

39178

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ \* FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

KARMA DEĞİŞKENLİ PROGRAMLAMA YÖNTEMİ İLE  
ALÇAK GERİLİM DAĞITIM ŞEBEKELERİNİN TASARIMI

DOKTORA TEZİ

Y. Muh. BELGİN (EMRE) TÜRKAY

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 22 Kasım 1993

Tezin Savunulduğu Tarih : 22 Aralık 1993

Tez Danışmanı

: Prof. Dr. Turgut TÜFEKÇİ

Diğer Jüri Üyeleri

: Prof. Dr. Hüseyin ÇAKIR

Doç. Dr. Adnan KAYPMAZ

ARALIK 1993

## ÖNSÖZ

Bu tez çalışmasını yapmama olanak sağlayan ilgi ve desteğini hiçbir zaman eksik etmeyen değerli hocam Doç.Dr. Turgut TUFEKÇİ'ye teşekkür ederim.

Çalışmalarımın her aşamasında daima yardımlarını gördüğüm değerli hocalarım Doç. Dr. Adnan KAYPMAN ve Öğr.Gör. İsa İLİSU'ya teşekkür etmeyi bir borç bilirim.

Sürekli ilgi, destek ve anlayışı çalışmalarım sırasında da gösteren eşim Doç. Dr. Osman TÜRKAY'a , kardeşim Y.Müh. Şule EMRE'ye ve tüm yakınlarıma çok teşekkür ederim.

Aralık 1993

Y.Müh. Belgin (EMRE) TÜRKAY

## İÇİNDEKİLER

|                                                                       |      |
|-----------------------------------------------------------------------|------|
| ÖZET .....                                                            | vi   |
| SUMMARY .....                                                         | vii  |
| SEMBOLLER .....                                                       | xiii |
| KISALTMALAR.....                                                      | xv   |
| <br>                                                                  |      |
| BÖLÜM 1. GİRİŞ .....                                                  | 1    |
| BÖLÜM 2. OPTİMİZASYON YÖNTEMİNİN TANITILMASI.....                     | 8    |
| 2.1. Giriş .....                                                      | 8    |
| 2.2. Optimizasyon Teorisi.....                                        | 9    |
| 2.2.1. Optimizasyon Teorisi İle İlgili Genel Tanımlar.....            | 9    |
| 2.3. Optimizasyon Probleminin Formülasyonu ve Temel Kavramlar.....    | 13   |
| 2.3.1. Temel Kavramlar.....                                           | 14   |
| 2.4. Optimizasyon Yöntemlerinin Sınıflandırılması.....                | 18   |
| 2.4.1. Sınırlandırılmamış Optimizasyon Problemleri.....               | 18   |
| 2.4.1.1. Ekstremlerinin Özellikleri                                   | 19   |
| 2.4.2. Sınırlandırılmış Optimizasyon Problemleri.....                 | 23   |
| 2.4.2.1. Sınırlanmış Problemlerin Minimizasyon Yöntemiyle Çözümü..... | 26   |
| 2.4.2.2. Sınırlanmış Problemlerin Direkt Yöntemler İle Çözümü.....    | 27   |
| <br>                                                                  |      |
| BÖLÜM 3. DAĞITIM ŞEBEKESİNİN BİLGİSAYAR İLE TASARIM YÖNTEMLERİ .....  | 28   |
| 3.1. Giriş.....                                                       | 28   |
| 3.2. Optimum Dağıtım Şebekesi Tasarımını Belirleyen Yöntemler .....   | 29   |
| 3.2.1. Heuristik Yöntem .....                                         | 29   |
| 3.2.2. Matematiksel Programlama Yöntemi..                             | 31   |
| 3.2.2.1. Lineer Programlama Yöntemi.....                              | 31   |
| 3.2.2.2. Kesme Düzlemi Yöntemi....                                    | 35   |
| 3.2.2.2.1. Tamsayılı Programlama..                                    | 36   |
| 3.2.2.2.2. Karma Değişkenli Programlama.....                          | 37   |

|                                                                              |           |
|------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.2.2.3. Dal ve sınır Yöntemi.....                                           | 41        |
| 3.2.3. Dinamik Programlama Yöntemi.....                                      | 47        |
| 3.3. Bugüne Kadar Yapılan Çalışmalar .....                                   | 48        |
| <b>BÖLÜM 4. DAĞITIM ŞEBEKESİNİN MODELLENMESİNDE</b>                          |           |
| KULLANILAN TEMEL KAVRAMLAR .....                                             | 56        |
| 4.1. Dağıtım Şebekelerine ait Genel .....                                    | 56        |
| 4.1.1. Bölge İndirici Transformator Merkezleri.....                          | 61        |
| 4.1.1.1. Bölge İndirici Transformator Merkezleri İçin Yer Seçimi.....        | 61        |
| 4.1.2. Orta Gerilim Şebekesi.....                                            | 62        |
| 4.1.3. Dağıtım Transformator Merkezleri..                                    | 63        |
| 4.1.4. Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesi....                                    | 63        |
| 4.2. Genel Tanımlar.....                                                     | 64        |
| 4.2.1. Yük Faktörü.....                                                      | 66        |
| 4.2.2. Kayıp Faktörü.....                                                    | 67        |
| 4.2.3. Yük ve Kayıp Faktörü Arasındaki Bağlantı .....                        | 67        |
| <b>BÖLÜM 5. DAĞITIM ŞEBEKELERİNİN MALİYET ANALİZİ</b> .....                  | 72        |
| 5.1. Giriş .....                                                             | 72        |
| 5.2. Dağıtım Şebekesinde Hatlara İlişkin Maliyet Hesabı.....                 | 73        |
| 5.2.1. Hattın Yıllık Tesis Maliyeti.....                                     | 74        |
| 5.2.2. Hattın Yıllık Enerji Kayıp Maliyeti.....                              | 74        |
| 5.2.3. Hattın Yıllık Güç Kayıp Maliyeti...                                   | 78        |
| 5.3. Dağıtım Transformator Merkezinin Maliyeti..                             | 82        |
| 5.3.1. Dağıtım Transformator Merkezinin Yıllık Tesis Masrafı.....            | 82        |
| 5.3.2. Dağıtım Transformator Merkezlerinin Yıllık Kayıp Maliyeti.....        | 82        |
| 5.3.1.1. Transformatorlerde Demir Kayıplarının maliyeti....                  | 83        |
| 5.3.1.2. Transformatorlerde Bakır Kayıplarının Maliyeti...                   | 84        |
| 5.3.3. Dağıtım Transformator Merkezlerinin Elektriksel karakteristikleri.... | 88        |
| 5.3.4. Dağıtım Transformator Merkezi Donanımı.....                           | 89        |
| 5.3.5. Dağıtım Transformator Merkezinin Tek Kutuplu Bağlama Şeması.....      | 90        |
| <b>BÖLÜM 6. ALÇAK GERİLİM DAĞITIM ŞEBEKESİNİN</b>                            |           |
| <b>BİLGİSAYAR DESTEKLİ TASARIMI İÇİN</b>                                     |           |
| <b>GELİŞTİRİLEN MATEMATİKSEL MODEL.....</b>                                  | <b>96</b> |
| 6.1. Giriş .....                                                             | 96        |
| 6.2. Pratikte Kullanılan Dağıtım Şebekesi Tasarım Teknikleri .....           | 99        |

|                                                                                   |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.3. Matematiksel Modelde Kullanılan Kavramlar.                                   | 100 |
| 3.4. Sabit Maliyet Modeli .....                                                   | 101 |
| 3.5. Matematiksel Model.....                                                      | 102 |
| <br>BÖLÜM 7. ALÇAK GERİLİM DAĞITIM ŞEBEKESİNE                                     |     |
| MATEMATİKSEL MODELİN UYGULANMASI .....                                            | 116 |
| 7.1. Giriş .....                                                                  | 116 |
| 7.2. Dağıtım Şebekesinin Tasarımı İçin<br>Kullanılan Verilerin Belirlenmesi ..... | 116 |
| 7.2.1. Dağıtım Transformatör Merkezi<br>Maliyetinin Belirlenmesi .....            | 120 |
| 7.2.2. Alçak Gerilim Dağıtım Hatlarının<br>Maliyetlerinin Belirlenmesi .....      | 121 |
| 7.3. Bilgisayardan Bulunan Sonuçlar.....                                          | 128 |
| 7.4. Genel Olarak Sonuçların<br>Değerlendirilmesi.....                            | 135 |
| SONUÇLAR VE ÖNERİLER .....                                                        | 138 |
| KAYNAKLAR .....                                                                   | 143 |
| EK A BİLGİSAYAR PROGRAMI.....                                                     | 149 |
| EK B OPTİMUM TASARIMA İLİŞKİN KESİT DEĞERLERİ.....                                | 162 |
| ÖZGEÇMİŞ .....                                                                    | 164 |

## ÖZET

Çalışmada, alçak gerilim dağıtım şebekesinin bilgisayar destekli tasarımının yapılabilmesi için matematiksel model geliştirilmiştir. Model şebekenin doğal yapısının tanımlanmasına uygun olan karma değişkenli programlama olarak formüle edilip bilgisayarda çözülmüştür.

Dağıtım şebekelerinin bilgisayar ile tasarımından amaç, dağıtım transformatör merkezleri ile hatların kayıplar ve tesis maliyeti güvenilirlik sınırları içerisinde minimum olacak şekilde yerleştirilmesidir. Matematiksel modeldeki toplam tesis maliyeti şebeke koşullarını belirleyen sınır denklemlerine göre minimize edilmektedir.

Geliştirilen matematiksel model yardımıyla en iyi şebeke tasarımı belirlenir. Matematiksel programlama tekniği kullanıldığında mühendisler hesapları yapmak yerine sadece sonuçları incelemek için zaman harcar.

Türkiye gibi hızla gelişen bir ülkede hızlı ve verimli bir yöntemle şebeke tasarımı yapılması oldukça önemlidir. Çalışmada önerilen matematiksel programlama tekniği kullanılarak bu amaca ulaşmak mümkündür.

Yapılan çalışmanın sonuçları bilgisayar ile modelleme yaklaşımının dağıtım şebekelerinin tasarımı için uygun bir yöntem olduğunu göstermiştir. Ayrıca bu şekilde tasarıma sahip bir şebekeyle tüketicilere enerji ke-sintisinin az olduğu emniyetli bir elektrik enerjisi iletmek mümkün olacaktır.

## SUMMARY

### DESIGN OF DISTRIBUTION NETWORKS USING MIXED INTEGER PROGRAMMING

An electric power system consists of a generating, a transmission and a distribution system. A classical definition of the complete distribution system, from an engineering point of view, includes the bulk power substation, the subtransmission, the distribution substation, the primary feeders, the distribution transformers, the secondaries and finally the consumers.

The power distribution system constitutes an important subsystem of the power system regarding the efficiency of the total investment and operational cost of the whole network. The function of the power distribution system is defined in a less classical concept as that of "gathering" rather than that of "distributing" the electrical energy. In this concept of power distribution, electric utility consumers do not present themselves to retail stores of size and locations determined by utility consumers and purchase and carry home the desired units of energy. Instead, utility consumers build new homes and factories at locations of their own choosing. Consumers install all types of energy-consuming devices, which can be connected in every conceivable combination and at times of consumer's choice. This concept of distribution starts with individual consumers and loads and proceeds through several gathering stages, each of which groups increasing the numbers of loads. Ultimately generating stations themselves are reached through services, secondaries, distribution transformers, primary feeders, distribution substation, subtransmission and bulk power substations and transmission. This concept does not alter the function of different parts of the distribution system but change the emphasis to a considerable extent when planning for the future.

The distribution systems are classified as primary and secondary systems according to the voltage level. The primary distribution system consists of the primary distribution feeders which feed the secondary distribution substations and of the primary distribution

substations which transform the voltage from a subtransmission or from a transmission level to a primary distribution level. The network that feeds the primary distribution substations and transfers the energy from the transmission to the distribution system is named as subtransmission system.

The design of the distribution system is particularly important for the following reasons;

- i) Since the distribution system is the closest subsystem to the customer, its failure affects the customer services more directly than the failures of the transmission and of the generating system which usually do not cause consumer service interruptions directly.
- ii) The investment cost of the distribution system is estimated to be in the order of 50 % of the total cost. Thus, considerable investment savings can be made with an efficient distribution system design. Furthermore an efficient design will very probably reduce the operational cost and decrease the price per unit power.

