T.C
FIRAT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ŞEBEKE BAĞLANTILI BİR FOTOVOLTAİK SİSTEMİN TASARIMI VE FARKLI ŞEBEKE KOŞULLARI ALTINDA ANALİZİ

DOKTORA TEZİ

Gökay BAYRAK

(06113203)

Anabilim Dalı: Elektrik-Elektronik Mühendisliği

Programı: Elektrik Tesisleri

Danışman: Prof. Dr. Mehmet CEBECİ

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih: 9 Ekim 2013

KASIM-2013

T.C
FIRAT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ŞEBEKE BAĞLANTILI BİR FOTOVOLTAİK SİSTEMİN TASARIMI VE FARKLI ŞEBEKE KOŞULLARI ALTINDA ANALİZİ

DOKTORA TEZİ

Gökay BAYRAK

(06113203)

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 9 Ekim 2013
Tezin Savunulduğu Tarih : 1 Kasım 2013

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Mehmet CEBECİ (F.Ü.)

Diğer Jüri Üyeleri: Prof. Dr. Sabir RÜSTEMLİ (Bitlis Eren Ü.)

Doç.Dr. Muhsin Tunay GENÇOĞLU(F. Ü.)

Doç. Dr. Zafer AYDOĞMUŞ (F. Ü.)

Yrd. Doç. Dr. Hayrettin CAN (F. Ü.)

KASIM-2013

ÖNSÖZ

Bu tez çalışması, Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı Doktora Programı'nda hazırlanmıştır.

Tez çalışmasında bilgi ve tecrübelerinden çokça yararlandığım kıymetli hocam Sayın Prof. Dr. Mehmet CEBECİ'ye teşekkürü bir borç bilirim.

Tez çalışması sırasında çoğu zaman ihmal ettiğim, sabırla bana destek olan sevgili eşime ve kızıma; bu günlere gelmemde büyük emeği olan anne ve babama teşekkür ederim.

Görüş, öneri ve bilgilerinden faydalandığım kıymetli hocalarım, Doç. Dr. Muhsin Tunay GENÇOĞLU'na, Yrd. Doç. Dr. Yavuz EROL'a ve Arş. Gör. Dr. Mahmut Temel ÖZDEMİR'e teşekkür ederim.

Ayrıca Fırat Üniversitesi Bilimsel Araştırma Projeleri Yönetim Birimi'ne FÜBAP-MF.11.39 numaralı proje dahilinde yaptığı desteklerden dolayı teşekkür ederim.

Gökay BAYRAK

Elazığ-2013

İÇİNDEKİLER

Numara

ÖNSÖZ ..... **I**
İÇİNDEKİLER ..... **II**
SUMMARY ..... **V**
ŞEKİLLER LİSTESİ ..... **VI**
TABLOLAR LİSTESİ ..... **XI**
SİMGELER LİSTESİ ..... **XII**
KISALTMALAR LİSTESİ ..... **XIII**
1. GİRİŞ **1**
1.1. Genel Bilgi 1
1.2. Literatür Tarama 6
1.2.1. Konuya İlişkin Genel Literatür 6
1.2.2. Ada Modlu Çalışmaya İlişkin Literatür 15
1.3. Tezin Amacı 20
1.4. Tezin Yapısı 21
2. ŞEBEKE BAĞLANTILI BİR PV SİSTEMİN SİMÜLASYONU **23**
2.1. Giriş 23
2.2. Şebeke Bağlantılı PV Sistemler 23
2.3. Şebeke Bağlantılı PV Sistem Bileşenleri 24
2.3.1. Güneş Pili Eşdeğer Devre Modeli 24
2.3.2. Güneş Paneli Eşdeğer Devre Modeli 28
2.3.2.1. Güneş Işınımına Bağlı Olarak Geliştirilen Güneş Paneli Modeli 30
2.3.2.2. Güneş Işınımı ve Panel Sıcaklığına Bağlı Olarak Geliştirilen Güneş Paneli Modeli 34
2.3.3. PV Panellerin Maksimum Çıkış Gücünde Çalıştırılması 39
2.3.3.1. Değiştir ve Gözle (P&O - Perturbation & Observation) Algoritması 41
2.4. DC-DC Konverter Devreleri 45
2.4.1. Buck (Alçaltıcı) Konverter 46
2.4.2. Boost (Yükseltici) Konverter 47
2.4.2.1. DC-DC Boost Konverter Matlab Simulink Modeli 47
2.5. Tek Fazlı İnverterler 49
2.5.1. PWM İnverterler 50
2.5.2. PV İnverterin Matlab Simulink İle Modellenmesi 52
2.6. Şebeke Bağlantılı PV Sistem Modeli 54
3. ŞEBEKE BAĞLANTILI PV SİSTEMLERDE ADA MODLU ÇALIŞMA **57**
3.1. Giriş 57
3.2. ADMÇ İle İlgili Temel Kavramlar 58
3.2.1. NDZ Kavramı 59
3.2.2. Lokal Yük Eşdeğer Modeli 60
3.2.3. Kalite Faktörü 61
3.2.4. Paralel RLC Yükü 61
3.2.4.1. Paralel RLC Yükünün Empedansı 63
3.2.4.2. Paralel RLC Yükünün Faz Açısı Karakteristikleri 63
3.2.4.3. Paralel RLC Yükünün Empedans Değişim Karakteristikleri 64

3.2.5. Pasif ADMÇ Yöntemlerinde NDZ 65
3.3. ADMÇ İle İlgili Mevcut Standartlar 66
3.4. ADMÇ Tespit Yöntemleri 68
3.4.1. Lokal Yöntemler 68
3.4.1.1. Pasif Yöntemler 68
3.4.1.2. Aktif Yöntemler 76
3.4.1.3. Hibrit Yöntemler 82
3.4.2.Uzaktan İzleme Yöntemleri 84
3.5. ADMÇ Yöntemlerinin Karşılaştırılması 85
3.6. ADMÇ'ye Yönelik Olarak Geliştirilen Simülasyon Modeli 88
3.7. Simülasyon Modelinin Sonuçları 94
4. ŞEBEKE BAĞLANTILI PV SİSTEMİN GERÇEKLEŞTİRİLMESİ 97
4.1. Şebeke Bağlantılı PV Sistemin Oluşturulması 97
4.1.1. Fotovoltaik Dizi 98
4.1.2. PV İnverter 102
4.1.3. Elektriksel Senkronizasyon Ünitesi 104
4.1.4. Elektronik Ölçüm Kartları 106
4.1.5. Güneş Işınımı ve Modül Sıcaklığının Ölçülmesi 111
4.1.6. PV Sisteme Ait Bilgilere Erişim 115
4.1.7. PV Sistemin RS-485 ve GSM Modem Üzerinden Haberleşmesi 116
4.1.8. PV Sistemin İnternet Üzerinden İzlenmesi 119
4.1.9. Labview Ünitesi 123
4.1.9.1. Giriş 123
4.1.9.2. Elektriksel Verilerin Toplanması 123
4.1.9.3. Akım ve Gerilim Bilgilerinin Elde Edilmesi 127
4.1.9.4. Frekans Bilgilerinin Elde Edilmesi 130
4.1.9.5. Verilerin Dosyaya Kaydedilmesi 131
4.1.10. Çift Yönlü Elektrik Sayacı 132
5. DENEYSEL SONUÇLAR 134
5.1. Labview İle Gerçek Zamanlı Olarak Gerçekleştirilen Kontrol Sistemi 134
5.2. Deneysel Sonuçlar 136
5.2.1. Normal Çalışma Koşulları ($P_{inv} > P_{yük}$ Durumu) 136
5.2.2. Normal Çalışma Koşulları ($P_{yük} > P_{inv}$ Durumu) 142
5.2.3. Üst Eşik Frekansının Aşılması (OFP) Durumu 150
5.2.4. Alt Eşik Frekansının Aşılması (UFP) Durumu 155
5.2.5. Üst Eşik Geriliminin Aşılması (OVP) Durumu 161
5.2.6. Alt Eşik Geriliminin Aşılması (UVP) Durumu 165
5.2.7. Yükün Devreye Girmesi Durumu 169
5.2.8. Yükün Devreden Çıkması Durumu 173
6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER 177
6.1. Sonuçlar 177
6.2. Öneriler 178
KAYNAKLAR 179
EKLER 189
EK 1 Değiştir ve İzle MPPT Kontrol Algoritması-I 189
EK 2 Değiştir ve İzle MPPT Kontrol Algoritması-II 190
EK 3 SB-1200 İnverter Teknik Özellikleri 191
ÖZGEÇMİŞ 192

ÖZET

Şebeke bağlantılı PV sistemlerde, PV dizinin bağlantısı ve PV sistemin şebeke ile olan çalışma dengesi önemlidir. Sistemin, gerektiğinde şebekeden ayrılması için teknik bir takım detaylara ihtiyaç vardır. Bu durum, yüksek güç kalitesini sağlamak ve şebekenin güvenilirliğini sağlamak açısından önemlidir. Bununla birlikte, şebeke bağlantılı PV sistemlerin anormal çalışma koşullarında çalışması da önlenmelidir. Bu anormal çalışma durumlarının önde geleni, istenilmeyen ada modlu çalışma durumudur.

Ada modlu çalışma; bir dağıtım sisteminin, güç sisteminden elektriksel olarak izole edilmesi halinde, enerji akışının halen kendisine bağlı bulunan dağıtık şebeke tarafından devam ettirilmesi durumudur. Ada modlu çalışma, şebeke senkronizasyonunun kaybolması nedeni ile güç sistemi kararlılığı üzerinde çeşitli etkilerde bulunmaktadır. Sonuç olarak bu durum, dağıtık şebekenin belirlenen gerilim ve frekans referanslarının dışında kalmasına neden olmakta ve ada modlu çalışma durumunda elektriksel cihazların ve sistemlerin, hatta çalışan personelin bu durumdan zarar görmesine yol açabilmektedir.

Bu çalışmada, şebeke bağlantılı PV sistemlerde, ada modlu çalışmanın tespit edilebilmesi için, inverterden bağımsız olarak çalışabilen, gerçek zamanlı bir kontrol yöntemi önerilmiştir. Bu amaçla, öncelikle 1 kWp kurulu güce sahip, şebeke bağlantılı bir PV sistemin tasarımı gerçekleştirilmiştir. Daha sonra, PV sistem-şebeke-yük arasındaki gerilim, akım ve frekans değişimi gibi devre parametreleri, geliştirilen elektronik devreler yardımı ile izlenerek, tasarlanan gerçek zamanlı kontrol sistemi ile ada modlu çalışma olayının tespitine çalışılmıştır. Bu sayede, ada modlu çalışmanın tespiti için, mevcut yöntemlere göre daha güvenilir, inverterden bağımsız olarak çalışabilen ve cevap süresi kısa bir kontrol alt yapısı elde edilmiştir.

Tez çalışmasında önerilen gerçek zamanlı kontrolör, Labview kontrol ünitesi ve yardımcı ekipmanları ile geliştirilmiştir. Labview sinyal işleme altyapısı, sisteme esneklik kazandırmada ve hızlı sistem prototipini geliştirmede avantaj sağlamıştır.

Ülkemizde, şebeke bağlantılı PV sistemlerde ada modlu çalışmanın tespiti ile ilgili IEEE standartlarında belirtilen kriterlere göre bir çalışma yapılmamıştır. Yapılan çalışma, ülkemiz elektrik şebekesinde, şebeke bağlantılı PV sistemlerde ada modlu çalışmaya yönelik olarak gerekli kriterlerin belirlenmesi noktasında, önemli bir görev üstlenecektir.

Anahtar Kelimeler: Şebeke Bağlantılı Fotovoltaik Sistem, Ada Modlu Çalışma, Labview.

SUMMARY

A Grid Connected PV System Design and Analysis Under Different Grid Conditions

In grid-connected PV systems particularly, the connection of PV array and balance of system to the utility grid has to fulfill the technical requirement of interconnection from the utility grid. This is to ensure high power quality; substantial safety interaction and reliability of the utility are achieved. Therefore, abnormal operating conditions that could affect the grid connected PV systems have to be prevented. One of the major safety issues related is the challenge to avoid unintentional island mode of operation.

Islanding is the situation in which a distribution system becomes electrically isolated from the remainder of the power system, yet continues to be energized by distributed generation (DG) connected to it. Unintentional islanding can create a severe impact to the power system stability due to the loss of grid synchronization. Consequently, this causes the DG to be out of the voltage and frequency references. This may damage the electrical devices and systems equipment and also technical workers may be placed under safety hazards in the islanded section.

In this study, design and construction of a real time controller for islanding detection in grid connected PV systems was proposed. 1 kWp grid connected PV system was developed for this aim. Proposed control method eliminates drawbacks of present methods used in islanding detection and islanding can be detected with developed real time controller by measuring circuit parameters like change of voltage, current and frequency between PV system-load and utility grid. Electronic development boards were designed for this purpose and data was obtained from the PV system and evaluated with designed real time controller. Thanks to this method, more reliable and having fast response time control structure was developed according to the present methods.

The proposed real time controller in this thesis was developed with Labview unit and its useful tools. Labview development board has the advantage of flexibility, and rapid system prototyping capability.

There are not any islanding detection studies according to the IEEE standards for grid connected PV systems in our country. Proposed study will have also an important role about determining the required criterions for islanding detection in our utility grid.

Keywords: Grid Connected Photovoltaic System, Islanding Detection, Labview.

ŞEKİLLER LİSTESİ

Numara

Şekil 1.1. Şebeke bağlantılı bir PV santralde güç akışı 1
Şekil 1.2. Şebeke bağlantılı küçük güçlü PV sistemlerde güç akışı 2
Şekil 1.3. Ada modlu çalışma durumu genel yapısı 5
Şekil 2.1. Tipik bir şebeke bağlantılı PV sistemin blok şeması 24
Şekil 2.2. Güneş pili elektriksel eşdeğer devresi 25
Şekil 2.3. Matlab Simulink ortamında geliştirilen güneş pili modeli 27
Şekil 2.4. Güneş pili modeline ait V-P ve V-I değişim eğrileri 27
Şekil 2.5. Güneş pillerinin seri ve paralel bağlanması ile güneş panelinin elde edilmesi 28
Şekil 2.6. Güneş ışınımına bağlı olarak geliştirilen güneş paneli modeli 30
Şekil 2.7. DPS-160 güneş panelinin farklı ışınım şiddetlerindeki karakteristik eğrileri 31
Şekil 2.8. Beş adet güneş panelinden oluşan PV dizi yapısı 31
Şekil 2.9. PV diziyi oluşturan güneş panellerinin iç yapısı 32
Şekil 2.10. PV diziyi oluşturan güneş panellerine ilişkin parametrelerin girilmesi 32
Şekil 2.11. Güneş ışınımına bağlı olarak geliştirilen PV dizi modeli 33
Şekil 2.12. Güneş ışınımına bağlı olarak çalışan PV dizi V-P ve V-I değişim eğrileri 33
Şekil 2.13. PV dizi çıkışında akım, gerilim ve gücün değişimi 34
Şekil 2.14. DPS-160 güneş panelinin, sıcaklık ve ışınıma bağlı Matlab Simulink modeli 35
Şekil 2.15. Sıcaklık ve ışınıma bağlı olarak geliştirilen güneş paneli modeli 35
Şekil 2.16. Sıcaklık ve ışınıma bağlı olarak değişen PV panel I-V değişim eğrisi 36
Şekil 2.17. DPS-160 güneş paneli teknik özelliklerinin sisteme girilmesi 36
Şekil 2.18. Güneş ışınımı ve PV panel sıcaklığına bağlı olarak geliştirilen PV dizi modeli 37
Şekil 2.19. Güneş paneli dizisine ait çıkış akımı, çıkış gerilimi ve çıkış gücü 38
Şekil 2.20. Güneş paneli modelinin, farklı güneş ışınım şiddetlerindeki I-V değişim eğrileri (T=25 ^{o}C) 38
Şekil 2.21. Güneş paneli modelinin, farklı sıcaklık değerlerindeki I-V değişim eğrileri (G=1000 W/m^2) 39
Şekil 2.22. Güneş paneli dizisine ait P-V değişimi eğrisi ve MPP noktası 40
Şekil 2.23. P&O algoritması akış diyagramı 41
Şekil 2.24. P&O algortimasını kullanan PV sistem modeli 42
Şekil 2.25. 1000 W/m^2 güneş ışınımda MPPT referans akımı ve PV çıkış gerilimi 43
Şekil 2.26. Konverter verimi, görev periyodu ve gücünün değişimi 43
Şekil 2.27. Farklı güneş ışınımı değerlerinde PV dizi ve konverter parametreleri 44
Şekil 2.28. Farklı güneş ışınımı altında çıkış güçlerinin değişimi 44
Şekil 2.29. Buck konverter devresinin genel yapısı 46
Şekil 2.30. Boost konverter devresinin genel yapısı 47
Şekil 2.31. Matlab Simulink ortamında geliştirilen DC-DC Boost Konverterin yapısı 48
Şekil 2.32. DC-DC boost konverter modelinin iç yapısı 48
Şekil 2.33. DC-DC Boost Konverterin parametre giriş penceresi 49
Şekil 2.34. DC-DC Boost Konverter modelinden elde edilen simülasyon sonuçları 49
Şekil 2.35. PWM yöntemine ait dalga şekilleri 51
Şekil 2.36. Matlab Simulink'te geliştirilen tek fazlı PV inverter modeli 52
Şekil 2.37. PV inverter modelinin iç yapısı 53
Şekil 2.38. PV inverter çıkışından elde edilen AC gerilim ve akımın değişimi 53

Şekil 2.39. PV inverter giriş akımı ve görev periyodunun değişimi 54
Şekil 2.40. PV inverter giriş ve çıkış güçlerinin anlık değişimi 54
Şekil 2.41. Matlab Simulink ortamında geliştirilen şebeke bağlantılı PV sistem modeli 55
Şekil 2.42. Şebeke bağlantılı PV sistem modelinde inverter çıkışından elde edilen akım, gerilim ve güç değişimleri 56
Şekil 3.1. ADMÇ durumu genel yapısı 57
Şekil 3.2. ADMÇ'de algılanamayan bölge (NDZ) 60
Şekil 3.3. ADMÇ için kullanılan paralel RLC yükü 61
Şekil 3.4. Yüke ait faz açısının kalite faktörü değerine göre değişimi 64
Şekil 3.5. Yüke ait faz açısının farklı frekans değerlerine göre değişimi 64
Şekil 3.6. Yük empedansının, kalite faktörüne göre değişimi 65
Şekil 3.7. ADMÇ tespit yöntemleri 68
Şekil 3.8. Pasif ADMÇ tespit yöntemlerinin genel akış diyagramı 69
Şekil 3.9. Şebeke bağlantılı bir PV sistemde güç akışı 70
Şekil 3.10. ROCOF röle modeli blok diyagramı 71
Şekil 3.11. ADMÇ durumunda gerilim dalga şeklinin değişimi 72
Şekil 3.12. PJD yöntemine ilişkin ADMÇ tespit durumu 75
Şekil 3.13. Kesici açılmadan önce şebeke bağlantılı PV sistemin durumu 76
Şekil 3.14. Kesici açıldıktan sonra şebeke bağlantılı PV sistemin durumu 77
Şekil 3.15. Aktif ADMÇ yöntemlerinin genel akış diyagramı 77
Şekil 3.16. ADMÇ'nin tespitinde kullanılan SMS yöntemine ilişkin eğri 79
Şekil 3.17. AFD yönteminde kullanılan sinyalin değişimi 80
Şekil 3.18. Hibrit yöntemlerin çalışmasına ilişkin genel akış diyagramı 83
Şekil 3.19. PLCC yöntemi genel yapısı 84
Şekil 3.20. Şebeke bağlantılı PV sistemde ADMÇ'ye yönelik geliştirilen kontrol sistemi modeli 89
Şekil 3.21. PV inverter çıkışından elde edilen dalga şekilleri 90
Şekil 3.22. Frekans ve gerilim hesabı bloğu 90
Şekil 3.23. Frekans hesabı bloğu iç yapısı 91
Şekil 3.24. RMS gerilim hesabı bloğunun iç yapısı 91
Şekil 3.25. Alt ve üst gerilim-frekans bloğu iç yapısı 92
Şekil 3.26. Gerilim eşik değerlerinin belirlenmesi 92
Şekil 3.27. Frekans sınır değerlerinin belirlenmesi 93
Şekil 3.28. Frekans değerinin 6 periyot boyunca sayılması 93
Şekil 3.29. PV inverter çıkışındaki kesici akımı ve kesici kontrol sinyali 93
Şekil 3.30. İndüktif bir yük durumunda kesici akımı ve kontrol sinyalinin değişimi 94
Şekil 3.31. P=200 W, Vac=270 V RMS için simülasyon sonuçları 95
Şekil 3.32. Q_L=400 VAR, P=200 W, Vac=270 V RMS için simülasyon sonuçları 95
Şekil 3.33. P=200 W, Vac=310 V RMS için simülasyon sonuçları 96
Şekil 3.34. Q_C=400 VAR, P=200 W, Vac=270 V RMS için simülasyon sonuçları 96
Şekil 4.1. Tasarlanan şebeke bağlantılı PV sistemin genel yapısı 97
Şekil 4.2. Laboratuvar ortamında ADMÇ'ye yönelik oluşturulan şebeke bağlantılı PV sistemin genel yapısı 98
Şekil 4.3. Mevcut taşıyıcı sistem ve her biri 160 Wp güce sahip güneş panellerinden oluşan PV dizi 99
Şekil 4.4. PV diziyi oluşturan güneş panellerinin bağlantı şekli 100
Şekil 4.5. Sunny Design programında PV sistem bilgilerinin girilmesi 100
Şekil 4.6. PV sistem tasarımına ilişkin genel değerlendirme sonucu 101
Şekil 4.7. ADMÇ'ye yönelik olarak geliştirilen prototip sistemin genel görünümü 102

Şekil 4.8. Sunny Design programında PV inverterin seçimi 103
Şekil 4.9. PV Sisteme ilişkin kablo kesitlerinin seçimi 103
Şekil 4.10. Şebeke bağlantılı PV sistemde kullanılan SB-1200 inverter 104
Şekil 4.11. PV inverterin devreye alınması ile elde edilen çıkış gücünün değişimi 104
Şekil 4.12. Elektriksel Senkronizasyon Ünitesi genel görünümü 105
Şekil 4.13. ESÜ'de kullanılan SSR ünitelerinin iç yapısı ve bağlantı uçları 106
Şekil 4.14. Akım, gerilim ve frekans bilgilerinin elde edildiği PCB kart 107
Şekil 4.15. Gerilim ve frekans bilgisinin elde edilmesine ilişkin devre prensip şeması 108
Şekil 4.16. Elektronik ölçüm devresi giriş ve çıkış sinyalleri dalga şekilleri 108
Şekil 4.17. Akım bilgisinin elde edilmesine ilişkin devre prensip şeması 109
Şekil 4.18. Elektronik ölçüm kartlarının görünümü 109
Şekil 4.19. PV sistem akım ve gerilim ölçme devresi görünümü 110
Şekil 4.20. PV sistem akım ve gerilim ölçümüne ilişkin devre prensip şeması 111
Şekil 4.21. Sensorbox ünitesinin genel kullanım alanı 111
Şekil 4.22. Sensorbox ünitesi ve modül sıcaklık sensörü 112
Şekil 4.23. RS485 Power Injector ünitesinin genel yapısı 113
Şekil 4.24. Sensorbox, PV inverter ve webbox RS485 üzerinden bağlantısı 113
Şekil 4.25. RS485 Power Injector ve sensorbox ünitesi bağlantı panosu 114
Şekil 4.26. Sensorbox ünitesinden elde edilen güneş ışınım şiddeti 115
Şekil 4.27. Sensorbox ünitesinden elde edilen güneş paneli sıcaklığı 115
Şekil 4.28. Webbox ünitesinin PV sistemlerde kullanılabilen çeşitli çalışma şekilleri 116
Şekil 4.29. Webbox ünitesi 117
Şekil 4.30. Webbox TCP/IP ayarları 117
Şekil 4.31. Webbox arayüzü kullanıcı giriş sayfası 118
Şekil 4.32. GSM modem ayarlarının yapılması 118
Şekil 4.33. Sunny Portal giriş ekranı 119
Şekil 4.34. PV sisteme ait bilgi ekranı 120
Şekil 4.35. PV sistemi oluşturan elemanlar ve parametre ayarları 120
Şekil 4.36. Sensorbox ünitesinden elde edilen bilgilerin görüntülenmesi 121
Şekil 4.37. PV inverter çıkışından elde edilen enerjinin görüntülenmesi 122
Şekil 4.38. Sunny Portal programına cep telefonu üzerinden erişim 122
Şekil 4.39. Labview DAQ MX USB-6221 sinyal işleme kartı ünitesi genel görünümü 124
Şekil 4.40. Bilgisayar ve DAQ kartından oluşan bir veri toplama sisteminin genel yapısı 125
Şekil 4.41. Analog gerilim sinyalinin karakteristikleri 127
Şekil 4.42. Analog giriş geriliminin Labview programı ile okunması 128
Şekil 4.43. Elektronik ölçüm kartından elde edilen analog giriş gerilimi sinyali 128
Şekil 4.44. Elektronik ölçüm kartından elde edilen analog giriş akım sinyali 129
Şekil 4.45. Labview'de geliştirilen gerilim ve akım ölçümü ekranı 129
Şekil 4.46. Gerilim ve akım ölçümü için geliştirilen Labview programı 130
Şekil 4.47. Labview frekans ölçüm ekranı 131
Şekil 4.48. PV sistemden elde edilen akım ve gerilim bilgisinin kayıt edilmesi 132
Şekil 4.49. Çift yönlü elektrik sayacı 133
Şekil 5.1. Normal çalışma şartları (Pinv > Pyük) altında PV sistemin genel görünümü 137
Şekil 5.2. İnverter çıkış gerilimi (Pinv > Pyük durumu) 137
Şekil 5.3. PV inverter çıkışındaki akım ve gerilim (Pinv > Pyük durumu) 138
Şekil 5.4. İnverter aktif ve reaktif gücü (Pinv > Pyük durumu) 138
Şekil 5.5. Şebeke akımı ve gerilimi (Pinv > Pyük durumu) 139
Şekil 5.6. Yük akımı (Pinv > Pyük durumu) 139
Şekil 5.7. Yük akımı ve gerilimi (Pinv > Pyük durumu) 140

Şekil 5.8. Yükün aktif ve reaktif gücü (Pinv > Pyük durumu) 140
Şekil 5.9. Yükün ani görünür güç değişimi (Pinv > Pyük durumu) 141
Şekil 5.10. Şebeke frekansı (Pinv > Pyük durumu) 141
Şekil 5.11. PV sistemde aktif güçlerin değişimi (Pinv > Pyük durumu) 142
Şekil 5.12. Normal çalışma şartları (Pyük > Pinv) altında PV sistemin genel görünümü ... 143
Şekil 5.13. PV inverter çıkışındaki akım ve gerilimin sürekli durumu (Pyük > Pinv) 144
Şekil 5.14. PV inverter çıkışındaki akım ve gerilim (Pyük > Pinv) 144
Şekil 5.15. PV inverter aktif ve reaktif gücü (Pyük > Pinv) 145
Şekil 5.16. Şebeke akımı (Pyük > Pinv) 145
Şekil 5.17. Şebeke akım ve geriliminin sürekli durumu (Pyük > Pinv) 146
Şekil 5.18. Şebeke akım ve gerilimi (Pyük > Pinv) 146
Şekil 5.19. Yük akımı (Pyük > Pinv) 147
Şekil 5.20. Yükün görünür gücü (Pyük > Pinv) 147
Şekil 5.21. Yük akımı ve gerilimi (Pyük > Pinv) 148
Şekil 5.22. Yükün aktif ve reaktif gücü (Pyük > Pinv) 148
Şekil 5.23. PV sistemde aktif güçlerin değişimi (Pyük > Pinv) 149
Şekil 5.24. Şebeke frekansı (Pyük > Pinv) 149
Şekil 5.25. Üst eşik frekansının aşılması durumunda PV sistemin genel görünümü 150
Şekil 5.26. Üst eşik frekansının aşılması durumunda şebeke frekansının değişimi 151
Şekil 5.27. Üst eşik frekansının (50.2 Hz) aşılması durumunda şebeke akımı 151
Şekil 5.28. Şebeke frekansının üst eşik frekansını aşması (50.3 Hz) 152
Şekil 5.29. PV inverter kesicisi (K1) ve şebeke kesicisi (K2) kontrol sinyalleri (50.3 Hz) . 152
Şekil 5.30. Yük akımı ve gerilimi (50.3 Hz) 153
Şekil 5.31. Yükün aktif ve reaktif gücü (50.3 Hz) 153
Şekil 5.32. Yük gerilimi (50.3 Hz) 154
Şekil 5.33. Yük akımı (50.3 Hz) 154
Şekil 5.34. Faz açısının değişimi (50.3 Hz) 155
Şekil 5.35. Alt eşik frekansının altında çalışma durumunda PV sistemin genel görünümü 156
Şekil 5.36. Alt eşik frekansının (49.8 Hz) altında çalışma durumunda şebeke akımı 156
Şekil 5.37. İnverter kesicisi (K1) ve şebeke kesicisi (K2) kontrol sinyalleri (49.7 Hz) 157
Şekil 5.38. Şebeke frekansının değişimi (49.7 Hz) 158
Şekil 5.39. Şebeke akımı (49.7 Hz) 158
Şekil 5.40. Şebeke ve yük tarafı aktif güçleri (49.7 Hz) 159
Şekil 5.41. Yük akımı ve gerilimi (49.7 Hz) 159
Şekil 5.42. Yük gerilimi (49.7 Hz) 160
Şekil 5.43. Yük akımı (49.7 Hz) 160
Şekil 5.44. Üst eşik geriliminin aşılması durumunda PV sistemin genel görünümü 161
Şekil 5.45. Üst eşik geriliminin (253 V) aşılması durumunda şebeke akımı 162
Şekil 5.46. Üst eşik geriliminin (253 V) aşılması durumunda şebeke frekansının değişimi 162
Şekil 5.47. İnverter kesicisi (K1) ve şebeke kesicisi (K2) kontrol sinyalleri (253 V) 163
Şekil 5.48. Şebeke frekansının değişimi (253 V) 163
Şekil 5.49. Şebeke geriliminin değişimi (253 V) 164
Şekil 5.50. Yükün aktif ve reaktif gücü (253 V) 164
Şekil 5.51. Şebeke ve yük aktif güçleri (253 V) 165
Şekil 5.52. Alt eşik geriliminin (195 V) altındaki durum için PV sistemin genel görünümü 166
Şekil 5.53. Alt eşik geriliminin (195 V) altında çalışma durumunda şebeke akımı 166
Şekil 5.54. Alt eşik geriliminin (195 V) aşılması durumunda şebeke frekansının değişimi 167
Şekil 5.55. İnverter kesicisi (K1) ve şebeke kesicisi (K2) kontrol sinyalleri (195 V) 167

Şekil 5.56. Şebeke gerilimi (195 V) 168
Şekil 5.57. Şebeke frekansının değişimi (195 V) 168
Şekil 5.58. Yükün aktif ve reaktif gücü (195 V) 169
Şekil 5.59. Yükün devreye girmesi durumunda PV sistemin genel görünümü.....170
Şekil 5.60. Yükün devreye girmesi durumunda kesici kontrol sinyalleri 170
Şekil 5.61. Yük kesicisi (K3) kontrol sinyali (yüklenme durumu) 171
Şekil 5.62. Aktif güçler (yüklenme durumu).....171
Şekil 5.63. Yük akımı (yüklenme durumu) 172
Şekil 5.64. Yükün aktif ve reaktif gücü (yüklenme durumu).....172
Şekil 5.65. Yükün devreden çıkması durumunda aktif güç değişimleri (ekran görüntüsü) .173
Şekil 5.66. Yük kesicisi (K3) kontrol sinyali (yük atma durumu) 174
Şekil 5.67. Yük akımı (yük atma durumu) 174
Şekil 5.68. Yükün aktif ve reaktif gücü (yük atma durumu).....175
Şekil 5.69. Aktif güçler (yük atma durumu).....175
Şekil 5.70. Şebeke frekansı değişimi (yük atma durumu).....176

TABLOLAR LİSTESİ

Numara

Tablo 3.1. ADMÇ ile ilgili mevcut standartlar.....67
Tablo 3.2. IEEE 929-2000 standartlarına göre ADMÇ kriterleri.....67
Tablo 3.3. ADMÇ tespit yöntemlerinin karşılaştırılması [31].....87
Tablo 4.1. DPS-160 güneş paneli elektriksel özellikleri.....99
Tablo 5.1. Şebeke frekansı eşik değerleri.....150
Tablo 5.2. Şebeke gerilimi eşik değerleri.....161

SİMGELER LİSTESİ

Q_f : Kalite Faktörü
Q_L : Lokal İndüktif Yük (Var)
Q_C : Lokal Kapasitif Yük (Var)
P_R : Lokal Rezistif Yük (W)
P_I : PV inverter efektif çıkış gücü (W)
Q_I : PV inverter reaktif çıkış gücü (Var)
ΔP : Şebeke efektif güç akışı (W)
ΔQ : Şebeke reaktif güç akışı (Var)
R : Lokal yük direnci (ohm)
L : Lokal yük indüktansı (H)
C : Lokal yük kapasitesi (C)
d.p.f. : Şebekeden görülen yer değiştirme güç faktörü
f_0 : Nominal hat frekansı (Hz)
V_0 : Nominal hat gerilimi (V)
I_{inv} : İnverter akımı (A)
c_f : Kesim oranı

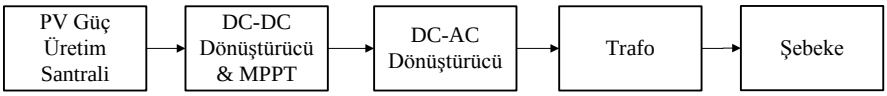
KISALTMALAR LİSTESİ

ADM : Ada Mod
AA : Alternatif Akım
ADMÇ : Ada Modlu Çalışma
AFD : Aktif Frekans Öteleme (Active Frequency Drifting)
AFDPF : Pozitif Geri Beslemeli Aktif Frekans Öteleme (Active Frequency Drifting with Positive Feedback)
AG : Alçak Gerilim
ALPS : Adaptif Lojik Faz Kaydırma (Adaptive Logic Phase Shifting)
APS : Otomatik Faz Kaydırma (Automatic Phase Shifting)
DA : Doğru Akım
DFT : Ayrık Fourier Dönüşümü (Discrete Fourier Transform)
DG : Dağıtık Üretim
FLC : Bulanık Mantık Kontrolör
FPGA : Field Programmable Gate Arrays
LABVIEW : Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench
LOM : Loss of Mains
MPP : Maksimum Güç Noktası (Maximum Power Point)
MPPT : Maksimum Güç Noktası İzleme (Maximum Power Point Tracking)
NDZ : Tanımlanamayan Bölge (Non Detection Zone)
OFP : Üst Frekans Koruma (Over Frequency Protection)
OFR : Üst Frekans Rölesi (Over Frequency Relay)
OVP : Üst Gerilim Koruma (Over Voltage Protection)
OVR : Üst Gerilim Rölesi (Over Voltage Relay)
PCC : Point of Common Coupling
PCU : Power Conditioning Unit
PF : Pozitif Geri Besleme (Positive Feedback)
PJD : Faz Sıçraması Tespiti (Phase Jump Detection)
PLCC : Power Line Communication Carrier
PLL : Faz Kilitlemeli Döngü (Phase Locked Loop)
PV : Fotovoltaik
ROCOF : Frekans Değişim Oranı (Rate of Change of Frequency)
ROCOP : Güç Değişim Oranı (Rate of Change of Power)
REED : Reaktif Güç Transferi Hata Tespiti
SCADA : Uzaktan Kontrol ve Gözleme Sistemi (Supervisory Control And Data Acquisition)
SFS : Sandia Frekans Öteleme (Sandia Frequency Shifting)
SVS : Sandia Gerilim Öteleme (Sandia Voltage Shifting)
SMS : Kayma Mod Frekans Öteleme Algoritması
SSR : Solid State Röle
ŞB : Şebeke Bağlantılı
UFP : Alt Frekans Koruma (Under Frequency Protection)
UFR : Alt Frekans Rölesi (Under Frequency Relay)
UV : Dengesiz Gerilim (Unbalanced Voltage)
UVP : Alt Gerilim Koruma (Under Voltage Protection)
UVR : Alt Gerilim Rölesi (Under Voltage Relay)
YEK : Yenilenebilir Enerji Kaynağı

1. GİRİŞ

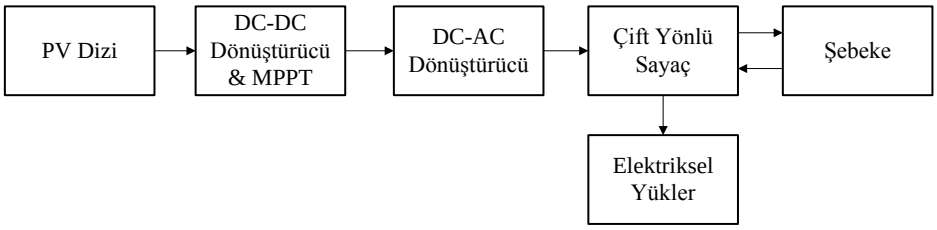
1.1. Genel Bilgi

Fotovoltaik (PV) güç sistemleri, şebeke bağlantısız (off-grid) ve şebeke bağlantılı (on-grid) sistemler olmak üzere iki temel başlık altında incelenmektedir. Şebekeden bağımsız PV sistemler, aydınlatmadan sulamaya, haberleşmeden uydu sistemlerine kadar bir çok alanda kullanılmaktadır. PV üretim maliyetlerinin azalmasına ve güneş pillerinin verimlerinin artmasına paralel olarak, şebeke bağlantılı PV sistemler de geliştirilerek, küçük güçlerde konutsal uygulamalarda ve büyük güçlerde ise güneş enerjisi santrallerinde kullanılmaya başlanmıştır. Şebeke bağlantılı PV güç sistemlerinde, üretilen doğru akım (DA), inverter aracılığıyla alternatif akıma (AA) çevrilerek, doğrudan şebekeyi beslemektedir. Böylece hem çeşitli yükler beslenmekte, hem de üretilen fakat kullanılmayan fazla enerji şebekeye verilebilmektedir. Elektrik üretim santrali olarak kullanılan, sadece şebekeyi besleyen sistemlerde ise bağlantı noktası, sistemin kurulu gücüne göre değişiklik göstermektedir. Kurulu gücü 50 MVA'ya kadar olan sistemler, 34,5 kV dağıtım hattı gerilim seviyesinden, 50 MVA üzeri olanlar ise 154 kV veya 380 kV iletim hattı gerilim seviyesinden şebekeye bağlanırlar [6]. Bu sistemlerin en önemli avantajı, üretilen enerjinin depolanma ihtiyacının olmamasıdır. Bu sayede, akü ve şarj kontrol cihazı masrafları ortadan kalkmaktadır. Şekil 1.1'de şebeke bağlantılı bir PV santralde güç akışı görülmektedir.



Şekil 1.1. Şebeke bağlantılı bir PV santralde güç akışı

Şebeke bağlantılı küçük güçlü PV sistemlerde güç akışını gösteren yapı ise Şekil 1.2'de gösterilmiştir. Bu yapıda, elektriksel yükler hem PV tarafından hem de şebeke tarafından sürekli olarak beslenmektedir. PV sistemin gücünün yeterli olduğu durumda yükler PV sistem üzerinden beslenirken, üretilen fazla enerji ise şebekeye aktarılmaktadır. Tersi durumda ise yükler şebekeden beslenmekte ve güç akışı ters yönde gerçekleşmektedir.



Şekil 1.2. Şebeke bağlantılı küçük güçlü PV sistemlerde güç akışı

Şebeke bağlantılı bir inverterin şebekeye aktardığı güç, öncelikle yerel yükler tarafından tüketilmektedir. Artan güç ise elektrik şebekesine verilerek daha uzaklarda bulunan yükler tarafından tüketilmektedir. Genellikle 5 kW altındaki güçlerde tek fazlı şebeke bağlantılı inverterler, daha yüksek güçlerde ise 3 fazlı şebeke bağlantılı inverterler kullanılmaktadır.

Şebeke bağlantılı PV inverterler, şebekeye mümkün olabilecek en yüksek güneş gücünü aktarmak için Maksimum Güç Noktası İzleyici (MPPT, Maximum Power Point Tracker) modunda çalışmaktadırlar. Bu çalışma modu, mevcut sıcaklık ve ışınım koşullarında en yüksek gücün elde edildiği panel gerilimi ve akımını saptayarak, inverterin panel dizisinden aynı gerilim ve akım değerlerini çekmesini sağlar. Bu sayede minimum harmonik bozulma ve faz kayması ile şebeke bağlantısının gerçekleştirilmesi amaçlanmaktadır. Dolayısı ile güç kalitesi, şebeke bağlantılı PV elektrik üretim sistemlerinde en önemli konulardan birisidir.

PV sistemlerin şebeke bağlantısı yapılmadan önce, sistemin şebeke üzerinde nasıl etkiler göstereceği değerlendirilmelidir. Şebekeye ek güç sağlamak isterken şebekeyi olumsuz etkilemek de mümkündür. Bu sebeple, kurulacak sistemin bağlantı yapılacağı şebekeyle senkronizasyonu çok iyi olmalıdır. Elektrik dağıtım kuruluşu, şebeke bağlantısı yapılacak sistemler için önemli hususları belirler ve bunlara uyulmasını ister. Bu hususlar aşağıda maddeler halinde sıralanmıştır:

Aşırı ve düşük gerilim: Yenilenebilir enerji kaynaklarının (YEK) çıkış gücündeki değişim uyarınca şebeke gerilimi seviyesinde azalma ve artma yönünde yavaş değişimler gözlemlenmektedir. EN50160 standardı uyarınca orta gerilim şebekesindeki gerilim değişimleri +/- % 10 Vrms değerini geçmemelidir [7].

Ani gerilim değişimi: Şebekede kısa devre gibi sorunlarla karşılaşıldığında, koruma rölesi tarafından bu sorun algılanır. Fakat kesiciler şebeke bağlantısını kesene kadar geçecek sürede gerilim çökmesi yaşanır. Gerilim çökme süresi, koruma rölelerinin ve kesicilerin çalışma süresine bağlıdır.

Gerilim dengesizliği: Gerilim dengesizliği, üç fazlı sistemlerde her fazın genliğinin birbirinden farklı olduğu durumdur. PV sistemlerdeki faz farkları, dağıtım hattında fazlar arasında gerilim dengesizliğine sebep olabilir.

Harmonik: Bir harmonik dalga, temel frekansın birkaç katı olarak kendini gösteren frekanslar olarak tanımlanır. PV inverterler, yarı iletken anahtarlama elemanları içerdiklerinden harmonik kaynağı olarak adlandırılırlar.

Kısa devre kapasitesi: Ülkemizde EPDK ve TEİAŞ tarafından uygulanmakta olan yenilenebilir enerji santrallerinin bağlantı kriterleri uyarınca, özellikle rüzgar santralleri için bağlantı yapılacak trafo kısa devre gücünün %5'i aşmaması gerekmektedir. Bu sınırlama değeri, dünya genelinde uygulanmakta olan güçlü şebeke tanımı esas alınarak hesaplanmıştır. Bu değer pratikte genel-geçer bir değer olup, her yenilenebilir enerji santralinin kurulum gücü bağlantı yapacağı şebekenin herhangi bir noktası uyarınca değişmektedir [7]. Sistem kısa devre arıza akım limiti olan, 16 kA değerinin aşılmaması gerekir [6].

Sistemler arası arızanın süresi: Transformatörlerde alçak ve yüksek gerilim tarafı birbirinden yalıtımlıdır. Sistemler arası arıza, transformatör üzerine yıldırım düşmesi gibi bir sorun meydana geldiğinde bu yalıtımın ortadan kalkmasıyla ortaya çıkan arızadır. Böyle bir sorun meydana geldiğinde güç santralinin çalışması durdurulmalı ve şebeke ile bağlantısı kesilmelidir.

Frekans değişimi: Güç arzı ve talebi arasındaki dengesizlik frekans dalgalanmalarına sebep olmaktadır. Frekans, güç kalitesi konusunda en önemli faktörlerden biridir. Dolayısıyla şebeke bağlantılı sistemlerde, sistem frekansı şebeke frekansıyla eşit tutulmak zorundadır.

Doğru Akım (DC) bileşeni: DC bileşeni, alternatif akım temel dalga şeklinden pozitif veya negatif yönde meydana gelen sapmaları oluşturur. PV güç sistemlerinde kullanılan transformatörsüz inverterlerde DC bileşenin, şebeke tarafına sızmasını önlemek için, dönüştürücülerde DC bileşen algılayıcıları kullanılmaktadır.

Yüksek frekans taşınımı: PV güç sistemlerinin en önemli elemanı olan inverterler, PV modüllerle üretilen DC'yi, 10–20 kHz civarında olan yüksek frekans anahtarlama ile AC'ye çevirirler. Bu yüksek frekans anahtarlama sebebiyle, inverterlerde bir elektromanyetik gürültü oluşur. Bu gürültü, elektrik kablolarıyla taşınarak elektronik cihazlar üzerinde olumsuz etki gösterir.

Hat iletim kapasitesi: Şebekenin herhangi bir noktasına bir YEK bağlamadan önce, o noktayı şebekeye bağlayan hatlarda aşırı yüklenme olup olmadığından emin olunmalıdır. Hattın tipi ve dağıtım trafosunun kurulu gücü, YEK'den şebekenin diğer noktalarına iletilecek gücün sınır değerini belirlemektedir [7].

İletim ve dağıtım kayıplarının azalması: Büyük güçlü elektrik üretim santralleri genellikle tüketim noktasına uzak yerlere inşa edilirler. Güç kaybı mesafe ile orantılı olarak arttığından güç iletimi ve dağıtımında büyük miktarda kayıplar olmaktadır. Fakat PV sistemler, güneş ışığının olması koşuluyla, tüketim noktasında kurulabilirler. Böylelikle, iletim ve dağıtım kayıplarında önemli ölçüde azalmalar olur. Ayrıca, PV güç sistemleri bina çatısına veya ön yüzeyine monte edilebilir.

Arz güvenliği: PV sistemlerin güç çıkışında, herhangi bir kaza veya doğal afet tarafından kesinti oluşabilir. Sık sık doğal afet deneyimi yaşayan Japonya'da PV sistemler, acil durumlarda elektrik kesintilerine rağmen sisteme güç aktarabilecek şekilde tasarlanmıştır. Kullanıcılar şebeke bağlantılı PV sistemleri normal moddan, ada moduna dönüştürebilirler. Bu sistemde akü grubunun sisteme dahil edilmiş olması gerekmektedir.

Maksimum güç talebi: Her ne kadar bölgesel koşullara bağlı olsa da, genel olarak, elektrik tüketimi gündüz vakitlerinde artarken, gece vakitlerinde azalmaktadır. PV sistemlerin, gündüz vakitlerinde elektrik üretimi yaptığı için, maksimum güç talebinin olduğu zamanlarda güç ihtiyacının karşılanıp karşılanamayacağı önemli bir konu olmuştur. Özellikle, sıcak iklimli ülkelerde, PV sistemlerin yaz aylarında soğutma ihtiyacını karşılayabilmesi gerekir. Diğer taraftan, PV sistemler tarafından güç temininin etkisini değerlendirmek kolay değildir. Örneğin, birçok ülkede akşam vakitlerinde güç talebi fazla olabilmektedir. Dolayısıyla, enerji sıkıntısı olmaması için, PV sistemler enerji depolama sistemleri ile desteklenmelidir. Eğer PV sistem yüksek güç çıkışı verdiği zamanlarda aküler ile enerji depolar ve bunu yük ihtiyacı için kullanırsa, şebekeden çekilecek tepe güç değerlerinde azalma olur [8].

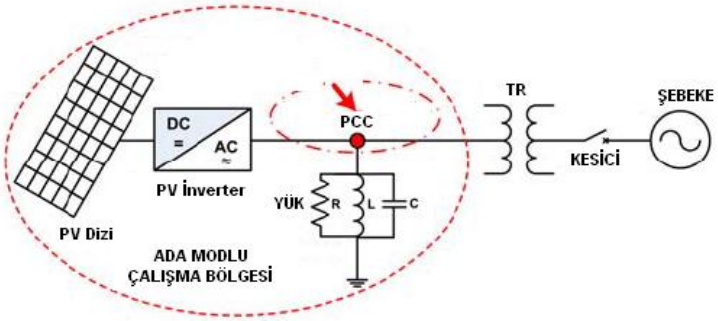
Güç kalitesi yönetimi: PV sistemlerde gerilim dalgalanması, kısa devre kapasitesi ve harmonikler gibi olumsuz etkiler, yüksek performanslı güç dönüştürücüsü kullanılması halinde olumlu etkiye dönüştürülebilir. Aktif filtre ve statik VAr kompanzasyon ünitesi ile kaliteli güç dönüştürücüsü elde etmek mümkündür.

Ada modlu (islanding mode) çalışma (ADMÇ): Şebeke bağlantılı PV güç sistemlerinde, herhangi bir sebepten dolayı şebeke elektriğinin kesilmesi durumunda, PV sistemin elektrik üretmeye devam etmesi elektriksel olarak kritik bir durumdur. Bu durum

literatürde, LOM (Loss of Mains) ya da yaygın kullanım şekli ile ADMÇ (islanding) olarak tanımlanmaktadır. Şebeke bağlantılı PV güç sistemleri, elektrik şebekesini güç kalitesi yönünden takip ederek, şebeke herhangi bir sorunla karşılaştığı takdirde bu sorunu algılayabilmelidir. Bu sorun karşısında PV sistemde bulunan inverter devreyi açarak, üretilen elektriğin şebekeye verilmesini önlemelidir. Şebeke bağlantılı PV sistemlerde, güç kalitesi ile ilgili en önemli sorunların başında ADMÇ gelmektedir. Elektrik şebekesini kontrol eden şirketler de, şebeke bağlantılı PV sistemlerin şebekeye entegre edilmesi noktasında, öncelikli olarak ADMÇ'nin tespiti konusunda gerekli şartların sağlanmasını istemektedirler.

Modern güç sistemlerinde, PV, yakıt pili, rüzgar türbini içeren dağıtık enerji üretim (DG) sistemleri hızla gelişmekle birlikte, aynı zamanda elektriksel altyapı olarak karmaşık bir yapı da oluşturmaktadırlar. Bununla birlikte, DG'lerdeki ilerlemeler, DG'lerin bağlandıkları elektrik şebekesinde güç kalitesi ve kararlılık gibi problemlere de neden olabilmektedir. Özellikle, şebekenin bir parçası olan ancak şebekeden bağımsız olarak güç üreten DG'lerde, en önemli problem DG'nin şebekeden kopması olarak adlandırılan ADMÇ sorunudur.

ADMÇ, bir dağıtık enerji üretim sisteminde, şebekenin lokal yükten ayrılması halinde, enerji kaynağının lokal yükü beslemesi durumudur. Bu şartlar altında, elektrik şebekesi artık sabit frekans ve gerilime sahip olarak çalışmayacaktır. Şekil 1.3'te ADMÇ'nin genel yapısı görülmektedir.



Şekil 1.3. Ada modlu çalışma durumu genel yapısı

ADMÇ süresince, şebeke devre kesicisi açılır ve DG ürettiği gücü lokal yüke aktarmaya devam eder. Bu durum, şebekede oluşabilecek bir gerilim çökmesi, kısa devre veya ekipman arızası gibi öngörülemeyen anormal şebeke kesintilerinden dolayı meydana gelmektedir.

ADMÇ olayı;

- Şebeke ile etkileşim halinde çalışan personel için bir güvenlik tehlikesi oluşturması,
- Güç üretimine ve güç kaynağına zarar verebilmesi,
- Senkronize olmayan bir kapama gerçekleştirmesi,

nedeni ile istenilmeyen bir durumdur. Sonuç olarak, elektrik şebekesini işleten şirketler ve PV sistem sahipleri, şebeke bağlantılı PV sistemlerde ADMÇ'yi önleyebilen sistemlere ihtiyaç duymaktadırlar.

Planlı (istenilen) ve planlanmayan (istenilmeyen) olarak adlandırılan iki çeşit ADMÇ tipi vardır. Planlı ADMÇ'nin amacı, bir arıza olduğu süre boyunca şebekeyi sistemden ayırmaktır. Bu durum özellikle bakım çalışmalarında kullanılan genel bir senaryodur. Planlı ADMÇ'de arıza, şebeke ile DG birbirinden ayrıldıktan sonra ya da ayrıldığı süre boyunca çözülebileceği için zararsızdır. Bununla birlikte, planlanmayan ADMÇ, şebeke senkronizasyonunun kaybolması nedeni ile güç sistemi kararlılığı üzerinde çeşitli etkilerde bulunabilir. Sonuç olarak bu durum, DG'nin belirlenen gerilim ve frekans değerlerinin dışında kalmasına neden olur ve ADMÇ durumunda elektriksel cihazların ve sistemlerin bu durumdan zarar görmesine yol açabilir. Bu nedenle, ADMÇ durumunu hızlıca tespit etmek gerekmektedir.

1.2. Literatür Tarama

Bu bölümde, öncelikle şebeke bağlantılı PV sistemler ve mikro şebeke ile ilgili literatür incelenmiş; daha sonra ise PV sistemlerde ada modlu çalışmaya yönelik literatür özeti verilmiştir.

1.2.1. Konuya İlişkin Genel Literatür

Zhihao ve arkadaşlarının yapmış olduğu bir çalışmada [1], sabit frekanslı bir inverterin bulunduğu mikro bir şebeke için yük paylaşımı kontrol şeması araştırılmıştır. Mikro şebekenin yüke göre davranışı ve inverter üzerindeki yükün payı değerlendirilmiştir. Çalışmada, yüklenme sonucundaki gerilim düşümü, çıkış gerilim eğrileri ve frekans değişim eğrileri elde edilmiştir.

Castillo-Cagigal ve diğerleri [2], güneş enerjisinden elektrik enerjisi elde eden bir evden beslenen yüklerin güç tüketimini ve PV sistemin güç üretimini incelemişlerdir. Üretim ve tüketim arasındaki ilişki bilgisayar destekli bir enerji yönetim sistemi modülü ile

gerçekleştirilmektedir. Sistemin şebeke ile olan arz-talep ilişkisi geliştirilen modül ile kontrol edilmektedir.

Diğer önemli bir çalışmada [3], 500 kWp gücünde kurulu güce sahip şebeke bağlantılı bir PV sistem tanıtılmaktadır. Tayland'da seçilen pilot bir bölgede kurulan sistem, 1680 adet güneş panelinden oluşmaktadır. Sistemin kurulmasından sonra geçen sekiz aylık süreçte 383 kWh elektrik enerjisi elde edilmiştir. Çıkış gücü, güneş ışınımı gibi ölçülen değerler de grafiksel olarak aktarılmıştır.

Rüzgar türbini, yakıt pili ve güneş pilinden oluşan bir mikro şebeke sistemin performansının incelendiği bir başka çalışmada ise [4] sistemdeki güç çıkışı ve gerilim dalgalanmaları incelenerek, geliştirilen yeni bir bulanık mantık açı kontrolörü ile sistemin performansı iyileştirilmeye çalışılmıştır. Mevcut kontrol yöntemleri ile geliştirilen yöntem karşılaştırılmıştır. Sistemde ayrıca depolama elemanı olarak akü grubu da kullanılmış ve Matlab Simulink ortamında sistemin simülasyonu gerçekleştirilmiştir.

Hojo ve arkadaşları yaptıkları çalışmada [5], bir mikro şebeke için paralel bağlı inverterin kontrolünü sağlayan bir yöntem önermişlerdir. Mikro şebekede bulunan PV sistemin şebekeye bağlanması ve şebekeden ayrılması esnasında oluşabilecek dalgalanmaların ve geçiş sürecinin kontrolü geliştirilen yöntem ile daha uygun bir şekilde yapılmaya çalışılmıştır.

Şebeke bağlantılı PV sistemlerin, mevcut elektrik şebekesine bağlandığında, şebekeye olan etkilerinin incelendiği çalışmada [6], şebeke bağlantılı PV sistemin dinamik cevabı ve farklı güneş ışınımı ve hava koşulları durumlarındaki değişimi incelenmiştir. Dengeli bir PV sistem modeli PSASP programı ile tasarlanmış ve sistemin güç akışı simüle edilmiştir.

Wan ve arkadaşları yaptıkları çalışmada [7], deneysel mikro şebekelerin simülasyon ve ölçüm sonuçlarını sunarak, endüstriyel tip PLC ve interneti kullanan web tabanlı bir görüntüleme ve kontrol sistemi üzerine çalışmışlardır. Çalışılan deneysel mikro şebeke, iki rüzgar türbini ve bunlara ait iki asenkron generatörden, bir AC-DC konvertörden, bir inverterden, bir PV modülden, bir UPS'den ve 3 fazlı dengeli yüklerde çalışabilen akü modülünden oluşmaktadır. Çalışılan mikro şebekenin, rüzgar türbini asenkron generatörünün farklı rotor hızları ve çeşitli güneşlenme değerlerinde PV sistemin değişimleri gibi çeşitli işletme koşullarındaki nonlineer geçici durum cevapları ölçülerek simülasyon sonuçları ile karşılaştırılmıştır.

Cagnano vd. [8], PV birimlerdeki inverterlerden sağlanan reaktif gücün kontrol edilmesi için adaptif bir kontrolör tasarımını önermiştir. Kontrolör duyarlılık teorisine dayalı ve

Lyapunov fonksiyonu ile birleştirilen bir optimizasyon yapmaktadır ve PV ünitelerin inverterlerini kontrol edecek şekilde kontrol kurallarından oluşmaktadır. Kontrolör hızlı bir şekilde PV sistem tarafından üretilen aktif gücü, bu güce karşı olan reaktif bir güç ile koruyarak sistem kayıplarını minimize etmektedir. Bir dağıtım sistemi üzerine yapılan bilgisayar simülasyonlarında kontrolörün oto-adaptif bir yapıda olmasından dolayı sistem çalışması esnasında oluşan değişiklikleri gerçek zamanlı olarak algılayarak şebekeyi kontrol edebildiği görülmüştür.

Nan ve arkadaşları yaptıkları çalışmada [9], öncelikle PV güç üretiminin durumu ve izlenmesi konularını araştırmışlardır. Daha sonra ise basit çalışma yapısına sahip Çin endüstriyel standartlarına göre, şebeke bağlantılı bir inverterin izlenmesi için bir algılama platformu kurulmuştur. Test yöntemi, test elemanları ve test edilecek sistem belirlenerek elektriksel performans, elektromanyetik uyumluluk, koruma fonksiyonu ve çevresel testler yapılmıştır. Platformdan elde edilen sonuçlar çalışmada yer almıştır.

Mikro şebekeler üzerine Lidula ve arkadaşlarının derleme çalışması [10], dünya üzerinde yapılan mikro şebeke ile ilgili çalışmaları ve projeleri anlatmaktadır. Mikro şebekenin hızla önemli bir konu olarak araştırmalara konu olduğu vurgulanmaktadır. Ayrıca çalışmada mikro şebekeler ile ilgili test çalışmalarına da yer verilmiştir. Çalışma, mikro şebekelerin bugünkü durumu ve gelecekteki konumu hakkında yol gösteren bir çalışmadır.

Bir diğer çalışmada [11] ise ev tipi uygulamalar için bir PV güç kaynağının tasarımı ve kullanımı üzerine çalışılmıştır. Hava şartlarındaki değişmeler ile gündüz gece değişimlerinin yanı sıra, yük ve ortam şartlarının etkileri de dikkate alınmıştır. Devrede DC/AC çeviriciler kullanılmış ve güç denkleştirme ile enerjinin verimli kullanılması için kontrol edilmiştir. PV/Akü grubu; ev tipi klimalar, su pompaları ve havalandırma gibi küçük ölçekli yükler için PV kaynaklarının etkin kullanımı amacı ile bir temiz enerji sisteminin benzetimi için geliştirilmiştir. Tüm sistemin PV, elektriksel yükler, DC/DC ve DC/AC çeviriciler ve kontrol yapıları ile dinamik çevrim işlemleri gibi bileşenleri, Matlab Simulink ortamında modellenmiş ve bu model, yük ile güneş radyasyon seviyesi ve sıcaklık değişimleri altında tam olarak doğrulanmıştır. Ayrıca yükler üzerindeki gerilimin dalga şeklini düzeltmek ve harmonikleri azaltmak için filtreler kullanılmış ve bu filtrelerin etkinlikleri grafiksel olarak gösterilmiştir.

Rodriguez ve arkadaşları makalelerinde [12], Matlab Simulink SimPowerSystems kullanarak, birden fazla PV sistemin şebekeye bağlanması durumunda bunların şebekeye olan etkilerini simüle etmişlerdir. PV generatörlerin mikro şebekeye bağlanmaları

durumunda çevrelerine olan etkilerinin analizi Matlab ile gerçekleştirilmiştir. Geliştirilen modelin parametre değerleri, farklı senaryoları simüle etmek için gün boyu üretilen ve tüketilen güce göre değişmektedir. Simülasyon sonuçları 4 farklı durum için elde edilmiştir. Elde edilen sonuçlar, şebeke bağlantılı PV inverterler için, şebekenin harmoniklerini azaltacak yeni kontrolör tasarımlarının yapılması gerekliliğini göstermektedir. Buna ek olarak, şebekedeki gerilim düşümleri gibi şebekeyi rahatsız eden faktörler de göz önünde bulundurularak yeni inverter kontrol tekniklerinin geliştirilmesi, şebekenin güç kalitesinin geliştirilmesine de katkıda bulunacağı vurgulanmıştır.

Pamukkale Üniversitesi bünyesindeki hibrit enerji üretim sisteminin, elektriksel olarak izlenmesi ve kontrolünün ele alındığı çalışmada [13], oluşturulan programlanabilir mantık denetleyicisi (PLC) tabanlı sistem incelenmiş, sistemin kurulumu, veri toplama ve kontrol aşamasında kullanılan ekipman ve programlama mantığından söz edilmiş, sistemin kurulumu, işletmeye alınması ve işletme altındaki durumu incelenmiştir. PV-rüzgar-yakıt pili hibrit enerji üretim sistemi, 5 kW PV, 2.4 kW yakıt pili ve 400 W rüzgar türbini kurulu gücüne sahiptir. Yapılan bu çalışma ile, Pamukkale Üniversitesi'nde kurulu PV-rüzgar-yakıt pili hibrit güç sistemi için bir veri toplama ve kontrol sistemi tasarlanmış ve devreye alınmıştır. Bu sistemle akım ve gerilim değerleri rahatlıkla okunabilmekte ve kaydedilebilmektedir. Sistemin ulusal şebeke ve akü bankı arasındaki anahtarlama ve kontrol düzeneğinin devreye alma işlemleri ise devam etmektedir. Sunulan sistem ile esnek, genişletilebilir, kontrolü ve müdahale etmesi kolay bir veri toplama sistemi oluşturulmuştur.

Qingzhen ve arkadaşlarının yaptıkları çalışmada [14], radyal dağıtım sistemi için, DG'lerden oluşan bir güç akış algoritması üzerine çalışılmıştır. Güç akış analizinde, statik VAR kompanzatörlerini içeren anahtarlamalı kondansatör, şönt kondansatör ve adım gerilim regülatörü gibi farklı DG üniteleri için uygun modeller elde edilmiştir. Güç akışı boyunca, ileri-geri akışlarına göre dağıtılmış sistemin güç akışını farklı düğümler için hesaplayabilen "PV Node", "Statik Gerilim Kontrol Node" ve "PI Node" gibi yararlı yöntemlerden faydalanılmıştır. Daha sonra 28 düğümden ve DG'lerden oluşan bir dağıtım sistemi analiz edilerek, çalışmada önerilen metodun doğruluğu onaylanmıştır. Ayrıca simülasyon sonuçlarından DG'lerin gerilim profillerini, güç kayıplarını ve gerilim regülasyonu işleminin durumu üzerindeki etkileri de incelenmiştir.

Güç kayıp analizine dayanan bir başka makalede [15], PV sistemler için yeni bir otomatik kontrol ve arıza tespit prosedürü sunulmuştur. Otomatik kontrol sistemi Matlab Simulink ile gerçekleştirilmiştir. Yöntem, gerçek çalışma koşulları altında görüntülenen

değerlerden, PV sistem parametrelerini hesaplamak için parametre çıkarma tekniğini kullanmaktadır. Güneş ışınımı ve modül sıcaklık değeri hesaplanarak, gerçek zamanlı olarak PV sistemin davranışı simüle edilmiştir. Otomatik kontrol metodu ile, PV üretimin DC kısmındaki çıkış güç kayıpları da analiz edilmektedir. Burada termal kayıplar ve diğer kayıplar olmak üzere iki yeni güç kaybına dikkat çekilmiştir. Bu kayıplar işlenerek, PV sistem çalışırken, kontrol sisteminin arıza sinyali üretmesi sağlanmaktadır. Ayrıca DC değişkenlerden de akım ve gerilim oranları indikatörleri olarak adlandırılan iki yeni indikatör daha türetilmiştir. Bunlar analiz edilerek arıza sinyali ile akım/gerilim oranı sinyalleri biribirinden ayırt edilebilmektedir.

Khalifa ve arkadaşlarının çalışmasında [16], orta ve küçük güçlü PV güç sistemlerinin şebeye bağlantılarını sağlamak amacı ile bir kontrol yöntemi önerilmiştir. Güç kontrol sistemi DC-DC yükseltici bir konverter ile bu konverteri akım ile kontrol eden bir gerilim kaynaklı inverterden oluşmaktadır. Sistemin saf sinüsoidal bir akımı şebekeye vermesi amaçlanmıştır. MPPT ve PV hücre modeli üzerinde de durulmuştur. Matlab Simulink kullanılarak sistem simüle edilmiştir. Çalışmada, DG'nin şebeke üzerindeki bir arıza durumunda göstereceği davranış ve hatta olan etkisi de incelenmiştir.

Llaria ve arkadaşları [17] ise mikro şebekelerde oluşabilecek geçici durumların, inverter kontrol tekniği ile giderilmesine yönelik bir araştırma yapmışlardır. Ayrıca mikro şebekelerde oluşabilecek olayların kontrolü üzerine de bir incelemeye yer verilmiştir.

Tayland'da kurulan ve bir görüntüleme sistemine sahip, şebeke bağlantılı bir PV sistemin performansının anlatıldığı çalışmada [18], görüntülenen veriler bir veri işleme yazılımı ile PC'ye aktarılmaktadır. Böylece sistemden PV panelleri ayırmadan, görüntülenen dataların analizi ile sistemin performansı bulunabilmektedir. Görüntülenen veriler 5 kW'lık amorf silisyum yapıdaki panellerden oluşan sistemden elde edilmiş olup, bunlar güneş ışınımı, PV gerilim, PV akım ve PV güç ile ilgili verilerdir. Görüntüleme sistemi ile standart ölçüm sistemi de karşılaştırılmıştır. Makalede sistem bileşenleri, görüntüleme sistemi, görüntülenen veriler ile ilgili tüm detaylara ve veri analizi sonuçlarına da yer verilmiştir

Mikro şebeke yönetim sistemi (MMS) adı verilen gerçek zamanlı bir simülatör test sistemine dayanan çalışmada [19], gerçek zamanlı dijital bir simülatör ve bir iletişim emülatörü kullanılmıştır. Gerçek zamanlı dijital simülatör, mikro şebeke modeli ve dağıtılmış üretim kaynağı modeli için bir simülasyon durumunu çalıştırmaktadır. İletişim modülü ise simüle edilen sinyalleri MMS'ye ileterek, mikro şebeke üzerindeki mikro

kaynakların iletişim fonksiyonlarını düzenlemektedir. MMS ise genel birleşme noktasındaki güç akışının kontrolünü, şebekenin gerilim ve frekansını sağlamak için mikro kaynakların çalışmasını kontrol etmektedir. Çalışmada geliştirilen sistemin doğruluğunu test etmek amacı ile hem şebeke bağlantılı hem de şebekeden bağımsız çalışma için bir MMS geliştirilmiştir.

Bir diğer çalışmada [20], mikro şebekelerin bugünkü durumu ve yapısı anlatılmış, şebekeye bağlantılarında ve entegrasyonlarında yaşanan zorluklar ortaya konmuştur. Mikro şebekelerden beklenen performans yüksektir ve çalışmada mikro şebeke standartları ile ilgili sorunlar, müstakil çalışma, kontrol stratejileri, sistemin koruması gibi düzenleyici engeller ve diğer belirleyici konular üzerinde tartışılmıştır. Ayrıca dünya üzerindeki bazı pratik şebeke bağlantılı PV sistem uygulamalarına da çalışmada yer verilmiştir.

Matlab Simulink kullanarak bir PV modülün modelinin oluşturulmasının araştırıldığı çalışmada ise [21], güneş ışınımının hücre sıcaklığı üzerindeki etkisi dikkate alınarak, yöntem ortam sıcaklığını referans giriş olarak alınmış ve tek değişken olarak güneş ışınım şiddeti kullanılmıştır. Önerilen model, pratik bir çalışmadan alınan deneysel ölçümler ile de doğrulanmıştır. Güneş ışınımının, hücre sıcaklığı üzerindeki etkisi, çıkış karakteristiklerini daha pratik yapmaktadır. Ayrıca, önerilen model, ortam sıcaklığı ve güneş ışınımı gibi çevresel parametreleri kullanarak, PV güç sisteminin dinamiklerinin analizinin ve optimizasyonunun da daha kolay yapılabilmesini sağlamaktadır.

Datta ve arkadaşları [22], şebekeden bağımsız bir PV sistem için, bulanık kontrol yöntemini kullanan, PV çıkış gücündeki dalgalanmaları ve izole güç şebekesindeki frekans sapmalarını azaltıcı bir kontrol yöntemi üzerinde durmuşlardır. Bulanık kontrolör, güneş ışınımı ve şebeke güç durumlarını ele alarak, PV sistemin güç dalgalanmalarını düzeltici komutları üretmektedir. İkinci olarak ta, yine bu amaçla bir enerji depolama yöntemi önerilmiştir. Burada, akü şarj-deşarj durumuna göre, PV sistem güç çıkışındaki dalgalanmalar seviyelendirilmekte ve sistem maliyetini düşürmek için optimum akü boyutu hesaplanmaktadır.

Şebeke bağlantılı bir uygulama çalışmasında [23], güneş panelleri tarafından üretilen DC elektrik enerjisi AC elektrik enerjisine dönüştürülerek, bu enerjinin kullanılması ile bir iç mekanın aydınlatması gerçekleştirilmiştir. Sistem, 16 kural ile tasarlanan bulanık mantık algoritması ile kontrol edilmiştir. Eğer üretilen enerji yeterli ise sistem PV panellerden, değilse PV paneller tarafından şarj edilen akülerden beslenmektedir. 1 haftalık yarıyıl tatilinde, şebekeden 1.968 kWh enerji kullanılırken, tasarlanan sistemden 0.542 kWh enerji

kullanılmıştır. Sistem ile enerji kaybı azaltılmış ve 9 aylık eğitim periyodunda 70.848 kWh enerji kazancı olmuştur.

Huajun ve arkadaşları [24] ise farklı bir konuyu ele almışlardır. Ani reaktif güç teorisine göre, inverterin aktif ve reaktif akımları, inverter çıkış geriliminin fazının ve genliğinin değiştirilmesi ile düzenlenebilir. Bu teoriye dayanarak, sistemin aktif güç çıkışı ve reaktif güç kompanzasyonu (RPC), gün ışığı ile eş zamanlı olarak gerçekleştirilmektedir. Güneşlenme zayıf olduğunda veya PV modüller gece çalışmadığında, PV sistemin RPC özelliği, sistemin faydalanma faktörünü geliştirmek için kullanılabilir. Matlab simülasyon sonuçları yöntemin kullanılabilir olduğunu ortaya koymuştur.

Güneş ışınımının tahmini, yenilenebilir enerjileri elektriğe çeviren güç sistemlerinin çalışmalarının planlanmasında çok önemli bir kriterdir. Özellikle, güneş ışınımını 24 saat boyunca tahmin etme olasılığı, şebeke bağlantılı PV Sistemler için özellikle güç dağıtım planlarının yapılmasında; bağımsız ve hibrit sistemlerde ise şarj kontrolörlerinin kontrol algoritmalarının geliştirilmesinde önemlidir. Mellit A. ve Pavan A. çalışmalarında [25], yapay sinir ağlarını kullanarak, güneş ışınımının tahmin edildiği pratik bir çalışma sunmuşlardır. Önerilen çok katmanlı perceptron (MLP) modeli, 24 saatlik günlük güneş ışınımı ve hava sıcaklığı değerlerini kullanarak güneş ışınımını tahmin etmektedir. 1 Temmuz 2008'den, 23 Mayıs 2009'a kadar alınan güneş ışınımı ve hava sıcaklığı verileri çalışmada kullanılmıştır. Veri tabanı İtalya'nın Trieste şehrinde oluşturulmuştur. Sonuçlar önerilen modelin güneşli günlerde %98-99 doğrulukla, bulutlu günlerde ise %94-96 doğrulukla çalıştığını göstermektedir. Trieste Belediye binası çatısına kurulan şebeke bağlantılı PV sistem tarafından üretilen enerji ile tahmin edilen enerji arasında karşılaştırma yapılarak, sonuçlar incelenmiştir

Jaime ve arkadaşları [26], şebeke bağlantılı PV sistemler için, 3 seviyeli NPC inverterin kontrolü üzerine çalışmışlardır. Geometrik yaklaşıma dayalı çok seviyeli inverterlerin doğrudan güç kontrolü için kullanılan genişletilmiş doğrudan güç kontrolü metodu (EDPC) kullanılmıştır. Bu kontrole MPPT algoritmaları da eklenmiştir. Böylece her bir güneş panelinden maksimum güç sağlanarak DC link gerilim seviyesine bağlanmıştır. Öncelikle MPPT ile referans DC link gerilimleri verilmekte ve böylece DC link gerilim regülatörünün kullanılması gerekliliği de ortadan kaldırılmıştır. İkinci yöntem ise doğrudan güç kontrolünü kullanmaktadır. Tüm kontrol sistemi 3 seviyeli NPC inverter üzerinde test edilmiş ve sonuçlardan yöntemin doğruluğu ispatlanmıştır.

Yunanistan'da şebeke bağlantılı olarak kurulan 60 kWp'lık güce sahip PV güç üretim merkezi, Bakos [27] tarafından tanıtılmıştır. Merkez, ülkede dağıtılmış şebekeye bağlı ilk tesis olma özelliğine sahiptir. Makalede, sistemin tasarımı, kurulumu ve elektrik piyasasındaki yeri ile ekonomik analizi konuları üzerinde durulmuştur. Ülkenin güneş enerjisi potansiyelinin yüksek olması nedeni ile PV sistemlerin artacağı ve DG'ye bağlantıları konusunda gelecekte çalışmaların yoğunlaşacağı sonucuna varılmıştır.

Wada ve arkadaşları yaptıkları çalışmada [28], her biri 10 kW olan 7 adet polikristalin silikon panel dizisi ve 3 adet de ince film panel dizisinden oluşan 100 kW'lık bir PV sistem üzerinde çalışmalar yapmışlardır. Her bir panel için güneşin geliş açısı 101, 201 ve 301 derece olarak ayarlanmıştır. Yönler ise güney-güneydoğu 301 derece ve güney-güneybatı 301 derece olarak ayarlanmıştır. Elde edilen verilere göre, sistemin optimum çalışma koşulları belirlenmiştir. Buna göre sistem 331 kuzey enlemi üzerine tesis edilerek, geliş açısı 28,41 dereceye ayarlanmış, panel yüzeyleri ise güneye bakacak şekilde ayarlanmıştır. Optimum noktadan uzaklaştıkça, güneş ışınımının azaldığı görülmüştür. Her bir paneldeki azalma yüzdesinin, simüle edilen değerden daha küçük olduğu görülmüştür.

Modüler PV güç üretim sistemleri kullanılarak oluşturulan dağıtılmış elektrik üretim sistemi yapılarının detaylı bir biçimde açıklandığı çalışmada [29], PV güç sistemlerinde kullanılmakta olan evirici yapılarındaki son teknolojik gelişmeler, detaylı biçimde anlatılmaktadır. Açıklanan çok sayıda uygulama ve sistem düzenlemesi arasında modüler AC destekli hibrit güç sistemleri, genişletilebilir şebeke güç yapısı için optimal çözüm olarak değerlendirilmektedir. Gelecekte, PV güç sistemi bileşenlerinin artan seri üretiminin maliyetleri düşürmesi beklenmektedir. Bununla birlikte, ülkemiz şartlarında da PV güç sistem bileşenleri ve sistem üzerine yapılacak yenilikçi araştırma ve geliştirme çalışmalarına ihtiyaç duyulacağı aşikardır.

Güneş ve rüzgar enerjilerini elektrik enerjisine dönüştürebilen bir hibrit enerji santralinin tasarlandığı ve uygulamasının gerçekleştirildiği çalışmada [30], güneş ve rüzgardan elde edilen enerji akü gruplarında depo edilmekte ve istenildiğinde yüke aktarılmaktadır. Akülerin dolu olduğu anlarda ise, üretilen enerji ya direkt yüke aktarılmakta, ya da şebekeye aktarılarak sürekli bir enerji üretimi yapılmaktadır. Böylece üretilen enerji hem depolanarak yük tarafından kullanılmakta, hem de şebekeye aktarılarak gelir sağlanabilmektedir. Akülerin boş ve enerjinin üretilemediği zamanlarda yükün ihtiyacı olan enerji mevcut şebekeden temin edilmektedir. Bu durum güç santrali ile şebeke arasında sürekli bir güç akışını sağlamaktadır. Ayrıca güneş panellerinden elde edilecek enerjiyi en verimli şekilde

üretebilmek amacıyla güneş takip mekanizması ve kontrol devreleri tasarlanmıştır. Sistem parçaları arasındaki iletişimi saglamak için haberleşme modülleri tasarlanarak sistemin sürekli olarak kayıt yapabilmesi saglanmıştır. Elde edilen veriler yardımıyla sistemin günlük, haftalık ve aylık olarak akım, gerilim, güç ve enerji değerleri kaydedilerek verimi incelenmiştir.

Gökçeada'nın elektrik ihtiyacının yenilenebilir enerji kaynaklarıyla nasıl karşılanabileceğinin analiz edildiği çalışmada [31], merkezin elektrik ihtiyacını karşılayacak yenilenebilir enerjili hibrit veya hibrit olmayan sistem tasarımının en uygununa karar verebilmek için HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable) programı kullanılmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarıyla ilgili yapılan benzer çalışmalarda, yıllık ortalama değerlere göre maliyet analizleri yapıldığı görülmektedir. Bu çalışmada ise, bilgisayar ortamında oluşturulan sistemin mümkün olduğunca gerçekçi olabilmesi için HOMER programı kullanılmıştır.

Kütahya Dumlupınar Üniversitesi merkez kampüs alanı içerisinde, rüzgar ve güneş enerjisinden oluşan şebekeden bağımsız ve şebekeye bağlı hibrit enerji sistemlerinden elektrik üretimi teorik olarak incelenmiştir [32]. Çeşitli ruzgar türbini imalatçılarına ait rüzgar türbinleri ve güneş panelleri kullanılarak oluşturulan hibrit enerji sisteminde, kurulu gücü 1-10 kW arasında olan on adet şebekeden bağımsız, 15 kW ile 45 kW arasında altı adet şebekeye bağlı olmak üzere, toplam onaltı adet senaryo oluşturulmuştur. Hibrit enerji sisteminin kurulu güç kapasitesi, elektrik enerjisi üretimi, sistem yapısı ve maliyeti dikkate alınarak sistem bileşenlerinden inverter, şarj regülatorü, akümülatör, rüzgar türbini ve güneş paneli şeçimi yapılmıştır. Güneş panelini hibrit enerji sisteminde kullanırken, güneş enerjisinden her ay en fazla enerji elde edilebilecek şekilde konumlandırılma göz önünde bulundurulmuştur.

Bir başka çalışma ise [33], Muğla Üniversitesi merkez yerleşkesi girişinde bulunan havuzların su pompalama sisteminin beslemesini yapan 15 kWp kurulu güce sahip PV sistemden elde edilen enerjinin güç kalitesi unsurlarının belirlenmesi ve şebeke karakteristikleri ile karşılaştırılması çalışmasıdır. Sistemde, 7 adet asenkron motor yerleşke girişinde bulunan havuzlara su sağlayan pompaları beslemektedir. Sistem, aynı zamanda doğrudan şebeke beslemesi ile çalışmaya da olanak vermektedir. Akülerin şarj durumunun belirli bir seviyenin altına inmesi durumunda da ikinci bir kaynak olarak sisteme, şebeke tarafından besleme yapılmaktadır. Çalışmada, PV sistem tarafından sağlanan AC güç, yük akımı, gerilim ve diğer parametreler (THD, frekans, gerilim, kırpışma, güç katsayısı, aktif,

reaktif ve görünür güçler) güç kalitesinin analizi amacıyla ölçümü gerçekleştirilmiştir. Bütün bu parametreler, şebeke beslemesi koşullarında da ölçülmüş ve PV sistem parametreleri ile karşılaştırılmıştır. Elde edilen enerjiden, güç kalitesine etki eden temel faktörler incelenmiştir.

