

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**FOTOVOLTAİK SİSTEMLERİN BİNALARDA
KULLANIMI**

Makina Müh. Eser KORYÜREK

**FBE Makine Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Programında
Hazırlanan**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı : Yrd. Doç. Dr. Süleyman Hakan Sevilgen

İSTANBUL, 2008

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ	5
KISALTMA LİSTESİ	6
ŞEKİL LİSTESİ	Hata! Yer işareti tanımlanmamış.
ÇİZELGE LİSTESİ	x
ÖNSÖZ	xi
ÖZET	xii
ABSTRACT	xiii
1 GİRİŞ	Hata! Yer işareti tanımlanmamış.
1.1 Yenilenebilir Enerji ve Dünya	Hata! Yer işareti tanımlanmamış.
1.2 Elektrik Üretiminde Güneş Enerjisi	Hata! Yer işareti tanımlanmamış.
2 GÜNEŞ ENERJİSİ	2
2.1 Güneş Enerjisi ve Teknolojileri	2
2.1.1 Güneş Enerjisinin Isı Enerjisine Dönüşümü	3
2.1.2 Güneş Enerjisinin Elektrik Enerjisine Dönüşümü	3
2.2 Dünyada Güneş Enerjisi	4
2.3 Türkiye’de Güneş Enerjisi Potansiyeli	5
2.1 Güneş Enerjisi ve Teknolojileri	2
2.1.1 Güneş Enerjisinin Isı Enerjisine Dönüşümü	3
2.1.2 Güneş Enerjisinin Elektrik Enerjisine Dönüşümü	3
2.2 Dünyada Güneş Enerjisi Potansiyeli	4
2.2.1 Güneş Enerjisinin Kullanımının Ülkelere Göre Dağılımı	5
2.2.2 Dünyada Güneş Pili Üretimi	7
2.3 Türkiye’de Güneş Enerjisi Potansiyeli	7
2.4 Güneş Radyasyonu	10
2.5 Güneş Geometrisi	12
2.6 Güneşin Pozisyonuna Göre Güneş Radyasyonu	14
2.7 Güneş Radyasyonunun Ölçülmesi	16
2.8 Güneşi Takip Eden Sistemler	18
3 FOTOVOLTAİK SİSTEMLER	20
3.1 Fotovoltaik Hücrelerin Yapısı ve Çalışma Prensibi	20
3.2 Fotovoltaik Sistemlerin Avantajları	23
3.3 Güneş Pillerinde Kullanılan Malzemeler	24
3.3.1 Kristal Silisyum Güneş Pilleri	24
3.3.1.1 Tek Kristalli Silisyum	25
3.3.1.2 Çok Kristalli Silisyum	27
3.3.2 İnce Film Güneş Pilleri	28

3.3.2.1	Amorf Silisyum Güneş Pilleri.....	31
3.3.2.2	Kadmiyum Tellür Güneş Pilleri.....	32
3.3.2.3	Bakır İndiyum Diselenür Güneş Pilleri.....	34
3.3.3	Dalga Boyu Hassasiyeti ve Çok Katmanlı Güneş Pilleri	35
3.4	Güneş Pillerinin Karakteristiği ve Maksimum Güç Noktası (MPP).....	37
3.5	Güneş Pillerinde Standardizasyon.....	41
3.6	Güneş Pillerinin Verimliliği	45
4	FOTOVOLTAİK SİSTEM ÇEŞİTLERİ.....	48
4.1	Şebekeden Bağımsız Sistemler	48
4.2	Şebekeye Bağlı Sistemler	50
4.3	Hibrid Sistemler	52
4.4	Güneş Evi Sistemleri	54
4.5	Fotovoltaik Sistemin Ana Elemanları	55
4.5.1	Fotovoltaik Üreteç.....	55
4.5.2	Şarj Regülatörü	55
4.5.3	İnvertör	56
4.5.3.1	Şebekeye Bağlı Olmayan İnvertörler	57
4.5.3.1.1	Sinüsoidal Dalga İnvertörleri (Sine-wave invertors)	58
4.5.3.1.2	Trapezoidal İnvertörler	58
4.5.3.2	Şebekeye Bağlı İnvertörler	59
4.5.3.2.1	İnvertör Kullanımı.....	59
4.5.3.2.2	Merkezi İnvertör.....	59
4.5.3.2.2.1	Düşük Voltajlı Merkezi İnvertör	59
4.5.3.2.2.2	Yüksek Voltajlı Merkezi İnvertör	61
4.5.3.2.2.3	Esas – Yardımcı Merkezi İnvertör Tasarımı (Master – Slave).....	61
4.5.3.2.3	Sıra(Dizi) ve Grup İnvertör	64
4.5.3.2.4	Modül İnvertör	65
4.5.4	Batarya Sistemi	67
4.5.5	Kablolar	69
4.5.5.1	Modül Kablolar	69
4.5.5.2	DC Ana Kablosu	70
4.5.5.3	AC Bağlantı Kablosu.....	71
4.5.5.4	Kabloların Boyutlandırılması	71
4.5.5.4.1	Modül Kablolarının Boyutlandırılması	71
4.5.5.4.2	DC Ana Kablosunun Boyutlandırılması.....	73
4.5.5.4.3	AC Bağlantı Kablosunun Boyutlandırılması	74
5	BİNALARA ENTEGRE FOTOVOLTAİK SİSTEMLER	75
5.1	Binalarda Fotovoltaik Sistemlerin Kullanılması.....	75
5.2	Binalara Entegre PV Sistemlerin Avantajları	75
5.3	PV Sistemle Üretilcek Gücü Belirleyen Kriterler	77
5.4	PV Sistemlerin Bina Üzerine Yerleştirilme Şekilleri.....	78
5.4.1	PV Sistemlerin Eğimli Çatıya Uygulanması	79
5.4.1.1	Eğimli Çatıda Var Olan Çatı Malzemesi Üzerine Uygulama.....	80
5.4.1.2	Eğimli Çatıda Çatıyla Bütünleşik Uygulama.....	83
5.4.2	PV Sistemlerin Düz Çatıya Uygulanması	85
5.4.2.1	Düz Çatıda Var Olan Çatı Malzemesi Üzerine Uygulama.....	85
5.4.2.2	Düz Çatıda Çatıyla Bütünleşik Uygulama.....	88
5.4.3	PV Sistemlerin Düşey Bina Yüzeyine Uygulanması	90

5.4.3.1	Bina Cephesinde Var Olan Yüzey Malzemesi Üzerine Uygulama	90
5.4.3.2	Bina Cephesinde Yüzeyle Bütünleşik Uygulama	92
5.4.4	Gölgeleme Yapan Güneş Panelleri	94
6	DÜNYADAN VE TÜRKİYE'DEN PV UYGULAMA ÖRNEKLERİ	95
6.1	Amersfoort'ta PV Güneş Köyü.....	95
6.2	4 Times Square İş Merkezi	97
6.3	Didim ve Ankara'daki Şebekeye Bağlı PV Sistemleri.....	99
6.4	Pamukkale Üniversitesi Temiz Enerji Evi.....	101
6.5	Muğla Üniversitesi'ndeki Fotovoltaik Sistem	103
6.6	Aydınlatma ve İkaz Amaçlı Uygulama Örnekleri	106
7	PV*SOL TASARIM PROGRAMI VE ÖRNEK TASARIM	108
7.1	Örnek Fotovoltaik Sistem Tasarımı	109
7.1.1	Nida Kule İçin PV*SOL Tasarımı	112
7.1.2	PV*SOL Tasarımıyla Elde Edilen Değerlerin Formüsel Olarak Hesaplanması	116
7.1.2.1	Tasarımla İlgili Hesaplamalar	118
7.1.2.2	Sistem Kontrolüyle İlgili Hesaplamalar	123
7.1.2.3	Proje Raporuyla İlgili Hesaplamalar	125
7.1.3	Nida Kule Tasarımının Maliyet Analizi	127
7.2	Fotovoltaik Sistemlerin Geleceği ve Maliyet Yönünden Diğer Sistemlerle Karşılaştırılması	134
7.2.1	Kurulum Maliyeti Yönünden Karşılaştırılması	134
7.2.2	Birim Enerji Maliyeti Yönünden Karşılaştırılması	138
7.3	Günümüzde ve Gelecekte Güneş Enerjisi	140
8	FOTOVOLTAİK UYGULAMALARDA DEVLET DESTEĞİ	146
8.1	Amerika'da Devlet Desteği	146
8.2	İngiltere'de Devlet Desteği	147
8.3	Avustralya'da Devlet Desteği	148
8.4	Japonya'da Devlet Desteği	149
8.5	Devlet desteklerinin Çeşitleri.....	149
SONUÇ		151
KAYNAKLAR		153
EKLER		156
Ek 1 Nida Kule Normal Kat Planı.....		157
Ek 2 Nida Kule Vaziyet Planı		158
ÖZGEÇMİŞ		159

SİMGE LİSTESİ

α	PV üretcin azimuth açısı
α_s	Güneşin azimuth açısı
β	PV üretcin tilt açısı
γ_s	Güneş yükseklik açısı
SiH_4	Silan gazı
B_2H_6	Diboran
PH_3	Fosfin
Ga	Galliyum
$CdTe$	Kadmiyum Tellür
CdS	Kadmiyum Sülfid
ITO	İndiyum tin oksit
ZnO	Çinko oksit
CIS	Bakır indiyum diselenür
η	Verim
η_n	Nominal verim
η_{STC}	Standart test koşulları verimi
G	Güneş radyasyonu
A	Modül yüzey alanı
S	Radyasyon faktörü
n_{max}	Bir dizideki maksimum modül sayısı
n_{min}	Bir dizideki minimum modül sayısı
$\eta_{Modül}$	Modül verimi
η_{Sistem}	Sistem verimi
A_o	Yatırım maliyeti
A_{op}	İşletme maliyeti
n	Sistem ömrü
E_a	Yıllık enerji üretimi
a	Yıl faktörü
p	Sermaye faizi
C_e	Birim enerji maliyeti
n	Sistem ömrü

KISALTMA LİSTESİ

DMİ	Devlet Meteoroloji İşleri
EİE	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
PV	Fotovoltaik
AM	Hava Kütlesi (Air Mass)
Ca-Si	Czochralski Silikon (Tek kristalli silisyum)
MC-Si	Multicristal Silicon (Çok kristalli silisyum)
AR	Anti Reflection (Yansıma önleyici)
MWp	Megavat Güç
kWp	Kilovat Güç
kWh	Kilovat Saat
CSS	Yakın Mesafeden Buharlaştırma (Close space sublimation)
MPP	Maksimum Güç Noktası (Maximum Power Point)
V _{OC}	Açık devre voltajı
I _{SC}	Kısa devre akımı
V _{MPP}	Maksimum güç noktası voltajı
I _{MPP}	Maksimum güç noktası akımı
P	Güç
AC	Alternatif Akım
DC	Doğru Akım
FF	Fill Factor (Yararlanma Faktörü)
STC	Standart Test Koşulları
MMO	Makine Mühendisleri Odası
P _{PV}	Modülün gücü
DPT	Devlet Planlama Teşkilatı
AU\$	Avustralya Doları
German SES	German Solar Energy Society

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1 Dünyada güneş ışınlamı yoğunluğu	4
Şekil 2.2 Güneş pili üretiminin ülkelere ve markalara göre dağılımı	7
Şekil 2.3 Türkiye'nin güneşlenme haritası	10
Şekil 2.4 Direk ve dağınık radyasyon.....	11
Şekil 2.5 Berlin'de direk ve dağınık radyasyonların yıl boyunca dağılımı	12
Şekil 2.6 Güneşin konumuna göre açılar	13
Şekil 2.7 Güneşin geometrisiyle ilgili tüm açılar.....	13
Şekil 2.8 Güneşin mevsimlere göre yerden yüksekliği	14
Şekil 2.9 Berlin için yıl içinde güneş yükseklik değerleri	15
Şekil 2.10 Berlin için azimuth ve eğim açlarına göre yıllık güneş radyasyonu değişimi	16
Şekil 2.11 Piranometre (Üretici firma: Kipp & Zonen Ltd.)	17
Şekil 2.12 PV sensörlü radyasyon ölçerler	17
Şekil 2.13 İki eksenli güneş takip sistemi.....	18
Şekil 2.14 Tek eksenli güneş takip sistemi	18
Şekil 2.15 Güneş takip sistemi ve sabit sistemin radyasyon değerleri	19
Şekil 3.1 Fotovoltaik hücrenin yapısı	20
Şekil 3.2 Fotovoltaik pilde elektrik alanı.....	21
Şekil 3.3 Yasak enerji bandı	23
Şekil 3.4 Czochralski prosesi	26
Şekil 3.5 Farklı geometrilere sahip tek kristalli silikon güneş pilleri.....	27
Şekil 3.6 Çok kristalli silikon bloklar ve kesilmiş çok kristalli silikon çubuklar	28
Şekil 3.7 Kaplamasız, kaplamalı, elektrik devresi döşenmiş çok kristalli silisyum pil.....	28
Şekil 3.8 İnce film güneş pilleri ile kristal silikon pillerin karşılaştırılması.....	30
Şekil 3.9 Rulo halinde ince film güneş pili.....	30
Şekil 3.10 Amorf silisyum güneş modülü, Solar Office Doxford International, İngiltere	32
Şekil 3.11 Kadmiyum Tellür güneş pilinin katmanları	33
Şekil 3.12 Kadmiyum Tellür güneş pili ve endüstriyel bir binada uygulandığı	33
Şekil 3.13 Bakır İndiyum Diselenür güneş pilinin katmanları	34
Şekil 3.14 Bakır İndiyum Diselenür güneş modülü ve örnek uygulamaları.....	35
Şekil 3.15 Farklı tipteki güneş pillerinin dalga boyu hassasiyetleri.....	36
Şekil 3.16 Üç katmanlı amorf silikon pilin farklı dalga boylarından yararlanması	36
Şekil 3.17 Üç katmanlı bir güneş pilinin tabaka yapısı	37
Şekil 3.18 Örnek bir güneş piline ait karakteristik değerler	38
Şekil 3.19 Farklı sıcaklıklar için güneş pilinin MPP aralığı	40
Şekil 3.20 Farklı radyasyon değerleri için güneş pilinin MPP aralığı.....	41
Şekil 3.21 Açık devre voltajı ve kısa devre akımının güneş radyasyonuna göre değişimi	42
Şekil 3.22 Güneş pillerinde yararlanma faktörü	43
Şekil 3.23 Radyasyon değerine göre amorf silisyum ve kristalli silisyum pillerin verimi.....	47
Şekil 4.1 Güneş pili düzeni	48
Şekil 4.2 Şebekeden bağımsız sistemin şeması	49
Şekil 4.3 Şebekeden bağımsız sistemlerin kullanım alanlarına göre dağılımı.....	49
Şekil 4.4 PV elektrik üretim santrali	51
Şekil 4.5 Şebekeye bağlı sistemin şematik görünümü	51
Şekil 4.6 Dünyada şebekeye bağlı ve şebekeden bağımsız sistemlerin yıllara göre oranı	52
Şekil 4.7 Hibrid sistemin şematik görünümü	53
Şekil 4.8 Rüzgar türbini ve PV modülün birlikte kullanıldığı bir hibrid sistem.....	53
Şekil 4.9 Güneş evi PV sisteminin basit şeması	54
Şekil 4.10 Şarj seviyesi göstergeli şarj regülatörü	56

Şekil 4.11 Sinüsoidal dalga invertörleri, ASP	58
Şekil 4.12 Düşük voltajlı merkezi invertör kullanan sistem.....	60
Şekil 4.13 Yüksek voltajlı merkezi invertör kullanan sistem	61
Şekil 4.14 Esas – yardımcı merkezi invertör kullanan sistem	62
Şekil 4.15 Esas-yardımcı merkezi invertör sistem örneği	63
Şekil 4.16 Sıra (dizi) ve grup invertör tasarımı.....	64
Şekil 4.17 Further Education Academy, Herne (Genel görünüm).....	65
Şekil 4.18 Further Education Academy, Herne	65
Şekil 4.19 Modül invertör ve sistemin şematik resmi	66
Şekil 4.20 Merkezi ve modül invertörler için verim eğrisi.....	67
Şekil 4.21 Batarya sisteminin çalışma aralıkları	68
Şekil 4.22 Çeşitli modül kabloları	69
Şekil 4.23 Tek çekirdekli (single-core) kablo	70
Şekil 4.24 Screen kablo	71
Şekil 4.25 Üç çekirdekli kablo ve beş çekirdekli kablo	71
Şekil 5.1 Fotovoltaik sistemlerin bina üzerine yerleştirilme şekilleri	79
Şekil 5.2 Bir binanın çeşitli yüzeyleri üzerine yerleştirilmiş fotovoltaik piller.....	79
Şekil 5.3 Eğimli çatı üzerine uygulama	80
Şekil 5.4 Eğimli çatı üzerine uygulamada kullanılan sabitleme kancaları	81
Şekil 5.5 Panellerin raylar üzerine tek tek monte edilmesi.....	81
Şekil 5.6 Panellerin raylar üzerine grup olarak monte edilmesi	82
Şekil 5.7 Tekli yerleştirme elemanı kullanımı	83
Şekil 5.8 Eğimli çatıda çatıyla bütünleşik uygulama	83
Şekil 5.9 Solrif sisteminde pillerinin çerçevesi, yerleştirilmesi ve sistemin kesiti.....	84
Şekil 5.10 Energiedach sisteminin ve parçalarının görünüşü	85
Şekil 5.11 Güneş panellerinin düz çatı üzerine yerleştirilme şekilleri	86
Şekil 5.12 Beton malzemeden imal edilmiş sabitleme elemanı.....	86
Şekil 5.13 Paslanmaz çelikten imal edilmiş bağlantı elemanları	87
Şekil 5.14 Metal plakadan imal edilmiş sabitleme elemanı.....	87
Şekil 5.15 Plastikten imal edilmiş bağlantı elemanı.....	88
Şekil 5.16 Düz çatı üzerine ince film güneş pili uygulaması.....	89
Şekil 5.17 Düz çatının bir kısmının güneş piliyle kaplanması.....	89
Şekil 5.18 Bina cepesinde var olan yüzey malzemesi üzerine yapılan uygulama	91
Şekil 5.19 Bina cephesine yapılan açılı bir uygulama.....	91
Şekil 5.20 Shell güneşpili fabrikası, St Gertrud Kilisesi Meyer & Meyer nakliye şirketi	92
Şekil 5.21 Yüzeyle bütünleşik cephe kaplama.....	93
Şekil 5.22 Yüzeyin kısmen güneş panelleriyle kaplanması.....	93
Şekil 5.23 Gölgeleme yapan güneş panelleri	94
Şekil 6.1 Amersfoort Güneş Köyü	96
Şekil 6.2 Amersfoort güneş köyündeki binalara ait fotoğraflar.....	96
Şekil 6.3 Times Square İş Merkezi	98
Şekil 6.4 Sistemin kurulumu esnasında 4 Times Square binasının görünümü	99
Şekil 6.5 Didim'deki fotovoltaik sistem.....	100
Şekil 6.6 Ankara'daki deneme amaçlı fotovoltaik sistem	100
Şekil 6.7 Temiz enerji evi ısıtma panelleri	101
Şekil 6.8 Temiz enerji evi genel görünümü	102
Şekil 6.9 Elektrik üretim sisteminin şematik görünümü	102
Şekil 6.10 Sistemdeki sabit ve hareketli güneş panellerin görünümü	103
Şekil 6.11 Muğla Üniversitesi merkez kütüphane çatısında kurulu PV sistem	104
Şekil 6.12 Muğla Üniversitesi kafeterya çatısında kurulu PV sistem	105

Şekil 6.13 Muğla Üniversitesi otopark alanı çatısında kurulu PV sistem	105
Şekil 6.14 Muğla Üniversitesi yerleşkesinde kurulu PV aydınlatma direkleri	106
Şekil 6.15 Güneş pili kullanan duba ve ikaz feneri	107
Şekil 6.16 Yaya geçidi levhası	107
Şekil 6.17 Küçük bir kulübeye ait PV sistemi	107
Şekil 7.1 Nida Kule'nin genel görünümü	109
Şekil 7.2 Nida Kule vaziyet planı	110
Şekil 7.3 Nida Kule kesit görünümü	110
Şekil 7.4 PV Array tasarım penceresi	113
Şekil 7.5 Sistem kontrol penceresi	115
Şekil 7.6 Tasarım sonucu programın verdiği proje raporu	116
Şekil 7.7 Güneş pili kaplanan alanın şematik görünümü	118
Şekil 7.8 Oregon eyaletinin güneyi için radyasyon değeri katsayıları	120
Şekil 7.9 İstanbul için açılara göre güneş radyasyonu değerleri	120
Şekil 7.10 Sıcaklık değişimine göre güneş pilinin özelliklerindeki değişim miktarı	122
Şekil 7.11 Şebekeye bağlı PV sistemde maliyet dağılımı	128
Şekil 7.12 Farklı sistem ömürleri ve faiz oranları için birim enerji maliyetleri	132
Şekil 7.13 Bazı illerin projedeki kurulum açılarına göre radyasyon değerleri	133
Şekil 7.14 Bazı illerin yıllık enerji üretimi (Nida Kule projesi için)	133
Şekil 7.15 Bazı illerde Nida Kule projesi için birim enerji maliyetleri	134
Şekil 7.16 Yıllara göre PV sistem kurulumundaki maliyet düşüşü ve PV üreteçlerinin satışındaki artış	135
Şekil 7.17 PV sistem fiyatlarındaki düşüşü öngören grafik	137
Şekil 7.18 Birim güç başına kurulum maliyetlerinin karşılaştırılması	137
Şekil 7.19 30 yıl için PV enerji maliyetinin geleneksel sistemlerle karşılaştırılması	138
Şekil 7.20 2020'ye kadar PV elektriğin birim fiyatındaki tahmini düşüş	139
Şekil 7.21 Gelecekte dünyadaki enerji tüketimi	140
Şekil 7.22 Dünyada kurulu PV sistem gücündeki artış	141
Şekil 7.23 Avrupa'da elektrik fiyatlarındaki değişim	142
Şekil 7.24 Avrupa'da doğalgaz fiyatlarındaki değişim	143
Şekil 7.25 Avrupa'da şebeke elektriğiyle PV elektrik fiyatının karşılaştırılması	143
Şekil 7.26 Türkiye'de şebeke elektriği fiyatlarındaki değişim	144
Şekil 7.27 Türkiye'de şebeke elektrik fiyatının 2020 yılına kadar muhtemel artışı	145
Şekil 7.28 Türkiye için şebeke elektriği ve PV sistem elektrik maliyeti karşılaştırması	146

ÇİZELGE LİSTESİ

Çizelge 2.1 Dünyada kurulu toplam PV sistem gücü.....	5
Çizelge 2.2 PV sistem artışının yıllara göre gelişimi	6
Çizelge 2.3 Yılda PV sistem arştı	6
Çizelge 2.4 Türkiye'nin aylık ortalama güneş enerjisi potansiyeli.....	8
Çizelge 2.5 Türkiye'nin Yıllık Güneş Enerjisi Potansiyelinin Bölgelere Göre Dağılımı.....	9
Çizelge 3.1 1996 ve 2000 yıllarında tek ve çok kristalli silisyum pillerin pazar payları	25
Çizelge 3.2 Güneş pilleri için kullanılan önemli parametreler	44
Çizelge 3.3 Güneş pillerinin karşılaştırılması	45
Çizelge 4.1 Güvenlik sınıfları	60
Çizelge 4.2 Farklı üretici firmalara ait bazı kablo tiplerinin özellikleri	70
Çizelge 4.3 Modül kablo hesaplamalarıyla ilgili semboller ve birimler	72
Çizelge 4.4 DC kablo hesaplamalarıyla ilgili semboller ve birimler	73
Çizelge 4.5 AC kablo hesaplamalarıyla ilgili semboller ve birimler	74
Çizelge 5.1 PV sistemlerin bazı ülkelerdeki mevcut potansiyeli	76
Çizelge 5.2 Bazı ülkelerdeki elektrik tüketimin PV sistemlerle karşılanabilecek yüzdesi	77
Çizelge 6.1 Amersfoort Güneş Köyü'ne ait maliyet tablosu	95
Çizelge 7.1 Nida Kule aylık elektrik tüketimi ve giderleri.....	111
Çizelge 7.2 Sharp NU-S0E3E PV modülün karakteristik özellikleri.....	117
Çizelge 7.3 Sunways AG NT 5000 invertörün karakteristik özellikleri	117
Çizelge 7.4 Bina yönelimi ve yüzey eğimi için güneş radyasyonunu veren katsayılar	119
Çizelge 7.5 1 kWh elektrik üretmek için atmosfere atılan CO ₂ miktarı.....	127
Çizelge 7.6 Nida Kule tasarımı için maliyet dağılımı	128
Çizelge 7.7 Sistemle ilgili genel bilgiler.....	129
Çizelge 7.8 Değişen sistem ömrüve sermaye faizi değerleri için yıl faktörü değerleri.....	131
Çizelge 7.9 Bazı santral tipleri için birim güç başına kurulum maliyetleri.....	135
Çizelge 7.10 Ülkelere göre PV sistemlerin birim kurulum maliyetleri.....	136
Çizelge 7.11 Avrupa ülkelerinde “harici maliyetler” uygulamasına ait veriler.....	145
Çizelge 8.1 Bazı ülkelerde uygulanan PV destek programları	150

ÖNSÖZ

Bu çalışma tarafımdan, yüksek lisans bitirme tezi olarak Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Mühendisliği Anabilim Dalı'na hazırlanmıştır. Çalışmanın amacı dünyada giderek daha da yaygınlaşan ve uygulama alanı genişleyen fotovoltaik sistemlerin incelenmesi ve güneş enerjisinden elektrik elde etmenin teknik yönlerinin araştırılmasıdır. Bu tezin hazırlanmasında bana yardımcı olan hocam Yrd. Doç. Dr. Süleyman Hakan Sevilgen'e ve yüksek lisans eğitimim boyunca destek olan TÜBİTAK'a teşekkürlerimi sunarım.

Özet

Bu çalışmada yeryüzünde en bol bulunan yenilenebilir enerji kaynağı olan güneş enerjisinin elektrik enerjisi üretiminde kullanımı ve bu teknolojinin binalar üzerine uygulanmasıyla ısı ve elektrik ihtiyacının karşılanması konusu ele alınmıştır. Çalışma dahilinde dünyadaki ve Türkiye’deki güneş enerjisi potansiyeli incelenmiş, fotovoltaik üreteçlerin yapısı, çalışma prensibi, çeşitleri ele alınarak; fotovoltaik sistemlerin tasarım esasları incelenmiştir. Ayrıca binalar üzerindeki uygulamalar, bu uygulamaların tasarım ölçütleri, sistem boyutlandırmaları ve maliyet analizi irdelenmiştir. Uygulamalar ve örnek tasarımlar PV*SOL isimli fotovoltaik tasarım simülasyonu kullanılarak incelenmiştir. Bunun yanında dünyadan ve Türkiye’den çeşitli fotovoltaik sistem uygulama örneklerine değinilmiş, fotovoltaik sistemlerin geleceği ve bazı ülkelerde PV sistemlere yapılan devlet desteklerinden bahsedilmiştir.

Örnek uygulama maliyet açısından incelendiğinde PV sistemlerin günümüzde halen pahalı bir elektrik üretim yöntemi olduğu ortaya çıkmıştır. Dünyadaki elektrik artışı, gelecekte olması muhtemel şebeke elektriği fiyatları ve PV sistem maliyetlerindeki düşüş gözönünde bulundurulduğunda yakın bir gelecekte PV sistemlerin ekonomik anlamda kullanılabilir olacağı ortaya çıkmıştır.

Anahtar Kelimeler: PV, fotovoltaik, güneş enerjisi, elektrik, yenilenebilir.

Abstract

This study was carried out in order to examine the usage of sunlight energy ,which is the most common energy source on the Earth, to produce electricity and in order to observe the applications of the system on the buildings to produce the required heat and electric energy. In the study the sun energy potential of Turkey and the world are were researched. Also the structure, working prenciple, types of photovoltais cells and the design parameters of photovoltaic systems were studied. Also a referance application was designed at the end of the study by the PV*SOL simulation programme and the cost accounting was made. Some examples were given about the photovoltaic systems in Turkey and in the world. Plus, the future of phptvppltaic systems and government subsidies were mentioned.

When the sample project was examined, it came in view that the PV systems are still an expensive method for electricity production. But when we take into account the increase in grid electricity prices and the decrease in PV system costs, it is clear that PV systems will be economically usable in close future.

Key words: PV, photovoltaic, solar energy, electricity, renewable.

1.GİRİŞ

1.1 Yenilenebilir Enerji ve Dünya

Geçtiğimiz yüzyılda insanoğlunun en çok kullandığı enerji kaynağı olan fosil yakıtların giderek tükenmesi ve bu yakıtların çevreye verdiği zararın gün geçtikçe artması ve onarılamaz hale geleceği endişesi bilim adamlarını çevreyi kirletmeyecek ve tükenmeyecek yeni enerji kaynakları arayışına itmiştir. Yenilenebilir enerji kaynakları içinde sayabileceğimiz su, rüzgar, güneş, biyoyakıtlar ve hidrojen teknolojileri gün geçtikçe daha çok önem kazanmaya başlamıştır. Bu enerji kaynakları içinde güneş enerjisi son derece önemli kabul edilmektedir. Geçtiğimiz yirmi yılda güneş enerjisi teknolojisi büyük bir hızla gelişmiş, hem güneş enerjisinin ısı uygulamaları hem de elektrik elde etme amaçlı uygulamalar gelecek için umut verici ölçüde hızlanmıştır.

1.2 Elektrik Üretiminde Güneş Enerjisi

Güneş enerjisinden elektrik enerjisi üretimi, ülkemizde az bilinmekte olsa da dünyada giderek yaygınlaşmaktadır. Özellikle Avrupa, Amerika ve Japonya'da oldukça fazla rağbet gören güneş enerjisinden elektrik elde etme yöntemleri yıldan yıla dünyanın diğer bölgelerine ve ülkelerine de yayılmaktadır.

Özellikle 1992 yılından itibaren pazardaki talep, bu konu üzerine yapılan çalışmaları arttırmıştır. Temiz ve bol bulunabilir bir enerji kaynağı olan güneş, bu yönleriyle insanlar üzerinde pozitif etki yaratmaktadır. Ancak iş elektrik üretimine gelince, şu an için sistemlerin ilk yatırım maliyetleri oldukça fazladır. Bu nedenle diğer enerji üretim sistemleriyle şuan için rekabet edecek seviyede değildir. Maliyetler sistem kurulumuna gelen taleplerin artması, yeni araştırma geliştirme çalışmalarıyla fotovoltaik modül verimlerinin her geçen gün artması ile birlikte hızla düşen bir grafik çizmektedir. Bunun yanında devlet destekleri ile insanlar fotovoltaik enerji kullanımına teşvik edilmektedir.

2. GÜNEŞ ENERJİSİ

2.1 Güneş Enerjisi ve Teknolojileri

Güneş 1,4 milyon km çapıyla dünyanın 110 katı büyüklüğünde ve dünyadan 150 milyon km uzaklıkta yüksek basınçlı ve yüksek sıcaklıklı bir yıldızdır. Yüzey sıcaklığı 6000 °K olup iç bölgelerindeki sıcaklığın 8×10^6 °K ile 40×10^6 °K arasında değiştiği tahmin edilmektedir. Güneşin çekirdeğinde yer alan füzyon süreci ile açığa çıkan ısıma enerjisine güneş enerjisi denir. Bu enerjinin kaynağı güneşteki hidrojen gazının helyuma dönüşmesi şeklindeki meydana gelen füzyon reaksiyonudur. 4,032 birim ağırlıktaki 4 hidrojen atomunun 4,003 birim ağırlıktaki 1 helyum atomuna dönüşmesi sonucunda; madde enerji bağıntısına göre 0,029'lık birim kütle enerjiye dönüşür. Buna göre güneşte her saniyede 564 milyon ton hidrojen 560 milyon ton helyuma dönüşmekte ve aradaki kütle farkı $3,86 \times 10^{26}$ J enerji açığa çıkarmaktadır. Dünya atmosferinin dışında güneş enerjisinin şiddeti güneş ve dünya arasındaki uzaklığa bağlı olarak değişir ve 1325 ila 1412 W/m² değerleri arasındadır. Güneş sabiti olarak adlandırılan ortalama değer ise (G_0) 1367 W/m²'dir. Bu değer yeryüzünde ise farklı bölgelerde farklı büyüklüklerde dir. Güneş enerjisinden yararlanma konusundaki çalışmalar özellikle 1980'lerin başından itibaren hız kazanmış, güneş enerjisi sistemleri teknolojik olarak ilerleme ve maliyet bakımından düşme göstermiştir. Güneş enerjisi çevresel yönden temiz bir enerji kaynağı olarak kendini kabul ettirmiştir (Varınca, 2006).

Enerji elde etmek için kullanılan fosil yakıtların çevreye zararlı etkilerinin artması ve fosil yakıt kaynaklarının gün geçtikçe azalması yenilenebilir enerji kaynakları ve güneş enerjisine olan ilgiyi her geçen gün daha da arttırmaktadır. Günümüzde güneş enerjisi işyerlerinin ve konutların enerji ihtiyacının giderilmesinde, iklimlendirme uygulamalarında, ulaşım – iletişim araçlarında ve elektrik üretiminde kullanılmaktadır. Güneş enerjisi teknolojileri yöntem, malzeme ve uygulama şekli açısından çok çeşitlilik göstermekle birlikte, bu teknolojileri iki ana grupta inceleyebiliriz. Birinci grup güneş enerjisinin ısı enerjisine çevrilerek kullanıldığı gruptur. İkinci gruptaki sistemlerse güneş enerjisinin elektrik enerjisine dönüştürüldüğü sistemlerdir.

2.1.1 Güneş Enerjisinin Isı Enerjisine Dönüşümü

Isı enerjisi uygulamalarını düşük, orta ve yüksek sıcaklık uygulamaları olarak üç başlık altında incelemek mümkündür. Düşük sıcaklık uygulamalarında güneş enerjisini toplayarak ısı olarak bir akışkana aktaran düzlemsel güneş kolektörleri kullanılır. Bu sistemlerin ulaştıkları sıcaklık 70 °C civarındadır. Kolektörler bulunduğu bölgenin enlemine bağlı olarak güneş ışığının maksimum alacak şekilde sabit bir açıyla yerleştirilirler. Bu sistemlerle su, konut ve sera ısıtması sağlanabilir. Dünya genelinde kurulu bulunan güneş kollektörü alanı 30 milyon m²'nin üzerindedir. En fazla güneş kollektörü bulunan ülkeler arasında ABD, Japonya, Avustralya İsrail ve Yunanistan yer almaktadır. Türkiye, 7,5 milyon m² kurulu kollektör alanı ile dünyanın önde gelen ülkelerinden biri konumundadır. [1]

Orta sıcaklık uygulamalarında ise güneş ışıını odaklı toplayıcılarla toplanarak sanayi tesisleri için gerekli olan sıcak su veya buhar ihtiyacı karşılanabilmektedir. Bu tür sistemlerde, güneş ışığını sürekli olarak alabilmek için genellikle güneşi izleyen mekanizmalar kullanılır. Üçüncü grup olan yüksek sıcaklık uygulamalarında ise 300 °C civarında çalışılmaktadır. Bu tip uygulamalarda geniş bir alana gelen güneş ışıını tek bir noktaya odaklanarak daha yüksek sıcaklıkların elde edilmesi sağlanır. [1]

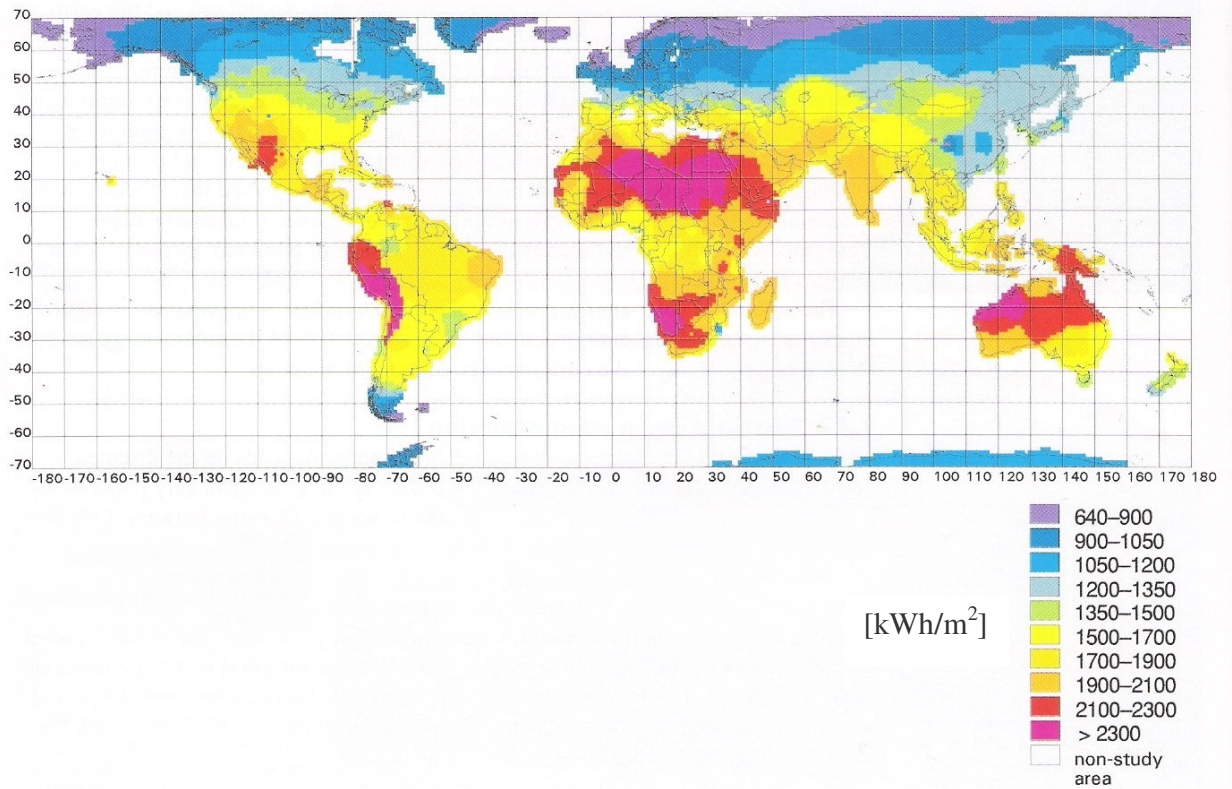
2.1.2 Güneş Enerjisinin Elektrik Enerjisine Dönüşümü

Güneş enerjisi kullanılarak elektrik elde edilmesi iki farklı şekilde gerçekleştirilebilir. Birinci yöntem güneş kolektöründen sağlanan yüksek sıcaklıkla basınçlı buhar elde edilmesiyle başlar. Elde edilen buhar bir güç çevriminde değerlendirilerek türbin jeneratör grubu vasıtasıyla elektrik enerjisi üretilir. Bu yöntemle elektrik elde edilmesinde verim düşüktür.

İkinci yöntem güneş ışıınının fotovoltaik piller vasıtasıyla doğrudan elektrik enerjisine dönüştürülmesi şeklindedir. Güneş pilleri özellikle son yirmi yılda büyük gelişme kaydetmiş ve ilgi görmüştür. Ancak buna rağmen yapımı halen zordur ve birim enerji maliyeti yüksektir. Öte yandan birim güç başına ağırlıkları düşüktür ve oldukça uzun ömürlüdür.

2.2 Dünyada Güneş Enerjisi

Güneş enerjisinden elektrik üretilmesi için en uygun bölgeler güneş ışınımını yıl içinde en uzun süre ve mümkün olan en iyi açıyla alan bölgelerdir. Şekil 2.1’de dünya üzerinde güneş ışınımı yoğunluğunun dağılışı görülmektedir. Soğuk renkler ışınım şiddetinin düşük olduğu bölgeleri, sıcak renklerse şiddetin yüksek olduğu yerleri ifade etmektedir. Şekilden de görüleceği gibi ekvator bölgesinde güneş ışığının geliş açısı sebebiyle 2300 kWh/m²’ye yakın bir ışınım değeri vardır. Aynı şekilde kuzeye doğru çıkıldıkça güneş ışığının geliş açısının düşmesi nedeniyle kutba yakın bölgelerin güneş enerjisi sistemleri için fazla elverişli olmadığını söylenebilir. Güneş pillerinin çalışması için mutlaka direkt güneş ışığının olması şart değildir ancak verimin yüksek olması için direkt güneş ışığını daha uzun süre alan bölgeler elverişli yerlerdir.



Şekil 2.1 Dünyada güneş ışınımı yoğunluğu (German Solar Energy Society, 2005)

2.2.1 Güneş Enerjisinin Kullanımının Ülkelere Göre Dağılımı

Bugün tüm dünyada 5.500 MW seviyesini aşan kurulu PV sistem gücünün en çok kullanıldığı ülkeleri incelediğimizde Almanya, Japonya ve Amerika'nın başı çektiği görülmektedir. Çizelge 2.1'de kurulu PV sistemlerin ülkelere göre dağılımı görülmektedir. Buna göre Amerika'da 2006 yılı itibariyle kurulu PV sistem gücü 624 MW iken sadece 2006 yılında kurulan PV sistemlerin toplam gücü de 145 MW'tır. Japonya'da ise 2006 yılı itibariyle kurulu PV sistem gücü 1.708 MW iken sadece 2006 yılında kurulan PV sistemlerin toplam gücü de 286,6 MW'tır. Almanya'da da 2006 yılı itibariyle kurulu PV sistem gücü 2.863 MW ve sadece 2006 yılında kurulan PV sistemlerin toplam gücü de 953 MW'tır. [15]

Çizelge 2.1 Dünyada kurulu toplam PV sistem gücü [15]

Ülke	Şebekeden bağımsız toplam PV gücü [kW]		Şebekeye bağlı toplam PV gücü [kW]		Kurulu toplam PV gücü [kW]	Kişi başına PV gücü [W/kişi]	2006'da kurulan PV gücü [kW]	2006'da kurulan şebekeye bağlı PV
	Evsel kullanım	Evsel olmayan	Dağınk	Merkezde toplanmış				
Avustralya	23 883	36 653	9 005	760	70 301	3,5	9 721	2 145
Avusturya	3 169		21 263	1 153	25 585	3,1	1 564	1 290
Kanada	6 680	12 296	1 443	65	20 484	0,6	3 738	384
İsviçre	3 050	350	23 740	2 560	29 700	4,0	2 650	2 500
Danimarka	80	255	2 565	0	2 900	0,5	250	210
Almanya	32 000		2 831 000		2 863 000	34,9	953 000	950 000
İspanya	17 800		100 400		118 200	2,7	60 500	51 400
Fransa	15 015	6 539	22 379	0	43 933	0,7	10 890	9 412
İngiltere	324	758	12 960	0	14 042	0,2	3 165	3 007
İsrail	1 084	210	11	14	1 319	0,2	275	0
İtalya	5 300	7 500	30 500	6 700	50 000	0,9	12 500	12 000
Japonya	1 212	87 376	1 617 011	2 900	1 708 499	13,4	286 591	285 060
Kore	983	4 960	18 323	10 467	34 733	0,7	21 209	20 929
Meksika	15 019	4 573	155	0	19 747	0,2	1 054	116
Hollanda	5 713		43 673	3 319	52 705	3,2	1 521	1 243
Norveç	7 150	390	128	0	7 668	1,7	416	53
İsveç	3 630	655	555	0	4 840	0,5	603	301
ABD	114 000	156 000	322 000	32 000	624 000	2,1	145 000	108 000
Toplam	226 751	347 856	4 773 271	343 778	5 691 656		1 514 647	1 448 050

Çizelge 2.2'de bazı ülkelerde kurulu PV sistemlerin yıllara göre artışı verilmektedir. Çizelge 2.3'te ise bu ülkelerde yıllara göre PV sistem gücündeki artış değerleri verilmektedir. Buna göre PV sistem kurulumunun yıllar geçtikçe hızlı bir artış gösterdiği ve özellikle 2006 yılında bazı

ülkelerdeki kurulu PV gücünün bir önceki yılın neredeyse iki katı seviyesine çıktığı görülmektedir.

Çizelge 2.2 PV sistem artışının yıllara göre gelişimi [15]

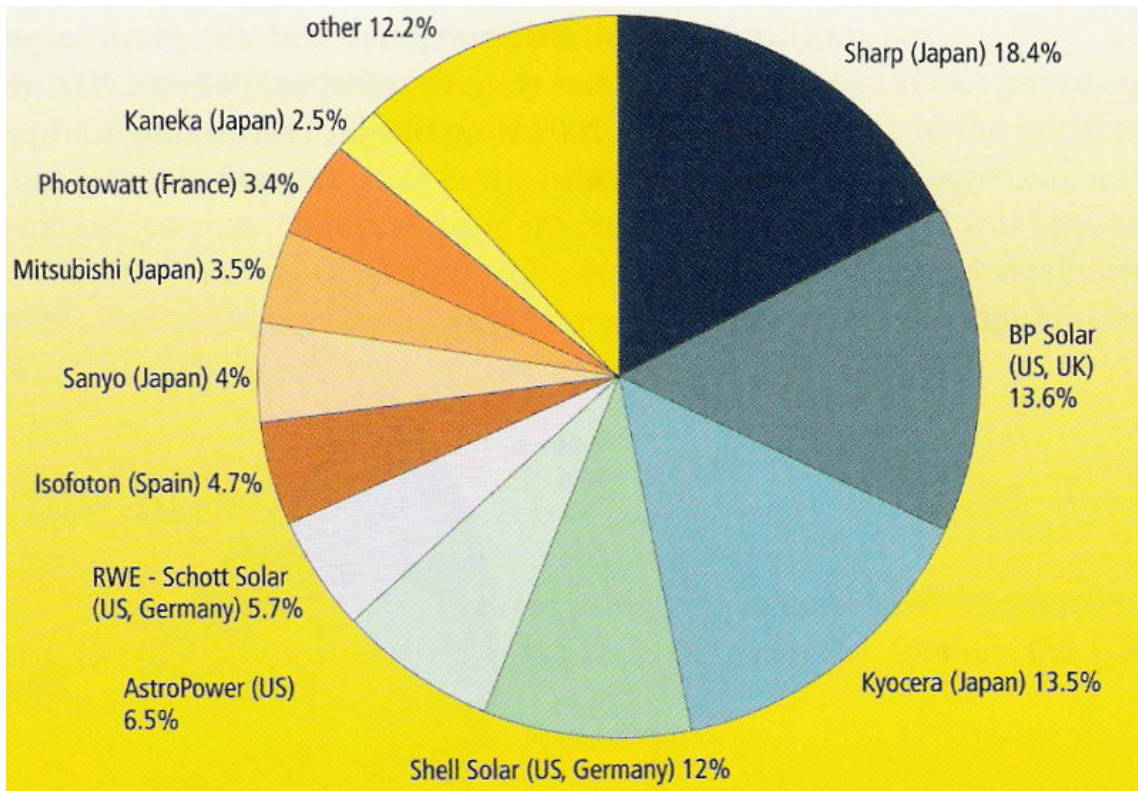
Kurulan Toplam PV Gücü [MW]														
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Avustralya	8,9	10,7	12,7	15,7	18,7	22,5	25,3	29,2	33,6	39,1	45,6	52,3	60,6	70,3
Avusturya	0,8	1,1	1,4	1,7	2,2	2,9	3,7	4,9	6,1	10,3	16,8	21,1	24,0	25,6
Kanada	1,2	1,5	1,9	2,6	3,4	4,5	5,8	7,2	8,8	10,0	11,8	13,9	16,7	20,5
İsviçre	5,8	6,7	7,5	8,4	9,7	11,5	13,4	15,3	17,6	19,5	21,0	23,1	27,1	29,7
Danimarka	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,5	1,1	1,5	1,5	1,6	1,9	2,3	2,7	2,9
Almanya	8,9	12,4	17,7	27,8	41,8	53,8	69,4	113,7	194,6	278,0	431,0	1 044	1 910	2 863
İspanya	4,6	5,7	6,5	6,9	7,1	8,0	9,1	12,1	15,7	20,5	27,0	37,4	57,7	118,2
Finlandiya	1,0	1,2	1,3	1,5	2,0	2,2	2,3	2,6	2,7	3,1	3,4			
Fransa	2,1	2,4	2,9	4,4	6,1	7,6	9,1	11,3	13,9	17,2	21,1	26,0	33,0	43,9
İngiltere	0,3	0,3	0,4	0,4	0,6	0,7	1,1	1,9	2,7	4,1	5,9	8,2	10,9	14,0
İsrail	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,9	1,0	1,3
İtalya	12,1	14,1	15,8	16,0	16,7	17,7	18,5	19,0	20,0	22,0	26,0	30,7	37,5	50,0
Japonya	24,3	31,2	43,4	59,6	91,3	133,4	208,6	330,2	452,8	636,8	859,6	1 132,0	1 421,9	1 708,5
Kore	1,6	1,7	1,8	2,1	2,5	3,0	3,5	4,0	4,8	5,4	6,0	8,5	13,5	34,7
Meksika	7,1	8,8	9,2	10,0	11,0	12,0	12,9	13,9	15,0	16,2	17,1	18,2	18,7	19,7
Hollanda	1,6	2,0	2,4	3,3	4,0	6,5	9,2	12,8	20,5	26,3	45,9	49,5	51,2	52,7
Norveç	4,1	4,4	4,7	4,9	5,2	5,4	5,7	6,0	6,2	6,4	6,6	6,9	7,3	7,7
Portekiz	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,9	1,1	1,3	1,7	2,1	2,6	3,0	3,0
İsveç	1,0	1,3	1,6	1,8	2,1	2,4	2,6	2,8	3,0	3,3	3,6	3,9	4,2	4,8
ABD	50,3	57,8	66,8	76,5	88,2	100,1	117,3	138,8	167,8	212,2	275,2	376	479,0	624,0
Toplam	136	164	199	244	314	396	520	729	989	1 334	1 828	2 858	4 180	5 695

Çizelge 2.3 Yıldan yıla PV sistem arştı [15]

Yıldan yıla PV kurulumu [MW]												
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Avustralya	2,0	3,0	3,0	3,8	2,8	3,9	4,4	5,5	6,5	6,7	8,3	9,7
Avusturya	0,3	0,3	0,5	0,7	0,8	1,2	1,2	4,2	6,5	4,2	3,0	1,6
Almanya	5,3	10,1	14,0	12,0	15,6	44,3	80,9	83,4	153,0	613,0	866,0	953,0
İspanya	0,8	0,4	0,2	0,9	1,1	3,0	3,6	4,8	6,5	10,4	20,3	60,5
Fransa	0,5	1,5	1,7	1,5	1,5	2,2	2,6	3,3	3,9	5,2	7,0	10,9
İtalya	1,7	0,2	0,7	1,0	0,8	0,5	1,0	2,0	4,0	4,7	6,8	12,5
Japonya	12,2	16,2	31,7	42,1	75,2	121,6	122,6	184,0	222,8	272,4	289,9	286,6
Kore	0,1	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,8	0,7	0,6	2,5	5,0	21,2
Hollanda	0,4	0,9	0,7	2,5	2,7	3,6	7,7	5,8	19,6	3,6	1,7	1,5
ABD	9,0	9,7	11,7	11,9	17,2	21,5	29,0	44,4	63,0	100,8	103,0	145,0

2.2.2 Dünyada Güneş Pili Üretimi

Güneş pili üretiminde de yine Japonya ve Almanya başı çekmektedir. Japonya’da Sharp ve Kyocera gibi şirketler en önde gelirken Sanyo, Mitsubishi ve Kaneka gibi markalar da pazardaki payını arttırmaya çalışmaktadır. Almanya’da ve Amerika’da üretim yapan Shell Solar da Şekil 2.2’de görüldüğü gibi tüm markalar arasında önemli bir yere sahiptir. Hem Amerika’da hem de İngiltere’de üretim yapan BP Solar da pazarda en büyük paya sahip olan markalardan biridir.



Şekil 2.2 Güneş pili üretiminin ülkelere ve markalara göre dağılımı (German SES, 2005)*

2.3 Türkiye’de Güneş Enerjisi Potansiyeli

Ülkemiz, coğrafi konumu nedeniyle sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli açısından birçok ülkeye göre şanslı durumdadır. Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğünde (DMİ) mevcut bulunan 1966–1982 yıllarına ait güneşlenme süresi ve ışınlam şiddeti verilerinden yararlanarak EİE tarafından yapılan çalışmaya göre Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2640 saat (günlük toplam 7,2 saat), ortalama toplam ışınlam şiddeti 1311 kWh/m²-yıl (günlük

* “German SES, 2005” adıyla verilen kaynak “German Solar Energy Society, 2005” adlı kaynağın kısaltılmış halidir.

toplam 3,6 kWh/m²) dır. Çizelge 2.4'te aylara göre Türkiye güneş enerji potansiyeli ve güneşlenme süresi değerleri verilmiştir.

