasyon çalışmaları açıklanmıştır. 3. Bölümde ise kurulan sisteme ait simülasyon sonuçları ve bu simülasyonlar sonucu elde edilen verilerin yorumlanması açıklanırken 4. bölümde çalışmaya ait genel sonuçlardan bahsedilmiştir.

2. Sistem Tanıtımı ve Metodoloji

Gerçekleştirilen çalışmada kullanılan IEEE 13 baralı test sistemine ait genel şema Şekil 1'de görüldüğü üzere konfigüre edilip ETAP programında yapılan simülasyon çalışmaları için kullanılmıştır. Sistemde kullanılan yük değerleri, iletim hatları, bağlantı konfigürasyonu değiştirilmemiştir.



Şekil 1: IEEE 13 Baralı Test Sistemi.

Şekil 1'de belirtilen baralardan 633 nolu baraya 600 kVA gücünde GES, dönüştürme oranı 0,48/4,16 kV olan bir trafo üzerinden bağlanmıştır. Sistemde başlangıçta hiçbir koruma elemanı yer almamaktadır. Bara girişlerinde ve gerekli noktalarda kesiciler, röleler ve akım trafoları eklenmiştir. Bu koruma ekipmanlarına ait parametreler, yük akışı ve kısa devre analizleri sonucunda elde edilen sonuçlar göz önüne alınarak belirlenmiştir. 634 nolu baraya direkt olarak bağlı bulunan 494 kVA gücünde tüketiciler kritik yükler olarak belirlenmiştir.

Gerçekleştirilen analizlerde ile olarak sisteme ait yük akışı ve ardından kısa devre hesapları yapılmıştır. Röle koordinasyonu için ilk adım olan nominal akım değerleri yük akışı analizi ile, röleye ait açma eğrisinin belirlenmesi için ihtiyaç duyulan minimum kısa devre akım değerine ise kısa devre analizi ile ulaşılmıştır. Ayrıca, seçilmiş olan röle ve kesicilerin maksimum dayanım akımını belirlemek amacıyla maksimum kısa devre akım değerleri hesaplanmıştır.

2.1. Simülasyon Parametreleri

ETAP programında gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışmalarında transformatörler, iletim hatları, yükler, kapasitörler, kesici ve röleler, PV modüller ve şebeke modeli kullanılmıştır. IEEE 13 baralı sistemin bağlı olduğu şebeke Tablo 1'de belirtilmiş olan parametreleri içermektedir.

Tablo 1: Şebeke modeline ait parametreler

Bağlantı Bara No	Gerilim (kV)	Kısa Devre Gücü (MVAsc)	X/R
632	4.16	71.072	2.864

13 baralı sistemde kullanılmış olan yüklerle ait veriler Tablo 2'de belirtilmiştir.

Tablo 2: IEEE 13 baralı sistemde kullanılan yük modellerine ait parametreler

Yük Adı	Yük Tanımı	Bağlı Bulunduğu Bara	Toplam Güç (kVA)	Kritik Yük (E/H)
Lump 1	3 Faz - Aktif Reaktif Yük (P+Q)	634	494	E
Load 1	1 Faz - Empedans (Z)	646	265	H
Lump 3	3 Faz - Aktif Reaktif Yük (P+Q)	671	1329	H
Lump 4	3 Faz - Aktif Reaktif Yük (P+Q)	675	971	H
Lump 5	1 Faz - Empedans (Z)	692	227	H
Lump 6	1 Faz - Empedans (Z)	611	188	H
Load 2	1 Faz - Empedans (Z)	652	154	H
Lump 7	3 Faz - Aktif Reaktif Yük (P+Q)	671	116	H
Lump 9	3 Faz - Aktif Reaktif Yük (P+Q)	632	116	H
Motor 1	1 Faz - Motor Yüklü	645	211	H
Cap 1	1 Faz Şönt Kapasitör	611	100 kVAR	H
Cap 2	3 Faz Şönt Kapasitör	675	600 kVAR	H

Simülasyon için kullanılan IEEE 13 baralı test sisteminde frekans 60 Hz ve İngiliz ölçü birimleri kullanılmıştır. Sistemde kullanılan OG kesici ve röleler, AG kesici ve röleler ile akım trafolarına ait bilgiler Tablo 3'de belirtilmiştir. Kesici ve rölelerin seçiminde kısa devre analizi sonuçları baz alınmıştır.