PV sistemlerin şebeke ile olan etkileşiminin incelendiği benzer bir çalışmada [34] ise şebeke bağlantılı sistemlerin teknik ve potansiyel problemleri incelenmiştir. Çalışmada, özellikle inverter yapısı ve bunun kontrolü üzerine bir araştırma gerçekleştirilmiştir.

Şebeke bağlantılı PV sistemler ile ilgili yapılan çalışmalardan da görüleceği gibi, mikro şebekeler, yeni elektriksel şebekenin tesisinde çok önemli bir yere sahip olacaktır. Burada en önemli pay da şebeke bağlantılı PV sistemlerin olacaktır. Bu bakımdan, elektrik şebekesinin mevcut durumunun iyileştirilerek, yakın gelecekte sisteme dahil edilecek şebeke bağlantılı PV sistemlerden oluşan mikro şebekelerin mevcut şebekeye uyumlu hale getirilmesi ve şebeke bağlantılı PV sistemlerin mevcut şebekeye etkilerinin belirlenmesi önemli bir konudur.

Literatür incelemesi sonucunda, yapılan araştırmaların, PV sistemlerin şebeke bağlantılarının incelenmesi ve şebeke bağlantılı PV sistemlerin ada mod çalışmasının önlenmesi konuları üzerine yoğunlaştığı görülmüştür.

1.2.2. Ada Modlu Çalışmaya İlişkin Literatür

ADMÇ'nin tespitine yönelik çalışmaların ilk olarak 1980'li yılların başında başladığı görülmektedir. Ancak konu ile ilgili çalışmaların sayısı, 2000'li yılların ortasından itibaren büyük bir artış göstermiştir. Son on yılda, dünyada DG'lere olan ihtiyacın artmasına paralel olarak, DG'lerdeki ADMÇ önleme çalışmaları üzerine yapılan yayınlarda da ciddi bir artış söz konusudur [35]. Özellikle son birkaç yılda konu oldukça popüler hale gelmiştir ve özel olarak şebeke bağlantılı PV sistemlerde ADMÇ'nin tespiti üzerine çalışmalar da yapılmıştır. Bu bölümde, PV sistemlerde ADMÇ ile ilgili son yıllarda yapılan ve literatür taramasından geçirilen makalelere ve bildirilere yer verilmiştir.

ADMÇ'nin tespiti konusunda iki önemli standart bulunmaktadır. Bu standartlar konu hakkındaki çalışmalar için belirlediği kriterler ile araştırmacılara yol göstermiştir. IEEE 929-2000 standardı [36], ADMÇ meydana geldiğinde, DG'nin sistemden ayrılması gerektiğini söylemektedir. IEEE 1547-2003 standardı da [37], istenilmeyen bir ADMÇ durumunun maksimum 2 sn içerisinde tespit edilmesi gerektiğini ve dağıtım hattına enerji

aktaran tüm DG'lerin bu durumda çeşitli sorunlar ile karşı karşıya kalacağını belirtmektedir.

Walling [38], ADMÇ'nin DG'ye olan etkileri üzerinde bir çalışma yapmıştır. ADMÇ'nin, primer kaynakların açılması ya da kapanmasından sonra, sistemi besleyen DG kaynaklara zarar verebileceği ve hatta çalışanların güvenliği için tehdit oluşturacağını tespit etmiştir. Ani tekrar kapama durumunda DG'nin faz dışına çıkabileceğini ve bu durumun büyük mekanik momentler ve akımlar üreterek generatörlere ya da primer cihazlara zarar verebileceğini belirtmiştir. Bu nedenlerden dolayı, ADMÇ'nin hızlı ve doğru bir şekilde tespit edilmesinin önemi vurgulanmıştır.

Greenwood [39], ADMÇ durumunda şebekeye ve diğer müşteri ekipmanlarına potansiyel zarar verme durumu olan geçici olayların oluştuğunu anlatmıştır. Faz dışı tekrar kapamanın, bir pik gerilim değerinde oluşması durumunda çok çeşitli kapasitif anahtarlama geçici bileşenlerini üreteceğini ve hafif sönümlü bir sistemde bile nominal gerilimin 3 katı büyüklükte bir tepe gerilimine neden olacağını göstermiştir.

Redfern [40] ise bir dağıtım sisteminde ADMÇ'ye neden olabilecek tüm kesici ve ayırıcıları görüntülemek üzere, çalışmasında SCADA sistemini kullanmıştır. Tanımlanamayan bölgenin (NDZ) ve şebekeye olumsuz bir etkinin olmadığı yöntemde, kullanılan ekstra iletişim cihazları ve DG'ler arasında çok iyi bir iletişim altyapısı gerektirmesi nedenlerinden dolayı sistem maliyetinin oldukça yüksek olduğu görülmüştür.

Redfern bir başka çalışmasında [41] ise DG tarafındaki çıkış gücü değişim oranının, ADMÇ durumunda, aynı yük değişim oranı için çıkış gücü değişim oranından çok daha büyük bir değer alacağını tespit eden, çıkış gücü değişim oranına (ROCOP) göre çalışan, mikro işlemci kontrollü yeni bir algoritma önermiştir. Ancak yöntem, DG'nin dengeli yüklendiği durumda doğru algılama yapamamaktadır.

Ropp ve arkadaşları [42], Power Line Carrier Communication (PLCC) yöntemini incelemişlerdir. Bu yöntemde, iletim hattındaki bir sinyal generatörü, mevcut güç hattının sinyal yolunu kullanarak, sürekli olarak dağıtım fiderlerine bir sinyal göndermektedir. Eğer alıcı sinyali algılamazsa, ADMÇ durumu tespit edilebilmektedir. Bu yapının, çoklu DG sistemlerinde de etkin bir şekilde kullanılabileceği görülmüştür. Ancak sistemin maliyeti oldukça yüksektir.

Frekans değişim oranına ROCOF (df/dt) göre çalışan ADMÇ tespit yöntemi ise Warin [43] tarafından incelenmiştir. ROCOF değeri, gerçek zaman süresi için ayarlanan eşik değerden daha yüksek ise kesici çalışmaktadır. Röle ayar değerinin, yük

değişimlerinden etkilenmeyecek şekilde ve yalnızca ADMÇ durumunda kesiciyi açtıracak şekilde seçilmesi gerektiği vurgulanmıştır. Bu yöntem, güçteki değişimin yüksek olduğu durumlarda güvenli iken, DG güç kapasitesi yükün güç kapasitesine yakın olduğu durumlarda ise başarısızdır. Bununla birlikte, bu yöntemin başka bir avantajı da, yöntemin güç değişimi oranı yöntemi ile birlikte kullanılması ile yükün güç kapasitesine yakın olduğu durumlarda da hatasız çalışabilmesidir.

Pai tarafından yapılan çalışmada [44], güç/frekans değişim oranı (df/dP) dikkate alınarak ADMÇ'nin tespitine çalışılmıştır. Yapılan çalışmada, DG ve yükler arasındaki güç farkının küçük olması durumunda, (df/dP) oranının, frekansın zamana göre değişim oranına göre daha hassas sonuçlar verdiği görülmüştür.

O'Kane çalışmasında [45], empedans değişimini kullanarak ADMÇ'nin tespitini araştırmıştır. Şebeke empedansı, ADMÇ durumundaki sistemin empedansından belirgin şekilde daha küçük olmaktadır. Ada modlu çalışan bölgenin empedansı, şebeke devreden çıktığından itibaren artacaktır ve kaynak empedansının sürekli olarak izlenmesi, sistemin ada modlu çalışıp çalışmadığı konusunda bir fikir vermektedir. Hopewell de [46] benzer şekilde empedans değişimini kullanarak ADMÇ'nin tespiti üzerine çalışmıştır.

Jang tarafından yapılan çalışmalarda [47,48] ise ADMÇ durumunun, gerilimin büyüklüğü, fazın yer değiştirmesi ve frekans değişimi gibi çeşitli parametrelerin görüntülenmesi ile kolayca tespit edilebileceği anlatılmıştır. Bununla birlikte, bu yöntemler yükteki değişim küçük olduğunda etkili değildir. Dağıtım şebekesi genellikle tek fazlı yükleri içerdiğinde, ADMÇ'nin etkisi ile DG'nin yük dengesi değişecektir. DG'deki değişim küçük olsa bile, şebekedeki değişim durumundan dolayı bir gerilim dengesizliği oluşacaktır. Yükün konfigürasyonundaki ve miktarındaki değişimin, özellikle inverter içeren DG sistemlerde, şebekede farklı harmonik akımlara yol açabildiği görülmüştür. ADMÇ'yi tespit etmede kullanılan diğer bir yöntem de, ADMÇ olayından önce ve sonra, DG terminal geriliminin toplam harmonik bozulma (THD) miktarındaki değişimin görüntülendiği yöntemdir. Jang bu çalışmasında [49] toplam harmonik bozulma miktarındaki değişimi kullanarak ADMÇ'nin tespit edilebileceğini belirtmiştir.

Kabayashi [50] ise DG'nin geriliminin 3. harmoniğindeki değişimin, ADMÇ'nin tespitinde iyi bir fikir verebileceği noktasında bir çalışma yapmıştır. Çalışmada gerilimin 3. harmoniğindeki değişimlerin, ADMÇ'nin tespitinde kullanılabileceği gösterilmiştir.

Reaktif Güç Transferi Hata Tespiti (REED) yönteminde, DG tarafı ve şebeke arasındaki PCC noktasında, DG'nin reaktif bir güç akışı ürettiği ve bu güç akışının sadece

şebeke bağlandığı zaman gerçekleştiği, Xu [51] ve Wang'ın [52] çalışmalarında anlatılmaktadır. Kim [53] ise, reaktif güç akışı seviyesinin ayarlanan değerini koruyamadığı durumda, ADMÇ'nin tespit edilebildiğini anlatmaktadır. Bu yöntemin en önemli sorunu, hızının yavaş olması ve DG'nin birim güç faktöründe üretim yaptığı sistemlerde kullanılamamasıdır.

Vinod tarafından önerilen bir başka empedans ölçüm yönteminde [54], pasif yöntemdeki duruma benzer şekilde, bir şönt indüktans besleme gerilimine belirli zaman aralıkları ile eklenmekte ve kısa devre akımı ve kaynak gerilimindeki azalma güç sisteminin kaynak empedansının hesaplanmasında kullanılmaktadır. Bununla birlikte, aktif yöntemde, bir gerilim bölücü üzerinden DG terminaline yüksek frekanslı bir sinyal enjekte edilmektedir. Bu yüksek frekanslı sinyal, şebeke bağlantısı koptuğunda çok belirgin bir değere ulaşır ve ADMÇ'nin tespitinde kullanılabilir [55].

Göreceli olarak faz kaymasının ölçümü, invertere dayalı DG'lerde ADMÇ'nin tespiti için iyi bir fikir verebilmektedir. Faz veya frekans kaydırma yöntemleri ile fazın şeklinde, küçük bir bozucu etki yapmak sureti ile kaydırma yapılır. Smith çalışmasında [56], şebeke bağlantılı PV sistemlerde ADMÇ'nin tespiti için bu yöntemi kullanmıştır. DG şebekeye bağlandığında, frekans sabit olacaktır. Sistem ada modlu çalıştığında ise fazdaki kayma, frekansta büyük bir değişikliğe neden olacaktır. Kayma Mod Frekans Öteleme Algoritması (SMS), pozitif geri besleme kullanarak, PCC noktasındaki frekansın değişimi ile inverter akımının faz açısını değiştirmektedir.

Ropp [57], faz açısı ve tanımlanamayan bölge (NDZ) kriterlerine göre ADMÇ tespit yöntemlerini incelemiş ve SMS yönteminin birden fazla inverterin yer aldığı sistemlerde de kullanılabileceğini belitmiştir. Bu yöntemin dezavantajı, yükün fazının eğiminin SMS hattından daha büyük olduğunda, kararlı çalışma noktalarının kararsız çalışma noktalarına kayabileceği ve ADMÇ'nin tespit edilemeyebileceğidir. Ropp bir başka çalışmasında [58] ise Aktif Frekans Öteleme (AFD) Yöntemini incelemiştir. İnverter akımının sıfır geçişinde, akım dalga şekline kısa bir periyot eklenmesi esasına dayanan yöntemde, şebeke bağlantısı olmadığı durumda, inverter birim güç faktöründe çalışarak, adalanan sistemin frekansını sürekli arttırıp azaltarak lokal yükün rezonans frekansını aramaktadır. Bu yöntem, özellikle rezistif yüklerde oldukça etkili iken, diğer yüklerde başarısız sonuç vermektedir. Geri Beslemeli Aktif Frekans Öteleme (AFDPF) Yönteminde ise, inverter akımının ölü bölgesi arttırılarak, frekans değişimindeki artış, nominal değerinden uzak tutularak uygun değerine ayarlanmaktadır. AFDPF yöntemindeki sorun, paralel RLC yükündeki faz açısının, çalışma

frekansına bağlı olması ve bu durumun zaman zaman ADMÇ'nin tespitini sağlayamamasıdır.

Hung [59] ise ADMÇ'nin tespitinde SMS yönteminin değiştirilmiş bir hali olan Otomatik Faz Kaydırma Yöntemi (APS)'ni önermiştir. Bu yöntem ile sadece inverter çıkış akımının başlangıç açısı, bir önceki periyottaki frekansa göre değiştirilir. Sistem ada modlu çalıştığında, tetikleme noktasına ulaşıncaya kadar inverter terminal geriliminin frekansındaki değişim korunur. Sadece her olası kararlı çalışma noktasında ek faz kaydırma eklenir. APS algoritması bazen yavaş hareket ederek, gerçek yük şartlarında ADMÇ'nin tespitinde başarısız olmaktadır.

Adaptif Lojik Faz Kaydırma (ALPS) Yönteminin anlatıldığı Yin'in çalışmasında [60], faz kaydırma yöntemi kullanılmakta ve her faz kaydırmanın etkisi değerlendirilmektedir. Bu algoritma, inverter içeren DG şebekeye bağlandığında, küçük bir faz kaydırması üretmektedir. Oysa ADMÇ hızlı bir faz kaymasına neden olacaktır. Çıkış akımının periyodu, APS durumundaki şebeke geriliminin sabit periyodu göz önünde bulundurularak seçilir. ALPS yönteminde ise çıkış akımının periyodu, gerçek güç sistemindeki gerçek değişimi verebilen, önceki N/2 gerilim periyotlarının ortalaması alınarak seçilmektedir.

Pozitif Geri Besleme (PF) ve Gerilim Dengesizliğine (VU) dayanan hibrit bir yöntemde ise aktif yöntemlerden PF ve pasif yöntemlerden VU yöntemi kullanılmaktadır. Menon tarafından yapılan çalışmada [61] temel prensip, üç fazlı gerilimleri sürekli olarak görüntüleyerek, limit değerlerini kontrol etmek üzerine kuruludur. ADMÇ'de, yük değişikliği ve anahtarlama gibi durumlarda, gerilim çökmeleri gözlenmiştir. Ayarlanan değerlerin üzerinde ise DG'nin frekans değeri değiştirilir. DG, ada modlu çalıştığında, sistem frekansı değişmektedir.

Hojo yaptığı çalışmada [62], bir mikro şebeke için paralel bağlı inverterin kontrolünü sağlayan bir yöntem önermiştir. Mikro şebekede bulunan PV sistemin şebekeye bağlanması ve şebekeden ayrılması esnasında oluşabilecek dalgalanmaların ve geçiş sürecinin kontrolü, geliştirilen yöntem ile daha uygun bir şekilde yapılmaya çalışılmıştır.

Llaria ve arkadaşları [63] ise mikro şebekelerde oluşabilecek geçici durumların, inverter kontrol tekniği ile giderilmesine yönelik bir araştırma yapmışlardır. Ayrıca mikro şebekelerde oluşabilecek olayların kontrolü üzerine de bir incelemeye yer verilmiştir.

Trujillo ve arkadaşlarının yaptığı bir çalışmada [64] ise, ADMÇ'yi önleme yöntemleri üzerine bir araştırma yapılmıştır. ADMÇ'yi önleme yöntemlerinin, inverterden geri beslemeli kontrol yöntemi ve harmonik ekleme yöntemi olmak üzere iki ana başlık altında

toplandığı ifade edilmiştir. PV sistemlerin şebeke ile olan etkileşiminin incelendiği çalışma, kullanılan yöntemleri de karşılaştırmıştır.

Ropp tarafından yapılan çalışmada **[65]**, tek fazlı şebekeye bağlı bir PV dizi modelinin Matlab Simulink ortamında simülasyonu yapılmıştır. Geliştirilen model aynı zamanda maksimum güç noktası izleme (MPPT) içermektedir. Modelde ADMÇ'yi önlemeye yönelik bir algoritma üzerinde durulmuştur. Ropp tarafından oluşturulan simülasyon ortamının bir benzeri Stala **[66]** tarafından FPGA ortamında gerçekleştirilmiştir**.** Bu sistemin en büyük avantajı, FPGA ortamında gerçekleştirilmiş olması nedeniyle simülasyonların gerçek zamanlı olarak çalıştırılabilmesidir.

Mahat [67], mevcut ADMÇ tespit yöntemlerini incelediği çalışmasında, tüm çalışma koşulları altında bütün sistemlerde güvenilir bir şekilde çalışacak bir ADMÇ tespit yönteminin olmadığını ifade etmiştir. ADMÇ yönteminin seçimi, DG'nin tipine ve sistem karakteristiklerine bağlı olarak değişmektedir. Hızla gelişen, değişen ve DG'nin sayısının her geçen gün arttığı günümüz güç sistemlerinde, hızlı ve doğru bir şekilde ADMÇ'nin tespiti çok önemli bir konudur ve bu konu hakkında halen çözülemeyen sorunlar bulunmaktadır. ADMÇ'nin tespiti aynı zamanda, dağıtım sisteminin kaynak kalitesinin ve güvenilirliğinin geliştirilmesinde de önemli bir konu olarak görülmektedir. Bu nedenle konu hakkında yapılacak yeni çalışmalara ihtiyaç duyulmaktadır.

1.3. Tezin Amacı

Yukarıda literatür özeti verilen çalışmalar, şebeke bağlantılı PV sistemlerde ADMÇ'ye yönelik olarak yeni yöntemler geliştirilmesine ihtiyaç olduğunu ortaya koymaktadır. Mevcut yöntemlerin birçoğu simülasyon çalışmaları şeklinde uygulanmış olup, deneysel çalışma sayısı oldukça sınırlıdır. Gerçekleştirilen deneysel çalışmalar da, genellikle geliştirilen sisteme özel yapılar olup, her şartta kullanılabilecek genel bir ADMÇ yöntemi ortaya konulamamıştır. ADMÇ'nin gerçek zamanlı olarak kontrol edildiği bu tez çalışmasının, aşağıdaki amaçlara yönelik olarak yürütülmesi planmlanmıştır.

- Laboratuvar ortamında şebeke bağlantılı bir PV sistemin tasarlanması ve mevcut elektrik şebekesine bağlanarak çalıştırılması,
- ADMÇ'nin tespit edilebilmesi için gerekli kontrol sistemi alt yapısının oluşturulması,
- Farklı yük koşulları altında, şebeke bağlantılı PV sistemin davranışının ve ADMÇ'nın incelenmesi,

- ADMÇ'ye yönelik Labview ile gerçek zamanlı bir kontrol yönteminin geliştirilmesi,
- Ülkemiz elektrik şebekesinde ADMÇ'nin tespiti için kullanılacak gerilim ve frekans parametrelerinin eşik değerlerinin belirlenmesi.

1.4. Tezin Yapısı

Bu tez çalışması, önceki kısımda bahsedilen tez amaçlarını gerçekleştirmek üzere 6 ana bölüm ve 3 ek bölümden oluşturulmuştur.

Birinci bölümde, PV sistemlerde ADMÇ'nin önemi vurgulanarak, PV sistemlerde ADMÇ'nin önemi hakkında bilgi verilmiştir. ADMÇ ile ilgili kısa literatür özeti verilmiş ve tezin hedefleri açıklanmıştır.

İkinci bölümde, şebeke bağlantılı PV sistemin simülasyonu anlatılmıştır. Şebeke bağlantılı PV sistemi oluşturan PV dizi, DC-DC konverter, PV inverter vb. kısımların Matlab Simulink ortamında geliştirilen modelleri ve simülasyon çalışmalarına bu bölümde yer verilmiştir. Farklı ışınım ve sıcaklık değerlerinde PV sistemin davranışı incelenmiştir.

Üçüncü bölümde, şebeke bağlantılı PV sistemlerde ADMÇ için kullanılan temel kavramlar verilmiş, mevcut ADMÇ yöntemleri sınıflandırılmıştır. Bu yöntemlerin çalışma prensipleri anlatılmış ve mevcut yöntemlerin bir karşılaştırılması yapılmıştır. Şebeke bağlantılı PV sistemlerde ADMÇ'ye yönelik olarak bu çalışmada gerçekleştirilen simülasyon modeli açıklanarak, elde edilen simülasyon sonuçlarına yer verilmiştir.

Dördüncü bölümde, laboratuvar ortamında geliştirilen şebeke bağlantılı PV sistem hakkında bilgi verilmiştir. Şebeke bağlantılı PV sistemi oluşturan PV dizi, inverter, elektriksel senkronizasyon ünitesi, elektronik ölçüm kartları, çift yönlü sayaç, haberleşme ünitesi, GSM modem ve alçak gerilim kesicileri vb. kısımlar hakkında ayrıntılı açıklamalar yapılmıştır. Gerçek zamanlı kontrol sisteminin geliştirildiği Labview sinyal işleme kartı ve çalışması hakkında da bilgilere yer verilmiştir.

Beşinci bölümde, Labview ünitesi ile ADMÇ'nin tespiti için gerçekleştirilen gerçek zamanlı kontrol yapısı hakkında bilgiler verilerek, PV sistemlerde ADMÇ için önerilen yöntem anlatılmıştır. Daha sonra şebeke bağlantılı PV sistemin normal çalışma koşullarındaki, alt ve üst frekans değerlerinin aşılması koşullarındaki, alt ve üst gerilim değerlerinin aşılması koşullarındaki, yükün devreye girmesi ve çıkması durumlarındaki davranışları deneysel olarak incelenmiştir. Yapılan tüm kontrollere ilişkin sonuçlar, grafikler halinde verilmiştir.

Altıncı bölümde, gerçekleştirilen çalışmalar ve elde edilen sonuçlar değerlendirilerek ileride yapılacak çalışmalar için önerilerde bulunulmuştur.

Bu tez çalışması, Fırat Üniversitesi Bilimsel Araştırma Proje Birimi (FÜBAP) tarafından MF.11.39 numaralı proje ile desteklenmiştir.

2. ŞEBEKE BAĞLANTILI BİR PV SİSTEMİN SİMÜLASYONU

2.1. Giriş

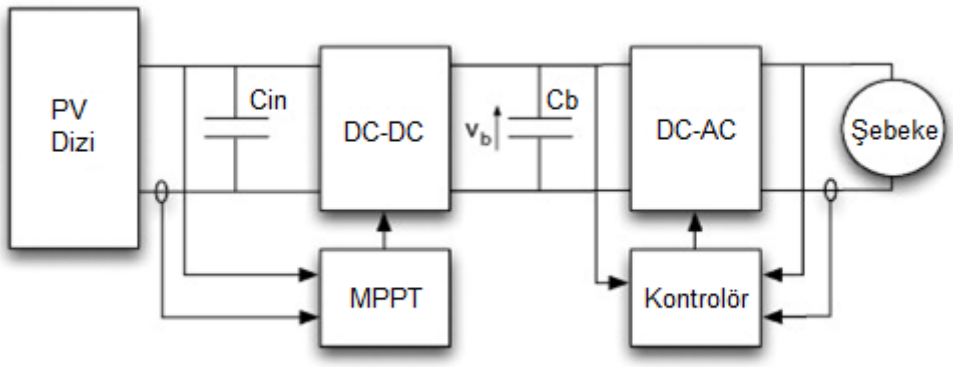
PV teknolojisinin hızlı gelişimi, güneş enerjisi ile çalışan pek çok sistemin günlük hayatımızda yerini almasına neden olmaktadır. Güneş enerjisi ile çalışan bu sistemlerin tasarımı noktasında, güneş pilinin ve güneş panelinin eşdeğer modelini elde etmek önemli bir konudur. Güneş pili ve güneş paneli modeli elde edilen bir yapının analizi de kolaylıkla yapılabilmektedir. Güneş pili eşdeğer modelinin elde edilmesi ile ilgili literatürde çeşitli çalışmalar mevcuttur. Bu çalışmalarda, eşdeğer devrelerin simülasyonu için Matlab Simulink yaygın olarak kullanılmaktadır.

Bu bölümde, güneş pilinin eşdeğer devresinden yararlanılarak Matlab Simulink ile PV panel bloğu elde edilmiş ve bu yapı kullanılarak PV dizi modellenmiştir. Daha sonra ise sırası ile DC/DC konverter, PV inverter modelleri de oluşturularak, şebeke bağlantılı bir PV sistemin eşdeğer modeli elde edilmiştir. Ayrıca, şebeke bağlantılı PV sistemin simülasyonunda kullanılan eşdeğer devre modelleri detaylı olarak açıklanmış ve simülasyon sonuçları verilmiştir.

2.2. Şebeke Bağlantılı PV Sistemler

Şebeke bağlantılı PV sistemler, elektrik şebekesine bağlı olacak şekilde tasarlanırlar. Enerji ihtiyacının fazla olduğu saatlerde, PV sistem devreye alınarak enerji sistemi rahatlatılmaktadır. Aynı zamanda, enerji üretildiği yerden çok fazla uzaklarda kullanılmadığı için, kayıpların asgari seviyede kalması sağlanmaktadır. Şebeke bağlantılı bir PV sistem ile bir tüketicinin elektrik ihtiyacı karşılanırken, üretilen fazla enerji şebekeye satılabilmektedir. Yeterli enerjinin üretilemediği durumlarda ise mevcut elektrik şebekesinden tüketiciye enerji aktarılmaktadır.

Şebeke bağlantılı PV sistemlerin en önemli parçası inverterdir. Şebeke bağlantılı PV sistem, PV modüllerin çıkışına, PCU (Power Conditioning Unit) olarak da bilinen inverterin bağlanması ile elde edilir. Güneş ışınlarının PV modüllere gelmesi ile modülleri oluşturan PV diyotlar sayesinde bu ışınlar DC'ye dönüştürülür. Üretilen DC'nin AC'ye dönüştürülmesi ve şebekeye uyumlu olması gerekmektedir. Bunun için, DC/AC inverterler kullanılır. Şekil 2.1'de şebeke bağlantılı bir PV sistemin blok şeması görülmektedir.



Şekil 2.1. Tipik bir şebeke bağlantılı PV sistemin blok şeması

Şebeke bağlantılı sistemlerde, enerjinin depolanmaya ihtiyacı olmadığı için şebekeden bağımsız sistemlere göre maliyetleri daha düşüktür. Avrupa Birliği'nin 2015 yılına kadar bir milyon küçük PV sistem kurmayı hedeflediği açıklanmıştır. Benzer şekilde ABD 2015 yılına kadar binaların çatılarına bir milyon PV panel yerleştirmeyi hedeflemiştir. Aynı hedeften yola çıkarak Kaliforniya'da 2017 yılına kadar bir milyon PV sistem kurulması hedeflenmiştir [55]. Hollanda ise şebeke bağlantılı PV sistemleri yaygınlaştırmak için çatıda kur-işlet-sahip ol programını başlatmıştır.

2.3. Şebeke Bağlantılı PV Sistem Bileşenleri

Şebeke bağlantılı fotovoltaik sistem, kişisel ihtiyaçlar, iklim şartları, yerleşim yeri, hava durumu ve güç ihtiyacı tahminleri gibi etkenlere bağlı olarak seçilebilecek farklı birimlerden oluşur. Temel sistem elemanlarını belirleyen en önemli etken işlevsel ve işlemsel ihtiyaçlardır. Genel olarak şebeke bağlantılı bir PV sistem;

- PV panel ve diziler,
- DC-DC konverter,
- İnverter,
- Yük,

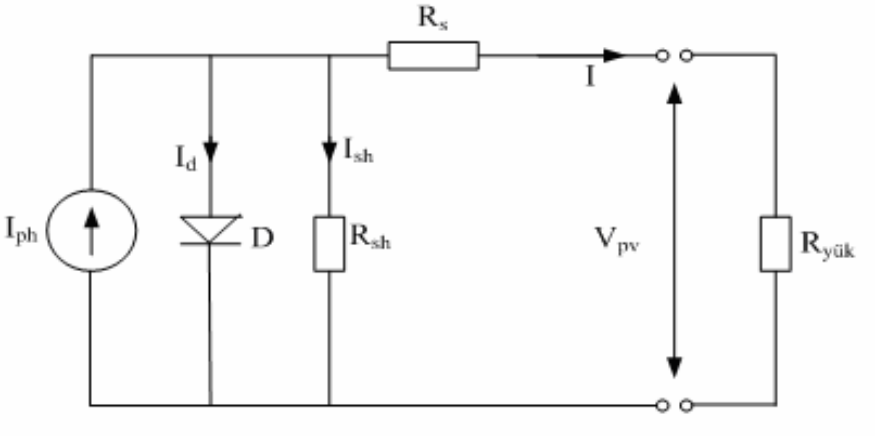
olmak üzere dört ana birimden oluşur. Bu birimler aşağıda genel hatlarıyla tanıtılmıştır.

2.3.1. Güneş Pili Eşdeğer Devre Modeli

Güneş pillerinin davranışlarının anlaşılması ve karakteristiklerinin incelenmesi için elektriksel özellikleri iyi bilinen elemanlardan oluşan bir eşdeğer devreye ihtiyaç duyulur. Literatürde genel olarak basit ve gelişmiş eşdeğer devreler olmak üzere iki eşdeğer devreye

yer verilmektedir. Ancak, gerçekte güneş pilleri ideal elemanlar olmayıp, yapısı itibarıyla kayıplı elemanlardır. Bu nedenle, kayıplar direnç ile temsil edilmektedir.

Güneş pilleri için yaygın olarak kullanılan eşdeğer devre modeli Şekil 2.2'de görülmektedir. Akım kaynağı I_{ph}, fotonlar tarafından üretilen akımı göstermektedir. Bu akım, sabit ışınım ve sabit sıcaklık değerleri altında sabittir. Paralel R_{sh} direnci, sızıntı akımını; seri R_s direnci ise çıkıştaki gerilim düşümünü temsil etmek için kullanılmaktadır. Fotovoltaik dönüşümün verimliliği, R_S'deki küçük değişimlere duyarlıdır. Ancak R_{sh}'deki değişimlere duyarlı değildir. R_S'deki küçük bir artış, PV modül çıkışını önemli ölçüde azaltır [11].



Şekil 2.2. Güneş pili elektriksel eşdeğer devresi

Devreye Kirchhoff'un akımlar kanunu uygulanırsa;

$$0=I_{ph}-I_d-I_{sh} \quad \textbf{(2.1)}$$

Diyot akımı, p-n jonksiyonundan geçen toplam akım olup, matematiksel olarak fotonlar tarafından harekete geçirilen elektronlar ve boşluklar tarafından oluşturulan akımların toplamıdır. İletim bandındaki elektron durumlarının ve valans bandındaki boşluk akımlarının Boltzman dağılımı ile net elektron akımı;

$$I_e = I_{e0}(e^{\frac{qV_D}{kbT}} - 1 \quad \textbf{(2.2)}$$

Boşluk akımı ise;

$$I_h = I_{h0}(e^{\frac{qVD}{kbT}} - 1) \quad \textbf{(2.3)}$$

olarak tanımlanmaktadır. Bu durumda diyot akımı, net elektron ve boşluk akımlarının toplamı;

$$I_d = I_e + I_h = I_0(e^{\frac{qV_D}{mkT}} - 1) \quad \textbf{(2.4)}$$

olarak ifade edilebilir. Diyot akımı I_D, diyotun mutlak sıcaklığı, gerilim ve yük tarafından çekilen akımın bir fonksiyonu olarak değişir. Denklem 2.4'te;

- q: elektron yükünü (1.602×10^{-19} C);
- V_D: diyotun uçları arasındaki potansiyel farkını;
- *m*: idealite faktörünü (ideal diyotlarda *m = 1*);
- *k:* Boltzman sabitini (1.381×10^{-23} J/K);
- T: Kelvin (0 °K= -273.15 °C cinsinden mutlak sıcaklığı temsil etmektedir.

$$I_0 = I_{e0} + I_{h0} \quad \textbf{(2.5)}$$

I_0, karanlık doyma akımı veya ters doyum akımı olarak tanımlanmaktadır. Bu akım değeri sıcaklıktan oldukça etkilenmektedir. Şekil 2.1'de verilen güneş pili eşdeğer devresinde, Kirchhoff'un gerilimler kanunu uygulanarak, denklem 2.6'daki kaynak akımı ifadesi elde edilir.

$$\mathrm{I_d} = \mathrm{I_0}(e^{\frac{qV_D}{mkT}} - 1) = I_0(e^{\frac{q(Vpv+I.Rs)}{mkT}} - 1) \quad \textbf{(2.6)}$$

$$I_{sh} = \frac{V_D}{Rsh} = \frac{Vpv+I.Rs}{Rsh} \quad \textbf{(2.7)}$$

$$I_{ph} = \mathrm{I_0}\left(e^{\frac{q(Vpv+I.Rs)}{mkT}} - 1\right) + \frac{Vpv+I.Rs}{Rsh} \quad \textbf{(2.8)}$$

Denklem 2.8 kullanılarak güneş pilinin akımı ve gerilimi matematiksel olarak elde etmek oldukça zordur. Bu amaçla sayısal yöntemler uygulanmaktadır. Sayısal çözümlemeyi basitleştirmek amacıyla, yaygın olarak, basitleştirilmiş eşdeğer devre modeli kullanılmaktadır [12]. Bu modelde $R_{sb} >> R_s$ gerçeği dikkate alınarak, sızıntı akımı ihmal edilmiştir. Böylece çıkış akımı:

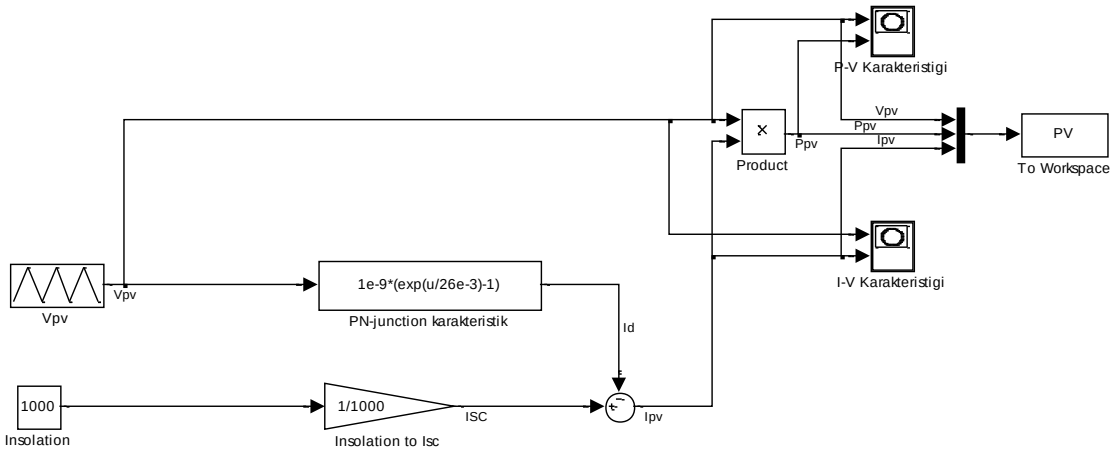
$$\mathrm{I} = \mathrm{I_{ph}} - \mathrm{I_0} \quad \textbf{(2.9)}$$

olarak hesaplanır. $V_t = \frac{k.T}{q}$ ifadesinde, V_T termal gerilim değeri olup 25 ˚C'deki değeri;

$V_T = 25.7mV'$ tur.

Şekil 2.3, bir güneş pilinin eşdeğer devresinden hareketle, Matlab Simulink ortamında geliştirilen güneş pili modelini göstermektedir. Modelde, farklı güneş ışınımı değerleri

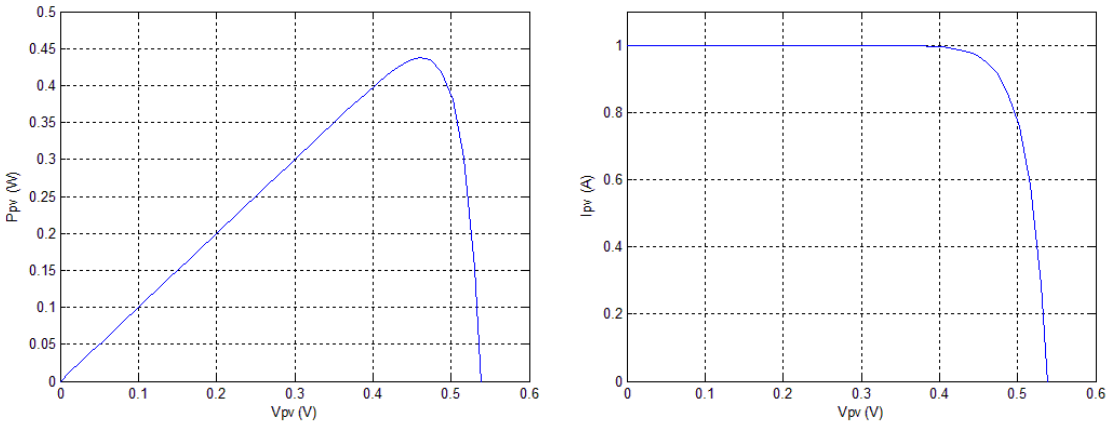
altında, güneş pilinin akım ve geriliminin değişimi de görülebilmektedir. Elde edilen değerler, PV adlı diziye aktarılarak, Matlab workspace ortamında görüntülenebilmektedir.



Şekil 2.3. Matlab Simulink ortamında geliştirilen güneş pili modeli

Güneş pili modeline ait V-P değişim eğrisi de Şekil 2.4'te gösterilmiştir. Modeli gerçekleştirilen güneş pilinin kısa devre akımı 1 A, açık devre gerilimi ise yaklaşık 0.54 V'tur. Şekil 2.4'te gösterilen, güneş pilinin V-I değişim eğrisinden de bu durum görülebilmektedir.

Güneş pilinden elde edilebilen maksimum güç, yaklaşık 0.45 W'tır. Dolayısı ile elde edilen gücün günlük hayatımızda kullanılabilir düzeyde olması için, birden fazla güneş pilinin bir araya gelmesi gerektiği açıktır. Bu durum da, birçok güneş pilinin seri ve paralel bağlanması ile elde edilen güneş panelleri ile sağlanmaktadır.

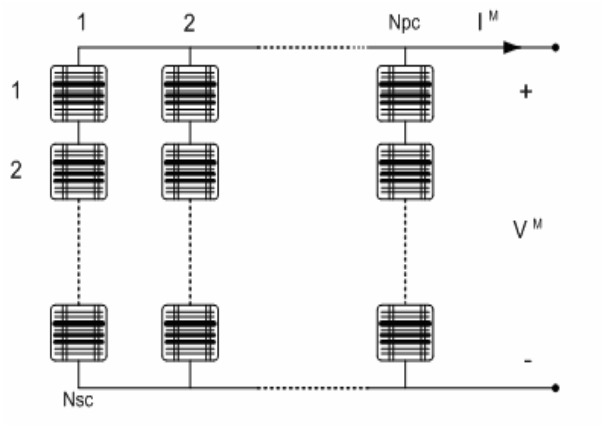


Şekil 2.4. Güneş pili modeline ait V-P ve V-I değişim eğrileri

2.3.2. Güneş Paneli Eşdeğer Devre Modeli

Güneş pilleri, verimlerine bağlı olarak, güneş ışınımı altında 0.3-1.5 W arasında güç üretebilmektedir. Tek bir diyottan elde edilebilecek akım değeri en çok 2-2.5 A, gerilim değeri ise 0.5-0.6 V arasında olduğundan, çok sayıda güneş pili birbirine seri bağlanarak, 30-340 W arasında güce sahip güneş panelleri elde edilir.

Güneş panelleri, Şekil 2.5'te görüldüğü gibi, *Npc* sayıda paralel koldan oluşur. Her bir *Npc* kol, *Nsc* sayıda güneş pili ile seri olarak birbirlerine bağlanmıştır. Bu seri ve paralel bağlı güneş pili sayıları, PV panelleri üreten firma katalog bilgilerinden elde edilebilir [68].



Şekil 2.5. Güneş pillerinin seri ve paralel bağlanması ile güneş panelinin elde edilmesi

Birbirlerine seri bağlı güneş pillerinin toplam gerilim değeri, aynı akım değeri için her bir güneş pili gerilim değerinin birbirine eklenmesiyle bulunur. Birbirlerine paralel bağlı güneş pillerinin toplam akım değeri, aynı gerilim değerleri için üretilen akım değerlerinin toplanmasıyla bulunur. Modül uçlarına uygulanan gerilim V_M ve modül akımı I_M olmak üzere;

$$V_M=N_{sc}.V_{new} \quad \textbf{(2.10)}$$

$$I_M=N_{pc}.I_{new} \quad \textbf{(2.11)}$$

Güneş panelinin çıkış gücü, ışınım şiddetinin ve çevre sıcaklığının birer fonksiyonudur. I_D akımı güneş pilini oluşturan yarı iletken malzemenin, p-n noktasından akan bir iç akımı olup, diyotun mutlak sıcaklığı, gerilim ve yük tarafından çekilen akımın bir fonksiyonu olarak değişir. Sıcaklığın etkisine bağlı olarak bir PV modülün karanlıktaki doyma akımı;

$$I_0 = I_{0ref}(\frac{Tc}{T_{cref}})^3.exp\left[\left(\frac{qE_g}{nk_b}\right)\left(\frac{1}{T_{cref}}-\frac{1}{T_c}\right)\right] \quad \textbf{(2.12)}$$

denklemi ile verilmektedir [14]. Burada;

I_{0ref}= Referans değerindeki akım,

E_g = PV diyot yapımında kullanılan malzemenin bant genişliğidir. Işınım şiddetine bağlı olarak PV modülün foton akımı;

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha(T_c - 25)]\frac{G}{G_{ref}} \quad \textbf{(2.13)}$$

denklemi ile ifade edilir. Bu denklemde;

- G: Etkin ışınım şiddeti (W/m^2),
- G_{ref} : Referans ışınım şiddeti (W/m^2),
- *Tc*: Etkin modül sıcaklığı (K),
- T_{cref} : Referans modül sıcaklığı (K) değerini,
- A : değeri ise mA/K olarak modülün kısa devre akımının sıcaklık katsayısını göstermektedir.

Genel olarak güneş panelinde, I-V değerlerini bulmak için çeşitli matematiksel hesaplama yöntemleri geliştirilmiştir. Bu yöntemlerden birisi de aşağıdaki denklemler ile ifade edilen yöntemdir. Bu eşitliklerde V_{ref} ve I_{ref} değerleri, I-V eğrisindeki referans olarak alınan değerlerdir. Sistemdeki kısa devre akımı ve açık devre gerilimi, akım ve gerilimin sıcaklık katsayıları üretici firma katalog bilgilerinde yer almaktadır. Güneş panelinin akım değerini hesaplamak için α ve β değerleri akım ve gerilimin sıcaklık katsayıları olmak üzere, yeni akım ve gerilim değerleri aşağıdaki gibi elde edilir:

$$I_{new} = I_{ref} + \left[\alpha\left(\frac{G}{G_{ref}}\right)(T_c - T_{cref}) + \left(\frac{G}{G_{ref}} - 1\right)I_{sc}\right] \quad \textbf{(2.14)}$$

$$\Delta I = \left[\alpha\left(\frac{G}{G_{ref}}\right)(T_c - T_{cref}) + \left(\frac{G}{G_{ref}} - 1\right)I_{sc}\right] \quad \textbf{(2.15)}$$

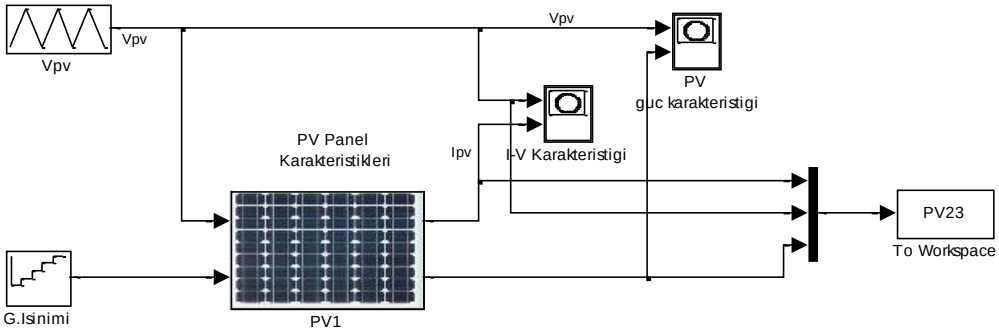
$$V_{new} = -\beta(T_c - T_{cref}) - R_s\Delta I + V_{ref} \quad \textbf{(2.16)}$$

Güneş panelinin gücü de akım ve gerilim değerinin çarpımı olarak ifade edildiği için, güç de yukarıda sözü edilen parametrelere bağlıdır [69]. Tablo 4.1'de teknik özellikleri verilen ve tez çalışmasında da kullanılan DPS-160 güneş paneli, Matlab Simulink ile modellenmek üzere seçilmiştir. Bu panelde, 36 adet çok kristalli silisyum güneş pili birbirine seri olarak bağlıdır ve modül 160 W maksimum güce sahiptir.

Üretici firmalar tarafından güneş paneli parametreleri, standart test koşullarında (1000 W/m^2 güneş ışınımı ve 25 ˚C PV modül sıcaklığı) verilmektedir. Bu koşullardaki çıkış gücü, güneş panelinin en büyük çıkış gücü olarak nitelendirilir ve P_{max} ile ifade edilir.

2.3.2.1. Güneş Işınımına Bağlı Olarak Geliştirilen Güneş Paneli Modeli

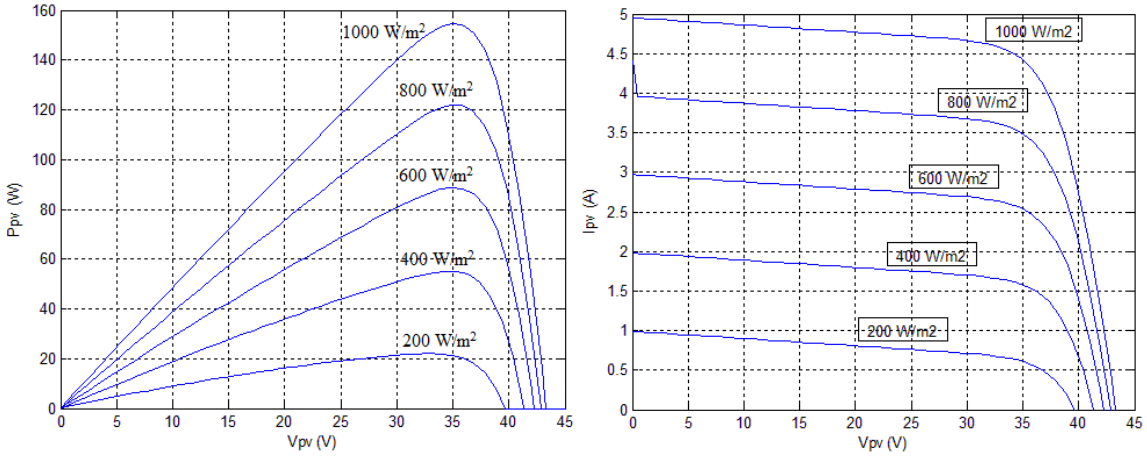
Bölüm 2.3.1'de verilen güneş pili modeli kullanılarak, Şekil 2.6'daki güneş paneli modeli elde edilmiştir. Modelde, güneş ışınımının değişimine bağlı olarak, belirlenen gerilim değişimi aralığında, güneş panelinin çıkışından, güneş paneli akımı I_{pv} ve güneş paneli çıkış gücü P_{pv} elde edilmektedir. Elde edilen veriler Matlab workspace ortamına PV23 adlı diziye aktarılmaktadır.



Şekil 2.6. Güneş ışınımına bağlı olarak geliştirilen güneş paneli modeli

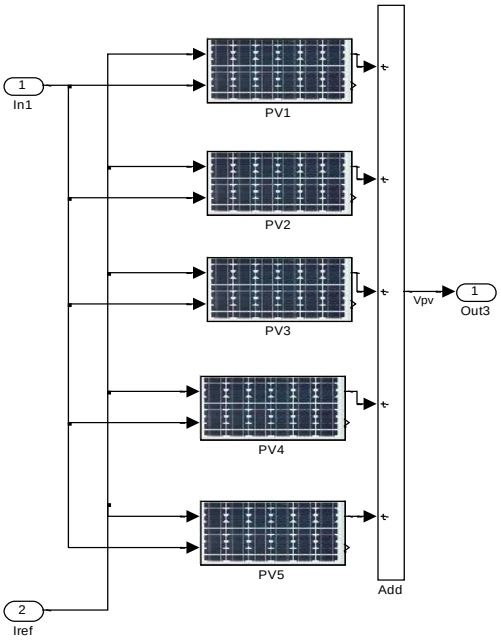
Güneş panelinin (DPS-160), farklı güneş ışınımı değerleri altındaki I-V ve V-P değişim eğrileri Şekil 2.7'de gösterilmiştir. Güneş paneli girişine sırası ile 200, 400, 600, 800 ve 1000 W/m^2 güneş ışınım şiddetleri uygulanmış ve güneş panelinin V-I eğrileri elde edilmiştir. Elde edilen sonuçlardan, standart koşullar altında elde edilen değerler ile güneş panelinin teknik data değerlerinin uyuştuğu görülmüştür (I_{sc}=4.98 A ve V_{oc}=43.3 V).

Güneş ışınım şiddeti azaldıkça, akım ve gerilim değerleri de azalmaktadır. Ancak akımdaki değişim, gerilimdeki değişime göre çok daha büyüktür. DPS-160 güneş panelinin MPP çalışma gerilimi olan 35.2 V ve MPP akımı olan 4.4 A değerinde, panelden en yüksek güç değeri elde edilmektedir. Şekil 2.7, farklı güneş ışınımı değerleri altında güneş panelinin karakteristik eğrilerini göstermektedir.



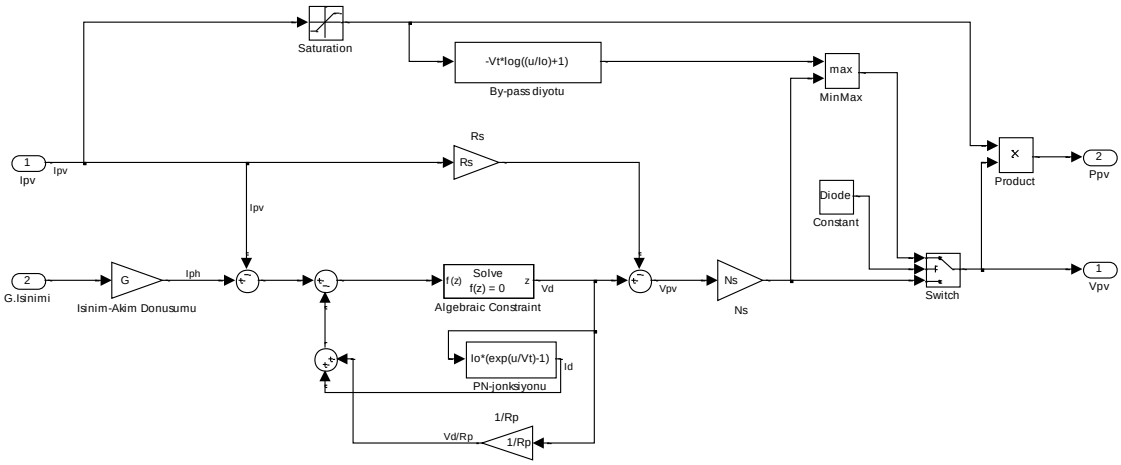
Şekil 2.7. DPS-160 güneş panelinin farklı ışınım şiddetlerindeki karakteristik eğrileri

Elde edilen PV panel bloğu kullanılarak, PV generatör modeli elde edilmiştir. Burada istenilen çıkış gücü, güneş panellerinin uygun şekilde bağlanması ile elde edilebilmektedir. PV diziyi oluşturan yapıda, 5 adet DPS-160 güneş paneli birbirine seri olarak bağlanmıştır. Bu yapı ile istenilen güç ve akım elde edilmektedir. Şekil 2.8'de, istenilen yapıya uygun olarak tasarlanan PV dizi yapısı görülmektedir.



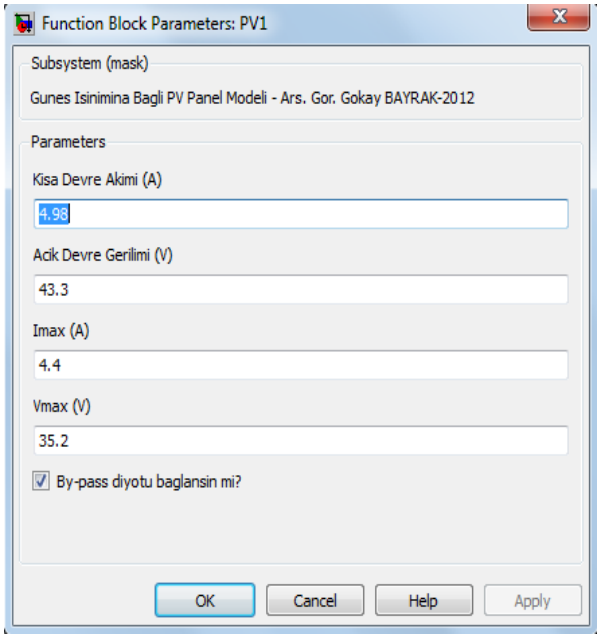
Şekil 2.8. Beş adet güneş panelinden oluşan PV dizi yapısı

Burada her bir panelin girişinde, panelin çalıştırılmak istenildiği referans akım değeri ve güneş ışınımı değeri bulunmaktadır. Güneş panelinin çıkışından ise güneş panelinin gerilim ve güç değerleri elde edilmektedir. Şekil 2.9'da modele ilişkin yapının iç yapısı, detaylı olarak gösterilmektedir.



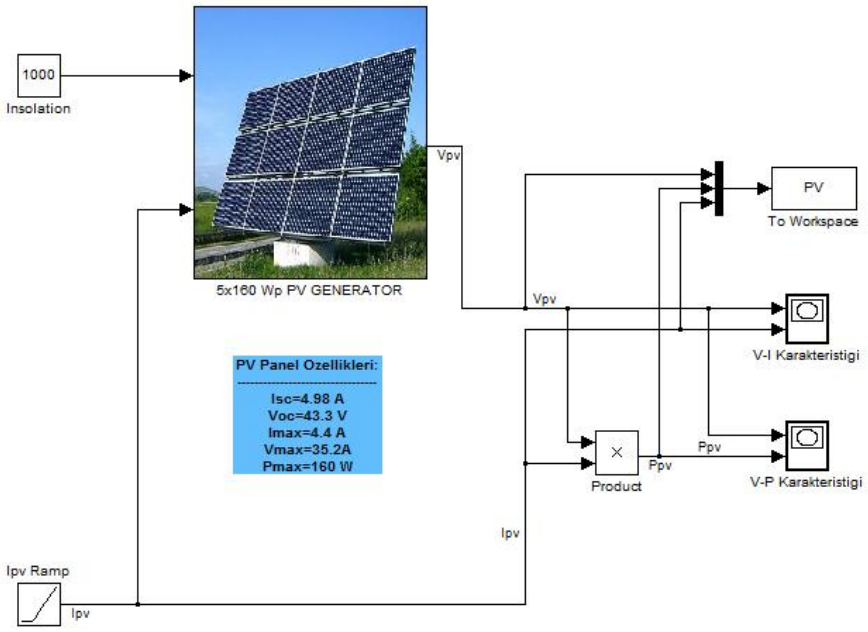
Şekil 2.9. PV diziyi oluşturan güneş panellerinin iç yapısı

PV dizi elde edilirken, her bir güneş paneli birbiri ile seri olarak bağlanmıştır. Güneş panellerinin çalıştırılmak istenildiği I-V değerleri ile panele ilişkin kısa devre akımı ve açık devre gerilimi, Şekil 2.10'da gösterilen pencere aracılığı ile sisteme girilmektedir. Ayrıca sistemde by-pass diyotu da seçilerek, modele eklenebilmektedir.



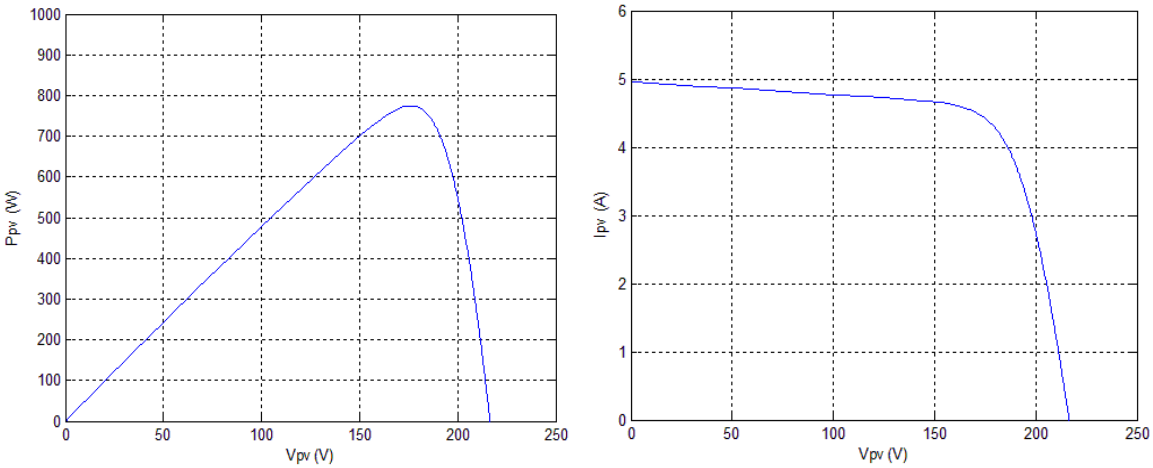
Şekil 2.10. PV diziyi oluşturan güneş panellerine ilişkin parametrelerin girilmesi

5 adet DPS-160 güneş panelinin seri bağlanması ile oluşturulan PV dizi, Şekil 2.11'de gösterilmiştir. Elde edilen yapıda, girilen güneş ışınımı ve istenilen çalışma akımı değerine göre, PV dizinin çıkışından, akım, gerilim ve güç değerleri elde edilmiştir.



Şekil 2.11. Güneş ışınımına bağlı olarak geliştirilen PV dizi modeli

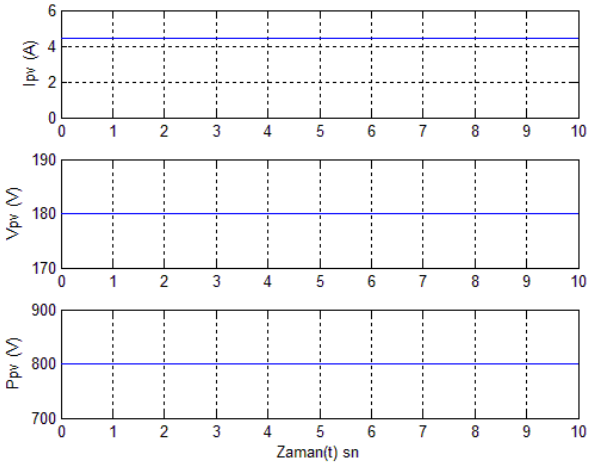
Geliştirilen PV dizinin çıkışından elde edilen V-P ve V-I eğrileri Şekil 2.12'de verilmiştir. 5 adet PV panel seri olarak bağlandığı için, PV diziden akan toplam akım da 4.98 A olacaktır. Panellerin uçlarından elde edilen gerilim ise açık devre geriliminin 5 katı olacaktır. Bu durum, elde edilen eğri ile doğrulanmıştır. PV dizi çıkışından elde edilecek maksimum güç ise yaklaşık 800 W olmaktadır. Şekil 2.12'de, PV diziye ait V-P ve V-I eğrileri görülmektedir.



Şekil 2.12. Güneş ışınımına bağlı olarak çalışan PV dizi V-P ve V-I değişim eğrileri

PV dizi çıkışından elde edilen akım, gerilim ve güç değerleri, Şekil 2.13'te verilmiştir. Burada PV dizi çıkış gerilimi 180 V ve PV dizi çıkış akımı 4.98 A'dır. PV generatör çıkış gücü ise 800 W olarak elde edilmiştir.

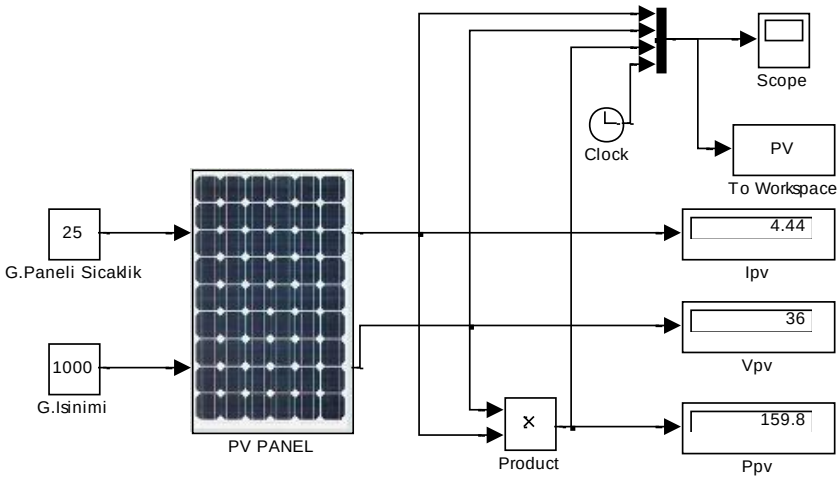
PV dizi modeli, uygun sayıda PV panelin birbiri ile seri bağlanması ve bu seri kolların da uygun şekilde paralel kollar şeklinde bağlanması ile istenilen çıkış gücü ve çıkış akımı elde edilecek şekilde tasarlanabilecek şekilde geliştirilmiştir. Bunu sağlamak için sadece seri ve paralel koldaki eleman sayılarının modele girilmesi yeterli olmaktadır.



Şekil 2.13. PV dizi çıkışında akım, gerilim ve gücün değişimi (Güneş ışınımına bağlı model)

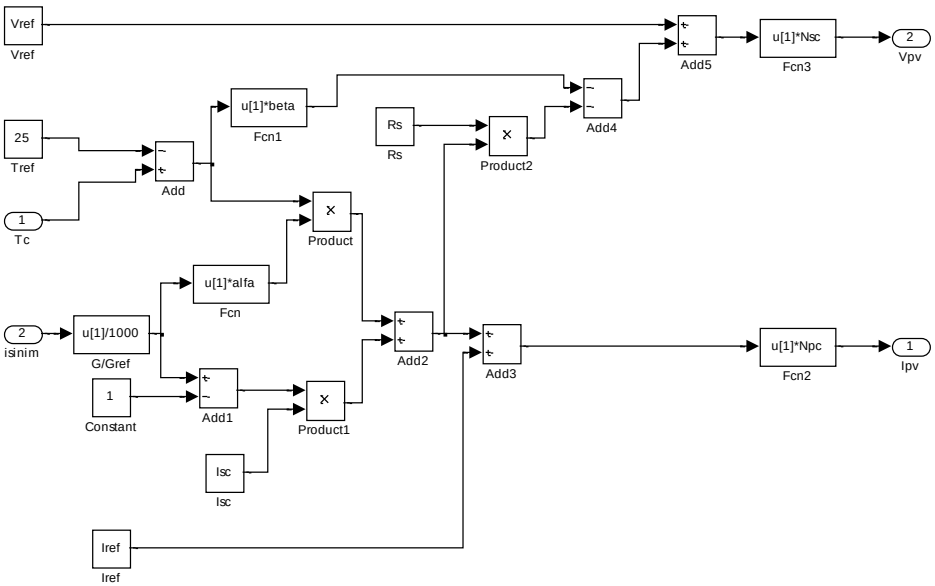
2.3.2.2. Güneş Işınımı ve Panel Sıcaklığına Bağlı Olarak Geliştirilen Güneş Paneli Modeli

DPS-160 güneş panelinin teknik özellikleri bilgilerinden faydalanarak, Matlab Simulink'te, güneş ışınımı ve güneş paneli sıcaklığına bağlı olarak çalışan güneş paneli modeli geliştirilmiştir. Güneş paneli modeli oluşturulurken, denklem 2.14 ve 2.16'daki eşitlikler kullanılmıştır. Güneş paneli modelinde, girişte sıcaklık ve güneş ışınımı bilgisi bulunmakta, çıkışta ise panel akım ve gerilim bilgisi yer almaktadır. Simulink'te modellenen yapı, Şekil 2.14'te görülmektedir. Burada PV panel, alt sistem olarak modellenmiştir. 25 ˚C sıcaklık ve 1000 W/m^2 güneş ışınımı değerlerinde PV panelin üreteceği akım, gerilim ve güç Şekil 2.14'te görülmektedir. Burada PV panel akımı 4.44 A, PV panel gerilimi 36 V ve PV çıkış gücü yaklaşık 160 W olarak elde edilmiştir. Bu sonuçlar Tablo 4.1'deki DPS-160 güneş panelinin teknik özellikleri ile örtüşmektedir. Ayrıca PV panel bu çalışma koşullarında MPP noktasında çalışmış olmaktadır.



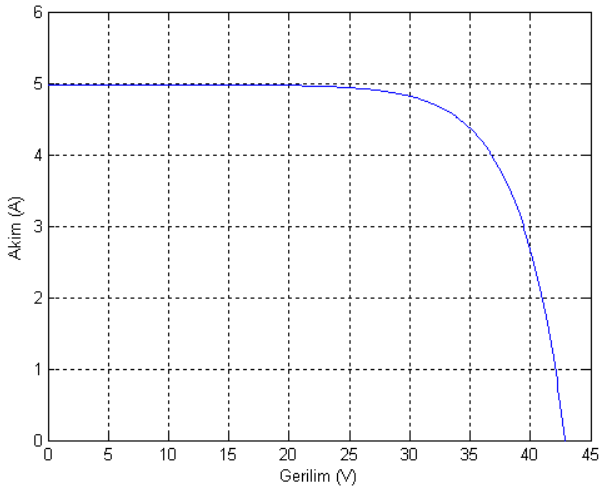
Şekil 2.14. DPS-160 güneş panelinin, sıcaklık ve ışınıma bağlı Matlab Simulink modeli

Şekil 2.15, güneş panelinin sıcaklığa ve güneş ışınımına bağlı olarak geliştirilen modelini göstermektedir. Modelin girişinde güneş ışınımı ve güneş paneli sıcaklığı varken, çıkışında, güneş panelinden elde edilen akım ve gerilim değerleri yer almaktadır.



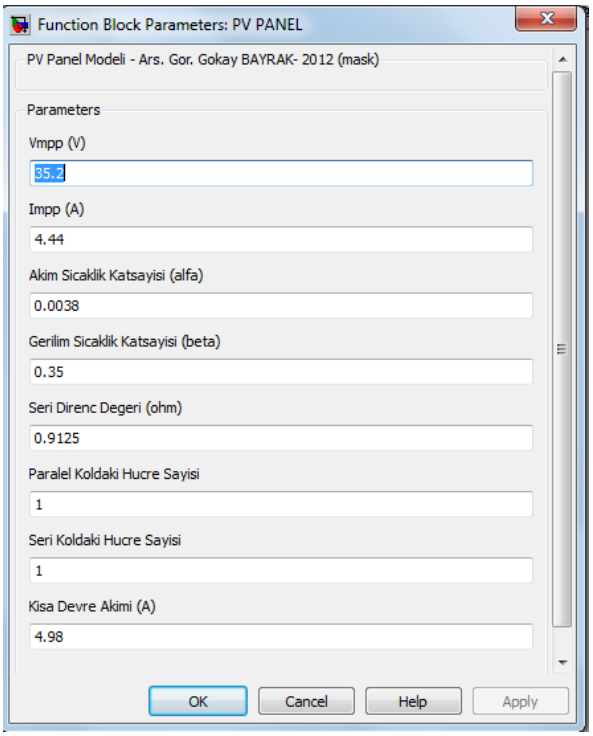
Şekil 2.15. Sıcaklık ve ışınıma bağlı olarak geliştirilen güneş paneli modeli

Güneş ışınımı ve güneş paneli sıcaklık parametrelerine bağlı olarak geliştirilen PV panele ait I-V eğrisi, Şekil 2.16'da gösterilmiştir. Şekil 2.16, 25 ˚C sıcaklık ve 1000 W/m^2 güneş ışınımı değerlerinde, PV panelin üreteceği akım ve gerilimin değişimini göstermektedir. I-V eğrisi, PV panel kısa devre akımı olan 4.98 A noktasında ve PV panel açık devre gerilimi olan 43.3 V noktasında I-V eksenlerini kesmektedir.



Şekil 2.16. Sıcaklık ve ışınıma bağlı olarak değişen PV panel I-V değişim eğrisi

Güneş panelinin maksimum çalışma noktası (MPP noktası, V_{ref} ve $I_{ref)}$, akım ve gerilim sıcaklık katsayıları alfa ve beta, kısa devre akımı (I_{sc}) gibi parametreleri, Şekil 2.17'de görüldüğü gibi, modele girilmektedir. Tek bir güneş paneli modellenirken, N_{pc}=1 ve N_{sc}=1 olarak sisteme girilmektedir.

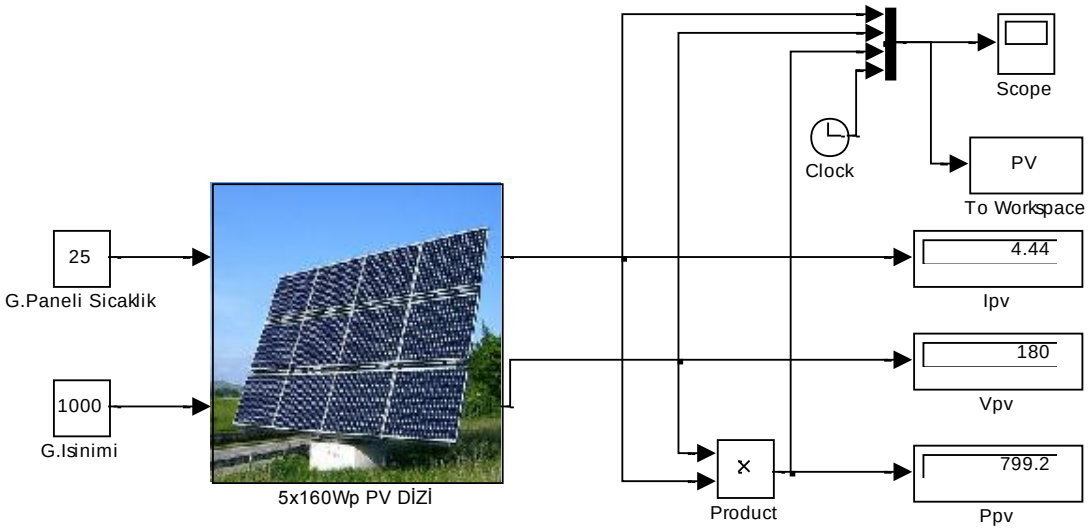


Şekil 2.17. DPS-160 güneş paneli teknik özelliklerinin sisteme girilmesi

Güneş panelinin sıcaklığına ve güneş ışınımına bağlı olarak geliştirilen PV paneller kullanılarak, PV dizi elde edilmiştir. PV dizi elde edilirken, Şekil 2.17'deki parametre giriş

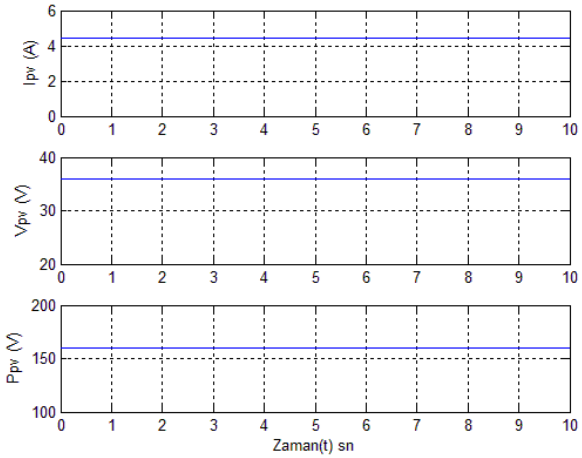
ekranı kullanılmaktadır. 5 adet panelin birbirine seri olarak bağlanması için, N_{pc}=1 ve N_{sc}=5 olarak sisteme girilmiştir.

Şekil 2.18'de, güneş panelinin sıcaklığına ve güneş ışınımına bağlı olarak geliştirilen PV dizi modeli görülmektedir. PV dizinin girişine uygulanan sıcaklık ve ışınım bilgilerine göre, PV dizi çıkışından PV dizi akımı, PV dizi gerilimi ve PV dizi çıkış gücü elde edilmektedir. 5 adet DPS-160 güneş panelinin oluşturduğu PV dizide, 25 ˚C sıcaklık ve 1000 W/m^2 güneş ışınımı değerlerinde, PV dizinin çıkış akımı 4.44 A, PV dizi çıkış gerilimi 180 V ve PV dizi çıkış gücü 799.2 W olarak elde edilmiştir. Bu sonuçların, daha önceden hesaplanmış olan çalışma şartları ile uyum sağladığı görülmektedir.



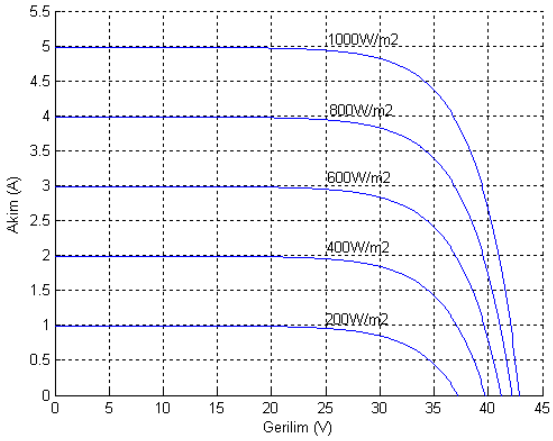
Şekil 2.18. Güneş ışınımı ve PV panel sıcaklığına bağlı olarak geliştirilen PV dizi modeli

PV dizi çıkışından elde edilen akım, gerilim ve güç değerleri, PV isimli bir diziye aktarılmaktadır. Matlab workspace ortamına aktarılan ve burada görüntülenebilen değerler, Şekil 2.19'da gösterilmiştir. Kullanılan bu yapı sayesinde, PV dizi çıkışına ilişkin akım, gerilim ve güç bilgilerinin değişimi izlenebilmekte ve gerektiğinde kullanılmak üzere saklanabilmektedir.



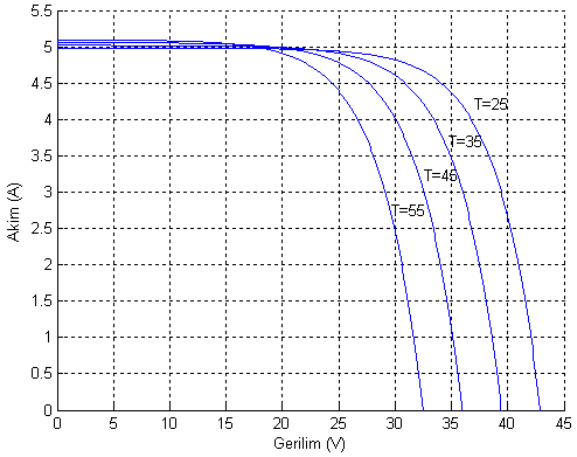
Şekil 2.19. Güneş paneli dizisine ait çıkış akımı, çıkış gerilimi ve çıkış gücü (G ve T'ye bağlı model)

PV panel modeli, sıcaklıktan ve güneş ışınımının değişiminden etkilenmektedir. Sıcaklığın ve güneş ışınımının model üzerindeki etkisi, Şekil 2.20 ve Şekil 2.21'de gösterilmiştir. Farklı sıcaklık ve ışınım değerlerinde elde edilen PV panel akım-gerilim eğrileri Şekil 2.20'de gösterilmiştir.



Şekil 2.20. Güneş paneli modelinin, farklı güneş ışınım şiddetlerindeki I-V değişim eğrileri (T=25 ^{o}C)

Güneş ışınımının artması, PV panel çıkış akımını arttırmaktadır ve I-V eğrisi ışınımın artması ile yukarıya doğru hareket etmektedir. Şekil 2.20'de, güneş ışınımı 200 W/m^2 değerinden 1000 W/m^2 değerine kadar değiştirilmiştir. Görüldüğü gibi, ışınım değeri arttığında akım değerindeki değişim miktarı, gerilim değişim miktarına göre çok daha büyük olmaktadır. Sıcaklık değerinin artması ise, PV panelin çıkış gerilimi üzerinde etkili olmaktadır. Şekil 2.21'den de görüleceği gibi, I-V eğrisi sıcaklığın artması ile sola doğru kaymaktadır. Sıcaklık arttıkça, gerilimdeki değişim, akımdaki değişime göre daha büyük olmaktadır.



Şekil 2.21. Güneş paneli modelinin, farklı sıcaklık değerlerindeki I-V değişim eğrileri (G=1000 W/m^2)

PV pillerin performansının, yüksek ışık şiddeti ve düşük sıcaklıkta daha iyi olduğu, yukarıda elde edilen sonuçlardan görülmektedir. PV güneş pillerinin karakteristikleri incelendiğinde, akım-gerilim ya da güç-gerilim ilişkilerinin klasik doğru akım kaynaklarının karakteristiklerine benzemediği görülür. PV pillerin bu karakteristikleri doğrusallıktan oldukça uzaktır. Karakteristiklerin gösterdiği sonuçlara göre ışık şiddeti, PV pillerin temel enerji kaynağını oluşturmaktadır. Dolayısıyla soğuk ve güneşli ortamlar PV sistemler için en uygun ortamlardır.

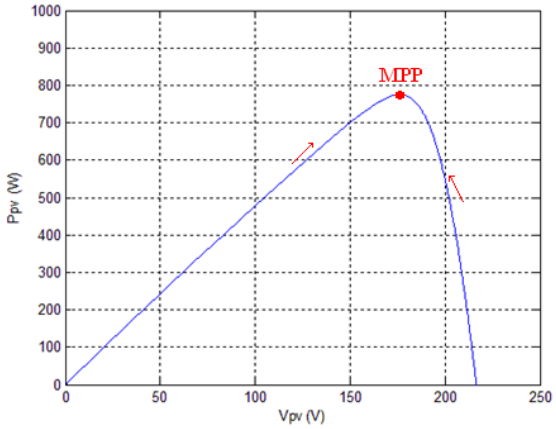
2.3.3. PV Panellerin Maksimum Çıkış Gücünde Çalıştırılması

Güneş pillerinden oluşan bir güneş panelinin, ışınım ve sıcaklığa bağlı olarak I-V ve P-V karakteristikleri değişmektedir. Güneş panellerinin maksimum güç noktasında (MPP) çalıştırılması, güneş panellerinden en yüksek gücün elde edilmesini ve panel veriminin en yüksek değerde olmasını sağlayacaktır. Bu nedenle, güneş panellerinin, ışınım ve sıcaklığa bağlı olarak uygun MPP noktasında çalıştırılması önemli bir konudur.

PV panellerde elektrik üretimi, sıcaklık, ışınım ve yük gerilimi gibi çevresel koşullara bağlı olarak değişiklik gösterir. PV paneller doğrusal olmayan bir karakteristiğe sahiptirler. Bu değişkenlere bağlı olarak, ürettikleri güç değeri de değişiklik göstermektedir. Bu durum PV panellerden en yüksek verimde yararlanabilmeyi engellemektedir [70]. Normalde, PV sistemlerde yüke ulaştırılan gerilim ve akım değerleri maksimum güce karşılık gelen akım ve gerilim değerlerinin altında seyreder. PV panelin çalışma verimini artırmak için, akım-gerilim eğrisinde, en yüksek gücü sağlayabilecek koşullara getirilmesi gerekmektedir. Bu da modül için maksimum güç noktasının (MPP) bulunmasıyla gerçekleşir. Bu sayede

modüllerden elde edilen güç, koşullara göre, %10-30 arttırılabilir [71]. Ayrıca, PV panel maliyetinin PV sistem içindeki payının %60 olduğu düşünülürse, ekonomik açıdan bu kritik noktanın (MPP) saptanması oldukça önemlidir. Maksimum güç noktasının bulunması ile gereksinim duyulan güç, minimum sayıda PV panel kullanılarak sağlanabilir.

