



MARMARA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ



**MEVCUT VE YENİ İNŞA EDİLECEK
DAĞITIM TRAFOLARININ KONUM VE
GÜÇ DEĞERLERİNİN KAPSAMA ALANI
TABANLI ENİYİLEMESİ**

ONUR AKAR

DOKTORA TEZİ

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı (Türkçe)
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Programı

DANIŞMAN

Prof. Dr. Ümit Kemalettin TERZİ

EŞ-DANIŞMAN

Prof. Dr. Okan ÖZGÖNENEL

İSTANBUL, 2020



MARMARA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ



**MEVCUT VE YENİ İNŞA EDİLECEK
DAĞITIM TRAFOLARININ KONUM VE
GÜÇ DEĞERLERİNİN KAPSAMA ALANI
TABANLI ENİYİLEMESİ**

ONUR AKAR
(723117001)

DOKTORA TEZİ

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı (Türkçe)
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Programı

DANIŞMAN

Prof. Dr. Ümit Kemalettin TERZİ

EŞ-DANIŞMAN

Prof. Dr. Okan ÖZGÖNENEL

İSTANBUL, 2020

ÖNSÖZ

Günümüzde enerji endüstrisi tarafından, yeni enerji kaynaklarının bulunması ve üretim aşamalarına yoğunlaşmışken; üretilen enerjinin dağıtım aşamaları göz ardı edilmiştir. Bir ülkenin elektrik dağıtım şebekeleri teknolojiye koşut olarak, şehirlerin güç kaynakları olan dağıtım trafoları ile birlikte sürekli ve verimli bir biçimde geliştirilmelidir. Eniyi bir elektrik şebekesinin oluşumu, şebeke planlamasının yapılması ve geliştirilmesi ilkelerinin verimli bir şekilde uygulanması ile sağlanabileceğini düşünüyorum. Bu düşünce ve görüşlerle başladığım çalışmamda ve doktora sürecimin başından itibaren bana yol gösteren tez danışmanım Prof. Dr. Ümit Kemalettin TERZİ, tez eş danışmanım Prof. Dr. Okan ÖZGÖNENEL, AYEDAŞ Vaniköy operasyon yöneticisi Elek. Müh. Erhan ÇERİ, eşim Buşra AKAR, kızlarım Reyyan ve Rana AKAR'a ve benden desteğini eksik etmeyen başta ailem olmak üzere herkese teşekkürlerimi sunarım.

Ekim 2020

Onur AKAR

İÇİNDEKİLER

	SAYFA
ÖNSÖZ	i
İÇİNDEKİLER.....	ii
ÖZET	v
ABSTRACT	vii
YENİLİK BEYANI.....	ix
SEMBOLLER.....	x
KISALTMALAR.....	xiv
ŞEKİL LİSTESİ	xv
TABLO LİSTESİ.....	xviii
1. GİRİŞ	1
1.1. Dağıtım Şebekesi Planlaması	5
1.2. Şehir Planları	7
1.3. Dağıtım Şebekesi.....	9
1.4. Dağıtım Trafoları.....	11
1.5. Trafo Merkezleri.....	12
1.6. Trafo Bölge Seçimi.....	15
1.7. YG veya AG İletim Güzergahı Belirleme	17
1.8. Şebeke Güç Yoğunluğu ve Tüketim Katsayısı.....	19
1.9. Şebeke Güç İhtiyacı ve Trafo Güçleri Tespiti	20
1.9.1. Hesaplama	24
1.9.1.1. Kol Uzunluğuna Bağlı Olarak Hesaplama (Watt/Metre)	24
1.9.1.2. Nüfus Başına Güç'e Bağlı Olarak Hesaplama (Watt/Kişi)	25
1.9.1.3. Konutun Güç İhtiyacına Bağlı Olarak Hesaplama (Watt/Konut)...	26
1.9.2. Ölçme Metodu	27
1.10. Trafo Güçleri ve Gerilim Düşümü Hesabı	29
2. MATERYAL VE YÖNTEM.....	33
2.1. Trafo Kapsama Alanının Oluşturulması.....	33
2.1.1. Yük Yoğunluğu (σ)	41

2.1.2.	Yük Faktörü (β).....	42
2.1.3.	Trafo Gücü (S_r) ve Trafo Sayısı (n)	43
2.1.4.	Sayısal Coğrafi Verilerin Kullanımı.....	44
2.1.5.	Kapsama Alanları Oluşturulacak Dağıtım Şebekesinin Yapısı.....	45
2.1.6.	Şebekenin Yük Yoğunluğuna Bağlı R_i ve r_i Yarı Çaplarının Bulunması.	47
2.1.7.	Vaniköy Operatörlüğü 10,5/0,4 kVA'lık Trafoların Kapsama Alanları ..	50
2.2.	Mevcut Dağıtım Trafolarının Konum ve Güç Değerlerinin Kapsama Alanı Tabanlı Eniyilemesi	51
2.3.	Yeni İnşa Edilecek Dağıtım Trafolarının Konum ve Güç Değerlerinin Kapsama Alanı Tabanlı Eniyilemesi	62
2.3.1.	İki Trafonun Konum ve Kapsama Alanından Üçüncü Trafonun Konum ve Kapsama Alanının Bulunması.....	63
2.3.2.	Üç Trafonun Konum ve Kapsama Alanından Dördüncü Trafonun Konum, Güç ve Kapsama Alanının Bulunması	68
2.4.	Trafolar Arası YG İletim Hattı Eniyi Güzergah Belirleme	72
2.5.	Şebeke Maliyet Hesaplaması.....	74
2.5.1.	Şebeke Kablo ve Trafo Maliyet Hesaplaması	74
2.5.2.	Gerilim Düşümü Kayıpları Hesaplaması.....	74
3.	BULGULAR VE TARTIŞMA.....	77
3.1.	Mevcut Dağıtım Trafolarının Konum ve Güç Değerlerinin Kapsama Alanı Tabanlı Düzenlenmesine Sistemsel Yaklaşım.....	77
3.1.1.	Üsküdar KC Bölgesi Yeni Trafo KA ve Yarıçaplarının Oluşturulması... ..	78
3.1.2.	Trafolar Arası YG ve AG Hattının Düzenlenmesi	84
3.1.3.	Maliyet Analizi.....	87
3.2.	Şebeke Genişletilmesi Durumunda Yeni Dağıtım Trafolarının Kapsama Alanı Tabanlı Konum, Güç ve YG Hattının Belirlenmesine Sistemsel Yaklaşım	88
3.2.1.	İki Trafonun Konum ve Kapsama Alanından Üçüncü Trafonun Konum ve Kapsama Alanının Bulunması Senaryo Durumu	89
3.2.1.1.	Yeni Konuşlanacak Üçüncü Trafonun Güç, Konum ve Kapsama Alanının Bulunması.....	90
3.2.1.2.	İki Trafodan Yararlanılarak Yeni Konuşlanacak Trafonun YG Hattının Bulunması.....	91

3.2.2. Üç Trafonun Konum ve Kapsama Alanından Dördüncü Trafonun Konum, Güç ve Kapsama Alanının Bulunması Senaryo Durumu.....	93
3.2.2.1. Yeni Konuşlanacak Dördüncü Trafonun Güç, Konum ve Kapsama Alanının Bulunması.....	94
3.2.2.2. Üç Trafodan Yararlanılarak Yeni Konuşlanacak Trafonun YG Hattının Bulunması.....	95
3.2.3. Gerilim Düşümü Kayıpları ve Maliyet Analizi.....	98
4. SONUÇLAR.....	99
KAYNAKLAR.....	103
EKLER.....	113
EK-1 İstanbul Üsküdar İlçesi Vaniköy Bölgesi Trafo Teknik Bilgileri.....	113
EK-2 Trafo Kapsama Alanı Kesişim Oranı Bulma Yazılım Kodları.....	121
EK-3- Trafolar Arası Yük Dağılımı Bulma Yazılım Kodları.....	125
EK-4 İki Trafo Gücü, Yük Yoğunluğu, Koordinat ve Bağlı Buldukları Fider Sayısından Faydalanılarak Üçüncü Trafonun Konum ve Kapsama Alanı Bulunması Yazılım Kodları..	127
EK-5 Üç Trafo Gücü, Yük Yoğunluğu, Koordinat ve Bağlı Buldukları Fider Sayısından Faydalanılarak Dördüncü Trafonun Konum, Kapsama Alanı ve Gücünün Bulunması Yazılım Kodları.....	130
EK-6 Trafolar Arası Eniyi Kablolama Güzergah ve Yol Hesaplaması Yazılım Kodları.....	132
EK-7 Maliyet Algoritmasının Hesaplaması Yazılım Kodları.....	135

ÖZET

MEVCUT VE YENİ İNŞA EDİLECEK DAĞITIM TRAFOLARININ KONUM VE GÜÇ DEĞERLERİNİN KAPSAMA ALANI TABANLI ENİYİLEMESİ

Bir ülkenin elektrik şebekeleri teknolojiye koşut olarak, şehrin güç kaynakları olan dağıtım transformatörleri ile birlikte sürekli olarak gelişmektedir. Gelişen teknoloji ve yükselen yaşam standartları, şehir merkezlerinde talep edilen elektrik enerji miktarını artırmaktadır. Buna ek olarak yeni konutların inşası ile birlikte farklı şehir alanlarındaki elektrik yük yoğunluğu da değişmektedir. Yük yoğunluğundaki bu değişimin denetim altına alınması, dağıtım hatlarında gerilim ayarı yapmak, yeni hatlar ve trafo merkezleri kurmak ya da var olan hatları ve trafo merkezlerini yeniden yapılandırmak ile olanaklıdır. Verimli bir elektrik şebekesinin oluşumu, şebeke planlamasının yapılması ve geliştirilmesi ilkelerinin iyi bir şekilde yürütülmesi ile sağlanabilir. Bu tez çalışmada, İstanbul Üsküdar İlçesi Vaniköy bölgesi incelenerek mevcut trafoların yük yoğunluğuna ve gücüne bağlı olarak kapsama alanları oluşturulmuştur. Bu kapsama alanlarından tüm AG dağıtım şebekelerine uygulanabilecek yeni matematiksel, geometrik yöntemler ve algoritmalar geliştirilmiştir. Bu yöntemler ve algoritmalar ile dağıtım şebekesi içinde girift yapıdaki mevcut trafoların kapsama alanlarının düzenlenmesine, kapsama alanı tabanlı yeni bir sistemsel yaklaşım sunulmuştur. Bu yaklaşımda önce her bir trafonun kapsama alanı kesişme oranları tespit edilmiştir. Bu kesişim oranları doğrultusunda, az kullanılan veya fazladan konulan trafolar algoritmada göz ardı edilmiştir. Göz ardı edilen trafoların yerine, şebekede bulunan trafolar içinde bu trafolarla en yakın mesafedeki ve en uygun güçteki trafolar arasında yük paylaşımı yapılarak şebeke eniyi yapıya sokulmuştur. Çalışmanın diğer bir bölümünde dağıtım şebekesinde yeni inşa edilecek dağıtım trafolarının konum ve güç değerlerine kapsama alanı tabanlı eniyi bir yaklaşım sunulmuştur. Bu yaklaşımda amaç, dağıtım şebekesi içinde mevcut trafoların ileride talepleri karşılayacak gücünün bulunmaması veya şebekenin genişletilmesi durumunda, yeni kurulacak trafo merkezlerinin şehir içindeki kapsama alanlarının, konuşlanması gereken koordinat noktalarının ve elektrik güç değerlerinin eniyi bir şekilde hesaplanmasıdır. Bu işlemleri gerçekleştirmek için kapsama alanı tabanlı ve tüm AG dağıtım şebekelerine uygulanmak üzere daha önceki algoritmalara ilave yeni matematiksel, geometrik yöntemler ve algoritmalar geliştirildi. Bu yöntemler ve

algoritmaların analizinin iki şekilde yapılabilirliği ortaya konuldu. Birincisi, Şebekenin dışa doğru genişletilmesi iÇin iki trafonun konum ve kapsama alanından uŐuncu trafo konumunun ve kapsama alanının bulunması durumudur. İkincisi ise uÇ trafonun konum ve kapsama alanından dördüncü trafonun konum, güÇ ve kapsama alanının bulunduğu Şebekenin iÇe doğru genişletilmesi durumudur. Her iki durum iÇin de eniyi trafo konumu, gücü ve kapsama alanı hesaplanmıştır. Ayrıca trafolar arasında en kısa yüksek gerilim dağıtım kablolama güzergâhı ve maliyetini iÇeren analizler yapılmıştır. Böylece yeni bir yöntemle dağıtım Şebekesi planlamasına yaklaŐılmıŐtır.

Ekim 2020

Onur AKAR

ABSTRACT

COVERAGE AREA BASED OPTIMIZATION of LOCATION AND POWER VALUES of CURRENT AND NEW DISTRIBUTION TRANSFORMER

The electricity networks of a country are constantly developing in line with the technology, together with the distribution transformers, which are the power sources of the city. Developing technology and rising living standards increase the amount of electricity demanded in city centers. Besides, with the construction of new residences, the electric load density in different city areas also changes. Taking into the control this change in load density is possible by adjusting the voltage in distribution lines, establishing new lines and transformer centers, or restructuring existing lines and substations. The formation of an efficient electricity network can be achieved by good execution of the principles of network planning and development. In this study, the Istanbul Üsküdar District Vaniköy region was examined and coverage areas were created depending on the load density and power of the existing transformers. New mathematical, geometric methods and algorithms have been developed that can be applied to all LV distribution networks from these coverage areas. With these methods and algorithms, a new coverage-based systematic approach has been presented for the arrangement of the coverage areas of the existing transformers which have an intricate structure in the distribution network. In this approach, firstly, the coverage area intersection rates of each transformer were determined. In line with these intersection ratios, underused or extra added transformers are ignored in the algorithm. Instead of removed transformers, the network has been transformed into an optimal structure by being shared the load between the transformers at the closest distance to these transformers and with the most suitable power among the transformers in the network. In another part of the study, an optimal approach is presented for the coverage area-based optimization of the location and power values of the new distribution transformers to be built in the distribution network. The purpose of this approach is to optimally calculate the coverage areas of the new substations in the city, the coordinate points to be located and the electrical power values in case the existing transformers in the distribution network do not have the power to meet the demands in the future or the network is expanded. To perform these operations, new mathematical, geometric methods and algorithms have been developed in addition to the

previous algorithms to be applied to coverage area-based and all LV distribution networks. It was revealed that these methods and algorithms can be analyzed in two ways. The first is the case of finding the third transformer location and coverage area from the location and coverage area of second transformers to extend the network outward. The second is the inward expansion of the network where the position, power, and coverage area of the fourth transformer are determined from the location and coverage area of the three transformers. For both cases, optimal transformer location, power, and coverage area have been calculated. Besides, analyzes including the shortest high voltage distribution wiring route and cost among transformers were performed. Thus, distribution network planning has been approached with a new method.

October 2020

Onur AKAR

YENİLİK BEYANI

Elektrik dağıtım şebekeleri büyük ve karmaşık yapılardır. Şehirlerdeki yapılaşma hızı yeni trafo merkezlerinin yer tespitini, gücünü ve yeni kablo hatlarının belirlenmesini zorlaştırmaktadır. Bu zorluklara ilaveten mevcut trafo merkezlerini eniyi bir yapıya sokmak daha verimli bir trafo merkezi ve gücü oluşturmak için de, genel şebeke planlaması ve yapı ilkeleri belirlenmelidir. Bu çalışmada, mevcut ve yeni inşa edilecek dağıtım trafolarının konum ve güç değerlerinin kapsama alanı tabanlı eniyilemesi gerçekleştirildi. Kaynakçada yapılan mevcut çalışmalar incelendiğinde bu çalışmaların genel olarak YG/YG trafolar arası en az maliyette YG hattı belirleme, trafo kapasitesinin belirlenmesi, gerilim düşümü, sabit kapasitede trafo servis alanlarının oluşturup şebeke planlaması ve maliyet hesaplamaları gibi yeni yapılacak şebeke planlamalarını içerir. Ayrıca çalışmaların bazılarında analizler bilinen algoritmalar ve denklemler kullanılarak yapılmıştır. Önerilen çalışmadaki farklılık ise, mevcut şehir içi dağıtım şebekesinde YG/AG trafolarının düzenlenmesi, yeni trafo merkezlerinin konum, güç ve YG hattının belirlenmesi, şebekedeki verimliliği artırmak ve şebeke eniyilemesi üzerine Kapsama Alanı (KA) tabanlı bir yaklaşım olmasıdır. Bu yaklaşım ile şebekedeki trafoların yük yoğunluğuna bağlı olarak KA'ları oluşturulmuştur. Şebeke eniyilemesi yapılabilmesi için ise özgün denklemler ve algoritmalar geliştirilmiştir. Geliştirilen denklemler ve algoritmalar ile kullanılmasına gerek görülmeyen trafolar gözardı edilmiş, yük paylaşımının en yakın trafolardan karşılanması sağlanarak şebeke karmaşık yapıdan çıkarılıp eniyi yapıya yaklaştırılmıştır. Ayrıca mevcut bir kapsama alanı içinde müşteri talebinin karşılanmadığı yerlerde, yeni bir trafonun konumu, gücü ve KA'nı, mevcut trafoların KA'nı içinde olmayacak şekilde belirleyen yöntemler geliştirilmiştir. Bu yeniliklere ilaveten, en az YG dağıtım güzergahını ve maliyetini analiz etmek için dağıtım ağı planlamasına farklı bir yöntemle yaklaşmıştır. Yapılan bu çalışmalar doktora tezinin yenilikçi yönünü ortaya koymaktadır.

Ekim 2020

Prof. Dr. Ümit Kemalettin TERZİ Prof. Dr. Okan ÖZGÖNENEL Onur AKAR

SEMBOLLER

L_n	Fider kol uzunluğu (m)
J	Güç yoğunluğu (yayılı yük) (W/m)
k	Tüketim katsayısı
m	Metre
W	Watt
km	Kilometre
y	Tahmin edilen son güç (kW)
y_{ni}	i'inci yıl bilinen güç (kW)
y_o	Bilinen son güç (kW)
$e^{m_o \cdot x}$	Güç artış oranı
x_n	İlk ve son veri arası yıl sayısı
m_n	n'inci yıllık güç artış oranı
m_a	Yıllık güç artış oranları sayısı
m_o	Yıllık güç artış oranı ortalaması
z	Tahmin edilen son nüfus (kişi)
z_{ni}	i'inci yıl bilinen nüfus (kişi)
z_o	Bilinen son nüfus (kişi)
$e^{n_o \cdot x}$	Nüfus artış oranı
n_n	n'inci yıllık nüfus artış oranı
n_a	Yıllık nüfus artış oranları sayısı
n_o	Yıllık nüfus artış oranı ortalaması
p	100 W/kişi katsayısı
N_{ab}	Trafodan çekilen güç veya son nüfus sayımına göre abone gücü ihtiyacı (W)
N_a	Toplam etkin güç değeri (W)
N_r	Tepkin güç değeri (VAr)
$\%e_a$	Etkin gerilim düşümü yüzdesi
$\%e_r$	Tepkin gerilim düşümü yüzdesi

$\% e$	Toplam gerilim düşümü yüzdesi
e_n	Toplam gerilim düşümü (V)
e_a	Etkin gerilim düşümü (V)
e_r	Tepkin gerilim düşümü (V)
N_a	Etkin güç değeri (W)
N_r	Tepkin güç değeri (VAr)
Δ_{gk}	Toplam kayıp güç (VA)
Δ_{ak}	Toplam etkin kayıp güç (W)
Δ_{rk}	Toplam tepkin kayıp güç (VAr)
X	İletkenin öz iletkenliği ($m/\Omega \cdot mm^2$)
q	İletken kesiti (mm^2)
U	Şebeke Gerilimi (Volt)
R	İletkenin Direnci (Ω)
I	Şebeke Akımı (A)
E_k	Enerji kayıp maliyet (TL)
B_a	Etkin birim enerji maliyeti (TL/kWh)
B_r	Tepkin birim enerji maliyeti (TL/kVArh)
B_k	Birim kablo montaj maliyeti (TL/m)
K_m	Kablolama maliyet (TL)
L	Kablo boyu (m)
T_m	Toplam maliyet (TL)
S_{tkm}	Trafo kurulum maliyet (TL)
S_{tdm}	Trafo sökme maliyet (TL)
$\cos\phi$	Güç katsayısı
Π_{TSi}	i inci trafonun daire kapsama alanı, (km^2)
Π_{TSi}'	i inci trafonun daire biçimli alanı (km^2)
Π_{Tsa}	Kesişen iki trafodan 1. trafonun kesişim KA
Π_{TSb}	Kesişen iki trafodan 2. trafonun kesişim KA
Π_{TSt}	Kesişen iki trafodan toplam kesişim KA

σ_i	<i>i-inci</i> trafonun yük yoğunluğu, (kVA / km ²)
S_{ri}	<i>i-inci</i> trafonun anma kapasitesidir,(kVA)
$S_{r,i}'$	<i>i</i> inci trafonun boş güç miktarı (kVA)
S_{ri}''	<i>i</i> inci trafonun kullanılan güç kapasitesi değeri (kVA)
R_i	<i>i-inci</i> trafonun kapsama alanı dış daire teğet yarıçapı,(km)
r_i	<i>i-inci</i> trafonun kapsama alanı iç daire teğet yarıçapı,(km)
r_1'	<i>i</i> inci trafonun daire biçimi KA yarıçapı (km)
n_i	<i>i-inci</i> istasyondaki trafo sayısıdır;
β_i	<i>i-inci</i> trafo yük faktörü,
$A_i : k_i$	İki trafo merkezi arası uzaklık (km)
T_i	<i>i-inci</i> trafonun kodu
S_{ort}	Ortalama tüketilen yük (VA)
S_{mak}	En yüksek tüketilen yük (VA)
m_i	<i>i-inci</i> trafonun meridyen (Boylam: x)
p_i	<i>i-inci</i> trafonun paralel (Enlem: y)
s_i	<i>i</i> inci trafo boş güç miktarlarının işlem ağırlığı katsayısı
t_i	<i>i</i> inci trafo KA miktarlarının işlem ağırlığı katsayısı
f_i	<i>i</i> inci trafo eniyi yük dağıtım katsayısı
S_{rti}	Yükü karşılayacak trafonun vereceği güç kapasitesi değeri (kVA)
ε_i	Kenar uzunluğu bilinen üçgenin çevre uzunluğu toplamının yarısı
Δ_ε	Kenar uzunluğu bilinen üçgenin alanı
P	Etkin güç (W)
Q	Tepkin güç (VAr)
S	Görünür güç (VA)
GWh	Gigawatt saat
kWh	Kilowatt saat
kV	Kilovolt
kVA	Kilovolt Amper
kVAr	Kilovolt Amper Reaktans

TL Türk Lirası
St – Al Çelik Alüminyum
Cu Bakır
Al Alüminyum



KISALTMALAR

TEK	Türkiye Elektrik Kurumu
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
AG	Alçak Gerilim
YG	Yüksek Gerilim
RMU	Ring Main Unit
SCADA	Merkezi Denetleme Kontrol ve Veri Toplama
KA	Kapsama Alanı
WGS	Küresel Konumlama Dizgesi
ED	Avrupa Datum
GIS	Coğrafi Bilgi Sistemi
KK	Küplüce Kirazlıtepe
KÇ	Kanlıca Çubuklu
SDK	Saha Dağıtım Kutusu
NYA	Özel alaşımli tek damar bakır kablo

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1 Dağıtım güç sisteminin gelişimi	2
Şekil 1.2 Türkiye’de kaynak türüne göre elektrik üretimi yüzdelik payı (2017)	3
Şekil 1.3 Türkiye’deki dağıtım sistemi elektrik tüketim ve kayıp-kaçak yüzdesi (2017)	4
Şekil 1.4 Türkiye elektrik dağıtım şirketleri haritası.....	6
Şekil 1.5 Trafo kabin tipleri	13
Şekil 1.6 (a) Tek parça beton hazır bir trafo kabini içi, (b) Yeraltı trafo merkezi yerleşimi örnek resmi	14
Şekil 1.7 Direk tipi 400 kVA altı trafo	15
Şekil 1.8 Bir fiderden iki kollu caddenin AG beslemesi.....	28
Şekil 2.1 Trafo kapsama alanı şablon modeli.....	38
Şekil 2.2 Üsküdar Kanlıca-Çubuklu bölgesi trafo güçlerine kapsama alanları.....	40
Şekil 2.3 Olması gereken en iyi trafo yerleşim planı.	41
Şekil 2.4 a. Coğrafi koordinat sistemi b. Kartezyen dik koordinat sistemi	45
Şekil 2.5 10,5 kV dağıtım şebekesi tek hat şeması	48
Şekil 2.6 İstanbul Üsküdar ilçesi Vaniköy bölgesi YG/AG trafo bilgileri.....	49
Şekil 2.7 Vaniköy operatörlüğüne bağlı trafo ve alt trafoların kapsama alanları.....	50
Şekil 2.8 Vaniköy operatörlüğüne bağlı T ₀₁ ve T ₀₂ trafoları ve ayrı fiderleri gösteren alt trafoların kapsama alanları.	51
Şekil 2.9 İç içe girmiş trafo KA yerleşim planı.....	52
Şekil 2.10 Yeni daire biçiminde kapsama alanları(Π_{Tsi}) modellenmesi	53
Şekil 2.11 İki dairesel KA’nın sahip trafoların kesişim koordinatları	54
Şekil 2.12 Birinci durum için simetrik trafo KA kesişimi	55
Şekil 2.13 Birinci durum için asimetrik trafo KA kesişimi.....	56
Şekil 2.14 Trafo KA’nın %100 kesişme durumları.....	57

Şekil 2.15 Trafo KA'nın %0 kesişme durumları.....	58
Şekil 2.16 Trafoların kesişim oranını hesaplayan algoritma akış şeması.....	59
Şekil 2.17 Kesişimdeki yük dağılımları	61
Şekil 2.18 Trafolar arası yük dağılımı algoritması akış şeması	62
Şekil 2.19 2 trafo konum ve kapsama alanından 3. trafo konumunun ve kapsama alanının bulunması	63
Şekil 2.20 Koordinat düzleminde olası yeni konuşlanacak trafo konum ve bölgeleri ...	65
Şekil 2.21 Üçüncü trafonun konum ve KA bulunması algoritma akış şeması.....	67
Şekil 2.22 3 trafo konum ve kapsama alanından 4. trafo konum, güç ve kapsama alanının bulunması	68
Şekil 2.23 Dördüncü trafonun konum, KA ve gücünün bulunması algoritma akış çizelgesi	71
Şekil 2.24 YG iletim hattı eniyi iletken güzergahı bulunması	72
Şekil 2.25 Trafolar arası eniyi güzergah ve mesafe hesaplama algoritma akış şeması..	73
Şekil 2.26 Maliyet algoritması akış şeması.....	76
Şekil 3.1 KC bölgesi trafo KA yerleşim planı	78
Şekil 3.2 %50'den büyük oranda kesişen trafo ilişkileri.....	80
Şekil 3.3 Optimal yük dağılım ilişkileri	83
Şekil 3.4 KC bölgesi düzenlenmiş KA.....	84
Şekil 3.5 KC bölgesi mevcut YG iletim hattı.....	85
Şekil 3.6 KÇ bölgesi olması gereken YG iletim hattı görünümü.....	87
Şekil 3.7 Küplüce- Kirazlıtepe bölgesi 10,5 kV'luk trafo merkezlerinin KA.....	88
Şekil 3.8 KK bölgesi yeni konuşlanacak T_i trafosunu kapsama alanı görünümü.....	91
Şekil 3.9 KK T_i trafosuna en kısa YG hattı güzergahının görünümü	93
Şekil 3.10 KK bölgesi yeni konuşlanacak T_i trafosunu kapsama alanı görünümü	95

Şekil 3.11 KK T₁ trafosuna en kısa YG hattı güzergahının görünümü 97



TABLO LİSTESİ

Tablo 1.1 Türkiye’de kaynak türüne göre elektrik üretim gücü (2017)	3
Tablo 1.2 AG kablo çeşiti ve kesitleri.	18
Tablo 1.3 Elektrik yük artışı	21
Tablo 1.4 Nüfus artışı	23
Tablo 1.5 Katlara göre alan yoğunluğu.....	27
Tablo 1.6 Güç trafoları arasında eşzamanlılık faktörleri	30
Tablo 2.1 Türkiye’deki dağıtım trafolarının adet ve güçleri (MVA).....	43
Tablo 2.2 Türkiye dağıtım hatlarının uzunlukları (km)	44
Tablo 2.3 Vaniköy’deki dağıtım trafolarının adet ve güçleri	46
Tablo 2.4 Vaniköy’deki dağıtım hatlarının uzunlukları km	46
Tablo 3.1 Kanlıca-Çubuklu bölgesi şebeke fider yapısı	77
Tablo 3.2 KC bölgesi trafoların altıgen ve daire kapsama alanları.....	79
Tablo 3.3 Kanlıca-Çubuklu bölgesi kesişen trafoların oranları	79
Tablo 3.4 Benzeşim ve hesaplama sonucunda elde edilen yük dağılım tablosu	83
Tablo 3.5 YG hat bağlantı sırası ve mesafeleri.....	85
Tablo 3.6 KÇ bölgesi A ₇ fideri eniyi YG hattı güzergahı tayini	86
Tablo 3.7 KÇ bölgesi B ₄ fideri eniyi YG hattı güzergahı tayini.....	86
Tablo 3.8 Üsküdar KK bölgesi elektrik dağıtım şebekesi trafolarının yapısı.....	89
Tablo 3.9 T ₆₁ -T ₆₂ trafolarının teknik özellikleri	90
Tablo 3.10 Yeni T ₁ trafosunun seçilen ve hesaplanan değerler tablosu.....	91
Tablo 3.11 KK T ₁ trafosuna en eniyi YG hattı güzergahı tayini.....	92
Tablo 3.12 T ₁ -T ₅ -T ₁₃ trafoların teknik özellikleri.....	94
Tablo 3.13 Yeni T ₁ trafosunun hesaplanan ve seçilen değerler tablosu.....	94

Tablo 3.14 KK T_i trafosuna eniyi YG hattı güzergahı tayini..... 96



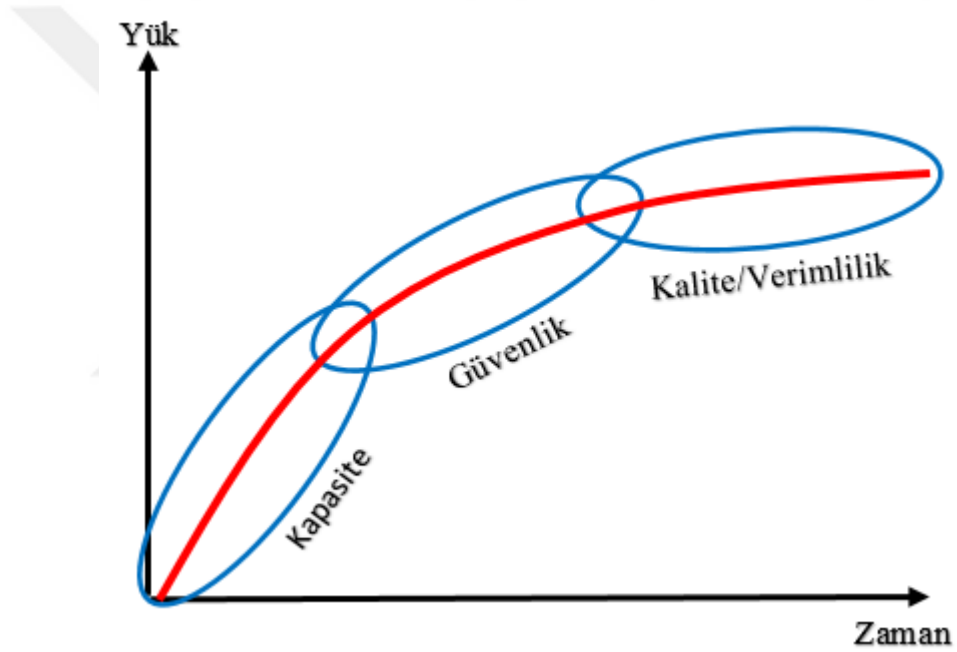
1. GİRİŞ

Günümüzde enerji endüstrisi, yeni enerji kaynaklarının bulunması ve enerjinin üretim aşamalarına yoğunlaşmışken üretilen bu enerjinin dağıtım aşaması geri planda kalmıştır. Hâlbuki bir ülkenin elektrik dağıtım şebekeleri teknolojiye koşut olarak, şehrin güç kaynakları olan dağıtım trafolarıyla birlikte sürekli olarak gelişmekte ve verimlilik konusu ön plana çıkmaktadır.

Verimli bir elektrik şebekesinin oluşumu, şebeke planlamasının yapılması ve geliştirilmesi ilkelerinin etkili bir biçimde uygulanması ile sağlanabilir. Gelişen teknoloji ve yükselen yaşam standardı nedeniyle talep edilen elektrik enerjisi miktarı artmakta buna ek olarak yeni konutların inşası ile birlikte farklı şehir alanlarındaki elektrik yük yoğunluğu da değişmektedir. Yük yoğunluğundaki bu değişimi denetim altına almak, dağıtım hatlarında gerilim ayarı yapmak, yeni hatlar ve trafo merkezleri kurmak veya var olanları yeniden yapılandırmak ile gerçekleştirilebilir [1-3]. Günümüzde ise, şehir içi gerilim seviyesinin yükseltilmesi, yeni trafo merkezlerinin kurulması veya şebekeye bağlanması çeşitli nedenlerden dolayı karmaşık bir süreçlerdir. Şehir merkezi içerisindeki hızlı yapılaşma yeni trafo merkezlerinin yerinin ve yeni kablo hatlarının belirlenmesini zorlaştırmaktadır. Daha güvenilir ve verimli bir trafo merkezi oluşturmak için, genel şebeke planlaması ve yapı ilkeleri belirlenirse gelecekte şebekede önemli değişiklikler yapılmasına gerek kalmadan genişletilmesine olanak tanır [3-5].

Teknik ve ekonomik olarak planlanmış bir şebeke, ileriye dönük yüklerin nesnel olarak değerlendirilmesini, tasarımların ilk aşamasında şebekelerin en iyi parametrelerinin seçilmesini, yeni sığaların devreye sokulmasını, yeni hatlar için yedek sığa sağlanmasını ve olası trafo merkezlerinin konumlarının belirlenmesini önemli kılmaktadır. Bunun yanında sistemdeki yeni kesici, ayırıcı, koruma elemanları ve kabloların yapıları ve dizilişlerini de etkilemektedir. Günümüzde bu etkileri minimize etmek ve kontrol altına almak için doğru bir şebeke planlaması yapılmasının yanında, trafo merkezleriyle iletişim sağlanabilen akıllı trafo merkezlerine ve akıllı şebekeye de ihtiyaç duyulmaktadır. Bir elektrik dağıtım şebekesi, şehrin şebeke yüklerinin artışı dursa da, şebeke yüklerinin ileride büyümesine ve yeni tüketicilerin elektrik şebekesine bağlanmasına hazır durumda bulunmasına olanak tanmalıdır [6-9].

Dağıtım sistemleri büyük ve karmaşıktır. Tepkin akımlar kayıplara ve dağıtım bileşenlerinin derecelendirmesinde artışa neden olur. Dağıtım sistemlerinde kayıp ve kaçak olarak harcanan güç, üretilen toplam gücün yaklaşık %13-15'i kadardır. Son yıllarda, dağıtım sistemleri otomasyonları, dağıtım sistemlerinde düzgün çalışmakta ve kontrol için yaygın bir şekilde ilerlemektedir. Dağıtım kayıplarını azaltmak için dağıtım sisteminin yeniden yapılandırılmasını eniyilemek önemlidir. Dağıtım sisteminin geliştirilmesi için mevcut altyapının olmadığı alanlarda aynı esnekliği ve ölçeklenebilirliği sunmamaktadır. Şekil 1.1'de dağıtım şebekesinin genişletilmesi, sisteme etki eden dengeleme kapasitesi arttıkça, güvenlik, kullanılabilirlik, kalitesi ve verimlilikte artırılmalıdır [10-12].



Şekil 1.1 Dağıtım güç sisteminin gelişimi

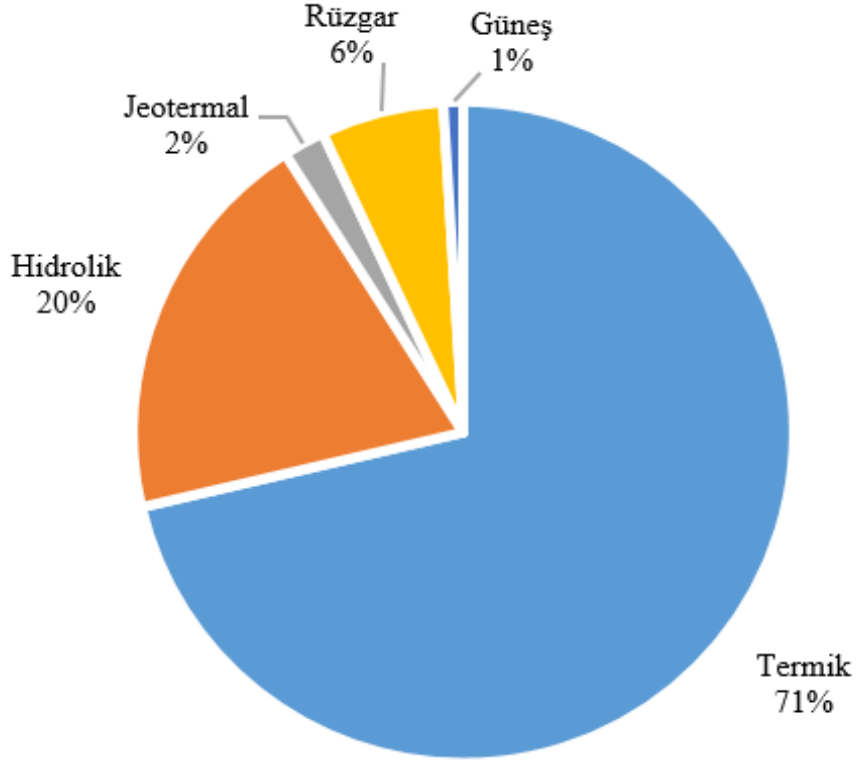
Son yıllarda yenilenebilir enerji kaynakları ile üretilen elektriğin dağıtım sistemine aktarılması kısmındaki birleşimi, dağıtım sisteminin başarımını ve kalitesini değiştirmektedir. Enerji üretim sistemindeki teknolojik gelişmelere paralel olarak enerji dağıtım sistemlerinde de planlama stratejileri önerilmiştir [13,14]. İyi bir elektrik dağıtım şebekesi planlamasında, üretilen elektrik enerjisinin, iletim sistemine giren ve sistemden çıkan enerjinin aynı şekilde enerji kayıplarının en çok olduğu dağıtım sistemine [15,16] giren ve sistemde kullanılan enerjinin iyi bilinmesi gerekir. Tablo 1.1'de Türkiye'de

kaynak türüne göre elektrik üretim gücü belirtilmiştir. Burada termik, hidrolik, jeotermal, rüzgar, güneş olmak üzere toplamda elektrik üretimi 297277,5 GWh'dir.

Tablo 1.1 Türkiye'de kaynak türüne göre elektrik üretim gücü (2017)

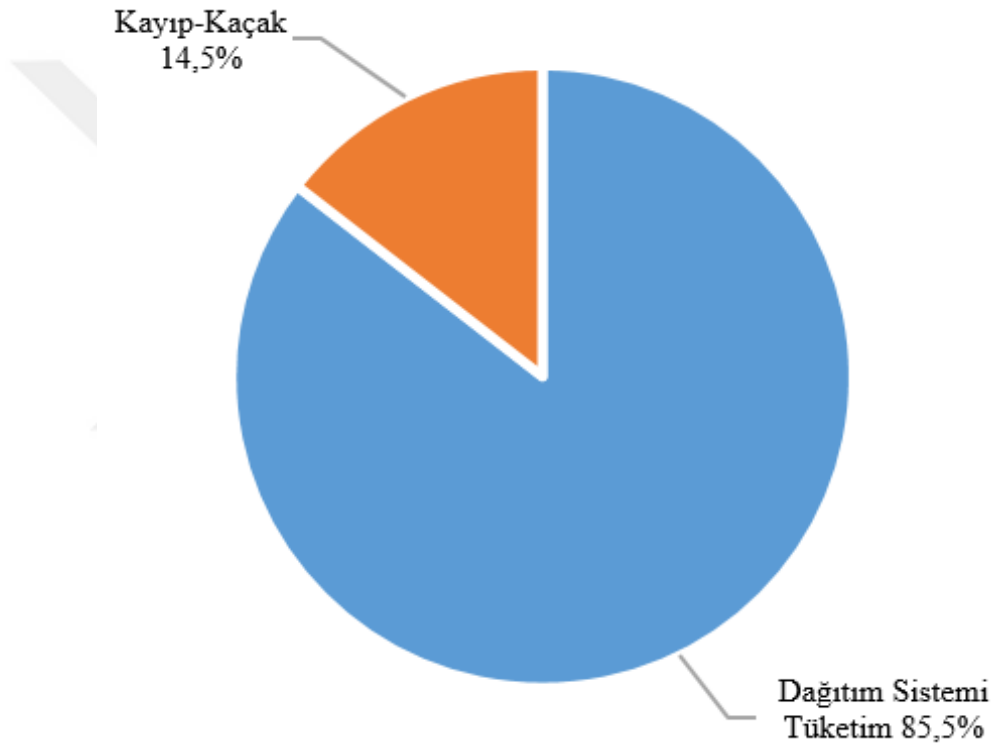
Kaynak Türü	Güç (GWh)
Termik	212138,5
Hidrolik	58218,5
Jeotermal	6127,5
Rüzgar	17903,8
Güneş	2889,3
Toplam	297277,5 GWh

Şekil 1.2'de Türkiye'deki kaynak türüne göre elektrik enerjisi üretimi yüzdelik payı görülmektedir. Buradaki en büyük payı termik santral almaktadır.



Şekil 1.2 Türkiye'de kaynak türüne göre elektrik üretimi yüzdelik payı (2017)

Türkiye’de üretilen elektrik enerjisi toplamı 297277,5 GWh’dır. Türkiye’de iletim sistemine giren enerji 274200,9 GWh ve iletim sisteminden çıkan enerji ise 274396,8 GWh olup kayıp %2,08 dir. Şekil 1.3’te belirtildiği gibi dağıtım sistemine giren 200968,4 GWh ve sistemde tahakkuk eden enerji 171812,2 GWh olup kayıp ve kaçak oranı %14,51’dir [16].



Şekil 1.3 Türkiye’deki dağıtım sistemi elektrik tüketim ve kayıp-kaçak yüzdesi (2017)

Enerjinin çok kıymetli olduğu ve kayıpların en çok olduğu dağıtım sisteminde enerji kaynağı olarak bilinen dağıtım trafolarının güç ve konumlarının da iyi planlanması elektrik dağıtım şebekesi planlamasında çok önem arz etmektedir.

1.1.Dağıtım Şebekesi Planlaması

Elektrik enerjisinin kesintisiz, gerilim ve frekansı sabit, tesis maliyeti en uygun, satışı ucuz, can ve mal emniyetini sağlayacak şekilde olması istenir. Dağıtım sistemleri, modern elektrik sisteminde vazgeçilmez bir bağlantı görevi görmekte, bu şekilde üretilen elektriğin yönetilmesi ve son kullanıcılara ulaştırılması sağlanmaktadır. Bir güç dağıtım şebekesi, fiderler yoluyla birbirine bağlanan birkaç trafo merkezinden, bir trafo merkezindeki yolu boyunca yük taleplerini karşılamak için müşterilere güç taşıyan bir elektrik iletkeni içerir. Dağıtım şebekesi planlamacıları, yük tahminlerini karşılamak için yeterli trafo merkezi kapasitesinin ve fider kapasitesinin olmasını sağlamalıdır. Transformator tedarik etme, yeni fiderler oluşturma, yeni trafo merkezleri ve yeni enerji talepleri gibi alternatiflerin dikkatlice değerlendirilmesi gerekir. Dağıtım ağı genişletme planlaması, yük artışının toplam sistem maliyetini en aza indirmek ve fiderlerin en uygun yolunu ve dağıtım trafo merkezlerinin en uygun yerini belirlemek içindir [17,18]. Enerji dağıtım sistemlerine yapılan yatırımlar, kamu hizmeti giderlerinin önemli bir bölümünü oluşturur. Sermaye bütçesinin %60'ını ve işletme maliyetlerinin %20'sini karşılayabilirler. Bu nedenle, planlama ve işletme aşamalarında planlamacıların maliyetlerini azaltmalarını sağlamak için verimli planlama araçlarına ihtiyaç vardır. Enerji tüketimindeki artışı teknik ve ekonomik olarak karşılama ihtiyacı nedeniyle dağıtım sistemlerinin tasarımı ve genişletilmesi kaçınılmazdır [19,20].

