

**KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE OPTİMAL KAPASİTÖR
YERLEŞİMİ İÇİN YENİ BİR YAKLAŞIM**

ÖZGÜR YÜCEL

KOCAELİ 2016

KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE OPTİMAL KAPASİTÖR
YERLEŞİMİ İÇİN YENİ BİR YAKLAŞIM**

ÖZGÜR YÜCEL

Doç.Dr. Bora ALBOYACI

Danışman, Kocaeli Üniv.

Doç.Dr. Nuran YÖRÜKEREN

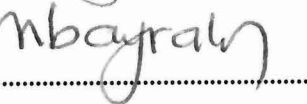
Jüri Üyesi, Kocaeli Üniv.

Doç.Dr. Mehmet BAYRAK

Jüri Üyesi, SAÜ


.....


.....


.....

Tezin Savunulduğu Tarih: 08.01.2016

ÖNSÖZ ve TEŞEKKÜR

Günümüzde elektrik enerjisinin kullanımı hayatın hemen hemen her alanında yaygın olmuş ve vazgeçilemez bir boyuta ulaşmıştır. İnsanoğlu için böylesine önemli bir enerji kaynağının teknik açıdan kaliteli olarak hizmete sunulması ve bu enerji türünden en yüksek verim ile faydalanılması da en önemli konulardan birisidir.

Üretilen elektrik enerjisinin önemli bir kısmı kullanıcıya ulaşmadan kayıp olarak yok olmaktadır. Gerçek koşullarda bu enerji kayıpları tamamen engellenememektedir. Ancak enerji kayıplarını minimize edebilmek, elektrik mühendisleri için oldukça önemli bir görev olmaktadır.

Dağıtım şebekelerinde esas olarak güç faktörünü düzenlemek amacıyla kullanılan şönt kapasitörlerin, reaktif akımları azaltmak yoluyla dağıtım şebekesi kayıplarını da azaltma özelliği bulunmaktadır. Bunun için temel amaç, kapasitörlerin, kayıpları maksimum düzeyde azaltacak lokasyonlara tesis edilmesini sağlamaktır.

Bu çalışmada özgün bir optimal kapasitör yerleştirme yöntemi oluşturulmuş, yöntemin doğruluğu çeşitli analiz senaryolarıyla desteklenmiştir. Çalışmanın amacı literatürdeki kapasitör yerleştirme yöntemlerindeki eksik kalan kısımları kaldırmak, dağıtım şebekesindeki kayıpları ve bu kayıplardan kaynaklı ek maliyetleri minimize etmektedir.

Tez çalışmamın her aşamasında bana destek olan danışmanım Doç. Dr. Bora ALBOYACI'ya; bugünlere gelmemin en büyük destekçisi olan sevgili aileme; çalışmamda bana destek olan değerli arkadaşlarım Cansel CEVİZ, Doruk GÜNEŞ, Erdi DİKER ve Semih Cem İLİK'e; derslerime katılım konusunda gösterdikleri hassasiyet sebebiyle tüm iş arkadaşlarıma saygılarımı ve teşekkürlerimi sunarım.

Ocak – 2016

Özgür YÜCEL

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ ve TEŞEKKÜR.....	i
İÇİNDEKİLER	ii
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	iv
TABLolar DİZİNİ	v
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ	vi
ÖZET.....	viii
ABSTRACT.....	ix
GİRİŞ	1
1. DAĞITIM ŞEBEKESİNDE KAPASİTÖR KULLANIMI.....	4
1.1. Güç Faktörü	4
1.2. Seri Kapasitörler	5
1.3. Şönt Kapasitörler	5
1.4. Anahtarlamalı Kapasitör Gruplarının Tespit Edilmesi	7
1.5. Kapasitörlerin Tesis Edilmesi	8
2. REAKTİF GÜÇ KONTROLÜ İÇİN SINIR DEĞERLER	11
2.1. Türkiye'deki Sınır Değerler	11
2.2. Avrupa'daki Sınır Değerler	12
3. YÜK VE KAYIP FAKTÖRÜ	15
3.1. Yük Faktörü	15
3.2. Kayıp Faktörü	16
3.3. Yük Faktörü ve Kayıp Faktörü Arasındaki İlişki	17
4. OKY YÖNTEMLERİNİN İNCELENMESİ	24
4.1. Optimal Kapasitör Yerleşiminin Matematiksel Prosedürü	25
4.2. Analitik Yöntemler	32
4.3. Sayısal Programlama Yöntemleri	33
4.4. Buluşsal Yöntemler.....	35
4.5. Yapay Zeka Yöntemleri.....	35
4.5.1. Genetik algoritmalar (GA).....	35
4.5.2. Uzman sistemler (ES).....	36
4.5.3. Benzetimli tavlama (SA).....	37
4.5.4. Yapay sinir ağları (ANN).....	37
4.5.5. Bulanık küme teorisi (FST).....	38
4.6. Yöntem Seçimi	38
4.6.1. Problemin tipi.....	39
4.6.2. Problemin karmaşıklığı.....	40
4.6.3. Yöntemin kesinliği.....	40
4.6.4. Yöntemin pratikliği.....	40
5. ÖNERİLEN YÖNTEMİN ANALİZLER İLE DOĞRULANMASI	45
5.1. Analiz Modelinin Oluşturulması.....	45
5.2. Optimal Kapasitör Yerleştirme Analiz Metodolojisi.....	54
5.3. Optimal Kapasitör Yerleştirme Analiz Uygulamaları	58
5.3.1. Uygun kapasitör grubu gücünün belirlenmesi.....	58

5.3.2. Optimizasyon yöntemi ve mevcut durumun karşılaştırılması.....	61
5.3.3. Optimizasyon yöntemi ve GSAY karşılaştırılması	64
6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	70
KAYNAKLAR	72
KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER	74
ÖZGEÇMİŞ	75

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1.	Şönt kapasitörlerin gerilim profiline etkisi	6
Şekil 1.2.	Anahtarlamalı kapasitör gücünün tespiti	8
Şekil 1.3.	Direk tipi sabit grup şönt kapasitör	9
Şekil 1.4.	Şalt tipi tek grup şönt kapasitör	9
Şekil 1.5.	Şalt tipi kademeli grup kapasitör	10
Şekil 3.1.	Değişken yüklü bir fider	17
Şekil 3.2.	Değişken yüklü fiderin düzenlenmiş yük eğrisi.....	17
Şekil 3.3.	Yük faktörünün bir fonksiyonu olarak kayıp faktörü eğrileri.....	21
Şekil 3.4.	Şehrin aylık yük talebi eğrisi	22
Şekil 4.1.	Kapasitör eklenmeden önceki reaktif akım profili	26
Şekil 4.2.	Fider üzerine kapasitör tesis edilmesi durumu.....	27
Şekil 4.3.	$\lambda=0$ durumu	29
Şekil 4.4.	$\lambda=1/4$ durumu	30
Şekil 4.5.	$\lambda=1/2$ durumu	30
Şekil 4.6.	$\lambda=3/4$ durumu	31
Şekil 4.7.	$\lambda=1$ durumu	31
Şekil 4.8.	Chis. M'nin buluşsal yöntemler ile oluşturduğu akış diyagramı	41
Şekil 4.9.	Abdel-Salam'ın buluşsal yöntemler ile oluşturduğu akış diyagramı	42
Şekil 4.10.	Kapasitör yerleştirme tekniği seçim matrisi.....	44
Şekil 5.1.	Dağıtım şebekesinin coğrafik görüntüsü	45
Şekil 5.2.	Dağıtım trafosu görünümü ve trafoya ait elektriksel bilgiler.....	47
Şekil 5.3.	İletken görünümü ve iletkene ait elektriksel bilgiler	48
Şekil 5.4.	Radyal şebeke yapısı.....	50
Şekil 5.5.	Örnek fider ölçüm grafiği	50
Şekil 5.6.	Fider yıllık yük eğrisi.....	53
Şekil 5.7.	Dağıtım şebekesi üzerindeki kapasitör yerleşimine uygun binalar	55
Şekil 5.8.	Optimizasyon Yöntemi akış diyagramı	57
Şekil 5.9.	Grup 1'e göre yeni kapasitörlerin lokasyonları	59
Şekil 5.10.	Grup 2'ye göre yeni kapasitörlerin lokasyonları	60
Şekil 5.11.	Mevcut şebeke kapasitör lokasyonları	62
Şekil 5.12.	Optimizasyon Yöntemi ile mevcut kapasitör yeni lokasyonları	63
Şekil 5.13.	GSAY'a göre yeni kapasitörlerin lokasyonları.....	65

TABLolar DİZİNİ

Tablo 5.1.	Dağıtım şebekesi iletken bilgileri	46
Tablo 5.2.	Dağıtım şebekesi dağıtım trafo bilgileri	46
Tablo 5.3.	Grup 1'e göre yeni kapasitörlerin bilgileri	59
Tablo 5.4.	Grup 2'ye göre yeni kapasitör bilgileri.....	60
Tablo 5.5.	Grup 1 ve Grup 2'nin karşılaştırılması	61
Tablo 5.6.	Mevcut şebeke kapasitör bilgileri	62
Tablo 5.7.	Optimizasyon Yöntemi ile mevcut kapasitörlerin yeni bilgileri.....	63
Tablo 5.8.	Mevcut Durum ile Optimizasyon Yönteminin karşılaştırılması.....	64
Tablo 5.9.	GSAY analizi ile yeni kapasitörlerin bilgileri	66
Tablo 5.10.	Optimizasyon Yöntemi ve GSAY karşılaştırması	66
Tablo 5.11.	Ölçümlere göre kayıp faktörünün tespit edilmesi.....	67
Tablo 5.12.	Yük faktörünün fonksiyonu olarak kayıp faktörü hesabı	67
Tablo 5.13.	Optimizasyon Yöntemi düşük yük durumu	68
Tablo 5.14.	GSAY düşük yük durumu	69

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

F_{LD}	:	Yük faktörü
F_{LS}	:	Kayıp faktörü
I	:	Hat akımı, (A)
I_c	:	Kapasitörden kaynaklı akım, (A)
I_1	:	Hat başı reaktif akım, (A)
I_2	:	Hat sonu reaktif akım, (A)
K_{CC}	:	Kapasitör maliyeti, (TL)
$K_E\Delta E$:	Enerji kaybı azalışı, (kWh)
$K_P\Delta P$:	Puant güç azalışı, (kW)
P	:	Aktif güç, (kW)
P_{av}	:	Ortalama güç, (kW)
P_{LS}	:	Aktif kayıp, (kW)
$P_{LS.av}$:	Ortalama kayıp, (kW)
$P_{LS'}$:	Kapasitör öncesi kayıp, (kW)
P_{LS}	:	Kapasitör sonrası kayıp, (kW)
$P_{LS.1}$:	Düşük yük kaybı, (kW)
$P_{LS.2}$:	Puant yük kaybı, (kW)
P_1	:	Düşük yük, (kW)
P_2	:	Puant yük, (kW)
R	:	Hat direnci, (Ω)
S	:	Görünür güç, (kVA)
V_{L-L}	:	Faz-faz gerilimi, (kV)
Q	:	Reaktif güç, (kVAr)
Q_c	:	Kapasitör gücü, (kVAr)
x_1	:	Hat reaktansı, (Ω/km)
λ	:	Hat sonu reaktif akımının hat başı reaktif akımına oranı

Kısaltmalar

ANN	:	Artificial Neural Networks (Yapay Sinir Ağları)
ENTSO-E	:	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Avrupa Şebekesi Elektiksel İletim Sistemi Operatörleri)
EPDK	:	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ES	:	Expert Systems (Uzman Sistemler)
FST	:	Fuzzy Set Theory (Bulanık Küme Teorisi)
GA	:	Genetic Algorithms (Genetik Algoritmalar)
GSAY	:	Güç Sistemleri Analiz Yazılımı
IEEE	:	The Institute of Electrical and Electronics Engineers (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)
İM	:	İndirici Merkez

OKY	:	Optimal Kapasitör Yerleştirme
OSOS	:	Otomatik Sayaç Okuma Sistemi
SA	:	Simulated Annealing (Benzetimli Tavlama)
SCADA	:	Supervisory Control and Data Acquisition
TEDAŞ	:	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	:	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TM	:	Trafo Merkezi
YG	:	Yüksek Gerilim

DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE OPTİMAL KAPASİTÖR YERLEŞİMİ İÇİN YENİ BİR YAKLAŞIM

ÖZET

Enerjinin verimli kullanımı, günümüzün en önemli konularından birisi olmuştur. Üretilen elektrik enerjisinin önemli bir kısmı dağıtım şebekelerinde kayıp olarak yok olmaktadır. Bu amaçla güç sistemlerinde enerji kayıplarının minimize edilmesi için kapasitör lokasyonlarının şebeke içerisinde uygun olarak belirlenmesi oldukça büyük önem arz etmektedir. Bu çalışmada literatürdeki optimal kapasitör yerleştirme çalışmaları incelenmiş ve özgün bir optimizasyon yöntemi geliştirilmiştir.

Optimizasyon yöntemi 218 km uzunluğunda iletkene, 215 dağıtım trafosuna ve yıllık olarak 25 MW puant güç talebinde bulunan gerçek bir dağıtım şebekesinde uygulanmıştır. Oluşturulan optimizasyon yöntemi, bir güç sistemleri analiz yazılımı ile de karşılaştırılarak, sonuçların gerçekliği gösterilmiştir.

Anahtar Kelimeler : Dağıtım Şebekesi, Kayıplar, Optimal Kapasitör Yerleşimi, Optimizasyon Yöntemi.

A NEW APPROACH FOR OPTIMAL CAPACITOR PLACEMENT IN DISTRIBUTION NETWORK

ABSTRACT

Efficiently using of energy is one of most important subject in recent years. Important part of the produced energy gets lost in distribution network before using. Therefore, it is important to minimize energy losses in distribution network, capacitor locations must be chosen carefully. In this study, optimal capacitor placement researches are analysed and a new optimization method is invented.

This optimization method is implemented to distribution network which have about 218 km lines, 215 distribution transformers and 25 MW peak load. Invented method is compared with both existing system and a power system analysis software.

Keywords : Distribution Network, Losses, Optimal Capacitor Placement, Optimization Method.

GİRİŞ

Elektrik enerjisi, önemi giderek artan ve günümüzde olmazsa olmaz enerji kaynaklarından bir tanesidir. Özellikle ülkemiz gibi gelişmekte olan ülkelerde artan enerji talebi, yeni elektrik üretim santrallerinin kurulmasını zorunlu hale getirmektedir. Ancak konvansiyonel olarak kurulacak olan her bir üretim tesisinin, büyük yatırımlar gerektirmesi ve çevre için olumsuz bir etki yaratması potansiyeli bulunmaktadır. Günümüzde elektrik enerjisinin kullanımından vazgeçilerek, elektrik tüketiminin sınırlanması söz konusu değildir. Elektrik enerjisi talebi anlık olarak teknik kalite standartlarına uygun olarak karşılanmalı ve gelecek dönemlerdeki yük artışları da dikkate alınarak planlamalar gerçekleştirilmelidir. Artan enerji talebini karşılayabilmek için öncelikle yeni üretim tesisleri kurmak yerine, enerji kayıplarının minimize edilmesi en önemli öncelikler arasında bulundurulmalıdır.

Yapılan araştırmalar, enerji dağıtım şebesindeki aktif kayıpların, üretilen enerjinin yaklaşık olarak %13'ünü oluşturduğunu göstermektedir [1]. Dağıtım şebesindeki aktif kayıpları azaltmak için pek çok farklı alanda çalışmalar yapılmaktadır. Uygun beslemeyi sağlayacak şekilde şebeke yapısının oluşturulması, iletken kesitinin artırılması, gerilim yükseltici elemanların kullanılması, daha verimli transformatörler kullanılması gibi yöntemlerle kayıplar azaltılabilir.

Bu çalışmada temelde reaktif güç kontrolünün sağlanması amacıyla yasal mevzuatlar tarafından kullanılması zorunlu kılınan şönt kapasitörlerin, uygun lokasyonlarda tesis edilmesi durumunda dağıtım şebesindeki aktif kayıpların azalmasına da büyük etki sağladığı vurgulanmıştır. Dağıtım şebesinde kapasitör tesis edilmesi aktif kayıpların azalmasına ek olarak gerilim profilinin düzelmesine katkı sağlamakta, taşınan reaktif gücün azalmasından dolayı ekipmanların aktif güç taşıma kapasitesini de artırmaktadır. Bu sebeple, dağıtım şebesinde kapasitörlerin tesis edildikleri lokasyonların doğru belirlenmesi oldukça önemlidir.

Dağıtım şebekesindeki kapasitörlerin lokasyonlarının tespit edilmesi, şebekeye sağlayacağı katkı bakımından oldukça büyük öneme sahip olmasına rağmen, birçok uygulamada sadece cezai yaptırımlara maruz kalınmamak için TEİAŞ TM istasyonlarına yakın noktalara kapasitörlerin tesis edildiği görülmektedir. Bu durumda, TEİAŞ tarafından ölçülen aylık bazdaki aktif gücün reaktif güce oranı değeri, sınırlamalar dahilinde kalsa bile, dağıtım şebekesindeki kayıplarda önemli bir düzelme meydana gelmemektedir. Çünkü kapasitörler, eklendikleri noktadan kaynağa kadar reaktif akımları azaltmaktadır. Şebekenin diğer kısımlarındaki reaktif akımlar çok küçük miktarda azalmaktadırlar. Dağıtım şirketlerinin TEİAŞ TM'ye yakın lokasyonda ve sadece büyük istasyonlarda kapasitör tesis etme eğiliminin bazı sebepleri şöyledir [2,3];

- Büyük istasyonlarda kapasitör tesis edilmesi için genellikle boş alan bulunmaktadır. Büyük istasyonların altında bulunan noktalarda, kapasitör tesis edilebilmesi için yeni alanların satın alınması gerekebilir.
- Büyük istasyonlarda genellikle SCADA sistemi bulunmaktadır. Uzaktan kontrolü sağlayacak bu sistem, kapasitör yerleşimi için de bir tercih sebebi olmaktadır.
- Büyük istasyonlar merkez bölgelere yakın oldukları için ulaşım maliyetleri daha az olmaktadır.
- Birçok dağıtım şirketi yükte kademe değişimi yapmadığı için İndirici Merkezlerin (İM) sekonder gerilimini büyük güçlü kapasitörler ile kontrol etmektedirler.

Ancak bu bakış açısının devam etmesi, uzun vadede kayıp değerlerinin gereksiz yere artmasına ve yatırım maliyetlerinin yükselmesine sebep olmaktadır. Bu sebeple kapasitör yerleştirme işleminde lokasyonlara önem verilmeli ve bu lokasyonların tespit edilmesi amacıyla optimizasyon yöntemleri kullanılmalıdır.

Çalışmanın birinci bölümünde, dağıtım şebekesinde kapasitör kullanımına değinilmiş; güç faktörüne, seri ve paralel kapasitör kullanımına, anahtarlamalı ve sabit kapasitör gruplarının boyutlarının tespitine dair bilgiler verilmiştir.

Çalışmanın ikinci bölümünde, reaktif güç kontrolüne dair ülkemizdeki ve dünyadaki bazı uygulamalara örnekler verilerek, yapılacak olan analizlerdeki sınır değerler belirlenmiştir. Ayrıca ülkemizdeki dağıtım şebekesindeki gerilim düşümü sınırları da değerlendirilmiş olup, analizlerde bu sınır değerler dikkate alınmıştır.

Çalışmanın üçüncü bölümünde, yük faktörü ve kayıp faktörü kavramlarına dair detaylı bilgiler verilmiştir. Dağıtım şebekesinin yıllık bazda ortalama yüklenmesini tespit etmek ve yıllık bazdaki enerji kayıplarını hesaplayabilmek amacıyla yük faktörü ve kayıp faktörünün belirlenmesi oldukça büyük önem arz etmektedir.

Çalışmanın dördüncü bölümünde, literatürdeki optimal kapasitör yerleştirme yöntemlerine dair bilgiler verilmiştir. Böylelikle bu alanla ilgili dünya genelinde yapılan araştırmalara dair bilgi sahibi olunmuştur. Yapılan araştırmaların değerlendirilmesinin ardından, bu çalışmaya özel bir optimal kapasitör yerleştirme algoritması meydana getirilmiştir.

Çalışmanın beşinci bölümünde, gerçek bir dağıtım şebekesinin, güç sistemleri analiz programında oluşturulmasına dair bilgiler verilmiş, oluşturulan optimizasyon yöntemi detaylıca açıklanmış ve optimizasyon yöntemi ile analizler gerçekleştirilerek elde edilen sonuçlar gösterilmiştir. Analizler üç ayrı durum için gerçekleştirilmiştir. İlk olarak optimizasyon yöntemindeki, iterasyona tabi tutulacak kapasitör gücü belirlenmiştir. Sonrasında, ele alınan optimum kapasitör grup gücü ile analiz gerçekleştirilmiştir. Bu analizde, şebekede mevcut durumda bulunan kapasitörler devre dışı bırakılmış ve aynı güçteki kapasitör grupları optimizasyon yöntemiyle dağıtım şebekesine yerleştirilmiştir. Böylece aynı güçte kapasitör yerleştirilmesine rağmen, optimizasyon yöntemi kullanılması durumundaki faydalar ele alınmıştır. En son kısımda ise, oluşturulan optimizasyon yöntemi, bir güç sistemleri analiz yazılımı ile karşılaştırılmıştır. Bu karşılaştırma, şebekenin hem puant hem de düşük yük durumu dikkate alınarak yapılmıştır. Bu karşılaştırmaya göre, 10 yıllık süreç için ekonomik değerlendirme yapılmıştır.

Çalışmanın altıncı bölümünde ise, gerçekleştirilen tüm analiz sonuçları değerlendirilmiş ve çözüm önerileri sunulmuştur.

1. DAĞITIM ŞEBEKESİNDE KAPASİTÖR KULLANIMI

Elektrik sistemlerindeki yükler iki bileşen içermektedir. Bunlar aktif (watt olarak ölçülmektedir) ve reaktif (var olarak ölçülmektedir) güçlerdir. Aktif güç, elektrik santrallerinde üretilmektedir. Reaktif güç ise hem elektrik santrallerinden hem de kapasitörlerden karşılanabilmektedir. Kapasitörlerin temel fonksiyonu, bulunduğu noktanın gerilimini ve reaktif güç akışını düzenlemektedir. Kapasitör seri veya paralel olarak ya da tekil veya ünite olarak devreye alınsa da temel amaç bu şekilde olmaktadır. Seri kapasitörler direkt olarak sistemin endüktif reaktansını değiştirmektedirler. Bu sebepten dolayı dağıtım şebekelerinde kullanımları oldukça sınırlı olup, genellikle iletim şebekesinde kullanılmaktadırlar. Paralel kapasitörler ise şebekenin güç faktörünü değiştirebilmektedirler. Bu sebeple dağıtım şebekelerinde kullanımları oldukça yaygın olmaktadır [4].

Reaktif güç gereksinimi sadece elektrik üretim santrallerinden sağlanmaya çalışılır ise generatörler, transformatörler, iletim ve dağıtım hatları, kesiciler, koruma ekipmanları, kısacası her sistem bileşeninin boyutu artmaktadır. Kapasitörler, eklendikleri noktadan kaynağa kadar tüm bu olumsuz etkileri azaltabilmektedir. Kapasitörün bağlandığı lokasyondan, kaynağa kadar olan lokasyon arasındaki hat akımları azalmaktadır. Bunun sonucunda dağıtım hatlarında, iletim hatlarında ve transformatörlerdeki kayıplar ve yüklenmeler azalmaktadır.

1.1. Güç Faktörü

Güç faktörü, aktif güç (P) ile görünür güç (S) arasındaki oranı ifade etmektedir ve 0 ile 1 arasında bir değer almaktadır. Güç faktörü 1 değerine yaklaştıkça, reaktif güç (Q) değeri azalmakta ve tam kompanzasyon durumuna yaklaşılmaktadır. Aktif güç ile görünür güç arasındaki açığa ise güç açısı denilmektedir. Güç faktörünü hedeflenen değere getirebilmek için eklenmesi gereken kapasitör gücü Denklem (1.1) de görülmektedir.

$$Q_c = P(\tan\phi - \tan\theta) \quad (1.1)$$

Burada Q_c , eklenmesi gereken kapasitör gücünü (kVAr); P , şebekeden çekilen aktif güç değerini; $\tan\phi$ başlangıç güç açısının tanjant değerini; $\tan\theta$ hedeflenen güç açısının tanjant değerini ifade etmektedir.

1.2. Seri Kapasitörler

Seri kapasitörler, şebekedeki hatlara seri olarak bağlanırlar. Ancak dağıtım şebekesinde seri kapasitör uygulaması oldukça sınırlıdır. Çünkü, hat akımı seri kapasitörlerin üzerinden geçeceğinden, bu tip kapasitörlerin tesis edilmesi oldukça maliyetli olmaktadır. Özellikle küçük güçlerde seri kapasitör kullanımı çok sınırlıdır. Seri kapasitör kullanımı, hattın kapasitesini daha verimli kullanabilmek amacıyla iletim sistemlerinde tercih edilmektedirler [4].

Trafolarda ferrezonansa sebep olması, motor kalkışlarında senkronaltı rezonansa sebep olması, sistemde kısa devre meydana gelmesi durumunda arıza akımlarının etkisinin kapasitörü etkileyecek olması gibi sebeplerden dolayı seri kapasitörler dağıtım sistemlerinde geniş uygulamaya sahip değildirler. Ancak alt iletim sistemini oluşturan paralel hatlarda eşit yük dağılımı sağlanabilmesi amacıyla kullanılabilir. Örneğin, mevcutta bulunan eski bir hattın güzergahına yeni bir hat tesis edildiğinde ve bu hatlar paralel olarak çalıştırıldığında, hatlar dengesiz yüklenebilir. Burada hatlardan birine seri kapasitör bağlanarak, hattın kapasitesi arttırılabilir ve hatların dengeli yüklenmesi sağlanabilir. Seri kapasitörler, ayrıca alt iletim sistemindeki gerilim düşümlerini azaltmak amacıyla da kullanılabilir [4].