Çizelge 2.4 Türkiye'nin aylık ortalama güneş enerjisi potansiyeli [1]

Aylar	Aylık Toplam Güneş Enerjisi (kWh/m ² -ay)	Güneşlenme Süresi (Saat/ay)
Ocak	51,75	103
Şubat	63,27	115
Mart	96,65	165
Nisan	122,23	197
Mayıs	153,86	273
Haziran	168,75	325
Temmuz	175,38	365
Ağustos	158,40	343
Eylül	123,28	280
Ekim	89,90	214
Kasım	60,82	157
Aralık	46,87	103
Toplam	1311	2640
Ortalama	3,6 kWh/m ² -gün	7,2 sat/gün

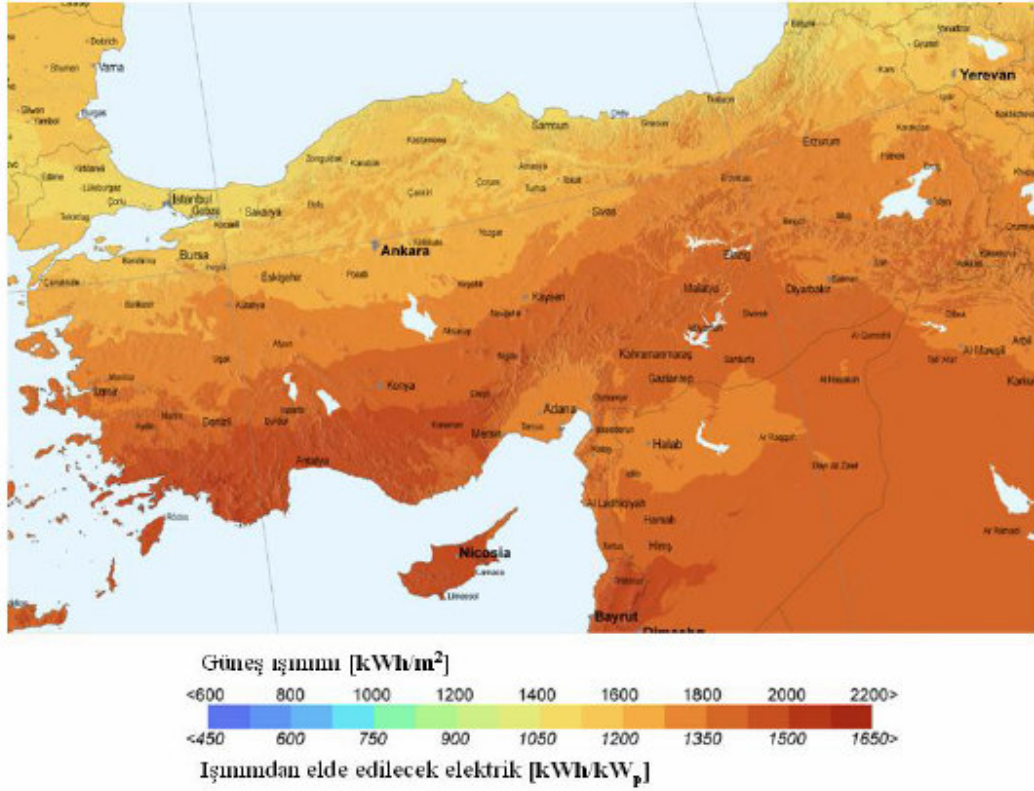
Ancak, bu değerlerin, Türkiye'nin gerçek potansiyelinden daha az olduğu, daha sonra yapılan çalışmalar ile anlaşılmıştır. 1992 yılından bu yana EİE ve DMI, güneş enerjisi değerlerinin daha sağlıklı olarak ölçülmesi amacıyla enerji amaçlı güneş enerjisi ölçümleri almaktadırlar. Devam etmekte olan ölçüm çalışmalarının sonucunda, Türkiye güneş enerjisi potansiyelinin eski değerlerden %20-25 daha fazla çıkması beklenmektedir.

Türkiye'nin en fazla güneş enerjisi alan bölgesi Güney Doğu Anadolu Bölgesi olup, bunu Akdeniz Bölgesi izlemektedir. Güneş enerjisi potansiyeli ve güneşlenme süresi değerlerinin bölgelere göre dağılımı da Çizelge 2.5'te verilmiştir.

Çizelge 2.5 Türkiye'nin Yıllık Toplam Güneş Enerjisi Potansiyelinin Bölgelere Göre Dağılımı [1]

Bölge	Toplam Güneş Enerjisi (kWh/m ² -yıl)	Güneşlenme Süresi (Saat/yıl)
G.Doğu Anadolu	1460	2993
Akdeniz	1390	2956
Doğu Anadolu	1365	2664
İç Anadolu	1314	2628
Ege	1304	2738
Marmara	1168	2409
Karadeniz	1120	1971

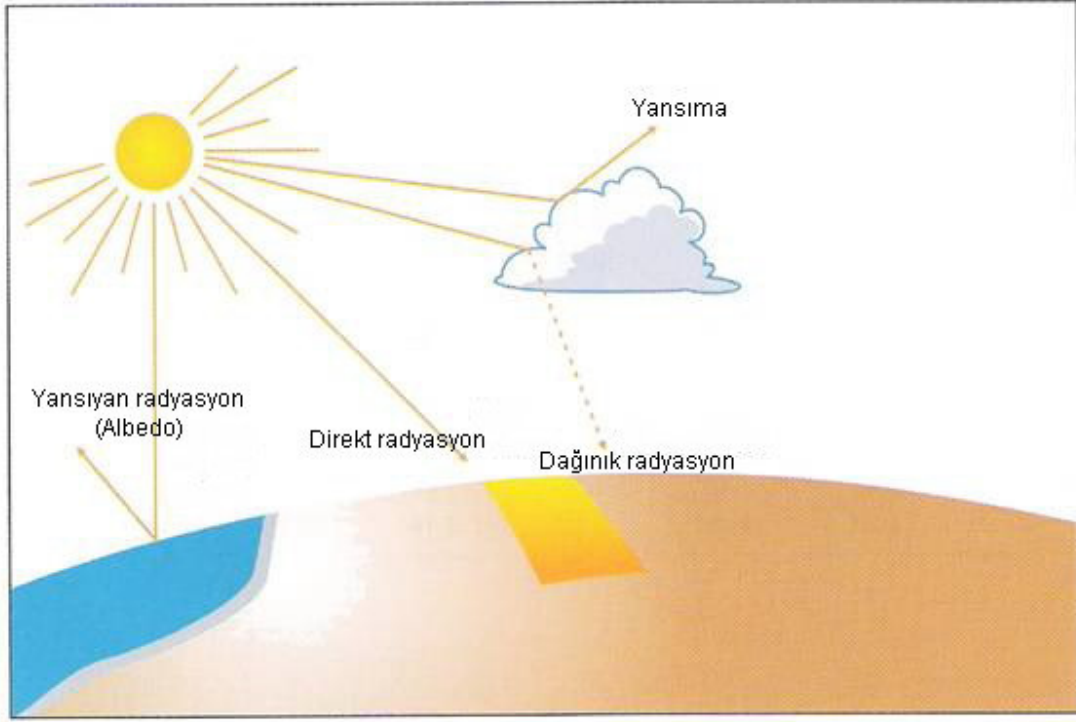
Şekil 2.3'te Türkiye'nin yıllık güneşlenme haritası verilmektedir. Buna göre Türkiye'nin güneş potansiyeli olarak en zengin kısımlarının güney bölgeleri olduğu görülmektedir. Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nin aldığı yıllık toplam güneş enerjisi miktarı 1460 kWh/m²'dir. Yıllık toplam güneşlenme süresi ise 2993 saat olarak ölçülmüştür. Öte yandan Karadeniz Bölgesi de Türkiye'nin en az güneş enerjisi potansiyeline sahip olan bölgesidir.



Şekil 2.3 Türkiye'nin güneşlenme haritası [2]

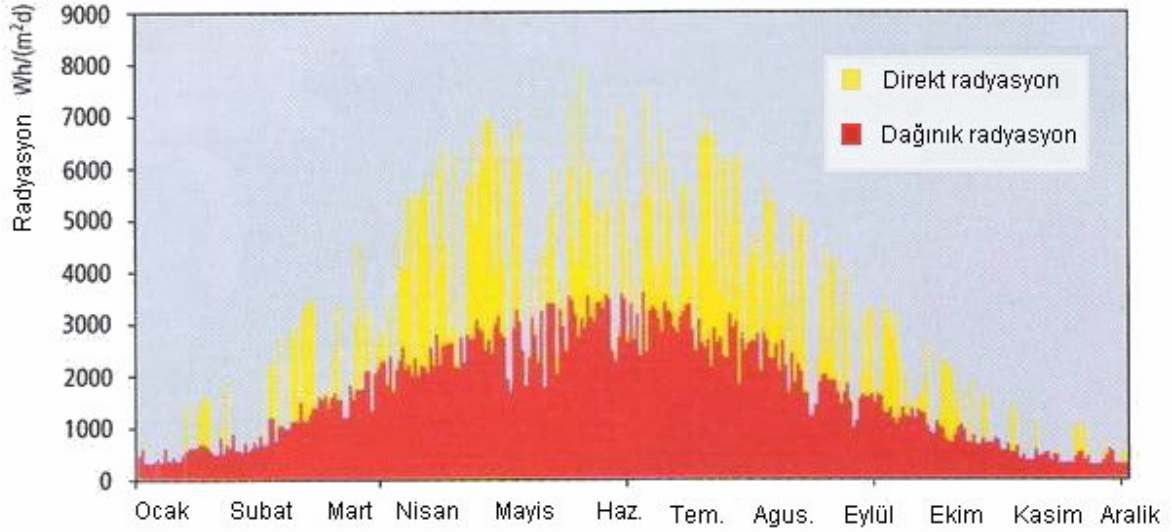
2.4 Güneş Radyasyonu

Güneş radyasyonu yeryüzüne direkt radyasyon ve dağınık radyasyon olma üzere iki farklı şekilde ulaşır. Direkt radyasyon güneş ışınlarının doğrudan ve hiçbir engelle karşılaşmadan ulaşmasıyla oluşur ve üzerine düştüğü cisimlerin yere düşen gölgeleri belirgin olur. Bunun tam tersi olan dağınık radyasyondaysa güneş ışığının belirli bir doğrultusu yoktur. Şekil 2.4'te görüldüğü gibi herhangi bir cisimden yansıyarak dağılmış olarak veya bir bulut kümesinin içinden geçerek yeryüzüne ulaşır. Yansıyan radyasyon (albedo) ise yerden yansıdıktan sonra bulutların alt yüzeyine veya başka cisimlere çarparak tekrar yeryüzüne yönelir. Bu tip radyasyon da dağınık radyasyon içinde kabul edilmektedir.



Şekil 2.4 Direkt ve dağılık radyasyon (German Solar Energy Society, 2005)

Şekil 2.5'te ise Berlin şehri için yapılan bir ölçüme göre yıl boyunca şehre düşen direkt ve dağılık radyasyonun dağılımı görülmektedir. (Bu dağılım coğrafi konumu Berlin'inkine benzer olan diğer şehirler için de geçerlidir. Örneğin Berlin'le neredeyse aynı enlemde bulunan Londra'da da direkt ve dağılık radyasyon dağılımı aşağıdakine benzer olacaktır) Bulutsuz, açık havalarda direkt radyasyon dağılık radyasyondan daha fazla olmaktadır. Öte yandan kış aylarında olduğu gibi havanın çoğunlukla kapalı olduğu zamanlarda güneş radyasyonunun neredeyse tamamı dağılık radyasyon olarak yeryüzüne ulaşacaktır. Londra'da yıl boyunca dağılık radyasyon oranı %60 iken direkt radyasyon %40 civarındadır (German Solar Energy Society, 2005).

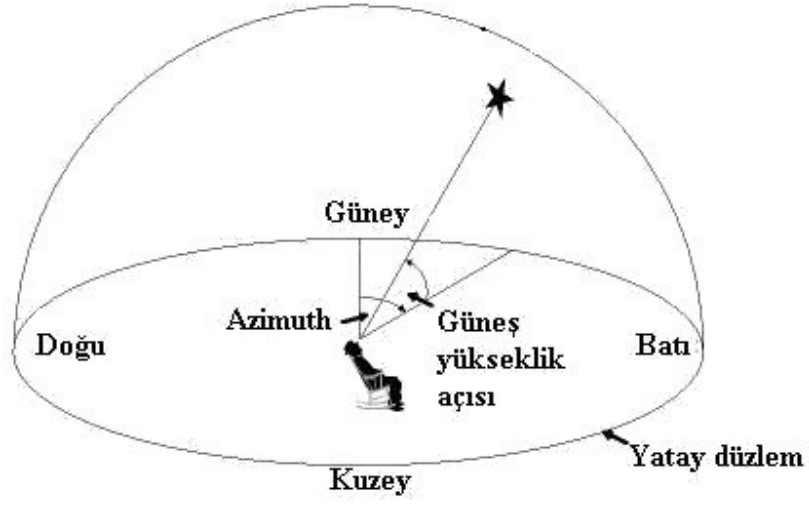


Şekil 2.5 Berlin’de direkt ve dağınık radyasyonların yıl boyunca dağılımı (German SES, 2005)

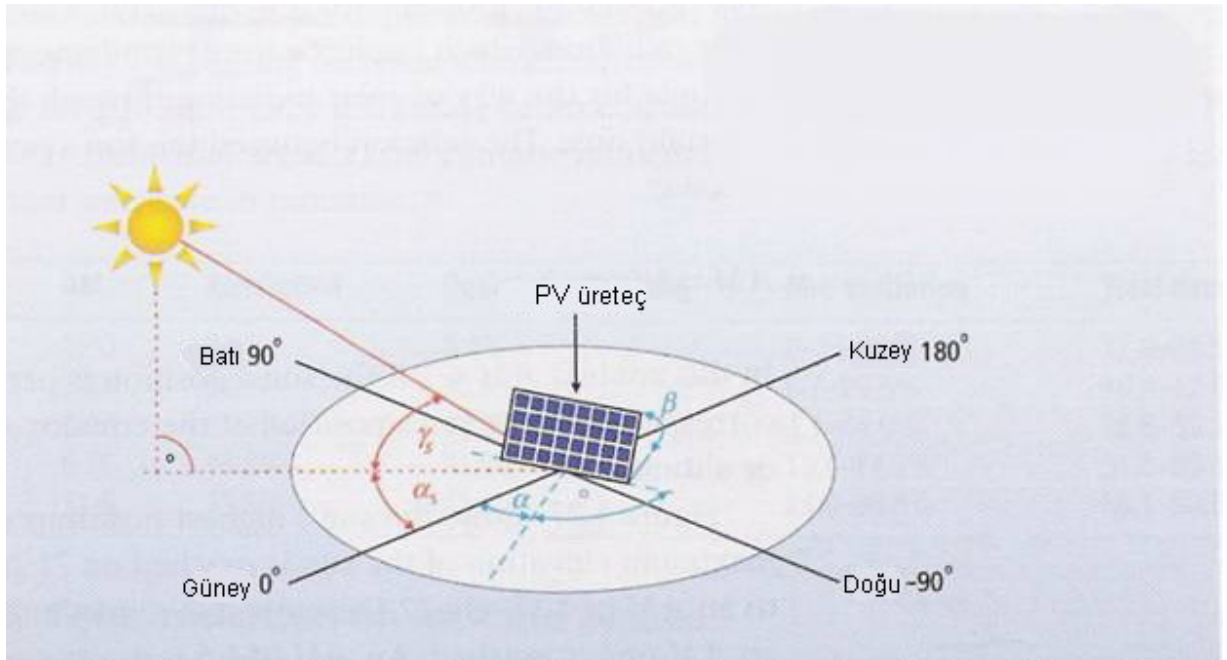
2.5 Güneş Geometrisi

Fotovoltaik sistemleri incelerken güneş geometrisiyle ilgili dört tanıma ihtiyaç duyulmaktadır. Güneş yükseklik açısı, bölgenin yatay düzlemi ile güneşin, herhangi bir anda, bulunduğu noktaya doğru varsayılan çizgi arasındaki açı olarak tanımlanır. Bütün mevsimlerde en yüksek değerini öğlen vaktinde almaktadır. Fotovoltaik sistemlerde fotovoltaik modülün yüzeyine gelen güneş ışınımı miktarının belirlenmesinde, güneşin hareketi sırasında yüzeyle yaptığı açı önemlidir. Bu sebepten, mevsim, ay ve günlere göre değişik değerler ortaya çıkmaktadır. PV üreticinin yerleştirilmesinde yatayla yaptığı açı tilt açısı olarak adlandırılır. Azimuth açısı ise herhangi bir bölgede ve zamanda güneşe doğru varsayılan doğrunun yatay düzlemdeki izdüşümü ile güney doğrultusu arasındaki açıdır. Fotovoltaik sistemlerin tasarlanmasında kullanılan PV azimuth açısı fotovoltaik modülün baktığı yönle güney yönü arasındaki açıdır. Daha sonraki tasarım bölümünde inceleneceği gibi eğer güneş panelleri güneye yönlendirilmiş olarak sistem tasarlanmışsa burada da azimuth açısı 0° olarak değerlendirilir. Paneller batıya bakıyorsa açı 90° , doğuya bakıyorsa -90° olarak kabul edilecektir (German SES, 2005).

Şekil 2.6’da güneşin konumunu belirleyen güneş yükseklik açısı ve güneş azimuth açısı görülmektedir. Şekil 2.7’de ise bu iki açıya ek olarak PV üreticinin konumunu belirleyen tilt açısı ve PV üreticinin azimuth açısı verilmektedir.



Şekil 2.6 Güneşin konumuna göre açılar (Uyarel ve Öz, 1987)



Şekil 2.7 Güneşin geometrisiyle ilgili tüm açılar (German SES, 2005)

α : PV üretcin azimuth açısı

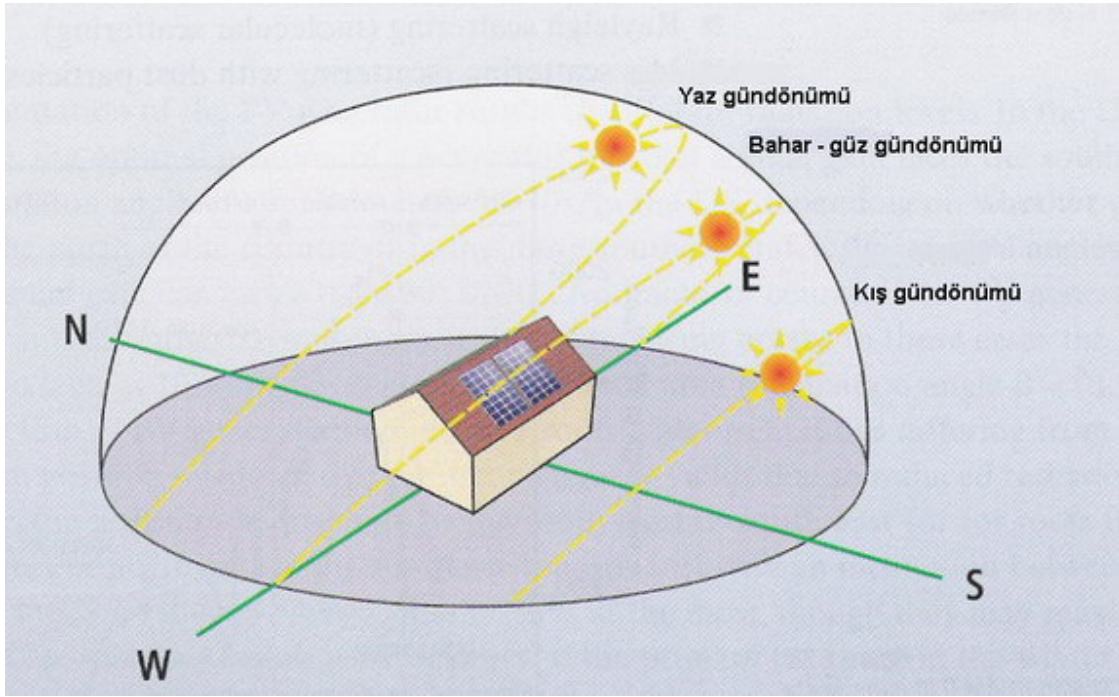
α_s : Güneşin azimuth açısı

β : PV üretcin tilt açısı

γ_s : Güneş yükseklik açısı

2.6 Güneşin Pozisyonuna Göre Güneş Radyasyonu

Dünyaya ulaşan güneş radyasyonu güneşin yükseklik açısına (γ_s) bağlıdır. Güneş yükseklik açısı hem gün içinde hem de yıl içinde farklı zamanlarda değişmektedir. Şekil 2.8’de yıl içindeki farklı zamanlarda güneşin yükseklikleri görülmektedir.



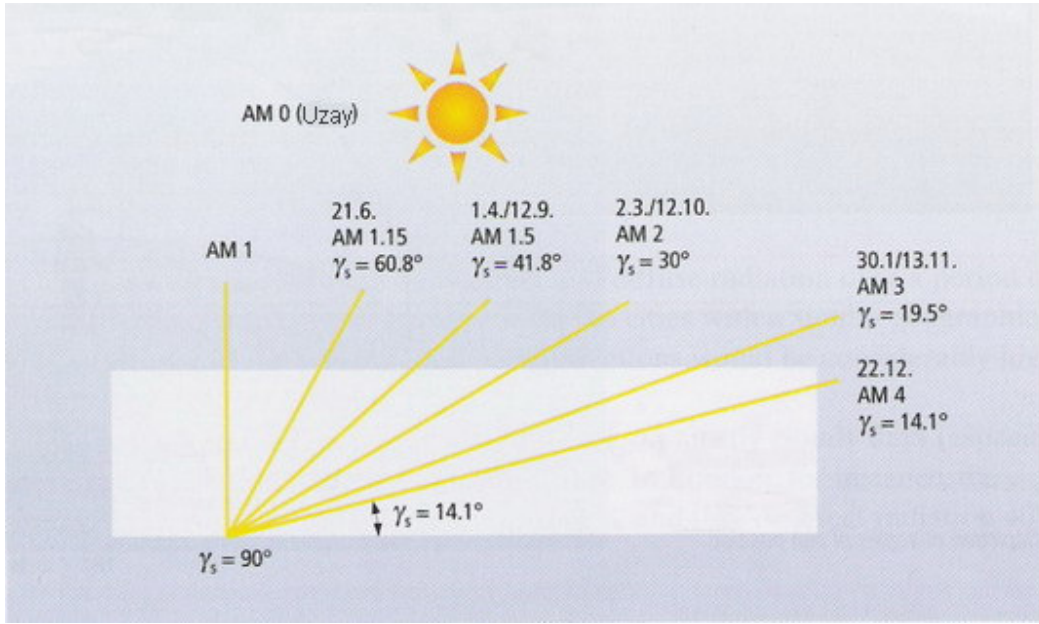
Şekil 2.8 Güneşin mevsimlere göre yerden yüksekliği (German SES, 2005)

Güneşin dünya yüzeyine dik olduğu pozisyonda güneş ışığının dünyaya ulaşana kadar atmosferde kat ettiği mesafe en kısa mesafedir. Güneş ışınları eğimli gelmeye başladıkça ışığın atmosfer içinde aldığı mesafe ve dolayısıyla emilim de artar. Bu da dağınık radyasyonun daha yüksek olması ve ışınlam şiddetinin düşmesi anlamına gelir. Hava kütlesi değişkeni (air mass factor : AM) belli bir zamanda belli bir konum için güneş ışınlamının atmosferde aldığı yolu ifade eden bir değişkendir. Güneşin yüksekliği γ_s ve AM arasındaki bağıntı,

$$AM = 1 / (\sin \gamma_s)$$

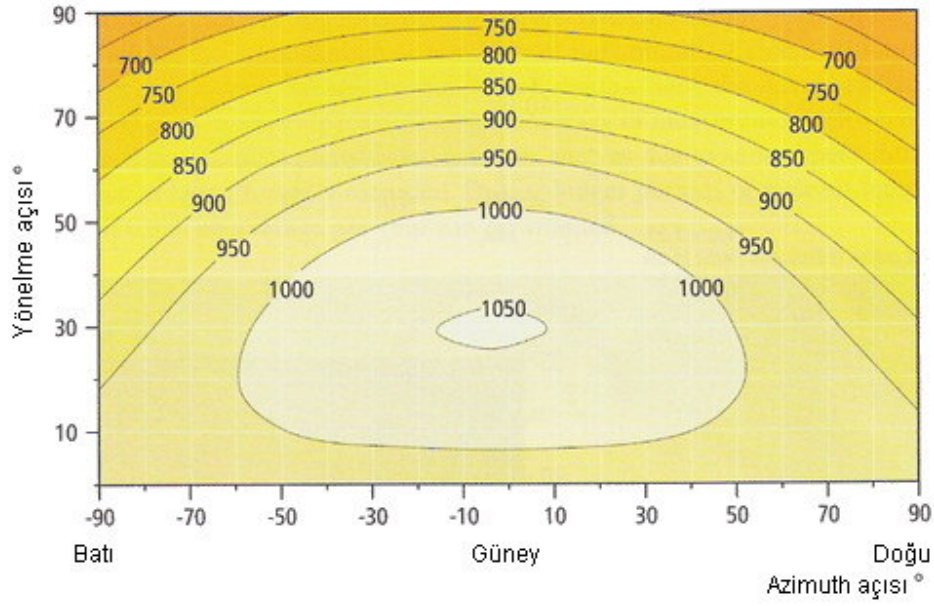
şeklinde ifade edilir. Bu durumda $AM = 1$ konumu güneşin yeryüzüne dik pozisyonda bulunduğu andır ($\gamma_s = 90^\circ$). Bu pozisyon ayrıca ekvatorunda, bahar veya güz başlangıcında öğlen saat 12’de

güneşin konumuna benzer bir konumdur. Şekil 2.9 Berlin şehri için yıl içinde güneşin yüksekliklerini göstermektedir. Güneşin en yüksek olduğu an 21 Haziran'da $\gamma_s = 60,8^\circ$ olarak ölçülmüştür. Bu değerde AM = 1,15'e tekabül etmektedir. 22 Aralık'ta ise bu değerler $\gamma_s = 14,1^\circ$ AM = 4 olarak elde edilmiştir. Ilımlı iklime sahip ülkelerde ortalama AM değeri 1,5 olarak kabul edilmektedir.



Şekil 2.9 Berlin için yıl içinde güneş yükseklik değerleri (German SES, 2005)

Güneş radyasyonu güneş ışınlarını dik alan bir bölgede diğer yerlere oranla her zaman daha yüksektir. Yıl içinde ve gün içinde güneşin azimuth ve yükseklik açıları değiştikçe belirli bir alandaki güneş radyasyonu miktarı da değişme göstermektedir. Bu yüzden PV sistemin uygulanacağı bölgenin hangi açılarda hangi radyasyon değerlerini verdiğini incelemek gerekir. Şekil 2.10'da Berlin şehri için farklı açı değerlerine göre güneş radyasyonunun ne şekilde değiştiğini gösteren bir çizim verilmektedir (İstanbul'daki bir bina için örnek bir tasarımın yapılacağı 7. bölümde PVsol tasarım programı değerlerinden yararlanılarak İstanbul'a özgü benzer bir şekil çizilecektir).



Şekil 2.10 Berlin için azimuth ve eğim açılarına göre yıllık güneş radyasyonu değişimi (German SES, 2005)

PV üreticinin yönelimi hangi radyasyon seviyesinde çalışacağını etkileyen bir faktördür. Örnek olarak İngiltere’de bir fotovoltaik modülün en yüksek verimle çalışabilmesi için güneye bakması ve yaklaşık olarak 30 – 40°’lik bir eğimle yerleştirilmiş olması gerekmektedir. Amerika’da ise ülkenin hangi bölgesinde bulunduğuyla ilgili olarak- en uygun aralık 20 – 30°’dir. Ayrıca sistemin kurulduğu yerin hangi yarımkürede olduğu da önemlidir. Kuzey yarımkürede bulunan yerler için güneye yönelim gerekirken güney yarımkürede ise en yüksek verimi almak için PV modüllerin kuzeye bakması gerekmektedir. Kuzey yarımkürede güneybatı veya güneydoğu (ya da güney yarımkürede kuzeybatı veya kuzeydoğu) yönelimli ve 10° veya 50°’lik açılarla yerleştirilmiş olan bir sisteme düşen güneş radyasyonu en fazla %10 oranında azalacaktır. (German SES, 2005)

2.7 Güneş Radyasyonunun Ölçülmesi

Güneş radyasyonunun ölçülmesi işlemi piranometrelerle, PV sensörlerle veya dolaylı olarak uydu görüntülerinin analiz edilmesiyle yapılır. Piranometreler yatay yüzeye gelen güneş radyasyonunu ölçmeye yarayan cihazlardır. Şekil 2.11’de görüldüğü gibi bu aletler yarımküre şeklindeki cam kısım, absorbe görevi gören siyah metal plaka, termo elemanlar ve beyaz metal bir kabuktan oluşur. Güneş ışınımı absorbe edici yüzey üzerinde bulunan cam yarımküreye dik olarak düşer ve

ısıtır. Sıcaklık radyasyona bağı olarak yükseldikçe, absorbe edici yüzey ile beyaz metal kısım arasındaki sıcaklık farkından yararlanılarak güneş radyasyonu bulunur.



Şekil 2.11 Piranometre -Üretici firma: Kipp & Zonen Ltd.- (German SES, 2005)

PV sensörler piranometrelere kıyasla daha ucuzdur. Genel olarak kristal silikon sensörler kullanılmaktadır. Bir PV sensör, güneş radyasyonu ile orantılı olarak elektrik sağlayan bir güneş pili içerir. Ancak spektral hassaslık sebebiyle güneş radyasyonunun belli kısımları hatalı ölçülür. Ayrıca bu cihazlarla uzun dalga infrared radyasyon ölçülememektedir. Şekil 2.12’de PV sensörlü radyasyon ölçerler görülmektedir.



Şekil 2.12 PV sensörlü radyasyon ölçerler (German SES, 2005)

2.8 Güneşi Takip Eden Sistemler

PV üreteçlerin güneşten yararlanma oranının güneş ışığını alışı açısına bağlıdır. Güneş ışığının dik geldiği durumlarda en yüksek güneş radyasyonu elde edildiğinden sistemden alınacak güç de daha fazla olmaktadır. Bu fikirden hareketle güneşi takip eden sistemler tasarlanmış ve modüllerin günün ve yılın her anında güneş ışınlarını dik bir şekilde almasını sağlayacak teknolojiler oluşturulmuştur. Bu sistemler sayesinde kışın elde edilebilecek kazanım yazın elde edilenden daha büyüktür. Sabit yatay sistemlere oranla, yazın açık havalarda güneş radyasyonu kazanımı %50 civarına gelirken kışın elde edilen kazanım %300'e kadar çıkmaktadır (German SES, 2005). En yüksek değerdeki kazanımsa kışın puslu havalarda elde edilen kazanımdır.

Güneşi takip eden sistemler iki şekilde tasarlanmaktadır.

1. İki eksenli sistemler
2. Tek eksenli sistemler

Şekil 2.13'te gösterilen iki eksenli sistemler iki eksen üzerinde hareket etme kabiliyetine sahip oldukları için her zaman güneşten en iyi ışınımı alacak şekilde odaklanmaktadır.



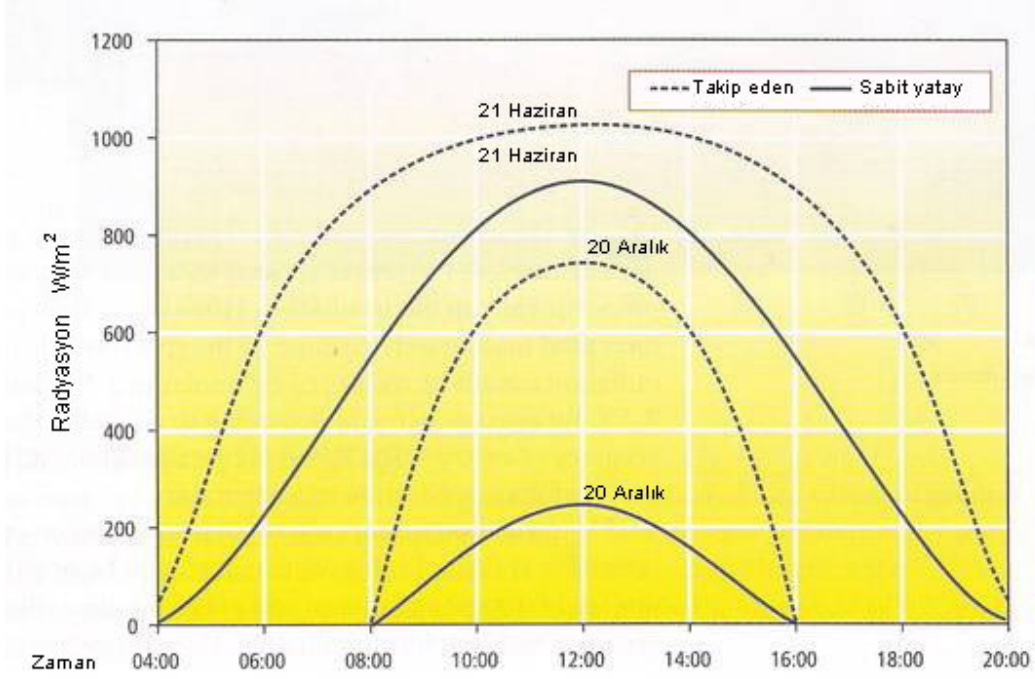
Şekil 2.13 İki eksenli güneş takip sistemi
(German SES, 2005)



Şekil 2.14 Tek eksenli güneş takip sistemi
(German SES, 2005)

İki eksenli sistemler Şekil 2.14'te görülen tek eksenli sistemlere göre daha karmaşık ve masraflı olduğu için genellikle tek eksenliler tercih edilmektedir. Güneş takip sistemleri güneşi günlük

veya yıllık konumlarına göre takip etmeleri yönünden de ikiye ayrılabilir. Yıllık takip sistemlerinin açılma düzenlemeleri haftada veya ayda bir yapılacağından bu tip sistemleri uygulamak günlük sistemlere göre daha kolaydır. Şekil 2.15'te güneş takip sisteminin kullanıldığı ve kullanılmadığı durumlardaki (50° enleminde bulutsuz bir günde) güneş radyasyon değerlerini karşılaştıran bir grafik verilmiştir.



Şekil 2.15 Güneş takip sistemi ve sabit sistemin radyasyon değerleri (German SES, 2005)

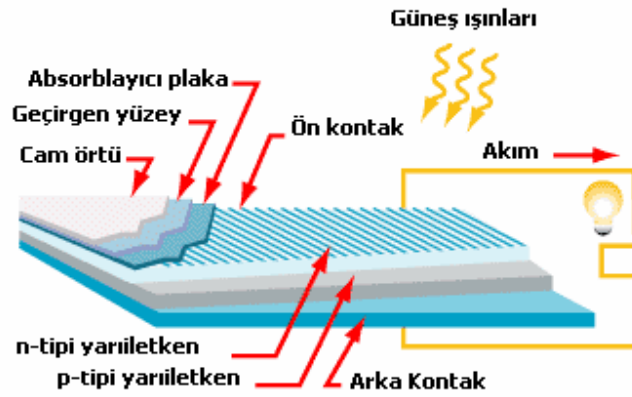
Grafikten de anlaşılacağı gibi güneşi takip eden sistemlerde güneş radyasyonu kazancı kış aylarında yaz aylarındakinden daha fazladır. 21 Haziran'da güneşi takip eden sistemin en büyük kazanımı saat 07:00'dedir ve radyasyon değeri 400 W/m^2 seviyesinden 800 W/m^2 'ye çıkmıştır. 20 Aralık'taki kazanım ise saat 12:00'de en üst seviyededir ve 250 W/m^2 'den 750 W/m^2 civarına yükselmiştir.

3. FOTOVOLTAİK SİSTEMLER

3.1 Fotovoltaik Hücrelerin Yapısı ve Çalışma Prensibi

Fotovoltaik kelimesi İngilizce “photo” (ışık) ve “voltaic” (elektrik üreten) kelimelerinin birleşmesiyle oluşmuştur. Işıkla elde edilen elektrik veya elektriğin güneş ışığıyla elde edilmesi olarak tanımlanabilir. Güneş pili sistemleri olarak da adlandırılan bu sistemler birbirine bağlanmış hücrelerden oluşur ve güneş ışığındaki enerjiyi kullanılabilir elektrik enerjisine çevirir.

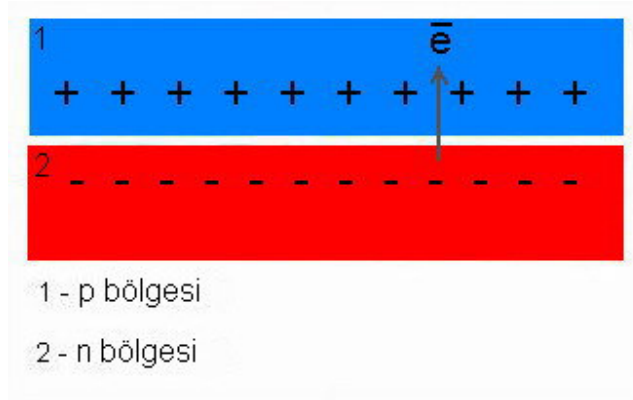
Fotovoltaik hücrelerin temelinde birbirine zıt kutuplara sahip iki yarı iletken katman mevcuttur. Bu yarı iletken katmanlar silisyum, kadmiyum tellür, galyum arsenit gibi malzemelerden üretilir. İleriki bölümlerde açıklanacağı üzere bu yarı iletken kısımların üretiminde genellikle silisyum kullanılır. Şekil 3.1.’de fotovoltaik pilin yapısı ve bölümleri görülmektedir.



Şekil 3.1 Fotovoltaik hücrenin yapısı [8]

Fotovoltaik pillerin çalışması şu şekilde özetlenebilir. Fotonlar halindeki ışık güneş piline temas ettiğinde dıştaki geçirgen tabakadan geçerek yarı iletken madde tarafından absorbe edilir. Böylece ışığın bünyesindeki enerji yarı iletken malzemeye geçmiş olur. Enerji, serbestçe akmalarına izin verecek şekilde elektronları serbest bırakır. Işık absorbe edilmesiyle serbest

kalan elektronların hareketi akımı oluşturur. Şekil 3.1’de görüldüğü gibi fotovoltaiik hücrenin yapısında yarı iletken bölümün alt ve üst taraflarına yerleştirilmiş olan ön ve arka metal kontaklar yarı iletkenlerin bulunduğu bölümde oluşan bu akımın dışarıya çekilerek kullanılmasına olanak tanır. Fotovoltaiik hücre içinde fotovoltaiik etkiyi yaratan, yani güneş ışığı soğurulduktan sonra elektron akışının ortaya çıkmasını sağlayan yarı iletken bölge ise kendi içinde iki kısımdan meydana gelmektedir. Şekil 3.2’de görüldüğü gibi fotovoltaiik hücrelerdeki bu iki katmanlı yarı iletken bölgeyi p-n bölgesi olarak da adlandırabiliriz. Bu iki katmandan birincisi elektron sayısının azlığı nedeniyle pozitif yüklü olan n tipi silikon, ikincisi de elektron fazlalığıyla negatif yüklü olan p tipi silikondur. Bu iki katmandaki elektron azlığı ve fazlalığı bu bölgenin her iki tarafında bir elektrik alanının oluşmasına neden olur. Böylelikle fotovoltaiik hücrenin aydınlanan yüzünün alanına, yüzeye düşen ışığın şiddetine bağlı olarak bir elektrik akımı meydana gelir. Açık, güneşli bir havada 10 cm çapında bir fotovoltaiik pil yaklaşık 1 Watt güç üretir. Pilin verimi kullanılan malzemeye bağlıdır.

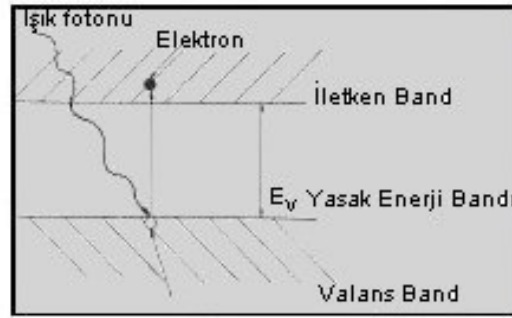


Şekil 3.2 Fotovoltaiik pilde elektrik alanı

Yarı iletken özellik gösteren malzemeler arasında güneş pili yapımında kullanmak için en elverişli olanlar silisyum, galyum arsenit, kadmiyum tellür gibi maddelerdir. Bu maddelerin güneş pilinde kullanılabilmesi için bazı katkılarla işleme sokularak *n* ya da *p* tipi yarı iletkene dönüştürülmeleri gerekir. Katkılama maddeleri fosfor, alüminyum, indiyum, bor gibi maddelerdir. Bu maddelerin yarı iletken eriyik içerisine belirli miktarlarda eklenmesiyle *n* veya *p* tipi yarı iletkenler elde edilir. Yarı iletkenin hangi tip olacağı eklenen malzemeye bağlıdır. Örneğin 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 beşinci grup elementlerine "verici" ya da "n tipi" katkı maddesi denir. Benzer şekilde 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 (Goetzberger ve Hoffmann, 2005).

Yarıiletken eklemine güneş pili olarak çalışması için eklem bölgesinde fotovoltaiik dönüşümün sağlanması gerekir. Fotovoltaiik dönüşüm p ve n bölgeleri arasındaki elektron akışıyla sağlanır. Yarıiletkenler, bir yasak enerji aralığı tarafından ayrılan iki enerji bandından oluşmaktadır. 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. Böylece, elektron-hol arasındaki değişim yani elektron hareketi sağlanmış olur. Bu esnada n bölgesinden p bölgesine elektron akımı varken p bölgesinden n bölgesine de hol akımı olduğu varsayılır[1]. Yarı iletkenin p ve n bölgeleri arasında meydana gelen bu elektron akışı 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. Yarıiletken eklemde yasak enerji bandı Şekil 3.3.'de görülmektedir.



Şekil 3.3 Yasak enerji bandı [1]

3.2 Fotovoltaik Sistemlerin Avantajları

- Fotovoltaik sistemlerin en önemli özelliği enerji kaynağı olarak güneş enerjisini kullanmasıdır. Bu sayede hiçbir yakıt masrafı gerektirmeksizin elektrik üretilmektedir.
- Elektrik elde etme süreci esnasında hiçbir şekilde yanma olayı meydana gelmediğinden fosil yakıt kullanan elektrik üretim sistemleri gibi yanma sonucu meydana çıkan zararlı gazlar ve artık maddeler görülmez. Diğer tüm yenilenebilir enerji kaynakları gibi temiz bir enerjidir.
- Kullanılan yakıt her yerde bulunabildiğinden taşıma ve depolama gibi işlemler söz konusu değildir. Buna ek olarak üretilen elektrik de ihtiyaç duyulan yerde elde edildiğinden elektriği taşımak, başka yerlere aktarmak da söz konusu değildir. Böylelikle iletim kayıplarının da önüne geçilmiş olur. (Büyük miktarlarda elektrik üretimi yapan fotovoltaik sistemler hariç)
- Kurulu sistemler üzerinde oynama yapmak; mevcut bir sistemi yeni modüller eklemek suretiyle daha fazla güç elde etmek mümkündür. Bu sayede artan güç gereksinimi kolaylıkla karşılanabilir.
- Bu sistemlerde kullanılan hareketli parçalar diğer elektrik üretim sistemlerine göre daha azdır. Hidroelektrik santraller, rüzgâr santralleri ve bu sistemlerde kullanılan türbinler, jeneratörler düzenli olarak bakıma gerek duyarken fotovoltaik sistemlerde bakım ihtiyacı yok denecek kadar azdır. Bu sayede işletme ve bakım masrafları da oldukça düşüktür.
- İhtiyaç duyulan her yerde kolaylıkla uygulanabilen sistemlerdir. Ayrıca sanılanın aksine elektrik elde etmek için doğrudan güneş ışığına ihtiyaçları yoktur.

3.3 Güneş Pillerinde Kullanılan Malzemeler

Güneş pillerinin yapısında farklı bölümler bulunmakla birlikte bunların içinde en önemli olan, güneş ışığından soğurulan enerjinin elektrik enerjisine dönüştürüldüğü esas kısım yani yarı iletken bölgedir. Fotovoltaik hücrelerin çalışma prensiplerinin anlatıldığı bölümde de değinildiği gibi bir fotovoltaik hücre yapısı oluşturmak için farklı yarı iletken malzemeler kullanılabilir. Fotovoltaik hücrelerde kullanılan bu malzemeler güneş ışığının soğurulma verimi, enerji dönüşüm verimi, üretim tarzı ve maliyet açısından çeşitlilikler göstermektedir.

Günümüzde fotovoltaik pillerin yapısında en çok kullanılan malzeme silisyumdur. Silisyumun kullanıldığı hücre yapıları tek kristalli, çok kristalli ve amorf silisyum güneş pilleridir. Bunun yanında dünyadaki güneş pili üretiminin % 85'ini kristalli üniteler oluşturmaktadır. Fotovoltaik hücreleri kullanılan malzemeye ve imalat şekline göre kristal silikon, ince film ve çok katmanlı güneş pilleri olarak üç ana grupta inceleyebiliriz.

3.3.1 Kristal Silisyum Güneş Pilleri

Kristal silisyum (kristal silikon) güneş pilleri ve modülleri başlangıçtan beri güneş pili teknolojisinde baskın bir rol oynamıştır. Günümüzde de PV pazarının %85'ten fazlasını elinde tutan kristal silisyum pillerin varlığının diğer teknolojilerin gelişmesiyle yavaş yavaş etkisini kaybedeceği defalarca söylendiyse de, kristal silisyum pillerin en azından önümüzdeki yüzyıla kadar sektördeki liderliğini koruyacağı tahmin edilmektedir. (Luque ve Hegedus, 2003)

Kristal silisyumun fotovoltaik sektöründe bu kadar baskın olmasının bir nedeni mikro elektronğin silisyum teknolojisini oldukça geliştirmiş olmasıdır. Bu birikimden sadece PV dünyası değil, silisyumun kullanıldığı pek çok sektör belli ölçülerde kazanımlar elde etmiştir. Öte yandan mikro elektronik PV teknolojisindeki bazı yenilikler ve gelişmelere de katkı sağlamıştır. Onlarca yıldır küresel PV pazarında baskın halde yer alan kristal silisyum tipi Czochralski silikon yapısıdır. Tek kristalli silisyum olarak da adlandırabileceğimiz bu tipin üretim maliyeti oldukça yüksektir. Güneş pillerinin performans, üretim kolaylığı ve dayanıklılığı zaman içinde arttıkça PV pazarı daha da genişlemiş ve yeni alternatifler de ortaya çıkmıştır. 1980'lerde tek kristalli

silisyuma alternatif olarak ortaya çıkan yapı da çok kristalli silikon yapısıdır. Bu güneş hücrelerinin maliyeti tek kristallilere göre daha düşükken, kaliteleri ve verimlilikleri de daha az olduğu için iki tip de kendine pazarda belli bir yer edindikten sonra birbirlerini ortadan kaldırmaları söz konusu olmamıştır. Ancak gelişen teknolojiyle çok kristalli hücrelerin verimlilikleri de artmaya başladığından günümüzde eskiye nazaran piyasada daha etkin bir hale gelmiştir. Çizelge 3.1. tek kristalli ve çok kristalli fotovoltaik pillerin pazar paylarını göstermektedir.

Çizelge 3.1 1996 ve 2000 yıllarında tek kristalli ve çok kristalli silisyum pillerin pazar payları
(Luque ve Hegedus, 2003)

Yıl	Tek kristalli piller		Çok kristalli piller	
	Güç [MW]	Pazar payı [%]	Güç [MW]	Pazar payı [%]
1996	48,7	55	28,4	32
2000	92,0	32	146,7	51

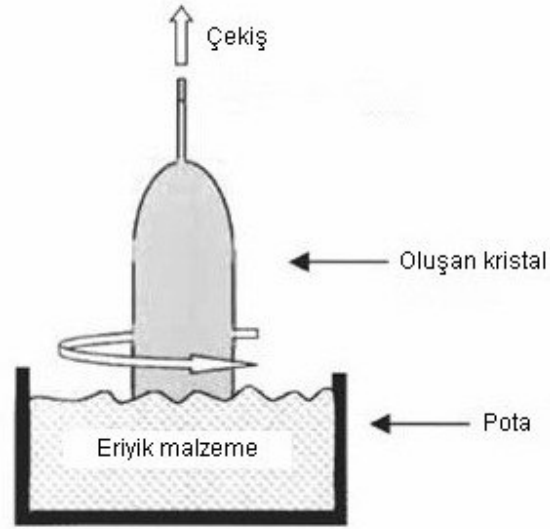
3.3.1.1 Tek Kristalli Silisyum

Silisyumun elektriksel, optiksel ve yapısal özelliklerinin uzun süre korunması, doğada fazlaca bulunması ve özellikle son dönemlerde silisyum elde edilmesi teknolojisindeki başarılarından dolayı bu malzeme fotovoltaik hücrelerin üretiminde en çok tercih edilen malzeme olmuştur. Oksijenden sonra yeryüzünde en çok bulunan element silisyumdur. Doğada kum ve kuartz olmak üzere iki şekilde bulunur. Kumun saflık derecesi oldukça düşüktür. Bu yüzden de güneş pillerinin imalatında kullanılması mümkün olmamaktadır.

Czochralski silikon olarak da bilinen tek kristalli silisyumun üretimi için Şekil 3.4'te görülen Czochralski prosesi uygulanmaktadır. Bu proses sürecince belirli bir yönelimdeki kristal çekirdeği eriyik haldeki silikon banyosuna (erime noktası 1420°C) daldırılır ve yavaşça döndürülerek banyodan çıkarılır. Bu imalat yöntemiyle 0,3 m çapında ve çeşitli uzunluklarda silindirik tek kristaller elde edilebilir. Silindirik tek kristaller sekizgen çubuklar halinde şekillendirilir ve kesilerek 0,3 mm kalınlığında dilimler (silikon levhalar) elde edilir. Silindirik

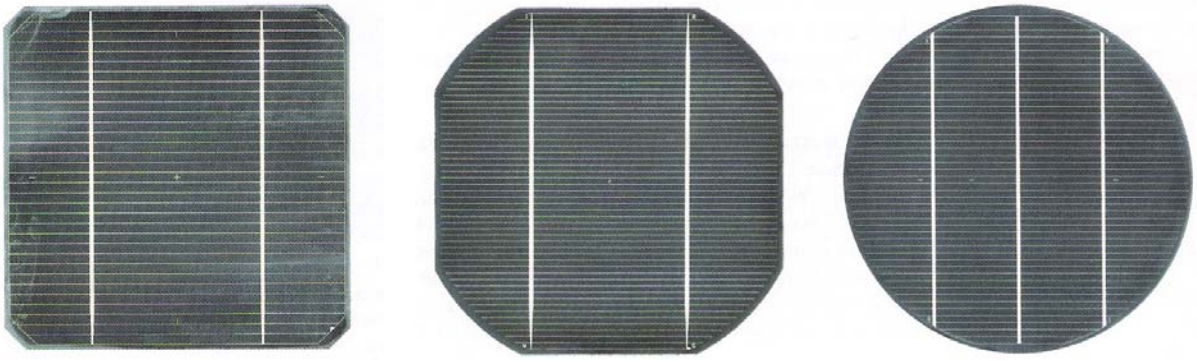
tek kristallerin şekillendirilmesi ve kesilmesi esnasında silikonun önemli miktarı toz olarak kaybedilir (German SES, 2005)

Dilimleme işlemini devreden çıkaracak yeni teknoloji arayışları “şekillendirilmiş şerit” yönteminin geliştirilmesi ile sonuçlanmıştır. Dentiritik ağ yöntemi olarak da anılan bu yöntemde dentiritik çekirdekler çok düşük hızla ergimiş silisyum banyosundan çekilerek, ince tek-kristalli tabakaların büyümesi sağlanır. Bu şekilde, dilimleme işlemi gerekmemektedir.



Şekil 3.4 Czochralski prosesi (Markvart ve Castaner, 2003)

Üretici firma tasarımına göre büyüme sırasında silisyum n ya da p tipi olarak katkılanır. Yaklaşık 0.5 mm kalınlığında olan silisyum tabakaları elde edildikten sonra, örneğin p-tipi katkılanmış ise üzerine 1nm n-tipi yüzey tabakası oluşturularak eklem diyot oluşturulur. Fotovoltaik diyotun tamamlanması, arka yüzeye metal kontak, ön yüzeye uygun metal ağ kontak konulduktan sonra, ön yüzeye bir yansıma önleyici (AR: anti-reflection) kaplanması ile gerçekleşir. Şekil 3.5’te farklı geometrik kesitlere sahip tek kristali silikon güneş pilleri görülmektedir.