Şekil 2.22'de, 25 ˚C sıcaklık ve 1000 W/m^2 ışınım değerleri altında, DPS-160 PV paneline ait güç-gerilim (P-V) değişim eğrisindeki, maksimum güç noktası gösterilmiştir. 5 adet DPS-160 güneş panelinden oluşan PV dizide, V_{MPP}=176 V ve I_{MPP}=4.44 A'dir. PV diziden elde edilebilecek maksimum güç ise P_{MPP}=800 W'tır. Bu durum Şekil 2.22'den de görülebilmektedir.



Şekil 2.22. Güneş paneli dizisine ait P-V değişimi eğrisi ve MPP noktası

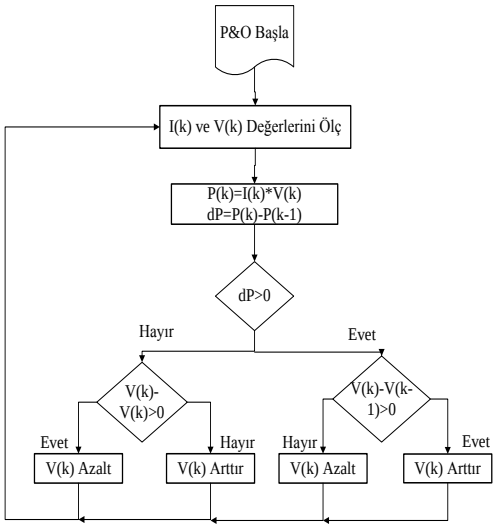
Maksimum güç noktasının bulunabilmesi için, MPPT (Maksimum Power Point Tracker) algoritmaları kullanılır. MPPT algoritmaları, tarama tabanlı karmaşık algoritmalardır. Bu algoritmalar matematiksel yineleme yöntemleri ile eğrinin maksimumunu bulma amaçlı çalışırlar. Literatürde birçok farklı MPPT algoritması mevcuttur. Bunlardan en çok tercih edilenleri; Değiştir ve Gözle (P&O), Artan Davranış (IncCond) ve Sabit Gerilim (CV) algoritmalarıdır. Özellikle P&O algoritması, uygulanabilirliği ve kolaylığı nedeni ile en fazla kullanılan yöntemdir [72]. Bu yöntemde, PV panelin çıkış gücü, sürekli olarak P-V eğrisi üzerinde izlenir. Her bir algoritma döngüsünde, eğer güç artıyor ise gerilim değiştirme yöntemi (artırma ya da azaltma) aynı yönde devam ettirilir. Eğer güç azalıyor ise gerilim değiştirme yönü ters çevrilir. Böylelikle, P&O algoritması maksimum güç noktasına ulaştığında, bu nokta çevresinde belirli bir güç kaybı ile sürekli salınım yapmaya başlayacaktır. Bu kaybı azaltmak için adım sayısını azaltacak değişiklikler yapılabilir.

2.3.3.1. Değiştir ve Gözle (P&O - Perturbation & Observation) Algoritması

MPPT algoritmaları ile ilgili yapılan araştırma ve çalışmaların çoğu, P&O algortiması ile ilgili olmaktadır. Şekil 2.23'te, P&O algoritmasının akış diyagramı gösterilmiştir. Bu yöntemde; sıcaklık ve güneş ışınım seviyelerinin arka arkaya ölçülen iki değeri arasındaki farka göre, hesaplanan güç değerleri karşılaştırılmaktadır. Ölçüm sonucu belirlenen fark, kabul edilebilir bir değerden fazla olursa, PV panelin I-V karakteristiğini temsil eden karakteristik model denklemi ile yeni sıcaklık ve ışık şiddeti seviyeleri için, yeni bir P_m noktası hesaplanır.

Yaklaşık sıfır değerinden başlanarak, P_m elde edilene kadar PV panelin akım değeri azar azar artırılır. Artırma işlemi sırasında, panelin gücü sürekli hesaplanarak, bir önceki değerlerle karşılaştırılır. Güç değeri, bir önceki ölçülen değerden küçük olduğu zaman işlem sonlandırılır ve bir önceki adımda hesaplanan güç değeri, o andaki sıcaklık ve güneş ışını seviyelerine ilişkin yeni P_m olur. Normal olarak bu değere karşılık gelen I_m ve V_m değerleri de, yeni akım ve gerilim değerleri olacaktır. Bu değerler elde edilince, sıcaklık ve güneş ışını parametreleri T_x ve G_x, yeni döngünün başlangıç değerleri T_{x0} ve G_{x0} olarak atanır [73].

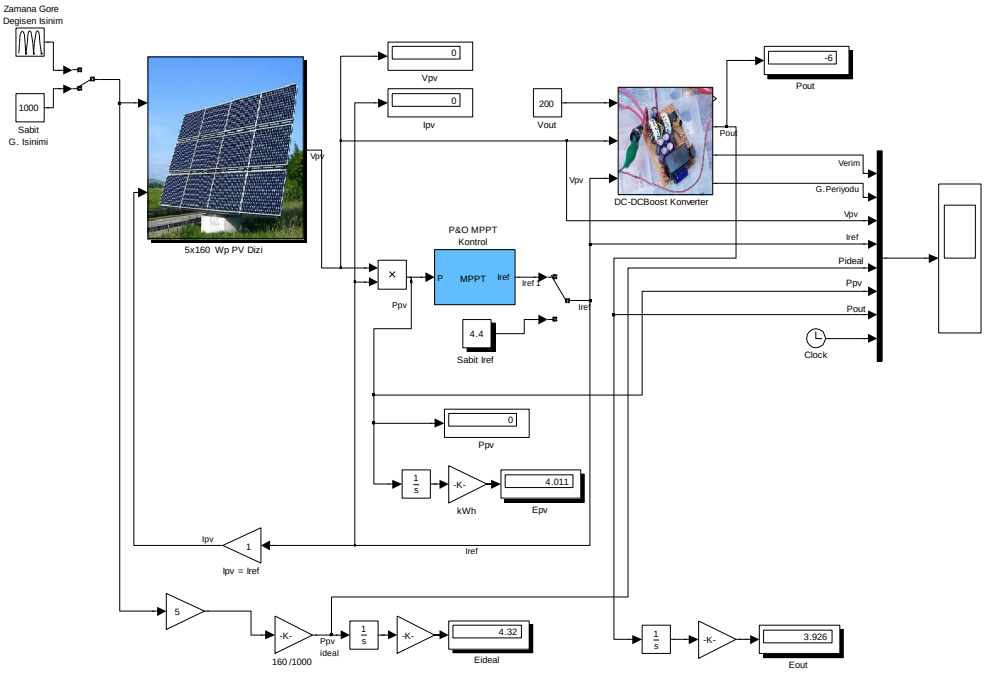
PV sistemlerin P-V veya P-I karakteristiklerinden de anlaşılabileceği gibi, gerilimdeki artış, maksimum güç noktasının solunda güçte bir artış, sağında ise güçte bir azalma meydana getirmektedir. Sonuç olarak, eğer güçte bir artış varsa, maksimum güç noktasına ulaşmak için, bir sonraki güç değeri tutulmalı; eğer güçte bir azalma varsa, değişim tersine çevrilmelidir.



Şekil 2.23. P&O algoritması akış diyagramı

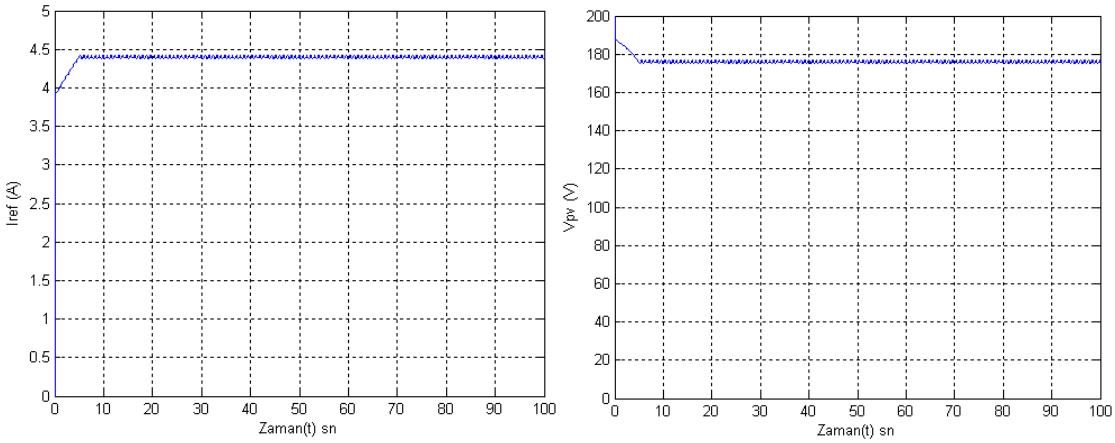
MPPT sistemleri, PV sistemin maksimum güç üretebileceği gerilim değerini hesaplar. 20-80 kHz aralığındaki yüksek frekanslarda çalışan DC-DC güç konverterleri, PV panel çıkışındaki DC gerilimi, önce yüksek frekanslı AC bir sinyale çevirir. Daha sonra istenilen DC gerilim seviyesi değerine çevirirler. Yüksek frekans aralığı sayesinde, çok yüksek verimli çeviriciler, küçük boyutlu elemanlarla tasarlanabilmektedir.

Şekil 2.24'te, geliştirilen PV sistemde kullanılan MPPT kontrol modeli görülmektedir. PV dizi girişinde referans akım (I_{ref}) ve güneş ışınımı bilgisi bulunmaktadır. Modelde güneş ışınımı, hem 1000 W/m^2 sabit değerinde, hem de zamanla değişecek şekilde seçilebilmektedir. I_{ref} referans akımı, PV sistem çıkışındaki MPPT kontrol bloğu ile kontrol edilmektedir. MPPT kontrol bloğunun girişine, PV sistemin çıkış gücü olan P_{PV} uygulanmaktadır. MPPT kontrol bloğu, Ek-1'de Matlab ortamında geliştirilmiş olan m-file dosyası ile verilen P&O algortimasını çalıştırarak, mevcut güneş ışınımı şartları altındaki referans akım değerini hesaplamaktadır. DC-DC Boost Konverter girişine uygulanan I_{ref} akımı sayesinde, çıkışta istenilen seviyede DC bir gerilim elde edilmektedir.



Şekil 2.24. P&O algortimasını kullanan PV sistem modeli

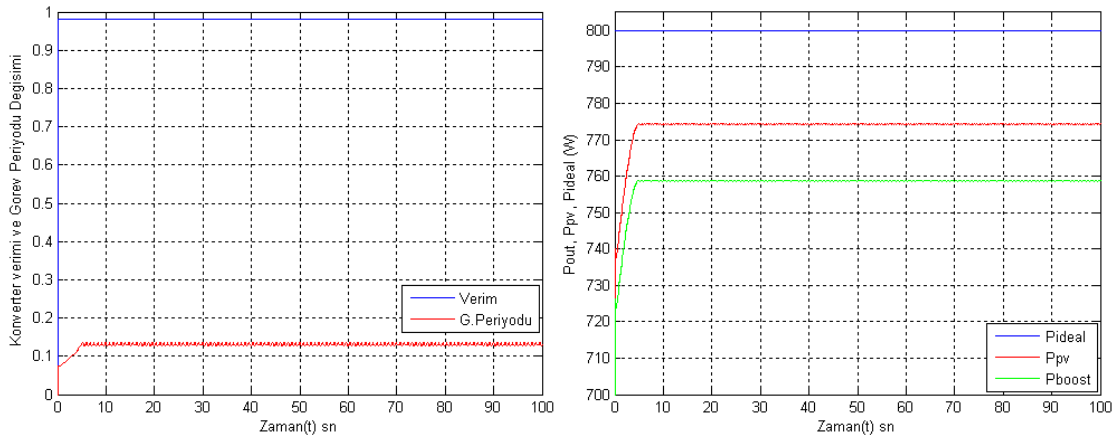
DPS-160 güneş panellerinin MPP çalışma noktası, I_{mpp}=4.4 A ve V_{mpp}=35.2 V değerleri ile belirtilen noktadır. 1000 W/m^2 güneş ışınımı değerinde, 5 adet seri bağlı panelin çıkışından elde edilmesi gereken akım 4.4 A olacaktır. Bu şartlarda, MPPT kontrol bloğu referans akım değerini bu değere ayarlamaya çalışacaktır. Şekil 2.25, 1000 W/m^2 güneş ışınımı altında, referans akım değerinin değişimini göstermektedir.



Şekil 2.25. 1000 W/m^2 güneş ışınımda MPPT referans akımı ve PV çıkış gerilimi

Şekil 2.25'te aynı zamanda 1000 W/m^2 güneş ışınımı altında, PV dizi çıkış geriliminin değişimi de görülmektedir. 5 adet seri bağlı panelin çıkışından elde edilmesi gereken gerilim 176 V olacaktır. MPPT ile elde edilen sonuçlar, bu durumu doğrulamaktadır.

Konverter veriminin ve görev periyodunun değişim eğrisi Şekil 2.26'da gösterilmiştir. Konverter görev periyodu uygun şekilde değiştirilerek, referans akım değerine ulaşılmaktadır. Konverter çıkışından elde edilen gücün, PV sistem çıkış gücüne oranı ile de konverterin verimi hesaplanmaktadır.



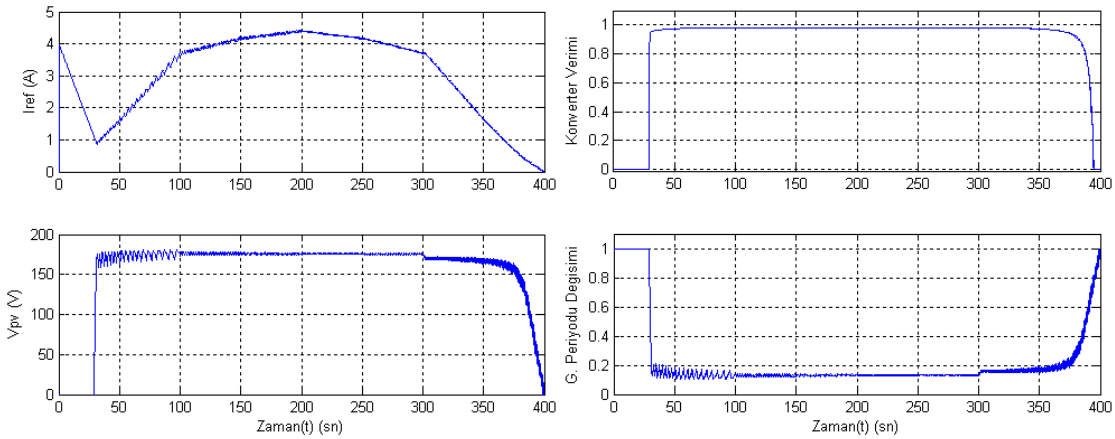
Şekil 2.26. Konverter verimi, görev periyodu ve gücünün değişimi

Şekil 2.26'da sistemin çıkışından elde edilen gücün değişimi de görülmektedir. 1000 W/m^2 ışınım değerinde ideal çıkış gücü 800 W iken, PV sistem çıkışından 776 W güç elde edilmektedir. Konverter modelinde, anahtarlama kayıplarının dikkate alınması nedeni ile konverter çıkışından elde edilen güç 758 W olmaktadır.

PV sistemin farklı güneş ışınım şiddetleri altındaki çalışmasının simülasyonunun yapıldığı Şekil 2.24'teki modelde, PV sistem girişine Şekil 2.28'deki gibi zamanla değişen

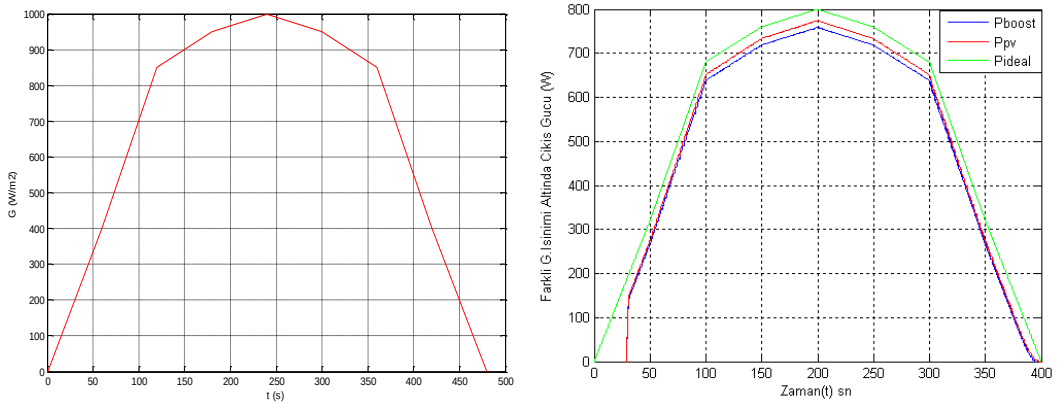
farklı güneş ışınım şiddeti uygulanmıştır. Bu sayede, PV sistem çıkışından elde edilen parametrelerin değişimleri de incelenmiştir.

Zamanla değişen farklı güneş ışınım şiddetine göre, PV sistem çıkışından elde edilen akım ve gerilimin değişimi ise Şekil 2.27'de gösterilmiştir. Bu koşullarda PV sistemden elde edilebilecek maksimum güç, akım ve gerilim değerlerinin, P&O algoritması ile uygun değerlere çekilmesi ile sağlanmaktadır. Zamanla değişen güneş ışınım şiddeti değerleri altında, konverterin verimi ve görev periyodunun değişimi de Şekil 2.27'de gösterilmiştir. Konverter, MPP noktasına ulaşmak için görev periyodunu uygun şekilde değiştirmektedir.



Şekil 2.27. Farklı güneş ışınımı değerlerinde PV dizi ve konverter parametreleri

Mevcut durumda, PV sistem çıkışından elde edilen gücün değişimi ise Şekil 2.28'de gösterilmiştir. Şekil 2.28'de ideal güç eğrisi, PV sistem çıkışından elde edilen gücün değişimi ve konverter çıkış gücü farklı renklerde gösterilmiştir. Görüldüğü gibi, zamanla değişen güneş ışınım şiddeti altında, PV sistem çıkış gücü de uygulanan şartlardaki MPP noktasına göre değişmektedir.



Şekil 2.28. Farklı güneş ışınımı altında çıkış güçlerinin değişimi

2.4. DC-DC Konverter Devreleri

Güç kaynaklarının maksimum güç verebilmeleri, bağlı oldukları yükün gücü ile uyuşmalarına bağlıdır. PV sistemlerin pratik uygulamalarında da, panelin ürettiği güç ile yükün ihtiyaç duyduğu güç arasında bir uyumsuzluk vardır. Bu uyumsuzluk, akülerle aşılabileceği gibi, güneş paneli ile yük arasına eklenecek devrelerle de giderilebilir. Yük uyumunu sağlayabilecek söz konusu devreler, DC-DC konverter devreleridir. PV hücreler tarafından üretilen enerjinin harcanacağı yükler de aynı şekilde dikkatli hazırlanmalıdır.

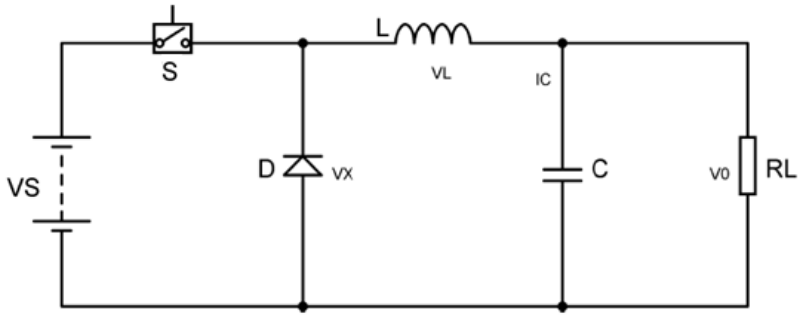
PV sistemlerde MPPT tasarımı yapılırken, genellikle, Buck (alçaltıcı) ve Boost (yükseltici) konverter devreleri kullanılmaktadır. Buck konverter genelde düşük, Boost konverter ise daha yüksek çıkış gerilimlerinde kullanılmaktadır. Yükün durumunun bilindiği durumlarda Buck veya Boost konverter arasında seçim yapılabilir. Ancak bu da tasarım açısından uygun olmayacaktır. Çünkü PV sisteme bağlı olan yük her zaman aynı değerde kalmayabilir veya farklı zamanlarda, farklı yükler sisteme dahil edilebilir. Böylece çıkış gerilimi yükün ihtiyacıyla karşılaştırıldığında düşük seviyede kalırken, yükün değişmesiyle gerilimde artış meydana gelebilir. Tam tersi durum da ihtimal dahilindedir. Bu sebeple, yük uyumu sağlanırken, sistemin ihtiyacına göre çözüm üretmek gerekir.

PV sisteme bağlı yük daima sabitse, yük seviyesine göre uygun konverter seçilerek çözüme gidilebilir. PV enerjiyle çalışan trafik ışıkları, bu duruma örnek olarak verilebilir. Sistem yalnızca tek bir sabit yükü beslediğinden, uygun konverter ile uygun çıkış gücü elde etmek yeterli olacaktır. Ancak yükün sürekli değiştiği, sisteme yeni yükler eklendiği veya çıkarıldığı durumlarda, sabit konverter seçimi çözüm olamayacaktır. Bu durumda belirli yükler sisteme dahil iken çıkış gücü fazla olduğu halde, yüklerin bir kısmı sistemden çıktığında, çıkış gücü miktarı yetersiz olabilir. Buradan da anlaşılacağı gibi, çıkış gücünü bazen arttırmak, bazen de azaltmak gerekecektir. Bu durumlarda da Buck-Boost konverter yapıları tercih edilmelidir.

Pratikte Buck konverterin verimi daha yüksektir. Pratik uygulamalarda, akım bazen giriş portuna akmamaktadır. Boost konverterin verimi, Buck konvertere göre nispeten düşük olmasına rağmen, sabit akım üretebilmektedir. Böylece sürekli akım modunda daha yüksek uyum gösterebilir.

2.4.1. Buck (Alçaltıcı) Konverter

Buck konverter, Alçaltıcı veya Step-Down konverter olarak da adlandırılır. Şekil 2.29'da Buck konverter devresi verilmiştir. Devrede gösterilen tüm elemanlar kısa tepki süreli ve kaliteli yapıda olmalıdır. Örneğin anahtar yapısı için genellikle yüksek hızlı transistörler kullanılır. Transistörün denetimi için kullanılan devre, PWM (Pulse Width Modulation-Darbe Genişlik Modülasyonu) mantığıyla çalışan ve devrenin asıl maliyetini oluşturan kısımdır. Pratik uygulamalarda mikroişlemci tabanlı (TL49X ve TL59X serileri) denetim elemanları kullanılır. "D" diyotu da transistör gibi kısa tepkime süresine sahip olmalıdır ve yol verme (Free Wheeling) diyotu olarak adlandırılmaktadır. L-C yapısı kapasitif filtredir ve genelde tantalyum yapısına sahiptir.



Şekil 2.29. Buck konverter devresinin genel yapısı

Şekil 2.29'daki devrede, V_0 gerilimi aşağıdaki gibi ifade edilebilir:

$$V_0 = V_x - V_L = V_x - L\frac{dI_L(t)}{dt} \quad \textbf{(2.17)}$$

PV sistemlerde, yükün durumuna göre kullanılan konverter devrelerinde, C ve L değerlerinin hesaplanarak belirli değerlerde olması gerekir. Bu sayede, Vo çıkış gerilimi istenilen değere ayarlanabilir. Buck konverter devresinde kullanılan C ve L değerlerinin bulunmasında aşağıdaki denklemler kullanılmaktadır.

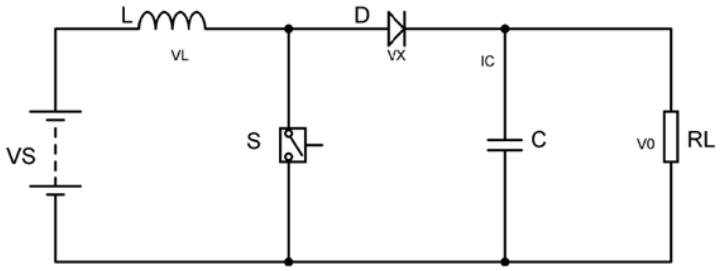
$$L = \frac{V_0(V_{in}-V_0)}{0{,}4.I_0.V_{in}.f} \quad \textbf{(2.18)}$$

$$C = \frac{V_0(V_{in}-V_0)}{8.f^2.V_{in}.L.\Delta V_{0p-p}} = \frac{\Delta I_L}{\Delta V_{0p-p}.f} = \frac{0{,}4.I_0}{\Delta V_{0p-p}.f} \quad \textbf{(2.19)}$$

2.4.2. Boost (Yükseltici) Konverter

Yükseltici veya Step-Up konverter olarak da adlandırılır. Boost konverter devresi, Buck konverter devresinin tersi işlem yapar. Şekil 2.30'da Boost konverter devresinin genel yapısı görülmektedir.

Anahtarlama devresi (genelde transistör) "on" konumuna geldiğinde, akım, L ve S anahtarı üzerinden geçer ve L enerji yüklenir. D diyotu kesimdedir ve C kondansatörü yükü besler. Anahtarlama devresi "off" konumuna geldiğinde ise yine Lenz Kanununa göre, endüktif gerilim değeri (V_{end} + VI) V_0 çıkış gerilimine yansır. Böylece diyot iletime geçer. Bu durumda da akım yolu; L, D, C ve yük şeklinde oluşur.



Şekil 2.30. Boost konverter devresinin genel yapısı

Kirchoff'un gerilimler yasasından yararlanılarak,

$$V_x + V_L + V_D - V_0 = 0 \quad \textbf{(2.20)}$$

elde edilir. V_D gerilimi ihmal edilecek olursa, V_0 çıkış gerilimi aşağıdaki denklem ile verilebilir:

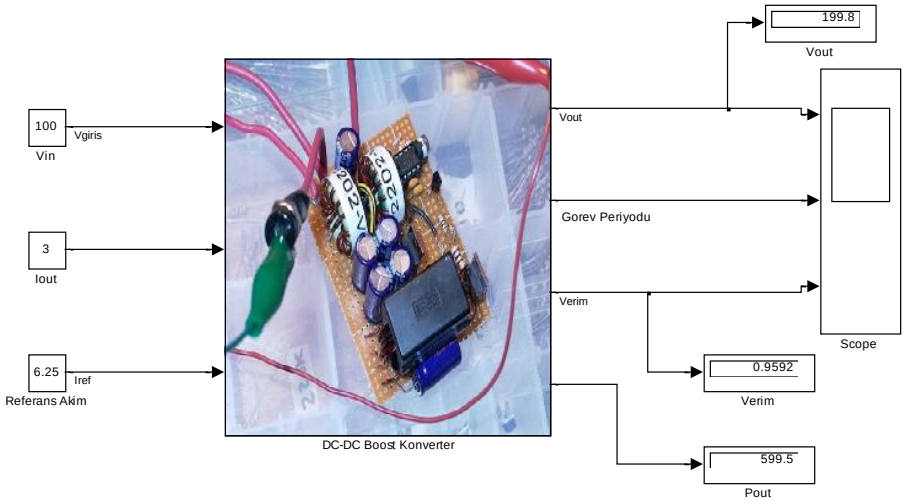
$$V_0 = V_x + V_L \quad \textbf{(2.21)}$$

Denklem 2.21, devrede bir gerilim artışı söz konusu olduğundan devrenin yükseltici konverter olarak çalıştığını göstermektedir.

2.4.2.1. DC-DC Boost Konverter Matlab Simulink Modeli

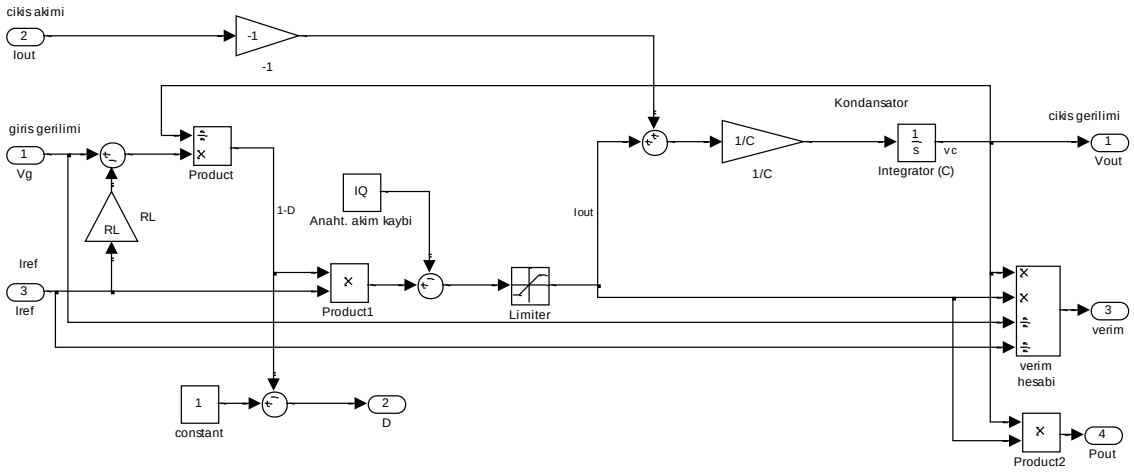
Şekil 2.31 ve Şekil 2.32'de, sırası ile Matlab Simulink ile modellenen DC-DC boost konverter ve modelin iç yapısı görülmektedir. Geliştirilen model sayesinde, simülasyon sonuçlarından da görülebileceği gibi, konverter çıkışından sabit bir DC gerilim elde edilebilmektedir.

Modelin girişinde, referans akım değeri, giriş gerilim değeri ve çıkışta istenilen çalışma akım değeri bulunmaktadır. Girilen bu değerlere bağlı olarak, modelin çıkışından çıkış gerilimi, çıkış gücü, görev periyodu ve konverterin verim bilgileri elde edilmektedir.



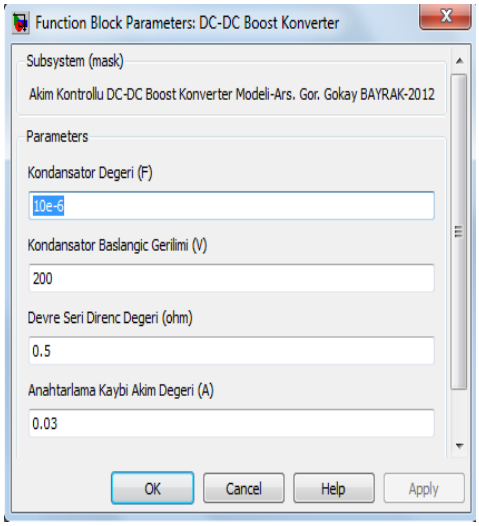
Şekil 2.31. Matlab Simulink ortamında geliştirilen DC-DC Boost Konverterin yapısı

Şekil 2.31'de gösterilen simülasyonda, giriş gerilimi olan 100 V, konverter çıkışında yaklaşık 200 V değerine yükseltilmiştir. Giriş referans akımı 6.25 A iken, çıkış akımı 3 A olarak ayarlanmıştır. Bu durumda konverterin verimi de yaklaşık %96 civarında olmaktadır. Şekil 2.32'de ise boost konverter modelinin iç yapısı gösterilmiştir.



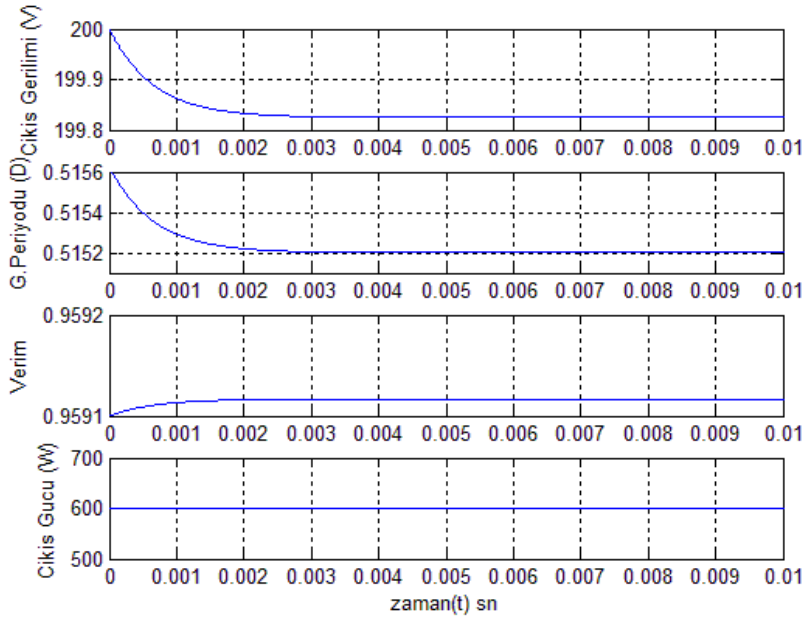
Şekil 2.32. DC-DC boost konverter modelinin iç yapısı

Boost konverter devresindeki elemanlara ilişkin değerler ise Şekil 2.33'te gösterilen pencere aracılığı ile modele girilmektedir. Yapılan simülasyonda, devrede kullanılan kondansatörün değeri 10 μF ve kondansatörün başlangıç gerilimi 200 V olarak seçilmiştir. Devredeki seri direnç değeri 0.5 ohm ve anahtarlama akım kayıpları da 0.03 A'dir.



Şekil 2.33. DC-DC Boost Konverterin parametre giriş penceresi

Şekil 2.34, DC-DC Boost Konverter modelinden elde edilen simülasyon sonuçlarını göstermektedir. Giriş gerilimi 100 V iken, çıkış gerilimi 199.8 V'a yükselmiştir. Giriş gücü 625 W iken, çıkıştan 600 W güç elde edilmiştir. Bu durumda konverterin verimi yaklaşık olarak %96 olmaktadır.



Şekil 2.34. DC-DC Boost Konverter modelinden elde edilen simülasyon sonuçları

2.5. Tek Fazlı İnverterler

DC-AC dönüşüm sistemleri, bir başka deyişle eviriciler veya inverterler, doğru gerilimden değişken gerilim dalga biçimi elde eden, frekansı ve gerilimi birbirinden bağımsız olarak ayarlanabilen cihazlardır. İnverterlerin üreteceği dalganın biçimi ve frekansı, kullanılan yarı iletken elemanın karakteristiklerine, iletim ve yalıtım sürelerine

bağlıdır. Yarı iletken eleman olarak, güç ve frekansa göre; BJT, MOSFET, IGBT ve hızlı SCR türleri kullanılabilmektedir.

İdeal inverterlerin çıkış dalga şekli sinüs biçimlidir. Bununla birlikte pratikte inverterlerin dalga şekilleri sinüs biçimli değildir. Bu yüzden harmonikler içerir. Düşük ve orta güç uygulamaları için kare dalga veya kare dalgaya benzer gerilimler kabul edilebilir. Yüksek güç uygulamaları için ise düşük distorsiyonlu sinüs biçimli dalga formları istenir. Yüksek hızlı yarı iletken güç cihazları ile çıkış geriliminin harmonik içerikleri önemli ölçüde minimize edilebilir.

İnverterler endüstride çok geniş uygulama alanına sahiptir. Bunlara örnek olarak; AC motor hız kontrolü, indüksiyon ısıtma, kesintisiz güç kaynakları verilebilir. Burada inverterlerin girişi, bir akü sistemi, PV modül veya diğer DC kaynaklar olabilir. Tipik tek faz çıkışlar 120V-60Hz, 220V-50Hz ve 115V-400Hz'dir. Yüksek güçlü 3 fazlı sistemler için tipik çıkışlar 220/380V-50Hz, 120/208V-60Hz ve 115/200V- 400Hz'dir.

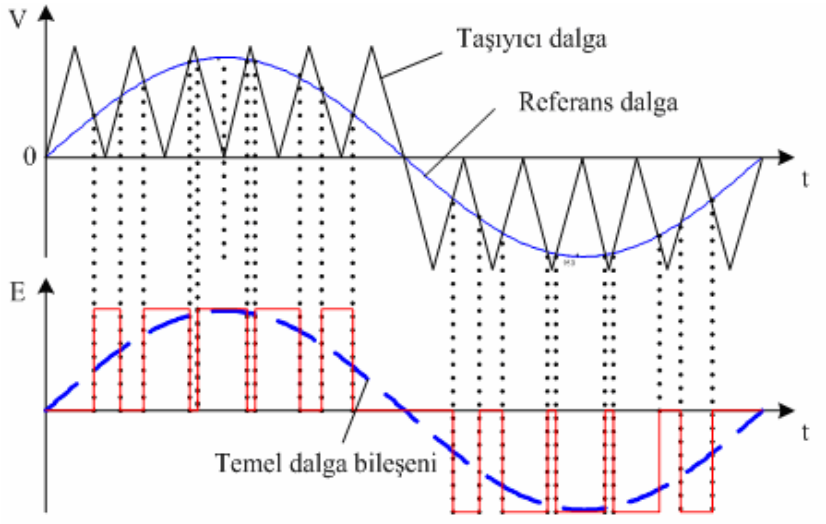
İnverterler, sürme işaretleri bakımından, PWM (Pulse Width Modulation–darbe genişlik modülasyonlu) inverterler ve Rezonans inverterler olarak iki gruba ayrılmaktadır. Bu bölümde, Matlab Simulink ortamında modellenen tek fazlı PWM inverter hakkında kısa bilgi verilmiştir.

2.5.1. PWM İnverterler

İnverterin fonksiyonu, bir DC giriş gerilimini, simetrik, istenilen genlikte ve frekansta bir AC gerilime dönüştürmektir. Çıkış gerilimi, ayarlı olabilirken, bu iş ya sabit, ya da değişken frekansta yapılmaktadır. Değişken bir çıkış gerilimi, değişken bir DC giriş gerilimi kullanılarak, inverter kazancının sabit tutulması ile elde edilebilir. Eğer DC giriş gerilimi sabit ve ayarlanamaz ise, değişken bir çıkış gerilimi inverter kazancını değiştirerek elde edilebilir ki, bu genelde inverterin darbe genişlik modülasyonu yani PWM kontrolüyle sağlanır. İnverter kazancı ise AC çıkış geriliminin, DC giriş gerilimine oranı olarak tanımlanabilir.

PWM inverterlerde, inverter çıkışının belirlenebilmesi için, bir referans sinyali oluşturulur. Referans sinyalinin frekansı, inverter çıkış frekansını, gerilim tepe değeri ise etkin çıkış gerilim değerini belirler. Her yarım döngüdeki darbe sayısı, taşıyıcı sinyalin, yani üçgen dalganın frekansına bağlıdır [74]. Bu inverterlerde DC giriş gerilimi sabittir. İnverter, AC çıkış geriliminin değerini ve frekansını kontrol eder. PWM inverterdeki yarı iletken anahtarlama elemanlarının tetikleme anlarını belirlemek ve eşzamanlılığı

sağlayabilmek için, Şekil 2.35'te gösterilen yöntem kullanılır. İnverter çıkışının gerilimini ve frekansını belirleyecek bir sinüs referans işareti, frekans ve genliği sinüsten daha büyük bir üçgen dalga ile karşılaştırılır. Bu iki işaretin çakışma noktaları, anahtarlama elemanlarının tetikleme anlarını belirler. Üçgen dalganın negatif eğimi ile sinüs dalgasının kesiştiği yerde bir darbe başlatılır. Üçgen dalganın pozitif eğimi ile sinüs dalgasının kesiştiği yerde ise darbe durdurulur. Tüm dalga boyunca darbenin süresi yaklaşık sinüs biçimli olarak değişir. İnverter çıkış gerilimini azaltmak veya yükseltmek için, referans sinüs işaretinin genliği azaltılır veya yükseltilir. Frekansın değiştirilmesi, sinüs işaretinin frekansının değiştirilmesiyle elde edilir.



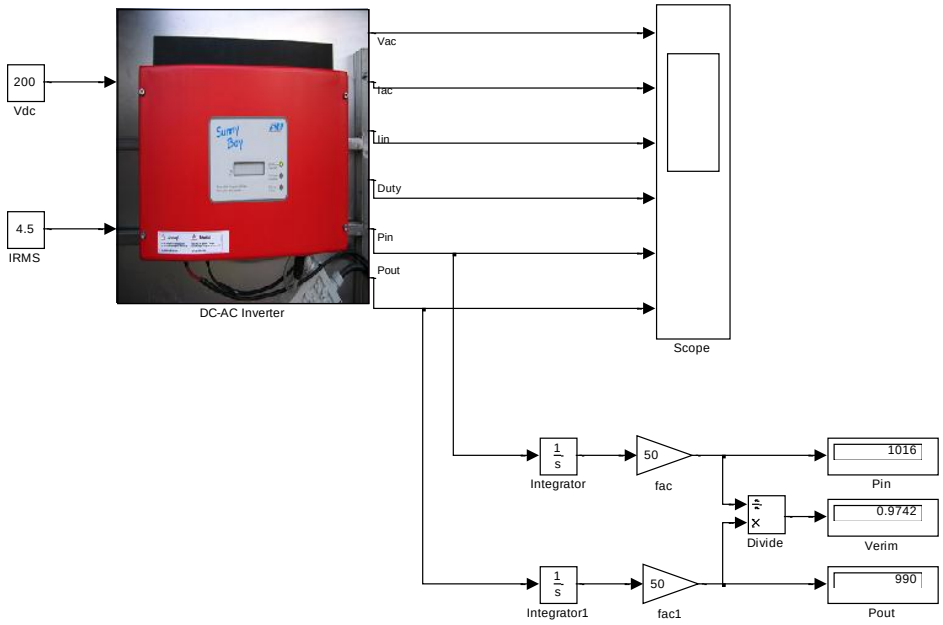
Şekil 2.35. PWM yöntemine ait dalga şekilleri

PWM tekniği, inverterin değişken gerilim çıkışını denetlemek için kullanılır. Kare ya da basamak dalga çıkış gerilimleri, her yarı dönemde birkaç kez yinelenir ve böylece eşit genlikte birkaç darbe elde edilir. Her bir darbenin genliği, inverterin giriş geriliminin genliğine eşittir.

PWM tekniğinde, darbe genişliği T1 ile sıfır süresi T2, yarım periyot boyunca değişmez. Çıkış geriliminin genliği, yarı periyot boyunca olan toplam iletim süresinin değiştirilmesiyle denetlenebilir. Bu durum, darbe genişliğini sabit tutup, darbe sayısını değiştirmekle ya da darbe sayısını değiştirmeden, darbe genişliğini değiştirmekle elde edilir. Sonuç olarak, inverter çıkış gerilimi, anahtarlama elemanlarının iletimde olduğu sürenin, kesimde olduğu süreye olan oranının değiştirilmesi yolu ile elde edilir. PWM inverterleri, yarım ve tam köprü inverterler olmak üzere, iki grup halinde incelemek mümkündür.

2.5.2. PV İnverterin Matlab Simulink İle Modellenmesi

Bu bölümde, geliştirilen tek fazlı PV inverter modeli açıklanmıştır. Şekil 2.36'da, Matlab Simulink'te geliştirilen tek fazlı PV inverter modeli görülmektedir. PV inverter modelinin girişine uygulanan DC gerilim değeri, inverter çıkışında istenilen AC gerilime dönüştürülmektedir. Modelin girişine, çıkışta istenilen AC akımın RMS değeri de girilmektedir. Çıkışta ise AC çıkış gerilimi, AC çıkış akımı, PV inverter giriş ve çıkış güçleri, giriş akımı ve görev periyodu değerleri hesaplanmaktadır.



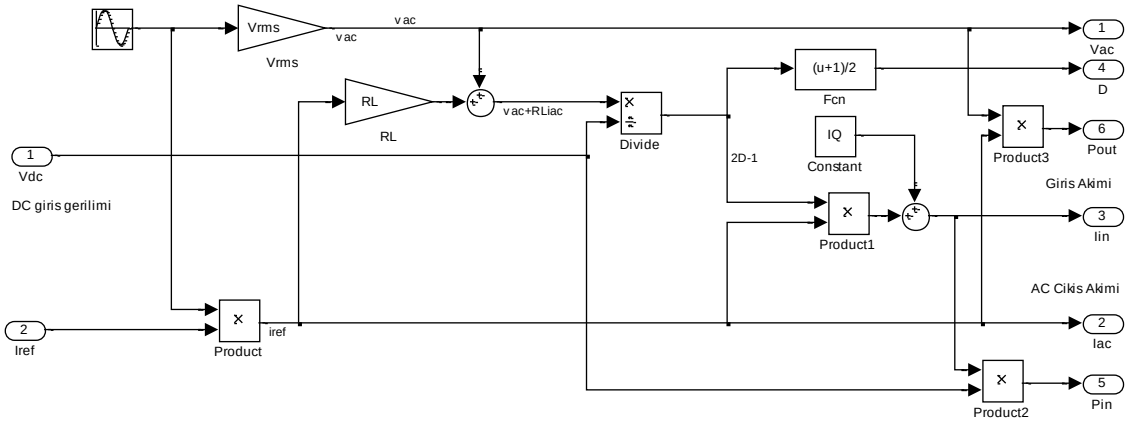
Şekil 2.36. Matlab Simulink'te geliştirilen tek fazlı PV inverter modeli

Şekil 2.36'da gösterilen simülasyonda, modelin girişine 200 V DC bir gerilim uygulanmış, çıkışta ise 220 V RMS ve 50 Hz frekasında tek fazlı AC bir gerilim elde edilmiştir. Çıkış gücü ise;

$P_{out} = V_{RMS} * I_{RMS} = 220 * 4.5 = 990\ W$

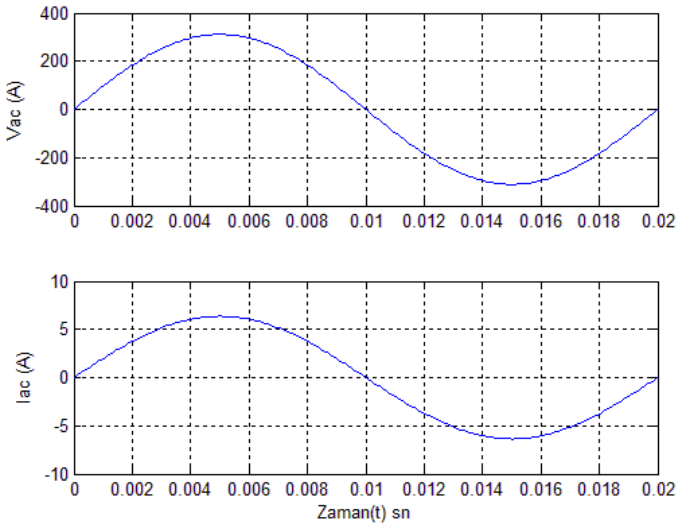
olarak elde edilmiştir. Çıkışa ait seri direncin 0.8 ohm ve anahtarlama akım kayıplarının 0.05 A olduğu kabul edildiğinde, PV inverterin verimi yaklaşık %97 civarında gerçekleşmektedir.

Şekil 2.37, yukarıda anlatılan PV inverter modelinin iç yapısını göstermektedir. Bu modelde, PV inverterin girişine uygulanan DC giriş gerilimi ve referans akımı bilgisi alınarak, önceki bölümde de anlatılan ve inverterin çalışma denklemleri ışığında gerekli işlemler yapılmaktadır. Modelde ayrıca çıkışa ait seri direnç üzerinde düşen gerilimin ve anahtarlama akım kayıplarının etkisi de dikkate alınmıştır. Model çıkışından ise istenilen frekans ve RMS değere sahip AC bir gerilim elde edilmektedir.



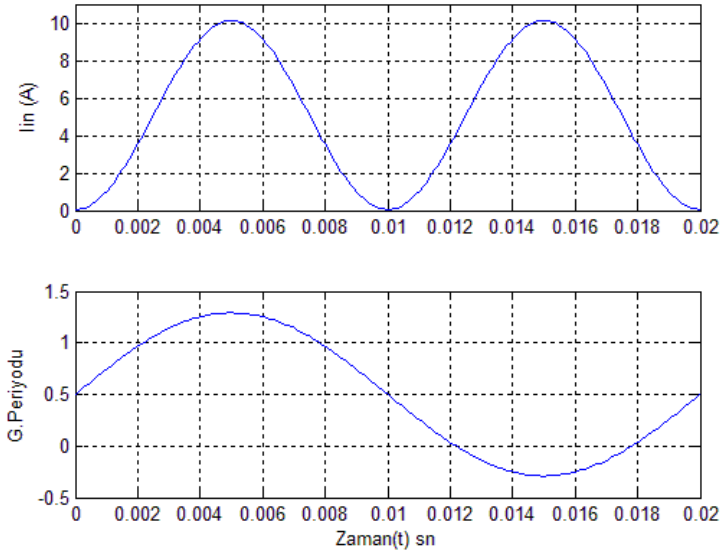
Şekil 2.37. PV inverter modelinin iç yapısı

PV inverter modelinin girişine uygulanan parametrelerin uygun şekilde girilmesi sonucunda, inverter çıkışındaki AC gerilim ve AC akımın değişimi, Şekil 2.38'deki gibi elde edilmiştir. Burada, PV inverter çıkışından istenilen gerilim seviyesi olan 220 V RMS değerinin elde edildiği görülmektedir. PV inverter AC çıkış akımı ise 4.5 A RMS değerindedir. Bu değer, aynı zamanda PV inverter çıkışından çekilmesi istenilen referans akımıdır.



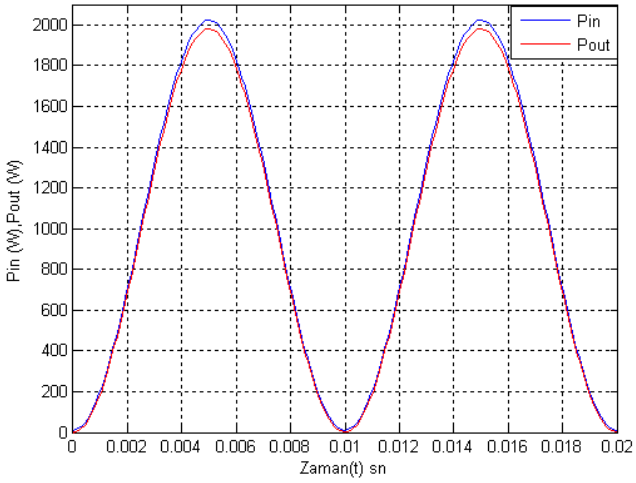
Şekil 2.38. PV inverter çıkışından elde edilen AC gerilim ve akımın değişimi

PV inverter çıkışından, sürekli olarak 220 V AC RMS gerilim değeri elde edebilmek için, inverterdeki anahtarların görev periyotları uygun şekilde değiştirilmelidir. PV inverter modelinde bu durum da sağlanmaktadır. Şekil 2.39'da inverter giriş akımının değişimi ile inverterdeki anahtarlara uygulanan sinyalin görev periyodunun değişimi görülmektedir. Burada görev periyodu uygun şekilde değiştirilmek sureti ile PV inverter çıkışı kontrol edilmektedir.



Şekil 2.39. PV inverter giriş akımı ve görev periyodunun değişimi

Şekil 2.40'da ise PV inverterin giriş ve çıkış güçlerinin anlık değişimi gösterilmiştir. PV inverterin giriş akımı yaklaşık 10 A ve giriş gerilimi 200 V'tur. PV inverter çıkış gerilimi tepeden tepeye 311 V, akımı ise 6.345 A'dir. PV inverter giriş ve çıkış ani güçleri hesaplandığında, elde edilen sonuçlar ile örtüştüğü görülmektedir.



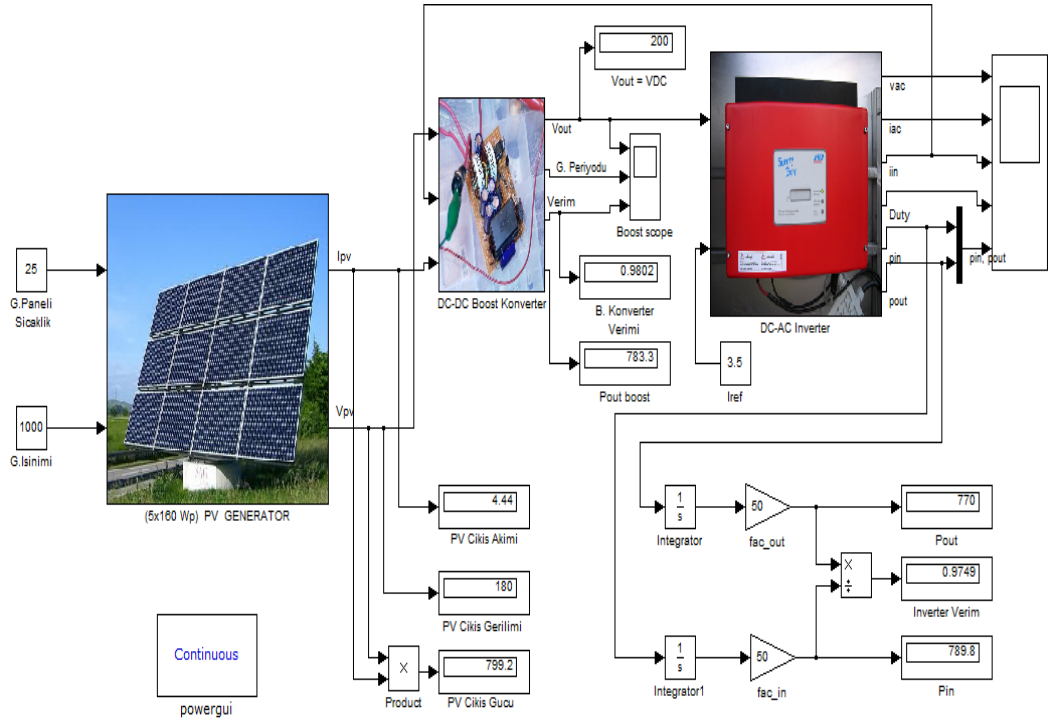
Şekil 2.40. PV inverter giriş ve çıkış güçlerinin anlık değişimi

2.6. Şebeke Bağlantılı PV Sistem Modeli

Önceki bölümde açıklanan simülasyon modelleri kullanılarak, Şekil 2.41'de gösterilen şebeke bağlantılı PV sistem modeli elde edilmiştir. Şebeke bağlantılı bir PV sistemin, Şekil 2.41'de gösterilen ve Matlab Simulink ortamında geliştirilen modeli, ADMÇ ile ilgili simülasyon çalışmalarında da kullanılmıştır. Şebeke bağlantılı PV sistem modelinde, 5 adet DPS-160 PV panelden oluşan PV dizi, DC-DC Boost konverter ve PV inverter blokları yer almaktadır.

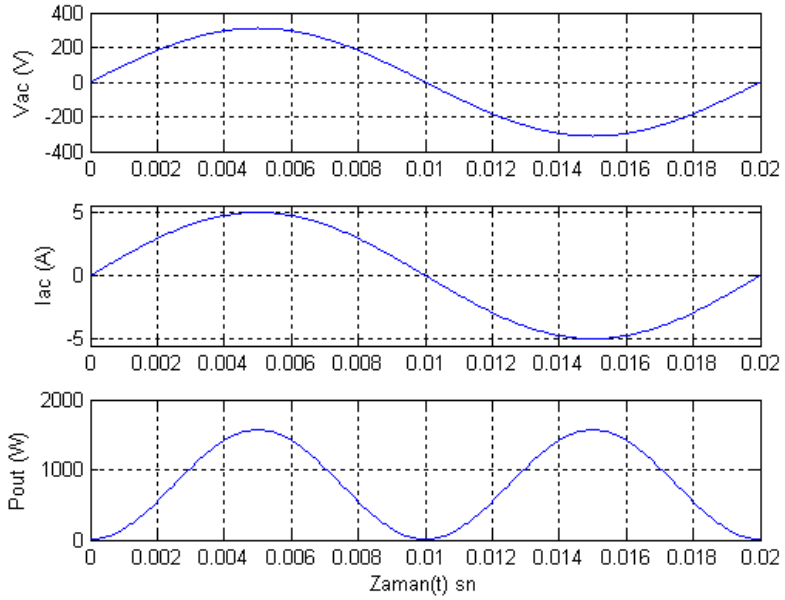
PV dizinin girişinde, güneş ışınımı ve güneş paneli sıcaklık bilgisi mevcuttur. PV dizi çıkışından ise PV sistem tarafından üretilen DC akım, gerilim ve güç değerleri elde edilmektedir. 5 adet DPS-160 panelinden, 1000 W/m^2 güneş ışınımı ve 25 ˚C PV modül sıcaklığı altında üretilen akım 4.44 A, gerilim 180 V ve çıkış yaklaşık 800 W'dır.

PV dizi tarafından elde edilen DC gerilim, DC-DC Boost konverter yardımı ile uygun DC gerilim seviyesine (200 V) yükseltilmektedir. Konverterin referans çalışma akımı, aynı zamanda PV dizinin çıkış akımıdır. Konverter girişine, inverter çıkışındaki AC akım geri besleme olarak uygulanarak, konverterin görev periyodu değiştirilmektedir. Konverter çıkışından yaklaşık 783 W güç elde edilmiştir. Bu durumda konverterin verimi yaklaşık %98'dir. Şekil 2.42, şebeke bağlantılı PV sistem modelinde, PV inverter çıkışından elde edilen akım, gerilim ve güç değişimlerini göstermektedir.



Şekil 2.41. Matlab Simulink ortamında geliştirilen şebeke bağlantılı PV sistem modeli

Geliştirilen şebeke bağlantılı PV sistem modelinde, inverter çıkışından 220 V RMS gerilim ve 3.5 A RMS akım elde ediecek şekilde bir simülasyon yapılmıştır. Konverter çıkışı 200 V DC gerilime sahiptir ve bu gerilim PV inverter girişine uygulanmaktadır. İnverter uygulanan DC gerilim ve istenilen referans akım değerine göre çıkışa güç aktarmaktadır. İnverter çıkışından 770 W güç elde edilmiştir. Bu durumda inverterin verimi yaklaşık %97'dir.



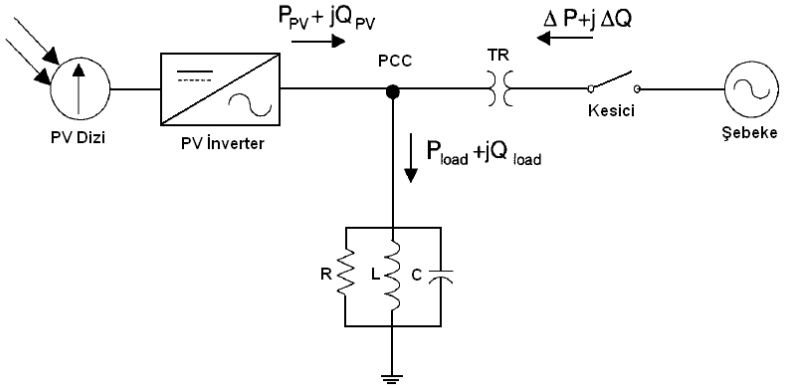
Şekil 2.42. Şebeke bağlantılı PV sistem modelinde inverter çıkışından elde edilen akım, gerilim ve güç değişimleri

3. ŞEBEKE BAĞLANTILI PV SİSTEMLERDE ADA MODLU ÇALIŞMA

3.1. Giriş

Günümüzde güç sistemleri; büyük güç merkezlerinin senkronize şekilde işletildiği, üretilen gücün yüksek gerilimlerde uzun iletim hatları boyunca iletildiği ve tüketici tarafında bu gerilimin düşürüldüğü bir yapıya sahiptir. Bu durum; üretilen elektriğin maliyetinin, küçük ölçekli üretim yapan tesislerden daha ucuz olmasını sağlamaktadır. Ancak yakıt pili, gaz türbinleri, rüzgar türbinleri ve güneş pilleri teknolojilerindeki gelişmeler ile güç elektroniğindeki yenilikler, elektrik şebeke yapısının yeniden düzenlenmesini gerektirmektedir. Müşterilerin güç kalitesi ve güvenilirlik açısından talepleri ve güç endüstrisi üzerindeki çevre ile ilgili endişeler, dağıtık üretim (Distributed Generation-DG) yapısının önemini arttırmaktadır.

Dağıtık üretim, yüke yakın üretim yapacak şekilde kurulan merkezi üretim merkezleri dışında kalan ve genellikle müşteri tarafında yer alan üretim kaynakları olarak tanımlanabilir. Dağıtım sisteminde DG sayısının artması, iletim ve dağıtım kapasitesindeki yükselmelerden sakınılmasını, iletim ve dağıtım hattı kayıplarının azaltılmasını, güç kalitesinin geliştirilmesini ve sistemin gerilim profilinin geliştirilmesini sağlayacaktır. Gerçekte, dünya üzerindeki birçok şebeke sisteminde DG'nin belirgin bir etkisi vardır. Bu nedenle DG ile şebeke arasında birçok sorun vardır ve bunların en başında da ada modlu çalışma (ADMÇ) problemi gelmektedir. Şekil 3.1'de, ADMÇ durumunu gösteren genel yapı gösterilmiştir.



Şekil 3.1. ADMÇ durumu genel yapısı

ADMÇ, bir dağıtım sistemi güç sisteminin kalan kısmından elektriksel olarak izole edildiğinde, enerji akışının halen kendisine bağlı bulunan DG tarafından devam ettirilmesi

durumudur. ADMÇ, mevcut sistemde bazı sorunlara neden olmaktadır. Bunlardan bazıları aşağıda açıklanmıştır:

- ADMÇ, primer kaynakların açılması ya da kapanmasından sonra, sistemi besleyen DG kaynakları için ve hatta çalışanların güvenliği için tehdit oluşturmaktadır.
- ADMÇ'de, gerilim ve frekans, izin verilen standart değerlerinin dışına çıkmaktadır.
- Adalanan sistem, DG bağlantısı nedeni ile yetersiz bir şekilde topraklanmış olabilmektedir.
- Ani tekrar kapama, DG'nin faz dışına çıkmasına neden olabilmektedir. Bu durum, büyük mekanik momentler ve akımlar üretebilmekte ve generatörlere ya da primer cihazlara zarar verebilmektedir [4]. Aynı zamanda, şebekeye ve diğer müşteri ekipmanlarına potansiyel zarar verme durumu olan geçici durumlar da oluşabilmektedir. Faz dışı tekrar kapama, eğer bir pik gerilim değerinde oluşursa, çok çeşitli kapasitif anahtarlama geçici bileşenleri üretebilmekte ve hafif sönümlü bir sistemde nominal gerilimin 3 katı büyüklükte bir tepe gerilimine neden olabilmektedir [75].

Genel olarak mevcut dağıtım sistemleri, güç üreten herhangi bir aktif kaynağa sahip değildir. Ancak DG'de bu öngörü geçerli değildir. Mevcut çalışmalar, ADMÇ meydana geldiğinde, mümkün olan en kısa sürede DG'nin elektrik şebekesinden ayrılması gerekliliğini ortaya koymaktadır. IEEE 929-2000 standardı [36], ADMÇ meydana geldiğinde, DG'nin sistemden ayrılması gerektiğini söylemektedir. IEEE 1547-2003 standardı da [37], istenilmeyen bir ADMÇ durumunun maksimum 2 sn içerisinde tespit edilmesi gerektiğini ve dağıtım hattına enerji aktaran tüm DG'lerin bu durumda çeşitli sorunlar ile karşı karşıya kalacağını belirtmektedir. Bu nedenlerden dolayı, ADMÇ'yi hızlı ve doğru bir şekilde tespit etmek önemlidir.

3.2. ADMÇ İle İlgili Temel Kavramlar

ADMÇ ile ilgili yapılan çalışmalarda, ADMÇ ile ilgili kullanılan yöntemlerin performanslarının değerlendirilmesinde iki önemli kavram üzerine vurgu yapılmıştır. Bunlardan ilki, tanımlanamayan bölge (NDZ = Non Detection Zone) kavramı, diğeri ise kalite faktörü (Q_f) kavramıdır. Her iki özellik de, ADMÇ'yi belirleme yöntemlerinin performanslarının değerlendirilmesinde yaygın olarak kullanılmaktadır.

NDZ, ADMÇ olayı gerçekleştiğinde, DG tarafından ADMÇ olayının belirlenemediği bölgedir [76]. ADMÇ'de, DG tarafında üretilen güç ile lokal yükün tükettiği güç arasında bir uyumsuzluk meydana gelir ve bu nedenle aktif güç değişimi (ΔP) ve reaktif güç değişimi (ΔQ) farkı oluşur. Bu yüzden, izin verilen zaman aralığında ADMÇ olayını tespit etmek için bu değişimler belirgin olmalıdır. NDZ aynı zamanda, ADMÇ belirleme yöntemleri için bir değerlendirme indeksi olarak da tanımlanmaktadır.

İkinci temel özellik ise Q kalite faktörüdür. Kalite faktörü, maksimum depolanan enerjinin, belirlenen bir frekansta, her periyotta harcanan enerji ile 2π oranının çarpımı olarak tanımlanmaktadır. Enerjinin depolanması ve harcanması olayı, göreceli olarak paralel RLC devresi ile temsil edilmektedir. Kalite faktörü, potansiyel lokal yükten doğrudan etkilendiği için, yüksek kalite faktörü, ADMÇ'nin tespitini engelleyebilir. Yük, ADMÇ'yi tespit etmekteki zorluklardan dolayı, paralel bir RLC yükü olarak modellenmektedir. Sabit güç üreten yükler ve bir akım harmoniği üreten non-lineer yükler, diğer yüklere göre ADMÇ'yi tespit etmede daha az zorluk çıkarırlar. Özellikle pasif ADMÇ belirleme yöntemlerinin çoğunda, NDZ konusunda problemler yaşanmaktadır. Kalite faktörü NDZ ile orantılı olduğundan, yüksek kalite faktörü büyük bir NDZ üretecektir. Ancak sistemde daha küçük bir NDZ olması istenilmektedir [77]. Bu nedenle, günümüzde bu konu hakkında yapılan araştırmaların çoğu, NDZ'nin azaltılması ve ADMÇ tespitinde zaman cevabının geliştirilmesi üzerine yoğunlaşmıştır.

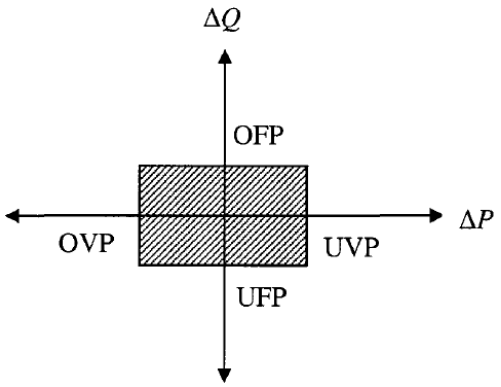
3.2.1. NDZ Kavramı

NDZ (Non Detection Zone) kavramı, ADMÇ yöntemlerinin, ADMÇ'yi tespit edemediği yük aralığı bölgesi olarak tanımlanmaktadır. Buradaki yük, ADMÇ olayının gerçekleşme olasılığına sahip olan yükleri ifade etmektedir.

PV inverter, şebeke ve yükler, devrede PCC (Point of Common Coupling) noktasına bağlanmışlardır. Buradaki yükler paralel RLC yükü ile modellenmektedir. PV inverter, sabit güç veya sabit akım kontrollü olarak birim güç faktöründe çalışmaktadır. Şebeke ise referans bir gerilime ve frekansa sahip AC barası şeklinde düşünülebilir. Şebeke, yük tarafından talep edilen tüm reaktif gücü sağlarken, inverter tarafından üretilen fazla aktif gücü almakta ya da gerektiğinde yüke aktif güç sağlamaktadır.

Eğer şebeke tarafına bağlı olan kesici açıldığında (şebeke bağlantısı kesildiğinde), ada modlu çalışan sistemde bir aktif güç dengesizliği ΔP ve reaktif güç dengesizliği ΔQ varsa, devredeki PCC noktasındaki gerilim ve frekansın büyüklüğü, inverter ve yükün aktif ve

reaktif güçlerinin eşit olduğu bir noktaya kayacak ve değişecektir. Güç dengesizliğinin büyük olduğu durumlarda, UFP/OFP (Under Frequecy Protection / Over Frequecy Protection) veya UVP/OVP (Under Voltage Protection / Over Voltage Protection) yöntemleri ile ADMÇ durumu tespit edilebilmektedir. Ancak sistemdeki yükün karakteristiklerine bağlı olarak, ΔP ve ΔQ güç dengesizliklerinin küçük olduğu durumlarda, UFP/OFP ve UVP/OVP cihazlarının kesiciyi anahtarladıkları noktalar ile ΔP ve ΔQ güç farkları tarafından belirlenen, ADMÇ'nin tespit edilemediği bir bölge (NDZ) oluşmaktadır. Şekil 3.2'de bu bölge gösterilmiştir. Burada taralı alan ile gösterilen bölgede, ΔP ve ΔQ güç farklarına bağlı olarak ADMÇ tespit edilememektedir.



Şekil 3.2. ADMÇ'de algılanamayan bölge (NDZ)

Şekil 3.2, aynı zamanda, pasif yöntemlerde, özellikle inverter çıkış gücü ile yükün talep ettiği gücün uyuşmadığı küçük güç dengesizliklerinde, ADMÇ'nin tespit edilemediğini de göstermektedir. UFP/OFP ve UVP/OVP noktalarının eşik değerlerinin düşürülmesinin bu sorunu ortadan kaldıracağı düşünülse de, eşik değerlerinin düşürülmesi, bu rölelerin gürültü şeklindeki sinyallerde de hatalı anahtarlama yapmasına neden olabilmektedir.

Aktif yöntemler, NDZ konusunda pasif yöntemlere göre oldukça üstündürler. Ancak NDZ değeri bu yöntemlerin performansını değerlendirmek için yeterli bir kriter değildir. Aktif yöntemlerde NDZ'nin değerlendirilebilmesi için gerçek RLC yük değerlerine bağlı olarak hesaplanan normalize edilmiş C_{norm} ve L_{norm} değerlerine göre değerlendirme yapılabilmektedir.

3.2.2. Lokal Yük Eşdeğer Modeli

ADMÇ yöntemlerinin değerlendirilmesinde, lokal yük genellikle paralel RLC yükü ile modellenmektedir. Bunun sebebi, ADMÇ yöntemlerinin ADMÇ'yi tespiti için en zor çalışma durumunun paralel RLC yükü ile oluşturulmasıdır. Sabit güçlü ya da harmonik

içeren nonlineer yükler, ADMÇ'nin tespitinde paralel RLC yükü kadar zorluk oluşturmamaktadır.

Yük empedansının açısı ve büyüklüğü, frekans ile değişmektedir. Bu değişimler incelenerek, ADMÇ yöntemlerini anlamak daha kolay olmaktadır.

3.2.3. Kalite Faktörü

IEEE 929-2000 standardına göre, eğer gerçek güç üretimi, yükün talep ettiği gücün %50'si ve ada modlu çalışan yükün güç faktörü > 0.95 ise inverter, şebeke bağlantısını, güç kalitesi 2.5 ya da daha küçük olacak şekilde, 2 saniye içerisinde kesmelidir.

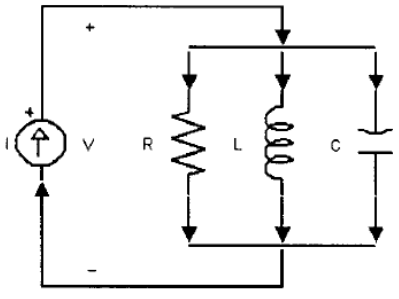
Bu standarda göre kalite faktörü; her periyotta depo edilen maksimum enerjinin, bir periyotta kaybedilen toplam enerjiye oranının 2π katı olarak ifade edilmektedir (Denklem 3.1).

$$Q_f = 2\pi \frac{Bir\ Periyotta\ Maksimum\ Depo\ Edilen\ Enerji}{Bir\ Periyotta\ Kaybolan\ Toplam\ Enerji} \quad \textbf{(3.1)}$$

Kalite faktörü değeri, 0 ile 2.5 arasında değişmektedir ve bu değişim paralel RLC yüküne bağlı olarak değişmektedir. Kalite faktörü bu aralıkta değişirken, güç faktörü de 1 ile 0.37 aralığında değişmektedir. Yani kalite faktörü artarken, güç faktörü azalmaktadır. Kalite faktörünün 0-2.5 arasındaki değerleri, dağıtım hattının ve lokal yük konfigürasyonlarının tüm problemli durumlarına karşılık gelebilmektedir.

3.2.4. Paralel RLC Yükü

Şekil 3.3'te gösterilen paralel RLC yükü, ADMÇ için kullanılan yöntemlerin incelenmesinde, eşdeğer lokal yükü temsil etmek için kullanılmaktadır.



Şekil 3.3. ADMÇ için kullanılan paralel RLC yükü

Şekil 3.3'te gösterilen I akımı aşağıdaki gibi ifade edilmektedir:

$$I(t) = I_m cos\omega_0 t \quad \textbf{(3.2)}$$

Burada $\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}}$ yükün rezonans frekansıdır. Yükün rezonans frekansında çalıştığı durum için, kalite faktörü ise aşağıdaki gibi hesaplanacaktır:

$$Q_f = \frac{2\pi[P_{QC}(t)+P_{QL}(t)]_{max}}{P_R T} \quad \textbf{(3.3)}$$

Burada P_R yükün aktif gücünü, P_{QL} indüktansta depo edilen gücü ve P_{QC} kondansatörde depo edilen gücü temsil etmektedir.

Rezonans durumunda kondansatörde depo edilen güç, aşağıdaki denklem ile verilir:

$$P_{QC}(t) = \frac{1}{2}CV(t)^2 = \frac{1}{2}CR^2I_m^2 cos^2\omega_0 t \quad \textbf{(3.4)}$$

Rezonans durumunda indüktansta depo edilen güç ise aşağıdaki gibi ifade edilir:

$$P_{QL}(t) = \frac{1}{2}Li_L(t)^2 = \frac{1}{2}L[-i_c(t)]^2 = \frac{1}{2}L[C\frac{dV(t)}{dt}]^2 = \frac{1}{2}CR^2I_m^2 sin^2\omega_0 t \quad \textbf{(3.5)}$$

Depo edilen toplam güç miktarı:

$$P_{QC}(t) + P_{QL}(t) = \frac{1}{2}CR^2I_m^2[(cos\omega_0 t)^2 + (sin\omega_0 t)^2] = \frac{1}{2}CR^2I_m^2 \quad \textbf{(3.6)}$$

Denklem 3.6'dan, rezonans durumunda depo edilen gücün, rezonans frekansından bağımsız olduğu görülmektedir. Bir periyot boyunca tüketilen ya da kaybolan güç miktarı hesaplanırsa:

$$P_R T = \frac{1}{2}RI_m^2 T = \frac{\pi RI_m^2}{\omega_0} \quad \textbf{(3.7)}$$

Buradan hareketle, paralel RLC devresi için kalite faktörü aşağıdaki gibi hesaplanabilir:

$$Q_f = \frac{2\pi\left(\frac{1}{2}CR^2I_m^2\right)}{\pi RI_m^2/\omega_0} = \omega_0 RC = \frac{R}{\omega_0 L}$$

$$Q_f = R\sqrt{\frac{C}{L}} \quad \textbf{(3.8)}$$

Denklem 3.8, paralel RLC yükünün kalite faktörünün, frekanstan bağımsız olduğunu göstermektedir. Akım kaynağının frekansının, yükün frekansına eşit olduğu düşünüldüğünden, yükün gerilimi ile akımı aynı fazda olacaktır ve yükün geriliminin büyüklüğü sadece yükün direnç değerine bağlı olacaktır.

3.2.4.1. Paralel RLC Yükünün Empedansı

Paralel bir RLC yükünün empedansı, herhangi bir ω frekansında aşağıdaki denklem ile hesaplanabilir:

$$Z_{yük} = \frac{1}{\frac{1}{R}+\frac{1}{j\omega L}+j\omega C} = \frac{1}{\frac{1}{R}-j\left(\frac{1}{\omega L}-\omega C\right)} \quad \textbf{(3.9)}$$

3.2.4.2. Paralel RLC Yükünün Faz Açısı Karakteristikleri

Paralel RLC yüküne ilişkin faz açısı aşağıdaki gibi hesaplanabilir:

$$\emptyset_{yük} = tan^{-1}\left[R(\frac{1}{\omega L} - \omega C)\right] \quad \textbf{(3.10)}$$

Kalite faktörü ve yük açısı cinsinden bilinenler ifade edilirse:

$$\frac{R}{L} = Q_f\omega_0 \text{ ve } RC = \frac{Q_f}{\omega_0} \quad \textbf{(3.11)}$$

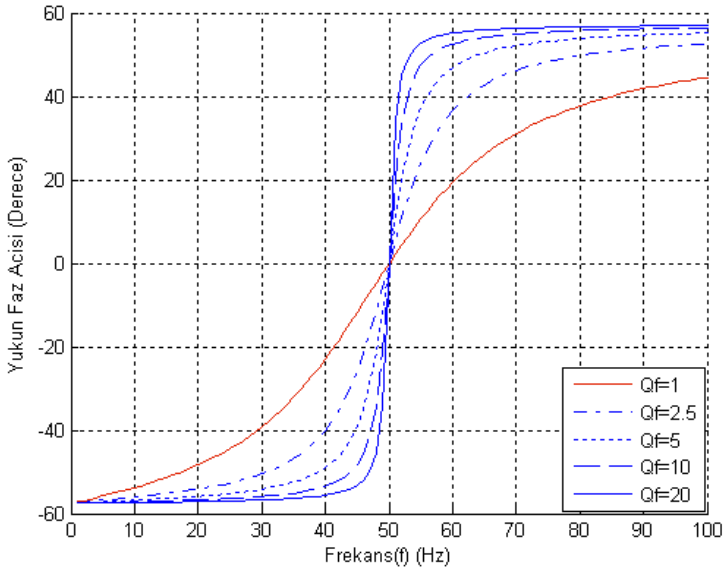
Denklem 3.11, denklem 3.10'da yerine yazılırsa, faz açısı aşağıdaki gibi hesaplanabilir:

$$\emptyset_{yük} = tan^{-1}\left[Q_f(\frac{\omega_0}{\omega} - \frac{\omega}{\omega_0})\right] = tan^{-1}\left[Q_f(\frac{f_0}{f} - \frac{f}{f_0})\right] \quad \textbf{(3.12)}$$

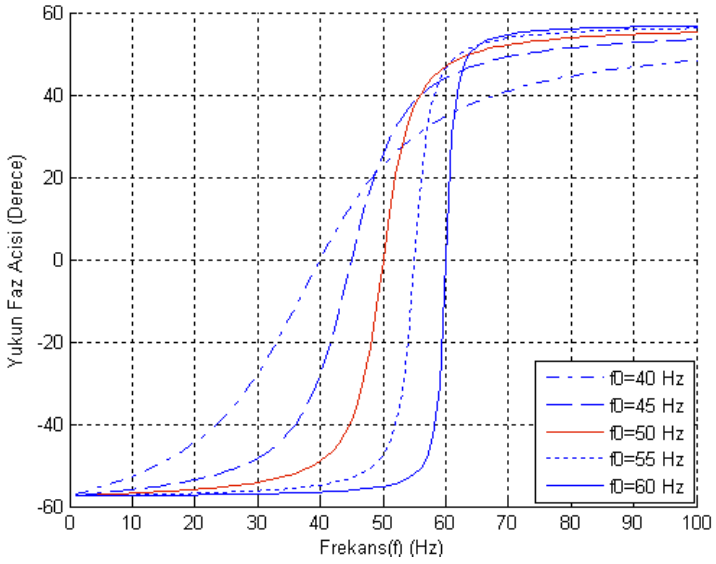
Yüke ait akım-gerilim arasındaki faz açısı ($\theta_{yük}$) aşağıdaki gibi ifade edilebilir:

$$\theta_{yük} = -\emptyset_{yük} = tan^{-1}\left[Q_f(\frac{f}{f_0} - \frac{f_0}{f})\right] \quad \textbf{(3.13)}$$

Yüke ait akım-gerilim arasındaki faz açısının, farklı kalite faktörü değerleri ve farklı rezonans frekanslarındaki değişim eğrileri, Şekil 3.4 ve Şekil 3.5'te gösterilmiştir. Kalite faktörünün büyük değerlerinde, sistem frekansının rezonans frekansında değişimi için, yüke ait akım ve gerilim arasındaki faz açısındaki değişim de büyük olmaktadır. Şekil 3.4, bu durumu göstermektedir. Şekil 3.5 ise yüke ait akım-gerilim arasındaki faz açısının, farklı frekans eğrileri ile kesişimini göstermektedir. Faz açısının daima rezonans frekansında sıfır olduğu görülmektedir. Yükün rezonans frekansı $f_0 < f_g$ ise, yük, şebeke rezonans frekansında kapasitif bir yüktür ve yükün akım-gerilim faz açısı da sıfırdan büyüktür. Eğer yükün rezonans frekansı $f_0 > f_g$ ise, yük, indüktif bir yüktür.



