
AKADEMİK PERSPEKTİFTEN ELEKTRİK- ELEKTRONİK VE HABERLEŞME MÜHENDİSLİĞİ

Editör: Dr.Öğr.Üyesi Süleyman ADAK



yaz
yayınları

Akademik Perspektiften Elektrik- Elektronik ve Haberleşme Mühendisliği

Editör

Dr.Öğr.Üyesi Süleyman ADAK

yaz
yayınları

2025

**Akademik Perspektiften Elektrik-
Elektronik ve Haberleşme Mühendisliği**

Editör: Dr.Öğr.Üyesi Süleyman ADAK

© YAZ Yayınları

Bu kitabın her türlü yayın hakkı Yaz Yayınları'na aittir, tüm hakları saklıdır. Kitabın tamamı ya da bir kısmı 5846 sayılı Kanun'un hükümlerine göre, kitabı yayınlayan firmanın önceden izni alınmaksızın elektronik, mekanik, fotokopi ya da herhangi bir kayıt sistemiyle çoğaltılamaz, yayınlanamaz, depolanamaz.

E_ISBN 978-625-5596-69-7

Haziran 2025 – Afyonkarahisar

Dizgi/Mizanpaj: YAZ Yayınları

Kapak Tasarım: YAZ Yayınları

YAZ Yayınları. Yayıncı Sertifika No: 73086

M.İhtisas OSB Mah. 4A Cad. No:3/3
İscehisar/AFYONKARAHİSAR

www.yazyayinlari.com

yazyayinlari@gmail.com

info@yazyayinlari.com

İÇİNDEKİLER

Kurumsal Düzeyde DevOps Kültürünün Entegrasyonu ve Altyapı Otomasyonunun Modernizasyonu	1
--	----------

Bayraktar KARAGÖZ, Ümit Çiğdem TURHAL

Erzincan İli İçin Drone ile Hava Kirliliğinin Ölçülmesi ve Haritalanması	22
---	-----------

Naci ARSLANOĞLU, Çağrı ALTINTAŞI

Power Quality and Harmonic Distortions in Grid-Connected Rooftop Solar PV System.....	43
--	-----------

Süleyman ADAK

Simulation and Optimization of a Renewable Hydrogen-Based Standalone Power System	83
--	-----------

Batın DEMİRCAN

"Bu kitapta yer alan bölümlerde kullanılan kaynakların, görüşlerin, bulguların, sonuçların, tablo, şekil, resim ve her türlü içeriğin sorumluluğu yazar veya yazarlarına ait olup ulusal ve uluslararası telif haklarına konu olabilecek mali ve hukuki sorumluluk da yazarlara aittir."

KURUMSAL DÜZEYDE DEVOPS KÜLTÜRÜNÜN ENTEGRASYONU VE ALTYAPI OTOMASYONUNUN MODERNİZASYONU¹

Bayraktar KARAGÖZ²

Ümit Çiğdem TURHAL³

1. GİRİŞ

Günümüzde kurumların rekabet gücünü sürdürebilmesi, teknolojik değişimlere hızlı uyum sağlama becerilerine bağlıdır. Dijital dönüşüm, yalnızca bilgi teknolojileri (IT) altyapısının yenilenmesini değil; iş süreçlerinin yeniden yapılandırılmasını ve çevik organizasyonel yapıların kurulmasını da gerektirir. Yazılım sistemleri bu dönüşümün merkezinde yer almakta; otomasyon, çeviklik ve entegrasyon odaklı yeni yazılım geliştirme yöntemlerini beraberinde getirmektedir.

Geleneksel yazılım modelleri hiyerarşik yapıları nedeniyle esnek değildir ve değişen ihtiyaçlara yeterince hızlı yanıt veremez. Ayrıca geliştirici ve operasyon ekiplerinin ayrı çalışması, iletişim eksikliklerine ve sistem sürekliliğini tehdit eden sorunlara yol açar. Bu sorunları aşmak amacıyla geliştirilen DevOps yaklaşımı, yazılım geliştirme ve operasyon süreçlerini entegre ederek iş birliğini, otomasyonu ve hızlı teslimatı

¹ Bu kitap bölümü Bilecik Şeyh Edebali Üniversitesi (BSEU) Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı'nda yapılmış olan tez çalışmasından üretilmiştir.

² Bilecik Şeyh Edebali Üniversitesi, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, 5740301@ogrenci.bilecik.edu.tr, ORCID:0009-0006-5391-3382

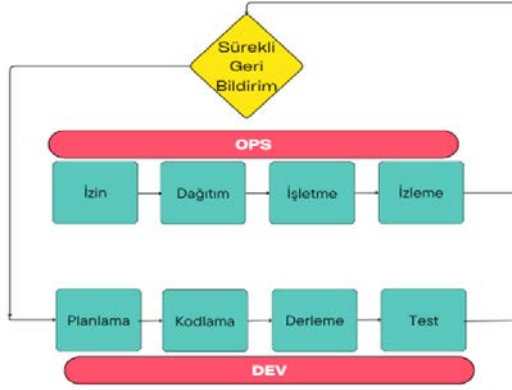
³ Doç. Dr., Bilecik Şeyh Edebali Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, ucigdem.turhal@bilecik.edu.tr, ORCID:0000-0003-2387-1637

mümkün kılar (Istifarulah ve Tiaharyadini, 2023). DevOps, yazılım yaşam döngüsündeki tüm aktörler arasında sürekli iletişim ve geri bildirim sağlayarak güvenilir ve sürdürülebilir bir geliştirme ortamı sunar.

DevOps'un uygulanabilirliğini somutlaştıran en önemli unsurlardan biri, yazılım geliştirme sürecini döngüsel ve otomasyona dayalı bir yapıda tanımlayan DevOps yaşam döngüsüdür (Şekil 1.1). Bu yaşam döngüsü; planlama, kodlama, oluşturma (build), test etme, yayınlama (release), dağıtım (deploy), işletme (operate) ve izleme (monitor) gibi sekiz temel aşamadan oluşur. DevOps yaşam döngüsü, yazılım projelerinin fikir aşamasındaki planlama ve tasarımdan başlayarak, kod geliştirme ve sürüm yönetimi süreçlerine; ardından otomatik testler, sürekli entegrasyon (CI) ve konteyner tabanlı paketleme adımlarına geçişi kapsayan bir akış sunar (Alhamidi, 2017). Her bir aşamada otomasyon boru hatları (pipeline) devreye girerek kod değişikliklerinin hızlıca derlenmesi, test edilmesi ve bir sonraki ortama taşınması sağlanır. Onaylanan sürümler, sürekli dağıtım (CD) mekanizmalarıyla güvenli ve tekrarlanabilir şekilde canlı ortama aktarılır. Bu süreçte canlıya geçen uygulamalar; performans, erişilebilirlik ve güvenlik metrikleri açısından kesintisiz olarak izlenir. İzleme sonucunda elde edilen veriler, geri bildirim döngüsüyle bir sonraki planlama evresine taşınır. Bu yapı, yalnızca yazılımın daha hızlı ve hatasız şekilde üretime alınmasını değil; aynı zamanda sistem kararlılığının sağlanmasını, kullanıcı memnuniyetinin artırılmasını ve organizasyonel çevikliğin sürekli desteklenmesini mümkün kılar.

Bu bağlamda DevOps'un yalnızca bir teknoloji yaklaşımı değil, aynı zamanda organizasyonel dönüşüm aracı olduğu kabul edilmektedir. Günümüz dijital ekonomisinde, kurumsal ölçekli yazılım geliştirme ve IT operasyonları sadece teknik yeterlilikle değil; aynı zamanda çevik iş kültürünün

kuruma entegre edilmesiyle sürdürülebilir başarıya ulaşabilmektedir. Bu kültürel dönüşümün başarısı, genellikle altyapı otomasyon süreçlerinin modernizasyonu ile doğrudan ilişkilidir. Infrastructure as Code (IaC) gibi yaklaşımlar sayesinde altyapı; tanımlanabilir, versiyonlanabilir ve tekrarlanabilir hâle gelirken, sistemlerin esnekliği ve ölçeklenebilirliği önemli ölçüde artmaktadır. Dolayısıyla, kurumsal yapılarda DevOps'un etkili entegrasyonu, ancak altyapı süreçlerinin otomasyon odaklı yeniden yapılandırılmasıyla mümkün hâle gelmektedir.



Şekil 1.1. DevOps Yaşam Döngüsü

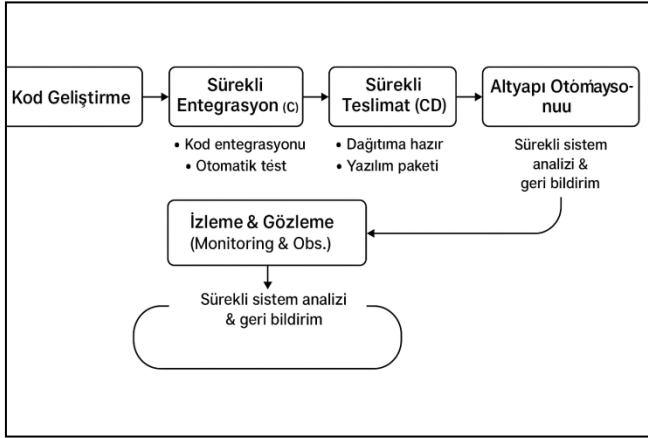
CI, CD, otomatik testler ve izleme araçları gibi bileşenlerle desteklenen DevOps, dijital dönüşüm hedeflerine ulaşmak isteyen kurumlar için stratejik bir zorunluluk hâline gelmiştir (Kim vd., 2016).

1.1. DevOpsBileşenleri, Araçları ve Uzantıları

DevOps yaklaşımının temelini oluşturan dört ana teknik bileşen; CI, CD, altyapı otomasyonu ve izleme-gözleme süreçleridir (Şekil 1.2).

CI, geliştiricilerin yaptığı kod değişikliklerinin merkezi bir sürüm kontrol sistemine sık aralıklarla entegre edilmesini ve

her entegrasyonun otomatik testlerle doğrulanmasını sağlar; böylece hatalar erken tespit edilerek geliştirme sürecinin sürekliliği korunur. Bu süreci takip eden CD aşamasında, testleri başarıyla geçen kod her an dağıtımına hazır olacak şekilde paketlenir ve üretim ortamına geçiş için manuel müdahaleye gerek kalmaksızın teslimata uygun biçimde bekletilir. Dağıtım sürecinin bu denli otomatik ve güvenilir hâle gelebilmesi, büyük ölçüde altyapının IaC yaklaşımıyla tanımlanarak otomatik yönetilmesini mümkün kılan altyapı otomasyonuna dayanır. Bu yaklaşım, sistem kaynaklarının tutarlı, tekrarlanabilir ve versiyonlanabilir olmasını sağlar. Tüm bu süreçlerin güvenli ve sağlıklı ilerleyebilmesi ise izleme ve gözleme mekanizmaları ile desteklenir; sistem performansı, kaynak kullanımı ve hata oranları sürekli takip edilir, elde edilen veriler analiz edilerek sistem davranışları hakkında içgörü üretilir ve olası sorunlara erken müdahale imkânı sağlanır.



Şekil 1.2. DevOps Temel Bileşenleri

DevOps uygulamalarının etkin ve sürdürülebilir bir şekilde yürütülmesi, kapsamlı bir araç ekosistemiyle desteklenmektedir. Bu araçlar, yazılım geliştirme sürecinin her aşamasında otomasyonu, şeffaflığı ve izlenebilirliği artırarak DevOps'un teknik altyapısını oluşturur. CI/CD süreçlerinde en

çok tercih edilen araçlar arasında Tekton, Jenkins, GitLab CI, CircleCI ve ArgoCD yer almaktadır. Bu araçlar sayesinde kod entegrasyonu, test otomasyonu ve dağıtım adımları belirli tetikleyicilerle başlatılarak yazılımın sürekli olarak güncellenmesi sağlanır. Özellikle Jenkins ve Tekton, modüler yapısı ve geniş eklenti desteği ile kurumsal düzeyde özelleştirilmiş CI/CD hatları oluşturulmasına imkân tanımaktadır.

DevOps'un temel bileşenlerinden biri olan konteyner teknolojileri, uygulamaların taşınabilirliğini ve ortamdan bağımsız çalışmasını kolaylaştırmaktadır. Bu alanda öne çıkan araçlardan Docker, uygulamaların tüm bağımlılıklarıyla birlikte konteyner içinde çalışmasını sağlarken, Kubernetes bu konteynerlerin ölçeklendirilmesi, dağıtılması ve yönetilmesini üstlenmektedir. Kubernetes'in sunduğu otomatik yük dengeleme, yeniden başlatma ve kendi kendini iyileştirme gibi yetenekler, büyük ölçekli sistemlerde kararlılığı artırmakta ve operasyonel yükü azaltmaktadır.

İzleme ve analiz süreçleri ise sistemin performansını gerçek zamanlı olarak izlemeye ve potansiyel sorunları önceden belirlemeye olanak tanır. Bu amaçla kullanılan araçlar arasında Prometheus ve Grafana ön plana çıkmaktadır. Prometheus, zaman serisi verilerini toplayarak sistemin kaynak kullanımını izlerken; Grafana, bu verileri anlamlı paneller ve grafikler hâlinde sunarak operasyonel ekiplerin sistem durumu hakkında anlık içgörüler elde etmesini sağlar. Bu araçlar, hata tespiti, kapasite planlaması ve hizmet düzeyi anlaşmalarının (SLA) takibi açısından kritik rol oynamaktadır.

DevOps'un evrilmesiyle birlikte güvenlik, operasyonel zekâ ve sürüm yönetimi süreçleri de daha derin entegrasyon gerektiren alanlara dönüşmüştür. Bu bağlamda ortaya çıkan DevSecOps yaklaşımı, güvenlik kontrollerinin yazılım

geliştirme yaşam döngüsünün (SDLC) her aşamasına entegre edilmesini hedefler. Geleneksel olarak sürecin sonuna bırakılan güvenlik testleri, DevSecOps sayesinde otomatikleştirilmiş araçlarla sürekli olarak yürütülür. Bu alanda öne çıkan araçlar arasında SonarQube, kod kalitesini ve güvenlik açıklarını analiz ederken; Clairve AquaSecurity, açık kaynak kütüphaneler ve konteyner güvenliği için otomatik tarama ve raporlama işlevleri sunar. Bu araçlar, sadece uygulama katmanını değil, aynı zamanda yapılandırma dosyalarını ve altyapı tanımlarını da analiz ederek geniş kapsamlı bir güvenlik sağlar.

Öte yandan, GitOps yaklaşımı, Git deposunu hem kodun hem de altyapının “tek doğruluk kaynağı (singlesource of truth)” olarak konumlandırır. Bu modelde, Kubernetes gibi orkestrasyon sistemleri, doğrudan Git deposundaki manifest dosyalarına göre sistem durumunu senkronize eder. GitOps’un temel araçlarından biri olan ArgoCD, Git tabanlı dağıtım süreçlerini gerçek zamanlı izleyerek sürüm geri alma, fark analizi ve erişim denetimi gibi işlevleri otomatikleştirir. GitOps, dağıtım süreçlerinde hem şeffaflığı artırmakta hem de manuel müdahaleye gerek bırakmaksızın sistem tutarlılığını sağlamaktadır.

Bunun yanı sıra AIOps (ArtificialIntelligencefor IT Operations), DevOps ortamlarında üretilen büyük hacimli sistem verilerinin yapay zekâ ve makine öğrenmesi teknikleriyle analiz edilmesini amaçlar. AIOps araçları, sistem loglarını, performans metriklerini ve kullanıcı etkileşimlerini analiz ederek anormallikleri tespit eder, otomatik kök neden analizi (rootcauseanalysis) gerçekleştirir ve bazı durumlarda öngörüye dayalı aksiyonlar alır. Bu kapsamda Moogsoft, Dynatrace ve Splunk ITSI, AIOps uygulamaları arasında en bilinen çözümlerden olup, operasyon ekiplerine proaktif müdahale ve karar destek sistemi sunmaktadır.

2. KURUMSAL UYGULAMALARDA DEVOPS TEMEL PRENSİPLERİNE BAKIŞ

Kurumsal organizasyonlarda DevOps dönüşümü, teknik araçların ve otomasyonun ötesinde, köklü bir kültürel değişimi gerektirmektedir. Forsgren ve diğerleri (2018)'nin araştırmaları, başarılı DevOps uygulamalarının temelinde yatan en önemli faktörün organizasyonel kültür olduğunu ortaya koymaktadır. Bu kültürel dönüşüm; ekipler arası iş birliği, sürekli öğrenme, deneyimleme ve hata toleransı gibi temel değerleri içermektedir. Özellikle, PuppetLabs'in State of DevOps Report 2021 raporuna göre, güçlü bir DevOps kültürüne sahip organizasyonların yazılım dağıtım sürelerini %96'ya varan oranlarda azaltabildikleri ve değişiklik başarı oranlarını %80'in üzerine çıkarabildikleri gözlemlenmiştir.

Modern yazılım geliştirme süreçlerinde DevOps uygulamaları; CI/CD gibi otomasyona dayalı pratikleri, altyapının kod olarak yönetimini IaC ve mikroservis mimarilerini içermektedir. Humble ve Farley (2010)'e göre bu pratikler, organizasyonların daha hızlı, güvenilir ve öngörülebilir yazılım teslimatı yapmalarını sağlamaktadır. Bununla birlikte, Lwakatare ve diğerleri (2019) tarafından vurgulandığı üzere, bu teknik pratiklerin başarısı, organizasyonun DevOps kültürünü ne ölçüde benimsediğiyle doğrudan ilişkilidir.

Bu bağlamda kurumsal düzeyde DevOps'un başarıyla uygulanabilmesi, yalnızca teknik altyapının değil; aynı zamanda ekip yapılanmasının ve süreç yönetiminin de DevOps ilkeleri doğrultusunda yeniden şekillendirilmesini gerektirir. DevOps'un temel prensipleri; iş birliği, otomasyon, sürekli geri bildirim, ölçülebilirlik, paylaşılan sorumluluk ve sürekli iyileştirme başlıkları altında toplanabilir. Bu ilkeler, yazılım geliştirme ve operasyon ekipleri arasındaki yapay sınırların kaldırılmasını ve

süreçler arası etkileşimin artırılmasını hedefler. İş birliği odaklı bu yapı, silo mantığının yerini şeffaflık ve ortak hedefe yönelimle değiştirirken; otomasyon, hız ve doğruluk kazandırır. Sürekli geri bildirim mekanizmaları sayesinde sistem kararlılığı korunur, kullanıcı odaklılık artar. Ayrıca tüm ekiplerin yazılım kalitesi ve sistem sürekliliği üzerinde ortak sorumluluk taşıması teşvik edilir. Bu yapı, özellikle sürekli gelişimi ve organizasyonel çevikliği teşvik eden kültürlerde sürdürülebilir başarı sağlar.

DevOps'un kurumsal uygulamalardaki önemi, dijital dönüşüm sürecinin hızlanmasıyla birlikte daha da artmıştır. Gartner'ın (2023) araştırmasına göre, Fortune 500 şirketlerinin %75'i DevOps pratiklerini kurumsal stratejilerinin merkezine yerleştirmiş durumdadır. Bu dönüşüm, organizasyonların sadece teknolojik altyapılarını değil, aynı zamanda iş yapış şekillerini ve organizasyonel kültürlerini de derinden etkilemektedir. Willis ve Edwards (2022)'in çalışması, başarılı DevOps implementasyonlarının organizasyonlarda inovasyon kültürünü güçlendirdiğini ve çalışan memnuniyetini artırdığını göstermektedir.

Kurumsal uygulamalarda DevOps adaptasyonu, beraberinde bir dizi zorluğu da getirmektedir. Özellikle büyük ölçekli organizasyonlarda mevcut süreçlerin ve kültürel yapının değişimi önemli bir mücadele alanı oluşturmaktadır. Rodriguez ve diğerleri (2020)'nin araştırması, kurumsal DevOps dönüşümlerinde karşılaşılan en büyük zorlukların başında değişim direnci, teknik borç yönetimi ve ölçeklenebilirlik konularının geldiğini ortaya koymaktadır. Bu zorlukların üstesinden gelmek için organizasyonların sistematik bir yaklaşım benimsemeleri ve değişim yönetimi süreçlerini etkin bir şekilde yürütmeleri gerekmektedir.

DevOps'un sunduğu değer önerisi, modern iş dünyasının temel gereksinimlerini karşılamada kritik öneme sahiptir. Sürekli entegrasyon ve teslimat pratikleri, organizasyonların pazar değişimlerine hızlı yanıt verebilmelerini sağlarken; otomasyon ve standardizasyon uygulamaları operasyonel verimliliği artırmaktadır. Sharma ve Coyne (2021)'nin çalışması, DevOps olgunluk seviyesi yüksek organizasyonların, rakiplerine kıyasla %200'e varan oranlarda daha hızlı yenilik yapabildiğini ve müşteri memnuniyetinde önemli artışlar sağladığını göstermektedir.