Tablo 3: Kesici ve röle modellerine ait parametreler

Kesici ID	Akım Değeri (A)	Marka	No	Trip Ünitesi	Röle ID	Marka Model
MV CB 1	400	Siemens	12-3AF-20	-	Relay 1	SEL 311L
MV CB 2	400	Siemens	12-3AF-20	-	Relay 2	SEL 311L
MV CB 3	400	Siemens	12-3AF-20	-	Relay 3	SEL 311L
MV CB 4	400	Siemens	12-3AF-20	-	Relay 4	SEL 311L
MV CB 5	800	Siemens	12-3AF-20	-	Relay 5	SEL 311L
MV CB 6	630	Siemens	12-3AF-20	-	Relay 6	SEL 311L
MV CB 7	400	Siemens	12-3AF-20	-	Relay 7	SEL 311L
MV CB 8	400	Siemens	12-3AF-20	-	Relay 8	SEL 311L
LV	1600	ABB	E2N	ABB	-	-

CB 1				SACE PR112		
CB 1-24	63	ABB	XT2-L	TMA	-	-
PV BUS CB	1600	ABB	E2B	ABB SACE PR112	-	-

Alçak gerilim seviyesinde kullanılan kesici ve röleler ABB marka iken orta gerilim kesicileri Siemens, röleler SEL 311L modeli seçilmiştir. Orta gerilim rölelerine akım giriş bilgisi sağlamak için akım trafoları kullanılmıştır. Kullanılan akım trafoları, yük akış analizi sonuçlarına göre seçilmiştir. Akım trafolarına ait bilgiler Tablo 4'de belirtilmiştir.

Tablo 4: Akım trafolarına ait parametreler

Akım Trafosu ID	Kesici ID	Röle ID	Dönüştürme Oranı
CT 1	MV CB 1	Relay 1	400/1 A
CT 2	MV CB 2	Relay 2	400/1 A
CT 3	MV CB 3	Relay 3	400/1 A
CT 4	MV CB 4	Relay 4	400/1 A
CT 5	MV CB 5	Relay 5	400/1 A
CT 6	MV CB 6	Relay 6	400/1 A
CT 7	MV CB 7	Relay 7	400/1 A
CT 8	MV CB 8	Relay 8	400/1 A

Modelleme çalışmasında kullanılan AG ve OG rölelerin ayar değerleri IEC Normal İvers eğri modeli kullanılarak belirlenmiştir. IEC Normal İvers eğri modeli oluşturmak amacıyla kullanılan matematiksel gösterim Formül 1'de belirtilmiştir.

$$t = 0,14 / ((I / I_p) ^ 0,02 - 1) * T_p \quad (1)$$

Şebeke modeline ait parametrelerin belirlenmesi ve konfigürasyonun oluşturulması aşamalarının ardından GES modeli için gerekli bileşenler eklenip modelleme aşamasında bir sonraki adıma geçilmiştir.

2.2. Güneş Enerji Santraline Ait Bileşenler

Simülasyon çalışması için oluşturulan GES modeli, PV Panel, PV Modül, İnverter bileşenlerini içermektedir. Modelleme için ilk aşamada PV panel seçilmesi ve parametrelerin belirlenmesi gerekmektedir. Bu aşamada PV panel modelleme amacıyla Kyocera KD205GX-LPU modeli seçilmiştir [15]. Panele ait parametreler Tablo 5'de gösterilmiştir.