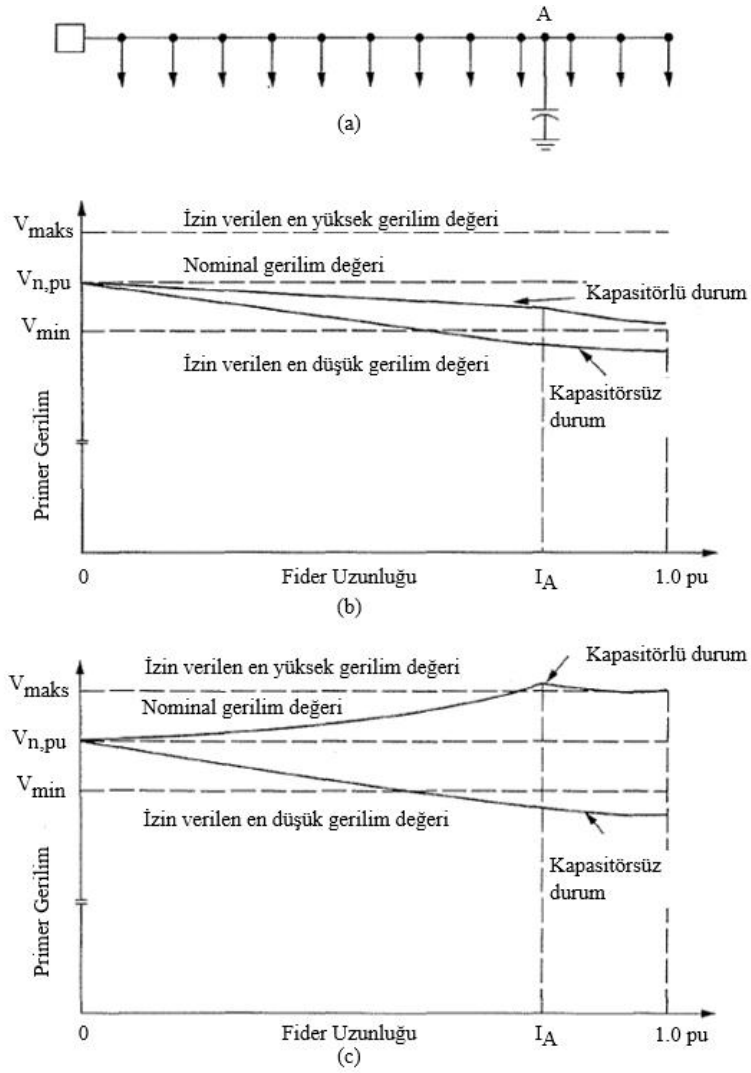
1.3. Şönt Kapasitörler

Şönt kapasitörler hatta paralel olarak bağlanmaktadır. Dağıtım sistemlerinde şönt(paralel) kapasitör kullanımı oldukça yaygındır. Şönt kapasitörler, endüktif reaktif gücü azaltacak veya yok edecek etkiye sahiptir. Bu bakımdan şönt kapasitör, dağıtım şebekesine aşırı uyartılmış senkron generatör veya motor ile aynı etkiye sahiptir.

Bir fidere şönt kapasitör eklenmesi durumunda, kaynak akımı azalmakta, güç faktörü artmakta ve bunun sonucunda hat sonundaki gerilim düşümü azalmaktadır. Ancak,

şönt kapasitörler tesis edildikleri noktanın ötesindeki akıma veya güç faktörüne etki etmemektedirler.

Kapasitörün yüke paralel bağlanmasının nedeni, yükün kompanzasyondan etkilenmemesini sağlamaktır. Böylelikle devreye kapasitör alınsa da, yük aynı yük akımını ve aynı aktif gücü talep etmektedir. Bunun nedeni, kaynağa paralel bağlı yüklerin birbirinden bağımsız davranmasıdır. Şebeke gerilimi (yüke uygulanan gerilim) sabit olduğuna göre, endüktif yükün akımı ve aktif gücü aynı kalır. Paralel bağlanan kapasitör, yükü değil toplam devre akımını ve devre empedansını etkilemektedir. Görünür gücün (S) küçülmesiyle hat akımı azalacağından, kayıplar azalacaktır. Böylece güç faktörünün düzeltilmesindeki amaçlar yerine getirilmiş olur [5]. Şekil 1.1'de şönt kapasitörlerin gerilim profiline etkisi görülmektedir.



Şekil 1.1. Şönt kapasitörlerin gerilim profiline etkisi [4]

Bir baraya kapasitör eklendiğinde, baranın yüzdesel olarak gerilim artışı yaklaşık olarak şöyle hesaplanır;

$$\%V_r = \frac{Q_c \cdot x \cdot l}{10V_{L-L}^2} \quad (1.2)$$

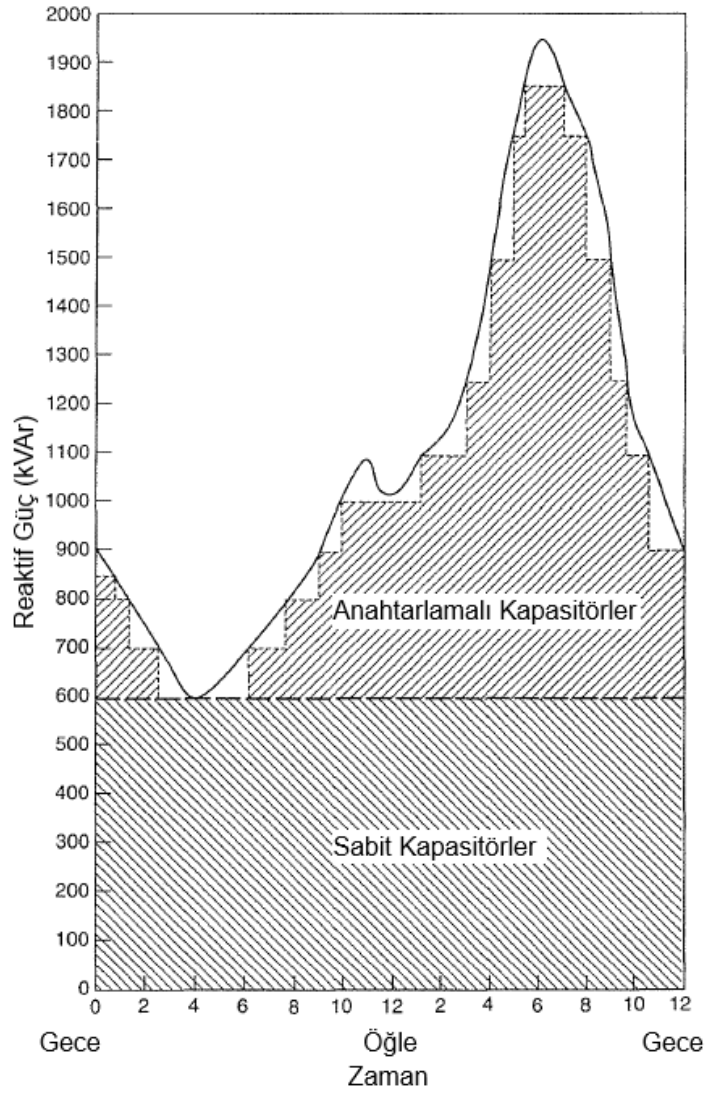
Burada %V_r, yüzdesel olarak gerilim artışını; Q_c, eklenecek olan kapasitörün gücünü (kvar); x, hat reaktansını(ohm/km); l, kaynak ile bara arasındaki hat uzunluğunu(km) ve V_{L-L} ise faz-faz gerilimini (kV) ifade etmektedir.

1.4. Anahtarlamalı Kapasitör Gruplarının Tespit Edilmesi

Dağıtım şebekesinde kapasitörler genel olarak sabit kapasitörler ve anahtarlamalı kapasitörler olarak ikiye ayrılmaktadır. Sabit kapasitörler, en düşük reaktif güç talebinin bulunduğu zamana göre belirlenebilir.

Anahtarlamalı kapasitör grubunu tespit etmek için reaktif yük eğrisinin incelenmesi gerekmektedir. Bu eğrideki zaman aralığının bir yıl olmasında fayda bulunmaktadır. Çünkü yıllık bazdaki bir eğri her döneme ait veri içerebilmektedir. Eğrinin incelenmesinin ardından minimum reaktif gücü karşılayacak olan sabit kapasitörün gücü belirlenir. Geriye kalan reaktif güç talebi, generatörler veya anahtarlamalı kapasitörler tarafından karşılanabilir. Ancak sistemin kvar talebini generatörler tarafından karşılamak, oldukça maliyetlidir ve sistemin stabilitesinde problemlere yol açabilir. Dolayısıyla anahtarlamalı kapasitör gruplarının kullanılması gerekmektedir. Şekil 1.2 de anahtarlamalı kapasitör gruplarının tespit edilebileceği reaktif yük eğrisi görülmektedir. Bazı çalışmalarda, anahtarlamalı kapasitör gruplarının gücünü tespit etmek için aşağıdaki denklem uygulanmaktadır. Denklem koşulu gerçekleşinceye kadar kapasitör eklenmeye devam etmektedir.

$$\frac{\text{anahtarlamalı kapasitör gücü} + \text{sabit kapasitör gücü}}{\text{fiderin puant reaktif gücü}} \geq 0,70 \quad (1.3)$$



Şekil 1.2. Anahtarlamalı kapasitör gücünün tespiti [4]

1.5. Kapasitörlerin Tesis Edilmesi

Dağıtım şebekelerinde şönt kapasitörlerin TEDAŞ'ın yayınlamış olduğu YG Şönt Kondansatör Bankları ve Teçhizatı Teknik Şartnamesi'ne göre tesis edilmesi gerekmektedir. Bu şartnamede, şönt kapasitör banklarının aksi belirtilmedikçe; kondansatör birimleri, çelik konstrüksiyonu, bara mesnet izolatörleri, baraları, sigortaları, parafudrları (direk tipi için), dengesizlik akım trafosu, bankın montajı için gerekli bağlantı elemanları, anahtarlama-koruma-ölçü kumanda düzenleri, aşırı-ani (inrush) akım sınırlama reaktörleri, monoblok beton mahfaza ile birlikte temin edilmesi istenmektedir. Kapasitörlerin çalışma sıcaklıkları, gerilime göre dayanım sınırları ve birçok teknik kalite göstergeleri ilgili şartnamede tanımlanmıştır [6].

Şekil 1.3'te direk tipi şönt kapasitör ve ekipmanları ; Şekil 1.4 ve Şekil 1.5'te şalt tipi kapasitör ve ekipmanları görülmektedir.



Şekil 1.3. Direk tipi sabit grup şönt kapasitör



Şekil 1.4. Şalt tipi tek grup şönt kapasitör



Şekil 1.5. Şalt tipi kademeli grup kapasitör

2. REAKTİF GÜÇ KONTROLÜ İÇİN SINIR DEĞERLER

Dağıtım şebekelerinde reaktif gücün kontrol edilmesi amacıyla çeşitli düzenlemeler bulunmaktadır. Bu düzenlemeler, enerjinin teknik kalitesinin sağlanması için oldukça önemlidir. Reaktif gücün kontrol edilebilmesi amacıyla, ülkelerdeki ilgili kurumlarca bazı sınır değerler kabul edilmiştir. Dağıtım şebekesinin bu sınır değerler aralığında işletilmesi beklenmektedir.

2.1. Türkiye'deki Sınır Değerler

Elektrik Şebeke Yönetmeliği'nde iletim sistemine doğrudan bağlı tüketiciler ve dağıtım lisansına sahip tüzel kişiler için aylık olarak sistemden çekilen endüktif reaktif enerjinin, sistemden çekilen aktif enerjiye oranının %20'yi ; aylık olarak sisteme verilen kapasitif reaktif enerjinin, sistemden çekilen aktif enerjiye oranının ise %15'i aşmaması gerektiği belirtilmiştir[7]. Elektrik Şebeke Yönetmeliği'nde belirtilen sınırlamaların aşılması durumunda, cezai işlem uygulanmaktadır. Bu cezai işlem Elektrik Piyasası Bağlantı ve Sistem Kullanım Yönetmeliği [8]'nde belirtilen hususler çerçevesinde gerçekleştirilmektedir.

Dağıtım şebekesinin sağlıklı bir şekilde işletilebilmesi için bir diğer önemli parametre de gerilimdir. Bu sebeple gerilim değişimine dair kısıtlamalar, yönetmelikler aracılığıyla belirlenmiştir. Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği ve Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği'nde dağıtım şebekelerinde gerilim değerleriyle ilgili sınır değerler bulunmaktadır.

Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliğinde; TS EN 61000-4-30'da tanımlanan ölçüm periyodu boyunca, kesintisiz bir hafta süresince ölçülen gerilim etkin değerlerinin 10'ar dakikalık ortalamalarının en az %99'unun, beyan etkin gerilim değerinin +%10 ve -%10 sınırını aşmaması gerektiği belirtilmiştir [9].

Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği'nde gerilim yükselmesi ele alınmayıp, sadece gerilim düşümü problemine dair sınır değerler verilmiştir. Bu yönetmelikte, dağıtım şebekesinin yüksek gerilim tarafında, indirici trafo merkezlerinin sekonderinden itibaren %7'den büyük gerilim düşümünün olmaması gerektiği belirtilmiştir. Ancak bir fider üzerinde arıza meydana gelmesi durumunda, geçici besleme güzergahında %10'a kadar gerilim düşümüne izin verilmiştir. Aynı yönetmelikte, alçak gerilim tesislerinde (<1 kV) gerilim düşümünün %5'ten büyük olmaması belirtilmektedir [10].

2.2. Avrupa'daki Sınır Değerler

Avusturya: Güç faktörü 0,9'dan büyük tutulmalıdır. Güç faktörünün bu değerden düşük olduğu durumda cezai işlem uygulanmaktadır. Genel olarak reaktif güç alış verışı mümkün olduğunca düşük tutulmalıdır. Dağıtım şebekesi operatörleri/işletmeciler, özellikle yeraltı kablo bağlantılarında (örn. Rüzgar gücü) kompanzasyona dikkat etmelidir [11].

Belçika: 36 kV ve üzeri bağlantılı yük tesislerinde, reaktif gücün 15 dk'lık ortalaması; $\max \tan\phi=0,329$ ($\min \cos\phi=0,95$) değerini aşar ise cezai işlem uygulanmaktadır. Düşük aktif güçlerde; maximum sabit $\tan\phi$ değeri, nominal aktif güç talebinin %10'u ile sınırlanır. Üretim birimi olan veya olmayan yük tesisleri arasında bu kural için herhangi bir ayırım söz konusu değildir [11].

Danimarka: Danimarka iletim seviyesinden bağlantılı tekil endüstriyel yük tesislerinde herhangi bir zorunluluk uygulanmamaktadır. Danimarka iletim sistemi bölgelere ayrılmıştır. Her bir bölge dağıtım şebekesine bağlı birkaç TM içermektedir. Her bölge belli bir +/- MVar bandı içerisinde olmalıdır. Bu MVar bandı aktif gücün tüm değer aralıkları için uygulanmaktadır. Eğer bu reaktif güç limitleri aralığın içerisinde olmaz ise dağıtım şirketleri yeni reaktif kaynaklar planlamalıdır. Bu reaktif kaynaklar hem iletim şebekesinde hem de dağıtım şebekesinde tesis edilebilir. Yeni reaktif kaynaklar, fayda-maliyet analizleri yapılarak en iyi teknik ve sosyoekonomik çözüme göre tesis edilmelidir [11].

Finlandiya: İletim şirketi, dağıtım şebekesi müşterilerinin bağlantı noktasından çektiği reaktif gücü kontrol etmektedir. Reaktif gücün karşılanması, her izlenen bölge için

puant tüketim ve üretim dönemleri de baz alınarak planlanmaktadır. Reaktif güç tedariki ile ilgili sınırlamalar, ana şebekenin normal işletme durumunda geçerli olmaktadır [11].

Reaktif güç izleme ilk olarak bölgesel düzeyde yapılmaktadır. İzleme bölgeleri, birbirine yakın olan müşterilerin bağlantı noktalarında oluşturulur. Belli bir bölgedeki reaktif güç limitlerinin aşılması ve şebeke işletmesini olumsuz etkilemesi durumunda, bu duruma sebep olan müşteriler ile, reaktif güç kullanımı hakkında görüşülür. Eğer görüşmelerden sonuç alınmaz ve problem devam ederse ise bozucu etki miktarına bağlı olarak cezai yaptırım uygulanabilmektedir. Bozucu etki aylık olarak, reaktif güç giriş ve çıkışının en yüksek olduğu saatlerdeki ortalama değer baz alınarak hesaplanır [11].

Fransa: 4 Temmuz 2003'te yapılan düzenleme ile iletim sistemine bağlı yük tesislerinde $\tan\phi < 0,4$ (10dk aralıklarla ölçüm ile) koşulu sağlanması gerektiği kararı alınmıştır. İletim şirketi ve bu tesisler arasında özel anlaşmalar da yapılabilmektedir [11].

4 Ekim 2006 da yapılan düzenleme ile dağıtım şirketleri, bağlantı noktasındaki reaktif güç alış verişi ile ilgili maddeleri kabul etmiştir. Dağıtım şirketleri, reaktif güç yönetimi ve reaktif güç kapasitesine katkı ile ilgili çalışmalarını yapmakla ve konu ile alakalı her türlü bilgiyi iletim şirketine sağlamakla yükümlüdür. Reaktif güç yönetiminin sağlanması ile ilgili iki ayrı alan tanımlanmıştır;

- Yeşil alanlar (herhangi bir sınırlaması bulunmayan), maksimum $\tan\phi 0,2$ (63 ve 90 kV için) ya da maksimum $\tan\phi 0,3$ (150 ve 225 kV) olmalıdır.
- Kırmızı alanlar (kompanzasyonda bir arıza olma durumunda sınırlama bulunabilmektedir), $\tan\phi$ 63 kV için 0,1; 90 ve 150 kV için 0,2; 225 kV için 0,3 değerlerine eşit olmalıdır.

Yönetmeliğe göre şebeke bağlantı sözleşmesinde sadece kış periyodu (kasım-mart) için uygulanabilir bir cezalandırma sistemi mevcuttur. Şebekeden aylık olarak tüketilen reaktif güç baz alınarak hesaplama gerçekleştirilmektedir [11].

Almanya: 2007'de yayınlanan yönetmeliğe göre iletim şirketi, bağlantı sahiplerine ve kullanıcılarına yaptırımlarda bulunabilmekte ve kapsamlı yapıda şebeke bağlantı

şemasına karar verebilmektedir. Bu haklardan dolayı reaktif güç alış-verişi miktarı ve davranışı hususunda da sorumluluk sahibidir ve dağıtım şirketlerini kontrol edebilmektedir. İletimden bağlı müşteriler için reaktif güç kontrolü üzerine herhangi bir sözleşme yapılmamış ise $\cos\phi$ 0,95 ile 1 aralığında tutulmalıdır. Tipik sözleşmeye sahip olan iletim seviyesinden bağlı müşteriler ve dağıtım şirketleri güç faktörünü 0,9 end. ile 0,9 kap. aralığında tutmalıdır. Sözleşmedeki reaktif güç limitlerini aşan müşteriler belli bir ücret ödemekle yükümlüdürler [11].

İrlanda: İletim seviyesinden bağlı yük tesisleri, maksimum yükünün %50'si üzeri yük talebinde; güç faktörünü 0,9 end. ile 1 arasında tutulmalıdır. Bağlantı anlaşmalarında talep güç faktörünün 0,85 (end.-kap.)'ten düşük olmaması gerektiği ayrıca belirtilmiştir [11].

İtalya: Güç faktörünün 0,9'dan düşük olması halinde maddi yaptırımlar uygulanmaktadır [11].

Hollanda: Özel olarak herhangi bir sözleşme/anlaşma bulunmamakta ise güç faktörü $1 > \cos\phi > 0,85$ arasında olmalıdır. Kabul edilen limitler dışında kalındığında cezai işlem uygulanmaktadır [11].

İspanya: Üç farklı periyot için ayrı sınır değerler bulunmaktadır. Puant talep durumunda reaktif güç tüketimi, aktif güç tüketiminin 33% ünü aşmamalıdır ($\cos\phi \geq 0,95$ end.). Düşük yük durumunda iletim şebekesine reaktif güç basılmamalıdır. ($\cos\phi \geq 1$ end.) Orta yük durumunda reaktif güç tüketimi toplam aktif güç tüketiminin 33% ünü aşmamalıdır, iletim şebekesine reaktif güç basılmamalıdır ve güç faktörü $0,95 \text{ end.} < \cos\phi < 1$ aralığında olmalıdır [11].

3. YÜK VE KAYIP FAKTÖRÜ

Dağıtım sistemi analizlerinde, sistemdeki yüklerin karakteristiklerinin tanınması, yüklere ait çeşitli faktörlerin bilinmesi ve buna göre hesaplamaların yapılması oldukça önemlidir. Bu bölümde yük karakteristikleri ve yüke ait bazı faktörlerin tanımları verilecektir. Buradaki bilgiler, sistemdeki kayıpların hesaplanması için de oldukça önemlidir.

3.1. Yük Faktörü

Yük faktörü, belirlenen bir zaman aralığı içerisindeki ortalama yükün, aynı zaman aralığı içerisinde görülen puant yüke oranını ifade etmektedir. Yük faktörü,

$$F_{LD} = \frac{\text{ortalama yük}}{\text{puant yük}} \quad (3.1)$$

$$F_{LD} = \frac{\text{Ortalama Yük} \times T}{\text{Puant Yük} \times T} = \frac{\text{Satılan Enerji}}{\text{Puant yük} \times T} \quad (3.2)$$

olarak ifade edilebilir. Burada T, belirli bir zaman aralığını temsil etmektedir. Bu zaman aralığı gün, hafta, ay veya yıl olabilir. Genellikle zaman aralığı büyüdükçe, yük faktörü değeri de küçülmektedir. Bunun sebebi, genel olarak zaman aralığı büyüdükçe ortalama yükün azalmasıdır. T zamanı gün, hafta, ay ve yıl için sırasıyla 24, 168, 730 ve 8760 saat olarak alınmaktadır. Yük faktörünün maksimum olarak alabileceği değer 1 dir. Ancak bu değer genellikle 1 den küçüktür. Yük faktörünün 1 olması, sistemin sürekli olarak puant yük durumunda çalışması anlamına gelmektedir [4].

$$\text{Yıllık Yük Faktörü} = \frac{\text{Yıllık Tüketilen Enerji}}{\text{Yıllık Puant Yük} \times 8760} \quad (3.3)$$

3.2. Kayıp Faktörü

Kayıp faktörü, belirlenen bir zaman aralığı içerisindeki ortalama kaybın, aynı zaman aralığı içerisinde görülen puant yük durumundaki kayba oranını ifade etmektedir. Kayıp faktörü,

$$\text{Kayıp Faktörü} = F_{LS} = \frac{\text{ortalama güç kaybı}}{\text{puant durum güç kaybı}} \quad (3.4)$$

olarak ifade edilebilir. Kayıp faktörü, sistemdeki bakır kayıpları için kullanılabilir. Ancak demir kayıpları için geçerli değildir.

Örnek

Yıllık puant yükü 2000 kW olan bir fider ele alalım. Bu puant durumunda sistemdeki bakır kayıplarının her faz için 80 kW olduğu bilinmektedir. Kayıp faktörünün 0,15 olduğu durumdaki,

- Ortalama yıllık güç kaybını bulunuz.
- Bakır kayıplarından dolayı fiderde oluşan toplam yıllık enerji kaybını bulunuz.

Çözüm

- Ortalama güç kaybı = puant durumdaki güç kaybı x kayıp faktörü = 80kW x 0,15 = 12 kW
- Yıllık enerji kaybı = ortalama güç kaybı x 8760 saat = 12kW x 8760 = 105,120 kWh

Örnek

Bir fiderin faz başına 3000 kVA puant güce ulaştığını varsayalım. Bu puant durumdaki bakır kayıpları, sistem puant gücünün %0,5 ini oluşturmaktadır.

- Fiderdeki faz başına bakır kaybını bulunuz.
- Fiderdeki üç faz için toplam bakır kaybını bulunuz.

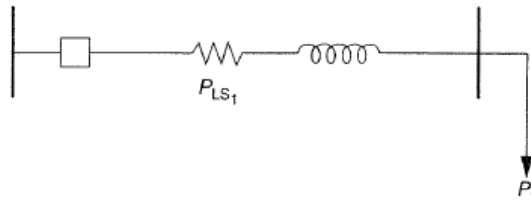
Çözüm

a) $(3000 \times 0,5) / 100 = 15 \text{ kW / faz}$

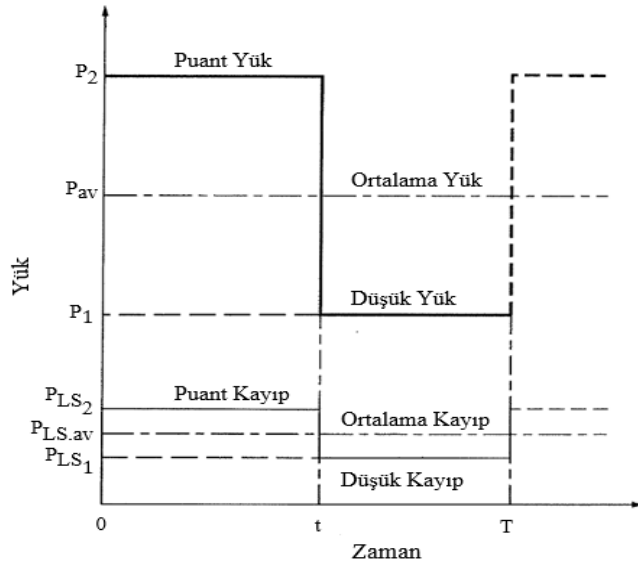
b) $3 \times (3000 \times 0,5) / 100 = 45 \text{ kW / 3 faz}$

3.3. Yük Faktörü ve Kayıp Faktörü Arasındaki İlişki

Yük faktörü ve kayıp faktörü arasındaki ilişkinin belirlenmesi oldukça zor olabilmektedir. Ancak yük faktörü ve kayıp faktörü arasında kısıtlı da olsa bir ilişki sağlanabilmektedir. Şekil 3.1’de değişken yüke sahip bir fiderin görüntüsü bulunmaktadır. Şekil 3.2’de ise fidere ait düzenlenmiş yük eğrisi görülmektedir. Düzenlenmiş yük eğrisinde P_1 düşük yük koşulunda talep edilen gücü; P_{LS1} düşük yük koşulundaki aktif güç kaybını; P_2 puant güç değerini; $P_{LS,2}$ puant güç değerindeki aktif güç kaybını; P_{av} ortalama güç değerini, $P_{LS,av}$ ortalama güç değerindeki aktif güç kaybını ifade etmektedir [4].



Şekil 3.1 Değişken yüklü bir fider



Şekil 3.2. Değişken yüklü fiderin düzenlenmiş yük eğrisi

Yük faktörü şu şekilde tanımlanmaktadır;

$$\text{Yük Faktörü} = F_{LD} = \frac{P_{av}}{P_{maks}} = \frac{P_{av}}{P_2} \quad (3.5)$$

buradan,

$$P_{av} = \frac{P_2 t + P_1 (T-t)}{T} \quad (3.6)$$

sonucu elde edilir. Buna göre;

$$F_{LD} = \frac{P_2 t + P_1 (T-t)}{P_2 T}$$

veya,

$$F_{LD} = \frac{t}{T} + \frac{P_1}{P_2} \frac{T-t}{T} \quad (3.7)$$

olarak ifade edilebilir.