Güvenlik perspektifinden bakıldığında ise DevOps'un "DevSecOps" evrimiyle birlikte güvenlik pratiklerinin yazılım geliştirme yaşam döngüsüne entegre edilmesi büyük önem kazanmıştır. Bass ve diğerleri (2021)'nin araştırması, güvenlik kontrollerinin otomatikleştirilmesi ve sürekli izleme pratiklerinin, organizasyonların güvenlik açıklarını %70 oranında azaltabildiğini göstermektedir. Bu entegrasyon, modern kurumsal uygulamaların karşı karşıya kaldığı siber güvenlik tehditlerinin proaktif bir şekilde yönetilmesini sağlamaktadır.

3. KURUMSAL DEVOPS DÖNÜŞÜMÜNE İLİŞKİN BİR UYGULAMA VE DEĞERLENDİRME

Kurumsal yapılarda DevOps kültürüne geçiş, mevcut sistemin analizini, eksikliklerin belirlenmesini ve kuruma özel çözüm önerilerinin geliştirilmesini içeren bütüncül bir dönüşüm sürecidir. Bu bölümde, DevOps entegrasyonunun başlangıç aşamasında mevcut yapının durumu ve geçiş öncesi karşılaşılan sorunlar ele alınmakta; DevOps altyapısına geçmek isteyen kurumlar için rehber niteliğinde bir model sunulmaktadır.

Kurum genelinde konteyner ve küme yönetimi teknolojileri aktif olarak kullanılmamaktadır. Oysa konteyner

mimarisi, yazılımların farklı ortamlarda tutarlı şekilde çalışmasını sağlayarak geliştirme süreçlerinde çeviklik ve hız kazandırır. Bazı uygulamalar test ortamında Docker ile çalışsa da, bu mimari henüz kurum genelinde yaygınlaşmamıştır.

Şekil 3.1’den görüldüğü üzere, kurum içerisinde canlı sistemde CI/CD sürecinde çalışan bir uygulama bulunmamaktadır. Oysa bir DevOps altyapısında CI/CD süreçlerinin kurulmuş olması kritik öneme sahiptir. Sürekli entegrasyon ve sürekli dağıtım süreçleri, günümüz yazılım dünyasında yazılım kalitesinin, güvenliğinin ve sürdürülebilirliğinin sağlanmasında temel rol oynamaktadır.

Kurumda statik kod analizi için Fortify kullanılmakta olup, pipeline entegrasyonu ile yeni bir araca daha ihtiyaç duyulmaktadır. Ayrıca kurum genelinde merkezi bir loglama altyapısı bulunmamaktadır. Uygulama loglarının yeterli düzeyde alınamaması, performans ve hata takibini zorlaştırmakta; bu durum, sistemlerde yaşanan sorunların kaynağının tespitini güçleştirmektedir. Bu nedenle kapsamlı bir izleme ve merkezi loglama altyapısının kurulması gerekmektedir.

Tespit Edilen Sorun	Sorunun Kaynağı
Java Versiyonunun Güncel Olmaması	Java 8 desteği yakında sonlanacak
Loglama ve İzleme Eksikliği	hata durumlarının analiz edilmesi ve genel akışın takibi açısından kritik öneme sahiptir
Veritabanı Değişikliklerine Yönelik Versiyon Kontrol Eksikliği	Veritabanı Devops sürecine entegre değil
Kod Kalite Analizi Eksikliği	Fortify, daha çok güvenlik katmanına odaklanır.
CI/CD Süreci Eksikliği	Uygulamalarda CI/CD süreci yoktur
Standart Yazılımsal Çözümlerin Eksikliği	bir standart olmaması benzer işlere her projede efor harcanmasına sebep olmaktadır.
REST API'lar İçin Standart Eksikliği	Rest API'ları için Daire Başkanlıkları genelinde bir standart yok
İçerik Yönetimi (Content Manager) olamaması	dosya yükleme ihtiyaçları için dosya sunucuları kullanılmaktadır.
Uygulama Testlerinin Eksikliği	uygulamalarda birim test, entegrasyon testi gibi testler bulunmamaktadır

Şekil 3.1. DevOpsa geçiş sürecinde tespit edilen sorun ve kaynağı

Mevcut uygulamaların çoğu web uygulama sunucularında (WAS) çalışmakta, bu da yüksek maliyet ve eski Java sürümlerine bağımlılık yaratmaktadır. Daha esnek ve güncel bir yapı için sunucu altyapısının yeniden düzenlenmesi önerilmektedir. Kurumda test süreçleri yetersizdir; oysa CI/CD hatlarında sağlıklı bir dağıtım için testler kritik önemdedir. Ayrıca merkezi bir depolama altyapısının bulunmaması, sistem bileşenlerinin yönetimini ve güvenliğini zorlaştırmaktadır.

Yukarıda belirtilen DevOps'a geçişle ilgili eksikliklere ek olarak, Şekil 3.1'de görülen yazılıma ilişkin bazı standartizasyon süreçlerinin de DevOps altyapısı kurulurken entegre edilmesinin süreçleri kolaylaştırdığı ve yazılım ekiplerinin DevOps kültürüne adaptasyonunu desteklediği gözlemlenmiştir.

3.1. Örnek Kurumsal DevOps Dönüşüm Senaryosu

Senaryo kapsamında, geleneksel yazılım geliştirme ve dağıtım süreçlerine sahip bir kamu kurumunun, mevcut IT altyapısını DevOps prensiplerine uygun hâle getirme süreci ele alınmıştır. Kurumun ilk aşamada karşılaştığı temel zorluklar şunlardır:

- Geliştirme ve operasyon ekipleri arasında iletişim eksikliği,
- Dağıtımların manuel yapılması nedeniyle yüksek hata oranı,
- Geribildirim mekanizmalarının eksikliği,
- Altyapı konfigürasyonlarının dokümanate edilmemesi.

Dönüşüm süreci üç faza ayrılmıştır (Şekil 3.2):

1. Planlama ve Kültürel Hazırlık:Ekipler arası ortak hedef tanımı, eğitimler ve iş birliği kültürünün oluşturulması.
2. Teknik Dönüşüm:

- Tekton ile CI süreçlerinin kurulması,
- SonarQube ve Clair ile otomatik testlerin entegrasyonu,
- Docker ile uygulama konteynerleştirme,
- Kubernetes ile uygulama orkestrasyonu,
- Prometheus, Grafana ve Jeager ile sistem izleme altyapısının kurulması.

3. Operasyonel Otomasyon:

- Webhook ve trigger(tetikleyiciler) ile kod değişikliklerinde altyapının otomatik çalışması,
- ArgoCD ile GitOps tabanlı dağıtım süreçlerinin başlatılması,
- Vault ile güvenli yapılandırma yönetimi.

Dönüşüm sonucunda, uygulama dağıtım süreleri %85 oranında azalmış, hata oranı belirgin şekilde düşmüş ve geri bildirim süreleri önemli ölçüde kısalmıştır. Kurum, manuel süreçlerin otomasyona geçirilmesiyle birlikte yazılım geliştirme verimliliğini artırmış, operasyonel yükü azaltmış ve kurumsal çevikliği güçlendirmiştir.



Şekil 3.2. DevOps dönüşüm yolculuğu

4. DEVOPS METODOLOJİSİNİN UYGULANMASI, DEVOPS KÜLTÜRÜNÜN BENİMSENMESİ VE DEĞERLENDİRİLMESİ

Bu bölümde, kurumda DevOps altyapısının uygulanışı, CI/CD süreçlerinin işleyişi, kullanılan araçlar, DevSecOps entegrasyonu ve DevOps kültürünün yaygınlaştırılması ele alınmaktadır. Mevcut projede, manuel süreçlerin otomasyona geçirilmesi ve DevOps prensiplerinin benimsenmesi amaçlanmaktadır.

Kurulan yapıda GitLab, kod yönetimi ve otomatik pipeline tetikleyici olarak merkezde yer almaktadır. Tekton ile oluşturulan pipeline; Maven ile derleme, SonarQube ile kod analizi ve Kaniko ile konteyner imajı oluşturma adımlarını içermektedir. Oluşan imajlar Quay'e aktarılmakta ve Clair ile güvenlik taramasından geçirilmektedir.

4.1. Devops Süreçlerinde Altyapı Otomatizasyonu

DevOps uygulamalarında altyapı otomasyonu, yazılım geliştirme ve dağıtım süreçlerinin hızlandırılmasında, insan hatalarının azaltılmasında ve tekrarlayan işlemlerin güvenilir biçimde yürütülmesinde kritik bir rol üstlenir. Ebert ve diğerleri (2016), "DevOps uygulamalarında altyapı otomasyonu, tekrarlanabilir ve güvenilir dağıtım süreçlerinin anahtarıdır" sonucuna varmışlardır. Bu kapsamda Tekton-GitLab entegrasyonu, DevOps altyapısında tam otomatik bir iş akışı sunarak önemli bir örnek teşkil eder. Benzer şekilde kurumlar, GitLab-Jira gibi araçlar arasında da otomasyon temelli bağlantılar kurgulayarak süreçlerini uçtan uca entegre edebilirler.

Tekton, Kubernetes üzerinde çalışan açık kaynaklı bir CI/CD framework'ü olup, sürekli entegrasyon aşamasında etkin biçimde kullanılırken; GitLab, kod yönetimi, sürüm takibi ve proje organizasyonu için merkezi bir platform işlevi görür. Bu

iki sistem arasındaki otomatik veri akışı webhook'lar aracılığıyla sağlanır; örneğin bir merge isteği (mergerequest) oluşturulduğunda GitLab tarafından tetiklenen webhook, Tekton'da tanımlı pipeline sürecini devreye sokar.

Otomatikleştirilen bu pipeline, Maven ile derleme, SonarQube ile kod analizi, Kaniko ile konteyner imajı oluşturma ve bu imajın Quay gibi bir containerregistry'ye gönderilmesi gibi adımlardan oluşur. Ardından Argo CD, GitOps prensipleri çerçevesinde Quay'deki yeni sürümü algılar ve Helm şablonlarını kullanarak Kubernetes ortamına parametrik olarak dağıtımını gerçekleştirir. Helm, dağıtım yapılandırmalarının farklı ortamlar için esnek biçimde uyarlanmasını sağlar.

Test ortamlarında bu iş akışı uçtan uca otomatik ilerlerken, canlı sistemlerde güvenlik ve kararlılık gereksinimleri nedeniyle belirli adımlar manuel onaya tabi tutulur. Üretim ortamına geçişler genellikle kontrollü şekilde elle tetiklenir ve bir dizi ek güvenlik doğrulamasıyla desteklenir. Tekton-GitLab iş birliği; test süreçlerinde hız ve doğruluk sağlarken, üretim sistemlerinde güvenlik ve denetim gereksinimlerini karşılayan esnek bir altyapı otomasyonu modelini temsil eder. Bu aşamada Clair aracı ile güvenlik taraması gerçekleştirilmekte, olası açıklar ve bağımlılık sorunları proaktif şekilde tespit edilmektedir. İzleme ve gözleme süreçlerinde Loki logların toplanması, Grafana ise görselleştirme amacıyla kullanılmaktadır. JeagerAPM uygulama performansını izlerken, Prometheus ve Alertmanager sistem kaynaklarının takibi ve alarm üretimi için devreye girmektedir.

Dağıtım aşamasında Argo CD ile uygulama Kubernetes ortamına kontrollü ve otomatik şekilde yerleştirilmektedir. Helm kullanılarak dağıtılan uygulamalar, gerekli bileşenlerle birlikte paketlenerek kolayca yönetilebilir hâle getirilmektedir. Bu yapı,

GitOps mantığını desteklemekte ve uygulama dağıtımlarında güvenilirlik ve tutarlılık sağlamaktadır.

“DevOps kültürünün kuruma entegrasyonu sırasında en büyük kazanımlardan biri, geliştirme ve operasyon ekipleri arasındaki silo yapılarının ortadan kaldırılması olmuştur”(Gupta vd., 2024) Proje bazlı yaklaşımdan ürün bazlı yaklaşıma geçilmesiyle birlikte ekipler, yazılım yaşam döngüsünün tüm aşamalarında daha fazla sorumluluk almış, dağıtım sıklığı artarken hata oranı azalmıştır. Yapılan iç değerlendirmelerde, yazılım teslim sürelerinde %80'e varan kısalma, sistem erişilebilirliğinde ise %95'in üzerinde süreklilik elde edildiği raporlanmıştır.

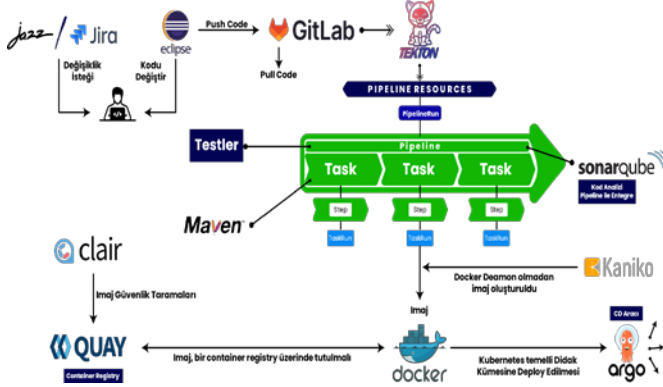
Kurum içerisinde DevOps kültürünün benimsenmesi için çeşitli iç eğitim programları, rehber dokümantasyonlar ve teknik mentorluk faaliyetleri yürütülmüştür. Ayrıca sistem performansı, dağıtım başarısı ve kullanıcı memnuniyeti gibi göstergeler periyodik olarak ölçülerek sürekli iyileştirme döngüsü desteklenmiştir.

Bu dönüşüm sonucunda, yazılım geliştirme yaşam döngüsünün tüm aşamalarında otomatizasyon sağlanmış, manuel müdahalelerden kaynaklanan hata riskleri minimize edilmiş ve geliştirme süreçlerinin verimliliği artırılmıştır. Ayrıca, ekipler arası iş birliği güçlenmiş ve değişikliklerin canlı ortama aktarılması daha güvenli ve hızlı hâle gelmiştir. Sonuç olarak, DevOps metodolojisinin uygulanması sadece operasyonel verimlilik açısından değil; organizasyonel çeviklik, kalite odaklılık ve teknolojiye hızlı adaptasyon açısından da önemli bir değer yaratmıştır. DevSecOps paradigması, güvenliği yazılım geliştirme yaşam döngüsü boyunca temel bir bileşen olarak yerleştirerek, riskleri erken tespit eder ve hızlı geliştirme süreçleriyle dengeler (Chittibala, 2023).Önümüzdeki süreçte, bu yapının DevSecOps açısından var olanlara ek olarak daha

gelişmiş güvenlik politikalarıyla genişletilmesi ve otomasyon kapsamının derinleştirilmesi hedeflenmektedir.

Mevcut yazılım projesinde, geliştirme ve dağıtım süreçlerinin modernizasyonu için kapsamlı bir dönüşüm yapılmıştır. Şu anda manuel yürütülen süreçlerin otomatikleştirilmesi ve DevOps pratiklerinin benimsenmesi hedeflenmektedir. Bu dönüşümün temelinde, CI/CD yaklaşımının uygulanması yer almaktadır. CI/CD yöntemleri, iş birliği ve otomasyonu teşvik ederek yüksek kaliteli yazılımın hızlı teslimini sağlar; bu sayede geliştirme döngüleri kısılır ve hata oranları düşer (Gupta vd., 2024).

Kurulan yapıda, kaynak kod yönetimi için tercih edilen GitLab deposu merkezi rol oynayacaktır. Geliştirme ekiplerinin kod değişiklikleri, otomatik tetiklenen bir pipeline sürecini başlatacaktır. Bu pipeline'ı oluşturacak Tekton altyapısı, konteyner tabanlı mimarisi sayesinde yüksek ölçeklenebilirlik ve esneklik sunacaktır (Şekil 4.1). Derleme sürecinde Maven kullanılarak projenin inşası gerçekleştirilecek, bu aşamada birim testlerin koşturulması ve kod kalitesinin değerlendirilmesi sağlanacaktır. Kod kalitesi kontrolü için entegre edilecek SonarQube aracı, yazılım kalite metriklerini analiz ederek potansiyel sorunları erken aşamada tespit edecektir.

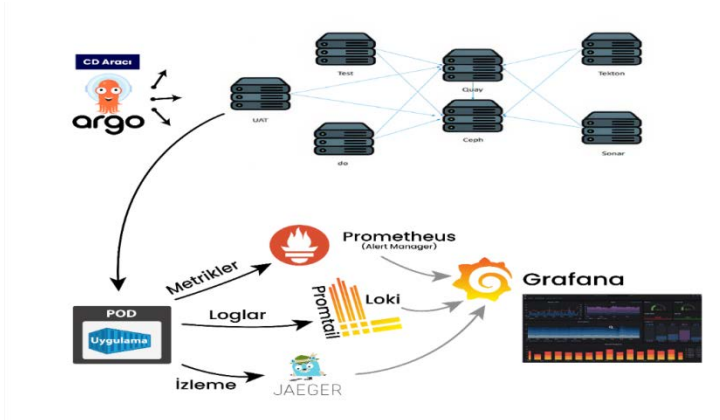


Şekil 4.1. CI Süreci

Başarılı derleme sonrasında, uygulamanın konteyner imajı Kaniko aracılığıyla oluşturulacaktır. Üretilen imajlar, merkezi bir depo olan Quay'de saklanacak ve bu aşamada Clair aracı kullanılarak güvenlik taramasından geçirilecektir. Bu tarama, olası güvenlik açıklarının ve bağımlılık sorunlarının proaktif olarak belirlenmesini sağlayacaktır.

Monitoring kısmında ise Loki, logların toplanması amacıyla Grafana ise logların görüntülenmesi ve veri görselleştirilmesi amacıyla kullanılması planlanmaktadır. İzleme-takip etme aracı olarak JeagerAPM, uyarı yöneticisi olarak ise Prometheus kullanılacaktır.

Şekil 4.2 de görüldüğü gibi dağıtım aşamasında Argo CD kullanarak, uygulamanın Kubernetes ortamına kontrollü ve otomatik bir şekilde yerleştirilmesi gerçekleştirilecektir. Uygulamalar Helm adı verilen paket yöneticisi vasıtasıyla dağıtılacaktır. Uygulamanın clusterda çalışabilmesi için gerekli olan tüm bileşenleri bir paket haline getirir ve bu şekilde kolayca ve denetlenebilir ve GitOps mantığını destekler şekilde imajı dağıtır. Bu yaklaşım, uygulama dağıtımlarının tutarlı ve güvenilir bir şekilde yapılmasını garanti altına alacaktır.



Şekil 4.2. CD Süreci

Bu dönüşüm sonucunda, yazılım geliştirme yaşam döngüsünün tüm aşamalarında otomatizasyon sağlanacak, manuel müdahalelerden kaynaklanan hata riskleri minimize edilecek ve geliştirme süreçlerinin verimliliği artırılabilecektir. Ayrıca, ekipler arası işbirliği güçlenecek ve değişikliklerin canlı ortama aktarılması daha güvenli ve hızlı hale gelecektir.

5. SONUÇ

Bu çalışma, DevOps metodolojisinin kurumsal düzeyde entegrasyonunu hem teorik hem de pratik yönleriyle ele almıştır. DevOps yaşam döngüsünün tüm aşamaları detaylı biçimde incelenmiş; özellikle CI ve CD süreçlerinin yazılım kalitesi, çeviklik ve teslim süresine etkileri vurgulanmıştır.

Kurum içinde Tekton, GitLab, Argo CD gibi açık kaynak araçlarla kurulan otomatik pipeline yapısı sayesinde manuel işlemler en aza indirilmiş, yazılım süreçleri hızlanmış ve kalite kontrolleri güvenilir hâle getirilmiştir. Tüm bileşenlerin uyumlu ve maliyetsiz olması, kamu kurumları ve sınırlı bütçeye sahip organizasyonlar için uygulanabilir bir model sunmaktadır.

Araştırma bulgularına göre DevOps'un başarısı üç temel faktöre bağlıdır:

1. Kültürel dönüşüm: Ekipler arası iş birliği ve sorumluluk paylaşımı,
2. Süreç otomasyonu: Hataların azaltılması ve verimliliğin artırılması,
3. Teknolojik altyapı: Modern, entegre araçların etkin kullanımı.

Sonuç olarak, DevOps yalnızca teknik bir model değil; kurum genelinde verimlilik, kalite ve sürdürülebilir dönüşüm sağlayan stratejik bir yaklaşımdır. Gelecekte, özellikle

KOBİ'lerde ve büyük kurumlarda DevOps etkinliğinin ve DevSecOps uygulamalarının yaygınlaştırılması üzerine çalışmalar yapılması önerilmektedir.

