
GAZİ ÜNİVERSİTESİ
Gazi
1926

HİDROLİK SANTRALLER İÇİN PSS/E İLE TÜRKİYE'DE HAVZA PLANLAMASI

Ceyhun CENGİZ

YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ARALIK 2014

Ceyhun CENGİZtarafından hazırlanan "HİDROLİK SANTRALLER İÇİN PSS-E İLE TÜRKİYE'DE HAVZA PLANLAMASI " adlı tez çalışması aşağıdaki jüri tarafından OY BİRLİĞİ ile Gazi Üniversitesi ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DAL Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Danışman: Unvanı Adı SOYADI
Anabilim Dalı, Üniversite Adı
Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum/onaylamıyorum ..……

Başkan : Unvanı Adı SOYADI
Anabilim Dalı, Üniversite Adı
Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum/onaylamıyorum ……...

Üye : Unvanı Adı SOYADI
Anabilim Dalı, Üniversite Adı
Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum/onaylamıyorum ……...

Tez Savunma Tarihi: 10/12/2014

Jüri tarafından kabul edilen bu tezin Yüksek Lisans Tezi olması için gerekli şartları yerine getirdiğini onaylıyorum.

……..……
Prof. Dr. Şeref SAĞIROĞLU
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

ETİK BEYAN

Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmasında;

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Tez çalışmasında yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
- Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,

bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

Ceyhun Cengiz

24.12.2014

HİDROLİK SANTRALLER İÇİN PSS-E İLE TÜRKİYE'DE HAVZA PLANLAMASI

(Yüksek Lisans Tezi)

Ceyhun CENGİZ

GAZİ ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Aralık 2014

ÖZET

Ülkemizde ve tüm dünyada elektrik enerjisine olan ihtiyaç her geçen yıl artmaktadır. Buna karşılık olarak her geçen yıl elektrik üretimini de kademeli olarak arttırmak gerekmektedir. Önümüzdeki yıllarda elektrik enerjisindeki üretim tüketim dengesini korumak her geçen yıl daha da zorlaşacaktır. Ama günümüzdeki teknolojik gelişmelerden anlaşıldığı üzere bu konuyla edilecek mücadelede yazılım programları en büyük asistanımız olacaktır. Elektrik tüketimi için enerji santralleri kurmalıyız ve bunun bir sonucu olarak kurulan her bir üretim ve tüketim merkezleri için altyapının hazırlanması gerekir. Fakat artan bu iletim altyapısına paralel olarak planlama her geçen yıl daha da zorlaşacak ve hesaplamalar karmaşıklaşacaktır. Karmaşıklaşan bir sistemde planlamanın önemi de artacaktır. Son yıllarda bir Alman şirketi olan Siemens simülasyon yazılımında önemli gelişmeler kaydetmiştir. Bu çalışmaların sonucunda PSS/E adı verilen bir program geliştirilmiş ve iletim altyapısının tüm teçhizatlarıyla yazılım programı yardımı ile bilgisayara atılması sağlanmıştır. Ayrıca bu yazılım sayesinde analizler sadece teknik ile sınırlandırılmamış coğrafik olarak da analiz yapılabilmesi hatların uzunlukları gibi bilgilerin de yazılıma aktarılabilmesi sağlanmıştır. Bu tez çalışması mühendislerin güç sistem analizinin simülasyonunun nasıl yapılacağını, simülasyon sonrası sonuçların nasıl yorumlanması gerektiğini açıklamaktadır. Gerçek bir sistem ile simülasyon arasındaki farkları da daha iyi anlayabilmek için şu anda tesis edilmekte olan Reşadiye Trafo Merkezinin de devrede olduğu durum analiz edilmiş detaylı raporlanmıştır. İlerleyen yıllarda bu çalışma incelendiğinde Reşadiye trafo merkezinde gerçeklen durum ile bu tezdeki tahminler karşılaştırılabilecek tutarlılığı daha net anlaşılabilecektir.Ayrıca sisteme giren verilerin görüntülenmesi sayesinde sistem bir eğitim materyali olarak kullanılabilecektir.

Bilim Kodu : 905.1.033

Anahtar Kelimeler : Hidrolik santraller, PSS/E yazılımı, havza planlaması sistem simülasyonları

Sayfa Adedi : 91

Danışman : Öğr. Gör. Dr. S. Sungur TEZCAN

TURKEY BASIN PLANNING FOR HYDRAULIC POWER PLANTS WITH PSS/E SOFTWARE

(M. Sc. Thesis)

Ceyhun CENGİZ

GAZİ UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

December 2014

ABSTRACT

Electrical energy consumption demand increases every year in our country and also in all over the world. So every year we need to increase the production. In the future years it will be more and more difficult to maintain the balance between electricity production and consumption. But it seems developments in the software technology will be a good assistant for engineers in the future years. Because of the increasing energy demand we have to make production centrals. For these productions and consumptions, engineers have to prepare the infrastructure of the electricity transmission system. But as a result of the increasing system transmission system planning will be more complicated. In a complicated system simulations for planning will be more important. A German company Siemens made a good achievement about simulation software in the recent years. And a simulation software PSS/E (Power System Simulation for Engineers) has been created by Siemens. With this simulation software we can now design the transmission system in computer. We can make the analysis now not only with technically but also with geographically. This thesis explains how engineers can design power system, and how can make the simulations. After the simulation this thesis will show the conclusions about the analysis. To understand what are differences between the simulation and real system in this thesis i also worked a real project named Resadiye Substation.

Science Code : 905.1.033

Key Words : Hydraulic power plants, PSS/E software, basin planning, system simulations.

Page Number : 91

Supervisor : Lecturer Dr. S. Sungur TEZCAN

TEŞEKKÜR

Çalışmalarım boyunca değerli yardım ve katkılarıyla beni yönlendiren Hocam Öğr.Gör.Dr. Süleyman Sungur TEZCAN'a, Prof. Dr. Sezai DİNÇER'e, Doç. Dr. M. Timur AYDEMİR'e ayrıca bu çalışma boyunca yanımda yer alan Elektrik Müh. Gökhan ATABEY, Gıda Müh. Püryan DURMUŞ'a, Elek. Müh. Fatjon PİLİNÇİ'ye, Murat CENGİZ'e ve manevi destekleriyle beni hiçbir zaman yalnız bırakmayan sevgili aileme ve arkadaşlarıma teşekkürü bir borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖZET iv

ABSTRACT v

TEŞEKKÜR vi

İÇİNDEKİLER vii

ÇİZELGELERİN LİSTESİ x

ŞEKİLLERİN LİSTESİ xi

SİMGELER VE KISALTMALAR xiii

1. GİRİŞ 1

2. GÜÇ SİSTEM ANALİZİNDE KALİTENİN ÖNEMİ 5

2.1. Güç Sistem Analizinde Bozucu Etkiler ve Gerilim Analizi 6

2.2. PSS/E Yazılımı İle Gerilim Analizi 8

3. TÜRKİYE İLETİM VE ÜRETİM SİSTEMİNİN MODELLENMESİ 11

3.1. Türkiye Elektrik İletim Sistemi 11

3.2. Türkiye'de Elektrik Üretiminin Genel Durumu 13

4. PSS/E YAZILIMI İLE İLETİM SİSTEMİ PLANLAMASI 19

4.1. İletim Planlamasının Önemi 19

4.2. Sistem Planlamasındaki Temel Gereksinimler Dikkat Edilecek Hususlar 21

4.3. İletim Planlamasında Üretim Tüketim Dataları 22

4.4. PSS/E Yazılımının İletim Sistemine Sunduğu Çözüm Önerileri 23

4.5. İletim Sistemi Analizlerinde Sistem Güvenliği 23

4.6. İletim Sistemi Tasarlanırken Dikkat Edilecek Mevzuatlar 24

Sayfa

4.6.1. Frekans ile ilgili mevzuat bilgisi 24

4.6.2. İletim hatları ve trafo merkezleri ile ilgili mevzuat 25

4.6.3. Üretim tesisleri ile ilgili mevzuatlar 28

5. PSS/E PROGRAMI İLE SİSTEMDE GÜÇ AKIŞ ANALİZLERİ 31

5.1. Yük Akışlarının Simülasyonu ve Hesaplamalar 31

5.2. Güç Sistem Analizlerinde PSS/E Programında Dataların Oluşturulması 32

5.3. Yük Akışlarında Aktif Güç ve Reaktif Güç Hesapları 33

5.4. PSS/E İle Optimal Yük Akışı Problemleri 35

5.5. Kısa Devre Analizleri 37

6. PSS/ E İLE VERİ ANALİZİ VE RAPORLAMALAR 39

6.1. PSS/E Programına Genel Bakış 39

6.2. Gerçekleşen Data (Raw Data) Analizi 40

6.3. PSS/E Programında Baraların Modellenmesi 41

6.4. PSS/E Programında Üretim Verilerinin Girilmesi 42

6.5. PSS/E Programında Kapasitör ve Reaktörlerin Modellenmesi 45

6.6. PSS/E Programında İletim Hatlarının Modellenmesi 48

6.6.1. İletim hatları için oluşturulan veriler 49

6.6.2. PSS/E programında kullanılan enerji iletim hattı çeşitleri 51

6.7. PSS/E Programında Trafoların Modellenmesi 53

7. 2019 YILI TÜRKİYESİNİN PSS/E PROGRAMI İLE ANALİZİ 57

7.1. 2019 Yılı Tüketim Tahminleri 57

7.2. 2019 Yılı Tüketim Tahminlerinin Hesaplanmasında Kullanılan Yöntem 62

8. 2019 YILI SAMSUN VE ÇEVRE İLLERİNİN DETAYLI ANALİZİ 67

Sayfa

8.1. Samsun Bölgesi ve Çevre İllerinde Mevcut Şebekenin Durumu 68

8.2. Bölgede Üretim ve Tüketim Tahminleri: 70

8.3. Bölgede Yakın Dönemde Yapılması Planlanan Projeler 70

8.4. Samsun ve Civarındaki İllerin 2019 Yılı PSS/E Programında Detaylı Analizi 73

8.5. 2019 Yılı PSS/E Çalışmalarının Sonuçları ve Değerlendirmeler..... 78

8.5.1. Talep tahminleri 78

8.5.2. Yük akışı için kısıtlar ve öneriler 78

9. PSS/ E YAZILIMI İLE 380 KV REŞADİYE HAVZA PLANLAMASI 81

9.1. Reşadiye Havza Trafo Merkezinin Coğrafi Konumu 81

9.2. Reşadiye Havza Trafo Merkezi Şalt Yapısı ve Bağlantı Şeması 83

9.3. Reşadiye Havza Trafo Merkezi Şalt Yapısı ve Bara Düzeni: 84

9.4. Reşadiye Havza Trafo Merkezinin PSS/E Datasına İşlenmesi 85

10. SONUÇ VE ÖNERİLER 87

KAYNAKLAR 89

ÖZGEÇMİŞ 91

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge **Sayfa**

Çizelge 3.1. Türkiye sınırları içerisindeki trafo terkezleri bilgileri 12

Çizelge 3.2. Türkiye sınırları içerisindeki iletim hattı çeşit ve uzunlukları 13

Çizelge 4.1. Elektrik piyasası şebekesi yönetmeliği frekans limitleri 25

Çizelge 6.1. 154 kV için kullanılan iletken çeşitleri ve akım taşıma kapasiteleri. 52

Çizelge 6.2. Yer atı kablo yapısı ve akım taşıma kapasitesi 53

Çizelge 6.3. 380 kV İletim hatlarında kullanılan iletkenlerin tipleri ve kapasiteleri 53

Çizelge 7.1. 2012 Yılı üretim tüketim gerçekleşen verileri 58

Çizelge 7.2. 2012 Yılı üretim tüketim gerçekleşen verileri 58

Çizelge 7.3. 2012 Yılı üretim tüketim gerçekleşen verileri 58

Çizelge 7.4. Trafo merkezlerinden çekilen yük miktarlarının yıllara göre tahmin edilmesi. 60

Çizelge 7.5. Yük miktarlarındaki tahminlerin il ve dağıtım bölgeleri bazında dağılımı 61

Çizelge 8.1. PSS/E programında bölgesel kod numaraları 67

Çizelge 8.2. 2014 ve 2019 yılı trafo merkezi bilgileri 70

Çizelge 8.3. Bölgedeki ototrafo durumu 78

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil **Sayfa**

Şekil 2.1. Gerilimde meydana gelen geçici bir ani yükselme 6

Şekil 2.2. PSS/E programında baranın bir görüntüsü ve gerilim değerleri 8

Şekil 3.1. Türkiye'de mevcut 154 kV ve 380 kV tesislerin durumu 11

Şekil 3.2. Hidroelektrik santrallerin mevcut durumu 14

Şekil 3.3. Ülkemizdeki büyük güçteki termik santrallerin coğrafi dağılımları 14

Şekil 3.4. Türkiye coğrafi rüzgar potansiyeli 15

Şekil 3.5. Türkiye kurulan ve planlanan rüzgâr santralleri 15

Şekil 3.6. Türkiye güneş enerjisi potansiyeli 16

Şekil 3.7. Türkiye Güneş Radyasyon Ölçümleri 17

Şekil 3.8. Türkiye Akkuyu nükleer santrali prototipi 17

Şekil 5.1. Kısa devre arızaları 38

Şekil 6.1. PSS/E Programında Bara Data Ekranı 41

Şekil 6.2. Sistemin arka planında modellenen üretim tesisleri 42

Şekil 6.3. Trafo merkezlerindeki yük değerlerini gösteren PSS/E ekran görüntüsü 44

Şekil 6.4. Sistemdeki kapasitör ve reaktörler 45

Şekil 6.5. Yüksek kapasiteli kapasitör ve reaktör bilgileri 47

Şekil 6.6. PSS/E programında iletim hatlarının modellendiği ekran 49

Şekil 6.7. Sistemde yer alan trafolarla ilgili veriler. 54

Şekil 6.8. Sistemdeki trafolarla ilgili sargı bilgileri 55

Şekil 7.1. Tüketim talebinin yıllara göre değişimi 57

Şekil 7.2. Türkiye elektrik enerjisi talep tahmini 59

Şekil 7.3. Tubitak verilerine göre gerçekleşen ve tahmini elektrik tüketimi 63

Şekil 8.1. Samsun bölgesi mevcut ve planlanan hatların durumu 68

Şekil **Sayfa**

Şekil 8.2. Bölgeye ait coğrafi görünüm ve mevcut hatların güzergah bilgileri 69

Şekil 8.3. 2019 Yılında Bölgenin yeniden tasarlanması 74

Şekil 8.4. Bölgedeki aktif ve reaktif güç akışları 75

Şekil 8.5. İletim hatlarındaki doluluk oranları 76

Şekil 8.6. Arıza durumunda iletim hatlarındaki doluluk oranları 77

Şekil 9.1. Planlanan Reşadiye havza trafo merkezinin uydu görüntüsü 81

Şekil 9.2. Bölgede yapılması planlanan hidroelektrik santrallerin konumu 82

Şekil 9.3. Reşadiye havzası bağlantı şeması 83

Şekil 9.4. Reşadiye havzası tek hat şeması 84

Şekil 9.5. Reşadiye havzasının PSS/E programında modellenmesi 85

Şekil 9.6. 2019 Yılında bölgedeki enerji akışı 86

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler	**Açıklamalar**
kV	Kilovolt
MW	Megawatt
MVA	Mega Volt Amper
Hz	Hertz
kA	Kiloamper
MVAr	Mega Volt Amper Reaktif

Kısaltmalar	**Açıklamalar**
AG	Alçak Gerilim
ÇED	Çevre Etki Değerlendirilmesi
ÇYG	Çok Yüksek Gerilim
DGKÇS	Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali
DTL	Direk Tevzi Listesi
EİH	Enerji İletim Hattı
ENSTO-E	Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
HABAT	Hamitabat HES'in programdaki kısaltması
HES	Hidroelektrik Santrali
N-1	Sistemdeki birincil kısıtlılık durumu
N-2	Sistemdeki ikincil kısıtlılık durumu
OG	Orta Gerilim
OSB	Organize Sanayi Bölgesi
PH	Pheasant
PSS/E	Güç Sistemi Simülasyon Programı
RES	Rüzgâr Enerjisi Santrali

Kısaltmalar	Açıklamalar
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TES	Termik Santral
TRA	Trafo A Barası
TRB	Trafo B Barası
TUBİTAK	Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu
UCTE	Avrupa Elektrik İletim Koordinasyon Birliği
YG	Yüksek Gerilim
2B	2 Bundle (Tutkaç)

1. GİRİŞ

Elektrik enerjisi günümüzde artık sadece ihtiyaç olmaktan çıkmış kaliteli ve sürekli elde edilmesi gereken bir ihtiyaç haline gelmiştir. Dizüstü bilgisayarlar, şarj edilen hassas yapıda işlemcilere sahip telefonlar, çok düşük gerilim ve akım değerleriyle ayarlama yapılabilen matbaa cihazları gibi ürünler bozuk gerilime sahip elektrik şebekelerinden doğrudan etkilenmektedirler. Tüketicilerin bu durumdan mağdur olmamaları için elektrik altyapısındaki çalışmalar artık daha uzman eller tarafından yapılmalı, yapılacak yatırımlar birkaç yıl öncesinden planlanmalıdır. Plansız ve programsız bir iletim sistemi artık günümüz koşullarının ihtiyaçlarına cevap verememektedir.

Elektrik enerjisinde üretim, iletim ve dağıtım tesisleri ile yakıt temininde gerekli alt yapı tesislerinin de yapım süreleri dikkate alındığında, elektrik enerjisi talep tahmininin ve bu talebin nasıl bir üretim kompozisyonu ile karşılanabileceğine ait üretim/arz planlama çalışmasının yapılması önem arz etmektedir. Ülke koşullarının değişmesi durumlarına göre revize edilmesi ve sonuçlarının uygulamaya konulması konularına da dikkat edilmelidir. Ülkemiz elektrik enerjisi talebinin önümüzdeki 20 yıllık tahmini hesaplanırken her yıl ortalama %8 ve %6 artacak şekilde iki alternatif senaryo düşünülmekte analizler bu iki senaryoya göre yapılmaktadır.

Enerjiyi depolama gibi bir olanak olmadığı için üretim tüketim dengesi iyi analiz edilmeli tüketimdeki artışlar göz önünde bulundurularak yedek üretimler bulundurulmalıdır. Bu da iletim sisteminde ne kadar rezerv bulundurulmalı ne kadar üretim tüketim var gibi soruların çalışılması gerekliliğini ortaya çıkarır.

Elektrik enerjisi talebini belirli bir yedekle karşılayacak üretim sistemi kompozisyonunun ve zamanlamasının minimum maliyetle belirlenmesi için ülke enerji politikalarının yansıtıldığı üretim planlama çalışmalarının yapılması ve sonuçlarının karar vericiler tarafından dikkate alınması çok önemlidir. İletim sistemi için yeni bir yatırım kararı alınırken:

Sistemde meydana gelebilecek arızalar sonucunda hatlarda kopma arıza eksiklik, trafo veya üretimden kaynaklı sorunların ve çözümlerinin belirlenmesi, sistemde meydana gelebilecek

arızalar sonucunda hatlarda kopma arıza eksiklik, trafo veya üretimden kaynaklı sorunların ve çözümlerinin belirlenmesi, havzalar planlanırken santrallerin coğrafi konumları önem arz etmektedir. Belirli bölgelerde kümelenen santrallerin irtibat hatları belirli bir noktada toplanarak santrallerin ortak bir hat ile sisteme monte edilmesi sağlanmalıdır. Bu santrallerin ayrı hatlarla merkezlere yönlendirilmesi hem teknik hem de mali açıdan daya uygundur çünkü farklı bir planlama durumunda her bir santralin irtibat hattı için ayrı ayrı gerilim düşümleri yaşanacak ve bu da sistemi olumsuz yönde etkileyecektir.

Bu kapsamda birbirine yakın Hidroelektrik ve rüzgâr üretim tesislerinin sisteme bağlantısı için bir merkezde toplanarak ya da birbirlerinin sahalarına bağlanmak gibi v.b. yöntemlerle sisteme güvenli bir şekilde bağlantıyı sağlayan Havza planlaması geliştirilmiştir.

Ayrıca 2013 yılı son çeyreğinde yürürlüğe giren lisanssız elektrik üretim yönetmeliğinden sonra ülkemizde hızla lisans almadan rüzgâr ya da güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri kurulmaktadır. Bu santrallerin kurulu güçleri itibarı ile yüksek gerilim sistemine doğrudan bağlanmaları durumunda gerilim düşümü sorunu ortaya çıkacağı için ileri dönemlerde Güneş Havza trafo merkezlerinin tesis edilmesi de gündeme gelebilecektir. Ancak şu anda günümüzde sadece güneş santralleri için yapılan bir trafo merkezi bulunmamaktadır.

Güç sistem analizlerinde enerji planlaması ve kalitenin önemi başlıklı ikinci bölümde sistemdeki enerji kalitesinin bozucu etkilerden korunması konusuna değinilmiştir. Modellenen sistemde gerilim analizleri yapılmış nedenleri araştırılmıştır. Daha sonra nedenler hakkında yorumlar yapılmış ve çözüm stratejileri tartışılmıştır.

Üçüncü bölümde ise günümüz koşullarında mevcut bulunan tüm iletim teçhizatları incelenmiş PSS/E sisteminin arkasında çalışan data kısmına yüklenmiştir. Türkiye iletim sahasında yer alan tüm cihazlar ilgili kurumlardan derlenmiş toparlanmış devasa bir veritabanı oluşturulmuştur. Bilgileri eksik ya da yetersiz olan trafo merkezlerine bizzat gidilmiş cihazlar yerinde incelenerek raporlanmıştır.

Dördüncü bölümde, derlenip toparlanan veriler ile PSS/E programı çalıştırılmış, 2013 yılı Türkiye iletim sistemi analiz edilmiştir. Sistemin nasıl işletildiği görülmüş, sistemde uyulması gereken mevzuatlar listelenmiştir. 2019 yılı tasarımına geçmeden önce işleyen bir sistemin özellikleri iyice analiz edilmiştir.

Beşinci bölümde, PSS/E programında aktif ve reaktif güç akışları kontrol edilmiştir. Kısa devre analizleri ve sistemdeki sorunlu bölgelerin tespit edilmesi bu bölümde yer almaktadır.

Altıncı bölümde, PSS/E programına verilerin nasıl aktarıldığı bara, trafo, iletim hattı bilgilerinin nasıl listelendiği anlatılmıştır. Teçhizatların kodlanması ve listelenmesi her bölüm için ayrı ayrı incelenmiş, programdan alınan ekran görüntüleriyle detaylı anlatım yapılmıştır.

Günümüz Türkiye iletim sisteminin incelenmesi ve raporlanmasından sonra 2019 yılı Türkiye iletim sistemi için çalışmalara başlanılmıştır. Yedinci ve sekizinci bölümlerde 2019 yılı içerisinde bitirileceği düşünülen yatırım projeleri ve üretim tesisleri modellenmiştir. Yapılmakta olan hidroelektrik santrallerin, güneş ve rüzgar enerjisine dayalı üretim tesislerinin 2019 yılında biteceği öngörülmüştür. Bu üretim tesislerinin lisanslarından üretim bilgileri raporlanmış ve sistemde modellenmiştir. Ayrıca tüketim tahminlerinin nasıl yapıldığına ve hangi kaynaklardan yararlanıldığına değinilmiştir.
2019 yılı modellendikten ve sistem çalıştırıldıktan sonra tez çalışması için pilot bölge olarak Samsun ve çevresindeki iller ile Reşadiye havza seçilmiştir. Bu bölgedeki analizler sonucunda 2019 yılında bölgenin ihtiyaçları detaylı bir şekilde belirlenmiştir. Sekizinci bölümde, gelecek yıllarda yaşanacak sorunları tespit edilen bölgeye çözüm önerileri sunulmuştur.

Dokuzuncu bölümde 2019 yılı Samsun ve çevresinde yaşanacak iletim altyapısı problemlerine çözüm olarak Reşadiye havza planlaması yapılmıştır. Reşadiye havza trafo merkezi ile bölgedeki üretim fazlasının planlı ve programlı şekilde aktarılması düşünülmüştür. Her geçen yıl Doğu Karadeniz bölgesindeki üretim artacaktır. Üretim fazlasının batıya aktarılabilmesi için en geç 2019 yılına kadar Reşadiye ilçesine 380 KV gerilim seviyesinde bir havza tesis edilmelidir.

2. GÜÇ SİSTEM ANALİZİNDE KALİTENİN ÖNEMİ

Güç sistemleri analiz edilirken sistemde üretim ve tüketimden kaynaklanan gerilimlerin haricinde bir parametreyi daha göz önünde bulundurmak gerekir. Geçici aşırı gerilimler olarak adlandırdığımız bu gerilimler yıldırım gibi dış etkilerden oluşabileceği gibi açma kapamadan ve bir santralin gücünün kaynağına bağlı olarak düşmesinden meydana gelebilir.

Güç Sistemimizin benzetimlerinde yıldırım gibi doğa olayları hesaba katılmasa da üretim santralinde meydana gelebilecek bir gerilim dalgalanması sistem analiz edilirken hesaplamalara katılmalıdır. Örnek olarak 10 MW Kurulu gücünde güneş enerjisi ile çalışan bir üretim tesisi güneşli ve güzel bir havada tam kapasite çalışırken bir anda bulut geçmesi ve panellerin üzerinde gölge oluşması durumunda bu santralin üretim gücü 4 MW mertebesine düşecektir. 10 MW üretim yaparken ani bir şekilde gücü 4 MW mertebesine düşen bir üretim tesisi bağlı olduğu şebeke noktasında gerilimde bir dalgalanmaya neden olacaktır. Fakat aynı bulutlanma olayı bir hidroelektrik santral için hiçbir etki yapmaz bu nedenle etkileri ve sonuçlarını her bir tesis için ayrı ayrı değerlendirmek gerekir.

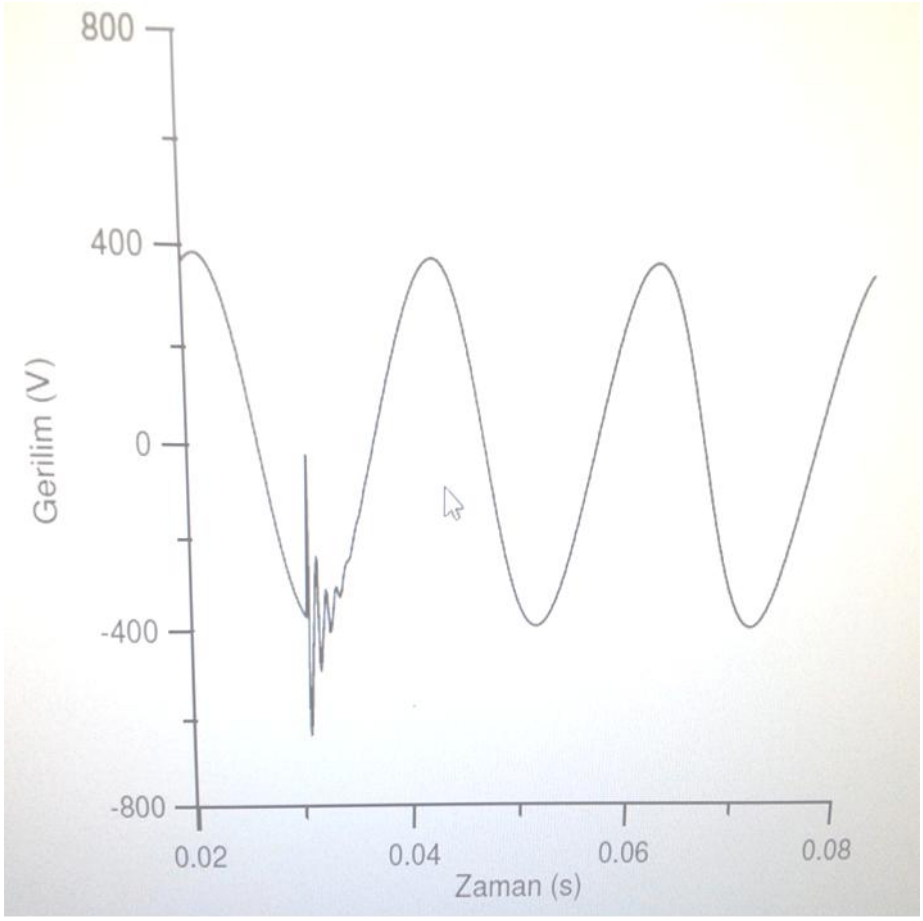
Üretim ve tüketimdeki eşitsizlik ve kısa devre arızası gibi olaylarının şebeke gerilimine bozucu bir etkisinin olacağı kaçınılmazdır. Bağlantı noktasında oluşan bu bozucu etkiler sistemin yapısına da bağlı olarak artarak ya da azalarak şebeke kullanıcılarına yansır. Günümüzde kullanılan dizüstü bilgisayar, televizyon ve benzeri cihazların gerilim dalgalanmalarından etkilendiği hatta bozulabildiği düşünülürse kaliteli elektriğin önemi daha iyi anlaşılabilecektir [1].

Elektrik güç sistemlerinde enerji kalitesi tanımı, şebekenin gerilim ve frekansındaki değişmeler ile şebekeden çekilen akımdaki dalga şekli bozukluklarının belirtilmesi amacıyla kullanılır. Elektrikli cihazların birçoğu şebekedeki gerilim ve frekans değişmelerine karşı hassas değildir. Bununla birlikte son yıllarda yaygın olarak kullanılmaya başlayan elektronik devreler tarafından kontrol edilen cihazlar enerji kalitesine karsı son derece duyarlıdır. Bu kontrol devrelerinden bazıları, alternatif akım ve doğru akım motor sürücüleri ve anahtarlamalı olarak çalışan güç kaynakları gibi enerji dönüştürmede kullanılan devreler ile yardımcı kontrol devreleri olarak kullanılan

bilgisayarlar ile programlanabilir lojik kontrolörlerdir (PLC). Böyle karmaşık devreler şebekedeki bozucu etkilerden önemli ölçüde etkilenmektedirler [1].

2.1. Güç Sistem Analizindeki Bozucu Etkiler ve Gerilim Analizi

Rüzgâr ve Güneş Enerjisi ile çalışan üretim tesislerinde bulutlanma olayı sonrası ya da Hidroelektrik Enerji Santralinde meydana gelen bir arıza sonucunda gerilim grafiğinin ortalarında bir yerlerde ani yükselme ya da düşme meydana gelir. Şekil 2.1.'de bir test sırasında 0.03. saniyede meydana gelen bir ani gerilim dalgalanması gösterilmiştir. Bu gerilim dalgalanması bazen grafikteki maksimum gerilim değerinin de birkaç katına çıkabilir ve daha ciddi sorunlarla karşılaşılmasına neden olabilir [8].



Şekil 2.1. Gerilimde meydana gelen geçici bir ani yükselme

Gerilimde ani yükselme olabileceği gibi kısa devre arızası gibi nedenlerden dolayı gerilim düşmesi de yaşanabilir. Gerilim düşmesi etkisinin zamana bağlı olarak etkisi de katlanarak

artar ve uzun süreli bir gerilim düşmesi sonucu bazı tüketiciler şebekeden kopabilir [2].

Doğru akım motorları kullanan tüketiciler şüphesiz ki gerilim düşümünden daha çok etkilenirler. Örnek olarak bir baskı makinesi düşük gerilimde çalışırken iğnenin darbeleri arasındaki zaman normalden daha uzun olur ve bu da baskının soluk çıkmasına neden olur. Sonuç olarak iyi tasarlanmayan bir elektrik iletim sisteminden doğacak sorunlardan baskı makinesini kullanan bir tüketici dolaylı yoldan da olsa zarar görebilmektedir. Bu nedenle PSS/E, DigSilent gibi sistem analizi ve simülasyonu yapabilen programların kullanımı her geçen yıl daha da önem kazanmaktadır [1].

Enterkonnekte sistemimizde orta gerilim barasında meydana gelecek olan gerilim değişimi %2 değerini geçmemelidir. Dağıtım kısmında bu değer %5 - %10 arasında kabul görebilirken aslında bir cihazın etkilenebilmesi için %15 ve üzeri gerilim değişimine maruz kalması gerekmektedir. Buradan çıkarılabilecek sonuç gerilimdeki değişim limitlerinin gerilimin seviyesine de bağlı olduğudur. Aşağıdaki paragraflarda bu konu ile ilgili belli başlı standartlardan bahsedilmiştir.

ANSI Standard C84.1'de sürekli durumdaki gerilim değişimleri standartlarından bahsedilir. 600 volt gerilim seviyesine kadar olan gerilim seviyesi için anma gerilim değerinin ±%5'i kadar gerilim dalgalanmasına izin verilebilir. Geçici gerilim dalgalanmalarında ise gerilim artışı ve azalması için iki farklı hesap yapılmış genellikler bozucu etkilerin gerilim artışında daha çok görülmesinin de sonucu olarak gerilim artışının %5,8 e kadar izin verilmesi kararlaştırılmıştır. Gerilimdeki azalma için ise %8,3 değerine kadar çıkılabileceği belirtilmiştir [3].