Şekil 3.5 Farklı geometrilere sahip tek kristalli silikon güneş pilleri (German SES, 2005)

3.3.1.2 Çok Kristalli Silisyum

Tek kristalli silisyum malzemenin güneş enerjisini soğurma verimi çok kristalliye göre daha fazla olsa da üretim maliyetinin yüksek oluşu diğer bir alternatif olan çok kristalli malzemenin kullanılmasına ortam hazırlamıştır. Çok kristalli malzemede damarların büyüklükleri kristalin kalitesi ile doğru orantılıdır. Damarlar arasında süreksizliğin oluşu elektron akışının engelleyici bir rol oynar. Bu da tek kristalli yapıyla karşılaştırıldığında verimin daha düşük olmasına sebep olur. Diğer taraftan çok kristalli silikonun üretim teknolojisinin tek kristalliye nazaran daha kolay olması ve daha az enerji gerektirmesi çok kristalli silikonun maliyetini önemli oranda azaltır(Mah, 1998).

Çok kristalli silisyum üretiminde en çok kullanılan yöntem dökme (ingot casting) yöntemidir. Bu işlemde ham silikon vakum altında 1500°C 'ye ısıtılır ve ardından ergitme kabının tabanından itibaren 800°C 'ye kadar soğutulur. Bu işlem sonunda 300 mm boyunda 400 x 400 mm boyutlarında silikon bloklar elde edilir. Bloklar kesilerek ilk önce çubuklara bölünür, ardından da bu çubuklar 0,3 mm kalınlığında levhalar haline getirilir. Tek kristallinin üretimi esnasında olduğu gibi bu kesme işlemi sırasında da silikonun bir miktarı artık toz olarak kaybedilir. Fosforla katkılandıktan sonra arka kontak eklenir. Son olarak da elektriksel kısımlar ön yüze eklenir ve yansıtma önleyici kaplama yapılarak işlem bitirilir(German SES, 2005). Şekil 3.6'da çok kristalli silikon bloklar ve Şekil 3.7'de ise ilk resimde kaplaması yapılmamış çok kristalli

silikon pil, ikinci resimde yansıma önleyici kaplama yapılmış çok kristalli silikon pil ve son resimde de elektrik devreleri eklenmiş çok kristalli silikon pil görülmektedir.



Şekil 3.6 Çok kristalli silikon bloklar (solda) ve kesilmiş çok kristalli silikon çubuklar (sağda)
(German SES, 2005)



Şekil 3.7 Kaplamasız çok kristalli silikon pil (ortada), yansıma önleyici kaplanmış çok kristalli silikon pil (ortada) ve elektrik devreleri eklenmiş çok kristalli silisyum pil (sağda) (German SES, 2005)

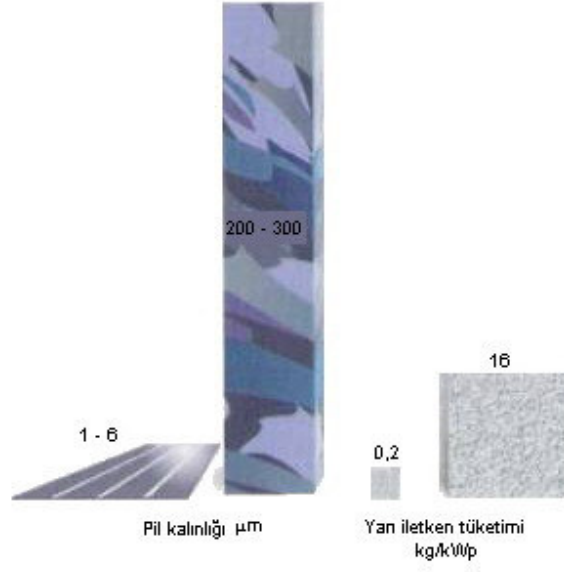
3.3.2 İnce Film Güneş Pilleri

Güneş pillerinin üretilmesi ve fotovoltaik sistemlerin kurulması yüksek maliyetler gerektirdiğinden, bu sistemlerde malzeme ve işçilik giderlerinin azaltılması ve kullanılan teknolojinin mümkün olduğunca basitleştirilerek maliyetin düşürülmesi yönünde uzun süre çalışmalar yapılmıştır. Geçtiğimiz yüzyılın sonlarından itibaren güneş pili sistemlerinin

üretilmesi konusunda elde edilen en önemli gelişmelerden biri de yarı iletken malzemenin geniş bir yüzey üzerine çok ince bir film şeklinde kaplanması yaklaşımıdır. Bu yöntemle güneş pili üretiminde kullanılabilecek yarı iletken malzemeler düşük maliyetli başka malzemelerin üzerine (cam, metal, plastik folyo) geniş yüzeyler oluşturacak şekilde kaplanabilmektedir. İnce film fotovoltaiik malzemeler genellikle çok kristalli malzemelerdir. Bu malzemeler büyüklükleri mikrometreden nanometreye kadar değişen ince damarlardan oluşmaktadır.

Optik özellik bakımından uygun seçilen bir yarı iletken malzeme milimetrenin binde biri kadar bir kalınlık içerisinde üzerine düşen güneş ışınının neredeyse tümünü soğurabilir. Bu sebeple bu sistemlerde çok düşük kalınlıklar gerekli sonucu almak için yeterlidir. Bu yüzden de maliyet açısından kristalli güneş pillerine göre daha avantajlıdır. Bunun yanında kristal silikon pillerin üretiminde gereken sıcaklık 1500°C'ye çıkarken ince film güneş pilleri 200 ila 500 °C civarındaki sıcaklıklarda imal edilir. Ayrıca bu sistemde yarı iletken malzeme çeşitli malzemeler üzerine istenen boyutlarda kaplanabileceğinden kullanım ve üretim açısından daha esnektir. İnce film güneş pilleri üzerine yapılan çalışmalarda elde edilen sonuçlar öngörülen hedeflerin gerisinde kalmış olsa da üretici firmalar ar-ge çalışmalarına devam etmektedir (German SES, 2005)

Bu teknikte üç alt başlık öne çıkmaktadır. Bunlar amorf silisyum, kadmiyum ve tellür elementlerinden oluşturulan bileşik kadmiyum-tellür ve bakır, iridyum, selenyum elementlerinin bir aralığı olan bakır indiyum diselenür bileşik yarı-iletkendir. Şekil 3.8'de ince film güneş pillerinin kalınlık ve yarı iletken kullanım miktarı bakımından karşılaştırılması yapılmaktadır. Şekil 3.9'da ise rulo halinde depolanan ince film güneş pili görülmektedir.



Şekil 3.8 İnce film güneş pilleri (solda) ile kristal silikon pillerin karşılaştırılması (German SES, 2005)



Şekil 3.9 Rulo halinde ince film güneş pili [14]

3.3.2.1 Amorf Silisyum Güneş Pilleri

Soğurma katsayısı çok büyük olan amorf silisyum, 250°C dolayındaki sıcaklıklarda geniş yüzeylere düzgün bir şekilde kaplanabilmektedir. Amorf silikon malzemesini kristalli silikondan ayıran özellik, silikon atomlarının malzeme içindeki düzenlerinin, birinci derece komşu atomların ötesinde gelişigüzel olmasıdır. Malzeme içerisindeki yapı taşlarının bu gelişigüzel dizilişi amorf silikonun elektriksel iletim kalitesini düşürse de, uygun yaklaşımlara yarı iletken içerisine %5-10 oranında hidrojen katılarak elektriksel özellikler fotovoltaik çevirime uygun olan düzeyde tutulabilirler.

Amorf silikon için kullanılan en yaygın teknoloji “ışık boşalım (glow-discharge)” dir. Bu teknikte silane (SiH_4) gazı ve hidrojen karışımı bir çift elektrot arasından geçirilerek elektrotların işaretleri yüksek frekanslarda değiştirilir; bunun sonucu olarak SiH_4 parçalanarak kararsız SiH_3 radikalini oluşturur. İzleyen aşamada, kararsız SiH_3 elektrotlardan birine giderek bağlanır ve kararlı hale gelir; ardından hidrojen yüzeyden ayrılarak geride silisyumu bırakır; böylece yüzey silisyumla kaplanmış olur. Elektrot üzerinde büyüyen silisyum gazın içerisine diboran (B_2H_6) katılarak p tipi ya da fosfin (PH_3) katılarak n tipi yapılabilir (German SES, 2005)

Amorf silisyum güneş pilleri ilk kez 1974 yılında keşfedilmiş ve o dönemde fotovoltaik alanının en gözde malzemesi olmuştur. Amorf silisyum malzemenin en önemli özelliği güneş ışığının absorbe etme kabiliyetinin tek kristalli silisyum malzemeye göre 40 kat daha fazla olmasıdır. Ayrıca güneş pili yapımında kristalli silisyum malzemenin en az 200 mikrometre kaplanması gerekirken amorf silisyumun 1 mikrometre kaplanması yeterlidir. Ucuz malzemeler üzerine kaplanması da mümkün olduğundan üretimi daha az maliyetlidir (Mah, 1998). Bu olumlu yanlarının yanında veriminin düşük olması olumsuz bir özelliğidir. Laboratuvar ortamında %13 sabit verime ulaşılabilmiştir ancak ticari anlamda verimi %6-8 civarındadır (Goetzberg ve Hoffmann, 2005). Bunun yanında bir diğer olumsuz özelliği de 6 – 12 aylık bir kullanım süresinden sonra veriminin biraz daha düşerek sabit bir değere ulaşmasıdır. Bu özellik PV literatüründe Staebler – Wronski etkisi olarak bilinmektedir (German SES, 2005).

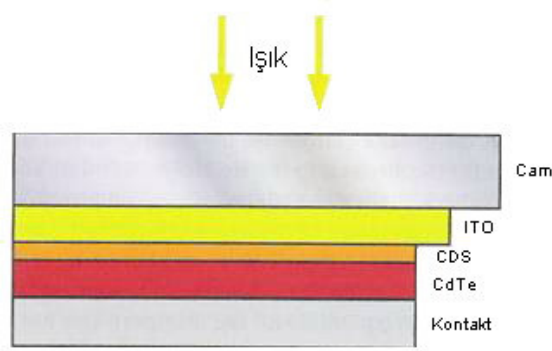
Bu tür sorunlara karşın küçük ölçekli güç gerektiren uygulamada (saat pilleri, hesap makinaları vb.) amorf silisyum piller en gözde güç kaynaklarıdır. Yeni gelişimlerde bu piller büyük ölçekli güç gerektiren uygulamalarda da yerini almaktadır. Şekil 3.10'da bir amorf silisyum modül ve bunun İngiltere'deki bir uygulama örneği görülmektedir.



Şekil 3.10 Amorf silisyum güneş modülü (solda), Solar Office Doxford International, İngiltere (Max Fordham, 1999)

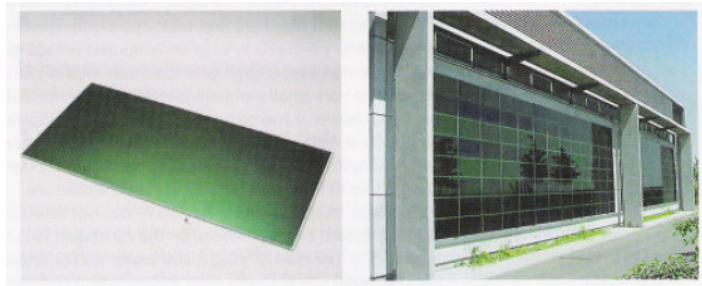
3.3.2.2 Kadmiyum Tellür Güneş Pilleri

Periyodik tablonun ikinci gurubunda bulunan kadmiyum elementi ve altıncı gurubunda bulunan tellür elementinin bir araya getirilmesiyle oluşturulan kadmiyum tellür (CdTe) yarı-iletkeni güneş radyasyonunun %90 civarında kısmını absorbe edebilecek yapıdadır (Mah,1998). Yüksek soğurma özelliği yanında, ince film büyütme teknolojisinin birçoğu ile kolayca üretime olanak tanınması, geniş yüzey alanlı güneş pili üretiminde CdTe birleşik yarı iletkeninin öne çıkmasının sağlamıştır. CdTe güneş pilleri bir cam tabakanın altına ön kontak olarak saydam bir iletken tabaka (genellikle indiyum çinko oksit, ITO) kullanılarak imal edilir. Bir sonraki tabaka olabildiğince ince tutulan n tipi katkılanmış kadmiyum sülfür (CdS) ve daha sonra da p tipi katkılanmış CdTe absorblayıcı tabakadır. Şekil 3.11'de CdTe güneş pilinin tabakaları görülmektedir.



Şekil 3.11 Kadmiyum Tellür güneş pilinin katmanları (German SES, 2005)

CdTe ince film oluşturmada iki teknoloji öne çıkmıştır. Bunlardan birincisi olan yakın mesafeden buharlaştırma (close space sublimation, CSS) yöntemi ile en yüksek kalitede CdTe malzeme üretilmektedir. Bu yöntemde sıcaklık farklılıkları çok az olan kaynak ve filmin büyüdüğü yüzey birbirine çok yakın tutularak malzemenin yüzeyde yavaşça büyümesi sağlanır. Bu yöntemi kullanan ANTEK firması (Almanya) geniş ölçekli üretime geçmenin ön çalışmalarını Erfurt-Almanya’da yapmaktadırlar. İkinci CdTe büyütme yöntemi olan elektrodepozisyon (elektrotta biriktirme) yönteminde ise, kadyum ve tellür iyonu taşıyan elektrolitten akım geçirilerek CdTe yarı-iletkeninin katotta büyümesi sağlanır. Çok ucuz olan bu yöntemde büyüyen malzemenin denetimi CSS yönteminde olduğu kadar kolay değildir. BP solar firması bu yöntemde dayalı pilot üretime başlamış olup, 10 MW/yıl üretim kapasiteli bir fabrikayı Fairfield California-ABD kurma çalışmalarını sürdürmektedir. Bunlara rağmen BP Solar, Solar Inc., ve Antek gibi çok uluslu şirketler büyük ölçekli üretimler için ciddi adımlar atmaktadır (Luque ve Hegedus, 2003 ; German SES, 2005). Şekil 3.12’de bir CdTe modül ve bunun Almanya’daki bir uygulama örneği verilmiştir.

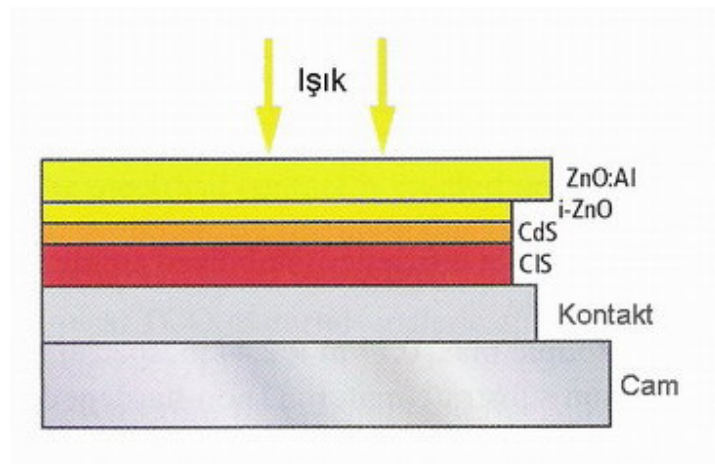


Şekil 3.12 Kadmiyum Tellür güneş pili ve endüstriyel bir binada uygulaması ,Flörsheim Almanya (German SES, 2005)

3.3.2.3 Bakır İndiyum Diselenür Güneş Pilleri

Periyodik tablonun birinci, üçüncü ve altıncı gruptan elementlerin bir araya gelmesi ile oluşan bu bileşik yarı iletkenin soğurma katsayısı oldukça yüksek olup 0,5 mikrometresi güneş radyasyonunun %90'ının absorbe edebilir. Bakır, indiyum ve selenyumdan yapılan üçlü bileşikle oluşturulan bu yarı-iletken grup (CIS) güneş pilleri olarak anılır. Bu piller kadmiyum tellür güneş pillerine en yakın rakip olarak gözükmetedir. Bu gün CIS ince film güneş pillerinin çoğunluğu içerisinde Ga (galliyum) elementinin katılması ile daha yüksek verimlilikler elde edilir. Ancak bu sistemde yarı iletkeni oluşturan element sayısı artıka gereken teknoloji ve malzemenin özelliklerinin denetimi de bir o kadar karmaşık duruma gelmektedir. Laboratuardaki küçük alan pillerin verimliliği %18'e kadar ulaşırken, ticari kullanımda verimleri bu değerin altındadır (Mah, 1998)

P tipi katkılanmış olan CIS tabakası bakır, indiyum ve selenyum elementlerinin aynı anda vakumlu bir potada 500°C civarındaki sıcaklıklarda buharlaştırılmasıyla üretilir. Bir diğr yöntem de bu elementlerin ardarda tabaka tabaka yerleştirilmesidir. Saydam ön kontak olarak aliminyum katkılı çinko oksit (ZnO:Al) kullanılır. N tipi olan bu tabaka i-ZnO (intrinsic, gerçek çinko oksit) ara tabakasıyla desteklenir. Ayrıca CIS ve ZnO tabakaları arasında kristallerin kafes yapısından kaynaklanan uyuşmazlıkların doğurduğu kayıpları azaltmak için n tipi CdS (kadmiyum sülfid) tampon tabakası kullanılır(German SES,2005). Şekil 3.13'te CIS güneş pilinin tabakaları görölmektedir.



Şekil 3.13 Bakır İndiyum Diselenür güneş pilinin katmanları (German SES, 2005)

CIS güneş pilleri amorf silikonda olduğu gibi güneş ışığı sebebiyle verimleri düşecek kadar hassas değildir. Ancak sıcak ve nemli çevrelerde değişken verim ve enerji üretimi sorunları mevcuttur. İnce film güneş pilleri arasında en verimli teknoloji CIS güneş pilleridir. CIS güneş pili üretiminde uygulanan bir yöntem de herhangi bir yöntemle büyütülen bakır-indiyum ince film alaşımının uygun bir ortamda selenyumla tepkimeye sokulmasıdır. Bu işlem selenizasyon olarak da adlandırılır. ISET, Shell-Showa ve Siemens Solar gibi firmalar metal elementlerin buharlaştırılmasının ardından selenizasyon işlemini tercih eden üreticilerdir. Şekil 3.14’te bir CIS modül ve bunun uygulamaları görülmektedir.

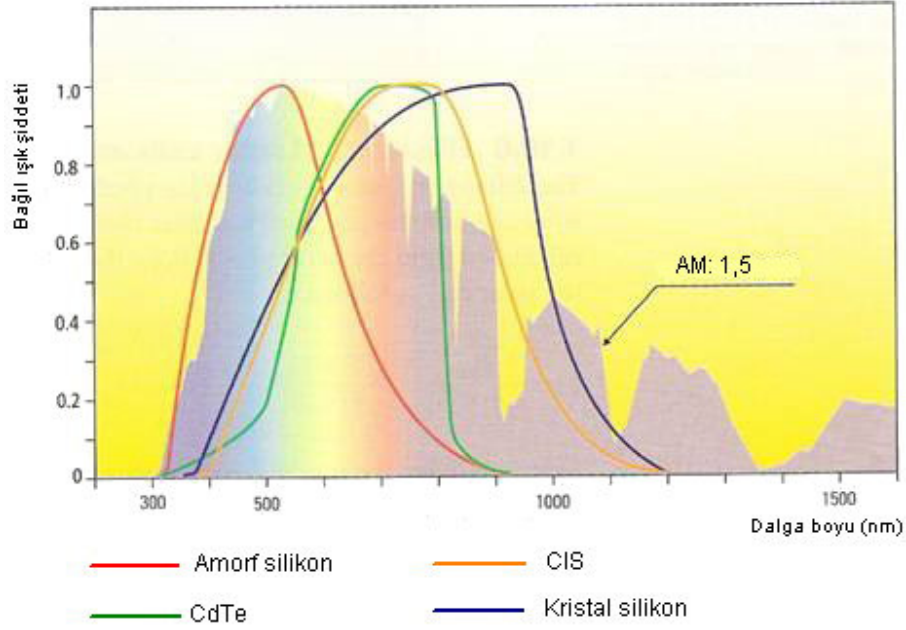


Şekil 3.14 Bakır İndiyum Diselenür güneş modülü (sol alt), buz pateni alanı St. Moritz İsviçre (sol üst), Heilbronn Chamber of Handcrafts teknoloji merkezindeki güneş kulesi Almanya (German SES, 2005)

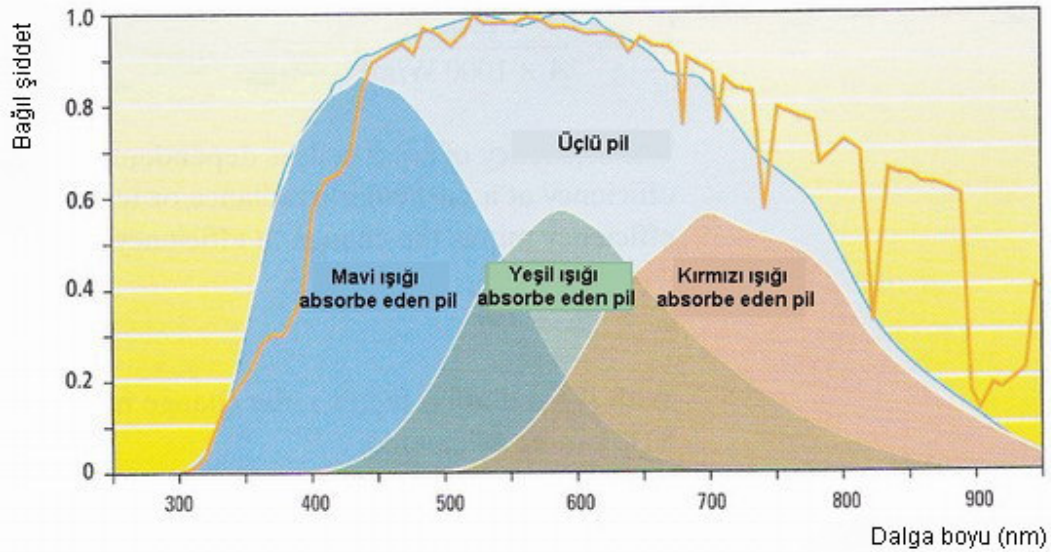
3.3.3 Dalga Boyu Hassasiyeti ve Çok Katmanlı Güneş Pilleri

Kullanılan malzeme ve teknolojiye bağlı olarak bazı güneş pilleri güneş ışığının farklı renk bantlarını elektriğe çevirmeye daha yatkındır. Dalga boyu hassasiyeti bir güneş pilinin en verimli

şekilde çalıştığı dalga boyu aralığını tanımlar ve farklı ışınım koşulları altında güneş pili verimliliğini etkiler. Güneş ışığı 400 ila 800 nm dalga boyları arasında (görülebilir ışık) en yüksek enerjiye sahiptir. Şekil 3.15'te farklı tipteki güneş pillerinin hangi dalga boylarına yatkın oldukları görülmektedir. Şekil 3.16'da ise üç katmanlı bir amorf silikon güneş pilinin tek katmanlı bir pile göre nasıl daha fazla enerji verdiği görülmektedir.

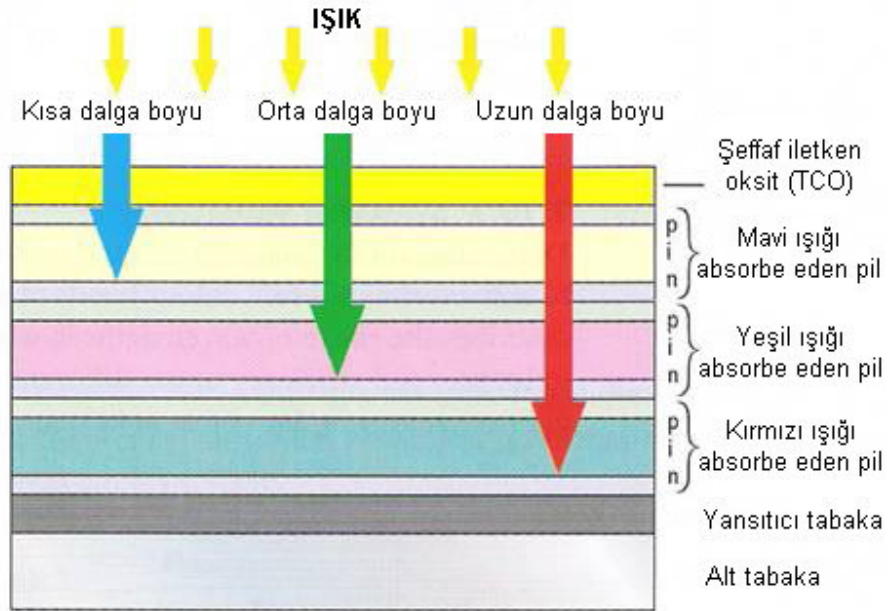


Şekil 3.15 Farklı tipteki güneş pillerinin dalga boyu hassasiyetleri (German SES, 2005)



Şekil 3.16 Üç katmanlı bir amorf silikon güneş pilinin farklı dalga boylarından yararlanması (German SES, 2005)

Kristal güneş pilleri özellikle uzun dalga boylarına hassastır. İnce film piller ise görülür ışıktan daha fazla yararlanır. Amorf silikon piller kısa dalga ışığı daha iyi absorbe eder. Öte yandan orta dalga boyları kadmiyum tellür ve bakır indiyum diselenür güneş pilleri için daha uygundur. Çok katmanlı fotovoltaik pillerde farklı dalga boylarını absorbe edebilen piller üst üste koyularak güneş ışınımından daha fazla yararlanılabilir. Şekil 3.17’de üç katmanlı bir güneş pilinin tabaka yapısı görülmektedir. Bu şekilde en üstteki katman mavi ışığı absorbe eder ve ışığın geri kalan bileşenlerinin geçmesine izin verir. Yeşil – sarı ışık orta tabaka tarafından kullanılır. Son olarak ise en alt tabakada kırmızı ışık absorbe edilir. Bu sayede güneş pilinin üzerine düşen ışığın her dalga boyundan en iyi şekilde yararlanılmış olunur.

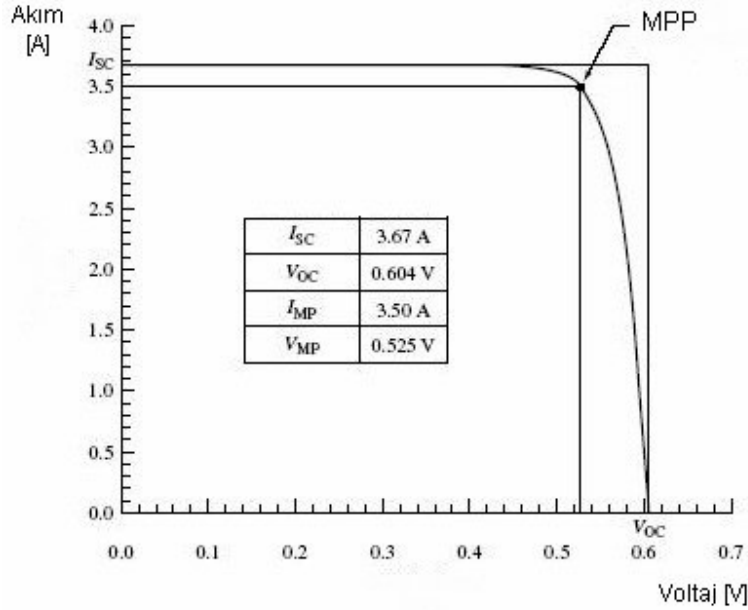


Şekil 3.17 Üç katmanlı bir güneş pilinin tabaka yapısı (German SES, 2005)

3.4 Güneş Pillerinin Karakteristiği ve Maksimum Güç Noktası (MPP)

Her güneş pili tipinin kendine has bazı özellikleri ve karakteristik bir I-V (akım - voltaj) eğrisi vardır. Güneş pili imal edilirken fabrikada çeşitli testlerle belirlenen bu değerler pilin karakteristik özelliği olarak fabrika çıkışında etiketine işlenir. Bu değerler V_{OC} (açık devre voltajı), I_{SC} (kısa devre akımı), V_{MPP} (maksimum güç noktası voltajı) ve I_{MPP} (maksimum güç noktası akımı) değerleridir. Buradaki V_{MPP} ve I_{MPP} değerlerinin nominal voltaj ve nominal akım

olarak adlandırıldığı da olmaktadır. (Bazı kaynaklarda V_{MPP} ve I_{MPP} değerleri verilirken değişik indisler kullanılabilir. Örneğin V_{MPP} , V_M veya V_P simgelerinin hepsi maksimum güç voltajını ifade eder. Aynı durum maksimum güç akımı için de geçerlidir) Şekil 3.18 üzerinden bu değerlerin tanımını yapacak olursak,



Şekil 3.18 Örnek bir güneş piline ait karakteristik değerler (Luque ve Hegedus, 2003)

V_{OC} güneş pilinin sıfır akımda alabileceği maksimum voltaj değeridir. I_{SC} ise grafikten de görüleceği gibi voltajın sıfır olduğu durum için güneş pilinin alacağı maksimum akımdır. Güneş pili bu eğri üzerindeki herhangi bir değerde çalışabilir. Ancak pilin en fazla güç üretecek şekilde çalışacağı nokta MPP (maksimum güç noktası) 'dır. Bu nokta deneysel olarak tespit edilebilir. Veya matematiksel olarak,

$$P = V \times I \quad (\text{Güç} = \text{Voltaj} \times \text{Akım}) \quad (3.1)$$

olduğundan gücü maksimum yapacak voltaj ve akım değeri eğri üzerinde belirlenebilir. Yukarıdaki şekilde grafiği verilen örnek bir güneş pili için $V_{OC} = 0,604$ V ve $I_{SC} = 3,67$ A'dır. Voltaj 0,525 V ve akım değeri de ona karşılık gelen 3,5 A seçildiğinde bu güneş pili için maksimum güç,

$$P = 0,525 \times 3,5 = 1,8375 \text{ W} \quad (3.2)$$

olarak elde edilir. Bazı kaynaklarda MPP noktasına ait voltaj ve akım değerlerinin bulunabilmesi için yaklaşık katsayılar verilmektedir. Buna göre,

$$V_{MPP} \cong (0,75 - 0,9) \times V_{OC} \quad (3.3)$$

$$I_{MPP} \cong (0,85 - 0,95) \times I_{SC} \quad (3.4)$$

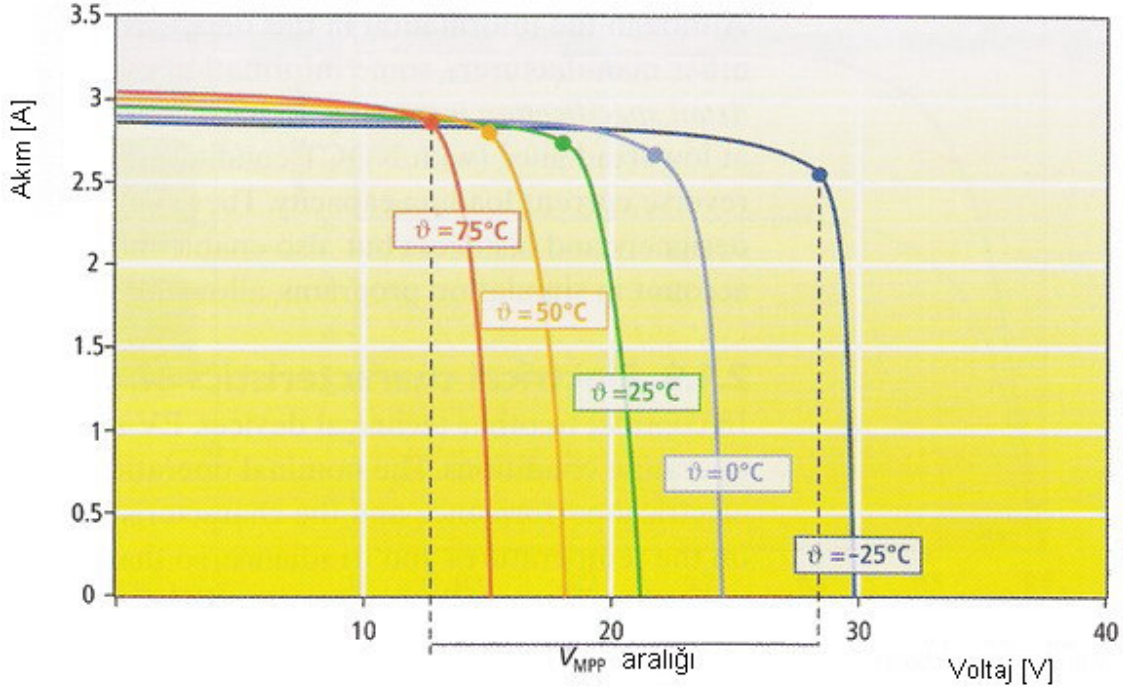
şeklinde de belirlenebilir. Bu katsayıları kullanarak yukarıdaki örnek güneş pilinin V_{MPP} ve I_{MPP} değerlerini hesaplayacak olursak,

$$V_{MPP} \cong 0,85 \times 0,6 \cong 0,51 \text{ V} \quad (3.5)$$

$$I_{MPP} \cong 0,95 \times 3,67 \cong 3,48 \text{ A} \quad (3.6)$$

güneş pilinin etiketinde verilen fabrika çıkış değerlerine çok yakın değerler elde etmiş oluruz. Güneş pillerinin maksimum güç noktasının belirlenmesi ve kullanım esnasında pilin hep bu değerde çalışmasının sağlanması, sistemden yüksek verim almak için gereklidir. Bunun için “*MPP tracker*” olarak adlandırılan maksimum güç noktası sabitleyici (izleyici) cihazlar kullanılır. MPP izleyiciler aynı zamanda DC – DC dönüştürücüler olarak da adlandırılabilir. Güneş pilinin ürettiği değişken akım değerini maksimum güç noktasındaki akım değerine dönüştürür ve sistemin MPP’de sabit çalışmasını sağlar(Luque ve Hegedus, 2003). Güneş pillerindeki akım ve voltaj değerleri ortam sıcaklığına ve güneş radyasyonuna göre değişir. Böylece sistemde %10 ila %40 arasında güç kayıpları olması olasıdır. MPP izleyicilerle bu sorun ortadan kaldırılabilir. Farklı sıcaklıklar için bir güneş pilinin MPP aralığını çıkarmak da mümkündür. Farklı pil sıcaklıklarının sağlandığı test koşullarında gerekli ölçümler yapılarak güneş piline ait voltaj ve akım değerlerini bulunarak bunların eğrileri çizilir ve maksimum güç noktası aralığı elde edilir. Şekil 3.19’da

-25°C ve 75°C arasındaki sıcaklıklarda güneş pilinin MPP noktaları tespit edilmiş ve bu sıcaklık değerleri için MPP aralığı oluşturulmuştur(German SES, 2005)



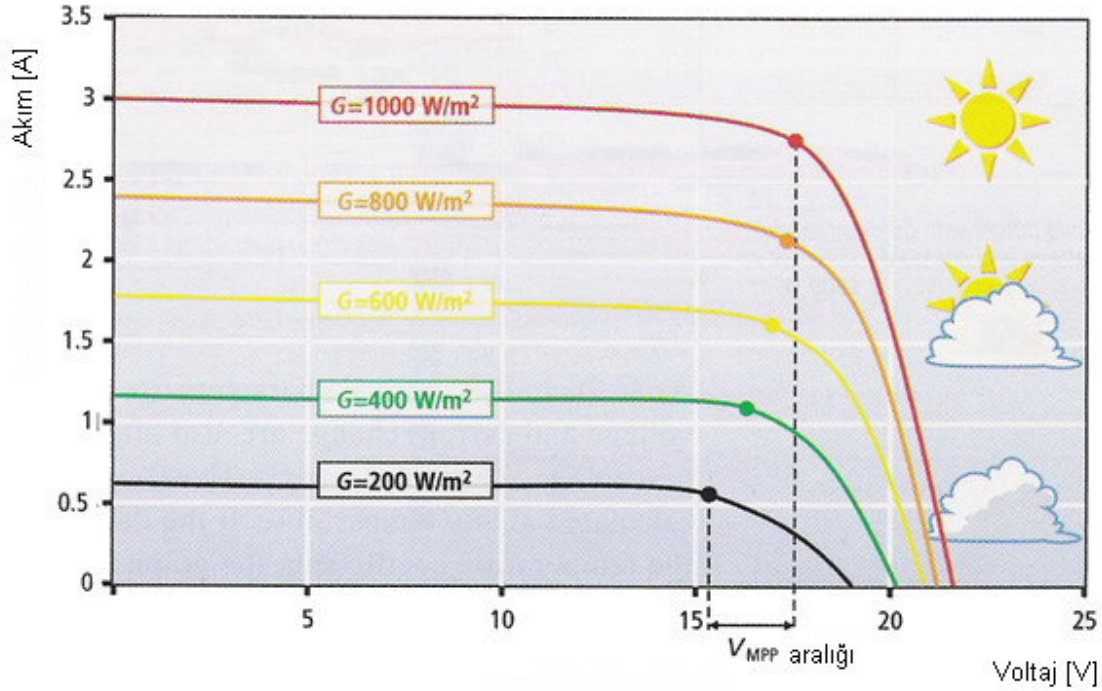
Şekil 3.19 Farklı sıcaklıklar için güneş pilinin MPP aralığı (German SES, 2005)

Benzer şekilde farklı radyasyon değerleri için de güneş pilinin MPP aralığı belirlenebilir. Şekil 3.20’de 200 W/m² ve 1000 W/m² arasındaki güneş radyasyonu değerleri için güneş pilinin MPP aralığı belirlenmiştir. Grafiklerden de anlaşılacağı gibi artan sıcaklık güneş pilinin üreteceği gücü düşürürken radyasyon artışı güneş pilinin üreteceği gücü arttırmaktadır. Şekildeki değerlerden yararlanarak örnek bir hesap yapacak olursak -25 °C ve 75°C’deki maksimum güçleri şu şekilde bulabiliriz,

$$P = 30 \text{ V} \times 0,9 \times 2,8 \text{ A} \times 0,95 = 71,82 \text{ W} \quad (-25^\circ\text{C} \text{ için}) \quad (3.7)$$

$$P = 15 \text{ V} \times 0,9 \times 3,1 \text{ A} \times 0,95 = 39,75 \text{ W} \quad (75^\circ\text{C} \text{ için}) \quad (3.8)$$

Değişik radyasyon değerleri içinse voltajın düşüşüyle beraber akım da düşer, voltajın yükselmesiyle akım da yükselir. Böylelikle en düşük maksimum güç en düşük güneş radyasyonunda, en yüksek maksimum güçse en yüksek güneş radyasyonunda elde edilir.



Şekil 3.20 Farklı radyasyon değerleri için güneş pilinin MPP aralığı (German SES, 2005)

3.5 Güneş Pillerinde Standardizasyon

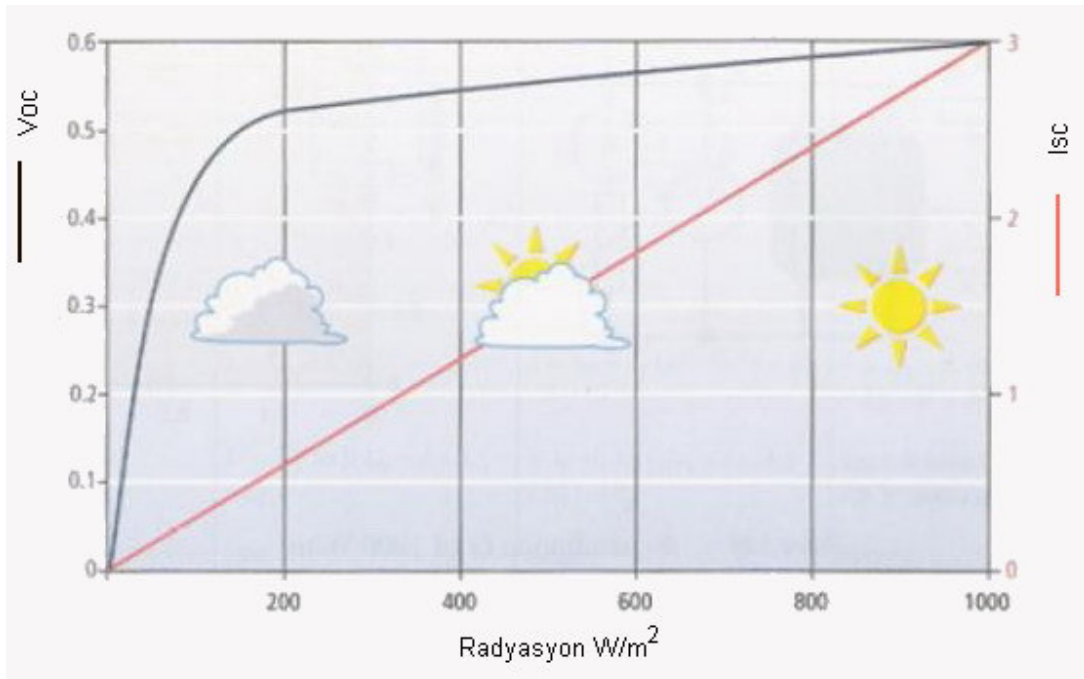
Farklı güneş pillerini birbirleriyle karşılaştırabilmek için bazı standartlar belirlenmiştir. Güneş pillerine ait karakteristik özellikler standart test koşulları altında belirlenerek güneş pilleri piyasaya sunulur. Standart test koşullarının belirlenmiş üç özelliği vardır.

- 1000 W/m^2 güneş radyasyonu
- 25°C pil sıcaklığı ($+2$, -2°C toleransla)
- Hava kütlesi (AM) değeri 1,5

Güneş pillerine ait karakteristik eğrinin üç temel özelliği vardır.

- MPP (maksimum güç noktası), güneş pilinin karakteristik eğrisinde pilin maksimum güçte çalıştığı noktadır. Bu nokta için (P_{MPP}), maksimum güçteki akım (I_{MPP}) ve maksimum güç voltajı (V_{MPP}) belirlenir. MPP değeri Watt cinsinden ifade edilir.
- Kısa devre akımı (I_{SC}) maksimum güç akımından (I_{MPP}) %5-15 daha yüksektir. 100x100 mm boyutlarındaki standart bir kristal silikon pilin kısa devre akımı STC'de (standart test koşulları) 3A civarındadır.
- Açık devre voltajı (V_{OC}) kristal pillerde yaklaşık 0,5-0,6V, amorf silikon pillerde ise 0,6-0,9V'dur.

Kısa devre akımı güneş radyasyonu ile doğru orantılı olarak değişmektedir. Güneş radyasyonu iki katına çıktığında akım da iki katına çıkar. Şekil 3.21'de I_{SC} eğrisinin lineer olarak değiştiği görülmektedir. V_{OC} ise radyasyon değişimiyle nispeten sabit kalır. Sadece güneş radyasyonu 100 W/m²'nin altına düştüğünde voltaj bozulur. Matematiksel olarak voltaj ve güneş radyasyonu arasında logaritmik bir bağıntı vardır (German SES, 2005)

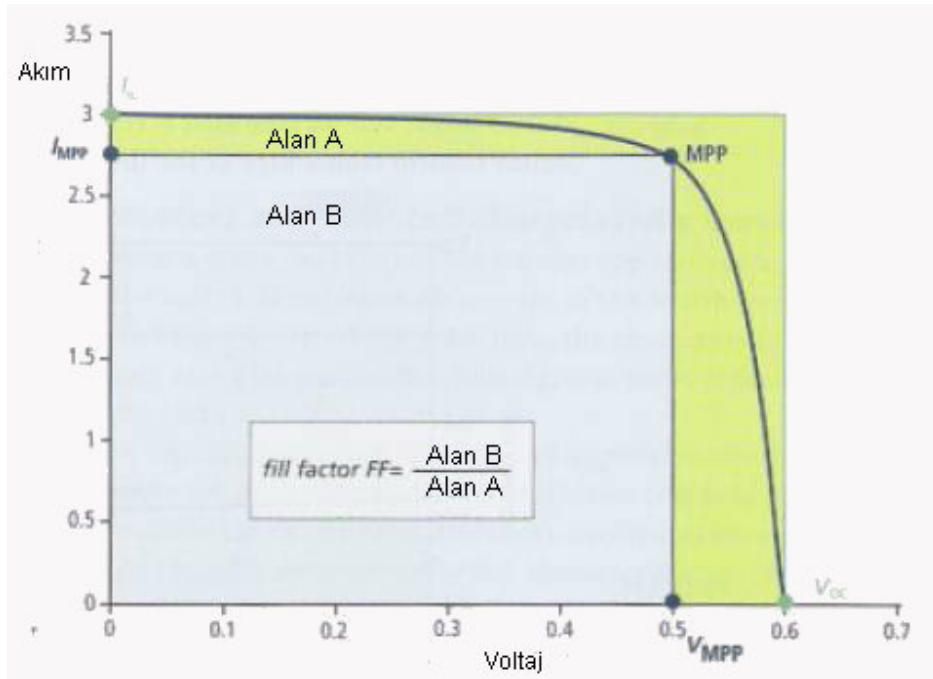


Şekil 3.21 Açık devre voltajı ve kısa devre akımının güneş radyasyonuna göre değişimi (German SES, 2005)

Güneş pillerinin kalitesini tanımlamada kullanılan bir terim de “yararlanma faktörü”dür. FF (fill factor) ile gösterilen yararlanma faktörü MPP değerinin, teorik maksimum güce bölümü ile elde edilir.

$$FF = \frac{V_{MPP} \times I_{MPP}}{V_{OC} \times I_{SC}} = \frac{P_{MPP}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (3.9)$$

Kristal güneş pilleri için FF 0,75-0,85 civarında iken amorf silikon piller için bu değer 0,5-0,7 arasındadır. Şekil 3.22’de görüldüğü gibi yararlanma faktörü B alanının A alanına oranı olarak tanımlanabilir. Güneş pilleri için en önemli parametreler Çizelge 3.2’de verilmektedir.



Şekil 3.22 Güneş pillerinde yararlanma faktörü (German SES, 2005)

Çizelge 3.2 Güneş pilleri için kullanılan önemli parametreler (German SES, 2005)

Parametre	Simgesi	Birim	Tanım
MPP	P_{MPP}	W_p	Standart test koşulları altındaki maksimum güç (nominal güç)
Verim	η	%	Pil tarafından üretilen gücün güneş radyasyonuna oranı
Yararlanma Faktörü	FF	-	Güneş pilleri için kalite ölçüsü, genellikle 0,5 ile 0,85 arasındadır
MPP Voltajı	V_{MPP}	V	MPP'deki fotovoltaiik voltaj (nominal voltaj)
Açık Devre Voltajı	V_{OC}	V	Genellikle STC için belirlenir, devre uçlarının bir yüke bağlı olmadığı durumda güneş pilinin sağladığı voltaj
MPP Akımı	I_{MPP}	A	MPP'deki fotovoltaiik akım (nominal akım)
Kısa Devre Akımı	I_{SC}	A	Genellikle STC için belirlenir, devre uçlarının doğrudan bağlı olmadığı durumda güneş pilinin sağladığı akım

İncelenen farklı güneş pillerinin laboratuvar verimlilikleri, ticari verimlilikleri, kullanım oranları ve fill faktör değerleri bu bölümde kullanılan kaynaklar göz önünde bulundurularak Çizelge 3.3'teki derleme tabloda karşılaştırılmıştır.

Çizelge 3.3 Güneş pillerinin karşılaştırılması

Güneş Pili Çeşitleri	Laboratuvar Verimi	Ticari Verimi	Yararlanma Oranı	Kullanım Oranı
Tek Kristalli Silisyum	%25	%15	0,75-0,85	%29
Çok Kristalli Silisyum	%18	%14	0,75-0,85	%54
Amorf Silisyum	%10	%5-7	0,56-0,61	%5
Kadmiyum Tellür	%16	%7	0,47-0,64	%0,5
Bakır İndiyum	%18	%10	0,64-0,66	%0,8
Çok Katmanlı	%34	————	————	————

3.6 Güneş Pillerinin Verimliliği

Güneş pillerinde verimlilik (η) pil tarafından üretilen gücün güneş pili üzerine düşen toplam radyasyona oranı olarak ifade edilir. Bu hesaplamada daha önceden gördüğümüz yararlanma oranı, açık devre voltajı, kısa devre akımı, pil yüzey alanı ve pil yüzeyine düşen radyasyon miktarı kullanılır.

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{A \times G} = \frac{FF \times V_{OC} \times I_{SC}}{G \times A} \quad (3.10)$$

Burada A modül yüzey alanını, G güneş radyasyonunu ifade eder. Teknik dokümanlarda verim her zaman standart test koşulları (STC) altında belirlenmiş değerler olarak ifade edilir. Bu durumda nominal verim standart test koşulları verimine eşittir.

$$\eta_n = \eta_{STC} \quad (3.11)$$

Daha önce yaptığımız yararlanma oranı tanımından yararlanarak standart güneş radyasyonu altında güneş pillerinin nominal verimini aşağıdaki gibi ifade edebiliriz.

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{A \times 1000W / m^2} \quad (3.12)$$

Güneş pillerinin verimliliği radyasyon ve sıcaklığa bağlıdır. Belirli bir radyasyon ve sıcaklıktaki verimlilik nominal verimlilikten verimlilikteki değişimin çıkartılmasıyla elde edilir.

$$\eta = \eta_n - \Delta\eta \quad (3.13)$$

Radyasyon faktörü (S) ile verimdeki değişim ve STC'den sapma hesaplanabilir. Radyasyon faktörü şu şekilde hesap edilir.

$$S = \frac{G}{1000W / m^2} \quad (3.14)$$

Örnek olarak S=0,5 ise bu, radyasyon seviyesinin STC'dekinin yarısı kadar olduğu anlamına gelir, yani 500W/m²'dir. Kristal silikon pillerde sabit sıcaklıkta değişen radyasyon miktarına göre verimdeki değişimi yaklaşık olarak veren formül aşağıdaki gibidir.

$$\Delta\eta \approx -0,04 \times \eta_n \times \ln(S) \quad (3.15)$$

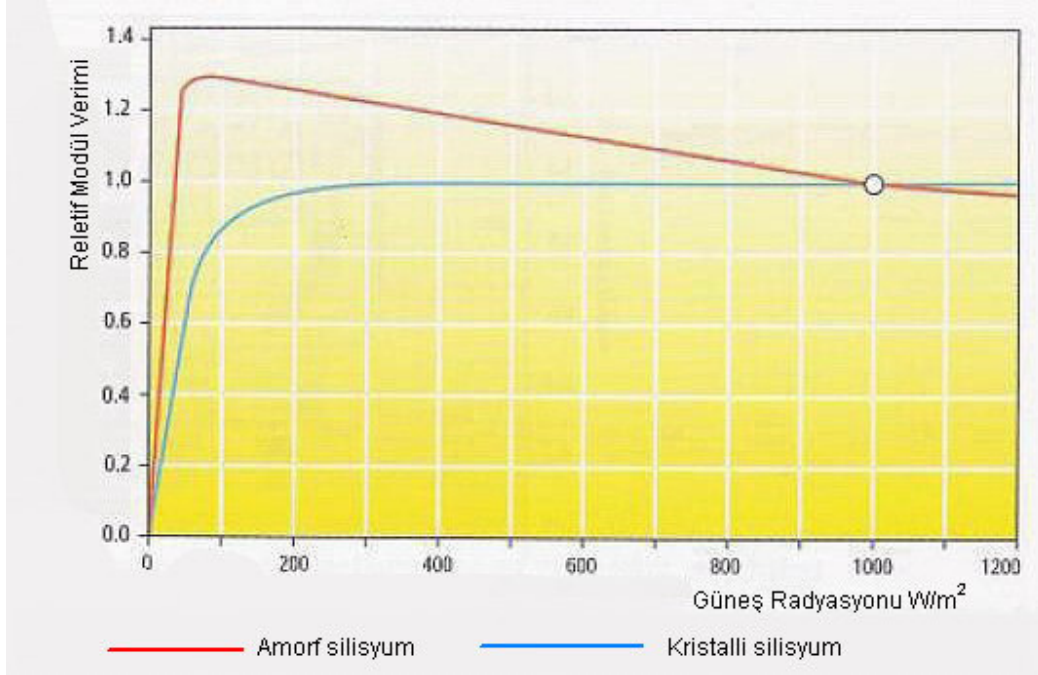
Buna göre STC'deki verimi %15,4 olan bir güneş pilinin S=0,5 koşulundaki verimini hesaplayacak olursak,

$$\Delta\eta \approx -0,04 \times 0,154 \times \ln(0,5) \approx -0,0042 \approx -\%0,4 \quad (3.16)$$

Buna göre STC'deki verimi %15,4 olan bir güneş pilinin 500W/m²'lik güneş radyasyonundaki verimi

$$0,154 - 0,004 = 0,15 = \%15 \quad (3.17)$$

olacaktır(German SES,2005). Kristal güneş pillerinde durum böyleyken ince film güneş pilleri düşük radyasyon seviyelerinde kristal silikonlara göre daha verimli olduklarından, amorf silikon bir güneş pili düşük radyasyonda STC'deki verimlerinden %30 daha iyi bir verimle çalışabilirler.