Kayıp Faktörü;

$$F_{LS} = \frac{P_{LS.av}}{P_{LS.maks}} = \frac{P_{LS.av}}{P_{LS.2}} \quad (3.8)$$

Burada $P_{LS.av}$ ortalama güç kaybını, $P_{LS.maks}$ maksimum güç kaybını, $P_{LS.2}$ ise puant güçteki puant kaybı ifade etmektedir.

Şekil 3.2'deki düzenlenmiş yük eğrisine bakıldığında,

$$P_{LSav} = \frac{P_{LS2} t + P_{LS1} (T-t)}{T} \quad (3.9)$$

Denklem (3.9), Denklem (3.8) içerisine koyulduğunda,

$$\text{Kayıp Faktörü} = \frac{P_{LS2} t + P_{LS1} (T-t)}{P_{LS2} T} \quad (3.10)$$

Burada t puant güç talebinin süresini, $(T-t)$ ise düşük güç talebinin süresini ifade etmektedir.

Sistemdeki bakır kayıpları, bu yüklerin bir fonksiyonu olmaktadır.

$$P_{LS1}=kP_1^2 \quad (3.11)$$

ve

$$P_{LS2}=kP_2^2 \quad (3.12)$$

Burada k bir sabit değer olmaktadır. Denklem (3.11) ve Denklem (3.12) , Denklem (3.10) un içerisine koyulduğunda, kayıp faktörü aşağıdaki şekilde ifade edilmektedir,

$$\text{Kayıp Faktörü}=\frac{(kP_2^2)t+(kP_1^2)(T-t)}{(kP_2^2)T} \quad (3.13)$$

veya

$$\text{Kayıp Faktörü}=\frac{t}{T}+\left(\frac{P_1}{P_2}\right)^2\frac{T-t}{T} \quad (3.14)$$

Denklem (2.28) ve Denklem (2.35) kullanılarak, yük faktörü ve kayıp faktörü 3 ayrı çalışma koşullarında ilişkilendirilebilir;

Durum 1 : Düşük güç koşulunda çalışma durumu neredeyse 0 dır. Buna göre,

$$P_{LS1}=0$$

olacaktır. Çünkü $P_1=0$ dır. Bu durumda Denklem (3.7) ve Denklem (3.14) dikkate alındığında,

$$\text{Yük Faktörü}=\text{Kayıp Faktörü}=\frac{t}{T} \quad (3.15)$$

Bu durumda yük faktörü ve kayıp faktörü birbirlerine eşittirler ve bu değer t/T sabitinin değeridir.

Durum 2 : Çok kısa süreli puant güçte çalışma durumudur.

$$t \rightarrow 0$$

Denklem (3.7) ve Denklem (3.14)

$$\frac{T-t}{T} \rightarrow 1,0$$

böylelikle,

$$\text{Kayıp Faktörü} \rightarrow \text{Yük Faktörü}^2 \quad (3.16)$$

Bu yaklaşımla, kayıp faktörü değeri, yük faktörünün karesi olarak belirlenmektedir.

Durum 3 : Yük sürekli sabit ise,

$$t \rightarrow T$$

Bu durumda, puant yük ve düşük yük durumu arasındaki fark ihmal edilmektedir. Örneğin, bir petrokimya tesisi genellikle sürekli olarak sabit güç talebinde bulunmaktadır. Bu durumda,

$$\text{Kayıp Faktörü} \rightarrow \text{Yük Faktörü} \quad (3.17)$$

Bu durumda, kayıp faktörü ve yük faktörü birbirine eşit olmaktadır. Bundan dolayı, kayıp faktörünün değeri genellikle aşağıdaki denklemdeki gibidir,

$$\text{Yük Faktörü}^2 < \text{Kayıp Faktörü} < \text{Yük Faktörü} \quad (3.18)$$

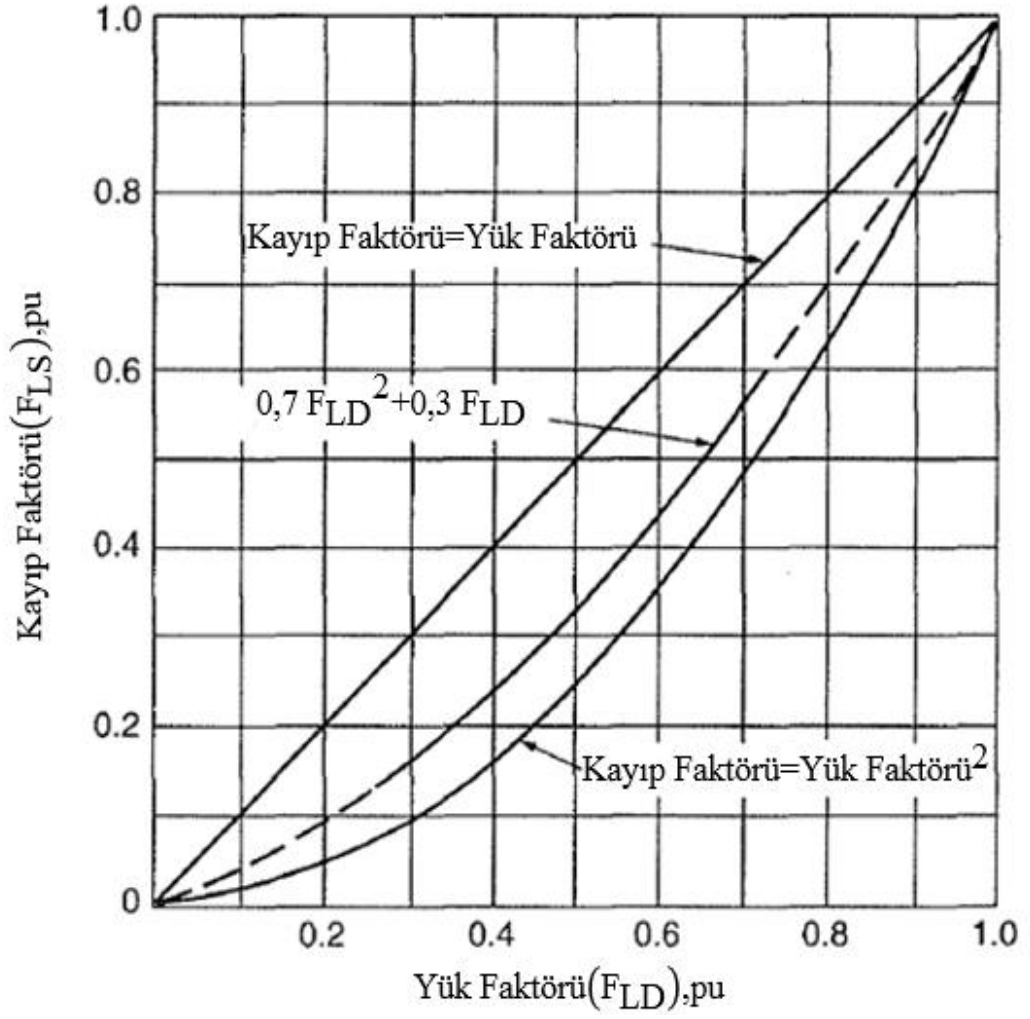
Denklem (3.18) incelendiğinde, kayıp faktörü değerinin, yük faktörü değeri kullanılarak direkt olarak elde edilemeyeceği anlaşılmaktadır. Çünkü kayıp faktörü, sistem kayıplarından zamanın bir fonksiyonu olarak elde edilmektedir.

Ancak Buller ve Woodrow, yük faktörü ve kayıp faktörü arasında ilişki belirten bir formül geliştirmişlerdir. Buna göre,

$$\text{Kayıp Faktörü} = 0,3 \times \text{Yük Faktörü} + 0,7 \times \text{Yük Faktörü}^2 \quad (3.19)$$

Denklem (3.19) gerçeğe yakın sonuçlar vermektedir. Şekil 3.3'te, kayıp faktörü ile ilgili üç ayrı eğri bulunmaktadır. Buradaki kayıp faktörü değeri, yük faktörünün bir fonksiyonu olarak ele alınmaktadır. Özellikle kırsal bölgelerde kullanılmak üzere aşağıdaki denklem elde edilmiştir,

$$\text{Kayıp Faktörü} = 0,16 \times \text{Yük Faktörü} + 0,84 \times \text{Yük Faktörü}^2 \quad (3.20)$$



Şekil 3.3. Yük faktörünün bir fonksiyonu olarak kayıp faktörü eğrileri [4]

Örnek

Bir istasyonun ortalama yük faktörü 0,65 tir. Bu istasyonun fiderlerinin ortalama kayıp faktörlerini, şehir bölgesi ve kırsal bölgeler ayrımını gözeterek belirleyiniz.

Çözüm

Şehir bölgesi için,

$$F_{LS} = 0,3F_{LD} + 0,7F_{LD}^2$$

$$0,3 \cdot 0,65 + 0,7 \cdot 0,65^2 = 0,49$$

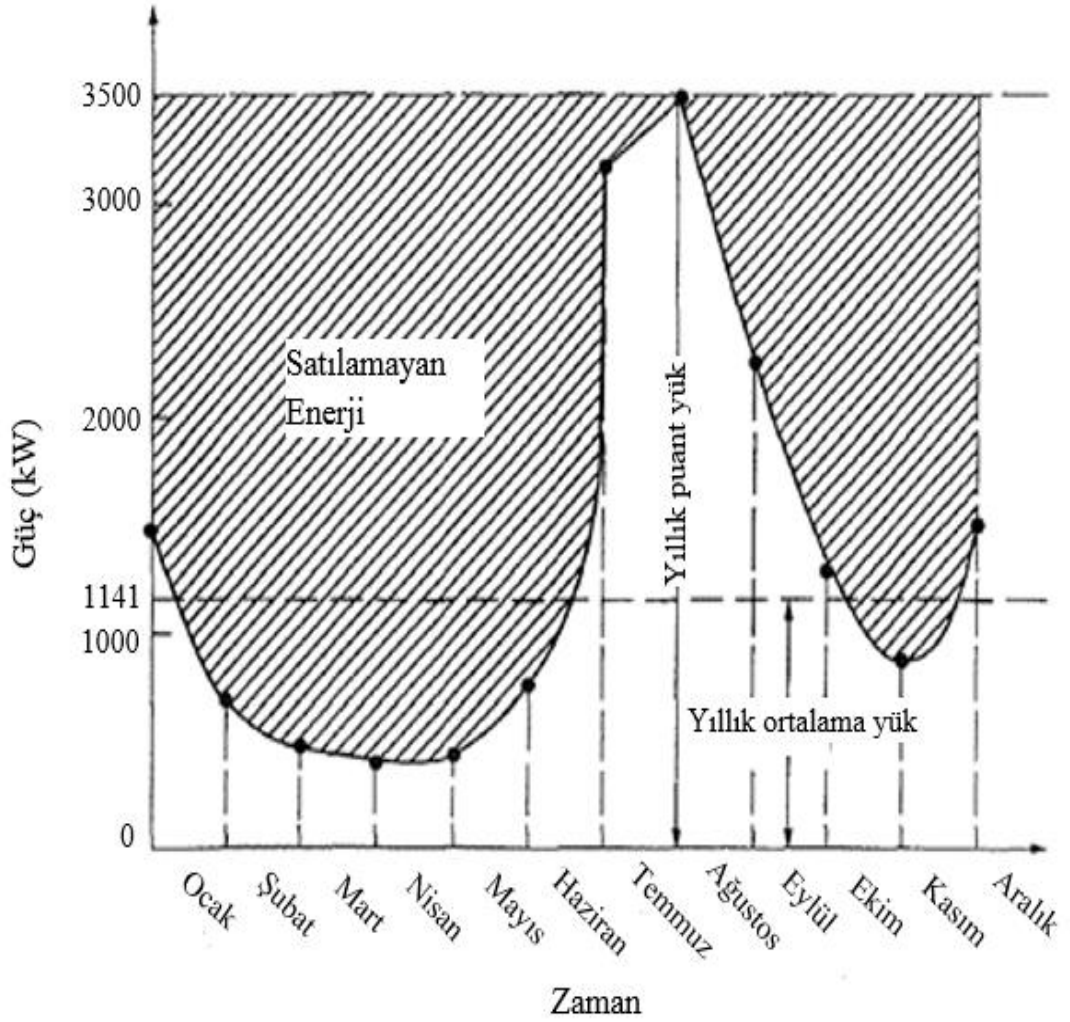
Kırsal bölge için,

$$F_{LS}=0,16F_{LD}+0,84F_{LD}^2$$

$$=0,16(0,65)+0,84(0,65)^2=0,45$$

Örnek

Yıl içerisinde puant gücü 3500 kW olan küçük bir şehir ele alalım. Bu şehir yıllık olarak 10000000 kWh enerji tüketmektedir. Sıcak hava koşullarından dolayı puant talep Temmuz ve Ağustos aylarında oluşmaktadır. Şekil 3.4'te, şehrin aylık yük talepleri görülmektedir.



Şekil 3.4. Şehrin aylık yük talebi eğrisi [4]

Bu şehrin yıllık ortalama güç talebini bulunuz.

Bu şehrin yıllık yük faktörünü bulunuz.

Çözüm

$$\text{Yıllık } P_{\text{av}} = \frac{\text{yıllık toplam enerji}}{\text{saat}} = \frac{10^7 \text{ kWh}}{8760 \text{ saat}} = 1141,5 \text{ kW}$$

$$F_{\text{LD}} = \frac{P_{\text{av}}}{P_{\text{maks}}} = \frac{1141,5 \text{ kW}}{3500 \text{ kW}} = 0,326$$

4. OKY YÖNTEMLERİNİN İNCELENMESİ

Dağıtım şebekesi üzerinde, kayıpları azaltma amaçlı kapasitör yerleştirme çalışmaları uzun sürelerden beri araştırılmaktadır. Bu kısımda, yapılan çalışmaların gelişimi, literatürdeki kapasitör yerleştirme tekniklerinin pratikliği ve kesinliği üzerine bir değerlendirme yapılması amaçlanmaktadır. Bu kısmın amacı literatürdeki tüm kapasitör yerleştirme tekniklerinin tamamıyla ayrıntılıca ele alınması değildir. Araştırmacılara ve elektrik dağıtım şebekeleri üzerinde çalışan mühendislere literatürdeki kapasitör yerleştirme yöntemlerinin her birinin faydaları ve eksik yönleri üzerine bir bakış açısı sağlanması, bu kısmın asıl amacını oluşturmaktadır.

Çözülmesi gereken en önemli problem, sisteme en uygun şekilde kapasitörün tesis edilmesinin sağlanmasıdır. Kapasitörün lokasyonunun, gücünün, tesis edilecek kapasitör sayısının maksimum fayda ve dağıtım şebekesi işletim koşulları gözönüne alınarak belirlenmesi gerekmektedir. Kapasitör yerleştirme yöntemleri üzerinde birçok literatür kaynağı bulunmaktadır. IEEE İletim ve Dağıtım Komitesi'nin bir alt komitesi olan Kapasitör Alt Komitesi 1950 ile 1980 yılları arasında 10 kaynak yayınlamıştır. Buna ek olarak IEEE VAR Yönetim Çalışma Grubu'nun alt komitesi olan Sistem Kontrol Alt Komitesi tarafından güç sistemlerinde gerilim ve reaktif güç kontrolü üzerine birçok çalışma gerçekleştirilmiştir. Bu durum, kapasitör yerleştirme probleminin dağıtım şebekesi üzerinde ne kadar önemli olduğunu da ortaya koymaktadır [12].

Kapasitör yerleştirme yöntemleri temel anlamda dört ana başlığa ayrılmaktadır. Bunlar; Analitik Yöntemler (Analytical Methods), Sayısal Programlama Yöntemi (Numerical Programming), Buluşsal Yöntemler (Heuristics) ve Yapay Zeka Yöntemleridir (Artificial Intelligence Based). Bu kısımda bahsedilen temel yöntemlere dair faydalar ve eksiklikler ele alınarak araştırmacılara kapasitör yerleştirme problemi üzerinde kendi sistemlerinin gereksinimlerini göz önüne alarak bir yol haritası oluşturulması sağlanması çalışılacaktır [12].

4.1. Optimal Kapasitör Yerleşiminin Matematiksel Prosedürü

Dağıtım şebekesindeki kayıpları azaltmak amacıyla optimum kapasitör yerleşimi analizi çalışmaları birçok kere yapılmıştır. Neagle ve Samson, Schmidt, Maxwell, Cook, Schmill, Chang, Bae, Gönen ve Djavashi, Grainger bunlara örnek niteliği taşımaktadır. Şekil 4.1’de, yayılı yüklü bir fider ve bu fiderin reaktif akım eğrisi ele alınmaktadır. Fider sonundaki toplu yük, fiderin doğrusal olarak yüklenmesini sağlamaktadır. Fider üzerindeki I^2R kayıpları, ikiye ayrılmaktadır. Bunlar, akımın aktif bileşeninden kaynaklı kayıplar ve akımın reaktif bileşeninden kaynaklı kayıplardır. Akımın aktif bileşeninden kaynaklı kayıplar, kapasitör eklenmesinden çok az etkilenirler. Hatta bu etki ihmal edilebilecek kadar çok küçüktür. Kapasitör yerleşimi, asıl olarak akımın reaktif bileşenine etki etmektedir. Bu sayede dağıtım sistemi üzerindeki aktif kayıplar azalmaktadır [4]. Dağıtım şebekesi üzerindeki her ayrı hat için faz başına I^2R kayıpları şu şekilde ifade edilebilir;

$$I^2R=(I\cos\phi)^2R+(I\sin\phi)^2R \quad (4.1)$$

Burada I hat akımını, R hat direncini, ϕ akım ile gerilim arasındaki açıyı (güç açısı) ifade etmektedir. Kapasitör eklenmesinin ardından devreye I_c akımı eklenir. Bunun sonucunda yeni hat akımı I_1 olmaktadır. Hat üzerindeki yeni aktif güç kaybı değeri ise $I_1^2 R$ dir.

$$I_1^2R=(I\cos\phi)^2R+(I\sin\phi-I_c)^2R \quad (4.2)$$

Bu denklemlere göre, kapasitör eklenmesi ile hat üzerinde meydana gelecek kayıp azalması, şu şekilde ifade edilebilir,

$$\Delta P_{LS}=I^2R-I_1^2 R \quad (4.3)$$

Denklem (4.1) ve Denklem (4.2), Denklem (4.3) içerisine yazıldığında,

$$\Delta P_{LS}=2(I\sin\phi)I_cR-I_c^2R \quad (4.4)$$

Denklem (4.4)’ten görülebileceği gibi sisteme kapasitör eklendiğinde, akımın sadece reaktif bileşeni azalmaktadır. Akımın reaktif bileşeninin değeri küçüldüğü için, hat

üzerinden akan akımın değeri azalmaktadır. Bu sayede aktif kayıplarda azalma meydana gelmektedir. Şekil 4.1'deki uzunluğu 1,0 (pu) olarak belirlenmiş fider ele alındığında hat üzerinden geçen akım değerinin, fiderin başına olan mesafenin (x) bir fonksiyonu olduğu görülmektedir. Bundan dolayı hat üzerindeki I^2R kayıpları her x uzunluğunda farklı olmaktadır [4].

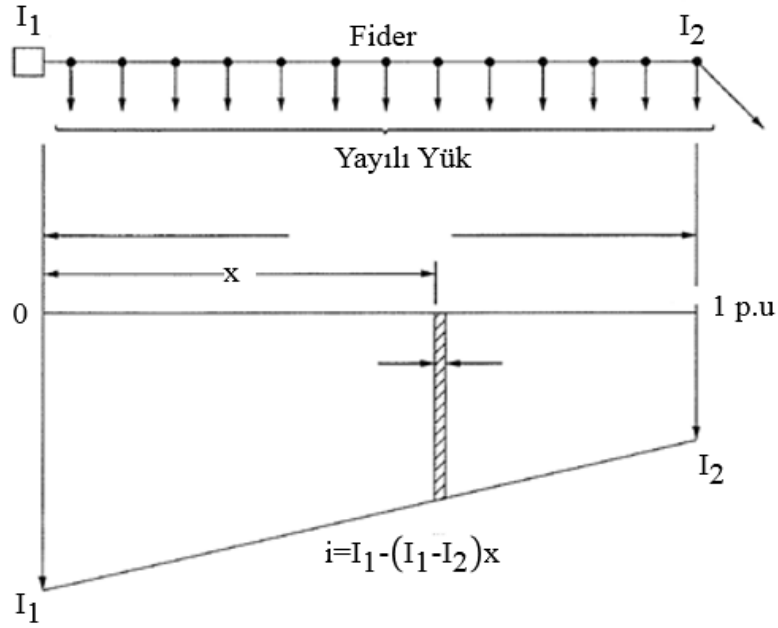
$$dP_{LS}=3[I_1-(I_1-I_2)x]^2R.dx \quad (4.5)$$

Böylelikle, fiderdeki toplam I^2R kayıpları,

$$P_{LS}=\int_{x=0}^{x=1} dP_{LS}$$

$$=3 \int_{x=0}^1 [I_1-(I_1-I_2)x]^2R.dx=(I_1^2+I_1I_2+I_2^2).R \quad (4.6)$$

P_{LS} sisteme kapasitör yerleştirilmeden önceki toplam I^2R kayıplarını ifade etmektedir. I_1 hattın başındaki reaktif akımı, I_2 hattın sonundaki reaktif akımı, R fider bölümündeki toplam direnci, x ise fider başına olan uzaklığı ifade etmektedir.



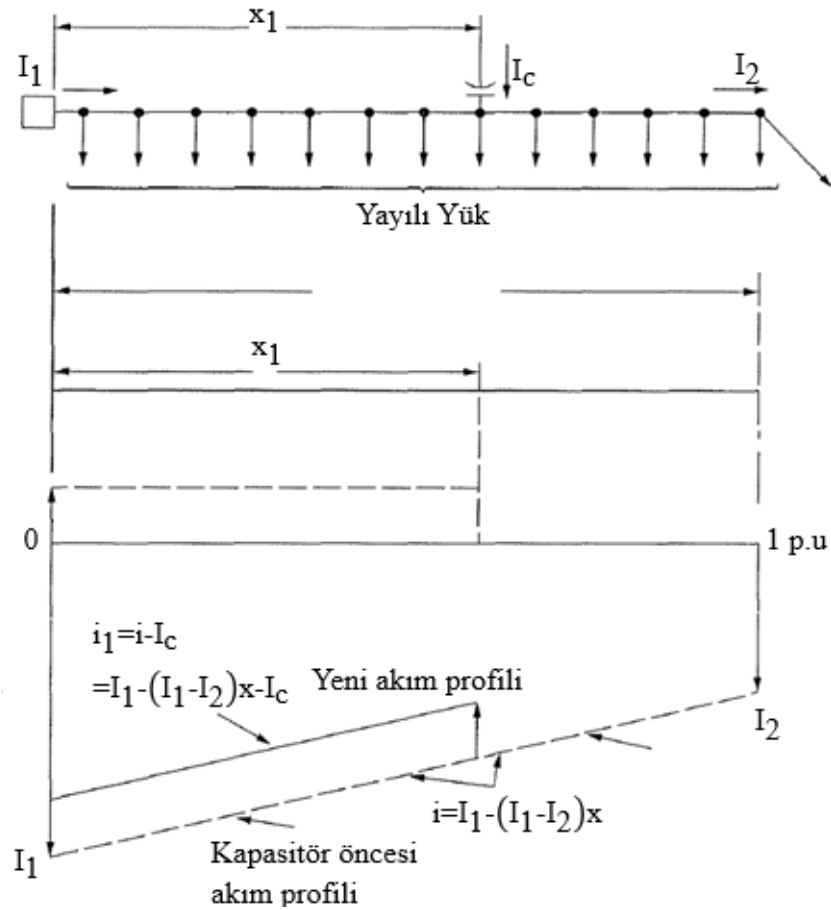
Şekil 4.1. Kapasitör eklenmeden önceki reaktif akım profili [4]

Bir fider üzerine kapasitör tesis edildiğinde, süregelen reaktif güç profilini, eklendiği nokta üzerinde kesmektedir. Kapasitör, reaktif akım profilini düzenler ve bunun sonucunda kayıpların azalmasına sebep olmaktadır. Şekil 4.2’de fider üzerine kapasitör tesis edilmesinin ardından reaktif akım profilinin değişimi görülmektedir. Bir adet kapasitör eklenmesinin ardından fider üzerindeki aktif kaybı tanımlayacak olan denklem şu şekilde olur,

$$P_{LS}' = 3 \int_{x=0}^{x_1} [I_1 - (I_1 - I_2)x - I_c]^2 R \cdot dx + 3 \int_{x=x_1}^1 [I_1 - (I_1 - I_2)x]^2 R \cdot dx \quad (4.7)$$

veya,

$$P_{LS}' = (I_1^2 + I_1 I_2 + I_2^2)R + 3x_1 [(x_1 - 2)I_1 I_c - x_1 I_2 I_c + I_c^2]R \quad (4.8)$$



Şekil 4.2. Fider üzerine kapasitör tesis edilmesi durumu [4]

Böylelikle, bir kapasitör eklenmesi ile pu olarak güç kaybı azalması şöyle ifade edilebilir,

$$\Delta P_{LS} = \frac{P_{LS} - P'_{LS}}{P_{LS}} \quad (4.9)$$

Denklem (4.6) ve Denklem (4.7), Denklem (4.9) da yerine yazıldığında,

$$\Delta P_{LS} = \frac{-3x_1 [(x_1 - 2)I_1 I_c - x_1 I_2 I_c + I_c^2] R}{(I_1^2 + I_1 I_2 + I_2^2) R} \quad (4.10)$$

Denklem (4.10)'un pay ve paydası I_1^2 ile bölündüğünde,

$$\Delta P_{LS} = \frac{3x_1}{1 + (I_2/I_1) + (I_2/I_1)^2} \left[(2 - x_1) \left(\frac{I_c}{I_1} \right) + x_1 \left(\frac{I_2}{I_1} \right) \cdot \left(\frac{I_c}{I_1} \right) - \left(\frac{I_c}{I_1} \right)^2 \right] \quad (4.11)$$

Tesis edilen kapasitör bankasının kapasitif kVA değeri, toplam reaktif yüke oranlandığında,

$$c = \frac{\text{tesis edilen kapasitör gücü}}{\text{toplam reaktif yük}} \quad (4.12)$$

yani,

$$c = \frac{I_c}{I_1} \quad (4.13)$$

olarak tespit edilir. Hattın sonunda talep edilen reaktif akım ile hat başındaki reaktif akımın oranını λ sembolü ile ifade edelim. Bu durumda,

$$\lambda = \frac{I_2}{I_1} \quad (4.14)$$

olmaktadır. Denklem (4.13) ve Denklem (4.14), Denklem (4.11) içerisine alındığında p.u güç kaybı azalması şu şekilde bulunmaktadır,

$$\Delta P_{LS} = \frac{3x_1}{1 + \lambda + \lambda^2} [(2 - x_1)c + x_1 \lambda c - c^2] \quad (4.15)$$

veya,

$$\Delta P_{LS} = \frac{3cx_1}{1+\lambda+\lambda^2} [(2-x_1)+x_1\lambda-c] \quad (4.16)$$

Burada x_1 kapasitör bankının lokasyonunun, fiderin başlangıç noktasına olan uzaklığını pu olarak ifade etmektedir (0 ile 1 pu arasında).