KAYNAKÇA

- Alhamidi. (2017). Membangun Sistem Aplikasi untuk Seleksi Calon Mahasiswa Undangan pada Tingkat Sekolah Menengah Atas. Jurnal JClick; Vol 3 No 2 (2016): J-Click.
<http://ejurnal.jayanusa.ac.id/index.php/JClick/article/view/26>.
- Bass, L., Weber, I., & Zhu, L. (2021). DevOps: A software architect's perspective on security integration. IEEE Security & Privacy, 19(1), 41-49.
- Chittibala, D. R. (2023). DevSecOps: Integrating Security in to the DevOps Pipeline. International Journal of Science and Research, 12(12), 2074–2077.
- Ebert, C., Gallardo, G., Hernantes, J., & Serrano, N. (2016). DevOps. IEEE Software, 33(3), 94-100.
- Forsgren, N., Humble, J., & Kim, G. (2018). Accelerate: The science of lean software and DevOps: Building and scaling high performing technology organizations. IT Revolution Press.
- Gupta, M. L., Puppala, R., Vadapalli, V. V., Gundu, H., & Karthikeyan, C. V. S. S. (2024). Continuous Integration, Delivery and Deployment: A Systematic Review of Approaches, Tools, Challenges and Practices. In G. Paidi, S. V. Gangashetty, & A. K. Varma (Eds.), Recent Trends in AI Enabled Technologies (pp. 76–89). Springer, Cham.
- Humble, J., & Farley, D. (2010). Continuous delivery: Reliable software releases through build, test, and deployment automation. Addison-Wesley Professional.
- Istifarulah, M. H. R. I., & Tiaharyadini, R. (2023). DevOps, Continuous Integration and Continuous Deployment

- Methods for Software Deployment Automation. JISA (Jurnal Informatika dan Sains), 6(2), 116-123.
- Puppet Labs. (2021). State of DevOps Report 2021. Puppet Labs Research.
- Rodriguez, P., Mikkonen, K., Kuvaja, P., Oivo, M., & Garbajosa, J. (2020). Advances in DevOps: A systematic literature review. IEEE Access, 8, 85727-85744.
- Sharma, S., & Coyne, B. (2021). DevOps adoption patterns and pathways to success. International Journal of Information Management, 58, 102324.
- Willis, J., & Edwards, D. (2022). The evolution of DevOps practices in enterprise organizations. Journal of Software: Evolution and Process, 34(3), e241

ERZİNCAN İLİ İÇİN DRONE İLE HAVA KİRLİLİĞİNİN ÖLÇÜLMESİ VE HARİTALANMASI¹

Naci ARSLANOĞLU²

Çağrı ALTINTAŞI³

1. GİRİŞ

1.1. Problem Durumu

Hava kirliliği, hızlı kentleşme, sanayileşme ve artan enerji tüketimi nedeniyle günümüzde önemli bir çevre sorunu hâline gelmiştir. Bu durum, yalnızca doğayı değil, insan sağlığını da ciddi şekilde tehdit etmektedir. Araştırmalar, kirli havanın solunum yolu enfeksiyonları, astım, bronşit ve kalp-damar hastalıkları gibi sağlık sorunlarına yol açtığını göstermektedir (Brunekreef & Holgate, 2002; Pope & Dockery, 2006). Ozon ve partikül madde gibi kirleticilerin atmosferdeki yüksek yoğunluğu, küresel iklim değişiklikleri ve ekosistem bozulmaları gibi sonuçlara neden olmaktadır (IPCC, 2014; Likens & Bormann, 1974).

Türkiye’de özellikle büyükşehirlerde ve sanayi bölgelerinde hava kirliliği ciddi bir çevresel ve toplumsal sorun olarak öne çıkmaktadır. Bu kapsamda kurulan Ulusal Hava

¹ Yüksek lisans tezi kapsamında üretilmiştir.

² Yüksek Lisans Öğrencisi, Erzincan Binalı Yıldırım Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Elektrik Elektronik Mühendisliği, naciarslan23@gmail.com, ORCID: 0009-0005-0134-3384

³ Dr. Öğr. Üyesi, Erzincan Binalı Yıldırım Üniversitesi, Mühendislik-Mimarlık Fakültesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği, caltintasi@erzincan.edu.tr, ORCID: 0000-0003-1530-4675.

Kalitesi İzleme Ağı (UHKİA), sabit istasyonlar aracılığıyla çeşitli bölgelerde veri toplamakta ve kamuoyuyla paylaşmaktadır (T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı, 2024). Ancak bu sabit istasyonlar, yalnızca belirli noktalarda ölçüm yaptığı için kirleticilerin mekânsal ve zamansal değişimini yeterince yansıtamamaktadır (Kumar vd., 2015). Özellikle Erzincan gibi dar vadilerle çevrili şehirlerde bu sınırlılık daha belirgin hâle gelmektedir. Topografyanın etkisiyle kirleticiler atmosferde yayılmakta zorlanmakta ve bazı bölgelerde birikme yapmaktadır.

Bu bağlamda, hava kalitesini daha detaylı ve dinamik şekilde ölçebilecek sistemlere ihtiyaç duyulmaktadır. Son yıllarda, düşük maliyetli sensörlerle donatılmış insansız hava araçları (İHA'lar), bu ihtiyaca etkili çözümler sunmaktadır. Bu sistemler, farklı yüksekliklerden ve noktalardan veri toplayabilme özelliği sayesinde kirleticilerin üç boyutlu dağılımının izlenmesine ve yerel ölçekte hava kirliliği haritalarının oluşturulmasına olanak sağlamaktadır (Villa vd., 2016; Jorimana vd., 2020).

1.2. Araştırmanın Amacı

Bu çalışmanın amacı, düşük maliyetli çevresel sensörlerin İHA sistemine entegre edilerek Erzincan ilinde hava kalitesinin ölçülmesi ve elde edilen verilerin Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS) kullanılarak haritalanmasıdır. Bu sistem, sabit istasyonların sınırlamalarını aşarak farklı yükseklik ve konumlardan ölçüm yapılmasını sağlamayı hedeflemektedir.

Sıcaklık, nem, karbon monoksit (CO), ozon (O₃) ve partikül madde (PM_{2.5}) gibi temel hava kalitesi parametreleri, DHT11, MQ-7, MQ-135, MQ-131 ve GP2Y1010AU0F gibi sensörlerle ölçülecektir. Geliştirilen sensör modülü, uygun bir drone platformuna entegre edilerek farklı bölgelerden veri toplanacaktır.

Toplanan veriler zamansal ve mekânsal olarak analiz edilip tablo, grafik ve harita formatında sunulacaktır. Bu sayede Erzincan'daki kirletici kaynaklar ve dağılımları tespit edilecek; hava kirliliğinin insan sağlığı üzerindeki etkileri değerlendirilecektir. Bu sistemin uygulanabilirliği, geleneksel yöntemlerle karşılaştırılarak ortaya konacaktır.

1.3. Araştırmanın Kapsamı

Bu tez çalışması, yalnızca atmosferik gazlar ve partikül maddelere odaklanmaktadır. Toprak, su veya gürültü gibi diğer çevresel parametreler kapsam dışı bırakılmıştır. Ölçümler, Erzincan il merkezinde belirli zaman dilimlerinde ve farklı yüksekliklerde yapılacaktır.

İHA uçuşları meteorolojik koşullar dikkate alınarak planlanacak; sensörlerden elde edilen veriler alıcı birim aracılığıyla dijital ortama aktarılacaktır. Veriler Microsoft Excel ortamında analiz edilerek tablolar, grafikler ve haritalar oluşturulacaktır.

1.4. Araştırmanın Önemi

Bu çalışma, yüksek maliyetli sabit sistemlerin yerine daha taşınabilir, ekonomik ve esnek bir alternatif sunmaktadır. İHA'lar sayesinde geniş alanlarda kısa sürede veri toplanabilmekte, farklı yüksekliklerden ölçüm yapılabilmektedir (Hassan vd., 2023).

Elde edilen veriler, hem akademik çalışmalarda hem de belediyeler, çevre birimleri ve sağlık kuruluşları gibi kurumların karar alma süreçlerinde kullanılabilir. Ayrıca, bu model afet sonrası hava kalitesi izleme, sanayi bölgelerinde kontrol veya şehir içi sıcaklık analizi gibi farklı alanlara da uyarlanabilir.

1.5. Varsayımlar

Bu çalışmada aşağıdaki varsayımlar temel alınmıştır:

- Kullanılan sensörlerin doğru kalibre edildiği ve güvenilir veri sağladığı,
- İHA sisteminin uçuş kararlılığı ve veri iletimi açısından ölçümleri aksatmadığı,
- Meteorolojik koşulların ölçümleri tolere edilebilir düzeyde etkilediği,
- Analizde kullanılan yazılım ve yöntemlerin bilimsel olarak geçerli olduğu.

1.6. Araştırmanın Sınırlılıkları

Bu araştırma, bazı yöntemsel ve uygulamaya dönük sınırlılıkları içermektedir:

- **Sensör Hassasiyeti:** Kullanılan düşük maliyetli sensörlerin (DHT11, MQ serisi, Sharp GP2Y1010AU0F) doğruluğu, laboratuvar tipi referans cihazlara göre daha düşüktür. Bu durum, ölçüm sonuçlarında sapmalara neden olabilir.
- **Hava Koşulları:** İHA uçuşları, rüzgâr ve yağış gibi hava koşullarından etkilenebilmektedir. Bu da veri toplamada aksamalara ve kalite düşüşlerine yol açabilir.
- **Sınırlı Coğrafi Alan:** Çalışma yalnızca Erzincan il merkeziyle sınırlıdır. Bu nedenle sonuçların farklı bölgelere genellenmesi dikkatle değerlendirilmelidir.
- **Kısıtlı Kirletici Türü:** Kullanılan sensörler sadece belirli gaz ve partikül maddeleri ölçebilmektedir. Diğer kirleticiler bu çalışmanın kapsamı dışında kalmaktadır.

- **Mekânsal Çözünürlük:** CBS analizlerinin doğruluğu, ölçüm noktalarının sayısı ve dağılımına bağlıdır. Ölçüm noktalarının seyrek olması, bazı alanlarda detaylı analiz yapmayı zorlaştırabilir.

2. İNSANSIZ HAVA ARAÇLARI (İHA) VE ÇEVRESEL İZLEME UYGULAMALARI

İnsansız hava araçları (İHA'lar), başlangıçta askeri amaçlarla geliştirilmiş olsa da günümüzde sivil alanlarda da yaygın şekilde kullanılmaktadır. Haritalama, tarım, afet yönetimi ve çevresel izleme gibi birçok alanda etkin görev yapmaktadırlar (Kahveci & Nazlı, 2017). Temel olarak bir uçuş platformu ve yer kontrol istasyonundan oluşan İHA sistemleri, insan müdahalesine ihtiyaç duyan operasyonel süreçlerle çalışmaktadır (Çetinkaya & Koç, 2023).

İHA'ların ilk örneklerinden biri 1916'da geliştirilen Ruston Proctor Aerial Target olup, 1918 yılında jiroskop kontrollü "Hewitt-Sperry" ile otomatik uçuş sistemine geçilmiştir (Wikipedia, 2016).

2.1. İHA'ların Hava Kalitesi İzlemede Kullanımı

Hava kirliliği, kentleşme ve sanayileşme gibi insan faaliyetlerine bağlı olarak artmakta ve halk sağlığı üzerinde ciddi tehditler oluşturmaktadır (WHO, 2021a). Bu kapsamda, hava kalitesinin doğru, sürekli ve mekânsal olarak ayrıntılı şekilde izlenmesi büyük önem taşımaktadır. Son yıllarda sabit istasyonlara ek olarak İnsansız Hava Araçları (İHA'lar), farklı irtifalarda ve erişilmesi zor alanlarda ölçüm yapabilmeleri sayesinde hava kalitesi izlemede etkili bir alternatif hâline gelmiştir.

2.2. Hava Kalitesi ve Ölçüm Yöntemleri

Hava kalitesi; PM_{2.5}, O₃, NO₂, SO₂ ve CO gibi kirleticilerin atmosferdeki yoğunluğunu ifade eder ve hem çevre hem insan sağlığı için kritik öneme sahiptir (WHO, 2021b). Bu nedenle, doğru ve güvenilir ölçüm yöntemleri çevresel yönetimin temelini oluşturur.

2.3. Sabit İstasyonlar

Sabit hava kalitesi izleme istasyonları, yüksek doğrulukta ölçümler sağlar; ancak kurulumu maliyetli olup yalnızca sınırlı alanlarda veri sunar (Castell vd., 2017).

2.4. Mobil Ölçüm Sistemleri

Araçlara monte edilen sensörlerle donatılan mobil sistemler, farklı lokasyonlardan esnek şekilde veri toplayabilir. Ancak ölçüm doğruluğu sensör kalitesine bağlıdır (Apte vd., 2017).

2.5. İHA Destekli Ölçüm Sistemleri

İHA'lar, sensörlerle donatıldıklarında üç boyutlu ve yüksek çözünürlüklü hava kalitesi verisi sağlayabilen mobil platformlara dönüşür. Sabit sistemlerle birlikte kullanıldığında etkili haritalama yapılabilir (Villa vd., 2016).

2.6. Ölçüm Verilerinin Değerlendirilmesi

Hava kalitesi izlemede sabit, mobil ve İHA tabanlı sistemlerin bir arada kullanımı; daha kapsamlı, zaman ve mekân açısından yüksek çözünürlükte veri sunarak etkili bir çevresel yönetim sağlamaktadır.

Elde edilen veriler; haritalar, grafikler ve istatistiksel analizlerle anlamlandırılır. Ayrıca yapay zekâ ve makine öğrenmesi teknikleriyle hava kirliliği tahminleri ve erken uyarı sistemleri geliştirilmektedir (Bai vd., 2022).

3. ARAŞTIRMA MODELİ VE TASARIMI

Bu araştırma, keşifsel ve uygulamalı bir yaklaşımla yapılandırılmıştır. Çalışmada, İHA destekli hava kalitesi izleme sistemlerinin çevresel veri toplama üzerindeki etkinliği değerlendirilmektedir. Uygulama temelli nicel bir modelleme benimsenmiş; sıcaklık, nem, karbonmonoksit (CO), ozon (O₃) ve hava kalitesi (CO₂, VOC vb.) gibi çevresel parametreler yerinde ölçülerek analiz edilmiştir. Araştırma modeli, sistem mühendisliği ilkeleri doğrultusunda sensör teknolojilerinin mobil platformlarla entegrasyonu esas alınarak yapılandırılmıştır (Delaney vd., 2021; Karagulian vd., 2019).

3.1. İHA Platformunun Tanıtımı ve Özellikleri

Bu bölümde kullanılan İHA sistemi, çok rotorlu (quadrotor) yapıdaki bir insansız hava aracı üzerine inşa edilmiş olup, çevresel sensör modüllerinin taşınması ve ölçüm yapılması amacıyla özelleştirilmiştir. Seçilen İHA modeli, düşük irtifa uçuşlarına uygun olarak geliştirilmiş ve veri aktarımı için RF (nRF24L01) iletişim modülüyle desteklenmiştir. Bu sayede, gerçek zamanlı ölçümler güvenilir biçimde yer istasyonuna aktarılabilir (Park vd., 2020).



Şekil 3.1. Quadcopter Drone

3.2. Drone ve Sensör Sisteminde Kullanılan Bileşenler

3.2.1. F450 Drone Gövdesi

F450 drone gövdesi, dört kollu bir quadcopter yapısına sahiptir ve genellikle 450 mm çapında olup karbon fiber destekli plastikten üretilmiştir. Hafifliği ve dayanıklılığı sayesinde hobi ve akademik projelerde yaygın olarak kullanılmaktadır (Mellinger vd., 2012).

3.2.2. Ekranlı KK2 Kontrol Kartı

KK2 kontrol kartı, uçuş stabilitesini sağlayan PID temelli bir denetleyicidir. LCD ekranı sayesinde kullanıcıya doğrudan kalibrasyon ve ayar imkânı sunar (Corke, 2017).

3.2.3. Radio Link R9DS Alıcı

R9DS alıcı, S-BUS/PPM uyumlu olup düşük gecikme süresi ve uzun menzilli bağlantı özellikleriyle, özellikle profesyonel uzaktan kumanda sistemlerinde tercih edilmektedir (Zhou vd., 2021).

3.2.4. Emax XA2212 980KV Fırçasız Motor

Bu motorlar düşük kv değerine sahip oldukları için yüksek tork üretir. Bu da ağır yük taşıyabilen drone uygulamaları için idealdir (Mohamed vd., 2015).

3.2.5. Skywalker 30A ESC (Electronic Speed Controller)

ESC, motorlara iletilen elektrik akımını düzenleyerek motor hızının kontrolünü sağlar. Skywalker serisi, yüksek verimli MOSFET yapısı ile dikkat çeker (Li & Sun, 2020).

3.2.6. 3700mAh 3S 11.1V 30C LiPo PİL

LiPo piller, enerji yoğunluğu yüksek ve hafif yapılı oldukları için drone uygulamalarında yaygın olarak

kullanılmaktadır. 30C deşarj oranı, motorlara hızlı güç iletimi sağlar (Yoon & Lee, 2018).

3.2.7. 1045 Drone Pervanesi

10x4.5 inç ölçülerindeki bu pervaneler, yüksek kaldırma kuvveti sağlayarak stabil uçuşu destekler. Genellikle karbon takviyeli naylondan üretilir (Bernard & Kondak, 2009).

3.2.8. RadioLink AT9S Pro Kumanda Sistemi

9 kanallı bu uzaktan kumanda sistemi, düşük gecikme süresi ve geniş menzili sayesinde hassas kontrol imkânı sunar. Telemetri desteği ile uçuş verilerinin izlenmesine olanak tanır (Zhou vd., 2021).

3.2.9. FPV (First-Person View) Gözlük ve Kamera Seti

Gerçek zamanlı görüntü aktarımı sağlayarak kullanıcının droneleri görsel olarak yönlendirmesine olanak tanır. Bu sistemler genellikle 5.8 GHz frekansında çalışır (Floreano & Wood, 2015).

3.2.10. Arduino Uno

Arduino Uno, ATmega328P mikrodenetleyiciye dayalı bir geliştirme kartıdır. Sensör verilerinin işlenmesi ve kontrol birimleri ile iletişim kurmak için kullanılır (Banzi & Shiloh, 2014).

3.2.11. Arduino Nano

Uno'ya benzer işlevselliğe sahip, ancak daha küçük boyutlu bir karttır. İkincil sensör verilerinin toplanması ve kablosuz modüle aktarımı için idealdir (Monk, 2015).

3.2.12. NRF24L01 + PA + LNA SMA Anten 2.4 GHz Kablosuz Haberleşme Modülü

Bu modül, yüksek güç ve düşük gürültü amplifikatörü sayesinde uzun menzilli ve kararlı veri iletimi sağlar. 2.4 GHz ISM bandında çalışır (Akyildiz vd., 2002).

3.2.13. DHT11 Sıcaklık ve Nem Sensörü

DHT11 dijital sensörü, ortam sıcaklığı ve bağıl nem verilerini ölçerek seri iletişim yoluyla Arduino'ya aktarır. Düşük maliyetiyle yaygın olarak tercih edilir (Patel & Bhatt, 2018).

3.2.14. MQ-135 Hava Kalite Sensörü

Bu sensör, NH₃, NO_x, alkol, benzen, duman gibi gazlara duyarlıdır ve hava kirliliği düzeyinin ölçümünde kullanılır (Zhou vd., 2016).

3.2.15. MQ-7 Sensörü

Karbon monoksit gazına karşı yüksek hassasiyet gösterir. Isıtıcı ve sensör voltajı arasındaki farklılık sayesinde ppm cinsinden ölçüm yapabilir (Han vd., 2017).

3.2.16. MQ-131 Ozon Gaz Sensörü

Ozon gazının ortamda bulunan yoğunluğunu tespit etmek için kullanılan bir sensördür. Yüksek duyarlılık ve düşük tepki süresi ile karakterize edilir (Jiao & Ding, 2020).

3.2.17. GP2Y1010AU0F Sharp Optik Toz Sensörü

Bu sensör, optik yansıma prensibine göre havadaki toz parçacıklarının yoğunluğunu ölçer. Özellikle PM2.5 ve PM10 seviyeleri hakkında bilgi sağlar (Chen vd., 2017).

3.2.18. 100 Mikrofarad (µF) Kondansatör

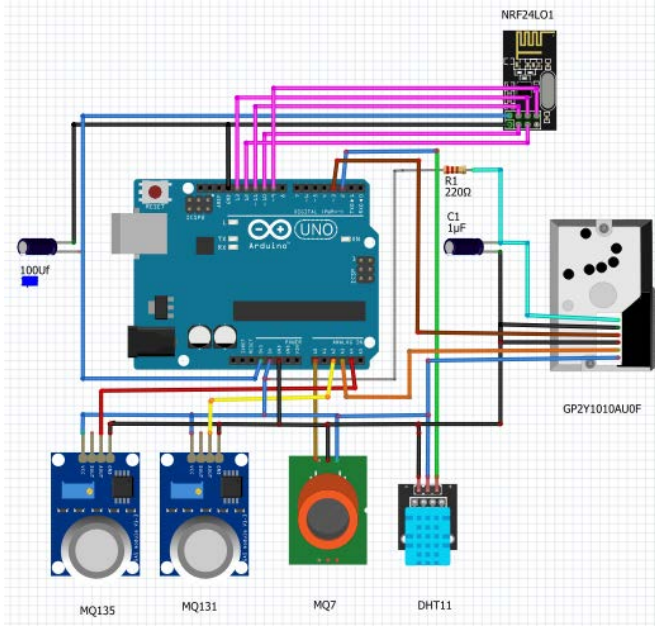
NRF24L01 gibi ani akım çeken modüllerde, gerilim düşüşünü engellemek amacıyla enerji tamponu olarak kullanılır (Zarghami, 2014).