MG-1-1087 sayılı NEMA standardında ise üç fazlı bir sistem düşünülerek gerilim dalgalanmasının %1'i aşmaması gerektiği belirtilmiştir. Ayrıca motorun yüklenme durumuna göre de ayrı gerilim limitleri belirlenmiş motorun yük durumu değiştikçe gerilimdeki dalgalanma limit değeri de değişmektedir. Örnek olarak %75 yüklü motor için gerilimde meydana gelecek dalgalanma %5 değerini geçmemelidir. %90 yüke sahip durumdaki motor için ise gerilim dalgalanması sınırı %3 olarak belirlenmiştir [4].

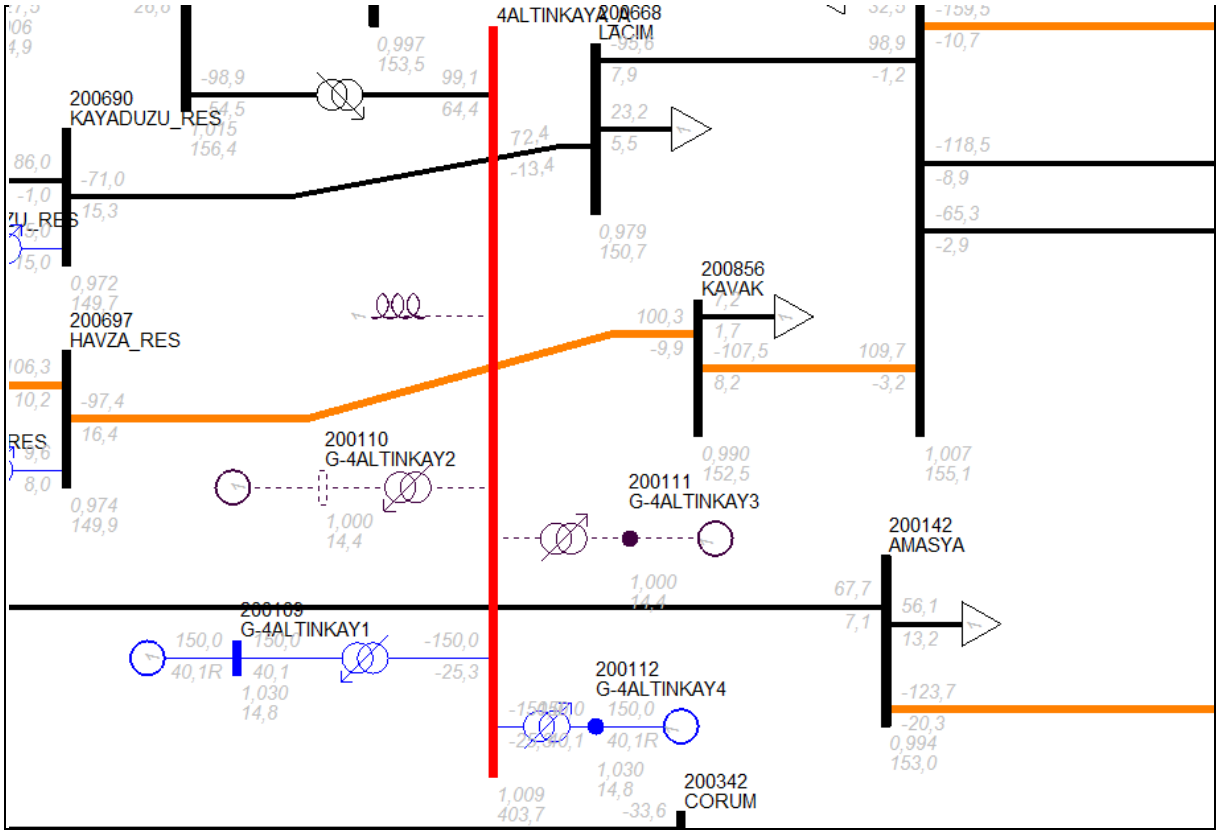
IEEE 519-1992 sayılı standardında ise demir çelik üretim tesisleri gibi hızlı gerilim değişimleri yaşanan tüketiciler için ayrı bir standart getirilmiştir. Bu şekildeki tesisler

şebeke geriliminde daha uzun süreli gerilim dalgalanmasına sebep olmakta ve bu da şebekeye bağlı diğer tüketicilere olumsuz etkiye sebep olmaktadır.

Gerilim etkilerinin önlenmesi ya da en azından azaltılabilmesi için kısa devre arızalarına sebep olacak durumlar ortadan kaldırılmalıdır. Örnek olarak kavak gibi uzun ağaçlar özellikle Doğu Karadeniz gibi orman ile iletim hatlarımızın iç içe olduğu bölgelerimizde iletim hatlarına temas etmekte hatta açmalara sebep olmakta kısa devre arıza akım limit değerinin aşan akımlar oluşturmaktadır. Bu gibi bölgelerimizde gerekirse ağaçlar budanmalı, izolatörlerin sık sık bakımı yapılmalıdır. Ayrıca röle seçimlerinde de daha dikkatli hareket edilmelidir.

2.2. PSS/E Yazılımı İle Gerilim Analizi

PSS/E programı yardımı ile her baranın altındaki gerilim değeri gözlenebilir. Hatlarda açma kapama işlemleri ile gerilimdeki değişimler per unit (pu) ve gerçek değerler olarak gözlenebilir.



Şekil 2.2. PSS/E programında baranın bir görüntüsü ve gerilim değerleri

Şekil 2.2.’ de kırmızı çubuk şeklinde belirtilen Altınkaya Barajı şaltındaki 400 kV bara görülmektedir. Altınkaya barasının hemen altındaki 1,009 değeri per unit (pu) cinsinden baradaki gerilimi işaret eder. Bu değerin altındaki 403,7 ise o baradaki gerilimin gerçek değeridir. Burada görüldüğü üzere Altınkaya barasında gerilim yükselmesi vardır. 400 kV olması istenen bara gerilimi 403,7 kV değerindedir. Ancak işletme koşullarında bu gerilim değeri limitler dahilinde olduğundan herhangi bir röle açmasına ya da sistemde probleme neden olmaz. Bu dalgalanma normal kabul edilir.

Şekil 2.2.’ deki siyah ile gösterilen Amasya İli sınırları içerisindeki Amasya trafo merkezi ise 154 kV gerilim seviyesinde çalışmaktadır. Bu barada gerilim değeri ise 0,994 per unit (pu) yani 153 kV olarak gözlemlenmektedir. Bu barada ise görüldüğü üzere bir gerilim düşümü mevcuttur. 154 kV olması gereken gerilim 153 kV olarak işletilmektedir. Gerekli durumlarda kompanzasyon ile bu gerilim arttırılabilir.

3. TÜRKİYE İLETİM VE ÜRETİM SİSTEMİNİN MODELLENMESİ

3.1. Türkiye Elektrik İletim Sistemi

İletim Sistemi (Şekil 3.1) , üretim tesislerinin irtibat noktasından başlayıp dağıtım sistemine kadar olan orta gerilim seviyesinin üzerindeki yüksek gerilim (154 kV) ve çok yüksek gerilim (380 kV) enerji iletim hatlarından elektrik enerjisinin iletiminin gerçekleştirildiği tesislerdir.



Şekil 3.1. Türkiye'de mevcut 154 kV ve 380 kV tesislerin durumu

İletim tesisi iletim hatları ve yer altı kablolarından, trafo ve açma kapama (kesici ayırıcı) merkezlerinden meydana gelir.

Türkiye Cumhuriyeti sınırları içerisindeki iletim sistemi 52.132 km enerji iletim hattı, 83.042 MVA trafo gücü kapasitesi ile Avrupa'nın önde gelen iletim sistemleri arasında yer almaktadır. 380 kV'luk çok yüksek gerilim (ÇYG) ve 154 kV'luk yüksek gerilim hatları, 380/154 kV'luk oto-trafolar ve 154/OG indirici trafolardan oluşan Türkiye iletim sistemi teknik ve ekonomik açıdan avantajları nedeniyle yeterli miktarda seri kompansatörlerle donatılmıştır. Aşağıdaki tablolarda Türkiye'de toplamdaki trafo merkezi sayıları ve mevcut hat uzunlukları bilgileri yer almaktadır.

Çizelge 3.1 Türkiye sınırları içerisindeki trafo merkezleri bilgileri

TRAFO MERKEZİ GERİLİM SEVİYELERİNE GÖRE MEVCUT DURUM	
Gerilim Seviyesi	Trafo Merkezi Sayısı
400 kV	92
220 kV	1
154 kV	564
66 kV	14
Toplam	671 (122 095 MVA Güç İle)

İletim sistemi gerilim seviyesi 380 kV ve 154 kV ile standartlaştırılmıştır. Geçmişte tesis edilip kullanıma sunulmuş olan 66 kV seviyesi belli bir program dâhilinde kaldırılmaktadır. Gürcistan ve Ermenistan ile olan enterkoneksiyon hattımız bu ülkelerdeki gerilim seviyesine uygun olarak 220 kV tesis edilmiştir [3,4].

Dünyadaki elektrik iletim sistemi ile karşılaştırma yaparsak 1920'lerde dünyada en yüksek iletim hattı geriliminin 230 kV olduğu görülmektedir. Bu değer 1950'de 420 kV iken, 1970'lerde en yüksek iletim gerilimi 800 kV olmuştur. Dünyada 1000 kV üzerinde bir gerilimle enerji iletiminin sağlanmasına yönelik bir takım çalışmaların olduğu da bilinmektedir. Buradan bir çıkarımda bulunursak Türkiye'deki mevcut elektrik sisteminde en yüksek iletim seviyesi olan 380 kV değerinin yetersiz olduğunu belirtebiliriz. Biri Sinop diğeri ise Mersin'de tesis edilecek iki adet nükleer santralin de devreye gireceği önümüzdeki yılları göz önüne alırsak ülkemizdeki iletim seviyesinin 500 kV seviyesine çıkartılması artık bir zorunluluk haline gelmiştir.

Çizelge 3.2. Türkiye sınırları içerisindeki iletim hattı çeşit ve uzunlukları

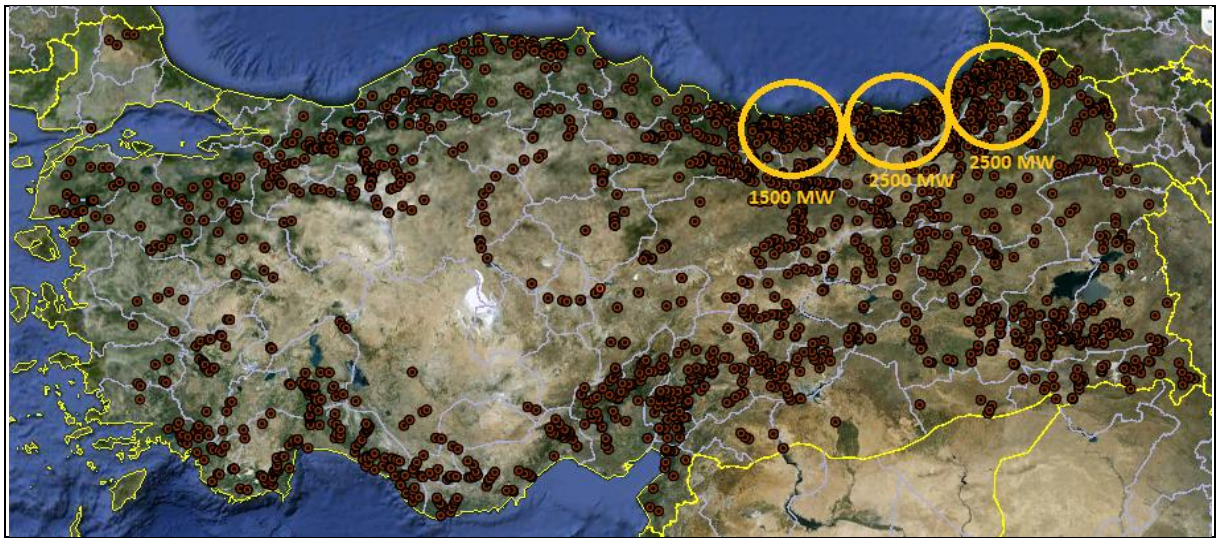
İLETİM HATLARI UZUNLUKLARI	
İletim Gerilimi Seviyesi	İletim Hattı Uzunluğu
400 kV	17 010 km
220 kV	85 km
154 kV	34 387 km
66 kV	509 km
Yer Altı Kablosu	284 km
Toplam	52 276 km

Yük artış oranları gelişmiş ülkelerde % 6-7, gelişmekte olan ülkelerde ise % 10 'un üzerindedir. Yıllık ortalama artışı %7 olarak düşündüğümüzde 10 yıl içinde ihtiyaç duyulan gücün iki kat artması sonucuyla karşılaşırız Yılık ortalama artış %12 olarak düşünülürse ihtiyaç duyulan güç 6 yılda iki katına çıkar. Bu ihtiyaca cevap verebilmek için yüksek güçlü hidrolik santraller veya nükleer santraller tesis edilmelidir. Bu iki santral türü (özellikle de hidrolik santraller) kaynağa yakın yerde kurulur ve enerjinin uzak yerlere taşınması, uzun enerji iletim hatlarıyla sağlanır. Bu durumun yukarıda anlatılan temel etkenlerin gündeme gelmesini ve gerilim seviyesinin yükselmesi sonucunu doğurur.

Toprağın verimli kullanılması her geçen yıl daha büyük önem arz etmektedir. İletim hatlarının altında kalan arazilerde tarımsal faaliyetler yapılabilse de, enerji iletim hatlarının direklerinin taban alanlarından daha fazla toprağı kullanım dışı bırakmamak önemli bir hususdur. Arazilerin değişik amaçlarla kullanılmak istenmesi ve toprak sahiplerinin ekonomik bağımsızlıkları direkler ve indirici merkez gibi istasyonların tesisi için gerekli arazi parçalarını bulmayı güçleştirmektedir. Ayrıca ülkemizde hukuksal konulardan kaynaklanan, arazi istimlâk ve kamulaştırma problemleri bu güçlüğü daha da arttırmaktadır. Sonuç olarak birim alanda taşınan güç miktarının arttırılması zorunluluk haline gelmiştir.

3.2. Türkiye'de Elektrik Üretiminin Genel Durumu

Türkiye üretim kaynakları bakımından çok geniş coğrafyaya sahiptir. Doğu Karadeniz bölgesi hidroelektrik kaynaklar bakımından zengin bir yapıya sahiptir. Hidroelektrik santrallerin yapım süreci uzun olduğundan ülkemizde 15 yıl önce başlanan yatırımlar günümüz koşullarında sisteme enerji vermeye başlamıştır.



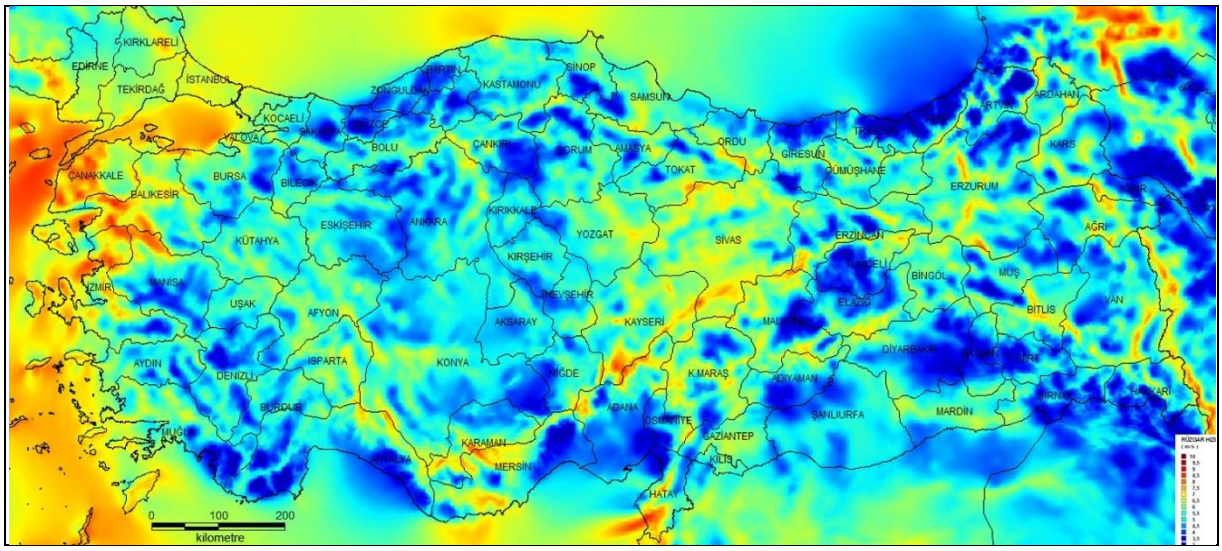
Şekil 3.2. Hidroelektrik santrallerin mevcut durumu

Hidroelektrik santraller kaynağının ucuz olması, şebekedeki gerilim ve frekansta bozucu etkilerinin az olması gibi sebeplerden dolayı tercih edilirler.



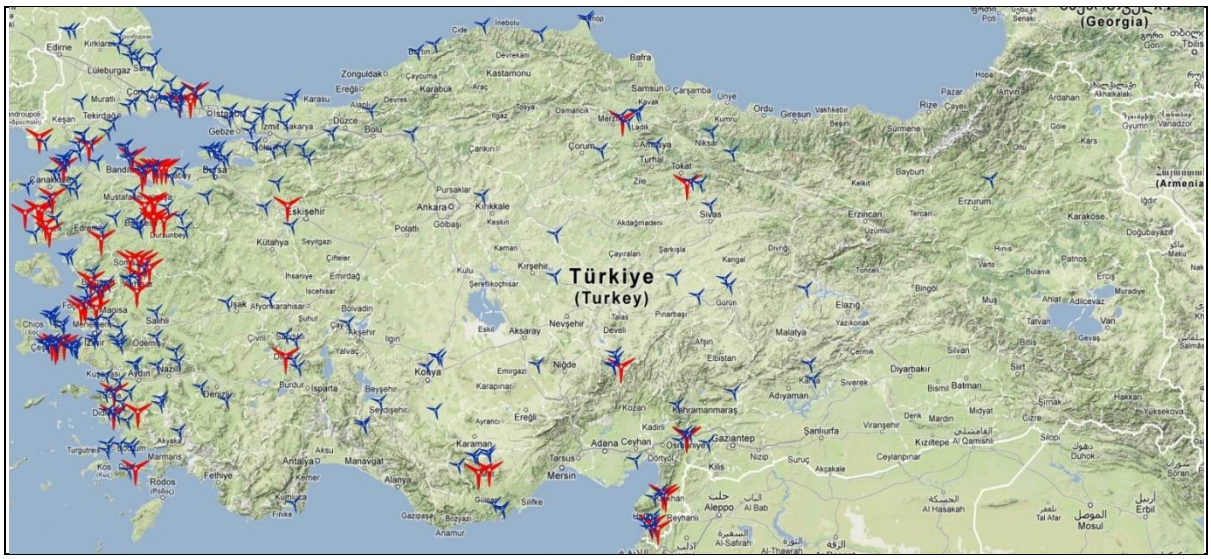
Şekil 3.3. Ülkemizdeki büyük güçteki termik santrallerin coğrafi dağılımları

Doğalgaz, kömür kaynaklı veya kombine çevrim yapıda tesis edilen santraller sistemin temelini oluştururlar. Kaynağı güvenilir olan bu santraller güneş veya rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri gibi gerilimde dalgalanmalara neden olmazlar. Ancak buna karşın bu santraller doğaya yenilenebilir enerji kaynaklarından daha fazla zarar vermektedirler.



Şekil 3.4. Türkiye coğrafi rüzgar potansiyeli

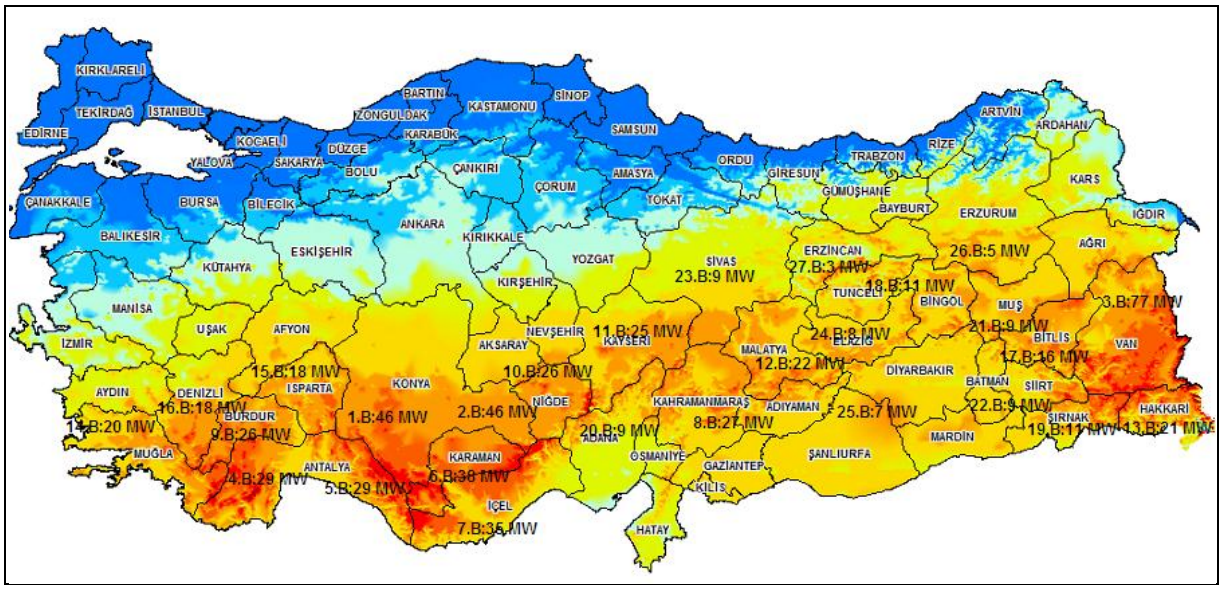
Ülkemizdeki rüzgar sahaları (Şekil 3.4) dağınık bir coğrafi dağılım göstermektedir. Mavi ile görülen alanlar rüzgâr santrali kurulmasına müsait olmamakta olup, sarı bölgelerde doğru fizibilite ile verimli santraller kurulabilirken turuncu alanlardaki rüzgar ölçüm hızları uygun değer (optimum) seviyelerdedir. Özellikle Çeşme, Çanakkale, Balıkesir gibi bölgelerimizde rüzgâr hızı uygun aylarda 40 m/s mertebelerinde seyretmekte olup bu bölgelere çok yüksek güçte rüzgâr santralleri rahatlıkla kurulabilmektedir.



Şekil 3.5. Türkiye kurulan ve planlanan rüzgâr santralleri

Türkiye'de kurulan ve kurulması planlanan rüzgar santrallerinin dağılımı (Şekil 3.5) batı bölgeleri ağırlıklıdır. Kırmızı renk ile işaretlenen santraller şu anda sistemde var olan enerji

akışı sağlayan kurulumu tamamlanmış santrallerdir. Mavi renk ile gösterilen rüzgâr santrallerimiz ise kurulma kararı ve lisansı almış izinleri tamamlanmış yapımı devam etmekte olan santralleri gösterir.



Şekil 3.6. Türkiye güneş enerjisi potansiyeli

Ülkemizdeki güneşlenme ölçümlerine göre radyasyon haritası şekil 3.6.'da görüldüğü gibi ortaya çıkmaktadır. Ülkemizde şu anda kurulu güç olarak sadece 23 MW üretim tesisi yapılmış olup yakın zamanda Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından çıkartılan lisanssız üretim tesisleri yönetmeliğine göre 1 MW kurulu güç altındaki tesislere bir takım ayrıcalıklar getirilmiştir. Bu sürecin devamında güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinin yapımının hızlanacağı ve güneş enerjisinin payının hızla artacağı düşünülmektedir.



Şekil 3.7. Türkiye Güneş Radyasyon Ölçümleri

Güncel 08.09.2014 tarihi itibarı ile 1718 MW lisanssız üretim tesisi başvurusunun izinlerinin kabul edildiği ve tesisine başlanıldığı öğrenilmiştir. Şekil 3.7.'de Türkiye radyasyon haritası görülmektedir. Bu harita güneş santrallerinin kurulabileceği arazi dağılımı ile de paralellik göstermektedir.



Şekil 3.8. Türkiye Akkuyu nükleer santrali prototipi

Şekil 3.8.'de prototipi görülen Akkuyu Nükleer Santralinin 2022 yılında kurulmaya başlanması planlanmaktadır. 4 üniteden oluşması planlanan nükleer santralin ilk ünitesi 2022 yılı sonunda bitirilecek sonraki her sene 1200 MW kurulu gücünde ünite tesis edilerek toplamda 4800 MW kurulu gücünde nükleer santral tesis edilmiş olacaktır.

4. PSS/E YAZILIMI İLE İLETİM SİSTEMİ PLANLAMASI

Ülkemiz iletim sistemi planlamalarında üretim ve iletim tesisleri beraber düşünülür. Üretim tesislerinin yerini seçmek kaynaklara yakın olma gerekliliği nedeniyle pek mümkün olamamaktadır. Ancak yine de iletim hatları planlanırken coğrafi dağılıma ve enterkonnekte (bağlaşımlı) yapıya en uygun projenin planlanması ve uygulanması gerekmektedir.

4.1. İletim Planlamasının Önemi

Uzun dönem elektrik enerjisi talebinin karşılanması için yapılan yeni üretim tesislerinin mevcut enterkonnekte (bağlaşımlı) sisteme bağlanarak üretimin yük merkezlerine iletilmesi için gerekli 380 kV ve 154 kV iletim hatları ile gelişen yükleri karşılamak üzere yapılması gereken yeni 380/154 kV oto trafolar ve 154/OG trafo merkezlerinin tespit edilmesi için iletim sisteminin planlı ve programlı tasarlanması şarttır.

Yüksek gerilim (YG) ve çok yüksek gerilim (ÇYG) sistemi gelişim etütlerinde göz önüne alınan ana prensipler bulunmaktadır. Bu prensipler ; enerji arz kalitesini ve sürekliliğini en yüksek seviyede tutmak, ekonomik, kolay işletilebilir ve gelişime açık bir sistem tasarlamak, yatırımları optimal (en uygun) bir şekilde planlamak ve mevcut tesisleri ekonomik ömrü süresince kullanmak olarak sıralanabilirler.

Yıllık puant (tüketimin maksimum değeri) tüketim tahminlerine uygun olacak şekilde trafo merkezleri bazında yapılan yük tahmini, iletim sistemi planlamasının temelini oluşturmaktadır. Planlama sonucu tespit edilen yeni hat ve trafo merkezi yatırımları, etüt ve tesis süreleri göz önüne alınarak, işletmede olmaları gereken tarihlerden uygun bir zaman önce yatırım programlarına dâhil edilmek suretiyle gerçekleştirilmektedir.

Üretim tesisleri ile tüketim taleplerinin farklı noktalarda var oluşu optimum işletmenin sağlanabilmesi için enterkonnekte şebekelerin ortaya çıkmasını sağlamıştır. Enerjinin bir noktadan başka bir tüketim noktasına iletilmesi sırasında yaşanana güç ve gerilim kayıpları nedeniyle iletim sistemi doğrusal bir hat gibi değil enterkonnekte bir yapıda tasarlanır. Bu enterkonnekte yapılar ne kadar büyürse sistemin kararlılığı o kadar artar ve sistemde

yaşanan gerilim ve güç kayıpları da bir o kadar azalır. Bunun bir sebebi olarak bir çok ülke kendi sınırları içerisindeki enterkonnekte sistem ile yetinmeyerek komşuları ile enerji alışverişi yapma ihtiyacı duymuştur.

1952 yılında 7 üye ile senkron (eşzamanlı) paralel ve enterkonnekte bir şekilde işletilmeye başlayan Avrupa Elektrik İletim Koordinasyon Birliği (UCTE), son gelişmelerle üye sayısı 41'e ulaşmış olan Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri (ENTSO-E) çatısı altında toplanmıştır. Ülkemizin de yakın gelecekte kalıcı olarak dahil olacağı bu sistemin temel amacı daha fazla ülkenin iletim sistemini içerisine dahil etmek geçerli tek tip piyasa modeli oluşturmak, bu sayede enerji arzı güvenliğini artırmak, enerjinin üretim, iletim, dağıtım ve kullanım verimliliğini en üst düzeye çıkarmak, çevre sorunlarını en aza indirmek ve her ülkenin sahip olduğu farklı üretim kaynaklarını en verimli şekilde kullanabilmektir.

Elektrik iletim sistemi ne kadar çok şebekeyi kapsarsa sistem o kadar kararlıdır ve elektrik arzının güvenliği o kadar üst seviyededir. Sisteminin temel mantığı artan arz ve talepler karşısında nitelikleri ve boyutları giderek büyüyen şebekelerin planlanmasıdır. Giderek büyüyen ve gelişen bu sistemin işletilmesi sırasında ortaya çıkan sorunlar da giderek karmaşık bir yapıya sahip olmakta ve bilgisayar kullanımını zorunlu kılmaktadır.

Bilgisayar tabanlı yapılan çalışmalarda; yük akışı analizi, kısıtlılık analizi (sistemdeki birincil veya (N-1) kısıtlılık durumu), kısa devre analizi, kararlılık (stabilite) analizi gibi bir dizi analiz yapılarak iletim sistemi gelişimi tasarlanmaktadır. Bu amaçla yaygın bir kullanımı bulunan (PSS/E) programını kullanmaktadır. Program sayesinde her bir hattaki MW ve MVAr yük akışlarının hesabı, her bir hat için aktif ve reaktif kayıplar ile sistemdeki toplam kayıpların hesabı, yük akış yönleri ve benzeri bilgiler program tarafından arka planda bir takım iterasyonlarla non-lineer denklemlerin çözülmesiyle sonuçlara ulaşılmaktadır.

PSS/E ile güç sistem analizi yapılırken mevcut koşullar dahilinde ortaya çıkan hesaplamaların yanında gelecekte sistemlerde meydana gelebilecek gelişmelerin sonucu olarak tasarlanan sistemin yük akış analizi etütlerine de ulaşılabilir. Gelecekte oluşturulacak sistemin baralarındaki geriliminin genliği, faz açısı ve her hatta akan aktif ve reaktif güçler gibi bilgiler hesaplanabilir ve önceden gözlemlenebilir. Ayrıca yine

gelecekte oluşturulacak sistemin işletilebilmesi hususunda önem arz eden bazı hesaplamalar (kısa devre analizi ve kararlılık analizi) yapılabilir.

4.2. Sistem Planlamasındaki Temel Gereksinimler Dikkat Edilecek Hususlar

İletim Sistemi planlanırken devrenin aşırı yüklenmemesine trafo merkezinde aşırı yoğunluk olmamasına hatlarda termik limitlerin aşılmamasına dikkat edilmelidir.

İletim Sistemi tasarlanırken mevcut tüketim üretim kapasitesinden fazla kapasite varmış gibi düşünülmeli iletilecek olan güçten fazla bir güç iletilecekmiş gibi bir sistem yaratılmalıdır. Gerekli olan iletim kapasitesinden fazla bir iletim talebi varmış gibi düşünülmesi herhangi bir arıza dolayısıyla bir hattın devre dışı olması durumlarında (birinci arızi durum), yeterli iletim kapasitesinin sağlanabilmesi için gereklidir [2].

İletim sisteminin herhangi bir bileşeninin (hat, trafo ve benzeri) arıza dolayısıyla devre dışı olması halinde; herhangi bir müşteri kaybedilmeyecek, sistemin kararlılığı (stabilite) bozulmayacak ve sistem parçalara bölünmeyecek (adalara ayrılma) şekilde çalışmalar yapılmalıdır [2].

İki iletim elemanının aynı anda servis dışı olması gibi çok ağır hallere tekabül eden "İkinci arızi durum" da ise, sistem oturmalarını önlemek amacıyla zaman zaman üretim veya yük atma yöntemlerine başvurulabilmektedir.

İletim sisteminde bir arıza meydana geldikten sonra sistemde meydana gelecek zararı minimuma indirmek için öncelikle yük atma işlemi gerçekleştirilir. O anda devrede olan santrallerden en uygunu (kaynak yapısına ve hızlı yük atma avantajına göre) devreden çıkarılır. Sonraki aşamada sistem elemanlarının aşırı yüklenip yüklenmediği kontrol edilir. Çünkü bir hattın devre dışı kalması durumunda bu hattın taşımakta olduğu yükü başka bir hat taşımaya çalışabilir ve bu sefer bu hatta aşırı yüklenmeden dolayı bir arıza meydana gelebilir. Son olarak tek faz tekrar kapama işlemi gerçekleştirilir ve sistemde meydana gelen arıza minimum zararla atlatılır.

Bir iletim sistemi tasarlanırken bilgiler toplanır üretim tüketim verileri oluşturulur yük akış etütleri yapılır. Yük akış etütleri gözlemlendikten sonra sistem çalıştırılır kısa devre arıza

akım limit değerlerinin aşılıp aşılmadığına bakılır. Transient ve Dinamik Stabilite analizleri yapılır baralardaki gerilimlerin kontrolü sağlanır. Baralarda herhangi bir gerilim azalması ya da artışı limitlerin üzerinde seyretmekte ise gerilimi toparlamak için çalışma yapılmalıdır.

