

**T.C.  
MARMARA ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ÜRETİMDEN TÜKETİME ELEKTRİK ENERJİ  
SİSTEMLERİNDE MEYDANA GELEN KAYIPLAR VE  
GİDERİLMESİNE YÖNELİK ÇALIŞMALAR**

**Şevket SARGIN  
(Elektrik Öğretmeni)**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ  
ELEKTRİK ANABİLİM DALI  
ELEKTRİK ÖĞRETMENLİĞİ PROGRAMI**

**DANIŞMAN  
YRD.DOÇ.DR. Ümit K. TERZİ**

**İSTANBUL 2006**

**T.C.  
MARMARA ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ÜRETİMDEN TÜKETİME ELEKTRİK ENERJİ  
SİSTEMLERİNDE MEYDANA GELEN KAYIPLAR VE  
GİDERİLMESİNE YÖNELİK ÇALIŞMALAR**

**Şevket SARGIN**  
(Elektrik Öğretmeni)  
(141101220030174)

**YÜKSEK LİSANS TEZİ  
ELEKTRİK ANABİLİM DALI  
ELEKTRİK ÖĞRETMENLİĞİ PROGRAMI**

**DANIŞMAN  
YRD.DOÇ.DR. Ümit K. TERZİ**

**İSTANBUL 2006**

**T.C**  
**MARMARA ÜNİVERSİTESİ**  
**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**KABUL VE ONAY BELGESİ**

**ÜRETİMDEN TÜKETİME ELEKTRİK ENERJİ SİSTEMLERİNDE**  
**KAYIPLARIN İNCELENMESİ VE GİDERİLMESİNE YÖNELİK**  
**ÇALIŞMALAR**

Şevket SARGIN'ın "ÜRETİMDEN TÜKETİME ELEKTRİK ENERJİ SİSTEMLERİNDE KAYIPLARIN İNCELENMESİ VE GİDERİLMESİNE YÖNELİK ÇALIŞMALAR" isimli Lisansüstü tez çalışması, M.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun 27 / 06 / 2006 tarih ve B.30.2.MAR.0.C1.00.00.sek./1928 sayılı kararı ile oluşturulan jüri tarafından Elektrik Eğitimi Anabilim Dalı Elektrik Eğitimi Programında YÜKSEK LİSANS Tezi olarak Kabul edilmiştir.

Danışman : Yrd. Doç. Dr. Ümit Kemalettin TERZİ, Marmara Üniversitesi  
Üye : Yrd. Doç. Dr. Hasan ERDAL, Marmara Üniversitesi  
Üye : Yrd. Doç. Dr. N. Fusun SERTELLER, Marmara Üniversitesi  
Tezin Savunulduğu Tarih : 28 / 07 / 2006

**ONAY**

M.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun .....tarih ve ..... sayılı kararı ile .....'ın ..... Anabilim Dalı .....Programında Y.Lisans (MSc) derecesi alması onanmıştır.

Marmara Üniversitesi  
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

İMZA  
MÜHÜR



# ÖNSÖZ

Tezimizin hazırlanmasında yoğun çalışma temposuna rağmen yardımını esirgemeyen tez danışmanım saygıdeğer hocam Sayın Yrd. Doç. Dr. Ümit K. TERZİ' ye, öncelikle şükranlarımı sunar, teşekkür ederim.

Ayrıca tezimin içerik kısmında ve veri çalışmalarında bana bilgi sağlayan TUNÇBİLEK E.Ü.A.Ş Teknik Büro Eğitim Şefi M. Hamit KAHRAMAN'a, Tavşanlı T.E.D.A.Ş Elektrik Baş Mühendisi Hasan GÖNENÇ'e , projeler konusunda yardımcı olan KÜTAHYA T.E.D.A.Ş Müessese Müdürlüğü çalışanlarına ve bana maddi ve manevi her yönden destek veren canımdan çok sevdiğim değerli annem Zeliha SARGIN'a yapmış olduğu yardımlardan dolayı sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

**İSTANBUL, 2006**

**Şevket SARGIN**

# ÖZET

## Üretimden Tüketime Elektrik Enerji Sistemlerinde Meydana Gelen Kayıplar ve Giderilmesine Yönelik Çalışmalar

Enerji ihtiyacı; insanlığın geçmişten geleceğe taşıdığı en önemli gereksinimlerden biridir. Dünya enerji tüketiminin yaklaşık %90'nın karşılandığı fosil kaynakların gelecekte tükenerek olması gerçeği ülkeleri, yeni enerji kaynaklarının bulunması ve mevcut enerji kaynaklarının daha verimli kullanılmasına zorlamaktadır. Kendi ulusal kaynaklarını, geliştirdikleri teknolojilerle daha fazla ve verimli kullanan ülkeler, gelecekte daha etkin konumda olacaktır.

Enerji üretiminden tüketimine kadar geçen tüm süreçlerde politikaların belirlenmesi ve uygun teknolojilerin seçimi önemli bir problem oluşturmaktadır. Problemin çözümünün en zor yanı ise bu karar ve politikaların etkilerinin sadece enerji sektörü içinde kalmayıp tüm ülke ekonomisini ve çevreyi kapsamasıdır. Enerji-ekonomi-çevre etkileşimi dikkate alınarak hazırlanan senaryolar ile modellemeler yapılmakta ve çözüm önerileri hazırlanmaktadır.

Günümüzde eksikliği tam olarak hissedilmemekle birlikte, yakın bir gelecekte ülkemizde enerji gereksinimine olan talep hızla artacaktır. Ekonomik ve sosyal kalkınmayı destekleyecek olan; sürekli, güvenilir, kaliteli, temiz ve ekonomik enerji temini, enerji politikalarının başında yer almalıdır. Bu bağlamda elektrik enerji sistemlerinde meydana gelen kayıpları önlemek ve enerji kullanımında verimi artırmak için, üretim tesislerinden itibaren tüketim tesislerine kadar genel olarak meydana gelen kayıplar belirlenerek bu kayıpların azaltılması için alınabilecek önlemler belirlenmelidir. Böylece enerji arzı ve talebi meydana gelen kayıpları azaltmakla dengede tutulabilir.

Yapılan çalışmanın 2 ,3 ve 4. bölümlerinde EES'nde meydana gelen kayıplar, sistemin bölümlerine göre sınıflandırılarak bu kayıpların oluşmasındaki etkenler geniş bir biçimde açıklanmış ve hesaplanmalarına ilişkin formüller verilmeye çalışılmıştır.

Çalışmanın beşinci bölümünde ise, daha önceki bölümlerde anlatılan kayıpların giderilmesine yönelik genel olarak üretim, iletim ve dağıtım aşamasında alınabilecek önlemlere kısaca değinilmiştir.

Altıncı bölümde teorik analizin sayısal uygulaması yer almaktadır. Bu bölümde gerçek bir üretim, iletim ve dağıtım şebekesinin elde bulunan verilerinden yararlanılarak meydana gelen kayıpları hesaplanmış, hesaplanan kayıpların azaltılması ile elde edilebilecek enerji kazanımları gösterilmeye çalışılmıştır.

Çalışmanın son bölümünde EES'nde elde edilen veriler neticesinde kayıpların azaltılması ile ilgili sonuç ve bunlara ait genel değerlendirilmelere yer verilmiştir.

# **ABSTRACT**

## **The Losses In The Electrical Energy Systems From Production To Consumption And The Studies To Prevent These Losses**

The energy need is one of the most important necessary thing which is carried from the past to the future. The reality of ending of the fossil source which is used of 90% of energy consumption, force the people to find new energy sources and to use the present sources efficiently, will event active position in the future.

Determining the politics in the process of the time from the energy production to consumption and choosing the suitable technologies in that process form an important problem. The most difficult part of the solving process of the problem is that the affects of the decisions and politics covers not only the energy sector but also the whole economy of the country and the whole environment of it. There have been solving proposals and modellings which have been made with the interaction of the energy economics – environment.

The demand for the energy need in our country will be accelaretly increasing in the near future which is not sensed completely today. The assurance of energy which will support the economic and social progress, and also which is clear, of good quality and economy should be in the first task of energy politics. Thus, the precautions for preventing the losses in the electrical energy systems and increasing the efficiency of energy usage should be determined with the help of determining the losses which is seen in the whole process of production and consumption stages. So, the request and demand of energy can make the balance of the losses with reducing them.

In the 2nd, 3rd and 4th parts of study, the losses which occurs in EES are classified according to the parts of the system and factors of the losses are explained clearly and the formulas about the calculations are tired to be given.

In the 5th part of the study, the precautions which may be done in the processes of the production, transmission and distribution are mentioned.

The theoretical analysis application takes place in the 6th part. The losses are calculated with the help of real production, transmission and distribution system data and the energyb benefits which will be gained by decreasing the calculated losses are tired to be explained.

The result of decreasing the losses and the general evaluation are explained with the consequence of EES data in the last part of the study.

**HAZİRAN 2006**

**Şevket SARGIN**

# YENİLİK BEYANI

## Üretimden Tüketime Elektrik Enerji Sistemlerinde Meydana Gelen Kayıplar ve Giderilmesine Yönelik Çalışmalar

Elektrik enerjisi diğer enerji kaynaklarının dönüşümünden elde edilen bir enerji çeşidi olduğundan, bu enerjinin yanlış ve verimsiz bir şekilde kullanımı sonucunda üretim, iletim dağıtım ve tüketim aşamalarında kayıplar meydana gelmekte, bu kayıplar diğer enerji kaynaklarını da etkilemektedir. Devlet Planlama Teşkilatının verilerine göre ülkemizde santrallerde üretilen elektriğin ortalama %6'sı iç kayıp ve tüketime harcanırken, bu oran iletimde %3 civarında, dağıtımda ise teknik kayıpların yanında bilinçsiz tüketicilik ve kayıp kaçak oranının yüksek olmasından dolayı %20 ve üzerine çıkmaktadır. Bu oranlar göz önüne alındığında toplam üretilen enerjinin yaklaşık olarak %30'u kayıplara harcanmakta ve bu orana tekabül eden rakam muazzam bir enerji kaynağının yok olduğu anlamına gelmektedir. Kayıpların azaltılması ise tamamen kayıpların nedenlerinin belirlenmesine ve sisteminin her aşamasında nasıl dağıldığının bulunmasında yatmaktadır.

Bu maksatla Tavşanlı elektrik enerji sisteminin gerçek verilerinden yararlanılarak hesaplamalar sonucunda sistemin her aşamasındaki meydana gelen enerji kayıpları ve kayıp oranları belirlenmiştir. Bu kayıpların azaltılması hususunda alınabilecek önlemler sayesinde kazanılan enerji hesaplanmıştır. Ayrıca Tavşanlı'nın enerji sisteminde meydana gelen kayıp oranları Türkiye'nin genel kayıp oranları ile karşılaştırılarak Tavşanlı için üretim sistemi ve enerji dağıtım transformatörlerinde meydana gelen kayıpların normalin üstünde olduğu saptanmıştır.

**HAZİRAN 2006 Yrd. Doç. Dr. Ümit K. TERZİ Şevket SARGIN**

# İÇİNDEKİLER

	<u>SAYFA NO</u>
ÖNSÖZ .....	I
ÖZET .....	II
ABSTRACT .....	IV
YENİLİK BEYANI .....	VI
İÇİNDEKİLER .....	VII
SEMBOL LİSTESİ .....	XIII
KISALTMALAR .....	XXIII
ŞEKİL LİSTESİ .....	XXIV
TABLO LİSTESİ .....	XXVIII
<b>BÖLÜM I. GİRİŞ VE AMAÇ</b> .....	<b>1</b>
1.1. GİRİŞ ve AMAÇ .....	1
<b>BÖLÜM II. TERMİK VE HİDROLİK SANTRALLERDE</b>	
<b>MEYDANA GELEN KAYIPLAR</b> .....	<b>4</b>
<b>II.1. GİRİŞ</b> .....	<b>4</b>
<b>II.2. TERMİK VE HİDROLİK SANTRALLERDE MEYDANA</b>	
<b>GELEN KAYIPLAR</b> .....	<b>5</b>
<b>II.2.1. Termik Santraller ve Meydana Gelen Kayıplar</b> .....	<b>6</b>
II.2.1.1. İç Kayıplar ve İç Tüketim .....	8
II.2.1.2. Isıl Kayıplar .....	10

II.2.1.2.1. Curuftaki Yanmamış Kömürden Meydana Gelen Kayıp.....	10
II.2.1.2.2. Uçan Koktan ve Kurumdan Doğan Kayıp.....	10
II.2.1.2.3. Külden Doğan Duyulur ve Gizli Isı Kaybı.....	11
II.2.1.2.4. Yanmayan Gazlardan Doğan Kayıp.....	11
II.2.1.2.5. Radyasyon Kaybı.....	11
II.2.1.2.6. Baca Kayıpları.....	12
II.2.1.2.7. Blöf Kaybı.....	12
II.2.1.2.8. Aralıklı alışma Kaybı.....	12
II.2.1.3. Türbinde Meydana Gelen Kayıplar.....	12
II.2.1.3.1. İ Kayıplar.....	14
II.2.1.3.1.1. Meme (L�le) Kayıpları.....	14
II.2.1.3.1.2. Kanat Kaybı.....	14
II.2.1.3.1.3. ıkış Kayıpları.....	15
II.2.1.3.1.4. Tekerlek, Sürtünme ve R�zgarlama Kayıpları.....	15
II.2.1.3.1.5. Buhar Kaçağı Kayıpları.....	16
II.2.1.3.2. Dış Kayıplar.....	16
II.2.1.3.2.1. Işınım Kayıpları.....	16
II.2.1.3.2.2. Salmastra Kayıpları.....	16
<b>II.2.2. Hidrolik Santraller ve Meydana Gelen Kayıplar.....</b>	<b>18</b>
II.2.2.1. Hidrolik Türbinlerde Meydana Gelen Kayıplar.....	19
II.2.2.1.1. İ Kayıplar.....	20
II.2.2.1.1.1. Su Debisi Kayıpları.....	20
II.2.2.1.1.2. Hidrolik Akım Kayıpları.....	20
II.2.2.1.1.3. ıkış Kayıpları.....	21
II.2.2.1.2. Dış Kayıplar.....	21
II.2.2.2. Su Giriş Izgaralarında Meydana Gelen Kayıplar.....	22
II.2.2.3. Tünellerde Su Hızları ve Meydana Gelen Kayıplar.....	22
II.2.2.4. Cebri Boru ve Branşmanlarında Meydana Gelen Kayıplar.....	23
<b>II.3. SANTRALLERİN ELEKTRİKİ DONANIMLARI VE MEYDANAGELENKAYIPLAR.....</b>	<b>27</b>
<b>II.3.1. Generatörler ve Uyarma Düzenlerinde Meydana Gelen Kayıplar.....</b>	<b>27</b>
II.3.1.1. Generatörlerde Boş alışma Kayıpları.....	28
II.3.1.1.1. Mekanik Kayıplar.....	28
II.3.1.1.2. Demir Kayıpları.....	29
II.3.1.1.3. Uyarım Kayıpları.....	30
II.3.1.2. Generatörlerde Yüklü alışma Kayıpları.....	30
II.3.1.2.1. Bakır Kayıpları.....	30
II.3.1.2.2. Ek Kayıplar.....	31
<b>II.3.2. Transformatörler ve Meydana Gelen Kayıplar.....</b>	<b>31</b>
II.3.2.1. Boş alışmada Meydana Gelen Kayıplar.....	31
II.3.2.1.1. Histeresiz Kayıpları.....	32
II.3.2.1.2. Foucoud Kayıpları.....	32
II.3.2.2. Yüklü alışmada Meydana Gelen Kayıplar.....	33
II.3.2.3. Transformatörlerde Meydana Gelen Diğer Kayıplar.....	34
<b>II.3.3. Koruma ve Kumanda Aletlerinde Meydana Gelen Kayıplar.....</b>	<b>35</b>
<b>II.3.4. şalt Tesislerinde Meydana Gelen Kayıplar.....</b>	<b>35</b>

## BÖLÜM III. ENERJİ İLETİM SİSTEMLERİ VE MEYDANA

<b>GELEN KAYIPLAR</b> .....	36
<b>III.1. GİRİŞ</b> .....	36
<b>III.2. ELEKTRİKSEL HAT SABİTLERİ</b> .....	37
<b>III.2.1. Direnç</b> .....	38
<b>III.2.2. Endüktans</b> .....	38
<b>III.2.3. Kapasitans</b> .....	39
<b>III.2.4. Kaçak Geçirgenlik</b> .....	40
<b>III.3. ENERJİ İLETİM SİSTEMLERİNİN ELEKTRİKİ YÖNDEN İNCELENMESİ</b> .....	40
<b>III.4. ENERJİ İLETİM SİSTEMLERİNDE MEYDANA GELEN KAYIPLAR</b> .....	41
<b>III.4.1. Yükten Bağımsız Kayıplar</b> .....	41
III.4.1.1. Kabloların ve Kondansatörlerin Dielektrik Kayıpları... 42	
III.4.1.2. İzolatörlerin Kaçak Kayıpları.....	44
III.4.1.3. Ölçü Transformatörleri, Koruma ve Kumanda Aletlerinin Bobinlerinin Yükten Bağımsız Kayıpları.....	45
III.4.1.4. Korona Kayıpları.....	46
III.4.1.5. Kaçak Akım Kayıpları.....	49
<b>III.4.2. Yük Akımına Bağlı Kayıplar</b> .....	50
III.4.2.1. Enerji İletim Hatlarında Meydana Gelen Güç Kayıpları.. 51	
III.4.2.2. Enerji İletim Hatlarında Meydana Gelen Enerji Kayıpları.....	52
III.4.2.3. Kablolarda ve Bağlantı Klemenslerinde Meydana Gelen Kayıplar.....	56
III.4.2.3.1. Bağlantı Klemenslerinde Meydana Gelen Kayıplar 56	
III.4.2.3.2. Kablolarda Kılıf Kayıpları.....	57
III.4.2.3.3. Kablolarda Zırh Kayıpları.....	58
<b>III.4.3. Enerji İletimindeki Bazı Faktörlerin Meydana Gelen Kayıplara Etkisi</b> .....	59
III.4.3.1. Gerilim Düşümünün Kayıplara Etkisi.....	59
III.4.3.2. Güç Katsayısının Kayıplara Etkisi.....	61
III.4.3.3. Hattın Uzunluğunun Kayıplara Etkisi.....	62

## BÖLÜM IV. ENERJİ DAĞITIM SİSTEMLERİ VE MEYDANA GELEN KAYIPLAR.....

<b>IV.1. GİRİŞ</b> .....	64
<b>IV.1.1. Enerji Dağıtım Şebekeleri</b> .....	65
<b>IV.2. ENERJİ DAĞITIM SİSTEMLERİNDE MEYDANA GELEN KAYIPLAR</b> .....	66
<b>IV.2.1. Teknik Kayıplar</b> .....	68
IV.2.1.1. Akımdan Bağımsız Kayıplar.....	69
IV.2.1.1.1. Dielektrik Kayıpları.....	69
IV.2.1.1.2. Kaçak Akım Kayıpları.....	69
IV.2.1.2. Akıma Bağlı Kayıplar.....	70

IV.2.1.2.1. OG/OG ve OG/AG Transformatörlerinde Yük Akımına Bağlı Kayıplar.....	70
IV.2.1.2.2. AG Fiderine Ait Güç ve Enerji Kayıpları.....	71
IV.2.1.2.3. OG Fiderine Ait Güç ve Enerji Kayıpları.....	74
<b>IV.2.2. Enerji Dağıtım Sistemlerinde Teknik Olmayan Kayıplar...</b>	<b>77</b>
IV.2.2.1. Kaçak Enerji Kullanımı.....	77
IV.2.2.2. Bilinçsiz Enerji Kullanımı Nedeniyle Meydana Gelen Kayıplar.....	79
<b>IV.2.3. İdari Kayıplar.....</b>	<b>80</b>
<b>IV.3. Enerji Dağıtım Sistemlerinde Meydana Gelen Kayıpların Fazla Olmasındaki Etkenler.....</b>	<b>81</b>
<b>IV.3.1. Çeşitli Gerilim Seviyelerinde Enerji Dağıtımının Yapılması</b>	<b>82</b>
<b>IV.3.2. Enerji Dağıtımının Dal – Budak Şebeke Olarak Yapılması</b>	<b>83</b>
<b>IV.3.3. Reaktif Enerji Tüketiminin Yoğun Olması.....</b>	<b>84</b>
<b>IV.3.4. Tüketiciler ve Tüketim Karakteristikleri.....</b>	<b>84</b>

## **BÖLÜM V. ELEKTRİK ENERJİ SİSTEMLERİNDE**

<b>KAYIPLARI AZALTMA YÖNTEMLERİ.....</b>	<b>87</b>
<b>V.1. GİRİŞ.....</b>	<b>87</b>
<b>V.2. ENERJİ ÜRETİMİNDE KAYIPLARI GİDERİLMESİNE YÖNELİK ÇALIŞMALAR.....</b>	<b>89</b>
<b>V.2.1. Santrallerin İç Tüketim Oranlarının Düşürülmesi.....</b>	<b>90</b>
<b>V.2.2. Santrallerin Rehabilitasyonu ve Modernizasyonu.....</b>	<b>91</b>
V.2.2.1. Kömür Alma Tesislerinde Rehabilitasyon.....	92
V.2.2.2. Kazanda Rehabilitasyon.....	93
V.2.2.2.1. Ekonomizörler.....	93
V.2.2.2.2. Rahlar.....	94
V.2.2.3. Türbinde Rehabilitasyon.....	94
V.2.2.4. Genaratörlerde Rehabilitasyon.....	95
<b>V.2.3. Yakıt Verimlerinin İyileştirilmesi.....</b>	<b>96</b>
<b>V.2.4. Üretimde Daha Verimli Teknolojilerin Kullanılması.....</b>	<b>97</b>
V.2.4.1. Akışkan Yatak Teknolojisi.....	98
V.2.4.2. Isı ve Elektrik Birlikte Üretimi (Kojenerasyon).....	101
V.2.4.3. Entegre Kömür Gazlaştırma ve Kombine Çevrim Teknolojisi.....	105
V.2.4.4. Yakıt Pilleri.....	106
V.2.4.5. Yer Altında Enerji Depolama.....	107
V.2.4.6. Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santral Teknolojisi.....	109
<b>V.2.5. Santraller Üzerine İstatistikî Çalışma Yapılarak Sonuca Göre Tedbirlerin Alınması.....</b>	<b>110</b>
<b>V.2.6. Çevrim Veriminin İyileştirilmesi.....</b>	<b>110</b>
<b>V.2.7. Üretimin Ekonomik Olarak Dağıtılması ile Kayıpların Azaltılması.....</b>	<b>113</b>
<b>V.3. ENERJİ İLETİMİNDE KAYIPLARI AZALTMA YÖNTEMLERİ.....</b>	<b>116</b>
<b>V.3.1. Enerji İletim Hatlarında Gerilim Ayarlaması.....</b>	<b>117</b>
V.3.1.1. Senkron Generatör Vasıtasıyla Gerilim Ayarlaması.....	117

	V.3.1.2. Transformatör Çevirme Oranlarının Değiştirilmesiyle Gerilim Kontrolü.....	118
	V.3.1.3. Hat Parametrelerinin Değiştirilmesi İle Gerilim Kontrolü	118
	V.3.1.4. Hattan İletilen Reaktif Gücü Değiştirmekle Gerilimin Kontrolü.....	119
	V.3.1.4.1. Gerilim Düşümünün Değişimi.....	121
	V.3.1.4.2. Güç Katsayısı ve Kayıplardaki Azalma.....	122
	V.3.1.4.2.1. Hat Sonu Görünür Gücünü Sabit Tutarak Güç Faktörünü Arttırma .....	122
	V.3.1.4.2.2. Hat Sonu Aktif Gücünü Sabit Tutarak Güç Faktörünü Arttırma .....	123
	<b>V.3.2. ÇYG Gerilimle veya DC Gerilimle Enerji İletimi Yapmak...</b>	<b>123</b>
	V.3.2.1. AC Gerilimle Enerji İletiminin Sakıncaları.....	129
	V.3.2.1.1. İletilebilecek En Büyük Güç Sorunu.....	129
	V.3.2.1.2. Stabilitate Sorunu.....	130
	V.3.2.2. DC Gerilimle Enerji İletimi.....	
130	V.3.2.2.1. İletken Malzemesindeki Azalma Dolayısıyla Güç Kayıplarındaki Azalma.....	130
	V.3.2.2.2. DC Gerilimle Enerji İletiminde Güç Katsayısı Faktörünün Durumu .....	131
	V.3.2.2.3. Korona Kayıplarındaki Azalma.....	131
	V.3.2.2.4. Deri Olayı.....	
132	V.3.2.2.5. Şarj Akımları.....	133
	V.3.2.2.6. Dielektrik ve Transformatör Kayıpları.....	133
	<b>V.3.3. Transformatör Kayıplarının Azaltılması</b> .....	<b>133</b>
	V.3.3.1. Transformatör Üreticilerinin Yüksek Verimli Transformatör Üretmesini Sağlamak.....	134
	V.3.3.2. Transformatörlerin Ekonomik Olarak Yüklenmesini Sağlamak.....	135
	<b>V.3.4. İzolatör ve Kablolarda Meydana Gelen Kayıpların Azaltılması</b> .....	<b>137</b>
	<b>V.3.5. İletken ve Bağlantı Klemenslerinin Bakımı</b> .....	<b>138</b>
	<b>V.3.6. Arıza Endeksinin Düşürülmesi</b> .....	<b>138</b>
	<b>V.3.7. EMS ve SCADA Yazılımlarının Kullanılması</b> .....	<b>138</b>
	<b>V.4. ENERJİ DAĞITIM SİSTEMLERİNDE KAYIPLARIN ÖNLENMESİ</b> .....	<b>139</b>
	<b>V.4.1. Tek Bir Orta Gerilim Seviyesine Geçmek</b> .....	<b>140</b>
	<b>V.4.2. Enerji Dağıtım Sistemlerinde Fider Otomasyonu Kullanarak Kayıpları Azaltma</b> .....	<b>141</b>
	<b>V.4.3. Enerji Dağıtımında Daha Güvenilir Şebeke Tiplerinin Seçilmesi</b> .....	<b>143</b>
	<b>V.4.4. Güç Faktörünün İyileştirilmesi</b> .....	<b>144</b>
	<b>V.4.5. Enerji Dağıtımının Yer Altı Kablolariyle Yapılması</b> .....	<b>145</b>
	<b>V.4.6. Enerji Dağıtımında İzleme ve Dağıtım Otomasyonunun Geliştirilmesi</b> .....	<b>146</b>
	<b>V.4.7. Malzeme Kalitesi ve Bilgi Eksikliğinden Kaynaklanan Kayıpların Giderilmesi</b> .....	<b>147</b>

<b>V.4.8. Elektrik Tüketiminde Kayıpların Azaltılmasına Yönelik Alınabilecek Tedbirler</b> .....	148
V.4.8.1. Enerjide Talep Yönetimi.....	148
V.4.8.2. Elektrikle Çalışan Teçhizatlarda Alınabilecek Önlemler	149
V.4.8.3. Aydınlatmada Verimli Lamba Kullanımı.....	150
<b>V.4.9. Kaçak Enerji Kullanımını Azaltmak İçin Alınabilecek Önlemler</b> .....	152
<b>V.5. ENERJİ ÜRETİM , İLETİM VE DAĞITIM ALANINDA KAYIPLARI AZALTMAK İÇİN ALINABİLECEK DİĞER ÖNLEMLER</b> .....	153
<b>BÖLÜM VI. TAVŞANLI ENERJİ SİSTEMİ İÇİN UYGULAMA ÇALIŞMASI</b> .....	156
<b>VI.1. ÜRETİM SİSTEMİ</b> .....	156
<b>VI.1.1. Tunçbilek Termik Santrali Hakkında Genel Bilgiler</b> .....	156
<b>VI.1.2. Tunçbilek Termik Santralinde Meydana Gelen Kayıplar</b> ...	158
VI.1.2.1. Tunçbilek Termik Santralinde Üretilmeyen Enerji Kayıpları.....	158
VI.1.2.2. Tunçbilek Termik Santralinde Üretim Aşamasında Meydana Gelen Kayıplar.....	162
VI.1.2.3. Tunçbilek Termik Santralinde Üretim Aşamasında Meydana Gelen Kayıpların Azaltılması İle Kazanılan Enerjiler.....	165
<b>VI.2. İLETİM HATTI</b> .....	170
<b>VI.2.1. İletim Hattı Kayıpları ve Azaltma Yöntemleri</b> .....	171
<b>VI.3. ENERJİ DAĞITIM SİSTEMİ</b> .....	177
<b>VI.3.1. Enerji Dağıtım Sisteminde Meydana Gelen Kayıplar</b> .....	178
VI.3.1.1. OG / OG Transformatör Dönüşüm Kayıpları ve Azaltılmasıyla Kazanılan Enerjiler.....	179
VI.3.1.2. OG / AG Transformatör Dönüşüm Kayıpları ve Azaltılmasıyla Kazanılan Enerjiler.....	182
VI.3.1.3. OG Fider Kayıpları ve Azaltılmasıyla Kazanılan Enerjiler.....	188
VI.3.1.4. AG Fider Kayıpları ve Azaltılmasıyla Kazanılan Enerjiler.....	193
<b>VI.4. TÜKETİCİLERİN ENERJİ TÜKETİM ALIŞKANLIKLARININ KAYIPLAR ÜZERİNDEKİ ETKİSİ</b> .....	203
<b>BÖLÜM VII. SONUÇ VE ÖNERİLER</b> .....	208
<b>KAYNAKLAR</b> .....	212
<b>EKLER</b> .....	218
<b>ÖZGEÇMİŞ</b> .....	241

## SEMBOL LİSTESİ

$A$	: Saatte yakılan kömürden artan curuf, kül
$A_a$	:Ana cebri boru kesit alanı
$A_b$	:Branşman boru kesit alanı
$A_{Cebri}$	:Cebri borunun kesit alanı
$A_q$	:Aylık aktif enerji tüketimi
$A_p$	:Aylık reaktif enerji tüketimi
$A_{p0}$	:P <sub>0</sub> izobarının kestiği nokta ( Isıl Diyagram)
$B$	: Yakıt miktarı
$B_{man}$	:Alan şiddeti
$B_{sa}$	: Sabit sayı
$b_n$	: n. Generatör artımsal maliyet eğrisi başlangıcı
$b_{ızg}$	:Izgara demirlerinin aralıkları
$C$	:Kapasitans
$C_a$	:Emme borusu çıkışındaki hız
$C_{kül}$	:Külün özgül ısısı
$C_m$	: Makinenin yapısıyla ilgili bir sabit
$C_{pm}$	:Duman gazlarının ortalama özgül ısısı
$C_0$	:Bulunduğu noktadaki hız
$C_2$	:Su akımının türbin rotorunun terk ettiği andaki hızı
$c_n$	: n. Genaratör yüksüz maliyeti
$c_2$	:Buharın kanattan çıkış hızı
$D$	: Besleme suyu miktarı

$D_c$	: İletkenin Çapı
$D_{açıç}$	:İki iletken arasındaki açıklık
$D_{bilezik}$	:Bilezik dış çapı
$D_{Cebri}$	:Cebri boru iç çapı
$D_{kanat}$	:Kanat boyu
$D_{ort}$	:İletkenler arasındaki mesafe
$D_{1gir}$	:Türbin rotorunun giriş çapı
$d_{mil}$	:Mil ucu çapı
$E_0$	:Korona başlangıç gerilimi
$F$	:Korona faktörü
$F_T$	: Türbin karter yüzeyi
$F_{Lag}$	:Lagrange fonksiyonu
$F_{firç}$	:Bütün fırçaların toplam yüzeyi
$f$	:Frekans
$G_b$	: Buhar harcaması
$G_{fe}$	: Demir çekirdeğinin ağırlığı
$G_s$	:Türbinden geçen buhar miktarı
$G_{sp}$	:Saniyede geçen kaçak buhar miktarı
$g$	:Yer çekimi sabiti
$H_u$	:Yakıtın alt ısıl değeri
$h_a$	:Çıkış kaybı
$h_d$	:Lüle kaybı
$h_{düşü}$	:Düşü yüksekliği
$h_q$	:Kazana giren suyun sıvı ısısı
$h_s$	:Kanat kaybı
$h_{sp}$	:Buhar kaçağı kayıpları
$h_{va}$	:Hidrolik türbin için çıkış kayıpları
$h_{vb}$	:Branşman borudaki su hızı seviyesi

$h_z$	:Kazandan çıkan buhar entalpisi
$I_a$	:Hat akımının aktif bileşeni
$I_b$	:Toplam ayırıcı grubu akımı
$I_x$	:Kayıpları eşit kılan akım
$I_h$	:Hat akımı
$I_m$	: Ortalama akım
$I_n$	:n. Harmonik akımının efektif değeri
$I_p$	:Puant anında çekilen akım
$I_r$	:Hat akımının reaktif bileşeni
$I_w$	:Blöf sırasında atılan suyun ısı tutumu
$I\delta$	: Kayıp akımı
$I_0$	:Yükün minimum olduğu anda çekilen akım
$I_{ik}$	:Uyarma devresi akımı
$I_{Kaçak}$	: Kaçak akım
$I_{max TR}$	: Trafonun maksimum yük akımı
$I_y$	:Yük akımı
$K$	:Genel enerji tüketimi
$K_i...ve....K_y$	:Deney sonuçlarından elde edilen kayıp faktörü
$K_0...ve....K_i$	:İzolasyon maddesinin dış ve iç çapı
$K_{hu}$	: Hız katsayısı
$k_{den}$	:Deneyle tespit edilen katsayı
$k_{faz}$	: Faz sayısına göre değişiklik gösteren ve sabit terimlerden oluşan katsayı
$k_{isi}$	:Isı iletme katsayısı
$L$	: Endüktans
$L_{ik}$	:Ortalama bobin uzunluğu
$L_R$	:Türbin rotorunun su içinde su ile sürtünmesi sonucu meydana gelen kayıp

$L_u$	:Hattın uzunluğu
$L_{cebri}$	:Cebri borunun düz kısmının boyu
$L_{endüvi}$	:Endüvi saç paketinin uzunluğu
$l_{yatak}$	:Yatak uzunluğu
$M$	:İzolasyon kalınlığı
$m$	:Yüklenme faktörü
$m_l$	:Transformatör çekirdeğinin bacak kütlesi
$m_p$	:Pürüzlülük faktörü
$m_y$	:Boyunduruk kütlesi (Transformatör)
$m_0$	:En küçük yüklenme faktörü
$N_b$	: Ayırıcı grubu sayısı
$NDT$	:Son elemanın numarası
$n_{cebri}$	: Cebri boru pürüzlülük katsayısı
$n_{dev}$	:Türbin rotorunun devir sayısı
$n_{kat}$	: 1,6 ile 2 arasında değişen katsayı
$n_{püz}$	: Tünel pürüzlülük katsayısı
$O$	:Düşen suyun miktarı
$O_a$	:Ana cebri borudaki su debisi
$O_b$	:Branşman borudan çekilen su debisi
$O_i$	:Türbin rotoruna giren tahrik suyunun debisi
$O_q$	:Türbin rotorunun dönme boşluklarından kaçan suyun debisi
$O_T$	:Türbin ayar kanatları arasından gelen su debisi
$P$	:Elektriksel aktif güç
$P_m$	: Ortalama güç
$P_H$	:Hidrolik santrallerde üretilen güç
$P_p$	: Puant anında çekilen güç
$P_R, Q_R$	:Çekilen güçler
$P_0$	:Minimum anda çekilen güç
$P_n$	:n. Genaratörün aktif güç çıkışı

$P_{\delta}$	: Dielektrik kayıp güç
$P_{fk}$	: Korona kayıpları
$P_{basias}$	: Fırça radyal özgül basıncı
$P_{kaçak}$	: Kaçak kayıplar
$P_{karakteristik}$	: Karakteristik güç
$P_{kaplin}$	: Türbin kaplin gücü
$P_{önce}$	: Kompanzasyondan önce aktif güç
$P_{sonra}$	: Kompanzasyondan sonra aktif güç
$P_T$	: Termik santrallerde üretilen güç
$p_i \dots ve \dots p_y$	: B manyetik endüksiyonuna karşılık gelen kayıp faktörü
$p_{çift}$	: Çift kutup sayısı
$p_{hava}$	: Barometrik hava basıncı
$p_{sürt}$	: Fırça cinsine göre sürtünme değeri
$p_y$	: Özgül yüzey sıkıştırması
$R$	: Omik direnç
$R_h$	: Hattın toplam direnci
$R_M$	: Kılıf direnci
$R_n$	: n. Harmonik frekansındaki direnç
$R_{ik}$	: Uyarma devresi direnci
$R_{izolasyon}$	: İzolasyon direnci
$R_{ön}$	: Ön direnç
$R_{ac}$	: AC akım direnci
$R_{sar}$	: Toplam sargı direnci
$R_{tünel}$	: Tünelin hidrolik yarıçapı
$r_a$	: Zırh teli yarı çapı
$r_{ilk}$	: İletkenlerin geometrik yarı çapı
$S$	: Görünür güç
$T$	: Yıllık toplam süre

$T_{Kazan}$	:Kazanın günlük çalışma süresi
$t_a$	: Türbin içindeki ortalama buhar sıcaklığı
$t_d$	:Baca çıkışında duman gazlarının sıcaklığı
$t_h$	:Dış ortam sıcaklığı
$t_s$	:Kül çıkış sıcaklığı
$t_{izg}$	:Izgara demir et kalınlığı
$U$	:İşletme gerilimi
$U_a$	:Toplam artık için yanmayan kömür yüzdesi
$U_{f0}$	:Faz nötr korona başlangıç gerilimi
$U_r$	:İletken yüzeyindeki alan şiddeti
$U_0$	: Faz nötr gerilimi
$Q$	:Elektriksel reaktif güç
$Q_k$	:Kazana bir saatte verilmesi gereken ısı
$Q_c^{(c)}$	:Kompansatör gücü
$Q_c$	:Kablunun yük gücü
$Q_{önce}$	: Kompanzasyondan önce reaktif güç
$Q_{sonra}$	:Kompanzasyondan sonra reaktif güç
$Q_{str}$	: Işınım kayıpları
$q$	:İletken kesiti
$q_{ik}$	:Bobin kesiti
$V$	:Test gerilimi
$V_A$	:Blöf kaybı
$V_B$	:Curufta yanmamış kömürden dolayı meydana gelen kayıp
$V_C$	:Yanmayan gazlardan dolayı doğan kayıp
$V_{gkr}$	:Özgül kurum duman gazları ( $Nm^3 / Kg_{yakıt}$ )
$V_h$	: Malzeme sabiti ( Saç paketi için)
$V_f$	:Aralıklı çalışma kaybı
$V_n$	: n. Harmoniğin etkin genliği

$V_K$	:Külden doğan duyulur ve gizli ısı kaybı
$V_R$	:Hat sonu gerilimi
$V_S$	:Hat başı gerilimi
$V_{SCH}$	:Baca kayıpları
$V_{ST}$	:Radyasyon kaybı
$V_T$	:Uçan koktan ve kurumdan doğan kayıp
$v_{cebri}$	:Cebri borudan geçen suyun hızı
$V_{hacim}$	:Endüvi saç paketinin hacmi
$v_{izg}$	: Izgara önündeki su hızı
$v_{tünel}$	:Tünelden geçen suyun hızı
$Y$	: Hattın admitansı
$YF$	: Yüklenme faktörü
$y$	: Transformatorün demir ve bakır kayıpları oranı
$Z_{su}$	:Blöf sırasında atılan su miktarı
$Z_0$	: Karakteristik empedans
$W_{fe}$	:Toplam demir kaybından doğan enerji kayıpları
$W_{tasarruf}$	:Kompanzasyondan sonra tasarruf edilebilecek enerji
$W_{th}$	:Termal kayıplar
$W_{TR}$	:Transformatorün yıllık enerji kayıpları
$w_{tek}$	:Tek sargıda seri bağlı sarım sayısı
$w_1$	:Türbin kanatlarındaki bağıl hız
$w_2$	:Kanat kaybı katsayısından sonra elde edilen bağıl hız
$XL$	:Endüktif reaktans
$XC$	:Kapasitif reaktans
$X_h$	:Hattın toplam endüktansı
$X_M$	:İletken ile kılıf arasındaki karşılık endüktans
$\Delta Eh$	:Hatta meydana gelen toplam enerji kayıpları
$\Delta E_{AGF}$	:AG fideri enerji kayıpları
$\Delta Hb$	:Branşmandan ileri gelen ayırım borularındaki hidrolik düşü kayıpları

$\Delta H_c$	:Daralan ve genişleyen kesitte meydana gelen kayıplar
$\Delta H_d$	:Dirsekte meydana gelen kayıplar
$\Delta H_f$	:Düz cebri boruda meydana gelen kayıplar
$\Delta H_r$	:Su ızgaralarında meydana gelen kayıplar
$\Delta H_t$	:Tüneldeki hidrolik sürtünme kaybı
$\Delta P$	:Toplam aktif güç kayıpları
$\Delta P_{A.I}$	: Alt İletim sisteminde meydana gelen toplam kayıplar
$\Delta P_{A.T}$	:Toplam dağıtım şirketi atölye tüketimleri
$\Delta P_{AGF}$	:AG fideri güç kayıpları
$\Delta P_{A.ITR}$	:Alt iletim trafolarında meydana gelen kayıplar
$\Delta P_{ayırıcı}$	:Ayırıcı kayıpları
$\Delta P_{cu}$	:Bakır kayıpları
$\Delta P_{çekirdek}$	:Transformatör çekirdek kayıpları
$\Delta P_{D.I.T}$	:Dağıtım istasyonları toplam tüketimi
$\Delta P_{G.D}$	:Gerilim ve güç katsayısı düşüklüğü nedeniyle meydana gelen kayıplar
$\Delta P_{S.K}$	:Servis kesilmesi durumunda meydana gelen kayıplar
$\Delta P_{idari}$	:Toplam idari kayıplar
$\Delta P_{Teknik}$	:Toplam teknik kayıplar
$\Delta P_{T.AT}$	:Toplam tesis ve ambar tüketimleri
$\Delta P_{OGTR/OGTR}$	:Toplam OG / OG trafo dönüşümünden kaynaklanan kayıplar
$\Delta P_{OGTR/AGTR}$	:Toplam OG / AG trafo dönüşümünden kaynaklanan kayıplar
$\Delta P_{Ö.A}$	:Ölçü aletlerinde meydana gelen toplam kayıplar
$\Delta P_{D.E.E}$	:Diğer elektrik ekipmanlarında meydana gelen kayıplar
$\Delta P_{Y.B.T}$	:Toplam yönetim binası tüketimleri
$\Delta P_{cux}$	: Transformatörün herhangi bir akımdaki bakır kayıpları
$\Delta P_{ekKon}$	:Kondansatörlerde meydana gelen ek kayıplar
$\Delta P_{his}$	:Histeresiz kayıpları
$\Delta P_{fuko}$	:Fuko kayıpları

$\Delta P_{fe}$	:Demir kayıpları
$\Delta P_{Kazan}$	:Transformatör kazan kayıpları
$\Delta P_{Kon}$	:Kondansatörlerde meydana gelen toplam kayıplar
$\Delta P_{Levha}$	:Transformatör levha kayıpları
$\Delta P_{OGF}$	:OG fiderinin toplam kayıpları
$\Delta R_M$	:Kılıf direncindeki artış miktarı
$\Delta T_c$	:Transformatör merkezinin kapasitesindeki artış
$\Delta Q$	:Toplam reaktif kayıplar
$\Delta Q_{cu}$	:Yüklü çalışmada reaktif kayıplar
$\Delta V_b$	:Gerilim düşümünün boyuna bileşeni
$\Delta V_{sürb,y,h}$	:Rotor,bilezik ve fırçalar arasındaki sürtünme kayıpları
$\%P_{artır}$	:Aktif güçteki yüzde artma
$\%\Delta V$	: Yüzde gerilim düşümü
$\%\Delta V_{artır}$	: Hattın kompanseörden dolayı gerilim yükselmesi
$\%\Delta P_{TESİE}$	:Şebeke tesis yükünde azalma
$\%\Delta P$	:Güç katsayısının artmasıyla kayıplarda meydana gelen azalma
$\eta$	:Toplam verim
$\eta_{elk}$	:Elektriksel verim
$\eta_{ıs}$	:Isıl verim
$\eta_{iç}$	:İç verim
$\eta_k$	:Kazan verimi
$\eta_m$	:Mekaniksel verim
$\eta_s$	:Türbin emme borusu verimi
$\eta_{Türbin}$	:Türbin verimi
$\alpha_n$	:Akım harmoniği oranı
$\alpha_{ızg}$	:Izgaranın yatay ile yaptığı açı
$\beta_n$	:Gerilim harmoniği oranı
$\sigma_{His}$	:Histeresiz kaybı katsayısı

$\sigma_{fuko}$	: Foucoult kaybı katsayısı
$\varepsilon$	: Buhar üfleme oranı
$\varepsilon_0$	: Cebri boru iç çapının çevresi
$\varepsilon_{di}$	: Dielektrik sabiti
$\varphi$	: 0,93 ile 0,97 arasında bir sayı
$\varphi_{kay}$	: Izgara demirlerinin kesitine göre değişen kayıp katsayısı
$\lambda$	: Isıl iletkenlik
$\lambda_1$	: Kılıf kayıpları artış katsayısı
$\lambda_2$	: Zırh kayıpları artış katsayısı
$\lambda_k$	: Kızgın buhar için sabit sayı
$\rho$	: Kül erime ısısı
$\Theta$	: Hat başı ve hat sonu arasındaki açısal fark
$\Gamma$	: Transformator veya devreler sayısı
$\Re$	: İletken malzemesinin iletkenliği
$\tau$	: Yıllık çalışma süresi
$\&$	: Genel iç tüketim oranı
$\&1$	: Hidrolik santrallerde iç tüketim oranı
$\&2$	: Termik santrallerde iç tüketim oranı
$\theta_w$	: Aktif kayıp faktörü
$\theta_p$	: Görünür kayıp faktörü
$\delta_{hava}$	: Rölatif hava yoğunluğu
$\delta_{sk}$	: Deri kalınlığı
$\delta V$	: Gerilim düşümünün enine bileşeni
$Cos\delta$	: Dielektrik güç faktörü
$Tan\delta$	: Kayıp açısı
$2a_n$	: n. Genaratör artımsal maliyet eğrisinin eğimi
$A_x, B_x, C_x, D_x$	: Uzun iletim hattı devre sabitleri

## **KISALTMALAR**

<b>EES</b>	: Elektrik Enerji Sistemleri
<b>EDS</b>	: Enerji Dağıtım Sistemi
<b>EİS</b>	: Enerji İletim Sistemi
<b>EÜS</b>	: Enerji Üretim Sistemi
<b>YG</b>	: Yüksek Gerilim
<b>OG</b>	: Orta Gerilim
<b>AG</b>	: Alçak Gerilim
<b>ÇYG</b>	: Çok Yüksek Gerilim
<b>UYG</b>	: Ultra Yüksek Gerilim
<b>AC</b>	: Alternatif Akım
<b>DC</b>	: Doğru Akım
<b>TEİAŞ</b>	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
<b>TEDAŞ</b>	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
<b>EÜAŞ</b>	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
<b>K.K.F</b>	: Kapasite Kullanma Faktörü
<b>Y.T.M</b>	: Yük Tevzi Merkezi

# ŞEKİL LİSTESİ

## SAYFA NO

Şekil II.1. Termik Santrallerde Meydana Gelen Kayıplar.....	13
Şekil II.2. Termik Santral Diyagramında Türbin Çevrimi.....	17
Şekil II.3. Düzgün Dirsek İçin Kd Katsayısı.....	24
Şekil II.4. Parçalı Dirsek İçin Kd Katsayısı.....	24
Şekil II.5. Kc Katsayısı Grafiği.....	25
Şekil II.6. Ke Katsayısı ( $D_2 / D_1 = 2.5 - 3$ ) .....	25
Şekil II.7. Kb Katsayısı.....	26
Şekil II.8. K1 ve K2 Katsayıları.....	26
Şekil III.1. Dünyada AC ve DC Akım Enerji İletimi İçin Kullanılan En Yüksek Gerilimin Zaman Sürecinde Artışı.....	37
Şekil III.2. İzolasyon Malzemesinin Gösterimi.....	42
Şekil III.3. Türkiye’de Kullanılan Çeşitli Gerilimli Hatlardaki Kaçak Kayıpları Yaklaşık Olarak Bulmak İçin Kılavuz Değerler.....	45
Şekil III.4. $\tau$ Hesaplama Grafiği.....	53
Şekil III.5. Tmax Hesaplama Grafiği.....	53
Şekil III.6. Tamper Döküm ve Alüminyum Döküm Gövdeli Askı Klemenslerinde Akım Şiddetine Bağlı Olarak Kayıp Güçler.....	57
Şekil III.7. Hat Kesiti ve Eşdeğer Devresi.....	59
Şekil IV.1.İstanbul’un Avrupa Yakası Teknik Kayıpları .....	67
Şekil IV.2. Ankara İli Teknik Kayıpları.....	67
Şekil IV.3. Radyal AG Dağıtım Fideri.....	71
Şekil IV.4. Tüketime Sunulan Elektrığın Sektörel Bazda Dağılımı.....	85
Şekil V.1. Buhar Kazanlarında Yakma Havaasının Isıtılmasının Yakacak Ekonomisine Yaklaşık Etkisi.....	94

<b>Şekil V.2.</b> Geri Basınç Buhar Türbinli Kojenerasyon Sistemi.....	102
<b>Şekil V.3.</b> Kondensasyonlu Buhar Türbinli Kojenerasyon Sistemi.....	102
<b>Şekil V.4.</b> Yüksek Sıcaklıklı Gazlarla Çalışan Buhar Türbinli Kojenerasyon Sistemi.....	103
<b>Şekil V.5.</b> Açık Çevrim Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemi.....	104
<b>Şekil V.6.</b> Kapalı Çevrim Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemleri.....	104
<b>Şekil V.7.</b> Yakıt Hücresi Şematik Diyagramı.....	107
<b>Şekil V.8.</b> Bir Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santralin Görünüşü.....	109
<b>Şekil V.9.</b> Ara Kızdırması İle Termik Verimdeki Artış.....	111
<b>Şekil V. 10.</b> Rejeneratif Besleme Suyu Isıtılmasından Doğan Termik Verimdeki Kazanç.....	111
<b>Şekil V.11.</b> Ekonomik Dağıtım İçin Genel Sistem Modeli.....	115
<b>Şekil V.12.</b> S Görünür Gücünün Sabit Olması Durumunda Fazör Diyagramı.....	122
<b>Şekil V.13.</b> P Aktif Gücünün Sabit Olması Durumunda Fazör Diyagramı.....	123
<b>Şekil V.14.</b> Tam Kompanzasyonda $\cos \theta$ Değerine Göre Kayıplardaki % Azalma.....	125
<b>Şekil V.15.</b> Gerilim Düşümü %3 İçin Yeraltı Kablolulu Sistemin Hava Hatlarıyla Mukayesesi.....	146
<b>Şekil VI.1.</b> Arıza Oranındaki % Azalmaya Bağlı Olarak Enerji Kazanımları...	161
<b>Şekil VI.2.</b> Arıza Oranındaki % Azalmaya Bağlı Olarak K.K.F'ündeki Artışı....	161
<b>Şekil VI.3.</b> Tunçbilek Termik Santralinde Üretim Aşamasında Meydana Gelen Kayıplar.....	165
<b>Şekil VI.4.</b> Kazan Verimindeki Artışın Termik Verime Etkisi (V. Ünite için)...	168
<b>Şekil VI.5.</b> İç Tüketimde % Azalmaya Bağlı Olarak Enerji Kazanımları.....	169
<b>Şekil VI.6.</b> İç Tüketimde % Azalmaya Bağlı Olarak Yakıt Kazanımları.....	169
<b>Şekil VI.7.</b> Enerji İletim Sistemine Aylık Olarak Verilen Enerji.....	171
<b>Şekil VI.8.</b> Güç Katsayısındaki Artışa Bağlı Olarak Kayıplardaki Azalma (İletim hattı).....	174
<b>Şekil VI.9.</b> Güç Katsayısındaki Artışa Bağlı Olarak Gerilim Düşümündeki Azalma (İletim hattı).....	174
<b>Şekil VI.10.</b> Gerilim Seviyesindeki Artışa Bağlı Olarak Kayıplardaki Azalma (İletim).....	175

<b>Şekil VI.11.</b> Yüklenme Faktörünün Değişimine Göre Meydana Gelen Kayıplardaki Değişim (Alt İletim Sistemi İçin).....	176
<b>Şekil VI.12.</b> Puant Yükteki Artma ve Azalmaya Bağlı Olarak Alt İletim Sisteminde Meydana Gelen Kayıplardaki Değişim.....	176
<b>Şekil VI.13.</b> Tavşanlı Enerji Dağıtım Sisteminde Hesaplanan Kayıp Değerleri ve Yüzde Oranları .....	179
<b>Şekil VI.14.</b> Güç Katsayısındaki Artışa Paralel Kayıplarda Meydana Gelen Azalma (OG/OG Transformatörleri).....	180
<b>Şekil VI.15.</b> Yüklenme Faktörü Sabit İken Puant Yük Artışının Kayıplara Etkisi (OG/OG Transformatörleri).....	181
<b>Şekil VI.16.</b> Puant Yük Sabit İken Yüklenme Faktörü Artışının Kayıplara Etkisi (OG/OG Transformatörleri).....	181
<b>Şekil VI.17.</b> Yüklenme Faktörünün Değişimine Bağlı Olarak Transformatör Kayıplarının Değişimi (OG / AG Transformatörleri).....	184
<b>Şekil VI.18.</b> Yüklenme Faktörünün Değişimine Bağlı Olarak Transformatör Kayıplarının Değişimi (OG / AG Transformatörleri).....	185
<b>Şekil VI.19.</b> Puant Anında Transformatörden Çekilen Yükün Yüzde Artmasına Bağlı Olarak Kayıplarda Meydana Gelen Değişim (OG / AG Transformatörleri).....	185
<b>Şekil VI.20.</b> Puant Anında Transformatörden Çekilen Yükün Yüzde Artmasına Bağlı Olarak Kayıplarda Meydana Gelen Değişim (OG / AG Transformatörleri).....	186
<b>Şekil VI.21.</b> Güç Katsayısındaki Artmaya Bağlı Olarak Kayıplarda Meydana Gelen Azalma (34,5/0,4).....	186
<b>Şekil VI.22.</b> Güç Katsayısındaki Artmaya Bağlı Olarak Kayıplarda Meydana Gelen Azalma (15,8/0,4).....	187
<b>Şekil VI.23.</b> Puant Anında Yükteki % Artma ve Azalmaya Bağlı Olarak Meydana Gelen Kayıplardaki Değişim (OG Fiderleri).....	189
<b>Şekil VI.24.</b> Puant Anında Yükteki % Artma ve Azalmaya Bağlı Olarak Meydana Gelen Kayıplardaki Değişim (OG Fiderleri).....	190
<b>Şekil VI.25.</b> Yüklenme Faktörünün Değişimine Bağlı Olarak Meydana Gelen Kayıplardaki Değişim (OG Fiderleri).....	191

<b>Şekil VI.26.</b> Yüklenme Faktörünün Değişimine Bağlı Olarak Meydana Gelen Kayıplardaki Değişim (OG Fiderleri).....	191
<b>Şekil VI.27.</b> Güç Katsayısındaki Artmaya Bağlı Olarak Kayıplarda Meydana Gelen Azalma (OG Fiderleri).....	192
<b>Şekil VI.28.</b> Güç Katsayısındaki Artmaya Bağlı Olarak Kayıplarda Meydana Gelen Azalma (OG Fiderleri).....	192
<b>Şekil VI.29.</b> Puant Anında Fiderden Çekilen Yükteki Artma ve Azalmaya Bağlı Olarak Meydana Gelen Kayıplardaki Değişim (AG Fiderleri).....	197
<b>Şekil VI.30.</b> Güç Katsayısındaki Artmaya Bağlı Olarak Meydana Gelen Kayıplardaki Azalma (AG Fiderleri).....	199
<b>Şekil VI.31.</b> Yüklenme Faktöründeki Değişime Bağlı Olarak Meydana Gelen Kayıplardaki Değişim (AG Fiderleri).....	200
<b>Şekil VI.32.</b> Fider Sayısının Artmasına Bağlı Olarak Meydana Gelen Kayıplardaki Değişim (AG Fiderleri).....	201

# TABLO LİSTESİ

## SAYFA NO

<b>Tablo II.1.</b> Kazan Isıl Verimi İçin Pratikte Elde Edilen Ortalama Değerler.....	7
<b>Tablo II.2.</b> Buhar Türbinlerine Ait Ekonomik Verim.....	18
<b>Tablo III.1.</b> İletim Hatlarının Gerilim Seviyesine Göre Kaçak Kayıpları.....	49
<b>Tablo III.2.</b> Çeşitli Yazarlara Göre Yıllık Tertiplenmiş Yük Eğrisinin Matematiksel Modeli, Aktif ve Görünür Kayıp Faktörleri.....	55
<b>Tablo III.3.</b> Cos Değerine Göre Meydana Gelen Kayıp Artışları.....	62
<b>Tablo V.1.</b> Kojenerasyon Sistemlerinde Güç / Isı Oranları.....	105
<b>Tablo V.2.</b> Gerilim Seviyesine Göre Korona ve Yük Akımı Kayıplarının Değişimi.....	128
<b>Tablo V.3.</b> Gerilim Seviyesine Göre İletilebilecek Maksimum Güç.....	129
<b>Tablo V.4.</b> Türkiye Geneli Çeşitli Alanlardan Sağlanabilecek Elektrik Enerjisi Tasarrufları.....	155
<b>Tablo VI.1.</b> Santralde YTM ve Planlı revizyondan Dolayı Üretilmeyen Enerji Kayıplarının Üniteler Bazında değerleri.....	159
<b>Tablo VI.2.</b> Yakıt Kalitesi Nedeniyle Üretilmeyen Enerjinin %60'ının Geri Kazanılmasının Ünitelere Etkisi.....	166
<b>Tablo VI.3.</b> Tunçbilek Termik Santralinde İşletim Değerlerine Göre Elde Edilen Verim Değerleri.....	166
<b>Tablo VI.4.</b> İletim ve Alt İletim Hatlarında Hesaplanan Kayıplar.....	172
<b>Tablo VI.5.</b> Gerilimlerine OG / AG Transformatör Güçleri ve Sayıları.....	183
<b>Tablo VI.6.</b> 34,5/0,4 KV Transformatörler İçin Yapılan Varsayımlar.....	194
<b>Tablo VI.7.</b> 15,8/0,4 KV Transformatörler İçin Yapılan Varsayımlar.....	195
<b>Tablo VI.8.</b> Fider Sayısındaki Artmaya Bağlı Olarak Kayıplardaki Değişim...	202
<b>Tablo VI.9.</b> Tavşanlı'da Tahmini Elektrikli Ev Aletlerinin Sayısı.....	203

<b>Tablo VI.10.</b> Tavşanlı Enerji Sisteminde Puant Anında Şebekeden Çekilen Yüke Göre Hesaplanan Kayıp Değerleri.....	204
<b>Tablo VI.11.</b> Günlük Tüketim Oranları ( %40, %25, %35) İken Hesaplanan Kayıp Değerleri.....	205
<b>Tablo VI.12.</b> Günlük Tüketim Oranları ( %30, %40, %30) İken Hesaplanan Kayıp Değerleri.....	205
<b>Tablo VI.13.</b> Günlük Tüketim Oranları ( %25, %50, %25) İken Hesaplanan Kayıp Değerleri.....	205
<b>Tablo VI.14.</b> Günlük Tüketim Oranları ( %49, %21, %30) İken %20 Tasarruf Sağlanmasıyla Hesaplanan Kayıp Değerleri .....	206
<b>Tablo VI.15.</b> Günlük Tüketim Oranları ( %25, %50, %25) İken %20 Tasarruf Sağlanmasıyla Hesaplanan Kayıp Değerleri .....	207
<b>Tablo VII.1.</b> 2004 Yılı Kayıp Enerji Eşdeğeri Korunan Kaynak Miktarı.....	209
<b>Tablo VII. 2.</b> Tavşanlı Enerji Üretim, İletim ve Dağıtım Sisteminde Hesaplanan Kayıplar ve Oranları.....	209



# BÖLÜM I

## 1.1.GİRİŞ ve AMAÇ

Elektrik enerjisi hem sanayinin temel ögesi olması hem de kaynaklarının kısıtlılığı nedeniyle, sanayileşme açısından ve ülkenin gelişmişlik göstergesi olarak önemini korumaktadır. Bu önem göz önüne alındığında elektrik enerjisi üzerine söylenecek her şey doğal olarak o ülkenin gelişmesi, sanayileşmesi ve toplumsal refahı üzerine bir şeyler söylemek anlamına gelmektedir.

Teknolojik gelişmelerin günlük yaşama yansması neticesinde, elektrik enerjisinin toplam enerji tüketimindeki payı gittikçe artmaktadır. Elektrik enerjisi pahalı, ancak vazgeçilmez bir enerji kaynağıdır. Bu bağlamda, bugün yaygın olarak kullandığımız elektrik enerjisinde verimliliği sağlamak, kalite ve güvenilirliğin azaltılmaması koşuluyla üretim maliyetlerini ve sistem kayıplarını en aza indirmek, elektrik enerji sistemlerinin planlanması ve işletilmesinde en önemli hedefler olmalıdır.

Elektrik enerjisinin depo edilememe özelliği nedeniyle üretildiği anda tüketilmesi gerektiğinden elektrik enerjisi üretiminde, iletiminde, dağıtımında ve tüketiminde verimlilik kavramları ön plana çıkmaktadır.[1] Elektrik enerjisi ikincil bir enerjidir. Yani başka enerji kaynakları (birincil enerji kaynakları olan kömür, sıvı yakıt, doğalgaz vb.) dönüştürülerek elde edilir. Bu durumda elektrik enerjisini üretmek için bir enerji üretim sistemine (EÜS), üretilen enerjiyi iletmek için bir enerji iletim sistemine (EİS), iletilen bu enerjiyi tüketicilere sunmak için enerji dağıtım sistemine (EDS) ve kullanıcı olarak tüketicilere ihtiyaç vardır.

Öte yandan elektrik enerji sistemleri (EES), güç ve denetleme elemanlarından oluşan elektro mekanik bir sistemdir.[2] Bu sistem içerisinde kullanılan güç elemanları, mekanik enerjiyi sağlayan tahrik sistemleri, senkron generatörler, transformatörler, enerji iletim ve dağıtım hatları ile elektriksel yüklerden oluşmakta iken denetleme elemanları ise tahrik sistemine ilişkin mekanik regülatörler, senkron generatörlere ilişkin uyarma regülatörleri, röleler, açma kapama ve ölçme elemanlarından meydana gelmektedir.

Bu açıdan değerlendirildiğinde EES'nin planlanması ve dizaynında en çok üzerinde durulması gereken konu sistem üzerinde meydana gelen kayıplardır. Dünya ülkeleri ile kıyaslandığında, ülkemizin elektrik sistemindeki iletim ve dağıtım kayıpları oldukça yüksektir. Bu kayıplara ayrıca üretim esnasında meydana gelen kayıplarda eklenince sistemde meydana gelen kayıpların boyutu da bir o kadar artmaktadır. Dünyada genel kabul görmüş ortalama maliyetler göz önüne alındığında sistem maliyetlerinin %50'si üretimden, %20'si iletimden ve %30'u ise dağıtımdan kaynaklandığı bilinen bir olgudur.[1] Ancak kayıplara baktığımızda ise tam tersi bir durum karşımıza çıkmaktadır. Santralarda üretilen enerjinin ortalama %6'sı iç kayıp ve tüketime harcanırken ( üretilmeyen enerji hariç), bu oran iletimde Avrupa normlarına yakın seyretmekte olup yaklaşık %3 civarında, dağıtımda ise teknik kayıpların yanında bilinçsiz tüketicilik ve kayıp kaçak oranının yüksek olmasından dolayı %20 ve üzerine çıkmaktadır. Bu oranlar göz önüne alındığında toplam üretilen enerjinin yaklaşık olarak %30'u kayıplara harcanmakta olup bu orana tekabül eden rakam muazzam bir enerji kaynağının yok olduğu anlamına gelmekle beraber, bu kayıp enerji tıpkı faydalı enerji gibi elektrik santrallerinde üretilerek şebekeye verilmektedir.

Tüm bunlar göz önüne alındığında EES'nde meydana gelen kayıplar genel olarak;

- Enerji Üretim Kayıpları,
- Enerji İletim Kayıpları,
- Enerji Dağıtım Kayıpları,

başlıkları altında incelenebilir.

İşte bu meydana gelen kayıpların hangi nedenlerden dolayı oluştuğunun bilinmesi, ayrıca bu kayıpların şebeke yüküne veya besleme durumlarına göre nasıl değiştiğinin bulunması kayıpları azaltma da nelerin yapılabileceğinin ölçüsünü bize

verir.Böylece enerji sistemlerinin işletilmesinin mümkün olduğunca ekonomikleştirmek ve kayıpları azaltmak mümkün olabilecektir. Bu konuda etkili tedbirler alınabilmesi için sadece enerji sisteminde meydana gelen toplam kayıpların bilinmesi yeterli değildir. Sistemde oluşan kayıpların çeşitli kısımlarda nasıl dağıldığı, kayıpların zaman zarfında değişiminin nasıl olduğunun bilinmesi yine EES'nde meydana gelen kayıpların azaltılmasında etkili yöntemlerin kullanılmasında yardımcı olabilir.

# **BÖLÜM II**

## **TERMİK ve HİDROLİK SANTRALLERDE MEYDANA GELEN KAYIPLAR**

### **II.1.GİRİŞ**

Elektrik günlük hayatımızın vazgeçilmez enerji kaynaklarının en önemlisidir. Diğer enerji kaynaklarının rahatlıkla elektrik enerjisine dönüştürülmesi, temiz ve atıksız olması, üretim yerlerinden uzak yerlere taşınmasının kolay olması, kullanım amacına göre diğer enerji türlerine kolaylıkla dönüştürülebilmesi nedeniyle günümüzde en çok kullanılan enerji çeşidi olmuştur. İşte bu enerji çeşidini üretebilmek için güç santrallerine ihtiyaç vardır.

Güç santralleri değişik formdaki enerjiyi çeşitli amaçlar için kullanılmak üzere elektrik yada ısıya dönüştüren tesislerdir. Güç santrallerinin enerji girdisi değişiklik gösterebilirken, her enerji kaynağı içinde tesis tasarımı belirgin olarak farklılık göstermektedir. Elektrik enerjisi üretmek için kullanılan kaynaklar genellikle;

1. Termik Kaynaklar
2. Hidrolik Kaynaklar
3. Nükleer Kaynaklar
4. Diğer Kaynaklar

olmak üzere sınıflandırılırken, bu enerji çeşitlerini kullanarak elektrik üretimi yapan tesisler ise genel olarak termik ve hidrolik santraller olarak incelenir. Nükleer santrallerde termik santraller sınıfında değerlendirilir. [3,4,5]

## **II.2. TERMİK VE HİDROLİK SANTRALLERDE MEYDANA GELEN KAYIPLAR**

Enerji üretimi belli bir kaynaktan enerji hammaddesi çıkartılarak, ham maddeyi dönüştürmek veya değiştirmek, enerji tesis ve donanımını oluşturmak, kısacası kaynağından kullanılabilir enerji arz etmek için yine enerji kaynaklarını harcayan sektördür. Enerji üretim sektörüne, "Dönüşüm Sektörü" de denir. Bir diğer deyişle, enerji üretiminin de enerji harcaması vardır.[6] Bu nedenle elektrik enerjisi üretiminde verimlilik kavramı son derece önemlidir. Elektrik enerjisi kalitesinden taviz verilmeden olabilecek en düşük maliyetle üretilmelidir. Yani teknik verimlilik kavramından olabildiğince yararlanılmalıdır. Bu kavram tamamen üretimde seçilen teknolojiyi bağlamaktadır. Bu durum son derece kritik bir seçimdir ve geri dönüşü veya değiştirilmesi oldukça pahalıya mal olmaktadır.

Dinamik verimlilik ise bütünü ile elektrik enerjisinin depo edilemez özelliğinden hareketle üretimin ihtiyaç duyulacağı zamandan geriye doğru giderek, ihtiyaç sürelerini dikkate alarak zamanında yapmayı gerektirir. Zamanından önce yapılmış üretim karşılığında kullanım olmadığı için karşılıksız bir üretim olarak maliyetleri yükseltici bir etken olmakta ve tamamen kayıp olarak adlandırılmaktadır. Yine ihtiyaç olduğu halde gerekli üretim yoksa bu durum da başta sanayi üretimini olmak üzere yaşamımızdaki her şeyi olumsuz yönde etkilemektedir. Enerji dar boğazına girmiş bir ülkenin geleceği karanlıklara gömülmüş demektir.

Elektrik enerjisi üretilirken yaşanan sorunlar, maliyetleri ve elektrik enerjisinin yaşamsal önemi düşünüldüğünde üretim teknolojisi seçiminde son derece dikkatli davranılması gereklidir.

Teknoloji seçimindeki hatalar nedeniyle ülkemizde kurulu bulunan santrallerin kapasite kullanma oranları ve verimleri gelişmiş ülkelerdeki santrallerin kapasite kullanım oranlarından ve verimlerinden %25 – 30 daha azdır. Bu verim düşüklüğü meydana gelen kayıpların artmasında büyük etken olmuştur. Ayrıca enerji üretim sektörünün bir bütün olarak ele alınıp yapılan enerjistik analizinde, bu

sektörde giren enerjinin %34,9' nun kayıp olduğu , ekserjitik açıdan yapılan analiz de ise, enerji üretim sektörünün yararlı enerji kaybının %28,7 düzeyinde bulunduğunu ortaya koymaktadır. [6]

Elektrik enerjisi diğer enerji kaynaklarından güç santralleri vasıtasıyla dönüştürülerek elde edilen bir enerji çeşidi olduğu ve bu enerjiyi üretmek için Türkiye'de 2004 yılında %69,3' oranında termik santraller, %30,6 oranında hidrolik santraller ve yaklaşık %1 oranında diğer santrallerin kullanıldığı düşünülürse elektrik üretimini artırmak yerine EÜS'nde meydana gelen kayıpların sistemin bölümlerine dağılımının bilinmesi bize bazı fikirler sunabilir. [1,7]

Bu açıdan değerlendirilip Türkiye şartları da göz önünde bulundurulursa EÜS'nde meydana gelen kayıplar genel olarak;

- Termik Santrallerde Meydana Gelen Kayıplar
- Hidrolik Santrallerde Meydana Gelen kayıplar

şeklinde incelenebilir.

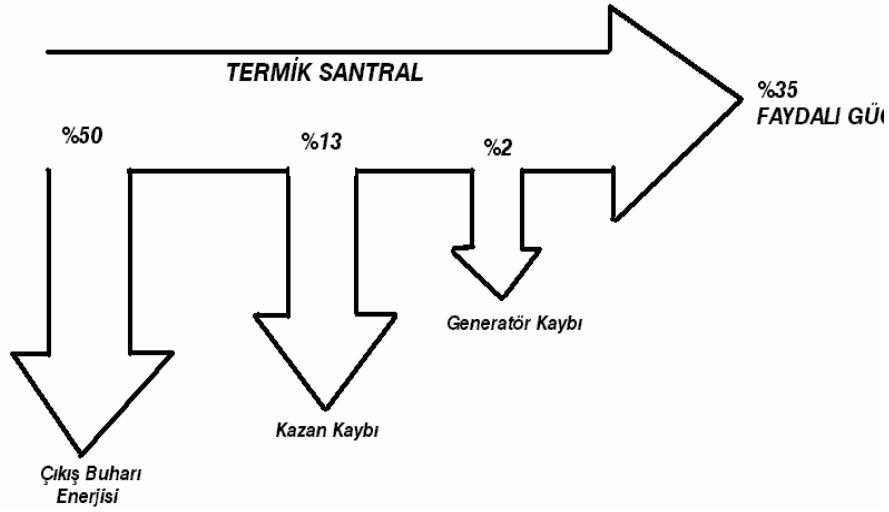
## **II.2.1.Termik Santraller ve Meydana Gelen Kayıplar**

Dünyada yaygın olarak kullanılan ve elektrik enerjisi üretiminin en güvenilir olduğu santraller olup ham enerji kaynaklarının taşınabilir ve depo edilebilir olması güvenilirliği arttıran en önemli etmendir. Ülkemizde elde edilen elektrik enerjisinin yaklaşık %70' lik gibi büyük bir kısmı termik santrallerinde üretilmektedir.

Termik santrallerin çalışma yapısına baktığımızda ise enerjinin şekil değiştirmesi kademeli olarak yapılmaktadır. Termik santrallerde yakılan yakıttaki kimyasal enerji kazanda termik enerjiye, termik enerji türbinde mekanik enerjiye ve mekanik enerjide generatörde elektrik enerjisine dönüşmektedir. Bu kadar çok enerji çevrimi olduğundan kapasite kullanma oranları ve verimleri gelişmiş ülkelerdeki termik santrallerin kapasite kullanım oranlarından ve verimlerinden %25 – 30 daha az olup termik santrallerde meydana gelen kayıpların en büyük sebebini oluşturmaktadır. Buna santralin yer seçiminden kaynaklı olarak çevresel etkileri, yakıt sevkıyatındaki düzensizlikler, yatırım aşamasında baca gazı arıtma ve kül tutma ünitelerinin gerektiği gibi yapılmamış olması ve teknolojilerinin eski olması gibi nedenler de eklenince kayıplar muazzam boyutlara ulaşmaktadır.[9,10]

Bu kayıpların içine yakıt sevkiyatındaki olumsuzluklar yüzünden üretime girmeden kaybolan enerjide dahil edildiğinde santralde yararlı enerji kaybının arttığını görürüz. Meydana gelen bu kayıp enerji yakıt alma tesislerindeki düzensizlik ve kazanda yanmayan yakıttan dolayı oluştuğu için kayıpların santrallerin yakıt durumlarına bağlı olarak değiştiğini de belirtebiliriz. [11]

Termik santrallerde yakılan yakıtlardan elde edilen enerjinin sadece bir bölümü faydalı enerjiye dönüştürülebilir. Büyük bir bölümü ise Şekil II.1’de görüldüğü gibi enerjinin dönüşümü sırasındaki kayıplara karşı gelmektedir.



**Şekil II.1. Termik Santrallerde Meydana Gelen Kayıplar**

Enerji çevriminde kimyasal enerjinin uğradığı ilk değişiklik kazanda olur. Bir saatte kazana verilmesi gereken  $Q_k$  ısı miktarı için, alt ısı değeri  $H_U$  olan yakıttan saatte  $B$  tona ihtiyaç vardır. Böylece;

$$Q_k = B \times H_U \quad (II.1)$$

bulunur. Kazanda ısıma, baca gazları ile atılan ısı ve benzeri gibi kayıplardan dolayı kazan verimi  $\eta_k$  ile dikkate alınır, kazana birim zamanda verilen  $Q_k$  toplam ısısının  $Q_k \times \eta_k$  kadarından kazanda faydalanılır. Bu faydalı ısı kazandan bir saatte geçen  $D$  miktar besleme suyunu buharlaştırmada ve kızdırmada kullanılır. Kazanda bir entalpi düşümü oluşur ve ancak bir kısmından türbinde faydalanılabilir. Geri kalan entalpi düşümü kondensede meydana gelir. Türbindeki sürtünmeler mekanik kayıpları meydana getireceğinden, türbin çıkış kaplinindeki  $P_{kabin}$  gücü,  $D$  miktarındaki buharın akışı esnasında oluşan entalpi düşümünün karşılığı olan teorik güçten daha azdır. Bu sebeple türbin çıkış kaplininden temin edilen gücün, ideal koşullarda alınması gereken teorik güce olan oranı mekanik verimi vermektedir.

Türbin ile generatör arasında bulunan kaplindeki  $P_{kabin}$  gücü generatörde  $P$  elektrik gücüne dönüşürken de kayıplar meydana gelir. Bu kayıplarda elektriksel verimde göz önüne alınır. [12]

Bu durumda termik santrallerde bütün kayıplar göz önüne alındığında toplam verim;

$$\eta = \eta_k \times \eta_{is} \times \eta_{iç} \times \eta_m \times \eta_{elk} = \frac{P}{B \times H_u} \quad (II.2)$$

ifadesiyle elde edilebilir. Bu ifadede  $\eta_k$  kazan verimi olup 0,70–0,93,  $\eta_{is}$  ısı verimi 0,20–0,52,  $\eta_{iç}$  iç verimi 0,70–0,87,  $\eta_m$  mekanik verimi 0,95–0,99,  $\eta_{elk}$  elektriksel verimi 0,92–0,99 değerleri arasındadır.  $\eta$  toplam verimi ise 0,08–0,40 arasında değişmektedir. Termik santrallerin toplam verimi için  $\eta = 0.30$  iyi bir değerdir. Yakıt olarak fuel–oil kullanan santrallerin dışında en yüksek kazan verimleri pulverize kömür ocaklı kazanlardan sağlanır.

Yukarıdaki denklemlerden de anlaşılacağı üzere termik santrallerinde meydana gelen kayıplar genel olarak;

- Santralin iç tüketiminde meydana gelen kayıplar
- Enerji dönüşümü sırasında meydana gelen ısı, kaçak ve konstrüksiyon kayıpları

olarak ayırmak mümkündür. Isıl kayıplar daha çok yanma ve kazanla alakalı kayıpları, konstrüksiyon ve kaçak kayıplar ise daha çok türbinde meydana gelen kayıpları oluşturmaktadır. Santralin elektriki donanımında da kayıp enerji meydana gelir. Bu kayıp ait olduğu santral üretiminin %2 si mertebesindedir. Bu kayıplara ayrıca yanmayan yakıttan dolayı meydana gelen kayıplar, zorunlu devre dışı olması sonucunda meydana gelen kayıplar, santral donanımındaki arızalar sonucu meydana gelen kayıplarda eklenince muazzam bir enerji kaybı ortaya çıkmaktadır. Şimdi bu kayıpları tek tek ele alalım.

### II.2.1.1. İç Kayıplar veya İç Tüketim

Santralin üretim yapabilmesi ve çevre koruma parametrelerini sağlayabilmesi için gerekli olan tesislerin ihtiyacından kaynaklanan enerji tüketimi santral iç tüketimi olarak bilinmektedir. İç tüketime esas olarak santralin, kül–kömür sistemi,

su soğutma ve besleme sistemi, teçhizat kayıpları, elektro filtreler, baca gazı arıtma tesisleri, atık su arıtma tesislerinde kullanılan ve elektrikle çalışan makinelerin kullandıkları enerjidir. Santral yapısı çok karmaşık ve komplike bir yapıya sahip olduğundan buralarda kayıpları hesaplamak pek mümkün olamamaktadır. Ancak santralin iç tüketimine haiz olan kayıpların büyük bir kısmının baca gazı arıtma, kül tesisleri ve iç dahili transformatörlerinde meydana geldiğini söylemek mümkündür. Çünkü iç tüketimde en büyük paya bu iki sistem sahiptir. Dahili iç transformatöründe ise gücünden dolayı kayıplar oluşmaktadır. Genel olarak santralin iç tüketim kayıpları ayrı ayrı hesaplanmayıp, santralin çalışmasını devam ettirebilmesi için kullandığı enerji kayıp enerji sayılmaktadır.

Türkiye’de elektrik enerjisi hidrolik ve termik olmak üzere başlıca iki tür elektrik santralinden elde edildiğine ve bu santrallerin iç tüketimleri de farklı olduğuna göre, ülke genelinde iç tüketim oranı hidrolik ve termik santrallerin dağılımına bağlı olmaktadır. Hidrolik santrallerin ağırlıklı olduğu dönemlerde azalan iç tüketim oranı, termik santrallerin ağırlıklı olduğu dönemlerde artmaktadır.

$P_H$  : Hidrolik santrallerde üretilen elektrik enerjisi yüzdesi

$P_T$  : Termik santrallerde üretilen elektrik enerjisi yüzdesi

$\&1$  : Hidrolik santrallerde iç tüketim oranı

$\&2$  : Termik santrallerde iç tüketim oranı

$\&$  : Genel olarak iç tüketim oranı

$K$  : Genel olarak elektrik enerjisi tüketimi

olmak üzere;  $P_H \times K$  hidrolik santrallerde elektrik enerjisi üretimini,  $P_T \times K$ ’da termik santrallerde üretilen elektrik enerjisini göstermek üzere hidrolik santrallerin iç tüketimi  $P_H \times \&1 \times K$  olur. Termik santrallerin iç tüketimi ise  $P_T \times \&2 \times K$  ‘dır.

Buradan toplam iç tüketim  $[P_H \times \&1 + P_T \times \&2] \times K$  olarak bulunur. İç tüketim oranı da,  $[P_H \times \&1 + P_T \times \&2]$  ifade edilir. Açıktır ki,  $P_H + P_T = 1$  eşitliği geçerlidir. Yapılan çalışmada ortalama iç tüketim oranları  $\&1 = \%2$  ,  $\&2 = \%9.5$  olarak bulunmuştur. Baca gazı arıtma tesisleri bu tüketim içerisinde en büyük paya sahip olup, ait olduğu santralin üretiminin yaklaşık  $\%5 - 6$ ’sı kadar enerji tüketmektedir. Bu bilgiler ışığında 2004 yılında yaklaşık 30.591,65 MWh enerji iletim sistemine aktarılmadan iç tüketim dolayısıyla harcanmıştır.[13,14]

## II.2.1.2. Isıl Kayıplar

Santrallerin yakıt sistemlerinde ve kazanda meydana gelen kayıplar ısı kayıplar olarak adlandırılmakta olup, bu kayıplar termik santrallerinde genel olarak toplam kaybın %15'ini oluşturmaktadır. Isıl kayıplar aşağıdaki nedenlerden dolayı meydana gelmektedir.[15]

### II.2.1.2.1. Cüruftaki Yanmamış Kömürden Meydana Gelen Kayıp

Ocak altına düşen kömürden ve ocağın aşırı yüklenmesinden dolayı ergiyik cüruf teşekkülünden doğan kayıpları kapsamaktadır. [15]

$$V_B = \frac{A \times \%U_a \times 7900}{B \times H_U} \quad (II.3)$$

bağıntısı ile hesaplanabilir. Burada;

$V_B$  : Cüruftaki yanmamış kömürden meydana gelen kayıp

A : Saatte yakılan kömürden artan cüruf, kül ( $Kg / saat$ )

$U_a$  : Toplam artık için yanmayan kömür yüzdesini (0.05 – 0.20 arasında)

$H_U$  : Yakıtın alt ısı değeri ( $Kcal / Kg$ )

B : Saatte yakılan yakıt miktarını gösterir ( $Kg / saat$ )

Eğer cüruf miktarı belirli değil ise  $V_B$ ' yi yakıtına kül yüzdesi üzerinden hesaplamak mümkündür. Uygun bir ocak ve uygun bir yakış için  $V_B = \%1 - 2$ , tozlu kömür yakılması halinde %5 dolaylarındadır. Sıvı ve gaz yakıtlarda kül ve cüruf söz konusu değildir.

$$V_B = \frac{A \times \%U_a \times 7900}{(100 - \%U_a) \times H_U} \quad (II.4)$$

### II.2.1.2.2. Uçan Kaktan ve Kurumdan Doğan Kayıp

Uçan kok yakıtın cinsine, hava üfleme basıncına, ocağa, yüküne, yanma odasındaki gaz hızına bağlıdır. Kurum teşekkülü, yüksek yanma odası ve gaz türbülasyonu yüksek yakma sıcaklığı ile azaltılabilir. İnce taneli kömürlerde %4 – 8, orta taneli kömürlerde %2 – 4 ve uzun alevli kömürlerde (linyit) %1 – 3 alınabilir.

Sıvı ve gaz yakıtlı kazanlarda uçan kok kaybı söz konusu olmayıp kurumdan (is) doğan kayıpta hemen hemen sıfırdır. [15]

### II.2.1.2.3. Külden Doğan Duyulur ve Gizli Isı Kaybı

Fazla küllü yakıt kullanılırsa veya kül ergiyik halde alınırsa bu durumda ortaya çıkan bir kayıptır.

$$V_K = \frac{A.(C_{kül} \times t_s + \rho)}{B \times H_U} \quad (II.5)$$

bağıntısıyla hesaplanabilir. [15]

$V_K$  : Külden doğan duyulur ve gizli ısı kaybı

$C_{kül}$  : Külün özgül ısısı (yaklaşıl olarak 0,2) ( $Kg / Kg^0C$ )

$t_s$  : Kül çıkış sıcaklığı ( $\sim 800^0C$ )

$\rho$  : Kül ergime gizli ısını gösterir [ $\sim 100 (Kcal / Kg)$ ]

### II.2.1.2.4. Yanmayan Gazlardan Doğan Kayıp

Duman gazlarındaki yanmamış  $CO$ ,  $H_2$ ,  $CH_4$  ve  $C_mH_n$  den doğan kayıplardır. Genellikle yalnız  $CO$  miktarı saptanarak aşağıdaki gibi hesaplanır. [15]

$$V_C = \frac{V_{gkr} \times (100 - V_B) \times CO \times 3050}{H_U \times 100} \quad (II.6)$$

Burada;

$V_C$  : Yanmayan gazlardan doğan kayıp

$V_{gkr}$  : Özgül kurum duman gazları ( $Nm^3 / Kg_{yakıt}$ )

$CO$  : Duman gazlarındaki karbon monoksitin hacimsel yüzdesi

Büyük yanma odası, hava ve iyi bir gaz türbülasyonu sağlanarak bu kayıp azaltılabilir.  $0.001 < CO < 0.01$  dolaylarında olup kazan büyüdükçe değerleri azalır.

### II.2.1.2.5. Radyasyon Kaybı

Kazan tesisatının büyüklüğüne ve izolasyon kalitesine bağlı olarak değişir. Büyük tesislerde %1 – 5, küçük tesislerde %12 dolayındadır. [15]

### II.2.1.2.6. Baca Kayıpları

Baca gazı miktarlarıyla, sıcaklığına ve yakıtın içindeki su miktarına bağlı olarak ortaya çıkan bir kayıptır. Çekişin düşmemesi ve korozyon tehlikesi doğmaması için baca gazları belirli bir sıcaklık değerinde dışarı atılır. Tabii çekişte  $170-180^{\circ}C$ , cebri çekişte ise  $140^{\circ}C$  ' ye kadar düşürülebilirse de ısıtma yüzeyi büyüyeceğinden gaz sıcaklığı ile gazın en son terk ettiği ısıtma yüzeyi arasında  $100-150^{\circ}C$  ' lik bir fark muhafaza edilmektedir.