3.2.19. Delikli Bakır Plaket

Bileşenlerin lehimlenerek sabitlenmesi ve devrelerin oluşturulması amacıyla kullanılan bir elektronik prototipleme platformudur (Horowitz & Hill, 2015).

3.2.20. Verici Devresi

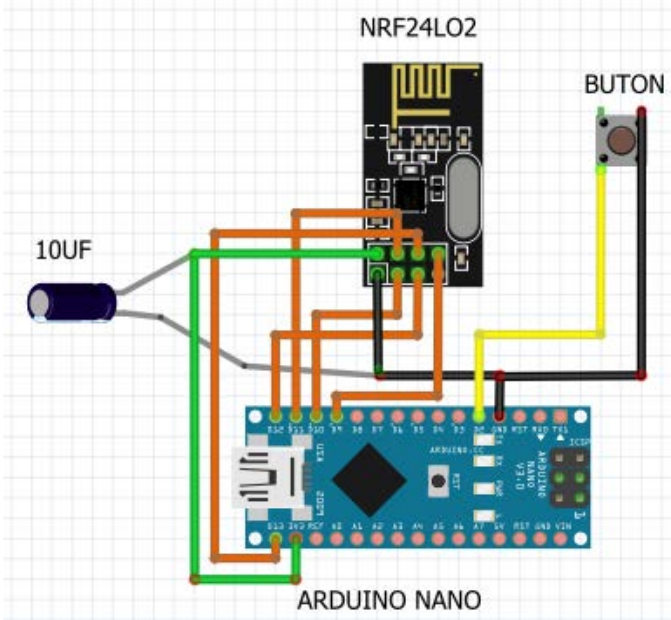
Bu çalışmada kullanılan verici devresi, Arduino Uno tabanlı olup DHT11, MQ-7, MQ-135, MQ-131 ve GP2Y1010AU0F sensörleriyle sıcaklık, nem, gaz ve toz verilerini toplar. Toplanan veriler, NRF24L01 + PA + LNA modülüyle 2.4 GHz bandında kablosuz olarak iletilir. Devre, 7.4V Li-Po batarya ile beslenir ve uygun voltaj regülasyonları sağlanmıştır. Sistem, düşük enerji tüketimi ve periyodik ölçüm mantığıyla tasarlanmış, veriler alıcıda tablo, grafik ve CBS analizleri için kullanılabilir hâle getirilmiştir.



Şekil 3.2. Verici Devresi Sensör Bağlantısı

3.2.21. Alıcı Devresi

Alıcı devre, Arduino Nano ve NRF24L01 + PA + LNA modülü kullanarak verici birimden gelen çevresel verileri kablosuz şekilde alır. Devre, PCB üzerine kurularak sağlam ve düzenli bir yapı elde edilmiştir. 10 μ F kondansatör ile voltaj dalgalanmalarına karşı stabilizasyon sağlanmış, veri alımı için manuel bir buton eklenmiştir. Alınan veriler seri port üzerinden bilgisayara aktarılır ve Excel ile CBS ortamlarında analiz edilebilir hâle getirilir. Bu yapı, taşınabilir ve düşük maliyetli hava kalitesi izleme uygulamaları için uygundur.



Şekil 3.3. Alıcı Devresi Bağlantısı

3.3. Yazılım ve Entegrasyon Süreci

İHA sisteminin yazılımı Arduino IDE ile geliştirilmiş olup, verici birimde sensör verileri toplanarak kablosuz iletilmiş, alıcı birimde ise veriler Excel üzerinden görüntülenmiştir. Kalibrasyon ve dönüşüm katsayıları yazılımda tanımlanarak ölçüm doğruluğu sağlanmıştır.

3.4. Veri Toplama, Tablo, Grafik ve Haritalama Süreci

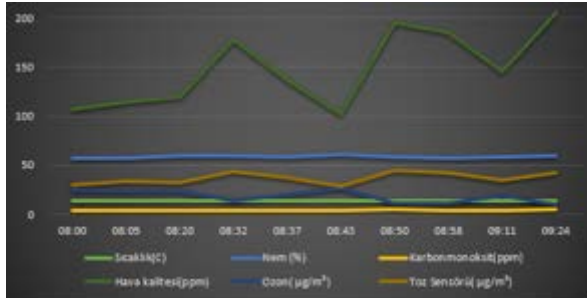
Veriler, planlı uçuş rotaları boyunca İHA ile toplanmış; sıcaklık, nem, CO, hava kalitesi, ozon ve partikül madde değerleri ölçülmüştür. Excel'de mahalle bazlı tablolar ve grafikler oluşturulmuş, Bing Haritalar entegrasyonu ile görsel haritalar hazırlanmıştır.

4. BULGULAR

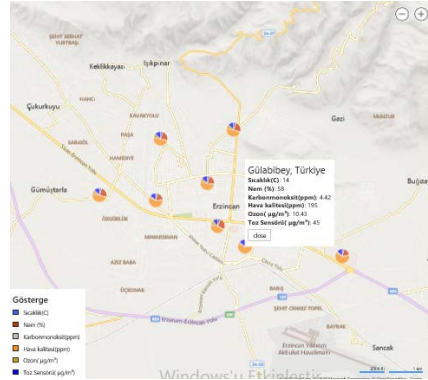
Erzincan ilinin 10 mahallesinde üç gün boyunca sabah, öğle ve akşam saatlerinde sıcaklık, nem, karbonmonoksit (CO), hava kalitesi, ozon (O₃) ve toz yoğunluğu ölçülmüştür. Bulgular aşağıda özetlenmiştir:

Zaman	Konum	Sıcaklık (C)	Nem (%)	Karbon monoksit (ppm)	Hava kalitesi (ppm)	Ozon (µg/m ³)	Toz Sensörü (µg/m ³)
08:00	Erzincan Kurutelek mah.	13	57	3,14	107	25,17	30
08:05	Erzincan Demirkent mah.	13	57	3,25	115	23,79	33
08:20	Erzincan Ulular mah.	13	60	3,32	120	22,96	32
08:32	Erzincan Erişenkon mah.	13	60	4,05	178	13,18	43
08:37	Erzincan Arslanlı mah.	13	59	3,65	137	20,12	37
08:43	Erzincan Kızılay mah.	14	61	3,05	102	25,95	28
08:50	Erzincan Gülabibey mah.	14	58	4,42	195	10,43	45
08:58	Erzincan Barbaros mah.	14	57	4,15	185	11,11	42
09:11	Erzincan Fatih mah.	14	58	3,78	146	18,56	35
09:24	Erzincan 6.sokak sanayi mah.	14	60	4,35	205	10,02	42

Şekil 4.1. 1.Gün Sabah (08:00–09:30) Ölçüm Sonuçları Tablosu



Şekil 4.2. 1.Gün Sabah (08:00–09:30) Ölçüm Sonuçları Grafiği



Şekil 4.3. 1.Gün Sabah (08:00–09:30) Ölçüm Sonuçları Haritası

- **Sıcaklık:** Sabah 12–14 °C, öğle 21–25 °C, akşam 20–22 °C aralığında değişmiştir. En yüksek sıcaklık 25 °C ile Kızılay ve 6. Sokak Sanayi mahallelerinde ölçülmüştür.
- **Nem:** Sabah saatlerinde %57–64, öğle %44–51, akşam %49–55 oranlarında gözlemlenmiştir. Üçüncü gün sabahı nem daha yüksektir.
- **Karbonmonoksit (CO):** Değerler 3,01–4,52 ppm arasında değişmiştir. En yüksek değer ikinci gün öğle saatlerinde Ergenekon Mahallesi'nde görülmüştür.
- **Hava Kalitesi:** Sabah 102–205 ppm, öğle ve akşam saatlerinde daha yüksek seviyelere ulaşmıştır. En yüksek değer 6. Sokak Sanayi Mahallesi'nde sabah saatlerinde 208 ppm olarak ölçülmüştür.
- **Ozon (O₃):** 9,9–26,43 µg/m³ aralığında olup sabah saatlerinde genellikle daha yüksek bulunmuştur. En yüksek ozon değeri 26,43 µg/m³ ile Kızılay Mahallesi'nde tespit edilmiştir.
- **Toz Yoğunluğu:** Sabah 27–46, öğle 34–46, akşam 33–46 µg/m³ aralığındadır. 6. Sokak Sanayi ve Gulabibey Mahallesi en yüksek değerlere sahip bölgeler olmuştur.

5. TARTIŞMA VE SONUÇ

Bu çalışma kapsamında, Erzincan ilinde seçilen 10 farklı mahallede üç gün boyunca sabah, öğle ve akşam saatlerinde gerçekleştirilen hava kalitesi ölçümleri, çevresel koşulların zamana ve mekâna bağlı olarak nasıl değiştiğini ortaya koymuştur. Geliştirilen İHA tabanlı mobil sensör sistemi sayesinde, sıcaklık, nem, karbonmonoksit, genel hava kalitesi, ozon ve toz partikül yoğunluğu gibi önemli parametreler sistematik biçimde izlenmiştir.

Elde edilen veriler, günün farklı saatlerinde hava kalitesinde anlamlı değişimlerin yaşandığını göstermiştir. Özellikle sabah saatlerinde, insan ve araç hareketliliğinin görece düşük olduğu dönemlerde hava kalitesi daha iyi seviyelerde kaydedilmiştir. Öğle ve akşam saatlerinde ise yoğun insan faaliyeti ve trafik kaynaklı emisyonlar nedeniyle kirlетici seviyelerinde belirgin bir artış gözlemlenmiştir. Bu değişkenlik, hava kalitesinin dinamik bir yapıya sahip olduğunu ve yalnızca sabit zaman dilimlerinde yapılan ölçümlerin yetersiz kalabileceğini göstermektedir.

Mahalleler arasında yapılan karşılaştırmalarda da dikkate değer farklar saptanmıştır. Şehir merkezine yakın ve yoğun nüfuslu mahallelerde kirlетici düzeyleri genel olarak daha yüksek çıkarken, kentsel alanın dış çeperinde yer alan ve daha az yoğun yerleşime sahip bölgelerde hava kalitesi nispeten daha iyi bulunmuştur. Bu durum, yerleşim yoğunluğu, trafik hacmi ve bölgedeki endüstriyel faaliyetlerin hava kalitesine doğrudan etkili olduğunu göstermektedir.

İHA destekli mobil ölçüm sistemi, geleneksel sabit istasyonlara kıyasla hem zaman hem de mekân açısından çok daha esnek bir ölçüm olanağı sunmuştur. Bu sistemle farklı coğrafi konumlarda, kısa sürelerde ve yüksek hassasiyetle veri toplanabilmiş; böylece çevresel değişkenliklerin daha ayrıntılı bir

biçimde haritalanması mümkün olmuştur. Aynı zamanda elde edilen verilerin dijital haritalar üzerinde görselleştirilmesi, çevresel analizlerin yorumlanabilirliğini artırmış ve karar alma süreçleri açısından daha işlevsel bir veri altyapısı sunmuştur.

Genel olarak değerlendirildiğinde, mobil İHA sistemlerinin hava kalitesinin izlenmesinde önemli avantajlar sunduğu görülmektedir. Bu tür teknolojiler, çevresel izlemenin sadece teknik değil aynı zamanda mekânsal stratejilerle desteklenmesi gerektiğini ortaya koymakta; aynı zamanda yerel yönetimlerin ve çevre politikası geliştiren kurumların ihtiyaç duyduğu güncel ve alan temelli veri üretimi açısından da güçlü bir potansiyel taşımaktadır. Bu nedenle, benzer sistemlerin farklı şehirlerde ve daha uzun süreli izleme çalışmalarında kullanılması, çevresel sürdürülebilirlik hedeflerine katkı sağlayabilecek önemli bir adımdır.

KAYNAKÇA

- Akyildiz, I. F., Pompili, D., & Melodia, T. (2002). Challenges for efficient communication in underwater acoustic sensor networks. *ACM SIGBED Review*, 1(1), 3–8.
- Apte, J. S., Messier, K. P., Gani, S., Brauer, M., Kirchstetter, T. W., Lunden, M. M., Marshall, J. D., Portier, C. J., Vermeulen, R. C. H., & Hamburg, S. P. (2017). High-resolution air pollution mapping with Google Street View cars: Exploiting big data. *Environmental Science & Technology*, 51(12), 6999–7008.
- Bai, L., Wang, J., Ma, X., Lu, X., & Yu, H. (2022). Machine learning for air quality prediction: A review. *Atmospheric Environment*, 280, 119116.
- Banzi, M., & Shiloh, M. (2014). *Getting started with Arduino: The open source electronics prototyping platform* (3rd ed.). Maker Media, Inc.
- Bernard, M., & Kondak, K. (2009). Generic slung load transportation system using small size helicopters. 2009 IEEE International Conference on Robotics and Automation, 3258–3264.
- Brunekreef, B., & Holgate, S. T. (2002). Air pollution and health. *The Lancet*, 360(9341), 1233–1242.
- Castell, N., Dauge, F. R., Schneider, P., Vogt, M., Lerner, U., Fishbain, B., Broday, D., & Bartonova, A. (2017). Can commercial low-cost sensor platforms contribute to air quality monitoring and exposure estimates? *Environment International*, 99, 293–302.
- Çetinkaya, C., & Koç, T. (2023). İnsansız hava araçlarının sivil kullanım alanları ve yasal düzenlemeler. *Havacılık ve Uzay Araştırmaları Dergisi*, 7(1), 25–36.

- Chen, Y., Zhang, X., & Zhang, L. (2017). Air quality monitoring using a low-cost sensor network. *Sensors*, 17(5), 1–18.
- Corke, P. (2017). *Robotics, vision and control: Fundamental algorithms in MATLAB®* (2nd ed.). Springer.
- Delaney, L. J., Broderick, B. M., Gill, L. W., & Misstear, B. D. (2021). Development of a sensor-integrated drone-based system for air quality monitoring in urban environments. *Environmental Monitoring and Assessment*, 193(8), 474.
- Floreano, D., & Wood, R. J. (2015). Science, technology and the future of small autonomous drones. *Nature*, 521(7553), 460–466.
- Han, T., Jiang, Y., & Wang, X. (2017). Detection of carbon monoxide based on MQ-7 sensor and wireless sensing system. *International Journal of Smart Home*, 11(3), 55–66.
- Hassan, Q. K., Rahman, M. M., & As-Syakur, A. R. (2023). Applications of drones for environmental monitoring and management: A review. *Environmental Monitoring and Assessment*, 195, 131.
- Horowitz, P., & Hill, W. (2015). *The art of electronics* (3rd ed.). Cambridge University Press.
- IPCC. (2014). *Climate change 2014: Synthesis report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- Jiao, X., & Ding, Y. (2020). A high-performance ozone gas sensor based on nanostructured materials. *Journal of Sensors*, 2020, 1–9.
- Jorimana, S., Rahman, M. A., & Islam, A. M. (2020). Air pollution monitoring using drones: Prospects and

- challenges. *Journal of Environment and Technology*, 7(1), 45–52.
- Kahveci, H., & Nazlı, M. (2017). İnsansız hava araçlarının kullanıldığı alanlar ve Türkiye'deki gelişimi. *Savunma Bilimleri Dergisi*, 16(1), 1–25.
- Karagulian, F., Belis, C. A., Dora, C. F. C., Prüss-Ustün, A. M., Bonjour, S., Adair-Rohani, H., & Amann, M. (2019). Contributions to cities' ambient particulate matter: A systematic review of local source contributions at global level. *Atmospheric Environment*, 120, 475–483.
- Kumar, P., Morawska, L., Martani, C., Biskos, G., Neophytou, M., Di Sabatino, S., vd. (2015). The rise of low-cost sensing for managing air pollution in cities. *Environment International*, 75, 199–205.
- Li, Y., & Sun, H. (2020). ESC optimization for efficient drone motor control. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 15(2), 1029–1037.
- Likens, G. E., & Bormann, F. H. (1974). Acid rain: A serious regional environmental problem. *Science*, 184(4142), 1176–1179.
- Mellinger, D., Michael, N., & Kumar, V. (2012). Trajectory generation and control for precise aggressive maneuvers with quadrotors. *The International Journal of Robotics Research*, 31(5), 664–674.
- Mohamed, M. A., Mahmoud, A., & Hassan, H. (2015). Dynamic modeling and control of quadcopters with varying payload. *International Journal of Mechanical Engineering and Robotics Research*, 4(4), 328–336.
- Monk, S. (2015). *Programming Arduino: Getting started with sketches* (2nd ed.). McGraw-Hill Education.

- Park, H., Kim, S., Lee, J., & Lee, H. (2020). Real-time air quality monitoring with a drone platform: Performance evaluation and application. *Sensors*, 20(16), 4515.
- Patel, K., & Bhatt, C. (2018). IoT-based air pollution monitoring system using DHT11 and MQ135 sensors. *International Journal of Advanced Research in Computer Science*, 9(2), 541–544.
- Pope, C. A., & Dockery, D. W. (2006). Health effects of fine particulate air pollution: Lines that connect. *Journal of the Air & Waste Management Association*, 56(6), 709–742.
- T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı. (2024). Ulusal Hava Kalitesi İzleme Ağı.
- Villa, T. F., Salimi, F., Morton, K., Morawska, L., & Gonzalez, F. (2016). Development and validation of a UAV based system for air pollution measurements. *Sensors*, 16(12), 2202.
- WHO World Health Organization. (2021a). Air pollution. Retrieved from <https://www.who.int/health-topics/air-pollution>
- WHO (World Health Organization). (2021b). WHO global air quality guidelines: Particulate matter (PM2.5 and PM10), ozone, nitrogen dioxide, sulfur dioxide and carbon monoxide. World Health Organization.
- Wikipedia. (2016). History of unmanned aerial vehicles.
- Yoon, J., & Lee, S. (2018). Design of LiPo battery management system for UAV. In 2018 IEEE International Conference on Consumer Electronics-Asia (ICCE-Asia) (pp. 1–4). IEEE.

- Zarghami, F. (2014). Voltage regulation using capacitor banks in power systems. *Journal of Electrical Systems*, 10(1), 45–54.
- Zhou, J., Fan, Z., & Liu, H. (2016). Evaluation of MQ135 gas sensor for air quality monitoring. *International Journal of Smart Sensing and Intelligent Systems*, 9(2), 934–946.
- Zhou, L., Wang, H., & Li, J. (2021). Design and analysis of high-performance radio communication systems for UAVs. *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, 57(6)

POWER QUALITY AND HARMONIC DISTORTIONS IN GRID-CONNECTED ROOFTOP SOLAR PV SYSTEM

Suleyman ADAK¹

1. INTRODUCTION

Rooftop solar PV systems have emerged as a crucial component of the global shift towards renewable energy. These systems enable decentralized power generation by utilizing solar panels installed on rooftops of residential, commercial, and industrial buildings. Their ability to generate clean electricity, reduce dependence on fossil fuels, and contribute to energy cost savings has made them a popular choice for sustainable energy solutions. The solar panels used convert sunlight into direct current (DC) electricity. Inverters then convert DC electricity into alternating current (AC) for use in electrical systems and grid integration. Rooftop solar PV systems operate based on the photovoltaic effect, where solar panels absorb sunlight and generate electricity. The generated AC power is used by local loads, and any excess energy is fed into the grid. Benefits of rooftop solar PV systems reduces dependence on non-renewable fossil fuels and reduces greenhouse gas emissions and carbon footprint. Grid-connected rooftop solar PV system and its units are given in Fig. 1.

¹ Dr. Öğr. Üyesi, Department of Electrical and Energy, OSB MYO, Mardin Artuklu University, Mardin, Turkey, suleymanadak@artuklu.edu.tr, ORCID: 0000-0003-1436-2830.

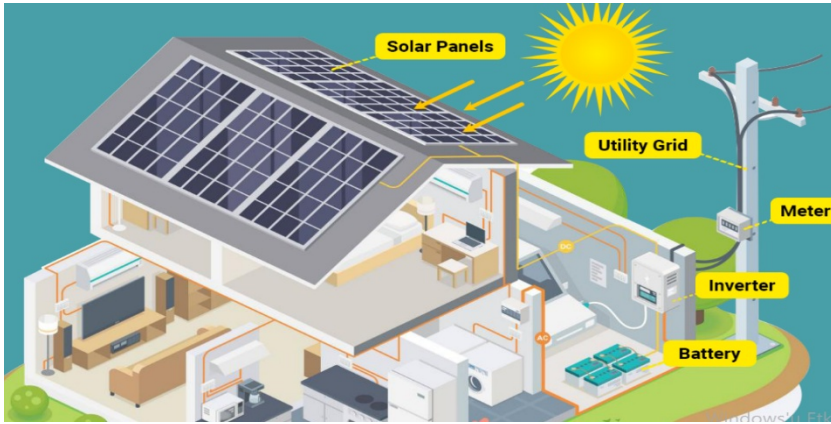


Fig. 1 Grid-connected rooftop solar PV system

Despite their advantages, grid-tied rooftop solar PV systems also have disadvantages. One of the primary concerns is their dependence on sunlight, which leads to fluctuations in power generation due to varying weather conditions, potentially affecting grid stability.