4.3. İletim Planlamasında Üretim Tüketim Dataları

Üretim ve tüketim yıl içerisinde özellikle mevsimlere göre değişkenlik gösterir bu nedenle iletim sisteminde yapılan çalışmalar yaz, kış ve ilkbahar şeklinde üç ayrı veri (data) olarak incelenmelidir. Yazın çok üretim yapan bir hidroelektrik santral kışın hiç çalışmayabilir ya da Akdeniz bölgesinde yer alan bir yörede tüketim kışın düşük bir değer iken yazın klima dolayısıyla 4-5 kat daha fazla tüketim gerçekleşebilir. Bu nedenle hatların termik yüklenme limitlerinin de yaz kış bahar olarak değişmesini de dahil edersek tasarımın üç farklı veri toplama şeklinde yapılması daha uygun olacaktır.

İletim sistemi planlanırken 380 kV ve 154 kV sistem için 5 yıllık, sadece 380 kV sistem için ise 10 yıllık planlama yapılır. Türkiye Elektrik Sisteminin Elektriksel Modelinin mevcut haline yapılacak bir ekleme yenileme için 5 yıllık ya da 10 yıllık planlama düşünülmeli özellikle 380 kV sistemde bir değişiklik düşünülüyor ise 10 yıl sonra devreye girecek santral dahi planlamaya dahil edilmelidir.

Mevcut 380 kV ile 154 kV iletim tesisleri, iletim sistemine bağlı üretim tesisleri, orta ve uzun dönem Türkiye genel puant talep tahmini, mevcut trafo merkezlerinin geçmiş yıllardaki yük ve enerji trendi karakteristiği dikkate alınarak bara bazında yaz ve kış puant ile ilkbahar minimum senaryolar için yük tahmini şeklinde gerçekleşmiştir.

154 kV ve 380 kV sistemlerde planlama yapılırken enerji arz kalitesi ve sürekliliği yüksek seviyede tutulmalıdır. İşletilmesi kolay projelerin uygulamaya konulması ekonomik ve ileride değişikliklere açık ve esnek bir sistem olmalıdır. Yatırımlar detaylı bir şekilde sisteme modellenmeli ve incelenmelidir. Kullanım ömrünü yitirmiş teçhizatlar iletim hatları dikkate alınmalı termik limitleri sıfır bir ürünmüş gibi düşünülmemelidir. Yıpranma payları da hesaba katılmalıdır.

4.4. PSS/E Yazılımının İletim Sistemine Sunduğu Çözüm Önerileri

Enerji iletim hatlarının yapım maliyetleri gerilim seviyesine de bağlı olarak artar. Ayrıca iletim tesisinin yapımı 1 ile 3 yıl arasında değişen bir süreci kapsamaktadır. Bu durum ülke ekonomisi açısından büyük önem arz etmektedir. Bölgesel gelişim hedeflerinin iyi tespit edilmesi, yük tahminlerinin ve üretim kapasite artışlarının sağlıklı belirlenmesi gerekmektedir.

İletim tesisi tasarlanırken enerji talebine göre yapılacak olan üretim tesislerinin kapasite, yer ve zamanlamasının iletim sistemi planlama ve gerçekleştirilmesine imkân verecek bir plan çerçevesinde yürütülmesi, enterkonnekte iletim sisteminin doğru işletilebilmesi yatırımların iyi analiz edilebilmesi için dağıtım şirketleri tarafından yük tahminlerinin tutarlı bir şekilde yapılması ve yüklerin sürekli takip edilerek iki yılda bir gerçekleşen yüklere göre tahminlerin revize edilmesi gerekmektedir.

İletim hattında termik yüklerin üzerinde bir yüklenme gerçekleşirse hatların aynı direkler kullanılarak iletkeninin yeni geliştirilmiş iletkenlerle değiştirilerek taşıma kapasitesinin arttırılması hatlarda yaşanacak arızaları devreden çıkma durumlarını azaltacaktır.

Uzaktan müdahale edebilecek kapasiteye sahip, sistem işletmesi yönetim yazılımları uygulamalar geliştirilmeli ayrıca üretim, iletim ve dağıtım sistemi yatırımlarının aynı zaman dilimlerinde birbirleriyle koordineli olacak şekilde planlanması gerekmektedir.
Meydana gelebilecek arızaların sayısının ve süresinin azaltılabilmesi için iletim tesislerinde koruyucu bakım ve enerjili bakım için teçhizat ve teknik personel eğitiminin temini ve mevcut mevzuatta gerekli değişikliklerin yapılması arızalardan dolayı oluşacak iletim aksaklıklarının önüne geçecektir.

4.5. İletim Sistemi Analizlerinde Sistem Güvenliği

PSS/E programı ile yapılan analizler sadece statik değildir. Dinamik bir şekilde çalışmakta olan sistem için hatlardan birinin kopması, bir üretim ünitesinde arıza oluşması gibi durumlarda program raporlama yapabilir ve çözüm önerileri sunabilir. Güç sistem analizinde sistem güvenliği için aşağıdaki cihazların devreden ani çıkması tehdit unsuru olarak görülmektedir.

Bir iletim devresinin, bir üretim ünitesinin, üretim tesisinin iletim sistemine bağlantı elemanlarından birinin, bir şönt ya da seri kompanzasyon ünitesinin, bir transformatör ünitesinin devreden çıkması durumunda sistemde arıza olduğu kabul edilir ve buna göre çözüm senaryoları üretilir. Bu bileşenlerden herhangi birinin aniden devre dışı olması halinde; müşterilerin kaybedilmemesine sistemde kararlığın bozulmamasına dikkat edilmelidir.

4.6. İletim Sistemi Tasarlanırken Dikkat Edilecek Mevzuatlar

İletim sistemi tasarlanırken dikkat uyulması gereken bir takım mevzuatlar bulunmaktadır. Bu mevzuatlarda sistemdeki güvenilir enerjinin sağlanabilmesi için belirlenen limit değerlere değinilmiştir.

4.6.1. Frekans ile ilgili mevzuat bilgisi

Sistemin nominal frekansı TEİAŞ tarafından 50 Hertz (Hz) etrafında 49,8 – 50,2 Hz aralığında kontrol edilir. İşletme sınırı 10 dakikadan daha uzun süre geçilemez.

Normal sistem işletmesi ve otomatik üretim kontrolü için hedef sistem frekansı 49,95 – 50,05 Hz arasındadır [6].

Çeşitli üretim ve/veya talep kaybı durumları için frekans sapmaları; ± 200 MW'ı geçmeyen üretim veya talep değişimlerinde ± 0,2 Hz'den, ± 200 MW'tan ± 600 MW'a kadar olan üretim veya talep değişimlerinde ± 0,5 Hz'den daha fazla olamaz. Puant yükte ± 600 MW'tan, ± 770 MW'a kadar olan üretim veya talep değişimlerinde ± 0,8 Hz'den, daha fazla olamaz ve bu limitler 60 saniyeden daha uzun bir süre ile aşılamaz [6].

Üretim tesisleri; bu maddede tanımlananlardan daha ağır bir kısıtlılık olayının gerçekleşmesi, elektrik sisteminin tamamen veya kısmen istem dışı enerjisiz kalması gibi durumlarda, frekansın 5,0 Hz'e yükselebileceği veya 47 Hz'e düşebileceği göz önünde bulundurularak, Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği hükümleri çerçevesinde tasarlanır.

Çizelge 4.1. Elektrik piyasası şebekesi yönetmeliği frekans limitleri

Hedeflenen işletme koşulları:	49,8 Hz ≤ f ≤50,2 Hz
Kabul edilebilir işletme koşulları:	49,5 Hz ≤ f < 49,8 Hz ve 50,2 Hz < f ≤ 50,5 Hz
Kritik işletme koşulları:	47,5Hz ≤ f < 49,5Hz ve 50,5Hz < f ≤ 51,5Hz
Kararsız işletme koşulları:	f < 47,5 Hz ve 51,5 Hz < f

İletim sistemine doğrudan bağlı tüketiciler ve dağıtım lisansına sahip tüzel kişiler tarafından; iletim sistemine bağlantıyla ilgili her bir ölçüm noktasında ve her bir uzlaşma periyodunda, sistemden çekilen endüktif reaktif enerjinin sistemden çekilen aktif enerjiye oranı yüzde % 20 değerini, sisteme verilen kapasitif reaktif enerjinin sistemden çekilen aktif enerjiye oranı ise % 15'i geçemez [6-7].

İletim sisteminin her bir ölçüm noktasında öngörülen orana uyulmaması durumunda kullanıcılara uygulanacak yaptırımlar bağlantı ve sistem kullanım anlaşmalarında düzenlenir.

İletim sistemi, ilgili planlama yılı için, sistem puant yükünün %5 üzerindeki bir yüklenme durumunda, gerilimler yukarıda belirtilen limitler içerisinde kalacak şekilde planlanır.

İletim planlamasında 380 kV ve 154 kV iletim sisteminin tesis ve teçhizatının tasarımı ve geliştirilmesinde aşağıdaki hususlar dikkate alınır [6-7].

4.6.2. İletim hatları ve trafo merkezleri ile ilgili mevzuat

Bir transformatör merkezine bağlanacak 380 kV hat fiderlerin sayısı en fazla yedi, 154 kV hat fiderlerin sayısı en fazla on adet olarak tasarlanır. Ancak, kısa devre arıza akım seviyelerinin limitler dahilinde kalması, ekonomik durum ve sistem güvenliği dikkate alınarak daha fazla fiderin bağlantısı yapılabilir.

İletim sistemi; hidroelektrik ve termik üniteler eş zamanlı olarak maksimum üretimle çalışırken, birincil veya (N-1) kısıtlılık durumunda iletim kapasitesinin yeterli olmasını sağlayacak şekilde tasarlanır.

380 kV transformatör merkezlerinin 380 kV ve 154 kV kısımları, iki ana ve bir transfer bara düzeninde, transfer ve kuplaj fiderli veya tek kesicili transfer-kuplaj fiderli olarak tasarlanır.

Yeni kurulacak 380/154 kV transformatör merkezleri; 4x250 MVA veya 6x250 MVA, özel durumlarda ise 8x250 MVA transformatör düzeninde tasarlanır.

154 kV transformatör merkezlerinin 154 kV kısmı iki ana bara düzeninde, kuplaj fiderli olarak tasarlanır. 154 kV transformatör merkezleri, sistemin "bölgesel ada" veya "katlı" şebeke şeklinde işletilmesine imkân verecek şekilde iki ana bara düzeninde kuplaj fiderli olarak tasarlanır.

154 kV sistemi dağıtım sistemine bağlayan yeni transformatör merkezleri 2x100 MVA, 3x100 MVA, 4x100 MVA şeklinde tasarlanır. Yeni transformatör merkezlerinde tasarım 100 MVA kurulu gücünde transformatöre göre yapılmakla birlikte fiili yüklere göre daha küçük kurulu güçte transformatörler kullanılabilir. Transformatörlerin fiili yükleri, kurulu gücünün %70'ine ulaştığı takdirde, kapasite artırımı planlanır. 100 MVA transformatör için 34,5 kV hat fiderlerinin sayısı, bir tanesi stratejik yükler için kullanılmak üzere, 8+1 olarak tasarlanır.

154 kV sistemi dağıtım sistemine bağlayan bir transformatörün ikincil (sekonder) sargısının nötr noktası 1000 A akımlı direnç üzerinden topraklanır.

Direkt transformasyonun gerekli olduğu hallerde, 380 kV sistemi dağıtım sistemine bağlayan transformatörler 380/ 33,6 kV ve 125 MVA olarak tasarlanır. Yıldız-üçgen bağlı 380/33,6 kV gerilim seviyeli bu transformatörler topraklama transformatörü kullanılarak topraklanır.

Tek faz alternatif akım ile beslenen yükler ve 3 faz dalgalı yükler, sistemin kısa devre gücünün yeterli yükseklikte olduğu noktalarına bağlanır. Tek faz alternatif akım yüklerini besleyen indirici transformatör merkezleri, gerilim dengesizliklerini azaltmak için farklı faz çiftleri arasına bağlanır. Sistem kısa devre gücünün yeterli yükseklikte olmadığı noktalarda tek faz alternatif akım yüklerini besleyen indirici transformatör merkezleri, gerilim dengesizliklerini azaltmak için sisteme üç faz olarak bağlanır.

İletim sistemi şalt teçhizatı için kısa devre arıza akımına dayanma kapasitesi 380 kV için 50 kA, 154 kV için 31,5 kA'dir. 33 kV gerilim seviyesinde de kısa devre arıza akımları 16 kA ile sınırlandırılır.

380 kV ve 154 kV sistem tasarımlarında, TEİAŞ tarafından aksi belirtilmedikçe, toprak arıza faktörü 1,4 olarak kabul edilir.

380 kV uzun iletim hatlarında gerektiğinde hattın endüktif reaktansını düşürmek için seri kapasitörler kullanılır.

380 kV sistemde tesis edilen şönt reaktörlerin standart kapasiteleri 60 MVAr, 80 MVAr, 100 MVAr, 120 MVAr ve 150 MVAr'dır. 154 kV sistemde tesis edilen şönt reaktörlerin standart kapasiteleri ise 5 MVAr, 10 MVAr ve 20 MVAr'dır. Şönt reaktörler 420 kV ve 170 kV'de sürekli çalışabilecek şekilde tasarlanır.

154 kV transformatör merkezlerindeki 25 MVA, 50 MVA, 100 MVA ve 125 MVA transformatörlerin sekonder tarafındaki baraya güç faktörünün düzeltilmesi amacıyla 5 MVAr, 10 MVAr ve 2x10 MVAr gücünde şönt kapasitör grupları tesis edilir. Şönt kapasitörler, transformatör kapasitesinin %20'sini geçmeyecek şekilde ve gerektiğinde ayrı fiderlere bağlı iki kapasitör grubu şeklinde tesis edilir.

İletim hatlarının güzergâhlarının ve transformatör merkezlerinin yerlerinin seçiminde, teknik, ekonomik, sosyal ve çevrenin korunmasına yönelik hususlar ile ilgili mevzuat dikkate alınır. İletim sistemi planlarının ilgili belediyelerin imar planlarında yer alması sağlanır, bu imar planlarına bağlı kalınıp kalınmadığı takip edilir ve iletim hatlarının kamulaştırma işlemleri en kısa sürede sonuçlandırılır.

Nüfusun yoğun olduğu yerleşim merkezlerinde ve sanayi bölgelerinde şartlar göz önünde bulundurularak, düşük kapasiteli iletim hatları aynı güzergâh üzerinde yüksek kapasiteli çok devreli iletim hatları ile yenilenir.

Transformatör merkezleri, elektrik sistemi tesis ve teçhizatı için geliştirilen, onaylanan ve kullanılan uluslararası tasarım, tesis, imalat ve performans standartlarına uygun olarak uzaktan insansız çalıştırılabilecek şekilde gerekli altyapı ile tasarımlanır ve tesis edilir.

380 kV iletim hatları, standart 954 MCM Cardinal (546 mm^2) ve 1272 MCM Pheasant (726 mm^2) kesitli iletkenler kullanılarak tesis edilir.

154 kV iletim hatları, standart 468 mm^2 795 MCM Drake, 546 mm 954 MCM Cardinal ve 726 mm^2 1272 MCM Pheasant olan iletken bulunur. Çok yüksek talep bölgelerinde iletim hatlarının taşıma kapasitesini arttırmak için 154 kV ikili demet kardinal iletkenli çift devre stratejik kısa hatlar tesis edilir.

Yeni tesis edilen iletim hatlarında standart çelik toprak tellerinden biri yerine, 380 kV ve 154 kV hatlarda 15,2 (±0,3) mm çaplı toprak iletkeni ve bunun içine yerleştirilmiş fiber optik lifler kullanılır.

İletim sisteminin işletimi ve enerji yönetiminin gereksinim duyduğu ses, bilgi ve koruma sinyalizasyon amaçlı iletişim için iletişim ortamı tesis edilir. İletişim ortamı, gerektiğinde diğer kamu ve özel iletişim gereksinimleri için de kullandırılabilir.

İşletmede olan iletim hatlarındaki koruma iletkenleri ihtiyaç duyulduğunda fiber optikli koruma iletkeni ile değiştirilir.

4.6.3. Üretim tesisleri ile ilgili mevzuatlar

İletim Planlaması çerçevesinde üretim şalt tesislerinin tasarımı ve geliştirilmesinde aşağıdaki paragraflarda bahsedilen hususlar dikkate alınır.

Toplam çıkış gücü 1500 MW' tan az olan üretim tesislerinin sisteme olan bağlantısı, bir iletim devresinin kaybı veya birincil veya (N-1) kısıtlılık durumunda hiçbir üretim kaybı olmayacak ve üretimin tamamı sisteme aktarılabilecek şekilde yapılır [6-7].

Toplam çıkış gücü 1500 MW' tan fazla olan üretim tesislerinin bağlantısı, iki iletim devresinin kaybı veya ikincil veya (N-2) kısıtlılık durumunda üretiminin en az %80'ini sisteme aktarabilecek şekilde yapılır.

Birbiriyle ilişkili iki iletim hattının kaybı veya ikincil veya (N-2) kısıtlılık durumunda ortaya çıkacak üretim kaybı 1200 MW' ı aşamaz.

İletim sistemi ve üretim şalt tesisleri; bir iletim devresi veya bara bakım onarım nedeniyle devre dışı edilmiş iken diğer bir iletim devresinin veya baranın arıza nedeniyle devre dışı olması durumunda, sistemdeki en büyük üretim ünitesinden daha fazla üretim kaybına yol açmayacak şekilde tasarımlanır ve tesis edilir [6-7].

Üretim tesisinin iletim sistemine bağlantısı için belirlenen iletim kapasitesi, herhangi bir arızadan önce; teçhizatın kapasitesinin üzerinde yüklenmemesi, gerilimlerin normal işletme koşulları için belirlenen sınırların dışına çıkmaması ve gerilim regülâsyonunun yetersiz kalmaması ve sistemin kararlılığını kaybetmemesi şartları sağlanacak şekilde planlanır.

5. PSS/E PROGRAMI İLE SİSTEMDE GÜÇ AKIŞ ANALİZLERİ

5.1. Yük Akışlarının Simülasyonu ve Hesaplamalar

Güç sistem analizlerinde yük akış analizleri yapılır iken bara, iletim hatları ve transformatör bilgileri derlenip toparlanmalıdır. Baralara ait gerilim genliği, faz açısı, net aktif güç ve reaktif güç değerleri bilinmelidir. Datamızda net aktif güç ve net reaktif güç bilgileri girdi olarak yer alıyorsa baradaki gerilim, faz açısı değerleri simülasyon (benzetim) programı yardımıyla ya da el hesabı ile bulunabilir. Baralar salınım, yük ve gerilim kontrollü baraları olmak üzere üç bara tipi şeklinde çeşitlendirilirler. Salınım barası, her sistemde sadece bir adet olur ve bu bara genelde bir numaralı baradır. Türkiye Elektrik Sisteminde yapılan simülasyonlarda kurulucu gücü yüksek olması sebebi ile Atatürk barası genellikle salınım barası olarak belirlenir. 300 MW kurulu gücünde 8 adet üniteye sahip olan Atatürk hidroelektrik santrali ile bölgede gerilim kontrolü yapılabilmektedir.

Güç sistem analizi farklı yerlerde üretilen ve tüketilen gücün miktarı gibi kesin değerleri bilinen büyüklükler verilerek diğer bilinmeyenlerin bulunmasını sağlar. Bu büyüklüklerden en önemlisi akımın büyüklüğü, açısı ve zaman elemanını bulmamıza yardım eden alternatif gerilimdir. Gerilimi bulduğumuzda her bir iletim hattından geçen akımı daha kolay hesaplanabilir ve bununla beraber sistemin herhangi bir yerinde yaşanan sıkıntıları tespit edebiliriz. Güç akışı (ya da yük akışı) gücün nereden gelip nereye gittiğini görmemize yardımcı olur.

Simülasyonlar ve hesaplamalar bir kenara bırakıldığında pratikte bölgesel bir güç sistemi birçok bara ve birçok hattan oluşmaktadır. Küçük bir doğru akım elektrik devresini matematiksel olarak çözümlemek kolay olmasına karşın yük ve güç kaynaklarından oluşan alternatif akım devrelerinde değişkenler arasındaki ilişkiyi formül haline getirmek oldukça zordur. Bu gibi durumlarda sadece ardışık yaklaşımlarda bulunarak nümerik analizler yapılabilir. Yük akış analizini yapan pek çok bilgisayar programı bulunmaktadır. Türkiye iletim sisteminin planlamasında PSS/E programı kullanılmaktadır. Yardımcı program olarak DigSilent programı da analizler için kullanılabilmekte özellikle kısa devre analizlerinde gerçekçi sonuçlar elde edilebilmektedir.

Güç sistem analizinde aralarında empedans olan baralar referans alınır. Bu baralar arasında gerilim olarak potansiyel bir fark mevcuttur. PSS/E ile yaptığımız bu analizlerde simülasyonlardaki baralar elektriksel olarak devre analizindeki bir noktaya denktir. Simülasyon programlarında baralar genellikle düz kısa çubuk şeklinde belirtilirler ve bu şekil bir sisteme güç üreten jeneratörün ya da güç tüketen yükün bulunduğu yeri işaret eder.

İki adet bara arasında iletim hattı bulunur iletim hattı simülasyonlarda düz çizgidir. Geometride olduğu gibi iki nokta arasındaki en kısa yoldur fakat burada noktadan kasıt baralardır. Baraların arasındaki iletim hatları alternatif akım iletirler ve üç fazdan oluşurlar. Fakat üç faz, hem PSS/E hem de DigSilent simülasyon programlarında üç ayrı çizim şeklinde gösterilmez. Modellemede iletim hatları tek hatla gösterilir termik limit akım taşıma kapasitesi hesapları tek bir hat üzerinden yapılır. Simülasyonda oluşturulan diyagram bundan dolayı tek hat diyagramı olarak adlandırılır simülasyon haricinde çizilen şemalar da tek hat şeması olarak belirtilir. Hattın verisi (datası) oluşturulurken gerçek durumuna göre hattın uzunluğuna, kesitine ve fiziksel kapasitesine göre empedans değeri hesaplanır. Hattı modellerken bu empedans değeri kullanılır.

5.2. Güç Sistem Analizlerinde PSS/E Programında Dataların Oluşturulması

Enterkonnekte çalışan bir iletim sistemi bara, transformatör ünitesi, şönt kompanzasyon ünitesi, iletim devresi, üretim tesisi ve bu üretim sisteminin sisteme bağlantı elemanları gibi belirli başlı ünitelerden oluşur. Baralar yük barası ve üretim barası olacak şekilde farklı modellenir. Yük barası aynı zamanda tüketim barası olarak da adlandırılır ve bu baraya tüketici tarafından belirlenecek olan aktif güç ve reaktif güç değerleri kullanacağımız simülasyon programındaki data kısmına bilgi olarak girilir. İster PSS/E ister DigSilent programı kullanılsın tüketilen güç değeri bilgisi simülasyon sırasında değiştirilemez gerilimin ya da frekansın ayarlanması için arttırılamaz ya da azaltılamaz bu nedenle tüketim bilgilerinin üç farklı mevsim için doğru girilmesi gerekmektedir.

Tüketim baralarında girildiği gibi üretim baralarında da aktif güç ve reaktif güç değerlerinin tanımlanması ve girilmesi gereklidir. Ancak aktif güç ve reaktif güç değerleri bilinen değerler olarak tanımlandığında sistemde oluşacak güç ihtiyacının dengelenmesi ve üretimlerin gerçekçi bir şekilde çalıştırılabilmesi zorlaşmaktadır. Bu sebeple salınım barası

ya da diğer adı ile slack bara olarak adlandırdığımız bara hariç tüm üretim baralarında aktif güç değerinin girilmesi gerekmektedir. Aynı salınım barasında reaktif güç değeri ise gerilim değeri gibi değişken bir değer olarak girilebilir.

Bu bilgiler derlenip toparlandığında baralar üretim barası tüketim barası ve başlı başına ayrı bir bara çeşidi yani salınım barası olarak üç farklı grupta incelenirler.

Tüketim baralarında aktif güç ve reaktif güç değerlerinin bilinmesi ve data olarak işlenmesi gerekirken üretim baralarında aktif güç değerinin yadında bir değişken olarak gerilim değeri girilmelidir. Simülasyon programımızda gerilim kontrolünde çalışılırken tüketim değerlerinin pek bir etkisi bulunmamaktadır.

Salınım barasında ise aktif güç değeri girilmemelidir çünkü sistemde meydana gelecek herhangi bir güç açığı durumunda slack baradan güç çekilecek, sistemde meydana gelecek güç fazlasında ise slack baradaki güç değeri program tarafından otomatik olarak azaltılacaktır. Salınım yani slack baraya örnek olarak Atatürk barajı modellenebilir 8x300 MW kurulu güce sahip baraj güç kontrolünün yapılabilmesi için idealdir. Ülkenin tamamında örneğin 300 MW açık meydana geldiğinde program Atatürk barajının bir ünitesini devreye alır ve üretim başlatır böylece enterkonnekte sistemimizdeki üretim tüketim güç dengesi Atatürk barajının slack bara çalıştırılması ile eşitlenecektir. Slack barada güç tanımlanmaz iken gerilimin tanımlanması gerekmektedir. Çünkü gücün değişebilmesi demek gerilimin ve aynı zamanda frekansın sabit tutulabileceğini ifade eder. Baradaki bu ilişki söyle açıklanabilir bir barada tüketim üretim değerinden fazla ise jeneratörlerin dönüşü yavaşlar, frekans azalır ve gerilim açısı düşmeye başlar. Bunun bir tersi olarak tüketimden daha çok üretim olursa frekans artar. Gerilim açısı ileri gider.

Slack baradaki gerilim açısının gerçekte çok bir anlamı bulunmamaktadır. Güç değeri sürekli değişebildiğinden hangi açı değeri girilirse girilsin bu açı değeri değişken bir değer olacaktır ve sistemin dengesine göre hareket eder [8].

5.3. Yük Akışlarında Aktif Güç ve Reaktif Güç Hesapları

Enterkonnekte sistemde üretilen güç ile tüketilen güç değerlerinin birbirini tutmaması durumunda ilk meydana gelecek sorun senkronizasyon (eşleşme) problemidir. Bu durumda

gerilim ve frekans değerlerini mevzuatta belirtilen işletme koşullarında tutmak zorlaşacaktır.

Üretim noktasından tüketim noktasına güç aktarılırken hattın direncine ve akımının karesine bağlı olarak güç kayıpları meydana gelir. İletim hattındaki direnç değerini bilmemize rağmen akım değeri değişkenlik gösterdiği için anlık hesapların haricinde hattaki kayıplar net olarak hesaplanamaz. Ayrıca mevsimlere ve planlama senaryolarına bağlı olarak üretimin bölgesel yoğunluğu değişiklik gösterecektir bu da sistem kayıplarının farklılık göstermesine neden olur. Özetle üretim değerinin sadece tüketim değerini değil iletim hattında meydana gelen kayıpları da karşıladığı durum kullanılacak simülasyon hesabında kullanılacak en ideal senaryodur.

Bir örnek olarak ülkemizde bir bölgede 100 MW tüketim ihtiyacı olduğunu ve 40 km yakınında 100 MW kurulu gücünde doğalgaz yakıtlı üretim tesisi olduğu farz edilsin. 100 MW'lık doğalgaz üretim santrali ile bu bölgeyi beslemek istersek sistem her ne kadar dengede gibi görülse de 40 km'lik enerji iletim hattında yaklaşık %5 oranında kayıp meydana gelecek üretilen enerji tüketim bölgesine ulaştığında 95 MW'lık bir güç değeri bölgeyi beslemekte yetersiz kalacaktır. Bu da bölgede kısmi elektrik kesintisi yapılmasına neden olacaktır. Slack bara kavramı işte bu noktada iletim planlayıcısı için iyi bir kurtarıcı görevi görür. Simülasyonlarda ya da gerçek analizlerde bu duruma bir çözüm olarak ihtiyaçlarını karşılamak ve dengeyi sağlamak için bir tane bara slack (salınım) barası seçilir bölgede meydana gelen 5 MW gücündeki enerji açığı slack barada üretimin arttırılması ve bu bölgeden enerji aktarılması ile çözülür.

Yapılan güç sistem analizlerinde girilen değişkenlerde tüm baralara aktif güç değerleri girilirken bara sayısında bir eksik bırakılır. Güç değerinin girilmediği bu barada sistemin dengeye girmesini sağlayacak bilgilerin girilmesi gerekecektir.

Sistemde aktif gücün dengelenemediği iki durum mevcuttur. Üretim değeri tüketim değerinden az olursa enerji açığı, üretim değeri fazla olursa gereksiz enerji üretimi ve harcanmayan bir enerji için gereksiz yere üreticilere para ödenmesi gibi sorunlar oluşur. Aktif gücün dengelenemediği durumda meydana gelen sorunların genelde maddi zararı ağır basarken, reaktif gücün dengelenememesi durumunda elektrik enerjisinde kalite, arz güvenilirliği ve süreklilik problemi ortaya çıkar. Reaktif güçte meydana gelecek eşitsizlik

halinde gerilim sabit bir değerde tutulamaz. Elektrik enerjisinin sabit bir gerilim ve frekans değerinde iletilmesi çok önemlidir çünkü sabit gerilimde iletilmeyen enerji tüketim noktasındaki cihazların bozulmasına sebep olabilir. Bu da modern çağda kabul edilemeyecek bir durumdur.

Sistemdeki tüm jeneratörlerde üretilen reaktif güç yüklerde ihtiyaç duyulan reaktif gücü karşıladığında gerilim sabit tutulur. Tersi durumda jeneratörde reaktif üretimin azaltılması ya da artırılması gereken durumlarda istenilen gerilim seviyesine tekrar dönebilmek için bir veya birden fazla jeneratörün alan akımını ayarlamak gerekir.

Prensipte her jeneratör için P ve Q değerlerinin girilmesine karşın salınım barasında reaktif güç yerine gerilim değeri girilir.

Aktif güç değeri aslında gerilim ve akımın çarpımından oluşur. Bu nedenle hem gerilim hem akım ayrı ayrı analiz edilmelidir. Gerilim ve akım arasındaki açı farkı aktif ve reaktif gücün katkısındaki payı belirler. Aktif güç ve reaktif gücün bilinmesi durumunda gerilim ve akım değeri de benzer bir mantık ile bulunabilir. Kullanılacak simülasyon programında ya da el ile yapılan iletim hattı hesaplamalarında her değerin tek tek bilinmesine bunlar için sayfalarca data oluşturulmasına gerek yoktur. Kritik değişkenlerin ve sabitlerin bilinmesi ve bunların meydana getireceği formül değeri analizlerde ve planlamalarda yeterli olacaktır.

5.4. PSS/E İle Optimal Yük Akışı Problemleri

19. Yüzyılın sonunda elektrik enerjisi talebinin en uygun şekilde karşılayabilmesi için ileriye dönük planların yapılmasının zorunlu hale gelmiştir. Bu nedenle, elektrik enerji sistemlerinde ekonomik dağıtım ve optimal güç akışı analizlerini uygulamanın önemi artmıştır. Bu yöntemlerin başarısı, mevcut sistemin istatistiksel verilerinin doğru ve düzenli tutulmasına bağlıdır. Güç sisteminin tasarımı ve işletilmesi oldukça karmaşık bir problemdir. Bilgisayar teknolojisindeki gelişmeler sonucunda güç sistemlerinin, oluşturulan yazılımlarla simülasyonu yapılmaktadır.

Ekonomik dağıtım analizinin amacı, en düşük maliyetle talep edilen enerjinin karşılanmasıdır. Böylece, güç sistemlerindeki sermaye kar olarak geri dönmektedir. Optimal güç akışı analizi ise çeşitli kısıtlamalar altında optimal çözüm bulmaktadır.

Ekonomik dağıtım ve optimal güç akışı analizleriyle ilgili olarak yapılan başlıca çalışmalar şunlardır: Hermann ve Tinney tarafından yapılan çalışmada, optimal güç akışı çözüm yöntemlerine değinilmiş ve gradient yöntemiyle problemlerin çözümüne yer verilmiştir. Rashed ve Kelly tarafından yapılan çalışmada, lagrange çarpanları, hessian ve jakobian matrisleri ile geliştirilen algoritmaya yer verilmiştir. Happ tarafından bu konu için yapılan çalışmada, klasik ekonomik dağıtım yöntemi ve optimal ekonomik dağıtım yöntemleri karşılaştırılmıştır [14].

Burchett, Happ, Viearath ve Wirgau tarafından yapılan çalışmada optimal dağıtım için, güç akışı yönteminin uygulanmasına yer verilmiştir. Lukman ve Blackburn tarafından yapılan çalışmada güç sistemlerinde kayıpların minimuma indirilmesiyle ilgili çalışmalara yer verilmiştir. Zhiqiang, Zhijian ve Chuanwen tarafından yapılan çalışmada istatiksel çözümler kullanılarak, ekonomik dağıtım ve optimal güç akışı problemlerinin çözümüne yer verilmiştir [14].

Sermayenin kar olarak geri dönebilmesi için güç sistemlerinde üretim birimlerinin ekonomik yüklenmesi oldukça önemlidir. Güç üretim ve dağıtımında ekonomik kullanım iki alt bölüme ayrılmaktadır. Bunlardan biri, ekonomik yüklenme diğeri ise minimum kayıptır. Ekonomik dağıtımın amacı, üretilen enerjiyi eşitlik ve eşitsizlik kısıtlamalarını da sağlayacak şekilde üretim birimleri arasında paylaştırmaktır [14].