Şekil 3.4. Yüke ait faz açısının kalite faktörü değerine göre değişimi



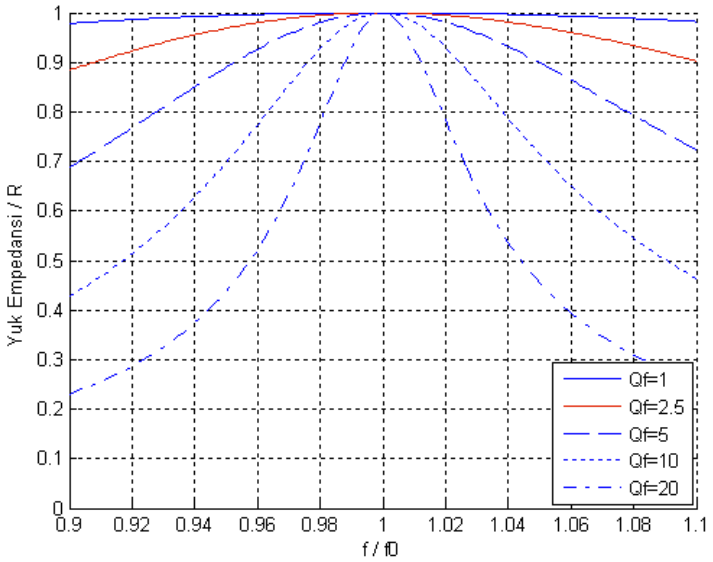
Şekil 3.5. Yüke ait faz açısının farklı frekans değerlerine göre değişimi

3.2.4.3. Paralel RLC Yükünün Empedans Değişim Karakteristikleri

Denklem 3.11, denklem 3.9'da yerine yazılarak, yükün genliğinin değişimi, kalite faktörü ve rezonans frekansına göre aşağıdaki denklem ile ifade edilir:

$$\left|Z_{yük}\right| = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{R^2}+\left(\frac{1}{\omega L}-\omega C\right)^2}} = \frac{R}{\sqrt{1+Q_f^2\left(\frac{f_0}{f}-\frac{f}{f_0}\right)^2}} \qquad \textbf{(3.14)}$$

Şekil 3.6, paralel RLC yükünün genliğinin, kalite faktörünün farklı değerlerine göre değişimini göstermektedir.



Şekil 3.6. Yük empedansının, kalite faktörüne göre değişimi

Şekil 3.6, kalite faktörünün büyük değerlerinde, verilen bir sistem frekansı değişimi için, yükün empedansının genliğinin değişiminin de büyük olduğunu göstermektedir. Bununla birlikte, kalite faktörünün $Q_f < 2.5$ olduğu yüklerde, yük empedansının genliği, frekansın %10'luk değişimine karşın, sadece %10 değişiklik göstermektedir. Sonuç olarak, sistem frekansı UFP/OFP rölelerinin izin verdiği oranda ($f_g \mp$ %1) değiştiğinde, gerilimin genliğindeki değişim ihmal edilebilir düzeydedir. ADMÇ'nin tespitinde, özellikle küçük güç dengesizliklerinde UFP/OFP yönteminin, UVP/OVP yöntemine göre daha etkili olmasının sebebi de bu durumdur.

3.2.5. Pasif ADMÇ Yöntemlerinde NDZ

Şebeke bağlantılı PV sistemlerde, PV inverter genellikle birim güç faktöründe çalışmaktadır. Bu nedenle PV inverter çıkış akımı I_{PV}, PCC noktasındaki V_{PCC} gerilimi ile aynı fazdadır. PV sistem tarafından sağlanan aktif ve reaktif güç aşağıdaki gibi ifade edilebilir:

$$Q_{PV} = 0 \quad \textbf{(3.15)}$$

$$P_{PV} = I_{PV} V_{PCC} \quad \textbf{(3.16)}$$

Yük tarafından tüketilen aktif ve reaktif güç ise aşağıdaki gibi ifade edilebilir:

$$Q_{yük} = \frac{V_{PCC}^2}{\omega_{PCC} L} - V_{PCC}^2 \omega_{PCC} C = Q_f P_{yük} \left(\frac{f_0}{f_{PCC}} - \frac{f_{PCC}}{f_0} \right) \quad \textbf{(3.17)}$$

$$P_{yük} = \frac{V_{PCC}^2}{R} \quad \textbf{(3.18)}$$

Sistem ADMÇ durumuna geçmeden önce, PCC noktasının frekansı şebeke frekansına ($f_{PCC} = f_g$) ve gerilimi de şebeke gerilimine ($V_{PCC} = V_g$) eşit olacaktır.

Sistemin sürekli durumdaki davranışı, örneğin PCC noktasındaki frekans ve gerilim değerleri, şebeke bağlantısı kesildikten sonra, kesicinin açılmadan önceki sistemdeki ΔP ve ΔQ güç farklılıklarına bağlı olacaktır. Şebeke bağlantılı PV inverterin ADMÇ'deki davranışı, normal çalışmadan daha farklı olacaktır. ADMÇ'de iki farklı çalışma moduna sahip PV inverterler mevcuttur. Bunlardan ilki sabit akım ile kontrol edilen inverterler, ikincisi ise sabit güç ile kontrol edilen inverterlerdir.

Eğer şebeke bağlantısı kesildikten sonra, PCC noktasındaki frekans veya gerilimin sürekli durum değerleri, UVP/OVP ve UFP/OFP ile belirlenen sınırların dışına çıkarsa ADMÇ tespit edilir. Aksi takdirde ADMÇ meydana gelir.

3.3. ADMÇ İle İlgili Mevcut Standartlar

ADMÇ, DG'lerde çalışan personele ya da şebekeye güvenlik açısından problem oluşturmaktadır. Bu nedenle, DG'lerin ADMÇ ile ilgili standartları sağlamaları gereklidir. Bu standartlar, ADMÇ önleme yöntemlerinin geliştirilmesinde de önemli bir yol haritasıdır. Özellikle IEEE-1547, IEEE-929, IEC-62116, Japon ve Kore standartları incelemeye değer standartlardır.

Tablo 3.1, ADMÇ ile ilgili mevcut bazı standartlarda yer alan kriterleri göstermektedir. IEEE 929-2000 standardında kalite faktörü değeri Q_f = 2.5 olarak seçilirken, Japon standartlarında Q_f = 0, diğer standartlarda ise Q_f = 1 olarak seçilmiştir. Kalite faktörüne ek olarak, gerilimin ya da frekansın normal çalışma aralığı da, ADMÇ belirleme kapasitesini etkilemektedir. Tablo 3.1'de belirlenen mevcut gerilim ve frekans aralıkları ile ADMÇ'nin tespiti için gerekli süreler belirtilmiştir. Buradan hareketle, ADMÇ'nin en geç 2 saniye içerisinde tespit edilmesi gerektiği görülmektedir. Bu aralığın, her ülke için kabul edilmiş şebeke gerilim veya frekans aralığını takip edecek şekilde düzenlenmesi bu açıdan önemlidir. Bu nedenle ülkemizde de böyle bir düzenlemeye ihtiyaç olduğu açıktır.

Tablo 3.1. ADMÇ ile ilgili mevcut standartlar

	IEC 62116	IEEE 1547	IEEE 929	Japon Std.	Kore Std.
Kalite Faktörü Q_f	1	1	2.5	0	1
Gerekli adalama yakalama zamanı	t<2 s	t<2 s	t<2 s	Pasif: t<0.5 s Aktif: 0.5<t<1 s	t<0.5 s
Normal çalışma frekansı aralığı	$(f_0 - 1.5\ Hz) \leq f \leq (f_0 + 1.5\ Hz)$	$59.3\ Hz \leq f \leq 60.5\ Hz$	$59.3\ Hz \leq f \leq 60.5\ Hz$	Ayarlanan Değer	$59.3\ Hz \leq f \leq 60.5\ Hz$
Normal çalışma gerilimi aralığı	%85≤V≤%115	%88≤V≤%110	%88≤V≤%110	Ayarlanan Değer	%88≤V≤%110

PV sistemler için ADMÇ'yi de içeren test standartları, IEEE 929-2000 (Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic Systems) ile belirtilmiştir [36]. IEEE 929-2000 standardı, normal olmayan şebeke koşullarında PV inverterlerin güvenlik ve koruma fonksiyonları ile ilgili kriterleri de belirlemiştir. Bu normal olmayan koşullar, gerilim ve frekans değişimi ile istenmeyen elektrik adalarının oluşmasına neden olan şebekenin kesilmesi durumlarıdır. IEEE 929-2000'e göre hangi durumlarda ve en fazla ne kadar zaman içinde inverterin şebekeden ayrılması gerektiği Tablo 3.2'de gösterilmiştir [78,79].

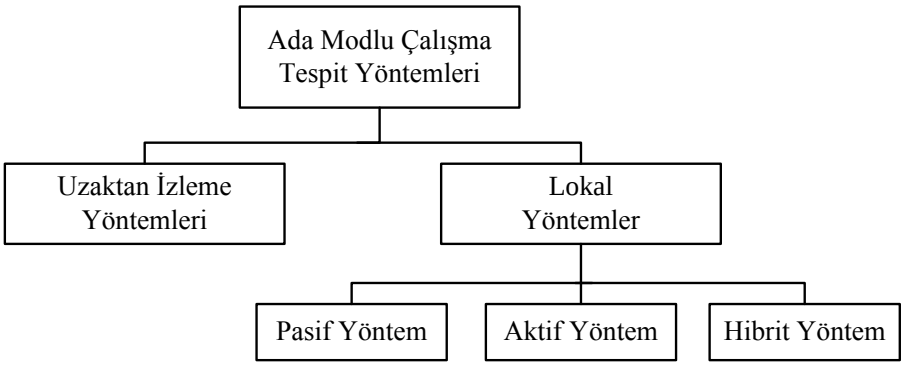
Şebeke empedansındaki değişiklikler, şebekeyle paralel çalışan inverterlerin kararsızlığa gitmesine neden olur. Bu nedenle EN50330-1 gibi standartlar şebeke empedansında 0.5 ohm değişim meydana geldiğinde, 5 saniye içinde inverterin şebekeden ayrılmasını şart koşmaktadır. Bu amaçla şebeke empedansının sürekli olarak ölçülmesi ve izlenmesi gereklidir. [80]

Tablo 3.2. IEEE 929-2000 standartlarına göre ADMÇ kriterleri

Durum	Frekans	Gerilim	En Büyük Açma Zamanı
1	f_{nom}	0.5 V_{nom}	6 periyot
2	f_{nom}	0.5 V_{nom} < V < 0.88 V_{nom}	2 saniye / 120 periyot
3	f_{nom}	0.88 V_{nom} ≤ V ≤ 1.10 V_{nom}	Normal Çalışma
4	f_{nom}	1.10 V_{nom} < V < 1.37 V_{nom}	2 saniye/ 120 periyot
5	f_{nom}	1.37 V_{nom} ≤ V	2 periyot
6	(f_{nom}-0.7) ≤ f ≤ (f_{nom}+0.5) Hz	V_{nom}	Normal Çalışma
7	f < (f_{nom}-0.7) Hz	V_{nom}	6 periyot
8	f > (f_{nom}+0.5) Hz	V_{nom}	6 periyot

3.4. ADMÇ Tespit Yöntemleri

ADMÇ'nin tespitindeki ana düşünce, DG çıkış parametrelerini ve/veya sistem parametrelerini görüntülemek ve bu parametrelerdeki değişimden faydalanarak, ADMÇ'nin oluşup oluşmadığına karar vermektir. ADMÇ tespit yöntemleri, uzaktan izleme ve lokal yöntemler olmak üzere iki ana başlık altında toplanabilir. Lokal yöntemler de pasif, aktif ve hibrit yöntemler olarak üç ana başlık altında incelenebilir. Şekil 3.7, bu yöntemlerin sınıflandırılmasını göstermektedir.



Şekil 3.7. ADMÇ tespit yöntemleri

3.4.1. Lokal Yöntemler

Bu yöntemler, gerilim ve frekans gibi, DG tarafındaki sistem parametrelerinin ölçülmesine dayalı olarak çalışmaktadırlar. Bu yöntemler pasif ve aktif yöntemler olarak iki ana başlık altında toplanmıştır.

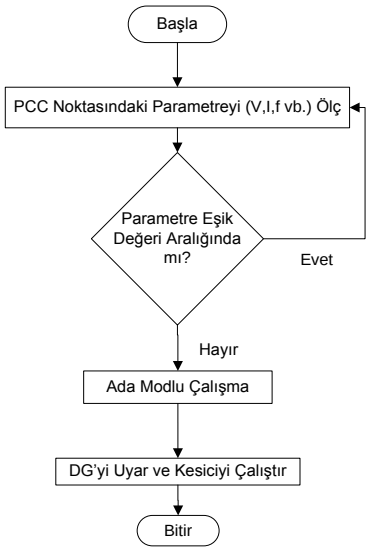
3.4.1.1. Pasif Yöntemler

Pasif yöntemler; gerilim, frekans, harmonik bozulma vb. sistem parametrelerindeki değişimin ölçülmesi üzerine çalışmaktadırlar. ADMÇ olayı gerçekleştiğinde, bu parametreler büyük miktarda değişim gösterir. Şebeke bağlantılı durum ile ADMÇ durumu arasındaki farklılık, bu parametreler için belirlenen eşik değerleri ile karşılaştırılır. ADMÇ'yi sistemdeki diğer arızalardan ayırt etmek için, eşik değerleri belirlenirken dikkatli olunmalıdır. Pasif yöntemler genellikle hızlıdır ve sistemde bir bozulmaya neden olmazlar. Ancak ADMÇ'nin tespitinde hatalara neden olan, büyük bir algılanamayan bölgeye (NDZ) sahiptirler.

Şekil 3.8, pasif ADMÇ tespit yöntemlerinin genel akış diyagramını göstermektedir. Pasif ADMÇ yöntemleri, genel olarak bu yaklaşım üzerine geliştirilen yöntemlerdir.

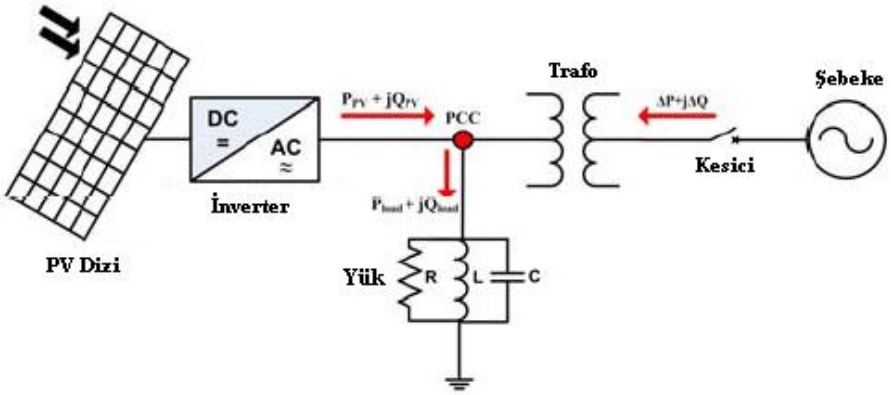
a) Frekans Koruma ve Gerilim Koruma Yöntemi:

Üst/alt frekans koruma (Under/Over Frequency Protection - UFP/OFP) ve üst/alt gerilim koruma (Under/Over Voltage Protection - UVP/OVP) yöntemleri, standart röle koruma veya anormal gerilim koruma olarak ta bilinmektedir. Bu yöntemler şebeke bağlantılı sistemler için temel bir koruma olarak kullanılmaktadır. OFP/UFP ve OVP/OFP yöntemleri, tüm şebeke bağlantılı PV sistemler için gereklidir. PCC noktası geriliminin veya frekansının belirlenen eşik değerleri aştığı durumda, bu yöntemler ile DG, şebekeye güç aktarmayı durdurmaktadır. OFP/UFP ve OVP/OFP yöntemleri, korumanın yanında, ADMÇ'yi tespit etmek için de kullanılmaktadırlar.



Şekil 3.8. Pasif ADMÇ tespit yöntemlerinin genel akış diyagramı

Kontrol sistemi, ADMÇ süresince ve şebeke devre kesicisi açıldığında, lokal yükün aktif güç talebini, PV sistem tarafından üretilen güç ile karşılayabilmelidir. Şebeke bağlantılı bir PV sistemde, güç akışı Şekil 3.9'da gösterilmiştir. Burada PCC noktası, şebeke ve inverter arasındaki ortak bağlantı noktasıdır. Bir PV inverter, OVP/UVP veya OFP/UFP ile donatıldığında, inverterin standart röleler kullanarak temel pasif ADMÇ önleme yöntemine sahip olduğu düşünülür. Şebeke bağlantılı tüm inverterlerin, yazılım ile geliştirilmiş bu standart rölelere sahip olması gereklidir.



Şekil 3.9. Şebeke bağlantılı bir PV sistemde güç akışı

PV tarafından üretilen güç (P_{PV}), yükün harcadığı güçten (P_{load}) daha küçük olduğu durumda, PCC noktasındaki gerilim (V_{PCC}), eşdeğer giriş ve çıkış gücünü dengelemek amacı ile arttırılmalıdır. Benzer şekilde, eğer lokal yükün reaktif gücü, PV tarafından üretilen reaktif güç ile eşleşmiyorsa, PCC noktasındaki frekans ω, her iki reaktif gücü eşitleyecek şekilde kontrol edilmelidir. PV inverter sürekli olarak, PV sistem ile lokal yükün akım-gerilim faz açısındaki bir frekansı PV sistem frekansı ile eşitlemeye çalışır. Bununla birlikte, gerilim ve frekans değişiklikleri üst/alt gerilim röleleri ve üst/alt frekans röleleri ile tespit edilebilir. Eğer lokal yük ve PV sistem gücü birbirine eşitse, ADMÇ'nin tespiti oldukça zor olacaktır. Bu yöntemin cevap süresi değişken olduğundan dolayı, OVP/UVP koruma ADMÇ'yi önlemek için doğru şekilde tetikleme yapamayacaktır.

b) Çıkış Gücü Değişim Oranı (ROCOP) Yöntemi:

DG tarafındaki çıkış gücü değişim oranı (dP/dt), ADMÇ durumunda, aynı yük değişim oranı için, çıkış gücü değişim oranından çok daha büyük bir değer alacaktır. Bu yöntem, DG'ye sahip dağıtım sisteminde, dengeli yüke nazaran, dengesiz yükün olduğu durumlarda daha etkili bir yöntemdir.

c) Frekans Değişim Oranı (ROCOF) Yöntemi:

Frekans değişim oranı (df/dt), ADMÇ durumunda çok yüksek bir değere sahip olacaktır. ROCOF değeri aşağıdaki denklem ile hesaplanabilmektedir:

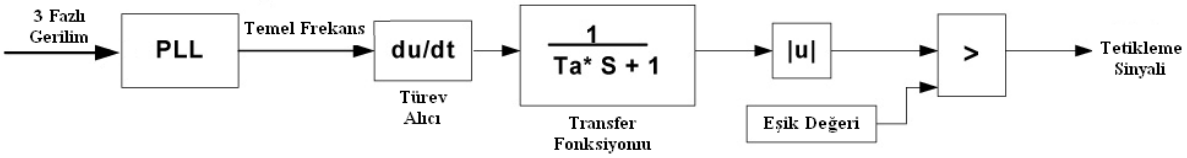
$$\text{ROCOF} = \frac{df}{dt} = -\left(\frac{P_L - P_G}{2Hx S_{GN}} x f_r\right) \quad \textbf{(3.19)}$$

Burada;

- P_G: DG'nin çıkış gücü,
- S_{GN}: Üretim merkezinin nominal kapasitesi,
- H: Üretim merkezinin atalet sabiti,
- f_r: Anma frekans değeri.

ADMÇ durumu gerçekleştiğinde, yükün talep ettiği güç ile üretilen güç arasında bir fark oluşur. ADMÇ olayının oluşmasının hemen akabinde, yükün talep ettiği güç ile üretilen güç arasında oluşan güç dengesizliği, ani bir frekans değişimine neden olur ve bu değişim ADMÇ'nin tespit edilmesinde kullanılır. ADMÇ'den sonra, frekansın ani olarak değişmesi, ADMÇ bölgesindeki gücün ve DG ataletinin bir fonksiyonudur. Denklem 3.19 bu durumu açıklamaktadır.

ROCOF rölenin çalışma performansını anlamak için, Şekil 3.10'da gösterilen ROCOF röle modeli kullanılmıştır. DG terminalindeki gerilim sinyalleri, PLL (Phase Locked Loop) döngüsüne gönderilir. PLL, temel bir frekans sinyali üretir ve bu sinyal bir türev alıcı devreden geçirilir. Buradan çıkan sinyal, filtrelerin zaman sabitini ve kabul edilen ölçüm penceresini temsil eden zaman sabiti olan T_a'yı içeren, birinci dereceden bir transfer fonksiyonuna aktarılır.



Şekil 3.10. ROCOF röle modeli blok diyagramı

ROCOF röle, gerilim dalga şeklini görüntüler ve eğer ROCOF değeri, gerçek zaman süresi için ayarlanan değerden daha yüksek ise çalışır. Röle ayar değeri, yük değişimlerinden etkilenmeyecek şekilde ve yalnızca ADMÇ durumunda kesiciyi açtıracak şekilde seçilmelidir. Bu yöntem, güçteki değişimin yüksek olduğu durumlarda oldukça güvenilirdir. Ancak DG güç kapasitesinin, yükün güç kapasitesine yaklaştığı durumlarda, bu yöntem başarısızdır. Bununla birlikte, bu yöntemin bir başka avantajı da, güç değişimi oranı yöntemi ile birlikte kullanılması halinde, yükün güç kapasitesine yakın olduğu durumlarda da hatasız çalışmasıdır.

Eğer frekans değişimi oranı, belirlenen eşik değerini aşarsa, bir tetikleme sinyali üretilecektir. 50 Hz'lik bir sistem için ROCOF ayarları, 0.1 Hz/s'den 1.0 Hz/s'ye kadar

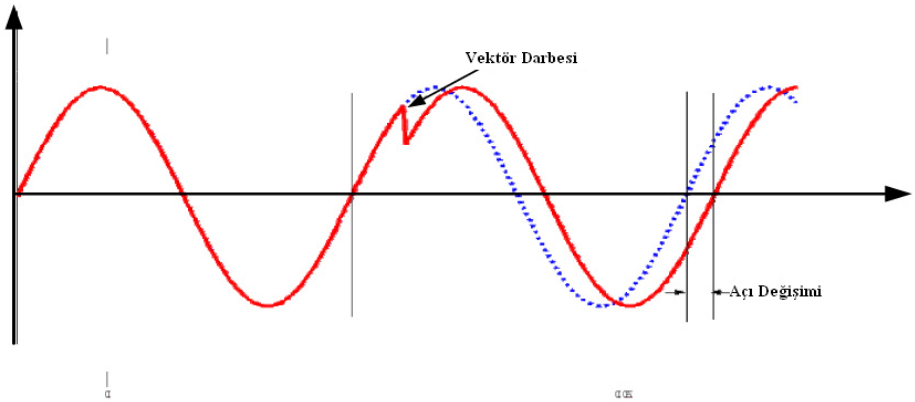
değişebilir. Bu değer sistemin sağlamlığına bağlıdır ve daha kuvvetli bir sistemde daha küçük bir değer alır. İngiltere'de ROCOF röleleri genellikle 0.125 Hz/s değerine, Kuzey İrlanda'da ise 0.45 Hz/s ile 0.5 Hz/s aralığında ayarlanmaktadır [81].

ROCOF röleleri ile ilgili en önemli problem, bu röleleri üreten farklı üretici firmaların ürünlerinde, aynı sistem olayında bile, aynı ayarlar yapılmasına rağmen, farklı cevapların alınmasıdır. Bunun nedeni, bu rölelerde frekans değişimi oranının tespitinde kullanılan algoritmaların birbirinden farklı olmasıdır. Bazı ROCOF röleleri frekans ölçümünde sıfır geçiş algoritmaları kullanırken, bazıları da ayrık fourier dönüşümü (DFT) algoritmaları kullanmaktadır. Bundan dolayı, aynı sistem için çalışma cevabı değişebilir. Frekans değişimi oranını belirlemenin ikinci bir yolu da, ölçüm penceresinin normal çalışmanın 3 ile 6 periyodu boyunca ölçülmesidir. Daha kısa ölçüm penceresi, yüksek algılamaya sahip iken daha düşük güvenilirliğe sahip olacaktır.

d) Vektör Kaydırma Yöntemi:

Faz yer değiştirme, faz sıçrama veya vektör darbe yöntemi olarak da bilinmektedir. Bu yöntem, ADMÇ'yi, faz değişiminin görüntülenmesi yolu ile tespit etmektedir.

İzlenen gerilimin faz açısındaki değişim, ayarlanan değeri bir kez aştığında, vektör kaydırma rölesi, DG tarafını ani bir tetikleme üreterek uyarmaktadır. Şekil 3.11'de bu durum gösterilmiştir. Gerilim vektör kaydırma röleleri için genel ayarlar, 6° ve 12° arasında değişmektedir. Zayıf yapılı şebekelerde, anahtarlama ya da ağır müşteri yükleri durumunda yanlış çalışmayı önlemek amacı ile röle ayarının nispeten yüksek seçilmesi önerilmektedir. İngiltere'de vektör kaydırma rölelerinin ayarları ETR-113 standartlarına göre 6°, Kuzey İrlanda'da ise 10° ile 12° arasında seçilmektedir [81].



Şekil 3.11. ADMÇ durumunda gerilim dalga şeklinin değişimi

Bir vektör kaydırma rölesi, gerilim dalga şekli üzerindeki sıfır geçişleri arasında geçen süreyi ölçerek, gerilimin açı değişimini tespit eder. Gerilimin her sıfır geçişinde, yeni bir

ölçüm başlatılır. Ölçülen periyot süresi, önceki referans periyot süresi ile karşılaştırılır. DG şebekeden ayrıldığı anda, yükteki ani değişim, periyot uzunluğunda ani bir değişime neden olur. Bu durum Şekil 3.11'de gösterilmektedir. ADMÇ'de üretilen enerjinin fazla ya da eksik olması durumuna göre, periyot uzunluğu daha uzun ya da daha kısa olabilir. Önceki periyottan bu yana devam eden sürenin değişimi, vektör kaydırma rölesinde açı değişiminin tespiti için kullanılır.

Vektör kaydırma yöntemi basit olmasına rağmen, vektör kaydırma rölesinin gerçek performansı, röleyi üreten firmanın kullandığı algoritmanın nasıl geliştirildiğine bağlıdır. Referans periyot süresinin belirlenmesi ve mevcut akım periyodunun süresi ile karşılaştırılması, bu röleler için önemli konulardır. Bu nedenle, farklı üretici firmalar tarafından geliştirilen vektör kaydırma rölelerinde kullanılan yöntemler, ADMÇ'nin tespitinde farklı sonuçları ortaya çıkarmaktadır. Örneğin bazı üreticiler, önceki periyodun süresini tanımlamak ve bunu da referans olarak kullanmak için bir kristal osilatör kullanırken, diğerleri ise 5 ile 32 periyot arasında değişen önceki periyotların ortalama sürelerini referans olarak kullanmaktadırlar. Ayrıca, bazı röleler 3 fazlı sistemde çalışırken, diğerleri tek fazlı çalışmaktadırlar. ADMÇ'nin tespitinde kullanılan vektör kaydırma, tek fazlı sistemde daha verimlidir ancak sahte bozulmalardan etkilenme durumu daha hassastır.

Vektör kaydırmanın ADMÇ'deki etkinliği, DG çıkış gücündeki ani değişimin büyüklüğü ile ilişkilidir. Bu nedenle, yükün talep ettiği güç ile üretilen güç arasındaki fark yetersiz olduğunda, şebeke bağlantısının tespitinde problem yaşanmaktadır. Röleyi aktive edebilmek için, aradaki bu farkın en azından nominal gücün %15'i ile %20'si arasında bir değerde olmalıdır. Röle 10°'ye ayarlandığında, ADMÇ'nin tespiti için %30'luk bir güç farkı gerekmektedir [82].

Bir vektör kaydırma rölesi, sadece frekansın değişimi ile gerilim fazındaki değişimi yakalamada çok hassas değildir. Bu durum bir sinüsoidal gerilim dalga şekli düşünülerek açıklanabilir:

$$-V = V_m \cos\theta(t) = V_m \cos(wt) \quad \textbf{(3.20)}$$

Eğer frekans, δ_f (Hz/s) sabit oranında değişiyorsa, başlangıç frekansı f_0'a bağlı olarak faz açısındaki değişim aşağıdaki gibi verilmektedir:

$$\theta(t) = 2\pi \int f.dt = 2\pi \int (f_0.t + \delta_f.t).dt = 2\pi \int (f_0.t + \delta_f.t^2/2) \quad \textbf{(3.21)}$$

Buradan açıdaki değişim $\Delta\theta(t)$ miktarı aşağıdaki gibi verilir:

$$\Delta\theta(t) = \pi\Delta_f t^2 \quad \textbf{(3.22)}$$

Vektör kaydırmada istenilen değeri ölçmek için, frekans değişiminin 2.0 Hz/s olduğu düşünüldüğünde, ADMÇ'den sonra, ilk periyotta sadece 0.288 derecelik bir vektör kayma oluşacaktır ve olayın algılanabilmesi için bu değer çok küçüktür.

Vektör kaydırmanın ada bölgesi dışındaki arızalara da duyarlı olduğunun unutulmaması gereklidir. ADMÇ'ye neden olmayan bazı güç sistemi anahtarlama olayları da, bazen yanlışlıkla rölenin hassas ayarlarını çalıştırabilir. Kısaca, rölenin ayarlarının arttırılması, güvenilirliği arttırabilir ve yanlış tetikleme olasılığını azaltabilir, ancak bu durum ADMÇ'nin tespiti noktasında röleyi daha az etkili bir hale getirmektedir.

e) Frekans/Güç Değişim Oranı Yöntemi:

(df/dP) oranı, küçük kapasiteli bir üretim sisteminde, büyük kapasiteli bir üretim sistemine göre daha büyüktür. (df/dP) değişim oranı, bu durumdan yararlanarak ADMÇ'yi tespit etmek için kullanılmaktadır. Yapılan çalışmalarda, DG ve yükler arasındaki güç farkının küçük olması durumunda, (df/dP) oranının, frekansın zamana göre değişim oranına göre daha hassas sonuçlar verdiği görülmüştür [83].

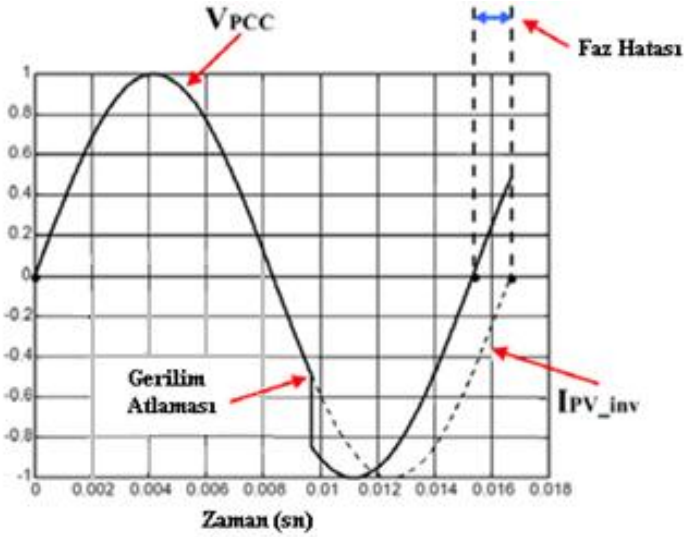
f) Faz Sıçraması Tespit (PJD) Yöntemi:

PJD (Phase Jump Detection) yöntemi, inverter terminal gerilimi (V_{PCC}) ile inverter çıkış akımı (I_{PV_inv}) arasındaki faz farkının Şekil 3.12'deki gibi ani bir faz sıçraması için görüntülenmesine dayanan bir yöntemdir [84]. ADMÇ oluştuğunda, normal çalışmadan ADMÇ'ye geçiş süresi boyunca, V_{PCC} faz açısı, lokal yükün faz açısı ile eşleştirmek için kaydırılacaktır. Bu durum PCC'de ani bir faz değişimine neden olacaktır. PJD yöntemi, ADMÇ'yi belirlemek için faz açısının bu hızlı değişimini araştırmaktadır. Bunun yanı sıra, yük genellikle birim güç faktöründe değildir ve bu şebeke geriliminin tamamı ile alınamadığını göstermektedir.

Genelllikle PV sistemlerde inverterler, şebekenin fazını PLL tekniğini kullanarak takip ederler. Akım kaynaklı inverterler için, inverter çıkış akımının dalga formu, normal çalışma koşullarında PCC noktasındaki yükseliş ya da düşüş algılanarak şebeke gerilimi ile senkronize edilmektedir. Gerilim kaynaklı inverterlerin çıkışı ise gerilim ve akım kaynaklı inverterlerde olduğu gibi değiştirilmektedir [85].

Bu yöntemde, şebeke bağlantılı inverterlerin birim güç faktörüne sahip olmaları gerekmektedir. Çünkü PJD yöntemindeki NDZ, yalnızca güç faktörüne bağlıdır. ADMÇ boyunca güç faktörü ise lokal yüke bağlıdır. Eğer inverter birim güç faktöründe çalışmazsa, NDZ değişebilir. Bu nedenle PJD yöntemi, güç faktörü tespiti veya geçici faz

tespiti olarak da bilinir. PJD uygulama olarak avantajlı olsa da, güvenilir ADMÇ belirleme işlemi için eşik değerlerinin seçilmesinin zorluğu, yöntemin verimini düşürmektedir.



Şekil 3.12. PJD yöntemine ilişkin ADMÇ tespit durumu

g) Empedans Değişimi Yöntemi:

Şebeke empedansı, ADMÇ durumundaki sistemin empedansından belirgin şekilde daha küçüktür. Ada modlu çalışan bölgenin empedansı, şebeke devreden çıktığından itibaren artacaktır [86]. Kaynak empedansının sürekli olarak izlenmesi, sistemin ada modlu çalışıp çalışmadığı konusunda bir fikir vermektedir.

h) Gerilim Dengesizliği Yöntemi:

ADMÇ durumu meydana geldiğinde, DG ada içerisinde bulunan yükleri beslemektedir. Eğer yükteki değişim büyükse, ADMÇ durumu, gerilimin büyüklüğü, fazın yer değiştirmesi ve frekans değişimi gibi çeşitli parametrelerin görüntülenmesi ile kolayca tespit edilebilir. Bununla birlikte, bu yöntemler yükteki değişim küçük olduğunda etkili değillerdir. Dağıtım şebekesi genellikle tek fazlı yükleri içerdiğinde, ADMÇ'nin etkisi ile DG'nin yük dengesi değişecektir. DG'deki değişim küçük olsa bile, şebekedeki değişim durumundan dolayı bir gerilim dengesizliği oluşacaktır. Yöntem, genel olarak bu özellikten hareket ederek ADMÇ'nin tespit edilmesini sağlamaktadır.

i) Harmonik Bozulma Yöntemi:

Yükün konfigürasyoundaki ve miktarındaki değişim, özellikle inverter içeren DG sistemlerde, şebekede farklı harmonik akımlara yol açabilmektedir. ADMÇ'yi tespit etmede kullanılan bir yöntem de, ADMÇ olayından önce ve sonra, DG terminal geriliminin

toplam harmonik bozulma (THD) miktarındaki değişimin görüntülendiği yöntemdir. DG'nin geriliminin 3. harmoniğindeki değişim de, ADMÇ'nin tespitinde iyi bir fikir verebilmektedir [87]. Bu yöntem, akımın toplam harmonik bozulması ve gerilim dengesizliği gibi iki parametreyi kullanmaktadır. Bununla birlikte, bu yöntem yüksek kalite faktörü problemini çözememiştir ve eşik değerlerini belirlemek de oldukça zordur [87].

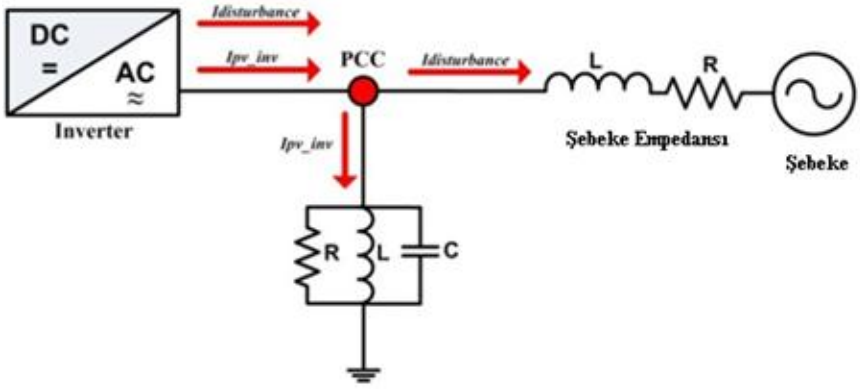
3.4.1.2. Aktif Yöntemler

Aktif yöntemler, yük ve üretim sistemi arasındaki güç farkının minimum olması durumunda bile ADMÇ'yi tespit edilebilen yöntemlerdir. Pasif yöntemlerde, yük ve üretim sistemi arasındaki güç farkının minimum olması durumunda ADMÇ'nin tespiti mümkün değildir. Aktif yöntemler, bozucu sinyallerin sisteme eklenmesi ile doğrudan güç sistemi ile etkileşime girerler. Aktif yöntemlerin ana fikri, DG'de ADMÇ meydana geldiğinde, sistemde PCC noktasına eklenen küçük bozucu sinyallerin, sistem parametrelerinde büyük değişikliklere neden olacağı üzerine kuruludur. Oysa, DG şebekeye bağlandığında bu değişiklikler ihmal edilebilecek düzeyde olacaktır. Şekil 3.13 ve Şekil 3.14 aktif yöntemler ile ADMÇ durumunun incelendiği durumu göstermektedir. Şekil 3.13 kesici kapalı iken, Şekil 3.14 ise kesici açık iken bozucu sinyalin şebeke bağlantılı PV sistemde izlediği yolu göstermektedir.

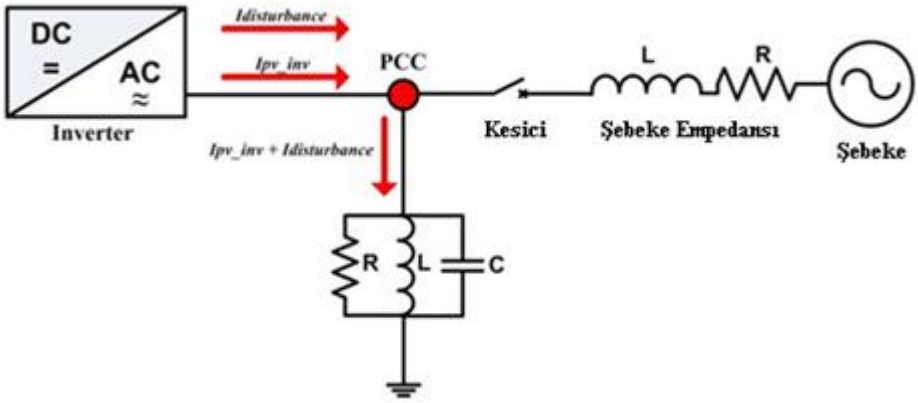
Aktif yöntemler, PCC'deki gerilim veya frekans parametrelerindeki değişiklikleri tespit eden geri besleme kontrol yöntemine sahiptir. Bu durumda, PV inverter bir akım kaynağı gibi davrandığında, şebekeye sağlanan akım aşağıdaki denklem ile ifade edilir:

$$i_{PV_inv} = I_{PV_inv}\sin(\omega_{PV} + \varphi_{PV}) \quad \textbf{(3.23)}$$

Burada i_{PV_inv} inverter akımının genliği ($i_{PV_inv} = I_{PV_inv} + I_{disturbance}$), ω_{PV} frekans ve φ_{PV} faz açısıdır. Bu üç parametre değiştirilebilir, düzeltilebilir veya arıza sinyalleri olarak ayarlanabilir.

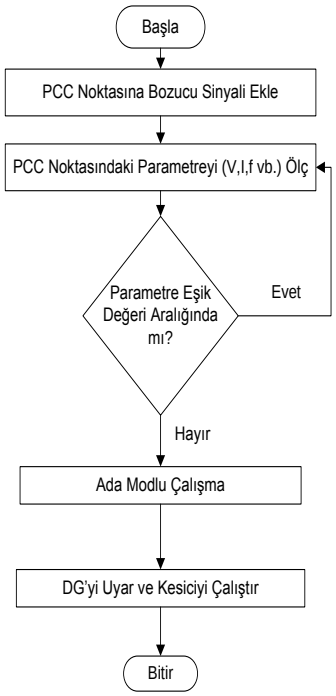


Şekil 3.13. Kesici açılmadan önce şebeke bağlantılı PV sistemin durumu



Şekil 3.14. Kesici açıldıktan sonra şebeke bağlantılı PV sistemin durumu

Aktif yöntemlerin genel çalışma prensiplerini gösteren akış şeması ise Şekil 3.15'te gösterilmiştir. Şekil 3.15'ten görüleceği gibi, aktif yöntemlerde PCC noktasına bozucu sinyaller eklenmektedir. Daha sonra bu sinyallerdeki değişimler incelenerek, ADMÇ'nin olup olmadığına karar verilmektedir.



Şekil 3.15. Aktif ADMÇ yöntemlerinin genel akış diyagramı

ADMÇ'nin tespitinde kullanılan bazı aktif yöntemler ve kısa çalışma prensipleri aşağıda açıklanmıştır:

a) Reaktif Güç Akışı Hata Tespiti (REED) Yöntemi:

Bu yöntemde, DG tarafı ve şebeke arasındaki PCC noktasındaki reaktif güç akışı kontrol edilir [88]. Bu güç akışı, sadece şebeke bağlandığı zaman gerçekleşebilir. Eğer

reaktif güç akışı seviyesi, ayarlanan değerini koruyamazsa, ADMÇ tespit edilebilir. Terminal gerilimindeki büyük bir değişiklik, reaktif gücün hemen hemen hiç değişmemesini sağladığında ADMÇ tespit edilebilir [19]. Bu yöntemin en önemli sorunu, hızının yavaş olması ve DG'nin birim güç faktöründe üretim yaptığı sistemlerde kullanılamamasıdır.

b) Empedans Ölçüm Yöntemi:

Bu yöntemin çalışma mantığı, pasif yöntemdeki ile aynıdır. Pasif yöntemde, bir şönt indüktans, besleme gerilimine belirli zaman aralıkları ile eklenmekte, kısa devre akımı ve kaynak gerilimindeki azalma güç sisteminin kaynak empedansının hesaplanmasında kullanılmaktadır. Bununla birlikte, aktif yöntemde, bir gerilim bölücü üzerinden DG terminaline yüksek frekanslı bir sinyal eklenmektedir. Bu yüksek frekanslı sinyal, şebeke bağlantısı koptuğunda çok belirgin bir değişim göstermektedir [89].

c) Faz veya Frekans Kaydırma Yöntemleri:

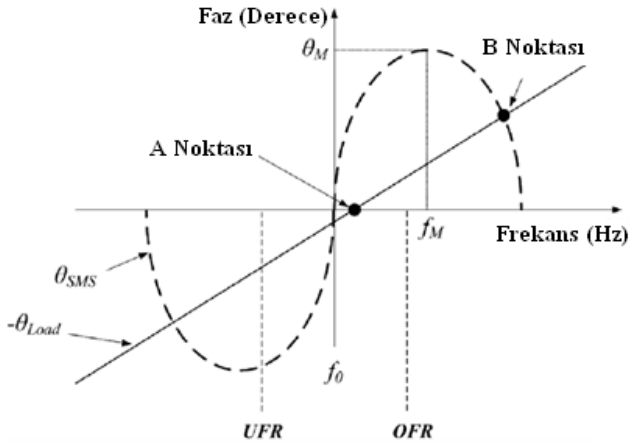
Göreceli faz farkının ölçümü, invertere dayalı DG'lerde ADMÇ'nin tespiti için iyi bir fikir verebilir. Fazın şeklinde, küçük bir bozucu etki yapmak sureti ile kaydırma yapılır. DG şebekeye bağlandığında, frekans sabit olacaktır. Sistem ada modlu çalıştığında ise fazdaki kayma, frekansta büyük bir değişikliğe neden olacaktır. Kayma Mod Frekans Öteleme Algoritması (SMS) [90], pozitif geri besleme kullanarak, PCC noktasındaki frekansın değişimi ile inverter akımının faz açısını değiştirir. SMS yöntemine ilişkin denklem aşağıda verilmiştir:

$$\theta = \theta_m sin\left[\frac{\pi}{2}\frac{(f^{(k-1)}-f_n)}{(f_m-f_n)}\right] \quad \textbf{(3.24)}$$

Burada θ_m, f_m frekansında meydana gelen maksimum faz kayması, f_n nominal frekans ve $f^{(k-1)}$ de bir önceki periyottaki frekanstır. Şekil 3.16, ADMÇ olayından sonra SMS'nin çalışma prensibini göstermektedir. SMS yöntemi olmadığında, ADMÇ noktası, gerilim ve akım arasındaki faz kontrolünü yapan PLL kontrolü tarafından, Şekil 3.16'da gösterilen A noktasına gidecektir. Diğer durumlarda, ADMÇ noktası, denklem 3.24'te belirtilen denklem ışığında, lokal yük çizgisinin sıfır noktası olan A noktasına hareket edecektir. A noktası, UFR ve OFR ile belirlenen alan içinde olursa, ADMÇ olayı tespit edilemeyecektir.

Bununla birlikte, PLL kontrolünde bir faz filtresi kullanılarak, ADMÇ olayından sonra çalışma noktası B noktasına taşınabilir. B noktası, UFR ve OFR ile belirlenen alan içinde olmadığından, SMS metodunu kullanan inverter, ADMÇ olayını yakalayabilir. Burada

θ_{Load} ; derece cinsinden lokal yük eğrisi, θ_{SMS}; SMS eğrisi (derece), f_a ; inverter çıkış gerilimi frekansı (Hz), f_M ; SMS filtre hattının maksimum frekansıdır (Hz).

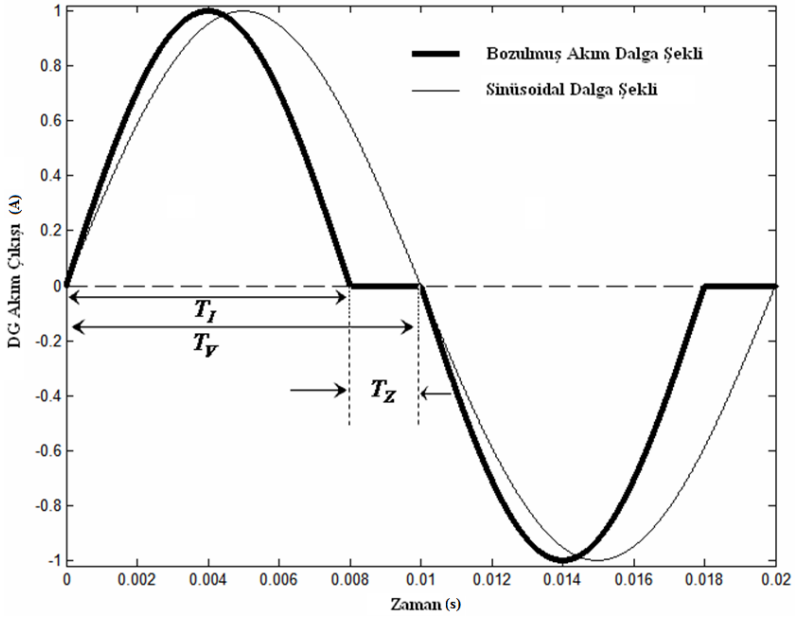


Şekil 3.16. ADMÇ'nin tespitinde kullanılan SMS yöntemine ilişkin eğri

Bu tespit yöntemi, birden fazla inverterin yer aldığı sistemlerde de kullanılabilir. Bu yöntemin dezavantajı, yükün faz açısının eğiminin, SMS hattından daha büyük olduğu durumda, kararlı çalışma noktalarının kararsız çalışma noktalarına kayabilmesi ve ADMÇ'nin tespit edilememesidir [90].

d) Aktif Frekans Öteleme (AFD) Yöntemi:

Bu yöntem, inverter akımının sıfır geçişinde, Şekil 3.17'de gösterildiği gibi akımın yarı periyodunun kontrolü esasına dayanmaktadır. Burada T_I ve T_V, DG çıkış akımının ve şebeke geriliminin, bir yarı periyotluk sürelerini ifade etmektedir. T_Z ise ölü zaman ya da sıfır zaman olarak adlandırılır ve DG çıkış akımının sıfır olduğu zamanı ifade etmektedir. Şebeke bağlantısı olmadığı durumda, inverter birim güç faktöründe çalışarak, adalanan sistemin geriliminin frekansını sürekli arttırıp azaltarak, lokal yükün rezonans frekansını arayacaktır. Bu yöntem, özellikle rezistif yüklerde oldukça etkili iken, diğer yüklerde başarısız sonuç verebilmektedir [91].



Şekil 3.17. AFD yönteminde kullanılan sinyalin değişimi

e) Geri Beslemeli Aktif Frekans Öteleme (AFDPF) Yöntemi:

Bu yöntem, inverter akımının ölü bölgesini arttırarak, frekans değişimindeki artışı, nominal değerden uzak tutacak uygun değerine ayarlamaktadır [92]. AFDPF yöntemindeki sorun, paralel RLC yükündeki faz açısının, çalışma frekansına bağlı olması ve bu durumun zaman zaman ADMÇ'nin tespitini sağlayamamasıdır.

f) Otomatik Faz Kaydırma (APS) Yöntemi:

Bu yöntem, SMS yönteminin değiştirilmiş bir halidir [93]. APS yöntemi ile sadece inverter çıkış akımının başlangıç açısı, bir önceki periyottaki frekansa göre değiştirilir. Bu durum aşağıdaki denklemden de görülebilir:

$$\theta_{APS}^{k} = \frac{1}{\alpha}\left[\frac{(f^{(k-1)} - f_n)}{(f_n)}\right] 360° + \theta_0^{(k)} \quad \textbf{(3.25)}$$

Burada $\theta_0^{(k)}$ ile ek bir faz kaydırma getirilmektedir ve terminal geriliminin frekansı, tetikleme noktalarından önce her zaman kararlıdır. $\theta_0^{(k)}$, aşağıdaki denklem ile ifade edilir:

$$\theta_0^{(k)} = \theta_0^{(k-1)} + \Delta\theta sys(\Delta f_{ss}) \quad \textbf{(3.26)}$$

Bu denklemde, $\Delta\theta$ bir sabit ve Δf_{ss} ise sürekli durum frekansıdır. Buradan:

$$\theta_0^{(k)} = 0;\ \forall k \leq 0 \quad \textbf{(3.27)}$$

$$sys(\Delta f_{ss}) = \begin{cases} \Delta f_{ss} > 0 \quad ise\ 1 \\ \Delta f_{ss} = 0 \quad ise\ 0 \\ \Delta f_{ss} < 0\ ise - 1 \end{cases} \quad \textbf{(3.28)}$$

Bu yöntemde, sistem ADMÇ durumunda, tetikleme noktasına ulaşıncaya kadar, inverter terminal geriliminin frekansındaki değişim korunur. Sadece, olası kararlı çalışma noktalarında ek faz kaydırma eklenir. APS algortiması bazen yavaş hareket ederek, gerçek yük şartlarında ADMÇ'nin tespitinde başarısız olabilmektedir.

g) Adaptif Lojik Faz Kaydırma (ALPS) Yöntemi:

Bu yöntem, ek faz kaydırmayı düzenleyerek, her faz kaydırmanın etkisini ayrıca değerlendirmektedir [94]. Bu algoritma, inverter içeren DG şebekeye bağlandığında, küçük bir faz kaydırması üretmektedir. Oysa ADMÇ hızlı bir faz kaymasına neden olacaktır. İnverter gerilimi ve çıkış akımı arasındaki faz kayması aşağıdaki denklemler ile verilebilir:

$$\theta_{Adb}^{k} = \pi \left[\frac{\left(T_{av} - T^{(k-1)}\right)}{\left(T^{(k-1)}\right)}\right] \quad \textbf{(3.29)}$$

$$T_{av} = \frac{1}{N}\left(\sum_{i=k-1-N}^{k-1}\left(T^{(i)}\right)\right) \quad \textbf{(3.30)}$$

Çıkış akımının periyodu, APS durumundaki şebeke geriliminin sabit periyodu göz önünde bulundurularak seçilir. ALPS yönteminde ise çıkış akımının periyodu, gerçek güç sistemindeki gerçek değişimi verebilen, önceki N/2 gerilim periyotlarının ortalaması alınarak seçilmektedir. Eğer DG tarafı şebekeden ayrılırsa, aşağıdaki denklemler kullanılabilir:

$$\theta_{Ad} > 0 \; ise \;\; \Delta T = T_{av} - T^{(i+1)} > 0 \quad \textbf{(3.31)}$$

$$\theta_{Ad} < 0 \; ise \;\; \Delta T = T_{av} - T^{(i+1)} < 0 \quad \textbf{(3.32)}$$

$$\theta_{Ad}^{k} = \theta_{Adb}^{k} + \Delta\theta_{0}^{(k)} \quad \textbf{(3.33)}$$

Denklem 3.33'te verilen ek faz kaydırma $\Delta\theta_0^{(k)}$, N gerilim periyodunun sonunda 0.5 değerinden daha büyüktür. N/2 gerilim periyotlarının ortalama değeri hesaplandığında, eğer ardışık iki N/2 peiyotları arasındaki fark küçükse ya da değişim 0.5 değerinden daha küçükse şebeke bağlantısı vardır ve ek faz kaydırma $\Delta\theta_0^{(k)} = 0$ olarak ayarlanarak kaldırılır. Bu yolla ADMÇ tespit edilebilmektedir.

h) Sandia Frekans Öteleme (SFS) Yöntemi:

SFS Yöntemi, genellikle Pozitif Geri Beslemeli Aktif Frekans Kaydırma (AFDPF) yöntemi olarak ta bilinir ve Aktif Frekans Kaydırma (AFD) yönteminden geliştirilen yeni bir yöntemdir [95]. SFS yöntemi, pozitif geri besleme kullanarak, inverter çıkış akımı

dalga şekline ölü zamanlar veya kesintiler ekleyerek, yeni bir faz açısı oluşturmaktadır. Bundan dolayı, inverter çıkış akımı frekansı, şebeke frekansından farklı bir değere zorlanmaktadır.

Denklem 3.34'te gösterilen kesim frekansı, şebeke frekansındaki hatanın bir fonksiyonu olarak aşağıdaki gibi ifade edilir:

$$C_f = C_{f0} + K(f_a - f_{line}) \quad \textbf{(3.34)}$$

Burada (C_{f0}) kesim frekansı, (K) hızlanma katsayısı, (f_a), V_{PCC}'nin ölçülen frekansı ve (f_{line}) hat frekansıdır.

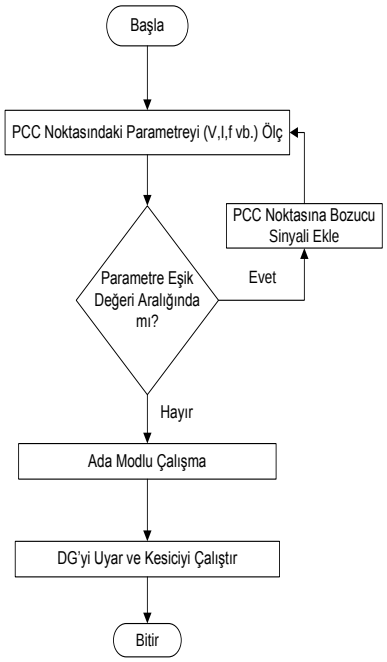
Şebeke bağlantısı sağlandığında, şebeke V_{PCC}'yi sabit faz ve frekansta sabitleyeceğinden, *Cf* düşük olacaktır. Şebeke bağlantısı kesildiğinde ise V_{PCC} ve i_{PV_inv} inverter akımı dalga şekilleri arasındaki faz farkı artacaktır [95]. Bu durum, inverterin faz farkını önlemek için i_{PV_inv} inverter akımının frekansını arttırmasına neden olacaktır. Yükün gerilim cevabı, bu sayede sıfır geçişini zamanında ve istenilen yerde yapacaktır. Bu arada inverter de halen faz farkını kontrol etmekte ve frekansı buna göre arttırmaktadır. C_f'nin değerindeki bu artışlar, UFP/OFP tarafından belirlenen frekans ω_0'dan yeterince uzaklaştırılana kadar sürdürülecektir ve sonunda inverter işlemi durduracaktır.

i) Sandia Gerilim Öteleme (SVS) Yöntemi:

SVS Yöntemi, PCC noktasındaki gerilimin genliği üzerine dayalı olan pozitif geri besleme yöntemini kullanmaktadır. Şebeke bağlandığında, sistemin gücü üzerindeki etkisi yoktur ya da çok küçüktür. Fakat şebeke bağlantısı kesildiğinde, V_{PCC} geriliminde azalma olacaktır. Yük empedansının durumuna göre bu azalma devam edecektir. Sonuç olarak, çıkış akımı ve gücü de azalacaktır. V_{PCC} gerilimindeki bu azalma, UVP ile belirlenebilir. İnverter çıkış gücünü arttırmak ya da azaltmak, uygun OVP/UVP yöntemleri kullanarak mümkündür ve inverter sonunda işlemi sonlandıracaktır [96].

3.4.1.3. Hibrit Yöntemler

Hibrit yöntemler, hem aktif hem de pasif yöntemlerin bir arada kullanıldığı yöntemlerdir. Şekil 3.18'de hibrit yöntemlerin çalışmasına ilişkin genel akış diyagramı gösterilmiştir. Aktif yöntem, sadece ADMÇ pasif yöntem tarafından tespit edildiğinde kullanılmaktadır.



Şekil 3.18. Hibrit yöntemlerin çalışmasına ilişkin genel akış diyagramı

ADMÇ'nin tespitinde kullanılan hibrit yöntemlerden bazıları aşağıda açıklanmıştır:

a) Pozitif Geribesleme ve Gerilim Dengesizliğine Dayanan Yöntem:

Bu yöntem, aktif yöntemlerden pozitif geribesleme ve pasif yöntemlerden gerilim dengesizliği yöntemini kullanmaktadır [97]. Temel prensip, üç fazlı gerilimleri sürekli olarak görüntüleyerek denklem 3.35'te ifade edilen VU değerini belirlemektir:

$$VU = \frac{V_{+sq}}{V_{-sq}} \quad \textbf{(3.35)}$$

Burada, V_{+Sq} ve V_{-Sq} , pozitif ve negatif sıra gerilimleridir. ADMÇ'de, yük değişikliği ve anahtarlama gibi durumlarda, gerilim çökmeleri gözlenecektir. VU değeri, ayarlanan değerin üzerinde ise DG'nin frekans eşik değeri değiştirilmektedir. DG, ada modlu çalıştığında ise sistem frekansı değişmektedir.

b) Gerilim ve Reaktif Güç Kaydırma Yöntemi:

Bu yöntem, adaptif reaktif güç algoritmasını (ARPS) kullanmaktadır. Bu yöntemi başlatmak için, kullanılan ortak bir değişken elde edilerek gerilim değişimi ölçülmektedir [98].

$$Ortak\ değişken\ \left(T_{av'}, T_v\right) = E\left(T_{av'}^{(n)} - U_{av}\right)(T_v^{(n)} - U_v) \quad \textbf{(3.36)}$$

Burada;

- $T_{av'}$: Önceki dört gerilim periyodunun ortalaması,

- U_{av} : $T_{av'}$'nin ortalaması,
- T_v : Gerilim periyotları,
- U_v : $T_{av'}$'nin ortalaması.

ARPS algoritması, faz akımının kaydırılması yerine d-eksen akım kaydırma yöntemini kullanması dışında, ALPS yöntemi ile aynı algoritmayı kullanır. Reaktif güç kaydırma ya da d-eksen akımı aşağıdaki denklem ile verilmektedir:

$$i_d^k = k_d \left(\frac{T_{av'} - T_v^{(k)}}{T_v^{(k)}} \right) \quad \textbf{(3.37)}$$

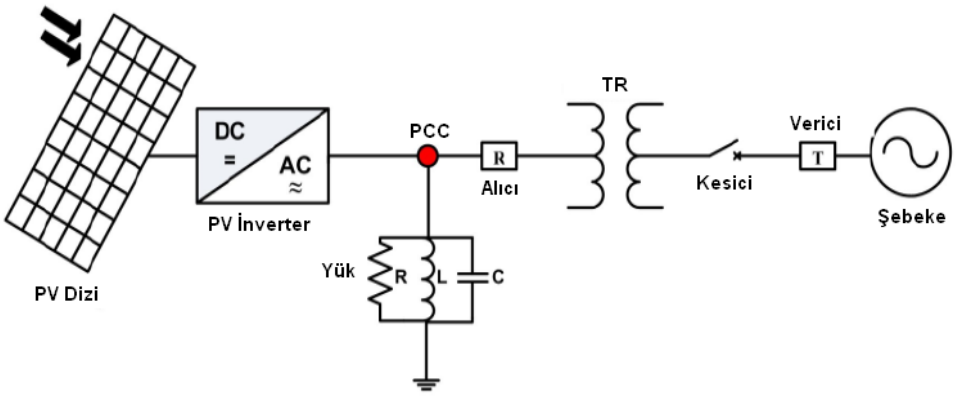
k_d, d-eksen akımı değişimi gibi seçilmektedir ve inverterin normal çalışma q-eksen akımının % 1'inden daha küçüktür. Eklenen d-eksen akımı, faz kayma işlemini hızlandırmakta ve DG, ADMÇ durumunda hızlı bir frekans kaymasına neden olmaktadır.

3.4.2.Uzaktan İzleme Yöntemleri

Uzaktan izleme yöntemleri, şebeke ve DG'ler arasındaki iletişime dayalı olarak çalışmaktadırlar. Bu yöntemler, yerel tekniklerden daha güvenilir olmasına rağmen, uygulama maliyetleri yüksek ve ekonomik değildirler. Uzaktan izleme yöntemlerinden bazıları aşağıda açıklanmıştır:

a) Güç Hattı Sinyal (PLCC) Yöntemi:

Bu yöntemde, iletim sistemindeki bir sinyal generatörü, mevcut güç hattını sinyal yolu olarak kullanarak, sürekli olarak dağıtım fiderlerine bir sinyal gönderir. Eğer alıcı sinyali algılamazsa (iletim ve dağıtım sistemleri arasındaki kesicilerin açılması nedeni ile oluşur), bir ADMÇ durumu vardır [99]. Şekil 3.19, bu yönteme ilişkin genel yapıyı göstermektedir. Bu yapı, çoklu DG sistemlerinde de etkin bir şekilde kullanılabilmektedir.



Şekil 3.19. PLCC yöntemi genel yapısı

b) SCADA Yöntemi (Transfer Trip Yöntemi):

Bu yöntemdeki temel düşünce, bir dağıtım sisteminde ADMÇ'ye neden olabilecek tüm kesici ve ayırıcıları görüntülemektir. Bu amaçla SCADA sistemleri kullanılmaktadır [100]. Bu yöntem, şebeke ile DG'ler arasında çok iyi bir etkileşim gerektirir ve bu durum da hem şebeke hem de DG sahipleri için maliyetleri arttırır.

3.5. ADMÇ Yöntemlerinin Karşılaştırılması

ADMÇ tespit yöntemleri, yerel ve uzaktan izleme yöntemleri olarak iki ana başlık altında incelenmiştir. Yerel teknikler de kendi arasında, pasif, aktif ve hibrit yöntemler olarak üçe ayrılmaktadır.

Pasif yöntemler, ekonomik ve pratik olması nedeni ile şebeke bağlantılı DG için gereklidir. Ayrıca pasif yöntemler, güç kalitesi üzerinde bozulmaya neden olmaz ve kolayca uygulanabilirler. Pasif yöntemlerin en önemli sorunu, NDZ'nin yüksek olması ve eşik değerlerinin belirlenmesindeki güçlüklerdir. Bunun yanında, pasif yöntemler, tüm yük şartları altında (özellikle dengeli yük-kaynak durumunda) garantili bir çalışma vermezler. Aktif yöntemler, pasif yöntemlerdeki yüksek NDZ'yi azaltmak için geliştirilmişlerdir ve yüksek kalite faktörlü yükler dışında çok küçük NDZ'ye sahiptirler. Aktif yöntemlerin arkasında UFP/OFP ve UVP/OVP yöntemleri işletildiği için sistemin kararlılığını bozmaktadırlar. Bu nedenle aktif yöntemler sistem kararlılığını ve güç kalitesini bozabilirler. Bu sorun, aynı DG'ye birden fazla inverter bağlandığında daha büyük olmaktadır.

İletişime dayalı yöntemler en mükemmel performansa sahip olmasına rağmen, şebeke tarafında ek iletişim aygıtları ve sensörleri gerektiğinden sistem ve işletme maliyetleri aşırı yüksektir. Bu nedenle, bu yöntemler, güç kalitesi ve kararlılığın sistem maliyeti yerine tercih edildiği genellikle büyük güçlü sistemlerde kullanılırlar. Bunun yerine NDZ'nin küçük, güç kalitesinin iyi ve daha ucuz maliyeti olan hibrit yöntemleri kullanmak daha objektif bir yaklaşım olabilir. Ancak hibrit sistemler günümüzde halen Japonya dışında başka bir yerde gerçek sistemlerde kullanılmamaktadır [31].

ADMÇ yöntemlerine ilişkin avantajlar, dezavantajlar, örnekler ve sınırlamalar Tablo 3.3'te özetlenmiştir. Literatür çalışmasında incelenen ADMÇ yöntemlerinin çoğunun halen öneri seviyesinde olduğu görülmektedir. Araştırmalar geliştirildikçe, gerçek sistem uygulamaları da geniş şekilde yer alabilecektir. Buradan hareketle, tüm çalışma koşulları altında, bütün sistemlerde güvenilir bir şekilde çalışacak, özel bir ADMÇ tespit yönteminin

olmadığı görülmektedir. ADMÇ yönteminin seçimi, DG'nin tipine ve sistem karakteristiklerine bağlı olarak değişmektedir. Bu nedenle genel amaçlı ve uygulamada kolayca gerçekleştirilebilecek yeni ADMÇ tespit yöntemlerine ihtiyaç bulunmaktadır.

Tablo 3.3. ADMÇ tespit yöntemlerinin karşılaştırılması [31]

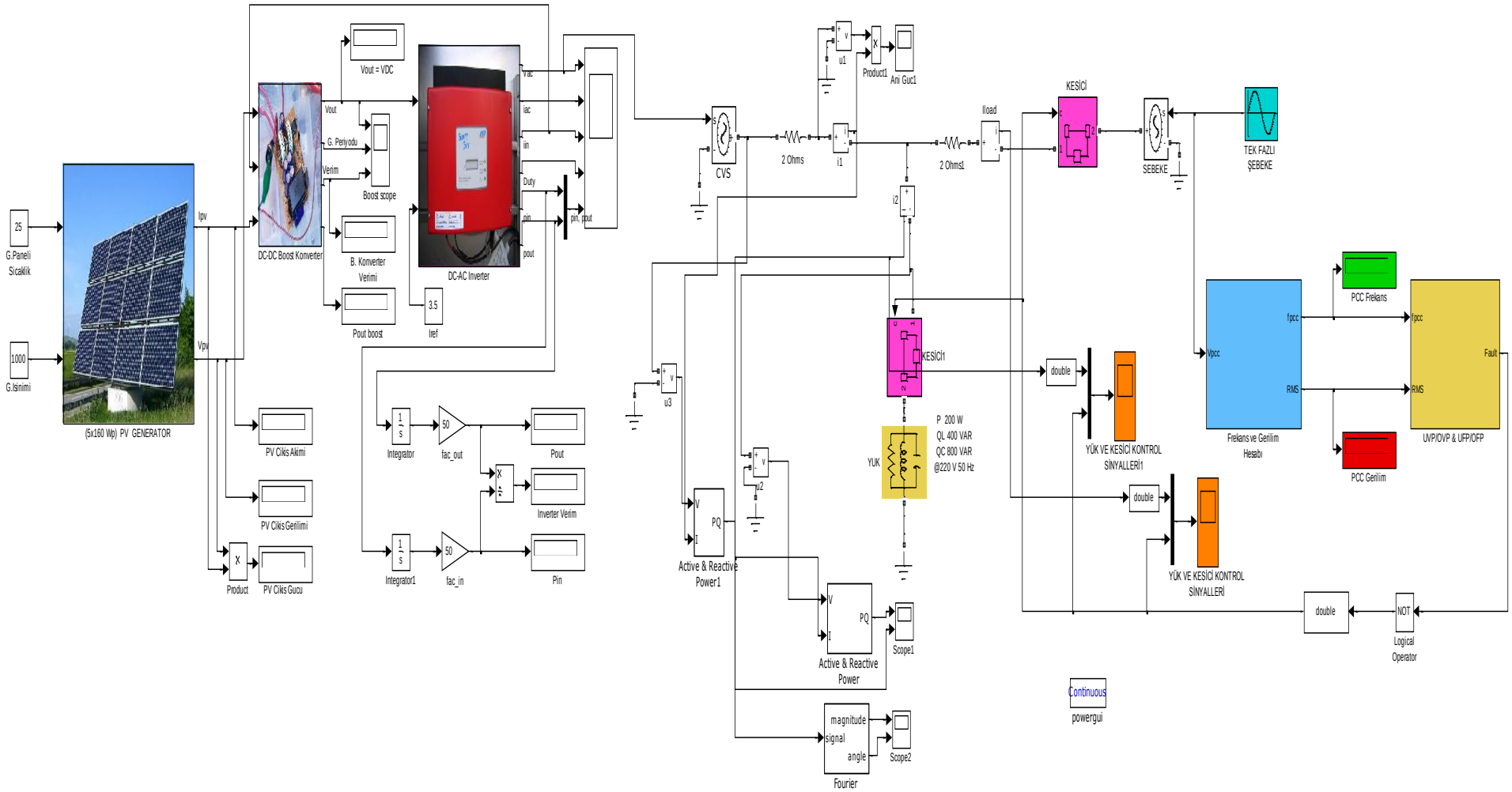
Karakteristik	Yerel Yöntemler			Uzaktan İzleme Yöntemleri	
	Pasif	**Aktif**	**Hibrit**	**Şebeke**	**İletişim**
Çalışma Prensibi	PCC'deki lokal gerilim, akım, frekans ve harmoniğin algılanarak görüntülenmesi	Frekans/gerilim limit değerlerinde DG'den çalışma noktasında doğru bir arıza sinyalinin eklenmesi	Pasif ve aktif yöntemlerin bir kombinasyonu.	PCC'deki empedansın değiştirilmesi esasına dayanır.	İletişim ekipmanlarının şebeke ve DG arasına yerleştirilmesi.
NDZ	Büyük	Küçük	Küçük	Yok	Yok
Cevap Süresi	Kısa	Pasif yöntemden daha kısa	Aktif yöntemden daha uzun	Hızlı	Daha Hızlı
Çalışma Hatası	Şebeke ve yük arasındaki güç farkı küçük olduğunda, uygun eşik değeri seçilemediğinde var.	Yüksek kalite faktöründe mümkün	Sadece aktif ve pasif yöntem kullanımından daha küçük	Fazın minimum değişiminin dışında bir empedans değeri var ise mümkün	Ferro-rezonans oluştuğunda imkansız
Dağıtım Sistemi Üzerine Etkisi	Yok	Güç sistemi üzerinde doğrudan etkilidir.	Aktif yöntemden daha küçük	Yok	Yok
Sistem Maliyeti	Düşük(Minimum donanım)	Orta (Ek devre ve cihazlara ihtiyaç duyuluyor)	Yüksek	Çok Yüksek	Aşırı Yüksek
Verimlilik	Kaynağın durumuna ve tüketime bağlıdır.	Verimli	Çok Verimli	Çok Verimli	En Verimli
Çoklu DG Çalışma Durumu	Mümkün	Mümkün Değil	Mümkün	Mümkün	Mümkün
Birden Fazla İnverter Bağlanması	Yok	Evet	Evet	Yok	Yok
Güç Kalitesine Etkisi	Bozulma yok	Güç kalitesini azaltır. Sistemin geçici hal cevabını, gerilim kararlılığını vb. etkilemektedir.	Güç kalitesini azaltır. Ancak aktif yöntemden daha az etkilidir.	Bozulma yok	Bozulma yok

3.6. ADMÇ'ye Yönelik Olarak Geliştirilen Simülasyon Modeli

Bölüm 2'de detaylı olarak anlatılan şebeke bağlantılı PV sistemin Matlab Simulink ortamında geliştirilen modeli, ADMÇ'nin tespiti için yapılan simülasyon çalışmalarına da altyapı oluşturmaktadır. Şebeke bağlantılı PV sistemlerde ADMÇ'ye yönelik geliştirilen simülasyon modeli, Şekil 3.20'de gösterilmiştir. Burada PV sistemin şebeke ile olan etkileşimi göz önüne alınarak gerilime ve frekansa bağlı olarak çalışan bir kontrol gerçekleştirilmiştir.

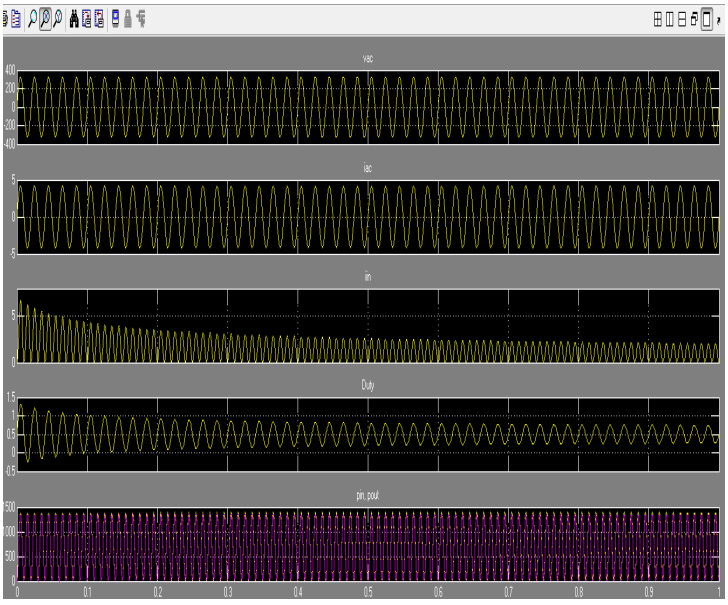
Şekil 3.20'de görülen ADMÇ kontrol yapısı, frekans ve gerilim hesabı bloğu ile alt ve üst gerilim-frekans bloklarından oluşmaktadır. Sistemde öncelikle PCC noktasının frekansı ve RMS gerilim değeri hesaplanmaktadır. Daha sonra bu bloktan elde edilen değerler, alt ve üst gerilim-frekans bloğuna gelmektedir. Burada, belirlenen alt ve üst gerilim&frekans eşik değerlerine göre, sistemdeki kesicilere kontrol sinyali gönderilmektedir.

Geliştirilen model ile PV taraftan elde edilen DC gerilim, yükseltici DC/DC konverterden geçmekte ve inverter tarafından DC/AC dönüşüm sağlanmaktadır. İnverter çıkışı ise şebekeye bağlanmıştır.



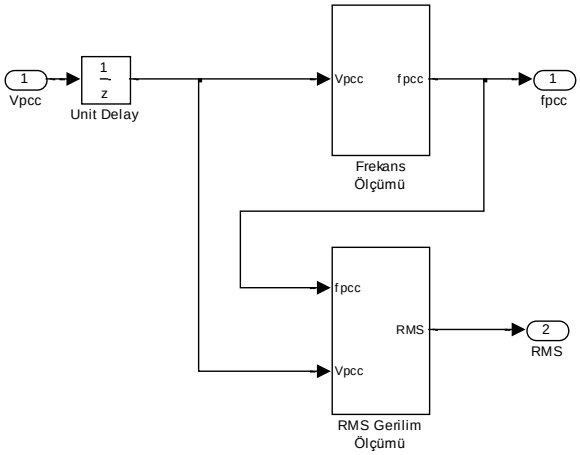
Şekil 3.20. Şebeke bağlantılı PV sistemde ADMÇ'ye yönelik geliştirilen kontrol sistemi modeli

PV inverter çıkışından elde edilen dalga şekilleri ise Şekil 3.21'de gösterilmiştir. Şekil 3.21'de sırasıyla inverter çıkış gerilimi, inverter çıkış akımı, giriş akımı, konverter görev periyodu, inverter giriş ve çıkış güçleri verilmiştir.



Şekil 3.21. PV inverter çıkışından elde edilen dalga şekilleri

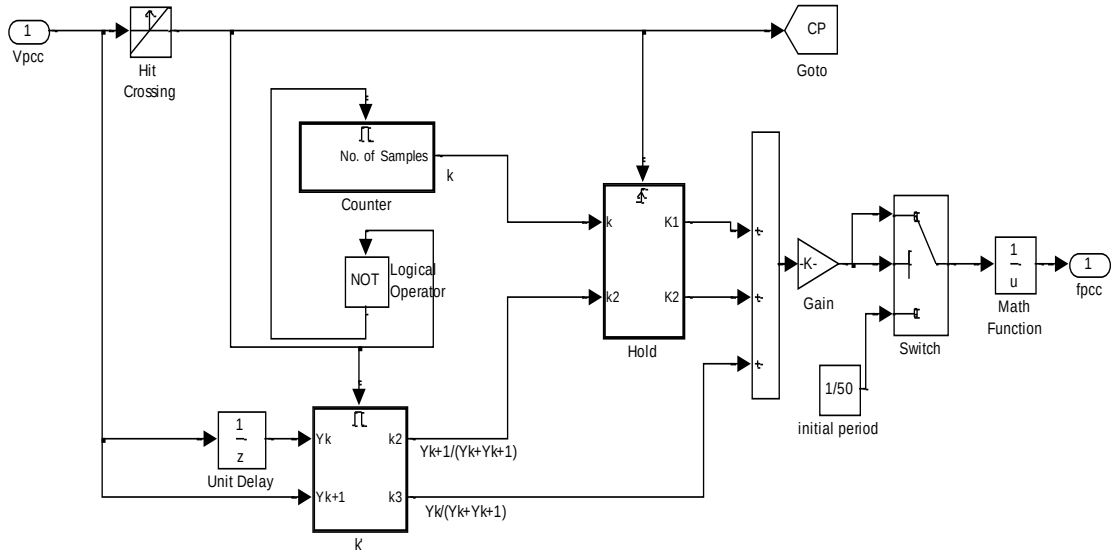
Şekil 3.22, ADMÇ kontrol bloğunda yer alan frekans ve gerilim hesabı yapan bloğun iç yapısını göstermektedir. Burada PCC noktasına ilişkin frekans ve gerilim değerlerinin hesabı gerçekleştirilmektedir. Elde edilen bu değerler, diğer bloklar tarafından kullanılmaktadır.



Şekil 3.22. Frekans ve gerilim hesabı bloğu

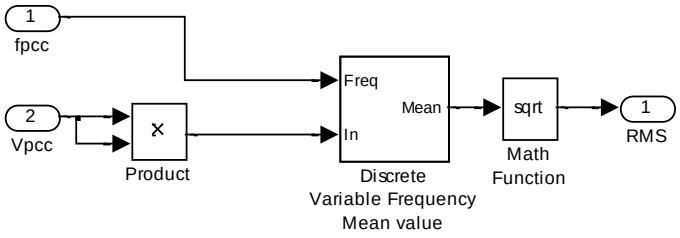
Frekans hesabında, sistemdeki sinyalin bir önceki ve bir sonraki örnekleri karşılaştırılmaktadır. Bu sayede sinyalin toplam örnekleme sayısı hesap edilerek, her bir örnek için kullanılan süre ile çarpılmaktadır. Buradan sinyalin periyodu elde edilmekte ve

periyodun tersi alınarak frekans değeri hesaplanmaktadır. Şekil 3.23, frekans hesabı bloğunun iç yapısını göstermektedir.