Tablo 5: PV panele ait parametreler

Panel ID	Güç (W)	Isc (A)	Vdc Max (V)	Güç Toleransı (%)
KD205GX-LPU	205	8,33	600	5

Tablo 5'de özellikleri belirtilmiş olan panellerin istenilen gerilim seviyesi ve gücün elde edilmesi amacıyla modül haline getirilmesi gerekmektedir. Bu amaçla 9 adet panel seri, 17

adet panel paralel olmak üzere toplam 153 adet panel kullanılarak özellikleri Tablo 6'da belirtilmiş olan PV modül elde edilmiştir.

Tablo 6: PV modüle ait parametreler

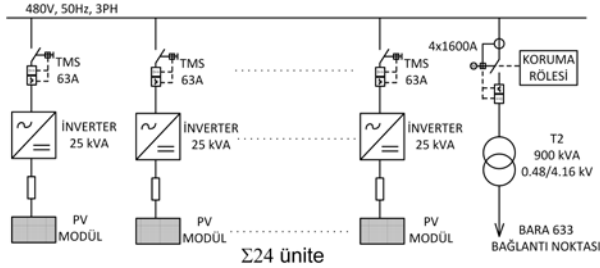
Panel Sayısı	Vdc (V)	Pdc (kW)	Idc (A)
9*17=153	244,71	32,823	134,13

PV Modül dizaynı gerçekleştirilmesinin ardından invertere ait parametrelerin belirlenmesi aşamasına geçilmiştir. Seçilen inverter modeline ait parametreler Tablo 7'de belirtilmiştir.

Tablo 7: İnvertere ait parametreler

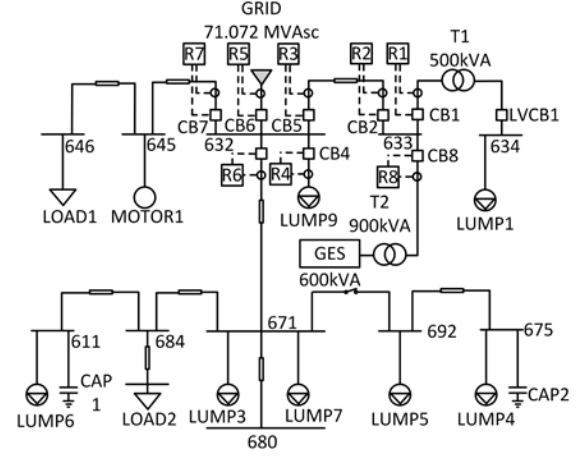
DC Güç (kW)	Gerilim (V)	Vmax /Vmin	FLA (A)	Verim (%)	Imax (%)
23,611	220	% 120 / % 80	107,3	90	150
AC Güç (kVA)	Gerilim (V)	Pfmax / Pfmin	FLA (A)	PF (%)	K faktörü (%)
25	480	100 / 80	30,07	85	150

Elde edilen PV modül – inverter kombinasyonu toplam 600 kVA güç elde etmek amacıyla 24 adet ünitenin birleşiminde kullanılmıştır. Bahsedilen 24 adet ünite 480 V gerilim seviyesinde baraya bağlanmış olup bağlantı noktasında koruma amacıyla Tablo 3'de belirtilmiş olan 63 A termal manyetik kesici kullanılmış, trafo bağlantı noktasında ise 1600 A kesici kullanılarak koordinasyon sağlanmıştır. Oluşturulan GES modeline ait tek hat şeması Şekil 2'de gösterilmiştir.



Şekil 2: GES tek hat şeması.

Şekil 2'de tek hat şeması belirtilmiş olan GES, 13 baralı sisteme 633 nolu baradan bağlanılmıştır. Bağlantı sonucunda elde edilen genel sistem diyagramı ise Şekil 3'de gösterilmiştir.