For the reasons mentioned above, the objective of distribution system design should be to optimize the design parameters taking into account the design constraints.

The objective of distribution system design is to assure that the growing demand for electricity, in terms of increasing growth rates and high densities, can be satisfied in an optimum way by additional distribution systems, from the secondary conductors through the bulk power substations, which are both technically adequate and reasonably economical. Moreover, the scarcity of available land in urban areas and ecological considerations can put the problem of optimal distribution system planning beyond the resolving power of unaided human mind.

The distribution system planning starts at the consumer level. The demand type, load factor, and other consumer load characteristics dictate the type of the required distribution system. The design must take into consideration the substation siting, size and number of feeders to be served, the voltage levels, and the type and the size of the service area as well as some other factors. The planner, in the absence of accepted planning techniques, may restate the problem as an attempt to minimize the cost of substations, feeders,

laterals, etc., and the cost of losses.

Distribution system designers must determine the load magnitude and its geographic location. Then the distribution transformers must be placed and sized in such a way to serve the load of maximum cost effectiveness by minimizing feeder losses and construction cost, while considering the constraint of service reliability.

When distribution network for a new housing estate is to be designed, the loads are estimated according to information. The spatial distribution of the building defines a set of fixed routes along which the consumers are located. Such routes have to be included in the final network configuration. In addition, a set of optional interconnecting routes is defined.

The distribution system design requires complex procedure because:

- i) a large number of variables are involved,
- ii) the mathematical formulation of many requirements and restricting conditions specified by system configuration is a very difficult task.
- iii) in addition, it is usually difficult to incorporate the cost formulation of many design requirements and constraints within the mathematical programming.

In this study an extensive effort has been made to identify and classify the various models used for the distribution system planning in the past. The distribution system optimization methods are classified as;

- i) The alternative policy method, which compares a few alternative policies and selects the best of them.
- ii) The linear programming and integer programming methods which linearize constraint conditions.
- iii) The dynamic programming approach.

Each method has its own advantages and disadvantages. In recent years, there have been a number of advances in the application of mathematical programming methods to design distribution system models. The mathematical programming methods and the previous works concerning the distribution system design are discussed in Chapter 3.

The objective of this work is to optimize the number, size and location of substations and the number, loading and routing of the feeders in an area for a given demand level at specified load locations, subject to

certain constraints.

In the thesis the design optimization of low voltage network is formulated as a linear mixed integer programming problem. An electric distribution system can effectively be modelled as a mixed integer programming problem with the substations as sources and the loads on the feeders as the demands. Here, the objective function is the minimization of the total cost which is the sum of the fixed and variable costs. The mixed integer programming is based on an interpretation of fixed charge type modelling approach, that includes both the network security and the cost of network losses.

The ordinary linear programming methods are not adequate to solve this problem since the fixed costs (insurance, taxes, depreciation return on investment maintenance, etc.) associated with the operation of a substation are significant and they can not be ignored or linearized. Hence, the problem must be treated as a fixed charge mathematical programming problem. Fixed-charge problems can be modelled by two-stage cost function, consisting of a fixed charge  $f$  and an incremental cost  $e$  that represent the marginal cost per unit carried for  $x$  units carried.

The power flow in distribution network is unidirectional. It flows from the source (substation) to the consumer terminals. Then the design problem of this study is to select the cable routes to form a radial network and the cable sizes to supply the given loads subject to thermal rating and voltage drop constraints. The thermal rating constraint stipulates that the current passing through any one route is less than or equal to the maximum current-carrying capacity of the corresponding cable. The voltage drop constraints dictate that the voltage drop from the source to each node must be less than the specified maximum. The loads are assumed to have a unity power factor which means that voltage drop is resistive. The cable sizes are chosen from the given standard sets.

In Chapter 6 an effort has been made to develop a mathematical programming model using the mixed integer programming including few additional features which do not appear in the literature to the best knowledge of the author.

In the mathematical model the cost function is defined as follows,

$F$  = Substation fixed cost of all the feasible  
 substation locations  
 + The cost of constant transformation losses  
 at all the feasible substations  
 + Feeder fixed costs  
 + Feeder loss costs

This cost function is subject to some logical constraints dictated by the technological aspects of the distribution system.

In order to apply the developed mathematical model on a concrete distribution design sample problem realistic data have been collected from TEK (Turkish Electricity Authority) and then the required data base for computer implementation has been developed.

The results obtained from the implementation of the mixed integer programming computer program has validated the mathematical formulation and the computer programming given that the computed design parameters are close to the ones of the sample design problem generated by TEK. Moreover, the computed results appear to be very promising since the optimization procedure is expected to reduce the total cost of investment.

The results of this study indicate that the design optimization approach is a valid promising tool which can provide considerable savings to the electrical utility industry in terms of not only planning manhours, but also in terms of fixed and variable costs of operation of distribution system and also important savings to the consumers.

The developed model can help the planner to:

- i) Select optimum substation locations,
- ii) Select optimum load transfer between demand centres as well as allocating optimum load flows from distribution transformers to demand centres based on the nonlinear cost of power losses,
- iii) Select optimum feeder routes and sizes subject to a set of specified constraints,
- iv) Incorporate reconductoring decisions and feeder size selection through the use of nonlinear and nonconvex cost functions.

Today, in our country, the growth of the electrical energy consumption is an exponential one which implies high investment costs needed to generate this energy. In addition to these facts, the recent abnormal increases in the fuel prices make the nation's future electrical energy supply picture even more bleak.

Therefore, it would be highly beneficial that designers make use of modern computer aided design optimization techniques in order to reduce the total investment cost and the operational cost of a power system. Moreover, the traditional design method is tedious and time consuming. Thus the motive for the quest for optimized design is that it make it possible to arrive at high quality solutions consistently and efficiently while securing savings in both capital and labor.

It is concluded that the optimization methods are powerfull planning tools to design optimal distribution networks regarding the cost of installation and operation of the system. The mixed integer programming method has been applied to a sample design problem. The closeness of the computed design parameters to the ones of the sample problem validated the mathematical formulation and the programming and implemantation of this work. It is thought that the developed program would also reduce the fixed and variable costs operation of the distribution system.

## SEMBOLLER

- $M_t$  : Hattın yıllık tesis maliyeti  
 $I$  : Hat akımı  
 $R_h$  : Hattın birim direnci  
 $f_E$  : Enerji maliyeti  
YYF : Yük yerleşim faktörü  
 $F_K$  : Kayıp faktörü  
 $F_r$  : Rezerv faktörü  
 $a_G$  : Üretim sisteminin birim maliyeti  
 $a_T$  : İletim sisteminin birim maliyeti  
 $a_S$  : Bölge indirici transformatör merkezinin birim maliyeti  
 $i_G$  : Üretim sabit maliyet oranı  
 $i_T$  : İletim sabit maliyet oranı  
 $i_S$  : Bölge indirici merkezinin sabit maliyet oranı  
 $M_{FE}$  : Demir kayıplarının maliyeti  
 $a_k$  : Herbir kW kayıp gücü için birim tesis masrafı  
 $P_{Fe}$  : Transformatörün nominal gerilim altındaki demir kayıpları  
 $g$  : Eş zamanlık katsayısı  
 $a_i$  : i. transformatör merkezinin sabit maliyet bileşeni  
 $b_{ij}$  : i. transformatör merkezinin değişken maliyet bileşeni  
 $c_{ij}$  : i. düğüm ile j. düğüm arasındaki hattın sabit maliyet bileşeni  
 $d_{ij}$  : i. düğüm ile j. düğüm noktası arasındaki hattın değişken maliyet bileşeni  
NT : Toplam düğüm sayısı (NT = NS + m)  
NS : Transformatör merkezi yerleştirilebilecek yerlerin toplam sayısı  
m : Toplam yük sayısı

$P_{ij}$  : i düğümünden j düğümüne iletilen güç

$\delta_i$  : Transformator yerlerinin seçimiyle ilgili karar değişkeni

$$\delta_i : \begin{cases} \text{i. transformator seçilmiş} \Rightarrow \delta_i = 1 \\ \text{i. transformator seçilmemiş} \Rightarrow \delta_i = 0 \end{cases}$$

$\beta_{ij}$  : Hat yollarının seçimi ile ilgili karar değişkeni

$$\beta_{ij} : \begin{cases} \text{i ve j noktaları arasındaki hat seçilmiş} \Rightarrow \beta_{ij} = 1 \\ \text{i ve j noktaları arasındaki hat seçilmemiş} \Rightarrow \beta_{ij} = 0 \end{cases}$$

$P_{tj}$  : j noktasından çekilen yük

$N$  : Bölgeye tesis edilebilecek maksimum transformator merkezi sayısı,

$NF$  : Transformatörden çıkacak maksimum hat sayısı,

$P_{max}$  : Belirli bir kesitteki kablodan akabilecek maksimum güç,

$L$  : Hattın uzunluğu

$\alpha$  : Hattın iletkenlik katsayısı

$q$  : Hattın kesiti

$S$  : Görünür güç

$P$  : Aktif güç

$M$  : Yük momenti

$\cos\phi$  : Güç faktörü

$U$  : Gerilim

$YF$  : Yük faktörü

$t$  : Zaman

$T$  : Periyot

$M_k$  : Transformatorde oluşan kaybın maliyeti

$R_{tr}$  : Transformatorün herbir faz sargısının direnci

$\varepsilon$  : Bağlı gerilim düşümü

$\Delta U$  : Mutlak gerilim düşümü

$Z$  : Maliyet fonksiyonu

## KISALTMALAR

TYM<sub>tr</sub> : Dağıtım transformatör merkezinin toplam maliyeti  
TYM : Hattın yıllık toplam maliyeti  
YEM : Hattın yıllık enerji kayıp maliyeti  
YGM : Hattın yıllık güç kayıp maliyeti  
TEK : Türkiye Elektrik Kurumu  
LP : Lineer programlama  
IP : Integer programlama  
MIP : Mixed integer programlama



## BÖLÜM 1

### GİRİŞ

Günümüzde elektrik enerjisine olan ihtiyaç gün geçtikçe artmakta ve bilindiği gibi bu artış üstel bir biçimde olmaktadır. Bu durum gelişmekte olan ülkemizde benzer bir biçimde olmaktadır. Bunu, TEK'in Tablo 1.1'de verilen değerlerinden hareketle elde edilen Şekil 1.1'deki eğriden net olarak görmek mümkündür. Elektrik enerjisi ihtiyacının sürekli artmasının yanı sıra malzeme, donanım v.s. maliyetlerinin gittikçe yükselmesi sebebiyle dağıtım şebekelerinin optimum tasarım şeklinin bulunması problemi her geçen gün daha da önem kazanmakta ve bu amaçla şebeke tasarımı yapılması da zorunlu olmaktadır. Geçmiş yıllarda üretim ve iletim sistemlerinin tasarımında sistematik yaklaşımlara ilişkin bazı uygulamalar görülmeye karşılık, dağıtım şebekelerinin planlanması üzerinde çok fazla durulmadığı gözlenmiştir. Özellikle alçak gerilim dağıtım şebekesi tasarımında matematiksel modellemeye çok az önem verilmiş, planlama çoğunlukla mühendislik sezgi ve deneyimleri ile yapılmıştır. Bunun sonucu olarak şebeke kayıpları artmış, gerilim düşümü problemleri ortaya çıkmış ve güvenilirlik sorunu ile karşılaşılmuştur. Ayrıca mühendislik sezgi ve deneyimleri ile yapılan tasarımlarda ekonomik sorunlarla da karşılaşılmaktadır. Gelecekte tüketicilere ekonomik, güvenilir ve emniyetli elektrik enerjisi iletebilmek amacıyla, geçmişe göre çok daha hızlı çözüme ulaşan ve en uygun şebeke tasarımı veren yöntemler kullanarak tasarım yapılması günümüz koşullarında kaçınılmaz olmaktadır.