Optimal güç akışı yöntemi ilk olarak Carpentier tarafından bulunmuştur. Bu yöntem, doğrusal olmayan çok büyük bir matematik programlama problemidir ve algoritmalar geliştirilerek bu problemin çözümü gerçekleştirilir. Bunun için, çok değişik matematiksel yöntemler kullanılır. Literatürde kullanılan en önemli beş adet yöntem kullanılmaktadır.

Lambda öteleme yöntemi eşit artan yakıt kriteri olarak da adlandırılır. Kayıplar B matrisi ile gösterilir. Ekonomik dağıtım yöntemini temel alır. Gradient Yöntemi bağımlı kısıtlamalar için, penaltı fonksiyonlarını belirler. Bu yöntem çok yavaş yakınsar ve eşitsizlikleri çözmek zordur. Newton Yöntemi ise çok hızlı yakınsayan bir yöntemdir [14].

Doğrusal Programlama Yöntemi doğrusal olmayan yakıt maliyeti eğrisinin doğru denklemleri haline getirilmesi ile çözüme ulaşılır. İç nokta yöntemi ile eşitsizlik kısıtlamaları kolayca hesaplanabilir [14].

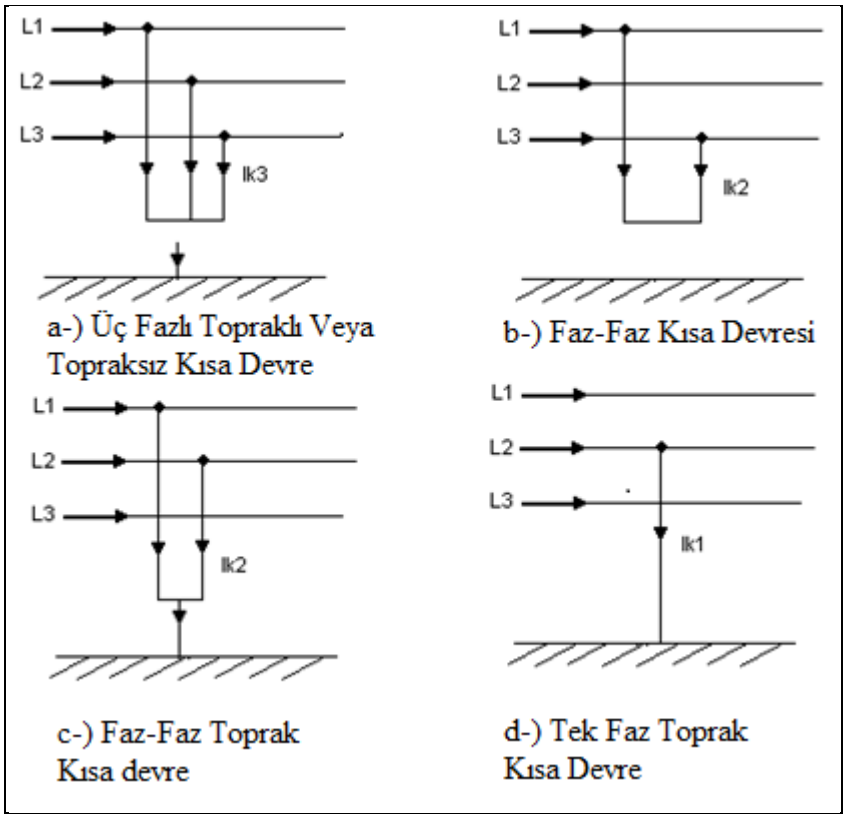
Bu yöntemler içerisinde Newton tabanlı optimal güç akışı yönteminin en çok kullanılan yöntem olduğu güç sistem analizi yapan uzmanlar tarafından kabul görmüştür. Newton Yöntemi, çözüme hızlı yakınsadığından dolayı oldukça iyi bir algoritmadır. Bu yöntemde sisteme ilk olarak verilen değerler oldukça önemlidir. Çünkü bu değerler, sonuca daha hızlı yakınsamayı sağlarlar.

Belirlenen f(x) fonksiyonu sistemin toplam maliyetini minimum yapmak için kullanılır. Eşitlik kısıtlamaları; baralara giren güçle çıkan gücün dengede olduğunu gösteren kısıtlamalardır. Eşitsizlikten dolayı yapılan kısıtlamalarından bazıları, üretim birimlerinin minimum ve maksimum güç kısıtları, bara gerilimi gibi kısıtlardır [14].

5.5. Kısa Devre Analizleri

İletim hatları enerjili durumda iken kısa devre arıza akımına maruz kalabilirler. Gerilim seviyesi yükseldikçe kısa devreden kaynaklanan sorunların büyüklüğü de artacaktır. 380 kV gerilim seviyesinde teçhizatların kısa devre arıza akımına dayanma limiti 50 kA standart olarak belirlenmiştir.

Kısa devre oluştuğunda barada bağlı olan üretim tesislerinden gelen akımlar kısa devre arıza akım değerini arttırırlar. Orta gerilim seviyesi diye tabir edilen 33 kV şalt sahasına bağlı olan üretim tesislerinin kısa devreye katkıları 16 kA değerini geçmemelidir. Eğer bu hesaplamaya uyulmadan santral görüşleri verilmiş ise arıza durumunda 16 kA değerinden fazla akım akacak ve teçhizatlar kendilerini korumak için otomatik olarak açma yapacaklardır.



Şekil 5.1. Kısa devre arızaları

6. PSS/ İLE VERİ ANALİZİ VE RAPORLAMALAR

Türkiye'de iletim sisteminin tasarlanması sorunların tespit edilmesi ve çözümler üretilebilmesi için PSS/E programı sistem işletmecilerine kolaylık sağlar. 5-6 baradan birkaç üretim tesisi ve tüketiciden oluşan bir sistemde matematiksel hesapların yapılması hatların kopması durumunda güç akışlarının nereye olacağının tahmini el ile hesaplanabilir. Tahminler %100 olmasa da büyük oranda doğru sonuçlar verebilir. Ancak Türkiye gibi 92 adet 400 kV, 564 adet 154 kV trafo merkezine, 52 276 km iletim hattına sahip enterkonnekte bir güç sisteminde hesaplamalar aylar alabilecektir. Bir örnek olarak tek bir iletim hattında meydana gelecek ani bir açmanın sistemdeki tüm etkilerini analiz edilmesi yaklaşık bir hafta sürebilmektedir. PSS/E sistemi ile hattı açıp sistemin çalıştırması durumunda bu işlem yaklaşık bir dakika sürecektir.

6.1. PSS/E Programına Genel Bakış

PSS/E programı kullanılarak yük akışları izlenebilir, üretim tüketim miktarları değiştirilerek sistemdeki akışların yönü ve büyüklüğü analiz edilebilir. PSS/E ile güç akışı, kararlılık, kısa devre ve geçici durum analizleri, güç akış diyagramları, kararlılık analizi ve kısa devre analizi yapılabilir.

PSS/E programı iyi özelliklerde bir bilgisayar yardımı ile 100 000 adet bara ve iletim hattına kadar destek sunabilir. Özellikle sistem çökmeleri gibi durumların önceden tahmin edilmesi beklenmedik durumların analizi hususunda PSS/E programı mühendislik açısından ciddi katkılar sağlar.

Güç sistem analizi yapılırken coğrafi koşullara bağlı olarak teknik ekipmanların bazı özellikleri değişkenlik gösterir. Elektrik iletim hattının akım taşıma kapasitesi sıcaklık ile değişebilen bir özellik olduğundan kışın 1200 MW güç taşıyabilen bir hat yazın bu miktardaki bir gücü taşıyamaz ve taşıyabileceği miktar ciddi oranda düşer bu da sistem analizi yapan insanları bu faktörleri göz önünde almaya ve farklı veriler hazırlamaya zorlamıştır.

PSS/E analizlerinde üç adet farklı veri oluşturulmalıdır; yaz verisi, bahar verisi ve kış verisi. Yaz, bahar ve kış verileri oluşturulur iken coğrafi bölgelere göre üretim ve tüketimler farklılık gösterirler. Örnek olarak doğu bölgelerinde ısınmaya bağlı olarak kışın elektrik tüketimi artarken Antalya gibi güney şehirlerde ise klima kullanımı nedeniyle yaz elektrik tüketimi daha fazladır. Aynı farklılık üretim konusunda da kendini gösterir. Bazı hidroelektrik santrallerimiz yılın üç ayı çalışıp diğer aylarda sulama amaçlı kullanılabilmekteyken üretim kaynağı güneşe dayalı bazı bölgelerimizde ise kış ayında üretim ciddi oranda düşecektir. Bu gibi durumlar güç sistem analizi yapılırken üç farklı veri oluşturulması ve bu üç durumun da ayrı ayrı incelenmesi gereksinimini doğurmuştur.

Üç farklı mevsim için de sistemin verilerinin doğru olarak girilmesi analizlerin doğru yapılması ve bu analizler sonucunda alınacak kararların üç farklı durumda da sorun teşkil etmemesi gerekmektedir.

PSS/E programı dosyalama sistemi olarak da tek bir sistemi kullanmaz. Örnek olarak bir Word programı açıldığında yapılan çalışma .doc uzantısı ile kaydedilir ancak PSS/E için bu yapılan çalışmanın çeşidine göre değişiklik gösterecektir. Bu çalışmada üç tip PSS/E dosya uzantısı kullanılmıştır bunlar; raw uzantılı veriler (Gerçekleşen Data), sav uzantılı veriler ve sld uzantılı veriler olarak adlandırılmışlardır.

6.2. Gerçekleşen Data (Raw Data) Analizi

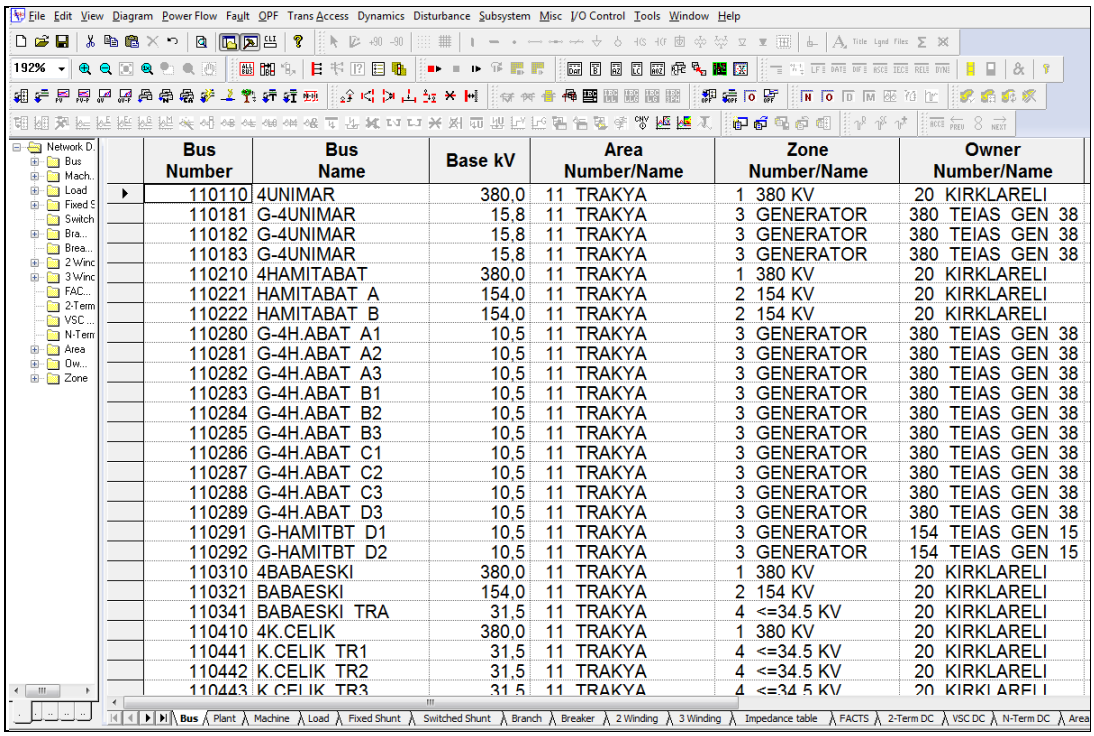
Gerçekleşen data analizi; iletim sisteminde var olmayan bir trafo merkezi iletim hattı ya da herhangi bir teçhizatın bulunmaması durumudur. Raw datalar analizin yapıldığı zamandan bir önceki seneye ait veriler içerir. Sistemde inşaat aşamasında olan bir tesis, yenilenmekte olan akım taşımayan hatlar ve çalışmayan teçhizatlar yer almaz.

Yapılan çalışmalar ve analizler 2014 yılı tarihine ait olduğu için 2013 gerçekleşen data verileri kullanılmıştır. 2013 yaz raw datasında 2013 yılı yaz ayı içerisinde çalışan tüm üretim santralleri sisteme işlenmiş, revizyonda olan santrallerdeki üretim yapmayan üniteler kapatılmıştır. Buna paralel olarak 2013 yaz ayı içerisinde her bir bölgede ne kadar tüketim olduğu bilgisi de tek tek ölçülmüş gerekirse yerinde incelenmiş ve data olarak programa girilmiştir. Benzer çalışma 2013 bahar ve 2013 kış aylarında da yapılmış

sistemdeki üretim ve tüketim bilgileri sisteme işlenmiş bu veriler birbirleri ile de karşılaştırılarak değerlendirmeler yapılmıştır.

6.3. PSS/E Programında Baraların Modellenmesi

Gerçekleşen datalar güç sistem analizi; için kayda değer bir öneme sahiptir. Çünkü sistem bu koşullarda çalışmıştır. Bu datalarda üretim tüketim dengesinin kurulduğu sistemin işletildiği gerçek verilere dayalı bir data (veri) vardır. Bu datalardaki analizlerin hepsi tahminlere yönelik değil bizzat gerçek verilere yönelik gerçekleşir. Elimizde ufak tefek aksaklıklar ve enerji kesintileri haricinde üretim tüketim dengesinin sağlandığı enerji alış verişlerinin güvenli bir şekilde yapıldığı gerçek bir iletim sistemi vardır ve bu ileriki yıllar için yapılacak planlamalarda analizi yapan operatöre yol gösterici olacaktır.



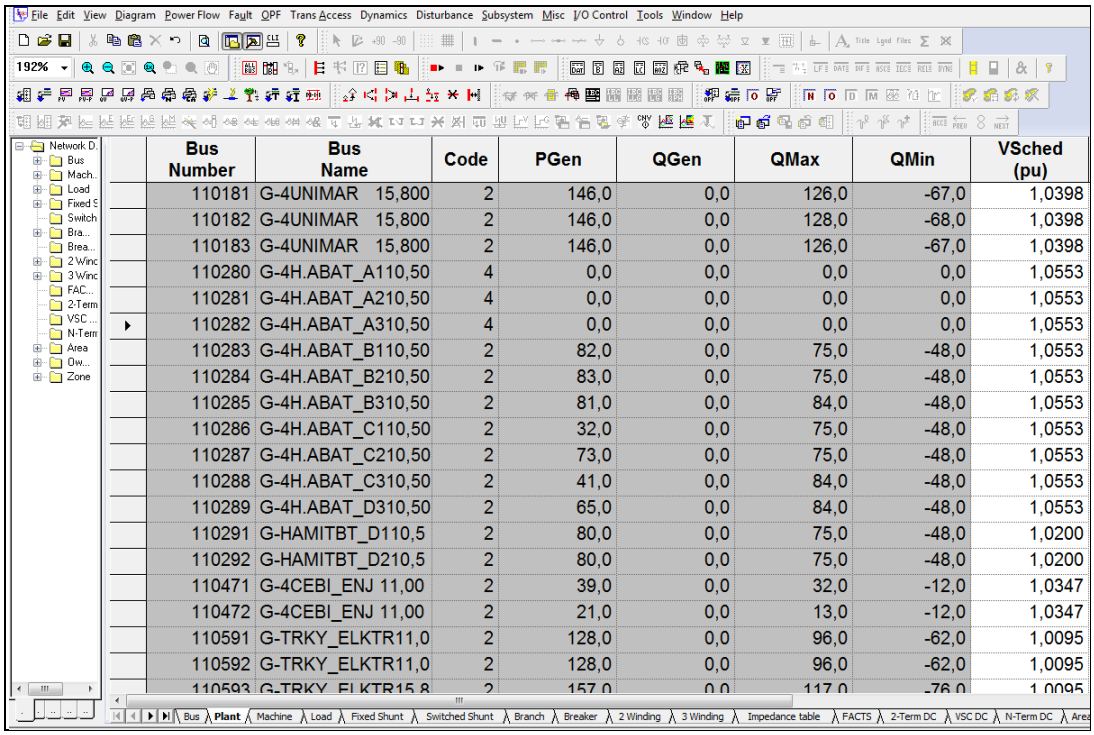
Bus Number	Bus Name	Base kV	Area Number/Name	Zone Number/Name	Owner Number/Name
110110	4UNIMAR	380,0	11 TRAKYA	1 380 KV	20 KIRKLARELI
110181	G-4UNIMAR	15,8	11 TRAKYA	3 GENERATOR	380 TEIAS GEN 38
110182	G-4UNIMAR	15,8	11 TRAKYA	3 GENERATOR	380 TEIAS GEN 38
110183	G-4UNIMAR	15,8	11 TRAKYA	3 GENERATOR	380 TEIAS GEN 38
110210	4HAMITABAT	380,0	11 TRAKYA	1 380 KV	20 KIRKLARELI
110221	HAMITABAT A	154,0	11 TRAKYA	2 154 KV	20 KIRKLARELI
110222	HAMITABAT B	154,0	11 TRAKYA	2 154 KV	20 KIRKLARELI
110280	G-4H.ABAT A1	10,5	11 TRAKYA	3 GENERATOR	380 TEIAS GEN 38
110281	G-4H.ABAT A2	10,5	11 TRAKYA	3 GENERATOR	380 TEIAS GEN 38
110282	G-4H.ABAT A3	10,5	11 TRAKYA	3 GENERATOR	380 TEIAS GEN 38
110283	G-4H.ABAT B1	10,5	11 TRAKYA	3 GENERATOR	380 TEIAS GEN 38
110284	G-4H.ABAT B2	10,5	11 TRAKYA	3 GENERATOR	380 TEIAS GEN 38
110285	G-4H.ABAT B3	10,5	11 TRAKYA	3 GENERATOR	380 TEIAS GEN 38
110286	G-4H.ABAT C1	10,5	11 TRAKYA	3 GENERATOR	380 TEIAS GEN 38
110287	G-4H.ABAT C2	10,5	11 TRAKYA	3 GENERATOR	380 TEIAS GEN 38
110288	G-4H.ABAT C3	10,5	11 TRAKYA	3 GENERATOR	380 TEIAS GEN 38
110289	G-4H.ABAT D3	10,5	11 TRAKYA	3 GENERATOR	380 TEIAS GEN 38
110291	G-HAMITBT D1	10,5	11 TRAKYA	3 GENERATOR	154 TEIAS GEN 15
110292	G-HAMITBT D2	10,5	11 TRAKYA	3 GENERATOR	154 TEIAS GEN 15
110310	4BABAESKI	380,0	11 TRAKYA	1 380 KV	20 KIRKLARELI
110321	BABAESKI	154,0	11 TRAKYA	2 154 KV	20 KIRKLARELI
110341	BABAESKI TRA	31,5	11 TRAKYA	4 <=34.5 KV	20 KIRKLARELI
110410	4K.CELIK	380,0	11 TRAKYA	1 380 KV	20 KIRKLARELI
110441	K.CELIK TR1	31,5	11 TRAKYA	4 <=34.5 KV	20 KIRKLARELI
110442	K.CELIK TR2	31,5	11 TRAKYA	4 <=34.5 KV	20 KIRKLARELI
110443	K.CELIK TR3	31,5	11 TRAKYA	4 <=34.5 KV	20 KIRKLARELI

Şekil 6.1. PSS/E Programında Bara Data Ekranı

Yukarıdaki görüntü PSS/E ile hazırlanmış olan Türkiye 2013 gerçekleşen yaz verisinden alınmıştır. Programda alt kısımda bus (bara) seçeneği seçili olduğu için 2013 Türkiye enterkonnekte sisteminde mevcut tüm trafo merkezleri ve baraları işlenmiş durumdadır.

Şekil 6.1.'de Babaeski trafo merkezi ile ilgili üç adet data verisi girildiği görülmektedir. 110 310 bara koduna sahip veri, Babaeski trafo merkezinin 380 kV barasını temsil eder. 110 321; 154 kV barasını, 110 341 bara numarası ise orta gerilim barası dediğimiz 31,5 kV seviyesini belirtir. 50 MW altında kurulu güce sahip üretim santrallerinin orta gerilim barasından bağlanması bu güç değerinin üzerindeki üretim tesislerinin ise 154 kV, daha büyük üretim tesislerinin ise 380 kV seviyesinden bağlanması gerekir.

6.4. PSS/E Programında Üretim Verilerinin Girilmesi



Bus Number	Bus Name	Code	PGen	QGen	QMax	QMin	VSched (pu)
110181	G-4UNIMAR 15,800	2	146,0	0,0	126,0	-67,0	1,0398
110182	G-4UNIMAR 15,800	2	146,0	0,0	128,0	-68,0	1,0398
110183	G-4UNIMAR 15,800	2	146,0	0,0	126,0	-67,0	1,0398
110280	G-4H.ABAT_A110,50	4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0553
110281	G-4H.ABAT_A210,50	4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0553
110282	G-4H.ABAT_A310,50	4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0553
110283	G-4H.ABAT_B110,50	2	82,0	0,0	75,0	-48,0	1,0553
110284	G-4H.ABAT_B210,50	2	83,0	0,0	75,0	-48,0	1,0553
110285	G-4H.ABAT_B310,50	2	81,0	0,0	84,0	-48,0	1,0553
110286	G-4H.ABAT_C110,50	2	32,0	0,0	75,0	-48,0	1,0553
110287	G-4H.ABAT_C210,50	2	73,0	0,0	75,0	-48,0	1,0553
110288	G-4H.ABAT_C310,50	2	41,0	0,0	84,0	-48,0	1,0553
110289	G-4H.ABAT_D310,50	2	65,0	0,0	84,0	-48,0	1,0553
110291	G-HAMITBT_D110,5	2	80,0	0,0	75,0	-48,0	1,0200
110292	G-HAMITBT_D210,5	2	80,0	0,0	75,0	-48,0	1,0200
110471	G-4CEBI_ENJ 11,00	2	39,0	0,0	32,0	-12,0	1,0347
110472	G-4CEBI_ENJ 11,00	2	21,0	0,0	13,0	-12,0	1,0347
110591	G-TRKY_ELKTR11,0	2	128,0	0,0	96,0	-62,0	1,0095
110592	G-TRKY_ELKTR11,0	2	128,0	0,0	96,0	-62,0	1,0095
110593	G-TRKY_ELKTR15,8	2	157,0	0,0	117,0	-76,0	1,0095

Şekil 6.2. Sistemin arka planında modellenen üretim tesisleri

PSS/E programında üretim verilerimizi görmek için alt sekmedeki plant (üretim tesisi) kısmı kullanılır. Şekil 6.2.'de Avrupa yakasındaki bazı üretim tesisleri ve bu santrallerin 2013 yaz ayında belirli bir günde ve saatte gerçekleşen üretimleri yer almaktadır. Örnek olarak doğalgaz yakıtlı kombine çevrim santrali olarak çalışan ve İstanbul elektrik tüketiminin de karşılanmasında hayati öneme sahip olan Hamitabat santralinin verileri burada yer almaktadır.

110 280 bara kodu ile başlayıp 110 292'ye kadar devam eden satırlarda Kırıkkale İli Lüleburgaz İlçesi Tatar köy mevkisinde yer alan 1 Ağustos 2013 tarihinden beri Limak

Enerji tarafından işletilen Hamitabat santraline ilişkin bilgiler yer almaktadır. Hamitabat için 12 satırın ayrılması bu santralin 12 adet türbin yapısından oluştuğunu gösterir. A, B, C ve D olarak dört ana parçadan oluşan Hamitabat santralinde her bir parçada iki adet gaz ve bir adet buhar türbini bulunmaktadır. Kombine çevrim adını da buradan alır. Şekilden görüldüğü üzere Hamitabat santralindeki A grubundaki üç adet ünitenin bilgileri 0 olarak girilmiştir. Bu 2013 yılı yaz ayında gerçekleşen bu datada Hamitabat santralinde A grubundaki türbinlerin çalışmadığını gösterir. Daha sonra yapılan araştırma neticesinde o dönem içerisinde santralin A grubundaki üç türbinde bakım yapıldığı anlaşılmıştır. B1 gaz türbininde ise 82 MW'lık üretim görülmektedir. Toplamda bakıldığında ise söz konusu dönemde 1156 MW kurulu güce sahip santralin üç adet ünitesinin bakımda olmasının da etkisiyle 617 MW üretim ile Türkiye enterkonnekte sistemine katkıda bulunduğu görülmektedir. Üretim tesislerinin bara kod numaraları ve ürettikleri güç miktarlarının yer aldığı bu ekranda VSched sütununda ise baralardaki gerilimlerin p.u. cinsinden değerleri yer almaktadır. Bu değerler PSS/E programına data olarak girilmemiş olup girilen güç değerlerine göre PSS/E tarafından hesaplanmaktadır. Görüldüğü üzere aynı santrallerin baralarındaki gerilim değişimleri de aynıdır. Burada Hamitabat santralinde gerilim 1,0553 p.u. değerinde görülmektedir. Yani 154 kV olması gereken gerilim bu barada 154 kV değerinin biraz üzerinde aşağıdaki gibi hesaplanmıştır.

Baradaki Gerilim = 154x1,0553 yani 162,52 kV

Şekil 6.3.'de görüldüğü üzere Lüleburgaz İlçesinde 2013 yılı içerisinde 62 MW tüketim gerçekleştiği görülmektedir. 62 MW tüketim olan bir ilçede 1156 MW üretim mevcuttur ki bu da bölgedeki tüm baralarda gerilimin yükselmesine neden olur. Hamitabat yöresinde hatta Lüleburgaz ilçesinde dahi bu santralin ürettiği enerjinin çok az bir bölümü kullanılır. Bu nedenle bölgede üretim fazlası oluşacak ve bu fazla üretimin başka bölgelere aktarılma ihtiyacı doğacaktır. Bu barada üretim tüketimden çok daha fazla olunca gerilim yükselme eğilimi gösterir. Bu bölgedeki fazla enerji İstanbul gibi tüketimin fazla olduğu bölgelere aktarılarak enerji akışı sağlanmalıdır.

	TM BAZKI DEĞERLERİ (2004-2011: GERÇEKLEŞEN, 2012-2023: PROJEKSİYON)											
	TM Adı	TM No	Gerçekleşen			Projeksiyon						
			2010	2011	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
LEVENT	LEVENT	1219	105	119	140	152	165	178	193	205	217	228
LİCE	LICE	8326	26	28	33	36	40	44	47	50	54	58
LÜLEBURGAZ	LULEBURGAZ	1112	51	51	62	78	83	92	100	106	110	119
MUSTAFAKEMALPAŞA	M.KEMAL_PASA	2215	28	34	39	41	45	48	52	54	58	61
MACUNKÖY	MACUNKOY	4119	75	82	54	62	71	83	96	103	110	119
MADEN 2	MADEN	8112	2	3	4	4	5	5	6	6	6	7
MAHMUTLAR	MAHMUTLAR(ALANYA2)	5139	0	41	29	32	38	39	42	45	47	51
MALATYA 1	MALATYA1	8120	72	82	97	107	115	126	136	143	150	163
MALATYA 2	MALATYA2	8121	22	21	22	23	24	25	27	29	30	32
MALKARA	MALKARA	1121	23	25	28	30	33	36	38	40	43	45
MALORSA	MALORSA	8122	69	81	92	101	110	120	132	141	148	161

Şekil 6.3. Trafo merkezlerindeki yük değerlerini gösteren PSS/E ekran görüntüsü

Şekil 6.3.'de verilen tüketim bilgileri gerçekleşen ve projeksiyon halinde iki grup şeklinde oluşturulmuştur. Gerçekleşen tüketim bilgileri TEİAŞ Yük Tevzi Dairesi Başkanlığı'ndan alınmış olup 2013 yılından sonraki tüketim bilgileri TEİAŞ APK Dairesi Başkanlığı ve TÜBİTAK ortak işbirliği Master Plan kapsamında yapılan çalışmalar yardımı ile bu tez çalışması için oluşturulmuştur. 2013 Yılı gerçekleşen tüketim bilgileri ise üzerinde fazla değişiklik yapmadan bu çalışmalardan derlenerek PSS/E programına işlenir.

6.5. PSS/E Programında Kapasitör ve Reaktörlerin Modellenmesi

510121	VARSAK_A	1	1	BATIAKDE	2	154	1	☐	0	82,30
420522	KONYA_4B	1	2	ORTAANAD	2	154	1	☐	0	60,00
713021	TATVAN	2	1	DOGUANA	2	154	1	☐	0	60,00
821921	SANLIURFA	1	2	GUNEYDO	2	154	1	☑	0	60,00
822421	VIRANSEHI	1	2	GUNEYDO	2	154	1	☑	0	60,00
830121	D.BAKIR_3A	1	3	GUNEYDO	2	154	1	☑	0	60,00
832121	KIZILTEPE	1	3	GUNEYDO	2	154	1	☐	0	60,00
710721	ASKALE	1	1	DOGUANA	2	154	1	☐	0	-5,00
710821	AGRI 1	1	1	DOGUANA	2	154	1	☐	0	-5,00
512021	YUNAK	1	1	BATIAKDE	2	154	1	☐	0	-10,00
711221	HORASAN	1	1	DOGUANA	2	154	1	☑	0	-10,00
711421	PULUMUR	1	1	DOGUANA	2	154	1	☐	0	-10,00
713021	TATVAN	1	1	DOGUANA	2	154	1	☐	0	-20,00
210051	UMRANIY_T	1	1	KUZEYBATI	5	SA	1	☐	0	-30,00
330354	YATAGAN_T	1	3	BATIANAD	5	SA	4	☐	0	-30,00
410251	GOLBASI	1	1	ORTAANAD	5	SA	1	☐	0	-30,00
410252	GOLBASI	2	1	ORTAANAD	5	SA	1	☐	0	-30,00
810251	KANGAL_TE	1	1	GUNEYDO	5	SA	1	☑	0	-30,00
510054	SEYDSHR_T	1	1	BATIAKDE	5	SA	1	☐	0	-36,00
710051	ERZURM2_T	1	1	DOGUANA	5	SA	1	☐	0	-36,00
910151	ERZIN_TER	1	1	DOGUAKD	5	SA	1	☐	0	-36,00
320351	ISIKLAR_TE	1	2	BATIANAD	5	SA	1	☐	0	-36,50
420051	KAYSERIKA	1	2	ORTAANAD	5	SA	1	☑	0	-40,00
420052	KAYSERIKA	1	2	ORTAANAD	5	SA	1	☑	0	-40,00
612751	KAYABSI_T	1	1	ORTAKARA	5	SA	1	☐	0	-40,00
510011	4SEY_4AFY	1	1	BATIAKDE	5	SA	1	☐	0	-60,00
510012	4SEY_4ADA	1	1	BATIAKDE	5	SA	1	☐	0	-60,00
830610	4KARAKAY	1	3	GUNEYDO	1	380	1	☐	0	-60,00
410511	4BAG-4KAY	1	1	ORTAANAD	5	SA	1	☐	0	-73,00
810311	4KEB_ELBA	1	1	GUNEYDO	5	SA	1	☑	0	-73,00
612711	4KAY-4BAG	1	1	ORTAKARA	5	SA	1	☐	0	-73,30

Plant | Machine | Load | **Fixed Shunt** | Switched Shunt | Induction Machine | Branch

Şekil 6.4. Sistemdeki kapasitör ve reaktörler

Şekil 6.4.'de PSS/E programındaki Fixed Shunt veritabanı görünmektedir. Bu sekmede iletim sistemindeki kapasitör ve reaktörler modellenmiştir. Tablodaki baralar sistemde gerilimi arttırma/azaltma etkilerine göre sıralanmışlardır. Listenin başında yer alan Akdeniz bölgesindeki Varsak trafo merkezi en çok kapasitif çalışan bölge olmuştur. İletim sisteminde hatlar arasındaki mesafenin fazla olması hat kesitinin yetersizliği gibi faktörler gerilim düşümüne neden olurlar. Gerilim düşümüne çözüm olarak ise sisteme kapasitör ilavesi yapılır ve gerilimin normal değerlere çekilmesi sağlanır.

Gerilimde düşüşün aksi olarak bir barada gerilimin artması durumunda ise sisteme reaktör konuşması ihtiyacı doğar. Gerilimde yükselme eğilimi baradaki üretimin tüketimden fazla olması durumunda ortaya çıkar. Şekil 6.4.'de 710 721 bara koduna sahip olan Doğu Anadolu Bölgesindeki Aşkale trafo merkezinde gerilim yükselmesine çözüm olarak reaktör konulmuştur. Doğu Anadolu bölgesi bir bütün olarak üretimin tüketimden fazla olduğu ve gerilim yükselmesi sıkıntısının devam ettiği bir bölgedir.