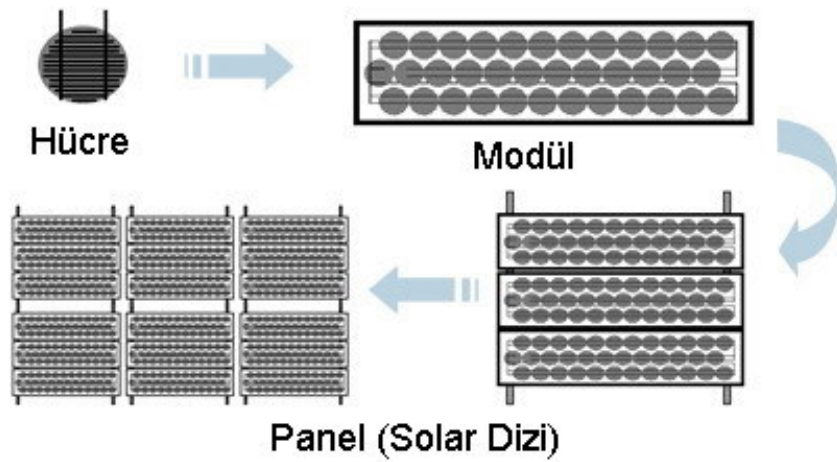


Şekil 3.23 Radyasyon değerine göre amorf silisyum ve kristalli silisyum pillerin verimi (German SES, 2005)

Daha önce de bahsettiğimiz gibi ince film güneş pilleri düşük ve orta dalga boylarını kristal pillere göre daha iyi absorbe ederler. Bu da düşük radyasyonları daha verimli kullanmalarını sağlar. Şekil 3.23'te de görüldüğü gibi amorf silikon güneş pilinin verimi 1000W/m^2 seviyesinden sonra kristal silikon güneş pillerinin altına inmektedir. Ancak düşük radyasyonda verimliliği daha yüksektir.

4. FOTOVOLTAİK SİSTEM ÇEŞİTLERİ

Fotovoltaik etkinin keşfedildiği ve denenmeye başlandığı 1873 yılından günümüze kadar çeşitli malzemelerin fotovoltaik etkileri rapor edilmiş, farklı malzemelerle çeşitli fotovoltaik piller üretilmiş ve güneş enerjisinden yararlanma konusunda farklı sistemler geliştirilmiştir. 1964 yılında uzay araçlarının enerji ihtiyaçlarının karşılanması için fotovoltaik pillerin kullanılmasından sonra bu sistemler çeşitli şekillerde günlük yaşantımıza girmiş; hesap makineleri, trafik sinyalizasyonları, sokak lambaları gibi küçük çapta kullanımların yanı sıra büyük çapta enerji üretimi için binalarda ve enerji santrallerinde de kullanılmaya başlanmıştır. Tek bir PV hücresi 2 Watt'a kadar güç üretebilir ancak bu enerji bir hesap makinesini veya bir kol saatini çalıştırmaya yetecek kadardır. Bu yüzden elde edilen gücü arttırmak için hücrelerden modüller, modüllerden paneller oluşturulur. Şekil 4.1'de hücreden modüle geçiş şematik olarak görülmektedir. İstenilen güç çıkışlarına göre ayarlanabilen bu sistemler şebekeden bağımsız, şebekeye bağlı ve hibrid sistemler olarak üç grupta incelemek mümkündür.

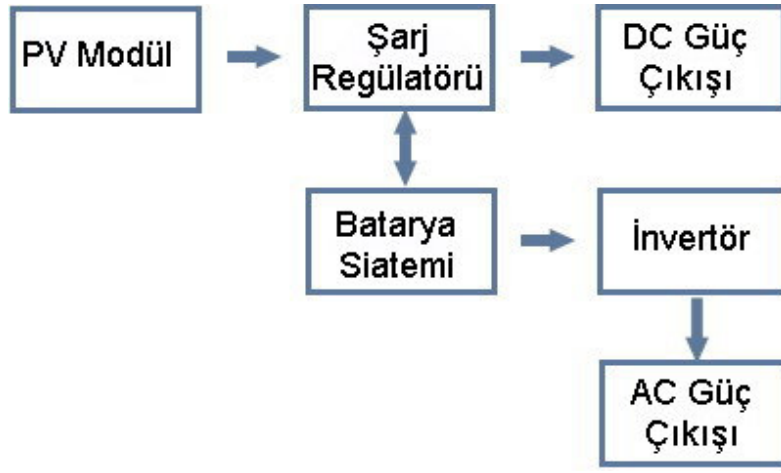


Şekil 4.1 Güneş pili düzeni [7]

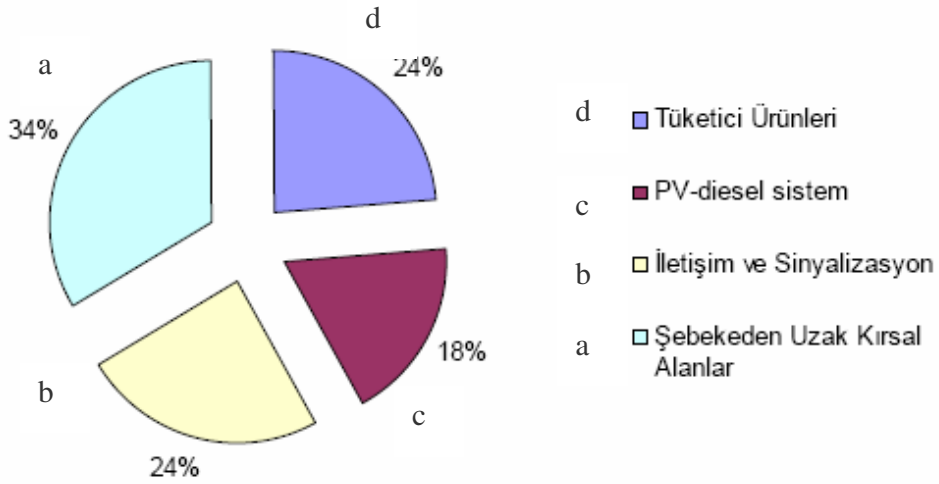
4.1 Şebekeden Bağımsız Sistemler

Bu sistemler stand-alone veya off-grid sistemler olarak da adlandırılmaktadır. Şebeke elektriğine bağlı olmayan bu sistemlerde ihtiyaç duyulan elektriğin tamamı fotovoltaik sistemden sağlanır. Bu sistemlerin önemli bölümlerinden biri düşük güneş ışınımının olduğu zamanlarda (ya da

güneş ışınımının hiç olmadığı gece saatlerinde) ihtiyaç duyulan elektriği sağlayan batarya sistemidir. Batarya sisteminin elemanları akülerdir. Batarya sisteminin kapasitesinin belirlenmesi fotovoltaiik üreticinin toplam gücüne ve mahallin ortalama güneş ışınımı miktarına bağlıdır. Hesap makineleri, saatler, trafik sinyalizasyonu, elektrik şebekesinden uzakta bulunan yerleşim yerlerinde kurulu olan sistemler şebekeden bağımsız sistemlere örnektir. Şekil 4.2.'de şebekeden bağımsız sistemin şematik görünüşü verilmiştir.



Şekil 4.2 Şebekeden bağımsız sistemin şeması [7]



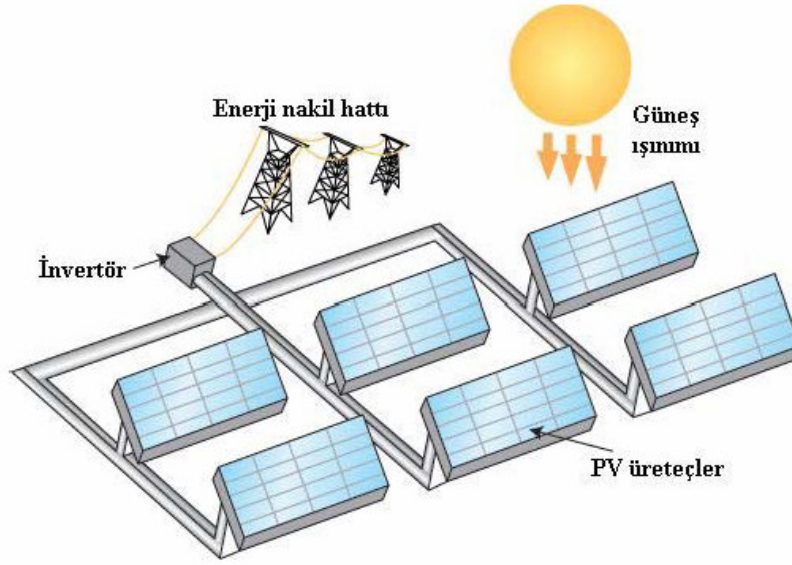
Şekil 4.3 Şebekeden bağımsız sistemlerin kullanım alanlarına göre dağılımı (Goetzberger ve Hoffmann, 2005)

Şekil 4.3'te görüldüğü üzere şebekeden bağımsız sistemlerde %34'le en çok pay şebekeden uzak kırsal alanlardaki kullanıma aittir. %24'lük paya sahip tüketici ürünleri günlük hayatta kullandığımız saatlerden hesap makinelerine veya güneş enerjisini kullanan cep telefonu şarj cihazlarına kadar değişen ürünleri kapsamaktadır. İletişim ve sinyalizasyon alanında güneş pillerinin kullanımıysa trafik sinyalizasyon lambalarından trafik ışıklarına deniz fenerlerine ve kara yolları acil durum telefonları gibi çeşitli alanlara yayılmaktadır. Yukarıdaki dağılımda %18'le kendine yer edinen PV-Diesel sistemlerse esasen hibrid sistemlerin içinde yer almaktadır ve ayrıca bir alt başlık olarak incelenmektedir.

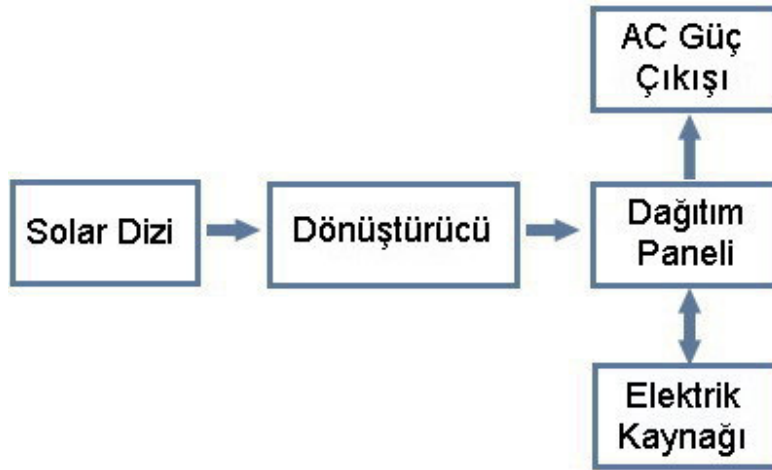
4.2 Şebekeye Bağlı Sistemler

Bu sistemler “grid-connected” olarak da adlandırılmaktadır. Şebekeye bağlı sistemlerde elektrik şebekesi sonsuz bir batarya düzeneği olarak değerlendirildiğinden bu sistemlerde ayrıca bir batarya düzeneği kurulmasına gerek yoktur. Bu tip sistemler üretilen elektrik miktarına göre çeşitlilik gösterir. Bazıları Şekil 4.4'te görüldüğü gibi doğrudan bir elektrik santrali olarak şebeke için MW mertebesinde elektrik üretirken, bazıları da daha küçük çapta enerji ihtiyaçları için tasarlanmıştır. Binaların çatı veya cephe kaplamalarında kullanılan PV sistemleri bunun yanında şebekeye de bağlıysa bu tip sistemlere örnek teşkil eder.

Şebekeye bağlı bir sistemde enerjinin depolanması önemli değildir. Enerji açığının olduğu zamanlarda (kapalı havalar, gece, kış mevsimi gibi) sistem ihtiyacı olan enerjiyi şebeke elektriğinden çekecektir. Güneş ışığının yeterli olduğu zamanlarda ise gerekli enerji PV sisteminden sağlanacak hatta enerji fazlası oluşması durumunda da üretilen elektriğin bir kısmı şebekeye verilebilecektir. Şekil 4.5 şebekeye bağlı bir fotovoltaiik sistemin şematik görünümünü vermektedir.

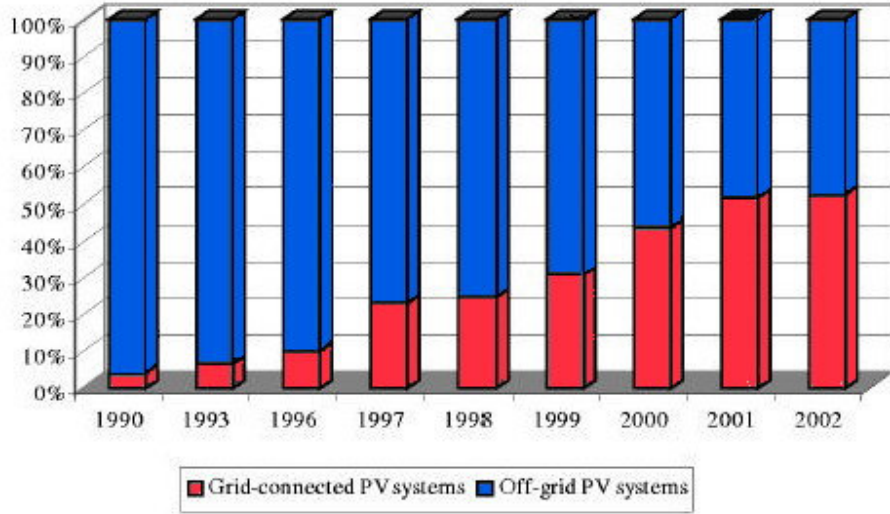


Şekil 4.4 PV elektrik üretim santrali [8]



Şekil 4.5 Şebekeye bağlı sistemin şematik görünümü [7]

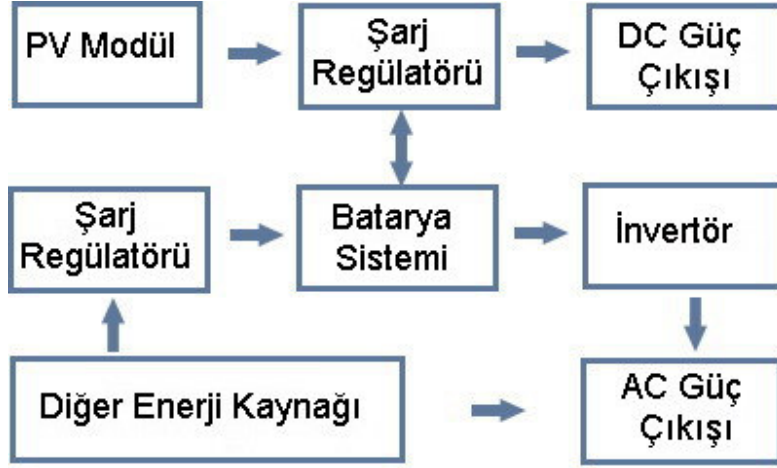
Geçmiş yıllarda şebekeye bağlı sistemlerin kurulu gücü şebekeden bağımsız sistemlere oranla daha azken 1990'ların sonlarından itibaren bu oran yavaş yavaş eşitlenmeye başlamış (Goetzberger ve Hoffmann,2005) ve Şekil 4.6'da da görüldüğü gibi son yıllarda elektrik üretim santrali olarak PV sistemlerinin kullanılmasıyla şebekeye bağlı sistemlerle bağımsız sistemler neredeyse eşitlenmiştir.



Şekil 4.6 Dünyada şebekeye bağlı ve şebekeden bağımsız sistemlerin yıllara göre oranı
(Goetzberger ve Hoffmann, 2005)

4.3 Hibrid Sistemler

Bu sistemler isminden de anlaşıldığı gibi iki sistemin birlikte kullanımıyla oluşturulmuş sistemlerdir. Bu sistemlerden biri fotovoltaiik sistem olurken diğeri diesel jeneratör veya rüzgar enerjisi gibi farklı elektrik üretim sistemlerinden biri olabilir. Hibrid sistemlerin ortaya çıkmasının en büyük nedeni güneş ışıını miktarının yıl içinde değışiklik göstermesidir. Kabaca bir örnek verecek olursak; PV sistemden ihtiyacımız olan X birim enerjiyi yaz mevsiminde elde edebiliyor ancak kışın elde ettiğimiz miktar bunun yarısına iniyorsa her mevsim en az X birim enerji elde edebilmek için sistemin boyutlarını iki katına çıkarmamız gerekecektir. Bu da maliyetin gereksiz yükselmesine neden olur. İşte böyle durumlarda hibrid sistemlerin kullanımı akılcı bir çözümdür. Uygun hava koşullarında ihtiyaç duyulan elektrik enerjisinin tamamı PV üretçilerden karşılanır. Fazla enerji bataryalarda depo edilir. Havanın kapalı olduğu zamanlarda ve geceleri ilk olarak bataryadan, yeterli olmazsa diesel jeneratöründen (veya diğeri bir enerji kaynağı) enerji sağlanır. Başka bir örnek verecek olursak yazın yeterli miktarda güneş ışığı alan kışınsa elektrik üretimine elverişli şekilde rüzgar alan bir bölgede bu iki sistem hibrid olarak tasarlanabilir(Luque ve Hegedus, 2003). Şekil 4.7’de hibrid sistemin şematik görünümü, Şekil 4.8’de de örnek bir fotoğraf verilmiştir.



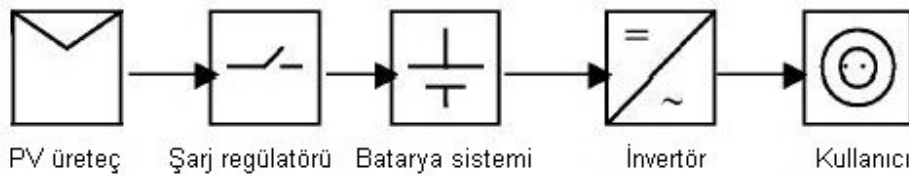
Şekil 4.7 Hibrid sistemin şematik görünümü [7]



Şekil 4.8 Rüzgar türbini ve PV modülün birlikte kullanıldığı bir hibrid sistem [8]

4.4 Güneş Evi Sistemleri

Şebekeye bağlı olmayan yerleşim alanlarında (genellikle kırsal bölgeler) elektrik enerjisi ihtiyacı genelde küçük çapta üreteçlerle(diesel jeneratör gibi) karşılanmaktadır. Bu tarz sistemler çevre kirliliği, gürültü, bakım imkânlarının yetersizliği, yakıt teminindeki zorluklar ve yakıt masrafı gibi olumsuz özelliklere sahiptir. Güneş evi sistemleri yakın gelecekte şebekeye uzak olan yerleşim bölgelerinin elektrik ihtiyacının karşılanmasında önemli potansiyele sahip olacaktır. Bir güneş evi sistemi temel olarak fotovoltaiik üreteç, batarya(akü) ve şarj regülatöründen oluşmaktadır. Böyle bir sistem sayesinde bir evin temel ihtiyaçlarından olan aydınlatmanın sağlanması ve bazı elektrikli ev gereçlerinin çalıştırılması mümkündür. Günümüzde Afrika, Latin Amerika ve Asya'nın kırsal bölgelerinde şebekeden bağımsız güneş evi sistemleri kullanılmaktadır. Bunun yanında kırsal bölgeler dışında müstakil evlere de bu tip sistemler uygulanabilmektedir. Bu sistemlerin kullanımının yaygınlaşması önündeki en büyük engel ise ilk yatırım maliyetlerinin yüksek oluşudur. Sistem her ne kadar yakıt ve bakım masrafı gerektirmiyor olsa da ilk kurulum esnasında özellikle kırsal bölgelerde yaşayan insanlar için yüksek sayılabacak rakamlara mal olmaktadır. Kırsal yerleşim alanındaki bir ev için sadece temel elektrik ihtiyacının sağlanması bile 1000 ila 1500 \$'lık bir yatırım gerektirmektedir (ESMAP – Photovoltaic Applications in Rural Areas, 2000). Ancak diesel jeneratörlü sistemlerle karşılaştırıldığında daha ekonomik ve pratik bir alternatif olduğu ortadadır. Konutlarda genellikle alternatif akım kullanıldığından PV modülünden elde edilecek olan doğru akımın alternatif akıma dönüştürülebilmesi için sistemde invertör kullanmak gereklidir. Şekil 4.9'da konutlarda kullanılan bir fotovoltaiik sistemin basit şeması görülmektedir.



Şekil 4.9 Güneş evi PV sisteminin basit şeması (Goetzberger ve Hoffmann, 2005)

4.5 Fotovoltaik Sistemin Ana Elemanları

Bir önceki alt başlıkta da bahsedildiği gibi konutlarda elektrik üretimi amaçlı kullanılan fotovoltaik sistemlerin belli başlı elemanları vardır. Bu elemanlar sistemin özelliği ve ihtiyaçlarına göre farklılık göstermekle beraber genel olarak fotovoltaik üreteç, şarj regülatörü, invertör (akım dönüştürücü) ve batarya sistemi (aküler)'dir.

4.5.1 Fotovoltaik Üreteç

Fotovoltaik üreteçler bir PV sisteminin en temel gurubudur. Konutlarda kullanılan fotovoltaik üreteçler genelde birden fazla hücreden oluşmaktadır. Daha önce fotovoltaik sistem çeşitleri bölümünde belirtildiği gibi fotovoltaik üreteçler birden fazla hücrenin bir araya gelmesiyle hücre-modül-panel yapısında oluşmaktadır. Piyasada panel halinde satılan PV üreteçler rahatlıkla bulunabilir. Üreteçler, yüzeylerine düşen güneş ışığını kullanarak elektrik üretimini gerçekleştirmektedir. Uygulanacak sistem tasarımına göre PV panelleri sistem voltajına göre seri ya da paralel bağlanarak kullanılır.

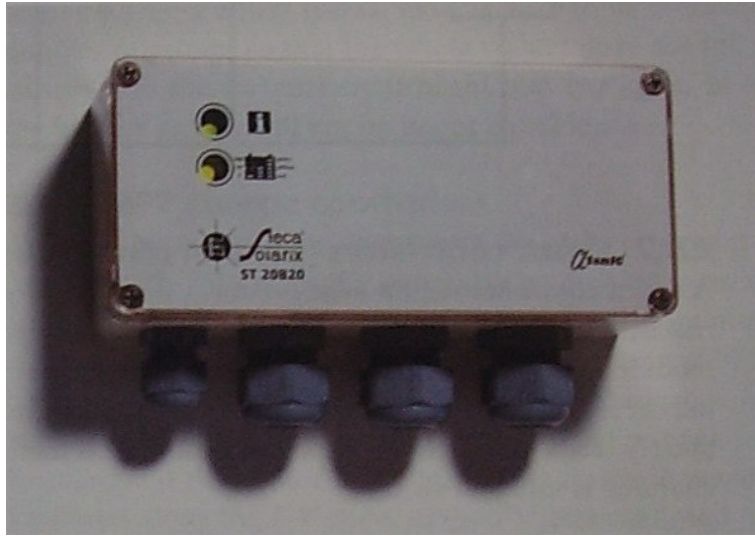
4.5.2 Şarj Regülatörü

Sistemdeki şarj regülatörü, sistem voltajını ölçerek bataryaları ani boşalma(deşarj) ya da aşırı yüklenme gibi durumlara karşı korumaktadır. Sistemin verimli çalışması açısından sistemde şarj regülatörü bulundurulması önemlidir. Düşük enerji harcaması, yüksek verime sahip olması (%96–98), akülerindeşarj durumunda akımı kesmesi, aküleri dengeli voltajda şarj etmesi, sistemi yüksek voltajdan koruması gibi üstün özellikleri bulunmaktadır (Luque ve Hegedus, 20003)

Şebekeden bağımsız sistemlerde PV üretcin sistem voltajı, batarya sistemi voltajı ile uyuşmalıdır; alışlagelmiş voltaj değeri 12, 24 ve 48V'tur. Şarj voltajı akülerin voltajından yüksek olmak zorundadır. Örneğin 12V'luk bir aküye 14.4V'a kadar olabilir. Standart kristal silisyum PV modüllerde 36–40 hücre bulunur ve 15–18 V' a sahiptir. Bunun dışında, kablolar ve diyot üzerinde 1–2% oranında voltaj kaybı yaşanmaktadır. Düşük güneş ışınımı olduğunda, PV sistem voltajı düşer. Bunu sonucu olarak aküler, üreteç tarafındandeşarj olmaya başlar. Bunu

engellemek için bir ters akım diyotu kullanılır. Genelde bu diyot şarj regülatörünün içinde yer alır(German SES, 2005)

Şarj regülatörü, batarya sisteminin ömrünün belirlenmesinde önemli rol oynar. Farklı akü tipleri, akülerin sıcaklığı ve kullanımda olduğu süre önemlidir. Akülerin sıcaklığını ölçmek için bir sıcaklık sensörü kullanılır ve bu sensör şarj regülatörüne bilgi verir. İyi kalitede bir şarj regülatörü kullanmak, batarya sisteminin uzun ömürlü olması açısından önemlidir. Günümüzde şarj regülatörlerinin öncelikli hedefleri; batarya sisteminin en uygun şekilde şarj edilmesi, aşırı voltajdan korunması, deşarj olmasını engelleme ve şarj durumunu kullanıcı ara yüzünde görüntülemedir (German SES, 2005).



Şekil 4.10 Şarj seviyesi göstergeli şarj regülatörü (German SES, 2005)

4.5.3 İnvörtör

İnvörtörler doğru ve alternatif elektrik akımı arasında dönüşüm yapabilmeye yarayan aygıtlardır. Şebekeye bağlı sistemler ve şebekeden bağımsız sistemlerde kullanılabilirler.

Şebekeye bağlı sistemlerde, PV sistemin tasarımı, sisteme uygun invörtörün seçimiyle başlar. Bu sistemin doğru akım tarafının belirlenmesini sağlar ve invörtörün giriş karakteristiğine göre PV üretici seçimi yapılabilir. Şebekeye bağlı sistemlerde, PV üreticiden sonra sistemin en önemli

elemanıdır. Görevi PV üreteçten elde edilen doğru akımı, şebeke akımı gibi alternatif akıma çevirmektir. Dönüştürme verimleri %90'ın üstündedir. İnvertörün içinde ayrıca sistemin verimli çalışmasını sağlayan elektronik devreler bulunur. Bu devreler, üreticin ne zaman devreye gireceğini, en uygun güç üretimini ve sisteme üreteç ya da şebekeden gelebilecek zararların engellenmesini belirlemeye yarar.

Günümüzde çoğu invertör üzerinde, güç, voltaj, akım ve diğer çalışma parametrelerini kaydedip izlemeye yarayan veri kaydedici ve ölçüm yapan bir bilgisayar sistemleri bulunmaktadır. Şebekeden bağımsız sistemlerde, geniş giriş voltajı aralığı, çıkış voltajı sinüs eğrisi şekline mümkün olduğunca yakın değerlerde, çıkış voltajı ve frekansında mümkün mertebede az dalgalanma, kısmi yük altındayken yüksek verim, kısa devre akımlarına ve aşırı yüklerle kısa süreli de olsa karşı koyabilmesi, şebekeden bağımsız sistemlerde kullanılan invertörlerden beklenen özelliklerdir. Bunların yanında sistemin en verimli şekilde çalışabilmesi için, sistemin maksimum güç noktası(MPP) invertörde bulunan elektronik devre tarafından izlenmektedir.

4.5.3.1 Şebekeye Bağlı Olmayan İnvertörler

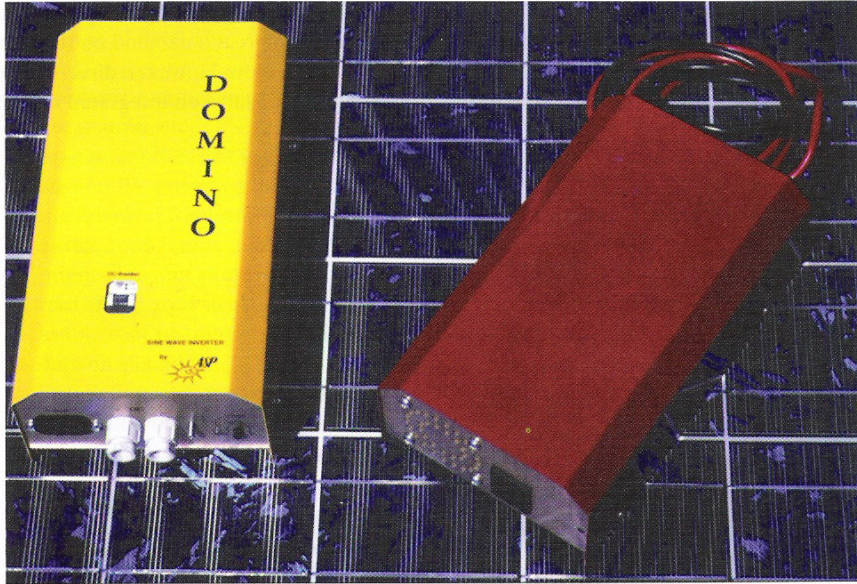
Şebekeden bağımsız bir sistemde kullanılan bir invertörün amacı farklı çeşitlerdeki elektrik ihtiyaçlarını karşılayabilmektir. Bu farklı ihtiyaçlar evde kullanılan küçük cihazlardan son teknoloji ürünü hassas elektronik haberleşme cihazlarına kadar geniş bir yelpazede olabilir. Şebekeden bağımsız bir invertörde aşağıdaki özelliklerin bulunması gerekir.

- Sabit voltaj ve frekansta mümkün olduğunca sinüsoidal bir alternatif akım,
- Kısmi yük koşullarında bile çok iyi dönüşüm verimi
- Yüksek yük aşımı kapasitesi
- Bateria voltajı dalgalanmalarına karşı tolerans
- Bateria için yüksek boşalma koruması
- Güç çıkışı tarafında kısa devre zararlarına karşı korunmalı olması
- Voltaj aşımı korunması

Şebekeden bağımsız invertörlerin üretimini yapan bazı firmalar ACR, ASP, FEG, Fronius Steca, Mastervolt, PDA, ProWatt, Siemens, SMA, Studer, SunPower, Trace Xantrex, Victron Energy ve Wagan'dır (German SES, 2005)

4.5.3.1.1 Sinüsoidal Dalga İnvörtörleri (Sine-wave invertors)

Şebekeden bağımsız bir fotovoltaik sistemdeki invertörün gerekliliklerini en iyi şekilde yerine getiren invertör tipi sinüsoidal dalga invertörleridir. Bu cihazlar titreşim genliği modülasyonu (pulse width modulation) prensibine göre çalışır. Hassas elektronik aygıtların çalıştığı sistemler için de uygundur. Trapezoidal invertörlere kıyasla, sinüsoidal dalga invertörlerinin maliyetleri karmaşık devre yapıları sebebiyle daha yüksektir. Şekil 4.11'de ASP üretimi bazı sinüsoidal dalga invertörleri görülmektedir.



Şekil 4.11 Sinüsoidal dalga invertörleri, ASP (German SES, 2005)

4.5.3.1.2 Trapezoidal İnvörtörler

Sinüsoidal invertörlere göre daha ucuz olan ve yaygın bulunan bu invertörler yavaş yavaş pazardan çekilmeye başlamıştır. Trapezoidal invertörlerde direkt akım 50 Hz'lik alternatif akıma çevrilir ve bir transformatör kullanılarak 230 V değerine çıkartılır (US ve Kanada için 60 Hz ve

110/120 V). Bu invertörler televizyon, bilgisayar, müzik sistemleri gibi hassas elektronik aletler dışında her yükü karşılayabilir. Bazı durumlarda kısa süreli olarak nominal gücün dört katı kadar aşırı yüklemeyi karşılayabilirler. Bu durum özellikle motorların çalıştırıldığı durumlar için önemlidir(German SES, 2005)

4.5.3.2 Şebekeye Bağlı İnvörtörler

4.5.3.2.1 İnvörtör Kullanımı

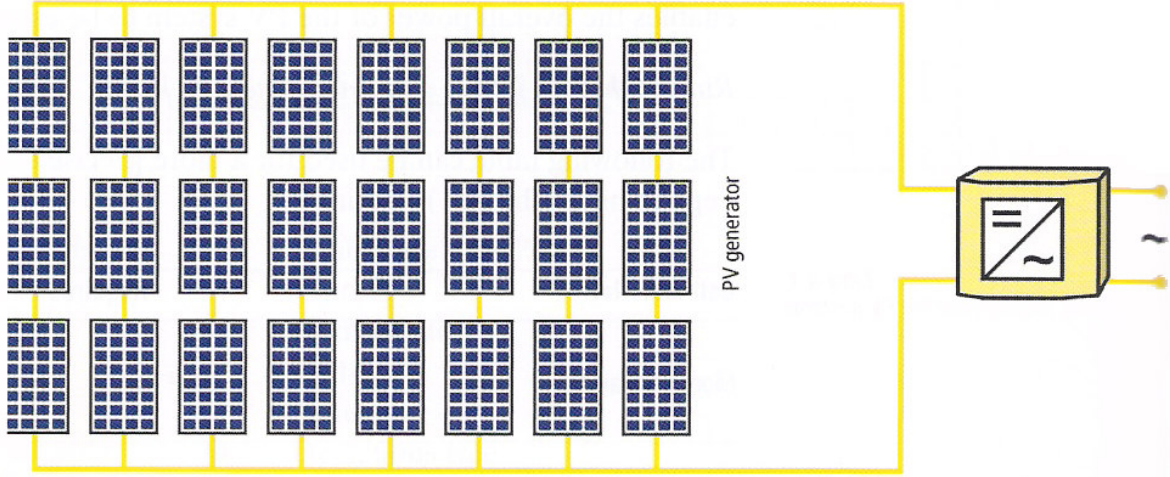
PV teknolojisinde uzun yıllardan beri merkezi invertörlerin kullanılması olağan hale gelmiştir. Fakat günümüzde PV sistemlerde birden fazla daha küçük invertör kullanımı giderek yaygınlaşmaktadır. İnvörtörler bir sıradaki modüller için tasarlanan sıra invertörler olabileceği gibi, modüller için ayrı ayrı kullanılacak şekilde modül invertör olarak da kullanılmaktadır.

Buna göre invertörleri merkezi invertörler, sıra invertörler ve modül invertörler olarak üçe ayırabiliriz. Bu tiplerin her birinin kendine has olumlu ve olumsuz yanları vardır. Fotovoltaik uygulamanın yapısına göre en uygun invertör sistemi seçilir. Merkezi olmayan invertörler genellikle değişik gölgelenme ve yönelme açıları olan güneş panellerinin bulunduğu fotovoltaik sistemlerde kullanılır (German SES, 2005)

4.5.3.2.2 Merkezi İnvörtör

4.5.3.2.2.1 Düşük Voltajlı Merkezi İnvörtör

Düşük voltajlı dizilimde ($V_{DC} < 120$ V) seri olarak bağlanmış modüller üç, dört veya beş tanedir. Seri olarak az modülün bağlanmasının daha uzun dizilimlere göre avantajı bu tip sistemlerin gölgelenmeden daha az etkilenmesidir. Çünkü bir sıradaki modüllerden gölgelenme alanı en yüksek olan bütün sıranın akımını etkiler. Bu da demektir ki esas kayıp gölgede kalan modül sayısına değil gölgede kalan sıra sayısına bağlıdır(German SES, 2005). Şekil 4.12’de düşük voltajlı merkezi invertör kullanılan bir sistem görülmektedir. Şekilde görüldüğü gibi bir sırada seri olarak bağlanmış üç modül bulunmaktadır.



Şekil 4.12 Düşük voltajlı merkezi invertör kullanan sistem (German SES, 2005)

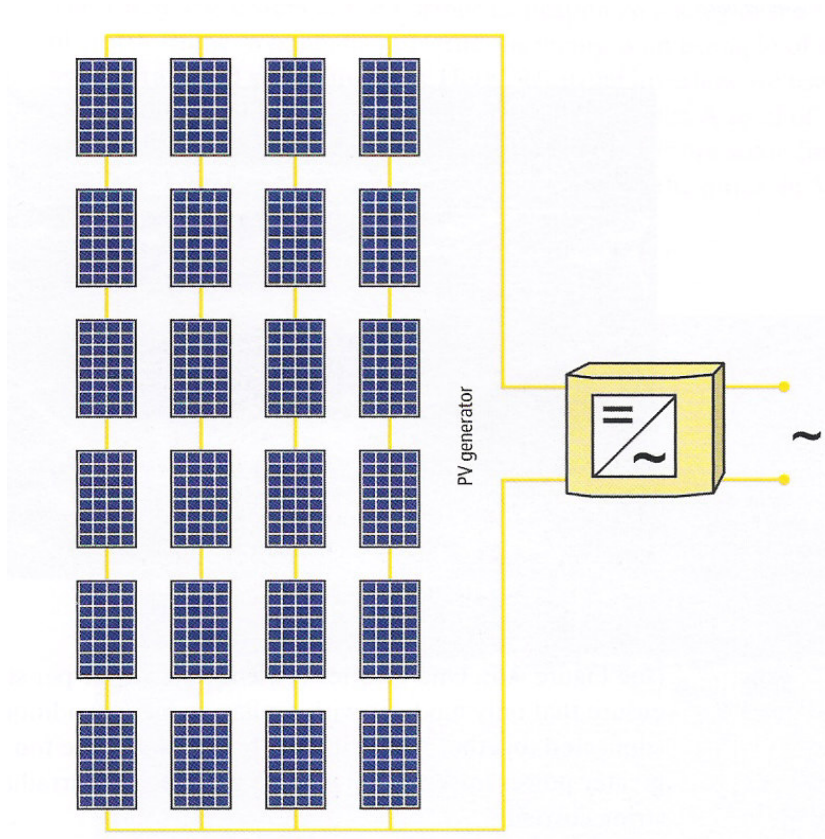
Ayrıca 120 volttan daha düşük voltajlı sistemlerde sistemi üç numaralı güvenlik sınıfına göre tasarlamak mümkündür. (Elektrik sistemleri için güvenlik sınıflandırması Çizelge 4.1’de görülmektedir) Bu sistemin dezavantajıysa oluşan yüksek akımdır. Omik kayıpları engellemek için daha büyük kesit alanına sahip kablolar kullanılması gereklidir.

Çizelge 4.1 Güvenlik sınıfları (German SES, 2005)

Güvenlik sınıflandırmaları		Sembol
Sınıf I	Cihaz topraklı yerleştirilir	
Sınıf II	Çift yalıtım	
Sınıf III	Güvenli ekstra düşük voltaj (Max AC: 50V, Max DC: 120V)	

4.5.3.2.2 Yüksek Voltajlı Merkezi İnvörtör

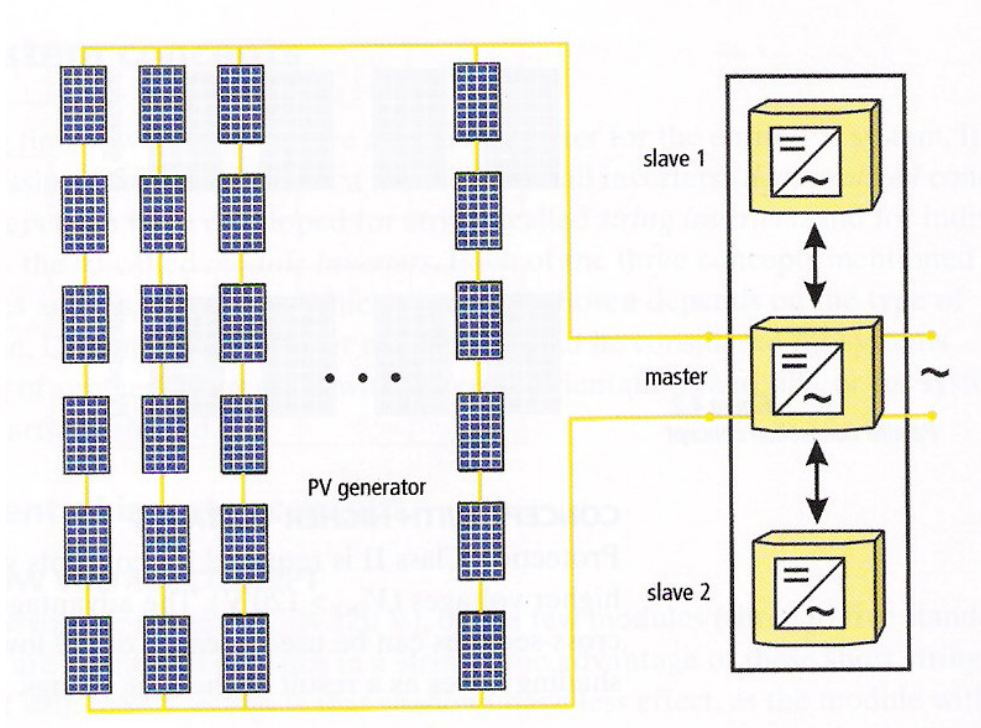
Daha uzun modüllerin seri bağlanmasıyla voltajın yüksek olduğu sistemler ortaya çıkar. Bu sistemlerde doğru akım voltajı 120 volttan büyüktür. Bu şekilde oluşturulan sistemlerin avantajı, akımlar düşük olduğundan kablo kesit alanlarının küçük tutulabilmesidir. Öte yandan bir sıradaki modüllerin sayısının fazla olması gölgelenme kayıplarının arttırır. Şekil 4.13'te bir sırada altı modülün bulunduğu yüksek voltajlı bir sistem görülmektedir.



Şekil 4.13 Yüksek voltajlı merkezi invörtör kullanan sistem (German SES, 2005)

4.5.3.2.3 Esas – Yardımcı Merkezi İnvörtör Tasarımı (Master – Slave)

Daha büyük fotovoltaik sistemler genellikle esas-yardımcı prensibine dayanan merkezi invörtörler kullanır. Şekil 4.14'te örnek bir sistem görülmektedir.



Şekil 4.14 Esas – yardımcı merkezi invertör kullanan sistem (German SES, 2005)

Bu sistemlerde birden fazla merkezi invertör kullanılır. Genel kullanım iki veya üç invertördür. Boyutlandırma toplam gücün invertör sayısına bölünmesi esasıyla yapılır. Kullanılan invertörlerden biri esas (master) merkezi invertördür. Bu invertör düşük güneş ışınımının olduğu zamanlarda çalışır. Güneş ışınımının artmasıyla ana invertörün güç sınırına yaklaşılır ve yardımcı (slave) invertör devreye girer. Invertörleri eşit olarak yüklemek için ana ve yardımcı invertörler belirli bir çevrime göre değişir (German SES, 2005).

Bu sistemin avantajı düşük ışıнімda sadece ana invertörün çalışması, böylelikle –özellikle düşük güç zamanlarında- sadece tek bir merkezi invertörün kullanıldığı sistemlere göre verimin daha yüksek olmasıdır. Ancak tek merkezi invertörün kullanıldığı bir sisteme göre yatırım maliyeti daha yüksektir. Esas-yardımcı merkezi invertör sisteminin bir örneği Şekil 4.15'te görülen Münih'teki Neue Messe München Sergi Merkezi'nin çatısındaki 1 MW'lık fotovoltaik sistemdir.

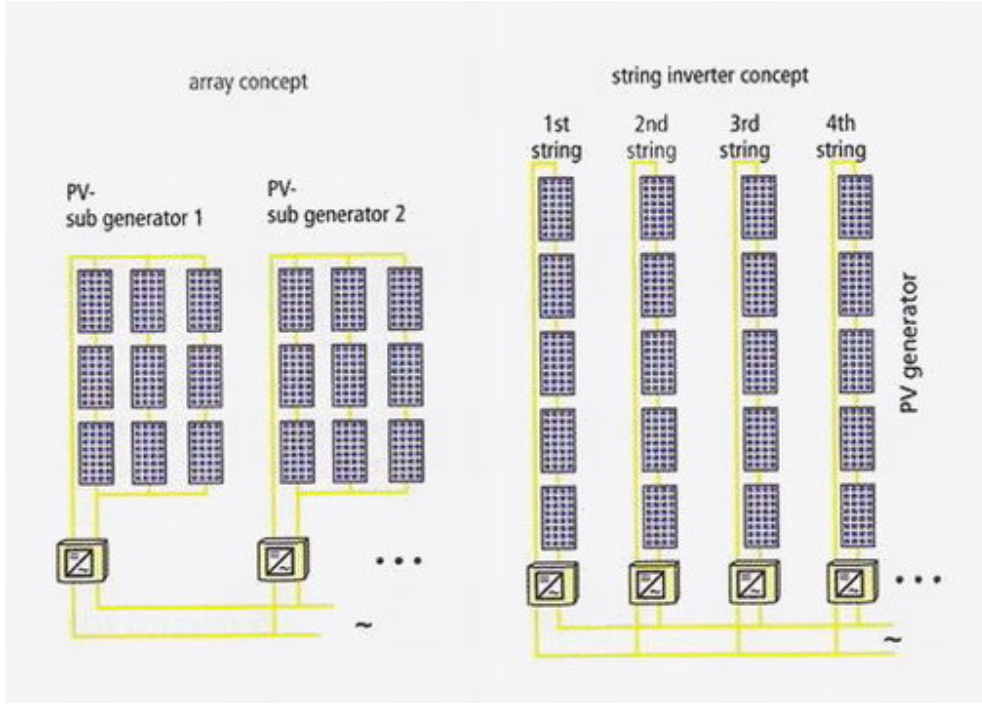


Şekil 4.15 Esas-yardımcı merkezi invertör sistem örneği, Neue Messe München Sergi Merkezi
(German SES, 2005)

4.5.3.2.3 Sıra(Dizi) ve Grup İnvörtör

Değişik yönelimlerin veya gölgelenmelerin olduğu sistemlerde sıra veya grup invertör kullanımı farklı güneş ışıınımı koşullarına daha uyumlu bir çalışma sağlar. Şekil 4.16'da de görüldüğü gibi her bir modül grubu veya her bir sıra için bir invertör kullanılır. Tasarımı yaparken göz önünde bulundurulması gereken husus benzer yönelim ve gölgelenme özelliklerine sahip modüllerin aynı dizide bağlanması gerektiğidir. Çok uzun dizilerin olduğu sistemlerde bir dizideki en az güneş ışıınımını alan modül tüm dizinin verimini etkiler.

Sıra invertör kullanımı PV sistemin kuruluş maliyetinin azalmasını sağlar. İnvörtörler genellikle PV üreticinin hemen yakınına yerleştirilir ve her dizi birbirine bağlanır. Bu invertörler ortalama 0,5 – 3,0 kW'lık güçler için uygundur(German SES, 2005). İnvörtörlerin bu şekilde kullanılması doğru akım (DC) ana kablolarının kullanılmasına gerek bırakmaz.



Şekil 4.16 Sıra (dizi) ve grup invertör tasarımı (German SES, 2005)

Hava durumu, doğrudan güneş ışığı, nem ve sıcaklık değişimleri invertörü etkileyeceğinden kurulum esnasında invertörler en azından direk güneş ışığı ve yağmurdan korunacak şekilde yerleştirilmelidir. Almanya Herne'deki Further Education Academy'de kurulu olan 1 MW'lık fotovoltaik sistem sıra invertör kullanımına örnek olarak gösterilebilir. Altı farklı PV modülün kullanıldığı sistemde toplamda 16 farklı dizi konumu, dolayısıyla farklı voltaj seviyeleri mevcuttur. Sistemde kullanılan 569 dizi invertör sistemde oluşan farklı voltaj değerlerini kullanım voltajına getirir(German SES, 2005). Şekil 4.17 ve 4.18'de Herne'deki Further Education Academy'de kullanılan sisteme ait resimler görülmektedir.



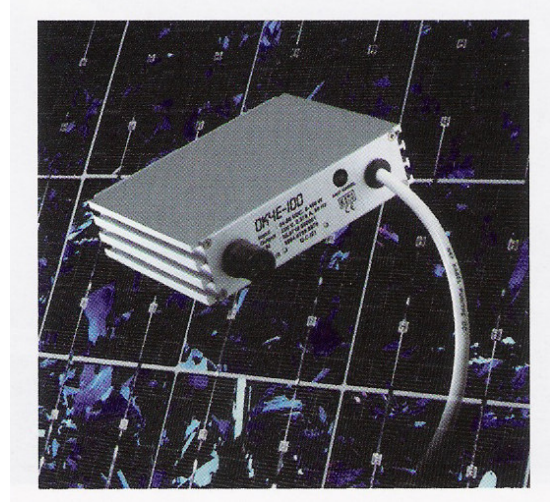
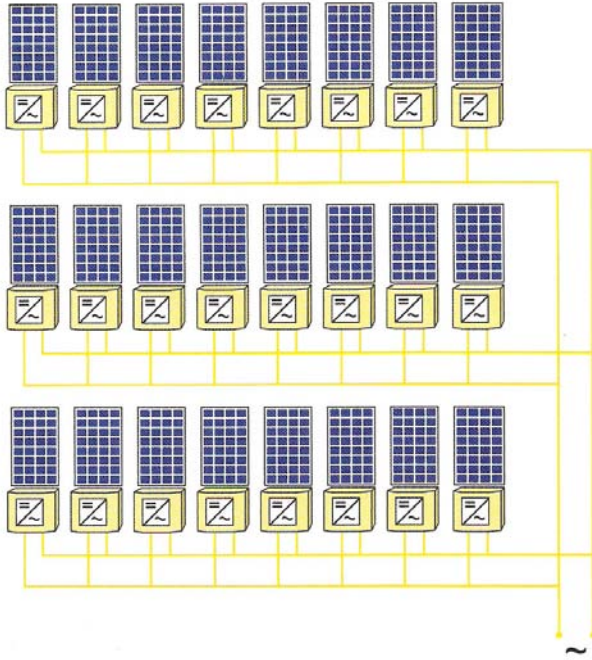
Şekil 4.17 Further Education Academy(Genel görünüm), Herne (German SES, 2005)



Şekil 4.18 Further Education Academy, Herne (German SES, 2005)

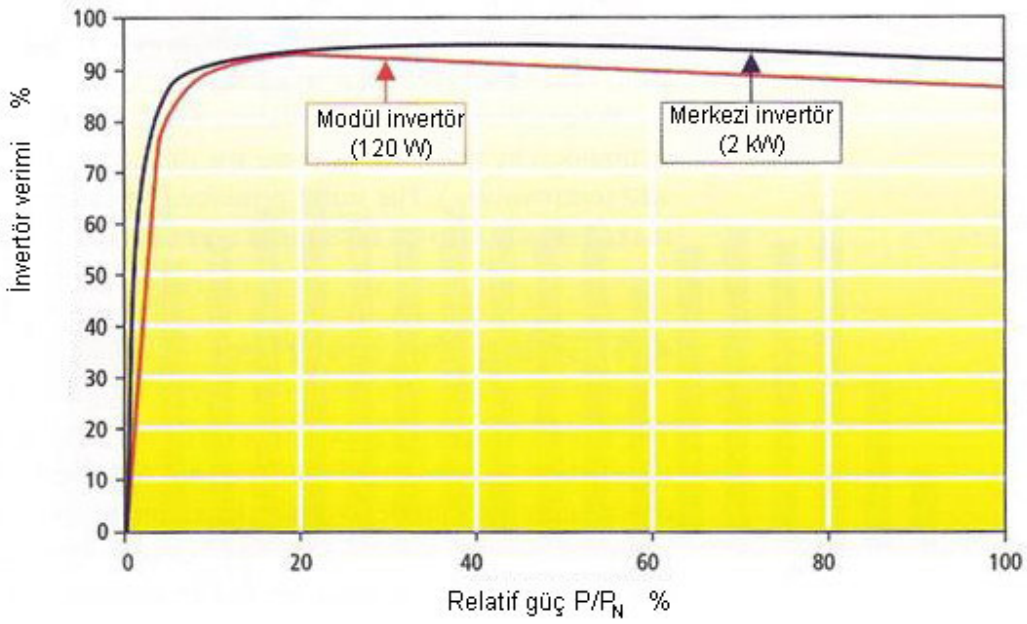
4.5.3.2.4 Modül İnvörtör

Yüksek bir sistem verimi için en gerekli olan husus invertörlerin PV modüllere uygunluğunun en üst seviyede olmasıdır. Teknik olarak sistemde var olan her modül kendi konumu dolayısıyla kendine ait bir MPP’de (en yüksek güç noktası) çalışacaktır. Eğer modül ve invertör tek bir öge olarak çalışırsa her modülden alınacak verim artmış olacaktır. AC (alternatif akım) modül sistemi olarak da bilinen bu sistemlerde her modül bir invertörle birlikte çalışır ve bu invertörler de modül invertör olarak adlandırılır. Şekil 4.19’da modül invertörlerin kullanıldığı bir sistemin şematik görünüşü ve bir modül invertör resmi verilmiştir.