Bu nedenle duman gazlarının çıkış sıcaklığında sahip oldukları ısıdan dolayı bir kayıp meydana gelecektir. Baca gazlarının hissedilir ısılarına tekabül eden bu kayıp değeri aşağıdaki formül ile bulunur.[10]

$$V_{SCH} = \frac{V_{gkr} \cdot C_{pm} \cdot (t_d - t_h)}{H_U} \quad (II.7)$$

$V_{SCH}$  : Baca kayıpları

$C_{pm}$  : Duman gazlarının ortalama özgül ısısı ( $Kcal / Nm^3 C$ )

$t_d$  : Kazan çıkışındaki duman gazlarının sıcaklığı ( $^{\circ}C$ )

$t_h$  : Dış hava sıcaklığı ( $^{\circ}C$ )

### II.2.1.2.7. Blöf Kaybı

Kazan dibinde biriken tortuların ve yoğunluğu artan suyun atılması amacıyla yapılan kazan blöfünden doğan kayıplar olup aşağıdaki gibi hesaplanır.[10]

$$V_A = \frac{Z_{su} \times I_w}{B \times H_U} \quad (II.7)$$

$V_A$  : Blöf kaybı

$Z_{su}$  : Blöf sırasında atılan su miktarı ( $Kg / saat$ )

$I_w$  : Blöf sırasında atılan suyun ısı tutumu ( $Kcal / Kg$ )

### II.2.1.2.8. Aralıklı Çalışma Kaybı

Aralıklı çalışmadan dolayı kazanın soğutulması ve tekrar ısıtılması nedeniyle meydana gelir. Sürekli çalışan kazanlarda söz konusu olmamaktadır. Ampirik olarak aşağıdaki formülle hesaplanabilir. [10]

$$V_f = \frac{24 - T_{kazan}}{T_{kazan}} \times V_{ST} \quad (II.8)$$

$V_f$  : Aralıklı çalışma kaybı

$T_{kazan}$  : Kazanın günlük çalışma süresi (*saat*)

$V_{ST}$  : Radyasyon kaybı

Kazanın çalışmadığı sürede baca kapatılırsa kayıp %50 azalır.

Yukarıda bulunan kazanın ısı kayıplarına, besleme suyu pompası, vantilatör, yakıt yükleme tertibatı, kurum üfleyici, sirkülasyon pompası v.s yardımcı cihazların yuttuğu güce tekabül eden ısı kaybı da eklenirse kazanın yardımcıları ile birlikte toplam kaybı bulunur. Tablo II.1 'de kazanda ısı kayba göre verimi gösteren pratikte elde edilen ortalama değerler görülmektedir. Buna göre büyük kapasiteli kazanlarda yakıtın cinsine göre verim artmakta, küçük kapasiteli kazanlarda ise verim düşük çıkmaktadır.[8]

Tablo II. 1. Kazan Isıl Verimi İçin Pratikte Elde Edilen Ortalama Değerler

Kazan Türü	Yakıt Yükleme Türleri	Kazan Verimi (%)
Küçük Kapasiteli Kazanlar (Duman, Alev Duman Borulu)	Elle Yükleme	45 – 70
	Mekanik Yükleme	65 – 75
	Sıvı Yakıtlı	70 – 80
Büyük Kapasiteli Kazanlar (Su Borulu)	Mekanik Yükleme	80 – 85
	Toz Kömür Ocaklı	80 – 88
	Sıvı Yakıtlı	82 – 94
	Gaz Yakıtlı	82 – 94

### II.2.1.3. Türbinde Meydana Gelen Kayıplar

Türbinler buhardaki kinetik enerjinin mekanik enerjiye çevrildiği kısımlar olup bu elemanlarda meydana gelen kayıplar termik santrallerde meydana gelen

toplam kayıpların %50'sini oluşturmaktadır. Bu kayıpların büyük bir kısmını, sürtünme, çarpma, yön değiştirme ve girdap gibi akış kayıpları oluşturur. Ayrıca ışınlım ve soğuma kayıpları ile mekanik kayıplarda vardır. Genel olarak türbin kayıpları iç ve dış olmak üzere ikiye ayrılırlar. İç kayıplar türbinin içinde meydana gelen kayıplardır. Bu grup kayıplar, lüle, kanat ve çıkış kayıplarından, tekerlek sürtünme ve rüzgarlama kayıplarından ve aralıklardan buhar kaçma kayıplarından oluşur. Bu kayıpların müşterek hususiyeti hepsinin ısıya çevrilmesi ve buharın ısı tutumunun yükselmesine sebebiyet vermesidir.

Dış kayıpları ise buharın durumuna tesir etmeyen kayıplardır. Bu grupta yatak sürtünme, salmastralarda dışarı buhar kaçma, ışınlım ve soğuma kayıpları dahil edilebilir.[13,16,17]

### II.2.1.3.1.İç Kayıplar

#### II.2.1.3.1.1.Meme (Lüle) Kayıpları

Buhar, sevk tertibatı içinden geçerken cidarlara sürtünür. Bu sürtünme sonucunda hız enerjisinin bir kısmı kaybolur. Buna meme kayıpları denir.[16]

$$h_d = A_{p0} \times L_d = \frac{A_{p0}}{2g} \times c_0^2 (1 - \varphi^2) \quad (Kcal / Kg) \quad (II.9)$$

$h_d$  : Lüle Kaybı

$A_{p0}$  :  $P_0$  izobarının kestiği nokta (ısıl diyagramı)

$C_0$  : Bu noktadaki hızı ( $m / s$ )

$\varphi$  : 0,93 ile 0,97 arasında bir sayı

$g$  : Yer çekimi sabiti

#### II.2.1.3.1.2.Kanat Kaybı

Buharın kanatlar içinden geçerken cidarlara sürtünmesi ve yön değiştirmesi neticesinde meydana gelen çarpma ve girdaplardan oluşur.[17]

$$h_s = A_{p0} \times L_s = \frac{A_{p0}}{2g} (w_1^2 - w_2^2) \quad (Kcal / Kg) \quad (II.10)$$

$h_s$  : Kanat Kaybı,

$w_1$  : Türbin kanatlarındaki bağıl hız ( $m/s$ )

$w_2$  : Kanat kaybı katsayısından sonra elde edilen bağıl hız ( $m/s$ )

### II.2.1.3.1.3.Çıkış Kayıpları

Çıkış kayıpları buharın kanattan çıkarken hızı ile alakalı olan kayıplardır.[17]

$$h_a = \frac{A_{p0}}{2g} \times c_2^2 \quad (Kcal / Kg) \quad (II.11)$$

$h_a$  : Çıkış Kaybı

$c_2$  : Buharın kanattan çıkış hızı ( $m/s$ )

### II.2.1.3.1.4.Tekerlek, Sürtünme ve Rüzgarlama Kayıpları

Tekerlek veya tambur yüzeylerinin buhara sürtmesi tekerlek sürtme kayıplarını, kısmi üfürme hallerinde buhar girişi önünde bulunmayan kanatların vantilatör tesiri yapması da rüzgarlama kayıplarını verir. Bu kayıplar aksiyon türbinlerinde olup reaksiyon türbinlerinde yoktur. Toplam kayıplar ise Stolada denkleminle aşağıdaki gibi ifade edilebilir.[16,17]

$$N_{rv} = N_r + N_v = \lambda_k \left[ 1,46 \times D_{kanat}^2 + 0,83(1 - \varepsilon) \times D_{kanat} \times 1^{1,5} \right] \times \frac{u^3}{10^6} \times \gamma \quad (II.12)$$

$D_{kanat}$  : Kanat boyu

$\lambda_k$  Sabit olup kızgın buhar için 1.2

doymuş ve ıslak buhar için 1.3

$\varepsilon$  : Buhar üfleme oranı

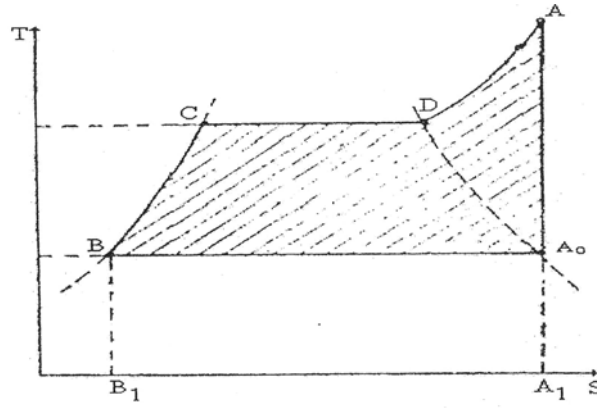
$$B_{sa} = 0.83 \times D_{kanat} \times 1^{1.5} \times u^3 \times 10^{-6} \quad (II.13)$$

$B_{sa}$  : Sabit olup tablolardan elde edilir.



Bu kayıplara ayrıca türbin gücüne göre %1–12 arasında değişen mekanik kayıplarda eklenmelidir. Tüm bu kayıplardan hareketle bir türbinin verimleri şu şekilde tarif edilir. Buharın içindeki işe çevrilebilir enerjinin bu buharı meydana getirmek için kullanılan ısı miktarına olan oranına teorik termik verim  $\eta_{th}$  ismi verilir. Bu verim kazanda, buhara verilmiş olan ısıdan ne miktarda türbinde teorik işe çevrileceğini gösterir.

Şekil II.2’ de termik santral diyagramında tetkik edecek türbinde teorik işe çevrilmiş olan ısı  $AA_0BCD$  alanıdır. Halbuki buhara verilmiş olan toplam ısı  $AA_1B_1BCD$ ’ dir. [10]



Şekil II. 2. Termik Santral Diyagramında Türbin Çevrimi

O halde;

$$\eta = \frac{AA_0BCD}{AA_1B_1BCD} \quad (II.18)$$

veya

$$\eta = \frac{632 \times N_0}{G_b \times (h_z - h_q)} \quad (II.19)$$

olarak hesaplanabilir. Bu ifadelerde  $h_z$  kazandan çıkan buharın entalpisi,  $h_q$  kazana giren suyun sıvı ısısıdır,  $G_b$  ise  $Kg/h$  olarak buhar tüketimidir.

Türbinde ayrıca efektif termik verim, iç termik verim ve mekanik verim de mevcuttur. İç termik verim, türbin iç gücünün, teorik güce olan oranına denir. Büyük türbinlerde bu verim çevre veriminden pek az farklıdır, genellikle 0,80 ile 0,87 arasında değişir. [10,17] Mekanik verim ise türbin milinden ölçülen efektif gücün iç güce olan oranına denir. Büyük güçlü ve hızlı gönen türbinlerde bu verim çok iyidir. Genellikle %90 ile %99 arasında değişir. Efektif verim de türbin milinde oluşan

efektif gücün teorik güce oranı olarak tanımlanır. Toplam verim tüm bulunan verim değerlerinin çarpımına eşittir. [10] Çeşitli buhar türbinlerine ait toplam veya ekonomik verim değerleri Tablo 2.2’de verilmiştir. Tablodan görüleceği üzere verimleri genellikle çok düşük mertebelere sahiptir ve termik santrallerde kayıpların yüksek olmasında türbinlerin rolü büyüktür.

**Tablo II. 2 Buhar Türbinlerine Ait Ekonomik Verim**

TÜRBİN TÜRLERİ	VERİM DEĞERLERİ (%)
Küçük Güçlü Yardımcı Türbinler	8 – 17.5
Orta Güçlü Buhar Türbini	29 – 32
Ara Kızdırmalı Buhar Türbini	32 – 35
Süper Santral Türbini	38 – 41

## II.2.2.Hidrolik Santraller ve Meydana Gelen Kayıplar

Hidroelektrik santraller, belirli yerde biriktirilen yada kendiliğinden birikmiş olan suların hidrolik akım enerjisini elektrik enerjisine dönüştüren santrallerdir. Ülkemizde elde edilen elektrik enerjisinin yaklaşık %30’ luk gibi büyük bir kısmı hidroelektrik santrallerinde üretilmekte olup bu santraller tarafından sağlanan güç su debisiyle, su düşümünün yüksekliğiyle veya seviye farkıyla orantılıdır.

Hidroelektrik santrallerinde suyun potansiyel enerjisi, kinetik enerjiye, kinetik enerji mekanik enerjiye ve türbin miline bağlı olarak dönen generatör de rotoru ve statoru yardımı ile mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürür. Üretimleri tamamen doğal koşullara bağlı olmakla beraber, hidrolik santrallerin verimleri kimyasal enerji dönüşümü olmadığı için %70–90 gibi çok yüksek mertebelerde olup zaman içerisinde azalmaz, yakıt masrafları yoktur, enerjinin maliyeti oldukça azdır, yük değişimlerine çabuk uyabilir, bakım ücretleri az olup basit yapılı ve sağlamdır, yedekte kalsa bile kayıplar oldukça azdır. Bütün bu üstünlüklerin yanında hidrolik santrallerden büyük arazilerin sulanması, sel baskınlarının önlenmesi, balıkçılık, taşımacılık v.b. gibi değişik amaçlar için de faydalanılır. [9,18]

Hidroelektrik santrallerinde barajdaki güç potansiyeli, generatörün ve türbin verimlerinin de dikkate alınmasıyla, düşen suyun miktarı  $Q$  ve düşü yüksekliği  $h_{düşü}$  olmak üzere ;

$$P_H = 9.8 \times O \times h_{düşü} \times \eta_{htür} \times \eta_{gen} \quad (KW) \quad (II.20)$$

şeklindedir.

Denklemden de görüleceği üzere az enerji çevrimi olduğundan (mevsimsel etkilerden bağımsız) meydana gelen kayıplar suyun debisine ve düşü yüksekliğine, türbin ve generatör verimlerine bağlı olarak değişmektedir. Santralin kurulduğu alanın yüksekliği de kayıplara etkilemektedir. Ayrıca bu santrallerin kayıpları tamamen yapım aşamasında kullanılan malzemelerin teknik yapılarından da kaynaklanmaktadır.[19] Ancak şu da göz ardı edilmemelidir ki hidrolik tesislerde elektrik üretimi mevsimsel koşullara bağlı olmasından dolayı değişiklik göstermekte bu da üretilmeyen enerji kayıpları yaratarak işin başka boyutunu oluşturmaktadır.

Tüm bunlar birlikte değerlendirildiğinde hidrolik tesislerde meydana gelen kayıplar genel olarak;

- Su alma tesislerinde meydana gelen kayıplar
- Hidrolik türbinlerde meydana gelen kayıplar
- Elektriki donanımında meydana gelen kayıplar

diye üç ana başlık altında toplanabilir.[19] Bunların dışında termik santrallerde olduğu gibi iç ihtiyaçtan doğan kayıplar , arıza sebebiyle zorunlu devre dışı kalmalar neticesinde meydana gelen kayıplar ve mevsimsel etkenlerden dolayı meydana gelen kayıplar da mevcuttur.

### **II.2.2.1.Hidrolik Türbinlerde Meydana Gelen Kayıplar**

Hidrolik türbinler, suyun sahip olduğu potansiyel enerjiyi mekanik enerjiye çeviren elemanlar olup belirli işletme sahalarında ve belirli işletme şartlarında verimleri büyüklüğüne göre %80–92 arasında değişmektedir. Hidrolik türbinlerin mümkün olabilen en yüksek verimle çalışmaları enerji kayıplarının mümkün olabildiğince küçük tutulması ile alakalıdır. Ancak hidrolik türbinde gerek iç kayıplar gerekse dış kayıplar nedeniyle, ayrıca türbinin gerek aşırı yüklerde ve gerekse düşük yüklerde çalıştırılmaları nedeniyle büyük enerji kayıpları meydana gelmektedir. Bu kayıpların büyüklüğüne, türbinin büyüklüğü ve tipi ile proje, konstrüksiyon, imalat ve yapılan işletmenin iyilik derecesi veya hatalı oluşu da büyük ölçüde tesir etmektedir.

Bu bağlamda hidrolik türbinlerde meydana gelen kayıpları genel olarak;

1. İç kayıplar
2. Dış kayıplar

olmak üzere iki kısma ayırabiliriz.[19]

### **II.2.2.1.1.İç Kayıplar**

İç kayıplar suyun temas ettiği yüzeylere sürtünmesi, boru dirseklerinde ve türbin içlerinde yön değiştirmesi, akış kesitlerindeki değişimler ve çıkış kayıpları nedeniyle meydana gelmektedir. .[19]

#### **II.2.2.1.1.1.Su Debisi Kayıpları**

Su debisi kayıpları Francis ve Kaplan tipi hidrolik türbinlerde rotor dönme boşluklarından kaçan kaçak sular nedeniyle meydana gelir. Türbin ayar kanatları arasından gelen su debisi  $O_T$  ve rotorun çevresindeki dönme boşluklarından kaçan su debisi  $O_Q$  olduğuna göre türbin rotorunun kanatları arasına giren tahrik suyunun debisi ise;

$$O_i = O_T - O_Q = (1 - O_Q / O_T) \quad (2.21)$$

kadardır.

Türbin rotoru dönme boşluklarından kaçan su debisi nedeniyle türbin gücünde bir azalma meydana gelir. Bu kaçak debi kayıpları %1 ile %4 arasında projenin durumuna göre değişiklik gösterir.[19]

#### **II.2.2.1.1.2.Hidrolik Akım Kayıpları**

Türbin ayar kanatlarının yerleştirildiği ayar kanatları çemberi kanalı, türbin rotoru kanatlarının aralıkları ve türbin emme borusu hidrolik akım kayıplarının incelenmesi bakımından düz bir boru donanımı ile mukayese edilebilir.Buna göre bir türbinden geçen su debisi  $O = 0$  ile  $O = O_{Max}$  arasında değişir. Su akımının, ayar kanatları çemberi aralıkları ile ayar kanatlarında hızı artar, türbin kanatlarında hızı daha da artar ve yönü değişir. Emme borusunda ise hızı yavaşlar ve yönü değişir. İşte bu yön değiştirme ile hızda meydana gelen değişiklikler nedeniyle hidrolik akım

dirençlerini yenmesi gerekmektedir.[19] Aksi durumda türbinde kayıplar meydana gelir ve bu kayıplar; sürtünme kayıpları  $h_{vr}$  , dirsek kayıpları  $h_{vk}$  , yön değiştirme ve vuruntu kayıpları  $h_{st}$  ile kötü enerji kayıpları  $h_{vu}$  olarak tarif edilirler. Bu kayıpları matematiksel olarak hesaplamak pek mümkün değildir. Diğer bir kayıp ise suyun hidrolik türbine sabit bir açı ile girememesinden kaynaklanmakta olup bu tür kayıplar düşük ve aşırı yüklerde değişkenlik gösterirler ve yalnız Francis türbinlerinde meydana gelirler.

### II.2.2.1.1.3.Çıkış Kayıpları

Çıkış kayıpları, artık bir daha kullanılmayacak olan ve su akımı ile türbin rotorunu terk eden  $C_2^2/2g$  akım enerjisi olarak ifade edilir. Bu kayıplar emme borusu bulunmayan Pelton türbinlerinde tamamen kaybolmakta olup, Francis ve Kaplan türbinlerinde birazı geri kazanılmaktadır. Çıkış kaybı  $h_{va}$  aşağıdaki denklemlerle ifade edilir. [18,19]

$$h_{va} = \frac{Ca^2}{2g} = \frac{C_2^2}{2g} - \eta_s \times \frac{C_2^2}{2g} \quad (II.22)$$

$\eta_s$  : Türbin emme borusunun verimi

$C_a$  : Emme borusu çıkışındaki hız

$C_2$  : Su akımının türbin rotorunu terk ettiği andaki hızı

### II.2.2.1.2.Dış Kayıplar

Türbin rotorunun alt ve üst gövdesindeki dönme boşluklarından kaçan kaçak suların içinde dönmesiyle meydana gelen sürtünme kayıpları ile türbin kılavuz yataklarında ve türbin salmastralarında meydana gelen sürtünmelerin sebep olduğu kayıplar olarak adlandırılır. Dış kayıplar türbin rotorunun su ile sürtünmesinden ileri gelen miktarı ile, türbin rotorunun devir sayısının 3. kuvveti ve türbin rotoru giriş çapının 5. kuvvetiyle orantılı olarak aşağıdaki denklemlerle hesaplanır.[19]

$$L_R = k \times n_{den}^3 \times D_{1gir}^5 \quad (II.23)$$

Burada;

$L_R$  Türbin rotorunun su içinde su ile sürtünmesi sonucunda meydana gelen kayıp

$k_{den}$	Deneyle tespit edilen katsayı
$n_{dev}$	Türbin rotorunun devir sayısı
$D_{1gir}$	Türbin rotorunun giriş çapı

### II.2.2.2. Su Giriş Izgaralarında Meydana Gelen Kayıplar

Su giriş tesislerinde meydana gelen kayıplar ızgara demirlerinin kesitlerinin cinslerine, demir kalınlıkları veya aralıklarının dar, geniş olmasına göre artar veya azalır. Su girişinde ızgara kayıpları;

$$\Delta Hr = \varphi_{kay} \times \left(\frac{t_{izg}}{b_{izg}}\right)^{1.33} \times \left(\frac{V_{izg}^2}{2g}\right) \sin \alpha_{izg} \quad (m) \quad (II.24)$$

olarak hesaplanır.[19]

$\varphi_{kay}$  : Izgara demirleri kesitinin cinsine göre değişen kayıp katsayısı

$t_{izg}$  : Izgara demiri et kalınlığı (m)

$b_{izg}$  : Izgara demirlerinin aralıkları (m)

$v_{izg}$  : Izgara önündeki su hızı (m/s)

$\alpha_{izg}$  : Izgaranın yatay ile yaptığı açı (70 – 75°)

### II.2.2.3. Tünellerde Su Hızları ve Meydana Gelen Kayıplar

Hidrolik tesislerde bir tünelden geçen suyun hızı arttıkça tünel çapı küçülür ve maliyeti düşer. Ancak tünelden geçen suyun hızı arttıkça bunu takiben sürtünme ve hidrolik kayıplarda artar ,enerji üretimi azalır. Bu nedenle hidrolik tesis yapım aşamasında iken ekonomik çap analizi yapmak gerekir. Yapılan hesaplamalar göstermektedir ki hidroelektrik tesisler için en uygun kesit dairesel kesittir. Dairesel kesitli bir tünelde hidrolik sürtünmelerden dolayı meydana gelen kayıplar aşağıdaki ampirik formülle hesaplanabilir.[18,19]

$$\Delta H_t = \frac{L \times v_{tünel}^2}{K_{hu}^2 \times R_{tünel}^{\frac{4}{3}}} \quad (m) \quad (II.25)$$

$\Delta H_t$  : Tüneldeki hidrolik sürtünme kaybı (m)

$v_{tünel}$  : Tünelden geçen suyun hızı

$R_{tünel}$  : Tünelin hidrolik yarıçapı

$K_{hu}$  : Hız katsayısı ( $1/n_{püz}$ )

$n_{püz}$  : Tünel pürüzlülük katsayısı olup (0.014) ile (0.016) arasında alınabilir.

#### II.2.2.4.Cebri Boru ve Branşmanlarında Meydana Gelen Kayıplar

Hidroelektrik santral tesisinin cinsine ve topoğrafya durumuna göre baraj gölü ile türbinler arasındaki basınçlı borulara veya yükleme odası ile türbinler arasındaki basınçlı borulara cebri borular denir. Bir cebri borudan birden fazla türbine su nakleden ve cebri borudan ayrılmış kollara da cebri boru branşmanları adı verilir. Gerek cebri borular gerekse cebri boru branşmanları çelik saç levhalardan imal edilirler ve meydana gelen kayıp hesaplamaları ise aşağıdaki gibi yapılabilir.

Mannings'e göre düz cebri borularda meydana gelen kayıplar[19];

$$\Delta Hf = \frac{(n_{cebri} \times v_{cebri})^2 \times L_{cebri}}{R_{cebçap}^{\frac{4}{3}}} \quad (m) \quad (II.26)$$

$$R_{cebçap} = \frac{A_{cebri}}{\varepsilon_0} = \frac{D_{cebri}}{4} \quad (II.27)$$

Burada:

$\Delta Hf$  : Düz cebri boruda meydana gelen kayıplar ( $m$ )

$n_{cebri}$  : cebri borunun pürüzlülük katsayısı (0.012)

$v_{cebri}$  : cebri borudan geçen suyun hızı ( $m/s$ )

$A_{cebri}$  : Cebri borunun kesit alanı ( $m$ )

$L_{cebri}$  : Cebri borunun düz kısmının boyu ( $m$ )

$D_{cebri}$  : Cebri boru iç çapı ( $m$ )

$\varepsilon_0$  : Cebri boru iç çapının çevresi ( $m$ )

Darcy ve Weisbach'a göre ise[19];

$$\Delta Hf = \lambda_{ka} \times \frac{L_{cebri}}{D_{cebri}} \times \frac{v_{cebri}^2}{2g} \quad (m) \quad (II.28)$$

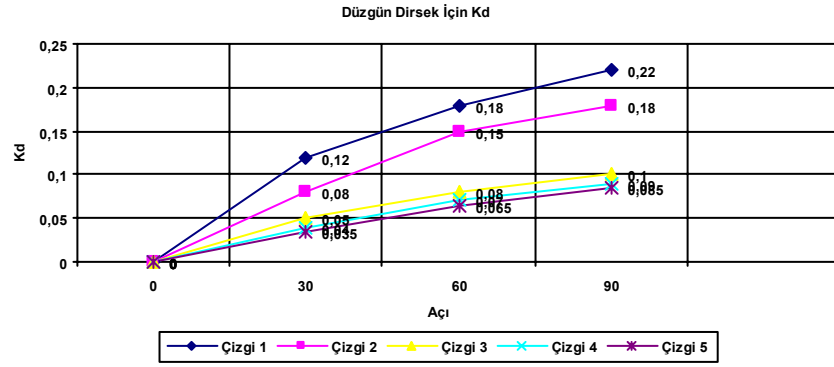
$$\lambda_{ka} = 0.01 \left( \frac{K_o}{D_{cebri}} \right)^{\frac{\pi}{10}} \quad (II.29)$$

Burada:

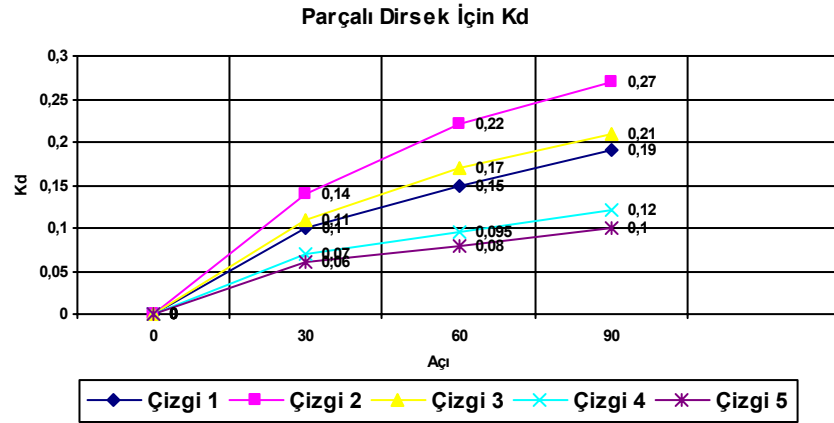
$K_o$  : 5 (Kaynaklı çelik borular için)

olarak hesaplanabilir.

Ayrıca cebri boruların dirsek kısımlarında, kesit değişim yerlerinde ve branşman kısımlarında da kayıplar meydana gelir.[19] Cebri boruların dirseklerinde meydana gelen hidrolik düşü kayıpları  $K_d$  Şekil II.3 ve Şekil II.4'de gösterilmek üzere;



Şekil II.3. Düzgün Dirsek İçin  $K_d$  Katsayısı

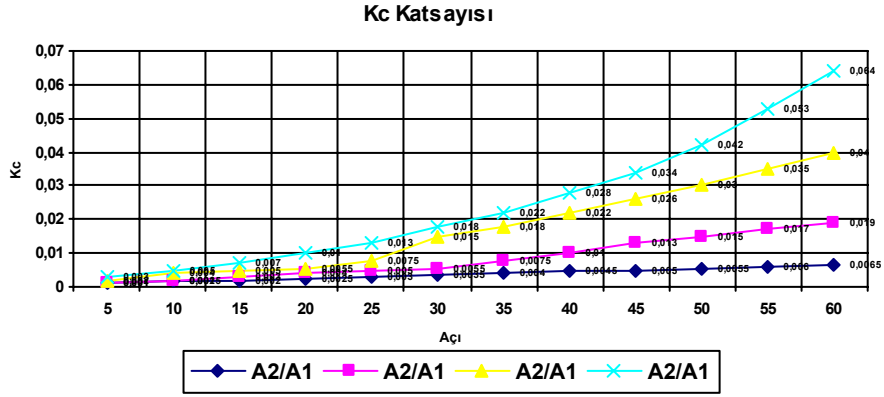


Şekil II. 4. Parçalı Dirsek İçin  $K_d$  katsayısı

$$\Delta Hd = K_{dir} \times \frac{v^2}{2g} \quad (II.30)$$

olarak hesaplanır.

Daralan kesit değişim yerlerindeki hidrolik düşü kayıpları Şekil II.5'den  $K_c$  katsayısı bulunarak;



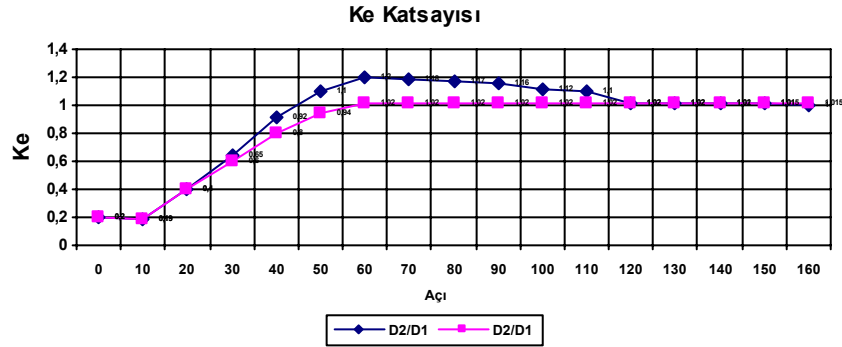
Şekil II. 5. Kc Katsayısı Grafiği

$$\Delta Hc = Kc \times \frac{v_2^2}{2g} \quad (II.31)$$

formülüyle hesaplanabilir.

Eğer kesit genişleyen tip ise Şekil II.6'dan görüldüğü üzere kayıp katsayısı  $K_e$  0 ile 1.20 arasında değişmekte olup aşağıdaki denklemle kolayca meydana gelen kayıp hesaplanabilir.[19]

$$\Delta Hc = Ke \times \frac{v_1^2 - v_2^2}{2g} \quad (II.32)$$

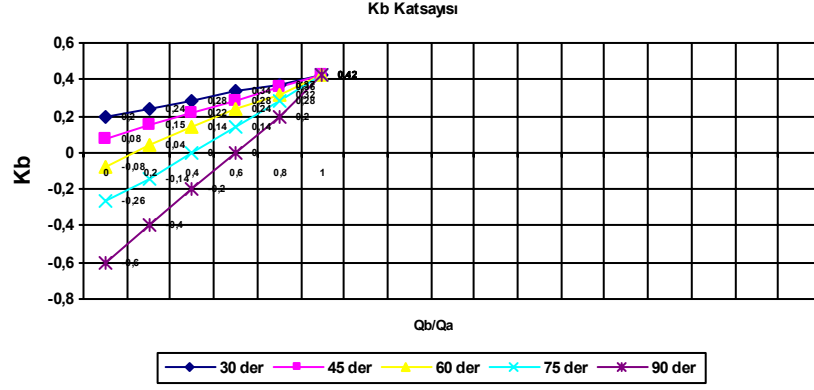


Şekil II. 6. Ke Katsayısı ( $D_2 / D_1 = 2.5 - 3$ )

Branşmandan ileri gelen ana borudaki hidrolik düşü kayıpları Şekil II.7'de verilen  $K_b$  katsayısına bağlı olarak;

$$\Delta Hb = Kb \times \frac{v^2}{2g} \quad (II.33)$$

hesaplanır[19].



Şekil II. 7. Kb Katsayısı

Branşman ayırım borularında meydana gelen hidrolik düşü kayıpları Şekil II.8’de gösterilen  $K1$  ve  $K2$  katsayılar olmak üzere aşağıdaki gibi hesaplanabilir.

$$\Delta Hb = \left[ K1 + K2 \times \left( \frac{Oa}{Ob} \right)^2 \times \left( \frac{Ab}{Aa} \right)^2 \right] \times h_{vb} \quad (II.34)$$

Burada:

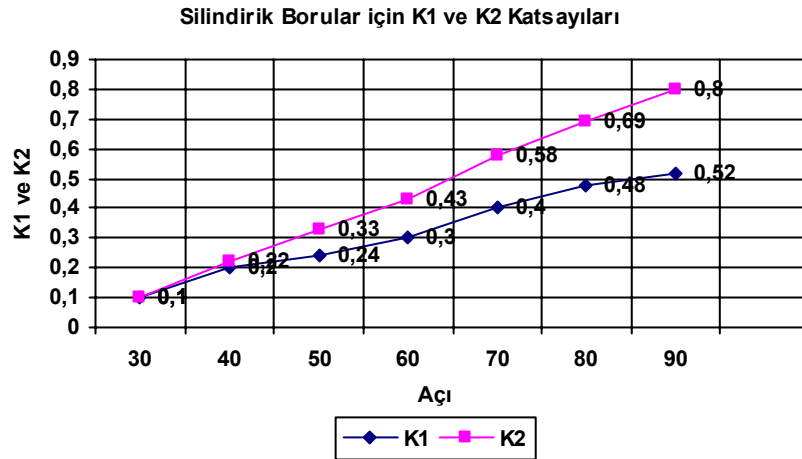
$h_{vb}$  : Branşman borudaki su hızı seviyesi

$O_a$  : Ana cebri borudaki su debisi

$O_b$  : Branşman borudan çekilen su debisi

$A_a$  : ana cebri boru kesit alanı

$A_b$  : Branşman borunun kesit alanı



Şekil II. 8. K1 ve K2 Katsayıları

$K1$  ve  $K2$  : Branşman borudaki hidrolik düşü kayıpları katsayısı [0 ile 0.80 arasında değişmektedir]

Buna göre bir hidroelektrik santralının su girişinden generatöre kadar olan toplam kayıpları ise ;

$$\sum_{+h_{vu} + L_R} \Delta H = \Delta H_r + \Delta H_e + \Delta H_s + \Delta H_t + \Delta H_f + \Delta H_d + \Delta H_c + \Delta H_b + \Delta H_v \quad (II.35)$$

denklemlerle bulunabilir. Santralin toplam hidrolik kayıpları mevsimsel özelliklere de bağlı olarak %15 'i geçmemektedir. [18,19]

## **II.3.SANTRALLERİN ELEKTRİKİ DONANIMLARI VE MEYDANA GELEN KAYIPLAR**

Santrallerde mekanik donanımlarının yanı sıra elektriki donanımlarda mevcuttur. Bu donanımlar bütün santraller için ortak olup sadece generatör düzenleri kullanılan ham enerji kaynağına göre farklılık göstermektedir. Bu donanımlarda meydana gelen kayıplar ait olduğu santralin özelliğine göre santral üretiminin %2'sini geçmemekte olup, santrallerde kullanılan başlıca elektriki donanımlar;

- Generatör ve Uyarma Düzenleri
- Transformatörler
- Koruma ve Kumanda Elemanları
- Şalt Tesisleri

şeklinde sıralanabilir.

### **II.3.1. Generatörler ve Uyarma Düzenlerinde Meydana Gelen Kayıplar**

Elektrik enerjisi kullanılan yakıtın cinsine göre senkron generatörlerde üretilmekte olup bunlara kısaca alternatör denir. Hidrolik ve dizel santrallerinde düşük devirli ve çok kutuplu generatörler kullanılırken , Termik santrallerinde yüksek devirli, 2 veya 4 kutuplu generatörler kullanılır. [20]

Yapısal farklılıklara rağmen generatörler mıknatıs alanı içinde dönen bir iletkenle endüksiyon yolu ile bir emk oluşması prensibine göre çalışırlar. Kendisine verilen mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştüren generatörlerde tüm bu enerji elde etme işlemlerinde elektrik makinelerinde olduğu gibi kayıplar meydana gelir. Bu kayıplar akıma bağlı olmakla beraber generatörün konstrüksiyonuna bağlı olarak

da değişim göstermektedir. Verimleri %95 – 99 arasında değişen generatörlerde meydana gelen kayıplar literatürde iki türlü incelenir. [20,21]

1. Boş çalışma kayıpları
2. Yüklü çalışma kayıpları

### II.3.1.1. Generatörlerde Boş Çalışma Kayıpları

Generatörlerde, uyarımı yapılmış olarak boş çalışırken meydana gelen kayıplardır. Bu kayıplara sabit kayıplarda denilmekte olup mekanik kayıplar, demir kayıpları ve uyarım akımı kayıplarından oluşur. [21]

#### II.3.1.1.1. Mekanik Kayıplar

Bunlar, yatak ve fırçaların sürtünmesiyle vantilasyon ve hava sürtünmesi kayıplarından meydana gelmektedir. Bu kayıplar büyük çevresel hızlı generatörlerde oldukça büyüktür. Devir sayısıyla değişmeyip yataklardaki yağlama durumu ve yatak sıcaklığı bu kayıplara etki eder. Rotor bilezikleri ile fırçalar arasındaki sürtünme kayıpları;

$$\Delta V_{sür.b} = \frac{9.81 \times P_{basias} \times F_{fırç} \times p_{sürt} \times D_{bilezik} \times \pi \times n}{60} \quad (W) \quad (II.36)$$

$P_{basias}$  : Fırça radyal özgül basıncı  $(Kg / cm^2)$

$F_{fırç}$  : Bütün fırçaların toplam yüzeyi

$p_{sürt}$  : Sürtünme değeri olup fırça cinsine göre değişir

$D_{bilezik}$  : Bilezik dış çapı  $(m)$

denklemleriyle hesaplanabilir. Yataklardaki sürtünme kayıpları ise yatak uzunluğuna ve sıkıştırmaya bağlı olarak aşağıdaki formülle hesaplanabilir.

$$\Delta V_{sür.y} = 9.81 \times p \times py \times l_{yatak} \times d_{mil} \times V_m \quad (W) \quad (II.37)$$

$l_{yatak}$  : Yatak uzunluğu  $(m)$

$d_{mil}$  : Mil ucu çapı

$py$  : Özgül yüzey sıkıştırması  $(Kg / cm^2)$

Generatörlerde meydana gelen vantilasyon ve sürtünme kayıpları ise;

$$V_{sür.h} = c_{sabit} \times \sum q_{hava}^{2.5-3} \times 10^{-3} \quad (W) \quad (II.38)$$

şeklinde ifade edilebilir.

$q_{hava}$  : Hava sürtünmesiyle alakalı yüzeyler

$c_{sabit}$  Sabit olup 3 ile 4.5 arası alınabilir.

Generatörlerde toplam mekanik kayıplar devir sayısına göre düşük devirlerde makine nominal gücünün %0.8 ile %2'si arasında değişirken, yüksek devirli generatörlerde bu oran %3'ü geçmektedir.[21,22]

### II.3.1.1.2.Demir Kayıpları

Bunlar endüvi oluk kaybı, oluk dişi yüzeyi kaybı ile kutup yüzeylerindeki histeresiz ve foucoult kayıplarından meydana gelmektedir. Kutup yüzeylerindeki kayıplar çoğu zaman dikkate alınmaz. Yükte değişmediğinden sabit kabul edilen bu kayıplar uyartım akımlarıyla değişiklik gösterebilirler.[21] Buna göre demir kayıpları foucoult ve histeresiz kayıpları olarak aşağıdaki denklemlerle rahatlıkla hesaplanabilir.

$$\Delta P_{his} = \sigma_h \times \left( \frac{f}{100} \right) \times \left( \frac{B_{man}}{1000} \right)^{1.6} \times V_{hacim} \quad (W) \quad (II.39)$$

$\Delta P_{his}$  : Demir kayıpları

$V_{hacim}$  : Endüvi saç paketinin hacmi ( $cm^3$ )

$B_{man}$  : Alan şiddeti ( $gaus$ )

$f$  : Frekans ( $Hz$ )

$\sigma_{his}$  : Histeresiz kaybı katsayısı (1-2) arasında alınır.

$$\Delta P_{fuko} = \sigma_{fuko} \times \left( \frac{f}{100} \right) \times \left( \frac{B_{man}}{1000} \right)^2 \times V_{hacim} \times L_{endüvi}^2 \quad (W) \quad (II.40)$$

$\sigma_{fuko}$  : Foucoult kaybı katsayısı (2-4) arasında alınır.

$L_{endüvi}$  : Endüvi saç paketinin uzunluğu ( $mm$ )

### II.3.1.1.3.Uyartım Kayıpları

Generatör kutuplarını uyarmak için kullanılan DC akımın kutup sargılarında meydana getirdiği kayıplardır. Bu kayıplar güç ve güç katsayısı değişmediği müddetçe sabittir ve;

$$\Delta P_{ik} = I_{ik}^2 \times R_{ön} + I_{ik}^2 \times R_{ik} \quad (W) \quad (II.41)$$

$$R_{ik} = 2 \times p_{çift} \times \frac{L_{ik} \times w_{tek}}{x_t \times q_{ik}} \quad (II.42)$$

$\Delta P_{ik}$  : Uyartım kayıpları

$R_{ik}$  : Uyarma devresi direnci ( $\Omega$ )

$p_{çift}$  : Çift kutup sayısı

$L_{ik}$  : Ortalama bobin uzunluğu ( $m$ )

$w_{tek}$  : Tek sargıda seri bağlı sarım sayısı

$R_{ön}$  : Ön direnç

$I_{ik}$  : Uyarma devresi akımı ( $A$ )

$q_{ik}$  : Bobin kesiti ( $mm^2$ )

denklemleriyle hesaplanabilir.[22]

### II.3.1.2. Generatörlerde Yüklü Çalışma Kayıpları

Generatörlerin yüklü çalışmasında meydana gelen kayıplar olup bakır kayıpları ve ek kayıplardan oluşmaktadır. [22]

#### II.3.1.2.1.Bakır Kayıpları

Generatörün endüvi sargısından geçen yük akımının oluşturduğu kayıplardır. [22]

$$\Delta P_{cu} = I_y^2 \times R_{sar} \quad (2.43)$$

$R_{sar}$  : Toplam sargı direnci

$I_y$  : Yük akımı

### **II.3.1.2.2. Ek Kayıplar**

Bu kayıplar genellikle yaklaşık olarak hesaplanan kayıplardır. Endüvi sargılarında, endüvi dış kısımlarında ve endüvi oluklarında meydana gelen fuko ve histeresiz kayıplarından oluşur. Bakır kayıplarında endüvi etkin direnci hesaba katıldığından ayrıca hesaplanmaz.[21]

### **II.3.2. Transformatörler ve Meydana Gelen Kayıplar**

Santrallerde generatörler yardımı ile üretilen elektrik enerjisinin gerilimi çok yüksek olmayıp çıkış gerilimleri genellikle 0,4-3,3-10,6-13-14,7-15,8-35 KV mertebesindedir. Bu gerilimler enerjinin çok uzak bölgelere taşınabilmesini sağlayacak kadar yüksek olmadığından dolayı gerilimi yükseltmek ve alçaltmak için EES'nin her aşamasında transformatörlerden yararlanılır.

Primer sargısına uygulanan alternatif bir gerilimin, üzerinde sekonder sargısının bulunduğu manyetik demir nüve üzerinden devresini tamamlarken sekonder sargılarını kesmesi ile sargılarda alternatif bir gerilim endüklenir prensibine göre çalışan transformatörlerde tüm bu işlemler neticesinde kayıplar meydana gelmektedir. Hareketli parçaları olmadığından diğer elektrik makinelerinde olduğu gibi sürtünme, rüzgar ve mekanik kayıpları yoktur. Bu nedenle verimleri yük altında dahi %98 – 99,5 mertebelerine kadar çıkabilmektedir. [2,4,5]

Transformatörlerde meydana gelen kayıplar literatürde genellikle;

1. Boş çalışmada meydana gelen kayıplar
2. Yüklü çalışmada meydana gelen kayıplar

diye iki kısımda incelenir.[22,23] Bunlardan başka yüksek güçlü transformatörlerde kazan kayıpları, çekirdek nüve ve levha kayıpları da mevcuttur. (Bu konuya detaylı olarak girilmeden sadece formülleri verilecektir.)

#### **II.3.2.1. Boş Çalışmada Meydana Gelen Kayıplar**

Yüksek gerilim altında primer sargılarından geçen boşta akım aktif ve reaktif bileşenden meydana gelir. Transformatörlerin boşta çektiği aktif akım küçük olduğu için bu akımın meydana getirdiği kayıplar pek dikkate alınmaz. Bu yüzden boş çalışma kayıpları genellikle reaktif akıma bağlı olarak literatürde demir kayıpları

olarak adlandırılmakta olup Foucoult ve histeresiz kayıpları olarak ikiye ayrılır. Bu kayıplar sabit olup transformatör devrede olduğu müddetçe meydana gelir.

### II.3.2.1.1.Histeresiz Kayıpları

Histeresiz kayıpları manyetik malzemedeki mıknatıslanmanın yön değiştirmesi sırasında birbirleri ile sürtünmeleri sonucu ısı şeklinde ortaya çıkar ve aşağıdaki formülle hesaplanabilir.[23]

$$\Delta P_{his} = G_{fe} \times V_h \times \left(\frac{f}{100}\right) \times \left(\frac{B_{man}}{10000}\right)^2 \times 10^{-3} \quad (KW) \quad (II.44)$$

$V_h$  :Malzeme sabiti (Saç paketi için)

$G_{fe}$  :Demir çekirdeğinin ağırlığı (Kg)

$$\Delta P_{his} = \sigma_{ish} \times f \times B_{man}^{n_{kat}} \quad (II.45)$$

$n_{kat}$  :1.6 ile 2 arasında değişen katsayı

$B_{man}$  : Alan şiddeti (Tesla)

$\sigma_{his}$  : Histeresiz katsayısı

### II.3.2.1.2.Foucoult Kayıpları

Manyetik aksamın manyetik alan değişirken meydana gelen kuvvet çizgileri tarafından halkalanması neticesinde doğan endüksiyon akımlarının, manyetik aksamın direncinde sebep oldukları kayıplar olup ısı şeklinde ortaya çıkar. Bu kayıplar akımın karesiyle orantılı olarak artar ve aşağıdaki formülle hesaplanabilir.

$$\Delta P_{fuko} = G_{fe} \times V_f \times \left(\frac{f}{100}\right)^2 \times \left(\frac{B_{man}}{10000}\right)^2 \times 10^{-3} \quad (KW) \quad (II.46)$$

$$\Delta P_{fuko} = K_{ed} \times f^2 \times B_{man}^2 \quad (II.47)$$

Toplam boş çalışma kayıpları ise;

$$\Delta P_{fe} = \Delta P_{his} + \Delta P_{fuko} \quad (II.48)$$

$$\Delta P_{fe} = \Delta P_{his} + \Delta P_{fuko} = K_{fe} \times f^{1.3} \times B_{man}^2 \quad (II.49)$$

olarak hesaplanabilir. (T) saatlik çalışma sonunda transformatörde meydana gelen toplam boşta kayıp enerji ise;

$$W_{kfe} = \Delta P_{fe} \times T \quad (KWh) \quad (II.50)$$

denklemleriyle ifade edilir.

Boş çalışma kayıpları üretici firmalar tarafından transformatör kataloglarında yaklaşık olarak belirtildiğinden hesaplamalarda fazla zorluk çekilmez.[2,22,23]

### II.3.2.2. Yüklü Çalışmada Meydana Gelen Kayıplar

Transformatörlerin yüklü çalışmasında meydana gelen kayıplar olup bu kayıplar boşta çalışma kayıpları ve sargı kayıplarından meydana gelir. Transformatör sabit akıda çalıştığından bu akının meydana getirdiği boşta kayıplar yüke bağlı olmayarak sabit kalır, yani boşta çalışmada meydana gelen bu kayıplar yüklü çalışmada da aynen mevcuttur. Sargı kayıpları ise primer yük akımının ( $I_y$ ) primer sargı direncinde meydana getirdiği primer sargı kaybı ile sekonderdeki yük akımının ( $I_y$ ) sekonder sargı direncinde meydana getirdiği sekonder sargı kayıplarının toplamından oluşur.

$$\Delta P_{cu} = I_y^2 (R_{1trafo} + R_{2trafo}) \quad (II.51)$$

$$\Delta Q_{cu} = I_y^2 (X_{1trafo} + X_{2trafo}) \quad (II.52)$$

Nominal yük akımının karesi ile orantılı olarak değişen bu kayıplar boşta kayıplarda olduğu gibi imalatçı kataloglarında farklı primer gerilimleri için norm transformatör güçlerine göre  $KW$  cinsinden belirtilir.[2,23]

Burada dikkat edilmesi gereken husus transformatör yük altında kaldığı müddetçe akımın zaman içerisindeki değişkenlik özelliğidir. Bu durum hesaplamalarda zorluk yaratır. Bu yüzden akımın sabit olduğu varsayımı hesapları kolaylaştırmak açısından önemlidir.

Yıllık çalışma süresi ile yüklenme faktörü de göz önüne alınarak bir transformatörde meydana gelen toplam yıllık enerji kayıpları ise ;

$$W_{TR} = \Delta P_{fe} \times T + [(\Delta P_{cu} + \Delta Q_{cu})] \times \tau \quad (II.53)$$

$\tau$  : Yıllık çalışma süresi

denklemleriyle elde edilebilir.

### II.3.2.3. Transformatörlerde Meydana Gelen Diğer Kayıplar

Bunlardan başka büyük güç transformatörlerinde (80MVA,.....);

1. Levha kayıpları
2. Çekirdek kayıpları
3. Kazan kayıpları

gibi kayıplar da meydana gelir. Bu kayıplar tamamen transformatör tasarımından ileri gelmekte olup tahmini olarak deneysel yollarla elde edilen formüllerle hesaplanır.

Üç fazlı ve üç bacaklı bir çekirdek için meydana gelen kayıplar;

$$\Delta P_{\text{çekirdek}} = K_l \times p_l \times m_l + K_y \times p_y \times m_y \quad (\text{II.54})$$

$m_l$  : Transformatör çekirdeğinin bacak kütlesi

$m_y$  : Boyunduruk kütlesi

$K_l$ ,.....ve..... $K_y$  : Deneysel sonuçlarından elde edilen kayıp faktörü

$p_l$ ,.....ve..... $p_y$  :  $B_{\text{man}}$  endüksiyonuna karşılık gelen kayıp faktörü

formülüne göre hesaplanırken, Levha kaybı ise manyetik alanla ilişkili olarak;

$$\Delta P_{\text{Levha}} = \gamma_2 \times f^2 (\mu_2 \times k_n \times H_m)^2 \times r^3 \times s \times \frac{1}{\left(\frac{r}{3}\right)^2 + 1} \times k_v \times \ddot{u}_2 \quad (\text{II.55})$$

denklemleriyle ifade edilir.

Kazan kayıpları ise kazan malzemeleri ile alakalı olan kayıplardır. Bu tip kayıplar sargılar arasındaki kazan duvar bölgesi içinde ve sargı kenarlarında yoğunlaşır ve aşağıdaki üç boyutlu denklemle ifade edilir.

$$\Delta P_{\text{kazan}} = \frac{1}{2} \times \frac{1}{\gamma} \times (i_x^2 + i_y^2) \times \Delta x \Delta y \Delta z \quad (\text{II.56})$$

Bu tip kayıplar pratikte pek fazla önemsenmez. Fakat bu kayıplara etkiyen manyetik endüksiyondan dolayı transformatörler aşırı ısınır ve servis dışı kalmalarına neden olurlar. [24]

### II.3.3. Koruma ve Kumanda Aletlerinde Meydana Gelen Kayıplar

Enerji santrallerinin kendi iç donanımlarında bulunan ölçme, koruma ve kumanda aletlerinde meydana gelen kayıplardır. Üretici firmalar tarafından malzemelerin üzerinde yazıldıklarından dolayı kolaylıkla hesaplanır. Bu kayıpların toplamı santral düzeneklerinde bulunan aletlerin kayıp değerlerini katalog bilgilerinden okunarak ve santraldeki sayıları belirlenerek kolayca tespit edilebilir.

### II.3.4.Şalt Tesislerinde Meydana Gelen Kayıplar (Kesiciler ve Ayırıcılar)

Enerji sistemlerinde kullanılan açma kapama ve bağlantı elemanlarında meydana gelen kayıplar çok küçük mertebelerde olduğundan hesaplamalarda kullanılmaz. Bu elemanlarda meydana gelen kayıplar çeşitli gerilim seviyelerinde yapılan deneysel çalışmalar sonucunda elde edilmiştir. Örnek olarak OG vakum kesicileri için çeşitli gerilim seviyelerinde yapılan ölçümlerde kayıpların on binde 1 ile yüz binde 6 seviyesinde olduğu, çeşitli tiplerdeki ayırıcılar için bu rakamın yüz binde 3 ile 25 arasında bulunduğu, AG şalterlerinde ise on binde 13 ile 34 arasında değiştiği belirlenmiştir.[25] Buradan görüldüğü üzere gerilim seviyesi düştükçe meydana gelen kayıplarda artmaktadır. Bu şunu göstermektedir ki YG seviyesinde açma ve kapama elemanlarında meydana gelen kayıplar çok küçük mertebelerde olduğunda ihmal edilebilir.

Ayrıca yapılan bir çalışmada dikey ayırıcılarda meydana gelen kayıp;

$$\Delta P_{ayırıcı} = \frac{k \times I_b^2 \times N_b}{10^{-12} \times f} \quad (W) \quad (II.57)$$

denklemlerle ifade edilmiştir.[26]

$k$  : Kayıp faktörü olup ayırıcının uzunluğu ve açma kapama sayısı bu faktöre etki eder.

$I_b$  : Toplam ayırıcı grubu akımı

$N_b$  : Ayırıcı grubu sayısı

# **BÖLÜM III**

## **ENERJİ İLETİM SİSTEMLERİ VE MEYDANA GELEN KAYIPLAR**

### **III.1. GİRİŞ**

Günümüzün en vazgeçilmez enerji çeşitlerinden biri olan elektrik enerjisi, diğer enerji çeşitleri gibi, ham enerji maddelerinden ve kaynaklarından elde edilir. Su kuvveti, kömür v.b. gibi ham enerji kaynakları, ekseriyetle elektrik enerjisinin tüketim bölgesinden uzaktır. Buna göre, ya ham enerji maddelerini elektrik enerjisi tüketim yerine iletip elektrik enerjisi üretmek, veya elektrik enerjisini ham enerji kaynaklarının bulunduğu yerde üretip, tüketim yerine iletmek gerekir. İkinci fikir daha makul olan bir fikirdir. Bunu gerçekleştirmek için ise enerji iletim sistemine ihtiyaç vardır.

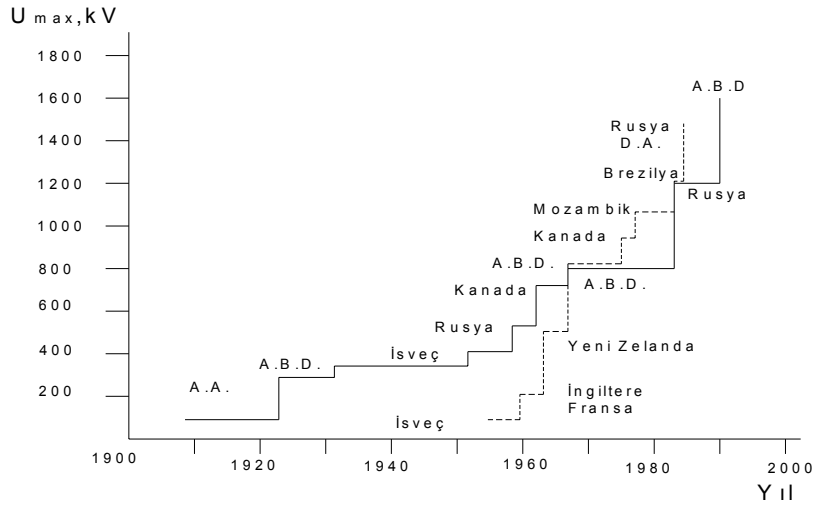
İletim sistemi, üretim tesislerinden itibaren dağıtım sistemine kadar olan ve elektrik enerjisinin iletiminin gerçekleştirildiği tesislerdir. İletim tesislerinin ana bileşenleri; iletim hatları ve kablolar ile iletim trafo ve anahtarlama merkezleri olarak tanımlanır.

İletim sistemi elektrik sisteminin ana omurgasını oluşturmaktadır. Bu tesisleri yatırımları pahalı ve yapımı uzun süre alan, işletilmesi ülke ekonomisine etkileri açısından büyük önem taşıyan tesisler olup planlama ve yatırımlarının

sağlıklı olabilmesi için bölgesel gelişim hedeflerinin, dolayısıyla yük tahminlerinin ve üretim planlarının sağlıklı olarak yapılması zorunludur.[27,28]

Türkiye’ de dünya standartlarında plan ve proje kriterlerine uygun şekilde geliştirilmiş 380 KV Çok Yüksek Gerilim (ÇYG) ve 154 KV Yüksek Gerilim (YG) seviyelerinden oluşan güçlü ve güvenilir bir iletim sistemi vardır. 154 KV hatların iletken malzemesi çelikle takviye edilmiş alüminyum (ACSR) olup her fazda bir iletken olacak şekilde tanzim edilirken, 380 KV gerilim kademesinde çelikle takviye edilmiş alüminyum (ACSR) iletken hatlar 954 MCM Cardinal ve 1276 MCM Pheasant olarak standartlaştırılmıştır. [29]

Ancak artan güç gereksinimleri ile beraber daha büyük miktardaki gücü daha uzun mesafelere iletmek üzere dünyada çok daha yüksek gerilimli enerji iletim hatları uzun yıllardır birçok ülkelerde kullanılmakta ve inşa edilmektedir.[27,28] Şekil III.1’de alternatif akım ve doğru akım hatlar için dünyada şu an enerji iletiminde kullanılan gerilim değerleri görülmektedir. Yaklaşık 1500 KV Ultra Yüksek Gerilimin (UYG) yakın bir tarihte servise konulacağı tahmin edilmektedir.



Şekil III. 1. Dünyada AC ve DC Akım Enerji İletimi İçin Kullanılan En Yüksek Gerilimin Zaman Sürecinde Artışı

## III.2.ELEKTRİKSEL HAT SABİTLERİ

Bir enerji taşıma hattında akım, gerilim, güç ve verim gibi çeşitli elektriksel büyüklükler arasındaki bağlantıları belirlemek ve bu büyüklükleri hesaplamaya yarayan hattın sabit elektriksel büyüklükleri vardır. Bunlar ; direnç , endüktans,

kapasitans ve kaçak geçirgenliktir. Kaçak geçirgenlik mükemmel bir izolasyon sayesinde ihmal edilebilecek düzeye getirilebilir. Ancak gerilim değerlerinin iletim seviyesinde çok yüksek olması bu izolasyonu sağlamada yetersiz kalır. Bahsi geçen bu elektriksel büyüklükler hattın kayıpları üzerinde etkili olan değişkenler olup; iletkenin cinsine, uzunluğuna, hatların dizaynına ve hatlar arasındaki açıklığa göre değişir.

### III.2.1. Direnç

Taşıma hatlarında gerilim düşümüne ve güç kaybına sebebiyet verdiği için hesaplanması gereken bir öğedir. Direnç akıma karşı gösterilen zorluk olarak tanımlanıp, hatların uzunluğu, malzemenin öz iletkenlik katsayısı ve kesitinin etkilediği bir sabitedir.

$$R = \frac{L_u}{\mathfrak{R} \times q} \quad (\text{III.1})$$

$R$ : Omik direnç ( $\Omega$ )

$L_u$ : Hattın uzunluğu ( $m$ )

$q$ : İletkenin kesiti ( $mm^2$ )

$\mathfrak{R}$ : İletken malzemesinin iletkenliği  $m / (\Omega \times mm^2)$

Ayrıca direnç değerine etki eden bir diğer faktörde sıcaklıktır. İletim hatları çoğu zaman açık havada bulduklarından dolayı mevsimsel özellikler baz alınarak direnç değerinin herhangi bir  $t$  sıcaklığındaki değeri ise ;

$$R_t = R_0(1 + \alpha_0 t) \quad (\text{III.2})$$

$R_0$ :  $0^\circ C$  'deki direnç

$\alpha_0$   $0^\circ C$  'deki iletken malzemenin direnç ısı katsayısı

denklemlerle ifade edilir.[2,30]

### III.2.2.Endüktans

Enerji iletim hatlarında endüktif etki, reaktif enerji üreten bir parametre olması, şebekeyi gereksiz yere yüklemesi ve güç katsayısını düşürmesinden dolayı kayıplar üzerinde pozitif bir etki yarattığından iyi belirlenmesi gereken bir unsurdur. Endüktif etki hattın taşıyabileceği aktif gücü sınırlar. Bunun anlamı şöyle özetlersek,

enerji iletim sistemlerinde iletilen görünür güç ifadesi sabit kalması koşuluyla reaktif enerji akışındaki artış  $S^2 = P^2 + Q^2$  denklemine göre aktif güçte azalmaya sebep olacaktır. Ayrıca bu durum güç katsayısında da azalmayı beraberinde getireceğinden enerji iletim hattında kayıpların yanında bir de ek kayıpların meydana gelmesine sebebiyet verecektir. Yapılan hesaplamalarda bunu doğrulamaktadır. Çünkü  $\cos\theta$  değerinin 0.7 olması durumunda hatta meydana gelen kayıp,  $\cos\theta$  'nın 1 olması durumuna göre 2 kat daha fazladır. Yine yapılan çalışmalardan görüldüğü üzere şebeke güç faktörü endüktif alıcılarında etkisiyle 0.80 değerini aşmamakta ve bazı bölgelerde 0.60 mertebesine kadar düştüğü gözlenmiştir.[30,31]

Bir taşıma hattının endüktansı malzemenin cinsine, iletkenlerin örgü şekline ve faz iletkenlerinin birbirlerine göre konumlarına bağlı olarak;

$$L = \left( \frac{1}{2} + 2Ln \frac{D_{ort}}{r_{ilk}} \right) \times 10^{-7} \quad (H/m) \quad (III.3)$$

denklemlerle hesaplanırken, endüktif reaktansı ise ;

$$XL = 2 \times \pi \times f \times L \quad (\Omega/m) \quad (III.4)$$

denklemlerle belirtilebilir.

$D_{ort}$  : İletkenler arasındaki mesafe

$r_{ilk}$  : İletkenin geometrik yarı çapı

### III.2.3.Kapasitans

Bir taşıma hattının iletkenleri arasında tatbik edilen alternatif gerilimin her an değerinin değişmesi, iletkenlerdeki elektrik yükünün azalıp çoğalmasına, dolayısıyla elektrik yükünün bu hareketi elektrik akımına sebebiyet verir. Bu akıma şarj akımı denir. Hat açık devre halinde olsa bile bu şarj akımı vardır. Bu şarj akımı, gerilim değerini, verimi, güç faktörünü ve taşıma sisteminin stabilitesini etkiler. Ayrıca şarj akımından dolayı sistemde kayıp enerji de meydana gelir. Bu şarj akımına sebebiyet veren olay hattın kapasitansı olarak adlandırılıp uzun enerji iletim hatlarında önemli bir parametredir. Buna göre üç fazlı bir sistemde faz başına kapasitans ;[4,30]

$$C = \frac{L_u}{18 \times 10^9 \ln \frac{D_{ort}}{r_{ilk}}} \quad (F/m) \quad (III.5)$$

$C$  : Hattın kapasitansı  $(F/faz)$

formülüne göre bulunur. Hattın kapasitif reaktansı ise aşağıdaki denklemle ifade edilebilir.

$$X_c = \frac{1}{2 \times \pi \times f \times C} \quad (\Omega/m) \quad (III.6)$$

#### III.2.4. Kaçak Geçirgenlik

Hatlar arasındaki karşıt endüktanstan dolayı kaçak akımın oluşturduğu bir sabite olup hatlarda meydana gelen kaçak kayıpların sebebinin teşkil eder.

### III.3. ENERJİ İLETİM SİSTEMLERİNİN ELEKTRİKİ YÖNDEN İNCELENMESİ

Enerji taşıma hatlarının tesis edilmesi ve işletilmesinde önemli olan husus hattın elektriksel karakteristiklerinin doğru olarak saptanarak diğer elektrikli büyüklüklerin belirlenmesidir. Hattın herhangi bir noktasındaki akım, gerilim, empedans gibi elektrikli kavramlar bulunduğu hatta ait olan diğer elektrikli büyüklükler; iletilen güç, kayıp enerji, gerilim düşümü, hattın açılma değeri hesaplanabilir. Akım ve gerilimler göz önüne alınarak tertiplenen denklemlere hat denklemleri denir.[30]

Enerji iletim tesislerinde hat denklemlerinin basitleştirilerek incelenebilmesi için genellikle uzunluklarına göre inceleme yapılır. Hattın uzunluğu taşınabilecek güçle orantılı olarak artar. Bu yüzden enerji iletim sistemlerinde taşınacak güç kapasitesini arttırmak için gerilimin mümkün olduğunca yüksek seçilmesinin yanında hattın olabildiğince uzun seçilmesi de gerekmektedir. Bunun yanında hattın uzunlukları hat parametreleri üzerinde etkili olduğundan ve kayıpları arttıracığından sistemin kararlılığı ve stabilitesi açısından iyi hesaplanarak dizayn edilmelidir. Enerji iletim hatları uzunluklarına göre 3'e ayrılır.

- a) Kısa iletim hatları
- b) Orta uzunluktaki iletim hatları
- c) Uzun iletim hatları

## III.4. ENERJİ İLETİM SİSTEMLERİNDE MEYDANA GELEN KAYIPLAR

Elektrik üretim merkezleri Doğu ve Güneydoğu Anadolu bölgelerinde yaygın olmasına rağmen enerji kullanımı batı bölgelerinde yaygınlaştığından enerji iletim hatları coğrafi yapıya bağlı olarak çok uzun yapılmaktadır. [28] Batıdan Doğuya 1500 Km genişliğinde topraklara sahip ülkemizde, enerji tüketiminin yoğun olduğu yörelere iletim hatları üzerinden çok uzak mesafeli iletim gerçekleştirilmekte buda elektrik santrallerinde üretilen enerjinin, çok sayıda transformatör merkezleri, iletim ve dağıtım şebekesi üzerinden tüketicilere aktarılması esnasında gerilim düşümü, güç ve enerji kayıpları meydana getirmektedir. TEİAŞ 2004 verilerine göre Türkiye'nin enerji iletim sisteminde ki kayıplar, santrallerde üretildikten sonra iletim sistemine verilen enerjinin yaklaşık %2,84 'üne tekabül etmektedir.[32] İletime nazaran bu kayıpların %1 'lik kısmı ise enerji iletiminde kullanılan transformatörlerde oluşmaktadır.

Bu kayıplar genel olarak teknik kayıp sayılmakla beraber büyük bir kısmı şebekeden geçen akımın değerine ve devre elemanlarının parametrelerine bağlıdır. Akıma bağlı olmayan kayıplarda mevcuttur. Bu veriler ışığında iletim hatlarında meydana gelen teknik kayıplar;

- a) Yükten bağımsız kayıplar
- b) Yük akımına bağlı olarak değişen kayıplar [23]

olarak iki durumda incelenir.

### III.4.1. Yükten Bağımsız Kayıplar

Gerilim altında bulunan fakat hiç yüklenmeyen bir şebekede, şebeke elemanların çektikleri enerjiler tamamen kayıp enerji olarak kullanılır.[23] Bu kayıplar şebeke gerilim altında bulunduğu müddetçe meydana gelir ve bu kayıplarının büyüklüğü şebeke gerilimi ve kullanılan malzemelerin özelliklerine göre değişir. Böyle meydana gelen kayıplar;

- a) Trafoların boş çalışma kayıpları,
- b) İletkenlerin ve kondansatörlerin dielektrik kayıpları,
- c) Ölçü aletleri, koruma ve kumanda aletlerinde meydana gelen kayıplar,
- d) Korona kayıpları,

- e) İzolatörlerin kaçak kayıpları,
- f) Kaçak akım kayıpları,

olarak adlandırılır. Büyüklükleri hava koşullarına bağlı olarak değişen korona ve kaçak akım ile izolatörlerin kaçak kayıpları hariç diğer kayıplar şebeke gerilim altında olduğu müddetçe sabittirler. Bunların meydana getirdikleri kayıp enerji hesaplamaları kataloglarda belirtildiği gibi sabit olduğu için kolaydır. Ancak bunların dışındaki kayıplardan korona kayıpları mevsimsel etkilere ve gerilim seviyesine, izolatör kaçak kayıpları dış etkilere birlikte izolasyon malzemesinin özelliklerine, kaçak akım kayıpları ise hatların birbirlerine göre olan konumlarına ve dış etkenlere bağlı olarak değişiklik göstermektedir. Fakat bu kayıplarında hesaplamalar açısından kolaylık olması bakımından çalışmalar neticesinde kılavuz değerleri çıkarılmış ve standartlaştırılmıştır.

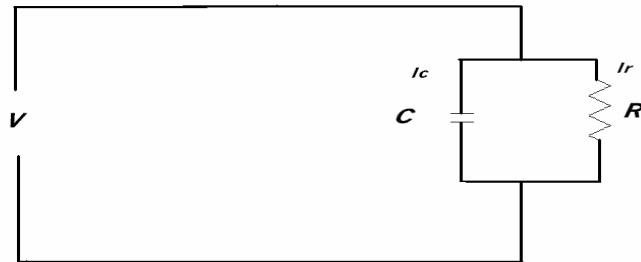
### III.4.1.1. Kabloların ve Kondansatörlerin Dielektriki Kayıpları

Bir tesiste bulunan çeşitli cihazlar şebekeden yük çekilmezken gerilime maruz kalırlar. Pratikte bütün sıvı ve katı yalıtkanlar için durum aynıdır. Normal şebeke gerilimi mevcut iken belirli bir frekansta azda olsa bir miktar dielektriki kayıp haiz olur. Yalıtkanlık izafî bir kavram olduğundan bu kayıplar uygulanan şebeke geriliminin karesi ve frekansla doğru orantılı olarak değişme gösterir. İşte böyle meydana gelen kayıplar;

- Maddenin DC gerilimde ölçülen direnci ile değişim gösteren izolasyon kayıpları
- AC akımla alakalı olan dielektriki kayıplar

olarak adlandırılabilir.

İzolasyon maddeleri, devre elemanları cinsinden endüktif olmayan bir direnç ve şöntlenmiş bir kapasite olarak Şekil III.2'deki gibi ifade edilebilir.



Şekil III. 2. İzolasyon Maddesinin Gösterimi

Bu durumda kapasitesi  $C$  olan bir kondansatöre muayyen zamanda test  $V$  gerilimi uygulanırsa bu gerilim kondansatörün gerilimine nazaran  $90^\circ$  ileri fazda olan bir  $I_c$  akımı geçirir, buna kapasite yük akımı denir. Aynı zamanda izolasyon direnci ise uygulanan gerilimin akıma oranı olarak bulunur. Bu bağlamda;

$$I_r = V \times G_{di} \quad (III.7)$$

$$I_c = V \times JWC_{di} \quad (III.8)$$

olmak üzere,  $I_r$  ve  $I_c$  değerlerinin birbirine oranlanması sonucu  $Tan\delta$  değeri kolayca belirlenir. Bu değer dielektriğin kayıp açısı olup, yalıtkan maddenin dielektriki özelliklerine bağlı olarak değişir. Kablolarda ve kondansatörlerde meydana gelen dielektrik kayıplarının ise en büyük sebebidir.

$$Tan\delta = \frac{I_r}{I_c} \quad (III.9)$$

Dielektrik olarak kullanılan maddeler tamamen izoleli maddeler değildir. Bu maddelerden  $Tan\delta$  açısı nedeniyle azda olsa bir kaçak  $I\delta$  aktif akımı akar. Buna kayıp akımı denir.

$$I\delta = I_c \times Tan\delta \quad (III.10)$$

Kablolarda meydana gelen dielektriki kayıplar ise kayıp açısına bağlı olarak aşağıdaki denklem yardımıyla kolayca hesaplanabilir.

$$P\delta = \sqrt{3} \times U \times I\delta \times 10^{-3} \quad (KW) \quad (III.11)$$

$P\delta$  : Dielektrik kayıp güç

$U$  : İşletme gerilimi

Diğer bir yöntem de ise; işletme gerilimi ve watsız yük akımından kablonun yük gücü elde edilir. Bu elde edilen yük gücünü  $Tan\delta$  değeri ile çarpımı yine bize kabloların dielektriki kayıplarını verir.

$$Q_c = \sqrt{3}U \times I_c \times 10^{-3} \quad (KVAR) \quad (III.12)$$

$$P\delta = Q_c \times Tan\delta \quad (KW) \quad (III.13)$$

Ayrıca Neher – McGrath tarafından belirlenen aşağıdaki denklemle amprik olarak dielektrik kayıpları  $W / foot$  cinsinden hesaplanabilir.

$$P\delta = \frac{0,00276 \times U^2 \times \varepsilon_{di} \times Cos\delta}{Log_{10} \left[ \frac{2M + D_c}{D_c} \right]} \quad (III.14)$$

$\varepsilon_{di}$  : Dielektrik sabiti

$\cos \delta$  : Dielektrik güç faktörü

$M$  : İzolasyon kalınlığı

$D_c$  : İletkenin çapı

$U_o$  : Faz – Nötr gerilimi

$T$  saatlik çalışma sonunda meydana gelen toplam dielektrik enerji kayıpları bulunan kayıp gücün  $T$  süresi ile çarpımı sonucunda elde edilebilir.

$$W_{k\delta} = P_{\delta} \times T \quad (KWh) \quad (III.15)$$

Bu hesapların yapılabilmesi için kabloların gerilim altında iken kapasiteleri ve kablo cinslerine göre kayıp açılarının bilinmesi gerekir. Pratikte kayıp açısı üretici firmalar tarafında kataloglarda belirtilmekte olup bu değerler kablo başına sabit alınabilir. Ayrıca her gerilim kademesinde kompanzasyon veya gerilim ayarlamaları için kullanılan kondansatörlerin  $KVAR$  başına dielektrik kayıp gücü yaklaşık 4 ile 6  $W$  alınarak toplam kayıpları hesaplanabilir. [23,25,33,34,35]

### III.4.1.2. İzolatörlerin Kaçak Kayıpları

Yüksek gerilim izolatörlerinin, deşarj ve atlamalar sonucu ortaya çıkan termik zorlamalar, bunlara ilaveten açık hava tesislerinde kar, buz ve rüzgar yüklerinin neden olduğu mekanik kuvvetler ve sis ile çığın neden olduğu sebeplerden dolayı yüzeyleri hiçbir zaman kuru ve temiz değildir. Kirlenmeleri ve hava olayları nedeniyle izolatör dış yüzeyi boyunca kaçak mesafesinde bir kısalma ve izolasyon dayanırlılığında bir azalma meydana gelir. Bunun neticesinde bir yüksek gerilim hattı gerilim altında bulunduğu müddetçe çok iyi bir izolasyonda dahi gerilim altında bulunan kısımlarda izolatörler üzerinden toprağa bir akım geçişi olur. Bu akım geçişi işletme geriliminin etkisiyle izolatör zinciri üzerinden kaçak akım meydana getirir. Bu kaçak akımın değeri;

$$I_{kaçak} = \frac{U}{R_{izolasyon}} \quad (A) \quad (III.16)$$

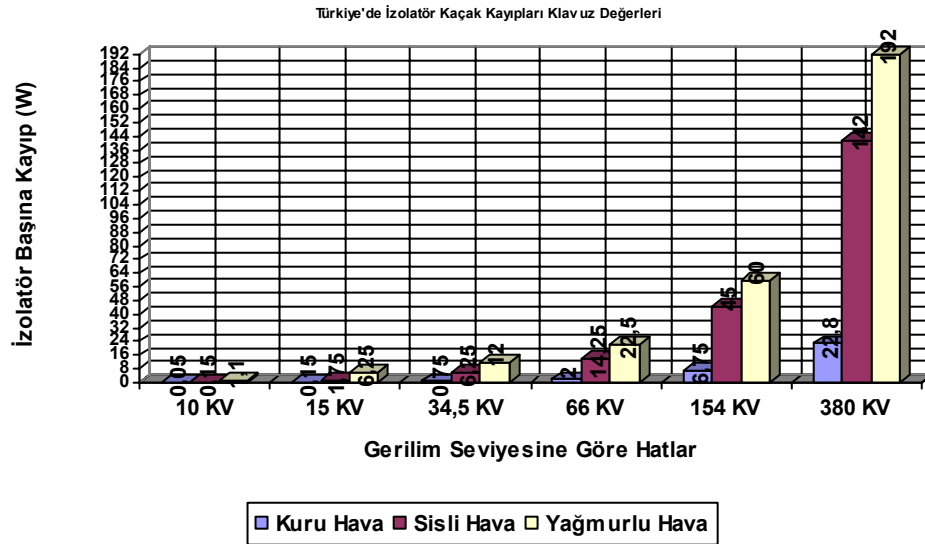
olarak hesaplanabilir.

Kaçak akım gerilimle aynı fazda olup kaçak akımla gerilimin çarpımı kaçak kayıplar adı verilen aktif güç kaybını verir.

$$P_{kaçak} = U \times I_{kaçak} \quad (W / İzolatör) \quad (III.17)$$

Bir havai hattın toplam kaçak kayıpları ise o sistemde kullanılan izolatör sayısının bir izolatörde meydana gelen kayıp ile çarpımı sonucunda bulunabilir. Bu

kaçak kayıplar tamamen hattın yükünden bağımsız kayıplardır. Daha önce belirtildiği gibi bir maddenin direncinin sıcaklık veya hava olayları neticesinde değiştiğini söylemiştik. İşte havai hatlarda izolatörler daima açık hava koşullarına maruz kaldıklarından dolayı bunların  $R_{izolasyon}$  dirençleri yıl içerisinde çok değişkenlik göstermektedir. Bu değişkenlikler neticesinde  $R_{izolasyon}$  direncini doğru olarak hesaplamak mümkün olmadığından tecrübeler neticesinde tablolar oluşturulmuş ve bu tablolardan yararlanarak herhangi bir gerilim seviyesinde bulunan izolatörde meydana gelen kayıplar yaklaşık olarak belirtilmiştir. Bu tablolardan yararlanılarak herhangi bir gerilim seviyesinde bulunan izolatörlerde meydana gelen kaçak akım kayıpları istenilen süre zarfında yaklaşık olarak belirlenebilir. Şekil III.3'de Türkiye şartlarında izolatör kaçak kayıplarını yaklaşık olarak hesaplamak için kullanılan kılavuz değerler verilmiştir.[23,34]



Şekil III.3. Türkiye'de kullanılan çeşitli gerilimli hatlardaki kaçak kayıpları yaklaşık olarak bulmak için kılavuz değerler

### III.4.1.3. Ölçü Transformatörleri, Koruma ve Kumanda Aletlerinin Bobinlerinin Yükten Bağımsız Kayıpları

Bir enerji iletim şebekesinde ölçme, koruma ve kumanda aletlerinin bobinlerinde meydana gelen kayıplar ne kadar önemsiz görünse de bu kayıplar, yıl içerisinde çalışma zamanına göre ve bu aletlerinin kullanım yerlerinin geniş olması sebebiyle önemli miktarda kayıp enerji meydana getirirler. Bu kayıp enerjinin meydana gelmesindeki sebepler ise; gerilim altında bulunan ve tamamen manyetik

malzemeden yapılan bobinlerinde manyetik indüksiyona bağlı olarak malzemelerin manyetik geçirgenlikleri dolayısıyla kaçak akım geçirmeleri sebep olmaktadır.

Bu kayıplar, toplam kayıpların %4 ile %7 'si arasında değişim göstermektedir. Bu aletlerin kayıpları üretici firmalar tarafından kataloglarda belirtilmekte olup sabittir. Toplam kayıp güç, sisteme bağlı aletlerin toplam sayısı ile kataloglardan elde edilen kayıp güç miktarıyla çarpımı sonucunda bulunabilir. Kayıp enerji ise  $T$  süre boyunca çalıştırılan tüm aletlerin kayıplarının bu süre ile çarpımı sonucunda elde edilir. Bu tip kayıpların meydana geldiği aletler gerilim ve akım ölçü trafoları, ayırıcılar ve kesiciler, sayaçlar, zil trafoları, aydınlatmada kullanılan lambalar, devreye bağlanan ölçü cihazları olarak tanımlanabilir.

Ayrıca bu tip aletlerde akıma bağlı olarak yük altında da kayıplar meydana gelmektedir.[23]

#### **III.4.1.4. Korona Kayıpları**

Korona, bir iletkenin elektriksel alan şiddeti yada yüzeysel alan şiddeti, etrafını çeviren havanın delinme dayanımını aştığında, bir iletim hattı iletkeninin yüzeyinde meydana gelen kısmi boşalmadır. Kısaca korona elektriksel aşırı zorlanmanın sebep olduğu bir iletkeni kuşatan havanın iyonizasyonundan ışıklı bir kısmi boşalmasıdır. Küçük yarı çaplı elektrotlarda görülen, tam olmayan fakat kendi kendini besleyen bu olaya korona deşarjı denir.

Korona olayının meydana gelmesi ise şöyle açıklanabilir. Hava hatlarında gerilim yükselmesiyle gerilimin belli bir değerinden sonra çarpma suretiyle iyonizasyon başlar ve hattı kuşatan ince bir tabakada deşarj için gerekli koşullar sağlanmış olur. Başlangıçta ışık görünmez fakat hattın gerilimi artmaya devam ederse kendi kendini besleyen ve hattı çepe çevre saran bir deşarj gerilimi meydana gelir. Bu gerilime korona gerilimi denir ve hatların yarı çapı, hatlar arası açıklık, hava koşulları, gerilimin seviyesi, hatların pürüzlülüğü, frekans ve yükselti gibi birçok faktör bu gerilime tesir eder.

Havanın delinme dayanımı ise atmosferik koşullara bağlı olarak değişim gösterip havanın yoğunluğu ile doğrudan alakalıdır. Yani hava şartlarının değiştiği durumlarda güçleri farklı korona kayıpları meydana gelir. Havanın delinme dayanımı;

$$\delta_{hava} = \frac{0.392 \times p_{hava}}{273 + t_h} \quad (III.18)$$

denklemiyle belirtilir.

$p_{hava}$  : Hava basıncı ( $mmHg$ )

$\delta_{hava}$  : Rölatif hava yoğunluğu

Buna göre açık havada iyonizasyonun başladığı minimum gerilim korona başlangıç gerilimi ( $U_{fo}$ ) olarak adlandırılır ve

$$U_{fo} = E_o \times r_{ilk} \times \ln \frac{D_{açıç}}{r_{ilk}} \quad (III.19)$$

denklemden saptanabilir.

$E_o$  : Korona başlangıç gerilimi ( $KV/cm$ )

$D_{açıç}$  : İki iletken arasındaki açıklık ( $cm$ )

Ancak bu denklem normal hava şartlarında geçerli olup havanın yoğunluğunu hesaba katmaz. Bu yüzden hava yoğunluğunun da dahil olduğu ayrıca iletkenin pürüzlülük katsayısının da hesaba katıldığı ve Peek tarafından önerilen korona başlangıç gerilimi;

$$U_{fo} = 21.1 \times \delta_{hava} \times m_p \times r_{ilk} \times \ln \frac{D_{açıç}}{r_{ilk}} \quad (III.20)$$

denklemiyle hesaplanabilir.

$m_p$  : Pürüzlülük faktörü olup ( $0 \leq m \leq 1$ ) arasında değişir.

Korona, başlangıç geriliminde görülememektedir. Gerilim farkı arttırıldığında her bir iletkenin etrafını kuşatan mor renkli zayıf parlak bir ışımaya olarak görülebilen ikinci bir noktaya ulaşılır. Bu noktadaki gerilim değeri görünür korona gerilimi olarak adlandırılır ve Peek tarafından;

$$U_{fo} = 21.1 \times \delta_{hava} \times m_p \times r_{ilk} \times \left[ 1 + \frac{0.3}{\sqrt{\delta_h \times r_{ilk}}} \right] \times \ln \frac{D_{açıç}}{r_{ilk}} \quad (III.21)$$

olarak verilir.

Buraya kadar verilen denklemler açık hava için geçerlidir. Bulunan gerilimi 0,8 katsayısı ile çarpacak olursak yağmurlu havalar için başlangıç ve görünür korona gerilimini tespit etmiş oluruz. Şimdi korona kayıplarının ifadelerini Peek ve Peterson 'a göre ifade edebiliriz.

Peek 'e göre korona kayıpları işletme geriliminin, çarpma suretiyle iyonizasyonun başladığı gerilimden yani kritik korona geriliminden büyük olması halinde başlar. Korona kaybı işletme gerilimi ile kritik korona gerilimi arasındaki farkın karesiyle orantılı olarak artar. Peek ' e göre bir fazda meydana gelen korona kaybı;

$$Pfk = \frac{241}{\delta_{hava}} (f + 25) \left( \frac{r_{ilk}}{D_{açıç}} \right)^{1/2} (U_0 - Ufo)^2 \times 10^{-5} \quad (KW / Km faz) \quad (III.22)$$

formülünden hesaplanır. Üç fazdaki korona kayıplarını hesaplamak için bulunan değer 3 ile çarpılır.

Denklemden de görüleceği üzere korona kayıpları iletkenin boyutlarının karekökü ile orantılı olarak değişir. İletken yarı çapı büyük ise, güç kaybı da büyür. Aynı şekilde iletkenler arası açıklık arttırılırsa korona kaybı azalır.

Peterson 'a göre 3 fazlı bir hattın  $Km$  'sinde meydana gelen korona kayıpları ise;

$$Pfk = \frac{2.1 \times 10^{-5} \times f \times U^2_0 \times F}{\left( \ln \frac{D_{açıç}}{r_{ilk}} \right)^2} \quad (III.23)$$

formülünden hesaplanır.

