

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**ŞEBEKE BAĞLANTILI VE SEBEKEDEN BAĞIMSIZ HİBRİT GÜÇ
SİSTEMLERİYLE ENERJİ ÜRETİMİNİN EKONOMİK ANALİZİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Ali Yasin TELLİ**

Anabilim Dalı : Enerji Bilim ve Teknoloji

Programı : Enerji Bilim ve Teknoloji

ŞUBAT 2010

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**ŞEBEKE BAĞLANTILI VE SEBEKEDEN BAĞIMSIZ HİBRİT GÜÇ
SİSTEMLERİYLE ENERJİ ÜRETİMİNİN EKONOMİK ANALİZİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Ali Yasin TELLİ
(301041005)**

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 25 Aralık 2009

Tezin Savunulduğu Tarih : 02 Şubat 2010

**Tez Danışmanı : Doç. Dr. Belgin Emre TÜRKAY (İTÜ)
Diğer Jüri Üyeleri : Yrd.Doç. Dr. Önder GÜLER (İTÜ)
Yrd. Doç. Dr. Deniz YILDIRIM (İTÜ)**

ŞUBAT 2010

ÖNSÖZ

Tez çalışmam süresince desteğini esirgemeyen sayın hocam Doç Dr. Belgin Emre Türkay'a, tecrübe ve bilgisiyle bana destek olan T. Nejat Veziroğlu'na, UNIDO-ICHET'e, hoşgörü ve anlayışından dolayı müdürüm Lokman Alagöz'e çok teşekkür ederim. Ayrıca yüksek lisans öğrenimim boyunca büyük sabır ve desteklerinden ötürü çok sevgili aileme sonsuz şükran ve minnetlerimi sunarım. Bu tezimi hasta babama ve onun hep yanında olan sevgili anneme ithaf ediyorum.

Şubat 2010

Ali Yasin TELLİ

Elektrik Mühendisi

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖZET	xiii
SUMMARY	xv
1. GİRİŞ	1
1.1 Giriş ve Konu Akışı.....	1
1.2 Konu İle İlgili Yayınlar ve Projeler.....	7
1.2.1 Örnek projeler	11
1.2.2 Türkiye’de yapılan çalışmalar	17
2. SİMÜLASYONU YAPILACAK YENİLENEBİLİR ENERJİ SİSTEM BİLEŞENLERİ	23
2.1 Güneş Panelleri (Fotovoltaik Sistem)	23
2.1.1 Güneş panelinin yapısı ve çalışma prensibi	23
2.1.2 Güneş enerjisinden elektrik üreten sistem elemanları.....	27
2.1.3 Şebekeden bağımsız güneş paneli sistemleri	27
2.1.4 Şebekeye bağlı güneş paneli sistemleri.....	29
2.1.5 Sistemde kullanılan güneş panelleri.....	30
2.2 Rüzgâr Türbinleri	32
2.2.1 Sistemde kullanılan rüzgar türbinleri	36
2.3 Elektrolizörler.....	39
2.3.1 Sistemde kullanılan elektrolizör.....	41
2.4 Yakıt Pilleri	42
2.4.1 Sistemde kullanılan yakıt pili.....	44
2.5 Hidrojen Tankı	47
2.5.1 Sıkıştırılmış gaz olarak H ₂ depolama	47
2.5.2 Sıvı hidrojen depolama	49
2.5.3 Hidrojenin metal hidridlerde depolanması.....	49
2.5.4 Sistemde kullanılan hidrojen tankı.....	50
2.6 Sistemde Kullanılan Doğrultucu /Dönüştürücü (KON).....	51
2.7 Diğer Sistem Bileşenleri.....	51
2.7.1 Yıllık reel faiz oranı	51
2.7.2 Proje ömrü.....	52
3. KULLANILAN YÖNTEM	53
3.1 HOMER Programının Tanıtımı.....	53
3.1.1 Simülasyon.....	54
3.1.2 Optimizasyon	56
3.1.3 Hassas analiz	58
3.2 Ekonomik Modelleme	59
3.3 Sistem Bileşenlerinin Modellemesi.....	62
4. BÖLGE YÜK VE ENERJİ KARAKTERİSTİKLERİ	67
4.1 Bölge Yük Karakteristiği	67
4.2 Bölge Güneş Enerjisi Karakteristiği.....	71
4.3 Bölge Rüzgar Enerjisi Karakteristiği	75
5. OPTİMUM HİBRİT SİSTEM TASARIMI	83

5.1 Şebekeden Bağımsız Sistem.....	83
5.1.1 Optimizasyon sonuçları.....	83
5.1.2 Bileşen maliyetlerinin sisteme etkisi.....	89
5.1.3 Kapasite yetersizlik oranının (KYO) sisteme etkisi.....	90
5.2 Şebeke Bağlantılı Sistem.....	92
5.2.1 Optimizasyon sonuçları.....	92
5.2.2 Bileşen maliyetlerinin sisteme etkisi.....	94
5.2.3 Şebeke elektriği fiyatının sisteme etkisi.....	95
5.2.4 Kapasite yetersizlik oranının sisteme etkisi.....	98
6. SİMÜLASYON SONUÇLARI.....	105
7. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	109
8. KAYNAKLAR.....	119

KISALTMALAR

RT	: Rüzgar Türbini
PV	: Fotovoltaik Güneş Paneli
YP	: Yakıt Pili
HT	: Hidrojen Tankı
ELK	: Elektrolizör
KON	: Doğrultucu/Dönüştürücü
ŞEB	: Şebeke
OS	: Optimum Sistem
YES	: Yenilenebilir Enerji Sistemi
BM	: Başlangıç Maliyeti (Sermaye Maliyeti)
SM	: Sistem Maliyeti (Net Şimdiki Maliyet)
EM	: Enerji Maliyeti
KYO	: Kapasite Yetersizlik Oranı
TEÜ	: Toplam Elektrik Üretimi
TYÜKO	: Talebin Yerli Üretimle Karşılanma Oranı
NREL	: Amerika Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı
PEM	: Proton Exchange Membran
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
UNIDO	: Birleşmiş Milletler Sınai Kalkınma Örgütü
ICHET	: Uluslararası Hidrojen Enerjisi Teknolojileri Merkezi
MPPT	: Maksimum Güç Noktası İzleyicisi
NASA	: Amerikan Ulusal Havacılık ve Uzay Dairesi
BM	: Birleşmiş Milletler

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 1.1 : Enerji taşıyıcı olatak hidrojen kullanan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayanan güç sistemleri.....	17
Çizelge 1.2 : Hidrojen ve yakıt hücreleri sistemlerinin geliştirilmesine yönelik yakın, orta ve uzak dönem hedefleri.....	18
Çizelge 2.1 : Yapılan örnek çalışma değerleri.....	31
Çizelge 2.2 : Literatürdeki PV maliyetleri.....	32
Çizelge 2.3 : Literatürde kullanılan maliyet değerleri.....	36
Çizelge 2.4 : Yapılan örnek çalışmada kullanılan veriler.....	37
Çizelge 2.5 : Literatürde kullanılan türbin maliyetleri.....	37
Çizelge 2.6 : RT üreticilerine göre türbin maliyetleri.....	38
Çizelge 2.7 : Hidrokarbon kökenli hidrojen maliyetlerinin yenilenebilir enerjiyle sudan elektroliz kaynaklı hidrojen maliyetleriyle karşılaştırılması.....	41
Çizelge 2.8 : Literatürde kullanılan elektrolizör maliyetleri.....	42
Çizelge 2.9 : Literatürde kullanılan yakıt pili maliyetleri.....	46
Çizelge 2.10 : Basınçlı hidrojen depolama tank maliyetleri.....	50
Çizelge 4.1 : Bölge aylık güneşlenme değerleri.....	73
Çizelge 4.2 : Kabul edilen yüzey pürüzsüzlük değerleri.....	78
Çizelge 5.1 : Şebekeden bağımsız sistem maliyet değerleri.....	84
Çizelge 5.2 : Şebeke bağlantısız sistemde PV ve RT çıkış değerleri.....	88
Çizelge 5.3 : Şebeke bağlantısız sistemde YP çıkış değerleri.....	88
Çizelge 5.4 : Bileşen maliyetlerinin şebekeden bağımsız sisteme etkisi.....	89
Çizelge 5.5 : Bileşen maliyetlerinin şebeke bağlantılı sisteme etkisi.....	95
Çizelge 6.1 : KYO=0 için sistem çeşidi ve değerleri.....	105
Çizelge 6.2 : KYO= 4% için sistem çeşidi ve değerleri.....	106
Çizelge 6.3 : Elektrik tarifesi ve KYO değişiminde sistem değerleri.....	106
Çizelge 6.4 : Sistem bileşenlerinin performans sonuçları.....	107
Çizelge 6.5 : Maliyet kalemlerinin şebeke bağlantılı sistem performansına etkisi.....	108
Çizelge 7.1 : Pazar için hidrojen enerji sisteminin analizi.....	112
Çizelge 7.2 : Teknoloji için hidrojen enerji sisteminin analizi.....	113

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : Yıllara göre Türkiye elektrik enerjisi tüketimi gelişimi.	3
Şekil 1.2 : Yıllara göre Türkiye TYÜKO değişimi.	4
Şekil 1.3 : Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı	8
Şekil 1.4 : Proje planı.	12
Şekil 1.5 : Projenin uygulandığı yer.	13
Şekil 1.6 : Unst, Shetland’da tamamlanmış PURE projesi.....	14
Şekil 1.7 : Projedeki örnek ev.....	15
Şekil 2.1 : Yarıiletkenlerin enerji bantları.	25
Şekil 2.2 : PV panel çalışma şeması.	27
Şekil 2.3 : DC kullanıcıli şebekeden bağımsız fotovoltaiik sistem şeması.	28
Şekil 2.4 : DC ve AC kullanıcıli şebekeden bağımsız fotovoltaiik sistem şeması.	28
Şekil 2.5 : AC kullanıcıli şebekeden bağımsız fotovoltaiik sistem şeması.	28
Şekil 2.6 : 2012 yılına kadar dünya genelinde PV kurulu gücü değişim öngörüsü... ..	29
Şekil 2.7 : Yatay eksenli rüzgar türbininin iç yapısı.....	34
Şekil 2.8 : Yatay eksenli rüzgar türbininin elemanları.	35
Şekil 2.9 : Kullanılan türbin güç değerleri ve eğrisi.....	38
Şekil 2.10 : Elektroliz olayı.	39
Şekil 2.11 : Elektrolizör bileşenleri.	40
Şekil 2.12 : Basit bir yakıt pilinin bileşenleri.	44
Şekil 2.13 : Yakıt pili güç ve verim eğrisi.....	46
Şekil 3.1 : HOMER hesaplama sayfaları arasındaki ilişki.	54
Şekil 3.2 : Rüzgar-dizel sistemi.	57
Şekil 3.3 : 140 konfigürasyon içeren hesap alanı.	57
Şekil 3.4 : Sistem maliyetine göre tüm optimizasyon sonuçları tablosu.	58
Şekil 4.1 : İTÜ Ayazağa Kampüsü yerleşim planı.	67
Şekil 4.2 : Fakülte kat yerleşim planı.	68
Şekil 4.3 : Fakülte geçmiş örnek faturası.	69
Şekil 4.4 : Bölge yük profili.	70
Şekil 4.5 : Aylık ortalama yük değerleri.....	70
Şekil 4.6 : Güneş radyasyonu ölçülmüş ve üretilmiş değerler kıyaslaması.....	72
Şekil 4.7 : Bölge güneş radyasyonu ve berraklık indeksi.....	73
Şekil 4.8 : Aylara göre bölge güneş radyasyonu profili.	76
Şekil 4.9 : Aylara göre bölge uzay radyasyonu profili.	76
Şekil 4.10 : Aylık ortalama rüzgar hızları ve profilleri.	77
Şekil 4.11 : Bölge bir yıllık rüzgar hızı değişimi.....	77
Şekil 4.12 : Kullanılan türbin yüksekliğinde rüzgar hızı değişimi.....	79
Şekil 4.13 : Bölge rüzgâr hızı sıklığı ve weibull dağılımı.	81
Şekil 5.1 : Şebekeden bağımsız sistem yapısı.	83
Şekil 5.2 : Şebekeden bağımsız sistem akış diyagramı.	84
Şekil 5.3 : Şebekeden bağımsız sistem bileşen bazında maliyetler.	86
Şekil 5.4 : Şebekeden bağımsız sistem yıllık toplam maliyet değerleri.	86
Şekil 5.5 : Şebekeden bağımsız sistem proje süresindeki nakit akışı detayları.	87

Şekil 5.6 : Şebekeden bağımsız sistem aylık enerji üretim oranları.	87
Şekil 5.7 : Şebeke bağlantılı sistem aylara göre H ₂ üretim ve depolama değerleri. ..	88
Şekil 5.8 : RT ve PV fiyatlarındaki azalmanın sistem maliyetine etkisi.	90
Şekil 5.9 : KYO'nun maliyet ve elektrik üretimine etkisi.	91
Şekil 5.10 : Şebeke bağlantılı sistem yapısı.	92
Şekil 5.11 : Şebeke bağlantılı sistem maliyet bileşenleri ve değerleri.	93
Şekil 5.12 : Şebeke bağlantılı sistem yıllık toplam maliyet değerleri.	93
Şekil 5.13 : Şebeke bağlantılı sistem aylara göre H ₂ üretim/depolama değerleri.	94
Şekil 5.14 : Şebeke bağlantılı sistem aylık enerji üretim oranları.	96
Şekil 5.15 : Elektrik tarifesinin PV üretimine ve şebeke tüketimine etkisi.	97
Şekil 5.16 : Elektrik tarifesinin temiz enerji üretimine etkisi.	97
Şekil 5.17 : Elektrik tarifesi değişiminde YP çalışma değerleri.	98
Şekil 5.18 : Şebeke bağlantılı sistemde KYO değişiminin enerji maliyetine etkisi. ..	99
Şekil 5.19 : KYO değişiminin CO ₂ emisyonu ve YP çalışmasına etkisi.	99
Şekil 5.20 : Elektrik tarifesi ve RT maliyet değişiminde sistem çeşitleri.	100
Şekil 5.21 : Elektrik tarifesi ve KYO değişiminde sistem çeşitleri.	101
Şekil 5.22 : ET ve KYO değişiminde sistem çeşitleri (PV maliyet çarpanı 0,5).	102
Şekil 5.23 : ET ve KYO değişiminde sistem çeşitleri (RT maliyet çarpanı 0,5).	102
Şekil 5.24 : ET ve KYO değişiminde sistem çeşitleri (YP maliyet çarpanı 0,5).	102
Şekil 5.25 : ET ve KYO değişiminde sistem çeşitleri (tüm maliyetler 0,5).	103

ŞEBEKE BAĞLANTILI VE ŞEBEKEDEN BAĞIMSIZ HİBRİT GÜÇ SİSTEMLERİYLE ENERJİ ÜRETİMİNİN EKONOMİK ANALİZİ

ÖZET

Bu çalışmada Türkiye’de pilot bir bölge seçilip o bölgedeki yenilenebilir enerji potansiyeli incelenerek ve bu potansiyelin bölge elektrik talebini karşılamada şebeke bağlantılı ve şebekeden bağımsız olarak kullanılmasının maliyet olarak analizi yapılmıştır.

Öte yandan, rüzgâr ve güneş enerjisinin elektrik enerjisi üretmek amacıyla kullanıldıklarında beraberinde getirdikleri birtakım problemlerin bertaraf edilmesi amacıyla da enerji taşıyıcısı olarak hidrojeninden faydalanılması araştırılmıştır. Temel olarak hidrojen enerjisinden faydalanmanın ve hidrojenin süreksiz biçimdeki yenilenebilir enerji kaynaklarına entegrasyonunun ekonomik anlamda incelenmesi hem şebekeden bağımsız bir sistem için, hem de şebeke bağlantılı bir yapı hesaba katılarak yapılmıştır. Bu tür bir enerji üretiminin geleneksel enerji üretim sistemleriyle kıyaslanması ve rekabet edebilirliğinin ölçüt ve sınırlarının belirlenmesi amacıyla, bir teknoloji ya da çeşitli teknoloji kombinasyonlarının maliyet etkin olduğu eşik değerler bulunmaya çalışılmıştır.

Sistem çalışmasını simüle etmek ve her bir konfigürasyon için teknik-ekonomik parametreleri hesaplamak için HOMER (NREL, US) programı kullanılmıştır. Program, teknoloji opsiyonları, bileşen maliyetleri ve kaynak uygunluğu gibi girdi değerlerini gerektirmektedir ve bütün bu verileri kullanarak HOMER, farklı sistem konfigürasyonları için net maliyete (sistem maliyeti) göre uygulanabilir sistem kombinasyonlarını sıralamaktadır.

Çalışmada, belirlediğimiz teknik ve ekonomik kısıtlar hesaba katılarak farklı senaryolar için söz konusu pilot bölgede optimum (minimum sistem maliyetli) hibrit enerji sistemi tasarlanmıştır. Bu tasarım, bölgenin kaynak uygunluğuna ve enerji ihtiyacına göre boyutlandırılarak maliyette minimizasyon amaçlanırken; güvenilir enerji arzında maksimum düzey hedeflenmiştir.

Yenilenebilir kaynaklı enerjinin kullanıldığı ve ekonomik optimizasyonun yapıldığı örnek yer olarak İstanbul Teknik Üniversitesi Ayazağa Yerleşkesi’ndeki Elektrik-Elektronik Fakültesi seçilmiştir.

Çalışma sonuçlarına göre, hibrit olmayan sistemler uygulanabilir sistem kombinasyonları arasında yer almamıştır. Diğer taraftan, bütün hibrit yapılar arasında ise, şebeke bağlantılı hibrit sistemler şebekeden bağımsız sistemlere kıyasla enerji üretim maliyeti ve sistem maliyeti açısından daha avantajlı olmuştur. Elektrik tarifesi, bileşen maliyetleri ve kapasite yetersizlik oranı gibi unsurların değişim aralığında sistem yapısı ve maliyetler analiz edilmiştir.

Yapılan çalışmada, elektrik fiyatı, yenilenebilir enerji sistemi ekipmanlarının maliyet çarpanı ve izin verilen kapasite yetersizlik oranının optimum konfigürasyon

modelinde ve enerji üretim maliyetinde önemli farklılıklara neden olduğu gözlenmiştir.

Modellemesi yapılan hibrit sistemin, günümüz koşullarında yüksek maliyete enerji ürettiği hesaplanırken, bileşen maliyetlerinin azalması, ya da şebeke elektrik fiyatının artması gibi uzun dönem durumlarında söz konusu yapının mevcut enerji üretim sistemiyle rekabet edebilir olduğu gözlenmiştir.

ECONOMIC ANALYSIS OF ENERGY PRODUCTION WITH STAND ALONE AND GRID CONNECTED HYBRID ENERGY SYSTEMS

SUMMARY

In this thesis, a pilot region was selected and cost analysis of using renewable energy sources-integrated with hydrogen system-for the region's energy demand was introduced, in a techno-economic perspective. The renewable energy potential for the region was evaluated by implementing energy cost analysis. The study also evaluates the feasibility of utilizing solar and wind energy with hydrogen as an energy carrier or a storage unit to meet the electricity requirements of the pilot region as a stand alone system and in conjunction with the conventional grid based electricity.

It was analyzed the energy generation via renewable energy sources and also defined the limitations of its competitiveness to traditional systems according to its measure values and rivalry state. As well as defining these limitations, the integration of hydrogen with unstable renewable energy sources, which are not practically seen in the applications, was analyzed with an economical perspective. Different combinations of component sizes and quantities were compared; and it was furthermore explored how variation in resource availability and system costs affect the installation and operation costs for different system designs.

The utilization of hydrogen energy with renewable energy sources was evaluated both for a stand alone system and a grid connected structure in economical perspective. It was purposed to find threshold where an energy production technology or combination of technologies became cost effective.

In order to simulate the operation of the system and to calculate the technical and economic parameters, micropower optimization program HOMER (NREL, US) was used in this study. HOMER requires some input values, such as technological options, cost of components, and resource compliance; and then the program ranges the feasible system configurations according to the net present cost (system cost) by using these inputs.

The pilot region in this study, where the renewable based energy was used, has been determined to be Electric& Electronics Faculty, Istanbul Technical University.

According to the results, non-hybrid systems were not listed among the feasible system combinations; in other words, it is not an optimum solution to build an energy system of depending on only one source of energy. On the other hand, among all the hybrid systems, grid connected hybrid systems produced electricity with a lower system cost in comparison with the stand alone systems. The decline in the cost of RE components and the chance of using of hydrogen as the stored energy in order to meet 24 hours load profile, as the results of this study, increased the feasibility of the system and decreased dependency to the grid. Moreover, It has been observed that electricity price variation, cost factor of renewable energy system equipments and

changes in capacity shortage fraction led to remarkable differences in the optimum configuration model and energy generation cost.

The system that is modelled, produced electricity at higher costs in contemporary conditions. While with decreasing component prices and increasing grid electricity price, the model has been feasible and cost competitive with traditional energy production methods, giving environmental friendly, sustainable solution to the energy demand problems.

1. GİRİŞ

1.1 Giriş ve Konu Akışı

Dünya bankası ve Uluslar arası Enerji Ajansı (IEA) verilerine göre, gelişmekte olan ülkelerin tahmin edilen enerji ihtiyaçlarını karşılamak için 5 milyon megavat yeni elektrik kapasitesi ihtiyacı duyacakları öngörülmektedir. Dolayısıyla artan enerji talebini karşılamak için; Dünya toplam kurulu gücü önümüzdeki 40 yıl içinde iki katına çıkmak durumundadır [1]. Enerji kullanımının insanlığa sağladığı faydaların yanı sıra, özellikle doğal yaşama zarar veren bir olgu haline gelmiş olduğu da bir gerçektir. Bu zararlardan sadece bir tanesi olan ve küresel ısınma olarak da bilinen sera etkisi, yoğun enerji kullanımının yol açtığı ve geleceğimizi büyük oranda etkileme potansiyeli olan bir çevre olayıdır. Tüm bu gerçekler Türkiye için de büyük ve farklı enerji yatırım programlarını gerektirmektedir. Türkiye’de artan nüfusa ve sanayileşmeye paralel olarak sürekli olarak yükselen enerji talebi yeni ve farklı enerji yatırım ihtiyaçlarını doğurmaktadır. Bu enerji yatırım programları bir ülke için çok stratejik ve ekonomik bir konudur ve Türkiye’yi de içeren birçok ülkenin günümüzde karşılaştığı arz-talep arasındaki uçurumlardan ve neticesinde meydana gelecek enerji krizlerinin önüne geçmek için alternatif enerji kaynaklarına olan ilgi ve yatırımlar oldukça fazlalaşmıştır. Bu alternatif enerji üretim yöntemleri arasında yenilenebilir enerji kaynakları çok önemli bir paya sahiptir ve birçok enerji üretim yöntemini kapsadıklarından dolayı da her ülke için enerji arzını destekleyecek çözümler tabiatında barındırmaktadırlar.

Yenilenebilir enerji teknolojileri, insanın katkısı olmadan dünyada doğal olarak var olan, enerjiyi kullanılabilir enerji biçimine dönüştürmemizi sağlarlar. Güneş ışınlarının taşıdığı enerji, rüzgarın enerjisi, yeryüzünün ve dünyanın çekirdeğinin ısısı, bitkilerin kendi enerjileri ve daha bilinen-bilinmeyen birçok enerji formu, insanların aradıkları daha yüksek konforlu ve her anlamda daha yüksek standartlarda yaşam kalitesine ulaşmak için kullanılabilir enerji biçimlerine dönüştürülür.

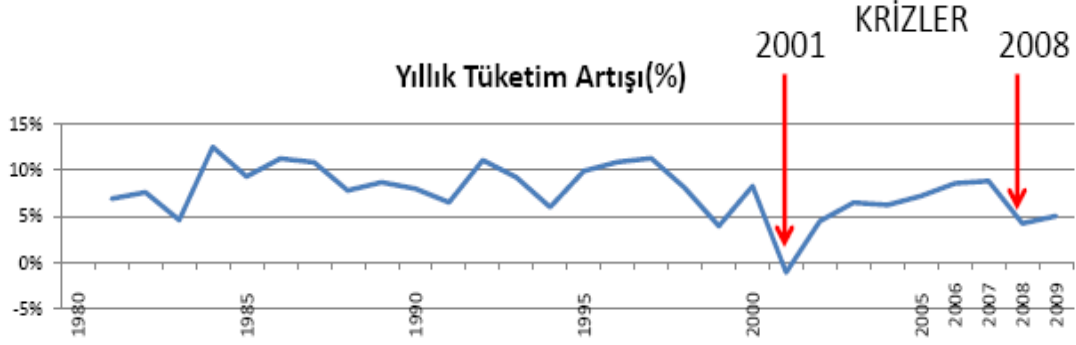
Günümüzde kullandığımız geleneksel enerji kaynaklarından çok daha ideal olan doğal enerji kaynakları, her bir kaynak için aynı olmamakla beraber genellikle kaynakların süreksizliği, emre amade olmamaları, farklı bölgesel değişiklikler, dağınık olmaları sebebiyle yaygın olarak kullanılamamaktadır. Ancak tüm bu sorunlardan daha da can alıcı ve yenilenebilir enerjilerin dünya ölçeğinde bugüne kadar yaygınlaşamamalarına sebep olan temel sorun, tüm bu enerji kaynaklarının halen farklı sebeplerden dolayı fosil yakıtlara göre ekonomik olamamalarıdır.

Teorik olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının potansiyeli, dünya enerji ihtiyacından teknik anlamda daha fazladır [1]. Ancak bu enerji potansiyelinin değerlendirilmesi ve enerji arzına dönüştürülmesi bazı teknik ve ekonomik sebeplerden ötürü her zaman ve koşulda ve yanı sıra kayıpsız formda olmamaktadır. Bu doğal kaynakların potansiyelini kullanma yöntemleriyle ilgili birçok bilimsel çalışmalar ve projeler bulunmaktadır. Çünkü yenilenebilir enerji kaynakları, ülke doğal kaynaklarının değerlendirilmesi, şebeke yükünün hafifletilmesi, enerji çeşitliliğinin artırılarak dışa bağımlılığın azaltılması ve çevresel faktörler açısından kayda değer avantaj ve faydalara sahiptir.

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından yapılan projeksiyonlar, mevcut enerji politikaları ve enerji arzı tercihlerinin devam etmesi durumunda dünya birincil enerji talebinin 2007 -2030 arasındaki dönemde yüzde 40 oranında artacağına işaret etmektedir. 1990'lı yılların başından itibaren yenilenebilir enerji kaynakları ile ilgili bütün dünyada da ciddi bir hareketlenme başlamıştır. Özellikle Avrupa Birliği Ülkeleri bu konuda başı çekmektedirler. Avrupa Birliği Ülkeleri, 2001\77\EC nolu direktifine göre, 2010 yılında tükettikleri enerjinin ortalama % 22'sini yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlayacaklarını taahhüt etmişlerdir. Bir zamanlar uygulamaya çok uzak görünen bu teknolojiler, şimdi ticarileşmiş ve geleneksel enerji kaynaklarına maliyet-etkili alternatifler sunmaktadır ve ayrıca çevre kirliliği problemlerine de çözüm üretmektedir.

Türkiye'de elektrik piyasası düzenli bir eğilimle büyümektedir. Sanayileşme ve şehirleşmenin belirleyici katkısına bağlı olarak, elektrik talebi ve üretiminin 1994 yılından bu yana artış oranı, yıllık ortalama yüzde 6,4 düzeyindedir. Türkiye, OECD ülkeleri içinde geçtiğimiz 10 yıllık dönemde, enerji talep artış hızının en hızlı gerçekleştiği ülke durumundadır. Aynı şekilde ülkemiz, dünyada 2000 yılından bu yana elektrik ve doğal gazda Çin'den sonra en fazla talep artış hızına sahip ikinci

büyük ekonomi olmuştur. Son 5 yılda Türkiye'nin elektrik enerjisi tüketim artışı %43'tür. Bu artış, dünya ülkeleri arasında en yüksek artışlardan biridir. 10 yıllık bir süreçte ekonomik büyümede yaşanan olumsuz dalgalanmaların piyasaya etkisi sınırlı olmuş ve elektrik talep ve üretimi 2001 ve 2009 yılları hariç hep pozitif büyüme göstermiştir (Şekil 1.1).



Şekil 1.1 : Yıllara göre Türkiye elektrik enerjisi tüketimi gelişimi.

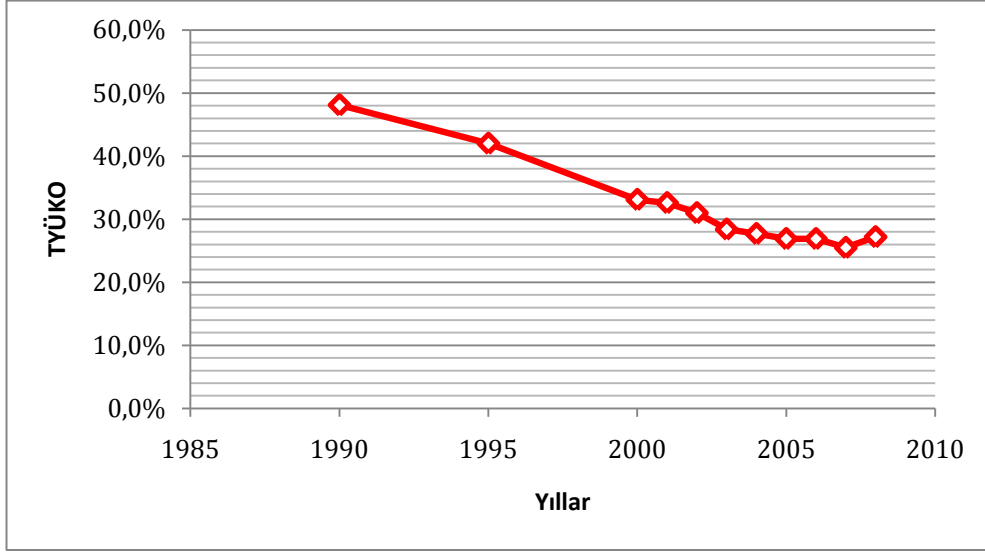
Hazırladığı 10 yıllık öngörü raporunda, 2017 elektrik ihtiyacının 390 bin gigawat saat (GWh) düzeyinde olacağını tahmin eden Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) verilerine göre de bu büyüme devam edecek. Mevcut üretimin iki katına çıkması anlamına gelen bu artış miktarının yanı sıra Avrupa Birliği müktesebatına uyum çalışmaları; arzın sürdürülebilirliği ve güvenliği açısından yatırımları ve sektörün serbestleşmesini sağlayacak bir dizi düzenlemeyi zorunlu kılmaktadır.

Türkiye'nin 2008 yılında enerji hammaddesi ithalatına ödediği rakam, tüm ithalat tutarının %24'üne ve 48,2 milyar dolara ulaşmıştır. Talebin yerli üretimle karşılanma oranı (TYÜKO) sürekli azalan bir davranış göstermektedir (Şekil 1.2).

Ülke çapında dışa bağımlılığın azaltılması ve enerji arzının güvenli bir şekilde sağlanması için kaynak çeşitliliğine gidilmesi önemli bir çözüm olmaktadır. Alternatif enerji kaynaklarının yerel olarak pilot projelerle kullanılmaya başlanması ve daha sonra merkezileştirilerek ya da bölgesel olarak kullanılıp genel enerji üretimine katkıda bulunmasıyla, enerji çeşitliliği yaratılacaktır. Böylece hem sahip olunan potansiyelden faydalanılmış hem de gelişmişliğin en önemli unsurlarında biri olan enerji alanında önemli aşamalar kaydedilmiş olacaktır.

Bu çalışmada Türkiye'de pilot bir bölge seçilip o bölgedeki yenilenebilir enerji potansiyeli incelenmiştir ve bu potansiyelin bölge elektrik talebini karşılamada

şebeke ile ve şebekeden bağımsız olarak kullanılmasının maliyet olarak analizi yapılmıştır.



Şekil 1.2 : Yıllara göre Türkiye TYÜKO değişimi.

Sistem çalışmasının benzetimini yapmak ve her bir konfigürasyon için teknik-ekonomik parametreleri hesaplamak için HOMER (NREL, US) programı kullanılmıştır. Program, teknoloji opsiyonları, bileşen maliyetleri ve kaynak uygunluğu gibi girdi değerlerini gerektirmektedir ve bütün bu verileri kullanarak farklı sistem konfigürasyonları için net maliyete (sistem maliyeti) göre uygulanabilir sistem kombinasyonlarını sıralamaktadır.

Yenilenebilir kaynaklı enerjinin kullanılacağı ve ekonomik optimizasyonun yapılacağı örnek yer olarak İstanbul Teknik Üniversitesi Ayazağa Yerleşkesi'ndeki Elektrik-Elektronik Fakültesi seçilmiştir.

Çalışmada, belirtilen teknik ve ekonomik kıstaslar hesaba katılarak farklı senaryolar için söz konusu pilot bölgede optimum (minimum sistem maliyetli) hibrit enerji sistemi dizayn edilmiştir. Tasarım, bölgenin kaynak uygunluğuna ve enerji ihtiyacına göre boyutlandırılarak maliyette minimizasyon amaçlanırken; güvenilir enerji arzında maksimum düzey hedeflenmiştir. Bu teknik olarak uygun ve aynı zamanda ekonomik olarak en geçerli sistem tasarlanırken; tüketici tercihleri, sosyal ve ekonomik bariyerler hesaba katılmamıştır.

Modellemede farklı girdi değerleri kullanılarak belirli sınır koşullarının değiştirilmesiyle farklı durumlar için kaynakların yeterliliğine (rüzgar, güneş), maliyet varyasyonlarına ve yük durumuna göre optimum yenilenebilir enerji temelli

sistem tasarımı belirlenmeye çalışılacaktır. Sistem çalışmasının yıllık simülasyonu bileşenlerin sisteme etkisini daha iyi analiz etmek için HOMER programıyla gerçekleştirilmiştir. Hibrit sistemler birçok yenilenebilir enerji üretim şekilleri ve depolama yöntemleri içermektedir. Enerji ihtiyacına göre uygun sistem yapısına karar verilirken birçok olasılık ve ekonomik kriterlere göre planlama yapılmak durumundadır. Bu çalışmada, söz konusu hibrit sistemlerin fizibilitesinin analizinde, Amerika Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (NREL) tarafından geliştirilen HOMER yazılımı kullanılmıştır. Bu yazılım kullanılarak hazırlanan proje raporları, bilimsel araştırmalar ve yayınların sayısı oldukça geniştir [2]. Tez içerisinde de Bölüm 1.2'de bahsedilen yayınların birçoğunda da HOMER programından faydalanılmıştır. Ayrıca bu çalışmadaki aynı sistem ve benzetim sonuçları bazı konferans ve sempozyumlarda ifade edilmiştir [3-5].

Yılın her bir saatinde HOMER programı yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik talebini karşılayıp karşılamayacaklarını belirler. Eğer bu kaynaklar yetersiz kalıyorsa, generator, şebeke gibi güç bileşenlerinin gerekli talebi temin etmek için en uygun şekilde devreye girmesini sağlamaktadır. Program bir yıl içerisindeki her bir 8760 saat için enerji dengesini hesaplayarak sistem çalışmasının benzetimini yapmaktadır. Yılın her bir saati için bu optimizasyon modeli elektrik enerjisi talebiyle sistemin o saatte sağlayacağı enerjiyi karşılaştırmakta ve modeldeki her bir bileşen için ilişkili enerji akışını hesaplamaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları karmaşık sistem modellemesi gerektirmelerine rağmen kullanılan ekipmanları modellemek için kontrol gerektirmediklerinden basit olmaktadır. Çünkü yenilenebilir enerji kaynaklarının elverişli olduğu her durumda bu bileşenler enerji üretmektedirler.

HOMER, sistem kontrolünü sağlarken temel prensip, maliyetin minimize edilmesidir. Programda her bir kontrol edilebilir enerji kaynağının maliyeti, saatlik sabit maliyet ve kWh başına enerji maliyeti (EM) olarak iki değerle ifade edilmektedir. Bu maliyet değerleri güç kaynaklarının herhangi bir zamanda enerji üretmeleri için gereken maliyetleridir. HOMER programı, bu verileri kullanarak yükü karşılayacak kaynakların kombinasyonunu araştırmakta ve talebi karşılayan benzetimler arasından bunu en düşük maliyete yapan sistemi bulmaktadır [6].

Tek bir enerji kaynağına bağımlı olmamak ve sistem bileşenlerinin büyük değerlerde boyutlandırılmamaları için, hibrit yapıların oluşturulması literatürde tavsiye

edilmektedir [7,8]. Tez kapsamında ayrıca, hidrojen enerjisinden faydalanmanın ve hidrojenin süresiz formdaki yenilenebilir enerji kaynaklarına entegrasyonunun ekonomik anlamda incelenmesi hem şebekeden bağımsız, hem de şebeke bağlantılı bir hibrit sistem hesaba katılarak yapılacaktır. Benzetimde, bir enerji üretim teknolojisi ya da çeşitli teknoloji kombinasyonlarının maliyet etkin olduğu eşik değerleri bulmak amaçlanmıştır.

Modellemede hidrojen, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen talep fazlası elektriğin elektrolizörler (ELK) tarafından kullanılmasıyla elde edilmiştir ve puant yük talebinin olduğu zamanlarda bu üretilen hidrojen, yakıt pilleri (YP) aracılığıyla tekrar enerji temininde kullanılmıştır. Yedek enerji kaynağı olarak akü ya da generatörlerin kullanımı bu tür enerji üretim sistemlerinde oldukça yaygındır. Fakat burada, yani bir teknoloji olup, pratik bir uygulamasını göremediğimiz hidrojen sistemine yer verilmiştir. Burada, günümüzde büyük miktarlarda enerji depolamak için hala uygun bir yöntemin bulunamamış olması, hidrojenin önemini daha da artırmaktadır. Bir örnek verilecek olursa, eğer bugün hidrolik santrallerden elde edilen enerjinin depolanması mümkün olsaydı, dünya enerji sorunu büyük oranda çözülmüş olurdu. Hatta hidrolik enerji potansiyeli fazla olan Kanada, Yeni Zelanda gibi bu doğrultuda programlar başlattığı bilinmektedir. Yedek enerji olarak yakıt pili ve elektrolizörden oluşan hidrojen sisteminin kullanılmadığı yapılarda yenilenebilir enerji sistemi (YES) bileşenleri güvenilir enerji arzı sağlanması amacıyla büyük ebatlarda boyutlandırılacaktır. Bu da toplam sistem maliyetini önemli oranda artırmaktadır. Diğer taraftan, hidrojen sistemini içeren bir hibrit yenilenebilir enerji santrali, sistem maliyetini azaltırken, yenilenebilir enerji bileşenlerinin çıkışlarındaki dalgalanmayı ve düzensiz yapıyı da bastırarak güvenilir enerji arzı sağlamaktadır.

Bara gerilimi, bileşenlerin saatlik zaman periyodunda kesintili performansları ve güç kaynaklarının senkronizasyonu gibi bazı teknik sınırlamalar, bu çalışmanın kapsamı dışında tutulmuştur. En uygun bileşenlerin seçilmesi ve sistem tasarımının yapılmasının ardından, bu teknik detayları hesaba katan Hybrid2, Simulink gibi başka dizayn araçlarından faydalanılabilir.

Tez kapsamında ikinci kısımda sistemde kullanılan bileşenlerin genel özelliklerinden ve teknik/ekonomik verilerin seçimlerinden bahsedilecektir, üçüncü bölümde, modellemede kullanılan yöntem, dördüncü bölümde ise bölge yük ve enerji karakteristikleri hakkında ayrıntılı bilgi verilecektir. Beşinci bölümde optimum hibrit

sistem tasarımı detayları tanıtılırken, altıncı bölümde simülasyon sonuçları ve değerlendirmesi yapılacaktır. Son bölümde ise sonuçlar ve önerilerden bahsedilecektir.

Çalışma sonuçlarına göre, hibrit olmayan sistemler uygulanabilir sistem kombinasyonları arasında yer almamıştır. Diğer taraftan, bütün hibrit yapılar arasında şebeke bağlantılı hibrit sistemler şebekeden bağımsız sistemlere kıyasla enerji üretim maliyeti ve sistem maliyeti açısından daha avantajlı ve uygulanabilir olmuştur. Elektrik tarifesi, bileşen maliyetleri ve kapasite yetersizlik oranı gibi değerlerin değişim aralığında sistem yapısı ve maliyetler analiz edilmiştir. Bileşen maliyetlerde %50 oranında bir düşüş sonucu, sistem maliyetlerinde şebeke bağlantılı ve şebekeden bağımsız yapılar için sırasıyla %26 ve %35 oranında bir azalma sağlanmıştır.

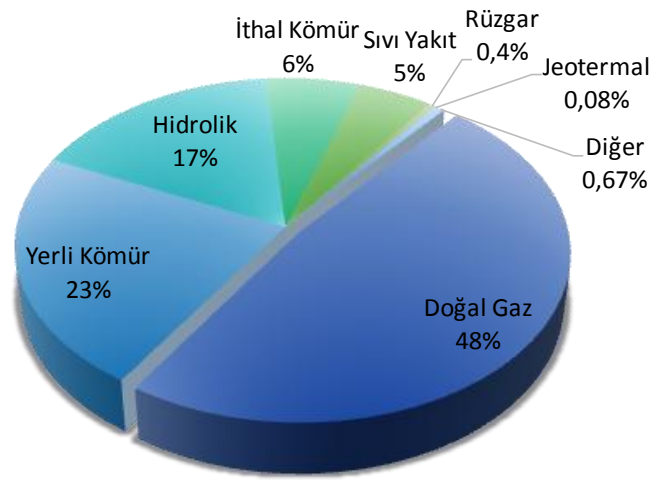
Sistemin kurulduğu ve ekonomik optimizasyonun yapıldığı örnek yer olarak İstanbul Teknik Üniversitesi Ayazağa Yerleşkesi'ndeki Elektrik-Elektronik Fakültesi seçilmiştir. Dolayısıyla yük değerlerinin belirlenmesinde fakülte geçmiş elektrik talep değerlerinden faydalanılmıştır.

1.2 Konu İle İlgili Yayınlar ve Projeler

Bugün Avrupa Birliği enerji politikasının amaçları rekabet gücü, enerji arzının güvenliği ve çevrenin korunması arasında bir dengeye vararak, toplam enerji tüketiminde kömürün payını korumak, doğal gazın payını arttırmak, nükleer enerji santralleri için azami güvenlik şartları tesis etmek ve yenilenebilir enerji kaynaklarının payını arttırmaktır.

AB'nin enerji politikası genel olarak, güvenli, sürekli, ucuz, sağlığa zarar vermeyen, çevreyi kirletmeyen enerji sağlanması, yeni enerji sistemlerinin geliştirilmesi ve enerji iç pazarının tamamlanmasını hedeflemektedir. Enerji Politikası, çeşitli programlarla desteklenmektedir. "Avrupa için Akıllı Enerji" programı, Kasım 2000'de hazırlanan "Enerji: Arzın Güvenliği" isimli Yeşil Kitap'ta yer verilen hedefler çerçevesinde uygulanmaya başlamıştır. Söz konusu program ile arzın güvenliğinin güçlendirilmesi, iklim değişikliği ile mücadele ve Avrupa endüstrisinin rekabete teşvik edilmesi amaçlanmaktadır. ALTENER II, SAVE, COOPENER, STEER, SYNERGY, CARNOT, SURE, AB enerji politikasınca desteklenen diğer programlardır [9].

Türkiye'de bugün yenilenebilir kaynaklardan en çok klasik biokütle enerji ve hidrolik enerji kullanılmaktadır. Jeotermal enerji üçüncü sırada yer almakla birlikte, kullanımı sınırlıdır. Güneş enerjisinin kullanımı sembolik düzeyde iken, rüzgar enerjisinin kullanımı yeni başlamakta, deniz dalga enerjisi üzerinde hiç durulmamaktadır. Modern biokütle enerjinin önemli potansiyeline karşılık, enerji bitkileri tarımı yeterince tanınmamakta ve gündeme sokulmamakta, enerji ormancılığı da sınırlı bir kapsamla ele alınmaktadır [10]. Doğal gazın 1990 yılında toplam elektrik üretimi içinde yüzde 17,7 olan payı, 19 yılda hızlı bir artışla yüzde 48'e ulaşmıştır. Elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı Şekil 1.3'de özetlenmektedir.



Şekil 1.3 : Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı

Bu bağlamda, 1000 MW rüzgar ve diğer yenilenebilir, 8100 MW hidrolik, 3500 MW termik olmak üzere toplam 12600 MW kurulu güçte santral yapımına başlanmış olup, bu santrallerin 2013 yılı sonuna kadar devreye alınması beklenmektedir. ETBK temel hedeflerinden bazıları, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimindeki payının 2023 yılında en az %30 düzeyinde olmasının sağlanması ve rüzgar enerjisi kurulu gücünün ise 2023 yılına kadar 20000 MW'a çıkarılmasıdır.

Koutroulis ve diğerleri (2006), genetik algoritma kullanılarak minimum maliyetli bir hibrit sistemi optimum şekilde boyutlandırmıştır. Elde ettikleri sonuçlara göre, sadece güneş yada rüzgar enerjisine dayalı sistemlere kıyasla; hibrit rüzgar-güneş düzeneği sistem maliyetini (SM) düşürecek bir çözüm sunmuştur. Kullandıkları yöntemlere göre, fotovoltaik modül (PV) eğim açısı, rüzgar türbini (RT) montaj yüksekliği gibi enerji maliyetini ve kurulum/bakım masraflarını önemli oranda

etkileyen parametreler hesaba katılarak uygun sistem kombinasyonları belirlenmiştir [11].

Shaadid ve Elhadidy (2007), yıllık enerji talebi 620,000 kWh olan tipik bir ticari binanın güç ihtiyacını karşılamak için hibrit PV-dizel-akümülatör güç sisteminin tekno-ekonomik olabirliğini belirlemişlerdir. Bu amaçla Dhahran'ın solar ışınım datasını analiz etmişlerdir. 80 kW'lık bir PV sistemi, 175 kW'lık bir dizel sistemi ve akümülatör içeren hibrit bir yapı oluşturmuşlar ve sistemin enerji üretim maliyetini 0.149 \$/kWh olarak bulmuşlardır. Ayrıca çalışmada karşılanamayan yük durumları, talep fazlası elektrik üretimi gibi farklı senaryolar için emisyonlardaki azalma ve üretim maliyeti gibi veriler incelenmiştir [7].

Bernal-Agustin ve Dufo-Lo'pez (2005), izole bir hibrit sisteme çok amaçlı Pareto Analizini uygulamışlar ve sistem konfigürasyonu için maliyet, emisyon optimizasyonunu yapmışlardır [12].

Yenilenebilir enerjinin (genelde güneş) elektrolitik olarak üretilen hidrojen biçiminde depolanması ve enerji ihtiyacında hidrojenin yakıt pillerinde değerlendirilmesi birçok proje ve demo sisteminde araştırılmıştır. Bu tür sistemleri çeşitli araştırmacılar incelemişlerdir [13-23].