Şekil 4.19 Modül invertör ve sistemin şematik resmi (German SES, 2005)

Sistemin diğer bir avantajı da tasarım ve kurulum esnekliği sunmasıdır. Her modülün kendine ait bir invertörü olduğundan diğer sistemlerle karşılaştırıldığında, modül invertörlerin kullanıldığı bir PV sistem istenildiği şekilde genişletilebilir. Modül invertörlerin önemli bir dezavantajıysa dönüştürme verimlerinin düşük oluşudur. Yani modül invertörlerin kullanıldığı bir sistemin sistem verimi yüksek ancak bir modül invertörün kendi iç verimi düşüktür. Fakat bu olumsuz durum da her modülde ayrı bir invertör kullanılması sayesinde modülden elde edilen en yüksek seviyede olmasıyla ortadan kalkmış olur(German SES, 2005). Şekil 4.20’de modül invertörün verimini gösteren bir grafik mevcuttur. Grafikten de görüleceği gibi modül invertör verimi merkezi invertör veriminden daha düşüktür ancak aralarında çok büyük bir fark yoktur.



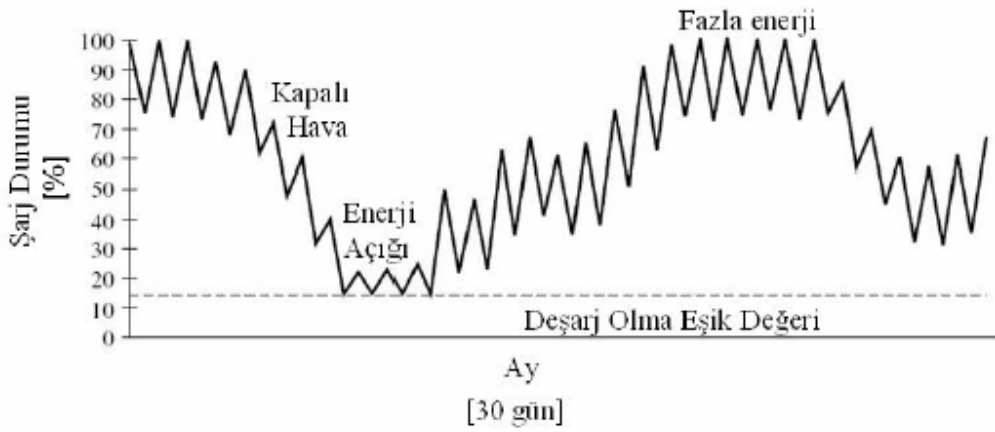
Şekil 4.20 Merkezi ve modül invertörler için verim eğrisi (German SES, 2005)

4.5.4 Batarya Sistemi

Şebekeye bağlı olmayan fotovoltaik sistemlerde güneş ışığının yeterli olmadığı ya da hiç olmadığı durumlarda (kapalı hava veya gece gibi) ihtiyaç duyulan enerjinin karşılanabilmesi için ek sistemlere gereksinim vardır. Bu ihtiyacın giderilebilmesi için ya hibrid sistemler tercih edilmeli (gece ihtiyaç duyulan enerjinin diesel jeneratörden sağlanması gibi) ya da fotovoltaik sisteme bir batarya sistemi dahil edilerek güneş ışığının yeterli olduğu zamanlarda elde edilen fazla elektrik enerjisi bu sistemde depo edilmelidir. Bu alanda kullanıma en uygun aygıtlar klasik elektrokimyasal akülerdir. Diğer yandan fotovoltaik sistemin kurulu olduğu konutun bulunduğu bölge güneş ışıınımlı açısından fazladan elektrik üretip depolamaya elverişli değilse batarya sistemi de yetersiz kalabilir. Bu gibi durumlarda da hem batarya sistemi hem de ek sistem (diesel jeneratörü gibi) sisteme dahil edilebilir.

Batarya sistemi, en düşük güneş ışıınımlı değerlerine göre tasarlandığından, yaz aylarında haddinden fazla enerji ortaya çıkacaktır. Bunun bir sonucu olarak aküler, öğle vaktinde maksimum şarj voltajı eşik değerine ulaşacak ve akşam saatlerine kadar bu değeri koruyacaklardır. Gece boyunca aküden enerji çekilecek ve sabahın ilk saatlerinde aküler 70%

oranında boşalmış olacaktır. Bu döngü rutin olarak devam edecektir. PV sistemi için en uygun döngü budur. Kışın, aynı batarya sistemine sahip PV sistem, sıklıkla enerji açığıyla karşılaşacaktır. Havanın kapalı olduğu zamanlarda, akülerin şarjı zamanla azalacak ve kısa zamanda deşarj eşik değerine yaklaşacaktır. Akülerin bu eşik değerine inmeleri oldukça zararlı olduğundan, kullanıcı bunu fark ettiği anda batarya sisteminden enerji çekmeyi kesmelidir. Eğer kullanıcı çektiği enerjiyi azaltmazsa DDP (deşarj koruması) elektriği kesecek ve bir sonraki günde aküler tekrar şarj oluncaya kadar elektrik kullanımına izin vermeyecektir. Bu yüzden kışa aylarında kullanıcının sistemi dikkatli bir şekilde kullanması gerekmektedir. Şekil 4.21’de batarya sisteminin çalışma aralıkları gösterilmiştir.



Şekil 4.21 Batarya sisteminin çalışma aralıkları (Luque ve Hegedus, 2003)

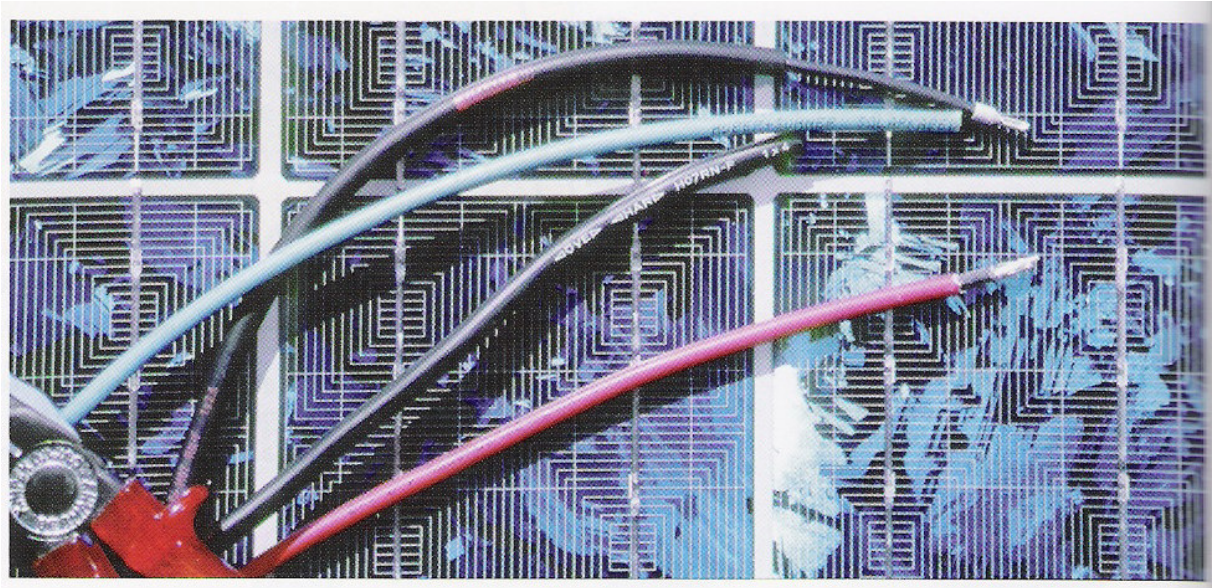
Sonuç olarak sistem tasarlanırken, PV üreteç, öngörülen yükün altında kapasiteye sahipse, batarya sistemi sık deşarj olacak, böylece ömrü kısa olacaktır. Üreteç, öngörülen yükün üzerinde kapasiteye sahipse, hemen hemen yılın her günü 100% şarj olup, deşarj eşik değerinden sürekli uzakta kalacak ve sistem ömrü uzun olacaktır. Şebekeden ayrı bir fotovoltaik sistem tasarlanırken en önemli faktörlerden biri batarya ömrüdür. Sistemde kullanılan bataryaların ömrünün kısa olması kısa sürede yenilenmelerini gerektireceğinden sistemin maliyeti de artmış olacaktır (Luque ve Hegedus, 2003).

4.5.5 Kablolar

Fotovoltaik sistemin elektriksel kurulumunu tamamlamak için uygulamanın gereklerini sağlayacak ölçütte ve uygunlukta kablo sistemi gerekmektedir. Sistemde kullanılacak kablo tiplerini modüller arası kablolar, DC ana kablosu ve AC besleme kablosu olarak ayırabiliriz.

4.5.5.1 Modül Kablolar

Bir fotovoltaik sistemde üreteçler arasındaki bağlantıyı veya üreteçlerle elektrik bağlantı kutusu arasındaki bağlantıyı sağlayan kablolar modül kabloları olarak adlandırılır. Bu kablolar genellikle dış ortamda kullanılır. Kısa devre problemiyle karşılaşmamak için pozitif ne negatif iletkenler aynı kablo içinde yer almaz. Çift izolasyonlu tek telli kabloların güvenilirliği ve uygulanabilirliği yüksektir. Ayrıca kablolar ultraviyole ışıklardan, hava koşullarından ve yüksek sıcaklıktan etkilenmemelidir.



Şekil 4.22 Çeşitli modül kabloları (German SES, 2005)

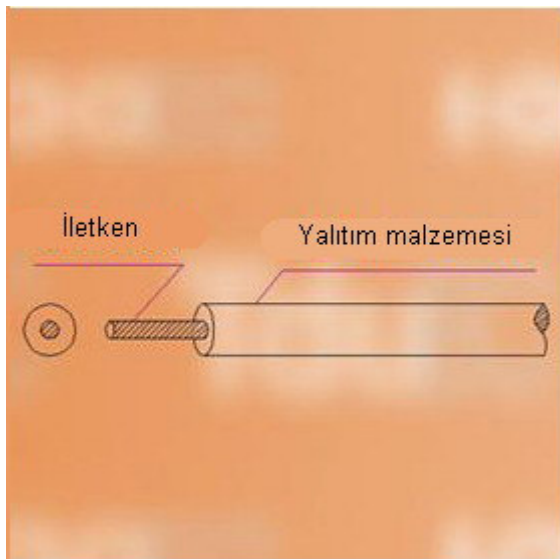
Kablolar genellikle kırmızı ve siyah renklerde üretilmektedir. Bu sayede kurulumda kablo düzeninin daha anlaşılabilir olması sağlanır. Çizelge 4.2’de farklı üretici firmalara ait bazı modül kablo tiplerinin özellikleri verilmektedir.

Çizelge 4.2 Farklı üretici firmalara ait bazı kablo tiplerinin özellikleri (German SES, 2005)

Dışarıda kullanılan modül kabloları	Üretici	Sıcaklık aralığı
AEG Solar modül kablosu 450/750 V, H07RN-F 1 x 2,5mm ² (veya 4 – 6 mm ²)	AEG	-35°C ~ +90°C
RADOX 125 SOLARKABEL 600/1000 V 1 x 2,5mm ² (veya 4 – 6 mm ²)	Huber + Suhner	-25°C ~ +125°C
Siemens Solar Cable 1800/3000 V 1 x 2,5mm ² (veya 4 – 6 mm ²)	Siemens	-25°C ~ +90°C
TITANEX 11 450/750 V, H07RN-F 1 x 2,5mm ² (veya 4 mm ²)	ConCabel - Kabel	-35°C ~ +85°C

4.5.5.2 DC Ana Kablosu

Doğru akım ana kablosu elektrik üreticiyle invertör arasındaki bağlantıyı sağlayan kablodur. Bu kablo kısa devre ve topraklama risklerini mümkün olduğunca azaltacak gibi seçilmelidir(German SES, 2005). Hem yalıtımlı hem kaplamalı olan tek çekirdekli (single-core) kablolar kullanılarak veya uygun bir kablo hattı kullanılarak bu sağlanabilir. Yıldırıma maruz kalabilecek bir sistemde screened kablolar da kullanılabilir. Şekil 4.23 ve 4.24'te örnek kablolar görülmektedir.



Şekil 4.23 Tek çekirdekli (single-core) kablo [10]



Şekil 4.24 Screen kablo [9]

4.5.5.3 AC Bağlantı Kablosu

Alternatif akım bağlantı kablosu invertörü koruyucu donanım üzerinden elektrik şebekesine bağlar. Üç fazlı invertörlerin kullanıldığı durumlarda düşük voltajlı şebekeye bağlantı beş yollu kablolarla, tek fazlı invertörlerin kullanıldığı durumlarda ise üç çekirdekli kablolarla bağlantı yapılır (German SES, 2005). Şekil 4.25’te örnek kabloların yapısı görülmektedir.



Şekil 4.25 Üç çekirdekli kablo (solda), beş çekirdekli kablo (sağda) [11]

4.5.5.4 Kabloların Boyutlandırılması

4.5.5.4.1 Modül Kablolarının Boyutlandırılması

Modül kablo boyutlandırması formüllerinde kullanılacak olan semboller, birimleri ve açıklamaları Çizelge 4.3’teki gibidir. İlgili formüller ve hesaplamalar aşağıda görülmektedir (German SES, 2005).

Çizelge 4.3. Modül kablo hesaplamalarıyla ilgili semboller ve birimler (German SES, 2005)

Elektriksel parametreler	Sembol	Birim
Modül kablonun kaba uzunluğu	L_M	m
STC’de modül kablo kayıpları	P_M	W
Modül kablonun kesit alanı	A_M	mm^2
Elektriksel iletkenlik (Bakır:56, Alüminyum:34)	K	$\text{m}/(\Omega \times \text{mm}^2)$
STC’de bir modül dizisinin gücü	P_{St}	W
Bir modül dizisinin voltajı	V_{MPP}	V
Bir modül dizisinin akımı	I_{St}	A
Bir dizideki PV üreteç sayısı	n	—

Sistemin genel tasarımı aşağı yukarı oluşturulduktan sonra yaklaşık kablo uzunluğuna kabaca karar verilebilir. Aşağıdaki üç formül modül kablolarının uzunluğundan yola çıkılarak modül kablolarının kesit alanını belirlemek için kullanılabilir.

$$A_M = \frac{2 \times L_M \times I_{St}}{1\% V_{MPP} \times K} \quad A_M = \frac{2 \times L_M \times I_{St}^2}{1\% P_{St} \times K} \quad A_M = \frac{2 \times L_M \times P_{St}}{1\% V_{MPP}^2 \times K} \quad (4.1)$$

Hesap sonucu elde edilen kablo kesit alanı değeri kendinden bir sonraki standart kablo kesit alanı değerine yuvarlanır. Seçilen kesit alanı değeri kullanılarak tüm modül kablolarında oluşacak kayıp aşağıdaki formüllerle hesaplanabilir.

$$P_M = \frac{2 \times n \times L_M \times I_{St}^2}{A_M \times K} \quad P_M = \frac{2 \times n \times L_M \times P_{St}^2}{A_M \times V_{MPP}^2 \times K} \quad (4.2)$$

PV sisteminin tasarımından kaynaklı, farklı kesit alanlı kabloların kullanımı söz konusu ise kayıplar şu şekilde hesaplanır.

$$P_M = \frac{2 \times I_{St}^2}{K} \times \left(\frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} + \frac{L_3}{A_3} + \frac{L_4}{A_4} + \dots \right) \quad (4.3)$$

4.5.5.4.2 DC Ana Kablosunun Boyutlandırılması

DC ana kablosu boyutlandırması formüllerinde kullanılacak olan semboller ve birimleri Çizelge 4.4'teki gibidir.

Çizelge 4.4. DC kablo hesaplamalarıyla ilgili semboller ve birimler (German SES, 2005)

Elektriksel parametreler	Sembol	Birim
DC ana kablonun kaba uzunluğu	$L_{DC\ CABLE}$	m
DC kablo kayıpları	$P_{DC\ CABLE}$	W
DC kablonun kesit alanı	$A_{DC\ CABLE}$	mm^2
Elektriksel iletkenlik (Bakır:56, Alüminyum:34)	K	$m/(\Omega \times mm^2)$
PV üreticinin nominal gücü	P_{PV}	Wp
PV üreticinin nominal voltajı	V_{MPP}	V
PV üreticinin nominal akımı	I_n	A

Sistemde kullanılan DC ana kablosunun, PV üreteç tarafından üretilen en yüksek akım değerini taşıyacak kapasitede olması yani $I_{max} \leq I_z$ koşulunu sağlaması gerekmektedir. Burada I_z akım taşıma kapasitesidir. Doğru akım ana kablosunun kesit alanı şu şekilde hesap edilir(German SES, 2005).

$$A_{DC\ CABLE} = \frac{2 \times L_{DC\ CABLE} \times I_n^2}{(LF \times P_{PV} - P_M) \times K} \quad (4.4)$$

Burada LF (loss factor, kayıp faktörü) %1 olarak alınabilir. Düşük voltaj tasarımları için LF=%2 daha uygundur. Hesaplama sonucu elde edilen değer kendinden büyük olan ilk standart değere yuvarlanır. (2,5 mm^2 , 4 mm^2 , 6 mm^2 , 10 mm^2 , 16 mm^2 , 25 mm^2 , 35 mm^2 ... gibi) Seçilen kesit alanı değeri kullanılarak kablo kayıpları hesaplanabilir(German SES, 2005)

$$P_{DC\ CABLE} = \frac{2 \times L_{DC\ CABLE} \times I_n^2}{A_{DC\ CABLE} \times K} \quad P_{DC\ CABLE} = \frac{2 \times L_{DC\ CABLE} \times P_{PV}^2}{A_{DC\ CABLE} \times V_{MPP}^2 \times K} \quad (4.5)$$

4.5.5.4.3 AC Bağlantı Kablosunun Boyutlandırılması

AC kablo boyutlandırması formüllerinde kullanılacak olan semboller ve birimleri Çizelge 4.5'teki gibidir.

Çizelge 4.5. AC kablo hesaplamalarıyla ilgili semboller ve birimler (German SES, 2005)

Elektriksel parametreler	Sembol	Birim
AC kablonun kaba uzunluğu	$L_{AC\ CABLE}$	m
AC kablo kayıpları	$P_{AC\ CABLE}$	W
AC kablonun kesit alanı	$A_{AC\ CABLE}$	mm^2
Elektriksel iletkenlik (Bakır:56, Alüminyum:34)	K	$m/(\Omega \times mm^2)$
İnvertörün nominal alternatif akımı	I_{nAC}	A
Nominal şebeke voltajı (Tek faz:230V, üç faz:400V)	V_n	V
Güç katsayısı (0,8 – 1)	$\cos \phi$	—

Alternatif akım bağlantı kablosu, voltaj düşüşünü minimize etmek için olması gerekenden büyük boyutta tasarlanabilir(German SES, 2005). Voltaj düşüşü %1'i aşmamalıdır. Tek fazlı besleme için AC kablo kesit alanı,

$$A_{AC\ CABLE} = \frac{2 \times L_{AC\ CABLE} \times I_{nAC} \times \cos \phi}{3\% V_n \times K} \quad (4.6)$$

üç fazlı besleme için ise,

$$A_{AC\ CABLE} = \frac{\sqrt{3} \times L_{AC\ CABLE} \times I_{nAC} \times \cos \phi}{3\% V_n \times K} \quad (4.7)$$

şeklinde hesaplanır. Kullanılacak kablonun kesit alanı için kablo kaybı ise şu formüllerle hesaplanabilir. Tek fazlı besleme için,

$$P_{AC\ CABLE} = \frac{2 \times L_{AC\ CABLE} \times I_{nAC}^2 \times \cos \phi}{A_{AC\ CABLE} \times K} \quad (4.8)$$

üç fazlı besleme için ise,

$$P_{AC\ CABLE} = \frac{\sqrt{3} \times L_{AC\ CABLE} \times I_{nAC}^2 \times \cos \phi}{P_{AC\ CABLE} \times K} \quad (4.9)$$

5. BİNALARA ENTEGRE FOTOVOLTAİK SİSTEMLER

5.1 Binalarda Fotovoltaik Sistemlerin Kullanılması

Fotovoltaik sistemlerin binalara uygulanması iki farklı şekilde olabilir. Bunlardan ilki inşa edilmiş bir bina için sonradan fotovoltaik sistem tasarlamak ve bu sistemin kurulumunu yapmak; ikincisi ise bina tasarlanırken projenin başlangıcından itibaren fotovoltaik sistemi göz önünde bulundurmak ve fotovoltaik panelleri binanın ayrılmaz bir parçası, bir yapı elemanı olarak kullanmaktır.

PV sistemlerinin bina üzerindeki tasarımı binanın bulunduğu bölge, yönelimi, kapladığı alan, mimari planı ve hangi amaçla kullanılmak üzere inşa edildiği gibi birçok parametreye bağlıdır. Sistem tasarlanırken mimarın tasarımı ve mühendisin fonksiyonellik kriterleri göz önünde bulundurularak en uygun proje hazırlanır. Fotovoltaik sistemlerin binalarda kullanılmasının en önemli avantajlarından biri sistemi yerleştirmek için ayrıca bir alana ihtiyaç olmamasıdır. Sistemler çatıya veya cepheye olmak üzere iki şekilde uygulanabilir.

5.2 Binalara Entegre PV Sistemlerin Avantajları

Yakın gelecekte PV üretici piyasasının büyük bir kısmını binalara uygulanan fotovoltaik sistemlerin oluşturacağı öngörülmektedir. (Özellikle Almanya, Japonya, Kanada gibi güneş ışınımı potansiyelinin yüksek olduğu bölgelerde) Binalara bütünleşik PV sistemlerinin bazı avantajlarını şu şekilde sıralayabiliriz;

- Sistemin kurulacağı ayrı bir araziye gerek yoktur
- PV duvar ya da çatı uygulamasının maliyeti, yerine geçeceği yapı elemanı ile yaklaşık olarak aynıdır (Sıfırdan yapılan binaya bütünleşik tasarımlar için)
- Elektrik gücü kullanılacağı yerde üretilir
- Binalara entegre sistemlerin giderek yaygınlaşması çevre kirliliğini önlemek açısından önemlidir

Fotovoltaik sistemlerin kullanımına olan eğilim ülkeden ülkeye değişmektedir. Bunu belirleyen en önemli faktörlerden biri projelerin kuruluşundaki yatırım imkanlarıdır. Örneğin Danimarka, Hollanda, İngiltere gibi halkın önemli kısmının müstakil evlerde oturduğu gelir düzeyi yüksek Avrupa ülkelerinde fotovoltaik sistemler çok fazla bilinmekte ve rağbet görmektedir. Çizelge 5.1’de bazı ülkelerin mevcut bina çatı ve cephe alanları ve fotovoltaik enerji potansiyelleri görülmektedir.

Çizelge 5.1 PV sistemlerin bazı ülkelerdeki mevcut potansiyeli (Goetzberger ve Hoffmann, 2005)

Ülke	Mevcut Bina Alanı [km ²]		Güneş Enerjisi Potansiyeli [TWh/yıl]	
	Çatı	Cephe	Çatı	Cephe
Avustralya	422,25	158,34	68,176	15,881
Avusturya	139,62	52,36	15,197	3,528
Kanada	963,54	361,33	118,708	33,054
Danimarka	87,98	32,99	8,71	2,155
Finlandiya	127,31	32,99	11,763	3,063
Almanya	1295,92	485,97	128,296	31,745
İtalya	763,53	286,32	103,077	23,825
Japonya	966,38	362,39	117,416	29,456
Hollanda	259,36	97,26	25,677	6,21
İspanya	448,82	168,31	70,689	15,784
İsveç	218,77	82,04	21,177	5,515
İsviçre	138,22	51,83	15,044	3,367
İngiltere	914,67	343	83,235	22,16
A.B.D	10096,26	3786,1	1662,349	418,312

Prensipte fotovoltaik sistemler ile üretilen elektrik doğrudan binada kullanılabilir. Bazı ülkelerde mevcut yasal düzenlemeler sayesinde fotovoltaik sistemler ile üretilen elektrik enerjisinin fazlası şebeke sistemine gönderilerek satılabilmektedir.

Çizelge 5.2. 2000 yılı enerji tüketim verilerine göre bazı ülkelerdeki tüketimin PV sistemlerle karşılanabilecek yüzdesi (Goetzberger ve Hoffmann, 2005)

Ülke	2000 yılındaki elektrik tüketimi [TWh]	Çatı ve cephelerdeki PV üreteçlerle karşılanabilecek güç yüzdesi
Avustralya	192,58	43,7
Kanada	521,5	29,1
Almanya	549,21	29,1
İtalya	301,79	42,1
Japonya	1057,33	13,9
İspanya	209,55	41,3
İngiltere	358,28	29,4
A.B.D.	3812	54,6

Çizelge 5.2 incelendiğinde bazı ülkelerdeki güneş enerjisinden elektrik üretimi potansiyelinin yıllık elektrik sarfıyatının neredeyse yarısı olduğu görülebilir. Özellikle Amerika’da yıllık enerji tüketimi çok yüksek olsa da fotovoltaik enerji potansiyelinin hem cephe hem de çatı kurulumu için oldukça yüksek olması gerekli olan enerjinin yarısının temiz ve düşük masrafla elde edilebilmesine olanak tanır.

5.3 PV Sistemle Üretilecek Gücü Belirleyen Kriterler

Binalara kurulan fotovoltaik sistemlerdeki fotovoltaik üreteçlerden elde edilebilecek güç sabit bir değer değildir. Üreteçlerden elde edebileceğimiz gücü etkileyen belli başlı faktörleri şu şekilde sıralayabiliriz.

- Dünyanın güneşe göre konumu
- Mahallin aldığı güneş ışınlamı şiddeti
- Panellerin yerleştirilme şekli
- * Panellerin yere göre eğimi (Tilt açısı)

* Panellerin güneye yönelimi (Azimuth açısı)

- Gölgeleme faktörü
- Sıcaklık

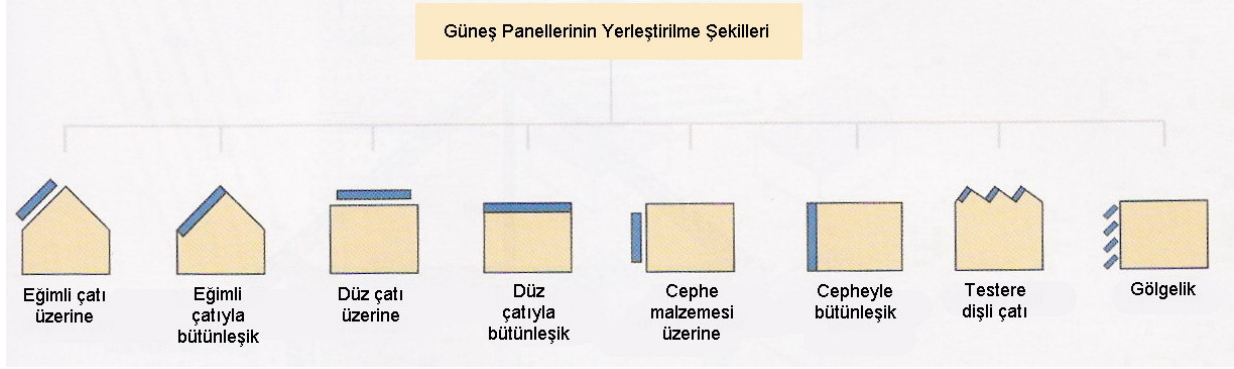
Fotovoltaik üreteçleri dünya çapında standart hale getirmek için belirlenmiş bazı kriterler mevcuttur. Üretilen fotovoltaik üreteçler 25°C ortam sıcaklığı ve 1000 W/m²'lik güneş ışınımı altında ürettikleri güç ile etiketlenirler. Örneğin 1 m² yüzey alanına sahip %15 verimli tek kristal silisyum panel bu koşullar altında 150 kW_p güç üretmektedir. Ürünlerin etiketlenmesi bu şekilde yapılıyor olsa da birçok yerde güneş pilleri etiketlerinde belirtilen maksimum gücü veremeyecektir. Birçok Avrupa ülkesi için 1000 W/m²'lik ışınım değeri oldukça yüksek bir değerdir. Örneğin İngiltere'de ışınımın en fazla olduğu temmuz ayında öğle vakti güneş ışınımı değeri 900 W/m²'dir. Ayrıca gün içindeki gölgeleme faktörü de göz önüne alınmalıdır. Basit bir hesaplama fotovoltaik modülden elde edilebilecek yıllık güç çıkışı şu şekilde hesaplanır (Max Fordham, 1999)

$$S = \text{Modül Alanı} * \text{Güneş Işınımı} * \text{Modül Verimi} * \text{Yönelme Verimi}$$

Toplam modül alanının güneş radyasyonu, modül verimi ve yönelme verimi ile çarpılmasıyla sistemden elde edilecek güç kabaca hesaplanabilir. Sonraki bölümlerde, özellikle örnek tasarım incelenirken bu hesaplamalar detaylı bir şekilde incelenecektir.

5.4 PV Sistemlerin Bina Üzerine Yerleştirilme Şekilleri

Fotovoltaik sistemlerin bina üzerine uygulanabilmesi için binanın tüm yüzeyleri müsait bölümlerdir. PV piller yapının çatısına (eğimli veya düz çatı olabilir) ve düşey yüzeylerine farklı şekil ve tekniklerle yerleştirilebilirler. Pillerin nereye yerleştirileceği binanın şekli, çevresindeki diğer yapılarla ilişkisi, yönelimi ve projenin bütçesi gibi farklı faktörlerden etkilenebilir. Bu faktörlere sonraki bölümlerde, örnek PV uygulaması üzerinde değinilecektir. Bu bölümde ise fotovoltaik sistemlerin yerleştirilme şekillerinden kısaca söz edilecektir. Şekil 5.1'de fotovoltaik sistemlerin bina üzerine hangi şekillerde uygulanabileceği gösterilmektedir.



Şekil 5.1 Fotovoltaik sistemlerin bina üzerine yerleştirilme şekilleri (German SES, 2005)

Fotovoltaik sistemlerin yerleştirilmesinde genel olarak iki yöntem uygulanır. Birincisi güneş pillerinin uygulama yüzeyi üzerine yerleştirilmesidir. İkinci yöntem ise bina yapı elemanlarının çıkartılması ve onların yerine fotovoltaik pillerin yerleştirilmesidir. Eğer sıfırdan yapılan bir projede güneş pilleri kullanılacaksa ikinci yöntem uygulanır ve yapı malzemelerinden de tasarruf edilmiş olur. Şekil 5.2.'de Amsterdam'daki bir binanın çeşitli yüzeyleri üzerine yerleştirilmiş fotovoltaik piller görülmektedir.



Şekil 5.2 Bir binanın çeşitli yüzeyleri üzerine yerleştirilmiş fotovoltaik piller, Amsterdam (German SES, 2005)

5.4.1 PV Sistemlerin Eğimli Çatıya Uygulanması

Fotovoltaik sistemin uygulanacağı çatının eğimli bir yapıya sahip olması güneş pillerinin tilt açısını yani yatay düzlemle yaptığı açıyı belirlemiş olur. Bu yüzden yerleştirme işlemi

yapılmadan önce çatı eğiminin sistemin kurulmasına uygun olup olmadığı ve bu eğimde sistemin hangi verimlilikte çalışacağı kontrol edilmelidir (Eğimin sistem verimini ne ölçüde etkilediği örnek uygulamanın incelendiği bölümde ele alınacaktır)

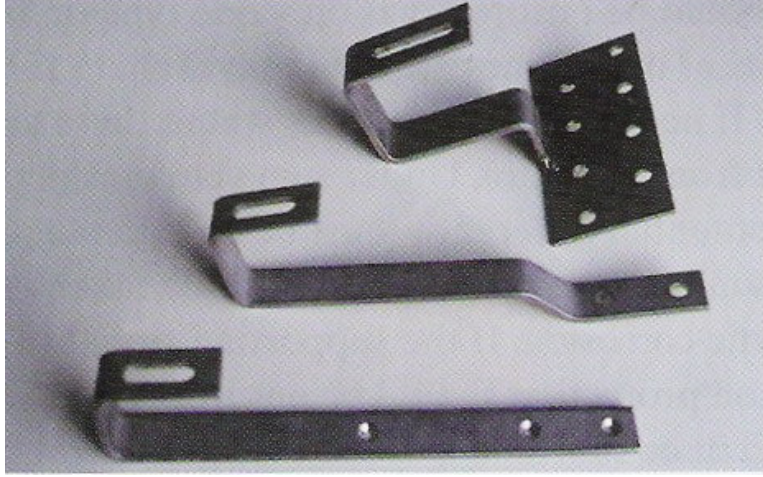
5.4.1.1 Eğimli Çatıda Var Olan Çatı Malzemesi Üzerine Uygulama

Bu yöntemle fotovoltaik modüller çatıda var olan kaplama (kiremit) üzerine yerleştirilir. Kiremitlerin yerinden sökülmesi söz konusu değildir. Bazı ara elemanlar kullanılarak modüllerin çatı üzerine sabitlenmesi sağlanır. Bu işlemde en önemli husus uygulama sonrasında da çatının suyu akıtma özelliğini yitirmemesidir. Şekil 5.3.'de çatı üzerine uygulama yönteminin şematik şekli ve uygulama fotoğrafı görülmektedir.



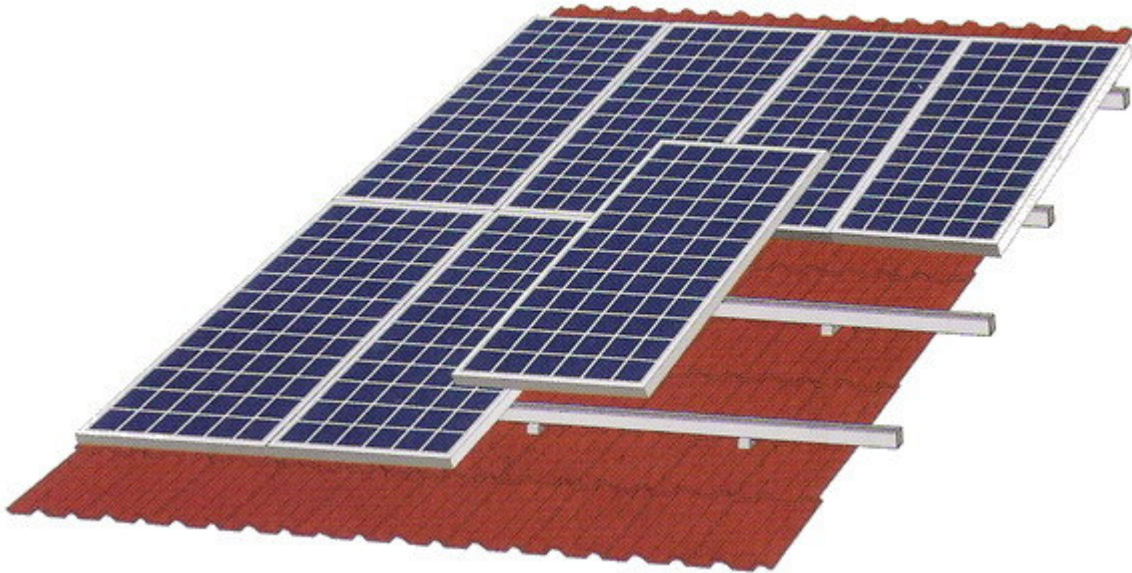
Şekil 5.3 Eğimli çatı üzerine uygulama - Berlin, Almanya (German SES, 2005)

Eğimli çatı üzerine var olan malzemeyi kaldırmadan yapılan uygulama işlemlerinde en çok kullanılan yöntemler kanca kullanımı, ray yerleştirme ve tekli yerleştirme elemanı kullanılmasıdır. Kanca kullanımında Şekil 5.4'te görülen elemanlar çatı malzemesi üzerine sabitlenir ve güneş pilleri de bu elemanlar üzerine yerleştirilir. Böylece güneş pillerinin kancalar vasıtasıyla tutulması sağlanır.

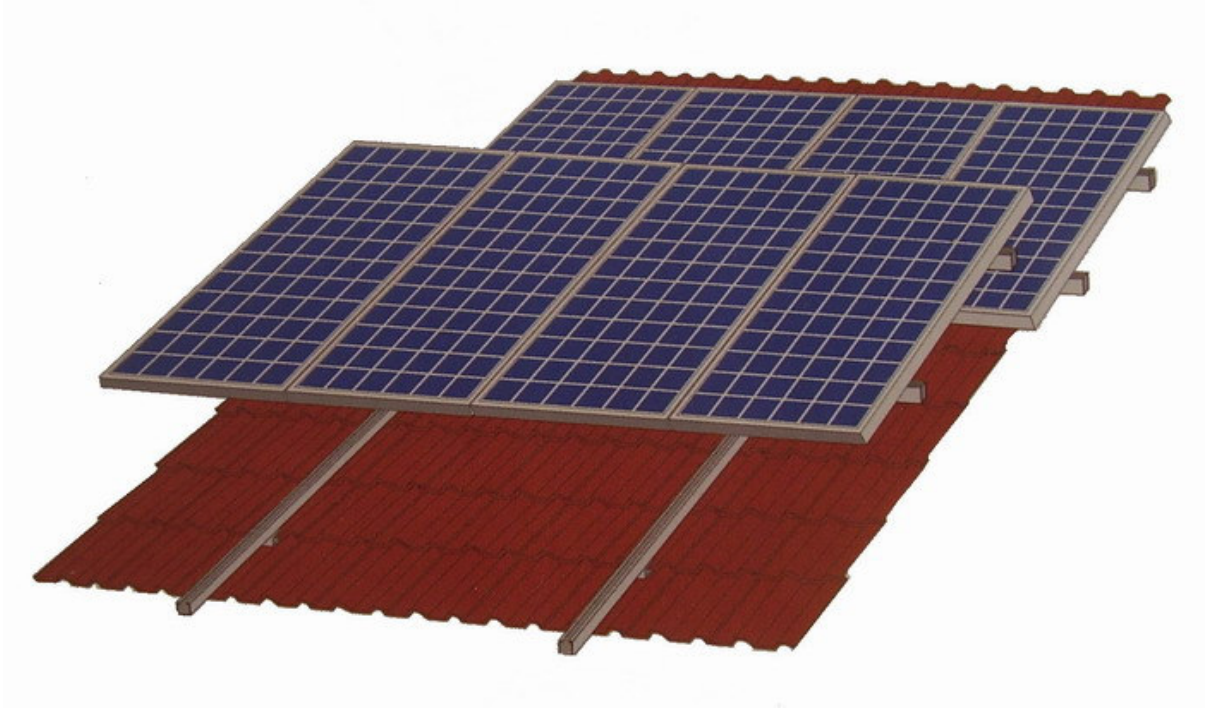


Şekil 5.4 Eğimli çatı üzerine uygulamada kullanılan sabitleme kancaları (German SES, 2005)

En çok tercih edilen yöntemlerden biri de ray yerleştirme yöntemidir. Bu yöntemde çatı üzerinde belirlenmiş olan noktalara metal raylar yerleştirilir. Modüllerse bu raylar üzerine sabitlenir. Bu işlem de kendi içinde iki farklı şekilde yapılabilir. Şekil 5.5.'te görüldüğü gibi modüller çatı üzerindeki raylara tek tek yerleştirilebilir. Veya şekil 5.6.'daki gibi önceden birleştirilmiş modül gruplarını raylar üzerine yerleştirmek de mümkündür. Bunun için modüllerin önceden yerde birleştirilmesi, kablo bağlantılarının yapılması ve daha sonra çatı üzerine monte edilmesi gerekir.

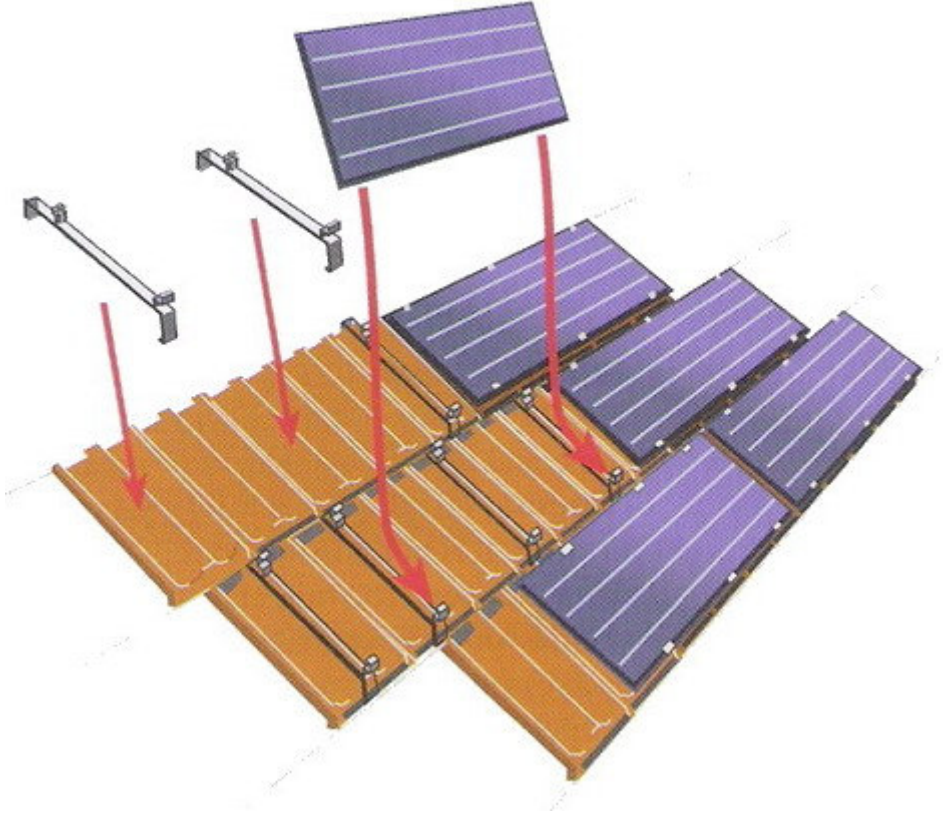


Şekil 5.5 Panellerin raylar üzerine tek tek monte edilmesi (German SES, 2005)



Şekil 5.6 Panellerin raylar üzerine grup olarak monte edilmesi (German SES, 2005)

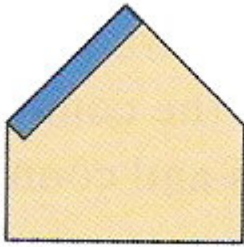
Eğimli çatıda var olan çatı malzemesi üzerine PV sistemlerinin uygulanmasında kullanılan diğer bir yöntem de tekli yerleştirme elemanı kullanılmasıdır. Bu yöntemde de, adından da anlaşılacağı gibi, panellerin tek tek sabitlenmesi söz konusudur. Şekil 5.7.'de de görüldüğü gibi her panel için ayrı iki birleştirme elemanı kullanılır. Birleştirme elemanları metal çubuklar şeklindedir ve üzerlerinde güneş panelini üstten ve alttan tutacak eklentiler mevcuttur. Metal elemanlar korozyona karşı dayanıklı olacak şekilde paslanmaz çelikten imal edilir. Burada kullanılan güneş pilleri çerçevesiz olarak monte edilir.



Şekil 5.7 Tekli yerleştirme elemanı kullanımı (German SES, 2005)

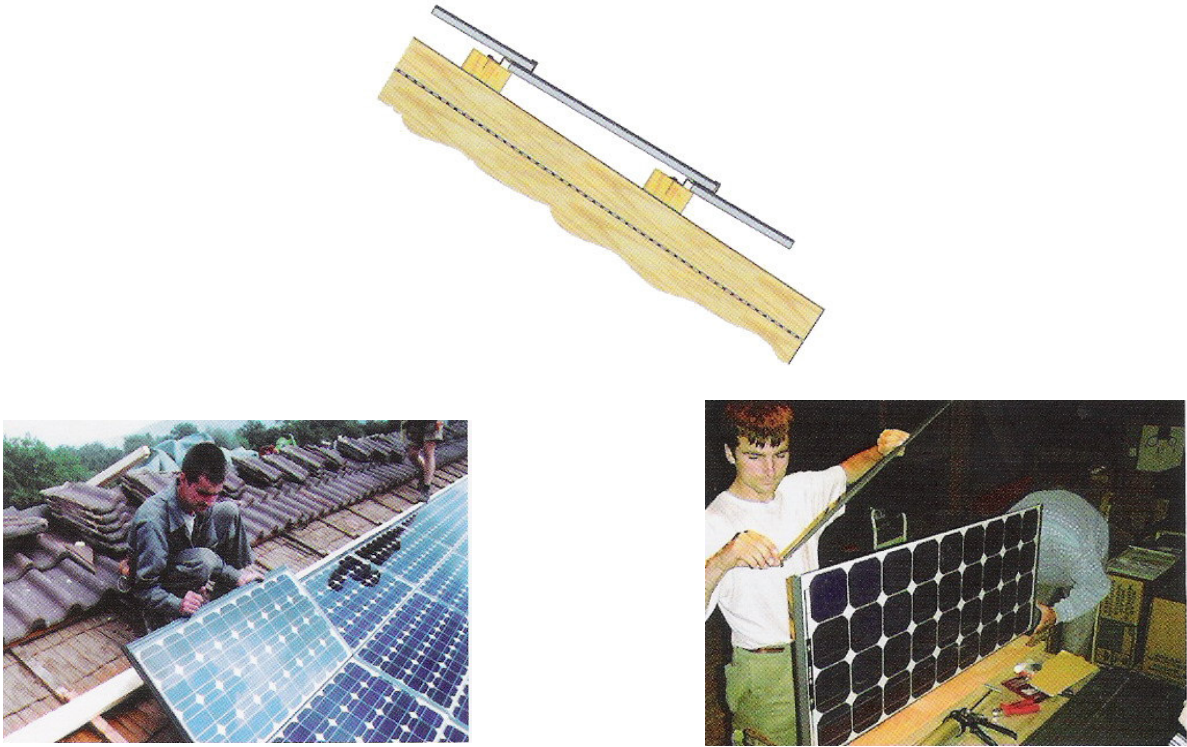
5.4.1.2 Eğimli Çatıda Çatıyla Bütünleşik Uygulama

Bu yöntemde çatı kaplama malzemelerinin yerine fotovoltaik modüller yerleştirilir. Bir binanın çatısı tamamiyle güneş pilleriyle kaplanabileceği gibi bir bölümü sökülerek sadece o kısımların güneş pilleriyle kaplanması da mümkündür. Şekil 5.8.'de çatıyla bütünleşik uygulama yönteminin şematik şekli ve uygulama fotoğrafı görülmektedir.



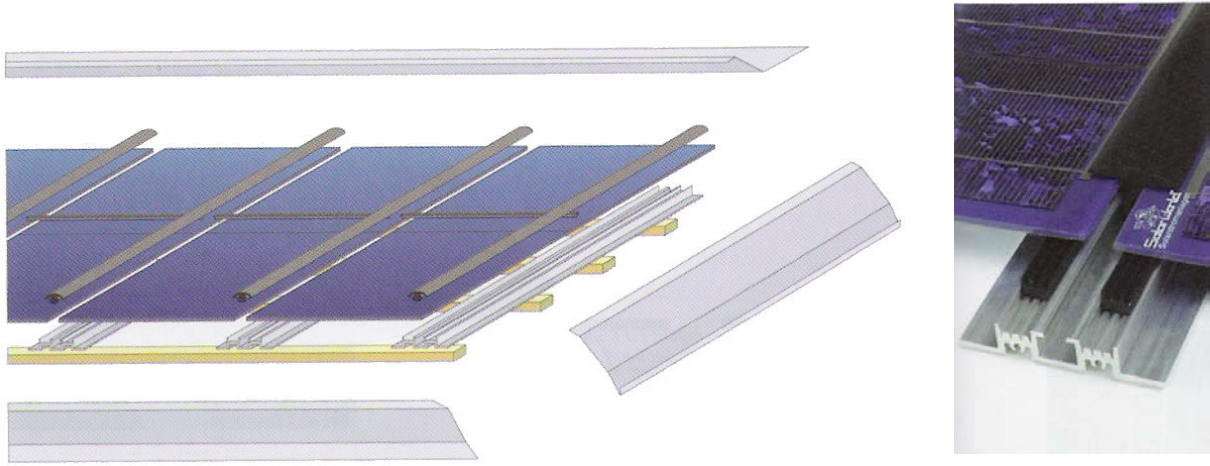
Şekil 5.8 Eğimli çatıda çatıyla bütünleşik uygulama (German SES, 2005)

Bu uygulamada da güneş panellerini çatıya sabitlemek için birçok farklı sistem geliştirilmiştir. Bunların içinde en çok kullanılanlar Solrif kesit sistemi, Boal kesit sistemi ve Energiedach kesit sistemleridir. Solrif sisteminde daha önceden alüminyumla çerçevelenmiş güneş pilleri çatı iskeleti üzerine yerleştirilir. Güneş pillerinin etrafındaki çerçeve dört parça alüminyumun yapıştırılmasıyla oluşturulur. Daha sonra bu piller çatı üzerindeki pilin genişliğine uygun olarak döşenmiş ahşap iskeletlerin üzerine sabitlenir. Güneş pilleri sabitlenirken yer seviyesine göre daha yüksekte olan modülün alt ucu, daha alçakta olan modülün üst ucuna gelecek şekilde dizilir. Şekil 5.9.'da Solrif sistemine göre güneş pillerinin çerçevelenmesi, yerleştirilmesi ve sistemin kesit görünüşü verilmiştir.



Şekil 5.9 Solrif sisteminde güneş pillerinin çerçevelenmesi, yerleştirilmesi ve sistemin kesit görünüşü (German SES, 2005)

Energiedach sisteminde ise destekleyici parçalar (uzun çubuk şeklinde) çatı iskeleti üzerine, Şekil 5.10.'da görüldüğü gibi iskelet kalaslarına dik olacak şekilde yerleştirilir. Daha sonra çerçevesiz güneş pilleri destek parçaları üzerine yerleştirilir ve son olarak plastik kapatıcı parçalar güneş pillerinin birleşme kenarları boyunca yerleştirilir.



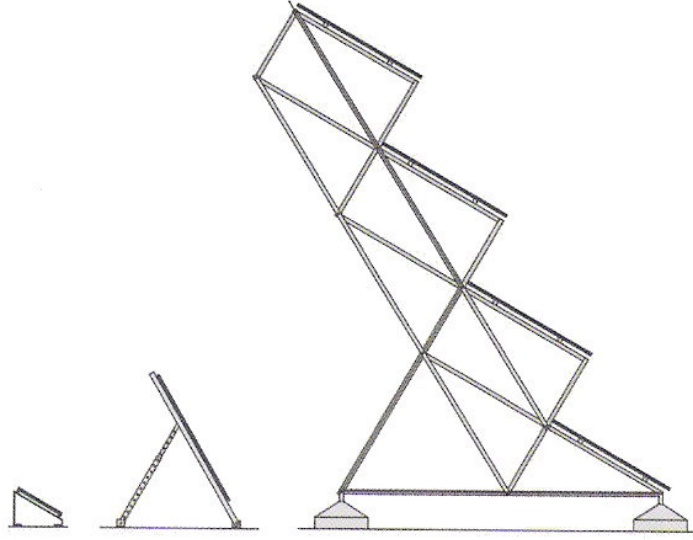
Şekil 5.10 Energiedach sisteminin ve parçalarının görünüşü (German SES, 2005)

5.4.2 PV Sistemlerin Düz Çatıya Uygulanması

Fotovoltaik sistemlerin eğimli çatılara uygulanması gibi düz çatılara uygulanması da mümkündür. PV sistemler düz çatılara uygulanırken çatının yapısında olduğu gibi yere paralel veya gerekli eklenti parçaları kullanılarak açılı verilmiş şekilde de yerleştirilebilir. Bu konuda genellikle daha fazla verim almak için uygulamanın yapıldığı bölgeye uygun olan tilt açısı göz önünde bulundurularak güneş pilleri uygun açıyla çatı üzerine yerleştirilir. Bu yöntemde de eğimli çatıya uygulama yönteminde olduğu gibi, var olan çatı malzemesine uygulama veya çatı malzemesi yerine PV modüllerin yerleştirilmesi mümkündür.