$F$  :  $(U_0 / U_{fo})$  oranının fonksiyonu olarak deney ile saptanan korona faktörü

$(U_{fo})$  gerilimi ise ;

$$U_{fo} = 21.1 \times \delta_{hava}^{2/3} \times m_p \times r_{ilk} \times \ln \frac{D_{açıç}}{r_{ilk}} \quad (III.24)$$

denklemlerle verilmiştir. İletken başına alan şiddetine göre korona kayıpları ise aşağıdaki denklemlerle ifade edilebilir.

$$Pfk = 4.44 \times 10^{-4} \times U_r (U_r - U_{fo}) \times f \times r_{ilk}^2 \left[ \ln \frac{\sqrt{2} \times 10^3 U_r}{f \times r_{ilk}} - 1 \right] \quad (III.25)$$

$U_r$  : İletken yüzeyindeki alan şiddeti olup iletken için hesaplanan kapasite değerinden elde edilir.

Korona kayıpları havanın durumuna göre de değişiklik göstermektedir. Kuru havalarda korona kayıpları bütün işletme gerilimleri için teorik olarak sıfırdır. Buda

havanın iyonizasyonunun nemli havalarda meydana geldiğinin göstergesidir. Buna göre hava şartlarının araştırılmasıyla ilgili yapılan çalışmada yılın yaklaşık olarak;

7520 (saat / yu) kuru hava

260 (saat / yu) yağmur

440 (saat / yu) hafif sis

60 (saat / yu) yoğun sis

240 (saat / yu) kırığı, kar olduğı saptanmıştır. Buna göre korona kayıpları yılın yalnız 560 (saat / yu) zamanında meydana gelmektedir. [23,34,36,37]

### III.4.1.5. Kaçak Akım Kayıpları

İki veya daha fazla iletim hattının birbirlerine göre olan konumlarından dolayı meydana getirdikleri karşılık endüktans ve bu endüktansın sebep olduğı kaçak akımdan dolayı meydana gelen kayıplardır. Bu kayıplar kablodan geçen güç akışından bağımsızdır. Kaçak akım kablo gerilim altında olduğı müddetçe mevcuttur ve değeri;

$$I_{kaçak} = 3 \times U_0 \times XC \times 10^{-3} \quad (III.26)$$

olarak belirlenir. Kaçak akım sebebiyle meydana gelen kayıplar ise;

$$P_{kaçak} = \frac{1}{3} \times I_{kaçak}^2 \times L_u^3 \times R_{ac} \quad (III.27)$$

denklemleri ifade edilir. Ayrıca kaçak akım kayıpları gerilimin karesi ile orantılı olarak da artış gösterir ve kaçak akım kablo boyunca üniform dağılmaz. Başlangıçta sıfır olan bu değer yavaş yavaş artarak tam değerine ulaşır.

Örneğın 6,6 KV 'luk bir enerji iletim hattında 15 Km uzunluk için kaçak geçirgenlikten dolayı ortaya çıkan kayıp enerji 5W kadardır.[4,23,25] Aşağıda bazı gerilim seviyeleri için kaçak geçirgenlikten dolayı oluşan kayıplar Tablo III.1'de verilmiştir.

Tablo III. 1. İletim Hatlarının Gerilim Seviyesine Göre Kaçak Kayıpları

10 KV 'luk Hatlarda Kaçak Kayıplar	Km Başına Kaçak Kayıplar (W)
Kuru Hava	2.8 W
Az sisli Hava	8.3 W
Kar Yağışlı	13.7 W
Kuvvetli Fırtına ve Yağmur	55 W

Sürekli yağmur	61 W
Şidetli ve Fırtınalı Yağmur	83 W
Kuvvetli ve Fırtınalı Karlı Yağmur	121 W
110 KV 'luk Hatlarda Kaçak Kayıplar	Km Başına Kaçak Kayıplar (W)
Kuru Hava	70-120 W
Yağmur	720-1200 W
Hafif Sis	720-960 W
Yağmur Sis ve Lodos	3600 W
Buz	1900- 2400 W
220 KV 'luk Hatlarda Kaçak Kayıplar	Km Başına Kaçak Kayıplar (W)
Kuru Hava	120 W
Çiğ	200 W
Yağmurlu Hava	330-770 W
Sis	660-770 W

### III.4.2. Yük Akımına Bağlı Kayıplar

Bir elektrik enerji iletim hattı yüklendiği zaman, yükten bağımsız kayıplardan başka yüke bağımlı olan kayıplarda meydana gelir. Bunlar bizzat yük akımı tarafından meydana getirilen ve yük akımının o andaki değerine bağlı olarak değişen kayıplardır. Akımın karesi ile orantılı olarak değişen bu kayıplar ısı şeklinde yayılırlar. Trafoların bakır kayıpları, ölçü kontrol ve kumanda elemanlarının akım bobinlerinde meydana gelen kayıplar, kablolarda ve klemenslerde akımın sekonder etkisiyle meydana gelen zırh ve siper kayıpları, iletkenlerden akan akıma göre meydana gelen güç ve enerji kayıpları ve arızalar esnasında meydana gelen kayıplar yük akımına bağlı kayıplar sınıfında sayılabilir. Bu kayıpların hesaplanmasında şebekenin çalışması dengeli olmadığından formüsel bazda zorluk çekilebilir. Çünkü şebekeden çekilen akım gün, saat hatta saniyeler zarfında değişiklik göstermektedir. Bu yüzden bu tip kayıpların hesaplanmasında şebekelerin dengeli işlediği farz edilerek hesap yapılır yada gönderilen ve alınan enerji arasındaki fark ölçülerek kayıplar çıkartılır.

Enerji iletim hatlarında yüke bağlı olarak meydana gelen kayıplar genel olarak;

- İletkenlerden akan akıma göre meydana gelen güç ve enerji kayıpları,

b) Kablolarda ve bağlantı klemenslerinde akımın sekonder etkisine bağlı olarak meydana gelen kayıplar diye iki başlık altında incelenebilir.

Bunun yanında yük akımına bağlı olarak meydana gelen kayıplara güç katsayısı, gerilim düşümü ve harmonikler gibi faktörlerde tesir etmektedir. Bunların güç kayıpları üzerinde meydana getirdiği etkiler bu bölümde ayrıca incelenecektir.

### III.4.2.1. Enerji İletim Hatlarında Meydana Gelen Güç Kayıpları

Enerji iletim sistemlerinde kablo iletkeninden geçen akımın karesi ile orantılı olarak değişen ve kayıpların en büyük bileşenini meydana getiren kayıplardır. Omik kayıplar olarak ta adlandırılan bu kayıplar güç transferi ve yükü beslemek üzere iletkenlerden geçen akımlardan dolayı ısı şeklinde ortaya çıkar. Bu kayıplar aktif ( $\Delta P$ ) ve reaktif ( $\Delta Q$ ) güç kayıpları olarak hattın kapasitansı ihmal edilirse ;

$$\Delta P = 3 \times I_h^2 \times R_h = 3 \times (I_a^2 + I_r^2) \times R_h = \left[ \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \right] R_h \quad (\text{III.28})$$

$$\Delta Q = 3 \times I_h^2 \times X_h = 3 \times (I_a^2 + I_r^2) \times X_h = \left[ \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \right] X_h \quad (\text{III.29})$$

şeklinde ifade edilir.

$R_h$  : Hattın toplam direnci

$X_h$  : Hattın toplam endüktansı

$I_h$  : Hat akımı

$I_a$  : Hat akımının aktif bileşeni

$I_r$  : Hat akımının reaktif bileşeni

Eğer hattın kapasitansı da hesaba katılırsa o zaman meydana gelen güç kayıpları uzun enerji iletim sistemlerinde olduğu gibi hesaplanır. Uzun enerji iletim sistemlerinde hat başı ve hat sonu gerilim ve akımlar arasındaki farkları hesaplamada hattın devre sabitleri kullanılır. Buna göre kayıp güç denklemleri hattın devre sabitleri cinsinden aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$\Delta P = A_x C_x U^2 \cos \theta \pm \left[ A_x^2 + B_x C_x \cos 2\gamma - 1 \right] P + B_x C_x \sin 2\gamma Q + A_x B_x \cos \xi \frac{P^2 + Q^2}{U}$$

(III.30)

$$\Delta Q = A_x C_x U^2 \sin \theta + B_x C_x \sin 2\gamma P + (A_x^2 - B_x C_x \cos 2\gamma - 1) Q + A_x B_x \sin \xi \frac{P^2 + Q^2}{U}$$

(III.31)

$A_x, B_x, C_x, D_x$  : Uzun iletim hattı devre sabitleri

Yukarıda ifade edilen denklemler akımın sabit olduğu varsayımından hareketle çıkarılmıştır. Ancak uygulamada durum bundan çok farklıdır. Çünkü hattan akan akım zamanla değeri değişen bir akım olduğundan bu tip sistemde meydana gelen kayıpları matematiksel olarak hesaplamak zordur. Bu yüzden akımın herhangi bir andaki değerine bağlı olarak kayıplar hesaplanıp tüm zamana genelleştirilebilir. [2,23,30]

### III.4.2.2. Enerji İletim Hatlarında Meydana Gelen Enerji Kayıpları

Birim zamandaki enerji miktarına güç denir. Buna göre enerji kayıp miktarları hesaplanırken T sürede meydana gelen kayıplar hesaba katılır. Bir enerji iletim sisteminde meydana gelen enerji kayıpları;

$$\Delta Eh = \Delta P \times T = 3 \times I_h^2 \times R_h \times T \quad (III.32)$$

şeklinde ifade edilebilir. Akım sabit tutulduğunda güç kayıpları da sabittir. Ancak enerji iletim hatlarından geçen akım zamanca değişkendir. Bu yüzden istenilen zaman aralığındaki enerji kayıpları için( Bu formül belli bir hat parçası için yüke bağlı kayıpların hesaplanmasında kullanılır) ;

$$\Delta Eh = \int_0^T 3 I_h(t)^2 R_h dt \quad (III.33)$$

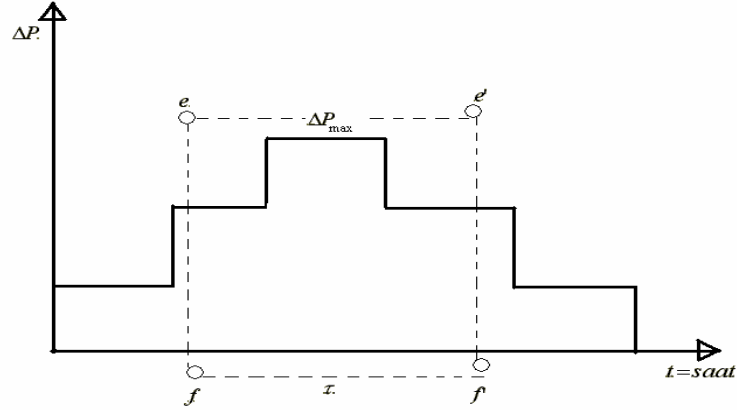
bağıntısı yazılabilir. Burada belirtilen  $I_{h(t)}$  'nin matematiksel olarak grafiğini belirlemek mümkün değildir. Çünkü şebekeden çekilen güç ve ona bağlı olarak akım zaman içerisinde değişkenlik göstermektedir. Bu yüzden hesaplamalarda yük grafiği dikdörtgen şeklinde gösterilir karesel ortalama akım belirtilirse enerji kayıpları aşağıdaki denklemde olduğu gibi hesaplanabilir.

$$I_m^2 = \frac{I_1^2 \times T1 + I_2^2 \times T2 + \dots}{T} \quad (III.34)$$

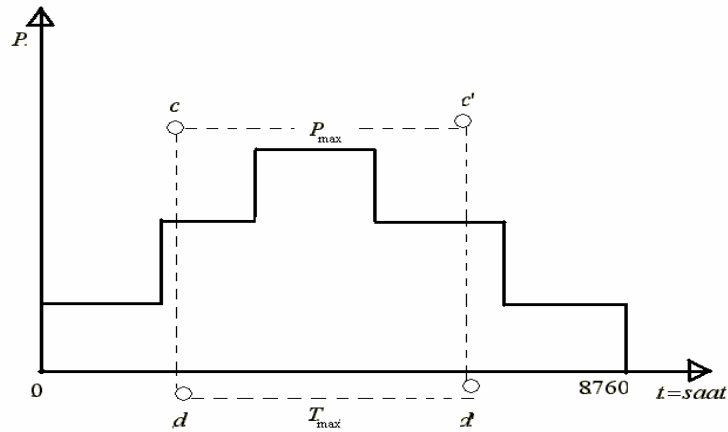
$$\Delta Eh = 3 \times I_m^2 \times R_h \times T \quad (III.35)$$

$I_m$  : Ortalama akım

Başka bir değişle belli saatlerde tüketicilerin çektiği güç maksimum olur. Bu saatlerde çekilen enerji yıllık tertiplenmiş yük eğrisinde şebekeden çekilen enerjiye eşit olur. Bunun için Şekil III.4 ve III.5’de verilen  $T_{max}$  hesaplama grafiği ve  $\tau$  maxsimal güç kayıpları zaman grafiğini incelenen durum için çizmek hesaplamalar açısından basitlik sağlar.



Şekil III. 4.  $\tau$  hesaplama grafiği



Şekil III. 5.  $T_{max}$  hesaplama grafiği

Bu grafiklerden hareketle maxsimum enerji kayıpları ;

$$\tau = 8760 \times \left[ 0.124 + \frac{T_{max}}{10000} \right]^2 \quad (III.36)$$

$$\Delta Eh = 3 \times I_h^2 \max \times R_h \times \tau = \frac{P_{max}^2}{U^2 \times \cos^2 \theta} \times R_h \times \tau \quad (III.37)$$

denklemleri kullanılarak ifade edilebilir. [2,23,30,38]

Bu konuyu biraz daha açarsak; yüke bağlı kayıpların hesaplanmasında şebekeden çekilen akımın büyük bir etkisi vardır. Bu yüzden şebekeden çekilen akımın ve buna bağlı olarak gücün belirli bir süre zarfında nasıl değiştiiğini grafiksel olarak gösteren eğrilerin kullanılması ve bu eğrilere dayanarak şebeke akımının

gerçek değerinin belirlenmesi gerekmektedir. Akımın veya gücün zaman içerisinde nasıl değiştiğini gösteren bu eğrilere ise puant yük eğrisi denir. Çizilen bu eğri bütün bir yılı kapsıyorsa o zaman yıllık yük eğrisi adını alır ve çiziminde  $P_t, P_p, I_t, I_p, t, T$  değerleri kullanılır. Bu eğride maksimum yük yerine  $P_p$  : Puant yük ve  $I_p$  : Puant akım değerleri 1 olarak alınır ve T süresi içinde yerine konur, bir apsis ve ordinat baz alınarak çizilirse T süresi için X ve Y koordinatlarında yük eğrisi elde edilir. Elde edilen bu tertiplenmiş yük eğrisinin matematiksel ifadesini ise çıkarmak zordur. Bunun yerine yaklaşık ve matematiksel olarak ifade edilebilen sembolik yük eğrileri kullanılır.

Akımın değişkenlik özelliğinden hareketle değişik yazarlar tarafından şebeke yük eğrisi baz alınarak çeşitli sembolik yük eğrileri tanımlamış ve bu eğrileri matematiksel olarak ifade edilebilen sembolik eğrilere dönüştüren amprik formüller vermiştir. Bu sembolik yük eğrilerini kullanarak şebekelerin yüklenme faktörleri ve buna bağlı olarak kayıp faktörleri tanımlamışlardır.

X ve Y yük eğrisinin apsis ve ordinatını göstermek üzere;

$$X = \frac{t}{T} \quad (III.38)$$

$$Y = \frac{P_t}{P_p} = \frac{I_t}{I_p} \quad (III.39)$$

$m$  yüklenme ve  $m_0$  en küçük yüklenme faktörü;

$$m = \frac{P_m}{P_p} = \frac{I_m}{I_p} = \frac{E_{toplam}}{P_p \times T \times \cos \theta_p} \quad (III.40)$$

$$m_0 = \frac{P_o}{P_p} = \frac{I_o}{I_p} = \frac{E_{toplam}}{P_o \times T \times \cos \theta_o} \quad (III.41)$$

$P_m$  : Ortalama güç

$P_o$  : En küçük çekilen güç

$I_o$  : En küçük çekilen akım

$P_p$  : En yüksek çekilen güç

$I_p$  : Puant güç anındaki akım

denklemleriyle hesaplanır. Bu denklemler baz alınarak günümüzde en çok kullanılan kayıp faktörleri ve bunun çeşitli yazarlara göre ifadeleri ise Tablo III.2'de gösterilmiştir. [23]

Tablo III.2. Çeşitli Yazarlara Göre Yıllık Tertiplenmiş Yük Eğrisinin Matematiksel Modeli, Aktif ve Görünür Kayıp Faktörleri

Günümüzde En Çok Kullanılan Kayıp Faktörleri ve Çeşitli Yazarlara Göre İfadeleri			
	Yıllık Tertiplenmiş Yük Eğrisinin Matematiksel İfadesi	Aktif Kayıp Faktörü	Görünür Kayıp Faktörü
JUNGE	$y = 1 - (1 - m^2)x^m$	$\theta_W = m^{1.8}$	
FLECH ve RAHN	$y = x^{\frac{1-m}{m}}$	$\theta_W = \frac{m}{2-m}$	
SOSCHINSKI	$y = 1 - (1 - m_0)x^{\frac{m-m_0}{1-m}}$	$\theta_W = m - \frac{(1-m)(m-m_0^2)}{1+m-2m_0}$	
TRAGER		$\theta_W = \frac{m+m^2}{2}$	
WICHMANN		$\theta_W = 0.078 - 0.022m + 0.943m^2$	
BULLER ve WOODROW		$\theta_W = 0.7m^2 + 0.3m$	
JANSEN		$\theta_W = \frac{m+m^2}{2}$	
SOLLING		$\theta_W = m^2 + (m - m_0)^{2.6}$	$\theta_\varphi = n^2 \frac{\text{Cos}\varphi_p^2}{\text{Cos}\varphi_m^2} + \left[ m \frac{\text{Cos}\varphi_p}{\text{Cos}\varphi_m} - m_0 \frac{\text{Cos}\varphi_p}{\text{Cos}\varphi_0} \right]^{2.6}$
LANGRERH	$y = 1 - x^{\frac{m}{1-m}}$	$\theta_W = m^{1.6} = \frac{2m^2}{1+m}$	$\theta_\varphi = m^{1.5} = \sqrt[2]{m^3}$
WOLF		$\theta_W = m^{1.792}$	$\theta_\varphi = \theta + \text{Sin}\varphi_p^2 [C^2 - 2C] \varphi + \text{Sin}\varphi_p^2 (2C - 2C^2)m + C^2 \text{Sin}\varphi_p^2$
HOLMGREEN ve RUNG			$\theta_\varphi = \text{Cos}\varphi_p^2 \theta + \text{Sin}\varphi_p^2 m$
<p>Wolf'un Görünür Kayıp Denklemindeki (<math>C_{tröger} = \frac{\frac{\text{Tan}\varphi_m}{\text{Tan}\varphi_p} - 1}{\frac{1}{m} - 1}</math>) ifadesi Trager Sabitini Göstermektedir.</p> <p>Holmgreen ve Rung Görünür Kayıp Denklemindeki (<math>\text{Cos}\varphi_t = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{P}{P_t} \tan^2\varphi_p}}</math>) Güç Faktörünün Ani Değerini Göstermektedir.</p>			

Tablo III.2'de verilen denklemlerden kesin ve doğru aktif güç kayıpları için Soschinski ve Solling tarafından verilen formül kullanılır. Çünkü bu iki denklem en

küçük yüklenme derecesinin etkisini de içerir. Görünür kayıp faktörü için günümüzde ise en kullanışlı denklem Wolf ve Tröger tarafından verilen denklemdir. Ancak bu denklem her türlü durumu göz önüne alırken en küçük yüklenme derecesini göz önüne almaz. Görünür kayıp faktörü için en küçük yüklenme derecesini de göz önüne alan denklem Solling tarafından verilen denklemdir.[23] Bu denklemlerden hareketle bir enerji sisteminde meydana gelen enerji kayıpları ise;

$$\Delta Eh = 3 \times I_p^2 \times R_h \times \theta_{W \leftrightarrow p} \times T \quad (\text{III.42})$$

denklemiyle ifade edilebilir. Burada önemli olan hangi durumda kayıp enerji bulunacaksa o duruma göre bulunan kayıp faktörü değerinin denklemde yerine konmasıdır.

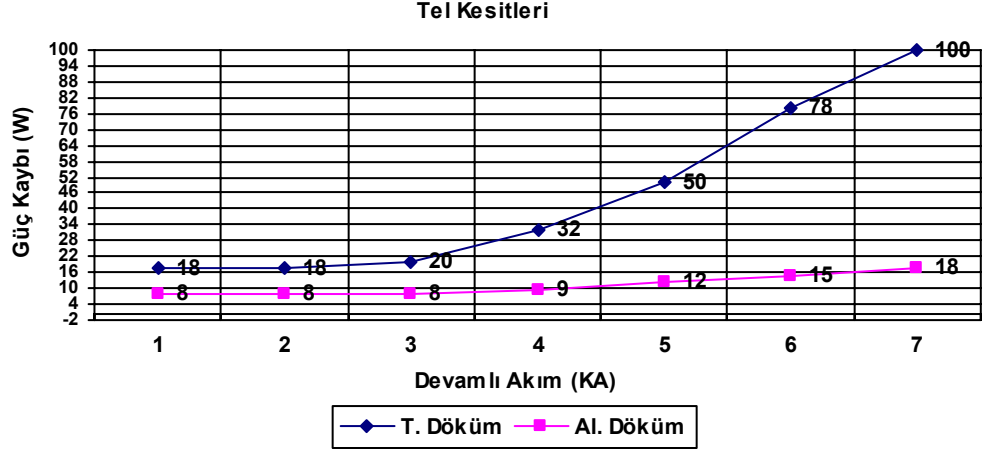
### **III.4.2.3.Kablolarda ve Bağlantı Klemenslerinde Meydana Gelen**

#### **Kayıplar**

Gerek yüksek gerilim hava hatlarında gerekse kablolarda ve iletkenlerde, bağlantı klemenslerinde , işletme akımı tarafından meydana gelen kayıplardan başka işletme akımının sekonder etkisine bağlı olarak da kayıplar meydana gelir. Bunlar yük akımına bağlı olan kayıplar olarak hesaba katılır.[23]

#### **III.4.2.3.1.Bağlantı Klemenslerinde Meydana Gelen Kayıplar**

Yüksek gerilim hava hatlarının askı klemenslerinde deneysel olarak ispatlanmış olduğu gibi, işletme akımının manyetik alanının sebep olduğu Foucoult akımı ve buna bağlı olarak kayıplar meydana gelir. Eğer klemens manyetik bir malzemedен meydana gelirse bu kayıpların değeri artar. Şekil III.6'da tamper ve alüminyum döküm askı klemenslerinde akım şiddetine bağlı olarak meydana gelen kayıplar görülmektedir.[23]



**Şekil III. 6. Tamper Döküm ve Alüminyum Döküm Gövdeli Askı Klemenslerinde Akım Şiddetine Bağlı Olarak Kayıp Güçler**

### III.4.2.3.2. Kablolarda Kılıf Kayıpları

Kablolarda ve iletkenlerin kurşun ve alüminyum kılıflarında işletme akımının manyetik alanı ile indüklenen Foucault akımları ve kablo tertibinin kurşun kılıfın boyuna istikametindeki indüksiyon akımları neticesinde kayıplar meydana gelir. Bu kayıplar sonucunda iletken direncinde bir artış gözlenir. Bu artış;

$$\Delta R_M = R_M \times \frac{X_M^2}{R_M^2 + X_M^2} \quad (\text{III.43})$$

şeklinde ifade edilir.

$$R_M : \text{Kılıf direnci} \quad (\Omega/m)$$

$$X_M : \text{İletken ile kılıf arasındaki karşılıklı endüktans} \quad (\Omega/m)$$

Bu kılıf akımlarından doğan kılıf kayıpları da ;

$$\Delta P_{Kılıf} = \Delta R_M \times I_h^2 \quad (\text{III.44})$$

denklemleriyle elde edilir.

Kılıf akımlarındaki artış katsayısı da ;

$$\lambda_1 = \frac{R_M}{R_h} \times \frac{X_M^2}{R_M^2 + X_M^2} \quad (\text{III.45})$$

olarak bulunur.

Bu kayıplar hattın yüklenme durumu ve kullanılan malzemeye göre toplam kayıpların içerisinde %0,2 ile %2 arasında değişmekte olup meydana gelen kayıplar

kabloların cinsine, döşeme şekline ve kablolar arasındaki mesafeyle alakalıdır.[39,40]

### III.4.2.3.3. Kablolarda Zırh Kayıpları

Kabloları mekanik zorlamalara karşı korumak için zırh (Siper) kullanılır. Malzemesi genellikle galvenizli çelik olan bu zırh, direnç artışına ve enerji kayıplarına sebebiyet verdiği için tek damarlı kablolarda kullanılmamakta, kullanılması zorunlu olan hallerde ise ferro manyetik malzemeden yapılmaktadır. Dolayısıyla çok damarlı kablolarda bulunabilen bu zırhta, manyetik kutbiyyetin yön değiştirmesi sonucu ilave kayıplar meydana gelecek ve iletkenin DC akım direnci bir kere daha artış gösterecektir. Bu durumda iletkenin AC akım direnci;

$$R_{ac} = \left[ 1 + \frac{1}{48} \times \left( \frac{r_a}{\delta_{sk}} \right)^4 \right] \times R_{dc} \quad (III.46)$$

olarak hesaplanır.

$r_a$  : Zırh teli yarıçapı

$\delta_{sk}$  : Deri kalınlığı

Buna göre zırh kayıpları artış katsayısı ;

$$\lambda_2 = \frac{1}{48} \times \left( \frac{r_a}{\delta_{sk}} \right)^4 \quad (III.47)$$

olarak belirtilebilir. Bu kayıplar üç iletkenli kablolar da önemsizdir.[23,40]

Tüm bunlara ilaveten birde iletkenin termal kayıpları mevcuttur. Bu kayıplar ısı şeklinde atmosfere yayılırlar. İletkenin akım taşıma kapasitesinde değişikliklere neden olduğundan göz ardı edilmemesi gerekir ve aşağıdaki denklemlerle hesaplanır.

$$W_{th} = \frac{2\pi\lambda\Delta t}{\left( \ln \frac{K_o}{K_i} \right)} \quad (III.48)$$

$K_o$ ...ve... $K_i$  : İzolasyon maddesinin dış ve iç çapı

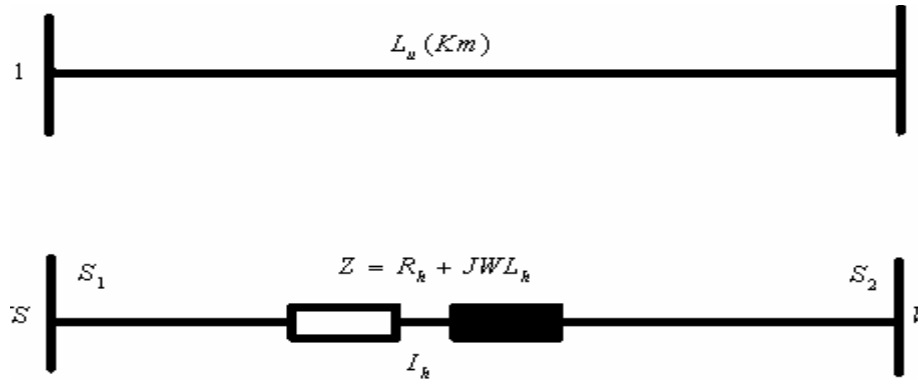
$\lambda$  : Isıl iletkenlik

Bu tip meydana gelen kayıplar takriben (0.5.. $W$  / faz) olarak alınabilir.[39]

### III.4.3. Enerji İletimindeki Bazı Faktörlerin Meydana Gelen Kayıplara Etki

#### III.4.3.1. Gerilim Düşümünün Kayıplara Etkisi

Enerji iletim hatlarının bir kısmını ele alalım. Belli bir uzunluktaki iletim hattının kapasitif etkisi ihmal edildiğinde hattan geçen akım hat başında ve hat sonunda sabit olup değişmemektedir. Bu durumda hattın eşdeğer devresi Şekil III.7'deki gibi çizilebilir.



Şekil III. 7. Hat Kesiti ve Eşdeğer Devresi

Hat sonu gerilimi  $V_R$  ve hat akımını  $I_h$  belli bir değerde ise  $V_S$  hat başı gerilimini hesaplamak için;

$$V_S = V_R + \Delta V = V_R + I_h \times (R + jXL) \quad (\text{III.49})$$

denklemleri oluşturulabilir ve hat başı ile hat sonu gerilimleri arasındaki cebirsel fark gerilim kaybını verir. Bu fark hattan akan akımın  $Z$  empedansı üzerinde meydana getirdiği gerilim düşümü olup iki bileşene ayrılır. Bunlar gerilim düşümünün boyuna bileşeni ( $\Delta V_b$ );

$$\Delta V_b = I_h \times R_h \times \cos \theta + I_h \times X_h \times \sin \theta \quad (\text{III.50})$$

ve enine gerilim düşümü bileşeni ( $\delta V$ );

$$\delta V = -I_h \times R_h \times \sin \theta + I_h \times X_h \times \cos \theta \quad (\text{III.51})$$

olarak adlandırılırlar.[2,38] Enine gerilim düşümü bileşeni uzun iletim hatlarında hesaba katılır. Kısa iletim hatlarında ihmal edilebilecek kadar küçük olduğu için yalnız boyuna gerilim düşümü toplam gerilim düşümüne eşit olduğu farz edilir. Toplam gerilim düşümü ise bu iki bileşenin vektöriyel toplamına eşittir.

$$\Delta \vec{V} = \Delta V_b + \delta \Delta \vec{V} \quad (\text{III.52})$$

Şimdi kayıpların gerilim düşümü ile nasıl değiştiğini inceleyelim. Denklem III.50'deki boyuna gerilim düşümü ifadesinde akımın aktif ve reaktif bileşenleri yerine  $I \times \cos \theta = \frac{P}{U}$  ve  $I \times \sin \theta = \frac{Q}{U}$  ifadeleri yazılırsa gerilim düşümü denklemi aşağıdaki gibi ifade edilebilir.

$$\Delta V = \frac{R_h \times P + X_h \times Q}{U} \quad (\text{III.53})$$

Daha öncede belirtildiği gibi enerji iletim hatlarında meydana gelen kayıplar akımın karesine orantılı olarak artmaktadır. Bu durumda elektrik enerji sisteminde tek fazda meydana gelen kayıp ;

$$\Delta P = I_h^2 \times R_h = \frac{P^2}{U^2} \times R_h \quad (\text{III.54})$$

olarak bulunabilir. Gerilimin %10 düştüğü varsayılırsa bu durumda kayıp denklemi;

$$\Delta P = I_h^2 \times R_h = \frac{P^2}{\left(U - \frac{U}{10}\right)^2} \times R_h \quad (\text{III.55})$$

şeklinde ifade edilebilir. Denklem (III.54 ve III.55) ifadelerini birbirine oranladığımızda; %21 'lik bir kayıp fazla çıkar. Yani gerilim değeri düştüğünde payda azalacak dolayısıyla kayıp güç artacaktır.

Ayrıca gerilim düşümlerini hat voltajının yüzdesi olarak ta ifade etmek mümkündür. Buna göre enerji iletim hatlarında meydana gelen gerilim düşümü yüzdeleri;

Kısa enerji iletim hatlarında;

$$\% \Delta V = \frac{R_h \times P + X_h \times Q}{10U^2} \quad (\text{III.56})$$

Uzun enerji iletim hatlarında ise;

$$\% \Delta V = \frac{R_h \times P + X_h \times Q}{10U^2} - \frac{216 \left( \frac{L_u}{1.609} \right)^2}{10^6} \quad (\text{III.57})$$

olarak bulunur.[38]

Hat başı ve hat sonu arasındaki faz farkı ise ;

$$\Theta = \text{Arc tan} \frac{X_h \times P - R_h \times Q}{1000U^2 + R_h \times P + X_h \times Q} \quad (\text{III.58})$$

$\Theta$  : Hat başı ve hat sonu arasındaki açısıl fark

denklemiyle tespit edilebilir.

Meydana gelen bu gerilim düşümünün kontrol edilmesi, tüketicilerin kullandıkları elektrikli aletlerin verimli çalışması, güç ve enerji kayıplarının kontrolü ve hattın stabilitesi açısından önemlidir.

### III.4.3.2. Güç Katsayısının Kayıplara Etkisi

Elektrik enerji sistemlerinde şebekeden üç türlü güç çekilir. Bunlar ;

$$\begin{aligned} S &= U \times I_h \\ P &= U \times I_h \times \cos \theta \\ Q &= U \times I_h \times \sin \theta \end{aligned} \quad (III.59)$$

olup, bu güçler arasında ise şu bağıntılar geçerlidir.

$$\begin{aligned} P &= U \times I_h \times \cos \theta = S \times \cos \theta \\ Q &= U \times I_h \times \sin \theta = S \times \sin \theta \end{aligned} \quad (III.60)$$

İşte bu denklemlerde görülen  $\cos \theta$  'nın değerine güç katsayısı ve  $\theta$  değerine ise güç açısı denilmektedir. EES'nde tek fazda meydana gelen kayıplar ise;  $\Delta P = I_h^2 \times R_h$  ve  $\Delta Q = I_h^2 \times X_h$  gösterilmek üzere, hat akımı yerine akımın aktif ve reaktif bileşenleri yazılırsa yeni kayıp denklemleri;

$$\Delta P = R_h \times \left( \frac{I_h}{\cos \theta} \right)^2 \quad (III.61)$$

$$\Delta Q = X_h \times \left( \frac{I_h}{\sin \theta} \right)^2 \quad (III.62)$$

şeklinde ifade edilebilir. Denklemlerden görüldüğü üzere aktif kayıplar  $\left( \frac{1}{\cos \theta} \right)^2$  ile

orantılı olarak değişim gösterirken, reaktif kayıplar  $\left( \frac{1}{\sin \theta} \right)^2$  karesi ile değişim göstermektedir. Şu durumda belirli aktif akımın ve dolayısıyla belirli aktif gücün üretimi, iletimi ve dağıtımı için gereken tesislerin gücü, güç katsayısı ile ters orantılıdır. Buna mukabil enerji kayıplarını aktif güç cinsinden yazacak olursak;

$$\Delta P = \frac{R_h \times P^2}{U^2 \times \cos^2 \theta} \quad (III.63)$$

kayıpların  $\cos$  değerinin karesiyle ters orantılı olduğu sonucunu çıkarabiliriz.

Bu şunu göstermektedir ki  $\cos \theta$  değerinin düşüklüğü sonucunda meydana gelen kayba mukabil EES’nde bir de ek kayıplar meydana gelmektedir. Örneğin güç katsayısının 1 ve 0,9 olması halinde meydana gelebilecek kayıpları çıkarmaya çalışalım.

$\cos \theta = 1$  olması durumunda ;

denklem (III.63) ‘e göre aşağıdaki gibi bir ifade yazılabilir. (Hattın direnci, gerilimi ve gücü sabit kabul edilmektedir.)

$$\Delta P_{ilk} = \frac{R_h \times P^2}{V^2 \times 1^2} \quad (III.64)$$

Aynı ifadede hattın  $\cos \theta$  değerinin 0,9 olması halinde ele alacak olur ve bu iki değeri bir birine oranlarsak;

$$\Delta P_{ikinci} = \frac{R_h \times P^2}{V^2 \times 0,9^2} \quad (III.65)$$

0,22 ‘lik bir güç kayıplarında artış gözlenecektir.

Güç katsayısının çeşitli değerlerine göre ek kayıp oranı değerleri Tablo III.3’de verildiği gibi olacaktır.

**Tablo III.3.  $\cos$  Değerine Göre Meydana Gelen Kayıp Artışları**

Güç Katsayısı ( $\cos$ )	Kayıp Oranı
1	1
0,9	1,22
0,8	1,56
0,7	2,04
0,6	2,77
0,4	6,25

### III.4.3.3. Hattın Uzunluğunun Kayıplara Etkisi

EES’nde meydana gelen akıma bağlı kayıpların büyük bir kısmının hattın direncinden kaynaklandığını belirtmiştik. Bu durumda gerilimi ve akımı sabit kabul ettiğimiz taktirde direnç değerini (III.1) güç kaybı denkleminde (III.54) uzunluğun bir fonksiyonu olarak ifade edersek yük sabit kalmak koşulu ile kayıplar;

$$\Delta P = I^2 \times r_h \times L_u = \frac{P^2}{U^2} \times r_h \times L_u \quad (\text{III.66})$$

uzunluktaki artma miktarı kadar doğru orantılı olarak artış gösterir.

Örnek hattımızın uzunluğunu  $L_u$  ve  $2L_u$  olarak ele alıp kayıpları hesaplayalım.

$L_u$  uzunluğundaki hatta meydana gelen akıma bağlı kayıplar denklem (III.66)'de yerine konur ve  $L_u$  uzunluğu iki katına çıkarılıp aynı ifade tekrar hesaplanır ve bu iki değer birbirine oranlanırsa sonucunda kayıpların uzunluğun artış miktarı kadar arttığı görülür. Ayrıca hattın uzunluğu arttıkça gerilim düşümü de artma göstereceğinden bu kaybın yanında birde ek kayıp meydana gelecektir.

# BÖLÜM IV

## ENERJİ DAĞITIM SİSTEMLERİ VE MEYDANA GELEN KAYIPLAR

### IV.1.GİRİŞ

En genel halde bir enerji sistemi; EÜS, EİS ve EDS'nden meydana gelir. EÜS'lerinde üretilen ve EİS ile tüketim merkezlerinin yakınına kadar yüksek gerilimle iletilen enerjini gerilim seviyesi düşürülerek tüketicilere ait servis bölümlerine kadar sevk edilmesine enerji dağıtım ve aradaki sisteme de EDS adı verilir.

EDS, enerji iletim sistemi ile tüketiciler arasında bulunan ve elektrik enerji sistemlerinin son aşaması olan tesisidir. Bu tesis enerji iletim sisteminden alınan gerilimi alt iletim gerilimine dönüştüren, yapısında güç ve dağıtım transformatörleri ile bunlara ait bağlantı elemanları bulunan güç postallarından başlayarak, en son alt iletim sistemine kadar olan bölümü yani tüketicileri de kapsayan komplike bir yapıya sahiptir. Alt iletim sistemleri ise OG şebekelerinden alınan enerjiyi gerek yer altı gerekse yer üstü dağıtım kablolarıyla elektrik enerjisini tüketim bölgelerine ulaştıran sistemlerdir.

Bu bağlamda sanayileşmenin, ekonomik ve sosyal hayatın en önde gelen unsurlarından biri olan elektrik enerjisi, yaşamın ana maddeleri olan hava, su ve ekmek kadar zorunlu bir ihtiyaç maddesi haline gelmiştir.Yılda kişi başına tüketilen

enerji ülkelerin gelişmişlik durumunun saptanmasında birinci sırada kabul edilen bir kriter olmuştur. Bu nedenle ülkemizin ihtiyacı olan elektrik enerjisinin üretimini artırmak için girişilen büyük uğraşların yanında, doğudan batıya 1500 km ve kuzeyden güneye 650 km genişliğinde topraklara sahip olan ülkemizde enerji dağıtım konusunun da ne denli önemli olduğunun bir göstergesidir.

Enerji dağıtımını en genel ifade ile ; bir veya çok kademeli OG sistemi ile transformatör merkezleri ve AG sistemlerinden meydana gelmektedir. Bugün ülkemizde enerji dağıtımını 34,5 KV , 15,8 KV , 10,5 KV , 6,3 KV , 3,3 KV ve 0,4 KV 'luk gerilim seviyelerinde yapılmaktadır.[4,25,43]

#### **IV.1.1. Enerji Dağıtım Şebekeleri**

Elektrik enerjisinin üretildiği santraller çoğu zaman yerleşim birimlerine uzak noktalarda kuruludur yada bazı yerleşim bölgelerinde hiç santral yoktur. Bu nedenle üretilen elektrik enerjisini verimli bir şekilde iletmek ve tüketim bölgelerine dağıtmak gerekir. Elektrik enerjisinin tüketicilere ulaştırılması için tesis edilen iletim ve dağıtım şebekeleri iletimin ve dağıtımın yapılacağı tüketici bölgelerinin özelliklerine göre en uygun, güvenli ve kesintisiz enerji verebilecek nitelikte tesis edilmesi gerekmektedir. Elektrik dağıtım şebekeleri köy, kasaba, şehir, sanayi vb. durumdaki yerleşim ve iş merkezlerinde bulunan alıcıların elektrik enerjisi ihtiyaçlarını karşılamak için tesis edilen ve çok sayıda hat parçalarının bir araya gelmesinden oluşan hatlar topluluğu olarak düşünülebilir. Yerleşim birimleri ve sanayilerdeki cadde, yol, meydan ve geçitler boyunca döşenen hat parçalarının birbirine eklenmesinden, kollar ve kolların birbirine eklenmesinden de dağıtım şebekeleri meydana gelir.

Elektrik dağıtım şebekelerinin kurulmasında alıcıların teknik yönden uygun ekonomik ve ergonomik bir şekilde beslenmesi ana kuraldır. Bu kuralları yerine getirebilmek için değişik şebeke tipleri geliştirilmiştir. Dağıtım sistemine uygun olarak şebekeler ;

- a) Dal- Budak şebekeler
- b) Ring şebekeler
- c) Ağ şebekeler
- d) Enterkonnekte şebekeler

olarak düzenlenir. Gerilimlerine göre şebekeler ise 4 ana grup altında incelenir. Bunlar ;

- a) AG şebekeleri
- b) OG şebekeleri
- c) YG şebekeleri
- d) ÇYG şebekeleri

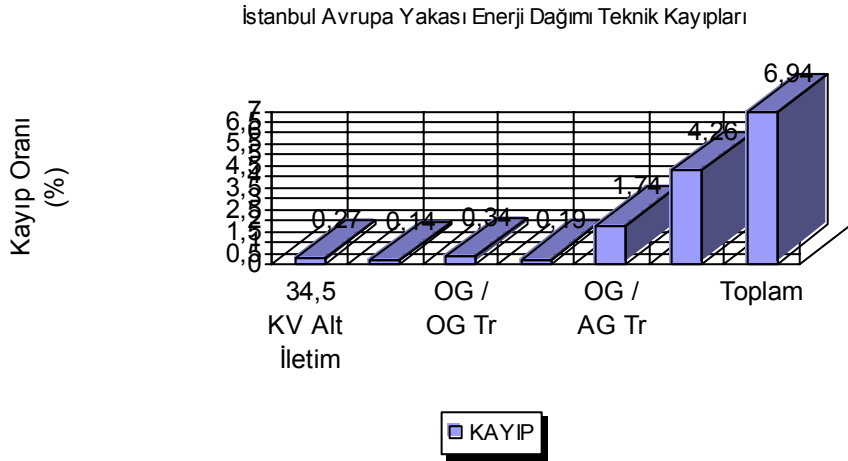
Enerji dağıtımında izolasyon ve güvenlik nedeniyle genel olarak OG ve AG şebekeleri kullanılır. Ülkemizde OG şebekelerinin karakteristiklerine bakıldığında büyük bir çoğunlukla açık ring şebeke olarak tesis edildiğini, AG şebekelerinin ise dal-budak şebekelerden oluştuğunu görürüz. [2,4,5]

## **IV.2.ENERJİ DAĞITIM SİSTEMLERİNDE MEYDANA GELEN KAYIPLAR**

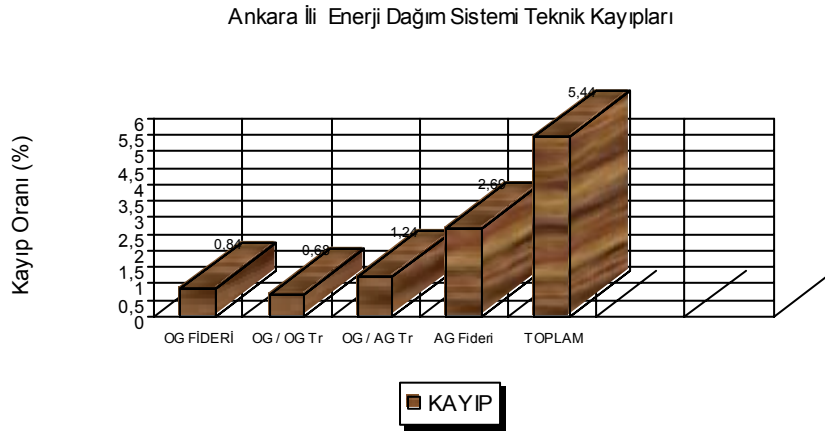
2004 yılı sonu itibariyle dağıtım sistemine 105.868.033 *MWh* elektrik enerjisi iletim sistemi üzerinden aktarılmış olup bu enerjinin 86.193.844 *MWh* 'i tüketilmiştir. Sistemdeki kayıp kaçak olarak 19.674.184 *MWh* enerji kaybolmuştur. Bu kaybolan enerji toplam tüketime sunulan enerjinin %18,6 'sına, tüketilen enerjinin ise %22,82 'sine karşılık gelmektedir. [44]

Türkiye'nin kalkınmakta olan bir ülke olması, kırsal kesimden şehirlere yaşanan yoğun göç nedeniyle şehir nüfuslarının sürekli artış göstermesi ve bunlara benzer konular dikkate alınarak, ülkemizdeki elektrik enerjisi dağıtım kayıplarının, gelişmiş ülkelerdeki standartların biraz üstünde olmasının kabul edilebileceği iyimserliği ile düşünülse dahi, yukarıda belirtilen kayıp oranlarının hiçbir zaman kabul edilebilir sınırlar içerisinde olduğunu söylemek mümkün değildir.

Ülkemizde en yoğun enerji kullanımının olduğu İstanbul'un Avrupa Yakası ve 4. yoğun olarak enerji kullanımının olduğu Ankara ili enerji dağıtım sisteminde belirli bir dönem içerisindeki kayıpları inceleyen detaylı bir çalışmada, toplam dağıtımda teknik kayıplarının TEDAŞ 'tan alınan enerjiye göre İstanbul Avrupa Yakası kayıp oranı %6,94 olarak, Ankara ili kayıp oranı ise %5,94 olarak bulunmuştur. Bu değerlerin dağıtım sisteminin değişik kademelerine göre dağılımı Şekil IV.1. ve Şekil IV.2.'de verilmektedir. [27,45]



**Şekil IV.1.İstanbul'un Avrupa Yakası Teknik Kayıpları**



**Şekil IV.2. Ankara ili teknik kayıpları**

Görüldüğü gibi toplam kayıpların çoğu AG tesislerinde meydana gelmektedir. Transformator dönüşümleri sırasında meydana gelen kayıplar 2. sırayı almaktadır. Ancak gerçekte meydana gelen kayıplar bu oranların çok üstündedir. Bu yüzden bu kayıplarda hesaba katılırsa, bu grafiklerden hareketle enerji dağıtım sistemindeki kayıpları üçe ayırmak mümkündür. Bunlar ;

- a. Teknik Kayıplar
- b. Teknik Olmayan Kayıplar
- c. İdari Kayıplar

olmak üzere adlandırılabilir.

Teknik kayıplar daha çok mevcut sistemin yapısından kaynaklanan kayıplar olup bu kayıplar engellenemez fakat azaltılabilir olan kayıplardır. Teknik olmayan kayıplar ise enerji sisteminde fiziksel ve fonksiyonel özelliği bulunmayan ve tamamen tüketim sistemiyle alakalı olarak meydana gelen kayıplar olup bu kayıplar

önlenebilir kayıplar mertebesinde. İdari kayıplar ise tamamen enerji dağıtımını üstlenmiş kuruluşla alakalı olan kayıplardır.[27,46]

#### **IV.2.1 Teknik Kayıplar**

Enerji dağıtım sistemlerinde meydana gelen teknik kayıplar elektrik devre elemanlarında akıma bağlı veya akımdan bağımsız meydana gelen kayıplar olarak ikiye ayrılmaktadır. Akımdan bağımsız kayıplar, devre elemanlarının gerilim altında olduğu müddetçe var olan kayıplar olup bunlar;

- a) Dielektrik kayıpları
- b) Kaçak akım kayıpları

olarak ikiye ayrılır.

Yük akıma bağlı olarak değişen kayıplar güç kaybı olarak adlandırılmakta olup bunlar;

- a) Alt iletim hatlarında meydana gelen kayıplar
- b) Alt iletim hattı transformatörlerinde meydana gelen kayıplar
- c) OG Fiderlerinde meydana gelen kayıplar
- d) Gerilim düşmesi veya güç katsayısının düşüklüğüyle meydana gelen kayıplar
- e) Hattın parametrelerinden dolayı meydana gelen kayıplar (Hattın uzunluğu, direnci, endüktansı )
- f) AG dağıtım transformatörlerinde meydana gelen kayıplar
- g) AG Fiderlerinde meydana gelen kayıplar
- h) Diğer bütün dağıtım sisteminde kullanılan ekipmanlarda meydana gelen kayıplar (Ölçü aletleri, Evlerde kullanılan sayaçlar , zil trafoları, lambalar, OG ve AG şalterleri v.b.)

olarak ifade edilebilir. Ancak biz burada teknik kayıpları incelerken akımdan bağımsız ve akıma bağlı olarak 4 ana başlık altında inceleyeceğiz. Bunlar ;

- a) OG / OG transformatör kayıpları
- b) OG / AG transformatör kayıpları
- c) OG fider kayıpları
- d) AG fider kayıpları[25,27,45,46]

### IV.2.1.1. Akımdan Bağımsız Kayıplar

Şebeke geriliminin etkisiyle meydana gelen bu kayıplar, kaçak akım kayıpları ve dielektrik kayıpları olmak üzere iki alt grupta değerlendirilmekte olup şebeke gerilim altında olduğu müddetçe sistemde mevcuttur.

#### IV.2.1.1.1. Dielektrik Kayıpları

Dielektrik kayıpları enerji dağıtım elemanının şebeke gerilimi altında bulunmasıyla ortaya çıkan kayıplar olup bu kayıpları geliş sebepleri ve formülleri 3. bölümde detaylı olarak verilmiştir. Bu kayıplar AG ve OG tesislerinde güç faktörünü iyileştirmek amacıyla sıkça kullanılan kondansatörlerde belki ihmal edilemez fakat kabloların dielektrik kayıpları AG ve OG sistemlerinde tamamen ihmal edilebilecek düzeydedir.

#### IV.2.1.1.2. Kaçak Akım Kayıpları

Bu kayıplarda kablodan akan yük akımından bağımsız olarak meydana gelir. Bu kayıpların gerilimle orantılı olduğunu ve kayıp açısının  $Tan\delta$  bu kayıpları doğru orantılı olarak etkilediğini daha önceden açıklamıştık. Bu kayıplar AG ve OG sistemlerinde kullanılan kabloların kayıp açısının ve gerilim kademesinin düşük olması nedeniyle ihmal edilebilir.

Ayrıca AG ve OG sistemlerinde çok fazla transformatör kullanıldığından bu transformatörlerin boş çalışma yani yük akımından bağımsız kayıpları dikkate alınmalıdır. Unutulmamalıdır ki dağıtımda kullanılan transformatörlerin yük akımından bağımsız toplam kayıpları her transformatör için bulunan kayıpların ayrı ayrı toplanması ile elde edilir.

$$\sum \Delta P_{fe} = (\Delta P_{fe1} + \Delta P_{fe2} + \Delta P_{fe3} + \dots + \Delta P_{feNDT}) \quad (IV.1)$$

$\sum \Delta P_{fe}$  : Dağıtım transformatörleri toplam boş çalışma kayıpları

$\Delta P_{fe1}$  : 1. dağıtım transformatörü boş çalışma kayıpları

$NDT$  : En son dağıtım transformatörü boş çalışma kayıpları

Yıllık meydana gelen toplam kayıp enerji ise ;

$$\sum W_{kfe} = 8760 \times [\sum \Delta P_{fe}] \quad (IV.2)$$

denklemleriyle bulunabilir. Burada önemli olan nokta boş çalışma kayıpları transformatörlerde yüklü veya yüksüz her durum altında meydana gelmesidir. Bu yüzden denklemde  $T$  yerine süre olarak 8760 sayısını yazmakla hata etmiş olmamakla beraber bu kayıplar sabittir.

#### IV.2.1.2. Akıma Bağlı Kayıplar

Akımın karesine bağlı olarak değişen kayıplar olup bu kayıplar kendini ısı şeklinde belirtirler. Enerji dağıtım sisteminde meydana gelen kayıpların büyük bir çoğunluğunu oluştururlar. Bu kayıplardan kablo bağlantı klemenslerinde meydana gelen kayıplar, kablolarda zırh ve siper kayıpları ile karşılıklı reaktanstan dolayı oluşan kayıplar akıma bağlı kayıplar sınıfındadır ve genellikle AG ve OG sistemlerinde ihmal edilebilir.

##### IV.2.1.2.1 OG/OG ve OG/AG Transformatörlerinde Yük Akımına Bağlı Kayıplar

Dağıtım transformatörlerinde yük akımına bağlı olarak meydana gelen kayıplardır. Bu kayıplar transformatörün yüklenme faktörüne göre değişiklik gösterebilir. Ancak pratikte imalatçı firmalar farklı primer gerilimleri için tam yük altında ve  $75^{\circ}C$  sıcaklıkta yüklü çalışma kayıplarını kataloglarda belirtmiştir.

Enerji dağıtım sistemlerinde trafoların yüklenme oranlarını bir çok bölge için %60...ile...%75'in üstüne çıkamamaktadır. Bu durumda trafonun yük akımına bağlı olarak kayıpları bütün dağıtım trafoları için sabit kabul edilirse;

$$YF = \frac{I_y}{I_{\max TR}} \quad (IV.3)$$

$YF$  : Yüklenme oranı

$I_{\max TR}$  : Trafonun maksimum yük akımı

Yüklenme faktörü  $YF$  için meydana gelen toplam güç ve enerji kayıpları aşağıdaki gibi ifade edilebilir.

$$\sum \Delta P_{cu} = \left[ \left( \frac{I_{y1}}{I_{\max TR1}} \right)^2 \times R_{TR1} + \left( \frac{I_{y2}}{I_{\max TR2}} \right)^2 \times R_{TR2} + \dots + \left( \frac{I_{yNDT}}{I_{\max NDT}} \right)^2 \times R_{TRNDT} \right] \quad (IV.4)$$

Ayrıca transformatörlerin reaktansı ile alakalı olan reaktif güç kayıpları da mevcuttur. Bu kayıplar yük akımından bağımsız ve yük akımına bağlı olarak iki şekilde meydana gelirler. Söz konusu kayıplar imalatçı firmalar tarafından kataloglarda belirtilmemekle birlikte AG ve OG dönüşüm transformatörlerinde çok küçük olduklarından ihmal edilebilir düzeydedir. Fakat AG ve OG sistemlerinde çok sayıda transformatör bulunması sonucunda muazzam bir kayıp oluşturabilirler. Bu tip kayıplar yüklenme faktörünün etkisiyle aşağıdaki gibi ifade edilebilir.

$$\sum \Delta Q_{cu} = \left[ \left( \frac{I_{y1}}{I_{\max TR1}} \right)^2 \times X_{TR1} + \left( \frac{I_{y2}}{I_{\max TR2}} \right)^2 \times X_{TR2} + \dots + \left( \frac{I_{yNDT}}{I_{\max NDT}} \right)^2 \times X_{TRNDT} \right] \quad (\text{IV.5})$$

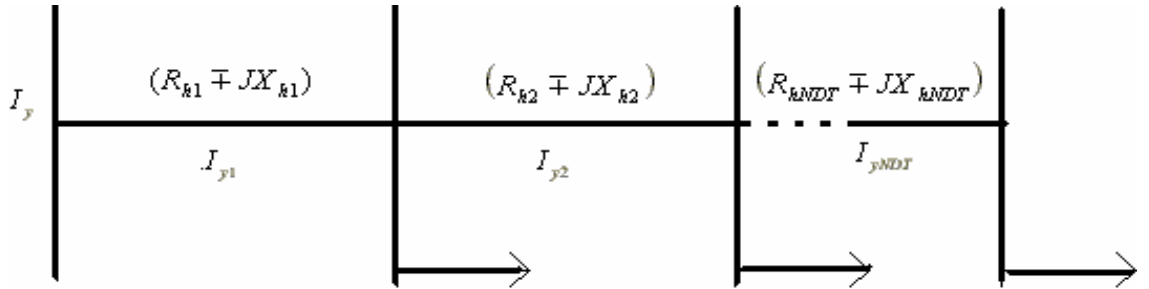
Enerji kayıpları ise  $\tau$  yıllık çalışma saatini göstermek üzere ;

$$\sum W_{TR} = \sum W_{kfe} = 8760 \times \left[ \sum \Delta P_{fe} \right] + \left[ \left( \sum \Delta P_{cu} + \sum \Delta Q_{cu} \right) \right] \times \tau \quad (\text{IV.6})$$

denklemleri hesaplanabilir.[25]

#### IV.2.1.2.2. AG Fiderine Ait Güç ve Enerji Kayıpları

En genel ifade ile bir AG fiderinde yük akımına bağlı olarak kayıplar oluşur. Türkiye şartları da göz önünde bulundurulduğunda AG dağıtım sisteminin büyük bir çoğunluğunun radyal şebekelerden oluştuğu göz önünde bulundurulursa fidere ait güç ve enerji kayıpları aşağıdaki radyal şebeke göz önüne alınarak ifade edilebilir.



Şekil IV. 3. Radyal AG dağıtım fideri

Yukarıdaki şekilden hareketle AG fiderinden geçen yük akımı için aşağıdaki denklem oluşturulabilir. [47]

$$I_y = I_y \times \cos \theta + I_y \times \sin \theta \quad (\text{IV.7})$$

Denklemden görüldüğü üzere geçen yük akımı aktif ve reaktif bileşen olmak üzere iki kısımdan ibarettir. Bu durumda aktif akım bileşeni ( $I_a$ );

$$I_a = I_y \times \cos \theta \quad (IV.8)$$

şeklinde ifade edilirken, reaktif akım bileşeni ( $I_r$ )

$$I_r = I_y \times \sin \theta \quad (IV.9)$$

olarak elde edilir. AG fiderine ait her hat bölümü için empedans değerleri ve toplam empedans değeri ise;

$$Z_h = R_h \mp jX_h \quad (IV.10)$$

$$\sum Z_h = [(R_{h1} \mp jX_{h1}) + (R_{h2} \mp jX_{h2}) + \dots + (R_{hNDT} \mp jX_{hNDT})] \quad (IV.11)$$

denklemleriyle gösterilebilir.

Böyle bir hattın akıma bağlı olarak aktif ve reaktif güç kayıpları gidiş dönüş iletkeni olarak;

$$\Delta P_{AGF} = 2 \times I_y^2 \times \cos \theta \times (\sum R_h) \quad (IV.12)$$

$$\Delta Q_{AGF} = 2 \times I_y^2 \times \sin \theta \times (\sum X_h) \quad (IV.13)$$

ifade edilir.

AG sistemlerinde iletkenlerin veya kabloların R dirençleri X reaktanslarından çok büyük olduğu için toplam kaybın sadece R direncinden dolayı meydana geldiği kabul edilir ve güç katsayısı değerinin 1 olduğu varsayımından hareket edilirse yeni güç kayıpları denklemi aşağıdaki ifade şekline döner.  $[Z_h \cong R_h]$  ve  $[\cos \theta \cong 1]$ ;

$$\Delta P_{AGF} = 2 \times I_y^2 \times (\sum R_h) \quad (IV.14)$$

$R_h$  direncinin iletken uzunluğuna bağlı olarak ifadesi yazılırsa bu durumda güç kayıp denklemimiz aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$R_h = r_h \times L_u \quad (IV.15)$$

$$\Delta P_{AGF} = 2 \times I_y^2 \times (\sum r_h \times L_u) \quad (IV.16)$$

Üç fazlı hatlar için güç kaybı ise;

$$\Delta P_{AGF} = 3 \times I_y^2 \times (\sum r_h \times L_u) \quad (IV.17)$$

olarak ifade edilebilir.

Denklemlerde bir ve üç fazlı hatlar için yük akımını gerilim ve akım cinsinden ifade edersek ve Türkiye şartlarında 1 fazlı hatların 220 V ve üç fazlı hatların 380 V sabit olduğu kabul edilip denklemde yerine konursa,  $[\cos \theta \cong 1]$  ve  $[Z_h \cong R_h]$  durumunda;[25]

$$I^2_y = \frac{P^2}{\text{Cos}\theta^2 \times U^2} \quad (\text{IV.18})$$

Tek fazlı hat için :

$$\Delta P_{AGF} = 41,32 \times \left[ \sum r_h \times L_u \right] \times P^2 \times 10^{-3} \quad (\text{IV.19})$$

Üç fazlı hat için:

$$\Delta P_{AGF} = 2,308 \times \left[ \sum r_h \times L_u \right] \times P^2 \times 10^{-3} \quad (\text{IV.20})$$

olarak bulunabilir.[25]

$$\Delta P_{AGF}: \text{AG fider güç kayıpları } (KW)$$

Bu denklemlerde literatürde bahsi geçen kayıp biriktirme faktörü ve fiderin durumuna göre yük yerleştirme faktörleri de göz önüne alınırsa komplike bir yapıya sahip olan AG fiderleri için hesaplamalarda kolaylık sağlanmış olur. Kayıp biriktirme faktörünün kullanılmasındaki esas amaç üretim, iletim ve dağıtım sistemlerinde kayıp hesaplamaları yapmak isteyenlerin, AG sisteminde meydana gelen kaybın OG ve YG sistemlerine tesirini belirlemek maksadıyla kullanılır. Örnek olarak AG sisteminde meydana gelen 1 KW 'lık kaybın iletim sistemindeki etkisi 1,12 KW olarak yansımastır.[25] Bu durum göz önüne alındığında AG fiderinde meydana gelen kayıpların tesirlerinin diğer sistemler üzerindeki etkilerini inceleme olanağı sağlanmış olur. Bu kayıp biriktirme faktörü çoğu durumlar için hesaplanmış ve bu faktörler tablolar halinde sunulmuştur. Yük yerleştirme faktörü ise AG fiderlerinin komplike yapısından hareketle yükün değişik noktalarda bulunmasının kayıplara etkisinin hesaplanmasında zorluk yaratacağından kolaylık olması açısından tanımlanan bir faktördür. Literatürde yükün hattın çeşitli bölümlerinde bulunması durumunda tanımlanan yük yerleştirme faktörleri aşağıdaki gibidir. [25]

- Eğer yük hattın sonunda noktasal olarak belirtiliyorsa o zaman yük yerleştirme faktörü direkt olarak hattın uzunluğuyla alakalı olup gösterilebilir.
- Eğer yük hattın ortasında toplanmış olarak kabul edilirse o zaman yük yerleştirme faktörü  $\frac{1}{2} L_u$  olarak ifade edilebilir.
- Eğer yük hat boyunca  $L_u$  uzunluğunda lineer olarak dağılıyorsa o zaman yük yerleştirme faktörü  $\frac{2}{3} L_u$  olarak ifade edilir.

Bu iki faktör AG ve bundan sonra anlatılacak olan OG fiderlerinde meydana gelen kayıpların hesaplanmasında çarpan olarak göz önünde bulundurulur.[25]

AG fiderlerinde akıma bağlı olarak meydana gelen toplam enerji kayıpları ise güç kayıpları denklemindeki  $I_y$  yük akımının zamanca değişken olmasından hareketle hesaplamalarda  $I_y$  yük akımının yerine  $I_m$  ortalama akım değeri kullanılarak istenilen bir T süresi boyunca hesaplanabilir. Hesaplamaların sağlıklı olması açısından saatlik akım değerlerinin kullanılması önemlidir fakat Türkiye şartlarında bu tip dataları elde etmek oldukça güç olduğundan ortalama akım değeri ile hesaplama yapılabilir. Bu yaklaşık sonuç elde etmek bakımından önemlidir. Buna binaen AG fiderine ait kayıp enerji yıllık;

$$\sum \Delta E_{AGF} = 2 \times \left[ \sum r_h \times L_u \right] \times I_m^2 \times 8760 \quad (IV.21)$$

$$\sum \Delta E_{AGF} = \Delta P_{AGF} \times 8760 \quad (IV.22)$$

olarak hesaplanabilir.

AG tesislerinde radyal olmayan dağıtım fiderleri içinde aynı hesaplama yöntemini kullanarak denklemler oluşturulabilir. Bunu yapmak için şebeke hesap dizaynını iyi bilmek gerekir.[47]

#### IV.2.1.2.3. OG Fiderine Ait Güç ve Enerji Kayıpları

OG fiderine ait güç ve enerji kayıp ifadeleri aynen AG fiderine ait güç ve enerji kayıp ifadeleri gibi hesaplanır.[25] Bu durumda yük akımını güç ve gerilim cinsinden, hattın  $[Z_h \cong R_h]$  dolayı sadece R 'den meydana geldiği kabul edilir ve güç katsayısının  $[Cos \theta \cong 1]$  olarak alınır (Şekil IV.1.'den hareketle ) OG fiderine ait güç kaybı ifadesi;

$$\Delta P_{OGF} = 2 \times \left[ \sum r_h \times L_u \right] \times \frac{P^2}{U^2} \quad (IV.23)$$

şeklinde ifade edilebilir. Ülkemizde OG gerilim seviyeleri çok farklılık gösterdiğinden belli bir katsayı tanımlanmamıştır. Kayıp biriktirme ve yük yerleştirme faktörü de bu ifadeye çarpan olarak gelir.[25] Eğer hat 3 fazlı ise katsayı

olarak 2 ifadesi yerine  $\frac{1}{3}$  ifadesi katsayı olarak kullanılmalıdır. Enerji kayıpları ise ortalama güç ( $P_m$ ) ifadesi kullanılarak ;

$$\sum E_{OGF} = 8760 \times \frac{[2 \times (\sum r_h \times L_u)]}{U^2} \times P_m^2 \quad (IV.24)$$

olarak hesaplanır.

Bunlardan başka enerji dağıtım sisteminde akıma bağlı ve akımdan bağımsız olarak sistemde kullanılan tüm alet ve makinelerin kayıpları da mevcuttur. Örnek vermek gerekirse AG sisteminde evlerde kullanılan ölçü sayaçlarında meydana gelen kayıp tek fazlı sayaçlarda 0,0005  $W$ , üç fazlı sayaçlarda 0,0016  $W$  mertebesinde dir. Zil trafolarının kayıpları ise yaklaşık olarak 0,001  $W$ , neon lambalarda lamba başına 0,0015  $W$ , AG ve OG şalterlerinde 0,00006 – 0,0025  $W$  arasında değişmektedir.[23] Ayrıca OG sistemlerinde izolatörlerin kayıpları da mevcut olup bu kayıplar 3. bölümde geniş olarak açıklanmıştır. Evlerde kullanılan elektrikli ev aletlerinin kayıpları da tüketicilerin bilinçsiz enerji kullanmaları sonucunda meydana getirdikleri kayıplar kısmında ele alınacaktır.

Akımın ikincil etkisi de hatlarda gerilim düşümü yaratarak meydana gelen kayıpları arttırmasıdır. Bu durumda AG ve OG sistemleri için gerilim düşümü formülleri enerji dağıtım şekillerine göre farklılık göstermekle beraber hattın bir bölümü için meydana gelen gerilim düşümleri AG ve OG olmak üzere aşağıdaki denklemlerle hesaplanıp, genelleştirilebilir. Gerilim düşümü için hattın reaktansının etkisi ihmal edilip boyuna gerilim düşümünün toplam gerilim düşümüne eşit olduğu ilkesi hesaplamalarda kolaylık sağlaması açısından kullanılmalıdır. Genelleştirme esnasında şebekenin radyal , ring ve ağ şebeke olma özellikleri bilhassa dikkate alınmalıdır. Normal gerilim düşümü (III.49) ifadesi  $\Delta V \cong \Delta V_b$  olduğu kabul edilirse genel bir ifade güçlere bağlı olarak AG sistemlerinde aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$\Delta V = (\sum P \times R_h) / U \quad (IV.25)$$

$$\Delta V_{NTD} = k_{faz} \times I_h \times P_{NTD} \quad (IV.26)$$

$k_{faz}$  katsayısı faz durumuna göre değişiklik gösteren ve sabit terimlerden oluşan katsayı olmak üzere  $U_0$  faz – nötr gerilimi,  $U$  faz – faz gerilimi için;

1 fazlı hatlarda;

$$k_{faz} = \frac{200}{\mathfrak{R} \times q \times U^2} \quad (IV.27)$$

2 fazlı hatlarda;

$$k_{faz} = \frac{75}{\mathfrak{R} \times q \times U^2} \quad (IV.28)$$

3 fazlı hatlarda;

$$k_{faz} = \frac{75}{\mathfrak{R} \times q \times U^2} \quad (IV.29)$$

hesaplanabilir.[2,4]

Buna göre enerji dağıtım sistemlerinde meydana gelen toplam teknik kayıpları aşağıdaki gibi ifade edebiliriz.[46]

$$\begin{aligned} \sum \Delta P_{Teknik} = & [\sum \Delta P_{A.I}] + [\sum \Delta P_{A.ITR}] + [\sum \Delta P_{OGF}] + [\sum \Delta P_{OGTR/OGTR}] \\ & + [\sum \Delta P_{OGTR/AGTR}] + [\sum \Delta P_{G.D.}] + [\sum \Delta P_{Kon}] + [\sum \Delta P_{\acute{O}.A}] + [\sum \Delta P_{AGF}] \quad (IV.30) \\ & + [\sum \Delta P_{D.E.E.}] + [\sum \Delta P_{S.K}] \end{aligned}$$

- $\Delta P_{Teknik}$  : Toplam teknik kayıplar
- $\Delta P_{A.I}$  : Alt iletim sisteminde meydana gelen toplam kayıplar
- $\Delta P_{A.ITR}$  : Alt iletim trafolarında meydana gelen kayıplar
- $\Delta P_{OGF}$  : OG fiderinde meydana gelen toplam kayıplar
- $\Delta P_{OGTR/OGTR}$  : OG / OG Transformatör dönüşümünde meydana gelen toplam kayıplar
- $\Delta P_{OGTR/AGTR}$  : OG / AG Transformatör dönüşümünde meydana gelen toplam kayıplar
- $\Delta P_{AGF}$  : AG fiderinde meydana gelen toplam kayıplar
- $\Delta P_{D.E.E.}$  : Diğer elektrik ekipmanlarında meydana gelen kayıplar
- $\Delta P_{Kon}$  : Kompanzasyon amaçlı kullanılan kondansatörlerde meydana gelen kayıplar
- $\Delta P_{G.D.}$  : Gerilim ve Güç katsayısı düşüklüğü nedeniyle meydana gelen toplam ek kayıplar
- $\Delta P_{S.K}$  : Servis kesilmesi durumunda meydana gelen kayıplar
- $\Delta P_{\acute{O}.A}$  : Ölçme aletlerinde meydana gelen kayıplar

## **IV.2.2. Enerji Dağıtım Sistemlerinde Teknik Olmayan Kayıplar**

Dağıtımda teknik olmayan kayıplar daha çok tüketicilerle alakalı olan bir kavram olup, kasıtlı veya kasıtsız olarak tüketicilerin kaçak veya bilinçsiz enerji kullanımları sonucunda ortaya çıkmaktadır. Bugünkü ülke şartlarında kayıplar ile ilgili çalışma yapılmadığından teknik olmayan kayıpların toplam dağıtım kayıpları içindeki payı tam olarak kestirilememekle beraber bu kayıpların dağıtım kayıpları içerisindeki oranı yaklaşık olarak %5 olduğu tahmin edilmektedir.

Bu kayıpların en önemlisi ülke şartlarının gerçeği olarak tüketicilerin kaçak enerji kullanmaları sonucunda meydana gelmektedir. Diğer taraftan TEDAŞ tarafından fatura edilmiş ancak tahsil edilememiş elektrik kullanımları da kaçak olarak değerlendirilmektedir.

### **IV.2.2.1. Kaçak Enerji Kullanımı**

Kayıp terimi teknik olarak önlenemeyen ve şebekede kaybolan enerji miktarını ifade eder. "Kaçak" ise ülkede tüketilen, ancak kayıt dışı tüketildiği için parası tahsil edilemeyen enerjidir.[48] Bilindiği gibi kaçak enerjinin en basit anlamı; elektrik sayacından geçirilmeden, yada sayacı işletme aleyhine şaşırtan ve elektrik işletmelerinin bilgileri dışında şebekelere girilerek sayaçsız kullanılan uğraş verilmediği sürece de bedeli tahsil edilemeyen, elektrik hatlarını gereksiz yere yükleyen enerjidir. Denetim dışında kaldığı için bedeli işletmelerin kasasına girmediği gibi elektrik enerjisinin kaliteli, kesintisiz ve ekonomik ölçeklerde sunulmasını etkileyen önemli bir değişkendir.

İletim seviyesinde gerilimin yüksek olması nedeniyle (154 KV ve 380 KV) kaçaklardan bahsetmek pek mümkün değildir. Dağıtım hatlarında ise, hatların yapısı gereği dünyanın her tarafında kayıplar iletim hattı kayıplarına oranla daha fazladır. Ülkemizde ise bu oran maalesef dünya standartlarının biraz üzerindedir (yaklaşık %8 – %9). Dünya standartlarının üstünde olmasının önemli bir nedeni de kaçak oranının fazla olmasında kaynaklanmaktadır. Kaçak oranları hakkında bugüne kadar kapsamlı bir çalışma yapılmamıştır. Ancak toplam tüketimimizdeki payı %18 olan İstanbul'dan elde edilen verilerden aşağıdaki hususlar tespit edilmiştir.[48]

- a) Tüm sektörlerde kaçağa rastlanmaktadır.

b) Ancak, tespit edilen kaçak enerji miktarının %49'u ticarethanelerde, %47,5'i meskenlerde, %2'si ise sanayidedir.

c) Kaçak, büyük çoğunlukla, sayaç ve ölçü devresinde yapılan hileler ve enerjinin sayaçtan geçirilmemesi suretiyle yapılmaktadır.

d) Kaçağın %65'i abone olmuş tüketiciler tarafından gerçekleştirilmiştir.

e) Tespit edilen kaçak enerji İstanbul'un yıllık tüketiminin %1'i mertebesindedir, bu oran yıllar içinde önemli bir değişiklik göstermemektedir.

f) Kaçak oranında Anadolu ve Avrupa yakası arasında önemli bir fark yoktur.

Bu veriler ışığında kaçak enerji kullanımları hakkında Türkiye çapında genelleme yapacak olursak yanlış yapmayız. Çünkü illerin elektrik tüketiminin sektörel dağılımına baktığımızda kayıp-kaçak payı, mesken ve ticarethanelerde tüketilen enerjinin tüketimdeki payı arttıkça çoğalmakta, bunun yanı sıra sanayinin tüketimdeki payı arttıkça azalmaktadır. Belirtilen özellik, sanayinin büyük bir çoğunlukla OG şebekesinden beslenmesinden, mesken ve ticarethanelerin ise AG aboneleri olmalarından kaynaklanmaktadır. Bu, AG şebekesinin kayıpları, AG abonelerinde kaçak imkanı ve ihtimali çok daha fazla olduğundan beklenen bir sonuçtur. Buna göre yapılan bir çalışmada illerimizin;

- Kayıp-kaçak oranı,
- Tüketimin sektörel dağılımı,
- Mesken + Ticarethane + Resmi daire 'de tüketilen enerjinin sanayide tüketimine oranı,
- Kişi başına tüketilen elektrik enerjisi miktarı,

bakımından 3 ana grupta toplandıklarını görülmüştür. Her yıla ilişkin sonuçlar birbirine çok yakındır.[48] Buna göre;

**1) Kayıp-kaçak oranları batı ülkeleri seviyesinde olanlar:** Bu gruba dahil illerin sanayileri gelişmiş ve elektrik tüketiminin çoğu sanayilerde tüketilmiş gruptur. Yani orta gerilim seviyesinden beslenen illerden oluşmaktadır.

**2) Kayıp-kaçak oranları Türkiye ortalamasının çok üstünde olanlar:** Bu gruba dahil illerin sanayileri fazla gelişmemiştir. Daha çok tarım ile uğraşan ve enerji tüketiminin çoğunun meskenlerde meydana geldiği gruptur.

**3) Türkiye'yi yansıtan grup:** Bu grupta bulunan iller ise enerji tüketimleri açısından Türkiye ortalamasına yakın olan illerdir.

Yapılan bu çalışma göstermektedir ki kayıp – kaçak AG sistemlerinin yoğun olarak kullanıldığı ve sanayileşmesini tamamlamamış şehirlerde meydana gelmektedir.[48]

#### **IV.3.2.2.Bilinçsiz Enerjisi Kullanımı Nedeniyle Meydana Gelen**

##### **Kayıplar**

TEDAŞ 2004 verilerine göre tüketilen elektriğin %45 'lik gibi önemli bir oranı bina ve hizmet sektöründe tüketilmiştir.[44] Keza geriye kalan tüketiminde sanayi ve diğer yerlerde olduğu göz önünde bulundurulursa elektriğin yaşam için ne derece önemli bir enerji kaynağı olduğu ortaya çıkmaktadır. Enerji türleri içerisinde elektrik enerjisinin maliyeti oldukça yüksektir. Bu nedenle elektriğin tüketimi konusuna önem vermek gerekir. Enerji maliyetlerinin ve enerjiye olan talebin artması, enerjiyi bilinçli kullanmayı zorunlu hale getirmiştir. Enerjiyi bilinçli kullanmadan kasıt, günlük yaşamın her alanında kullanılan ve elektrik ile çalışan tüm elemanların doğru seçilmesi gösterilebilir. Doğru seçimi yapılmamış ekonomik olmayan elemanlar şebekeden gereksiz yere fazla enerji talep etmekte ve buna bağlı olarak kayıpları arttırmaktadır.

Örnek verecek olursak; akkor flemenli lambalardan oluşan bir sitem ile kompak floresant lambalardan oluşan bir sistemde tüketim değerleri karşılaştıralım. Bir ülkede bulunan yaklaşık 23 milyon hanede günde 4 saat çalışan ve her evde 2 adet olduğu varsayılan ortalama 75 W'lık akkor flemenli lambaların harcadığı enerjiyi hesaplayalım.

Akkor flemenli lambanın etkinlik faktörü  $12.7 \text{ lm/W}$  olup ömrü ortalama 1000 saattir ve yıllık tükettiği enerji;

$$W = 365 \times 4 \times 2 \times 75 \times 23000000 = 5.037.000 \text{ MWh}$$

Aynı ışık akısını elde etmek için 15 W 'lık kompakt floresant lamba kullanmak yeterli olacaktır. Kompakt floresant lambanın ömrü yaklaşık olarak 10000 saat olup bu durumda harcanan enerji;

$$W = 365 \times 4 \times 2 \times 15 \times 23000000 = 1.007.400 MWh$$

elektrik tüketimi meydana gelmektedir. (Ayrıca bu süre zarfında 3 defa akkor flemanlı lamba değiştirilirken kompakt floresant lambalarda herhangi bir değişim söz konusu olmadığını hatırlatalım). Buradan görüldüğü üzere tüm sektörlerde tüketilen enerjinin yaklaşık %35 gibi büyük bir enerjinin yalnız aydınlatma için tüketildiği varsayılırsa akkor flemanlı lambaları kompakt floresant lambalara dönüştürmekle elde edilecek enerji tasarrufu 4.299.600 MWh dolayında olup bu enerji tam kapasite ile 1 yıl boyunca çalışan 500 MW gücündeki santralin üretimine eşdeğerdir. Bu durumda akkor flemanlı lambalardan teşekkül bir sistem ile kompakt floresant lambalardan teşekkül bir sistemin çekeceği akımlar arasında harcanan enerjiden görüldüğü üzere 5 kat fark vardır. Kayıpların ana nedeninin akımın karesi olduğu göz önünde bulundurulursa bu durumun kayıpları nasıl etkileyeceği çok açıktır. O halde tüketiciler de meydana gelen kayıplarda önemli bir rol üstlenmektedir. Bu yüzden tüketicilerin bilinçsiz enerji kullanmaları hatları ve transformatörleri fazla güç talep ederek gereksiz yere yüklemekte hem büyük bir gücün israf olmasına neden olmakta hem de hatlarda meydana gelen kayıpların gücün karesi ile doğru orantılı olarak değiştiğini göz önünde bulundurursak gereksiz yere talep edilen bu güç hattın akan gücün artmasına dolayısıyla kayıpların artmasına neden olmaktadır.

Bu iki tip kayıp tam olarak belirlenememekle birlikte toplam dağıtım kayıplarından, teknik ve ileride anlatılacak olan idari kayıplar çıkarılarak tespit edilebilir. Toplam kayıplar ise sisteme giren ve sistemden fatura edilen enerjinin farkı alınarak aradaki farkı kayıp enerji olarak değerlendiriliriz.

### **IV.2.3. İdari Kayıplar**

Bu kayıplar daha çok enerji dağıtım sistemini işletmekle yükümlü şirketlerin sistemi doğru dürüst işletmemesinden, kullanılan enerjiyi kendi isteği doğrultusunda fatura etmesinden, elektrik enerjisi tüketicilerinin doğru dürüst takip etmemelerinden, elektrik enerjisini tüketimde kullanıma açmalarında yapılan yanlışlıklardan v.b. gibi birçok nedenden dolayı meydana gelen kayıpları

içermektedir.[46] Ayrıca enerji dağıtımını yapmakla yükümlü işletmelerin kendi ihtiyaçları doğrultusunda atelye ve ambarları ile işletme tesislerinde kullandıkları enerjilerde kayıp enerji bağlamında değerlendirilmektedir.

İşte şebekede bu ve bunun gibi benzeri sebeplerden hareketle meydana gelen kayıplar idari kayıplar olarak adlandırılmakta ve bu kayıp enerji aşağıdaki gibi hesaplanabilmektedir.

$$\Delta P_{Idari} = \sum P_{A.T} + \sum P_{D.I.T} + \sum P_{T.A.T} + \sum P_{Y.B.T} \quad (IV.31)$$

- $\Delta P_{Idari}$  : Toplam idari kayıplar  
 $\Delta P_{A.T}$  : Toplam dağıtım şirketi atölye tüketimleri  
 $\Delta P_{D.I.T}$  : Dağıtım istasyonları toplam tüketimleri  
 $\Delta P_{T.A.T}$  : Toplam tesis ve ambar tüketimleri  
 $\Delta P_{Y.B.T}$  : Toplam yönetim binası tüketimleri

Bu durumda enerji dağıtım sistemlerinde meydana gelen toplam kayıplar denklemiyle ifade edilebilir.

$$\sum \Delta P_{EDS} = \sum \Delta P_{Teknik} + \sum \Delta P_{Teknik..olmayan} + \sum \Delta P_{Idari} \quad (IV.32)$$

### **IV.3.Enerji Dağıtım Sisteminde Meydana Gelen Kayıpların Fazla Olmasındaki Etkenler**

Elektrik enerjisi dağıtımında kayıpları, genelde basit olarak teknik, teknik olmayan ve idari kayıplar olmak üzere üçe ayırmış ve matematiksel olarak dağıtım şirketinin satın aldığı enerji ile tüketicilere sattığı enerji arasındaki fark şeklinde ifade etmiştik. Türkiye'nin içinde bulunduğu ekonomik koşullar nedeniyle; Devletin elektrik enerjisi tüketim talebindeki artışa paralel olarak yapılması gereken dağıtım tesisleri yatırımlarına gereken finansmanı ayıramaması, kayıpların artmasına sebep olmuştur. Enerji sistemlerinde kayıpları arttırıcı yönde birçok etken mevcuttur fakat bunlar içerisinde en önemlileri maddeler halinde şöyle sıralanabilir.

1. Dağıtım sisteminde OG gerilim kademesinin düşük olması veya çeşitli gerilim seviyelerinde enerji dağıtımının yapılması
2. Güç faktörünün düşüklüğü
3. Dağıtım transformatörlerinin ve hatlarının kapasitesinin çok altında

veya üstünde yüklenmesi

4. Şebekede artan elektronik tesisler kapsamında harmonikli akım ve gerilimlerin artması
5. Ülkemizin mevcut yüzölçümü sebebiyle enerji dağıtımının daha çok dal – budak şebeke olarak yapılması
6. Reaktif enerji tüketiminin yoğun olması ve teknik olarak yapılması gereken kompanzasyon tesislerinin yapılamaması
7. Tüketiciler ve tüketim karakteristikleri
8. Hatlarda meydana gelen gerilim düşümleri

Bu maddelerden en önemlileri 1, 2, 5, 6 , 7 ve 8 numaralı maddelerdir. Diğerlerinin de şüphesiz kayıpları arttırıcı yönde etki yapmaktadır. Fakat sayılan bu maddeler diğerlerine nazaran daha çok etki yapmaktadır. [27]

#### **IV.3.1.Çeşitli Gerilim Seviyelerinde Enerji Dağıtımının Yapılması**

Ülkemizde bugün dağıtım sistemlerinde kullanılan 34,5 , 15 , 10,5 ve 6,3 *KV* olmak üzere dört değişik OG seviyesinde ve 0,4 *KV* AG seviyesinde enerji dağıtımı yapılmaktadır. Bu gerilim seviyelerinin kullanımı yük yoğunluklarına ve büyüklüklerine göre büyük şehir OG ve AG şebekeleri ile küçük şehir ve kırsal alan OG , AG şebekeleri olmak üzere iki alt gruba ayrılmaktadır.