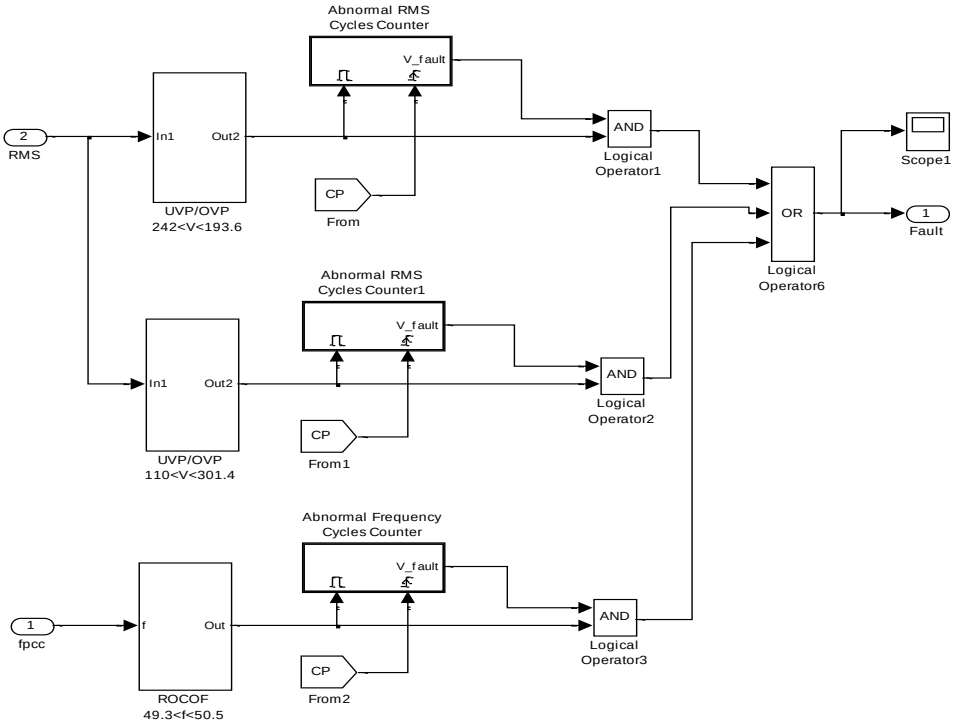
Şekil 3.23. Frekans hesabı bloğu iç yapısı

ADMÇ tespitinde, gerilim eşik değerleri RMS değer olarak hesaplanmaktadır. Bu nedenle, sistemde PCC noktasının RMS değerinin hesaplanmasına da ihtiyaç vardır. Şekil 3.24'te, RMS gerilim değerinin hesabının yapıldığı bloğun iç yapısı gösterilmektedir. Burada hesaplanan frekans ve PCC noktası gerilimi girişe uygulanmakta, çıkışta ise sinyalin RMS değeri elde edilmektedir.



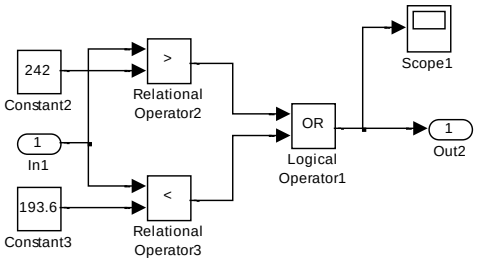
Şekil 3.24. RMS gerilim hesabı bloğunun iç yapısı

Frekans ve gerilim değerlerinin elde edilmesinden sonra, ADMÇ tespiti için bu değerlerin belirlenen gerilim ve frekans değerlerinin arasında olup olmadığı denetlenmektedir. Bu amaçla Şekil 3.25'te gösterilen alt ve üst gerilim-frekans kontrol bloğu kullanılmaktadır. Bu blok, kendisine gelen frekans ve gerilim değerlerinin belirlenen aralıkta olup olmadığını denetlemektedir.



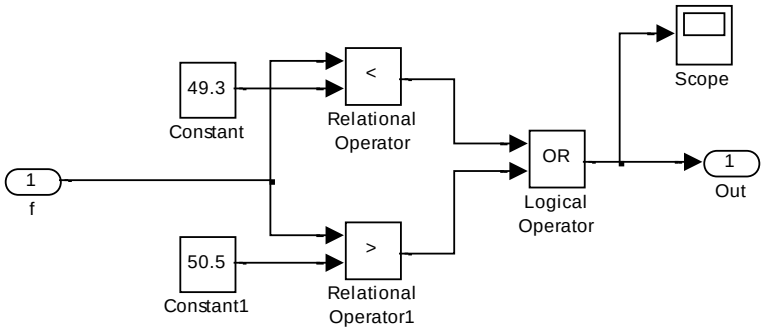
Şekil 3.25. Alt ve üst gerilim-frekans bloğu iç yapısı

Alt ve üst gerilim değerleri, bu kısımda belirlenmektedir. PCC gerilimi 193.6 V ile 242 V arasında ise IEEE 929-2000 standartlarına göre normal çalışma gerilimi olarak kabul edilmektedir. Bu değerlerin üzerindeki gerilimlerde arka arkaya 120 periyot boyunca bu sinyalin tekrar etmesi beklenmektedir. Simülasyonda bu şart, çalışmanın daha açık bir şekilde görülebilmesi için 12 periyot ile sınırlandırılmıştır. Eğer bu şart sağlanırsa, kesici kontrol sinyali olarak 0 değeri gönderilmekte ve ADMÇ tespit edilmektedir. Şekil 3.26'da bu bloğun ayrıntıları gösterilmiştir.



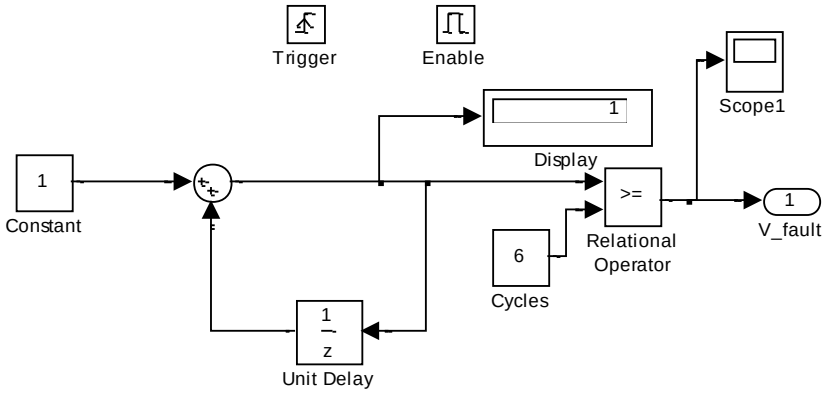
Şekil 3.26. Gerilim eşik değerlerinin belirlenmesi

Benzer şekilde frekans değerinin de belirlenen sınırlar içerisinde kalıp kalmadığı kontrol edilmektedir. Frekans, 49.3 Hz ile 50.5 Hz arasında ise normal çalışma olarak kabul edilmektedir. Bu değerlerin aşılması durumunda, ADMÇ durumu algılanarak ilgili kesiciye kontrol sinyali gönderilmektedir. Şekil 3.27, frekans sınırlarının belirlendiği bloğun iç yapısını göstermektedir.



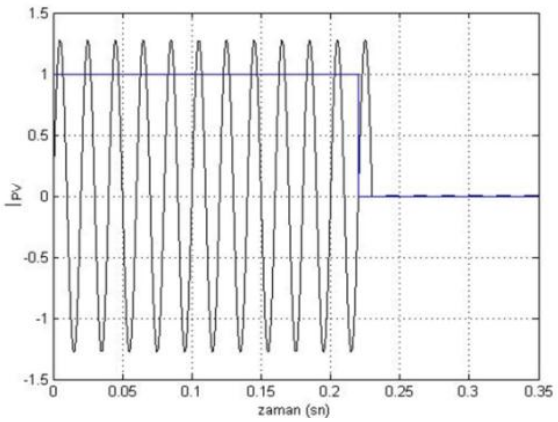
Şekil 3.27. Frekans sınır değerlerinin belirlenmesi

Frekans sınır değerlerinin aşılması durumunda, Şekil 3.28'de iç yapısı gösterilen frekans sayma bloğu çalışmakta ve IEEE 929-2000 standartlarına göre ard arda 6 periyot boyunca farklı frekanslı sinyalin gelmesi durumu sayılmaktadır. Eğer bu durum gerçekleşirse, kesici kontrol sinyali olarak 0 gönderilerek ilgili kesicinin açması sağlanacaktır.



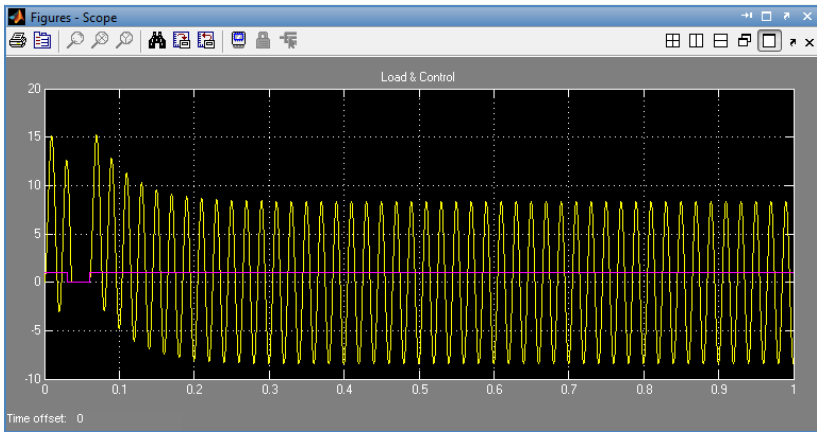
Şekil 3.28. Frekans değerinin 6 periyot boyunca sayılması

Şekil 3.29'da, şebeke bağlantılı PV sistemin inverter çıkışına bağlı olan kesicinin açılması sonucunda elde edilen, kesici kontrol sinyali ve kesici akımı dalga şekilleri görülmektedir. Kesici, belirlenen gerilim ve frekans limitlerinin dışına çıkıldığında devreyi açmaktadır.



Şekil 3.29. PV inverter çıkışındaki kesici akımı ve kesici kontrol sinyali

Şekil 3.30, indüktif bir yük durumunda kesicinin kısa bir süre için açılması ve tekrar kapanması sonucunda elde edilen kesici akımı ve kesici kontrol sinyali dalga şeklini göstermektedir. Yük indüktif olduğundan, kesicinin açması ve tekrar kapanması durumunda akımın arttığı gözlenmektedir.

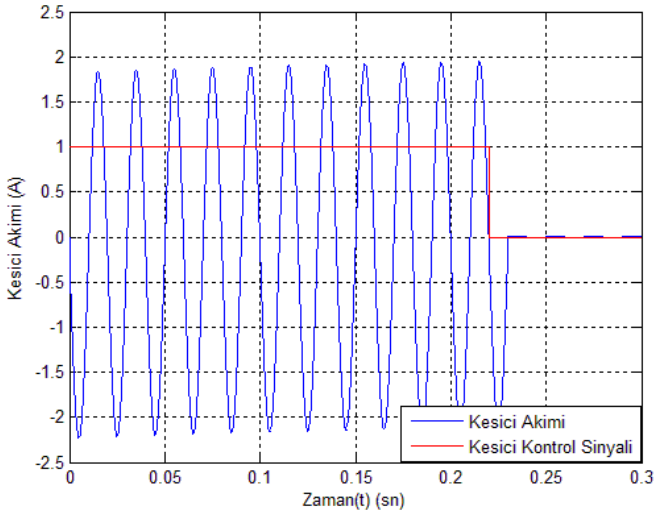


Şekil 3.30. İndüktif bir yük durumunda kesici akımı ve kontrol sinyalinin değişimi

Gerilim değerinin 110 V'un altında olması ya da 300 V'un üzerinde olması durumunda, kesicinin 12 periyot yerine daha kısa sürede inverteri devre dışı bırakması gerekmektedir. Bu nedenle, gerilim değerinin 110 V'un altında olması ya da 300 V'un üzerinde olması durumunda, kesicinin 2 periyot bekledikten sonra açması için gerekli düzenleme yapılmıştır. Böylece kesici sadece 2 periyot sonunda inverteri devre dışı bırakacaktır.

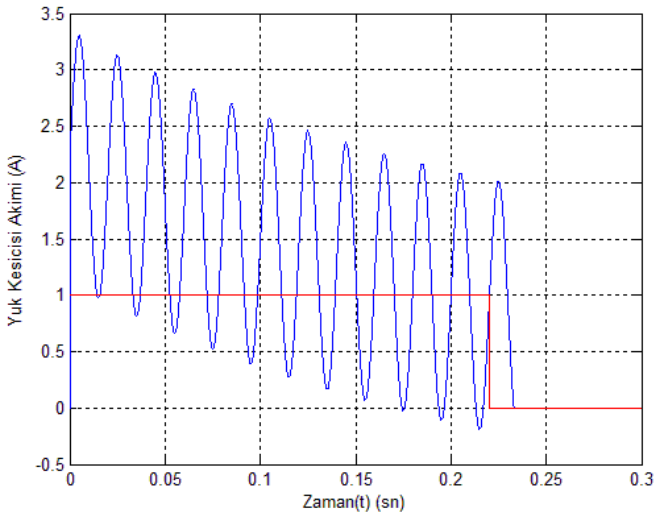
3.7. Simülasyon Modelinin Sonuçları

ADMÇ'ye yönelik geliştirilen modelden elde edilen simülasyon sonuçları, Şekil 3.31 ile Şekil 3.34 arasında gösterilmiştir. Burada farklı yük ve şebeke durumları altında, ADMÇ'nin tespiti için geliştirilen modelden elde edilen simülasyon sonuçları yer almaktadır. Şekil 3.31, sistemde rezistif bir yük bağlı olduğu durumda şebeke geriliminin 270 V'a yükselmesi sonucu kesicinin devreyi açmasını göstermektedir.



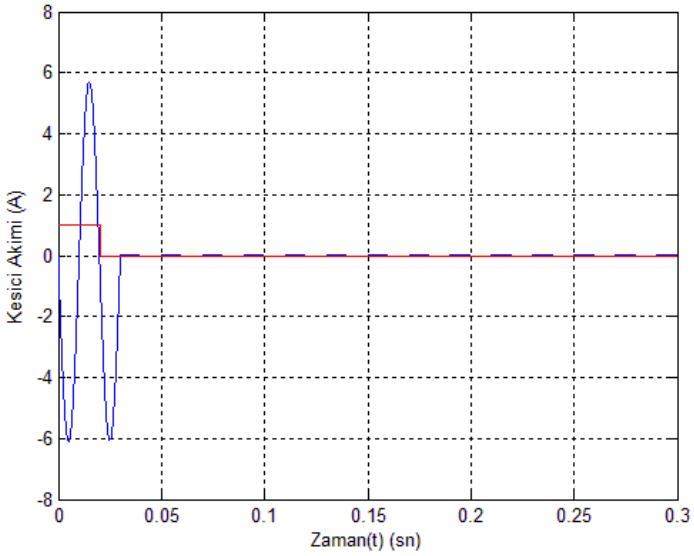
Şekil 3.31. P=200 W, Vac=270 V RMS için simülasyon sonuçları

Şekil 3.32, yükün indüktif bir yük olması durumunda kesicinin değişimini göstermektedir. Sistemde omik-indüktif bir yük var iken gerilim 270 V'ye yükseltilmiştir. Bunun sonucunda Şekil 3.31'de gösterilen akım dalga şekli elde edilmiştir.



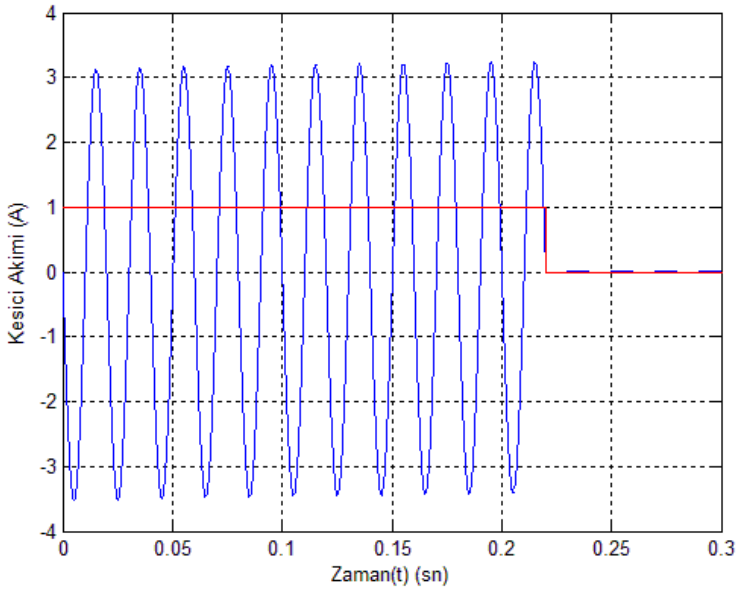
Şekil 3.32. Q_L=400 VAR, P=200 W, Vac=270 V RMS için simülasyon sonuçları

Geliştirilen modelde, şebeke RMS geriliminin 300 V'un üzerine çıkması durumunda şebeke kesicisinin 2 periyot içerisinde kesiciyi açması beklenmektedir. Şekil 3.33, sisteme rezistif bir yük bağlı iken şebeke geriliminin 300 V'un üzerine çıkması durumunda, kesici akımı ve kesici kontrol sinyalinin değişimlerini göstermektedir.



Şekil 3.33. P=200 W, Vac=310 V RMS için simülasyon sonuçları

Sistemde omik-kapasitif bir yük bağlı iken şebeke geriliminin 270 V'a yükselmesi sonucunda, kesici akımı ve kesici kontrol sinyalinin değişimleri ise Şekil 3.34'te gösterilmiştir.

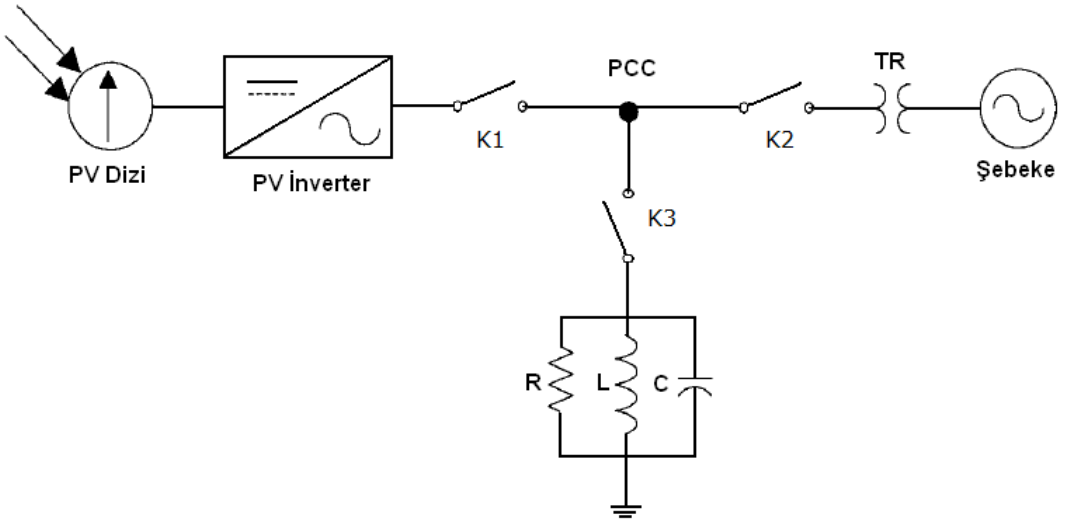


Şekil 3.34. Q_C=400 VAR, P=200 W, Vac=270 V RMS için simülasyon sonuçları

4. ŞEBEKE BAĞLANTILI PV SİSTEMİN GERÇEKLEŞTİRİLMESİ

4.1. Şebeke Bağlantılı PV Sistemin Oluşturulması

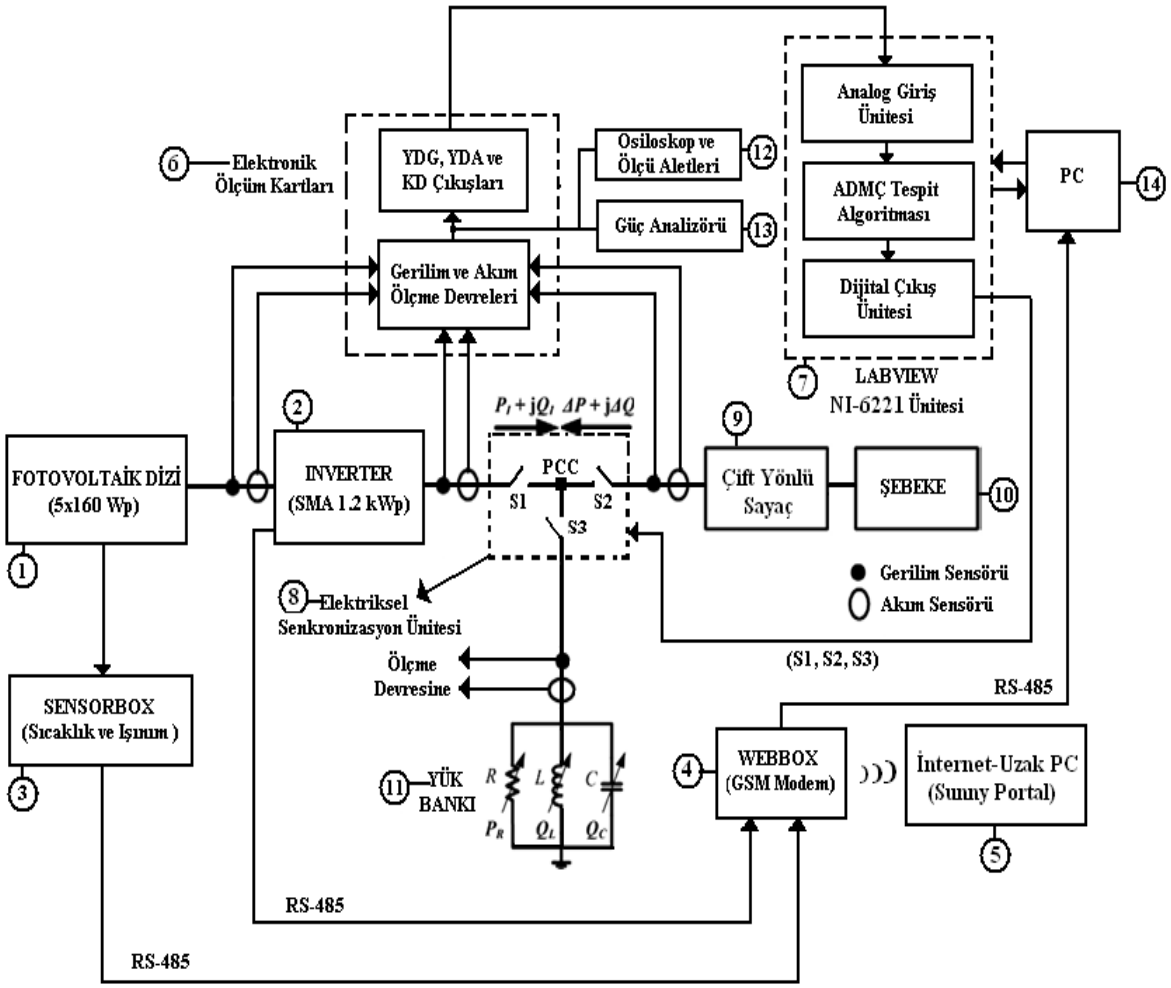
ADMÇ'nin tespiti için, temel bileşenleri Şekil 4.1'de gösterilen şebeke bağlantılı PV sistem yapısı önerilmiştir. Şebeke bağlantılı PV sistemin inverter, şebeke ve yük taraflarına Şekil 4.1'de gösterildiği gibi K1, K2 ve K3 kesicileri yerleştirilmiştir. Tasarlanan şebeke bağlantılı PV sistemin laboratuvar ortamında gerçekleştirilmesinde bu temel yapı kullanılmıştır. Tasarlanan sistemin genel şebeke bağlantılı PV sistem yapısından farkı, sadece PCC noktasının takip edilmesi yerine, inverter, şebeke ve yük tarafının aynı anda takip edilebildiği bir yapıya sahip olmasıdır.



Şekil 4.1. Tasarlanan şebeke bağlantılı PV sistemin genel yapısı

Şekil 4.1'de gösterilen temel yapı kullanılarak, ADMÇ'nin tespitine yönelik olarak laboratuvar ortamında şebeke bağlantılı PV sistemin detaylı tasarımı gerçekleştirilmiştir. Öncelikle 5 adet 160 Wp gücündeki PV paneller birbiri ile seri bağlanarak, PV dizi elde edilmiştir. Daha sonra PV inverter, elektriksel senkronizasyon ünitesi, elektronik ölçüm kartları, çift yönlü elektrik sayacı, webbox ve sensorbox ünitelerinin bağlantıları gerçekleştirilmiştir. Şebeke bağlantılı PV sistemin tasarımından sonra, ADMÇ için geliştirilen elektronik ölçüm kartları ve Labview sinyal işleme ünitesi kullanılarak kontrol sistemi altyapısı oluşturulmuştur. Laboratuvar ortamında ADMÇ'ye yönelik olarak gerçekleştirilen şebeke bağlantılı PV sistemin genel yapısı Şekil 4.2'de gösterilmiştir.

Bu bölümde, ADMÇ'ye yönelik olarak, laboratuvar ortamında oluşturulan ve detayları Şekil 4.2'de gösterilen prototip şebeke bağlantılı PV sistemin detayları anlatılmıştır.



Şekil 4.2. Laboratuvar ortamında ADMÇ'ye yönelik oluşturulan şebeke bağlantılı PV sistemin genel yapısı

4.1.1. Fotovoltaik Dizi

Her biri 160 Wp güce sahip 5 adet DPS-160 güneş paneli seri bağlanarak PV dizi oluşturulmuştur. PV dizi, demonte olarak imal edilmiş alüminyum profillerin birleştirilmesi ile elde edilen taşıyıcı sistem üzerine yerleştirilmiştir. Şekil 4.3'te bu yapı gösterilmiştir. PV dizi çıkışından elde edilen DC gerilim, PV inverter girişine uygulanmıştır. Burada kullanılan güneş panellerinin her birinin kısa devre akımı 5 A ve açık devre gerilimi 43.3 V'tur. Güneş panelleri ve panellerin kurulu olduğu taşıyıcı sistem, Fırat Üniversitesi, Elektrik-Elektronik Müh. Bölümü, Mikroişlemciler Laboratuvarında tesis edilmiştir.



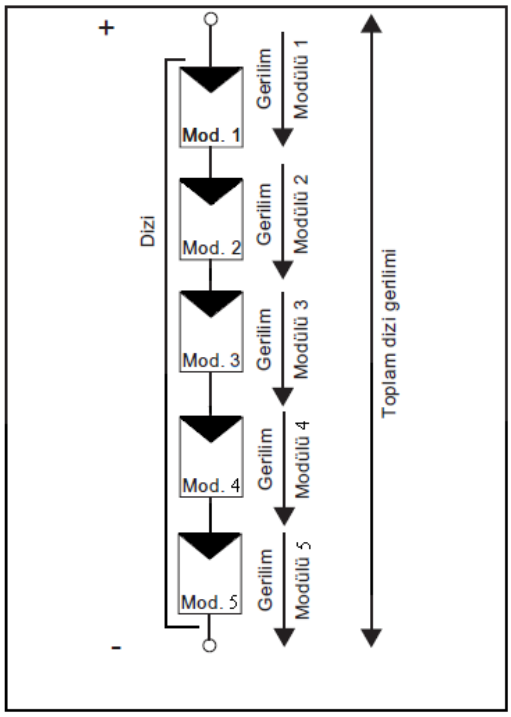
Şekil 4.3. Mevcut taşıyıcı sistem ve her biri 160 Wp güce sahip güneş panellerinden oluşan PV dizi

PV diziyi oluşturan güneş panelleri seri bağlı olduğundan, PV diziden elde edilebilecek maksimum akım 4.98 A ve maksimum gerilim de 216.5 V olmaktadır. PV inverter giriş gerilimi 100-400 V DC olduğundan, uygulanan gerilim değeri belirtilen aralıkta uygun bir değere sahiptir. Tablo 4.1, PV diziyi oluşturan DPS-160 güneş panellerine ilişkin elektriksel özellikleri göstermektedir. Kullanılan güneş panelleri mono kristal yapıda olup, MPP noktasında üreteceği maksimum güç ise 160 W olmaktadır

Tablo 4.1. DPS-160 güneş paneli elektriksel özellikleri

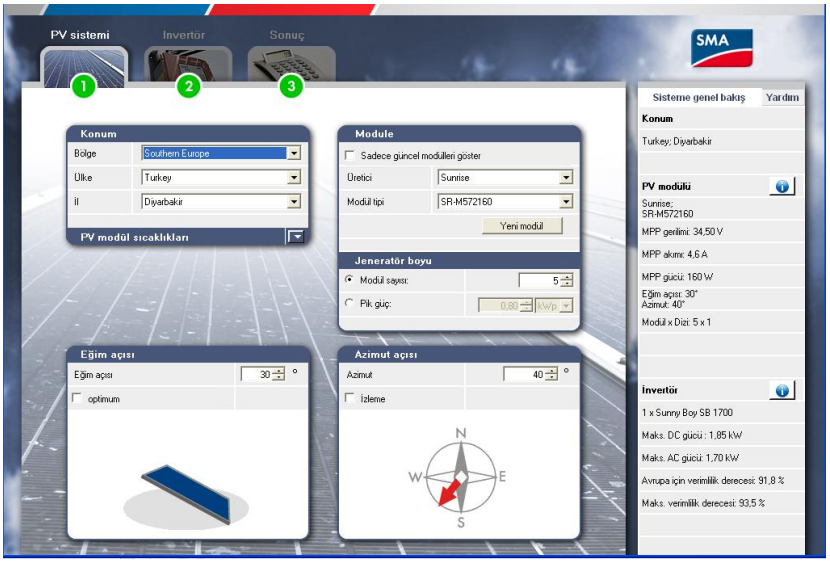
Max. Güç	*(Pmax)*	160W
Max Güç Noktasındaki Gerilim Değeri	*(Vmpp)*	35.2 V
Max Güç Noktasındaki Akım Değeri	*(Impp)*	4.44 A
Açık Devre Gerilimi	*(Voc)*	43.3 V
Kısa Devre Akımı	*(Isc)*	4.98 A
Akımın Sıcaklık Ka.tsayısı	(α)	0.038
Gerilimin Sıcaklık Katsayısı	(β)	-0.35
Seri Bağlı Hücre Sayısı	(N_{sc})	9
Paralel Bağlı Kol Sayısı	(N_{pc})	4
Güneş Pili Yapısı	*Mono-Crystalline Silicon*	

Şekil 4.4'te, PV diziyi oluşturan güneş panellerinin bağlantı şekli gösterilmiştir. Güneş panellerinin her birinine ait + ve – uçları birleştirilerek, 1. panelin + ucu ile 5. panelin – ucu, inverterin DC giriş ucuna taşınmıştır. Güneş panellerinin birbirine bağlantısında dişi ve erkek kablolu soketler kullanılarak, PV dizinin bağlantısına modüler bir yapı kazandırılmıştır.



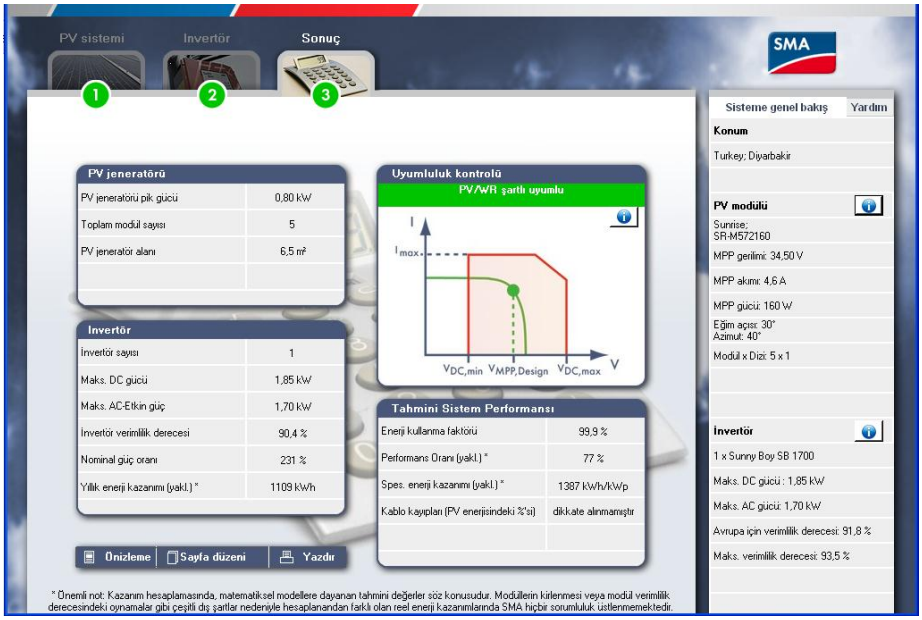
Şekil 4.4. PV diziyi oluşturan güneş panellerinin bağlantı şekli

Seçilen PV panellerin ve oluşturulan PV dizinin, seçilen inverter ile uyumunu tespit etmek amacı ile Sunny Design programı kullanılmıştır. Şekil 4.5'te gösterilen programın ilk kısmında PV sisteme ilişkin bilgiler girilmekte ve PV sistemin bulunduğu bölge seçilmektedir. Güneş paneli olarak DPS-160 güneş paneli karakteristiklerine en yakın olan 160 Wp'lik güce sahip standart paneller seçilerek, PV diziyi oluşturan panel sayısı girilmiştir. Ayrıca panellerin açıları ve azimut açıları da programa girilmiştir.



Şekil 4.5. Sunny Design programında PV sistem bilgilerinin girilmesi

PV sistem tasarımına ilişkin seçilen değerler ışığında, PV sistem tasarımına ilişkin genel değerlendirme sonucu Şekil 4.6'da gösterilmiştir. Seçilen PV paneller ve oluşturulan PV dizinin uygun olduğu, elde edilen sonuçlardan görülebilmektedir.



Şekil 4.6. PV sistem tasarımına ilişkin genel değerlendirme sonucu

PV sisteme ilişkin tasarımın uygunluğu Sunny Design programı ile denetlenmiştir. PV dizinin laboratuvar ortamında gerçekleştirilmesinin ardından, Şekil 4.2'de blok diyagramı verilen sistemde yer alan diğer elemanların bağlantıları gerçekleştirilmiştir. Şekil 4.7'de, ADMÇ için geliştirilen deneysel sistemin genel görüntüsü verilmiştir. Geliştirilen deneysel sistemi oluşturan PV inverter, webbox, sensorbox, elektronik ölçme kartları, çift yönlü sayaç, Labview ünitesi gibi birimlerin her birinin nasıl gerçekleştirildiği ve çalışmaları hakkındaki bilgiler ise bölümün ilerleyen kısımlarında detaylı olarak açıklanmıştır.



Şekil 4.7. ADMÇ'ye yönelik olarak geliştirilen prototip sistemin genel görünümü

4.1.2. PV İnverter

PV sisteme ilişkin bilgilerin girilmesi ve güneş panelleri ile PV dizinin seçilmesinin ardından, PV dizi çıkış gücüne en uygun PV inverterin seçilmesi işlemi gerçekleştirilmiştir. Yaklaşık 800 Wp güce sahip PV dizi için, 1200 W güce sahip bir inverter seçilmiştir. Şekil 4.8'de gösterilen seçim kriterlerine göre, PV dizi ile inverterin uyumlu olduğu görülmüştür.



Şekil 4.8. Sunny Design programında PV inverterin seçimi

PV dizi ve PV inverterin seçimi sonrasında, DC tarafta ve AC tarafta kullanılacak kabloların kesitleri programda hesaplanmıştır. Kablolar nedeni ile kaybolan toplam güç, gerilim düşümü ve kablo dirençleri de bu kısımda hesaplanabilmektedir. Program ara yüzü Şekil 4.9'da gösterilmiştir.



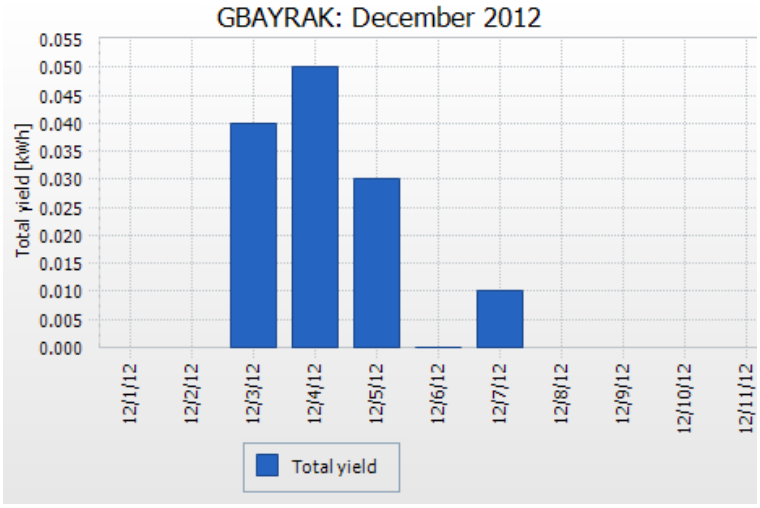
Şekil 4.9. PV Sisteme ilişkin kablo kesitlerinin seçimi

Şekil 4.8'de gösterilen inverter seçim kriterlerine göre, önerilen yöntemin gerçekleştirilebilmesi için gerekli olan şebeke bağlantılı PV inverter, SMA marka, SB-1200 model seçilmiştir. Şekil 4.10'da şebeke bağlantılı PV sistemde kullanılan inverter görülmektedir. Bu inverterin maksimum gücü 1.2 kW olup, iki adet string bağlantıyı sağlayabilmektedir. MPPT özelliğine de sahip olan şebeke bağlantılı inverterin, minimum DC giriş gerilimi 100 V, maksimum DC giriş gerilimi ise 400 V'dir.



Şekil 4.10. Şebeke bağlantılı PV sistemde kullanılan SB-1200 inverter

Şebeke bağlantılı PV sistemin gerçekleştirilmesi sonucunda, PV inverterin bir yüke bağlanarak çalıştırılması neticesinde inverter çıkışından elde edilen gücün değişimi, webbox ünitesi üzerinden görüntülenebilmektedir. Şekil 4.11, 2012 yılı Aralık ayının belirli günlerinde yapılan test çalışmalarında, PV sistemde inverter çıkışından elde edilen gücü göstermektedir.



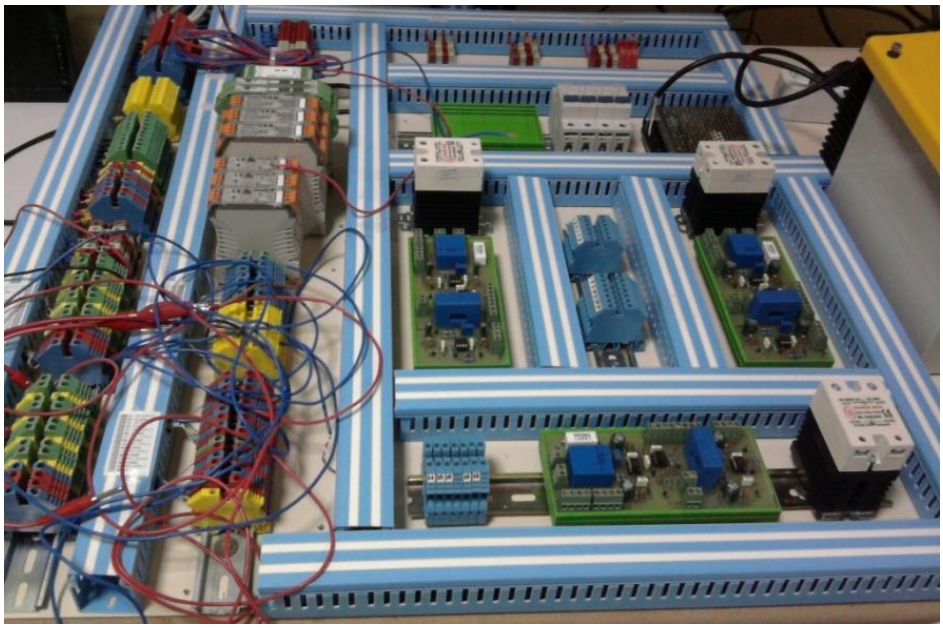
Şekil 4.11. PV inverterin devreye alınması ile elde edilen çıkış gücünün değişimi

4.1.3. Elektriksel Senkronizasyon Ünitesi

PV sistemde inverter, yük ve şebeke arasındaki etkileşimin ve ADMÇ'nin kontrolü için Elektriksel Senkronizasyon Ünitesi (ESÜ) kullanılmıştır. K1, K2 ve K3 kesicilerinden oluşan birim, sistemde ESÜ olarak adlandırılmıştır. ADMÇ'nin tespitinde, PCC noktası ile şebeke arasında yer alan K2 kesicisinin, ADMÇ için belirlenen süreler ışığında anahtarlanması ve PV sistemin şebekeden ayrılması önemlidir. Yapılan mevcut

çalışmalarda, sadece K2 kesicisi ile ilgili kontrollere yer verilmiştir. Önerilen yöntemde, ADMÇ'nin tespitinde K1 ve K3 kesicileri de uygun şekilde anahtarlanmaktadır.

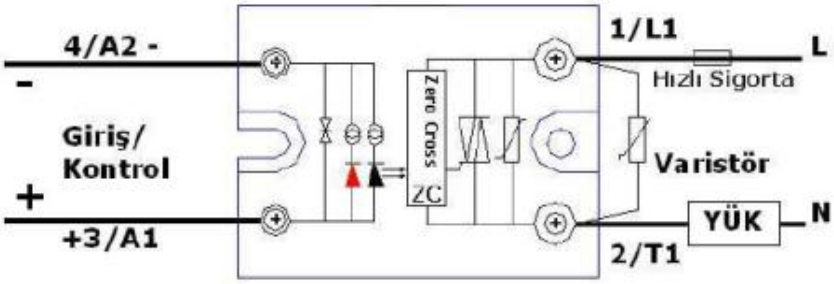
ADMÇ tespit edildiğinde, önce şebeke kesicisi olan K2, daha sonra ise inverter kesicisi olan K1 açarak, inverter, yük ve şebekeyi birbirinden ayırmaktadır. ESÜ'deki kesiciler kullanılarak PV sistemin farklı şebeke koşulları altında çalışması ile ilgili deneyler de gerçekleştirilmiştir. Şekil 4.12'de ESÜ'nün genel görünümü gösterilmiştir.



Şekil 4.12. Elektriksel Senkronizasyon Ünitesi genel görünümü

ESÜ tasarımında, standart AG kesicileri yerine, Solid State Röle (SSR) kullanılmıştır. SSR'ler hem kolay kontrol edilebilmesi, hem de çok kısa sürede anahtarlama yapabilmesi nedeni ile ADMÇ'nin tespitinde kullanılmıştır. Sistemde ADMÇ'nin en kısa sürede tespit edilebilmesi önemli bir konudur. Bu açıdan SSR'lerin kullanımı, uygun ADMÇ yönteminin geliştirilmesi açısından önemlidir.

ESÜ'de, BL-24025D model, tek fazlı 3 adet SSR ünitesi kullanılmıştır. Kullanılan SSR ünitelerinin giriş kontrol gerilimi 3-32 V DC aralığında değişmektedir. Bu kontrol gerilimi, Labview DAQ veri toplama cihazının dijital çıkış portundan SSR röle girişine uygulanmaktadır. DAQ kartının dijital çıkış gerilimi 5 V DC seviyesindedir ve bu gerilim SSR'nin kontrol edilmesi için yeterli bir gerilim seviyesidir. Şekil 4.13'te, ESÜ'de kullanılan SSR ünitelerinin iç yapısı ve bağlantı uçları gösterilmiştir.



Şekil 4.13. ESÜ'de kullanılan SSR ünitelerinin iç yapısı ve bağlantı uçları

Kullanılan SSR'ler, sıfır gerilim anahtarlamalı olup, gerilim yüke kademeli olarak verilmektedir. SSR'lerin 3 ve 4 numaralı uçları giriş kontrol sinyalinin bağlandığı uçlar, 1 ve 2 numaralı uçlar ise yükün bağlandığı uçlardır. SSR'lerin çıkış gerilimi 24-380 V AC aralığında olup, 25 A yük akımına dayanabilmektedirler. Anahtarlama yaptıklarında, açma ve kapamada yaklaşık 3-4 periyot içerisinde devreye girebilmekte ya da çıkabilmektedirler. Şebeke frekansının 50 Hz olduğu düşünülürse, bu durum 60-80 ms civarında bir anahtarlama süresine denk gelmektedir. Bu durum, ADMÇ'nin tespitinin oldukça kısa bir sürede yapılabilmesine de imkan sağlamaktadır. SSR giriş kontrol gerilimi olarak, DAQ kartının çıkışından elde edilen 5 V seviyesindeki dijital sinyaller kullanılmıştır. Yük olarak ta, PV sistemdeki inverter, şebeke ve yükün uçları bağlanmıştır. Böylece ESÜ'yü oluşturan SSR'lerin bağlantıları gerçekleştirilmiştir.

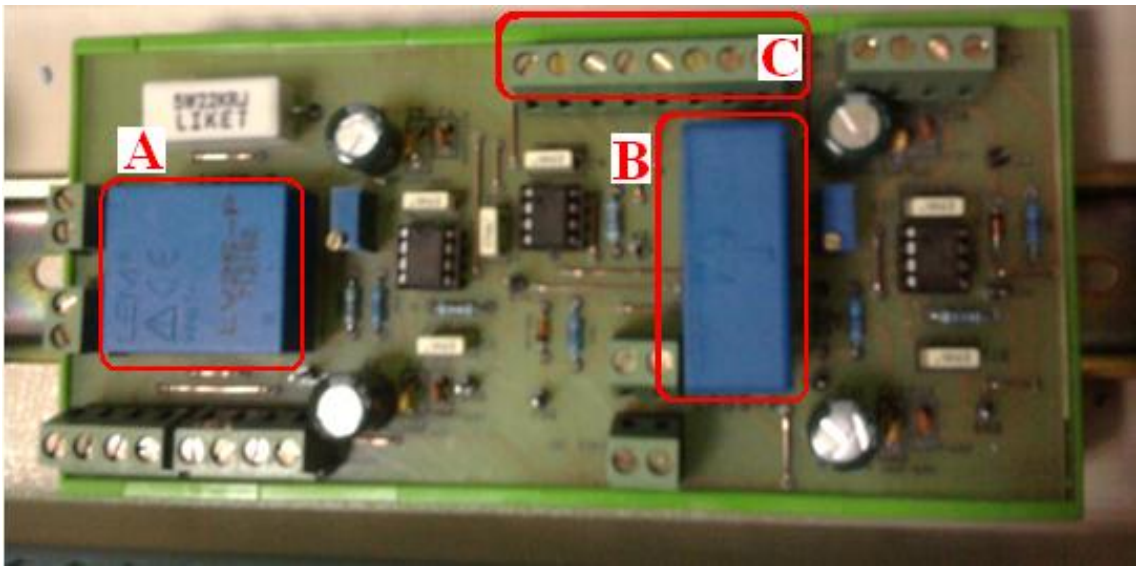
Labview programında dijital çıkış sinyallerinin elde edilerek, SSR'lerin girişine kontrol sinyali olarak uygulanması için, DAQ kartının PFI sinyalleri kullanılmıştır. P0.0, P0.1 ve P0.2 dijital çıkış terminallerinden elde edilen lojik 0 (0.8 V) ve lojik 1 (5 V) sinyalleri, SSR'lerin sürülmesi için kullanılmıştır.

4.1.4. Elektronik Ölçüm Kartları

Şebeke bağlantılı PV sistemde, inverter, şebeke ve yük tarafına ait akım, gerilim ve frekans bilgilerinin alınması ADMÇ yöntemlerinin incelenmesi açısından önemlidir. Bu nedenle, yapılan çalışmada, bu bilgilerin Labview kontrol kartına aktarılabilmesi amacı ile elektronik ölçme kartları geliştirilmiştir.

Sistemde yer alan inverter, şebeke ve yük tarafına ait akım, gerilim ve frekans bilgilerinin alınabildiği 3 adet elektronik ölçüm kartı ile PV dizi çıkışındaki gerilim ve akım bilgisinin alındığı 1 adet elektronik ölçüm kartının tasarımı gerçekleştirilmiştir. Kullanılan elektronik ölçüm kartlarında akım ve gerilim bilgilerinin alınabilmesi için, akım ve gerilim sensörleri kullanılmıştır. Gerilim dönüştürücüsü olarak, ölçme aralığı 0-500 V

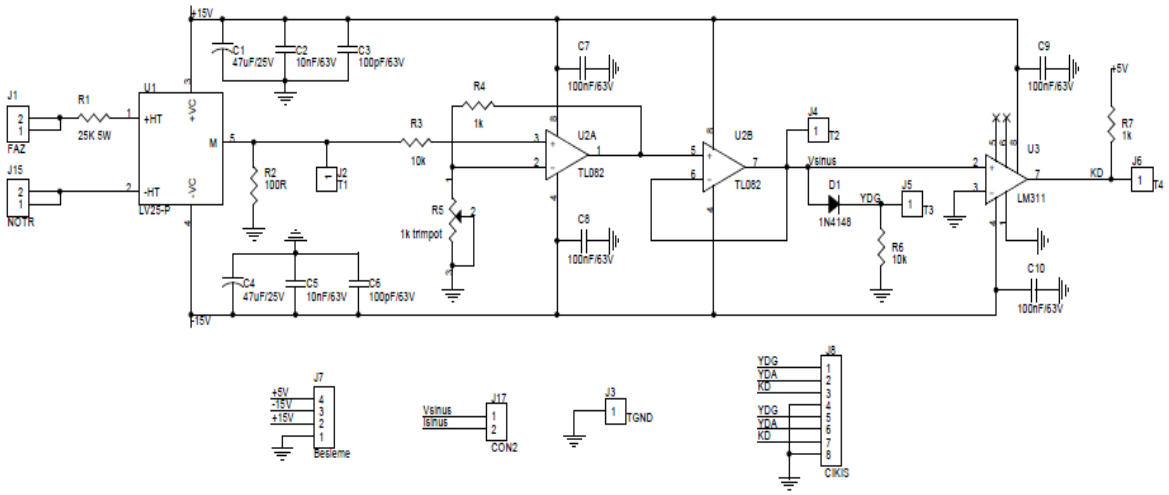
olan LV25-P model gerilim dönüştürücüsü, akım için ise LA 55-P model akım sensörü kullanılmıştır. İnverter, şebeke ve yük tarafına ait akım, gerilim ve frekans bilgilerinin alınabildiği elektronik ölçüm kartı, Şekil 4.14'te gösterilmiştir.



Şekil 4.14. Akım, gerilim ve frekans bilgilerinin elde edildiği PCB kart

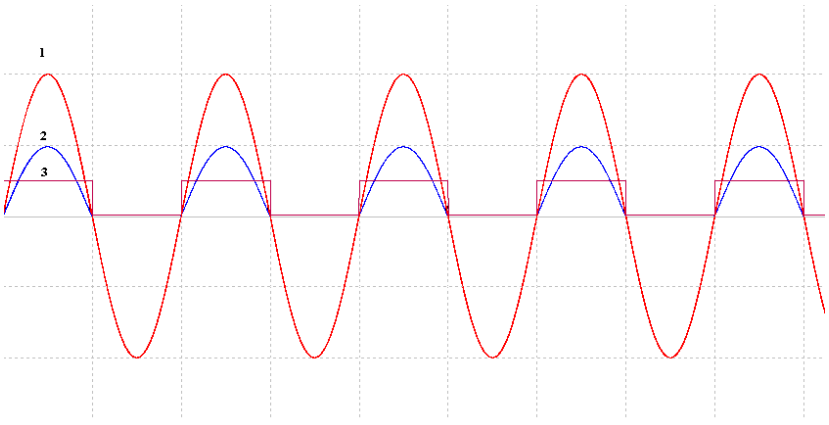
Şekil 4.14'te gösterilen elektronik ölçüm kartında, "A" ile gösterilen bölgede gerilim sensörü, "B" ile gösterilen bölgede akım sensörü ve C ile gösterilen bölgede, Labview ünitesi girişine uygulanacak olan sensör çıkış sinyalleri yer almaktadır. Kartın girişine faz ve nötr uçları bağlanırken, kartın besleme gerilimi için $\pm$ 15 V ve + 5 V DC gerilim üretebilen üç uçlu bir DC güç kaynağı kullanılmıştır.

Elektronik ölçüm kartındaki gerilim ve frekans bilgisinin elde edilmesine ilişkin devre prensip şeması, Şekil 4.15'te gösterilmiştir. Devrenin girişine faz ve nötr uçları ile tek fazlı AC gerilim uygulanmaktadır. Gerilim sensörü ile uygun gerilim seviyesine düşürülen giriş geriliminin genliği, kuvvetlendirme devresine bağlı bulunan ayarlı direnç ile istenilen çıkış gerilim seviyesine ayarlanabilmektedir. Kuvvetlendirici çıkışında elde edilen sinüs işareti, yarım dalga doğrultucu devresi ile doğrultulmaktadır. Burada elde edilen sinyalin tepe değeri, diyot eşik gerilimi kadar daha küçüktür. Yarım dalga doğrultucu çıkışında ise LM311 entegresi ile sinyal kare dalgaya dönüştürülmektedir. Elde edilen kare dalga sinyali, Labview ünitesi girişine uygulanarak, işaretin frekansı hesaplanmaktadır.



Şekil 4.15. Gerilim ve frekans bilgisinin elde edilmesine ilişkin devre prensip şeması

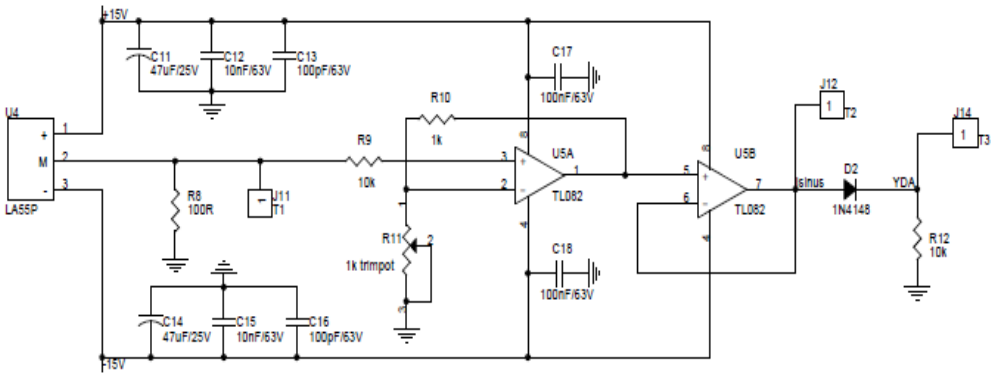
Devrenin çıkışından elde edilen yarım dalga gerilim ile devreye uygulanan sinyalin genliği, kare dalga ile de frekansı ölçülmektedir. Bu sinyaller Labview ünitesi analog giriş birimi için uygun gerilim seviyesi olan 0-10 V aralığındadır. Kare dalga çıkışı ise 5 V seviyesindedir. Frekans ölçümünde kullanılan işaretler, yarım dalga işaretinin bir karşılaştırma devresine verilmesi ile elde edilmektedir. Şekil 4.16'da giriş sinyali, yarım dalga sinyali ve kare dalga sinyalinin değişimleri gösterilmiştir.



Şekil 4.16. Elektronik ölçüm devresi giriş ve çıkış sinyalleri dalga şekilleri

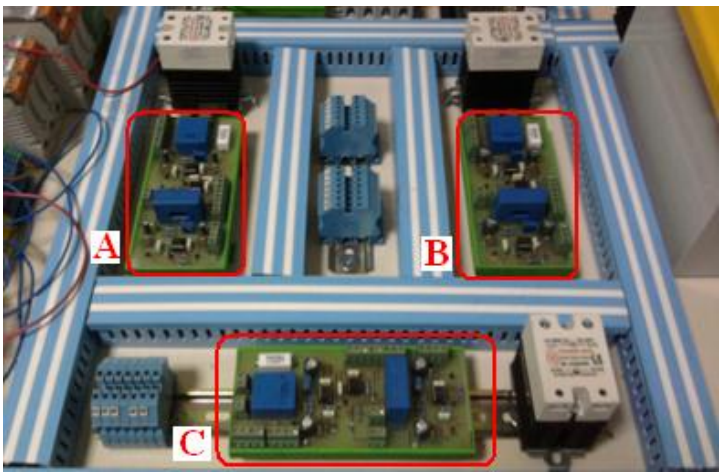
Elektronik ölçüm devresi çıkışından elde edilen sinyaller, yarım dalga genlik, yarım dalga akım ve kare dalga olarak isimlendirilmiştir. Devrede gerilim ve frekansın dışında, akım bilgisi de ölçülmektedir. Akım bilgisinin elde edilmesine ilişkin devre prensip şeması, Şekil 4.17'de gösterilmiştir. LA-55P akım sensöründen elde edilen akım bilgisi, kuvvetlendirme devresinden geçerek yarım dalga doğrultulmaktadır. Yarım dalga doğrultucunun çıkışından elde edilen yarım dalga akım sinyali, 0-10 V aralığında bir gerilim seviyesine sahiptir ve Labview ünitesi analog girişine uygulanabilir bir seviyeye

dönüştürülmektedir. Yarım dalga akım sinyali değerlendirilerek, devre üzerinden akan akım bilgisi hesaplanabilmektedir.



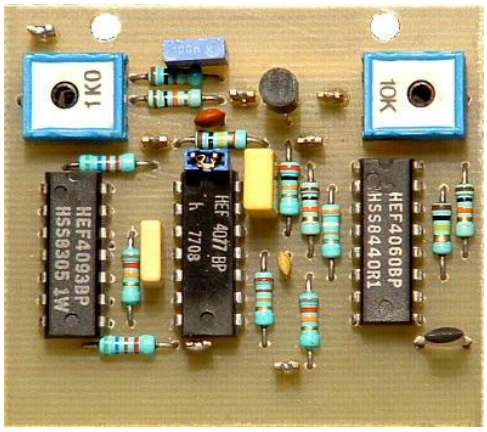
Şekil 4.17. Akım bilgisinin elde edilmesine ilişkin devre prensip şeması

Geliştirilen elektronik ölçüm kartlarının, sistem üzerine yerleştirilmiş hali, Şekil 4.18'de gösterilmiştir. Oluşturulan bu yapı ile şebeke (A), inverter (B) ve yüke (C) ait akım, gerilim ve frekans bilgileri elde edilerek, Labview ünitesinde değerlendirilebilecek seviyeye getirilmiştir. Böylece sistem parametrelerinin gerçek zamanlı olarak takip edilebilmesi ve ADMÇ için uygulanacak kontrol yöntemlerinin geliştirilmesine imkan sağlanmıştır.



Şekil 4.18. Elektronik ölçüm kartlarının görünümü

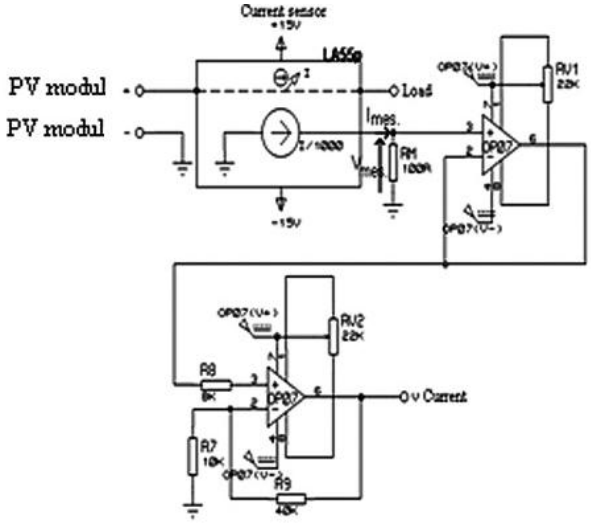
Şebeke, inverter ve yük tarafında, sistem ile ilgili bilgilerin elde edilmesinin yanı sıra, PV diziden elde edilen ya da inverter girişine uygulanan akım ve gerilim bilgilerinin ölçülmesi de gerekmektedir. PV dizinin çıkışından elde edilen DC gerilim ve akım bilgisinin ölçülebilmesi amacı ile de bir elektronik ölçüm devresi geliştirilmiştir. Şekil 4.19'da, PV sistem çıkışından elde edilen DC gerilim ve akım seviyesini ölçen devre gösterilmiştir.



Şekil 4.19. PV sistem akım ve gerilim ölçme devresi görünümü

Güneş panellerinin seri bağlanması ile elde edilen DC gerilim seviyesi 0-215 V aralığında değişmektedir. Bu gerilimin Labview devresine aktarılabilmesi için, sinyalin 0-10 V aralığında bir aralıkta olması gerekmektedir. Bu nedenle devrede bir ön gerilimleme devresi kullanılarak, gerilim seviyesi 50 V civarında bir DC gerilime dönüştürülmektedir. Öngerilimleme devresinin çıkışından elde edilen bu gerilim, DC/DC sinyal dönüştürücü girişine uygulanmaktadır. Farklı gerilim seviyelerindeki giriş işaretleri, 0-10 V ve 4-20 mA gibi sinyallere dönüştürebilmektedir. Sinyal dönüştürücü çıkışından 0-10 V aralığında bir sinyal elde edilmekte ve bu sinyal Labview ünitesine gönderilmektedir. Bu sayede PV dizi çıkış gerilimi ile orantılı bir sinyal elde edilmektedir.

Şekil 4.20'de ise PV sistem akım ve gerilim ölçümüne ilişkin, devre prensip şeması verilmiştir. Devrenin girişinde kullanılan öngerilimleme devresi ile sinyal dönüştürücü girişine uygulanan PV dizi gerilimi, sinyal dönüştürücüsü çıkışında 0-10 V seviyesine dönüştürülmektedir. PV dizi akımı ise kullanılan LTS 25NP akım sensörü üzerinden ölçülmektedir. Akım sensörü içerisinden geçen PV panel akımı, uygun sinyal seviyesine düşürüldükten sonra, kuvvetlendirme devresi ile genliği ayarlanmaktadır. Çıkışta elde edilen gerilim değeri, PV diziden akan akım ile orantılı bir gerilim olmaktadır. Böylece PV dizi akımı, Labview ünitesi ile değerlendirilecek sinyal seviyesine dönüştürülmüş olmaktadır.

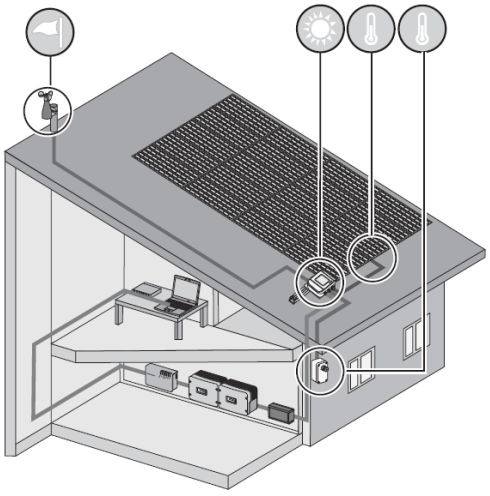


Şekil 4.20. PV sistem akım ve gerilim ölçümüne ilişkin devre prensip şeması

PV dizi akım ve geriliminin ölçüldüğü elektronik ölçüm devresinin çıkışından elde edilen gerilim bilgisi 0-10 V aralığında değişirken, akım bilgisi ise devrenin ve akım sensörünün özelliği nedeni ile 1.25 V daha yüksek bir değere sahip olmaktadır. Bu durum, kalibrasyonda göz önünde bulundurulmuştur.

4.1.5. Güneş Işınımı ve Modül Sıcaklığının Ölçülmesi

Şebeke bağlantılı PV sistemde, sistemdeki güneş panellerinin maruz kaldığı güneş ışınım şiddetinin ve güneş panellerinin modül sıcaklıklarının ölçülebilmesi amacı ile sensorbox ünitesi kullanılmıştır. Sensorbox ünitesi, güneş panelleri modül sıcaklık bilgisi, ortam sıcaklığı bilgisi, güneş ışınımı şiddeti bilgisi ve eğer bir anemometre mevcut ise rüzgar hızı bilgisinin alınabildiği bir yapıya sahiptir. Şekil 4.21'de sensorbox ünitesinin genel kullanım alanı gösterilmiştir.



Şekil 4.21. Sensorbox ünitesinin genel kullanım alanı

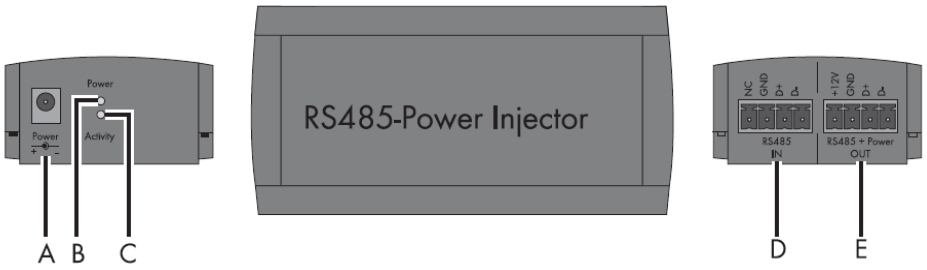
Sistemde kullanılan sensorbox ünitesinde, güneş paneli modül sıcaklığını ölçebilmek amacı ile 2 uçlu bir PT-100 sensörü kullanılmıştır. Kullanılan sensör ile -20 °C ile 110 °C arasında güneş paneli modül sıcaklığı ölçülebilmektedir. Modül sıcaklık sensörünün ölçüm doğruluğu ± 0.5 °C olup, çözünürlüğü 0.1 °C'dir. Şekil 4.22'de, PV sistemde kullanılan sensorbox ünitesi ve modül sıcaklığının ölçülebilmesi için kullanılan sensör gösterilmiştir.



Şekil 4.22. Sensorbox ünitesi ve modül sıcaklık sensörü

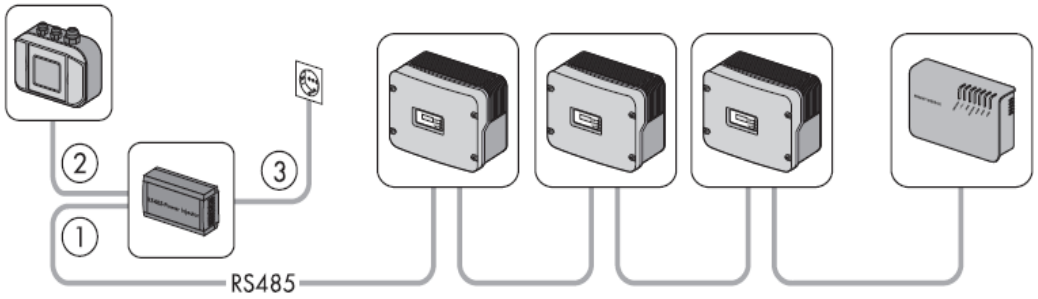
Sensorbox ünitesi, üzerinde bulunan amorf silisyum PV hücre sayesinde, güneş ışınım şiddetini de ölçebilmektedir. 0-1500 W/m^2 aralığında güneş ışınım şiddetini ölçebilen sensörün çözünürlüğü ise 1 W/m^2 'dir. Güneş ışınım sensörünün doğruluğu ise $\pm$ % 8'dir. Sensorbox ünitesine bağlı olan PT-100 modül sıcaklık sensörü ve güneş ışınım şiddetini ölçen sensörlerin uçları, sensorbox ünitesinin içinde bulunan bağlantı noktalarına bağlanmıştır.

Kullanılan sensörlerden elde edilen bilgilerin, gerçek zamanlı olarak izlenebilmesi için RS485 haberleşme bağlantısı kullanılmıştır. RS485 üzerinden haberleşme, elde edilen verilerin 1200 metreye kadar bozulmadan taşınabilmesine imkan sağlamaktadır. PV sistemlerde güneş panelleri ile inverter ve kontrol üniteleri arasındaki mesafelerin uzunluğu göz önüne alındığında, sensörlerden alınan bilginin RS485 üzerinden sisteme aktarılması uygun olmaktadır. Burada sensorbox ünitesindeki "D" ve "E" terminal bağlantı noktaları, sensörlerden alınan bilgilerin RS485 üzerinden aktarılmasına imkan sağlamaktadır. Burada elde edilen data bilgisinin biaslanması ve iletimi için, RS485 Power Injector ünitesi kullanılmıştır. Şekil 4.23'te, RS485 Power Injector ünitesinin genel yapısı görülmektedir.



Şekil 4.23. RS485 Power Injector ünitesinin genel yapısı

RS485 Power Injector ünitesi, mevcut adaptörü ile şebeke gerilimini 12 V DC gerilime dönüştürmektedir. Bu gerilim cihazın çalışabilmesi için gereklidir ve "A" terminal noktasına uygulanmaktadır. "E" ile gösterilen RS485 çıkış terminali, sensorbox ünitesi RS485 giriş ünitesine bağlanmaktadır. "D" ile gösterilen RS485 giriş terminali ise hem PV inverter RS485 haberleşme kartına, hem de webbox uçlarına bağlanmaktadır. Şekil 4.24, Sensorbox, PV inverter ve webbox ünitelerinin RS485 üzerinden bağlantısını göstermektedir.



Şekil 4.24. Sensorbox, PV inverter ve webbox RS485 üzerinden bağlantısı

Sensorbox ünitesinin, RS485 Power Injector ünitesi ile bağlantısını gerçekleştirebilmek amacı ile oluşturulan PV dizinin hemen yanında bir bağlantı panosu gerçekleştirilmiştir. Bu panoda, RS485 Power Injector ünitesi elektriksel bağlantıları ile sensorbox ünitesindeki sensörlerin gerekli bağlantıları gerçekleştirilmiştir. Şekil 4.25'te, RS485 Power Injector ve sensorbox ünitesi bağlantı panosu görülmektedir.

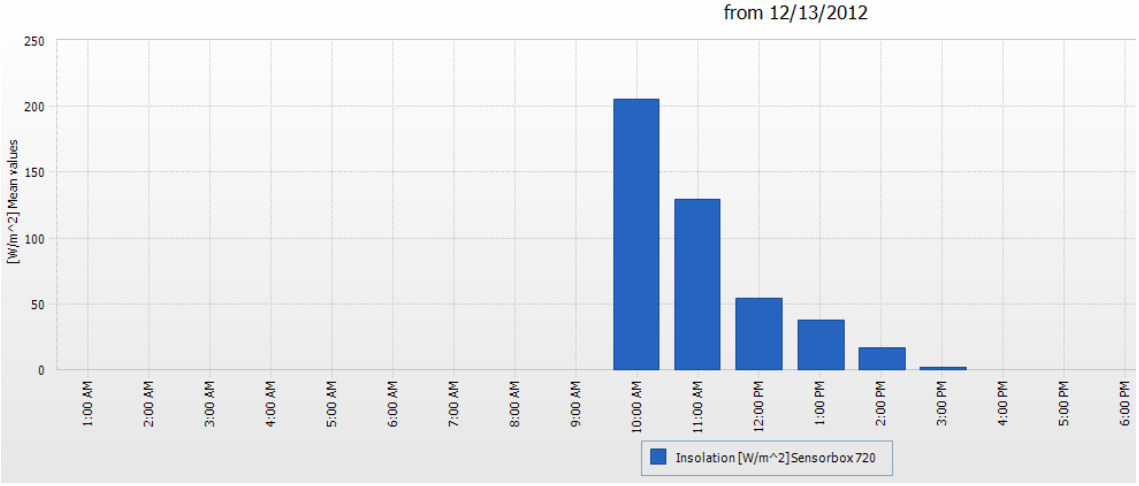


Şekil 4.25. RS485 Power Injector ve sensorbox ünitesi bağlantı panosu

RS485 bağlantısında, RS485 hattının en sonunda sensorbox ünitesi yer almaktadır. RS485 bağlantısı gereğince, haberleşme hattının en sonundaki ünitenin sinyal biaslaması yapılması gerekmektedir. Bu nedenle, sensorbox ünitesinin RS485 çıkış terminalinin data uçları olan D+ ve D- terminalleri arasına 100 ohm'luk bir direnç bağlanmıştır.

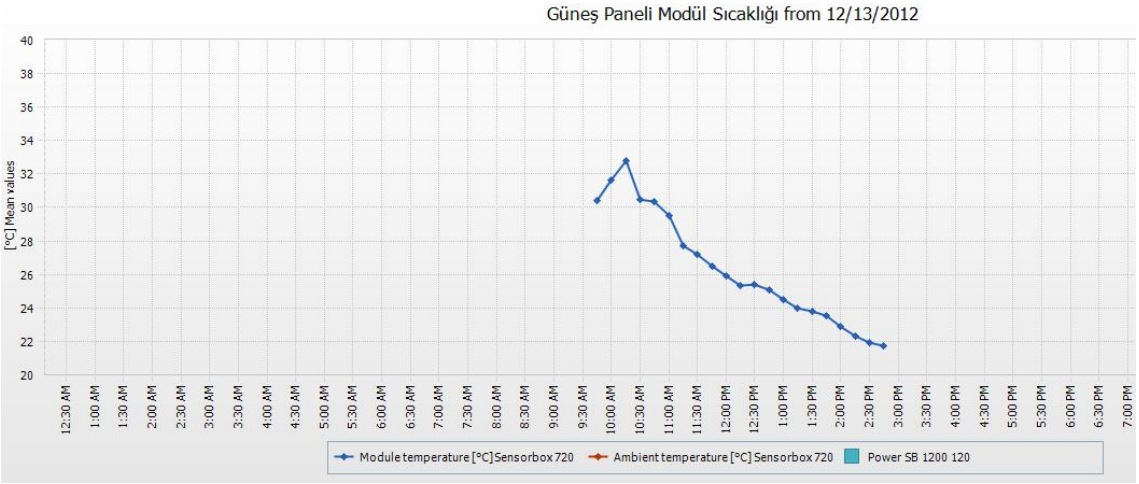
RS485 Power Injector çıkış terminali, sensorbox ünitesi RS485 giriş ünitesine bağlanmaktadır. Burada RS485 Power Injector +12 V, GND, D+ ve D- terminal uçları, sensorbox giriş uçlarındaki aynı isimli terminal uçlarına girilmektedir. RS485 Power Injector giriş terminali ise hem PV inverter RS485 haberleşme kartına, hem de webbox uçlarına bağlanmaktadır

Sensorbox ünitesinden elde edilen güneş ışınım şiddeti ve güneş paneli sıcaklığı bilgileri, RS485 haberleşme hattı üzerinden webbox ünitesine aktarılmıştır. Şekil 4.26'da, 13 Aralık 2012 tarihinde ve saat 09:30-16:00 saatleri arasında PV sisteme etki eden güneş ışınım şiddeti görülmektedir.



Şekil 4.26. Sensorbox ünitesinden elde edilen güneş ışınım şiddeti

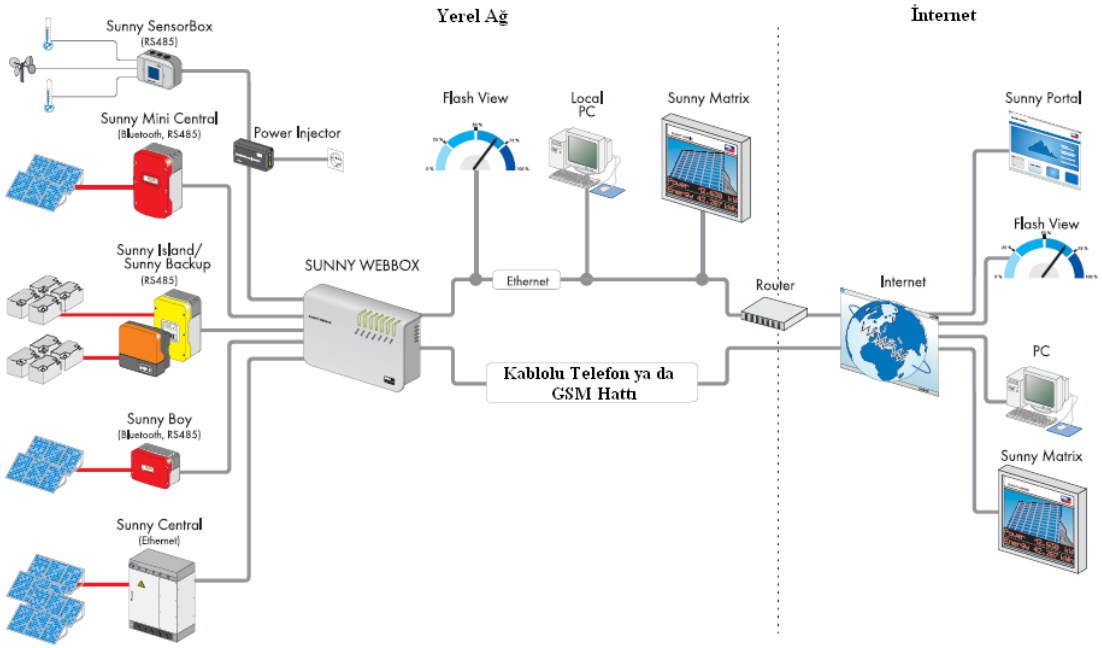
Yine aynı tarih ve zaman aralığında, güneş panelleri modül sıcaklığının değişim eğrisi ise Şekil 4.27'de gösterilmiştir. Güneş paneli modül sıcaklığı ve güneş ışınım şiddeti, gerçekleştirilen sistem ile gerçek zamanlı olarak takip edilebilmektedir.



Şekil 4.27. Sensorbox ünitesinden elde edilen güneş paneli sıcaklığı

4.1.6. PV Sisteme Ait Bilgilere Erişim

Tasarımı yapılan şebeke bağlantılı PV sistemde, güneş ışınımı ve modül sıcaklığı bilgileri ile güneş panelleri, PV dizi ve PV invertere ilişkin elektriksel parametrelerin elde edilebilmesi, elde edilen verilerin uzaktan izlenilebilmesi ve daha sonra değerlendirebilmek amacı ile kaydedilebilmesi için webbox ünitesi kullanılmıştır. Webbox ünitesi, PV sistemler ile ilgili olarak geliştirilmiş olan bir uzaktan izleme ünitesi olarak tanımlanabilir. PV sisteme ilişkin birçok veri, webbox ünitesi sayesinde görüntülenebilmektedir. Şekil 4.28'de, webbox ünitesinin, PV sistemlerde kullanılabilen çeşitli çalışma şekilleri gösterilmiştir.



Şekil 4.28. Webbox ünitesinin PV sistemlerde kullanılabilen çeşitli çalışma şekilleri

PV sistemde kullanılan webbox ünitesi girişine, sensorbox ve PV inverterden gelen bilgiler aktarılmaktadır. Webbox ünitesi, kendisine gelen bu bilgileri, ethernet ile yerel ağ üzerinden, kablolu telefon hattı üzerinden, GSM hattı üzerinden ya da Bluetooth üzerinden, PV sistemlerin izlenmesi için kullanılan web uygulamalarından bir tanesinde kullanılmak üzere aktarabilmektedir. Elde edilen bu bilgiler doğrudan webbox arayüzü ile bilgisayar üzerinden görülebileceği gibi, uygun haberleşme alt yapısı ile elde edilen verilerin aktarılması ile "Sunny Portal" uygulamasında olduğu gibi, internet üzerinden de görüntülenebilmektedir.

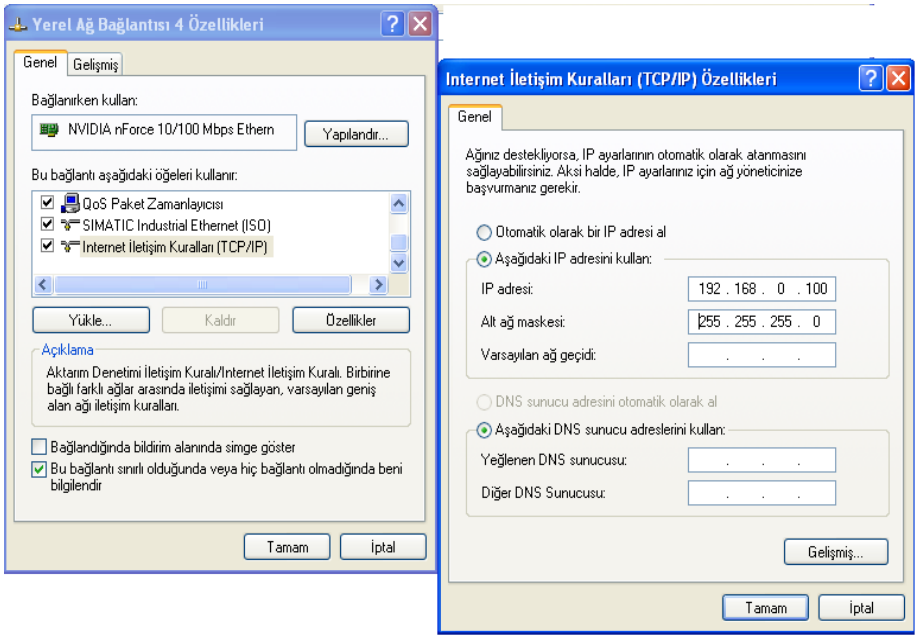
4.1.7. PV Sistemin RS-485 ve GSM Modem Üzerinden Haberleşmesi

Geliştirilen şebeke bağlantılı PV sistemde, webbox ünitesi GSM hattı üzerinden haberleşmektedir. GSM üzerinden haberleşme yapılabilmesi için, webbox ünitesi içerisindeki GSM modem ünitesi kullanılmıştır. Data hattı aktif olan bir SIM kart, webbox içerisindeki GSM modeme bağlanmış ve webbox arayüzünden GSM hattı üzerinden haberleşebilmek için gerekli parametre ayarları gerçekleştirilmiştir. Şekil 4.29, kullanılan GSM modemi göstermektedir. Webbox içerisinde bulunan GSM modem, 900/1800 MHz GSM haberleşmesine uygun bir yapıdadır. GSM modem, webbox ünitesine bağlanan bir GSM anteni ile haberleşebilmektedir.