Ülkemizde ilk şehir şebekelerini 1935 yılında kuran ve geliştiren İller Bankası Genel Müdürlüğü olmuştur. Banka, belediyelerin tüm altyapı işlerinin planlama, projelendirme ve uygulamasını yapmıştır. 1939'da elektrik dağıtım hizmetleri belediyelere devredilmiştir. 1982 yılında bir yasa ile elektrik dağıtım hizmetleri belediyelerden alınıp Türkiye Elektrik Kurumuna (TEK) devredilmiştir [21,22]. 1993 yılında İktisadi Devlet Teşekkülü olarak Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) kurulmuştur. TEDAŞ Genel Müdürlüğü, 1994 yılında kamu tüzel kişiliğine kavuşmasının ardından elektriğin dağıtım ve ticaretini gerçekleştirme görevini yerine getirmek üzere çalışmalarına başlamıştır. TEDAŞ denetimi kendinde kalmak şartıyla Şekil 1.4'de görüldüğü gibi 2013 yılında tamamen 21 elektrik dağıtım bölgesine ayrılarak özelleştirilmiştir. Aşağıda Türkiye haritasında bu şirketlerin adları ve bölgeleri belirtilmiştir [22-24].



Şekil 1.4 Türkiye elektrik dağıtım şirketleri haritası.

Bu şirketler yaptıkları ve yapacakları yatırımlara göre şehir elektrik dağıtım şebekeleri çizdirmeye başlamıştır. Dağıtım şirketlerinin her birinin farklı şartnameler düzenlemesi ileride karışıklık oluşma olasılığını da gündeme getirmektedir. Şebeke planlamasında şehrin kültürel yapısı, sanayileşme, ekonomik ve coğrafi gibi özellikleri ile enerji tüketim değerleri ve nüfus yapısı gibi istatistiksel değerlere ihtiyaç vardır [25]. Şehir elektrik dağıtım şebekeleri projesi, mevcut şebeke yapısı üzerine, yeni şebeke ihtiyaçlarının belirlenerek planlanması ve bunların uygulanması için gerekli çizim, hesap, metraj ve keşif listesinin hazırlanmasıdır. İyi bir proje, maliyet, tesis yenileme, işletme değişkenleri ile beraber şebeke alternatiflerini doğru analiz edebilme, bunu için de seçeneklere ait maliyet analizleri yapabilme, bunları da tekrar mukayese ederek karar verme sürecinde oluşturulabilir. Sermaye yatırım maliyetleri yeni trafo merkezlerini, trafoları ve yeni kabloların maliyetini içerir. Şebeke planlama sorunları için yatırım maliyetlerinin sadece yatırım yapıldığı anda gerçekleştiği kabul edilir, güç ve enerji kayıpları ile bakım maliyeti yıllık olarak gerçekleştirilir. Bir şehrin elektrikleştirilmesi veya mevcut şebekenin geliştirilmesi, kentin her noktasına giden veya gidilecek olan elektrik şebekesi için, bütün yolların ve sokakların etüt edilerek incelenmesini gerektirir [21,26]. Dağıtım şebeke projelerinde şehrin sosyal yapısı, enerji tüketim özelliklerinin yanında şehrin beslendiği enerji kaynakları ve besleme durumu, yeni enerji kaynaklarının varlığının tespiti ve bunlardan yararlanma durumu planlama açısından önemlidir. Gelir seviyesi farklı bölgelerin sonuçları ve sanayi bölgesinden alınan sonuçlar harita üzerinde farklı

işaretlerle belirlenerek şebeke projesi bu değerler üzerinden oluşturulur. Kısa proje dönemi (5 yıl) AG-YG seviyesinde, şehrin yerleşim olan kısımlarını kapsar. Ara proje dönemi (10 yıl) AG-YG seviyesinde, imar planında yerleşime açılacak kısımlarını kapsar. Uzun proje dönemi (20 yıl) YG seviyesinde, etüt aşamasında yıllara göre hesaplanan nüfus, güç, tüketim değerleri sonucuna göre öngörülür. Mevcut şebeke, etüt raporu ve proje 1/2000, 1/5000 ölçekli paftalara hazırlanır. Ancak büyüklüğüne göre bazı şehirlerin YG seviyesindeki projeleri 1/10000 veya 1/25000 ölçeğinde hazırlanabilir [21,25,27].

1.2. Şehir Planları

Şehir planları iki çeşit olup birincisi hali hazır harita, ikincisi imar planıdır. Hali hazır harita, kentin haritasının çizildiği yıldaki yol, yapılaşma, arazi yapısını gösteren planlara denir. Bu harita üzerinde, kentteki mevcut yollar, evler, eş yükselti çizgileri, kotlar, haritacılıkla ilgili daha pek çok bilgiler bulunur. İmar planı ise, şehirdeki yapıların yoğunluğu, kat adetleri, yeşil alanlar v.s. belirtildiği haritadır. Kentteki yapılaşma, ada, parsel, yollar, yapılaşmadaki kat adetleri, yapı alanları, yeşil alanlar, okul, cami gibi diğer yerleşim şekilleri ve mevcut tüm yapılaşma imar planı üzerinde çizilmiştir. İmar planında yollar arasında kalan bölüme ada, adalar içinde yapı için ayrılan alana parsel denir. Her parsel tapu kayıtları ile mülkiyet hakkına sahiptir.

Mevcut ve yeni şebeke planını oluşturmak için hali hazır harita ve imar planı üzerinde düzenlemeler yapılarak yararlanılır. Şehir elektrik şebekesi hali hazır plan üzerine çizilir. Şehir elektrik dağıtımını hali hazır harita üzerinde çizilmiş haline Şebeke Planı denir. Bu harita üzerine mevcut şehir şebekesinin çizilmesi ile mevcut şebeke planı, ilave ve değişikliklerin de çizilmesi ile yeni şebeke planı elde edilmiş olur. Mevcut Şebeke; YG hatları, direkler, kablolar, indirici merkezler, trafo merkezleri, AG hatları, dağıtım merkezleri, olmak üzere kent içinde yapılmış mevcut elektrik tesislerinin tamamına mevcut şebeke denir. Yeni şebeke ise, şehir elektrik dağıtım şebekesinde yenilecek olan her şeyin hali hazır ve imar planı üzerine, mevcut şebeke planı ve sahada çalışılarak oluşturulmasıdır. Etütte önce mevcut şebeke planı elde edilmeye çalışılır. Buna ilave olarak yeni şebekenin oluşturulması için tüm bilgilerin toplanması da bu safhada yapılır. Şehir elektrik şebekesi oluşturulurken kentin 20 yıl sonraki gelişimi imar planı üzerinden tahmin edilerek planlama yapılır. Şehir planı düzenleyen mimarlar bir alanı planlarken

elektrik tesislerini ve trafo postası konabilecek yerleri düşünmeli, bilhassa köşe başlarında küçük yeşil alanlar bırakılmalıdır. Elektrik mühendisi tarafından imar planı üzerindeki bilgiler okunup anlaşılacak mevcut şebekeye yapılması gereken ilaveleri hatlar, trafo merkezleri ancak bu planlamaya göre projelendirilebilir. Bu iki haritada 1/1000-1/12000-1/5000-1/10000 ölçekte kullanılır.

Hali hazır harita ve imar planı üzerinde mevcut AG şebekesi çizilirken, yeni ihtiyaçlar da göz önüne alınır. Şebekenin uzatılması gereken yeni bölgeler projeye dahil edilir. Yol devam ediyorsa, yeni dikilecek direk yerleri planlar üzerinde işaretlenir. Yol bitmiş, sadece imar planı ile planlanmışsa, o imar bölgesi masa başında AG-YG şebekesine dahil edilir. AG şebekesi planlanmasına başlarken, etüt sonucunda oluşturulan bütün bilgiler ile yeni yük hesapları ve trafoların besleyeceği kollar tek tek elden geçirilerek irdelenir.

Yeni yapılması veya genişletilmesi gereken şebeke için belediye veya ilgili kuruluşlardan aşağıdaki bilgilerin temin edilmesi şebeke planlamasında işimizi kolaylaştıracaktır.

- Gerilim düzeyinin düşük olduğu yerler ve kolların tespiti,
- Çok yüklü trafoların tespiti,
- Yeni enerji taleplerinin tespiti,
- Mevcut yük yoğunluğunun tespiti,
- Enerji kesilmeleri, nedeni ve sıklığı, her trafo postası için ayrı ayrı, arızanın cinsi, tarihi, giderilme süresi, gibi istatistiksel bilgiler,
- Donanım ve şebeke yapısının yük hızına göre, yeni trafo merkezlerinin sayısını tahminleri
- Kentin gelişme alanlarının tespiti ve kaç yılda ne kadar daha gelişebileceğinin tahminleri,
- Tüketici arzının istenen güvenilirliğini sağlamak için bağlantı başına maksimum yük noktası sayısı 15 ile 30 ile sınırının teyidi,
- Güç şebekesi yapısına dayanan güvenlik gereksinimlerine uygun olarak trafo merkezlerinin, dağıtım trafolarının ve hatların yük değerlerinin bilinmesi,
- İmar gelişmesi ve imar değişiklikleri, açılacak yeni yerleşim alanları, küçük, orta, büyük konut bölgeleri, küçük, orta büyük sanayi bölgeleri, kısa, ara, uzun dönemdeki gerçekleştirme sürelerinin tahminleri,

koruma röleleri gibi teçhizatlar standart üretim dışına çıkması nedeni ile özel imalata girip imalatçı tarafından daha az sayıda üretilmesi sebebi ile daha pahalıya mal edilir. 33 kV, 24 kV'a göre daha geniş bölgelere enerji dağıtımı, fider sayısı az olması, gerilim düşümü ve daha az enerji kaybı oluşturması gibi olumlu yanlarına vardır. Fakat yalıtım nedeniyle tesis teçhizat maliyetinin fazla oluşu, tesis teçhizat boyutlarının daha büyük olması ve arıza durumunda daha geniş alanların enerjisiz kalmasına gibi olumsuz yanları da vardır [21,25,30].

AG şebekesinde trafodan 400 V olarak gerilim çıkışı olur şebekenin uç noktasında 380/220 V düşmesine izin verilir. Şehir içi AG dağıtımı, hava hattı tesisi veya yeraltı kablolu dağıtım tesisi olarak iki şekilde yapılır. Hava hattı tesislerinde direklerde, yeraltı kablolu şebekelerde dağıtım kutularında son bulur. Buradan evlere, abonelere yapılacak bağlantılar bu proje kapsamında bulunmaz. Bunun her ikisinin bir arada karışık olarak uygulanması en çok uygulanan tesis şekilleridir. Şehirlerimizde ve kasabalarımızda konut yerleşim alanları içinde dağınık olarak sanayi veya toplu yük yerleşimlerine sık rastlanır. Toplu yük, küçük sanayi veya büyük sanayi abonesi olabilir. Küçük sanayi yükleri AG şebekesinden doğrudan enerji alabilirken büyük sanayi yükleri kendi trafoları ile doğrudan YG den beslenirler ve AG şebekesine enerji vermezler.

YG şebekelerinde ring devreler, tam kapalı ring devre ve bir noktadan açık ring devre olarak iki şekilde uygulanır. Tam kapalı ring devreler bizim şebekelerimizde hemen hemen hiç uygulanmaz. Açık ring şebeke de iki ayrı noktadan beslenmesine rağmen şebeke üzerinde bir noktada açık olması nedeniyle radyal besleme gibi görünür. Şebeke iki ayrı koldan beslenebildiği için arıza durumunda diğer koldan enerji verilerek şebekenin enerjisiz kalması önlenmiş olur. Şehir şebekelerimizin tümünde açık ring uygulanmaktadır. Bu ring ortadan açık olarak çalıştırılmaktadır. Yani şebeke sonunda yine radyal olarak çalıştırılır ancak ringin iki ucu iki ayrı kaynağa bağlanabilmelidir. Ancak kırsal kesimler radyal şebeke olduğundan YG hattından beslenen bütün trafolar bir arıza durumunda devre dışı kalır.

Şehir elektrik dağıtım şebekesi hazırlanırken, enerjinin doğru kaynaktan temini, doğru yük tahmini, doğru güç yoğunluğu tahmini, dağıtım trafoları tipi ve doğru dağıtım merkezleri seçimi, dağıtım hatları güzergahının iyi seçimi, trafo binaları tipi, dağıtım trafoları güçleri, hat tipleri ve kesitleri, teçhizat seçiminde olabildiğince benzer tipler

oluşturulması ve kullanılması, yatırımın doğru kararlara bağlanması, projeyi kontrol edecek kişinin alanında uzman olması gibi bazı kriterlere dikkat edilmelidir [31,33].

Şebeke her an değişen tüketim miktarı ve yeni ihtiyaçlar ile sürekli bakımı ve büyütülmesi gereken bir yapıya sahiptir. Eskiye sistemlerin yenilenmesi gerekir. Şebeke yenileme ihtiyacı; nüfus artışı, yeni elektrikli aletlerin çıkması ve kullanılması, yapıların yenilenmesi ve yeni kat ilavelerinin çıkılması, yeni konut alanları, sanayi tesisleri, ulaşım sistemleri oluşması, şebekenin eskimesi, ringlerin oluşturulması, radyal beslemelerdeki trafo sayısının azaltılması gibi nedenler mevcut şebekenin yükünü artıracığından doğabilir. Şebeke büyüme ve gelişmesi yavaş, az hızlı veya çok hızlı bir şekilde olabilir. Bu nedenle şebekenin 5-10-15-20 yıllık zaman dilimlerine göre yenileme, büyüme ve gelişme için planlamalarının ve yapımlarının da zamana yayılması önem kazanır. Ülkemizde şehir elektrik dağıtım şebekesi tüketim ihtiyaçlarının her 10 yılda bir, %70-100 gibi bir oranla yaklaşık olarak ikiye katlandığı görülmektedir. Bu durum gelişmiş ülkelerin 2-4 katı kadar fazladır [13,21,33-35].

1.4. Dağıtım Trafoları

Dağıtım trafoları normal üç fazlı trafolar gibi primer ve sekonder sargı ucu olan ve sargılar arasında 120° faz farkı bulunan demir nüve üzerine sarılmış üçer adet sargı demetinden oluşur. Bu trafolar iki çeşit üretilir.

- 1) Yağlı tip,
 - a) Yağ genleşme tanklı trafo
 - b) Hermetik trafo
- 2) Kuru tip (Epoksi reçine)

Yağlı tip trafolar, yağ genleşme tanklı olanlar üç fazı yağa daldırılmış, genleşme depolu anma gerilimi 36 kV'a kadar olan YG/AG trafolarıdır. Hermetik trafolar ise tabii soğutmalı, yağlı, üç fazlı ve yağ genleşme deposuz 36 kV'a kadar standart tiplerde imal edilmektedir. Hermetik trafolar arızalanma ve koruma yönünden yağ genleşme tanklı trafoları göre daha avantajlıdır. Ayrıca küçük hacimli olması yer açısından da fayda sağlamaktadır.

Kuru tip trafolar üç fazlı sargıları dökme reçine ile örülmüş 36 kV'a ve anma gücü 1600

kVA'e kadar olan YG/AG dönüştüren trafolardır. Sadece bina içi (dahili) kullanıma uygundur. Günümüzde şehir şebekesinde yaygın olarak Hermetik trafolar kullanılır. Kuru tip trafolar büyük alışveriş merkezleri, camiler, oteller, çarşı içleri gibi kapalı ve insan yoğunluğunun çok olduğu yapılar içinde kullanılır [21,36]. Dağıtım şebekesinde kullanılacak standart trafo güç değerleri ise;

- 100-160 kVA çok nadir, en uç noktalara konabilir,
- 250 kVA içerilere girildikçe kullanılır,
- 315 kVA çok kullanılmaz,
- 400 kVA oldukça çok,
- 500 kVA çok kullanılmaz,
- 630 kVA en çok,
- 800 kVA çok az kullanılır,
- 1000 kVA az
- 1200 kVA -1250 kVA - 1600 kVA - 2000 kVA - 2500 kVA AG güç dağıtımını zorlaştırır, nadiren kullanılır.

1.5. Trafo Merkezleri

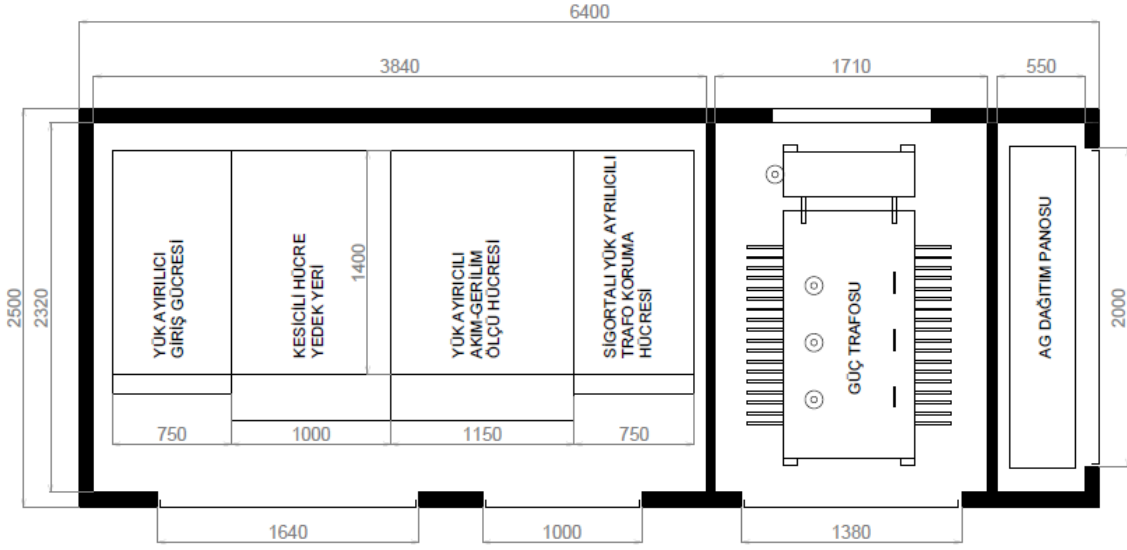
Şehir içinde YG'i AG'e çeviren trafo merkezleri bulunur. Bunlar trafo postaları, trafo istasyonları, trafo kabinleri veya trafo merkezleri olarak da isimlendirilebilirler. Genelde direk tipi ve bina (kabin) tipi olmak üzere iki tip trafo postası vardır. Günümüzde yeraltı trafo postaları da vardır fakat maliyeti yüksek olduğundan şebekelerimizde yaygın olarak kullanılmamaktadır. İleride büyük şehirlerde yer ve estetik açısından tercih edilebilirler. Şekil 1.5'de çeşitli trafo kabin tipi resimleri görünmektedir.

Trafo dağıtım merkezleri YG hatlarının girip çıktığı ve AG fiderleri ile müşterilerin beslendiği, genelde binalar ile yapılan elektrik tesisleridir. Şebekede enerji kesmek veya vermek anahtarlama işlemlerinin yapıldığı yerdir. Bu merkezlerin çoğunda hiçbir işletme personeli bulunmaz ve kapıları kilitlidir. Can güvenliği sebebi ile işletmecisi olmadan binalara kimse giremez. Kapılarını önünde ölüm tehlikesi işareti ve yazısı bulunur. Bu tesislerde YG ve AG iletim hatları, hava hatları veya yeraltı kabloları ile şebekeye bağlantılar yapılır.

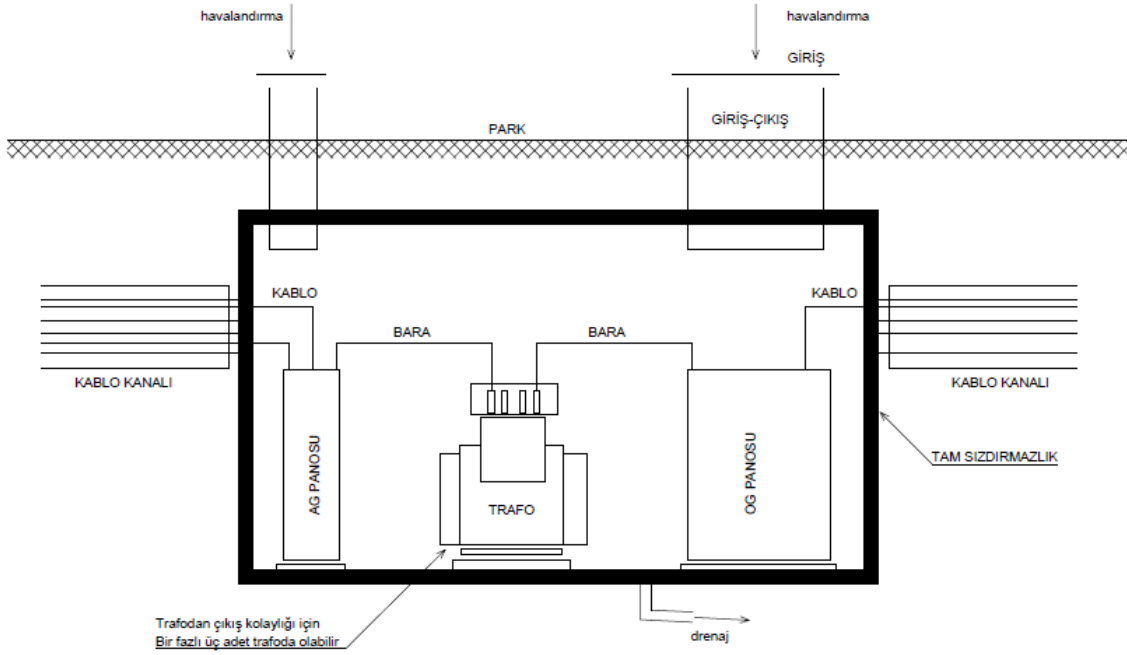


Şekil 1.5 Trafo kabin tipleri

Trafo merkezlerinin iki işlevi vardır. Birincisi şebekenin elektriğini kesmek veya açmak için anahtarlama yapmaktır. İkincisi güç trafosu ile AG dağıtımını yapmaktır. Bina içinde anahtarlama yapılan bölümlere veya panolara YG hücreleri denir. Genel olarak bu binanın içi Şekil 1.6'da görüldüğü gibi YG hücreleri-panoları bölümü (kesici, ayırıcı bölümü), trafo bölümü ve AG panoları bölümü olmak üzere üç bölümden oluşur [21]. AG pano bölümünden alıcıları besleyecek fider hatları çıkar. Her bir fider hattının uzunluğu ve iletken kesitinin hesaplanması gerilim düşümü için çok önemlidir.



(a)



(b)

Şekil 1.6 (a) Tek parça beton hazır bir trafo kabini içi, (b) Yeraltı trafo merkezi yerleşimi örnek resmi

Sadece YG girişi ve çıkışı olanlara dağıtım merkezleri, YG/YG dönüştürme (34,5/15 kV gibi v.s.) yapanlara indirici merkez, YG/AG dönüştürme yapanlara trafo merkezi denir. Bu binalarda YG girdi çıktı ve trafo beslemesi ve bazen de yedek hücre bulunur. Kompakt, hazır prefabrik binalara veya diğer tip trafo binalarına kabin tipi trafo da denir. Bir trafonun oturma alanı toprak altına fazla inilmeden yaklaşık $6 \times 6 = 36 \text{ m}^2$ ve bina yüksekliği 4-7 m arasında olabilir. Ayrıca yol tarafında $2 \times 2 \text{ m}^2$ 'lik giriş kapısı ve giriş-çıkış yolunun olması gerekeceği dşnlmelidir. Sıkıştırılmış kompakt tip trafo kabinleri $2,5 \text{ m} \times 7 \text{ m} = 17,5 \text{ m}^2$ olabilir. Yapı inşa çeşidi bakımından yığma, betonarme veya prefabrik olabilir. Şehir elektrik dağıtım şebekesinde Şekil 1.7'de görüldüğü gibi 400 kVA'e kadar direk tipi kullanılır, 400 kVA'i geçmesi durumunda ise bina veya kabin içine konur.



Şekil 1.7 Direk tipi 400 kVA altı trafo

1.6. Trafo Bölge Seçimi

Dağıtım Trafo bölgesi tabiri, bir trafo istasyonunun besleyebileceği AG şebekesi alanı olarak tarif edilebilir. Mevcut trafoların kenti beslemek için yeterli olup olmadığı, trafoların incelenmesi ve yapılacak hesap kontrolü ile anlaşılabilir. AG gerilim düşümü ve ardından trafo gücü hesabı yapılarak trafo blgeleeri yeniden belirlenir. İlave edilmesi

gereken Şebeke kolları, yeni trafo istasyonu yerleri ile AG-YG dağıtımının nasıl yapılabileceği kabaca planlanır. Her trafo istasyonunun besleyeceği trafo b6lgeleri belirlenir. Her trafonun besleyeceği alan içindeki Şebeke uzunluğu, toplu yükler ve sokak aydınlatma güçleri tespit edilir. Trafo ve dağıtım merkezi yerleri uygulama için doğru seilmemiŐe YG planlaması yapılamaz. Dolayısıyla bu duruma bağlı olarak AG planlaması da gerçekleŐtirilemez. Genelde trafolar, resmi binaların bahçesine veya park ve yeşil alanların uygun bir k6Őesine yerleŐtirilir. Şebeke elektrik planı üzerinde trafo binaları için kare veya çatılı dikd6rtgen, direk tipi trafolar için eşkenar üçgen veya daire sembolü seçilmiŐtir [21].

Yeni Şebeke projesinin hazırlanması sırasında Şebekeye ilave edilmesi gerekebilecek trafo postası için rezerv yerleri, yani gerektiğinde yeni trafo konulabilecek yer belirlemeleri de 6nemlidir. Bu trafo yerlerini belirlemek, arsa sahibi ve arsa yaklaşık istimlak bedelini de saptamak ve not etmek gerekir. Projede arsa istimlak bedellerinin yaklaşık değerlerini belirlemek için;

1. Kentin en kıymetli yerinden (TL/m²)
2. Orta kıymetli yerinden (TL/m²)
3. En az kıymetli yerinden (TL/m²) için gerekmektedir.

Trafo postalarının konumu 1/2000'lik plan üzerine işaretlenir. Her bir trafoya pafta içinde kalmak Şartıyla sıra numarası verilir. Yerleşim olmayan yeni imar b6lgelerinde ilave edilecek Şebeke b6lm, imar planına g6re çizilir. Bu gibi b6lgelerde herhangi bir saha çalışması yapmaya gerek yoktur. Zira bu gibi b6lgelerin Şebeke planlama ve çizimi masa başında yapılır. Trafo yeri sorunu olan yerlerde sa k6Őkler, metal muhafazalı modüler hücreler ve modüler binalar çok zorunlu hallerde RMU (Ring-Main-Unit) kullanılacaktır. Şehrin merkezi kısımlarında trafo bina yeri bulmakta güçlük çekilen yerlerde YG prefabrik betonarme yer altı trafo k6Őkleri TEDAŞ onayı alınması kaydıyla kullanılabilir. Gerilim deđiŐikliđi nedeniyle mevcut binalarda hücre sayısının yetersiz kalması halinde ek modüler hücreler kullanılabilir [21,32,37].

Trafodan AG Şebekesi fiderler çıkar. Bunlar genelde 4 fider olur ve L₁ kolu, L₂ kolu, L₃ kolu, L₄ fideri olarak isimlendirilir. Trafodan çıkan her AG fiderin besleyebileceği mesafe

(L), güç yoğunluğu (J), tüketim katsayısı (k) değeri ve iletken kesiti ile sınırlıdır. Yükler belirlenip kaba bir hesaplama ile AG kolunun nereye kadar besleyebileceği belirlenir. Bu yapılırken mevcut kol iletkenlerinin değiştirilip değiştirilmemesi de göz önüne alınır. Mevcut iletkenin daha büyük kesitli iletken ile değiştirilmesi mevcut direklerin de değiştirilmesini gerektireceği için yatırım maliyetini artırır. Bu sebeple yeni iletken kesiti tayininde, zorunluluk olmadıkça mevcut kesit büyütülmez.

Hesaplamalar ve trafo bölgesi ayırımları yapılırken yetersiz kalan yerlere trafo ilaveleri ve kol ilaveleri uzatmaları gerekliliği ortaya çıkar. Yeni trafo ilavelerinde, mevcut ve yeni trafoların güçlerinin bir birinden çok farklı olması arzu edilmez. Örneğin; şebekede mevcut 630 kVA trafonun yanındaki bölgeye 100 kVA'lık yeni bir trafo ilavesi uygun olmaz. Ayrıca trafonun konacağı yerin şehir yapısına uygun olması gerekir. Şehir içinde direk trafosu, kuleli trafo binalar estetik açıdan uygun olmayan tiplerdir. Trafolar arası mesafe AG iletkenin güç yoğunluğuna bağlı olarak kesiti ile sınırlı olduğu için güç yoğunluğu arttıkça trafoların besleme mesafesi kısalır. Bir AG kolunun besleme uzunluğunun, Aster iletken için hesaplandığında yaklaşık olarak 300 m kadar olduğu görülür ($J=300 \text{ W/m}$). Bu, toplam kol boyudur. Kollarda branşmanlar bulunacağı hesabı katılırsa ve bu branşmanlar da 100 m kadar kabul edilirse, besleme mesafesi 200 m'ye düşer. Buna göre; "iki trafo arasındaki açıklık" en fazla $2 \times 200 = 400 \text{ m}$ olarak tahmin edilebilir. Şehir dağıtım şebekesi planlama çalışmalarında, bu yöntem yaklaşık bir fikir edinmek için kullanılabilir [21].

1.7. YG veya AG İletim Güzergahı Belirleme

Trafolar arası iletim güzergahı yeraltından veya direkler ile havadan sağlanır. Direkler arası mesafe genelde 40 m dir. Bazı özel durumlarda 20-25 m olabildiği görülür. YG ve AG hatlarının direk veya yeraltı kablosu taşınması mevcut şebeke tespiti yapılırken kentin sıkışık yerleşim bölgelerinde müşterek direklerle geçirilebilecek yolların sağından veya solundan taşınır. Direk dikilmesine uygun yerlerde direk dikilerek mümkün değilse yeraltından güzergah oluşturulur. AG şebekesi taşıyan bazı direkler üzerinde 1,5 m yukarisından YG iletkenleri ile iletim yapılan direklerde mevcuttur. Bunlara müşterek direk te denir. Ülkemizde şehir elektrik dağıtım şebekelerimizin yaklaşık %84'ü hava hattı dağıtım şebekelerinden oluşur. Büyük şehirlerimizde dağıtım şebekeleri çoğunlukla

yer altına alınmış ve alınmaya devam etmektedir. Gelişmiş ülkelerde bu oran değişebilir. Örneğin Finlandiya’da dağıtım şebekelerinin %90’ı yeraltı kablosu, %10’u hava hatlarından oluşur. Yer altı şebekesi tesis maliyeti hava hattına göre 5-6 kat daha yüksektir [16,21].

İmara göre yolları açılmamış veya altyapısı tam teşekkül etmeyen yerlerde YG-AG kablolu şebeke kullanılmayacaktır. Dar veya ağaçlı sokaklarda AER (alpek) kablolu şebeke yapılacaktır. Sokakların dar olduğu ve direk dikilemeyen yerlerde AG şebekesi yer altı kablolu ve dağıtım kutuları ile beslenecektir. İmar planına göre yerleşim olmayan bölgelerin YG-AG şebekesi ara döneme göre projelendirilecektir [32].

İletken türleri, Çelik Alüminyum (St-Al) iletken sadece YG de, Bakır (Cu) iletken YG ve AG de, Alüminyum (Al) iletken sadece AG de, Askı telli Alüminyum kablolar (Alpek/AER) sadece AG hatlarında kullanılır. Askı telli Alüminyum kablo siyah renkli izoleli tel olup askı teli iletkenin hem taşıyıcısı hem nötr iletkenidir. Şebeke elektrik planı üzerinde iletken kesiti için mevcut kesitler parantez içinde yeni kesitler parantezsiz yazılır. Tablo 1.2.’de AG kablo çeşitleri ve kesitleri verilmiştir [25].

Tablo 1.2 AG kablo çeşiti ve kesitleri.

Bakır İletken NYK Kablolar					
Kesiti (mm ²)	Akım Taşıma Kapasitesi		Seçilecek Sigorta (A)	Akım Taşıma Kapasitesine Göre Taşıyabileceği En Büyük Güç	
	Havada (A)	Toprakta (A)		Havada (kW)	Toprakta (kW)
4x10	60	75	**	37	47
4x16	80	98	**	50	61
3x25+16	106	128	**	66	80
3x35+16	131	157	**	82	98
3x50+25	159	185	**	99	116
3x70+35	202	228	**	126	142
3x95+50	244	275	**	152	172
3x120+70	282	313	**	176	195
3x150+70	324	353	**	202	220
3x185+95	371	399	**	232	249
3x240+120	436	464	**	272	290
Alüminyum İletkenli Kablolar(*)					

Kesiti (mm ²)	Akım Taşıma Kapasitesi		Seçilecek Sigorta (A)	Akım Taşıma Kapasitesine Göre Taşıyabileceği En Büyük Güç	
	Havada (A)	Toprakta (A)		Havada (kW)	Toprakta (kW)
3x16+16	59	78	**	37	
3x25+16	83	99	**	52	62
3x35+16	102	118	**	64	74
3x50+25	124	142	**	77	89
3x70+35	158	176	**	99	110
3x95+50	190	211	**	119	132
3x120+70	221	242	**	138	151
3x150+70	252	270	**	157	169
3x185+95	289	308	**	180	192
3x240+120	339	363	**	212	227

* Akım taşıma kapasiteleri HES kablo kataloğundan alınmıştır.

** AG kol çıkışlarındaki sigorta seçimlerinde, kablo akım taşıma kapasitelerinin yanı sıra hat sonu faz-toprak kısa devre akımı da dikkate alınacaktır.

1.8.Şebeke Güç Yoğunluğu ve Tüketim Katsayısı

Yük tahmini ve yük hesapları, projenin temel unsurlarıdır. Yük tahmininde hata yapmamak gerekir ve bunun için başta bilgi birikimi ile iyi etüt, iyi ölçme ve sağlıklı hesaplamalar yapılmalıdır. AG kollarının iletken kesitleri, kollardaki yüklere göre hesaplanır. Trafo güçleri kol yüklerine, kol yükleri de güç yoğunluğu (J:W/m) hesabı ile belirlenir. Şebekede yüklerin ve güç yoğunluğu değerlerinin belirlenmesi, şebeke tasarımının en temel çalışmalarından biridir. Bu değerlerin değiştirilmesi, projenin baştan yeniden yapılmasını gerektirir. Mevcut güç yoğunluğunu bilmek, bize yeni şebeke için hesaplayacağımız yük yoğunluğunun tespitinde yardımcı olacaktır. Yeni AG şebeke kollarının uzunluğu, yeni trafo ilavelerinde bu değerler de göz önünde bulundurulur. Bir şebekenin bütün şebeke hesaplamaları, yani trafo gücü, iletken kesiti, gerilim düşümü güç yoğunluğu değerlerine göre hesaplanır. Bu sebeple şebeke oluşturmada en önemli husus, J değerinin çok isabetli olarak hesap edilmesidir [21, 31,33].

Bir şehirde yaşayan nüfusun sosyal durumu ve gelir düzeyi aynı değildir. Bu nedenle enerji tüketimi yaşam standartlarına bağlı olarak artar veya azalır. Elektrik şebeke hesaplamalarında bu durum, kent içinde konutların gelir seviyelerine göre sınıflandırılması yapılarak tarif etme yoluna gidilmiştir. AG şebeke hesaplarında, tüketim

katsayısı göz önüne alınır. Tüketim katsayısı denklemlerde “k” harfi ile ifade edilir. Ülkemizde şehir şebekeleri projeleri için TEK tarafından bir sınıflandırma kabul edilmiştir. Bu etken, gelir seviyesi yüksek kent merkezlerinde k=1 alınır, gelir seviyesine göre orta gelirli bölgeler k=0,75 alınır, az gelirli bölgeler k=0,5 ve çok az gelirli bölgeler k=0,25 alınması uygun görülmüştür [21,34,39].

1.9. Şebeke Güç İhtiyacı ve Trafo Güçleri Tespiti

Trafolar bir şebekenin güç ihtiyacı iki şekilde tespit edilir:

Birincisi şehrin geçmiş yıllara ait puant güçlerinden faydalanıp eşitlik (1), (2) ve (3) logaritmik denklemini kullanılıp 5-10-15-20 yıllık güç ihtiyaçları bulunur.

$$y = y_0 \cdot e^{m_o \cdot x} \quad (1)$$

$$m_n = \frac{\ln \left(\frac{y_{n2}}{y_{n1}} \right)}{x_n} \quad (2)$$

$$m_o = \frac{m_1 + m_2 + \dots + m_n}{m_a} \quad (3)$$

y Tahmin edilen son güç (kW)

y_{ni} i'inci yıl bilinen güç (kW)

y_o Bilinen son güç (kW)

e^{m_o·x} Güç artış oranı

x_n İlk ve son veri arası yıl sayısı

m_n n'inci yıllık güç artış oranı

m_a Yıllık güç artış oranları sayısı

m_o Yıllık güç artış oranı ortalaması

Örneğin, Tablo 1.3'te yıllara göre örnek elektrik yükü artışı verilmiştir.

Tablo 1.3 Elektrik yük artışı

Yıl	2014	2015	2016	2017	2018
Yük (kW)	3300	3425	3600	4100	4230

Bu veriler doğrultusunda yıllık güç artışını hesaplayacak olursak,

$$m_1 = \frac{\ln \cdot \left(\frac{3425}{3300}\right)}{1} = 0,037 \quad m_2 = \frac{\ln \cdot \left(\frac{3600}{3425}\right)}{1} = 0,049$$

$$m_3 = \frac{\ln \cdot \left(\frac{4100}{3600}\right)}{1} = 0,130 \quad m_4 = \frac{\ln \cdot \left(\frac{4230}{4100}\right)}{1} = 0,031$$

$$m_o = \frac{m_1 + m_2 + m_3 + m_4}{4} = \frac{0,037 + 0,049 + 0,130 + 0,031}{4} = 0,061$$

2020 yılı güç artışı,

$$y = y_0 \cdot e^{m_o \cdot x} = 4230 \cdot e^{0,061 \cdot 2} = 4779 \text{ kW}$$

2025 yılı güç artışı,

$$y = y_0 \cdot e^{m_o \cdot x} = 4779 \cdot e^{0,061 \cdot 5} = 6483 \text{ kW}$$

2030 yılı güç artışı,

$$y = y_0 \cdot e^{m_o \cdot x} = 6483 \cdot e^{0,061 \cdot 5} = 8795 \text{ kW}$$

2035 yılı güç artışı,

$$y = y_0 \cdot e^{m_o \cdot x} = 8795 \cdot e^{0,061 \cdot 5} = 11932 \text{ kW}$$

2040 yılı güç artışı,

$$y = y_0 \cdot e^{m_o \cdot x} = 11932 \cdot e^{0,061 \cdot 5} = 16187 \text{ kW}$$

İkincisi şehrin geçmiş yıllara ait nüfus artışından faydalanılarak eşitlik (4), (5) ve (6) logaritmik denklemi kullanılıp 5-10-15-20 yıllık nüfusu bulunur. Buna kişi başına alınacak güç 100 Watt/kişi'den küçük olmayacak şekilde çarpılarak şehrin abone gücü ihtiyacı bulunur.

$$z = z_0 \cdot e^{n_o \cdot x} \quad (4)$$

$$n_n = \frac{\ln\left(\frac{z_{n2}}{z_{n1}}\right)}{x_n} \quad (5)$$

$$n_o = \frac{n_1 + n_2 + \dots + n_n}{n_a} \quad (6)$$

- z** Tahmin edilen son nüfus (kişi)
z_{ni} i'inci yıl bilinen nüfus (kişi)
z_o Bilinen son nüfus (kişi)
e^{n_o·x} Nüfus artış oranı
x_n İlk ve son veri arası yıl sayısı
n_n n'inci yıllık nüfus artış oranı
n_a Yıllık nüfus artış oranları sayısı
n_o Yıllık nüfus artış oranı ortalaması

$$N_a = z \cdot p \quad (7)$$

- p** 100 W/kişi
N_a Toplam güç

Örneğin, Tablo 1.4'de yıllara göre örnek nüfus artışı verilmiştir.

Tablo 1.4 Nüfus artışı

Yıl	2000	2004	2010	2015	2018
Nüfus (Kişi)	60000	63000	70000	74000	80000

Bu veriler doğrultusunda yıllık nüfus artışını hesaplayacak olursak,

$$n_1 = \frac{\ln \cdot \left(\frac{63000}{60000}\right)}{4} = 0,012 \quad n_2 = \frac{\ln \cdot \left(\frac{70000}{63000}\right)}{6} = 0,017$$

$$n_3 = \frac{\ln \cdot \left(\frac{74000}{70000}\right)}{5} = 0,011 \quad n_4 = \frac{\ln \cdot \left(\frac{80000}{74000}\right)}{3} = 0,025$$

$$n_o = \frac{n_1 + n_2 + n_3 + n_4}{4} = \frac{0,012 + 0,017 + 0,011 + 0,025}{4} = 0,016$$

2020 yılı nüfus artışı,

$$y = y_0 \cdot e^{n_o \cdot x} = 80000 \cdot e^{0,016 \cdot 2} = 8261 \text{ kişi}$$

2025 yılı nüfus artışı,

$$y = y_0 \cdot e^{n_o \cdot x} = 8261 \cdot e^{0,016 \cdot 5} = 8949 \text{ kişi}$$

2030 yılı nüfus artışı,

$$y = y_0 \cdot e^{n_o \cdot x} = 8949 \cdot e^{0,016 \cdot 5} = 9695 \text{ kişi}$$

2035 yılı nüfus artışı,

$$y = y_0 \cdot e^{n_o \cdot x} = 9695 \cdot e^{0,016 \cdot 5} = 10503 \text{ kişi}$$

2040 yılı nüfus artışı,

$$y = y_0 \cdot e^{n_o \cdot x} = 10503 \cdot e^{0,016 \cdot 5} = 11378 \text{ kişi}$$

$$N_a = 11378 \text{ kişi} \cdot \frac{100 \text{ W}}{\text{kişi}} = 1138 \text{ kW}$$

İlave olarak mevcut sanayi ve muhtemel sanayi güçleri ile sokak aydınlatma güçleri de eklenerek yerleşim biriminin o yılki toplam güç ihtiyacı bulunur. Mevcut sanayi gücü, etüt sırasında tespit edilen mevcut sanayi kurulu gücü cinslerine göre ayrılıp eş zamanlık faktörü ile çarpılarak elde edilen sonuçların toplanması ile bulunur. Muhtemel sanayi gücü ise yine etüt sırasında tespit edilen muhtemel güçlerin eş zamanlılık faktörü ile çarpılarak elde edilen sonuçların toplanması ile bulunur.

Dağıtım trafo güçleri tespiti ise iki yöntemle hesaplanır:

Birincisi AG panosunu fider çıkışlarına yerleştirilen enerji analizörü ve apartmanlarda yapılan ölçümler ile Watt / kişi daha sonra imar planında belirtilen kat adedi ve daire sayısına göre yayılı yük J (W/m) ile hesap edilir. Abone güçleri, tespit edilen yayılı yük J (W/m) ile kol uzunluklarının çarpımı ile bulunur. İkincisi belde veya küçük illerde J güç yoğunluğu tespiti için son resmi nüfus sayısı baz alınarak nüfus başına 100 Watt'dan küçük olmamak üzere nüfus ile çarpılarak toplam abone gücü ihtiyacı bulunur. Bu güç mevcut şebeke uzunluğuna bölünmek suretiyle J (W/m) değeri bulunur, şebeke uzunluğunda tüketim katsayısı (k) da dikkate alınmalıdır [32].

Mevcut trafonun çektiği güç, trafodan çıkan kol yüklerinin toplamıdır. Bu iki şekilde tespit edilir.

1. Hesaplama yöntemi
2. Ölçme yöntemi [21].

1.9.1. Hesaplama

1.9.1.1. Kol Uzunluğuna Bağlı Olarak Hesaplama (Watt/Metre)

Bir kolun toplam yükünün toplam kol uzunluğuna bölünmesiyle bulunan değere, güç yoğunluğu veya yayılı yük (J=W/m) denir. Yayılı yük bölgelerinde, elektrik tüketiminin derecesini, birim alan üzerinde kW/km² veya MW/km² birimleriyle belirten karakteristik değişkene ise yük (tüketim) yoğunluğu denir. Eşitlik (8) ile hesaplanır,

$$J = \frac{N_{ab} \cdot 1,1}{k_1 \cdot L_1 + \dots + k_n \cdot L_n} \quad (8)$$

N_{ab} Trafodan çekilen güç veya son nüfus sayımına göre abone gücü ihtiyacı (W)

L_n Şebeke uzunluğu (m)

1,1 %10 Şebeke kaybı

k Tüketim katsayısı [21,25,32].

Bir trafo merkezinden çekilen yük homojen değildir. Yük hem kol boyunca hem de farklı kollarında değişir. Bu durumda ortalama bir değer bulmakla ve yaklaşık hesap yöntemi ile yetinilir. Örneğin bir trafoda çekilen ortalama güç; $N_{ab} = 400$ kW olarak hesaplanmış ve $k = 1$ olsun.

Trafodan çıkan AG fider uzunlukları sırasıyla; $L_1 = 210$ m, $L_2 = 295$ m, $L_3 = 245$ m, $L_4 = 300$ m dir.

Toplam fider boyu; $L_t = L_1 + L_2 + L_3 + L_4 = 1050$ m

O halde yük yoğunluğu(J); $J = N_{ab}/L_t$ (W/m)

$J = 400\,000$ W / 1050 m = 381 W/m bulunur.