Elektriksel yükün büyük ve yoğun olduğu merkezlerde 154 *KV* 'tan 34,5 *KV* 'a düşürülen gerilim fiderlerle şehrin muhtelif yük merkezlerine iletilmekte ve tali merkez adı verilen yerlerde ikinci bir gerilim transformasyonu ile 15, 10,5 veya 6,3 *KV* gerilimlerinden birine indirilmektedir. Alt gerilim seviyesindeki fiderlerle de dağıtım transformatörleri beslenmektedir. Büyük noktasal yüklerde ise doğrudan 34,5 *KV* 'tan 0,4 *KV* 'a indirmek yapılan standart bir uygulamadır. Bir anlamda alt iletim görevini yerine getiren 34,5 *KV* 'luk sistem genelde açık ring işletme için tasarlanmış olup, alt OG seviyesindeki durum, beslenen yüklerin önemine göre, yine açık ring veya dal- budak şebeke olabilmektedir.[49]

Küçük şehir, kasaba ve kırsal alanlarda kullanılan standart gerilim seviyesi 34,5 *KV* 'tur. Buralarda yapılan uygulamada 154/34,5 *KV* 'luk indirici merkezlerden gelen fiderler bir ayırıcı merkeze girmekte ve buradan çıkan 34,5 *KV* 'luk kollarla dağıtım transformatörleri beslenmektedir. Büyük şehir şebekelerinden en

büyük farkı buralarda ikinci bir alt gerilim seviyesinin bulunmaması, dolayısıyla 34,5 KV'un hem iletim hem de dağıtım görevini üstlenmesidir. Dağıtım fider düzeninde ise, küçük şehirlerde belirli biçimde bir ring (açık) oluşturulmaya çalışılırken, kırsal alanlarda şebeke tam anlamıyla bir dal - budak görünümündedir. İşte yukarıda belirtilen durumdan dolayı 34,5 KV 'tan 0,4 KV 'a dönüşüm en çok kullanılan sistem durumundadır.

Ancak Türkiye'de duruma baktığımızda çeşitli kademelerde meydana gelen gerilim dönüşümleri sırasında trafo merkezlerinde bu dönüşümler için kullanılan transformatörlerde muazzam güç kayıpları meydana gelmektedir. Transformatörlerde meydana gelen bu güç kayıpları, dağıtım sisteminde oluşan kayıpların (%18,6) yaklaşık olarak %2.5'ini tek başına meydana getirmektedir. İşte değişik seviyelerde gerilim kullanmanın sakıncalarından biride meydana gelen kayıpları çok gerilim transformasyonu sayesinde artırıcı yönde etki yapmasıdır. Ayrıca kullanılan transformatörlerin yüklenme oranları da trafo merkezlerinde meydana gelen kayıpları etkilemektedir. Kabaca tabirle yüklenme oranındaki 5 puanlık artış kayıplara yaklaşık olarak % 4 oranında artı yönde etkilemektedir.[49]

Diğer taraftan enerji dağıtım gerilim seviyesinin düşük olması da kayıpları arttıran faktördür. Örnek olarak 34,5 ve 10,5 KV kademelerini ele alalım.  $I_y$  akımının değeri (IV.18)'e göre hesaplanıp birbirine oranlanırsa 10,5 KV 'luk hatlarda 34,5 KV 'luk hatlara göre akım yaklaşık 3,285 kat daha fazla çıkmakta,buda akıma bağlı kayıpların yük akımının karesi ile değiştiği ortamda meydana gelen kayıplarda bu iki hat için gerilim seviyesi düştüğünde 10,791 kat artmaktadır. Görülüyor ki Türkiye şartlarında EDS'nde gerilim seviyesinin düşüklüğü de kayıpların fazla çıkmasına etki yapmaktadır.

### **IV.3.2. Enerji Dağıtımının Dal – Budak Şebeke Olarak Yapılması**

Ülkemiz çok geniş arazi topraklarına sahip olması nedeniyle enerji dağıtımını daha çok radyal ve açık ring şebeke olarak yapıldığını biliyoruz. Radyal olarak yapılan şebekeler enerji ve güç kayıplarının en yüksek oranlarda meydana geldiği şebeke çeşitleri olup bunlarda meydana gelen kayıplar, şebeke hattının son kullanıcıya kadar uzaması ile hem şebeke maliyetlerini ve gerilim düşümlerini arttırması, hem de hatların uzun olmasından dolayı dirençlerdeki artma nedeniyle

güç kayıplarının fazlaşmasına neden olmaktadır. Açık ring şebekeler ise tam olarak ring tamamlanmadığı için 2 veya 3 taraftan beslenen radyal şebekelerle aynı özellikleri göstermektedir. Çünkü bu tip hatlar aynı trafo merkezinden çıkmakta yada aynı direktten paralel olarak tanzim edilmekte ve şebeke sonunda birbirine bağlanmaktadır.

Ayrıca ülkemiz çok geniş bir araziye sahip olup enerji tüketim yoğunluğu düşüktür. Dal – budak şebekelerden dolayı orta ve alçak gerilim hatlarının uzunluğu taşınan enerji başına çok yüksek olmakta , bu da enerji kayıplarının yüksek oluşmasına ikinci neden olmaktadır.

### **IV.3.3. Reaktif Enerji Tüketiminin Yoğun Olması**

Reaktif enerjinin hatlarda geçmesiyle meydana gelen güç kayıpları kendini dağıtım sistemlerinde daha çok gösterir. Bilindiği gibi güç katsayısının düşüklüğü veya çekilen reaktif enerjinin fazlalığı gerilim düşümünü artırır, gerilim ayarlamalarını zorlaştırır, kısa devre akımlarının şiddetini artırır ve bu nedenlerle gereğinden fazla gücün kurulmasına doğrudan doğruya etken olur. Fazla güç kurulması kuruluş giderlerini artıracığı gibi ek enerji kaybı da olacak ve dolayısıyla güç ve enerji giderleri fazlaşacaktır. Çünkü reaktif akım sistemin  $\cos$  değerini düşürmekte buna bağlı olarak da kayıplarda büyük artışlar yaşanmaktadır.

### **IV.3.4. Tüketiciler ve Tüketim Karakteristikleri**

Elektrik enerjisini kendi ihtiyaçları doğrultusunda kullanan alıcılara tüketici denilmektedir. Bu bağlamda elektrik enerjisi tüketim karakteristiklerinde elektrik enerjisinin, kullanıcılar - tüketiciler açısından kalitesi üç özellikle belirlenir.

**1) Süreklilik:** Kesintinin olmaması

**2) Gerilim :** Gerilim değişiminin belirli sınırlar içerisinde kalması

**3) Frekans:** Frekans değişiminin belirli sınırlar içerisinde kalması

Bir yerde bu üç özellikten biri bozulursa, o yerde kaliteli elektrikten söz edilemez. Ülkemizde elektriğe olan talep sürekli değişmektedir. Bu bütün ülkelerde az veya çok böyledir. Tüketiciyi tüketim yönünden kontrol etmek mümkün değildir. Kaba anlatımla kimin ne zaman ütü yapacağı veya sanayide hangi fırının ne zaman devreye gireceği yüzde yüz doğrulukla öngörülemez. Bir gün için bu böyledir, hatta

haftanın günleri (tatil v.s.) , yılın ayları ve mevsimlerinde de elektrik tüketimi % 100 öngörülemez şekilde değişken özelliktedir.

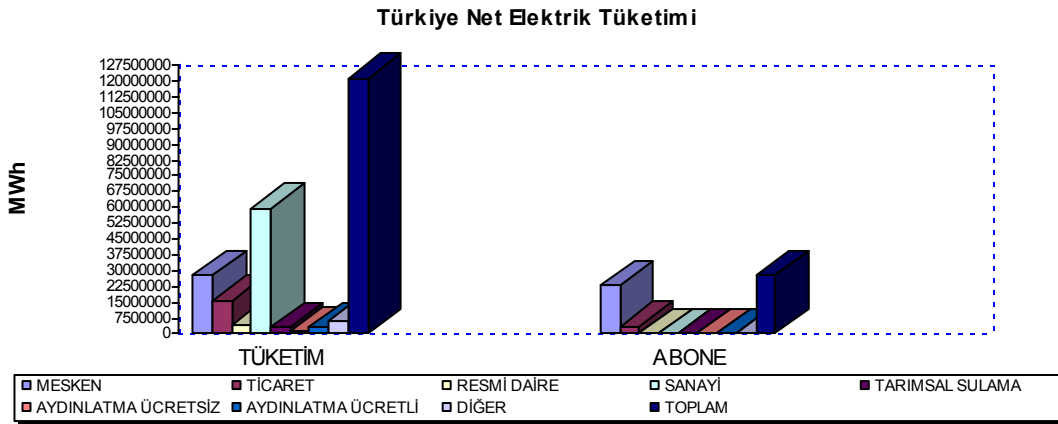
Elektrik enerjisi depo edilememesi özelliğinden dolayı üretildiği anda tüketilmek zorundadır. Diğer bir deyişle tüketicilerin ne kadar elektrik talebi varsa, o talep kadar anında üretilmelidir. Bu denge sağlanamıyorsa elektriğin arz talep frekansındaki değişimi önceden belirlenen sınırların dışına çıkar. Çok yükselir veya çok düşer. Her iki durum da hem tüketiciler için hem de elektrik şebekesi için istenmeyen sonuçlara yol açar.

TEİAŞ Aralık 2004 İşletme Faaliyet Raporundan da görüleceği üzere, ülkemizde bir günün 24 saatindeki saatlik tüketimler arasında (en az ve en çok olanı arasında) 4000 – 5000 MW fark vardır. Bunun anlamı gün içerisinde bu kadar üretimi karşılayacak sayıda ünitenin çalıştırılıp tekrar durdurulmasıdır.[48] Daha da önemlisi gün içerisinde elektrik tüketimi saat, dakika hatta saniyeler bazında değişiklik göstermektedir.

- Ülkemizde geceleri 12000 – 13000 MW olan tüketim,
- Gündüz saatlerinde 16000 – 18000 MW a,
- Akşam saatlerinde de 20000 MW 'a ulaşmaktadır.

Bu noktayı biraz açmak gerekirse;

Türkiye’ de tüketime sunulan elektriğin sektörel bazda dağılımına baktığımızda Şekil IV.4’deki gibi bir durum karşımıza çıkmaktadır.[48] Bu şekilden görüleceği üzere elektrik tüketimlerinin büyük bir kısmı meskenlerde ve sanayide olduğu görülmektedir.



**Şekil IV.4. Tüketime Sunulan Elektriğin Sektörel Bazda Tüketimi (2004)**

Türkiye'deki meskenlerin elektrikli alet kullanımları ve sayıları ise DİE anketinin sonuçlarında oransal olarak belirtilmiştir. [50]

Tüm bilgilere dayanarak tüketicilerin elektrikli alet kullanma alışkanlıkları çok yüksektir. Ancak unutulmamalıdır ki bu aletlerin tamamına yakını endüktif bir karakteristik göstermekte olup, bu elektrikli ev aletlerinin yoğun olarak kullanılması ve elektrik tüketiminin büyük bir çoğunluğunun sanayi ve meskenlerde tüketildiği göz önüne alınırsa bu aletlerin şebeke üzerinde meydana getirdikleri reaktif etki nedeniyle güç katsayısında düşmelere neden olmakta, bu durum kayıp denklemlerinde enerji sistemlerinde meydana gelen kayıpların  $\cos\theta^2$  ile ters orantılı olması sonucunda paydayı küçülmekte ve dolayısıyla kayıpları arttırmaktadır. Bu yüzden kayıp hesaplamaları için tüketiciler ve tüketim karakteristiği de kayıplar üzerinde önemli bir etki yapmaktadır. Pratikte bu etkiyi incelemek oldukça güçtür. Ancak bilgisayar teknolojisinin şuan ki eriştiği nokta göz önünde tutulursa yaklaşık sonuçlar elde etmek mümkündür.[27,38]

# BÖLÜM V

## ELEKTRİK ENERJİ SİSTEMLERİNDE KAYIPLARI AZALTMA YÖNTEMLERİ

### V.1.GİRİŞ

Kullanım kolaylığı, temizliği ve atık bırakmaması nedeniyle diğer enerji kaynaklarına göre elektrik enerjisi tüketiminin genel enerji tüketimi içindeki payı yıllar itibari ile artmaktadır. Şu anda dünyada genel enerji tüketimi içinde elektrik enerjisinin payı %35'in üzerindedir. Bu payın 2010 'lu yıllarda %40–50'ye yükselmesi beklenmektedir. Bu artış trendi elektrik enerjisinin bugün ne denli önemli olduğunu ve gelecekte de daha da önemli olacağını göstermektedir.

1973'teki petrol krizi ile başlayan süreç elektrik enerjisi üretiminde maliyetleri arttırmış, 1973'e kadar petrolün sınırsız ve ucuz olacağı gibi görünmez bir kural piyasaya hakim iken durumun öyle olmadığı petrol krizi ile ortaya çıkmıştır. Daha sonra petrol fiyatlarının düşmesine karşın petrole dayalı elektrik enerjisi üretimi riskli olarak kabul edilerek petrole dayalı elektrik üretiminden bir kaçış yaşanmıştır. İşte bu 1973 petrol krizinin değişik olumlu etkileri de olmuştur. Bunlardan ilki elektrik enerjisi üretiminde güneş, rüzgar ve jeotermal gibi yeni seçeneklere yönelmesi ve bu konudaki araştırma-geliştirme çalışmalarının hızlanmasına yol açmıştır. İkinci önemli etkisi ise enerjinin sonsuz olmadığı bu yüzden verimli kullanılması gerektiğini ortaya çıkarmıştır. Üçüncü bir etkisi de enerji

kaynaklarının olabildiğince ulusal sınırlar içinden sağlanması fikrinin gelişmesini sağlamıştır. Son olarak diğer sanayi üretimlerinde olduğu gibi enerjinin de çevre boyutunu gündeme getirmiştir.

Geçmişten günümüze kadar gelen bu süreçte bütün bu etkiler, enerjide planlama ve verimlilik kavramlarını ön plana çıkararak, elektrik enerjisi üretiminde, iletiminde, dağıtımında ve tüketiminde verimliliğin devletlerin birinci önceliği haline gelmesine neden olmuştur.

Verimlilik, enerjinin etkin ya da rasyonel kullanımı olup enerji tasarrufunun bir sonucudur. Ayrıca verimlilik savurganlığı kaldırarak talebin abartılmış biçimde ortaya çıkmasını engeller. Enerji tasarrufu ise, ekonomik büyümeden ve yaşam koşullarından ödün vererek enerjinin az kullanılması değil, enerji üretim, iletim, dağıtım ve tüketiminin maksimum verimle gerçekleştirilmesi, enerji kayıplarının minimuma indirilmesi, ekonomik büyümeyi ve yaşam konforunu engellemeden enerji talebinin kontrol altına alınması ve enerji talep artış hızının düşürülmesidir. Yukarıdaki tanıma bağlı olarak enerji tasarrufu, enerjinin etkin kullanımı ve verimlilik artışı biçiminde ele alınarak EES’nde meydana gelen kayıpları asgari seviyeye indirmek demektir.

İşte bu noktadan hareketle; EES’nde üretim, iletim ve dağıtım aşamalarında, aynı şekilde elektrikli çalışan tüm cihaz ve ekipmanlarda kaçınılması mümkün olmayan ancak azaltılması mümkün olan kayıplar oluşmaktadır. Bu kayıpların EES’nin kısımlarına nasıl dağıldığını belirlemek ilk aşamada kayıpları azaltma bakımından bize bazı fikirler sunabilir.

Türkiye’nin elektrik enerjisi talebi her yıl ortalama %7–8 arasında arttığı düşünülürse bu artış oranı için gerekli olan enerji, yine kayıpları azaltma çarelerine başvurularak kazanılabilir. Ayrıca üretim esnasında da santrallerin çevrim verimleri iyileştirilerek bu soruna kısa ve orta vadede çözüm sağlanabilir. Çünkü yeni bir enerji üretim santrali yapımı hem uzun senelere mal olmakta hem de büyük paralara gereksinim duyulmaktadır. Örneğin Türkiye’nin elektrik enerji ihtiyacı %8 oranında arttığını varsayalım. Bu durumda 2003 verileri dikkate alınırsa yaklaşık olarak 122 milyon *MWh* elektrik enerjisine ihtiyaç duyulacağını gösterir. Buda yaklaşık 1000 *MW* gücünde bir santralin yıllık üretimine eşdeğer bir artış göstermektedir. Üretim kapasitesini arttırmak iyi bir planlama yapılmadığı takdirde ortalama 5 yıl gibi bir süre alırken, dağıtımda kayıpların (%19.9 oranında 2003 verilerine göre) 5 puan aşağıya çekilmesi ile elde edilebilecek fayda yaklaşık 600 *MW* gücünde bir

santralin yıllık üretimine eşdeğerdir. Buna ilaveten tüketicileri verimli elektrikli ev aletleri kullanması konusunda bilinçlendirilerek yaratılacak ek enerji kaynağı bu açığı kapanmasında yardımcı olabilir. Elektrik enerjisinin önemi göz önüne alındığında şebeke kayıplarını azaltmanın yararlı olacağı yukarıdaki sonuçlardan da açıkça görülmektedir.

Buna göre EES’de meydana gelen kayıpların azaltılması genel olarak 4 başlık altında toplanabilir. Bunlar ;

- a) Enerji Üretiminde Kayıpların Giderilmesine Yönelik Çalışmalar
- b) Enerji İletiminde Kayıpların Giderilmesine Yönelik Çalışmalar
- c) Enerji Dağıtımında Kayıpların Giderilmesine Yönelik Çalışmalar
- d) Enerji Tüketiminde Sağlanabilecek Enerji Tasarrufu

olarak sıralanabilir.

## **V.2.ENERJİ ÜRETİMİNDE KAYIPLARIN GİDERİLMESİNE YÖNELİK ÇALIŞMALAR**

Türkiye’de elektrik üretimi için 2004 yılında %69,3’ oranında termik santraller, %30,6 oranında hidrolik santraller ve yaklaşık %1 oranında diğer santrallerin kullanıldığı düşünülürse, EÜS’de kayıpların giderilmesine yönelik yapılabilecek çalışmalar genel olarak ;

- Termik santrallerde kayıpları azaltmak için yapılabilecek çalışmalar,
- Hidrolik santrallerde kayıpları azaltmak için yapılabilecek çalışmalar,

diye iki alt bölümde incelenebilir.

Hidrolik santrallerin üretimleri tamamen doğal koşullara bağlı olarak, hidrolik verimleri kimyasal enerji dönüşümü olmadığı için %70–90 gibi çok yüksek mertebelerde bulunmaktadır. Bunların kayıpları tamamen yapım aşamasında kullanılan malzemelerin teknik yapılarından kaynaklanmakla beraber, mevsimsel etkiler de göz ardı edilmemelidir.

Buna göre enerji üretiminde verimlilik ve kayıpları azaltmada üstünde durulması gereken konu termik santraller ve kaynaklardır. Termik santrallerin verimleri kömürlü çalışan santrallerde %30–35 iken doğal gaz ve sıvı yakıtlı santrallerde bu oran %36–47 arasındadır. Ülkemizde ise bu oranlar gelişmiş

ülkelerin %15 – 20 daha altındadır. Bu durum kayıpların yüksek çıkmasının nedenlerini oluşturmaktadır.

Üretim aşamasında enerji verimliliğinin artırılması ve kayıpların azaltılması için alınabilecek önlemler, çoğunlukla termik santraller baz alınarak açıklanacak olursa ;

- Santral iç tüketim oranlarının düşürülmesi
- Santral rehabilitasyonu ve modernizasyonu
- Yakıt kalitesinin iyileştirilmesi
- Üretimde daha verimli teknolojiler kullanılması
- Santraller üzerinde istatistiki çalışma yapılarak buna göre tedbirlerin alınması
- Çevrim veriminin iyileştirilmesi

ön plana çıkmaktadır. [6,11,27]

Hidrolik santraller baz alınarak verimlilik artırma çalışmaları yapılacak olursa yukarıda sayılan maddelerin çoğu aynen hidrolik santraller içinde uygulanabilir. Bunun dışında puant yükü karşılamak amaçlı pompa depolamalı hidrolik santraller dönemine geçilmesi ile santralden yüksek oranda faydalanılabilir. Ayrıca santrallere ekonomik yük dağıtım koşulları uygulanarak da kayıplar azaltılabilir. Santrallerde kullanılan yakıtların ulusal olması ise meselenin tamamen politik ve ekonomik yönünü yansıtmakta ve enerji arzı – kalitesi açısından önem teşkil etmektedir.

### **V.2.1. Santrallerin İç Tüketim Oranlarının Düşürülmesi**

Türkiye’de santral teknolojilerinin eski olması sebebiyle iç tüketim oranları yüksektir. İç tüketim oranlarının düşürülmesi ise tamamen ;

- ❖ Gelişen teknolojiye bağlı olarak santrallerin yapısında daha az enerji tüketen elemanların kullanılması,
- ❖ Periyodik bakım ve onarım çalışmalarının aksatılmadan yapılması,
- ❖ Santral otomasyon sistemlerinin kurulması
- ❖ Eski santrallerin modernizasyonu çalışmalarına

bağlıdır.[27] Bunun yanında dünyada kabul görmüş yenilebilir enerji kaynaklarıyla da elektrik üretimi yaparak iç tüketim oranlarını azaltmak mümkündür. Örneğin 2003 verilerine göre üretilen yaklaşık 141 milyon *MWh* enerjinin iç tüketim ve iç

kayıplardan sonra yalnız 112 milyon *MWh* 'i iletim sistemine aktarılmıştır. Bu oran termik santrallerin elektrik üretiminde kullanılmasından dolayı yüksek bir değerdir. Eğer aynı elektrik enerjisi üretimi ulusal ve nerdeyse bedava olan hidrolik tesisler ile yapılmış olsaydı bu koşullar altında iletim şebekesine yaklaşık 130 milyon *MWh* enerji verilmiş olacak ve 1000 *MW* gücünde iki yeni santralin üretimine eşdeğer enerji gereksiz yere kullanılmayacaktı.

### **V.2.2. Santrallerin Rehabilitasyonu ve Modernizasyonu**

Termik santrallerimizin elektrik üretimindeki payı yaklaşık olarak %70 mertebesinde dir. Yine termik santrallerimizin çoğunun devreye girişlerinden bu yana 20 – 25 yıl geçmiştir. Proje, inşaat ve montaj süreleri de dikkate alınırsa proje hazırlanırken kullanılan teknolojinin 25 – 30 yıl öncesinin teknolojisi olduğu görülür. Bu sayılan nedenler Türkiye şartları için iyimser bir tablodur. Çünkü Tunçbilek EÜAŞ termik santralının 1. ve 2. ünitesi 1956 yılında devreye alınmıştır.

Bununla beraber elektrik ve elektronik teknolojilerdeki hızlı gelişme ve metalürji sektöründeki yeni ortaya çıkan malzemeler daha dayanıklı, daha profesyonel ekipman ve teçhizatları piyasaya çıkarmıştır. Dolayısıyla termik santralleri daha verimli hale getirmek, kullanılışlığını arttırmak, muhtemel arızaların önüne geçmek için erozyon ve korozyona uğramış parçaların daha mukavim malzemelerle değiştirilmesi rehabilitasyonun gerekliliğini ortaya koymaktadır. Bazı bölümlerde yapılacak küçük rehabilitasyonlar büyük üretim kazançları sağlayacaktır. Ayrıca değişen çevre standartları ve bunlara uymamanın getireceği uluslar arası yaptırımlarda rehabilitasyonun bir başka nedenidir.

Termik santrallerin tam kapasite ile çalışmamasının nedenleri araştırıldığında bazı rehabilite ve modernizasyonlar sonucunda termik santrallerin kapasitelerinin istenilen düzeye getirilebileceği görülmüştür. Fakat Türkiye’ de rehabilitasyon çalışmalarına gereken önem ve özen ne yazık ki verilmemektedir. Bizde santrallerde yapılması gereken tadilatlar modernizasyon veya iyileştirme olarak değil de işin projesini yapan, teçhizat veya malzemeyi veren, inşaat ve montajı yapan tarafların hatalarının giderilmesi olarak görülmektedir.

Ancak şu gerçekler göz ardı edilmemelidir. Kömür yakan termik santraller ‘mass production’ olarak yapılmaz. Her kömüre göre farklı bir santral

projelendirilmektedir. Kömür de dünyanın en değişken maddelerinden bir tanesidir. Dünyada ve Türkiye’ de aynı özelliklere sahip bir kömürü bulmak hemen hemen imkansızdır. Isıl değer, nem, kül, uçucu madde, kükürt oranları, küldeki *CaO, Na, K, Al* ve diğer elementlerin oranları çok değişkendir. Bırakın ocaklar arası farklılığı bir ocakta damarlar arası fark bile vardır. Dolayısıyla santralin inşaat ve montajı tamamlanıp işletmeye alındıktan sonra bazı sorunlar baş gösterebilir. Kesin kabule kadar tespit edilen eksik ve kusurlar üslenici firmaya yaptırılsa bile kesin kabulden 5 – 6 yıl sonra da santrallerde yeni problemler görülmektedir. İşte burada yapılması gereken geçmişi kötölemekten ziyade sorumlu kısımların iyi analizlerinin yapılması ve sorunlu kısımlar için proje geliştirerek uygulamaya en kısa sürede geçilmelidir. Termik santralleri rehabilite etmenin hedefleri ve gerekçeleri ise şu şekilde sıralanabilir.[11,27]

- Santrallerde genel verimi arttırmak, ısı tüketimini düşürmek dolayısıyla 1 *KWh* elektrik üretmek için gerekli olan yakıt miktarını düşürerek maliyetleri asgari düzeye çekmek.

- Santralin emre amadeliğini yükseltmek,
- Santralin iç tüketimini düşürmek,
- Baca gazındaki emisyonu, katı ve sıvı atıkları bugünkü hatta yakın gelecekte olması muhtemel sınırlara çekmeye çalışmak,
- Santralin modern iletim şebekelerinin ve yük dağıtım merkezlerinin taleplerine uyabilecek hızlı cevap veren kontrol sistemlerine sahip olması sağlanmalı, ayrıca hızlı yük alıp verebilmesi, hızlı devreye girmesi ve çok düşük yüklerde sıvı yakıt takviyesi olmadan işletilebilmelidir.

Tüm sayılan maddeler ışığında termik santrallerde yapılacak modernizasyonlar genel olarak şu başlıklar altında incelenebilir.

### **V.2.2.1.Kömür Alma Tesislerinde Rehabilitasyon**

Santrallerde kayıp veya üretilmeyen enerjinin en büyük nedeni santrale gelen kömürün miktar ve kalite olarak santralin dizayn sınırının altında kalması olup bu nedenden dolayı 2004 yılı Tunçbilek termik santralinde 24.300.431 *KWh* enerji üretilmemiştir.[51] Bu üretilmeyen enerjinin en büyük nedenleri arasında katı

yakıtlı tesislerde bant ve taş ayıklama sistemlerinde meydana gelen aksaklıklar ve sıvı yakıt kullanımını gösterilebilir.

Bu kayıpları azaltmak için, santrallerde kömür sorununun kömür ocaklarında yapılacak rehabilitasyonlarla çözülmesi yani kömür santrale gelmeden kömür ocaklarına taş ayıklama ünitelerinin ve kömür yıkama tesislerinin kurulması, ayrıca santrale dizaynına uygun yakıt sağlanması en azından bize bu nedenden dolayı kaybedilen enerjinin yarısını geri kazandıracaktır. [11,52]

### **V.2.2.2.Kazanda Rehabilitasyon**

Kazanlarda yapılan rehabilitasyonlarda iki önemli etken bulunmaktadır. Birincisi baca gazı emisyonunun Hava Kalitesi Yönetmeliğindeki sınırları aşması diğeri ise belli yüklerin üzerinde yanma odasında oluşan aşırı sıcaklık ve bunun sonucu cürufanma nedeniyle tam yüke çıkarılamamasıdır. Bu durum uygun ve yüksek yanma verimli kazanlar kullanılarak giderilebilir. En önemli uygulama akışkan yataklı kazan teknolojisidir. Ayrıca kazanlarda ekonomizer ve rah kullanımları kazanın ısı veriminin artmasına dolayısıyla kazan yanma veriminin yükselmesine neden olmaktadır.[11]

#### **V.2.2.2.1. Ekonomizörler**

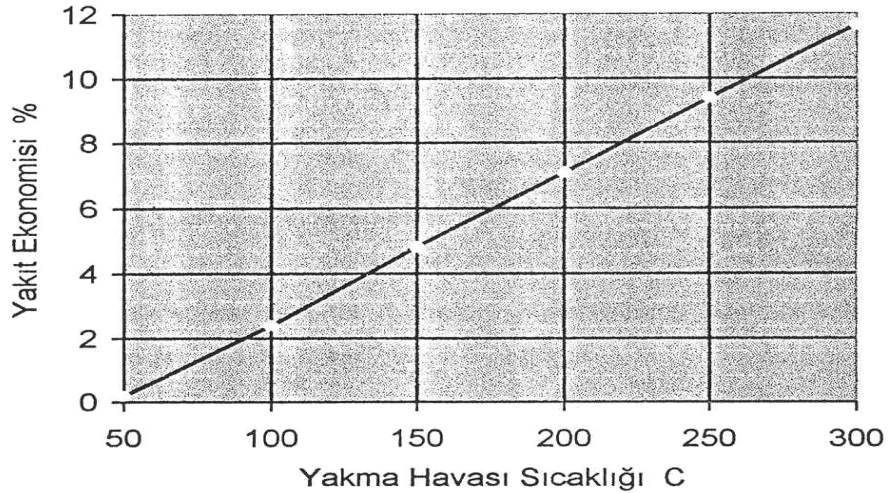
Kazan besleme suyu, kazanın asıl ısıtma yüzeylerine girmeden önce ekonomizör adı verilen elemanlar içinde duman gazları ile ısıtılabilir. Bu şekilde kazana gönderilen su ile buharlaşmakta olan su arasındaki sıcaklık farkı küçüldüğünden, kazandaki ısı gerilmeler azalır su içindeki gazların çıkışı kolaylaşır ve kazan ısı verimi artar.

Duman gazının yaklaşık her  $15^{\circ}C$  değerinde fazladan soğutulması yakıttan %1'lik ekonomi sağlar. Ayrıca bu cihazlar kazan verimini arttırmaktan ve ısı gerilmeleri azaltmaktan başka, ocak yükü değiştiğinde verim eğrisinin oldukça sabit kalmasını da sağlar. [5,50]

### V.2.2.2.2. Rahlar

Rah, akışkan gaz sıcaklığını düşürmek için yanma havasını emme vantilatörle ısıtıcıya doğru basarak kullanılır. Rah' la hava ısıtmasının faydalarından birincisi termik verimi arttırması, ikincisi ise kare ayakta kazan yüzeyinde buhar kapasitesini arttırmasıdır. Kazan veriminin %10–12 civarında artması, gaz sıcaklığının düşmesine bağlıdır. Akışkan gazın sıcaklığının  $38^{\circ}C$  azaltılması ile kazan verimi %2.3–2.6 dolaylarında arttıracaktır.

Verim kazancı yalnızca akışkan gazın ısısının iadesini değil, aynı zamanda yanma koşullarının iyileştirilmesini sağlar. Ekonomizörlerde olduğu gibi, hava ısıtıcılarında da duman gazları bir miktar daha soğutularak hem daha fazla yakıt ekonomisi hem de yakma havasının ısıtılması ile ocakta daha iyi bir yanma sağlanır. Yaklaşık olarak havanın her  $50^{\circ}C$  fazladan ısıtılması yakıtta %2.5 değerinde bir ekonomi sağlar. Şekil V.1.'de yakma havasının sıcaklığı ile yakıttan sağlanacak tasarruf eğrisi verilmektedir.



Şekil V.1. Buhar Kazanlarında Yakma Havasının Isıtılmasının Yakacak Ekonomisine Yaklaşık Etkisi

### V.2.2.3. Türbinde Rehabilitasyon

Türbinlerde meydana gelen kayıpları azaltmak için yapılan çalışmalarda aşağıdaki öneriler ortaya konabilir.

✓ Tek parça içi dolu rotor yerine, içi boş tambur gibi parçaların kaynak edilmesiyle daha hafif bir rotorun yerleştirilmesi dönme momenti kaybını azaltır.

✓ İmpuls tipi türbin yerine reaksiyon tipi türbin seçilerek daha verimli kanat profillerinin kullanımı sağlanır. Buna bağlı olarak ısı enerjisinin kinetik enerjiye dönüşümünde meydana gelen kayıp azalır.

✓ Alçak Basınç türbin çıkışı ve kondenser girişindeki difüzörlerin yeni akış profillerine göre değiştirilmesi ve adaptesi yapılmalıdır.

✓ Yatakların ve pedestallerin değişimi yapılarak sızdırmazlıkların iyileştirilmesi sağlanmalıdır.

✓ Alçak basınç türbinindeki dış silindirlere daha mukavim hale getirilmelidir.

✓ Hareketli kanatların daha verimli kanatlarla değiştirilmesi sağlanmalıdır.

✓ İç silindirin daha yüksek basınçta çalışabilecek şekilde adapte edilmelidir.

Bu uygulamaların yapılması halinde türbin veriminde yaklaşık olarak %25 civarında artma görülebilir.[11] Tabii bu verimin artmasının diğer etkisi ise termik verimindeki artıştır. Bu durum hidrolik türbinler için geçerli değildir. Çünkü hidrolik türbinler az zamanda kalkınma sağladıkları ve kayıpların bir çoğu su kaçakları ile aşınmadan meydana geldiği düşünülürse periyodik bakımla verimleri arttırılabilir. Fakat bu artış genel üretim dengesini fazla yüksek miktarlarda etkilemez. Türbinlerde sağlanacak olan her %10 'luk verim artışı genel verim üzerinde termik santraller için yaklaşık olarak %3 bir artış sağlamaktadır.

#### **V.2.2.4.Genaratörlerde Rehabilitasyon**

Genaratörde yaşlanma, eski teknoloji ve malzeme, vibrasyon artışı, sargılar arasında meydana gelen kısa devreler, izolasyonun bozulması, çatlama, soğutma sisteminde hidrojen kaçakları, stator sargılarında gevşeme gibi benzer problemler oluşmakta ve meydana gelen kayıplar artmaktadır.[11] Bu nedenlerden dolayı meydana gelen kayıpları azaltmak için generatörlere rehabilitasyon ve modernizasyon programları yapılmalıdır. Hazırlanan bu programların uygulanması arıza riskinin azalmasını sağladığı gibi ünitelerin güçlerinin ve verimlerinin yükselmesini de sağlayacaktır. Ayrıca dünyamızda uygulanan yeni teknolojilerden süper iletkenlik kavramı da generatörlere kayıpları azaltmak için uygulanabilir.

Bunların dışında santrallerde üretim veriminin arttırılması; otomasyonun geliştirilmesi, termik santrallere yeterli miktar ve dizayn kalitesinde yakıtın sürekli olarak sağlanması, koruyucu bakım sistemlerinin oluşturulması sonucu

meydana gelen arızaların azaltılması, arıza müdahale ve periyodik bakım sürelerinin kısaltılması, yedek parça stok kontrolü sistemlerinin kurulması, kalifiye eleman temini ve çalıştırılması ile mümkündür.

Yıpranan, aşınan ve eski teknoloji ürünü oldukları için verimleri düşük santrallerde yapılacak rehabilitasyonlar santral verimini arttıracak, ısı tüketimini düşürecek, emre amadeliliği yükseltecek , baca gazlarındaki emisyonları azaltacak, hatta kurulu güçte bile artış sağlayacaktır. Rehabilitasyonlarla sağlanan üretim artışının yerine yeni santral yapılacak olsa yatırım maliyetinin daha yüksek olduğu görülecektir. [11]

### **V.2.3.Yakıt Verimlerinin İyileştirilmesi**

Elektrik enerjisi üretimi için santrallerde çeşitli tipte yakıtlar kullanılmakta olup bu yakıtlar genel olarak termik, hidrolik ve diğer yakıtlar olarak ayrılırlar. Bu yakıtların verimlerindeki artış yada daha verimli yakıt kullanımı elektrik enerjisi üretimini arttırıcı yönde etki eder. Örneğin linyit santrallerindeki kömür kalitesinin değişkenliği ve genellikle santral dizayn değerinin altında olmasından dolayı, son beş yılda, yıl bazında ortalama 3 milyar *KWh* enerji kaybı söz konusudur.[11] Bu kayıpların kazanılmasına yönelik olarak yapılacak işlemler, santrallerin dizaynlarına ve yakıt durumlarına göre değişkenlik gösterir.

Kömür santrallerinde kömürün yakıt değerinin yükseltilmesi için kömür yıkama ve parçalama teknolojilerinin kullanılması, üretici firmalar tarafından verilen kömürün saf ve yabancı maddelerden arınık oluşu, yanma ısıl değerinin yüksek oluşu ve santralın dizayn değerine yakın veya dizayn değerinde kömür kullanımı elektrik üretimini arttırıcı yönde etki yapacaktır. Hidrolik tesislerde ise ham enerji kaynağının temiz oluşu, yabancı maddeler içermemesi gibi nedenler de yine elektrik üretimini arttırıcı yönde etki yapar.

Gelişmiş ülkelerde bugün kömür üretildikten sonra doğrudan doğruya kullanılmamaktadır. Kömürlerin nitelikleri, uygulanan fiziksel, kimyasal ve ısıl işlemlerle değiştirilmekte, elektrik enerjisi üretimine yönelik kullanıma en uygun, havayı en az kirleten, külü, kükürtü ve rutubeti azaltılmış ve kalorisi yükseltilmiş olarak kullanıma sunulmaktadır. Kömürlerin iyileştirilmesine yönelik fiziksel, kimyasal ve ısıl işlem yöntemleriyle yıkanmış kömür, kok, gaz, semikok, biriket,

pülverize kömür ve sıvı yakıt gibi ürünler elde edilmektedir. Kömür kalitesini iyileştirmek için ;

- Fiziksel yöntemlerle zenginleştirme (Lavvar)
- Biriktleme
- Koklaştırma, gazlaştırma ve sıvılaştırma

teknikleri bugün dünyanın gelişmiş ülkelerinde özellikle Almanya ve Amerika 'da uygulanmakta ve termik santrallerinden daha yüksek verimler elde edilmektedir. Ayrıca üretilen gaz endüstrinin çeşitli dallarında da farklı amaçlar için kullanılmaktadır.

Bu arada santrallerin yakıtlarının seçiminde ulusal olması, santrale yakınlık, saf ve yabancı madde içermemesi gibi konular yakıt verimini arttırmak için kontrol edilmesi gereken değişkenler olmakla beraber gelişmiş ülkelerin kullandıkları bu tekniklerden ülkemizde de yararlanılmalıdır. Ayrıca böyle bir işlemin yapılması, yabancı maddelerin santralin prosesinde neden oldukları deformasyonları önleyebileceği görülür ki bu durum enerji üretiminde önemli artışlara neden olarak, kayıplarda azalma ve yakıttan tasarruf sağlar.[6,27,53]

#### **V.2.4. Üretimde Daha Verimli Teknolojilerin Kullanılması**

Elektrik üretim teknolojileri; yatırım ve üretim maliyetleri açısından farklılıklar içermekle beraber teknoloji gelişimine paralel olarak günümüzde ekonomik olmayan üretim teknolojilerinin yatırım maliyetlerinde düşme, yakıt verimliliğinde artma beklenmektedir. Bu nedenle verimliliğin sağlanması için kurulacak üretim tesislerinde en son teknolojilerin ve ünite güçlerinin dikkate alınması gerekmektedir. Ayrıca kurulacak yeni kapasiteler için seçilecek teknolojilerin belirlenmesinde sistemin yük eğrisinin ve tesisin hangi yük konumlarında çalıştırılacağı da belirlenmelidir.

Elektrik üretim tesislerinin baz yükte veya puant santrali olarak işletme durumlarında üretim maliyetleri etüt edilerek seçilecek teknolojiye karar verilmelidir. Çünkü üretim tesislerinin kapasite yönünden boyutları ile ortalama üretim maliyeti arasında da ters orantılı bir bağıntı bulunmaktadır. Tesislerin kapasitesi büyüdükçe yatırım, yakıt tüketimi ve işletme bakım giderlerinin azalması nedeniyle üretim maliyeti düşmektedir.[6] Aynı teknoloji için kapasitenin onda birine düşmesi

(Örneğin; 250 MW 'tan 25 MW 'a) durumunda ortalama elektrik üretim maliyeti 3 katı kadar artabilmektedir. Bu daha yüksek tesis maliyeti ve birim üretim başına düşen daha yüksek işletme ve bakım maliyetinden kaynaklanmaktadır ki; buna daha düşük verimden gelen üretim maliyetinin de eklenmesi gerekir.

Bugün dünya çapında kabul görmüş ve santrallerin üretim verimlerinin artırılması dolayısıyla üretim aşamasında meydana gelen kayıpların azaltılmasına yönelik bazı çalışmalar şunlardır.

- 1) Akışkan yatak teknolojisi (Termik Santraller)
- 2) Isı ve elektriği birlikte üretecek kombine çevrim teknolojisi (Kojenerasyon tekniği) (Termik Santraller)
- 3) Entegre kömür gazlaştırma ve kombine çevrim teknolojisi (Termik Santraller)
- 4) Yakıt pilleri
- 5) Yeraltında enerji depolama (Enerji arzı ve kalitesi açısından)
- 6) Pompa depolamalı hidroelektrik santral teknolojisi (Hidrolik santraller)

Yukarıda sayılan yeni teknolojilerden de görüldüğü üzere elektrik üretiminde verimi artırmak dolayısıyla üretim aşamasında meydana gelen kayıpları azaltmak için öncelikle termik santrallerde yenileme gerekmektedir. Bugün kullanılan pülverize kömürlü yakıtlı bir termik santralin verimi maksimum %35 kadarken, akışkan yataklı santralde %41'e çıkmaktadır. Geliştirilmesi üzerinde durulan kömür gazlaştırmalı kombine çevrim santrallerinde bu oran %39 düzeyindedir. Öte yandan, yalnızca elektrik üreten doğal gazlı bir santralde bile en modern uygulamalarla sağlanan en yüksek verim %47 iken, ısı ve elektrik amaçlı kombine çevrim ve kojenerasyon santrallerinde, atık ısının da kullanılması koşulu ile toplam enerji verimi %85 – 90'a çıkabilmektedir.[6]

#### **V.2.4.1. Akışkan Yatak Teknolojisi**

Dünya genelinde endüstriyel enerji üretiminin dayandığı bir numaralı yakıt kömürdür. Geleceğe yönelik uygulamalarda da ekonomik ve stratejik bir öneme sahip olan kömür enerji üretiminde kullanılmaya devam edecektir. Kömür gibi katı yakıtların değerlendirilmesi için çağın gereklerini yakalamış bir teknolojide akışkan yataklı kazanda yakma teknolojisidir.

Bütün yakma teknolojileri bir şekilde yakıt ve havanın karışımını sağlayarak yakıtın yapısındaki kimyasal enerjiyi kullanılabilir enerjiye dönüştürmektedir. Pulverize kömür teknolojisi mikron boyutundaki kömürü  $1600^{\circ}C$  gibi çok yüksek sıcaklıkta yakmakta ve bunun sonucunda kazan içerisinde yakıt yanma gazlarının kaldığı süre kadar kalmaktadır. Aynı şekilde ızgaralı kazanlarda parça boyutu pulverize kazanlara göre yüksek yakıt kullanılmakta ızgaranın hızına bağlı olarak yakıt  $1600^{\circ}C$  'un üstüne çıkmaktadır. Bu iki tip kazanların verimi yakma sıcaklığında dahi en yüksek Tablo II.1.'de görüldüğü üzere %87 gibi bir değere kadar çıkabilmektedir.

Akışkanlaştırma ise, katı parçacıklardan oluşan yatağa alttan belirli bir hızla gönderilen akışkan (hava) yardımıyla parçacıkların hareketlendirilmesi ve ortamda asılı kalmaları olayıdır. Yanma işleminde akışkanlaştırmada amaç, oksijenin yeterli ölçüde sağlanmasıyla, tam yanmanın gerçekleştirilmesidir. Akışkan yatak içerisindeki yakıt miktarı çok düşük olup, yakıt ve yatak malzemesi ( yakıtın kendi külü) arasındaki oran çoğunlukla %5'dir. Bu özelliklerinden ötürü, çok düşük kaliteli yakıtlar bile, akışkan yatakta yüksek yanma verimi ile yakılabilmektedir. Bu tip kazanlarda turba, linyit, taşkömürü, kömür madenciliği atıkları, kent çöpleri, ağır yağlar, biomas ve katı yakıtlar kullanılabilir.[3,6]

Akışkan yataklı yakıcılar atmosferik ve basınçlı olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Atmosferik tipler 1 bar civarında çalışırken, basınçlı olanlar 4,5 – 20 bar basınçlarda çalışırlar ve bu sistemlerin, kombine çevrim santrallerinde türbinlere basınçlı gaz sağlamaları bir avantajdır. Akışkanlaştırma koşullarına bağlı olarak yataklar, kabarcıklı ve dolaşimli olmak üzere de ayrılırlar. Kabarcıklı sistemlerde kabarcıklar, parçacıkların yatak içerisinde dolaşımını sağlayarak yetkin bir karışma olanağı verirler. Kabarcıklı yataklarda gazla yataktan dışarı taşınan parçacıklar, yakıcı çıkışındaki toz tutucularda gazdan ayrılarak yatağa geri beslenir, yanma ve kükürt tutma performansı artırılır. Dolaşimli olanlarda ise parçacıklar gaz tarafından sürekli olarak taşındığından, yatak yakıcının tüm hacmini doldurmaktadır.

Katı yakıtların yakılmasında en son teknoloji olan akışkan yatakta yakma teknolojisinde,  $800-900^{\circ}C$  gibi düşük sıcaklıklarda çalışılarak, çok daha yüksek sıcaklıklarda çalışan pülverize ve ızgaralı yakıt yakma sistemlerine göre tam yanma ile daha yüksek yanma verimi %90 – 99 sağlanmaktadır. Yatağa kireç, kireçtaşı veya dolomit gibi pahalı olmayan bir absorplayıcı ilave olunarak, yanma ürünü  $SO_2$ 'ler

büyük ölçüde tutulabilmektedir. Yanma sıcaklığının düşük olması  $NO_x$  oluşumunu engellemektedir. Akışkan yatakta kül erime ve topaklaşma problemi yoktur. Aynı akışkan yatakta çok geniş bir kalite açıklığında, katı yakıtları ve sıvı-gaz karışımı yakıtları yakmakta olanaklıdır.

Akışkan yatak teknolojisi pülverize kömür yakma sistemleri ile kıyaslandığında, yakıtın hazırlanması çok daha basit ve ekonomiktir. Akışkan yataklı yakma sistemlerinin düşük kaliteli ve toz kömürleri yakması nedeniyle, parça kömür ve fuel-oil yakan sistemlere göre işletme giderleri de düşüktür. Akışkan yataklı sistemlerde, fuel-oilli sistemlere göre ilk yatırım maliyetinin yüksek olmasına karşın, işletme giderlerinin düşüklüğünden bu fark ilk bir-iki yılda kapatılmakta ve enerji üretim maliyeti düşmektedir. Konvansiyon el sistemler için gereken baca gazı desülfürizasyon tesislerine gerek kalmaması, maliyeti konvansiyonel sistemlere yaklaştırmaktadır. Ayrıca santralin verimini %30 – 35 ‘den %40 – 45 ‘e çıkarmakta buda üretimde %6 – 10 ‘luk bir fark meydana getirmektedir.[3,6]

Termik santrallerde meydana gelen kayıpların %15 gibi bir bölümü yakıtın yanması esnasında meydana geldiği düşünülürse yanma verimindeki artma sayesinde dezavantajları dikkate alınmayabilir. Ayrıca akışkan yatak teknolojisi hem çevre kirliliğini azalttığından hem de yanma verimini yükselttiğinden, birim miktar yakıttan elde edilen enerji üretimi yükseltmektedir.

Bu yüzden bugünden sonra inşa edilecek termik santraller için akışkan yatakta yakma teknolojinin uygulanması ve mümkünse kurulacak olan termik santrallerde bu uygulamanın başlatılması tüm sayılan özelliklerinden dolayı bize büyük enerji kazanımları sağlayacaktır. [3,6] Ayrıca Tunçbilek Termik Santrali gibi pülverize kazanlı santrallerde sisteme santral içi dahili kömür taşıma, akışkan yatağa kömür besleme sistemi, kızdırıcılar,siklon sistemi, kireçtaşı depolama ve besleme sistemi ilave edilerek santralin bazı donanımları modifiye edilip akışkan yataklı sisteme geçiş yapılabilir. Bu işlem ise bu tip santrallerin ömrünü ortalama 15 – 20 yıl arttırabilir.

## V.2.4.2. Isı ve Elektrik Birlikte Üretimi (Kojenerasyon)

Birleşik ısı ve güç üretimi (Kojenerasyon); bir yakıtın yanması sonucu aynı anda elektrik ve ısı üreten bir sistem olarak tanımlanabilir. Kojenerasyon güç sistemlerinde mekanik güç, bir alternatör sayesinde elektrik gücü üretmek için kullanılır. Buna ek olarak duman gazlarından faydalanarak sıcak hava ve sıcak su üretimi de yapılır. Böylece ısıtma ve soğutma için gerekli olan sıcak su sağlanmış olur. Kojenerasyon sisteminde; bacadan dış ortama atılacak duman gazlarının içerdiği ısı enerjisinden yararlanılarak enerji tasarrufu sağlanmış olacaktır ve enerji veriminde artış görülecektir.[6,54]

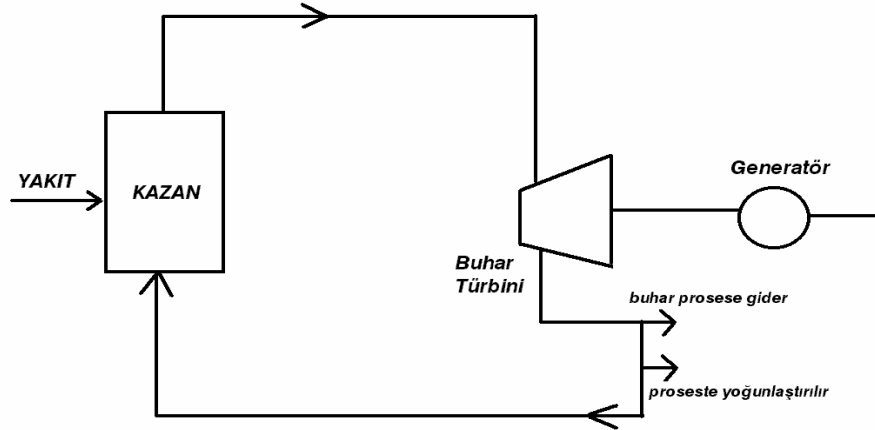
Bilindiği gibi termik santrallerde elektrik ve ısı üretimi birlikte yapılmakta, daha sonra ortaya çıkan ısı atılmakta ve yalnız elektrik üretimi için santral kullanılmaktadır. Buda santralin verimini %35 gibi çok düşük bir seviyeye indirmektedir. Kojenerasyonda elektrik enerjisi üretimi ise, kullanılan kimyasal yakıtın yanması ile önce mekanik enerjiye, ardından da bu enerjinin jeneratör vasıtasıyla elektrik enerjisine dönüşümü elde edilir. Buhar üretimi ise yüksek sıcaklıktaki egzoz gazının bir buhar kazanından geçirilmesiyle oluşur. Böylece bir kojenerasyon sisteminin toplam verimi %85 – 90 gibi yüksek değerlere ulaşır.

Kojenerasyon sistemlerinin en önemli özelliklerinden biri de güç çıkışının ısı çıkışına oranının isteğe bağlı olarak değiştirilebilir olmasıdır. Bu uygulama kombine çevrim santralleri esnek işletmeciliğe olanak tanımakta, istenirse türbinden çekilecek ara buhar bölgesel ısıtmada ya da sanayide teknolojik ısı olarak kullanılmaktadır. Fakat kombine çevrim için santralden dışarı ısı verilmesi zorunlu değildir. Böylece santral %85 – 90 dolayında ısı verimliliği ile kojenerasyon santrali olarak işlev görmektedir.

Bileşik ısı güç çevrimi; kömür, petrol, doğal gaz ve biyomas gibi çeşitli yakıtlarla yapılabilmektedir. Klasik buhar türbinli termik santralde kondenser ünitesinden atılan ısının, atılmak yerine teknolojik ısı olarak ısıtma veya sanayi amaçlı kullanımı, klasik santrali bileşik santrale dönüştürmektedir. Bu tip santrallere gücüne göre kojenerasyon sisteminin uygulanabilirliği 12 ay ile 36 ay arasında değişmekte olup bu durum katı yakıtla çalışan santrallerde maliyetleri çok arttırmaktadır.[54] Buhar türbinli santrallerde kojenerasyon uygulaması üç tipte yapılabilir.

## 1. Geri Basıncı Buhar Türbini Sistemleri

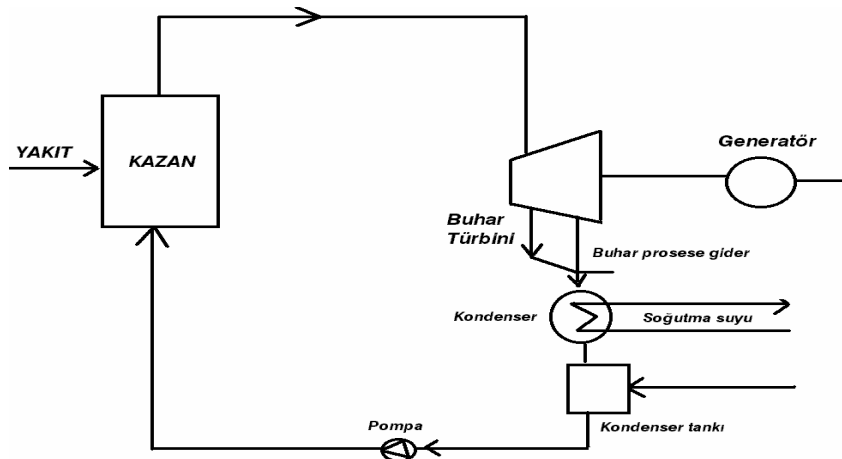
Şekil V.2.'deki gibi geri basınç buhar türbini sistemlerinde buhar ısıl yükün ihtiyaçlarına bağlı olarak atmosfer basıncına eşit veya en azından yüksek basınçla türbinden çıkar. Toplam su – kütle dengesi korunur. Kayıp teorik olarak sıfırdır.



Şekil V. 2. Geri Basıncı Buhar Türbinli Kojenerasyon Sistemi

## 2. Kondensasyonlu Buhar Türbini Sistemleri

Şekil V.3.'de gösterilen kondansasyonlu buhar türbinli kojenerasyon sisteminde buhar, uygun sıcaklık ve basınçta bir veya birden fazla sistemden çekilebilir. Çekilen buhar besleme suyunun ısıtılmasında ve yardımcı elemanları harekete geçirmede kullanılır. Böylece Rankine verimi artar.[54]

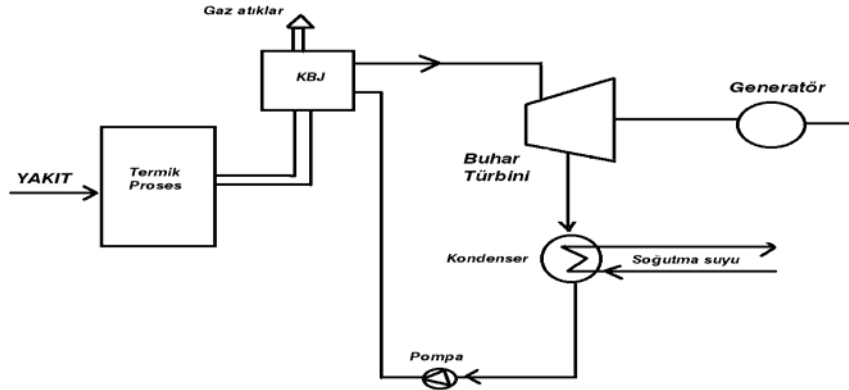


Şekil V. 3. Kondensasyonlu Buhar Türbinli Kojenerasyon Sistemi

## 3. Yüksek sıcaklıklı gazlarla çalışan buhar türbini sistemleri

Çoğu yüksek sıcaklıklı egzost gazlarıyla çalışır. Şekil 5.4'de verilen sistemlerde yüksek sıcaklıklı buharın atmosfere atılması yerine buhar jeneratöründen

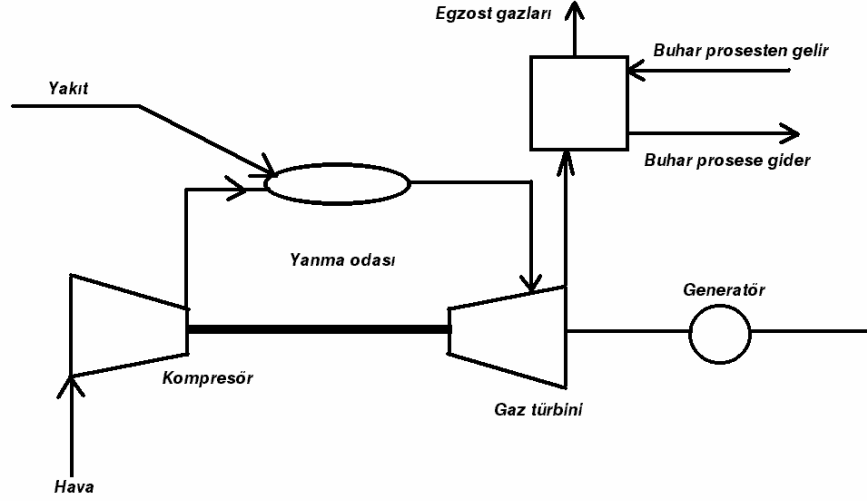
geçirilerek buhar türbini harekete geçirilir ve yakıt tasarrufu kullanılarak elektrik enerjisi üretilir.



**Şekil V.4. Yüksek Sıcaklıklı Gazlarla Çalışan Buhar Türbinli Kojenerasyon Sistemi**

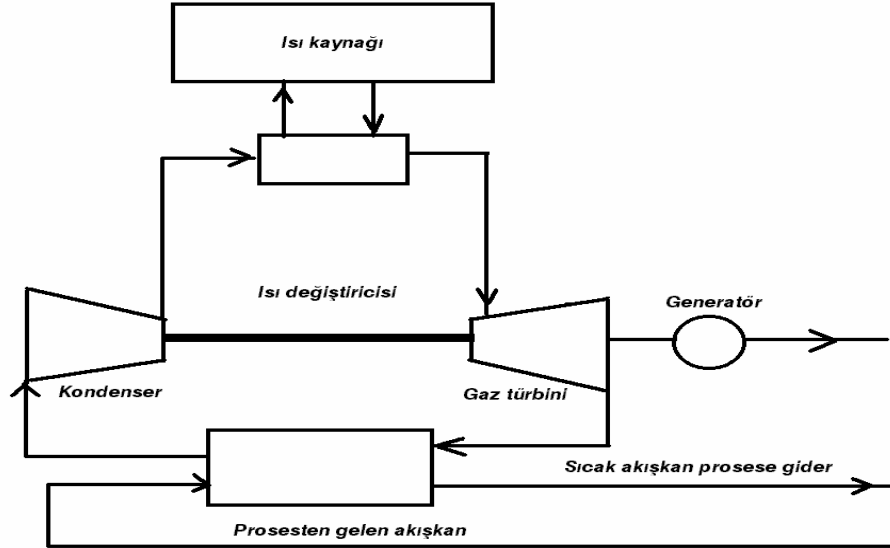
Uygulamada ise kombine çevrim santralleri genellikle doğal gaz ve dizel santrallerinden elde edilmektedir. Türkiye'nin elektrik üretiminin büyük bir oranda termik santrallerden karşılandığı ve bu santraller içinde doğal gaz çevrim santrallerinin %55 gibi büyük bir orana sahip olduğu düşünülürse bu dönüşüm elektrik üretimi için akıl karı bir iş olduğu görülür. Günümüz teknolojisinde kombine çevrim ve kojenerasyon daha çok gaz türbinli santrallerle uygulanmakta, yakıt olarak petrol türevleri, doğal gaz, kömürden veya biomasdan elde olunan sentetik gaz kullanılmaktadır. Basit bir doğal gaz çevrim santralinin en yüksek verimi %36 – 47 civarındayken birleşik ısı çevriminde bu oran %90 'a kadar çıkmaktadır. Böyle bir sistemin tesis süresi 9 ay ile 24 ay arasında değişmektedir. [54]

Buna göre gaz türbinli kojenerasyon sistemleri açık çevrim ve kapalı çevrim olarak iki tipte yapılabilir. Şekil V.5.'de gösterilen Açık çevrim gaz türbinli kojenerasyon sistemlerinde ; yüksek miktarda havayla yanma meydana geldiği için çevrim verimi yüksektir. Çünkü sıcaklıkla çevrim verimi artmaktadır.



Şekil V.5. Açık Çevrim Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemi

Şekil V.6.'da gösterilen Kapalı çevrim gaz türbinli kojenerasyon sistemlerinde ise; akışkan kapalı çevrim olarak sistemde dolaşır ve korozyona sebebiyet veren yabancı maddeler oluşmadığı için sistemden yüksek verim elde edilir.



Şekil V. 6. Kapalı Çevrim Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemleri

Kojenerasyon sistemlerinde yalnız elektrik – ısı olarak faydalandığında istenilen sonuç elde edilemeyebilir. Bazen daha fazla elektrik enerjisi gerekirken bazen de ısı enerjisinin fazla olması istenebilir. Bu yüzden Kojenerasyon sistemlerinde elektrik ve ısı üretim oranını isteğe bağlı olarak değiştirebilmek ek sistem takviyesiyle mümkündür. [6,54] Bu durum santrale ek olarak;

- Buhar enjeksiyonlu gaz türbinleri,
- Buhar türbini,

ilave ederek üretilen buharı kullanmayı gerektirir.

Buhar enjeksiyonlu gaz türbininin yanma odasına atık ısı kazanından elde edilen ve miktarı ayarlanabilen buhar enjekte edilerek işletmenin ihtiyacına göre elektrik üretimi %60-80 oranında arttırılabilir. Burada kullanılan buhar miktarının kullanılan hava miktarına oranı ise %15 dolayındadır. Eğer atık ısı kazanında elde edilen buhar, sisteme ilave edilen bir buhar türbinine verilirse elektrik enerjisine dönüşür. Bu şekilde buhar üretimi azalarak elektrik üretimi %15–20 oranında artacak ve buhar türbininden çıkan buharın basıncı ve ısısı düşmüş olacaktır.

Tablo V.1.'de çeşitli tip kojenerasyon santralleri için güç / ısı oranı verim değerleri görülmektedir.

**Tablo V.1. Kojenerasyon sistemlerinde güç / ısı oranları**

<b>Kojenerasyon Teknolojisi</b>	<b>Güç / Isı Oranı</b>
<i>Gaz Motoru</i>	0,5 – 0,67
<i>Diesel Motoru</i>	0,71 – 0,83
<i>Gaz Türbini</i>	0,33 – 0,67
<i>Karşı Basınç</i>	0,125 – 1
<i>Ekserji / Yoğunluk</i>	0,2 – 0,5
<i>Birleşik Çevrim</i>	0,625 – 1

Türkiye' de işletme aşamasında bulunan çoğu doğal gaz santralleri kombine çevrim olarak tasarlandığından uygulanacak projelerle bu santrallerin atık ısısının değerlendirilmesi memleketimiz açısından hem faydalı olacak hem de yüksek oranda yakıttan tasarruf sağlanacaktır. Unutulmamalıdır ki tüm santraller birleşik ısı – güç santralleri olarak kullanılabilir. Bunun için bir an önce her santralin fizibilite raporları hazırlanmalı ve bu raporlara göre birleşik ısı – güç santrali olarak kullanılacak santrallerde bu sistem uygulanmalıdır. Böylelikle verim düşüklüğünden kaynaklanan kayıplardan muazzam kazançlar sağlanabilir.

### **V.2.4.3. Entegre Kömür Gazlaştırma ve Kombine Çevrim**

#### **Teknolojisi**

Kömür gazlaştırma teknolojileri çok çeşitli olmakla beraber daha çok termik santrallerde yakıt verimini iyileştirmek için uygulanan yeni bir teknolojidir. Bu teknoloji kömürün gazlaştırılması ve üretilen gazın gaz türbinlerinde yakıt olarak

kullanılması prensibine dayanmaktadır. Entegre kömür gazlaştırma kombine çevrim santralında; basınçlı kömür gazlaştırma ünitesi, gaz türbinleri ve buhar türbinleri bulunur. Elde olunan gaz karbon monoksit ağırlıklı ve hidrojen karışımı sentetik gaz yakıttır. Pulverize kömür yakma sistemlerinde verim %35'in üzerine çıkmazken, bu teknoloji ile %45, %99  $SO_2$  gazı arıtma verimi ve  $NO_x$  emisyonu ise 50 *ppm*'in altına çekilerek daha çevreci bir santral kurulumu sağlanmaktadır.

Entegre kömür gazlaştırma kombine çevrim teknolojisi, yine düşük ısı değerli kömürlerin yüksek verimlilik ve az çevre kirlenmesi ile değerlendirilmesine olanak vermekle beraber gazlaştırma ve gaz temizleme ünitelerinin teknik ve ekonomik açıdan geliştirilmeleri sürmektedir. Gaz türbini ve buhar türbini bileşenleri ise ticari olgunluğa erişmiş ünitelerdir. Bugün için pilot ticari tesislerle deneme ve geliştirme aşamasında bulunan bu teknolojiden, ülkemizde Tübitak enerjide 2023 vizyonu çerçevesinde 2009 veya 2010 yılları arasında kömür gazlaştırma ile ilgili tesislerin kurulacağı öngörülmektedir. Bu ve bunun tipi teknolojilerin bir an önce yaygınlaştırılması enerjide verimlilik ve kayıpları azaltma açısından önemlidir.[6,55]

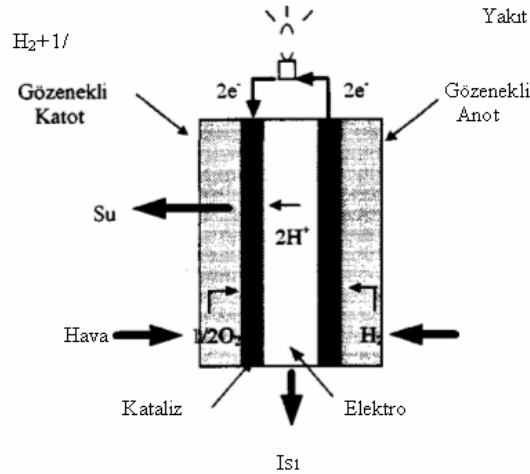
#### **V.2.4.4. Yakıt Pilleri**

Klasik çevrim teknolojisinde, yakıtta kimyasal biçimde depolanan enerji yanma reaksiyonu ile ısıya ve ısı Rankine çevrimi ile mekanik enerjiye dönüştürülürken Carnot çevrimi sınırı aşılamamakta, mekanik enerji generatörle elektriğe dönüştürülürken muazzam kayıplar oluşmaktadır. Böylece, hem verim düşmekte, hem de kalabalık bir makine topluluğu devreye girdiğinden, çevre aşırı kirletilmektedir. Oysa, hareketli parçası olmayan, tipine göre 80–1000<sup>0</sup>C arasındaki sıcaklıkta çalışabilen, çok az gürültü yapan yakıt pili, yakıtta kimyasal biçimde depolanmış enerjiyi elektro kimyasal bir işlem sonucu, direkt olarak elektrik enerjisine dönüştüren kompakt bir ideal çevrim aracıdır.[56]

Yakıt pillerinde yakıt olarak *metanol*, *etanol*, doğal gaz, *LPG* ve hidrojen kullanılabilir. Sıralanan bu yakıtlar arasında verimi en yüksek olan hidrojenidir. Hidrojenden reaksiyon sonucunda ortaya su buharı çıkarken, öteki yakıtlardan  $CO_2$  çıkmaktadır.

Yakıt pilleri iki ince elektrot ve bunların arasına konulan elektrolitten oluşur. Anot elektrotuna yakıt elektrodu, katot elektrotuna da oksijen elektrodu

denilmektedir. Kullanılan elektrolit ise, sodyum ve potasyum gibi bazik çözelti, fosforik asit gibi bir asidik çözelti, seramik veya polimerik katı olabilmektedir. Elektrolite bağlı olarak yakıt pillerinin tipleri ve çalışma sıcaklıkları da farklılık gösterir. Elektroliti fosforik asit olan yakıt pilleri  $190^{\circ}C$ ' de, elektroliti ergimiş karbonat olan yakıt pilleri  $650^{\circ}C$ ' de, elektroliti seramik olan katı oksitli yakıt pilleri  $1000^{\circ}C$ ' de ve elektroliti polimerik katı olan proton geçiren zarlı yakıt pilleri ise  $80^{\circ}C$ 'de çalışırlar. Bunlardan ergimiş karbonatlı ve katı oksitli yakıt pilleri elektrik üretimi için geliştirilmiştir. Bir dış kaynaktan yakıt ve oksijenin pile beslenmesi sonucu anot ve katot tepkimeleri oluşur. Anoda gelen yakıt, orada iyonlara ve elektronlara ayrışır. İyonlar elektrolitten geçip katoda ulaşırken, elektronlar da bir iletken üzerinden geçerek katoda gitmekte ve böylece elektrik üretmiş olmaktadır. İletkenden geçen elektronların yarattığı elektrik enerjisi *DC* karakterlidir. Katotta ise iyonlar oksijenle birleşip, kullanılan yakıtın cinsine göre yalnızca su buharı veya  $CO_2$  üretirler. Yakıt pillerinin uygulamadaki enerji verimleri %45 – 60 arasındadır. Günümüzdeki kömür yakıtlı termik elektrik santrallerinin ortalama verimi %35 düzeyinde olduğu düşünülürse yakıt pili santrale göre çok küçük boyutu ve yüksek verimi ile önem kazanmaktadır.[6,56] Şekil V.7.'de yakıt hücresinin şematik diyagramı görülmektedir.



Şekil V.7. Yakıt Hücresi Şematik Diyagramı

#### V.2.4.5. Yer Altında Enerji Depolama

Enerji teknolojisindeki yeniliklerden bir diğeri yeraltında enerji depolanmasıdır. Yeraltında enerji depolanması için geliştirilmiş üç teknik olup;

yeraltında sıkıştırılmış gaz depolama, yeraltında ısı enerjisi depolama, yeraltında doğal gaz depolama biçiminde sıralanmaktadır.

Bu tekniklerden birincisi, elektrikte pik yüklerin karşılanması için ve kesintili yenilebilir enerji kaynaklarından yüksek verimlilikte yararlanılabilmesi açısından düşünülmüştür. Bu sistem ile yakıt kesintisi ile devre dışı kalma sonucunda oluşan kayıplar önlenerek sistemden en yüksek verimle faydalanmayı olanaklı kılmaktadır. Bu tip sistemlerde tüketici enerji talebi az olduğu zamanda kompresör çalıştırılarak yer altına basınçlı hava gönderilmekte, havanın boşluğu doldurması ile rezervuardaki su yükselmekte ve basınçlı hava sıkışmış biçimde kalmaktadır. Tüketici enerji talebinin arttığı pik yük anında ise vana açılarak, basınçlı hava türbine yollanmakta, basınçlı hava türbinde genişleşip iş üretirken, havanın boşalttığı ortamı rezervuardaki su doldurmaktadır. Bu depolama için doğal boşluklardan yararlanılabileceği gibi, patlama ile boşluk da açılmaktadır.

Yeraltında ısı enerjisi depolanması ise bazı büyük uygulamalarla merkezi iklimlendirmede umut bağlanan bir gelişmedir. Ancak unutulmamalıdır ki elektriğin ve ısının aynı anda üretildiği kojenerasyon sistemlerine de büyük ışık tutmaktadır.

Yeraltında doğal gaz depolanması, doğal gaz sunumunda güvenlik, ekonomik ve stratejik nedenlerle giderek büyük çapta önem kazanması sonucunda ortaya çıkan bir uygulamadır. Bunlar elektrik üretimine devamlılık kazandırmak ve sistemden yüksek verimlilik elde etmek için uygulanan yeni teknolojilerdir. Bilhassa Türkiye gibi doğal gazda dışa bağımlı ve enerji üretiminin büyük bir çoğunluğunun doğal gaz çevrim santrallerinden elde edildiği ülkelerde yer altında doğal gaz depolama, enerji üretiminin devamlılığı açısından büyük önem taşımaktadır. Örneğin İtalya bir yılda kullandığı doğal gazın %40'unu bu teknik sayesinde depolamakta ve enerji iç dengesini korumaktadır. [6]

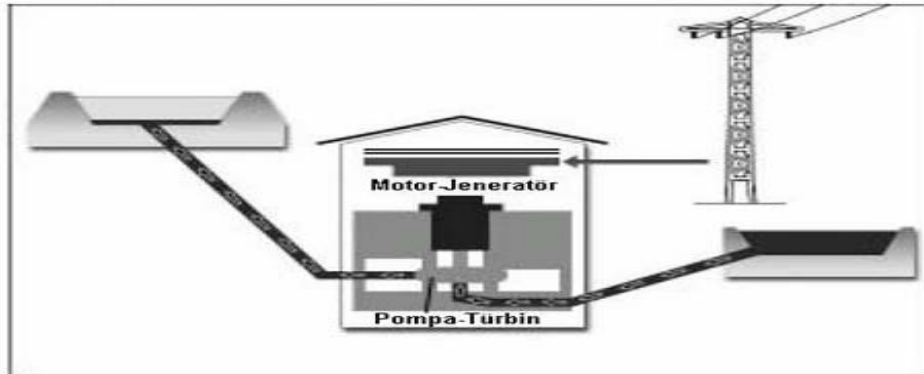
Ayrıca dünyada üzerinde çalışılan diğer bir konu ise elektrik enerjisini depolama teknikleridir. Bu teknikler ihtiyaç fazlası üretilen elektriğin yok olup gitmesini önlemek amacıyla geliştirilmekte olup böylece bu tip kayıpların önüne geçilmesi beklenmektedir. Elektrik enerjisinin depolanması özellikle hareketli uygulamalar için önem taşımaktadır ve bu anlamda henüz tam anlamıyla başarılı değildir. Bu alanda çalışmalar devam etmektedir. Bu tip uygulamalara örnek olarak akümülatör, süper kapasitör ve süper iletkenli enerji depolama sistemleri örnek olarak verilebilir.[59]

#### V.2.4.6. Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santral Teknolojisi

Hidroelektrik santralleri kapasite kullanımına göre; sürekli %30'un üzerinde çalışan baz santralleri, daha az yüklerde çalışan biriktirmeli santraller ve pompajlı santraller olarak üç kısımda incelenir. Baz santrallerinde nehir ve barajdaki hidrolik enerji elektriğe dönüştürülürken , biriktirmeli santrallerde belirli zamanlarda barajda biriktirilen hidrolik enerjinin düşüsünden faydalanılmaktadır.

Dünya genelinde baktığımızda hidroelektrik santrallerinden sadece puant yükü karşılamak amaçlı yararlanılırken, Türkiye'de sistemi besleyen baz santralleri olarak kullanılmakta ve bu santrallerin yaklaşık %96'sı biriktirmeli santrallerden oluşmaktadır.(Türkiye'de Pompa depolamalı santral yoktur.) Bu durum hidroelektrik santrallerinin aşırı yüklenmesine ve puant talebin karşılanması açısından ülkemizde büyük sorunlar yaratmaktadır. Bu yüzden dünya geneli gibi hidroelektrik enerjisinden maksimum verimle faydalanmak için yalnız puant yük anlarında santrallerin kullanılması kaçınılmazdır.

İşte puant yükün karşılanmasında hidrolik enerji için kabul görmüş uygulama pompa biriktirmeli hidroelektrik santrallerdir. Bu santrallerin çalışma prensibi ise biriktirmeli santraller ile aynı olup tek fark fazla enerji talebini olduğu zamanlarda bir pompa ile suyun yükseğe pompalanması ve daha sonra da bu sudaki enerjinin gereksinim duyulduğunda kullanılmasıdır. Verimi baz ve biriktirmeli santrallerden %5-10 daha aşağı olmasına rağmen, yüke uyabilmede esneklik sağlama, yedek enerji tutabilme, güç faktörünü iyileştirme ve frekans regülasyonu gibi bir çok avantaj sağlamaktadır. Bunun yanında puant yük anlarında devreye alınan termik santrallerde meydana gelen kayıplar, pompajlı santraller sayesinde sıfırlanır. Ayrıca bu santral donanımı için gerekli olan enerji santralin kendi yapısından karşılanabilir.



Şekil V.8. Bir Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santralin Görünüşü

Türkiye'nin enerji potansiyeli düşünüldüğünde, hidrolik enerji daha çok değerlendirilebileceği bir yenilenebilir enerji kaynağıdır. Türkiye, bir taraftan biriktirmeli ve pompajlı hidrolik santralleri, pik güçler için yaparken, nehirlere de baz hidrolik santraller kurmalıdır. Biriktirmeli ve pompajlı santrallerin, baz gruplar olan termik (doğal gaz, linyit, kömür, fuel oil, nükleer gibi) elektrik santrallerinin alternatifi olmayacağı; biriktirmeli ve pompajlı hidrolik santrallerin baz yük olarak fazla çalıştırılmaları durumunda, amaçlarına uygun kullanılmadıkları için, güvenilemez ve verimi düşük olarak damgalanacakları ve kayıplarının artacağı, termik ve nükleerden, nehirlere baz hidrolik santraller kurulmasıyla kaçınılabileceği, bilhassa meydana gelen kayıpların azalacağı unutulmamalıdır.[6,57]

### **V.2.5. Santraller Üzerinde İstatistiki Çalışma Yapılarak Sonuca Göre Tedbirlerin Alınması**

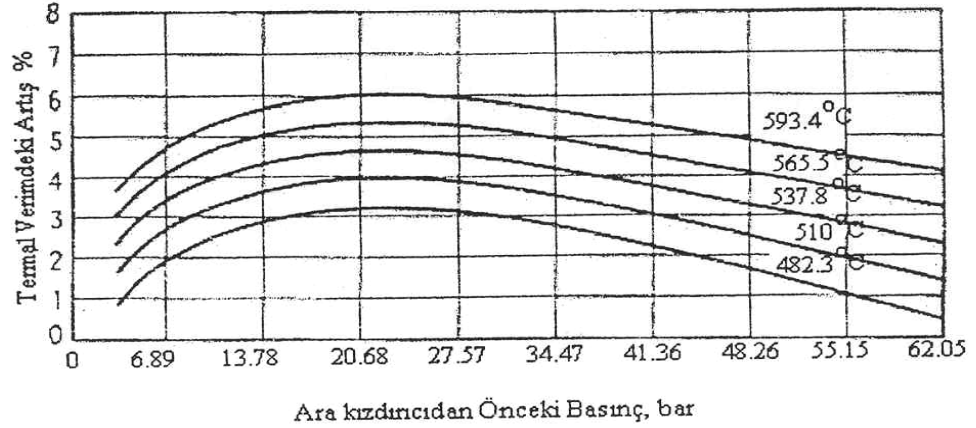
Santraller üzerinde istatistiki çalışmalar yapılarak santrallerin verimleri arttırılabilir. Buna göre santraller üzerinde güvenilirlik analizi, duyarlılık analizi, arıza endeksleri gibi veriler ışığında santralden faydalanma oranları belirlenerek bu bilgiler ışığında kapasite kullanma faktörleri arttırılarak kayıplarda bir azalma sağlanabilir. Bu konuda EÜAŞ 'ın kapsamlı çalışmaları mevcuttur. Örneğin santrallerde arıza oranındaki %10 'luk bir azalmanın sisteme kazandıracığı enerji 1000 *MW* 'lık bir ünitenin eklenmesine bedel olduğu çalışmalarla ispatlanmıştır. Buna binaen arıza oranlarındaki süre kısaltılmasının da 1500 *MW* 'lık bir kazanım sağlayacağı öngörülmüştür.[27] Bu bağlamda santrallerin daha verimli ve ekonomik çalışmaları için bu tip uygulamaların sürekli yapılması zorunlu olup bu uygulamalar bize muazzam bir enerjiyi geri kazandıracaktır.

### **V.2.6. Çevrim Veriminin İyileştirilmesi**

Konuyu termik santraller açısından ele alacak olursak çevrim veriminin iyileştirilmesi de bize kayıpların azaltılması ve maliyetleri asgari seviyeye indirilmesi hususunda yardımcı olur.

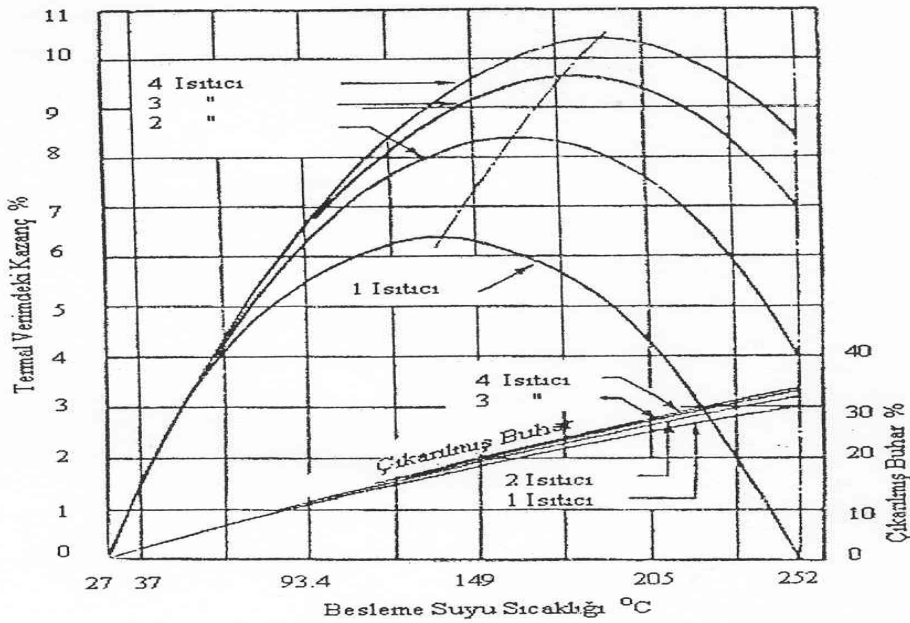
Çoğunlukla yüksek basınçlı buhar kullanılan termik santral tesislerinde, buhar bir miktar genişledikten sonra dışarı alınır ve tekrar kızdırılır. Buradan makineye

gönderilerek yeniden genişletilir. Buna ara kızdırma denir ve verimi iyileştiren bir düzendir. Verimi iyileştirme oranı ise %30 kadardır. [58] Şekil V.9'da Ara kızdırma yapmanın termik verime etkisi görülmektedir.



Şekil V.9. Ara Kızdırması İle Termik Verimdeki Artış

Rejeneratif besleme suyu ısıtılmasına bağlı olarak türbinin termo dinamik verimliliğinin artması ise Şekil V.10'da verilmiştir. Bu tip sistemlerde çekilen buhar ile ısı kaybı, besleme suyuyla kazanılan ısıya eşit olduğunda kayıp teoride sıfırdır. Ancak sistemin pahalı oluşu ve 6 'dan fazla ısıtıcı kullanılmanın ekonomik olmayışı nedeniyle pek tercih edilmez fakat uygulamada kullanılmaktadır.



Şekil V. 10 Rejeneratif Besleme Suyu Isıtılmasından Doğan Termik Verimdeki Kazanç

Termik santralin termal verimi sadece sıcaklığının artırılması ile iyileştirilir. Buhar santralında eğer sıcaklık arttırılırsa, buna karşılık basınç değeri de artmaktadır. Bu buhar santralının dizaynındaki sınırlandırıcı faktörlerden birisidir. Böylece madde buhara oranla daha sık yüksek sıcaklık değerinde kullanılan buharın yerine civa buharı kullanılarak sıcaklığın arttırılması maksimum basınç arttırmaksızın elde edilir. Yoğuşturucudaki civanın buhar çekilişi dönüşümün düşük sıcaklığı için kızgın buhar arttırılır. Isıl santrali çiftli buhar kullanır ve santral verimi arttırılabilir. [15]

Buhar kazanlarının asıl ısıtma yüzeylerinden çıkan ıslak buharın kuruluk derecesi 0,95 – 0,99 arasındadır. Bu ıslak buhara, kızdırıcı adı verilen elemanlar içinde sabit basınçta ısı vererek kızdırmak mümkündür. Kızdırma işlemi buhar çevriminin verimini artırması ve kızgın buharın özellikle buhar türbinlerinde kullanılması halinde türbinini son kademelerinde su zerrecilerinin erozyonunun azalması bakımından faydalıdır. Kızdırma sıcaklığı ne kadar arttırılırsa verim o kadar yükselir. Pratik olarak  $50^{\circ}C$  değerinde kızma artımı verimi %1 iyileştirmektedir. Kazanda buharlaşmakta olan buharın sıcaklığını arttırmak kabili tatbik basınçlar ile sınırlanmıştır. Bu şekilde sıcaklığı pek fazla arttırmak mümkün olamamaktadır.[15]

Kazandaki verimin, buhar yükünün, basıncın ve sıcaklığının her geçen gün daha büyük değerlerde istenmesi, klasik yakıtlardaki darboğaz dolayısıyla farklı kaynaklardan elde edilen ısı enerjisinin kullanılması ve bazı özel çalışma şartlarını yerine getirmek gayesi ile özel buhar kazanları geliştirilmiştir. Buhar yükünü arttırabilmek için bu tip kazanların çoğunda sirkülasyon ilave bir pompa ile sağlanır. Doğal sirkülasyonlu kazanlar en fazla 180 bar basınç ile sınırlıdır. Bu durumda kritik basınca (221,2 bar) yakın ve kritik basınç üzerindeki değerlerde su ile buhar arasındaki yoğunluk farkı, su sirkülasyonu için yeterli değildir. Doğal sirkülasyonlu kazanlarda, borularda dolaşan su debisi, basınç, kapasitesi ve depolar arası yüksekliğe bağlı olarak üretilen buhar debisinin 5 ile 40 katıdır. İniş borularında buhar oluşabilmesi nedeniyle özellikle basınçla değişen işletmeler için depo doğal sirkülasyonlu klasik kazanlar uygun değildir. Böyle durumlar ve basıncın 180 bar üzerinde istenilen işletmeler için ya zorlanmış sirkülasyonlu yada zorlanmış akışlı özel kazanlar geliştirilmiştir. Bu şekilde buhardan daha fazla iş almak mümkündür.[58]

## V.2.7. Üretimin Ekonomik Olarak Dağıtılması İle Kayıpların Azaltılması

Santrallerde kayıpları azaltmanın diğer bir yöntemi de üretimin ekonomik olarak dağılımının sağlanmasıdır.