Bu yöndeki ilk adım, dağıtım şebekelerine ait parametreleri tanımlamak ve aralarındaki ilişkiyi ortaya koymaktır. Daha sonraki adım ise, bilgisayar simülasyonu ile

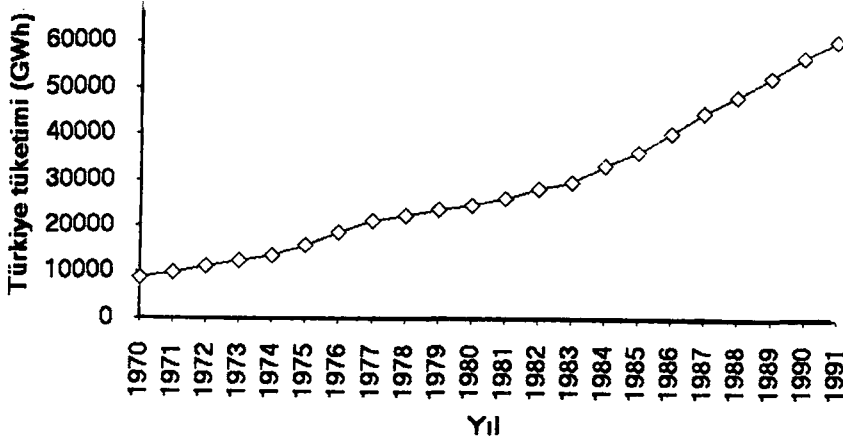
en iyi dağıtım şebekesi tasarımını elde edebilmek için gerekli olan algoritmaları oluşturmaktır. Bu amaçla yapılan matematiksel modellerde karşımıza çıkan en önemli sınırlayıcı faktör bilgisayar hafızası ve zamanı olmaktadır.

Tablo 1.1. Türkiye elektrik enerjisi üretim ve tüketim miktarları ve kurulu güç gelişimi ile artış oranları.

| YILLAR | YILLIK ÜRETİM (GWh) | ÜRETİM ARTIŞI (%) | TÜRKİYE TÜKETİMİ (GWh) | TÜKETİM ARTIŞI (%) | KURULU GÜÇ (MW) | KURULU GÜÇ ARTIŞI (%) |
|--------|---------------------|-------------------|------------------------|--------------------|-----------------|-----------------------|
| 1970   | 8623                | 10,0              | 8623,0                 | 10,0               | 2234,9          | 13,6                  |
| 1971   | 9781                | 13,4              | 9781,1                 | 13,4               | 2577,9          | 15,3                  |
| 1972   | 11242               | 14,9              | 11242,0                | 14,9               | 2711,3          | 5,2                   |
| 1973   | 12425               | 10,5              | 12425,0                | 10,5               | 3192,5          | 17,7                  |
| 1974   | 13477               | 8,5               | 13477,0                | 8,5                | 3732,1          | 16,9                  |
| 1975   | 15623               | 15,9              | 15719,0                | 16,6               | 4186,6          | 12,2                  |
| 1976   | 18283               | 17,0              | 18615,0                | 18,4               | 4364,2          | 4,2                   |
| 1977   | 20565               | 12,5              | 21056,8                | 13,1               | 4727,2          | 8,3                   |
| 1978   | 21726               | 5,6               | 22347,1                | 6,1                | 4868,7          | 3,0                   |
| 1979   | 22522               | 3,7               | 23564,8                | 5,4                | 5118,7          | 5,1                   |
| 1980   | 23275               | 3,3               | 24616,5                | 4,5                | 5118,7          | 0,0                   |
| 1981   | 24673               | 6,0               | 26289,0                | 6,8                | 5537,6          | 8,2                   |
| 1982   | 26552               | 7,6               | 28324,9                | 7,7                | 6638,6          | 19,9                  |
| 1983   | 27347               | 3,0               | 29567,6                | 4,4                | 6935,1          | 4,5                   |
| 1984   | 30614               | 11,9              | 33266,5                | 12,5               | 8459,1          | 22,0                  |
| 1985   | 34219               | 11,8              | 36361,3                | 9,3                | 9119,1          | 7,8                   |
| 1986   | 39694               | 16,0              | 40471,5                | 11,3               | 10140           | 11,2                  |
| 1987   | 44353               | 11,7              | 44925,0                | 11,0               | 12493           | 23,2                  |
| 1988   | 48049               | 8,3               | 48429,9                | 7,8                | 14518           | 16,2                  |
| 1989   | 52043               | 8,3               | 52601,7                | 8,6                | 15806           | 8,9                   |
| 1990   | 57543               | 10,6              | 56811,7                | 8,0                | 16315           | 3,2                   |
| 1991   | 60133               | 4,5               | 60500,0                | 6,5                | 17325           | 6,2                   |

Dağıtım şebekesi en genel anlamda, elektrik şebekelerinin bölge indirici transformatör merkezleri ile tüketiciler arasında kalan bölümüdür. Daha belirgin bir tanımlama yapabilmek için dağıtım şebekesini de ikiye ayırma yoluna gidilmekte ve dağıtım şebekesinin bölge indirici transformatör merkezleri ile dağıtım transformatör merkezleri arasında kalan bölümüne orta gerilim dağıtım şebekesi, dağıtım transformatör merkezleri ile tüketiciler arasında kalan kısmına alçak gerilim dağıtım

şebekesi denilmektedir.



Şekil 1.1. Son yirmi yıl içerisinde Türkiye'deki tüketim artış eğrisi.

Tezde, bugün gerek ekonomi, gerek işletme ve gerekse de teknolojinin beklediği optimum şebeke tasarımı yapılması problemi ele alınmıştır. Gerekli olan bilgisayar simülasyon algoritması incelenerek, optimum çözüm bulunmaya çalışılmıştır. Optimum dağıtım şebekesi tasarımında sağlanması gereken özellikler,

- i) Şebekede kesintisiz enerji iletimi sağlanması,
- ii) Şebekede oluşan en büyük gerilim düşümünün kabul edilebilir değerler içerisinde olması  
(Dağıtım şebekelerinde maksimum bağıl gerilim düşümü Türkiye'de % 5, Dünyada % 3 olarak kabul edilmiştir.),
- iii) Şebekenin güvenilir olması,
- iv) Şebekede meydana gelen kayıpların kabul edilebilir değerler içerisinde olması (Dağıtım şebekelerinde en büyük bağıl kayıp katsayısı genellikle % 8 olarak kabul edilir.),
- v) Yukarıdaki koşullar altında şebeke toplam maliyetinin minimum olmasıdır.

biçiminde verilebilmektedir.

Öte yandan dağıtım şebekelerinin tasarımı,

- i) Dağıtım şebekesi için yapılan yatırım masraflarının, tüm şebeke maliyetinin oldukça büyük bir kısmını oluşturmaması,
- ii) Dağıtım şebekelerinin, tüketiciye iletim şebekesinden daha yakın oluşu nedeniyle, burada oluşan bir hatanın tüketiciyi, iletim sisteminde oluşan bir hataya oranla daha fazla etkiliyeceği

nedeniyle önemini korumaktadır.

Bugün birçok ülkede dağıtım şebekelerinin tasarımı bilim ve teknolojinin gereği olarak bilgisayar ile yapılmaktadır. Bilgisayarlarla hesap yapmak diğer yöntemlerden çok daha zor olmasına karşın, bilgisayar yardımıyla daha ayrıntılı bir analizi defalarca ve çeşitli değişikler için kolayca ve hızla yapmak mümkün olmaktadır. Bunun sonucu olarak mühendislerin hesap yapmak yerine, sadece sonuçları incelemek için zaman harcayabilme olanakları sağlanmaktadır. Bu da daha iyi tasarımı bulma yollarını açmaktadır. Dağıtım şebekelerinin bilgisayar yardımıyla tasarımında en önemli problem, şebekenin özelliklerini yansıtan matematiksel modelin doğru olarak kurulmasıdır. Dağıtım şebekelerinin bilgisayar destekli tasarımı amacıyla geliştirilecek matematiksel modelde,

- i) Değişken sayısının fazla oluşu,
- ii) Birçok gereksinim ve şebeke şekli sebebiyle, modelde tanımlanması gereken sınırların matematiksel olarak ifade edilmesinin zor oluşu

nedeniyle oldukça karmaşık bir problemdir.

Tasarımda kullanılan modelden beklenen özellikleri en genel anlamda,

- i) Transformator merkezlerinin yerleştirilebileceği yerlerin seçilmesi,
- ii) Çekilecek kablo yollarının ve kablo kesitlerinin seçilmesi,
- iii) Kablodan geçecek yük akışının belirlenmesi,
- iv) Güvenilirliğin sağlanması,
- v) Yukarıdaki koşullar altında en düşük maliyetli şebeke tasarımının belirlenmesi,

olarak özetlemek mümkündür.

Prensip olarak önemli olan, şebekeyi minimum maliyetle gerçekleştirmek ve güvenli bir şekilde işletmektir. Bu amaç için kullanılan ayırık programlama problemlerini ve çözüm yöntemlerini anlatan bilimsel yayın sayısında hızlı bir artış görülmektedir. Şebekenin matematiksel programlama tekniğine uygun iyi bir formülasyonunun yapıp bilgisayar ile tasarımının gerçekleştirilmesi, probleminin çözümündeki verimi de arttırmaktadır.

Tezde, yapılan çalışmanın amacı, alçak gerilim dağıtım şebekesinin bilgisayar destekli tasarımının yapılabilmesi için matematiksel modelinin oluşturulması ve geliştirilen modelin bilgisayar ile çözülmesidir. Burada şebeke tasarım probleminin çözüm hızının arttırılması, optimum tasarımın bulunabilmesi hedeflenmiş, şebekedeki enerji kesintilerinin, kayıpların ve gerilim düşümlerinin azaltılması amaçlanmıştır. Ayrıca gelecekte yapılacak değişiklik ve ekleri de geliştirilen bu matematiksel modeli kullanarak en iyi bir şekilde gerçekleştirmek mümkündür.

Dağıtım şebekesinin tasarımı ayırık yapıda bir problem olduğundan, belirli bir bölgenin ayrıntılı tasarımını basit lineer programlama değişkenleri ile yapmak mümkün değildir. Çünkü transformatorün veya kablonun tesis edilip edilmeyeceği ancak tamsayılı değişkenler ile

belirlenebilmesi, diğ er taraftan hat üzerinden akan gücün genellikle tamsayılı değı l kesirli değı rler de alabilmesi dağı tım ş ebekelerinin tasarımı nda hem tam, hem de kesirli değı'rler alan değı'skenlerin kullanılmasını gerekli kılmaktadır. Bu nedenle, ş ebekenin doğı'al yapısının tanım- lanmasına daha uygun olduğı için geliştirilen model karma değı'skenli bir programlama problemi olarak formüle edilmiş ve Ek A'da verilen kesme düzlemi algoritmasını kullanan program ile çözülmüştür.

Tez de,

Bölüm 2'de optimum şebeke tasarımı nda kullanılan optimizasyon tekniğı ile ilgili olarak genel bilgiler ve optimizasyon yöntemleri hakkında kısa açıklamalar verilmiştir.

Bölüm 3'de dağı tım şebekesinin tasarımı nda kullanılan bilgisayar yöntemleri ele alınmış ve bugüne kadar yapılan çalışmalar kısaca açıklanmıştır. Ayrıca bu bölümde, tezde kullanılan karma değı'skenli programlama (mixed- integer programming) yönteminin çözüm teknik- lerinden biri olan kesme düzlemi (cutting-plane) yöntemi ayrıntılı bir biçimde verilmiştir.

Bölüm 4'de dağı tım şebekesinin matematiksel model- lenmesinde kullanılan temel kavramlar verilmiştir.

Bölüm 5'de dağı tım şebekelerinde transformatör mer- kezleri ile hatların sabit ve artan maliyet denklemleri çıkarılmıştır.

Bölüm 6'da alçak gerilim dağı tım şebekesinin bil- gisayar destekli tasarımı için geliştirilen matematiksel model ve programın algoritması verilmiştir.

Bölüm 7'de geliştirilen matematiksel modelin örnek bir yerleşim bölgesinde uygulaması yapılmış ve bulunan

sonuçlar, rastgele bir tasarım yapılarak elde edilen sonuçlarla karşılaştırılarak, optimum tasarımın daha iyi olduğu gösterilmiştir.