Agbossou ve diğerleri (2001), PV panellerinden ve küçük bir rüzgar türbininden oluşan talep fazlası enerjiyle yakıt pillerinde kullanılacak hidrojeni üretmek için elektrolizöre gönderen bir yenilenebilir enerji sistemi tanımlamıştır. Çalışmalarında, tasarım optimizasyonu için en iyi yöntemi bulacak deneysel testler ve kontrol stratejileri yapılmıştır, yakıt pillerinin sisteme entegrasyonu incelenmiştir. Böyle bir sistem uzak iletişim araçlarında uygun görülmüştür [13].

Kelouwani ve diğerleri (2005), yenilenebilir enerji kaynaklarıyla beslenen, enerji depolamada da akümülatör ve gaz hidrojen kullanan, elektrik ve hidrojen arasındaki enerji dönüştürücüsü olarak da yakıt pilleri ve elektrolizörden faydalanan güç sistemlerinin simülasyonunu yapmak için dinamik bir model geliştirmişlerdir. Bu modelde güç ara yüzleri hem geçici hem de kalıcı haller için modellenmişlerdir [14].

Santarelli ve diğerleri (2004), farklı yenilenebilir enerji kaynakları kullanarak hidrojen enerji sistemlerini analiz etmişlerdir. Analiz sonuçlarına göre tercih edilen çözüm, duruma duyarlıdır ve yük profiliyle meteorolojik koşullara bağlı olmaktadır.

Seçtikleri pilot bölge için, hidrojen enerjisi kombinasyonlu mikro-hidroenerji santrali optimum çözüm olarak belirlenmiştir [15].

Khan ve Iqbal (2005), Newfoundland, Kanada'daki uygulamalar için enerji taşıyıcı olarak hidrojeni kullandıkları bir hibrit enerji sistemi için uygulanabilirlik çalışması hazırlamışlardır. Farklı yenilenebilir ve konvansiyonel enerji çözümleri ve çeşitli enerji depolama yöntemleri değerlendirilmiştir. Benzetim ve optimizasyon için yenilenebilir enerji optimizasyon modeli HOMER programı kullanılmıştır. Sonuçlara göre, şu anki fiyatlarla rüzgar-dizel-akümülatör sistemi uygun çözüm olarak gözükmüştür, fakat yakıt pillerindeki 15%'lik bir maliyet düşüşünün rüzgar-yakıt pili sistemini daha cazip kılacağı belirtilmiştir [16].

Ntziachristos ve diğerleri (2005), rüzgar türbini ve yakıt pili hibrit sistemini incelemişler ancak çalışmalarına şebeke kısıtlamalarını dahil etmemişlerdir. Şebeke kısıtlamalarını içeren simülasyon sonuçları göstermiştir ki, şebeke sınırlamaları sert ise, çalışmalarında sunulan planı kullanarak rüzgar türbini hibrit sistemine yer vermek aslında türbin enerji çıktısını artırmıştır. Fakat yumuşak şebeke koşullarının baş gösterdiği bir durumda, hibrit sistem rüzgar türbini çıkışını azaltmıştır. Bu makalede bahsi geçen sistem konfigürasyonları yüksek sermaye maliyeti/başlangıç maliyeti (SM) nedeniyle bu elektrik fiyatlarıyla finansal olabirlikten uzak olmuştur [17].

Barsoun ve Vacent (2007), performans analizini yaptıkları hibrit hidrojen enerji sisteminde HOMER programını kullanmışlardır ve hidrojen depolamasında sıkıştırılmış gaz yöntemini seçmişlerdir. Yaptıkları çalışmada sıkıştırılmış gaz depolama sisteminin çalışmanın yapıldığı koşullarda maliyet açısından en etkili çözümü sunduğunu gözlemlemişlerdir [18].

Alphen ve diğerleri (2007), yaptıkları çalışmada rüzgar türbinlerinin PV panellerden farklı olarak maliyet değerlerinin kapasite ve büyüklüğe göre değiştiklerini ifade etmişlerdir ve ayrıca küçük rüzgar türbinlerinin ya da sistemlerin daha yüksek fiyata elektrik ürettikleri belirtilmiştir [19].

Leva ve Zanelli (2009), mevcut bir santrale yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunun teknik ve ekonomik analizini yapmışlar ve yedek dizel generator grubunun yakıt pili sistemiyle değiştirilmesini enerji balansı ve ekonomik yatırım açısından incelemişlerdir. Çalışmada santralin enerji dengesinin yakıt pili sistemiyle

sağlandığı ve uygun şekilde çalıştığı ancak günümüz maliyetlerinde ekonomik olmadığı sonucuna varılmıştır. Ayrıca, geleneksel sistemlerde temel problemlerden biri olan periyodik bakım gereksiniminin hidrojen yakıt pili sistemiyle önemli oranda azaldığı belirtilmiştir [20].

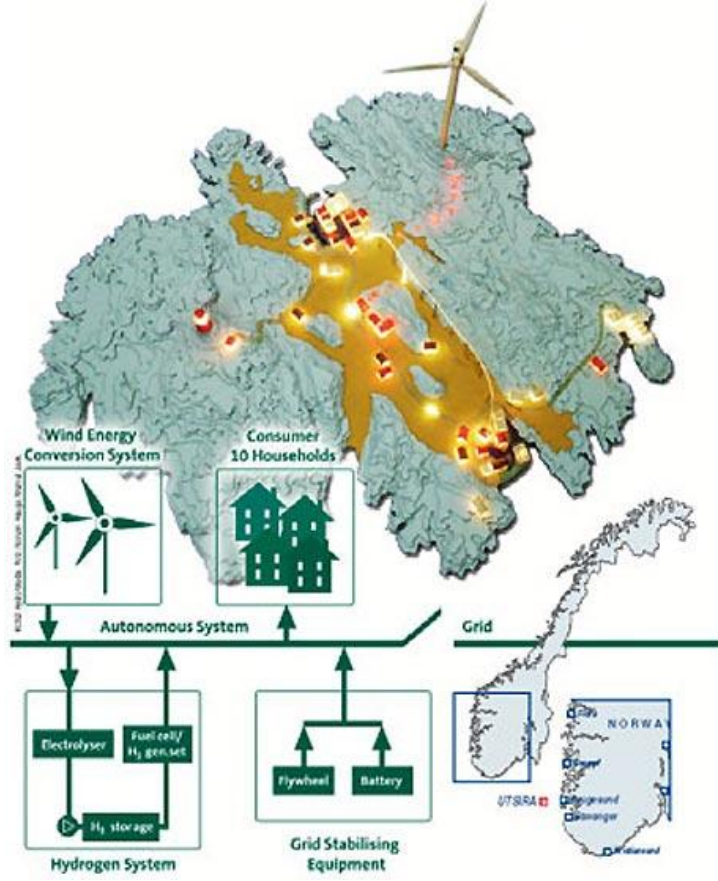
Dinçer ve diğerleri (2008), hidrojen ekonomisinin Amerika Birleşik Devletleri, Kanada ve Japonya'da orta ve uzun dönem hedefler arasında olduğundan bahsetmiştir ve güneş enerjisi kaynaklı hidrojen üretiminin sürdürülebilirlik ve çevre açısından önemine değinmişlerdir [21].

Dalton ve diğerleri (2008), yaptıkları yenilenebilir enerji modellemesinde şebekeden bağımsız bir YES'in büyük ölçekli bir otelin enerji gereksinimini güvenilir ve uygun şekilde karşılayacağı sonucuna varmışlardır. Ayrıca büyük ölçekli işletmeler için rüzgar enerjisi sistemlerinin, PV sistemlerine kıyasla daha ekonomik YES olacağını ifade etmişlerdir ve büyük güç üretiminde çok alana ihtiyaç duyulması, PV sistemlerinin olumsuzlukları arasında belirtilmiştir [22].

Becalli ve diğerleri (2008), farklı senaryolar için şebekeye bağlı bir sistem modellemişlerdir ve yakıt pili-hidrojen sisteminin yenilenebilir enerji kaynaklarının süreksizliği ve talep fazlası elektrik üretimi gibi olumsuzluklarını ortadan kaldırmayı ifade etmişlerdir. Yaptıkları maliyet analizine göre, hidrojen boru hatlarından beslenen bir yakıt pili sisteminin hidrojen fiyatının %50'den fazla azaldığı ve elektrik fiyatlarının %200 arttığı durumda geleneksel sistemlerle rekabet edebilir olacağını belirtmişlerdir [23].

1.2.1 Örnek projeler

Utsira ve Norsk Hydro Projesi: Norveç'teki Utsira adasındaki uygun rüzgar koşullarından dolayı bu bölgede rüzgardan faydalanma projesi geliştirilmektedir. Burada da bütün yenilenebilir enerji kaynaklarında olduğu gibi zamana göre büyük değişkenlik göstermektedir. Bu temel problemi çözmek için fazla elektriğin kimyasal enerji olarak hidrojen formunda depolanması düşünülmüştür. Rüzgar olduğu zamanlarda elektrolizörler depolanacak hidrojeni üretecek ve olmadığı zamanlarda (yada rüzgarın çok güçlü estiği durumda) ise hidrojen motoru ve bir yakıt pili bu hidrojeni elektriğe dönüştürecek ve sabit bir güç kaynağı sağlayacaktır. Proje bölgesi ve sistem planı örnek olarak aşağıdaki Şekil 1.4'de gösterilmiştir.



Şekil 1.4 : Proje planı.

Elektrik üretimi 600 kW'lık iki rüzgar türbininden elde edilecektir. Yollar, su ve elektrik kaynağı ve rüzgar türbinleri için temel gibi altyapılar 2003 yılında kurulmuştur. Projeyi Norveçten Hydro şirketi ve dünyanın en büyük rüzgâr türbini üreticilerinden Alman ENERCON yürütmektedir. Proje, Norveç hükümeti araştırma konseyinden ve çevreyle ilgili birçok merciden büyük destek görmüştür. 2004 yılı itibariyle elektrik üretilmeye başlanmıştır. Burada hidrojen sistemi hiç rüzgar olmadığı zamanda iki gün boyunca elektrik temin edecek şekilde boyutlandırılmıştır. Aşağıdaki Şekil 1.5'de projenin gerçekleştiği yer gösterilmiştir [24].

Teknoloji: 2 Enercon 0,6 MW rüzgar türbini, şebeke stabilize ekipmanı, NHEL Elektrolizör 15 bar 10Nm³/h, hidrojen üretim seti ve yakıt pili 55 kW, H₂ depolama (200 bar).

Enerji üretimi: 1,2 MW, yaklaşık 5,1 GWh yıllık.

Depolama: H₂ depolama tankları (HT) 2400 Nm³ [24].

Genelde rüzgar enerjisi üzerine yoğunlaşmış olan yenilenebilir enerji şirketi Wind Hydrogen Ltd UK, USA, Yeni Zelanda’da bir dizi rüzgar çiftliği projesine girişmiştir [25].



Şekil 1.5 : Projenin uygulandığı yer.

Şirketin görüşmelerinin devam ettiği projeler;

- Üç adet İngiltere’de proje (bir tanesi 250 MW)
- Beş adet İskoçya’da
- İki adet Yeni Zelanda’da (bir tanesi 80 MW)
- Bir adet Monatana, USA’da 40 MW’lık bir proje

Kilbirnie hidrojen projesi, İskoçya: WHL şirketi hidrojen üretim planları yapmaktadır ve hidrojenin temiz yakıt olarak kullanılması yönünde araştırma ve geliştirme çalışmaları sürdürmektedir. İskoçya’da tamamlanan projedeki amaç bölgenin enerji ihtiyacının yenilenebilir enerji ve hidrojenle karşılanabileceğini göstermek ve rüzgar enerjisinin doğasında var olan kararsızlığı bastırarak çevre dostu bir enerji sistemi yaratmaktır [25].

Teesside hidrojen projesi, Kuzey Batı İngiltere: Teessid, WHL şirketinin merkezine yakın bir yerleşkededir ve dolayısıyla hidrojen üretmek için güç transferi yapılacaktır ve bu proje İngiltere enerji endüstrisinin gelecekteki şekillenmesinde önemli bir katalizör görevi yapacaktır [25].

PURE projesi: PURE projesi İngiltere Ticari ve Endüstri Departmanı tarafından desteklenmiş ve Robert Gordon Üniversitesinin gerçekleştirdiği bir projedir. İskoç sınırının 200 mil kuzeyinde bir adaya inşa edilmiştir (Şekil 1.6). Sistemde elektrik enerjisi talebini rüzgâr enerjisinin karşılayamadığı durumlarda depolanmış hidrojen kullanılmaktadır. Bunun yanında hidrojen hem taşıtlarda yakıt olarak hem de mobil güç üretimi için taşınabilir bir enerji olarak kullanılacaktır. İngiltere hükümeti elektrik enerjisi üretiminde yenilenebilir enerjinin payını 2020 yılında %20 olarak planlamıştır. PURE projesi kırsal uzak yerleşim yerlerinde enerji sağlamak için hidrojen ve rüzgâr enerjisi kombinasyonunun nasıl kullanıldığını gösteren bir projedir. Proje Unst Partnership Ltd tarafından geliştirilmiştir. Bu limited ise yerel ekonomik gelişmeyi desteklemek için Unst ortak konseyi tarafından kurulmuş olup proje, dünyada bir topluluğun sahiplendiği ilk yenilenebilir enerji projesidir ve temiz enerji için çok önemli bir kilometre taşıdır [26].



Şekil 1.6 : Unst, Shetland’da tamamlanmış PURE projesi.

Bu proje dünyadaki hidrojen enerji sistemiyle ilgili yapılan projelere kıyasla yaklaşık olarak £350,000 ile nispeten daha küçük bir proje bütçesiyle geliştirilmiştir. Sistem 2 adet 15kW’lık rüzgâr türbini ve aşağıdaki bileşenleri içermektedir.

Bunun yanında Amerika’da Çöl Araştırma Enstitüsü rüzgar/hidrojen araştırma üretim sistemleri geliştirmiştir.

1962 yılında kurulmuş olan kar amaçsız çevre eğitim vakfı Chewonki yenilenebilir Hidrojen Projesi, yenilenebilir enerjiye ilgi duyan grupların, eğitim ve araştırma

merkezleri ve sanayi arasındaki ilişkileri güçlendirmek ve daha da ileri götürmek, yenilenebilir enerji teknolojilerine geçişi hızlandırarak daha sağlıklı ve sürdürülebilir bir yaşam sağlamak amacıyla USA’da yapılan bir projedir [27]. Söz konusu projenin şematik gösterimi Şekil 1.7’de verilmiştir.



Şekil 1.7 : Projedeki örnek ev.

Ulusal yenilenebilir enerji laboratuvarı bu tür yenilenebilir anlamda sistemler tasarlamak için çalışmalar yapmaktadır [28].

Norveç’te Enerji Teknoloji Enstitüsü birkaç yıldır rüzgar ve güneş uygulamalarının benzetimini yapmaktadır. Son iki yıldır faaliyetlerini hidrojen ve yakıt pillerini katarak ilerletmişlerdir [29].

İngiltere’de sözkonusu bir projede, 100 milyar pound'luk bir yatırım ile İngiltere kıyılarına 12 yıl içinde 3.500 deniz aşırı rüzgar türbini inşa edilmesi ve bu sayede 25 GW'lık kurulu güç ile milyonlarca evin enerji ihtiyacının yenilenebilir enerji'den sağlanması amaçlanmaktadır. Proje hayata geçtiği takdirde dünya'da rüzgar enerjisi alanından gerçekleştirilmiş en büyük proje olacak. Sadece İngiltere'nin kuzey doğu kıyısında yer alan ve projenin içerdiği en büyük bölge olan Dogger Bank'te kıydan 100 Km uzaklıkta konuşlandırılması düşünülen rüzgâr türbinleri ile 10 milyon evin enerji ihtiyacını karşılayabilecek 10 GW'lık bir kapasiteden yararlanılabileceği hesaplanıyor. Çoğunluğu Kuzey Denizi'nde olmak üzere İngiltere kıyılarının 9 ayrı

bölgesinde inşa edilmesi planlanan off-shore rüzgar enerjisi santralleri için İngiltere'nin 6 büyük enerji sağlayıcısı şirketin de aralarında bulunduğu şirketlerden teklifler alınmış ve değerlendirme aşamasına geçmiş durumda [30].

Ayrıca, dokuz Avrupa ülkesi yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen enerjiyi taşımak ve ülke şebekelerine ulaştırabilmek için Kuzey Denizi altına binlerce kilometrelik kablolardan oluşan dev bir enerji ağı oluşturmayı kararlaştırdı. 10 yıl sürmesi ve 30 milyar avro'ya mal olması beklenen proje ile Almanya ve İngiltere kıyılarında bulunan ve sürekli artan açık deniz rüzgar tarlalarının, Belçika ve Danimarka kıyılarında inşa edilecek dalga enerjisi santrallerinin ve Norveç'in hidroelektrik santrallerinde üretilen enerjinin tek bir ağa verilmesi sağlanacak. Almanya, İngiltere, Fransa, Danimarka, İsveç, Hollanda, Belçika, İrlanda, Lüksemburg'un dâhil olduğu projenin 10 yıl sürmesi ve 30 milyar avroya mal olması beklenmektedir [30].

2014 yılına kadar ülkedeki tüm kömür santrallerini kapatma planları yapan Kanada hükümeti Güney Koreli Samsung firması ile 2500 megavatlık kurulu güç ile temiz enerji üretecek santrallerin yapımı için anlaşma imzalamıştır. 2000 megavatlık rüzgâr enerjisi 500 megavatlık da güneş enerjisi santrali kurulması hedefini içeren anlaşma 6.67 milyar dolarlık yatırım gerektirmektedir. Anlaşmanın koşullarına göre Samsung, bu proje için yapacağı üretimi büyük ölçüde Kanada'da gerçekleştirmek ayrıca doğrudan ve dolaylı olarak da 16.000 kişilik istihdam yaratmak ile yükümlü. Projenin finansmanı olarak ise 2025'e kadar tüketicilerin elektrik faturalarına aylık 1.6 dolar olarak yansıtılması planlanmaktadır [30].

Genel Bir Tablo ve referanslarla dünyada yapılan çalışmalar Çizelge 1.1'deki gibi özetlenebilir.

Çizelge 1.1'de, PV, Güneş Paneli; BAT, Akümülatör; ELK, Elektrolizör; DB, Düşük Basınç sıkıştırılmış gaz (<10Mpa); YB, Yüksek Basınç Sıkıştırılmış gaz (>10Mpa); MH, Metal Hibrit; YP, Yakıt Pili anlamına gelmektedir.

Hidrojen ve yakıt pili sistemleri için Avrupa'nın dönemsel hedefleri 2005 yılından başlayarak 2050 yılına kadar gerek hidrojen üretimi ve dağılımı gerek ise yakıt pili ve hidrojen sistemlerinin geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması kapsamında Çizelge 1.2'de özetlenmiştir [41].

Çizelge 1.1 : Enerji taşıyıcı olarak hidrojen kullanan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayanan güç sistemleri.

Proje	Ülke	Sistem Bileşenleri	Kaynak	Pik Güç Değeri(W)	
				PV	RÜZ
<i>Küçük Ölçek</i> (<10kW)					
NEMO	Finlandiya	PV-BAT-ELK-Depo(DB)-YP	[31]	1300	—
Freiburg'da Güneş Evi	Almanya	PV-BAT-ELK-Depo(DB)-YP	[32]	4200	—
SAPHYS	İtalya	PV-BAT-ELK-Depo(DB)-YP	[33]	5600	—
INTA	İspanya	PV-ELK-Depo(DB, YB, MH)-YP	[34]	8500	—
IFE-H-SAPS	Norveç	PV-ELK-Depo(MH)-YP	[35]	2000	—
<i>Orta Ölçek</i> (10-100kW)					
Trois Rivières	Kanada	RÜZ-PV-ELK-Depo(DB)-BAT-YP	[36,37]	1000	10,000
Fachhochschule	Almanya	RÜZ-ELK-Depo(DB)-YP	[38]	—	100,000
Stralsund	UK	RÜZ-PV-ELK-Depo(DB, MH)-YP	[39]	13,000	50,000
CREST-HaRI-projesi					
<i>Büyük Ölçek</i> (>100 kW)					
UTSIRA	Norveç	RÜZ-Depo(DB)- YP	[40]	—	600,000

1.2.2 Türkiye’de yapılan çalışmalar

Ülkemizde tarım, orman, gıda ve sanayi atıklarının değerlendirilmesi konusunda çeşitli araştırmalar yapılmaktadır. Bu çalışmalardan bazıları, mikroorganizmalar tarafından karbon kaynağı olarak atık maddelerin kullanılmasıyla hidrojen üretilmesidir. Doğada bulunan anaerobik bakteriler, fotosentetik bakteriler ve alglerin birçok türü metabolizmalarının gereği olarak hidrojen üretmekte, ayrıca kullanılan ham maddeler ve oluşan tüm ürün ve yan ürünler biyolojik çevrimin bir parçası olduğu için üretim süreci doğaya zarar vermemektedir.

Çizelge 1.2 : Hidrojen ve yakıt hücreleri sistemlerinin geliştirilmesine yönelik yakın, orta ve uzak dönem hedefleri.

Hidrojen Üretimi ve Dağılımı	Yıl	Yakıt Hücresi ve Hidrojen Sistemlerinin Geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması
Hidrojenin,Eloktrolizle Ve Doğal Gaz Reforming Yöntemiyle Üretilmesi	2005	Düşük sıcaklıkta çalışan sabit yakıt hücreleri(PEM) sistemlerinin uygun ticari uygulamaları (<50 kW)
Bölgesel Hidrojen Dolum İstasyonları, Karayolu İle Hidrojen Taşınması Ve Yakıt İkameli İstasyonlarında Hidrojen Üretimi (Reforming Ve Eloktroliz)	↓	Yüksek sıcaklıkta çalışan sabit yakıt hücresi sistemlerinin geliştirilmesi (MCFC/SOFC) (<500 kW)
		Düşük sıcaklıkta çalışan sabit yakıt hücresi sistemlerinin geliştirilmesi (PEM)(<300 kW)
Bölgesel Hidrojen Dağıtım Şebekeleri	2010	Yakıt hücresi araçlarının seri üretimi ve diğer taşımacılık işlemlerine uygulanması
Çevre İle Uyumlu Hidrojen Üretim Proseslerin Geliştirilmesi	↓	Hidrojen araç filolarının kurulması
		SOFC sistemlerinin ticarileşmesi (<10 MW)
	2020	Yolcu araçlarında yakıt hücrelerinin kullanımı
Bölgesel Hidrojen Dağıtım Şebekeleri Arasında Bağlantı Kurulması, Hidrojen Üretiminin Önemli Ölçüde Biyokütle Gazlaştırılmasını Da İçeren Yenilenebilir Enerjiden Üretimi	↓	Düşük maliyette, yüksek sıcaklıkta çalışan yakıt hücresi sistemleri
	2030	Yakıt hücrelerinin yaygınlaşmasıyla güç üretiminin dağılımında önemli ölçüde büyüme
Yaygın Hidrojen Boru Hattı Alt Yapısı	↓	Hidrojenli yakıt hücresi araçlarının yaygınlaşması
Hidrojenin Doğrudan Yenilenebilir Kaynaklardan Üretimi	2040	Yakıt hücrelerinin taşımacılıkta, yaygın güç üretiminde ve portatif uygulamalarda baskın teknoloji haline gelmesi
	2050	Hidrojenin havacılıkta kullanılması

Bu amaçla ODTÜ-Biyohidrojen grubu tarafından yapılan çeşitli çalışmalarda şeker, süt ve zeytin fabrikası atık suyu gibi bazı endüstriyel ve tarımsal atıkların hidrojen üreten mikroorganizmalar tarafından karbon kaynağı olarak kullanılması incelenmiştir.

Bunun yanı sıra, yapay besinler kullanılarak hidrojen üretimini etkileyen sıcaklık, pH ve ışık yoğunluğu gibi dış faktörlerin belirlenmesiyle, fotosentetik bakterilerin hidrojen üretim mekanizmasını belirlemeye yönelik çalışmalar yapılmıştır. Hidrojen üretim verimini arttırmaya yönelik bir diğer çalışma ise güneş ışığı altında, büyük ölçekli reaktörlerde hidrojen üretimidir. Ayrıca mikroorganizmaların fotosentez verimini arttırmaya yönelik genetik çalışmalar TÜBİTAK-RİGEB ve ABD’de bulunan Pennsylvania Üniversitesiyle işbirliği içinde yapılmaktadır. Bu araştırmalar,

Avrupa Birliği COST-841 Aksiyonu'na dâhil olan 12 Avrupa ülkesi ile işbirliği içinde araştırılmaktadır.

Hızlı büyüyen enerji bitkilerinin (tatlı sorgum vb.) tarım sahalarında üretimi, ön-işlemden geçirilerek bu biokütlenin gazlaştırılması, karanlık fermantasyon ve/veya foto fermantasyonu, süper kritik su koşullarında fermente edilemeyen kısmın gazlaştırılması gibi yöntemlerle hidrojen üretiminin geliştirilmesi gereklidir [42].

Bu şekilde hidrojen üretildiği takdirde, açığa çıkacak olan CO₂ tekrar fotosentez ile tutulacaktır. Dolayısı ile bu sistemde çevresel bir iklim etkisi oluşmayacaktır. İlk bakışta güneş enerjisi (solar termoliz, güneş pilleri ile elektrik üretimi ve suyun elektrolizi) Avrupa ülkelerine çok cazip gelmemektedir. Bu yöntem ülkemizde ve diğer Akdeniz ülkelerinde çok daha fazla uygulama alanı bulacaktır.

Bitkiler fotosentez ile güneş ışığını en yüksek verim ile dönüştürülebilme kabiliyetine sahiptir. Bu nedenle tarım yapabilen her türlü alanda fotosentez ile güneş ışığının depolanması mümkün olacaktır. Bilindiği gibi, gerek ülkemizde gerekse Kuzey Avrupa ülkelerinde daha bulutlu ve yağışlı olan yöreler en yeşil kuşağa sahiptir. Güneş enerjisinin kullanımının yaygınlaştırılmasındaki en önemli husus, yöreye göre en uygun olan yöntemin seçilmesiyle mümkün olacaktır [42].

1.2.2.1 Türkiye'de yakıt pili araştırmaları

Üniversitelerde ve TÜBİTAK'ta konu ile ilgili araştırma çalışmalarını ve demonstrasyon projelerinin yanı sıra TÜBİTAK-MAM, Tofaş, Arçelik, Ford ve TTGV işbirliği ile 30.000 €'luk, 4 yıl sürecek PEM yakıt pili uygulamalarını içeren bir proje 2003 yılı Ekim ayında başlamıştır.

Son yıllarda özel sektörün (Elimsan A.Ş, Hidrener A.Ş, EAE A.Ş) ilgisini de çeken hidrojen enerjisi konusuna Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı büyük önem vermektedir. 18-19 Haziran 2003 tarihinde Paris'te yapılan Uluslar Arası Enerji Ajansı Hidrojen Enerjisi Koordinasyon Grubu 1. Toplantısına katılmış ve ülkemizdeki bor kaynakları ve hidrojen sülfür kaynaklarının hidrojen enerji teknolojileri konusunda değerlendirilmesine ilişkin ortak çalışmaların yapılması kararlaştırılmıştır.

Uluslar Arası Hidrojen Enerjisi Teknolojileri Merkezi'nin (ICHET) kurulmasına ilişkin anlaşma, Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Birleşmiş Milletler Sınai

Kalkınma Örgütü (UNIDO) arasında ve 21 Ekim 2003 tarihinde Viyana'da imzalanmıştır.

ICHET'in faaliyete geçmesi ile TÜBİTAK-MAM ve diğer araştırma kuruluşları ile üniversitelerde yapılan araştırma ve uygulama çalışmaları bir çatı altında toplanacak, ülkemizin doğal kaynakları da dikkate alınarak koordineli olarak çalışmalara hız kazandırılacaktır. Ayrıca, Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü'nün koordinasyonunda oluşturulacak Türkiye hidrojen enerjisi yol haritası bu konudaki çalışmaların verimliliği ve geliştirilecek politikaların tutarlılığı açısından önemlidir.

Enerjisinin % 70'ini ithal kaynaklardan sağlayan dolayısıyla yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarını çeşitlendirme ve kullanım paylarını artırma çabasında olan Türkiye'nin hidrojen enerji sistemleri konusunda öncü ülkelerden olması gereklidir. Çünkü, sahip olduğumuz bazı doğal kaynaklar özellikle güneş enerjisi potansiyelimiz, güneş-hidrojen sistemine geçmek için son derece uygun bir seçenektir.

Güneş enerjisini doğrudan elektrik enerjisine çeviren güneş panelleri yardımıyla suyun elektrolizi ile hidrojen üretiminde 1m³ sudan yaklaşık 108 kg hidrojen elde edilmekte olup, bu da enerji olarak 420 lt. benzine eş değer bulunmaktadır [42].

1.2.2.2 BM uluslararası hidrojen enerjisi teknolojileri merkezi (UNIDO/ICHET)

Birleşmiş Milletler Uluslararası Hidrojen Enerjisi Teknolojileri Merkezi'nin (ICHET) kurulmasına ilişkin anlaşma, Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Birleşmiş Milletler Sınai Kalkınma Örgütü (UNIDO) arasında 21 Ekim 2003 tarihinde Viyana'da imzalanmıştır.

Ülkemiz ile birlikte uluslararası enerji çevrelerinin büyük önem verdiği ve geleceğin enerjisi olarak adlandırılan hidrojen enerjisinin İstanbul'da kurulan merkezinin başlıca amaçları:

- Kalkınmış ve kalkınmakta olan ülkeler arasında bir köprü vazifesi görerek hidrojen araştırma, geliştirme ve yatırımcı kuruluşlar arasında bir koordinasyonu sağlamak ve gelecekteki hidrojen teknolojisi ve endüstrisinin uygulama alanlarını tespit etmek,
- Hidrojen teknolojisi uygulamalarında barışçıl ve kalkınmaya yönelik işbirliğini geliştirmek,

- Hidrojen araştırma ve geliştirme çalışmalarının artırılması için kalkınmış ülkelerin bilim adamlarını ve uzmanlarının doğrudan katkılarını sağlamak,
- Kalkınmakta olan ülkelerin Ar-Ge merkezlerinin ve programlarını desteklemek, hidrojen teknolojileri alanındaki yatırımları teşvik etmek,

olarak belirlenmiştir.

ICHET'in Faaliyetleri;

Uzun ve kısa dönemli atölye çalışmaları, bilimsel toplantılar, bilim adamları ve uzmanların katılacağı uygulamalı eğitim programları düzenlemek,

- Ar-Ge ve teknoloji transferi yapmak,
- Danışmanlık hizmeti sunmak,
- Endüstri ile işbirliği kurmak,
- Hidrojen enerjisi teknolojilerini tanıtmak amacıyla katılımcı ülkelere teknolojik çalışmalar, teknoloji izleme ve tahmini, Ar-Ge, teknoloji transferi, eğitim, burs ve danışmanlık hizmeti sağlamak.

ICHET'in çalışma kapsamı içerisinde:

- Hidrojen enerjisi politikası oluşturulması, büyük miktarlarda hidrojen üretimi ve hidrojen enerji teknolojilerinin uygulanmasının ve çevresel çalışmaların ekonomik analizi,
- Diğer yenilenebilir enerji sistemleriyle hidrojen üretim tekniklerinin entegre edilmesi,
- Hidrojen depolama teknikleri,
- Klima sistemleri ve hidrojen depolamada metal hidrürlerin kullanımı,
- Boru ile hidrojen nakli,
- Sıvı hidrojen teknolojileri,
- Hidrojenle çalışan taşıtlar (otobüsler, kamyonlar, otomobiller, iki ve üç tekerlekli taşıtlar),
- Yakıt pili uygulamaları (merkezi olmayan enerji üretimi ve taşıtlar),
- Hidrojen alt yapısı geliştirilmesi,

- Kimyada, enerji üretiminde, gaz, petrol endüstrisinde ve metalürjide hidrojen uygulamaları,

bulunmaktadır [42,43].

2. SİMÜLASYONU YAPILACAK YENİLENEBİLİR ENERJİ SİSTEM BİLEŞENLERİ

2.1 Güneş Panelleri (Fotovoltaik Sistem)

Güneş ışını kesintisiz bir enerji kaynağı olduğu ve çevreyi kirletmediği için alternatif enerji kaynakları arasında önemli bir yer tutmaktadır. Çevre dostu olmalarının yanı sıra fotovoltaik sistemler aynı zamanda modülerdir. Yani ihtiyaca göre istenilen yere monte edilebilirler. İhtiyacın artması durumunda, sisteme yeni fotovoltaik modeller kolaylıkla çok kısa sürede ilave edilebilir. Diğer enerji üretim sistemleri için bu durum söz konusu değildir. Fotovoltaik sistemlerin işletme ve bakım maliyetleri, diğer enerji üretim sistemlerine göre son derece düşüktür. 8-24 panellik bir sistem normal bir evin tüm elektrik ihtiyacını karşılayabilir, endüstri uygulamaları veya elektrik santralleri için binlerce güneş panelinin kullanıldığı büyük sistemler kurulmaktadır.

Güneş enerjisi teknolojileri yöntem, malzeme ve teknolojik düzey açısından çok çeşitlilik göstermektedir. Dünya atmosferinin dışında güneş enerjisinin şiddeti, aşağı yukarı sabit ve 1370 W/m^2 değerindedir, ancak yeryüzünde $0-1100 \text{ W/m}^2$ değerleri arasında değişim gösterir. Bu enerjinin dünyaya gelen küçük bir bölümü dahi, insanlığın mevcut enerji tüketiminden çok büyük oranda fazladır.

2.1.1 Güneş panelinin yapısı ve çalışma prensibi

Günümüz elektronik ürünlerinde kullanılan transistörler, doğrultucu diyotlar gibi güneş pilleri de, yarı-iletken maddelerden yapılırlar. Yarı-iletken özellik gösteren birçok madde arasında güneş pili yapmak için en elverişli olanlar, silisyum, galyum arsenik, kadmiyum tellür gibi maddelerdir [44].

Yarı-iletken maddelerin güneş pili olarak kullanılabilmesi için n ya da p tipi katkıları gereklidir. Katkı, saf yarıiletken eriyik içerisine istenilen katkı maddelerinin kontrollü olarak eklenmesiyle yapılır. Elde edilen yarı-iletkenin n ya da p tipi olması katkı maddesine bağlıdır. En yaygın güneş pili maddesi olarak

kullanılan silisyumdan n tipi silisyum elde etmek için silisyum eriyiğine periyodik cetvelin 5. grubundan bir element, örneğin fosfor eklenir. Silisyum'un dış yörüngesinde 4, fosforun dış yörüngesinde 5 elektron olduğu için, fosforun fazla olan tek elektronu kristal yapıya bir elektron verir. Bu nedenle V. grup elementlerine "verici" ya da "n tipi" katkı maddesi denir.

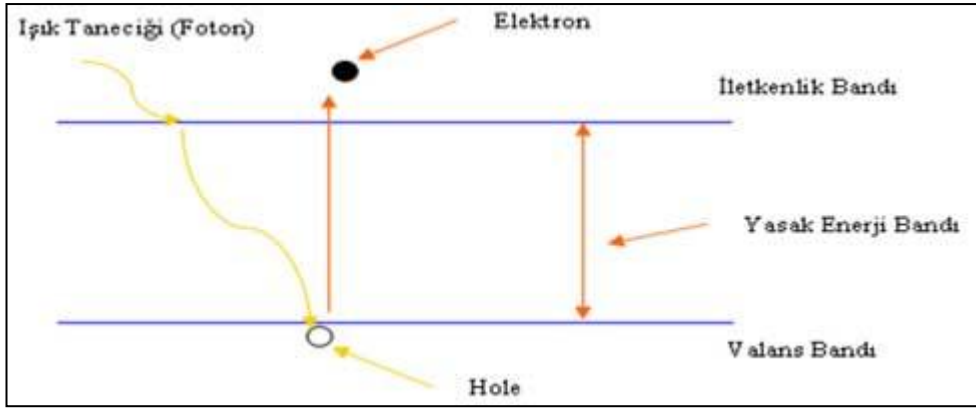
P tipi silisyum elde etmek için ise, eriyiğe 3. gruptan bir element (alüminyum, indiyum, bor gibi) eklenir. Bu elementlerin son yörüngesinde 3 elektron olduğu için kristalde bir elektron eksikliği oluşur, bu elektron yokluğuna hol ya da boşluk denir ve pozitif yük taşıdığı varsayılır. Bu tür maddelere de "p tipi" ya da "alıcı" katkı maddeleri denir [44].

P ya da n tipi ana malzemenin içerisine gerekli katkı maddelerinin katılması ile yarıiletken eklemeler oluşturulur. N tipi yarıiletkende elektronlar, p tipi yarıiletkende holler çoğunluk taşıyıcısıdır. P ve n tipi yarıiletkenler bir araya gelmeden önce, her iki madde de elektriksel bakımdan nötrdür. Yani p tipinde negatif enerji seviyeleri ile hol sayıları eşit, n tipinde pozitif enerji seviyeleri ile elektron sayıları eşittir. PN eklem oluştuğunda, n tipindeki çoğunluk taşıyıcısı olan elektronlar, p tipine doğru akım oluştururlar. Bu olay her iki tarafta da yük dengesi oluşana kadar devam eder. PN tipi maddenin ara yüzeyinde, yani eklem bölgesinde, P bölgesi tarafında negatif, N bölgesi tarafında pozitif yük birikir. Bu eklem bölgesine geçiş bölgesi ya da yükten arındırılmış bölge denir. Bu bölgede oluşan elektrik alan yapısal elektrik alan olarak adlandırılır. Yarıiletken eklemine güneş pili olarak çalışması için eklem bölgesinde fotovoltaiik dönüşümün sağlanması gerekir. Bu dönüşüm iki aşamada olur, ilk olarak, eklem bölgesine ışık düşürülerek elektron-hol çiftleri oluşturulur, ikinci olarak ise, bunlar bölgedeki elektrik alan yardımıyla birbirlerinden ayrılır.

Yarıiletkenler, bir yasak enerji aralığı tarafından ayrılan iki enerji bandından oluşur. Bu bandlar valans bandı ve iletkenlik bandı adını alırlar. Bu yasak enerji aralığına eşit veya daha büyük enerjili bir foton, yarıiletken tarafından soğurulduğu zaman, enerjisini valans banddaki bir elektrona vererek, elektronun iletkenlik bandına çıkmasını sağlar (Şekil 2.1). Böylece, elektron-hol çifti oluşur. Bu olay, PN eklem güneş pilinin ara yüzeyinde meydana gelmiş ise elektron-hol çiftleri buradaki elektrik alan tarafından birbirlerinden ayrılır. Bu şekilde güneş pili, elektronları n bölgesine, holleri de p bölgesine iten bir pompa gibi çalışır. Birbirlerinden ayrılan elektron-hol çiftleri, güneş pilinin uçlarında yararlı bir güç çıkışı oluştururlar. Bu

süreç yeniden bir fotonun pil yüzeyine çarpmasıyla aynı şekilde devam eder. Yarıiletkenin iç kısımlarında da, gelen fotonlar tarafından elektron-hol çiftleri oluşturulmaktadır. Fakat gerekli elektrik alan olmadığı için tekrar birleşerek kaybolmaktadırlar [44].

Işığın (fotonların) elektriğe dönüşümüne fotovoltaiik etki adı verilmiştir. Güneş panelleri güneş ışığını doğrudan elektriğe çevirirler. Güneş pilleri (fotovoltaiik piller) yarı iletken malzemeden üretilmektedir. Güneş ışığı bu maddeler tarafından emildiği zaman, elektronlar buldukları atomlardan ayrılarak madde içinde serbest kalırlar ve böylece bir elektrik akımı oluşur. Yüzeyleri kare, dikdörtgen, daire şeklinde biçimlendirilen güneş pillerinin alanları genellikle 100 cm² civarında, kalınlıkları ise 0,2-0,4 mm arasındadır. Güneş pilleri, elektrik enerjisinin gerekli olduğu her uygulamada kullanılabilir. Güneş pili modülleri uygulamaya bağlı olarak, akümülatörler, invertörler, akü şarj denetim aygıtları ve çeşitli elektronik destek devreleri ile birlikte kullanılarak bir güneş pili sistemi (fotovoltaiik sistem) oluştururlar. Bu sistemler, özellikle yerleşim yerlerinden uzak, elektrik şebekesi olmayan yörelerde, generatöre yakıt taşımının zor ve pahalı olduğu durumlarda kullanılırlar. Bunun dışında dizel generatörler ya da başka güç sistemleri ile birlikte karma olarak kullanılmaları da mümkündür [44].



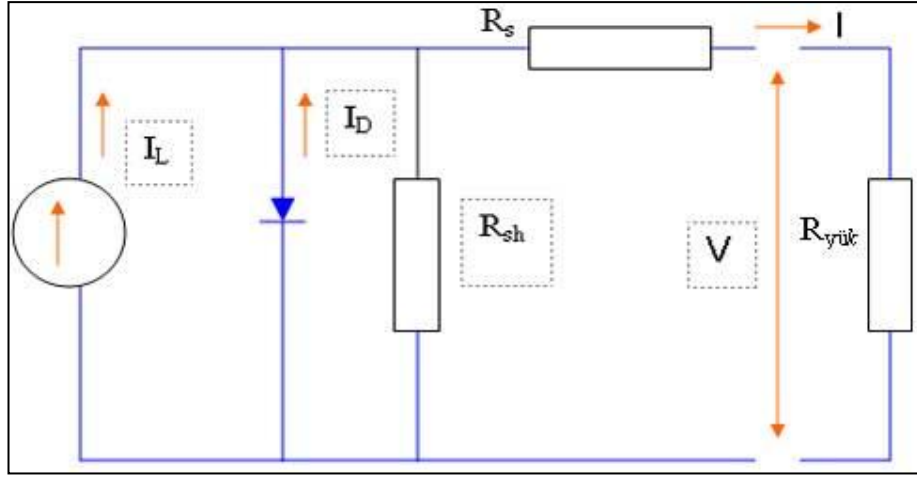
Şekil 2.1 : Yarıiletkenlerin enerji bantları.

Güneş enerjisi, güneşin çekirdeğinde yer alan füzyon süreciyle açığa çıkan ışınım enerjisi, güneşteki hidrojen gazının helyuma dönüşmesi şeklindeki füzyon sürecinden kaynaklanır. Bu enerjinin dünyaya gelen küçük bir bölümü dahi, insanlığın mevcut enerji tüketiminden oldukça fazladır. Güneş enerjisinden yararlanma konusundaki çalışmalar özellikle 1970'lerden sonra hız kazanmıştır. Güneş enerjisi sistemleri

teknolojik olarak ilerleme ve maliyet bakımından düşme göstermiş ve çevresel olarak temiz bir enerji kaynağı olarak kendini kabul ettirmiştir [45].

Özetle, serbest yük taşıyıcısı olarak; n tipi yarıiletkende fosfor atomlarının fazlalık elektronları, p tipi yarıiletkendeyse bor atomlarının elektron eksikliğinden kaynaklanan delikler vardır ve bu elektronlarla delikler bir araya gelebilseler, birleşip birbirlerinin elektrik yüklerini gidereceklerdir. Her iki tip yarıiletken de, olağan koşullar altında, ayrı ayrı yüksüzdür. Fakat bu iki tip yarıiletken teması getirildiğinde; n tipindeki elektronlardan sınıra yakın olanlar, sınırın hemen öte tarafındaki deliklerin çekimine kapılır ve bazıları hızla sınırı geçip onlarla birleşmeye başlar. Sınırın n-tarafında elektron eksikliği, yani artı yük; p tarafında ise elektron fazlalığı, yani eksi yük birikmektedir. Bu birikim, Şekil 2.1’de görüldüğü gibi, artı yükten eksi yüke, yani n tarafından p tarafına doğru bir elektrik alanının oluşmasına yol açar. Bu elektrik alanı, sadece sınır çizgisinin yakın komşuluğunu kapsar ve sınırdan uzak dış bölgelere ulaşamaz. Elektronlar sınırı geçtikçe alanın şiddeti artmakta, arkadan gelen elektronların geçişi giderek zorlaşmaktadır. Çünkü elektronlar için elektrik alanı yönünde hareket etmek, yerçekimi kuvvetiyle bir benzetme yapılacak olursa, yokuş yukarı tırmanmak gibidir. Sonuç olarak, sınırın diğer tarafına belli bir miktar elektron geçtikten ve sınır civarındaki elektrik alanı belli bir şiddete eriştikten sonra, elektron geçişi durur.

N bölgesindeki serbest elektronların hepsi değil, sadece küçük bir orana karşılık gelen bazıları, p bölgesindeki deliklerden bazılarıyla birleşmişlerdir. Ama her iki bölgenin de yüksüzlüğü bozulmuş ve artık yeni bir denge oluşmuştur. Bu denge çerçevesinde; sistemin n tarafının sınıra komşu bölgesi artı, p tarafının ise, sınıra komşu bölgesi eksi yüklüdür. Sınırı köprüleyen elektrik alanı bir diyot oluşturur ve ortaya çıkabilecek yeni serbest elektronlara, p'den n'ye geçmeleri yönünde kuvvet uygularken, tersi yöndeki geçişlere izin vermez. Öte yandan bu elektrik alanı, iki yarıiletken arasında bir gerilimin var olduğu anlamına gelir. Eğer bu gerilim üzerinden yük akıtılabilecek olursa, yani akım geçirilebilirse; akım şiddeti çarpı gerilim ($V \times I$) kadar güç üretilmiş olacaktır (Şekil 2.2). Söz konusu akım, güneş ışınlarının yol açtığı serbest elektronlardan oluşacaktır [45].



Şekil 2.2 : PV panel çalışma şeması.

2.1.2 Güneş enerjisinden elektrik üreten sistem elemanları

Fotovoltaik Panel: Küçük hücrelerin bir araya gelmesi ile oluşturulmuş, güneş ışınları etkisi ile içinde elektrik akımının yaratıldığı paneldir [46].

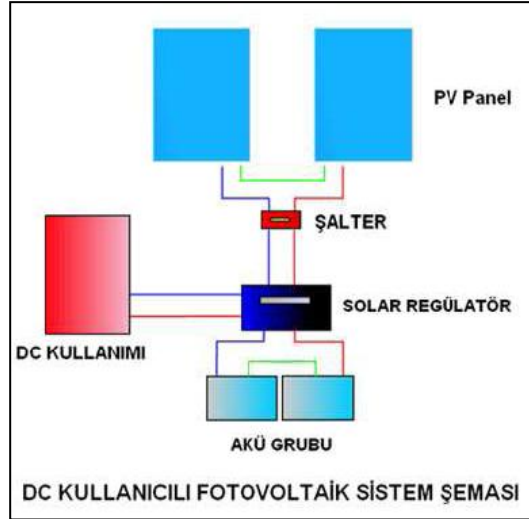
Solar Regülâtör: Panelde üretilen akımın akü sistemine veya doğrudan kullanıma düzgün bir şekilde aktarılmasını ve panel ile akünün zarar görmesini engelleyen bir otomasyon sistemidir.