Bütün dağıtım firmalarında AG çıkış panolarında kaydedici ölçü cihazları olmadığı için bu değer tam olarak tespitine bugün için olanak yoktur. Bu sebeple trafonun anma gücünün tamamının veya %80'inin çekilen güç olarak kabul edilmesi önerilmektedir [21].

1.9.1.2. Nüfus Başına Güç'e Bağlı Olarak Hesaplama (Watt/Kişi)

Şehir elektrik dağıtım şebekelerinde gelişme ve yenileme projelerinin yapımında, kentin veya kasabanın en son nüfus sayımına göre kişi başına Watt değerlerinin hesaplanarak bulunmasıdır. Şehir elektrik dağıtım şebekeleri projelerinde J hesabına esas teşkil etmek üzere, kişi başına güç 100 W/kişi alınması gibi kriter getirilmiştir [21].

Eşitlik (7)' e göre toplam nüfus ile kişi başına güç değeri çarpılarak toplam güç değeri bulunur. Toplam güç değeri kol uzunluğuna bölünerek J (W/m) hesaplanmış olur.

1.9.1.3. Konutun Güç İhtiyacına Bağlı Olarak Hesaplama (Watt/Konut)

Burada yapılacak kabullerle bulunacak değerler, benzer kent projeleri ile mutlaka karşılaştırılmalıdır. Bu değerler, 1992 tarihli AG projesinde şöyle hesaplanmıştır. Her konutta ortalama 4-5 kişi kabul edilecek, kişi başına 100-130W alınacak ve %10 şebeke kaybı ilave edilecek ve konutlar arasında %40 eş zamanlık faktörü alınacaktır. Buna göre;

$$5 \times 130 \text{ W} = 650 \text{ W}, 650 \times 1,1 = 715 \text{ W}, 715 \times 0,40 = 286 \text{ W}$$

Konut başına yaklaşık güç 300 W/Konut alınmıştır [21].

İmarla yapılaşma bölgeleri, imar planlarında ve mevcut yerleşim bölgelerine göre kent içinde değişiklikler gösterir ve farklı yük yoğunlukları oluşur. İmarla 0,35-0,40-0,50 vb. oranda yapılaşma bölgesine göre yük yoğunlukları hesabı yapılabilir. Örneğin 0,35 oranlı bir yapılaşma bölgesi için güç yoğunluğu ve alan yoğunluğu hesabı aşağıda verilmiştir;

Şebeke boyu	: 100 m. (5-6 parselin boyu)
Parsel derinliği	: 30 m.
Şebeke parseli alanı	: 3000 m ²
Yapılaşma alanı	: 0,35 x 3000 m ² = 1050 m ²
Bir dairenin brüt alanı	: 100 m ²
Bir kattaki konut sayısı	: 1050 m ² / 100 m ² = 10,5 konut
Bir kattaki konut gücü	: 10,5 konut x 300 W/konut = 3150 W
Bir kattaki ortalama j	: 3150 W / 100 m = 31,5 W/m. kat

Eni	: 1000 m
Boyu	: 1000 m
Alan	: 1 km ²
Yol zayıyatı	: 0,30 km
Yeşil alan zayıyatı	: 0,20 km
Yapılaşma oranı	: 0,35
Yapı alanı	: 1 x 0,50 x 0,35 = 0,175 km ²
Birim konut alanı	: 100 m ²
Yapıdaki konut	: 0,175 km ² / 100 m ² = 1750 Konut
Birim konut gücü	: 300 W/Konut

Yapıdaki konut gücü : 1750 konut x 300 W/Konut = 525000 W = 525 kW veya 525 kW/km² kat bulunur.

Tablo 1.5 Katlara göre alan yoğunluğu

Yapılaşmaya göre	(J) Tek Taraflı Besleme	Çift Taraflı Besleme	Alan yoğunluğu
A2 iki katlı	2x31,5 = 63 W/m	126W/m	2x525 = 1050 kW/km ²
A3 üç katlı+Z	4x31,5 = 126W/m	252W/m	4x525 = 2100 kW/km ²
A4 dört katlı+Z	5x31,5 = 158W/m	315W/m	2x525 = 2625 kW/km ²
A5 beş katlı+Z	6x31,5 = 189W/m	378W/m	2x525 = 3150 kW/km ²
A6 altı katlı+Z	7x31,5 = 221W/m	442W/m	2x525 = 3675 kW/km ²

Bulunmuş olur. Z; zemin kat + bodrum katlar olabileceği de göz önüne alınmıştır. Kat çarpanı bu bakımdan bir kat fazla tutulmuştur [21].

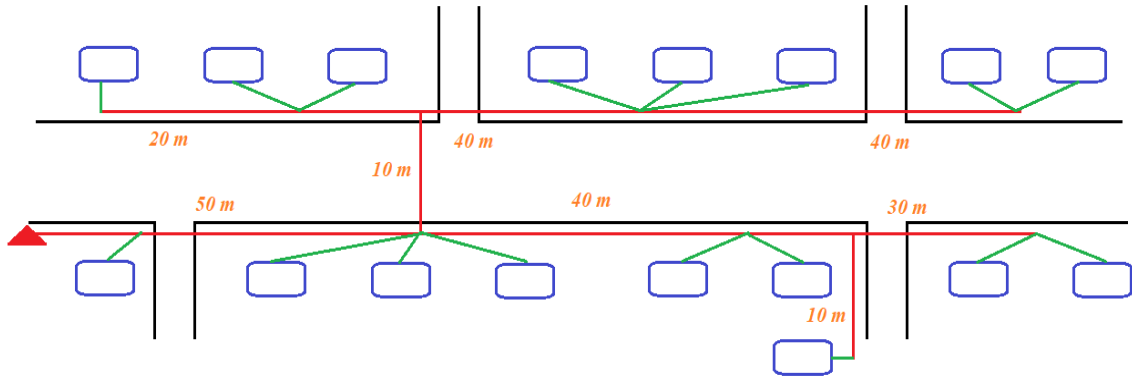
1.9.2. Ölçme Metodu

AG panosundan kol akımları pens ampermetre ile ölçülebilir fakat burada yapılan ölçümler hiçbir zaman en büyük gücün tespitine olanak vermez. Çünkü en büyük gücün tüketiciler tarafından ne zaman talep edileceği hiçbir zaman belli değildir. En büyük gücün tespiti güç analizörü ölçü cihazı ile anlık ölçüm yapıp bir yıl boyunca ölçümlerin kayıt altına alınması ile mümkün olabilir.

Şehir dağıtım şebekesini projelendirmek için şebekeden çekilecek güce bağlı olarak akımın belirlenmesi gerekir. Şebekeden çekilen akım ise her an değişen bir olgudur. Bu yüzden akım ölçme metotları bile yetersiz kalır. Trafoların Puant (En büyük çekilen güç) değerleri ve puant anları birbirleri ile örtüşmez. Oysa tasarımlanacak şebekenin herhangi bir anda çekilecek en büyük güçlere bile cevap verebilmesi gerekir. Trafo postalarının AG çıkış panolarında ana giriş ve kol çıkışları üzerinde puant güçleri kaydeden demantmetreli wattmetre (dW) veya güç analizörü yerleştirilmeli ve SCADA sistemi ile kayıt ve denetimleri yapılmalıdır. Şebekenin kontrolü ve ölçülebilirliği açısından günümüzde akıllı şebeke altyapısına geçilmeye başlamıştır [9,21,40,41].

Puant zamanlarda yapılan ölçümler şebeke boyuna oranlanarak metre başına J (Watt/m) değeri ile konut başına (W/konut) ve konutlardaki nüfus alınarak kişi başına W/kişi olarak güç değeri bulunabilir. Abonelerin kofrelerin den yapılan ölçümlerle konut başına ve kişi başına düşen güç değeri bulunabilir. Abonelerin kurulu güçleri ve puant zamanlarda yapılan ölçüm sonuçlarına göre bulunan tüketim değerlerine göre talep ve eşzamanlık katsayıları bulunarak konut başına düşen güç değerleri hesaplanabilir [21,25]. Şebekeler için bu son derece önemlidir. İşletmeci bu cihaza bakarak trafosunun veya kolun en fazla ne kadar yüklenebildiğini ancak bununla anlayabilir. Böyle bir yapılanmada, her abonenin çektiği akım ve bu akımların toplamının çekildiği kolların ölçü ve haberleşme sistemleri ile bir merkeze iletilmesi, şebekede kol yükleri, trafo yüklerinin her an ölçümü, kayıp ve kaçaklar ve bütün bunların çıktıkları alınabilir hale gelir. Dağıtım şebekesi planlamasında da en doğru sonuç verecek yöntem de budur. Örneğin;

Şekil 1.8’de Bir fiderden iki kollu caddenin AG beslemesi gösterilmiştir. Burada trafonun alçak gerilim çıkış fiderinden ölçüm alınması durumu incelenmiştir. TR-X kolu, imar durumu ayırık 5 kat (A5), 17 apartman ve katlar çift daire, toplam 170 daire, iki taraflı besleme fider boyu = 240 m olarak belirtilmiştir.



Şekil 1.8 Bir fiderden iki kollu caddenin AG beslemesi.

Akım(A) Gerilim(V) $\cos\phi$

R = 235 A, S = 215 A, T = 240 A, U = 380 Volt, $\cos\phi = 0,8$, L = 240 m

$I = (235 + 215 + 240)/3 = 230$ A

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos_{\varphi} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 230 \cdot 0,8 \cong 121105 \text{ W}$$

$$J = 121105/240 \cong 505 \text{ W/m}$$

$$\text{Konut başına güç} = 121105/170 \cong 712 \text{ W/konut}$$

Her konutta 5 kişi olduğu varsayılırsa $712/5 \cong 143 \text{ W/kişi}$ bulunur.

Trafonun apartman kofresinden ölçüm alınması, imar durumu A5 her katta 4 konut gelir seviyesi yüksek (k=1)

$$R = 25 \text{ A}, \quad S = 20 \text{ A}, \quad T = 24 \text{ A}, \quad U = 400 \text{ Volt}, \quad \cos_{\varphi} = 0,9$$

$$I = (25 + 20 + 24)/3 = 23 \text{ A}$$

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos_{\varphi} = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 23 \cdot 0,9 \cong 14341 \text{ W}$$

$$\text{Konut başına güç} = 14341/20 \cong 717 \text{ W/konut}$$

Burada en yakın doğru sonuca ulaşmak için ölçüm verilerinin şehir yapılaşmalarını bitirmiş bölgelerinden seçilmelidir. Benzer özelliklere sahip şebekelerde yapılacak farklı ölçüm sonuçları bize imar yapısına göre kişi başına güç ve yayılı güç değerlerini verir [25].

1.10. Trafo Güçleri ve Gerilim Düşümü Hesabı

Şehir dağıtım şebekesi trafo gücü doğrudan doğruya trafonun besleyeceği AG şebekesi büyüklüğüne bağlıdır. Bu sebeple önce AG şebekesi yüklerinin doğru belirlenmeli bununla beraber optimum trafo kapasitesi tespit edilmelidir. Şehir dağıtım şebekesi projelerinde trafo gücü belirleme işine trafo gücü hesabı denir. Trafo gücü genel olarak aşağıdaki yöntemlerle hesaplanır.

- a. Sanayide atölye, fabrika veya büyük iş merkezlerinde trafo gücü hesabı,
- b. Köy ve küçük yerleşim bölgesinde trafo gücü hesabı.

Sanayide atölye, fabrika veya büyük iş merkezlerinde trafo gücü hesabında, trafodan beslenecek bütün tüketicilerin güçleri belirlenir ve bu güçler toplamı alınarak kurulu güç bulunur. Bu tüketicilerin hepsi aynı anda şebekeden güç çekemeyeceği varsayılarak eşzamanlılık etkeni (diversite) ile çarpılarak talep gücü hesaplanır. Genellikle iki çeşit div. tarif edilmiştir. Bunlar; motor güçleri için zati diversiteler ve motor sayısına göre

müşterek diversiteler. Köy ve küçük yerleşim bölgesinde trafo gücü hesabında ise hiç elektriği olmayan yerlerde, nüfus başına Watt değeri, 100 W/kişi' den az olmamak şartı ile hesaplanır. Buna güç değerine ek olarak sanayi yükü eşzamanlılık faktörü (0,4-1 arası) ile çarpılıp eklenir. Daha sonra toplam güce %10 şebeke kaybı da eklenerek toplam güç bulunur. Bulacağımız değer aktif güç olması sebebiyle bu değeri $\cos\phi = (0,9 - 0,97$ arası) değerine bölerek görünür güç (S) hesaplanır. Trafo güç değerleri S değerine göre üretildiğinden bulunan S değerine en yakın bir üst trafo değeri seçilir.

Örneğin, $S = 390$ kVA ise, bir üst değer trafo 400 kVA olmasına rağmen 630 kVA değerinde bir trafo seçilir. Bu şekilde trafo daha verimli çalışır ve ileriki yük artışı veya şebeke büyümesine kolaylık sağlar. Bu durumda TEDAŞ'de kabul edilen %30 sınır, %50 olarak değiştirilmiştir. Şebeke trafo güçlerini seçerken trafoya %50 kapasitede çalıştırma esasını kabul edilmesi halinde, Tablo 1.6'daki eş zamanlılık faktörü $N_i (0,30/0,50=0,60)$ değeri kadar düşürebiliriz. Buradaki %30 değeri, TEDAŞ tarafından kabul edilen trafo marjıdır. Bunu %50'ye çıkardığımızda 0,6 oranı ortaya çıkmaktadır [21].

YG kol yükleri ve kol akımları, seçilen trafoların anma gücü değerlerine göre hesaplanır. Yani 400 kVA'lık trafonun AG gücü 269 kVA olarak hesaplanmış olsa bile bu hesaplarında 400 kVA olarak alınır. Buna kurulu güç de denir. Diğer ise talep gücüdür. Kurulu güce göre hesapta arada oldukça büyük bir farklılık ortaya çıkmakla birlikte bu da şebekenin daha güçlü olmasını sağlayacağı için lehte kabul edilmiş olur. Bununla birlikte kurulu güçlerin toplanması ile elde edilen değerler de giderek büyük güçlere ulaşır. Bu durumda trafo sayısı ile değişen trafo eşzamanlılık etkenleri göz önüne alınır. Projede YG hesaplarında kullanılan trafo eş zamanlılık etkeni aşağıda listelenmiştir.

Tablo 1.6 Güç trafoları arasında eşzamanlılık faktörleri

Trafo Sayısı	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Eş zamanlılık etkeni %	100	98	91	87	83	80	77	74	72	70

Örneğin bir YG fiderine iki adet 400 kVA, iki adet 620 kVA'lık dört adet trafo varsa, bu fiderde toplam $2 \times 400 + 2 \times 630 = 2060$ kVA kurulu güç söz konusu olur. Bu da 4 trafo için, 0,87 diversite etkeni ile çarpılarak; 1792,2 kVA değeri hesaplanmış olur.

Şebeke iletkeninde yük akımı, hem gerilim düşümü ve hem de güç kayıpları oluşturur.

Burada güç kayıpları, gerilim düşümü ile aynı oranda oluşur. Trafolar yüklendikçe kayıpları artmakta, dolayısıyla trafonun verimi de düşmektedir. Tam yükten sonra, trafoda ısınma çok daha fazla artar ve daha fazla yüklenirse trafo yanar. Sonuç olarak; trafo yüklendikçe güç kayıpları artar. Zaten bir cihazın ısınması demek gücün ısı olarak dışarı atılması yani güç kaybı demektir. Ayrıca her ısınan iletkenin özgül direnci de büyür. $R=R_0(1+\alpha t)$ sıcaklık arttıkça özgül direnç artar. Direnç arttıkça ısınma da artar. Direnç büyüdükçe kayıp da artar. ($3\Delta P=3I^2R$). Yönetmeliklerde, şehir dağıtım şebekesi AG şebekesinde müsaade edilir en yüksek gerilim düşümü %5 değeri ile sınırlandırılmıştır. Trafolarda çıkış gerilimi hat başında faz-faz için 400 V, şebekenin sonunda ise en az 380 V olması; faz nötr için 230 V, şebekenin en sonunda ise en az 220 V olması istenir. Aradaki bu gerilim farkları %5'e karşılık gelir [21,41,42]. “Bir tesise ait özel trafolarda, AG çıkışından toplam gerilim düşümü aydınlatma tesislerinde %6,5 ve motor yüklerinde %8'i aşmamalıdır. Yüksek gerilimli dağıtım şebeke ve hatlarında gerilim düşümü, indirici trafo merkezlerinin sekonderinden itibaren yüksek gerilim dağıtım şebekelerinde %7'yi aşmamalıdır. Ancak ring şebekeler için ayrıca arıza hâllerinde ringin tek taraflı beslenmesi durumu için gerilim düşümü tahkikleri yapılmalıdır. Bu durumda gerilim düşümü %10'u aşmamalıdır [25,32,42]. Bu sayede yük gerilimi, yükün sistemden çektiği akıma göre 220V ile 230V arasında dalgalanmaktadır”. Gerilim düşümü %'si eşitlik (9) ve (10) ile formülle edilmiştir.

$$\%e_n = \frac{L \cdot N_n}{X \cdot q \cdot U_h^2} \cdot 100 \quad (9)$$

$$\%e = \%e_a + \%e_r \quad (10)$$

$\%e_a$ Etkin gerilim düşümü yüzdesi

$\%e_r$ Tepkin gerilim düşümü yüzdesi

$\%e$ Toplam gerilim düşümü yüzdesi

N_a Etkin güç değeri (W)

N_r Tepkin güç değeri (VAr)

L İletkenin boyu (m)

X İletkenin öz iletkenliği ($m/\Omega \cdot mm^2$)

q İletken kesiti (mm²)

U Şebeke Gerilimi (V)



2. MATERYAL VE YÖNTEM

2.1. Trafo Kapsama Alanının Oluşturulması

İyi bir dağıtım şebekesi planlaması enerjinin kesintisiz, kayıpların en az seviyede olduğu, güvenilir, ekonomik ve ileriye dönük geliştirilebilir olmalıdır. Bu durumun sağlanabilmesi için şebeke içinde dağıtım trafolarının gücünün, yerinin ve kapsama alanlarının belirlenmesi çok önemlidir. Bir trafonun gücüne, yük yoğunluğuna, bağlı bulunduğu fiderdeki trafo sayısı ve beslediği şebekenin yük faktörüne göre şebeke içinde oluşturduğu servis alanına trafonun Kapsama Alanı (KA) denilebilir. Bir başka ifadeyle bir trafonun beslediği, besleyebileceği veya servis verdiği km^2 cinsinden alan olarak düşünülebilir.

Güç sistemi planlama sürecinde en önemli adım olarak kabul edilen dağıtım sistemi planlamasında enerji kaynağı olarak bilinen dağıtım trafo merkezlerinin eniyi konumlarını, güç değerlerini ve kapsama alanlarını belirleme ile ilgili yurt dışında değişik çalışmalar yapılmış ve çeşitli algoritmalar geliştirilmiştir.

Gonen, T. ve arkadaşı MPSX matematiksel programlama sistemi kullanarak radyal şebeke üzerinde eniyi trafo merkezi yerleri, trafo boyutları, trafo merkezleri ve talep merkezleri arasında eniyi yük transferleri için eniyi fider yolları, boyutları ve maliyet analizi üzerine dağıtım sistemi planlama modeli geliştirmiştir. Ancak, bu yöntem trafo koordinatlarını içermemekle birlikte sadece büyük güç değerine sahip dağıtım trafoları için geçerlidir [43]. Türkay, B, dağıtım şebekesinde fider ve trafo merkezi maliyeti üzerine karışık tamsayı programlama yöntemi kullanarak şebeke kayıpları ve maliyeti üzerine bir çalışma yapmıştır. Bu çalışmasında Gonen, T.'nin çalışmasını referans almıştır ve büyük güç değerine sahip dağıtım trafoları için basit bir model oluşturmuştur [44]. Yang, Li, L.L., ve arkadaşları biyocoğrafya tabanlı nüfus rekabet algoritması yöntemi ile trafo merkezi konum ve minimum yatırım maliyeti üzerine şebeke planlaması çalışması gerçekleştirmiştir. Ancak, bu yaklaşımın dezavantajı, yük ölçümlerinden ziyade popülasyon tahminlerine dayandırılmasıdır [45]. Ramezani, M. ve arkadaşları kare servis alanları oluşturup bulanık ve genetik algoritma kullanarak YG ve AG dağıtım trafolarını boyutlandırma, fider, trafo kayıpları ve maliyet analizi üzerine eniyi dağıtım şebeke planlaması çalışması yapmışlardır. Bu yöntem AG dağıtım trafoları içerikli olsa da yeni konuşlanacak trafoların koordinatlarını belirlemeyi

içermemektedir [46]. Burke, O. ve arkadaşları, Bahreyn’de dağıtım sistemi geliştirme planı üzerinde şebeke yük tahmini, trafo merkezi ve gerilim düşümü incelenmesi üzerine bir çalışma yapılmıştır. Bu çalışmada; kısa vadeli planlamanın hizmet talebi gereksinimlerini karşılaması gerektiği, uzun vadeli vizyon ve şebeke başarımının ise planlama ölçeğine ve tasarım standartlarına uyması gerektiği sonucuna varılmıştır [47]. Khator, S.K ve arkadaşları yeni trafo merkezleri bulma, trafo fiderleri, acil durum modellemesi ve maliyet üzerine şebeke planlama çalışmaları yapmışlardır. Ancak trafo koordinatlarını tam olarak bulma ve gerilim düşümü kayıpları gibi etkenlere değinilmemiştir [48]. Tang, Y. trafo merkezlerinin yerini, maliyet, bakım, güvenlik ve enerji kaybını belirlemek için doğrusal olmayan bir eniyileme yöntemine dayalı ağ akış programlama algoritması kullanarak şebeke planlaması yapmıştır. Çalışma, sistematik eniyilemenin karar verme sürecinde değerli olabileceği sonucuna varırken, hassaslık analizi girdi için varsayımların etkilerini gösterebilir [49]. Khodr, H.M. ve arkadaşları Gauss, Freund ve Weibull olasılık dağılım yöntemlerini kullanarak trafo merkezinin yerlerinin belirlenmesi üzerine bir çalışma yapmıştır. Çalışma dağıtım trafo merkezinin konumu için, özellikle kentsel alanlarda arazi mevcudiyeti ve maliyetinin yanı sıra diğer ilgili kısıtlamaların da dikkate alınması gereken değerli bilgileri temsil etmektedir [50]. Thompson, G.L. ve arkadaşı, Amerika’da ideal trafo merkezi konumunu seçmek için dal ve sınır algoritması kullanarak bir çalışma yapmıştır. Bu yöntem, gerçek boyuttaki probleme uygulandığı için ileri dönük çalışmalarda kullanışlı bir yöntemdir. Bununla birlikte, bu model sabit bir modeldir ve zaman içindeki değişken güç taleplerinde kullanışlı değildir. Ayrıca, voltaj sınırları ile ilgili herhangi bir kısıtlaması yoktur [51]. Masud, E. Oklahoma’da dağıtım trafo merkezi için en düşük maliyetli genişleme planını belirleyen matematiksel bir model olan doğrusal ve tamsayı programlama kullanarak trafo merkezi kapasitelerini maliyet, yük, gerilim ve rezerv gereksinimlerinin eniyi etmek için bir yaklaşım kullanmıştır. Yöntem, bir trafo merkezinin yapımını belirleyen gerilim seviyesi tahminlerinin, bir trafo merkezi hizmet alanı içinde yük yoğunluklarının eşit olduğu varsaymaktadır ve bu sınırlı bir yöntemdir. Bu sebeple her durum için kullanışlı değildir. Ayrıca ikinci bir sınırlaması ise trafo merkezi yerini dikkate almaz [52]. Hongwei D. ve arkadaşları Çin’de dağıtım trafo merkezlerinin eniyi boyutlandırmasını ve yer seçimini belirlemek üzere sezgisel (buluşsal) birleşim eniyileme algoritması kullanılmıştır. Bu yaklaşımda fiderlerdeki enerji kayıplarını en aza indirmek için trafo merkezlerini doğru konuma yerleştirmeye dayanmaktadır.

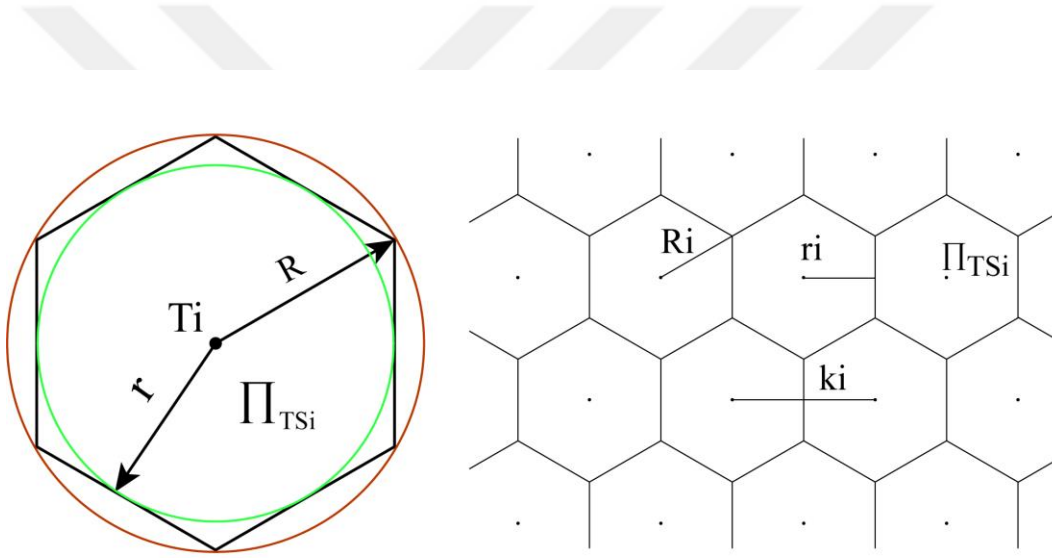
Önerilen yöntem, yeni trafo merkezi konumlarının seçilmesini gerektirmemektedir [53]. Lin, W.M. ve arkadaşları Tayvan'da trafo merkezi konumlarının ve gelecekteki genişleme kapasitelerinin belirlenmesi ile ilgili en az yol algoritması kullanılarak bir çalışma yapmıştır. Ancak, bu yöntem trafolar için eniyi kapasiteyi veya koordinatları hesaplayamamaktadır [54]. Nara, K. ve arkadaşları, Japonya'da ayrı kollara ayırma dal değişim algoritması ile radyal şebeke üzerinde dağıtım sistemi genişletme planlama yöntemi geliştirmişlerdir. Algoritmanın etkili olduğu kanıtlandı ve sayısal örneklerle doğrulandı. Bu şekilde kayıpları doğru hesaplamak ve böylece dağıtım sistemlerinin daha iyi genişletilebileceği düşünülmüştür. Ayrıca planlama sağlamak için geliştirilmiştir. Bununla birlikte, yaklaşım sorunlarının karmaşıklığı ve hesaplama zamanı ve hafızası için gereksinimlerle sınırlıydı ve bu yüzden sadece küçük ölçekli sistemlere uygulanabilmiştir [55]. Sepasian, M.S. ve arkadaşları, İran'da genetik algoritma kullanarak trafo merkezi, gerilim düşümü ve maliyet analizi üzerine güç sistemi genişleme planlaması çalışması yapmıştır. Algoritma iyi sonuçlar verdi ancak sonuçları üretmek için yavaştı ve yöntem zamanla değişen talebi dikkate almamıştır [56]. Crawford, D.M. ve arkadaşı, Amerika'nın Florida eyaletinde dağıtım trafo merkezi konumlarının, boyutlarının ve hizmet sınırlarının planlanması ile ilgili trafo servis alanlarını kare bölgelere ayırıp en az yol algoritması kullanılarak bir çalışma yapılmıştır. Yük kapasitesi ve kayıpları, her bir yükün aşırı kapasiteye sahip en yakın trafo merkezinden hizmet edilmesi ile en aza indirilmiştir. Bununla birlikte bu yaklaşım, objektif işlevine ekipman maliyetlerini dahil etmemiştir. Dahası, yaklaşım mevcut ve potansiyel tüm trafo merkezlerini kaynak noktaları olarak modelledi ve bu da bazıları, yükün sadece küçük bir kısmına hizmet etmesine rağmen, tüm trafo merkezlerinin kullanıldığı eniyi bir çözümle sonuçlandı [57]. Guha, D. ve arkadaşları Hindistan Mumbai şehrinde mevcut şebekeyi istenilen şebeke modeline dönüştürmek için Süperimpozisyon yöntemi uygulanarak kablo planlaması ve ekipman ömrü üzerine dağıtım şebekesi planlaması yapılmıştır. Yük büyümesinde artış gösteren dağıtım şebekesinin standart yapılara ihtiyaç duyduğunu ve şebekenin basitleştirilmesi gerektiğini fark ettiler. Modernizasyonun bir parçası dağıtım şebekesinin otomasyonu olması kanaatine varıldı. Bu işlem, şebeke kontrolünü ve olayların zamanını takip edilmesini kolaylaştıracaktır [58]. Mansour, M.R. ve arkadaşları tarafından, Brezilya'da düğüm-derinlik kodlaması ve çok amaçlı evrimsel algoritma kullanılarak radyal şebeke üzerinde trafo noktaları, fider ve dağıtım şebeke planlaması çalışması yapılmıştır.

Çalışma büyük ölçekli dağıtım sistemlerinde enerji restorasyonunu olanaklı kıldığı ve çözümlerin, şu anda tüm hizmet dışı alana geri yüklendiği, operasyonel kısıtlamaların karşılandığı ve azaltılmış sayıda anahtarlama işleminin elde edildiği çözümlere sahip olduğunu göstermiştir [59]. Jeromin, I. ve arkadaşı Almanya’da Oyun kuramı eniyileme yöntemi kullanılarak büyük şebekeler üzerinde bakım, düzenleme ve ekonomik maliyet üzerine bir çalışma yapmışlardır. Oyun kuramı eniyilemesi sayesinde, araştırılan güç sisteminin güvenilirlik azalması olmadan daha ekonomik bir şekilde çalıştırılabileceğini ortaya koydular [60]. Quintana, V.H. ve arkadaşları, iki kademeli güç sistemi dağıtım planlama kümeleme algoritması geliştirerek trafo merkezlerinin ve birincil fiderlerin farklı maliyet fonksiyonlarını simüle eden, ayırık olmayan bir şebeke planlama modelini oluşturmuştur. Önerdikleri algoritmanın, güç sistemi dağıtım planlamasının hem statik hem de dinamik uygulamaları için uygun olduğu sonucuna varmışlardır [61]. Lin, W.M. ve arkadaşları, en uygun trafo merkezini, fider planlamasını ve maliyet tahminini belirlemek için en kısa yol algoritması geliştirmişlerdir. Çalışmalarında bir coğrafi bilgi sisteminin birleşimi ile planlayıcılara dağıtım sistemine bakmak için yeni bir yol sağlandığı görülmektedir [62]. Sun, D.I. ve arkadaşları, trafo merkezlerini konumlandırma, radyal fider rotalarının maliyet analizi, düzenli ve tutarlı bir şebeke genişleme planı analizi için dal ve sınır algoritması kullanmışlardır. Zaman aşamalı genişleme sürecinin, trafo merkezlerini ve fider yönlendirmelerini hedef yıl planından seçtiğini ve böylece düzenli ve tutarlı bir genişleme sağladığını vurguladılar. Önerdikleri yöntem, mevcut tesisleri maksimum fayda için karar sürecine kolayca dahil edebilmiştir[63]. Li, M. ve arkadaşları, trafo merkezleri için bir planlama eniyileme modeli oluşturmak ve trafo merkezlerinin verimliliğini ve faydalarını artırmak için Voronoi ve diferansiyel evrim algoritması kullanılmıştır. Pilot uygulama ile araştırma sonuçlarının geçerliliği ve uygulanabilirliği doğrulanmıştır [64]. Zifa, L. ve arkadaşı trafo merkezi konumlandırma ve boyutlandırma için dağıtım sistemi planlamasını kullanarak uyarlamalı mutasyon parçacık sürüsü eniyilemesi kullandı. Önerilen uyarlanabilir mutasyon parçacık sürüsü eniyilemesinin, hem geleneksel eniyileme sorunlarında hem de gerçekçi dağıtım planlama projelerinde standart parçacık sürüsü eniyilemesinden daha üstün küresel eniyileme arama kabiliyeti gösterdiği sonucuna varmışlardır [65]. El-Fouly, T.H.M ve arkadaşları, trafo hizmet alanlarını eşit kare bölgelere ayırarak karma tamsayı doğrusal programlama yöntemi kullanarak trafo merkezi konumlandırma, boyutlandırma ve zamanlama için şebeke planlama

eniyilemesi modeli kullanmıştır. Çalışmada gerilim düşümü kısıtlamalarının, özellikle çalışma altındaki planlama döneminde yükleme seviyeleri o kadar yüksek değilse, verimsiz iletim gücünü önlemek için yeterli olmadığını ortaya koymuştur [66]. Temraz, H.K. ve arkadaşı, dağıtım trafo merkezinin boyutlandırma, konum, zamanlama, gerilim düşümü ve güç tasarrufu üzerine radyal şebeke üzerine şebeke planlaması çalışması yapmıştır. Bu model, önceki aralıklarla elde edilen sonuçlardan bağımsız olarak her bir planlama aralığı için eniyileme sürecinin gerçekleştirilmesi sınırlamasına sahiptir [67]. Ghamsari -Yazdela, M. ve arkadaşları ölçmeye dayalı mevcut ve gelecekteki trafo merkezlerini en aza indirgeme maliyeti ile eniyi bir çözüm elde etmek için karışık tamsayılı doğrusal programlama yöntemi kullanarak güç sistemi genişletme planlaması çalışması yapmıştır. Bu çalışmada genişleme planlaması ve bilinmeyen trafo bağlantılarının zorluklarını ele alan geniş bir alan ölçüm sistemi tasarlamak için birleşik bir yapı üzerinde test edilmiştir. Test sonuçlarından standart test sistemleri üzerine önerilen yapının başarımını çözüm eniyilemesi ve hesaplama yükü açısından doğruladığı sonucuna varmışlardır [68]. Navarro, A. ve arkadaşı, Voronoi, matematiksel programlama ve sezgisel algoritma yöntemleri kullanarak alçak gerilim dağıtım şebekesi planlaması çalışması yapmıştır. Sıfırdan yapılan bir arama kullanılırken ve eniyi topolojiyi izledikten sonra şebeke dengesi süreci göz önüne alındığında, yürütme süresinde gereksiz artış olmadan daha iyi sonuçların elde edildiği sonucuna varmışlardır [69]. Abedi, M.H. ve arkadaşları ufuk yılı yük merkezlerinin hem konumunun hem de boyutunun planlama probleminde formüle edildiği ve dikkate alındığı yeni bir alt iletim SEP yaklaşımı sunmuştur. Önerilen algoritmalarının yük konumu belirsizliğinin etkisini alabileceği ve tarama ve kümeleme yöntemi için boyut ve etkin hesaplama süresinin elde edildiği sonucuna varmışlardır [70]. Amiri, S.V.M. ve arkadaşı eniyi trafo merkezi konumlandırması ve kurulmasına ilişkin voltaj kalitesi, kayıpların azaltılması ve sistem güvenilirliğinin artırılması yoluyla gerçekleştirilmesi gerektiği vurgulayan bir çalışma yapmıştır[71]. Letonya'nın Riga şehrinde farklı gerilim seviyeleri için trafo güçlerine ve yük yoğunluğuna bağlı olarak trafo kapsama alanlarını bulunması üzerine matematiksel ve geometrik denklemler kullanılmıştır. Şehrin toplam yükünün tahmini, mevcut trafo merkezlerinin yüklerinin tahmini ve yeni trafo merkezlerinin seçiminde eşit kapsama alanı tabanlı eniyi trafo gücünün belirlenmesi için şebeke eniyileme çalışmaları yapılmıştır. Bununla birlikte, çalışmadaki sınırlama, sadece trafoların eşit KA'na sahip olduğu ve yeni şebeke planlamasına uygulanabilmesidir. Dolayısıyla,

mevcut bir ağdaki farklı KA ve konuma sahip transformatörlerin analiz edilmesine izin vermemektedir [72-74].

Dağıtım şebekesinde bulunan trafoların matematiksel ve geometrik modellenmesi ile trafo merkezleri için olası en iyi kapasiteler temel alınarak en iyi kapsama alanı ve yarıçap belirlenebilir. Şebeke parametreleri arasındaki altıgen geometrik şablonlar ve matematiksel ilişkiler temelinde modelleme ilkesi, trafoların tüm hiyerarşik seviyeleri için uygulanması en ideal yüzey kapsama yöntemi Şekil 2.1’de belirtildiği gibidir. Çünkü bir kapsama alanı modeli için daire, kare, eşkenar üçgen, normal altıgen gibi çeşitli geometrik şekiller kullanılabilir. Fakat altı köşeli form hemen hemen her formdaki alanı kapsayabilen en uygun şekildir [73-78]. Trafo KA’larını belirlemede eşitlik (11), (12), (13), (14) ve (15)’ten faydalanılmıştır.



Şekil 2.1 Trafo kapsama alanı şablon modeli

$$\sigma_i = \frac{S_{ri} - S_{ri}'}{R_i^2} \quad (11)$$

$$\Pi_{TSi} = 2,6 \cdot R_i^2 = \frac{n_i \cdot \beta_i \cdot S_{ri}}{\sigma_i \cdot 1000} \quad (12)$$

$$R_i = 0,62 \cdot \sqrt{\Pi_{TSi}} = 0,62 \cdot \sqrt{\frac{n_i \cdot \beta_i \cdot S_{ri}}{\sigma_i \cdot 1000}} \quad (13)$$

$$r_i = 0,54 \cdot \sqrt{\Pi_{TSi}} = 0,54 \cdot \sqrt{\frac{n_i \cdot \beta_i \cdot S_{ri}}{\sigma_i \cdot 1000}} \quad (14)$$

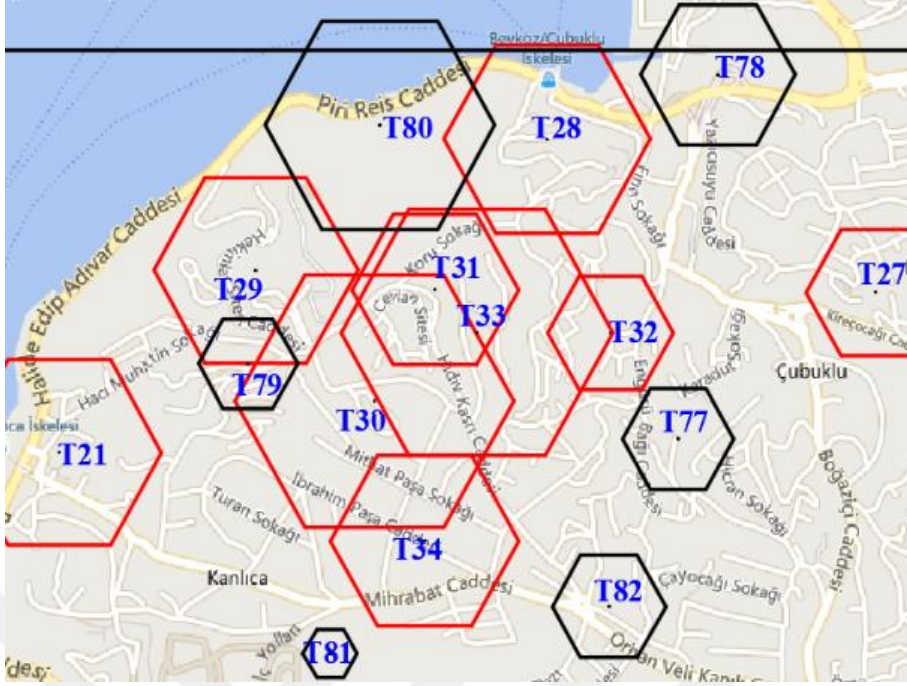
$$A_i = 1,1 \cdot \sqrt{\Pi_{TSi}} = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{n_i \cdot \beta_i \cdot S_{ri}}{\sigma_i \cdot 1000}} \quad (15)$$

Burada;

- Π_{TSi} Kapsama alanı, (km²)
- σ_i i-inci trafonun yük yoğunluğu, (kVA / km²)
- S_{ri} i-inci trafonun anma kapasitesidir, (kVA)
- $S_{r,i}'$ i inci trafonun boş güç miktarı (kVA),
- R_i i-inci trafonun kapsama alanı dış daire teğet yarıçapı, (km)
- r_i i-inci trafonun kapsama alanı iç daire teğet yarıçapı, (km)
- n_i i-inci istasyondaki trafo sayısıdır;
- β_i Trafo yük faktörü,
- $A_i : k_i$ İki trafo merkezi arası uzaklık (km),
- T_i i inci trafonun kodu.

Trafo kapsama alanlarında kullanılacak altıgen şablonlar, mevcut trafo merkezlerinin kapsama alanlarını belirlemede ve düzeltmede etkili olacaktır. Bu yapı şebekenin mevcut durumu ve ileriye dönük büyütülmesi çalışmalarında, trafo dağıtımı ve eniyilemesinde çok büyük kolaylıklar sağlayacaktır.

Çoğu ülkede trafo konumları ve trafo güçlerine göre trafo merkezlerinin kapsama alanları Şekil 2.2'de görüldüğü gibi gelişigüzel ve karmaşık yapıya sahip olabilir.



Şekil 2.2 Üsküdar Kanlıca-Çubuklu bölgesi trafo güçlerine kapsama alanları.

Şekil 2.2'deki yapıyı en iyi bir yapıya sokmak ve ileri süreçlerde bu standartları sağlamak şehir şebeke ve enerji eniyilemesi için çok önemlidir. Tüketicilere kesintisiz güç sağlamak için esnek, güvenilir, ekonomik olarak iyi kurulmuş bir elektrik sistemi gereklidir. Güvenli ve uygun maliyetli bir şehir içi dağıtım sistemi oluşturmak için, şebekenin yapımında genel ilkeler tanımlanmalı ve şebekenin önemli değişiklikler yapılmaksızın genişletilebilen gerçekçi bir elektrik sistemini oluşturulmasına olanak sağlanmalıdır [65,73]. Trafo merkezlerinin kapasitesi, tüketicilerin yükünü karşılamak için yeterli olmalıdır. Enerji tüm elektrik tüketicilerine trafo kapsama alanlarında çakışma olmaksızın dağıtılmalı ve böylece Şekil 2.3'te görüldüğü gibi kapsanmayan hiçbir alanın kalmadığı düzenli bir yapı oluşturulmalıdır. Bu yerleşim düzeni mevcut sisteme tam anlamıyla uygulanamasa bile yeni kentsel oluşumlarda şehrin elektrik yük yoğunluğu dikkate alınarak bu şekilde bir düzenlemeye gidilebilir.

- ✓ Trafoların toplam kapasitesinin %70'ine ulaştığında veya ana trafoların yükleme faktörü %90'dan fazla olduğunda, yeni trafo merkezleri oluşturulmasıdır.

En yüksek yük yoğunluğu genellikle büyük şehirlerin orta kesimindedir. Bunun nedeni genelde kamu kurumları, bankalar, ofisler, binalar ve diğer konutlardan oluşan büyük ölçekli enerji tüketicilerinin olmasıdır. Merkezi şehir bölgelerinde yeni trafo merkezleri için bir yer bulmak ve elektrik bağlantılarını yapmak çok karmaşıktır. Şehirlerde genellikle yeni dağıtım hatlarının oluşturulmasının zorluğu yanında bazen yoğun yükler için güç sağlamak da mümkün olmayabilir. Bunun yanında elektrik talebini ve şebeke unsurlarının ileri vadeli yükünü tahmin etmek de zordur. Uygun konumlara yerleştirilmeyen trafolar, tüketici gücü ve mesafesine bağlı olarak gerilim düşümü veya yükselmesine neden olacaktır. Bununla birlikte eniyi kablolama yapılamaması; kablolama maliyeti, kesici, ayırıcı ve koruma düzeneklerini de etkileyecektir [78-81].

2.1.2. Yük Faktörü (β)

Elektrik enerjisi kullanımında verimlilik göstergelerinden birisi de bilinen bir dönem içinde harcanan en yüksek anlık güç ile en düşük anlık güç arasındaki farktır. Bu fark için genel kabul görmüş sabit bir değer olmamakla birlikte, farkın küçük olması elektrik enerjisinin daha yoğun ve verimli kullanıldığını göstermektedir. Yani yüksek yük faktörü trafonun, hattın ya da kablonun daha iyi kullanıldığını anlatmaktadır. Bilindiği gibi elektrik enerjisi kullanımı sürekli aynı seviyede değildir. Enerji kullanım miktarı, ihtiyaca göre şekillendiği için gün içinde saatler arasında farklılıklar görülebilir. Bunun yanında elektrik enerjisi kullanım düzeyi mevsimlere göre de belirgin değişiklikler göstermektedir. Yük faktörü belirlenen bir dönem içinde kullanılan toplam elektrik enerjisi miktarının aynı dönem içindeki anlık en yüksek tüketime oranı olarak da tanımlanabilir ve eşitlik (16) ile ifade edilmektedir. Genelde yük faktörü 0,5 ile 0,7 arasında değişmekte olup yıllık ortalama 0,6 olarak kabul edilebilir [79,82]

$$\beta = \frac{\text{Ortalama Tüketilen Yük}}{\text{En yüksek Tüketilen Yük}} = \frac{S_{ort}}{S_{mak}} \quad (16)$$

Eşitlik (16)'da,

S_{ort} Ortalama tüketilen yük (VA)

S_{mak} En yüksek tüketilen yük (VA)

2.1.3. Trafo Gücü (S_r) ve Trafo Sayısı (n)

Türkiye’de elektrik dağıtımında kullanılmakta olan mevcut trafo çeşitleri, kuru tip ve yağlı tip olmak üzere iki çeşittir. Dağıtım trafosu yapı içinde kullanılacak ise kuru tip, harici bir alanda kullanılacaksa yağlı tip trafo kullanılmaktadır. Türkiye’de mevcut dağıtım şebekesinde çoğunlukla yağlı tip trafo kullanılmaktadır.