## BÖLÜM 2

### OPTİMİZASYON YÖNTEMİNİN TANITILMASI

#### 2.1. Giriş

Herhangi bir sistemin tasarlanması aşağıdaki aşamalardan geçmektedir:

- i) Düşünsel - İşlevsel Tasarım
- ii) Fiziksel Model Tasarımı
- iii) Matematiksel Model Tasarımı (statik veya dinamik)
- iv) Tasarımdan elde edilen sonuçların irdelenmesi

Optimizasyon herhangi bir problemin optimum çözümünü veren bir işlemdir. Optimum kelimesi latin kökenli olup en iyi anlamına gelen optimus kelimesinden türetilmiştir [1].

Tasarıma yönelik araştırmaların hedefi "en iyi (optimal)" tasarımı bulmaktır. Doğal olarak "en iyi"yi belirleyecek husus, bu amacı gerçekleştirmek için kullanılacak olan kriterlerdir (objektif fonksiyon, amaç fonksiyonu).

Optimizasyon problemini şebeke tasarımına uyguladığımız zaman bulunan sonuç optimal bir tasarımıdır? sorusunun cevabı objektif fonksiyonun tanımına ve minimizasyon sonucunda aldığı değere göre evet veya hayır olabilir. Toplam şebeke maliyeti olarak tanımlanmış objektif fonksiyon şebeke koşullarını sağlayan denklemlere göre minimize edilmiş ise elde edilen tasarım optimal tasarımıdır. Tasarımda böyle bir soruyu bazen mesleki tecrübe ve sezgilerle, niteliksel, olarak cevaplayabilmek mümkündür.

## 2.2. Optimizasyon Teorisi

Optimizasyon konusu insanın "en iyi"yi bulma iç güdüü ve sezgisiyle birlikte uygarlık tarihi boyunca gelişme göstermiştir. Optimizasyon problemlerinin matematiksel formasyonları ve modern tekniklerin uygulanması bilgisayarların 1950'li yıllardan itibaren kullanılmasıyla hızlı bir gelişme göstermiştir [2].

### 2.2.1. Optimizasyon Teorisi İle İlgili Genel Tanımlar

a) Optimizasyon : Optimizasyon teorisinin matematiksel bir yapısı vardır. Genel olarak optimizasyon problemi, sistemin davranışını gösteren fonksiyonun minimizasyonu veya maksimizasyonu olarak tanımlanabilir. Optimizasyon işlemi fonksiyonun optimal değerini veren değişkenlerin bulunması olarak tanımlanır. Başka bir deyişle, bir problemin optimizasyonu konulan tüm sınır denklemlerini sağlayan ve amaç fonksiyonunu minimize veya maksimize eden değişkenler kümesinin bulunmasıdır.

b) Amaç Fonksiyonu : Bir tasarımın hedef olarak seçilen amacı sağlayacak bir fonksiyona göre optimize edilmesi gerekçesi ile kullanılan fonksiyona, amaç fonksiyonu, objektif fonksiyon veya performans göstergesi (objective function, cost function, performance index) denilir.

Çalışmada kullanılan amaç fonksiyonu alçak gerilim dağıtım şebekesinin kayıplarda dahil olmak üzere toplam yıllık maliyetini içerir. Tez de amaç fonksiyonu  $Z(X)$  notasyonu ile gösterilmektedir.

b) Sabit Parametreler : Bir tasarımın optimizasyon formülasyonunda istenerek sabit değerlerde bırakılan veya fiziksel olarak değiştirilemeyen parametrelerdir.

c) Değişken Parametreler : Bir tasarımın optimizasyon formülasyonunda en iyi tasarıma ulaşmak amacıyla değişken olarak kabul edilen ve fiziksel olarak değiştirilebilen tasarım parametreleridir.

d)Parametre Vektörü: Bir tasarımın davranışını etkileyen, değiştirilebilen veya değiştirilemeyen tüm parametreler kümesinin vektör olarak gösterilmesidir.

Dağıtım şebekesi parametreleri vektörel olarak,

$$P = [P, P_t, R, q, \delta, \beta, L, \Delta U, \Delta U_{maks}, P_{maks}]^T \quad (2.1)$$

olarak gösterilir. Burada,

- $P$  : Hattan geçen güç [W]  
 $P_t$  : Tüketici tarafından çekilen güç [W]  
 $R$  : Hat parçasının direnci [ $\Omega$ ]  
 $q$  : Hattın kesiti [ $mm^2$ ]  
 $\delta, \beta$  : Transformatörlerin yerleri ve hatların geçiş güzergahları ile ilgili karar değişkenleri  
 $L$  : Hattın uzunluğu [m]  
 $\Delta U$  : Şebekede oluşan gerilim düşümü [V]  
 $\Delta U_{maks}$  : Şebekede oluşan maksimum gerilim düşümü [V]  
 $P_{maks}$  : Belirli bir kesitteki hattan geçebilen maksimum güç [W]

olarak tanımlanmıştır.

e)Sabit Parametre Vektörü: Bazı parametreleri fiziksel olarak değiştirebilme serbestliği bulunmadığından veya az değiştirilebileceklerinden (örneğin  $\Delta U_{maks}, I_{maks}$ ) ya da mühendislik tecrübeleri ile optimale yakın değerleri bilindiğinden sabit parametreler olarak seçilirler.

Dağıtım şebekelerinde sabit parametre vektörü S,

$$S = [\Delta U_{maks}, I_{maks}]^T \quad (2.2)$$

olarak alınmaktadır. Çünkü şebekede, oluşabilecek gerilim düşümü ve belirli kesitler için, hattan geçebilecek akımın alabilecekleri en büyük değerler bellidir ve bunlar sabit olarak alınabilir.

f)Tasarım Değişkeni Vektörü: Optimizasyona dahil edilecek olan değişken parametrelerin bir vektörle gösterilmesidir.

Dağıtım şebekelerinde, değişken parametreler vektörü D,

$$D = [P, P_i, R, q, \delta, \beta, L, \Delta U]^T \quad (2.3)$$

biçiminde verilebilir. Artık optimizasyon formülasyonu D vektörüne göre yapılabilir. Bu durumda optimizasyon probleminin boyutu D vektörünün boyutu olan 8 olacaktır. Uygulanacak optimizasyon formülasyonu ve yöntemi sonucunda, önerilen uygun yerlerden transformatör merkezlerinin yerleşebileceği yerler, hatların geçeceği yollar (hat güzergahları), hatlardan geçen güç değerleri, hat parçalarının kesitleri, hatta oluşan gerilim düşümü değeri bulunmaktadır. Değişken sayısı arttıkça tüm optimizasyon problemlerinin çözümü güçleşmekte, hatta optimal çözüme yakınsamama (convergence) problemi ortaya çıkabilmektedir. Bu durumlarda tutulacak yol, optimizasyon yöntemini ilk önce seçilen X sayıda değişkene uygulamak ve buluncak optimale yakın değerleri sabit parametreler olarak kabul edip, daha sonra optimizasyon metodunu diğer geri kalan değişkenlere uygulamaktır. Bu yaklaşım iteratif olarak devam ettirilebilir.

g)Tasarım : Tasarım bir P parametre vektörünün oluşturduğu elemanların kümesidir. İstenilen işlevleri yerine getirebilen ve gerçekleştirilebilen tasarımlar, yapılabilir (feasible) veya kabul edilebilir (acceptable) tasarımlar olarak tanımlanırlar. Yapılabilir tasarımlar kümesinin haricindekiler ise, yapılamaz veya kabul edilemez tasarımlar olarak tanımlanırlar.

h)Tasarım Sınır Denklemleri: Yapılabilir tasarımı bulmak için sağlanması gereken kısıtlamaların tümüne sınırlar (constraints) denilir. Sınırlar eşitlik veya eşitsizlik ( $=, \leq, \geq$ ) olarak ifade edilirler.

Tasarım sınır denklemlerini yapısal olarak ikiye ayırmak mümkündür.

i) Yanal sınır denklemleri (side constraints): Optimizasyon ile doğrudan ilgili olmayan ancak imalat güçlüğü sebebiyle konulan sınırlamalardır.

Örnek: Belirli bir kesitteki hat parçasından geçen güç bu hattın taşıyabileceği maksimum gücü aşmamalıdır.

$$P_{ij} \leq P_{maks}$$

Burada  $P_{ij}$  i. ve j. yük noktaları arasındaki hat parçasından geçen güç,  $P_{maks}$  ise o hattın taşıyabileceği maksimum güçtür.

ii) Davranış (veya Performans) sınır denklemleri: Davranış gereksinmesi sonucu konulan kısıtlamalardır.

Örnek: Şebekenin her düğüm noktasındaki yükün karşılanması beklenir. Bu amaçla,

$$\sum_{i=1}^{NT} (P_{ij} - P_{ji}) \geq P_{tj} \quad \forall j \quad (j = 1, 2, \dots, m)$$

denklemleri sınır denklemleri olarak modelde kullanılabilir.

Burada;

NT: Şebekedeki toplam düğüm sayısı

$P_{ij}$ : i. ve j. düğümler arasındaki hattan geçen güç

$P_{tj}$ : j. düğüm noktasında hattan çekilen güç (yük)

m: Tüketicilerin bağlı olduğu toplam düğüm sayısıdır.

Bazı mühendislik problemlerinde sınır denklemlerini tasarım değişkenlerinin açık fonksiyonu olarak yazmak mümkün olmayabilir. Bu olguya rağmen matematiksel optimizasyon formülasyonlarının analitik veya nümerik yöntemlerle çözülebilmesi sınır denklemlerinin analitik

veya nümerik bir fonksiyonla ifade edilmesi ile mümkündür.

### 2.3. Optimizasyon Probleminin Formülasyonu ve Temel Kavramlar

Optimizasyon problemi matematiksel olarak aşağıdaki şekilde ifade edilmekte olup,

$$\begin{aligned} \min Z(X) &= Z(X_1, X_2, X_3, \dots, X_N) \\ g_i(X_1, X_2, X_3, \dots, X_N) &<, =, > B_i \end{aligned} \quad (2.4)$$

Burada,  $g_i(X) <, = > B_i$  sınır denklemlerini sağlayan amaç fonksiyonunun minimize edilmesi ifade edilmiştir.

Optimizasyon problemi minimizasyon veya maksimizasyon problemi olabilir. Herhangibir  $Z(X)$  fonksiyonun maksimum değeri,  $-Z(X)$  fonksiyonunun minimum değeri olduğundan optimizasyon problemini bir minimizasyon veya maksimizasyon problemine dönüştürmek mümkündür. Bu sebeple optimizasyon teorisinde minimizasyon veya maksimizasyon dolaylı olarak eş anlamlıdır. Bu paragrafta anlatılmak istenen aşağıda verilen teorem ile ispatlanmıştır [1], [2], [3] .

Teorem:  $X^*$ ,

Maksimize :  $Z(X)$

Sınır Denklemleri:  $g_j(x)=0 \quad j=1,2,\dots,m$   
 $h_j(x)\leq 0 \quad j=1,2,\dots,k$

olarak verilen bir P1 probleminin optimal çözümü ise bu çözüm aynı zamanda

Minimize :  $Z(X)$

Sınır Denklemleri:  $g_j(x)=0 \quad j=1,2,\dots,m$   
 $h_j(x)\leq 0 \quad j=1,2,\dots,k$

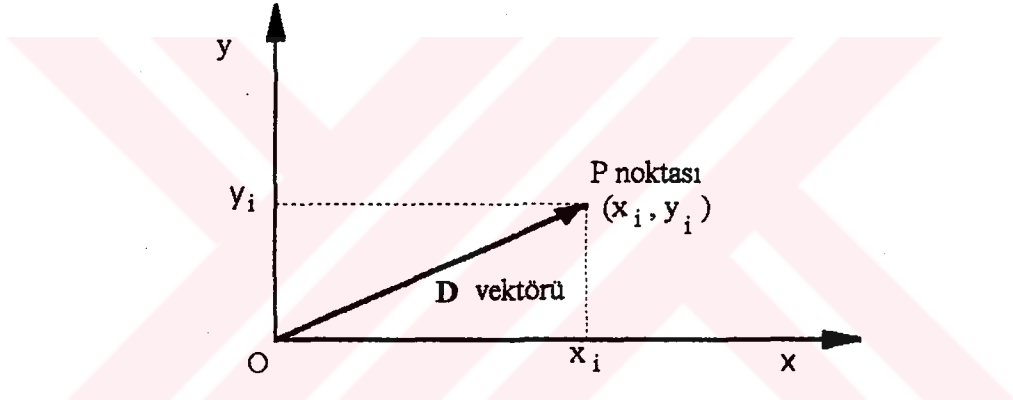
biçiminde verilen P2 probleminde optimal çözümüdür [1].