Akü Grubu: Paneller tarafından üretilen elektriğin daha sonra kullanılabilmesi amacı ile depolandığı ekipmandır. Bu tezdin kullanılan sistemde akü grubunun yerine hidrojen sistemi kullanılacaktır.

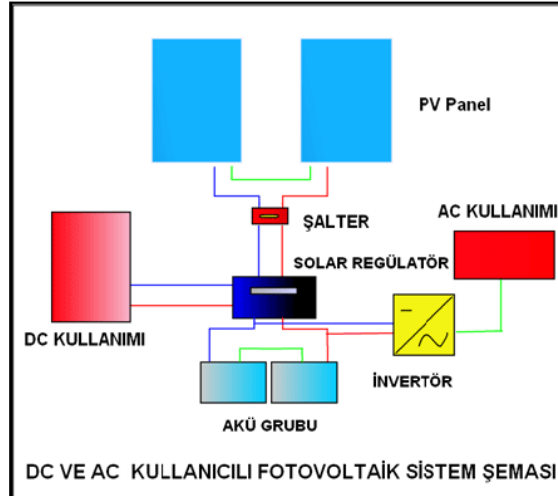
İnvertör: Güneş panellerinde doğru akım üretilir ve aküde bu akım depolanır. Günlük hayatta ise genelde alternatif akımlı elektronik aletler kullanıldığı için akımın değiştirilmesi gerekir. Bu işlemi gerçekleştiren aygıta invertör denir.

2.1.3 Şebekeden bağımsız güneş paneli sistemleri

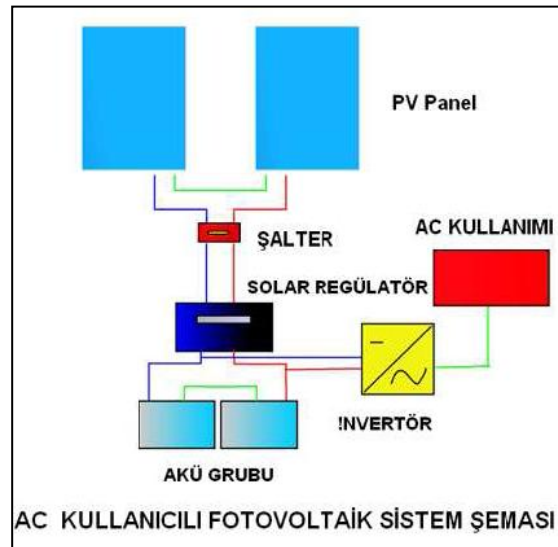
Genelde yerleşim birimlerinden uzakta olan ve elektrik şebekesinin ulaşmadığı bölgelerde sadece yenilenebilir enerji kaynağı ile beslenen sistemlerdir (Şekil 2.3, Şekil 2.4, Şekil 2.5). Genelde bu bölgelere şebekenin getirilmesi fotovoltaik sistem kurulum maliyetinden daha yüksektir [46].



Şekil 2.3 : DC kullanıcıli şebekeden bağımsız fotovoltaiik sistem şeması.



Şekil 2.4 : DC ve AC kullanıcıli şebekeden bağımsız fotovoltaiik sistem şeması.



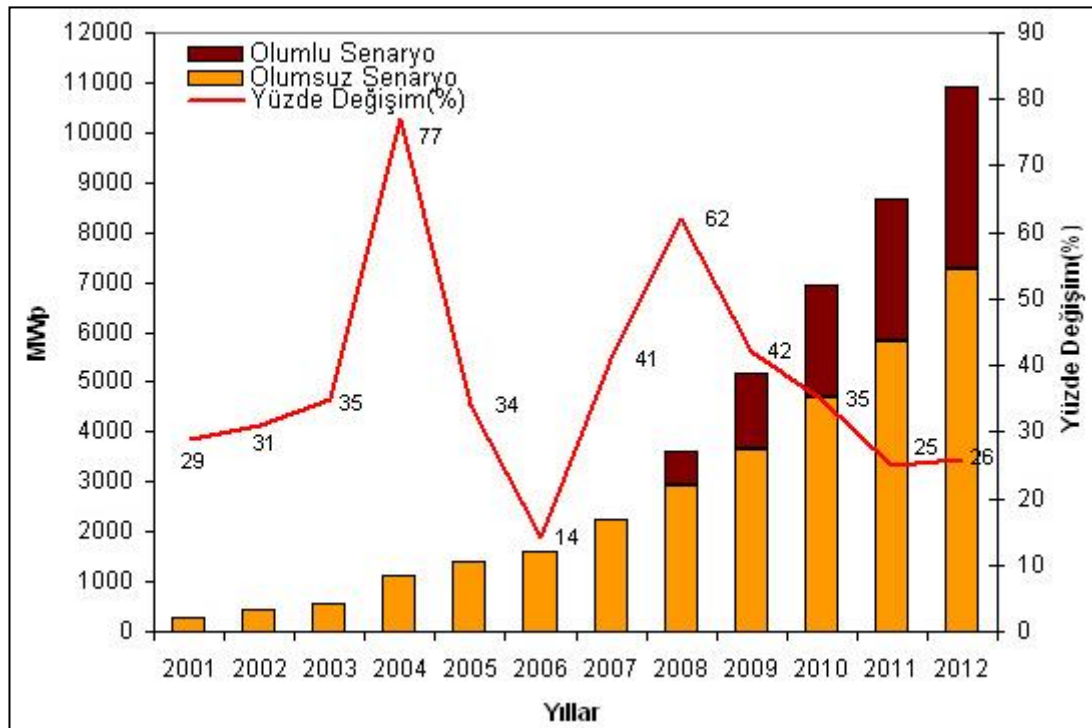
Şekil 2.5 : AC kullanıcıli şebekeden bağımsız fotovoltaiik sistem şeması.

2.1.4 Şebekeye bağlı güneş paneli sistemleri

Bu tür sistemler iki başlık altında ele alınabilir:

Şebekeye bağlı PV güç santralleri: Güçleri 10kW ile onlarca MW arasında değişen PV sistemler olup, çoğunlukla yerel enerji gereksinimlerine destek olmak üzere kurulmuşlardır. Özellikle güç gereksiniminin arttığı saatlerde yerel PV sistemlerini devreye sokacak düzenlemeler için ticari olarak enerji hatlarının geliştirilmesinden daha çekici olabilmektedir [46].

Şebekeye bağlı dağıtılmış PV güç sistemleri: Son yıllarda yaygın hale gelen kullanıcıların bina çatı ve yüzeylerine yerleştirilen bu sistemler tipik olarak 1kW ile 50 kW arasında değişmekte olup iki yönlü sayaç uygulaması ile kullanılan PV gücü şebekeye verilmektedir. Bu tür uygulamalarda PV kurulu gücün 1995 yılı itibari ile 35MW dolayında olduğu sanılırken, Temmuz 1998 de Viyana’da ikinci Dünya Fotovoltaik Enerji Konferansı’nda özellikle evlerin çatılarına yerleştirilen PV sistemlerine ilginin hızla arttığı belirlenmiştir. Şekil 2.6’da PV sistemlerinin öngörülen kurulu güç değişimi özetlenmektedir [47].



Şekil 2.6 : 2012 yılına kadar dünya genelinde PV kurulu gücü değişim öngörüsü.

2.1.5 Sistemde kullanılan güneş panelleri

Sistemde kullanılan PV paneller bölge enlem değerine eşit olarak yatay eksene göre 41° bir açıyla yerleştirilmiştir. Gerçek işletme koşullarında, panel kirlenmesi, gölgelenme, karla kaplanma, kablo kayıpları ve eskime gibi PV çıkış gücünü azaltan faktörleri hesaba katmak için, nominal gücü azaltan %90 değerinde bir düşme faktörü seçilmiştir. Albedo da denilen yüzey yansıtma oranı, zemine vuran solar radyasyonu ile yansıyan radyasyon arasındaki orandır ve bu değer PV yüzeyine vuran güneş ışığı miktarını hesaplamak için kullanılmaktadır. Çalışmada bu değer %20 olarak alınırken güneş ışığına göre hareket eden panel sistemi kullanılmamıştır.

PV Paneller ile ilgili maliyet analizlerinin yapılmasında kesin bir değer belirtebilmek için çıkarılmış bazı yayınlardan, tamamlanmış projelerden ve piyasa araştırmasından faydalanılmıştır.

Zoiliyas ve diğerleri (2006), yenilenebilir enerji sistemleri üreticileriyle yaptıkları doğrudan irtibat ve literatür taraması sonucu PV panel yatırım maliyetini lineer bir yatırım modeli kullanarak kW başına 6750 \$ olarak belirlemiş ve ömür olarak 30 yıl kabul etmişlerdir [48].

Khan ve Iqbal (2005), NREL'in modelleme projelerinden ve Siemens Panel fiyatlarından faydalanarak 1 kW'lık bir güneş enerji sistem kurulum maliyetini ve değiştirme maliyetini sırasıyla 7000\$ ve 6000\$ olarak belirlemiştir [16].

Zouliyas ve Lymberopoulos (2007), bir adanın yenilenebilir enerji analizini yapmış ve bir sistem kurmuşlardır, kurdukları sistemde PV panel maliyetlerini bir kW için 6000-9000€ arası olarak kabul etmişler ve kendi kurdukları sistemde kW başına 6750€ değerini kullanmışlardır [49].

Elhadidy ve Shaahid (2000), kullandıkları hibrit güç üretim sisteminde PV sistem maliyetini kW için 4000\$ olarak kabul etmişlerdir.[6]

Valente ve Almeida (1997), merkezi olmayan güç üretimi için ekonomik analizini yapmış oldukları Dizel-PV hibrit sisteminde PV maliyetini yine kW başına 3500\$ almışlardır. Sistemi optimize etmek için kullandıkları maliyet analizi şimdiki-değer metoduna dayanmaktadır ve referans değeri olarak aşağıdaki ifadeyi kullanmışlardır. Burada t_a =analiz zamanı (20 yıl, 30 yıl,..), i = yıllık ilgi oranı, C_k = k yılındaki maliyet olmaktadır [50].

$$V_p = \sum_{k=1}^{ta} \frac{C_k}{(1+i)^k} \quad (2.2.1)$$

Shaahid ve Elhadidy (2006), sıcak bölgelerdeki konut elektriğinin karşılanması için PV-dizel-akümülatör sisteminin ekonomik analizini yapmışlardır ve kullandıkları PV için 6900\$/kW ve 25 yıllık bir ömür değerlerini düşünmüşlerdir [51].

Hansen (1998), güç üretimi için teknoloji opsiyonları üzerine yaptığı çalışmasında PV paneller için kW başına yaklaşık 4000\$ bir maliyet hesaplamışlardır [52].

Alphen ve diğerleri (2007), Maldivler'in yenilenebilir enerji potansiyeliyle ilgili yaptıkları araştırmada çeşitli üretici firmalardan ve literatür taramasından elde ettikleri PV sistemler için aşağıdaki maliyet analizini yapmışlardır (Çizelge 2.1)[19].

Çizelge 2.1 : Yapılan örnek çalışma değerleri.

PV-Materyal ve Malzemeler	Maliyet Aralığı(\$)	Birim
Güneş Paneli	4200-6000	kW
Montaj Teçhizatı	10-100	m2
Control Sistemi	400-600	kW
Kablolama	200-400	kW

Aynı çalışmada 2010 yılına kadar maliyetlerin 3200\$-4000\$ arasında olacağı öngörülmüştür.

Givler ve Lilienthal (2006), Sri Lanka için küçük Solar Güç Sistemlerinde generator birimlerinin rolü konusunda hazırladıkları teknik raporda PV paneller için yatırım maliyetini ve değiştirme maliyetini 7500\$/kW olarak almışlardır. Bu maliyet değerini çıkarırken de içerisine nakliye, gümrük vergisi, son satıcı fiyat yükseltmelerini hesaba katmışlardır. Paneller bölge enlemine eşit bir açıda sabit bir şekilde monte edilmiştir ve verim faktörü olarak da %90 seçilmiştir. Albedo denilen yüzey yansıtması yüzeye düşen solar radyasyonun yansıyan radyasyon miktarına oranıdır. Bu değer örnek olarak çimle kaplı bir alanda %20 iken karlı bir bölgede %70 civarındadır. Bu değer pilot bölge için %20 olarak alınmıştır ve PV panellerin üzerine düşen radyasyon miktarını küçük oranda etkilemektedir. HOMER panellere düşen güneş enerjisini hesaplamak için bu değeri de kullanmaktadır [53].

PV sistemler bakım-onarım maliyetlerinin minimum olması ve talep artışına göre boyutlarının değiştirilebilmesi avantajlarıyla göze çarpmaktadır. Ayrıca bu sistemler elektriği en çok ihtiyaç duyduğumuz zamanlarda, puant talebin çok olduğu sıcak yaz

aylarında üretmektedirler. Bu sistemlerin kusurları ise: PV panel sermaye maliyeti değerleri yüksektir ve ayrıca bu sistemlerin güneş ışığına bağımlı güç çıkışları 24-saatlik bir yük profilini karşılayacak uygunlukta değildir. Fakat verimlerinin artırılması ya da maliyet değerlerinde düşüşün kaydedilmesi bu senaryoyu değiştirecektir [52]. Literatür çalışması sonucu aşağıdaki Çizelge 2.2 oluşturulmuştur.

Çizelge 2.2 : Literatürdeki PV maliyetleri.

PV		
Boyut	Sermaye Maliyeti	Ref
1 kW	\$6750	[48]
1 kW	\$8000-\$12000	[49]
1kW	\$4200-\$6000	[19]
1kW	\$7500	[53]
1kW	\$10 200	[23]
1 kW	\$10 000	[22]
75W	\$355	[20]
1 W	\$5.3	[54]

Piyasa araştırması ve bahsedilen literatür verilerine göre kullanılan PV sistemlerinin sermaye maliyeti 5000\$/kWh olarak alınmıştır ve işletme/bakım maliyeti de sıfır olarak kabul edilmiştir.

2.2 Rüzgâr Türbinleri

Teknik olarak kullanılabilir toplam hazır küresel rüzgâr kaynağı tahmin edilen toplam dünya elektrik talebinin iki mislinden daha büyüktür. Dünya rüzgâr kaynağı 53 TWh/yıl olarak hesaplanmakta, 2020 yılında dünya elektrik talebi artışının 25,579 TWh/yıl olacağı öngörülmektedir.

2020 yılında 1,245 GW dünya rüzgâr gücü hedefine ulaşmak için gereken yatırım miktarı 692 milyardır. Bu süre içinde üretim maliyetlerinin 3.79 e-cents/kWh'dan 2.45 e-cents/kWh'a düşmesi beklenmektedir. Yine bu süre içinde dünya çapında rüzgar endüstrisinde imalat, kurulum ve diğer iş kollarında 2.3 milyon iş imkanı sağlanacaktır.

Rüzgâr enerjisi enerji geleceğimizde ve iklim değişikliğini önlemede büyük bir role sahiptir. Halen dünyada en hızlı büyüyen enerji sektörlerinden biridir. Gelişmiş

lkeler sera gazı gaz emisyonlarından korunmak için dünyada rüzgar gücü geliştirmelerini teşvik etmek ve desteklemek zorundadır.

Rüzgâr gücü küresel çapta kullanıma hazır ve gerekli olan g teknolojilerinin en etkililerinden biridir ve diğer geleneksel güç santrallerinden çok daha çabuk kurulabilmektedir. Rüzgâr türbinlerinde küresel piyasa 2020 yılına kadar şimdiki 8 milyar € dan 80 milyar € yıllık iş hacmine çıkacaktır.

Zamanımızın küresel enerji politikaları sadece iklim değişikliği ile değil, aynı zamanda enerji talep artışları ve enerji sağlamada güvenlik konuları ile de önemlidir. Bu u konuda rüzgâr enerjisi bir liderlik adayıdır [44].

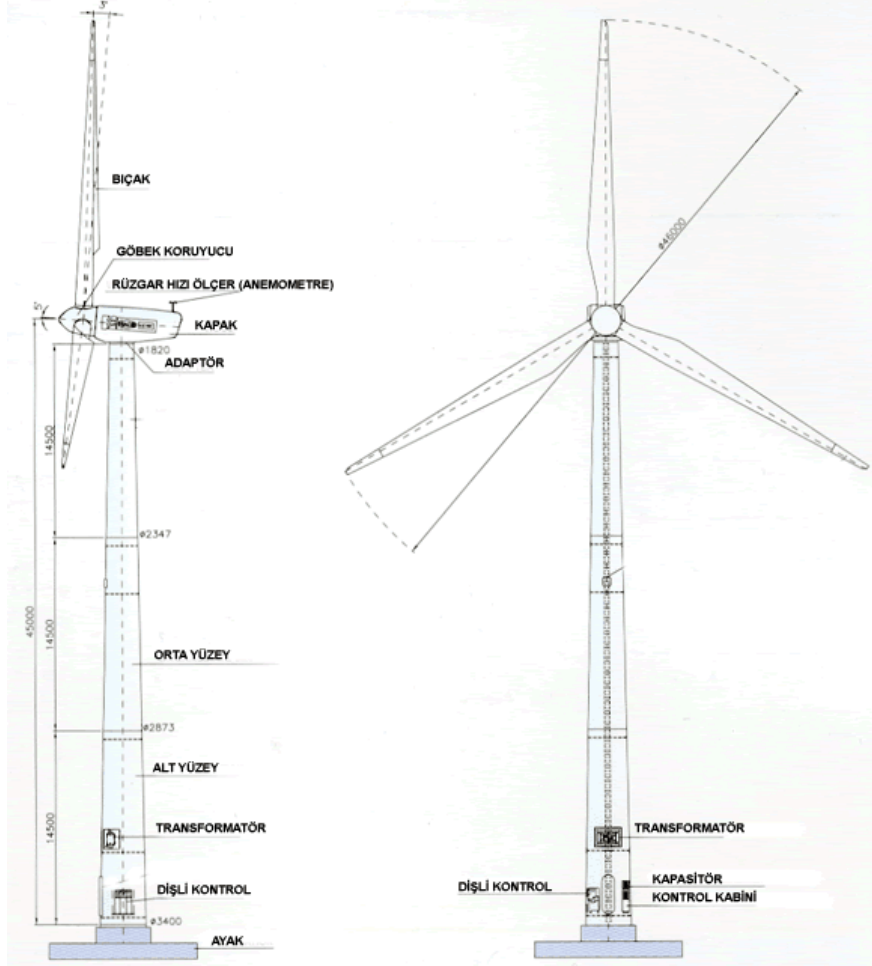
Rüzgâr türbinini, rzgrdaki kinetik enerjiyi önce mekanik enerjiye daha sonra da elektrik enerjisine dönüştüren sistemdir. Bir rüzgâr türbinini genel olarak kule, generatör, hız dönüştürücüleri (dişli kutusu), elektrik-elektronik elemanlar ve pervaneden oluşur. Rzgrın kinetik enerjisi rotorda mekanik enerjiye çevrilir. Rotor milinin devir hareketi hızlandırılarak gövdedeki generatöre aktarılır. Generatörden elde edilen elektrik enerjisi aküler vasıtasıyla depolanarak veya doğrudan alıcılara ulaştırılır.

Kullanımdaki rüzgâr türbinleri boyut ve tip olarak çeşitlilik gösterse de, genelde dönme eksenine göre sınıflandırılır. Rüzgâr türbinleri dönme eksenine göre “Yatay Eksenli Rüzgâr Türbinleri” ve "Düşey Eksenli Rüzgâr Türbinleri” olmak üzere iki sınıfa ayrılırlar. Ticari türbinler genellikle yatay eksenlidir. Bu tip türbinlerde dönme eksenini rüzgâr yönüne paraleldir. Kanatları ise rüzgâr yönüyle dik açı yaparlar. Rotor, rzgrını en iyi alacak şekilde, döner bir tabla üzerine yerleştirilmiştir [55].

Yatay eksenli türbinlerin çoğu, rzgrını nden alacak şekilde tasarlanır. Rzgrını arkadan alan türbinlerin yaygın bir kullanım yeri yoktur. Rzgrını nden alan türbinlerin iyi tarafı, kulenin oluşturduğu rüzgâr glgelenmesinden etkilenmemesidir. Kötü tarafı ise, türbinin sürekli rüzgâra bakması için dmen sisteminin yapılmasıdır.

Yatay eksenli türbinlere örnek olarak pervane tipi rüzgâr türbinleri verilebilir. Bu tip türbinlerin kanatları tek parça olabileceği gibi iki ve daha fazla parçadan da oluşabilir. Günümüzde en çok kullanılan tip u kanatlı olanlardır. Bu türbinler elektrik üretmek için kullanılır (şekil 2.7). Makine yeri, rüzgâr türbininin dişli kutusu ve elektrik generatörü dahil kilit parçalarını içerir. Servis personeli, makine yerine

türbin kulesinden girebilir. Makine yeri solunda, rüzgâr türbini pervanesi yani pervane kanatları ve göbek bulunur [55].

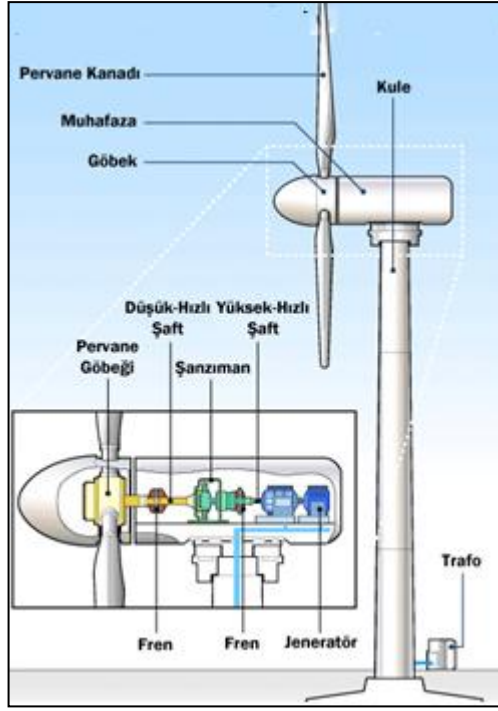


Şekil 2.7 : Yatay eksenli rüzgâr türbininin iç yapısı.

Pervane kanatları, rüzgârı yakalar ve rüzgârın gücünü pervane göbeğine aktarır. Modern bir 600 kW rüzgâr türbininde her pervane kanadının uzunluğu 20 metre kadardır ve bir uçak kanadı gibi tasarlanır. Pervane göbeği, rüzgâr türbininin düşük hız miline bağlıdır.

Rüzgâr türbininin düşük hız mili, pervane göbeğini dişli kutusuna bağlar. Modern bir 600 kW rüzgâr türbininde dişli nispeten yavaş, dakikada 19 - 30 devir hızı ile döner. Bu mil aerodinamik frenlerin çalışması için hidrolik sisteme ait borular içerir.

Dişli kutusunda, solda düşük hız mili bulunur. Sağdaki yüksek hız milinin, düşük hız milinden 50 kat hızlı dönmesini sağlar [55]. Yatay eksenli rüzgâr türbininin elemanları Şekil 2.8'de gösterilmiştir.



Şekil 2.8 : Yatay eksenli rüzgar türbininin elemanları.

Mekanik frenli yüksek hız mili, dakikada yaklaşık 1500 devir hız ile döner ve elektrik generatörünü çalıştırır. Bir acil durum mekanik freni vardır. Mekanik fren, aerodinamik frenlerin çalışmaması durumunda veya türbin bakımdayken kullanılır.

Elektrik generatörü, genelde bir senkron generatörü veya asenkron generatördür. Modern bir rüzgâr türbininde azami elektrik gücü genelde 500 - 1500 kW arasındadır.

Elektronik kontrol ünitesi, rüzgâr türbininin durumunu sürekli izleyen ve eğim mekanizmasını kontrol eden bir bilgisayar içerir. Bir arız halinde (örneğin, dişli kutusu veya generatörün fazla ısınması) rüzgâr türbinini otomatik olarak durdurur ve telefon modem hattı vasıtasıyla türbin operatörünü bilgisayarına uyarı verir.

Hidrolik sistem, rüzgâr türbininin aerodinamik frenlerini içerir.

Soğutma ünitesi, elektrik generatörünü soğutmak için kullanılan bir soğutma ünitesi içerir. Ayrıca dişli kutusundaki yağı soğutmak için kullanılan bir soğutma ünitesi içerir.

Rüzgâr türbininin kulesi, makine yerini ve pervaneyi taşır. Genelde kulenin yüksek olması bir avantajdır, zira zeminden uzaklaştıkça rüzgâr hızları artar. Modern bir tipik 600 kW rüzgâr türbininde 40 – 60 metrelik bir kule bulunur. Kuleler, dairesel

veya kafes biçiminde olabilir. Dairesel kuleler türbinin tepesine ulaşmak için bir iç merdiven olabildiğinden personelin türbinlere bakması için daha güvenlidir. Kafes kulelerin avantajı başlıca daha ucuz olmasıdır. Eğim mekanizması, pervane ile birlikte makine yerini rüzgâra karşı döndürmek üzere elektrik motorlarından yararlanır. Eğim mekanizması, yelkovanı kullanarak rüzgâr yönünü algılayan elektronik kontrol ünitesi tarafından çalıştırılır. Rüzgâr, yön değiştirdiğinde normalde türbin bir defada sadece birkaç derece eğilir.

Anemometre (Rüzgâr ölçer) ve yelkovan, rüzgâr hızı ve yönünü ölçmek için kullanılır. Anemometreden gelen elektronik sinyaller, rüzgâr türbininin elektronik kontrol ünitesi tarafından rüzgâr hızı yaklaşık 5 m/s'ye yaklaştığında rüzgâr türbinini çalıştırmak için kullanılır. Bilgisayar, türbini ve çevresini korumak için rüzgâr hızı 25 m/s' yi aştığında türbini otomatik olarak durdurur. Yelkovan, sinyalleri rüzgâr türbininin elektronik kontrol ünitesi tarafından rüzgâr türbinini rüzgâra karşı döndürmek üzere kullanılır [55].

2.2.1 Sistemde kullanılan rüzgar türbinleri

Alphen ve diğerleri (2007), Maldivler'in yenilenebilir enerji potansiyeliyle ilgili yaptıkları araştırmada çeşitli üretici firmalardan ve literatür taramasından elde ettikleri PV sistemler için Çizelge 2.3'deki gibi maliyet bir analizi yapmışlardır [19].

Çizelge 2.3 : Literatürde kullanılan maliyet değerleri.

Rüzgar-Materyal ve Malzemeler	Maliyet Aralığı(\$)	Birim
Rüzgar Türbini (5-20 kW)	1500-2250	kW
Rüzgar Türbini (20-75 kW)	750-1500	kW
Rüzgar Türbini (75-200 kW)	500-750	kW
Yedek Parçalar	1-10	%
Kontrol Sistemi	600-800	kW
Bakım&Onarım	1-5 Sermaye maliyetine oranı	%
Kablolama	200-400	kW

Yapılan çalışmada rüzgâr türbinlerinin PV panellerden farklı olarak maliyet değerlerinin kapasite ve büyüklüğe göre değiştikleri ifade edilmiştir ve küçük rüzgâr türbinlerinin ya da sistemlerin daha yüksek fiyata elektrik ürettikleri belirtilmiştir [19].

Günümüz rüzgâr türbini pazarı standart ebat olarak 1.5MW değerinin üzerindedir. Bu makinelerin rotor çapı 40-120 m arası ve kule yüksekliği 40-110m veya daha

fazladır [14]. Rehman ve diğerleri (2007), yaptıkları fizibilite çalışmasında DeWind firmasının 600kW'lık rüzgar türbinini kullanmışlardır. D4/48 isimli bu rüzgâr türbininin teknik ve maliyet bilgileri Çizelge 2.4'te verilmiştir. Yapılan çalışmada türbin başına bakım-onarım maliyeti değerleri literatür verilerine dayanarak yıllık 13000\$ olarak kabul edilmiştir [56].

Çizelge 2.4 : Yapılan örnek çalışmada kullanılan veriler.

Parametre	Değer
Üretici	DeWind
Kule Yüksekliği	60m
Hesaplanmış Hız	11,5 m/s
Hesaplanmış Güç	600 kW
Ömür	25 yıl
Sermaye Maliyeti	575000 \$
Yerdeğiştirme yada bakım maliyeti	400000\$

Khan ve Iqbal (2005), hibrit enerji sistemi için yaptıkları ön fizibilite raporunda Bergey Wind Power şirketinin BWC Excel-R/48 türbin modelini kullanmışlardır. Bu rüzgar türbini 7,5 kW kapasitesindedir ve çıkış olarak 48 V doğru akım vermektedir. Yapılan çalışmada bir adet türbin maliyeti 19400\$, değişim maliyeti 15000\$ ve işletme/bakım maliyeti 75\$/yıl alınmıştır. Ömür olarak ise 20 yıl belirlenmiştir [16].

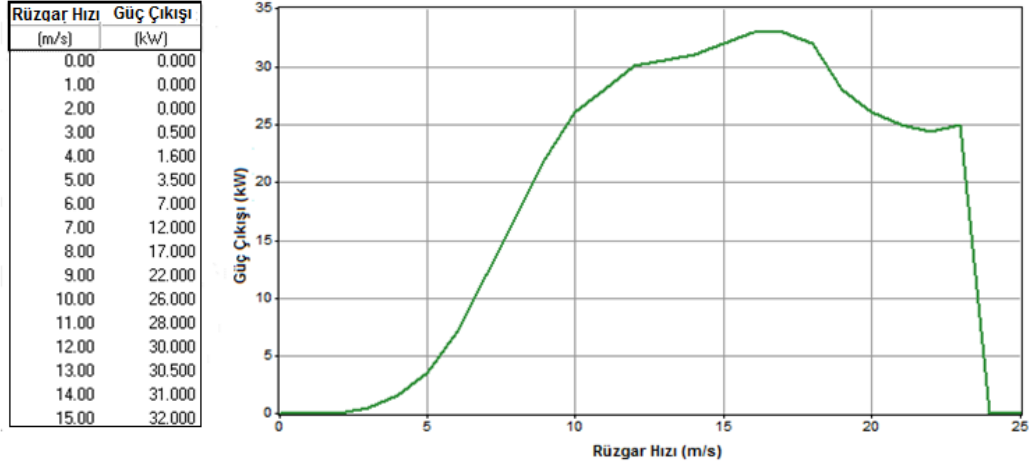
Rüzgar türbini maliyet araştırması Çizelge 2.5'te özetlenmiştir.

Çizelge 2.5 : Literatürde kullanılan türbin maliyetleri.

Rüzgar Türbini				
Boyut	Sermaye Maliyeti (BM)	Değiştirme Maliyeti	İşletme/Bakım Maliyeti	Ref
1 kW	\$ 1500-\$2250	10% ICC	5% ICC	[19]
1 kW	\$1200			[23]
600 kW	\$575 000	\$400 000	\$13 000	[56]
75 kW	\$19400	\$15 000	75\$/year	[16]
1800kW	\$3 500 000		2% ICC	[22]
50 kW	\$147 000		4400\$/year	[22]
1 kW	\$1350			[57]

Bütün bu çalışmaları göz önünde bulundurup değerlendirerek; bizim sistemde kullandığımız rüzgâr türbini güç eğrisi ve maliyet değerleri aşağıda özetlenebilir. Türbin modeli olarak büyük güçlerde ekonomik çözümler sunan Fuhrländer 30 marka türbin seçilmiştir. HOMER programında farklı marka ve modellerde birçok rüzgâr türbini önceden tanımlanmıştır. Hesaplama e kullanılacak bu rüzgar türbini

de programının mevcut rüzgar türbini kütüphanesinden seçilmiştir ve analizin yapıldığı rüzgar hızına en uygun güç enerji karakteristiğine sahip türbin kullanılmıştır. Türbin rotor çapı 13m ve kule uzunluğu 26 m değerindedir (Şekil 2.9) [58].



Şekil 2.9 : Kullanılan türbin güç değerleri ve eğrisi.

Çizelge 2.6'da çalışmada kullanılan RT'nin de bulunduğu türbin markalarının maliyet değerleri yaklaşık olarak verilmiştir [59].

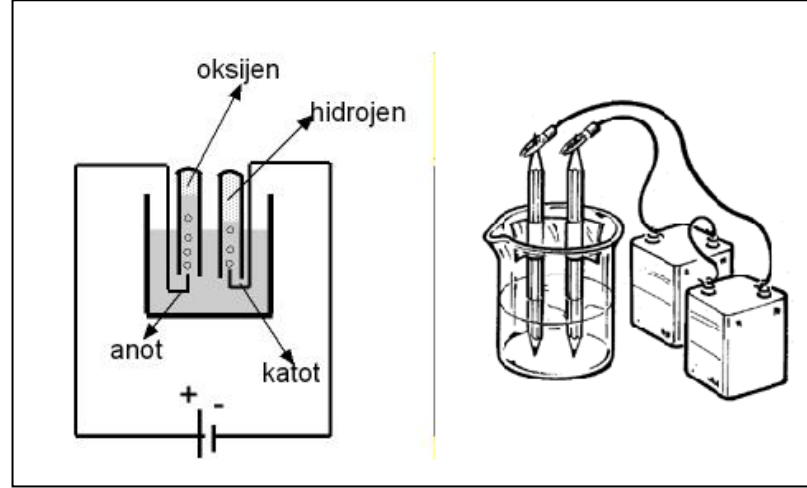
Çizelge 2.6 : RT üreticilerine göre türbin maliyetleri.

Üretici Firma	Model	Güç (kW)	Kule Yüksekliği (m)	Maliyet (\$/kW)
Bergey	Excel-S	10	30	5000
Fuhrlander	FL 30	30	27	4400
Entegrity	EW15	50	25	4000
Fuhrlander	FL 100	100	35	3100
Fuhrlander	FL 250	250	50	2500
Enertech	E48	600	60	2100
General Electric	GE1.5	1500	80	1600

Bu çalışmada kullanılan türbin için sermaye maliyeti 78000\$ değiştirme maliyeti 30000\$ ve bakım-onarım maliyeti olarak ise yıllık 2200\$/yıl değerleri belirlenmiş ve sisteme girilmiştir. Ancak uzun dönem değerlendirmesi de yapabilmek amacıyla hassas analiz girdileri de kullanılarak rüzgâr türbini maliyetlerinin düşeceği hesaba katılmıştır.

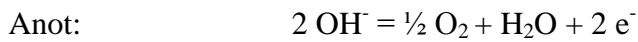
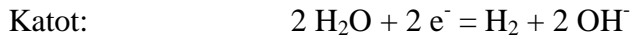
2.3 Elektrolizörler

Elektroliz işlemi, genel olarak elektrik akımı sayesinde suyun bileşenleri olan hidrojene ve oksijene ayrıştırılmasıdır (Şekil 2.10). Bunun için kullanılan elektrolizörlerde genellikle suyun içine bir asit damlatılır ve iletkenliği çok düşük olan saf suyun iletkenliği artırılır (bunun her elektroliz yönteminde yapılmaz).



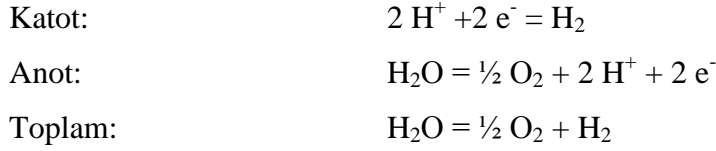
Şekil 2.10 : Elektroliz olayı.

Günümüzde kullanılan elektrolizörlerin birkaç bin m³/h kapasiteye kadar alkalin (KOH) elektrolitli elektrolizörlerdir. Bu elektrolizörlerde inert iki kutuba elektrik akımı uygulanır ve hidrojen katotta oluşurken oksijen de anotta oluşur. Suyun parçalanması için teorik olarak iki kutup arasında 1.23 volt (V) potansiyel farkı uygulanması yeterlidir fakat pratikte daha yüksek potansiyel farkı uygulamak suretiyle reaksiyonlar hızlandırılır. Uygun katalizör kullanımı ve elektrot reaksiyon yüzey alanının artırılması reaksiyonların gerçekleşmesini kolaylaştırır ve uygulanan potansiyel farkının düşük tutulabilmesine olanak sağlar. Ayrıca sıcaklığın ve basıncın artırılması da her ne kadar daha yüksek kalitede malzeme kullanmayı gerektirseler (yüksek basınca ve korozyona dayanıklı) bile verimi artırır.

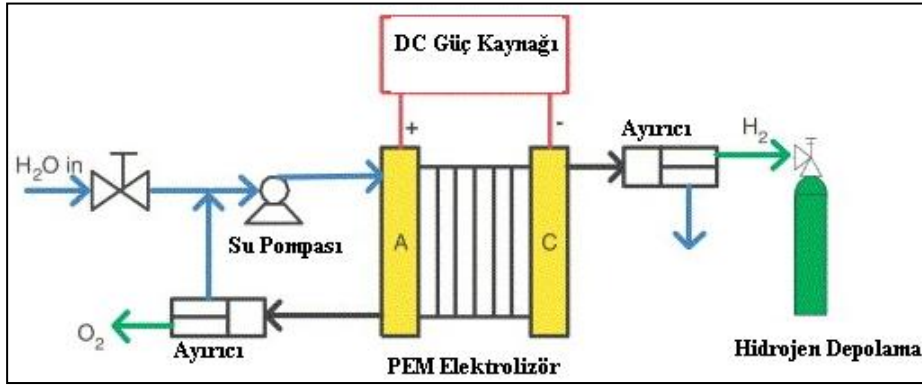


Bir başka elektrolizör tipi ise PEM tipi elektrolizörlerdir. PEM tipi elektrolizörler, alkalin elektrolitli elektrolizörlere göre çok basit ve kompaktlardır. PEM elektrolizörler yüksek akım yoğunluğunda yüksek verim ve saflıkta hidrojen gazı

üretebilirler. PEM tipi elektrolizörlerde hidrojen ve oksijen gazları aynen PEM tipi yakıt pillerinde olduğu gibi bir membran aracılığıyla birbirlerinden ayrılırlar. Sıvı elektrolitli olan alkalın elektrolitli elektrolizörler gibi karmaşık değildirler. H^+ iyonları, protonlar, membrandan geçerek katotta tekrar elektronlarıyla birleşir ve hidrojen gazı oluşur. Alkalın elektrolitli elektrolizörlerden farklı yarı reaksiyonları olmasına rağmen toplam reaksiyon aynıdır [60].



Elektrolizör, elbette sadece yığından oluşmaz, DC güç sağlayıcı, su pompası ve su-gaz ayırıcıları da bulunmalıdır (Şekil 2.11) [60].



Şekil 2.11 : Elektrolizör bileşenleri.

PEM elektrolizörler PEM yakıt pillerinden polimer membran, akım toplayıcılar, bipolar plaka, platin katalizör ve katalizörün sentezi ve uygulaması bakımından farklılık göstermez. Bu özelliklerinden dolayı PEM yakıt pillerinin günlük hayatımızda kullanıma başlanmasıyla seri üretim şansı bulacak ve halen yüksek olan fiyatları düşecektir. Örneğin Nafion membran fiyatı $1m^3/h$ ($i=1A/cm^2$) için \$50 hedef fiyatı olacaktır (membran fiyatları $1m^3/h$ ($i=1A/cm^2$) için yaklaşık \$200). Ayrıca suyun elektrolizinde maliyetin çok büyük bir bölümü kullanılan elektriğin maliyeti olduğu için PEM elektrolizörlerin elektrik sarfiyatını düşürmesi, ilk yatırım ve diğer işletme giderlerinin yüksekliğini telafi edebilir. Yapılan bazı çalışmalara göre PEM elektrolizörler ile hidrojen üretme, alkalın elektrolizörlerde üretmekten toplam maliyetler açısından daha ucuz olabilmektedir [61].

Elektroliz işleminin çok esnek oluşu, onu özellikle sürdürülebilir ve temiz kaynaklar ile elektriğin sağlanabileceği durumlarda hidrojen üretimi için ideal konuma

getirmektedir. Fosil yakıtlar ve nükleer enerji ile elektrik üretimi ortalama %33 verim ile gerçekleşmektedir. Elektroliz işlemi teorik olarak her ne kadar %100 verim ile gerçekleşebilse dahi kullanılan yüksek potansiyel farkı ve diğer yan ekipmanlar sebebiyle elektrolizörlerin toplam verimleri daha düşük olmaktadır. Görüldüğü gibi elektrik enerjisi ile elektroliz yöntemiyle hidrojen üretiminin toplam verimi bugün ancak %25 olabilmekte fakat bunun sebebi kullanılan elektriğin düşük üretim veriminden kaynaklanmaktadır. İleride rüzgar ve güneş enerjisi santralleri, elektrolizörler ile eş olarak çalıştırıldığında tamamen temiz, sürdürülebilir ve rekabet edebilir hidrojen üretimi sağlanabilir [62].

Yapılan bazı çalışmalarda yenilenebilir kaynakların kullanılmasıyla üretilen hidrojen ile fosil yakıtlardan elde edilen hidrojen arasındaki maliyet farkının sanıldığından daha az olduğu gösterilmektedir. Çizelge 2.7’de bu karşılaştırma tablosu verilmiştir [63].

Çizelge 2.7 : Hidrokarbon kökenli hidrojen maliyetlerinin yenilenebilir enerjiyle sudan elektroliz kaynaklı hidrojen maliyetleriyle karşılaştırılması

Üretim Teknolojisi	Maliyet Oranı	Üretim Kapasitesi
Suyun elektrolizi	1.0	500 (Nm ³ /saat)
Metanolün reformingi	0.83	500 (Nm ³ /saat)
Metan buhar reformingi	1.17	500 (Nm ³ /saat)
Hidrokarbonların kısmi oksidasyonu	0.58	500 (Nm ³ /saat)

2.3.1 Sistemde kullanılan elektrolizör

Alkalin elektrolizörler 1940 yılından beri iyi ve gelişmiş bir teknoloji olmasına rağmen, seri üretim eksikliğinden dolayı elektrolizör fiyatları hala yüksek değerde seyir etmektedir. Saatte 100-120 normal m³ hidrojen üretme kapasitesine sahip daha büyük birimler için, m³ başına hidrojen üretim maliyeti düşmekte ve 7300k€/Nm³h⁻¹ olmaktadır. Fakat yine de bu değer yüksektir [48, 49]. Zoulias ve Lymberopoulos (2007), yaptıkları çalışmada hidrojen enerjisini mevcut PV sistemine entegre etmek için elektrolizör maliyetini 8150€/Nm³h⁻¹ hidrojen (1kW için yaklaşık 1630€) olarak almışlardır ve kullandıkları birimlerin ömrünü 20 yıl kabul etmişlerdir. Bunun yanında bakım-onarım maliyetini de sermaye maliyetinin %2’si olarak almışlardır [49]. Su-elektrolizi üreticilerine göre, elektroliz birimlerinin toplu üretiminin uzun dönemde en az %50 maliyet düşümüyle sonuçlanacağı beklenmektedir [48].

Khan ve Iqbal (2005), hibrit enerji sistemi için yaptıkları ön fizibilite çalışmasında Proton Energy Systems firması ve çeşitli literatür araştırmasına göre elektrolizör üretim maliyetinin 1500\$-3000\$/kW arası olduğunu belirtmişlerdir. Polimer teknolojisi, kontrol sistemleri ve güç elektroniği alanlarındaki teknolojik gelişmeler ile bu rakamların 10 yıl içerisinde düşeceği umulmaktadır. İkili yaptıkları çalışmada elektrolizör sermaye, değiştirme, bakım-onarım maliyetlerini sırasıyla, 2000\$, 1500\$ ve 20\$ almışlardır. Verim değeri %75, ömür ise 25 yıl kullanılmıştır [16].

Levene ve diğerleri (2006), POWER-GEN 2006 Konferansı'nda sundukları çalışmalarında yakın dönem, orta vade ve uzun dönem elektrolizör fiyatlarını sırasıyla \$740/kW, 400\$/kW ve 300\$/kW değiştirme maliyetlerini de bunun %30'u olarak almışlardır ve verim olarak da yine dönemlere göre sırasıyla %70, %78 ve %83 değerlerini kabul etmişlerdir. Bunun yanında çalışmada bakım&onarım maliyetleri sermaye maliyet değerlerinin %5'i olarak alınmıştır [64].

Elektrolizörler ile ilgili yapılan maliyet araştırması Çizelge 2.8'de özetlenmektedir.

Çizelge 2.8 : Literatürde kullanılan elektrolizör maliyetleri.

Elektrolizör				
Size	BM	Değişim Maliyeti	İşletme/Bakım Maliyeti	Ref
1 kW	\$2184	10% ICC	2% ICC	[48]
1 kW	\$1500-\$3000	\$1125-\$2250	\$1,5-\$30	[16]
1 kW	\$740	30% ICC	5% ICC	[64]
1 kW	\$1500			[23]
1 kW	\$1450			[57]

Yapılan bu araştırmaya göre tezde kullanılan sistemde elektrolizör sermaye maliyeti 3128 \$/kW olarak alınırken; değiştirme ve işletme/bakım maliyetleri başlangıç maliyetinin sırasıyla 1/2 ve 1/20 oranında alınmıştır.

2.4 Yakıt Pilleri

Yakıt pilleri yüksek enerji verimleri, çevre ve gürültü kirliliğine neden olmamaları, hareketli parça içermemeleri, modüler olmaları, yakıt ve yerleşim esnekliğine sahip olmaları ve kesintisiz güç sağlayabilmeleri gibi çok sayıda avantaj sunduğundan, günümüzde üzerinde yoğun olarak araştırma ve geliştirme çalışması yapılan enerji üretim kaynaklarından biridir.

Yakıt pilleri; temiz, çevreye zarar vermeyen ve yüksek verime sahip dönüşüm teknolojileridir. Hidrojen ve oksijen arasındaki elektrokimyasal reaksiyon ile elde edilen ve yüksek verimlere ulaşabilen yakıt pilleri, elektrokimyasal piller olarak da bilinirler. Yakıt pilleri, yakıtın kimyasal enerjisini elektrolit sistemde devamlı olarak elektrik enerjisine çevirirler. Bir buhar kazanı veya türbin kullanılmadan, sadece kimyasal madde kullanılarak elektrik enerjisi üretilir. Atık olarak su ve ısı elde edilmesi ve özellikle minimum seviyedeki emisyonları yakıt hücrelerini avantajlı kılar [65].

Yakıt pillerinde ana enerji kaynağından (güneş, rüzgâr vb.) alınan enerji ile hidrojen elde etme yöntemlerinden biri kullanılarak hidrojen üretilir. Hidrojen, yakıt pili aracılığı ile havadaki oksijen ile yanarak su oluşturur. Tepkime ekzotermik olup ısı açığa çıkar. Ancak oluşan ısı çok yüksek değerde olmadığında su ile yakıt pili dışına atılır. Yüksek ısı üreten yakıt pillerinde ise ayrıca soğutma ihtiyacı duyulabilir.