Dağıtım trafo güç değerleri ise 100-160-250-315-~~400~~-500-~~630~~-800-1000-1200-1250-1600-2000-2500 kVA değerlerinde değişmektedir. Türkiye’de dağıtım trafolarını besleyen primer gerilim seviyeleri 6,3 - 10,5 - 15,8 - 33(34,5) kV olarak değişmektedir. Tablo 2.1’de Türkiye’de dağıtım trafolarının adet ve güç değerleri verilmiştir [16].

Tablo 2.1 Türkiye’deki dağıtım trafolarının adet ve güçleri (MVA)

Gerilim	33 kV		15,8 kV		10,5 kV		6,3 kV		Diğer		Toplam	
	Adet	Güç	Adet	Güç	Adet	Güç	Adet	Güç	Adet	Güç	Adet	Güç
15,8	431	4169									431	4169
10,5	263	3414									263	3414
6,3	373	2638	9	81,9							382	2720
Diğer	234	1570					1	4,2	1	20	236	1595
0,4	430841	146445	28491	8604	6425	5890	3697	2073	31	11,1	469485	163023
Toplam	432142	158237	28500	8686	6425	5890	3698	2077	32	31,1	470797	174921

Tablo 2.1’den anlaşıldığı gibi dağıtım trafosu primer gerilimi dört çeşit ve toplam 470797 adet farklı değerlerde dağıtım trafosu bulunmaktadır. Bu trafoların toplam güç değerleri 174920,9 MVA dir. En çok kullanılan gerilim seviyesi 33kV (34,5 kV) gerilim seviyesidir.

Elektrik şebekesi planlamasında göz ardı edilmemesi gereken noktalardan biri de trafolar ve tüketiciler arasındaki kablolamadır. Türkiye’de genelde şehir içi şebekelerinde Yüksek Gerilim ile dağıtım yapılacak şebekede 3x120 mm² NYA, Alçak Gerilim dağıtım yapılacak şebekede ise 3x120+70 mm² NYA kablo kullanılmaktadır. Tablo 2.2’de Türkiye’de dağıtım hatlarının uzunlukları kilometre (km) olarak verilmiştir [16].

Tablo 2.2 Türkiye dağıtım hatlarının uzunlukları (km)

Gerilim	33 kV	15,8 kV	10,5 kV	6,3 kV	Diğer	0,4 kV	Toplam	Yüzde (%)
Havai	385825,3	19489,7	181,1	1866,7	9814,2	538433,2	955610,3	83,77
Yeraltı	57603,3	2966,9	4169,2	986,6	1034,0	118386,3	185146,3	16,23
Toplam	443428,6	22456,6	4350,3	2853,3	10848,2	656819,5	1140756,6	100

Tablo 2.2’de anlaşıldığı gibi gerilim seviyelerine göre değişen fakat toplamda 1140756,6 km uzunluğa sahip dağıtım hattı bulunmaktadır. Doğru konumlandırılmayan trafo postaları ve buna bağlı olarak doğru yapılamayan kablolama enerji kaybına neden olacağı aşikârdır.

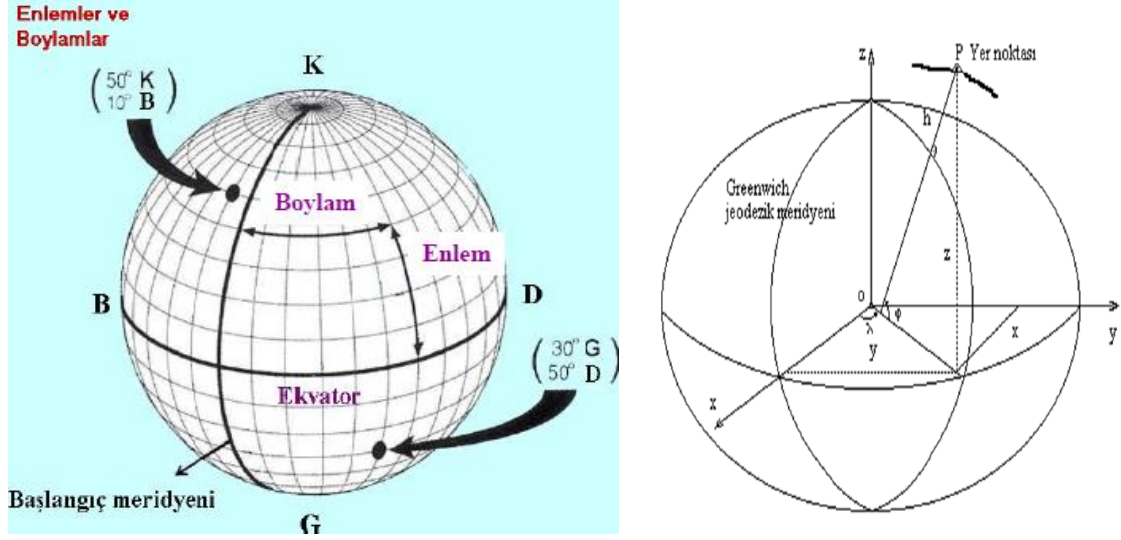
2.1.4. Sayısal Coğrafi Verilerin Kullanımı

Coğrafi bilgi gerektiren projelerin başarısı için ihtiyaca hizmet eden doğru verinin doğru bir şekilde kullanımı, sayısal coğrafi konum (koordinat) bilgisi ile önemli bir yer tutmaktadır. Başlıca koordinat sistemleri üç tanedir.

1. Coğrafi koordinat sistemi,
2. Dik koordinat sistemi (Kartezyen),
3. Grid koordinat sistemi.

Web tabanlı haritalar Raster (Altlık görüntü) haritalardır. Raster haritalar tarama veya dönüşüm ile elde edilmiş ve koordinatlandırılmış harita görüntüsüdür. Renk değerleri içeren piksellerden oluşur. Pikseller üzerine inşa edilmiş sorgulama ve analiz haritalarıdır. Sayısal coğrafi koordinat bilgileri WGS 84 veya ED 50 datumu’dur. Datum; herhangi bir noktanın yatay konumunu ve düşey konumunu tanımlamak için

başlangıç alınan referans yüzeyidir [83].



Şekil 2.4 a. Coğrafi koordinat sistemi

b. Kartezyen dik koordinat sistemi

Coğrafi koordinatlara sistemine örnek verecek olursak,
27° 07' 30" Kuzey Enlem,
34° 32' 30" Doğu Boylam gibi.

Kartezyen dik koordinat sistemine örnek verecek olursak,
X=4210984,7378 m
Y=4546163,375 m
Z=4067822,124 m gibi.

2.1.5. Kapsama Alanları Oluşturulacak Dağıtım Şebekesinin Yapısı

İstanbul Üsküdar İlçesi Vaniköy Bölgesi dağıtım operatörlüğü 34,5 kV ve 10,5 kV gerilim seviyesinde YG dağıtımını yapmaktadır. Tezimizde 10,5 kV gerilim seviyesi dağıtım şebekesi incelenmiştir. Bu bölgeyi 2 Adet 60 MVA'lık 154/10,5 kV değerinde YG/YG trafosu ve bu trafolardan beslenen 94 Adet 400-1600 kVA arasında değerlere sahip 10,5/0,4 kV değerinde YG/AG dağıtım trafolarından oluşmaktadır. Tablo 2.3'te Vaniköy'deki dağıtım trafolarının adet ve güçleri verilmiştir[84].

Tablo 2.3 Vaniköy’deki dağıtım trafolarının adet ve güçleri

Voltaj Seviyesi	33 kV		10,5 kV		Toplam	
	No	Güç (MVA)	No	Güç (MVA)	No	Güç (MVA)
0,4 kV	151	170	99	84	250	254
Total	151	170	99	84	250	254

Tablo 2.3’ten anlaşıldığı üzere bu bölgenin dağıtım trafosu primer gerilimi iki çeşittir. Bölgede farklı değerlerde toplam 250 adet dağıtım trafosu bulunmaktadır. Bu trafoların toplam güç değerleri 254 MVA’dır ve en çok kullanılan gerilim seviyesi ise 33 kV’tur.

Vaniköy’deki dağıtım şebekesinde genelde YG 3x95 mm² NYY ve AG dağıtım şebekesinde ise 3x120+70 mm² NYY kablo kullanılmaktadır. Tablo 2.4’de Vaniköy’deki dağıtım hatlarının uzunlukları km olarak verilmiştir [84].

Tablo 2.4 Vaniköy’deki dağıtım hatlarının uzunlukları km

Voltaj Seviyesi	33 kV (km)	10,5 kV (km)	Toplam (km)	Yüzde (%)
Havai Hat	12,98	0	12,98	3,39
Yer Altı Hat	225,3	144,2	369,5	96,61
Toplam	238,28	144,2	382,48	100

Tablo 2.4’den de anlaşıldığı gibi gerilim seviyelerine göre değişen fakat toplamda 382,48 km uzunluğa sahip dağıtım hattı bulunmaktadır. Doğru konumlandırılmayan trafo postalarının ve buna bağlı olarak doğru yapılamayan kablolanmanın, hem kablo maliyetinin artmasına hem de gerilim düşümü ile enerji kaybına neden olacağı bilinmektedir.

Türkiye’de açık ring dağıtım şebekesi kullanılmaktadır. Şekil 2.5’te Vaniköy dağıtım şebekesinde bulunan 10,5 kV dağıtım şebekesinin tek hat şeması görünmektedir. Bu şemada 60 MVA’lık iki trafo, 19 adet fider ve 94 adet alt fider bulunmaktadır. Dağıtım

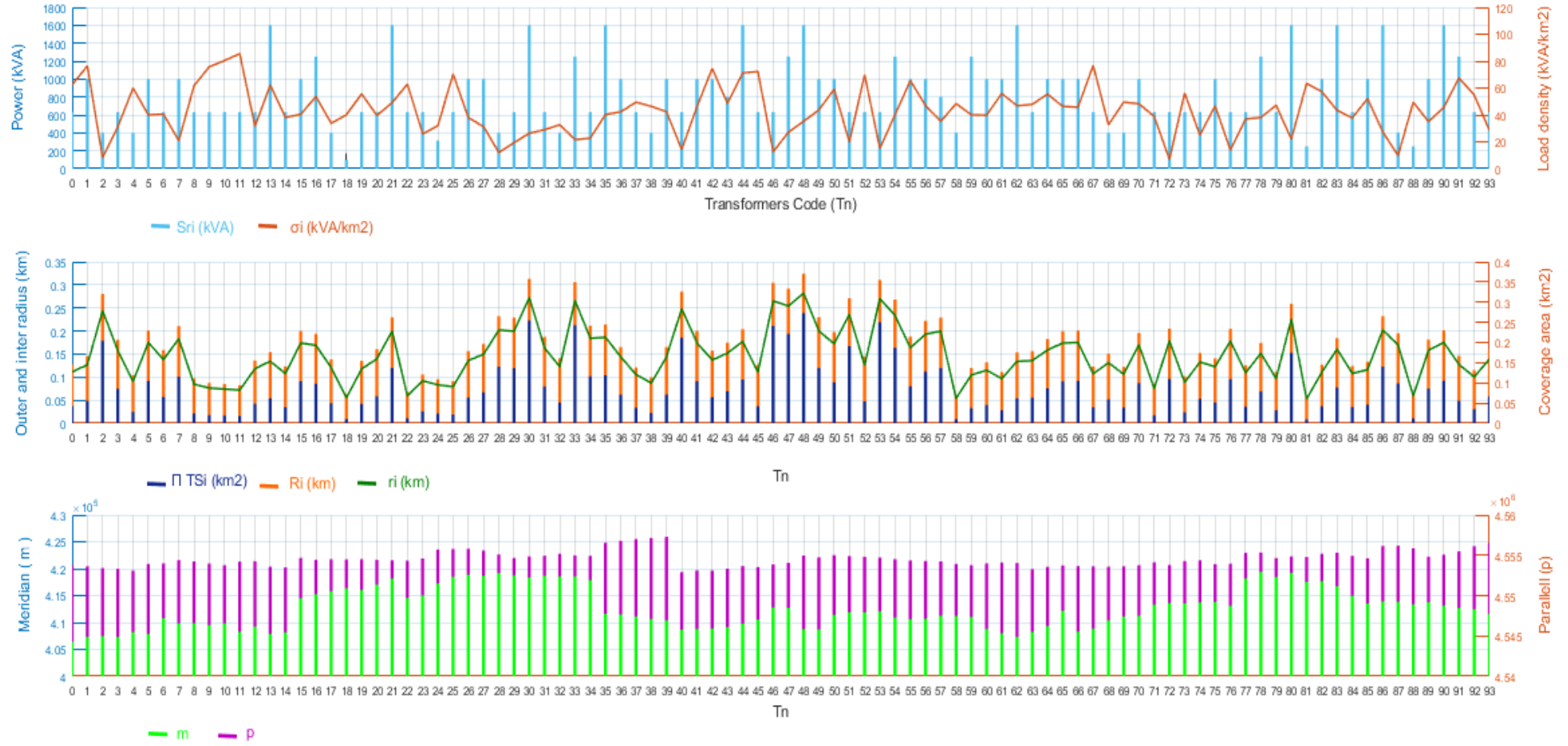
şebekesi tek hat şeması üzerinden her bir trafonun fiderleri ve bu fiderlere bağlı trafoların sayısı ifade edilmiştir.

Belirlenen fiderler Ek-1'deki Exel tablosunda ayrı ayrı renklere boyanmıştır. T₀₁ 60 MVA'lık trafoya bağlı 8 tane fider, T₀₂ 60 MVA'lık trafoya bağlı 11 tane fider bulunduğu belirtilmiştir. Her iki trafoda toplam 19 adet fiderin her birinin ucuna bağlı toplamda 94 adet alt fider bulunmaktadır.

2.1.6. Şebekenin Yük Yoğunluğuna Bağlı R_i ve r_i Yarı Çaplarının Bulunması

Tez çalışmamızda kullanacağımız tüm trafoların 2018 yılına ait elde edilen yük yoğunlukları, güç değerleri, her bir trafonun bağlı bulunduğu fiderdeki trafo sayısı, trafoların coğrafi ve kartezyen dik koordinatları ile ilgili verileri operatör müdürlüğünden resmi yazı ile alınmıştır. Bu veriler Şekil 2.6'da grafiksel olarak belirtilmiştir.

Şebekenin yük faktörü 0,6 alınmıştır [73,78,82]. Her bir trafo için kapsama alanları dış ve iç yarıçapları denklem (13) ve (14) kullanılarak hesaplanmış, Ek-1 Excel tablosunda gösterilmiştir. Hesaplanan her bir trafonun kapsama alanı Şekil 2.7'de Üsküdar Vaniköy bölgesi paftasında altıgen geometrik şekiller formatında oluşturulmuştur.

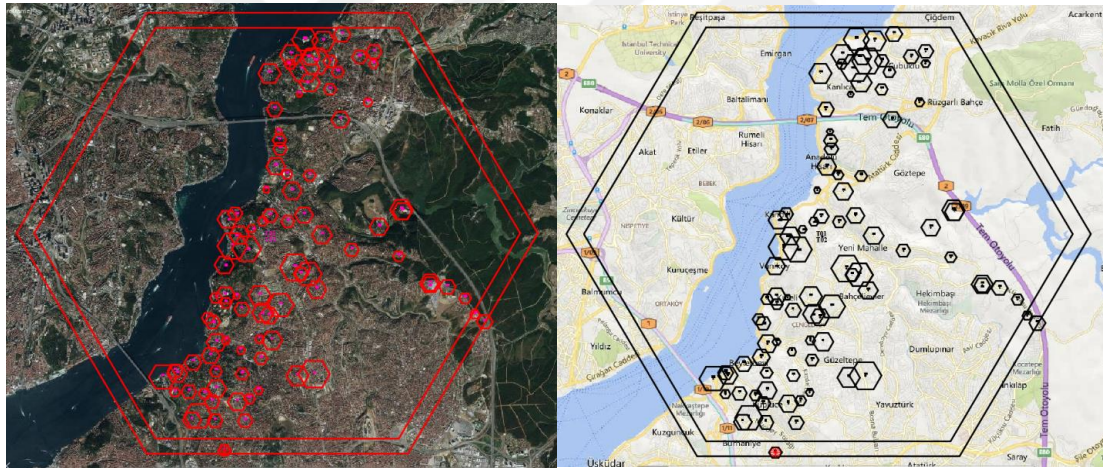


Şekil 2.6 İstanbul Üsküdar ilçesi Vaniköy bölgesi YG/AG trafo bilgileri

2.1.7. Vaniköy Operatörlüğü 10,5/0,4 kVA'lık Trafoların Kapsama Alanları

Bu bölümde şebeke tasarımında Autocad çizim programı içine harita altlığı olarak GIS koordinat sistemi TURK84-35N Google maps harita motoru kullanılmıştır. Trafo verileri web tabanlı AutoCAD Google maps ile online eş zamanlı olarak harita üzerinde gösterilmesi sağlanmıştır.

Her bir trafonun gücüne, yük yoğunluğuna ve koordinatlarına göre kapsama alanları Tablo 8'de verilerine göre her bir dağıtım trafosu için kapsama alanı dış daire teğet yarıçapı, kapsama alanı iç daire teğet yarıçapı ve trafo kartezyen koordinat noktaları x:boylam:meridyen (m) ve y:enlem:paralel (p) değerleri kullanılarak Vaniköy harita paftası üzerinde Şekil 2.7'te gözüktüğü gibi uydu görünümü ve sokak görünümü harita paftası üzerine her bir trafonun kapsama alanları çizdirilmiştir. Her bir haritada gözüktüğü gibi trafo kapsama alanlarının bazı bölgelerde iç içe girdiği bazı bölgelerde ise gayet düzenli olduğu anlaşılmıştır.

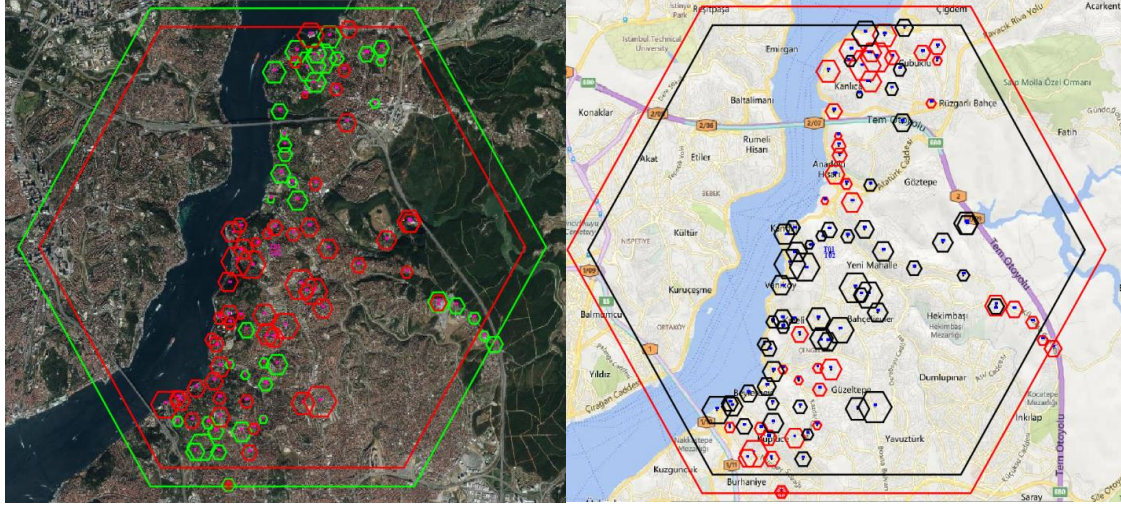


Şekil 2.7 Vaniköy operatörlüğüne bağlı trafo ve alt trafoların kapsama alanları

Burada; Küplüce-Çengelköy-Kirazlıtepe ve Kanlıca-Çubuklu olarak iki bölgeye ayrılıp her bir bölgenin kapsama alanı tabanlı incelemesi yapılacaktır. Teze yenilik katacağını düşündüğümüz, mevcut ve yeni inşa edilecek dağıtım trafolarının konum ve güç değerlerinin kapsama alanı tabanlı bulunmasında geliştirecek olacağımız yöntemimiz bu iki bölgeye uygulanacaktır.

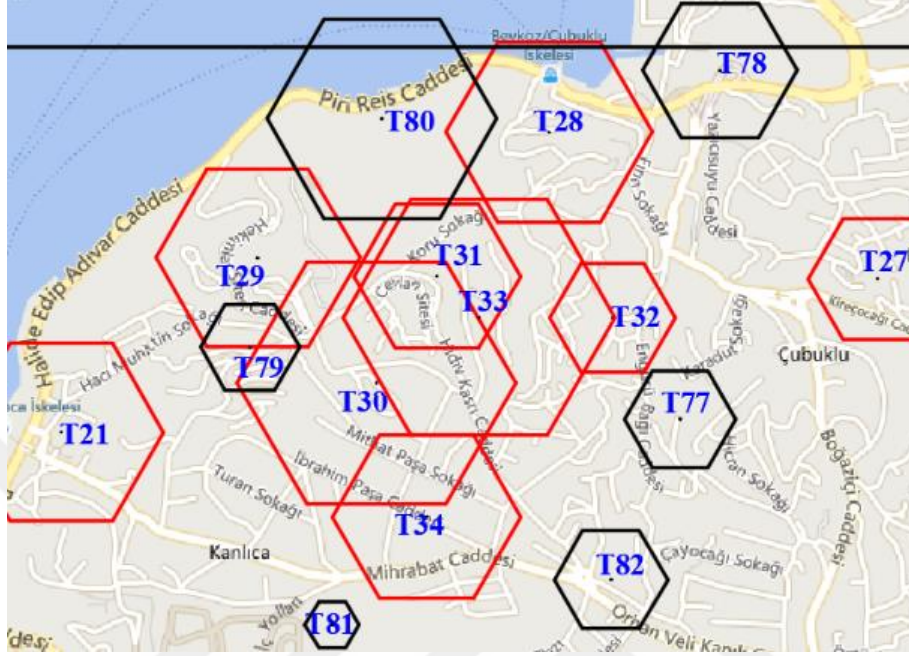
2.2. Mevcut Dağıtım Trafolarının Konum ve Güç Değerlerinin Kapsama Alanı Tabanlı Eniyilemesi

Vaniköy operatörlüğüne bağlı T₀₁ ve T₀₂ trafoları ve ayrı fiderleri gösteren alt trafoların kapsama alanları Şekil 2.8’de ayrı renklerle uydu ve sokak haritası (Raster) üzerine çizilmiştir. Yeşil renkle oluşturulan trafo kapsama alanı T₀₁ trafosuna bağlı 8 adet fiderden beslenen 40 adet 10,5/0,4 kV’luk değişik güç değerine sahip trafodan oluşturulmuştur. Kırmızı renkle oluşturulmuş trafo kapsama alanı T₀₂ trafosuna bağlı 11 fiderden beslenen 54 adet 10,5 /0,4 kV’luk, farklı güç değerlerine sahip trafodan oluşturulmuştur.



Şekil 2.8 Vaniköy operatörlüğüne bağlı T₀₁ ve T₀₂ trafoları ve ayrı fiderleri gösteren alt trafoların kapsama alanları.

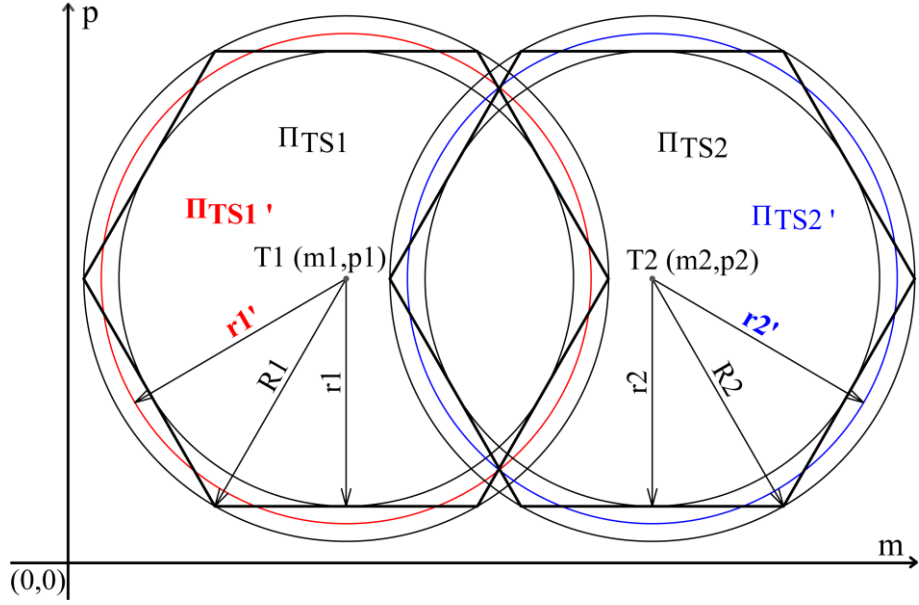
Dağıtım şebekesi planlaması veya mevcut sistemin düzenlenmesinin en önemli parametresi, trafoların konum ve güç değerlerinin verimli bir şekilde planlanmasıdır. Şekil 2.9’da görüldüğü gibi trafoların KA’ları bazı bölgelerde iç içe girmiş bazı bölgelerde ise düzenli bir yapıya sahiptir.



Şekil 2.9 İç içe girmiş trafo KA yerleşim planı

İç içe girmiş trafo KA'larını minimum maliyetle eniyilemek için, mevcut dağıtım trafolarının konum ve güç değerlerine kapsama alanı tabanlı sistemsel yaklaşım önerilecektir. Burada trafoların KA'nın kesişim oranlarını % olarak gösteren yeni bir algoritmayla oluşturulacaktır.

Kesişen KA'nın oranları için, trafo KA'nın ve kesişimde oluşan düzgün olmayan çokgenlerin KA'nın bilinmesi gerekir. Geliştirilen algoritmayla Şekil 2.10'da belirtilen altıgen KA'na sahip trafoların iç ve dış yarıçaplarının toplamının ortalaması ile yaklaşık yeni daire biçiminde KA'ları (Π_{Tsi}) modellenmeli ve her bir trafonun KA eşitlik (17) ve KA yarıçapları eşitlik (18) de belirtilen denklem ile tekrar hesaplanmalıdır.



Şekil 2.10 Yeni daire biçiminde kapsama alanları(Π_{TSi}') modellenmesi

$$\Pi_{TSi}' = \frac{[(\pi \cdot R_i^2) + (\pi \cdot r_i^2)]}{2} \quad (17)$$

$$r_i' = \sqrt{\frac{\Pi_{TSi}'}{\pi}} \quad (18)$$

Eşitlik (15) ve (16)'de,

Π_{TSi} i inci trafonun gerçek altıgen biçimli alanı (km^2)

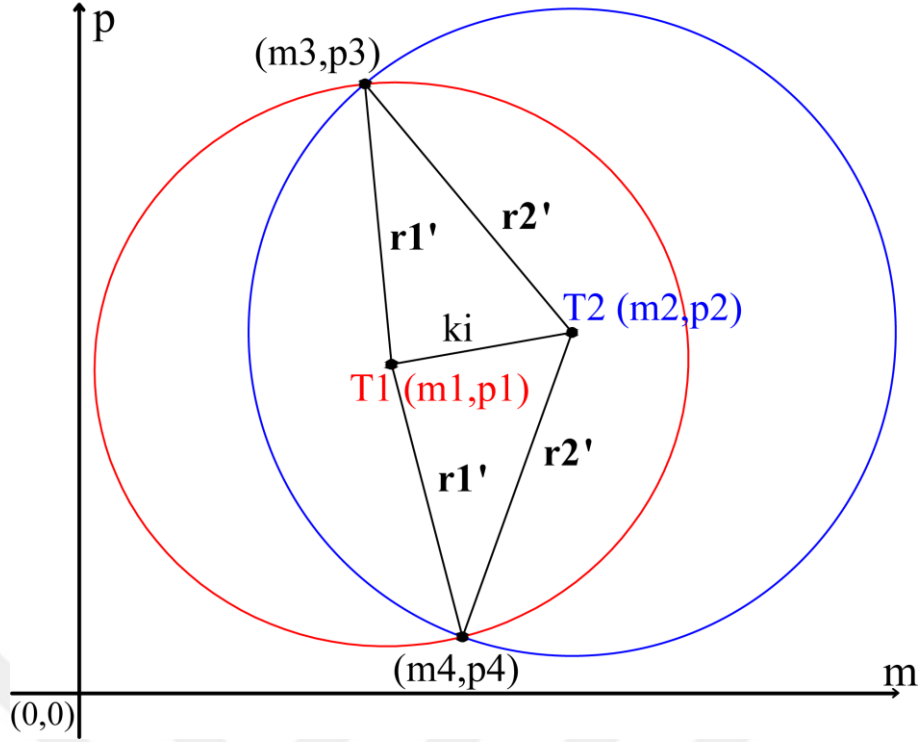
Π_{TSi}' i inci trafonun daire biçimli alanı (km^2)

r_i' i inci trafonun KA yarıçapı (km)

m_i Meridyen (Boylam: x),

p_i Paralel (Enlem: y),

Şekil 2.11'de daire biçiminde oluşacak KA'nın kesişim bölgelerinde oluşan elips şeklindeki KA'nı hesaplanması için daire kesişim koordinatlarının (m_3, p_3, m_4, p_4) bilinmesi önemlidir.



Şekil 2.11 İki dairesel KA'nın sahip trafoların kesişim koordinatları

r_1 , r_2 , m_1 , p_1 , m_2 , p_2 büyüklükleri bilindiğinde m_3 , p_3 , m_4 , p_4 büyüklükleri hesaplanabilmektedir. Aşağıdaki denklemlerle daire kesişim koordinatları hesaplanabilir. Burada eşitlik (19) ile kesişim noktaları arasındaki uzaklığı ve eşitlik (20), (21), (22) ve (23) ile kesişim koordinatları hesaplanabilir.

$$k_i = \sqrt{(m_1 - m_2)^2 + (p_1 - p_2)^2} \quad (19)$$

k_i koordinatları bilinen iki nokta arasındaki uzaklık (km)

$$m_3 = \frac{m_2 + m_1}{2} + \frac{(m_2 - m_1) \cdot (r_1'^2 - r_2'^2)}{2k_i^2} + \frac{p_2 - p_1}{2k_i^2} \cdot \sqrt{((r_1' + r_2')^2 - k_i^2) \cdot (k_i^2 - (r_2' - r_1')^2)} \quad (20)$$

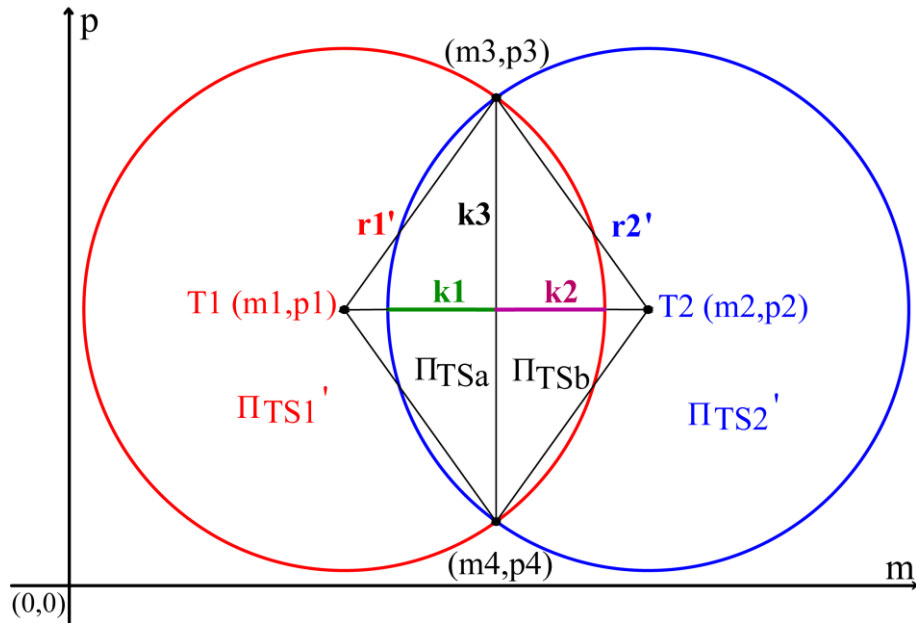
$$m_4 = \frac{m_2 + m_1}{2} + \frac{(m_2 - m_1) \cdot (r_1'^2 - r_2'^2)}{2k_i^2} - \frac{p_2 - p_1}{2k_i^2} \cdot \sqrt{((r_1' + r_2')^2 - k_i^2) \cdot (k_i^2 - (r_2' - r_1')^2)} \quad (21)$$

$$p_3 = \frac{p_2 + p_1}{2} + \frac{(p_2 - p_1) \cdot (r_1'^2 - r_2'^2)}{2k_i^2} - \frac{m_2 - m_1}{2k_i^2} \cdot \sqrt{((r_1' + r_2')^2 - k_i^2) \cdot (k_i^2 - (r_2' - r_1')^2)} \quad (22)$$

$$p_4 = \frac{p_2 + p_1}{2} + \frac{(p_2 - p_1) \cdot (r_1'^2 - r_2'^2)}{2k_i^2} + \frac{m_2 - m_1}{2k_i^2} \cdot \sqrt{((r_1' + r_2')^2 - k_i^2) \cdot (k_i^2 - (r_2' - r_1')^2)} \quad (23)$$

Kesişen kapsama alanlarını hesaplamada kullanılacak farklı durumlar söz konusudur. Bu durumları, KA'nın bir kısmının kesiştiği, %100'ünün kesiştiği ve kesişmediği durum olarak üçe ayırabiliriz.

Birinci durum Şekil 2.12 ve Şekil 2.13'te görüldüğü gibi trafo KA'nın bir kısmının kesiştiği durumdur. Burada trafo KA kesişim noktalarından elde edilen uzunluk, iki trafonun merkez noktaları arasında veya dışında kalma durumudur. Bu durum trafoların merkez noktaları arasındaki mesafenin (k_i), trafoların KA'nın yarıçaplarından (r_i') büyük veya küçük olması ile anlaşılmaktadır.



Şekil 2.12 Birinci durum için simetrik trafo KA kesişimi

$$k_i = k_1 + k_2 \quad (24)$$

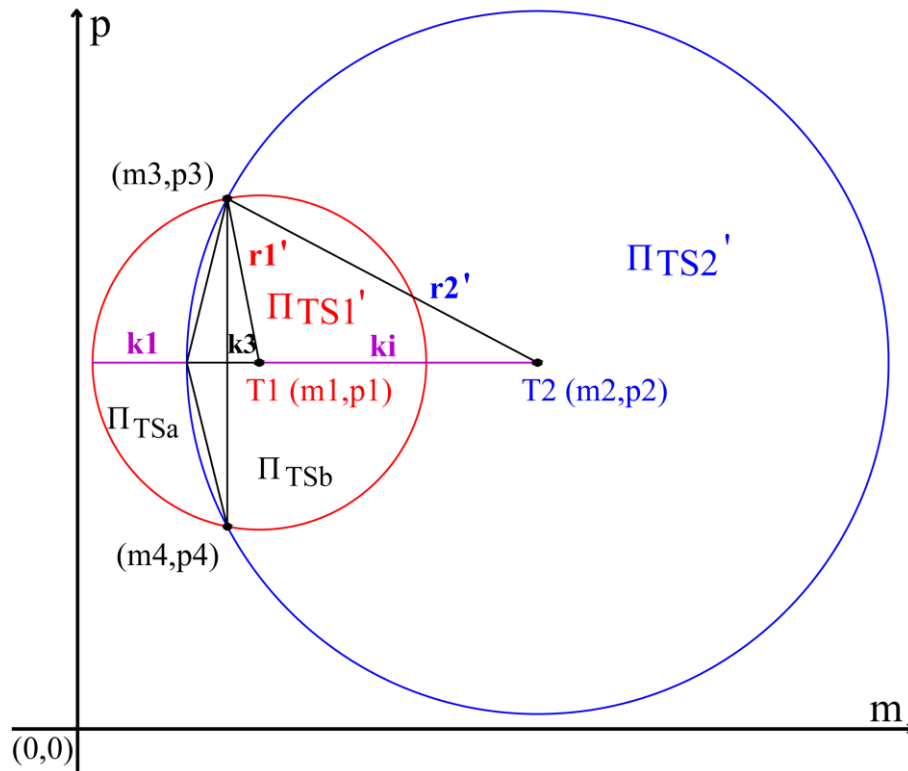
Eğer (m_3, p_3) ve (m_4, p_4) koordinat noktalarının ikisi de hesaplanabiliyor ve $k_i > r_1'$ ve $k_i > r_2'$ koşulu sağlıyorsa bu durumda Şekil 2.12'de belirtilen 1. durumun 1. özelliği olarak kabul edilir. Burada k_1, k_2 ve k_3 uzunluklarının değerleri eşitlik (25), (26) ve (27) ile hesaplanabilmektedir. İki trafonun KA'nın kesişen alanları (Π_{TSa} ve Π_{TSb}) eşitlik (28) ile hesaplanmaktadır.

$$2. k_3 = \sqrt{(m_3 - m_4)^2 + (p_3 - p_4)^2} \quad (25)$$

$$k_1 = r_2' - \sqrt{r_2'^2 - k_3^2} \quad , \quad k_2 = r_1' - \sqrt{r_1'^2 - k_3^2} \quad (26)$$

$$\Pi_{TSa} = \frac{\pi \cdot k_1 \cdot k_3}{2} \quad , \quad \Pi_{TSb} = \frac{\pi \cdot k_2 \cdot k_3}{2} \quad (27)$$

$$\Pi_{TS} = \Pi_{TSa} + \Pi_{TSb} \quad (28)$$



Şekil 2.13 Birinci durum için asimetrik trafo KA kesişimi

Eğer (m_3, p_3) ve (m_4, p_4) koordinat noktalarının ikisi de hesaplanabiliyorsa ve $k_i < r_1'$; $k_i > r_2'$; veya $k_i > r_1'$; $k_i < r_2'$ koşulu sağlıyorsa bu durum da 1. durumun 2. özelliği olarak

kabul edilir. Şekil 2.13'te belirtilen iki trafonun KA'nın kesişen alanı eşitlik (29), (30), (31) ve (32) ile hesaplanmaktadır.

$$\Pi_{TSa} = \pi \cdot k_1 \cdot \frac{\sqrt{(m_3 - m_4)^2 + (p_3 - p_4)^2}}{4} \quad (29)$$

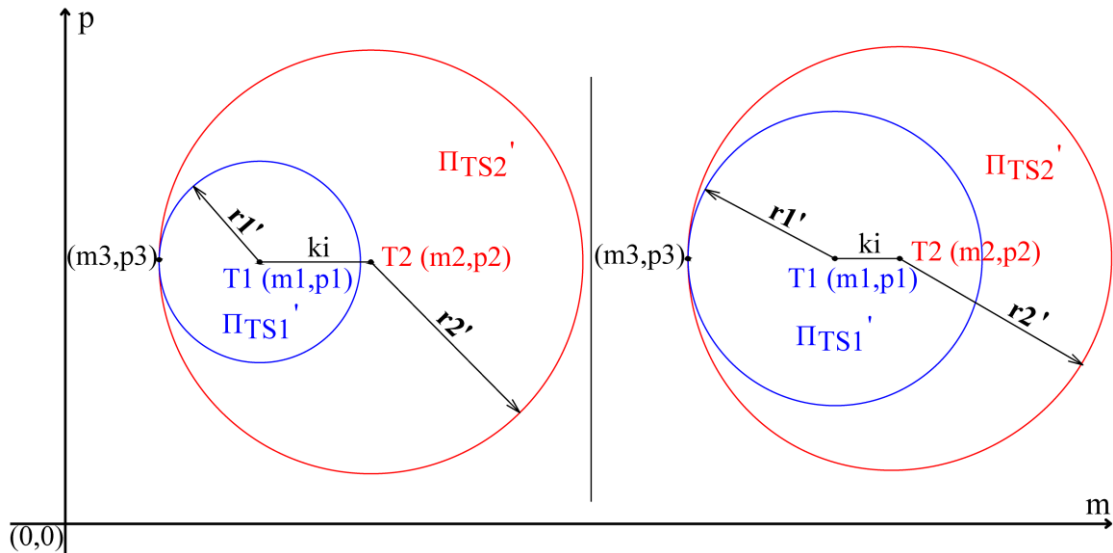
$$\Pi_{TS1}' = \frac{[(\pi \cdot R_1^2) + (\pi \cdot r_1^2)]}{2} \quad (30)$$

Bu durumda kesişim alanı, $\Pi_{TS1}' > \Pi_{TS2}'$ ise eşitlik (31), $\Pi_{TS2}' > \Pi_{TS1}'$ ise eşitlik (32) kullanılmalıdır.

$$\Pi_{TSt} = \Pi_{TSa} = \Pi_{TS2}' - \Pi_{TSb} \quad (31)$$

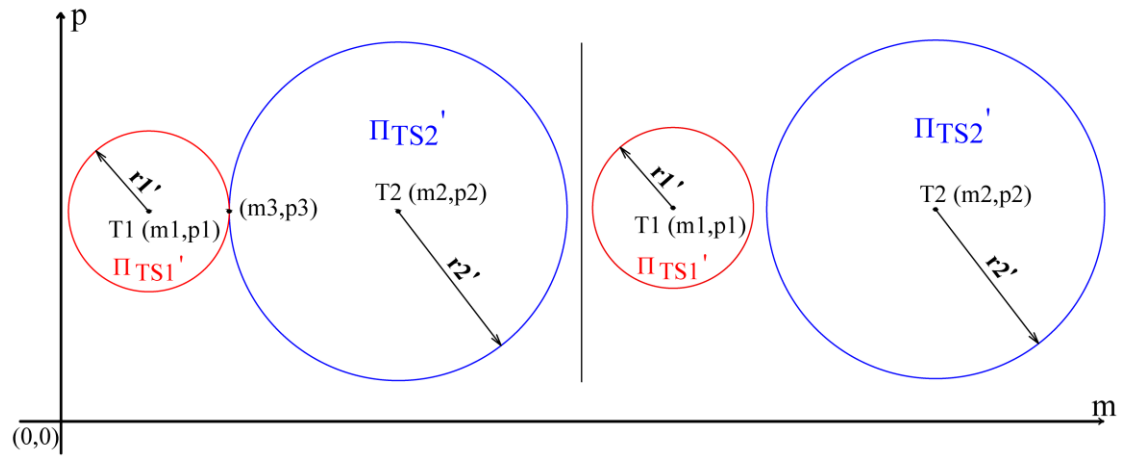
$$\Pi_{TSt} = \Pi_{TSb} = \Pi_{TS1}' - \Pi_{TSa} \quad (32)$$

Şayet yalnızca (m_3, p_3) ve (m_4, p_4) iki koordinat noktalarından herhangi biri hesaplanabiliyor diğer koordinat noktası tanımsız oluyorsa ve $k_i < r_1'$, $k_i < r_2'$ veya $k_i \geq r_1'$, $k_i < r_2'$ koşullarından herhangi birini sağlamış ise bu durumda trafo kapsama alanları tek bir noktada kesişmektedir. Bu durum Şekil 2.14'de belirtildiği gibi $k_i < r_1'$, $k_i < r_2'$ ise 2. durumun 1. özelliği $k_i \geq r_1'$, $k_i < r_2'$ ise 2. durumun 2. özelliği olarak ifade edilmektedir. Bu durumların her ikisinde de trafoların biri diğer trafonun KA ile %100 oranında kesişmektedir.