Bir tasarımın optimize edilmesi sürecinde, en önemli konu minimize edilecek amaç fonksiyonunun seçimidir.

### 2.3.1. Temel Kavramlar

#### a) Tasarım Uzayı

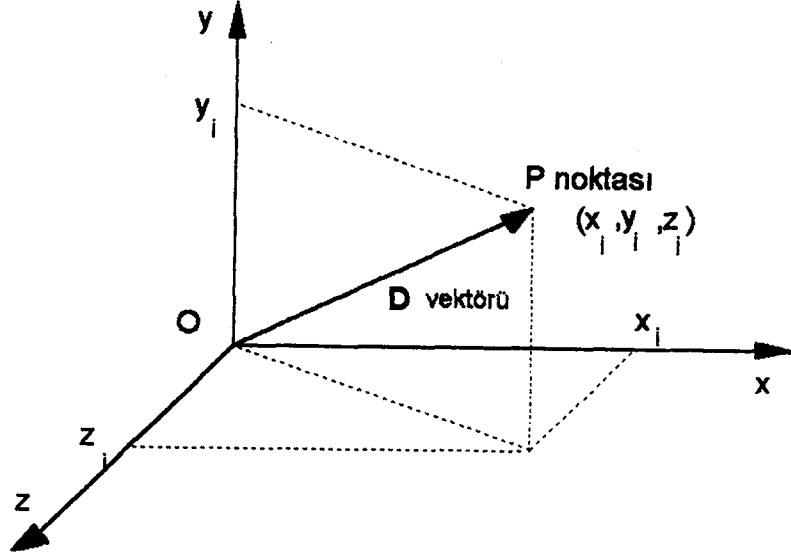
Tasarım vektörünün eleman sayısı  $n$ , aynı zamanda  $n$ -boyutlu tasarım uzayını tanımlamış olur. Örneğin iki tane tasarım değişkeni olan bir tasarım değişkeni vektörü seçildiğinde tasarım uzayı 2-Boyutlu düzlem olur ve düzlemdeki her nokta bir tasarıma karşılık düşer.



Şekil 2.1. 2-Boyutlu Tasarım uzayı.

Şekil 2.1'den de görüldüğü gibi  $(x,y)$  tasarımı, tasarım uzayının orjininden çıkan ve P noktasına erişen  $D = \vec{OP}$  vektörü ile gösterilmektedir.

Tasarım değişkeni  $n = 3$  olduğunda tasarım uzayı 3-Boyutlu olarak elde edilir. Bu durumda optimal tasarım, amaç fonksiyonunu minimize eden ve sınır denklemlerini sağlayan D tasarım değişkeni vektörünü bulmayı amaçlar.



Şekil 2.2. 3-Boyutlu Tasarım Uzayı.

Tasarım değişkeni  $n > 3$  olduğunda D vektörü Euclid tasarım uzayında çizilemez bu durumda optimizasyon uzayı ancak matematiksel olarak tanımlanabilir [2], [3].

b) Sınır Denklemi Yüzeyi (constrained surface)

Sınır denklemleri  $g_i(D) = 0$  eşitliğini sağlayan D vektörünün değerleri tasarım uzayında çizildiğinde oluşan yüzeylere, sınır yüzeyleri denilir. Burada yüzey, tasarım uzayını  $g > 0$  ve  $g < 0$  bölgelerine ayıran sınırlar anlamında kullanılmaktadır. Dolayısıyla herhangi bir tasarım noktası, o yüzeyin herhangi bir tarafında veya üzerinde olabilir.

$n$ -Boyutlu bir uzayda sınır denklemi yüzeyleri  $(n-1)$  Boyutlu bir alt-uzay (subspace) oluştururlar.

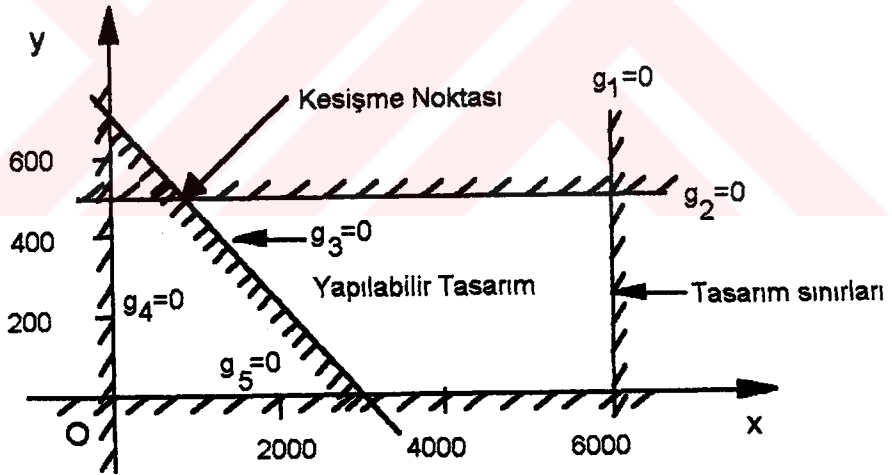
Örnek:

2-Boyutlu  $D = [x, y]^T$  tasarım optimizasyon örneğimizde sınır denklemlerinin,

$$\begin{aligned} g_1(D) &= x - 6000 < 0 \\ g_2(D) &= y - 500 < 0 \\ g_3(D) &= -(0.25x + y + 750 < 0) \\ g_4(D) &= -x < 0 \\ g_5(D) &= -y < 0 \end{aligned}$$

olduklarını varsayalım. Bu duruma ilişkin sınır denklemleri yüzeyleri  $g_i(D)$  ve diğer tanımlar Şekil 2.3.'de gösterilmiştir.

Sınır denklemleri yüzeylerinin içinde kalan alan, yapılabilir tasarımlar bölgesi (feasible design region) dışında kalan alan ise yapılamaz tasarımlar (unfeasible design region) bölgesidir. Yüzeylerin üzerindeki tasarım noktaları, sınır tasarımlar (constrained designs) olarak ifade edilirler.



Şekil 2.3. 2-Boyutlu  $D = [x, y]^T$  tasarım uzayında sınır denklemleri yüzeyleri  $g_i(D)=0$  ve sınır denklemleri yüzeylerinin grafiksel olarak gösterilmesi.

2-Boyutlu optimizasyon problemlerinde sınır denklemi yüzeyleri  $(n-1) = 1$  boyutludur. Yani, 2-Boyutlu tasarım düzleminde (uzayında), sınır denklemi yüzeyi 1

boyutlu olan eğri ile belirlenir.

Sınır denklemi yüzeyi  $n$ -Boyutlu bir uzayda  $(n-1)$  Boyutlu bir alt-uzay (subspace) oluşturur kuralını uygulayacak olursak aşağıdaki durumlar ortaya çıkar.

Tablo 2.1. Tasarım vektörünün boyutuna göre problemin boyutlandırılması.

| Tasarım Vektörü Boyutu | Tasarım Uzayı Boyutu | Sınır Yüzeyi Boyutu | İki Yüzeyin Kesişme Boyutu |
|------------------------|----------------------|---------------------|----------------------------|
| $n$                    | $n$                  | $n-1$               | $n-2$                      |
| 1 (skaler)             | 1 (Doğru)            | 0 (Doğru parçası)   |                            |
| 2                      | 2 (Düzlem)           | 1 (Eğri)            | 0 (Nokta)                  |
| 3                      | 3 (Kartezyen Uzay)   | 2 (Yüzey)           | 1 (Eğri)                   |
| 4                      | 4 (Uzay)             | 3 (Hacim)           | 2 (Yüzey)                  |
| 5                      | 5 (Uzay)             | 4 (Uzay)            | 3                          |

#### c) Parametrik Sınır Denklemleri

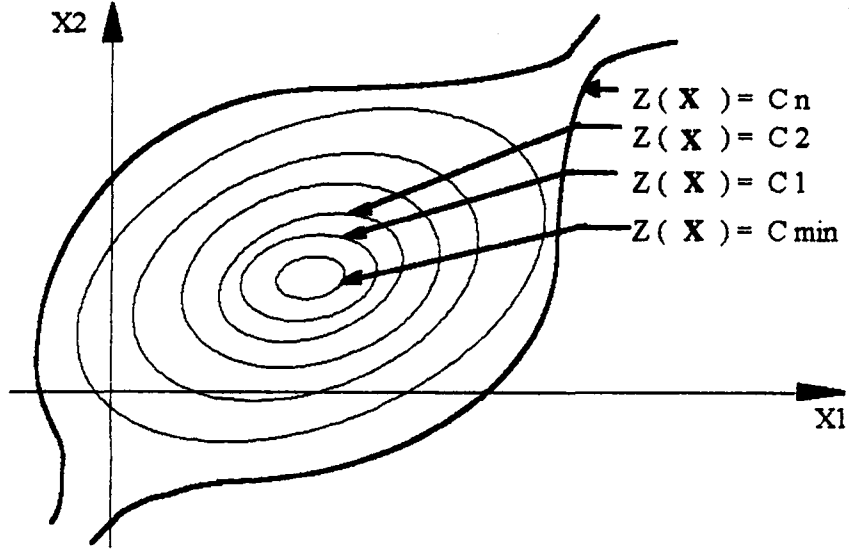
Sınır denklemlerindeki fonksiyonlar parametrelere bağlı ve parametrelerde başka sınır denklemleri ile ifade edilmiş ise, bu tür sınır denklemleri parametrik sınır denklemleri olarak tanımlanmaktadır [2], [3].

#### d) Eşdeğer Amaç Fonksiyon Eğrileri (Objective Function Contours):

Tasarım uzayında sınır denklemi yüzeylerine ek olarak birde eşdeğer amaç fonksiyon yüzeyleri tanımlanmaktadır.

Amaç fonksiyon  $Z(D)$ 'nin sabit bir değer aldığı tüm noktaların oluşturduğu eğriye eşdeğer amaç fonksiyon eğrisi (contour) denir. Her farklı sabit değere  $Z(X)=C$  gibi bir eşdeğer yüzey karşılık düşer. Şekil 2.4.'de

2 Boyutlu bir uzayda eşdeğer yüzeyler gösterilmektedir.



Şekil 2.4. 2-Boyutlu eşdeğer amaç fonksiyon eğrileri

$C_i = \text{sabit}$   $C_{\min} = \text{Amaç fonksiyonunun minimum değeri.}$

#### 2.4. Optimizasyon Yöntemlerinin Sınıflandırılması

Optimizasyon problemleri, optimizasyon formülasyonunda sınır denklemlerinin olup olmasına göre

i) Sınırlandırılmış ve

ii) Sınırlandırılmamış

optimizasyon problemleri olarak sınıflandırılabilir.

##### 2.4.1. Sınırlandırılmamış Optimizasyon Problemleri

Sınırlandırılmamış problemler isminden de anlaşılacağı üzere sınır denklemleri bulunmayan optimizasyon türleridir. Tasarım değişkeni vektörü  $X$  olarak tanımlanırsa optimizasyon formülasyonu,  $Z(X)$  amaç fonksiyonunu minimize eden  $X$  tasarım değişkenlerini bulmayı amaçlar.

Sınırlandırılmamış optimizasyon yöntemlerinin bir kısmının optimal çözüme yakınsama hızlarının yüksek olması sebebiyle, mümkün olduğu taktirde sınırlandırılmış problemlerin sınırlandırılmamış minimizasyon problemine dönüştürerek çözmek daha uygun olur [2], [3].