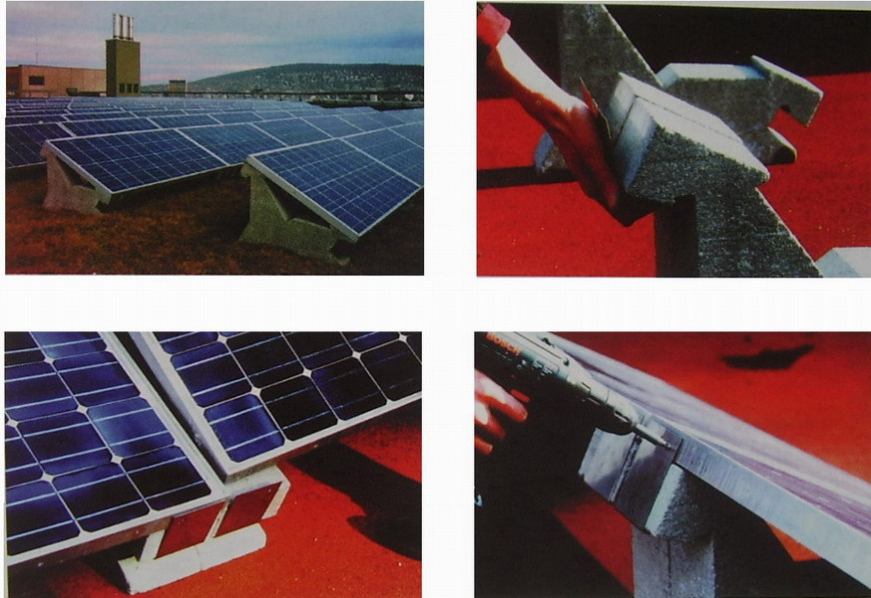
5.4.2.1 Düz Çatıda Var Olan Çatı Malzemesi Üzerine Uygulama

Eğimli çatı uygulamalarında olduğu gibi düz çatı uygulamalarında da güneş pillerinin çatıya sabitlenmesi için var olan çatı yüzeyi üzerinde bazı ara elemanlar kullanılır. Var olan malzemenin üzerine uygulama yapılması daha sonra çatı malzemesinde olabilecek herhangi bir sorunda malzemeye ulaşmayı ve tamiraty zorlaştıracığı için uygulama yapılmadan önce çatı yüzeyinin ve malzemesinin PV sistemin ömrü süresince herhangi bir sorun çıkarmayacak kadar dayanıklı olduğundan emin olmak gerekir. Bu yöntemde de kullanılan metal malzemeler için korozyon dayanım özelliği ön plandadır. Şekil 5.11.'de düz çatılar üzerine uygulamanın şematik şekli görülmektedir. Görüldüğü gibi modüller farklı açılarla veya kademeli olarak yerleştirilebilir.



Şekil 5.11 Güneş panellerinin düz çatı üzerine yerleştirilme şekilleri (German SES, 2005)

Güneş pillerinin çatı üzerine uygulanması için farklı üreticilerin geliştirdiği çok çeşitli sabitleme elemanları kullanılmaktadır. Sabitleme elemanları metalden, plastikten veya betondan imal edilmiş olabilir. Şekil 5.12’de beton malzemeden imal edilmiş sabitleme elemanı görülmektedir. Beton eleman çatı yüzeyine sabitlendikten sonra güneş panelleri beton parça üzerine oturtularak metal ekleme parçalarının köşelerinden vidalanmasıyla sabitleme işlemi bitirilmiş olur.



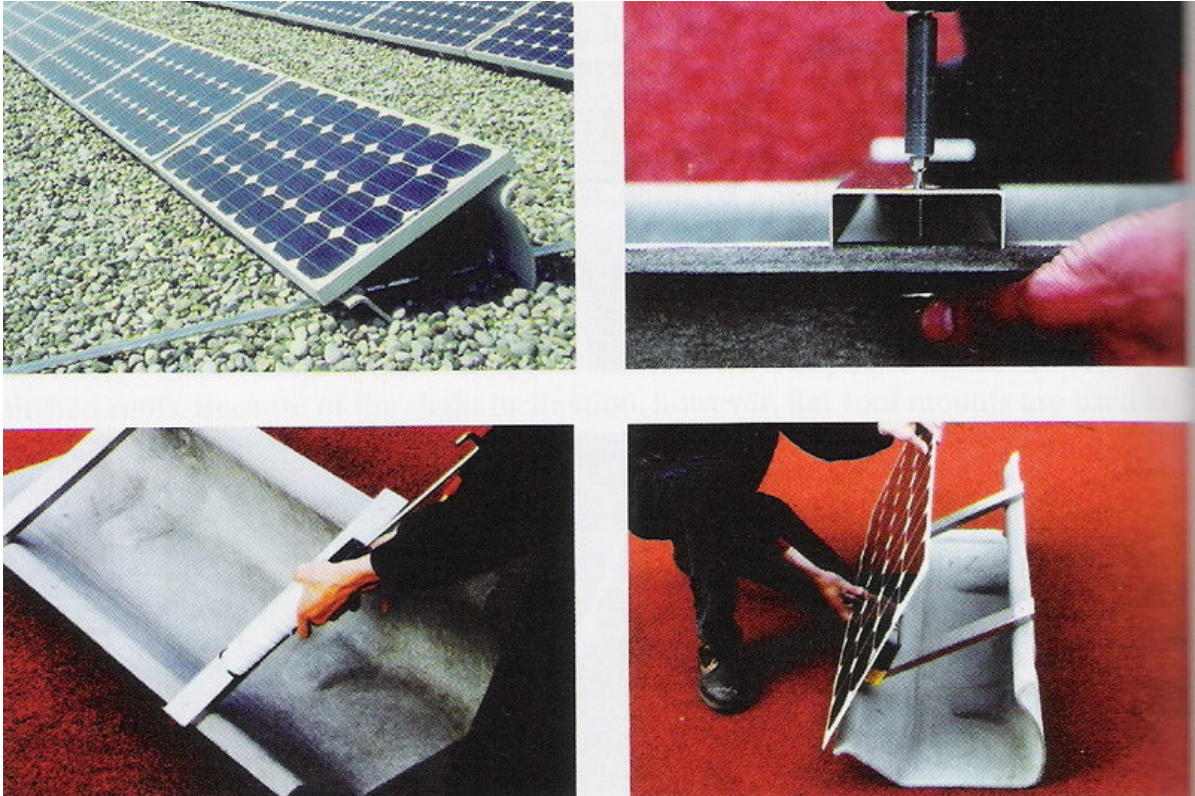
Şekil 5.12 Beton malzemeden imal edilmiş sabitleme elemanı (German SES, 2005)

Şekil 5.13'te ise paslanmaz çelikten imal edilmiş bir bağlantı elemanları görülmektedir. Bu parçalar da güneş paneline eğim verebilecek şekilde tasarlanmıştır.



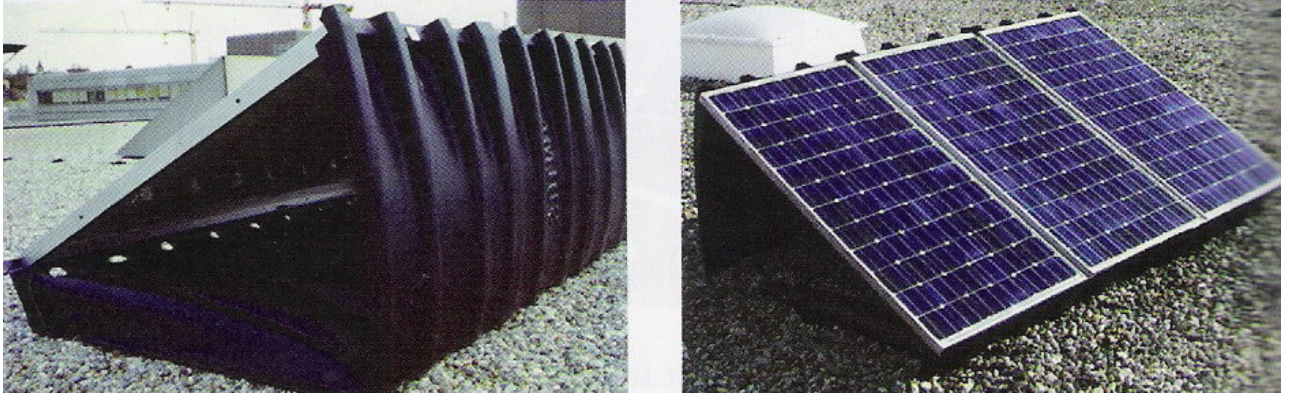
Şekil 5.13 Paslanmaz çelikten imal edilmiş bağlantı elemanları (German SES, 2005)

Şekil 5.14'te yine metalden imal edilmiş bir bağlantı elemanı görülmektedir. Şekillendirilmiş metal plakadan imal edilmiş parçalar ilk resimde görüldüğü gibi metal raylarla arka arkaya dizilerek çatı yüzeyine sabitlenmiştir. Metal plakaların iki yanına eklenen metal çubuklar güneş pillerinin plakalara oturtulmasını sağlar. Sağ üstteki resimde görülen bağlantı parçaları da güneş pillerinin metal plakaya sabitlenmesini sağlar. Böylece güneş pillerinin çatı üzerine sabitlenmesi sağlanmış olur.



Şekil 5.14 Metal plakadan imal edilmiş sabitleme elemanı (German SES, 2005)

Çatı üzerine sabitleme işleminde kullanılan diğer bir malzemede plastiktir. Şekil 5.15'te görüldüğü gibi plastik malzemeden imal edilen bağlantı elemanları kullanılarak da güneş pilleri çatı üzerine montajlanabilir.



Şekil 5.15 Plastikten imal edilmiş bağlantı elemanı (German SES, 2005)

5.4.2.2 Düz Çatıda Çatıyla Bütünleşik Uygulama

Fotovoltaik sistemin düz çatıda çatıyla bütünleşik (çatı malzemesi yerine güneş pili kullanılması) uygulanması, güneş pillerinin yatay olarak yerleştirilmesini zorunlu kılar. Bu durumda uygulamanın yapıldığı bölgede maksimum verimi alabilmek için gereken tilt açısı sağlanamadığından sistem olamsı gerekenden daha düşük güneş radyasyonu ve verimlilikte çalışır. Şekil 5.16'da düz çatı üzerine ince film güneş pili uygulaması görülmektedir.

Şekilde de görüldüğü gibi düz çatıda çatı kaplama malzemesi kullanmadan kaba malzeme üzerine ince film güneş pili yerleştirilmektedir. İnce film güneş pillerinin yerleştirilmesi ve sabitlenmesinin diğer güneş pili çeşitlerine göre daha kolay olduğu görülmektedir. Şekil 5.17'de ise yine düz çatı üzerine plaka halindeki güneş pillerin yerleştirilmesi işlemi görülmektedir. Çatı yüzeyinin bir kısmı güneş pili ile kaplanmış geri kalan kısımlara çatı kaplama malzemesi uygulanmıştır.



Şekil 5.16 Düz çatı üzerine ince film güneş pili uygulaması (German SES, 2005)



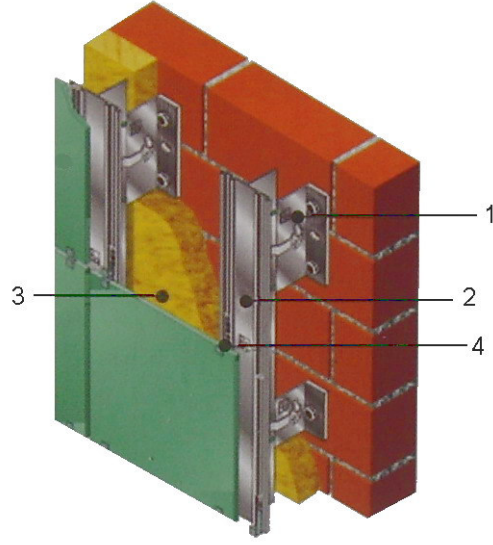
Şekil 5.17 Düz çatının bir kısmının güneş piliyle kaplanması (German SES, 2005)

5.4.3 PV Sistemlerin Düşey Bina Yüzeyine Uygulanması

Fotovoltaik sistemlerin bina çatılarına yerleştirilmesi gibi, uygun elemanlar kullanılarak binanın düşey yüzeyine yerleştirilmesi de mümkündür. Bu sistemlerin bina yüzeyine yerleştirilmesi hususunda bir avantaj bir de dezavantaj karşımıza çıkmaktadır. Bina yüzeyleri (özellikle yüksek yapılarda) çatılara kıyasla daha fazla yüzey alanına sahip olduğundan bina cephesine çatılara yerleştirilebileceğinden daha çok güneş paneli yerleştirebiliriz. Böylece üretebileceğimiz elektrik daha fazla olur. Bir anlamda binanın fotovoltaik potansiyeli arttırılmıştır. Ancak bu durumda da sistemden alınacak verim düşecektir. Bu da önemli bir dezavantajdır. Bina cephesine yerleştirilecek olan panellerin yatayla yaptığı açı (tilt açısı) mecburen 90° olacaktır. Bu da olması gereken tilt açısından (bölgeye göre değişir ancak 30° civarındadır) oldukça uzak bir değerdir ve sistemden elde edilebilecek verimi önemli ölçüde azaltır. (Tilt açısının verimi ne ölçüde etkilediğine bir sonraki bölümde, örnek uygulama üzerinde değinilecektir) Bu dezavantajı ortadan kaldırabilmek için güneş panelleri bina yüzeyine açılı olarak da yerleştirilebilir. Ancak bu yöntem fazla kullanılmamaktadır.

5.4.3.1 Bina Cephesinde Var Olan Yüzey Malzemesi Üzerine Uygulama

Bu yöntemde güneş panelleri bina cephesinin kaplanmış olduğu malzemenin üzerine yerleştirilir. Genellikle binanın inşasından daha sonra uygulanmaya başlamış projeler için kullanılır. Şekil 5.18’de bina cephesinde var olan yüzey malzemesi üzerine yapılan bir uygulamanın şematik resmi ve kullanılan ara elemanlar gösterilmiştir. Burada bina yüzeyini oluşturan tuğla zemin üzerine fotovoltaik piller yerleştirilmiştir. Tuğlalar üzerine monte edilen destek parçası (1) üzerine güneş pillerinin oturtulacağı raylar (2) yerleştirilmiştir. İzolasyon sağlamak için de güneş paneliyle (4) tuğla yüzey arasına izolasyon malzemesi (3) kaplanmıştır. Şekil 5.19’da ise daha önce bahsettiğimiz gibi bina cephesine yapılan açılı bir uygulamanın fotoğrafı görülmektedir. Şekil 5.20’deki fotoğraflarda da Almanya’daki bazı binalarda bina cephesine kaplanan fotovoltaik paneller görülmektedir.



Şekil 5.18 Bina cephesinde var olan yüzey malzemesi üzerine yapılan uygulama (German SES, 2005)



Şekil 5.19 Bina cephesine yapılan açılı bir uygulama (German SES, 2005)



Şekil 5.20 Shell güneşpili fabrikası, Gelsenkirchen (üst); St Gertrud Kilisesi, Cologne (aol alt); Meyer & Meyer nakliye şirketi, Osnabrück (sağ alt) (German SES, 2005)

5.4.3.2 Bina Cephesinde Yüzeyle Bütünleşik Uygulama

Fotovoltaik sistemlerin bina cephesinde yüzeyle bütünleşik (yüzey kaplaması yerine güneş panellerinin kullanılması) olarak kullanılmasının en önemli avantajı yüzey kaplama malzemesinden tasarruf etmiş olmasıdır. Güneş modülleri bir cepheye tamamiyle kaplanabileceği gibi sadece bina yüzeyinin belirli bir bölümüne kaplanması da mümkündür. Şekil 5.21’de tüm bina cephesinde yüzeyle bütünleşik güneş paneli kullanımına örnek bir fotoğraf görülmektedir. Şekil 5.22’de ise bina cephesinin güneş panelleriyle kısmen kaplandığı bir fotoğraf verilmiştir.



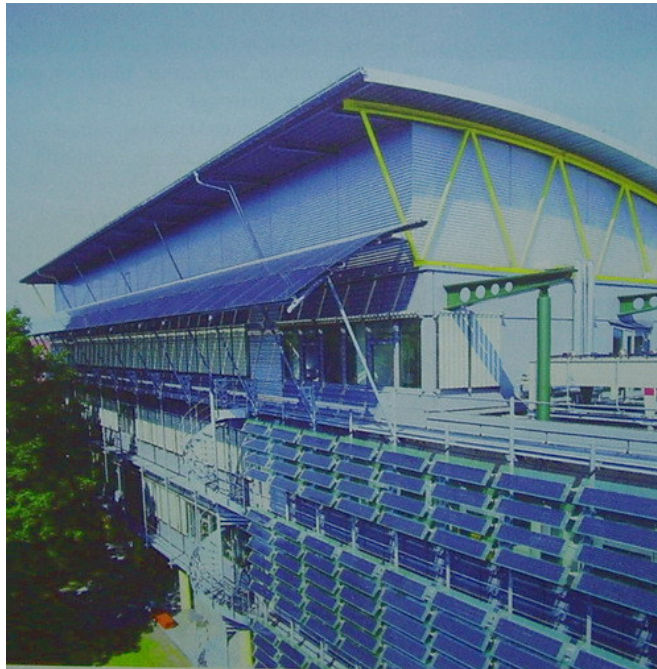
Şekil 5.21 Yüzeyle bütünleşik cephe kaplama (Bayerische Landesbank, Münih)
(German SES, 2005)



Şekil 5.22 Yüzeyin kısmen güneş panelleriyle kaplanması (Helene Weigel Plaza, Berlin)
(German SES, 2005)

5.4.4 Gölgeleme Yapan Güneş Panelleri

Bir binanın en önemli görevlerinden biri de içinde barındırdığı canlıları değişen hava koşullarından korumasıdır. Kışın ısıtma yaparak sağladığımız uygun iç ortam sıcaklığını yazın da klima gibi soğutma sistemleri vasıtasıyla sağlarız. Bu ısıtma ve soğutma işlemleri yıl boyu aralıksız olarak devam etmekte ve toplamda ciddi miktarda enerji harcamasına sebep olmaktadır. Isıtma ve soğutma masraflarını azaltmak için bu sistemleri destekleyici olarak yalıtım yöntemlerini kullanırız. Özellikle yaz aylarında direkt güneş ışığının bina yüzeyini ısıtmasını engellemek içerideki uygun ortam sıcaklığını koruyabilmek için kullandığımız gölgelendirme elemanları da bu yalıtım sisteminin parçası olarak nitelendirilebilir. Hem gölgelendirme yapıp hem de fotovoltaiik olarak elektrik üretmek istediğimiz bir binanın durumunda ise bir çelişki söz konusu olmaktadır. Gölgelendirme yapmak için bina yüzeyine gelen güne ışınlarının kesilmesi gerekirken, elektrik üretmek için direkt güneş ışığına gereksinim vardır. Bu sorun gölgeleme yapan güneş panellerinin kullanımıyla çözülmüştür. Şekil 5.23'te görüldüğü gibi güneş panelleri bina yüzeyini direkt güneş ışığından koruyacak şekilde yerleştirilerek hem gölgeleme yapar hem de üzerine düşen güneş radyasyonunu kullanarak elektrik üretebilir.



Şekil 5.23 Gölgeleme yapan güneş panelleri (German SES, 2005)

6. DÜNYADAN VE TÜRKİYE'DEN PV UYGULAMA ÖRNEKLERİ

Fotovoltaik uygulamalar Türkiye’de henüz pek tanınmıyor ve kullanılmıyor olsa da dünyada özellikle son 10 – 15 yıl içinde çok sayıda fotovoltaik sistem hayata geçirilmiştir. Güneş enerjisi uygulamalarının yaygın olduğu ülkeler arasında Amerika, Avustralya, Japonya ve Almanya başı çekmektedir. Bu ülkelerde fotovoltaik sistemle elektrik üreten ofis binaları, konutlar, okullar ve şebeke elektrik sistemleri mevcuttur. Türkiye’deki uygulamalarsa şimdilik ışıklandırma, ikaz levhaları ve bazı deneme sistemleriyle sınırlı kalmıştır.

6.1 Amersfoort’ta PV Güneş Köyü

Fotovoltaik sistemlerle ilgili en kapsamlı tasarımlardan biri Hollanda’nın Amersfoort şehrinde bulunmaktadır. Tasarım, bölgeye elektrik ihtiyacını güneş enerjisiyle karşılayan yeni evler yapılması fikriyle ortaya çıkmıştır. 1997 – 1999 yılları arasında yapılan uygulamadan sonra “Güneş Köyü” olarak adlandırılan bölgede 500 ev, ilkokul, anaokulu ve spor merkezinin çatısı güneş panelleriyle kaplanmıştır. Çalışmada çok sayıda mimarın görev alması uygulamanın yaratıcılık kısmını da ön plana çıkarmış ve evler yüksek fiyatlarına rağmen ilgi görmüştür. Güneş Köyü projesinde 500 evin çatısı fotovoltaik panellerle kaplanmıştır. 160 m²’lik çatıların 93 m²’lik bölümünde PV modüller kullanılmıştır. Ayrıca çatıların 14 m²’lik bölümünde de sıcak su ve ısıtma amacıyla solar termal paneller kullanılmıştır. Başlangıçta 1000 kWp gücünde olması planlanan sistem, projeye katılan mimarların isteği üzerine 1323 kWp’a çıkarılmıştır. Tasarımda çok kristalli güneş pilleri ve her evde merkezi invertör kullanılmıştır. Güneş Köyü’nün bulunduğu bölgenin güneşlenme süresi yıllık 1477, günlük 4.05 saattir [5]. Şekil 6.1’de Amersfoort Güneş Köyü’nün genel görünümü verilmektedir. Şekil 6.2’deki resimlerde ise güneş köyüne ait bazı yapıların yakın plan fotoğrafları görülmektedir. Güneş köyü projesine ait maliyet tablosu ise Çizelge 6.1’de verilmiştir.

Çizelge 6.1 Amersfoort Güneş Köyü’ne ait maliyet tablosu [5]

PV modüller	7.441.542 €
Bina malzemeleri	451.965 €
Kurulum	306.302 €
Proje tasarım ve mühendislik	776.418 €
Diğer masraflar	251.394 €
Toplam	9.227.621 €



Şekil 6.1 Amersfoort Güneş Köyü (Özdoğan, 2005)



Şekil 6.2 Amersfoort güneş köyündeki binalara ait fotoğraflar [5]

Amersfoort güneş köyü projesinin toplam maliyeti yukarıdaki tabloda da görüldüğü gibi 9.227.621 € tutarındadır. Tüm masraflar hesaba katılarak birim enerji maliyeti hesaplandığında kWh başına elektrik maliyeti 1,15 € olmaktadır [5].

Amersfoort Güneş Köyü uygulamasının başarılı olmasından sonra Hollanda'da fotovoltaik sistemler deha popüler hale gelmiştir. 1999 yılında başlatılan PV-GO! projesiyle şebekeye bağlı sistemlerin artırılması ve desteklenmesi amaçlanmıştır. Bu bağlamda şebekeye bağlı PV sistem kurulumlarında sistem maliyetinin maksimum %25'lik kısmının devlet tarafından karşılanması kararı alınmıştır(Schoeni, 2001). PV sistemler konusunda farklı ülkelerdeki devlet desteği uygulamaları 8. bölümde ayrıca ele alınacaktır.

6.2 4Times Square İş Merkezi

Dünyanın en yüksek 79. binası olan 4 Times Square üzerindeki PV sistem Amerika'nın ilk büyük fotovoltaik uygulamalarındandır. Kisscatchart firması tarafından 1996 yılında yapılan PV tasarımda modüller güney ve doğu cephelerine yerleştirilmiştir. Gökdelenin 37. ve 43. katları arasında kalan toplam 279 m²'lik alana dört farklı boyutta toplam 288 modül yerleştirilmiştir. Sistemde kullanılan güneş pilleri amorf silikon pillerdir. Sistemin toplamda 14 kWp gücündedir ve yıllık 13.800 kWh elektrik üretmektedir (Eiffert ve Kiss, 2000; Özdoğan, 2005). Tüm sistem 1996 yılı içinde altı aylık bir sürede tamamlanmıştır. Bu altı ayın ilk beş ayı tasarım, son ayı ise kurulum aşamasıdır [5] Şekil 6.3'te 4 Times Square binasının görünümü verilmiştir.



Şekil 6.3 4 Times Square İş Merkezi (Eiffert ve Kiss, 2000)

Binanın maliyetine ait bilgiler bilinmemektedir. Uluslar arası Enerji Ajansı (IEA)’nın “PV Sistem Programı” internet sitesinde de 4 Times Square binasına ait maliyet hesaplamalarının ve birim enerji fiyatına ait bilgilerin tasarım sahiplerinin isteği üzerine kısıtlandığı uyarısı mevcuttur[5]. Şekil 6.4’te ise kurulum esnasında 4 Times Square binasının görünümü verilmiştir.



Şekil 6.4 Sistemin kurulumu esnasında 4 Times Square binasının görünümü (Eiffert ve Kiss, 2000)

6.3 Didim ve Ankara'daki Şebekeye Bağlı PV Sistemleri

Türkiye’de ikaz lambaları, trafik ışıkları ve aydınlatmalı trafik levhaları dışında fotovoltaiik sistemler için verebileceğimiz örneklerden biri Aydın ilinin Didim ilçesinde 1998 yılında, Elektrik İşleri Etüd İdaresi (EİE) tarafından “EİE Didim Güneş ve Rüzgar Enerjisi Araştırma Merkezi”nde deneme amaçlı kurulmuş olan şebekeye bağlı fotovoltaiik sistemdir. Şekil 6.5’te fotoğrafı görülen sistem toplam 90 PV modül kullanılarak oluşturulmuş 4,8 kWp gücünde bir sistemdir. Sistemin günlük elektrik üretimi 15 – 18 kWh arasında değişmektedir ve yıllık elektrik üretimi yaklaşık 5600 kWh’tir [1]



Şekil 6.5 Didim’deki fotovoltaiik sistem [1]

Diğer bir örnek de yine EİE tarafından 1998’de deneme amaçlı olarak “Ankara EİE Yenilenebilir Enerji Kaynakları Parkı”nda tesis edilen 1,2 kWp’lık şebekeye bağlı sistemdir. Şekil 6.6’da sistemin fotoğrafı görülmektedir.



Şekil 6.6 Ankara’daki deneme amaçlı fotovoltaiik sistem [1]

Bunların dışında Orman Bakanlığı’na ait orman gözetleme kuleleri, Türk Telekom aktarma istasyonları, karayolları imdat telefonları ve diğer ufak çaplı uygulamalar da mevcuttur.

6.4 Pamukkale Üniversitesi Temiz Enerji Evi

Türkiye’de fotovoltaik sistemlere için verebileceğimiz bir örnek de Pamukkale Üniversitesi Kınıklı Kampüsü’nde kurulan örnek sistemdir. Üniversitenin enerji araştırmalarının yapıldığı laboratuvar olarak kullanılan binada güneş enerjisinden ısıtma ve sıcak su ihtiyacının karşılanması, güneş enerjisinden elektrik üretimi ve hidrojen den elektrik üretimi konularında örnek çalışmalar yapılmaktadır. Devlet Planlama Teşkilatı tarafından desteklenen “Güneş Pilleri Kullanarak Güneş Enerjisinden Hidrojen Elde Edilmesi ve Bir Konutun Elektrik ve Isı İhtiyacının Güneş Enerjisi ile Karşılanması” başlıklı proje ile kurulan bu sistemler üniversitede “Temiz Enerji Evi” isimli laboratuvar da uygulanmaktadır[4]. Sisteme ait fotoğraflar Şekil 6.7 ve Şekil 6.8’de görülmektedir.

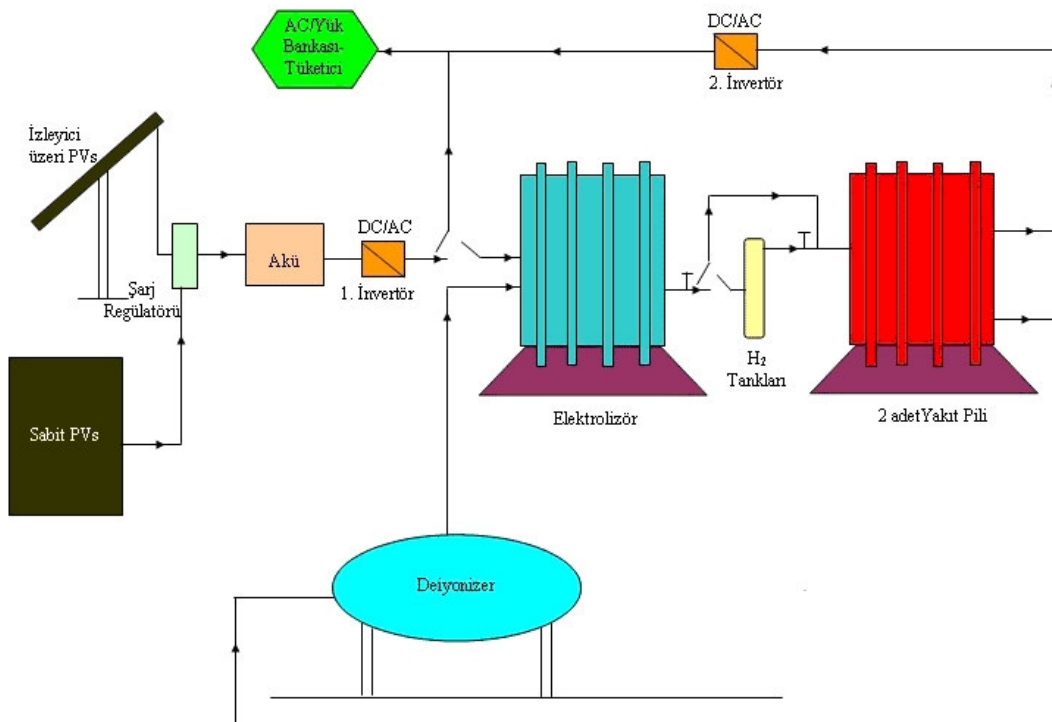


Şekil 6.7. Temiz enerji evi ısıtma panelleri [4]



Şekil 6.8. Temiz enerji evi genel görünümü [4]

Elektrik üretim sistemi, iki ana bileşenden oluşmaktadır. Bunlar; güneş pili panelleri ve yakıt pilleridir. Böylece, elektrik üretimi, güneşten ve hidrojenen karşılanabilmektedir. Bu amaçla, güneş enerjisinden doğrudan elektrik üretiminin yapılabildiği güneş pili panelleri kullanılmaktadır. Ayrıca enerji taşıyıcısı olan hidrojen, güneş enerjisinden üretilen elektriğin elektroliz işleminde kullanılması ile elde edilerek katı halde (metal hidrid tanklarda) depolanmakta ve ihtiyaç halinde yakıt pillerinde, hidrojenen elektrik üretilmektedir. Şekil 6.9’da elektrik üretim sisteminin şematik görünümü yer almaktadır.



Şekil 6.9 Elektrik üretim sisteminin şematik görünümü [4]

Pamukkale Üniversitesi'nde kurulu olan PV sistem her biri 125 Wp gücünde 40 adet modülden oluşmaktadır. Modüllerden yirmisi bina üzerinde sabit halde bulunurken geri kalanlar da Şekil 6.10'da görüldüğü gibi bina çevresinde izleyiciler üzerine yerleştirilmiş bulunmaktadır.



Şekil 6.10 Sistemdeki sabit ve hareketli güneş panellerin görünümü [4]

6.5 Muğla Üniversitesi'ndeki Fotovoltaik Sistem

Ülkemizde PV sistemler için verilebilecek en önemli örnek Pamukkale Üniversitesi'nde kurulu olan deneysel fotovoltaik sistemdir. 1996 yılında Prof. Dr. Şener Oktik başkanlığında kurulan Muğla Üniversitesi Temiz Enerji Kaynakları Araştırma ve Geliştirme Merkezi, Muğla Üniversitesi kampüsü içerisinde bölgeye ait güneş enerjisi potansiyelini belirlemeye yönelik çalışmalarına 1998 yılında başlamıştır. DPT tarafından desteklenen proje kapsamında üniversite yerleşkesi içinde sisteme bağlı 54 kWp gücünde bir fotovoltaik sistem kurulmuştur [3]. Projenin birinci aşaması farklı güneş pillerinin maliyet ve verimlilik yönünden karşılaştırmasının yapılması üzerine başlatılmış ve merkez kütüphane çatısı tek kristal silisyum, çok kristal silisyum, ince film amorf silisyum ve CdTe ince film güneş pillerinden

oluşan toplam 10kWp gücündeki sistemle kaplanmıştır. Şekil 6.11’de merkez kütüphane ve üzerindeki PV sisteme ait fotoğraf görülmektedir.



Şekil 6.11 Muğla Üniversitesi merkez kütüphane çatısında kurulu PV sistem [3]

Projenin ikinci aşamasında, kütüphane çatısında kullanılabılır daha fazla alan kalmadığından kampus içerisindeki “Türk Evi” öğrenci kafeteryasının çatısı 2003 yılında güneş pilleriyle kaplanmıştır. 25,6 kWp gücündeki sistem ile yıllık 35.000 kWh’e yakın elektrik enerjisi üretilmektedir. Şekil 6.12’de kafeterya çatısındaki güneş pilleri görülmektedir.



Şekil 6.12 Muğla Üniversitesi kafeterya çatısında kurulu PV sistem [3]

Projenin üçüncü aşamasında ise 15 kWp güce sahip hibrit bir PV sistem kurularak üniversite giriş kapısı önündeki havuzların su pompalarının beslenmesi amaçlanmış ve güneş pilleri otopark alanına yerleştirilmiştir. Bugün sistemin sadece fotovoltaiik kısmı devrede olup, dizel jeneratör ve rüzgar jeneratörü testleri henüz gerçekleştirilmemiştir. Şekil 6.13'te otopark alanına yerleştirilen sistemin fotoğrafı görülmektedir.



Şekil 6.13 Muğla Üniversitesi otopark alanı çatısında kurulu PV sistem [3]

Projenin dördüncü ve son aşamasında ise toplamda 4 kWp güce sahip 75 Wp ve 85 Wp gücündeki tek kristal ve çok kristal silisyum güneş pilleriyle aydınlatma amaçlanmıştır. Üniversite yerleşkesi içerisindeki çeşitli noktalara toplam 50 adet bağımsız aydınlatma direği yerleştirilerek açık alanların aydınlatılması da büyük ölçüde güneş enerjisiyle sağlanmıştır [3] Şekil 6.14'te üniversite içerisinde çeşitli bölgelere yerleştirilen aydınlatma direkleri görülmektedir.



Şekil 6.14 Muğla Üniversitesi yerleşkesinde kurulu PV aydınlatma direkleri [3]

6.6 Aydınlatma ve İkaz Amaçlı Uygulama Örnekleri

Ülkemizde görebileceğimiz fotovoltaiik sistem uygulamaları otoyollarda ve caddelerde görebileceğimiz aydınlatma ve ikaz amaçlı küçük uygulamalar ve bazı müstakil alanlarda kullanılan sistemlerdir. Şekil 6.15'te İstanbul Boğazı'nda, Marmaray Projesi çalışma alanı civarında kullanılan ikaz amaçlı bir dubanın fotoğrafı ve Haydarpaşa önündeki dalgakıranda bulunan ikaz feneri görülmektedir. Şekil 6.16'da da İstanbul Kadıköy'de güneş pili kullanarak elektrik sağlayan trafik levhası görülmektedir. Şekil 6.17'de ise İstanbul Caddebostan

sahilinde küçük bir çay bahçesi kulübesinin elektrik ihtiyacını karşılamak için kullanılan 4 modülden oluşan küçük bir PV sistem uygulamasının fotoğrafı görülmektedir.



Şekil 6.15 Güneş pili kullanan duba ve ikaz feneri



Şekil 6.16 Yaya geçidi levhası



Şekil 6.17 Küçük bir kulübeye ait PV sistemi

7. PV*SOL FOTOVOLTAİK TASARIM PROGRAMI VE ÖRNEK TASARIM

Fotovoltaik sistemlerin tasarlanması için şimdiye dek çok çeşitli tasarım programları oluşturulmuştur. Bu programların bir kısmı genel hesaplar yapan basit programlar, bir kısmı da ayrıntılı hesaplamalar yapmaya olanak tanıyan ayrıntılı ticari programlardır. PV f-chart, SolINVEST, DASTPVPS, Greenius, PV Design Pro, PV*SOL, PVS 2001, PVSYST, SOLDIM, INSEL, SMILE, TRNSYS, METEONORM, SUNDI, GenAu, Configurator, SITOP solar select, SolarSizer, MySolar, PVWATTS adlı programlar fotovoltaik hesaplamalar ve tasarımlar yapmaya yarayan programlardır. Güneş enerjisinden elektrik elde etme konusunda bilgiler içeren bazı internet sitelerinde de basit hesaplamalar yapan online programlar da mevcuttur (German SES, 2005)

Günümüzde yurt dışında en çok tercih edilen fotovoltaik tasarım programlarından biri PV Sol'dür. PV*SOL programı ilk kez 1998 yılında Berlin'de Alman Dr. Gerhard Valentin tarafından hazırlanmıştır. Dr. Valentin'in şirketi ayrıca termal güneş enerjili sistemlerin tasarımında kullanılan T*SOL programını da geliştirmiştir. Geçen on yıl içinde PV*SOL programının geliştirilmiş versiyonları hazırlanmış ve program daha ayrıntılı hale getirilmiştir. PV*SOL tasarım programı 2.3, 2.4, 2.5, 3.0 versiyonlarıyla yenilenerek kullanılmaya devam edilmiştir. Programın en önemli özelliği hem şebekeden bağımsız (stand alone), hem de şebekeye bağlı (grid connected) sistemlerin tasarlanmasına olanak tanımasıdır. Ayrıca hızlı şekilde tasarım yapmayı sağlayan "*Quick Design*" seçeneği de çabuk ve kolay bir şekilde tasarım yapmayı mümkün kılmaktadır [12].

Bu bölümde PV*SOL tasarım programının genel işleyişi, menü ve araç çubuklarının ayrıntıları ele alınacak ve program kullanılarak örnek bir mahallin enerji ihtiyacının bir kısmını karşılamak üzere bu mahale uygun bir fotovoltaik sistem tasarımı yapılacaktır. Program vasıtasıyla tasarım yapıldıktan sonra sisteme ait sonuçların niçin o şekilde çıktığı incelenecek ve literatürde yer alan fotovoltaik sistemlere ilişkin formüller kullanılarak hesaplamalar bir kez daha yapılacaktır. Elde edilen sonuçlarla programın bize verdiği sonuçlar karşılaştırılacak ve böylece genel bir yorum yapılacaktır. Ayrıca bölüm sonunda sistemin maliyet analizi yapılarak birim elektrik maliyeti hesaplanacak ve fotovoltaik sistemin kullanılabilirliği konusunda da yorum yapmak mümkün olacaktır.

7.1 Örnek Fotovoltaik Sistem Tasarımı

Fotovoltaik sistemlerin mühendislik ve ekonomik yönden ayrıntılı olarak incelenmesi için en iyi yöntem örnek bir sistem tasarlayarak tasarımın aşamalarını ve sonuçlarını bu örnek üzerinden incelemektir. Bu yüzden çalışmamızın bu bölümünde seçtiğimiz bir model bina üzerine tasarım yapılacaktır.

Örnek çalışma için seçtiğimiz bina İstanbul Anadolu Yakası'ndaki en yüksek yapılardan biri olan Nida Kule İş Merkezi'dir. Bu seçimin yapılmasındaki önemli etkenlerden biri Nida Kule'nin oldukça yüksek ve çevresinin açık olmasıdır. Yüksek ve etrafında güneşi kesecek herhangi bir engel bulunmayan bir bina fotovoltaik sistem uygulaması için gayet uygundur. Şekil 7.1'de Nida Kule'nin genel görünümü; Şekil 7.2'de vaziyet planı ve Şekil 7.3'te ise kesit görünümü verilmiştir.



Şekil 7.1 Nida Kule'nin genel görünümü [13]



Şekil 7.2 Nida Kule vaziyet planı [13]



Şekil 7.3 Nida Kule kesit görünümü [13]

Kozyatağı İş Merkezi adıyla da bilinen Nida Kule'ye ait bazı özellikler şunlardır:

- 24 katlı büro binası
- 8 adet mağaza (Bazı mağaza alanları banka olarak kullanılmaktadır)
- 1 adet restoran
- 500'ü kapalı, 75'i açık olmak üzere 575 araçlık otopark alanı
- Arsa alanı 8793 m²
- Toplam inşaat alanı 47500 m²
- Büro katları (20 adet) 812 m²
- Büro katları (4 adet) 550 m²
- Mağazalar (8 adet) muhtelif alanlı [13]

(Nida Kule İş Merkezine ait ayrıntılı planlar çalışma sonundaki *ekler* bölümünde verilmiştir)

Vaziyet planında da görüldüğü gibi Nida Kule yatay kesiti alındığında bir ikizkenar dik üçgen ve bir dairenin, merkezden itibaren çapın dörtte biri uzaklıkta bir mesafeden geçen kirişle bölünmüş kısmından oluşmaktadır. Daire şeklinde olan bu bölüm doğuya bakarken üçgenin ikiz kenarları güneybatı ve kuzeybatıya bakmaktadır. Yani daha önceki bölümlerde açıklandığı gibi fotovoltaik sistemlerin kurulması için gerekli olan azimuth 0° açısını sağlayan, doğrudan güneye bakan bir yüzeyi yoktur. Bu yüzden sistemin kurulumu için en uygun bina yüzeyi olarak güneybatı cephesi seçilmiştir.

Nida Kule'nin toplam elektrik ihtiyacı fotovoltaik sistemle karşılayabileceğimizin üzerindedir. İş merkezi bina yönetiminin idari işler bölümünden edinilen değerlere göre binanın yıllık ve aylık elektrik ihtiyacı ve giderleri Çizelge 7.1'deki gibidir.

Çizelge 7.1 Nida Kule aylık elektrik tüketimi ve giderleri (Nida Kule İdare Müdürlüğü)

Birimler	Elektrik Sarfıyatı	Elektrik Tüketimi
Ofis Katları (24 Kat)	1500 – 1800 YTL (Kat başına)	16000 – 20000 kWh
Mağazalar (8 Adet)	3500 – 5000 YTL (Mağaza başına)	38000 – 56000 kWh
Genel Alanlar	4000 – 6000 YTL	45000 – 67000 kWh

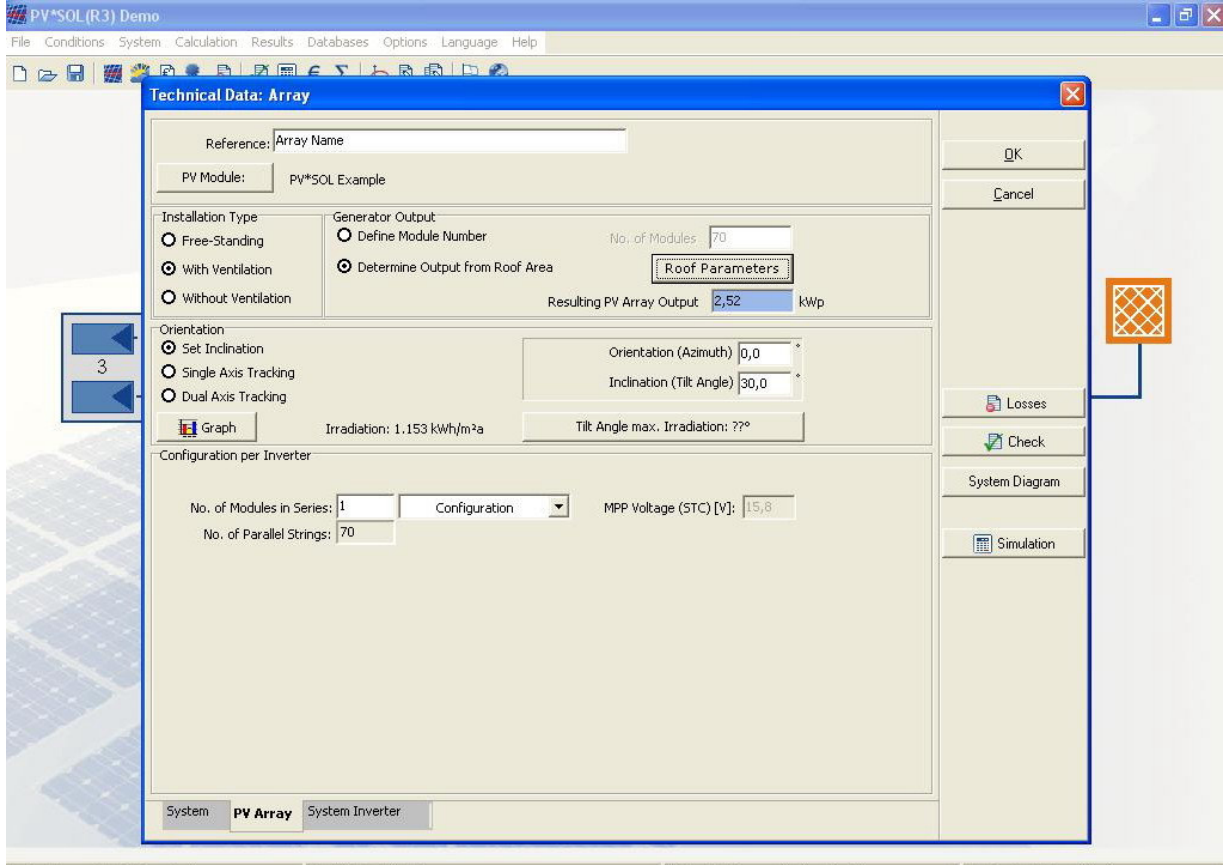
İş merkezindeki ofis katlarından biri ve mağaza alanlarından üçü boştur. Mağaza alanlarının dört tanesi banka şubesi olarak kullanılmaktadır ve elektrik sarfıyatı yüksektir. Ofis katlarındaysa her katın elektrik sarfıyatı ayrı ayrı faturalandırılmaktadır. Tüm bunlar göz önüne alındığında Nida Kule'nin aylık elektrik ihtiyacının 600.000 – 750.000 kWh civarında

değişebileceği görülmektedir. Bu da yıllık elektrik sarfiyatının 7200 – 9000 MWh arasında olacağını gösterir. İlk bakışta oldukça yüksek gibi görünen bu değerin doğruluğunu şu şekilde hesaplayabiliriz. 2006 yılı verilerine göre Türkiye’de kişi başına elektrik tüketimi 2046 kWh olarak belirlenmiştir. MMO İstanbul şubesinin 2007 yılında yayınlanan bir çalışmasında 600 kişinin çalıştığı bir toplum binasının yıllık elektrik sarfiyatının 1,28 GWh olduğu hesaplanmıştır[16]. Ayrıca Levent İş Kuleleri’nde günlük elektrik sarfiyatının 85.000 kW olduğu rapor edilmiştir[17]. 3800 kişinin çalıştığı bu iş merkezinde yıllık enerji sarfiyeti 30 GWh’i bulmaktadır. Bu örnek doğrultusunda yaklaşık 1000 kişinin çalıştığı Nida Kule İş Merkezi’nin yıllık enerji tüketiminin 7 – 9 GWh civarında olması normaldir.

Buradan görüleceği gibi Nida Kule iş merkezinin tüm elektrik sarfiyatını fotovoltaik sistemle karşılamak mümkün değildir. Tasarıma başlarken yıllık ihtiyaç değil, sistemin kurulması için uygun yüzey alanı göz önünde bulundurulacaktır.

7.1.1 Nida Kule İçin PV*SOL Tasarımı

PV*SOL tasarım programı bilgisayara kurulduktan sonra programı başlattığımızda karşımıza çıkan ilk pencerede “*Grid connected*” veya “*Stand-alone*” yani şebekeye bağlı ya da şebekeden bağımsız sistem seçeneklerinden biri seçilmelidir. Bizim tasarımımda fotovoltaik sistem Nida Kule’nin tüm elektrik ihtiyacını karşılayamayacağından şebekeye bağlı yani “*Grid connected*” seçeneğiyle devam ediyoruz. Daha sonra ilk olarak “*Climate Data*” simgesini tıklayarak karşımıza çıkan, ülke ve şehir seçimlerini yapmamıza olanak tanıyan pencerede Türkiye ve İstanbul seçimlerini yapıyoruz. Burada İstanbul için yıllık güneş radyasyonu değeri 1503 kWh/m² olarak verilmektedir. Bunun haricinde dış ortam sıcaklıkları, enlem ve boylam değerleri de sistemde mevcuttur. Bir sonraki adımda “*Technical Data*” simgesini tıkladıktan sonra karşımıza çıkan pencerenin altında “*System*” , “*PV Array*” ve “*Invertor*” seçenekleri görülüyor. “*PV Array*” seçeneğini tıklayarak güneş pillerinin tasarımını yapmamızı sağlayacak pencereyi açıyoruz. Şekil 7.4’te görülen pencerede sistemimiz için belirleyeceğimiz değerleri yerine yazıyoruz.



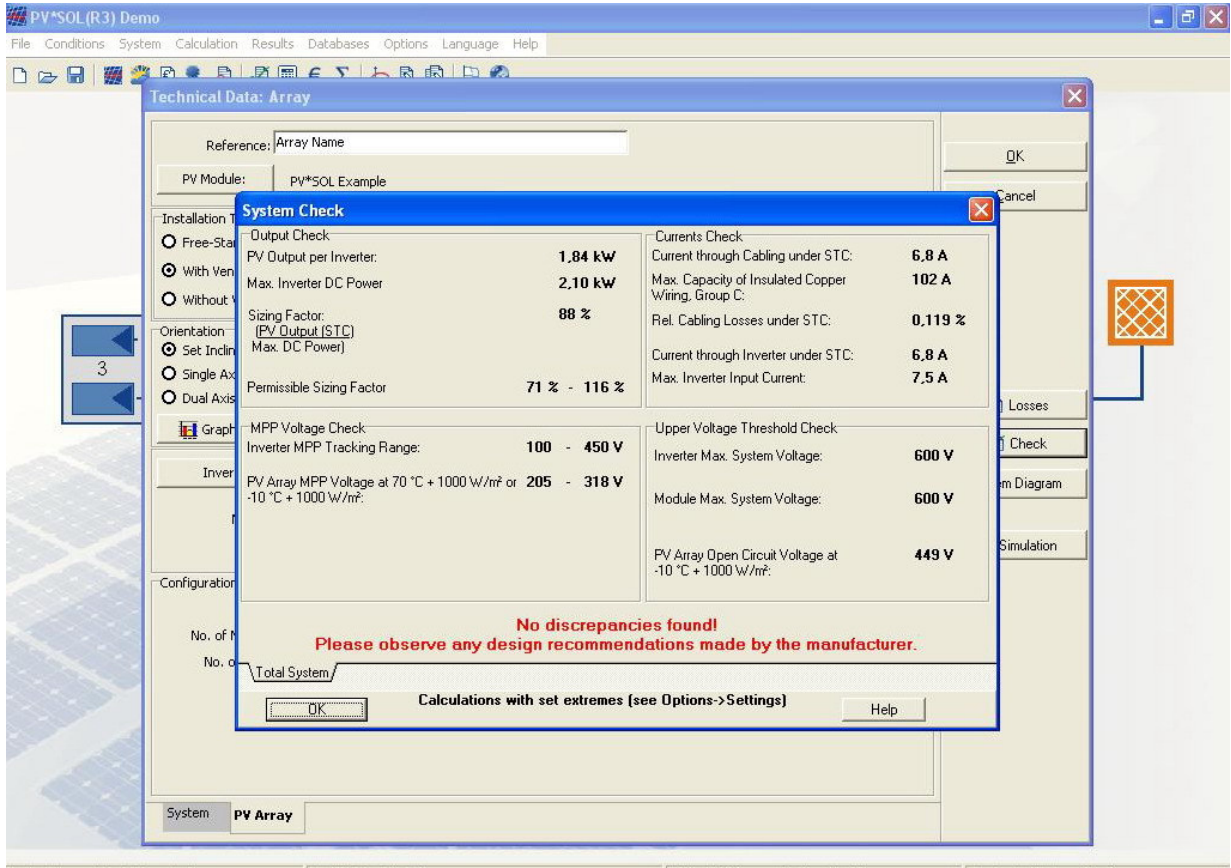
Şekil 7.4 PV Array tasarım penceresi

Burada yapılacak ilk işlem, kullanılacak modül miktarının ve modül tipinin belirlenmesi olacaktır. Kullanacağımız PV modülünün (güneş pilinin) güç çıkışının olabildiğince yüksek olması sistemden elde edeceğimiz elektrik miktarını arttıracığından, “*PV Module*” seçeneğine tıkladıktan sonra güç çıkışı 180 W olan Sharp marka NU-S0E3E model güneş modülünü seçiyoruz. Ayrıca güneş pilleriyle ilgili bölümde değindiğimiz gibi, 1000W/m^2 üzerindeki radyasyon değerlerinde kristal silikon güneş pillerinin verimliliği daha yüksektir. Modül tipini belirledikten sonra kullanacağımız modül sayısını sisteme giriyoruz. Bunu iki şekilde belirleyebiliriz. Birincisi, kullanılacak modül sayısı önceden belliyse bu veriyi girmek; ikincisi ise bina üzerinde modülleri yerleştirebileceğimiz alan miktarı belliyse bu değeri sisteme girmektir. Nida Kule’nin vaziyet planını inceleyerek güneş modüllerini 20. ve 25. katlar arasında kalan toplam 397 m^2 ’lik alana yerleştirebileceğimizi belirliyoruz. Seçtiğimiz modül tipinin alanını göz önüne aldığımızda 300 modüle tekabül eden bu değer sayesinde kullanacağımız modül sayısını 300 olarak belirlemiş oluyoruz. Böylelikle sistemin toplam güç çıkışı “*Resulting PV Output*” değeri 53,97 kWp olarak program tarafından hesaplanıyor. “*Orientation*” -yönelim- başlığı altındaki kısımda ise güneş pillerinin bina üzerine hangi

açılarla yerleştirileceğini sisteme giriyoruz. Daha önceki bölümlerde gördüğümüz gibi buradaki azimuth açısı güneş pillerinin güneyle yaptığı açı, tilt açısı ise yatayla yaptığı açı olmak üzere Nida Kule için güneş pillerini güneybatı cephesine yerleştireceğimizden azimuth açısını 45° , binanın çatısında değil cephesinde çalıştığımız için de tilt açısını 90° olarak belirliyoruz. Sol taraftaki kısımdan ise sistemimizin sabit mi yoksa güneşi takip edecek şekilde tek ya da iki eksenli olarak hareketli mi olacağını belirliyoruz. Kuracağımız sistem bina düşey yüzeyinde olduğu için sabit olacağından “*Set inclination*” seçeneğini işaretliyoruz. Bu bölümde ayrıca, belirlediğimiz açı değerleri için çalıştığımız şehirdeki yıllık güneş radyasyonu değeri program tarafından hesaplanarak belirtiliyor. 45° azimuth ve 90° tilt için İstanbul’un güneş radyasyon değeri 1036 kWh/m^2 olarak hesaplanıyor. (Programın bu değeri nasıl hesapladığına bir sonraki bölümde değinilecektir)

Tasarım penceresinin en altında ise modüllerin paralel ve seri bağlantılarının nasıl yapılacağına ilişkin bir bölüm mevcuttur. Bu bölümde “*configuration*” başlığı altında programın bize sunduğu olası gruplamalar mevcuttur. Bu tasarım için bu başlık altında sadece 15×20 gruplaması verilmiştir. Yani 300 modül 15’i seri, 20’si paralel olacak şekilde yerleştirilecektir. (Paralel ve seri modül sayısının program tarafından nasıl belirlendiği de bir sonraki bölümde ele alınacaktır) Bunun dışında sistemdeki invertör sayısı ve modeli de bu pencerede belirlenir. Invertör listesi açıldığında kullanılan güneş modüllerine göre seçilebilecek invertör tipleri program tarafından işaretlenerek belirlenir. Tasarım için seçilen Sunways AG NT 5000 marka 10 invertör ile invertör gücü “*installed invertor output*” 52 kW olur.