Additionally, these systems introduce harmonic distortions and power quality issues, primarily due to the operation of inverters, which can interfere with the performance of sensitive electrical equipment and lead to inefficiencies in the grid. Voltage fluctuations and frequency variations can also arise, particularly in areas with high solar PV penetration, posing challenges for grid management. Another limitation is the lack of energy storage in most grid-tied systems, meaning they cannot supply power during grid outages, making them less reliable in blackout situations. Furthermore, the initial installation costs and maintenance requirements, including inverter replacements, can be significant. Policy and regulatory challenges, such as net metering constraints and grid interconnection standards, may also affect the economic viability and widespread adoption of these systems.

This study aims to analyze power quality issues and harmonic distortions in grid-connected rooftop solar PV systems. It seeks to identify key challenges related to voltage fluctuations, frequency variations, and transient disturbances while assessing the extent of harmonic distortions introduced by solar inverters. The study investigates the sources of these distortions and their impact on electrical appliances, distribution transformers, and overall grid stability. Furthermore, it evaluates compliance with international power quality standards such as IEEE 519 and IEC 61000, offering insights into the reliability and efficiency of solar PV integration.

By exploring various mitigation strategies, including the use of filters and advanced inverter technologies, the research aims to provide solutions for minimizing power quality disturbances. Additionally, it examines the broader impact on utility grids and end consumers, addressing both technical and economic aspects.

2. LOSSES IN GRID-CONNECTED ROOFTOP SOLAR PV SYSTEM

Power quality (PQ) is a critical aspect of grid-connected rooftop solar PV systems as it ensures stable, reliable, and efficient operation of both the solar system and the utility grid. Poor power quality can lead to voltage fluctuations, harmonic distortions, and frequency variations, which can negatively impact the grid, electrical appliances, and overall energy efficiency. Below are key reasons why power quality is crucial in grid-connected solar systems: A grid-connected rooftop solar PV system experiences various types of losses that reduce its overall efficiency and energy output. These losses occur due to the interaction of sunlight with the PV module surface. Some sunlight is reflected off the glass surface of the solar panel

instead of being absorbed. Additionally, accumulation of dust, bird droppings, and other debris reduces light penetration, high temperatures decrease the efficiency of PV modules since silicon-based solar cells experience a drop in voltage with increasing temperature. Electrical losses are also very important. These losses are; DC cable losses, inverter Losses, AC cable losses and harmonic components losses.

2.1. Mismatch Losses in Grid-Connected Rooftop Solar PV Systems

Mismatching losses in rooftop PV solar systems occur when there is an imbalance in the performance of individual solar panels or strings of panels. This can happen due to various factors, leading to a reduction in the overall efficiency of the system. Mismatching losses can arise because of the following reasons. Mismatch losses in grid-connected rooftop solar PV systems occur due to factors like partial shading, module degradation, and manufacturing variations, leading to reduced system efficiency and power output. Occurrence of mismatch losses in grid-connected rooftop solar PV systems:

- **Manufacturing Variability:** Even though panels from the same manufacturer are generally made to similar specifications, small differences in efficiency, power output, and other characteristics can still occur due to manufacturing tolerances.
- **Ageing of Panels:** Over time, solar panels degrade at slightly different rates. Panels that are older or have been exposed to more wear might generate less power compared to newer ones, causing mismatching losses.
- **Shading of panels:** If certain panels are partially shaded due to nearby objects (trees, buildings, etc.), they will produce less power compared to the rest of

the array. This leads to a mismatch in power output across the system.

- **Types of Shading:** Even partial shading can significantly affect performance, and the mismatch becomes more pronounced in series-connected strings of solar panels.
- **Orientation and Tilt Angle:** Variations panels installed at different angles or orientations (for example, if some panels are installed on different parts of the roof) may receive different amounts of sunlight throughout the day. As a result, their output will vary, creating mismatching losses.
- **Temperature Differences:** Temperature variations between panels can cause mismatching, as solar panel efficiency decreases with an increase in temperature. If some panels are exposed to higher temperatures (e.g., due to roof characteristics), they will produce less power than others in cooler regions.
- **Wiring and Connection Issues:** The way panels are wired together can also cause mismatching. For example, if one string of panels has a defective or loose connection, it could limit the current flowing through the entire string, reducing the overall output.
- **Inverter Mismatch:** The inverter in a PV system is designed to convert the DC power generated by the panels into AC power for use. If the inverter is oversized or undersized for the array, or if it is not well matched to the panel characteristics, it can cause losses. Some systems have multiple inverters, and if these are not synchronized properly, mismatching losses can occur.

- **Soiling and Dirt:** Dust, dirt, or other debris on the surface of the panels can create mismatched losses. Some panels may be cleaner than others due to factors like wind, rain, or manual cleaning, resulting in lower performance for the panels that are dirtier.
- **Mismatch Between Panel Voltage and Current:** If the current-voltage characteristics (IV curve) of different panels or strings of panels do not match closely, this can lead to mismatching losses. In systems connected in series, the performance of the string is determined by the weakest panel, so even small mismatches in voltage and current between panels can affect overall performance. Mismatching losses in a rooftop PV system occur when individual solar panels or strings of panels operate under different conditions, leading to a reduction in the overall efficiency and output of the system. Grid frequency must remain stable (e.g., 50 Hz or 60 Hz, depending on the region). A mismatch between solar power generation and load demand can cause frequency variations. Grid-connected solar systems must comply with frequency standards to avoid destabilizing the power system.
- **Reduced System Efficiency:** A mismatch in current or voltage between solar panels reduces the total power output. Mismatching results in less energy being produced overall. Since PV modules are connected in series and parallel, a weaker module (due to shading, dirt, or degradation) can drag down the performance of the entire string. In a series-connected system, the weakest panel determines the current of the entire string, causing significant power loss. Additionally, parallel mismatches cause

imbalanced currents, leading to excess heat and energy wastage.

- **Increased Cost:** A system with mismatching losses may require additional components like optimizers or microinverters to minimize the effects. More frequent maintenance and early replacement of underperforming modules may be required. Bypass diodes might fail prematurely due to excessive current diversion.
- **Reduced Lifespan:** Mismatching can sometimes cause certain panels to work harder than others, potentially leading to premature failure of certain components. Mismatched panels can cause localized overheating, leading to "hot spots" that degrade PV cells over time. This accelerates module aging and reduces the overall system lifespan.
- **Impact on Power Electronics (Inverter & MPPT):** Mismatched panels create voltage variations that make it harder for the inverter's Maximum Power Point Tracking (MPPT) to optimize energy extraction. This results in further energy losses and suboptimal performance.

Minimizing mismatching losses without resorting to giving away items requires a combination of process optimization, technology implementation, and strategic inventory management. By implementing these measures, businesses can significantly reduce mismatching losses while maintaining operational efficiency and customer satisfaction. Solutions to minimize mismatching losses:

- **Module-Level Power Electronics (MLPEs):** Using microinverters or power optimizers at the module level can help mitigate mismatching losses. These

devices optimize the power output of each individual panel, ensuring that the performance of the entire system is not limited by weaker or mismatched panels.

- **Careful Panel Selection:** Choosing panels with similar characteristics (e.g., voltage, current, power rating) can help reduce mismatching.
- **Good System Design:** Properly planning the layout of the panels, ensuring good wiring practices, and avoiding shading can minimize mismatching losses.
- **Panel Maintenance:** Regular cleaning and inspections to prevent soiling and check for shading or connection issues will ensure better system performance.
- **Power Factor Improvement:** A poor power factor (due to reactive power demand) can lead to inefficiencies in power transmission and higher energy costs. Modern inverters are designed to manage reactive power and improve the power factor, reducing losses and optimizing energy delivery.

2.2. Shading Effect on Rooftop Solar PV System

Shading has a significant impact on the performance of Rooftop PV system, reducing its efficiency and energy yield. Even partial shading on a single module can cause a disproportionate drop in output due to the electrical characteristics of PV cells and their interconnection within a system. The shaded panels appear darker, while bright sunlight illuminates the rest. A power output graph next to the image shows a drop in efficiency. The illustration can also include arrows showing how bypass diodes reroute current around shaded cells. The electrical configuration of the PV array

influences the severity of shading losses. In series-connected strings, a single shaded module limits the current of the entire string, significantly decreasing power generation.

Parallel configurations provide better resilience by allowing shaded modules to operate independently, but they still experience localized losses. A well-designed Rooftop PV system minimizes shading by optimizing panel placement, tilt angles, and spacing to avoid obstructions, particularly during peak sunlight hours. Additionally, tools like solar path analysis and shading simulation software help predict and mitigate potential shading impacts before installation. To mitigate potential shading impacts before installing a rooftop PV solar system, several steps should be taken during the planning and design phase to ensure optimal energy production and system efficiency. Here's a clear explanation in paragraph form:

Before installing a rooftop PV system, it's essential to conduct a thorough shading analysis to identify any potential obstructions—such as trees, chimneys, neighboring buildings, or roof structures—that may cast shadows on the panels throughout the day and across seasons. This can be done using solar pathfinder tools, shading simulation software (e.g., PVsyst, Helioscope), or on-site observations. Once shading risks are identified, mitigation strategies include optimizing panel placement to avoid shaded areas, adjusting tilt and orientation, or choosing alternate roof sections with better solar access. Additionally, incorporating microinverters or power optimizers can help minimize energy losses by allowing each panel to operate independently, reducing the impact of partial shading on the entire array. Trimming or removing vegetation and avoiding installation near future obstructions are also effective long-term strategies. Careful design and proactive planning ensure higher energy yields and better return on investment. Fig. 2 shows the image of a rooftop PV solar system where shading occurs.



Fig. 2. Occurrence of shading in a rooftop solar PV system

When shading occurs, affected cells generate less current while still experiencing the same voltage as unshaded cells. This mismatch leads to power losses and potential overheating, commonly known as hot spots. To mitigate these effects, bypass diodes are incorporated into modules to allow current to flow around shaded sections, reducing energy losses. The shading effect can be categorized into two types: soft shading and hard shading. Soft shading results from obstructions like clouds or light vegetation, which reduce irradiance but still allow some energy generation. Hard shading, such as from buildings or permanent obstacles, can entirely block light, drastically cutting output.

Advanced technologies such as Maximum Power Point Tracking (MPPT), microinverters, and power optimizers help mitigate shading effects. MPPT dynamically adjusts the system's operating point to maximize power output under varying conditions. Microinverters and optimizers improve energy harvest by allowing individual modules to operate independently, preventing shading on one module from impacting the entire array. Understanding shading effects on rooftop PV system is crucial for maximizing PV system performance, ensuring reliability, and improving return on investment. Proper planning, component selection, and shading

mitigation strategies can significantly enhance overall energy yield and system longevity. Effects of shading on solar panels:

- **Reduced Energy Output:** Even partial shading on one panel can reduce the entire system's efficiency.
- **Hot Spots:** Shaded areas can create localized heating, damaging the panel over time.
- **Bypass Diodes Activation:** Bypass diodes help minimize shading effects but can still cause power loss.
- **Series Connection Issue:** If one panel in a series is shaded, it affects the output of all connected panels.

These effects can be caused by variations in irradiance, temperature, shading, manufacturing tolerances, or degradation rates. Impact of mismatching losses on rooftop solar system. A rooftop solar array with some panels partially shaded by a nearby tree or chimney. The shaded panels appear darker, while bright sunlight illuminates the rest. A power output graph next to the image shows a drop in efficiency. The illustration can also include arrows showing how bypass diodes reroute current around shaded cells.

2.3. Reactive Power Variation Throughout The Day in Grid-Tied PV Solar System

Reactive power variation in a grid-tied PV solar system depends on several factors, including solar irradiance, load demand, inverter control strategies, and grid conditions. Reactive power in a grid-tied PV solar system fluctuates throughout the day due to variations in solar irradiance, grid conditions, and inverter control strategies. Before sunrise, with no solar generation, the inverter is typically inactive unless configured for reactive power support. As sunlight increases in the morning, active power generation starts, and the inverter

may operate at unity power factor or adjust reactive power injection based on grid voltage requirements. Around midday, when solar power generation reaches its peak, the reactive power behavior depends on grid voltage conditions; the inverter may absorb or inject reactive power to stabilize voltage. In the afternoon, as solar irradiance decreases, reactive power contribution also reduces, gradually transitioning towards grid dependency.

Grid-tied rooftop PV systems are increasingly being integrated into power networks to enhance sustainability and reduce dependence on fossil fuels. However, these systems introduce variability in active and reactive power, which can impact grid stability, voltage regulation, and power quality. Unlike standalone PV systems, grid-connected PV systems can exchange both active and reactive power with the grid. Effects of reactive power change on electrical installations

- **Voltage Stability:** Excessive reactive power fluctuations can cause voltage instability in distribution networks.
- **Power Factor Correction:** PV systems can either improve or degrade local power factor depending on inverter settings.
- **Harmonics and Power Quality:** Uncontrolled reactive power can introduce harmonics and distortions in the grid.
- **Transformer and Cable Loading:** Variations in reactive power impact losses and thermal loading of electrical components.

A graph showing the reactive power variation in a grid-connected PV solar system throughout the day. The wave-like shape shows how reactive power increases after sunrise, peaks

at noon, and decreases towards evening, following solar irradiance patterns and inverter balancing strategies. The change of reactive power throughout the day in a grid-connected rooftop PV system is influenced primarily by variations in solar irradiance, load demand, and the inverter's control strategy. During periods of high solar irradiance—typically midday—the PV system generates maximum active power. If the inverter is operating in a mode that allows it to control reactive power (such as Volt-VAR control), it may inject or absorb reactive power depending on grid voltage conditions and utility requirements. In the early morning and late afternoon, as solar generation decreases, the inverter's reactive power support capability may reduce as well, since priority is often given to active power generation. At night, when there's no solar generation, the inverter may shut down or remain in standby, providing no reactive power unless specifically designed to do so.

In systems where the inverter supports reactive power compensation independently of active power generation (e.g., smart inverters), it may continue to contribute to voltage regulation even during low or zero PV output. Overall, the reactive power profile over the day tends to fluctuate, reflecting both environmental conditions and the operational objectives set by grid codes or inverter settings. The change of reactive power throughout the day in a grid-connected rooftop PV system is given in Fig. 3.

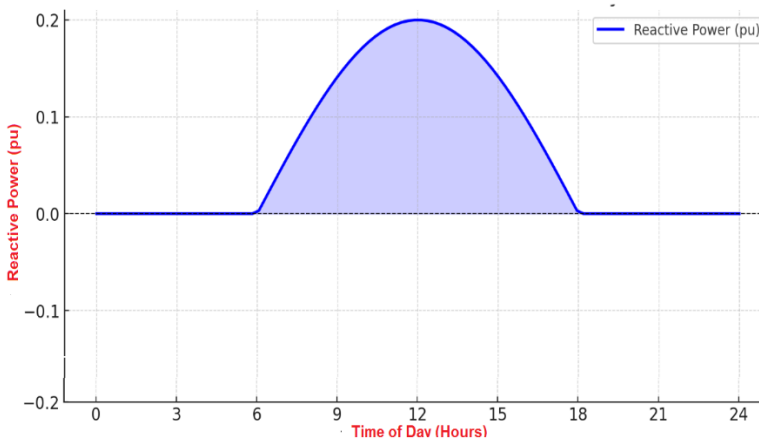


Fig. 3. Reactive power variation in a grid-tied rooftop PV system

By evening, with diminishing solar generation, the inverter's role in reactive power support may continue if programmed for voltage regulation. At night, with no active power generation, reactive power demand is primarily met by the grid. Throughout the day, the variation in reactive power is shaped by real-time solar availability, load demand, inverter settings, and grid stability requirements, ensuring efficient power factor management and voltage control.

Reactive power variation throughout the day in grid-tied PV solar system, dont giving itemsNReactive power in a grid-tied PV solar system varies throughout the day due to changes in solar irradiance, grid voltage, and inverter control strategies. Before sunrise, there is no solar generation, and the inverter remains inactive unless configured for reactive power support. As the sun rises, active power generation starts increasing, and the inverter may operate at unity power factor or provide reactive power compensation depending on grid conditions. At midday, when solar generation peaks, reactive power behavior depends on grid voltage; if the voltage is high, the inverter may absorb reactive power, whereas if the voltage is low, it may inject reactive power. In the afternoon, as solar power declines,

reactive power contribution gradually reduces. By evening, as solar irradiance drops further, the inverter may continue to provide reactive power support if enabled. At night, with no active power generation, reactive power demand is typically met by the grid. Throughout the day, reactive power variation is influenced by inverter settings, grid stability requirements, and utility regulations, ensuring optimal voltage control and power factor management.

3. COMPONENT OF GRID-CONNECTED ROOFTOP SOLAR PV SYSTEMS

A grid-connected rooftop solar PV system consists of several interconnected components that work together to generate, convert, and integrate solar power into the utility grid. At the core of the system are solar PV modules, which capture sunlight and convert it into direct current (DC) electricity. These modules are mounted on a sturdy structure designed to optimize sun exposure and withstand environmental conditions. The DC electricity generated by the solar panels is then fed into a solar inverter, which plays a crucial role in converting it into alternating current (AC) electricity that matches the voltage and frequency of the grid. This inverter ensures synchronization with the grid, enabling seamless power flow. A net meter is installed to measure both the electricity consumed from the grid and the surplus power exported, facilitating billing under net metering policies.

To ensure safety and efficiency, the system includes various protective components such as circuit breakers, surge protection devices, and an earthing system. These elements safeguard against voltage spikes, short circuits, and electrical faults. Additionally, distribution boards are used to manage the flow of electricity between the solar panels, inverter, and grid.

connection. Cabling and connectors form the balance of the system, ensuring proper electrical transmission with minimal losses. In modern installations, a monitoring system may also be integrated, allowing real-time tracking of power generation and system performance. The entire setup is connected to the grid infrastructure, ensuring that excess electricity can be supplied to the utility network while still allowing the user to draw power when solar generation is insufficient.

Poor power quality can cause premature wear and damage to electrical devices, transformers, and industrial equipment. Maintaining good power quality extends the lifespan of these assets and reduces maintenance costs. Improved power quality reduces energy losses, improves efficiency, and enhances revenue generation from solar power plants. It also minimizes downtime, ensuring optimal utilization of the installed solar capacity. Ensuring high power quality in grid-connected solar systems is essential for system stability, efficiency, and compliance with regulations. Using advanced inverters, power conditioning devices, and energy storage solutions can help maintain PQ and ensure a seamless integration of renewable energy into the grid. To design a 5 kW rooftop grid-tied PV solar system, we can follow the same steps as before but tailored to the specifics of a 5 kW system. A detailed design guide:

Assess Energy Requirements:

- **Determine monthly energy consumption:** For a 5 kW system, let's assume you want to cover all or most of your monthly energy consumption.
- **If the system is sized for full coverage,** the 5 kW system will produce approximately 5,000 watts (5 kW) under ideal conditions.

To estimate the energy output, we need to factor in the average sunlight hours per day. The principle diagram of the grid-connected rooftop solar photovoltaic system is given in Fig. 5.



Fig. 4. A grid-connected rooftop solar PV system installed on a residential house

Sample Application:

A 5 kW grid-connected rooftop solar PV system is installed in a residential area. The system includes a PV inverter operating at 230V RMS and supplies current to the grid. However, due to the nonlinear behavior of the inverter, the output current contains harmonics. The total harmonic distortion (THD) of the current is to be analyzed.

Table 1. Grid-connected rooftop PV inverter output current and phase angle

Harmonic Order h	Amplitude I_h (A)
1 (Fundamental)	21.74
3rd Harmonic	3.5
5th Harmonic	2.1
7th Harmonic	1.4

Optimized system design and proper grid integration strategies also contribute to harmonic reduction. Careful placement and sizing of rooftop solar PV systems, along with appropriate grounding and transformer configurations, can help mitigate harmonic resonance and voltage distortion. Ensuring

that PV inverters are appropriately rated for the connected load and synchronized with grid conditions further enhances power quality.

The output current of a grid-tied rooftop PV inverter typically contains harmonic components due to the switching actions of power electronic devices within the inverter. These harmonics are deviations from the ideal sinusoidal waveform and can be influenced by factors such as the inverter's control strategy, pulse-width modulation (PWM) techniques, and the non-linear interaction with the grid. While the fundamental frequency aligns with the grid (usually 50 or 60 Hz), higher-order harmonics—such as the 3rd, 5th, 7th, and beyond—can be present, potentially leading to power quality issues if not properly filtered or mitigated. The design of the inverter's output filter and compliance with standards like IEEE 519 help minimize these harmonic distortions and ensure compatibility with the grid. The harmonic components of the output current of the grid-tie rooftop PV inverter are given in Fig. 5.