#### 2.4.1.1. Ekstremlerin (Minimumlar/Maksimumlar)

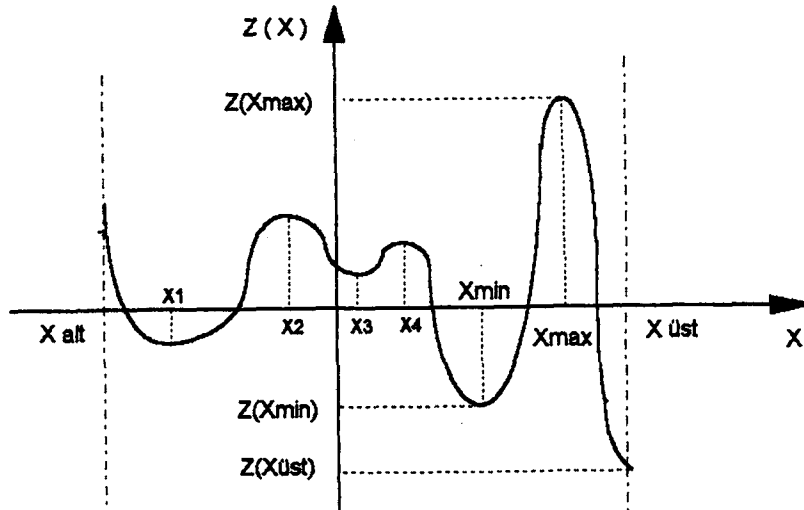
##### Özellikleri

Minimizasyon problemlerinde amaç tasarım değişkeni vektörü  $X$ 'in fonksiyonu olan  $Z(X)$ 'in alabileceği en küçük değer olan ve aynı zamanda amaç fonksiyonunu sağlayan  $X$  vektörünü bulmaktır. Bu sebeple genel olarak fonksiyonların ekstremum özelliklerinden (minimum veya maksimum) söz etmek uygun olur.

##### Tek Değişkenli Fonksiyonlar:

Örnek olarak Şekil 2.5.'deki tek değişkenli sınırlandırılmış sürekli bir  $Z(X)$  fonksiyonu göz önüne alınsın (fonksiyonun sürekli olması türevinin mevcut olduğunu gösterir).

Tanımlar: Ekstremler :  $X_1, X_2, X_3, X_4, X_{\min}, X_{\max}$   
Minimumlar  
Yerel Minimumlar :  $X_{\min}, X_1, X_3$   
Global Minimum :  $X_{\min}$   
Mutlak Minimum :  $X_{\text{üst}}$   
Maksimumlar  
Yerel Maksimumlar:  $X_2, X_4$   
Global Maksimum :  $X_{\max}$  (Aynı zamanda mutlak maksimum)



Şekil 2.5. Ekstremlerin (minimumlar/maksimumlar) gösterilmesi.

$Z(X)$  fonksiyonunun birinci türevini sıfır yapan  $X$  değerleri bulunursa  $X_1, X_2, X_3, X_4, X_{\min}$  ve  $X_{\max}$  ekstremum değerleri bulunmuş olur.

$$\frac{dZ(X)}{dX} = 0 \Rightarrow X_1, X_2, X_3, X_4, X_{\min} \text{ ve } X_{\max} \quad (2.5)$$

Bununla birlikte ekstremumlardan hangilerinin yerel veya global olduklarını anlayabilmek için iki işlem yapmak gerekir.

1)  $Z(X)$  fonksiyonun ikinci türevi bulunduktan sonra,

$$\left. \frac{d^2Z(X)}{dX^2} \right|_{x=X_i} > 0 \Rightarrow X_i \equiv \text{Minimumlar} \quad (2.6)$$

$$\left. \frac{d^2Z(X)}{dX^2} \right|_{x=X_i} < 0 \Rightarrow X_i \equiv \text{Maksimumlar}$$

$$\left. \frac{d^2Z(X)}{dX^2} \right|_{x=X_i} = 0 \Rightarrow X_i \equiv \text{Dönüşüm (Inflexion) noktaları olurlar.}$$

2)  $X_i$  noktalarının minimum veya maksimum oldukları belirlendikten sonra her bir  $X_i$  noktası için fonksiyonun  $Z(X_i)$  değeri hesaplanarak minimum veya maksimum noktaların yerel veya global oldukları belirlenir.

Şekil 2.5.'deki optimizasyon bir minimizasyon problemi ise 1) ve 2) işlemleri sonucunda global minimum bulunmuş olur. Ancak mutlak minimum olan  $X_{\text{üst}}$  sınır noktasını analitik yöntemle bulmak mümkün değildir.

Şekil 2.5.'deki optimizasyon bir maksimizasyon problemi ise 1) ve 2) işlemleri yapılarak hem global hem de mutlak maksimum olan  $X_{\text{maks}}$  bulunmuş olur. Çünkü  $X_{\text{maks}}$  noktası  $X_{\text{alt}}$  ve  $X_{\text{üst}}$  aralığında olup, fonksiyonun türevi mevcuttur ve sifıra eşittir.

Sonuç olarak  $Z(X)$  fonksiyonunun türevi alınamıyorsa  $Z(X)$ 'in optimizasyon için uygun bir yöntemi seçmek gerekir [3].

#### Çok Değişkenli Fonksiyonlar:

Çok değişkenli fonksiyonların ekstremumları tek değişkenli fonksiyonların özelliklerine benzer biçimde analiz edilir.

$Z(X_1, X_2, \dots, X_n)$  çok değişkenli fonksiyonu sürekli bir fonksiyon olduğunda,

$$\frac{\partial Z(X)}{\partial X_i} = 0 \quad i=1,2,\dots,n \quad (2.7)$$

kısmi türevlerin sıfıra eşitlenmesiyle oluşan  $n$  tane denklemin çözümü ekstremum  $X$  ve vektörünü(lerini) verir.

Tanım 1: Gradyan

$Z(X)$  fonksiyonunun gradyanı  $G=\nabla Z=$

$$\left| \begin{array}{c} \frac{\partial Z(X)}{\partial X_1} = 0 \\ \frac{\partial Z(X)}{\partial X_2} = 0 \\ \frac{\partial Z(X)}{\partial X_3} = 0 \\ \vdots \\ \frac{\partial Z(X)}{\partial X_n} = 0 \end{array} \right| \quad (2.8)$$

vektörü çok değişkenli bir fonksiyonun Gradyanı (değişimi) olarak tanımlanır.

**Tanım 2 : Hessian Matrisi**

$Z(X_1, X_2, \dots, X_n)$  çok değişkenli fonsiyonun Hessian matrisi

$$J = H = \begin{vmatrix} \frac{\partial Z(X)}{\partial X_1^2} & \frac{\partial^2 Z(X)}{\partial X_1 \partial X_2} & \dots & \frac{\partial^2 Z(X)}{\partial X_1 \partial X_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial^2 Z(X)}{\partial X_n \partial X_2} & \vdots & \vdots & \frac{\partial^2 Z(X)}{\partial X_n^2} \end{vmatrix} \quad (2.9)$$

olarak tanımlanır [2].

**Tanım 3 : Kesin Pozitif Matris (Positive Definite matrix)**

Kesin pozitif matrislerin özelliği o matrisin tüm özdeğerlerinin reel kısımlarının pozitif olmasıdır [3].

Sayısal bir  $y$  vektörü ne olursa olsun sayısal  $H$  matrisinin özelliği şu şekilde bulunur.

- $y^T H y > 0$   $\Rightarrow$   $H$  matrisi kesin pozitif bir matristir.
- $y^T H y < 0$   $\Rightarrow$   $H$  matrisi kesin negatif bir matristir.
- $y^T H y = 0$   $\Rightarrow$   $H$  matrisi belirsizdir.

**Sonuç:**

Çok değişkenli sürekli  $Z(X_1, X_2, \dots, X_n)$  fonksiyonların türevleri mevcutsa,

$$G=\nabla Z= \begin{vmatrix} \frac{\partial Z(X)}{\partial X_1} = 0 \\ \frac{\partial Z(X)}{\partial X_2} = 0 \\ \frac{\partial Z(X)}{\partial X_3} = 0 \\ \vdots \\ \frac{\partial Z(X)}{\partial X_n} = 0 \end{vmatrix} = 0 \quad (2.10)$$

denklemler sistemi çözülerek  $X$  ekstremum vektörü elde edilir.

$Z(X)$  fonksiyonun Hessian matrisi bulunup  $X$  vektör değerinde hesaplandığında,

$H(X)$  matrisi kesin pozitif ise  $\Rightarrow X$  Minimum  
 $H(X)$  matrisi kesin negatif ise  $\Rightarrow X$  Maksimum  
 $H(X)$  matrisi kesin belirsiz ise  $\Rightarrow X$  Değişim vektörü olur.

Eğer çok değişkenli optimizasyon problemlerinde birden fazla yerel minimumlar bulunuyor ise optimal tasarım yaparken birtakım zorluklar çıkar. Mühendislik problemlerinde tecrübe ve sezgi birikimi sayesinde optimizasyon algoritmasını mantıklı bir başlangıç noktasından uygulamak ve kolaylaştırmak mümkün olabilmektedir [4].

#### 2.4.2. Sınırlandırılmış Optimizasyon Problemleri

Bir mühendislik tasarım problemi, bağlı minimumlara sahip olduğu zaman, mutlak minimumun bulunabilmesi için nereden başlanacağı tasarımcıların deneyimlerine ve bilgilerine dayanılarak kabaca bulunabilmektedir. Günümüzde doğrusal olmayan optimizasyon genel teorisinin yeterince

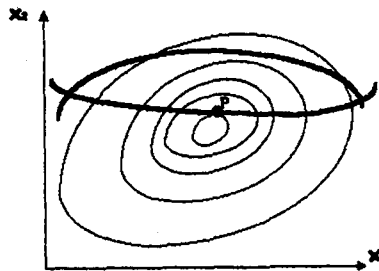
yol gösterememesi nedeniyle tecrübe ve mühendislik sezgisine başvurmayı gerekli kılmıştır. Sınırlanmış problemlerdeki durum daha da karmaşıktır, çünkü bağıl minimumlar sınırlanmamış problemlerdekinden çok daha çeşitli nedenlerle oluşmakta ve minimumu bulmak için kullanılan testler karmaşıkmaktadır. Bunu açıklamak üzere aşağıdaki eşitsizlikle sınırlanmış olan bir problem ele alınmıştır.

Bir  $Z(X)$  amaç fonksiyonun  $g_j(X) \leq 0$   $j=1, \dots, m$  fonksiyonları ile minimuma ulaştırarak  $X$ 'in değerini bulunuz. Burada minimum değer, sınırların etkisinin bulunmadığı bir nokta olabilir (Bkz. Şekil 2.5.). Eğer  $Z$ 'nin birinci ve ikinci türevleri sürekli ise, minimum değer şu şekilde ifade edilebilir:

$$\nabla Z = 0 \quad \text{ve} \quad J = \frac{\partial^2 Z}{\partial x_i \partial x_j} \quad \text{kesin pozitif} \quad (2.11)$$



Şekil 2.6. Sınırlandırılmamış Problem.

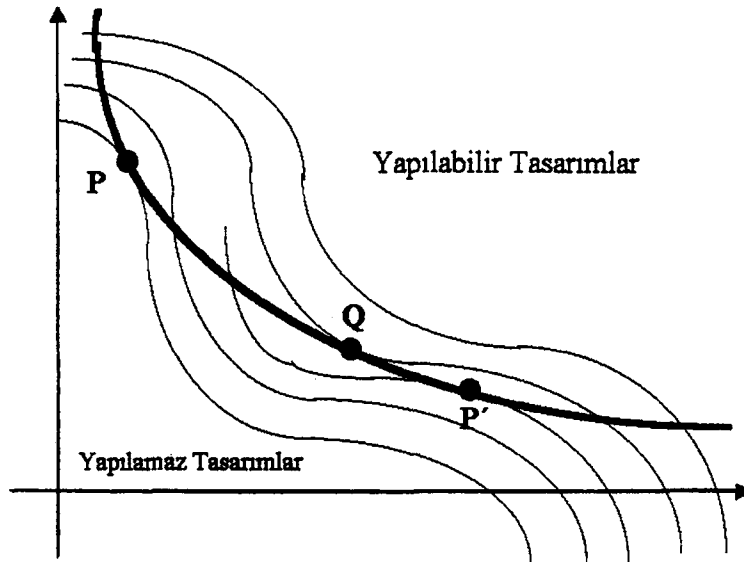


Şekil 2.7. Sınırlandırılmış Problem.