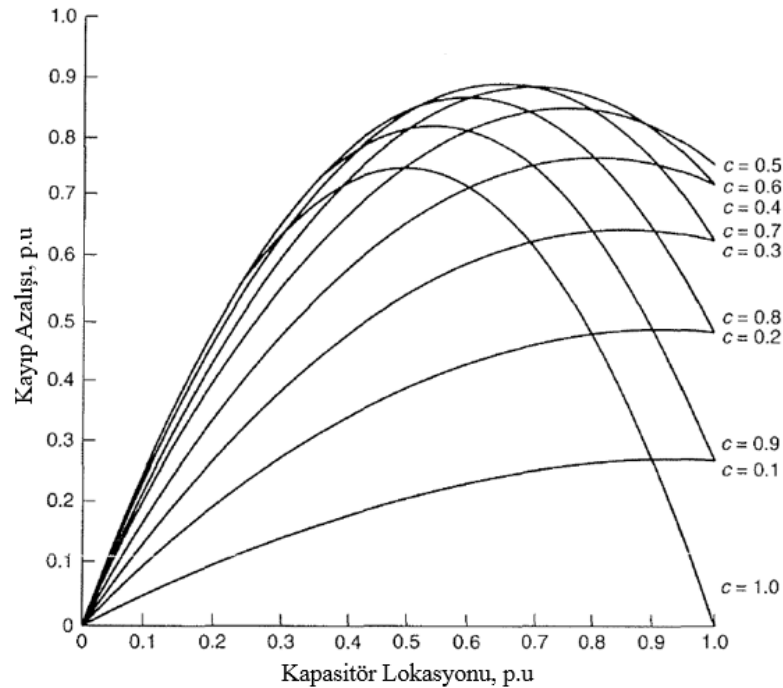
$1+\lambda+\lambda^2$ ifadesinin tersini α olarak tanımlayalım. Bu durumda,

$$\alpha = \frac{1}{1+\lambda+\lambda^2} \quad (4.17)$$

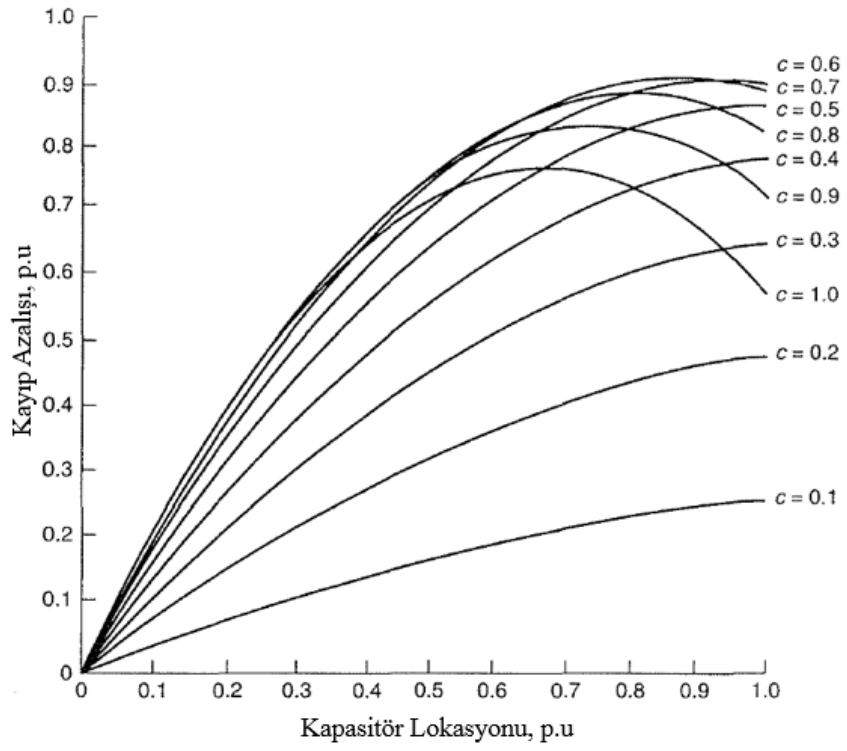
olmaktadır. Denklem (4.17), Denklem (4.16)'nın içerisine yazıldığında,

$$\Delta P_{LS} = 3\alpha cx_1 [(2-x_1)+\lambda x_1 - c] \quad (4.18)$$

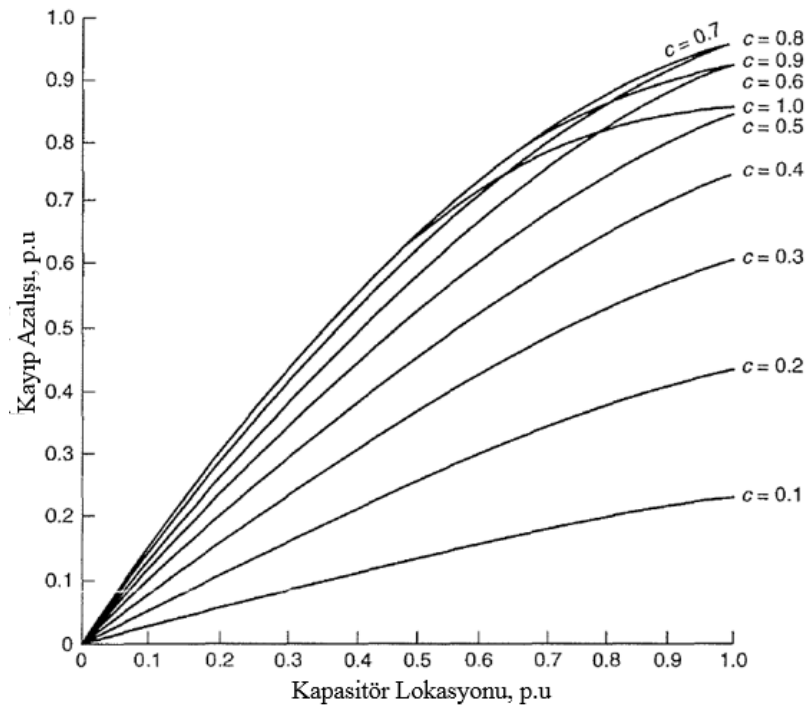
elde edilmektedir. Bu şekilde λ nın alacağı değerlere göre, kayıp azalmasının kapasitör bank lokasyonu ve kapasitör kompanzasyon oranının fonksiyonu ile ifade edilmesi sağlanmıştır. $\lambda=0$, $\lambda=1/4$, $\lambda=1/2$, $\lambda=3/4$, $\lambda=1$ durumu için oluşturulan eğriler, sırasıyla, Şekil 4.3, Şekil 4.4, Şekil 4.5, Şekil 4.6, ve Şekil 4.7'de görülmektedir [4].



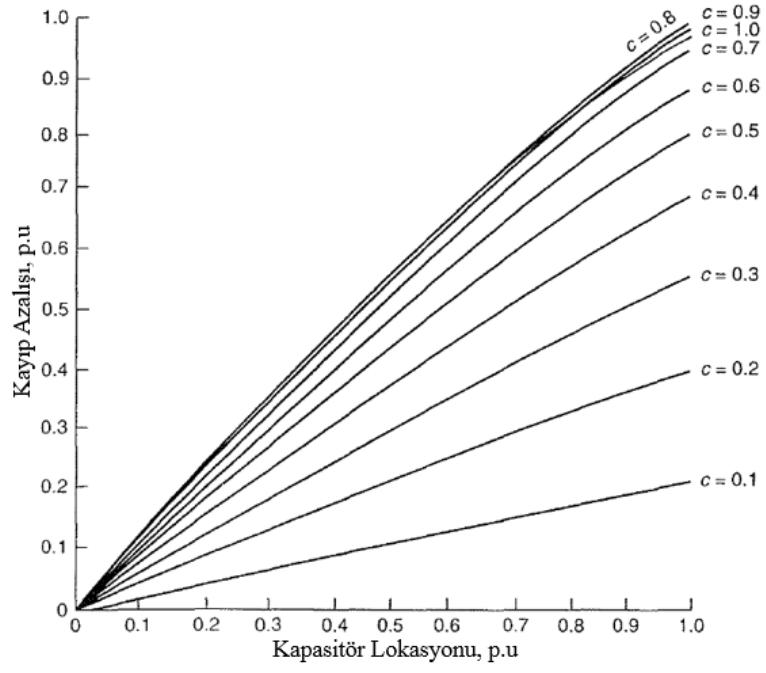
Şekil 4.3. $\lambda=0$ durumu [4]



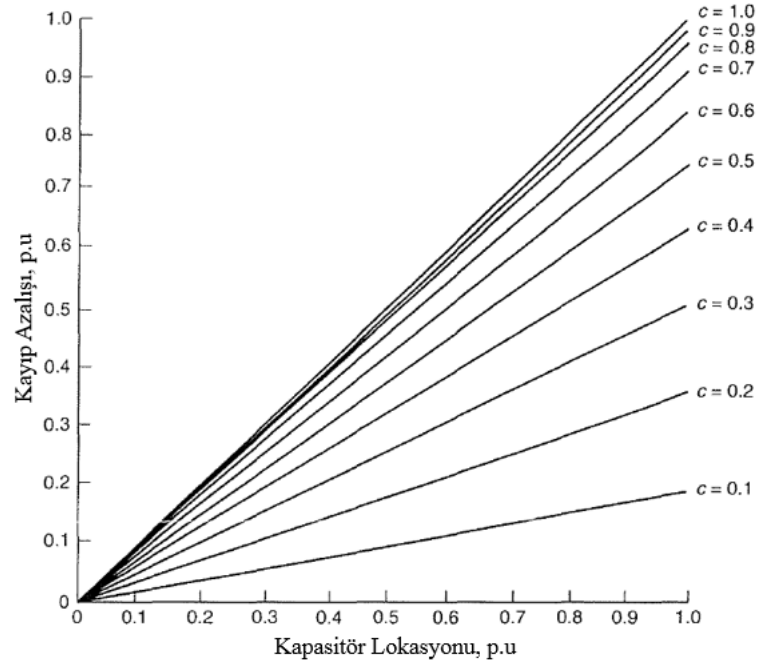
Şekil 4.4. $\lambda=1/4$ durumu [4]



Şekil 4.5. $\lambda=1/2$ durumu [4]



Şekil 4.6. $\lambda=3/4$ durumu [4]



Şekil 4.7. $\lambda=1$ durumu [4]

4.2. Analitik Yöntemler

Kapasitör yerleştirme üzerine yapılan ilk çalışmaların tümü analitik yöntemleri kullanmaktaydı. Bu yöntem kullanıldığında, birçok hesaplamayı gerçekleştirebilen güçlü bilgisayarlar çok az sayıda bulunmaktaydı ve bu bilgisayarlar oldukça pahalı idi. Analitik yöntemler, kapasitör tasarruf fonksiyonunun maksimum fayda ile çalışması üzerine dayanmaktadır. Bu fonksiyon genellikle şu şekildedir,

$$M=K_E\Delta E+K_P\Delta P-K_C C \quad (4.19)$$

Burada $K_E\Delta E$ kapasitör yerleştirmeden kaynaklanan ekonomik enerji kaybı azalışını, $K_P\Delta P$ kapasitör yerleştirmeden kaynaklanan puant güç azalışını, $K_C C$ ise kapasitör tesis etme maliyetini ifade etmektedir. Optimal kapasitör yerleştirme çalışmalarının öncüleri olan Neagle ve Samson, Cook, Schmill, Chang ve Bae analitik yöntemleri kullanmışlardır. Bu yöntem görece basit olmasına rağmen, fiderin aynı iletken cinsine ve fiderin her birim uzunluğunda aynı gücün talep edilmesi anlamına gelen yayılı yüke sahip olması gibi bazı gerçekçi olmayan varsayımlar ile değerlendirme yapmaktadır. Bu durum, daha önceki yayınlarda ortaya atılan meşhur 2/3 kuralından meydana gelmektedir. 2/3 kuralına göre, bir kapasitörün fider üzerinde maksimum kayıp azalmasını sağlayabilmesi için, merkezden itibaren fiderin toplam uzunluğunun 2/3 pu uzaklığına tesis edilmesi gerekmektedir. Bu varsayımlara dayanan erken analitik yöntemler basitçe anlaşılabilir ve uygulanabilir özelliğe sahiptirler. Ancak gerçekçi olmayan varsayımlardan dolayı, birbirinden farklı iletkenlerin ve yüklerin olduğu bir dağıtım sistemine uygulanması durumunda optimum sonuçların oluşmayacağı günümüzde bilinmektedir. Ancak yine de bazı işletmeler halen 2/3 kuralına göre kapasitör tesis etmektedirler ve halen bazı kapasitör üreticileri bu kurala uygulama klavuzlarında atıfta bulunmaktadır [12].

Daha kesin sonuçlara ulaşabilmek amacıyla sonraki çalışmalarda fider modelleri geliştirilmiştir. Grainger ve arkadaşları, Salama ve arkadaşları farklı iletken kesitleri ve fider üzerinde yayılı olmayan yük durumları için normalize edilmiş eşdeğer model geliştirmişlerdir. Dahası, Grainger ve arkadaşları anahtarlamalı kapasitörlerin boyutlarını belirleyen ve regülatör kullanımını mümkün kılan bir algoritma geliştirmişlerdir. Geliştirilen bu yöntemler radyal dağıtım fiderleri için gerçekçi modeller oluşturabilmekte ve değişken yük koşullarını dikkate alabilmektedir.

Grainger ve arkadaşları, fider modellemesinin gerçeği yansıtmasının ve değişken yük koşullarının dikkate alınmasının önemini ispat etmek amacıyla analizler gerçekleştirerek, 2/3 kuralının gerçek sistemlerde doğru sonuçlar vermediğini ve bu kuralın kayıpları yeterince azaltmadığını ispatlamışlardır. Ancak analitik yöntemin kullanılmasına dair daha önemli bir çekince bulunmaktadır. Bu analizlerde kapasitör yerleşme lokasyonu ve kapasitör boyutu sürekli olarak değişmektedir. Bundan dolayı, hesaplamalara göre tesis edilmesi gereken kapasitörün gücü, standart boyutlarla uyumlayabilir. Buna ek olarak, hesaplamalar sonucunda belirlenen optimum lokasyon fiziksel olarak gerçekte bulunmayabilir. Bu durumda ilgili lokasyona kapasitör tesis edilebilmesi için yeni bir bina tesis edilmesi gerekecektir. Ancak bu durum yatırım maliyetinin oldukça artmasına sebep olacaktır. Böylesi olumsuz durumun etkisini ortadan kaldırmak için, elde edilen sonuçlar fiziksel gerçeklere uygun olarak düzenlenebilir. Örneğin, kapasitörün yerleştirilmesi için en uygun noktada fiziksel olarak bir bina bulunmuyor ise, aynı fider besleme alanı üzerindeki en yakında bulunan bir binaya kapasitör tesis edilebilir. Bu işlem gerçekleştirildiğinde, hesaplamalara göre olması gereken kayıp azalmaları gerçekleşmeyebilir [12].

Analitik yöntemler kullanılarak gerçekleştirilen ilk çalışmalar, yayılı yüke sahip basit bir fider sistemi için kabaca bir kapasitör yerleşimi planlaması sonucu vermektedir. Günümüzdeki analitik yöntemler ise dağıtım şebekeleri için daha kesin ve uygun sonuçlar ortaya koymaktadır. Ancak bu yöntemlerin daha verimli kullanılabilmesi için daha fazla sistem bilgisine ve araştırmalara gerek duyulmaktadır [12].

4.3. Sayısal Programlama Yöntemleri

Günümüzde bilgisayarların hesaplama gücü ve hafızaları oldukça artmıştır. Bu cihazların maliyetleri de giderek azalmaktadır. Bu gibi gelişmelerden dolayı kapasitör yerleşiminde sayısal programlama yöntemleri de önem kazanmıştır. Sayısal programlama yöntemleri, farklı değişkenleri barındıran belirli bir amaç fonksiyonunu maksimize veya minimize etmeyi amaçlayan yöntemlerdir. Bu amaç fonksiyonlarına bazı sınırlamalar da getirilebilir. Örneğin kaybı minimize edecek bir amaç fonksiyonu oluşturulup, kayıp ne kadar azalırsa azalsın gerilim düşümü sınır aralıkları belirlenerek, bu değer altına incek her sonuç değerlendirme dışı bırakılabilir. Optimal kapasitör yerleşimi için kazanç fonksiyonu bir amaç fonksiyonu olarak

nitelendirilebilir. Bu durumda kapasitörün lokasyonu, boyutu, tesis edilecek kapasitör sayısı, bara gerilimleri ve akımları birer karar değişkeni olarak ele alınabilir. Karar değişkenleri istenilen çalışma koşullarına göre belirlenebilir. Sayısal programlama yöntemleri, optimal kapasitör yerleştirme analizi için maliyet fonksiyonunu oldukça detaylandırabilmektedir. Amaç fonksiyonu tüm gerilim ve hat yüklenme sınırlarını, birbirinden farklı kapasitör boyutlarını, tespit edilen noktanın fiziksel gerçekliğini dikkate alacak şekilde oluşturulabilir. Sayısal programlama yöntemleri kullanılarak optimum kapasitör yerleştirme işlemi genel olarak şu şekilde yapılmaktadır,

$$\text{MAKS} = K_L \Delta L - K_C C \text{ ve } \Delta V \leq \Delta V_{\text{MAKS}} \quad (4.20)$$

Burada $K_L \Delta L$ enerji ve puant güç kaybı azalışından meydana gelen kazancı, $K_C C$ kapasitör tesis etme maliyetini, ΔV kapasitör eklenmesinden dolayı gerilim değerindeki değişimi, ΔV_{MAKS} amaç fonksiyonundaki gerilim değişimi limitini belirleyen sınır değeri ifade etmektedir [12].

Duran, kapasitör yerleştirme problemindeki dinamik programlama yaklaşımını ilk kullanan kişi olmuştur. Bu çalışmasında formulasyon oldukça basit olup sadece enerji kaybı azalışı dikkate alınmış ve değişken kapasitör güçleri hesaplanmıştır. Sonrasında Fawzi ve arkadaşları bu çalışmayı takip ederek yeni bir çalışma yayınlamışlardır. Bu çalışmada Duran'ın çalışmasına ek olarak kapasitör yerleşiminin ekipmanlar üzerindeki olumlu etkisi de ele alınmış ve bu durum tasarruf fonksiyonuna dahil edilmiştir. Sonrasında Ponnaivaikko ve Rao lokal değişkenleri dikkate alarak bir çalışma gerçekleştirmişlerdir. Bu çalışmada yük gelişimi ve değişken yüklerdeki anahtarlı kapasitör grupları da dikkate alınarak, optimum kapasitör yerleştirme çalışması genişletilmiştir. Buna benzer olarak Baran ve Wu karışık tamsayı programlama yöntemi geliştirmişlerdir. Baldick ve Wu bu çalışmalara devam ederek kapasitörlerin optimal işletimi ve dağıtım şebekesindeki regülatörler üzerine çalışmalar gerçekleştirmişlerdir [12].

Tüm sayısal programlama yöntemleri incelendiğinde, çalışmaların kapsamlılığı ve karmaşıklılığı, çalışmaların günümüz tarihine yaklaşmasıyla arttığı gözlemlenmektedir. Bu ilerleme bilgisayarların hesaplama ve hafıza güçlerinin artmasıyla sürmektedir. Günümüzde, güçlü bilgisayarlara ulaşım oldukça kolaylaşmış ve herhangi bir algoritmanın bu bilgisayarlar tarafından gerçekleştirilmesi mümkün

duruma gelmiştir. Bahsedilen sayısal programlama yöntemlerinden bazıları bara lokasyonunu ve kapasitörlerin boyutlarını tespit edebilmesinden dolayı analitik yöntemlere göre üstünlük göstermektedir. Ancak verilerin hazırlanması ve arayüz oluşturulması analitik yöntemlere göre daha fazla zaman alabilmektedir [12].

4.4. Buluşsal Yöntemler

Buluşsal yöntemler sezgi, deneyim ve muhakeme kavramlarından destek almaktadır. Buluşsal yöntemler hızlı ve pratik bir biçimde optimale yakın sonuçlar verebilmektedir. Bu yöntem ilk olarak Abdel-Salam ve arkadaşları tarafından geliştirilmiştir. Bu yönteme göre dağıtım sisteminde reaktif akımlardan kaynaklanan en büyük kaybın olduğu kısmı tespit etmek ve bu bölgeyi hassas bölge olarak kabul etmek gerekmektedir. Aktif akımdan kaynaklı kayıpların, kapasitörlerin tesis edilmesiyle büyük oranda değişmeyeceği, ancak reaktif akımdan kaynaklı kayıpların kapasitör yerleşimi ile minimum düzeye indirgenebileceği vurgulanmıştır. M.Chis ve arkadaşları hassas bölgelere tesis edilecek kapasitör boyutunu ekonomik kaygıları da dikkate alarak belirlemiş ve bu çalışmaları detaylandırmıştır. Buluşsal yöntemler ile değişken yük koşulları dikkate alınarak analizler yapılabilmektedir. Buluşsal yöntemler hızlı, kolay anlaşılabilir, analitik ve sayısal programlama yöntemlerine nazaran uygulanması daha kolay olan bir yöntemdir. Sonuçların optimal olabilmesi için, sınırlamaların dikkatlice belirlenmesi gerekmektedir [12].

4.5. Yapay Zeka Yöntemleri

Yapay zeka yöntemlerinin popülaritesi günümüzde oldukça fazladır. Birçok araştırmacı, güçlü mühendislik uygulamaları gerektiren bu yöntem üzerine çalışmalarını sürdürmektedir. Yapay zeka yöntemleri; genetik algoritmalar (GA), benzetimli uygulama (SA), uzman sistemler (ES), yapay sinir ağları (ANN) ve bulanık küme teorisi (FST) başlıkları altında kapasitör yerleştirme işlemi amacıyla kullanılmaktadır [12].

4.5.1. Genetik algoritmalar (GA)

Genetik algoritmalar, optimal kapasitör yerleşimi için biyolojik gelişimi ilham alarak çalışma gerçekleştirmektedir. Bu yaklaşım ile parametrelerin kendisi ile çalışmak

yerine, parametre kodları oluşturulur. Genetik algoritmalar, kodlanan parametrelerin en uygun olanlarının popülasyonunu tespit etmektedir. Sonrasında bu parametrelerin istenilen olay için eşleşip eşlemediği kontrol edilmektedir. Çaprazlama yöntemleri ve gerekirse mutasyon işlemleri uygulanarak kurgulanan parametrelere en uygun durum oluşturulmaya çalışılmaktadır. Genetik algoritmalar uygulanması basit ve kapasitör yerleşimi için global optimizasyon sonuçlarını verebilecek kapasitede bir yöntemdir. Boone ve Chiang optimal kapasitör lokasyonunu ve boyutunu tespit edebilmek amacıyla genetik algoritma yöntemini kullanmışlardır. Kapasitör boyutu ve lokasyonu ikili sistemde kodlanmış ve çaprazlanmış, böylece yeni bir popülasyon oluşturulmuştur. Bu problem çözme fonksiyonu sadece kapasitör maliyetini ve puant güç kaybı azalışını dikkate almıştır. Sundhararajan ve Pahwa da genetik algoritmaları, optimal kapasitör yerleşimi konusunda kullanmışlardır. Ancak bu çalışma Boone ve Chiang'ın çalışmasından farklı bir özellik göstermiştir. Bu çalışmada seçimci (elitist) strateji kullanılarak, mutasyon veya çaprazlama yapılmadan gelecek popülasyona ulaşılması hedeflenmiştir. Buna ek olarak ilgili çalışmada enerji kaybı azalışı dikkate alınmıştır. Miu ve arkadaşları genetik algoritmalar formülasyonunu güncelleyerek, kapasitör değişimi(mevcut) ve dengesiz dağıtım şebekesinin kontrolü gibi ek özellikleri de dikkate almışlardır [12].

4.5.2. Uzman sistemler (ES)

Uzman sistemler veya bilgi birikimine dayalı sistemler; kuralların, gerçek durumların (bilgi birikimine dayalı) ve mantıksal çıkarımlardan yararlanılan sonuçların toplanmasından oluşmaktadır. Uzman sistemler yöntemi güç sistemi problemlerinin çözümü için oldukça kullanışlıdır ve karar verme, tecrübe, buluşsal yöntemler gibi kavramlara ihtiyaç duymaktadır. Uzman sistemlerin güç sistemlerindeki genel kullanım alanları arıza tespiti ve planlama olarak öne çıkmaktadır. Salama ve arkadaşları teknik literatür uzmanlığı (TLE) ve insan uzmanlığı (HE) kavramlarını oluşturarak, dağıtım şebekelerinde reaktif güç kontrolünde bu parametreleri dikkate almışlardır. TLE puant güç kaybı ve enerji kaybını minimize etmeyi hedefleyen kapasitör yerleştirme yöntemini içermektedir. HE ise dağıtım şebekesindeki planlamayı, işletmeyi, gelişmeyi dikkate alarak rehberlik yapan insan bilgi birikimini içermektedir [12].

4.5.3. Benzetimli tavlama (SA)

Benzetimli tavlama, katı cismin tavlmasına dayanan yinelemeli optimizasyon algoritmasıdır. Bir materyal tavlendiğinde, yüksek sıcaklığa ulaşmakta ve sonrasında soğuma şemasına göre yavaşça soğumaya başlamaktadır. En yüksek sıcaklıkta, materyalin parçacıkları gelişigüzel bir biçim almaktadır. Materyal soğurken, parçacıklar minimum enerji durumundaki kafes gibi bir yapı haline gelmektedir. Bu bakış açısından yararlanılarak, kapasitör yerleştirme problemi için tasarruf fonksiyonu yerine toplam maliyet fonksiyonu formülize edilir. Benzer şekilde tavlanan katı cismin minimum enerji durumuna ulaşmak için Ananthapadmanabha ve arkadaşları benzetimli tavlama yöntemini kullanmışlardır. Toplam maliyet fonksiyonu;

$$T_{kayıp} = K_p P_{kayıp} + K_E E_{kayıp} + K_C C \quad (4.21)$$

olarak ele alınmıştır. Amaç, bu maliyet fonksiyonunu minimize etmektedir. $K_p P_{kayıp}$ puant durumdaki güç kaybının maliyeti, $K_E E_{kayıp}$ enerji kaybının maliyeti ve $K_C C$ kapasitör kurulum maliyetini tanımlamaktadır [12].