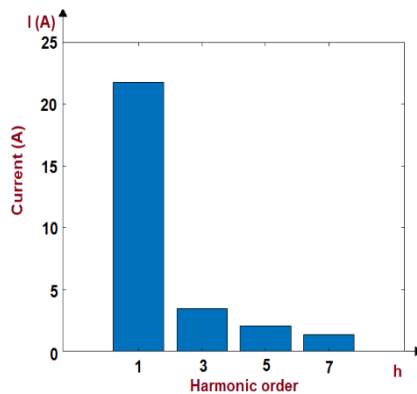


Fig. 5. Harmonic components of grid-tied rooftop PV inverter output current

A 5 kW grid-connected rooftop solar PV system is a great option for homeowners looking to reduce electricity bills

and utilize renewable energy. Here's a breakdown of what you can expect:

a) Solar Potential of the Site:

- **Roof orientation and tilt:** Ensure the roof faces south in the Northern Hemisphere or north in the Southern Hemisphere. Aim for a tilt angle of around 30°-40°, depending on your location.
- **Roof size:** Check available space to fit the necessary number of panels.
- **Shading analysis:** Make sure there are no significant obstructions, like trees or nearby buildings, that cause shading during peak sunlight hours.

b) System Sizing:

For a 5 kW system, let's break down the components:

- **Calculate daily energy production:**
- Let's assume you have 5 sunlight hours per day (this is typical in many locations but could vary by region).
- Daily production = System size (kW) × sunlight hours per day.
- Daily energy production (kWh)=5 kW×5 hours/day=25 kWh/day. Monthly energy production = 25 kWh/day × 30 days = 750 kWh/month (rough estimate).

c) Select Solar Panels:

- **Panel wattage:** Common residential solar panels range from 250W to 400W. For this example, let's assume you are using 400W panels.

Component Selection for 5 Kw Rooftop Grid-Tied PV Solar System:

Solar Panels for 5 kW rooftop grid-tied PV solar

- **Type:** Monocrystalline (higher efficiency) or Polycrystalline
- **Panel Rating:** ~400W per panel

Number of Panels: $5,000\text{W} / 400\text{W} \approx 12\text{-}13$ panels

So, we would need 13 panels of 400W each to achieve a 5 kW system.

Inverter Selection for 5 kW rooftop grid-tied PV solar system:

- **Inverter type:** Since this is a grid-tied system, you'll need an inverter that is capable of converting DC to AC and synchronizing with the utility grid.
- **Inverter rating:** Typically, you would size the inverter slightly higher than the system's rated capacity, but it's best to match the inverter's output to the system's size to optimize efficiency. For a 5 kW system, a 5 kW inverter is appropriate.

Example Summary for a 5 kW Rooftop Grid-Tied System:

- System Size:** 5 kW
- Panels:** 13 x 400W panels (5,2 kW total)
- Inverter:** 5 kW grid-tied inverter
- Energy Production:** 750 kWh/month (25 kWh/day)
- Mounting System:** Roof-mounted racking
- Environmental Impact:** Reduces carbon footprint by preventing 5-7 tons of CO₂ emissions per year.

Rooftop solar PV systems inject power into the grid, and fluctuations in solar generation due to weather changes can cause voltage instability. Maintaining voltage within permissible limits ensures the proper functioning of electrical equipment and prevents overvoltage or undervoltage conditions. Despite their advantages, grid-tied rooftop solar PV systems have several disadvantages:

- **Intermittency of solar energy:** power generation depends on weather conditions and time of day.
- **Power Quality Issues:** Harmonic distortions, voltage fluctuations, and frequency variations may arise.
- **Grid Integration Challenges:** Sudden changes in power generation can affect grid stability.
- **Initial Investment Costs:** While long-term savings exist, the upfront installation costs can be high.

Understanding these fundamental aspects of rooftop solar PV systems is essential for analyzing power quality issues and harmonic distortions, which can impact system performance and grid reliability.

4. POWER QUALITY IN GRID-CONNECTED ROOFTOP SOLAR PV SYSTEMS

Power quality in grid-connected rooftop solar PV systems refers to the characteristics of electrical power that determine its suitability for use in consumer and industrial applications. It encompasses various factors that ensure a stable, efficient, and reliable power supply without causing disturbances to the grid or end-user equipment. Power quality is influenced by voltage levels, frequency stability, harmonics,

flicker, and other electrical disturbances that can arise due to the integration of solar PV systems.

Key parameters defining power quality in these systems include voltage regulation, which ensures that voltage levels remain within permissible limits to prevent equipment damage or malfunction. Frequency stability is crucial, as deviations from the standard grid frequency can lead to inefficiencies and potential disconnections of the PV system. Harmonic distortion, caused by the nonlinear operation of inverters, can introduce unwanted electrical noise that affects both the solar system and other connected loads. Flicker, or rapid voltage fluctuations, may result from variations in solar irradiance and inverter switching operations, causing noticeable light flickering and potential disruptions in sensitive electronic devices. Power factor, representing the efficiency of power usage, must also be maintained within acceptable ranges to optimize energy transmission and reduce reactive power losses.

Maintaining high power quality in grid-connected solar PV systems is essential to ensure the smooth operation of the electrical grid, prevent damage to appliances, and comply with regulatory standards. These fluctuations can lead to voltage rises, especially in low-load conditions, causing potential overvoltage problems that may trigger inverter disconnection or damage sensitive appliances. The diagram of the hybrid solar PV system is as given in Fig 6.

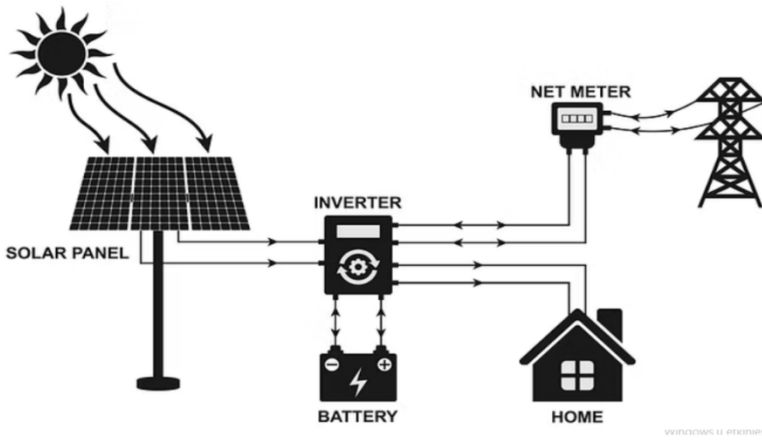


Fig. 6. Principle diagram of hybrid solar PV system

Total harmonic distortion is another concern, primarily caused by the switching operations of power electronic inverters. These distortions introduce unwanted high-frequency components into the grid, affecting the performance of nearby electrical equipment and increasing power losses. Additionally, the integration of rooftop solar PV systems can lead to voltage unbalance, particularly in distribution networks where single-phase inverters inject varying amounts of power into different phases, disrupting the balance of the system. Flicker is another issue, resulting from rapid variations in PV power output due to cloud movement or inverter operations, leading to noticeable light flickering and potential discomfort for end users. Frequency deviations may also occur in weak grids where large-scale PV penetration influences the overall stability, although modern grid-tied inverters are designed to mitigate such effects. Reactive power management poses another challenge, as PV inverters primarily inject active power while their contribution to reactive power compensation is limited unless specifically designed for such functionality.

One major issue is voltage variation, where fluctuations in solar generation due to cloud cover or shading cause rapid

changes in voltage levels. If not properly regulated, this can lead to voltage rise in low-demand scenarios, potentially exceeding grid limits and causing operational issues. Harmonic distortion is another concern, as power electronic inverters used in PV systems generate high-frequency harmonics that can interfere with grid stability and affect the performance of nearby electrical devices. The intermittency of solar power also influences frequency stability, particularly in weak grids with high PV penetration. Sudden reductions in solar output may create imbalances between generation and demand, requiring grid operators to implement additional frequency control measures. Reactive power management becomes crucial, as conventional PV systems primarily inject active power while providing limited support for reactive power compensation, which is essential for maintaining voltage stability. To mitigate these impacts, modern PV inverters are equipped with advanced grid-support functions such as voltage and frequency regulation, harmonic filtering, and reactive power control. Additionally, regulatory frameworks and grid codes are evolving to ensure that rooftop solar PV systems contribute to overall grid stability rather than introducing new power quality difficulties.

4.1. Analyzing Harmonic Distortions In Grid-Connected Rooftop Solar PV Systems

Harmonic components In grid-connected rooftop solar PV systems arise due to nonlinearities in the inverter and variations in solar irradiance. The harmonic components are characterized by their amplitude and phase angles, which affect power quality and system stability. Harmonic distortions in rooftop solar PV systems arise primarily due to the use of power electronic inverters that convert DC electricity from solar panels into AC electricity suitable for grid integration. Unlike traditional rotating generators, inverters operate through high-frequency switching techniques, which can introduce non-

sinusoidal components into the electrical waveform, leading to harmonic distortions. These distortions are characterized by the presence of voltage and current waveforms at integer multiples of the fundamental grid frequency, which can interfere with the normal operation of electrical equipment and reduce overall power quality.

The extent of harmonic distortion in a solar PV system depends on factors such as inverter design, system loading conditions, and the overall network impedance. Poorly designed or overloaded inverters may produce excessive harmonic content, increasing total harmonic distortion (THD) and causing additional heating in transformers, cables, and other electrical components. This can lead to reduced efficiency, equipment malfunctions, and premature aging of sensitive devices connected to the grid.

Harmonic distortions can also create resonance issues within the distribution network, amplifying specific frequency components and leading to voltage instability. In weak grids with high penetration of solar PV, these distortions may exacerbate power quality problems and complicate grid management. To mitigate these effects, modern PV inverters are designed with advanced harmonic filtering capabilities and must comply with grid codes that specify acceptable harmonic limits. Additionally, utilities and system operators implement measures such as passive and active filters, proper system grounding, and strategic inverter placement to minimize harmonic interference and ensure stable grid operation.

Harmonic distortions in grid-connected rooftop solar PV systems primarily originate from the power electronic inverters used to convert DC power from solar panels into AC power for grid integration. These inverters operate using high-frequency switching techniques, which can introduce non-sinusoidal

waveforms and contribute to voltage and current harmonics in the electrical network. The design, quality, and operational characteristics of the inverter play a significant role in determining the level of harmonic distortion injected into the grid. The interaction between the inverter and the grid also influences harmonic generation. Variations in grid impedance, network strength, and the presence of other nonlinear loads can lead to increased harmonic distortion, particularly when multiple PV systems are installed within the same distribution network. In weak grids with low short-circuit capacity, harmonic propagation can be more pronounced, affecting the overall stability of the power system.

Harmonics in rooftop solar PV systems can have significant effects on electrical systems, impacting both the performance of the solar installation and the stability of the grid. One major consequence is increased heating in electrical components such as transformers, cables, and switchgear due to the presence of high-frequency harmonic currents. This excess heat can lead to reduced efficiency, accelerated insulation degradation, and a shorter lifespan of equipment. Another effect is voltage distortion, which can cause malfunctions in sensitive electronic devices connected to the same distribution network. Harmonics can interfere with the proper operation of appliances such as computers, medical equipment, and industrial control systems, leading to erratic behavior, misoperation, or even permanent damage.

Inverters in rooftop solar PV systems rely on grid synchronization to operate effectively, but excessive harmonic distortion can disrupt this synchronization, potentially causing inverter disconnections or reduced power output. In weak grids with high PV penetration, harmonics can exacerbate voltage instability, leading to fluctuations that affect both consumers and utility operations. Additionally, harmonics can contribute to

resonance conditions within the electrical network. When the frequency of certain harmonic components aligns with the natural resonant frequency of the system, voltage amplification can occur, further increasing distortion levels and posing a risk to the stability of the power system.

4.2. Measurement And Analysis Of Harmonic Distortions in Rooftop Solar PV Systems

The measurement and analysis of harmonic distortions in rooftop solar PV systems are crucial for assessing power quality and ensuring compliance with grid regulations. Harmonic distortions are typically evaluated using specialized power quality analyzers, digital oscilloscopes, and advanced monitoring systems that capture voltage and current waveforms in real-time. These instruments help detect the presence of harmonic components, determine their magnitude, and analyze their impact on the electrical system. In electrical systems with harmonic distortions, both voltage and current contain harmonic components in addition to the fundamental component. The total RMS values are calculated using the Root Sum Square (RSS) method. The total RMS current (I_{rms}) is given by:

$$I_{rms} = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_n^2} \quad (1)$$

Where; I_1 is the fundamental current (at 50 Hz), $I_2, I_3, \dots, I_n$ are the harmonic currents at higher-order frequencies (., 2nd, 3rd, 5th, etc.). Similarly, the total RMS voltage (V_{rms}) is given by:

$$V_{rms} = \sqrt{V_1^2 + V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_n^2} \quad (2)$$

Where; V_1 is the fundamental voltage (at 50 Hz), $V_2, V_3, \dots, V_n$ are the harmonic voltages. A single-phase grid-connected rooftop PV inverter generates an AC output that ideally matches the grid voltage in both frequency and phase. However, in practice, the output current includes harmonic components due

to the inverter's switching behavior and control dynamics. These harmonics are typically odd-numbered, such as the 3rd, 5th, and 7th, and are limited by design and filtering to comply with standards like IEEE 519 or IEC 61000-3-2, which usually require the total harmonic distortion of the current (THD-I) to remain below 5%. The phase angle between the inverter's output current and the grid voltage is also a critical parameter. Ideally, the current is in phase with the voltage (phase angle near zero), which corresponds to a unity power factor. In practical scenarios, a slight lead or lag might occur depending on the inverter's control strategy or grid support functions like reactive power compensation. Maintaining minimal harmonic distortion and a phase angle close to zero ensures efficient power transfer and compliance with grid codes. A single-phase grid-connected rooftop PV inverter output harmonics current and phase angle.

- **Grid Frequency:** 50 Hz (or 60 Hz in some regions)
- **Inverter Rated Power:** 3 kW (example)
- **Nominal Output Voltage:** 230 V (RMS, single-phase)

Table 2. A single-phase grid-connected rooftop PV inverter output harmonics current and phase angle

Harmonic Order h	Amplitude I_h (A)	Phase angle ϕ_h (degrees)
1 (Fundamental)	13.04	0
3rd Harmonic	0.45	-120
5th Harmonic	0.32	150
7th Harmonic	0.21	-90
9th Harmonic	0.12	60

Continuous monitoring and periodic analysis are essential to maintaining power quality and preventing long-term issues associated with harmonic distortions. In a grid-connected rooftop PV system, harmonics are generated mainly by the inverter switching and nonlinear loads. The voltage and current

waveforms can be expressed using Fourier series, which allows us to determine the amplitude and phase angles of individual harmonic components. Thus, the current waveform can be approximated as:

$$i(\omega t) = 13.04 \sin(\omega t) + 0.45 \sin(3\omega t - 120) + 0.32 \sin(5\omega t + 150) + 0.21 \sin(7\omega t - 90) + 0.12 \sin(9\omega t + 60) \quad (3)$$

Data collected from harmonic measurements are used to develop mitigation strategies, such as improving inverter designs, implementing active or passive filters, and optimizing system grounding. Compliance with grid codes and standards, such as IEEE 519 and IEC 61000, ensures that rooftop solar PV systems operate within acceptable harmonic limits, minimizing their impact on the overall power network. Advanced analysis techniques, such as Fast Fourier Transform (FFT), are commonly used to decompose waveforms into their harmonic components. This enables a detailed understanding of how different harmonic orders contribute to distortion levels. Additionally, time-domain and frequency-domain analyses help identify transient events, resonance conditions, and the potential amplification of specific harmonics in weak grids. The graph of Eq (3) is as given in Fig. 7.

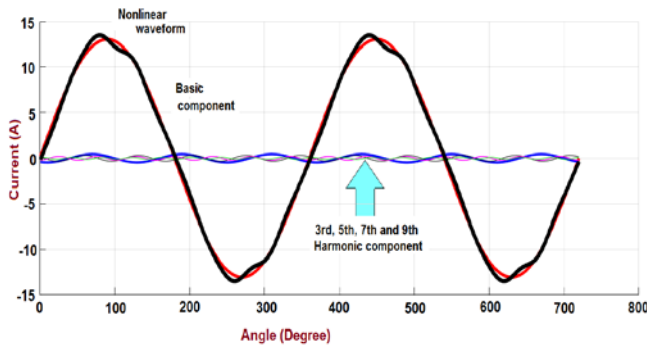


Fig. 7. Grid-tied rooftop PV inverter output current and phase angles

The measurement process involves capturing data over a defined period to account for variations in solar generation and grid conditions. The THD is a key parameter used to quantify the overall harmonic content in the system, while individual harmonic components are analyzed to identify specific frequency disturbances. Voltage and current waveforms are examined to assess how harmonics interact with other grid elements, such as transformers, loads, and distribution lines. Total Harmonic Distortion (THD) quantifies the extent of harmonic distortion in a signal relative to its fundamental component. It is commonly expressed as a percentage and is calculated separately for voltage and current. For voltage, THD is given by:

$$THD_V = \frac{\sqrt{V_1^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots + V_n^2}}{V_1} * 100\% \quad (4)$$

Where V_1 is the fundamental voltage component, and $V_2, V_3, V_4, \dots, V_n$ are the harmonic voltage components. For current, THD is given by:

$$THD_I = \frac{\sqrt{I_1^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots + I_n^2}}{I_1} * 100\% \quad (5)$$

Where I_1 is the fundamental voltage component, and $I_2, I_3, I_4, \dots, I_n$ are the harmonic current components. These formulas help evaluate the harmonic content in voltage and current waveforms, ensuring that power quality remains within acceptable limits as defined by industry standards. IEEE and IEC standards provide guidelines for controlling harmonic distortions in solar PV systems to ensure grid stability and maintain power quality. The IEEE 519 standard, developed by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, establishes limits on harmonic voltage and current distortions for different voltage levels. It specifies maximum allowable total harmonic distortion (THD) for both current and voltage at the point of

common coupling (PCC), ensuring that solar PV systems do not introduce excessive harmonics into the grid. The standard categorizes acceptable harmonic limits based on system voltage and short-circuit capacity, helping utilities and system operators manage harmonic emissions effectively.

The International Electrotechnical Commission (IEC) has also developed standards relevant to harmonics in solar PV systems. IEC 61000-3 series addresses limits for harmonic emissions from electrical equipment, including inverters used in PV systems. IEC 61000-3-2 and IEC 61000-3-12 define harmonic limits for low-voltage equipment, ensuring that PV inverters comply with prescribed distortion levels. IEC 61000-4-7 provides measurement techniques for harmonics, enabling accurate assessment of distortion levels in solar PV installations. Additionally, IEC 61727 outlines grid connection requirements for PV systems, including harmonic performance criteria to maintain compatibility with distribution networks.

Field studies conducted on commercial buildings have assessed the performance of active and passive filtering techniques in mitigating harmonics generated by rooftop solar PV systems. Results have indicated that active power filters provide dynamic compensation for harmonic currents, effectively reducing THD to within regulatory limits. Comparative analyses between different filter technologies have helped in selecting the most suitable approach for minimizing harmonic interference while ensuring cost-effectiveness. Overall, case studies highlight the importance of continuous harmonic monitoring and compliance with IEEE and IEC standards to ensure that rooftop grid-connected solar PV systems do not compromise power quality. Advanced inverter technologies, strategic system design, and effective filtering solutions have been proven to mitigate harmonic effects and enhance the stability of distributed solar energy integration.

The harmonic components of a grid-tied rooftop PV inverter's output current are crucial for evaluating power quality, grid compliance, and system efficiency. These harmonics are primarily caused by inverter switching, nonlinear loads, and grid interactions. Harmonic sources in grid-connected rooftop solar PV systems:

a) Common Harmonics in the Inverter Current

- **Low-order harmonics (2nd, 3rd, 5th, 7th, etc.):** Due to imperfect control algorithms and grid imbalances.
- **High-frequency harmonics:** Occur near the switching frequency (e.g., 2–20 kHz, depending on inverter design).
- **Interharmonics:** Caused by fluctuations in switching frequency or dynamic loading conditions.

b) Harmonic Standards & Limits

- **IEEE 1547:** Limits the Total Harmonic Distortion (THD) of current to 5% and sets individual harmonic limits.
- **IEC 61000-3-2 / 3-12:** Defines harmonic limits for equipment connected to low-voltage networks.
- **EN 50160:** Specifies voltage harmonic distortion standards at the point of common coupling (PCC).

c) Mitigation Techniques

- **Advanced PWM Techniques:** Such as Space Vector PWM (SVPWM) to reduce lower-order harmonics.
- **LCL Filters:** Reduce high-frequency switching harmonics before feeding power to the grid.