Aşağıdaki şekil 6,5'te ise yüksek kapasiteli reaktör ve kapasitör bilgileri görülmektedir. En sağ sütundaki veriler MVAR cinsinden gücü belirtir ve bu güç ne kadar yüksekse o kadar gerilime müdahale edildiği yorumu yapılabilir. Bu veri değerinin eksi olması sistemde reaktör olarak çalıştığının göstergesidir. Herhangi bir işaret yoksa pozitif olduğu ve o barada kompansatör bulunduğu anlamı taşır.

Baralardaki gerilim değerleri her sene tek tek izlenerek yüksek ise düşürülmesi, düşük ise yükseltilmesi yönünde kararlar alınmalıdır. Gerçekleşen datadaki bu gerilim, kompansatör ve reaktör verileri iyi analiz edilmeli bir sonraki senelerde bu bölgelerdeki kompansatör ve reaktör ihtiyaçları teknik hesaplamalar ve analizler sonucunda belirlenmelidir.

Bus Number	Bus Name	Id	A	Area Name	Zone	Zone	Co	In Se	G -	B-Shunt (Mvar)
612711	4KAY-4BAG	1	1	ORTAKARA	5	SA	1	☐	0	-73,30
832111	4KIZ-4BAT_	1	3	GUNEYDO	5	SA	1	☐	0	-73,30
220011	4BUR4BAND	1	2	KUZEYBATI	5	SA	1	☑	0	-80,00
231111	4OSM_4KUR	1	3	KUZEYBATI	5	SA	1	☑	0	-80,00
330411	4YEN_4GER	1	3	BATIANAD	5	SA	1	☐	0	-80,00
620211	4TIR_4OMV	1	2	ORTAKARA	5	SA	1	☐	0	-80,00
620611	4CAR_4KAY	1	2	ORTAKARA	5	SA	1	☑	0	-80,00
810210	4KANGAL	1	1	GUNEYDO	1	380	1	☐	0	-80,00
830611	4KAR-4HIL_	1	3	GUNEYDO	5	SA	1	☐	0	-80,00
612712	4KAY-4KUR	1	1	ORTAKARA	5	SA	1	☐	0	-97,00
713910	4VAN_II 3	1	1	DOGUANA	1	380	1	☐	0	-97,00
810610	4ELBISTAN_	1	1	GUNEYDO	1	380	1	☐	0	-97,70
910011	4ADA-4SEY	1	1	DOGUAKD	5	SA	1	☐	0	-97,70
410211	4GOL_4KAY	1	1	ORTAANAD	5	SA	1	☑	0	-100,00
410212	4GOL_4KAY	1	1	ORTAANAD	5	SA	1	☑	0	-100,00
410312	4SIN-ELBB_	1	1	ORTAANAD	5	SA	1	☐	0	-100,00
220510	4SEYITOME	1	2	KUZEYBATI	1	380	1	☑	0	-120,00
420513	4KON_4YES	1	2	ORTAANAD	5	SA	1	☐	0	-120,00
710011	4ERZ_4OZL	1	1	DOGUANA	5	SA	1	☑	0	-120,00
610411	4ALT-4CAR_	1	1	ORTAKARA	5	SA	1	☑	0	-122,00
710012	4ERZ_4AGR	1	1	DOGUANA	5	SA	1	☑	0	-122,00
710013	4ERZ_4DER	1	1	DOGUANA	5	SA	1	☑	0	-146,00
810312	4KEB_4KAY	1	1	GUNEYDO	5	SA	1	☑	0	-146,50
810313	4KEB_4KAY	1	1	GUNEYDO	5	SA	1	☑	0	-146,50
810511	4DEC_4KAY	1	1	GUNEYDO	5	SA	1	☐	0	-146,50
810611	4ELBA_SIN_	1	1	GUNEYDO	5	SA	1	☑	0	-146,50
810711	4ELBB_SIN_	1	1	GUNEYDO	5	SA	1	☑	0	-146,50
215310	4MALTEPE	1	1	KUZEYBATI	1	380	1	☐	0	-160,00
612311	4KUR-4BOY	1	1	ORTAKARA	5	SA	1	☑	0	-180,00
410311	4SIN-ELBA_	1	1	ORTAANAD	5	SA	1	☐	0	-183,00
410411	4TEM_ADA1	1	1	ORTAANAD	5	SA	1	☐	0	-183,00

Plant | Machine | Load | **Fixed Shunt** | Switched Shunt | Induction Machine | Branch | B

Şekil 6.5. Yüksek kapasiteli kapasitör ve reaktör bilgileri

Induction machine (indüksiyon makineleri) sekmesinde sistemde varsa endüktif çalışabilen motora sahip makineler modellenmelidir. Türkiye'de tüketim bilgileri trafo merkezleri

bazında baraya dahil edildiğinden Türkiye iletim sisteminde böyle bir modellemeye ihtiyaç duyulmamıştır.

6.6. PSS/E Programında İletim Hatlarının Modellenmesi:

Trafo merkezleri modellendikten sonra bunları birbirine bağlayan iletim hatlarının modellenmesine geçilir. Enerji iletim hattının karakteristiğine bağlı olarak direnç ve empedans karakteristiği ve akım taşıma kapasitesi değişir.

6.6.1. İletim hatları için oluşturulan veriler

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	In Service	Metered	Rate A	Rate B	Rate C
110110	4UNIMAR 380,	110310	4BABAESKI 38	1	0,001273	0,016210	0,550111	☑	From	2070,0	1268,0	1510,0
110110	4UNIMAR 380,	110410	4K.CELIK 380,0	1	0,000030	0,000290	0,006420	☑	From	1360,0	845,0	1005,0
110110	4UNIMAR 380,	120610	4IKITELLI 380,0	1	0,002080	0,019220	0,426870	☑	From	1360,0	845,0	1005,0
110110	4UNIMAR 380,	120710	4HABIBLER 380	1	0,001360	0,016230	0,496650	☑	From	2070,0	1268,0	1510,0
110210	4HAMITABAT 38	110310	4BABAESKI 38	1	0,000610	0,005680	0,126050	☑	From	1360,0	845,0	1005,0
110210	4HAMITABAT 38	110410	4K.CELIK 380,0	1	0,002260	0,020890	0,464020	☑	From	1360,0	845,0	1005,0
110210	4HAMITABAT 38	120310	4ALIBEYKOY 38	1	0,002440	0,028080	0,922580	☑	From	2070,0	1268,0	1510,0
110221	HAMITABAT_A 1	110222	HAMITABAT_B 1	1	0,000000	0,000010	0,000000	☐	From	250,0	250,0	250,0
110221	HAMITABAT_A 1	110321	BABAESKI 154	1	0,013920	0,043190	0,015860	☑	From	180,0	110,0	132,0
110221	HAMITABAT_A 1	111221	LULEBURGAZ 1	1	0,002470	0,014380	0,005630	☑	From	280,0	171,0	204,0
110221	HAMITABAT_A 1	111321	ULAS_A 154,	1	0,009910	0,083140	0,027570	☑	From	336,0	206,0	247,0
110221	HAMITABAT_A 1	113621	DELTA ENJ 154,	1	0,021913	0,070929	0,022465	☑	From	180,0	180,0	180,0
110321	BABAESKI 154	111821	UZUNKOPRU 15	1	0,023900	0,076660	0,026270	☑	From	180,0	110,0	132,0
110321	BABAESKI 154	111921	HAVSA 154,	1	0,017500	0,056130	0,019240	☑	From	180,0	110,0	132,0
110321	BABAESKI 154	112021	PINARHISAR 15	1	0,022330	0,071630	0,024550	☑	From	180,0	110,0	132,0
110521	TRAKYA_ELK_A	110522	TRAKYA_ELK_B	1	0,000000	0,000010	0,000000	☐	From	250,0	250,0	250,0
110521	TRAKYA_ELK_A	110621	BOTASME 154	1	0,000150	0,000850	0,000330	☑	From	560,0	342,0	408,0
110521	TRAKYA_ELK_A	111421	TEGESAN 154,	1	0,007850	0,036840	0,015780	☑	From	250,0	153,0	182,0
110521	TRAKYA_ELK_A	111721	SILIVRI_A 154,0	1	0,011560	0,054240	0,023230	☑	From	250,0	153,0	182,0
110521	TRAKYA_ELK_A	114221	C.KOY_OSB_A 1	1	0,007079	0,055811	0,026607	☑	From	336,0	206,0	247,0
110621	BOTASME 154	110721	B.CEKMECE 154	1	0,023670	0,111050	0,047570	☐	From	250,0	153,0	182,0
110621	BOTASME 154	111421	TEGESAN 154,	1	0,007680	0,036050	0,015440	☑	From	250,0	153,0	182,0
110721	B.CEKMECE 154	111621	AKCANSA_A 1	1	0,001140	0,003390	0,001340	☑	From	180,0	110,0	132,0
110721	B.CEKMECE 154	111621	AKCANSA_A 1	2	0,001140	0,003390	0,001340	☑	From	180,0	110,0	132,0
110721	B.CEKMECE 154	113521	CATALCA_RES	1	0,006677	0,031829	0,013708	☐	From	250,0	153,0	182,0
110721	B.CEKMECE 154	114321	F.PLSTIK_A 154,	1	0,000128	0,000575	0,012278	☑	From	175,0	175,0	175,0
110721	B.CEKMECE 154	120622	IKITELLI_B 154,0	1	0,015780	0,074060	0,031720	☑	From	250,0	153,0	182,0
110721	B.CEKMECE 154	120622	IKITELLI_B 154,0	2	0,015780	0,074060	0,031720	☑	From	250,0	153,0	182,0
110821	B.KARISTIRAN15	110921	CERKEZKOY 15	1	0,024350	0,078110	0,026770	☑	From	180,0	110,0	132,0
110821	B.KARISTIRAN15	112821	ZORLUENERJ_A	1	0,000290	0,001750	0,000790	☑	From	280,0	171,0	204,0
110821	B.KARISTIRAN15	113121	CAN_ENJ_A 15	1	0,007882	0,025312	0,008722	☐	From	180,0	110,0	132,0
110821	B.KARISTIRAN15	113621	DELTA ENJ 154,	1	0,001009	0,007952	0,003791	☑	From	180,0	180,0	180,0
110921	CERKEZKOY 15	111021	CORLU 154,0	1	0,010580	0,033920	0,011630	☑	From	180,0	110,0	132,0
110921	CERKEZKOY 15	111521	KIYIKOY 154,0	1	0,016690	0,082750	0,031710	☑	From	250,0	153,0	182,0
110921	CERKEZKOY 15	113221	C.KOY_ENJ_A 1	1	0,000022	0,000157	0,000075	☑	From	280,0	171,0	204,0
110921	CERKEZKOY 15	113921	UGUR ENJ 154,	1	0,000022	0,000157	0,000075	☑	From	280,0	171,0	204,0
110921	CERKEZKOY 15	114221	C.KOY_OSB_A 1	1	0,000680	0,005360	0,002555	☑	From	336,0	206,0	247,0
111021	CORLU 154,0	111321	ULAS_A 154,	1	0,003530	0,029600	0,009810	☑	From	336,0	206,0	247,0
111021	CORLU 154,0	111421	TEGESAN 154,	1	0,005680	0,028150	0,010790	☑	From	250,0	153,0	182,0
111021	CORLU 154,0	111421	TEGESAN 154,	2	0,009400	0,030140	0,010330	☑	From	180,0	110,0	132,0
111021	CORLU 154,0	113721	MARMARA PAM	1	0,005557	0,018032	0,006255	☑	From	180,0	180,0	180,0
111021	CORLU 154,0	122121	HADIMKOY 15	1	0,037940	0,121850	0,041780	☑	From	180,0	110,0	132,0
111121	TEKIRDAG 154,	111421	TEGESAN 154,	1	0,011150	0,035770	0,012260	☑	From	180,0	110,0	132,0
111121	TEKIRDAG 154,	112121	MALKARA 15	1	0,028470	0,091320	0,031300	☑	From	180,0	110,0	132,0
111221	LULEBURGAZ 1	112821	ZORLUENERJ_A	1	0,007760	0,047600	0,021590	☑	From	280,0	171,0	204,0

Bus | Plant | Machine | Load | Fixed Shunt | Switched Shunt | Induction Machine | **Branch** | Breaker | 2 Winding | 3 Winding | Impedance t

Şekil 6.6. PSS/E programında iletim hatlarının modellendiği ekran

Şekil 6.6.'da yer alan "branch" sekmesinde ise iletim hatlarının karakteristik özellikleri modellenir. Hattın direnç ve empedans bilgileri, farklı mevsimlerdeki akım taşıma kapasiteleri bu ekranda görülür.

Havai hatların taşıdıkları akım kapasiteleri bakımından uygun seçilmeleri gerekir. Aşırı üretim olan bölgelerde düşük kesitli iletken seçimi hatta fazla yüklenmelere ve bunun sonucunda hattın açmasına neden olacaktır. Düşük akım taşıyan bir hattın yüksek kesitte seçilmesi ise gereksiz masrafa ve gerilim düşümü yaşanmasına neden olacaktır. Ayrıca elektriksel yapısının yanında mekanik olarak da iletkenin uygun yapıda seçilmesi gerekir. İletkenin kopmasını engellemek amacı ile iletken yapısı örgülü olarak tesis edilir.

İletkenin örgü olarak tasarımı sadece mekanik farklılığa neden olmaz aynı zamanda örgülü iletkenlerin direnç ve endüktansları ve bunun bir sonucu olarak reaktansları aynı özelliklere sahip örgüsüz tasarlanmış bir iletkene göre daha büyüktür. Endüktansta azalma yapılması istenirse damar yapısı konsantrik tasarlanmalıdır.

Şekil 6.6.'da görülen Line R ve Line X sütunları iletim hattının direnç ve empedans karakteristiğini belirtir. Bu değerler hattın iletken yapısı biliniyorsa iletken yapısına göre hazırlanan Excel veri tablosundan çekilebilir. PSS/E programının veri tabanı Excel programı ile uyumlu bir yapıya sahiptir Excel'de hazırlanan bir veri rahatlıkla PSS/E arka planında kullanılabilir.

Rate A, Rate B ve Rate C sütunlarında sırasıyla kış, bahar ve yaz aylarında hattın akım taşıma kapasitesini belirtir. Şekil 6.6.'da ilk sırada görülen Babaeski-Unimar Enerji İletim Hattı 380 kV seviyesinde bir hattır ve Avrupa yakasının ciddi bir kısmını besleyecek enerjiyi taşır. Kış aylarında 2070 MW güç taşıyan hat yaz ayında ise 1268 MW güç taşıyabilmektedir. Bunun sebebi yaz aylarının sıcak olması ve ısınma nedeni ile hattın termik limitlerde yüklenmesidir. Daha fazla güç taşımak hattın daha fazla ısınması anlamına gelir. Her ne kadar bu konuda teknolojik gelişmeler yaşanmış olsa dahi yüksek gerilim hatlarının akım taşıma kapasiteleri yaz aylarında yarı yarıya düşer. Özellikle bahar aylarının sonu yazın başı döneminde kar erimelerine de bağlı olarak üretimin de artması sebebi ile hatların taşımaları gereken güç miktarlarında artış gözlenir fakat buna rağmen bazı hatlar fazla yüklenememekte fazla yükleme yapılan hatlar ise açabilmektedir.

PSS/E ile programlama yapmanın bir avantajı da burada ortaya çıkmaktadır. Çünkü PSS/E çalışan tasarımcıya hatların ne kadar yüklendiğini, kaç MW taşıdığını ve daha kaç MW taşıyabileceğini gösterir. Bu da gelecek yılların planlamasında hangi hatların dolu hangi hatların boş olacağını ortaya çıkarır ve buna göre yatırım yapılmasını kolaylaştırır.

Şekil 6.6.'da görülen 110 321 bara kod numarasına sahip Babaeski-Havsa Enerji İletim Hattının ise yaz ayında 110 MW güç taşıdığı görülmektedir. Bu hatta Babaeski-Unimar hattına göre daha az güç taşınmasının sebebi hattın gerilim seviyesinin 154 kV olmasıdır. Enerji İletim Hatları gerilim seviyeleri azaldıkça daha az akım taşıma kapasitesine sahip olurlar. Hatların akım ve güç taşıma kapasiteleri iletkenin yapısına ve gerilim seviyesine bağlı olarak değişmektedir. PSS/E programında modellenen ve Türkiye'de kullanılan hat çeşitleri ve karakteristiklerinden aşağıda bahsedilmiştir.

6.6.2 PSS/E programında kullanılan enerji iletim hattı çeşitleri

Bir bölgede Enerji İletim hattı seçilmesine karar verildiğinde belli başlı kriterler rol oynamaktadır. İletken yapısı belirlenirken elektriksel özelliklerin yanında mekanik özelliklere de dikkat edilmelidir. Mekanik kriterlere dikkat edilmemesi durumunda izolatörlerde ve direklerde fazla yük zorlama meydana gelebilir ve bunun sonucunda direk yıkılması gibi olaylar ortaya çıkabilir. Elektriksel bir sorunu olmayan bir hat direk yıkıldığında haliyle enerjisiz kalacaktır. Enerji İletim Hatları tasarlanırken enerji kaybı ve gerilim düşümü hesapları, buna bağlı olarak maliyet hesabı hattın termik limitlerinin belirlenmesi, ısınmadan meydana gelecek güç kayıpları ve korona kaybı dikkate alınmalıdır.

Kullanılan iletkenler bakır ve alüminyum yapıdadırlar ve iletken kesiti olarak 16 mm^2 kesitine kadar üretilebilirler.

Eğer bir iletken alaşım şeklinde değil sadece tek bir malzeme yapısında som tel olarak üretilmişse buna "masif iletken" adı verilir. İletken burgu bir yapıda üretilmiş ise "spiral iletken" diye adlandırılır.

İletim hattının akım ve güç taşıma kapasitesi iletkenin çeşidine ve gerilim seviyesine göre değişmektedir. PSS/E programında kullanılan tüm iletkenlerin karakteristik özellikleri

branch sekmesinde tek tek girilmelidir. Hatalı girilen ya da belirtilmeyen veriler programda yanlış hesaplamalara ve bunun sonucunda yanlış yatırım karaları alınmasına neden olacaktır.

Çizelge 6.1. 154 kV için kullanılan iletken çeşitleri ve akım taşıma kapasiteleri.

TİP	Toplam İletken Alanı (mm2)	MCM	Akım Taşıma Kapasitesi (A)***	Yazlık Kapasite (MVA)	Bahar/ Sonbahar Kapasite (MVA)	Termik Kapasite (MVA)
Hawk	281	477	496	110	180	132
Drake	468,4	795	683	153	250	182
Cardinal	547	954	765	171	280	204
2B Cardinal	2×547	2×954	2×765	342	560	408
Pheasant	726	1272	925	206	336	247

154 kV gerilim seviyesindeki kullanılan iletken çeşitleri ve bunların taşıyabileceği akım ve güç kapasiteleri çizelge 6.1.'de listelenmiştir. Üretimin fazla olduğu hatların daha fazla güç taşımak zorunda kaldığı bölgelerimizde 1272 MCM pheasant yapıda bir iletken seçilmesi bir zorunluluk haline gelmiştir. Aynı zamanda Türkiye'nin sürekli gelişmekte olduğu göz önünde bulundurulmalı iletkenin günümüz koşullarda gücü taşıyabilmesi yeterli görülmemeli, ileriki yıllarda bölgede üretim ve tüketimin artabileceği düşünülerek daha fazla akım taşıyabilecek bir iletken çeşidi tercih edilmelidir. Bazı yoğun bölgelerde yan yana iki iletken çekilmeli taşınılan güç bu iki iletkene paylaştırılmalıdır. İletkenlerin taşıdığı akım ve güç miktarının ikiye bölünmesinin yanında bir hattın devre dışı kalması durumunda diğerinin yedek olarak kullanılabileceği unutulmamalıdır. Ancak bölgede üretim ve tüketim miktarı hattın taşıyabileceği termik limitlere yakın değil ise çift devre hat çekilmesi fayda değil zarar ve israfa neden olacaktır.

İletim hatlarında taşınan güç miktarları ve termik limitlerin hesabı düşünüldüğünde PSS/E programında yapılan analizlerin önemi daha iyi anlaşılabilmektedir. Gereksiz yere çekilen kilometrelerce uzunluğundaki bir hattın maliyeti ya da fazla yüklenen bir hattın açmasından doğacak elektrik kesintileri düşünüldüğünde bu planlamanın önemi daha net ortaya çıkmaktadır.

Çizelge 6.2 Yer atı kablo yapısı ve akım taşıma kapasitesi

TİP	Toplam İletken Alanı (mm2)	Akım Taşıma Kapasitesi (A)	İletim Kapasitesi (MVA)
XLPE Kablo (Bakır)	1000	935	250
XLPE Kablo (Bakır)	630	655	175

Yerleşimin ve nüfusun yoğun olduğu bazı bölgelerimizde artık havai hatların tesisi çok zor olmaktadır. Bu nedenle bu bölgelerde yer altı kablo ile enerji iletimi sağlanır. Çizelge 6.2'de 154 kV gerilim seviyesinde kullanılan yer altı kablolarının akım ve güç taşıma kapasiteleri verilmiştir.

Çizelge 6.3. 380 kV İletim hatlarında kullanılan iletkenlerin tipleri ve kapasiteleri

TİP	Toplam İletken Alanı (mm2)	MCM	Akım Taşıma Kapasitesi (A)***	Yazlık Kapasite (MVA)*	Bahar/ Sonbahar Kapasite (MVA)**	Termik Kapasite (MVA) ***
2B, Rail	2×517	2×954	2×755	832	1360	995
2B, Cardinal	2×547	2×954	2×765	845	1360	1005
3B, Cardinal	3×547	3×954	3×765	1268	2070	1510
3B, Pheasant	3×726	3×1272	3×925	1524	2480	1825

Gerilim seviyesi arttıkça hatta taşınabilecek akım ve güç kapasitesi de artacaktır. Çizelge 6.3.'de görüldüğü üzere 380 kV gerilim seviyesinden çok ciddi miktarlarda güç taşınabilmektedir. 2B, Rail hatlar artık günümüzde çok fazla kullanılmamakta olup bölgenin güç akışına göre Cardinal ya da Pheasant yapıda iletkenler tercih edilmektedir.

6.7. PSS/E Programında Trafoların Modellenmesi

PSS/E data ekranına girilen trafonun bilgileri çok fazla sütun içerdiğinden şekil 6.7 ve Şekil 6.8.'de iki ayrı ekran görüntüsü oluşmuştur. Şekil 6.7.'de de trafonun hangi iki barayı bağladığı, serviste olup olmadığı hangi baradan kontrol edildiği gibi bilgilere ulaşılabilir. Programda çalışılırken bu bölümdeki verilere ulaşılabildiğinden bu kısımda çalışılırken dikkat edilmelidir. Çünkü çalışan kişi "in service" sütununa yanlışlıkla dokunabilmekte işaret kaldırılarak çalışmakta olan bir trafoyu servis harici yapabilmektedir.

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Name	In Service	Metered	Winding 1 Side	Controlled Bus	Controlled Side	Tap Positions
110110	4UNIMAR 380,	110181	G-4UNIMAR 15,	1	S-4UNIMAR_TR	☑	☑ From	☑ From	110110	☑ Tapped	17
110110	4UNIMAR 380,	110182	G-4UNIMAR 15,	1	S-4UNIMAR_TR	☑	☑ From	☑ From	110110	☑ Tapped	17
110110	4UNIMAR 380,	110183	G-4UNIMAR 15,	1	S-4UNIMAR_TR	☑	☑ From	☑ From	110110	☑ Tapped	17
110210	4HAMITABAT 38	110221	HAMITABAT_A 1	1	A-HAMITABAT_	☑	☐ From	☐ From	110221	☑ Tapped	33
110210	4HAMITABAT 38	110221	HAMITABAT_A 1	2	A-HAMITABAT_	☑	☐ From	☐ From	110221	☑ Tapped	33
110210	4HAMITABAT 38	110280	G-4H.ABAT_A11	1	S-4HAMITABAT	☐	☑ From	☑ From	110210	☑ Tapped	5
110210	4HAMITABAT 38	110281	G-4H.ABAT_A21	1	S-4HAMITABAT	☐	☑ From	☑ From	110210	☑ Tapped	5
110210	4HAMITABAT 38	110282	G-4H.ABAT_A31	1	S-4HAMITABAT	☐	☑ From	☑ From	110210	☑ Tapped	5
110210	4HAMITABAT 38	110283	G-4H.ABAT_B11	1	S-4HAMITABAT	☑	☑ From	☑ From	110210	☑ Tapped	5
110210	4HAMITABAT 38	110284	G-4H.ABAT_B21	1	S-4HAMITABAT	☑	☑ From	☑ From	110210	☑ Tapped	5
110210	4HAMITABAT 38	110285	G-4H.ABAT_B31	1	S-4HAMITABAT	☑	☑ From	☑ From	110210	☑ Tapped	5
110210	4HAMITABAT 38	110286	G-4H.ABAT_C11	1	S-4HAMITABAT	☑	☑ From	☑ From	110210	☑ Tapped	5
110210	4HAMITABAT 38	110287	G-4H.ABAT_C21	1	S-4HAMITABAT	☑	☑ From	☑ From	110210	☑ Tapped	5
110210	4HAMITABAT 38	110288	G-4H.ABAT_C31	1	S-4HAMITABAT	☑	☑ From	☑ From	110210	☑ Tapped	5
110210	4HAMITABAT 38	110289	G-4H.ABAT_D31	1	S-4HAMITABAT	☑	☑ From	☑ From	110210	☑ Tapped	5
110221	HAMITABAT_A 1	110291	G-HAMITBT_D11	1	S-HAMITABAT_	☑	☑ From	☑ From	110221	☑ Tapped	5
110221	HAMITABAT_A 1	110292	G-HAMITBT_D21	1	S-HAMITABAT_	☑	☑ From	☑ From	110221	☑ Tapped	5
110310	4BABAESKI 38	110321	BABAESKI 154	1	A-BABAESKI_O	☑	☐ From	☐ From	110321	☑ Tapped	17
110310	4BABAESKI 38	110321	BABAESKI 154	2	A-BABAESKI_O	☑	☐ From	☐ From	110321	☑ Tapped	17
110321	BABAESKI 154	110341	BABAESKI_TRA	1	B-BABAESKI_T	☑	☐ From	☐ From	110341	☑ Tapped	27
110410	4K.CELIK 380,	110441	K.CELIK_TR1 31	1	A-KAPTANCELI	☑	☐ From	☐ From	110441	☑ Tapped	27
110410	4K.CELIK 380,	110442	K.CELIK_TR2 31	1	A-KAPTANCELI	☑	☐ From	☐ From	110442	☑ Tapped	27
110410	4K.CELIK 380,	110443	K.CELIK_TR3 31	1	A-KAPTANCELI	☑	☐ From	☐ From	110443	☑ Tapped	27
110442	K.CELIK_TR2 31	110471	G-4CEBI_ENJ 11	1	S-4CEBI_ENJ_	☑	☑ From	☑ From	110442	☑ Tapped	5
110442	K.CELIK_TR2 31	110472	G-4CEBI_ENJ 11	1	S-4CEBI_ENJ_	☑	☑ From	☑ From	110442	☑ Tapped	5
110521	TRAKYA_ELK_A	110591	G-TRKY_ELKTR	1	S-TRAKYA_ELK	☑	☑ From	☑ From	110521	☑ Tapped	17
110521	TRAKYA_ELK_A	110592	G-TRKY_ELKTR	1	S-TRAKYA_ELK	☑	☑ From	☑ From	110521	☑ Tapped	17
110521	TRAKYA_ELK_A	110593	G-TRKY_ELKTR	1	S-TRAKYA_ELK	☑	☑ From	☑ From	110521	☑ Tapped	17
110621	BOTASME 15	110641	BOTASME_TRC	1	B-BOTAS_TRC	☑	☐ From	☐ From	110641	☑ Tapped	27
110621	BOTASME 15	110651	BOTASME_TRA	1	B-BOTAS_TRA	☑	☐ From	☐ From	110651	☑ Tapped	27
110621	BOTASME 15	110652	BOTASME_TRB	1	B-BOTAS_TRB	☑	☐ From	☐ From	110652	☑ Tapped	27
110721	B.CEKMECE 15	110742	B.CEKMCE_TRA	1	B-B.CEKMECE_	☑	☐ From	☐ From	110742	☑ Tapped	27
110721	B.CEKMECE 15	110743	B.CEKMCE_TRB	1	B-B.CEKMECE_	☑	☐ From	☐ From	110743	☑ Tapped	27
110821	B.KARISTIRAN15	110841	B.KARSTI_TR13	1	B-B.KARISTIR	☑	☐ From	☐ From	110841	☑ Tapped	27
110821	B.KARISTIRAN15	110842	B.KARSTI_TR23	1	B-B.KARISTIR	☑	☐ From	☐ From	110842	☑ Tapped	27
110842	B.KARSTI_TR23	110861	G-SAHINLER 11	1	S-SAHINLER_G	☐	☑ From	☑ From	110842	☑ Tapped	33
110842	B.KARSTI_TR23	110862	G-SAHINLER 11	1	S-SAHINLER_G	☐	☑ From	☑ From	110842	☑ Tapped	33
110842	B.KARSTI_TR23	110863	G-SAHINLER 11	1	S-SAHINLER_G	☐	☑ From	☑ From	110842	☑ Tapped	33

Bus | Plant | Machine | Load | Fixed Shunt | Switched Shunt | Induction Machine | Branch | Breaker | **2 Winding** | 3 Winding | Impedance table | FACTS | 2-Term DC

Şekil 6.7. Sistemde yer alan trafolarla ilgili veriler.

Bu kısımda trafonun bakımda ya da arızalı olup olmadığı iyi bilinmeli, çalışmadığı bilinen bir trafo “in service" sütununda işaretli olmamalıdır. Bunun tam tersi durum olarak çalışan bir trafoda ise işaretlenmeli ve sisteme enerji aktarabilmelidir. Şekil 6.8.’de ise PSS/E programında trafo ile ilgili bilgilerin devamına yer verilmiştir.