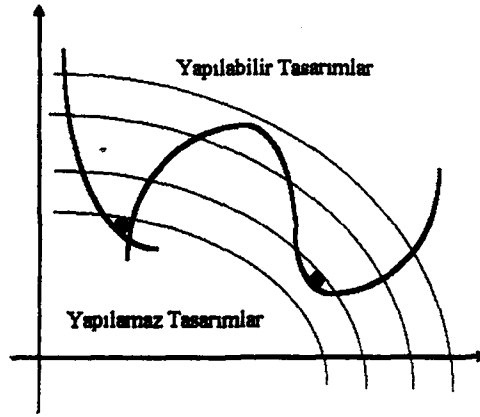
Şekil 2.7.'da gösterilen durum sınırlanmış problemlerde ortaya çıkabilmektedir. Bu durumda müsaade edilen minimum tasarım P noktasıdır. P noktasında  $\nabla Z = 0$  dir, fakat sınır koşullarını temsil eden  $g_j$  fonksiyonlarından biri aktif durumdadır. Bu durumda Z fonksiyonu minimuma giderken, hem  $g_j$  hem de Z türevi alınabilir türden ise minimum için gerekli, geometrik makul bir koşul:

$$\nabla Z = \lambda \nabla g_j \quad \lambda < 0 \quad (2.12)$$

şeklindedir. Bu bağlantı, Z fonksiyonu eğrilerinin  $g_j$  fonksiyonu ile ifade edilen sınıra teğet olmasını ve Z ile  $g_j$ 'nin aynı yönde artmasını gerektirir. Bunun yeterli bir koşul olmadığı Şekil 2.8'de ki Q noktası incelenerek görülebilir. Burada  $\nabla Z$  ve  $\nabla g_j$  aynı yöne yönelmektedirler, fakat kontur sınırdan uzağa doğru bükülmektedir. Bu özel gösterimde minimum P veya P' noktasında yatabilir. Amaç fonksiyonunun, müsaade edilen tasarım sınırları içerisinde daha düşük değerlere ulaşması halinde ise bu iki nokta, bağıl minimumdur.



Şekil 2.8. Fonksiyonların Minimuma Etkisi.



Şekil 2.9. Sınırların Minimuma Etkisi.

Şekil 2.9.'de ise diğer bir ihtimal gösterilmiştir. Burada bağıl minimumlar sınırlamaların şekliyle bağlantılı olarak oluşmuştur. Şekil 2.8.'de ise bağıl minimumlar amaç fonksiyonuna bağlı olarak ortaya çıkmıştır.

Bağıl minimum için gerekli koşullar, önerilen minimumun geçmesi gereken test biçiminde geliştirilmektedir. Bu koşullar "Kuhn-Tucker koşulları" olarak adlandırılır. Basit şekilde anlatmak gerekirse, bu yöntem söz konusu bağıl minimum noktadaki aktif sınır yüzeylerine çizilen diklerin oluşturduğu bir koni tanımlamak ve amaç fonksiyonunun gradyanının (akış yönünün) bir koni içerisinde olup olmadığını test etmekten ibarettir [2].

#### 2.4.2.1. Sınırlanmış Problemlerin Sınırlanmamış Minimizasyon Yöntemiyle Çözümü

Tasarım vektörü  $D$ 'nin seçiminde sınırlar konulmadığında  $Z(D)$  amaç fonksiyonunun minimumunu bulmak için kullanılabilecek yöntemlerden ikisinden söz edilmişti. Ancak, birçok mühendislik probleminde  $D$  vektörünün alabileceği değerler fiziksel olarak uygulanabilirlik bakımından sınırlanmıştır. Çok karmaşık olmayan minimizasyon problemlerinin çözümü için uygun bir minimizasyon algoritması bulunmuş ise, sınırlandırılmış problemlerin, sınırlandırılmamış problemlerin çözüm formülasyonlarından biri kullanılarak çözülmesi kolaydır.

Öte yandan, bu yaklaşım problemlerde direkt yöntemler kadar etkili olmayabilir. Sınırlanmamış optimizasyon yöntemleri bu sınırlamalarla doğrudan başa çıkamazlar. Bu sebeple, sınırlandırılmış optimizasyon problemlerinde, minimizasyon yöntemine sınırlar da katılarak dolaylı optimizasyon yöntemleri oluşturulmuştur [2], [3], [4].

#### 2.4.2.2. Sınırlanmış Problemlerin Direkt Yöntemler ile Çözümü

Mevcut yöntemler arasında Lineer Programlama Yöntemi en iyi irdelenmiş yöntemdir. Metodun uygulama alanı doğrusal problemler ile sınırlıdır. Tez de yapılan çalışmada Lineer Programlama Yöntemi kullanıldığı için bu yöntem Bölüm 3'de ayrıntılı olarak açıklanmıştır.

Ayrıca lineer olmayan problemlerin çözümü için çeşitli yöntemlerde mevcuttur.

## BÖLÜM 3

### DAĞITIM ŞEBEKESİNİN BİLGİSAYAR İLE TASARIM YÖNTEMLERİ

#### 3.1. Giriş

Bugün birçok ülkede dağıtım şebekelerinin tasarımı amacıyla bilgisayar kullanılmaktadır. Doğal olarak bilgisayarlar da hesap yapmak diğer yöntemlerden çok daha zordur. Buna karşılık bilgisayar yardımıyla daha ayrıntılı bir analiz yapmak mümkündür. Böylece mühendis, hesapları yapmak yerine sadece sonuçları incelemek için zaman harcamaktadır. Dağıtım şebekelerinin bilgisayar destekli tasarımında oldukça fazla değişken ve sınır içeren optimizasyon problemi ile karşılaşilmektedir.

Dağıtım şebekesi tasarımı ayrık yapıda bir problem olduğu için, belirli bir bölgenin ayrıntılı tasarımını basit lineer programlamanın sürekli değişkenleri ile yapmak mümkün değildir. Burada ayrık bir yapıdan kastedilen bir transformatörün, herhangi bir kablunun tesis edilip edilemeyeceğinin ancak tam sayılarla belirlenmesinden ve ayrıca kablodan akan güç kesirli değerler de alabileceğinden dağıtım şebekesinin tasarımında hem tam, hem de kesirli değerler alan değişkenlere ihtiyaç duyulmasından ileri gelmektedir. .Bu yüzden şebeke analizinde tamsayıli veya karma değişkenli programlama yöntemleri kullanılmaktadır. Bu sebeplerden dolayı tezde karma değişkenli programlama yöntemi tercih edilmiştir.

Bu bölümde dağıtım şebekesinin bilgisayar ile tasarım yöntemleri ve bu metodların çözüm teknikleri incelenecektir. Ayrıca tezde şebeke modellemesinde kullanılan karma değişkenli programlama (mixed integer programming) yöntemi ve bu metodun bilgisayar ile çözüm

tekniklerinden birisi olan ve Ek A'daki programın kullandığı kesme düzlemi (cutting plane) algoritması ve bu tekniğin seçilme sebepleri anlatılacaktır.

### 3.2. Optimum Dağıtım Şebekesi Tasarımını Belirleyen Yöntemler

Bilgisayar ile dağıtım şebekesi tasarım yöntemlerini temel olarak üç gruba ayırabiliriz:

- i) Heuristik yöntem,
- ii) Matematiksel programlama yöntemi,
- iii) Dinamik programlama yöntemi.

#### 3.2.1. Heuristik Yöntem

Heuristik modelin en önemli üstünlüğü, planlamacının arzu ettiği zaman tasarıma müdahale edebilmesidir.

Heuristik metodun karakteristikleri şunlardır [5]:

- i) Model basittir.
- ii) Planlamacı her an müdahale edebilir.
- iii) En iyiye yakın çözüm verir.

Matematiksel programlama yöntemlerinin karakteristikleri ise şöyledir:

- i) Planlamacının arzu ettiği anda müdahale etmesi mümkün değildir.
- ii) Program formülasyonuna uygun sabit bir model mevcuttur.
- iii) Tek bir "global" çözüm vardır.

Carson ve Cornfield tarafından geliştirilen Heuristik Yöntemin Dayandığı Teorem: Şebekede sabit kaynaklar var ise birim uzunluk başına direnç aşağıdaki ifadede görüldüğü gibi akımın fonksiyonudur [6], [7].

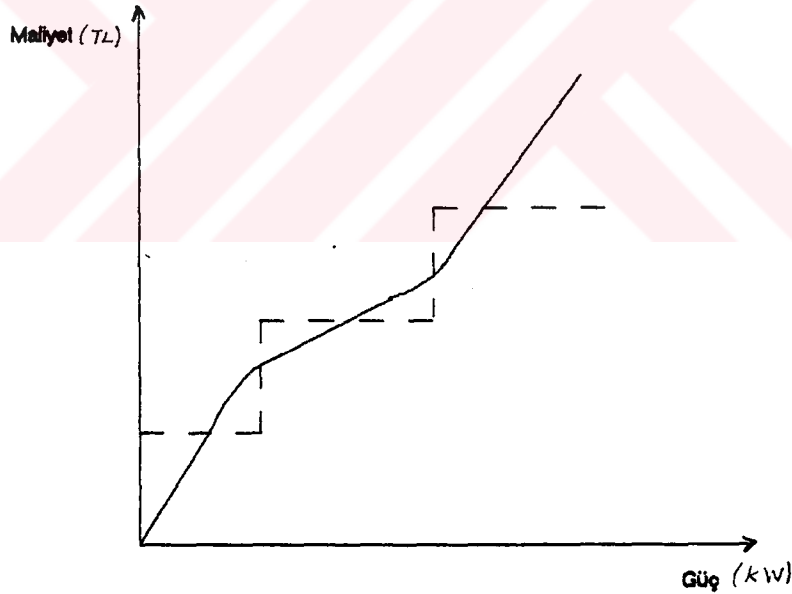
$$R = \frac{dF/dI}{kI} \quad [\Omega/m] \quad (3.1)$$

Bu denklemde F maliyet fonksiyonunu, I akımı k ise keyfi bir sabiti göstermekte ve  $F, (dF^2/dI^2) \geq 0$  koşulunu sağlamaktadır.

Amaç, maliyeti minimize etmek olduğu için, F maliyet fonksiyonu kabloların maliyetlerini gösterecek şekilde seçilir. Şekil 3.1'deki yaklaşık maliyet eğrisi aşağıdaki fonksiyonla ifade edilir.

$$F = (A+BI^2) \cdot (1-e^{-CI^2}) \quad (3.2)$$

(3.2) ifadesindeki A ve B şebeke tesis ve kayıp maliyeti tarafından belirlenen sabitler, C ise keyfi bir parametredir.



Şekil 3.1. Maliyet eğrisi.

---- Gerçek maliyet eğrisi.

— Yaklaşık maliyet eğrisi.

(3.2) ifadesinden görüldüğü gibi, farklı C'ler için birçok yaklaşık eğri elde etmek mümkündür ve doğal olarak bunların herbirinden elde edilecek çözüm farklıdır [8].

Heuristik yaklaşımda, bilgisayar programının her aşamada ürettiği şebekelerden planlamacıya göre en iyi olanı seçilir.

### 3.2.2. Matematiksel Programlama Yöntemi

Amaç fonksiyonunu  $Z(X)$  ve şartları belirten denklemler (eşitlikler veya eşitsizlikler) kümesi bilindiğine göre herhangi bir programlama problemi matematik bir dil ile ifade edilebilir. Matematiksel programlamanın konusu bu problemin çözümünü bulmak, ve özellikle, verilenler olarak kullanılan gerçek değerlerin cinsine göre amaç fonksiyonunu optimum (minimum veya maksimum) yapan çözümü bulmaktır. Verilen amaç fonksiyonu ve problemin tarif edilen şartları değişik formlarda olabilir.

Bazı problemlerin belirli tek bir çözümü vardır ve başka çözüm bulunamaz. Bu tip problemlere belirli problemler denilir. Diğer bazıları için birden fazla, daha doğrusu sonsuz sayıda çözüm vardır veya hiç çözüm bulunmayabilir. Bu problemler belirsiz veya imkansız problemler sınıfına dahildir.

Problemdeki sınır şartlarına göre programlama problemleri iki ayrı başlık altında toplanabilir. Bunlar Lineer ve Lineer Olamayan Programlama Problemleri olarak bilinir [9].

#### 3.2.2.1. Lineer Programlama Yöntemi

Lineer Programlama Problemi lineer sınır denklemleri ile kısıtlanmış değişkenlerin fonksiyonu olan bir amaç fonksiyonunun minimum veya maksimum yapılması problemidir.