- **Active Filtering:** Adaptive control algorithms to inject compensating currents and cancel out harmonics.
- **Synchronization Improvements:** Phase-Locked Loops (PLL) to align with grid voltage and minimize harmonics.

d) Harmonic sources in rooftop solar systems

- **Pulse-Width Modulation (PWM):** Switching at high frequencies introduces harmonics at multiples of the switching frequency.
- **Nonlinear Characteristics:** Semiconductor devices such as IGBTs and MOSFETs produce non-sinusoidal waveforms.
- **Grid Impedance and Resonance:** The interaction between the inverter and the grid can amplify specific harmonics.
- **Unbalanced Loads & Grid Distortions:** Pre-existing grid harmonics and load behavior affect the inverter's output.

Fundamental voltage (V_1) = 230V (RMS). **Compute Total RMS Current.** When we use the values of Table 1 in Eq (1), the following equation is obtained.

$$I_{rms} = \sqrt{(21.74)^2 + (3.5)^2 + (2.1)^2 + (1.4)^2}$$

$$I_{rms} = \sqrt{491.5} = 22.16 \text{ A}$$

When we use the values of Table 1 in Eq (5), Total Harmonic Distortion for current (THD_I) is defined as:

$$THD_I = \frac{\sqrt{3.5^2 + 2.1^2 + 1.4^2}}{21.74} * 100\%$$

$$THD_I = 19.9\%$$

is found as. The total RMS current is 22.16A, which is slightly higher than the fundamental current due to harmonics. The THD of 19.9% is relatively high. Most grid codes (like IEEE 519) recommend THD to be below 5% for residential systems. High THD can lead to overheating of equipment, reduced efficiency, and possible grid instability.

4.3. Techniques to Reduce Thd in Rooftop Solar PV Systems

Harmonic elimination in grid-connected rooftop solar PV systems is essential to improve power quality and ensure compliance with grid standards. Filters, such as LC passive filters and active power filters, play a crucial role in reducing harmonics and improving system efficiency. LC filters help in attenuating high-frequency harmonics generated by inverters, ensuring smoother waveform injection into the grid. Proper tuning of the inductance and capacitance values is necessary to achieve optimal performance without causing resonance issues.

Active power filters dynamically compensate for harmonics by injecting counteracting currents using advanced control techniques. Strategies such as instantaneous reactive power theory and synchronous reference frame theory enable effective harmonic cancellation. Optimizing filter parameters through intelligent algorithms further enhances performance by minimizing total harmonic distortion.

- Use of filters (LC or active filters)
- Higher quality inverters with better harmonic suppression
- Proper grounding and shielding of PV components

This numerical example illustrates the impact of harmonics in a rooftop solar PV system and highlights the need for proper THD mitigation strategies. Mitigation techniques for

reducing harmonic distortions in grid-connected rooftop solar PV systems are essential to maintaining power quality and ensuring compliance with regulatory standards. One effective approach involves the use of advanced inverter technologies equipped with harmonic filtering capabilities. Modern grid-tied inverters employ pulse-width modulation (PWM) techniques and improved switching algorithms to minimize the generation of high-order harmonics. Some inverters also incorporate built-in active harmonic compensation to reduce distortion at the point of common coupling (PCC).

5. CONCLUSION

The integration of rooftop solar PV systems into the grid presents both opportunities and challenges in terms of power quality. While these systems contribute to decentralized energy generation and reduced transmission losses, they also introduce power quality issues, primarily in the form of harmonic distortions, voltage fluctuations, and reactive power imbalances. The main source of harmonics in grid-connected PV systems is the power electronic inverters, which can inject non-sinusoidal waveforms into the grid, potentially affecting overall system stability and the performance of connected loads. Proper harmonic analysis, continuous monitoring, and the implementation of advanced mitigation techniques, including active and passive filters, optimized inverter designs, and strategic system configurations, can help minimize the adverse effects of harmonic distortions. Case studies have demonstrated that effective power quality management in rooftop solar PV systems requires a combination of regulatory adherence, technological advancements, and coordinated grid integration strategies.

Ultimately, maintaining high power quality in grid-connected rooftop solar PV systems is crucial for the long-term sustainability of distributed energy resources. As solar adoption continues to grow, ongoing research and the development of innovative solutions will be necessary to mitigate harmonic distortions and enhance the stability and efficiency of modern power systems. The steadily declining market prices of electricity generated from solar PV systems are making solar energy an increasingly attractive and viable option for decentralized power generation. As the cost of solar panels, inverters, and associated system components continues to fall due to technological advancements, economies of scale, and supportive policy measures, more residential, commercial, and industrial users are considering solar PV as a practical energy solution. This price reduction enhances the economic feasibility of both rooftop and ground-mounted installations, allowing users to generate their own electricity, reduce dependency on the central grid, and potentially lower their energy bills. Furthermore, decentralized solar systems contribute to improved energy resilience, reduced transmission losses, and greater grid stability, especially when combined with energy storage. The growing affordability of solar PV is thus playing a key role in accelerating the transition toward a cleaner, more distributed, and sustainable energy future.

REFERENCES

- Adak, S. (2024). Power Factor Analysis of Grid-Connected Solar Inverter under Different Irradiance Levels throughout the Day. *Energies*, 17(15), 3632. <https://doi.org/10.3390/en17153632>
- Ercan Macit, E. Vural, A.M. (2022). Modelling and Simulation of 1 MW Grid-Connected PV System Regulated by Sliding Mode Control, Model Predictive Control and PI Control. *GU J Sci* 35(4): 1433-1452, <https://doi.org/10.35378/gujs.899799>
- Gatla, V.R. Injeti S.K. Kotte, S. (2023) An Effective Approach for Extracting the Parameters of Solar PV Models Using the Chaotic War Strategy Optimization Algorithm With Modified Newton Raphson Method, in *IEEE Journal of the Electron Devices Society*, 10:1-12 , <https://doi.org/10.1109/JEDS.2023.3340445>
- Javaid, N. Hafeez, G. Iqbal, S, et al. (2018) Energy Efficient Integration of Renewable Energy Sources in the Smart Grid for Demand Side Management, in *IEEE Access*, 99(1), 77077-77096, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2866461>
- Jianga, L.L. Maskell, D. Patra, J.C. (2013) Parameter estimation of solar cells and modules using an improved adaptive differential evolution algorithm, *Applied Energy*, 112, 185-193, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.06.004>
- Kpolat, A.N. Dursun, E. Kuzucuoğlu, A. E. Yang, Y. Blaabjerg, F. & Baba, A. F. (2019). Performance Analysis of a Grid-Connected Rooftop Solar Photovoltaic System. *Electronics*, 8(8), 905. <https://doi.org/10.3390/electronics8080905>

- Kurokawa, K. Kato, K. Ito, M. (2002). A cost analysis of very large scale PV (VLS-PV) system on the world deserts. In Conference Record of the Twenty-Ninth *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1672-1675, <https://doi.org/10.1109/PVSC.2002.1190939>
- Liang, X. Bin Karim, A,C (2018) Harmonics and Mitigation Techniques Through Advanced Control in Grid-Connected Renewable Energy Sources: A Review, in *IEEE Transactions on Industry Application*, 54 (4), 3100-3111, <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2823680>
- Lim L.H.I, Ye Z; Ye J. et al.(2015) A Linear Identification of Diode Models from Single I– V Characteristics of PV Panels, in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62 (7): 4181-4193, <https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2390193>.
- Malik, M. Sharma P.R. (2019) Power Quality Improvement of Grid Connected Photovoltaic Solar Systems using 3 level Inverter Manisha Malik, PR Sharma, International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering (IJITEE) ISSN: 2278-3075, 9(1), <https://doi.org/10.35940/ijitee.L3736.119119>
- Mehta, H.K. Warke, H. Kukadiya, K. et al. (2019) Accurate Expressions for Single-Diode-Model Solar Cell Parameterization, in *IEEE Journal of Photovoltaics*., 9(3). 803-810. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2896264>
- Mughal, M.A. Lindahl, P. Zia, U. Freeman, L. Chapter (2025): - Empowering a resilient grid: Navigating the environmental challenges of photovoltaic system integration, The Sustainable Power Grid, Elsevier, 185-218, <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-13442-5.00010-7>.

- Roman, E. Alonso, R. Ibañez, P. et al. (2006). Intelligent PV module for grid-connected PV systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(4), 1066-1073. <https://doi.org/10.1109/TIE.2006.878327>
- Rustemli, S. Dinçer, F. (2011) Modeling of photovoltaic panel and examining effects of temperature in MATLAB/Simulink, *Elektronika Ir Elektrotehnika (Journal of Electronics and Electrical Engineering)*, 3 (109) :35–40, <https://doi.org/10.5755/j01.eee.109.3.166->
- Shukla, A. K. Sudhakar, K. Baredar, P. (2016). Simulation and performance analysis of 110 kWp grid-connected photovoltaic system for residential building in India: A comparative analysis of various PV technology. *Energy Reports*, 2, 82-88. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2016.04.001>
- So, J.H. Jung, Y.S. Yu, G.J. (2007). Performance results and analysis of 3 kW grid-connected PV systems. *Renewable Energy*, 32(11), 1858-1872. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.10.003>
- Upadhyaya, V. (2016). Feasibility for small scale rooftop solar photovoltaic system in heritage buildings of Jaipur. *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*, 5(7), 12591-12603. <https://doi.org/10.4108/eai.7-1-2020.162825>
- Vasudev, K.P. Mathew, M. Anand, A. and Hossain, J. Performance Analysis of a 48 kWp Grid connected Rooftop Photovoltaic System, *2018 4th International Conference for Convergence in Technology (I2CT)*, Mangalore, India, 2018, pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/I2CT42659.2018.9058318>

- Yousri, D. Thanikanti, S.B. Beshr, E. et al (2020) Robust Strategy Based on Marine Predators Algorithm for Large Scale Photovoltaic Array Reconfiguration to Mitigate the Partial Shading Effect on the Performance of PV System, in IEEE Access, 8,112407-112426, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3000420>
- Zainullah Serat, Xin Chen, Hongyang Zuo, Jun Li, (2025): Design strategies for building rooftop photovoltaic systems: Efficiency and grid integration, *Journal of Building Engineering*, 100, 111693, <https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2024.111693>
- Zhang, C. Zhang, Y. Su, J. et al. (2020) Modeling and Prediction of PV Module Performance Under Different Operating Conditions Based on Power-Law I-V Model, in *IEEE Journal of Photovoltaics*, 10(6), 1816-1827, <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2020.3016607>

SIMULATION AND OPTIMIZATION OF A RENEWABLE HYDROGEN-BASED STANDALONE POWER SYSTEM

Batın DEMİRCAN^{1,2}

1. INTRODUCTION

In recent years, research efforts on the development of off-grid hydrogen energy systems integrating photovoltaic (PV) technology and fuel cells have intensified, with a particular emphasis on improving energy efficiency, achieving cost optimization, and meeting sustainability criteria in remote regions. An increasing number of studies have focused on enhancing hydrogen production and utilization through the hybridization of renewable energy sources such as solar and wind.

In addition to hybrid systems, significant advancements have been achieved in the implementation of electrolysis-based hydrogen production technologies. Through the development of innovative energy management strategies, optimal operational schemes capable of adapting to the intermittent nature of solar energy have been established for solar-powered hydrogen refueling stations. This has enabled the fulfillment of hydrogen demand, particularly in transportation applications such as hydrogen fuel cell vehicles (HFCVs) (Xu et al., 2020) . Similarly, a study conducted by Li et al. emphasized the importance of off-

¹ Lect., Balıkesir University, Balıkesir Vocational School, Dept. of Electronic and Automation, Türkiye, batindemircan@gmail.com, ORCID: 0000-0002-0765-458X.

² Balıkesir University, Renewable Energy Research, Application and Development Center, Balıkesir, Türkiye.

grid solar-powered charging stations in establishing the infrastructure required to serve hydrogen-powered vehicles. Furthermore, in regions where instantaneous energy demand exceeds solar generation capacity, the role of hydrogen as a flexible and long-term energy storage solution is increasingly recognized (Li et al., 2024).

Ferrario et al. demonstrated that the integration of hydrogen with solid oxide fuel cells (SOFCs) can enhance the resilience of rural energy networks, particularly in stationary combined heat and power systems, owing to their adaptability to various fuel mixtures (Ferrario et al., 2023). On the other hand, Schneider et al. emphasized that the deployment of hydrogen storage systems in Sub-Saharan Africa could improve the efficiency and sustainability of local energy systems by maintaining balance during periods of low energy production. Within the framework of sustainable design, significant progress has also been made in the sizing and optimization of hybrid PV/fuel cell systems (Schneider et al., 2023). A study by Rezk et al. (2020) presented a comprehensive technical and economic analysis of a hybrid PV/fuel cell system integrated with battery storage to meet daily load demands. The use of excess energy for hydrogen production enabled a closed-loop configuration, thereby minimizing energy waste (Rezk et al., 2020). This integrated approach not only promotes energy independence in off-grid communities but also offers sustainable energy solutions through the optimal utilization of local resources.

Overall, advancements in off-grid hydrogen energy systems supported by photovoltaic (PV) and fuel cell technologies have significantly facilitated the transition to renewable energy. These developments contribute to enhancing the energy self-sufficiency of rural and remote communities while supporting global efforts to minimize greenhouse gas emissions. They reflect a holistic approach aimed at building

flexible energy systems capable of adapting to the temporal variability of resource availability and energy demand. Moreover, recent studies employing the HOMER software have provided valuable insights into the optimization and feasibility of hydrogen-based off-grid energy systems.

Yang et al. investigated a PV/wind/fuel cell hybrid system in China and reported that the efficiency of hydrogen production is influenced by the interaction between solar and wind energy sources. The highest efficiency, 53.6%, was achieved in a biomass-integrated hybrid configuration (Yang et al., 2024b). Hernández et al. designed a hydrogen fuel cell-based microgrid for a rural region in Cuba, demonstrating the system's economic feasibility (Hernández et al., 2023). Beitelmal et al. developed a renewable energy system model using HOMER to meet the energy demands of a healthcare facility in Libya and emphasized the software's effectiveness in emergency infrastructure scenarios (Beitelmal et al., 2022).

Tay et al. demonstrated that HOMER can successfully model sustainable and economically viable system configurations in rural areas (Tay et al., 2022). Oliveira et al. showed that hydrogen production systems incorporating electrolyzers and batteries can be efficiently designed and optimized using HOMER (Oliveira et al., 2024). These studies highlight HOMER software as an effective and comprehensive analytical tool for the planning and assessment of hydrogen-based renewable energy systems. In this context, hydrogen-based stand-alone energy systems powered by renewable sources emerge as a sustainable alternative, particularly for off-grid applications.

In this study, a fully renewable system model comprising photovoltaic (PV) panels, a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer, a hydrogen storage tank, a fuel cell, and lead-acid batteries was developed and optimized using HOMER Pro

software for the location of Konya, Turkey. The objective of the study is to evaluate the technical and economic performance of the system and to analyze the feasibility of implementing a completely renewable hydrogen production and consumption system.

2. SYSTEM CONFIGURATION AND COMPONENTS

The system schematic shown in Figure 1 is designed as a closed-loop configuration that primarily relies on photovoltaic (PV)-based energy generation and enables hydrogen production via electrolysis. The photovoltaic panels, which constitute the main source of renewable energy in the system, are directly connected to the direct current (DC) bus and supply electricity. Surplus energy generated by the PV panels is utilized by the electrolyzer to produce hydrogen through the electrolysis of water. The hydrogen produced is stored in the hydrogen tank integrated into the system and, when required, is converted back into electricity by the fuel cell to support the electrical load. A lead-acid battery (1 kWh LA) is employed to mitigate short-term load fluctuations, serving as a buffer for temporary energy storage. The system converter facilitates bidirectional power flow between the alternating current (AC) and DC components, thereby maintaining system integrity and managing energy conversion.

The electrical load is defined as having a daily average of 25.00 kWh and a maximum of 4.17 kW, and all system components have been optimized accordingly.

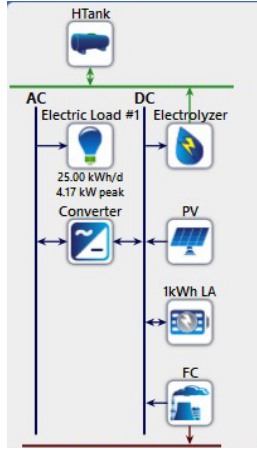


Figure 1. Schematic configuration of the proposed off-grid renewable hydrogen-based energy system

As shown in Figure 1, the system does not include any fossil fuel-based generator or grid connection; the entire energy demand is met through solar energy and hydrogen conversion.

2.1. Simulation Parameters

The location and climate data used in the simulation were selected from the built-in meteorological database of the HOMER Pro software, with the Konya region—one of the areas in Turkey with high solar irradiance—being preferred. The simulation period was set to one year, and calculations were performed with a time step of 60 minutes. The system control strategy was defined as the “HOMER Load Following” approach, in which the fuel cell, acting as a generator, produces energy only in proportion to the instantaneous load demand, while any surplus energy is directed to the battery and electrolyzer systems. To ensure an accurate representation of the system’s energy demand in the simulation environment, the annual electrical load profile was meticulously defined and configured on an hourly basis to reflect both daily and seasonal variations.

2.2. Daily and Seasonal Load Profile

As shown in Figure 2, the load begins to increase in the morning hours and reaches its maximum at approximately 1.4 kW around 18:00. This indicates that the system exhibits a high energy demand during daylight hours, suggesting a potential synchronization between energy consumption and PV generation.

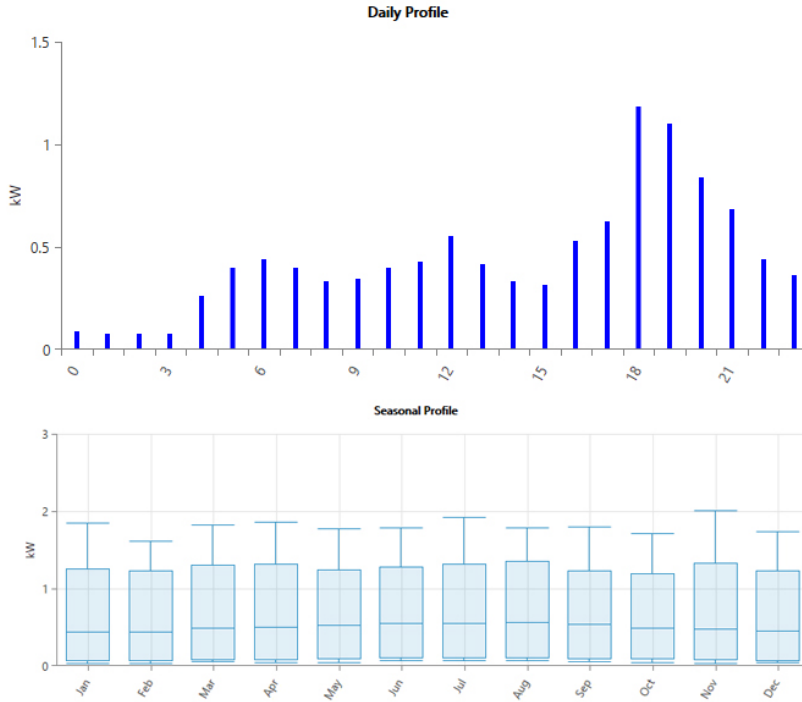


Figure 2. Daily and Seasonal Load Profile

The main load parameters are shown in Table 1. The scaled daily load was set to 25.00 kWh, a value that directly influences the system's energy generation and storage strategies. To simulate real-world instantaneous load fluctuations, a 10% day-to-day variability and a 20% time-step randomness were applied. The maximum load was defined as 4.17 kW, which played a critical role in sizing the system components—particularly the inverter, battery, and fuel cell.

Table 1. Key Load Parameters

Parameter	Value
Average Load (Baseline)	12.06 kWh/day
Scaled Average Load	25.00 kWh/day
Average Power	1.04 kW
Peak Load	4.17 kW
Load Factor	0.25
Timestep	60 minutes
Random Variability (Day-to-day)	10%
Random Variability (Timestep)	20%
Peak Month	July

The average load throughout the year is approximately 1.2 kW, exhibiting a relatively uniform distribution across all months. This indicates that the load does not experience significant seasonal variations, and thus, the system's energy generation and storage capacities have been configured to handle a consistent demand distributed evenly over the entire year.

2.3. Optimization Process

In the HOMER software, the optimization process was carried out by simulating the system components with various sizing configurations. In this context, the photovoltaic (PV) panel capacity was tested within the range of 60 to 72 kW. The electrolyzer capacity was optimized between 0.5 and 3 kW, while the fuel cell capacity was fixed at 1.0 kW throughout all simulations. The hydrogen storage capacity was limited to 30.0 kg, and the number of lead-acid battery strings was varied between 18 and 20. The objective of this multi-variable optimization was to identify the most cost-effective and technically efficient combination that would ensure uninterrupted off-grid energy supply based entirely on renewable sources.