Bu işlemlerden sonra programın girilen değerleri kontrol etmesi için “*check*” yazısı üzerine tıklanır ve açılan pencerede sistem değerleri görülür. Şekil 7.5.’te görünen “*system check*” penceresinde hatalı olan değerler varsa kırmızıyla gösterilir ve program bu verilerin düzeltilmesini ister. Bu pencerede kontrol edilen değerler güç çıkışı, akım, voltaj ve MPP (maksimum güç noktası) voltaj değerleridir.



Şekil 7.5 Sistem kontrol penceresi

Sistemde herhangi bir uyumsuzluk olmadığı takdirde kontrol penceresinin altında “*No discrepancies found*” yazısı görülecektir. Bu aşamadan sonra “*Simulation*” yazısına tıklayarak sistem simülasyonunu görmek mümkündür. Yaptığımız tasarım için programın hesaplamaları doğrultusunda elde edilen değerler simülasyon sayfasında proje raporu “*project report*” başlığı altında verilmektedir. Bu değerler arasında PV güç çıkışı, PV modül alanı, PV radyasyonu, PV sistemi tarafından üretilen enerji, sistem verimi, kWp başına üretilen elektrik miktarı gibi değerler bulunmaktadır. Tasarladığımız sistem için elde ettiğimiz değerler şekil 7.6.’da proje raporu olarak görülmektedir. Programın bu değerleri nasıl elde ettiği formül sel hesaplamalar yapılarak bir sonraki bölümde incelenecektir.

Location:	İstanbul
Climate Data Record:	İstanbul (1981 - 2000)
PV Output:	53,97 kWp
Active PV Surface Area:	392,77
PV Array Irradiation:	406900 kWh
Energy Produced by PV Array (AC):	38660 kWh
System Efficiency:	9,5 %
Inverter Efficiency:	94 %
PV Array Efficiency:	10,3 %
Specific Annual Yield:	721 kWh/kWp
CO2 Emissions Avoided:	34600 kg/a

The results are determined by a mathematical model calculation. The actual yields of the photovoltaic system can deviate from these values due to fluctuations in the weather, the efficiency of modules and inverters, and other factors. The System Diagram above does not represent and cannot replace a full technical drawing of the solar system..

Şekil 7.6 Tasarım sonucu programın verdiği proje raporu

7.1.2 PV*SOL Tasarımıyla Elde Edilen Değerlerin Formüsel Olarak Hesaplanması

PV*SOL fotovoltaiik tasarım programı kullanımı kolay ve birçok yönden kullanıcıya rahatlık sağlayan bir programdır. Güneş pili veya elde edilmek istenen elektrik miktarı ile ilgili gerekli veriler girildiğinde program sistem için uygun olan diğer elemanları da belirler ve gerekli hesaplamaları yaparak sonucu verir.

Bu bölümde, bir önceki bölümde program sayesinde elde ettiğimiz verileri formüsel olarak hesaplayarak programın bu sonuçları hangi işlem aşamalarıyla bulduğunu göreceğiz ve elde ettiğimiz sonuçları program raporundakilerle karşılaştıracğıız. Bu hesaplamaları yaparken az önce program tasarımında kullandığımız adımları takip edeceğiz. Ayrıca hesaplamalarda kullanmak için tasarımda seçtiğimiz invertör ve PV modülün etiketlerini de incelememiz gerekmektedir. Çizelge 7.2. ve Çizelge 7.3. sistemde kullandığımız modül ve invertörün üretim esnasında deneysel yöntemlerle elde edilmiş olan karakteristik özelliklerini göstermektedir.

Çizelge 7.2 Sharp NU-S0E3E PV modülün karakteristik özellikleri [20]

Pil tipi	Tek kristalli silikon
Ölçüleri	1.318 x 994 x 46 mm
Ağırlık	16 kg
Açık devre voltajı (V_{oc})	30.0 V
Maksimum güç voltajı (V_{MPP})	23.7 V
Kısa devre akımı (I_{sc})	8.37 A
Maksimum güç akımı (I_{MPP})	7.6 A
Maksimum güç	180 W
Minimum güç	171 W
Modül verimi	% 13.7

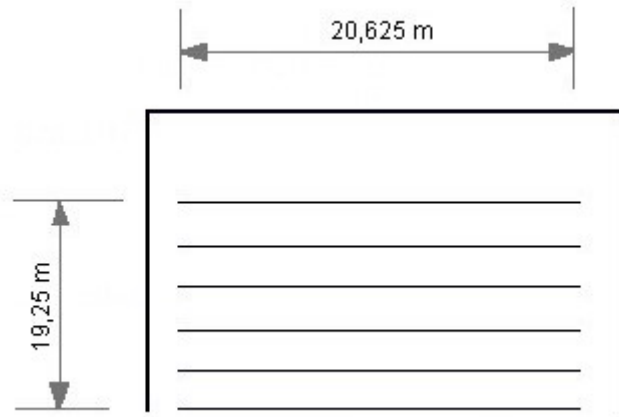
Çizelge 7.3 Sunways AG NT 5000 invertörün karakteristik özellikleri [21]

Güç	5.2 kW
Maksimum doğru akım gücü	6 kW
Minimum MPP voltajı	150 V
Maksimum MPP voltajı	680 V
Maksimum Akım	22 A
MPP izleyicisi	1 adet
Maksimum verim	%97.5

Bu değerler standart test koşulları altında (STC: 1000 W/m^2 güneş radyasyonu ve 25°C ortam sıcaklığı) yapılan deneylerle belirlenen ve fabrika çıkışında cihazın künyesine yazılan değerlerdir. Nida Kule tasarımıyla ilgili formüsel hesaplamaları yaparken yukarıda verilen değerlerden bazıları kullanılacaktır.

7.1.2.1 Tasarımla İlgili Hesaplamalar

Tasarımı yaparken Nida Kule için kullanacağımız PV alanını sisteme girmiş ve bunun seçtiğimiz modül tipi için kaç adet modüle tekabül ettiğini görmüştük. Şekil 7.7’de şematik olarak görüldüğü gibi Nida Kule’nin güneybatı cephesini 5 kat boyunca kaplayacağımız için, bina planlarına göre toplam alanımız;



Şekil 7.7 Güneş pili kaplanan alanın şematik görünümü

$$A = 19,25 \text{ m} \times 20,625 \text{ m} = 397 \text{ m}^2 \quad (7.1)$$

olarak hesaplanır. Bu alanda kullanacağımız 300 modülün toplam alanı ise 392,77 m²’dir. Güç çıkışını hesaplamak için modülün özelliklerinde verilen ve üretim aşamasında belirlenip etiketine işlenen güçle çarpılır.

$$PV \text{ array output} = 179,9 \times 300 = 53,97 \text{ kWp} \quad (7.2)$$

Daha sonra sisteme girdiğimiz azimuth ve tilt açıları için elde edebileceğimiz güneş radyasyonu miktarını İstanbul için verilen maksimum güneş radyasyon değerini uygun bir katsayı ile çarparak elde ederiz. Bunu yaparken dünya üzerindeki bazı yerler için daha önceden yapılmış ölçümlere dayalı grafik veya tabloları kullanmak mümkündür. İstanbul 41° kuzey paralelinde olduğu için kullanacağımız grafik veya tablonun İstanbul’unkine yakın bir enlem değerinde bulunan bir mahale ait olması gerekmektedir. Çizelge 7.4’te verilen tablo Güney Kaliforniya için hazırlanmıştır ve Kaliforniya 32 – 42° kuzey paralelleri arasındadır. Güney Kaliforniya için ortalama olarak verilen bu tablo yaklaşık 35° ve civarı için geçerlidir.

Bu tabloyu kullanarak hesap yapacak olursak; üzerinde çalıştığımız binanın güneybatı cephesinde ve dikey bir yüzeyde çalıştığımız için tabloya göre katsayı 0,6 olur.

$$Irradiation = 1655 \times 0,6 = 993 \text{ kWh} / m^2 \quad (7.3)$$

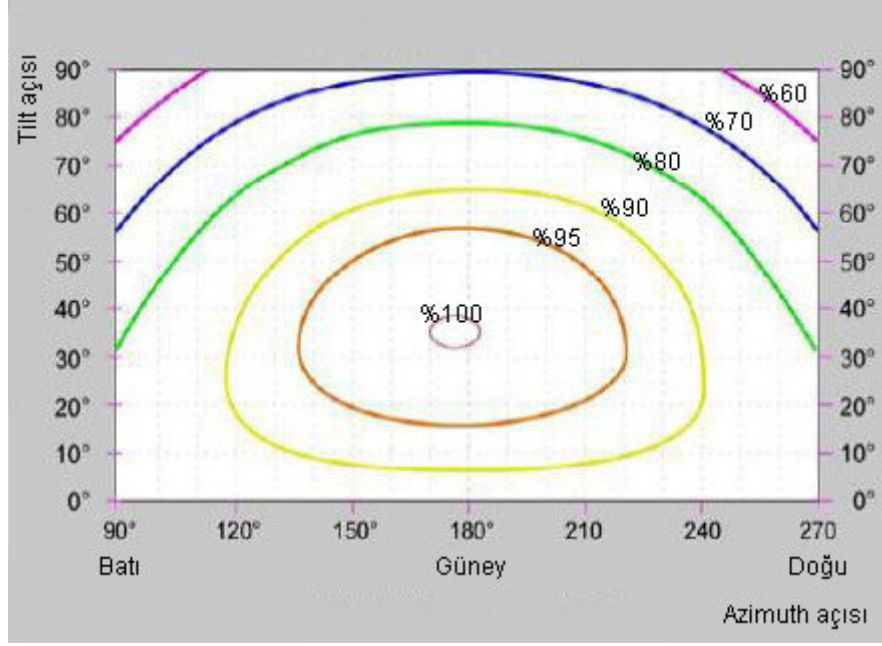
Burada elde ettiğimiz değer sistemin verdiği radyasyon değeri olan 1036 kWh/m²'ye yakındır. Ancak İstanbul'un enlem derecesine daha yakın olan ABD'nin Oregon eyaletinin güneyi için hazırlanmış Şekil 7.8'deki grafiği kullanmamız daha doğru bir sonuç vereceğinden daha uygun olacaktır (Oregon 42 ° - 46 °). Buna göre güneybatı yönelimli (Az: 45°) dikey (Tl: 90°) yerleştirilen paneller için radyasyon değeri maksimum seviyenin %63'ü civarında olduğundan,

$$Irradiation = 1655 \times 0,63 = 1042 \text{ kWh} / m^2 \quad (7.4)$$

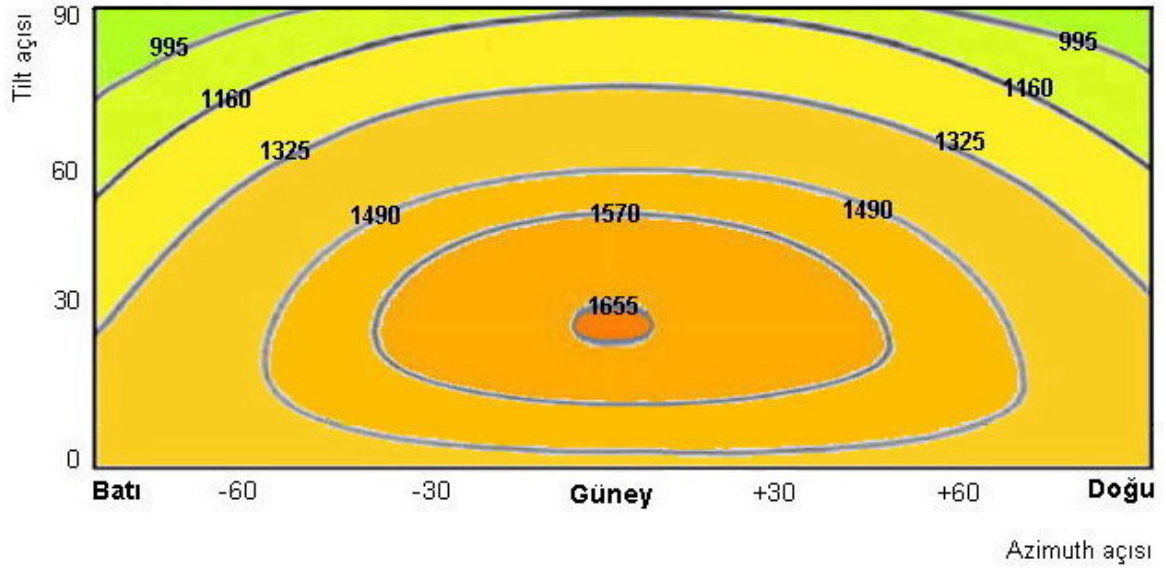
olarak hesaplanacaktır. Bu değer PVsol programının verdiği 1036 kWh/m²'ye daha yakındır. Bunun yanında PV sol programını kullanarak, çeşitli azimuth ve tilt açılarının sisteme girilip programın verdiği güneş radyasyonu değerlerini bir grafik üzerinde işaretleyip Şekil 7.9'daki gibi İstanbul ve ona yakın değerlerde enlem derecelerine sahip mahaller için özel bir güneş radyasyon dağılım grafiği elde edebiliriz.

Çizelge 7.4 Bina yönelimi ve yüzey eğimleri için güneş radyasyonunu belirleyen katsayı değerleri (Endecon Engineering, 2001)

	Yatay	4:12	7:12	12:12	21:12	Dikey
Güney	0.89	0.97	1.00	0.97	0.89	0.58
GGD - GGB	0.89	0.97	0.99	0.96	0.88	0.59
GD - GB	0.89	0.95	0.96	0.93	0.85	0.60
DGD - BGB	0.89	0.92	0.91	0.87	0.79	0.57
Doğu - Batı	0.89	0.88	0.84	0.78	0.70	0.52



Şekil 7.8 Oregon eyaletinin güneyi için radyasyon değeri katsayıları [22]



Şekil 7.9 İstanbul için açılara göre güneş radyasyonu değerleri

İstanbul için çizdiğimiz radyasyon dağılım grafiğinden yararlanarak da güneybatı yönelimli düşey yerleştirilen paneller için söz konusu olan güneş radyasyonu değerinin 1036 kWh/m^2 seviyesinde olduğunu söyleyebiliriz.

Elde ettiğimiz güneş radyasyonu değerini toplam pil yüzeyi ile çarparsak,

$$PV \text{ Array Irradiation} = 392,77 \text{ m}^2 \times 1036 \text{ kWh / m}^2 = 406900 \text{ kWh} \quad (7.5)$$

toplam radyasyon miktarını 406900 kWh olarak hesaplarız. Sistem tasarımında hesapladığımız diğer bir özellik de seri veya paralel bağlı modül sayısıdır. Bir dizideki maksimum ve minimum modül sayısı (seri bağlı modül sayısı) değerlerini hesaplayarak bir aralık elde ederiz ve bu aralıktan uygun bir değer seçeriz.

Bir dizideki maksimum modül sayısı,

$$n_{\max} = \frac{V_{\max (Inv)}}{V_{oc(mod ule -10^{\circ} C)}} \quad (7.6)$$

formülüyle hesaplanır(German SES, 2005). Burada $V_{\max (Inv)}$ invertörün maksimum voltaj değeri; V_{oc} ise modülün açık devre (open circuit) voltajıdır. Bu değerler sistemde kullandığımız elemanların etiketlerinde ve PV*Sol tasarım programının veri tabanında mevcuttur. Bu formülde kullanacağımız $V_{oc(mod ule -10^{\circ} C)}$ ise (-10) °C'deki açık devre voltajıdır. Bu değeri elde etmek için de Şekil 7.10'da görülen grafiği kullanabiliriz. Bu grafiğe göre (-10) °C'de açık devre voltajı STC'dekinden (standart test koşulları) %14 daha fazladır. Buna göre,

$$V_{oc(mod ule -10^{\circ} C)} = V_{oc(STC)} \times 1,14 = 30 \text{ V} \times 1,14 = 34,2 \text{ V} \quad (7.7)$$

$$n_{\max} = \frac{680 \text{ V}}{34,2} = 19,88 \quad (7.8)$$

olarak hesaplanır.

Bir dizideki minimum modül sayısı,

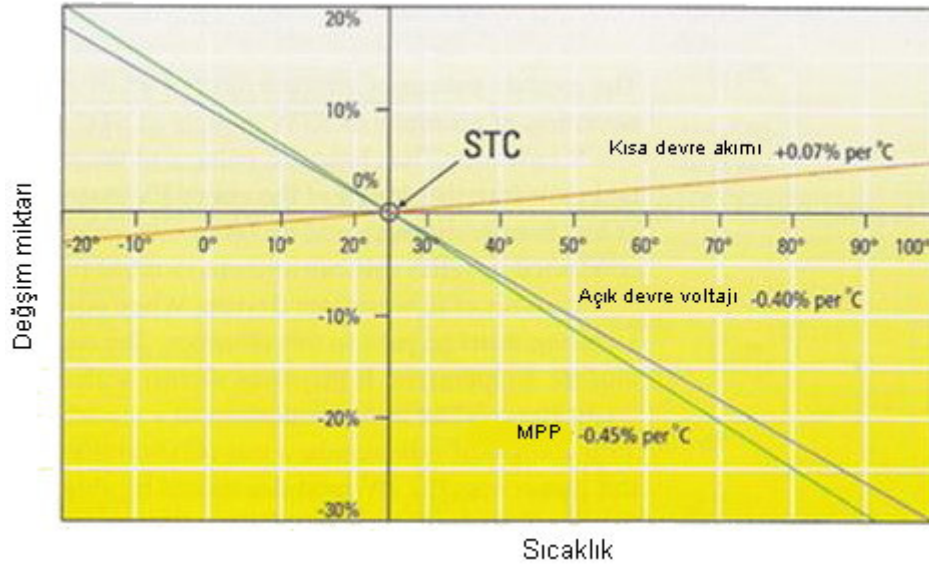
$$n_{\min} = \frac{V_{MPP (Inv)}}{V_{MPP(mod ule 70^{\circ} C)}} \quad (7.9)$$

formülüyle hesaplanır(German SES, 2005). Burada modülün 70 °C'deki MPP (maximum power point) voltajını bulmak için standart test koşullarındaki voltaj değerini 0,81 ile çarpıyoruz. Şekil 7.10'daki grafiğe göre 70 °C'de voltaj değeri STC'dekinden %19 daha düşüktür. Buna göre,

$$V_{MPP(\text{module } 70^{\circ} C)} = 0,81 \times 30 = 24,3 V \quad (7.10)$$

$$n_{\min} = \frac{150}{24,3} = 6,17 \quad (7.11)$$

olarak bulunur. Yani bu sistemde seri bağlı modül sayısı 6,17 ile 19,88 arasında bir değer olmalıdır. Seçeceğimiz en uygun değer bu sayıların ortalamasına yakın ve matematiksel olarak da seri – paralel dizilimine olanak tanıyacak bir sayı olmalıdır. Örneğin seri bağlı modül sayısını 14 olarak seçmemiz paralel modül sayısının $\frac{300}{14} = 21,42$ olması anlamına gelir. Bu da mümkün olamayacağı için seri bağlı modül sayısı için uygun olan değerlerden birini seçebiliriz. (Programın bize sunduğu dizilim 15 x 20 idi)



Şekil 7.10 Sıcaklık değişimine göre güneş pilinin özelliklerindeki değişim miktarı (German SES, 2005)

7.1.2.2 Sistem Kontrolüyle İlgili Hesaplamalar

Bir önceki bölümde PV*Sol ile yaptığımız tasarımda “*System Check*” simgesine tıklayarak programa girdiğimiz verilerde herhangi bir uyumsuzluk olup olmadığını kontrol etmiştik. Bu kontrol esnasında programın yaptığı bazı hesaplamalar şu şekildedir;

Güç çıkışı kontrolü (Output Check):

Bu bölümde programa girdiğimiz değerler göz önüne alınarak, PV güç çıkışının maksimum invertör gücüne oranı (sizing factor) alınır ve bir değer elde edilir. Bu değer belirtilen aralıkların içinde olması durumunda program hata vermez. Eğer sonuç belirtilen aralıkta çıkmazsa invertör ile PV modül arasında bir uyumsuzluk var demektir. Bu durumda seçeceğimiz invertör tipi veya sayısını gözden geçirmemiz gerekir. Invertör başına PV güç çıkışını,

$$\text{İnvertör başına PV gücü} = \frac{\text{PV güc çıkışı}}{\text{İnvertör Sayısı}} = \frac{54}{10} = 5,4 \text{ kW} \quad (7.12)$$

olarak hesaplarız. Seçtiğimiz invertör modelinin maksimum gücü ise (max. inv. DC power) cihazın etiketinde 6 kW olarak verilmektedir. PV*Sol programında “*sizing factor*” olarak geçen oranı hesaplırsak,

$$\text{Sizing factor} = \frac{5,4 \text{ kW}}{6 \text{ kW}} = 0,9 = \%90 \quad (7.13)$$

elde edilir. Bu değer programın belirlediği aralıkta yani %78 ile %123 arasında olduğundan tasarladığımız sistemde PV modül ve invertörler uyumludur. Bu aralık bazı kaynaklarda

$$0,7 \times P_{PV} < P_{INV DC} < 1,2 \times P_{PV}$$

olarak verilmektedir(German SES, 2005). Buna göre hesaplırsak da,

$$0,7 \times 5,4 \text{ kW} < 6 \text{ kW} < 1,2 \times 5,4 \text{ kW} \quad (7.14)$$

$$3,78 < 6 < 6,48$$

eşitsizliğini elde ederiz. Bu iki şekilde de PV modülleri ile invertör tipinin birbirleriyle uyumlu olduğu görülmektedir.

Voltaj eşik değeri kontrolü (Upper voltage theshold check) ;

Burada PV modül sisteminin açık devre voltajının, invertör ve PV modülün maksimum sistem voltajından yüksek olup olmadığı kontrol edilir. Bu hesaplama yapılırken program -10°C 'deki açık devre voltaj değerini kullanır. Çünkü Şekil 7.10'dan da görüleceği gibi sıcaklığın düşmesiyle voltaj değeri artmaktadır. (Bu sıcaklık sistemin tasarlandığı bölgeye göre değiştirilebilir. İstanbul için -10°C 'nin uç nokta olarak kabul edilmesi makuldür) Buna göre sistemde 15 seri bağlantı olduğundan sistem voltajı,

$$V_{oc} \text{ PV array} = 15 \times 30 \text{ V} = 450 \text{ V} \quad (7.15)$$

elde edilir. Şekil 7.10'dan (daha önce de yaptığımız gibi) -10°C 'de açık devre voltajında meydana geleni değişimin %14 artış olduğunu buluruz. Böylece sistemin açık devre voltajının en fazla,

$$V_{oc} \text{ PV array} = 450 + 450 \times 0,14 = 513 \text{ V} \quad (7.16)$$

olabileceğini görürüz. Bu değer de, invertör etiketindeki 600 V değerinden ve PV modül etiketinden okuyacağımız 1000 voltluk maksimum sistem voltajı değerinden küçük olduğu için tasarladığımız sistem voltaj yönünden uyumsuzluk içermemektedir.

MPP Voltaj Kontrolü;

Bu bölümde ise PV sistemin çalıştığı uç koşullarda (yüksek sıcaklık ve düşük sıcaklık koşulları) PV dizisinin MPP'deki (maksimum güç noktası) voltaj değerinin, invertörün MPP voltaj aralığında (invertor MPP tracking range) olup olmadığı hesaplanır. Program tasarımın yapıldığı şehir için en düşük ve en yüksek sıcaklık değerlerini kendi belirler. Bu değerler program araç çubuğunda “Options” ve ardından “Sizing” sekmeleri tıklanarak da değiştirilebilir. İnvertörün MPP voltaj aralığı cihazın etiketinde *max. MPP voltage* ve *min.*

MPP voltage olarak belirtilir. Kullandığımız invertör modeli için bu değerler 150 V ve 600 V olarak belirtilmiştir.

Sistemde kullandığımız PV modülün etiketindeki MPP voltaj değeri 23,7 voltur. PV sisteminin MPP voltaj değeri ise, (15 seri bağlı modül olduğu için)

$$23,7 \times 15 = 355,5 \text{ V} \quad (7.17)$$

olacaktır. En yüksek ve en düşük voltaj değerlerini bulabilmek için +70°C ve -10 °C sıcaklık koşulları için MPP voltajını tekrar hesaplarız. Buna göre yine Şekil 7.10'daki değişim grafiklerinden yararlanarak,

$$V_{MPP_{max}} = 355,5 + (355,5 \times 0,14) = 405,3 \text{ V} \quad (7.18)$$

$$V_{MPP_{min}} = 355,5 - (355,5 \times 0,19) = 288 \text{ V} \quad (7.19)$$

olarak bulunur. Bu değerler kullandığımız invertörün MPP voltaj aralığı olan 150 V ve 600 V değerleri arasında olduğundan sistemimiz bu yönden de uyumludur.

7.1.2.3 Proje Raporuyla İlgili Hesaplamalar

PV*Sol programıyla tasarım yaptıktan sonra “*Simulation*” ve ardından “*Project Report*” sekmelerini tıkladığımızda programın elde ettiği sonuçları proje raporu olarak ekrana verdiğini bir önceki bölümde belirtmiştik. Bu bölümdeyse programın bu sonuç değerlerini nasıl hesapladığını inceleyeceğiz.

Daha önce Şekil 7.6.'da verilmiş olan proje raporundaki *PV Output* (güç çıkışı), *PV Surface Area* (toplam PV modül alanı) ve *PV Array Irradiation* (toplam güneş radyasyonu) değerlerini daha önce hesaplamıştık. Proje raporundaki en önemli diğer verilerden biri de sistem tarafından üretilen enerji miktarıdır (energy produced by PV array). Bu değeri toplam güneş radyasyonunu sistem verimiyle çarparak elde edebiliriz. Buna göre,

$$\text{Energy produced by PV array} = 406900 \times 0,095 = 39000 \text{ kWh} \quad (7.20)$$

olarak hesaplanır. Burada 0,095 sistem verimi yani %9,5'tir. Sistem veriminin hesaplanması için sırasıyla güneş pili veriminden PV modül verimine, modül veriminden de sistem verimine geçilir. Bu işlemler esnasında sistemde kayba yol açan tüm elemanlar göz önüne alınır sistemin son verimi elde edilir. Sistemde kullandığımız güneş pillerinin verimi *PV cell efficiency* başlığıyla güneş pilinin etiketinde yer alan değerdir. Nida Kule projesindeki güneş pillerinin verimi %13,7 olarak verilmiştir. Bu değer STC (standart test koşulları) için geçerlidir. Ancak literatüre göre, uygulamalarda sıcaklık %85, toz ve kir %93 oranında kayba yol açar. Ayrıca güneş pilleri için %95 tolerans değeri de mevcuttur(Max Fordham, 1999). Tüm bunlar göz önüne alındığında modül verimi,

$$\eta_{\text{modül}} = 0,85 \times 0,93 \times 0,95 \times \eta_{\text{cell}} \quad (7.21)$$

ifadesiyle hesaplanır. Bu durumda sistemimizdeki modül verimi,

$$\eta_{\text{modül}} = 0,85 \times 0,93 \times 0,95 \times 0,137 = 0,103 \Rightarrow \%10,3 \quad (7.22)$$

olarak hesaplanır. Modül veriminden sistem verimine geçerken ise, sistemin geriye kalan elemanlarının verimlerini hesaba katmamız gerekir. Literatüre göre kablo kayıpları %95 ve DC – AC dönüşümündeki kayıp (invertör kaybı) %95 olarak kabul edilmektedir(Max Fordham, 1999). Buna göre,

$$\eta_{\text{sistem}} = \eta_{\text{modül}} \times 0,95 \times 0,95 \quad (7.23)$$

ifadesiyle hesaplanır. Bu durumda sistem verimi,

$$\eta_{\text{sistem}} = 0,102 \times 0,95 \times 0,95 = 0,094 \Rightarrow \%9,4 \quad (7.24)$$

olarak bulunur.

Raporda belirtilen bir başka değer de “*Specific Annual Yield*” yani sistemden birim güç başına elde edilen enerji değeridir. Bu değer de PV sistem tarafından üretilen enerjinin sistem gücüne oranlanmasıyla elde edilir.

$$\text{Specific Annual Yield} = \frac{39000 \text{ kWh}}{54 \text{ kWp}} = 722,22 \text{ kWh/kWp} \quad (7.25)$$

Proje raporunda belirtilen son değer ise CO₂ emisyonundaki muhtemel azalmadır. Bu kısımda, üretilen elektrik geleneksel yöntemlerle üretilmiş olsaydı atmosfere verilecek olan CO₂ miktarının ne kadar olacağı hesap edilir. Aslında bu değer elektriğin hangi yöntemlerle üretildiğine göre değişecektir. Geleneksel sistemlerde 1 kWh elektrik üretirken atmosfere atılan CO₂ miktarı Çizelge 7.5'teki gibidir.

Çizelge 7.5 1 kWh elektrik üretmek için atmosfere atılan CO₂ miktarı [6]

	Doğalgaz	Kömür	Fuel oil
CO ₂ miktarı (g/kWh)	385	970	740

Kabaca bir hesap yapacak olursak, 39000 kWh elektrik elde etmek için yukarıdaki sistemleri kullansaydık atmosfere atılacak olan CO₂ miktarları,

$$\text{Doğalgaz santrali için, } 39000 \text{ kWh} \times 385 \times \frac{1}{1000} \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} = 15015 \text{ kg CO}_2 \quad (7.26)$$

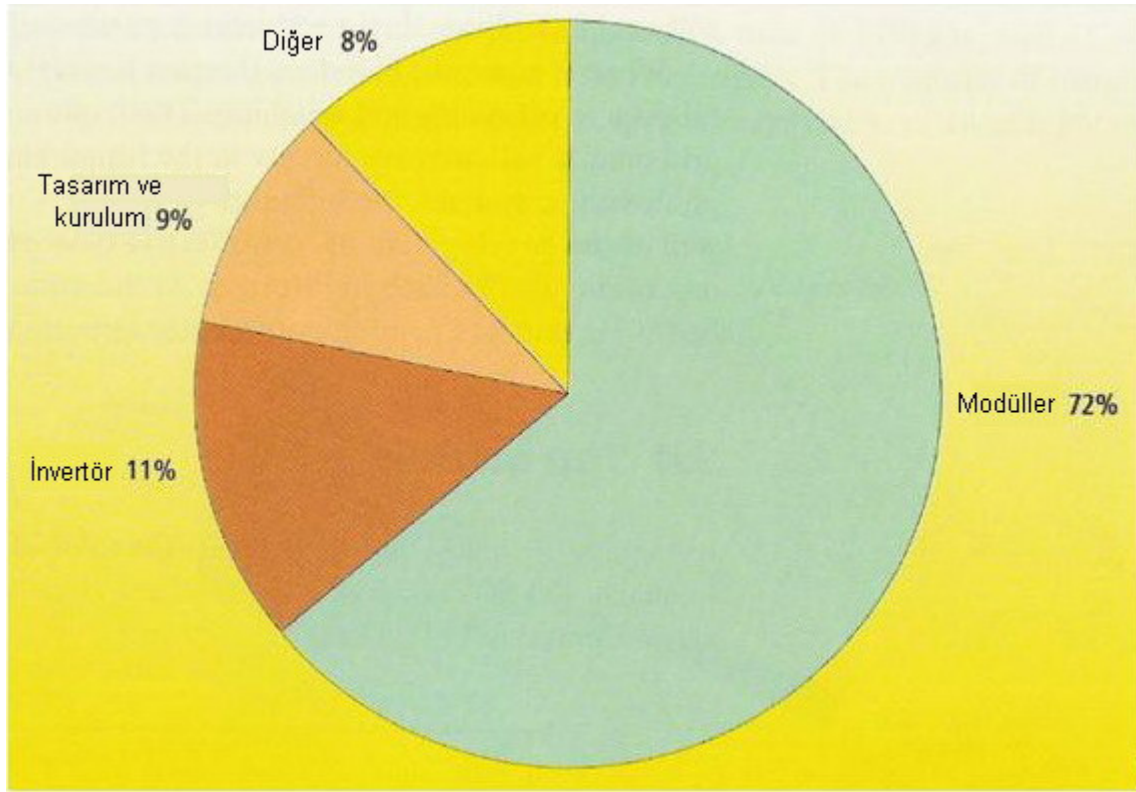
$$\text{Kömür santrali için, } 39000 \text{ kWh} \times 970 \times \frac{1}{1000} \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} = 37830 \text{ kg CO}_2 \quad (7.27)$$

$$\text{Fuel oil santrali için, } 39000 \text{ kWh} \times 740 \times \frac{1}{1000} \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} = 28860 \text{ kg CO}_2 \quad (7.28)$$

mertebeinde olacaktı.

7.1.3 Nida Kule Tasarımının Maliyet Analizi

Nida Kule için yapılan PV sistem tasarımının maliyet analizini yaparak birim elektriği ne kadara mal ettiğimizi hesaplayabilir ve bu sistemi diğer sistemlerle veya şebeke elektriği fiyatıyla karşılaştırabiliriz. Maliyet analizini yaparken Şekil 7.11'deki dağılımı göz önünde bulunduracağız.



Şekil 7.11 Şebekeye bağlı PV sistemde maliyet dağılımı (German SES, 2005)

Bu daire grafiğe göre fotovoltaik bir sistemde en büyük maliyet payının modüllere ait olduğu görülmektedir. Çizelge 7.6’da Nida Kule için yapılan tasarımın maliyet dağılımı verilmektedir.

Çizelge 7.6 Nida Kule tasarımı için maliyet dağılımı (€) [24]

Sistem Elemanı	Marka -Model	Adet	Birim Fiyat	Tutar
PV Üreteç	Sharp NU S0E3E	300	773,18 €	232.000 €
İnvertör	Sunways AG NT 5000	10	2042,72 €	20.427 €
Kurulum	_____	_____	_____	27.371 €
Diğer	_____	_____	_____	24.330 €
TOPLAM	_____	_____	_____	304.128 €

Kurulum ve diğer masrafların miktarlarını bulmak için yukarıdaki grafik dağılımından yararlanarak şu işlemleri yaparız,

$$PVüreteç + İnvörtör = \%72 + \%11 = \%83 \quad (7.29)$$

Buna göre sistemin geri kalanı %17'dir.

$$232.000 + 20.427 = 252.427 \quad (7.30)$$

$$252.427 \times \frac{17}{83} = 51.702 \quad (7.31)$$

kurulum ve diğer maliyetlerin toplamıdır. Buna göre kurulum,

$$\frac{51.702}{17} \times 9 = 27.371 \text{ euro} \quad (7.32)$$

Diğer masraflar ise,

$$\frac{51.702}{17} \times 8 = 24.330 \text{ euro} \quad (7.33)$$

olarak elde edilir. Diğer masraflar içinde yer alanlar maliyetler kablolar ve MPP izleyicilere aittir. Euro cinsinden elde ettiğimiz değeri Türk Lirası'na çevirecek olursak,

$$304.128 \times 2 = 608.256 \text{ YTL} \quad (7.34)$$

elde edilir. Çizelge 7.7'de ise sistemle ilgili diğer bilgiler mevcuttur.

Çizelge 7.7 Sistemle ilgili genel bilgiler

Yatırım Maliyeti	A_o	608.256 YTL
İşletme Maliyeti	A_{op}	2700 YTL/yıl
Sistem Ömrü	n	25 yıl
Yıllık Enerji Üretimi	E_a	39.000 kWh

Sistem ömrü literatüre göre 25 yıl civarındadır. İşletme maliyeti ise büyük sistemlerde güç başına yıllık 25 euro olarak kabul edilmektedir. Buna göre bizim sistemimiz için işletme maliyeti,

$$A_{op} = (25 \times 2) \frac{YTL}{kWp \text{ yıl}} \times 53,97 kWp \times 25 \text{ yıl} = 67.500 YTL \quad (7.35)$$

olarak hesaplanır. Sermaye faizi hesaba katılmadan birim enerji maliyeti hesaplanacak olursa,

$$c_E = \frac{A_o + A_{op}}{n \times E_a} = \frac{608.256 + 67.500}{25 \times 39.000} = 0,693 \frac{YTL}{kWh} \quad (7.36)$$

birim enerji maliyeti elde edilir. Eğer sermaye faizi hesaba dahil edilecek olursa,

i: faiz oranı

n: sistem ömrü

a: amortisman faktörü

c_E : birim enerji maliyeti

$c_{E(Ao)}$: birim enerji maliyeti içinde yatırım maliyetinin payı

$c_{E(Aop)}$: birim enerji maliyeti içinde işletme maliyetinin payı

olmak üzere birim enerji maliyeti şu adımlarla hesap edilir,

$$a = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = \frac{0,04(1+0,04)^{25}}{(1+0,04)^{25} - 1} = 0,064 \quad (7.37)$$

Birim enerji üretim maliyeti içinde kurulum maliyetinin payı,

$$c_{E(Ao)} = \frac{A_o \times a}{E_a} = \frac{608.256 \times 0,064}{39.000} = 0,998 \frac{YTL}{kWh} \quad (7.38)$$

olarak bulunur. Ayrıca işletme masraflarının birim enerji üretim maliyeti içindeki payı ise,

$$c_{E(Aop)} = \frac{A_{op}}{E_a} = \frac{2.700}{39.000} = 0,069 \frac{YTL}{kWh} \quad * \quad (7.39)$$

* İşletme masrafları için eskalasyon ihmal edilerek hesap yapılmıştır.

olarak hesap edilir. Buna göre birim enerji maliyeti,

$$c_E = c_{E(Ao)} + c_{E(Aop)} = 0,998 + 0,069 = 1,067 \frac{YTL}{kWh} \quad (7.40)$$

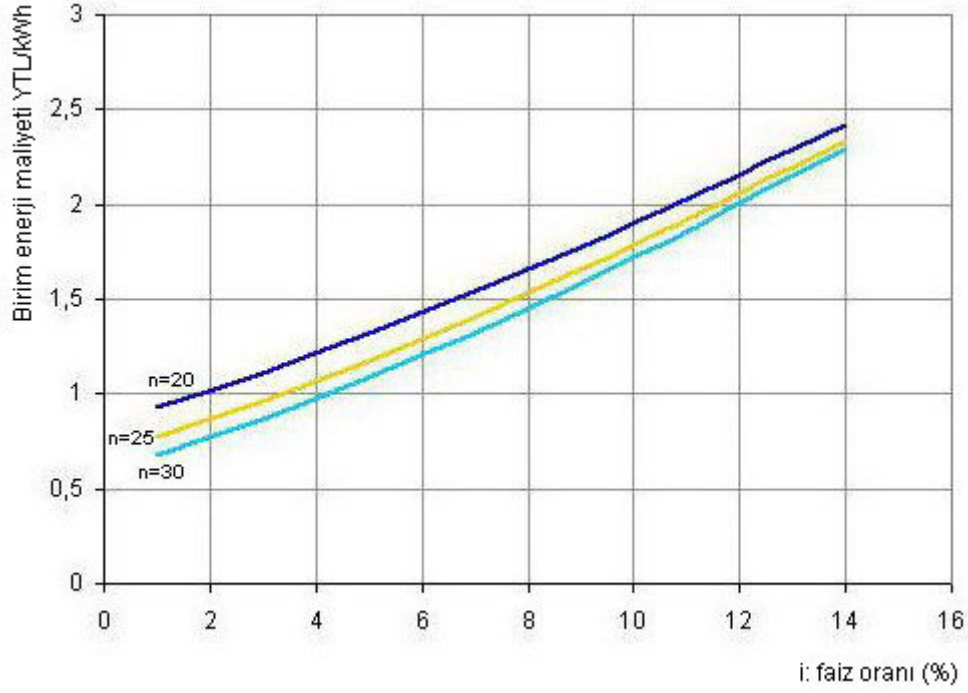
olarak bulunur (Aybers N. Ve Şahin B.,1995; German SES, 2005)

Bu hesaplamada sermaye faizi %4 olarak kabul edilmiştir. Sermaye faizinin ve sistem ömrünün değişik değerleri için hesaplanmış amortisman faktörü (a) değerleri Çizelge 7.8’de verilmektedir.

Çizelge 7.8 Değişen sistem ömrü(n) ve sermaye faizi(p) değerleri için hesaplanmış yıl faktörü(a) değerleri (German SES, 2005)

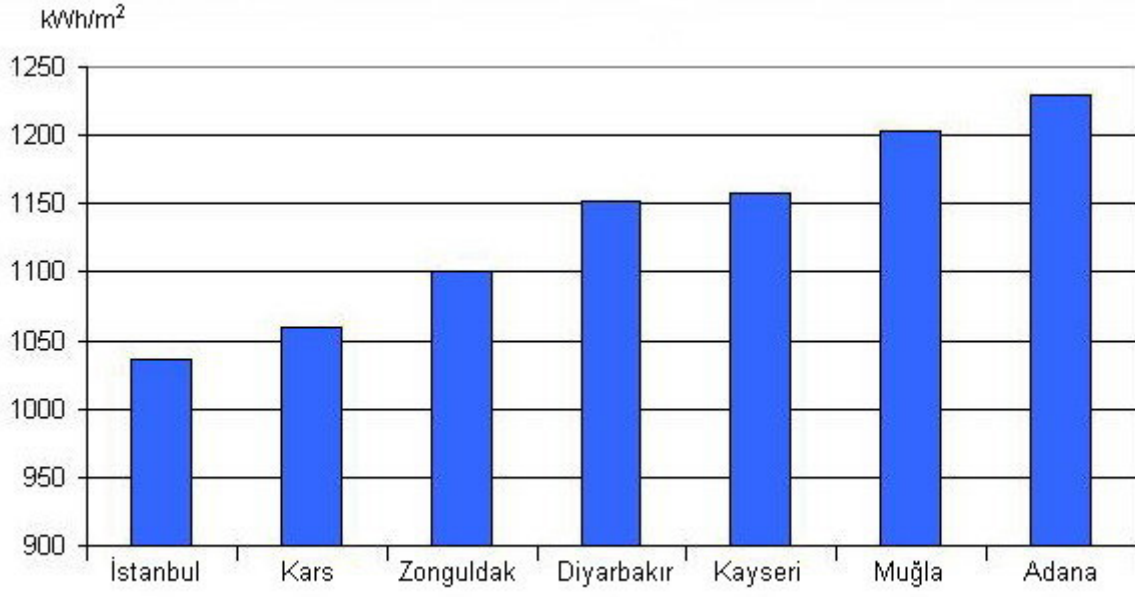
n	Faiz Oranı (p)									
	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
10	0.1056	0.1113	0.1172	0.1233	0.1295	0.1359	0.1424	0.1490	0.1558	0.1627
15	0.0721	0.0778	0.0838	0.0899	0.0963	0.1030	0.1098	0.1168	0.1241	0.1315
20	0.0554	0.0612	0.0672	0.0736	0.0802	0.0872	0.0944	0.1019	0.1095	0.1175
25	0.0454	0.0512	0.0574	0.0640	0.0710	0.0782	0.0858	0.0937	0.1018	0.1102
30	0.0387	0.0446	0.0510	0.0578	0.0651	0.0726	0.0806	0.0888	0.0973	0.1061

Ayrıca farklı sistem ömürleri ve faiz oranları için birim enerji maliyetlerini hesaplayacak olursak Şekil 7.12’deki gibi bir grafik elde edebiliriz. PV sistemlerin ortalama ömürleri 25 yıl olduğundan bu grafikte 20, 25 ve 30 yıllık ömürler için hesaplama yapmamız yeterlidir. Grafikten de görüleceği gibi sistem ömrü arttıkça birim enerji maliyeti düşmektedir. Ayrıca faiz oranı yükseldikçe birim enerji maliyeti artmaktadır.

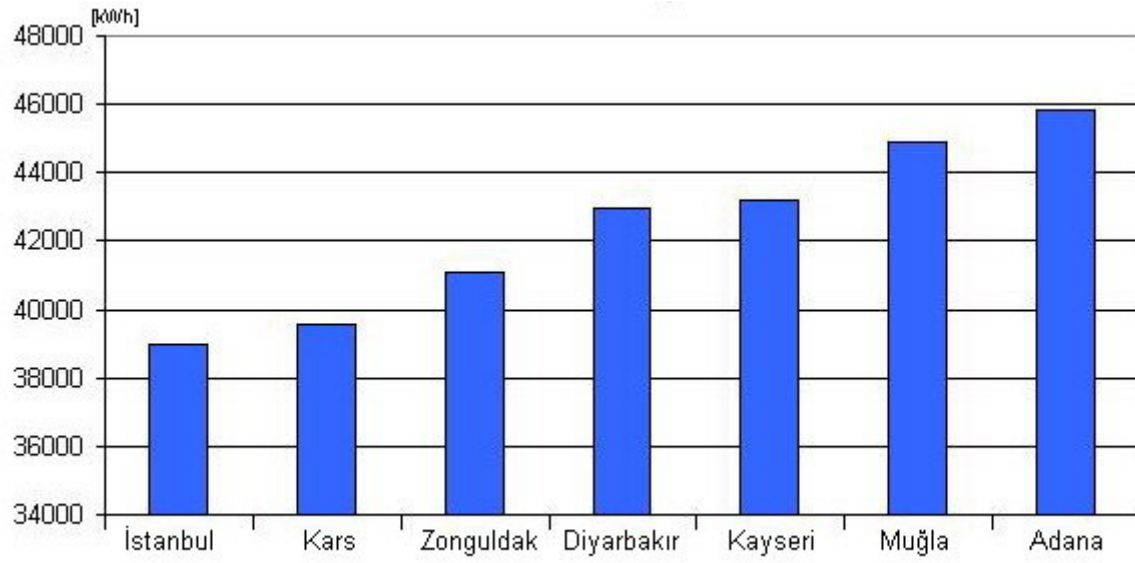


Şekil 7.12 Farklı sistem ömürleri ve faiz oranları için birim enerji maliyetleri

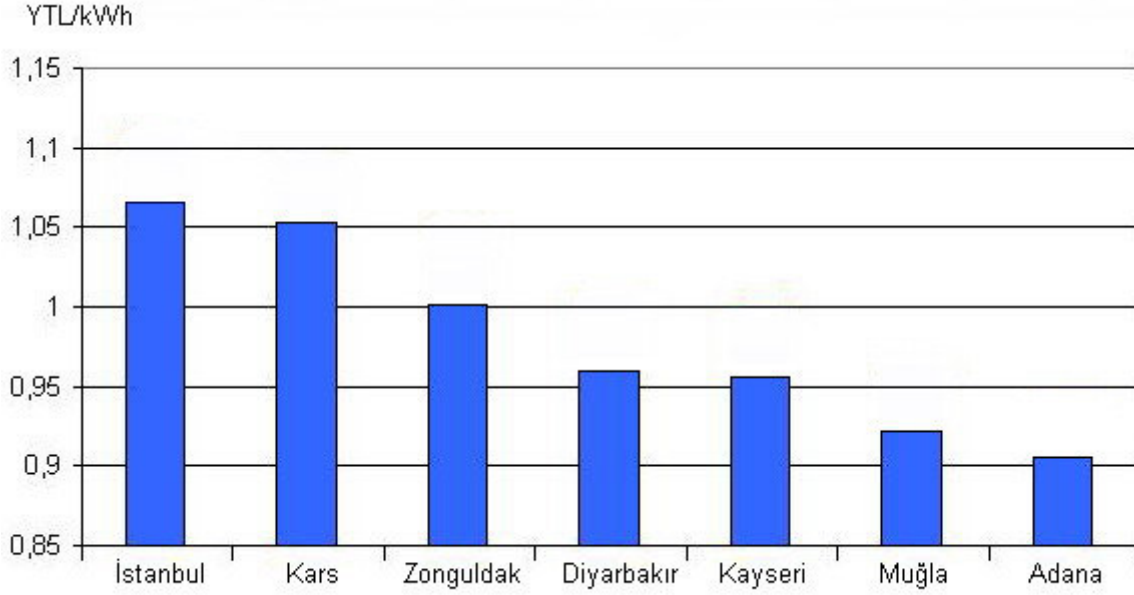
Bu projenin Türkiye'nin başka bölgelerinde yapıldığını varsayarsak, değişik radyasyon değerleri sebebiyle birim enerji maliyetleri de farklı sonuçlar verecekti. Her coğrafi bölge için güneş radyasyonu seviyesinin yüksek olduğu bir il seçilirse; Akdeniz Bölgesi'nde Adana, Doğu Anadolu'da Kars, Güneydoğu Anadolu'da Diyarbakır, Ege'de Muğla, İç Anadolu'da Kayseri ve Karadeniz'de Zonguldak illerini alınmıştır. Projemizde belirlenen açılara göre bu illerin alacağı güneş radyasyonu değerleri Şekil 7.13'te; yıllık enerji üretimleri Şekil 7.14'te ve birim enerji maliyetleri de Şekil 7.15'te verilmektedir. Buna göre güneş radyasyonunun en fazla olduğu Adana ilinde kurulacak olan sistem için birim enerji maliyeti 0,907 YTL seviyesinde olacaktır. Bunun yanında Muğla için birim enerji maliyeti 0,927 YTL iken Kayseri için 0,963; Diyarbakır için 0,968; Zonguldak için 1,008 ve Kars içinse 1,067 YTL/kWh değerleri elde edilir. Bu hesaplamalar için kullanılan güneş radyasyonu değerleri bahsi geçen illerde azimuth 45° ve tilt 90° açıları için PVsol programından alınan değerlerdir.



Şekil 7.13 Bazı illerin projedeki kurulum açılarına göre radyasyon değerleri



Şekil 7.14 Bazı illerin yıllık enerji üretimi (Nida Kule projesi için)



Şekil 7.15 Bazı illerde Nida Kule projesi için birim enerji maliyetleri

7.2 Fotovoltaik Sistemlerin Geleceği ve Maliyet Yönünden Diğer Sistemlerle Karşılaştırılması

Fotovoltaik sistemleri geleneksel elektrik üretim sistemleriyle karşılaştırırken iki türlü karşılaştırma yapmamız uygun olacaktır. Bunlardan birincisi birim güç başına sistemin kurulum maliyeti, ikincisi ise üretilen elektriğin birim maliyetidir.