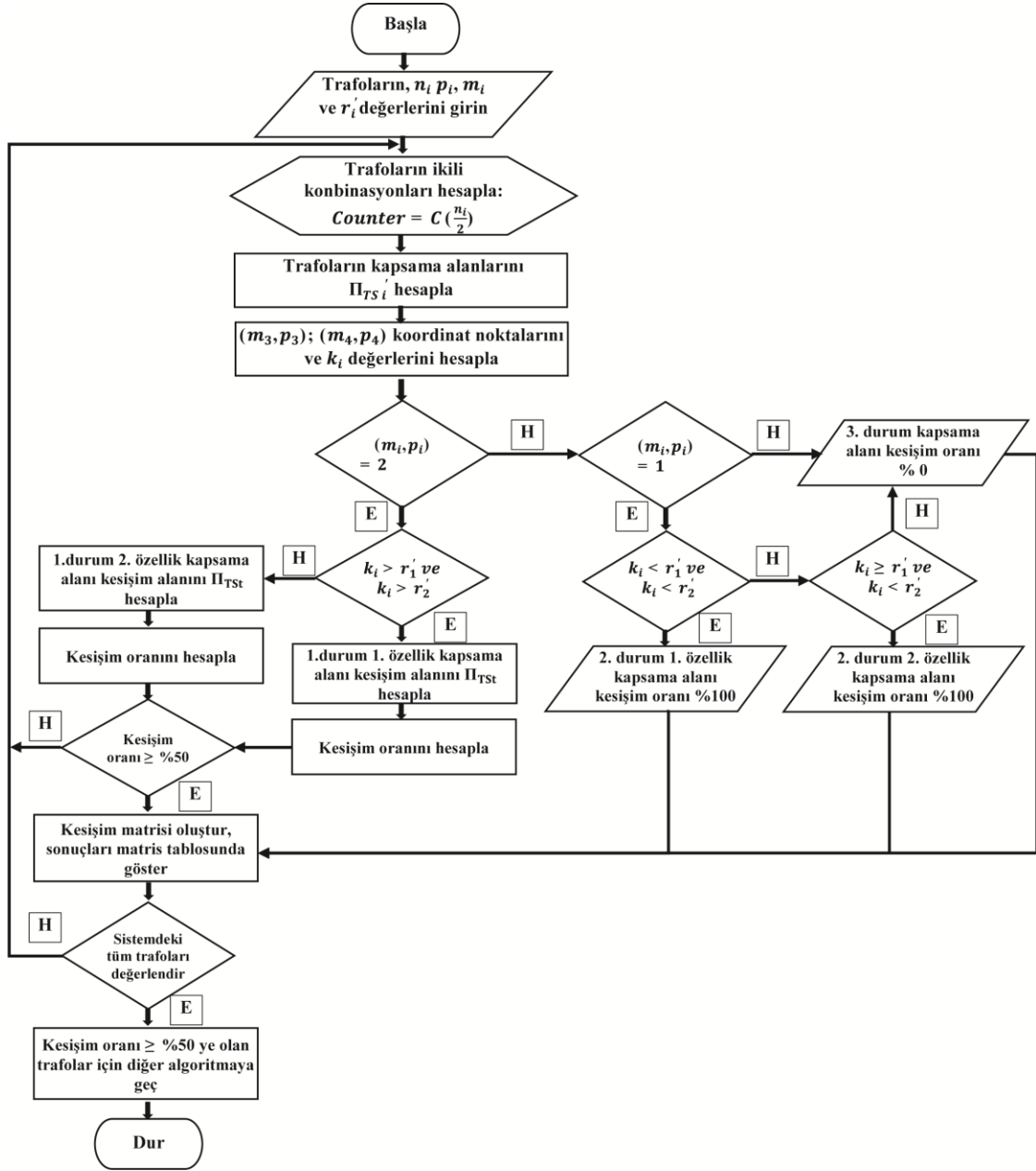
Şekil 2.14 Trafo KA'nın %100 kesişme durumları

Eğer 1. ve 2. durumlar sağlanmıyor ise Şekil 2.15'te görülen iki durumdan birisi olacaktır. Bu durumda trafo KA'larının kesişim oranları %0 kabul edilmektedir.



Şekil 2.15 Trafo KA'nın %0 kesişme durumları

Yukarıda bahsedilen trafo KA'nın kesişim olasılıklarının tümünü hesaplayacak ve trafoların birbirleri ile KA'nın hangi oranda kesiştiğini kolaylıkla elde edebilecek algoritma Şekil 2.16'da verilmektedir.



Şekil 2.16 Trafoların kesişim oranını hesaplayan algoritma akış şeması

Trafoların kesişim oranını hesaplayan algoritmanın yazılımı Python ile Ek-2'de oluşturulmuştur. %50'ye eşit ve büyük oranda kesişen trafoların şebekeden kaldırılması ve bu trafoların beslemiş oldukları alanların yükünün karşılanması gerekir. Bunun için kaldırılması düşünülen trafoya en yakın mesafede olan trafolarla yük durumunun eniyi bir biçimde karşılanması ve maliyet hesabının yapılabilmesi için ayrı bir algoritma geliştirilmelidir. Kesişen trafoların her birinin yük dağılımının eniyi bir biçimde hesaplanabilmesi için matematiksel ifadeler geliştirilecektir. Burada %50'ye eşit ve

büyük oranda kesişen trafolar $T_i = \{T_0, T_1, T_2, \dots, T_n\}$ şeklindedir. Bu trafoların göz ardı edilmesi ile oluşan yük açığını dengeli bir şekilde en yakın komşu trafolardan karşılamak için iki parametrenin hesaplanması gerekir.

Birinci parametre, sistemden çıkarılacak en yakın kesişen her bir trafo için trafonun yükünü karşılayabilmesi amacıyla diğer en yakın trafoların boş güç miktarlarının (trafonun kullanılmayan gücü) kVA cinsinden hesaplanarak belirlenmesidir. Bu boş güç miktarlarını her bir trafo için bir “ $S_{r,i}'$ ” kümesiyle ifade edecek olur isek; $S_{r,i}' = \{S_{r,0}', S_{r,1}', S_{r,2}', \dots, S_{r,n}'\}$ şeklindedir. İkinci parametre ise kesişen her bir trafo alanlarının yük dağılımındaki etkisidir. Bu trafo alanları bir “ Π_{TSi} ” kümesiyle tanımlayacak olur isek; $\Pi_{TSi} = \{\Pi_{TS0}, \Pi_{TS1}, \Pi_{TS2}, \dots, \Pi_{TSn}\}$ şeklindedir. Sistemden çıkarılacak trafoya kesişen bir komşu trafonun alanı (Π_{TSi}) ve boş güç miktarları ($S_{r,i}'$) ne kadar büyük olur ise, o oranda yükün komşu trafolarla dağıtılması mümkün olur. Bu sayede eniyi çözüm elde edilir.

Yük paylaşımı yapılacak her bir trafo için, hem $S_{r,i}'$ miktarları hem de Π_{TSi} temsil eden katsayılar hesaplanmalıdır. Dağıtım yapılacak her bir komşu trafonun $S_{r,i}'$ miktarları için işlem ağırlık katsayısı kümesi $s_i = \{s_0, s_1, s_2, \dots, s_n\}$ şeklindedir. Dağıtım yapılacak her bir komşu trafonun Π_{TSi} miktarları için işlem ağırlık katsayısı kümesi $t_i = \{t_0, t_1, t_2, \dots, t_n\}$ şeklindedir. T_i trafosunun s_i ve t_i işlem ağırlığı katsayısı değerleri eşitlik (33) ile ifade edilmiştir.

$$s_i = \frac{S_{r,i}'}{\sum_{k=0}^n S_{r,k}'} \quad \text{ve} \quad t_i = \frac{\Pi_{TSi}}{\sum_{k=0}^n \Pi_{TSk}} \quad (33)$$

s_i i inci trafo boş güç miktarlarının işlem ağırlığı katsayısı,

t_i i inci trafo KA miktarlarının işlem ağırlığı katsayısı,

$S_{r,i}'$ i inci Trafonun boş güç miktarı (kVA),

Bu durumda her bir komşu trafo için hesaplanan bu katsayıların ortalaması ile optimal yük dağıtım katsayısı “ f_i ” kümesi $f_i = \{f_0, f_1, f_2, \dots, f_n\}$ şeklinde oluşturulmuştur ve eşitlik (34)'de ifade edilmiştir.

$$f_i = \frac{s_i + t_i}{2} \quad (34)$$

f_i Optimal yük dağıtım katsayısı

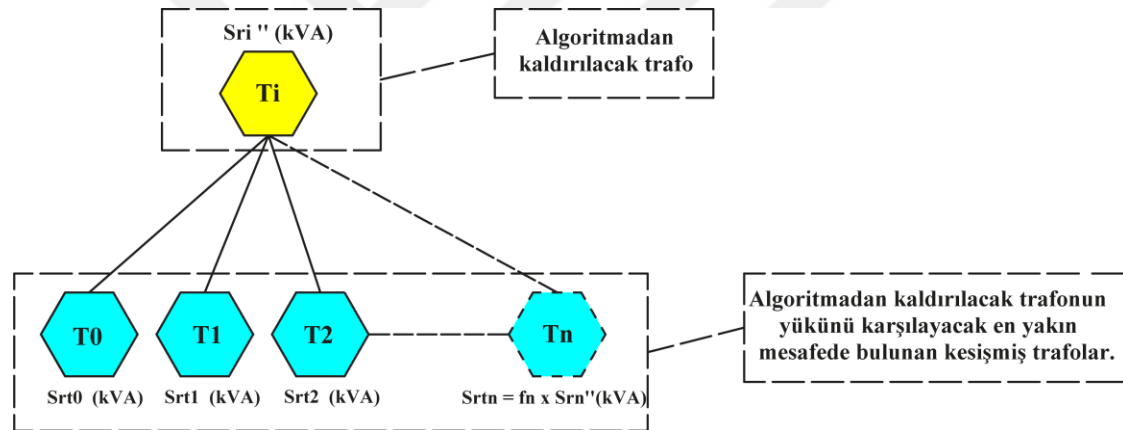
Sistemden çıkarılacak bir trafonun kullanılan gücü (kVA), her bir komşu trafo için hesaplanan “ f_i ” katsayılarıyla çarpılması sonucunda, her bir trafonun karşılaması gereken güç kVA cinsinden belirlenmiş olup eşitlik (35)’te ifade edilmektedir.

$$S_{rti} = f_i \cdot S_{ri}'' \quad (35)$$

S_{rti} Yükü karşılayacak trafonun vereceği güç kapasitesi değeri (kVA)

S_{ri}'' Çıkarılan trafonun kullanılan güç kapasitesi değeri (kVA)

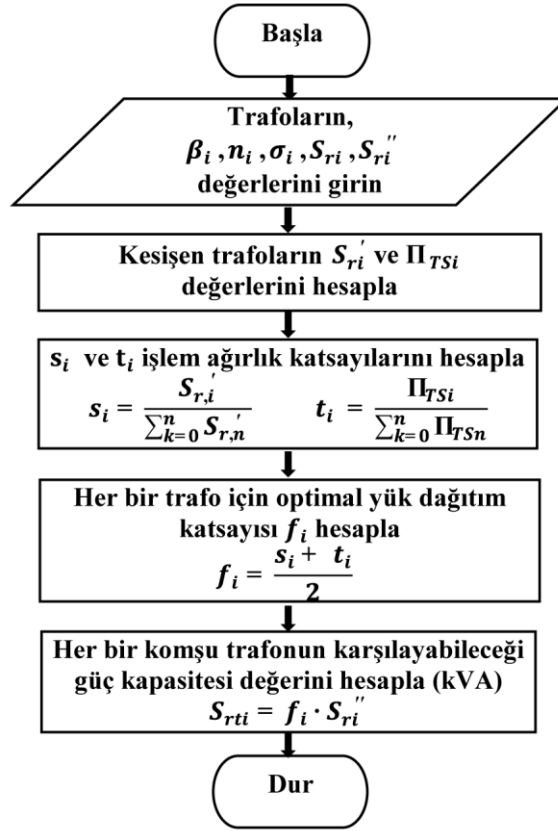
Her bir trafonun karşılaması gereken gücün kVA cinsinden belirlenmesini gösteren yük dağılımı Şekil 2.17’de ifade edilmektedir.



Şekil 2.17 Kesişimdeki yük dağılımları

Şekil 2.17’deki işlemlerden sonra sistemden kaldırılacak her bir trafoya kesişen komşu trafoların ilave olarak karşılayabileceği güç kapasitesi belirlenmiş olur.

Elde edilen tüm denklemlerin kullanılması için Şekil 2.18’de gösterilen algoritma geliştirilmiştir. Ancak bu algoritmanın çalışabilmesi için Şekil 2.16’daki algoritma çalıştırılmalı ve ilgili veriler elde edilmelidir.



Şekil 2.18 Trafolar arası yük dağılımı algoritması akış şeması

Yük dağılımı algoritmasının hesaplaması Python ile yazılımı Ek-3'de oluşturulmuştur.

2.3. Yeni İnşa Edilecek Dağıtım Trafolarının Konum ve Güç Değerlerinin Kapsama Alanı Tabanlı Eniyilemesi

Dağıtım şebekesi planlamasının en önemli parametresi olan trafolar şebeke genişletilmesinde trafoları konum ve güç değerleri iki şekilde bulunabilir.

1. Elektrik dağıtım şebekesinde 2 trafonun konum ve kapsama alanından 3. trafo konumunun ve kapsama alanının bulunması durumu (şebekenin dışa doğru genişletilmesi)
2. Elektrik dağıtım şebekesinde 3 trafonun konum ve kapsama alanından 4. trafonun konum, güç ve kapsama alanının bulunması durumu (şebekenin içe doğru genişletilmesi)

Bu çalışmada her iki durum için yöntem ve teknik geliştirilerek KK bölgesine birer uygulama ile değinilecektir [78].

İki nokta arasındaki uzaklık eşitliğinden,

$$|T_1 T_2| = k = \sqrt{(m_1 - m_2)^2 + (p_1 - p_2)^2} \quad (36)$$

$$\ell = k - (r_1 + r_2), \quad k_1 = r_1 + r, \quad k_2 = r_2 + r \quad (37)$$

m_i Meridyen,

p_i Paralel,

Şekil 2.19'de T_1 ve T_2 trafo merkezlerinin koordinat düzleminde oluşturduğu dik üçgenin kenar uzunlukları ile β açısı eşitlik (38), (39) ile hesaplanabilmektedir,

$$k \cdot \cos \beta = |m_2 - m_1| \quad (38)$$

$$\beta = \cos^{-1} \left[\left| \frac{(m_2 - m_1)}{k} \right| \right] \quad (39)$$

Şekil 2.19'de T_1 , T_2 ve T trafo merkezlerinin birbirine olan mesafelerinden oluşan, iç açıları θ , λ , δ olan ve kenar uzunlukları bilinen üçgenin alanını eşitlik (40) ve (41) ile hesaplandığında,

$$\varepsilon = \left[\frac{(k + k_1 + k_2)}{2} \right] \quad (40)$$

$$\Delta_\varepsilon = \sqrt{\varepsilon \cdot (\varepsilon - k_1) \cdot (\varepsilon - k_2) \cdot (\varepsilon - k)} \quad (41)$$

ε_i Kenar uzunluğu bilinen üçgenin çevre uzunluğu toplamının yarısı,

Δ_ε Kenar uzunluğu bilinen üçgenin alanı,

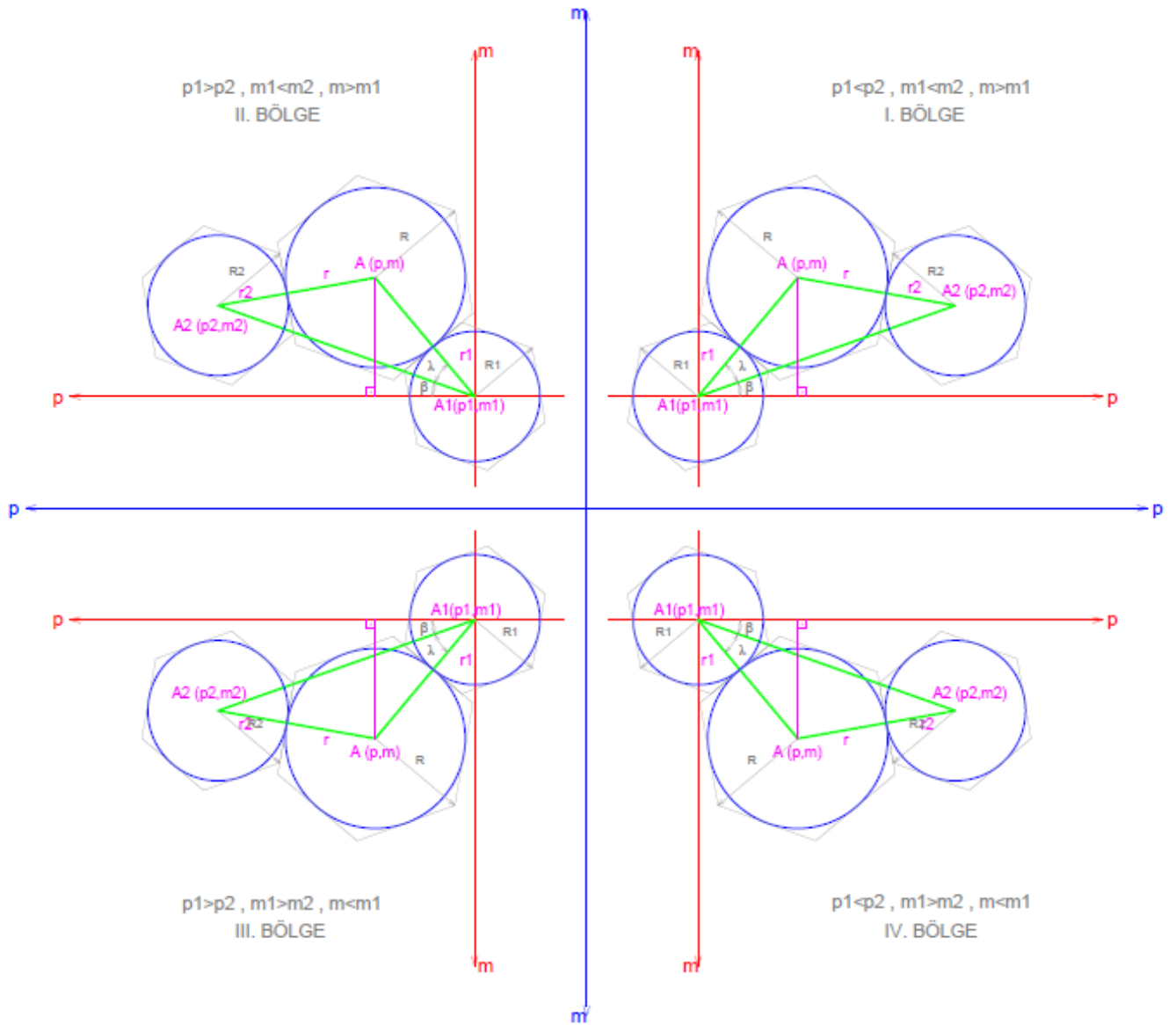
Kenarları uzunlukları bilinen üçgenin alanı, bir üçgenin sinüs alanı eşitliğinden,

$$\Delta_{\varepsilon} = \frac{1}{2} \cdot k_1 \cdot k \cdot \sin \lambda \quad (42)$$

Eşitlik (39) ve (40)'ü eşitlendiğinde λ açısına ulaşılır;

$$\lambda = \sin^{-1} \left[\frac{2 \cdot \sqrt{\varepsilon \cdot (\varepsilon - k_1) \cdot (\varepsilon - k_2) \cdot (\varepsilon - k)}}{k \cdot k_1} \right] \quad (43)$$

$$\varphi = \beta + \lambda \quad (44)$$



Şekil 2.20 Koordinat düzleminde olası yeni konuşlanacak trafo konum ve bölgeleri

Şekil 2.20’de görüldüğü gibi,

Eğer trafo konumları I. Bölge, $m_1 < m_2$, $p_1 < p_2$ ve $p > p_1$ koşulunu sağlıyor ise trafo koordinatları eşitlik (45) ve (46) ile bulunur,

$$m = m_1 + k_1 \cdot \cos \varphi \quad (45)$$

$$p = p_1 + k_1 \cdot \sin \varphi \quad (46)$$

Eğer trafo konumları II. Bölge, $m_1 > m_2$, $p_1 < p_2$ ve $p > p_1$ koşulunu sağlıyor ise trafo koordinatları eşitlik (47) ve (48) ile bulunur,

$$m = m_1 - k_1 \cdot \cos \varphi \quad (47)$$

$$p = p_1 + k_1 \cdot \sin \varphi \quad (48)$$

Eğer trafo konumları III. Bölge, $m_1 > m_2$, $p_1 > p_2$ ve $p < p_1$ koşulunu sağlıyor ise trafo koordinatları eşitlik (49) ve (50) ile bulunur,

$$m = m_1 - k_1 \cdot \cos \varphi \quad (49)$$

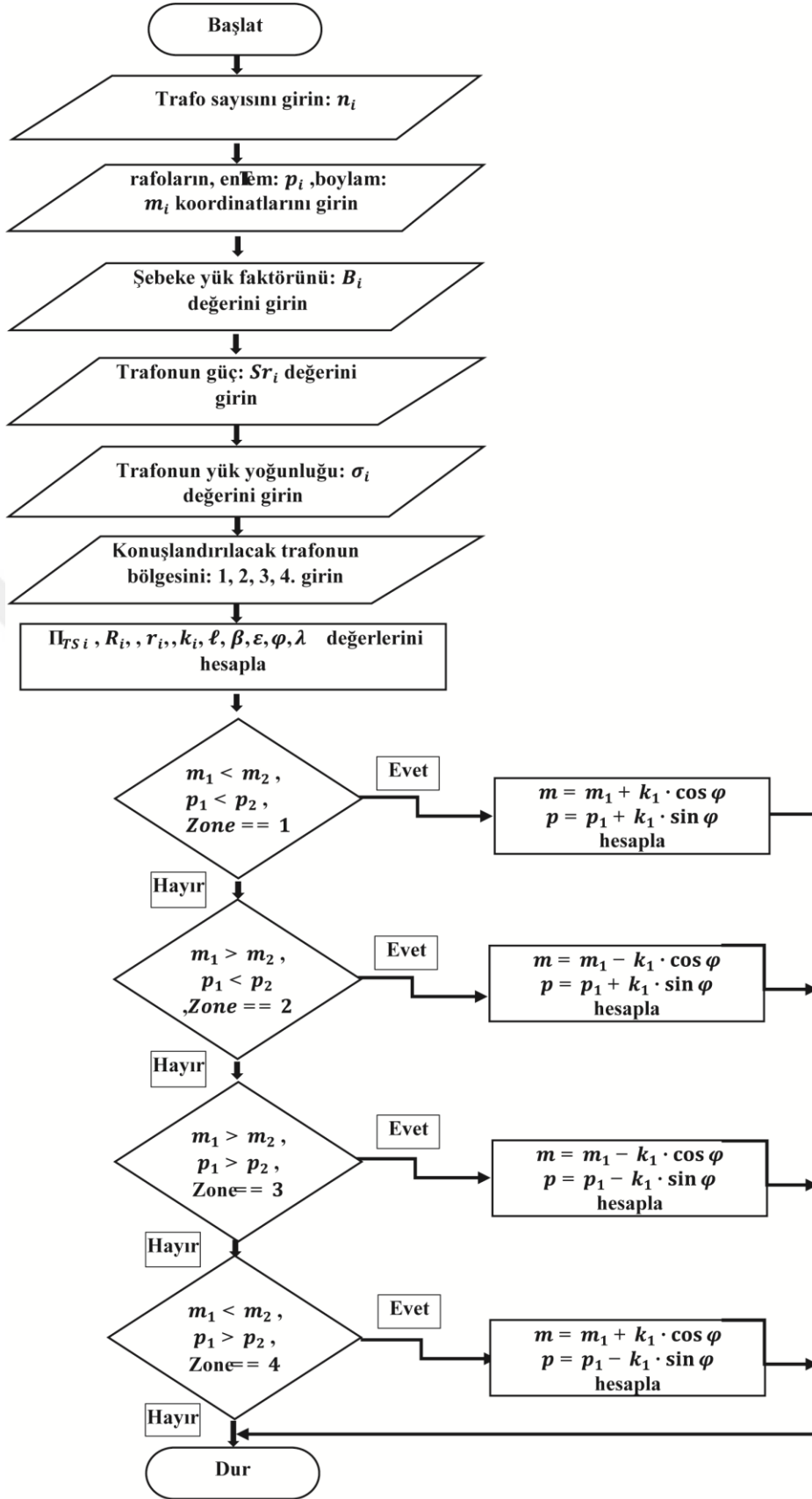
$$p = p_1 - k_1 \cdot \sin \varphi \quad (50)$$

Eğer trafo konumları IV. Bölge, $m_1 < m_2$, $p_1 > p_2$ ve $p < p_1$ koşulunu sağlıyor ise trafo koordinatları eşitlik (51) ve (52) ile bulunur,

$$m = m_1 + k_1 \cdot \cos \varphi \quad (51)$$

$$p = p_1 - k_1 \cdot \sin \varphi \quad (52)$$

Bu denklemlerin hesaplanması için Şekil 2.21’de iki trafonun gücü, yük yoğunluğu, koordinat ve bağlı buldukları fider sayısından faydalanılarak üçüncü trafonun konum ve kapsama alanının bulunması ile ilgili algoritma akış şeması oluşturulmuştur.

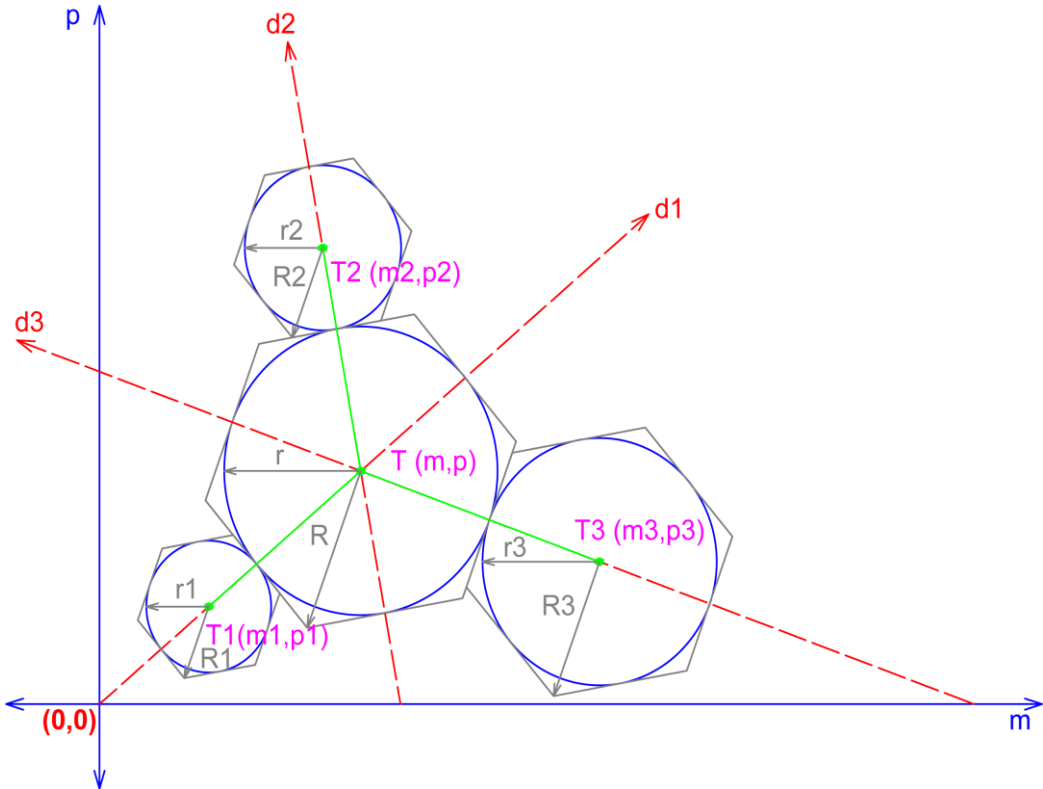


Şekil 2.21 Üçüncü traфонun konum ve KA bulunması algoritma akış şeması

İki trafo gücü, yük yoğunluğu, koordinat ve bağlı buldukları fider sayısından faydalanılarak üçüncü trafonun konum ve kapsama alanı bulunması, Matlab R2017b ile yazılımı Ek-4’de oluşturulmuştur.

2.3.2. Üç Trafonun Konum ve Kapsama Alanından Dördüncü Trafonun Konum, Güç ve Kapsama Alanının Bulunması

Şebeke içi genişleme, müşteri talebi doğrultusunda, müşteriye yakın bölgelerde bulunan trafoların istenen talep gücünü karşılayamayacak durumda ise o bölgeye diğer trafoların kapsama alanlarına geçmeyecek şekilde yeni bir trafonun gücünün, konum koordinatlarının, kapsama alanı ve YG iletken güzergahının bulunması olarak tanımlanabilir. Mevcut trafoların güç değerleri, yük yoğunluğu, bağlı bulunduğu fiderdeki trafo sayısı, şebeke yük faktörü ve kartezyen koordinat değerlerini kullanarak şebeke içi genişleme yöntemi uygulanabilir. Bu şekilde bir uygulamayı ortaya koymak için Şekil 2.22’de koordinat düzleminde 3 trafo konum ve kapsama alanından 4. trafo konum, güç değerinin ve kapsama alanının bulunması yöntemi geliştirilmiştir.



Şekil 2.22 3 trafo konum ve kapsama alanından 4. trafo konum, güç ve kapsama alanının bulunması

Yeni konuşlanacak dördüncü trafonun koordinatını ve KA'nın iç yarıçapı değerlerini hesaplamak için Şekil 2.22'den faydalanılarak eşitlik (53) ile (69) arasındaki denklemler oluşturulmuştur.

$$|T T_1| = k = \sqrt{(m - m_1)^2 + (p - p_1)^2} \quad (53)$$

$$|T T_1| = (r + r_1) \quad (54)$$

$$(r + r_1) = \sqrt{(m - m_1)^2 + (p - p_1)^2} \quad (55)$$

$$|T T_2| = k = \sqrt{(m - m_2)^2 + (p - p_2)^2} \quad (56)$$

$$|T T_2| = (r + r_2) \quad (57)$$

$$(r + r_2) = \sqrt{(m - m_2)^2 + (p - p_2)^2} \quad (58)$$

$$|T T_3| = k = \sqrt{(m - m_3)^2 + (p - p_3)^2} \quad (59)$$

$$|T T_3| = (r + r_3) \quad (60)$$

$$(r + r_3) = \sqrt{(m - m_3)^2 + (p - p_3)^2} \quad (61)$$

(55) ve (58) eşitliklerini r 'ye eşitlersek,

$$\sqrt{(m - m_1)^2 + (p - p_1)^2} - r_1 = \sqrt{(m - m_2)^2 + (p - p_2)^2} - r_2 \quad (62)$$

$$\sqrt{(m - m_1)^2 + (p - p_1)^2} - \sqrt{(m - m_2)^2 + (p - p_2)^2} = r_1 - r_2 \quad (63)$$

(55) ve (61) eşitliklerini r' ye eşitlersek,

$$\sqrt{(m - m_1)^2 + (p - p_1)^2} - r_1 = \sqrt{(m - m_3)^2 + (p - p_3)^2} - r_3 \quad (64)$$

$$\sqrt{(m - m_1)^2 + (p - p_1)^2} - \sqrt{(m - m_3)^2 + (p - p_3)^2} = r_1 - r_3 \quad (65)$$

(58) ve (61) eşitliklerini r' ye eşitlersek,

$$\sqrt{(m - m_2)^2 + (p - p_2)^2} - r_2 = \sqrt{(m - m_3)^2 + (p - p_3)^2} - r_3 \quad (66)$$

$$\sqrt{(m - m_2)^2 + (p - p_2)^2} - \sqrt{(m - m_3)^2 + (p - p_3)^2} = r_2 - r_3 \quad (67)$$

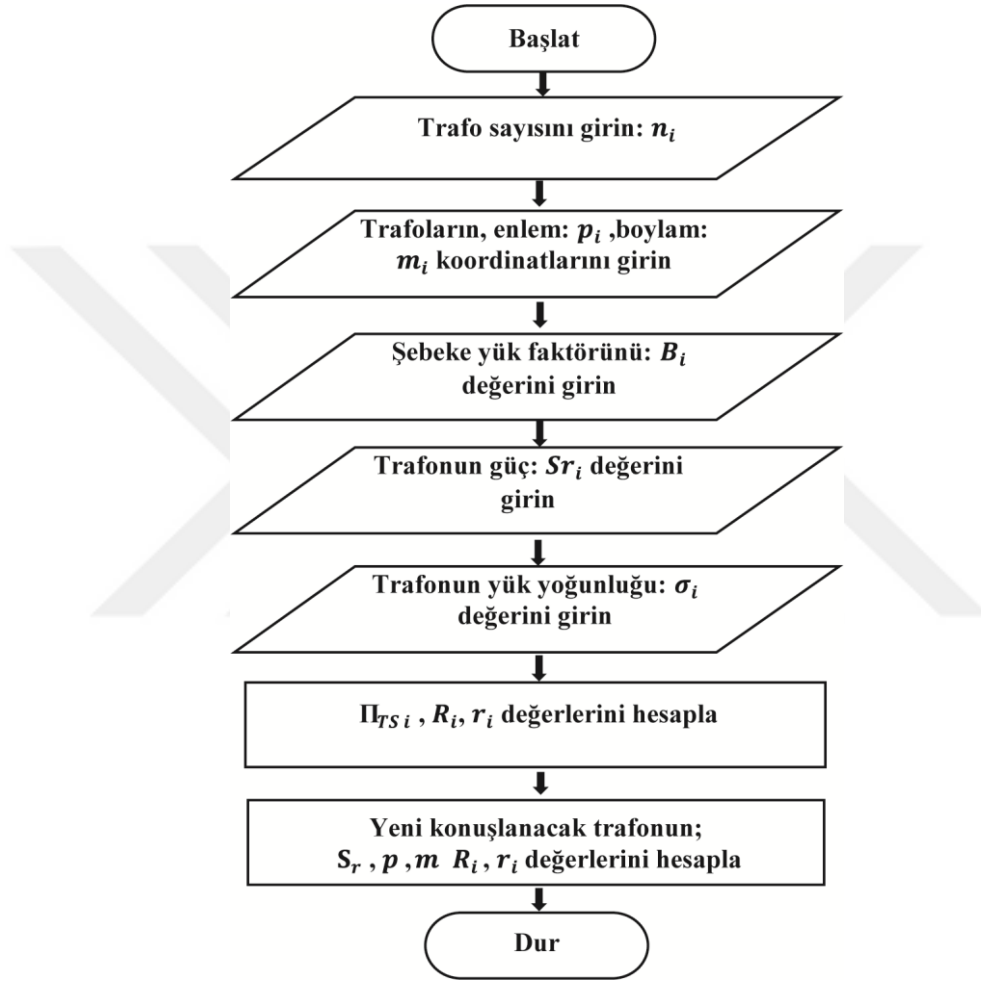
(63) ve (65) eşitliklerini r_1 üzerinden eşitlersek yeni trafoyun konuşlanması gereken p ve m koordinatlarını hesaplayabiliriz;

$$\begin{aligned} \sqrt{(m - m_1)^2 + (p - p_1)^2} - \sqrt{(m - m_2)^2 + (p - p_2)^2} + r_2 \\ = \sqrt{(m - m_1)^2 + (p - p_1)^2} - \sqrt{(m - m_3)^2 + (p - p_3)^2} + r_3 \end{aligned} \quad (68)$$

(68) eşitliğinden yararlanarak hesapladığımız p ve m değerlerinden yeni trafoyun kapsama alanının iç yarıçapı olan r' yi eşitlik (69) ile hesaplayabiliriz.

$$r = \sqrt{(m - m_1)^2 + (p - p_1)^2} - r_1 \quad (69)$$

Bu denklemleri hesaplayan algoritma Şekil 2.23'te üç trafonun gücü, yük yoğunluğu, koordinat ve bağlı buldukları fider sayısından faydalanılarak dördüncü trafonun konum, kapsama alanı ve gücünün bulunması algoritma akış şeması oluşturulmuştur.

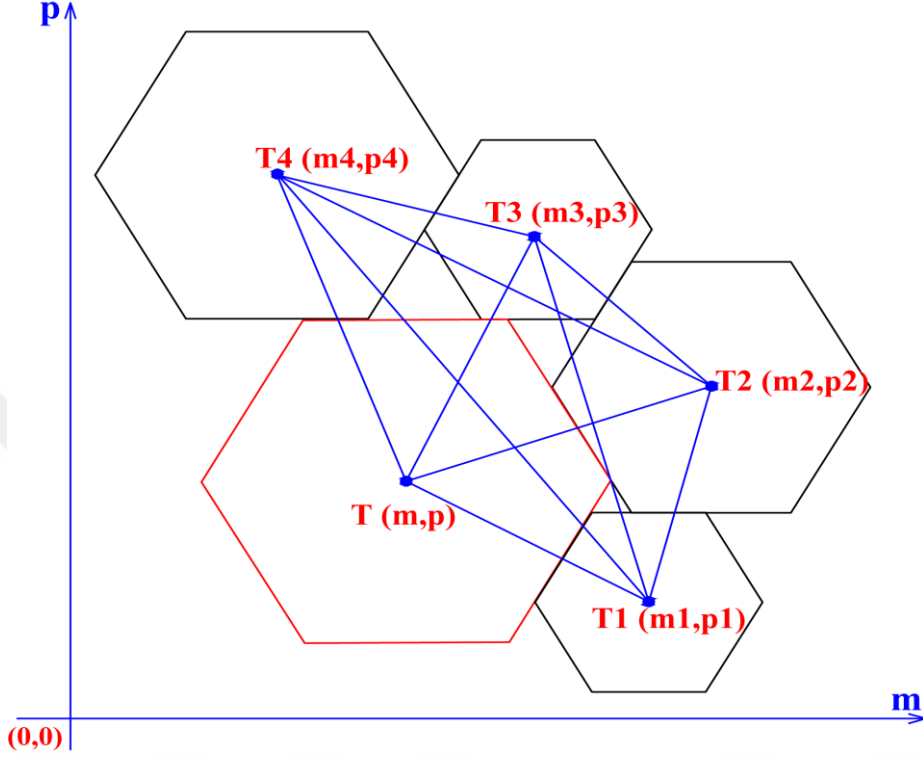


Şekil 2.23 Dördüncü trafonun konum, KA ve gücünün bulunması algoritma akış çizelgesi

Üç trafo gücü, yük yoğunluğu, koordinat ve bağlı buldukları fider sayısından faydalanılarak dördüncü trafonun konum, kapsama alanı ve gücünün bulunması Matlab ile yazılımı Ek-5'te oluşturulmuştur.

2.4. Trafolar Arası YG İletim Hattı Eniyi Güzergah Belirleme

Bu yöntemde trafoya bağlanacak YG iletim hattının eniyi uzunluğunu hesaplayan denklemler Şekil 2.24'den yararlanılarak elde edilmektedir.



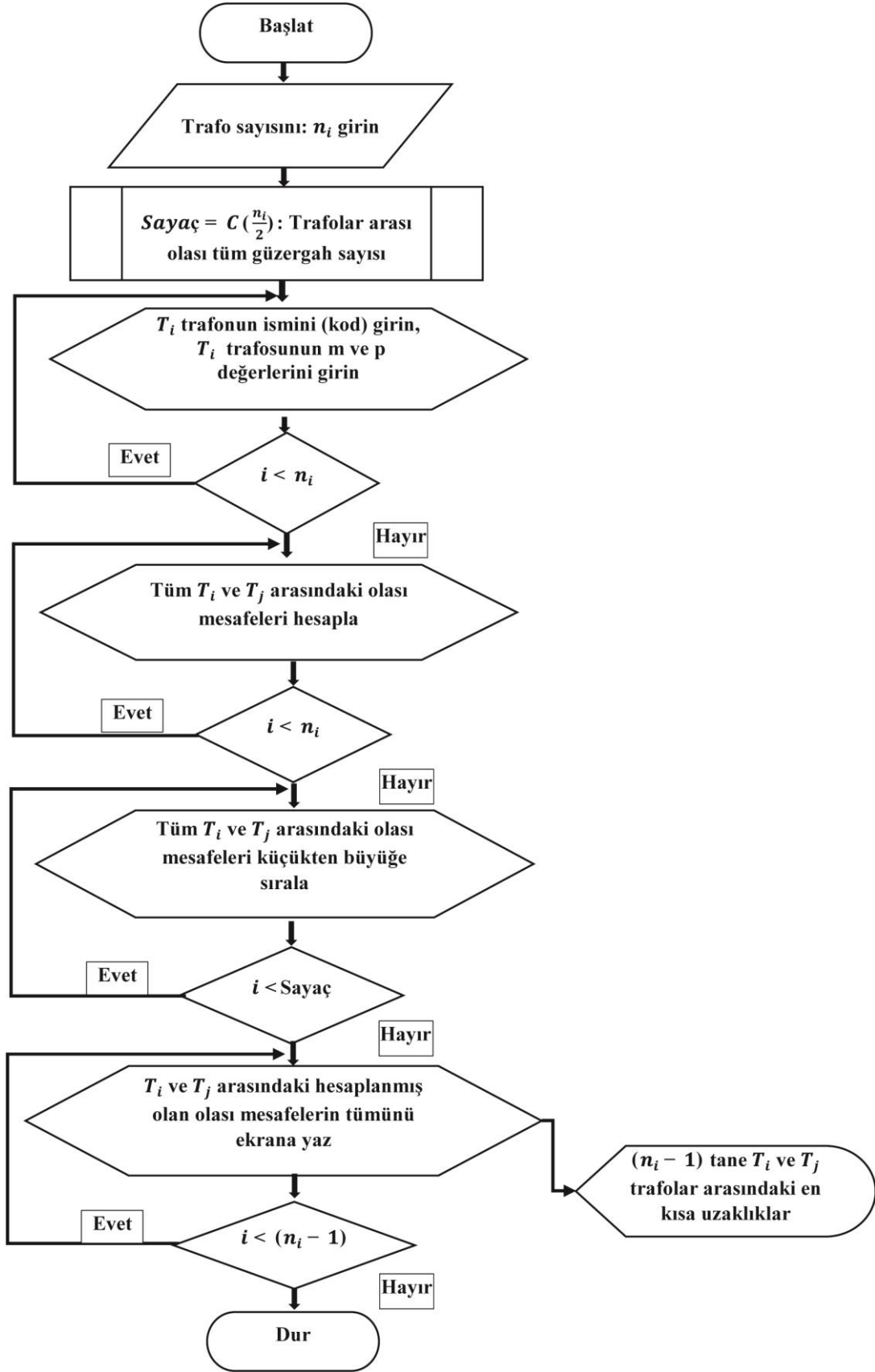
Şekil 2.24 YG iletim hattı eniyi iletken güzergahı bulunması

$$|T T_i| = k_i = \sqrt{(m - m_i)^2 + (p - p_i)^2} \quad (70)$$

$$N = C \left(\frac{n_i}{2} \right) \quad (71)$$

$$|T T_1|, |T T_2|, |T T_3|, |T T_4|, |T_1 T_2|, |T_1 T_3|, |T_1 T_4|, |T_2 T_3|, |T_2 T_4|, |T_3 T_4|$$

Şekil 2.24'den elde edilen eşitlik (70) iki trafo arasındaki hat uzunluğunu, eşitlik (71) olası tüm güzergah sayısını ve $(n_i - 1)$ eniyi kablolama güzergah sayısını vermektedir. Bu denklemler kullanılarak en kısa mesafeli YG veya AG güzergâhı seçilebilir. Bu denklemleri hesaplayan algoritma ve yazılımın Şekil 2.25'de trafolar arası eniyi kablolama güzergah ve mesafe hesaplama algoritması akış şeması gösterilmektedir.



Şekil 2.25 Trafolar arası eniyi güzergah ve mesafe hesaplama algoritma akış şeması

Trafolar arası eniyi kablolama güzergah ve mesafe hesaplaması, Ek-6'de C++ ile yazılımı oluşturulmuştur.