Wnd 1 Ratio (pu or kV)	Wnd 1 Nominal kV	Wnd 1 Angle	Wnd 2 Ratio (pu or kV)	Wnd 2 Nominal kV	Rmax (ratio or angle)	Rmin (ratio or angle)	Vmax (pu, kV MW, or Mvar)	Vmin (pu, kV MW, or Mvar)
400,0000	400,0000	0,00	15,7500	15,7500	440,00000	360,00000	440,00000	360,00000
400,0000	400,0000	0,00	15,7500	15,7500	440,00000	360,00000	440,00000	360,00000
400,0000	400,0000	0,00	15,7500	15,7500	440,00000	360,00000	440,00000	360,00000
150,5000	158,0000	0,00	380,0000	380,0000	173,80000	142,20000	173,80000	142,20000
150,5000	158,0000	0,00	380,0000	380,0000	173,80000	142,20000	173,80000	142,20000
400,0000	400,0000	0,00	10,5000	10,5000	420,00000	380,00000	420,00000	380,00000
400,0000	400,0000	0,00	10,5000	10,5000	420,00000	380,00000	420,00000	380,00000
400,0000	400,0000	0,00	10,5000	10,5000	420,00000	380,00000	420,00000	380,00000
400,0000	400,0000	0,00	10,5000	10,5000	420,00000	380,00000	420,00000	380,00000
400,0000	400,0000	0,00	10,5000	10,5000	420,00000	380,00000	420,00000	380,00000
400,0000	400,0000	0,00	10,5000	10,5000	420,00000	380,00000	420,00000	380,00000
400,0000	400,0000	0,00	10,5000	10,5000	420,00000	380,00000	420,00000	380,00000
400,0000	400,0000	0,00	10,5000	10,5000	420,00000	380,00000	420,00000	380,00000
400,0000	400,0000	0,00	10,5000	10,5000	420,00000	380,00000	420,00000	380,00000
400,0000	400,0000	0,00	10,5000	10,5000	420,00000	380,00000	420,00000	380,00000
160,0000	160,0000	0,00	10,5000	10,5000	168,00000	152,00000	168,00000	152,00000
160,0000	160,0000	0,00	10,5000	10,5000	168,00000	152,00000	168,00000	152,00000
148,0000	158,0000	0,00	380,0000	380,0000	169,40000	138,70000	169,40000	138,70000
148,0000	158,0000	0,00	380,0000	380,0000	169,40000	138,70000	169,40000	138,70000
31,5000	31,5000	0,00	154,0000	154,0000	34,65000	28,35000	34,65000	28,35000
31,5000	31,5000	0,00	380,0000	380,0000	34,65000	28,35000	34,65000	28,35000
31,5000	31,5000	0,00	380,0000	380,0000	34,65000	28,35000	34,65000	28,35000
31,5000	31,5000	0,00	380,0000	380,0000	34,65000	28,35000	34,65000	28,35000
31,5000	31,5000	0,00	11,0000	11,0000	34,33500	28,66500	34,33500	28,66500
31,5000	31,5000	0,00	11,0000	11,0000	34,33500	28,66500	34,33500	28,66500
154,0000	154,0000	0,00	11,0000	11,0000	169,40000	138,60000	169,40000	138,60000
154,0000	154,0000	0,00	11,0000	11,0000	169,40000	138,60000	169,40000	138,60000
154,0000	154,0000	0,00	15,7500	15,7500	169,40000	138,60000	169,40000	138,60000
34,5000	34,5000	0,00	154,0000	154,0000	37,95000	31,05000	37,95000	31,05000
6,7600	6,7600	0,00	154,0000	154,0000	6,93000	5,67000	6,93000	5,67000
6,7600	6,7600	0,00	154,0000	154,0000	6,93000	5,67000	6,93000	5,67000
34,5000	34,5000	0,00	154,0000	154,0000	37,95000	31,05000	37,95000	31,05000
34,5000	34,5000	0,00	154,0000	154,0000	37,95000	31,05000	37,95000	31,05000
31,5000	31,5000	0,00	154,0000	154,0000	34,65000	28,35000	34,65000	28,35000
31,5000	31,5000	0,00	154,0000	154,0000	34,65000	28,35000	34,65000	28,35000
31,5000	31,5000	0,00	11,0000	11,0000	37,95000	31,05000	37,95000	31,05000
31,5000	31,5000	0,00	11,0000	11,0000	37,95000	31,05000	37,95000	31,05000
31,5000	31,5000	0,00	11,0000	11,0000	37,95000	31,05000	37,95000	31,05000

Bus | Plant | Machine | Load | Fixed Shunt | Switched Shunt | Induction Machine | Branch | Breaker | **2 Winding** | 3 Winding | Impedance table | F

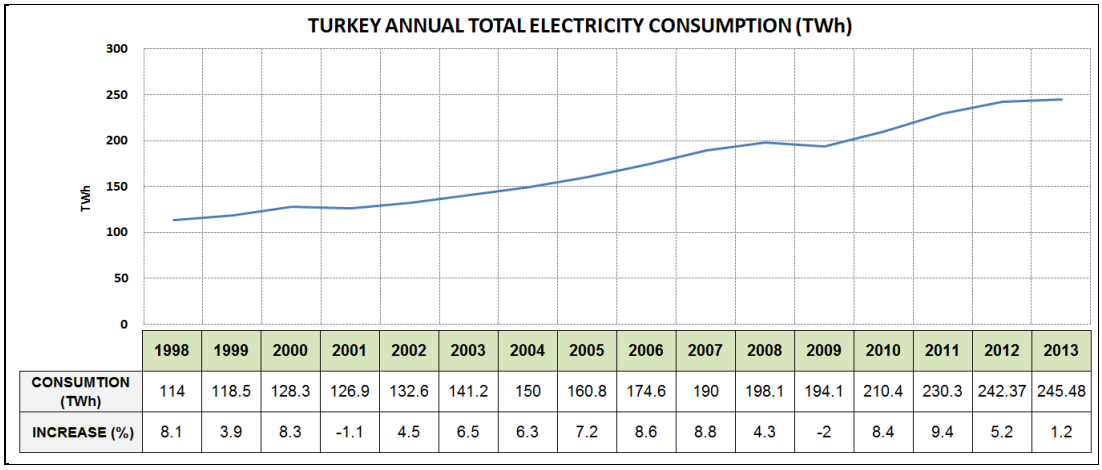
Şekil 6.8. Sistemdeki trafolarla ilgili sargı bilgileri

Wind-1 sütununda trafonun birinci sargısının gerilim bilgilerinin yer aldığı şekil 6.8.'de görülmektedir. Wind-2 sütunu ise trafonun ikinci sargısının gerilim bilgisi yer almaktadır. Bu iki sütundan trafonun 154/33, 380/154 veya 380/33 gibi hangi karakteristiğe sahip olduğu anlaşılabilir. Şekil 6.8'de trafonun sargı direnci bilgileri yer almaktadır. Trafonun kendi içyapısındaki direnç bilgileri p.u. değeri cinsinden sisteme girilir. Bu bilgiler el ile hesaplanıp bulunabileceği gibi trafonun katalog bilgilerinden de alınıp dataya işlenebilir. Aynı güç ve gerilim değerlerine sahip olsalar dahi trafoların markası ve cinsine göre direnç bilgileri farklılık gösterebilir.

7. 2019 YILI TÜRKİYE SİSTEMİNİN PSS/E İLE ANALİZİ

Türkiye Elektrik Sisteminde yapılan Güç Sistem Analizi hesapları sonucunda ülkedeki mevcut enerji talebinin 5 yıllık dönemler halinde tahmin edilebildiği görülmüştür. İçerisinde bulunulan yıldan itibaren tüketim projeksiyonları her yıl ayrı tahmin edilebilir ve beş yılın sonundaki artış yaklaşık olarak hesaplanabilir.

7.1. 2019 Yılı Tüketim tahminleri



	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
CONSUMTION (TWh)	114	118.5	128.3	126.9	132.6	141.2	150	160.8	174.6	190	198.1	194.1	210.4	230.3	242.37	245.48
INCREASE (%)	8.1	3.9	8.3	-1.1	4.5	6.5	6.3	7.2	8.6	8.8	4.3	-2	8.4	9.4	5.2	1.2

Şekil 7.1. Tüketim talebinin yıllara göre değişimi

Şekil 7.1.' de Türkiye'deki enerji talebinin yıllara göre gelişimi gösterilmiştir. Şekilden de anlaşılacağı üzere yıllık enerji talebi % 7 ortalamasında seyretmektedir. Ancak ekonomik krizler nedeni ile 2001 ve 2009 yıllarında tüketim değişimi negatif çıkmıştır. Ülkenin ekonomik olarak büyümesi ile enerji talebi paralellik göstermektedir. Yatırımlar sonucunda açılacak bir tekstil fabrikası bir sonraki seneye tüketim talebi olarak dönüş yapacaktır. Aşağıdaki tablolarda son üç yılda meydana gelen üretim ve tüketimdeki değişimler listelenmiştir.

Çizelge 7.1. 2012 Yılı üretim tüketim gerçekleşen verileri

2012 Yılı Türkiye Üretim Tüketim Bilgileri	
Üretim Kurulu Güç Değeri:	57 071 MW
Toplam Tüketim:	242 TWh
Puant Yük:	39 045 MW

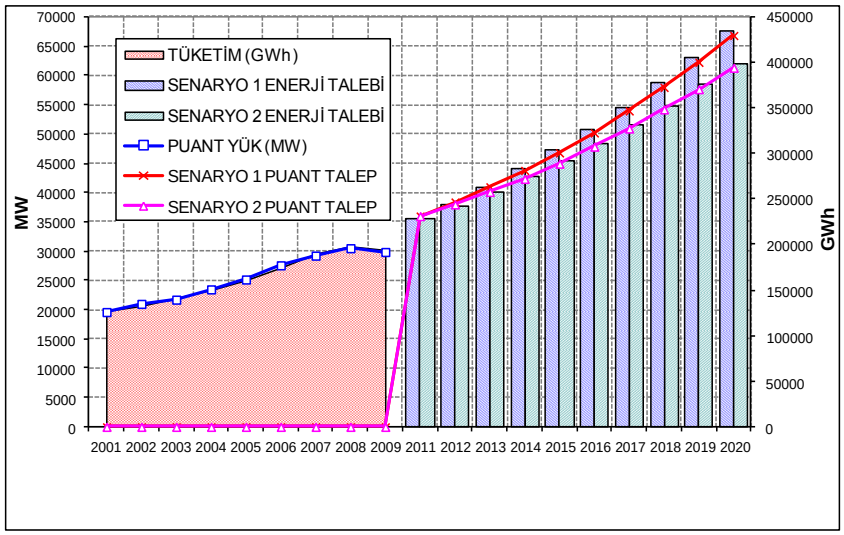
Çizelge 7.2. 2013 Yılı üretim tüketim gerçekleşen verileri

2013 Yılı Türkiye Üretim Tüketim Bilgileri	
Üretim Kurulu Güç Değeri:	64 044 MW
Toplam Tüketim:	245 TWh
Puant Yük:	38 274 MW (29.08.2013 14:20)

Çizelge 7.3. 2014 Yılı üretim tüketim gerçekleşen verileri

2014 Yılı Türkiye Üretim Tüketim Bilgileri	
Üretim Kurulu Güç Değeri:	67 431 MW
Toplam Tüketim:	256 TWh (Tahmini)
Puant Yük:	41 006 MW

2014 yılı toplam tüketim değeri henüz yılın sonuna gelinmediği için tahmini bir değer olarak girilmiştir. Ağustos ayı da dahil olmak üzere gerçekleşen tüketim bilgileri toplanmış eylül, ekim, kasım ve aralık aylarında gerçekleşebilecek tüketim değerleri tahminlere göre bu tüketim bilgisinin üzerine eklenmiştir.



Şekil 7.2. Türkiye elektrik enerjisi talep tahmini

Geçmiş yıllardaki bu talep bilgileri derlenip toparlanarak Türkiye Enerji talebinin 2020 yılına kadar yaşayabileceği değişim şekil 7.2'deki gibi iki senaryo halinde çalışılmış ve gerçekleşebilecek senaryonun bu iki grafik arasında bir yerlerde olacağı öngörülmüştür.

Bu tez çalışmasında 2019 yılında gerçekleşmesi öngörülen tüketim hesaplanmış her trafo merkezsinden çekilebilecek yük değeri için tek tek ölçümler alınmış trafonun bulunduğu gölgenin gelişim senaryosu ayrıntılı çalışılmıştır. Aşağıdaki şekil 7.4'de hesaplanan bu değerlerin aktarıldığı Excel tablosu gösterilmektedir. Örnek olarak İstanbul'da Davutpaşa Trafo Merkezinden çekilen yük miktarı 2013 yılında 76 MW iken bu trafo merkezinin çevresinde yapılması planlanan alışveriş merkezleri ve nüfus artışı gibi etkenler sonucunda bu trafo merkezinden çekilen gücün 2019 yılında 126 MW değerine ulaşacağı tahmin edilmekte iken şekil 7.4.'de 18. sırada yer alan Edirne İli'ndeki Uzunköprü trafo merkezinin yükünde 5 yıl içerisinde 4 MW'lık artış olacağı 13 MW olan 2013 gerçekleşen yükün 17 MW değerine ulaşabileceği öngörülmektedir. Burada dikkat edilmesi gereken husus her trafo merkezinin bulunduğu bölgedeki gelişmişlik düzeyi ile paralel olarak incelenmesi gerektiğidir.

Çizelge 7.4. Trafo merkezlerinden çekilen yük miktarlarının yıllara göre tahmin edilmesi.

TM BAZINDA TÜRKİYE SİSTEM BAHAR MİNİMUM SAAT YÜKÜNE KATKI DEĞERLERİ (2004-2013: GERÇEKLEŞEN, 2014-2019: PROJEKSİYON

TM Adı	TM İli	TM No	Gerçekleşen										Projeksiyon					
			2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
BABAESKI	Kirklareli	1103	16	7	9	13	8	9	10	15	15	14	15	15	16	17	18	18
4K.CELIK	Tekirdag	1104	90	65	110	15	32	42	30	98	125	332	332	332	332	332	332	332
BOTAS	Tekirdag	1106	23	30	19	21	39	10	10	22	16	17	18	19	21	22	23	25
BUYUKCEKMECE (TEPECIK	Istanbul	1107	28	43	57	32	29	27	36	78	58	61	66	73	80	88	93	98
BUYUKKARISTIRAN	Tekirdag	1108	165	75	108	30	9	25	38	120	42	44	47	50	54	57	61	65
CERKEZKOY	Tekirdag	1109	33	33	-8	40	7	44	45	213	130	123	153	167	182	198	210	222
CORLU	Tekirdag	1110	32	49	60	35	7	36	30	134	135	123	150	104	111	120	125	131
TEKIRDAG	Tekirdag	1111	15	16	19	18	11	15	16	30	50	45	55	58	62	67	70	73
LULEBURGAZ	Kirklareli	1112	44	16	24	15	13	13	17	25	19	22	25	27	24	24	25	25
ULAS	Tekirdag	1113	5	-13	-2	7	2	3	9	50	43	42	53	58	64	70	74	79
TEGESAN	Tekirdag	1114	4	7	3	5	3	6	10	8	9	9	10	10	11	12	12	13
KIYIKOY	Kirklareli	1115	2	2	2	1	9	0	0	9	7	7	8	9	10	11	12	13
AKCANSA_A	Istanbul	1116	23	36	23	20	31	22	26	19	24	28	28	29	31	33	34	35
SILIVRI	Istanbul	1117	20	20	25	27	26	22	33	56	53	57	63	72	79	88	94	101
UZUNKOPRU	Edirne	1118	8	11	13	10	9	9	11	10	14	13	14	14	15	16	17	17
HAVSA	Edirne	1119	2	6	5	3	3	3	7	5	7	7	7	8	9	9	10	10
PINARHISAR	Kirklareli	1120	11	17	17	20	14	13	14	22	23	23	25	26	28	30	32	33
MALKARA	Tekirdag	1121	12	9	8	10	11	9	11	15	13	14	15	16	17	18	19	20
KESAN	Edirne	1122	17	16	17	17	17	19	5	13	18	20	18	19	20	20	20	21
GELIBOLU	Canakkale	1123	8	4	5	-3	4	5	7	4	4	4	4	3	3	3	3	3
KUMLIMANI	Canakkale	1124	4	3	2	-1	2	5	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2
EDIRNE	Edirne	1125	20	35	38	23	25	23	26	44	40	41	44	46	51	54	57	59
EDICIM	Edirne	1126	7	7	13	0	1	1	8	15	10	10	11	12	13	13	14	15
KIRKLARELI	Kirklareli	1127	8	11	12	14	11	10	10	12	15	15	15	16	17	18	19	19
C.KOY_OSB_A	Tekirdag	1132	0	0	0	0	11	0	0	0	70	66	83	90	98	107	113	120
MODERN_ENJ_A	Tekirdag	1133	0	0	0	0	0	0	3	51	32	32	41	45	50	55	59	63
TRACIM	Kirklareli	1134	0	0	0	0	0	13	24	20	31	35	41	46	53	59	65	70
ENEZ	Tekirdag	1140	0	0	0	0	0	0	5	2	2	2	2	3	3	3	3	3
CORLU2	Tekirdag	1166	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56	60	64	67	71
AMBARLI	Istanbul	1201	70	60	64	48	43	49	66	147	87	90	96	106	114	124	130	137
ALIBEYKOY	Istanbul	1203	23	14	16	14	15	15	21	28	26	27	30	33	36	40	42	45
ATISALANI	Istanbul	1204	45	17	20	20	24	23	26	32	35	36	39	42	45	49	52	54
DAVUTPASA	Istanbul	1205	37	41	42	47	41	36	36	91	73	76	84	93	102	112	119	126

Yaz | Kis | Bahar | 42 il | Yeni TM'ler | Sayfa1 | Sayfa2 | Sayfa3 | YÖNTEM

Türkiye enterkonnekte sistemindeki trafo merkezlerinin yıllara göre gerçekleşen ve tahmin edilen tüketim bilgileri tablo haline getirilmiştir.

Bu tez çalışmasında 2019 tüketim bilgileri PSS/E programının datasına işlenmiş ve şu anda mevcut olmayan sistem modellenmiş ve simülasyon yapılmıştır.

36 adet trafo merkezi bilgisi görülmekte olup toplamda PSS/E programında bu çalışma kapsamında 380, 220, 154 ve 66 kV gerilim seviyelerinde 709 adet trafo merkezi modellenmiştir.

Çizelge 7.5. Yük miktarlarındaki tahminlerin il ve dağıtım bölgeleri bazında dağılımı

TM Adı	TÜRKİYE SİSTEM YAZ PUANT SAAT YÜKÜNE KATKI DEĞERLERİ (2004-2013: GERÇEKLEŞEN, 2014-2019: PROJEKSİYON)															
	Gerçekleşen										Projeksiyon					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
İstanbul	3839	4377	4606	5094	5382	5120	5510	6310	6731	7315	7954	8624	9344	10119	10777	11369
İzmir	1482	1584	1870	1974	2150	2339	2513	2646	2822	3039	3286	3594	3894	4217	4399	4640
Ankara	898	925	1202	1232	1428	1409	1675	1717	1845	1994	2149	2334	2530	2800	2951	3107
Bursa	762	750	1117	1187	1229	1210	1316	1580	1622	1762	1885	2047	2185	2344	2447	2586
Antalya	605	757	801	848	1140	1131	1230	1388	1479	1607	1739	1894	2047	2211	2322	2467
Kocaeli	347	850	861	895	1144	1242	1328	1073	1145	1244	1353	1469	1576	1706	1799	1897
Adana	424	481	579	974	1011	1008	1245	1007	1074	1167	1269	1378	1493	1617	1705	1798
Konya	617	717	625	771	966	818	829	1043	1045	1128	1214	1307	1407	1517	1592	1693
Şanlıurfa	563	644	686	651	751	815	1017	1115	1189	1293	1406	1522	1723	1865	1980	2109
Hatay	364	345	420	582	845	752	789	1024	1076	1169	1294	1401	1524	1656	1744	1855
Gaziantep	400	482	571	624	691	675	1000	785	910	989	1084	1156	1252	1356	1429	1489
Tekirdağ	411	483	495	626	695	702	996	977	1042	1133	1246	1340	1452	1580	1661	1751
Mersin	332	370	411	461	605	579	708	617	658	715	777	843	908	984	1037	1094
Mardin	266	382	394	424	482	501	599	713	761	827	899	976	1058	1157	1225	1301
Manisa	282	312	312	366	464	444	513	621	662	700	768	834	904	979	1047	1105
Muğla	276	351	370	450	434	454	498	557	594	646	702	763	826	891	939	1002
Diyarbakır	347	336	363	362	421	401	489	604	677	736	800	869	950	1020	1075	1134
Çanakkale	171	221	221	98	183	486	416	510	544	591	643	705	762	821	856	909
Kahramanmaraş	249	282	326	424	418	414	467	437	466	506	543	579	608	659	694	732
Denizli	210	304	326	362	396	375	356	440	469	510	555	602	653	707	738	787
Balıkesir	256	272	302	345	364	381	403	482	507	551	599	651	716	782	831	894
Kayseri	272	302	347	383	366	369	342	422	450	490	509	546	586	631	661	702
Sakarya	180	207	244	303	331	351	361	368	392	426	464	504	546	591	623	657
Aydın	207	247	281	326	309	325	355	374	401	431	457	497	538	583	615	644
Eskişehir	172	189	230	285	294	303	370	391	423	464	505	549	595	644	678	715
Samsun	210	223	229	269	298	314	275	374	376	409	447	487	530	577	612	646
Akdeniz EDAS	123	124	199	179	200	200	207	238	251	271	289	306	324	344	362	376
Aras EDAS	166	213	274	275	331	277	341	356	379	416	444	472	511	553	583	606
Başkent EDAS	304	396	469	442	541	507	675	777	850	923	1004	1091	1182	1292	1364	1441
Çamlıbel EDAS	229	245	268	365	378	375	408	367	391	425	462	502	544	589	621	655
Çoruh EDAS	297	274	349	369	365	384	454	479	511	539	572	615	657	711	744	785
Dicle EDAS	219	213	259	435	378	468	514	458	489	531	578	627	675	715	753	774
Fırat EDAS	242	257	308	320	321	286	328	384	409	432	469	510	556	606	644	679
Göksu EDAS	116	123	149	164	157	137	173	192	205	218	236	257	279	303	321	339
Meram EDAS	419	396	349	558	583	534	551	592	607	659	699	741	801	868	936	988
Osmangazi EDAS	344	420	478	586	604	599	610	773	825	896	974	1059	1152	1253	1326	1399
Sakarya EDAS	110	146	173	203	223	210	221	245	263	286	311	337	365	396	417	436
Toroslar EDAS	51	60	75	88	93	105	176	421	449	488	530	576	624	676	723	762
Trakya EDAS	195	212	267	248	237	304	313	356	382	415	451	490	543	595	634	669
Uludağ EDAS	17	0	34	50	51	58	106	115	123	133	145	157	179	195	205	217
Vangölü EDAS	163	183	200	161	105	225	267	307	327	355	386	415	449	487	513	541
Yeşilırmak EDAS	253	290	333	347	369	337	397	412	433	462	486	528	572	620	653	684
TOPLAM:	17389	19944	22369	25106	27734	27924	31340	34045	36251	39290	42584	46153	50021	54214	57239	60433

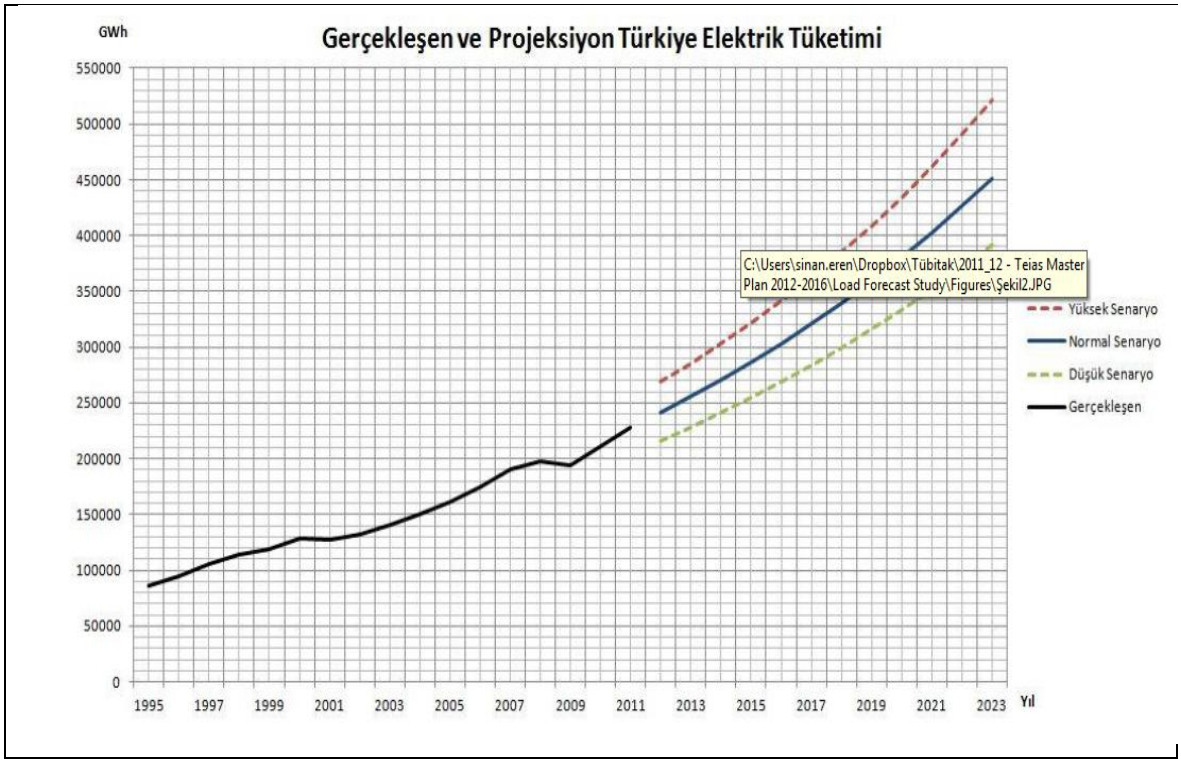
Yukarıdaki çizelgede gerçekleşen yük miktarları ve ileri yıllardaki tahminler iller ve ilgili dağıtım şirketleri bazında listelenmiştir.

7.2. 2019 Yılı Tüketim Tahminlerinin Hesaplanmasında Kullanılan Yöntem

Bölgesel talep tahmin çalışmasında, Türkiye Elektrik Sistemi için yaz/kış puant ve sistem minimum yüklenme koşullarında talep tahmininin bölgesel olarak gerçekleştirilmesi çalışmalarında tümdengelim yöntemi kullanılmıştır. Türkiye toplam sistem yaz/kış puant ve bahar minimum yükü için talep projeksiyonu analizler ile belirlendikten sonra, trend (eğilim) analizleri ile ilk önce bölgelerin toplam talep projeksiyonuna katkıları, ardından trafo merkezlerinin bölgesel talep projeksiyonlarına katkıları hesaplanmıştır. Çalışmalar genel olarak; Türkiye sistemi için yaz/kış puant ve bahar minimum yük tahminleri (istatistiksel analizler), bölgelerin bu sistem toplamı yük projeksiyonuna katkıları (eğilim analizleri), trafo merkezlerinin içinde bulundukları bölgelerin toplam yük projeksiyonuna katkıları (trend analizleri) şeklinde üçe ayrılabilir.

Her bir TM'nin dahil olduğu bölge belirlenirken, ilk önce elektrik talebinin (MW) Türkiye sistemi yaz puant toplam talebine katkı oranı 2009, 2010 ve 2011 yılları ortalaması %1'in üzerinde olan tüm iller (majör iller) belirlenmiş ve bu iller bir bölge olarak değerlendirilmiştir. Bu değerlendirmeler yapılırken TÜBİTAK, TEİAŞ ve Prof. Dr. Nezih Güven'in çalışmalarından yararlanılmıştır. Bölgesel ve TM bazında yapılan yük tahminlerinde de TM'lere ait 2004-2011 yılları talep gelişim trendleri göz önüne alınmıştır.

Büyük sanayi yük artırımı ve yeni bağlantı talepleri TEİAŞ'tan alınmış ve derlenmiştir. Büyük sanayi yükleri darbeli ve darbesi yükler olarak ikiye ayrılmıştır. Darbeli ve darbesiz toplam yükün sistem puant veya minimum yüklenme saatinde aynı anda devrede olma olasılığı düşüktür. Bu nedenle, bu tipteki yükler için sistem yaz/kış puantı ve minimum yüklenme saatinde eş zamanlı çalışma faktörü belirlenirken yaz/kış puant ve minimum yüklenme saatinde büyük sanayi yüklerinin darbesiz yüklerinin devrede olacağı öngörülmüştür. Demir çeliklerin darbeli yüklerinin ise büyüklüklerine göre yaz/kış puant ve bahar minimum döneminde üçte birinin devre dışında olacağı düşünülmektedir.



Şekil 7.3. Tübitak verilerine göre gerçekleşen ve tahmini elektrik tüketimi

TÜBİTAK ve TEİAŞ'ın ortak çalışmalarından şekil 7.3.'teki tahmin senaryosu ortaya çıkmıştır. Tüketim tahmin senaryosu detaylı incelendiğinde bu tez çalışmasında hesaplanan tüketim tahminleri ile benzerlik gösterdiği görülecektir.

Tümdengelim metodu uygulanırken trafo merkezleri arası yük aktarımı, yeni yapılan TM'lere mevcut TM'lerin yükünün bir kısmının transfer edilmesi, kesintiler gibi faktörlerin projeksiyon analizi üzerindeki olumsuz etkilerini asgariye indirmek ve hesaplanacak projeksiyon sonuçlarının güvenilirliğini arttırmak amacıyla, ilk önce trafo merkezleri kendi içlerinde aşağıda belirtilen yöntem ile gruplandırılmıştır. Son 3 yıllık elektriksel talebi Türkiye yaz puant yüküne oran ortalaması %1'nin üzerinde olan tüm iller belirlenmiş ve bu illerin her biri ayrı bir bölge olarak değerlendirilmiştir. Diğer tüm iller için, illerin bağlı bulundukları elektrik dağıtım şirketlerinin coğrafik sınırları tek bir bölge olarak kabul edilmiştir.

Örneğin, Başkent Elektrik Dağıtım Şirketi'nin sorumlu olduğu illerden Ankara tek başına bir bölge, diğer tüm iller ise Başkent Elektrik Dağıtım adıyla tek bir bölge olarak değerlendirilmiştir. Bölgesel talep tahminleri yapılırken, minör illerin dağıtım şirketleri

bazında bölgeselleştirilmesi sayesinde, dağıtım şirketleri tarafından ileride yapılacak olan bölgesel talep tahminlerinin tarafından kolaylıkla değerlendirilebilmesi de hedeflenmiştir. Daha sonra, her bir bölgenin (major illerin ve minör illeri içeren dağıtım şirketi bölgelerinin) 2004-2011 yıllarında yüzdesel olarak Türkiye toplam sistem yaz/kış puant ve bahar minimum yüküne katkıları (yıl bazında) ve bu katkıların son yıllardaki trend karakteristikleri belirlenmiştir. TM'lerin ilk önce bölgesel olarak değerlendirilmesi sayesinde trend analizlerinden oldukça başarılı sonuçlar alınmıştır. Ardından, bu trend eğrileri kullanılarak regresyon analizleri ile bölgelerin planlama döneminde sistem toplam talep projeksiyonuna katkıları yıllık bazda hesaplanmıştır.

Ülke elektrik talep artışlarına ve ekonomik kalkınma oranlarına benzerlik kurulacak en istikrarlı gösterge yıllık brüt tüketim (GWh) verisidir. Aylık ani puant değerleri (MW), günlük sıcaklık ve örtüşme faktörü gibi rastgele değişkenlere yüksek oranda bağlı olduğundan, yıllık brüt tüketim değerleri 10 yıllık tahminde referans olarak alınacak en güvenilir veridir. Orta vadeli planlamada (10 yıl) tüketim verilerinde kullanmak üzere referans alınan dönem 17 yıldır (1995-2011). Daha geçmiş yıllara ait bilgiler günümüz ekonomik gelişmesini yansıtmadığından hesaplamalara dâhil edilmemiştir.

Türkiye brüt tüketimin (GWh) 10 yıllık ortalamada yüksek senaryoda %7,2, normal senaryoda %5,8 ve düşük senaryoda ise %4,5 büyüme ile devam edeceğini göstermiştir. 1995-2011 döneminin ortalama tüketim artışı %6,3 olmuştur. Türkiye brüt elektrik tüketimi bazı yıllar %8,5 oranlarında büyümekle birlikte son on yıllık süreçte trendi aşağı çeken en önemli faktörler 2001 ve 2009 ekonomik krizleridir. Kriz yıllarının çıkarıldığı 2002-2007 döneminde ise ortalama %7,5 büyüme gözlemlenmiştir.

Geçmişteki kriz sonrası ekonomik büyüme oranları göz önüne alındığında, 2013-2017 yıllarında hızlı bir ekonomik büyüme beklenmektedir. Zira 2011 yılında ortalama %8 civarındaki talep artışı bunu desteklemektedir. Bu nedenle, ilk beş yıllık süreçte ortalama büyüme %7,5, on yıllık süreçte ise genel trende uygun olarak %6,4 artacağı makul bir yaklaşım olarak değerlendirilmektedir. Bu sayede iletim sistemi planlaması kısa vadede (5 yıl, 2013-2017) hızlı kalkınma gerçekleşmesi ihtimalini göz önüne alıp, iletim sisteminin güvenli bir şekilde planlanmasını sağlanacak şekilde yapılacak, orta vadede ise (10 yıl, 2018-2022) fazla yatırımın yapılması engellenmiş olacaktır. Diğer yandan, şebeke

planlamasına yönelik talep projeksiyonlarının güncel veriler ve ekonomik gelişmelere bağlı olarak her sene revize edileceği de göz önüne alınmalıdır.

Türkiye brüt enerji tüketimini referans alma yöntemi ile elde edilen sonuçlara göre, önümüzdeki 10 yıl boyunca Türkiye sistem toplam yaz puant talebinde ortalama %6,8, kış puant talebinde ortalama %6,5'lik bir artış öngörülmektedir. Bulunan sonuçlar 2012 gerçekleşen Ocak ve Şubat aylık ani puantlarıyla kıyaslandığında %1'lik hata payıyla gerçekleştiği görülmüştür. Diğer yandan, revize edilen senaryo ile alınan sonuçlar iletim planlama çalışmalarında esas olan ilk beş yıllık süreçte hızlı kalkınma ihtimalinde sistemin güvenliliğini garanti altına alacak iletim yatırımlarının belirlenip tamamlanmasına olanak sağlayacak, orta vadeli planlama da ise fazla yatırım riskini ortadan kaldıracaktır.

8. 2019 YILI SAMSUN VE ÇEVRE İLLERİNİN DETAYLI ANALİZİ

Bu tez çalışmasında 2019 Yılı Türkiye Güç Sistemi modellendikten sonra Türkiye çizelge 8.1.'de belirtildiği üzere 22 adet bölgeye ayrılmıştır.

Çizelge 8.1. PSS/E programında bölgesel kod numaraları.