Prensip olarak bir yakıt pili batarya işlevi görür. Bir bataryadan farkı ise, gücünde zayıflama olmaması, şarj gerektirmemesi, sessiz ve verimli çalışmasıdır. Yakıt sağlandığı müddetçe yakıt pili elektrik formunda enerji ve ısı, su/su buharı (yakıt olarak saf hidrojen kullanıldığı sürece) üretir.

Doğrudan metanol kullanan yakıt pili haricindeki diğer yakıt pillerinde yakıt, belirli kimyasal işlemlerden geçirilerek, hidrojen bakımından zengin hale dönüştürülür ya da saf hidrojen olarak hücre sistemine verilir. Yakıt pilinin özelliğine göre, yakıt olarak hidrojen, hidrokarbon, doğalgaz veya metanol kullanılabilir [65].

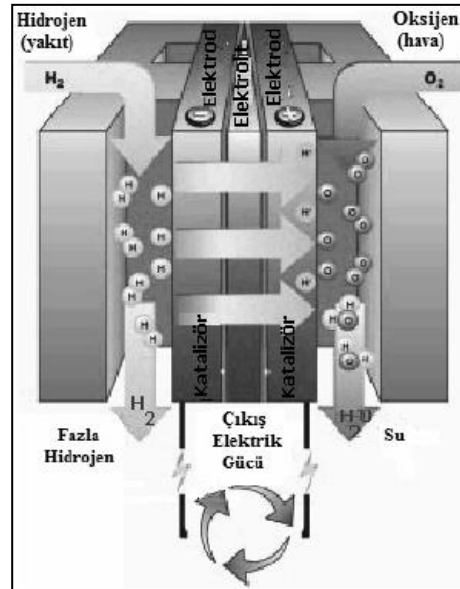
Bir yakıt hücresi elektro-kimyasal olarak kimyasal enerjiyi elektrik enerjisine çevirir. Bununla birlikte dışarıdan sürekli yakıt beslendiğinde elektrik üretimini sürdürebilen böyle bir sistem konvansiyonel güç üretim sistem olarak değerlendirilebilmektedir. Yakıt hücresi, yakıt (hidrojen) ve oksitleyicinin (hava) kimyasal enerjisini doğrudan elektrik ve ısı formunda kullanabilen enerjiye çeviren güç üretim elemanıdır.

Polimer elektrolit yakıt pilleri, çeşitli endüstriyel uygulamalara, taşımacılık sektörüne ve konut teknolojilerine uygulanmasında büyük bir potansiyele sahiptir. Bu uygulamaların çoğalmasıyla çevreye verilen zararın azalması ve ekonominin gelişmesi umut edilmektedir [66].

Tipik bir yakıt pilinin güç yoğunluğu 200Wh/l'tir. Bu, akülerin güç yoğunluğunun yaklaşık 10 katıdır. Bu yüzden örnek olarak elektrikli araçlarda veya acil durumlar

için güç kaynağı olarak ya da 500 kW'lık bir güç kaynağı olarak kullanılabilirler. Bu doğa dostu, yüksek verimli enerji kaynağı gelecek vaat etmekle birlikte yakıt pili güç sistemi kurulumunun yüksek maliyeti, yaygın kullanımını sınırlayan temel sebeplerden biridir [67].

Yakıt pili sistemi elektrokimyasal bir çevrim düzeneğidir. Bu düzenekler, yakıtı güce çeviren içten yanmalı motorlara göre 2-3 kat daha fazla bir verime sahiptir. Bir yakıt pilinin nihai ürünleri; elektrik enerjisi, su ve ısıdır. Yakıt olarak hidrojen kullanılmış ise emisyon olarak sadece su ortaya çıkar. Yakıt pilinin anot bölümünden yakıt olarak giren hidrojen, platin katalizörde elektron ve protonlarına (iyonlarına) ayrışır. Hidrojen iyonları membrandan geçerek katot bölgesinde oksijen ve elektronlarla birleşerek nihai ürün olarak suyu oluşturur. Membrandan geçemeyen elektronlar bir dış devre yardımıyla (bir elektrik motoru ya da diğer elektriksel yükler) anottan katoda doğru geçer (Şekil 2.12). Böylece bir hücre yardımıyla elektrik üretimi sağlanmış olur. Tek bir yakıt hücresinin gerilimi yaklaşık olarak 0,7 Volt'tur. Bu değer bir lamba ya da araba için oldukça düşük bir değerdir. Hücrelerin seri olarak birleştirilip yığınların oluşturulduğu durumlarda bu 0,7 V değeri, yığındaki seri bağlı hücre sayısı ile doğru orantılı olarak artacaktır [68].



Şekil 2.12 : Basit bir yakıt pilinin bileşenleri.

2.4.1 Sistemde kullanılan yakıt pili

Sistemde depolanmış hidrojenin ihtiyaç halinde yeniden elektrik üretilmesi amacıyla yakıt pili kullanılacaktır. Çalışmada gerek çalışma sıcaklığının uygunluğu,

gerekse verim ve güç yoğunluğu açısından sistemde PEM tipi yakıt pillerinin kullanılması tercih edilmiştir.

Levene ve diğerleri (2006), çalışmalarında yakın dönem, orta vade ve uzun dönem elektrolizör fiyatlarını sırasıyla \$740/kW, 400\$/kW ve 300\$/kW değiştirme maliyetlerini de bunun %30'u olarak almışlardır ve verim olarak da yine dönemlere göre sırasıyla %70, %78 ve %83 değerlerini kabul etmişlerdir. Bunun yanında çalışmada bakım&onarım maliyetleri sermaye maliyet değerlerinin %5'i olarak alınmıştır [64].

Yakıt pili maliyetleri boyutlara, teknoloji çeşidine göre değişmektedir. PEM tipi yakıt pili maliyetleri kW başına 3000-6000€ arası değişmektedir fakat yakın gelecekte bu değerlerin düşmesi beklenmektedir [48, 49]. Yakıt pillerinde Avrupa Komitesi uzun dönem (2020) maliyet hedefi 300€/kW'dır [49]. Zoulias ve Lymberopoulos (2007), hidrojen enerji teknolojilerinin yenilenebilir enerji güç sistemine uygulanmasının tekno-ekonomik analizi çalışmasında yakıt pili maliyeti olarak 3000€/kW değerini kullanmışlar ve yakıt pili ömrünü de 15000 saat belirlemişlerdir. Bunun yanında yakıt pili bakım-onarım maliyetini de sermaye maliyetinin %1'i olarak almışlardır [49].

Khan ve Iqbal (2005), hibrit enerji sistemi için yaptıkları ön fizibilite çalışmasında Ballard, Plug Power gibi yakıt pili üreten firmalarla yaptıkları araştırmaya göre yakıt pili fiyatlarının 3000\$-6000\$ arası değiştiğini kabul etmişlerdir [16]. Fakat düşük maliyetli elektrikli araçlar üzerine yapılan araştırmalar maliyeti yakın gelecekte 195\$-325\$/kW değerlerine düşürebilir [69].

Khan ve Iqbal (2005), kullandıkları sistemde 1 kW yakıt pili için sermaye, değiştirme, bakım-onarım maliyetlerini sırasıyla 3000\$, 2500\$ ve 0,020\$/h almışlardır. Yakıt pili verimi %50 alınmıştır. Hidrojen içeren bir hibrit enerji sisteminin oluşturulmasında yada ticarileştirmede yakıt pili, maliyetinin yüksek olması dolayısıyla önemli bileşenlerden biri olduğu için, burada kişilerin yaptıkları çalışmada farklı maliyet değerlerinde hassas analiz yapmışlardır ve bu analize göre maliyet çarpım faktörü olarak 0.05, 0.15, 0.65, 1 değerlerini kullanmışlardır [16].

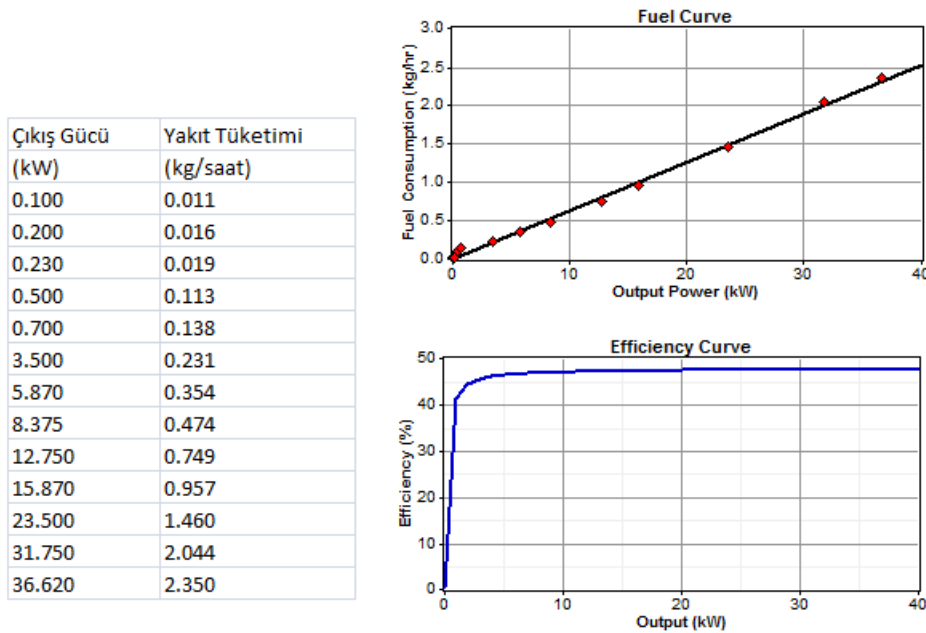
Yakıt pilleri için yapılan maliyet araştırması Çizelge 2.9'da özetlenmektedir. Yakıt pili olarak dayanıklı ve uzun ömürlü olan ve ayrıca kapasiteleri açısından tasarlanan sisteme uygunluğuyla PEM tipi yakıt pili kullanılmıştır. PEM tipi yakıt pilleri orta

güç seviyeleri için ve yük değişimlerine kısa sürede devreye girerek hızlı cevap vermenin gerektiği uygulamalar için cazip olmaktadır [70].

Çizelge 2.9 : Literatürde kullanılan yakıt pili maliyetleri

Yakıt Pili				
Boyut	Sermaye Maliyeti	Değiştirme Maliyeti	İşletme/Bakım Maliyeti	Ref
1 kW	\$4.000		1% ICC	[49]
1 kW	\$3000-\$6000			[48]
1 kW	\$3000	\$2500	0,02\$/h	[48]
1 kW	\$1840			[23]
1 kW	\$4000			[20]
1W	\$7			[54]

Sistemde yakıt pili sermaye maliyetinin 1 kW için 5000 \$, değiştirme maliyetinin 3000\$/kW ve işletme/bakım masrafı olarak da 0,1 \$/saat olmasına karar verilmiştir. Yakıt pili güç-verim grafiği bazı Şekil 2.13'deki gibi geliştirilmiştir.



Şekil 2.13 : Yakıt pili güç ve verim eğrisi.

Yakıt pil enerji tesisleri elektrolit türüne bağlı olarak yaklaşık % 40-60 verime sahiptir [71,72]. Yakıt pillerinde verimi artırmak için atık enerji yönetimi stratejileri geliştirilmelidir [70].

Yüksek verimin yanında yakıt pillerinde elektrokimyasal reaksiyonlar sonucu çıkan ısı, kojenerasyon uygulamalarında kullanılabilir. Bu durumda toplam verim % 80'e kadar artabilmektedir.

Buna karşın günümüzdeki fosil yakıtlı termik elektrik santrallerinin ortalama verimi % 30 düzeyinde kaldığından, yakıt pili santrale göre küçük boyutu ve yüksek verimi ile önem kazanmaktadır. Yukarıdaki yakıt pili verim grafiği, literatürden elde edilen yakıt pili hidrojen tüketimi-çıkış gücü değerlerinin HOMER programına girilmesi sonucu program tarafından oluşturulmuştur [57,73,74]. Diğer bir enerji optimizasyon modellemesi olan HOGA programında da yakıt pili için benzer bir yaklaşım görülmektedir [75].

2.5 Hidrojen Tankı

Hidrojenin depolanması hususunda üç ayrı yöntemden bahsedilebilir. Bunlar; hidrojenin basınçlı gaz olarak depolanması, hidrojenin sıvı olarak depolanması ve hidrojenin metal hidrid şeklinde depolanması olarak sıralanabilir. Bu üç metot içerisinde en ekonomik olanı hidrojenin basınçlı gaz olarak depolanmasıdır ancak hidrojenin enerji yoğunluğunun düşük olması ve taşıt boyutlarına bağlı olarak basınçlı kapların belirli boyutlarda yapılma zorunluluğu sebebi ile depolanan hidrojen miktarı ağırlık olarak yetersiz kalmaktadır. Basınçlı kapların emniyetli olması gerektiğinden kap içerisindeki hidrojen miktarının az olmasına karşın kabın boş ağırlığı fazla olmaktadır. Hidrojenin sıvı olarak depolanması hususunda ise sıvı hidrojenin bilinen yakıtlar içerisinde kaynama noktasındaki yoğunluğu en küçük ve özgül itme kuvvetinin en yüksek olması sebebi ile daha çok roketlerde, süpersonik ve hipersonik uzay araçlarında kullanılmaktadır. Hidrojenin metal hidrid şeklinde depolanması, küçük miktarlardaki hidrojenin depolanmasında önerilen bir yöntemdir. Hidrojen hidrid metallere veya bu metallere alaşımlarıyla kimyasal birleşim oluşturarak depolanır. Hafif kütleli olan metal hidridler tercih edilmektedir. Hidridlere ısı verildiğinde hidrojen serbest kalmaktadır. Hidrid oluşturan metaller ve alaşımlar, bir süngerin suyu emmesi gibi hidrojeni absorbe ederler. Gaz hidrojen katı metallerin kafes şeklindeki iç yapılarına nüfuz edecek kristal yapının çeşitli yerlerine bağlanır [76].

2.5.1 Sıkıştırılmış gaz olarak H₂ depolama

Hidrojenin yer üstünde depolanması yüksek basınçlı küresel ya da silindirik tanklarda olmaktadır ve basınç oranları 30 Mpa (4350psi) değerine kadar

çıkabilmektedir. Bunun yanında düşük basınçlı büyük boyutlarda küresel tanklarda kullanılmaktadır [77].

Endüstride ve laboratuvar ortamlarında kullanılan hidrojenin en genel depolama yöntemi sıkıştırılmış gaz olarak alaşımli çelik depolarda, 200 bar basınçta depolamadır. Fakat hidrojeni bir enerji kaynağı olarak düşündüğümüzde özel olarak üretilmiş 6 mm alüminyum iç tabakalı kompozit tanklar vardır. Maksimum basınç 300 bar olmasına rağmen bu tankların delinme basıncı 1200 bar'dır. Her ne kadar bu sistemler büyüdükçe depolama verimi (kg malzeme başına depolanan hidrojen miktarı) artacak gibi düşünülse de Zieger tarafından bir otobüse takılan 13 adet tankın getirdiği ek ağırlık yaklaşık 2600 kg olmakta , yani tank başına 200 kg gibi bir ağırlık gerekmiştir (2 lt'lik tanklar). Bunun sebebi elbette ki hidrojenin düşük yoğunluğudur. Bütün bu sistemin ağırlıkça sadece %2'si hidrojendir [78].

Basınçlı hidrojen gazı sistemleri genellikle küçük yakıt pilleri için uygun olabilmekte ve yapılan bir çalışmaya göre de %45 verimle çalışan bir yakıt pilinde kWh elektriğin maliyeti \$ 125 olmaktadır.

Bu tip basınçlı tankların malzemeleri hidrojenin nüfuz edemeyeceği malzemeler olmalı yoksa özellikle karbonlu çeliklerde olduğu gibi (C ile H₂ reaksiyona girer ve CH₄ kabarcıkları malzemenin içinde oluşur ve basınçla birlikte çatlamalara sebep olur) deponun fiziksel dayanımı düşer. Cr-Mo alaşımları veya kompozit destekli plastik malzemeler kullanılabilir.

Basınçlı tankların güvenliklerinin sağlanması da dikkatlice yapılmalıdır. Olacak bir yakıt kaçağının sonucu jet motorlu bir füzeyle dönüşerek büyük hasarlar verecek bir tanktır. Fakat standartları ve prosedürleri uygulayarak bu sorunlar çözülebilmektedir. Örneğin araçlarda basınç düşürme valfleri, patlama diskleri ve alev kapanları kullanılmaktadır.

Basınçlı hidrojen gazı depolamanın 3 önemli avantajı vardır:

- Basitlik,
- Kısa sürede dolun,
- Hidrojenin saf olabilmesi.

2.5.2 Sıvı hidrojen depolama

Büyük miktarlarda hidrojen depolamada kullanılan en yaygın metot sıvılaştırarak depolamaktır. Bu yöntemde hidrojen gazı 22 °K sıcaklığa kadar soğutulur ve büyük tanklarda depolanır. Önemli olan bu hidrojenin hava ile temas etmemesidir ve bu yüzden öncelikle nitrojen ile tankın havası süpürülür ve sonra hidrojen basılır. Genellikle 3 bar gibi düşük basınçlarda tutulan tank, güvenlik için yaylı emniyet vanası ve patlama diski ile teçhiz edilir. Tankın içindeki sıvı hidrojen yavaşça buharlaşır ve eğer ihtiyaçtan fazlası buharlaşmış ise dışarı atılır [78].

Bu metodun en zahmetli tarafı hidrojenin sıvılaştırılmasıdır. Hidrojen önce sıkıştırılır, 78 °K'e kadar soğutulur. Daha sonra bir türbine sokularak sıcaklığı daha da düşürülür. Ayrıca atomik seviyede de bazı değişiklikler yapılır.

Sıvılaştırılmış hidrojen ile çalışılırken hatırlanması gereken bir nokta da frozbite sebep olmasıdır, yani vücudumuzun hidrojene temas eden yeri donabilir.

2.5.3 Hidrojenin metal hidridlerde depolanması

Hidrojenin birleşerek metal hidrid oluşturması ve gerektiğinde hidrojenin ısıtılmak suretiyle ayrıştırılarak kullanılması esasına dayanan bir metottur. Bu yöntem sayesinde saf sıvı hidrojenden daha çok hidrojen birim hacimde depolanabilir. Bunun sebebi metal moleküllerinin, hidrojen moleküllerinden çok daha yakın olmaları ve aralarına hidrojen moleküllerini almalarıdır [78].

Bu sistemde ilk önce içinde reaksiyona girecek metali bulunduran tanka hidrojen verilmeye başlar. Reaksiyonun ekzotermik olmasından dolayı sıcaklığın yükselmemesi için bir miktar hava ile soğutma yapılabilir veya doğal soğutma yeterli olabilir. Reaksiyon bitince, yani metalin tamamı hidrojenle bileşik yapınca basınç artmaya başlar. Basıncın artması bize hidrojen beslemesini kesmemizi işaret eder. Daha sonra yakıt piline bağlanan tanka, içindeki bileşiğin ısıtılmasıyla hidrojenini verir ve tamamen boşaldığında tüm işlemler tekrarlanır ve böylece yüzlerce kez doldurma-boşaltma yapabilen bir sistem elde etmiş oluruz. Ayrıca bu metot, sağladığı güvenlik açısından başarılıdır, düşük basınç ve sadece istediğimiz zaman hidrojen akışı vardır. Kaçak olduğu zaman tankın sıcaklığı düşmekte ve bu da hidrojenin reaksiyonunu yavaşlatarak serbest kalmasını zorlaştırmaktadır. En büyük dezavantajı tankın tekrar doldurulmasında çok zamana ihtiyaç olmasıdır (5 kg tank için 1 saat). Ayrıca kullanılacak H₂ çok saf olmazsa metaller yabancı maddeler

tarafından kullanılamaz hale gelebilirler. Fakat yakın gelecekte oldukça başarılı olabilecek bir sistem olabilir ve özellikle ağırlığın sorun olmadığı ama alanın sorun olduğu , örneğin deniz araçları için iyi bir çözüm olabilirler [78].

Depolama yöntemlerinde ayrıca alkali hidritler ve karbon nanofiberler de geliştirilmekte ve gelecekte çalışmaların artacağı düşünülmektedir.

2.5.4 Sistemde kullanılan hidrojen tankı

Aşağıdaki Çizelge 2.10'da hidrojen gaz depolama örnek maliyet değerleri verilmiştir. Sermaye maliyetleri \$625-\$2080/kg (\$280-\$940/lb) olarak değişmektedir. Çoğu durumlarda gaz sağlayıcısı tarafından küçük tanklar aylığı birkaç bin dolara kiralanmaktadır [77,79].

Çizelge 2.10 : Basıncılı hidrojen depolama tank maliyetleri.

Boyut (kg)	Boyut (lb)	Maliyet (\$)	Maliyet (\$/kg)	Maliyet (\$/lb)
Belirsiz	Belirsiz	Belirsiz	\$625-\$2,080	\$280-\$940
8.9-890	20-2,000	Belirsiz	\$950-\$1,400	\$430-\$640
0.089-8.9	0.2-20	Belirsiz	\$715-\$840	\$325-\$380
250	550	\$180,000	\$720	\$330
1240	2750	\$840,000	\$680	\$305

Barsoun ve Vacent (2007), performans analizini yaptıkları hibrit hidrojen enerji sisteminde HOMER programını kullanmışlardır ve hidrojen depolama olarak sıkıştırılmış gaz yöntemini seçmişlerdir. Sıkıştırılmış gaz depolama sistemi günümüzde maliyet açısından en etkili çözümü sunmaktadır [18].

Levene ve diğerleri (2006), yaptıkları çalışmada hidrojen depolama tankı maliyetini 85 kglık her tank için kısa, orta ve uzun dönem olarak sırasıyla 93000\$, 40000\$ ve 26000\$ olarak almışlardır. Ömür olarak 20 yıl değerini kullanmışlar ve bakım&onarım masrafları olarak sermaye maliyetinin %5'ini kabul etmişlerdir [64].

Hidrojen depolama tanklarının ortalama maliyetleri 1 m³ hidrojen için 38€ olmaktadır [48]. Maliyet değerlerinde %40 civarında (22,8€ / Nm³ hidrojen) bir azalma beklenmektedir [49]. Zoulias ve Lymberopoulos (2007), yaptıkları çalışmada tank ömrünü 20 yıl, bakım-onarım maliyetini de sermaye maliyetinin %5'i olarak almışlardır [48, 49].

Khan ve Iqbal (2005), yaptıkları çalışmada sıkıştırılmış gaz biçiminde hidrojen depolama için maliyet değerlerini sermaye, değiştirme ve bakım-onarım maliyeti

olarak sırasıyla 1 kg'lık kapasitede bir tank için 1300\$, 1200\$ ve 15\$/yıl almışlardır [16].

Tezde kullanılan sistemde 3.2 kg için tank ve depolama maliyeti 2288\$, değiştirme maliyeti 195\$ ve işletme/bakım maliyeti yıllık 9\$ alınmıştır.

2.6 Sistemde Kullanılan Doğrultucu /Dönüştürücü (KON)

Givler ve Lilienthal (2006), Sri Lanka üzerine yaptıkları inceleme ve hazırladıkları teknik raporda KON maliyetlerini kW başına 1000\$ maliyet almışlardır [53].

Zoulias ve Lymberopoulos (2007), hidrojen enerji teknolojilerinin yenilenebilir enerji güç sistemine uygulanmasının tekno-ekonomik analizini yapmışlardır ve burada KON maliyetini 1 kW için 663€ almışlardır. Bakım masrafları ise yıllık 6€ alınmıştır. Kullandıkları KON verimini %95 ve ömrünü ise 15 yıl kabul etmişlerdir [49].

Khan ve Iqbal (2005), hibrit enerji sistemi için yaptıkları ön fizibilite çalışmasında a kW'lık bir KON için sermaye ve değiştirme maliyetini sırasıyla 800\$ ve 750 \$ almışlardır. Verim değeri %90 alınmış olup, ömür ise 15 yıl olarak değerlendirilmiştir [16].

Kurulan sistemde KON sermaye değiştirme ve işletme/bakım maliyet değerleri 1kW için sırasıyla 1000\$, 1000\$ ve 100\$/yıl olarak alınmıştır.

2.7 Diğer Sistem Bileşenleri

2.7.1 Yıllık reel faiz oranı

Bu oran geçmiş maliyetle yıllık sermaye maliyet arasında bir dönüşüm gerçekleştirmek için kullanılmaktadır. Yıllık reel faiz oranı nominal faiz oranıyla aşağıdaki ifadeyle ilişkilidir.

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (2.2)$$

Burada

- i = reel faiz oranı
- i' = nominal faiz oranı
- f = yıllık enflasyon oranı

Böylelikle ekonomik analizde bütün maliyetler gerçek maliyet olmakta ancak bütün maliyetlerde aynı enflasyon oranı kabulü yapılmıştır.

Türkiye’de 2001 yılında yüzde 70’lerde bulunan enflasyonun tek haneli rakamlara düşerek 2005 yılının sonunda yüzde 7.7 ile en düşük seviyesine ulaşmıştır. 2005 yılından sonra bu değer yüzde 7,5 ile 10 seviyesi arasında değişmiştir. Programda Türkiye için yıllık enflasyon oranı f değeri 8 alınmıştır. Yıllık nominal faiz oranı ise Merkez Bankası verilerine göre 16 alınmıştır [80].

Bu durumda yıllık reel faiz oranı

$$i = \frac{0,16 - 0,08}{1 + 0,08} = 0,074 = \%7,4 \quad (2.3)$$

olarak hesaplanır. Bu değer hesaplamada kullanılmıştır.

Givler ve Lilienthal (2006), yaptıkları analizde reel faiz oranını %6 kabul etmişlerdir. Bu oranın gerçek değeri, o zamanki makroekonomik koşullara, uygulamanın finansal gücüne, tanınmış bazı imtiyazlara ve diğer politik teşviklere bağlıdır [53].

Rehman ve diğerleri (2007), yaptıkları fizibilite çalışmasında bu oranı %4 almışlardır [56].

Levene ve diğerleri (2006), yaptıkları çalışmada bu oranı %10 olarak almışlardır [64].

2.7.2 Proje ömrü

Sistem maliyetinin kabul edildiği ve vuku bulduğu zaman süresidir. Program bu değeri sistemdeki her bir bileşenin yıllık değiştirme maliyetini, yıllık sermaye maliyetini ve aynı zamanda toplam net şimdiki maliyeti (sistem maliyeti) bulmak için kullanmaktadır. Tezde kullanılan sistemde proje ömrü 25 yıl olarak alınmıştır.

3. KULLANILAN YÖNTEM

3.1 HOMER Programının Tanıtımı

HOMER programı güç üretim teknolojileri ve uygulamalarının karşılaştırılması, güç sistemlerinin tasarımını sağlayan bir bilgisayar modelidir ve Amerika Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (NREL) tarafından geliştirilmiştir. HOMER, bir güç sisteminin fiziksel davranışını ve ömür maliyetini hesaplar ve bu maliyet, sistem için belirlenen ömrü boyunca bileşenlerin oluşturulması ve işletilmesini içermektedir. Program, modellemeyi yapanlara teknik ve ekonomik değerlere dayanan tasarım opsiyonlarını karşılaştırma olanağı sunmaktadır. Ayrıca, giriş verilerindeki belirsizlikler veya değişikliklerin sistem tasarımına etkisinin anlaşılmasına yardımcı olmaktadır [81].

Bir güç sistemi, belirli bir yükü karşılayacak elektrik üreten bir yapıdır ve böyle bir sistem herhangi bir elektrik üretim ve depolama teknolojilerini barındırabilir ve bağımsız olabileceği gibi şebeke bağlantılı da olabilir. Bu tür sistemlere örnek olarak, uzak bir yükü besleyen güneş-akümülatör sistemi, bir köyü besleyen rüzgâr-dizel sistemi, bir fabrikaya ısı ve elektrik sağlayan şebeke bağlantılı doğal gaz mikro türbini sayılabilir. HOMER programı biokütle, PV, rüzgar türbini, küçük hidroelektrik, generatorler, akümülatör, hidrojen depolama seçeneklerinin herhangi bir kombinasyonunu kullanarak şebeke-bağlantılı ya da bağımsız güç sistemleri modelleyebilmektedir.

Bu tür güç sistemlerinin tasarım ve analizi beraberinde çeşitli zorluklar getirmektedir. Tasarım opsiyonlarının çokluğu, yük miktarı veya gelecekteki yakıt fiyatları gibi anahtar parametrelerdeki belirsizlikler bu zorluklara örnek olarak sayılabilir. Bunun yanında, yenilenebilir enerji kaynakları çıkış enerjileri kesintili, sezonsal ve belirlenemez olduklarından sistem tasarımına ayrı bir zorluk katmaktadır. HOMER programı bu zorlukların ortadan kaldırmak için oluşturulmuştur.

HOMER, temel olarak üç görevi gerçekleştirmektedir: simülasyon, optimizasyon ve hassas analiz. Simülasyon yönteminde, program belirli bir güç sistemi konfigürasyonunun performansını yılın her bir saati için modeller ve teknik olabilirliği ile ömür maliyetini hesaplar. Optimizasyon aşamasında HOMER teknik kıstasları en düşük ömür maliyetine sağlayacak tasarımı bulmak için farklı birçok sistem konfigürasyonlarının simülasyonunu yapmaktadır. Hassas analiz prosesinde ise çeşitli giriş verilerindeki değişiklik yada belirsizliklerin etkisini saptamak amacıyla HOMER, kullanıcının girdiği varsayılan veri dizisi altında çoklu optimizasyon işlemini gerçekleştirmektedir. Kullanıcı, sistem bileşenlerinin kombinasyonu, sayısı ve büyüklüğü konusunda kontrol olanağına sahiptir ve optimizasyon safhası bu değişken bileşenlerin optimum değerlerini belirlemektedir. Hassas analizde ise bölge rüzgar hızı, gelecek yakıt fiyatı gibi kullanıcının değerini belirleyemediği ya da etkileyemediği değişkenlerin etkileri belirlenmeye çalışılmaktadır.

Şekil 3.1, programın kullandığı safhalar arasındaki ilişkiyi göstermektedir. Tek bir optimizasyonun çok miktarda simülasyonu içerdiği ve benzer şekilde hassas bir analizin ise birçok optimizasyonu kapsadığı şekilden görülmektedir. HOMER programı zaman serisi simülasyon modelini kullanmaktadır ve hesaplamaları RETScreen gibi istatistiki simülasyon modellerinden daha detaylıdır. Simülasyon yapabildiği sistemlerin farklılığından ötürü bir çok modele kıyasla HOMER en esnek olanıdır [81].



Şekil 3.1 : HOMER hesaplama safhaları arasındaki ilişki.

3.1.1 Simülasyon

HOMER programının temel faydası güç sistemlerinin uzun dönem çalışmalarının benzetimini yapabilmesidir. Üst safhalar optimizasyon ve hassas analiz, bu

simülasyon yöntemine dayanmaktadır. Simülasyon işlemi iki amaca hizmet etmektedir. Program ilk olarak sistemin olabilirliği (uygulanabilirliği) belirler. Bu durumda kullanıcının dayatmış olduğu koşulları sağlayarak söz konusu yükü karşılamaya yetecek enerjiyi üreten sistemler program tarafından uygulanabilir olarak seçilir. İkinci olarak daha öncede bahsedilen sistem ömür maliyeti tahmin edilir. Bu maliyet ifadesi çeşitli sistem konfigürasyonlarının ekonomisini karşılaştırmak için uygun bir araçtır. Bu karşılaştırma HOMER programının optimizasyon prosesinin kaynağını oluşturmaktadır.

HOMER programı belirli bir sistem konfigürasyonunu bir yıl boyunca saatlik zaman serisi simülasyonu yaparak modeller. Program kullanılabilir yenilenebilir enerjiyi hesaplar, bunu söz konusu elektrik yüküyle mukayese eder, fazla enerji üretimi durumunda ne yapacağına ya da eksik enerji ile karşılaşıldığında bu enerjinin en iyi nasıl üretileceğine ya da şebekeden satın alınacağını belirler. Bir yıllık bir hesaplama tamamlandıktan sonra, program kullanıcı tarafından tanımlanan koşulların karşılandığını kontrol eder (belirli emisyonların sınırlanması, üretilen enerjide yenilenebilir kaynakların payı...). HOMER programı ayrıca sistem ömür maliyetini hesaplamak için gereken yıllık yakıt tüketimi, generator çalışma süresi, tahmin edilen akümülatör ömrü, yıllık şebekeden alınan güç..vb gibi bileşenleri hesaplar [81].

Programın ömür maliyetini ifade etmek için kullandığı ifade toplam şimdiki maliyet (Sistem Maliyeti-SM)'dir Bu tek değer, proje ömür periyodu boyunca oluşan bütün maliyet ve gelirleri şimdiki zaman uyarlanmış gelecek nakit akışlarıyla kapsamaktadır. SM bileşenlerin başlangıç sermaye maliyetini, proje ömrü boyunca meydana gelebilecek her bir bileşenin değiştirme maliyetini, bakım-onarım ve yakıt maliyeti ile şebekeden alınan güç maliyetini içermektedir.

Birçok güç sistemi için, özellikle kesintili yenilenebilir kaynakları içerenlerde, sistem davranışını yeterli doğrulukta modelleyebilmek için bir-saatlik zaman aralığı gereklidir. Örnek olarak rüzgâr-dizel-akümülatör sisteminde aylık hatta günlük ortalama rüzgâr gücü çıkışını bilmek pek yeterli olmamaktadır. Çünkü bu güç çıkışının ortalama değeri kadar bu enerjinin zaman ve dağılımı da önemlidir. Dizel yakıt tüketimini, generator çalışma süresini, akümülatörden enerji akışı, fazla elektrik üretim miktarı gibi değerlerin tahmini için, rüzgâr enerjisinin elektrik yüküne ne kadar yakın ilişkilendiğini bilmek ve rüzgâr çıkışının hızlı dalgalanması ya da uzun dönem düşük uzun dönem yüksek seyir ederek daha yavaş dalgalanması gibi

yapısının bilinmesi gerekmektedir. HOMER programının bir saatlik zaman adımı elektrik yükünün ve kesintili yenilenebilir kaynakların en önemli istatistiksel durumlarını yakalayabilecek kadar yeterli bir aralıktır. Bu sürenin kısalması hesaplamayı ve hassas analizi elverişsiz yapacaktır.

Program sistemin nasıl işlediğini bir yıl için benzetim yaparak bulur ve aynı anahtar sonuçların (yakıt tüketimi, fazla ya da eksik enerji üretimi, ...vb) proje ömrü boyunca her bir yıl için geçerli olacağını kabul eder. Yük değerinin gelişimi ya da bileşen performanslarının yaşlanmaya bağlı bozulması gibi zamana bağlı değişiklikler hesaba katılmamaktadır.

3.1.2 Optimizasyon

Simülasyon prosesi belirli bir sistem konfigürasyonunu modellerken, optimizasyon ise olası en iyi sistemi belirlemektedir. Optimizasyon aşamasında HOMER programı içerdiği bileşenler ve bu bileşenlerin sayı yada boyutları farklı olan birçok modelden uygulanabilir olanları SM değerlerine göre sıralamaktadır ve bu değer en düşük olduğu sistem optimum sistem (OS) olarak seçilmektedir [81].

Optimizasyon prosesinin amacı, kullanıcının ilgisini çeken karar verici değişkenlerin optimum değerinin belirlenmesidir. Bu değişkenler üzerinde sistemi inşa eden kullanıcı kontrol yapabilmektedir. Örnek olarak,

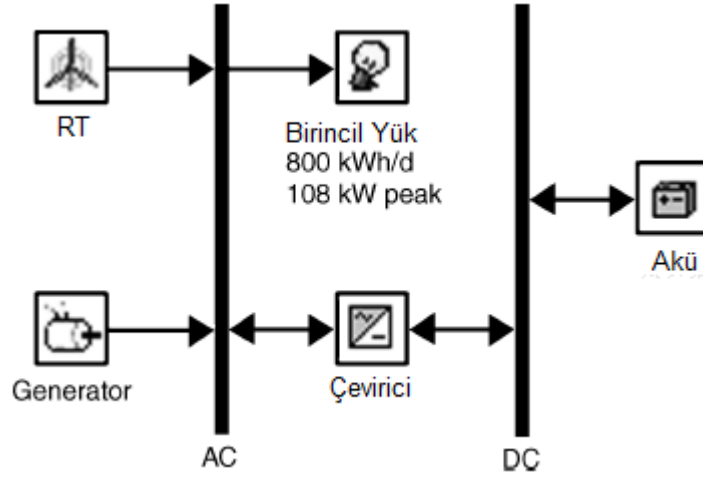
- PV panel boyutu,
- Rüzgâr türbini sayısı,
- Generator boyutu, sayısı,
- AC-DC doğrultucu/dönüştürücü elemanların boyutu,
- Hidrojen tank kapasitesi,
- Yakıt pili, elektrolizör boyutu

sayılabilir.

Optimizasyon modellemeyi yapan kişiye birçok olasılıktan en uygun olanını bulmaya yardım eder. Örnek olarak; var olan bir dizel sisteme rüzgâr türbini ve akümülatör düzeneğinin uyarlanması düşünülün. Sistem yeniden dizayn edilirken opsiyonların analiz edilmesinde kullanıcı aşağıdaki bileşenlerin düzenlenmesi problemiyle karşılaşabilmektedir ve hangi sayıda rüzgâr türbini, akümülatör ve ne boyutta bir

çevirici kombinasyonunun ömür maliyetini minimize edeceğini bilmemektedir. Dolayısıyla bu analizde bahsi geçen üç değişken karar değişkenleri olacaktır.

HOMER programı her bir karar değişkeni için kullanıcıya çoklu değerler girme olanağı verir. Aşağıdaki Şekil 3.2'deki gibi modellemede her bir karar değişkeni için herhangi sayıda değer girilebilir. Değerler arasındaki aralık düzenli olmak zorunda değildir.



Şekil 3.2 : Rüzgar-dizel sistemi.

































































Aşağıdaki Şekil 3.3'de, hesap alanını göstermektedir. Bu alan programın optimum sistem konfigürasyonunun aradığı bütün olası sistem bileşenlerinin kümesidir. Hesap alanı $5 \times 1 \times 7 \times 4 = 140$ farklı kombinasyonu içermektedir.

	RT (Sayı)	Gen (kW)	Akü (Sayı)	Çevirici (kW)
1	0	135.00	0	0.00
2	1		16	30.00
3	2		32	60.00
4	3		48	120.00
5	4		64	
6			96	
7			128	
8				

Şekil 3.3 : 140 konfigürasyon içeren hesap alanı.

Program hesap alanındaki her sistem konfigürasyonu içerisinde uygulanabilir olanları, SM değerine göre Şekil 3.4'deki gibi sıralar. Bu tabloda her bir satır farklı bir uygulanabilir sistem konfigürasyonunu göstermektedir ve ilk satır optimum sistemi temsil etmektedir. İlk dört sütun bileşenlerin varlığını, ikinci dördlük sütun ise

bu bileşenlerin kullanılan boyut, sayı gibi değerlerini, diğer sütunlar ise simülasyon sonuçlarıyla ilgili sermaye maliyeti, enerji maliyeti (EM) gibi maliyet açısından önemli bilgileri göstermektedir.

	FL30	Gen (kW)	Batt.	Çevirici (kW)	Başlangıç Sermaye	TŞM	EM (\$/kWh)	Dizel (L)	Gen (saat)
   	1	135	64	30	\$ 216,500	\$ 849,905	0.273	75,107	4,528
   	2	135	64	30	\$ 346,500	\$ 854,660	0.274	54,434	3,350
   	1	135	48	30	\$ 200,500	\$ 855,733	0.275	78,061	4,910
   	2	135	48	30	\$ 330,500	\$ 856,335	0.275	57,654	3,685
   	2	135	32	30	\$ 314,500	\$ 873,322	0.280	62,394	4,139
   	2	135	96	60	\$ 401,000	\$ 878,370	0.282	48,139	2,603
   	2	135	64	60	\$ 369,000	\$ 880,421	0.282	52,999	3,195
   		135	64	30	\$ 86,500	\$ 885,175	0.284	101,290	5,528
   	1	135	96	30	\$ 248,500	\$ 887,379	0.285	74,193	4,346
   		135	48	30	\$ 70,500	\$ 888,528	0.285	104,009	6,067
   	1	135	32	30	\$ 184,500	\$ 889,688	0.285	85,310	5,615
   	2	135	96	30	\$ 378,500	\$ 890,504	0.286	52,442	3,136
   	2	135	48	60	\$ 353,000	\$ 891,896	0.286	57,316	3,615
   	2	135	32	60	\$ 337,000	\$ 905,959	0.291	62,312	4,080
   	2	135	128	60	\$ 433,000	\$ 907,508	0.291	45,596	2,226
   	1	135	64	60	\$ 239,000	\$ 911,667	0.292	77,753	4,613

Şekil 3.4 : Sistem maliyetine göre tüm optimizasyon sonuçları tablosu.

Buradaki analizin varsayılan sonuçlarına göre, varsayılan sisteme akümülatör ve rüzgar türbini eklenmesi aslında ömür maliyetini azaltacaktır. Optimum sistem için 216,500\$'lık bir sermaye yatırımı ile SM değerinde yalnız dizel içeren sisteme göre 146,000\$ değerinde bir azalma sağlanabilmektedir. Optimizasyon sonuç tablosu optimum sonuçtan başka konfigürasyonları da görüntülediğinden, bu tür mukayese ve analizlerin yapılabilmesine imkan vermektedir. Burada birbirleri arasında ince maliyet farklılıkları olan sistem konfigürasyonları içerisinde kullanılacak olan sisteme gerekli teknik detayları düşünerek kullanıcı karar verecektir. Daha düşük maliyetli olmasına rağmen bileşen yıpranmasının daha fazla olacağını yada başka kriterleri düşünerek kullanıcı son karar verici mekanizma olacaktır.

3.1.3 Hassas analiz

Hassas analizde HOMER farklı girdi varsayımlarını kullanarak çoklu optimizasyon işlemi gerçekleştirmektedir. Bu analiz çıkış sonuçlarının giriş verilerindeki değişikliğe ne kadar hassas olduğunu göstermektedir. Hassas analizde kullanıcı tek bir girdi bileşeni için farklı değerler dizisi girebilmekte ve bu değerlere hassas

değerler denilmektedir. Bunlara örnek olarak, şebeke güç ücreti, yakıt ücreti, PV panellerin ömrü, faiz oranı sayılabileceği gibi saatlik elektrik yükü yada yenilenebilir kaynak datası gibi değişkenler de hassas değişken olarak kullanılabilir.

Kullanıcı istediği bileşenler için istediği miktarda hassas analiz yapabilmektedir ve bu hassas bileşen değerlerinin her bir kombinasyonu ayrı bir hassas durum oluşturmaktadır. Örnek olarak şebeke güç fiyatı için 6, faiz oranı için 4 değer tanımlandıysa; bu 24 farklı hassasiyet durumu oluşturmaktadır ve HOMER programı her bir hassas durum için ayrı optimizasyon prosesi gerçekleştirerek sonuçları tabular yada grafik formatında sunmaktadır.

Hassas analizin kullanılmasının temel sebeplerinden biri değeri belirli olmayan bileşenlerle uğraşmaktır. Eğer kullanıcı bazı bileşenlerin değeri konusunda kesin bilgiye sahip değilse bunun için gerçek değeri içerecek şekilde bir değerler dizisi girebilmekte ve bu aralıkta sonuçların nasıl değiştiğini analiz edebilmektedir. Bunun yanında örnek olarak %50 ya da %100 yenilenebilir enerji üretimi için ne kadar sermaye yatırımı yapmak gerektiği gibi birtakım sorulara cevap verebilmek için hassas analiz kullanılabilir. Bir enerji planlamacısı farklı koşullarda hangi teknoloji yada kombinasyonların optimum şartları sağlayacağına, bir market analizcisi hangi fiyat değerlerinde yada hangi koşullar altında bir ürünün (mesela yakıt pili) alternatifleriyle rekabet edebileceğine ya da bir politikacı hangi emisyon cezalarıyla ekonominin daha temiz teknolojiye yönlendireceğine karar verebilmektedir.

3.2 Ekonomik Modelleme

Bu çalışmada sistem optimizasyonu ve maliyet hesaplamaları için kullanılan HOMER yazılımı hesaplama için birçok konfigürasyonun kullanabilmesi olanağını sunmaktadır. Herhangi bir yük ihtiyacı için, HOMER programı bize türbin sayısının yeterli olup olmadığı, yeni bir türbin, dizel generatör, ya da bir güneş paneli eklenmesinin ne gibi sonuçlar doğuracağı ve hangi kombinasyonun en ucuza mal olacağı hakkındaki sorulara cevap verir. Bu yazılımın avantajlarından biri hesaplamaları saatlik temele göre yapmasıdır. Bu çalışmada sistem bileşenleri, enerji kaynakları ve yükler, tek bir yıl için saat saat modellenmiştir. Verilen bir saat için enerji akışı ve maliyeti sabittir. Bu tip bir modelleme, yenilenebilir enerji kaynaklarının kesikli elektrik üretimini göstermek için idealdir [82].

Optimizasyon işlemi için girilen veriler en genel haliyle, bileşenler için sermaye, değişim, işletme/bakım maliyetleri, yine bileşen ve proje ömürleri, bölge karakteristikleri ve faiz oranıdır. Belirtilen bileşen çeşitlerini ve sayılarını içeren tüm sistem kombinasyonları program tarafından simule edilmektedir. Benzetimi yapılan tüm bu sistemlerden mevcut kaynaklarla enerji talebini uygun şekilde karşılamayan konfigürasyonlar çıkarılmaktadır. Bu hesaplamalar iterasyon yöntemiyle yapılmaktadır. HOMER programı bileşenleri ve sayılarını kabaca seçerek sistemin uygulanabilirliğini kontrol eder ve tahminler yaparak girdiğimiz verilerden makul bir sonuç bulana kadar bu işlemi tekrar eder.

Modelleme, teknoloji opsiyonları, bileşen maliyetleri ve kaynak uygunluğu gibi girdi değerlerini gerektirmektedir ve program bütün bu verileri kullanarak farklı sistem konfigürasyonlarının benzetimi yapılarak net maliyete göre (sistem maliyeti) uygulanabilir kombinasyonları sıralamaktadır. Net maliyet ömür maliyeti olarak da adlandırılır ve proje süresi boyunca bileşenlerin kurulması ve işletilmesi maliyetlerinin tümünü kapsamaktadır [81].