4.5.4. Yapay sinir ağları (ANN)

Yapay sinir ağları yöntemi, insan beynindeki sinir sisteminden esinlenerek yapay nöronların bağlantısından oluşmaktadır. Yapay sinir ağları giriş ve çıkış değerleri için lineer olmayan ilişkilerde oldukça kullanışlıdır. Bir ANN genel anlamda 3 kısımdan oluşmaktadır. Bunlar; bir giriş kısmı, bir veya birden fazla gizli kısım ve çıkış kısmıdır. ANN yöntemi giriş kısmı ve çıkış kısmı arasındaki farklılığı minimize etmeyi hedeflemektedir. Giriş kısmı ile çıkış kısmı arasındaki ilişki, gizli kısımda kodlanmıştır. Eğer yeteri kadar gizli kısım varsa ve giriş-çıkış kısımları arasında doğru ilişki kurulmuşsa, ANN ile doğru sonuçlara varılabilmektedir. ANN oldukça hızlı bir şekilde çalışarak sonuçları ortaya koyabilmektedir. Santos ve Tan, ANN yöntemini kullanarak anahtarlamalı kapasitörlerin optimal kontrolü üzerine çalışma yapmışlardır. Bu çalışmada iki sinir ağı kullanılmıştır. Bu sinir ağlarından birincisi, farklı baraların yüklerinin geçmişteki ölçümlerinden faydalanarak şimdiki yük profilini tahmin etmek için kullanılmıştır. İkincisi ise ilk sinir ağından elde ettiği yük profili bilgilerini kullanarak optimal kapasitör anahtarlama konumlarını tespit etmek amacıyla kullanılmıştır. İlk sinir ağı daha önceden kaydedilen yük profili kullanılarak

denenmiştir. İkinci sinir ağı ise verilen yük koşuluna göre maksimum enerji kaybı azalmasını referans olarak denenmiştir. Bir kere sinir ağı çalışması uygulandığında, yinelemeli hesaplamalara tekrar gerek kalmamakta ve sonuçlar oldukça hızlı bir biçimde ortaya çıkmaktadır. Bu çalışma 30 baralı bir sistemde test edilmiştir. Bu çalışmanın karmaşıklılığını azaltmak amacıyla, test durumu 6 adet küçük alt sistemlere ayrılmıştır. Böylelikle, modelin 6 adet 2 aşamalı ANN yöntemi uygulamasına dönüşerek arzu edilen sonuçlara ulaşılması sağlanmıştır. Bu yöntem küçük sistemlerde oldukça uygun olmasına rağmen, gerçek bir dağıtım şebekesinin büyüklüğü göz önüne alındığında uygun bir yöntem olmayabilir. Çünkü büyük dağıtım şebekeleri gözönüne alındığında, bu yapının oldukça fazla alt sistemlere ayrılması gerekebilir. Gu ve Rizy bu yöntemde regülatör kontrolünü de ekleyerek ek özellik kazandırmışlardır [12].

4.5.5. Bulanık küme teorisi (FST)

Bulanık küme teorisi Zadeh tarafından 1965 yılında ortaya koyulmuştur. Bulanık değişken, üyeliğin derecesini ayarlayan bir üyelik fonksiyonu olarak modellenmektedir. Genellikle bu üyelik derecesi 0 ile 1 arasında değişmektedir. Chin, FST yöntemini kullanarak 3 üyelik fonksiyonu üzerinden çalışmasını gerçekleştirmiştir. Bunlar; güç kaybını, bara gerilim sapmalarını ve harmonik bozunumları içermektedir. Dağıtım şebekesinde kapasitör yerleştirmek amacıyla her barada bu üç üyelik fonksiyonu değerlendirilmiştir. Bu analizlerin ardından en iyi sonucu veren baraya kapasitör yerleştirilmiştir. Chin'in çalışmasında kapasitör boyutlarının belirlenmesi amacıyla matematiksel optimizasyon prosedürü oluşturulmamıştır. H.Ng ve arkadaşları, kapasitör yerleştirme problemi için yaklaşık bulanık mantığı kullanmışlardır. Bu çalışmada dağıtım şebekesindeki baralarda gerilim ve güç kaybı endeksi üyelik fonksiyonu olarak değerlendirilmiştir. Ayrıca bu çalışmada buluşsal yöntemler de dikkate alınarak bir bulanık uzman sistemi (FES) kullanılmıştır. Kapasitörler baralara en yüksek uygunluk durumuna göre yerleştirilmiştir [12].

4.6. Yöntem Seçimi

Bahsedilen tüm yapay zeka yöntemleri, herhangi bir yazılım dili ile kullanılabilir. Genetik algoritmalar, benzetimli tavlama veya yapay sinir ağları yöntemlerinde, analizlerde yakınsama problemleri yaşanabilmektedir. Çevrimiçi

uygulama için yapay sinir ağıları yöntemi kısıtlı yük modelleri için kullanılabilir. Yapay sinir ağıları yönteminin çevrimiçi uygulamalarda daha uygun bir şekilde çalışabilmesi için dağıtım sistemindeki her bir yükün güç eğrisinin canlı olarak izlenmesine ihtiyaç duyulmaktadır. Uzman sistemler yöntemi, çevrimiçi ve dinamik uygulamalar için yapay sinir ağıları yöntemine nazaran daha uygun olmaktadır [12].

Daha önceki kısımlarda analitik, sayısal programlama, buluşsal ve yapay zeka yöntemlerine dair bilgiler verilmiştir. Bu yöntemler optimal kapasitör yerleştirme analizleri için kullanılmaktadır. Bu yöntemler arasında belirli ve değişmeyen bir performans karşılaştırması yapılması oldukça güçtür. Her yöntemin diğer yöntemlere göre üstünlükleri ve zayıf yönleri bulunmaktadır. Optimal kapasitör yerleştirme probleminde hangi yöntemin kullanılacağını tespit etmek için öncelikle aşağıdaki kısımlara cevap bulunmalıdır;

- Problemin tipi,
- Problemin karmaşıklığı,
- Yöntemin kesinliği,
- Yöntemin pratikliği.

Öncelikle bu kriterler belirlenmelidir. Bu kriterlerin belirlenmesinin ardından, uygun kapasitör yerleştirme yöntemi seçilerek gerekli analizler gerçekleştirilebilir [12].

4.6.1. Problemin tipi

Kapasitör yerleştirme problemi 3 alt dala ayrılmaktadır. Bunlar; planlama, genişleme ve kontroldür. Kapasitör yerleştirme tekniklerinin büyük çoğunluğu planlama problemine vurgu yapmaktadır. Eğer tahmin edilen yük gelişimi ve genişleyen dağıtım şebekesinin özellikleri biliniyorsa, bu yöntemlerin çoğu genişleme problemini kullanmaktadır. Çoğu yöntem, dağıtım şebekesinin herhangi bir modifikasyona uğramadan (iletken değişim yatırımları vb.) gelişmesi üzerine analizlerini gerçekleştirmektedir. Dağıtım şebekesinin modifikasyona uğramasını dikkate alarak yapılacak olan kapasitör yerleştirme problemi oldukça karmaşık bir hale dönüşebilmektedir. Yine birçok analiz, sabit kapasitör grupları için gerçekleştirilmiştir. Anahtarlamalı kapasitörlerin gücünü belirleyen çalışmalar oldukça sınırlıdır. Dolayısıyla kontrol alt dalı için yapılan çalışmaların artması gerekmektedir [12].

4.6.2. Problemin karmaşıklığı

Bir kapasitör yerleştirme problemi çözülmeye önce, optimizasyon sürecine dahil edilecek olan parametrelerin belirlenmesi gerekmektedir. Kapasitör tasarruf fonksiyonu, enerji ve puant güç kaybını, kapasitör eklenmesinden kaynaklı oluşan ek kVA kapasitesini, gerilim profili iyileşmesini içerebilir. Buna ek olarak değişken yük durumu ve regülatör kullanımı dikkate alınabilir. Bahsedilen tüm bu parametreleri eksiksiz olarak dikkate alabilen belirli bir teknik bulunmamaktadır. Problemin karmaşıklığı dağıtım şebekesinin yapısıyla da ilişkilidir. Bazı kapasitör yerleştirme teknikleri hiçbir saplama almayan yayılı yüklü fider üzerinde gerçekleştirilirken, bazı teknikler saplama yapıldığı, fider üzerinden diğer kolların da ayrıldığı radyal fiderler üzerinde de uygulanabilmektedir. Ancak bu tekniklerin pek azı ring ve diğer işletme koşullarında işlem yapabilmektedir. Kapasitör yerleştirme tekniklerinde dikkate alınan parametreler arttıkça daha detaylı veriler gerekmektedir ve bu yöntemlerin uygulanması oldukça zor olabilmektedir [12].

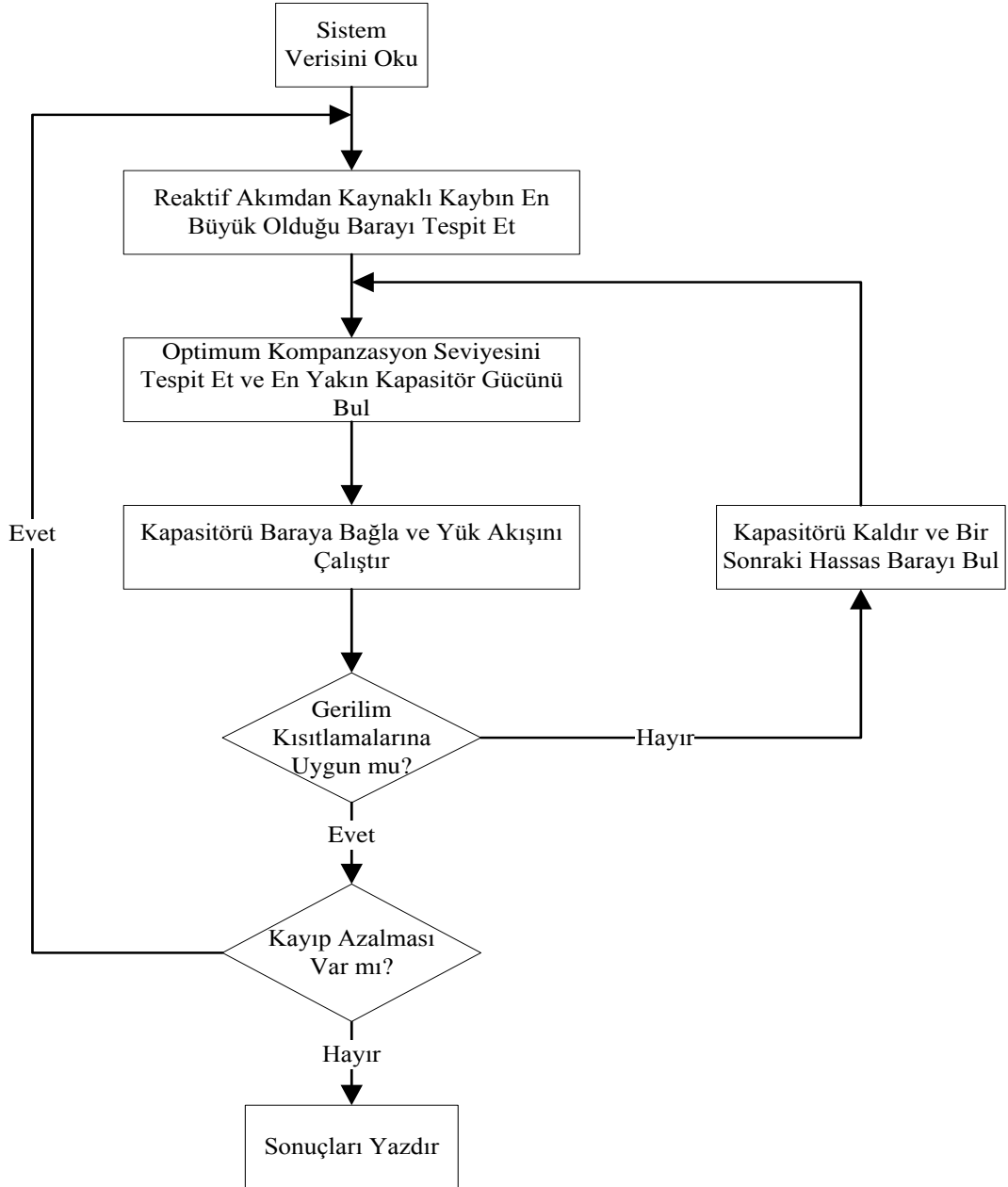
4.6.3. Yöntemin kesinliği

Analiz sonuçlarının kesinliği, probleme ve uygulanan optimizasyon yöntemine bağlıdır. Günümüzdeki eşdeğer fider modeli kullanan ve değişken yük koşullarını dikkate alan analitik yöntemler, eski analitik yöntemlere göre çok daha iyi sonuçlar ortaya koyabilmektedir. Ayrıca bazı sayısal programlama, buluşsal ve yapay zeka yöntemleri ayrı kapasitör boyutları ve maliyetlerini dikkate alarak sonuçların kesinliğinin artmasını sağlamıştır. Sonuçlarının kesinliğinin elde bulunan veriler ile de önemli bir bağı bulunmaktadır [12].

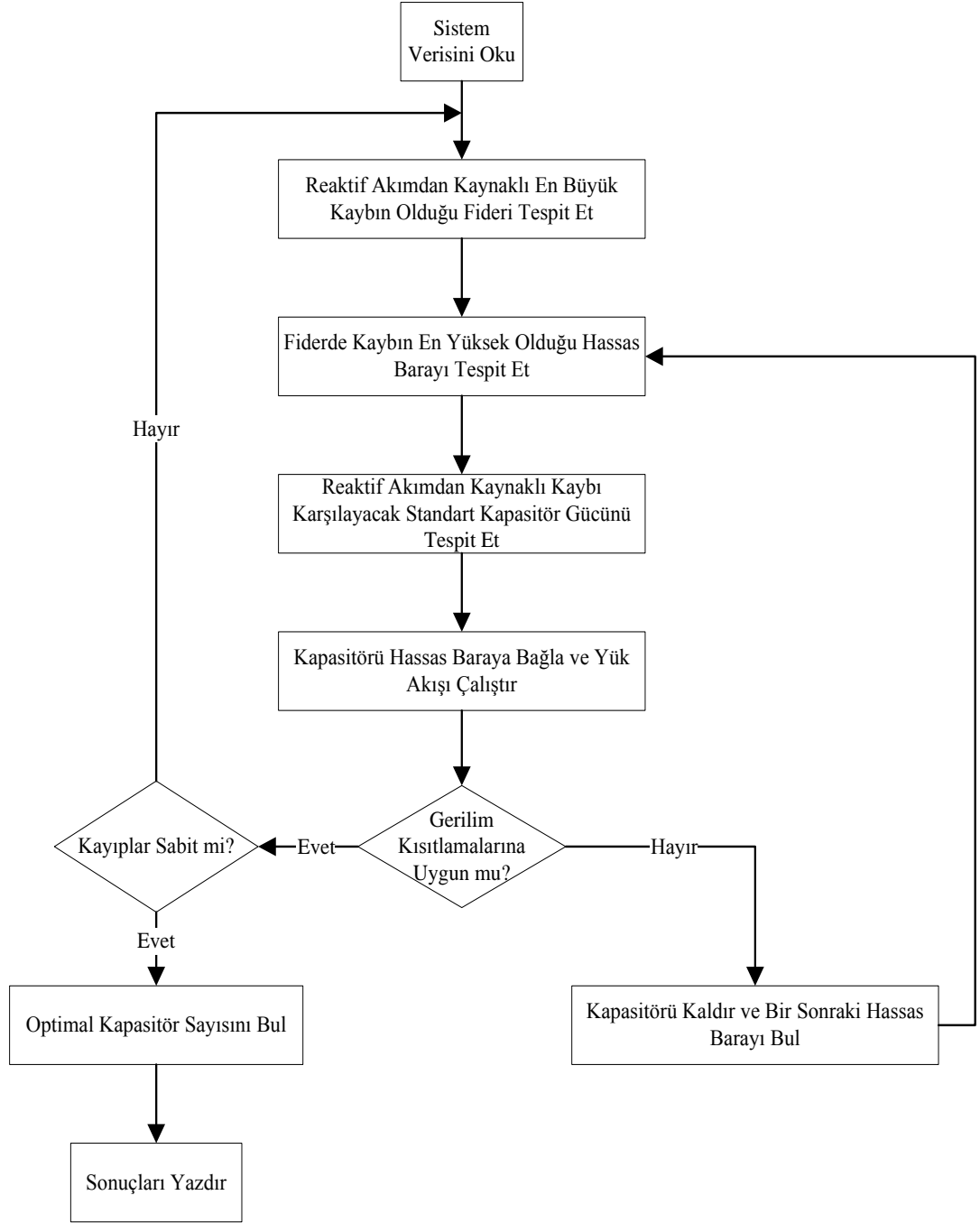
4.6.4. Yöntemin pratikliği

Kapasitör yerleştirme yönteminin pratikliği, yöntemin kolay anlaşılabilir ve kolay uygulanabilir olması ile ilişkilidir. Probleme uygun olan ve bu problemi en pratik bir şekilde çözebilecek olan yöntem tercih edilmelidir. Bazı teknikler, problem için gerekmeyen gereksiz veriler talep edebilirken, bazı teknikler de bu problemi çözmek için yetersiz ve aşırı basit kalabilir [12].

Şekil 4.8 ve Şekil 4.9’da sırasıyla Chis.M’nin [13] ve Abdel-Salam’ın [14] geliştirdiği buluşsal yöntem temelli optimizasyon yönteminin akış şeması görülmektedir. Bu çalışmalarda reaktif akımlardan kaynaklı kayıpların yüksek olduğu hassas baralar belirlenerek, bu baralara kapasitör yerleştirilmesi planlanmıştır. Bu çalışmalar, kayıplar üzerinde oldukça büyük azalmalar meydana getirebilmiştir.



Şekil 4.8. Chis. M’nin buluşsal yöntemler ile oluşturduğu akış diyagramı [13]



Şekil 4.9. Abdel-Salam'ın buluşsal yöntemler ile oluşturduğu akış diyagramı [14]

Şekil 4.10'da, bahsedilen tüm kapasitör yerleştirme tekniklerinin özellikleri ve kapasiteleri tanımlanmıştır. Algoritmalar; analitik, sayısal programlama, buluşsal ve yapay zeka yöntemlerine göre sınıflandırılmıştır. Bu yöntemler problem çözmedeki karmaşıklık, kesinlik ve pratiklik değerlerine göre sınıflandırılmıştır. Bu tablo, ele alınan problem için en uygun kapasitör yerleştirme yönteminin seçilmesine yardımcı olmaktadır. Örneğin bir problemin çözümünde en önemli kıstas pratiklik ise tabloda

ilk olarak pratiklik bölümü seçilmelidir. Diğer kıstaslar ikinci plana atılmalıdır. İstenilen amaca uygun olarak tablodan seçimler yapılarak, problem için en uygun kapasitör yerleştirme yöntemi seçilebilmektedir.

Tez çalışmasında oluşturulan optimizasyon yöntemi de buluşsal yöntemler sınıfına girmektedir. Çalışmada, sadece fiziksel olarak kapasitör yerleştirmesine uygun baralar dikkate alınarak daha hızlı ve gerçekçi bir yöntem oluşturulması amaçlanmıştır. Buna ek olarak şebekenin hem puant hem de düşük yük durumuna göre analizler gerçekleştirilmiş ve anahtarlamalı kapasitör grupları da tespit edilmiştir. Ayrıca ele alınan fiderin yıllık ölçümleri analiz edilerek yük ve kayıp faktörleri tespit edilmiştir. Tespit edilen bu faktörler ile yıllık kayıp enerji maliyeti hesaplanabilmiş ve ekonomik analizler gerçekleştirilmiştir. Ekonomik analizlerde, çözüm yöntemlerinin hem ilk yatırım maliyeti hem de kayıplardan elde edilecek olan kazanç tutarı hesaplanarak, fayda-maliyet analizleri gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmanın, bahsedilen özellikleriyle, daha önceki çalışmalara ek bir bakış açısı getirmesi hedeflenmiştir.

		Y	Karmaşıklık
		λ	Keskinlik
		α	Pratiklik
Enerji kaybı azalısının formülasyonu			
Puanti güç kaybının formülasyonu	λ	λ	λ
Değişken yük durumu			
Ekipman kapasite artışının formülasyonu	Y		
Farklı kapasitör boyutları			
Fiderin gerekliliğini yansıtmaması			
Fiziksel olarak gerçek olan baraların dikkate alınması			
Gerilim sınırlamalarının dikkate alınması		α	
İletken yüklenme sınırlamalarının dikkate alınması			
Radyal fider			
Planlama/Genişleme			
Anahtarlamalı kapasitör gruplarının dikkate alınması	Y		
Regülatör ilavesi			
Yük akışı kullanımı		Y	
	Neagle & Samson		
	Cook	Y	
	Schmill	Y	
	Chang		
	Bae		
	Salama et al.		
	Grainger et al.	Y	Y
	Duran		
	Fawzi et al.		
	Ponnaivaikko & Rao	Y	Y
	Baran and Wu	λ α	Y
	Abdel-Salam et al.	λ α	
	Chis et al.	λ α	
	Boone & Chiang	λ α	
	Sundhararajan & Pahwa	λ α	
	Miu et al.		Y
	Salama et al.		Y
	T.Ananthapadmanabha et al.		
	Chin	λ α	
	Ng et al.	λ α	

Y	Karmaşıklık
λ	Keskinlik
α	Pratiklik

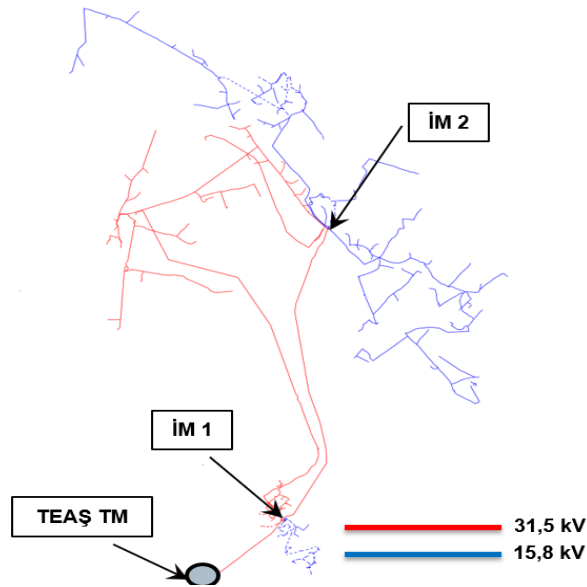
Şekil 4.10. Kapasitör yerleştirme tekniği seçim matrisi [12]

5. ÖNERİLEN YÖNTEMİN ANALİZLER İLE DOĞRULANMASI

Optimal kapasitör yerleştirme işlemi için özgün bir yöntem geliştirilmiştir. Bu yöntemin dağıtım şebekesinde uygulanabilmesi amacıyla gerçek bir dağıtım şebekesi, güç sistemleri analiz yazılımında modellenmiştir. Sonrasında, önerilen optimizasyon yöntemi ile çeşitli senaryolar baz alınarak optimal kapasitör yerleştirme analizleri gerçekleştirilmiş ve analiz sonuçları gösterilmiştir.

5.1. Analiz Modelinin Oluşturulması

Analizde ele alınan dağıtım şebekesi gerçek bir şebekeden oluşmaktadır. Tüm veriler bir projeden alınmış ve PSS®SINCAL güç sistemleri analiz yazılımında coğrafik olarak modellenmiştir. Şekil 5.1’de dağıtım şebekesinin coğrafik olarak analiz programında modellenmiş durumu görülmektedir. İncelenen dağıtım şebekesi yaklaşık 218 km YG hattına, 2 adet İM tesisine ve 215 adet dağıtım trafosuna sahiptir. Çalışmada ele alınan fider, ilgili trafo merkezinin (TM) en yüksek güç talep eden fideri olma özelliğine sahiptir. Tablo 5.1 ve Tablo 5.2’de sırasıyla, ele alınan dağıtım şebekesinin iletken ve dağıtım trafo bilgileri görülmektedir.