	Area Num	Area swing bus	Desired Interchange	Tolerance (MW)	Area Name
	1	0	0,00	10,00	ISTANBUL
	2	0	0,00	10,00	BURSA
	3	0	0,00	10,00	IZMIR
	4	0	0,00	10,00	UMRANIYE
	5	0	0,00	10,00	ADAPAZARI
	6	0	0,00	10,00	KUTAHYA
	7	0	0,00	10,00	ISPARTA
	8	0	0,00	10,00	ANKARA
	9	0	0,00	10,00	KONYA
	10	0	0,00	10,00	SAMSUN
	11	0	0,00	10,00	KAYSERI
	12	0	0,00	10,00	GAZIANTEP
	13	0	0,00	10,00	ELAZIG
	14	0	0,00	10,00	TRABZON
	15	0	0,00	10,00	ERZURUM
	16	0	0,00	10,00	BATMAN
	17	0	0,00	10,00	VAN
	18	0	0,00	10,00	ADANA
	19	0	0,00	10,00	ANTALYA
	20	0	0,00	10,00	EDIRNE
	21	0	0,00	10,00	DENIZLI
	22	0	0,00	10,00	KASTAMONU
*					

oad | Fixed Shunt | Switched Shunt | Induction Machine | Branch | Breaker | 2 Winding | 3 Winding

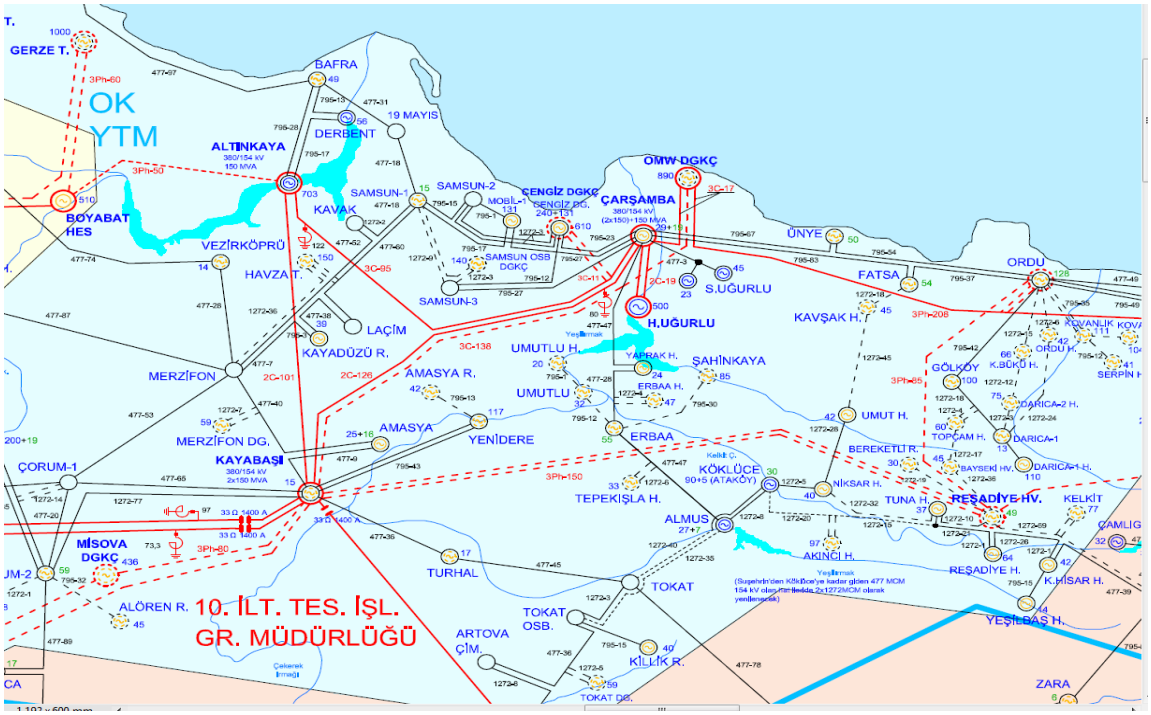
Bu bölgeler içerisinde 10. bölge olan Samsun için PSS/E ile detaylı analiz yapılmış ve 2019 yılında bölgede güç sistem altyapısı konusunda yaşanabilecek bütün sorunlar raporlanmıştır.

Samsun bölgesi olarak adlandırılan 10. bölge Samsun, Ordu, Tokat, Amasya, Sinop ve Çorum illerinden oluşur. Bu illerde yapılması planlanan iletim hatları, trafo merkezleri kısacası tüm güç sistem altyapısı için gereken tüm unsurlar detaylı bir şekilde incelenmiş gerekirse yerinde gözlemlenerek PSS/E datasına işlenmiştir.

Samsun ve çevre illerini içeren bölgenin 2019 yılı iletim sistemi planlaması; mevcut şebekenin durumu, 2019 yılına kadar yapılması kesinleşen projeler ve 2019 yılında sistem için gerekli olabilecek yatırım öngörüleri düşünülerek yapılmalıdır.

8.1. Samsun Bölgesi ve Çevre İllerinde Mevcut Şebekenin Durumu

Aşağıdaki şekilde Samsun ve çevresinin dahil olduğu PSS/E programında 10. bölge olarak kodlanan alanda mevcut trafo merkezleri ve hatlar ile planlanan projeler görülmektedir.



Şekil 8.1. Samsun bölgesi mevcut ve planlanan hatların durumu

Bu tez çalışmasında detaylı analizine de yer verilen Reşadiye Havza Trafo Merkezi görüldüğü üzere Ordu, Köse ve çift devre hat ile Kayabaşı trafo merkezine bağlantılıdır.



Şekil 8.2. Bölgeye ait coğrafi görünüm ve mevcut hatların güzergah bilgileri

Şekil 8.2.'de ise bölgenin uydu görüntüsü ve trafo merkezlerinin coğrafi konumları görülmektedir. Çalışılan 10. bölge alanı içinde Kayabaşı TM, Altınkaya TM, Çarşamba trafo merkezi olmak üzere toplam üç adet 380/154/33 kV tesis bulunmaktadır. Ordu TM ve bu tez çalışmasında detaylı analizi yapılan Reşadiye TM ise tesis aşamasındadır. Kayabaşı TM 2x150 MVA, Altınkaya TM 150 MVA, Çarşamba TM 3x150 MVA olmak üzere bölgedeki toplam ototrafo kurulu gücü 900 MVA'dır. Tesis edilecek 400 kV Ordu TM ve 400 kV Reşadiye TM'ye 2x250 MVA'lık ototrafoların konulması planlanmaktadır. Ototrafo gücü bölgede sağlanabilecek tüketim gücü hakkında net bilgi vermektedir.

Bölgenin enterkonnekte sistem puantına katkısı 2013 yılı yaz döneminde ~805 MW, kış döneminde ise ~925 MW olarak gerçekleşmiştir. 400 kV Kayabaşı TM HES üretimlerinin kavşak noktası konumundadır. 400 kV Altınkaya TM bölgede gerilim tutmaktadır. 400 kV merkezler gerilim tuttuğu sürece 154 kV ringte gerilim açısından bir kısıt gerekmeyecektir.

8.2. Bölgede Üretim Tüketim Tahminleri

Bölgenin enterkonnekte sistem puantına katkısı 2013 yılı yaz döneminde 805 MW, kış döneminde ise 925 MW olup bölge genel olarak ele alınırsa bölgedeki tüketim zaten var olan üretim tesisleri ile rahatlıkla sağlanabilmektedir. Bu nedenle iletim sistemindeki temel sorun bölgedeki üretim fazlasının hatta Karadeniz bölgesindeki santrallerin maksimum yükte çalıştığı için o bölgeden de gelen üretim fazlasının tüketimin yoğun olduğu bölgelere aktarılabilmesidir. Her ne kadar N durumunda sistem dengeli görünse de herhangi bir hat açması durumunda arıza büyümekte ve sorun teşkil edebilmektedir.

Çizelge 8.2. 2014 ve 2019 yılı trafo merkezi bilgileri

TRAFO MERKEZİ	TRAFO GÜCÜ	KIŞ	YAZ	MİN	ANLAŞMA GÜCÜ	2019 YAZ
AKKUŞ	50	-	-	-	-	2,0
ALMUS HES	10	3	3	1,7	7	4,5
AMASYA	50+25	44	27	14	39	65,0
ARTOVA ÇİMENTO	50	14	18	17	-	18,4
BAFRA	25+50	39	38	19	56	65,0
ÇARŞAMBA	100	48	44	26	50	40,0
ÇORUM 1	25(6.3kV)+30+50	54	30	24	51	50,7
ÇORUM 2	25+50	33	47	10	73	59,1
ERBAA	25+25	22	19	10	25	23,6
FATSA	25+50	32	28	16	40	47,2
GÖLKÖY	25	4	10	9	17	15,3

8.3. Bölgede Yakın Dönemde Yapılması Planlanan Projeler

Bölgenin 154 kV ve 400 kV iletim tesisleri krokileri Şekil 8.1 ve Şekil 8.2’ de gösterilmişti. Var olan bu iletim tesislerine ilave olarak şu anda tesisi devam eden ve 2019

yılında sistemde mevcut olacağı düşünülen bazı projeler bulunmaktadır. EİH kısaca enerji iletim hattı anlamına gelmektedir. Bu projelere kısaca değinmek gerekirse;

380 kV Köse – Reşadiye enerji iletim hattı projesi Tirebolu havzasındaki hidroelektrik santrallerinin üretiminin ve Erzurum Bölgesinden gelen üretimin Reşadiye TM vasıtasıyla tüketimin yoğun olduğu Orta Anadolu'ya ve Batı Bölgelere aktarılabilmesi için tesis edilmektedir. 2019 yılında işletmede olacağı için verilerde kilometre ve karakteristik bilgileri girilmiş yük akış şemasında var olmuştur.

380 kV Kayabaşı Eser iletim hattı projesi etüt ihalesi 08.05.2013'de ELTEM-TEK firmasına verilmiş olan bir projedir. 380 kV, 3B 1272, 230 km karakteristiğindeki iletim hattı Doğu Karadeniz ve Doğu Anadolu'da üretilen ve Gürcistan'dan alınacak enerjinin Batıya aktarılabilmesi için tesis edilmektedir. Projenin tesisi önem arz etmektedir. Hattın etüt çalışmaları devam etmektedir. Bu projenin de 2019 yılında bitirileceği öngörülmüş ve çalışmalara dahil edilmiştir.

380 kV Ordu-Reşadiye enerji iletim hattı projesi Borçka'dan Çarşamba'ya uzanan hattın yükünün azaltılması için tesis edilmelidir. Direk tevzi listesi mevcut olup 2014 yılı içerisinde ÇED işlemleri de tamamlanacağı öğrenilmiştir.

380 kV Kayabaşı – Reşadiye enerji iletim hattı projesi Tokat-Amasya-Ordu bölgesindeki üretimlerin sisteme bağlantısı için önem arz etmektedir. Hattın alt montajı tamamlanmış olup iletken çekim işlemlerine devam edilmektedir.

380 kV Samsun-Kayabaşı enerji iletim hattı projesinin sistem güvenilirliğinin sağlanması için tesis edilmesi planlanmaktadır. Hattın alt montajının %60'ı tamamlanmış olup hatta faaliyet devam etmektedir.

380 kV Ordu trafo merkezi projesi, Ordu ili civarındaki hidroelektrik santrallerin 154 kV gerilim seviyesinden bağlantısının mümkün olmaması sebebi ile bölgeye 380 kV Trafo merkezi yapılması ihtiyacı doğmuştur. Projenin Mayıs 2015 gibi tamamlanması beklenmektedir.

380 kV Reşadiye trafo merkezi, Gürcistan'dan transfer edilecek enerji ile Doğu Karadeniz ve Doğu Anadolu bölgesindeki hidroelektrik santrallerde üretilecek enerjinin batıda tüketimin fazla olduğu bölgelerimize aktarılabilmesi, ayrıca Ordu-Tokat bölgesindeki üretim tesislerinin sisteme bağlantısının sağlanması için projenin tesisi önem arz etmektedir. Projenin yapımına başlanmış olup 2015 Yılı Mayıs ayında bitirileceği öngörülmektedir.

380 kV Reşadiye –Yozgat-İç Anadolu enerji iletim hattı projesi, İç Anadolu doğalgaz kombine çevrim santralinin (İç Anadolu DGKÇS) ürettiği enerji ve Reşadiye Havza vasıtasıyla batıya enerji akışının daha güvenli aktarılması için gereklidir. N-1 analizlerinde Reşadiye-Kayabaşı enerji iletim hattında herhangi bir arıza olması durumunda sıkıntı yaşanmaması için tesisi önem arz etmektedir.

154 kV Kılıçkaya-Suşehri enerji iletim hattı projesi, Şebinkarahisar havza trafo merkezinin ve bu havzaya bağlı santrallerin enterkonnekte sisteme bağlanabilmesi için gereklilik arz etmektedir.

154 kV Topçam-Reşadiye enerji iletim hattı projesi 60 MW kurulu gücündeki Topçam HES'in sisteme enerji aktarabilmesi ve bölgedeki N-1 analizleri için gereklilik arz etmektedir. Ayrıca 154 kV Ordu- Gölköy EİH ile sisteme saplama bağlanan Gölköy TM, Darıca HES, Kovanlık TM istasyonlarının sisteme bağlantı riskini azaltmak ve 380 kV Reşadiye TM üzerinden sisteme yük aktarımı yaparak alternatif oluşturmak için tesisi önem arz etmektedir. Tesisi için 03.12.2013 tarihinde sözleşme imzalanmış olan hattın 2015 yılı başında tamamlanması öngörülmektedir.

154 kV Çarşamba-Fatsa-Terme enerji iletim hattı projesi, tesis edilecek Terme Trafo Merkezinin sisteme bağlantısı için gereklidir. Proje ile ilgili ihale öncesi işlemler devam etmektedir.

154 kV Tokat-Turhal enerji iletim hattı yenileme projesi, Kayabaşı Trafo Merkezi ile Sivas Trafo Merkezi arasında kalan bölgede yaşanabilecek olası hat açmaları sonucunda hattın çok yüklenmesi sebebiyle bu enerji iletim hattının yenilenmesi gerekmektedir. Ayrıca söz konusu enerji iletim hattı ekonomik ömrünü doldurduğundan işletmesinde sıkıntılar yaşanmaktadır. Projenin 2015 yılı içerisinde tamamlanacağı tahmin edilmektedir.

154 kV Tuna-Koyulhisar-Suşehri enerji iletim hattı yenileme projesi, Köklüce-Suşehri iletim hattına Akıncı HES, Reşadiye HES, Tuna HES ve Kelkit Havza trafo merkezinin girdi ve çıktı yapması ve hatta üretimlerini aktaran birçok santral bulunması sebebiyle hattın yenilenmesi gerekmektedir. Projenin 2015 yılı başında tamamlanacağı tahmin edilmektedir.

154 kV Kelkit trafo merkezi projesi, orta gerilim seviyesinden bağlanması planlanan 77 MW kurulu gücündeki hidroelektrik santrallerinin sisteme bağlanabilmesi için tesis edilmektedir. İhale öncesi işlemler devam etmektedir.

154 kV Akkuş trafo merkezi projesi, bölgedeki orta gerilim seviyesinden bağlanması planlanan hidroelektrik santrallerin, bağlanabilmesi ve mevcut trafo merkezlerine uzak olan bölgelerin tüketiminin sürekli ve kaliteli olarak sağlanabilmesi için tesis edilmektedir.

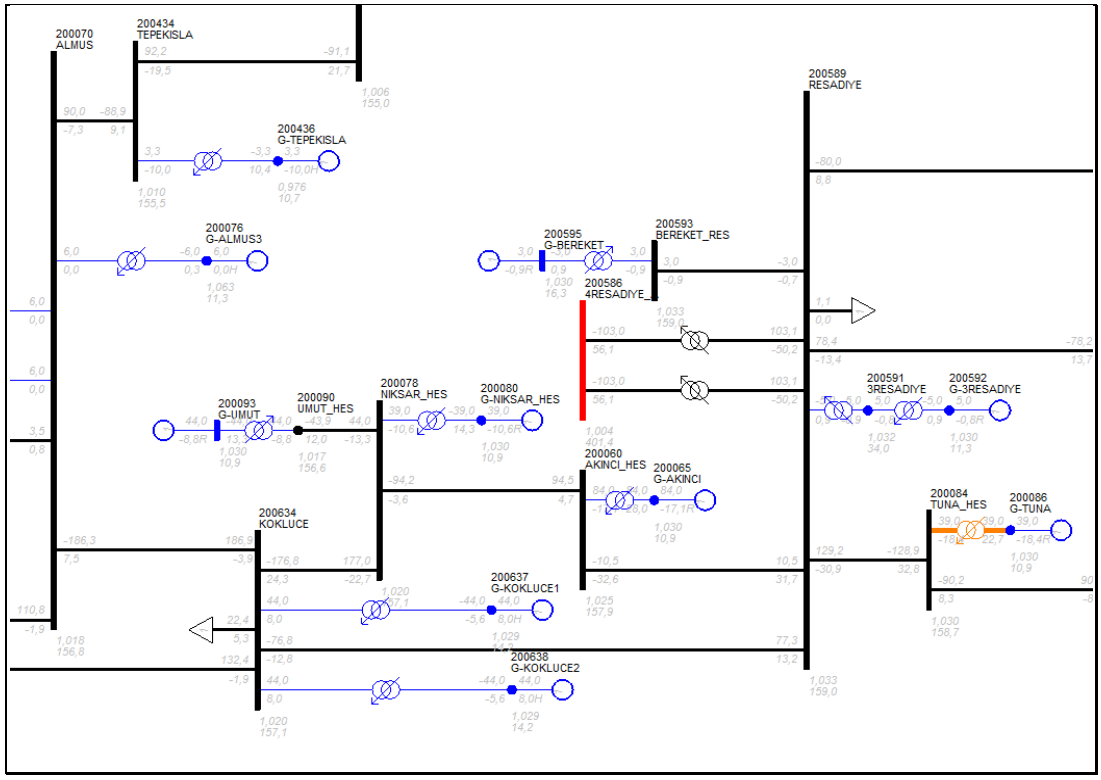
154 kV Akkuş-Umut enerji iletim hattı projesi, Akkuş havza trafo merkezinin sisteme bağlantısı için gereklidir. İhale öncesi işlemler devam etmektedir.

154 kV Erbaa-Yenidere enerji iletim hattı projesi, Kayabaşı Erbaa Tokat Yenidere ringinin tamamlanması için gereklidir.

8.4. Samsun ve Çevresindeki İllerin 2019 Yılı PSS/E Programında Detaylı Analizi

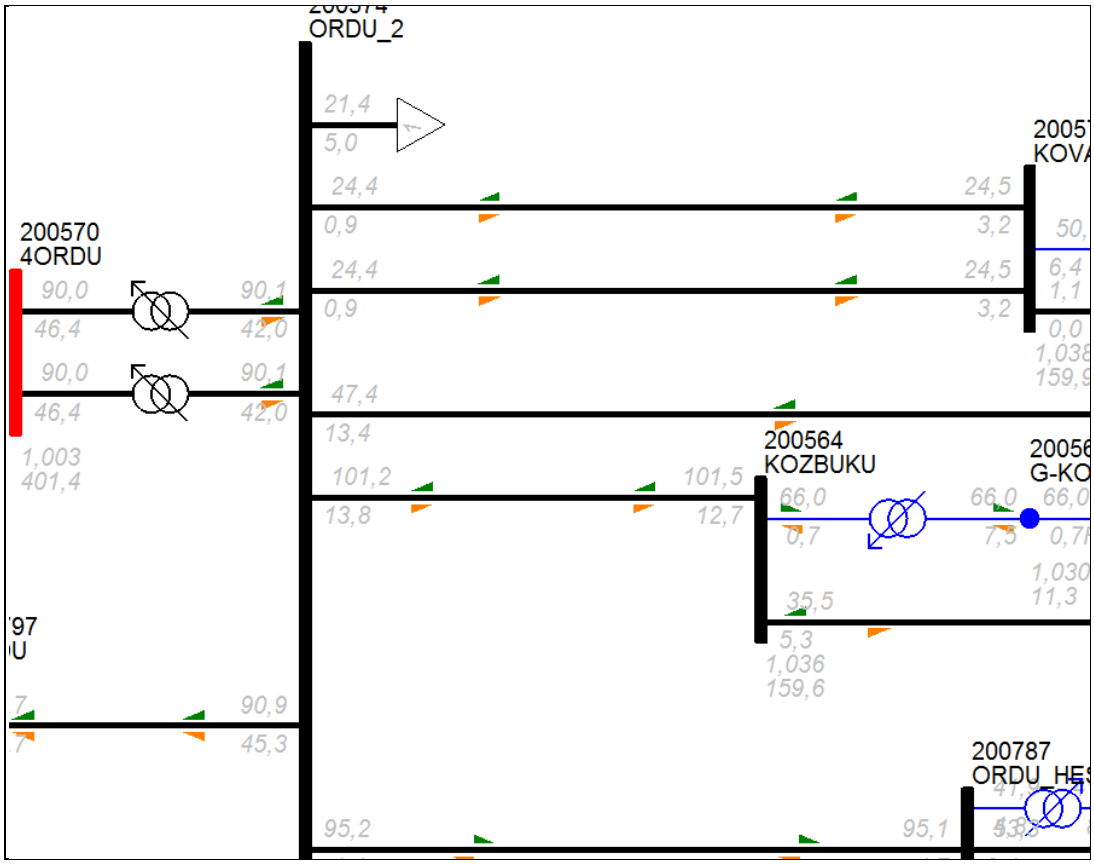
2019 yılı data bilgilerinin girilmesi tamamlandıktan sonra programda analiz ve raporlama süreci başlar. Yapılması planlanan trafo merkezleri iletim hatları da sisteme modellenir ve sistem izlenir. Sistemdeki yük akışları, reaktif yük destekleri ve bara gerilim değerleri günümüz koşullarıyla tamamen farklı olacaktır.

Söz konusu iletim projeleri tamamlandığında ve tüm bölgenin 2019 yılı içerisindeki çalışmalar dahil edildiğinde PSS/E programında sistemin görünümünden bir kesit yukarıdaki gibi olmaktadır. Görüldüğü üzere Reşadiye havza trafo merkezi 2014 yılı itibarı ile mevcut olmamasına rağmen 2019 yılında bitirilmiş ve devrede olacak bir trafo merkezi olduğu için bu yıla ait datalarda yer almakta ve hesaplara dahil edilmektedir.

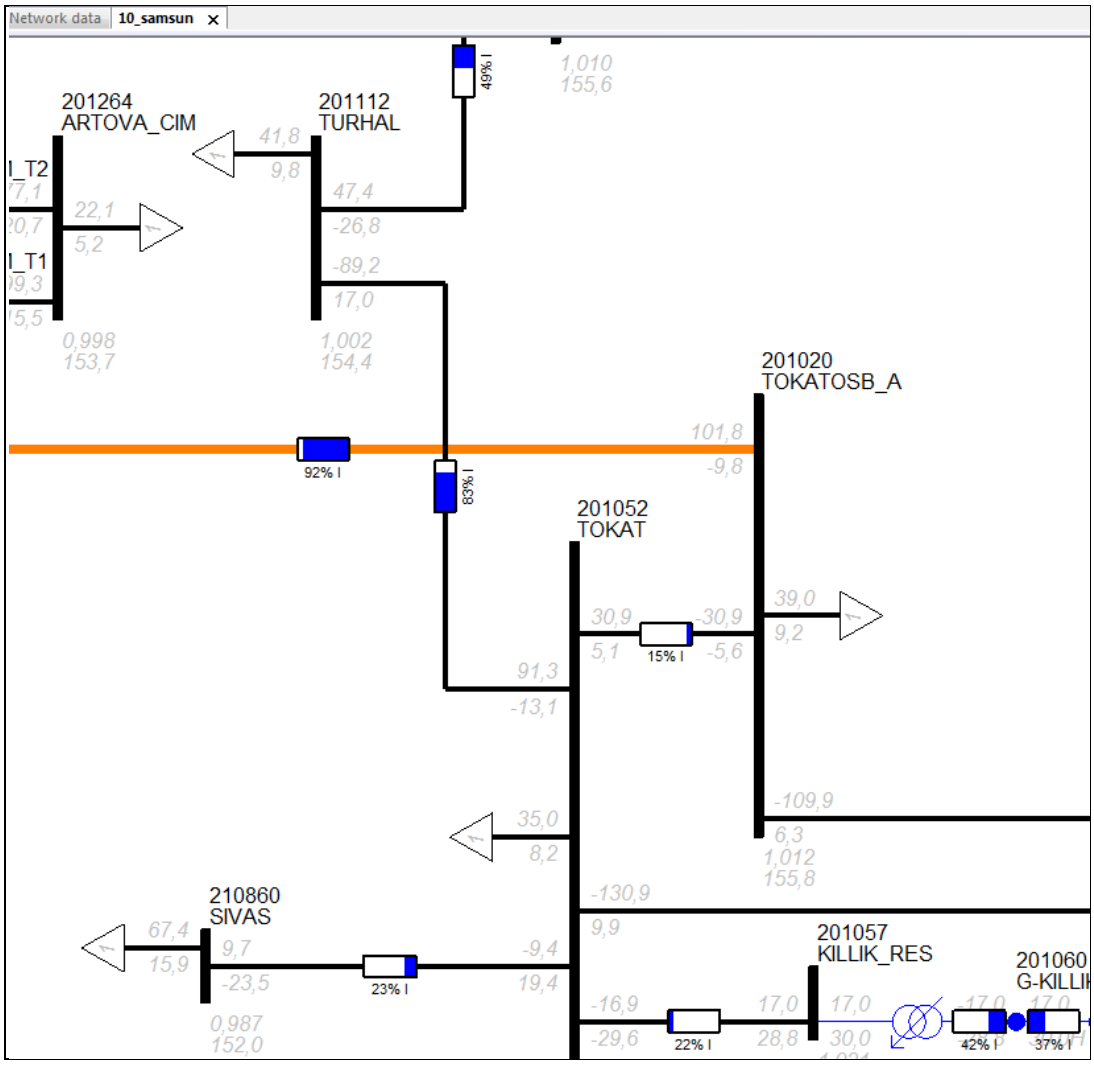


Şekil 8.3. 2019 yılında bölgenin yeniden tasarlanması

PSS/E ile programlanan 2019 yılı ordu haritasında (Şekil 8.3) yeşil oklar aktif güç akış yönlerini turuncu ok ise reaktif güç akış yönlerini göstermektedir. Bölgedeki hatlar ve trafo merkezi projeleri tamamlandığında 2019 yılında Doğu Karadeniz bölgesinde hidroelektrik santrallerin fazla olacağı ve üretimin artacağı öngörülmektedir. Buna karşın batı bölgelerimizde ise tüketimin artış göstereceği İstanbul başta olmak üzere batıdaki illerimizin büyüyeceği ve tüketimlerini arttıracağı için güç akış yönü ülkemizde doğudan batıya doğru olacaktır. Aşağıdaki şekil 8.4.'de de görüldüğü üzere güç akışları bazı kavşak noktaların haricinde doğudan batıya doğrudur. Doğu bölgelerimizde üretilen enerjinin batı bölgelerimizde tüketilmesi politikasının 2019 yılında da devam edeceği görülmektedir.

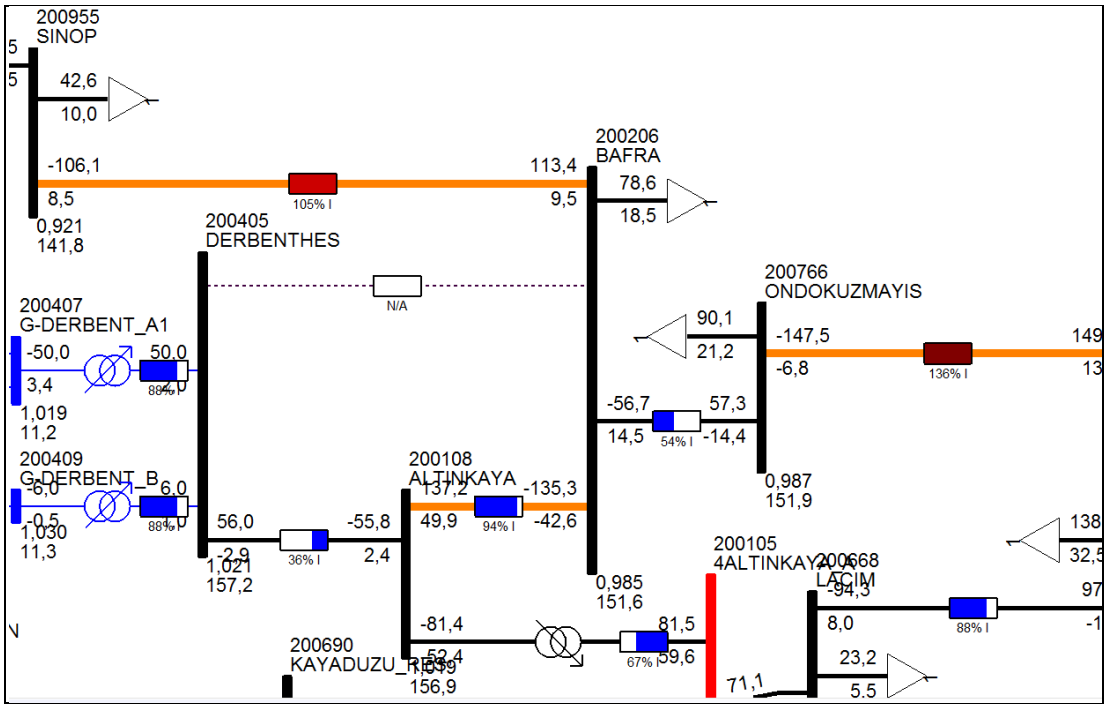


Şekil 8.4. Bölgedeki aktif ve reaktif güç akışları



Şekil 8.5. İletim hatlarındaki doluluk oranları

Şekil 8.5.'de ise Tokat İli ile Turhal İlçesi arasındaki iletim hattının doluluk oranı yüzde olarak ve dikdörtgen kutu halinde olmak üzere görsel şekli ile ifade edilmektedir. Tokat Turhal hattı 154 kV seviyesinde bir hattır ve PSS/E analizlerine göre 2019 yılında %83 oranında doluk oranında güç taşıyacağı görülmektedir. Tokat'tan Turhal İlçesine yaklaşık 91 MW güç akışı görülmektedir. Bölgede kurulabilecek her üretim tesisi bu güç değerinde artışa sebep olacak ve ilerleyen yıllarda bu iletim hattı yetersiz kalabilecektir. Ancak 2019 yılına kadar böyle bir sorun görülmemektedir. 2019 yılından sonra hatta yenileme gibi önlemlerin alınması gerekebilir.



Şekil 8.6. Arıza durumunda iletim hatlarındaki doluluk oranları

Şekil 8.6.'de PSS/E programı tasarlandıktan sonra hatlardaki arıza durumlarının analizinin nasıl yapıldığı görülmektedir. 2019 yılı tasarımına ait görüntüde Bafra trafo merkezi ile Derbent Hidroelektrik Santrali 154 kV şalt sahası arasındaki 154 kV gerilime sahip iletim tesisinin arıza yapması durumunda sistemde meydana gelecek aksaklıklar görülmektedir.

Buna göre; Bafra ve Sinop arasındaki 154 kV enerji iletim hattı termik limitlerin üzerinde (%105) yüklenmektedir. Ondokuzmayıs İlçesi ile Samsun arasındaki hat ise %136 ile artık enerji iletemeyecek bir hale gelmektedir. Bu duruma önlem alınmaması durumunda hatlar seri halde açmaya başlayacak ve bölge enerjisiz kalacaktır.

Yukarıda belirtilen çalışma sadece tek bir hattın açmasında ibarettir. PSS/E programı kullanılarak Samsun ve çevre illerindeki tüm havzalar planlanmış yapılan çalışmalar sonucunda alınması gereken önlemler ve tespitler. Bu tez içerisinde listelenmiştir. 2019 yılına ait değerlendirmeler aşağıdaki başlık altında detaylı incelenmiştir.

8.5. 2019 Yılı PSS/E Çalışmalarının Sonuçları ve Değerlendirmeler

Yapılan analizler sonucu varılan sonuçlar talep tahminleri ve yük akış sonuçları olmak üzere iki başlık altında incelenmiştir.

8.5.1. Talep tahminleri

Yapılan yük tahmini çalışmalarına göre 2019 yılı için Samsun ve civarındaki illerdeki trafo merkezlerinin puant talep miktarı yaz için 1420 MW kadar tahmin edilmektedir. Bu tahminler bölgenin toplam tüketimi üzerinden mevcut ve yapılması planlanan trafo merkezleri üzerinden yapılmıştır. Yapılması planlanan projelerin 2019 yılına kadar tamamlanacağı öngörüldüğünde 2019 yılında 1420 MW tüketim miktarına karşılık bölgede 1900 MVA gücünde oto trafo olacaktır ancak zaten bölgede üretim yüksek olduğundan Ototrafo gücü açısından bir sıkıntı görülmemektedir. (Çizelge 8.3.) Yani bölge 2019 yılı içerisinde kendi tüketimini kendi karşılayabilen ayrıca tüketimin fazla olduğu batı bölgelerine de üretim aktaran bir bölge haline gelecektir.

Çizelge 8.3. Bölgedeki oto trafo durumu

TM ismi	Kurulu oto trafo gücü (MVA)	400/33kV trafo gücü (MW)
KAYABAŞI	300	-
ALTINKAYA	150	-
ÇARŞAMBA	450	-
ORDU 380	500	-
REŞADİYE 380	500	-
TOPLAM	1900	0

8.5.2. Yük akışı için kısıtlar ve öneriler

Bölgede toplam 1900 MVA oto trafo bulunmakta, 1420 MW yük bölgedeki 154kV üretim santralleri üzerinden beslenebilmektedir. Üretimin aktarılması incelenirse Karadeniz bölgesindeki santrallerin maksimum yükte çalışması durumunda sistem güvenliği sadece

380 kV Çarşamba – OMW – Tirebolu – Kalkandere EİH üzerinden sağlanmaktadır. Bu EİH'da olası bir açma olması durumunda arıza büyümekte, ENTSO-E bağlantıları olan EİH' lara dahi yansımaktadır. Dolayısıyla mevcut 380 kV EİH'ların alternatifi olarak buna paralel konumda yukarıda yatırım planlarında tesis edilmeleri planlanan EİH'ların meydana getireceği ikinci bir iletim hattı koridoru oluşturulmalıdır.