Şekil 3: 13 Baralı sistem ve GES entegrasyonuna ait tek hat şeması

3. Test ve Sonuçlar

Gerçekleştirilen simülasyon çalışmasında, GES entegrasyonu sağlanabilmesi ve röle koordinasyonu sağlanabilmesi için öncelikle yük akış analizi yapıлып, elde edilen sonuçlar ışığında rölelerin ayar akımları, akım trafosu dönüştürme oranları ve kesici kapasiteleri belirlenmiştir. Kesici, röle ve akım trafolarının seçilmesinin ardından, sistemde oluşabilecek minimum kısa devre akım değerleri hesaplanarak, rölelerin minimum kısa devre akımı olduğu anda kesicilere açma sinyali gönderecek şekilde ayarlanması amaçlanmıştır. Baralara ait maksimum kısa devre akım değerleri ile maksimum yük miktarları Tablo 8 de belirtilmiştir. Bu değerler elde edilirken, sistemin tam yükte çalışıyor olduğu ve GES ile şebekenin paralel çalıştığı kabul edilmiştir. Aynı zamanda solar radyasyonun optimal değerde olduğu zaman dilimi esas alınmıştır. Kısa devre hesapları IEC 60909 standardı referans alınarak ve parametreler standarda göre seçilerek gerçekleştirilmiştir.

Tablo 8: Maksimum kısa devre akım ve maksimum yük değerleri

Bara No	Isc max (kA)	Smax (kVA)
632	12,27	3,52
633	8,98	0,727
634	25,01	0,494
680	5,68	0
671	7,62	2,69
692	7,62	1,03
675	6,83	1,04
PV BUS	17,13	0,589

Maksimum kısa devre değerleri belirlenip, baraların maksimum kısa devre dayanımları belirlendikten sonra minimum kısa devre akım değerleri hesaplanmıştır. Burada IEC 60909'a göre belirlenen gerilim faktörü, reaktans toleransları, sıcaklık değerleri sisteme uygulanmıştır. Röle akım ayarları için baz alınan minimum kısa devre akım değerleri Tablo 9 da belirtilmiştir.

Tablo 9: Minimum kısa devre akım değerleri

Bara No	Isc min (kA)
632	12,05
633	8,61
634	20,64
680	5,29
671	7,16
692	7,16
675	6,39
PV BUS	13,92

Sistemde inverter çıkışlarında yer alan 63 A kesiciler TMA üniteye sahip olduklarından dolayı IEC Normal İnvers eğri uygulanmamaktadır. Sistemde termik üniteyi ayarlamak ve diğer röleler için de için nominal yük akımı baz alınmıştır. Röle çalışma akımı belirlenmesi için kullanılan set değerleri Tablo 10 da belirtilmiştir.

Tablo 10: Röle çalışma akımı (Ip) değerleri

Açma Ünitesi	Nominal Akım (A)	Röle Çalışma Akımı (Ip) [A]
R1	68,3	80
R2	68,4	84
R3	68,4	84
R4	15,6	20
R5	517,1	620
R6	371	444
R7	104,1	124
R8	79,2	80
LVCB1	591,9	720
CB PV BUS	686,2	832
CB1....24	28,6	44,1

Koordinasyon çalışmasında ilk ayar değeri Röle 1 için belirlenmiştir. En sondaki OG kesiciden başlanması gereken koordinasyon çalışması için ilk röleye ait zaman sabiti (Tp) değeri 0.05 ve koordinasyon zaman payı 200 milisaniye seçilmiştir. R1 rölesi bir üst kademede R2 rölesi ile koordine edilmelidir ancak R2 rölesinin altında bulunan R8 rölesi bu koordinasyon işleminden önce kontrol edilip ayar değerleri belirlenmelidir. Bu nedenle R8 rölesi için Tp değeri 0.05 ve Ip değeri Tablo 10 da belirtildiği üzere seçilmiştir.

R1 ve R8 röleleri ile koordine edilecek olan R2 rölesinin koruyacağı bara için minimum kısa devre değerine sahip bara referans alınmalıdır. Bunun nedeni bu bölgede çift yönlü güç akışı gerçekleşecek olmasıdır. R2 için aşağıdaki hesaplamalar sonucu elde edilen değerler röleye uygulanmıştır.

$$t = 0,14 / ((I / Ip) ^ 0,02 - 1) * Tp.$$

$$t = 0,14 / ((21,15 / 0,21) ^ 0,02 - 1) * 0,05$$

$$t = 0,0724$$

R1 ve R8 röleleri ile R2 rölesi arasında koordinasyon zaman payı kadar zaman gecikmesi sağlanmalıdır. Bu gecikmeyi sağlayacak Tp değeri aşağıdaki şekilde hesaplanmıştır.