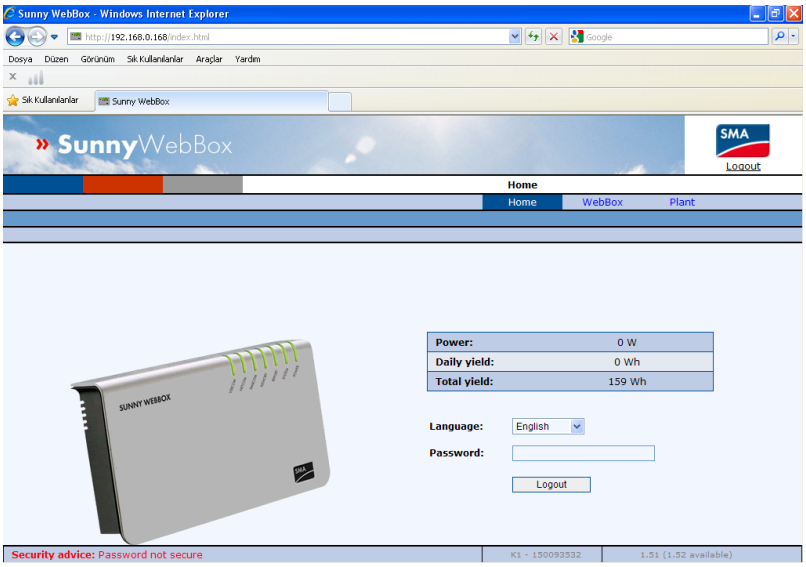
Şekil 4.29. Webbox ünitesi

Webbox ünitesi ile internet üzerinden erişim sağlayabilmek için, webbox ünitesinin bağlı olduğu bilgisayarın TCP/IP ayarları da değiştirilmelidir. Şekil 4.30'da, laboratuvarda kullanılan bilgisayara ait TCP/IP ayarları gösterilmiştir. Webbox ünitesi için gerekli yapılandırma ayarları yapıldıktan sonra, kullanılan web tarayıcısı üzerinden, 192.168.0.100 adresinin girilmesi sureti ile webbox arayüz sayfasına ulaşılabilmektedir.



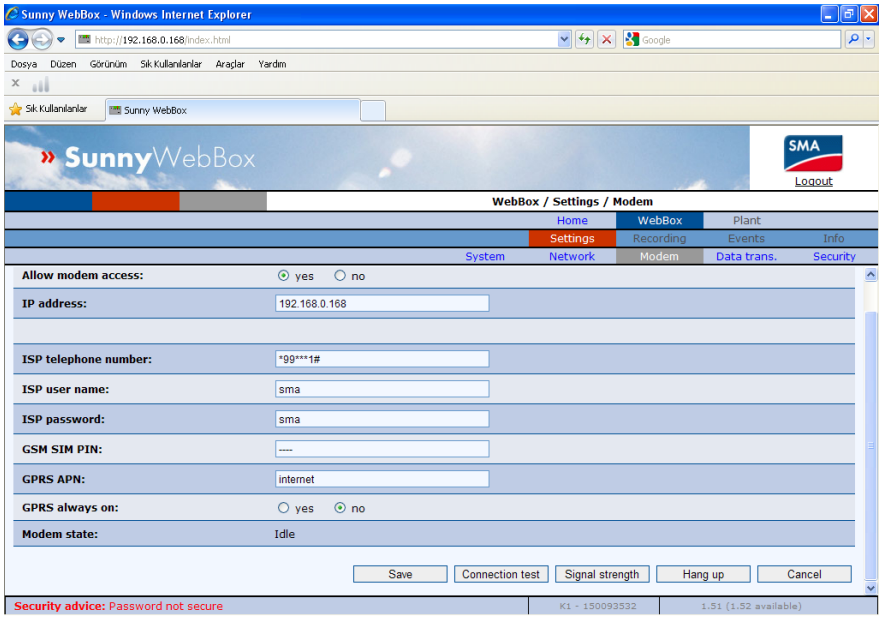
Şekil 4.30. Webbox TCP/IP ayarları

Webbox arayüz sayfası açıldığında, ilk olarak Şekil 4.31'deki webbox arayüz sayfası ekrana gelmektedir. Bu sayfada, kullanıcı adı ve şifre girilmek sureti ile PV sistem ile ilgili bilgilere ulaşılabilmekte ve gerekli yapılandırma ayarlarının yapılabildiği diğer sayfalara erişim sağlanabilmektedir.



Şekil 4.31. Webbox arayüzü kullanıcı giriş sayfası

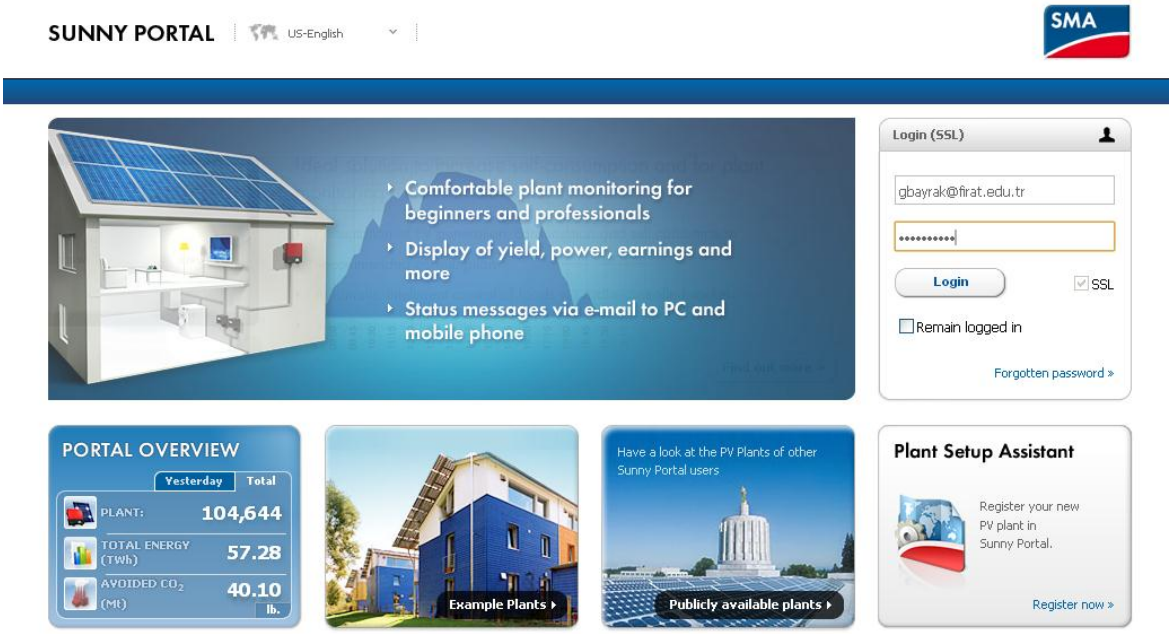
Webbox ünitesinin GSM üzerinden haberleşmesi için gerekli ayarlar, Şekil 4.32'de gösterilen pencere aracılığı ile yapılmıştır. Webbox ayarlarından "Data Transfer" menüsünde "Modem" seçeneği seçilmiştir. Daha sonra GSM servis sağlayıcısı ve SIM kart ile ilgili parametreler ayarlanmıştır. Bu ayarlar ile PV sistemden elde edilen veriler, GSM modem üzerinden internete aktarılabilmektedir.



Şekil 4.32. GSM modem ayarlarının yapılması

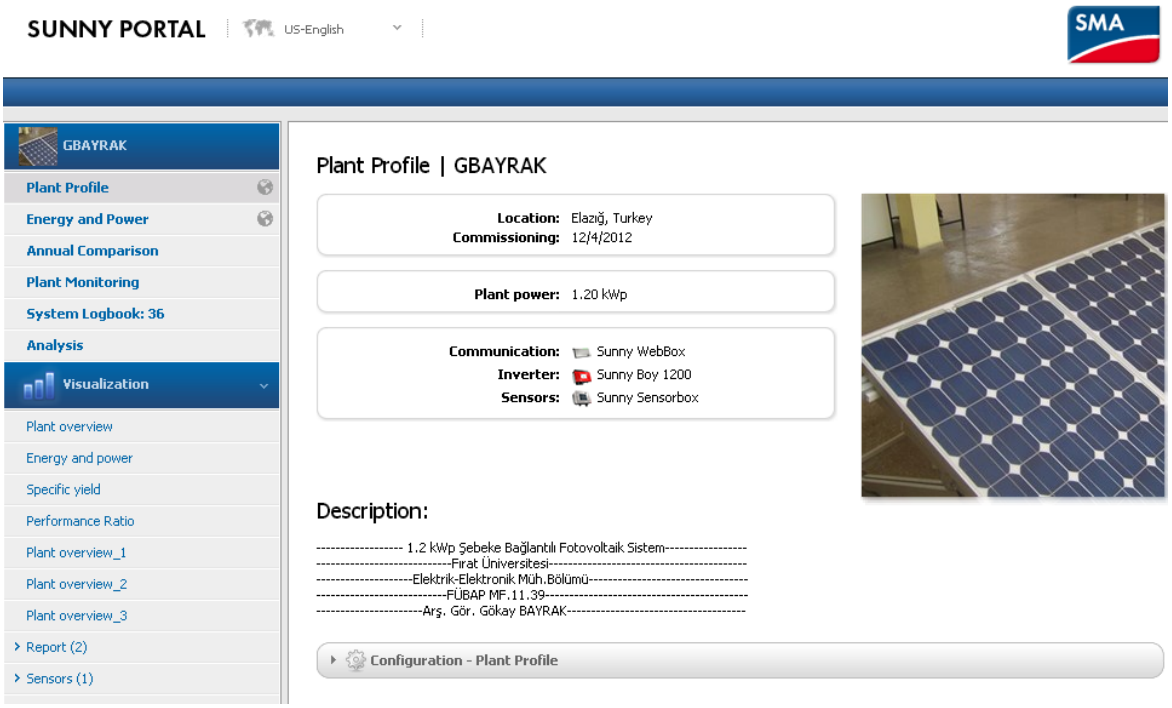
4.1.8. PV Sistemin İnternet Üzerinden İzlenmesi

Elde edilen verilerin, uzak bir bilgisayar ile internet üzerinden izlenilebilmesi için, "Sunny Portal" programı kullanılmıştır. Bu programın kullanılabilmesi için, öncelikle sistemin kayıt edilmesi gerekmektedir. Bu kayıt işlemi, webbox arayüz menüsündeki "Info" menüsü kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Bu işlem başarı ile gerçekleştirildikten sonra, Sunny Portal web sayfası üzerinden, kullanıcı adı ve şifre girmek sureti ile internete bağlı herhangi bir bilgisayardan, geliştirilen şebeke bağlantılı PV sisteme ilişkin bilgilere ulaşmak mümkündür. Şekil 4.33'te, kayıt işleminin gerçekleştirilmesinden sonra, PV sistem bilgilerine ulaşabilmek için kullanılan Sunny Portal giriş ekranı gösterilmiştir.



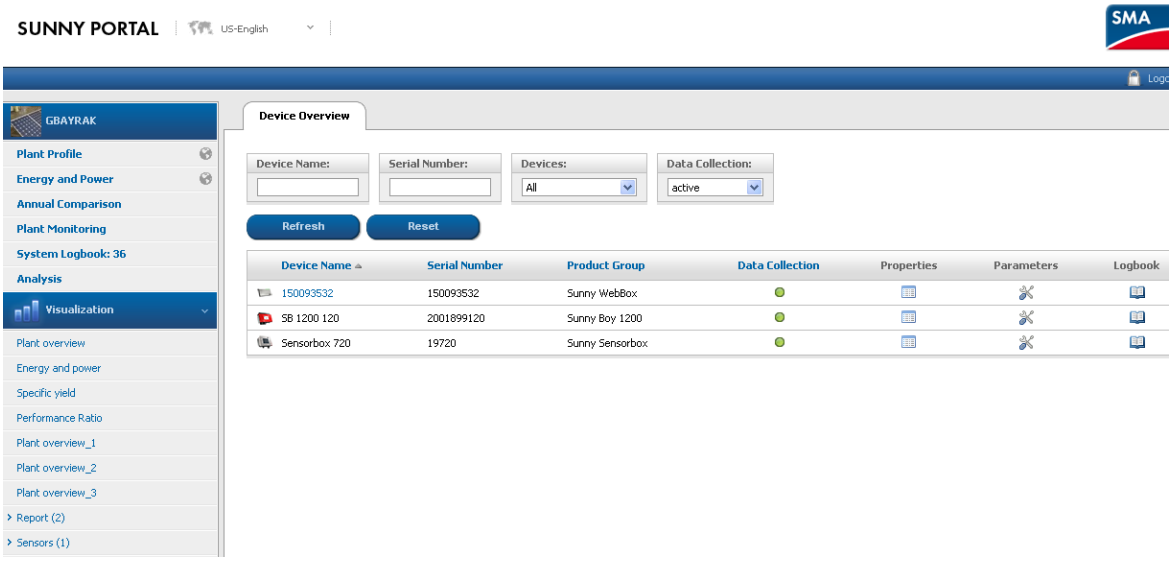
Şekil 4.33. Sunny Portal giriş ekranı

Geliştirilen PV sisteme ilişkin bilgiler, program üzerinden izlenebilmektedir. Şekil 4.34'te, herhangi bir bilgisayaran görüntülenebilen, PV sisteme ait bilgi ekranı gösterilmiştir. Burada, PV sistemde kullanılan birimler görülebilmektedir. PV sistem ile ilgili tanıtıcı bilgiler de, bu ekran üzerinden düzenlenebilmektedir.



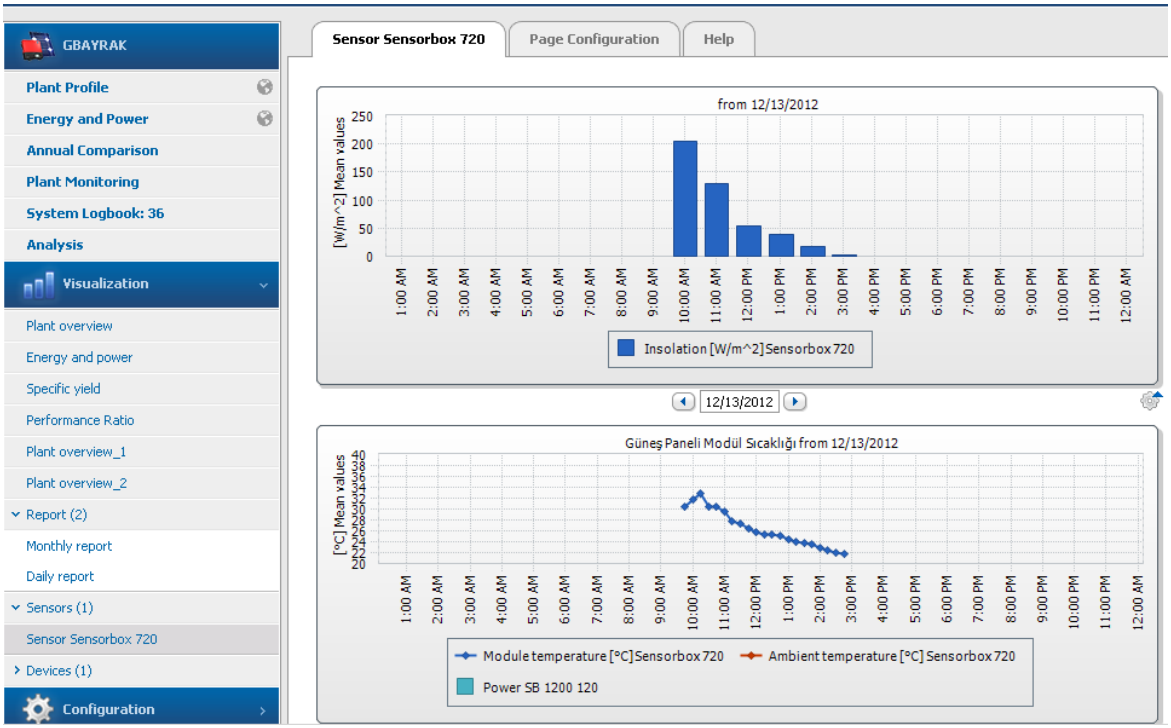
Şekil 4.34. PV sisteme ait bilgi ekranı

Programda "Visualization" menüsü kullanılarak, PV sistemde kullanılan sensorbox, webbox ve PV inverter ile ilgili parametre bilgilerine ulaşılabilmektedir. Şekil 4.35'te, PV sistemi oluşturan elemanlar görülmektedir. Her üç elemandan da veriler toplanmakta ve bu veriler görüntülenebilmektedir. Ayrıca bu elemanların çalışma durumları ile ilgili kayıtlar, "Logbook" kısmında tutulmaktadır.



Şekil 4.35. PV sistemi oluşturan elemanlar ve parametre ayarları

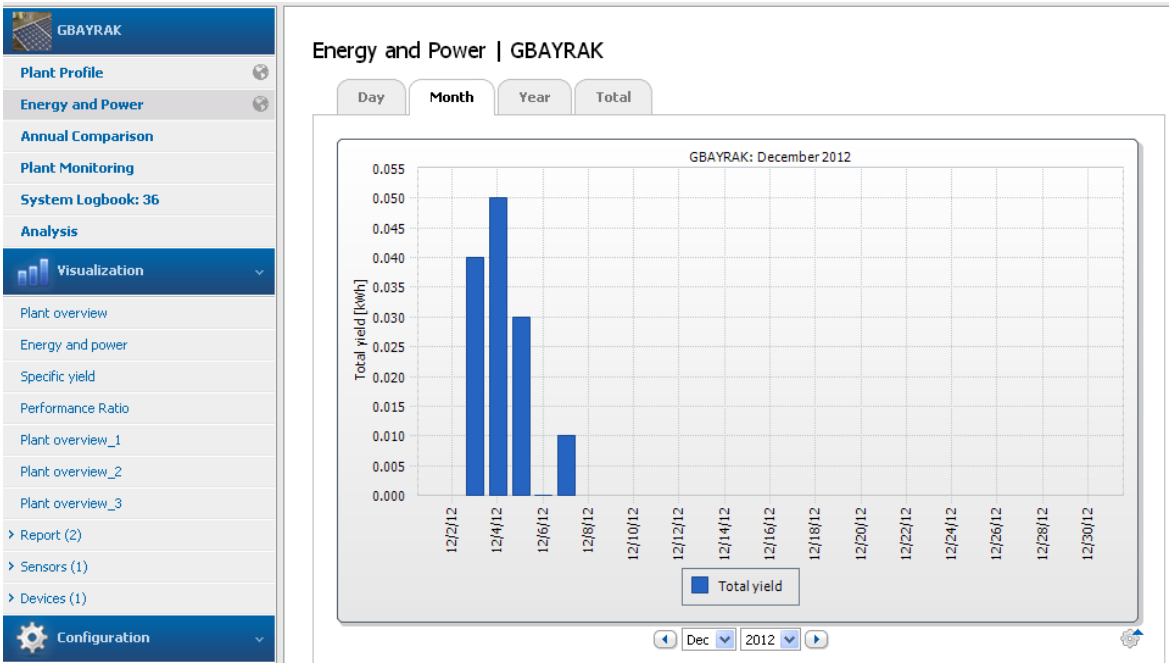
PV sistemin çalışması ile ilgili bilgiler, günlük olarak kaydedilmektedir. Kaydedilen veriler, program üzerinden grafiksel olarak görüntülenebileceği gibi, ".CSV" formatlı bir dosya olarak da kaydedilebilmektedir. Şekil 4.36'da, sensorbox ünitesinden 13 Aralık 2012 tarihinde alınan, güneş ışınımı şiddeti ve güneş paneli modül sıcaklığı verileri gösterilmiştir.



Şekil 4.36. Sensorbox ünitesinden elde edilen bilgilerin görüntülenmesi

Geliştirilen PV sistemdeki test çalışmalarında, şebeke bağlantılı PV sistem, bir yük üzerinden şebekeye bağlanılarak PV sistem çalıştırılmıştır. Şekil 4.37'de, farklı günlerde çalıştırılan sistemde, PV inverter çıkışından elde edilen enerji gösterilmiştir. Üretilen enerji, günlük, aylık ve yıllık olarak görüntülenebilmektedir. Ayrıca PV sistemden elde edilen toplam enerji de sistemde kayıt altına alınmaktadır.

PV sistemin izlenmesi ve görüntülenmesi ile ilgili istenilen özelliklerden bir tanesi de, PV sisteme ait bilgilerin istenilen aralıklarda raporlanabilmesidir. Sunny Portal programında dahili olarak istenilen parametrelere ilişkin raporlar oluşturulabildiği gibi, PV sistem ile ilgili otomatik olarak da rapor oluşturulabilmektedir. Gerçekleştirilen yapılandırma ayarları ile PV sistemden elde edilen ve raporlanması istenilen veriler, her gün saat 05:00'da, belirtilen mail adresine gönderilmektedir. Böylece sistem hakkında öğrenilmek istenilen verilerin, düzenli olarak raporlanması da sağlanmaktadır.



Şekil 4.37. PV inverter çıkışından elde edilen enerjinin görüntülenmesi

Geliştirilen PV sistem ile ilgili Sunny Portal programı ile elde edilen bilgiler, Android işletim sistemi kullanan cep telefonları üzerinden de görüntülenebilmektedir. Şekil 4.38'de Android işletim sistemine sahip cep telefonu üzerinden, PV sistem bilgilerine ulaşmak için kullanılan ara yüz programı ve PV sistem ile ilgili bilgiler görülmektedir.



Şekil 4.38. Sunny Portal programına cep telefonu üzerinden erişim

Cep telefonu üzerinden elde edilebilen veriler, standart yazılıma göre daha sınırlıdır. Android uygulamasında, PV sistem hakkında kısa bilgilere, sistemden elde edilen gücün değişimine ve sistem kayıtlarına ulaşılabilmektedir.

4.1.9. Labview Ünitesi

4.1.9.1. Giriş

Labview (Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench), grafiksel programlama yöntemini kullanan, sanal bir programlama ve uygulama geliştirme platformudur. Test, ölçüm, veri oluşturma, sinyal işleme ve izlenmesinde kullanılan Labview, içeriğinde bulunan otomasyon ve ölçme devre elemanları fonksiyonlarının ekranda birbirlerine bağlanması şeklinde kullanılmaktadır. Geleneksel programlama dillerindeki komut veya değişkenlerin kullanılması yerine, yapılmak istenen işlem için kullanılabilir sanal enstrümanların (VI=Virtual Instruments) blok diyagrama yerleştirilmesi ile veriyi iletecek bağlantıların oldukça kolay bir şekilde yapılmasına imkan sağlamaktadır. Labview programı esnek, güçlü, kullanımı rahat ve öğrenilmesi kolay olan bir bilgisayar programıdır.

Labview programı, ön panel ve blok diyagramı olmak üzere iki kısımdan oluşmaktadır. Ön panel, kullanıcı ara yüzüdür. Labview ile oluşturulacak uygulamayı kullanacak olan operatörün sisteme değerler girmesine ve çıkışları görmesine yardımcı olmaktadır. Blok diyagramı ise programlama işlemlerinin yapıldığı yerdir. Ön panelde kullanıcı bir taraftan kontrolü sağlarken, diğer tarafta blok diyagramında sanal enstrümanlar çalışmaktadır. Ayrıca geliştirilmiş bir donanım sayesinde gerçek sistemler de kontrol edilebilmektedir.

Labview, daha karmaşık geliştirme araçlarına gerek kalmadan bütün işlemleri tamamlayabilme esnekliğine sahiptir. Eklenen güçlü araçlar ile karmaşık geliştirme işlemlerini basitleştirmektedir. Ölçme yapılması ve veri izlenmesi istenilen her yerde Labview kullanılabilir. Labview, sinyal işleme, cihaz kontrolü ve farklı işletim sistemlerine sahip endüstriyel otomasyon sistemleri gibi birçok alanda kullanılmaktadır. Endüstride otomotiv sektöründen enerji sektörüne, uzay çalışmalarından su altı çalışmalarına, elektrik ve elektronik teknolojisine kadar birçok alanda çözümler sunarken, her sektörden birçok firma araştırma ve geliştirme çalışmaları ile üretimlerinde bu programdan faydalanmaktadır.

4.1.9.2. Elektriksel Verilerin Toplanması

Data Acquisition kelimelerinin kısaltılmış hali olan DAQ, "veri toplama" olarak açıklanabilir. Veri toplama kartları, fiziksel ortamda bulunan verileri toplayıp bilgisayarda işlenebilecek hale çeviren kartlardır.

Veri toplama işlemi üç aşamada gerçekleştirilmektedir. Birinci aşama, fiziksel ortamdaki özelliklerin gerilim, akım gibi elektriksel halde ifade edilebilecek şekle getirilmesi aşamasıdır. Bu işlem sensörler aracılığı ile yapılır. İkinci aşama ise sensörlerden gelen ve analog olan sinyallerin, yükseltilip veya alçaltılıp örneklenerek bilgisayara gönderilmesi işlemidir. Yükseltme veya alçaltma işlemi, sensörden sonra gelen bir elektronik devre ile gerçekleştirilebileceği gibi, DAQ kartı yardımı ile de izin verilen ölçüde gerçekleştirilebilir. Örnekleme işlemi ise DAQ kartının içindeki ADC (Analog Digital Converter) yardımıyla gerçekleştirilir. Üçüncü aşamada, toplanan dijital verinin içinden istenilen özellikler çıkartılmaktadır. Bu işlem, dijital veri üstünde çalışan yazılımlar yardımı ile olabileceği gibi, DAQ kartının programlanarak istenilen özellikte verilerin elde edilmesi ile de gerçekleştirilebilir. Şekil 4.39'da, PV sistemin kontrolünde ve ADMÇ kontrolünün gerçekleştirilmesinde kullanılan Labview DAQ MX USB-6221 sinyal işleme kartı gösterilmiştir.

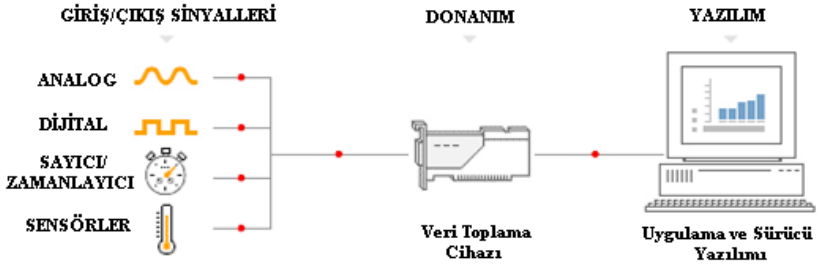


Şekil 4.39. Labview DAQ MX USB-6221 sinyal işleme kartı ünitesi genel görünümü

DAQ kartlar, sadece analog veri alımı ile sınırlı değillerdir. Dijital veri alımı/gönderimi ve analog veri gönderimi işlemlerini de yapabilirler. Ayrıca bünyelerinde barındırdıkları, zamanlayıcı (timer) ve sayıcı (counter) gibi yapılarla da, veri almada ve vermede

kolaylıklar sağlamaktadırlar. Bu tür kartlarda toplanan verinin aktarımı için yeterli süre ve kartın programlanması için yeterli miktarda bellek bulunur. Bilgisayar işlemcisi ya da veri yolu ile haberleşirken, kesme yönetimli (interrupt), programlanmış giriş/çıkış (programmed I/O) veya doğrudan bellek erişimi (DMA=Direct Memory Access) yöntemlerinden biri kullanılarak, sürekli olarak gelen verinin, gerçek zamanlı olarak çalışamayan bilgisayar mimarisi ile en verimli şekilde çalışması sağlanır. Kartlar üzerindeki mikrokontrolörleri programlamada ve/veya bilgisayarda çalışan işletim sistemi ile cihazdan veri alımı esnasında yapılan programlamada, üreticiler programlama arabirimleri (API=Application Inteface) sunarlar. Sağlanan bu arabirimler sayesinde programlama işlemi kolaylaştırılır.

Bir DAQ sisteminin, bilgisayar, dönüştürücü ve sensörler, sinyaller, sinyal koşullama, veri toplama donanımı, sürücü ve uygulama yazılımı olmak üzere 6 temel bileşeni vardır. Şekil 4.40'da, bilgisayar ve DAQ kartından oluşan bir veri toplama sisteminin genel yapısı gösterilmiştir.



Şekil 4.40. Bilgisayar ve DAQ kartından oluşan bir veri toplama sisteminin genel yapısı

DAQ sistemi için kullanılan bilgisayar, veri toplama ve analizi konusunu en çok etkileyen parametrelerden birisidir. Bilgisayar teknolojisinin sürekli gelişimiyle, DAQ sistemi de kendi payına düşen gelişimi göstermektedir. Bunların başlıcaları; gelişmiş real-time işlemler, karmaşık video grafikleri ile görüntü işleme ve daha yüksek kesintisiz işlem yeteneğidir. Günümüz teknolojisinde kullanılan işlemciler, yüksek performans bus mimarisiyle birlikte çalışmaktadır. PCI bus ve USB port, günümüzde standart ekipmanlardır ve 132 Mbyte/s'ye kadar veri transfer hızına sahiptirler. PCMCIA, USB ve FireWire gibi harici ve taşınabilir PC bus'lar ise 40 Mbytes/s transfer oranı ile PC tabanlı DAQ sistemlere daha esnek bir alternatif sunmaktadırlar.

Bilgisayarın veri transfer yeteneği, DAQ sisteminin performansını önemli ölçüde etkiler. Bilgisayar hızları artınca, DAQ sistem hızları da artış göstermektedir. Günümüz bilgisayarları, programlanmış I/O ve kesintili veri transferine uyumludur. DMA (Direct

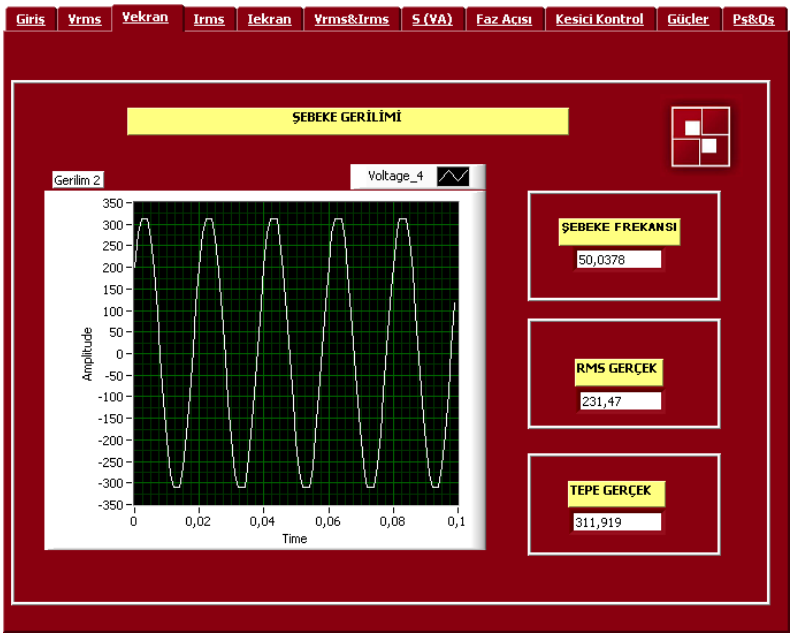
Memory Access) transferleri, veriyi sistem hafızasına doğrudan transfer etmek için atanmış donanımlar kullanır. Bu yolu kullanarak işlemci, veriyi gönderip almak için kullanılmamış olur ve böylece daha karmaşık işlemler için yeterli miktarda boş işlemci gücü kalmış olur.

Donanım ile bilgisayar arasında bir ara yüz olarak görev yapan NI sürücü yazılımı NI-DAQ ile DMA rutinleri, transfer verilerini PC bus ile optimize eder. Böylece veri transfer kapasitesi olabildiğince hızlandırılır. DMA veya kesintili transferden faydalanmak için DAQ cihazı bu transfer tiplerine uyumlu olmalıdır. Örneğin; PCI ve FireWire cihazlar hem DMA hem de kesinti tabanlı transferi desteklerler. PCMCIA ve USB cihazlar ise yalnız kesme tabanlı transfer kullanır. Transfer işlemi boyunca ne kadar işleme ihtiyaç duyulacağına bağlı olarak, DAQ cihazından bilgisayar hafızasına transfer edilen veri oranı, veri transfer mekanizmasından etkilenebilir.

Veri toplama, ölçülecek fiziksel büyüklükle başlar. Sensörlerin görevi fiziksel veriyi ölçülebilir bir sinyale dönüştürmektir. Elektrik ölçme sistemleri için bir sensör, belirli bir fiziksel olaya cevap olarak kullanılabilen elektriksel bir çıkış işareti üretir. Örneğin termokupl, RTD (Resistance Temperature Detectors) ve IC sensörler, sıcaklık değerini ADC'nin ölçebileceği analog sinyale dönüştürürler. Strain gage, akış ve basınç sensörleri gibi güç, akış miktarı ve basınç ölçen diğer sensörler de vardır. Her koşulda sensörler fiziksel parametreleriyle orantılı bir elektrik sinyali üretirler.

Sensör tarafından üretilen elektriksel sinyaller, DAQ cihazının giriş skalası için optimize edilmelidir. Bu işlem, sinyal koşullama elemanları ile yapılır. Sinyal koşullama elemanları, düşük seviye sinyalleri yükseltir ve bu sinyalleri izole edip filtreleyerek daha verimli ve hassas ölçüm yapılmasını sağlar.

Şekil 4.41'de, PV sistemde, şebekeye bağlı olan elektronik ölçüm kartı çıkışının, Labview ünitesi analog girişine bağlanması ile elde edilen, analog giriş gerilim sinyaline ilişkin, gerilim seviyesi, şekli ve frekansı gösterilmiştir.



Şekil 4.41. Analog gerilim sinyalinin karakteristikleri

M serisi DAQ cihazları, 16 adet PFI (Programmable Function Interface) sinyaline sahiptir. Her bir PFI sinyali;

- Dijital giriş sinyali olarak,
- Dijital çıkış sinyali olarak,
- AI, AO, DI, DO veya sayıcı/zamanlayıcı fonksiyonları için bir zamanlayıcı giriş sinyali olarak,
- AI, AO, DI, DO veya sayıcı/zamanlayıcı fonksiyonları için bir zamanlayıcı çıkış sinyali olarak kullanılabilmektedir.

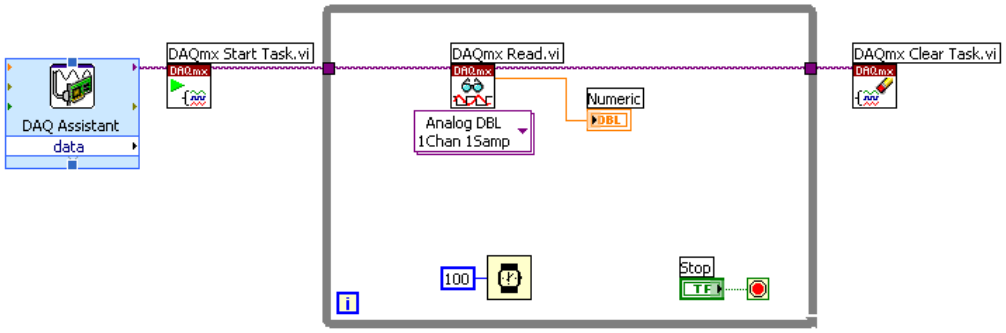
4.1.9.3. Akım ve Gerilim Bilgilerinin Elde Edilmesi

PV sisteme ilişkin akım ve gerilim bilgileri, DAQ kartının analog sinyal giriş değeri aralığına uygun olarak, elektronik ölçüm devresinin çıkışından 0-10 V aralığında değişen gerilimler olarak DAQ kartı analog girişlerine bağlanmıştır. Analog giriş gerilimi olarak alınan bu sinyaller, DAQmx kontrol bloğu kullanılarak, Labview ekranından görüntülenmek üzere sisteme aktarılmaktadır.

DAQ Assistant kontrol bloğu kullanılarak, Labview kartının girişine uygulanacak sinyalin çeşidi seçilmektedir. Elektronik ölçüm kartının çıkışından elde edilen akım ve gerilim bilgileri, analog giriş sinyali olarak DAQ kartının analog giriş uçlarına bağlanmıştır. Analog giriş sinyali seçildikten sonra, sinyalin tipi belirtilmektedir. Elektronik ölçüm kartının çıkışından elde edilen akım ve gerilim sinyalleri, 0-10 V

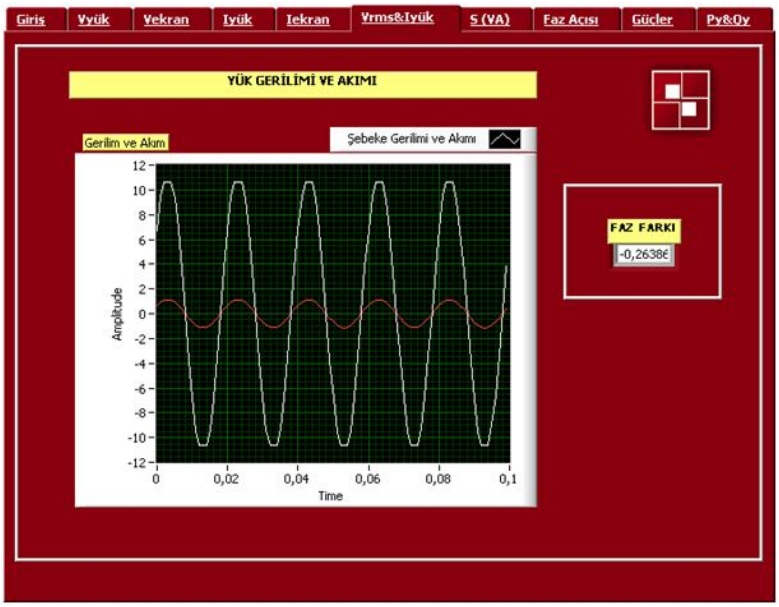
arasında değişen gerilim sinyalleridir. Kart üzerindeki AI0 analog giriş terminali seçilerek, giriş gerilimi AI0 ucuna bağlanmıştır. Böylece elektronik ölçüm devresi çıkışından elde edilen gerilim, DAQ kartının AI0 analog giriş ucuna aktarılmaktadır.

DAQ kartında, analog giriş terminaline gerekli bağlantı yapıldıktan sonra, analog giriş gerilimine ilişkin ayarlar gerçekleştirilmektedir. Giriş geriliminin minimum ve maksimum aralığı, terminal bağlantısı çeşidi ve veri toplama yöntemi gibi çeşitli ayarların yapılmasından sonra, bu bilginin sürekli olarak sisteme aktarılabilmesi için gerekli olan Labview programı yazılmıştır. Şekil 4.42'de gösterilen programda, DAQ kartından okunan analog sinyal, while döngüsü kullanılarak, sürekli olarak sisteme aktarılmaktadır.



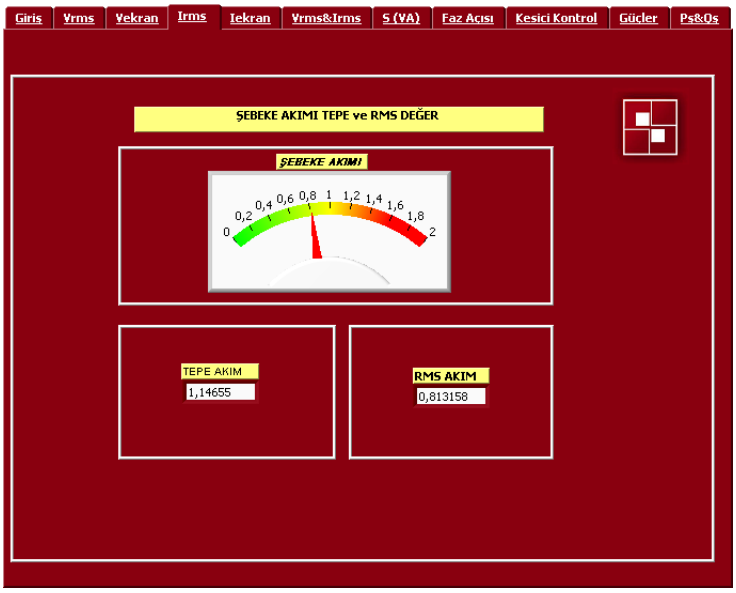
Şekil 4.42. Analog giriş geriliminin Labview programı ile okunması

Elektronik ölçüm kartının çıkışından elde edilen analog giriş gerilimi sinyali, Labview ekranında, Şekil 4.43'teki gibi görüntülenebilmektedir. Elde edilen gerilim, 0-10 V aralığında değişmekte olup, gerçek zamanlı olarak görüntülenebilmektedir. Labview programı yardımı ile gerekli kontrollerin yapılabilmesine de imkan sağlanmaktadır.



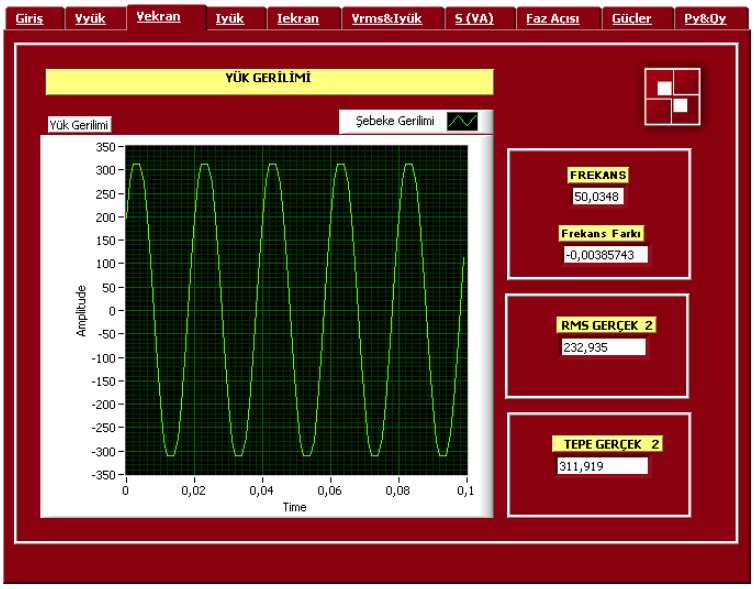
Şekil 4.43. Elektronik ölçüm kartından elde edilen analog giriş gerilimi sinyali

Şekil 4.44'te ise elektronik ölçüm kartının yarım dalga akım çıkışından elde edilen şebeke akımı sinyalinin değerleri gösterilmiştir. Elektronik ölçüm kartında bulunan akım sensöründen akan akım ile orantılı olarak, yarım dalga akım çıkışında 0-10 V arasında değişen bir gerilim sinyali üretilmektedir. Bu gerilim değeri, şebekeden akan akım hakkında bilgi vermektedir.



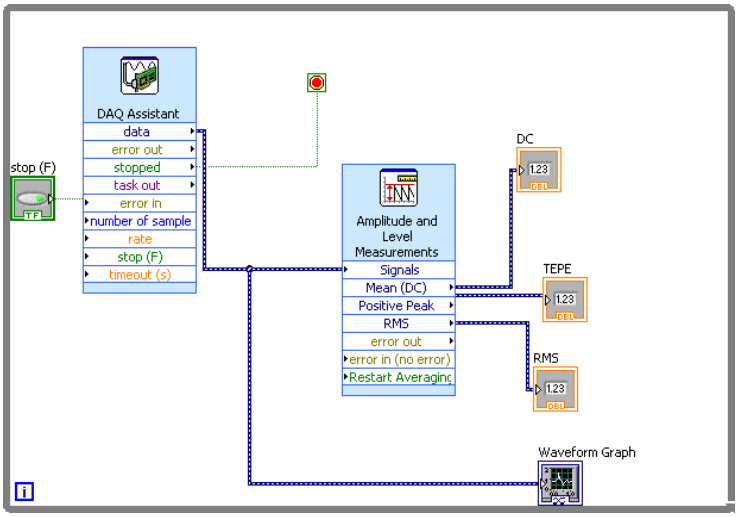
Şekil 4.44. Elektronik ölçüm kartından elde edilen analog giriş akım sinyali

DAQ kartına giriş gerilimi ve akımı bilgilerinin bağlanmasının ardından, Labview'de geliştirilen program ile bu verilerin bilgisayar ortamına aktarılması sağlanmıştır. Şekil 4.45'te, elektronik ölçüm kartının çıkışından elde edilen yük gerilimi sinyalinin, Labview programı ile görüntülendiği ekran gösterilmiştir.



Şekil 4.45. Labview'de geliştirilen gerilim ve akım ölçümü ekranı

Şekil 4.46'da, gerilim ve akım ölçümü için geliştirilen Labview programı gösterilmiştir. Burada, DAQ Assistant bloğu kullanılarak gerekli verilerin bilgisayar ortamına aktarılması sağlanmakta ve elde edilen sinyallere ilişkin tepe değer ve RMS değer bilgileri hesaplanmaktadır. Böylece gerilim ve akım bilgisine ait hem tepe hem de RMS değerler görüntülenebilmektedir.

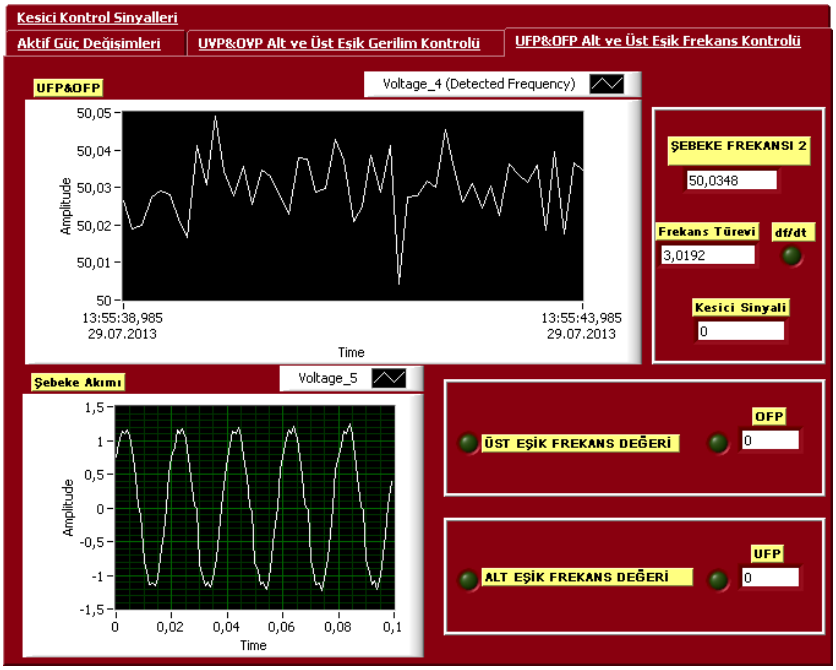


Şekil 4.46. Gerilim ve akım ölçümü için geliştirilen Labview programı

4.1.9.4. Frekans Bilgilerinin Elde Edilmesi

PV sistemde, şebeke ve inverter tarafına ilişkin frekans değişiminin elde edilebilmesi için, Labview DAQ veri toplama kartı üzerinde bulunan 2 adet PFI sinyali, sayıcı olarak kullanılmıştır. NI USB-6221 ünitesi 2 adet sayıcının kullanılmasına izin vermektedir. Elektronik ölçüm kartının kare dalga çıkışından elde edilen kare dalga sinyali, sayıcıların giriş uçlarına uygulanmıştır. Böylece, kare dalga sinyalinin periyodu kullanılmak sureti ile frekans ölçülmektedir.

Kullanılan sayıcılar yardımı ile elde edilen frekans değerleri, Labview programında geliştirilen yazılım ile bilgisayar ortamına aktarılmakta ve görüntülenmektedir. Şekil 4.47'de, elde edilen frekans değerlerinin görüntülendiği, Labview frekans ölçüm ekranı gösterilmiştir. Bu ekranda, kullanılan sayıcıların seçimi, ölçülecek sinyalin minimum ve maksimum periyot değerleri ve sayıcının yükselen veya düşen kenar tetiklemeli olarak çalışacağına dair ayarlamalar yapılarak, sayıcı girişine uygulanan sinyalin frekansı görüntülenmektedir.



Şekil 4.47. Labview frekans ölçüm ekranı

Frekans ölçümü için geliştirilen Labview programı sayesinde, öncelikle sayıcı ile ilgili gerekli ayarlamalar yapılmakta, daha sonra sayıcı girişine uygulanan sinyalin periyodu ve frekansı, DAQmx blokları yardımı ile hesaplanmaktadır.

4.1.9.5. Verilerin Dosyaya Kaydedilmesi

PV sistemden elde edilen akım ve gerilim gibi analog giriş sinyalleri ve frekans ölçümü için kullanılan kare dalga giriş sinyali gibi sisteme ait bilgiler, DAQ kartı tarafından değerlendirilmeleri ve gerekli kontrollerin yapılması amacı ile Labview programına aktarılmaktadır. Bu veriler, gerçek zamanlı olarak Labview programı aracılığı ile görüntülenebilmektedir. Ancak, bu verilerin belirli zaman aralıklarında belirlenen dosyalara aktarılması ve saklanılması da gerekmektedir. Saklanan verilerin, daha sonra kullanılmak üzere çağırılmasına da ihtiyaç duyulabilmektedir. Bu amaçla, Labview programı içerisinde bulunan araçlardan faydalanılmıştır.

Şekil 4.48'de, PV sistemden elde edilen akım ve gerilim bilgilerinin değişiminin kaydedildiği program ara yüzü gösterilmiştir. Elde edilen bu veriler, PV.txt dosyasına aktarılmaktadır. İstenilen zaman aralıklarında kayıt yapılabilmesi için ise dosyaya kayıt butonu konulmuştur.



Şekil 4.48. PV sistemden elde edilen akım ve gerilim bilgisinin kayıt edilmesi

4.1.10. Çift Yönlü Elektrik Sayacı

Şebeke bağlantılı PV sistemlerde güç akışı, PV sistemden şebekeye ya da şebekeden PV sisteme doğru çift yönlü olabilmektedir. Bu nedenle, PV sistemden şebekeye ne kadar güç aktarıldığı, ya da şebekeden PV sisteme ne kadar güç aktarıldığının tespit edilmesi gerekmektedir. Bu amaçla, geliştirilen sistemde, Elster AS220 model çift yönlü elektrik sayacı kullanılmıştır.

AS220'nin enerji alış-veriş yönüyle ilgili tanımlar, "Yük Referans Ok Sistemi Standardı" (VSZ)'na göredir. VSZ, müşterinin şebekeden aldığı enerjiyi pozitif yön (+) kabul eder. Eksi (-) değerler ise şebekeye gönderilen enerjiyi gösterir. Akım yönü oku sağa doğru ise pozitif aktif güç göstergesidir. Yanlış bağlantı nedeniyle sayaçtan negatif yönde aktif güç çekilirse, aktif güç oku yanıp söner. Bu durumda, sayaç pozitif yönde kayıt yapmaya devam edecektir. Şekil 4.49'da PV sistemde kullanılan çift yönlü elektrik sayacı görülmektedir.



Şekil 4.49. Çift yönlü elektrik sayacı

AS220 sayacının tanımlama sistemini oluşturan ekrandaki 3 haneli tanımlayıcı alan, optik ve elektriksel arayüz üzerinden alphaSET yazılımı ile programlanabilmektedir. AS220'nin optik arayüzü EN62056-21 haberleşme standardını, seri arayüzü ise EN62056-21 haberleşme standardını sağlamaktadır.

Sayaçta bulunan yük profil belleğine, demant ya da enerji değerleri ayarlanmış demant periyodu ile (fabrika ayar değeri 15 dakikadır) bilgiler saklanabilmektedir. Bellek kapasitesi dolduktan sonra güncel veri, yük profilinin en eski değerinin üzerine yazılır. Üretilen veri kayıtları EN 62056-61'e (OBIS) uygun olarak formatlanmaktadır. Sayaç, EN 62056-21'e uygun olarak, en çok 9600 baud hızında haberleşmektedir.

5. DENEYSEL SONUÇLAR

5.1. Labview İle Gerçek Zamanlı Olarak Gerçekleştirilen Kontrol Sistemi

Literatürde, şebeke bağlantılı PV sistemlerde ADMÇ'nin tespiti için birçok farklı yöntem kullanılmıştır. Bu yöntemlerin çoğu, gerilim, akım, frekans, faz farkı, harmonik vb. parametrelerden birini kullanarak ADMÇ'nin tespitine çalışmıştır. Pasif yöntemlerde; NDZ problemi ve yükün tükettiği güç ile PV tarafından üretilen güç arasında farkın az olduğunda güvenilir bir çalışma sağlayamaması, aktif yöntemlerde güç kalitesinde bozulmalar, uzaktan izleme sistemleri için de yüksek maliyet problemleri mevcuttur. Bu nedenle hızlı cevap süresine sahip, güvenilir bir şekilde algılama yapabilen ve genel olarak kullanılabilecek yöntemlere ihtiyaç vardır. Bu çalışmada, geliştirilen şebeke bağlantılı prototip sistem ile sadece PCC noktasında meydana gelen değişimlerin izlenmesi yerine, inverter, yük ve şebekenin sürekli olarak izlendiği gerçek zamanlı bir kontrol sistemi gerçekleştirilmiştir. Bu sayede diğer ADMÇ yöntemlerinde karşılaşılan problemlerin giderilerek, güvenilir algılamaya sahip, güç kalitesini etkilemeyen, hızlı cevap süresine sahip, genele uygulanabilecek, gelişmiş teknolojik altyapıya sahip, geliştirilmesi ve uygulanması kolay hibrit bir yöntemin gerçekleştirilmesi amaçlanmıştır.

Önerilen kontrol sistemi, inverter, yük ve şebeke tarafına ait akım, gerilim, frekans, faz farkı, aktif güç, reaktif güç ve görünür güç değişimlerini gerçek zamanlı olarak izlemektedir. Kontrol sistemi, şebeke tarafındaki gerilim ve frekans değişimlerinin eşik değerleri ile belirlenen sınırlar arasında kalıp kalmadığını gerçek zamanlı olarak değerlendirmektedir. Şebeke gerilimi ve frekansında meydana gelen ve eşik değerlerini aşan durumlarda, ilgili kontrol sinyalleri üretilerek kesicilere gönderilmekte ve PV sistemin zarar görmeden şebekeden ayrılması sağlanmaktadır. Bu kontrol parametreleri arasındaki seçim, koruma sistemi tarafından istenilen olayların, dağıtık generatörün güç sistemindeki durumlarına verdiği cevaba dayalıdır. Genel olarak ADMÇ yöntemlerinde 3 temel kriterin değişimine bakılmaktadır:

- **Gerilim Değişimi:** Gerilimin güç sistemi tarafından müsaade edilen değerlerde olup olmadığının tespiti, sadece gerilim değeri normal ise yapılabilir. Diğer durumlarda gerilim kontrolü daima etkilenmektedir. Gerilim dinamiklerini tahmin etmek için, gerilim değişimi parametresi burada tanımlanmıştır.

- **Frekans Değişimi ve ROCOF Değeri:** Kontrol parametresi olarak frekans değişimi ve ROCOF değeri, şebeke bağlantılı durumlar altındaki gerilimden daha kararlı bir parametredir ve bu nedenle bağlı bulunan şebekenin yapısı hakkında yararlı bilgi vermektedir. Özel olarak bu parametre, şebeke sisteminin sağlamlığı hakkında bilgi vermek için de kullanılır. Ayrıca dağıtık generatörden gelen aktif güç akışı ile sistem frekansı arasındaki ilişkinin değerlendirilmesinde de kullanılmaktadır.
- **Aktif Güç Değişimi:** Aktif güç değişimi, bağlanılan şebekenin frekansını ve gerilimini değiştirerek, aktif güç dalgalanmalarına neden olan etkinin değerlendirilmesinde kullanılır. Bağlanan sistemin (dağıtık generatör şebeke ile paralel çalıştığında) etkisi yüksek olduğunda, bu etki ihmal edilebilir. Ancak bu durum izole çalışma durumunda geçerli değildir. Aktif güç değişim oranı, sistem gerilimi ve frekansının durumunu değerlendirmek için kullanılmaktadır.

Geliştirilen kontrol sisteminde, ADMÇ'nin tespit edilebilmesi için kullanılan temel parametreler şebeke gerilimi ve şebeke frekansıdır. Geliştirilen prototip sistem sayesinde diğer parametrelerin de türetilebilmesine imkan sağlanmıştır. Aşağıda gerilim ve frekans ile ilgili kontrol sisteminde kullanılan kısıtlar verilmiştir:

$$Eğer \quad U_{(n)} \geq 1.1U_r \qquad veya \quad U_{(n)} \leq 0.88U_r \qquad ise \qquad A\ Durumu \qquad \textbf{(5.1)}$$

Benzer şekilde frekans değişimi;

$$Eğer \quad f_0 \geq 50.2\ Hz \qquad veya \quad f_0 \leq 49.8\ Hz \qquad ise \qquad B\ Durumu \qquad \textbf{(5.2)}$$

Buradaki durumlar, her parametrenin karar kriterleri terimleridir. Bu iki durumun gerçek zamanlı olarak değerlendirilmesi ile hem belirlenen alt ve üst frekans değerleri hem de belirlenen alt ve üst gerilim değerleri sürekli kontrol edilerek, şebekenin gitmesi ya da şebekede meydana gelecek gerilim çökmesi, gerilim yükselmesi vb. durumlarında PV sistemin şebekeden ayrılması sağlanmaktadır.

Önerilen yöntemin Labview ortamında gerçekleştirilmiş olması, gerilim ve frekans gibi farklı parametreleri dikkate alarak bunu gerçek zamanlı bir kontrolör ile değerlendirmesi ve cevap süresinin IEEE 929-2000 standartlarının altında olması önerilen yöntemin avantajlarıdır.

5.2. Deneysel Sonuçlar

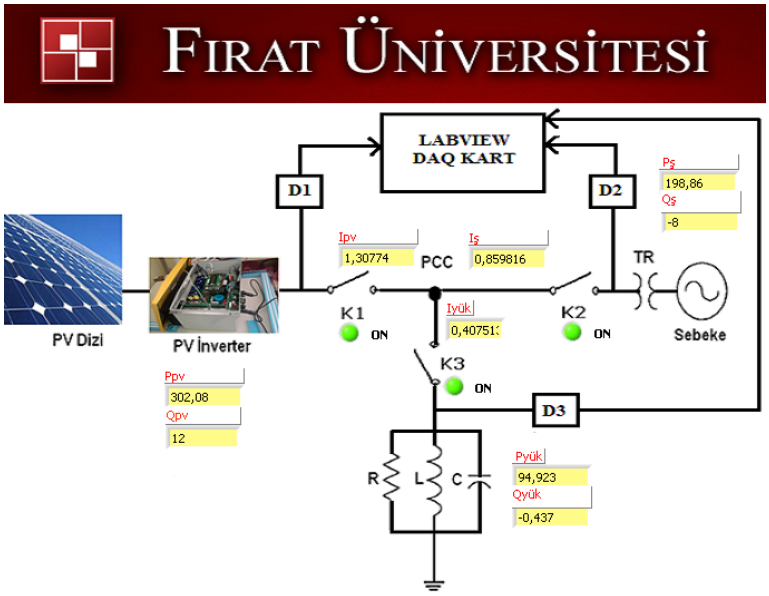
Şebeke bağlantılı prototip sistemde, inverter, şebeke ve yükten elde edilen akım, gerilim, frekans, faz farkı, aktif güç vb. tüm parametreler Labview ile geliştirilen yazılım sayesinde görüntülenebilmekte ve şebeke bağlantılı PV sisteme ilişkin tüm veriler izlenebilmektedir. Temel olarak şebeke geriliminin ve frekansının değişimini kullanan kontrol yöntemi ile de ADMÇ durumunun incelenebilmesine imkan sağlanmıştır.

Prototip sistem ve Labview ile gerçekleştirilen kontrol ve izleme yazılımı sayesinde, şebeke bağlantılı PV sistemin farklı çalışma koşullarındaki davranışları incelenmiştir. Bu bölümde öncelikle PV sistemin normal çalışma koşulları incelenmiş, daha sonra ise farklı şebeke koşulları altındaki çalışma koşulları ile ilgili deneyler yapılmıştır. Gerçek zamanlı olarak elde edilen tüm veriler, geliştirilen yazılım ile kayıt altına alınmıştır. Böylece her çalışma durumuna ilişkin verilerin sonradan görüntülenebilmesine ve raporlanabilmesine de olanak sağlanmıştır.

Deneysel sonuçlarda elde edilen tüm veriler, PV sistemin bu şartlardaki davranışı ve kontrol sisteminin sistemdeki değişimlere karşı gösterdiği cevaplar, sekiz ana başlık altında incelenmiştir.

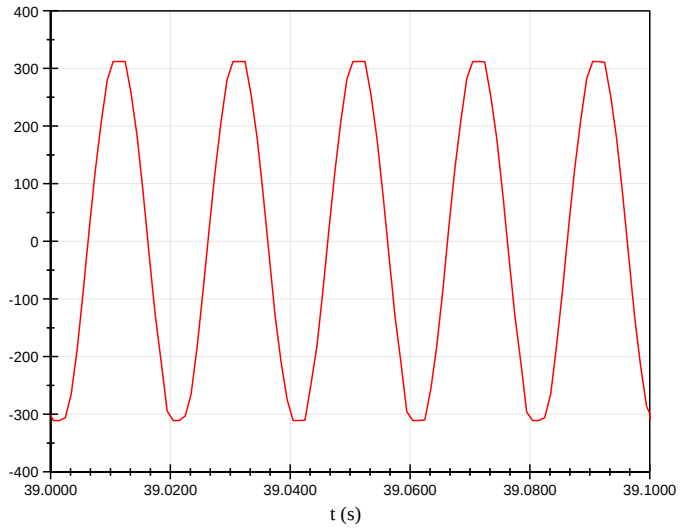
5.2.1. Normal Çalışma Koşulları ($P_{inv} > P_{yük}$ Durumu)

PV panellerden elde edilen gücün, yükün gücünden büyük olduğu durum için gerçekleştirilen deneysel çalışmada elde edilen genel veriler Şekil 5.1'de gösterilmiştir. Labview ile gerçekleştirilen yazılımın ara yüzünün gösterildiği Şekil 5.1'de, panellerden elde edilen yaklaşık 300 W gücün 100 W'ı yüke aktarılmakta, kalan 200 W civarındaki güç de şebekeye aktarılmaktadır. Bu durumda PV panellerden sağlanan 1.3 A'lik akımın 0.4 A'i yüke, 0.9 A'i ise şebekeye aktarılmıştır.



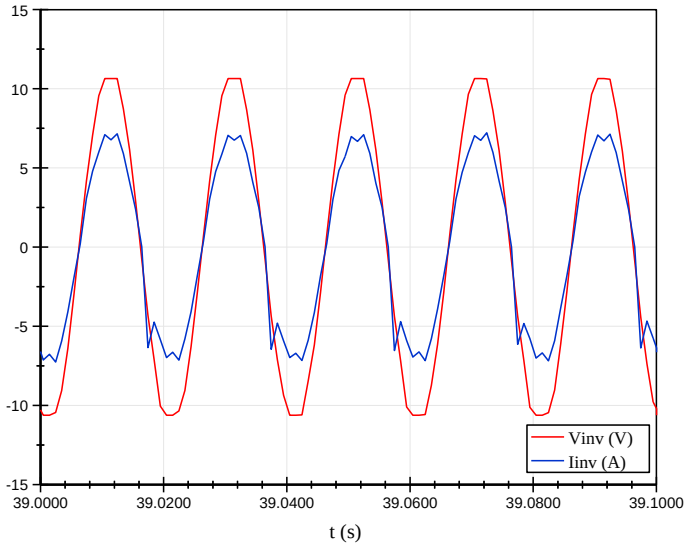
Şekil 5.1. Normal çalışma şartları (Pinv > Pyük) altında PV sistemin genel görünümü

İnverterin AC tarafından elde edilen gerilim dalga şekli, Şekil 5.2'de gösterilmiştir. İnverterin şebekeye paralel olarak bağlanmasından sonra, inverter çıkışında gözlenen gerilim dalga şeklinin tepe değeri 320 V ve efektif değeri 226 V olmuştur.



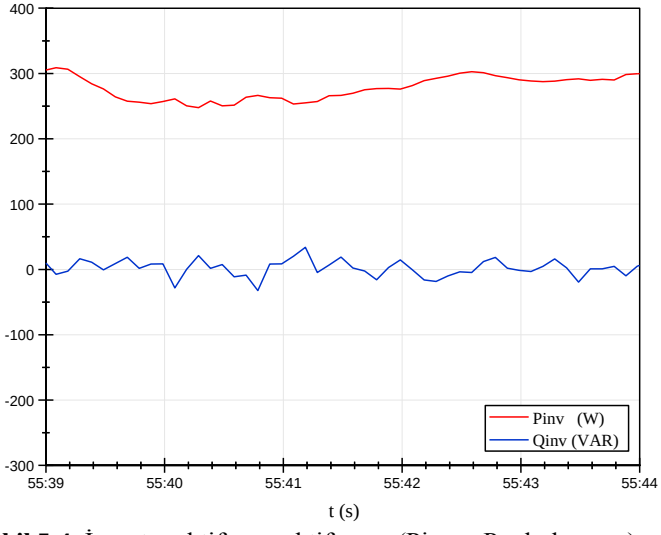
Şekil 5.2. İnverter çıkış gerilimi (Pinv > Pyük durumu)

Labview DAQ kartı analog giriş uçlarına uygulanan ve elektronik ölçüm kartındaki akım ve gerilim sensörlerinden elde edilen PV inverter akım ve gerilim dalga şekilleri Şekil 5.3'te gösterilmiştir. İnverter normal çalışma durumunda, şebekeye harmonik içeren bir akım göndermektedir. Bu durum Şekil 5.3'ten de açıkça görülebilmektedir.



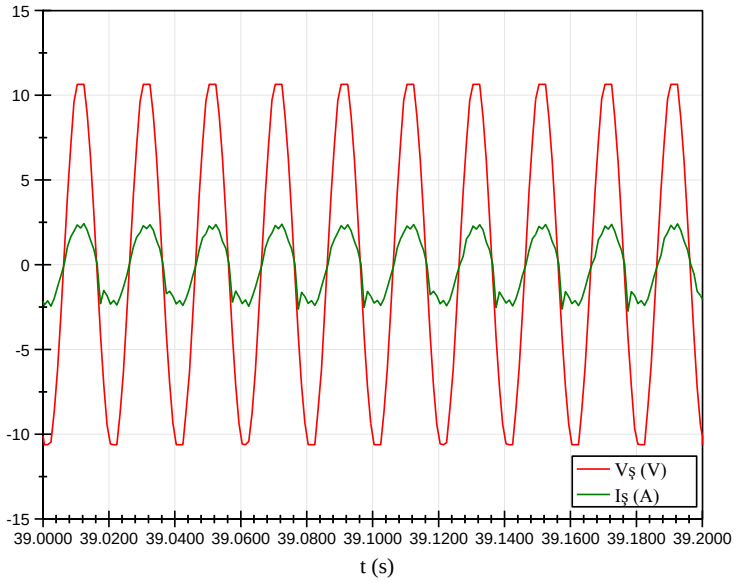
Şekil 5.3. PV inverter çıkışındaki akım ve gerilim (Pinv > Pyük durumu)

PV panellerin çıkışından elde edilen 125 V DC gerilim, inverterin DC girişine uygulanmıştır. Bu durumda PV panellerden çekilen akım 2.8 A olmuştur. Bu durumda inverterin verimi % 85.7 olarak gerçekleşmiştir. İnverter çıkışından elde edilen aktif ve reaktif güçlerin gerçek zamanlı olarak değişimi Şekil 5.4'te gösterilmiştir. İnverter çıkışından yaklaşık 300 W'lık bir aktif güç elde edilirken, 0-25 VAR arasında değişen bir reaktif güç de kullanmaktadır. Bu reaktif güç şebeke ile inverter arasında sürekli alınıp verilmektedir.



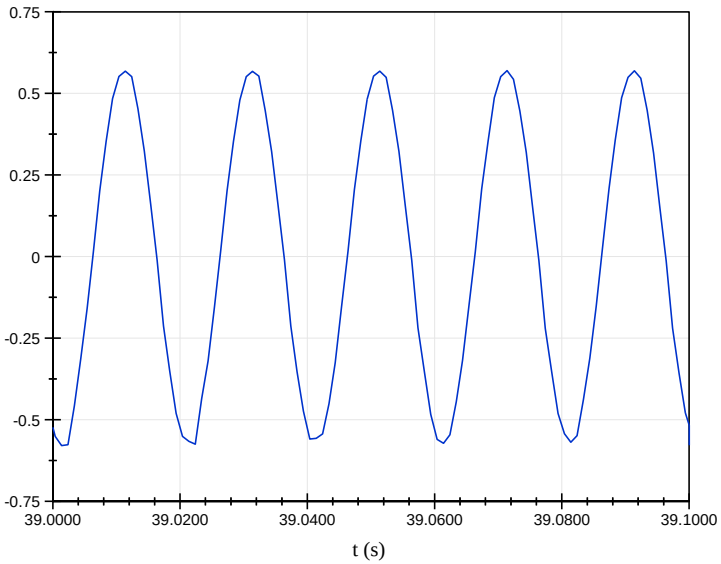
Şekil 5.4. İnverter aktif ve reaktif gücü (Pinv > Pyük durumu)

PV inverter çıkış akımının bir benzeri, şebeke akımında da görülmektedir. Şekil 5.5'te şebeke akımı ve geriliminin Labview DAQ kartı girişindeki değişimi gösterilmiştir. İnverterin sağlamış olduğu akımın bir kısmı yüke aktarılırken, fazlası şebekeye aktarılmaktadır.



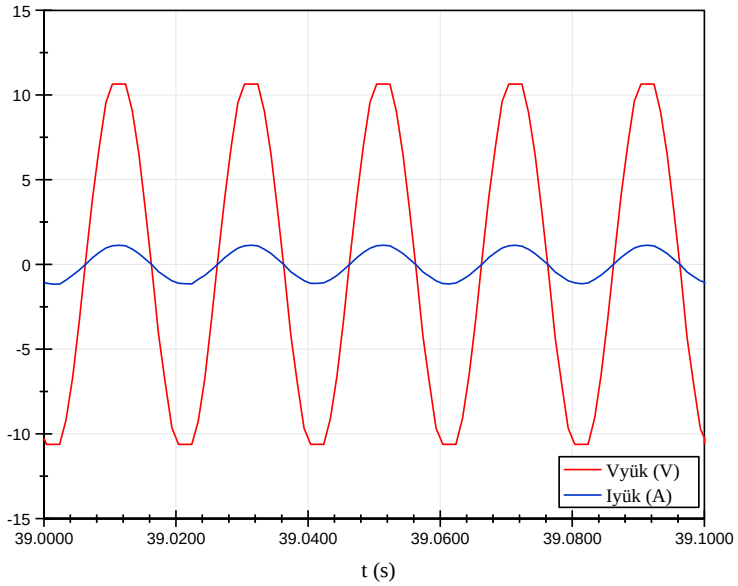
Şekil 5.5. Şebeke akımı ve gerilimi (Pinv > Pyük durumu)

Normal çalışma koşullarında inverter ile şebeke arasında sürekli bir güç alışverişi olduğu, Şekil 5.6'daki yük akımı şeklinden de anlaşılmaktadır. Yükün talep ettiği güç yaklaşık 95 W, çektiği akım 0.45 A'dır. Yük akımı dalga şekli sinüse oldukça yakındır. İnverterden sağlanan akım, yük akımını sabit tutacak şekilde ayarlanmakta ve PV'deki değişimler doğrudan şebekeye yansıtılmaktadır.



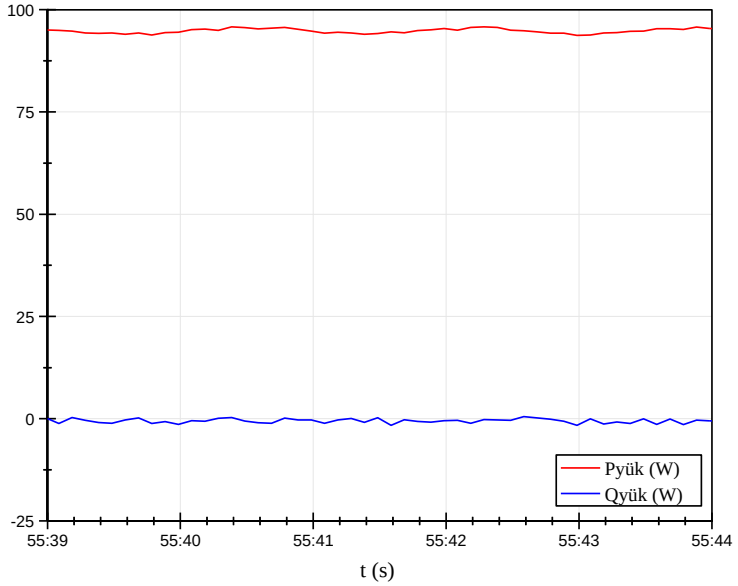
Şekil 5.6. Yük akımı (Pinv > Pyük durumu)

Labview DAQ kart girişine uygulanan yük akımı ve gerilimi Şekil 5.7'de gösterilmiştir. Yük akımının çektiği akıma bağlı olarak, elektronik ölçüm kartından elde edilen analog akım sinyalinin genliği de değişmektedir.



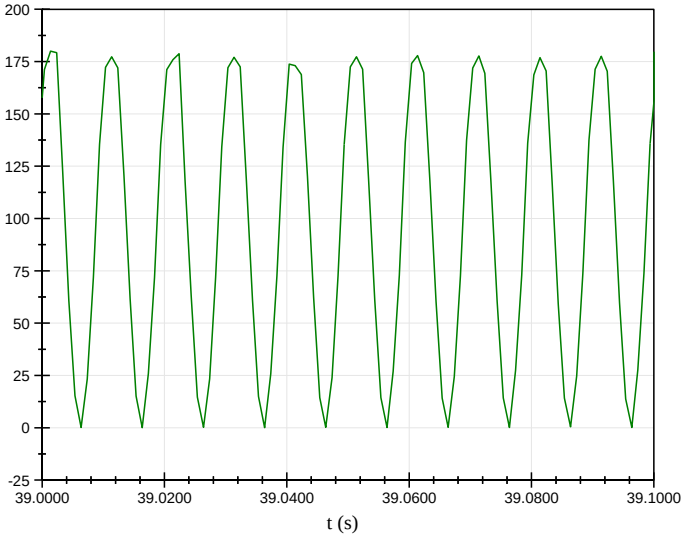
Şekil 5.7. Yük akımı ve gerilimi (Pinv > Pyük durumu)

Şekil 5.8'de, yükün aktif ve reaktif güç değişimi gösterilmiştir. Deneyde kullanılan yük rezistif bir yük olup, değeri 576 Ω'dur. Yükün talep ettiği aktif güç yaklaşık 95 W olup, inverter ve şebekenin aktif güçlerine göre daha kararlı bir değişim göstermektedir. Reaktif güç ise yükün rezistif olması nedeni ile sıfırdır.



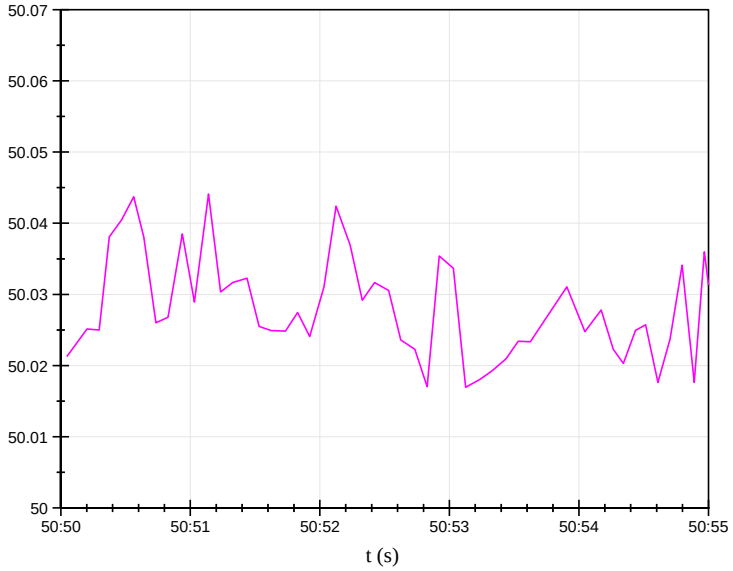
Şekil 5.8. Yükün aktif ve reaktif gücü (Pinv > Pyük durumu)

Labview uygulama yazılımında, anlık görünür güç değişimleri de gerçek zamanlı olarak izlenebilmektedir. Şekil 5.9'da yükün ani görünür gücünün değişimi görülmektedir. Burada ani güç değeri anlık olarak maksimum 181 VA'e ulaşmaktadır. Ani güç değerinin minimum değeri de sıfırdır. İşaretin ortalaması yükün görünür gücü olan 95 VA'i vermektedir.



Şekil 5.9. Yükün ani görünür güç değişimi (Pinv > Pyük durumu)

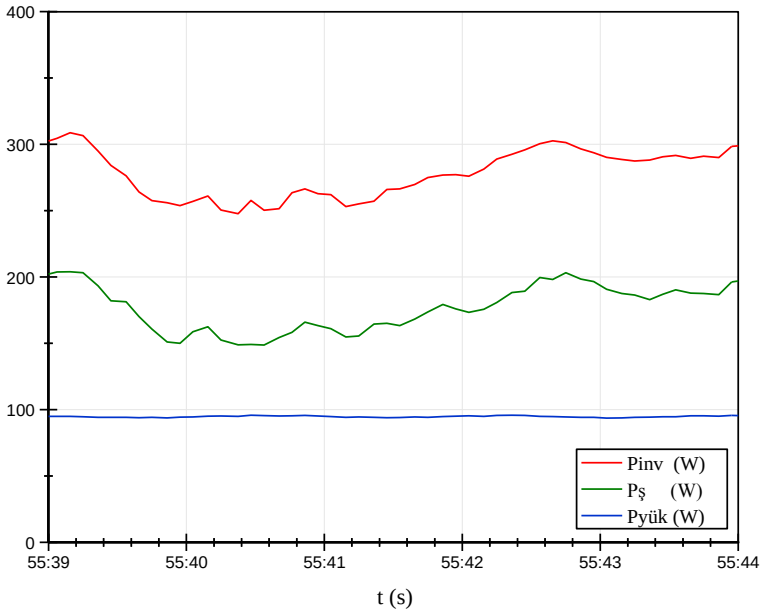
Şebeke gerilimi ve frekansının değişimleri, ADMÇ'nin tespitinde önemlidir. Bu nedenle şebeke gerilimi ve frekansının gerçek zamanlı olarak takibi gerekmektedir. Geliştirilen yöntemde diğer birçok parametre gibi bu iki temel parametre de sürekli olarak izlenmektedir. Şekil 5.10'da şebeke frekansının değişimi gösterilmiştir. Frekans, belirtilen süreler arasında 50.015-50.045 Hz arasında değişim göstermiştir.



Şekil 5.10. Şebeke frekansı (Pinv > Pyük durumu)

Şebeke bağlantılı PV sistemin normal çalışma koşulları altında çalışmasının incelendiği deneyde, inverter, yük ve şebekeye ait aktif güçlerin değişimi izlenmiştir. Şekil 5.11, PV sistemin çalıştırılması ile elde edilen aktif güçlerin değişimini göstermektedir. Burada inverter ortalama 300 W'lık bir aktif güç üretmekte ve bu gücün yaklaşık 100 W'ı yüke, 200 W'ı da şebekeye aktarılmaktadır. Deney esnasında inverterin üzerinden çıkış gücü

olarak sürekli 300 W civarında değerler okunsa da, anlık olarak bu gücün sürekli değişkenlik gösterdiği görülmüştür. İnverter ile şebeke arasında hem aktif güçlerde hem de 0-25 VAR arasında değişen reaktif güçlerde karşılıklı bir etkileşim söz konusudur. Bu sayede yükün talep ettiği güç sürekli sabit tutulmaya çalışılmaktadır. İnverter çıkışındaki aktif gücün, uzun bir sürenin ortalaması alınarak inverterin ekranında gösterildiği anlaşılmaktadır.