154 kV Ordu-Gölköy EİH ile sisteme saplama bağlanan Gölköy TM, Darıca HES, Kovanlık TM istasyonlarının sisteme bağlantı riskini azaltmak ve 380 kV Reşadiye TM üzerinden sisteme yük aktarımı yaparak alternatif oluşturmak için Topçam-Reşadiye hattının tamamlanması önem arz etmektedir. Burada saplama bağlantı trafo merkezlerinin tek bir iletim hattı ile sisteme bağlandığı yedek bir koridora sahip olmadığı anlamına gelmektedir.

Yukarıda açıklanan kısıtlar dikkate alındığında bölge için 2019 yılına kadar yapılması düşünülen planlama projelerine ilaveten gerekli olabilecek bazı yatırımlar planlanmaktadır.

Borçka'dan Çarşamba'ya kadar uzanan tek 380 kV hattın haricinde bölgede alternatif bulunmaması sebebiyle bölgedeki üretimler 154 kV TM'ler vasıtasıyla aktarılmaya çalışılmaktadır. Bunun sonucu olarak da Ordu TM-Ünye TM EİH'nın 175 MW (%95) yüklenmektedir. 795 MCM'lik EİH'nın 1272 MCM olarak yenilenmesi daha uygun olacaktır. Sonuç olarak bölgedeki 380 kV altyapı tamamlandıktan sonra Ordu-Fatsa Ünye ve Çarşamba ringinin yenilenmesi gerekmektedir.

Doğu Karadeniz Bölgesindeki üretimlerin batıya aktarımında tesis edilecek Reşadiye Havza TM ve Kayabaşı TM kavşak rol üstleneceklerdir. Bu iki merkez arasındaki hattın devre dışı kalması durumunda sıkıntı yaşanmaması ve N-1 analizlerimiz için yedek hat yollarının tasarlanması gerekmektedir. Bu nedenle genel Karadeniz havzasının N-1 koşulunun sağlanabilmesi amacıyla 3 Ph 1272 MCM 100 km Reşadiye 380 TM – Deçeko TM ve 3 Ph 1272 MCM 150 km Deçeko TM – Kayseri Kapasitör TM 380 kV EİH'ların tesis edilmesi gerekmektedir.

Yapılması planlanan Akkuş-Umut HES iletim tesisinin tamamlanmasından sonra ringin tamamlanması için Akkuş-Kavşak iletim hattının tesis edilmesi gerekmektedir.

Yapılması planlanan Erbaa-Yenidere iletim hattının tamamlanmasından sonra Karadeniz ve Doğu Anadolu havzalarından gelecek olan fazla üretim 154 kV Erbaa-Almus iletim hattı ve Erbaa-Yenidere iletim hattı vasıtasıyla Kayabaşı trafo merkezine aktarılacaktır. Yapılan PSS/E analizleri neticesinde 47 km 477 MCM 154 kV Erbaa-Almus iletim hattının termik limitlerinin üzerinde yüklendiği gözlemlenmiştir. Bu nedenle 154 kV Erbaa-Almus iletim hattının 1272 MCM olacak şekilde yenilenmesi zorunluluk arz etmektedir.

Çorum-1 TM yenilenmesi; trafo merkezinin tam kapasite kullanılamamasının nedeni eski bir trafo merkezi olmasıdır. Bulunduğu konumun değiştirilerek yenilenmesi yük akış analizi açısından daha iyi olabilecektir.

154 kV Turhal-Kayabaşı EİH Yenileme; iletim hattı eski bir hat olduğundan ve kapasitesinin arttırılması gerektiğinden yenilenmeye ihtiyaç vardır.

154 kV Samsun I-Çarşamba EİH Yenileme; 1984 yılında işletmeye alınan iletim hattı halen işletmede olup direk ve iletkenlerinde bakır ve azot fabrikalarının gazlarından dolayı çürümelerin meydana gelmesi sebebiyle yenilenmesi gerekmektedir. Çürümelerin negatif bir etkisi olarak hat PSS/E programında dahi sorun bilindiğinden gerçek termik limitlerinde yüklenememektedir.

154 kV Samsun I-19 Mayıs EİH Yenileme: 1970 yılında işletmeye alınmış olan hattın sistem arz güvenliği açısından kesitinin artırılması gerekmektedir.

154 kV 19 Mayıs-Bafra EİH Yenileme; 1970 yılında işletmeye alınmış olan hattın sistem arz güvenliği açısından kesitinin artırılması gerekmektedir.

9. PSS/E YAZILIMI İLE 380 KV REŞADİYE HAVZA PLANLAMASI

Günümüz itibarı ile Orta Karadeniz bölgemizde yapılmakta olan çok sayıda hidroelektrik santral bulunmaktadır. Bu santrallerin birçoğunun yapımı 2019 yılı sonunda tamamlanacak ve sisteme enerji verecek durumda olacaktır. 2019 yılına ulaşıldığında şu anki altyapıya yatırım yapılmadığı takdirde bu santrallerin sisteme enerji vermesi mümkün değildir. Çünkü mevcut hatların akım taşıma kapasitelerinin bir limiti vardır ve bu termik limitler aşılırsa hatlar açar. Söz konusu üretim tesislerinin sisteme bağlantılarını sağlayabilmek için; sistemdeki eski ya da düşük kesitli hatlar yenilenmeli, enerji iletim hatlarına yedek iletim hattı koridorları tesis edilmeli, hidroelektrik santraller bir noktada toplanarak havza trafo merkezleri tesis edilmelidir.

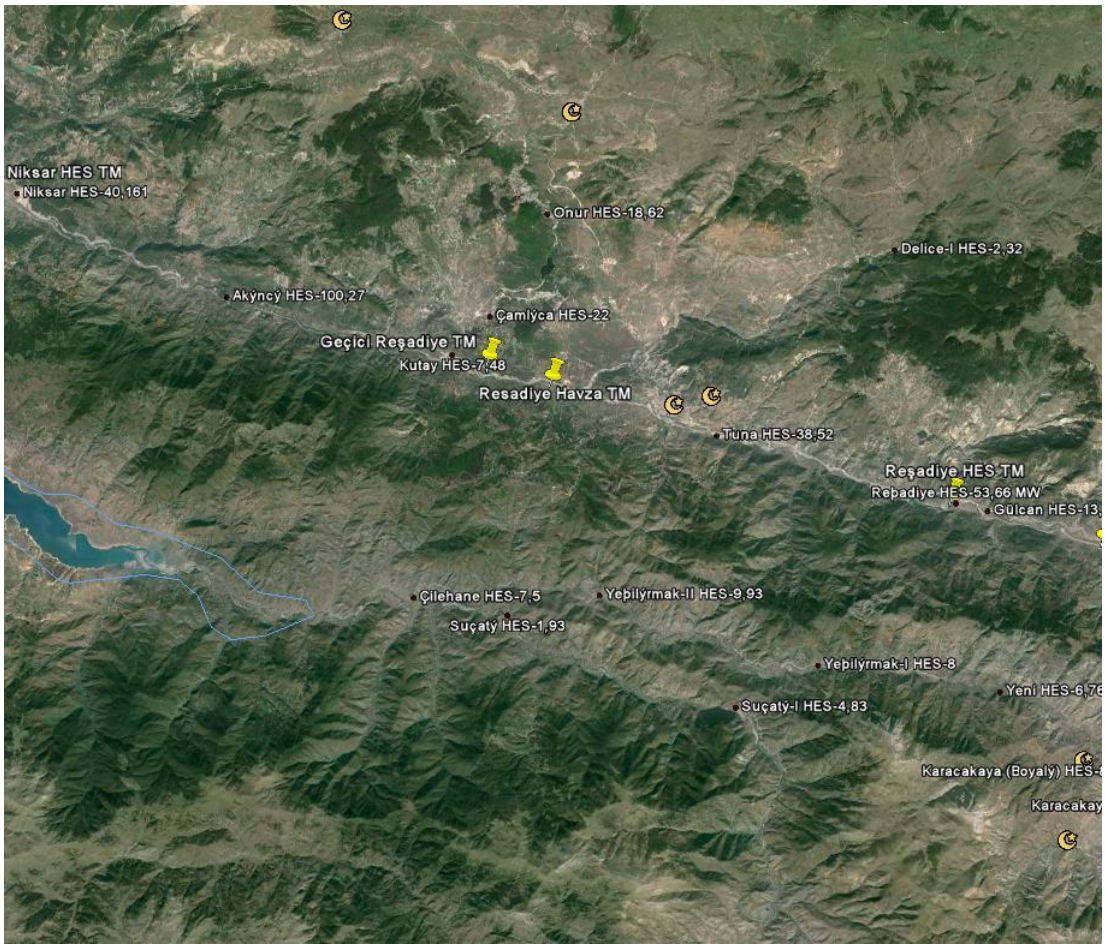
9.1. Reşadiye Havza Trafo Merkezinin Coğrafi Konumu



Şekil 9.1. Planlanan Reşadiye havza trafo merkezinin uydu görüntüsü

Reşadiye havzasının coğrafi konumu hidroelektrik santrallerin konumuna göre belirlenmiştir. Bölgede tesis edilmesi planlanan hidroelektrik santrallerin konumları Google Earth programı yardımı ile belirlenmiş ve koordinat bilgileri girilmiştir. Bu santrallerin konumları dikkate alınarak tüm üretim tesislerine eşit mesafede bir trafo merkezi yeri seçilmiştir.

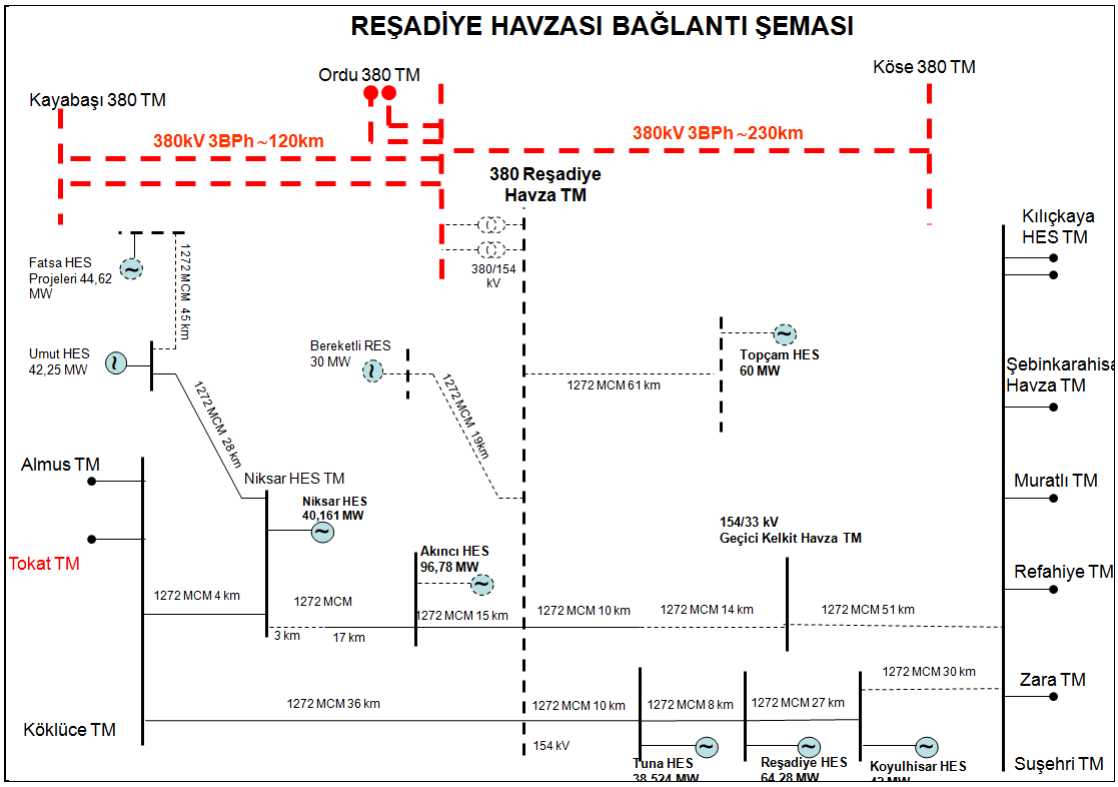
Trafo merkezinin yeri belirlendikten sonra santrallerin konumları ile trafo merkezinin konumu arasındaki mesafe iletim hattının uzunluğu bilgisini verir. PSS/E yazılımına veriler girilirken hattın uzunluğu bilgisine de bu değerler yüklenir. Hidroelektrik tesislerin güçleri oranında bağlanacağı hattın kesiti ve çeşidi de belirlendikten sonra simülasyonlar için gereken veri hazırlanmış olur.



Şekil 9.2. Bölgede yapılması planlanan hidroelektrik santrallerin konumu

9.2. Reşadiye Havza Trafo Merkezi Şalt Yapısı ve Bağlantı Şeması

Reşadiye havza trafo merkezinin yeri belirlendikten sonra diğer trafo merkezleri ile olan bağlantılar tespit edilir. Trafo merkezi tesis edilmesi tamamlandıktan sonra bu merkezin enerjilendirilmesi için mevcut trafo merkezleri ile bağlantılarının yapılması gerekmektedir. Bunun için öncelikle trafo merkezlerinin koordinatları belirlenir. Sonra aradaki mesafeler ve trafo merkezleri arasında tesis edilmesi gereken enerji iletim hatları planlanır. İletim hatlarının uzunluk ve kesit bilgileri ile taslak bir bağlantı şeması hazırlanır. Hazırlanan bu şema aşağıdaki şekil 9.3.'te gösterilmektedir.



Şekil 9.3. Reşadiye havzası bağlantı şeması

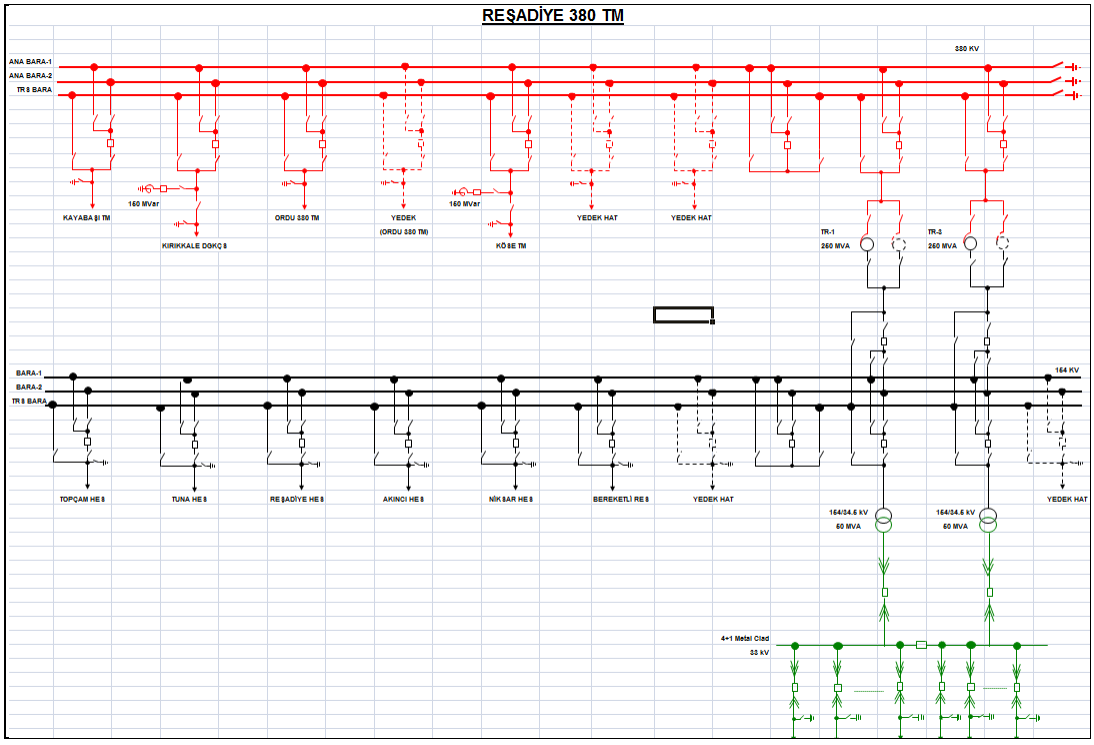
Kesik çizgi ile gösterilen baralar tesis edilmesi planlanan baralardır (Şekil 9.3). Kesik olmayan çizgiler ise şu anda sistemde mevcut ve enerjili durumda olan trafo merkezlerini ya da iletim hatlarını gösterir. Kırmızı çizgi ile gösterilen dikey çubuklar 380 kV şalt sahasını yatay kırmızı çizgiler ise 380 kV iletim hatlarını göstermektedir. 3BPh ise hattın 3 bundle pheasant karakteristiğine sahip olduğunu göstermektedir.

Siyah kesik çizgiler yapılması planlanan 154 kV baralarını ve iletim hatlarını, siyah ile gösterilen kesik yapıda olmayan çizgiler ise mevcut tesisleri göstermektedir. Trafo merkezlerinin konumları ve iletim hatlarının mesafeleri hazırlanan bu taslak ile belirlendikten sonra PSS/E ile modelleme aşamasına geçilebilir.

9.3. Reşadiye Havza Trafo Merkezi Şalt Yapısı ve Bara Düzeni

Reşadiye havza trafo merkezinin bağlantı şeması ve irtibat noktaları belirlendikten sonra şalt sahasının da yapısı tasarlanmış ve irtibat noktaları burada da gösterilmiştir.

Şekil 9.4'te Reşadiye şalt sahasının tasarımı görünmektedir. Kırmızı baralar 380 kV seviyesini, siyah bara 154 kV seviyesini ve yeşil ile gösterilen kısım orta gerilim seviyesini belirtmektedir.

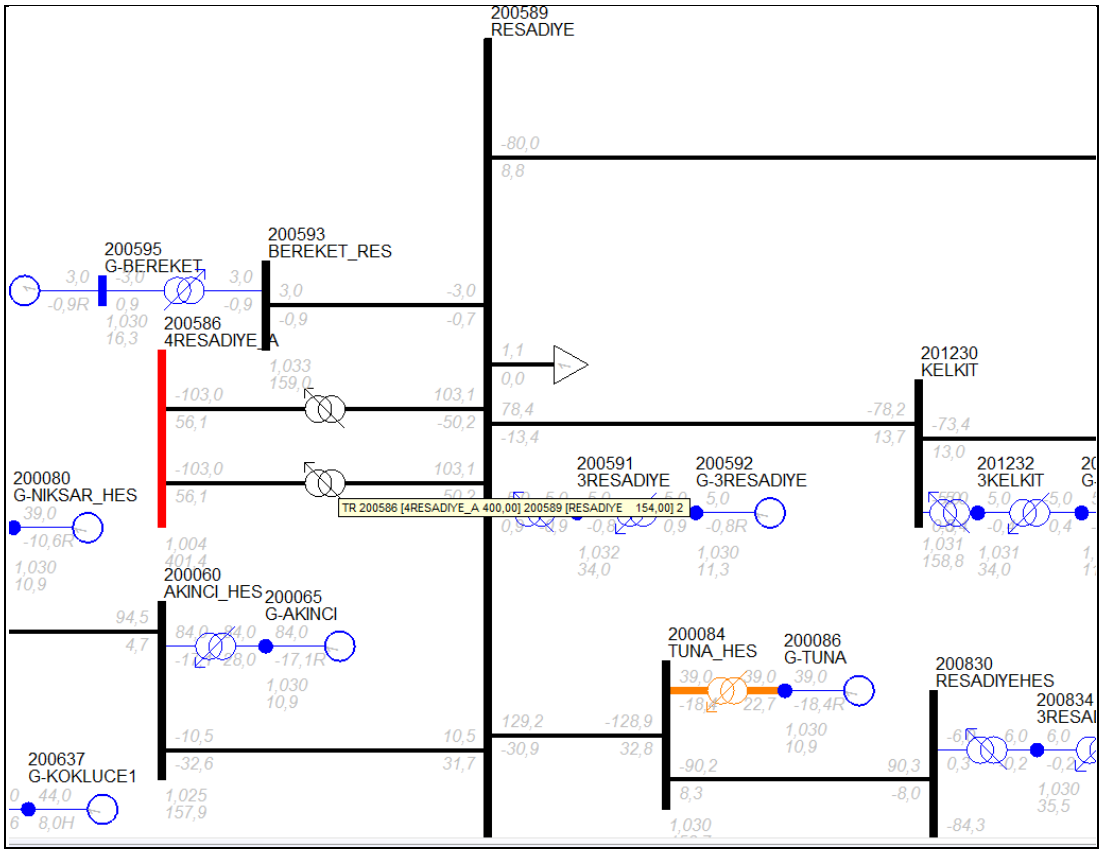


Şekil 9.4. Reşadiye havzası tek hat şeması

Burada her üç gerilim seviyesindeki irtibat noktaları ile dolu ve boş fiderler görülmektedir. Gerilim seviyeleri arasındaki trafolar ve güçleri de yukarıdaki tek hat şemasından görülebilir.

9.4. Reşadiye Havza Trafo Merkezinin PSS/E Datasına İşlenmesi

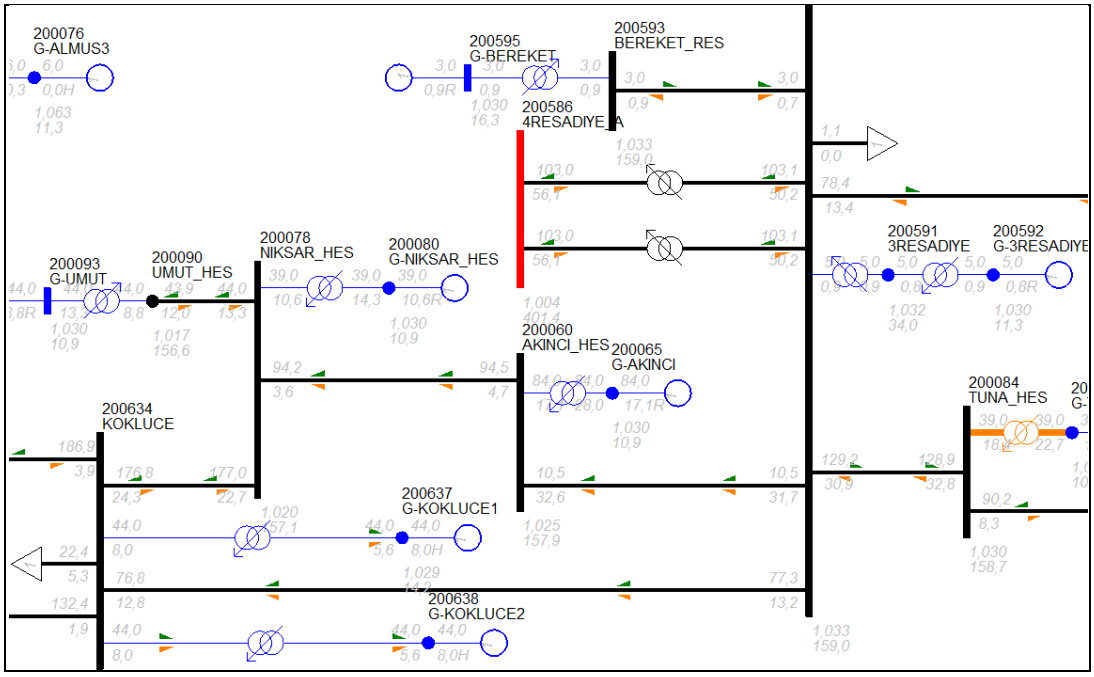
Reşadiye havzasının modellenmesi için havzada yer alan üretim tesislerinin devreye giriş tarihleri tek tek belirlenmiş ve 2019 yılında devrede olması düşünülen hidroelektrik santraller sisteme modellenmiştir. Santrallerin ünite sayısı, aktif güç ve reaktif güç değerleri girilerek dataya işlenir. Bu çalışmada bölgede yer alan santrallerin bugün itibariyle 5 yıl içerisinde tamamlanacağı varsayımında bulunulmuş ve yine 2019 yaz datası kullanılmıştır. Datanın bahar ve kış değil de yaz olarak kullanılmasının nedeni hatların kapasitelerinin yaz aylarında düşmesi ve üretim fazlasının yarattığı sıkıntının en fazla bu dönemde hissedilmesidir. 2019 yaz datasının sorunsuz çalıştırılması diğer dataların da sorunsuz olacağı anlamına gelmektedir.



Şekil 9.5. Reşadiye havzasının PSS/E programında modellenmesi

Şekil 9.5.'te Reşadiye Havzasının 2019 yılı yaz datasında modellenmiş hali görülmektedir. Bölgedeki üretim tesisleri ürettikleri enerjiyi kırmızı ile gösterilen Reşadiye 380 kV ve siyah ile gösterilen Reşadiye 154 kV barasına aktarmaktadırlar. Bölgedeki tüketim 2019

yılına gelindiğinde üretimden az olmaktadır. Üretilen fazla enerji Reşadiye trafo merkezi aracılığıyla yakındaki diğer trafo merkezlerine aktarılmaktadır.



Şekil 9.6. 2019 yılında bölgedeki enerji akışı

Şekil 9.6.'da ise bölgede 2019 yılı yaz ayında gerçekleşecek enerji akışı simülasyonu görülmektedir. Reşadiye havza trafo merkezi orta Karadeniz bölgesinde yer almaktadır. Bunun bir sonucu olarak tüketim bölgeleri batıda yer aldığı için aktif güç enerji akışı genellikle batıya doğru olacaktır. Yeşil oklar aktif güç akışını göstermektedir. Reşadiye İlçesinden Niksar ve Köklüce'ye doğru yaklaşık 120 MW enerji fazlasının aktarılmakta olduğu görülmektedir.

2019 yılında yapımı tamamlanacak olan üretim tesisleri bölgeyi beslemekle kalmayıp batıdaki tüketimi yüksek bölgelere de yardımda bulunabileceklerdir. Temel durumda yani 2019 yaz datasında bu tarihe kadar sistemde olması öngörülen santraller dahil edilmiş olup, aktif ve reaktif güç dengesi sağlanacak şekilde planlama yapılmıştır. Çalışılan PSS/E datasında sistem üretim ve tüketim açısından dengededir.

Aktif güç gerilim açısının büyük olduğu baradan açının küçük olduğu baraya doğru akar. Yine benzer bir mantıkla üretimin fazla olduğu bir barada gerilim yükselecek ve tüketimin fazla olduğu bir barada gerilim düşecektir.

10. SONUÇ VE ÖNERİLER

Ülkemizde her geçen yıl büyüyen tüketimi karşılamak için üretim tesislerinin sayısı her geçen yıl artmaktadır. Artan tüketimi karşılamak amacı ile devlet destekli santrallerin haricinde özel firmaların desteğiyle de üretim tesisleri kurulmakta ve bu tesisler için gereken iletim altyapısının artık birkaç ay önceden değil birkaç yıl önceden tasarlanması gerekmektedir.

İletim sistemi elektrik sisteminin temel omurgasıdır. İletim hattının ve trafo merkezlerinin yapım maliyetleri yüksek olduğundan yapılacak herhangi bir gereksiz yatırım ülke ekonomisine zarar verecektir. Bunun bir benzeri olarak da eksik planlama sonucunda üretim tesisleri zamanında devreye alınamayacak ve ülke kaynakları faydalı kullanılamamış olacaktır.

İletim sistemi planlamasında, enerji arzının kalitesinin ve sürekliliğinin en yüksek seviyede tutulması; ekonomik, kolay işletilebilir ve gelişime açık bir sistem tasarlanması, mevcut tesislerin ekonomik ömrü süresince kullanılması ve bunların minimum yatırım maliyeti ile gerçekleştirilmesi gerekmektedir.

2007 Yılı içerisinde çıkarılan çeşitli teşvik kanunları ile üretim tesislerinin yapımında firmalara bazı ayrıcalıklar tanınmıştır. Bu kanunlar ile yavaş yavaş kaynağa yakın kurulan üretim tesislerinin sayısı artmış olup devletin sırtındaki yük azalmıştır. Ancak negatif bir sonuç olarak üretim tesisleri için sağlanacak altyapının önceden tasarlanması zorlaşmıştır.

Üretim ve tüketimin bu hızlı artış ivmesi sistemin simülasyon ile kontrol edilmesini ve ileriki yıllar için çalışmalar yapılmasını zorunlu hale getirmiştir. Çalışmanın ilk aşamalarında ülkemizin tüketim verileri derlenip toparlanmış ve bu tüketimin yıllara göre gelişimi raporlanmıştır.
Ülkenin mevcut iletim durumu gerçekleşen datalar dikkate alınarak incelenmiş olup sistemin nasıl çalıştığı üretim tüketim dengesinin nasıl korunduğu gösterilmiştir. Ayrıca gerilim ve kısa devre analizleri yapılarak dikkat edilen kriterlere değinilmiştir.

Bu çalışmada 2019 yılı için PSS/E programı yardımı ile ülkemizin tüketim, üretim iletim durumu ayrıntılı incelenmiştir. Bu Tez çalışmasında yapılan analizlerin sonuçları raporlanmış ve özel olarak çalışılan Samsun bölgesi ve çevresi için yapılabilecek yatırımlar ve çözüm önerileri listelenmiştir.

Sunulan bu çözüm önerilerinin ülkemize ekonomik olarak fayda sağlayacağı düşünülmektedir. Ayrıca PSS/E datasına işlenen bu veriler daha ileriki yıllarda yapılabilecek sistem analizlerine de ışık tutacaktır. 2019 yılına gelindiğinde bu çalışmadaki sonuçların gerçeklik payı analiz edilebilecek belki de 2024 yılı için yapılabilecek yeni planlamalar daha sağlıklı bir rayda ilerleyebilecektir.

.

KAYNAKLAR

1. Reid, W.E. (1996). Power quality issues-standards and guidelines . *Industry Applications IEEE Transactions*, 32(3), 71-80.

2. Lamoree, J. (1994). Voltage Sag Analysis Case Studies. *Industry Applications IEEE Transactions*, 30(4), 18-29.

3. Daugherty, R. (2011). Motors and Generators. *National Electrical Manufacturers Association*, 1(1), 23-44.

4. IEEE Industry Applications Society (2012). Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems . *Industry Applications IEEE Transactions*, 1(1), 2-9.

5. IEEE Industry Applications Society (2010). Application Guide for Surge Protection of Electric Generating Plants. *Industry Applications IEEE Transactions*, 1(1), 23-25.

6. Massey, G.W. (2002). Estimation methods for power system harmonic effects on power distribution transformers. *Industry Applications IEEE Transactions*, 1(1), 36-45.

7. Elektrik Mühendisleri Odası. (2013). *Türkiye'de Elektrik Enerjisi Gelişiminin Kısa Tarihçesi ve. Genel Üretim Bilgileri* (2011-2013) Ankara: EMO, 19-25.

8. Türkiye Elektrik İletim A.Ş.(2014). *TEİAŞ APK Dairesi Çalışma Raporları* (2012-2014) Ankara: TEİAŞ, 7-44.

9. Türkiye Elektrik İletim A.Ş.(2014). *TEİAŞ Yük Tevzi Dairesi Çalışma Raporları* (2012-2014) Ankara: TEİAŞ, 11-28.

10. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (2013). *6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu* (2010-2013) Ankara: EPDK, 3-24.

11. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (2013). *Elektrik Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği* (2010-2013) Ankara: EPDK,2-18.

12. Meier, A. (2006). Electric Power Systems: A Conceptual Introduction.(2). New Jersey/USA: *A John Wiley &Sons*, Inc. New Jersey, 29-53.

13. Monticelli, A. (1999). Application to Power Flow Equations.(3). Unicamp/Brazil : *Kluwer Academic Publishers*, 29-36.

14. Das, A. (2011). Power System Analysis. *Short-Circuit Load Flow and Harmonics, Second Edition*.(3). New Jersey/USA: CRC Press, 32-36.

15. Cengiz, C. (2012). *Hidroelektrik Üretim Tesislerinin Enterkonekte Sistem Bağlantısı*. DSİ Hidroelektrik Santraller Sempozyumunda sunuldu, Ankara.

16. Cengiz, C. (2014). *Yenilenebilir Üretim Tesisleri*. RENSEF 2. Yenilenebilir Enerji Sistemleri ve Enerji Verimliliği Fuarında sunuldu, Antalya.

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı	: Ceyhun , CENGİZ
Uyruğu	: T.C.
Doğum tarihi ve yeri	: 02.12.1985, Samsun
Medeni hali	: Bekar
Telefon	: 0 (544) 5947133
Faks	: 0(312) 2038264
E-Posta	: ceyhun.cengiz@teias.gov.tr



Eğitim

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet tarihi
Yüksek lisans	Gazi Üniversitesi /Elk. Elktr. Müh. B	Devam Ediyor
Lisans	Gazi Üniversitesi/ Elk. Elktr. Müh. B.	2009
Lise	Gazientep Vehbi Dinçerler Fen Lisesi	2003

İş Deneyimi

Yıl	Yer	Görev
2009-2011	EÜAŞ	Mühendis
2011-Halen	TEİAŞ	Mühendis

Yabancı Dil

İngilizce, Almanca

Hobiler

Kitap, Müzik



GAZİ GELECEKTİR...