Sistem maliyeti (toplam net maliyet) HOMER'in temel ekonomik çıktısıdır ve bütün sistemler bu maliyete göre sıralanır. Bu tek değer sistemin proje ömür süresindeki maliyetidir ve proje ömrü içerisindeki bütün masraf ve gelirleri içermektedir. Burada gelecek nakit akışları şimdiki zaman maliyetine göre iskonto edilmiştir. Sistem maliyeti, bütün bileşenlerin başlangıç sermaye maliyetlerini, proje ömrü içerisinde gerçekleşmesi muhtemel bileşen değişim maliyetlerini, bakım-onarım, yakıt gibi maliyetleri ve şebekeden alınan enerji maliyetini içermektedir. HOMER programı, söz konusu ekonomik analizi, sistemleri bu maliyete göre sıralayarak gerçekleştirmektedir. Burada başlangıç sermaye maliyeti daha yüksek olsa da proje ömür maliyeti anlamındaki sistem maliyeti daha düşük olan bir tesis daha ekonomik ve uygulanabilir olabilmektedir. Sermaye, işletme, bakım maliyetleri kullanılan bileşenlere göre sistemler arası farklılık gösterir, örnek olarak geleneksel sistemler nispeten düşük sermaye maliyetlerine sahip olmalarına rağmen, işletme maliyetleri daha yüksektir. Bunun aksine yenilenebilir enerji kaynaklarının başlangıç maliyetleri yüksek iken düşük bakım ve işletme maliyetleri içermektedirler. HOMER ekonomik hesaplamalarında yenilenebilir ve geleneksel enerji üretim yöntemlerini içeren birçok sistem konfigürasyonunu karşılaştırmaktadır ve bu karşılaştırmada hem işletme hem sermaye maliyetleri hesaba katılmalıdır. Sistem maliyeti bütün bunları hesaba dâhil

etmektedir. Dolayısıyla, farklı örneklerin ve farklı sistemlerin kıyaslanmasında Sistem Maliyetini kullanmak daha anlamlı olmaktadır ve HOMER programı fizibilite açısından uygun sistemleri bu değere göre sıralamaktadır.

HOMER programı bütün fiyat artışlarının proje ömrü süresince aynı oranda olacağını varsaymaktadır. Bu kabul ile, gelecek nakit akışlarının şimdiki zaman indirgenmesinde, nominal faiz oranı yerine gerçek (enflasyon uyumlu) faiz oranının kullanılmasıyla, enflasyon değeri analizden çıkarılmıştır. Dolayısıyla programda kabaca nominal faiz oranı ile enflasyon oranı farkı olan reel faiz oranı veri olarak girilmektedir. Burada söz konusu bütün maliyetler gerçek maliyetlerdir ve Amerikan doları (\$) olarak ifade edilmiştir.

Proje sonunda kullanılan ekipmanların hurda maliyetlerini hesaplamak için, HOMER aşağıdaki eşitliği kullanmaktadır.

$$S = C_{değişirme} \frac{R_{kalan}}{R_{ekip}} \quad (3.1)$$

Burada S hurda değeri, $C_{değişirme}$ ekipmanın değişim maliyeti, R_{kalan} ekipmanın kalan ömrü, R_{ekip} ekipmanın ömrünü ifade etmektedir. Örnek olarak porje ömrü 20 yıl olan bir sistemde kullanılan PV ömrü de 20 yıl olarak alınmış ise, proje sonunda PV hurda maliyeti kalan ömrü olmadığından dolayı "0" olacaktır. Diğer taraftan 30 yıl ömrü olan bir PV sistemi kullanıldığında, 20 yıllık bir proje sonunda değiştirme maliyetinin 1/3 'ü oranında hurda maliyeti olacaktır [81, 82].

HOMER, bir bileşenin yıllık maliyetini bulmak için, sermaye, değişim, işletme, bakım, yakıt maliyetleriyle birlikte hurda değerini ve varsa bileşene ilişkin herhangi bir kazanç ya da gelir değerlerini birleştirmektedir. Her bir bileşen için elde edilen tekil maliyetler toplanarak ve emisyon cezaları gibi muhtelif maliyet artışlarını da ekleyerek toplam sistem maliyetini bulmaktadır. Bu yıllık değerler önemlidir, çünkü HOMER bu değerleri iki önemli ekonomik veriyi hesaplamak için kullanmaktadır: Sistem maliyeti ve birim enerji maliyeti.

HOMER Sistem maliyetini hesaplamak için aşağıdaki ifadeyi kullanmaktadır.

$$C_{SM} = \frac{C_{yıl,top}}{CRF(i, R_{proj})} \quad (3.2)$$

Burada $C_{yıl,top}$ toplam yıllık maliyet (\$/yıl), i yıllık reel faiz oranı (ıskonto oranı), $CRF()$ sermaye geri dönüşüm (kazanç) faktörüdür ve aşağıdaki eşitlikle ifade edilmektedir.

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (3.3)$$

i , yıllık reel faiz oranı ve N yıl sayısıdır.

Enerji maliyetini hesaplamak için HOMER aşağıdaki ifadeyi kullanmaktadır.

$$EM = \frac{C_{yıl,top}}{E_{temel} + E_{ikincil} + E_{şeb,satış}} \quad (3.4)$$

Burada $C_{yıl, top}$ toplam yıllık maliyet, E_{temel} ve $E_{ikincil}$ sistemin beslediği toplam yükler, $E_{şeb, satış}$ şebekeye yılda satılan enerji miktarıdır. Eşitliğin paydasındaki ifade sistemin bir yılda ürettiği faydalı enerji miktarıdır. Dolayısıyla birim enerji maliyeti, sistemin ürettiği toplam elektrik enerjisinin kWh başına ortalama maliyetidir.

3.3 Sistem Bileşenlerinin Modellemesi

HOMER, PV panelleri global solar radyasyon oranıyla doğru ilişkili olarak, gerilim ve sıcaklığından bağımsız olarak DC elektrik üreten bileşenler olarak modellemektedir. PV panellerin güç çıkışını HOMER aşağıdaki formül ile ifade etmektedir.

$$P_{PV} = f_{PV} Y_{PV} \left(\frac{I_T}{I_s} \right) \quad (3.5)$$

Burada f_{PV} değeri PV verim faktörüdür (derating factor) ve bu değer genel olarak %100 veya daha az seçilerek, kayıpları hesaba katmak için PV çıkış gücüne uygulanır. PV panellerinin belirlenmiş olan plaka değerleri test koşullarında $1kW/m^2$ solar radyasyona tekabül etmektedir. Daha yüksek çevre koşulları, farklı çalışma gerilimleri, panellerin toz ve kirliliği PV sistemlerinin çıkış gücü değerlerinin altında güç üretmesine sebep olabilmektedir. f_{PV} değeri bu kayıpları hesaba katmaktadır. Yukarıdaki formüle tekrar dönersek; Y_{PV} PV panel kapasitesi, I_T , panel üzerine düşen global radyasyon düzeyi ve I_s ise $1kW/m^2$ 'dir ve bu değerde PV modüllerinin kapasitelerinin hesaplanmasında kullanılan standart radyasyon miktarıdır [81].

Bir PV sisteminin nominal kapasitesi, standart test koşullarında 1kW/m^2 radyasyon $25\text{ }^\circ\text{C}$ panel sıcaklığında panelin üreteceği güç değeridir. HOMER programında PV boyutlandırması her zaman nominal kapasite ile belirtilir ve bu kapasite PV modüllerin hem alan hem de verimini açıklamaktadır ve bu parametreler HOMER’da ayrı olarak yer almamaktadır.

Yılın her bir saati, HOMER, Duffie ve Beckmann’ın HDKR modelini kullanarak (tez 72), PV paneller üzerine düşen solar radyasyon değerini hesaplamaktadır. Bu model, güneş enerjisinin o anki değerini (yatay bir zemindeki solar radyasyonu), PV panel yönü ve eğimini, dünya yüzeyindeki konumu, yılın zamanını ve günün zamanını hesaba katmaktadır. Panel yönlenmesi sabit ya da birkaç izleme adımından (tracking sistem) oluşabilir. Bunlar kısaca yatay eksen aylık ayarlama, haftalık ayarlama, günlük ayarlama ya da sürekli ayarlama, dikey eksen sürekli ayarlama ya da iki eksenli olabilir.

HOMER, panel sıcaklığının artmasıyla çıkışının azalması gerçeğini hesaba katmamıştır. Fakat sıcak iklimler için bunu hesaba dâhil etme açısından verim faktörü değeri daha yüksek seçilebilir.

Gerçek uygulamada, PV panel çıkış gücü maruz kaldığı gerilim değerine ters orantılı olarak yüksek oranda bağlıdır. Maksimum güç noktası (güç çıkışının maksimum olduğu gerilim değeri) solar radyasyon değerine ve sıcaklığa bağlıdır. Şayet PV paneller bir akü ya da DC yük sistemine doğrudan bağlandığında, genellikle maksimum güç noktasındaki gerilimden farklı bir gerilim değerine maruz kalmaktadır ve PV performansı azalmaktadır. Maksimum güç noktası izleyicisi (MPPT), PV paneller ile sistem DC bileşenler arasında yer alarak PV gerilimini sistemin geri kalanından ayıran bir yarı iletken cihazdır ve PV geriliminin her zaman maksimum güç noktası gerilimine eşit olmasını sağlamaktadır. HOMER programı da PV panelleri ne kadar bir gerilime maruz kaldıklarını göz ardı ederek bir MPPT cihazının sistemde olduğunu varsaymaktadır.

HOMER rüzgâr türbinlerini belirli bir güç eğrisine göre rüzgâr kinetik enerjisini AC ya da DC elektrik enerjisine dönüştüren bir cihaz olarak modellemektedir. HOMER rüzgâr türbini güç eğrisinin standart hava yoğunluğu olan $1,225\text{ kg/m}^3$ (standart sıcaklık ve basınç değerlerine karşılık gelen) değerinde uygulandığını kabul etmektedir.

Her bir saat HOMER bir türbin çıkış gücünü dört adımda hesaplamaktadır. Öncelikle rüzgar hızı verilerine göre o saatteki rüzgar ölçer yüksekliğindeki ortalama rüzgar hızı değerini belirler. İkinci olarak kullanıcının belirttiği logaritmik profil ya da güç profiline göre türbin yüksekliğindeki rüzgar hızını hesaplar. Daha sonra standart hava yoğunluğu kabulüyle o hızdaki güç üretimini hesaplamak için türbin güç eğrisine bakar. Son olarak gerçek hava yoğunluğu ile standart hava yoğunluğu oranını ifade eden hava yoğunluğu katsayısı ile türbin güç çıkışı değerini çarpar. HOMER bölge rakımındaki bu hava yoğunluğu katsayısını U.S Atmosfer Standartlarına (U.S Standard Atmosphere) göre hesaplamaktadır ve bu değer yıl boyunca da sabit kalacağını varsaymaktadır [81, 82].

Generatörlerin temel fiziksel özellikleri maksimum ve minimum elektrik üretimi, çalışma koşullarında beklenen ömür, kullandığı yakıt, yakıt eğrisidir (tüketilen yakıt karşılık güç çıkışı). Generatör yakıt tüketimi için HOMER aşağıdaki ifadeyi kullanmaktadır.

$$F = F_0 Y_{Gen} + F_1 P_{Gen} \quad (3.6)$$

Burada F_0 yakıt eğrisi kesişim katsayısı, F_1 yakıt eğrisi eğimi, Y_{Gen} generatör nominal kapasitesi (kW), P_{Gen} generatör çıkış elektrik gücüdür (kW). Burada F 'nin birimi yakıt ölçüm birimine bağlıdır. Eğer yakıt litre ile ifade edilirse, F 'nin birimi litre/saat, m^3 veya kg olarak ifade edilirse F 'nin birimi m^3 /saat ve kg/saat olmaktadır. Aynı şekilde, F_0 ve F_1 birimi de yakıtın ölçüm birimine bağlıdır ve litre ile ölçülen bir yakıt için örnek olarak litre/saat.kW olmaktadır [81, 82].

Kullanıcı bir generatörün çalışma zaman çizelgesini programlayabilir ve bazı zamanlarda generatörün çalışmaya ya da durmaya zorlanması sağlanabilir. Eğer herhangi bir çalışma çizelgesi oluşturulmaz ise, HOMER enerji ihtiyacına göre ve diğer güç kaynaklarının ilgili maliyetlerine generatörün devreye girmesine ya da çalışmamasına karar vermektedir. Generatörün çalışmaya zorlandığı zamanlarda, hangi güçte çalışacağına yine sistem durumuna göre HOMER karar vermektedir.

HOMER generatörün sabit ve marjinal enerji üretim maliyetini hesaplar ve sistem işletmesinin simülasyonunu yaparken bu bilgiyi kullanır. Sabit enerji maliyeti, generatörü elektrik üretmeden sadece çalıştırmanın saat başına maliyetidir. Marjinal

maliyet ise, generatörden üretilen elektriğin kWh başına ek maliyetidir. Generatörün sabit maliyetini hesaplamak için HOMER aşağıdaki ifadeyi kullanır.

$$c_{gen,sbt} = c_{ib,gen} + \frac{C_{değ,gen}}{R_{gen}} + F_0 Y_{gen} c_{yak,ef} \quad (3.7)$$

Burada $c_{ib,gen}$ saat başına generatörün işletme ve bakım maliyetidir. $C_{değ,gen}$ \$ olarak generatör değişim maliyeti, R_{gen} saat olarak generatör ömrü, F_0 kWh başına yakıt cinsinden yakıt eğrisi kesişim katsayısı, Y_{gen} generatörün kapasitesi (kW), $c_{yak,ef}$ yakıtın birim miktar başına gerçek maliyetidir. Bu maliyet eğer generatörden kaynaklı emisyon cezaları varsa onu da kapsamaktadır.

Generatör marjinal enerji maliyeti aşağıdaki eşitlikle hesaplanmaktadır.

$$c_{gen,mar} = F_1 c_{yak,ef} \quad (3.8)$$

F_1 saat ve kWh başına yakıt birimiyle yakıt eğrisi eğimidir ve $c_{yak,ef}$ yakıt gerçek maliyetidir.

4. BÖLGE YÜK VE ENERJİ KARAKTERİSTİKLERİ

4.1 Bölge Yük Karakteristiği

Sistemin kurulacağı ve ekonomik optimizasyonun yapılacağı örnek yer olarak İstanbul Teknik Üniversitesi Ayazağa Yerleşkesi'ndeki Elektrik-Elektronik Fakültesi seçilmiştir. Dolayısıyla yük değerlerinin belirlenmesinde fakülte geçmiş elektrik talep değerlerinden faydalanılmıştır. Aşağıdaki krokide (Şekil 4.1) üniversite kampüsü ve 2 numarayla işaretlenmiş söz konusu optimizasyonun yapılacağı örnek bina gösterilmiştir.



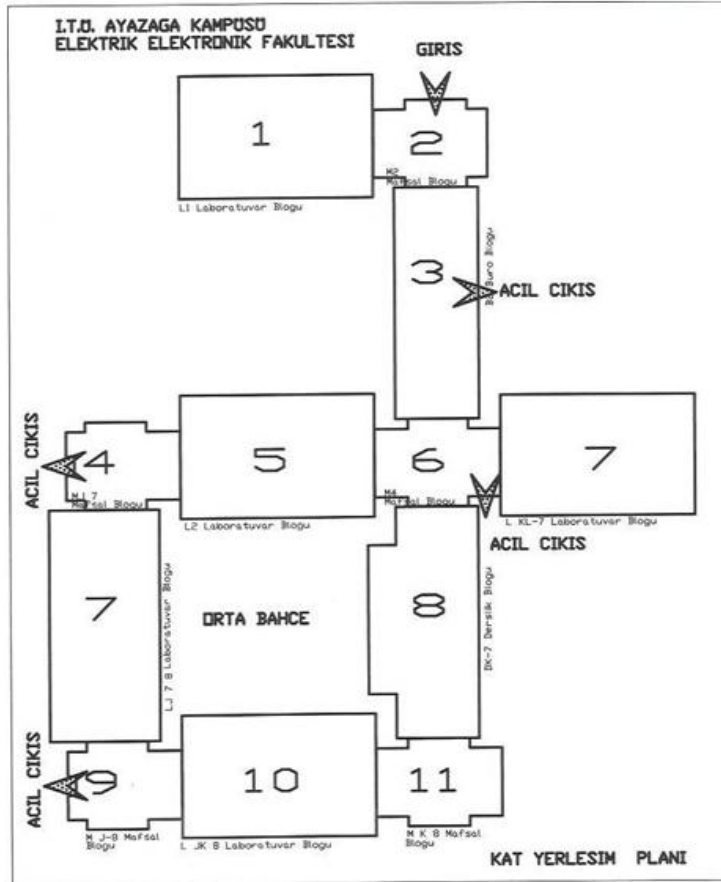
Şekil 4.1 : İTÜ Ayazağa Kampüsü yerleşim planı.

Sistemlerin optimizasyonu için yük karakteristikleri büyük önem taşımaktadır. Örnek olarak, eğer puant yük talebi akşam vakitlerinde oluyor ise (aydınlatmaya bağlı olarak), bunu karşılamak için doğrudan güneş enerjisini kullanmak olanaksızdır [19]. Bu durumda puant yük talebi gün boyunca rüzgâr ve güneş enerjisi (PV) tarafından üretilmiş ve depolanmış hidrojenin enerji kaynağı olarak kullanılmasıyla karşılanacaktır. Burada söz konusu yükün kaynağı İstanbul Teknik Üniversitesi Elektrik-Elektronik Fakültesi olduğu için, puant yük talep değerinin söz konusu

olduğu gibi akşam saatlerinde meydana gelmesi beklenmemektedir. Ancak yaz aylarında fakülte eğitim-öğretim dönemlerinin bitmiş olacağı düşünüldüğünde sonraki dönemlerde meydana gelebilecek puant talepler için enerji depolanabilecektir. Şayet sistemde kullanılacak hidrojen depolama tanklarının miktarı artırılırsa, daha büyük miktarda enerji depolama imkanı doğacaktır ve bunun neticesinde enerji temininde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı artacaktır.

Fakültenin söz konusu yük değerleri, geçmiş bir yılın elektrik enerji faturaları incelenerek belirlenmiştir. Gereken değerlerin elde edilmesinde İTÜ Yapı İşleri Daire Başkanlığı ile irtibata geçilmiştir.

Elde edilen bilgilere göre, Elektrik-Elektronik Fakültesinde iki adet trafo ve sayaç bulunmaktadır. Yük değerlerinin belirlenmesinde 4125 numaralı trafo ölçümleri ve faturası kullanılmıştır. Bu trafo 4, 7, 8, 9, 10, 11 ile aşağıda numaralandırılmış birimlere enerji sağlamaktadır. Fakülte kat yerleşim planı ve bu plan içerisinde seçilen trafonun beslediği birimler Şekil 4.2’de gösterilmiştir.



Şekil 4.2 : Fakülte kat yerleşim planı.

İTÜ Yapı ve Teknik Daire Başkanlığı'ndan alınan elektrik-elektronik fakültesi geçmiş örnek faturalarından biri Şekil 4.3'de verilmiştir.

B BOĞAZİÇİ ELEKTRİK
UÇUŞU A.Ş.
GENEL MÜDÜRLÜĞÜ
Abdülhak Hamit Cad. No. 79
Zincirlikaya / Beşiktaş / İSTANBUL
Bevca No V.D. 833000067

MALİYE
İÇİŞİLERİ BAKANLIĞI

FATURA
SERİ : 1 SIRA NO.
0335244

BOĞAZİÇİ ELEKTRİK
UÇUŞU A.Ş.
GENEL MÜDÜRLÜĞÜ
ARONMAN ŞUBESİ
MÜŞTERİLER

604001
ii Kodu : 34

SAYIN İTÜ
HB 2549 ELEKTRİK ELEKTRONİK F
MASLAK

MÜŞTERİ NO : 2840384 KARNE NO : 3114902 SIRA NO : 92

FATURA SERİ - SIRA NO.	FATURA TARİHİ	SON ÖDEME TARİHİ	ZAM YÜZ	KODU	SÖZLEŞME GÜCÜ	
724024940	30/ 8/2006	31/ 8/2006		72	40000	
ÇEKİLEN GÜÇ	GÜÇ AŞIMI	ÖTT. ÇENLÜK TUK.	BİR SON. OK. DEN.	FAYD. NO	SAYG. MARKA	
	508.65	2006/07		70027287	MIKL. K	
İLK OKUMA	SON OKUMA	LAVF TÖRETİM				
5.300430	6.2006					
	İLK ENDEKS	SON ENDEKS	ÇAKTAN	TÜKETİM	BİRİM FİYAT	BEDEL
AK1	101	136	400	14000	0.119500	1.673.00
AK2						
AK3						
REA	13	14	400	400	0.059750	
KAP			400		0.059750	

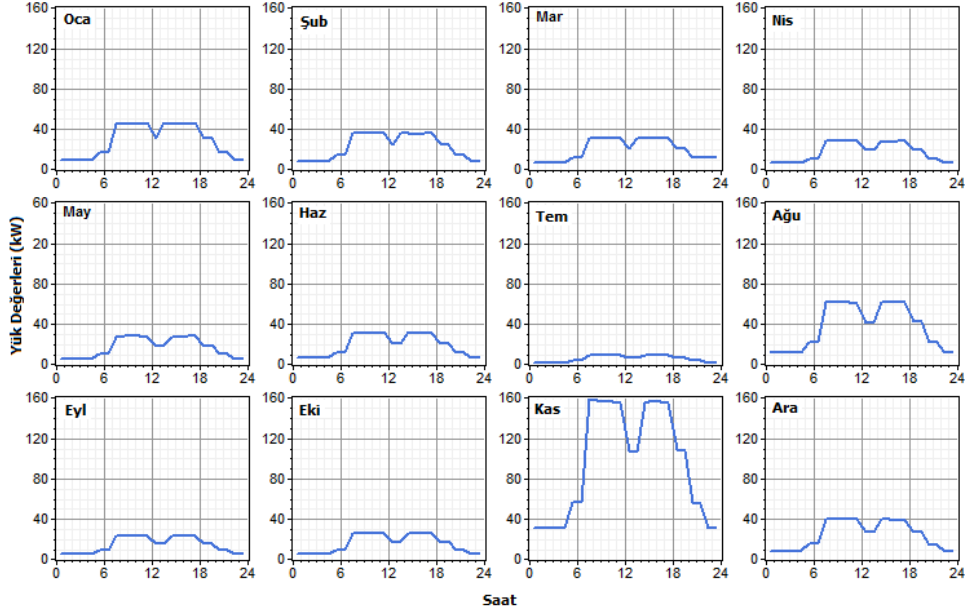
MÜHTELİF İLAVE	GÜÇ BEDELİ
MÜHTELİF TENZİLAT	GÜÇ AŞIMI BEDELİ
SAYGAC BAKIM AYAR BEDEL	BELEDİYE VERGİSİ
	83.65
	KDV
	316.20
	FATURA İLAVH
	2.072.05
	GELECEK AYA DEVRİ
	0.05
	ÖDENECEK TUTAR
	2.072.90

YALNIZ İKİBİNYETMİŞİKİ YTL DOKSAN YKT...

Şekil 4.3 : Fakülte geçmiş örnek faturası.

Pilot bölgenin yük profili oluşturulurken geçmiş faturalardan fakültenin çektiği güç değerleri HOMER programına aylık olarak girilmiştir. Bu veriler girilirken program, belirli bir ay için hafta sonu ve hafta içi günlerinde ayrı değerler kullanılabilmesine ve bir oran tanımlanmasına olanak sağlamaktadır. Dolayısıyla hafta sonu fakültenin kapalı olmasının etkisi de sisteme girilebilmiştir ve belirttiğimiz yük değerlerine göre 1 yıl için ortalama yük değeri HOMER programı tarafından günlük 627 kWh/gün olarak hesaplanmıştır. Ortalama yük 26,1 kW, puant yük olarak 239 kW ve yük faktörü 0,109 değerleri yine HOMER tarafından girdiğimiz veriler kullanılarak elde edilmiştir. Burada yük faktörü ortalama yükün puant yüke oranıdır ve boyutsuz bir büyüklüktür. Saatlik anlamda gerçeğe uygun bir yük profili oluşturmak için %5 oranında bir saatlik sapma değeri (rastgelelik) HOMER programında kullanılmıştır. Aylara göre yük profili Şekil 4.4'deki gibidir. Görüldüğü gibi fakülte enerji gereksiniminin en az olduğu ve yük değerlerinin düşük değerlerde seyir ettiği zaman

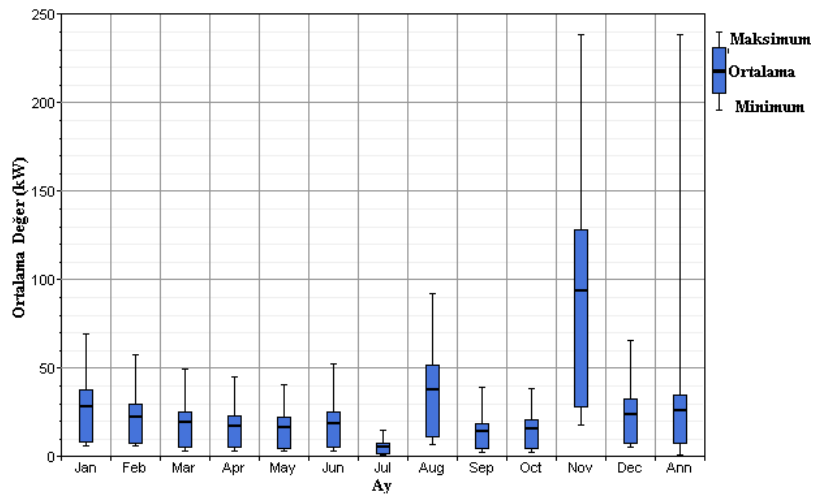
yaz ayları olmaktadır. Bunun aksine bu zamanlarda bölge güneşlenme değerlerinin arttığı görülmektedir.



Şekil 4.4 : Bölge yük profili.

Dolayısıyla PV panellerden ya da rüzgâr türbininden elde edilecek enerji hidrojen üretiminde kullanılacak ve talebin fazla olduğu daha sonraki dönemlerde yakıt pilleriyle elektrik enerjisi üretiminde kullanılmak üzere depolanacaktır. Öte yandan Kasım ayındaki yüksek enerji talebi, fakültede kalorifer kullanımına başlanmadığından dolayı elektrikli ısıtıcılardan kaynaklanmıştır.

Aylık ortalama yük değerleri Şekil 4.5’deki gibidir.



Şekil 4.5 : Aylık ortalama yük değerleri.

4.2 Bölge Güneş Enerjisi Karakteristiği

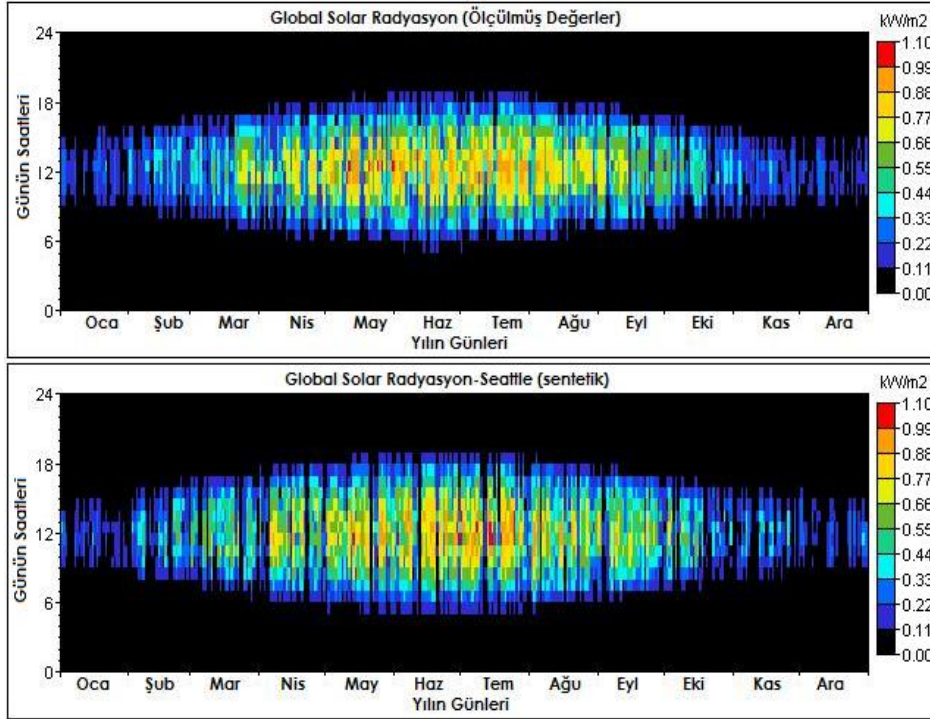
Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresinin 2640 saat (günlük toplam 7,2 saat), ortalama toplam ışınlam şiddeti 1311 kWh/m²-yıl (günlük toplam 3,6 kWh/m²) olduğu tespit edilmiştir. İspanya, Amerika Birleşik Devletleri ve Türkiye, güneş enerji sistemleri açısından aynı paralel bandındadır. Bu ülkelerdeki güneş enerjisi uygulamaları, Türkiye için referans teşkil eder niteliktedir. EİEİ tarafından yapılan çalışmalarda, teknik kapasitesi 405 milyar kWh, ekonomik potansiyeli de 380 milyar kWh olarak tahmin edilen, güneşe dayalı elektrik üretim kapasitesi bütünüyle değerlendirilmeyi beklemektedir.

Programda kullanılan güneş datası yatay bir zemin üzerine düşen ortalama solar radyasyonudur ve yılın her bir saati için kWh/m² olarak ifade edilen 8760 adet değer kümesidir. Bölge güneşlenme değerleri NASA verilerine göre HOMER tarafından hesaplanmıştır. 41° 6' K and 29° 1' D olarak belirlediğimiz koordinat değerleri kullanarak 8760 adet solar radyasyon değeri diğer bir ifadeyle yılın her bir saati için belirli bir güneşlenme değeri oluşturulmaktadır. Bu değerlerin oluşturulması için program Graham algoritmasını kullanmaktadır [83]. Burada günün bir saati bulutlu ise diğer saatin de bulutlu olması gibi saatler arası güçlü bir ilişki bulunmaktadır. Benzer şekilde, güneşli bir günün ertesinde yüksek ihtimalle yine güneşli bir günün olacaktır [82].

Böylelikle, günden güne ve saatten saate gerçeğe uygun şekilde değişkenlik ve oto korelasyon gösteren bir değerler dizisi oluşmaktadır. HOMER programının gerçekçi bir saatlik güneş datası oluşturmak için kullandığı bu algoritmayı açıklayabilmek için aşağıdaki iki veri haritası kullanılabilir. Data haritaları basit zaman serisi grafiklerine kıyasla günlük ve sezonsal eğilimlerin daha kolay izlenmesine olanak sağlamaktadır. Şekil 4.6'daki veri haritaları içinde ilk harita Seattle, WA için ölçülmüş olan gerçek solar radyasyon değerlerini, diğeri ise, aylık değerleri ve bölge enlemini kullanarak oluşturulmuş olan sentetik radyasyon verilerini ifade etmektedir. Burada sentetik veriler gerçekçi bir gün ve saat yapısına sahip olmaktadır [82].

Algoritma, global ortalama değerleri yansıtan belirli istatistikî değerleri kullanarak sentetik değerleri vermektedir. Dolayısıyla elde edilen bu değerler gerçek güneş radyasyonu değerleri mükemmel şekilde vermesi beklenmemektedir. Fakat

yukarıdaki karşılaştırmaya bakıldığında yapılan yaklaşımın gerçeği çok iyi yansıttığı sonucuna ulaşılabilir.



Şekil 4.6 : Güneş radyasyonu ölçülmüş ve üretilmiş değerler kıyaslaması.

Performans çıktılarındaki (PV çıkış gücü, güneşten faydalanma) kıyaslandığında gerçek değerle aradaki farkın %5'ten daha az olduğu söylenebilmektedir. Net maliyet, enerji maliyeti gibi ekonomik çıktı değerlerindeki fark ise % 2'den daha azdır [82].

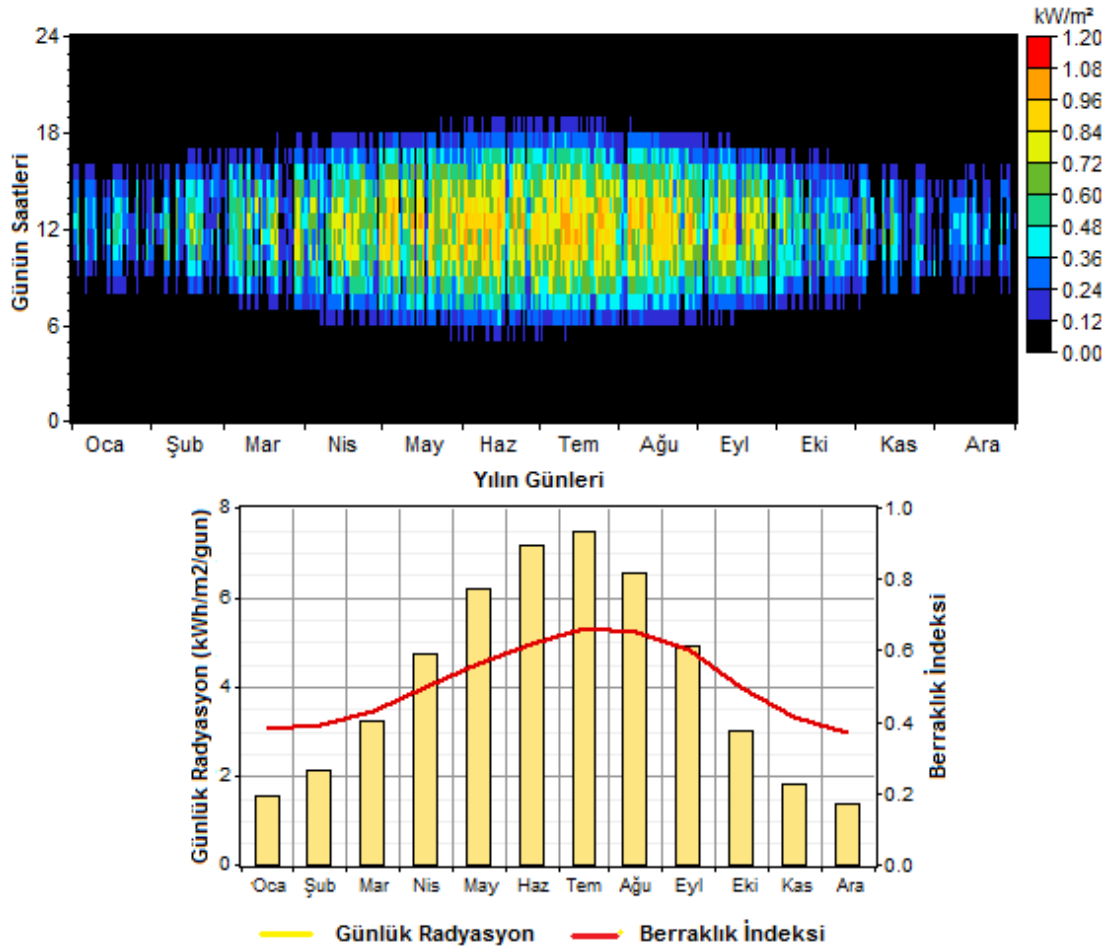
Enerji optimizasyonu yapılacak İstanbul Teknik Üniversitesi Ayazağa Yerleşkesi Elektrik Elektronik Fakültesi bölgesinin aylık ortalama berraklık indeksi ve günlük radyasyon oranı (kWh/m²/g) Çizelge 4.1'de verilmiştir ve Şekil 4.7'de özetlenmiştir.

Burada berraklık indeksinin tanımını vermek gerekirse;

Berraklık İndeksi: Bu indeks atmosferin açıklığının bir ölçüsüdür. Bu değer, atmosfer tarafında iletilen ve yeryüzüne ulaşan solar radyasyonun bir fraksiyonudur. Yüzey radyasyonunun yeryüzü dışı (uzay) radyasyonuna oranı olarak 0 ile 1 arasında boyutsuz bir sayıdır. Berraklık indeksi temiz ve güneşli koşullarda yüksek, bulutlu durumlarda ise düşük değerdedir. Bu indeks aylık ya da saatlik de olabilmektedir. Burada kullanılan HOMER programında aylık ortalama değerlerdir ve Kt sembolü ile ifade edilmiştir [82].

Çizelge 4.1 : Bölge aylık güneşlenme değerleri.

Aylar	Berraklık İndeksi	Günlük Radyasyon kWh/m ² /g
Ocak	0.383	1.550
Şubat	0.390	2.130
Mart	0.431	3.220
Nisan	0.498	4.750
Mayıs	0.562	6.180
Haziran	0.619	7.180
Temmuz	0.661	7.450
Ağustos	0.650	6.540
Eylül	0.602	4.920
Ekim	0.499	3.020
Kasım	0.415	1.810
Aralık	0.372	1.350
Ortalama	0.541	4.186



Şekil 4.7 : Bölge güneş radyasyonu ve berraklık indeksi.

Aylık ortalama indeks K_t aşağıdaki şekilde ifade edilmektedir.

$$K_t = \frac{H_{ave}}{H_{0,ave}} \quad (4.1)$$

Burada bahsedildiği gibi H_{ave} kara yzeyindeki aylık ortalama solar radyasyon dzevi, $H_{0,ave}$ ise aylık ortalama yeryzü dışı yatay radyasyon değeridir ve dnya atmosferinin tepesindeki yatay dzeledeki radyasyondur. Herhangi bir enlem değerini için, $H_{0,ave}$ değerini yılın herhangi bir ayı için hesaplanabilir. Dolayısıyla yukarıdaki ifadeye göre H_{ave} yada K_t değerlerinden herhangi biri bilindiği takdirde, diğer diğerini de bulunabilmektedir. HOMER programı herhangi bir ay için girdiğimiz verileri kullanarak diğer bilinmeyenleri hesaplamakta ve bir grafik oluşturmaktadır.

Ancak öncelikle $H_{0,ave}$ değerinin hesaplanması gerekmektedir. HOMER, dnya atmosferinin tepesinde güneş ışınlarına dik bir yzeydeki solar radyasyon yoğunluğunun hesaplanması için aşağıdaki ifadeyi kullanmaktadır. Buna uzay normal radyasyonu denmektedir.

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \quad (4.2)$$

Burada n , yılın günlerini, G_{sc} solar sabittir ve program bunun için 1.367 kW/m² değerini kullanmaktadır. Yukarıdaki eşitlik, güneş ışınlarına normal olan bir yzeydeki yeryzü dışı (uzay) radyasyondur. Yatay bir dzeledeki uzay radyasyonunun hesabı için takip eden ifade kullanılmaktadır.

$$G_0 = G_{on} \cos \theta_z \quad (4.3)$$

θ_z tepe açısıdır ve

$$\cos \theta_x = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (4.4)$$

Burada ϕ enlem, δ sapma ve ω ise saat açısıdır. Sapma değerini aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır.

$$\delta = 23.45 \sin \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (4.5)$$

n yılın günlerini ifade etmekte ve 1 (Ocak 1) ile 365 (Aralık 31) arasında bir tam sayıdır. G_0 için verilen ifadenin gün doğumundan batımına kadar integrali alındığı taktirde, metrekare başına günlük toplam uzay radyasyonu bulunabilmektedir. Bu integral aşağıdaki eşitliği vermektedir [82].

$$H_0 = \frac{24}{\pi} G_{on} \left[\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (4.6)$$

ω_s günbatımı saat açısıdır ve

$$\cos \omega_s = -\tan \phi \tan \delta \quad (4.7)$$

olmaktadır. HOMER H_0 değerini ayın her bir günü için hesaplamakta aylar için ortalama değerleri aşağıdaki gibi bulmaktadır.

$$H_{0,ave} = \frac{\sum_{n=1}^N H_0}{N} \quad (4.8)$$

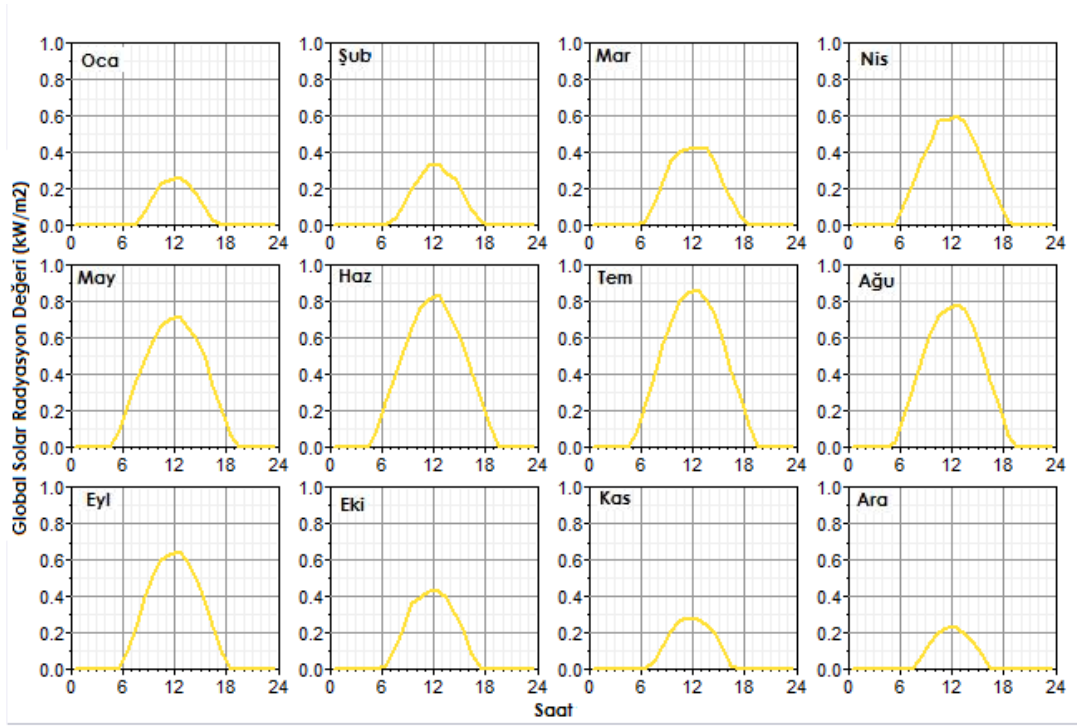
ve N ay içindeki günlerin sayısıdır.

Tipik K_t değerleri 0,25 (çok bulutlu bir ay, örnek olarak Londra'da ortalama bir Aralık ayı) ile 0,75 (çok güneşli bir ay, örnek olarak Phoenix'de Haziran ayı) arasında sıralanmaktadır. Dünyadaki bazı yerleşim yerleri için aylık ortalama berraklık indeks değerleri örnek olarak aşağıda verilmiştir [82, 83].

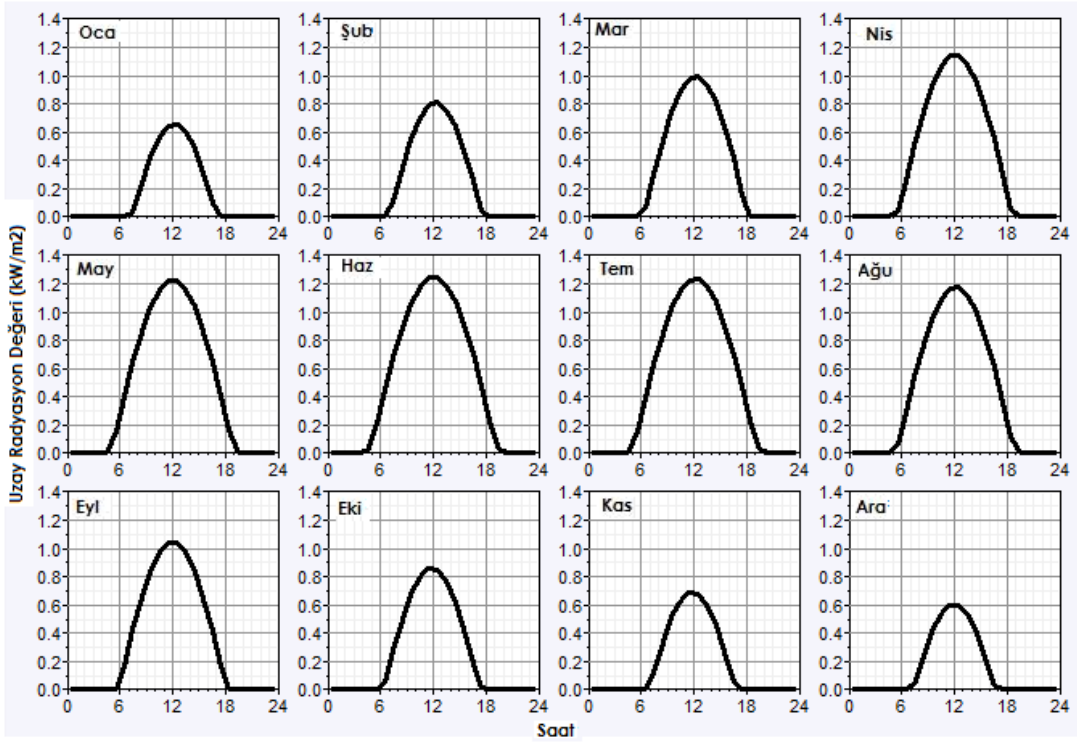
Oluşturulmuş olan bir yıllık sentetik radyasyon verileri ve bölgedeki uzay radyasyon miktarı aylara göre Şekil 4.8 ve Şekil 4.9'daki gibi bir dağılım göstermektedir.

4.3 Bölge Rüzgar Enerjisi Karakteristiği

Türkiye, 3.500 km kıyı şeridi, sürekli ve düzenli olarak rüzgâr alan bölgeleri ile Avrupa'nın rüzgar enerjisi potansiyeli yüksek ülkeleri arasında yer almaktadır. Rüzgâr hızı değerleri için HOMER programı saatlik olarak bir yıllık rüzgâr hızı verilerini girmemize olanak sağladığı gibi aylık ortalama rüzgâr hızı değerlerini de kullanabilmektedir. Şayet biz pilot bölge için aylık rüzgâr hızı değerlerini giriyorsak; program bir senelik bir gerçekçi değerler dizisi oluşturmakta ve benzetim için bu verileri kullanmaktadır.



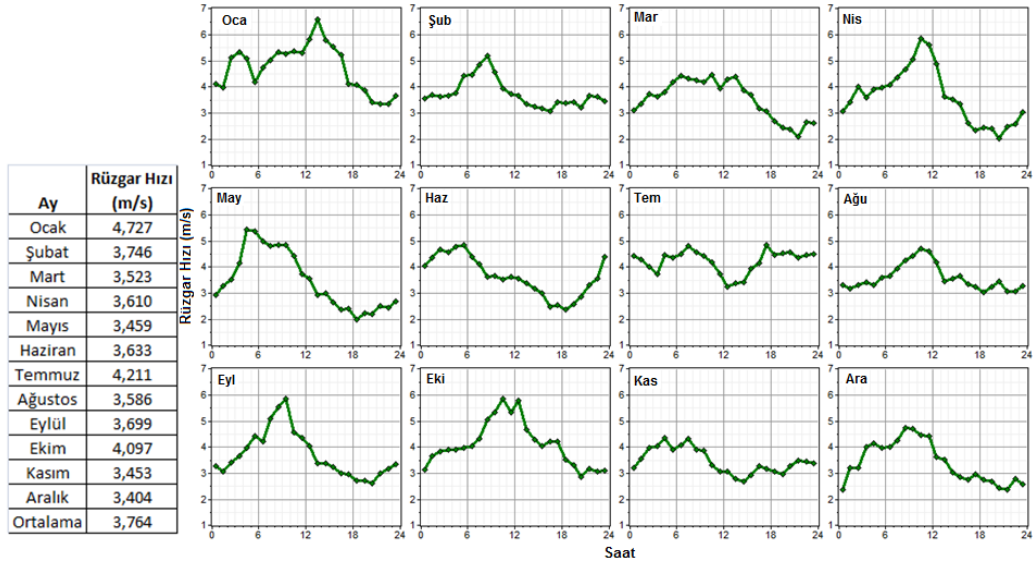
Şekil 4.8 : Aylara göre bölge güneş radyasyonu profili.