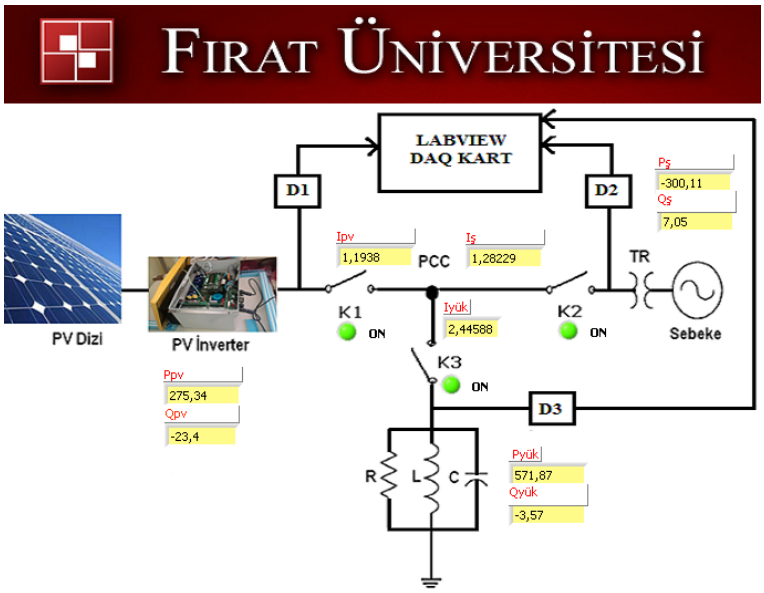
Şekil 5.11. PV sistemde aktif güçlerin değişimi (Pinv > Pyük durumu)

PV inverterin katalog bilgileri incelendiğinde, güç faktörünün 1 olduğu, yani sadece aktif güç ürettiği ifade edilmektedir. Oysa hem Labview ile geliştirilen yazılım, hem de wattmetre kullanılarak yapılan ölçümlerde inverterin aktif gücün yanı sıra ani olarak 0-25 VAR arasında değişen reaktif bir güç de ürettiği ve reaktif gücün inverter ile şebeke arasında sürekli alınıp verildiği de gözlenmiştir. İnverterin ani aktif ve reaktif gücündeki bu salınımlar, geliştirilen yazılım ile gerçek zamanlı olarak izlenebilmektedir.

5.2.2. Normal Çalışma Koşulları ($P_{yük} > P_{inv}$ Durumu)

PV panellerden elde edilen gücün, yükün gücünden küçük olduğu durum için gerçekleştirilen deneysel çalışmada elde edilen genel veriler Şekil 5.12'de gösterilmiştir. Labview ile gerçekleştirilen yazılım ara yüzünün gösterildiği Şekil 5.12'de, panellerden yaklaşık 275 W güç elde edilirken, yükün talep ettiği güç yaklaşık 572 W'dır. Bu durumda yükün talep ettiği gücün karşılanabilmesi için gerekli olan yaklaşık 300 W şebekeden sağlanmaktadır. Burada şebeke gücünün önündeki (-) işareti, şebekeden yüke güç akışı

olduğu anlamındadır. PV sistemden şebekeye güç aktarıldığında ise şebeke gücünün önündeki işaret (+) olarak seçilmiştir. İnverterden yaklaşık 1.2 A çekilirken, yükün talep ettiği 2.44 A'lık akımın kalan kısmı şebekeden çekilmektedir.

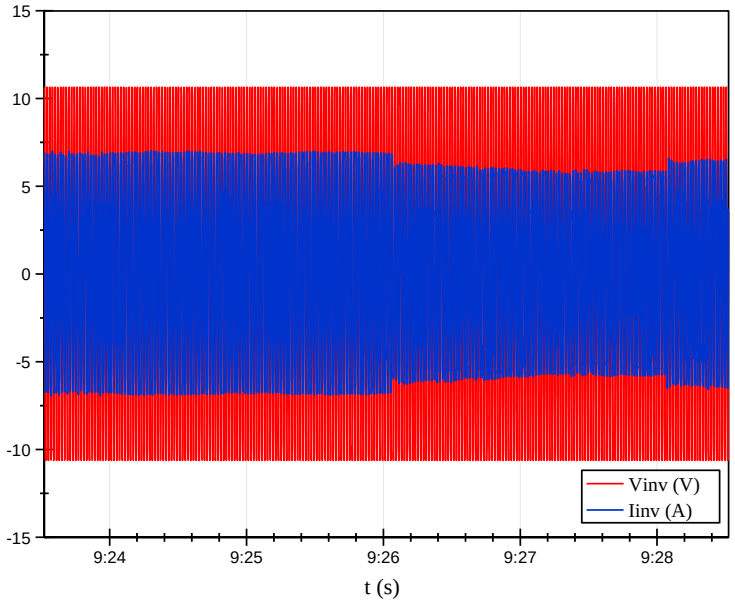


Şekil 5.12. Normal çalışma şartları (Pyük > Pinv) altında PV sistemin genel görünümü

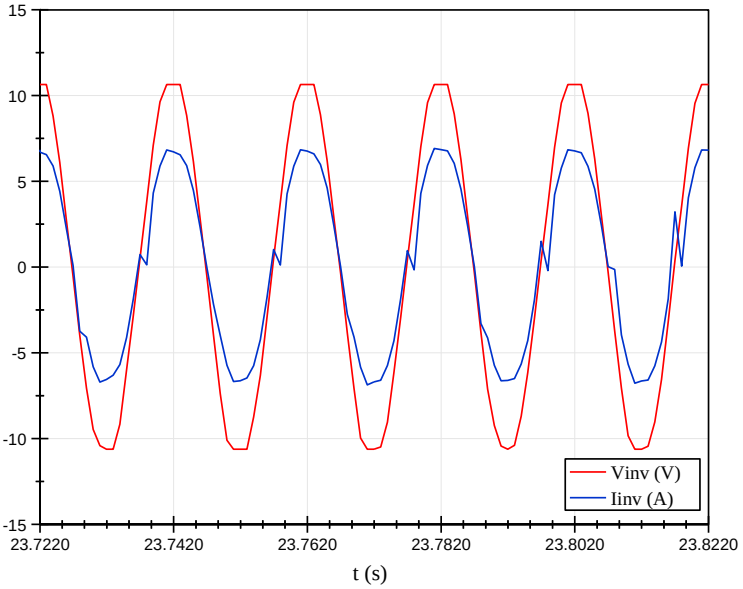
İnverter çıkışına bağlı olan yük bankı kullanılarak 96 Ω değerinde rezistif bir yük devreye bağlanmıştır. Bu durumda yükün çekeceği akım yaklaşık 2.44 A ve talep ettiği aktif güç de yaklaşık 572 W olmaktadır. İnverter yüke gerekli gücü aktaramadığı için, yüke aktarılması gereken gücün kalan kısmı şebekeden sağlanmaktadır. Burada inverter ile şebeke arasında da 0-25 VAR arasında değişen bir reaktif güç alışverişi de mevcuttur.

Labview programında gerçek zamanlı olarak akım ve gerilimler detaylı bir şekilde incelenebilmekte ve zaman eksenindeki değişimleri görüntülenebilmektedir. Şekil 5.13, PV inverter çıkışındaki akım ve gerilimin (Labview kartına uygulanan analog sinyaller) sürekli durumda zaman eksenindeki değişimlerini göstermektedir. İnverter yüke gerekli gücün aktarılabilmesi amacı ile inverter çıkış akımını değiştirmektedir.

Şekil 5.14 ise inverter akım ve geriliminin zaman ekseninde açılmış halini göstermektedir. Burada inverter çıkış akımında kısmen bir bozulma mevcut olup, tam sinüs formuna ulaşamadığı görülmüştür.

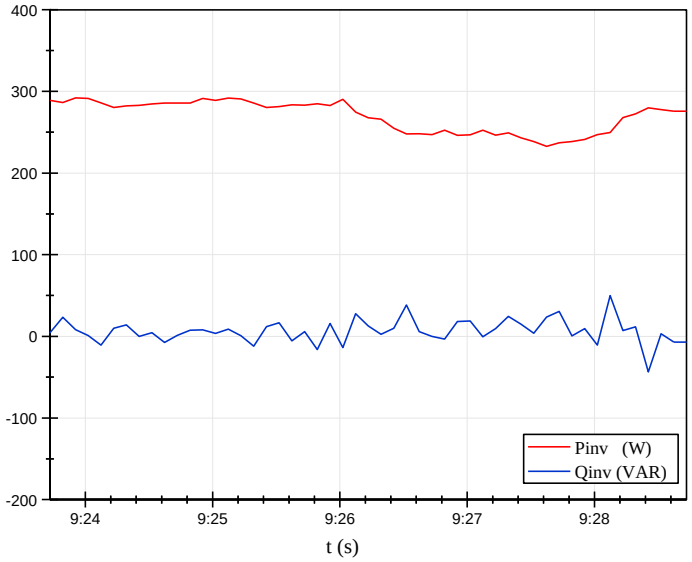


Şekil 5.13. PV inverter çıkışındaki akım ve gerilimin sürekli durumu (Pyük > Pinv)



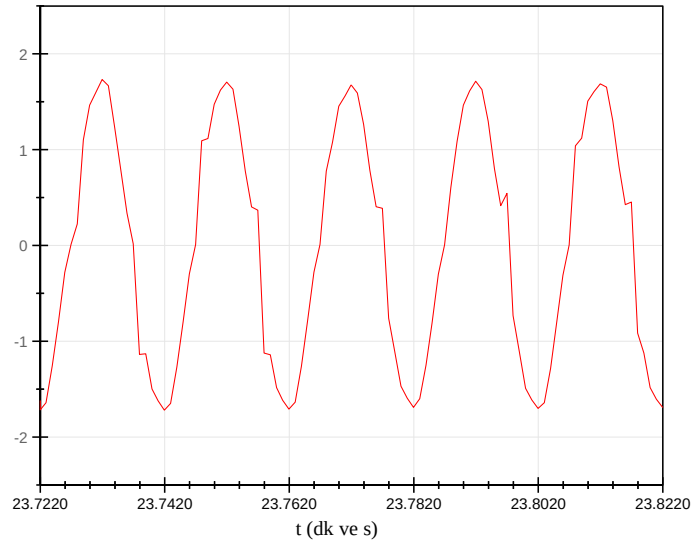
Şekil 5.14. PV inverter çıkışındaki akım ve gerilim (Pyük > Pinv)

İnverter aktif ve reaktif güç değişimleri, Şekil 5.15'te gösterilmiştir. İnverter yüke ortalama 275 W'lık aktif bir güç sağlamaktadır. İnverter ani aktif güç değişim eğrisi, inverter akımının değişimi ile paralellik göstermektedir. Ani güç değişimi inverter ile şebeke arasında olmakta ve yükün gücü mümkün olduğunca kararlı bir şekilde sağlanmaktadır. Reaktif güç değişimi eğrisi de, inverter ile şebeke arasında reaktif güç akışının olduğunu göstermektedir.



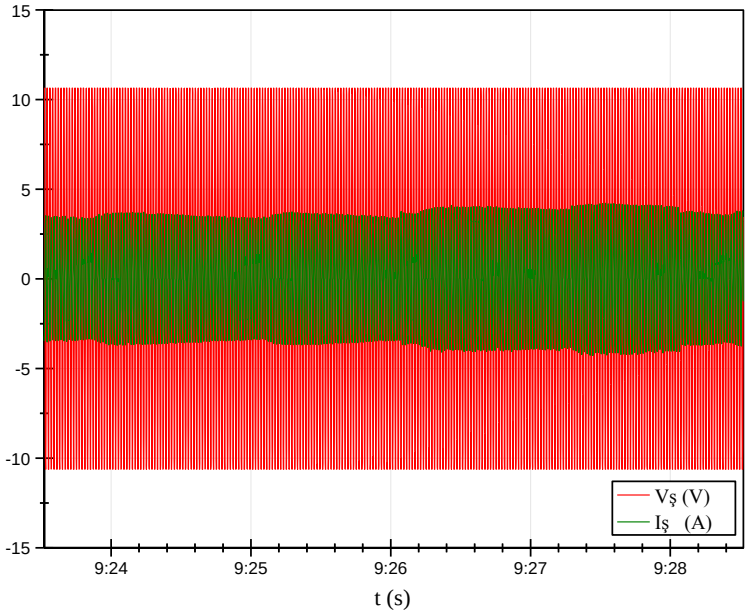
Şekil 5.15. PV inverter aktif ve reaktif gücü (Pyük > Pinv)

Şebeke tarafı incelendiğinde, inverter ve şebeke arasındaki etkileşim açıkça görülmektedir. Şekil 5.16'da verilen şebeke akımının değişimi, inverter akımı dalga formuna yakın ve harmonik içeren bir şekle sahiptir. Şebekeden çekilen akımın RMS değeri 1.28 A ve tepe değeri de 1.81 A'dır.

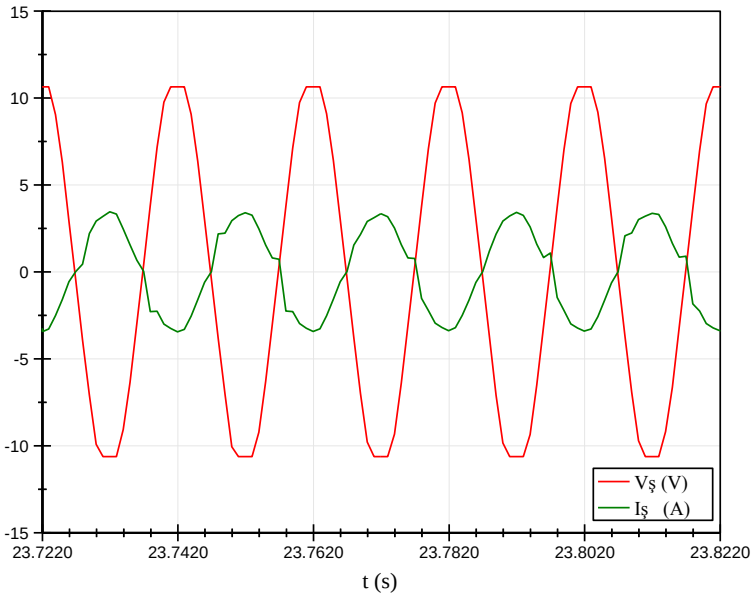


Şekil 5.16. Şebeke akımı (Pyük > Pinv)

Labview DAQ kartının girişinden ölçülen şebeke akım ve gerilim sinyallerinin değişimi Şekil 5.17'de gösterilmiştir. İnverter çıkış akımının değişimi, şebeke akımının da değişimine neden olmaktadır. Bu değişim Şekil 5.17'de gösterilmiştir. Şebeke gerilimi ve akımının zaman ekseninde açılmış hali ise Şekil 5.18'de görülmektedir. Burada gerilim dalga şeklinde bir bozulma yokken, şebeke akımındaki bozulma daha açık bir şekilde görülebilmektedir.

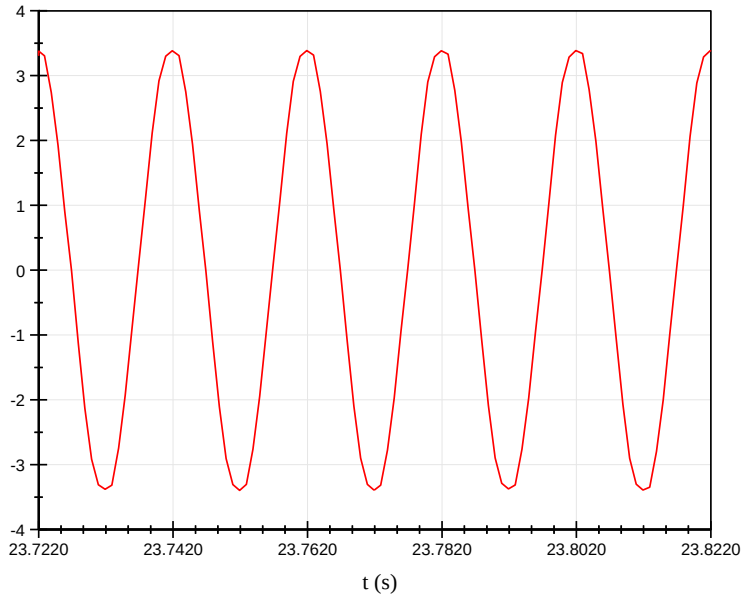


Şekil 5.17. Şebeke akım ve geriliminin sürekli durumu (Pyük > Pinv)



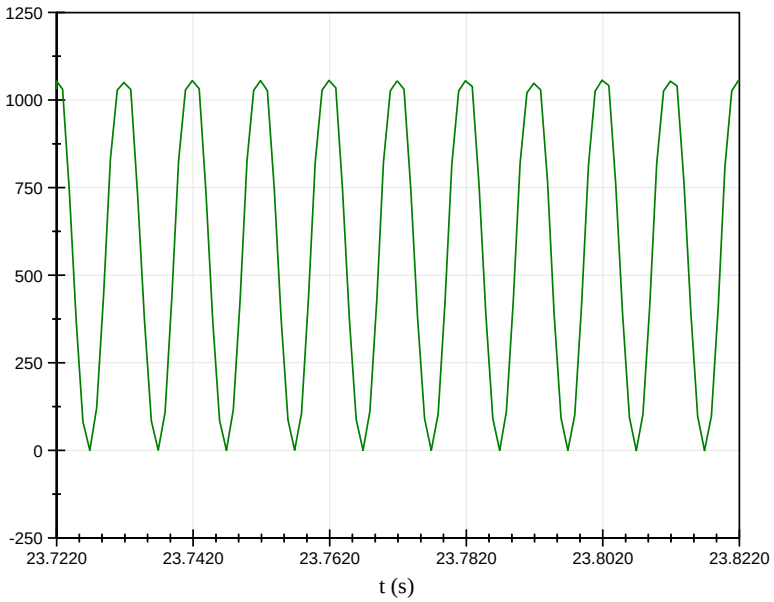
Şekil 5.18. Şebeke akım ve gerilimi (Pyük > Pinv)

Şebeke bağlantılı PV sistemin normal çalışma durumunda, yük akımının değişimi Şekil 5.19'da gösterilmiştir. Yük akımı RMS değeri 2.44 A ve yük akımının tepe değeri 3.45 A'dır. Yük akımının dalga şeklinin, inverter ve yük akımının dalga şekillerine göre daha düzgün ve sinüs formuna daha uygun olduğu görülmektedir.



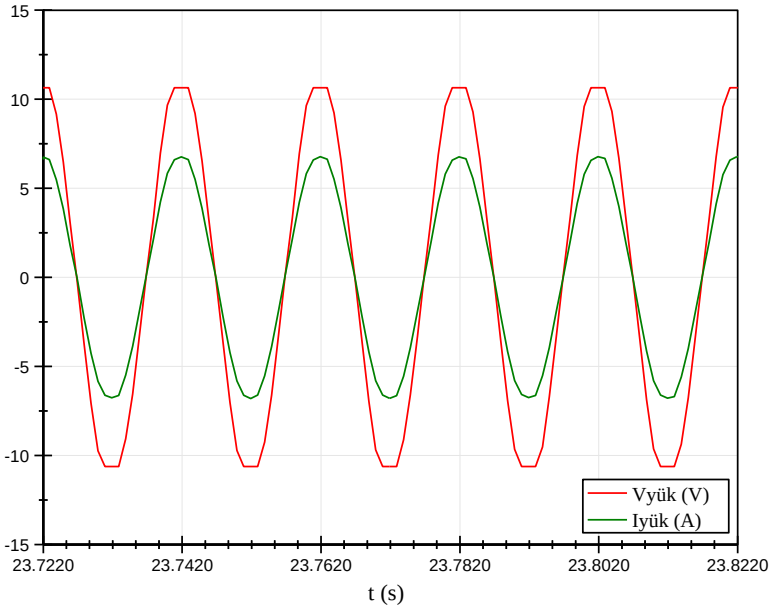
Şekil 5.19. Yük akımı (Pyük > Pinv)

Yükün anlık görünür güç değişimi, gerçek zamanlı olarak Labview ile gerçekleştirilen uygulama yazılımı ile izlenebilmektedir. Şekil 5.20'de yükün ani görünür gücünün değişimi görülmektedir. Burada ani güç değeri anlık olarak maksimum 1100 VA'ya ulaşmaktadır. Ani güç değerinin minimum değeri de sıfırdır. İşaretin ortalaması yükün görünür gücü olan 572 VA'yı vermektedir.



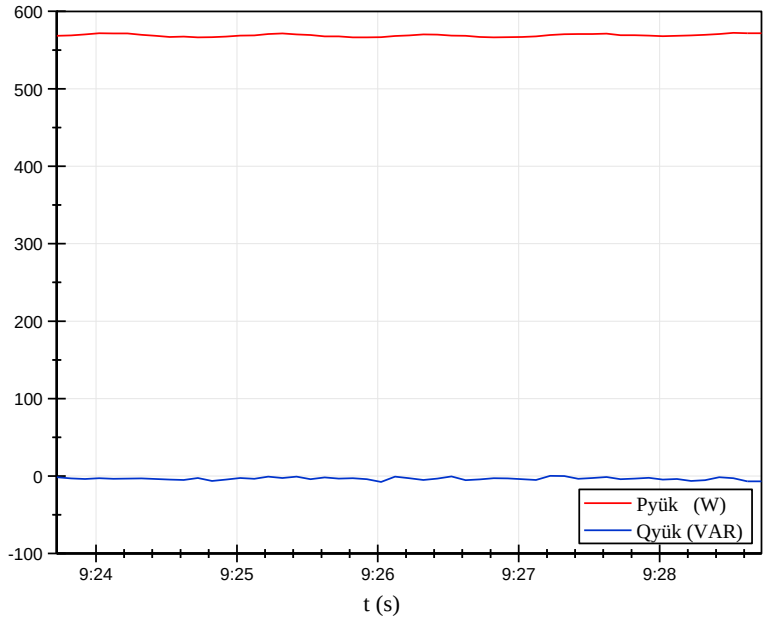
Şekil 5.20. Yükün görünür gücü (Pyük > Pinv)

Yüke ait akım ve gerilim dalga şekilleri incelendiğinde, sinüs formuna uygun bir şekilde değiştikleri görülmektedir. Yük akımı ile gerilimi arasındaki faz farkı da, yükün rezistif bir yük olması nedeni ile sıfırdır. Bu durum Şekil 5.21'de gösterilmiştir.



Şekil 5.21. Yük akımı ve gerilimi (Pyük > Pinv)

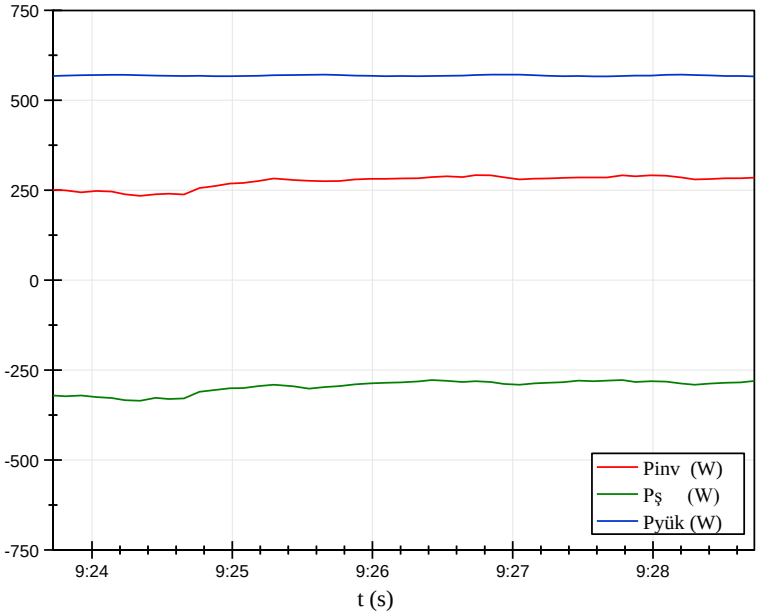
Yük, şebekeden yaklaşık 300 W'lık bir aktif güç, inverterden ise yaklaşık 275 W'lık bir aktif güç çekmektedir. Yükün toplamda yaklaşık 575 W'lık bir aktif güç talebi mevcuttur. Sistemde 96 Ω'luk rezistif bir yük bağlı olduğu için, yükün reaktif güç talebi yoktur. Yükün aktif ve reaktif güç değişimleri Şekil 5.22'de görülmektedir.



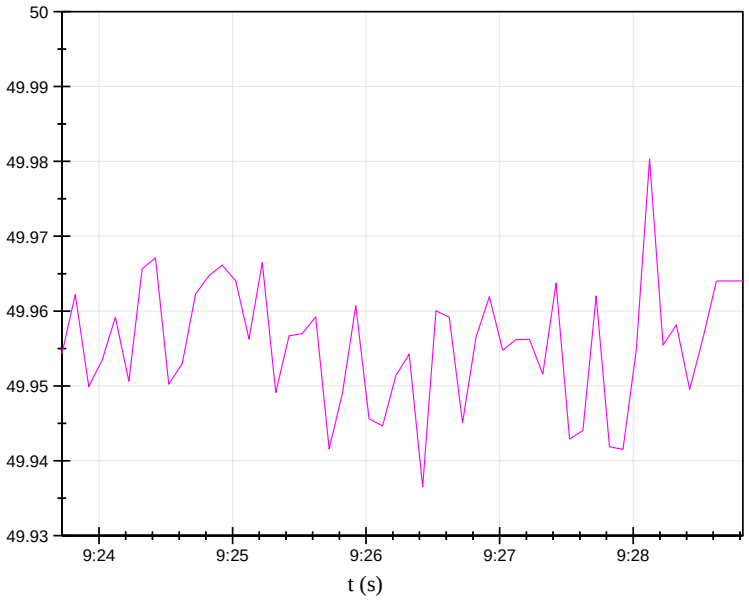
Şekil 5.22. Yükün aktif ve reaktif gücü (Pyük > Pinv)

Yükün gücünün PV panellerin gücünden daha büyük olduğu durum için, PV sistemdeki aktif güçlerin değişimi Şekil 5.23'te gösterilmiştir. Şebeke ve inverter tarafından sağlanan toplam aktif gücün, anlık olarak da yükün talep ettiği aktif güce eşit olduğu görülmektedir.

Burada yükün aktif güç talebini karşılamak üzere şebeke ile inverter arasında bir güç akışı olduğu görülmektedir. Bu durum yüke aktarılan gücün kararlı bir şekilde değişmesini sağlamaktadır. Aktif güç değişiminin ölçüldüğü zaman aralığında, şebeke frekansının değişimi de Şekil 5.24'te görülmektedir. Şebeke frekansı bu aralıkta 49.93-49.98 Hz arasında değişmiştir.



Şekil 5.23. PV sistemde aktif güçlerin değişimi (Pyük > Pinv)



Şekil 5.24. Şebeke frekansı (Pyük > Pinv)

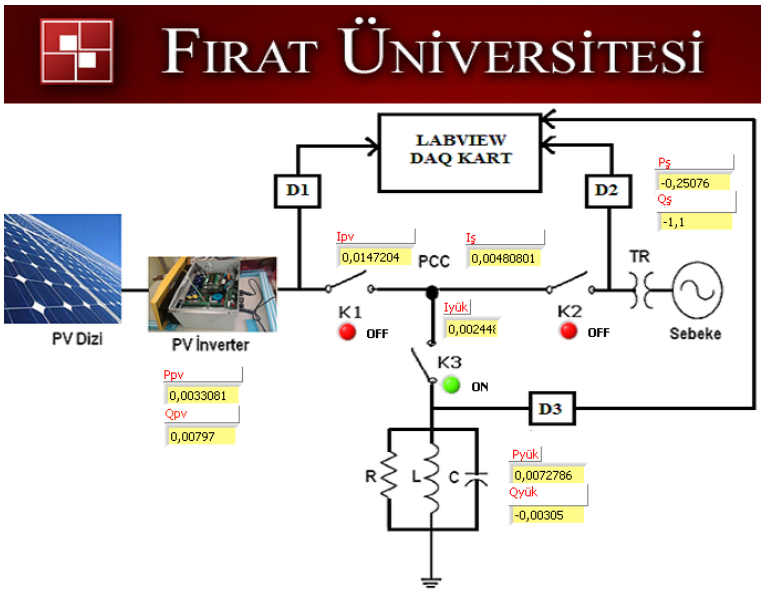
5.2.3. Üst Eşik Frekansının Aşılması (OFP) Durumu

ADMÇ'nin tespit edilmesinde en önemli parametrelerden bir tanesi şebeke frekansının değişimidir. Şebeke frekansının belirlenen eşik değerlerinin altına inmesi ya da üzerine çıkması, ADMÇ'nin tespitinde kullanılan yöntemlerin başında gelmektedir. Belirlenen eşik frekansları Tablo 5.1'de gösterilmiştir. IEEE 929-2000'e göre alt eşik frekansı 49.3 Hz, üst eşik frekansı ise 50.5 Hz'dir. Yapılan deneysel çalışmada ise alt eşik frekansı 49.8 Hz, üst eşik frekansı ise 50.2 Hz olarak seçilmiştir. Önerilen yöntemin avantajlarından bir tanesi de, ADMÇ eşik değerlerinin yazılımsal olarak yönetmelikler ile izin verilen kısıtlar çerçevesinde hassas bir şekilde ayarlanabilmesidir.

Tablo 5.1. Şebeke frekansı eşik değerleri

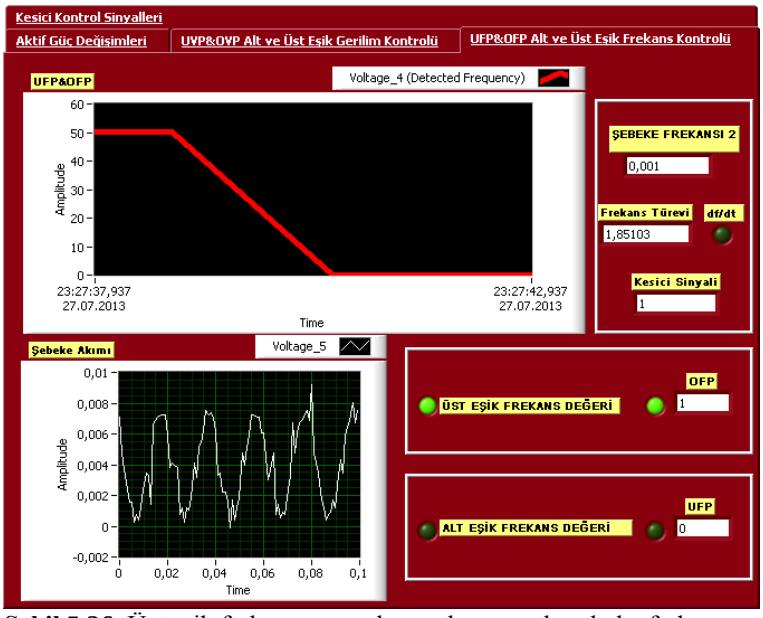
Frekans (Hz)	Deneysel Çalışma	IEEE 929-2000
Alt Eşik Frekansı	49.8 Hz	49.3 Hz
Nominal Frekans	50.0 Hz	50.0 Hz
Üst Eşik Frekansı	50.2 Hz	50.5 Hz

Üst eşik frekansı olan 50.2 Hz'in aşılması durumunda, önerilen gerçek zamanlı kontrol yöntemi ile öncelikle şebeke kesicisi K2, daha sonra inverter kesicisi K1 açtırılarak, inverterin ADMÇ durumu engellenmektedir. Şekil 5.25'te üst eşik frekansının aşılması durumunda PV sistemin genel görünümü gösterilmiştir. Şebeke frekansı 50.3 Hz'ye yükseldiğinde, K2 ve K1 kesicileri açılarak ADMÇ durumu önlenmiştir.



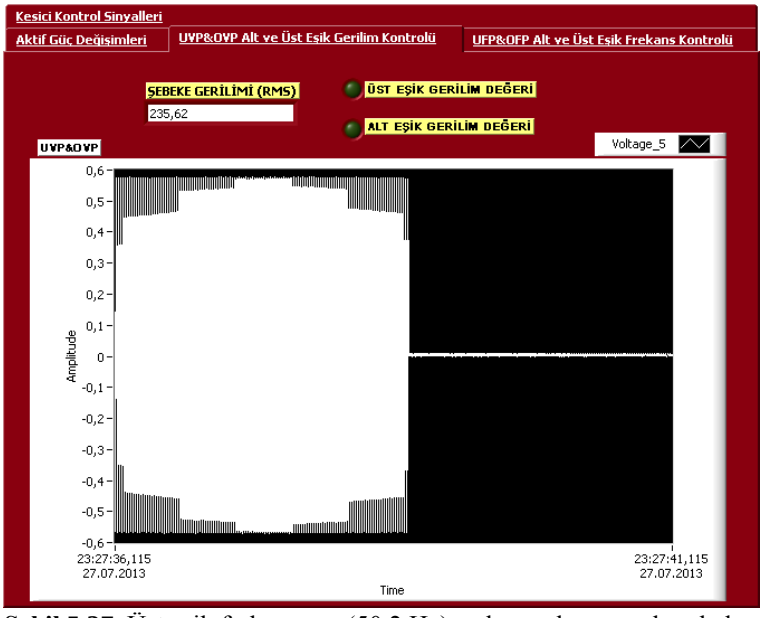
Şekil 5.25. Üst eşik frekansının aşılması durumunda PV sistemin genel görünümü

Şebeke frekansının üst eşik frekansı değerini aşması sonucunda K1 ve K2 kesicilerine bir kontrol sinyali gönderilmekte ve kesiciler devreyi açmaktadır. Şekil 5.26, üst eşik frekansının aşılması ve kesicilerin açması sonucunda şebeke frekansının Labview ara yüz sayfasında izlenen değişimini göstermektedir.



Şekil 5.26. Üst eşik frekansının aşılması durumunda şebeke frekansının değişimi

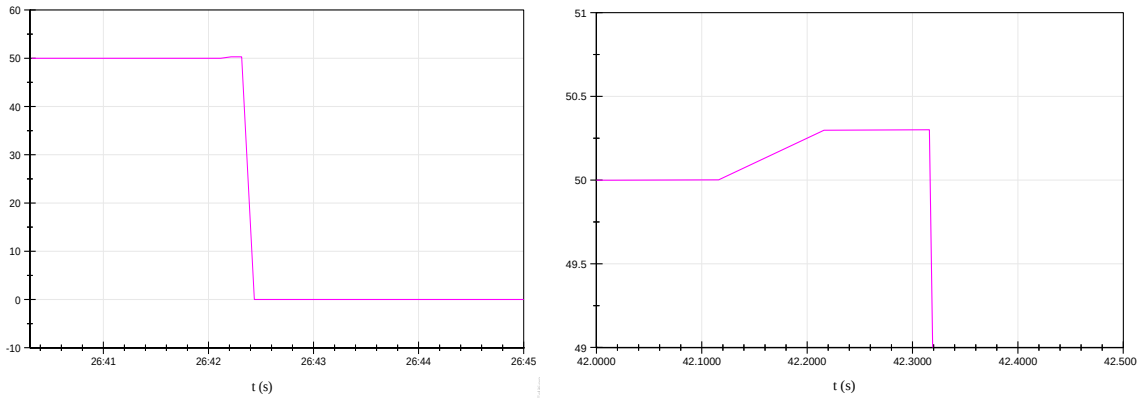
Labview yazılımının ara yüz sayfasında PV sistem ile ilgili birçok bilgiye ulaşmak ve sistemin gerçek zamanlı olarak çalışmasını izlemek mümkündür. Şekil 5.27, şebeke frekansının üst eşik frekansını aşması durumunda, şebeke akımının değişimini gösteren Labview programı ara yüzünü göstermektedir. Üst eşik frekansının aşıldığı bilgisinin ilgili kesicilere gönderilmesi ve kesicilerin açması sonucunda şebeke akımı da kesilmektedir.



Şekil 5.27. Üst eşik frekansının (50.2 Hz) aşılması durumunda şebeke akımı

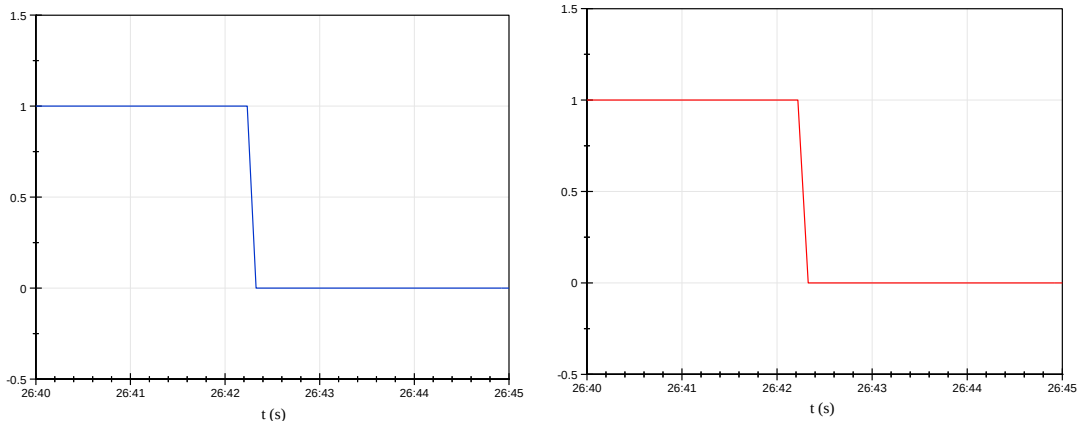
Şebeke frekansı 42. saniyeden sonra 50 Hz değerinden 50.3 Hz değerine yükselmiştir. Şekil 5.28'de görülen bu durum neticesinde, kontrol sistemi olayı değerlendirmiş ve ilgili kesicilere kontrol sinyallerini göndererek ADMÇ durumunun önlenmesini sağlamıştır.

Şekil 5.28, şebeke frekansının değişimini de ayrıntılı olarak göstermektedir. Şebeke frekansı 42. Saniyeden sonra artmaya başlamış ve kısa bir süre sonra eşik değerinin üzerine çıkmıştır. Eşik değerinin aşılması ile kontrol sistemi hemen harekete geçerek ADMÇ'nin önlenmesi amacıyla şebeke ve inverter kesicilerini açtırmak için kontrol sinyallerini göndermiştir.



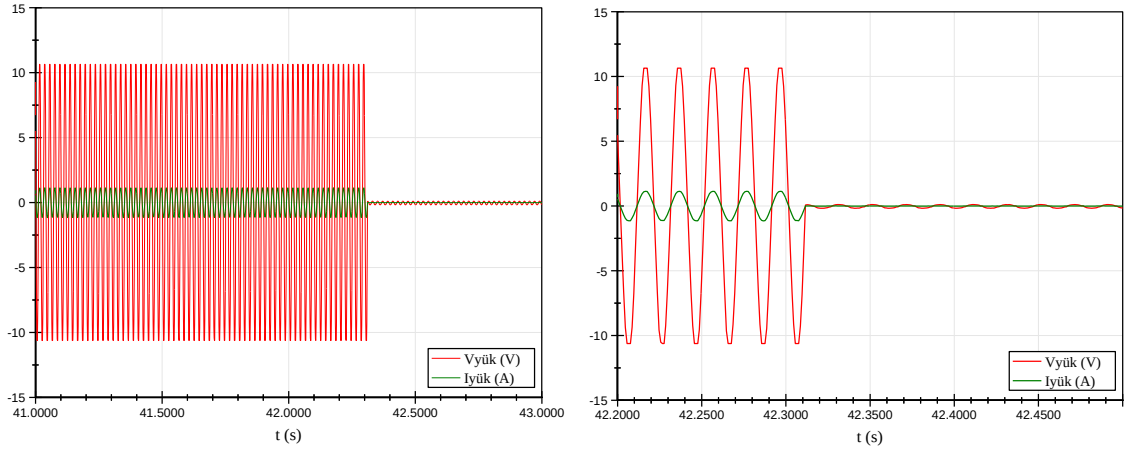
Şekil 5.28. Şebeke frekansının üst eşik frekansını aşması (50.3 Hz)

Labview programında eşik değerinin aşıldığı bilgisinin yazılımsal olarak değerlendirilmesi sonucunda, inverter ve şebeke kesicilerine açma sinyali gönderilmektedir. Kesiciler açma sinyalini aldıktan sonra 3-4 periyotluk bir süre içerisinde devreyi açmaktadırlar. Bu durum Şekil 5.29'dan görülebilmektedir.



Şekil 5.29. PV inverter kesicisi (K1) ve şebeke kesicisi (K2) kontrol sinyalleri (50.3 Hz)

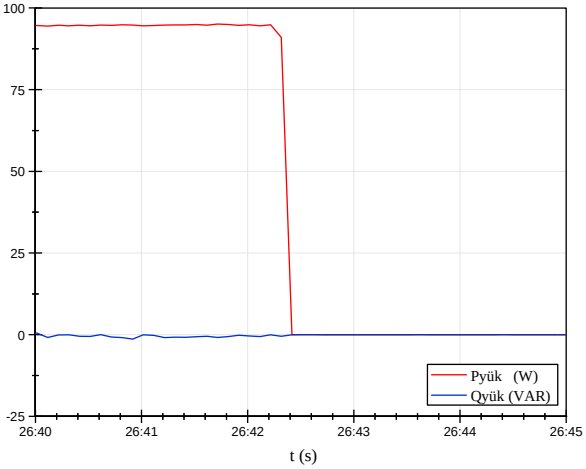
Şekil 5.30, şebeke tarafındaki K2 kesicisinin, üst eşik frekans değerinin aşılması nedeni ile açılması sonucunda şebeke akımının ve geriliminin değişimini göstermektedir. Şebeke akımı kesicinin devreyi açması ile 3-4 periyot içerisinde sıfır değerine ulaşmaktadır. Labview DAQ kartının analog girişlerinden alınan yük gerilimi ve yük akımı sinyalleri Şekil 5.30'da gösterilmiştir. Şebeke kesicisi ve inverter kesicisinin açılması ile yük de PV sistemden ayrılmış olmaktadır.



Şekil 5.30. Yük akımı ve gerilimi (50.3 Hz)

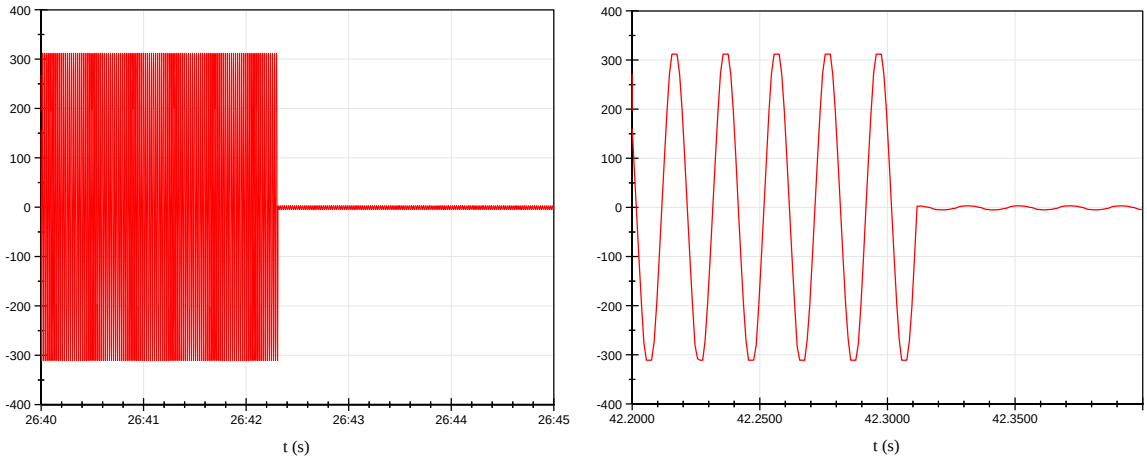
Şekil 5.30'da sol tarafta gösterilen yük akımı ve gerilimi değişiminin, zaman ekseninde genişletilmiş hali, şeklin sağ tarafında gösterilmiştir. Yük akımı ve gerilimi, kesicinin üst eşik frekansı olayı nedeni ile şebekeyi açmasından sonra oldukça kısa bir süre içerisinde sıfıra ulaşmaktadır.

PV sistem normal çalışma şartlarında (50 Hz, 220 V RMS) çalışırken, sisteme 96 Ω'luk rezistif bir yük bağlıdır. Üst eşik frekansı değerinin aşılması ile yükün çekmiş olduğu yaklaşık 95 W'lık güç de değişmektedir. Yükün aktif ve reaktif güçlerinin değişimi Şekil 5.31'de gösterilmiştir.



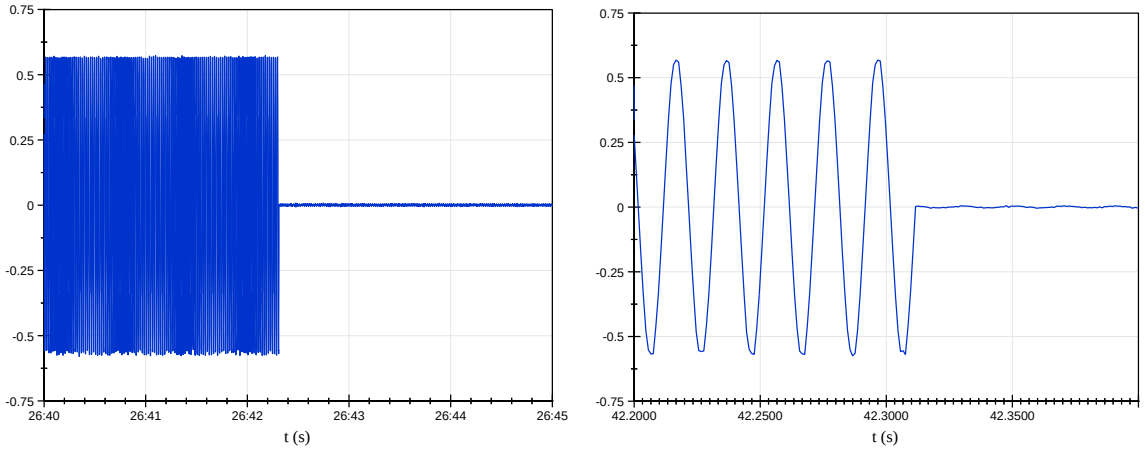
Şekil 5.31. Yükün aktif ve reaktif gücü (50.3 Hz)

Yük geriliminin değişimi Şekil 5.32'de gösterilmiştir. Burada yük geriliminin tepe değeri 320 V değerinde değişmekteyken, şebeke frekansının 50.3 Hz değerine çıkması nedeniyle şebeke ve inverter kesicilerinin açması sonucunda 42. saniyeden sonra sıfıra ulaşmaktadır. Yük geriliminin bu değişiminin zaman ekseninde genişletilmiş hali ise Şekil 5.32'de sağ taraftaki şekil ile gösterilmiştir.



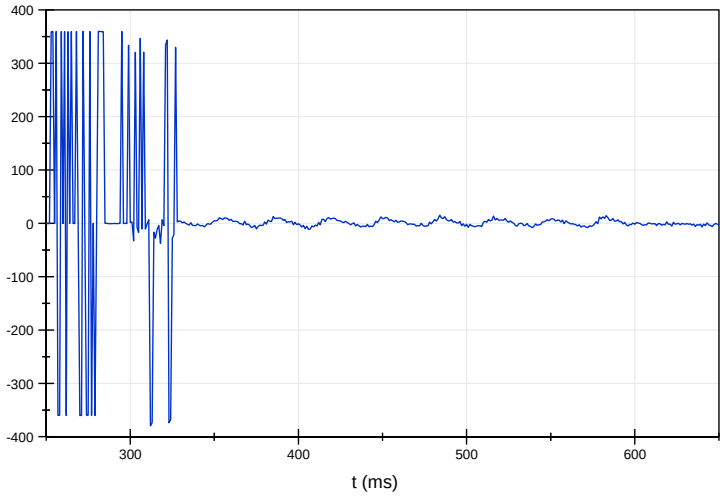
Şekil 5.32. Yük gerilimi (50.3 Hz)

PV sistem normal çalışma koşullarında iken, sisteme bağlı olan yükün çekmiş olduğu akımın etkin değeri yaklaşık 0.4 A, akımın tepe değeri ise 0.56 A olmaktadır. Kesicilerin şebeke ve inverteri devreden ayırması ile yük akımı da hızlı bir şekilde sıfıra ulaşmaktadır. Şekil 5.33, yük akımının üst eşik değerinin aşılması durumundaki değişimini göstermektedir. Yük akımının bu değişiminin zaman ekseninde genişletilmiş hali ise Şekil 5.33'te sağ taraftaki şekil ile gösterilmiştir.



Şekil 5.33. Yük akımı (50.3 Hz)

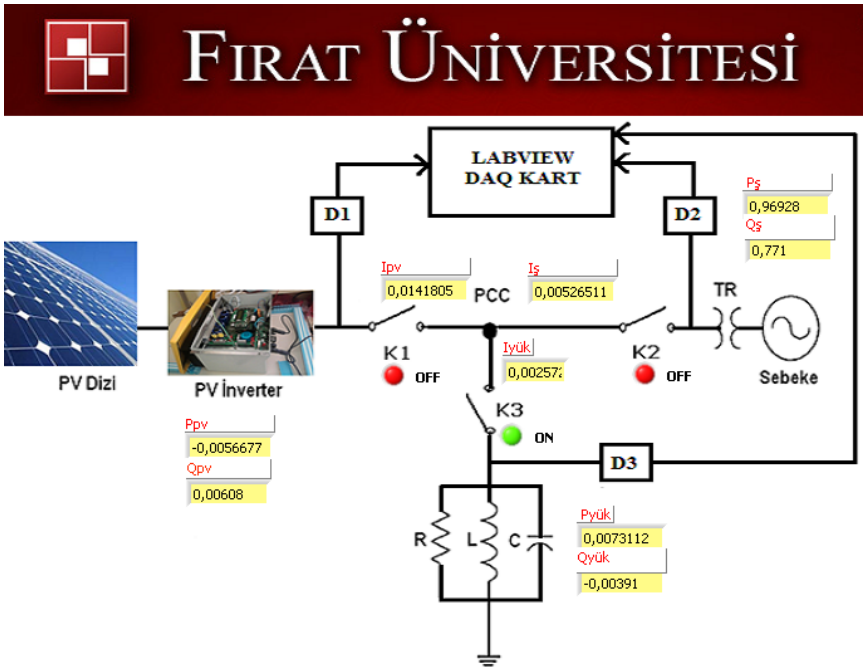
Labview ile geliştirilen uygulama yazılımında, gerçek zamanlı olarak takip edilebilen parametrelerden bir tanesi de yükün faz açısının değişimidir. Elektronik ölçüm devrelerinden alınan akım ve gerilim bilgisi, Labview uygulama yazılımında değerlendirildikten sonra faz açısı hesaplanmaktadır. Şekil 5.34, yükün faz açısının değişimini göstermektedir. PV sistemde rezistif bir yük bağlı olduğu için faz açısı 0° ya da 360° olmalıdır. Bu değişim Şekil 5.34'te görülmektedir. Frekansın değişmesi ile faz açısında da normal çalışma şartlarının dışında bir değişim olmuş ve faz açısı kesicilerin açması ile sıfıra ulaşmıştır.



Şekil 5.34. Faz açısının değişimi (50.3 Hz)

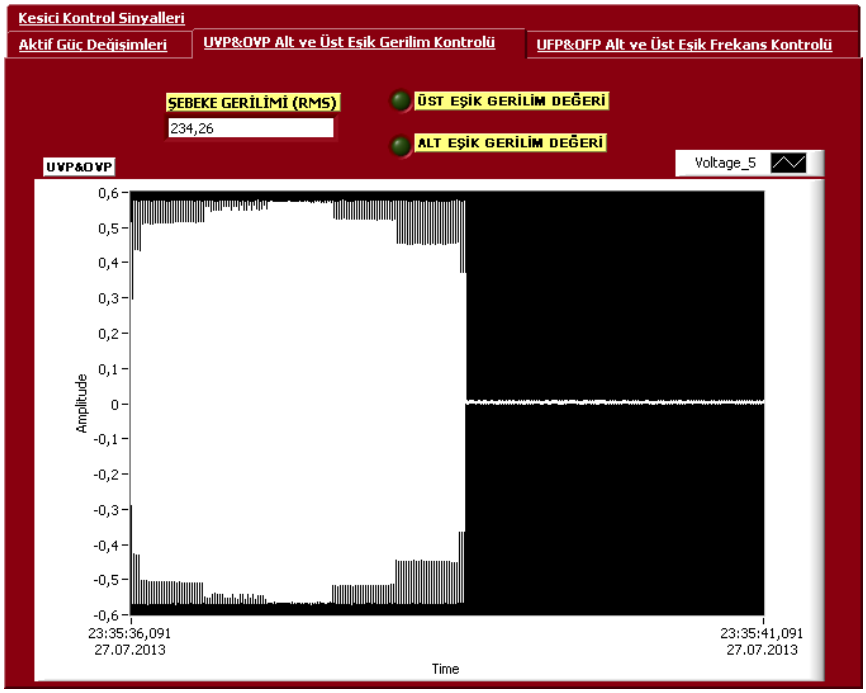
5.2.4. Alt Eşik Frekansının Aşılması (UFP) Durumu

Şebeke bağlantılı prototip PV sistem ile yapılan deneysel çalışmalardan bir tanesi de, şebeke bağlantılı PV sistemin alt eşik frekansının altında çalışması durumunda gösterdiği davranıştır. Bu amaçla, şebeke bağlantılı PV sistem normal çalışma koşullarında çalışırken, şebeke frekansının alt eşik frekans değerinin altına düşmesi sonucunda, önerilen gerçek zamanlı kontrol yöntemi ile ADMÇ'nin önlenmesine çalışılmıştır. Alt eşik frekansı olarak 49.8 Hz seçilmiştir. Şebeke frekansının 49.8 Hz'nin altına düşmesi ile şebeke bağlantılı PV sistemin ADMÇ durumu tespit edilerek, sistemin ADMÇ durumunda çalışmasını önlemek amacı ile şebeke ve inverter kesicileri açtırılmıştır. Şekil 5.35, normal çalışma durumundaki şebeke bağlantılı PV sistemin, alt eşik frekansının altında çalışması sonucunda sistemin genel görünümünü göstermektedir.



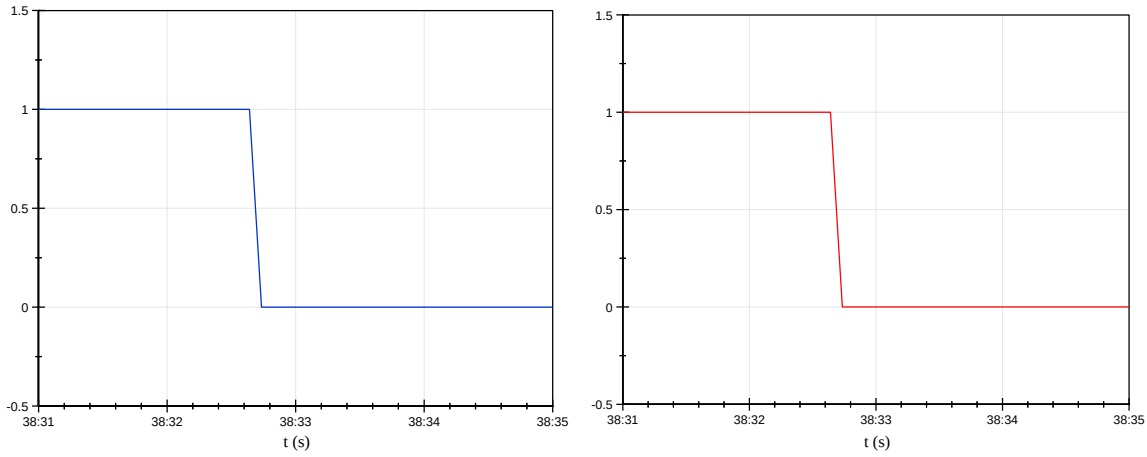
Şekil 5.35. Alt eşik frekansının altında çalışma durumunda PV sistemin genel görünümü

Şebeke frekansıının alt eşik frekansının altına düşmesi ile kesiciler devreye girmekte ve inverterin ADMÇ durumunu önlemektedirler. Şekil 5.36, kesicilerin açılması sonucu yük akımındaki değişimin izlendiği Labview programı ara yüz sayfasını göstermektedir.



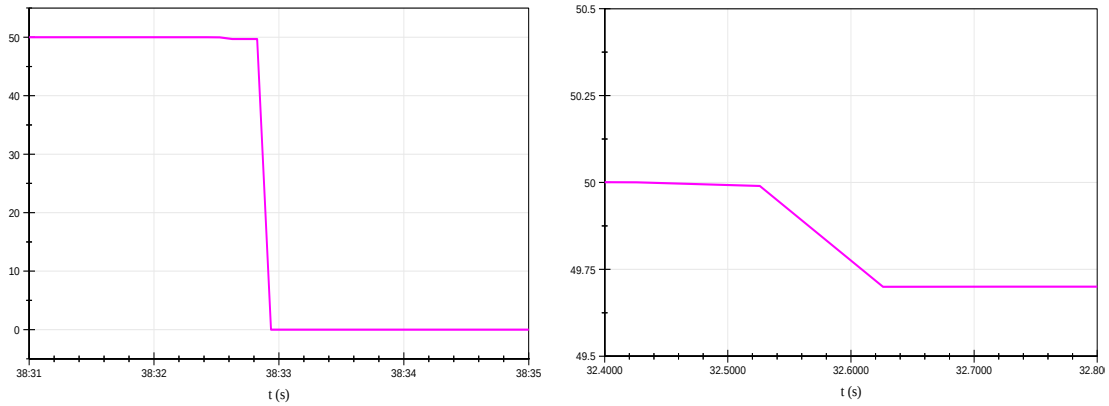
Şekil 5.36. Alt eşik frekansının (49.8 Hz) altında çalışma durumunda şebeke akımı

Şebeke bağlantılı prototip sistemde, inverter, yük ve şebekeye ait akım, gerilim, aktif güç, reaktif güç, frekans, faz açısı vb. bir çok parametre gerçek zamanlı olarak izlenebilmektedir. Özellikle şebekenin gerilimi ve frekansının değişimi, ADMÇ'nin tespit edilebilmesi açısından önemlidir. Prototip sistem ile gerçekleştirilen alt eşik frekansının altında çalışma deneyinde, şebeke bağlantılı PV sistem normal çalışma koşullarında çalıştırılmış, daha sonra Labview ile geliştirilen kontrol yöntemi ile şebeke frekansının 49.8 Hz'nin altına düşmesi sonucunda (49.7 Hz) ADMÇ'nin tespit edilmesi ve inverterin ADMÇ durumunda çalışmasının önlenmesi araştırılmıştır. Şebeke frekansının 49.7 Hz olduğu durum için kontrol sinyallerinin değişimi Şekil 5.37'de gösterilmiştir. Şekil 5.37'de soldaki şekil inverter kesicisi kontrol sinyalini, sağdaki şekil ise şebeke kesicisi kontrol sinyalini göstermektedir. ADMÇ durumunun tespit edilmesi ile kesiciler 32. saniyenin ortalarında konum değiştirerek şebeke ve inverteri devreden çıkarmışlardır.



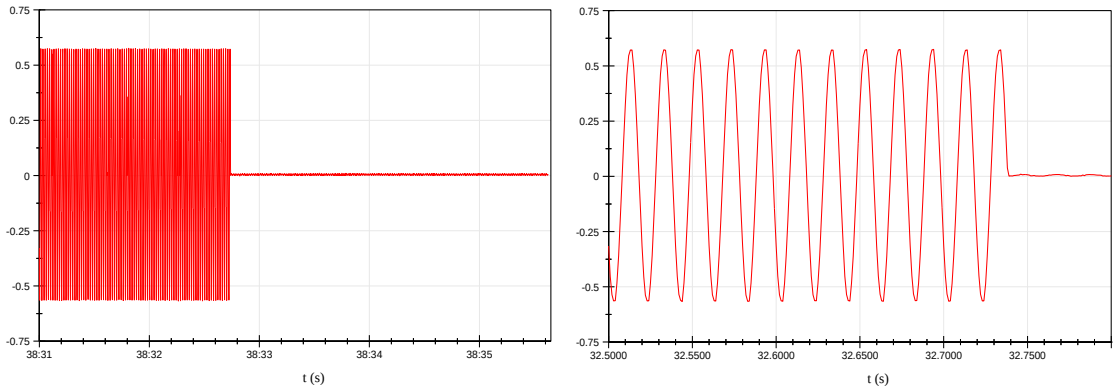
Şekil 5.37. İnverter kesicisi (K1) ve şebeke kesicisi (K2) kontrol sinyalleri (49.7 Hz)

Şebeke bağlantılı PV sistem normal çalışma koşulları altında çalışırken şebeke frekansı 50 Hz'dir. Şebeke frekansının belirlenen eşik değerlerin altında ya da üstünde olması kontrol sistemi tarafından algılanarak kesicilere kontrol sinyalleri gönderilmektedir. Şekil 5.38'de soldaki şekil şebeke frekansının alt eşik frekans değeri olan 49.8 Hz'nin altına düştüğü durumu (49.7 Hz) ve kontrol sisteminin bu durumu algılaması ile frekansta meydana gelen değişimi göstermektedir. Şekil 5.38'de sağdaki şekil ise şebeke frekansının alt eşik frekansının altına düşmesi olayını daha detaylı olarak göstermektedir.



Şekil 5.38. Şebeke frekansının değişimi (49.7 Hz)

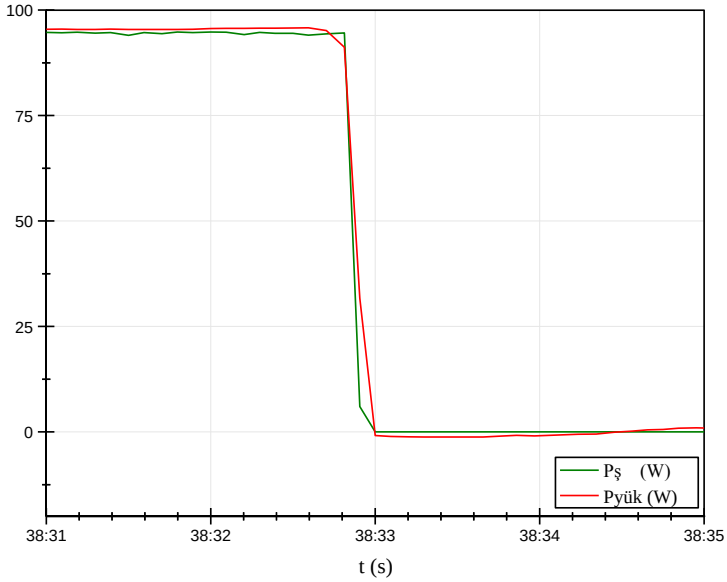
Şebeke frekansının alt eşik frekansının altına düşmesi ile inverter ve şebeke kesicilerine kontrol sinyalleri gönderilmekte ve kesiciler inverter ve şebekeyi devreden ayırarak inverterin ADMÇ durumu önlenmektedir. Kesicilerin devreyi açmaları ile şebeke akımı tepe değeri olan 0.565 A değerinden sıfıra ulaşmaktadır. Bu durum Şekil 5.39'da soldaki şekil ile gösterilmiştir.



Şekil 5.39. Şebeke akımı (49.7 Hz)

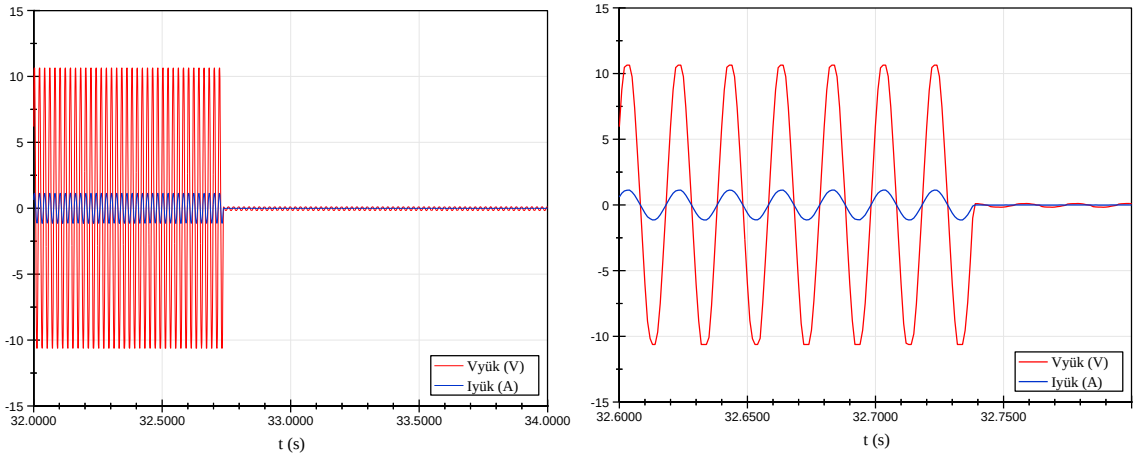
Şebeke kesicisinin devreyi açması ile inverterin ada modlu çalışması önlenmiştir. Şekil 5.39'da sağdaki şekil, şebeke akımının değişimini, sinyalin zaman ekseninde genişletilmesi ile daha detaylı bir şekilde göstermektedir. Şebeke kesicisinin konum değiştirmesinden 3-4 periyot sonra şebeke akımı da sıfıra ulaşmaktadır.

Şebeke ve yükün aktif güçlerinin birbirine eşit olduğu durum için alt eşik frekansının altında çalışma durumu incelenmiştir. Yük ve şebekenin gücü birbirine eşit durumda iken şebeke frekansının 49.7 Hz olması durumunda aktif güçlerdeki değişim Şekil 5.40'da gösterilmiştir. ADMÇ'nin tespiti için en zor durumlardan bir tanesi olan bu çalışma şartlarında, şebeke ve yük kesicileri devreye girerek inverterin ada modlu çalışmasını önlemişlerdir. Şebeke ve yük güçleri de kesicilerin açılması ile sıfıra düşmüştür.



Şekil 5.40. Şebeke ve yük tarafı aktif güçleri (49.7 Hz)

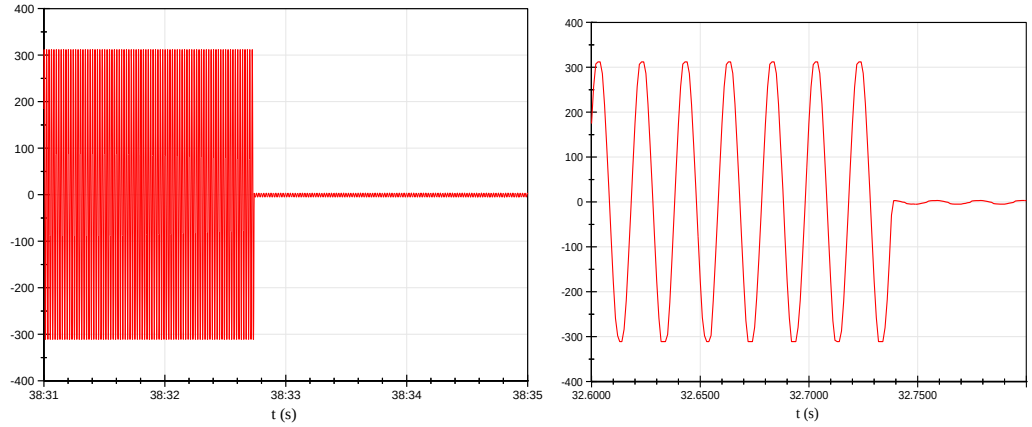
ADMÇ'nin tespit edilmesi ile yük akımı ve geriliminde meydana gelen değişimler Şekil 5.41'de gösterilmiştir. Elektronik ölçüm kartlarının akım ve gerilim sensörleri çıkışından alınan sinyaller, kesicilerin devreyi açması ile kısa sürede sıfıra ulaşmaktadırlar.



Şekil 5.41. Yük akımı ve gerilimi (49.7 Hz)

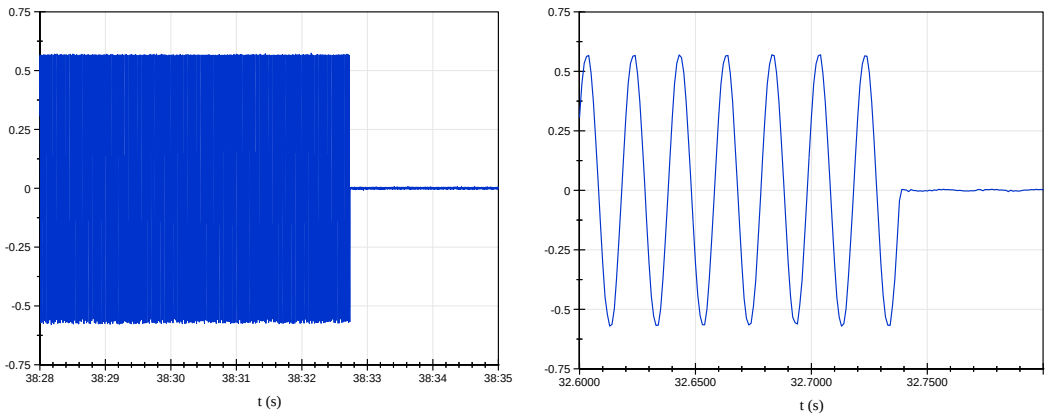
Yük akımı ve geriliminin değişimi Şekil 5.41'de sağdaki şekilde daha detaylı olarak görülmektedir. Burada Labview analog giriş uçlarına gelen gerilimin tepe değeri 10.5 V ve akımın tepe değeri ise 1.3 V'dir. Bu sinyaller elektronik ölçüm kartında bulunan akım ve gerilim sensörlerinden alınarak Labview analog giriş uçlarına uygulanmakta ve geliştirilen yazılım ile de gerçek değerlerine dönüştürülmektedirler.

Elektronik ölçüm kartlarından elde edilen ve Labview ile geliştirilen yazılım sayesinde değerlendirilen sinyaller, program ara yüzünde gerçek zamanlı olarak izlenebilmektedir. Şekil 5.42, yük geriliminin gerçek zamanlı olarak değişimini göstermektedir. Şekil 5.42'de sağdaki şekil ise yük geriliminin değişimini daha detaylı olarak göstermektedir. Alt eşik frekansının aşılması ile 325 V tepe değere sahip olan yük gerilimi çok kısa bir süre içerisinde sıfıra ulaşmaktadır.



Şekil 5.42. Yük gerilimi (49.7 Hz)

Alt eşik frekansının aşılması durumu, ADMÇ olayının tespit edilerek şebeke ve inverter kesicilerinin devreyi açmaları ile sonuçlanmaktadır. Bu durum, geliştirilen gerçek zamanlı kontrol yöntemi ile kısa süre içerisinde algılanmakta ve 3-4 periyot gibi kısa bir sürede ADMÇ olayı önlenmektedir. Kesici ve inverter kesicilerinin açılması ile yük de devreden ayrılmış olmaktadır. Şekil 5.43, alt eşik frekans değerinin altında bir frekans olan 49.7 Hz'de çalışılması durumunda yük akımının davranışını göstermektedir. Yük akımı ADMÇ'nin gerçekleşmesi ve kesicilerin devreyi açması ile 0.565 A tepe değerinden sıfır değerine düşmektedir. Şekil 5.43'te sağdaki şekil ise yük akımının değişimini daha detaylı bir şekilde göstermektedir.



Şekil 5.43. Yük akımı (49.7 Hz)

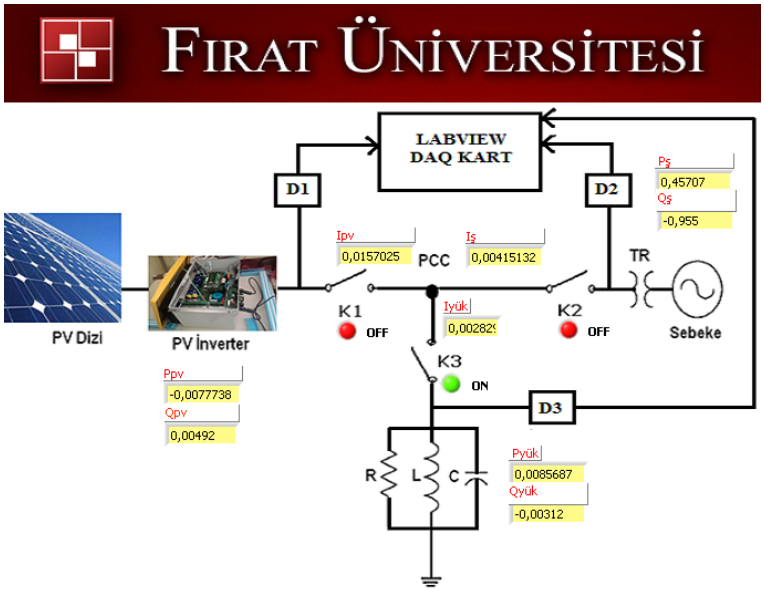
5.2.5. Üst Eşik Geriliminin Aşılması (OVP) Durumu

ADMÇ'nin tespitinde şebeke frekansının değişiminin dışındaki en önemli parametrelerden bir tanesi de şebeke geriliminin değişimidir. Şebeke bağlantılı PV sistemde, inverterin şebekeye bağlanabilmesi için inverterin şebeke ile senkronize olması gereklidir. Şebekenin nominal çalışma şartları olan 230 V RMS gerilim değeri ve 50 Hz frekans değeri inverterin şebeke ile senkronize olabilmesi için gereklidir. İnverterin şebekeye bağlanmasından sonra, şebeke geriliminin belirlenen eşik değerleri arasında olması durumu, inverterin ADMÇ durumunun önlenmesi açısından da önemli bir kriterdir. Tablo 5.2'de şebeke geriliminin izin verilen eşik değerleri gösterilmiştir. Yapılan deneysel çalışmalarda üst eşik gerilim değeri 253 V, alt eşik gerilim değeri de 195 V olarak seçilmiştir.

Tablo 5.2. Şebeke gerilimi eşik değerleri

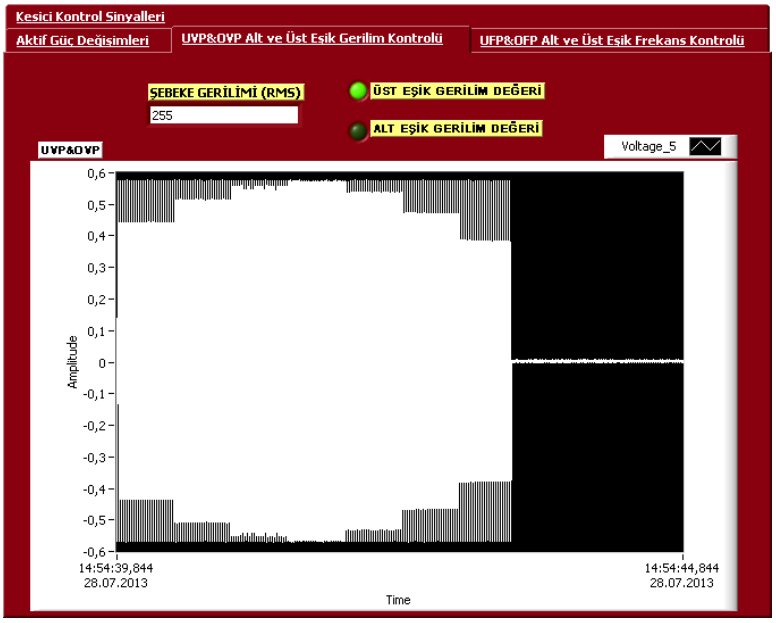
Gerilim (RMS)	Deneysel Çalışma	IEEE 929-2000
Üst Eşik Gerilimi	253 V	253 V
Nominal Gerilim	230 V	230 V
Alt Eşik Gerilimi	195 V	195 V

Şebeke bağlantılı PV sistem normal çalışma şartları altında iken, şebeke gerilimi değeri üst eşik gerilim değeri olan 253 V'nin üzerine çıkmış ve önerilen kontrol yönteminin olayı algılaması ile inverterin ADMÇ durumu önlenmiştir. Şekil 5.44, üst eşik geriliminin aşılması durumunda PV sistemin genel görünümünü göstermektedir.



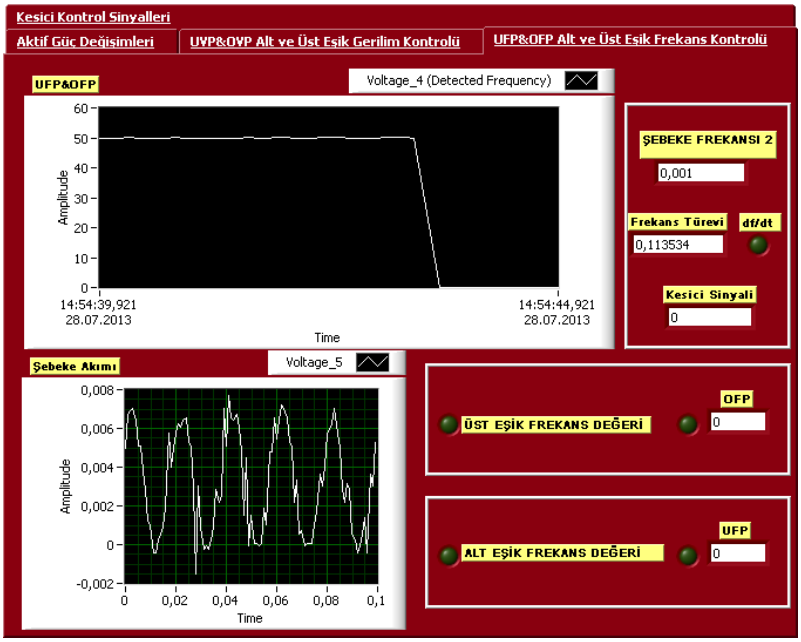
Şekil 5.44. Üst eşik geriliminin aşılması durumunda PV sistemin genel görünümü

Üst eşik geriliminin üzerine çıkılması durumunda, geliştirilen gerçek zamanlı kontrol sistemi, ADMÇ olayını algılayarak inverter ve şebeke kesicilerinin şebekeyi açmasını sağlamaktadır. Bu durum geliştirilen program ara yüzünde de görülebilmektedir. Şekil 5.45, üst eşik geriliminin 255 V olması durumunda şebeke akımının değişimini göstermektedir.



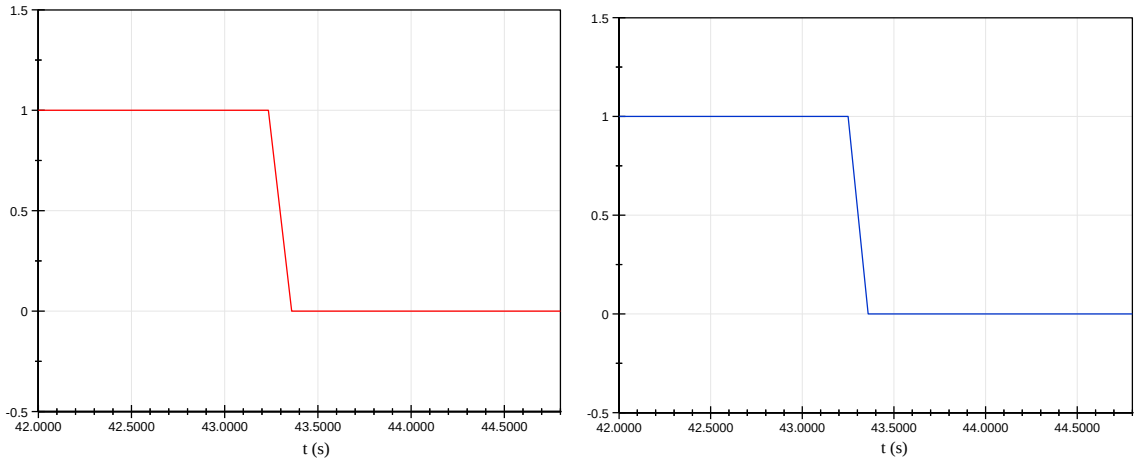
Şekil 5.45. Üst eşik geriliminin (253 V) aşılması durumunda şebeke akımı

Kesicilerin devreyi açması ile inverterin ADMÇ durumu önlenmektedir. Bu durumda şebeke frekansı da nominal değerinden hızla sıfıra düşmektedir. Şekil 5.46, üst eşik geriliminin aşılması durumunda şebeke frekansının değişimini göstermektedir.