Şekil 5.1. Dağıtım şebekesinin coğrafik görüntüsü

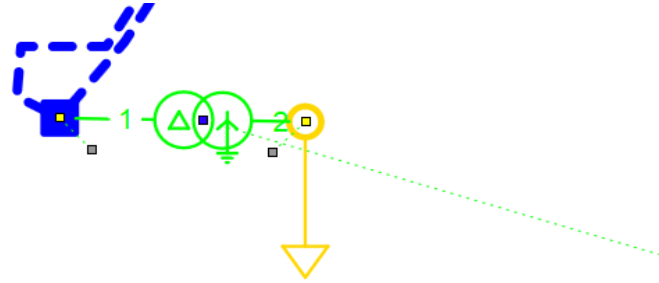
Tablo 5.1 Dağıtım şebekesi iletken bilgileri

Gerilim Seviyesi [kV]	İletken Cinsi	İletken Tipi	İletken Kesiti [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	Ith [kA]	İletken Uzunluğu [km]
31,5	240_Cu	Kablo	240	0,075	0,166	0,576	0,866
31,5	477 MCM (Hawk)	Havai Hat	280,84	0,119	0,348	0,54	21,685
15,8	150_Cu	Kablo	150	0,124	0,177	0,449	10,483
31,5	150_Cu	Kablo	150	0,124	0,172	0,441	0,348
31,5	95_Cu	Kablo	95	0,193	0,188	0,363	0,498
15,8	95_Cu	Kablo	95	0,193	0,184	0,358	5,076
31,5	150_Al	Kablo	150	0,206	0,177	0,355	0,553
15,8	70_Cu	Kablo	70	0,268	0,191	0,303	5,073
31,5	3/0 (Pigeon)	Havai Hat	99,3	0,337	0,352	0,275	32,019
15,8	3/0 (Pigeon)	Havai Hat	99,3	0,337	0,341	0,275	20,252
15,8	50_Cu	Kablo	50	0,387	0,201	0,249	2,461
15,8	70_Al	Kablo	70	0,443	0,191	0,236	0,442
15,8	1/0 (Rawen)	Havai Hat	62,44	0,536	0,396	0,195	23,489
31,5	1/0 (Rawen)	Havai Hat	62,44	0,536	0,396	0,195	0,922
31,5	Swallow	Havai Hat	31,14	1,074	0,377	0,12	46,605
15,8	Swallow	Havai Hat	31,14	1,074	0,377	0,12	48,140
						Toplam [km]	218,912

Tablo 5.2 Dağıtım şebekesi dağıtım trafo bilgileri

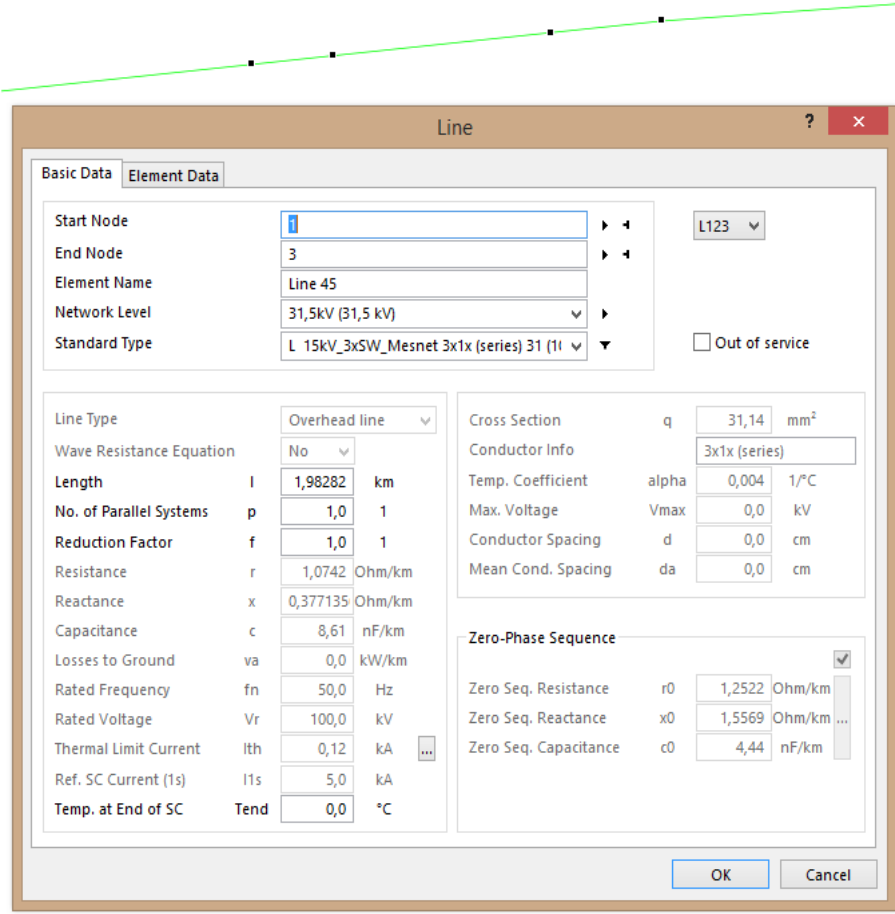
Primer Gerilim [kV]	Sekonder Gerilim [kV]	Trafo Nominal Gücü [kVA]	Adet
15,8	0,4	25	5
15,8	0,4	50	18
15,8	0,4	100	18
15,8	0,4	125	1
15,8	0,4	160	15
15,8	0,4	250	24
15,8	0,4	400	21
15,8	0,4	630	34
15,8	0,4	800	3
15,8	0,4	1000	8
15,8	0,4	1600	3
31,5	0,4	50	5
31,5	0,4	100	9
31,5	0,4	160	7
31,5	0,4	250	9
31,5	0,4	400	8
31,5	0,4	630	13
31,5	0,4	800	2
31,5	0,4	1000	9
31,5	0,4	1250	2
31,5	0,4	1600	1
		Toplam	215

İlgili dağıtım şebekesinin analiz programında modellenmesi amacıyla saha çalışmaları yapılmış ve şebekeye ait bilgiler elde edilmiştir. Şebekedeki güç trafoları, dağıtım trafoları, havai hatlar, kablolar gibi elektriksel elemanlar modellenmiştir. Tüm bu elemanların elektriksel özellikleri gerçek bilgiler ile modele işlenmiştir. Yük akışı analizi sonucunun gerçek durumu yansıtabilmesi için bu durum oldukça önemlidir. İletkenlerin kesitlerinin, km başına direnç değerlerinin gerçeğe uygun olarak tanımlanmaması durumunda, analiz sonuçları da gerçeğe uygun olmayacaktır. Bu sebeple şebekenin bilgilerinin doğru olarak temin edilip, doğru bir şekilde programa aktarılması çok önemlidir. Şekil 5.2 ve Şekil 5.3'te sırasıyla dağıtım trafoları ve iletkenlere dair çizim görüntüleri ve detay elektriksel bilgiler görülebilmektedir.



Basic Data		Element Data		Controller	
Start Node		Şehir İçi Endüstri 24		W123	
End Node		Şehir İçi Endüstri 24			
Element Name		Şehir İçi Endüstri 24			
Network Level		15,8kV (15,8 kV)			<input type="checkbox"/> Generator Unit
Standard Type		(none)			<input type="checkbox"/> Out of service
Transformer Data					
Rated Voltage Side 1	Vr1	15,8	kV		
Rated Voltage Side 2	Vr2	0,4	kV		
Rated Apparent Power	Sn	630,0	kVA		
Full Load Power	Smax	0,0	MVA	...	
Ref. SC Voltage	vk	4,05	%		
SC Voltage - Ohmic Part	vr	1,031746	%		
Iron Losses	Vfe	1,3	kW		
No Load Current	i0	1,4	%		
Additional Rotation	phi	0,0	°		
Vector Group		DYN5			
Zero-Phase Sequence					
Zero/Pos. Impedance	Z0/Z1	0,0	pu		
Resistance/Reactance	R0/X0	0,0	pu	...	
Neutral Point Imp. Side 2		Fixed Grounded			

Şekil 5.2. Dağıtım trafosu görünümü ve trafoya ait elektriksel bilgiler



Şekil 5.3. İletken görünümü ve iletkene ait elektriksel bilgiler

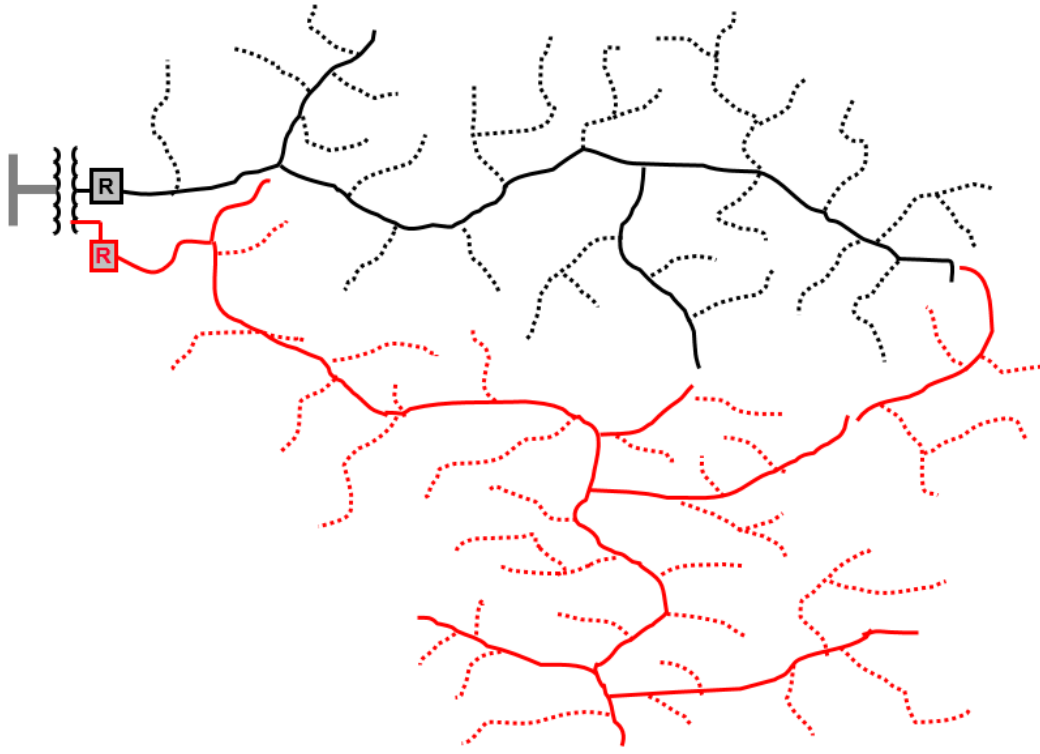
Ülkemizdeki dağıtım şebekeleri genellikle radyal olarak işletilmektedir. Radyal işletim, tek yönlü yük akışının gerçekleştiği şebeke yapılarına verilen isimdir. Bu yapıda, bölgeyi besleyen tek bir kaynak bulunmaktadır. Şebekenin bir bölümünde arıza meydana gelmesi durumunda fiderler arasında geçici olarak yük alışverişi yapılabilmektedir. Bu durumda, bir fider normal işletme koşullarındaki yükünden daha az yük talebinde bulunacakken, diğer fider ise normal işletme koşullarındaki yükünden daha fazla yük talebinde bulunabilir. Eğer ölçümler dikkatlice incelenmezse bu detay atlanabilmekte ve çalışmada yanlış boyutlandırma yapılabilmektedir. Şekil 5.4'te radyal dağıtım şebekesine ait görüntü bulunmaktadır.

Dağıtım şebekesi modellenirken, TM'nin 31,5 kV barasındaki fiderin yıllık bazdaki ölçümleri ele alınmıştır. İlgili fiderin güç talebini ve kapasitör ihtiyacını doğru olarak tespit etmek amacıyla yıllık ölçüm verilerinin değerlendirilmesi oldukça büyük önem arz etmektedir. Çünkü daha kısa zaman ölçekli dönemsel ölçümler yanıltıcı

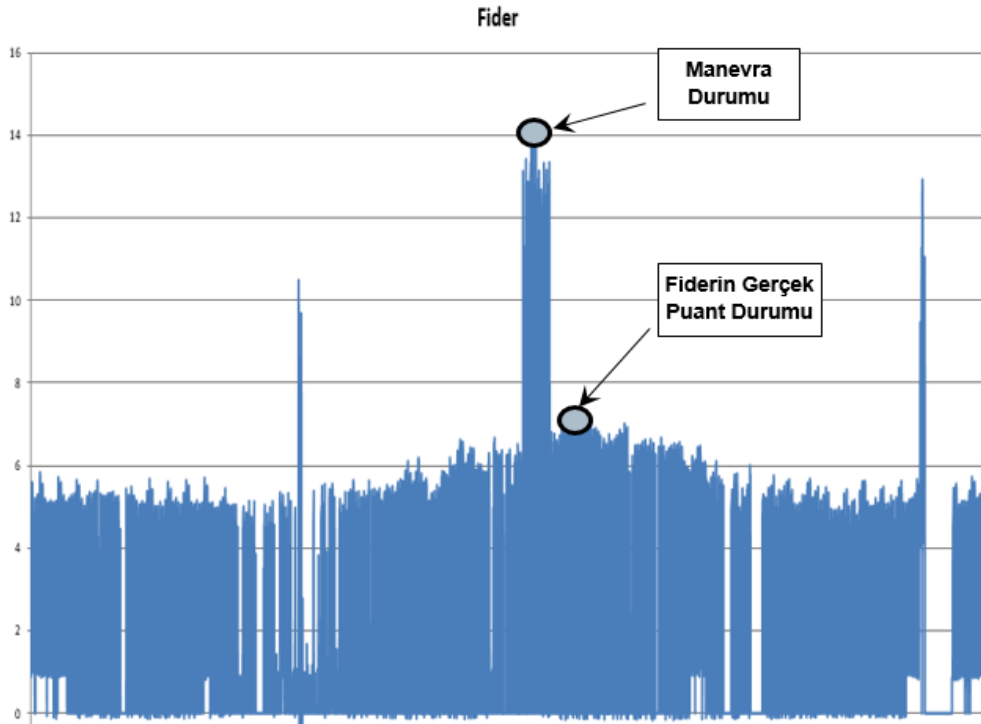
olabilmektedir. Örneğin çoğunlukla tarımsal sulama yüklerini besleyen bir fiderin kapasitör ihtiyacının belirlenmesi için alınan ölçümlerin, sadece kış aylarını kapsayan bir periyodu kapsaması durumunda, fidere eklenmesi gereken kapasitörün toplam kurulu gücü veya herhangi bir optimizasyon prosedürü doğru olarak çalışmayabilir. Çünkü tarımsal yükler genellikle yaz aylarında oldukça fazla güç talebinde bulunmaktadırlar. Bu puant güç talebi dönemlerinde, şebekenin endüktif reaktif güç sınırlarını aşmaması için gerekli olan kapasitör kurulu gücünün belirlenmesi gerekmektedir. Bunun yanı sıra, sadece puant güç talebinin olduğu döneme göre değil, düşük yük durumunun meydana geldiği döneme göre de planlama yapılması gerekmektedir. Puant yük durumuna göre tesis edilmesi planlanan kapasitörlerin tümünün sabit kapasitör grubu olarak şebekeye yerleştirilmesi durumunda, dağıtım şebekesi bu kez de kapasitif reaktif güç sınırlarını aşabilmektedir. Dolayısıyla tesis edilmesi planlanan kapasitörlerin bir kısmının şebekenin yük talebine göre devreye alınabilir ve devreden çıkarılabilir olması gerekmektedir. Bu da anahtarlamalı kapasitör gruplarının belirlenmesi gerektiğini göstermektedir.

İlk olarak, ele alınan fiderin yıllık puant güç talebi ve düşük yük güç talebi belirlenmelidir. Bu noktada ölçümlerin dikkatlice incelenmesi gerekmektedir.

Şekil 5.5'te örnek bir fiderin yıllık ölçümlerinin grafiği görülmektedir. Yük eğrisi çizilmeksizin sadece en büyük değer aranarak puant güç değeri tespit edilmeye çalışılması durumunda, tespit edilen güç değeri yaklaşık olarak 14 MW olacaktır. Ancak, ilgili fiderin normal işletme koşullarında böyle bir güç talebinde olmadığı, bu durumun başka bir hattın kısa süreli arızalanmasından dolayı ilgili fidere büyük miktarda yük atılmasının sonucunda gerçekleştiği bilgisi elde edilmiştir. Örnekteki fiderin gerçek puant güç talebi yaklaşık olarak 7 MW olmaktadır.



Şekil 5.4. Radyal şebeke yapısı [15]



Şekil 5.5. Örnek fider ölçüm grafiği

Bu çalışmadaki dağıtım şebekesi üzerinde birçok dağıtım trafosu bulunmaktadır. Analizlerin doğru bir şekilde gerçekleştirilebilmesi için her bir dağıtım trafosuna tanımlanacak olan yük değeri oldukça büyük önem arz etmektedir. Fiderin, -TM'nin 31,5 kV noktasından alınan ölçümlerine göre- puant gücü talep ettiği anda, her bir dağıtım trafosunun yüklenmesi farklı bir durumda olabilmektedir. Fiderin puant gücü talep ettiği anda, her bir dağıtım trafosunun yüklenmesinin analiz modelinde dikkate alınması gerekmektedir. Bu amaçla, uygulanması gereken en doğru yöntem, her bir dağıtım trafosunda olması gereken Otomatik Sayaç Okuma Sistemi (OSOS) ölçümlerinin kullanılmasıdır. Ülkemizde birçok alanda olduğu gibi, ölçümlerin alınmasıyla da ilgili maalesef sıkıntılar bulunmaktadır. Günümüz itibarıyla OSOS sistemleri, her dağıtım trafosunda bulunmamaktadır.

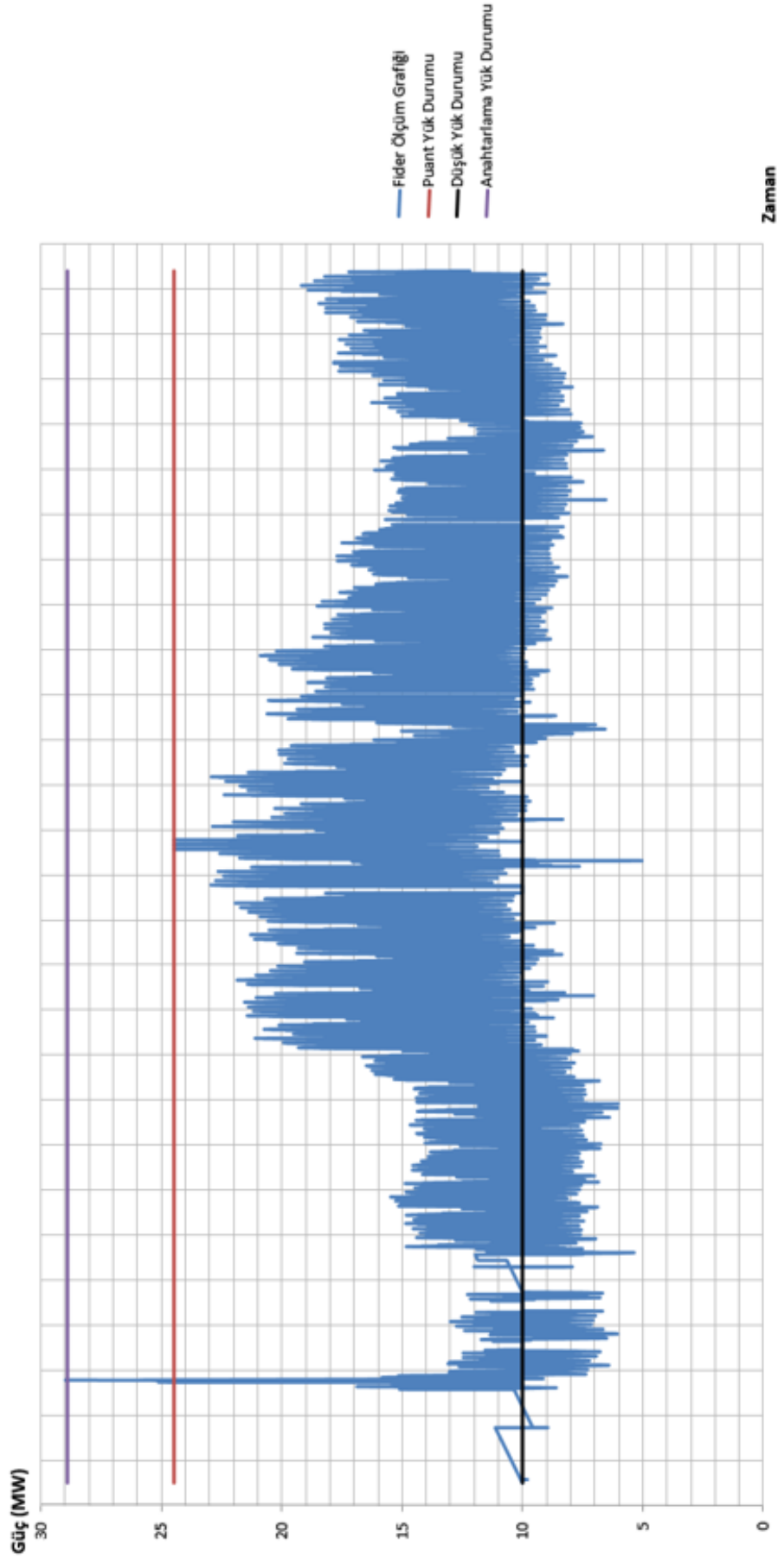
OSOS genellikle ulaşımın fiziki şartlarının zor olduğu trafolarında ve büyük güçlü özel tüketici trafolarında bulunmaktadır. Örneğin, kışın zor şartları altında ulaşımın zor olduğu dağ köylerindeki bazı trafolar, fatura kesimi için ulaşım bedelinin ortadan kalkması amacıyla OSOS kurulmaktadır. Diğer yandan, büyük işletmelerin güç profilini incelemek, faturalandırılmasını sağlamak amacıyla da büyük güçlü tüketiciler OSOS ile takip edilmektedir. Dolayısıyla tüm dağıtım trafolarında OSOS sistemleri bulunmamaktadır. Ancak yapılacak olan analizlerin gerçek durumu yansıtabilmesi amacıyla bu soruna bir çözüm bulunması, en uygun yaklaşımın belirlenerek analizlerin bu duruma göre yapılması gerekmektedir. Bu amaçla “manipulasyon yaklaşımı” geliştirilmiştir. Manipulasyon yaklaşımı her bir dağıtım trafosunun yıl içerisindeki bireysel puant güç taleplerinin tespit edilmesi ve bu tespite göre toplam talep edilen gücün, TM'den enerjili fiderin yıllık puant değerine bir katsayı yardımı ile indirgenmesi esasına dayanmaktadır. Bu katsayı “manipulasyon katsayısı” olarak adlandırılmıştır. Her bir dağıtım trafosunun bireysel puantını tespit etmek amacıyla;

- OSOS ölçümü bulunan trafoların ölçüm değerleri,
- İşletmelerin aylık bazda saha gezisi esnasında aldığı trafo talep güç değerleri,
- Trafoların kurulu gücüne göre yüklenme yaklaşımı,

olmak üzere, temel anlamda üç farklı yöntem ile tüm dağıtım trafolarının yıllık bazdaki puant güç talepleri belirlenmiştir. Tüm dağıtım trafolarında OSOS bulunması durumunda, bu gibi yaklaşımlara gerek kalmamaktadır. Çünkü TM fiderinin puant gördüğü saat için, her bir trafonun talep ettiği güç bilgisi OSOS ile görülebilmektedir.

Ele alınan yaklaşımda her bir dağıtım trafosunun bireysel puantları, dağıtım trafolarına yük olarak tanımlandığı için bu bakış açısıyla dağıtım trafolarının talep ettiği yüklerin toplamının, TM fiderinin puant değerine en az eşit veya daha büyük olması beklenmektedir. Örneğin 100 adet dağıtım trafosunun bulunduğu bir dağıtım şebekesinde, trafoların bireysel puant değerlerinin toplamının yük akışı sonucu 12 MW olsun. İlgili dağıtım trafolarını besleyen TM fiderinin yıl içerisindeki puant güç değeri ise 9 MW olsun. Yük akışı analizi sonucunda TM fiderinin 9 MW puant güç talebinde bulunabilmesi için her bir dağıtım trafosu yükünün 0,75 manipulasyon faktörü ile yükünün kısılması gerekmektedir. Böylelikle, TM fideri yük akışı sonucunda 9 MW talep edecektir. Bu yaklaşım ile şebekenin alt dallarındaki yük akışı sonuçları gerçeğe oldukça yakınlaşmaktadır. Bunu destekler şekilde, bu yaklaşım ile elde edilen yük akışı sonuçları, dağıtım şebekesi işletmecileri ile de paylaşılmış ve analiz sonuçlarının doğruluğu teyit edilmiştir.

Analizi yapılan dağıtım şebekesinin TM fider ölçümleri incelendiğinde yıl içerisindeki en büyük güç talebinin yaklaşık 29 MW olduğu tespit edilmiştir. Fider ölçüm değerlerinin grafik haline getirilmesiyle, tablo daha belirgin bir hal almıştır. 29 MW talebin çok kısa bir süre için talep edildiği ortaya çıkmıştır. İşletmeden alınan bilgiler dahilinde ilgili talebin anahtarlama anında çok kısa süreli olarak gerçekleştiği ve fiderin gerçek profilini yansıtmadığı anlaşılmıştır. Gerçek puant değeri 24,4 MW olarak, düşük yük durumundaki değer de 10 MW olarak tespit edilmiştir. Şekil 5.6'da ilgili fiderin yıllık güç eğrisi ve bu güç eğrisinden faydalanarak tespit edilen değerler görülmektedir.



Şekil 5.6. Fider yıllık yük eğrisi

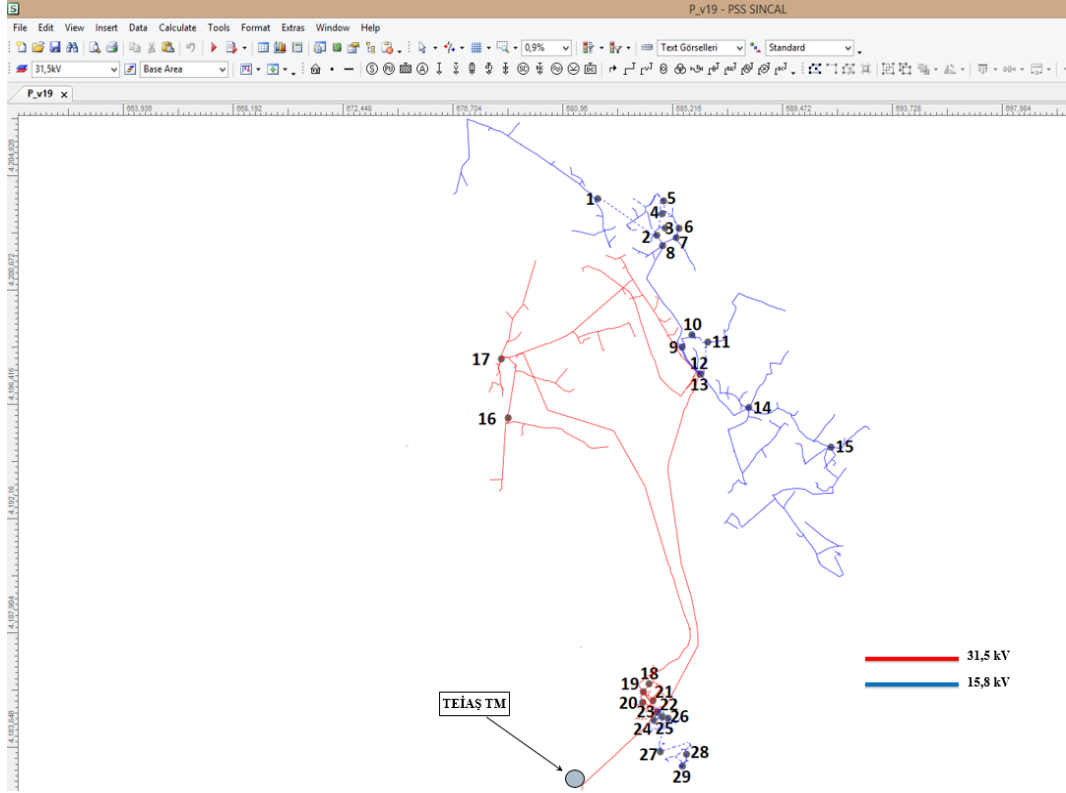
5.2. Optimal Kapasitör Yerleştirme Analiz Metodolojisi

Önceki kısımlarda literatürde birçok kapasitör yerleştirme yönteminin bulunduğu değinilmiştir. Bazı yöntemler, analizi yapılacak olan bölgenin fiziksel gerçekliklerini dikkate almadan, teorik olarak en optimal noktayı tespit ederek, kapasitörlerin bu noktalara tesis edilmesi yönünde sonuçlar oluşturmaktadır. Ancak bu durum teorik olarak kayıplardan maksimum kar sağlasa da, gerçek bir sistem ele alındığında optimal çözüm olmayabilmektedir. Şöyle ki; analiz metodolojisinin sonucuna göre fiziki olarak gerçekte bulunmayan bir noktaya kapasitör yerleştirilecek olması durumunda, ilgili bölgeye yeni bir bina tesis edilmesi gerekecektir. Dolayısıyla dağıtım şebekesinin konfigürasyonunda da değişiklikler meydana gelecektir. Bu durum oldukça maliyetli olabilmektedir.