Şekil 4.9 : Aylara göre bölge uzay radyasyonu profili.

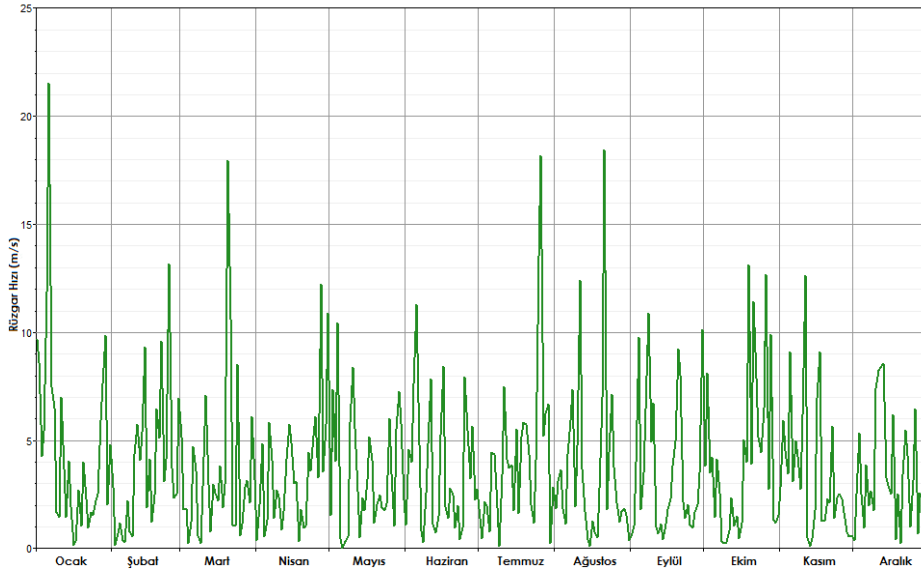
Marmara bölgesi yaz boyunca ılıman Akdeniz ikliminin etkisi altındadır ve yılda 4-5 ay sıcak ve kurak bir dönem geçmektedir. Bunun yanında, bölge kış sezonu süresinde Sibirya ve Balkan Yarımadası'ndan gelen yüksek basıncı etkisi altındadır.

Sonuç olarak bölge kuzeyden ve bastıdan esen rüzgârların etkisi altında kalmaktadır [84]. Bölgenin aylık ortalama rüzgâr hızları Şekil 4.10’da özetlenmiştir.



Şekil 4.10 : Aylık ortalama rüzgâr hızları ve profilleri.

Aylara göre bir yıllık rüzgâr hızı değişimi Şekil 4.11’de ifade edilmiştir.



Şekil 4.11 : Bölge bir yıllık rüzgâr hızı değişimi.

Bu çalışmada rüzgâr hızı verileri için yerden 10 m. yükseklikte ölçülen değerler alınmıştır. Rüzgâr türbinlerinin kurulacağı bölgedeki topografik yapı ya da bitki örtüsü ve binalar gibi engeller, yüzeye yakın yerlerde rüzgâr hızını azaltma eğilimindedir ve bu olumsuz etki yerden yükseldikçe azaldığından dolayı, rüzgâr hızı da ters orantılı olarak türbin yüksekliğine bağlı şekilde artacaktır. Rüzgâr hızının bahsedilen yükseklikle değişmesi olayı “wind shear” olarak bilinir [82]. Rüzgâr

enerjisi mühendisleri bu etkiyi iki matematiksel yöntemden birini seçerek hesaba katmaktadırlar; logaritmik profil ya da güç profili.

Logaritmik Profil: Bu yaklaşım, rüzgar hızının yerden yükseklik logaritmasıyla orantılı olarak değiştiğini kabul etmektedir. Aşağıdaki ifade, rüzgâr ölçer yüksekliğindeki rüzgar hızıyla türbin yüksekliğindeki rüzgar hızı oranını vermektedir.

$$\frac{v(Z_{\text{türbin}})}{v(Z_{\text{rüzgarölçer}})} = \frac{\ln(Z_{\text{türbin}} / Z_0)}{\ln(Z_{\text{rüzgarölçer}} / Z_0)} \quad (4.9)$$

Burada;

- $Z_{\text{türbin}}$ = Rüzgar türbini yerden yüksekliği [m]
- $Z_{\text{rüzgar ölçer}}$ = Rüzgar ölçme sisteminin yüksekliği [m]
- Z_0 = Yüzey pürüzlülük (engebelik) boyu [m]
- $v(Z_{\text{türbin}})$ = Türbin yüksekliğindeki rüzgar hızı değeri [m/s]
- $v(Z_{\text{rüzgarölçer}})$ = Ölçüm yüksekliğindeki rüzgar hızı değeri [m/s]
- $\ln(..)$ = Doğal logaritma

Yüzey pürüzlülük boyu, sistemi çevreleyen bölgenin engebelerini karakterize eden bir parametredir. Aşağıda Manwell, McGowan, and Rogers (2002)'dan alınan temsili yüzey pürüzlülük boyları tablo olarak Çizelge 4.2'de verilmiştir [85].

Çizelge 4.2 : Kabul edilen yüzey pürüzsüzlük değerleri.

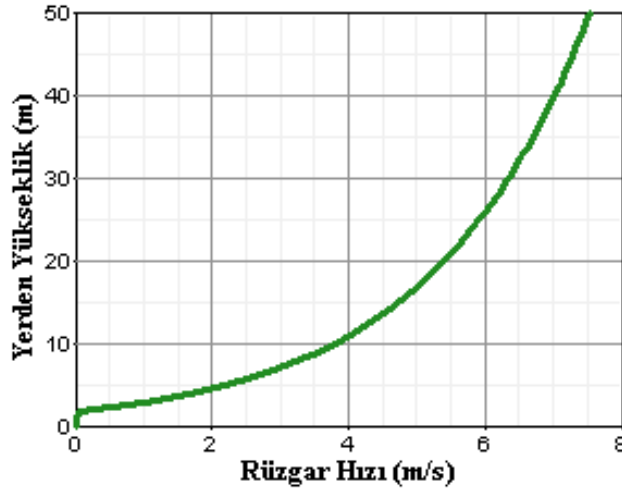
Bölge Açıklaması	Z_0
Çok düz, buzlu yada bulanık	0.00001 m
Durgun açık deniz	0.0002 m
Kabarık deniz	0.0005 m
Kar yüzeyi	0.003 m
Çimenlik alan	0.008 m
Pürüzlü çayır	0.010 m
Nadaslık alan	0.03 m
Ekin alanı	0.05 m
Az sayıda ağaç	0.10 m
Çok sayıda ağaç, az sayıda bina	0.25 m
Orman ve ağaçlı arazi	0.5 m
Şehir dışı	1.5 m
Şehir merkezi, uzun binalar	3.0 m

Güç Profili: Güç profili farklı yüksekliklerdeki rüzgar hızı oranlarını aşağıdaki ifadeyi kullanarak bulmaktadır.

$$\frac{v(Z_{türbin})}{v(Z_{rüzgarölçe})} = \left(\frac{Z_{Türbin}}{Z_{rüzgarölçe}} \right)^\alpha \quad (4.10)$$

Burada α güç profili katsayısıdır ve boyutsuz bir parametredir. Akışkanlar mekaniği üzerine yapılan temel araştırmalar bu değerin düz bir tabaka üzerine türbülanslı düzensiz bir akış için 1/7 değerine eşit olduğunu göstermiştir. Yine de, rüzgar hızı araştırmacıları pratikte bu katsayının ısı, sezon, arazi engebелiliği ve diğer bazı faktörlere bağlı olduğunu bulmuşlardır.

Bölgeyle ilgili parametreleri hesaba dahil etme açısından daha gerçekçi olduğu için ve türbin yüksekliğindeki rüzgar hızının uygun değerlerde olmasından dolayı, bu çalışmada kullanacağımız profil logaritmik profil olarak seçilmiştir. Bölge arazi durumuna göre de yüzey pürüzlülüğünü ilgilendiren Z_0 değeri ise 2 alınmıştır. Sonuç olarak türbin yüksekliğinde rüzgâr hızı değişimi Şekil 4.12'deki gibi olmaktadır.



Şekil 4.12 : Kullanılan türbin yüksekliğinde rüzgar hızı değişimi.

Weibull k sabiti, oto korelasyon sabiti, günlük yapı şiddeti ve pik rüzgar hızı saatleri bir bölgenin rüzgar enerjisi karakteristiğini ifade eden 4 parametredir.

Weibull k değeri uzun dönem rüzgar hızı dağılımlarının ölçüsüdür ve bu değer sistemin kurulduğu pilot bölge için rüzgar hızı dağılımlarına göre 0,885 olarak hesaplanmıştır. Düşük Weibull k değerleri daha geniş rüzgar hızı dağılımlarını simgelemektedir. Bu da rüzgar hızının büyük bir aralıkta değiştiğini anlatmaktadır. Rüzgâr hızının dar bir aralıkta değiştiği rüzgar rejimleri (tropikal iklim rüzgarları) daha yüksek Weibull k değerlerine sahiptirler. Weibull k değeri, rüzgâr hızı dağılımlarının genişliğinin bir ölçüsüdür. HOMER programı rüzgar hızı verilerine bir

Weibull dağılımı uydurmaktadır ve k değeri de bu dağılımın biçimini belirlemektedir.

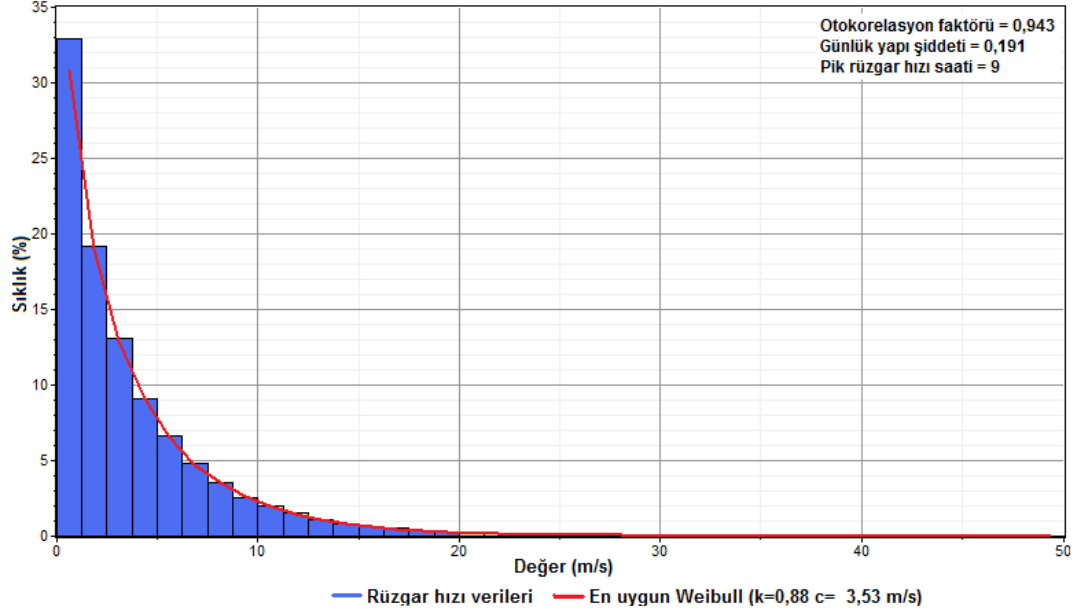
Rüzgar rejimlerini karakterize etmede, ölçülmüş rüzgar verileriyle başarılı bir uygunluk gösterdiği için iki-parametrelili Weibull dağılımı sıklıkla kullanılmaktadır.

Günlük yapı şiddeti, rüzgâr hızının günün saatine ne oranda bağımlı olduğunun ölçüsüdür. Birçok bölgede mesela öğlen saatleri sabahtan daha rüzgârlı olma eğilimindedir ve rüzgâr hızı solar radyasyon değeriyle bağlantılı olduğu için, birçok lokasyonda rüzgâr hızı günlük bir yaklaşım gösterir. Günlük yapı şiddetinin yüksek değerde olması rüzgâr hızında gün saatine yüksek oranda bağımlılığı ifade etmektedir. Düşük değerlerde bile günlük yapı şiddetine sahip yerlerde ise, rüzgâr hızı gün saatinden bağımsız olarak daha rastgele olma eğilimindedir [82]. Pilot bölge rüzgâr hızı dağılımına göre, bu değer 0,191 olarak hesaplanmıştır. Günlük yapının şiddetini ölçmek için; ortalama günlük profil hesaplanabilir. Ortalama günlük profilin her 24 adet değeri o saat için yıllık ortalama rüzgâr hızını verir. HOMER programı bu ortalama günlük profile bir kosinüs fonksiyonu uydurur.

Oto korelasyon faktörü, rüzgârın rastgeleliğinin bir ölçüsüdür. Yani bir saatteki rüzgâr hızının önceki saatteki ortalama rüzgâr hızına ne kadar bağımlı olduğunu ifade eden bir parametredir ve bu değer sistemin kurulacağı bölge için 0,943 değerindedir. Oto korelasyon faktörünün yüksek olması, belirli bir saatteki rüzgâr hızının bir önceki saatteki rüzgâr hızına büyük ölçüde bağımlı olduğunu ifade etmektedir. Daha düşük değerler ise rüzgâr hızının saatten saate daha rastgele bir biçimde dalgalanma eğiliminde olduğunu ifade etmektedir. Yerel topografya bu parametreyi etkilemektedir. Oto korelasyon faktörü karmaşık topografyalarda düşük (0,70-0,80), muntazam topografyalarda ise daha yüksek (0,90-0,97) değerdedir.

Yerel topografya, oto korelasyon faktörü üzerinde önemli etkiye sahiptir. Farklı tipte topografya ile çevrili alanlar düşük (0,70-0,80) oto korelasyon faktörüne sahip olma eğilimindedir. Örnek olarak Los Angeles CA, Denver CO, Phoenix AZ, Lander WY, Seattle WA gibi yerler karmaşık bir topografya içerisindedir, bir tarafta dağlar veya tepeler, diğer tarafta ise düzlükler veya açık denizler. Bu tarz çevrelerde rüzgar yönündeki ötelenme ya da değişiklik rüzgarın karakterinde çok büyük farklılıklara neden olmaktadır. Dolayısıyla rüzgar hızında devamlılık olmamakta ve neticesinde de daha düşük oto korelasyon karakteri oluşmaktadır [86].

Pik rüzgâr hızı saati, yıl boyunca ortalama olarak günün en rüzgârlı olduğu saattir. Bölge rüzgâr hızı karakteristiğini ve eğilimini oluşturan bu değerler ve bölgeye uygun Weibull dağılımı Şekil 4.13’de belirtilmiştir.



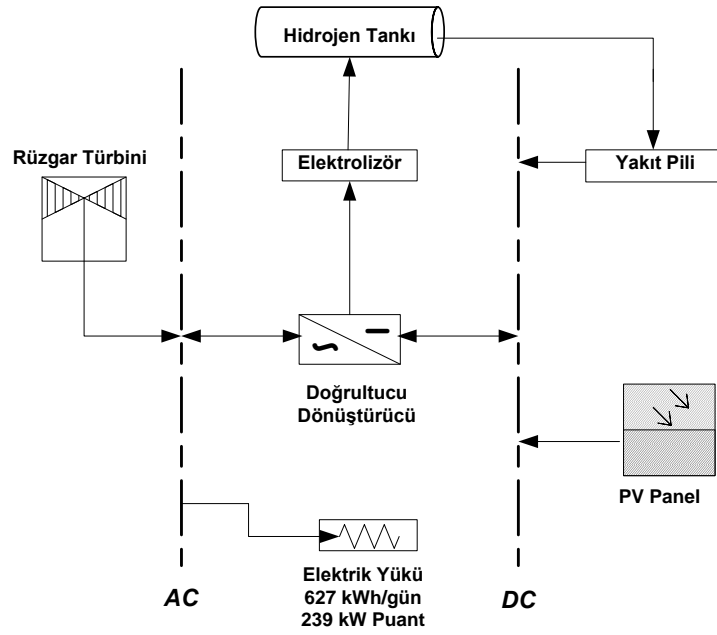
Şekil 4.13 : Bölge rüzgâr hızı sıklığı ve weibull dağılımı.

5. OPTİMUM HİBRİT SİSTEM TASARIMI

5.1 Şebekeden Bağımsız Sistem

5.1.1 Optimizasyon sonuçları

Sistem, yükün beslenmesinde, rüzgâr ve güneş enerjisini birincil enerji kaynağı olarak kullanacak ve bileşen büyüklüğünü ihtiyacın karşılanması amacıyla buna göre belirleyecektir. Bu bileşenlerin sistem maliyetini artıracak şekilde büyük ebatlarda boyutlandırılmamaları için yedek enerji olarak depolanmış hidrojeninden faydalanılacaktır. Şebeke bağımsız sistemde bileşenler arasındaki ilişki Şekil 5.1’de özetlenmiştir.



Şekil 5.1 : Şebekeden bağımsız sistem yapısı.

Kurulacak sistemde güneş panelleri ve rüzgar türbinlerinden elde edilen enerjinin o an sistemin ihtiyaç duyduğu enerjiden fazla olması durumunda, bu talep fazlası elektrik enerjisi elektrolizör aracılığıyla hidrojen üretiminde kullanılacak ve elde edilen hidrojen tanklarda depolanacaktır. Yenilenebilir enerji kaynaklarınının 24 saatlik bir yük profilini karşılayacak uygunlukta olmaması ve süreksiz formda enerji üretmelerinden dolayı, depolanmış hidrojen, ihtiyaç durumunda yakıt pilleri

kullanılarak yeniden elektrik enerjisi üretiminde kullanılacaktır. Dolayısıyla, rüzgar ve güneş enerjisinin enerjisiyle birlikte enerji taşıyıcısı, diğer bir ifadeyle enerji depolayıcısı olarak hidrojenden faydalanılması planlanmıştır. Şebeke bağımsız sistemin akış diyagramı Şekil 5.2’de ifade edilmiştir.



Şekil 5.2 : Şebekeden bağımsız sistem akış diyagramı.

Şebeke bağımsız sistem için pilot bölge enerji ihtiyacını en düşük maliyete karşılayacak olan optimum sistem, hesaplama sonuçlarına göre 250 kW PV, 10 adet RT, 250 kW YP, 250 kW KON, 100 kW ELK ve 2250 kg’lık bir HT bileşenlerini içermektedir. Söz konusu konfigürasyonun başlangıç maliyeti \$ 5,451,617 olurken, sistem maliyeti \$ 8,724,232 olarak hesaplanmıştır. Şebekeden bağımsız sistemin proje ömür süresince bileşen maliyetleri Çizelge 5.1’de belirtilmiştir.

Çizelge 5.1 : Şebekeden bağımsız sistem maliyet değerleri.

Bileşen	SM (\$)	Değiştirme (\$)	İşletme/Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
PV	1.250.000	0	0	0	0	1.250.000
RT	780.000	0	247.399	0	0	1.027.399
YP	1.250.000	1.522.341	891.762	0	-89.794	3.574.308
KON	250.000	85.679	281.135	0	-13.987	602.828
ELK	312.867	114.129	175.916	0	-13.128	589.783
HT	1.608.750	0	71.162	0	0	1.679.913
Sistem	5.451.617	1.722.148	1.667.375	0	-116.908	8.724.231

Bu tür bir sistem yüksek sistem ve enerji maliyetinden dolayı, şebeke bağlantısının olmadığı ya da şebekeye mesafesinden dolayı herhangi bir elektrik hattının götürülmesinin ekonomik olmadığı bölgelerde uygulanabilir olmaktadır. Dünya bankası verilerine göre şebeke elektriğinin ulaşmadığı 2 milyar insan bulunmaktadır ve bu insanların yaşadığı bölgeler hibrit yenilenebilir enerji sistemlerinin kurulumu için önemli potansiyele sahiptir [87].

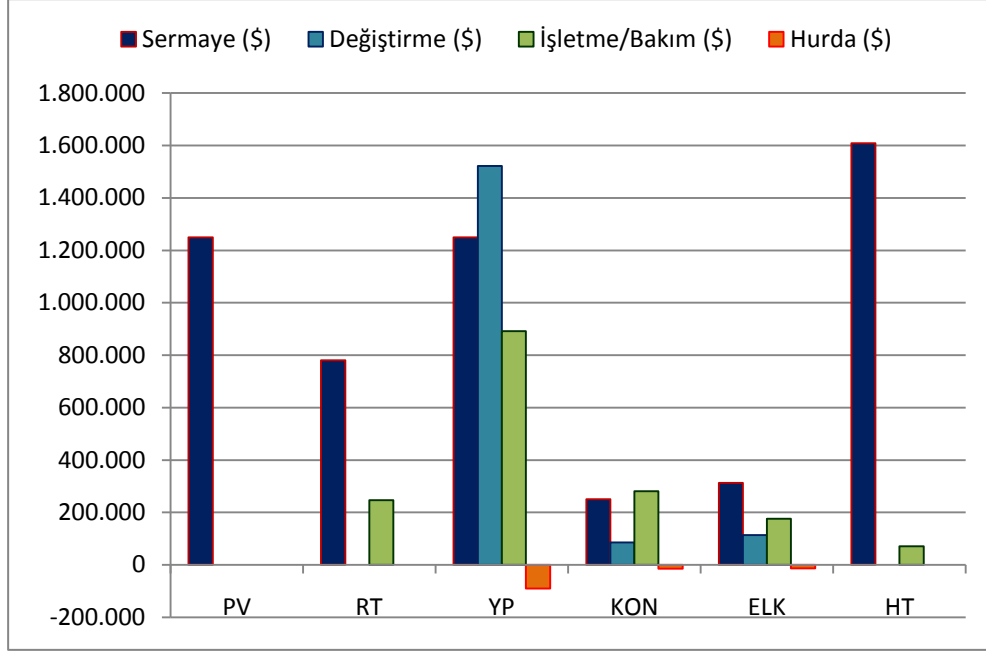
Bu sistemde yedek enerji yakıt pillerinden elde edilen hidrojen kaynaklı elektrik enerjisidir ve burada yakıt pilleri kullanılmasının dizel generatörlere göre önemli avantajları bulunmaktadır. Sistemde elektrik üretiminde kullanılan yakıt pillerinin ihtiyaç duyduğu hidrojen yakıtı yine sistemin kendisi tarafından talep fazlası enerjiden üretilmektedir. Dolayısıyla böyle bir sisteme dışarıdan bir yakıt tedariki ve nakliyesi ihtiyacı bulunmamaktadır. Öte yandan sistemde kullanılan yakıt pilleri hareketli parça içermediklerinden dolayı generatör sistemine kıyasla daha az bakım-onarım ihtiyacı ve maliyeti gerektirmektedir. Modüler olmaları ve hızlı devreye girmeleri yakıt pillerinin diğer avantajları arasında sayılabilir.

Bu sistemin şebekeden uzak yerlerde kurulmasının uygun olduğu düşünüldüğünde, gerek sistem bakım masraflarının azlığı, gerekse yakıt nakliyesi ihtiyacının olmaması önemli avantajlar olarak göze çarpmaktadır.

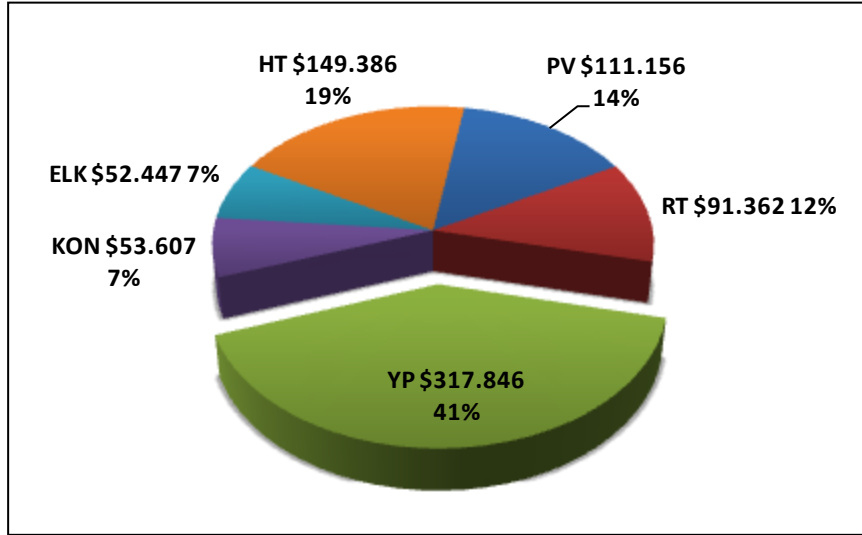
Türkiye’de TEİAŞ verilerine göre elektrik iletim hatlarındaki kayıplar %3, dağıtım hatlarındaki kayıplar ise %9 olarak gerçekleşmektedir. Merkezi elektrik üretim sistemleri yerine bu sistemdeki gibi dağılmış enerji üretimi ile elektrik iletim ve dağıtım hatlarındaki kayıp ve kaçakların önüne geçilmiş de olacaktır. Ayrıca, sistem bileşenlerindeki arızalarda etkilenen alanlar daha sınırlı olmaktadır.

Şebekeden bağımsız sistemin maliyet çeşidine ve değerlerine göre maliyet dağılımı, bileşen bazında Şekil 5.3’de özetlenmiştir. Şekilde görüldüğü gibi, yakıt pili, hidrojen tankı ve PV panellerin 25 yıllık proje ömrü boyunca yüksek hurda değerleri ve sistem bileşenlerinin genel olarak düşük işletme ve bakım maliyetleri içermesi, geleneksel enerji üretim sistemleriyle kıyaslandığında sistemi bu yönden avantajlı kılmaktadır.

Toplam maliyetleri hesaba kattığımız zaman Şekil 5.4’de yakıt pillerinin sistem maliyetindeki etkisi daha belirgin olarak gözükmektedir. Burada bir yıllık maliyetler gösterilmektedir.



Şekil 5.3 : Şebekeden bağımsız sistem bileşen bazında maliyetler.

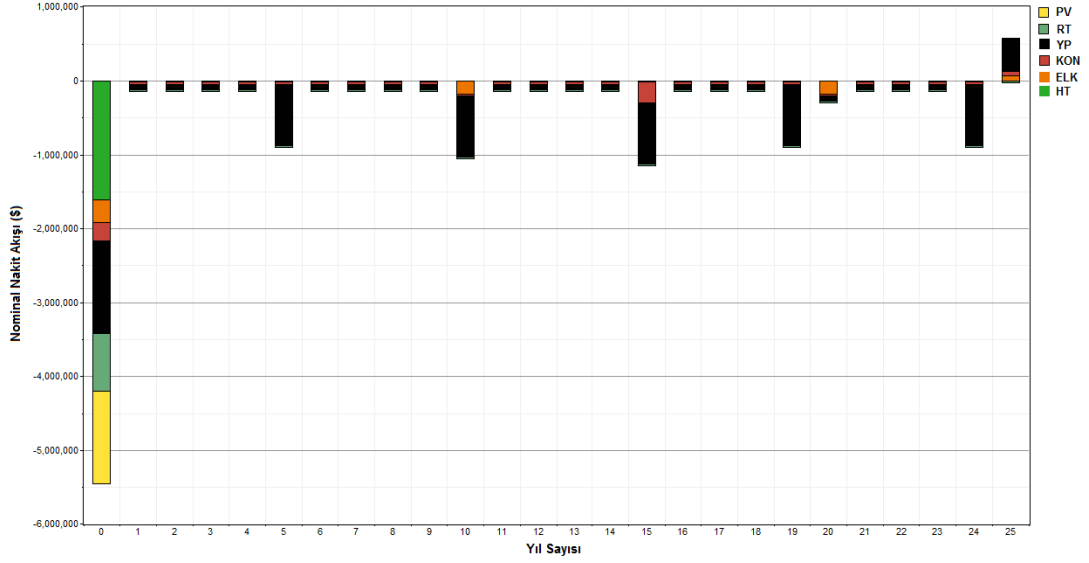


Şekil 5.4 : Şebekeden bağımsız sistem yıllık toplam maliyet değerleri.

Şebekeden bağımsız sistemin proje ömrü süresindeki nakit akışı detayları Şekil 5.5’de belirtilmiştir. Burada yakıt pili ve elektrolizör bileşenlerinin değişirme ve işletme/bakım maliyetlerinin proje ömrü süresince sistem maliyetini önemli oranda artırdığı gözlenmiştir.

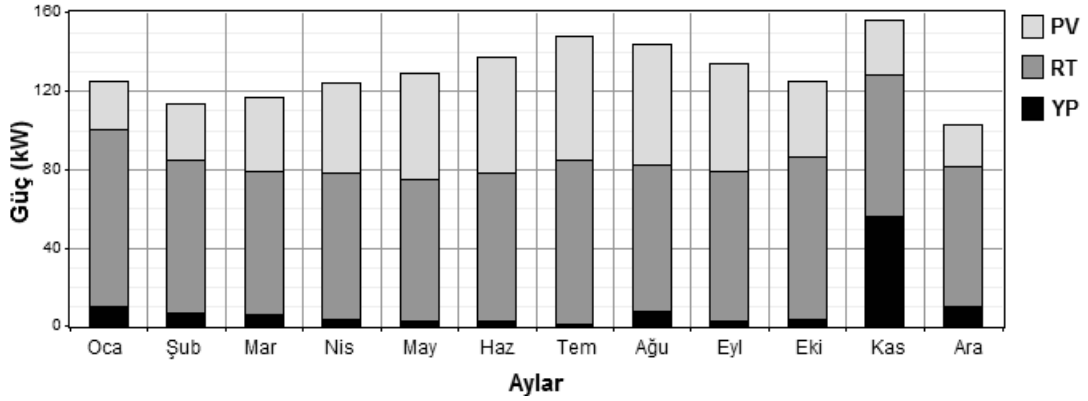
Söz konusu sistemde bileşenlerin yükü karşılama oranlarına bakıldığında, rüzgar türbinleri 674.252 kWh/yıl elektrik üretimiyle bölge enerji talebinin %59’unu karşılarken, PV paneller yükün %33’ünü beslemektedir ve bir yılda 378.740 kWh

enerji üretmektedir. Yedek güç olarak kullanılan yakıt pilleri 80.405 kWh/yıl elektrik üretimiyle enerji talebinin %7 kadarını karşılamıştır.



Şekil 5.5 : Şebekeden bağımsız sistem proje ömrü süresindeki nakit akışı detayları.

Burada rüzgâr türbinlerinin önemli oranda yükü beslediği görülmektedir, sistem bileşenlerinin aylara göre enerji paylaşımını ifade eden bir yıllık grafik Şekil 5.6'da ifade edilmiştir.



Şekil 5.6 : Şebekeden bağımsız sistem aylık enerji üretim oranları.

Analizi yapılan sistemde kullanılan bileşenlere ait bazı çalışma değerleri hesaplama neticesinde Çizelge 5.2'deki sonuçları vermiştir. Bu değerler, söz konusu örnek bölgede kullanılan teknolojiyle ilgili enerji maliyeti ve verim/performans açısından göz ardı edilemez bilgiler içermektedir.

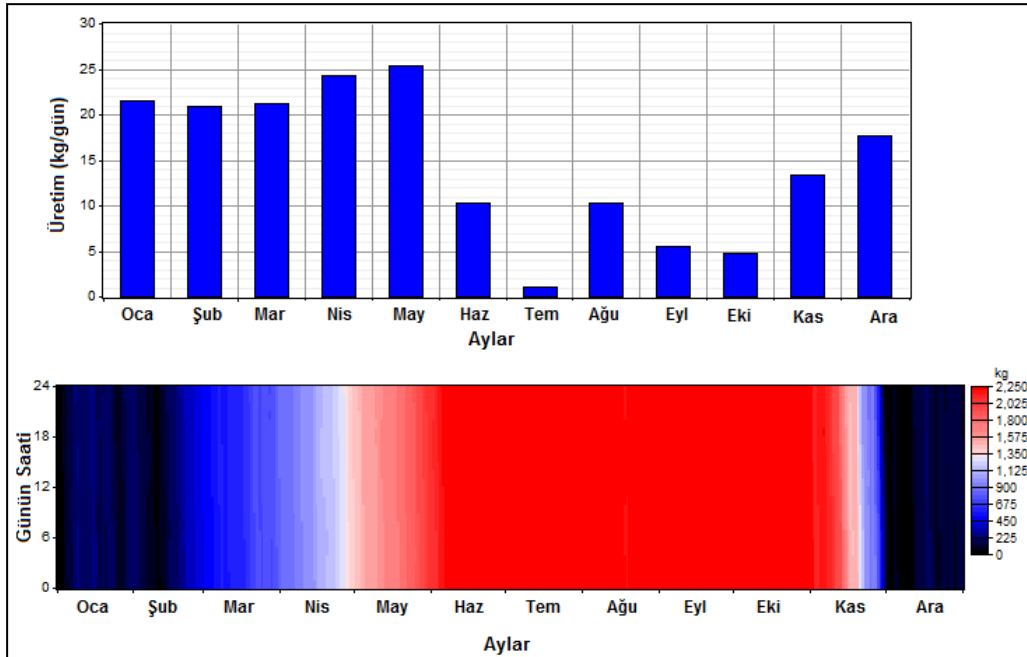
Çizelge 5.2 : Şebeke bağlantısız sistemde PV ve RT çıkış değerleri.

PV			RT		
Nicelik	Değer	Birim	Nicelik	Değer	Birim
Nominal güç	250	kW	Nominal güç	330	kW
Ortalama çıkış gücü	43	kW	Ortalama çıkış gücü	77	kW
Ortalama çıkış gücü	1.038	kWh/gün	Kapasite faktörü	23,3	%
Kapasite faktörü	17,3	%	Maksimum çıkış gücü	330	kW
Maksimum çıkış gücü	291	kW	Çalışma süresi	5.591	saat/yıl
Çalışma süresi	4.378	saat/yıl	Enerji Maliyeti	0,136	\$/kWh
Enerji Maliyeti	0,293	\$/kWh			

Çizelge 5.3 : Şebeke bağlantısız sistemde YP çıkış değerleri.

YP					
Değer	Nicelik	Birim	Değer	Nicelik	Birim
Ortalama çıkış gücü	25,3	kW	Çalışma süresi	3.172	saat/yıl
Minimum çıkış gücü	0,0481	kW	Çalışma sayısı	536	çalışma/yıl
Maksimum çıkış gücü	250	kW	İşletme ömrü	4,73	yıl
Hidrojen tüketimi	5239	kg/yıl	Kapasite faktörü	3,67	%
Yakıt tüketimi	0,065	kg/kWh	Sabit üretim maliyeti	75	\$/saat
Ortalama enerji verimi	46	%	Elektrik üretimi	80.405	kWh/yıl

Sistemde elektrolizörler ile yılda 5346 kg H₂ üretilmiştir. Aylara göre hidrojen üretimi değişimi ve hidrojen tankı seviyesi Şekil 5.7’de belirtilmiştir.



Şekil 5.7 : Şebeke bağlantılı sistem aylara göre H₂ üretim ve depolama değerleri.

5.1.2 Bileşen maliyetlerinin sisteme etkisi

Uzun dönemde sistem bileşenlerine ait maliyet değerlerinin azalması öngörülmektedir ve bu koşulları simule etmek için hesaplamaya maliyet değerlerinin %50 oranında azaldığı durum da dâhil edilmiştir.

PV maliyetlerinin yarıya düştüğü durumda OS'de HT ve ELK kapasitesi düşmektedir. Bu durumda YP önceki konfigürasyona göre daha az çalışmaktadır ve hidrojen formundaki enerji depolama ihtiyacı azalmaktadır. Sistem ve enerji maliyeti %7,3 oranında düşmüştür.

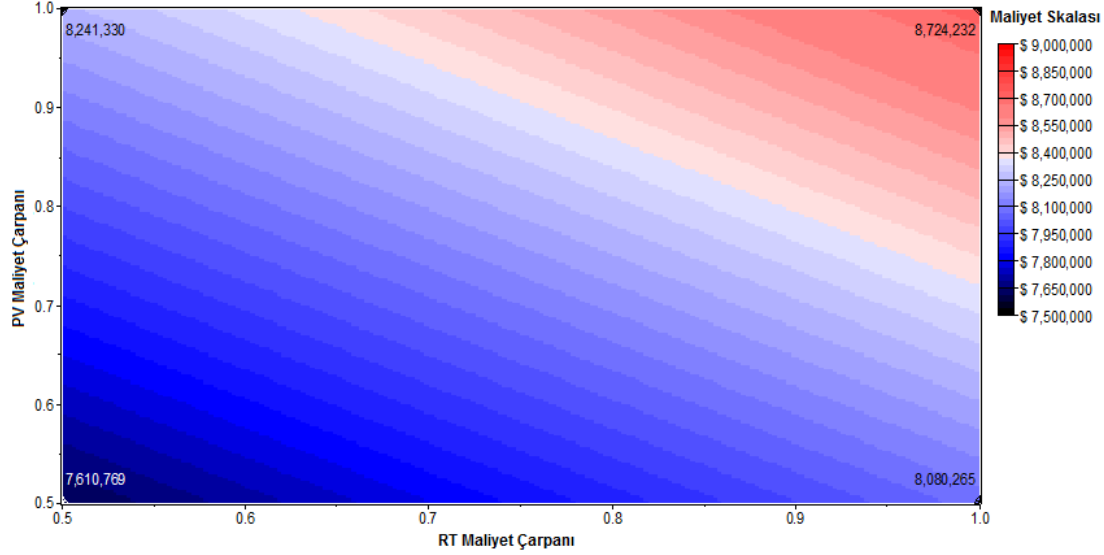
RT maliyetinde %50 oranında düşüş incelendiğinde, PV kapasitesi 200 kW'a düşerken, RT sayısı 13'e yükselmiştir. Sistem ve enerji maliyeti %5,5 oranında azalmıştır. YP maliyetlerinde azalma durumunda, hem RT sayısında hem de PV kapasitesinde azalma gözlenmiştir. Elektrolizör kapasitesi 100 kW'dan 120 kW'a yükselmiştir ve buna paralel olarak HT kapasite ihtiyacı 2500 kg'a yükselmiştir. Sistem ve enerji maliyeti yaklaşık olarak %25,3 oranında düşmüştür.

Bütün maliyetlerin %50 oranında azaldığı durumda sistem ve enerji maliyeti %35,4 düşmektedir. İncelenen tüm durumlar için sistem bileşenlerindeki varyasyonlar ve maliyet değişiklikleri Çizelge 5.4'de özetlenmiştir.

Çizelge 5.4 : Bileşen maliyetlerinin şebekeden bağımsız sisteme etkisi.

	PV (kW)	RT (kW)	YP (kW)	ELK (kW)	HT (kg)	Sistem Maliyeti (\$)	Enerji Maliyeti (\$/kWh)	Değişim %
Güncel Maliyetler	250	10	250	100	2250	8.724.232	3,391	0
RT Maliyetleri 1/2 Oranında Düşerse	200	13	250	100	2250	8.241.330	3,203	5,53
PV Maliyetleri 1/2 Oranında Düşerse	450	10	250	80	2000	8.080.265	3,140	7,38
YP Maliyetleri 1/2 Oranında Düşerse	200	8	250	120	2500	6.515.505	2,532	25,3
Tüm Bileşen Maliyetleri 1/2 Oranında Düşerse	250	10	250	100	2250	5.627.186	2,187	35,5

Aşağıdaki Şekil 5.8'de PV ve RT fiyatlarının düşme aralığında sistem maliyetinin değişimi ifade edilmiştir. Şekle göre, bu değişim aralığında sistem maliyetinde %12,7 oranında bir düşüş gözlenirken, enerji üretim maliyeti bu aralıkta 2,96 \$/kWh ve 3,39 \$/kWh değerleri arasında değişmiştir.



Şekil 5.8 : RT ve PV fiyatlarındaki azalmanın sistem maliyetine etkisi.

5.1.3 Kapasite yetersizlik oranının (KYO) sisteme etkisi

Toplam kapasite kısıtlılığı ya da yıllık kapasite yetersizliği yıl boyunca oluşan arz eksikliği değeridir. Yükün bir kısmının karşılanmamasını kabul etmek, sistem bileşenlerinin ani yük durumları için boyutlandırılmasına gerek olmadığı anlamına gelmektedir ve sistemin ekonomik performansını artacaktır. Eğer belirli arz eksikliklerini uygun görmez isek; HOMER programı kısa süreli puant yük değerlerini bile karşılayacak bir yapı oluşturacak ve bunun neticesinde işletme süresinin büyük çoğunluğunda kullanılmayacak pahalı ekipmanlar sisteme dâhil edilecektir. Fakat küçük bir oranda kapasite eksikliğine izin verdiğimiz durumda daha küçük ve maliyet etkin ekipmanlardan oluşan bir sistem inşa edilmiş olacaktır.

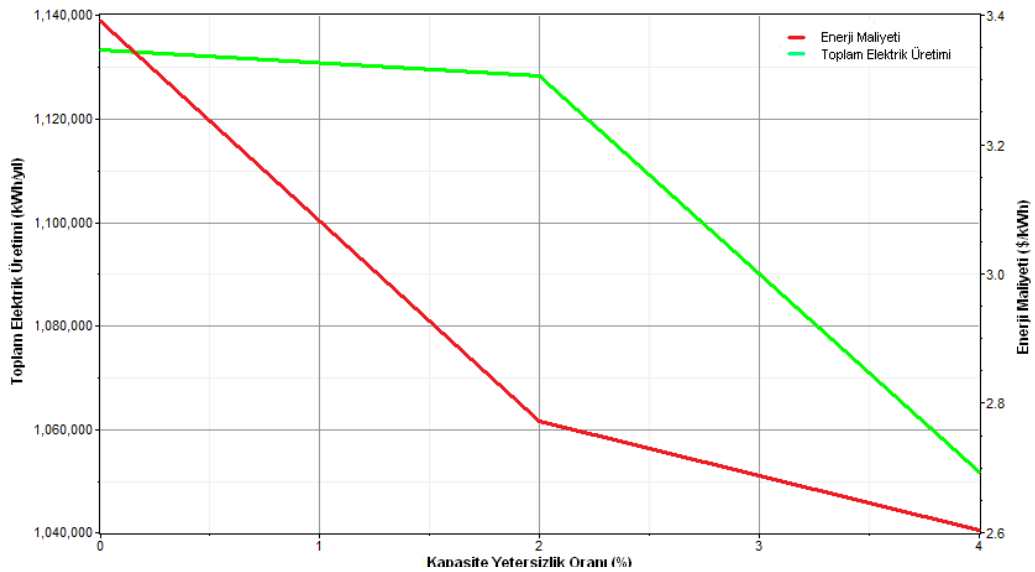
Givler ve Lilienthal (2006), yıllık yük değerinin küçük bir oranının karşılanmaması makul görüldüğünde yenilenebilir enerji sisteminin ekonomik performansının önemli oranda artacağını belirtmişlerdir. Bazı bulutlu günlerde ya da PV çıkış gücü değerlerinin düşük oranda seyir ettiği zamanlarda böyle bir yaklaşımla eğer yılın küçük bir bölümünde sistemin az kapasitede çalışması ya da mümkünse gereksiz bazı yüklerin atılması kabul edilebilirse; maliyette önemli kazançlar sağlanabilecektir. Givler ve Lilienthal (2006), yaptıkları çalışmada varsayılan değeri 0 olan kapasite yetersizlik oranını %1,2 ve %5 gibi değerlerde de kullanarak optimal sistem tipinin ve konfigürasyonunun büyük oranda değiştiğini vurgulamışlardır [53].

Shaahid ve Elhadidy (2007), yaptıkları çalışmada şebekeden bağımsız bir güç sistemi kurmuşlardır ve karşılanmayan yük durumunu bu optimizasyonda hesaba katmamışlardır [7].

Rehman ve diğerleri (2007), yaptıkları fizibilite çalışmasında ise kapasite yetersizlik oranı sırasıyla %0, 3,5,7 ve 10 için optimizasyon yapılmış ve sonuçlar değerlendirilmiştir [56].

Tezdeki örnek binanın bazı birimlerinin (yoğunluğun az olduğu yerler) aydınlatmasının engellenebileceği varsayımıyla, hesaplamada kapasite yetersizlik oranı yük değerinin %0 ile %4 oranı arasında seçilmiştir, yani yükün %4 oranına kadar karşılanmaması makul görülmüştür ve bu değerler arasında sistem konfigürasyonu incelenmiştir. Belirli oranda kapasite yetersizliğinin tolere edilmesi durumunda optimum (minimum maliyetli) sistem konfigürasyonunun değiştiği yada belirgin bir sistem tipindeki bileşenlerin çalışma ve güç değerlerinin farklılaştığı gözlenmiştir.

Kapasite yetersizlik oranının bahsedilen değer aralığındaki değişiminde, enerji maliyeti ve toplam elektrik üretimi (TEÜ) değişimi Şekil 5.9 'da vurgulanmıştır. KYO'daki artışla sistem maliyetinin %26,2 oranında azaldığı ve enerji maliyetinin de 3,391\$/kWh değerinden 2,604\$/kWh değerine düştüğü gözlenmiştir. Diğer taraftan, yükün küçük bir oranda karşılanmaması makul görüldüğünde toplam elektrik üretiminin %7,2 oranında azaldığı şekilde ayrıca görülmektedir.

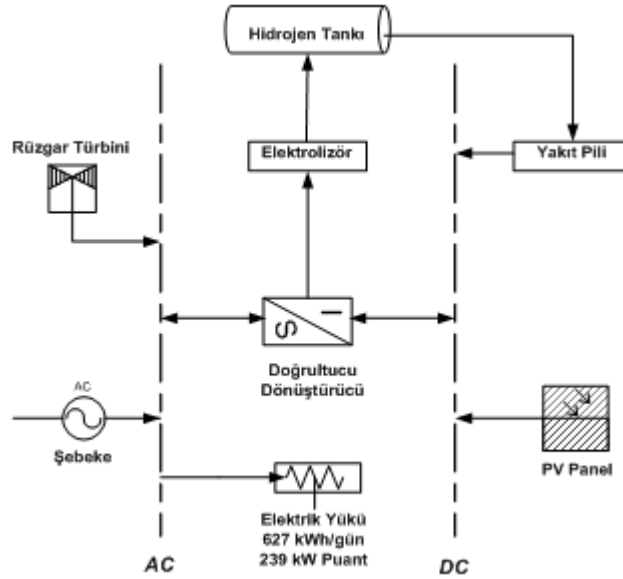


Şekil 5.9 : KYO'nun maliyet ve elektrik üretimine etkisi.

5.2 Şebeke Bağlantılı Sistem

5.2.1 Optimizasyon sonuçları

Sistem, yükün beslenmesinde, rüzgar ve güneş enerjisiyle birlikte şebeke elektriğini birincil enerji kaynağı olarak kullanacak ve bileşen büyüklüğünü ihtiyacın karşılanması amacıyla buna göre belirleyecektir. Şebeke bağlantılı sistemde bileşenler arasındaki ilişki Şekil 5.10'da özetlenmiştir.