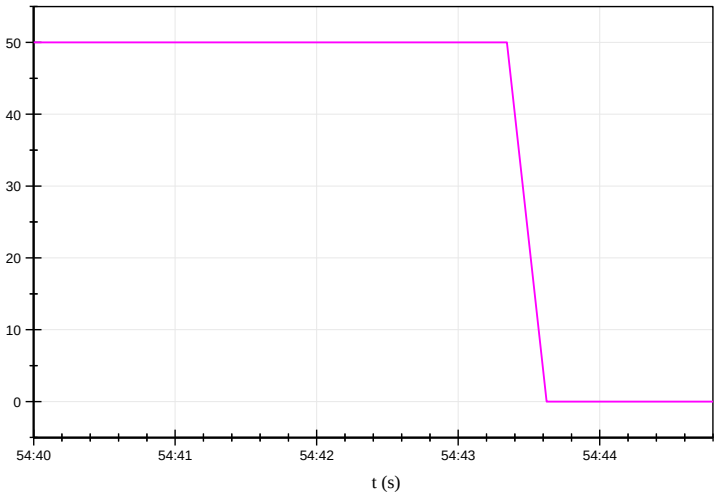
Şekil 5.46. Üst eşik geriliminin (253 V) aşılması durumunda şebeke frekansının değişimi

Şebeke geriliminin üst eşik gerilim değerinin üzerine çıkması ile kontrol sistemi ilgili kesicilere kontrol sinyallerini göndermekte ve ADMÇ durumu önlenmektedir. Şekil 5.47, üst eşik geriliminin aşılması sonucunda inverter kesicisi ve şebeke kesicisi kontrol sinyallerinin değişimini göstermektedir. İnverter kesicisi 43. saniyenin ortalarında konum değiştirmekte ve devreyi açmaktadır. Benzer durum şebeke kesicisi için de geçerlidir. Şebeke kesicisi kontrol sinyalinin değişimi de Şekil 5.47'de sağdaki şekil ile gösterilmiştir.



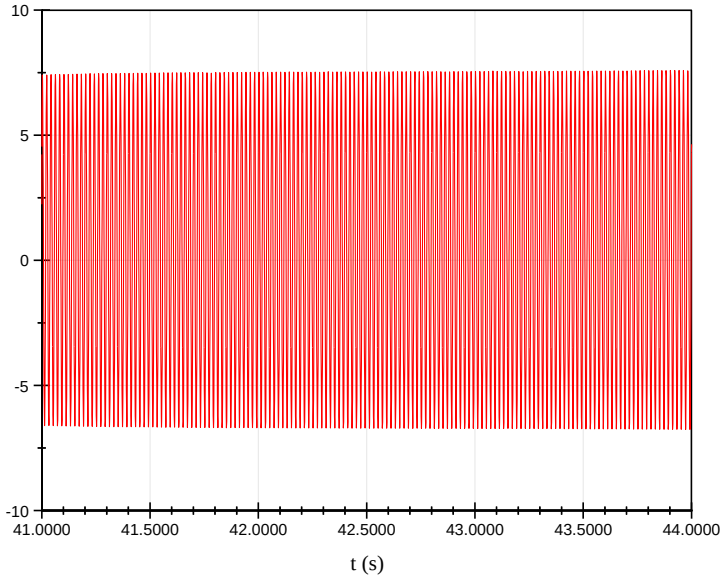
Şekil 5.47. İnverter kesicisi (K1) ve şebeke kesicisi (K2) kontrol sinyalleri (253 V)

Şebeke bağlantılı PV sistemde şebeke gerilimi normal çalışma şartları altında 50 Hz iken, şebeke geriliminin 255 V'a yükselmesi sonucunda kesicilerin devreyi açması ile kısa süre içerisinde sıfıra düşmektedir. Şebeke frekansının üst eşik geriliminin aşılması durumundaki değişimi Şekil 5.48'de gösterilmiştir.



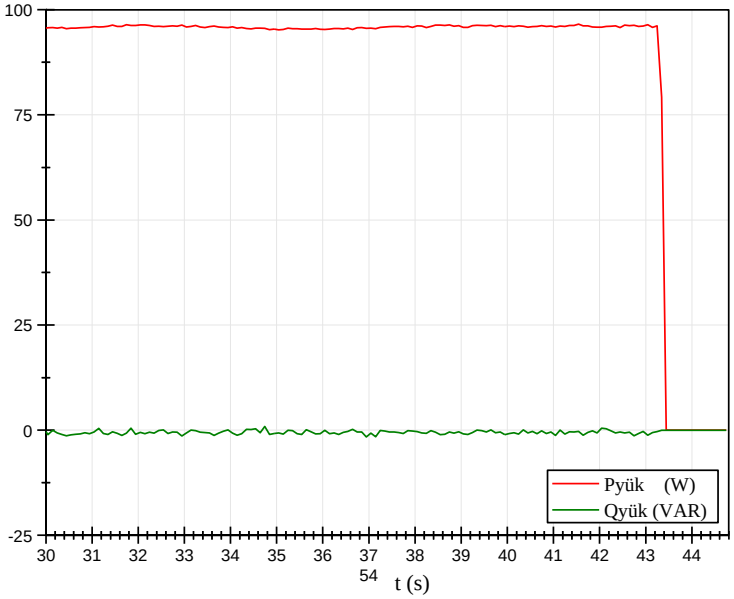
Şekil 5.48. Şebeke frekansının değişimi (253 V)

Şebeke geriliminin nominal çalışma gerilimi olan 230 V'un üzerine çıkarak üst eşik gerilimi olan 253 V'u aşması durumu Şekil 5.49'da gösterilmiştir. Buradaki gerilim sinyali, elektronik ölçüm devresinin çıkışından alınan analog gerilim sinyali olup, Labview DAQ kartına analog giriş sinyali olarak uygulanmaktadır.



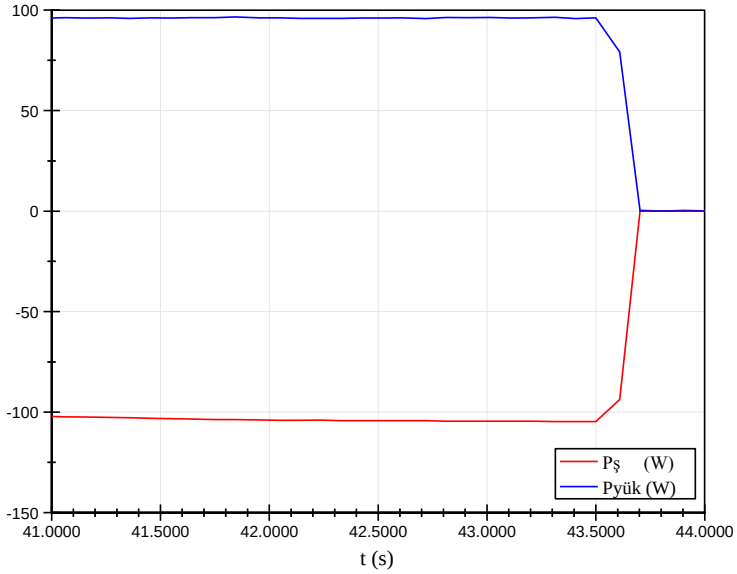
Şekil 5.49. Şebeke geriliminin değişimi (253 V)

Üst eşik gerilimi değerinin üzerine çıkılması durumunda, yükün aktif ve reaktif güç değişimleri Şekil 5.50'de gösterilmiştir. Normal çalışma şartlarında yük 95 W güç harcarken, ADMÇ durumunun tespit edilmesi ile yükün aktif gücü 43. saniyenin ortalarından itibaren sıfıra düşmektedir.



Şekil 5.50. Yükün aktif ve reaktif gücü (253 V)

Üst eşik geriliminin aşılması durumunun tespiti, özellikle şebeke ve yükün aktif güçlerinin birbirine eşit olduğu durumda daha güçtür. Ancak önerilen gerçek zamanlı kontrol yöntemi ile bu durum doğru ve oldukça kısa bir sürede tespit edilebilmektedir. Şekil 5.51, şebeke ve yükün aktif güçlerinin değişimini göstermektedir. ADMÇ'nin tespiti ile şebeke ve yükün aktif güçleri sıfıra düşmektedir.



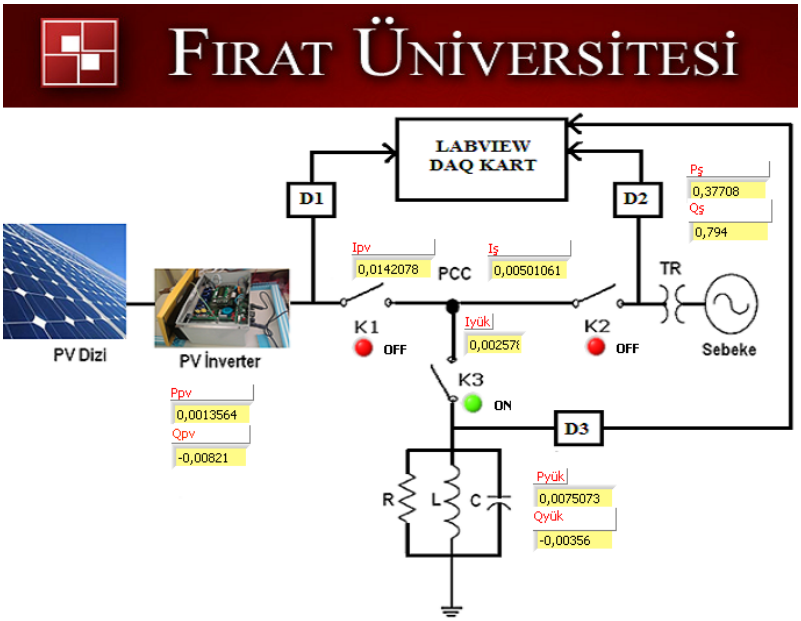
Şekil 5.51. Şebeke ve yük aktif güçleri (253 V)

5.2.6. Alt Eşik Geriliminin Aşılması (UVP) Durumu

Şebeke geriliminin alt ve üst eşik gerilim değerlerinin belirlenmesinde IEEE 929-2000 standartları kullanılmaktadır. Şebekenin nominal çalışma gerilimi 230 V RMS olarak düşünüldüğünde, bu standartlara göre, şebeke nominal gerilimin % 110'u üst eşik gerilim değerini, % 88'i ise alt eşik gerilim değerini vermektedir. Bu durumda üst eşik gerilim değerinin 253 V, alt eşik gerilim değerinin ise 195 V olarak seçilmesi uygun olmaktadır. Alt ve üst eşik gerilim değerleri, gerilimin efektif değerleridir.

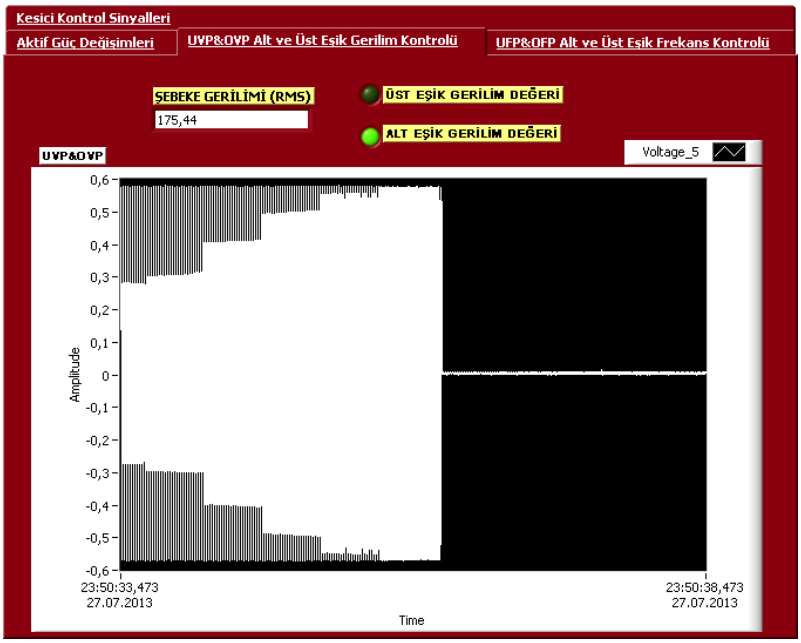
Şebeke bağlantılı PV sistemde, ADMÇ durumunun anlaşılmasında kullanılan bir diğer parametre şebeke alt eşik gerilim değerinin kontrolüdür. Önerilen gerçek zamanlı kontrol yöntemi ile şebeke gerilimi sürekli olarak izlenmektedir. Şebeke geriliminin belirlenen alt eşik gerilimi seviyesinin altına düşmesi durumunda önce şebeke kesicisine sonra da inverter kesicisine kontrol sinyalleri gönderilerek inverterin ADMÇ durumu önlenmektedir.

Alt eşik geriliminin altındaki bir şebeke geriliminde, şebeke bağlantılı prototip sistemin ADMÇ durumunu algılayarak inverteri şebekeden ayırması durumu araştırılmıştır. Şebeke gerilimi 175 V değerine düştüğünde, kesiciler devreyi açarak istenilen çalışma koşullarını sağlamışlardır. Şekil 5.52, alt eşik gerilimi durumunda PV sistemin genel görünümünü göstermektedir.



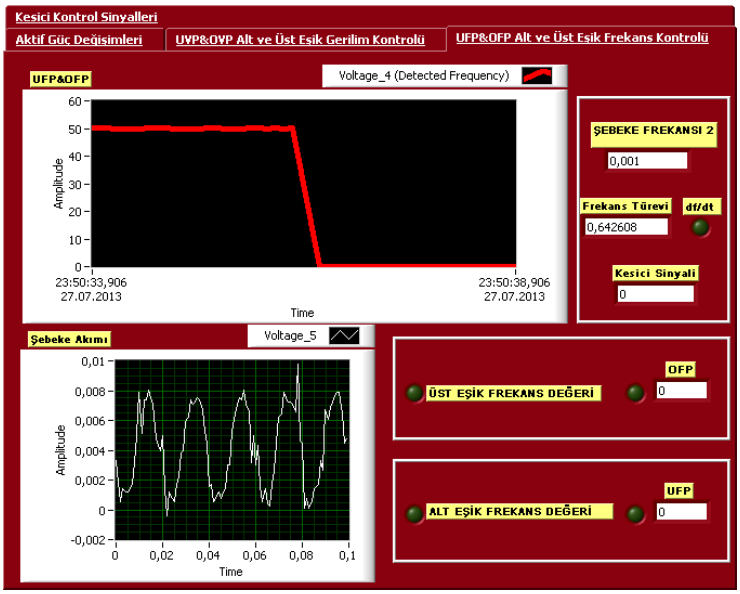
Şekil 5.52. Alt eşik geriliminin (195 V) altındaki durum için PV sistemin genel görünümü

Şebeke geriliminin 175 V'ye düşmesi sonucunda, geliştirilen programın ara yüzünde Şekil 5.53'teki gibi bir ekran görüntüsü elde edilmiştir. Şekil 5.53 aynı zamanda şebeke akımının değişimini de göstermektedir.



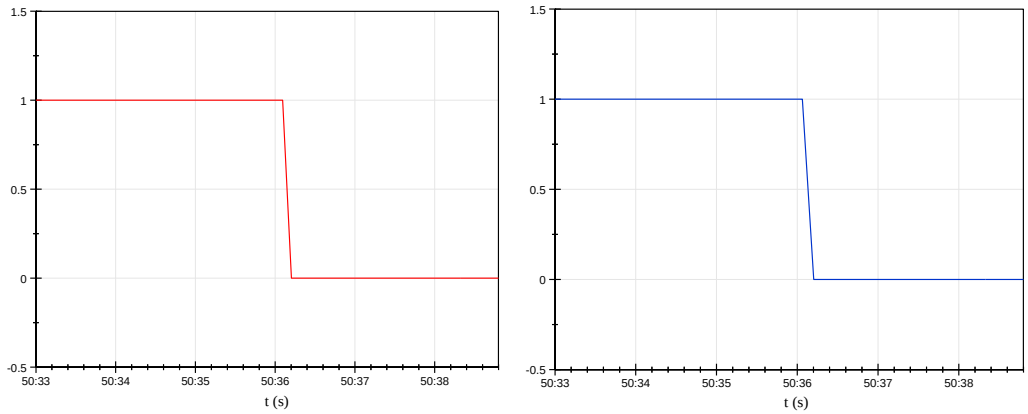
Şekil 5.53. Alt eşik geriliminin (195 V) altında çalışma durumunda şebeke akımı

Normal çalışma şartlarında şebeke frekansı 50 Hz iken, alt eşik geriliminin aşılması durumunda, kesicilerin de devreyi açması ile şebeke frekansı hızlı bir şekilde azalmakta ve sıfıra ulaşmaktadır. Şekil 5.54, alt eşik geriliminin aşılması (175 V) durumunda şebeke frekansının değişimini göstermektedir.



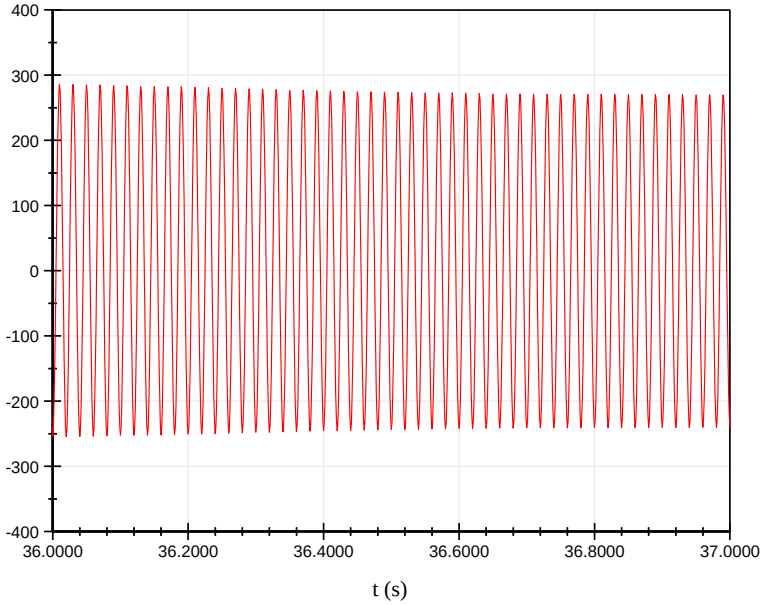
Şekil 5.54. Alt eşik geriliminin (195 V) aşılması durumunda şebeke frekansının değişimi

Şekil 5.55'te soldaki şekil inverter kesicisi; sağdaki şekil ise şebeke kesicisi kontrol sinyallerinin değişimlerini göstermektedir. Şebeke geriliminin 175 V'ye düşmesi ile ADMÇ durumu algılanmış ve 36. Saniyenin başlarında kesiciler devreyi açmışlardır.



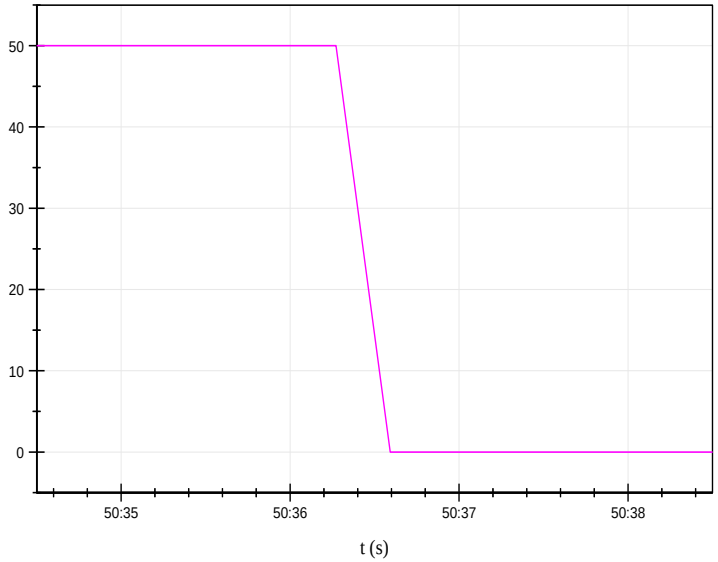
Şekil 5.55. İnverter kesicisi (K1) ve şebeke kesicisi (K2) kontrol sinyalleri (195 V)

Şebeke geriliminin değişimi Şekil 5.56'da gösterilmiştir. Şebeke gerilimi normal çalışma koşulları altında 324 V tepe değerine sahip iken, şebeke geriliminde meydana gelen değişimle hızla azalmaya başlamış ve şebeke gerilimi, eşik gerilimi tepe değerinin (275 V) altına düşmüştür. Bu durumun algılanması ile kesicilere açma sinyalleri gönderilmiş ve ADMÇ durumu önlenmiştir.



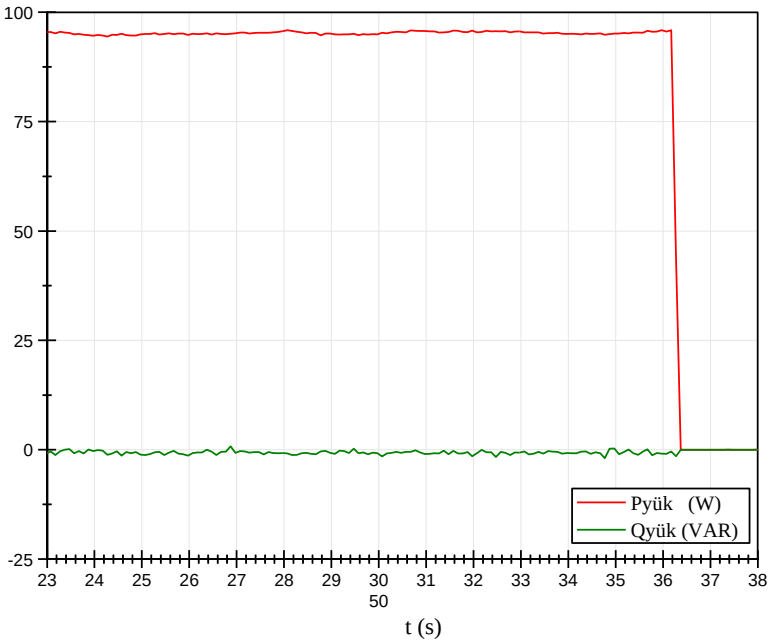
Şekil 5.56. Şebeke gerilimi (195 V)

Şebeke frekansının alt eşik geriliminin aşılması durumundaki değişimi Şekil 5.57'de gösterilmiştir. ADMÇ'nin tespiti ile şebeke frekansı 50 Hz değerinden hızlı bir şekilde sıfıra düşmektedir.



Şekil 5.57. Şebeke frekansının değişimi (195 V)

ADMÇ durumunda yükün aktif ve reaktif güçlerinin değişimi Şekil 5.58'de gösterilmiştir. Yük, normal çalışma koşullarında PV sistemden yaklaşık 95 W güç talep ederken, ADMÇ olayının gerçekleşmesi ile yük devreden çıkmakta ve sonuçta yükün aktif gücü sıfıra ulaşmaktadır.

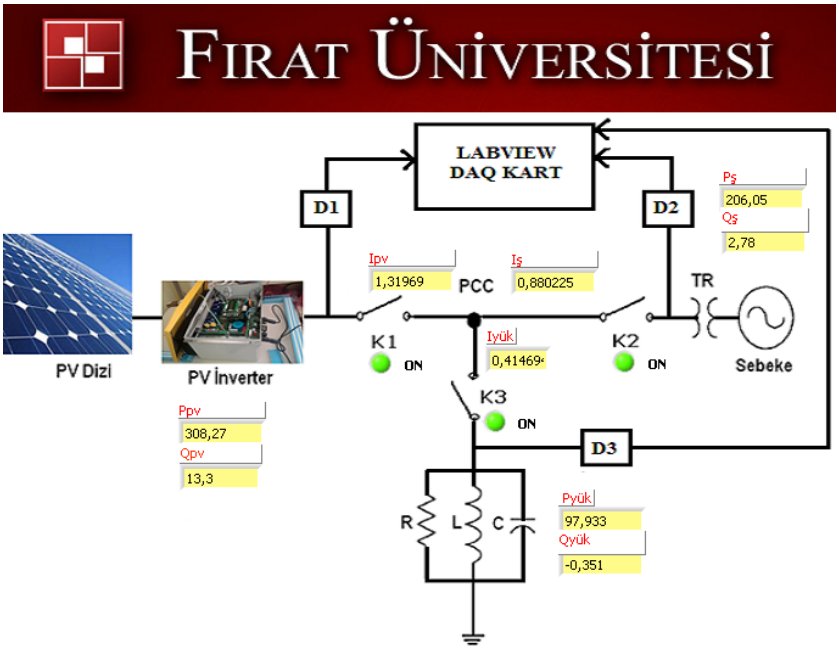


Şekil 5.58. Yükün aktif ve reaktif gücü (195 V)

5.2.7. Yükün Devreye Girmesi Durumu

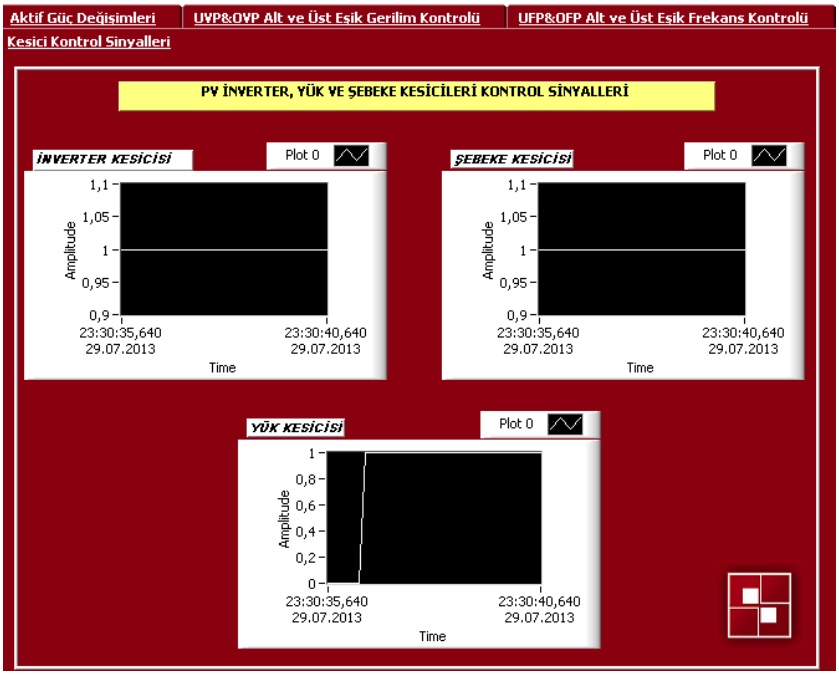
Şebeke bağlantılı PV sistemde, ADMÇ durumlarının yanı sıra, sistemin farklı şebeke koşulları altındaki davranışları da incelenmiştir. Bu durumlardan bir tanesi de, şebeke bağlantılı PV sistemde, inverter şebekeye bağlı iken, sistemin yüklenmesi durumudur. Bu amaçla, şebeke bağlantılı PV sistemde inverter doğrudan şebekeye bağlanmış ve geliştirilen Labview programından yük kesicisi kapatılarak yükün devreye alınması sağlanmıştır. Yük devreye alındıktan sonra şebeke bağlantılı PV sistemin genel görünümü Şekil 5.74'te gösterilmiştir.

PV sistemde inverter çıkışından 300 W'lık bir aktif güç üretilmektedir. İnverter doğrudan şebekeye bağlandığında bu gücü şebekeye aktarmaktadır. Sistem bu şekilde çalışırken gücü 95 W olan bir yük devreye alınmıştır. Bu durumda, inverter çıkışından elde edilen güç yüke aktarılmakta, yükün talep ettiğinden fazlası da şebekeye aktarılmaktadır. Şekil 5.59 bu durumu özetlemiştir.



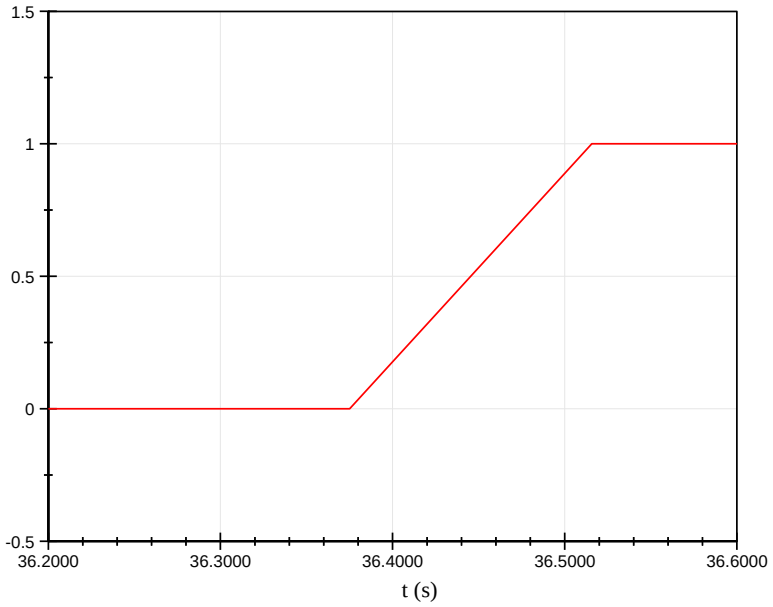
Şekil 5.59. Yükün devreye girmesi durumunda PV sistemin genel görünümü

Yükün devreye girmesi durumunda, inverter şebeke ve yük kesicileri kontrol sinyallerinin değişimi Şekil 5.60'da gösterilmiştir. İnverter ve yük kesicileri kapalı iken, yük kesicisi açıktır. Yükün devreye alınması amacı ile yük kesicisi de kapatılmıştır.



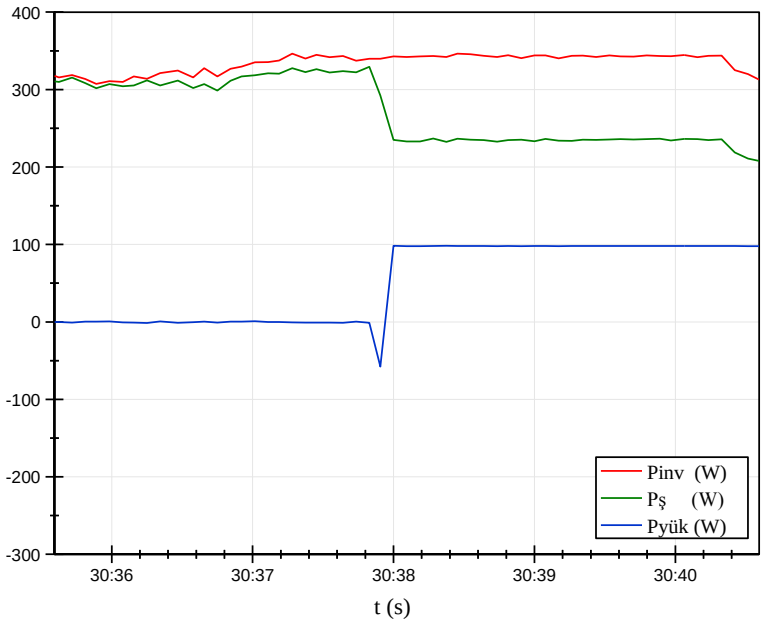
Şekil 5.60. Yükün devreye girmesi durumunda kesici kontrol sinyalleri

Yük kesicisi 36. saniyenin ortalarına doğru konum değiştirerek yükü devreye almaktadır. Şekil 5.61 bu durumu göstermektedir.



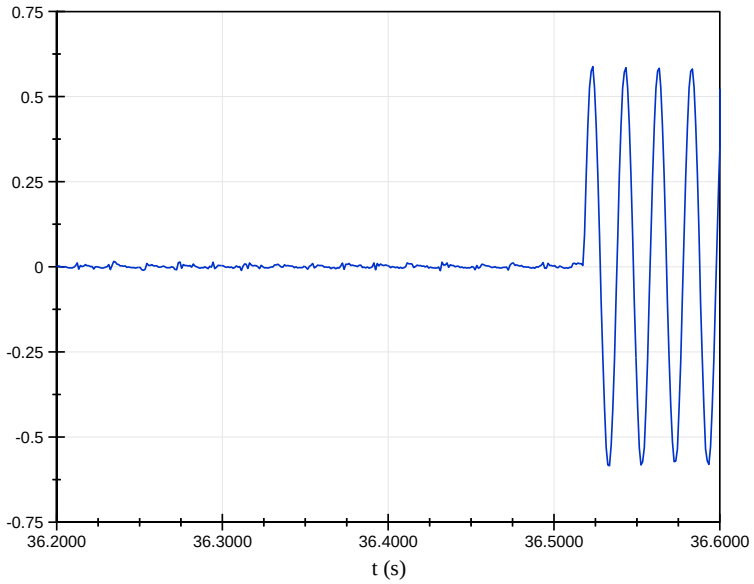
Şekil 5.61. Yük kesicisi (K3) kontrol sinyali (yüklenme durumu)

Yük kesicisinin yükü devreye alması ile şebeke ve inverter arasında paylaşılan güç, yüke de aktarılmaktadır. İnverter çıkışından elde edilen 300 W'lık gücün tamamı yük devreye girmeden önce şebekeye aktarılırken, yükün devreye girmesi ile 200 W'ı şebekeye, yaklaşık 100 W'ı da yüke aktarılmaktadır. Yükün devreye girmesi ile PV sistem aktif güçlerinin değişimleri Şekil 5.62'de gösterilmiştir.



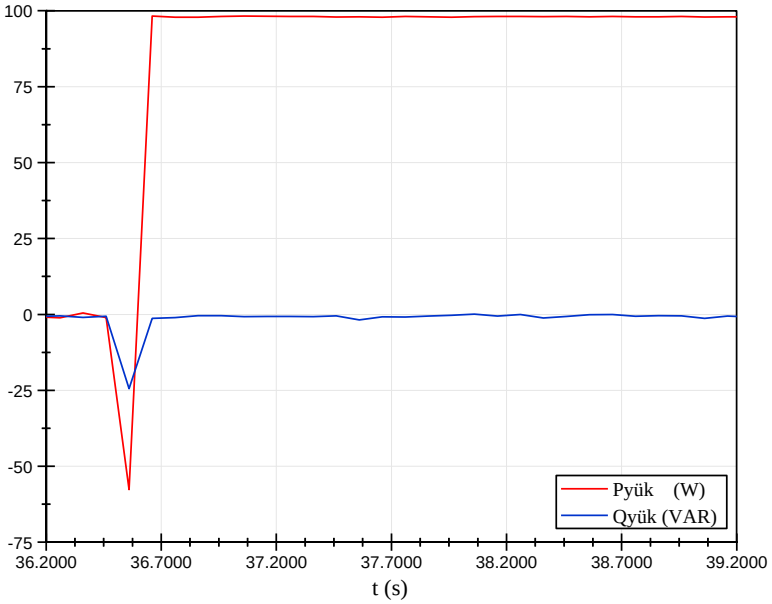
Şekil 5.62. Aktif güçler (yüklenme durumu)

Yükün devreye girmesi ile yük akımında meydana gelen değişim Şekil 5.63'te gösterilmiştir. Burada yük bağlı değilken akımda bir değişim yok iken, yük kesicisinin kapanması ile 0.565 A'lık tepe değerine sahip bir akım yük üzerinden akmaktadır.



Şekil 5.63. Yük akımı (yüklenme durumu)

Yükün devreye alınması ile yükün aktif ve reaktif güçlerindeki değişim Şekil 5.64'te gösterilmiştir. Yükün devreye girdiği ilk anda aktif güçte bir dalgalanma olmuş, daha sonra yükün şebekeden talep ettiği güç olan yaklaşık 100 W'da aktif güç sabit değerine ulaşmıştır.

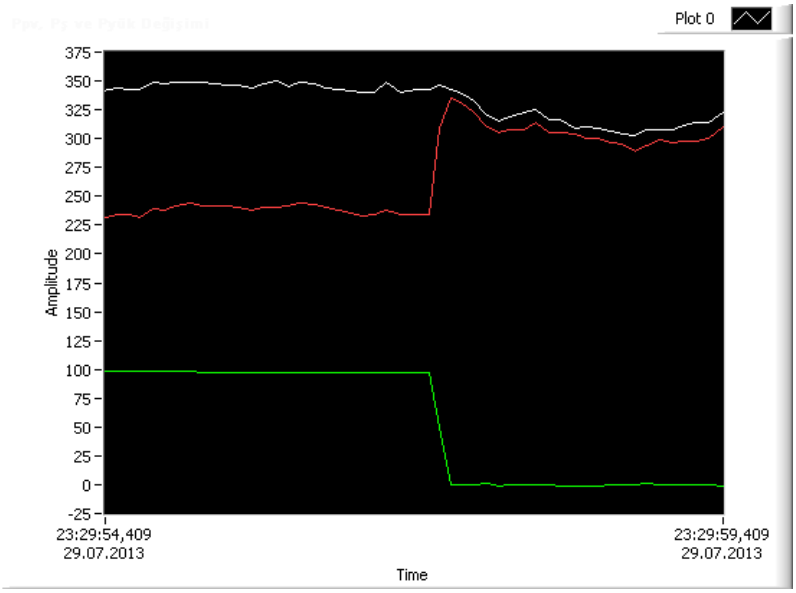


Şekil 5.64. Yükün aktif ve reaktif gücü (yüklenme durumu)

5.2.8. Yükün Devreden Çıkması Durumu

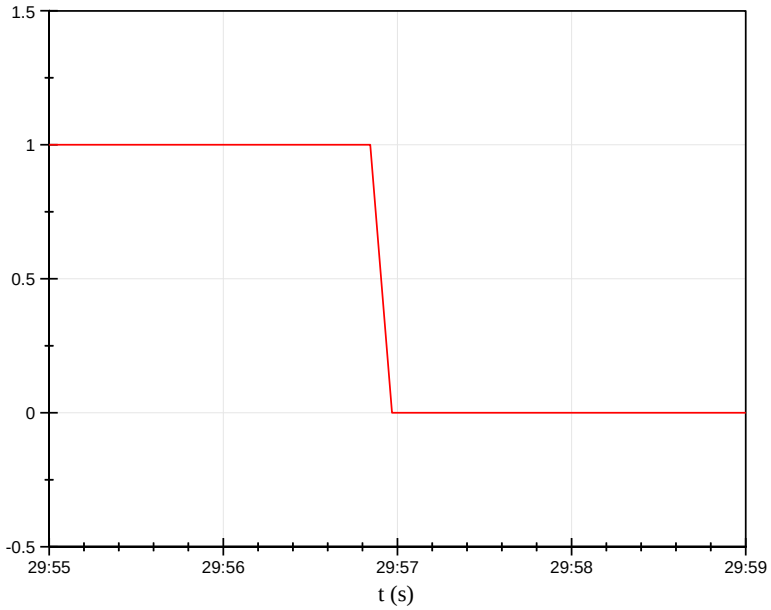
Şebeke bağlantılı PV sistemde yükün devreye alınması ile PV sistem normal çalışma koşullarında çalıştırılmıştır. Bu durumda inverter çıkışından 300 W'lık bir güç elde edilmiş ve elde edilen gücün 100 W'ı yüke aktarılırken kalan 200 W'lık güç de şebekeye gönderilmektedir. PV sistem bu şartlar altında çalışırken, Labview ile geliştirilen uygulama yazılımından yük kesicisine ilgili kontrol sinyali gönderilerek yük kesicisinin açılması sağlanmış ve böylece yük devreden çıkarılmıştır. Bu durumda şebeke bağlantılı PV sistemdeki değişimler incelenmiştir.

Şekil 5.65, şebeke bağlantılı PV sistemde yükün devreden çıkması durumunda elde edilen aktif güç değişimlerini, geliştirilen Labview programı ara yüz sayfasında göstermektedir. Yükün devreden çıkması ile PV inverter çıkışından elde edilen tüm güç şebekeye aktarılmaktadır.



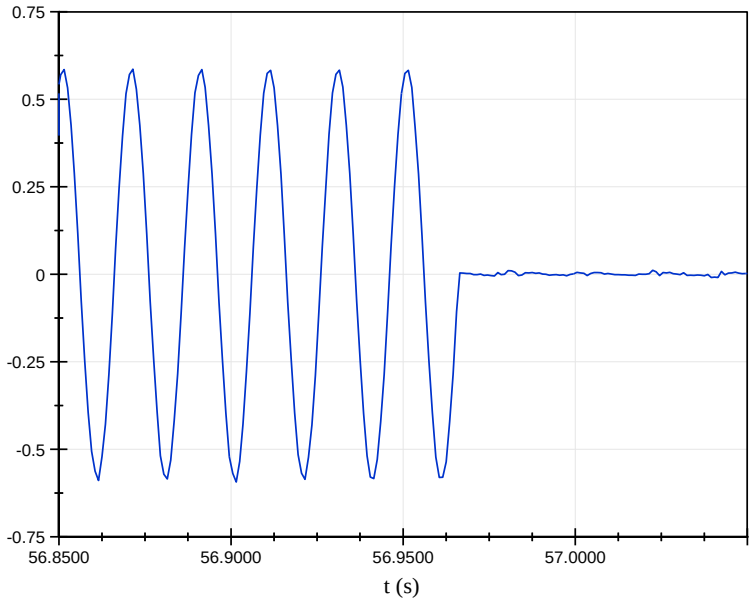
Şekil 5.65. Yükün devreden çıkması durumunda aktif güç değişimleri (ekran görüntüsü)

Yükün devreden çıkarılabilmesi için, Labview ile gerçekleştirilen gerçek zamanlı kontrol sistemi ara yüzünden yük kesicisine (K3) açma sinyali gönderilmektedir. Bu kontrol sinyalinin gönderilmesi ile K3 kesicisi konum değiştirmekte ve devreyi 56. saniyenin sonlarında açmaktadır. Bu durum Şekil 5.66'da gösterilmektedir.



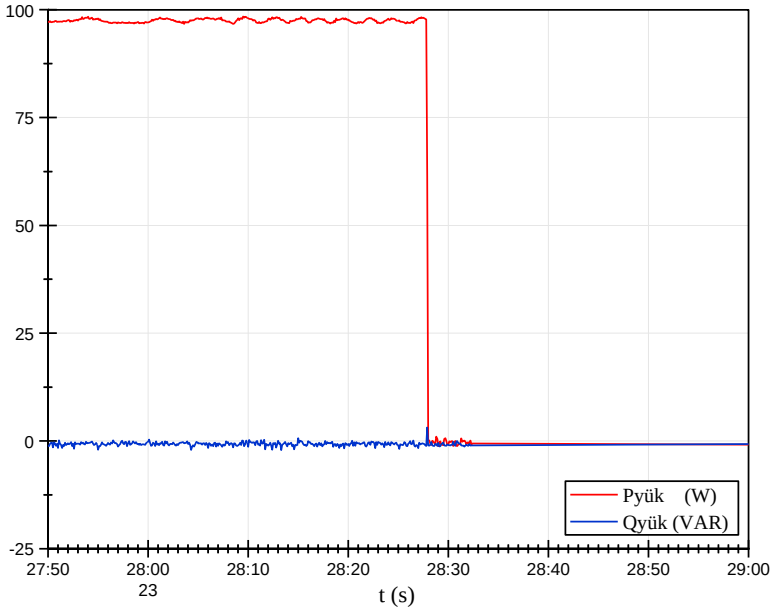
Şekil 5.66. Yük kesicisi (K3) kontrol sinyali (yük atma durumu)

Yük kesicisinin devreyi açması sonucunda yük akımının değişimi de Şekil 5.67'de gösterilmiştir. Yük akımı kesicinin yükü devre dışı bırakması ile 0.4 A RMS değerinden hızla sıfıra düşmektedir.



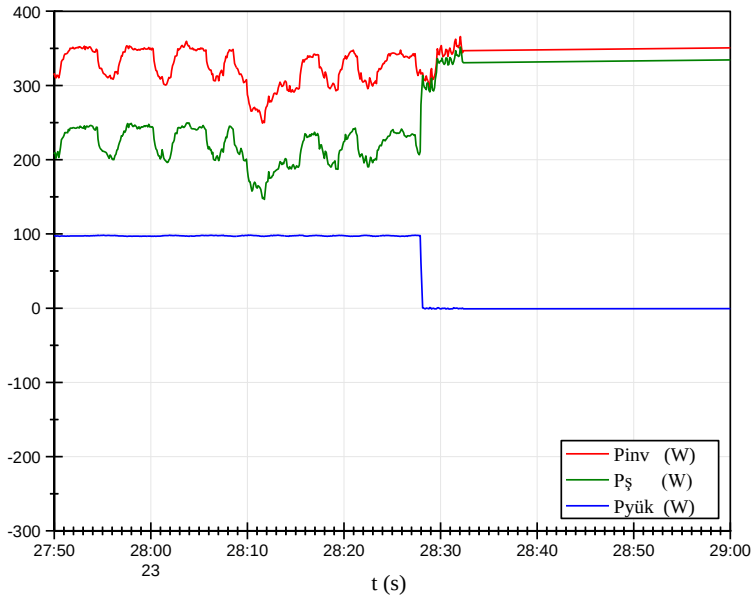
Şekil 5.67. Yük akımı (yük atma durumu)

Normal çalışma şartlarında şebeke bağlantılı PV sistemden yükün talep ettiği güç 95 W'dır. Yükün devreden çıkarılması durumunda yükün aktif ve reaktif güçlerinin değişimi Şekil 5.68'de gösterilmiştir. Yükün devreden çıkarılması ile yükün aktif gücü hızla sıfır değerine ulaşmaktadır.



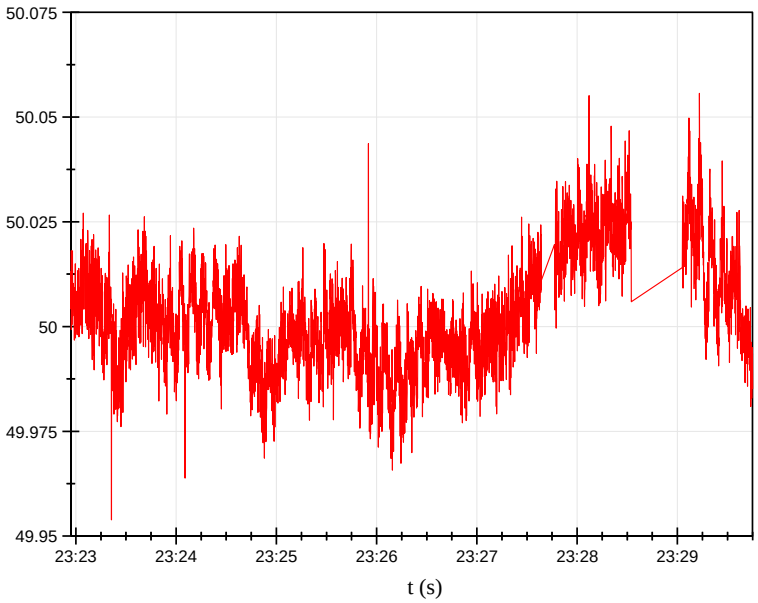
Şekil 5.68. Yükün aktif ve reaktif gücü (yük atma durumu)

Şebeke bağlantılı PV sistemde, yükün devreden çıkarılması durumunda inverter çıkışından, şebekeden ve yükten elde edilen aktif güç değişimleri Şekil 5.69'da gösterilmiştir. Yük devrede iken yükün gücünün 100 W civarında sabit tutulabilmesi için inverter ve şebeke arasında bir güç alışverişi mevcuttur. Yükün devreden çıkması ile inverter çıkışından elde edilen gücün tamamı şebekeye aktarılmaktadır.



Şekil 5.69. Aktif güçler (yük atma durumu)

Şekil 5.70, şebeke frekansının değişimini göstermektedir. Şebeke frekansı 49.95-50.05 Hz arasında bir değişim göstermektedir. Yük 28. saniyenin ortalarında devreden çıkarılmış ve yükün devreden çıkarıldığı durum için frekanstaki değişim Şekil 5.70'te gösterilmiştir. Yükün devreden çıkması sonucunda, beklenildiği gibi şebeke frekansında küçük de olsa bir artış görülmüştür.



Şekil 5.70. Şebeke frekansı değişimi (yük atma durumu)

6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

6.1. Sonuçlar

Şebeke bağlantılı PV sistemlerde ADMÇ'nin tespiti için yapılan çalışmalar, genellikle simülasyon çalışmalarıdır ve algoritma akış diyagramlarını içermektedir. Yapılan sınırlı sayıdaki uygulama çalışmasında ise önerilen yöntem sadece özel bir sisteme uygulanmıştır.

Önerilen gerçek zamanlı kontrol sisteminin sağlayacağı avantajlar aşağıda sıralanmıştır:

- Önerilen çalışmada ADMÇ gerçek zamanlı olarak kontrol edilmiştir. Bu sayede mevcut yöntemlerde karşılaşılan ADMÇ'nin tespit edilememesi sorununun giderilmesi ve daha güvenilir bir altyapının elde edilmesi sağlanmıştır.
- Gerilim, akım ve frekans değişimi gibi 3 temel parametre, hem DG tarafında hem de şebeke tarafında gerçek zamanlı olarak kontrol edilerek, geliştirilen elektronik ölçüm kartları ile Labview DAQ kartına aktarılmıştır. Bu sayede, ileride ADMÇ'nin tespiti için çeşitli kontrol yöntemlerinin geliştirilebilmesine de imkan sağlanmıştır.
- Labview ile geliştirilen yazılım sayesinde, PV sisteme ait akım, gerilim, frekans, aktif güç, reaktif güç, görünür güç, faz farkı vb. tüm parametreler elde edilmiş ve bu parametrelerin gerçek zamanlı olarak izlenebilmesi sağlanmıştır.
- Geliştirilen yazılım sayesinde, elde edilen verilerin kayıt altına alınabilmesi ve daha sonra incelemek amacı ile raporlanabilmesi de mümkün olmuştur.
- Labview DAQ ünitesi (266 MHz işlemci hızı), verilerin hızlı bir şekilde alınmasında ve değerlendirilmesinde kullanılmıştır. Böylece IEEE standartlarının (2 s) çok daha altında bir sürede ADMÇ'nin tespit edilebilmesi sağlanmıştır.
- Geliştirilen yöntem, inverterin dışında geliştirilmiş ve inverterin özelliklerine bağlı kalmadan, inverter çıkışı, yük ve şebekenin gerçek zamanlı olarak takip edilebildiği genel bir yapı oluşturulmuştur.
- Önerilen yöntem, pasif yöntemler ile iletişime dayalı yöntemlerin avantajlı yönlerini bünyesinde barındıran hibrit bir yöntemdir. Pasif yöntemlerdeki NDZ bölgesi, eşik gerilimi ve frekansının esnek bir şekilde değiştirilebilmesi ile oldukça azalmıştır. Ayrıca önerilen yöntemde, iletişime dayalı yöntemlerin en önemli avantajı olan yükten bağımsız olarak tüm kesicilerin izlenmesi yolu ile ADMÇ'nin tespiti de mevcuttur.

- Labview altyapısının kullanılması, ölçülen 3 temel büyüklükten güç/frekans oranı, faz farkı vb. parametrelerin de türetilmesi yolu ile farklı denemelerin ve çalışmaların yapılmasına da imkan sağlayacaktır.
- Ülkemizde PV sistemlerde ADMÇ'nin önlenmesine yönelik bir uygulama yapılmamıştır. PV sistemlerin gelecekte hızla mevcut elektrik şebekemize bağlanacağı düşünülürse, bu konu ile ilgili yapılacak çalışmanın, bu konudaki açığı da kapatacağı açıktır. Bu çalışmadan elde edilecek sonuçlar, yurt dışındaki ülkelerde ve IEEE standartları ile belirlenen kriterler ışığında, ülkemizin de kendi elektrik şebekesine uygun kriterleri belirlemesi noktasında referans bir çalışma olmaya adaydır.

Gerçekleştirilen tez çalışması, gelecekte oldukça yaygınlaşacağı düşünülen (özellikle konutsal uygulamalarda) PV sistemlerin şebekeye bağlantısı, PV sistem-şebeke-yük arasındaki geçişlerin şebeke ile senkronize şekilde yapılabilmesi, şebeke tarafında ve yükte meydana gelebilecek kısa devre durumlarının hızlı bir şekilde algılanabilmesi, akım, gerilim, güç, frekans ve harmonik etkilerin takip edilebilmesi, tasarlanacak uygun elektriksel senkronizasyon ünitesi ile uygun çalışma modlarının belirlenebilmesi ve geliştirilecek sistemin uzaktan izlenebilmesi ve kontrolü gibi konuların gerçekleştirilmesi için güçlü bir altyapı oluşturmuştur. Böylece çok fazla sayıdaki mikro şebekenin, mevcut elektrik şebekesine bağlanmasında, hem şebeke tarafında, hem yük tarafında ve hem de PV sistem tarafında güvenilir ve etkin bir çalışma sağlanabilmesine imkan tanınacaktır.

6.2. Öneriler

Yapılan tez çalışması sürecinde ortaya çıkan ve sonraki çalışmalarda ele alınabilecek çeşitli araştırma ve iyileştirme konuları aşağıda maddeler halinde verilmiştir:

- Geliştirilen yöntemde, ADMÇ tespit süresinin daha da kısaltılabilmesi için FPGA tabanlı Labview ünitesinin kullanılması uygun olabilir. ADMÇ'nin önlenmesi için kullanılan SSR'ler yerine, IGBT gibi çok daha hızlı güç elektroniği anahtarlarının kullanılması ile ADMÇ cevap süresi daha da kısaltılabilir.
- ADMÇ'nin tespitinde, dalgacık dönüşümü gibi yöntemler kullanılarak, gerçek zamanlı kontrol sistemi altyapısının daha da geliştirilmesi sağlanabilir.
- Birden fazla inverterin şebekeye bağlanması durumunda, şebekeye bağlı olan PV sistemler ile şebeke arasındaki etkileşimlerin araştırılması da uygun olacaktır.

KAYNAKLAR

[1] **Zhihao, Z., Xinhong, H., Jin, J., Bin, W., 2010,** "A Load-Sharing Control Scheme for a Microgrid with a Fixed Frequency İnverter", Electric Power Systems Research 80, pp:311-317.

[2] **Castillo-Cagigal, M., Gutiérrez, A., Monasterio-Huelin, F., Caamaño-Martín, E., Masa, D., Jiménez-Leube, J, 2011,** "A Semi-Distributed Electric Demand-Side Management System with PV Generation for Self-Consumption Enhancement", Energy Conversion and Management 52, pp: 2659–2666.

[3] **Chokmaviroj, S., Wattanapong, R., Suchart, Y., 2006,** "Performance of a 500 kWp Grid Connected Photovoltaic System at Mae Hong Son Province-Thailand", Renewable Energy 31, pp: 19-28.

[4] **Kamel, R., M., Chaouachi, A., "Nagasaka, K., 2011,** "Enhancement of Micro-Grid Performance During Islanding Mode Using Storage Batteries and New Fuzzy Logic Pitch Angle Controller", Energy Conversion and Management 52, pp: 2204–2216.

[5] **Hojo, M., Amo, K., Funabashi, T., Ueda, Y., 2008,** "A Control Method of Parallel Inverter for Smart Islanding of a Microgrid", Int. Conference on Renewable Energies and Power Quality (Icrepq'08).

[6] **Li, Y., Jing, P., Luo, Y., Zhang, B., Mao, C., Ruan, X., 2010,** "A Study on Dynamic Power Flow Caused by the Grid-Connected PV Systems", 2nd IEEE Int. Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems.

[7] **Wan, L., Chang, J., 2010,** "A Web-Based Real-Time Monitoring and Control System for Laboratory Microgrid Systems: Part II – Transient Analysis", Power and Energy Society General Meeting, pp:1-7.

[8]. **Cagnano, A., Torelli, F., Alfonzetti, F., De Tuglie, E., 2011,** "Can PV plants provide a reactive power ancillary service?: A treat offered by an on-line controller.", Renewable Energy, vol:36, issue:3, pp:1047-1052.

[9] **Nan, J., Honghua, X., 2010,** "Detection Platform Design of Solar Energy Grid-connected Photovoltaic System", IEEE, Int. Conference on Power System Technology, pp:1-4.

[10] **Lidula, N. W. A., Rajapakse, A., D., 2011,** "Microgrids Research: A Review of Experimental Microgrids and Test Systems", Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, pp: 186-202.

[11] **Mengi, O., Ö., Altaş, İ., H., 2008,** "AA ve DA Yüklerini Besleyen FV/Akü Grubunun MATLAB/SIMULINK Ortamında Modellenmesi ve Simülasyonu", Elektrik-Elektronik-Bilgisayar Müh.Sempozyumu ELECO-08, Bursa.

[12] **Rodriguez, J. R., Ruiz, F., Biel, D., Guinjoan, F., 2010,** "Simulation and analysis of distributed PV generation in a LV network using MATLAB-Simulink", IEEE.

[13] **Çetin, E., Yılancı, A., Öztürk, H., K., İplikçi, S., Çolak, M., Kaşıkçı, İ., 2010,** "A micro-DC power distribution system for a residential application energized by photovoltaic–wind/fuel cell hybrid energy systems", Energy&Buildings, vol:42, issue:8, pp:1344-1352.

[14] **Qingzhen, L., Jinding, C., 2010,** "An Integrated Power Flow Algorithm for Radial Distribution System with DGs Based on Voltage Regulating", Power and Energy Engineering Conference (APPEEC) , vol: 16, pp:1-4.

[15] **Chouder, A., Silvestre, S., 2010,** "Automatic supervision and fault detection of PV system based on power losses analysis", Elsevier, Energy Conversion and Management, vol:51, issue:10, pp:1929-1937.

[16] **Khalifa, A. S., El-Saadany, E. F., 2010,** "Control of Three Phase Grid Connected Photovoltaic Power Systems", Harmonics and Quality of Power (ICHQP), vol:19, pp:1-7.

[17] **Llaria, A., Curea, O., Jiménez, J, Camblong, H., 2011,** "Survey on Microgrids: Unplanned Islanding and Related Inverter Control Techniques", Renewable Energy 36, pp:2052-2061.

[18] **Boonmee, C., Plangklang, B., Watjanatepin, N., 2009,** "System performance of a three-phase PV-grid-connected system installed in Thailand: Data analysis monitored", Renewable Energy, vol:34, issue:2, pp:384-389.

[19] **Jeon, J., H., Kim, J., Y., Kim, S., K., 2010,** "Performance Evaluation of Microgrid Management System by using a Hardware-In-Loop-Simulation Method", Int. Conference on Renewable Energies and Power Quality ICREPQ, Granada Spain.

[20] **Huayllas, T., E., Ramos, D., S., Vasquez-Arnez, R., L., 2010,** "Microgrid Systems: Current Status and Challenges", Transmission and Distribution Conference and Exposition, pp:7-12.

[21] **Tsai, H., L., 2010,** "Insolation-oriented model of photovoltaic module using Matlab/Simulink", Solar Energy, vol:84, issue:7, pp: 1318-1326.

[22] **Datta, M., Senjyu, T., Yona, A., Funabashi, T., Kim, C., 2010,** "Photovoltaic output power fluctuations smoothing methods for single and multiple PV generators", Current Applied Physics, vol:10, issue:2, pp:265-270.

[23] **Sağlam, Ş., Ekren, N., Erdal, H., 2010,** "Controlling of grid connected photovoltaic lighting system with fuzzy logic", Solar Energy, vol:84, issue:2, pp:256-262.

[24] **Huajun, Y., Junmin, P., Xiang, A., 2005,** "A multi-function grid-connected PV system with reactive power compensation for the grid", Solar Energy, vol:79, issue:1, pp:101-106.

[25] **Mellit, A., Pavan, A., 2008,** " A 24-h forecast of solar irradiance using artificial neural network: Application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste, Italy" , Solar Energy, vol:84, issue:5, pp:807-821.

[26] **Jaime, A., Joaquı ´n, E., Santiago, A., 2009,** "Direct power control of grid connected PV systems with three level NPC inverter", Solar Energy, vol:84, issue:7, pp:1175-1186.

[27] **Bakos, G., C., 2009,** "Distributed power generation: A case study of small scale PV power plant in Greece", Applied Energy, vol:86, issue:9, pp:1757-1766.

[28] **Wada, H., Yamamoto, F., Ueta, K., Yamaguchi, T., 2011,** "Generation characteristics of 100 kW PV system with various tilt angle and direction arrays", Solar Energy Materials and Solar Energy, vol:95, issue:1, pp: 382-385.

[29] **Özdemir, E., Özdemir, Ş., 2008,** "Güneş Pilleri İle Dağıtılmış Elektrik Üretim Sistemlerindeki Gelişmeler", 7. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu UTES 2008, s:395-404.

[30] **Demirtaş, M., 2008,** "Güneş ve Rüzgar Enerjisi Kullanılarak Şebeke İle Paralel Çalışabilen Hibrit Enerji Santrali Tasarımı ve Uygulaması", Doktora Tezi, Gazi Üniversitesi.

[31] **Yılmaz, U., 2008,** "Gökçeada'da Yenilenebilir Enerji Kaynaklarıyla Elektrik

Üretimi", Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü.

[32] **Köse, G., 2010,** "Hibrit (Güneş +Rüzgar) Enerji Sisteminden Elektrik Üretimi: Kütahya Örneği", Yüksek Lisans Tezi, Dumlupınar Üniversitesi.

[33] **Kalay, A., 2008,** "Mugla Üniversitesi Yerleşkesinde Bulunan 15 kWp Kurulu Güce Sahip Fotovoltaik (PV) Sistemin Güç Kalitesinin İncelenmesi ve Şebeke Karakteristikleri İle Karşılaştırılması", Yüksek Lisans Tezi, Muğla Üniversitesi.

[34] **Eltawil, M, E., Zhao, Z., 2010,** "Grid-connected Photovoltaic Power Systems:Technical and Potential Problems-A Review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol:14, pp: 112-129.

[35] **Yu, B., Matsui, M., Yu, G., 2010,** "A Review Of Current Anti-Islanding Methods For Photovoltaic Power System", Solar Energy, 84, 745–754.

[36] **Recommended Practice for Utility Interconnected Photovoltaic (PV) Systems, 2000,** IEEE Standard 929-2000.

[37] **IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources into Electric Power Systems, 2003,** IEEE Standard 1547TM.

[38] **Walling, R. A., Miller, N. W., 2002,** "Distributed Generation Islanding implications On Power System Dynamic Performance", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol:1, pp:92-96.

[39] **Greenwood, A., 2001,** "Electrical Transients in Power Systems", New York: Wiley, p. 83.

[40] **Redfern, M. A., Usta, O., Fielding, G., 1993,** "Protection Against Loss Of Utility Grid Supply For A Dispersed Storage And Generation Unit", IEEE Transaction on Power Delivery, vol:8,issue:3, pp: 948-954.

[41] **Redfern, M. A., Barren, J. I., Usta, O., 1995,** "A New Microprocessor Based Islanding Protection Algorithm For Dispersed Storage And Generation Units", IEEE Trans. Power Delivery, vol:10, issue:3, pp:1249-1254.

[42] **Ropp, M., Aaker, K., Haigh, J., Sabhah, N., 2000,** "Using Power Line Carrier Communications to Prevent Islanding", in Proc. 28th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, pp: 1675-1678.

[43] **Warin, J., Allen, W. H., 1990,** "Loss Of Mains Protection, in Proc. ERA Conference on Circuit Protection for industrial and Commercial Installation", London, UK, vol:4, issue:3, pp:1-12.

[44] **Pai, F., Huang, S., 2001,** "A Detection Algorithm For Islanding-Prevention Of Dispersed Consumer-Owned Storage And Generating Units", IEEE Trans. Energy Conversion, vol:16, issue:4, pp:346-351.

[45] **O'Kane, P., Fox, B., 1997,** "Loss Of Mains Detection For Embedded Generation By System Impedance Monitoring", in Proc. Sixth Int. Conference on Developments in Power System Protection, pp. 95-98.

[46] **Hopewell, P. D., Jenkins, N., Cross, A. D., 1996,** "Loss Of Mains Detection For Small Generators", IEE Proc. Electric Power Applications, vol:143, issue:3, pp:225-230.

[47] **Jang, S. I., Kim, K. H., 2004,** "A New Islanding Detection Algorithm For Distributed Generations Interconnected With Utility Networks", in Proc. IEEE Int. Conference on Developments in Power System Protection, vol:2, pp. 571-574.

[48] **Jang, S. I., Kim, K. H., 2004,** "An Islanding Detection Method For Distributed Generations Using Voltage Unbalance And Total Harmonic Distortion Of Current", IEEE Tran. Power Delivery, vol:19, issue:2, pp:745-752.

[49] **Jang, S., Kim, K., 2002,** "Development Of A Logical Rule-Based Islanding Detection Method For Distributed Resources", in Proc. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, vol:2, pp: 800-806.

[50] **Kabayashi, H., Takigawa, K., Hashimato, E., 1991,** "Method for preventing islanding phenomenon on utility grid with a number of small scale PV systems," Second IEEE Photovoltaic Specialists Conference, vol:1, pp. 695-700.

[51] **Xu, W., Zhang, G., Li, C., Wang, W., Wang, G., Kliber, J., 2007,** "A Power Line Signaling Based Technique For Anti-Islanding Protection Of Distributed Generators—Part I: Scheme And Analysis", IEEE Tran. Power Delivery, vol: 22, issue:3, pp:1758-1766.

[52] **Wang, G., Kliber, J., Zhang, G., Xu, W., Howell, B., Palladino, T., 2007,** "A Power Line Signaling Based Technique For Anti-Islanding Protection Of Distributed Generators—Part II: Field Test Results", IEEE Tran. Power Delivery, vol:22, issue:3, pp:1767-1772.

[53] **Kim, J. E., Hwang, J. S., 2000,** "Islanding Detection Method Of Distributed Generation Units Connected To Power Distribution System", in Proc. IEEE Power System Technology Conference, pp: 643-647.

[54] **Vinod, J., Zhihong, J., Kolwalkar, A., 2008,** "Investigation of anti islanding protection of power converter based distributed generators using frequency domain analysis", IEEE Trans Power Electronics, vol: 19, no: 5, pp. 119-128.

[55] **Ezzt, M., Marei, M. I., Abdel-Rahman, M., Mansur, M. M., 2007,** "A hybrid strategy for distributed generators islanding detection", IEEE PES Power Africa Conference and Exposition Johannesburg, South Africa, pp: 16-20.

[56] **Smith, G. A., Onions, P. A, Infield, D. G., 2000,** "Predicting Islanding Operation Of Grid Connected PV Inverters", IEE Proc. Electric Power Applications, vol:147, pp:1-6.

[57] **Ropp, M. E., Begovic, M., Rohatgi, A., 1999,** "Analysis And Performance Assessment Of The Active Frequency Drift Method Of Islanding Prevention", IEEE Tran. Energy Conversion, vol:14, issue:3, pp:810-816.

[58] **Ropp, M. E., Begovic, M., Rohatgi, A., Kern, G., Bonn, R., 2000,** "Determining The Relative Effectiveness Of Islanding Detection Methods Using Phase Criteria And Non-Detection Zones", IEEE Transaction on Energy Conversion, vol:15, issue:3, pp:290-296.

[59] **Hung, G., Chang, C., Chen, C., 2003,** "Automatic Phase Shift Method For Islanding Detection Of Grid Connected Photovoltaic Inverter", IEEE Trans. Energy Conversion, vol:18, issue:1, pp:169-173.

[60] **Yin, J., Chang, L., Diduch, C., 2005,** "A New Adaptive Logic Phase-Shift Algorithm For Anti-Islanding Protections In Inverter-Based DG Systems", IEEE Power Electronics Specialists Conference, pp: 2482-2486.

[61] **Menon, V., Nehrir, M. H., 2007,** "A Hybrid Islanding Detection Technique Using Voltage Unbalance And Frequency Set Point", IEEE Tran. Power Systems, vol:22, issue:1, pp:442-448.

[62] **Hojo, M., Amo, K., Funabashi, T., Ueda, Y., 2008,** "A Control Method of Parallel Inverter For Smart Islanding of A Microgrid", Int. Conference on Renewable Energies and Power Quality (Icrepq'08).

[63] **Llaria, A., 2010,** "Survey On Microgrids: Unplanned Islanding And Related Inverter Control Techniques", Renewable Energy, vol:36, issue:8, pp:2052-2061.

[64] **Trujillo, C. L., 2010,** "Analysis Of Active Islanding Detection Methods For Grid-Connected Microinverters For Renewable Energy Processing", Applied Energy, vol:87, issue:11, pp:3591-3605.

[65] **Ropp, M. E., Gonzalez, S., 2009,** "Development of a Matlab/Simulink Model of a Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic System", Energy conversion, IEEE Transactions on, vol:24, issue:1, pp::195-202.

[66] **Stala, R., 2008,** "Testing Of The Grid-Connected Photovoltaic Systems Using FPGA-Based Real-Time Model", Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC, 13th, pp:1852 – 1858.

[67] **Mahat, P., Chen, Z., Bak-Jensen, B., 2008,** "Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies", DRPT, Third Int. Conference on, pp: 2743-2748.

[68] **Shen, C., He, Y., Liu, Y., Tao, W., 2008,** "Modelling and simulation of solar radiation data processing with Simulink", Simulation Modelling Practice and Theory 16, pp: 721–735.

[69] **Chatterjee, A., Keyhani, A., 2011,** "Thevenin's Equivalent of Photovoltaic Source Models for MPPT and Power Grid Studies", IEEE Power & Energy Society General Meeting, pp:1-8.

[70] **Wang, Y. J., Hsu, P. C., 2011,** "Modelling of solar cells and modules using piecewise linear parallel branches", IET Renewable Power Generation, vol: 5, pp: 215-222.

[71] **Sokolov, M., Green, T. C., Mitcheson, P .D., Shmilovitz, D., 2010,** "Dynamic analysis of photovoltaic system with MPP locus emulation", Electrical and Electronics Engineers in Israel, pp:212-215.

[72] **Liu, X., Lopes, L. A. C, 2004,** "An Improved Perturbation and Observation Maximum Power Point Tracking Algorithm for PV Arrays" 35th IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference, vol: 3, pp: 2005-2010.

[73] **King, D. L., Boyson, W. E., Kratochvil, J. A., 2004,** "Photovoltaic Array Performance Model", Sandia National Lab, SAND2004-3535.

[74] **Bonnett, A., 1996,** "The Application Considerations of PWM Inverters and A.C. Induction Motors to a Total System", U.S. Electrical Motors, EASA Convention.

[75] **Ackermann, T., Andersson, G., Söder, L. 2001,** "Distributed generation: a definition", Electric Power Systems Research, vol: 57, no: 3, pp. 195-204.

[76] **Zhihong, Y., 2004,** "Evaluation of anti-islanding schemes based on nondetection zone concept", Power Electronics, IEEE Transactions on, vol: 19 issue:5, pp:

1171-1176.

[77] **Liserre, M., 2006,** "An Anti-Islanding Method for Single-Phase Inverters Based on a Grid Voltage Sensorless Control", Industrial Electronics, IEEE Transactions on, vol: 53 issue:5, pp: 1418-1426.

[78] **IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, 2009,** "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems", IEEE Std 1547.2-2008, pp. 1-207.

[79] **IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, 2003**, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems. IEEE Std 1547-2003, pp:1-16.

[80] **IEA Int. Energy Agency, 2002**, "Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Utility Interactive Power Systems", in Task V Report IEA PVPS T509: 2002.

[81] **Velasco, D., 2010,** "Review of anti-islanding techniques in distributed generators", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol:14 issue:6, pp: 1608-1614.

[82] **Lopes, L. A. C., Huili, S., 2006,** "Performance assessment of active frequency drifting islanding detection methods", Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol:21, issue:1, p: 171-180.

[83] **Menon, V., Nehrir, M. H., 2007,** "A Hybrid Islanding Detection Technique Using Voltage Unbalance and Frequency Set Point", Power Systems, IEEE Transactions on, vol:22, issue:1, pp:442-448.

[84] **Aljankawey, A.S., 2010,** "Passive method-based islanding detection of Renewable-based Distributed Generation: The issues", Electric Power and Energy Conference (EPEC), pp: 25-27.

[85] **Guan-Chyun, H., Hung, J. C., 1996,** " Phase-locked loop techniques. A survey", Industrial Electronics, IEEE Transactions on, vol:43, issue:6, pp: 609-615.

[86] **Youngseok, J., Jaeho, C., Yu, G., 2007,** "A Novel Active Anti-islanding Method for Grid-connected Photovoltaic Inverter", Journal of Power Electronics, vol: 7, no: 1, pp: 64-71.

[87] **Sung-Il, J., and Kwang-Ho, K., 2004,** "An islanding detection method for distributed generations using voltage unbalance and total harmonic distortion of current", Power Delivery, IEEE Transactions on, vol:19, issue:2, pp: 745-752.

[88] **Mylène, R., 2011,** "Islanding Detection Method for a Hybrid Renewable Energy System", Int. Journal of Renewable Energy Research, IJRER, vol:1, issue:1, pp.41-53.

[89] **Mango, F. D., Liserre, M., Dell'Aquila, A., Pigazo, A., 2006,** "Overview of anti islanding algorithms for PV systems, part I: Passive methods", 12th Int. Power Electronics and Motion Control Conference EPEPEMC 2006, pp: 1878–1883.

[90] **Yuyama, S., 1994,** "A high speed frequency shift method as a protection for islanding phenomena of utility interactive PV systems", Solar Energy Materials and Solar Cells, vol:35, pp: 477–86.

[91] **Ropp, M. E, Begovic, M., Rohatgi, A., 1999,** "Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol:14, issue:3, pp:810–816.

[92] **Onions, P, A., Smith, G. A., 1999,** "Anti-islanding protection of grid connected PV inverters", 34 th Universities Power Engineering Conference, vol: 2, pp: 378–382.

[93] **Takigawa, K, Kobayashi, H. A., 1994,** "Development of compact and reliable protective control unit for grid connected small residential PV systems, IEEE First WCPEC: World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, pp: 1081–1084.

[94] **Okado, C., 1995,** "A novel islanding protection system for photovoltaic inverters", Electrical Engineering in Japan, vol:115, issue:4, pp:60–70.

[95] **Kobayashi, H., Takigawa, K., 1997,** "A new protective methodfor grid connected dispersed PV systems to detect short circuit fault in distribution line", Solar Energy Materials and Solar Cells, vol:47, pp:117–123.

[96] **Ishida, T., 1994,** "Anti-islanding protection using a twin-peak band-pass filter in interconnected PV systems and substantiation evaluations", IEEE First WCPEC: World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, pp: 1077–1080.

[97] **Tsukamoto, O., Okayasu, T., Yamagishi, K., 2001,** "Study on islanding of dispersed photovoltaic power systems connectedto a utility power grid", Solar Energy, vol:70, issue:6, pp:505–511.

[98] **Xu, W., Mauch, K., 2004,** "An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Mehtods and Issues for Canada", CETC-Varennes 2004-074, pp:411-416.

[99] **Wilsun, X., 2007,** "A Power Line Signaling Based Technique for Anti- Islanding

Protection of Distributed Generators—Part I: Scheme and Analysis", Power Delivery, IEEE Transactions on, vol:22, issue:3, pp:1758-1766.

[100] http://www.sma.de

[101] www.sma.de/en/solutions/medium-power-solutions/knowledgebase/optitrac-global-peak.html

EKLER

EK 1 Değiştir ve İzle MPPT Kontrol Algoritması-I

```
% Bu program Degistir ve izle (P&O="Perturb and Observe") MPPT
% algoritmasını kullanarak PV Sistemin MPP noktasında calitirilmasini
saglar.
% Arş. Gör. Gökay BAYRAK - 2012
%-------------------------------------------------------------------------
--
% 1) DC-DC Boost Konverter Referans Akımı Iref giriş olarak kullanılır.
% 2) Pold, Iref ve Increment InitializeMPPtrackIref.m dosyası ile
% hesaplanır.
% Giriş: Mevcut şartlarda elde edilebilecek maksimum güç
% Çıkış: Referans Akımı
%-------------------------------------------------------------------------
--
function y = MPPtrackIref(P)
global Pold;
global Iref;
global Increment;

IrefH = 5; % Iref maksimum degeri
IrefL = 0; % Iref minimum degeri
DeltaI = 0.02; % Iref artış miktarı

if (P < Pold)
    Increment = -Increment; % P azaldı ise yönü değiştir
end

% Iref arttır
Iref=Iref+Increment*DeltaI;

% Iref ile maksimum degerini karsilastir
if (Iref > IrefH)
    Iref = IrefH;
end

% Iref ile minimum degerini karsilastir
if (Iref < IrefL)
    Iref = IrefL;
end

% Güc degerini sakla
Pold = P;
% Yeni Iref cikisini belirle
y = Iref;
```

EK 2 Değiştir ve İzle MPPT Kontrol Algoritması-II

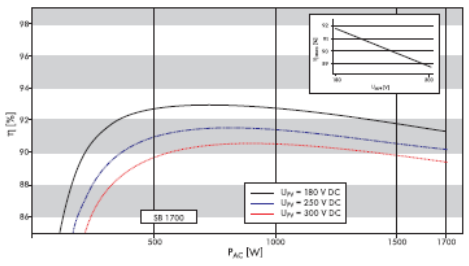
```
% Bu program Degistir ve izle (P&O="Perturb and Observe") MPPT
% algoritmasını kullanan "MPPtrackIref" dosyasına asagidaki
% degiskenleri gonderir.
% Arş. Gör. Gökay BAYRAK - 2012
% ------------------------------------------------------------------------
--
global Iref;
global Increment;
global Pold;
Pold = 0;
Iref = 4;
Increment = -1;
```

EK 3 SB-1200 İnverter Teknik Özellikleri

Technical Data
Sunny Boy 1100 / 1700

	SB 1100	SB 1700
Input (DC)		
Max. DC Power	1210 W	1850 W
Max. DC voltage	400 V	400 V
PV voltage range, MPPT	139 V – 320 V	139 V – 320 V
Max. input current	10 A	12.6 A
Number of MPP trackers	1	1
Max. number of strings (parallel)	2	2
Output (AC)		
Nominal AC output	1000 W	1550 W
Max. AC output	1100 W	1700 W
Max. output current	5.6 A	8.6 A
Nominal AC voltage / range	220 V – 240 V / 180 V – 260 V	220 V – 240 V / 180 V – 260 V
AC grid frequency (self-adjusting) / range	50 Hz / 60 Hz / ± 4.5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ± 4.5 Hz
Power factor (cos φ)	1	1
AC connection	single-phase	single-phase
Efficiency		
Max. efficiency	93.0 %	93.5 %
Euro-eta	91.6 %	91.8 %
Protective equipment		
DC reverse polarity protection	●	●
DC load disconnecting switch ESS	●	●
AC short-circuit proof	●	●
Ground fault monitoring	●	●
Grid monitoring (SMA grid guard 2)	●	●
Electrically separation	●	●
General data		
Dimensions (W / H / D) in mm	434 / 295 / 214	434 / 295 / 214
Weight	22 kg	25 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Consumption: operating (standby) / night	< 4 W / 0.1 W	< 5 W / 0.1 W
Topology	low frequency transformer	low frequency transformer
Cooling concept	convection	convection
Installation location: indoor / outdoor (IP65)	●/●	●/●
Features		
DC connection: MC3 / MC4 / Tyco	●/○/○	●/○/○
AC connection: plug connector	●	●
LCD display	●	●
Cover color: red / blue / yellow	●/○/○	●/○/○
Interfaces: Powerline / RS232 / RS485 / radio	○/○/○/○	○/○/○/○
Warranty: 5 years / 10 years	●/○	●/○
Certificates and approvals	www.SMA.de	www.SMA.de
● Included ○ Option	Values apply for nominal conditions	

Efficiency curve



Accessories



SB1100-1700DEN-08|22 SMA and Sunny Boy are registered trademarks of SMA Technologie AG. Text and illustrations reproduce the current state of the art at the moment they are published. This document will be subject to changes. No liability resulting from misprints. Printed on chlorine-free paper.

www.SMA.de
Freecall +800 SUNNYBOY
Freecall +800 78669269

SMA Technologie AG

ÖZGEÇMİŞ

Gökay BAYRAK

Fırat Üniversitesi

Mühendislik Fakültesi

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü

Elazığ

0 424 237 0000/5228

E-posta: gbayrak@firat.edu.tr

1981	: Samsun /Bafra'da doğdu.
1995-1999	: Turhal Cumhuriyet Lisesi'ni bitirdi.
1999-2003	: Fırat Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Elektrik–Elektronik Bölümünden mezun oldu.
2003-2007	: Balluff Sensör ve Otomasyon A.Ş. Bursa'da Mühendis olarak çalıştı.
2006-…	: Fırat Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik–Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalı, Elektrik Tesisleri Bilim Dalında Doktoraya başladı.
2007-…	: Fırat Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Elektrik–Elektronik Mühendisliği Bölümünde Araştırma Görevlisi olarak çalışmaya başladı.