7.2.1 Kurulum Maliyeti Yönünden Karşılaştırılması

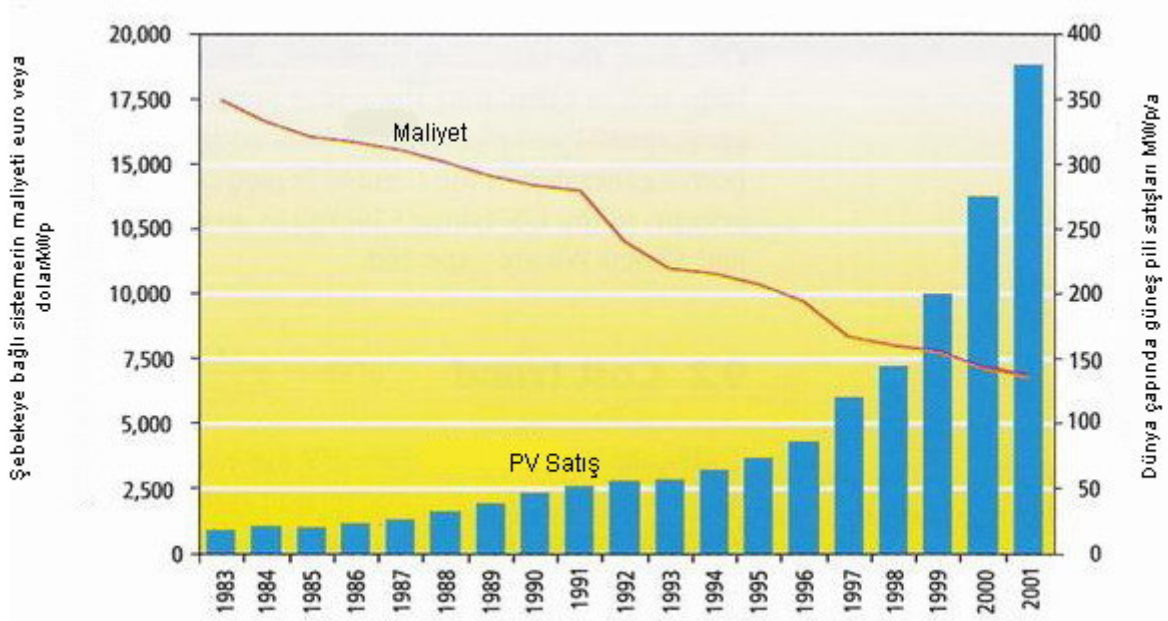
Bu karşılaştırmada güç (kWp) başına kurulum maliyeti göz önüne alınır. Kurulum maliyetinin büyük oranda güneş pili fiyatlarına bağlı olduğunu daha önce görmüştük. Zira bir fotovoltaik sistemin maliyet açısından %72'lik kısmı sadece PV üreteçlere aitti. Dolayısıyla yıllar içinde PV üreteç fiyatlarındaki değişim aslında bize fotovoltaik sistemlerin kurulum maliyetlerindeki düşüşü verecektir.

Kurulum maliyeti yönünden karşılaştırma yaparken geleneksel elektrik santrallerinin birim güç başına kurulum maliyetlerinden bahsetmemiz gerekecektir. Çizelge 7.9 hidroelektrik santralleri, doğalgaz santralleri ve nükleer santraller için birim güç başına kurulum maliyetleri görülmektedir.

Çizelge 7.9 Bazı santral tipleri için birim güç başına kurulum maliyetleri [25]

Doğalgaz Santrali	Hidroelektrik Santral	Nükleer Santral	Linyit Kömür Santrali
680 \$/kWp	1200 \$/kWp	1600 \$/kWp	1600 \$/kWp

Yukarıda verilen sistemler uzun yıllardır kullanımda olduğundan kurulum maliyetlerinin bundan sonra değişmeyeceğini söyleyebiliriz. Ancak fotovoltaik sistemler halen gelişmekte olduğundan fiyatları düşmeye devam edecektir. Şekil 7.16'da PV sistemlerin kurulum maliyetinin zaman içindeki düşüşü ve dünya çapında güneş pili satışlarındaki artış grafik olarak verilmektedir. Ayrıca Çizelge 7.10'da ise farklı ülkeler için şebekeye bağlı veya şebekeden bağımsız fotovoltaik sistemlerin birim güç başına kurulum maliyetleri verilmektedir.



Şekil 7.16 Yıllara göre PV sistem kurulumundaki maliyet düşüşü ve PV üreticilerinin satışlarındaki artış (German SES, 2005)

Bu grafiğe göre 1983 yılında 17.500 euro/kWp civarında olan kurulum maliyeti 2000'li yılların başında 7.500 euro/kWp mertebesine kadar düşmüştür. Bir önceki bölümde yaptığımız Nida Kule tasarımında ise birim güç başına kurulum maliyeti,

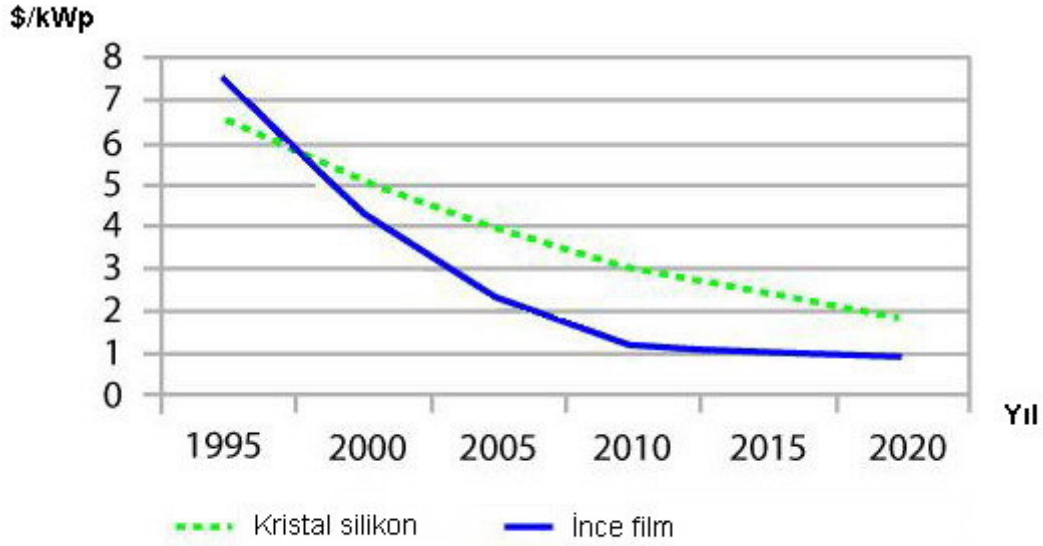
$$\frac{304.128 \text{ euro}}{53,97 \text{ kWp}} = 5632 \text{ euro / kWp} \quad (7.41)$$

olarak hesap edilir. Şekil 7.16'daki düşüş eğilimi göz önüne alındığında bugün için hesaplanan bu değer gidişatla uyumlu olduğu görülmektedir. Bunun yanında, elde ettiğimiz 5,6 euro/Wp değerinin Çizelge 7.10'daki dünya değerleriyle örtüştüğü de görülmektedir. Ancak bu rakamlar geleneksel yöntemlere kıyasla halen oldukça yüksek bir değerdedir.

Çizelge 7.10 Ülkelere göre PV sistemlerin birim kurulum maliyetleri [15]

	Şebekeden bağımsız (W başına)				Şebekeye bağlı (W başına)			
	<1 kW		>1 kW		<10 kW		>10 kW	
	EUR	USD	EUR	USD	EUR	USD	EUR	USD
Avustralya	12-15	15-18,8	9	11,3	6-7,5	7,5-9,4	6	7,5
Avusturya	8-15*	10-18,8	8-15*	10-18,8	5-6	6,3-7,5	4,8-5,5	6-6,9
Kanada	12,2	15,3			7	8,8	7	8,8
İsviçre	9,6-12,8	12-16	7,7-9,6	9,6-12	6,1-6,4	7,6-8	5,8	7,2
Danimarka	9,4-12,2	11,8-15,2	17,8-27	22,3-33,7	4,7-11,4	5,9-14,3	6,7-13,4	8,4-16,8
Almanya					4,6-4,9	5,8-6,1	4,4	5,5
İspanya	11,4-14,4	14,3-18	9,7-11,4	12,1-14,3	7-7,5	8,8-9,4	5,7-6	7,1-7,5
Fransa	16,5	20,6	12	15	7,5	9,4	5	6,3
İngiltere	7,4-11,1	9,3-13,9	8,3-11	10,4-13,7	6,6-14,6	8,3-18,3	6,8-13,2	8,5-16,5
İsrail	8-10,9	10-13,6	>8	>10				
İtalya	11-14	13,8-17,5	11-13	13,8-16,3	6-6,8	7,5-8,5	5-6	6,3-7,5
Japonya					4,7	5,8	5,2	6,4
Kore	16,8	21	15,1-16,8	18,9-21	5,9	7,4	4,9	6,1
Meksika	10,9	13,6						
Hollanda	6,7	8,4			5,5	6,9	4,8	6
Norveç	16,2-22,5	20,3-28,1			11,2-15	14-18,7		
İsveç	10,9	13,6			6	7,5	5,4	6,8
ABD	8-16	10-20	8-16	10-20	5,6-7,2	7-9	5,2-6	6,5-7,5

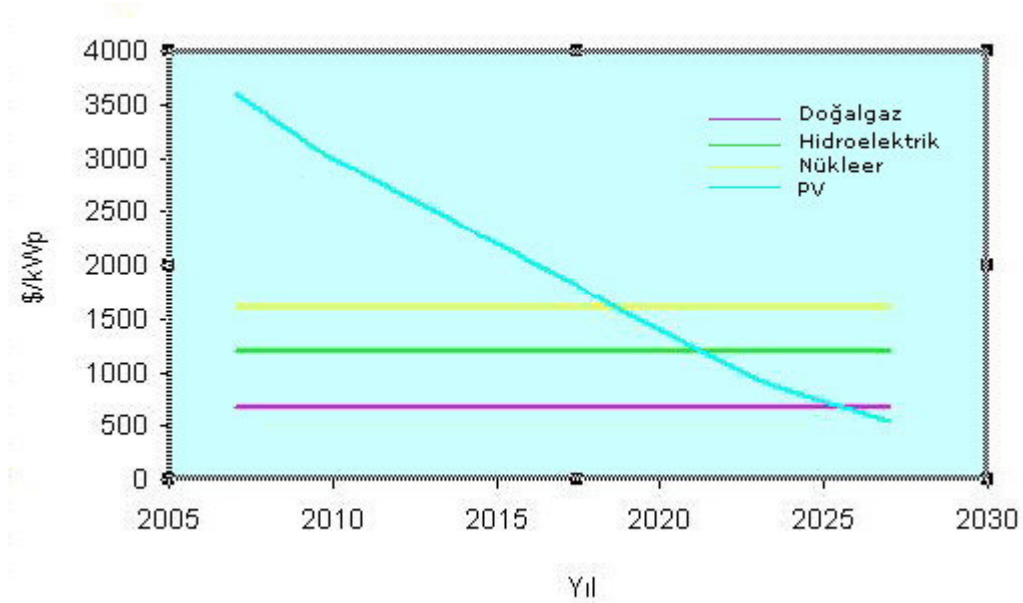
Şekil 7.17'de ise Birleşik Devletler enerji bakanlığı sitesinden alınan bir öngörü grafiği verilmektedir. Bu grafiğe göre 2020 yılı civarında kristal silikon güneş pillerinin birim güç için kurulum maliyeti (\$/kWp) 1900\$, ince film güneş pillerinin kurulum maliyeti ise 1000\$ seviyelerine inecektir.



Şekil 7.17 PV sistem fiyatlarındaki düşüşü öngören grafik [19]

Farklı kaynaklarda benzer grafikler olmakla birlikte bunların hepsinin birbirini tutması mümkün değildir. Dünyanın farklı bölgelerinde yer alan ülkelerde yapılan araştırmalar ve tahminler, sonuçlarda farklılıklara yol açmaktadır. Ancak fotovoltaiik sistem maliyetlerinin büyük bir hızla düştüğü ve önümüzdeki yıllarda da düşmeye devam edeceği açıktır.

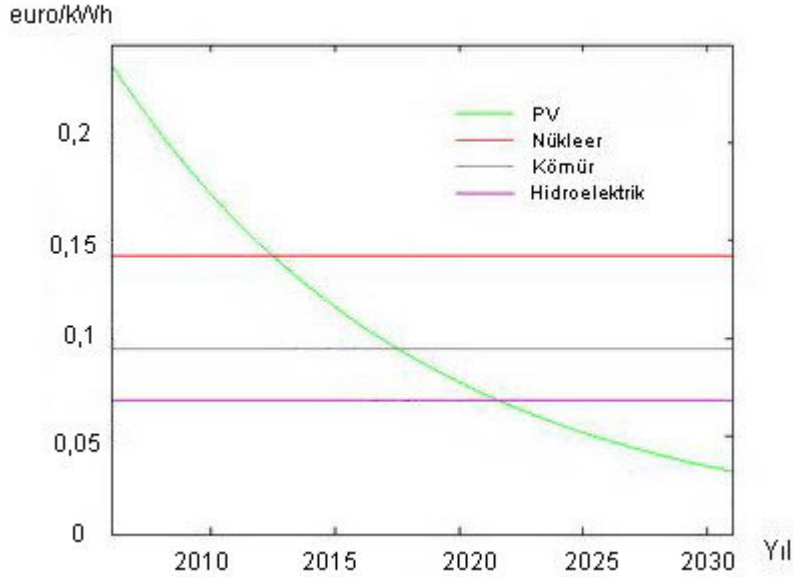
Geleneksel elektrik üretim sistemleriyle PV sistemlerinin kurulum maliyetini karşılaştırdığımızda Şekil 7.18'deki gibi bir grafik çizebiliriz. Buna göre yaklaşık 2018 yılından itibaren PV sistemler ekonomik anlamda kullanılabilir hale gelmeye başlayacaktır.



Şekil 7.18 Birim güç başına kurulum maliyetlerinin karşılaştırılması

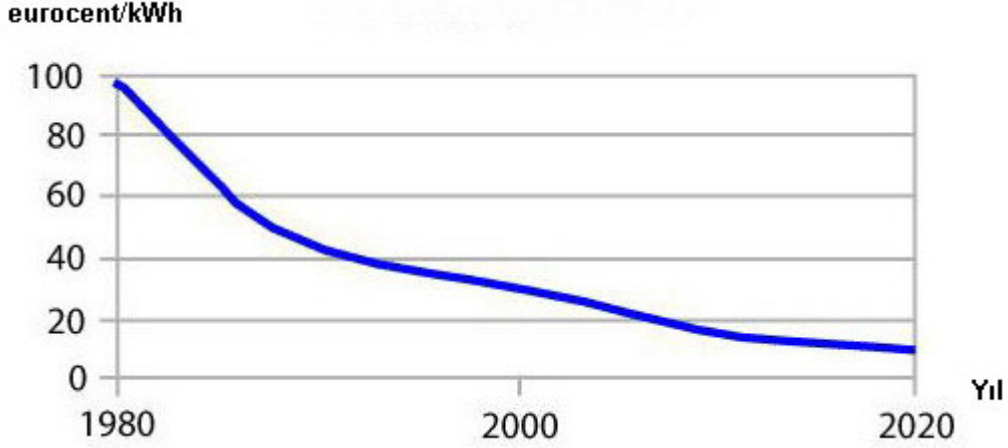
7.2.2 Birim Enerji Maliyeti Yönünden Karşılaştırılması

Fotovoltaik sistemlerin ekonomik ve kullanılabilir olup olmadığına karar vermek için yapabileceğimiz diğer bir karşılaştırma da birim enerji üretim maliyetinin mevcut şebeke elektriği fiyatlarıyla karşılaştırılmasıdır. Nida Kule projesinde elde ettiğimiz 1,108 YTL/kWh birim elektrik fiyatı mevcut şebeke elektriğinin oldukça üzerindedir(Türkiye’de 2008 yılında sanayi için şebeke elektriği birim fiyatı 10,327 YKrş). Elde ettiğimiz değerin döviz karşılığı 0,504 euro/kWh olmaktadır. Şekil 7.19’da önümüzdeki 30 yıl içinde PV sistemlerle üretilecek elektriğin birim maliyetindeki muhtemel düşüş ile nükleer, kömür ve hidroelektrik santrallerle üretilen elektriğin birim maliyeti karşılaştırılmıştır. Buna göre PV sistemler için birim maliyetin 2008 yılında yaklaşık 0,2 euro/kWh civarında olduğu görülmektedir.



Şekil 7.19 Önümüzdeki 30 yıl için PV birim enerji maliyetinin geleneksel sistemlerle karşılaştırılması

Bu grafiğe göre yaklaşık 2016 yılı civarında PV sistemlerle üretilen elektrik ekonomik anlamda kullanılabilir hale gelmeye başlayacak ve 2025 yılına kadar hidroelektrik ve kömür santrallerinden de daha uygun hale gelecektir. Benzer bir öngörü grafiği Amerikan Enerji Bakanlığı sitesinde mevcuttur. Şekil 7.20’deki bu grafikte de PV sistemlerle üretilen elektriğin birim fiyatının 2020 yılı itibariyle kWh başına 0,1 euro seviyesinin altına ineceği öngörülmektedir.



Şekil 7.20 2020'ye kadar PV sistemlerle üretilen elektriğin birim fiyatındaki tahmini düşüş[19]

Az önce de söylediğimiz gibi bu grafiklere bakarak 2008 yılı için PV sistemlerle üretilen elektriğin birim fiyatının yaklaşık 0,2 euro/kWh civarında olduğunu söyleyebiliriz. Bu grafiklerin en iyi ihtimali gösteren tahmini değerlerle çizilmiş olduğunu da göz önüne almalıyız. Günümüzde PV sistemlerle üretilen elektriğin birim fiyatı 20 ila 30 eurocent/kWh civarında değişmektedir[25]. Buna göre Nida Kule tasarımında elde ettiğimiz 0,5 euro/kWh'lik değer de olması gerekenin üzerindedir. Birim güç başına kurulum maliyeti karşılaştırmasında dünyadaki gidişatla ve ilgili grafiklerle uyumlu çıkan tasarımımızın, birim enerji maliyeti karşılaştırmasında olması gerekenin üzerinde bir değer vermesinin en önemli sebebi sistemin kurulum şeklidir. Binanın konumu dolayısıyla güneş panellerinin güneye değil güneybatıya bakacak şekilde ve yere 90°'lik açıyla yerleştirilmiş olması sebebiyle, yararlandığımız güneş radyasyonu değerinin nasıl değiştiği bir önceki bölümde gösterilmişti. Eğer güneş panelleri en uygun açıyla yerleştirilseydi 1036 kWh/m² yerine 1665 kWh/m²'lik güneş radyasyonundan yararlanılacağı için elde edilecek yıllık 39.000 kWh'lik elektrik değeri de,

$$(7.42)$$

$$1665 \times 392,77 = 654.000 \text{ kWh}$$

$$(7.43)$$

$$654.000 \text{ kWh} \times 0,095 = 62.127 \text{ kWh}$$

olarak hesaplanacaktı. Buna göre birim enerji üretim maliyeti,

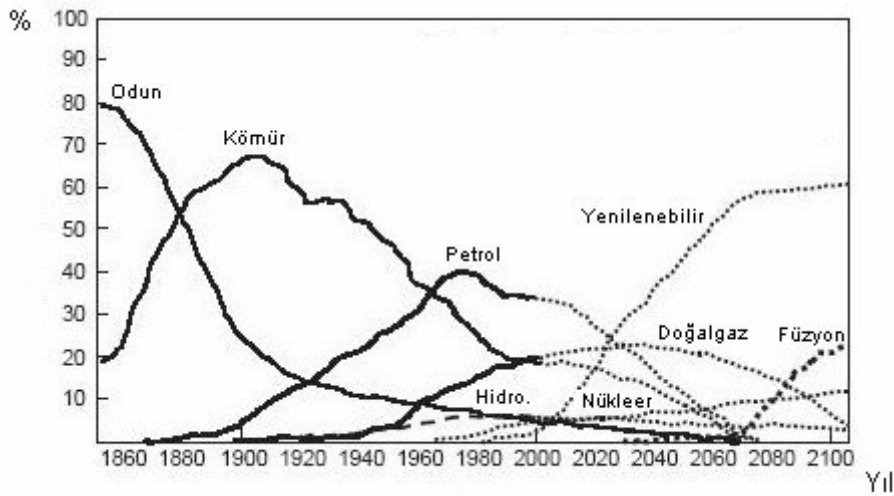
$$C_e = \frac{(A_o + A_{op}) \times a}{E_a} = \frac{(608.256 + 67.500) \times 0,064}{62.127} = 0,68 \frac{YTL}{kWh} = 0,34 \frac{euro}{kWh} \quad (7.44)$$

olarak elde edilirdi.

7.3 Günümüzde ve Gelecekte Güneş Enerjisi

Dünyanın artan nüfusu ve gelişen teknoloji kişi başına düşen enerji tüketimini her geçen yıl biraz daha arttırmaktadır. İhtiyaçların artması, fosil yakıt kaynaklarının çevreye etkileri ve sınırlı oluşu bilim adamlarını özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarıyla yeni arayışlara itmektedir. Enerji bilim kuruluşlarının öngörülerine göre 2020 yılı itibariyle dünyadaki enerji tüketiminin önemli kısmını oluşturan belli başlı ülkeler tüketimlerinin %20'lik kısmını karşılamak için yenilenebilir enerji kaynaklarından faydalanacaklardır. Bu sistemlerin içinde en öne çıkanlar rüzgar enerjisi, güneş enerjisi ve atıklardan sağlanan enerjiler olacaktır (Galloway, 2004)

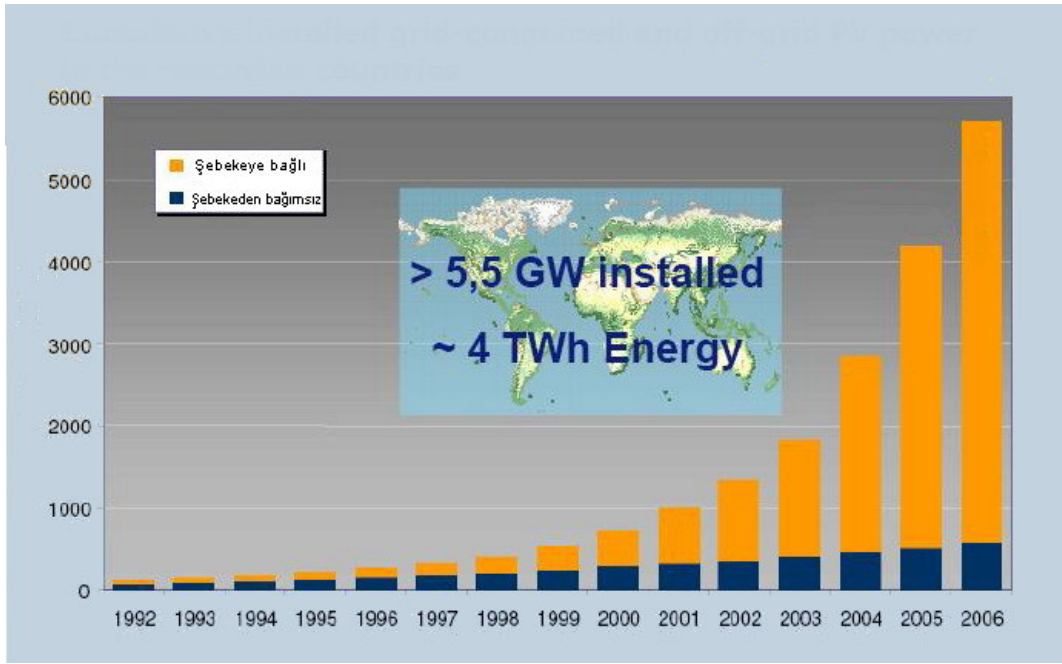
Öngörülere göre petrol tüketimi özellikle 2010'lu yıllardan itibaren önemli bir düşüş gösterecek, doğalgaz tüketimi 2040'a kadar küçük bir ivmeyle artıp 21. yüzyılın ortalarından itibaren düşüşe geçecek ve enerji ihtiyacının önemli bir kısmı yenilenebilir enerji kaynakları tarafından sağlanacaktır.



Şekil 7.21 Gelecekte dünyadaki enerji tüketimi (Galloway, 2004)

Ayrıca Şekil 7.21’de görüldüğü gibi 2030 yılından itibaren kullanılmaya başlanacak olan füzyon enerjisi 2070’lerde önemli gelişme gösterecek ve giderek artan bir ivmeyle dünya enerji ihtiyacının karşılanmasında önemli rol oynayacak.

Yenilenebilir enerji kaynakları içinde en önemli paya sahip olacak sistemler güneş enerjisinden faydalanılan fotovoltaik sistemler olacaktır. Daha önce Şekil 7.16’da güneş pili satışlarının yıldan yıla hızlı bir şekilde arttığını görmüştük. Şekil 7.22’de de dünyada kurulu fotovoltaik sistem gücünün yıllara göre artışı verilmektedir.



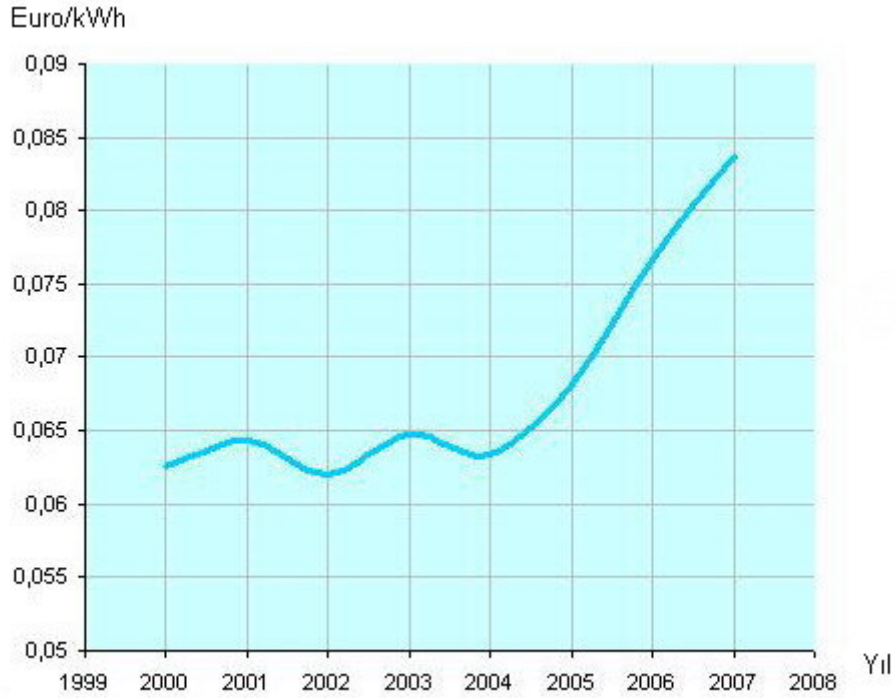
Şekil 7.22 Dünyada kurulu PV sistem gücündeki artış [23]

Bu grafiğe göre 1990’ların başında tüm dünyada kurulu PV gücü sadece 100MW civarındayken bu değer 2000’lerin başında 800 MW’a ulaşmış ve 2006 itibariyle de 5500MW seviyesini aşmıştır. Günümüzde tüm dünyada kurulu 5,5 GW’lık PV gücü ile yılda 4 TWh enerji üretilmektedir. Grafikte turuncu renkle verilen kısım şebekeye bağlı sistemleri, mavi renkse şebekeden bağımsız sistemleri göstermektedir. Artış grafiğinin önümüzdeki yıllarda da bu şekilde süreceği düşünülmektedir.

Dünyada kurulu güneş enerjisi gücü giderek artsa da PV enerji birim maliyetinin halen yüksek olduğunu bir önceki bölümde görmüştük. Ancak tüm dünyada elektrik fiyatlarındaki artış ve PV sistemlerle elde edilen elektriğin birim fiyatındaki düşüş eğilimi göz önüne alındığında yakın bir zamanda bu sistemlerin daha da ekonomik hale geleceğini söyleyebiliriz (Bölüm

7.2.1’de kurulum maliyeti yönünden karşılaştırma yaparken yaklaşık 2018 yılında PV sistemlerinin geleneksel sistemleri yakalayacağını grafik üzerinden yorumlamıştık).

Avrupa İstatistik Kurumu (Eurostat) verilerine göre son yıllarda Avrupa ülkelerinde elektrik fiyatlarındaki değişimi inceleyerek Şekil 7.23’deki grafiği çizmemiz mümkündür[26]. Bu grafikteki değerler Avrupa’daki 15 ülkenin ortalama değerleridir. Görüldüğü gibi 2000 ile 2004 yılları arasında dalgalanma gösteren elektrik fiyatları 2004 yılından itibaren hızla artmaya başlamıştır.



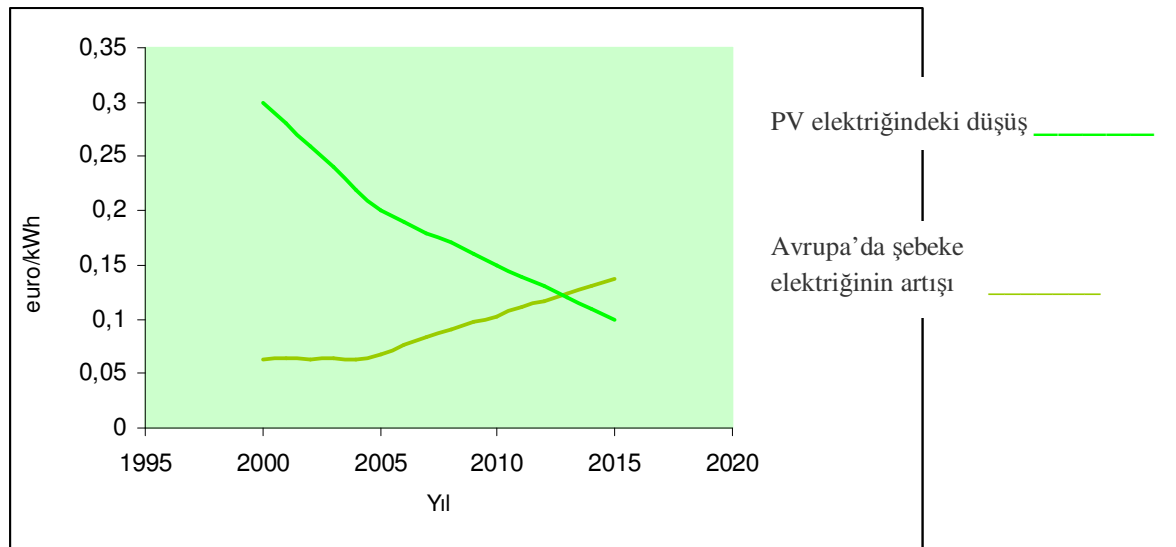
Şekil 7.23 Avrupa’da elektrik fiyatlarındaki değişim

Benzer şekilde, yine Avrupa İstatistik Kurumu verilerine göre Şekil 7.24’deki gibi doğalgaz fiyatlarındaki artışa ait bir grafik çizmemiz mümkündür[26]. Doğalgaz santralleri elektrik üretiminde önemli ölçüde kullanıldığından doğalgaz fiyatlarındaki artışın elektrik fiyatlarını etkilemesi normaldir. Ayrıca bu artış doğalgazla elektrik üreten Türkiye için de önemlidir.



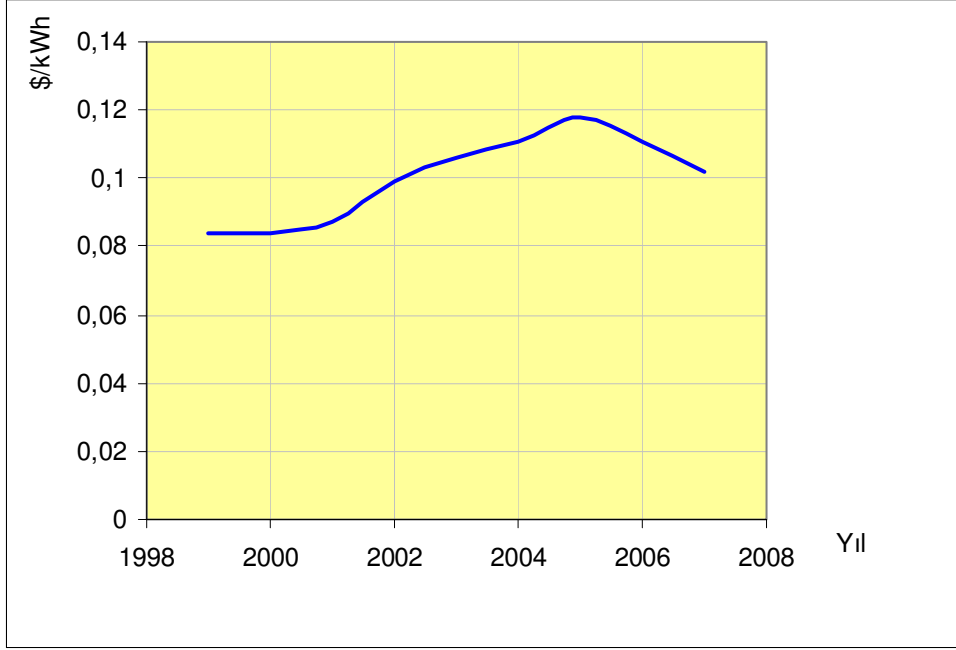
Şekil 7.24 Avrupa’da doğalgaz fiyatlarındaki değişim

Bu grafikteki değerler de 15 Avrupa ülkesinin ortalama değerleridir. Görüldüğü gibi 2004 yılının ikinci yarısında biraz düşen doğalgaz fiyatı 2004 sonundan itibaren çeşitli ivmelerle artmaya devam etmiştir. Daha önce Şekil 7.20’de verdiğimiz PV sistemlerle üretilen elektriğin birim maliyetindeki düşüş grafiğini Avrupa’daki elektrik fiyatlarındaki artışla karşılaştırsak Şekil 7.25’deki gibi bir grafik elde ederiz. Bu grafiğe göre Avrupa değerleri için 2014 yılına gelindiğinde PV sistemlerle üretilen elektriğin birim fiyatı şebeke elektriği fiyatına düşmüş olacaktır.



Şekil 7.25 Gelecekte Avrupa’daki şebeke elektriğiyle PV sistem elektrik fiyatının karşılaştırılması

Benzer bir karşılaştırmayı Türkiye için de yapmak mümkündür. Energy Information Administration'ın verilerine göre Türkiye'de elektrik fiyatlarındaki son 10 yıldaki değişim Şekil 7.26'daki gibidir.



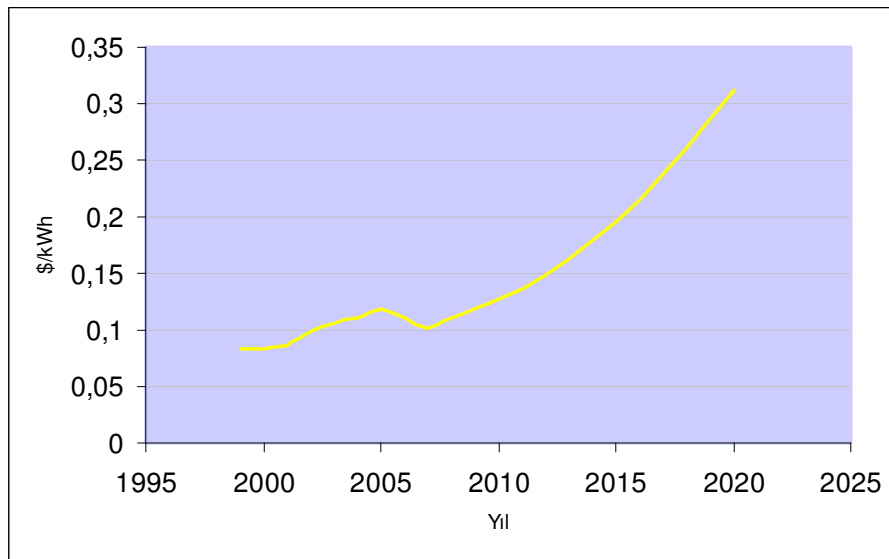
Şekil 7.26 Türkiye’de şebeke elektriği fiyatlarındaki değişim [18]

Son iki yılda elektrik fiyatlarında düşüş gözlenmiş olsa da önümüzdeki yıldan itibaren fiyatların artması beklenmektedir. Bu artışta, dünya doğalgaz fiyatlarındaki artışın da etkisi olacaktır. Bunun yanında Türkiye’de henüz uygulamaya konulmamış olan bazı vergilerin de önümüzdeki yıllarda elektrik birim fiyatı üzerine ekleneceği düşünülmektedir. Avrupa’da karbondioksit, azot oksitler ve kükürt oksitler gibi insan sağlığına ve çevreye olumsuz etkileri olan gazların atmosfere salınmasını engelleyebilmek ve zaman içinde yenilenebilir enerji kaynaklarını daha cazip hale getirebilmek amacıyla, birim elektrik maliyeti üzerine harici maliyetler “*external costs*” adı altında vergiler eklenmektedir. Çizelge 7.11’de farklı Avrupa ülkelerindeki çeşitli elektrik üretim yöntemleri için “harici maliyetler” uygulamasına ait veriler görülmektedir. Bu çizelgeye göre örneğin Almanya’da (GR) kömür veya linyitle üretilen elektrik için kWh başına 5 ila 8 eurocent ek maliyet ilave edilmektedir.

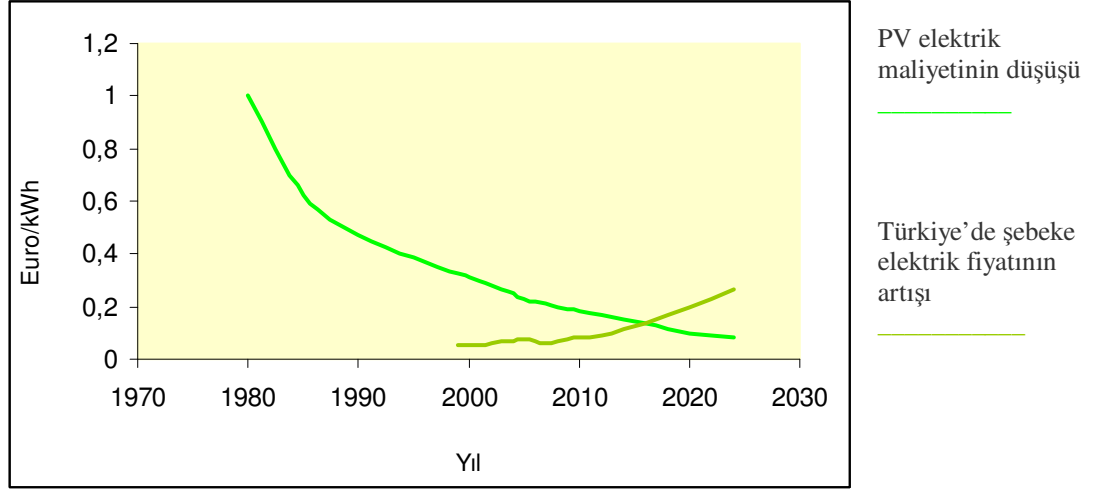
Çizelge 7.11 Avrupa ülkelerinde “harici maliyetler” uygulamasına ait veriler (European Comission Community Research – External Costs, 2003)

EXTERNAL COST FIGURES FOR ELECTRICITY PRODUCTION IN THE EU FOR EXISTING TECHNOLOGIES ¹ (IN € CENT PER kWh*)									
Country	Coal & lignite	Peat	Oil	Gas	Nuclear	Biomass	Hydro	PV	Wind
AT				1-3		2-3	0.1		
BE	4-15			1-2	0.5				
DE	3-6		5-8	1-2	0.2	3		0.6	0.05
DK	4-7			2-3		1			0.1
ES	5-8			1-2		3-5**			0.2
FI	2-4	2-5				1			
FR	7-10		8-11	2-4	0.3	1	1		
GR	5-8		3-5	1		0-0.8	1		0.25
IE	6-8	3-4							
IT			3-6	2-3			0.3		
NL	3-4			1-2	0.7	0.5			
NO				1-2		0.2	0.2		0-0.25
PT	4-7			1-2		1-2	0.03		
SE	2-4					0.3	0-0.7		
UK	4-7		3-5	1-2	0.25	1			0.15

Dünyada artan doğalgaz fiyatlarını ve ülkemizde de uygulanmaya başlanacağı düşünülen harici maliyetler uygulamasını göz önüne aldığımızda Türkiye için 1999 yılından 2024 yılına kadar olması muhtemel elektrik fiyat artış grafiği Şekil 7.27’deki gibidir. Buna göre şebeke elektriği fiyatı artarken PV sistemlerle üretilcek olan elektriğin birim maliyetinin düşecek olmasından yola çıkarak (daha önce Şekil 7.20’de verilen PV elektrik fiyat düşüş grafiği) bu maliyetlerin yaklaşık 2017 – 2018 yılları civarında eşitleneceği öngörüsünde bulunmamız mümkündür. Böylelikle Şekil 7.28’deki grafik çizilebilir.



Şekil 7.27 Türkiye’de şebeke elektrik fiyatının 2020 yılına kadar muhtemel artışı



Şekil 7.28 Türkiye için şebeke elektriği ve PV sistem elektrik maliyeti karşılaştırması

Bu bölümde elektrik artışı için yaptığımız öngörü; harici maliyet değerlerinin (kömür santralleri için 4, doğalgaz santralleri için 1 eurocent) ortalamasını alıp, birim elektrik fiyatı üzerine belli oranda eklemektir. 2,5 eurocentlik bu değerın ¼'lük kısmını her sene elektrik fiyatı üzerine eklendiğinde Şekil 7.27'dekine benzer bir artış grafiği elde edilmektedir. (2,5 centin ¼'lük kısmının eklenmesinin sebebi Türkiye ve Avrupa ülkeleri arasındaki elektrik tüketimi, kişi başına düşen elektrik harcaması, kişi başına düşen milli gelir ve ekonomik gelişmişlik yönünden farklılıklar olmasından kaynaklanmaktadır)

8. FOTOVOLTAİK UYGULAMALARDA DEVLET DESTEĞİ

Dünyada fosil yakıt kaynaklarının giderek azalması ve fosil yakıt kullanımından kaynaklanan çevresel sorunlar bilim adamlarını yeni enerji kaynakları arayışına iterken, birçok ülkede hükümetleri de yenilenebilir enerjiyi ön plana çıkarmaya yönlendirdi. Türkiye'de fotovoltaik sistemlerin kurulmasını teşvik etmek için henüz bir düzenleme yapılmamış olsa da dünyada pek çok ülkede son on, on beş yıldır tüketicileri yenilenebilir enerji kaynaklarına özendirme amaçlayan çeşitli uygulamalar hayata geçirilmektedir. Amerika, İngiltere, Avustralya, Japonya ve bazı Avrupa ülkelerinde hükümetler tüketicileri evlerinde fotovoltaik sistemler kurmaya yöneltecek çeşitli maddi destekleme uygulamaları yapmaktadır.

8.1 Amerika'da Devlet Desteği

Amerika'da 2006 yılına kadar fotovoltaik uygulamaları destekleme maksatlı yaklaşık 80 milyon dolarlık devlet yardımı yapılmıştır. Bunun 30 milyon dolarlık kısmı federal

yardımlarken 50 milyon dolarlık kısmı da eyaletlerin uygulamaları sonucu yapılan desteklerdir. Pek çok eyalette ve şehirlerde değişik ölçülerde devlet desteği uygulamaları yapılmakla beraber bunlardan bazıları şöyledir,

Sacramento Belediyesi uygulamaları: Kaliforniya eyaletinin bir şehri olan Sacramento'da belediye, kurulacak olan fotovoltaik sistem için kişilere Wp başına 4,50 dolar yardım yapmaktadır.

Illinois Eyaleti uygulamaları: ABD'nin Illinois eyaleti PV uygulamalarına destek konusunda en önde gelen eyalettir. Burada vatandaşların binalarına uygulayacağı PV sistemler için Watt başına 6\$ eyalet desteği verilmektedir.

New York Eyaleti uygulamaları: Fotovoltaik sistemlerin desteklenmesi konusunda 50 milyon dolarlık bütçenin kanunlaştırıldığı New York'ta binalarına PV sistem kuracak vatandaşlara Wp başına 5\$ destek verilmektedir.

Kaliforniya Eyaleti uygulamaları: 1998 yılında başlayan destek uygulamaları PV sistemler dışında diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulumunu da kapsamaktadır. Burada da PV sistem kurulumunda Watt başına 4,5\$ devlet desteği uygulaması yapılmaktadır. Bu değer sistemin tüm tutarının yarısına yakın bir değere tekabül eder.

Virginia Eyaleti uygulamaları: Yıllık 6 milyon dolarlık devlet desteğinin yasallaştığı Virginia eyaletinde Wp başına 0,75\$'lık devlet desteği uygulaması mevcuttur. Bu değer diğer eyaletlerdeki uygulamalara göre oldukça düşüktür (German Solar Energy Society, 2005)

8.2 İngiltere'de Devlet Desteği

İngiltere'de uygulamada olan PV sistemleri destekleme projesinin genel çerçevesi iki ana başlıktan oluşmaktadır. Birinci madde küçük çaplı PV sistemler (0,5 – 5 kWp) için düzenleme yaparken ikinci madde büyük ölçekli PV sistemler (5 – 100 kWp) için yapılacak yardımın düzenlemesini yapar.

Birinci maddeye göre PV sistem kurulumu yapan evlere, küçük ve orta ölçekli teşebbüslere, kamu kuruluşlarına (okul gibi) ve kâr amacı gütmeyen kuruluşlara PV sistem kurulumu için devlet desteği sağlanır. Binaya sonradan eklenen uygulamalarda toplam kurulum

harcamasının %50'si veya kWp başına 3000£ devlet desteği verilmektedir. Binayla bütünleşik yapılan uygulamalarda ise toplam kurulum harcamasının %50'si veya kWp başına 4250£ devlet desteği verilmektedir.

İkinci maddeye göre PV sistem kurulumu yapan küçük ve büyük ölçekli ticari kuruluşlara ve site tipi konut guruplarına devlet desteği sağlanır. Bu bağlamda kamu ticari kuruluşlarına %60, küçük ve orta ölçekli ticari kuruluşlara %50 ve büyük ölçekli ticari kuruluşlara da %40 oranında devlet desteği verilmektedir. Ödemeler iki aşamada yapılmaktadır. Yardımın %70'lik kısmı proje onaylandığında, geri kalanıysa proje hayata geçirildikten sonra yapılan teftiş sonunda ödenmektedir (German Solar Energy Society, 2005)

Bunun dışında İngiltere'de 2000 yılında uygulanan *Scolar* adlı özel bir programla 100 okulun elektrik ihtiyacının PV sistemlerden sağlanması amaçlanmıştır. Ayrıca programın diğer bir amacı da güneş enerjisinin ve fotovoltaiik sistemlerin okullarda tanıtılmasını ve öğrencilerin bu teknoloji konusunda bilgilenmesini sağlamaktır. Projeye katılacak olan okulların sistem kurulum maliyetlerinin %30'u Sanayi ve Ticaret Bakanlığı tarafından, %30'luk diğer bir kısmıysa projenin hazırlanmasını sağlayan bazı şirket ve üniversiteler tarafından karşılanmıştır. Proje kapsamında bazı okulların düşey duvarları kristal silikon, bazılarınınınkiyse ince film güneş pilleriyle kaplanmıştır. 2000 yılının sonunda proje tamamlanmış ve toplam 100 okulda fotovoltaiik sistem kurulumu tamamlanmıştır(Conibeer, 2001).

8.3 Avustralya'da Devlet Desteği

2002 yılında Avustralya yaklaşık 15 milyon Avustralya Doları (9,2 milyon €) tutarında bir meblağı PV sistemlerinin kurulumu ve geliştirilmesi programına tahsis etmiştir. Bu programın önemli maddelerinden biri PV sistem kurulumunda devlet yardımı maddesidir. Buna göre müstakil konutlar için PV sistem kurulumunda kWp başına 5000 AU\$'dan 7500 AU\$'na kadar bir destek söz konusudur. Apartman ve site tipi konutlar içinse kWp başına 10.000 AU\$ devlet desteği verilmektedir. 2005 yılında oldukça geniş bir kitleye yayılmış olan programda maddi anlamda bazı kısıtlamalar yapılarak müstakil konutlara verilen yardım miktarı 4000 AU\$/kWp seviyesine, apartman tipi konutlar için verilen yardım miktarı da 8000 AU\$/kWp seviyesine düşürülmüştür. Avustralya'da uygulanan PV gelişim programının bir diğer maddesi de şehir dışındaki alanlarda kurulacak PV sistemler için uygulanan destek miktarını

belirler. Bu destek miktarı eyaletlere göre değişik ölçülerde olsa da, kurulum masrafının ortalama %50'lik bir kısmının devlet tarafından karşılandığını söylemek mümkündür (German Solar Energy Society, 2005)

8.4 Japonya'da Devlet Desteği

Japonya'da PV sistem kurulumunu destekleme projesi 1996 yılında, konutuna fotovoltaik sistem kuranların masraflarının %50'sinin devlet tarafından karşılanmasıyla başlatılmıştır. Yardım tutarı doğrudan kullanıcıya değil, herhangi bir suiistimale yer vermemek ve PV sistem tasarım şirketleri arasında doğrudan rekabeti teşvik etmek için PV tasarım şirketine ödenmektedir. 1996 yılında %50 oranında başlayan destek miktarı 1999'da %33'e, 2000'de %25'e, 2001'de %15'e ve 2002 yılında da %10 seviyesine gerilemiştir. Günümüzde Japonya, Almanya'dan sonra kurulu PV sistemlerin en çok olduğu ülkedir. Doğrudan sistem kurulumu maliyetini azaltmaya yönelik bu desteklerin dışında Japonya'da devlet PV sistem kurulumu için banka kredisi alacak olan vatandaşlara kolaylık sağlamak ve destek kredisinden neredeyse %0'a yakın bir faiz alınmaktadır. Doğrudan destek oranının yıllar içinde düşmesine rağmen faizsiz krediler sayesinde vatandaşların PV sistemlere ilgisi sürekli canlı tutulmaktadır (Luque ve Hegedus, 2003)

8.5 Devlet desteklerinin Çeşitleri

Fotovoltaik sistemlerin geliştirilmesi ve daha çok kullanılır hale getirilmesi için uygulanan birçok program mevcuttur. Bunlardan en önemlisi yukarıdaki örnekler de görüldüğü gibi devlet tarafından yapılan doğrudan yatırım destekleridir. Bunların dışında bazı vergilendirmeler (FIT), yeşil elektrik programı olarak adlandırılan yenilenebilir enerjiyi geliştirme programları, yatırım destekleri, bankaların kredi desteği ve elektrik dağıtım şirketlerinin uyguladığı planlar da PV sistemlerin daha yaygın hale getirilmesi için kullanılmaktadır. Çizelge 8.1'de bazı ülkelerde bu destek programlarından hangilerinin uygulandığı verilmiştir.

Çizelge 8.1 Bazı ülkelerde uygulanan PV destek programları [15]

	Avustralya	Avusturya	Kanada	İsviçre	Danimarka	Almanya	İspanya	Fransa	İngiltere	İsrail	İtalya	Japonya	Kore	Meksika	Hollanda	Norveç	İsveç	Amerika
Vergilendirme (FIT)		x	x	x		x	x	x		x	x		x					x
Doğrudan ana para desteği	x	x		x	x	x		x	x			x	x		x		x	
Yeşil elektrik programları	x	x	x	x		x			x	x		x			x			x
PV'ye özel yeşil yeşil elektrik programları	x	x		x	x				x									x
Yatırım destekleri			x			x	x								x			x
Banka destekleri	x					x						x						x
Elektrik dağıtım şirketlerinin programları	x		x	x	x	x			x			x	x		x			x
Aynı fiyattan şebekeye verme (Net metering)	x	x	x	x	x				x		x	x			x			x

Doğrudan yatırım desteklerinden sonra PV sistemler ve diğer yenilenebilir sistemler için en önemli uygulama vergilendirmelerdir. FIT (feed-in tarif) olarak adlandırılan bu uygulamada devlet yerel elektrik dağıtım şirketlerinin her yıl belli miktarda fotovoltaiik sistemle üretilen elektrik satın alması zorunluluğunu getirmiştir. Buna göre belirlenen miktarda PV elektriği satın alan dağıtım şirketi, satın aldığı elektriğin toplam fiyatını elektrik dağıtım yaptığı kullanıcı sayısına bölerek ortaya çıkan miktarı her kullanıcının faturasına vergilendirme olarak yansıtır. Böylece hem PV elektrik kullanımı yaygınlaşmış hem de bu elektriği satın alan dağıtım şirketi zarar etmemiş olur. Ancak burada bahsettiğimiz PV elektrik binalarda kullanılan sistemlerle üretilen elektrikten ziyade, büyük PV elektrik santrallerinde üretilen elektriktir.