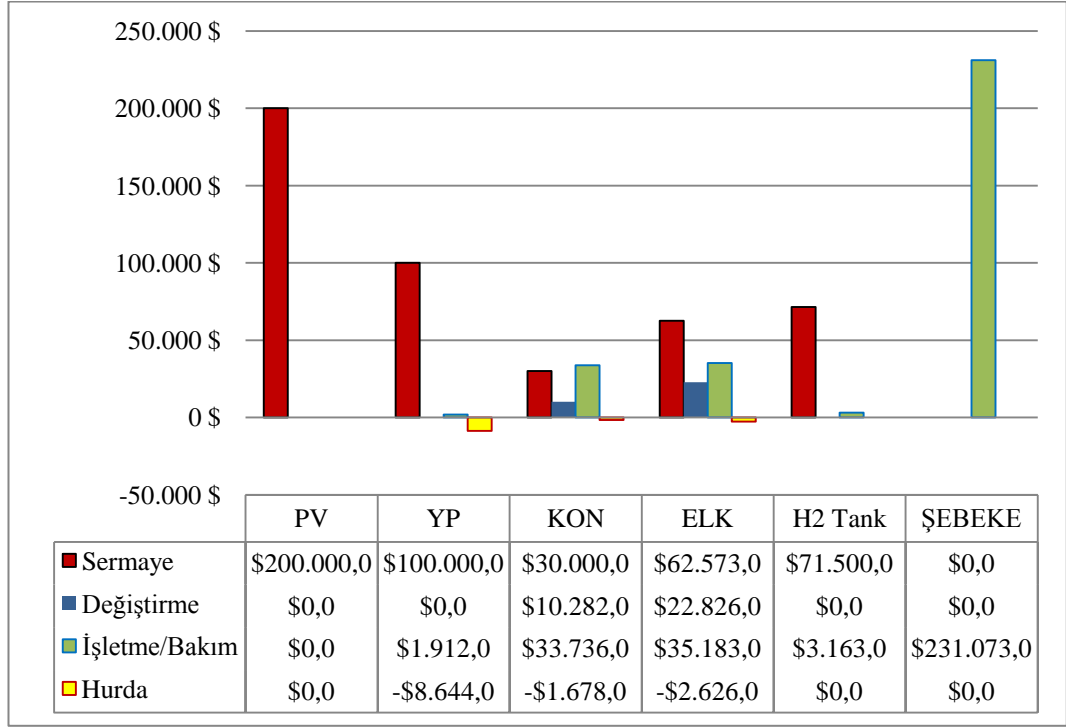


Şekil 5.10 : Şebeke bağlantılı sistem yapısı.

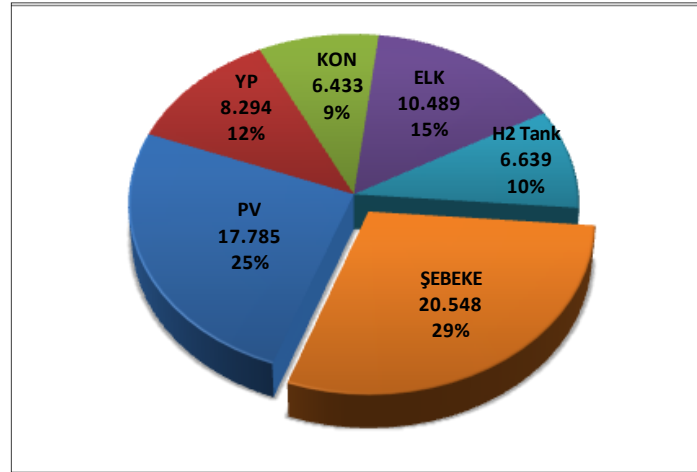
Bu durumda pilot bölge enerji ihtiyacını en düşük maliyete karşılayacak olan optimum sistem HOMER tarafından hesaplandığında, sistem 40 kW'lık bir PV, 20 kW gücünde yakıt pili ve elektrolizör, 30 kW gücünde doğrultucu ve dönüştürücü güç elektroniği ekipmanı, 100 kg kapasitesinde bir hidrojen tankı ve şebeke bağlantısını içermektedir. Bu yapının toplam maliyeti 789.300\$ ve kWh için birim enerji maliyet değeri 0,307\$/kWh olmaktadır. Elde edilen optimum konfigürasyonda yenilenebilir enerji kaynaklarının payı %25 olmaktadır. Program tarafından hesaplanan toplam sermaye, değişim, bakım maliyetleri sistem bileşenleri açısından aşağıdaki Şekil 5.11'de özetlenmiştir.

Yıllık elektrik üretiminin %24'lük bir kısmı PV panellerden, %75'lik bir oranı şebekeden ve %1 gibi küçük bir kısmı ise yakıt pilinden karşılanmıştır. Tablodaki değerlere bakıldığında, toplam maliyetin en fazla şebeke ve PV tarafında olduğu görülmektedir. Bunun nedeni enerji üretiminin çok büyük bir oranının bu iki

sistemden karşılanmasıdır. Şekil 5.12’de sistem bileşenlerinin yıllık maliyet değerleri ve oranları belirtilmiştir.

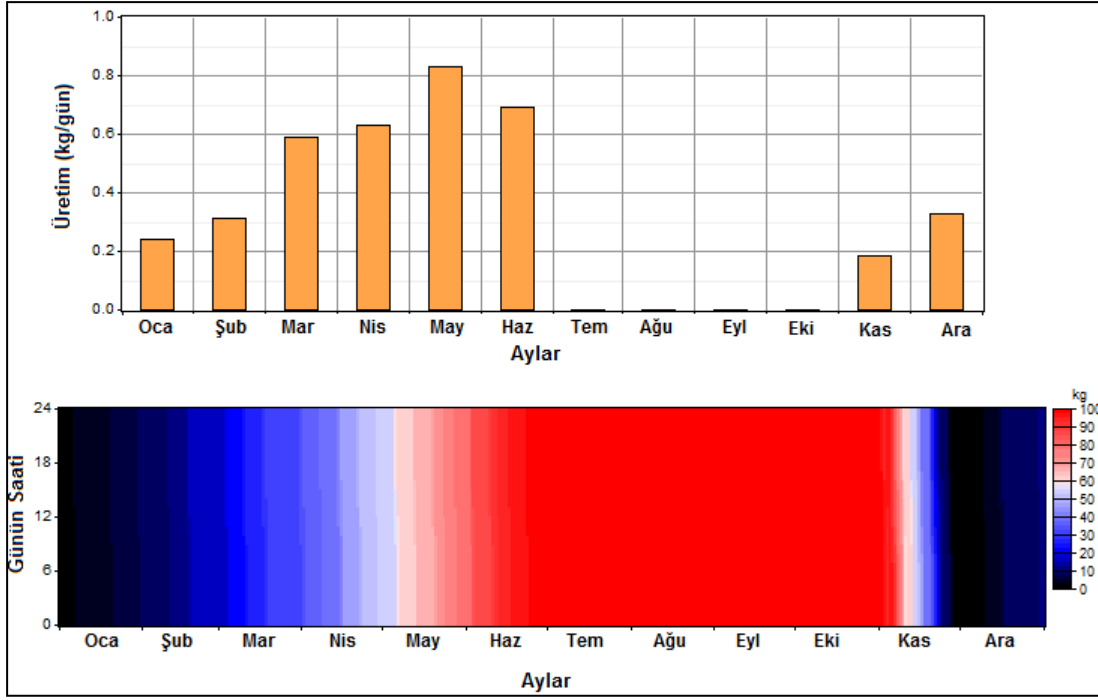


Şekil 5.11 : Şebeke bağlantılı sistem maliyet bileşenleri ve değerleri.



Şekil 5.12 : Şebeke bağlantılı sistem yıllık toplam maliyet değerleri.

Bu sistemde bir yıl için 228.649 kWh bir AC birincil yük karşılanmış ve 5707 kWh’lik bir elektrolizör yükü beslenmiştir. Sistemde elektrolizörler aracılığıyla yılda 116 kg H₂ üretilmiştir. Aylara göre hidrojen üretimi değişimi ve hidrojen tankı seviyesi Şekil 5.13’de belirtilmiştir.



Şekil 5.13 : Şebeke bağlantılı sistem aylara göre H2 üretim/depolama değerleri.

5.2.2 Bileşen maliyetlerinin sisteme etkisi

Şebeke bağlantılı sistemde kullanılan bileşenlerin maliyetlerinde azalma durumunda söz konusu sistemin davranışı ile ilgili ayrı hesaplamalar yapılmıştır. Bu hesaplamalara göre, Rüzgar türbini maliyetinde %50 oranında bir düşüş sağlanırsa, bu durum için HOMER sonuçlarına bakıldığında, optimum sistemde PV panelleri kullanılmamaktadır ve paneller yerini 5 adet rüzgar türbinine bırakmıştır. Bu durumda elektrik ihtiyacının %70'i rüzgâr türbinlerinden karşılanmaktadır ve enerji maliyeti 0,299 \$/kWh olmaktadır. Toplam maliyet 769.170\$ olarak hesaplanmıştır.

PV panel maliyetleri yarıya düştüğü durumda, pilot bölge enerji ihtiyacını en düşük maliyete karşılayacak olan optimum sistem HOMER tarafından hesaplandığında, 40 kW'lık bir PV, 20 kW gücünde yakıt pili ve elektrolizör, 30 kW gücünde doğrultucu ve dönüştürücü güç elektroniği ekipmanı, 100 kg kapasitesinde bir hidrojen tankı ve şebeke bağlantısını gerektirmektedir. Bu sistemin toplam maliyeti 689.300\$ ve kWh için birim enerji maliyet değeri 0,268 \$/kWh olmaktadır. Elde edilen optimum konfigürasyonda yenilenebilir enerji kaynaklarının payı %25 olmaktadır.

Bahsedildiği gibi kullanılan bileşen çeşidi ve büyüklükleri açısından ilk sisteme göre önemli bir değişiklik gözlenmemiştir. Sadece birim enerji üretim maliyeti azalmıştır ve bu da PV maliyetinin düşmesinden kaynaklanmaktadır.

Yakıt pili maliyetlerindeki %50 oranında bir azalma durumunda, sistem yapısı değişmemekle birlikte enerji maliyetinde %13,3 oranında bir düşüş gözlenmiştir.

Bileşen maliyetlerinin uzun dönemdeki düşüşlerinin benzetiminin yapmak için %50 maliyet düşüşünün şebeke bağlantılı sisteme etkisi Çizelge 5.5’de özetlenmiştir.

Çizelge 5.5 : Bileşen maliyetlerinin şebeke bağlantılı sisteme etkisi.

	Sermaye Maliyeti (\$)	Sistem Maliyeti (\$)	Enerji Maliyeti (\$/kWh)	Değişim %
Güncel Maliyetler	464.073	789.300	0,307	0
RT Maliyetleri 1/2 Oranında Düşerse	403.323	769.170	0,299	2,5
PV Maliyetleri 1/2 Oranında Düşerse	364.73	689.300	0,268	12,6
YP Maliyetleri 1/2 Oranında Düşerse	382.787	683.687	0,266	13,3
Tüm Bileşen Maliyetleri 1/2 Oranında Düşerse	282.787	583.687	0,227	26

5.2.3 Şebeke elektriği fiyatının sisteme etkisi

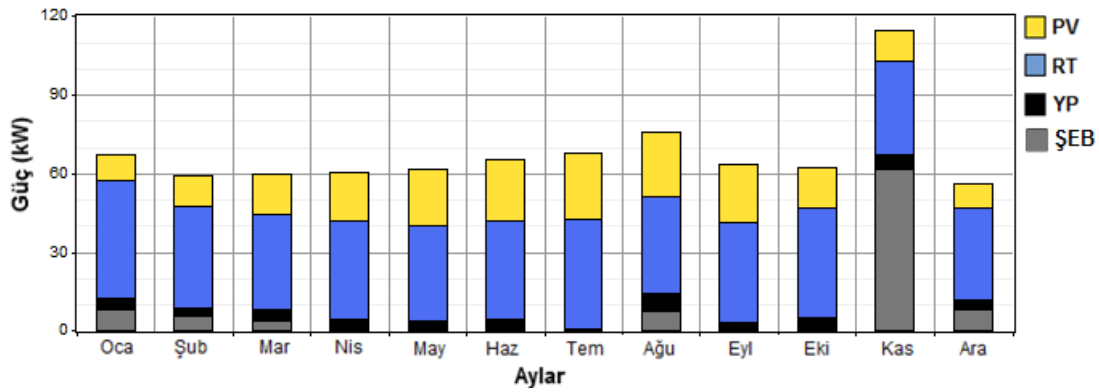
Ülkemizde enerji çeşitliliğine gidilmediği ve üretimde öz kaynaklarımızın kullanılmadığı durumda, enerjide arz talep dengesizliği artmaktadır. Bunun neticesinde enerji üretiminde belirli kaynaklara ve belirli ülkelere bağımlı kalınmaktadır. Ülkedeki enerji talebinin ortalama %60’ı dış kaynak kullanımı ile karşılanmaktadır. Bugün enerji üretiminde yabancı kaynaklar ham madde olarak kullanılırken, talebi karşılama konusunda yaşanan sıkıntıların artması sonucu dışarıdan hazır elektrik enerjisi alınması gerekebilecektir. Mevcut kurulu gücün %30,46’sı oranında yeni ithal yakıtlı santralin yapımı gündemdedir. Bu denli yüksek kapasitede yeni ithal kömür ve doğal gaz santrali başvuruları, özel olarak elektrik üretiminde ve genel olarak ise enerji üretiminde daha çok dışa bağımlılığa neden olacaktır.

Senaryonun bu şekilde devam etmesi durumunda şebeke elektrik enerjisi fiyatı günümüzdeki değerine göre oldukça artacaktır. Arz ve talep arasındaki dengesizlik bütün dünyada son kullanıcılara yüksek elektrik tarifesi olarak yansımaktadır. Türkiye’de 2008 içinde yapılan zamlarla elektrik fiyatı %56,13 oranında artmıştır. Ekim 2009’ da yürürlüğe giren % 9,8 düzeyindeki zamlarla, artış oranı 2008 başına göre %70,38’ e ulaşmıştır. Dolayısıyla uzun dönemde şebeke elektrik enerjisi

fiyatının artacağı öngörüsüyle tez kapsamında bu durum için bir analiz yapılmıştır ve optimum sistem konfigürasyonunun nasıl değiştiği incelenmiştir.

Bu durumda optimum sistem 100 kW'lık bir PV, 5 adet rüzgar türbini, 20 kW gücünde yakıt pili, 30 kW elektrolizör, 50 kW gücünde doğrultucu ve dönüştürücü güç elektroniği ekipmanı, 200 kg kapasitesinde bir hidrojen tankı ve şebeke bağlantısını içermektedir. Bu sistemin toplam maliyeti 3.320.820\$ ve kWh için birim enerji maliyeti değeri 1,292\$/kWh olarak HOMER tarafından hesaplanmıştır.

Elde edilen optimum konfigürasyonda yenilenebilir enerji kaynaklarının payı ise ilk sisteme göre 3 kat artarak %88 olmaktadır. Şebeke elektrik maliyetinin yüksek olması neticesinde optimum sistemde elektrik ihtiyacının %57'si rüzgar enerjisinden, %26'sı güneşten, %6'sı yakıt pilinden ve %12'si şebekeden karşılanmıştır. Aylara göre sistemlerin yükü paylaşımı bir yıl için Şekil 5.14'de belirtilmiştir.

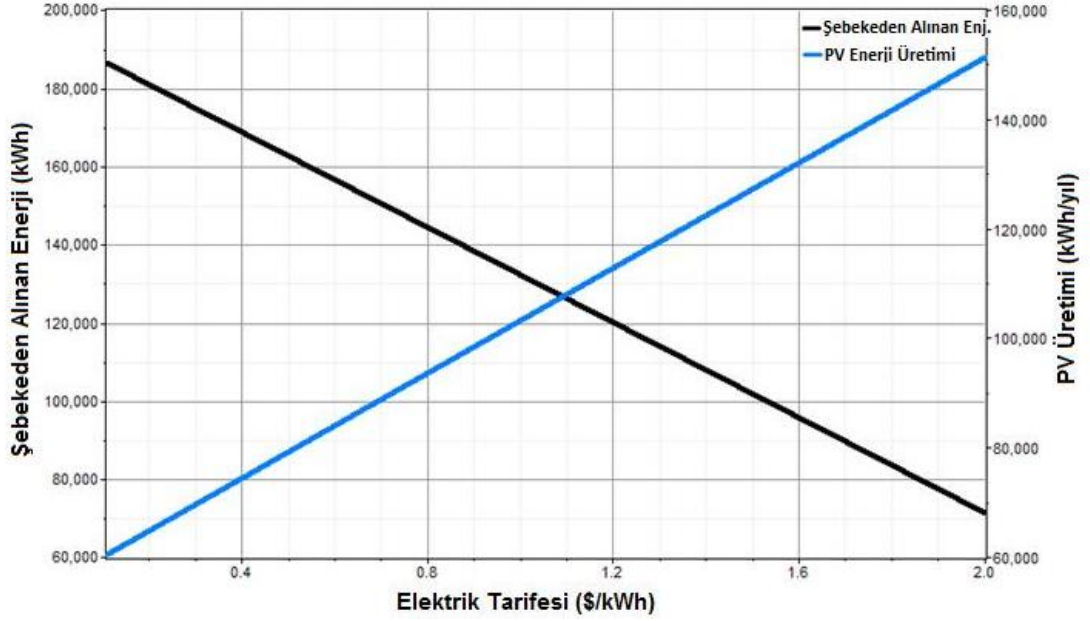


Şekil 5.14 : Şebeke bağlantılı sistem aylık enerji üretim oranları.

Sistem maliyeti ve enerji maliyeti görüldüğü gibi günümüzdeki sonuçlara göre büyük miktarda artmıştır. Bu durumda yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji üretimi maliyetinin makul seviyelerde olmasının ve bu konuda yapılacak Ar-Ge çalışmalarının ve yerli üretimin ne kadar önemli olduğu ortaya çıkmaktadır. Günümüzde şebeke elektrik fiyatının yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen enerji fiyatına kıyasla önemli oranda düşük olması sonucunda ve çevreye zararlı emisyonlara herhangi bir ceza uygulanmadığından da ötürü, temiz enerji kaynaklarına ve bu konuda yapılacak çalışmalara gereken teşvik ve önem verilmemektedir. Oysaki aynı durumda yine şebeke elektrik enerjisi fiyatının 2\$/kWh olması halinde, bu kez yenilenebilir enerji üreten bileşenlerin maliyetlerinin yarıya düştüğü varsayımı için de bir analiz yapıldığında, sistem maliyetinin 2.570.748\$ ve enerji maliyetinin 1\$/kWh değerine düştüğü görülmüştür. Bu

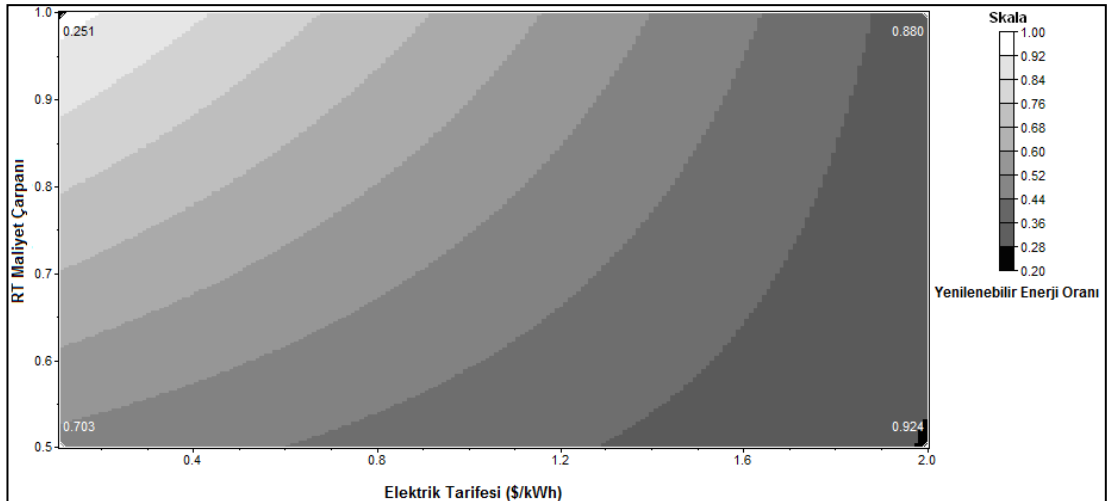
durumda elektrik üretiminin %68'i rüzgârdan, %19'u güneşten, %5'i yakıt pilinden ve %8'i şebekeden karşılanmıştır.

Şekil 5.15'de elektrik tarifesinin yükselmesiyle şebekeden çekilen enerjideki azalış ve PV enerji üretiminin artışı ifade edilmektedir.



Şekil 5.15 : Elektrik tarifesinin PV üretimine ve şebeke tüketimine etkisi.

Şekil'e göre şebekeden satın alınan enerji %57 oranında azalmıştır ve diğer taraftan PV enerji üretiminde 2,5 kat artış gözlenmiştir. Elektrik tarifesinin temiz enerji üretimine etkisi Şekil 5.16'da özetlenmiştir.

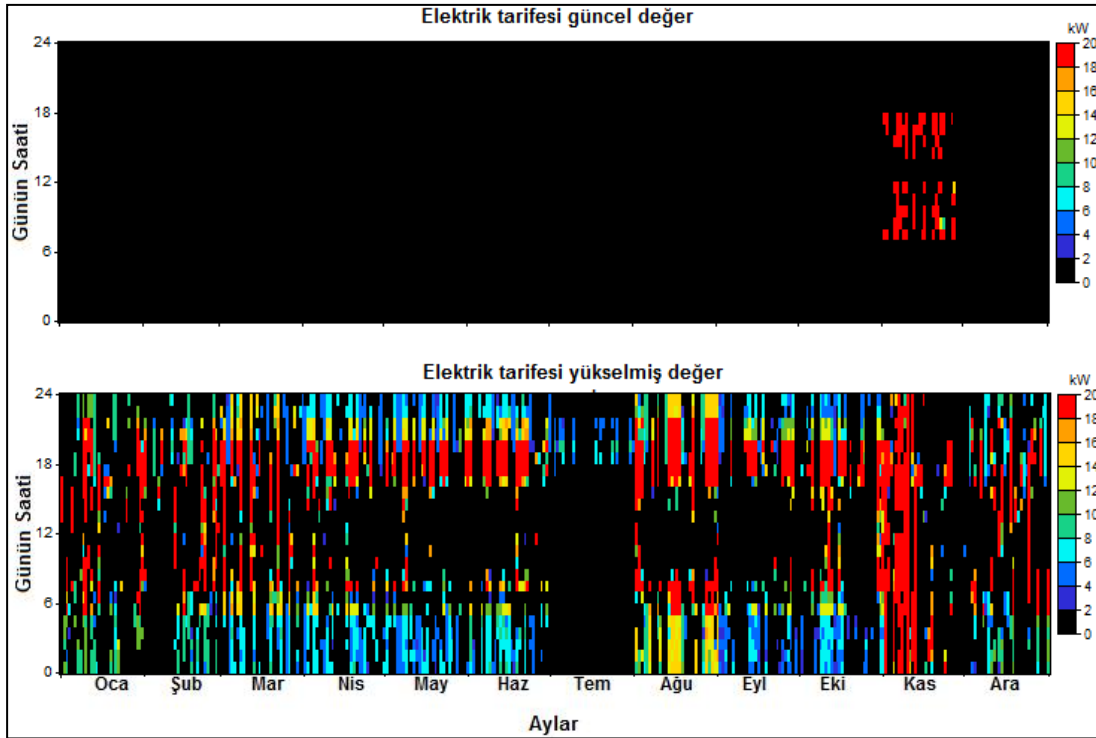


Şekil 5.16 : Elektrik tarifesinin temiz enerji üretimine etkisi.

Rüzgâr türbini maliyetindeki değişim aralığında, yenilenebilir enerji kaynakları kullanım oranı %70 değerine kadar artarken, elektrik tarifesinin değişimi ile bu değer

%88 oranına kadar yükselmiştir. Söz konusu her iki bileşenin değişim aralığında sistemdeki yenilenebilir enerji kullanım oranının 0,25 ile 0,92 arasında seyrettiği gözlenmiştir.

Ayrıca elektrik tarifesinin artmasıyla sistemde kullanılan yakıt pillerinin çalışma sürelerinde ve zamanlarında önemli artış ve değişiklikler kaydedilmiştir. Aylara göre yakıt pillerinin çalışma değer skalası Şekil 5.17’de belirtilmiştir. Şekildeki değerlere göre yedek güç olarak birlikte kullanılan yakıt pili ve şebeke çiftinden, şebeke elektrik fiyatının artmasından sonra yakıt pili kullanımını daha baskın olmuştur.



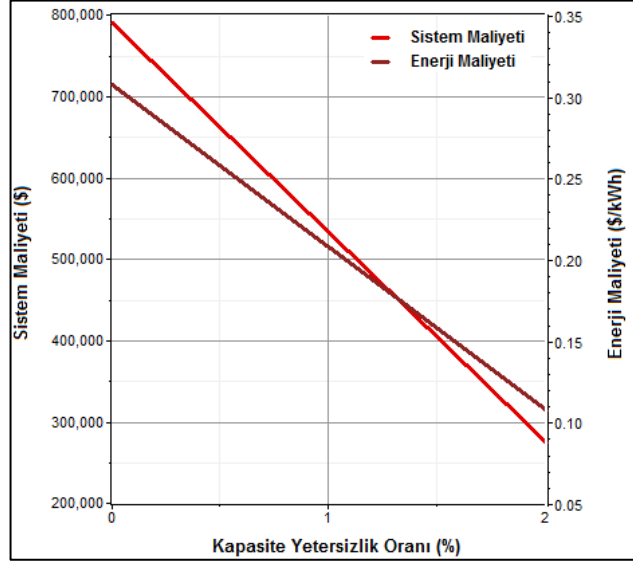
Şekil 5.17 : Elektrik tarifesi değişiminde YP çalışma değerleri.

Güncel değerlerle yılda 85 saat olan yakıt pili çalışma süresi, şebeke elektriğinin birim fiyatında meydana gelecek bir artış durumunda, 2643 saat değerine kadar yükselmiştir.

5.2.4 Kapasite yetersizlik oranının sisteme etkisi

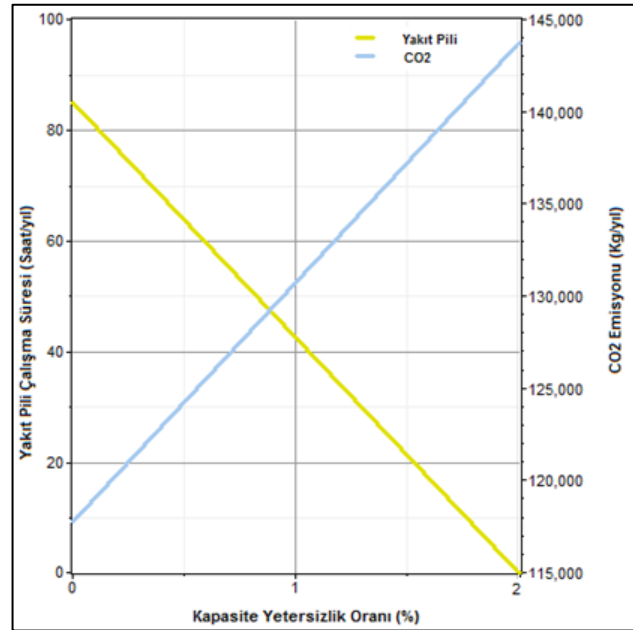
Hesaplama da şebeke bağlantılı sistemde kapasite yetersizlik oranı yük değerinin %0 ile %4 oranı arasında seçilmiştir ve % 0-2 değerleri arasında sistem maliyeti ile birim enerji maliyeti değişimi Şekil5.18’de gösterilmiştir. Şekilden de görüldüğü gibi kWh başına enerji maliyeti sistem konfigürasyonun değişmesiyle 0,307\$/kWh değerinden

0,108 \$/kWh değerine azalmıştır ve şebeke enerjisinin kullanılmasından dolayı yenilenebilir enerji kullanım oranı da azalmaktadır.



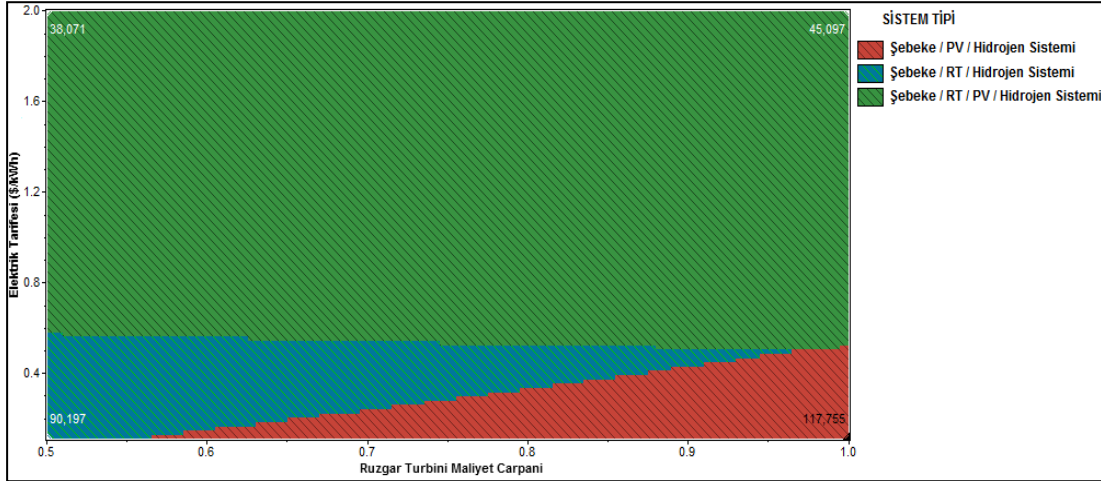
Şekil 5.18 : Şebeke bağlantılı sistemde KYO değişiminin enerji maliyetine etkisi.

Şekil 5.19’da kapasite yetersizlik oranı değişiminin YP çalışma süresine ve CO₂ salınım değerlerine etkisi gösterilmektedir. Görüldüğü gibi YP’nin çalışma süresi belirli oranda karşılanmamış talebe izin verildiğinde zamanla düşmekte ve 0 değerine ulaşmaktadır, hidrojen enerji sisteminin kullanımının azalması ve sonlanması neticesinde de söz konusu aralıkta CO₂ emisyon değerlerinde de artma gözlenmektedir.



Şekil 5.19 : KYO değişiminin CO₂ emisyonu ve YP çalışmasına etkisi.

Şekil 5.20’de elektrik tarifesi ve RT maliyetinin sisteme etkisi özetlenmiştir. Burada bölgenin güneş potansiyelinin rüzgâr kapasitesinden daha fazla olmasından dolayı enerji üretimi PV sistemiyle daha düşük maliyete sağlanmaktadır. Şekle göre RT çarpanının 0,55 değerinin altına düşmesi durumunda ise RT kullanımının daha maliyet etkin bir çözüm olduğu görülmektedir.

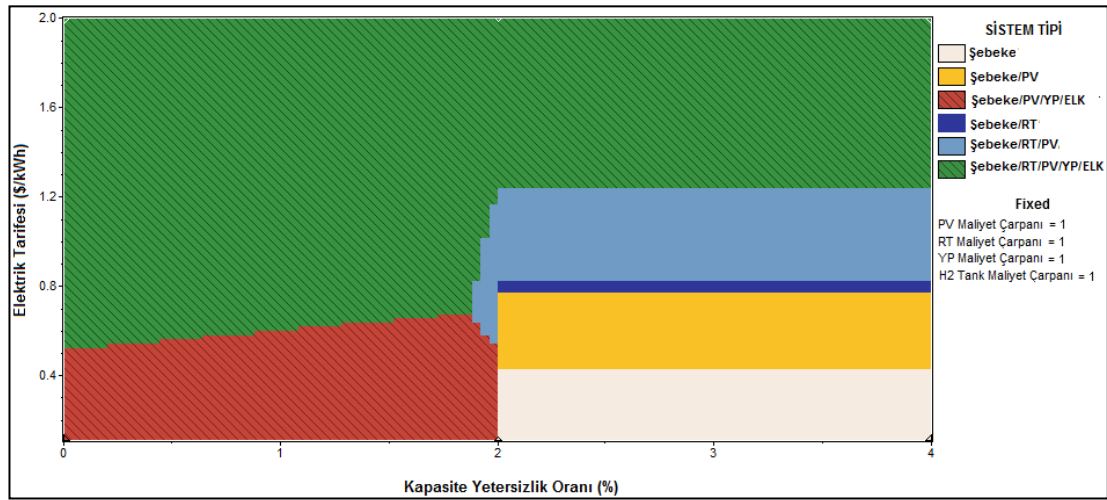


Şekil 5.20 : Elektrik tarifesi ve RT maliyet değişiminde sistem çeşitleri.

Şebeke elektriği fiyatının artması durumunda 0,6 \$/kWh’den sonra ise Hidrojen Enerji Sistemi, Rüzgar ve Güneş Enerjisiyle birlikte optimum konfigürasyonda şebekeye ek olarak kullanılmaya başlamıştır.

Şekil 5.21’de şebeke elektriği birim fiyatı ve yıllık izin verilen kapasite yetersizlik oranının değişiminde OS yapısının nasıl farklılaştığı görülmektedir. Simülasyon sonucu elde edilen OS yapısı (Şebeke, PV, YP, EL) elektrik birim fiyatı 0,5 \$/kWh değerine ulaşana kadar devam etmektedir. Ancak elektrik birim fiyatının artmaya devam etmesi durumunda yenilenebilir enerji kaynaklarının şebeke elektriği ile belirli oranda rekabet edebilir duruma gelmesi neticesinde optimum sisteme rüzgar enerjisi de eklenmektedir.

Öte yandan izin verilen kapasite yetersizlik oranı değerinin artması ve %1,86 değerine ulaşması durumunda (Şebeke, PV, Rüzgar) sistemi optimum olmaktadır. Burada görüldüğü gibi optimum konfigürasyonda daha önce kullanılan YP içeren hidrojen enerji sistemi yer almamaktadır. Hidrojen enerji sistemi enerji depolayıcısı olarak kullanılmaktadır ve izin verilen enerji kesintisi oranı arttığında bu depolama ihtiyacı azalmakta ve sistem maliyeti artacağı için optimum konfigürasyona dahil edilmemektedir.



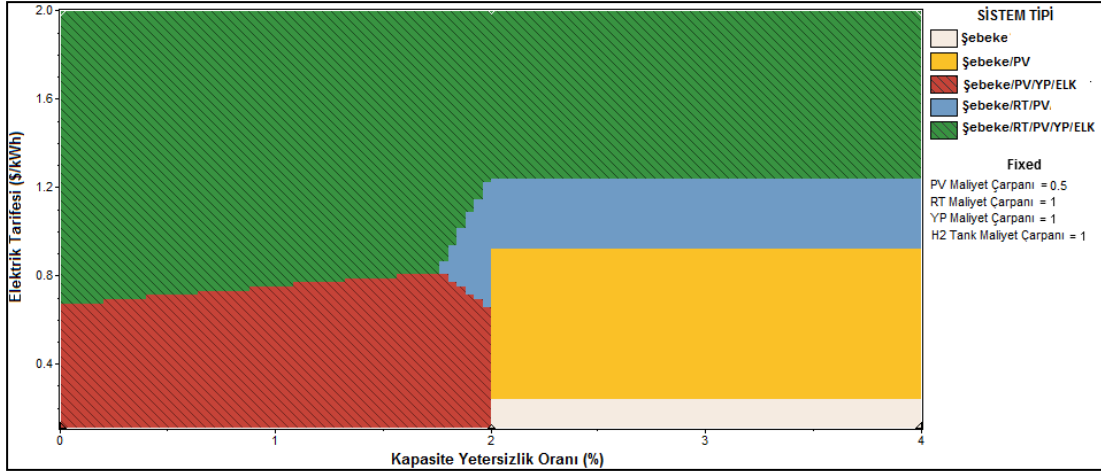
Şekil 5.21 : Elektrik tarifesi ve KYO değişiminde sistem çeşitleri.

Kapasite yetersizlik oranının %0 ila %2 değişim aralığında OS yapısı (Şebeke, PV, YP, EL) elektrik birim fiyatı 0,5 \$/kWh değerine ulaşana kadar devam etmektedir. Ancak elektrik birim fiyatının artmaya devam etmesi durumunda optimum sisteme RT de eklenmektedir.

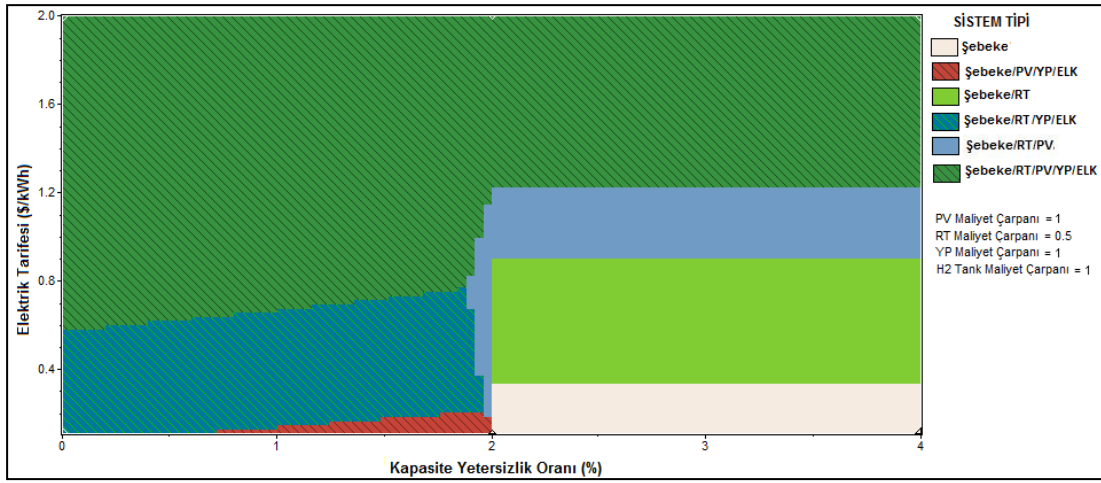
İzin verilen kapasite yetersizliğinin %2 ile % 4 arasında değişmesi durumunda OS, elektrik birim fiyatı değerine bağlı olarak sırasıyla şebeke, şebeke-PV, şebeke-RT, şebeke-RT-PV ve şebeke-RT-PV-Hidrojen sistemi olarak değişmektedir.

Elektrik fiyatının üç değerine dikkat edilmelidir, 0,4 \$/kW, 0,8 \$/kW, 1,2 \$/kW. Öncelikle, şebeke elektriği birim fiyatının 0,4 \$/kWh değerinin üzerine çıkması durumunda yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı makul olmaktadır. İkinci olarak elektrik fiyatının 0,8 \$/kWh değerinden sonra rüzgar ve güneş enerjisi birlikte kullanılmaktadır. Son olarak elektrik birim fiyatının 1,2 \$/kWh değerine kadar çıkması durumunda ise rüzgar ve güneş enerjisine ek olarak hidrojen enerji sistemi optimum konfigürasyonda yer almaya başlamıştır. Burada enerji maliyetinin daha düşük olmasından dolayı yenilenebilir enerji kaynaklarının kapasitesi artmıştır ve üretilen fazla elektrik enerjisi hidrojen formunda depolanarak güneş-rüzgar olmayan günlerde şebeke fiyatıyla rekabet edebilir maliyete enerji üretmektedir.

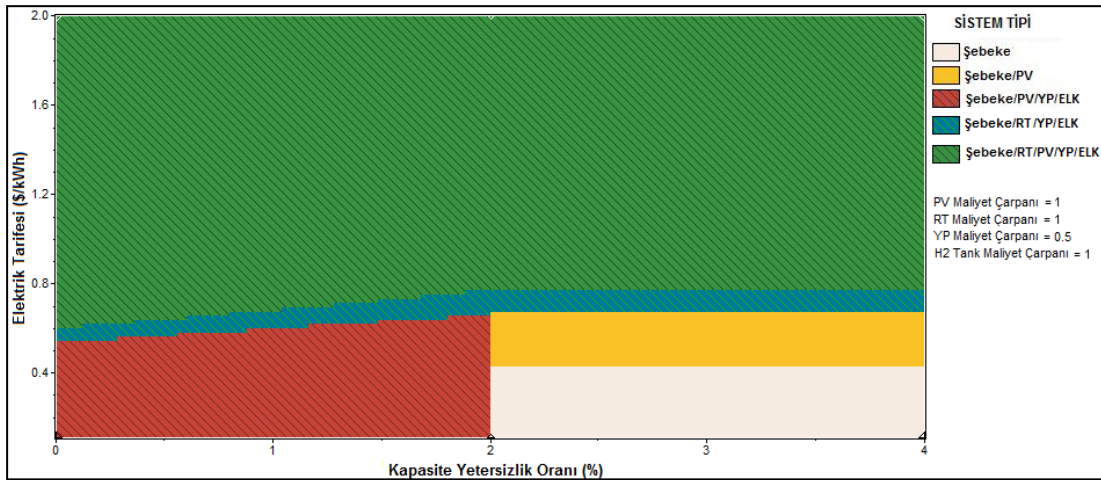
Şekil 5.22, Şekil 5.23 ve Şekil 5.24’de sırasıyla PV panel, rüzgar türbini ve yakıt pili maliyetlerinin uzun dönemde önemli oranda düşecekleri varsayımıyla bu üç sistemin maliyetlerini sırasıyla 1/2 oranında azalttığımızda optimum sistem aşağıdaki konfigürasyonlardan oluşmuştur.



Şekil 5.22 : ET ve KYO değişiminde sistem çeşitleri (PV maliyet çarpanı 0,5).



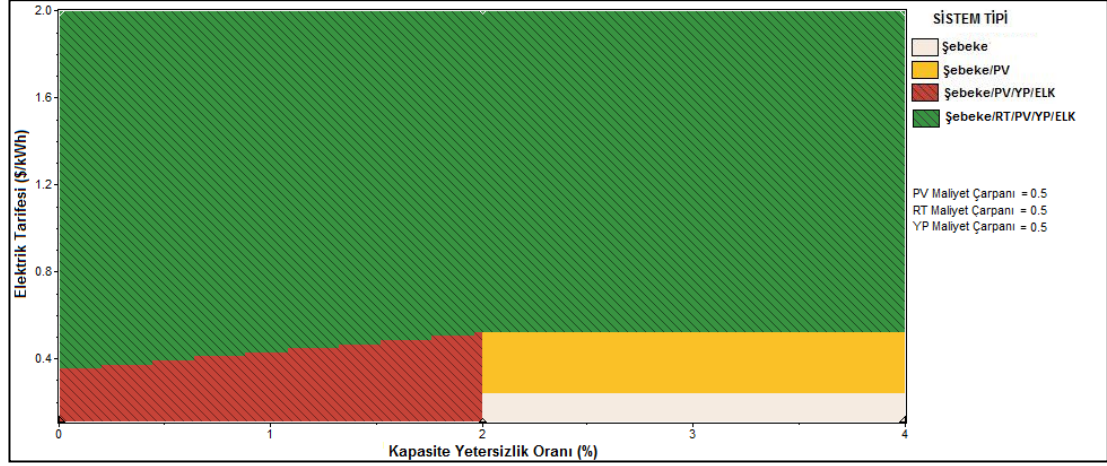
Şekil 5.23 : ET ve KYO değişiminde sistem çeşitleri (RT maliyet çarpanı 0,5).



Şekil 5.24 : ET ve KYO değişiminde sistem çeşitleri (YP maliyet çarpanı 0,5).

Yukarıdaki tüm olasılıklara bakıldığında türbin ve PV maliyetinin düşmesiyle şebeke kullanımının azaldığı, PV maliyetinin düşmesiyle rüzgâr sisteminin tek başına kullanımının olmadığı görülmektedir. Kapasite yetersizliğinin %2'ye kadar izin

verildiği değer aralığındaki hidrojen sisteminde de rüzgâr enerjisi kullanımının çok azaldığı, görülmektedir. Bu sonuçlara göre bölgede güneş enerjisinden faydalanmanın daha maliyet etkin çözümler sunacağı söylenebilir. Yakıt pilinin de sermaye maliyetinin yarıya düştüğünü varsaydığımızda, rüzgâr enerjisinin kullanımının nasıl sona erdiği Şekil 5.25’de görülmektedir.



Şekil 5.25 : ET ve KYO değişiminde sistem çeşitleri (bileşen maliyet çarpanları 0,5).

6. SİMÜLASYON SONUÇLARI

Bu çalışmada İstanbul Maslak bölgesinin yenilenebilir enerji potansiyeli değerlendirilmiş, seçilen pilot bölge enerji ihtiyacının çevreye zararlı emisyon üretmeyen bir teknolojiyle karşılanmasının tekno-ekonomik analizi yapılarak sistemin uygulanabilirlik sınırları belirlenmiştir.

Diğer taraftan farklı senaryoları hesaba katmak için çeşitli simülasyonlar yapılmıştır. Elektrik tarifesinde gelecekte gerçekleşmesi muhtemel artışlar ve yenilenebilir enerji kaynaklarından faydalanmanın maliyetinde azalmanın analizi yapılarak sistem tasarımına ve ekonomisine etkisi belirlenmiştir. Modelleme sonunda farklı sistem varyasyonları için minimum maliyetler Çizelge 6.1 ve Çizelge 6.2’de sıralanmıştır ve bu çizelgelerde en üst satırda ayrıntılarını makale içerisinde verdiğimiz OS yapısı yer almaktadır.

Çizelge 6.1 : KYO=0 için sistem çeşidi ve değerleri.

KYO= 0% için sistem	BM (\$)	SM (\$)	EM (\$/kWh)	CO2 Salınımı (kg/yıl)
Şebeke-PV-YP-ELK	464.073	789.300	0,307	117.755
Şebeke-RT-YP-ELK	589.323	964.170	0,375	90.197
Şebeke-RT-PV-YP-ELK	769.723	1.114.525	0,433	80.482
Şebeke-RT-PV	2.420.000	2.706.431	1,053	59.945
PV-RT-YP-ELK	5.451.617	8.724.232	3,391	0
RT-YP-ELK	5.083.234	9.900.033	3,847	0

Çizelge 6.1’de şebeke bağlantılı sistem maliyetinin en yüksek değerinde olduğu konfigürasyon, dördüncü sıradaki şebeke-RT-PV sistemidir. Bu sistemin maliyetinin yüksek olmasının temel nedeni, yedek güç olarak yakıt pilli hidrojen sisteminin kullanılmaması neticesinde yenilenebilir enerji kaynaklarının büyük boyutlarda seçilmiş olmasıdır.