Ekonomik işletim problemi güç sistemlerinin optimalliğini sağlamada, özellikle kayıpların minimizasyonu bakımından önemli bir yer tutmaktadır. Aktif ve reaktif kayıplar, ekonomik işletim dolayısıyla kayıpların minimizasyonuna dayalı ekonomik işletimin gerçekleştirilmesiyle azaltılabilir.[59]

Bir üretim sisteminin giriş – çıkış eğrisi ikinci dereceden bir fonksiyon ile ifade edilir. Bu durumda sistemin maliyet eğrisi de ikinci dereceden bir fonksiyondur. Genel olarak n üretim birimine ilişkin maliyet fonksiyonu;

$$\text{Maliyet} = a_n P_n^2 + b_n P_n + c_n \quad n = 1, 2, \dots, NTD \quad (\text{V.1})$$

iken, üretilen her *MWh* için artımsal maliyet fonksiyonu ise ;

$$\text{Artımsal maliyet} = \frac{\partial(\text{maliyet})}{\partial P_n} = 2a_n P_n + b_n \quad (\text{V.2})$$

olarak ifade edilir.[59]

$P_n$  : n. Genaratörün aktif güç çıkışı

$2a_n$  : n. Genaratör artımsal maliyet eğrisinin eğimi

$b_n$  : n. Genaratör artımsal maliyet eğrisi başlangıcı

$c_n$  : n. Genaratör yüksüz maliyeti

Bir güç sisteminde n tane genaratör tarafından üretilen aktif ve reaktif güçler,

$$P_n = \sum_{n=1}^n P \quad \text{ve} \quad Q_n = \sum_{n=1}^n Q \quad (\text{V.3})$$

olarak ifade edilirken , sistemdeki yüklerden çekilen aktif ve reaktif güçler ise,

$$P_R = \sum_{n=1}^n P_R \quad \text{ve} \quad Q_R = \sum_{n=1}^n Q_R \quad (\text{V.4})$$

gösterilebilir. Bu durumda sistemde meydana gelen kayıplar,

$$\Delta P = P_n - P_R \quad \text{ve} \quad \Delta Q = Q_n - Q_R \quad (\text{V.5})$$

şeklindedir. Sistemin toplam maliyeti ise tüm sistemlerin maliyetlerinin ayrı ayrı toplanması ile bulunabilir.

İşte optimizasyon şebeke kayıplarını dikkate alarak, kayıpları minimize edecek şekilde farklı sistem nicelikleri için işletim maliyetinin minimize edilmesi esasına dayanır. Bunu yaparken genellikle maliyet fonksiyonunu kısıtlayıcı sorunlar için Lagrange Yöntemi ve güç akışı kullanılır.

Normal işletimde bir güç sistemi termik, hidrolik ve nükleer gibi elektriksel güç sağlayan ünitelerin karışımından oluşur. Ünitelerin sabit bir çıkış değerinde işletildiğini göz önüne alınarak  $n$  ünitenin  $K_x$  bağlantı hattı ve  $N$  yük barasıyla ekonomik olarak dağıtım katıldığını ve sabit bir  $MW, MVAR$  değerlerinde işletildiğini farz edelim. Ekonomik dağıtım problemi  $n$  ünitenin toplam işletim maliyetinin minimize yapılması şeklinde tanımlanır.

$$\min f(x) = \sum_{n=1}^n F_n(P_n) \quad (V.6)$$

olmak üzere santralde güç dengesi için aşağıdaki denklem yazılır.

$$\sum_{\substack{NTD \\ Tüketici=1}} P_n = P_R + \Delta P \quad (V.7)$$

Üretilen güç dengesi ise maliyetleri minimum yapacak şekilde yani optimalliği sağlamak açısından  $\sum_{n=1}^n P_n = P_R + \Delta P$  sınırlaması dahilinde Lagrange fonksiyonu olarak;

$$F_{Lag} = \sum_{n=1}^n F_n(P_n) - \wp \left\{ \sum_{n=1}^n (P_n) - P_R - \Delta P \right\} \quad (V.8)$$

şeklinde belirtilebilir.[59]

Hat kayıplarıyla minimum işletim maliyeti ;

$$\frac{\partial F_n}{\partial P_n} \left\{ \frac{1}{1 - \partial \Delta P / \partial P_n} \right\} = \wp \quad (V.9)$$

şeklindedir. Burada ,  $\left\{ \frac{1}{1 - \partial \Delta P / \partial P_n} \right\}$  penaltı faktörü olarak tanımlanır. Daha büyük

değişimler için penaltı faktörü ;

$$\Delta P_n - \Delta \Delta P = \Delta P_R \quad (V.10)$$

olduğu dikkate alınarak ;

$$PF_n = \frac{\Delta P_n}{\Delta P_R} \quad (V.11)$$

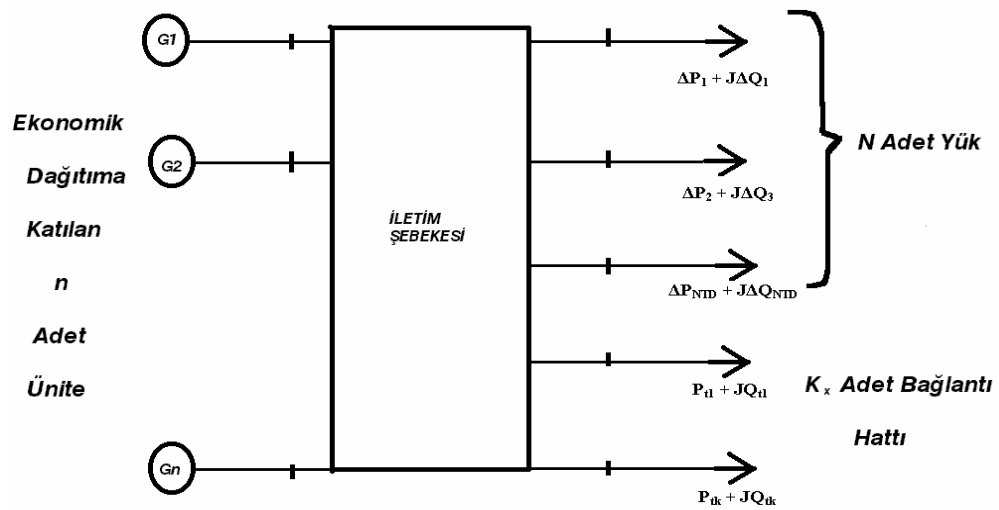
olarak hesaplanır. Genelde iletim sistemi kayıpları toplam üretimin küçük bir yüzdesi olup  $\partial\Delta P / \partial P_n \ll 1$  şeklinde ifade edilir. [59]

$$\frac{1}{1-x} = 1 + x + x^2 + x^3 + \dots \cong 1 + x \quad (\text{V.12})$$

yaklaşımıyla denklem (V.9) tekrar yazılırsa ;

$$\frac{\partial F_n}{\partial P_n} \left\{ \frac{1}{1 - \partial\Delta P / \partial P_n} \right\} \cong \frac{\partial F_n}{\partial P_n} \left\{ 1 + \frac{\partial\Delta P}{\partial P_n} \right\} \cong \wp \quad (\text{V.13})$$

bulunur. Şekil V.11’de ekonomik dağıtım için genel bir sistem modeli görülmektedir.



Şekil V. 11. Ekonomik dağıtım için genel sistem modeli

İşte ekonomik dağıtımın başlıca problemi penaltı faktörlerinin veya n üretim birimlerinin her birinin çıkış gücüne bağlı olarak  $\partial\Delta P / \partial P_n$  kısmi türev kayıplarının eşit olarak belirlenmesidir. Çok sayıdaki araştırmacı genellikle sistemdeki yüklerin durumu ve reaktif güç akışıyla ilgili varsayımlarıyla bu problemin çözümüne katkıda bulunmuşlardır. (H. Baver ve W. Schneider’in çalışmaları en önemlileridir.) İki genel varsayım aşağıdaki gibidir.

1. Her bara yükünün değişimi, sistemin toplam yükündeki değişimin bir sabit yüzdesidir.
2. Reaktif güç, yük veya üretimi aktif yük ile doğrudan orantılıdır. Bu orantı yükün değişmesiyle sabit kalır.[59]

Ancak bütün yöntemler için hesaplamaların başlangıç noktası, şebekedeki sürekli hal güç akış çözümüdür. Modern güç sistem kontrolünde, bağımsız üretim birimleri yükseltip düşürülen palslerle merkezi dağıtım bilgisayarından kontrol

edilir ve çıkışlar kayıpların minimizasyonuna dayalı olarak gücün istenen değere ulaşması için izlenir. Bu tip problemlerin çözümü ayrıca enerji iletimi ve dağıtımında da meydana gelen kayıpların azalmasına neden olacaktır.

Buraya kadar anlatılan çalışmalar santralin tümüne yönelik çalışmalar olup buradan elde edilebilecek enerji kazanımları hakkında bize bazı bilgiler sunmaktadır. Fakat bu tip uygulamalar santral donanımlarında bazı yerlerde köklü değişimlere sebebiyet verdiği için uygulamada biraz zorluk çekilebilir. Ancak unutulmamalıdır ki santral bazında iş ele alınacak olursa çeşitli tip uygulamalarla da santralin çalışma verimi arttırılabilir. Örneğin bir kazanda , türbinde veya generatörde yada hidrolik tesisler için su alma yollarında , hidrolik türbinlerde gibi bireysel bazda alınacak önlemler sayesinde de santral veriminde bir artış gözlenebilir. Bu kısa vadede ekonomik bir çözümü bize sunabilir. Ancak orta ve uzun vadede düşünüldüğünde bu durumun hiç ekonomik bir çözüm olmadığı görülür. Bu yüzden dünya ile entegrasyonların gelişmesi bakımından ve kaliteli, ucuz , kaynakları heba etmeyen bir yaklaşımla konu ele alınacak olursa dünyadaki gelişmeler ışığında yeni geliştirilen teknolojileri kullanmakta yarar olduğu kanısındayım. Bu yüzden enerji üretiminde planlama yapılırken kısa vadede soruna çözüm üreten değil uzun vadede sorunların üstesinden gelenebilecek politikalar üretilmelidir.

### **5.3.ENERJİ İLETİMİNDE KAYIPLARI AZALTMA YÖNTEMLERİ**

Üçüncü bölümde anlatıldığı gibi enerji iletim hatlarında meydana gelen kayıpların ana nedeni olarak yapısal sorunlar ve akım gösterilebilir. Bunun yanında akımdan bağımsız kayıplarda mevcuttur. Ancak enerji iletim şebekesi kayıpları, ülkemizin geniş coğrafyaya yayılması bakımından dünya standartlarında kabul edilmektedir. Bu durumda bu kayıpları mümkün olduğunca azaltmak veya hiç değilse sabit olarak tutabilmek için enerji iletim sistemlerinde de bazı yapılacak çalışmalar mevcuttur. Eğer bu çalışmalar zamanında ve düzgün olarak yapılırsa iletim kayıplarında dünya standartlarına hatta altına inmek mümkündür. Bugün ülkemizde 2004 yılı verilerine göre iletim sistemi üzerine aktarılan enerji 120.569.947 *MWh* olmuştur. İletim kaybımız ise 3.422.808 *MWh* olup bu değer

%2.84 gibi bir iletim kaybına tekabül etmektedir.[32] Bu kayıpları azaltabilmek için yapılabilecek çalışmaları tek tek ele almaya çalışalım.

### **V.3.1. Enerji İletim Hatlarında Gerilim Ayarlaması**

Güç kayıplarının (Denklemler III.54) gerilimin karesiyle ters orantılı olarak değiştiğini belirtmiştik. Bu denklemden görüldüğü üzere güç kayıplarını azaltmanın yöntemi gerilimi mümkün olduğunca arttırmaktan geçtiğini görürüz. Fakat ülkemizin iletim sisteminin koşulları göz önünde bulundurulduğunda bu yaklaşımın şebekede köklü bir değişim getireceğini bellidir. Buradan hareketle gerilim kapasitesini yükseltmiyorsak iletim şebekesinde oluşan gerilim düşümlerini asgari düzeye indirerek bu soruna kısa vadede çözüm oluşturulabilir. Ancak köklü çözüm olanaklarını için gerilim kademelerini çok yüksek mertebelere çıkarmak veya DC gerilim ile enerji iletimi yapmak ülkemizin uzun vadede planlanan stratejileri arasında yer alması gerekmektedir.

Enerji iletim hatlarında gerilim regülasyonu;

- Santrallerde kullanılan senkron jeneratörler vasıtasıyla
- Transformator ve oto – transformatorde çevirme oranlarını değiştirmekle
- Hat parametrelerinin değiştirilmesi ile
- Hattan iletilen reaktif gücü değiştirmekle

yapılabilir.

#### **V.3.1.1.Senkron Jeneratör Vasıtasıyla Gerilim Ayarlanması**

Hattan çekilen yükün durumuna göre, santrallerdeki jeneratörün uyarılması ile hat başı gerilimi değiştirilerek hat sonu gerilimi sabit tutulmaya çalışılır. Uyarma akımının artması beraberinde jeneratör uyarma kayıplarını da artması sonucunu doğuracaktır. Literatürde bu konu ile ilgili yapılmış çalışmaları mevcuttur. Ancak bu tip sistemlerin uygulanmasında maksimum %5 civarında gerilim ayarlaması yapılabilir.[30]

### V.3.1.2. Transformatör Çevirme Oranlarının Değiştirilmesiyle Gerilim Kontrolü

Bu yöntemle belli bir dereceye kadar hat sonu gerilimi kontrol altında tutulabilir. Yine yükün çeşitli hat bölümlerinde çekilmesi durumunda gerilimin hattın çeşitli bölümleri boyunca değişkenlik göstereceğinden hat sonu gerilimini sabit tutabilmek için YG ve AG oranları hat başında yükseltilmesi veya hat sonunda düşürülmesi gerekmektedir. Bu yöntem gerilimin her kademesinde ayar gerektireceğinden işletme açısından zor bir sistemdir ama imkansız değildir. Bu sistem ile YG kademesi 330 KV olan bir transformatörde  $\pm \%12$  oranında rahatlıkla gerilim ayarlaması yapılabilir.[2,30]

### V.3.1.3. Hat Parametrelerinin Değiştirilmesi İle Gerilimin Kontrolü

Gerilim düşümü formülünde hatta meydana gelen gerilim düşümünün yalnızca boyuna gerilim düşümünden kaynaklandığını varsayacak olursak (Denklem III.50)  $\% \Delta V$  ifadesi ;

$$\% \Delta V = \frac{100 \times P}{U^2} \times R_h + \frac{100 \times Q}{U^2} \times X_h \quad (V.14)$$

şeklini alır. Güçler yerine açılımları yazılarak gerekli ifadeler denklemde sadeleştirilecek olursa denklem ;

$$\% \Delta V = \frac{100 \times P}{U^2} \times R_h \left[ 1 + \frac{X_h}{R_h} \times \tan \theta \right] \quad (V.15)$$

ifadesine dönüşür. Buradan da açıkça görüldüğü üzere gerilim düşümünü kontrol etmek için hattın direncini azalması veya  $\frac{X_h}{R_h}$  oranının mümkün olduğunca küçük seçilmesi gerekmektedir. Enerji iletim hatlarında hatta kullanılan iletkenin parametreleri doğru bir şekilde seçilirse yani  $\frac{X_h}{R_h}$  oranı ne kadar küçük seçilirse hatta meydana gelecek gerilim düşümleri o kadar azalır. Ayrıca gerilim düşümünden dolayı meydana gelen kayıplarda azalma gösterir.[2,30]

### V.3.1.4. Hattan İletilen Reaktif Gücü Değiştirmekle Gerilim Kontrolü

Elektrik enerji sistemlerinde meydana gelen güç kayıpların temel sebebinde akımın yattığını daha önce söylemiştik. Ancak bu güç kayıplarının önemli bir sebebinin de hattın akan reaktif akımlar oluşturmaktadır. Reaktif güç enerji iletimi ve dağıtımında hem hattın taşıma kapasitesini azaltmakta hem de güç katsayısını düşürdüğü (Denklem III.61) için kayıpları arttırmaktadır. Bu gibi nedenlerden dolayı literatürde bu kayıpların önüne geçmek ve hattın taşıma gücünü arttırmak için çeşitli yöntemler geliştirilmiştir. Bu yöntemlerden bazıları ise şöyle sıralanabilir.

- Güç akışı metotlarını kullanmak
- Hattın güç katsayısını yüksek tutmak için reaktif sayaç tarifesi uygulamak
- Senkron generatörlerde üretilen reaktif gücü sınırlamak

Bu ve benzeri yöntemler enerji sistemlerinde, çok iyi eğitilmiş elemana ihtiyaç duyulmasından, teknolojiye olabildiğince faydalanma ve alt yapı sisteminin yetersizliği sebebiyle ihtiyaç duyulan reaktif gereksinimleri tam anlamıyla karşılamada zorluk çekilmekte buda uygulamayı güçleştirmektedir. Bu yüzden güç elektroniği ve otomasyondaki gelişmeler ışığında kondansatörlerin karakteristik özelliklerinden yararlanılarak bir takım kompanzasyon sistemleri geliştirilmiştir.

Enerji iletiminde ve dağıtımında bu işlem için seri ve şönt kompanzasyonlar, şönt bobinler, dinamik kompanzasyonlar ve statik VAR kompanzasyonlar kullanılmaktadır. Genellikle reaktif güç kompanzasyonu, reaktif güç akışı kontrolü, gerilim kontrolü ve sistem kararlılığını korumada gereklidir. Şönt kapasitörler, şönt reaktörler, seri kapasitörler, senkron kompanzasyonlar ve statik var kompanzasyonlar aynı sınıf kompanzasyon cihazları olmasına karşın; şönt, seri kapasitörler ve şönt reaktörler sabit veya anahtarlanabilir süseptanslardan oluşan pasif kompanzasyon sınıfına girmektedir. Fakat senkron kompanzasyonlar ve statik VAR sistemler dinamik veya sürekli olarak ayarlanabilir kompanzasyonlardır.

Şönt kapasitörler maksimum yük durumunda düşük gerilimi önlemek maksatlı bağlanırlar. Çünkü büyük miktarlardaki elektrik enerjisinin ekonomik olarak uzak mesafelere nakledilebilmesi için çok yüksek gerilimlere ihtiyaç vardır. Böylelikle taşıma hattının akımı küçültülerek hat kayıpları azaltılmaktadır. Ancak iletim hatlarının toprak kapasiteleri nedeniyle akacak olan kapasitif akımlar,

dolayısıyla reaktif güç, taşıma gerilimi ve hat uzunluğuyla orantılı olduğundan endüktif karakterli olan seri hat empedansı nedeniyle gerilim yükselmesine neden olacaktır. Bu durumda iletim hattının ucuna bağlanacak şönt kapasitör ile hattın ürettiği reaktif kayıplar karşılanır. Böylece hat başı ve hat sonu gerilimleri dengelenmiş olur. İletim hattı üzerinde şönt kompanzasyon yapılmaması durumunda açma ve kapama esnasında oluşacak aşırı gerilimleri ve gerilim dengesizliklerini ayarlamak için hatta şönt reaktörler bağlanır. Şönt reaktörler hafif yük durumlarında hattın kapasitif güç kısmını etkisiz hale getirmek ve yüksek gerilimi önlemek amacıyla kullanılır. Bunlar doğrudan faz nötr arasına bağlanır ve bağlı oldukları hattın kapasitif reaktif gücünün %10 – 40 'ını sarf edecek şekilde seçilirler. Şönt kompanzasyon oranı hatta şönt olarak yerleştirilecek reaktör süseptansının, hattın şönt kapasitesine oranı olarak bulunabilir.

Seri kompanzasyon, kondansatörün elektriki karakteristiğinden hareketle iletim ve dağıtım hatlarında, hattın etkin reaktanslarını azaltarak daha iyi gerilim kontrolü sağlamak, güç katsayısına bağlı güç kayıplarını azaltmak ve güç transferini düzeltmek amacıyla kullanılır. Bu tür kompanzasyonla taşınabilecek maksimum güç arttırılabilir, belli bir güç transferi için iletim açısı küçültülebilir ve hattın doğal yükü artar. Seri kompanzasyonun anılan bu etkilerinin yanında;

- Paralel çalışan iletim hatlarında yük bölümünün dengelenmesi
- Değişken büyük güçlerin neden olduğu gerilim dalgalanmalarının azaltılması
- Paralel bağlı kondansatörlere nazaran azda olsa güç katsayısını düzeltmesi

etkileri de mevcuttur. Pratik olarak seri kompanzasyon oranı %80 olarak alınabilmekte fakat bu oran hatta seri olarak yerleştirilecek kapasitörün reaktansının, hattın seri endüktif reaktansına oranı olarak hesaplanabilir.

Dinamik kompanzasyonlar ise, şönt reaktif güç kompanzasyonu için planlanan senkron motorlardır.

Statik kompanzasyonlar hiçbir hareketli parçası bulunmayıp dalga empedansını dengelemek ve uzun mesafeli yüksek gerilim iletim sistemlerini bölümleyerek dengelemede kullanılır. En büyük özelliği güç sistemiyle yaptığı reaktif güç alış verişini dengeleme ve cevaplama hızıdır. [60,61,62]

### V.3.1.4.1. Gerilim Düşümünün Değişimi

Enerji iletim hatlarında gerilim düşümü denkleminde akımın aktif ve reaktif bileşenleri yerine  $I \times \cos \theta = \frac{P}{U}$  ve  $I \times \sin \theta = \frac{Q}{U}$  ifadeleri yazılırsa denklem (III.53) elde edilir. Enerji iletim hatlarında meydana gelen kayıplar ise akımın karesiyle orantılı olarak (Denklem III.54) şeklindedir.

Biz biliyoruz ki hattan akan yük akımının değeri;

$$I_h = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{U} \quad (\text{V.16})$$

şeklindedir. Bu durumda hattın endüktif karakteristikli bir hat olduğunu varsayarsak hatta bağlanacak kompanseör gücünü de  $Q_c^{(c)}$  olarak ifade edilirse yük akımının değeri;

$$I_h = \frac{\sqrt{P^2 + (Q - Q_c^{(c)})^2}}{U} \quad (\text{V.17})$$

gibi yazılabilir. Bu durumda reaktif güçteki azalma gerilim düşümü formülüne de aynen yansıtacağından (Denklem III.53) ifadesi aşağıdaki gibi belirtilebilir.

$$\Delta V = \frac{R_h \times P + X_h \times (Q - Q_c^{(c)})}{U} \quad (\text{V.18})$$

Denklemden de görüldüğü üzere gerilim düşümünü  $Q_c^{(c)}$  ekleyerek azaltmak mümkündür. Hattın kompanseörden dolayı gerilim yükselmesi yüzdesi ise ;

$$\% \Delta V_{artır} = \frac{Q_c^{(c)} \times X_h}{10U^2} \quad (\text{V.19})$$

$Q_c^{(c)}$  KVAR olmak koşulu ile bulunabilir. Hattın taşıma kapasitesindeki artış böylelikle;

$$\% P_{artır} = \frac{10U^2 \times \% \Delta V_{artır}}{[R_h + X_h \times \tan \theta]} \quad (\text{V.20})$$

denklemiyle kolayca bulunabilir. Bu artış formülü hattın 1 Km 'si için geçerli olup toplam artış hattın uzunluğuyla çarpılması sonucunda elde edilebilir. Buradan çıkan sonuç şudur. Eğer istenirse pratikte boyuna gerilim düşümünün sıfır olabileceği bir hat yapmak mümkündür.[31,62]

### V.3.1.4.2. Güç Katsayısı ve Kayıplardaki Azalma

Şebekeyi en iyi şartlarda kullanmak ve kayıpları olabildiğince azaltmak için güç katsayısının 0,95 – 0,99 gibi yüksek mertebelere çıkarmak gerekir. Bu da ancak kompanseörler vasıtasıyla yapılabilir. Çünkü kondansatörün akım durumuna baktığımızda aktif akımdan  $90^0$  ileri fazlı olduğu görülür. Bizim şebekede istemediğimiz endüktif reaktif akımda omik akımdan  $90^0$  geri fazlı olduğu için bu iki etki birbirlerine  $180^0$  zıt karakterde olduğundan büyük olan akım küçük olan akımın etkisini minimize eder. Böylelikle kayıplarda azalma sağlanır.

Elektrik enerji sistemlerinde kompanzasyon ise iki türlü yapılabilir. Bunlar ;

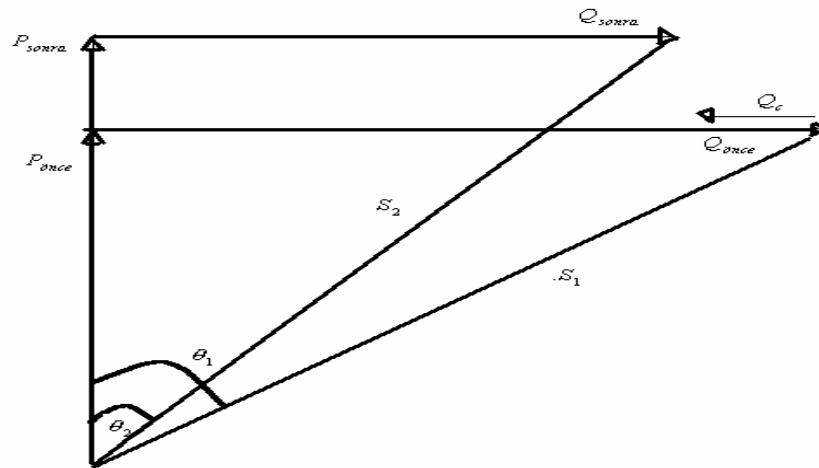
- Hattın sonundaki aktif gücün sabit kalması koşulu ile reaktif gücü azaltmak dolayısıyla hattın görünür gücünü azaltmak
- Hat sonu görünür gücünün sabit kalması koşulu ile hattın aktif gücünü arttırarak daha büyük değer alması sağlamak.

olarak sıralanabilir. Her iki durumda da hattın reaktif gücü azalarak hattın güç katsayısı artacaktır. Dolayısıyla (III.63) denklemine göre kayıplarda azalma sağlanacaktır. [31,60,61,62,63] Şimdi bu iki durumu tek tek inceleyelim

#### V.3.1.4.2.1. Hat Sonu Görünür Gücünü Sabit Tutarak Güç Faktörünü Arttırma

Şebekeden çekilen aktif ve reaktif güç ifadeleri kompanzasyondan önce ;

$$\begin{aligned} P_{\text{önce}} &= S_1 \times \cos \theta_1 \\ Q_{\text{önce}} &= S_1 \times \sin \theta_1 \end{aligned} \quad (5.21)$$



Şekil V.12. S görünür gücünün sabit olması durumunda fazör diyagramı

şeklinde iken, kompanzasyondan sonra  $S_1$  görünür gücü sabit tutulacağına göre aktif güç ifadesi ;

$$P_{sonra} = S_1 \times \cos \theta_2 \quad (V.22)$$

değerini alacaktır. Bu durumda kompanzasyondan sonraki reaktif güç fazör diyagramından (Şekil 5.12);

$$Q_{sonra} = \sqrt{S_1^2 - P_{sonra}^2} \quad (V.23)$$

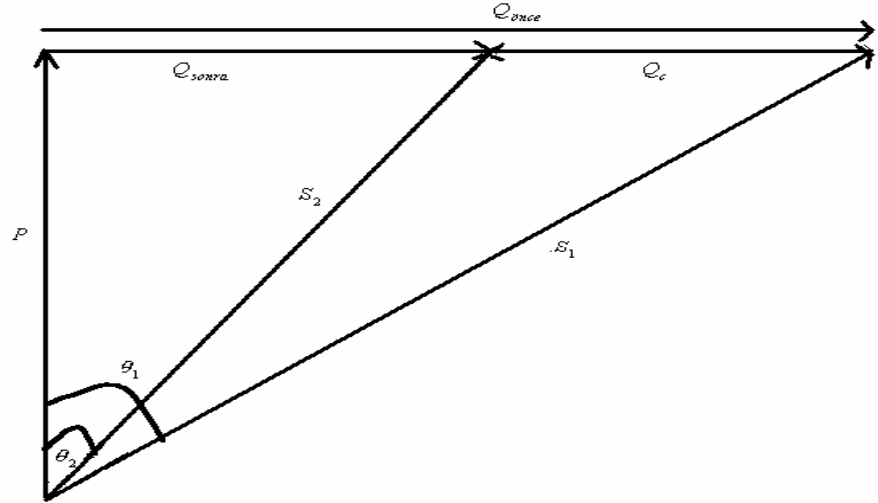
olduğu görülür. Matematiksel işlemlerden sonra gerekli kondansatör gücü de;

$$Q_c^{(c)} = S_1 (\sin \theta_1 - \sin \theta_2) \quad (V.24)$$

olarak bulunur.[61] Bu durumda aktif güçteki artma ise aşağıdaki denklemle ifade edilebilir.

$$P_{sonra} - P_{önce} = S_1 (\cos \theta_1 - \cos \theta_2) \quad (V.25)$$

#### V.3.1.4.2.2. Hat Sonu Aktif Gücünü Sabit Tutarak Güç Faktörünü Arttırma



Şekil V.13. P aktif gücünün sabit olması durumunda fazör diyagramı

Bu durumda da şebekeden çekilen aktif ve reaktif güçler kompanzasyondan önce denklem (V.21) gibi olacaktır. Kompanzasyondan sonra ise aktif ve reaktif güçler;

$$\begin{aligned} P_{önce} = P_{sonra} &= S_2 \times \cos \theta_2 \\ Q_{sonra} &= S_2 \times \sin \theta_2 \end{aligned} \quad (V.26)$$

formülleri ile hesaplanır. Bu durumda gerekli kondansatör gücü için ;

$$Q_c^{(c)} = Q_{\text{önce}} - Q_{\text{sonra}} = P_{\text{önce}} (\tan \theta_1 - \tan \theta_2) \quad (\text{V.27})$$

denklemleri oluşturulabilir.[66] Görünür güçteki azalma oranı ise ;

$$S_1 - S_2 = P_{\text{önce}} \left( \frac{1}{\cos \theta_1} - \frac{1}{\cos \theta_2} \right) \quad (\text{V.28})$$

olarak ifade edilir.

Ayrıca işletme halindeki bir şebekenin gerekli kondansatör gücü aylık enerji faturalarından da hesaplanabilir.[38]

$$Q_c^{(c)} = \frac{A_q - A_p \times \tan \theta_2}{T} \quad (\text{V.29})$$

$A_q$  : Reaktif enerji ( $VARh$ )

$A_p$  : Aktif enerji ( $Wh$ )

Güç katsayısını düzeltmenin şebekeye ve tüketiciye sağladığı faydalarda mevcuttur. Şebekeye sağladığı faydalar üretim iletim ve dağıtım tesislerinde hissedilir derecede bir rahatlama meydana getirir. Bunu üç madde halinde özetlemek mümkündür.

### 1. Şebekede Güç Kapasitesinin Artması:

Hat sonundan çekilen aktif gücün sabit kalması koşulu ile kompanzasyon yapmak şebeke tesis yükünde ;

$$\% \Delta_{TESİE} = \frac{S_1 - S_2}{S_1} \times 100 = 100 \times \left[ 1 - \frac{\cos \theta_1}{\cos \theta_2} \right] \quad (\text{V.30})$$

oranında bir azalma sağlayarak tesisten yeni abonelerin beslenmesine olanak sağlar.

Hat sonundan görünür güç sabit tutulursa aktif güçteki artış ;

$$\% P_{\text{artır}} = \frac{P_{\text{sonra}} - P_{\text{önce}}}{P_{\text{önce}}} \times 100 = 100 \times \left[ \frac{\cos \theta_2}{\cos \theta_1} - 1 \right] \quad (\text{V.31})$$

yüzde olarak hesaplanır. Görüldüğü gibi güç katsayısının artması şebeke yükünü hafifletmekte ve oldukça yüksek kapasite yaratmaktadır.

### 2. Şebekede Kayıpların Azalması

Hat üzerinden çekilen aktif gücün sabit olduğu kabul edilirse kompanzasyonsuz durumda meydana gelen kayıplar (III.63) denklemiyle ifade

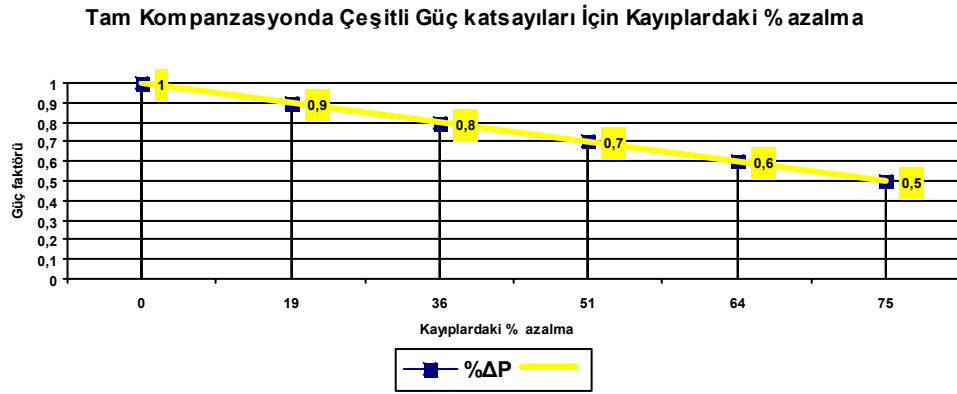
edilirken, kompanzasyondan sonra ise kayıp denklemini yine şebekeden çekilen aktif gücün sabit kalması koşulu ile ;

$$\Delta P_{sonra} = \frac{R_h \times P^2}{U^2 \times \cos^2 \theta_2} \quad (V.32)$$

şeklinde gösterilebilir. Bu denklemlerden hareketle güç katsayısının artması bağlı olarak kayıplarda meydana gelen azalma oranı,

$$\% \Delta P = \frac{\Delta P - \Delta P_{sonra}}{P} \times 100 = 100 \times \left[ 1 - \frac{\cos^2 \theta_1}{\cos^2 \theta_2} \right] \quad (V.33)$$

olarak belirtilebilir. Tam kompanzasyon yapılması halinde şebeke kayıplarının hangi oranda azalacağı ise Şekil V.14'de verilmiştir.



**Şekil V. 14. Tam Kompanzasyonda  $\cos \theta$  Değerine Göre Kayıplardaki % Azalma**

Şebekede enerji kayıplarındaki azalma oranları ve bir senede tasarruf edilebilecek enerji ;

$$\% \Delta P = \frac{2 \times S_1 \times Q_c^{(c)} \times \sin \theta - Q_c^{(c) 2}}{U^2} \times R_h \quad (V.34)$$

$$(W_{tasarruf}) = \frac{R_h \times Q_c^{(c)} [2 \times S_1 \times \sin \theta - Q_c^{(c)}]}{U^2} \times 8760 \quad (V.35)$$

olarak hesaplanabilir.[31,38] Transformatörlerde meydana getirdiği ilave yüklenme kapasitesi,  $\%Q_c^{(c)}$  transformatör kapasitesinin yüzdesi olarak kapasitör gücü olmak üzere ;

$$\Delta T_c = \%Q_c^{(c)} \times \sin \theta_1 - 100 + \sqrt{100^2 - \%Q_c^{(c)2} \times \cos^2 \theta_1} \quad (V.36)$$

denkleminde ifade edilebilir. Enerji tüketimindeki artış ise ;

$$\left( \frac{KWh_{sonra}}{KWh_{önce}} \right) = \left[ \frac{(U_{sonra})}{(U_{önce})} \right]^{1,6} \quad (V.37)$$

bulunabilir.[31,38] Burada ;( $KWh_{sonra}$ ) kompanzasyondan sonra enerji tüketimi , ( $KWh_{önce}$ ) kompanzasyondan önce enerji tüketimi, ( $U_{sonra}$ ) kompanzasyonda sonra gerilim değeri ve ( $U_{önce}$ ) kompanzasyonda önce gerilim değerini göstermektedir.

### 3. Gerilim Düşümünün Azalması

Hatta meydana gelen gerilim düşümünün azalmasını veren formül (V.18)'de gösterilmiştir. Bunun yanında güç katsayısının düzeltilmesinin tüketiciye sağladığı yararlar da mevcuttur. Bunlar gereksiz yatırımın yapılmaması, kayıpları ve gerilim düşümlerini azalttığı için alıcıların istenen verimde çalışmaları, daha da önemlisi reaktif enerji bedelini ödememeleri olarak sıralanabilir.

Kompanzasyonun yapılmasındaki ikinci amaç kullanılan kapasitörün enerji sistemindeki yerinin belirlenmesidir. Tecrübeler gösteriyor ki; eğer hat uzun bir iletim hattı ise kayıp minimizasyonunu sağlamak için yerleştirilecek şönt kompensatör hattın sonuna yerleştirilir. Türkiye'de uygulanan yöntemde budur. Eğer dağıtım hattında kullanılacak ise kompensatör AG tesisinde her sayaca bağlanması durumunda bize maksimum fayda sağlayacaktır. Ancak bu gibi durumun sistem açısından zor olup maliyetleri artıracığından dolayı transformatör postallarının sekonder kısmına bağlanması yine bize kayıpları azaltma bakımından bir yarar sağlayabilir. Burada önemli olan kompensatörün devreye girip çıkmasının otomatik olarak sağlanmasıdır. Şebeke ihtiyacı oranında kompensatörü devreye alıp, sonra devre dışı bırakabilir ki bu durum teknolojinin ilerlemesindeki gelişmeler ışığında mümkündür. Ayrıca her gerilim seviyesi baz alınarak gerekli kondansatör gücü ( $Q_c$ ) hesabı ise ;

$$Q_c = \frac{P}{\cos\theta_2} \left[ \sin\theta_2 - \sqrt{\left(\frac{U}{U_{sonra}}\right)^2 - \cos\theta_2} \right] \quad (V.38)$$

denklemlerle hesaplanabilir. Bu denklem ile hesaplanan değerler günümüzde tablo haline dönüştürülmüştür. Bu yüzden istenilen değer ve gerilim kademesinde ne kadarlık bir kondansatör gücünün kullanılacağı tablolardan yaklaşık olarak bulunabilir.

### V.3.2. ÇYG'le veya DC Gerilimle Enerji İletimini Yapmak

Yük akımının değeri gerilim seviyesi azaldığı zaman artacağı için meydana gelen kayıplarda yük akımının karesi oranında artacaktır. Bunu şöyle izah etmek gerekirse ; 100 MW 'lık bir gücü 50 Km öteye taşımak isteyelim ve bu taşıma hattının dirençten ibaret olduğu ve değerinin 10 Ω olduğunu varsayalım. Bu durumda iletimi 154 , 380 ,400, 745 KV değerlerinde yaparak meydana gelecek kayıpları karşılaştıralım.[4]

154 KV değerinde yük akımı ;

$$I_h = \frac{100.000}{154} = 649,350 \text{ (A)}$$

ve bu durumda meydana gelen akıma bağlı güç kayıpların değeri ise ;

$$\Delta P = (649,350)^2 \times 10 = 4,21 \text{ MW}$$

olarak bulunur. Aynı işlemler diğer gerilim seviyelerinde yapılırsa;

380 KV	0,69 MW
400 KV	0,62 MW
745 KV	0,17 MW

olarak elde edilir. Sonuçlardan da görüldüğü üzere gerilim seviyesinin yüksekliği kayıplarda önemli miktarlarda azalmalara sebep olmaktadır. Bu durumda dünyadaki gelişmelere bağlı olarak enerji iletim sisteminde planlama yaparak kademeli olarak gerilim seviyesini arttırmakla kayıplardan önemli miktarda kazanç elde edebiliriz.

Pratikte hattın nominal gerilim değeri için çeşitli amprik bağıntı ve çizelgeler kullanılmaktadır. Güç kayıpları ve iletilebilecek maksimum güç açısından hattın nominal gerilim değeri STİLL ve ZALESSKİ bağıntıları aracılığıyla tespit edilebilir. Bu bağlamda  $P \leq 60 \text{ MW}$  ve  $L_u \leq 250 \text{ Km}$  ise hattın nominal gerilimi STİLL bağıntısı aracılığıyla şu şekilde ifade edilir.

$$U = 4,34 \times \sqrt{L_u + 0,016 \times \frac{P}{\Gamma}} \quad (\text{V.39})$$

Eğer  $P \geq 60 \text{ MW}$  ve  $250 \leq L \leq 1000 \text{ Km}$  ise bu sefer hattın nominal gerilim

$$U = \sqrt{\frac{P}{\Gamma} \times (0,1 + 0,015 \sqrt{L_u})} \quad (\text{V.40})$$

bağıntısı ile elde edilebilir.[2]

$\Gamma$  : Transformör veya devreler sayısı

Ancak gerilim seviyesinin yüksekliğinin kayıplarda sağladığı kazanç kadar izolasyon sorununu gündeme getirmekte, hattın kapasitesinden doğan reaktif güç kayıpları artmakta ve korona kayıplarında gözle görülür artışlar sağlamaktadır. Hattın gerilim seviyesi arttırıldığı takdirde enerji iletim hatlarında iletilen aktif gücün yanında birde reaktif güç iletilmekte, bu güç 110 KV 'luk hatlarda takriben iletilen gücün %10'u , 220 KV 'luk hatlarda %30'u, 500 KV üzerinde ise iletilen aktif güçle kıyaslanabilecek duruma gelmektedir.[2] Bunu engellemek için hatta daha çok kompanzasyon sistemlerine ihtiyaç duyulur. Bu da şebeke maliyetlerinin artmasına ve işletimin güçleşmesine neden olur. Diğer taraftan hattın korona kayıpları gerilim seviyesine bağlı olarak artma göstermekte bu durum 330 KV 'tan sonra daha belirgin hale gelmektedir. Tablo V.2'de gerilim seviyelerine göre korona kayıpları ile ( $I^2 \times R$ ) 'den dolayı meydana gelen kayıplar karşılaştırmalı olarak gösterilmiştir.

**Tablo V. 2.Gerilim seviyesine göre korona ve yük akımı kayıplarının değişimi**

<b>HAT KARAKTERİSTİKLERİ</b>			<b>Yük (MVA)</b>	<b>A.K. (KW / Km)</b>	<b>KORONA KAYBI</b>	
<b>KV</b>	<b>Demet Sayısı</b>	<b>Direnç <math>\Omega</math> / Km</b>			<b>Ortalama</b>	<b>Maksimum</b>
362	2x3.16	0,034	400	41,019	1,865	26,103
550	3x3.3	0,019	900	51,585	3,729	77,688
800	4x3.3	0,015	2000	93,226	8,100	207,582
1200	8x4.4	0,004	5000	73,337	8,701	220,634
1500	12x4.4	0,003	9000	103,170	9,323	229,956

Bu bağlamda gerilimin yüksekliği korona kayıplarını arttırmakta birinci faktör konumundadır. Buna mevsimsel etki ve hava durumu, deniz seviyesinden yükseklik gibi nedenlerde etkirse korona kayıpları başa çıkılmaz hal alır. Korona kayıplarını mümkün olduğunca asgari seviyede tutmak hattı stabilitesi bakımından birinci önceliğimiz olmalıdır. Bu bağlamda korona kayıplarının azaltılması hususunda birkaç öneri sunabiliriz. Bunlardan ilki hatta demet iletkenler kullanılmasıdır ki bu iletkenlerin faz başına direnç ve reaktansları az değerde olduğundan korona kayıplarını önlemede bir noktaya kadar yardımcı olurlar. İkinci önemli etken ise hatlar arası açıklığın kontrolüdür. Buna göre iletkenler arası açıklığın iletken çapına oranı en aza 15 kat ve üstünde olmalıdır.[37] Üçüncü bir yöntem ise DC gerilimle enerji iletimi yapılmalıdır. Bu üçüncü yöntem hem korona

kayıplarını azaltmakta hem de  $(I^2 \times R)$  ‘den dolayı oluşan kayıpların azalmasını sağlar.

### V.3.2.1.AC Gerilimle Enerji İletiminin Sakıncaları

Kısa mesafelere enerji iletimi ve dağıtımında alternatif akımın kusursuz olduğunu biliyoruz. Ancak uzun mesafelere büyük güçlerin iletilmesi halinde bir takım problemler ortaya çıkmaktadır. Bunların önemli olanlarını şöyle sıralayabiliriz.

#### V.3.2.1.1.İletilebilecek En Büyük Güç Sorunu

Uzun iletim hatları incelendiğinde, gerilim ve akımı hat boyunca değiştikleri ve herhangi bir noktadaki gerilim ve akımın bir dalga hareketiyle meydana gelmiş gibi düşünülebileceği görülür. İletim hatlarında her hangi bir noktadaki gerilim ve akım değerleri, hat sonuna bağlanmış empedansa göre değişir. İletim hattının empedansı ;  $Z = R_H + jX_h$  olarak, admitansı ise ;  $Y = G_h + jB_h$  olarak gösterilebilir. Bu durumda hattın karakteristik empedansı ise ;

$$Z_0 = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \quad (V.41)$$

olarak ifade edilebilir ve genellikle hattın  $Z_0$  karakteristik empedansı 375  $\Omega$  olarak alınır. Bu karakteristik empedansa göre güç;

$$P_{karakteristik} = \frac{U^2}{Z_0} \quad (V.42)$$

olarak hesaplanabilir. Çeşitli gerilim seviyelerinde iletilebilecek maksimum güç Tablo V.3’de görüldüğü gibi AC akımda sınırlıdır. (Bu değerler  $Z_0 = 350$  alınarak hesaplanmıştır.)

**Tablo V. 3. Gerilim seviyesine göre iletilebilecek maksimum güç**

<i>İŞLETME GERİLİMİ (KV)</i>	<i>KARAKTERİSTİK GÜÇ (MW)</i>
15	0,6
30	2,4
60	9,6
100	27
150	60
200	110
300	240
400	430

### V.3.2.1.2.Stabilite Sorunu

Stabilite en genelde, bir sistemin sürekli yük altında senkronizasyonu koruma ve bir yük salınıminin hemen ardından senkronunu kazanabilmesidir. Direnç ve gerilim düşümü ihmal edilirse AC akımda güç denklemleri;

$$P = \frac{V_S \times V_R}{X_h \times \sin \theta} \quad (\text{V.43})$$

$$P = \frac{V_R \times \sin \theta}{X_h} \quad (\text{V.44})$$

olur. Görüldüğü gibi maksimum güç için Sin değeri 1 olmakla beraber pratikte mümkün değildir. Çünkü geçici rejim analizi buna izin vermemektedir. Denklemlerden de anlaşılacağı üzere iletilen güç V ve  $\theta$  değerine bağlı olarak değişmektedir. Eğer bu değerler sabit tutulursa hattın reaktansında artma meydana getirecek dolayısıyla iletilecek gücü azaltacaktır. Ayrıca stabiliteye korona ve skin olayı da etki etmektedir.

Bunun yanında AC şebekelerin üstünlükleri de mevcuttur. Bunlar ;

- Kesme işlemi kolaydır
- Transformatörlerden yararlanılabilir

olarak sıralanabilir.

### V.3.2.2. DC Gerilimle Enerji İletimi

Dünyada artan enerji talebi ve bu talebe uygun olarak AC akımın kontrol problemleri, taşınan gücün sınırlılığı, reaktif akıma sebebiyet vermesi ve kayıpların artması gibi hususlardan dolayı güç elektroniğindeki gelişmeler ışığında DC enerji iletim sistemleri geliştirilmiştir. DC enerji iletim sisteminin özellikleri incelenecek olursa ilk etapta AC sistemde iletilebilecek güçleri daha az bir gerilim seviyesinde DC olarak iletilebileceği, reaktif etki olmadığından kayıpların azalmasına olanak sağlayabileceği gibi durumlar göze çarpmaktadır.

#### V.3.2.2.1. İletken Malzemesindeki Azalma Dolayısıyla Güç

##### Kayıplarındaki Azalma

Doğru akım sisteminde enerji iletimi aynı şartlar altında alternatif akıma göre daha az malzeme kullanımı ile gerçekleştirilebilir. Bu durumu şöyle açıklayabiliriz. DC ve AC devreler için güç eşitlikleri aşağıdaki gibi yazılabilir.[64]

$$P_{DC} = I_{DC} \times U \quad (V.45)$$

$$P_{AC} = \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \times U \times I_{AC} \times \cos\theta$$

Bu iki denklemden yola çıkarak DC ve AC akım kayıplarının birbirine eşit olması durumu DC akım direnci;

$$R_{DC} = R_{AC} \times \cos^2\theta \quad (V.46)$$

olmak üzere göz önüne alınırsa 3 fazlı AC akımda gerekli iletken malzeme miktarının DC akımda kullanılacak malzeme miktarına oranı;

$$\frac{1,5}{\cos^2\theta} \quad (V.47)$$

olarak bulunur. Öyleyse güç faktörü 0,9 olan bir sistemde kullanılan iletken malzemesi aynı DC sistem için 1,85 kat daha fazladır. Malzeme artışı kayıpları da beraberinden getirdiğinden DC sistemde kayıplar AC sisteme göre azalma gösterir.

### **V.3.2.2.2. DC Gerilimle Enerji İletiminde Güç Katsayısı Faktörünün Durumu**

Güç faktörü, akım ve gerilim dalgaları arasındaki faz farkıdır. AC akım sistemlerinde kompanzasyon tesisleri gibi çeşitli tedbirler alınmak suretiyle güç faktörü bire yaklaştırılabilir. Bu da beraberinde ek işletme, tesis ve bakım sorunları getirir. Fakat DC akım sistemlerinde üretilen güç tamamen aktif güç olduğundan güç faktörü düzeltilmesi diye bir sorun yoktur.[64]

Ayrıca DC akım sistemlerinde stabilite sorunu olmadığından frekansları farklı iki AC akım sistemi birbirine DC akım iletim sistemi ile ekonomik ve güvenilir bir şekilde bağlanıp, iki taraflı olarak kontrol edilebilir. Asenkron bağ adı verilen bu sistem günümüzde kullanılmaktadır. DC akım enerji iletim hatları için, daha basit, daha küçük boyutlu ve hafif direk kullanımı mekanik açısından gerekmektedir. Genellikle yüksek gerilim DC akım sistemleri AC akım sistemlerine göre yaklaşık % 25 daha az arazi şeridi kaplarlar.[64]

### **V.3.2.2.3. Korona Kayıplarındaki Azalma**

Korona kayıpları gerilimin maksimum değerine bağlıdır. Bu sebeple, aynı gerilimle aynı iletken çapında alternatif sisteme göre daha az korona oluşur. DC

akımda yapılacak enerji iletiminde aynı korona gerilimi için daha küçük iletken çaplarının kullanılması söz konusudur. AC akımda korona kayıplarını azaltmak için demet ve halka iletken zorunluluğu varken, DC akımda normal kablolarla iletim yapılabilir.

Alternatif akım iletim sisteminde maliyetin büyük kısmı iletkenler üzerinde olmaktadır. DC akımla enerji iletiminde havai hatlarla veya deniz altı kablosu ile yapılan iletim, reaktif güç akışını ve kabuk etkisinin olmaması nedeniyle daha ekonomik olmaktadır. Aynı iletim kapasitesine sahip iki sistem için DC akım sistemi, AC akım sisteminde yaklaşık %32 daha ekonomik mal olmaktadır.[64] Kullanılacak izolatör ve hırdavat malzemelerinde de ortalama olarak aynı oran korunur. Enerji iletim yoğunluğu AC akım sisteminden yaklaşık 4 kat daha fazladır. DC akım iletim hatlarında kısa devre arızası halinde geçen akım yüksek hızlı kontrol sayesinde küçük değerlerde sınırlandırılır. Böylece DC akım sistemi, AC akım sistemi tarafından beslenen kısa devre akımlarının ihmal edilir seviyelere indirilmesine yardımcı olur.

#### **V.3.2.2.4. Deri Olayı**

AC akımda deri olayı sebebiyle iletkenin her noktasında aynı şiddette akım akmaz. Yani akım yoğunluğu sabit değildir. İletkenin merkezi civarında akım yoğunluğu az iken, dış yüzeylere doğru artar. Frekansın artmasıyla dirençteki deri olayı daha da etkin olur. Bundan ileri gelen kayıplar normal alçak frekanslarda az olduğundan ne kabloda ne de uzun havai hatlarında dikkate alınmaz. Bu kayıplar daha çok yüksek frekanslı büyük akımlarda önemli değerler alabilirler.[64] DC akımda frekans olmadığından deri olayı ve buna bağlı olarak meydana gelen etkiler söz konusu değildir. Ayrıca bu deri olayının olmaması hattın iletkeninden maksimum verimle yararlanma sonucunu getireceğinden DC akım iletim sistemlerinde aynı uzaklık ve aynı verim değeri için daha düşük gerilim ile iletim yapılabilir. Mesela 200 Km'lik bir hatta her verimin %80 olması durumunda DC akım enerji iletim hattı için  $U = 24,3 \text{ KV}$  gerilim lazımken AC akım enerji iletim hattı için  $U = 43 \text{ KV}$  gerilime ihtiyaç vardır. Bu da AC akım sisteminde izolasyon malzemesi yüksek gerilim ve gerilimin maksimum değerinde zorlandığı için daha fazla izolasyon malzemesi kullanımı anlamına gelir.

### **V.3.2.2.5.Şarj Akımları**

Bazı iletim şebekelerinde havai hat çekilmesinin bazı sakıncaları vardır. Mesela, bölgenin sürekli kötü hava şartları altında bulunması nedeni ile sürekli korona kayıpları, büyük rüzgar veya buz yükü iletim güzergahı boyunca hava hattı çekilmesine engel olabilecek bir takım jeolojik ve bölgesel etkenler, büyük deşarjlar sebebiyle mütemadiyen haberleşme parazitleri, güvenlik gerekçeleri ve kayıplar vb. Bu durumda iletimin yer altı kablosu ile yapılması icap eder. Fakat AC akımda görülen şarj akımları nedeni ile yer altı kablosu kullanma alanları sınırlıdır.[64] İletken ile toprak arasında yalıtkan bir tabaka bulunduğundan arada bir kapasite oluşur. Ayrıca ısınmada önemli bir sorun oluşturmaktadır. Büyük güçlerin iletimin de izolasyon seviyesinin çok iyi olması gerekir. Bu yüzden DC akımla enerji iletimi yapıldığında tüm bu sayılan sakıncalar ortadan kalkar. Ayrıca şarj akımlarının bulunmayışı kayıpları azaltmada bize yardımcı olur.

### **V.3.2.2.6. Dielektrik ve Transformatör Kayıpları**

DC akım sisteminde manyetik alan olmayacağından daha doğrusu transformatör kullanılmayacağından bu kayıpların etkisi yok edilir. Ayrıca iletkenlerde manyetik etkiden dolayı meydana gelen dielektrik kayıpları da DC sistemde olmaz.

Bu kadar yararı olan sistemin tabiki sakıncaları da mevcuttur ancak biz konuyu kayıplar açısından değerlendirdiğimizde enerji iletiminin DC akımla yapılması bize muazzam kayıp tasarrufu sağlayabilir. Ancak enerji dağıtımının AC olarak yapılması ve elektrik aletlerinin AC akıma göre imal edilmesi bu sistemin dünya üzerinde enerji dağıtımında kullanılmasını engellemektedir. Enerji iletimi açısından konu ele alınacak olursa kayıplar açısından en doğru seçim olduğu görülür.

### **V.3.3. Transformatör Kayıplarının Azaltılması**

EES'nin her aşamasında transformatörlerden faydalanılmaktadır. Bu yüzden transformatörlerin verimleri enerji sistemlerinde oluşan kayıpların ana unsurlarındandır.

Elektrik santrallerinde üretilen elektrik transformatörler vasıtasıyla YG gerilim seviyesine çıkarılmakta ve bu gerilimle enerji iletimi yapılmaktadır. Daha sonra dağıtım sistemine aktarılan gerilim 2. bir transformasyona tabi tutulmakta ve gerilim OG seviyesine indirgenmektedir. Buradan çeşitli seviyelerde gerilim AG tesislerine verilmektedir. Anlatmak istediğim şudur. Bir enerji sisteminde gerilim transformasyonu 4 veya 5 defa tekrar etmekte ve sistemin toplam verimi bu verimlerin çarpımına eşit olmaktadır. Örneğin 0,95 verimli transformatörler kullanıldığı düşünülürse sistemin toplam verimi 5 transformatör dönüşümünden sonra ; 0,773 mertebesine düşmekte aradaki fark ise kayıp olarak ifade edilmektedir. Bu durumda transformatörlerde meydana gelen kayıpları azaltmada 1. faktör olarak üretici firmalar gelmektedir. Daha sonra işletmecilik faaliyetleri ikinci plana düşmektedir. Buna göre transformatörlerde meydana gelen kayıpları azaltmak için yapılacak çalışmalar şunlardır.

### **V.3.3.1. Transformatör Üreticilerinin Yüksek Verimli Transformatör Üretmesini Sağlamak**

EES'nde kullanılacak transformatör seçimleri yapılırken ilk öncelikli olarak yüksek verimli transformatörler seçilmelidir. Bunu sağlamanın yolu ise teknik şartname hazırlanarak istenen tipte transformatörü üretici firmalara yaptırmaktan geçmektedir. Üretici firmalar ise teknolojiadaki gelişmelere bağlı olarak yüksek verimli transformatörler geliştirmelidir. Bu bağlamda dünyada yapılan çalışmaların en somutu transformatörlerde süper iletkenlerin kullanılmasıdır.

Süper iletkenler sıcaklıkları belirli bir değerin altına düşürüldüğü zaman  $R_{DC}$  dirençleri sıfır olan iletkenlerdir. Ancak bu tip iletkenlerde kritik sıcaklığın altındaki sıcaklıklarda ancak doğru akımdaki direnç aniden sıfıra düşer. Alternatif akımda ise, normal durumdakine göre, çok küçük olmakla beraber, bir direnç söz konusudur. Bu direncin değeri uygulanan alternatif akımın frekansına ve sıcaklığa bağlıdır. Ayrıca bu tip iletkenlerin akım taşıma kapasiteleri de düşüktür. Bu iletkenlerin AC akım makine teknolojilerinde kullanılması verimlerini maksimum yapmakta ve transformatörler bazında ele alacak olursak 1 MW ve üstündeki güçlerde kullanılması ile ağırlığında ve kayıplarda önemli miktarlarda azalma göstermektedir. Bu tip teknolojik transformatörlerin iletim ve dağıtımın her aşamasında kullanılması, enerji kayıplarının büyük bir çoğunluğunun transformatör dönüşümünden kaynaklandığı sistemlerde

büyük yararlar sağlar.[65] Bunun maddi boyutları ise kayıplardaki ve transformatör boyutundaki azalma sayesinde kendini amorti edebilir.

Ayrıca bu iletkenlerin enerji iletim hatlarında da kullanılması mümkündür. Süper iletkenli enerji iletim hatları literatürde deneysel amaçlı kullanılmıştır. Bu tip hatların kayıpları, normal hatlara nazaran düşük seviyede olup bu sistemin kayıplarının bir çoğunu iletkenlerin soğutulması için harcanan enerji oluşturmaktadır. Bu tip hatların gelişimi yüksek sıcaklıklı süper iletkenler geliştirildiği zaman daha iyi görülecektir.

### **V.3.3.2. Transformatörlerin Ekonomik Olarak Yüklenmesini Sağlamak**

Elektrik enerji sistemlerindeki transformatör kayıplarının azaltmanın bir diğer yolu da transformatörlerin ekonomik olarak yüklenmesini sağlamak veya yükü az olan transformatörlerin devresini açmak sayılabilir. Ülkemiz koşullarını ele alacak olursak; çoğu transformatörler kapasitesinin ya çok altında çalışmakta yada kapasitesinin çok üstünde yüklenmektedir. Aynı zamanda iletim ve dağıtım tesislerinde aynı özelliklere sahip transformatörler paralel çalıştırılmaktadır. Keza aynı şekilde transformatörler boyutlandırılırken şebekenin puant yük durumu göz önüne alınmakta buda gereğinden fazla kapasitede transformatör kullanılmasına neden olmaktadır. Dolayısıyla bu etken kayıpları arttırmaktadır.

Puant yüke orantılı olarak seçilen transformatörler paralel bağlandığında şebekede bir defaya mahsus bu yükü taşımak zorunda kalırlar. Diğer zamanlarda ise transformatör yüklenme kapasitesinin çok altında çalışırlar. Biz biliyoruz ki şebekede paralel bağlanan transformatörlerin dirençleri paralel bağlamanın özelliklerinden dolayı azalır. Buda bakır kayıplarını azaltmada önemli bir etkidir. Ancak yük akımından bağımsız kayıplar transformatörler devrede olduğu müddetçe var olduğundan bu durum göz ardı edilir. Bu durumda yüke bağlı olarak kayıpları minimize edecek ve devreden çıkarılan transformatörlerin kayıplarını da yok edecek, ayrıca tüketicileri veya enerji sistemlerinde yük akışına engel teşkil etmeyecek bir durum elektrik enerji sistemleri açısından istenen en iyi durumdur.[23] Bu açıklamaya göre bir transformatörde meydana bakır kayıpları denklem (II.53 ve II.54) 'de gösterilmek üzere herhangi bir akımda meydana gelen bakır kayıpları;

$$\Delta P_{cux} = I_{yx}^2 R_{trafo} \quad (V.48)$$

olarak ifade edilebilir. Transformatörün demir ve bakır kayıpları arasındaki oran ise  $y$  olmak üzere ;

$$y = \frac{\Delta P_{fe}}{\Delta P_{cu}} \quad (V.49)$$

olup bu oran boş çalışma ve bakır kayıpları transformatör kataloglarında verildiği için bilinmektedir. Buna göre birbirine eş  $n$  tane transformatörün boş çalışma kayıpları  $n \times \Delta P_{fe}$  olarak ifade edilirken bakır kayıpları ise transformatörler paralel bağlandığı için direnç değeri  $\frac{1}{n}$  değerine düşeceğinden  $\frac{1}{n} \times \Delta P_{cu}$  olarak ifade edilebilir.[23] Bu durumda  $n$  tane transformatörde meydana gelen kayıp;

$$\Delta P_n = n \times y \times R_{trafo} \times I_y^2 + \frac{R_{trafo} \times I_{yx}^2}{n} \quad (V.50)$$

şeklindedir. Aynı şekilde  $(n-1)$  paralel bağlı transformatörde meydana gelen kayıp ifadesi de yukarıdaki denkleme bağlı olarak yazılabilir. Bu durumda iki kayıp oranını eşitlenmesi ile kayıpları eşit kılan  $(I_x)$  akımı denklemden çekilerek aşağıdaki sonuç elde edilebilir.

$$I_x = \sqrt{(n-1) \times n \times y \times I_y} \quad (V.51)$$

Örnek olarak Tavşanlı şebekesinde 3150 KVA olan iki transformatör paralel çalıştırılmaktadır. Bunların kayıp oranları  $(y = \frac{\Delta P_{fe}}{\Delta P_{cu}} = \frac{1}{2})$  yaklaşık olarak bilinmektedir. Bu durumda ; transformatörlerde kayıp minimizasyonu için ekonomik akım denklem (V.51) 'e göre  $I_y$  olarak bulunabilir. Bu transformatörlerden çekilen akım anma akımına eşit olduğu takdirde ikinci transformatör devreye alınabilir. Aksi takdirde bu akıma kadar tek transformatör ile aynı iş sürdürülebilir. Bu gibi durumlar santrallerde bulunan çok yüksek güçlü transformatörlere uygulanarak şebeke kayıpları azaltılabilir.

Güç faktörlerinin düzeltilmesi ile transformatör kayıplarında azalma ve buna bağlı olarak transformatör postalarında kapasite artışı sağlanabilir. Ayrıca transformatörün yapısındaki bazı değişikliklerde transformatörlerin kayıplarını azaltmada etkili bir yöntem olabilir. Örneğin histeresiz kayıpları özel demir alaşımları kullanılarak ve demirin haddelenmesiyle azaltılabilir. Soğuk haddelenmiş

transformatör saçlarının kullanılmasıyla demir kayıplarında sıcak haddelenmiş transformatör saçlarına oranla %50 kadar bir kayıp azalımı sağlanabilir. Aynı şekilde Foucoult kayıpları da levha kalınlığının karesine oranla artış gösterdiğinden bu kayıpları küçültmek için Foucoult akım yollarını kesmek gerekir. Bu yüzden aktif kısımları demirden yapılarak bu kayıplarda bir nebze olsun engellenebilir.

Görüldüğü gibi transformatör kayıplarının azaltılmasında şebeke işleticisinin yanı sıra transformatör üreticilerine de büyük görevler düşmektedir. Herkes kendine düşen görevi layıkıyla yerine getirdiği takdirde şebekede enerji dönüşümlerinden doğan kayıplarda azalma sağlanabilir.

### **V.3.4.İzolatör ve Kablolarda Meydana Gelen Kayıplarının**

#### **Azaltılması**

Enerji sistemlerinde en çok kullanılan malzemelerin başında izolatör ve kablolar gelmekte ve bu malzemelerin oluşturduğu akımdan bağımsız kayıplar muazzam boyutlara ulaşmaktadır. Bunun için alınabilecek önlemler ise şunlardır.

Kablolarda meydana gelen dielektrik kayıplarının en büyük sebebini kayıp açısı oluşturmaktadır. Bu durumda kayıp açısının mümkün olduğunca küçük seçilmesi bu kayıpların azaltılmasında önemli bir rol oynar. Bugün dünya kablo üreticileri bu konu üzerinde çalışmalarını sürdürmekle beraber enerji iletiminde ve dağıtımında çaprazlaştırılmış polietilen yalıtkanlı kabloların kullanılması kayıpları azaltma bakımından fayda sağlar. [23]

İzolatörler ise enerji iletimi ve dağıtımı açısından çok kullanılan malzemeler olup bunlarda meydana gelen kaçak kayıpları minimize etmek için üretici firmalar çalışmalarını sürdürmektedir. Bu bağlamda HUBBEL POWER SYSTEMS firmasının geliştirdiği Hİ\*Lite izolatörler bu kayıpların azaltılması bakımından bize bir fikir verebilir. Buna göre normal izolatörlerin 154 KV 'da kaçak kayıpları yağmurlu hava için 60 W civarında iken , 230 KV 'da Hİ\*Lite izolatörlerin kaybı aynı durum için 8 W civarındadır.[66] Bu durumda bu tip teknoloji ürünü izolatörlerin sistemde kullanılması iletimin ve dağıtımın her aşamasında kullanılan izolatörlerden muazzam miktarlarda güç kayıplarında azalma sağlanabilir.

### **V.3.5. İletken Bağlantı ve Klemenslerinin Bakımı**

Bu gibi kayıpların önüne geçmek için bilhassa YG 'de şebeke iletkenleri ve bağlantı klemensleri sık sık kontrol edilmelidir. Bozulan veya yıpranan parçalar değiştirilmelidir. Bu böyle yapılırsa bunlardan dolayı meydana gelen kayıplar azaltılmış veya önlenmiş olur.[23] Örneğin tamper döküm askı klemensleri yerine alüminyum askı klemensleri kullanılmasının klemens başına ortalama aynı değer için 20 W civarında bir enerji kaybını bize kazandırır. Bu yüzden enerji iletimi ve dağıtımında eski usul tamper döküm askı klemenslerinden süratla kaçınılmalıdır.

### **V.3.6. Arıza Endeksinin Düşürülmesi**

Enerji kayıplarının azaltılması ile ilgili çalışmaların bir diğeri de arıza indisinin düşürülmesinden geçmektedir. Bir enerji santralinde üretilen elektrik enerji iletim hatları vasıtasıyla iletilmekte iken buralarda mekanik veya sistem dengesizliklerinden kaynaklanan arızalar neticesinde üretilen elektrik iletilmemekte ve elektriğin depo edilemez özelliğinden hareketle kayıplar meydana gelmektedir. Gelişmiş ülkelerde bu oranlar çok düşük olmasına rağmen ülkemizde bu oran gelişmiş ülkelere nazaran 10 kat daha fazladır. Bu nedenle böyle durumlarda meydana gelen kayıpları engellemenin birinci şartı arızaların mümkün olduğunca düşürülmesidir. Çünkü sistemde meydana gelen arızaların %80 'ini geçici arızalar oluşturmaktadır.[27] Bu gibi durumlarda sistemde arızaların asgari düzeye inmesi için sadece geçici arızalara önlem almak enerji iletimi açısından büyük fayda sağlar. Ayrıca yıpranmış, aşınmış, deforme olmuş eski malzemelerin kullanımından süratle vazgeçilerek, yerine teknolojinin gereksinimlerine uygun parça veya malzemeler kullanılmak yine kayıpları azaltma bakımından önemlidir.

### **V.3.7. EMS ve SCADA Yazılımlarının Kullanılması**

Sistemde meydana gelen kayıpları engellemenin ve arıza indislerinin düşürülmesinin bir diğer yolu ise EMS ve SCADA gibi otomasyon sistemlerine geçmektir. [27]

EMS ; enerji yönetimi planlama sistemi olup bu sistem; elektrik kapasitesini ve elektrik üretim sistemlerini dengeli olarak planlama, yük ve talep yönetimi , elektriğin finansmanı ve fiyatlandırılması gibi alt sistemlerden oluşmaktadır.

SCADA sistemi ise; sürekli olarak teknolojinin gereksinimlerini en üst düzeyde kullanarak uzaktan izlemek ve neticesinde yapılan analizlerle sistemden maksimum verimle yararlanmayı sağlar. Bu iki sistem ile yapılan çalışmalar çeşitli analizlere dayandırılmaktadır. Ülkemizde gelişmiş ülkelerin uyguladığı bu sistemlere derhal geçmelidir. Çünkü iyi bir enerji planlaması ülkelerin gelişmesinde büyük bir öneme sahiptir. Bu sistemler ile elektrik enerji sistemlerine yönelik kısıtlılık analizi, yük akışı analizi , frekans ve gerilim kontrolü , sistemler arası alışveriş ve haberleşme, durum kestirimi gibi birçok analizleri yaparak sistemin optimal işletmek ve kayıpları minimize etmek mümkündür.

Ancak ülkemizde bugün uygulanan sistem tamamıyla 380 KV 'luk sistemi içerisine aldığından ve kullanılan teknoloji çok eski olduğundan dolayı bu sistemden yeterince faydalanılamamaktadır. Bu yüzden komple sistemi içine alan EMS ve SCADA uygulamaları bize[27];

- Müşterilerin değişen yük ve taleplerinin santraller arasında ekonomik olarak paylaşımını ve maliyetleri aşağıya çekmesi
- Sistemin sürekli izlenerek arızaların giderilmesini ve enerji kesintilerinin asgari düzeye inmesi
- Sistemin gerilim ve frekans ayarının sürekli olarak yapılabilmesini ve elektrik kalitesinin artması
- Sistemde yük kontrolünün devamlı olarak yapılabilmesini

sağlar.Bu durumda sistemde meydana gelen kayıplar asgari seviyeye indirilebilir.

## **V.4. ENERJİ DAĞITIM SİSTEMLERİNDE KAYIPLARIN ÖNLENMESİ**

Enerji dağıtımını geliştirmekte olan bizim ülkemiz için kanayan bir yaradır. Çünkü gelişmiş ülkelerde enerji dağıtım kayıp kaçak oranları %8–10 civarında iken bizim ülkemizde bu oran %20 'ler mertebesinde olup giderek bir artış göstermektedir. Bunun yanında enerji dağıtım sistemlerinde meydana gelen kayıpların artması kayıp biriktirme faktörüne göre enerji iletim seviyesine de kat olarak yansımakta, bu kayıpları karşılamak için santraller gereğinden fazla elektrik üretmekte ve bunun sonucunda enerji üretimi için kullanılan yakıt boş yere yok olup

gitmektedir. Ayrıca tüketiciler grubu da meydana gelen kayıplar açısından işin öteki boyutunu oluşturmaktadır.

Tüm bu etkiler birlikte düşünüldüğünde, enerji dağıtım sistemlerinde meydana gelen kayıpların gelişmiş ülkeler seviyesine basit ve pratik çözümlerle düşürülmesi bize fayda olarak muazzam bir güç kaybını geri kazandırmanın yanında enerji iletim ve üretim sistemlerine de dolaylı etki yaparak meydana gelen kayıpları azaltacak ve milli servetin yok olmasına engel olacaktır. Kısaca dağıtım kayıplarının azaltılması üreticiden tüketiciye kadar herkesin yararına olacaktır.

Bu kadar çok yararı olan enerji dağıtım kayıplarının azaltılması hususunda yapılabilecek çalışmalar, sistemde güç faktörünün iyileştirilmesinden tutunda evlerimizde kullandığımız zil trafolarının değiştirilmesine kadar devam ettirilebilir. Ancak biz bu çalışmamızda dağıtım kayıplarının azaltılması ile ilgili öneriler sunarken genel ifadelerden bahsedip, tüketici yönünden yapılması gereken unsurlara da ayrıca değineceğiz.

#### **V.4.1. Tek Bir Orta Gerilim Seviyesine Geçmek**

Türkiye 'de çok çeşitli gerilim seviyelerinde enerji dağıtımının yapılması meydana gelen enerji kayıplarını arttırmakla beraber bu gerilim seviyelerini elde etmek için kullanılan transformatör sayısını da arttırarak maliyetler üzerinde etkili olmaktadır. Enerji dağıtım sistemlerinde bu kadar çok çeşitli gerilim seviyesinin kullanılması, beraberinde en ekonomik gerilim seviyesinin hangisi olduğunu belirlemek amaçlı çalışmalara itmiştir. Yapılan çalışmada aynı özelliklere sahip 34,5 KV ve 15,8 KV tesisler 20 Km uzunluğunda düz bir arazide  $3 \times 477$  MCM ve %7 gerilim düşümü dikkate alarak birbirleri ile karşılaştırılmış ve şu sonuçlar elde edilmiştir.[45]

- 34,5 KV 'luk bir hattın, hat ucunda vereceği güç 8.5 MW olduğu halde 15 KV ' da bu 2 MW olmaktadır.
- Tesis masrafları ise hattın başında bir fider ve hattın sonunda bir transformatör olması koşuluyla yaklaşık aynı değerdedir.
- 34,5 KV 'luk bir fiderden beslenen müşteri sayısı diğer gerilime nazaran 3 kat daha fazladır.

Bu sonuçlara göre 34,5 KV gerilim kademesinin diğer gerilim kademelerine göre optimum fayda sağladığı gözlenmiştir. [49] Ayrıca bu gerilim seviyesinin fider düzenlerindeki yapısı ve radyal olması, kontrol , kumanda işleminin kolay olması da tercih edilmesini arttırıcı yönde etki yapmıştır.

Ülkemizin dünya ile entegrasyonu çerçevesinde dünyada da benimsenen bu 34,5 KV gerilim seviyesiyle enerji dağıtımının yapılması yukarıda sayılan avantajlar nedeniyle yerinde olacaktır. Çünkü Türkiye koşulları incelendiğinde, 34,5/0,4 KV dönüşüm transformatör sayısı 223.270 adet iken diğer gerilim seviyelerindeki dönüşüm transformatörü sayısı 46.359 adettir.[44] Görüldüğü üzere 34,5/0,4 KV gerilim sistemine dönüş çok kolaylıkla yapılabilecektir. Ayrıca bu gerilim seviyesinin kullanılması ara gerilim gereksinimlerini ve buna bağlı olarak transformatör sayılarını azaltarak transformatör dönüşümlerinden kaynaklanan kayıpları da asgari düzeye indirecektir.

#### **V.4.2.Enerji Dağıtım Sistemlerinde Fider Otomasyonu (Düzenlemesi) Kullanarak Kayıpları Azaltma**

Elektrik enerjisinin üretildiği yerden en az kayıpla tüketicilere ulaştırılması verimlilik ve enerji tasarrufu açısından önemli hususlardan biridir. Tasarruf ise ancak tüketimin ve şebeke kayıplarının azaltılması ile mümkündür. Enerji dağıtım sistemlerinde bunu sağlamanın bir yolu da şebekede fider düzenlemesi yapmaktır. Fiderlerin düzenlenmesindeki amaç, çeşitli matematiksel ve dönüşüm teknikleri ile şebekenin yapısında bazı değişikliklere gitmek, gerekli ve gereksiz olan sistemleri belirleyerek incelenen şebekenin optimum çalışma koşullarına bağlı kalarak en asgari düzeyde transformatör ve iletken kullanarak nasıl aynı randımanı alabiliriz sorusuna cevap bulmaktır.

Şebeke modelinin oluşturulması ve oluşturulan modelin farklı kombinasyonları denenerek kayıpların asgari düzeyde olduğu modelin belirlenmesi veya incelenen şebekenin en küçük alt şebekelere parçalanarak çözüme gidilmesi fiderin düzenlenmesi açısından önemli olan tekniklerdir. Bu tip metotlar ile kayıpların azaltılarak şebekenin optimum nasıl çalışabileceği hakkında fikir edinilebilir.[67,68,69]

Enerji dağıtımında kayıp azaltımı için fider düzenlemesi üzerine yapılan çalışmalar ise şu şekilde sınıflandırılabilir.

- Heuristik kurallara dayalı algoritmalar
- Matematiksel optimizasyon tekniği
- Genetik algoritma
- Bulanık mantık üzerine kurulu algoritmalar
- Yapay sinir ağları üzerine kurulu algoritmalar

Normal işletme koşullarında, sistemin yapısını yeniden düzenleyerek, güç kayıplarının minimize edilmesi ise bu sistemlerin ortak amacını oluşturmaktadır.[67,69]

Heuristik kurallar; yüklü sistem birimlerinin yüklerinin azaltılmasının sistem kayıplarını azaltacağı esasına dayanırken, Matematiksel optimizasyon tekniği; enerji dağıtım sistemlerinin lineer olmayan yapısının sadece matematiksel ifadeler kullanılarak optimizasyon yapılabileceği belirtmiştir. Genetik algoritmalar ise; düzenleme probleminin çözülmesinde yapay zeka teknolojisi üzerine dayalı algoritmalar kullanılarak rastlantısal bilgi değiştirilmesi ile çaprazlama ve değişim oranları dahilinde sisteme ait ilk bilgileri saklayan ata kromozomlardan yeni ürün oluşturulması esasına dayanmaktadır. Bulanık mantık üzerine kurulu teknolojiye sistemin özellikleri basit yapıya dönüştürülür. Bu sistem ile kesin fiziksel değerlerin sözcüksel değişken kümelerle belirtildiği üyelik fonksiyonları kullanılır. Yapay sinir ağları üzerine kurulu algoritmalar ise doğrusal olmayan süreç çıkarma problemleri için üretilmiş uzman sistemler olup, dağıtım sistemlerinde yük parametreleriyle anahtar konumları arasındaki lineer olmayan ilişki ve benzeri problemlerin çözümlerinde uygun sonuç verme potansiyeline sahiptir. Bu sistem kayıp azaltımında hızlı ve yüksek güvenilirlikli kontrol sonuç mekanizması oluşturur. [67]

Tüm bu sistemlerin kullanılmasında dikkat edilecek hususlar ise ana başlıklar halinde ;

- a) Sistemde enerji talebi eksiksiz olarak karşılanmalıdır.
- b) Sistemin yapısı korunmalıdır.
- c) Sistemin ısı koşulları korunmalı, dallardaki yük akışı maksimum sınırları aşmamalıdır.
- d) Sistemdeki düğüm gerilimleri güvenlik sınırları içerisinde olmalıdır.
- e) Her düğüm için yük akışı dengede tutulmalıdır.

f) Anahtarlama işlemleri eş zamanlı yapılmalıdır. [67,69]  
olarak sıralanabilir.

Yukarıda bahsedilen azaltma teknikleri uygulanırken ülkemizin şartları da göz önüne alındığında enerji dağıtımında yeterli düzeyde otomasyon sistemlerinin bulunmamasından dolayı zorluk çekilebileceğini matematiksel işlem ve veri yetersizliğinin çok oluşundan dolayı bellidir. Çünkü bu tip sistemler genellikle enerji dağıtım otomasyonuna bağlı sistemlerde kolaylıkla yapılabilmektedir.

Aslında 34,5 KV 'luk sistem için gerekli alt yapı mevcuttur. Bu yüzden bu ve bunun benzeri çalışmalar kısa zamanda ülkemizde uygulamaya konulup bundan sonra yapılacak olan sistemler için bu gibi durumlar göz önünde bulundurularak inşa edilecek olursa enerji dağıtım sistemlerindeki kayıplarda önemli oranda azalmalar sağlanabilir.

### **V.4.3.Enerji Dağıtımında Daha Güvenilir Şebeke Tiplerinin Seçilmesi**

Ülkemiz çok geniş arazi topraklarına sahip olması nedeniyle enerji dağıtımı daha çok radyal ve açık ring şebeke olarak yapıldığını biliyoruz. Radyal olarak yapılan şebekeler enerji ve güç kayıplarının en yüksek oranlarda meydana geldiği şebeke çeşitleri olup bunlarda meydana gelen kayıplarda şebeke hattının son kullanıcıya kadar uzaması hem maliyetleri ve gerilim düşümlerini arttırması hem de hatların uzun olmasından dolayı dirençlerdeki artma nedeniyle güç kayıplarının fazlaşmasına neden olmaktadır. Açık ring şebekeler de ise tam olarak ring tamamlanmadığı için 2 veya 3 taraftan beslenen radyal şebekelerle aynı özellikleri göstermektedir. Çünkü bu tip şebekelerde hatlar aynı trafo merkezinden çıkmakta yada aynı direktan paralel olarak tanzim edilmekte ve şebeke sonunda birbirine bağlanmaktadır.

İşte yukarıda sayılan sebeplerden dolayı bu tip şebekelerin yapımından vazgeçilerek işletilmesindeki zorluklara rağmen kapalı halka şebeke modelleri uygulanabilecek noktalara uygulanmalıdır. Bu tip şebekelerde kayıpların maksimum oldukları nokta, akım dönüşüm veya güç dönüşüm noktaları olduklarından ve aynı merkezi 2 veya daha fazla yerden beslediği için daha güvenlidir. Ayrıca bu tip şebekeler enerji kalitesi ve enerji arzı tarafından da diğer şebekelerden üstün olup,

senkronizasyon ve akım dolaştırma bu şebekelerin sınırlılıklarındandır. Bunu önlemek için çok iyi dizayn ve kontrol gerektirir.

Amaç şebeke kayıplarını minimize etmek ve radyal şebekelerden vazgeçilemiyorsa bu açıdan bu şebekelerden beslenen tüketicileri ekonomik olarak dağıtmak veya fazla uzun raydal şebeke dizaynından vazgeçerek araya bir dağıtım postası daha eklemek, bu tip şebekeler gruplaştırılarak enerji arzını güvenlik altına almak, kayıpları ve maliyetleri azaltma açısından bir öneridir. Keza aynı şeyler ring şebekeler içinde söylenebilir.

#### **V.4.4. Güç Faktörlerinin İyileştirilmesi**

Enerji dağıtım sistemlerinde güç kayıplarının azaltılması müşterilerin güç faktörünün iyileştirilmesine bağlıdır. Bunun için enerji dağıtım şebekelerinde kompanzasyon sistemlerine süratle geçilmesi bizim açımızdan kayıpları azaltma bakımından birinci sırada yer alan faktör olacaktır. Ancak konunun kompanzasyon boyutu daha önce ele alındığı için burada farklı önerilerden bahsedilecektir.

Bunlardan ilki aktif sayaç uygulamasından vazgeçilerek görünür gücü ölçen sayaç sistemine geçmek olabilir.[27] Bu durum biraz yadırganabilir. Ama kayıpların ölçülmesi ve tarifelendirilmesi açısından güvenli bir yaklaşımdır. Çünkü bu sistem hem reaktif hem de aktif enerjinin ölçülmesi hususunda dağıtım firmalarının işlerini kolaylaştırmaktadır.

İkincisi ise reaktif enerji tarifesi uygulamaktır. Bu sistem belli bir kurulu gücün üstündeki tüketicilere uygulanmakta fakat bu konuda bu gücün altında olanlar göz ardı edilmektedir. Unutulmamalıdır ki evlerimizde kullandığımız elektrikle çalışan ev aletlerinin *Cos* değerleri 1'in altındadır. Elektrik enerji sistemlerinde bu kadar çok *Cos* değeri 1'in altında olan elemanların kullanımı şebekede muazzam bir reaktif enerji kaynağı meydana getirerek buna bağlı meydana gelen kayıpları arttırmaktadır. [63] Bu yüzden;

- Elektrik tüketicilerinin tamamını kapsayacak şekilde reaktif sayaç tarifesi uygulamak,

- Elektrikle çalışan cihaz üreten firmaların ürettikleri cihazların *Cos* değerlerini 1'e yakın değerde üretmelerini sağlamak,

reaktif enerjiiyi azaltmak bakımından en mantıklı yollar olacaktır. Ancak tüketiciyi tüketim yönünden kontrol etmek zor olacağından, üreticiyi belli yasa, standart ve

teknik şartnamelerle kontrol etmek mümkün olabilir. Bu açıdan konuyu ele alacak olursak gelişmiş ülkelerde enerji tüketim seviyelerine göre elektrikli ev aletleri belli standartlar çerçevesine oturtulmuş olup sistemden maksimum verim elde etmek ve kayıpları asgari düzeyde tutmak için çareler geliştirilmiştir. Ülkemiz, bunlarla ilgili yapılan çalışmaları dikkatle incelemeli ve kendi sistemi açısından en uygun olanını belirleyip kendi standartlarını oluşturmalıdır. Böylece sistemde oluşan kayıplar azalır ve enerji en verimli bir şekilde kullanılır. Türkiye şartları göz önüne alındığında en iyi (*Cos*) değerinin 0,95–1 arasında olduğu değerdir. Bunun ortalaması olan 0,97 ise en iyi değer olup bundan sonra yapılacak plan , proje ve çalışmalarda bu değer göz önünde tutularak işlem yapılmalıdır.[27]

#### **V.4.5.Enerji Dağıtımının Yer Altı Kabloları İle Yapılması**

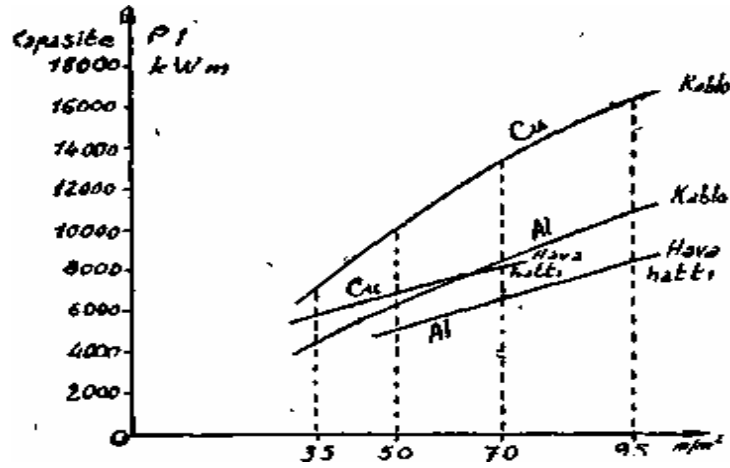
AG ve OG enerji dağıtım tesislerinin yerüstü olarak tanzim edilmesi nedeniyle 34,5 KV 'luk gerilimden düşük noktalarda ihmal edilebilir düzeyde de olsa kablolarda ve izolatörlerde dielektriki ve kaçak kayıplar söz konusudur. Korona kayıpları ise gerilimin artmasıyla orantılı olduğundan bu kayıplarda ihmal edilebilir düzeyde de olsa meydana gelebilir. Buna kablolarda ve izolatörlerde meydana gelen diğer kayıplar ve maliyetlerde eklenince konunun önemi açıkça ortaya çıkmaktadır. Bu durumda enerji dağıtımının yer altı kablolarıyla yapılması bize birçok avantaj sağlayabilir.