$$t' = t + KZP$$

$$t' = 0,0724 + 0,2 = 0,2724$$

$$t' = 0,14 / ((I / Ip) ^ 0,02 - 1) * 0,05$$

$$0,2724 = 0,14 / ((21,15 / 0,21) ^ 0,02 - 1) * Tp'$$

$$Tp' = 0,118$$

Elde edilen zaman sabiti rölenin kademe ayarları sadece 2 ondalık hane ile veri girişine izin verdiğinden dolayı 0,12 olarak R2 rölesine uygulanmıştır. R2 ile R3 röleleri arasında kısa devre ve yük değeri farkı bulunmamaktadır. Bu nedenle sadece zaman gecikmesi artırılıp ayarların gerçekleştirilmesi gerekmektedir.

$$t' = t + KZP$$

$$t' = 0,12 + 0,2 = 0,312$$

$$t' = 0,14 / ((I / Ip) ^ 0,02 - 1) * 0,05$$

$$0,312 = 0,14 / ((21,15 / 0,21) ^ 0,02 - 1) * Tp'$$

$$Tp' = 0,215$$

R3 rölesine ait ayar değerlerinin belirlenmesinin ardından bir üst kademe ile koordinasyon gerçekleştirilmelidir. Burada bulunan R5 rölesine ait ayar değerleri belirlenmeden önce aynı sistemde bulunan R7, R6, R4 rölelerine ait değerler belirlenmelidir. Bahsi geçen 3 röleye ait ayar değerleri yük akımları referans alınarak ve Tp değeri 0,05 seçilerek belirlenmiştir.

R3, R4, R6, R7 rölelerine ait değerler belirlendikten sonra R5 rölesine ait ayar değerlerinin belirlenmesi aşamasına geçilmiştir. Bu aşamada dikkat edilecek husus, sistemin 1 giriş, 4 çıkış fiderinden oluşuyor olmasıdır. Her çıkış için hesaplama yapılmalı ve minimum kısa devre akımı hangi çıkışta ise o kısa devre akımında rölenin açma sinyali üretecek şekilde ayarlanması gerekmektedir. Her bir çıkış fideri için gerçekleştirilen hesaplamalar aşağıda belirtilmiştir.

R6

$$t = 0,14 / ((I / I_p) ^ 0,02 - 1) * T_p$$

$$t = 0,14 / ((17,9 / 1,11) ^ 0,02 - 1) * 0,05$$

$$t = 0,122$$

$$t' = t + KZP$$

$$t' = 0,122 + 0,2$$

$$t' = 0,322$$

$$0,322 = 0,14 / ((30 / 1,55) ^ 0,02 - 1) * T_p'$$

$$T_p' = 0,141$$

R4

$$t = 0,14 / ((I / I_p) ^ 0,02 - 1) * T_p$$

$$t = 0,14 / ((30 / 0,05) ^ 0,02 - 1) * 0,05$$

$$t = 0,0512$$

$$t' = t + KZP$$

$$t' = 0,0512 + 0,2$$

$$t' = 0,2512$$

$$0,2512 = 0,14 / ((30 / 1,55) ^ 0,02 - 1) * T_p'$$

$$T_p' = 0,109$$

R3

$$t = 0,14 / ((I / I_p) ^ 0,02 - 1) * T_p$$

$$t = 0,14 / ((21,53 / 0,21) ^ 0,02 - 1) * 0,21$$

$$t = 0,303$$

$$t' = t + KZP$$

$$t' = 0,303 + 0,2$$

$$t' = 0,503$$

$$0,503 = 0,14 / ((30 / 1,55) ^ 0,02 - 1) * T_p'$$

$$T_p' = 0,219$$

Elde edilen sonuçlara göre R5 rölesi için zaman sabiti değeri olarak 0,22 seçilmesinin uygun olduğu görülmüştür. Tüm ünitelere ait ayar değerleri Tablo 11 de belirtilmiştir.