Bu çalışmada, ilk olarak fiziksel olarak gerçekliği bulunan ve bina tipi olan noktalar seçilmiştir. Daha sonra kısıtlama artırılarak, aidiyeti özel olan binalar da listeden çıkarılmıştır. Bu çalışma sonucunda ilgili fider üzerinde 29 uygun nokta tespit edilmiştir. Şekil 5.7’de dağıtım şebekesi üzerindeki, kapasitör yerleşimine uygun olduğu varsayılan binalar gösterilmektedir. Analizlerin sadece bu baraları dikkate alarak gerçekleştirilmesi sayesinde analiz metodolojisinin yazılıma dönüştürülerek çevrimiçi olarak uygulanması da oldukça hızlı bir şekilde gerçekleştirilebilir. Çünkü yapılacak olan bir yazılımda sadece uygun olan baralar ele alınacaktır. Şebeke üzerindeki diğer noktalar hesaba katılmayacağı için işlem oldukça hızlandırılmış olacaktır. Şebekenin yük bilgileri de sürekli olarak güncellenerek, yazılım sonuçlarına göre yeni yatırımlar gerçekleştirilebilecektir.

Analizler gerçekleştirilirken dağıtım şebekesindeki aktif kayıpların minimize edilmesi ve gerilim profilinin iyileştirilmesi ana hedef olarak belirlenmiştir. Dağıtım şebekesindeki kayıplar üç ana başlık üzerinden incelenebilmektedir [16]. Bunlar;

- Transformatörlerin demir kayıplarından meydana gelen sabit kayıplar,
- Yüke göre değişen I^2R kayıpları,
- Kaçak enerji kullanımı ve yanlış ölçümden kaynaklanan kayıplardır.



Şekil 5.7. Dağıtım şebekesi üzerindeki kapasitör yerleşimine uygun binalar

Transformatörlerin demir kayıplarından dolayı oluşan kayıpların azaltılması için transformatörlerin üretim özelliklerinin değiştirilmesi gerekmektedir. Dağıtım şebekesi üzerinde tesis edilecek olan kapasitörlerin veya iletken, reaktör gibi diğer elektriksel elemanların bu kayıpların azaltılması üzerinde herhangi bir etkisi bulunmamaktadır. Mevcut dağıtım şebekesindeki demir kayıplarının miktarını belirleyebilmek için dağıtım şebekesindeki trafo sayısının ve bu trafoların her birinin demir kaybı değerinin bilinmesi gerekmektedir. Bu kayıp değerlerinin toplanmasıyla, dağıtım şebekesindeki toplam demir kaybı miktarı tespit edilebilir.

Kaçak enerji kullanımı ve yanlış ölçümden kaynaklanan kayıpların, analiz modelleriyle tespit edilmesi mümkün olmamaktadır. Kaçak enerji kullanımından kaynaklı kayıpların azaltılması için kontrollerin artırılması ve kaçak kullanımdan şüphelenilen bölgeler için özel ölçümler alınması gerekmektedir. Yine yanlış ölçümden kaynaklanan kayıpların azaltılması için kullanılan sayaçların kalitesinin üst düzeyde seçilmesi ve bu sayaçların bakımlarının periyodik olarak yapılması gerekmektedir.

Bu çalışmada esas olarak dağıtım şebekesine kapasitör tesis edilmesiyle I²R kayıplarının azaltılması üzerinde durulmuştur. Yüke göre değişen I²R kayıplarının azaltılması için kapasitör eklenmesinin yanında; iletken kesitinin artırılması, gerilim regülatörü kullanımıyla dağıtım şebekesindeki gerilim düşümlerinin giderilmesi, dağıtık üretim birimlerinin optimum lokasyonlarda tesis edilmesi gibi çalışmalar da yapılması gerekmektedir. Ancak bu çalışmada aktif kayıpların, optimum kapasitör yerleştirme işlemiyle minimize edilmesi üzerinde durulmaktadır.

Dağıtım şebekesindeki aktif kayıpları meydana getiren iki ana bileşen bulunmaktadır.

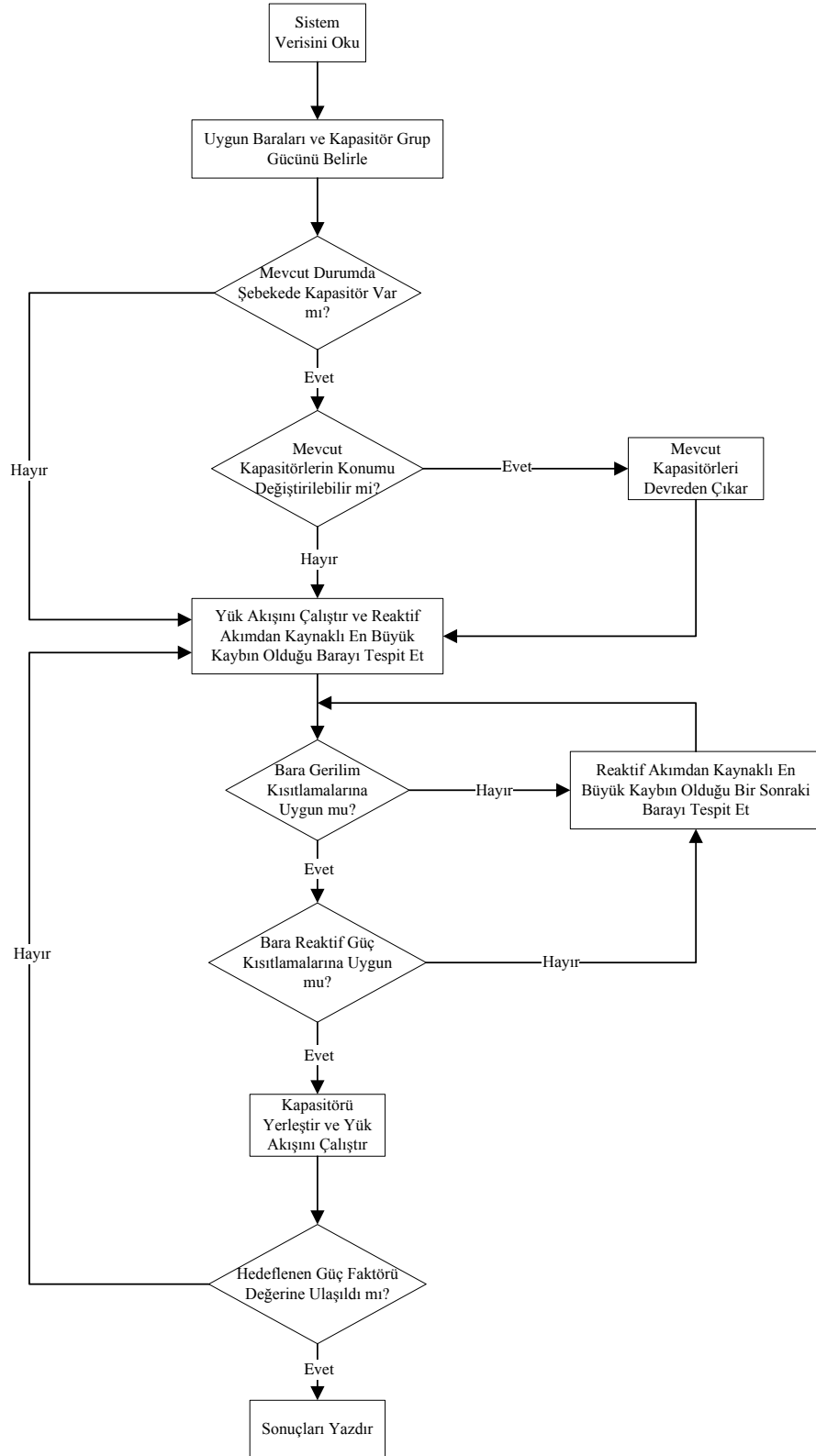
Bunlar;

- Aktif akımdan kaynaklı aktif kayıplar,
- Reaktif akımdan kaynaklı aktif kayıplar.

Aktif akımdan kaynaklı aktif kayıplar, şebekeye kapasitör eklenmesiyle fazla bir değişime uğramamaktadır. Elbetteki kapasitörün tesis edilmesinden dolayı gerilim profilindeki düzelmeden kaynaklı bu kayıplarda da azalmalar meydana gelecektir. Ancak bu değişim, reaktif akımdan kaynaklı kayıpların azalması göz önüne alındığında çok düşük kalmaktadır.

Bu metodolojide her uygun bina için kapasitör yerleştirme analizleri iteratif olarak yük akışı sonuçlarına göre yapılmıştır. İlgili binanın beslenme güzergahı takip edilerek, TEİAŞ TM barasına kadar tüm elemanların aktif kayıplarının toplamı ele alınmıştır. Bu aktif kayıpların, reaktif akımdan kaynaklı bileşenleri tespit edilerek, ilgili kayıp değeri besleme yolunun uzunluğuna bölünmüştür. Böylelikle, her bina için kaynak noktasına kadar km başına reaktif akımlardan kaynaklı kayıp değeri belirlenmiştir. Km başına reaktif akımdan kaynaklı kaybın en büyük olduğu bina, kapasitör yerleştirilmesi için en uygun bina olarak değerlendirilmiştir. Kapasitör yerleştirme işlemi yapılmadan önce ilgili baranın gerilim değeri ve reaktif güç talebi de dikkate alınarak, aşırı gerilim yükselmesi ve aşırı kapasitör boyutlandırma problemlerinin önüne geçilmesi sağlanmıştır. 31,5 kV gerilimli baralarda kapasitör yerleşimi sonrasında gerilim değerinin 0,98 pu; 15,8 kV gerilimli baralarda ise 1 pu değerinden büyük olmaması esas alınmıştır. Eğer gerilim değeri bu sınırları aşıyor ise kapasitör bir sonraki en uygun baraya yerleştirilmektedir. İstenilen hassasiyette kapasitörün tesis edilmesinin ardından, yük akışı analizi yeni duruma göre tekrar yapılmış olup, bu işlem istenilen

güç faktörü değeri elde edilene kadar gerçekleştirilmiştir. Şekil 5.8’de oluşturulan optimizasyon yönteminin akış diyagramı görülmektedir.



Şekil 5.8. Optimizasyon Yöntemi akış diyagramı

5.3. Optimal Kapasitör Yerleştirme Analiz Uygulamaları

Oluşturulan optimal kapasitör yerleştirme metodolojisi, dağıtım şebekesi üzerinde farklı durumlar için uygulanmış ve sonuçlar irdelenmiştir. Yöntemin dağıtım şebekesi üzerinde iyileştirmeler gerçekleştirip gerçekleştirmediği 3 farklı durum için incelenmiştir. Mevcut şebekede, 4800 kVAr gücünde kapasitör grubu bulunmaktadır.

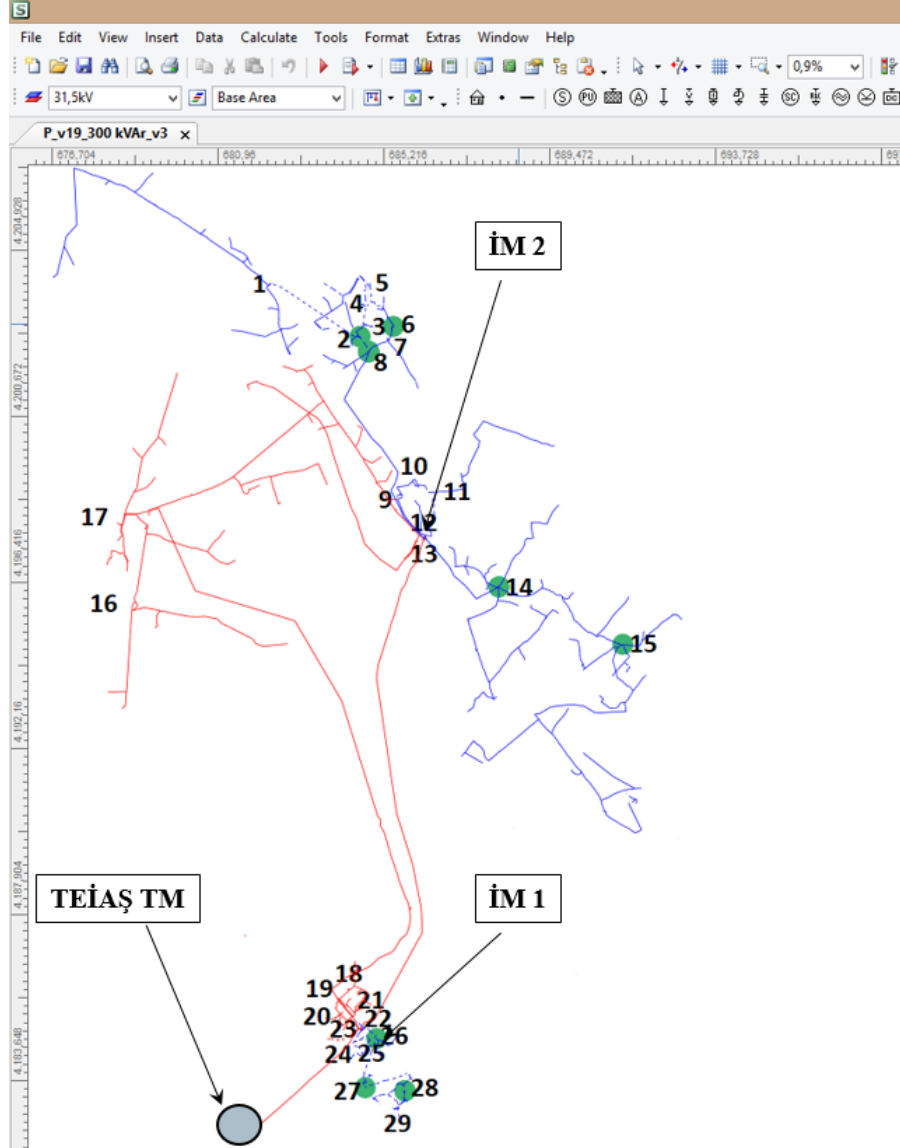
5.3.1. Uygun kapasitör grubu gücünün belirlenmesi

Bu kısımda, şebekede hali hazırda bulunan 4800 kVAr gücündeki kapasitör grupları devreden çıkartılmadan, güç faktörünü 0,98 değerine getirmek amacıyla yeni devreye alınacak olan kapasitörlerin, optimizasyon yöntemiyle tesis edilmesinin sağlanması amaçlanmıştır. Grup 1 için 300 kVAr hassasiyet ile; Grup 2 için ise 600 kVAr hassasiyet ile iteratif analizler gerçekleştirilmiştir. Buradaki amaç, iterasyon hassasiyeti ve sonuçların olumluluğu arasındaki ilişkiyi tespit etmektir. Kullanılacak olan yöntemlerin metodolojisi aynı olmasına rağmen iterasyon hassasiyetinin farklı olmasından dolayı sonuçlarda farklılıklar meydana gelmiştir.

Şekil 5.9’da Grup 1 ile yapılan analizlere göre yeni kapasitörlerin coğrafi lokasyonu; Tablo 5.3’te ise yeni kapasitörlerin bilgileri bulunmaktadır.

Şekil 5.10’da Grup 2 ile yapılan analizlere göre yeni kapasitörlerin coğrafi lokasyonu; Tablo 5.4’te ise yeni kapasitörlerin bilgileri bulunmaktadır.

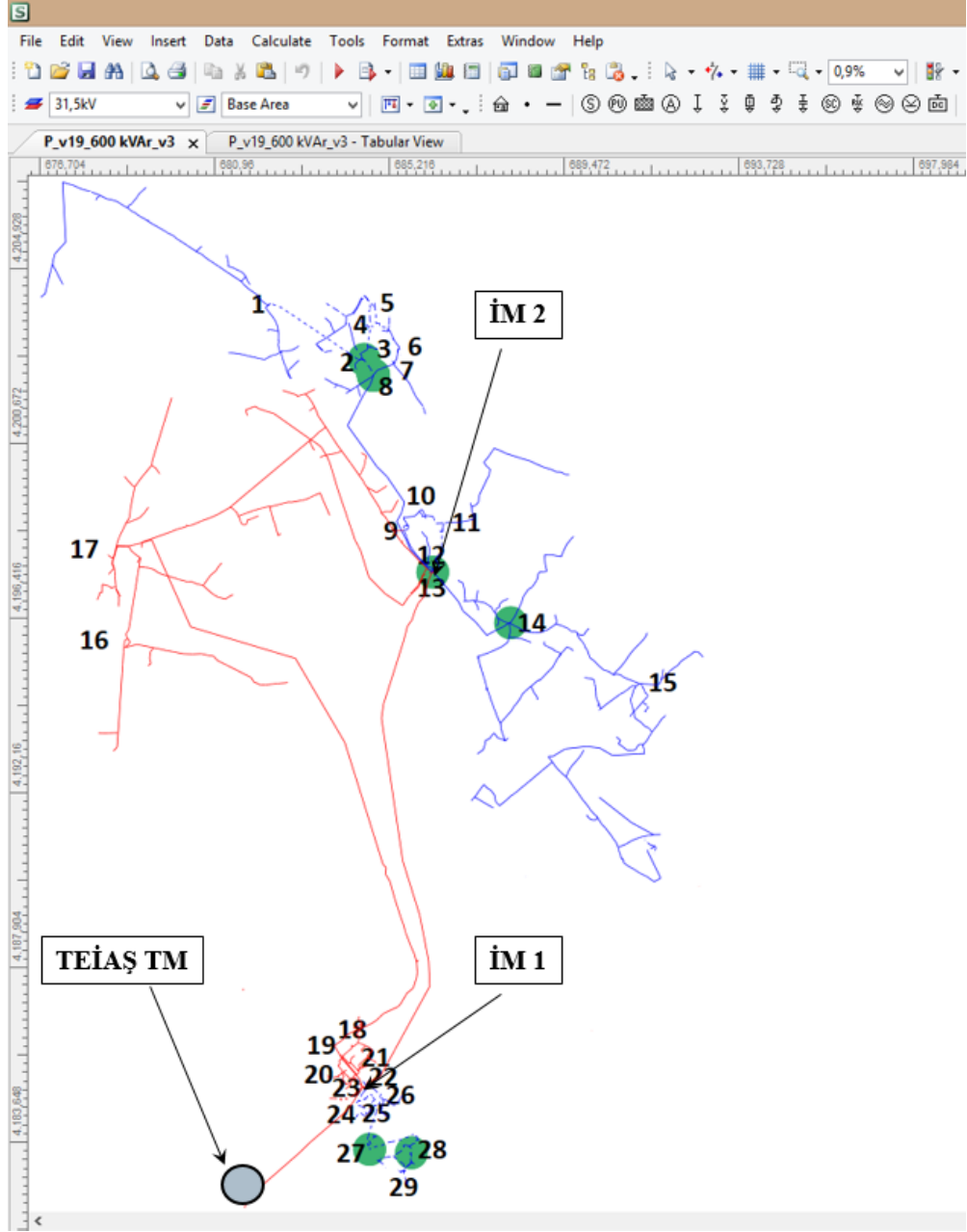
İki yöntemin sonuçları Tablo 5.5’te karşılaştırılmıştır. Tablodan görülebileceği gibi istenilen güç faktörüne ulaşılması amacıyla Grup 2 için 300 kVAr daha fazla kapasitör tesis edilmiştir. Buna rağmen Grup 1’de aktif kayıpların daha az olduğu gözlemlenebilmektedir. Bu durum, 600 kVAr grupların TEİAŞ TM’ye daha yakın konumda tesis edilmeleri ve dağıtım şebekesinin uç kısımlarına yeterli katkıyı sağlayamamasından kaynaklanmaktadır. Şebekenin kapasitif özelliğe girmesinden çekinilerek, metodoloji gereği kapasitörler kaynağa daha yakın noktalara tesis edilmişlerdir. Örneğin Grup 1’de Bina 15’e kapasitör yerleştirilmesine rağmen; Grup 2’de yerleştirilmemiştir.



Şekil 5.9. Grup 1'e göre yeni kapasitörlerin lokasyonları

Tablo 5.3. Grup 1'e göre yeni kapasitörlerin bilgileri

Kapasitörün Bulunduğu Bina	Kapasitör Gerilim Seviyesi [kV]	Şebekeye Yeni Eklenen Kapasitör Kurulu Gücü [kVAr]
2	15,8	600
6	15,8	300
8	15,8	1800
14	15,8	600
15	15,8	300
26	15,8	300
27	15,8	300
28	15,8	900
	Toplam [kVAr]	5100



Şekil 5.10. Grup 2'ye göre yeni kapasitörlerin lokasyonları

Tablo 5.4. Grup 2'ye göre yeni kapasitör bilgileri

Kapasitörün Bulunduğu Bina	Kapasitör Gerilim Seviyesi [kV]	Şebekeye Yeni Eklenen Kapasitör Kurulu Gücü [kVAr]
2	15,8	600
8	15,8	2400
13	31,5	600
14	15,8	600
27	15,8	600
28	15,8	600
Toplam [kVAr]		5400

Tablo 5.5. Grup 1 ve Grup 2'nin karşılaştırılması

	Grup 1	Grup 2
Hedeflenen Güç Faktörü Değeri	0,98	0,98
Kapasitör Yerleştirme Hassasiyeti [kVAr]	300	600
İterasyon Sayısı	17	9
Şebekedeki Mevcut Kapasitör Kurulu Gücü [kVAr]	4800	4800
Şebekeye Yeni Eklenen Kapasitör Kurulu Gücü [kVAr]	5100	5400
Puant Yük Talebi [kW]	23044,262	23044,262
Transformatör Kayıpları [kW]	410,271	411,619
Hat Kayıpları [kW]	762,788	765,818
Aktif Akımlardan Kaynaklı Kayıp [kW]	1054,933	1052,042
Reaktif Akımlardan Kaynaklı Kayıp [kW]	118,126	125,396
Toplam Aktif Kayıp [kW]	1.173,059	1.177,44
Kayıp Yüzdesi [%]	4,844	4,861
Maksimum Gerilim Düşümü [%]	5,07	4,734
Bina 12-Bina 8 Hattı Yüklenmesi [%]	67,157	66,945
Ortalama Hat Yüklenmesi [%]	16,811	16,937
	Durum	Aktif Kayıp [kW]
	Grup 1	1.173,059
	Grup 2	1.177,44
		Aktif Kayıp Farkı [kW]
		4,379

Elde edilen sonuçlar ışığında, sonraki çalışmalarda 300 kVAr hassasiyet ile analizler yapılmasına karar verilmiştir. Daha düşük güçlerde analizler yapılmamasının sebebi, dağıtım şebekelerinde genel olarak 300 kVAr'lık grupların kullanılmakta olmasından kaynaklanmaktadır.

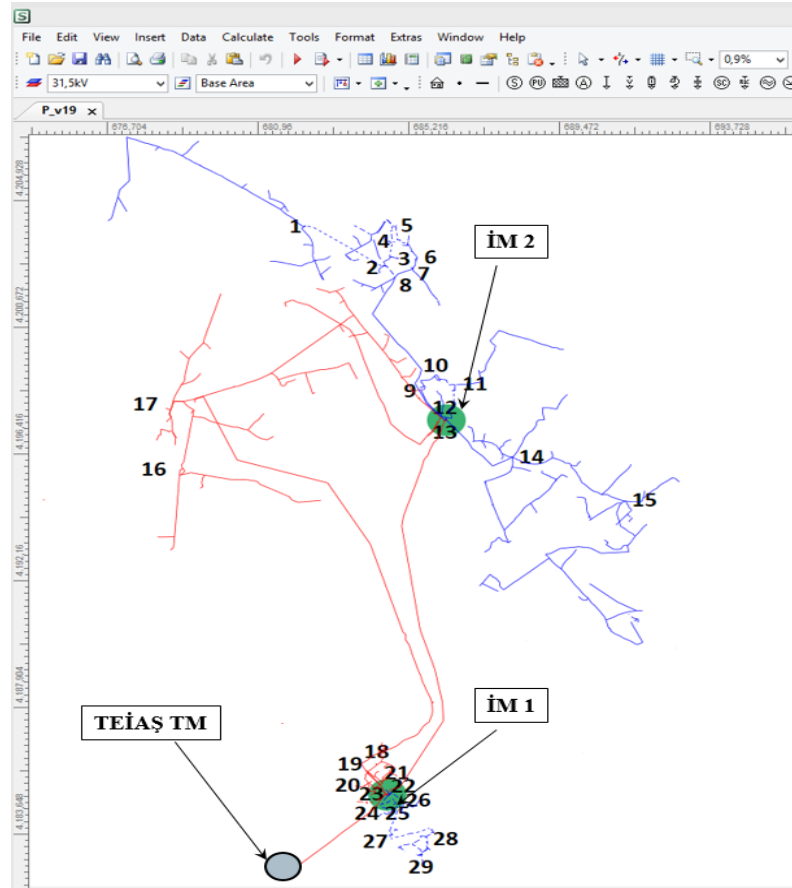
5.3.2. Optimizasyon yöntemi ve mevcut durumun karşılaştırılması

Bu senaryoda, dağıtım şebekesinde mevcut durumda bulunan 4800 kVAr kapasitör grubunun, Optimizasyon Yöntemi kullanılarak tekrardan uygun binalara yerleştirilmesi ile mevcut durum karşılaştırması yapılması amaçlanmıştır. Bu senaryoya göre mevcut durum ve optimizasyon yöntemi sonucu arasında kapasitör gücü açısından bir farklılık olmayacaktır. Ancak, mevcut kapasitörlerin yerleştirilmesinde, Optimizasyon Yöntemi'nin kullanılması durumunda, şebekeye sağlanacak faydalara vurgu yapılmak istenmiştir.

Mevcut durumda dağıtım şebekesinde toplamda 4800 kVAr gücünde kapasitör grubu bulunmaktadır. Kapasitörlerin lokasyonlarına, bağlı oldukları gerilim seviyesine ve güçlerine dair bilgiler Tablo 5.6’da görülmektedir. Şekil 5.11’de dağıtım şebekesinin coğrafik görüntüsü ve dağıtım şebekesine bağlı olan kapasitörlerin lokasyonları görülmektedir. Mevcut durumdaki kapasitörler 31,5/15,8 kV İndirici Merkez (İM) binalarının 31,5 kV baralarına tesis edilmişlerdir. Bu bilgilerden anlaşılacağı üzere, büyük istasyonlara büyük güçlü kapasitör gruplarının yerleştirilmesi bakış açısı bulunmaktadır. Ancak bu durumun gerek şebeke kayıplarını azaltmada, gerek gerilim profilini düzeltmede tatmin edici sonuçlar vermeyeceği düşünülmektedir.