Enerji dağıtımının havai hatla yapılamadığı noktalarda şüphesiz ki yer altı kabloları ile enerji dağıtımı yapılmaktadır. Ancak sistemin tümünü yer altı kablolarıyla kurmak, hava hatlarıyla yapılan enerji dağıtımından güvenli olmasının yanında yukarıdaki sayılan sebeplerden dolayı oluşan kayıpların yok olmasına katkı sağlayacaktır. Ayrıca şehir estetiğinin sağlanması ve akım taşıma kapasitesinin yer altı kablolarında %30–35 daha fazla olması ise işin öteki kazançlarını oluşturmaktadır.[40]

Yer altı kablolarıyla enerji iletiminde ve dağıtımında direk , izolatör gibi elemanlara da ihtiyaç yoktur. Arıza güvenliği ve enerjinin sürekliliği açısından dış etkenlere maruz kalmadığı için hava hatlarından daha ekonomik olarak addedilebilir. Örneğin 380/220 V 'luk ve güç katsayısı 0,8 olan bir şebekede kullanılan 70  $mm^2$  ' lik alüminyum iletkenli bir yeraltı kablosu, gerilim düşümünü %3 'ten

yukarı çıkarmaksızın 500 m uzağa 8550 KWm taşıyabilir. Halbuki aynı 70 ( $mm^2$ ) kesitli alüminyum iletkenlerden teşekkül eden bir hava hattının taşıma kapasitesi 6400 KWm' nin üstüne çıkamaz. Şu hale göre hava hattı 12,8 KW'lık bir gücü 500 metre mesafeye taşıyabildiği halde yeraltı kablosu 17,1 KW'lık bir gücü yani takriben %33 fazlasını aynı mesafeye taşımaya sağlamakta ve taşıma kapasitesi %59 nispetinde artmaktadır. Bu durumda, bir hava hattı ile elde olunan neticenin aynısını, daha küçük kesitli bir yeraltı kablosu ile temin etmenin mümkün olacağı anlaşılır. [40]

Şekil V.15'de hava hattı ile yer altı hattı arasındaki kabloların taşıma mukayesesi görülmektedir.



Şekil V.15. Gerilim Düşümü %3 İçin Yeraltı Kablolu Sistemin Hava Hatlarının Mukayesesi

Açıkça görülüyor ki yer altı taşıma kablosu ile enerji dağıtımının şebeke kayıpları açısından bir çok yararı vardır. Bu tip sistemler ülkemizde geliştirilerek yaygınlaştırılırsa hem dağıtım kayıplarında bir azalma hem de arıza ve hayati tehlikeye sebebiyet gibi nedenler azaltılmış olur.

#### V.4.6. Enerji Dağıtımında İzleme ve Otomasyon Sisteminin Geliştirilmesi

Kalkınmakta olan ülkemizde daha hızlı bir gelişmenin sağlanabilmesi ve ihtiyacın tam zamanında ucuz ve verimli bir şekilde karşılanabilmesi büyük önem taşımaktadır. Artan elektrik enerjisi taleplerin karşılanabilmesi için büyük yatırımlara, ileri teknoloji ve yetişmiş insan gücüne ihtiyaç vardır. Yapısal ve işlevsel

bakımından standartlara uygun malzemelerin kullanılmaması, teknolojiden yeterince faydalanılamaması kayıpların yüksek olmasında önemli bir etkidir.

Bu riskleri ve enerji kayıplarını minimum seviyeye indirmek, enerji sarfiyatını optimum şekilde dizayn etmek için elektrik enerjisinin üretimden tüketime planlanması gerekmektedir. Bu aşamada enerji dağıtım sistemlerinde sistemin en uygun senaryoya göre kumanda edildiği, enerji parametrelerinin izlenip sistemin takip altına alındığı otomasyon sistemleri kurmak en akıllı karıdır.[70]

Böyle bir sistemin avantajları ise;

- Enerji dağıtım sistemine ait tüm enerji parametreleri izlenebildiği için enerji tüketimi kontrol altına alınır.

- Sistemde oluşabilecek arızalar izlenebildiği için bu anlamda meydana gelebilecek kayıplar, arızalara hemen müdahale edilebildiğinden azalma gösterir.

- Bu tip sistemde elemanlar otomasyon sistemi sayesinde müdahale edilebildiğinden şebekede insan hatasından kaynaklanan hatalar minimize edilir.

- Personelden tasarruf sağlar.

- Sistem üzerinde istenildiği gibi yük alma, yük atma transformatörleri devreye alıp çıkarma , gereksiz olan hatların kesilmesi gibi birçok parametreye göre kontrol sağladığından enerji sarfiyatını optimum şekilde tutar.

- Sisteme ait anlık değerlerin yanında geçmişe yönelik değerlerinde anında görülebilmesi nedeniyle sistemin analizlerinin yapılmasına ve planlanmasına olanak sağlar.

olarak sıralanabilir. Bu sistemlerin ayrıca değişen yük koşullarına adaptasyonu ve genişleyebilmesi veya şebeke gelişmelerine karşın hattın durumuna göre yazılımın gelişmesi gibi avantajları da mevcuttur. Böyle bir sistemin Türkiye'nin 81 iline yaygınlaştırılması kayıpların azalması bakımından önem arz etmektedir.[70]

#### **V.4.7.Malzeme Kalitesi ve Bilgi Eksikliğinden Kaynaklanan Kayıpların Giderilmesi**

Yapısal ve işlevsel bakımından hatalı tesislerden oluşan dağıtım sistemimizde malzeme ve bilgi eksikliğinden doğan kayıplarda mevcuttur. Bu kayıpların azaltılması tamamen ulusal kalite merkezlerinin kurulması ve yetişmiş teknik personel ile sağlanır. Ayrıca hazırlanan kalite standartlarına uyulması, üretici firmalara bu taleplere uymadığı takdirde çeşitli cezai yaptırımlar uygulanması, kalite

kontrol merkezlerinin artırılması ve yeterli miktarda yetişmiş kalifiye eleman kullanılmasıyla bu kayıpların önüne geçilebilir.

Bu yüzden böyle meydana gelen kayıpları engellemek için ilk önce yapılması gereken bu tip malzemeleri satın almamaktır. Bunun için enerji üretim , iletim ve dağıtım şirketlerine büyük görevler düşmektedir.

## **V.4.8.Elektrik Tüketiminde Kayıpların Azaltılmasına Yönelik**

### **Alınabilecek Tedbirler**

Kayıplar esasında şebekede enerji talebine bağlı olarak artmakta veya azalmaktadır. Bu yüzden elektrik enerjisi tüketiminde alınacak bazı önlemler, kayıpların azaltılması bakımından bize yardımcı olabilir. Bunlar genel olarak şu başlıklar altında incelenebilir.

### **V.4.8.1. Enerjide Talep Yönetimi**

Kayıpları azaltmanın yolu tüketimde talep planlamasının yapılmasıdır. Bu konuda ülkemizde yapılan bazı çalışmalar mevcuttur, fakat yeterli değildir. Türkiye’de elektrik enerji tüketiminin net dağılımına bakıldığında en büyük pay sahiplerinin sanayi ve meskenler olduğu göze çarpmaktadır. Bu durum enerji tüketiminde verimsizliği beraberinde getirmektedir. Çünkü ülkemizde pik yük kış aylarında hele akşam saatlerinde yoğunlaşmakta, gündüz ve yaz aylarında enerji tüketiminin düşük olduğu görülmektedir.[27]

2004 yılı tertiplenmiş yük eğrisi göz önüne alındığında maksimum ani puantın 15.12.2004 tarihi, saat 17.20 ‘de 23.485,3 *MW* olarak gerçekleştiği , minimum ani puantın ise 15.11.2004 tarihinde saat 5.00 ‘de 8.888 *MW* olarak gerçekleştiği görülmektedir.[32] Buradan görüleceği üzere maksimum puant ile minimum puant arasında büyük bir fark mevcut olup kayıpların santrallerin devreye giriş çıkış, transformatörlerin yüklenme oranları ve hattan akan akımın yoğunluğu gibi etkenlerden dolayı değiştiği ortamda göz ardı edilmemesi gereken bir kavram olmuştur.

Bir ülkede pik yükün kontrolsüz olarak artması veya azalması o ülkenin enerji kaynaklarını pik yükü karşılamak amacıyla, yılda az da olsa santrallerin bazılarını bu iş için kullanmalarına sebep olur. Bu nedenle talep yönetimi kontrol mekanizmasına

gelişmiş ülkeler büyük önem vermekte ve uygulanması için çeşitli primler sunarken Türkiye’de bu soruna çözüm aranmakta fakat işletme bakımından kurulu gücü arttırma çabasına girilmektedir.

Bunun yerine ülkemizde talep yönetiminin gelişmesini özendirerek abonelerin enerji kullanımlarının en düşük olduğu saatler göz önüne alınıp bu aşamada talebin bu saatlere kaymasını sağlamak gerekir.[27] Ülkemizde gelişen teknolojiler ışığında elektronik sayaçlarında devreye girmesi ile bu tip konular da çalışmalar yapılmaya başlanmış ve puant tarife uygulamasına geçilerek enerjinin farklı saatlerde farklı fatura edilmesinin yolu açılmıştır. İşte ülkemizde uygulanan;

- Puant dönemi 17.00 – 22.00
- Gece dönemi 22.00 – 06.00
- Gündüz dönemi 06.00 – 17.00

bu puant tarifelerini tüketiciler arasında yaygınlaştırarak özendirmek , pik yük anlarında talebin düşmesine neden olacak , talep düşünce hattan az akım çekilerek akıma bağlı kayıplar azalacak, pik yükü karşılamak için devreye alınan santral devreye alınmayarak bu nedenden dolayı oluşan kayıp sıfırlanacak ve abonelerin izlenmesi gibi bir çok fayda sağlayacaktır. Bunun gibi basit yöntemlerin yaygınlaştırılması ülkemizin yararına olacaktır.

#### **V.4.8.2. Elektrikle Çalışan Teçhizatlarda Alınabilecek Önlemler**

Elektrikli ev aletleri günümüzün vazgeçilmez araçları haline gelmişlerdir. Hayat standartları yükseldikçe bu araçların kullanımları yaygınlaşmakta, dolayısıyla bu araçların elektrik tüketimdeki payları %60 – 65’ler mertebesine kadar ulaşmaktadır.[27] Evlerde ve diğer sektörlerde kullanılan bu elektrikli aletler aynı zamanda endüktif karakterli bir akım çekmektedir. Yani güç faktörü hiçbir zaman bire eşit değildir. Bilindiği gibi güç katsayısının düşüklüğü veya çekilen reaktif enerjinin fazlalığı şebekede çok çeşitli etkiler yanında ek enerji kaybına da sebep olarak güç ve enerji giderleri arttırmaktadır.

Günümüzde gelişmiş olan ülkeler bu duruma bir açıklık getirmek ve şebekelere fazla yükleme yapmadan kayıp meydana getirmeyecek şekilde elektrikli aletlerin kullanılmasına yönelik teşvikler sunmaktadır. Arçelik firmasının alanında en az enerji tüketen buzdolabı ödülünü alması bu durumun bir kanıtı değil midir? Bu durumda izlenmesi gereken yol şudur. Bu aletlerin

şebekeye olan etkilerinin bertaraf edilmesi için, A sınıfı elektrikli alet kullanımı tüketicilere teşvik edilmelidir. Ayrıca buzdolabı , çamaşır makinesi, bulaşık makinesi gibi elektrik motoru ihtiva eden tüm elektrikli aletlerin yapım aşamasında üretici firmalar tarafından kompanzasyon sistemlerinin yapılmasına özen göstermeli yapmayan firmalara cezai yaptırımlar yasa ve yönetmeliklerle sağlanmalıdır. Böylelikle kayıplarda bir azalma sağlanabileceği gibi üretim aşamasında da gereksiz enerji kaynağı israf edilmeyecektir.

### **V.4.8.3. Aydınlatmada Verimli Lamba Kullanımı**

İnsan, yaşamı boyunca birçok çalışmada ışığa gereksinim duyar. Doğal ışık yeterli olmadığı hallerde yapay ışıkla aydınlatma zorunluluğu duyulur. 19. yüzyılın ortalarına kadar, çıra, mum, ve yağ lambaları ile yapılan yapay aydınlatma, akkor telli lambaların bulunmasıyla birlikte süratle gelişmeye başlamış ve sonraki yıllarda floresant lambalarla başlamak üzere deşarj lambalarındaki gelişmelere paralel olarak bugünkü düzeyine ulaşmıştır.[71]

Bugün ülkemizde üretilen elektrik enerjisinin yaklaşık %30'unun aydınlatma amaçlı olarak kullanılması insanın ışığa gereksinimden ileri gelmektedir. Aydınlatma ile şebekede meydana gelen kayıplar arasındaki ilişki ise aydınlatmaya harcadığımız elektrik tüketimi göstermektedir. Çünkü aydınlatma tüketiminin her kademesinde vazgeçilemeyen bir unsurdur. Bu yüzden sadece aydınlatmada alınacak önlemler elektrik enerji sistemlerinde meydana gelen kayıpların azalmasına yardımcı olacaktır.

Elektrik enerji sistemlerinde iki tür aydınlatmadan söz edebiliriz. Bunlar tüketilip de bedeli tahsil edilemeyen yol aydınlatmaları ile tüketilen ancak bedeli tahsil edilebilen aydınlatmalardır.

Yol aydınlatmalarında genellikle etkinlik faktörü yüksek, ömrü uzun sodyum ve civa buharlı lambalar kullanılmaktadır. Bu tip lambaların balast kayıpları 6  $W$  'dan 40  $W$  'a gibi çok yüksek değerlerdedir. Ayrıca bu lambalar planlama eksikliği nedeniyle gelişigüzel yerleştirilmekte ve bir mahallede hiç sokak aydınlatması yapılmamışken diğer mahallede sokak aydınlatması yapılmaktadır. Türkiye 'nin 2003 yılında sokak aydınlatmasına harcadığı enerji düşünülürse bu alanda planlı ve programlı çalışma neticesinde yok olan kaynak israfı önlenabilir. Bunun için süratle otomasyon sistemine geçilmeli veya bu lambaların balastlarının kompanze edilmeleri sağlanmalı, ayrıca gereksiz aydınlatmadan kaçınılmalıdır.

Bunun yanında evlerimizde ve diğer sektörlerde de durum aynıdır. Çünkü doğru seçimi yapılmamış ekonomik olmayan aydınlatma elemanları şebekeden gereksiz yere fazla enerji talep etmekte ve buna bağlı olarak kayıplar artmaktadır. Akkor flemenli lambalardan oluşan bir sitem ile kompakt floresant lambalardan oluşan bir sistemde tüketim değerleri karşılaştırılabilir. Bir ülkede bulunan yaklaşık 23 milyon hanede günde 4 saat çalışan ve her evde 2 adet olduğu varsayılan ortalama 75 W'lık akkor flemenli lambaların harcadığı enerji 5.037.000 MWh iken, aynı ışık akısını elde etmek için 15 W'lık kompakt floresant lambalardan kurulu bir sistemde harcanan enerji 1.007.400 MWh civarındadır. Sonuçlardan görüldüğü üzere her evde bulunan akkor flemenli lambaların , kompakt floresant lamba ile değiştirilmesi 4.299.600 MWh enerjinin geri kazanılacağı bununda puant yük anlarında yaklaşık 500 MW enerji düşüşüne neden olacağı kolaylıkla hesaplanabilir.

Ülkelerin elektrik enerjisi tüketimlerinin azımsanmayacak bir kısmını oluşturan aydınlatma enerjisinden etkin aydınlatma araçları kullanımı sayesinde yapılabilecek enerji tasarrufu, ülkelerin kalkınmasına katkıda bulunabilecek boyutlarda olduğu yukarıdaki örnekten de görülebilir. Aydınlatma, özellikle akşamüstü saatlerinde enerji tepe değerinin çok yükselmesine neden olmakta ve bu saatlerde artı ünitelerin devreye girmeleri gerekmektedir. Enerji etkin aydınlatma, maliyetleri ülke bütçelerine önemli yükler getiren santral yapımlarının bir kısmının önüne geçmek gibi fayda sağlamasının yanı sıra, zamanında daha düşük yükler için tasarlanıp yapılmış, daha sonra yükün artması ile gereken şebeke yenilemelerinin de önüne geçebilir. Ayrıca elektrik enerjisini termik santrallerden elde eden ülkelerde hava kirliliğinin azaltılmasına da katkıda bulunur. Dünyanın en zengin ülkelerinden, en fakir ülkelere üzerinde durulan bu konunun ülkemizde de daha ciddiyetle ele alınması gerektiği açıktır.[71] Bu yüzden tüketicileri bu tip kolay yapılabilecek tasarruflar açısından bilgilendirmek gerekir. Gelişmiş ülkeler bu konuda devlet desteğiyle bu tip lamba kullanımlarını özendirilmektedir. Bizim ülkemizde de bu destekler rahatlıkla uygulanabilir. Böylece enerji , para ve kayıplardan tasarruf sağlanabilir.

## V.4.9.Kaçak Enerji Kullanımını Azaltmak İçin Alınabilecek Önlemler

Kaçak kullanımlarının önlenmesinde en başta alınabilecek önlem ülkenin refah seviyesinin artmasında, hızla sanayileşme hamlesine girmesinde olduğu kaçak enerji kullanımının nedenlerine bakılarak söylenebilir.[48] Bu yüksek maliyetler gerektiren bir uygulama olup gelecek yıllarda dünya ile entegrasyon açısından da önemlidir. Ancak kaçak enerji kullanımı bazında kısa vadede alınabilecek önlemlerde bu kayıpların azaltılmasında önem arz etmektedir.

Günümüzde TEDAŞ 'ın kaçak elektrik kullanımı ile, önceleri sembolik daha sonraları medyatik olan mücadelesi son bir yıldır trajik biçimde sürüyor. Kurumun toplumla olan ilişkisini ve kamusal hizmet zorunluluğunu kaçak elektrik operasyonları olarak algılayan yöneticilerin “kaçak” mücadelesi ülkemize ve vatandaşlara ağır faturalar yüklemektedir.[72] Bu bağlamda geçen senelerde alınan 2500 teknik eleman sırf kaçakları kontrol etmekle görevlendirilmekte ve büyük bir işgücünün bu mücadeleye kaydırılması ile birlikte yeni sorunlar ortaya çıkmaktadır. Yine yanlış uygulanan bir politika da 150 *KWh* enerji alt sınırı aşıldığında kullanılan her *KWh* enerji %50 fazla fatura edilmekte, kaçaklar ve kayıplardan dolayı oluşan açık, dürüst insanların sırtından kapatılmaktadır. Bu ve bu benzeri uygulamalar enerjide kaçak kullanımını azaltmadığı gibi enerji tüketimini de frenlememektedir.

Yapılması gereken özetle şudur.

- Kofreden sayaç çıkışına kadar tüm tesisat mühürlenmelidir. Bu işlemi yapmak zor değildir. Taklit edilmesi zor olan mühürlere kullanılmalıdır.
- Sayaçlar mühürlü dolaplarının içine yerleştirmeli veya teknolojik gelişmeler ışığında elektronik sayaçların kullanılması zorunluluğu getirilmelidir.
- Tüketimde ani düşüş yaşanan aboneler veri tabanları oluşturularak kaydedilen ortamlarda incelenmeli ve bunlar sıkı takibe alınmalıdır.
- Abonelik işlemleri kolaylaştırılmalıdır.
- Tüm transformatör merkezlerinden çekilen ve toplanan enerji farkları değerlendirilmeli farkı yüksek olan merkezlerden beslenen alıcılar sıkı takibe alınmalıdır.
- Kanun ve yönetmelikler çıkartılarak kaçak enerji kullananları tespit edip ağır cezalar verilmesi sağlanmalı ve bu işi bir daha yapması önlenmelidir.

- Enerji iletiminde gerilim seviyesinin yüksek oluşu nedeniyle kaçak enerji kullanımı söz konusu değildir. Bu yüzden enerji dağıtımının da 34,5 KV gibi yüksek gerilimle yapılması sağlanmalıdır.

- Elektrik faturalarından tahsil edilen yüksek vergi oranları düşürülmeli hatta bir kısmı iptal edilmelidir.

Eğer yukarıdaki sayılan önlemler uygulanırsa kaçak enerji kullanımları azalacak, bunun sonucunda buna bağlı kayıpların nedenleri ortadan kalkmış olacaktır.

## **V.5.Enerji Üretim, İletim Ve Dağıtım Alanında Kayıpları Azaltmak İçin Alınabilecek Diğer Önlemler**

Daha önce verilen önlemlere ilaveten enerji üretim , iletim ve dağıtım alanında kayıpları azaltmak için yapılabilecek bazı uygulamalar da mevcuttur. Bunlar enerji piyasasının üretimden dağıtımına özelleşmesi, özel sektör firmalarına kiralama, sözleşmelerle verme gibi siyasal bazda çözüm önerileri olabilir. Ayrıca çalışma içerisinde verilenlerin haricinde aşağıdaki maddeler de belirtilen önlemler de dikkate alınmalıdır.

1) Elektrik üretim tesislerinde kayıpların önlenmesi öncelikle iletim ve dağıtım sistemiyle koordinasyona bağlıdır. Bu yüzden elektrik enerji sistemlerinin her aşamasında talebin sürekli, güvenilir ve kaliteli olarak karşılanabilmesi ve meydana gelen kayıpların azaltılması açısından kurulacak tüm tesisler planlı ve programlı bir şekilde birbirleriyle koordineli olarak dizayn edilmelidir.

2) Hiç vakit kaybetmeden bugünden başlanarak 10 yıl sonrası için enerji üretimi ve tüketimdeki talep belirlenmeli ve bu talebe uygun programlar hazırlanarak yatırımlara hemen başlanmalıdır.

3) Kısa vadede enerji darboğazına çözüm üretmek için geliştirilen doğal gaz kombine çevrim santrallerinden hızla uzaklaşarak bunun yerine jeotermal, rüzgar, biomas, güneş, dalga vb. yenilebilir enerji kaynaklarını kullanan sistemlere doğru kademeli olarak geçiş yapılmalıdır. Doğal gaz santrallerinden kısa vadede vazgeçilemiyorsa enerji arzı ve kalitesi açısından bu santrallerin tamamının kojenerasyon çalıştırılmasına öncelik verilerek, ithal enerji kaynağı olan doğal gazın depolanması çalışmalarına bir an önce başlanmalıdır.[6,27,55]

4) Türkiye’de enerji tüketimi, diğer ülkelere nazaran çok düşüktür. Bugünkü

seviyeye dahi son yıllardaki artış hızının yüksek olması sebebiyle varılmıştır. Bu sebeple Türkiye’deki santrallerin ünite güçleri çok düşük olmakta ve küçük üniteler ile enerji üretimi yapılmaktadır. Doğaldır ki küçük santrallerin işletme maliyetleri büyük güçlü santraller yanında yüksektir. Ayrıca ülkemizin katı yakıt rezervleri düşünüldüğünde uzun süreler yetmeyeceği ortadadır. Bu yüzden küçük güçlü santrallerin yüksek güçlü santrallere dönüşümünün yapılması, bunun yanında yeni rezervlerin tespiti çalışmalarına hemen başlanması veya ülkemizin hidrolik, rüzgar gibi potansiyellerinin değerlendirilmesi ekonomik kayıp açısından önemli olabilir. Kısa vadede yüksek kalorili ithal kömür kullanan santrallerin çalışması yerli kaynakla çalışan termik santrallerinden daha fazla fayda sağlayabilir.[27]

5) Türkiye’de olanaklar çerçevesinde bir çok kaynaktan enerji üretimi yapılırken meydana gelen kayıpları azaltmak için üretilen enerjinin yüksek verimlilikle etkin kullanımı da çok önemlidir. Bu bağlamda gelişen teknoloji çerçevesinde enerji tüketim yoğunluğunun azaltılması gerekmektedir. Amaç daha az enerji ile daha çok iş yapabilme yetisinin geliştirilmesi olmalıdır. Bu amaca uygun olarak üretim, sanayi, ulaşım, konut ve hizmet sektörlerinde enerjinin akılcı kullanımına yönelik programlar geliştirilmeli ve uygulanmaya konmalıdır.[27]

6) Türkiye’nin hidrolik potansiyelinin % 70’i atıl durumdadır. Bu kaynakların ulusal sistemimize kurulu güç olarak kazandırılması ile termik santrallerde son derece pahalıya üretilen elektriği, ucuz ve yüksek verimlilikte elde etme olanağını sağlar. Böylece su potansiyelinden olabildiğince yararlanmanın yanında enerji üretiminin ulusallığı sağlanmış olur.

7) Büyük şehirlerde besleme (fider) otomasyonuna geçilmeli ve geleceğin akıllı dağıtım şebekelerinin ilk adımları atılmalıdır.

şeklinde önerilerde getirilebilir. Tüm bu önlemler göz önüne alındığı ve yıllık enerji talebinin de %5 civarında gerçekleşeceği düşünülürse kurulu güçte hiçbir artışa gitmeden kayıplardan sağlanan kazanç ile yıllık enerji talebi açığını kapatabiliriz.

Tablo V.4’de çeşitli alanlarda sağlanabilecek enerji tasarrufları genel başlık halinde hesaplanmıştır.

**Tablo V.4. Türkiye Geneli Çeşitli Alanlardan Sağlanabilecek Elektrik Enerjisi Tasarrufları**

<i>2004 Yılı</i>	<i>GWh</i>	<i>Açıklama</i>	<i>Tasarruf Edilebilecek Enerji GWh</i>
<i>Bürüt Üretim</i>	151.161,822		
<i>İç İhtiyaç</i>	7.922,422		
(%)	3,6		
<i>Net Üretim</i>	143.169,4		
<i>İthalat</i>	463,5		
<i>İletim şebekesine aktarılan</i>	120.569,947		
<i>İletim Kaybı</i>	3.422,808		
(%)	2,84		
<i>Dağıtım Kaybı</i>	19.674,189	Dağıtım şebekesinde kayıpların 8 puan azatlımı	$19.674,189 \times \frac{8}{18,6} = 8462,01$
(%)	18,6		
<i>Toplam Kayıplar</i>	23.096,997		
(%)	21,44		
<i>İhracat</i>	1.144,3		
<i>Net Tüketim</i>	86.193,844		
<i>Sanayi'de Tüketilen</i>	59.565,929	%5 Tasarruf	$59.565,929 \times \frac{5}{100} = 2.978,98$
<i>Meskenler</i>	27.618,960	Verimli cihaz kul.(%40 Üzerinden) %4	$27.618,960 \times 0,4 \times \frac{4}{100} = 44$
		Verimli Ampul Değişimi (%15 üzerinden ) %3	$27.618,96 \times 0,15 \times \frac{3}{100} = 12$
<i>Resmi Daireler</i>	4.830,734		
<i>Ticarethane</i>	15.656,151		
<i>Cadde ve Sok. Ayd.</i>	4.432,529	%5 Tasarruf edilmesiyle	$4.432,529 \times 0,05 = 221,626$
<i>Diğer</i>	6.191,734		
		<b><i>Toplam Tasarruf</i></b>	<b>12.278,816</b>

# BÖLÜM VI

## TAVŞANLI ENERJİ SİSTEMİ İÇİN UYGULAMA ÇALIŞMASI

Buraya kadar elektrik enerji sistemlerinde meydana gelen kayıpların sistem üzerinde nelerden oluştuğunu ve bu kayıpların sebeplerini irdelemeye çalıştık ve meydana gelen kayıpları azaltabilmek için neler yapılabileceğini belli başlıklar halinde kısaca verdik.

Bu bölümde gerçek enerji sisteminin tüm verilerinde maksimum oranda faydalanılmaya çalışarak kayıplarının sistemin bölümlerine nasıl dağıldığını ve bu sistemde oluşan kayıpların giderilmesine yönelik alınabilecek önlemler sayesinde kayıpların azalması ile kazanılan enerjinin ne kadar olduğunu belirleyeceğiz. Bunu yaparken elimizde bulunan verilerden yararlanacağız. Verilerin bulunmadığı anlarda makul kabuller yaparak sonuca gideceğiz. Çalışmamda incelemek için seçtiğim bölge Kütahya'nın Tavşanlı ilçesi olup, burayı seçmemdeki kasıt üretim, iletim ve dağıtım sektörlerinin birada da bulunmasının avantajını kullanmaktır.

### VI.1.Üretim Sistemi

#### VI.1.1.Tunçbilek Termik Santrali Hakkında Genel Bilgiler

Tunçbilek termik santrali Tunçbilek A (3 ünite) ve Tunçbilek B (2 ünite) olmak üzere toplam 5 üniteden oluşan bir tesistir.

Tunçbilek A santrali  $2 \times 32 + 65 = 129$  MW gücünde olup, santralin ilk iki ünitesi 1956 yılında ETİBANK ve AEG firması tarafından yapılmış ve  $2 \times 32$  MW olarak üretime başlamıştır. Santralin 3. ünitesi ise ETİBANK tarafından ELIN UNION ve S.G.P firmalarına yaptırılmış ve 65 MW olarak 1966 senesinde üretime başlamıştır.[51]

Tunçbilek B santrali ise  $2 \times 150 = 300$  MW olarak Batı Alman KWU firması liderliğinde ELEKTRİM / ENKA-KUTLUTAŞ konsorsiyumuna TEK tarafından ihale edilmiş ve 1977–1978 yılında üretime başlamıştır.[55] Santralin Tunçbilek’ de seçilmesinde linyit yataklarına yakın olması ve Orhaneli deresinden santral için gerekli olan suyun temin edilmesi büyük rol oynamıştır.

Bu santralde elektrik üretim işlemi ise şu şekilde gerçekleşmektedir. 210.000 ton kapasiteli stok sahasından park makinesiyle alınan kömür bantlar vasıtasıyla santral içinde 300 ton kapasiteli 6 adet iri kömür bunkerine gelir. Bunker altındaki transport vasıtasıyla kömür, saatte 35 ton/saat öğütme kapasiteli 6 adet değirmene gelir. Değirmende öğütülüp toz haline gelen kömürler yakma havasıyla sürüklenerek kazanın 6 köşesinden ve her köşede 3 seviyeden olmak üzere 12 yakıcı ağızından kazana püskürtülen kömür, kazan yanma odasında yanarak kazan içinde  $580^{\circ}C - 1140^{\circ}C$  arasında bir sıcaklık temin eder. Kazan içinde yanma odası cidarlarında bulunan borular içerisinden geçen su doymuş buhar haline dönüşerek doma (Yüksek basınçlı kap) gelir. Buradan tekrar çıkan buhar kazan içerisinde bulunan 5 paket kızdırıcıdan geçirilerek  $540^{\circ}C$  ve 139 Atü değerinde 500 ton/saat kapasite ile türbini döndürmeye sevk edilir. Yüksek basınç türbinini döndüren buhar kazanda tekrar kızdırıldıktan sonra yüksek basınç türbinine akuple olarak bağlı olan orta basınç türbinine girerek yüksek basınç türbinini takviye edecek şekilde iş gördükten sonra alçak basınç türbinlerinde de işini bitiren buhar yoğunlaştırılarak su haline getirilir. Ayrıca bu su kondanse pompaları vasıtasıyla tekrar kızdırıcıya oradan kazana geri verilir. Bu döngü devam eder.

Kazanda elde edilen buhar ile dönen türbin, miline akuple olarak bağlı olan genaratör rotorunu dakikada 3000 devirle döndürmeye başlar. Genaratör sargılarında 10.500 V ve 10.337 A gücündeki üç fazlı alternatif akım olarak transformatöre gerilimin yükseltilmesi maksadıyla gönderilir. Bu gerilim 154 ve 380 KV olarak enterkonnekte şebekeye verilir. Tunçbilek termik santralinde üretilen elektrik ayrıca

Eskişehir 1 ve 2 , Bilecik Organize Sanayi , Paşalar ve Güraaç şalt sahasına da verilmektedir.[51]

## **VI.1.2. Tunçbilek Termik Santralinde Meydana Gelen Kayıplar**

Tunçbilek termik santralının 2004 yılı istatistiksel santral işletim değerleri, enerji balansları ve aylık üretimleri *EK-1* 'de verilmiştir.[67,68] İşletim değerlerinden hareketle santralde meydana gelen kayıpları iki bölümde inceleyebiliriz. Bunlar ;

- Üretilmeyen enerji kayıpları
- Üretim aşamasında meydana gelen kayıplar

### **VI.1.2.1. Tunçbilek Termik Santralinde Üretilmeyen Enerji Kayıpları**

Santralde üretilmeyen enerji kayıplarının nedenlerine baktığımızda bu kayıpların genellikle;

- YTM ( Yük Tevzi Merkezi) isteğiyle devre dışı kalma
- Ünitelerin arızalanmaları sonucunda devre dışı kalması ve
- Santralin planlı revizyona girerek devre dışı kalması

diye üç alt bölümden oluştuğunu görebiliriz.

YTM isteğiyle devre dışı kalmasının en büyük nedenini ülkenin giderek enerjide dışa bağımlı bir seyir izlemesi oluşturmaktadır. Çünkü yapılan doğal gaz anlaşmaları çerçevesinde satın alınan doğal gaz, tüketilse de tüketilmesede parası ödenmek zorunda ve bunun sonucunda ülkenin yerli kaynaklarından elektrik enerjisi üretmek yerine doğal gazın kullanılması için doğal gaz santrallerinden faydalanılmaktadır. Bu bağlamda %23,58 oranında elektrik enerjisi Tunçbilek termik santralinde YTM isteğiyle üretilmemiş ve bunun yıllık bazda değeri ise 458,32 *GWh* olmuştur. Buna tekabül eden oran ise, Otoprodüktör doğalgaz santrallerinin 2004 yılı üretiminin %3,89 değerine eşdeğer bir üretim olarak karşımıza çıkmaktadır. Diğer bir sebebine baktığımızda santralin planlı olarak önceden bildirdiği gibi revizyona girmesi sonucu enerji üretimine ara vermesidir. Aslında planlı revizyon; santralin idamesi, zamanla aşınan, yıpranan parçaların

bakım ve kontrolü açısından günümüz teknolojilerine santralin ayak uydurabilmesi bakımından olmazsa olmaz bir olgudur. Bu yüzden planlanan revizyon çalışmalarının zamanında ve doğru olarak yapılması önemlidir. Tunçbilek termik santrali göz önüne alındığında yapılan yenileme ve modernizasyon çalışmaları neticesinde santralin emre amadeliğini arttırmak yerine , en basit anlatımla kazanlarda yapılan değişiklikler neticesinde yakıttan tam verim alınamamış ve bunun doğal sonucu olarak tam yükte generatörler kapasitesinin altında çalışmaya başlamıştır. Buda verimi parça bazında arttırsa dahi 2004 verilerinden hareketle santral devrede olduğu sürece yaklaşık 743,9 *GWh* enerji üretilmemesine neden olmuştur. Kayıp sayılmamakla beraber bu iki nedenden dolayı santral genel olarak yılın %61,87 oranında devre dışı kalmış, bunun sonucunda teorik olarak hesaplanan toplam santral kayıplarının 1.202,2 *GWh* 'i bu nedenlerden üretilenmemiştir. Üniteler bazında kayıp değerleri Tablo VI.1'de verilmiştir. [51,73]

**Tablo VI.1. Santralde YTM ve Planlı Revizyondan Dolayı Üretilmeyen Enerji Kayıplarının Üniteler Bazında Değerleri**

<i>Ünite</i>	<i>III. ÜNİTE</i>	<i>IV. ÜNİTE</i>	<i>V. ÜNİTE</i>
<b>% Oranı</b>	%81,83	%45,54	%61,04
<b>Kayıp (<i>GWh</i>)</b>	414,4	262,09	525,7

Geriye kalan %38,13 oranında 742,1 *GWh* enerji sistemde meydana gelen arızalar nedeniyle santral zorunlu olarak devre dışı kalmasından dolayı üretilenmemiştir. Bu kayıpların oranları ve ünite bazında meydana gelen kayıplar santral arızaları baz alınarak EK – 2 'de verilmiş olup, bu kayıplar içerisinde en büyük paya santral genelini düşündüğümüz zaman %25,77 ile kazanlarda meydana gelen boru patlamaları neden olmuştur. Daha sonra meydana gelen kayıplar EK – 2 'de verilen çizelge incelenirse ; %5,47 oranıyla *RA* ve *RB* buhar hatlarında meydana gelen çatlaklar, %4,1 oranında türbin arızaları, %2,73 oranında ızgara arızası, %2,41 oranında kazan curuf emniyet arızası, %2,01 oranında elektro filtre arızası ve %1,7 oranında pompa arızaları oluşturduğu görülür. [51,73]

Santralde üretilmeyen enerji kayıplarının önüne geçebilmek için yapılacak işlemler ise şunlardır.

1) YTM isteğiyle devre dışı kalma Türkiye şartlarında santralin isteği dışında gerçekleşen bir olgu olduğundan azalması hususunda bir öneri getirilemez. Çünkü bu durumun önüne geçmek, tamamen ulusal enerji master planına dayanmaktadır. Ancak doğal gaz santrallerinin termik santraller içerisinde kullanım oranını azaltarak, tamamen yerli kaynak kullanan Tunçbilek ve diğer termik santrallerinden olabildiğince faydalanma yoluna gidilmesi, hem YTM isteğiyle devre dışı kalmaları azaltacak hem de ulusal ekonomiye katkı sağlayarak santralin genel verimi ve kapasite kullanma faktöründe (K.K.F) artışlar meydana getirecektir. Böylece Tunçbilek için YTM isteği göz ardı edildiğinde K.K.F %53,44'e , verimi ise yaklaşık %34 seviyesine yükselecektir. Ayrıca devreye alınıp çıkarılması esnasında oluşan kayıp zamandan dolayı üretilmeyen enerji kayıpları da bu sayede asgari seviyeye inecektir.

2) Planlı revizyondan dolayı meydana gelen kayıpların önüne geçebilmek için genel olarak yapılması gereken şunlardır.

- Santralde merkezi otomasyon sistemi kurularak santral bölümlerinin izlenmesi kolaylaştırılmalı
- Santral donanımları çağın gereklerine uygun olarak yenilenmeli
- Revizyon süresi asgari seviyede tutulup yüksek verimli olmalıdır.

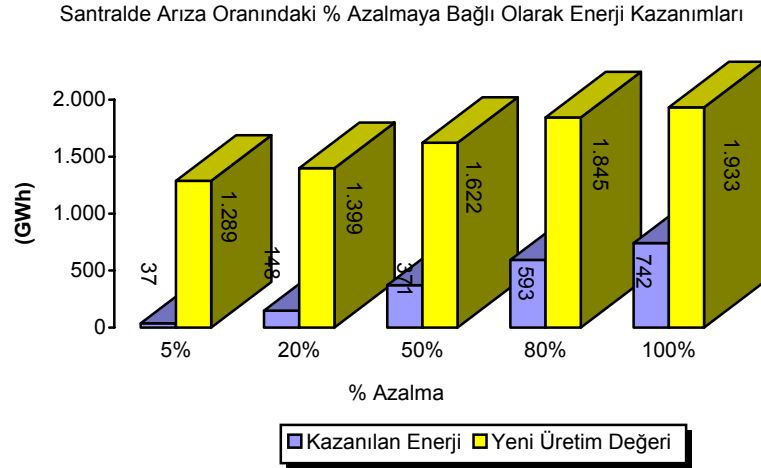
Tüm bunlar layıkıyla yapıldığı takdirde planlı revizyondan kaynaklanan kayıpların en azından % 50 'si geri kazanılabilir ki buda Tunçbilek Termik Santralının 2004 yılı işletim değerlerinden hareketle 371,9 *GWh* enerjiye karşılık gelmektedir. Ayrıca kazanılan bu enerji , Tavşanlı'nın ortalama 7 yıllık tüketimine eşittir.

3) Arızalanmalar sonucu meydana gelen kayıpların önüne geçebilmek için ise;

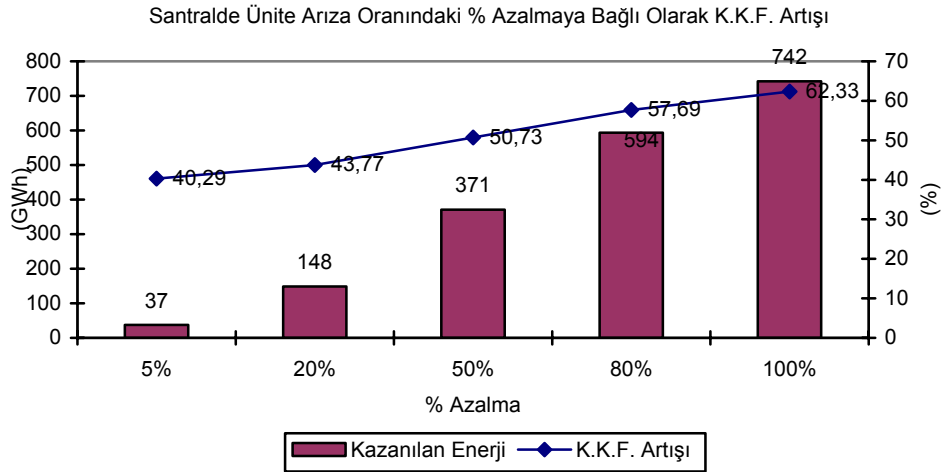
- a) Arızalı parçaları teknolojinin gereklerine uygun olarak yenilemek,
- b) Santrale yakıtın dizayn değerinde gelmesini sağlamak,
- c) Sıvı ve gaz yakıt karışımlarını kullanmaktan vazgeçmek,
- d) Genel bakım ve revizyonları sıklıkla tekrarlamak,

gerekir. Bunun yanında sistemde meydana gelen arızalar sonucu üretilmeyen enerji kayıplarına tekrar baktığımızda santralde kazan boru patlaklarının bu kayıpların meydana gelmesinde en büyük neden olduğu ve bu olay yakıtın dizayn değerinin

altında gelmesi ve buna bağı olarak sıvı yakıt kullanımından kaynaklandığı varsayılırsa dizayn değerinde yakıt sağlamak bu kayıpları asgari düzeye indirebilir. Sistemde meydana gelen arızalar azaltıldığı takdirde, santralin ve ünitelerin arıza oranlarındaki % azalmaya bağı olarak enerji kazanımları ise Şekil VI.1 ve Şekil VI.2’de gösterildiği gibi olur.



**Şekil VI.1. Arıza oranındaki % azalmaya bağı olarak enerji kazanımları**



**Şekil VI.2. Arıza oranındaki % azalmaya bağı olarak K.K.F.’ündeki artış**

Şekillerden görüldüğü gibi santralin genel verimi %32,98 oranından, tüm ünitelerde arıza oranının %100 olarak düşürülmesi ile %34,69’a, kapasite kullanma faktörü ise %39,13 ‘den %62,33 ‘e çıkarılabileceği görülmüştür. Ayrıca bu artış verim artışını da beraberinde getirecektir. Buradan çıkarılan sonuç K.K.F.’nün %60 ve üstünde tutulması, gelişmiş ülkeler baz alındığında süratle yerine

getirilmesi gereken bir amaç olduğu ve bu amaca sadece arıza oranlarının düşürülmesi ile ulaşılabileceğidir.

### **VI.1.2.2. Tunçbilek Termik Santralinde Üretim Aşamasında Meydana Gelen Kayıplar**

Santralde üretim aşamasında meydana gelen kayıplar, (EK – 4 )

1. Yakıt kalitesi yüzünden meydana gelen kayıplar
2. Enerji çevrim veriminden dolayı meydana gelen kayıplar
3. İç tüketimden dolayı meydana gelen kayıplar

olarak sıralanabilir.

#### **1) Yakıt Kalitesi Yüzünden Meydana Gelen Kayıplar:**

Yakıt kalitesinden dolayı oluşan kayıplar tamamen santrale kömür tedarik eden şirket ve kömür kalitesinin iyileştirilmemesi nedeniyle alakalı olan kayıplar olup sırf bu yüzden santral genelinde 24,3 *GWh* enerji üretilememiştir.[55,77] Bunun nedenleri incelendiğinde daha kömür santrale girmeden, fiziksel yöntemlerle zenginleştirme metotları uygulanmakta fakat lavvarın ihtiyaçlara cevap verememesi nedeniyle santrale düşük kalorige (Tunçbilek Termik Santraline gelen kömürün analiz değerleri ile yanan kömürün analiz değerlerine bakıldığında ; III. Ünite için 400 *Kcal / Kg* fark varken bu oranlar IV. ve V. Ünitelerde 350 *Kcal / Kg* kadardır.) yakıt sağlanmakta buda sıvı yakıt kullanımının önünü açmakla beraber kazan boru patlağı arızalarının oluşmasındaki en büyük neden olmaktadır. Buna kömür yetersizliği ve kazan yakma sisteminden kaynaklanan nedenlerde eklenince generatörler hiçbir zaman tam yükte çalışmamaktadır.

#### **2) Enerji Çevrim Veriminden Dolayı Meydana Gelen Kayıplar:**

Üretim aşamasında meydana gelen kayıpların bir diğer sebebini de çevrim veriminden kaynaklanan kayıplar oluşturmaktadır. Termik santrallerde enerjinin şekil değiştirmesi kademeli olarak yapıldığından santralinin toplam verimi, enerji dönüşümü esnasında geçirdiği aşamalarda oluşan verimlerin çarpımına eşittir. Bu

bağlamda enerji çevrim veriminden dolayı meydana gelen kayıplar genel olarak 3 kısımda incelenebilir. Bunlar ;

- Teknolojisinin eski oluşu
- Yakıtı yakma tesislerindeki verim düşüklüğü
- Türbinlerdeki verim düşüklükleridir.

Teknolojisinin eski oluşu nedeniyle enerji üretilmemesinin nedenleri arasında santralin en genç ünitesinin yapım aşamasını da hesaba katarsak en az 35 yıllık olduğu görülür. Bu uzun süre kayıpların artış göstermesinde önemli bir etkidir. Bu kayıpları üniteler bazında inceleyecek olursak, III. Ünitenin yapımçı firma tarafından verilen katalogunda teknik verimi %35,7 gibi bir değerdir.[74] Zamanla aşınan, yıpranan ve bozuma uğrayan parçalar neticesinde bu ünitenin devreye girmesinden bugüne kadar veriminde aşınma ve korozyona uğramış parçalar neticesinde %5,32 'lik bir azalma meydana gelmiş ve 2004 yılı itibariyle verimi %30,38 değerine düşmüştür.[51] Bu verim düşüklüğü üretim aşamasında meydana gelen enerji kayıplarının artmasında önemli bir etken olmuş ve III. Ünite 10,9 *GWh* enerji verim düşüklüğü nedeniyle daha üretilmeden yok olmuştur.( Bu etkiler içinde kazan ve türbin verimleri önemli rol oynamaktadır.) Ayrıca IV ve V. Ünitelerin yapım aşamasında aynı firma üstlenmesine rağmen, meydana gelen kayıplarda aralarında saatlik bazda 5,55 *KW* gibi bir fark söz konusudur. Buda teknolojik olarak ünitelerde meydana gelen aşınma, yıpranma ve bozulmanın kayıplara nasıl yansıdığıın en büyük göstergesidir.

Çevrim veriminden dolayı meydana gelen kayıpların ikinci sebebi de yakıtı yakma tesislerindeki verim düşüklüğüdür. Tunçbilek termik santralinde ünitelerde kullanılan kazanların, zaman zaman yapılan modernizasyonlar ve modifikasyonlar neticesinde yapısı değiştirilmiş ve yanma haznesi küçültülerek endirekt yakma sisteminden direkt yakma sistemine geçilerek kayıpların artması tetiklenmiştir. Endirekt yakma sisteminde kazana verilen kömür, çok noktadan verilerek, kazanın içinde her noktada tam yanma sağlandığından kazan verimi artmaktaydı. Direkt yakma sistemine geçilmesi ile, kazanın yakma haznesi küçültülmüş ve 6 farklı noktadan kazana kömür verildiği için kazan içinde tam yanma sağlanamamış, buda curuf oluşumunu artırmakla beraber santralde yakıttan elde edilen ısıyı azaltarak generatörlerde yük düşümüne neden olmuştur. Bu yüzden santral üniteleri IV. ve V.

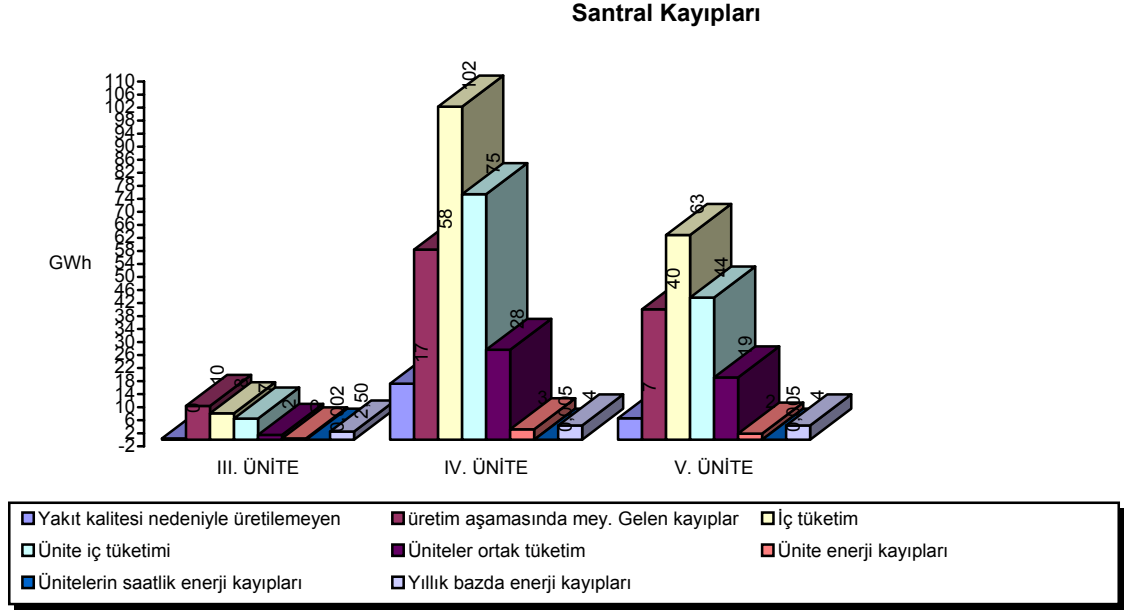
Grup için tam yükte ortalama 120–130 MW yüke ulaşırken III. Ünite bu oran 40–45 MW civarında kalmıştır. Gerçekte bahsedilen bu üç ünite için tam yükte ulaşması beklenen güç değeri sırasıyla 65–150–150 MW olup aradaki fark kazanın yetersizliğinde dolayı üretilmeden kaybolmaktadır.

Tunçbilek termik santralinde çevrim veriminden dolayı kayıpların meydana gelmesinde önemli olan hususların bir tanesi de türbinler ve türbinde iş gören buhardır. Türbine verilen buharın yaklaşık %30'u YBT'inde, %15–20'si OBT kaybolmaktadır. ABT giren ve iş yapan buhar ise toplam buharın %50–55'i mertebesindedir. Ayrıca bu buharlardan santralin çok çeşitli noktalarında faydalanılmak üzere çekilen buharlarda eklenince türbin verimi %30–35 gibi çok düşük mertebelerde kalmaktadır. Buna soğutma kulelerinin yetersizliği ve çürük buhar sıcaklığını da dahil edersek sırf bu nedenlerden dolayı, santralin genel verimine, türbin verimi çarpan olarak etkilediğinden muazzam enerji kayıplarının meydana gelmesine neden olmuştur.

### **3) İç Tüketimden Dolayı Meydana Gelen Kayıplar:**

Tunçbilek termik santralının üniteler bazında iç tüketim oranları Türkiye ortalamasının çok üstünde olup yaklaşık iki katıdır. Bu durum son teknoloji ürünü santrallerde %6–7'ler mertebesindedir. İç tüketimden kasıt santralin idamesi için gerekli olan enerji olup, bu enerji çoğunlukla iç tüketim trafolarından çekilmektedir. Buna bağlı olarak bu transformatörlerde ve iç tüketimin haiz olduğu diğer elektrikle çalışan elemanlarda da kayıplar meydana gelmektedir. Tunçbilek termik santralinde iç tüketim oranlarının bu kadar yüksek olmasının nedeni teknolojisinin eski olmasına bağlı olarak, iç tüketime haiz olan elemanların enerji tüketimlerinin yüksek olması gösterilebilir. 2004 dönemi içinde santral iç tüketimi 173.759.648 KWh, iç tüketim oranı ise %13,88 olarak gerçekleşmiştir. Ayrıca bu iç tüketim oranlarının yüksek olması net üretim veriminin düşmesine neden olmuştur.

Tüm yukarıda sayılan nedenler çerçevesinde Tunçbilek termik santralinde 2004 yılı üretim aşamasında meydana gelen santral kayıpları üniteler baz alınarak Şekil VI.3'deki gibi gerçekleşmiştir.



Şekil VI.3. Tunçbilek Termik Santralinde Üretim Aşamasında Meydana Gelen Kayıplar

### VI.1.2.3. Tunçbilek Termik Santralinde Üretim Aşamasında Meydana Gelen Kayıpların Azaltılması İle Kazanılan Enerjiler

#### 1) Yakıt Kalitesinden Kaynaklı Kayıpların Azaltılması

Yakıt kalitesi nedeniyle meydana gelen kayıpların azaltılması için; kömür santrale gelmeden Tunçbilek Lavvarlarında kömürün alt ısıl değerini ünitelerin teknik kataloğunda verilen kazan dizayn değerlerine çıkartılması sağlanmalıdır. Çünkü Türkiye Linyitlerinin Teknolojik ve Kimyasal Özellikleri Envanteri' çalışmalarında santrallerde kullanılan kömürlerin çoğunun yıkanabilir karakterde olduğu açıklanmıştır.[11] Buna göre kömürlerin kalitesi yıkama ve yağlanma işlemleri sayesinde artırılabilir. Ayrıca taş ayıklama ünitelerinin kömür santrale girmeden kurulması ve periyodik kontrolü de önemlidir. Bu gibi basit önlemler alındığı takdirde yakıt kalitesi yüzünden kaybolan enerjinin en az %60' ı geri kazanılabilir ki bu da santral bazında 14,5 GWh enerjiye tekabül eder. Bunun K.K.F ve net üretim verimi üzerindeki etkileri ise üniteler bazında Tablo VI.2'deki gibi olur.

**Tablo 6.2. Yakıt Kalitesi Nedeniyle Üretilmeyen Enerjinin %60'ının Geri Kazanılmasının Ünitelere Etkisi**

<i>Ünite</i>	<i>III. ÜNİTE</i>	<i>IV. ÜNİTE</i>	<i>V. ÜNİTE</i>
<i>Y. Üretim Değeri(GWH)</i>	54,1	642,05	390,35
<i>K.K.F.</i>	%11,01	%56,92	%34,65
<i>Net Üretim Verimi</i>	%30,52	%33,67	%33,43
<i>Kazanılan Enerji</i>	0,25	10,3	3,9

## 2) Enerji Çevrim Veriminden Kaynaklanan Kayıpların Azaltılması

Enerji çevrim veriminden kaynaklanan kayıpların tamamı teknolojisinin eski olmasına bağlanmakta olup verim düşüklüğü bu kayıpların en büyük etkisini oluşturmaktadır. Tunçbilek termik santralının verimi tasarımında 5 ünite ortalaması %35,47 iken 2004 yılında %32,98 oranında gerçekleşmiştir. Ayrıca sisteme verilen yakıt miktarı, ısı miktarı ve iç tüketim arasında da çarpık ilişkiler mevcuttur. Tablo VI.3'de Tunçbilek Termik Santralinde oluşan verim değerleri ve bunların teknik katalog değerleri verilmiştir.

**Tablo 6.3. Tunçbilek Termik Santralinde İşletim Değerlerine Göre Elde Edilen Verim Değerleri**

<i>Ünite</i>	<i>III. ÜNİTE</i>	<i>IV. ÜNİTE</i>	<i>V. ÜNİTE</i>
<i>Kazan Verimi</i>	%44,14	%99,27	%70,29
<i>Katalog Değeri</i>	%89,75 ( Tam Yük)	%88,1 ( Tam Yük)	%88,1 ( Tam Yük)
<i>Boru Verimi</i>	%99,23	%95,05	%87,09
<i>Katalog Değeri</i>	%99 ( Tam Yük)	%99 ( Tam Yük)	%99 ( Tam Yük)
<i>Türbin Verimi</i>	%69,36	%35,11	%54,08
<i>Katalog Değeri</i>	%40,41 ( Tam Yük)	%33,74 ( Tam Yük)	%33,74 ( Tam Yük)
<i>Termik Verim</i>	%30,38	%33,13	%33,1
<i>Katalog Değeri</i>	%35,9 ( Tam Yük)	%29,42 ( Tam Yük)	%29,42 ( Tam Yük)

Kaynak: Tunçbilek Termik Santrali 2004 Yılı Faaliyet Raporu

Normal şartlar altında gerçekleşen verim değerlerinin santral için gerçeği yansıtmamasıyla beraber V. üniteyi göz önüne alalım. Tablo VI.3 'den görüldüğü

üzere kazan verimi teorik verimine nazaran düşük olmasına rağmen türbin verimi yüksek basınçlı ve yüksek sıcaklıkta taze buhar kullanmak, ön ısıtma, ara kızdırma yapmak ve yoğuşturucu da vakumu mümkün olduğu kadar yüksek tutmak gibi çarelere başvurularak arttırılmıştır. Ancak kazan verimindeki düşüklük yine V. ünite de enerji kayıplarına neden olmuştur. Bunu şöyle açıklayabiliriz. Tunçbilek termik santralinde yapılan modernizasyon ve modifikasyonlar neticesinde kazanların yakma sistemi değiştirilerek direkt yakma sisteminden endirekt yakma sistemlerine geçilmiştir. Bu durum tam yükte kazanın yanma verimini azaltmakla beraber, generatörlerinde hiçbir zaman tam yüke çıkamamasına neden olmuştur.

Bu bağlamda kazan veriminde %15 civarındaki artış;

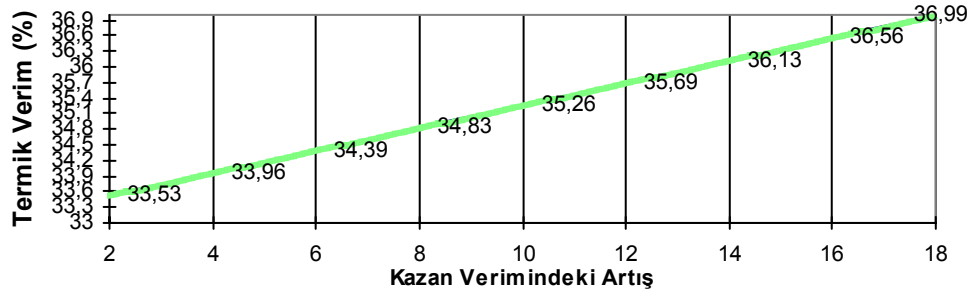
- Kazan yapısının eski haline getirilmesi veya bu santrale akışkan yatak teknolojisinin adapte edilmesi,
- Basınç ve sıcaklıkların arttırılması,
- Ünite güçlerinin ve kapasitelerinin arttırılması,
- Besleme suyunun ısıtılması,
- Baca luvolarındaki gaz sıcaklığının düşürülmesi,
- Aralıklı çalışmanın asgari seviyeye indirilmesi,
- Periyodik bakım çalışmalarının sürekli yapılması,
- Santralin yakıt kalitesinin iyileştirilmesi

gibi nedenlere bağlıdır.

Yukarıdaki koşullar sağlanıp kazan verimi, eğer teorik verim değerine çıkarılabilirse (diğer koşullar sabit kalması koşulu ile) V. ünitenin verimi %33,1 değerinden %36,99 değerine yükselecek ve aynı yakıt miktarı ile 504,39 *GWh* enerji üretilecek, bir başka söylemle 53,04 *KWh* enerji fazladan üretilecektir.

Ayrıca kazan veriminde meydana gelen artış Şekil VI.4'den görüldüğü üzere aynı oranda termik verime çarpan olarak yansıtacağından termik verimde de artışlar görülecektir.

### Kazan Verimindeki Artışa Paralel Termik Verimdeki Artış



Şekil VI. 4. Kazan verimindeki artışın termik verime etkisi (V. Ünite için)

Aynı olgular boru verimi içinde söylenebilir. Borular su ve buharın dolaşım kanallarıdır ve elektrik üretimiyle doğrudan alakalı olan elemanlardır. Bu bağlamda (diğer koşullar sabit kalması kaydıyla ) boru veriminin %87,09 oranından %98 oranına çıkarılması genel verimde %2,3'lük bir verim artışı sağlar. Bunu sağlamak için yüksek sıcaklıkta akışkan taşıyan borulardaki ısı kaybının minimum seviyede olması ve boruların üzerine uygun bir izolasyon malzemesi ile kaplanması gerekmektedir. Bu durumda ısı kaybı %75 – 90 arasında düşürülebilir. Bu oran ısı verimin artırılması için oldukça iyi bir yoldur. Ayrıca ısı kaybından kurtulmak amacıyla kısa periyotlarla izolasyon malzemeleri değişimi yapılabilir.

Eğer V. Ünite için varsayılan kayıp azalma yöntemi santralin geneli için düşünülürse yani üretim aşamasında meydana gelen kayıplar %100 oranında azaltılırsa ; santralin genel verim değeri %32,98'den %35,85 değerine çıkacak bir başka söylemle 109,1 *KWh* enerji fazladan üretilecektir. Yada aynı üretim değeri için yakıttan 115.972,564 ton tasarruf sağlanacaktır.

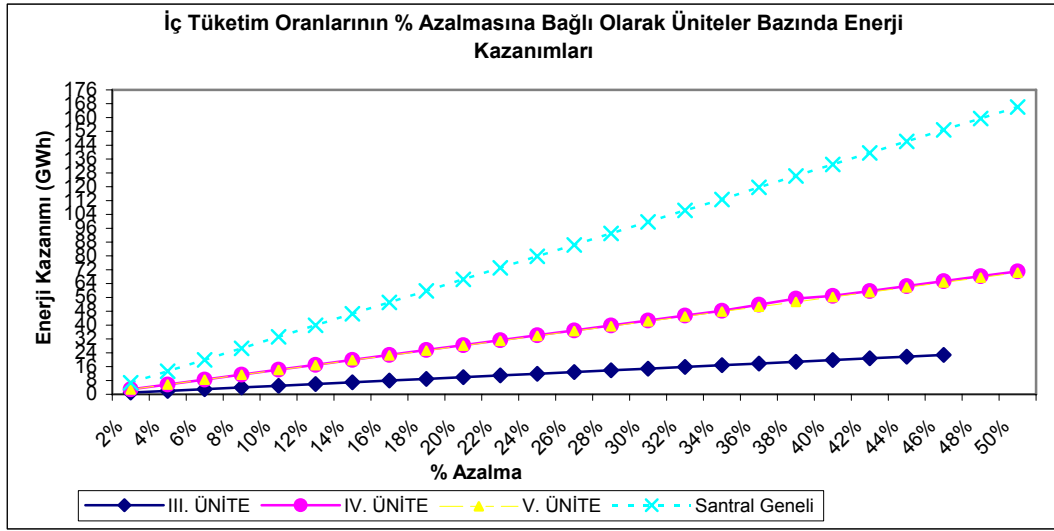
### 3) İç Tüketimin Azaltılmasıyla Elde Edilebilecek Enerji Kazanımları

Tunçbilek Termik santralinde iç tüketim oranları çok yüksektir.( Ek – 4) Bu oranların aşağıya çekilmesi için yapılması gerekenler ise maddeler halinde şöyledir.

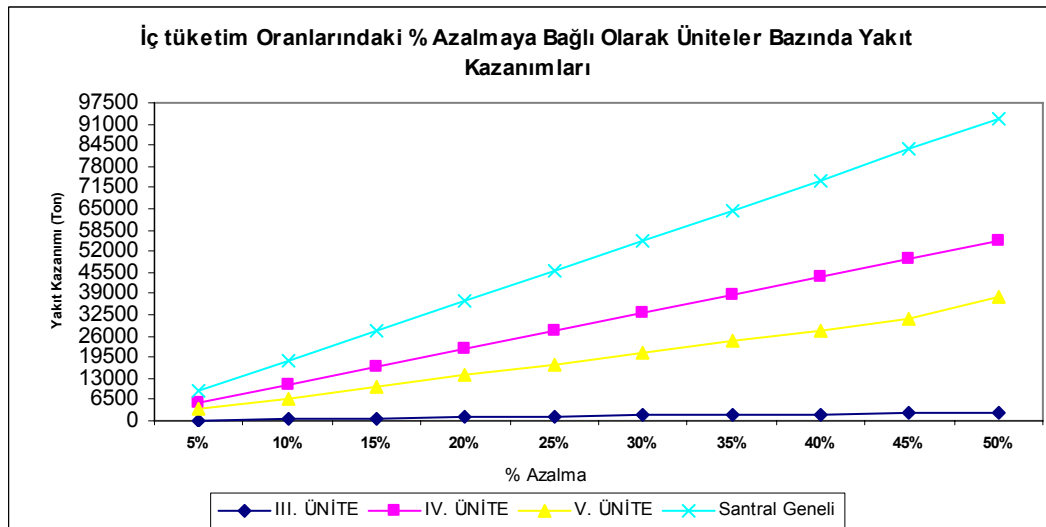
- Gelişen teknolojiye bağlı olarak santralin yapısında daha az enerji tüketen elemanların kullanılması,
- Periyodik bakım ve onarım çalışmalarının santralde aksatılmadan yapılması,
- Santral otomasyon sistemlerinin kurulması

- Santralin modernizasyonunun yapılması ( Akışkan yatak teknolojisine geçme)

olarak sıralanabilir. Yukarıda sayılan maddeler layıkıyla yapıldığı ve santral iç tüketiminin makul bir seviye olan Türkiye ortalaması seviyesine getirildiği takdirde 2004 yılı çalışma koşulları ele alındığında santral geneli 52,1 *KWh* enerji kazanımı ve 55.409,251 *ton* yakıt tasarrufu sağlanabileceği hesaplamalardan görülebilir. Ayrıca santralde iç tüketimin % azalmasına bağlı olarak üniteler ve santral genelinde kazanılabilecek enerji ile yakıt kazançları sırasıyla Şekil VI.5 ve Şekil VI.6'da verilmiştir.



Şekil VI.5. İç Tüketimde % Azalmaya Bağlı Olarak Enerji Kazanımları



Şekil VI.6. İç Tüketimde % Azalmaya Bağlı Olarak Yakıt Kazanımları

Tüm bunların yanında Tunçbilek Termik Santralının ekonomik ömrü düşünüldüğünde santralde yeni teknolojilerin uygulanması zor görünmektedir. Çünkü I. ve II. Üniteler ekonomik ömürlerini tamamlamış ve devre dışı bırakılmıştır. III. , IV. ve V. ünitelerinde ekonomik ömürlerini tamamlamaları yakındır. Bu yüzden santralde yeni teknolojiler uygulanırken bu etkenler göz ardı edilmemelidir. Ancak 2004 yılı faaliyet raporları incelendiğinde santralde K.K.F ve verim artışı için ivedilikle alınması gereken önlemlerin genel olarak şunlar olduğu görülmektedir.

- Santralde türbin buhar kaçakları önlenmeli ve türbin vibrasyon ayarlarının yapılması,
- Kazan boru patlaklarının derhal önüne geçilmesi veya azaltılması için önlemlerin alınması,
- Soğutma kulelerinin yenilenmesi,
- Kömür alt ısı değerinin iyileştirilmesi ve sıvı yakıt kullanımından vazgeçilmesi,
- Yetişmiş personel istihdam edilmesi,
- IV ve V. ünite luvolarının modernizasyonu,
- Kapasite kullanma faktörünün mümkün olduğunca artırılması,
- Direkt yakma sisteminden vazgeçilerek , Endirek yakma sistemine geçilmesi,
- Termik veriminin artırılması için ( $Kcal/KW$ ) özgül ısı tüketiminin 2350 seviyesine çekilmesi,

Tüm anlatılanlarla beraber yukarıda genel olarak sayılan önlemler alındığı takdirde bu santralden ülkemizde elektrik üretimi için daha uzun seneler faydalanabiliriz.( Tüm önlemlerin alınmasıyla santralden genel anlamda kazanılan enerji kategorilerine göre Ek – 5 ‘de verilmiştir.)

Bunun yanında Tunçbilek havzasının kömür rezervleri düşünüldüğünde son teknoloji ürünü, kömüre dayalı gazlaştırma ve koklaştırma teknolojisini kullanan, akışkan yatakta yanma sağlayan, ünite güçleri 1000  $MW$  ve üstünde kojenerasyon olarak çalışan ikinci bir santralin yapılması kaçınılmazdır.

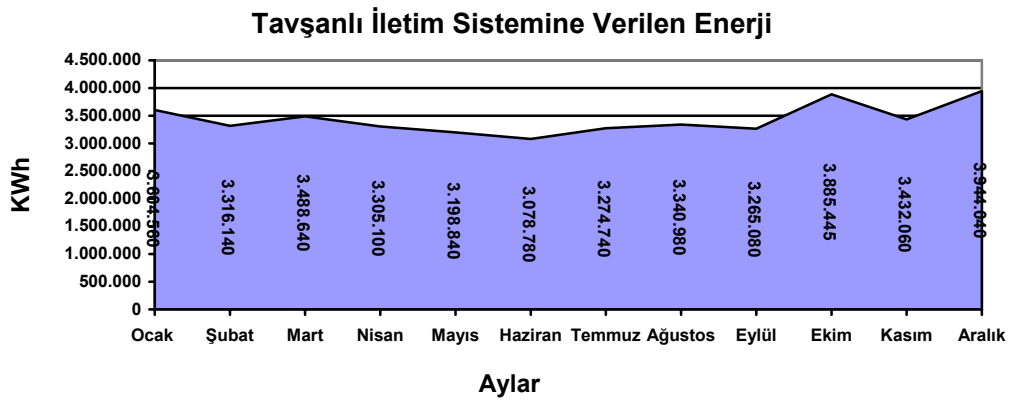
## **VI.2.İletim Hattı**

Tavşanlı’ya enerji iletimi için 2 hat kullanılmaktadır. Bunlardan ilki santralden Güraç şalt tesisine kadar olan iletim hattı olup, bu hat 154  $KV$ ’luk

hattır. Bu hat için kullanılan iletken Cardinal ve uzunluğu 2 Km olarak alınmıştır. Bu hattın iletim trafosu ise santralin 4. grup güç transformatörü olup gücü 180.000 KVA 'dır. İkinci olarak alt iletim hattı kullanılmakta ve bu iletim hattı Güraaç şalt tesisinden , Ömerbeyköy dağıtım merkezine kadar olan hat olup takriben 8 Km ve kullanılan iletken çift devreli olarak  $3 \times 477$  MCM iletkenidir. (OG dağıtım projesinden alınmıştır.) Bu hattın gerilimi ise 34,5 KV 'dur. Tavşanlı'yı besleyen alt iletim hattı iki fider olarak tayin edilmiş ve fiderlerden enerji ayrı ayrı olarak verilmektedir. Yani 2004 senesi baz alındığında ilk 10 ay için 1. fider iş yaparken son 2 ayda 2. fider devreye alınmış, 1. fider devre dışı bırakılmıştır.[75]

### VI.2.1. İletim Hattı Kayıpları ve Azaltma Yöntemleri

İletim hatlarında meydana gelen kayıplar akımdan bağımsız ve akıma bağlı olarak iki kısımda incelenmiş ve iletim hattının yüklenme faktörü denklem (III.40) 'a göre 0,5 olarak bulunmuştur. İletim hattına aylık bazda enerji aktarımı da Şekil VI.7'de görüldüğü gibi gerçekleşmiştir.



Şekil VI. 7. Enerji iletim sistemine aylık olarak verilen enerji

Yukarıdaki yük eğrisinden hareketle, yıllık kullanılan enerjinin;

Puant anlarında ; (%49)  $\Leftrightarrow$  20,1 GWh

Gece saatlerinde; (%21)  $\Leftrightarrow$  8,6 GWh

Gündüz saatlerinde; (%30)  $\Leftrightarrow$  12,3 GWh

olduğu kabul edilerek,  $P_p = 11.044,295$  KW ve puant yük anında  $\cos\theta = 0,85$  olarak hesaplanıp normlaştırılarak bütün kayıp hesapları bu değerler üzerinden yapılmıştır. Ayrıca çalışma saati olarak yıllık çalışma süresi olan 8760 saat değeri

baz alınmış ve hatta hiç arıza meydana gelmediği kabul edilerek bu sebepten dolayı oluşacak kayıplar ihmal edilmiştir. Enerji iletim transformatörü için ise IV. Grup güç transformatörü kullanıldığından meydana gelen kayıp için santral IV. Ünite çıkış gücü baz olarak alınmıştır. Yine yüklenme faktörü denklem (III.40)'a göre iletim transformatörü için 0,5 olarak bulunup meydana gelen kayıp, imalatçı firma kataloglarında verilen değerlerden hareket edilerek yüklenme ve kayıp faktörü de göz önüne alarak hesaplanmıştır.

Tüm bu veriler ışığında elde edilen kayıp değerleri Tablo VI.4'de gösterilmiştir.(Elde edilen kayıp enerji değerleri akımdan bağımsız ve akıma bağlı olarak çeşitli yazarlara göre hesaplanıp, EK – 6 'da verilmiştir.)

**Tablo 6. 4. İletim ve Alt İletim Hatlarında Meydana Gelen Kayıplar**

154 KV İletim Sistemi Toplam Kayıpları							
KAYIPLAR	Birim	PxR	K.A.K	İzolatör Kay.	Korona	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
154 KV	KWh	2595,76	3679,2	1728,45	1931,976	0,3412	0,5
Toplam	KWh	2595,76	3679,2	1728,45	1931,976	0,3412	0,5
G. Toplam	KWh						9935,386

ALT İletim Sistemi Toplam Kayıpları							
KAYIPLAR	Birim	PxR	K.A.K	İzolatör Kay.	Kayıp Fak.	Y. Faktörü	
34,5 KV	KWh	406.953,27	1051,2	1546,38	0,3412	0,5	
Toplam	KWh	406.953,27	1051,2	1546,38	0,3412	0,5	
G. Toplam	KWh						409.550,85

Tablo VI.4'den de görüldüğü üzere 154 KV'lık hatta meydana gelen toplam kayıp 9.935,38 KWh olarak gerçekleşmiştir. Bu hat için kayıp analizi yapıldığında meydana gelen kayıpların çoğunun akımdan bağımsız kayıplardan oluştuğu görülmektedir. Akıma bağlı kayıplar ise gerilim seviyesini yüksekliğine bağlı olarak akımın düşük olması sebebiyle makul seviyelerde seyretmektedir. Bu durumda kayıp azaltma çoğunlukla akımdan bağımsız kayıplar için irdelenecek olursa yapılması gereken şunlardır.

- İzolatörlerin daha teknolojik izolatörlerle değiştirilmesi durumunda yaklaşık 1400 KWh kazanç sağlanabilir.
- Kaçak akım ve korona kayıpları mevsimsel etkilerin yanında kabloların cinsine, kayıp açısının değerine, iletkenler arası açıklığa v.b. faktörlerden oluştuğundan, bu kayıpların azaltılması için kayıp açısı değeri düşük teknolojik kabloların yanında bu kabloların hatta

yerleştirilmesinin özenle yapılması gerekmektedir. Böylece bu kayıplardan sağlanacak tasarruf %50 mertebesinde olsa dahi yıllık 2700 – 2850 *KWh* gibi değerlerde olur ki bunun maddi boyutlarının iyi hesaplanması gerekmektedir.

Akıma bağlı olarak meydana gelen kayıplar daha çok hattın akan akımla alakalı olduğundan bu kayıpların azaltılması için güç faktörünün artırılması, hattın dengeli yüklenmesi çok önemlidir. Bu ise tamamen otomasyon sistemiyle alakalıdır. Ancak bu durum maliyeti arttıracığından kayıpları karşılamada ekonomik olmayabilir.

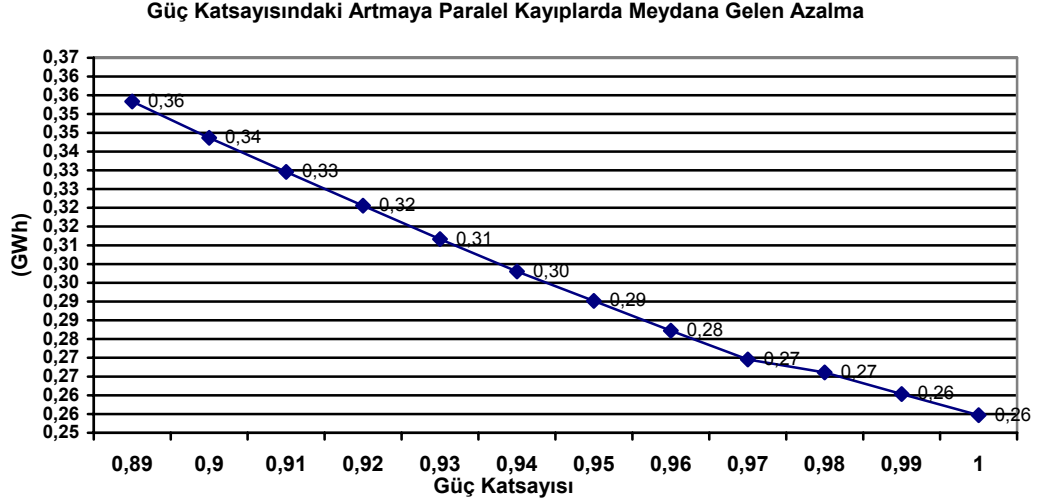
Alt iletim hattı için konuyu ele alacak olursak, akıma bağlı kayıpların yüksek bir değerde olduğu görülür. Hattın 0,5 yüklenme faktörüne göre kayıpları Tablo 6.4 'de verilmiştir. Eğer hattın yüklenme faktörü dikkate alınmadan hatta meydana gelen kayıp hesaplanacak olsaydı bir yıl süresi boyunca aktif kayıp enerji 1,19 *GWh* olarak karşımıza çıkacaktı. Hatta meydana gelen bu kayıpların azaltılması için bir çok yöntem geliştirilebilir. Bunları kısaca özetlersek;

- Güç katsayısının mümkün olduğu kadar arttırmak,
- Gerilim düşümünü azaltmak,
- Otomasyon sistemine geçerek bu sistemden hareketle güç akışı, fider düzenlemesi, talep yönetimi, tüketim karakteristiği gibi yöntemler uygulayarak kayıp azaltımına gitmek,
- Sistemin yapısında teknolojik bakımdan üstün, kayıp açısı düşük iletken ve izolatörlerin kullanmak ,
- Gerilim seviyesinin arttırmak
- İki alt iletim fiderinden besleme yapmak,

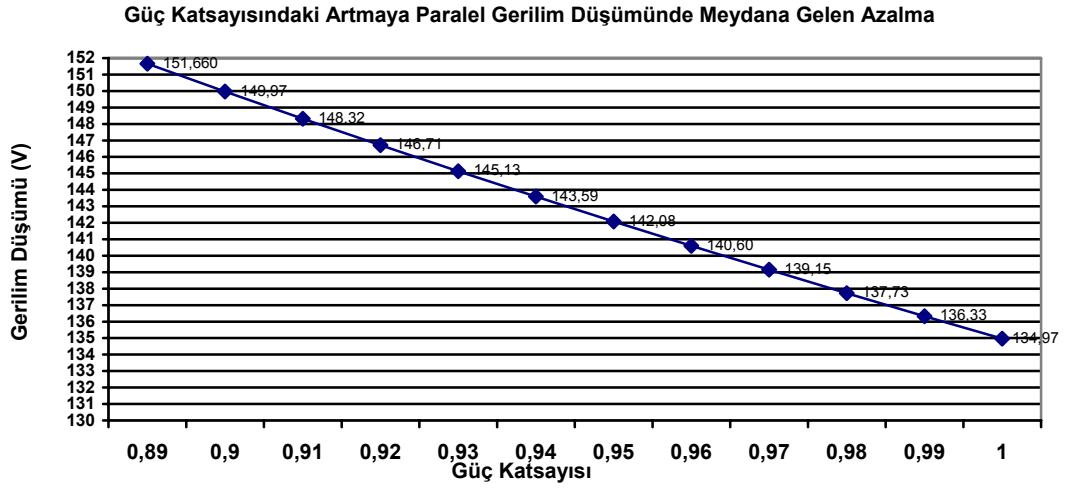
olarak sıralanabilir.

Güç katsayısının artışına paralel kayıplardaki azalma, dolayısıyla gerilim düşümünün azaltılması sistem üzerine kolayca uygulanabileceğinden bu yöntemle göre kazançlar hesaplanıp gösterilebilir. Aynı şekilde gerilim seviyesinin artışına paralel kayıplarda meydana gelen azalmalar da belirlenebilir. Bunların dışındaki diğer yöntemlerde maliyetlerde dikkate alınarak işlem yapılmalıdır.

Buna göre güç katsayısının artışına paralel meydana gelen kayıplarda ve gerilim düşümünde değer olarak azalma ;



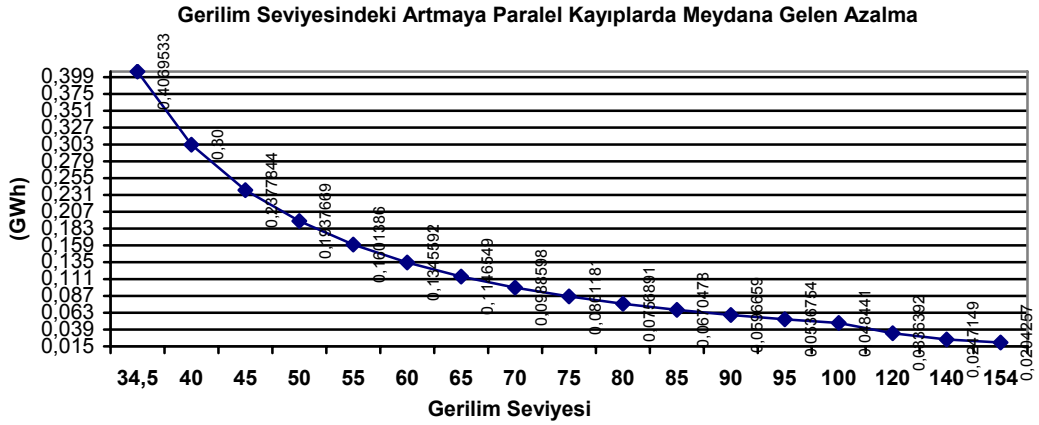
Şekil VI. 8 . Güç katsayısındaki artışa bağlı olarak kayıplardaki azalma (İletim hattı)



Şekil VI. 9. Güç katsayısındaki artışa bağlı olarak gerilim düşümündeki azalma (İletim hattı)

Şekil VI.8 ve Şekil VI.9 'da gösterilmiştir. Şekiller incelenecek olursa güç katsayısındaki artış hem kayıpları hem de gerilim düşümünü azaltmaktadır. Gerçek bir güç sisteminde güç katsayısı değerinin hiçbir zaman 1 olması istenmez. Bu durumda güç katsayısı değeri için makul bir değer olan 0,98 değerine yükseltecek olursak , hatta meydana gelen kayıplardan bir yıl zarfında 137.661,59 *KWh* enerji kazanımı sağlanabilir. Bu güç katsayısı değerini elde etmek için hatta bağlanacak kondansatörün gücü ise  $Q_c^{(c)} = 4257,93$  *KVAR* olarak bulunur. Bu güçteki bir kondansatörün hatta bağlanması ile, kompansatörden dolayı gerilim yükselmesi değeri %0,0586 olarak bulunurken, hattın taşıma kapasitesinde ve tesis yükündeki artış, %15 civarında gerçekleşir.

Kayıpları azaltmanın bir diğer yöntemi de alt iletim sisteminde gerilim seviyesini arttırmaktan geçer. Çünkü termik santral IV. grup çıkış gerilimi 154 KV olarak tanzim edilmiş ve bu gerilimle Tavşanlı civarına kadar iletim yapılabilir. Ancak bu iletim 154/34,5 KV dönüşüm için Tavşanlı şartları göz önünde bulundurulduğunda 2×30 MVA dönüşüm transformatörünü gündeme getirecektir. Bu transformatörlerin yıllık kayıpları hesaplandığında bu durumun ekonomik olmadığı görülür. Ayrıca STİLL bağıntısına göre ( Denklem V.39) bu gerilim seviyesinde 8 Km 'lik bir iletimin ne kadar ekonomik olabileceği de irdelenmelidir. Bu bağlamda yapılan hesaplamalar göstermektedir ki bu uzunlukta bir hat için ekonomik iletim gerilimi 39,77 KV civarındadır. Bu uygulama teorik maksatlı gösterilmiş olup gerilim seviyesinin artmasına paralel hatta meydana gelen kayıplardaki azalma Şekil VI.10'da görülmektedir.