2.5.Şebeke Maliyet Hesaplaması

2.5.1. Şebeke Kablo ve Trafo Maliyet Hesaplaması

Bilindiği gibi şebeke maliyet hesaplamalarında trafonun doğru konuma yerleştirilmemesi sonucu kablolama ve elektrik enerjisi kayıp maliyeti artmaktadır. Kablo maliyeti şebekede maliyetinin büyük bir oranını içerir. YG yeraltı 3x95 mm² NYY ve AG yeraltı 3x120+70 mm² NYY bakır yalıtımlı kablonun yeraltına kanal açılması, kablo serilmesi, kablo altı ve üstü dolgu atılması, plaka kaplaması, işaret şeridi atılması ve ruhsat alınma bedeli yaklaşık 1 metre maliyeti $B_k = 500$ TL dir [84]. Şebeke kablo maliyeti eşitlik (72) ile hesaplanabilir.

$$K_m = B_k \cdot L \quad (72)$$

- K_m Kablolama maliyet (TL)
 B_k Birim kablo montaj maliyeti (TL/m)
 L Kablo boyu (m)

Sistemin toplam maliyeti eşitlik (73) ile hesaplanabilir,

$$T_m = K_m + S_{tkm} + S_{tdm} \quad (73)$$

- T_m Toplam maliyet (TL)
 S_{tkm} Trafo kurulum maliyet (TL)
 S_{tdm} Trafo demontaj maliyet (TL)

2.5.2. Gerilim Düşümü Kayıpları Hesaplaması

Şebekenin gerilim düşümü bir kayıp olarak düşünülür ve kablo mesafesine bağlı olarak değişir. Gerilim düşümünden kaynaklanan kayıp enerji maliyeti diğer maliyetlere göre

çok küçük bir değer içerdiği için ihmal edilebilir. Üç fazlı elektrik enerjisi birim fiyatı şu anki şartlara göre $B_a = 0,709586$ TL/kWh, $B_r = 0,291084$ TL/kVArh olarak alınmıştır [84]. Literatür ve yönetmeliklerde, şehir dağıtım şebekesi YG dağıtım şebeke ve hatlarında gerilim düşümü, indirici trafo merkezlerinin sekonderinden itibaren yüksek gerilim dağıtım şebekelerinde %7 ile sınırlandırılmıştır. Şebeke güç faktörü ($\text{Cos}\phi$) genelde dağıtım şebekesinde $\text{Cos}\phi = (0,9 - 0,97)$ arasında değişir [21]. Bu çalışmada en az enerji kaybı düşünüldüğünde $\text{Cos}\phi = 0,97$ olarak alınacaktır. Üç fazlı bir şebekenin gerilim düşümü bir kayıp olarak düşünülür ve kablo mesafesine bağlı olarak değişir. Şebeke kayıp gücü eşitlik (74)-(78) ile hesaplanabilir;

$$e_n = \frac{L \cdot N_n}{X \cdot q \cdot U_h} \quad (74)$$

$$3\Delta_n = 3 \cdot I^2 \cdot R = 3 \cdot \frac{U^2}{R} \quad (75)$$

$$e_n = e_a + e_r \quad (76)$$

$$3\Delta_{gk} = 3 \cdot \frac{e^2}{R} = 3 \cdot \frac{L}{x \cdot q \cdot U_h^2} (N_a^2 + N_r^2) \quad (77)$$

$$E_k = 3\Delta_{ak} \cdot B_a + 3\Delta_{rk} \cdot B_r \quad (78)$$

e_n Toplam gerilim düşümü (V)

e_a Etkin gerilim düşümü (V)

e_r Tepkin gerilim düşümü (V)

N_a Etkin güç değeri (W)

N_r Tepkin güç değeri (VAr)

Δ_{gk} Toplam kayıp güç (VA)

Δ_{ak} Toplam etkin kayıp güç (W)

Δ_{rk} Toplam tepkin kayıp güç (VAr)

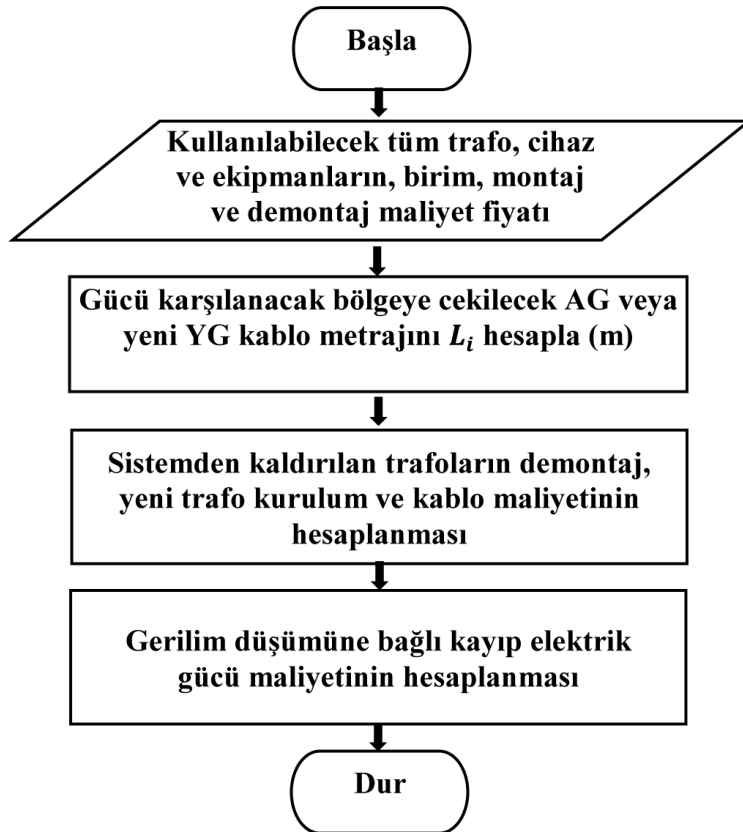
L İletkenin boyu (m)

X Öziletkenlik ($\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$)

q İletken kesiti (mm^2)

E_k	Enerji kayıp maliyet (TL)
B_a	Etkin birim enerji maliyeti (TL/kWh)
B_r	Tepkin birim enerji maliyeti (TL/kVArh)
B_k	Bir metre kablo maliyeti (TL/m)
U	Şebeke gerilimi (V)
R	İletkenin direnci (Ω)
I	Şebeke akımı (A)

Elde edilen tüm denklemlerin kullanılması ile şebeke maliyet hesaplaması için Şekil 2.26’da gösterilen algoritma geliştirilmiştir. Ancak bu algoritmanın çalışabilmesi için, mevcut dağıtım trafolarının konum ve güç değerlerinin kapsama alanı tabanlı eniyilemesi yapılacaksa sırasıyla Şekil 2.16, Şekil 2.18’deki algoritmalar çalıştırılmalı ve ilgili veriler elde edilmelidir. Şayet yeni inşa edilecek dağıtım trafolarının konum ve güç değerlerinin kapsama alanı tabanlı eniyilemesi yapılacaksa sırasıyla Şekil 2.21, Şekil 2.23 ve Şekil 2.25’teki algoritmalar çalıştırılmalı ve ilgili veriler elde edilmelidir.



Şekil 2.26 Maliyet algoritması akış şeması

Maliyet algoritmasının hesaplaması, Python ile Ek-7’de yazılımı oluşturulmuştur.

3. BULGULAR VE TARTIŞMA

3.1.Mevcut Dağıtım Trafolarının Konum ve Güç Değerlerinin Kapsama Alanı Tabanlı Düzenlenmesine Sistemsel Yaklaşım

Dağıtım şebekesi planlaması veya mevcut sistemin düzenlenmesinin en önemli parametresi, trafoların konum ve güç değerlerinin verimli bir şekilde planlanmasıdır. Bu çalışmamızda Kanlıca-Çubuklu (KC) bölgesinde girift yapıdaki mevcut trafo KA'nın düzenlenmesine KA tabanlı sistemsel yaklaşım sunulmuştur. Bahsedilen yöntemler aracılığıyla trafoların KA'nın düzenlenmesi ile ilgili çalışmalar bu bölümde incelenecektir. KC bölgesinde bulunan trafo ve fider bilgileri Tablo 3.1'de gösterilmiştir.

Tablo 3.1 Kanlıca-Çubuklu bölgesi şebeke fider yapısı

50 MVA 154/10,5 kV	Fider No	10,5 / 0,4 kV Trafo İstasyonları							Fider Sayısı
T ₀₁	K ₇	T ₂₁							7
	A ₆	T ₂₇							4
	A ₇	T ₂₈	T ₂₉	T ₃₀	T ₃₁	T ₃₂	T ₃₃	T ₃₄	7
T ₀₂	B ₄	T ₇₇	T ₇₈	T ₇₉	T ₈₀				4
	K ₁₇	T ₈₁	T ₈₂						4

Tablo 3.1'de KC bölgesinde YG/YG trafo ve fiderleri, ayrıca bu fiderlere bağlı alt YG/AG trafo istasyonları ve bağlı olduğu fiderdeki trafo sayıları da belirtilmiştir. Trafoların meridyen ve paralel değerleri kartezyen koordinat noktaları kullanılarak Şekil 3.1'deki harita üzerinde KA'ları oluşturulmuştur. Burada 50 MVA 154/10,5 kV'luk T₀₁ numaralı trafodan beslenen K₇, A₆, A₇ fiderlerine bağlı ve T₀₂ numaralı trafolardan beslenen B₄ ve K₁₇ fiderlerine bağlı 10,5/0,4kV'luk trafo merkezlerinin kapsama alanları gösterilmiştir.

Şekil 3.1'de görüldüğü gibi trafoların KA'ları bazı bölgelerde iç içe girmiş bazı bölgelerde ise düzenli bir yapıya sahiptir. İç içe girmiş trafo KA'larını düzenlerken mevcut trafoların konum ve güç değerlerinin en az maliyetle düzenlenmesine sistemsel

Tablo 3.2 KC bölgesi trafoların altıgen ve daire kapsama alanları

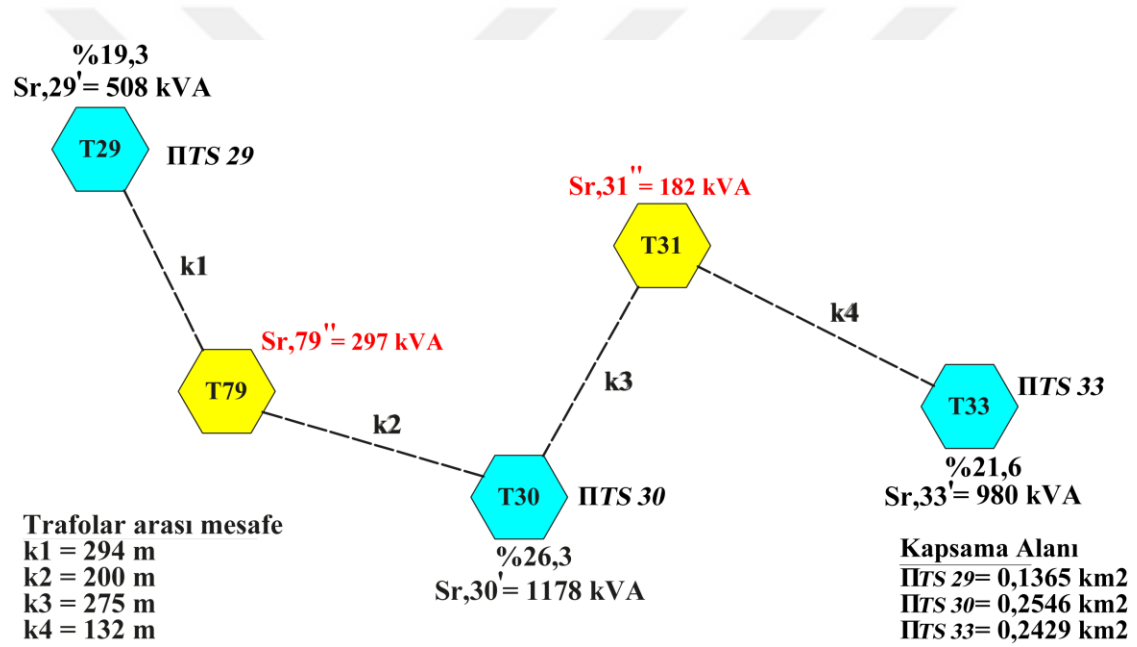
Trafo Kod	R _i (km)	r _i (km)	Π _{TSi} (km ²)	Π _{TSi'} (km ²)	r _{i'} (km)
T ₂₁	0,2294	0,1998	0,1368	0,1452	0,2151
T ₂₇	0,1717	0,1495	0,0766	0,0814	0,1610
T ₂₈	0,2320	0,2020	0,1399	0,1486	0,2175
T ₂₉	0,2291	0,1995	0,1365	0,1449	0,2148
T ₃₀	0,3200	0,2787	0,2678	0,2844	0,3001
T ₃₁	0,1873	0,1631	0,0912	0,0968	0,1756
T ₃₂	0,1407	0,1226	0,0515	0,0547	0,1319
T ₃₃	0,3057	0,2662	0,2429	0,2580	0,2866
T ₃₄	0,2114	0,1841	0,1162	0,1234	0,1982
T ₇₇	0,1254	0,1092	0,0409	0,0434	0,1176
T ₇₈	0,1741	0,1516	0,0788	0,0837	0,1632
T ₇₉	0,1110	0,0967	0,0320	0,0340	0,1041
T ₈₀	0,2590	0,2256	0,1744	0,1852	0,2429
T ₈₁	0,0604	0,0526	0,0095	0,0101	0,0566
T ₈₂	0,1270	0,1106	0,0419	0,0445	0,1191

Şekil 2.16'da tasarlanmış algoritmanın çıktısı olan trafoların KA'nın kesişim % oranları Tablo 3.3'te gösterilmektedir.

Tablo 3.3 Kanlıca-Çubuklu bölgesi kesişen trafoların oranları

SATIR SIRASINA GÖRE KALDIRILMASI DÜŞÜNÜLEN TRAFOLAR	Trafo Kod	R _i (km)	r _i (km)	Π _{TSi} (km ²)	Π _{TSi'} (km ²)	r _{i'} (km)	TRAFO KESİŞİM ORANLARI							
							T ₂₈	T ₂₉	T ₃₀	T ₃₁	T ₃₂	T ₃₃	T ₃₄	T ₇₉
T ₂₈	0,232	0,202	0,140	0,149	0,218						7,2			11,5
T ₂₉	0,229	0,2	0,137	0,145	0,215			21					13,0	3,6
T ₃₀	0,320	0,278	0,267	0,284	0,301		11,2		19,21		45,4	17,4	6,0	
T ₃₁	0,187	0,163	0,091	0,097	0,176			53,7			98,7			6,2
T ₃₂	0,141	0,123	0,052	0,055	0,132						41,7			
T ₃₃	0,306	0,266	0,243	0,258	0,287	4,1		47,6	37,05	8,84				1,7
T ₃₄	0,211	0,184	0,116	0,123	0,198			38,2						
T ₇₉	0,111	0,097	0,032	0,034	0,104		55,7	50,0						
T ₈₀	0,259	0,226	0,174	0,185	0,243	9,2	2,9		3,24		2,4			

Elde edilen keşişim oranları Tablo 3.3'te açıkça görölmektedir. Burada T_{79} trafosu T_{29} ve T_{30} trafosuyla %50'den fazla bir oranda, T_{31} trafosu T_{30} trafosuyla %53,7 ve T_{33} trafosuyla %98,7 oranıyla keşişmektedir. Trafo KA keşişim oranlarının %50 den büyük olduğu T_{31} ve T_{79} trafolarının sistemden kaldırılmasıyla ilgili olarak bu trafolarla en yakın mesafede olan ve trafoların beslemiş oldukları alanları kapsayan T_{29} , T_{30} ve T_{33} trafolarından geriye kalan yükün karşılanması için yük durumunun optimal bir şekilde sağlanmasını yapabilmek için Şekil 2.18'deki algoritma kullanılmalıdır. Bu algoritma yardımıyla Şekil 3.2'de göröldüğü gibi önce sistemden kaldırılacak trafolarla en yakın komşu trafoların boş güç miktarı ($S_{r,i}'$) ve sistemden çıkarılacak trafolarla olan mesafeleri (k_i) gösterilmektedir.



Şekil 3.2 %50'den büyük oranda keşişen trafo ilişkileri

Şekil 3.2'de kaldırması gereken T_{31} trafosunun 182 kVA lik bir yükü ve T_{79} için 297 kVA'lık yükü beslediği görölmektedir. Mevcut komşu trafolardan bu yüklerin karşılanması için her bir trafonun alanları ($\Pi_{TS\ i}$) dikkate alınmıştır. Algoritma T_{29} , T_{30} ve T_{33} trafolarının sırasıyla yük katsayısı " s_i ", alan katsayısı " t_i " ve gücünü " $S_{r,i}$ " hesaplayıp T_{79} ve T_{31} trafolarının yükünü T_{29} , T_{30} ve T_{33} trafolarına paylaşmaktadır.

Algoritma bu işlemleri şu şekilde hesaplamaktadır. T_{31} trafosu için keşişen iki trafo T_{30} ve T_{33} trafolarından yükleri karşılayabilmesi için, T_i kümesi iki elemanlı bir

kümedir. $T_i = \{T_{30}, T_{33}\}$ ve de boş güç değerlerin kVA cinsinden ve de kapsama alanlarını km^2 cinsinden alır. Bu değerlerin her biri için işlem ağırlık katsayısı oluşturulup ortalaması alınarak paylaşımı düşünülen yük ile çarpılıp hangi trafonun ne kadar güç karşılayacağı bulunur.

$$S_{r.31} = 182 \text{ kVA paylaşılmaması düşünülen güç miktarı.}$$

$$S_{r.30}' = 1178 \text{ kVA,}$$

$$\Pi_{TS 30} = 0,2546 \text{ km}^2$$

$$S_{r.33}' = 980 \text{ kVA,}$$

$$\Pi_{TS 33} = 0,2429 \text{ km}^2$$

Yukarıda veriler doğrultusunda sırasıyla yük “ s_i ” ve alan “ t_i ” işlem ağırlık katsayılarını aşağıda hesaplırsak,

$$s_{30} = (S_{r.30}') / (S_{r.30}' + S_{r.33}') = 1178 / 2158 = 0,545$$

$$s_{33} = (S_{r.33}') / (S_{r.30}' + S_{r.33}') = 980 / 2158 = 0,454$$

$$t_{30} = (\Pi_{TS 30}) / (\Pi_{TS 30} + \Pi_{TS 33}) = 0,2546 / 0,4975 = 0,511$$

$$t_{33} = (\Pi_{TS 33}) / (\Pi_{TS 30} + \Pi_{TS 33}) = 0,2429 / 0,4975 = 0,488$$

$$f_{30} = (s_{30} + t_{30}) / 2 = (0,545 + 0,511) / 2 = 0,528$$

$$f_{33} = (s_{33} + t_{33}) / 2 = (0,454 + 0,488) / 2 = 0,471$$

$S_{r.i} = f_i * S_{r.i}'$ her bir trafonun karşılayacağı güç miktarı,

$$S_{r.30} = 182 \text{ kVA} \times 0,528 = 96,096 \text{ kVA}$$

$$S_{r.33} = 182 \text{ kVA} \times 0,472 = 85,722 \text{ kVA} \text{ olmaktadır.}$$

T₇₉ trafosu için kesişen iki trafo T₃₀ ve T₂₉ trafolarından yükleri karşılayabilmesi için, T_i kümesi iki elemanlı bir kümedir. T_i = {T₃₀.T₂₉} ve de fark yükler kVA cinsinden ve de alanlar km² cinsinden alır. Bu değerlerin her biri için işlem ağırlık katsayısı oluşturulup ortalaması alınarak paylaşımı düşünülen yük ile çarpılıp hangi trafonun ne kadar güç karşılayacağı bulunur

$S_{r.79}'' = 297 \text{ kVA}$ paylaşılması düşünülen güç miktarı.

$S_{r.30}' = 1178 \text{ kVA}$,

$\Pi_{TS 30} = 0,2546 \text{ km}^2$

$S_{r.29}' = 508 \text{ kVA}$,

$\Pi_{TS 29} = 0,1365 \text{ km}^2$

Yukarıda veriler doğrultusunda sırasıyla yük “s_i” ve alan “t_i” işlem ağırlık katsayılarını aşağıda hesaplırsak,

$$s_{30} = (S_{r.30}') / (S_{r.30}' + S_{r.29}') = 1178 / 1686 = 0,698$$

$$s_{29} = (S_{r.29}') / (S_{r.30}' + S_{r.29}') = 508 / 1686 = 0,301$$

$$t_{30} = (\Pi_{TS 30}) / (\Pi_{TS 30} + \Pi_{TS 29}) = 0,2546 / 0,3911 = 0,650$$

$$t_{29} = (\Pi_{TS 29}) / (\Pi_{TS 30} + \Pi_{TS 29}) = 0,1365 / 0,3911 = 0,349$$

$$f_{30} = (s_{30} + t_{30}) / 2 = (0,698 + 0,650) / 2 = 0,675$$

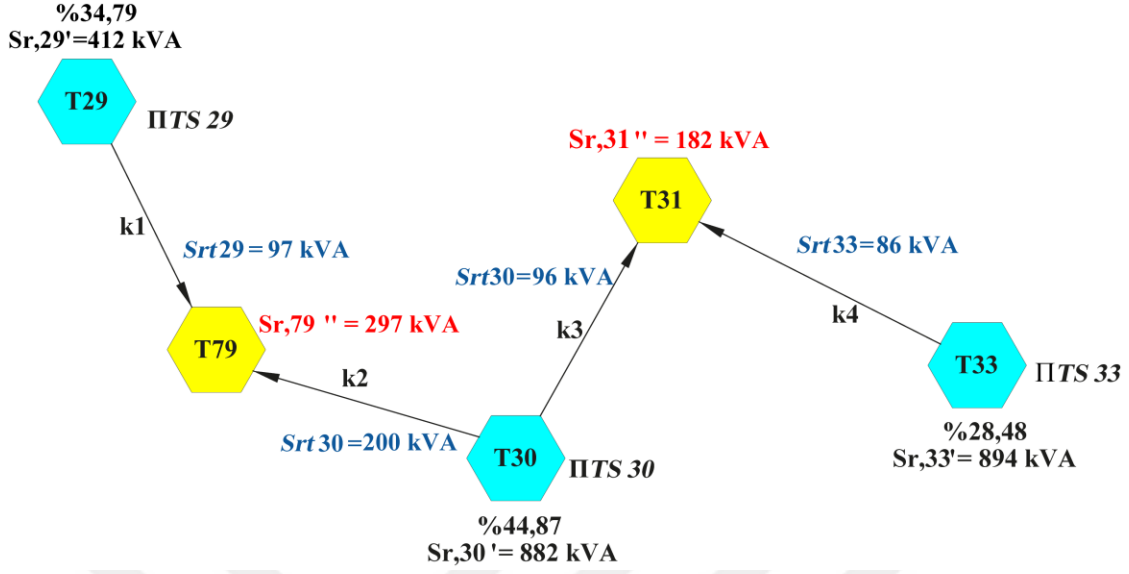
$$f_{29} = (s_{29} + t_{29}) / 2 = (0,301 + 0,349) / 2 = 0,325$$

$S_{rti} = f_i * S_{r.i}''$ her bir trafonun karşılayacağı güç miktarı,

$$S_{rt30} = 297 \text{ kVA} \times 0,675 = 200,178 \text{ kVA}$$

$$S_{rt29} = 297 \text{ kVA} \times 0,325 = 96,525 \text{ kVA} \text{ olarak elde edilir.}$$

Artık son durumda yük dağılımı Şekil 3.3'te görüldüğü gibi olmaktadır.



Şekil 3.3 Optimal yük dağılım ilişkileri

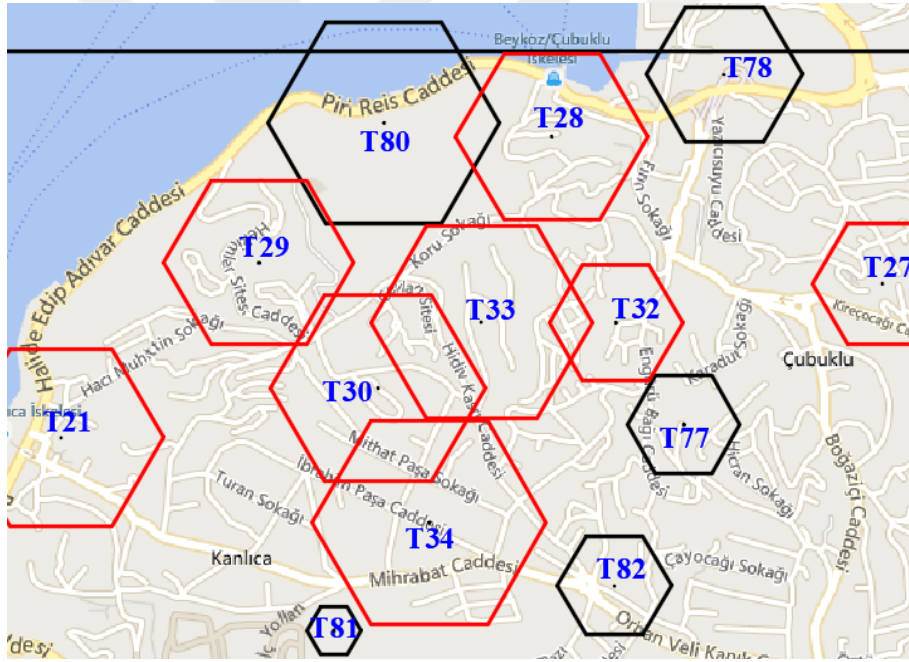
Algoritmanın hesapladığı yük paylaşımı sonucu oluşan yeni trafo yük yoğunlukları ve KA'ları Tablo 3.4'te gösterilmektedir.

Tablo 3.4 Benzeşim ve hesaplama sonucunda elde edilen yük dağılım tablosu

Trafo Kod	U (kV)	$S_{r,i}$ (kVA)	$S_{r,i}''$ (kVA)	σ_i (kVA/km ²)	m	p	R _i (km)	r _i (km)	$\Pi_{TS i}$ (km ²)
T ₂₁	10,5	1600	785,68	49,11	421540	4552114	0,2294	0,1998	0,1368
T ₂₇	10,5	1000	313,01	31,3	423376	4552458	0,1717	0,1495	0,0766
T ₂₈	10,5	400	48	12	422637	4552787	0,232	0,202	0,1399
T ₂₉	10,5	630	219,08	34,79	421982	4552505	0,1711	0,149	0,0761
T ₃₀	10,5	1600	718	44,87	422249	4552225	0,2399	0,209	0,1497
T ₃₂	10,5	400	130,46	32,62	422781	4552370	0,1407	0,1225	0,0515
T ₃₃	10,5	1250	356	28,48	422479	4552371	0,2662	0,2318	0,1842

T ₃₄	10,5	630	143,36	22,76	422363	4551924	0,2114	0,1841	0,1162
T ₇₇	10,5	630	232,78	36,95	422932	4552143	0,1254	0,1092	0,0409
T ₇₈	10,5	1250	475,76	38,06	423022	4552926	0,1741	0,1516	0,0788
T ₈₀	10,5	1600	352	22	422262	4552818	0,259	0,2256	0,1744
T ₈₁	10,5	250	158,2	63,28	422150	4551682	0,0604	0,0526	0,0095
T ₈₂	10,5	1000	572,32	57,23	422777	4551782	0,127	0,1106	0,0419

Tablo 3.4’de belirtilen veriler kullanılarak şebeke KA’ları tekrar oluşturulduğunda Şekil 3.4’deki görünüm elde edilmiştir. Önceki ve sonraki şebeke yapısı karşılaştırıldığında girift yapıdaki şebekenin daha sade bir yapıya dönüştüğü anlaşılmaktadır.



Şekil 3.4 KC bölgesi düzenlenmiş KA

3.1.2. Trafolar Arası YG ve AG Hattının Düzenlenmesi

KC bölgesi A₇ ve B₄ fiderine bağlı trafoların YG hat bağlantı sırası ve mesafeleri Tablo 3.5’te belirtilmiştir.

Tablo 3.6 KÇ bölgesi A7 fideri eniyi YG hattı güzergâhı tayini

No	Trafo Kodu	S _{r,i} (kVA)	m	p	Algoritma Hesaplama Sonucu	
1	T ₂₈	400	422637	4552787	T ₂₈ dan T ₂₉ ye olan uzaklık = 713 m	YG İletim Güzergâhı
2	T ₂₉	630	421982	4552505	T ₂₈ dan T ₃₀ ye olan uzaklık = 683 m	T ₃₀ ile T ₃₃ = 273 m
3	T ₃₀	1600	422249	4552225	T ₂₈ dan T ₃₂ ye olan uzaklık = 441 m	T ₃₂ ile T ₃₃ = 301 m
4	T ₃₂	400	422781	4552370	T ₂₈ dan T ₃₃ ye olan uzaklık = 444 m	T ₃₀ ile T ₃₄ = 321 m
5	T ₃₃	1250	422479	4552371	T ₂₈ dan T ₃₄ ye olan uzaklık = 906 m	T ₂₉ ile T ₃₀ = 387 m
6	T ₃₄	630	422363	4551924	T ₂₉ dan T ₃₀ ye olan uzaklık = 387 m	T ₂₈ ile T ₃₂ = 441 m
$N = C\left(\frac{n_i}{2}\right)$: Trafolar arası olası tüm güzergâhların uzunluğu (Trafo sayılarının ikili kombinasyonu)					T ₂₉ dan T ₃₂ ye olan uzaklık = 809 m	↑ (n _i - 1) tane T _i ve T _j Trafolar arasındaki uzaklıklar
					T ₂₉ dan T ₃₃ ye olan uzaklık = 515 m	
					T ₂₉ dan T ₃₄ ye olan uzaklık = 694 m	
					T ₃₀ dan T ₃₂ ye olan uzaklık = 551 m	
					T ₃₀ dan T ₃₃ ye olan uzaklık = 273 m	
					T ₃₀ dan T ₃₄ ye olan uzaklık = 321 m	
					T ₃₂ dan T ₃₃ ye olan uzaklık = 301 m	
					T ₃₂ dan T ₃₄ ye olan uzaklık = 612 m	
					T ₃₃ dan T ₃₄ ye olan uzaklık = 462 m	

Tablo 3.6'dan anlaşılacağı gibi trafolar arası en kısa ve en uzun mesafeler sırası ile T₃₀ ile T₃₃ =273m, T₃₂ ile T₃₃ =301m, T₃₀ ile T₃₄ =321 m, T₂₉ ile T₃₀ =387 m, T₂₈ ile T₃₂ =441m'dir. A7 fiderin de toplam YG iletim mesafesi 1723 m'dir.

Tablo 3.7 KÇ bölgesi B4 fideri eniyi YG hattı güzergâhı tayini

No	Trafo Kodu	S _{r,i} (kVA)	m	p	Algoritma Hesaplama Sonucu	
1	T ₇₇	400	422637	4552787	T ₇₇ dan T ₇₈ ye olan uzaklık = 789 m	YG İletim Güzergâhı
2	T ₇₈	630	421982	4552505	T ₇₇ dan T ₈₀ ye olan uzaklık = 952 m	T ₇₈ ile T ₈₀ =768 m
3	T ₈₀	400	422781	4552370	T ₇₈ dan T ₈₀ ye olan uzaklık = 768 m	T ₇₇ ile T ₇₈ =789 m

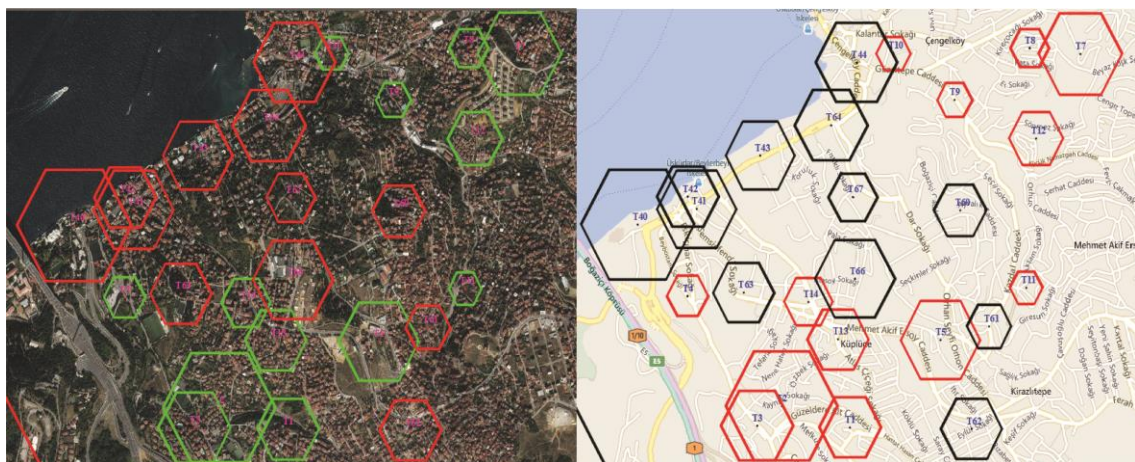
Tablo 3.7'den anlaşılacağı gibi trafolar arası en kısa ve en uzun mesafeler sırası ile T₇₈ ile T₈₀ =768 m, T₇₇ ile T₇₈ =789 m'dir. B4 fiderinde toplam YG iletim mesafesi 1557

hesaplanmıştır. Mevcut sistem incelendiğinde A₇ ve B₄ fiderlerinin toplam YG ileten kablolama maliyet yaklaşık $K_m=2575500$ TL ve kaldırılması düşünülen 630 kVA'lık T₃₁ ve T₇₉ trafolarının trafo hücresi, şalt malzemeleri ve ekipmanları dahil kurulum maliyeti yaklaşık $S_{tkm}=612832$ TL'dir. Optimal şebeke düzenlemesi yapıldığında olması gereken YG ve AG ileten kablolama maliyeti yaklaşık $K_m=2091000$ TL'dir. 630 kVA'lık T₃₁ ve T₇₉ trafolarının demontaj maliyeti ortalama $S_{tdm}=50253$ TL'dir. Her iki durum için de geçerli olan gerilim düşümünden kaynaklanan kayıp enerji maliyeti, kablo maliyetine göre çok küçük bir değer olduğundan toplam maliyete eklenmemiştir.

Mevcut şebekede olması istenmeyen yapıya harcanan toplam maliyet yaklaşık $T_m=3188332$ TL, olması istenen şebekeye harcanılması düşünülen maliyet $T_m=2141253$ TL'dir. Şebeke üzerinde düzenlemeye gidildiğinde 1047079 TL'lik bir maliyet ortadan kalkacaktır. Ayrıca buna trafoların yıllık amortisman ücreti ve fazla kablolama nedeniyle gerilim düşümlerinden kaybolan enerji maliyetini de eklersek bu rakam daha da artacaktır.

3.2. Şebeke Genişletilmesi Durumunda Yeni Dağıtım Trafolarının Kapsama Alanı Tabanlı Konum, Güç ve YG Hattının Belirlenmesine Sistemsel Yaklaşım

Üsküdar Küplüce Kirazlıtepe bölgesi elektrik dağıtım şebeke yapısı ve trafo kapsama alanı Şekil 3.7'de görüldüğü gibi 25 adet farklı güç değerlerine ait AG dağıtım trafolarından oluşmaktadır. 154/10,5 kV' luk gerilim seviyesi ve 60 MVA'lık güce sahip T₀₁ ve T₀₂ trafodan beslenir.



Şekil 3.7 Küplüce- Kirazlıtepe bölgesi 10,5 kV' luk trafo merkezlerinin KA

Tablo 3.8’de 60 MVA’lık T₀₁ trafosunda; K₅ fiderine bağlı T₁ ve T₅ trafoları 1000 kVA’lık, T₂ ve T₄ trafoları 400 kVA’lık ve T₃ trafosu 630 kVA’lıktır. K₃ fiderine bağlı T₇ trafosu 1000 kVA’lık ve T₈-T₉-T₁₀ trafoları 630 kVA’lıktır. K₆ fiderine bağlı T₁₁-T₁₂-T₁₄ trafoları 630 kVA’lık ve T₁₃ trafosu 1600 kVA’lık trafolardan oluşmaktadır.

60 MVA’lık T₀₂ trafosunda, K₂₁ fiderine bağlı T₄₀ trafosu 630 kVA’lık, T₄₃ trafosu 800 kVA’lık, T₄₁ ve T₄₂ trafoları 1000 kVA’lık, T₄₄ trafosu 1600 kVA’lıktır. B₁ fiderine bağlı T₆₀ ve T₆₁ trafoları 1000 kVA’lık ve T₆₂ trafosu 1600 kVA’lıktır. K₂₂ fiderine bağlı T₆₃ ve T₆₇ trafoları 630 kVA’lık, T₆₄ ve T₆₆ trafoları 1000 kVA’lık trafolardan oluşmaktadır.

Tablo 3.8 Üsküdar KK bölgesi elektrik dağıtım şebekesi trafolarının yapısı

154 kV/10,5 kV		10,5 kV / 0,4 kV - Alt Trafo İstasyonları Kodu ve Güçleri									
50 MVA	Fider No	Kod	Güç (kVA)	Kod	Güç (kVA)	Kod	Güç (kVA)	Kod	Güç (kVA)	Kod	Güç (kVA)
T ₀₁	K ₃	T ₇	1000	T ₈	630	T ₉	630	T ₁₀	630		
	K ₅	T ₁	1000	T ₂	400	T ₃	630	T ₄	400	T ₅	1000
	K ₆	T ₁₁	630	T ₁₂	630	T ₁₃	1600	T ₁₄	630		
T ₀₂	K ₂₁	T ₄₀	630	T ₄₁	1000	T ₄₂	1000	T ₄₃	800	T ₄₄	1600
	K ₂₂	T ₆₃	630	T ₆₄	1000	T ₆₆	1000	T ₆₇	630		
	B ₁	T ₆₀	1000	T ₆₁	1000	T ₆₂	1600				

3.2.1. İki Trafonun Konum ve Kapsama Alanından Üçüncü Trafonun Konum ve Kapsama Alanının Bulunması Senaryo Durumu

Burada şebeke dışı genişlemesine örnek olarak Küplüce- Kirazlıtepe bölgesi arasında T₆₁-T₆₂ trafoları baz alınacaktır. Şebeke dışı genişleme; bir şehir ya da kasaba alanının büyümesi sonucu yeni oluşacak yerleşim bölgelerine mevcut şebekenin veya yeni bir dağıtım şebekesinin oluşturulması gerekir. Bir başka deyişle, mevcut şebekenin dışında yeni bir imar bölgesi açıldığında ve bu bölgeye yeni bir YG iletim hattı ve AG dağıtımı

yapılması gerekiyor. Bu bölgeye yakın bölgelerde bulunan trafolar istenen talep gücünü karşılayamayacak durumda ise, o bölgeye diğer trafoların kapsama alanlarına geçmeyecek şekilde kurulu güç ve talep gücü hesaplanarak yeni bir trafonun konumu, koordinatlarının bulunması ve kapsama alanının bulunması olarak tanımlanabilir.

Varsayalım ki KK bölgesinin imar planında cadde sokak belirtilmiş, fakat hali hazırda yapılaşma başlamamış olsun. Bu durumda imara açık olan Mehmet Akif Ersoy Caddesi ile Sağlık Sokağı arasında yeni bir yapılaşma bölgesi gerçekleşecektir. Talep edilen kurulu güç en yakın mesafede bulunan T₆₁ ve T₆₂ trafolarından karşılanamıyorsa ya da yapının bu trafolarla olan uzaklığı AG iletim seviyesinin dışında kalıyorsa bu durumda yeni bir trafo konuşlandırılması gerekecektir. Konuşlandırılması gereken bu trafonun gücü ve konumu öyle eniyi bir yerde olmalı ki kendine en yakın mevcut trafoların kapsama alanlarını işgal etmemelidir. T₆₁-T₆₂ trafolarının bilinen değerleri Tablo 3.9’da verilmiştir.

Tablo 3.9 T₆₁-T₆₂ trafolarının teknik özellikleri

Sıra	Trafo Kodu	n _i	Sr, i (kVA)	σ _i (kVA/km ²)	m	p	R _i (km)	r _i (km)	Π _{TSi} (km ²)
1	T ₆₁	3	1000	55,92	421135	4545334	0,1112	0,0969	0,0322
2	T ₆₂	3	1600	46,76	421046	4544877	0,1539	0,1340	0,0616

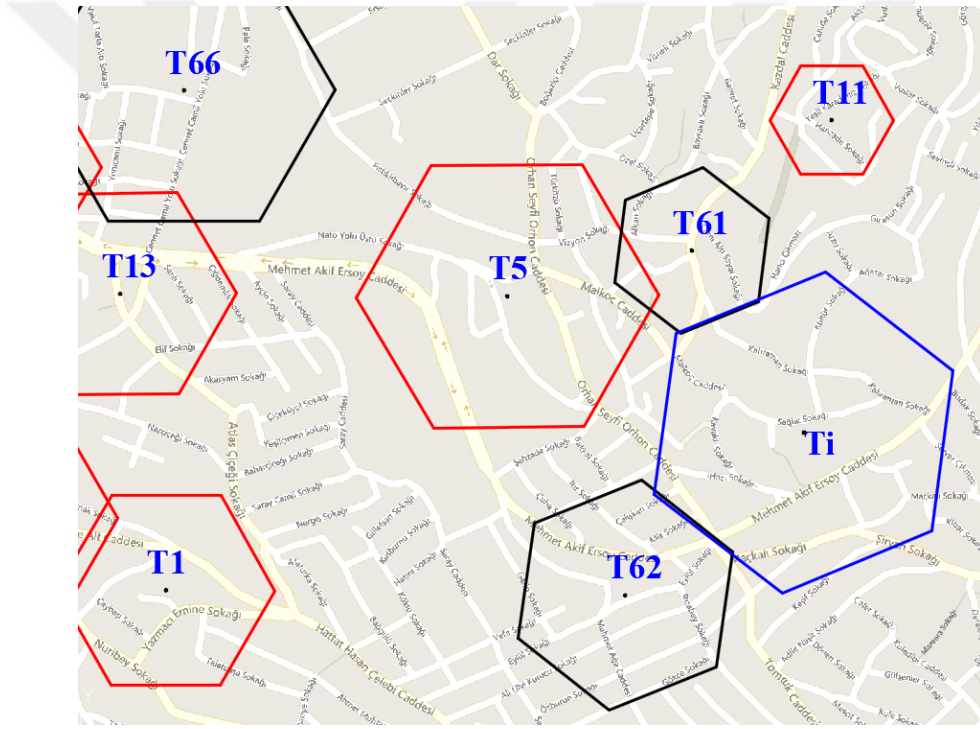
3.2.1.1. Yeni Konuşlanacak Üçüncü Trafonun Güç, Konum ve Kapsama Alanının Bulunması

Tablo 3.9’da kullanılan veriler doğrultusunda Şekil 2.21’de geliştirilen iki trafonun gücü, yük yoğunluğu, koordinat ve bağlı buldukları fider sayısından faydalanılarak üçüncü trafonun konum ve kapsama alanı algoritma akış şeması ile uygulama yapıldığında Tablo 3.10’da belirtilen değerlere ulaşılmaktadır.

Tablo 3.10 Yeni T_i trafosunun seçilen ve hesaplanan değerler tablosu

Sıra	Trafo Kodu	n _i	Sr, i (kVA)	σ _i (kVA/km ²)	m	p	R _i (km)	r _i (km)	Π _{TSi} (km ²)
1	T _i	4	1000	20	421284	4545093	0,2148	0,1817	0,120

Hesaplanan bu değerler doğrultusunda yeni konuşlanacak trafonun, kapsama alanı dış yarıçapı, kartezyen koordinat noktaları m ve p değerleri kullanılarak Şekil 3.8’de Autocad çizim programı içine harita altlığı olarak Google maps uydu ve raster haritaya 1/1 oranında çizilmiştir.



Şekil 3.8 KK bölgesi yeni konuşlanacak T_i trafosunu kapsama alanı görünümü

3.2.1.2. İki Trafodan Yararlanılarak Yeni Konuşlanacak Trafonun YG Hattının Bulunması

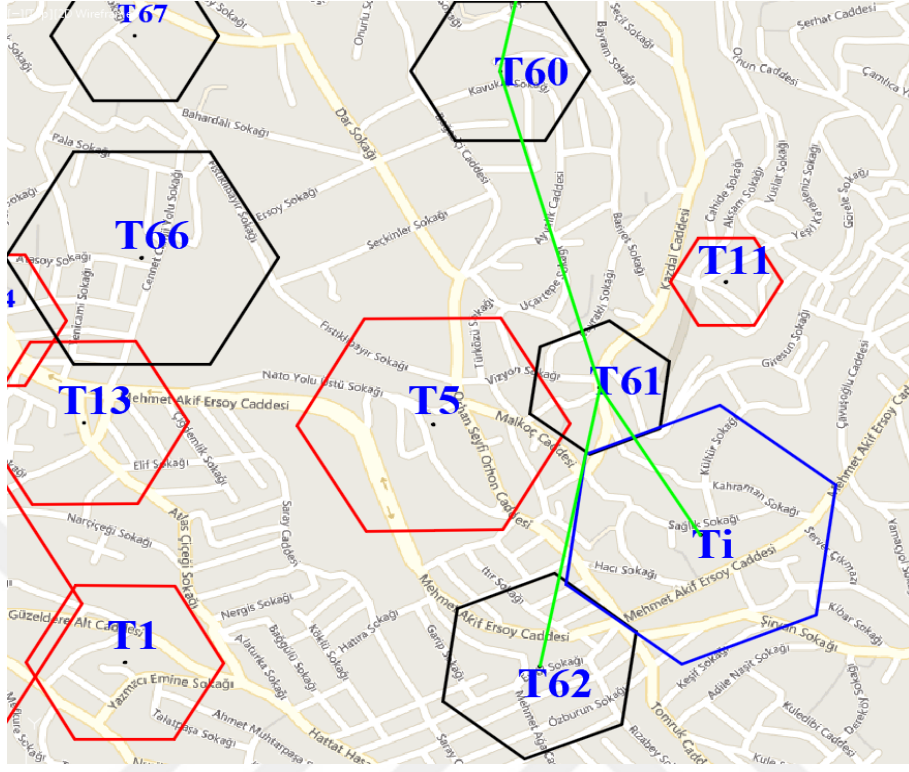
Şekil 3.8’de görüldüğü gibi T_i trafosu konuşlandırıldığında bu trafoya en yakın trafodan YG hattı çekilmesi gerekecektir. Bu durumda en yakın trafodan fider sayısına ve yüküne bağlı olarak hat çekilmesi gerekecektir. Burada T₆₀-T₆₁-T₆₂ trafoları B₁ fiderden

beslenmekte ve yeni T_i trafosuna en yakın trafo merkezinden hat çekmek için Şekil 2.25'te trafolar arası eniyi kablolama güzergah ve metraj hesaplaması algoritma akış şemasını kullanılacaktır. Hesaplama sonucu Tablo 3.11'de belirtilmiştir.