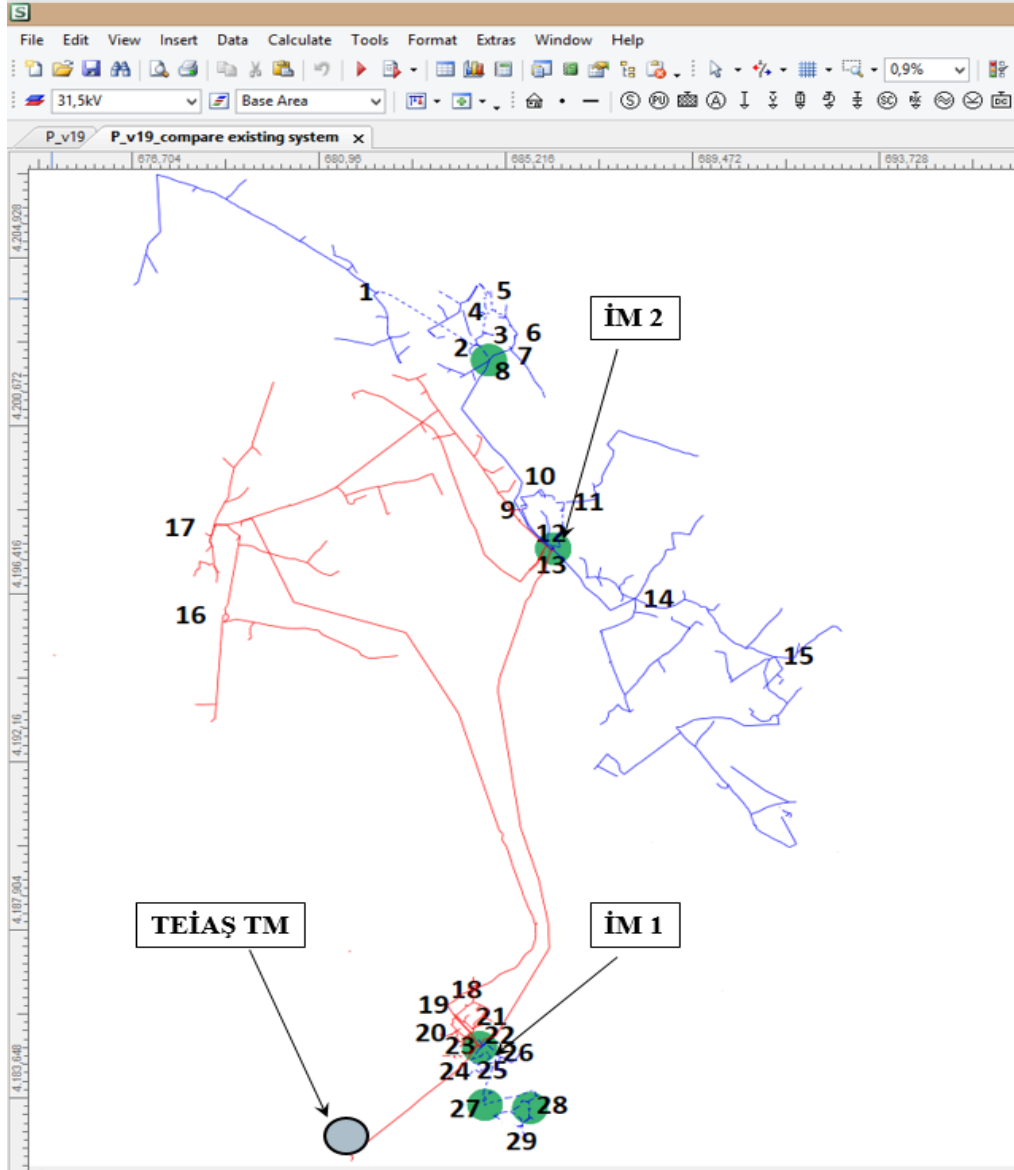
Tablo 5.6. Mevcut şebeke kapasitör bilgileri

Kapasitörün Bulunduğu Bina	Kapasitör Gerilim Seviyesi [kV]	Kapasitör Kurulu Gücü [kVAr]
22	31,5	1800
13	31,5	3000
	Toplam [kVAr]	4800



Şekil 5.11. Mevcut şebeke kapasitör lokasyonları

Şekil 5.12’de Optimizasyon Yöntemi’ne göre yerleştirilen kapasitörlerin lokasyonları görülmektedir. Görüldüğü gibi kapasitörler, coğrafik model üzerinde dağıtılmışlardır.



Şekil 5.12. Optimizasyon Yöntemi ile mevcut kapasitörlerin yeni lokasyonları

Tablo 5.7. Optimizasyon Yöntemi ile mevcut kapasitörlerin yeni bilgileri

Kapasitörün Bulunduğu Bina	Kapasitör Gerilim Seviyesi [kV]	Kapasitör Kurulu Gücü [kVAr]
8	15,8	1200
12	15,8	1800
23	15,8	600
27	15,8	600
28	15,8	600
	Toplam [kVAr]	4800

Tablo 5.8. Mevcut Durum ile Optimizasyon Yönteminin karşılaştırılması

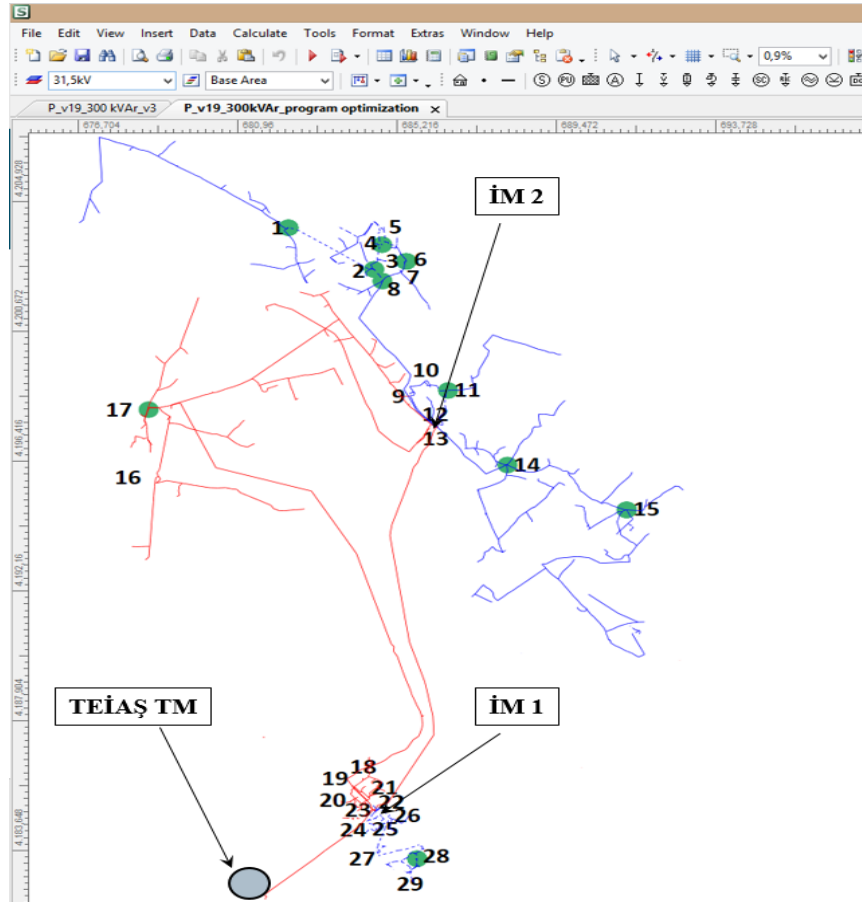
	Optimizasyon Yöntemi	Mevcut Durum Analizi
Hedeflenen Güç Faktörü Değeri	-	-
Kapasitör Yerleştirme Hassasiyeti [kVAr]	300	-
İterasyon Sayısı	16	-
Şebekedeki Kapasitör Kurulu Gücü [kVAr]	4800	4800
Puant Yük Talebi [kW]	23.044,26	23.044,26
Transformatör Kayıpları [kW]	413,98	439,528
Hat Kayıpları [kW]	889,382	992,636
Aktif Akımlardan Kaynaklı Kayıp [kW]	1092,339	1125,203
Reaktif Akımlardan Kaynaklı Kayıp [kW]	211,024	306,960
Toplam Aktif Kayıp [kW]	1.303,36	1.432,16
Kayıp Yüzdesi [%]	5,353	5,851
Maksimum Gerilim Düşümü [%]	8,441	12,819
Bina 12-Bina 8 Hattı Yüklmesi [%]	73,567	83,022
Ortalama Hat Yüklmesi [%]	17,536	17,931
	Durum	Aktif Kayıp [kW]
	Mevcut Durum	1.432,16
	Optimizasyon Yöntemi	1.303,36
		Aktif Kayıp Farkı [kW]
		128,802

5.3.3. Optimizasyon yöntemi ve GSAY karşılaştırılması

Oluşturulan optimizasyon yöntemi ile bir güç sistemleri analiz yazılımının (GSAY) optimizasyon yöntemi aynı koşullar için karşılaştırılmıştır. Daha gerçekçi sonuçlara ulaşabilmek amacıyla puant yük durumuna ek olarak, düşük yük durumu da dikkate alınarak analizler gerçekleştirilmiştir. Düşük yük durumunun dikkate alınmasının sebebi anahtarlamalı kapasitör gücünün belirlenmesini sağlamaktadır. Dağıtım şebekesi sürekli olarak puant yük durumunda çalışmayacağından dolayı, puant duruma göre boyutlandırılan kapasitör güçlerinin tümünün sabit gruplar olması durumunda şebekenin kapasitif özellik göstermesi kaçınılmaz olacaktır. Düşük yük durumlarında, belli miktarda kapasitör grubunun devreden ayrılması, yük arttıkça devreye alınması gerekmektedir. Bu devreye girip çıkma işlemi kesici cihazları tarafından gerçekleştirilmektedir. Şebekeye tesis edilecek olan tüm kapasitör gruplarının kesici cihazları ile takviye edilmesi gerekmemektedir. Düşük yük durumunda da belirli bir oranda kapasitör gücü sürekli devrede olmaktadır. Sürekli olarak devrede bulunan kapasitörler sabit kapasitörler; reaktif güç ihtiyacına göre devreye girip çıkan kapasitörler ise anahtarlamalı kapasitörler olarak adlandırılmaktadır. Anahtarlamalı kapasitörlerin maliyeti, sabit kapasitörlere göre oldukça yüksektir. Çünkü

kesici cihazları, maliyeti arttırmaktadır. Ayrıca devreye girip çıkma işleminde kapasitörün işletim ömründe azalmalar meydana gelmektedir. Bu sebeplerle ilk olarak iki farklı optimizasyon yöntemi için puant yük durumunda, sonrasında ise düşük yük durumunda analizler gerçekleştirilmiştir.

Belirlenen optimizasyon yönteminde 300 kVAr hassasiyet ile iteratif analizler gerçekleştirilerek kapasitör lokasyonları ve güçleri tespit edilmiştir. Güç sistemleri analiz programında gerçekleştirilen analizlerde de kapasitör grupları 300 kVAr gruplar olarak tanımlanmıştır. Buradaki amaç güç faktörünü 0,98 değerine ulaştırmaktır. Dağıtım şebekesinde mevcut durumda 4800 kVAr gücünde kapasitör grubu devrededir. Bu gruplar devreden çıkartılmadan istenilen güç faktörü değerine ulaşılan 300 kVAr hassasiyet ile kapasitör grupları yerleştirilmiştir. Dağıtım şebekesine toplam 5100 kVAr gücünde kapasitör yerleştirildiğinde güç faktörü değeri 0,98'e ulaşmaktadır. Şekil 5.13'te GSAY analizine göre yeni kapasitörlerin coğrafi lokasyonu; Tablo 5.9'da ise yeni kapasitörlerin bilgileri bulunmaktadır.



Şekil 5.13. GSAY'a göre yeni kapasitörlerin lokasyonları

Tablo 5.9. GSAY analizi ile yeni kapasitörlerin bilgileri

Kapasitörün Bulunduğu Bina	Kapasitör Gerilim Seviyesi [kV]	Şebekeye Yeni Eklenen Kapasitör Kurulu Gücü [kVAr]
1	15,8	600
2	15,8	600
4	15,8	300
6	15,8	900
8	15,8	300
11	15,8	300
14	15,8	300
15	15,8	900
17	15,8	300
28	15,8	600
Toplam [kVAr]		5100

Optimizasyon Yöntemi'ne göre yeni kapasitörlerin coğrafi lokasyonu ve yeni kapasitörlerin bilgileri sırasıyla Şekil 5.9 ve Tablo 5.3'te daha önceden verilmiştir. Tablo 5.10'da iki yöntemin puant yük durumuna göre karşılaştırması yapılmıştır. Tablodan görülebileceği üzere iki yöntem arasındaki değerler birbirine yakın çıkmaktadır. Ancak GSAY analizinde puant yük durumunda 6,152 kW daha az kayıp oluştuğu gözlemlenmiştir.

Tablo 5.10. Optimizasyon Yöntemi ve GSAY karşılaştırması

	Optimizasyon Yöntemi	Güç Sistemleri Analiz Yazılımı
Hedeflenen Güç Faktörü Değeri	0,98	0,98
Kapasitör Yerleştirme Hassasiyeti [kVAr]	300	300
İterasyon Sayısı	17	-
Şebekedeki Mevcut Kapasitör Kurulu Gücü [kVAr]	4800	4800
Şebekeye Yeni Eklenen Kapasitör Kurulu Gücü [kVAr]	5100	5100
Puant Yük Talebi [kW]	23044,262	23044,262
Transformatör Kayıpları [kW]	410,271	409,154
Hat Kayıpları [kW]	762,788	757,753
Aktif Akımlardan Kaynaklı Kayıp [kW]	1054,933	1052,649
Reaktif Akımlardan Kaynaklı Kayıp [kW]	118,126	114,258
Toplam Aktif Kayıp [kW]	1.173,059	1166,907
Kayıp Yüzdesi [%]	4,844	4,820
Maksimum Gerilim Düşümü [%]	5,07	4,418
Bina 12-Bina 8 Hattı Yüklenmesi [%]	67,157	66,282
Ortalama Hat Yüklenmesi [%]	16,811	16,42
	Durum	Aktif Kayıp [kW]
	Optimizasyon Yöntemi	1.173,059
	GSAY	1166,907
		Aktif Kayıp Farkı [kW]
		6,152

Dağıtım şebekesi yıl boyunca puant yük durumunda çalışmamaktadır. Bundan dolayı kayıpların azalmasıyla yıllık olarak elde edilecek olan enerji tasarrufu hesaplanırken kayıp faktörünün dikkate alınması gerekmektedir. Kayıp faktörünün dikkate alınmamasıyla yapılacak olan hesaplamalar gerçek durumu göstermemektedir. Kayıp faktörü, yük faktörünün tespit edilmesinin ardından yük faktörüne bağlı bir fonksiyon olarak veya direkt olarak ölçümlerden yararlanılarak tespit edilebilir. Ölçümlerin 15 dakikalık zaman periyoduyla gerçekleştirilmesinden dolayı, ölçümlerden yararlanılan yöntemin kullanılmasına karar verilmiştir. İnceleme amaçlı olarak yük faktörünün fonksiyonu olarak tespit edilen kayıp faktörü değeri de hesaplanmıştır.

Tablo 5.11. Ölçümlere göre kayıp faktörünün tespit edilmesi

Puant Yük [MW]	24,476
Yıllık Enerji [MWh]	80640,814
Yük Faktörü	0,533
Kayıp Faktörü	0,305
Enerji Birim Bedeli [TL/kWh]	0,192

Tablo 5.12. Yük faktörünün fonksiyonu olarak kayıp faktörü hesabı

Puant Yük [MW]	24,476
Yıllık Enerji [MWh]	80640,814
Yük Faktörü	0,533
Kayıp Faktörü	0,358
Enerji Birim Bedeli [TL/kWh]	0,192

Tablo 5.11’de kayıp faktörünün 0,305 olduğu görülmektedir. GSAY uygulamasının, Optimizasyon Yöntemi’ne göre puant durumda 6,152 kW tasarruf sağladığı bilinmektedir. Bu durumda yıllık enerji tasarrufu aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır;

$$\text{Yıllık Tasarruf} = \text{Puant Güç} \times \text{Kayıp Faktörü} \times \text{Saat} \times \text{Enerji Birim Maliyeti} \quad (5.1)$$

$$\text{Yıllık Tasarruf} = 6,152 \times 0,305 \times 8760 \times 0,192 = 3155,887 \text{ TL}$$

Görüldüğü gibi GSAY uygulaması, Optimizasyon Yöntemi'ne göre yıllık olarak 3155 TL kar sağlamaktadır. Ancak sadece bu değer dikkate alınarak bir karara varmak doğru bir yöntem olmamaktadır. Dağıtım şebekesinin sürekli olarak puant durumda çalışmayacağına daha önceki bölümlerde de değinilmiştir. Anahtarlamalı kapasitör gruplarının da belirlenebilmesi amacıyla, düşük yük durumu için analizlerin gerçekleştirilmesi gerekmektedir.

Şekil 5.6'da düşük yük durumu 10 MW olarak belirlenmiştir. Dağıtım şebekesinden bu yükün talep edilmesi amacıyla analiz modelinde düzenlemeler yapılarak, modelin düşük yük durumunda çalışması sağlanmıştır. Düşük yük durumunda, her iki yöntem için kapasitör tesis edilen binalardaki reaktif güç ihtiyacı incelenmiş ve ihtiyaca göre bazı gruplar devreden çıkartılmıştır. Tablo 5.13 ve Tablo 5.14'te sırasıyla Optimizasyon Yöntemi ve GSAY için kapasitör gruplarının durumu görülmektedir.

Tablo 5.13. Optimizasyon Yöntemi düşük yük durumu

Düşük Yük Durumu	Bina İsmi	Kurulu Güç [kVAr]
Devre Dışı	2	300
Devrede	2	300
Devrede	6	300
Devre Dışı	8	300
Devre Dışı	8	300
Devre Dışı	8	300
Devre Dışı	8	300
Devre Dışı	8	300
Devrede	8	300
Devre Dışı	14	300
Devrede	14	300
Devrede	15	300
Devrede	26	300
Devrede	27	300
Devre Dışı	28	300
Devre Dışı	28	300
Devrede	28	300
Devre Dışı Grup Sayısı		Devredeki Grup Sayısı
9		8

Tablo 5.14. GSAY düşük yük durumu

Düşük Yük Durumu	Bina İsmi	Kurulu Güç [kVAr]
Devre Dışı	1	300
Devre Dışı	1	300
Devre Dışı	2	300
Devrede	2	300
Devre Dışı	4	300
Devre Dışı	6	300
Devre Dışı	6	300
Devre Dışı	6	300
Devrede	8	300
Devre Dışı	11	300
Devrede	14	300
Devre Dışı	15	300
Devre Dışı	15	300
Devrede	15	300
Devre Dışı	17	300
Devre Dışı	28	300
Devrede	28	300
Devre Dışı Grup Sayısı		Devredeki Grup Sayısı
12		5

Düşük yük durumunda GSAY uygulandığında, Optimizasyon Yöntemi'ne göre 3 adet fazladan anahtarlama kapasitör grubu tesis edilmesi gerekmektedir. Bu durum 3 adet fazladan kesicili sistem oluşturulması anlamına gelmektedir.

Kesicisiz 300 kVAr kapasitör birim bedeli 3400 TL; kesicili 300 kVAr Kapasitör birim bedeli 19000 TL olarak alınmıştır. Bu durumda Optimizasyon Yöntemi'nin uygulanması durumunda ilk yatırım maliyeti 198.200 TL olmaktadır. GSAY'nın kullanılması durumunda ise ilk yatırım maliyeti 245.000 TL olmaktadır. Ekipmanların kullanım ömrü 10 yıl olarak belirlenmiştir. GSAY yıllık olarak 3155 TL kayıplardan daha fazla tasarruf etse de, anahtarlama kapasitör gruplarının ilk yatırım maliyetinin yüksek olmasından dolayı, 10 yıllık süreçte Optimizasyon Yöntemi'nin daha iyi sonuç verdiği görülmektedir.

6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Yapılan analizler sonucunda enerji dağıtım sistemlerinin uygun şekilde işletilmesi sayesinde teknik kayıp değerlerinin azaltılabileceği görülmektedir. Bunun için enerji dağıtım sistemlerinin konvansiyonel işletim tarzından uzaklaşması, optimizasyon teknikleri kullanılarak, yüklenme koşulları ve anahtarlama konumları gibi dinamik işletim sistemlerine uyum sağlayacak şekilde planlanması gerekmektedir. Gerçekleştirilen analizler sonucunda kapasitörlerin lokasyonlarının optimal olarak belirlenmesinin önemi ortaya çıkmıştır. Dağıtım şebekesine optimal olarak yerleştirilen kapasitörler, kayıpların ve şebeke ekipmanlarının yüklenmesinin azalmasını, gerilim profiline iyileşmesini sağlamıştır.

Konvansiyonel olarak sadece cezai durumun önlenmesi için kullanılan kapasitörlerin sistem içerisine dağıtılarak aynı güçte yerleştirilmesi durumunda, şebekeye eklenen yeni kapasitör grubu bulunmamasına rağmen puant durumda yaklaşık olarak 129 kW kayıp azalması meydana geldiği görülmektedir. Fiderin kayıp faktörü, enerjinin kW başına saatlik birim bedeli ve yıl içindeki kullanım süresi dikkate alındığında, bu puant kayıp değerinin yıllık olarak 66,175 TL değerinde ek enerji maliyetine sebep olacağı tespit edilmiştir. Optimizasyon Yöntemi kullanılarak kapasitörlerin yerleştirilmesi durumunda ise 66,175 TL yıllık bazda tasarruf olmaktadır.

İncelenen sayısal analiz programlarının çoğunun sadece belirli bir yük durumunda analizler gerçekleştirdiği görülmüştür. Oluşturulan yöntem ile güç sistemleri analiz yazılımının karşılaştırıldığı kısımda, puant yük durumu için gerçekleştirilen analizlere ek olarak, düşük yük durumu için de analizler gerçekleştirilmiştir. Bunun sebebi, puant yük durumuna göre tesis edilen kapasitör banklarının, düşük yük durumundaki etkilerini ve anahtarlama durumlarını tespit etmektedir. Böylelikle anahtarlama kapasitör grupları da tespit edilerek, ekonomik analizde bu bilgiler değerlendirilmiştir. Bu analizler sonucunda, güç sistemleri analiz yazılımı yıllık enerji kaybında küçük miktarda daha iyi iyileştirme gerçekleştirdiyse de, anahtarlama kapasitör gruplarının maliyetinin daha fazla olmasından dolayı 10 yıllık süreç için belirlenen optimizasyon

yöntemi daha iyi sonuçlar elde etmiştir.

Dağıtım şebekesinde reaktif güç kontrolü yalnızca cezai yaptırımlardan kaçınmak amacıyla gerçekleştirilmemelidir. Kapasitörler, dağıtım şebekesinde uygun noktalara tesis edildiklerinde aktif kayıplar, gerilim düşümü, malzeme boyutlandırması gibi konularda büyük fayda sağlamaktadırlar. Kapasitörler, reaktif güç ihtiyacının doğduğu mümkün olan en yakın noktaya tesis edilmelidirler. Ancak bu durumda düşük yük durumunun da dikkate alınmasıyla şebekede aşırı kompanzasyon yapılmaması da sağlanmalıdır.

Günümüzde Volt/Var kontrolü de oldukça önem kazanmıştır. Volt/Var kontrolünün dağıtım şebekesinde geniş çaplı olarak uygulanabilmesi için kapasitörlerin şebeke içerisinde dağıtık olarak bulunmasında fayda bulunmaktadır. Çünkü az sayıda lokasyona büyük güçte tesis edilen kapasitörler ile yapılacak olan bir kontrol, oldukça sınırlı etkiye sahip olabilir. Tüm bu sebeplerden dolayı, optimal kapasitör yerleştirme teknikleri üzerinde çalışmaların sürdürülmesi oldukça büyük önem arz etmektedir.

KAYNAKLAR

- [1] El-Fergany A., Optimal Capacitor Allocations Using Evolutionary Algorithms, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2013, **7**(6), 593-601.
- [2] Yücel Ö., Volt/Var Control Analysis on Distribution System to Reduce Energy Losses, *CIGRE Regional South-East European Conference*, Timisoara, Romania, 8-10 Ekim 2014.
- [3] Yücel Ö., Gerilim Kontrolü ve Optimum Kapasitör Yerleşimi ile Dağıtım Şebeke Kayıplarının Azaltılması, *Enerji Verimliliği, Kalitesi Sempozyumu ve Fuarı*, Sakarya, Türkiye, 4-6 Haziran 2015.
- [4] Gönen T., *Electric Power Distribution System Engineering*, 2nd ed., CRC Press Taylor&Francis Group, Boca Raton, 2008.
- [5] Yıldız A. B., *Elektrik Devreleri Kısım II*, 1, Kocaeli Üniversitesi Yayınları, Kocaeli, 2006.
- [6] Malzeme Yönetimi ve Satınalma Dairesi Başkanlığı, *YG Şönt Kondansatör Bankları ve Teçhizatı Teknik Şartnamesi*, TEDAŞ, Ankara, 2010.
- [7] EPDK, *Elektrik Şebeke Yönetmeliği*, EPDK, Ankara, 2014.
- [8] EPDK, *Elektrik Piyasası Bağlantı ve Sistem Kullanım Yönetmeliği*, EPDK, Ankara, 2014.
- [9] EPDK, *Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği*, EPDK, Ankara, 2013.
- [10] EMO, *Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği*, EMO, Ankara, 2000.
- [11] ENTSO-E, *Frequently Asking Questions*, ENTSO-E, Brussels, 2012.
- [12] Salama M. M. A., Chikhani A. Y., Classification of Capacitor Allocation Techniques, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2000, **15**(1), 387-392.
- [13] Chis M., Salama M., Capacitor Placement in Distribution Systems Using Heuristic Search Strategies, *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, 1997, **144**(3), 225-230.
- [14] Abdel-Salam S., Chikhani Y., A New technique for Loss Reduction Using Compensating Capacitors Applied to Distribution Systems With Varying Load Condition, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1994, **9**(2), 819-827.
- [15] Bacalao N., *Distribution Planning Education Notes*, 2nd ed., Siemens, Houston, 2013.

- [16] Malmedar K., Sen K., A Better Understanding of Load and Loss Factor, *Industry Applications Society Annual Meeting*, Edmonton, Canada, 5-9 October 2008.

KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER

- [1] **Yücel Ö.**, Volt/Var Control Analysis on Distribution System to Reduce Energy Losses, *CIGRE Regional South-East European Conference*, Timisoara, Romania, 8-10 Ekim 2014.
- [2] **Yücel Ö.**, Gerilim Kontrolü ve Optimum Kapasitör Yerleşimi ile Dağıtım Şebeke Kayıplarının Azaltılması, *Enerji Verimliliği, Kalitesi Sempozyumu ve Fuarı*, Sakarya, Türkiye, 4-6 Haziran 2015.

ÖZGEÇMİŞ

1990 yılında Çanakkale’de doğdu. İlköğretim ve lise öğrenimini Çanakkale’de tamamladı. 2009 yılında Kocaeli Üniversitesi Elektrik Mühendisliği Bölümü’nde eğitimine başlayarak, 2013 yılında mezuniyetini aldı. 2013 yılında Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı’nda yüksek lisans öğrenimine başladı. Lisans mezuniyet tarihinden itibaren özel bir firmada mesleğini icra etmeye devam etmektedir.