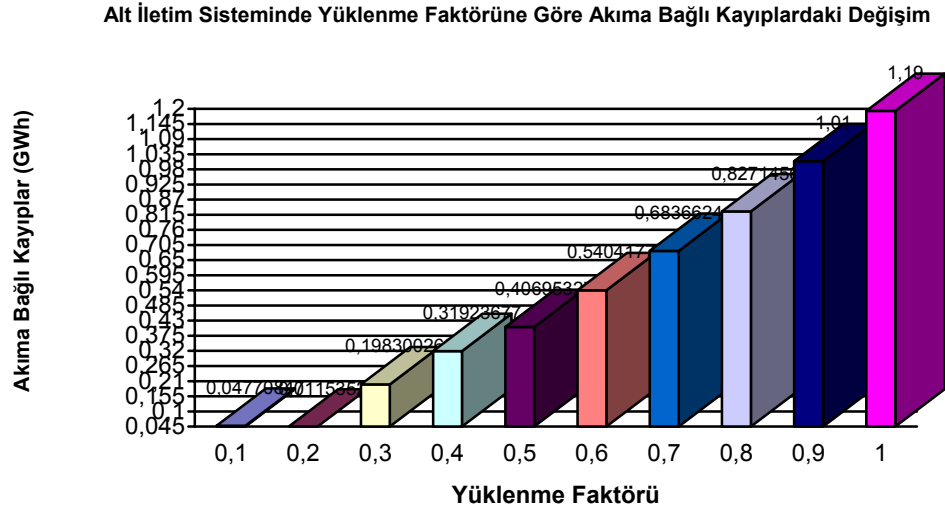


**Şekil VI. 10. Gerilim seviyesindeki artışa bağlı olarak kayıplardaki azalma (İletim Hattı )**

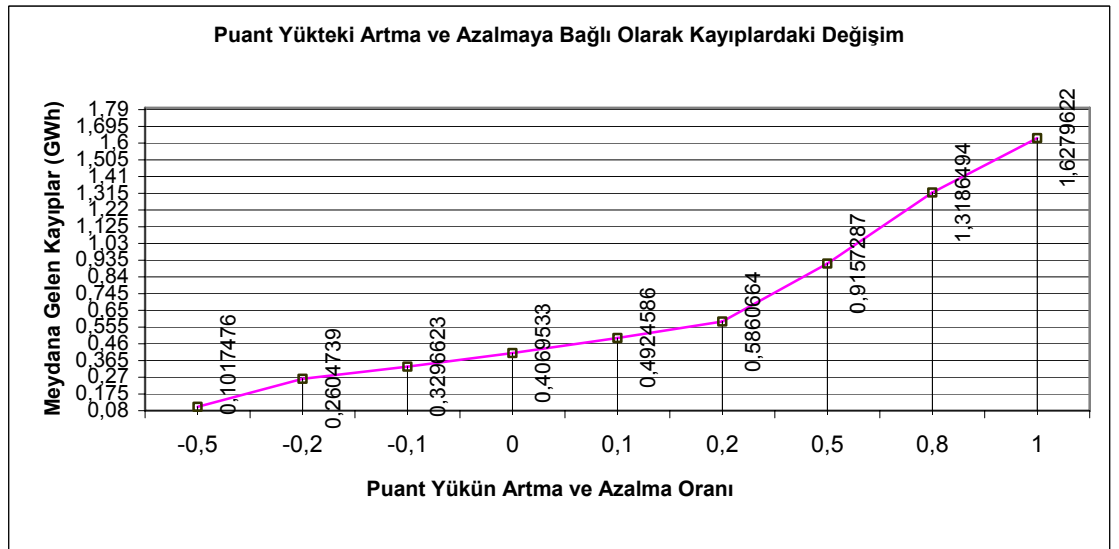
Gerilim seviyesinin 34,5 KV seviyesinden 154 KV seviyesine çıkarıldığı takdirde kayıplarda yaklaşık 386.528 KWh azalma meydana gelmektedir. Bu şunu gösterir. Gerilim seviyesindeki artış güç formülüne göre akımın azalmasını sağlayacağından, akımdaki azalma  $I^2 \times R$  formülüne göre kayıpların hızlı bir şekilde azalmasını sağlar.

Kayıpların az veya fazla olmasını etkileyen diğer nedenler ise şebekenin yüklenme faktörü ve puant yük anında alt iletim hattından çekilen güçtür. Bu oranların dengeli bir biçimde dağılmasının sağlanması, otomasyon sistemine geçerek bu sistemden hareketle güç akışı, fider düzenlemesi, talep yönetimi, tüketim karakteristiği gibi yöntemler uygulamayı gerektirir. Böylece kayıplardan muazzam kazançlar sağlanabilir.

Şebekenin mevcut durumu göz önüne alındığında alt iletim sisteminde meydana gelen kayıplar, (diğer tüm koşulların sabit kalması kaydıyla) yüklenme faktörü değişimi ve puant yük anındaki gücün değişimine göre Şekil VI.11 ve Şekil VI.12’de gösterildiği gibi gerçekleşir.



Şekil VI.11.Yüklenme faktörünün değişimine göre meydana gelen kayıplardaki değişim (Alt iletim sistemi için)



Şekil VI.12. Puant yükteki artma ve azalmaya bağlı olarak alt iletim sisteminde meydana gelen kayıplardaki değişim

Şekil VI.11’den görüldüğü üzere yüklenme faktörünün 0,5 ‘den küçük olduğu noktalarda meydana gelen kayıplar 0,5 noktasını referans olarak alırsak azalmakta, büyük olduğu noktalarda artmaktadır. Aynı şekilde puant anında alt iletim sisteminden çekilen güç yarıya düştüğünde Şekil VI.12 görüldüğü gibi kayıplar yaklaşık 4 kat azalırken, iki katına çıktığında da kayıplar yaklaşık 4 kat

artmaktadır. Kayıplarda meydana gelen artmalar dikkat edildiğinde tam yüklenmesindeki artış, puant anında şebekeden çekilen yükün artmasında meydana gelen kayıplardaki artıştan daha küçüktür. Bu grafiklerden hareketle alt iletim sisteminde meydana gelen kayıpları azaltmanın bir yolunun da yüklenme faktörünü zamana yayarak düşürmek ve buna bağlı olarak puant anında çekilen gücü zamana yayarak arttırmaktan geçtiği görülür. Örneğin yüklenme faktörü 0,4 iken puant anında alt iletim sisteminden çekilen yük %20 artar ve güç katsayısı değeri de 0,98 olursa meydana gelen kayıp enerji 368.917,79 *KWh* olarak bulunur. Çıkan sonuçtan, şebeke yükündeki artışa rağmen güç katsayısı belli bir değerde sabit tutulup, yükün şebekeye dengeli olarak dağıtılması durumunda kayıplardan kazanç sağlanabileceği açıkça görülmektedir.

Tavşanlı enerji iletim sisteminde kayıpları azaltmanın bir diğer yolu iki ayrı fiderden enerji iletimini yapmaktır. Eğer iki fider üzerinden Tavşanlı'ya enerji iletimi yapıp, bu iki fiderin yük paylaşımının eşit miktarda olması sağlanırsa tek fidere nazaran kayıplarda hesaplanan duruma göre  $0,5\Delta P$  kadar azalma meydana gelir.( İki ayrı fiderde meydana gelen kayıplar ilk duruma göre  $0,25\Delta P$  'dir.) Dolayısıyla yıllık kazanç, alt iletim sisteminde meydana gelen kayıpların yarısıdır. Bu uygulamanın daha çok maliyet boyutu bizi ilgilendirmektedir. Çünkü sistemi öyle dizayn etmeliyiz ki her fiderin eşit yüklenmesinin yanı sıra transformatör güçleri ve bu transformatörlerden beslenen AG fideri güçlerinin de eşit olarak dağıtımını sağlamalıyız. Böyle bir işlem dağıtım firması açısından zor bir işlemdir. Bu kayıpları azaltma bakımından işe yararken sakıncalı bir durum ortaya çıkarmaktadır. Çünkü iki ayrı fiderden ayrı ayrı enerji iletiminin yapılması, fiderlerin herhangi birinde arıza olması durumunda ikinci fider devreye alınarak enerjinin sürekliliğinin sağlanmasıdır ki bu olay enerji kalitesi açısından önem arz etmektedir. İki fiderden besleme yapıldığında, arıza durumunda fiderin biri devre dışı kalacağından bu fiderden beslenen alıcıların enerjisiz kalması anlamına gelir ki şebeke işletmesi açısından istenmeyen bir durumdur. Bu etkenlerin göz ardı edilmemesi gerekir.

### **VI.3. Enerji Dağıtım Sistemi**

Tavşanlı'ya enerji dağıtımını, alt iletim sistemiyle birlikte ele alacak olursak iki gerilim seviyesinde yapılmaktadır. Bunlar 34,5 ve 15,8 *KV* 'dur. Bu gerilim

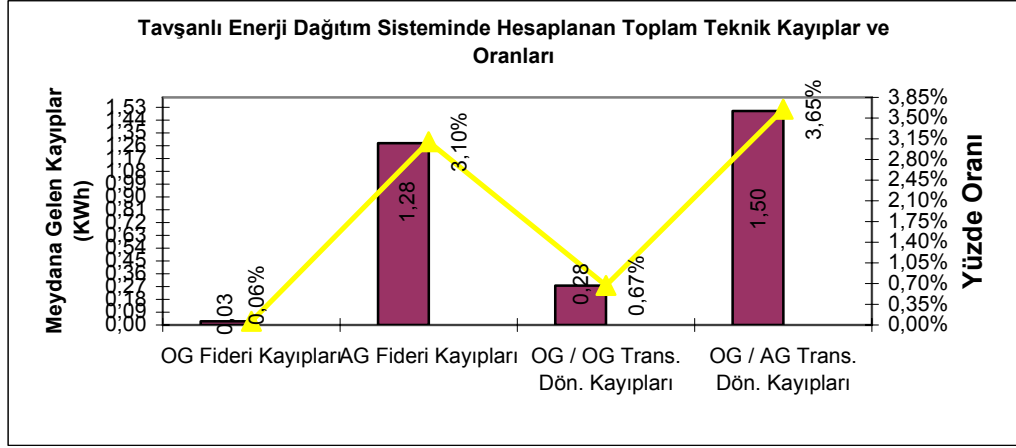
seviyelerinde ise toplam 169 dönüşüm transformatörü kullanılmaktadır. Bu transformatörlerden 7300 *KVA* 'i 34,5/15,8 *KV* dönüşüm için kullanılan OG / OG transformatörleri, 63.710 *KVA* 'i 34,5/0,4 *KV* dönüşüm için kullanılan OG / AG transformatörleri ve 8585 *KVA* 'i ise 15,8/0,4 *KV* dönüşüm için kullanılan OG / AG transformatörlerinden oluşmaktadır. Ayrıca transformatörler arasında bağlantıları sağlayan OG fiderleri ise yukarıda bahsedilen iki gerilim seviyesinde yapılmakta ve buralarda genellikle 3×3/0 ve 3×5*W* iletkenler kullanılmıştır.[75] Tavşanlı'nın enerji dağıtımı ile ilgili bilgiler EK – 7 'de verilmiştir.

Biz bu çalışmada enerji dağıtım sistemini incelerken 4 aşamada ele alacağız ve bu aşamalara göre sisteminde meydana gelen kayıpları hesaplayacağız.

### **VI.3.1. Enerji Dağıtım Sisteminde Meydana Gelen Kayıplar**

Enerji dağıtım sisteminde meydana gelen kayıplar 2004 yılı işletim değerlerine bakıldığında (EK – 7 ); 4,5 *GWh* olarak gerçekleşmiş ve bu değere tekabül eden oranın %11,01 olduğu görülmektedir.[79] Bu kayıp oranları ve değerleri, enerji dağıtım sistemine verilen ve tahsil edilen enerji arasındaki fark hesaplanarak bulunmuştur. Daha önce de belirtildiği gibi enerji dağıtım sisteminde kayıplar teknik, teknik olmayan ve idari kayıplar olarak üç sınıfa ayrılmaktaydı. İşte bulunan bu kayıp oranı tüm bu kategorilerin toplamından oluşmaktadır.

Bu çalışmada kayıp değerleri ise, OG / OG transformatör kayıpları, OG / AG transformatör kayıpları , OG fider kayıpları ve AG fider kayıpları [45] olarak 4 başlık altında incelenerek hesaplanmış ( İletim sistemi için verilen günlük tüketimdeki oransal değerler dağıtım sistemi için de geçerlidir.) ve ortaya çıkan değerler EK – 8'de gösterilmiştir. Burada gösterilen değerlere baktığımızda yalnızca teknik kayıplardan oluşan toplam kayıp, yapılan hesaplamalar sonucunda alt iletim sistemi de dahil olmak üzere 3,08 *GWh* olarak gerçekleşmiştir. Bu kayıp değerine tekabül eden % olarak kayıp oranı ise %7,49 olarak bulunmuştur. Bu kayıpların enerji dağıtım sistemi kısımlarına dağılımı ise Şekil VI.13'de gösterildiği gibidir.



**Şekil VI.13. Tavşanlı Enerji Dağıtım Sisteminde Hesaplanan Kayıp Değerleri ve Yüzde Oranları**

Şimdi bu kayıpların enerji dağıtım şebekesinde belirtilen 4 aşamada nasıl hesaplandığını, meydana gelen kayıpların nedenlerini ve bu kayıpları azaltmak için nelerin yapılabileceğini tek tek inceleyelim.

### **VI.3.1.1. OG / OG Transformatör Dönüşüm Kayıpları ve Azaltılmasıyla Kazanılan Enerjiler**

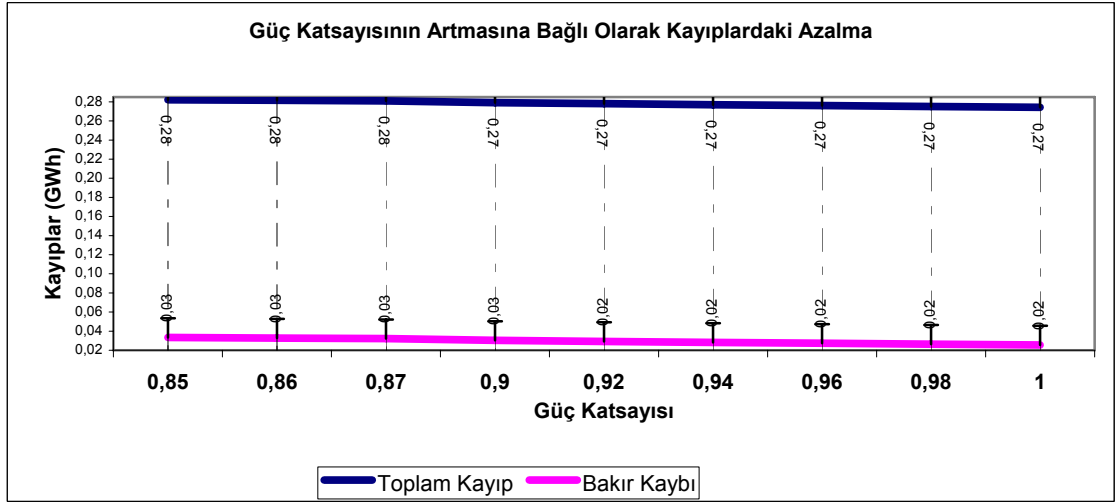
Tavşanlı enerji dağıtım sisteminde her biri 3150 *KVA* gücünde 2 adet 34,5/15,8 *KV* dönüşümünü sağlayan transformatörler kullanılmaktadır.[75] Bu transformatörlerde meydana gelen kayıplar; Puant anındaki yükünden hareketle hesaplanmış ve yüklenme faktörünün 0,5 olduğu kabul edilmiştir. Ayrıca transformatörün kayıp değerleri için imalatçı firma kataloglarında belirtilen değerler kullanılmış ve bu transformatörlerden beslenen 20 adet transformatör ile bunlara ait AG şebekesi için 40 fider tanımlanmıştır.[75] Buna göre OG / OG dönüşüm transformatörlerinde meydana gelen toplam kayıp enerji 0,27 *GWh* olarak bulunmuştur. Eğer kayıp faktörü dikkate alınmasaydı bu transformatörlerde meydana gelen yıllık kayıp enerji ise 0,33 *GWh* olarak bulunacaktı. İşte meydana gelen bu kayıpları azaltmak için genellikle yapılması gerekenler;

- Transformatörlerin ekonomik olarak yüklenmesini sağlamak veya yükü az olan transformatörlerin devresini açmak,
- Çekilen yükün güç faktörünü düzeltmek,
- Transformatörlerin daha verimlileri ile değiştirerek boş çalışma kayıplarından muazzam kazançlar sağlamak,

olarak sıralanabilir.

Transformatörlerin ekonomik olarak yüklenmesini sağlayarak kayıpların azaltılması şu şekilde yapılabilir. Buna göre Tavşanlı şebekesinde 3150 *KVA* olan iki transformatör paralel çalıştırılmaktadır. Bunların kayıp oranları ( $y = \frac{\Delta P_{fe}}{\Delta P_{cu}} = \frac{1}{2}$ ) yaklaşık olarak bilinmektedir. Transformatörlerde kayıp minimizasyonu için ekonomik akım değeri ise denklem (V.51) 'e göre eşit olarak bulunur. Bu durumda bu transformatörlerden çekilen akım, anma akımına eşit olduğu takdirde ikinci transformatör devreye alınabilir. Aksi takdirde bu akıma kadar tek transformatör ile aynı iş sürdürülebilir. Kayıplardaki kazanç ise tek transformatör devrede kaldığı sürece yıllık 0,13 *GWh* olur.

Diğer kayıp azaltma yöntemlerinin başında transformatör postasının güç faktörünün iyileştirilmesidir ki, bu kompanzasyon düzenekleri ile kolayca sağlanabilir. Puant yük anında Transformatörden çekilen enerjinin güç faktörü değeri eğer 1 olsaydı bu durumda bu transformatörlerde meydana gelecek olan yıllık kayıp enerji 0,26 *GWh* değerinde olacaktır. Güç katsayısındaki artışa nazaran transformatörlerde meydana gelen kayıplardaki azalma oranları Şekil VI.14'de görülmektedir.

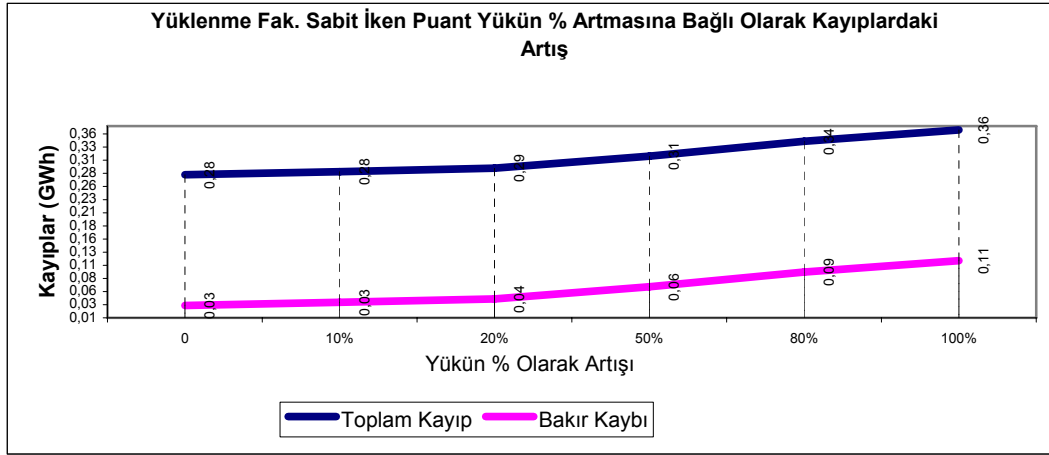


Şekil VI. 14. Güç katsayısındaki artışa paralel kayıplarda meydana gelen azalma (OG/OG Transformatörleri)

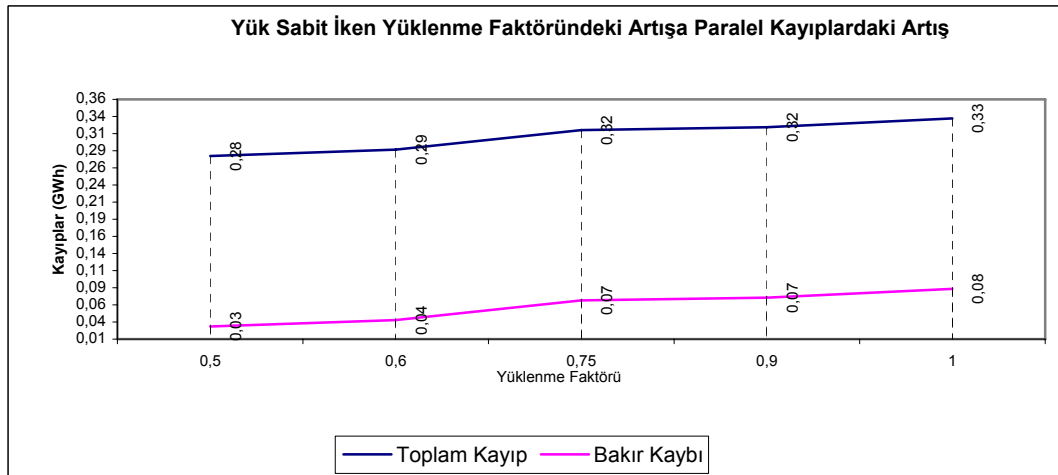
Diğer bir kayıp azaltma yöntemi ise transformatör üreticilerin verimli transformatör üretmelerini sağlamak ve bu transformatörler ile eski

transformatörlerin değişimini yapmaktır. Bu durumda yüklü çalışma kayıpları sabit kalması koşulu ile boş çalışma kayıplarında sağlanacak olan %50'lik kazanç yıllık toplamda 124.392 *KWh* olur ki böyle bir işlemin maliyet unsuru göz ardı edilmemelidir.

Ayrıca bu transformatörlerin yıllık kayıp enerjileri açısından duyarlılık analizleri, çeşitli yüklenme faktörleri ve puant anındaki yük artışına nazaran hesaplanmış ve Şekil VI.15 ile VI.16'da gösterilmiştir.



Şekil VI. 15. Yüklenme faktörü sabit iken puant yük artışının kayıplara etkisi (OG/OG Transformatörleri)



Şekil VI. 16. Puant yük sabit iken yüklenme faktörü artışının kayıplara etkisi (OG/OG Transformatörleri)

Yukarıdaki şekillerden görüldüğü üzere transformatör kayıpları şebekenin yüklenme faktörüne ve puant yük anındaki çekilen güce bağlı olarak ta değişmektedir. Burada önemli olan nokta şudur. Bu transformatörlerde meydana gelen kayıplar şebeke yükünün artışına paralel hızla artma gösterirken, yüklenme faktörünün artışına paralel kayıplarda yavaş yavaş artma gözlenmektedir.

(Transformatörlerin boş çalışma kayıpları sabit ve yüklenmeyle değişmez.) Transformator yükünün %50 oranında artması ve yüklenme faktörünün 0,3 seviyesine indirilmesi durumunda (diğer tüm koşullar sabit ) hesaplanan kayıp enerji 0,28 *GWh* olarak gerçekleştiği görülür. Hesaplama sonucundan görüldüğü üzere kayıpları azalmanın yolu şebeke yükünü dengeli bir biçimde zamana yaymak ve yüklenme faktörünü mümkün olduğunca düşük tutmaktan geçer. Bunu sağlamanın yolu ise enerji dağıtım sisteminde hızla otomasyon sistemine geçilmesi veya tüketicilerin elektrik enerjisi kullanma alışkanlıklarını değiştirmesinde yattığı bellidir. Bu iki öğeden 1. yol enerji dağıtım sistemi açısından süratle uygulanmalıdır. Bu yolla enerji dağıtım sisteminin her aşamasında meydana gelen kayıplar rahatlıkla incelenip azaltmak için öneriler geliştirilebilir. İkinci yol ise puant tarife uygulamasına geçilmesi gerekliliğini ortaya çıkarır. Bunu yapabilmek için tüm dağıtım sisteminden beslenen abonelerin sayaçlarını elektronik sayaçlara döndürmek ve tüketicilerin enerji kullanma alışkanlıklarının değişmesini sağlamak gerekmektedir. Bu yöntem biraz zor olan yöntemdir.

Şimdi her üç faktörü de göz önüne alarak kayıpları hesaplayalım. Transformatörden çekilen enerji %50 oranında artsın, yüklenme faktörü 0,3 olsun ve puant anında güç katsayısı değeri de  $\cos\theta = 0,98$  olarak kabul edelim. Bu durumda transformatörlerde meydana gelen yıllık kayıp enerji 0,27 *GWh* olarak bulunur. (Ek – 8'e bakınız) Bu üç değişkenin sürekli kontrol altında bulunması kayıpların azaltılması bakımından önemli bir etkidir.

Yapılan tüm hesaplama sonuçlarından da görüldüğü üzere akla yatkın en mantıklı yol yüksüz transformatörün devresini açmak ve diğer transformatörün ekonomik olarak yüklenmesini sağlamaktır. Çünkü meydana gelen kayıplarda yarı yarıya azalma sağlanırken diğer faktörlerin kontrol altında tutulmasında bu oran en iyimser tahminle %15 mertebesini geçmemektedir.

### **VI.3.1.2. OG / AG Transformator Dönüşüm Kayıpları ve Azaltılmasıyla Kazanılan Enerjiler**

Tavşanlı enerji dağıtım sisteminde 34,5/0,4 ve 15,8/0,4 *KV* dönüşümünde kullanılan transformatörler güçlerine ve sayılarına göre Tablo VI.5'de verilmiştir.

**Tablo VI.5. Gerilimlerine OG / AG Transformatör Güçleri ve Sayıları**

a) 34,5 / 0,4 KV

b) 15,8 / 0,4

<b>34,5 / 0,4 KV Dönüşüm İçin Kullanılan Transformatör Güçleri ve Sayıları</b>		
<b>GÜCÜ</b>	<b>BİRİM</b>	<b>ADETİ</b>
1250	KVA	1
800	KVA	1
630	KVA	53
400	KVA	52
250	KVA	20
200	KVA	1
160	KVA	12
50	KVA	7

(a)

<b>15,8 / 0,4 KV Dönüşüm İçin Kullanılan Transformatör Güçleri ve Sayıları</b>		
<b>GÜCÜ</b>	<b>BİRİM</b>	<b>ADETİ</b>
630	KVA	5
400	KVA	12
315	KVA	1
160	KVA	2

(b)

Yukarıdaki tabloya göre enerji dağıtım sisteminde kullanılan OG / AG transformatörlerinde hesaplanan kayıp enerji; dağıtım transformatörlerinin yüklenme oranının 0,5 olduğu, puant yük anında transformatörlerden çekilen yükün transformatör gücüne göre belirlenip, her transformatörün 0,85 güç katsayısında işlediği farz edilerek, kayıp faktörlerinin de dikkate alındığı ve kayıplar hesaplanırken her transformatörün imalatçı firmalar tarafından verilen kataloglardan alınan demir ve bakır kayıplarını hesaba katarak yapılmış ve toplam 1,5 *GWh* olarak yıllık enerji kaybı bulunmuştur. ( Her transformatör için hesaplanan kayıp enerji ve toplam kayıp EK – 8 verilmiştir.)

Hesaplanan bu değer Tavşanlı'nın bir senede tükettiği elektrik enerjisi göz önüne alındığında çok yüksek bir değerdir. Bu kadar yüksek çıkmasının nedeni, Tavşanlı'nın yıllık enerji tüketimi göz önüne alındığında en iyimser tahminle yaklaşık olarak iki kat veya daha fazla transformatör gücünün tahsis edilmesi gelmektedir. Buda enerji dağıtım sisteminde meydana gelen OG / AG transformatör

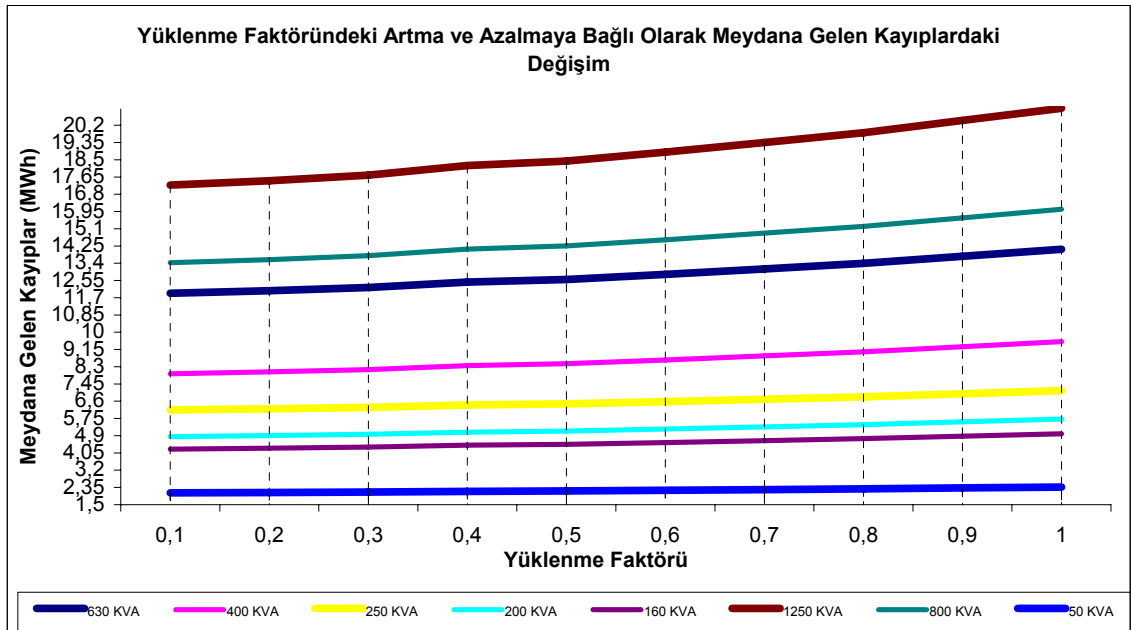
dönüşüm kayıplarının, transformatör sayısı ( OG Enerji Dağıtım Projesine göre ) ve gücü ile alakalı olan bir olay olduğundan en büyük nedeni oluşturmaktadır. Bu durumda bu kayıpların azaltılmasında birinci faktör gereğinden fazla transformatör gücünün devre dışı bırakılmasından geçmektedir. Tablo 5’ de verilen transformatör sayıları ve güçleri göz önüne alındığında hesaplanan transformatör kurulu güç değeri 72.295 KVA olarak bulunur. Bu kurulu güç değerinin yarıya düşürülmesi ile meydana gelen kayıplardan yıllık kazanç yaklaşık 0,75 GWh olarak hesaplanır. Görülüyor ki kayıpları azaltmanın birinci yolu gereğinden fazla transformatör kullanmamaktan geçer.

Transformatör kayıplarının diğer nedenlerine baktığımızda yüklenme faktörü ve puant yük anında ilgili transformatörden çekilen aktif güç ve bu güce tekabül eden güç katsayısı değeridir. 0,5 yüklenme faktörü referans değer olmak üzere transformatörlerde meydana gelen kayıpların duyarlılık analizleri ise,

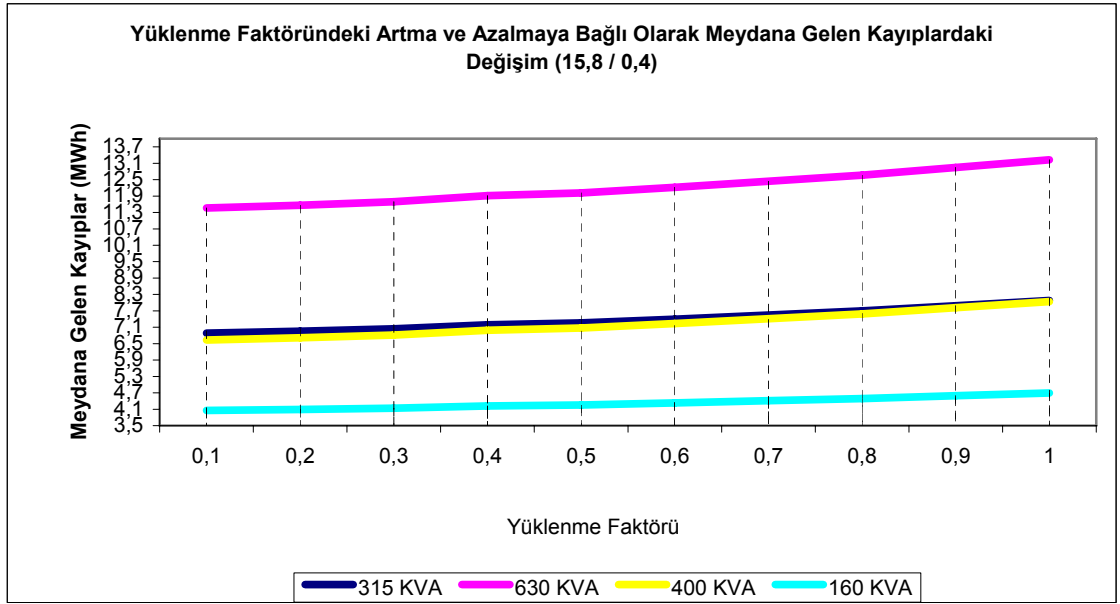
- ✓ Yüklenme faktöründeki değişimi ,
- ✓ Puant anında ilgili transformatörden çekilen gücün değişimi,
- ✓ Güç katsayısındaki değişim

olmak üzere üç kategoride incelenmiştir.

Yüklenme faktöründeki artma ve azalmaya bağlı olarak OG / AG dağıtım transformatörlerinde meydana gelen kayıplar iki tür gerilim seviyesinde hesaplanarak değişimi Şekil VI.17 ve VI.18 ‘de gösterilmiştir.



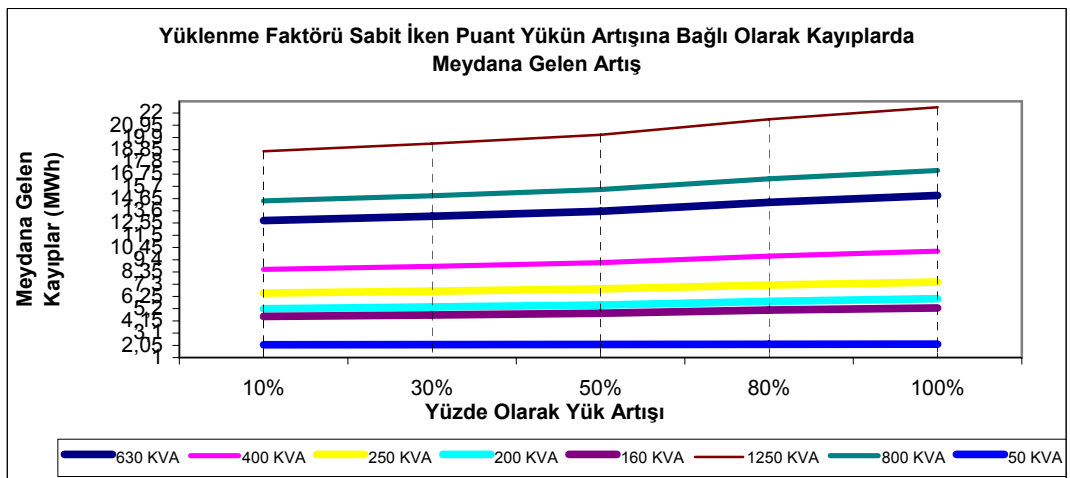
Şekil VI.17. Yükleme faktörünün değişimine bağlı olarak transformatör kayıplarının değişimi (OG / AG Transformatörleri)



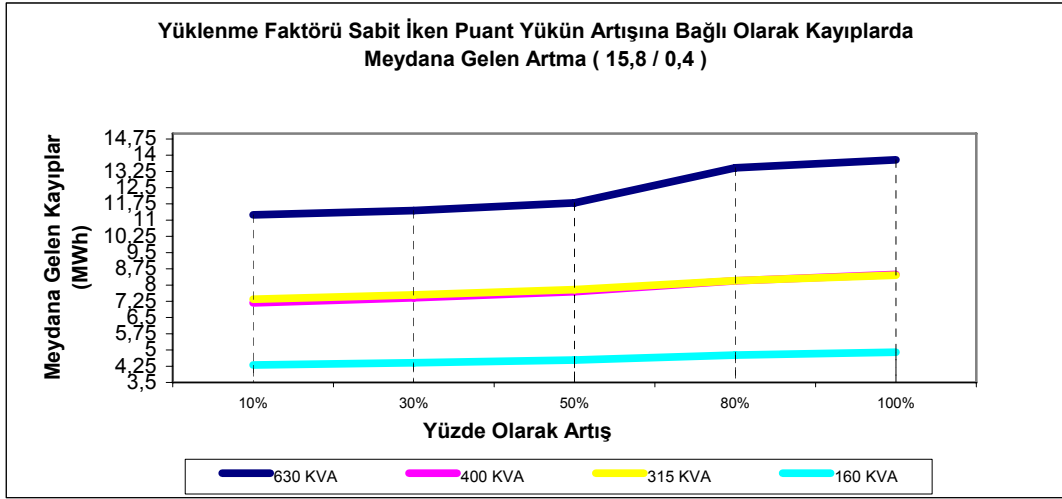
Şekil VI.18. Yükleme faktörünün değişimine bağlı olarak transformatör kayıplarının değişimi (OG / AG Transformatörleri)

Yukarıdaki şekillerden görüldüğü üzere transformatörlerde meydana gelen kayıplar (Transformatör bakır kayıpları), yükleme faktörünün 0,5 değerinin altında olduğu noktalarda azalma gösterirken 0,5 değerinin üstünde olduğu noktalarda artma göstermektedir.

Yine aynı şekilde yükleme faktörü 0,5 değerinde sabit iken puant anında transformatörden çekilen yükteki artmaya bağlı olarak kayıplarda meydana gelen değişimler Şekil VI.19 ve VI.20’de gösterildiği gibidir.



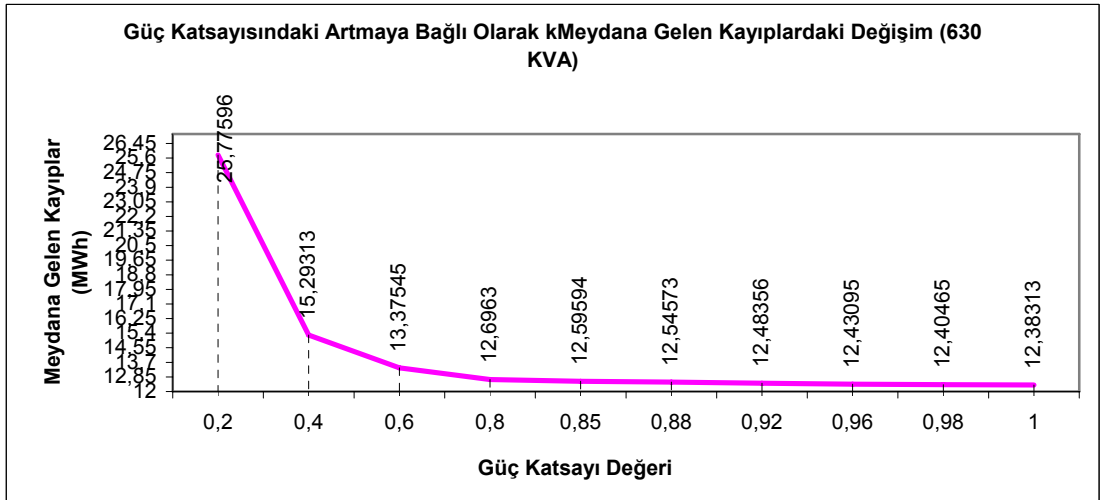
Şekil VI.19. Puant anında transformatörden çekilen yükün yüzde artmasına bağlı olarak kayıplarda meydana gelen değişim (OG / AG Transformatörleri)



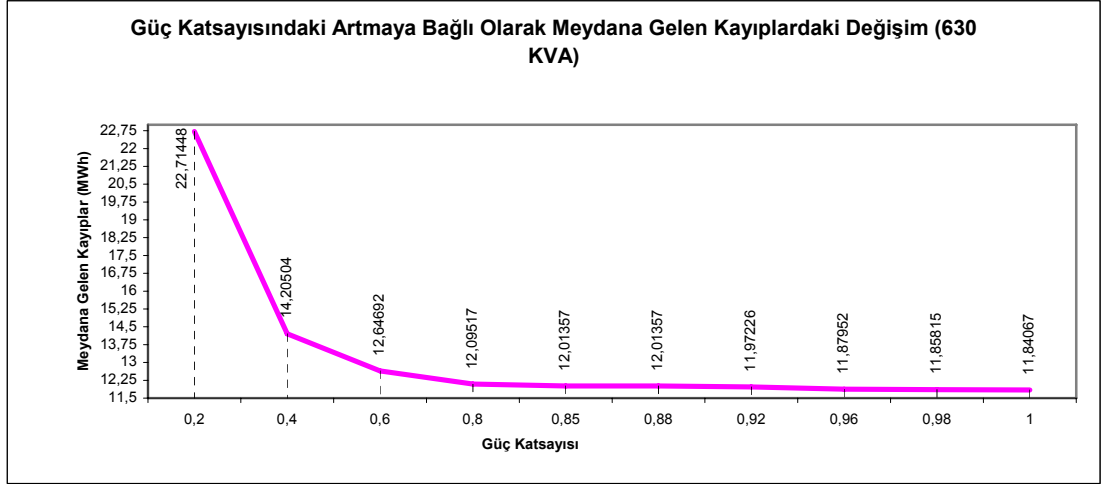
Şekil VI.20. Puant anında transformatörden çekilen yükün yüzde artmasına bağlı olarak kayıplarda meydana gelen değişim (OG / AG Transformatörleri)

Transformatör yüklenme faktörü sabit iken, puant anındaki yükünde artma veya azalma transformatörlerde meydana gelen kayıpları arttırmakta veya azalmaktadır.

Şimdi de güç katsayısının değişimine bağlı olarak 34,5/0,4 ve 15,8/0,4 OG / AG dönüşüm transformatörlerinden referans olarak seçilen 630 KVA gücündeki transformatörlerde meydana gelen kayıpların değişimini şekil üzerinde gösterelim.



Şekil VI.21. Güç katsayısındaki artmaya bağlı olarak kayıplarda meydana gelen azalma (34,5/0,4)



**Şekil VI.22. Güç katsayısındaki artmaya bağlı olarak kayıplarda meydana gelen azalma  
(15,8/0,4)**

Şekil VI.21 ve Şekil VI.22'den görüldüğü gibi güç katsayısının 0,20 olduğu noktada kayıplar çok yüksek bir değer alırken güç katsayısının artmasına bağlı olarak kayıplar hızlı bir azalma göstermekte ve bu azalma oranı 0,60 değerinden sonra yavaşlamaktadır.

Buradan çıkarılan sonuçlara bakılırsa transformatör sayısında hiçbir değişime gitmeden yüklenme faktörü 0,4 , puant anındaki yükteki artma oranı %20 ve güç katsayısı değeri ise 0,98 olsaydı meydana gelecek kayıp 1,49 *GWh* olacaktı. Bu durumda kayıplardan kazanç yükün %20 artmasına karşın yıllık 9.238,677 *KWh* dolayında olacaktı. Bu söyleme başka açıdan bakarsak her transformatörün yükünün puant anında %20 artması durumunda transformatör kurulu gücünde hiçbir oynama yapılmaksızın Tavşanlı'nın yıllık enerji talebi göz önüne alındığında, transformatör kurulu gücünün %20 'si devre dışına alınabilir ki bu durum, bu transformatörlerden dolayı meydana gelen akıma ve akımdan bağımsız kayıpları devre dışına bırakır. Bu nedenle Tavşanlı enerji dağıtım sisteminde öncelik olarak gereksiz transformatör kullanımından kaçınılmalı ve diğer transformatörlerin yüklenme oranları arttırılmalıdır. Günümüzde bununla ilgili Tavşanlı'da yapılmak istenen projeler yok değildir. Bu bağlamda Tavşanlı enerji dağıtımını için 34,5 *KV* gerilim seviyesine dönüş projesi devam etmekte ve buna göre düzenlemeler yapılmaktadır. 34,5 *KV* gerilim seviyesine geçildiği takdirde OG / OG dönüşüm transformatör kayıpları ile 15,8/0,4 *KV* transformatör dönüşüm kayıplarından bu transformatörlerin devre

dışına alınmasıyla kazanç sağlanacak, geriye kalan 34,5/0,4 KV dönüşüm transformatörleri de yıllık enerji kullanımı açısından irdelendiğinde yeterli olacaktır.

Ayrıca meydana gelen kayıp iyi irdelendiğinde kayıpların büyük bir çoğunluğunun boş çalışma kayıplarından oluştuğu görülür.(Ek – 8) Bu gibi kayıpların önüne geçmek tamamen yüksek verimlilikli ve son teknoloji ürünü transformatör kullanmak olduğu unutulmamalıdır. Yenileme çalışmaları devam ederken bu durum göz ardı edilmemelidir. Böylece boş çalışma kayıplarında sağlanacak %50 oranındaki bir tasarruf, Tavşanlı'nın sokak aydınlatması için yıllık kullandığı enerjiyi bize geri kazandıracaktır.

### **VI.3.1.3. OG Fider Kayıpları ve Azaltılmasıyla Kazanılan Enerjiler**

OG fider kayıplarının hesaplanmasında 34,5 ve 15,8 KV olarak iki grup incelenmiştir. Bu incelemelerde 34,5 KV fiderlerinin 34,5/0,4 KV dönüşüm transformatörlerini beslediği dolayısıyla sadece mesken ve binaların enerji ihtiyacı için kullanıldığı farz edilmiştir. 15,8 KV fiderlerin kayıplarının hesaplanmasında ise bu fiderlerin yalnız 15,8/0,4 KV transformatörleri beslediği, dolayısıyla sanayi ve dükkan gibi işyerlerine enerji sağlayan fider olduğu göz önüne alınmıştır. Fider uzunlukları ve iletken kesitleri için Tavşanlı'nın OG enerji dağıtım projesindeki uzunluk değerleri ve iletken kesitleri kullanılmıştır. Hesaplar yapılırken projeden alınan uzunluktaki OG fiderinin yalnız ait olduğu transformatör, dolayısıyla bu transformatöre bağlı tüketici grubunu beslediği, ait olduğu transformatörden puant anında çekilen aktif güce ve yüklenme oranına göre hesaplanıp, bütün fider kayıpları ayrı ayrı toplanmış neticede 26.268,04 KWh olarak bulunmuştur. ( Bütün bu hesaplama sonuçları EK – 8'de verilmiştir. ) Ayrıca bu kayıpların hesaplamalarında korona kayıpları ihmal edilmiş, kaçak akım kayıpları ve izolatör kaçak kayıpları dahil edilmiştir. OG fider yüklenme oranı 0,5 olarak alınmış ve hiç arıza olmadığı kabul edilerek yıllık çalışma süresi olan 8760 saat değeri baz olarak kullanılmıştır.

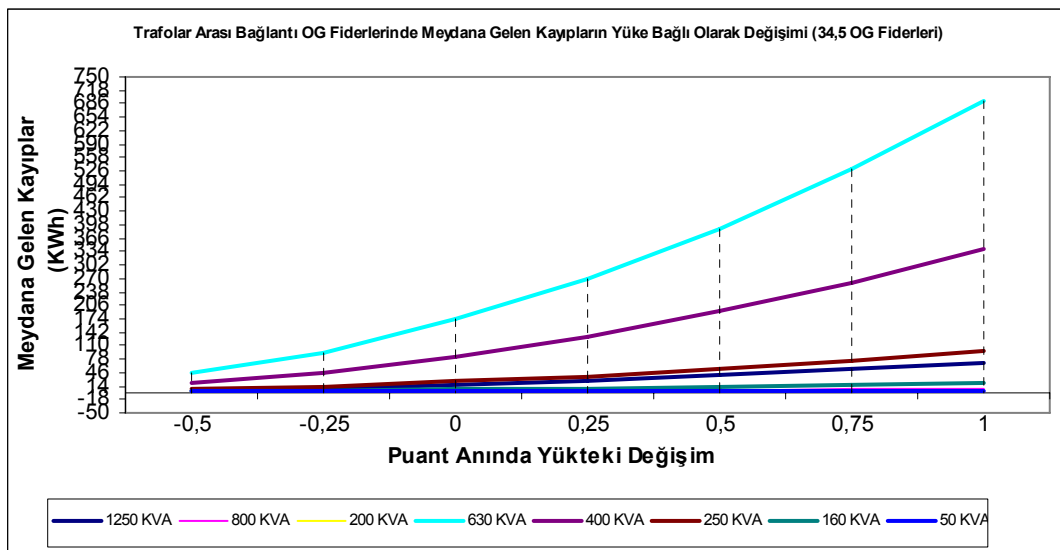
OG gerilim fideri için yapılan kayıp hesapları sonucunda akıma bağlı kayıpların, transformatör ve AG fider kayıplarına göre düşük çıktığı görülmektedir. Bunun nedeni gerilim seviyesinin çok yüksek ve hattan akan akımın değerinin küçük olmasından kaynaklanmaktadır. OG gerilim fiderlerinde meydana gelen kayıpları azaltmak için genel olarak yapılabilecek işlemler ise şunlardır.

- Gerilim seviyesini arttırmak,
- Tek bir orta gerilim seviyesinde enerji dağıtımını yapmak,
- Puant anında çekilen güç, Yüklenme faktörü ve güç katsayısı değişkenini sürekli kontrol altında tutmaktır.

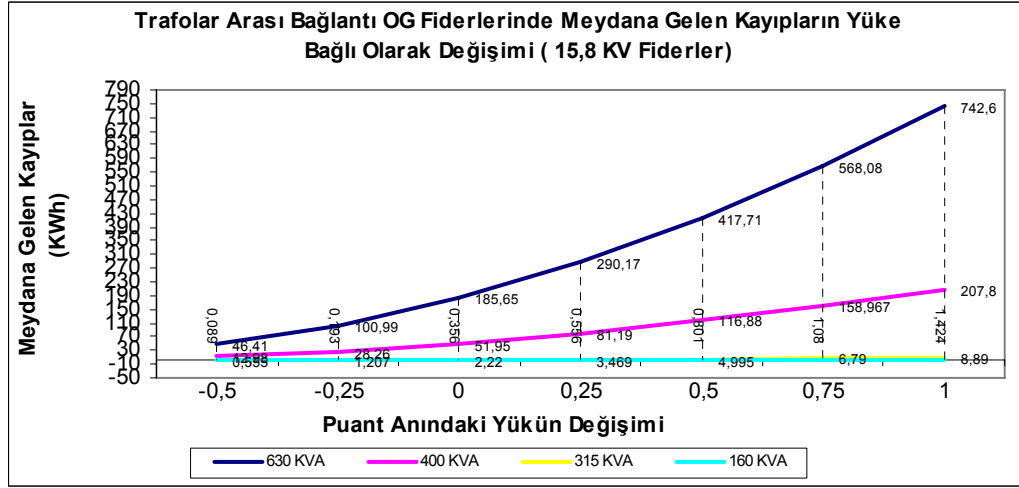
Kayıpları hızlı bir şekilde azaltmanın birinci yöntemi gerilim seviyesini arttırmaktan geçtiği iletim sisteminde meydana gelen kayıplar ve azaltılması kısmında incelenmiştir. Buna göre gerilim seviyesindeki artış beraberinde akımda azalma meydana getirecek ve azalma oranının karesi miktarında meydana gelen kayıplar azalma gösterecektir. Ancak Tavşanlı'nın enerji dağıtım sistemi düşünüldüğünde bu durumun mantıklı olmadığı görülür. Çünkü gerilim seviyesindeki artış beraberinde izolasyon sorunları ve güvenlik gibi yan faktörler getirecektir. Bu yüzden yapılabilecek tek işlemin 15,8 KV OG fiderlerini 34,5 KV OG gerilim fiderlerine dönüştürmek veya 15,8 KV OG fiderlerini iptal etmek olabileceği anlatılan durumlardan görülür. Bu iki durum için OG fiderlerinde meydana gelen kayıplardan yıllık kazanç sırasıyla 180,086 KWh ve 240,176 KWh olarak bulunur.

Son olarak kayıpları azaltmanın yöntemi de OG fiderinde meydana gelen kayıpların değişiminin incelenmesiyle elde edilir. OG fideri için üç durum göz önüne alınarak yapılan kayıp değişim analizlerinin sonuçları aşağıda verilmiştir.

- **I. Durum:** Yüklenme faktörü sabit iken, puant yük anında hattın çekilen gücün değişimine göre kayıplardaki değişimin incelenmesi



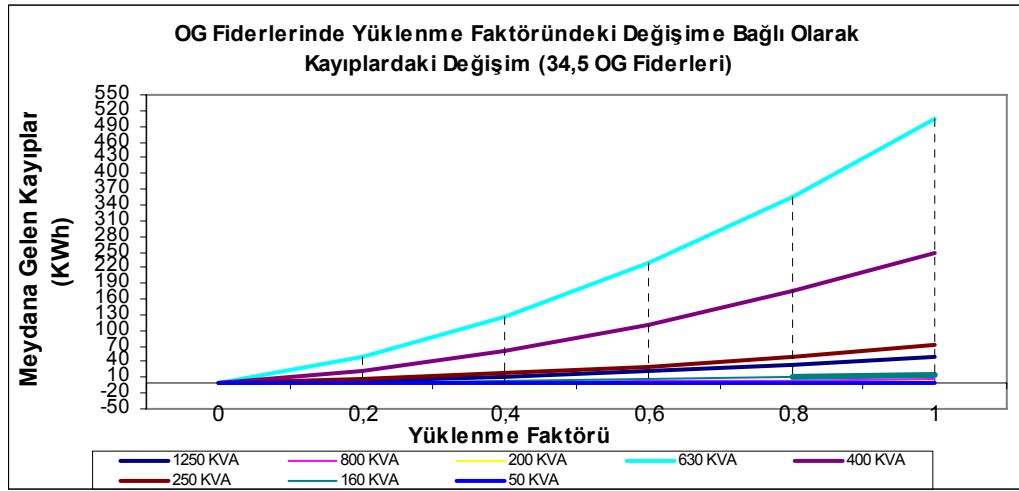
Şekil VI.23. Puant anında yükteki % artma ve azalmaya bağlı olarak meydana gelen kayıplardaki değişim (OG Fiderleri)



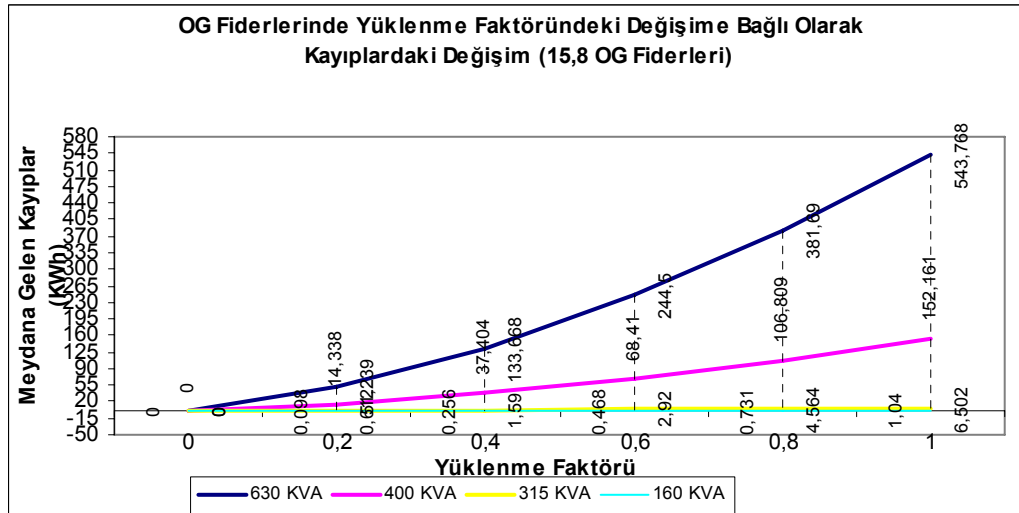
**Şekil VI.24. Puant anında yükteki % artmaya ve azalmaya bağlı olarak meydana gelen kayıplardaki değişim (OG Fiderleri)**

Şekil VI.23 ve Şekil VI.24'den görüldüğü üzere puant anında yükteki artma, aynı zamanda fiderden çekilen akımı arttırmakta ve buna bağlı olarak meydana gelen kayıplar şebeke akımının karesi ile doğru orantılı bir seyir izlediğinden kayıplarda artma meydana getirmektedir. Aynı şekilde yükteki azalma akımı azaltacağından, kayıplarda da azalma meydana getirir. Daha basit anlatımla puant andaki güç  $1,5P_p$  şeklini alacak olursa kayıplar  $2,25\Delta P$  olacak iken puant anındaki güç  $0,75P_p$  olduğu durumda meydana gelen kayıplar normale göre  $0,5625\Delta P$  değerini alacaktır. (Diğer tüm koşullar sabit) Sonuçlardan hareketle kayıpları azaltmanın yolu puant anında şebekeden çekilen gücü azaltmaktan geçer. Bunu sağlamak için tüketicileri bilinçlendirip Puant yükü gün içinde zamana yaymak gerekir. Bu işlem otomasyon ve puant tarife uygulamasına geçilmesiyle mümkün görünmektedir.

- **II. Durum:** Fiderlerden puant anında çekilen yük sabit kalması koşuluyla hattın yüklenme faktöründeki artışın kayıplara etkisi,



Şekil VI.25. Yükleme faktörünün değişimine bağlı olarak meydana gelen kayıplardaki değişim (OG Fiderleri)

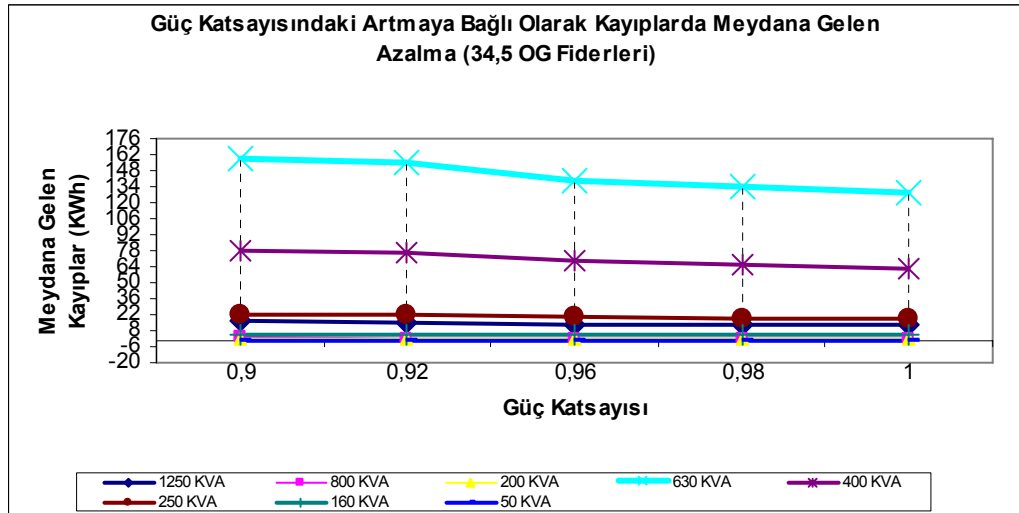


Şekil VI.26. Yükleme faktörünün değişimine bağlı olarak meydana gelen kayıplardaki değişim (OG Fiderleri)

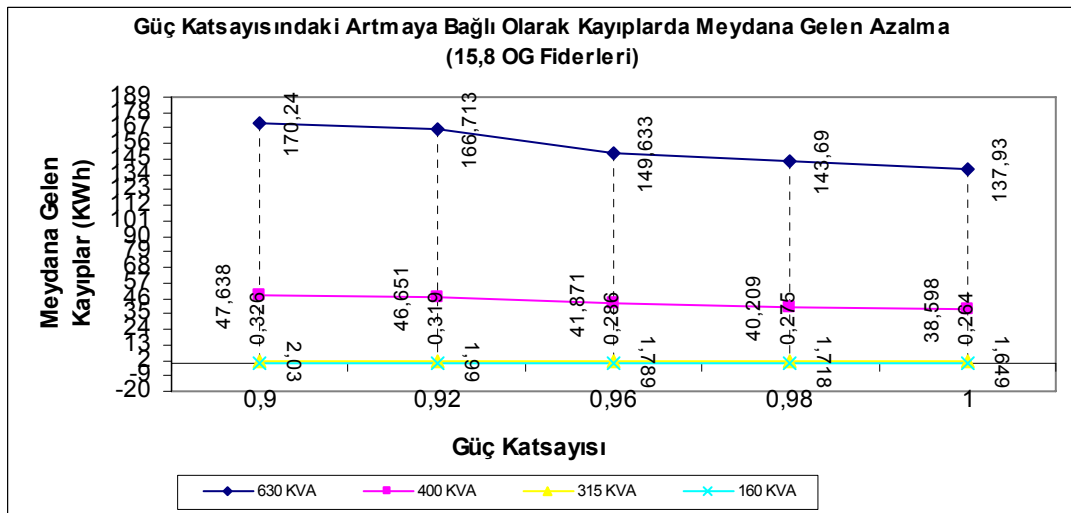
Daha önceki şekillerde yükteki değişime bağlı olarak kayıplarda meydana gelen değişimi incelemiş ve söylemiştik. Yükleme faktöründeki değişime bağlı olarak kayıplardaki değişim ise yükün değişimine bağlı olarak kayıplardaki değişim kadar sert olmamaktadır. Çünkü yüklenme faktörünün 0,5 olduğu durumda fiderde meydana gelen kayıp  $\Delta P$  değerini alırken, yüklenme faktörünün 0,2 olduğu durumda  $0,276\Delta P$ 'ye, 1 olduğu durumda ise  $2,929\Delta P$  değerine eşit olmaktadır. Buradan çıkan sonuç; yükü %100 değerinde artırmakla kayıplarda meydana gelen değişim, yüklenme faktörünü 1'e yükseltmekle kayıplarda meydana gelen değişimden  $1,071\Delta P$  kadar fazla olmaktadır. Dolayısıyla yüklenme faktörü, yükün

geniş bir zaman dilimi içerisinde dengeli olarak dağıtılmasıyla azaltılabilir. Sonuçta bu azalma akıma bağlı olarak meydana gelen kayıpları da azaltır. Bunu sağlamanın yolu tüketicilerin elektrik enerjisi kullanma alışkanlıklarının iyileştirilmesinden geçer. Buda enerji kullanma alışkanlıklarında bilinçli bir toplum olmayı gerektirir.

- **III. Durum:** Güç katsayısındaki değişime bağlı olarak OG fiderlerinde meydana gelen kayıplardaki değişim



Şekil VI.27. Güç katsayısındaki artmaya bağlı olarak kayıplarda meydana gelen azalma (OG Fiderleri)



Şekil VI.28. Güç katsayısındaki artmaya bağlı olarak kayıplarda meydana gelen azalma (OG Fiderleri)

Şekil VI.27 ve Şekil VI.28'den görüldüğü üzere güç katsayısındaki artmaya bağlı olarak kayıplarda meydana gelen azalma çok yüksek enerji kazanımları sağlayacak yapıda değildir. Ancak güç katsayısının yüksek tutulması, şebeke

güvenliği ve gerilim düşümü açısından önemli bir unsurdur. Bu yüzden güç katsayısı için ideal değer olan 0,98 değerine yükseltmek gerekir. Bu seviyedeki bir güç katsayısı için meydana gelen kayıplar, hesaplanan durumda meydana gelen kayıplardan  $0,255\Delta P$  kadar az çıkmaktadır.

Şimdi de OG fiderlerinde meydana gelen kayıpların değişimini, üç durumu göz önüne alarak irdeleyelim. Puant anında OG fiderlerinden çekilen yük %25 oranında artarken, yüklenme faktörü 0,4 olarak kabul edelim ve puant anında güç katsayısı değerini de 0,98 olarak alalım. Bu durumda OG fiderlerinde toplam meydana gelen yıllık enerji kaybı değeri akıma bağlı ve akımdan bağımsız olmak üzere toplam 26.197,342 *KWh* 'dir. Hiçbir değişimin olmadığı farz edilerek yapılan hesaplama değerinin 26.268,04 *KWh* olduğu göz önünde bulundurulursa, puant anında yükteki artışın %25 civarında olmasına rağmen meydana gelen kayıplar güç katsayısındaki artışa ve yüklenme faktöründeki azalmaya bağlı olarak 70,697 *KWh* daha az çıkmaktadır. Bu sonuç bize güç katsayısı ve yüklenme oranının iyi ve dengeli bir biçimde kontrol edilmesiyle kayıplarda sağlanabilecek kazancı açıkça göstermektedir. Önemli olan nokta, çekilen yükteki azalma olmayıp yüklenme durumunun zamana yayılması ve güç katsayısının sabit olmasıdır. Ayrıca

OG fiderlerinde meydana gelen kayıplara yine baktığımızda akıma bağlı kayıpların, akımdan bağımsız meydana gelen kayıpların yanında cüzi miktarda kaldığıdır. OG fiderlerinde öncelik akımdan bağımsız meydana gelen kayıpların azaltılması için nelerin yapılabileceği sorusudur. Bu bağlamda Tavşanlı enerji dağıtım sisteminde yenileme çalışmaları sürmekte, tek bir orta gerilim seviyesine geçerken akımdan bağımsız kayıpların nedeni olan izolatörler ve kabloların kaçak akım kayıpları teknolojik ürünler kullanılarak azaltılması hedeflenmelidir. Bunun için kayıp açısı mümkün olduğunca düşük kablo ve izolatör seçimi yapıp, şehir estetiği açısından gereksiz direk kullanılmasından vazgeçilerek, her direkte üç adet olduğu varsayılan izolatörlerden muazzam enerji tasarrufu sağlanabilir.

#### **VI.3.1.4. AG Fider Kayıpları ve Azaltılmasıyla Kazanılan Enerjiler**

AG fiderleri ile ilgili elde hiçbir mevcut veri olmadığı için, yıllık enerji kayıplarının hesaplanmasında, OG / AG transformatörlerinin yüklenme faktörleri ile

AG fiderlerinin yüklenme faktörlerinin eşit olduğu varsayımından yola çıkılarak yapılmış ve aşağıdaki varsayımlardan hareket edilmiştir.

1. Tavşanlı’da enerji dağıtımının havai hatlarla yapıldığı kabul edilmiştir. ( Bu durum gerçekte örtüşmektedir.)

2. Bir AG fiderinin 400 m uzunlukta olduğu ve her fiderin kesitleri ait olduğu transformatörün yüküne göre tanımlanıp eşit olduğu kabul edilmiştir.

3. Fider tanımlaması yapılırken 34,5/0,4 KV transformatörlerden (EK – 7 incelenirse) sadece mesken ve binaları, 15,8/0,4 KV transformatörlerden sanayi ve işyerlerinin beslendiği kabul edilerek, bunlara ait güç tanımları yıllık enerji kullanımına göre her transformatörün gücüyle orantılı bir şekilde dağıldığı kabul edilmiştir. Ayrıca her transformatör için tanımlanan yıllık enerji kullanımı, o transformatör için tanımlanan fider sayısı ve tanımlanan fiderden beslenen alıcılar arasında eşit olarak dağıldığı kabul edilmiştir.

4. Dağıtım transformatörlerinden beslenen alıcı , fider sayısı ve fidere ait kesit değerleri de Tablo VI.6 ve Tablo V.7’de verildiği gibi seçilmiştir.

**Tablo VI.6. 34,5/0,4 KV Transformatörler için yapılan varsayımlar**

34,5 / 0,4 KV Transformatörler İçin		
Trans. Gücü	Fider Sayısı	Fider Kesiti
$0 \leq S \leq 315$	4	25 mm <sup>2</sup>
$315 \leq S \leq 630$	4	35 mm <sup>2</sup>
$630 \leq S \leq 800$	6	50 mm <sup>2</sup>
$800 \leq S \leq 1250$	8	50 mm <sup>2</sup>

Transformatör Gücü	Alıcı Sayısı
1.250 KVA	544
800 KVA	342
630 KVA	13.780
400 KVA	8.944
250 KVA	2.080
200 KVA	88
160 KVA	816
50 KVA	140

Tablo VI.7. 15,8/0,4 KV Transformatörler için yapılan varsayımlar

34,5 / 0,4 KV Transformatörler İçin		
Trans. Gücü	Fider Sayısı	Fider Kesiti
$0 \leq S \leq 315$	2	25 mm <sup>2</sup>
$315 \leq S \leq 630$	2	35 mm <sup>2</sup>
Transformatör Gücü		Alıcı Sayısı
630 KVA		200
400 KVA		312
315 KVA		20
160 KVA		20

5. Her transformatörden beslenen fiderin kayıpları ayrı ayrı hesaplanmış ve toplam fider kayıpları, hesaplanan bu değerlerin toplamına eşit olduğu kabul edilmiştir.

6. Transformatör yükünün değişimi göz önüne alınmadan bütün değerler puant yük anında transformatörden çekilen güce bağlı olarak hesaplanmıştır.

7. Bütün hesaplar radyal şebekeler göz önüne alınarak yapılmıştır.

Tüm bu varsayımların neticesinde AG fiderlerinde hesaplanan yıllık akıma bağlı kayıp enerji 1.278.209,98 *KWh* olarak bulunmuştur. (EK – 8 ) Bu hesaplanan kayıp yanında AG fiderlerinde akımdan bağımsız kayıplarda meydana gelmektedir. Bu kayıplar evlerimizde enerjiyi ölçmek için kullanılan sayaçlardan tutunda, gereksiz yere fişi takılı olan televizyon, yükseltici, radyo, gece lambası gibi elektrikli ev aletlerinde hiçbir akım çekilmeksizin sırf gerilim altında bulunmasından dolayı meydana gelmektedir. Bu kayıpların değerini belirlemek oldukça güçtür. Fakat basit bir örnek vermek gerekirse sırf enerjiyi ölçmek için kullanılan sayaçlarda Tavşanlı düşünüldüğü zaman yıllık 127,02 *KWh* enerji kaybı meydana gelmektedir. Bu kayıplarda düşünüldüğü takdirde AG fiderlerinde meydana gelen kayıp yaklaşık 1.300.000 *KWh* olarak alınabilir.

İşte meydana gelen bu kayıpları azaltmak için daha önce de belirtildiği gibi güç katsayısını arttırma, yüklenme faktörünü azaltma ve puant anında şebeke yükünü azaltma gibi çarelere başvurulabilir. Ancak AG fiderlerinde meydana gelen kayıpların hesaplanmasında yapılan kabullere dikkat edilecek olursa kayıpları

azaltmak için geliştirilecek çarelerin daha çok tüketiciler ile alakalı olduğu görülür. Tüketiciler bazında alınacak önlemler şu şekilde sıralanabilir.

❖ Verimi yüksek ve enerji tasarrufu sağlayan elektrikli ev aletleri kullanmak,

❖ Bilinçli enerji tüketicisi olmak,

❖ Şebekeyi gereksiz yere belli zamanlarda yüklemekten vazgeçip, yükü zamana dengeli bir biçimde yayacak şekilde elektrik enerjisini kullanmak,

❖ Kaçak enerji kullanımından vazgeçmek , dolayısıyla bu nedenden dolayı şebekede artan güç talebini ve buna bağlı olarak değişen kayıpları engellemek. Çünkü kaçak enerji kullanımından doğan güç tıpkı faydalı enerji gibi hattan çekilmekte, çekilen bu gücün tahsilatının yapılamamasının yanında, belli zaman diliminde hattan çekilen gücü arttırmakta, buda akıma bağlı meydana gelen kayıpların artmasına neden olmaktadır.

Bunun yanında enerji dağıtım şirketinin de yapması gereken bazı düzenlemeler mevcuttur. Bunlar;

❖ AG fiderlerinin dengeli bir biçimde yüklenmesini sağlamak , fider düzenlemesi yapmak.

❖ Gereğinden uzun fider kurmaktan kaçınmak , mümkünse ağ şebeke şekline dönmek,

❖ Enerji dağıtımını yer altı kablolarıyla yapmak,

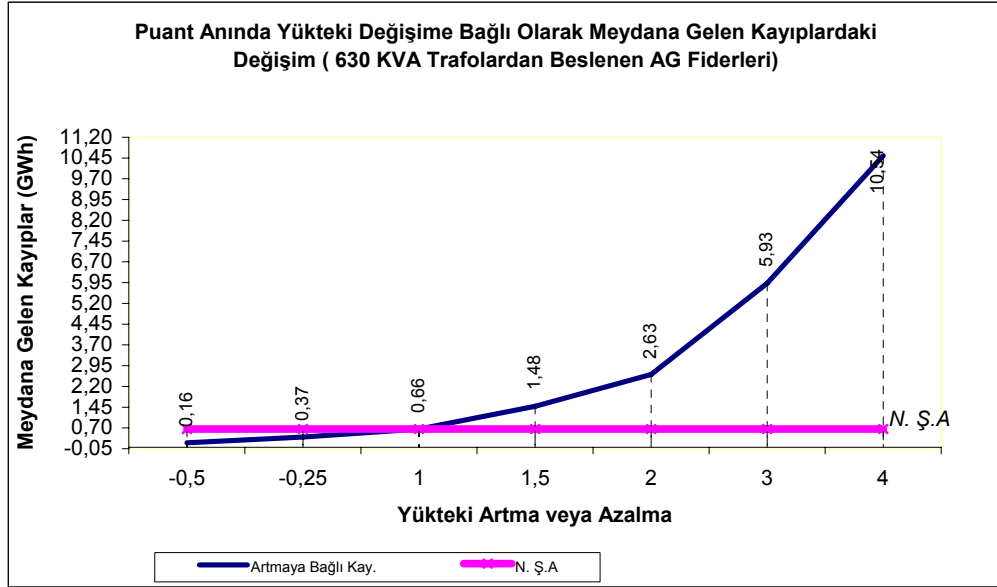
❖ Gereksiz yere transformatör gücünün kullanılmasından kaçınmak, dolayısıyla transformatörlerin yüklenme oranlarını arttırarak bir transformatörden beslenen tüketici sayısını arttırmak, buna bağlı olarak fider sayısını azaltmak, maliyetleri asgari seviyeye çekmek,

olarak sıralanabilir. Tavşanlı'nın kurulu transformatör gücü düşünüldüğünde ve yıllık enerji tüketimi göz önünde bulundurulduğunda transformatörlerin genellikle puant anında %20 – 40 arasında yüklendiği görülmektedir. Bu transformatörlerde meydana gelen kayıplar demir ve bakır kayıpları olarak incelendiğinde, demir kayıpları sabit iken bakır kayıplarının çekilen yüklerle arttığı neticelerden aşıkardır. Eğer fider düzenlemesine gidilip yük dağılımı dengeli olarak transformatörler arasında yapılırsa gereksiz transformatör kullanımı olmayacak, buna bağlı olarak meydana gelen kayıplar toplam kayıplardan çıkarılacaktır. En iyimser tahminle Tavşanlı enerji dağıtım sisteminde meydana gelen toplam kayıplar azalacaktır. Bunu sağlamanın yolu da AG fiderlerinde düzenlemeden geçmektedir.

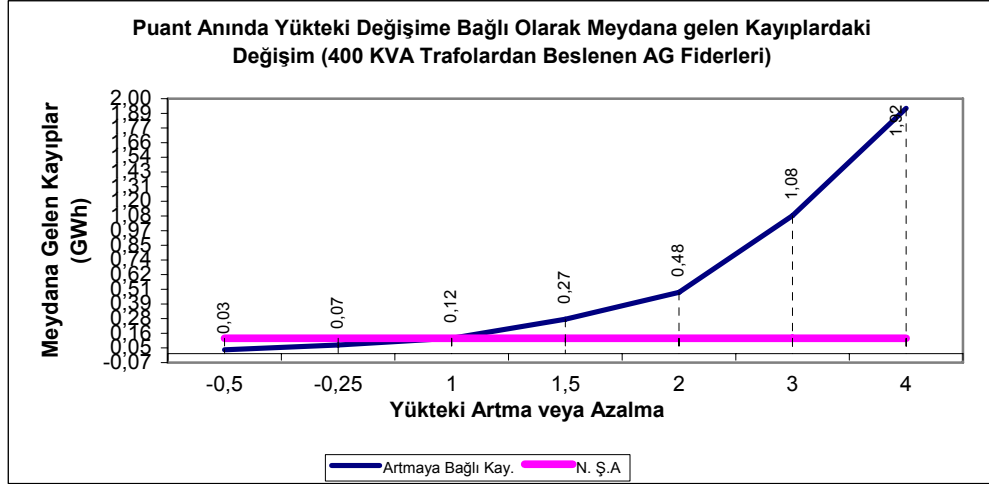
Şimdi AG fiderlerinde meydana gelen kayıpların değişimlerini aşağıdaki durumları göz önüne alarak irdeleyelim.

- a) Güç katsayısının değişimine bağlı olarak kayıplardaki değişim
- b) Puant anında fiderden çekilen gücün değişimine bağlı olarak kayıplardaki değişim
- c) Fiderin yüklenme faktörünün değişimine bağlı olarak kayıplardaki değişim
- d) Fider sayısındaki artma ve azalmaya bağlı olarak meydana gelen kayıplardaki değişim
- e) Belirtilen durumların hepsinin kullanıldığı durumda kayıplarda meydana gelen değişim ( Güç katsayısı 0,98 , Puant anında yükteki artma %40, Yüklenme faktörü 0,4 ve fider sayısının 2 – 4 – 6 – 8 olması durumu)

Puant anında çekilen yükteki artma veya azalmaya bağlı olarak kayıplardaki değişim 34,5/0,4 KV ve 15,8/0,4 KV transformatörlerden beslenen AG fiderleri için Şekil VI.29'da gösterilmiştir.



(a)



(b)

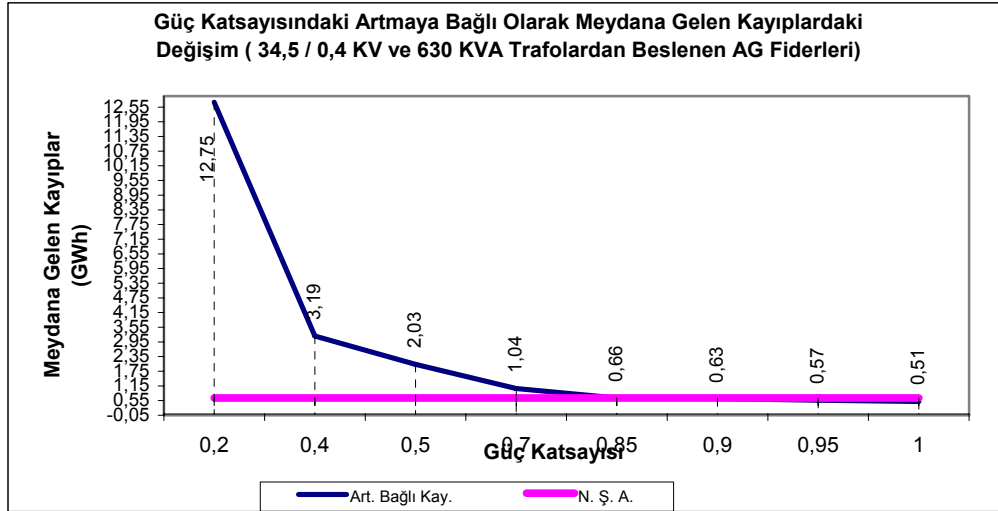
**Şekil VI.29. Puant anında fiderden çekilen yükteki artma ve azalmaya bağlı olarak meydana gelen kayıplardaki değişim (AG Fiderleri)**

Şekil VI.29'dan görüldüğü üzere fiderde meydana gelen kayıp yükün azaldığı noktalarda hesaplanan değer in altında iken, yükün arttığı noktalarda ise hesaplanan değer in üstündedir. Fider yükündeki artma veya azalma oranının karesiyle orantılı olarak hesaplanan kayıp değişmektedir. Burada kayıp azaltılması için yapılacak olan şudur. Transformatör sayısında azalmaya gidilerek diğer transformatörlerden puant yük anında çekilen gücü arttırmak gerekir. Bu olay hem fider sayısında azalmaya hem de transformatör dönüşümleri sonucunda meydana gelen kayıpların azalmasına neden olacaktır. Ancak bu durumda AG fideri için kayıplarda artma sağlanır. Bunu önlemek için AG fiderlerin yükünün eşit ve dengeli bir biçimde dağılmasını sağlayarak fider uzunluğu ve sayısı 2 katına çıkarılabilir ve ait olduğu dağıtım transformatöründen daha çok tüketicinin beslenmesi sağlanabilir. Bu durumda kayıplarda meydana gelen artma  $1,429\Delta P$  olmakla beraber transformatör sayısının yarıya inmesiyle elde edilen kazançtan dolayı bu kayıp göz ardı edilebilir. (Diğer tüm koşullar sabit)

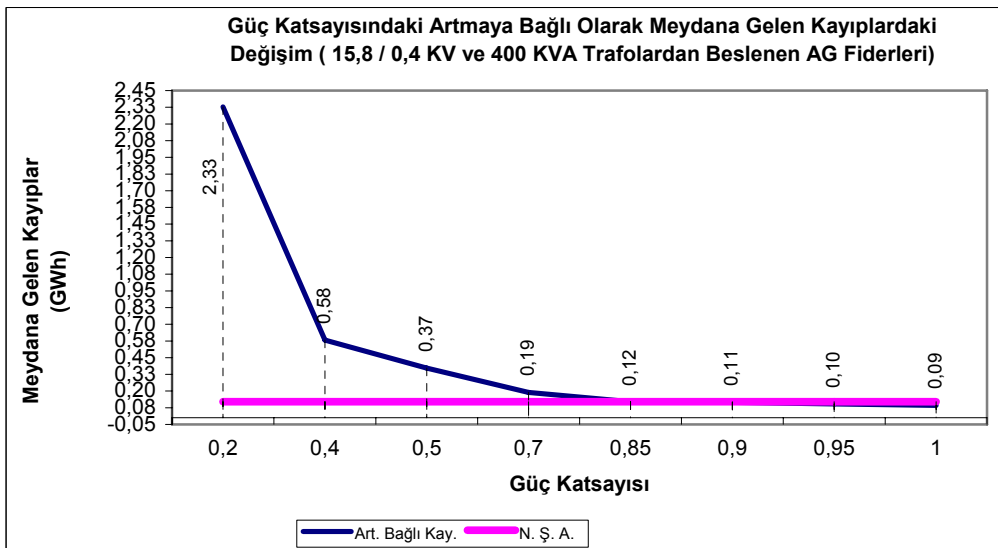
Kayıpları azaltmanın bir diğer yöntemi de güç katsayısını arttırmaktır. Güç katsayısını arttırmak için çeşitli yöntemler mevcuttur. Ancak bunların içinde en etkili olanı tüketicilerin bilinçli elektrik enerjisi kullanması ve verimli elektrikli ev aletlerini tercih etmesidir. Örneğin tüketimde önemli bir yere sahip aydınlatmada endüktif balastlı floresant lamba yerine elektronik balastlı floresant lamba kullanımını arasındaki fark şebekede meydana getirdikleri güç katsayısından hareketle bulunabilir. Böyle bir durumda transformatör postalarının kompanze edilmesi

bağlanacak kondansatörler açısından bunlarında şebekede kayıp enerji meydana getireceklerinden dolayı uygun olmayabilir. Bunun yerine tüketicilerin elektronik balastlı floresant lamba seçimi daha karlı olabilir.

Bu bağlamda AG fiderlerinde güç katsayısının değişime nazaran meydana gelen kayıplardaki değişim Şekil VI.30’da verilmiştir.



(a)



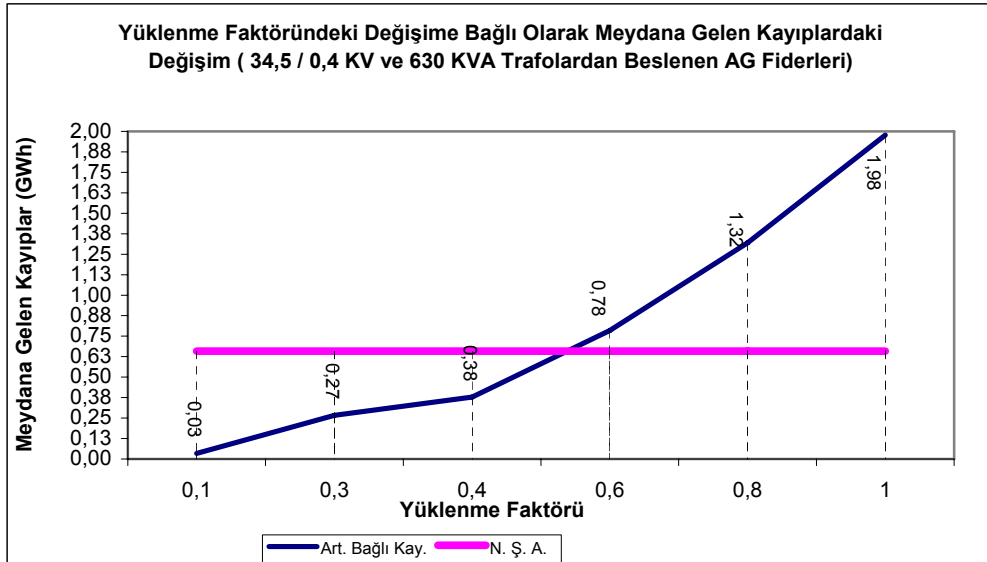
(b)

**Şekil VI.30. Güç katsayısındaki artmaya bağlı olarak meydana gelen kayıplardaki azalma (AG Fiderleri)**

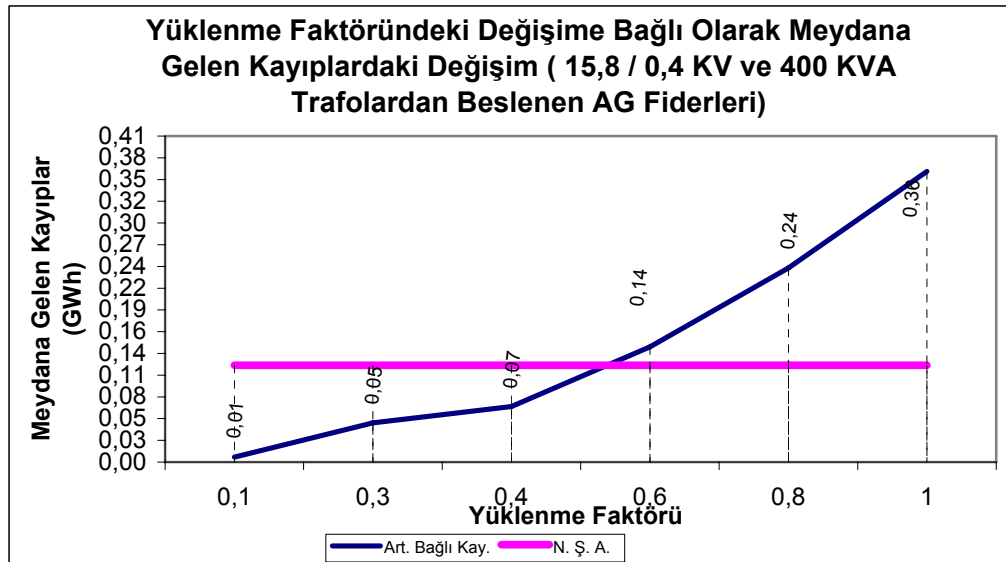
Şekil VI.30 incelenecek olursa güç katsayısının çok düşük olduğu noktalarda kayıplar muazzam boyutlara ulaşmaktadır. Güç katsayısındaki artışa paralel olarak meydana gelen kayıplarda azalma görülmektedir. Kayıplardaki azalma AG fiderlerinin tamamı düşünüldüğünde güç katsayısının 1 olması durumunda meydana gelen kayıp hesaplanınca daha net görülebilir. Güç katsayısının 1 olması durumunda

AG fiderlerinde meydana gelen toplam kayıp 0,98 *GWh* dolaylarında olup kazanç ise 0,28 *GWh*'dir.