Tablo 3.11 KK T_i trafosuna en eniyi YG hattı güzergahı tayini

No	Trafo Kodu	$S_{r,i}$ (kVA)	m	p	Algoritma Hesaplama Sonucu	
1	T_{60}	1000	420988	4545853	T_{60} dan T_{61} ye olan uzaklık = 539 m	YG İletim Güzergahı
2	T_{61}	1600	421135	4545334	T_{60} dan T_{62} ye olan uzaklık = 979 m	T_{61} ile T_i arası=284 m
3	T_{62}	1600	421046	4544877	T_{60} dan T_i ye olan uzaklık = 816 m	T_{62} ile T_i arası=321 m
Yeni	T_i	1000	421284	4545093	T_{61} dan T_{62} ye olan uzaklık = 466 m	T_{60} ile T_{61} arası=539 m
$N = C \binom{n_i}{2}$: Trafolar arası olası tüm güzergâhların uzunluğu (Trafo sayılarının ikili kombinasyonu) →					T_{61} dan T_i ye olan uzaklık = 284 m	↑ $(n_i - 1)$ tane T_i ve T_j Trafolar arasındaki uzaklıklar
					T_{62} dan T_i ye olan uzaklık = 321 m	

Tablo 3.11'den anlaşılacağı gibi (n_i-1) en kısa uzunluk mesafesi T_{61} ile T_i arası=284 m, T_{62} ile T_i arası=321 m, T_{60} ile T_{61} arası=539 m olarak hesaplanmıştır. T_i trafosu eklenmeden önce Şekil 2.5'teki tek hat şemasına baktığımızda tüm fiderlerdeki trafolar, trafo numaralarına göre kablo metrajı optimal hesaplamasına gidilmeden sıralı bir şekilde YG dağıtım güzergahı oluşturulmuştur. Burada T_{60} ile T_{61} arası=539 m ve T_{61} ile T_{62} arası=466 m olarak sıralı hat çekimi yapılmıştır. Dolayısıyla yeni konuşlanacak trafoya bu sisteme göre T_{62} ile T_i arası=321 m olan güzergah seçilecekti. Fakat bizim kullandığımız algoritmaya göre T_{61} ile T_i arası=284 m olan mesafe daha kısadır. Mevcut trafoların birbirine olan YG iletim mesafeleri ve yeni trafo için kendisine en yakın trafodan çekilecek olan YG iletim mesafesi Şekil 3.9'da raster harita üzerinde gösterilmiştir. Trafolar arası güzergah belirlemede en kısa kapsayan ağaç modeli oluşturulmuştur. Buradaki amaç gidilen bir trafo merkezine ikincikez gitmeden trafolar arası en kısa iletim hattı oluşturmaktır.



Şekil 3.9 KK T_i trafosuna en kısa YG hattı güzergahının görünümü

3.2.2. Üç Trafonun Konum ve Kapsama Alanından Dördüncü Trafonun Konum, Güç ve Kapsama Alanının Bulunması Senaryo Durumu

Varsayalım ki KK bölgesi, Saray Caddesi ile Atlas çiçeği sokağı arasında yeni bir yapılaşma bölgesi ya da kentsel bir dönüşüm gerçekleşecek. Hesaplanan kurulu güç en yakın mesafede bulunan T₁-T₅-T₁₃ trafolarından karşılanamayacak durumda ise öyleyse bu durumda yeni bir trafo konuşlandırılması gerekecektir. Konuşlandırılması gereken bu trafonun gücü ve konumu öyle eniyi bir yerde olmalı ki etrafına en yakın mevcut trafoların kapsama alanlarını işgal etmesin. T₁-T₅-T₁₃ trafolarının bilinen değerleri Tablo 3.12'de belirtilmiştir.

Tablo 3.12 T₁-T₅-T₁₃ trafoların teknik özellikleri

Sıra	Trafo Kodu	n _i	Sr, i (kVA)	σ _i (kVA/km ²)	m	p	R _i (km)	r _i (km)	Π _{TS i} (km ²)
1	T ₁	7	1000	76,38	420435	4544883	0,1454	0,1266	0,0550
2	T ₅	7	1000	40,02	420890	4545274	0,2009	0,1749	0,1049
3	T ₁₃	4	1600	62,16	420375	4545277	0,1541	0,1342	0,0617

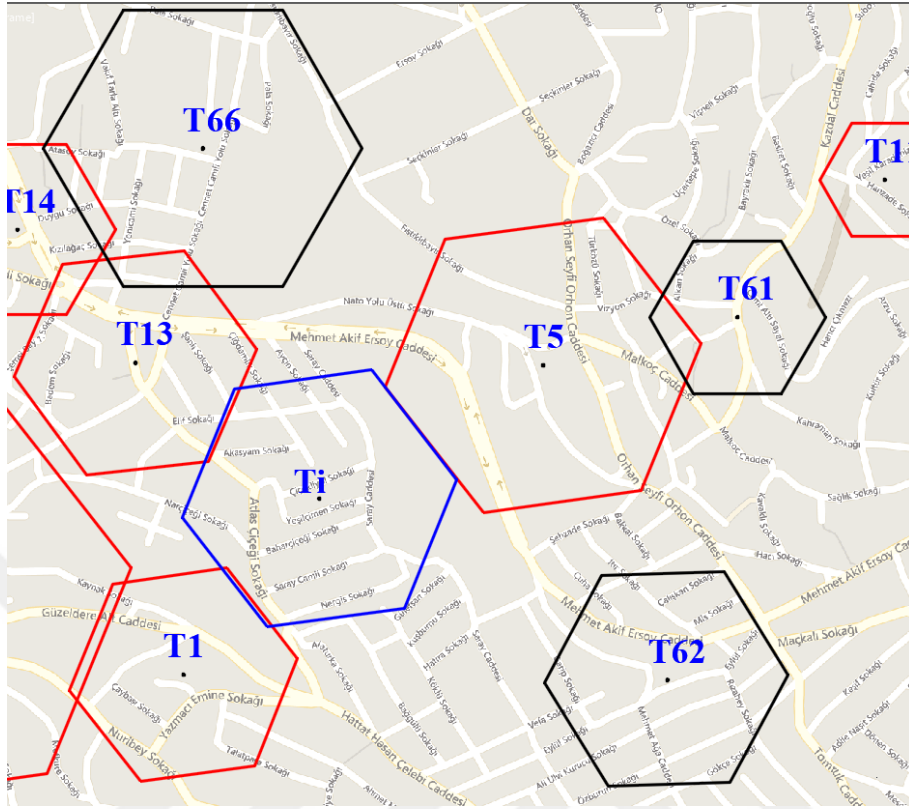
3.2.2.1. Yeni Konuşlanacak Dördüncü Trafonun Güç, Konum ve Kapsama Alanının Bulunması

Bu veriler doğrultusunda Şekil 2.23'te geliştirmiş olduğumuz, üç trafonun, gücü, yük yoğunluğu, koordinat ve bağlı buldukları fider sayısından faydalanılarak dördüncü trafonun, konum, kapsama alanı ve gücünün bulunması algoritmasını uyguladığımızda Tablo 3.13'te belirtilen değerlere ulaşılmıştır.

Tablo 3.13 Yeni T_i trafosunun hesaplanan ve seçilen değerler tablosu

Sıra	Trafo Kodu	n _i	Sr, i (kVA)	σ _i (kVA/km ²)	m	p	R _i (km)	r _i (km)	Π _{TS i} (km ²)
1	T _i	5	823	30,00	420607	4545106	0,1749	0,1541	0,0823
2	T _i	5	1000	24,69	420607	4545106	0,1749	0,1541	0,0823

Hesaplanan bu değerler doğrultusunda yeni konuşlanacak trafonun konumu ve kapsama alanı Şekil 3.10'da Autocad çizim programı içine harita altlığı olarak Google maps Uydu ve Raster haritaya 1/1 oranında çizilmiştir.




Şekil 3.10 KK bölgesi yeni konuşlanacak T_i trafosunu kapsama alanı görünümü

3.2.2.2.Üç Trafodan Yararlanılarak Yeni Konuşlanacak Trafonun YG Hattının Bulunması

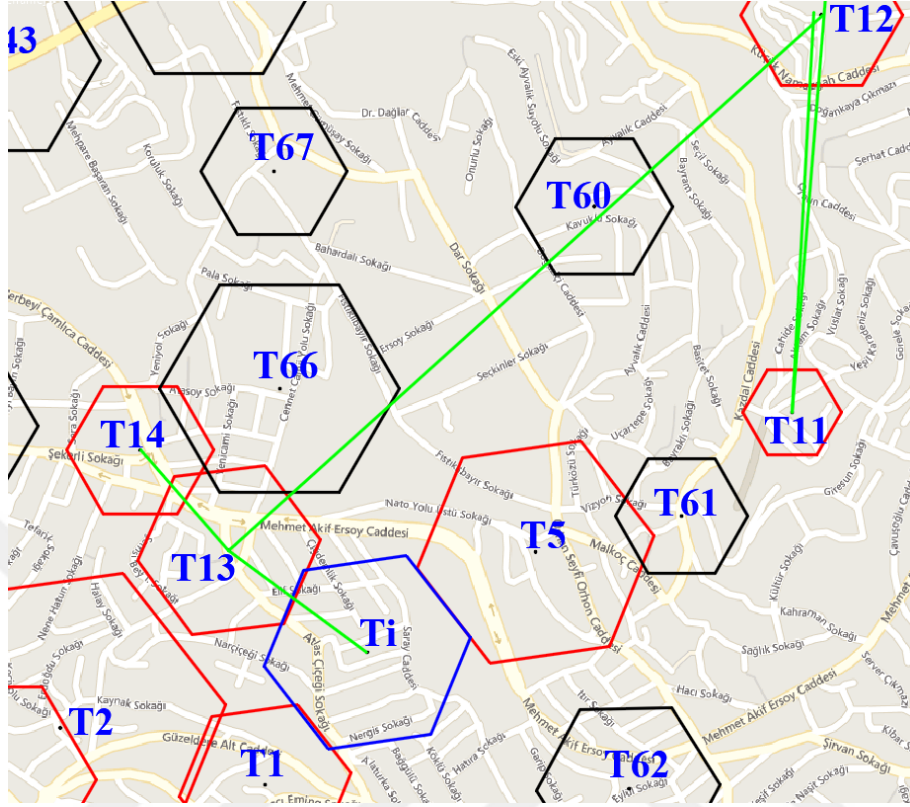
Şekil 3.10'da görüldüğü gibi T_i trafosu konuşlandırdığımızda bu trafoya en yakın trafodan YG hattı çekilmesi gerekecektir. Bu durumda en yakın trafodan fider sayısına ve yüküne bağlı olarak hat çekilmesi gerekecektir. Burada T₀-T₁-T₂-T₃-T₄-T₅-T₆ trafoları K₅ fiderinden, T₁₁-T₁₂-T₁₃-T₁₄ trafoları K₆ fiderinden beslenmektedir.

K₅ fideri 7 trafo ve toplam yükü 4590 kVA, K₆ fiderinin 4 trafo ve toplam yükü 3490 kVA'dır. Talep edilen T_i trafomuz 1000 kVA'dır. Burada T_i trafosuna YG hattını K₆ fiderinden çekilmesi yük açısından daha uygun olacaktır. Yeni T_i trafosuna en yakın trafo merkezinden hat çekmek için Şekil 2.25'te trafolar arası eniyi kablolama güzergah ve metraj hesaplaması algoritma akış şemasını kullanılacaktır. Hesaplama sonucu Tablo 3.14'de belirtilmiştir.

Tablo 3.14 KK T_i trafosuna eniyi YG hattı güzergahı tayini

No	Trafo Kodu	$S_{r,i}$ (kVA)	m	p	Algoritma Hesaplama Sonucu	
1	T_{11}	630	421321	4545508	T_{11} dan T_{12} ye olan uzaklık=669 m	YG İletim Güzergahı
2	T_{12}	630	421370	4546175	T_{11} dan T_{13} ye olan uzaklık =974 m	T_{13} ile T_{14} arası =225 m
3	T_{13}	1600	420375	4545277	T_{11} dan T_{14} ye olan uzaklık =1097 m	T_{13} ile T_i arası =288 m
4	T_{14}	630	420226	4545445	T_{11} dan T_i ye olan u uzaklık =819 m	T_{12} ile T_{13} arası =1340 m
Yeni	T_i	1000	420607	4545106	T_{12} dan T_{13} ye olan uzaklık =1340 m	T_{11} ile T_{12} arası =669 m
$N = C\left(\frac{n_i}{2}\right)$: Trafolar arası olası tüm güzergâhların uzunluğu (Trafo sayılarının ikili kombinasyonu)					T_{12} dan T_{14} ye olan uzaklık 1357 m	 $(n_i - 1)$ tane T_i ve T_j Trafolar arasındaki uzaklıklar
					T_{12} dan T_i ye olan uzaklık =1314 m	
					T_{13} dan T_{14} ye olan uzaklık =225 m	
					T_{13} dan T_i ye olan uzaklık =288 m	
					T_{14} dan T_i ye olan uzaklık =510 m	

Bu tablodan anlaşılacağı gibi en kısa uzunluk mesafesi T_{13} ile T_{14} arası =225 m, T_{13} ile T_i arası =288 m, T_{12} ile T_{13} arası =1340 m, T_{11} ile T_{12} arası =669 m olarak hesaplanmıştır. T_i trafosu eklenmeden önce YG güzergahı sırayla T_{11} ile T_{12} arası=669 m, T_{12} ile T_{13} arası=1340 m ve T_{13} ile T_{14} arası = 225 m'dir. Mevcut trafoların birbirine olan YG iletim mesafeleri ve yeni trafo için hesaplanmış olduğumuz en yakın trafo ve YG iletim mesafesi doğrultusunda Şekil 3.11'de raster harita üzerinde bu güzergahlar gösterilerek en az kapsayan ağaç modeli oluşturulmuştur.



Şekil 3.11 KK T_i trafosuna en kısa YG hattı güzergahının görünümü

T_i trafosu eklenmeden önce Şekil 2.5’te tek hat şemasına baktığımızda tüm fiderlerdeki trafolar, trafo numaralarına göre kablo metrajı eniyi hesaplamasına gidilmeden sıralı bir şekilde YG dağıtım güzergahı oluşturulmuştur. Burada T₁₁ ile T₁₂ arası=669 m, T₁₂ ile T₁₃ arası=1340 m ve T₁₃ ile T₁₄ arası=225 m olarak sıralı hat çekimi yapılmıştır. Dolayısıyla yeni konuşlanacak trafoya bu sisteme göre T₁₄ ile T_i arası=510 m olan güzergah seçilecekti. Fakat bizim kullandığımız algoritmaya göre T₁₃ ile T_i arası=288 m olan mesafe daha kısadır. Ayrıca Şekil 3.11’de görüldüğü gibi YG güzergahı seçiminde T₁₁’den T₁₃’e bir yol izlenmesi gerekirken, mevcut YG güzergahı T₁₂’den T₁₃ trafo merkezine yol izlenmiştir. Bu da yaklaşık olarak; T₁₂ ile T₁₃ arası 1340 m - T₁₁ dan T₁₃ ye olan uzaklık 974 m’dir. İki güzergah arasında 367 m’lik öncesine dönük bakır iletken masrafı ve gerilim düşümü kaybı vardır.

3.2.3. Gerilim Düşümü Kayıpları ve Maliyet Analizi

Üç fazlı bir şebekenin gerilim düşümü enerji kaybı olarak düşünülür ve kablo mesafesine bağlı olarak değişir. YG yeraltı 3x95 mm² NYY bakır yalıtımlı kablunun yer altına kanal açılması, kablo serilmesi, kablo altı ve üstü dolgu atılması, plaka kaplaması, işaret şeridi atılması ve ruhsat alınma bedeli ortalama şu anki şartlara göre 1 metre maliyet $B_k= 500$ TL dir. Üç fazlı elektrik enerjisi birim fiyatı şu anki şartlara göre $B_a=0,709586$ TL/kWh, $B_r=0,291084$ TL/kVArh olarak alınmıştır [84]. Bilindiği gibi şebeke maliyet hesaplamalarında trafonun doğru konuma yerleştirilmemesi sonucu kablolama ve elektrik enerjisi kayıp maliyeti artmaktadır. Bu çalışmada 2 trafodan 3. trafo ve 3 trafodan 4. trafonun bulunması her iki yöntemi için T_i trafosuna çekilecek YG hattının kayıp enerji ve kablo maliyetini eşitlik (72) ve (73) kullanarak hesapladığımızda; Birinci durum için $T_{62}- T_i$ arası olası kablolama maliyet yaklaşık $K_m=160500$ TL'dir. $T_{61}- T_i$ arası olması istenen kablolama maliyet yaklaşık $K_m=142500$ TL'dir. İkinci durum için $T_{14}- T_i$ arası olası kablolama maliyet yaklaşık $K_m=255000$ TL'dir. $T_{13}-T_i$ arası olması istenen kablolama maliyet yaklaşık $K_m=144000$ TL'dir. Her iki durum için kayıp enerji, kablo maliyetine göre çok küçük bir değer olmasından dolayı toplam maliyete eklenmemiştir. Ayrıca mevcut sistem incelendiğinde YG güzergahı seçiminde T_{12} 'den T_{13} 'e $K_m=670185$ TL'dir. T_{11} 'den T_{13} 'e olması gereken kablolama maliyet yaklaşık $K_m=486791$ TL'dir. Eğer geliştirilen bu yöntem uygulansaydı $K_m=183394$ TL' lik kablo maliyet kaybı oluşmayacaktı.

4. SONUÇLAR

Büyük ve karmaşık yapıya sahip elektrik dağıtım şebekesi teknoloji ile birlikte sürekli olarak gelişmektedir. Bu gelişim şehir merkezlerinde talep edilen elektrik enerji miktarını artırmaktadır. Ayrıca dağıtım şebekesinde yeni konutların inşası ile beraber şebeke genişlemekte ve şehir alanlarındaki elektrik yük yoğunluğu da artmaktadır. Yük yoğunluğundaki bu değişimin denetim altına alınması, var olan trafo merkezlerini ve hatları yeniden yapılandırmak veya yeni trafo merkezleri ve hatlar kurmak ile mümkündür.

Mevcut ve yeni inşa edilecek dağıtım trafolarının konum ve güç değerlerinin kapsama alanı tabanlı eniyilemesini gerçekleştirebilmek için çalışmamız İstanbul Üsküdar ilçesi Vaniköy bölgesi incelenmiş mevcut trafoların yük yoğunluğuna ve gücüne bağlı olarak kapsama alanları oluşturulmuştur. Bu kapsama alanlarından tüm AG dağıtım şebekelerine uygulanabilecek özgün matematiksel ve geometrik yöntemler ve algoritmalar geliştirilmiştir.

Çalışmanın ilk kısmı Kanlıca-Çubuklu bölgesinde 15 adet AG trafosuna uygulanmıştır. Burada mevcut trafo KA'nın iç içe girmiş karmaşık durumdaki yapısı şebeke içinde belirlenmiş ve yöntemimiz uygulanarak şebekenin eniyi bir yapıya sokulması sağlanmıştır. Burada T₇₉ trafosu T₂₉ ve T₃₀ trafosuyla %50'den fazla bir oranda, T₃₁ trafosu T₃₀ trafosuyla %53,7 ve T₃₃ trafosuyla %98,7 oranıyla kesiştiği ortaya çıkmıştır. Trafo KA kesişim oranlarının %50 den büyük olduğu T₃₁ ve T₇₉ trafolarının sistemden kaldırılmasıyla ilgili olarak bu trafolar en yakın mesafede olan ve trafoların beslemiş oldukları alanları kapsayan T₂₉, T₃₀ ve T₃₃ trafolarından geriye kalan yükün karşılanması için yük durumu optimal bir şekilde sağlanmıştır. Bu kesişim oranları doğrultusunda az kullanılan veya fazlalık görülen T₃₁ ve T₇₉ trafolar algoritmada göz ardı edilmiştir. Göz ardı edilen trafoların yerine en yakın trafolar arasında yük paylaşımı yapılarak şebekede bulunan trafolar optimal yapıya sokulmuştur. T₃₁ trafosu 182 kVA lik ve T₇₉ trafosu 297 kVA'lık yükü beslemektedir. T₇₉'un 297 kVA'lık yükünün 97 kVA'ını T₂₉'a ve 200

kVA'ini T₃₀ trafosuna dağıtılmıştır. T₃₁ trafosunun 182 kVA'lık yükünün 96 kVA'ini T₃₀ trafosuna ve 86 kVA'ini T₃₃ trafosuna dağıtılmıştır. Bu işlemler sonucunda T₂₉'un yük yoğunluğu %19,3'den %34,79'a, T₃₀'un yük yoğunluğu %26,3'den %44,87'ye ve T₃₃'un yük yoğunluğu %21,6'dan %44,87'ye çıkmıştır. Bu değerler bir trafo için ideal yük yoğunluğu olarak belirtilen %70-90 arası değerlere ulaşmadan sağlanmıştır. Mevcut sistemin trafolar arası 5154 m YG hattına sahiptir. Şebeke düzenlemesi sonucu sistem eniyi hale geldikten sonra trafolar arası YG hattı 3280 m'ye düşecektir. Buna ek olarak şebekede çıkarılması gereken trafo maliyetlerini de eklediğimizde 1047079 TL gibi bir maliyetin sadece Küplüce-Çubuklu bölgesi için geçerli olduğu ortaya çıkmıştır. Bu hesaplama gerilim düşümü maliyetinin diğer maliyet hesaplamalarına göre küçük olması nedeniyle eklenmemiştir. Ayrıca buna trafoların yıllık amortisman ücreti ve fazla kablolama nedeniyle gerilim düşümlerinden kaybolan enerji maliyetini de eklersek bu rakam daha da artacaktır. Bu yaklaşım ile kullanılmayan trafoların optimizasyonunu sağlayarak maliyeti ve buna bağlı olarak trafo kabini, kablolama, kumanda ve şalt malzeme kullanımı, enerji kayıplarında azalma, trafo kabin donanımlarının taşınması ve kurulum maliyeti gibi birçok teknik ve ekonomik kazanımlar sağlanacaktır.

Çalışmanın ikinci kısmında Küplüce-Kirazlıtepe bölgesi 25 adet dağıtım trafosu içeren bölgeye uygulandı. Burada mevcut trafoların kapsama alanlarına geçmeden yeni konuşlandıracağımız trafonun eniyi güçte ve konumda seçimi ve kapsama alanının belirlenmesini sağlayacak yöntemimiz uyguladık. Bu yaklaşımda önce dağıtım şebekesi içinde mevcut trafoların ileride talepleri karşılayamaması (şebeke içi doğru genişleme durumu) veya şehrin büyümesi ile yeni şebeke eklemesi (şebekenin dışı doğru genişleme durumu) yaklaşımlarını kullandık. Şebeke içi genişleme durumunda Küplüce-Kirazlıtepe Saray Caddesi ile Atlas çiçeği sokağı arasında yeni bir yapılaşma bölgesi ya da kentsel bir dönüşüm gerçekleştirileceğini ve en yakın mesafede bulunan T₁-T₅-T₁₃ trafolarından bu kurulu güç talebini karşılanamayacak durumda olduğunu varsaydık. Bu durumda yeni bir trafo konuşlandırılması gerekecektir. KA dayalı

yöntemi uyguladığımda hesaplamalar sonucunda T_i yeni trafosunun eniyi 1000 kVA güce sahip, başlangıç yük yoğunluğunun % 24,69, kapsama alanı 0,0823 km² ve maksimum fider boyu 174 m sahip olduğu sonucuna ulaşıldı. Aynı bölgede Mehmet Akif Ersoy Caddesi ile Sağlık Sokağı arasında şebeke dışı genişleme durumu söz konusu olduğunu ve bölgeye en yakın olan T_{61} ve T_{62} trafolarından bu yükün karşılanamadığını varsayıp KA tabanlı yöntem uygulanmıştır. Hesaplamalar sonucunda T_i yeni trafosunun eniyi 1000 kVA güce sahip, başlangıç % 20 yük yoğunluğuna, kapsama alanı 0,120 km² ve en fazla fider boyu 214 m sahip olduğu sonucuna ulaşıldı. Bu şekilde ileride herhangi bir enerji talebi doğrultusunda bu yöntemi uygulayarak yeni konuşlanacak eniyi trafo güç ve konum değerleri ulaşılabileceği ve dağıtım şebekesi planlanabileceğini ispatlanmıştır.

Ayrıca her iki durum içinde eniyi trafolar arası en kısa yüksek gerilim dağıtım kablolama güzergâhı, gerilim düşümü ve maliyetini içeren analizler yapılmıştır. Bu çalışmada her iki yöntemi için T_i trafosuna çekilecek YG hattının kayıp enerji ve kablo maliyetini hesapladığımızda; ikinci durum için T_{62} - T_i arası olası kablolama maliyet yaklaşık $K_m=160500$ TL'dir. T_{61} - T_i arası olması istenen kablolama maliyet yaklaşık $K_m=142500$ TL'dir. İkinci durum için T_{14} - T_i arası olası kablolama maliyet yaklaşık $K_m=255000$ TL'dir. T_{13} - T_i arası olması istenen kablolama maliyet yaklaşık $K_m=144000$ TL'dir. Her iki durum için kayıp enerji, kablo maliyetine göre çok küçük bir değer olmasından dolayı toplam maliyete eklenmemiştir. Ayrıca mevcut sistem incelendiğinde YG güzergâhı seçiminde T_{12} 'den T_{13} 'e $K_m=670185$ TL'dir. T_{11} 'den T_{13} 'e olması gereken kablolama maliyet yaklaşık $K_m=486791$ TL'dir. Eğer geliştirilen bu yöntem uygulansaydı $K_m=183394$ TL' lik kablo maliyet kaybı oluşmayacaktı.

Önerdiğimiz bu çalışma kısacası, mevcut şehir içi dağıtım şebekesinde YG/AG trafolarının düzenlenmesi, yeni trafo merkezlerinin konum, güç ve YG hattının belirlenme, şebekedeki verimliliği artırmak ve şebeke eniyilemesi üzerine KA tabanlı bir yaklaşım olmasıdır. Geliştirilen bu yöntemler ile ileride yapılacak olan dağıtım

Őebeke planlamalarına yeni bir yaklaşım sunulmaktadır. Ayrıca Őebeke üzerinde geliştirilen özgün matematiksel denklem ve algoritmalar bir yazılım çatısı altında toplandığında dinamik bir Őebeke planlaması yapılabileceği dűřünölmektedir. Ayrıca geliştirilen bu yöntemin ölkemiz 2023 yılı hedefleri doğrultusunda ölkö ekonomisine ve enerji sektörüne katkı sağlayacağı, Őehir gelişim planı ve enerji dağıtımında etkili olacağı dűřünölmektedir.



KAYNAKLAR

- [1] Huang, R., Huang, G. H., Chen, G. H., Dong, C. "Regional heuristic inter- val recourse power system analysis for electricity and environmental systems planning in Eastern China", *Resources Conservation & Recycling*, Volume 122, July 2017, Pages 185-201
- [2] Skobeleva, N.: "Selection of Urban Network's Optimum Parameters at Early Stages of Development Designs" Riga Technical University, Doctoral Program in Power and Electrical Engineering, Institute of Power Engineering, Doctoral Thesis, Riga, 2012
- [3] Borscevskis, O., "Methods of Process Implementation on Change of Voltage Level In Distribution Networks of The Large Cities, Technical Means And Optimization (Riga City Model)", Riga Technical University, Doctoral Program in Power and Electrical Engineering, Institute of Power Engineering, Doctoral Thesis, Riga, 2013
- [4] Moshtagh, M., Jannaty, H., "An Enhanced Model for Siting, Sizing, Timing and Determining the Service Area of MV/LV Transformers", 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, IEEE, Chengdu, China, 28-31 March 2010
- [5] Rad, H. K., Moravej, Z. "Coordinated transmission substations and subtransmission networks expansion planning incorporating distributed generation", *Energy*, Volume 120, 1 February 2017, Pages 996-1011
- [6] Skobeleva, N., Borscevskis, O, Guseva, S., Petrichenko, L., "Integrated Approach to the Formation of Service Areas for Urban Substations of Different Voltage", *Journal of Energy and Power Engineering* 6 (2012) 1358-1362
- [7] Ahmed, E.B., Elanien, A., Salama, M.M.A., Shaban, K.B. "Modern network reconfiguration techniques for service restoration in distribution systems: A step to a smarter grid", *Alexandria Engineering Journal*, Volume 57, Issue 4, December 2018, pp. 3959-3967
- [8] Peng, F., Gao, H., Liu, Y., "Transformer sympathetic inrush characteristics and

- identification based on substation-area information”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 33, No. 1, February 2018 p 218-228
- [9] Noske, S., Falkowski, D., Swat, K., Boboli, T., “UPGRID project: the management and control of LV network”, IET, 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED) 12-15 June 2017
- [10] Audring, D., Hable, M., Lerch, E., Schilling, K., “Greenfield Planning of Modern Metropolises”, IEEE Power Tech Conference, Paper 090310, June 28th –July 2nd, 2009
- [11] Mori, H., Ogita, Y., “A Parallel Tabu Search Based Method for Reconfigurations of Distribution System”, IEEE ,Power Engineering Society Summer Meeting, Seattle, WA, USA, 16-20 July 2000, pp.73-78
- [12] Khodr, H.M., Olsina, F.G., De Oliveira-De Jesus, P.M., et al., “Maximum savings approach for location and sizing of capacitors in distribution systems”, Electr. Power Syst. Res., 2008, vol. 78, pp. 1192-1203
- [13] Zeng, B., Zhang, J., Yang, X., Wang, J., Dong, J., Zhang, Y., “Integrated Planning for Transition to Low-Carbon Distribution System With Renewable Energy Generation and Demand Response”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 29, No. 3, May 2014, pp.1153-1165
- [14] Jimenez, V.A., Will, A., Rodriguez, S., “Phase identification and substation detection using data analysis on limited electricity consumption measurements”, Electric Power Systems Research, 187, 2020, 106450, pp.1-10
- [15] Mohsin, Q.K., Lin, X., Flaih, F.F.M., Dawoud,S.M., Kdair, M., “Optimal Placement and Capacity of Capacitor Bank in Radial Distribution System”, IEEE, 2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS), Nagercoil, India, 7-8 April 2016, pp.416-423
- [16] TEDAŞ, “Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri (2017 Yılı Sonu)”,Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. Genel Müdürlüğü Strateji Geliştirme Daire Başkanlığı, Aralık 2018
- [17] Kabir, G, Sumi, R.S. “Power substation location selection using fuzzy analytic

- hierarchy process and PROMETHEE: A case study from Bangladesh” Energy 72 (2014), pp. 717-730
- [18] Mori, H., Limura, Y., “An improved Tabu Search Approach to Distribution Network Expansion Planning Under New Environment”, IEEE, International Conference on Power System Technology, PowerCon 2004, Singapore Vol. 1 pp.981-986
- [19] Haghifam, M.R., Shahabi, M., “Optimal location and sizing of HV/MV substations in uncertainty load environment using genetic algorithm”, Electric Power Systems Research, 63 (2002), pp.37-50
- [20] Willis, H.L., Tram, H., Engle, M.V. Finley, L., “Optimization applications to power distribution”, IEEE Computer Applications in Power, 8 (4) (1995), pp.12-17
- [21] Yılmaz, B. “Şehir Elektrik Dağıtım Şebekeleri Projeleri, Etüt-Proje Çizim-Hesaplar-Örnekler”, Bizim Büro Basımevi, ISBN: 978-605-62319-0-2, 2011
- [22] Çetin, A., “Türkiye Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Enerji Tedarik Sürekliliği Performans Analizi”, Anadolu Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İleri Teknolojiler Anabilim Dalı, Yüksek Lisans, Eskişehir, 2018
- [23] TEDAŞ “Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. tarihi gelişimi hakkında bilgi”,
http://www.tedas.gov.tr/#!tedas_hakkimizda (15.04.2020)
- [24] ETKB, “Elektrik Dağıtım Şirketleri”,
<https://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Elektrik> (15.04.2020)
- [25] Ülker, N., “Dağıtım Şebekeleri Proje Hazırlama”, Elektrik Mühendisleri Odası, Ankara Şubesi
http://www.emo.org.tr/ekler/31bef974be23b27_ek.pdf (28.01.2020)
- [26] Filipeç, M., Skrlac, D., Krajcar, S., “Genetic Algorithm for Link Distribution System Design”, IEEE, 10th Mediterranean Electrotechnical Conference, MELeCon 2000, Vol. III, pp.887-890
- [27] Audring, D., Hable, M., Lerch, E., Schilling, K., “Greenfield Planning of modern

- Metropolises”, IEEE Bucharest PowerTech Conference, Bucharest, Romania, 28 June-2 July 2009, pp.1-6
- [28] Cui, Y., Wei, T., Zhao, L., Dong, X., Liu, C., Xu, K., “Research on Main Transformer Capacity Configuration of 110 ~35 kV Substation Based On Different Power Regions”, China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2014), Shenzhen, 23-26 Sep. 2014, pp. 680-684
- [29] Tanaka, H., Tsukao, S., Yamashita, D., Niumura, T., Yokoyama, R., “Multiple Criteria Assessment of Substation Conditions by Pair-Wise Comparison of Analytic Hierarchy Process”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, No. 4, October 2010, pp.3017-3023
- [30] Laanetu, M., Hõbejõgi, T., Mazikas, A., Valtin, J., “Basis and method for electrical power grid development planning”, IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Florence, Italy, 7-10 June 2016
- [31] Quan, Z, Caixin, S., Guoqing, C., Qun, D., Ruijin, L., “GIS Based Distribution System Spatial Load Forecasting and the Optimal Planning of Substation Location and Capacity”, IEEE, Proceedings. International Conference on Power System Technology, Kunming, China, China, 13-17 Oct. 2002, pp. 885-889
- [32] TEDAŞ, “Şehir Şebekeleri OG-AG Elektrik Projesi Yapım Esasları El Kitabı-5”,Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. Genel Müdürlüğü Dağıtım Hat ve Şebekeleri Proje ve Tesis Dairesi Başkanlığı, Şubat – 2001
- [33] Temraz, H.K., Quintana, V.H.,“Analytic spatial electric load forecasting methods: A survey”,IEEE, Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering, Volume: 17, Issue: 1 , Jan. 1992,pp. 34 – 42
- [34] Chen, C.S, Wu, T.H., Lee, C.C., Tzeng, Y. M., “The Application of Load Models of Electric Appliances to Distribution System Analysis”, IEEE Transactions on Power Syskms. Vol. 10, No. 3. August 1995
- [35] Wong, S. Bhattacharya, K., Fuller, J. D., “Electric power distribution system design and planning in a deregulated environment”, IET Generation, Transmission

& Distribution, vol. 3, no. 12, Dec. 2009, pp. 1061–1078

- [36] TEDAŞ, “Elektrik Dağıtım Sistemi Temel Eğitimi”, Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. Genel Müdürlüğü, Katılımcı Rehberi, Performans Yönetim Daire Başkanlığı, Seminer kitabı, S.20-24, 2014
- [37] Bayliss, C.R., Moore,D.W., “The transformer feeder substation”, IET, Power Engineering Journal, Volume: 1 , Issue: 5 , September 1987, pp. 269 – 273
- [38] Saatci, M., Dumrul, Y., “Elektrik Tüketimi Ve Ekonomik Büyüme İlişkisinin Dinamik Bir Analizi: Türkiye Örneği”, Uludağ Journal of Economy and Society, Cilt/Vol. XXXII, Sayı/No. 2, 2013, pp. 1-24
- [39] Stojkovska, B., Glamocanin, V., Golob, R., Spasevski, D., “Toward effective geographic information system for the liberalized markets”, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Yokohama, Japan, 6-10 Oct. 2002, vol.2, pp. 870 - 874
- [40] Buhagiar, T., Cayuela, J-P., Procopiou, A., Richards, S., “Poste intelligent-The next generation smart substation for the French power grid”, IET ,13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP), Edinburgh, UK, 7-10 March 2016, pp.1-4
- [41] İlisu İ., Yüksek E., “Gerilim Düşümü ve Hesapları,” TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası İstanbul Şubesi Bülteni, pp. 42–46, 2016.
- [42] Mevzuat, “Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği”, Resmî Gazete Tarihi: 30.11.2000 Resmî Gazete Sayısı: 24246 (15.02.2020)
<https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=9949&MevzuatTur=7&MevzuatTertip=5>
- [43] Gonen, T., Foote, B.,L., “Distribution-system planning using mixed-integer programming”, IEE Proc, Vol. 128, Pt. C, No. 2, March 1981, p.70-79
- [44] Türkay, B., “Distribution System Planning Usign Mixed Integer Programming”, Elektrik, Vol.6, No.1, 1998, c Tubitak EMO, 37-48
- [45] Li, L.L., Yang, Y.F., Wang, C.H., Lin, K.P. “Biogeography-based optimization based on population competition strategy for solving the substation location

- problem” *Expert Systems With Applications* 97 (2018) 290–302
- [46] Ramezani, M., Falaghi, H., Moghaddam, M., P., Haghifam, M., R., “Genetic Based Algorithm for Optimal Placement of Distribution Transformers”, 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Que., Canada, 18-22 June 2006, p 1-5
- [47] Burke, O., Hunt, S. Phang, W., “A Planning Approach for Urban Distribution Networks in Bahrain”, ESB International, Stephen Court, 18-21 St Stephen’s Green, Dublin 2, Ireland, 2009
- [48] Khator, S.K., Leung, L.C. “Power Distribution Planning: A Review of Models and Issues”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, August 1997
- [49] Tang, Y., “Power Distribution System Planning with Reliability Modeling and Optimization”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, February 1996, pp.181-189
- [50] Khodr, H.M., Melian, J.A., Quiroz, A.J. , Picado, D.C., Yusta, J.M., Urdaneta, A.J., “A Probabilistic Methodology for Distribution Substation Location”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 1, February 2003, pp.388-393
- [51] Thompson, G., L., Wall, D., L., “A Branch And Bound Model For Choosing Optimal Substation Locations”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 5, May 1981, p.2683-2688
- [52] Masud, E., “An Interactive Procedure for Sizing and Timing Distribution Substations using Optimization Techniques”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Year: 1974 , Volume: PAS-93 , Issue: 5, pp: 1281-286.
- [53] Hongwei, D., Yixin, Y., Chunhua, H., Chengshan, W., Ge Shaoyun, G., et al, “Optimal planning of distribution substation locations and sizes - model and algorithm”, *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 18, No. 6, pp. 353-357, 1996
- [54] Lin, W.M., Tsay, M.T., Wu, S.W. “ Application of geographic information system for substation and feeder planning”, *Electrical Power & Energy Systems* Vol. 18, No. 3, pp. 175 -183, 1996

- [55] Nara, K., Satoh, T., Aoki, K., Kitagawa, M., “Multi-Year Expansion Planning for Distribution Systems”, Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 3, IEEE, pp. 952- 958, August 1991
- [56] Sepasian, M.S., Seifi, H., Foroud, A.A., Hosseini, S.H., Kabir, E.M. ,“A New Approach for Substation Expansion Planning”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 2, May 2006, pp.997-1004
- [57] Crawford, D.M, Holt, S.B., “A Mathematical Optimization Technique for Locating and Sizing Distribution Substations, and Deriving Their Optimal Service Areas”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-94, no. 2, pp: 230-235, March/April 1975
- [58] Guha, D., Jain, V., Connor, T., Böse, C., “Greenfield Planning Approach for The City of Mumbai Leads to Optimal Future Network Development”,Cired, 18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, No:5, 6-9 June 2005
- [59] Mansour, M.R., Santos, A.C., London, J.B. Jr., Delbem, A.C.B., Bretas, N.G., “Energy Restoration in Distribution Systems Using Multi-Objective Evolutionary Algorithm and an Efficient Data Structure”, Paper accepted for presentation at 2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania, pp. 1-7
- [60] Jeromin, I., Balzer, G., “Game theoretical approach for maintenance planning of large networks”, IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, Norway,19-23 June 2011, pp.1-5
- [61] Quintana, V.H., Temraz, H.K., Hipel, K.W., “ Two-stage power system distribution planning algorithm”, IEE Proceedings-C, Vol. 140, No. I , pp. 17-29, January 1993
- [62] Lin, W.M., Tsay, M.T., Wu, S.W., “Load Assignment for Determining Substation Service Areas With The Aid of Digital Mapping”, Proceedings of TENCON '93. IEEE Region 10 International Conference on Computers, Communications and Automation, Volume: 5, vol.5, 1993, pp. 430-434
- [63] Sun, D.I., Farris, D.R., Cote, P.J., Shoults, R.R., Chen, M.S., “Optimal

- Distribution Substation and Primary Feeder Planning Via The Fixed Charge Network Formulation”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 3, pp. 602-609, March 1982.
- [64] Li, M., Yanyan, C., Yingjie, Y., Chunlei, Z., et al, “Distribution Network Optimize Planning Based on Operation Efficiency and Benefits”, 2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2016) Xi’an, 10-13 Aug, 2016
- [65] Zifa L., Jianhua Z., “Optimal planning of substation of locating and sizing based on GIS and adaptive mutation PSO algorithm” In: Power System Technology, 2006 PowerCon 2006 International Conference on 2006, pp.1-5. IEEE
- [66] El-Fouly, T.H.M., Zeineldin, H.H., El-Saadany, E.F., Salama, M.M.A., “A new optimization model for distribution substation siting, sizing, and timing”, *Electrical Power and Energy Systems* 30 (2008) 308–315
- [67] Temraz, H.K., Salama, M.M.A., “A planning model for siting, sizing and timing of distribution substations and defining the associated service area”, *Electric Power Systems Research* 62 (2002) 145_/151
- [68] Ghamsari-Yazdela, M., Esmailia, M., Amjady, N. “Optimal substation-based joint allocation of PMUs and measuring channels considering network expansion planning” *Electrical Power and Energy Systems*, 106 (2019), pp. 274–287
- [69] Navarro,A., Rudnick, H., “Large-Scale Distribution Planning-Part I: Simultaneous Network and Transformer Optimization”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, May 2009, pp. 744-751
- [70] Abedi, M.H., Hosseini, H., Jalilvand, A., “Sub-transmission substation expansion planning considering load center uncertainties of size and location”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 2019, 109, (1), pp.413-422
- [71] Amiri, S. V. M., Mirazizi, H. R., “A new approach to optimal location of single-transformer sub-transmission substations using GIS analysis,” 2017 Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC), Semnan, 2017, pp. 156-166.

- [72] Guseva, S., Skobeļeva, N., “Load Determination and Selection of Transformer Substations’ Optimal Power for Tasks of Urban Networks’ Development”, Scientific Journal of Riga Technical University, Power and Electrical Engineering, Volume 27, 2010, p. 31-36.
- [73] Guseva, S., Skobeļeva, N., Breners, N., Borscevskis, O., “Determination of service areas of urban transformer substations and distribution using geometrical templates”, Latvian Journal of Physics and Technical Sciences, vol.6, Riga, Latvia, 2009, p. 16-26.
- [74] Guseva, S., Skobeļeva, N., Borscevskis, O., Breners, N., “Geometrical modelling of service areas and distribution of urban transformer substations in the city territory”, Proceedings of the XI International Scientific Conference, Problems of Present-day Electrotechnics, PPE-2010”, 1-3 June, Kyiv, Ukraine, 2010, CD, 4 p.
- [75] Guseva, S., Borscevskis, O., Skobeleva, N., Breners, N., “The system approach to placement of transformer substations in the power supply system of the city”, Proceedings of the 5-th International Conference on Electrical and Control Technologies, ECT-2010, 6-7 May, Kaunas, Lithuania, 2010, p. 211-214.
- [76] Guseva, S., Borscevskis, O., Skobeleva, N., Petrichenko, L., “Urban Power supply system’s development in conditions of certain information”, Proceedings of the tenth IASTED European Conference, “Power and Energy Systems”, Crete, Greece, 2011, CD, p. 27-31.
- [77] Guseva, S., Borscevskis, O., Skobeleva, N., Petrichenko, L., “Perspective loads of transformer substations at development of urban power supply systems”, Power Engineering Quarterly, Acta Energetica 2/11 (2012) | p. 71–77
- [78] Akar, O., Terzi, U. K., Ozgonenel, O., “Coverage Based Optimization of Location and Power Values of Current and New Distribution Transformers”, 6. Int. Multidis. Stud. Cong., Gaziantep, Turkey, April 2019, vol.1, no.1, pp. 395–405
- [79] Chen, C.S., Huang, M.Y., Chen, C.C., “Expansion planning of substation capacity by considering service reliability”, IEEE, International Conference on Power System Technology, PowerCon 2004, Singapore, 21-24 Nov. 2004, pp.58-62

- [80] Rau, N.S., Taylor, B., “A Central Inventory of Storage and Other Technologies to Defer Distribution Upgrades - Optimization and Economics”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 1, January 1998, pp.194-202
- [81] McDonald, J., D., Wojszczyk, B., Flynn, B., Voloh, I., “Distribution Systems, Substations, and Integration of Distributed Generation”, Encyclopedia of Sustainability Science and Technology edited by Robert A. Meyers. DOI:10.1007/978-1-4419-0851-3, Chapter 2, 30-45
- [82] EMO, “Elektrik Yük Faktörü”, Marmara Enerji Formu 2007, YTÜ Oditoryum-İstanbul, 7-8 Eylül 2007
http://www.emo.org.tr/etkinlikler/marbef/etkinlik_metin.php?etkinlikkod=66&metin_kod=466 (15.04.2019)
- [83] MSB: “Sayısal Coğrafi Verilerin Kullanımı”, Harita Genel Müdürlüğü,
<https://www.harita.gov.tr/images/egitim/fa2582fff78f29a.pdf> (20.04.2019)
- [84] ENERJİSA “Vaniköy Elektrik Dağıtım Şebekesi Bilgisi”. Vaniköy Operasyon Merkezi, Nisan 2019.