Tablo 11: Röle çalışma akımı (Ip) ve zaman sabiti (Tp) değerleri

Açma Ünitesi	Nominal Akım [A]	Röle Çalışma Akımı (Ip) [A]	Zaman Sabiti (Tp) [A]
R1	68,3	80	0,08
R2	68,4	84	0,12
R3	68,4	84	0,21
R4	15,6	20	0,05
R5	517,1	620	0,22
R6	371	444	0,05
R7	104,1	124	0,05
R8	79,2	80	0,05
LVCB1	591,9	720	-
CB PV BUS	686,2	832	-
CB1....24	28,6	44,1	-

Sistemde bulunan tüm rölelere ayar değerleri girilmesinin ardından simülasyon çalıştırılmış ve sistemin her hatada selektif koruma gerçekleştirme amacını sağladığı gözlemlenmiştir. 632 ve 634 nolu baralarda oluşturulan 3 faz

kısa devre arızası için simülasyon sonucu elde edilen açma süreleri Tablo 12 de belirtilmiştir.

Tablo 12: 632 – 634 nolu baralarda 3 faz arıza sonucu rölelere ait açma süreleri

Zaman (ms)	ID	Arıza Akımı If (kA)	Üretilen Sinyal
Hata Noktası: 632			
219,2545	Relay4	0,09626438	Phase - OC1 - 51
229,2545	MV CB 4		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51
255,8845	Relay6	1,711721	Phase - OC1 - 51
265,8845	MV CB 6		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51
371,476	Relay1	0,3532753	Phase - OC1 - 51
381,476	MV CB 1		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
511,7042	Relay2	0,4224277	Phase - OC1 - 51
521,7042	MV CB 2		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
541,3194	Relay5	9,863836	Phase - OC1 - 51
551,3193	MV CB 5		Tripped by Relay5 Phase - OC1 - 51
835,3065	Relay8	0,121424	Phase - OC1 - 51
845,3065	MV CB 8		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51
895,4824	Relay3	0,4224277	Phase - OC1 - 51
905,4824	MV CB 3		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
Hata Noktası: 634			
56,33671	LV CB 1	17,2667	Phase
168,6422	Relay1	1,992311	Phase - OC1 - 51
178,6422	MV CB 1		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
257,5831	Relay2	1,97824	Phase - OC1 - 51
267,5831	MV CB 2		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
450,7704	Relay3	1,97824	Phase - OC1 - 51
460,7704	MV CB 3		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51

Rölelere ait açma süreleri test edildikten sonra sistemin her arıza durumunda güvenilirlik kriterlerine uygun olarak arıza bölgesini izole edip, arıza eğer 633 nolu barada değilse (GES bağlantı noktası) kritik yükler olarak belirlenen 634 nolu baradaki yükleri beslemeye devam ettiği gözlenmiştir.

4. Sonuçlar

Gerçekleştirilmiş olan çalışmada IEEE 13 Baralı Test Sistemine GES entegrasyonu gerçekleştirilip, sistemde kullanılması planlanan röle ve kesiciler eklenmiştir. Sistemde IEC 60909 standardına göre kısa devre analizleri ve yük akış analizleri gerçekleştirilmesinin ardından çift yönlü koruma amacıyla röle koordinasyonu aşamasına geçilip selektif koruma sağlanmıştır. Bu noktada amaç, herhangi bir arıza esnasında sistemin şebeke yada GES tarafından beslenilmesine olanak tanımak ve kritik yükler olarak kabul edilen alçak gerilim seviyesindeki yüklerin beslenilmesine devam edilmesini sağlamak olmuştur.