Elektrik tarifesinin 2\$/kWh değeri için sistem kapasite yetersizlik oranı değerlerine göre sistem çeşitleri Çizelge 6.3’de özetlenmektedir. Çizelgelerde genel olarak hibrit yapı farklı sistemleri kapsadıkça sistem maliyeti ve bileşen boyutları azalmaktadır.

Çizelge 6.2 : KYO= 4% için sistem çeşidi ve değerleri.

KYO = 4% için sistem	BM (\$)	SM (\$)	EM (\$/kWh)	CO2 Salınımı (kg/yıl)
Şebeke-PV	210.000	473.631	0,185	127.389
Şebeke-PV-YP-ELK	372.573	681.769	0,266	127.389
Şebeke-RT	390.000	692.265	0,270	90.330
Şebeke-RT-PV	600.000	897.632	0,350	80.539
Şebeke-RT-YP-ELK	562.573	924.516	0,360	90.330
Şebeke-RT-PV-YP-ELK	762.573	1.105.770	0,431	80.539
PV-RT-YP-ELK	4.244.117	6.430.587	2,604	0
RT-YP-ELK	4.019.734	7.351.721	2,967	0
PV-YP-ELK	7.226.101	10.777.122	4,366	0

Çizelge 6.3 : Elektrik tarifesi ve KYO değişiminde sistem değerleri.

Elektrik Tarifesi = 2 \$/kWh için Sistemler		BM (\$)	SM (\$)	EM(\$/kWh)	CO2 Salınımı (kg/yıl)
KYO= 0%	Şebeke-PV-RT-YP-ELK	1.276.860	3.320.820	1,292	45.097
	Şebeke-RT-YP-ELK	1.370.507	3.897.080	1,515	49.158
	Şebeke-PV-RT	2.460.000	4.464.068	1,736	49.905
	Şebeke-PV-YP-ELK	1.777.794	4.500.342	1,750	60.479
KYO= 4%	Şebeke-PV-RT-YP-ELK	1.122.347	3.255.813	1,267	46,746
	Şebeke-PV-RT	840.000	3.395.778	1,321	66,201
	Şebeke-RT-YP-ELK	1.001.933	3.696.556	1,441	58,717
	Şebeke-RT	390.000	3.733.868	1,456	90,330
	Şebeke-PV	550.000	4.147.747	1,616	98,957
	Şebeke-PV-YP-ELK	1.316.597	4.199.733	1,635	71,061

Çalışmada yenilenebilir enerji sistemi bileşenleri şebekeden bağımsız olarak kullanıldıklarında yükü karşılamada güvenilir olması için ve değişken hava koşullarında güvenilir enerji arzı sağlanması amacıyla büyük ebatlarda boyutlandırılmaktadır. Neticesinde yüksek sistem maliyetine neden olmaktadır. Yenilenebilir enerji sistemi ve şebeke birleşiminin enerji depolama ihtiyacını ve bileşenlerinin süreksizliklerindeki olumsuzlukları önemli oranda azalttığı gözlenmiştir.

Yüksek sermaye maliyeti, meteorolojik bağımlılıkları ve 24-saatlik bir yük profilini karşılayacak uygunlukta olmamaları, yenilenebilir enerji kaynaklarının büyük ölçekli sistemlerde kullanım ve yayılmasını engelleyen temel faktörler olarak gözlenmiştir. Öte yandan geleneksel enerji üretim yöntemlerine göre bu çalışmada kullanılan sistemlerin düşük bakım maliyetleri, talep artışına göre kolay boyutlandırılmaları ve

kayda değer amortisman süreleri önemli avantajlar olarak gözlenmiştir. Akademik verilere göre, RT/hibrit ve PV/hibrit sistemlerinin amortisman süreleri sırasıyla 3-4 yıl ve 6-7 yıldır [87]. Bilimsel ve teknolojik gelişmeler neticesinde verimlerinin artırılması ve maliyetlerinin düşmesi, 24-saatlik yük profilini karşılamak için de depo enerji olarak hidrojen kullanılması yenilenebilir enerji sistemlerinin kullanım potansiyelini daha da artıracaktır. Bahsedilen uzun dönem sonuçlarının şebeke bağlantılı sistem performansına etkisi Çizelge 6.5’de detaylandırılmıştır. Görüldüğü gibi bu çizelgede sistem yapısını etkileyen temel değerlerin değişim sınırlarında, maliyet ve önemli çalışma koşullarının, emisyon, enerji maliyeti gibi çıktıların ne oranda değiştiği özetlenmiştir.

Elden edilen sonuçlara göre yenilenebilir enerji sistemlerinin maliyet değerlerinde düşüşün kaydedilmesi, 24-saatlik yük profilini karşılamak için de depo enerji olarak hidrojenin kullanılması sistemin fizibilitesini artırmış ve şebekeye yükünü azaltmıştır. Modellemesi yapılan hibrit sistemde kullanılan ekipmanlara ait bazı performans ve maliyet değerleri simülasyon sonucu Çizelge 6.4’deki gibi olmuştur.

Çizelge 6.4 : Sistem bileşenlerinin performans sonuçları.

Optimizasyon Sonuçları	
RT Enerji Üretim Maliyeti	0,136 \$/kWh
RT Kapasite Faktörü	0,233
YP Verimi	47,5%
PV Enerji Üretim Maliyeti	0,293 \$/kWh
PV Kapasite Faktörü	0,173

Çizelge 6.4’deki türbin kapasite faktörü tesisin kurulacağı alanın, yapılan rüzgâr ölçümleri ile belirlenen yıllık ortalama rüzgâr hızında üretilen elektrik enerjisinin türbinin maksimum gücüne ulaştığı rüzgâr hızında üreteceği elektrik enerjisine bölünmesinden elde edilen “%” cinsinden değerdir. Genelde rüzgâr santrallerinde kapasite faktörü %20-%45 arasında değişmekte olduğundan üretilen enerji için yatırım maliyetini etkilemektedir [88]. Aynı RT modelini kullanarak yapılan başka bir modellemede kapasite faktörü 0,3 olarak hesaplanmıştır ve bu çalışmadaki değere yakındır [59]. Çizelge’deki hesaplanan değerler, literatürde kabul edilen değerlerle uyumludur, dolayısıyla bu bize modellemede kullanılan girdilerin ile yapılan simülasyonun doğruluğu ve gerçeklik yüzdesi hakkında önemli sonuçlar ifade etmektedir.

Çizelge 6.5 : Maliyet kalemlerinin şebeke bağlantılı sistem performansına etkisi.

	Elektik Fiyatı (0,108\$/kWh)	Elektik Fiyatı (2\$/kWh)	Elektik Fiyatı (0,108\$/kWh)	Elektik Fiyatı (2\$/kWh)
	Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Güncel Maliyet Değerleri		Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Maliyet Değerlerinin %50'si	
Enerji Maliyeti (\$/kWh)	0,307 \$/kWh	1,292 \$/kWh	0,219 \$/kWh	1 \$/kWh
Şebekeden Alınana Elektrik (kWh/yıl)	186321 kWh/yıl	71356 kWh/yıl	186321 kWh/yıl	59776 kWh/yıl
Şebekeden Karşılana Oran (%)	75%	12%	75%	8%
Rüzgar Enerjisi Kullanımı (%)	0%	57%	0%	68%
Güneş Enerjisi Kullanımı (%)	24%	26%	24%	19%
Yakıt Pili Kullanımı (%)	1%	6%	1%	5%
Yenilenebilir Enerji Oranı (%)	25,00%	88,00%	25,00%	92,40%
Yıllık Hidrojen Üretimi (kg/yıl)	116 kg/yıl	2079 kg/yıl	116 kg/yıl	2347 kg/yıl
Yakıt Pili Çalışma Süresi (saat/yıl)	85 saat/yıl	2643 saat/yıl	85 saat/yıl	3075 saat/yıl
Yakıt Pili Elektrik Üretimi (kWh/yıl)	1675kWh/yıl	32890 kWh/yıl	1675kWh/yıl	37132kWh/yıl
Yakıt Pili Kapasite Faktörü (%)	0,96%	18,80%	0,96%	21,20%
CO2 Salınımı kg/yıl	117755 kg/yıl	45097 kg/yıl	117755 kg/yıl	37779 kg/yıl

7. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu çalışmada hibrit sistemlerde farklı senaryolar için uygun kaynak seçimi, optimum boyutlandırma ve işletme stratejileri incelenmiştir. Şebeke kısıtlamaları ve şebekedeki kayıplarla diğer kayıpların dengelenmesi buradaki çalışmanın kapsamı dışında tutulmuştur. Diğer taraftan, sistem tasarımını gerçeğe mümkün olduğunca yakın programlamak amacıyla, ortalama yıllık değerleri kullanmayan HOMER programı kullanılmıştır. Başka çalışma ve modellemelerde sistemdeki yıllık değişiklikler modellenmemiştir veya yük, rüzgar hızı..vb gibi sistem bileşenlerinin saatlik değişimleri göz önüne alınmayarak hesaba katılmamıştır. Bu tezde yapılan çalışmada, daha önce açıklandığı gibi hesaplamalar saatlik olarak yapılmıştır ve belirli bir sistem konfigürasyonu, çalışmasının saatlik zaman serisi simülasyonu yapılarak modellenmiştir (bir yıl süresince). Her bir sistem ve senaryo için ayrı bir simülasyon yapılmıştır ve modelleme bu simülasyonların yıllık ve saatlik çıkış detaylarını raporlamıştır. Öte yandan bir saatten daha kısa süreli geçici hal durumları bu tez çalışmasında modellenmemiştir. Pilot bölgenin analizinin yapılmasında saatlik modelleme yeterli olmuştur.

Çalışma sonucuna göre hibrit YES'ler Şebekeden bağımsız sistemlere göre (%100 yenilenebilir enerji sistemi) gerek kurulum gerekse işletme maliyeti olarak ekonomik fizibilite anlamında daha uygulanabilir olmuştur.

Elde edilen sonuçlara göre, yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji arzında şebeke ile birlikte kullanılması ve mevcut sisteme adapte olarak şebeke ile yükü paylaşması günümüz koşullarında en uygulanabilir çözüm olarak görülmektedir. Zaten tüm dünyadaki benzer hibrit sistem uygulamalarına bakıldığında, yenilenebilir enerji kullanım oranı %11-25 arasında seyir etmektedir [7].

Pilot bölgedeki ortalama güneş radyasyonu, rüzgar hızı kapasitesi ve günümüz bileşen maliyetlerine göre, şebeke, PV ve hidrojen sisteminden oluşan hibrit yapı, fizibilite açısından en uygun sistem olarak hesaplanmıştır. Söz konusu yapının proje maliyeti \$ 789.300 olarak bulunmuştur.

Yapılan çalışmada, elektrik fiyatı, yenilenebilir enerji sistemi ekipmanlarının maliyet çarpanı ve izin verilen kapasite yetersizlik oranının optimum konfigürasyon modelinde ve enerji üretim maliyetinde önemli farklılıklara neden olduğu gözlenmiştir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının geleneksel enerji üretim sistemleriyle rekabet edebilmesi için sermaye maliyetlerinin uygun değerlere düşmesi gerekmektedir. Hesaplama sonucunda, mevcut koşullarda hidrojen enerji sisteminin diğer yakıtlardan yaklaşık üç kat daha pahalı olduğu ve enerji sistemlerinde yaygın olarak kullanımının üretim ve depolamada maliyet düşürücü teknolojik gelişmelere bağlı olacağı ortaya çıkmıştır. İleride geleneksel enerji üretim yöntemlerinin zorlaşacağı ve bu tür hibrit sistemlerin daha cazip hale geleceği beklenmektedir [50]. Bugün birçok ülke enerji politikalarına yenilenebilir enerji kaynaklarını ekleyerek enerji sistemlerinin verimliliklerini artırma girişiminde bulunmaktadır [21]. Gelecekte olması muhtemel senaryoya göre, zaman içerisinde geleneksel enerji üretiminde kullanılan ham madde ve kaynakların tükenmesi, bu enerji üretim yöntemlerinin çevreye yaptıkları olumsuz etkiler, gerek dünyada gerek ülke bazında bazı yaptırım ve emisyon cezalarının uygulanmasına ve enerji üretim maliyetlerinin artmasına neden olacaktır. Bu tüm dünyada öngörülen zorunlu süreç sonunda yenilenebilir enerji kaynakları ve hidrojenle ilgili Ar-Ge çalışmalarının ve teşviklerin artması kaçınılmaz olacaktır. Zaman içerisinde sistemimizde kullanılan bu yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanan bileşenlerin maliyetlerinin düşmesi ve geleneksel elektrik üretim maliyetlerinin yükselmesiyle çalışmanın hesaplamalarındaki senaryolar gerçekleşecektir.

Ülkemizde hızla artan enerji talebimizin karşılanmasında yerli enerji kaynaklarımız yeterli olmamaktadır. Önümüzdeki yıllarda yeni bir enerji dar boğazına girmemek için kaynak çeşitliği politikalarına büyük önem vermek ve bu doğrultuda ülkemizin yenilenebilir enerji kaynaklarından optimum oranda yararlanılmasına yönelik çalışmalar yapılmaktadır. Türkiye’de dışa bağımlılığın azaltılması ve enerji arzının güvenli bir şekilde sağlanması için yapılan bu çalışmadaki gibi kaynak çeşitliliğine gidilmelidir. Ülkenin bu anlamda yenilenebilir enerji kaynakları açısından büyük potansiyeli mevcuttur. Bugün Türkiye coğrafi konumu açısından 36-42°N enlemleri arasında yer almakta ve güneş kuşağı içerisinde bulunmaktadır. Yıllık ortalama güneşlenme süresi 2 609 h olup, yılın % 29.8'ini oluşturmaktadır. Alternatif enerji

kaynaklarının yerel olarak pilot projelerle kullanılmaya başlanması ve daha sonra merkezileştirilerek ya da bölgesel olarak kullanılıp genel enerji üretimine katkıda bulunmasıyla, enerji çeşitliliği yaratılacaktır. Böylece hem sahip olunan potansiyelden faydalanmış hem de ülkelerin gelişmesinin en önemli unsurlarından biri olan enerji alanında önemli gelişmeler kaydedilmiş olacaktır.

Tez kapsamında incelenen hidrojen enerji sisteminin pazar ve teknoloji açısından güçlü ve zayıf taraflarıyla birlikte fırsatlar ve engeller Çizelge 7.1 ve 7.2’de özetlenmiştir.

Çizelge 7.1 : Pazar için hidrojen enerji sisteminin analizi.

Güçlü Tarafları	Zayıf Tarafları	Fırsatlar	Engeller	Kritik Başarı Faktörleri
Yakıt Nakil Altyapısına İhtiyaç Olmaması	Kod ve Standart Eksikliği (güvenlik konuları, teknik konular)	Hidrojen Teknolojilerinin Dahil Edilebileceği Bağımsız Güç Sistemlerinin Çoktan Var Olması	Potansiyel son kullanıcıların deneyim eksikliği	Yeni iş olanakları
Sıkıştırılmış gazlar üzerine zaten var olan deneyim	Küçük Elektrolizörlerin Düşük Bulunabilirliği ve Yüksek Maliyetleri	Günümüzdeki AB ve ulusal finansman kapsamaları	Avrupada Bağımsız Güç Sistemleri için Pazar çalışmasının tam olarak yapılmaması	Sınırlı Sayıda Kurulmuş Hidrojen Güç Sistemlerinden Dolayı Pratik Deneyimin Sınırlılığı
Kendi Kendine Yeterli Enerji Arz Sistemleri	Satış Sonrası Desteğin Eksikliği	Yeni iş olanakları	Yetersiz ticarileşme planları	Hidrojen İçin Geniş Ölçekte Pazarların Oluşması
	Sistem Arz Ağının Zayıflığı (danışmanlar, mühendisler, girişimciler)	Enerji Sektörünün içinde olan şirketlerin çeşitlenmesi ve değişime uğraması	Sınırlı Sayıda Kurulmuş Hidrojen Güç Sistemlerinden Dolayı Pratik Deneyimin Sınırlılığı	Sınırlı Sayıda Hidrojen Güç Sistemlerinden Dolayı
	Tamamlanmış sistem teslimatçılarının azlığı	Bağımsız Güç Sistemlerinin Enerji Maliyetlerinin Nispeten Yüksek Olması	İçin Enerji Depolama Aracı Olarak Bilinmemesi ve Kabul Edilmemesi	İlgili Kanun Altyapısının Yokluğu (standartlar, düzenlemeler, kurma izni)
	Hidrojenin potansiyel faydalarının ve kapasitesinin bilinme eksikliği	Bağımsız Güç sistemleri için tek bir teknolojik çözümün olmaması	İlgili Kanun Altyapısının Yokluğu (standartlar, düzenlemeler, kurma izni)	Avrupada Bağımsız Güç Sistemleri için Pazar çalışmasının tam olarak yapılmaması
			Güç Sistem Bileşenleri Üreten Pazarın Gerekli İlgi ve Önceliği Göstermemesi	Bağımsız Güç sistemleri için tek bir teknolojik çözümün olmaması
			Rekabetçi Teknolojilerin Uygunluğunu Kanıtlamış Olması	
			Son Kullanıcıların ve Enerji Sağlayıcılarının teknolojiyi Kabul Etmemesi	
			Pazardaki oyuncu azlığı	

Çizelge 7.2 : Teknoloji için hidrojen enerji sisteminin analizi.

Güçlü Tarafları	Zayıf Tarafları	Fırsatlar	Engeller	Kritik Başarı Faktörleri
Sıkıştırılmış gazlar üzerine zaten var olan deneyim	Yakıt Pili ve Elektrolizörlerin Teknolojik Açıdan Gelişiminin Tamamlanmaması	Hidrojen İçin Geniş Ölçekte Pazarların Oluşması	Sınırlı Sayıda Hidrojen Güç Sistemlerinden Dolayı Pratik Deneyimin Sınırlılığı	Kendi Başına Enerji Arz Sistemleri
Rekabet edilen sistemlerin gürültü seviyelerinin çok olması	Küçük Elektrolizörlerin Düşük Bulunabilirliği ve Yüksek Maliyetleri		Rekabetçi Teknolojilerin Uygunluğunu Kanıtlamış Olması	Rekabetçi Teknolojilerin Uygunluğunu Kanıtlamış Olması
Yüksek yoğunlukta enerji depolanması potansiyeli	Tedarik Maliyetleri			Hidrojen İçin Geniş Ölçekte Pazarların Oluşması
Enerji Kaybı Olmadan Mevsimlik Enerji Depolaması	Sistem Bileşenleri ve Sistem Ömrü Deneyiminin Eksikliği			Sınırlı Sayıda Hidrojen Güç Sistemlerinden Dolayı Pratik Deneyimin Sınırlılığı
Güç Dalgalanmalarını Kontrol Edebilme Yeteneği ve Dolayısıyla karasız Yenilenebilir Enerji Sistemleri İçin İdeal Olma	Bileşenlerin Düşük Verimleri			
YES'lerden Güvenli Enerji Eldesi				
Düşük ve Tahmin Edilebilir Bakım-Onarım Maliyetleri				
Kendi Kendine Yeterli Olan Enerji Arzı				

Bu ve benzeri çalışmalarla geliştirilecek hidrojen enerji sistemi için değerlendirmeler yapılmalı ve veriler, gereken altyapı ve deneyimin geliştirilmesi ve daha büyük hidrojen enerji sistemlerine geçiş için kullanılmalıdır. Burada kullanılan sistemin analizi, benzer iklim koşullarına sahip bölgeler için hidrojen enerji sistemi tasarımı açısından bir temel teşkil edebilir ve gerek özel gerekse devlet sektörleri açısından önem ifade edebilir. Sonuç olarak hidrojen enerjisi her ne kadar şu an yüksek maliyetler gerektiren bir enerji formu gibi gözüксе de diğer enerji formlarına göre sahip olduğu avantajları göz önüne alındığında üzerine yoğun çalışmalar yapılarak en kısa zamanda özellikle doğa ve canlılar düşünülerek tüm uygulama alanlarında ekonomik şartlarda kullanıma geçilmesi gereken enerjidir.

Gerektiğinde hidrojen ekonomisine geçiş alt yapısı hazır durumdaki ülkeler yani enerji kaynağı ne olursa olsun dağıtımını elektrik ve gaz şebekeleriyle yapanlar için çok daha kolay olacaktır. ABD, Kanada, Japonya ve Batı Avrupa Ülkelerinin çoğu bu aşamaya varmış bulunmaktadır.

Gelecekte Avrupa Birliği enerji kullanım sistemine uyum sağlamak açısından da hidrojenle ilgili teknolojiler Türkiye için kritik önem taşımaktadır. Türkiye'nin bu konuda geri kalmaması, hidrojenden güvenli bir enerji taşıyıcı ve yakıt olarak gereğince yararlanabilmesi için:

- Ulusal Hidrojen Araştırma Enstitüsü'nün vakit kaybetmeden kurulması ve faaliyete geçmesi, (bu konuda oluşturulmuş olan UNIDO ICHET işbirliği potansiyelinin gerçekleştirilebilmesi için Türkiye'den beklenen yatırım payı kamu ve özel sektör kuruluşlarının ortak mali katkılarıyla sağlanabilir. Enstitü'nün hidrojenle ilgili konularda araştırma-geliştirme (Ar-Ge), danışmanlık, mevzuat ve teknoloji aktarımı, eğitim vb. gibi faaliyetlerde bulunması beklenebilir.
- Çevreyle ilgili uluslar arası protokollere dahil olunması, hidrojenle ilgili ulusal politika ve sivil inisiyatifler oluşturulması,
- Mevcut elektrik ve gaz şebekelerinin geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması,

- Bugün için prosesinde kullandığı enerjinin önümüzdeki dönemlerde hidrojen olabileceği düşüncesiyle teknoloji seçiminin buna uyumlu olarak belirlenebilmesi,
- Ulaşımında hidrojenin yakıt olarak kullanımı için alt yapı hazırlanması (pilot projeler, demo taşıtları, dolun istasyonları gibi),
- Hidrojen uyumlu malzeme bileşen ve teknoloji geliştirilmesi ve teknoloji transferi için mevzuat değişikliği ve teşviklerin getirilmesi,
- Hidrojenle ilgili çok hassas güvenlik sistemlerinin geliştirilmesi,
- Hidrojenle ilgili araştırma-geliştirme (Ar-Ge) ve bunların sonuçlarının ticarileşmesi aşamasındaki giderlerin minimize edilebilmesi için gerekli ve yeterli teşviklerin uygulamaya geçirilmesi,
- Hidrojenin üretimi, depolanması, iletimi ve kullanımı ile ilgili güvenlik mevzuatı ve standartlarının, ayrıca hukuki mevzuatın uluslar arası eşdeğerleriyle uyumlu biçimde oluşturularak yürürlüğe konması,
- Hidrojenle ilgili tüm süreç, ekipman ve tesisat için test ve belgelendirme standartlarının uluslar arası eşdeğerleriyle uyumlu olarak geliştirilmesi ve uygulanması,
- Hidrojenle uyumlu malzemelerin ve bunların amaca uygunluğunun tespiti için inceleme (tahribatsız muayene gibi) yöntemlerin uluslar arası standartlara uygun olarak geliştirilmesi ve uygulamaya konulması,
- Hidrojen konusunda çalışmak ve hidrojenle ilgili kazalara müdahale etmek üzere personel yetiştirilmesi,
- Hidrojenle ilgili temel konuların okullardaki ders müfredatına eklenmesi,
- Halkın medya aracılığıyla hidrojen konusunda bilgilendirilmesi ve bilinçlendirilmesi,
- Dünya'nın en büyük bor rezervine sahip ülkemizde bor-hidrojen eksenli enerji stratejilerinin geliştirilip uygulamaya sokulması,
- Gelişmiş ülkeler ile birlikte aynı anda emisyon standartlarına uyabilmemiz için gerekli şartlardan biri olan düşük sülfürlü yakıt üretimi için gerekli çalışmalara başlanması,

- Üniversite-Sanayi işbirliğinin somut olarak gerçekleştirildiği “Teknoloji Geliştirme Bölgelerinde” bu konuda çalışmalara başlanması,
- Son olarak maliyeti ne olursa olsun yerel uygulamalara geçilmeli, her üniversitede bir uygulama laboratuvarı kurulmalı ve tüm standartlarla ilgili kuruluşlar, mühendislik odaları, üniversiteler bir araya gelerek uygulamaya geçilmesi için gerekli ulusal kod ve standartları oluşturmalı ve resmi kuruluşlara gerekli danışmanlık hizmetinde bulunulması.

gibi bazı öneriler sunulabilir.

Ekonomik analizi yapılan sistemde yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının artırılması hem sürdürülebilir kalkınma ilkeleri ile uyumlu hem de çevresel riskler açısından önemlidir. Dolayısıyla Enerji arzının sağlanmasında konvansiyonel kaynaklar yanında yeni ve yenilenebilir kaynakların değerlendirilmesine ve yakıt çeşitliliğinin sağlanmasına önem verilmelidir. Uygulanan politikalar doğrultusunda yürütülen yenilenebilir enerji sistemlerine dayalı yatırımlar başarıyla devam etmelidir. Bunun için;

- Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi hükümetlerin yaygın olarak kullanımını teşvik ettiği teknolojiler arasında yer almalıdır. Türkiye’de gelecek yıllarda kullanılacak enerji teknolojileri değerlendirilirken çevresel kısıtlar ve aday teknolojilerin neden oldukları toplumsal maliyetler de değerlendirme kapsamına alınmalıdır.
- Doğal çevre ve insanlara hiçbir olumsuz etkisi bulunmayan yenilenebilir enerji kaynaklarının daha çok kullanımı özendirilmelidir. Türkiye’nin tüm yüzeyi incelenerek rüzgar türbini ve güneş paneli çiftlikleri kurulabilecek alanlar tespit edilmeli ve seçilecek bölgelere rüzgar ve güneş çiftlik alanları kurmak üzere kamu girişimiyle hareketler başlatılmalıdır.
- Çevreyi kirleten, ürettiği birim ve enerji başına yüksek enerji tüketen teknolojilerin olumsuzluklarını ortadan kaldırmaya aday olan yenilenebilir enerji kaynaklarının ülkemizde kullanılmasına yönelik araştırma ve geliştirme çalışmaları Türkiye Teknoloji Geliştirme Vakfı, TÜBİTAK ve Devlet Planlama Teşkilatı araştırma fonlarınca desteklenmelidir.

- Kuruluşlar ve çevreci kişiler enerjisinin doğal çevrede enerji üretimi konusunda yardımcı olabileceği konusunda bilgilendirilmelidir.
- Türkiye’de rüzgar/güneş gücü tesisi için uzun vadeli hedefler konulmalıdır.
- Enerji sektörüne ilişkin kararlar alınırken fosil ve nükleer güç santrallerinin neden olduğu toplumsal maliyetler ekonomik fizibilite çalışmalarında hesaba katılmalıdır.

Önerilen çalışmalar ister istemez yeni iş sahaları ve mesleklerin gelişmesine yol açarak ekonomiye de canlılık kazandıracak, katma değeri yüksek ürünlerin üretimini sağlayacaktır.

Bu çalışmalar için gerekli finansmanın bir kısmının somut proje teklifleri verilerek Avrupa Birliği Fonlarından veya diğer uluslar arası fonlardan sağlanması ve projelerin bilimsel araştırma merkez ve enstitüler, üniversiteler ve sanayi işbirliği ile gerçekleştirilmesi mümkün gözükmektedir.

Ayrıca bu çalışma sonunda, enerji verimliliği, güç kaynağı olarak sistemin esnekliği gibi konular ve hidrojen enerjisi uygulamalarıyla ilgili aşılması gereken temel engeller konusunda bazı fikirler elde edilmiştir.

Uygun sistem seçimi, optimum işletme, ve planlama bu hibrit sistemlerinin geçerliliğini daha da artıracaktır. Özellikle de termal enerji arzlarında (burada şebeke) gelecekteki muhtemel maliyet artışlarıyla yenilenebilir enerji sistemlerinin uygulanabilirlik sınırları daha da genişleyecektir.

8. KAYNAKLAR

- [1] **Painuly, J. P.**, 2001: Barriers to Renewable Energy Penetration; a framework for analysis. *Renewable Energy*. Vol. **24**, issue.1, pp. 73-89.
- [2] **Url-1** <<https://analysis.nrel.gov/homer/includes/downloads/HOMERPublications.pdf>>(HOMER Publications, NREL [National Renewable Energy Laboratory]), alındığı tarih 01.12.2009.
- [3] **Turkay, B., Telli, A. Y.**, 2009. Economic optimization of stand alone and grid connected hybrid energy systems, *ELECO 2009 6th International Conference on Electrical and Electronics Engineering*, Bursa, Turkey, November 5-8.
- [4] **Turkay, B., Telli, A. Y.**, 2009. Hibrit sistemlerle enerji üretiminin ekonomik Aanalizi, *RUGES 2009 İkinci Rüzgar Enerjisi Sempozyumu*, Samsun, Türkiye, Haziran 4-5.
- [5] **Turkay, B., Telli, A. Y.**, 2009. Şebeke bağlantılı ve bağımsız güç sistemlerinin ekonomik analizi, *VII.TMMOB Enerji Sempozyumu*, Ankara, Türkiye, Aralık 17-19.
- [6] **Lilienthal, P.**, 2004. The HOMER micropower optimization model, *DOE Solar Energy Technologies Program Review Meeting*, Denver, Colorado, USA, October 25-28.
- [7] **Elhadidy, M. A., Shaahid, S.M.**, 2000: Parametric study of hybrid (wind+solardiesel) power generating systems. *Renewable Energy*. Vol. **21**, no. 2, pp. 129-139.
- [8] **Shaahid, S. M., Elhadidy, M. A.**, 2007: Technical and economic assessment of grid independent hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for commercial loads in desert environments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. **11**, no. 8, pp. 1794-1810.
- [9] **Url-2** <www.deltur.cec.eu.int/abenerji.rtf>, alındığı tarih 27.04.2007.
- [10] **Url-3** <<http://www.enerji.gov.tr/>>, alındığı tarih 20.12.2009.
- [11] **Koutroulis, E., Kolokotsa, D., Potirakis, A., Kalaitzakis, K.**, 2006: Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms. *Solar Energy*. Vol. **80**, no.9, pp.1072-1088.
- [12] **Bernal-Agustin, J. L., Dufo-Lo´pez, R., Rivas-Ascaso, D. M.**, 2006: Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions. *Renewable Energy*. Vol. **31**, no. 14, pp. 2227-2244.
- [13] **Agbossou K., Chahine, R., Hamelin, J., Laurencelle, F., Anouar, A., St-Arnaud J. M., Bose, T. K.**, 2001: Renewable energy systems based on hydrogen for remote applications. *Journal of Power Sources*. Vol. **96**, no. 1, pp. 168-172.

- [14] **Kélouwani, S., Agbossou, K., Chahine, R.**, 2005: Model for energy conversion in renewable energy system with hydrogen storage. *Journal of Power Sources*. Vol **140**, no. 2, pp. 392-399.
- [15] **Santarelli, M., Cali, M., Macagno, S.**, 2004: Design and analysis of stand-alone hydrogen energy systems with different renewable sources. *International Journal of Hydrogen Energy*. Vol. **29**, no. 15, pp. 1571-1586.
- [16] **Khan, M. J., Iqbal, M. T.**, 2005: Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland. *Renewable Energy*. Vol. **30**, no. 6, pp.835-854.
- [17] **Ntziachristos, L., Kouridis, C., Samaras, Z., Pattas, K.**, 2005: A wind-power fuel-cell hybrid system study on the noninterconnected Aegean islands grid. *Renewable Energy*. Vol. **30**, no. 10, pp. 1471–1487.
- [18] **Barsoum, N. N., Vacent, P.**, 2007. Balancing cost, operation and performance in integrated hydrogen hybrid energy system, IEEE, *Proceedings of the first Asia Int.Conf on Modelling and Simulation (AMS'07)*, Phuket, Thailand, March 27-30.
- [19] **Alphen, K., Sark, W. G. J. H., Hekkert, M. P.**, 2007: Renewable Energy Technologies in Maldives-determining the potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. **11**, no. 8, pp. 1650-1674.
- [20] **Leva, S., Zaninelli, D.**, 2009: Hybrid renewable energy-fuel cell system: Design and performance evaluation. *Electric Power System Research*. Vol. **79**, no. 2, pp. 316-324.
- [21] **Dinçer, İ., Yilanci, A., Ozturk, H. K.**, 2009: A review on solar-hydrogen/fuel cell hybrid energy systems for stationary applications, *Progress in Energy and Combustion Science*. Vol. **35**, no. 3, pp. 231-244.
- [22] **Dalton, G. J., Lockington, D. A., Baldock, T. E.**, 2008: Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel. *Renewable Energy*, Vol. **33**, no. 7, pp. 1475-1490.
- [23] **Beccali, M., Brunone, S., Cellura, M., Franzitta, V.**, 2008: Energy, economic and environmental analysis on RET-hydrogen systems in residential buildings. *Renewable Energy*. Vol. **33**, no. 3, pp. 366-382.
- [24] **Url-4** <http://www.hydro.com/en/our_business/oil_energy/newenergy/hydrogen/winds_change.html>, alındığı tarih 25.04.2007.
- [25] **Url-5** <www.wind-hydrogen.com/project_Kilbirnie.html>, alındığı tarih 27.04.2007.
- [26] **Url-6** <http://www.pure.shetland.co.uk/html/pure_project.html>, alındığı tarih 27.04.2007.
- [27] **Url-7** <<http://www.chewonkih2.org/index.htm>>, alındığı tarih 07.05.2007.
- [28] **Url-8** <http://www.solartoday.org/2004/may_june04/h2_get_there.htm>, alındığı tarih 07.05.2007.
- [29] **Url-9** <http://www.ife.no/web007-09/departments/energysystems/sections/forny-en/view?set_language=en.>, alındığı tarih 07.05.2007.

- [30] **Url-10** <<http://www.yesilekonomi.com/>>, alındığı tarih 20.12.2009.
- [31] **Vanhanen J. P.**, 1995: Operating experience on a self sufficient solar-H₂-fuel cell system, *Proceedings of the 2nd Nordic Symposium on Hydrogen and Fuel cells for Energy Storage*, Helsinki, Finland.
- [32] **Voss, K., Goetzberger, A., Bopp G, Ha"berle, A., Heinzl, A., Lehmborg, H.**, 1996: The Self-Sufficient solar house in Freiburg, results of 3 years operation. *Solar Energy*. Vol. **58**, no. 1-3, pp.17–23.
- [33] **Schucan, T.**, 2000. SAPHYS: Stand-alone small size photovoltaic hydrogen energy system. *IEA Report, H2/T11/FR1*, Switzerland.
- [34] **Schucan T.**,2000. INTA: Solar hydrogen facility. *IEA Report, H2/T11/FR1*, Spain.
- [35] **Miland H.**, 2004. PV/hydrogen stand-alone power system, *PhD Thesis*, IFE, NTNU, Norway.
- [36] **Agbossou, K., Chahine, R., Hamelin, J., Laurencelle, F., Anouar, A., St-Arnaud J. M., Bose, T. K.**, 2001: Renewable energy systems based on hydrogen for remote applications. *Journal of Power Sources*. Vol. **96**, no. 1, pp. 168-172.
- [37] **Bose, T. K., Agbossou, K., Kolhe, M., Hamelin, J.**, 2003. Stand-alone renewable energy system based on hydrogen production. *IEA Report*.
- [38] **Menzl, F.**,2003. Windmill-electrolyser system for hydrogen production at Stralsund. *IEA Report, DE-18435*, Stralsund, Germany.
- [39] **Gammon, R. J. L., Infield D. G., Thomson, M., Roy. A.**, 2003: Demonstration of hydrogen energy storage with renewable energy sources in a stand-alone system (Presentation), *8th Grove Fuel Cell Symposium*, London, UK, September 24-26.
- [40] **Url-11** <http://www.hydro.com/en/our_business/oil_energy/new_energy/hydrogen/winds_change.html>, alındığı tarih 01.05.2007.
- [41] **Bozkurt, S.**, 2005: Hidrojen Teknolojileri ve Uygulamaları Araştırması, *T.C. Sanayi ve Ticaret Bakanlığı, Sanayi Araştırma ve Geliştirme Genel Müdürlüğü Yayınları*, Ankara.
- [42] **Veziroğlu, T.**, 2006. Kişisel görüşme
- [43] **Url-12** <www.unido-ichet.org>, alındığı tarih 29.05.2007.
- [44] **Url-13** <www.eie.gov.tr>, alındığı tarih 23.11.2009.
- [45] **Url-14** <<http://gunesenerjisi.uzerine.com/index.jsp?objid=702>>, alındığı tarih 23.11.2009.
- [46] **Özcan, H.**, 2008. Bir hibrid enerji sisteminin modellenmesi ve analizi, *Yükek Lisans Tezi*, İ.T.Ü, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [47] **Url-15** <www.epia.org> EPIA (Avrupa PV Endüstrisi Birliği), alındığı tarih 15.12.2009.
- [48] **Zoulias E. I., Glockner, R., Lymberopoulos, N., Tsoutsos, T., Vosseler, I., Gavalda, O., Mydske, H. J., Taylor P.**, 2006: Integration of hydrogen energy technologies in stand-alone power systems analysis

of the current potential for applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. **10**, no. 5, pp. 432–462.

- [49] **Zoulias, E. I., Lymberopoulos, N.**, 2007: Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems. *Renew Energy*. Vol. **32**, no. 4 pp. 680-696.
- [50] **Valente, L. C. G., Almeida, S. C. A. D.**, 1997: Economic Analysis of a Diesel/Photovoltaic Hybrid system for decentralized power generation in Northern Brazil. *Energy*. Vol. **23**, no.4, pp. 317-323.
- [51] **Shaahid, S. M., Elhadidy, M. A.**, 2006: Economic analysis of hybrid photovoltaic– diesel– battery power systems for residential loads in hot regions—a step to clean future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. **12**, no. 2 , pp. 488-503.
- [52] **Hansen, U.**, 1998: Technological options for power generation. *Energy*. Vol. **19**, no. 2, pp. 63-88.
- [53] **Lilienthal, P., Givler, T.**, 2006. PVP4.9001: Using HOMER software, NREL’s micropower optimization model, to explore the role of gen-sets in small solar power systems-case study: Sri Lanka, *NREL Technical Report, NREL/TP-710-36774*, U.S. Department of Energy, Colorado.
- [54] **Paire, D., Lagorse, J., Miraoui, A.**, 2009: Sizing stand -alone street lighting system powered by a hybrid system using fuel cell, PV and battery. *Renewable Energy*. Vol. **34**, no. 3, pp. 683-691.
- [55] **Url-16** <<http://www.alternaturk.org>>, alındığı tarih 15.12.2009.
- [56] **Rehman, S., El-Amin. I. M., Ahmad, F., Shaahid, S. M., AlShehri, A. M., Bakkashwain, J. M., Shash, A.**, 2007: Feasibility study of hybrid retrofits to an isolated off-grid diesel power plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. **11**, no. 4, pp. 635-653.
- [57] **Garde, R., Aguado, M., Ayerbe, E., Azcarate, C., Blanco, R., Mallor, F., Rivas, D. M.**, 2009: Economical assessment of a wind–hydrogen energy system using WindHyGen software. *International Journal of Hydrogen Energy*. Vol. **34**, no.7, pp 2845-2854.
- [58] **Url-17** <<http://www.fuhrlaender.de/>>, alındığı tarih 03.04.2009.
- [59] **McGowan, J. G., Elkinton, M. R., Manwell, J. F.**, 2009: Wind Power Systems for zero net energy housing in the United States. *Renewable Energy*. Vol. **34**, no. 5, pp.1270-1278.
- [60] **Görgün, H.**, 2006: Dynamic modelling of a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer. *International Journal of Hydrogen Energy*. Vol.**31**, no. 1, pp. 29-38.
- [61] **Grigoriev, S. A., Porembsky, V. I., Fateev, V. N.**, 2006: Pure hydrogen production by PEM electrolysis for hydrogen energy. *International Journal of Hydrogen Energy*. Vol. **31**, no. 2, pp. 171-175.
- [62] **McHugh, K.**, 2005. MPR: Hydrogen production methods, *MPR Associates Technical Report, MPR-WP-0001*, Alexandria, Virginia.

- [63] **Baykara, S Z.**, 2002. Sudan hidrojen üretimi ve enerji sektöründe hidrojen, *I. Ulusal Hidrojen Konferansı*, Ankara, Türkiye, 16 Temmuz.
- [64] **Levene, J. I., Kropski, B., Sverdrup, G.**, 2006. Wind energy production of hydrogen and electricity-opportunities for renewable hydrogen NREL/CP-560-38210, *POWER-GEN Renewable Energy and Fuels Technical Conference*, Las Vegas, Nevada, April 10-12.
- [65] **Şenol, R., Üçgül, İ., Acar, M.**, 2006: Yakıt pili teknolojisindeki gelişmeler ve taşıtlara uygulanabilirliğinin incelenmesi. *Mühendis ve Makine*. Vol. **47**, no. 563.
- [66] **Hayashi, A., Kosugi, T., Yoshida, H.**, 2005: Evaluation of Polymer Electrolyte Fuel Cell Application Technology R&Ds by GERT Analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*. Vol. **30**, no. 9 , pp. 931-941.
- [67] **Kulaksız, A. A., Akaya, R.**, 2004. Yakıt Pili Sistemlerinde Güç Elektroniği Uygulamaları, *II.Ulusal Ege Enerji Sempozyumu ve Sergisi*, Dumlupınar Üniversitesi, Kütahya, Türkiye, 26-28 Mayıs.
- [68] **Thomas, S., Zalowitz, M.**, 1999: Fuel Cells-Green Power, Los Alamos National Laboratory, Los Alamos, New Mexico
- [69] **Garman, D. K.**, 2003. Fuel cell report to congress, *US DoE Report*, US Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy, **ESECS EE-1973**, Washington, DC.
- [70] **Midilli, A., Dincer, İ.**, 2009: Development Of Some Exergetic Parameters For PEM Fuel Cells For Measuring Environmental Impact and Sustainability. *International Journal of Hydrogen Energy*. Vol. **34**, no. 9, pp. 3858-3872.
- [71] **Boyacı, F. G., Özdemir, S. S., Örs, N., Kalafatoğlu, İ. E., Bahar, T.**, 2001: Hidrojen yakıt pilleri: otomotiv endüstrisindeki uygulamalar ve geleceği, *Türkiye Bilimsel ve Teknik Araştırma Kurumu Malzeme ve Kimya Teknolojileri Araştırma Enstitüsü Teknik Raporu, KM367*, Marmara Araştırma Merkezi, Gebze.
- [72] **Manno, M., Guizzi, G.L., Falco, M. D.**, 2009: Hybrid Fuel Cell-Based Energy System with Metal Hydride Hydrogen Storage for Small Mobile Applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. **34**, no. 7, pp. 3112-3124.
- [73] **Wen, C., Lin, Y., Lu, C.**, 2009: Performance of a Proton Exchange Membrane Fuel Cell Stack with Thermally Conductive Pyrolytic Graphite Sheets for Thermal Management. *Journal of Power Sources*. Vol. **189**, no. 2, pp. 1100-1105.
- [74] **Barbir, F.**, 2005: PEM Fuel Cells: Theory and Practice (Sustainable World Series), Elsevier Academic Press, Burlington, MA 01803, USA.
- [75] **Url-18** <<http://www.unizar.es/rdufo/hoga-eng.htm>>, alındığı tarih 15.11.2009.
- [76] **Url-19** <<http://gesk.yildiz.edu.tr>>, alındığı tarih 30.04.2008.
- [77] **Lipman, T. E., Ramos, R., Kammen, D.M.**, 2005. PIER: An assessment of battery and hydrogen storage systems integrated with wind energy

resources in California, California Energy Commission Project Report, **CEC-500-2005-136**, University of California, Berkley

- [78] **Larminie, J., Dicks, A.**, 2003: Fuel Cell Systems Explained, John Wiley and Sons, New York.
- [79] **Amos, W.**, 1998: Costs of Storing and Transporting Hydrogen, *NREL Project Report*, **NREL/TP-570-25106**, U.S. Department of Energy Efficiency & Renewable Energy.
- [80] **Url-20** <<http://www.tcmb.gov.tr/>>, alındığı tarih 23.03.2007.
- [81] **Lambert, T., Gilman, P., Lilienthal, P.**, Micropower system Modelling with HOMER.. Retrieved November 13, 2009, from <http://www.pspb.org/e21/media/HOMERModelingInformation.pdf>
- [82] **Url-21** <<http://www.nrel.gov/homer>> HOMER version 2.19, National Renewable Energy Laboratory (NREL) alındığı tarih 15.12.2009.
- [83] **Graham, V. A., Hollands, K. G. T.**, 1990: A Method to Generate Synthetic Hourly Solar Radiation Globally. *Solar Energy*. Vol. **44**, no. 6, pp. 333-341.
- [84] **Sirdas, S.**, 2005: Daily Wind Speed Harmonic Analysis for Marmara Region in Turkey. *Energy Conversion and Management*. Vol. **46**, no. 7-8, pp. 1267-1277.
- [85] **Manwell J. F., McGowan J. G., Rogers A. L.**, 2002: Wind Energy Explained, John Wiley and Sons, New York, NY.
- [86] **Brett A. C., Tuller S. E.**, 1991: The Autocorrelation of Hourly Wind Speed Observations. *Journal of Applied Meteorology*. Vol. **30**, no. 6, pp. 823-833
- [87] **Dalton, G. J., Lockington, D. A., Baldock, T. E.**, 2009: Case Study Feasibility Analysis of Renewable Energy Supply Options for Small to Medium-Sized Tourist Accommodations. *Renewable Energy*. Vol. **34**, no. 4, pp. 1134-1144.
- [88] **Gökçınar, R. E., Uyumaz, A.**, 2008: Rüzgar enerjisi maliyetleri ve teşvikleri, *VII. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, UTES'08*, İstanbul, Türkiye, 17-19 Aralık.

ÖZGEÇMİŞ



Ad Soyad: Ali Yasin Telli

Doğum Yeri ve Tarihi: Adana 14.07.1981

Adres: Ceyhun Atıf Kansu cad. 150/14 Balgat/Ankara

Lisans Üniversitesi: İstanbul Teknik Üniversitesi Elektrik Mühendisliği Bölümü

Yayın Listesi:

- Turkey, B., **Telli, A.Y.**, 2009: Economic Optimization of Stand Alone and Grid Connected Hybrid Energy Systems. *ELECO International Conference*, Nov, 2009, Bursa Türkiye.
- Turkey, B., **Telli, A.Y.**, 2009: Hibrit Sistemlerle Enerji Üretiminin Ekonomik Analizi. *Wind Energy Symposium, RUGES*, Haziran, 2009, Samsun Türkiye.
- Turkey, B., **Telli, A.Y.**, 2009: Şebeke Bağlantılı ve Bağımsız Güç Sistemlerinin Ekonomik Analizi. *VII.TMMOB Enerji Sempozyumu*, Aralık, 2009, Ankara Türkiye.
- Turkey, B., **Telli, A.Y.**, 2010: Economic Analysis of Grid Connected Hybrid Energy Systems. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy (Accepted not published)