EKLER

EK-1 İstanbul Üsküdar İlçesi Vaniköy Bölgesi Trafo Teknik Bilgileri

İSTANBUL ÜSKÜDAR İLÇESİ VANİKÖY BÖLGESİ																
Sıra	TEİAŞ TR	Fider Kodu	Trafo Kod	Trafo No	U (kV)	S _{r,i} (kVA)	S _{r,i} " (kVA)	σ _i (kVA/km ²)	Boylam: Meridyen (m)	Enlem: Paralel (p)	X Koordinat	Y Koordinat	R _i (km)	r _i (km)	Π _{TSi} (km ²)	İlçe
1	T ₁ 60 MVA	K ₅	T ₀	6089	10,5	630	392,77	62,34	29,056198	41,02934	420628	4544261	0,1277	0,1112	0,0424	ÜSKÜDAR
2	T ₁ 60 MVA	K ₅	T ₁	6078	10,5	1000	763,84	76,38	29,053832	41,034925	420435	4544883	0,1454	0,1266	0,0550	ÜSKÜDAR
3	T ₁ 60 MVA	K ₅	T ₂	6526	10,5	400	32,92	8,23	29,049729	41,035751	420091	4544979	0,2801	0,2440	0,2040	ÜSKÜDAR
4	T ₁ 60 MVA	K ₅	T ₃	6520	10,5	630	196,01	31,11	29,048284	41,034947	419969	4544891	0,1808	0,1575	0,0850	ÜSKÜDAR
5	T ₁ 60 MVA	K ₅	T ₄	6029	10,5	400	239,79	59,95	29,044043	41,040129	419619	4545470	0,1038	0,0904	0,0280	ÜSKÜDAR
6	T ₁ 60 MVA	K ₅	T ₅	6036	10,5	1000	400,21	40,02	29,059182	41,038486	420890	4545274	0,2009	0,1749	0,1049	ÜSKÜDAR
7	T ₁ 60 MVA	K ₅	T ₆	6094	10,5	630	255,3	40,52	29,060062	41,055869	420984	4547203	0,1584	0,1380	0,0653	ÜSKÜDAR
8	T ₁ 60 MVA	K ₃	T ₇	6095	10,5	1000	208,15	20,82	29,067381	41,050065	421593	4546552	0,2105	0,1834	0,1152	ÜSKÜDAR
9	T ₁ 60 MVA	K ₃	T ₈	6157	10,5	630	388,5	61,67	29,064346	41,050274	421338	4546578	0,0971	0,0846	0,0245	ÜSKÜDAR

10	T ₁ 60 MVA	K ₃	T ₉	6259	10,5	630	477,4	75,78	29,0599	41,048153	420962	4546347	0,0876	0,0763	0,0199	ÜSKÜDAR
11	T ₁ 60 MVA	K ₃	T ₁₀	6244	10,5	630	506,24	80,36	29,056205	41,04999	420653	4546554	0,0850	0,0741	0,0188	ÜSKÜDAR
12	T ₁ 60 MVA	K ₆	T ₁₁	6012	10,5	630	538,88	85,54	29,064277	41,040633	421321	4545508	0,0824	0,0718	0,0177	ÜSKÜDAR
13	T ₁ 60 MVA	K ₆	T ₁₂	6068	10,5	630	198,47	31,50	29,064773	41,046644	421370	4546175	0,1358	0,1183	0,0480	ÜSKÜDAR
14	T ₁ 60 MVA	K ₆	T ₁₃	6197	10,5	1600	994,56	62,16	29,053061	41,038462	420375	4545277	0,1541	0,1342	0,0617	ÜSKÜDAR
15	T ₁ 60 MVA	K ₆	T ₁₄	6080	10,5	630	240,22	38,13	29,051267	41,039961	420226	4545445	0,1235	0,1075	0,0396	ÜSKÜDAR
16	T ₁ 60 MVA	K ₇	T ₁₅	6037	10,5	1000	404,25	40,43	29,071878	41,078147	422004	4549667	0,1998	0,1741	0,1038	BEYKOZ
17	T ₁ 60 MVA	K ₇	T ₁₆	6572	10,5	1250	670,5	53,64	29,06781	41,082758	421668	4550183	0,1940	0,1689	0,0978	BEYKOZ
18	T ₁ 60 MVA	K ₇	T ₁₇	6112	10,5	400	135,07	33,77	29,068867	41,086057	421760	4550548	0,1383	0,1204	0,0497	BEYKOZ
19	T ₁ 60 MVA	K ₇	T ₁₈	6141	10,5	100	40,18	40,18	29,068477	41,089314	421732	4550910	0,0634	0,0552	0,0104	BEYKOZ
20	T ₁ 60 MVA	K ₇	T ₁₉	6123	10,5	630	350,32	55,61	29,068653	41,087607	421744	4550720	0,1352	0,1178	0,0476	BEYKOZ
21	T ₁ 60 MVA	K ₇	T ₂₀	6571	10,5	630	249,44	39,59	29,067408	41,093425	421647	4551368	0,1603	0,1396	0,0668	BEYKOZ
22	T ₁ 60 MVA	K ₇	T ₂₁	6575	10,5	1600	785,68	49,11	29,066048	41,100131	421540	4552114	0,2294	0,1998	0,1368	BEYKOZ
23	T ₁ 60 MVA	K ₈	T ₂₂	6695	10,5	630	396	62,86	29,065563	41,078361	421474	4549696	0,0680	0,0592	0,0120	BEYKOZ

24	T ₁ 60 MVA	K ₈	T ₂₃	6110	10,5	630	163,58	25,97	29,070547	41,081243	421896	4550012	0,1058	0,0921	0,0291	BEYKOZ
25	T ₁ 60 MVA	A ₆	T ₂₄	6248	10,5	315	100,45	31,89	29,089966	41,094926	423544	4551514	0,0955	0,0831	0,0237	BEYKOZ
26	T ₁ 60 MVA	A ₆	T ₂₅	6066	10,5	630	443,64	70,42	29,09128	41,102167	423662	4552317	0,0908	0,0791	0,0215	BEYKOZ
27	T ₁ 60 MVA	A ₆	T ₂₆	6019	10,5	1000	378,68	37,87	29,091335	41,104431	423670	4552569	0,1561	0,1359	0,0633	BEYKOZ
28	T ₁ 60 MVA	A ₆	T ₂₇	6038	10,5	1000	313,01	31,30	29,087851	41,103407	423376	4552458	0,1717	0,1495	0,0766	BEYKOZ
29	T ₁ 60 MVA	A ₇	T ₂₈	6060	10,5	400	48	12,00	29,079015	41,1063	422637	4552787	0,2320	0,2020	0,1399	BEYKOZ
30	T ₁ 60 MVA	A ₇	T ₂₉	6021	10,5	630	122,08	19,38	29,071259	41,103697	421982	4552505	0,2291	0,1995	0,1365	BEYKOZ
31	T ₁ 60 MVA	A ₇	T ₃₀	6570	10,5	1600	422	25,09	29,074467	41,101197	422249	4552225	0,3200	0,2787	0,2678	BEYKOZ
32	T ₁ 60 MVA	A ₇	T ₃₁	6539	10,5	630	182,71	29,00	29,076064	41,103363	422386	4552464	0,1873	0,1631	0,0912	BEYKOZ
33	T ₁ 60 MVA	A ₇	T ₃₂	6515	10,5	400	130,46	32,62	29,080777	41,102561	422781	4552370	0,1407	0,1226	0,0515	BEYKOZ
34	T ₁ 60 MVA	A ₇	T ₃₃	6022	10,5	1250	270	21,60	29,077192	41,102542	422479	4552371	0,3057	0,2662	0,2429	BEYKOZ
35	T ₁ 60 MVA	A ₇	T ₃₄	6013	10,5	630	143,36	22,76	29,07586	41,0985	422363	4551924	0,2114	0,1841	0,1162	BEYKOZ
36	T ₁ 60 MVA	A ₈	T ₃₅	6131	10,5	1600	645,21	40,33	29,105488	41,061077	424809	4547742	0,2139	0,1863	0,1190	ÜMRANİYE
37	T ₁ 60 MVA	A ₈	T ₃₆	6130	10,5	1000	422,8	42,28	29,109721	41,060452	425164	4547669	0,1652	0,1438	0,0709	BEYKOZ

38	T ₁ 60 MVA	A ₈	T ₃₇	6099	10,5	630	311,65	49,47	29,114018	41,058342	425523	4547431	0,1212	0,1056	0,0382	ÜMRANİYE
39	T ₁ 60 MVA	A ₈	T ₃₈	6079	10,5	400	185,31	46,33	29,116413	41,055322	425721	4547093	0,0998	0,0869	0,0259	ÜMRANİYE
40	T ₁ 60 MVA	A ₈	T ₃₉	6081	10,5	1000	423,12	42,31	29,118852	41,053953	425925	4546939	0,1651	0,1438	0,0709	ÜMRANİYE
41	T ₂ 60 MVA	K ₂₁	T ₄₀	6506	10,5	630	90	14,29	29,041016	41,042979	419368	4545789	0,2853	0,2484	0,2116	ÜSKÜDAR
42	T ₂ 60 MVA	K ₂₁	T ₄₁	6519	10,5	1000	460,56	46,06	29,044534	41,043634	419664	4545859	0,2002	0,1743	0,1042	ÜSKÜDAR
43	T ₂ 60 MVA	K ₂₁	T ₄₂	6032	10,5	1000	744,77	74,48	29,044003	41,04413	419620	4545914	0,1574	0,1371	0,0644	ÜSKÜDAR
44	T ₂ 60 MVA	K ₂₁	T ₄₃	6071	10,5	800	388,21	48,53	29,048304	41,04582	419984	4546098	0,1744	0,1519	0,0791	ÜSKÜDAR
45	T ₂ 60 MVA	K ₂₁	T ₄₄	6667	10,5	1600	1138,32	71,15	29,054007	41,049608	420468	4546514	0,2037	0,1774	0,1079	ÜSKÜDAR
46	T ₂ 60 MVA	K ₂₁	T ₄₅	6518	10,5	630	455,39	72,28	29,051833	41,054163	420291	4547021	0,1268	0,1104	0,0418	ÜSKÜDAR
47	T ₂ 60 MVA	K ₂₁	T ₄₆	6116	10,5	630	79	12,54	29,057571	41,067679	420789	4548517	0,3045	0,2652	0,2410	ÜSKÜDAR
48	T ₂ 60 MVA	K ₂₁	T ₄₇	6114	10,5	1250	339	27,12	29,061016	41,067191	421078	4548460	0,2916	0,2540	0,2211	ÜSKÜDAR
49	T ₂ 60 MVA	K ₂₀	T ₄₈	6513	10,5	1600	563	35,19	29,077649	41,043819	422449	4545849	0,3238	0,2821	0,2727	ÜSKÜDAR
50	T ₂ 60 MVA	K ₂₀	T ₄₉	6509	10,5	1000	437,34	43,73	29,073633	41,043455	422111	4545813	0,2296	0,2000	0,1371	ÜSKÜDAR
51	T ₂ 60 MVA	K ₂₀	T ₅₀	6258	10,5	1000	590,52	59,05	29,07809	41,059727	422505	4547616	0,1976	0,1721	0,1015	ÜSKÜDAR

52	T ₂ 60 MVA	K ₂₀	T ₅₁	6087	10,5	630	124,7	19,79	29,075947	41,062638	422328	4547941	0,2709	0,2360	0,1909	ÜSKÜDAR
53	T ₂ 60 MVA	K ₂₀	T ₅₂	6084	10,5	630	440,36	69,90	29,074183	41,062592	422179	4547937	0,1442	0,1256	0,0540	ÜSKÜDAR
54	T ₂ 60 MVA	K ₂₀	T ₅₃	6083	10,5	630	95	15,08	29,072799	41,063785	4220645	4548071	0,3104	0,2704	0,2505	ÜSKÜDAR
55	T ₂ 60 MVA	K ₂₀	T ₅₄	6085	10,5	1250	501,6	40,13	29,069371	41,056683	421768	4547285	0,2680	0,2335	0,1868	ÜSKÜDAR
56	T ₂ 60 MVA	K ₂₀	T ₅₅	6214	10,5	1000	655,04	65,50	29,066589	41,054659	421532	4547063	0,1876	0,1634	0,0915	ÜSKÜDAR
57	T ₂ 60 MVA	K ₂₀	T ₅₆	6224	10,5	1000	468,64	46,86	29,065085	41,055242	421406	4547129	0,2218	0,1932	0,1280	ÜSKÜDAR
58	T ₂ 60 MVA	K ₂₀	T ₅₇	6097	10,5	800	281,43	35,18	29,064289	41,058488	421343	4547491	0,2290	0,1995	0,1364	ÜSKÜDAR
59	T ₂ 60 MVA	B ₆	T ₅₈	6016	10,5	400	193,51	48,38	29,058692	41,058302	420872	4547475	0,0618	0,0538	0,0099	ÜSKÜDAR
60	T ₂ 60 MVA	B ₆	T ₅₉	6119	10,5	1250	500,45	40,04	29,056139	41,057032	420656	4547336	0,1200	0,1045	0,0374	ÜSKÜDAR
61	T ₂ 60 MVA	B ₁	T ₆₀	6067	10,5	1000	397,6	39,76	29,060281	41,043714	420988	4545853	0,1319	0,1149	0,0452	ÜSKÜDAR
62	T ₂ 60 MVA	B ₁	T ₆₁	6251	10,5	1000	559,2	55,92	29,062089	41,039055	421135	4545334	0,1112	0,0969	0,0322	ÜSKÜDAR
63	T ₂ 60 MVA	B ₁	T ₆₂	6125	10,5	1600	748,2	46,76	29,061097	41,034925	421046	4544877	0,1539	0,1340	0,0616	ÜSKÜDAR
64	T ₂ 60 MVA	K ₂₂	T ₆₃	6155	10,5	630	301,28	47,82	29,047387	41,040294	419900	4545485	0,1559	0,1358	0,0632	ÜSKÜDAR
65	T ₂ 60 MVA	K ₂₂	T ₆₄	6045	10,5	1000	554,63	55,46	29,052529	41,047075	420341	4546234	0,1824	0,1589	0,0865	ÜSKÜDAR

66	T ₂ 60 MVA	K ₂₂	T ₆₅	6516	10,5	1000	463,5	46,35	29,055635	41,064097	420622	4548121	0,1995	0,1738	0,1035	ÜSKÜDAR
67	T ₂ 60 MVA	K ₂₂	T ₆₆	6230	10,5	1000	456,91	45,69	29,054036	41,040907	420460	4545547	0,2010	0,1750	0,1050	ÜSKÜDAR
68	T ₂ 60 MVA	K ₂₂	T ₆₇	6118	10,5	630	483,84	76,80	29,053871	41,044189	420450	4545912	0,1230	0,1072	0,0394	ÜSKÜDAR
69	T ₂ 60 MVA	K ₂₂	T ₆₈	6062	10,5	400	130,5	32,63	29,052919	41,053417	420381	4546938	0,1504	0,1310	0,0588	ÜSKÜDAR
70	T ₂ 60 MVA	K ₂₂	T ₆₉	6512	10,5	400	198,08	49,52	29,053705	41,057922	420453	4547437	0,1221	0,1063	0,0388	ÜSKÜDAR
71	T ₂ 60 MVA	K ₂₂	T ₇₀	6117	10,5	1000	482,54	48,25	29,055984	41,058426	420645	4547491	0,1955	0,1703	0,0994	ÜSKÜDAR
72	T ₂ 60 MVA	K ₁₉	T ₇₁	6262	10,5	630	244,86	38,87	29,062106	41,070986	421174	4548881	0,0865	0,0753	0,0194	ÜSKÜDAR
73	T ₂ 60 MVA	K ₁₉	T ₇₂	6528	10,5	630	43,51	6,91	29,056312	41,072711	420689	4549077	0,2051	0,1787	0,1094	ÜSKÜDAR
74	T ₂ 60 MVA	B ₅	T ₇₃	6108	10,5	630	354,49	56,27	29,064847	41,072443	421406	4549040	0,1016	0,0885	0,0269	ÜSKÜDAR
75	T ₂ 60 MVA	B ₅	T ₇₄	6150	10,5	630	157,5	25,00	29,066596	41,073469	421555	4549152	0,1525	0,1328	0,0604	ÜSKÜDAR
76	T ₂ 60 MVA	B ₅	T ₇₅	6569	10,5	1000	467,26	46,73	29,058159	41,073833	420846	4549200	0,1405	0,1224	0,0513	ÜSKÜDAR
77	T ₂ 60 MVA	B ₅	T ₇₆	6115	10,5	630	87,4	13,87	29,059168	41,069736	420926	4548744	0,2047	0,1783	0,1089	ÜSKÜDAR
78	T ₂ 60 MVA	B ₄	T ₇₇	6020	10,5	630	232,78	36,95	29,08261	41,100526	422932	4552143	0,1254	0,1092	0,0409	BEYKOZ
79	T ₂ 60 MVA	B ₄	T ₇₈	6576	10,5	1250	475,76	38,06	29,083581	41,107588	423022	4552926	0,1741	0,1516	0,0788	BEYKOZ

80	T ₂ 60 MVA	B ₄	T ₇₉	6006	10,5	630	297,28	47,19	29,071081	41,101889	421965	4552304	0,1110	0,0967	0,0320	BEYKOZ
81	T ₂ 60 MVA	B ₄	T ₈₀	6638	10,5	1600	352	22,00	29,074542	41,106539	422261	4552818	0,2590	0,2256	0,1744	BEYKOZ
82	T ₂ 60 MVA	K ₁₇	T ₈₁	6065	10,5	250	158,2	63,28	29,073353	41,096299	422149	4551682	0,0604	0,0526	0,0095	BEYKOZ
83	T ₂ 60 MVA	K ₁₇	T ₈₂	6144	10,5	1000	572,32	57,23	29,080807	41,097266	422777	4551782	0,1270	0,1106	0,0419	BEYKOZ
84	T ₂ 60 MVA	K ₁₇	T ₈₃	6699	10,5	1600	694,13	43,38	29,083378	41,091633	422986	4551154	0,1845	0,1607	0,0885	BEYKOZ
85	T ₂ 60 MVA	K ₁₇	T ₈₄	6573	10,5	630	237,89	37,76	29,076081	41,081075	422361	4549988	0,1241	0,1081	0,0400	BEYKOZ
86	T ₂ 60 MVA	K ₁₆	T ₈₅	6111	10,5	1000	520,98	52,10	29,070924	41,072433	421917	4549033	0,1331	0,1159	0,0460	ÜSKÜDAR
87	T ₂ 60 MVA	K ₁₆	T ₈₆	6260	10,5	1600	438,23	27,39	29,098396	41,074854	424229	4549278	0,2321	0,2022	0,1401	BEYKOZ
88	T ₂ 60 MVA	K ₁₆	T ₈₇	6574	10,5	400	38,87	9,72	29,098639	41,074543	424249	4549243	0,1949	0,1697	0,0987	BEYKOZ
89	T ₂ 60 MVA	K ₁₆	T ₈₈	6092	10,5	250	123,54	49,42	29,093005	41,071568	423772	4548918	0,0683	0,0595	0,0121	BEYKOZ
90	T ₂ 60 MVA	K ₁₅	T ₈₉	6378	10,5	1000	350,3	35,03	29,074805	41,073671	422245	4549167	0,1814	0,1580	0,0856	BEYKOZ
91	T ₂ 60 MVA	K ₁₅	T ₉₀	6027	10,5	1600	727,87	45,49	29,079237	41,069953	422613	4548750	0,2014	0,1754	0,1055	BEYKOZ
92	T ₂ 60 MVA	K ₁₅	T ₉₁	6018	10,5	1250	843,75	67,50	29,086454	41,067191	423216	4548437	0,1461	0,1273	0,0555	BEYKOZ
93	T ₂ 60 MVA	K ₁₅	T ₉₂	6646	10,5	630	345,15	54,79	29,097876	41,06609	424175	4548305	0,1152	0,1003	0,0345	BEYKOZ

94	T ₂ 60 MVA	K ₁₅	T ₉₃	6077	10,5	630	178,84	28,39	29,1055	41,060935	424810	4547726	0,1600	0,1393	0,0665	ÜMRANİYE
----	--------------------------	-----------------	-----------------	------	------	-----	--------	-------	---------	-----------	--------	---------	--------	--------	--------	----------

Sıra	TEİAŞ TR	Fider Kodu	Trafo Kod	Trafo No	U (kV)	S _{r.i} (kVA)	S _{r.i} " (kVA)	σ _i (kVA/ km ²)	Boylam: Meridyen (m)	Enlem: Paralel (p)	X Koordi nat	Y Koordina t	R _i (km)	r _i (km)	Π _{TSi} (km ²)	İlçe
1	T ₁ 60 MVA	T ₁	T ₀₁	6000	154	60000	5428,30 4	9,05	29,06568	41,07011	421700	4548783	5,2471	4,1719	71,585	ÜSKÜDAR
2	T ₂ 60 MVA	T ₂	T ₀₂	6001	154	60000	5307,19 6	8,85	29,06568	41,07011	421700	4548783	4,8443	4,2192	61,015	ÜSKÜDAR

EK-2 Trafo Kapsama Alanı Kesişim Oranı Bulma Yazılım Kodları

```
import math
import json
tablo_1 = [
    ["t21", 10.5, ...
    ...
    ["t30", 10.5, 1600, ...
    ...
]
#print(tablo_1)
tablo_2 = []
tablo_3 = []
durum_3 = []
tablo_1_lenght = len(tablo_1) # biz burada tablo_1 değişkenin uzunluğunu hesapladık
print(tablo_1_lenght)
for i in range(tablo_1_lenght):
    ...
    ri = 0.54 * math.sqrt((tablo_1[i][7] * tablo_1[i][8] * tablo_1[i][2]) / ( tablo_1[i][4] *
1000))
    ...
with open('tablo2.json', 'w', encoding='utf-8') as f:
    json.dump(tablo_2, f)
    f.close()
```

```

tablo_2_lenght = len(tablo_2)

#print(tablo_2_lenght)

for i in range(tablo_2_lenght):

    ...

    tablo_3.append( [tablo_2[i][0], ( (II_TS_i_2*1000000)), (ri_ussu*1000) ] )

with open('tablo3.json', 'w', encoding='utf-8') as f:

    json.dump(tablo_3, f)

    f.close()

for i in range(tablo_1_lenght) :

    #print("i:", i)

    ...

    ...

    ...

    m3_adim4_1 = ( ( ( (tablo_3[i][2] + tablo_3[x][2])**2) - (k_i**2)) )
    m3_adim4_2 = (k_i**2) - ( (tablo_3[x][2]- tablo_3[i][2])**2 )

    try:

        m3_adim4 = math.sqrt( (m3_adim4_1 * m3_adim4_2) )

    except:

        m3_adim4 = 0

        pass

    ...

    ...

    p3_adim4_2 = ( (k_i**2 - ((tablo_3[x][2] - tablo_3[i][2])**2)) )

    try:

        p3_adim4 = math.sqrt(( p3_adim4_1 * p3_adim4_2) )

    except:

```

```

p3_adim4 = 0

pass

...

k3= (math.sqrt( ( (m4_toplam - m3_toplam)**2 ) + ( (p4_toplam -
p3_toplam)**2 ) ) ) / 2

e = math.sqrt( (r1**2) ...

...

###Sayfa 1

if ( k_i > r1 ) and ( k_i > r2 ) and ... :

...

II_TS_b = ((math.pi * (r1**2)) * ( (2* (beta)) / 360 ) ) - ( (r1 - k2)* (k3) )
kesisim_orani_1 = (II_TS_t / II_TS_1 ) * 100

...

### sayfa 2

...

beta_1 = ( (p) / (r1) )

...

#print("II_TS_b_1:",II_TS_b_1)

II_TS_t_1 = ( (II_TS_a_1 ) + (II_TS_b_1) )

#print ( "II_TS_t_1:",II_TS_t_1)

...

#Sayfa 4

if (k_i <r2) and (k_i>r1) and ... :

...

II_TS_b_3 = ( (math.pi * (r1**2)) - ( (2*(alfa_3))/ 360 ) - ( (k_i)+ (h) ) * (k3)
)

```

```

# print("II_TS_b_3:", II_TS_b_3)
...
print(tablo_1[i][0], tablo_1[x][0], "kesisim_orani :", kesisim_II_TS_4,
"Sayfa 4")

# Sayfa 5
...
# Sayfa 6
k_a = (r2 - k_i)
k_b = (r1 - k_i)
...
# Sayfa 9
if ((k_i < r1) and (k_i < r2) and ... :
...
if II_TS_1 > II_TS_2 :
    # print(tablo_1[x][0], "kesisim oranı %100 dür 2.durum Sayfa 9 ")
#
if II_TS_2 > II_TS_1 :
    # print(tablo_1[i][0], "kesisim oranı %100 dür 2.durum Sayfa 9")
# Sayfa 10
if ((r1) + (r2)) <= k_i and (k3) == 0 :
    # print(tablo_1[i][0], "ve", tablo_1[x][0], "kesisim oranı 0 dır Sayfa 10")

```

EK 3- Trafolar Arası Yük Dağılımı Bulma Yazılım Kodları

```
for z in range(len(tablo_50)):

    print("\r\n")

    print(tablo_50[z])

    s_1_1 = ( tablo_50[z][0][9] ) / ( tablo_50[z][0][9] + tablo_50[z][1][9] )
    s_1_2 = ( tablo_50[z][1][9] ) / ( tablo_50[z][1][9] + tablo_50[z][0][9] )

    t_1_1 = ( tablo_50[z][0][10] ) / ( tablo_50[z][0][10] + tablo_50[z][1][10] )
    t_1_2 = ( tablo_50[z][1][10] ) / ( tablo_50[z][1][10] + tablo_50[z][0][10] )

    f_1_1 = ( s_1_1 + t_1_1 ) / 2
    f_1_2 = ( s_1_2 + t_1_2 ) / 2

    s_r_t_i_1 = f_1_1 * tablo_50[z][0][3]
    s_r_t_i_2 = f_1_2 * tablo_50[z][1][3]

    tablo_60.append([tablo_50[z][0][0], tablo_50[z][1][0], s_r_t_i_1, s_r_t_i_2])

    print(tablo_50[z][0][0], tablo_50[z][1][0], s_r_t_i_1, s_r_t_i_2)

    print("\r\n")

    en_yakin = []

    for i in range(tablo_1_lenght) :

        for x in range(tablo_1_lenght):

            if i != x:

                k_i = math.sqrt(( (tablo_1[x][5] - tablo_1[i][5]) **2 ) + ((tablo_1[x][6]-
                tablo_1[i][6])**2) )

                en_yakin.append([ tablo_1[i][0], tablo_1[i][0] k_i])

            #min(en_yakin)

            en_yakins_1_1 = ( min(en_yakin)[i][0][9] ) / ( min(en_yakin)[i][0][9] +
            min(en_yakin)[x][1][9] )
```

```
en_yakins_1_2 = ( min(en_yakin)[i][1][9] ) / ( min(en_yakin)[i][1][9] +  
min(en_yakin)[x][0][9] )
```

```
en_yakint_1_1 = ( min(en_yakin)[i][0][10] ) / ( min(en_yakin)[i][0][10] +  
min(en_yakin)[x][1][10])
```

```
en_yakint_1_2 = ( min(en_yakin)[i][1][10] ) / ( min(en_yakin)[i][1][10] +  
min(en_yakin)[x][0][10])
```

```
en_yakinf_1_1 = ( en_yakins_1_1 + en_yakint_1_1 ) / 2
```

```
en_yakinf_1_2 = ( en_yakins_1_2 + en_yakint_1_2 ) / 2
```

```
en_yakins_r_t_i_1 = en_yakinf_1_1 * min(en_yakin)[i][0][3]
```

```
en_yakins_r_t_i_2 = en_yakinf_1_2 * min(en_yakin)[i][1][3]
```

```
print(en_yakins_r_t_i_1)
```

```
print(en_yakins_r_t_i_2)
```

EK-4 İki Trafo Gücü, Yük Yoğunluğu, Koordinat ve Bağlı Buldukları Fider Sayısından Faydalanılarak Üçüncü Trafonun Konum ve Kapsama Alanı Bulunması Yazılım Kodları

ni=input('Yeni trafonun bağlanması düşünüldüğü fiderdeki toplamda oluşacak trafo sayısını girin:')

n1=input('Birinci trafonun fiderinde bulunan trafo sayısını girin:')

n2=input('İkinci trafonun fiderinde bulunan trafo sayısını girin:')

m1=input('Birinci trafo boylamını girin:')

p1=input('Birinci trafo enlemini girin:')

m2=input('İkinci trafo boylamını girin:')

p2=input('İkinci trafo enlemini girin:')

Bi=input('Trafo yük faktörünü girin:')

Sri1=input('Birinci trafonun nominal gücünü girin:')

Sri2=input('İkinci trafonun nominal gücünü girin:')

Sri=input('Üçüncü talep edilen trafonun nominal gücünü girin:')

Bolge=input('Üçüncü talep edilen trafonun bölge konumu:')

Sigmai1=input('Birinci trafonun Yük yoğunluğunu girin:')

Sigmai2=input('İkinci trafonun Yük yoğunluğunu girin:')

Sigmai=input('Üçüncü trafonun olması düşünülen Yük yoğunluğunu girin:')

PIts1=(n1*Bi*Sri1)/(Sigmai1*1000)

PIts2=(n2*Bi*Sri2)/(Sigmai2*1000)

PItsi=(ni*Bi*Sri)/(Sigmai*1000)

Ri1=0.62*sqrt(PIts1)*1000

Ri2=0.62*sqrt(PIts2)*1000

Ri=0.62*sqrt(PItsi)*1000

ri1=0.54*sqrt(PIts1)*1000

```

ri2=0.54*sqrt(PIts2)*1000
ri=0.54*sqrt(PItsi)*1000
ki=sqrt((m2-m1)^2+(p2-p1)^2)
l=ki-(ri1+ri2)
ki1=ri1+ri
ki2=ri2+ri
epsilon=((ki1+ki2+ki)/2)
beta=acosd(abs((m2-m1)/ki))
lamda=asind((2*sqrt(epsilon *(epsilon -ki1)*(epsilon -ki2)*(epsilon -ki)))/(ki*ki1))
fi=beta+lamda
if (m1<m2) && (p1<p2) && Bolge==1;
    m=m1+ki1*cosd(fi)
    p=p1+ki1*sind(fi)
elseif (m1>m2) && (p1<p2) && Bolge==2;
    m=m1-ki1*cosd(fi)
    p=p1+ki1*sind(fi)
elseif (m1>m2) && (p1>p2) && Bolge==3;
    m=m1-ki1*cosd(fi)
    p=p1-ki1*sind(fi)
elseif (m1<m2) && (p1>p2) && Bolge==4;
    m=m1+ki1*cosd(fi)
    p=p1-ki1*sind(fi)

end

mi=double(m)
pi=double(p)

```

```
xlswrite('trafo_koordinat_ve_yaricaplari_bulma.xls',mi,1,'G3')
```

```
xlswrite('trafo_koordinat_ve_yaricaplari_bulma.xls',pi,1,'G4')
```

```
xlswrite('trafo_koordinat_ve_yaricaplari_bulma.xls',ri,1,'G5')
```

```
xlswrite('trafo_koordinat_ve_yaricaplari_bulma.xls',Ri,1,'G6')
```

```
xlswrite('trafo_koordinat_ve_yaricaplari_bulma.xls',PItsi*10^6,1,'G7')
```



EK-5 Üç Trafo Gücü, Yük Yoğunluğu, Koordinat ve Bağlı Buldukları Fider Sayısından Faydalanılarak Dördüncü Trafonun Konum, Kapsama Alanı ve Gücünün Bulunması Yazılım Kodları

```
n1=input('Birinci trafonun fiderinde bulunan trafo sayısını girin:')
n2=input('İkinci trafonun fiderinde bulunan trafo sayısını girin:')
n3=input('Üçüncü trafonun fiderinde bulunan trafo sayısını girin:')
ni=input('Yeni trafonun bağlanması düşünüldüğü fiderdeki toplamda oluşacak trafo sayısını girin:')
m1=input('Birinci trafo boylamını girin:')
p1=input('Birinci trafo enlemini girin:')
m2=input('İkinci trafo boylamını girin:')
p2=input('İkinci trafo enlemini girin:')
m3=input('Üçüncü trafo boylamını girin:')
p3=input('Üçüncü trafo enlemini girin:')
Bi=input('Trafo yük faktörünü girin:')
Sri1=input('Birinci trafonun nominal gücünü girin:')
Sri2=input('İkinci trafonun nominal gücünü girin:')
Sri3=input('Üçüncü trafonun nominal gücünü girin:')
Sigmai1=input('Birinci trafonun Yük yoğunluğunu girin:')
Sigmai2=input('İkinci trafonun Yük yoğunluğunu girin:')
Sigmai3=input('Üçüncü trafonun Yük yoğunluğunu girin:')
Sigmai=input('Yeni trafonun olması düşünülen Yük yoğunluğunu girin:')
PIts1=(n1*Bi*Sri1)/(Sigmai1*1000)
PIts2=(n2*Bi*Sri2)/(Sigmai2*1000)
PIts3=(n3*Bi*Sri3)/(Sigmai3*1000)
Ri1=0.62*sqrt(PIts1)*1000
```

```

Ri2=0.62*sqrt(PIts2)*1000
Ri3=0.62*sqrt(PIts3)*1000
ri1=0.54*sqrt(PIts1)*1000
ri2=0.54*sqrt(PIts2)*1000
ri3=0.54*sqrt(PIts3)*1000

syms m p

[m,p]=solve(sqrt((m-m1)^2+(p-p1)^2)-sqrt((m-m3)^2+(p-p3)^2)-(ri1-ri3)==0,sqrt((m-
m1)^2+(p-p1)^2)-sqrt((m-m2)^2+(p-p2)^2)-(ri1-ri2)==0)

r=sqrt((m-m1)^2+(p-p1)^2)-ri1

mi=double(m)
pi=double(p)
ri=double(r)

Ri=(ri*(2/sqrt(3)))

Sri((((3*sqrt(3))/2)*Sigmai*Ri*Ri)/(ni*Bi))

PItsi=(ni*Bi*Sri)./(Sigmai)

xlswrite('trafo_koordinat_ve_yaricaplari_bulma.xls',mi,1,'C3')
xlswrite('trafo_koordinat_ve_yaricaplari_bulma.xls',pi,1,'C4')
xlswrite('trafo_koordinat_ve_yaricaplari_bulma.xls',ri,1,'C5')
xlswrite('trafo_koordinat_ve_yaricaplari_bulma.xls',Ri,1,'C6')
xlswrite('trafo_koordinat_ve_yaricaplari_bulma.xls',Sri,1,'C7')
xlswrite('trafo_koordinat_ve_yaricaplari_bulma.xls',PItsi,1,'C8')

```

EK-6 Trafolar Arası Eniyi Kablolama Güzergah ve Yol Hesaplaması Yazılım Kodları

```
#include <iostream>
#include <math.h>
#include <string.h>
using namespace std;
typedef struct { // graf düğümleri için tanımlanan structure
    float x;
    float y;
    char ID[10];
}dugum;
typedef struct{
    float delta;
    char Noktalar[30];
}mesafe;
int n; // düğüm sayısı
int sayac;
int cnt;
int faktoriyel(int n, int r)
{
    int fak; // veri yedeklemek için kullanılıyor.
    int n_fak = 1;
    int n_r_fak = 1;
    for (int i = n; i > 0; i--)
    {
        n_fak = n_fak * i;
```

```

    }

    for (int i = (n - r); i > 0; i--)
    {
        n_r_fak = n_r_fak * i;
    }

    fak = n_fak / (n_r_fak * 2);

    return fak;
}

int main()
{
    while (1)
    {
        // Kullanıcıdan veri girişi sağlanıyor.
        cout << "Dugum sayisini giriniz = ";
        cin >> n;

        // Mesafeler için faktöriyel hesabı yapılıyor.
        sayac = faktoriyel(n, 2);
        dugum *graf_dugumler = new dugum[n];

        //float *dugum_mesafesi = new float[sayac + 1];
        mesafe *dugum_mesafesi = new mesafe[sayac + 1];

        // Kullanıcıdan veri girişi sağlanıyor.
        for (int i = 0; i < n; i++)
        {
            // Alınan düğüm bilgileri üzerinden noktalar arası uzaklıklar
            hesaplanıyor.

            for (int i = 0; i < n; i++)

```

```

    {
        for (int k = i + 1; k < n; k++)
        {
        }
    }
    cnt = 0;
    for (int i = 0; i < sayac; i++)
    {
        cout << i << " . nokta = " << dugum_mesafesi[i].delta << endl;
    }
    // Noktalar arasındaki mesaler küçükten büyüğe sıralanıyor.
    for (int i = 0; i < sayac; i++)
    {
        for (int k = i + 1; k < sayac; k++)
        {
            if (dugum_mesafesi[i].delta > dugum_mesafesi[k].delta)
            {
            }
        }
    }
    cout << "Siralama sonucu" << endl;
    for (int i = 0; i < (n - 1); i++)
    {
        cout << dugum_mesafesi[i].Noktalar << " = ";
        cout << dugum_mesafesi[i].delta << endl;
    }
}
}

```

EK-7 Maliyet Algoritmasının Hesaplaması Yazılım Kodları

```
N_a    = input("Na ?")    # etkin guc değeri (W)
N_r    = input("Nr ?")    # tepkin guc değeri (VAr)
L      = input("L ?")     # iletkenin boyu (m)
X      = input("X ?")     # iletkenin öz iletkenliği (m/ohm.mm2)
q      = input("q ?")     # iletken kesiti (mm2)
B_a    = input("Ba ?")    # etkin birim enerji maliyeti (TL/kWh)
B_r    = input("Br ?")    # tepkin birim enerji maliyeti (TL/kVArh)
B_k    = input("Bk ?")    # bir metre kablo montaj maliyeti (TL)
U      = input("U ?")     # sebeke gerilimi (V)
S_tkm  = input("Trafo kurulum maliyeti ( Ayedaş malzeme montaj-demontaj birim
maliyet tablosu ) ?")
S_tdm  = input("Trafo demontaj maliyeti ( yedaş malzeme montaj-demontaj birim
maliyet tablosu ) ?")
# K_m  = input("K_m    ?")    # kablo maliyeti (TL)
K_m    = B_k * L
# T_m  = input("T_m    ?")    # toplam maliyeti (TL)
T_m    = K_m + S_tkm + S_tdm
#uc delta_gk  = input("uc delta_gk ?") # toplam kayip guc (VA)
uc_delta_gk  = 3 * ( (L) / ( X * q * (U**2) ) ) * ( (N_a**2) + (N_r**2) )
#E_k      = input("Ek ?")     # Enerji kayıp maliyeti (TL)
E_k      = ( uc_delta_gk * B_a ) + ( Uc_Delta_gk * B_r )
print(E_k)
```

ÖZGEÇMİŞ

1. **Adı Soyadı:** Onur AKAR
2. **Doğum Tarihi:** 1981
3. **Unvanı:** Öğretim Görevlisi (M.Sc.)
4. **Öğrenim Durumu:**

Derece	Alan	Okul	Yıl
Lise	Elektrik Bölümü	Giresun Endüstri Meslek Lisesi	1998
Lisans	Elektrik Eğitimi	Marmara Üniversitesi /Teknik Eğitim Fakültesi / Elektrik Öğretmenliği	2005
Lisans	Elektrik ve Kontrol Mühendisliği	Karadeniz Teknik Üniversitesi /Mühendislik Fakültesi / Elektrik-Elektronik Mühendisliği	2017
Y. Lisans	Elektrik Eğitimi	Marmara Üniversitesi / Fen Bilimleri Enstitüsü	2011
Doktora	Elektrik-Elektronik Mühendisliği	Marmara Üniversitesi/Fen Bilimleri Enstitüsü	Devam

5. Yayınlar

5.1 Uluslararası hakemli dergilerde yayımlanan makaleler

- **Akar, O.**; Terzi, Ü.,K.; Ozgonenel, O., et.al.“ An Efficient Methodology Based on Coverage Area to Modify Location and Power Ratings of Distribution Transformers”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, Doi: 10.1109/TPWRD.2020.3025858
- **Akar, O.**, Terzi U.K., Tunçalp B.K. , et.al. “Determination of the Optimum Hybrid Renewable Power System: A case study of Istanbul Gedik University Gedik Vocational School”, Balkan Journal of Electrical and Computer Engineering, 7(4), 2019, 456-463., Doi: 10.17694/bajece.623632

- **Akar, O.**; Terzi, Ü.,K.; Ozgonenel, O.:“ A New Speed Control Technique for a Separately Excited Direct Current Motor by PID Controller”, Balkan Journal Of Electrical & Computer Engineering, 6, 2018, 12-17., Doi: 10.17694/bajece.410209
- Uzun, H; **Akar, O.**; Demirci, A.; Akuner, M.C.; Terzi, U.K.: “Analyzing High Efficiency Asynchronous Motors Using Scalar Control Technique”, Balkan Journal Of Electrical & Computer Engineering, 6,2018, 23-26., Doi: 10.17694/bajece.410219
- Topuz, P.; Cicek, B., **Akar, O.**: “Kinetic Investigations of AISI 304 Stainless Steel Boronized in Indirect Heated Fluidized Bed Furnace” Journal of Mining and Metallurgy, Section B: Metallurgy, 52(1), 2016, 63-68., Doi: 10.2298/JMMB150301007T

5.2 Uluslararası bilimsel toplantılarda sunulan ve bildiri kitabında (Proceedings) basılan bildiriler.

- Demirci,A.; **Akar, O.**, Terzi, U.K., et.al.: “Investigation of International Harmonic Standards in Power Systems”, 4th International Mardin Artuklu Scientific Researches Conference, ISBN 978-625-7898-20-1, August 7-8, 2020, Mardin, Turkey, pp.97-110
- Ozgonenel, O., Terzi, U.,K.; **Akar, O.**, et.al.“ Discrimination of Magnetizing Inrush and Internal Fault Currents Based on Stockwell Transform and ANN Approach for Transformer Protection” IEEE, 11th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO2019), Bursa, Turkey, 2019.
- **Akar, O.**: Terzi, U.,K.; Ozgonenel, O.:“ Coverage Based Optimization of Location and Power Values of Current and New Distribution Transformers”, 6th International Multidisciplinary Studies Congress (Multicongress Gaziantep) 26-27 Nisan 2019
- **Akar, O.**: Terzi, U.,K.; Utlü, Z.; Sönmezocak, T.: “Determination of the Optimum Hybrid Renewable Power System: A Case Study of Istanbul Gedik University Gedik Vocational School”, International Conference on Energy and Sustainable Built Environment, İstanbul, Turkey, June 19-20, 2019
- Demirci,A.; **Akar, O.**, Ozturk, Z.; Terzi, U.K.: “PLC, HMI Controlled Training Module Design and Application to be Used in Industrial Automation Laboratories”, Uluslararası Marmara Fen ve Sosyal Bilimler Kongresi, IMASCON 2019 Bahar, Kartepe/Kocaeli/Türkiye, 26-28 Nisan 2019
- **Akar, O.**,Terzi, Ü.K., Dursun, E, Ozgonenel, O, Demirci, A.,: “The Impact of Grid-Connected Distributed Power Generation Systems on Power Quality”, International Conference on Innovative Engineering Applications, CIEA’ 2018, .Sivas, Turkey, 20-22 Sep 2018.
- Demirci, A., **Akar, O.**, Terzi, U.K. “A Study on The Comparison of Turkish Islamic Architectural Lighting Properties with Modern Architectural Lighting: Süleymaniye Mosque”,International Conference on Innovative Engineering Applications, CIEA’ 2018, .Sivas, Turkey, 20-22 Sep 2018.
- Sağlam, S., **Akar, O.**, Oral, B.: “Estimation of Solar Radiation Using Artificial Neural Network with Meteorological Data of Marmara University Goztepe Campus”, International Conference on

Science and Technology (ICONST 2018)", Prizren, Kosovo, September 5 to 9, 2018, 1(1) 695-704.

- **Akar, O.:** Terzi, U.,K.; Ozgonenel, O.:“ A New Speed Control Technique of a Serial Direct Current Motor by PID Controller”, 8th International Advanced Technologies Symposium, Elazig-19-22, October2017.

5.3 Yazılan ulusal kitaplar veya kitaplarda bölümler

- **Akar, O.;** “Temel Endüstriyel Ölçme Tekniği”, Bölüm 13: Elektriksel Ölçmeye Giriş, Servet Matbaacılık ve Reklamcılık Ltd. Şti., Basım sayısı 1, ISBN: 978-9944-0111-0-5 Türkçe Ders Kitabı, Ekim, (2012), S.458-504.

5.4 Ulusal hakemli dergilerde yayımlanan makaleler

- **Akar, O.;** Terzi, U.,K.: “Karadeniz Dip Sularında Saklı Zenginliğimiz: Hidrojen Sülfür”, 3e Electrotech, Sayı 287, Mayıs 2018, S.46-50.
- **Akar, O.;** Terzi, U.,K.: “Yapı Tabanlı Mikro Dağıtılmış Enerji Üretim Sistemleri”, 3e Electrotech,Sayı 223, Ocak 2013, S.210-220.

6. Projeler

- (2017-2019) Gedik Üniversitesi BAP “Eğitim Amaçlı Üç Eksenli Servo Motor Kontrollü CNC Dik İşleme Merkezli Geliştirilmesi” Araştırmacı: **Akar, O.** 10/03/2018 - 29/04/2019 (ULUSAL)

7. Çalışma Alanları

- Kontrol ve Kumanda Sistemleri
- Yenilenebilir Enerji Sistemleri
- Elektrik Enerjisi Üretim İletim ve Dağıtım Sistemleri
- Aydınlatma Tekniği ve Elektrik Projeleri Çizim