GES entegrasyonu sağlanıp koruma değerleri sisteme girildikten sonra çeşitli noktalarda kısa devre arızaları

meydana getirilip sistemin selektif koruma sağlayıp sağlamadığı test edilmiştir. Test sonuçlarında koruma ünitelerinin yük akışı hangi yönde olursa olsun istenilen şekilde koruma sağladığı gözlemlenmiştir. Bu sayede şebekede yada sisteme ait baralarda bir arıza meydana geldiğinde kritik yüklerin GES tarafından beslenmesi sağlanarak tüketicinin enerjisiz kalma durumunun önüne geçilmiştir. Normal çalışma koşullarında ise GES ve şebekenin paralel çalışması gerçekleştirilerek, yeşil enerji ile daha az karbon salınımı ve maliyet düşüşü sağlanmıştır. Gelecek çalışmada sisteme daha fazla sayıda yenilenebilir enerji kaynağı entegre edilip akıllı şebeke altyapısı ile haberleşme ve koruma fonksiyonları da göz önünde bulundurularak tamamen mikrogridler tarafından beslenebilen bir akıllı şehir modeli oluşturulması hedeflenmektedir.

5. Kaynaklar

- [1] J. Arrinda, J. A. Barrena, M. A. Rodriguez, A. Guerrero, "Analysis of massive integration of renewable power plants under new regulatory frameworks", 3rd International Conference on Renewable Energy Research and Applications, Milwaukee, USA, 19-22 October 2014
- [2] M. Masera, E.F. Bompard, F. Profumo, N. Hadjsaid, "Smart (Electricity) Grids for Smart Cities: Assessing Roles and Societal Impacts", Proceedings of the IEEE, Vol.106-4, pp. 613-625, 2018.
- [3] D. Heirman, "What makes Smart Grid - Smart - And whois in the game", IEEE Electromagnetic Compatibility Magazine, Vol.1-2, pp. 95-99, 2012.
- [4] F. Ye, Y. Qian, R.Q. Hu, S.K. Das, "Reliable Energy-Efficient Uplink Transmission for Neighborhood Area Networks in Smart Grid", Vol:6-5, pp. 2179-2188, 2015.
- [5] G. Koutitas, "Control of Flexible Smart Devices in the Smart Grid", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 3-3, pp. 1333-1343, 2012.
- [6] K. H. Chua, "Energy Storage System for Mitigating Voltage Unbalance on Low-Voltage Networks With Photovoltaic Systems", Power Delivery, IEEE Transactions on, vol.27, pp. 1783-1790, 2012.
- [7] H. M. Bilal, A. Z. Khan, "Economic planning of network for integration of renewable: A review", Power Generation System and Renewable Energy Technologies (PGSRET), pp. 1-3, 10-11 June 2015.
- [8] L. Wei, Y. Qi, H. Qi, "Research on design and implementation of relay protection in smart grid", 2018 Chinese Control and Decision Conference (CCDC), pp.1439-1443, 9-11 June 2018.
- [9] S. Shuang, Q. Xingjin, B. Qiangsheng, Y. Yi, S. Liangliang, "Research on technical scheme of outdoor-layout relay protection in smart substation", The Journal of Engineering, Vol. 2017-13, pp. 1215-1219, 2017.
- [10] S. Mohtashami, D. Pudjianto, G. Strbac, "Strategic Distribution Network Planning With Smart Grid Technologies", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol.8-6, pp. 2656-2664, 2017.
- [11] J. P. Deane, G. Drayton, B. P. O Gallachoir, "The impact of sub-hourly modelling in power systems with significant levels of renewable generation", Applied Energy, 2014.
- [12] S. N. Afifi, M. K. Darwish, "Impact of Hybrid Renewable Energy Systems on Short Circuit Levels in Distribution Networks", Power Engineering Conference (UPEC), 49th International Universities, pp. 1-5, 2-5 September 2014.
- [13] A. S. El Safty, B. M. Abd El Geliel, C. M. Ammar, "Distributed Generation Stability During Fault Conditions", International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Granada, Spain, 23-25 March 2010.
- [14] IEEE Radial Distribution Test Feeders, <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>, Ocak 2012.
- [15] Kyocera Solar Panel Ürün Bilgileri, <https://www.solarelectricsupply.com/kyocera-kd205gx-lpu-304>, Şubat 2018.