The optimization parameters for the converter component are shown in Figure 3. Within this scope, the converter capacity (kW) was gradually increased from 0 to 3 kW. For each capacity level, the associated capital cost (Capital \$), replacement cost

(Replacement \$), and annual operation and maintenance cost (O&M \$/year) were defined in the HOMER software. In addition, the inverter and rectifier efficiencies were both set to 95%, and the converter lifetime was assumed to be 15 years. During simulations, the converter was allowed to operate in parallel with the AC generator.

Costs			
Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
0.5	\$150.00	\$125.00	\$2.50
1	\$300.00	\$250.00	\$5.00
1.5	\$450.00	\$375.00	\$7.50
2	\$600.00	\$500.00	\$10.00
2.5	\$750.00	\$625.00	\$12.50
3	\$900.00	\$750.00	\$15.00
0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Click here to add new item			
Multiplier:			
Inverter Input		Rectifier Input	
Lifetime (years):	15.00	Relative Capacity (%):	100.00
Efficiency (%):	95.00	Efficiency (%):	95.00
☒ Parallel with AC generator?			

Figure 3. Converter cost parameters and efficiency settings defined for the optimization process

The cost and capacity optimization settings for the electrolyzer component are shown in Figure 4. Within this scope, the capacity values were defined between 1 kW and 3 kW. For a 1 kW electrolyzer, the capital cost was entered as \$1,200, the replacement cost as \$1,000, and the annual operation and maintenance (O&M) cost as \$20. Furthermore, the economic lifetime of the electrolyzer was assumed to be 15 years, and its efficiency was set at 65%. These parameters were modeled to analyze the extent to which the excess PV generation could contribute to the hydrogen production process and to determine the optimum electrolyzer capacity.

Capacity Optimization

Size (kW)
1
2
3

Figure 4. Cost and capacity optimization settings of the electrolyzer

The capacity optimization of the hydrogen tank component is shown in Figure 5. During the simulation process, two different tank capacities—20 kg and 30 kg—were evaluated. The capital cost of the hydrogen tank was defined as \$5,000, while the replacement cost and annual operation and maintenance (O&M) cost were set at \$4,000 and \$10/year, respectively. To ensure a more realistic evaluation of system performance, the relative capacity of the tank was assumed to be 50% of its total size. These configurations allowed for the analysis of how much of the produced hydrogen could be stored and the resulting impact of storage capacity on the overall system economy.

Capacity Optimization

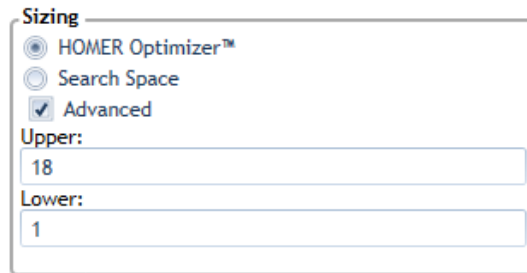
Size (kg)
20
30

Figure 5. Capacity optimization and cost configuration of the hydrogen tank within the system

The photovoltaic (PV) panel employed in the system design was modeled using the "Generic flat plate PV" component available in HOMER Pro software. The capital cost for 1 kW unit capacity was defined as \$800, with a replacement cost of \$700 and an annual operation and maintenance (O&M) cost of \$10/year. The system lifetime was set to 25 years, and a derating

factor of 80% was assigned to account for performance losses due to environmental conditions, temperature effects, and system inefficiencies. The PV panel was configured to be directly connected to the DC bus, and system sizing was carried out using HOMER's default optimization engine (HOMER Optimizer™).

The lead-acid battery was defined with a nominal voltage of 12 V and a nominal capacity of 1.0 kWh. Its maximum capacity was entered as 83.4 Ah, discharge rate as 0.827 1/h, and round-trip efficiency as 80%. The maximum charge and discharge currents were set at 1.0 A/h and 24.3 A/h, respectively. In terms of economic parameters, the capital cost was defined as \$400, the replacement cost as \$350, and the annual O&M cost as \$5/year. The battery's nominal lifetime was specified as 10 years, with a total throughput capacity of 800 kWh. During the optimization process, the number of strings was varied between 1 and 18. The configuration settings used in HOMER for battery sizing are shown in Figure 6.



The image shows a software window titled "Sizing" with a light blue border. Inside the window, there are three radio buttons: "HOMER Optimizer™" (which is selected), "Search Space", and "Advanced". Below these, there is a checked checkbox labeled "Advanced". Under the "Advanced" section, there are two input fields. The first is labeled "Upper:" and contains the number "18". The second is labeled "Lower:" and contains the number "1".

Figure 6. Battery sizing limits defined for the generic 1kWh lead-acid storage component

In the fuel cell configuration, the “Generic Fuel Cell (size-your-own)” component was selected. For a nominal capacity of 1 kW, the capital cost was defined as \$1,200, the replacement cost as \$1,000, and the annual operation and maintenance (O&M) cost as \$15/hour. The fuel cell was limited to a lifetime of 40,000 hours. Furthermore, the minimum load ratio was set to 0%, allowing the system to operate even under low-load conditions.

The “Stored Hydrogen Fuel Price” field was left passive, as hydrogen production and consumption are managed within the integrated system cycle. Although the CHP (Combined Heat and Power) recovery rate was set at 50%, thermal energy use was not considered in this study. The fuel cell was evaluated purely as an electricity generation component. The capacity sizing range of the fuel cell is presented in Figure 7. Within the HOMER optimization framework, various sizing steps between 0 and 10 kW were analyzed to assess the economic and technical contributions of the fuel cell under different load scenarios.

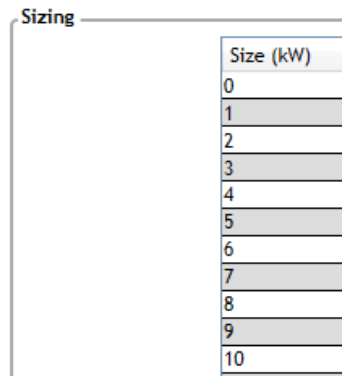


Figure 7. Optimization sizing range of the fuel cell

2.4. Expected Outcomes

The primary intended outcomes of this study include the modeling and optimization of a closed-loop system powered entirely by renewable energy sources incorporating both hydrogen production and consumption using HOMER software. Based on the simulation results, the technical adequacy, economic sustainability, and energy supply reliability of the system components were thoroughly evaluated.

In particular, the process of utilizing surplus energy from photovoltaic (PV) systems for hydrogen production via electrolysis, and subsequently reintegrating the stored hydrogen into the system through a fuel cell, was modeled. The contribution

of this structure to overall system efficiency was analyzed. Ultimately, the study aims to present concrete findings on how renewable-based off-grid power systems can play an effective role in future energy infrastructures.

3. RESULTS

The graph shown in Figure 8 illustrates the comparative distribution of the system components in terms of Net Present Cost (NPC) within the established hydrogen-based renewable energy system. Upon examination, it is evident that the highest cost is associated with the fuel cell (Generic Fuel Cell) component. This is primarily due to the high investment and operational costs of fuel cells used for converting hydrogen into electrical energy. The cost of photovoltaic (PV) panels ranks second, which is an expected outcome considering that a significant portion of the system's electricity generation relies on solar power. Energy storage elements such as the hydrogen tank and battery contribute at comparatively lower levels. The cost impact of the electrolyzer and system converter components is observed to be relatively limited. This graph clearly identifies the key components contributing to the system's economic burden and highlights critical areas that must be considered during the optimization process.

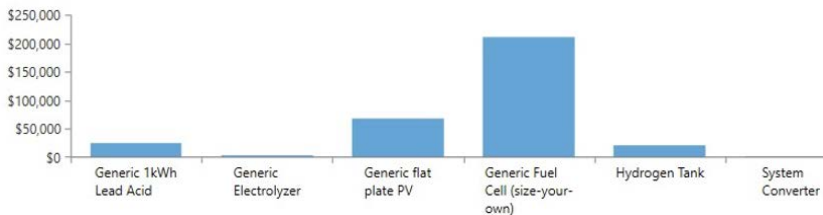


Figure 8. Comparison of Net Present Costs (NPC) of system components

Figure 9 presents a detailed analysis of the system's annual and monthly electricity production values along with the load coverage performance. The photovoltaic (PV) panels generated a total of 105,903 kWh per year, meeting 99.4% of the system's total electricity demand. In contrast, the fuel cell (FC) contributed only 667 kWh, indicating that the system's energy demand was met almost entirely by solar power, while the fuel cell functioned as a backup and supplementary energy source. The total annual electricity consumption was calculated as 16,279 kWh, of which 53.8% was consumed by AC loads.

The monthly generation profile shows an increase in production during the summer months (July–August) and a noticeable decline during the winter months (December–January), confirming the seasonal variability of PV output due to solar irradiance fluctuations. The annual excess electricity production was 89,013 kWh, which corresponds to 83.5% of the total generated energy. This indicates that the system's generation capacity significantly exceeded the load demand, resulting in a substantial portion of unused energy.

The unmet electrical load ratio was calculated as 4.04%, while the renewable energy contribution reached 100%. Furthermore, the system achieved a maximum instantaneous renewable penetration of 2,597%. These findings clearly demonstrate the system's high sustainability level and its considerable energy generation capacity relative to the load.

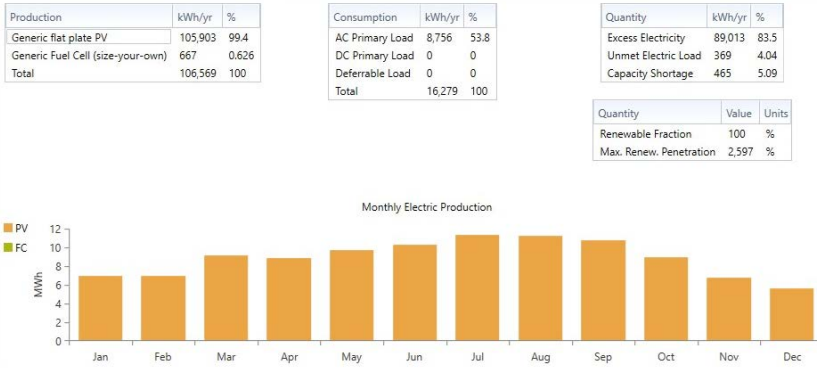


Figure 9. Monthly and annual electrical production, consumption, and renewable contribution of the system

Figure 10 presents the annual hydrogen production and consumption values of the system, along with the monthly average input power to the electrolyzer. Throughout the year, a total of 124 kg of hydrogen was produced by the electrolyzer, and nearly all of it (approximately 100%) was consumed by the fuel cell, which recorded a total hydrogen consumption of 139 kg. This indicates that the system largely achieved a closed-loop hydrogen production–consumption balance. It is also noted that no reformer was utilized in the system configuration.

The chart shows that the monthly power consumption of the electrolyzer varied between 0.25 kW and 0.38 kW. Hydrogen production capacity was observed to increase during the summer months (June–August), which reflects the higher PV generation during these periods. Conversely, in December and January, the electrolyzer's power consumption reached its lowest levels, corresponding to reduced PV output due to limited solar irradiance during winter.

Additionally, no excess hydrogen accumulation occurred over the year (0 kg/year), demonstrating that nearly all the hydrogen produced by the electrolyzer was utilized within the system. The Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) was calculated

as 207 \$/kg, indicating that the system still requires further economic optimization for improved feasibility.



Figure 10. Annual hydrogen production and consumption values and monthly average power input to the electrolyzer

Figure 11 presents the key performance parameters of the fuel cell component along with a heat map illustrating its hourly power output throughout the year. The fuel cell operated for a total of 1,087 hours and was activated 397 times over the course of the year. The calculated capacity factor was 7.61%, indicating that the system was primarily powered by renewable sources, with the fuel cell functioning predominantly as a supplementary energy unit.

Throughout the year, the fuel cell generated 667 kWh of electricity and consumed 139 kg of hydrogen. Its average electrical efficiency was calculated as 14.4%, reflecting the proportion of consumed hydrogen that was successfully converted into electrical energy. This relatively low efficiency highlights potential areas for system optimization and performance enhancement.

The heat map reveals that the fuel cell typically operated during morning and evening hours, aligning with periods when battery state-of-charge was low and PV generation was insufficient. The maximum power output reached 1.00 kW, which is consistent with the configured system specifications. Notably,

in the second half of the year, the fuel cell exhibited increased operational frequency and duration. These findings confirm that hydrogen was effectively utilized as a balancing component within the energy system.

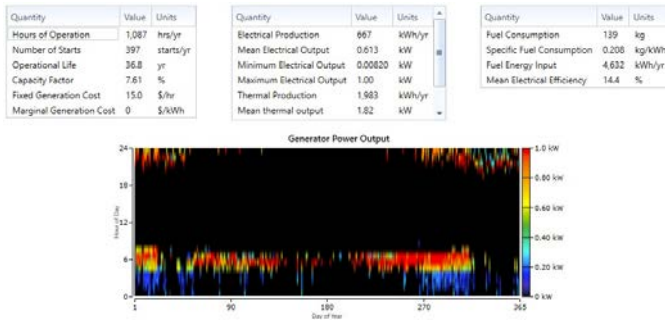


Figure 11. Annual operational performance and hourly power output heat map of the fuel cell unit

Figure 12 comprehensively presents three key parameters associated with the annual utilization profile of the hydrogen storage tank. The upper section of the figure includes summary tables indicating that the tank has a maximum hydrogen storage capacity of 30.0 kg, corresponding to approximately 1000 kWh of energy, and providing up to 960 hours of system autonomy based on hydrogen-supplied energy. The hydrogen content, initially set at 15.0 kg at the beginning of the year, was completely depleted by year-end, reaching 0 kg. This indicates that the system effectively utilized the entire amount of hydrogen produced throughout the year.

The histogram in the middle section reveals that the hydrogen tank operated predominantly at low state-of-charge levels. This suggests that during periods of limited hydrogen production or high demand, the generated hydrogen was consumed immediately without being significantly stored.

The bottom section contains a colored heat map illustrating daily variations in hydrogen levels throughout the

year. It can be observed that during the middle of the year (approximately between days 150 and 250), the tank frequently reached higher fill levels, indicating more efficient storage utilization during periods of increased hydrogen production. The monthly box plot located in the lower right of the figure shows that hydrogen storage levels peaked between July and September, while a gradual decline occurred during the final quarter of the year. These results are consistent with the seasonal variability in PV electricity generation and confirm that hydrogen production was most effective during the summer months.

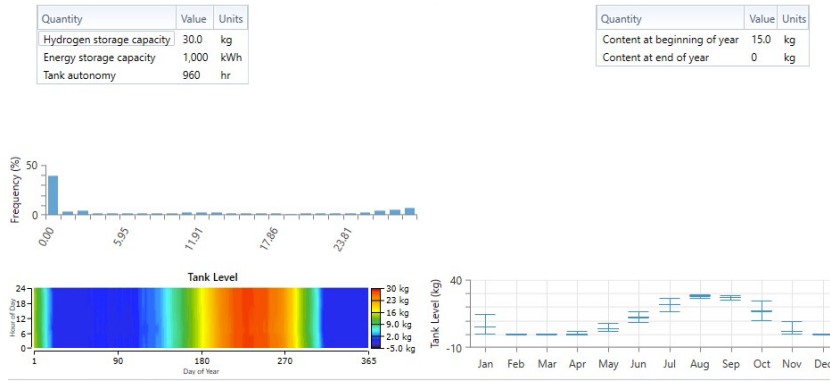


Figure 12. Visualization of hydrogen tank dynamics including capacity, storage behavior, and seasonal variations.

4. CONCLUSION

In this study, a hydrogen-based standalone power system entirely reliant on renewable energy sources was modeled and optimized using the HOMER Pro software. Simulation results revealed that a portion of the surplus energy generated by the photovoltaic (PV) panels could be utilized for hydrogen production via electrolysis, and the stored hydrogen could subsequently be reconverted into electricity through a fuel cell to support the system load during periods of energy deficit.

With an annual hydrogen production of 124 kg and a consumption of 139 kg, the system successfully maintained a functional hydrogen cycle, demonstrating the potential of hydrogen to serve as an effective medium for temporary energy storage. However, the capital and operational costs associated with the hydrogen infrastructure—particularly the fuel cell and hydrogen storage tank—constitute a significant portion of the system's total cost. The net present cost (NPC) was calculated as approximately \$331,913, and the levelized cost of electricity (LCOE) as \$2.93/kWh, indicating that the system remains in the early stages of economic viability.

A renewable energy penetration rate of 100% is a favorable indicator in terms of environmental sustainability. Nevertheless, the occurrence of excess electricity generation and unmet load percentages highlights the need for improved energy management and storage strategies. Future studies should focus on the co-optimization of battery and hydrogen storage systems, the development of more dynamic control strategies, and the feasibility of hybrid storage configurations.

In conclusion, while the results confirm the technical feasibility of hydrogen-supported, fully renewable off-grid energy systems, further developments are necessary to enhance their economic competitiveness.

REFERENCES

- Beitelmal, W. H., Okonkwo, P. C., Al Housni, F., Grami, S., Emori, W., Uzoma, P. C., & Das, B. K. (2022). Renewable energy as a source of electricity for Murzuq health clinic during COVID-19. *MRS Energy and Sustainability*, 9(1), 79–93. <https://doi.org/10.1557/S43581-021-00020-W/FIGURES/13>
- Ferrario, A. M., Santoni, F., Marino, F., Alfano, A., Stenius, J., Noponen, M., Neubauer, R., & Cigolotti, V. (2023). Performance Evaluation of an Anode-Supported Solid Oxide Fuel Cell Short-Stack Operating with Different Hydrogen-Natural Gas Blends as Stationary Combined Heat and Power System. *ECS Transactions*, 111(6), 763. <https://doi.org/10.1149/11106.0763ECST>
- Hernández, Lic. E. S., Ponce-Valdes, Y., & Garciga, J. P. (2023). *Design by simulation of a hybrid electric microgrid for the Cuarto Congreso community, Sancti Spíritus, Cuba*. <https://doi.org/10.21203/RS.3.RS-3462758/V1>
- Li, D., Shao, Z., Huang, W., Zhang, B., He, J., & Liu, X. (2024). Optimal power–heat–carbon scheduling strategy for interconnected heterogeneous multi-microgrid considering hydrogen fuel cell vehicles. *PLOS ONE*, 19(4), e0301333. <https://doi.org/10.1371/JOURNAL.PONE.0301333>
- Oliveira, G. N. S., Costa, T., Mohamed, M. A., Ilinca, A., & Marinho, M. H. N. (2024). Comprehensive case study on the technical feasibility of Green hydrogen production from photovoltaic and battery energy storage systems. *Energy Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1002/ESE3.1905>

- Rezk, H., Kanagaraj, N., & Al-Dhaifallah, M. (2020). Design and Sensitivity Analysis of Hybrid Photovoltaic-Fuel-Cell-Battery System to Supply a Small Community at Saudi NEOM City. *Sustainability* 2020, Vol. 12, Page 3341, 12(8), 3341. <https://doi.org/10.3390/SU12083341>
- Schneider, S., Velenderic, M., Staib, M., Küpper, E., & Severengiz, S. (2023). *The Potential of Hydrogen-Based Storage Systems in Sub-saharan Africa*. 489–499. https://doi.org/10.2991/978-94-6463-156-2_31
- Tay, G., Acakpovi, A., Adjei, P., Aggrey, G. K., Sowah, R., Kofi, D., Afonope, M., & Sulley, M. (2022). Optimal sizing and techno-economic analysis of a hybrid solar PV/wind/diesel generator system. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1042(1), 012014. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1042/1/012014>
- Xu, X., Hu, W., Cao, D., Huang, Q., Liu, W., Jacobson, M. Z., & Chen, Z. (2020). Optimal operational strategy for an offgrid hybrid hydrogen/electricity refueling station powered by solar photovoltaics. *Journal of Power Sources*, 451, 227810. <https://doi.org/10.1016/J.JPOWSOUR.2020.227810>
- Yang, T., Yan, X., Cai, W., Luo, H., Xu, N., Tong, L., Yan, F., Chahine, R., & Xiao, J. (2024a). Parametric Study and Optimization of Hydrogen Production Systems Based on Solar/Wind Hybrid Renewable Energies: A Case Study in Kuqa, China. *Sustainability* 2024, Vol. 16, Page 896, 16(2), 896. <https://doi.org/10.3390/SU16020896>
- Yang, T., Yan, X., Cai, W., Luo, H., Xu, N., Tong, L., Yan, F., Chahine, R., & Xiao, J. (2024b). Parametric Study and Optimization of Hydrogen Production Systems Based on Solar/Wind Hybrid Renewable Energies: A Case Study in

Kuqa, China. *Sustainability* 2024, Vol. 16, Page 896,
16(2), 896. <https://doi.org/10.3390/SU16020896>

AKADEMİK PERSPEKTİFTEN ELEKTRİK-ELEKTRONİK VE
HABERLEŞME MÜHENDİSLİĞİ

yaz
yayınları

YAZ Yayınları
M.İhtisas OSB Mah. 4A Cad. No:3/3
İscehisar / AFYONKARAHİSAR
Tel : (0 531) 880 92 99
yazyayinlari@gmail.com • www.yazyayinlari.com