Bir diğer kayıp azaltma yollarından biri de puant yük anında çekilen gücün artışına paralel AG fiderinin yüklenme faktörünü azaltmaktan geçer. Yüklenme faktörüne bağlı olarak meydana gelen kayıpların değişimi Şekil VI.31'de verilmiştir.



(a)



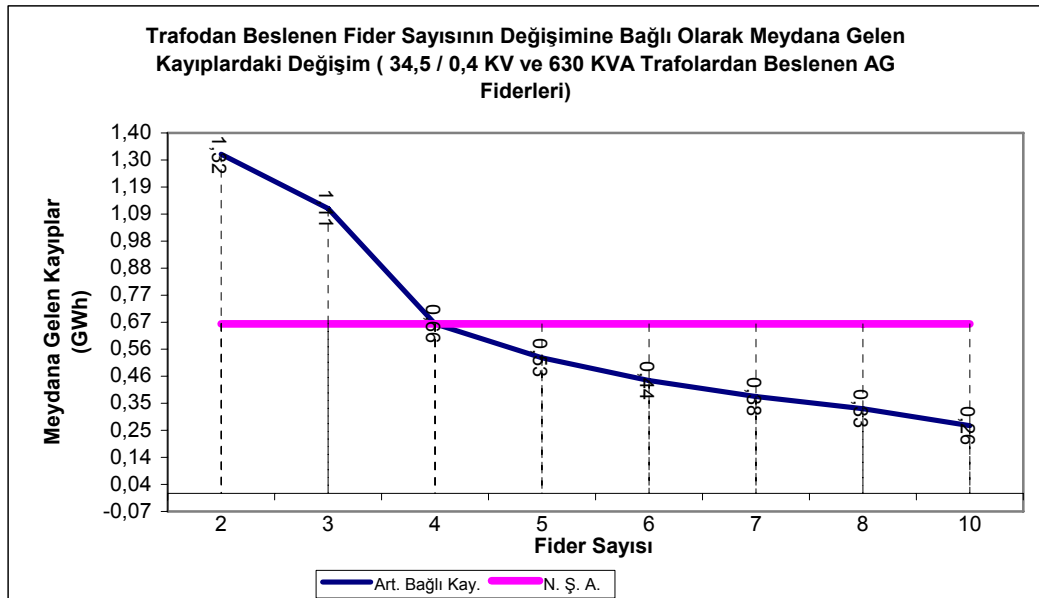
(b)

**Şekil VI.31. Yüklenme faktöründeki değişime bağlı olarak meydana gelen kayıplardaki değişim (AG Fiderleri)**

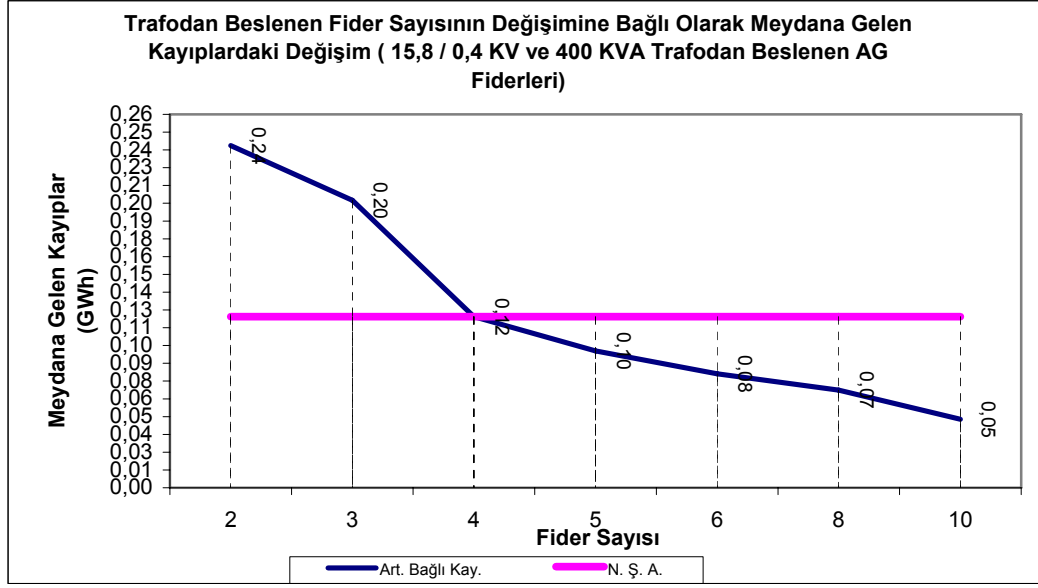
Şekil VI.31'den görüldüğü üzere yüklenme faktöründeki artış kayıplarda artma meydana getirmektedir. Bu durumda AG fiderlerinde yüklenme faktörlerini

azaltmak için puant yük anında şebekeden çekilen gücü arttırmak, fiderin ait olduğu transformatör yükünü azalmak veya AG fiderinden çekilen gücü zamana yaymaktan geçer. İlk durum artma miktarının karesi ile orantılı olarak meydana gelen kayıpları arttıracığından dolayı tercih edilmeyebilir. İkinci durumda ise zaten transformatörlerden çekilen yük, yıllık baz ele alındığında nominal gücünün %15-20 'ler mertebesinde olduğundan tercih edilemez. Bu yüzden üçüncü durum olan enerji kullanımını zamana yaymak en mantıklı yoldur. Bu yolla hem şebeke yüklenme faktörü düşürülür hem de meydana gelen kayıpların azalmasına yardımcı olur. Yapılan hesaplar gösteriyor ki şebeke yüklenme faktörünün 0,4 olması durumunda meydana gelen kayıp, 0,5 olması durumunda meydana gelen kayıptan  $0,426\Delta P$  daha azdır.

Kayıpların azaltılmasında etkili olan diğer yöntem ise fider sayısının artırılmasıdır. Bu durum maliyetleri artırıcı yönde etki yapabilir. Bu yüzden fider sayısı sabit kalması koşuluyla fiderlerden çekilen yükün dengeli dağılımı kayıpların azaltılmasında önemli bir rol oynayabilir. Fider sayısındaki artmaya bağlı olarak kayıplarda meydana gelen azalma teorik olarak incelenip Şekil VI.32'de verilmiştir.



(a)



(b)

**Şekil VI.32. Fider sayısının artmasına bağlı olarak meydana gelen kayıplardaki değişim (AG Fiderleri)**

Kayıpların azaltılması hususunda bir diğer yol ise fider sayısı sabit kalmak koşulu ile diğer üç faktörün dengeli bir şekilde kontrol edilmesinin sağlanmasıyla mümkündür. Puant yük anında gücün %40 oranında artması, güç katsayısının 0,98 gibi sabit bir değerde durması ve AG fiderinin yüklenme faktörünün 0,4 olması durumunda meydana gelen yıllık kayıp enerji fider sayısında artmaya bağlı olarak 34,5/0,4 ve 15,8/0,4 KV'luk transformatörlerden beslenen AG fiderleri için hesaplanmış ve Tablo VI.8'de gösterilmiştir.

**Tablo VI.8. Fider sayısındaki artmaya bağlı olarak kayıplardaki değişim**

Meydana Gelen Kayıplar (KWh)				
Fider Sayısı	2	4	6	8
630 KVA Transf. Bes. AG Fiderleri	298.318,26	597.295,07	896.271,87	1.195.248,60
400 KVA Transf. Bes. AG Fiderleri	54.476,71	109.073,69	163.670,67	218.267,65

Tablo VI.8'den görüldüğü üzere fider sayısı sabit iken diğer koşullar uygulandığında meydana gelen kayıplar  $0,907\Delta P$  değerine düşmektedir. Fakat fider sayısındaki artışa bağlı olarak kayıplar artış göstermektedir. Bu yüzden fider sayısına dokunmadan diğer koşullar sağlandığı takdirde AG fiderlerinde meydana gelen toplam kayıplar 118.873,52 KWh azalma gösterir.

Elektrik enerji sistemlerinde meydana gelen kayıplara bakıldığında, kayıpların aslında tamamen tüketicilerle alakalı olduğu görülür. Bu yüzden elektrik enerjisi tüketiminin kayıplar üzerindeki etkisini incelemekte yarar olduğu kanısındayım. Bu yüzden tüketim eğiliminin kayıplar üzerindeki etkilerini inceleyelim.

## VI.4. Tüketicilerin Enerji Tüketim Alışkanlıklarının Kayıplar Üzerindeki Etkisi

Tavşanlı'nın 2004 yılı elektrik enerjisi tüketime bakıldığında, ilk sırayı meskenler almaktadır. (Ek – 7) Daha sonra enerji kullanımı açısından ticarethaneler, sanayi , ücretsiz aydınlatma ve diğer tüketimler olarak sıralanmaktadır.[75] Tavşanlı'nın enerji tüketimini sektörel bazda belirledikten sonra önemli olan diğer sorun ise enerji tüketim eğilimlerinin belirlenmesidir. DİE'nin 1998 yılında tüm Türkiye'yi kapsayan konutların enerji tüketim karakteristikleri anketinin sonuçlarını [54] Tavşanlı'nın mevcut yapısına uygulandığımızda ise şu sonuçları elde ederiz.

1. DİE'nin yaptığı tahmini elektrikli ev aletleri sayıları anketi sonuçlarını Tavşanlı'nın mevcut hane verilerine uygulanmasıyla aşağıdaki tablo elde edilmiştir.

**Tablo VI.9. Tavşanlı'da Tahmini Elektrikli Ev Aletlerinin Sayısı**

Elektrikli Ev Aletleri Sayısı	Adet	Elektrikli Ev Aletleri Sayısı	Adet
Televizyon	26079	E. Fırnu	20133
Buzdolabı	26292	Müzik Seti	16823
B. Makinesi	3912	M. Robotu	7430
Ç. Makinesi	21321	S. Kurutma Makinesi	16691
E. Süpürgesi	20846	E. Soba	6552
Bilgisayar	1015	E. Şohben	4652
Ütü	24985		

2. Tavşanlı'da hane aydınlatması için DİE anketinde hareketle %65'inde ampul, %35'inde floresant lamba kullanılmakta olup, her hanede ortalama 6 ampul ve 2 floresant lamba bulunduğu kabul edilmiştir.

3. 2004 yılı verilerinden yola çıkarak tüketilen toplam enerjinin %78,8'ini meskenler ve bakkal, mağaza gibi ticarethanelerde tüketildiği ve bu enerji tüketiminin de %30'unun aydınlatma, %70'inin ise elektrikli ev aletlerinin kullanımından kaynaklandığı varsayılarak bu oranların puanta da aynen etkilediği kabul edilmiştir. (Diğer sektör tüketimleri göz ardı edilmiştir.)

4. Mesken aboneleri , puant döneminde ortalama günlük tüketimlerinin %49'unu, gece saatlerinde %21'ini ve gündüz saatlerinde ise %30'unu tükettikleri kabul edilmiştir.

Yukarıda verilen maddeler göz önüne alındığında, Tavşanlı enerji iletim ve dağıtım sisteminde meydana gelen kayıplar, sadece mesken ve ticarethanelerin tüketim değerleri göz önüne alınarak, talep edilen gücün,

Puant anlarında ;  $(\%49) \Leftrightarrow 15,8 \text{ GWh}$

Gece saatlerinde;  $(\%21) \Leftrightarrow 6,8 \text{ GWh}$

Gündüz saatlerinde;  $(\%30) \Leftrightarrow 9,7 \text{ GWh}$

tüketildiği varsayımından hareketle  $P_p = 4266,66 \text{ KW}$  ve puant anında güç katsayısı da  $\cos\theta = 0,85$  olarak kabul edilmiş ve bu değerler ile hesaplanan kayıplar Tablo VI.10'da gösterilmiştir.

**Tablo VI.10. Tavşanlı Enerji Sisteminde Puant Anında Şebekeden Çekilen Yüke Göre Hesaplanan Kayıp Değerleri**

Kayıp Çeşidi	Birim	Meydana Gelen Kayıp
Tavşanlı İletim Sistemi	KWh	74.591,51
OG Fiderleri	KWh	301,317
AG Fiderleri	KWh	1.000.275,75
OG / AG Trans. Dönüşümü	KWh	1.341.334,31

Tüketicilerin şebekeden belli zaman dilimlerinde talep ettikleri veya kullandıkları enerji, tüketim eğilimlerini belirtir. Bu bağlamda mesken ve ticarethane abonelerini bilinçlendirme ve cazip tarife sistemleri uygulayarak puant zamanlarda talep ettikleri ve kullandıkları enerjinin gün içindeki oransal dağılımının değiştirilmesiyle sistemde meydana gelen kayıplardaki değişim ise üç durum için şöyle gerçekleşmiştir.

1. Puant döneminde ortalama günlük tüketimlerinin %40'ını, gece saatlerinde %25'ini ve gündüz saatlerinde ise %35'ini tükettikleri varsayılarak hesaplanan kayıp değerleri Tablo VI.11'deki gibi bulunmuştur.

**Tablo VI.11. Günlük Tüketim Oranları ( %40, %25, %35) İken Hesaplanan Kayıp Değerleri**

Kayıp Çeşidi	Birim	Meydana Gelen Kayıp
Tavşanlı İletim Sistemi	KWh	28.625,66
OG Fiderleri	KWh	174,354
AG Fiderleri	KWh	584.171,40
OG / AG Trans. Dönüşümü	KWh	1.299.732,96

2. Puant döneminde ortalama günlük tüketimlerinin %30'unu, gece saatlerinde %40'ını ve gündüz saatlerinde ise %30'unu tükettikleri varsayılarak hesaplanan kayıp değerleri Tablo VI.12'deki gibi bulunmuştur.

**Tablo VI.12. Günlük Tüketim Oranları ( %30, %40, %30) İken Hesaplanan Kayıp Değerleri**

Kayıp Çeşidi	Birim	Meydana Gelen Kayıp
Tavşanlı İletim Sistemi	KWh	13.130,61
OG Fiderleri	KWh	152,941
AG Fiderleri	KWh	507.571,99
OG / AG Trans. Dönüşümü	KWh	1.298.836,75

3. Puant döneminde ortalama günlük tüketimlerinin %25'ini, gece saatlerinde %50'sini ve gündüz saatlerinde ise %25'ini tükettikleri varsayılarak hesaplanan kayıp değerleri Tablo VI.13'deki gibi bulunmuştur.

**Tablo VI.13. Günlük Tüketim Oranları ( %25, %50, %25) İken Hesaplanan Kayıp Değerleri**

Kayıp Çeşidi	Birim	Meydana Gelen Kayıp
Tavşanlı İletim Sistemi	KWh	8.939,70
OG Fiderleri	KWh	138,815
AG Fiderleri	KWh	460.548,89
OG / AG Trans. Dönüşümü	KWh	1.296.890,31

Hesaplama sonuçlarına dikkat edilecek olursa meydana gelen kayıplardan önemli kazanımlar sağlamak mümkündür. (OG / AG Transformatör dönüşümünden kaynaklanan kayıplarda azalmanın pek görünmemesi sırf Tavşanlı şebekesiyle alakalı olan bir olgudur. Çünkü Tavşanlı şebekesinde çok sayıda dönüşüm transformatörü bulunup bu transformatörlerde meydana gelen boş çalışma kayıpları sabittir ve yıllık değeri 1,25 *GWh*'dir.) Örneğin puant anında şebekeden çekilen yüklerin oranları 3. duruma getirildiğinde yaklaşık 3156 *KW* üretim için devreye

giren santral gücüne gereksinim duyulmayacak, ayrıca puant anında şebekeden çekilen akım azalacağından akıma bağlı olarak meydana gelen kayıplar da Tablo VI.13 incelendiğinde ilk duruma göre azalma gösterecektir.

Ayrıca Tavşanlı'nın enerji kullanım istatistiklerinden hareketle kullanılan enerjinin %30'unun aydınlatma, %70'inin ise elektrikli ev aletlerinin çalışması için harcandığı kabul edilerek verimli elektrikli ev aletleri ve lamba kullanımı sonucunda şebekede oluşan kayıplar, puant döneminde ortalama günlük tüketimlerinin %49'unu, gece saatlerinde %21'ini ve gündüz saatlerinde ise %30'unu tükettikleri durumundan yola çıkarak hesaplanmış ve hesapların yapılmasında şu durumlar göz önüne alınmıştır.

Aydınlatma için kullanılan enerji ; 9,7 *GWh*,

Elektrikli ev aletlerinin çalışması için kullanılan enerji ; 22,7 *GWh*,

olmak üzere;

- Verimli ampul değişimi sonucunda %30 üzerinden %15'lik bir tasarruf sağlanması,
- Elektrikli ev aletlerinin seçiminde verimli ev aletlerinin tercih edilmesi sonucunda %70 üzerinden %20'lik bir tasarruf sağlanması,

İncelenen bu durumlara göre Tavşanlı için hesaplanan yıllık kayıp enerji, Tablo VI.14. 'deki gibi bulunmuştur.

**Tablo VI.14. Günlük Tüketim Oranları ( %49, %21, %30) İken %20 Tasarruf Sağlanmasıyla Hesaplanan Kayıp Değerleri**

Kayıp Çeşidi	Birim	Meydana Gelen Kayıp
Tavşanlı İletim Sistemi	KWh	49.545,55
OG Fiderleri	KWh	200,263
AG Fiderleri	KWh	664.417,78
OG / AG Trans. Dönüşümü	KWh	1.313.557,82

Tablo incelendiğinde, hesaplanan kayıp değerlerinin ilk duruma göre (Tablo VI.10.), verimli elektrikli ev aletleri ve aydınlatmada verimli lamba kullanımı sonucunda 1 yıllık süre zarfında tüketilen elektrik enerjisinde azalma sağlanmış ve buna bağlı olarak şebekede meydana gelen kayıplardan önemli kazanımlar elde edildiği sonuçlardan görülmüştür.

Verimli elektrikli ev aletleri ve lamba değişiminin yanı sıra tüketicilerin enerji kullanma eğiliminin de, puant döneminde ortalama günlük tüketimlerinin %25'ini, gece saatlerinde %50'sini ve gündüz saatlerinde ise %25'ini tükettikleri durumu göz önüne alındığında meydana gelen kayıp değerleri Tablo VI.15'de görüldüğü gibi hesaplanmıştır.

**Tablo VI.15. Günlük Tüketim Oranları ( %25, %50, %25) İken %20 Tasarruf Sağlanmasıyla Hesaplanan Kayıp Değerleri**

Kayıp Çeşidi	Birim	Meydana Gelen Kayıp
Tavşanlı İletim Sistemi	KWh	5.937,96
OG Fiderleri	KWh	92,174
AG Fiderleri	KWh	305.908,75
OG / AG Trans. Dönüşümü	KWh	1.284.763,77

Elde edilen verilere dikkat edilecek olursa; tüketicilerin enerji tüketim eğilimlerinin değişmesinin yanında verimli elektrikli ev aletleri ve lamba kullanımları hem tüketilen elektrik enerjisinden, hem de kayıplardan kazanç sağlamamıza neden olmaktadır.

Buraya kadar Tavşanlı'nın enerji dağıtım sisteminde meydana gelen teknik kayıpları çeşitli durumlarda irdelemeye çalıştık ve azaltılması hususunda nelerin yapılabileceği hakkında fikirler ortaya koyduk. Enerji kazanımlarını ise şekil ve tablolarla göstermeye çalıştık. Bunlardan başka enerji dağıtım sistemlerinde teknik olmayan ve idari kayıplarda mevcuttur. Hesaplanan teknik kayıplara;

1. Yıllık tüketim içinde bulunan ve bedeli tahsil edilmediğinden dolayı kayıp olarak sayılan Tavşanlı'nın sokak aydınlatması için kullandığı yaklaşık 0,75 *GWh*'lik enerji,
2. Tavşanlı'da enerji dağıtımını üstlenen şirketin yıllık yaklaşık olarak kullandığı 0,05 *GWh* 'lik enerji,
3. Fatura edilmiş fakat tahsil edilememiş değeri yaklaşık olarak bilinmemekle beraber 0,25 *GWh* 'lik enerji, (Bunun açık örneği EK – 6 incelenirse mayıs ayı için rahatlıkla görülebilir. )

'de dahil edilmelidir. Böylece teknik, teknik olmayan ve idari kayıplar birlikte değerlendirildiğinde Tavşanlı enerji dağıtım sisteminde toplam kayıp enerjinin oranı %10,03 olup bu değer ölçülen değere (%11,01) yakındır.

# BÖLÜM VII

## SONUÇ ve ÖNERİLER

Enerji ihtiyacı; insanlığın geçmişten geleceğe taşıdığı en önemli gereksinimlerden biridir. Dünya enerji tüketiminin yaklaşık %90'nın karşılandığı fosil kaynakların gelecekte tükenerek olması gerçeği ülkeleri, yeni enerji kaynaklarının bulunmasına veya mevcut enerji kaynaklarının daha verimli kullanılmasına zorlamaktadır. Kendi ulusal kaynaklarını, geliştirdikleri teknolojilerle daha fazla ve verimli kullanan ülkeler, gelecekte daha etkin konumda olacaktır.

Enerji üretiminden tüketimine kadar geçen tüm süreçlerde politikaların belirlenmesi ve uygun teknolojilerin seçimi önemli bir problem oluşturmaktadır. Problemin çözümünün en zor yanı ise bu karar ve politikaların etkilerinin sadece enerji sektörü içinde kalmayıp tüm ülke ekonomisini ve çevreyi kapsamasıdır. Enerji-ekonomi-çevre etkileşimi dikkate alınarak hazırlanan senaryolar ile modellemeler yapılmakta ve çözüm önerileri hazırlanmaktadır.

Günümüzde eksikliği tam olarak hissedilmemekle birlikte, yakın bir gelecekte ülkemizde enerji gereksinimine olan talep hızla artacaktır. Ekonomik ve sosyal kalkınmayı destekleyecek olan; sürekli, güvenilir, kaliteli, temiz ve ekonomik enerji temini, enerji politikalarının başında yer almalıdır. Bunun yanında elektrik enerji sistemlerinde meydana gelen kayıpları önlemek ve enerji kullanımındaki verimi artırmak kaynak israfını da önleyecektir. Türkiye'nin 2004 yılı enerji iletim ve dağıtım verilerinden yola çıkılarak yapılan hesaplamalar sonucunda kayıplardan elde edilebilecek kaynak korunumu Tablo VII.1'de verilmiştir.

Tablo VII.1. 2004 Yılı Kayıp Enerji Eşdeğeri Korunan Kaynak Miktarı

<b>KAYNAK</b>	<b>Isıl Değer</b>	<b>Korunan Kaynak Miktarı</b>
<i>Taşkömürü</i>	6100 kcal/kg	3255711,046 ton
<i>Kok kömürü</i>	7000 kcal/kg	2837119,626 ton
<i>Linyit</i>	3000 kcal/kg	6619945,795 ton
<i>Asfaltit</i>	4300 kcal/kg	4618566.833 ton
<i>Ham petrol</i>	10500 kcal/kg	1891413,084 ton
<i>Doğal gaz</i>	9100 kcal/m <sup>3</sup>	2182399,712 m <sup>3</sup>
<i>Elektrik</i>	860 kcal/kwh	23096,9 GWh
<i>Hidrolik</i>	860 kcal/kwh	23096,9 GWh
<i>Jeotermal</i>	860 kcal/kwh	23096,9 GWh
<i>Odun</i>	3000 kcal/kg	6619945,795 ton
<i>Hayvan ve bitki atıkları</i>	2300 kcal/kg	8634711,906 ton
<i>Şehir gazı</i>	4200 kcal/m <sup>3</sup>	4728532,710 m <sup>3</sup>
<i>Briket</i>	5000 kcal/kg	3971967,477 ton

Çalışmamızda incelenen Tavşanlı'nın enerji üretim, iletim ve dağıtım sisteminde hesaplanan toplam kayıplar Tablo VII.2'de gösterildiği gibidir.

Tablo VII.2. Tavşanlı Enerji Üretim, İletim ve Dağıtım Sisteminde Hesaplanan Kayıplar ve Oranları

<b>HESAPLANAN KAYIP ORANLARI</b>			
	<b>Hesaplanan kayıp</b>	<b>% Oranı</b>	<b>Birim</b>
<b>Üretim sistemi</b>	<b>2.148.016.537</b>	<b>67,18%</b>	<b>KWh</b>
<b>İletim Sistemi</b>	<b>419.486,24</b>	<b>1,01%</b>	<b>KWh</b>
<b>Dağıtım Sistemi</b>	<b>3.085.709,81</b>	<b>7,49%</b>	<b>KWh</b>
<b>Bedelsiz tüketim</b>	<b>1.000.000</b>	<b>2,42%</b>	<b>KWh</b>
<b>İdari Kayıplar</b>	<b>50.000</b>	<b>0,12%</b>	<b>KWh</b>

Alınabilecek önlemler neticesinde kayıplarda meydana gelen azalmalar ise Bölüm VI içerisinde incelenmiştir. İncelenen neticeler sonucunda sorunun daha çok dağıtım sisteminde olduğu ve enerji dağıtım sisteminde meydana gelen teknik kayıpların %4 – 5 arasında olabileceği ve bu oranın yüksek seyretmesinde dönüşüm transformatörlerinde meydana gelen kayıpların (%4,32) büyük rol oynadığı bellidir.

Yapılması gereken kayıpların azaltılması hususunda enerji üretimini veya kurulu gücü arttırmak değil enerji dağıtım sistemlerinde hele transformatörlerde yapısal veya yapısal olmayan çözüm önerileri geliştirilerek kayıplarda azalma sağlamaktır. Bunun neticesinde elde edilebilecek enerji kazanımları Tavşanlı'nın enerji talebi artışı göz önünde bulundurulduğunda bize kısa vadede zaman kazandırır.

Elde edilen sonuçları Tavşanlı açısından bir bütün olarak irdeleyecek olursak genel başlıklar halinde şu önlemlerin alınması gerekir.

Enerji üretim sistemi için öncelikli olarak kapasite kullanma faktörü ve verimi arttırmak için çareler üretilmelidir. Bunun yanında dizayn kalitesinde kömürün sağlanması, iç tüketim oranlarının azaltılması, santral otomasyon sisteminin kurulması, emre amadelik süresinin artırılması, arıza oranlarının düşürülmesi ve santral için gerekli olan yeniden yapılanma ve modernizasyon çalışmalarının aksatılmadan yapılması gerekmektedir. Ancak santralin durumu göz önüne alındığında son teknoloji ürünü, tamamen yerli kaynak kullanan yeni bir santralin yapılması kaçınılmazdır.

Enerji iletim sistemi için alınabilecek önlemlerden ilk akla gelen gerilim seviyesini arttırmak olabilir. Fakat bu durum YG / OG dönüşüm transformatörü gerektireceğinden ve bu transformatörden dolayı meydana gelen kayıplar iletim sistemi kayıplarına ekleneceğinden uygun değildir. Bunun yanında iletim sisteminde kayıpları azaltmak için ;

- Güç faktörünü belli bir değerde sabit tutma ( 0,98)
- Kayıp faktörü düşük son teknoloji ürünü izolator ve iletim kablolarının kullanılması, (Akımdan bağımsız meydana gelen kayıpları azaltmak için)
- Yükün zamana dengeli bir biçimde yayılmasının sağlanması,
- İnşai ve benzeri tedbirlerin ivedilikle yapılması,
- İletken, bağlantı klemensleri ve izolatorların sürekli bakımlarının sağlanması,

gerekir.

Esas önemli sorun olan enerji dağıtım sisteminde kayıpların azaltılması bakımından ilk akla gelen önlemler, kurulu transformatör gücünün azaltılması, tek bir OG seviyesine geçilmesi ve bunun neticesinde OG / OG dönüşüm transformatörleri ile 15,8 / 0,4 KV dönüşüm transformatörlerinin devre dışı bırakılması olabilir. Bunun yanında ;

- Enerji dağıtımında süratle otomasyon sistemine geçilerek fider düzenlemesinin yapılması,
- Uzun radyal şebekeler yerine kısa ve çift taraftan beslenen şebeke tiplerine dönüşümün sağlanması,

- AG fiderlerinde yük dağılımının eşit olarak paylaştırılması,
- Yükün zamana dengeli olarak paylaşımının sağlanması,
- Tüketicilerin güç faktörlerini 0,98 gibi sabit bir değerde tutması için kompanzasyon sistemleri ve verimli elektrikli ev aletleri kullanmasının sağlanması,
- Elektronik sayaç ve buna bağlı olarak puant tarife sistemine geçilmesi
- Eski teknoloji ürünü iletken, kablo, bağlantı klemenslerinin yenilenmesi ve sokak aydınlatması için kullanılan elemanların tek bir orta gerilim seviyesine geçiş aşamasında planlamasının iyi yapılarak azaltılması veya az enerji tüketen sistemlerle değiştirilmesi ,
- Müşteri takip ve müşteri bilgi sistemi veri tabanının oluşturulması
- Yer altı kablolarıyla enerji dağıtımının yapılması,

şeklinde enerji dağıtım sisteminde yeniden yapılanma içine girilebilir. Sayılan tüm bu önerilerin neticesinde kayıp enerjiden muazzam enerji kazanımları sağlanabilir.(Enerji kazanımları EK – 9’ da gösterilmiştir.)

## KAYNAKLAR

- [1] [www.emo.org.tr](http://www.emo.org.tr) “Türkiye’ nin Genel Enerji Durumu Aralık 2001 Raporu”  
(Erişim Tarihi : Aralık **2004**)
- [2] ŞERİFOĞLU, N.: “Elektrik Enerji Sistemleri Cilt 1 Sürekli Çalışma Durumları” , Papatya Yayıncılık , İSTANBUL **2003**
- [3] OYMAK, O.; BATU, A.: “ Kojenerasyon ve Akışkan Yataklı Kazanlar” ,  
Mimag Sanko Enerji Teknolojileri A.Ş.
- [4] PEŞİNT, M.A.: “Elektrik Santralleri Enerji İletimi ve Dağıtımı” , 9. Baskı,  
M.E.B Basımevi, İSTANBUL **2001**
- [5] ÜSTÜNEL, M.; ALTIN, M.; KIZILGEDİK, M.: “Endüstriyel Elektrik” ,  
D.K. Ostim Mesleki Eğitim Merkezi, ANKARA **2001**
- [6] ÜLTANIR, M. Ö.:“21. Yüzyıla Girerken Türkiye’ nin Enerji Stratejisinin  
Değerlendirilmesi” , Yayın No: TÜSİAD-T/98-12/239 , ARALIK **1998**
- [7] II. ENERJİ SEMPOZYUMU” ANKARA Kasım **2001**
- [8] GÖKMEN, G.: “Konvansiyonel ve Nükleer Santrallerin Karşılaştırılması”,  
M.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İSTANBUL **2001**
- [9] GÜNEY, İ.: “ Elektrik Tesisleri I Ders Kitabı (Üretim Merkezleri)”  
M.Ü.Yayımları Yayın No : 677 İSTANBUL **2001**
- [10] FAROUN, S.: “Enerji Santrallerinde Çevrim Veriminin İyileştirilmesi”  
Yüksek Lisans Tezi, M.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İSTANBUL **2001**
- [11] BAŞARAN, M.: “Termik Santrallerde Rehabilitasyon” , Kaynak Elektrik  
Dergisi , Sayı :140 Kasım **2000**
- [12] BAYRAM, M.: “Elektrik Tesisleri Dersleri, Cilt – I” , İ.T.Ü. Matbaası,  
İSTANBUL **1978**
- [13] ÖZKAN, M.: “ Buhar Kazanları Cilt I” ANKARA **1953**
- [14] MPM Ekonomi Şubesi.: “Türkiye’ de Elektrik Enerjisi ve Verimlilik” , MPM  
Yayını , Yayın No: 367 , ANKARA **1988**

- [15] EYİCE, S.: “Isı Ekonomisi Cilt I” , 2. Baskı, Çağlayan Kitabevi, İSTANBUL **1981**
- [16] EYİCE, S.: “Buhar Türbinleri Hesap ve Konstrüksiyon Cilt 1” , Dizerkanca Matbaası İSTANBUL **1974**
- [17] ATAMAN, F.: “Buhar Türbinleri” , İTÜ Matbaası İSTANBUL **1944**
- [18] BEYLAN, K.: “Hidroelektrik Santraller Hakkında Genel Bilgiler”, EMO Yayınları, İSTANBUL **1999**
- [19] BOZEŞME, H.: “Hidrolik Santraller ve Hidroelektrik Santral Tesisleri” E.Ü.A.Ş. Hidrolik Santraller Daire Başkanlığı, ANKARA **2003**
- [20] PEŞİNT, M. A.: “Elektrik Makineleri IV Senkron Makineleri ve Alternatif Akımın Doğrultulması” , M.E.B. Yayınevi ANKARA **2004**
- [21] TEMİZ, İ.; KAKİLLİ, A.; ONAT, N.: “Elektrik Makineleri IV Senkron Makineler Laboratuvar Deney Föyleri” , M.Ü.T.E.F İSTANBUL **2002**
- [22] DUMAN, H.: “ Elektrik Makinelerinin Kayıpları ve Teorisi” , İTÜ Yayınları İSTANBUL **1955**
- [23] ÇAKIR, H. , “ Elektrik Şebeke Kayıpları” , 2. Baskı , Birsen Yayınevi , İSTANBUL **1995**
- [24] KÖMÜRĞÖZ, G.: “Güç Transformatörlerinde Kazan Kayıplarının Azaltılması” ,Yüksek Lisans Tezi , İ.T.Ü Fen Bilimleri Enstitüsü, İSTANBUL **1993**
- [25] PEKİNER , O. F.: “ Kablolü Enerji Dağıtım Sistemlerinde Maliyet Minimizasyonuna Ait Yeni Bir Yaklaşım” ,Doktora Tezi , İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İSTANBUL **1993**
- [26] GREENWALD, S.: “Higher Order Modes Power Loss İn The Vertical Seperators at Cesr” , Vol: 0-7803-4376-X/98 IEEE **1998**
- [27] D.P.T.: “Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporu 8. Beş Yıllık Kalkınma Planı” D.P.T., ANKARA **2001**
- [28] AYGEN, V.: “Enerji İletim Hatları (Direkler ve Kuleler)”, İTÜ Yayınları, İSTANBUL **1990**
- [29] [www.epdk.gov.tr](http://www.epdk.gov.tr) , “Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği” ,(Erişim Tarihi: Aralık **2004**)
- [30] DENGİZ , H. H.: “Enerji Hatları Mühendisliği” , 2. Baskı , Kardeş Kitabevi, ANKARA **1991**

- [31] ALPARSLAN, Y.: “Enerji Taşıma Şebekelerinde Reaktif Güç ve Şönt Kompansatörlerin Kurulması” , TEK Trafo Merkezleri Proje Dairesi Başkanlığı, ANKARA **1984**
- [32] [www.teias.gov.tr](http://www.teias.gov.tr) , “2004 Yılı Enerji İletim İstatistikleri” ,(Erişim Tarihi: Aralık **2005**)
- [33] AVİNÇ , A.; AKAY , K. S.; DALKILIÇ , T.: “İletim Kablolarında Dielektrik Kayıp Faktörü” , S.D.Ü.F.B.E. Dergisi , ISPARTA **2004** , Özel Sayı
- [34] ALPARSLAN , Y.: “Yüksek Gerilim Tekniği” , TEK Eğitim Daire Başkanlığı Elektrik Mühendisliği Temel Eğitim Ders Notları , ANKARA **1981**
- [35] ULUSOY, H.: “ Yüksek Gerilim Elektrik Malzemeleri ve Testleri” ,Birsen Yayınevi, ANKARA **1993**
- [36] AKPINAR, S.: “Yüksek Gerilim Tekniğinin Temelleri” , KTÜ Yayınları, TRABZON **1997**
- [37] EĞİLMEZBAŞ, H.: “Çok Yüksek Gerilimli Enerji İletim Hatlarının Planlanmasında ve Optimal İşletmesinde Etkili Korona Kayıpları” Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İSTANBUL **1992**
- [38] EREZ, C.: “ Reaktif Takat’ın İzahı ve Enerji Sistemi İşletmesi Üzerindeki Tesirleri” , Sanat Basımevi , ANKARA **1959**
- [39] HEINHOLD, L.: “Power Cables and Their Application Part I” ,Third Edition, SİEMENS **1990**
- [40] DAĞLAR, H. Y.: “Yer altı Kablolarının Akım Taşıma Kapasitesi” , Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İSTANBUL **1991**
- [41] OESTERGAARD , J.; OKHOLM, J.; LOMHOLT, K.; TOENNESEN, O.: “Energy Losses Of Superconducting Power Transmission Cables İn The Grid” , ASC **2000**
- [42] KOCATEPE, C.:“Sinüsoidal Olmayan Yükleri İçeren Enerji Sistemlerinde Harmonik Yük Akışı Analizi ve Simülasyonu”, Doktora Tezi, Y.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İSTANBUL **1994**
- [43] ALPERÖZ, N.: “Elektrik Enerjisi Dağıtımı”, İ.T.Ü. , İSTANBUL **1987**
- [44] [www.tedaş.gov.tr](http://www.tedaş.gov.tr) , “2004 Yılı Enerji Dağıtım İstatistikleri” ,(Erişim Tarihi: Aralık **2005**)

- [45] ÖZAY, N.; GÜVEN, N.; TUNALI, E.: “Elektrik Dağıtım Sistemlerinde Kayıpların İrdelenmesi” Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresi, BURSA 1995
- [46] ENERGY REGULATORY COMMISSION.: “Model and Medhodoxy For Segregating Distribution System Losses” , Pasig City ,SEPTEMBER 2004
- [47] WEHBE, A.: “Minimizin Power Systems Distribution Losses Using Direct Load Control” , *PhD Thesis*, University of North Dakota, North Dakota, 2001
- [48] TÜFEKÇİ, T.: “Elektrik Enerjisinde Kayıp Kaçak Sorunumuz” , 3e Elektrik Dergisi, EKİM 2002
- [49] ÖZAY, N.; GÜVEN, N.; TÜRELİ, A.; DEMİROĞLU, M.: “Elektrik Dağıtım Sistemlerinde Orta Gerilim Seviyesinin Belirlenmesi” , Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresi , BURSA 1995
- [50] [www.DİE.gov.tr](http://www.DİE.gov.tr) (Erişim Tarihi: Ocak 2005)
- [51] TUNÇBİLEK E.Ü.A.Ş. : “2004 Yılı Yıllık İşletme Faaliyet Raporu” , Tunçbilek Termik Santrali Teknik Büro , KÜTAHYA 2004
- [52] E.Ü.A.Ş Eğitim Dairesi Başkanlığı.: “Termik Santraller” , ANKARA 2000
- [53] Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Enerji Ham Maddeleri Alt Komisyonu.: “Kömür Çalışma Grubu Raporu” , Yayın No: DPT 2440-ÖİK 496 , ANKARA 1996
- [54] İNALLI, M.;YÜCEL, H. L.; IŞIK, E.: “Kojenerasyon Sistemlerinin Teknik ve Ekonomik Uygulanabilirliği” , Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresi , BURSA 1995
- [55] Enerji ve Çevre Teknolojileri Strateji Grubu.:“Enerji ve Çevre Teknolojiler Stratejisi Vizyon 2023” , TÜBİTAK , ANKARA 2004
- [56] UYAR, T. S.; ÖZDEMİR, E.; KARAKAŞ, E.: “Yakıt Hücreleri İle Elektrik Üretimi” , Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresi , BURSA 1995
- [57] ÖZDAMAR, A.: “Yenilebilir Enerji Kaynakları , Hidrolik Enerji” , EMO İzmir Şubesi Haziran 2005 Bülteni , İZMİR 2005
- [58] GENCELİ, F. O.: “Buhar Kazanları” , Birsen Yayın Evi, İSTANBUL 1995

- [59] KARAHAN , M: “ Elektrik Enerji Sistemlerinde Kısıtlayıcı Sorunların İncelenmesi” , “Yüksek Lisans Tezi” , M. Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İSTANBUL, **1999**
- [60] YANIKOĞLU, E.; YALÇIN, M.A.; ÖZDEMİR, A.: “Statik VAR Kompansatörlerin Modellenmesi ve Enerji Sistem Kararlılığına Etkisinin Analizi” , Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresi , BURSA **1995**
- [61] BAĞRIYANIK, M.; BAĞRIYANIK, F. G.; DAĞ, H.: “Kapasitif Reaktif Güç Yerleşiminin Sistem Kayıpları Açısından İncelenmesi” ,
- [62] YELKENCİ, H.: “Enerji Sistemlerindeki Şönt Kapasitörlerin Optimum Yeri ve Büyüklüğü” , Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü İSTANBUL **1994**
- [63] GÜMELİ, D.: “Reaktif Gücün Oluşumu ve Statik VAR Sistemleri İle Optimal Kontrolü” , Yüksek Lisans Tezi , İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü İSTANBUL **1990**
- [64] KOCATEPE, C.:“Doğru Akımla Enerji İletimi” ,Yüksek Lisans Tezi , Y.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İSTANBUL **1992**
- [65] ZEYNELGİL, H. L.: “Üstün İletkenlilerin Güç Sistemlerindeki Uygulama Alanları” , Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresi , BURSA **1995**
- [66] [www.hubbellpowersystems.com](http://www.hubbellpowersystems.com) (Erişim Tarihi: Ocak **2005** )
- [67] MUTLU, Ö. , S. : “Elektrik Dağıtım Sistemlerinde Kayıp Azatılımı İçin Fider Düzenlenmesinde Yeni Yöntemler” , Yüksek Lisans Tezi , Y.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İSTANBUL **2002**
- [68] KAYMAZ, A.; DİNÇER, D.: “Dağıtım Şebekelerinde Kayıp Azatılımı Amaçlı Fider Düzenlemesi” , Elektrik, Elektronik , Bilgisayar Mühendisliği 7. Ulusal Kongresi
- [69] MCDERMOTT, T., E.: “A Heuristic Non Linear Constructive Method For Electric Power Distribution System Reconfiguration” , Virginia Polytechnic Institute, Blacksburg Virginia, April **1998**
- [70] KOÇAK, H.: “Enerji Dağıtım ve Otomasyon İzleme Sistemi” , İzmir Otomasyon Sempozyumu , İZMİR **2001**
- [71] TÜBLEK, B.; ENARUN, D.: “ Enerji Etkin Lamba Kullanımının Ülke Ekonomisine Katkıları” , Elektrik, Elektronik , Bilgisayar Mühendisliği 7. Ulusal Kongresi

- [72] GÜZEL , M.: “Kaçak Elektrik Mücadelesinde Son Tango” , EMO İzmir Şubesi Bülteni, KASIM **2003**
- [73] TUNÇBİLEK E.Ü.A.Ş. : “2004 Yılı Aylık İşletme Faaliyet Raporları” , Tunçbilek Termik Santrali Teknik Büro , KÜTAHYA **2004**
- [74] TUNÇBİLEK E.Ü.A.Ş. : “Tunçbilek Termik Santrali 1956 – 2003 ” , Tunçbilek Termik Santrali Teknik Büro , KÜTAHYA **2004**
- [75] TAVŞANLI TEDAŞ ve TEİAŞ. : “2004 Yılı Elektrik İletim ve Tüketim Verileri” Kütahya TEDAŞ Müessese Müdürlüğü, KÜTAHYA **2004**

## **EKLER**

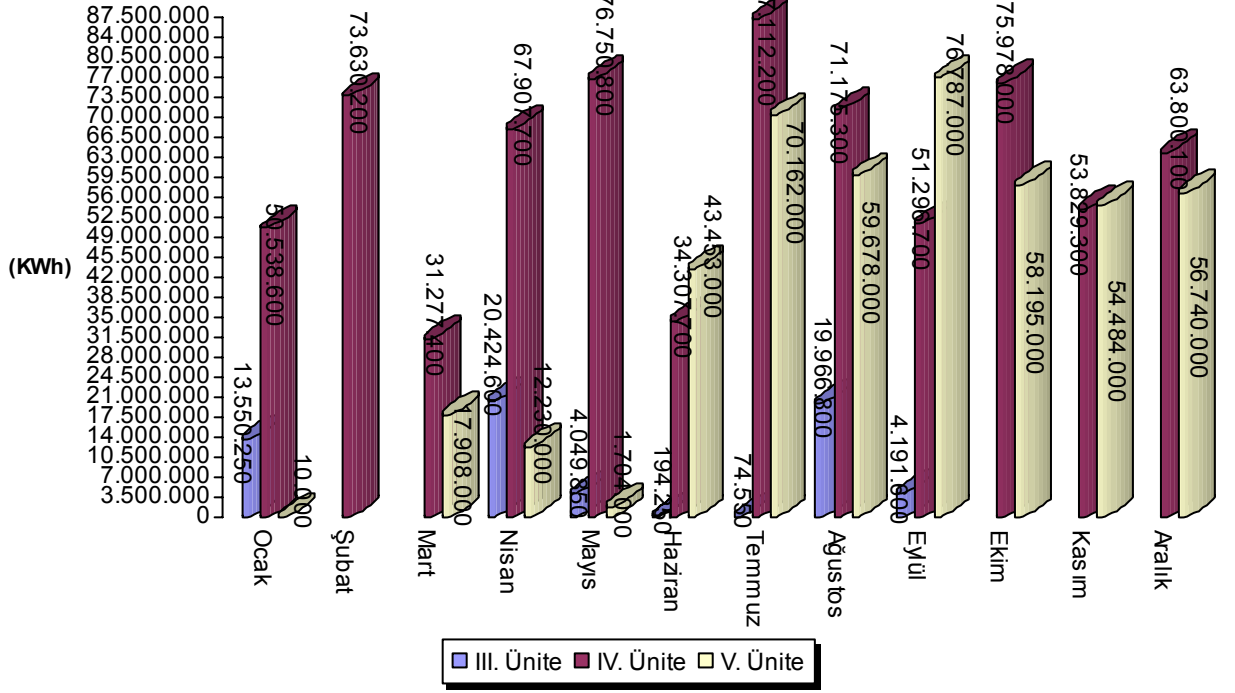
- EK – 1** :Tunçbilek termik santralının 2004 yılı istatistiksel santral işletim değerleri
- EK – 2** :Tunçbilek termik santralının zorunlu olarak devre dışı kalması nedenleri ve meydana gelen kayıplar
- EK – 3** :Santralde arıza oranlarının azalmasına bağlı olarak üniteler ve santral bazında enerji kazanımları
- EK – 4** :Santralde üretim aşamasında meydana gelen kayıplar
- EK – 5** :Santralde genel enerji kazanımları
- EK – 6** :Enerji iletim sisteminde çeşitli yazarlara göre hesaplanmış akıma ve akımdan bağımsız meydana gelen kayıplar
- EK – 7** :Enerji dağıtım sistemiyle ilgili istatistiki bilgiler
- EK – 8** :Enerji Dağıtım sisteminde meydana gelen kayıplar
- EK – 9** : Tavşanlı Elektrik Enerji Sistemindeki Kayıplardan Kazançlar

**EK – 1**

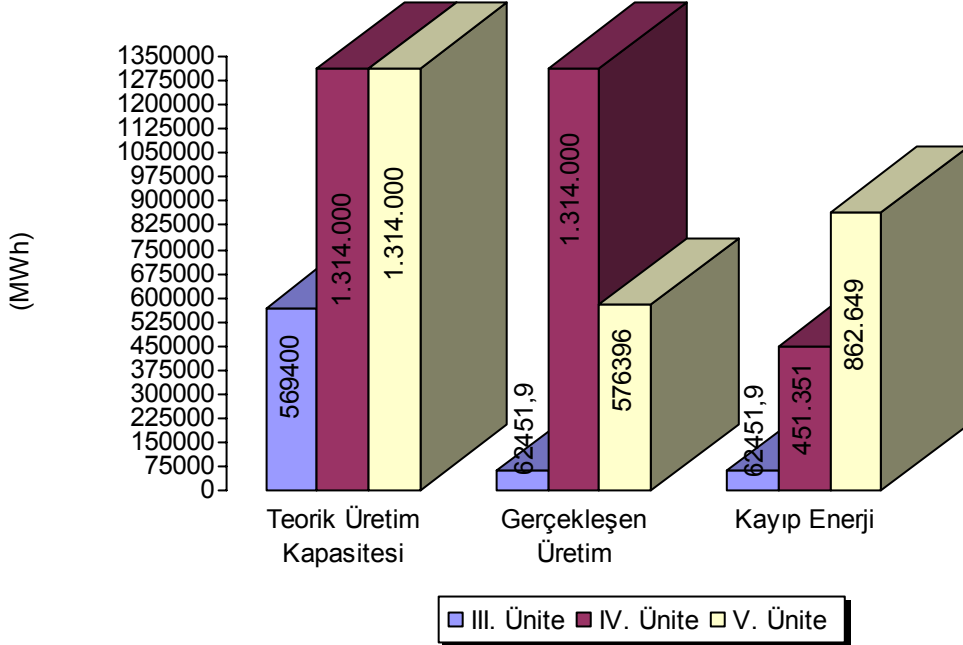
<b>TUNÇBİLEK TERMİK SANTRALİ İŞLETİM DEĞERLERİ</b>		
	<b>BİRİM</b>	<b>SANTRAL</b>
TEORİK GÜÇ	MW	365
TEORİK KAPASİTE	KWh	3.197.400.000
BRÜT ÜRETİM	KWh	1.251.406.900
İÇ TÜKETİM	KWh	173.759.648
İÇ TÜKETİM YÜZDESİ	%	13,88
NET ÜRETİM	KWh	1.072.031.112
REAKTİF ÜRETİM	KVARh	127.566.500
ÇALIŞMA SAATİ	Saat	11.680
ORTALAMA ÇALIŞMA GÜCÜ	MW	276
KAPASİTE KULANMA FAK.	%	39,03
TOPLAM VERİM	%	32,98

<b>ÜNİTELERİN İŞLETİM DEĞERLERİ</b>				
	<b>BİRİM</b>	<b>ÜNİTE 3</b>	<b>ÜNİTE 4</b>	<b>ÜNİTE 5</b>
TEORİK GÜÇ	MW	65	150	150
TEORİK KAPASİTE	KWh	569.400.000	1.314.000.000	1.314.000.000
BRÜT ÜRETİM	KWh	62.451.900	737.604.000	451.351.000
İÇ TÜKETİM	KWh	8.104.087	102.672.981	62.982.580
İÇ TÜKETİM YÜZDESİ	%	12,9	13,91	13,95
NET ÜRETİM	KWh	53.936.932	631.703.493	386.390.687
ÇALIŞMA SAATİ	Saat	1.435	6.326	3919
ISI TÜKETİMİ	Kcal / KWh	2.831	2.596	2.598
YAKIT TÜKETİMİ	Kg / KWh	0,637	1,072	1,103
ORTALAMA ÇALIŞMA GÜCÜ	MW	44	117	115
KAPASİTE KULANMA FAK.	%	10,9	56,13	34,34
TOPLAM VERİM	%	30,38	33,13	33,1

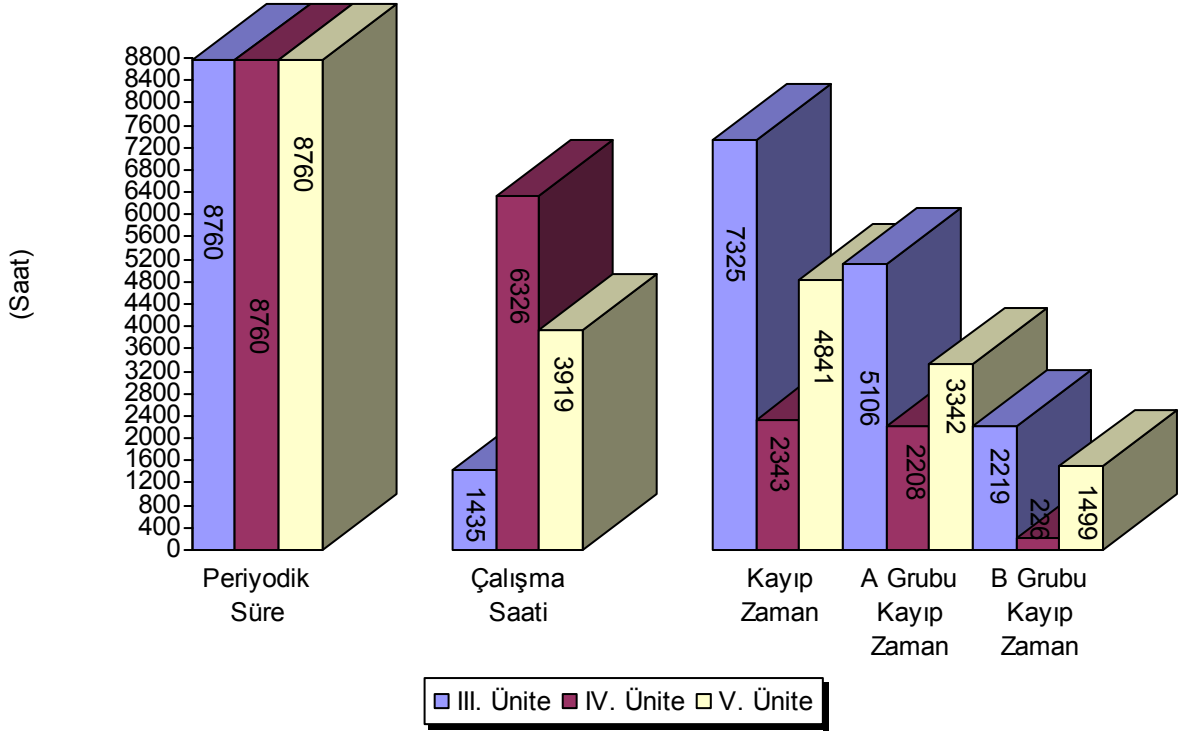
### Tunçbilek Santrali Aylık Brüt Enerji Üretimleri



### Santral Üniteleri Enerji Grafikleri



### Santral Üniteleri Zaman Grafiği



EK – 2 :

**GRUPLARDA ÜRETİLEMİYEN KAYIP ENERJİLER**

III. ÜNİTE		
	MWh	%
Kazanda boru patlaması	6.539,63	1,29
Elektro filtrede kısa devre	3.193,77	0,63
Türbin anza	25.093,94	4,95
Generatör İkaz yatak bakımı	811,12	0,16
1 nolu cebri çekme anzası	811,12	0,16
Kazan iyileştirme	405,558	0,08
Kazan curuf emniyet anzası	2.990,99	0,59
Beman anızalan	2.382,66	0,47
Genel revizyon	47.602,42	9,39
Reflektör değişimi	2.382,66	0,47
Planlı devre dışı	183.803,75	36,25
Y.T.M. İsteği	147.343	29,06
Diğer sebepler	47.538,99	9,37

IV. ÜNİTE		
	MWh	%
Kazanda boru patlaması	61.904,93	10,74
Tübin reglaj anzası	3.285,46	0,57
Pompa anzası	9.798,74	1,7
RA buhar hattı çatlağı	10.375,12	1,8
RB hattında çatlak	4.611,17	0,8
A6 ısıtıcısı patlaması	3.458,37	0,6
Elektrofiltre anzası	7.896,62	1,37
Kazan curuf emniyet anzası	7.550,78	1,31
Kule anzası	3.746,57	0,65
2 Nolu inverter anzası	1.383,35	0,24
Curuf palet anzası	4.034,77	0,7
Y.T.M. İsteği	156.639	27,17
Genel revizyon	110.417,13	19,15
Diğer sebepler	190.775,27	33,09
Soğutma suyu sıcaklık ayan	3.746,57	0,65

V. ÜNİTE		
	M00h	%
Kazanda boru patlaması	117.924,78	13,67
Generatör sinyal anzası	7.418,78	0,86
RB hattı patlağı	18.374,42	2,13
Türbin çatlaması	18.374,42	2,13
Orta basınç türbin ventil anzası	3.105,53	0,36
Kazan curuf emniyet anzası	9.402,87	1,09
Pompa anzası	4.313,25	0,5
1 nolu ızgara anzası	23.550,33	2,73
Y.T.M. İsteği	125.342,89	14,53
Genel revizyon	419.435,00	48,62
Diğer sebepler	115.507,35	13,38

EK – 3 :

**III. ÜNİTEDE MEYDANA GELEN ARIZALARDA % OLARAK AZALMAYA BAĞLI ENERJİ KAZANIMLARI**

ARIZA				
Kazanda boru patlaması	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	525.096	11,06	30,45	62.976.996
20	1.318.065	11,19	30,57	63.769.965
50	3.269.815	11,54	30,86	65.721.715
80	4.852.405	11,82	31,09	67.304.305
100	9.539.630	12,11	31,34	68.991.530

ARIZA				
Türbin Anzası	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	1.254.697	11,18	30,56	63.706.597
20	5.018.788	11,78	31,12	67.470.688
50	12.546.970	13,1	32,23	74.998.870
80	20.075.152	14,42	33,34	82.527.052
100	25.093.940	15,3	34,04	87.545.840

ARIZA				
Kazanı turuf em. Anzası	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	149.519	10,92	30,4	62.601.419
20	598.076	11	30,46	63.049.976
50	1.495.190	11,16	30,6	63.334.062
80	2.392.304	11,32	30,73	64.844.204
100	2.990.380	11,42	30,82	65.442.280

ARIZA				
Ekstro filtre anzası	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	159.688	10,92	30,4	62.611.588
20	638.754	11,01	30,47	63.090.654
50	1.596.885	11,18	30,61	63.457.937
80	2.555.016	11,34	30,75	65.006.916
100	3.193.770	11,46	30,85	65.645.670

ARIZA				
Diğer anızalar	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	2.376.949	11,31	30,73	64.828.849
20	9.507.798	12,56	31,78	71.959.698
50	23.769.495	15,07	33,89	86.221.395
80	38.031.192	17,57	36	100.483.092
100	47.538.990	19,24	37,4	109.990.890

ARIZA				
III. Ünite Genel Anza	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	5.172.999	11,8	31,14	67.624.899
20	20.691.996	14,53	33,43	83.143.896
50	51.729.990	19,98	38,02	114.181.890
80	82.767.984	25,43	42,61	145.219.884
100	103.459.980	29,07	45,66	169.911.880

#### IV. ÜNİTEDE MEYDANA GELEN ARIZALARDA % OLARAK AZALMAYA BAĞLI ENERJİ KAZANIMLARI

ARIZA				
Kazanda boru patlaması	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	3.095.246	56,36	33,17	740.699.246
20	12.380.986	57,07	33,31	749.984.986
50	30.952.465	58,48	33,59	768.556.465
80	49.523.944	59,89	33,86	787.127.944
100	61.904.930	60,84	34,05	799.508.930

ARIZA				
RA+RB buhar hattı Pat.	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	749.314	56,18	33,14	738.353.314
20	2.997.258	56,36	33,17	740.601.258
50	7.493.145	56,7	33,24	746.097.145
80	11.989.032	57,04	33,3	749.593.032
100	14.986.290	57,27	33,35	752.590.290

ARIZA				
Türbin anzası	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	164.273	56,14	33,132	737.768.273
20	657.092	56,18	33,139	738.261.092
50	1.642.730	56,25	33,15	739.246.730
80	2.628.368	56,33	33,16	740.232.368
100	3.285.460	56,38	33,17	740.889.460

ARIZA				
Elektro filtre anzası	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	394.831	56,16	33,132	737.998.831
20	1.579.324	56,25	33,135	739.183.324
50	3.948.310	56,43	33,18	741.552.310
80	6.317.296	56,61	33,22	743.921.296
100	7.896.620	56,73	33,24	745.500.620

ARIZA				
Diğer anızalar	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	9.538.763	56,85	33,27	747.142.763
20	38.155.054	59,03	33,69	775.759.054
50	95.387.635	63,38	34,54	832.991.635
80	152.620.216	67,74	35,4	890.224.216
100	190.775.270	70,64	35,96	928.379.270

ARIZA				
IV. Ünite genel Anıza	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	15.666.443	57,32	33,36	753.270.443
20	62.665.773	60,89	34,06	800.269.773
50	156.664.432	68,05	35,46	894.268.432
80	250.663.092	75,2	36,85	988.267.092
100	313.328.865	79,97	37,79	1.050.932.866

### V. ÜNİTEDE MEYDANA GELEN ARIZALARDA % OLARAK AZALMAYA BAĞLI ENERJİ KAZANIMLARI

ARIZA				
Kazanda boru patlaması	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	5.896.239	34,78	33,24	457.247.239
20	23.584.956	36,13	33,69	474.935.956
50	58.962.390	38,82	34,58	510.313.390
80	94.342.224	41,51	35,48	545.893.224
100	117.924.780	43,31	36,07	589.275.780

ARIZA				
Türbin anızası	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	1.073.997	34,42	33,12	452.424.997
20	4.295.990	34,66	33,2	455.646.990
50	10.739.975	35,15	33,37	462.090.975
80	17.183.960	35,64	33,53	468.534.960
100	21.479.950	35,97	33,64	472.830.950

ARIZA				
Kazanı turuf em. Anızası	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	470.143	34,37	33,11	451.821.143
20	1.880.574	34,48	33,14	453.231.574
50	4.701.435	34,69	33,21	456.052.435
80	7.522.296	34,91	33,28	458.873.296
100	9.402.870	35,05	33,33	460.753.870

ARIZA				
Izgara anzası	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	1.177.516	34,42	33,12	452.528.516
20	4.710.066	34,69	33,21	456.061.066
50	11.775.165	35,23	33,39	463.126.165
80	18.840.264	35,77	33,57	470.191.264
100	23.550.330	36,13	33,69	474.901.330

ARIZA				
Diğer anzalar	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	5.775.367	34,77	33,24	457.126.365
20	23.101.470	36,09	33,68	474.452.470
50	57.753.675	38,73	34,55	509.104.675
80	92.405.880	41,37	35,42	543.756.880
100	115.507.350	43,13	36	566.858.350

ARIZA				
V. Ünite genel anza	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	16.804.402	35,61	33,52	468.155.402
20	67.217.610	39,45	34,79	518.568.610
50	168.044.025	47,12	37,33	619.395.025
80	268.870.440	54,8	39,87	720.221.440
100	336.088.050	59,91	41,56	787.439.050

### SANTRALDE MEYDANA GELEN ARIZALARDA % OLARAK AZALMAYA BAĞLI ENERJİ KAZANIMLARI

ARIZA				
Santral geneli anza oranı	Kazanılan Enerji	Yeni K.K.F	Yeni Verimi	Yeni Üretim Değeri
% olarak azalma	(KWh)	%	%	(KWh)
5	37.105.289	40,29	33,3	1.288.512.189
20	148.421.156	43,77	34,26	1.399.828.056
50	371.052.890	50,73	36,2	1.622.459.790
80	593.684.624	57,69	38,13	1.845.091.524
100	742.105.781	62,33	39,42	1.993.512.681

**EK – 4 :**

<b>Santral Kayıpları</b>				
	<b>Birim</b>	<b>III. ÜNİTE</b>	<b>IV. ÜNİTE</b>	<b>V. ÜNİTE</b>
Teorik olarak üretmesi gereken güç	KWh	73.338.177	813.301.361	498.122.417
Yakıt kalitesi nedeniyle üretilemeyen	KWh	432.500	17.258.765	6.609.166
üretim aşamasında mey. Gelen kayıplar	KWh	10.503.777	58.438.597	40.162.251
Gerçekleşen üretim	KWh	62.451.900	737.604.000	451.351.000
İç tüketim	KWh	8.104.087	102.672.981	62.982.580
Net üretim	KWh	53.936.932	631.703.493	386.390.687
Ünite iç tüketimi	KWh	6.574.800	75.439.200	43.783.000
Üniteler ortak tüketim	KWh	1.529.297	27.233.781	19.199.580
Ünite enerji kayıpları	KWh	410.881	3.227.526	1.977.733
Ünitelerin saatlik enerji kayıpları	KW	286,328	510,2	504,65
Yıllık bazda enerji kayıpları	KWh	2.508.233,28	4.469.352	4.420.734

**EK – 5 :**

<i>Enerji Kazanımları</i>	<i>III. Ünite</i>	<i>IV. Ünite</i>	<i>V. Ünite</i>	<i>Santral Genelİ</i>
<i>YTM İsteğinden %20 Kazanç</i>	30.270.851	31.927.892	27.068.578	89.267.331
<i>Planlı revizyondan %25 Kazanç</i>	45.950.937	27.604.458	97.358.750	170.914.145
<i>Sistemde Meydana Gelen Arızalardan %50 Kazanç</i>	51.729.990	156.664.432	168.044.025	371052.890
<i>Yakıt Kalitesi Nedeniyle Üretilmeyen</i>	216.250	8.629.382	3.304.583	12.150.215
<i>Çevrim Veriminden Kaybedilen Eneriden %35</i>	3.676.321	20.453.508	14.056.787	38.186.616
<i>İç Tüketimden %40 Kazanç</i>	19.789.656	56.871.028	56.232.608	132.892.282
<b>TOPLAM (KWh)</b>	<b>151.634.005</b>	<b>302.150.700</b>	<b>366.065.631</b>	<b>819.850.336</b>

EK – 6 :

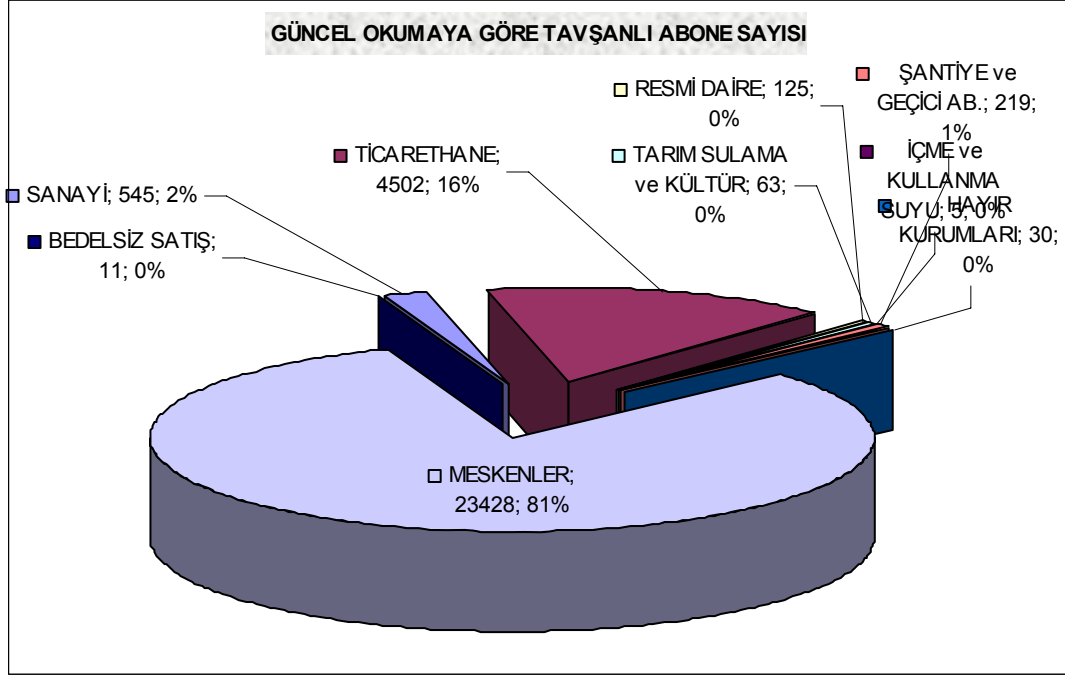
İLETİM HATTI KAYIPLARI									
KAYIPLAR	Birim	İxR	K.A.K	İzolatör Kay.	Korona	Ger. Düşümü	Kayıp Fak.	Y. Faktörü	
Wolf	KWh	2.595,76					0,3412	0,5	
Langrehr	KWh	2.862,42					0,3762	0,5	
Junge	KWh	2.571,42					0,338	0,5	
W. Weingartner	KWh	2.614,78					0,3437	0,5	
Trager	KWh	2.564,57					0,3371	0,5	
Wichmain	KWh	2.692,84					0,3539	0,5	
Jansen	KWh	3.099,40					0,4074	0,5	
Buller ve Woodrow	KWh	2.818,82					0,3704	0,5	
O. Mayer	KWh				1931,976			0,5	
Peek	KWh				2421,1633			0,5	
Peterson	KWh				1192,32			0,5	
Kuru hava	KWh			886,95				0,5	
Sisli hava	KWh			337,5				0,5	
Yağışlı hava	KWh			504				0,5	
	KWh		3679,2					0,5	
	V					4,997		0,5	

## İLETİM TRANSFORMATÖRÜ KAYIPLARI

KAYIPLAR	Birim	
Bakır kayıpları	KW	426,405
Demir kayıpları	KW	107
Toplam Bakır kaybı	KWh	1274487,021
Toplam Demir kaybı	KWh	937320
Toplam Enerji kaybı	KWh	2211807,021

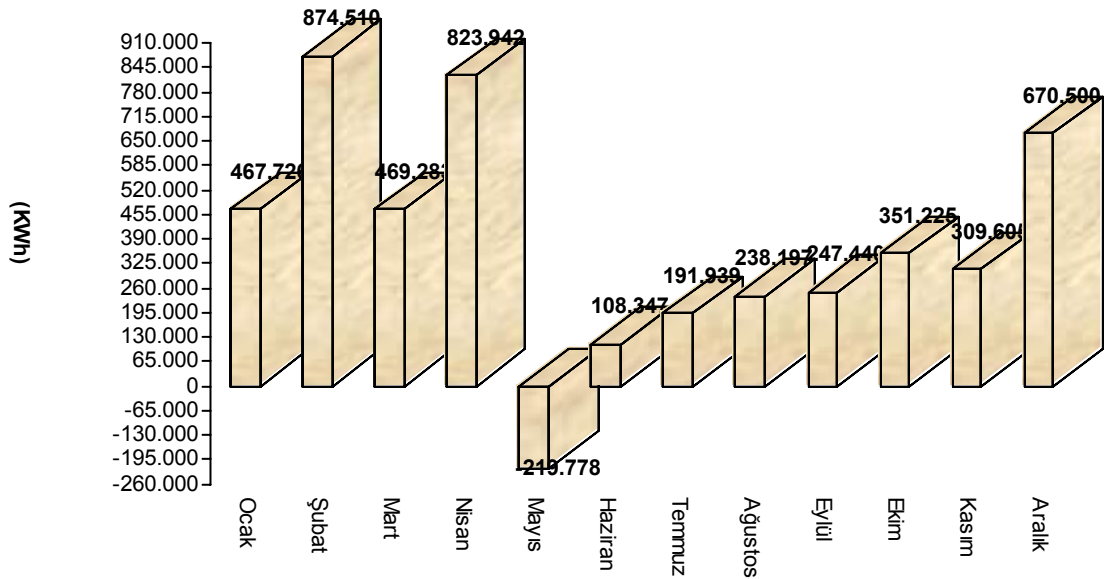
ALT İLETİM HATTI KAYIPLARI							
KAYIPLAR	Birim	PxR	K.A.K	İzolatör Kay.	Ger. Düşümü	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	406.953,27				0,3412	0,5
Langrehr	KWh	448.757,82				0,3762	0,5
Junge	KWh	403.136,59				0,338	0,5
W. Weingartner	KWh	409.935,54				0,3437	0,5
Trager	KWh	402.063,15				0,3371	0,5
Wichmain	KWh	422.100,70				0,3539	0,5
Jansen	KWh	485.910,79				0,4074	0,5
Buller ve Woodrow	KWh	441.780,46				0,3704	0,5
O. Mayer	KWh	İhmal					0,5
Peek	KWh	İhmal					0,5
Peterson	KWh	İhmal					0,5
Kuru hava	KWh			571,725			0,5
Sisli hava	KWh			665,28			0,5
Yağışlı hava	KWh			309,375			0,5
	KWh		1051,2				0,5
	V				153,387		0,5

## EK – 7 :



2004 YILI TAVŞANLI TEDAŞ ELEKTRİK ALIMI VE TÜKETİMİ		
AYLAR	DAĞITIM SİSTEMİNE AKTARILAN	TÜKETİLEN ENERJİ
OCAK	3.604.560 KWh	3.136.834 KWh
ŞUBAT	3.316.140 KWh	2.441.630 KWh
MART	3.488.640 KWh	3.019.357 KWh
NİSAN	3.305.100 KWh	2.481.158 KWh
MAYIS	3.198.840 KWh	3.418.618 KWh
HAZİRAN	3.078.780 KWh	2.970.433 KWh
TEMMUZ	3.274.740 KWh	3.082.801 KWh
AĞUSTOS	3.340.980 KWh	3.102.783 KWh
EYLÜL	3.265.080 KWh	3.017.640 KWh
EKİM	3.885.405 KWh	3.534.180 KWh
KASIM	3.432.060 KWh	3.122.455 KWh
ARALIK	3.944.040 KWh	3.273.540 KWh
<b>TOPLAM</b>	<b>41.134.365 KWh</b>	<b>36.601.429 KWh</b>

### Tavşanlı'nın Aylara Göre Ölçülen Enerji Kaybı



**EK – 8 :**

DAĞITIM TRANSFORMATÖRÜ KAYIPLAR					
34,5 KV / 0,4 KV					
Trafo G.	Birim	$\Delta p_{fe}$	$\Delta p_{cu}$	Toplam	Adet
630 KVA	kWh	11826	772,368	667.713,54	53
400 KVA	kWh	7884	564,793	439.337,28	52
250 KVA	kWh	6132	337,91	129.398,22	20
200 KVA	kWh	4818	308,933	5.226,93	1
160 KVA	kWh	4204,8	270,317	53.701,40	12
1250 KVA	kWh	17082	1351,64	18.433,64	1
800 KVA	kWh	13315,2	936,495	14.251,70	1
50 KVA	kWh	2074,064	101,36	15.228,03	7
34,5 KV / 15,8 KV					
3150 KVA	kWh	124392	14.222,35	277.228,70	2
15,8 KV / 0,4 KV					
Trafo G.	Birim	$\Delta p_{fe}$	$\Delta p_{cu}$	Toplam	Adet
630 KVA	kWh	11388	627,52	60.077,61	5
400 KVA	kWh	6.570	502,017	84.864,21	12
160 KVA	kWh	4029,6	226,746	8512,946	2
315 KVA	kWh	6832,8	424,784	7.257,58	1

## 15,8 KV ORTA GERİLİM FİDER KAYIPLARI

160 KVA TRANSFORMATÖR BESLEME HATLARI						
KAYIPLAR	Birim	PxR	K.A.K	İzolatör Kay.	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	0,356			0,3412	0,5
Langrehr	KWh	0,392			0,3762	0,5
Junge	KWh	0,352			0,338	0,5
Trager	KWh	0,352			0,3371	0,5
	KWh		42,691	746,55		
	KWh					

630 KVA TRANSFORMATÖR BESLEME HATLARI						
KAYIPLAR	Birim	PxR	K.A.K	İzolatör Kay.	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	185,65			0,3412	0,5
Langrehr	KWh	204,69			0,3762	0,5
Junge	KWh	183,89			0,338	0,5
Trager	KWh	182,05			0,3371	0,5
	KWh		42,691	746,55		
	KWh					

400 KVA TRANSFORMATÖR BESLEME HATLARI						
KAYIPLAR	Birim	PxR	K.A.K	İzolatör Kay.	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	51,95			0,3412	0,5
Langrehr	KWh	57,227			0,3762	0,5
Junge	KWh	51,459			0,338	0,5
Trager	KWh	50,85			0,3371	0,5
	KWh		42,691	746,55		
	KWh					

315 KVA TRANSFORMATÖR BESLEME HATLARI						
KAYIPLAR	Birim	PxR	K.A.K	İzolatör Kay.	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	2,22			0,3412	0,5
Langrehr	KWh	2,45			0,3762	0,5
Junge	KWh	2,203			0,338	0,5
Trager	KWh	2,19			0,3371	0,5
	KWh		42,691	746,55		
	KWh					

## 34,5 KV ORTA GERİLİM FİDER KAYIPLARI

1250 KVA TRANSFORMATÖR BESLEME HATLARI						
KAYIPLAR	Birim	P×R	K.A.K	İzolatör Kay.	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	17,4886			0,3412	0,5
Langrehr	KWh	19,186			0,3762	0,5
Junge	KWh	17,237			0,338	0,5
Trager	KWh	17,191			0,3371	0,5
	KWh		1314,109	23617,44		
	KWh					
800 KVA TRANSFORMATÖR BESLEME HATLARI						
KAYIPLAR	Birim	P×R	K.A.K	İzolatör Kay.	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	2,065			0,3412	0,5
Langrehr	KWh	2,227			0,3762	0,5
Junge	KWh	2,046			0,338	0,5
Trager	KWh	2,04			0,3371	0,5
	KWh		1314,109	23617,44		
	KWh					
630 KVA TRANSFORMATÖR BESLEME HATLARI						
KAYIPLAR	Birim	P×R	K.A.K	İzolatör Kay.	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	172,736			0,3412	0,5
Langrehr	KWh	190,464			0,3762	0,5
Junge	KWh	171,123			0,338	0,5
Trager	KWh	170,668			0,3371	0,5
	KWh		1314,109	23617,44		
	KWh					
400 KVA TRANSFORMATÖR BESLEME HATLARI						
KAYIPLAR	Birim	P×R	K.A.K	İzolatör Kay.	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	84,84			0,3412	0,5
Langrehr	KWh	93,54			0,3762	0,5
Junge	KWh	84,04			0,338	0,5
Trager	KWh	83,82			0,3371	0,5
	KWh		1314,109	23617,44		
	KWh					

250 KVA TRANSFORMATÖR BESLEME HATLARI						
KAYIPLAR	Birim	PxR	K.A.K	İzolatör Kay.	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	24,28			0,3412	0,5
Langrehr	KWh	26,778			0,3762	0,5
Junge	KWh	24,06			0,338	0,5
Trager	KWh	23,99			0,3371	0,5
	KWh		1314,109	23617,44		
	KWh					

200 KVA TRANSFORMATÖR BESLEME HATLARI						
KAYIPLAR	Birim	PxR	K.A.K	İzolatör Kay.	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	0,188			0,3412	0,5
Langrehr	KWh	0,208			0,3762	0,5
Junge	KWh	0,187			0,338	0,5
Trager	KWh	0,186			0,3371	0,5
	KWh		1314,109	23617,44		
	KWh					

160 KVA TRANSFORMATÖR BESLEME HATLARI						
KAYIPLAR	Birim	PxR	K.A.K	İzolatör Kay.	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	5,61			0,3412	0,5
Langrehr	KWh	6,19			0,3762	0,5
Junge	KWh	5,56			0,338	0,5
Trager	KWh	5,55			0,3371	0,5
	KWh		1314,109	23617,44		
	KWh					

50 KVA TRANSFORMATÖR BESLEME HATLARI						
KAYIPLAR	Birim	PxR	K.A.K	İzolatör Kay.	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	0,038			0,3412	0,5
Langrehr	KWh	0,042			0,3762	0,5
Junge	KWh	0,038			0,338	0,5
Trager	KWh	0,037			0,3371	0,5
	KWh		1314,109	23617,44		
	KWh					

34,5 / 0,4 Dönüşüm Transformatörlerinden Beslenen AG Fider Kayıpları				
KAYIPLAR	Birim	PxR	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	1.021.643,21	0,3412	0,5
Langrehr	KWh	1.126.551,60	0,3762	0,5
Junge	KWh	1.012.061,78	0,338	0,5
W. Weingartner	KWh	1.029.129,19	0,3437	0,5
Trager	KWh	1.009.366,96	0,3371	0,5
Wichmain	KWh	1.059.850,31	0,3539	0,5
Jansen	KWh	1.214.579,35	0,4074	0,5
Buller ve Woodrow	KWh	1.104.397,78	0,3704	0,5

15,8 / 0,4 Dönüşüm Transformatörlerinden Beslenen AG Fider Kayıpları				
KAYIPLAR	Birim	PxR	Kayıp Fak.	Y. Faktörü
Wolf	KWh	256.566,77	0,3412	0,5
Langrehr	KWh	282.856,59	0,3762	0,5
Junge	KWh	254.101,07	0,338	0,5
W. Weingartner	KWh	258.386,21	0,3437	0,5
Trager	KWh	253.424,48	0,3371	0,5
Wichmain	KWh	266.098,47	0,3539	0,5
Jansen	KWh	306.274,33	0,4074	0,5
Buller ve Woodrow	KWh	278.473,74	0,3704	0,5

**EK – 9 :**

<i>Tavşanlı 2004 Yılı Verileri</i>	<i>KWh</i>	<i>Açıklama</i>	<i>Tasarruf Edilebilecek Enerji KWh</i>
<i>Tavşanlı Enerji Sistemi</i>	41.134.365		
<i>Ölçülen Kayıp</i>	4.532.296		
(%)	11,01		
<i>Hesaplanan kayıplar</i>			
<i>Enerji İletim Sistemi</i>	419.486,24		
(%)	1,01		
		Güç katsayısını 0,98' e Çıkarılmasıyla Kayıplardan kazanç	137.661,59
		Gerilim Seviyesini 34,5 KV 'dan 154 KV Seviyesine Çıkarmak	386.528
		Şebeke yüklenme Faktörünü Zamana Yayararak Azaltmak (0,4)	87.716,55
		Puant Yük artışı %20, Yüklenme Faktörü 0,4 ve Güç katsayısı 0,98 durumuna göre kayıplardan kazanç	38.035,48
		Tek fider ile enerji iletimi yapmak	203.476,63

<b>Enerji dağıtım sistemi (Alt İletim Sistemi Dahil)</b>	3.085.709,81		
(%)	7,49		
OG / OG Dönüşüm Transformatörlerinin kayıplarının azaltılmasıyla kazanılan enerjiler	Transformatörlerin ekonomik olarak yüklenmesini sağlamak		138.614,35
	Enerji dağıtımında Verimli Transformatör kullanmak		124.392
	Puant Yük artışı %50, Yüklenme Faktörü 0,3 ve Güç katsayısı 0,98 durumuna göre kayıplardan kazanç		4.935,62
OG / AG Dönüşüm Transformatörlerinin kayıplarının azaltılmasıyla kazanılan enerjiler	Transformatör kurulu gücünün yarısını devre dışına almak		752.001,54
	Puant Yük artışı %20, Yüklenme Faktörü 0,4 ve Güç katsayısı 0,98 durumuna göre kayıplardan kazanç		9.238,67
OG Fider Kayıplarının Azaltılmasıyla Kazanılan Enerjiler	15,8 KV fiderlerini 34,5 KV gerilim fiderlerine dönüşümünü sağlamak veya devreden çıkarmak		180,086 240,176
	Puant Yük artışı %25, Yüklenme Faktörü 0,4 ve Güç katsayısı 0,98 durumuna göre kayıplardan kazanç		70,697
OG Fider Kayıplarının Azaltılmasıyla Kazanılan Enerjiler	Güç katsayısını artırmak (1)		288.875,46
	Fiderin yüklenme faktörünü düşürmek (0,4)		544.517,45
	Puant Yük artışı %40, Yüklenme Faktörü 0,4 ve Güç katsayısı 0,98 durumuna göre kayıplardan kazanç		118.873,52
<b>Bedelsiz tüketim</b>	1.000.000		
(%)	2,42		
<b>İdari Kayıplar</b>	50.000		
(%)	0,12		
<b>Toplam Hesaplanan Kayıp</b>	4.145.645,2		
(%)	%10,07		
<b>TOPLAM TASARRUF</b>		Sadece puant yük , yüklenme faktörü ve güç katsayısının değişimine göre toplam kazanç	321.153,25

## ÖZGEÇMİŞ

1981 yılında Kütahya'nın Tavşanlı ilçesinde doğdu. İlk, orta ve lise öğrenimini Tavşanlı'da tamamladı. 1999 yılında Tavşanlı Teknik ve Endüstri Meslek Lisesinden mezun olup aynı yıl Marmara Üniversitesi Teknik Eğitim Fakültesi Elektrik Öğretmenliği bölümünü kazandı ve 2003 yılında aynı bölümden Teknik Öğretmen olarak mezun oldu. Aynı yıl Marmara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Eğitiminde yüksek lisans eğitimine başladı.

Halen bu bölümde yüksek lisans eğitimini sürdürmektedir.

**T.C**  
**MARMARA ÜNİVERSİTESİ**  
**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**KABUL VE ONAY BELGESİ**

**ÜRETİMDEN TÜKETİME ELEKTRİK ENERJİ SİSTEMLERİNDE  
KAYIPLARIN İNCELENMESİ VE GİDERİLMESİNE YÖNELİK  
ÇALIŞMALAR**

Şevket SARGIN'ın "ÜRETİMDEN TÜKETİME ELEKTRİK ENERJİ SİSTEMLERİNDE KAYIPLARIN İNCELENMESİ VE GİDERİLMESİNE YÖNELİK ÇALIŞMALAR" isimli Lisansüstü tez çalışması, M.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun 27 / 06 / 2006 tarih ve B.30.2.MAR.0.C1.00.00.sek./1928 sayılı kararı ile oluşturulan jüri tarafından Elektrik Eğitimi Anabilim Dalı Elektrik Eğitimi Programında YÜKSEK LİSANS Tezi olarak Kabul edilmiştir.

Danışman : Yrd. Doç. Dr. Ümit Kemalettin TERZİ, Marmara Üniversitesi

Üye : Yrd. Doç. Dr. Hasan ERDAL, Marmara Üniversitesi

Üye : Yrd. Doç Dr. N. Fusun SERTELLER, Marmara Üniversitesi

Tezin Savunulduğu Tarih : 28 / 07 / 2006

**ONAY**

M.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun ..03.08.2006....tarih ve ..2006/20-S  
..sayılı kararı ile ...Şevket...SARGIN.....'ın ...Elektrik...Eğitimi... Anabilim Dalı  
.....Programında Y.Lisans (MSc) derecesi alması onanmıştır.

Marmara Üniversitesi  
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