Klasik bir lineer programlama yönteminde amaç fonksiyonu

$$z = \sum_{i=1}^N C_i \cdot X_i \quad (3.3)$$

olarak ifade edilir. Sınır denklemleri ise

$$\begin{aligned} A_{i1}X_1 + A_{i2}X_2 + \dots + A_{iN}X_N &\leq, =, \geq B_i \quad (3.4) \\ (i=1, 2, \dots, M) \\ X_1, X_2, X_3, \dots, X_N &\geq 0 \end{aligned}$$

şeklindedir. Bu denklemlerde Z optimize edilecek olan fonksiyonu göstermektedir. Şebeke tasarım probleminde ise Z minimize edilecek olan toplam maliyettir.  $C_i$  katsayısı  $X_i$  değişkeni ile ilgili maliyettir. Matematiksel olarak açıklayacak olursak  $A_{ij}$ ,  $B_i$  belirli sabitler,  $X_i$  ise karar değişkenidir. Lineer programlama probleminde amaç fonksiyonu optimize (maksimize veya minimize) eden karar değişkenleri aranmaktadır.  $A_{ij}$  ve  $B_i$  katsayıları sabit olmak şartı ile pozitif, negatif veya sıfır olabilir [1], [5].

Genel lineer programlama probleminin değişik çözümleri vardır. Çeşitli çözümlerin tipine göre bunlara değişik isimler verilir. Bu çözümlere ait açıklamalar aşağıda verilmiştir [9].

**Uygun Çözüm:** Lineer programlama probleminin uygun çözümü (3.4) şartlarını sağlayan  $X = (x_1, x_2, \dots, x_N)$  vektörüdür.

**Uygun Temel Çözüm:** Bu çözüm de isminden de anlaşılacağı gibi uygun bir çözümdür, fakat bu özelliğe ek olarak (N-M) sayıda değişken sıfıra eşit olup, yalnız M tane  $x_i$ 'nin sıfırdan farklı ve pozitif değerlere sahip olması gerekmektedir.

Lineer programlama probleminin çözümleri aşağıdaki teoremlere bağlıdır.

**Teorem 1:** Lineer programlama probleminin uygun çözümlerinin cümlesi bir dış bükey cümledir [9].

**Teorem 2:** Amaç fonksiyonu lineer programlama probleminin uygun çözümlerinin cümlesi ile meydana gelen dışbükey S cümlesinin en dış noktalarından birinde minimum değerine eşittir. Eğer minimum değer iki ayrı noktada elde ediliyorsa bu iki ayrı noktanın her bir dışbükey kombinezonu içinde fonksiyonun değeri aynıdır [9].

**Teorem 3:** Eğer  $r \leq M$  olmak üzere  $P_1, P_2, \dots, P_r$  vektör takımı lineer olarak birbirinden bağımsız olarak bulunursa ve

$$x_1 P_1 + x_2 P_2 + \dots + x_r P_r = P_0 \quad (3.5)$$

ve bütün  $x_i \geq 0$  ise,  $X = (x_1, x_2, \dots, x_r, 0, \dots, 0)$  noktası uygun çözümlerin en dış noktalarından biridir. Buradaki X sondaki N-r elemanı sıfır olan N-boyutlu bir vektördür [9].

**Teorem 4:** Eğer  $X = (x_1, x_2, \dots, x_N)$  S' in en dış noktalarından birisi ise, pozitif  $x_i$ 'lerle ilgili vektörler lineer bağımsız bir cümle oluştururlar. Buradan en fazla m tane  $x_i$ 'nin pozitif olduğu sonucu çıkar [9].

**Sonuç.** S in en dış noktası ile ilgili olarak verilen  $P_1, P_2, \dots, P_N$  cümlesinden M adet lineer olarak bağımsız bir vektör cümlesi mevcuttur.

**Teorem 5:** Eğer ve yalnız eğer pozitif  $x_i$  lineer olarak bağımsız olan  $P_i$  vektörlerinin

$$\sum_{j=1}^N x_j P_j = P_0 \quad (3.6)$$

bağıntısındaki katsayıları ise  $X = (x_1, x_2, \dots, x_N)$  S in en dış noktasıdır [9].

**Teorem 6:** Genel lineer programlama probleminin uygun

çözümlerine karşı düşen noktalar cümlesi bir dışbükey cümle oluştururlar [9].

Karar değişkeni sürekli değerler alarak değişiyorsa ve lineer programlama problemi standart formunda ise simpleks algoritma veya iyileştirilmiş (revize) simpleks algoritma kullanılarak çözüm yapılabilir [9]. Genel çözüm metodlarının yanı sıra özel algoritmalarda incelenmiştir. Örnek olarak ulaştırma problemleri için özel algoritmalarda geliştirilmiştir. Değişik metodlar arasında Gradyan Metodu ve ayrıca Geliştirilmiş Gradyan metodu sayılabilir. Multipleks yöntemi, En Kesit Yöntemi Gevşeme Yöntemi lineer programlama çözüm metodları arasında sayılan yöntemlerdir.

Karar değişkeni sadece tam değerler alıyor ise özel bir yöntem kullanılmaktadır. Bu metoda "Tamsayılı (integer) Programlama" yöntemi denilir. Karar değişkeni 0 ve 1 gibi iki değer alıyor ise daha çok sınırlı bir durum vardır. Bu durum için kullanılan metoda "0-1 (zero-one) Programlama" yöntemi denilir. Karar değişkeninin hem tam değerler hem de kesirli değerler alması durumunda ise "Karma Değişkenli (mixed-integer) Programlama" yöntemi kullanılmaktadır [11], [10].

Problemde  $n$  tane değişken olduğunu varsayalım ve bu  $n$  adet değişkenin ilk  $q$  ( $1 \leq q \leq m$ ) tanesi tamsayılı olarak sınırlandırılmış olsun. Bu kabuller altında optimizasyon formülasyonu aşağıdaki şekile dönüşür.

$$\text{Max. (Min.) : } C^T X$$

$$\text{Sınır denklemleri: } AX=B$$

$$X \geq 0$$

$$x_1, x_2, \dots, x_q \text{ tam değerli} \\ \text{değişkenler}$$

(3.7)

(3.7) formülasyonunda  $X = (x_1, x_2, \dots, x_q, \dots, x_n)^T$  ve  $C(n \times 1)$ ,  $B(m \times 1)$ ,  $A$  ise  $(m \times n)$  boyutlu matrislerdir.

Bu formülasyonda  $q=n$  ise problem tamsayılı programlama problemine dönüşür. Eğer  $1 \leq q \leq n$  ise problem karma değişkenli programlama problemi olarak adlandırılır.

Tamsayılı veya karma değişkenli problemlerin çözüm algoritmaları belirli temel yöntemlerin uygulanmasıdır. Bu algoritmaları kesme düzlemi (cutting plane) ve dal ve sınır (Branch and Bound) yöntemi olarak iki gruba ayırmak mümkündür [1]:

#### 3.2.2.2. Kesme Düzlemi Yöntemi

Yöntemde problem, sürekli lineer programlama problemi olarak çözülmekte ancak burada orjinal sınır denklemlerine yeni sınır denklemleri eklenerek bazı değişkenlerin tam değerli olması sağlanmakta, tam değerli çözümlere ise dokunulmamaktadır. Metod dal ve sınır yönteminde yapılabilecek benzer olmasına karşılık iki yöntem arasında temel farklılıklar vardır. Kesme düzlemi yönteminde her bir problemde ard arda sınırlar ilave edilir. Böylece kesme düzlemi tekniğinde lineer programlama probleminin orjinal uygun bölgesi fazladan sınır denklemlerinin ilavesiyle daha küçük bir bölgeye indirgenmektedir. Oysa dal ve sınır yönteminde orjinal uygun bölge birbiriyle ilgisiz alt bölgelere parçalanabilir ve bu yüzden bu yöntemde birçok lineer programlama probleminin çözümü incelenir.

Gomory [1], Tamsayılı veya Karma Değişkenli programlama problemlerini çözebilmek amacıyla kesme düzlemi algoritmasını geliştirmiştir. Gomory bu yöntemin kullanılmasıyla kesirli datalı problemin sonlu sayıda iterasyonla optimum çözümünün bulunabileceğini göstermiştir. Yöntem, probleme yeni sınırların (veya kesiklerin) sokulması esasına dayanmaktadır. Yeni sınır denklemlerinin ilave edilmesiyle lineer programlamanın tamsayılı

olmayan optimum çözümlerinin tam değerli olması sağlanır.

### 3.2.2.2.1. Tamsayılı (Integer) Programlama (IP)

Bu bölümde tamsayılı programlama probleminin kesme düzlemi tekniği ile çözüm yöntemi açıklanacaktır. (3.7) denklem sistemindeki bütün değişkenlerin tam değerli ( $q=n$ ) olduğunu varsayalım.

Burada, lineer programlama yöntemi ile herhangi bir problemi çözümü ele alınmış ve en azından  $i$ . değişken  $x_i$ 'nin tam değerli olmadığı varsayılmıştır.  $x_i$  değişkeninin çözüm tablosunda  $j$ . satırda olduğu kabulü ile bu satır,

$$x_i + \bar{a}_{j1}y_1 + \bar{a}_{j2}y_2 + \dots + \bar{a}_{jp}y_p = \bar{b}_j \quad (3.8)$$

biçiminde ifade edilebilir. Buradan  $x_i$  çözülecek olursa,

$$x_i = \bar{b}_j - \bar{a}_{j1}y_1 - \bar{a}_{j2}y_2 - \dots - \bar{a}_{jp}y_p \quad (3.9)$$

elde edilir.  $\alpha$  gibi reel bir sayının  $\alpha'$  kesirli kısmını,  $[\alpha]$  ise tamsayılı parçasını gösteriyor ise bu sayı

$$\alpha = [\alpha] + \alpha' \quad (3.10)$$

olarak tanımlanabilir. Dolayısı ile (3.9) denklemindeki tüm rasyonel sayılar tamsayılı ve kesirli kısımlardan oluşmak üzere, aşağıdaki gibi ifade edilebilir.

$$x_i = [\bar{b}]_j + \bar{b}'_j - ([\bar{a}_{j1}] + \bar{a}'_{j1})y_1 - \dots - ([\bar{a}_{jp}] + \bar{a}'_{jp})y_p \quad (3.11)$$

Yukarıdaki denklemin tamsayılı ve kesirli parçalarını ayrı ayrı toplanacak olursa,

$$x_i = ([\bar{b}]_j - [\bar{a}_{j1}]y_1 - \dots - [\bar{a}_{jp}]y_p) + (\bar{b}'_j - \bar{a}'_{j1}y_1 - \dots - \bar{a}'_{jp}y_p) \quad (3.12)$$

elde edilir. Sonuç olarak (3.12) denklemin birinci kısmı

olan  $\{ [\bar{b}]_j - [\bar{a}_{j1}] y_1 - \dots - [\bar{a}_{jp}] y_p \}$  ifadesi  $y_1, y_2, \dots, y_p$  değişkenlerinin tümünün tamsayıllı olması durumunda tam değerli olacaktır. Bu durumda  $x_i$  tam değerli olduğu için (3.12) denkleminin  $\{ \bar{b}'_j - \bar{a}'_{j1} y_1 - \dots - \bar{a}'_{jp} y_p \}$  parçasıda tam değerli olmalıdır. Fakat  $\bar{b}$  tamsayıllı olmayan bir değer olarak ele alındığından  $0 < \bar{b} < 1$  dir. Ayrıca (3.10) tanımı sebebiyle  $0 \leq \bar{a}_{ji} \leq 1, i=1, \dots, p$  ve  $y_1, y_2, \dots, y_p$  pozitif tamsayılar olarak sınırlandırıldığından denklemin ikinci parçası pozitif tamsayıllı olamaz. Böylece sınır denklemi

$$\bar{b}'_j - \bar{a}'_{j1} y_1 - \dots - \bar{a}'_{jp} y_p \leq 0 \quad (3.13)$$

olarak elde edilir. Gevşek değişkenin ilavesiyle eşitsizlik eşitlik şekline dönüştürülürse

$$\bar{b}'_j - \bar{a}'_{j1} y_1 - \dots - \bar{a}'_{jp} y_p + x_r = 0 \quad (3.14)$$

ifadesi bulunur. Denklemin ikinci yarısının pozitif tamsayıllı olması gerektiği için gevşek değişken  $x_r$ 'de pozitif tamsayıllı olmalıdır. (3.14) sınır denklemi final simplex çözüm tablosuna ilave edilir ve problemin çözümüne dual simplex yöntemi kullanılarak devam edilir. (3.13) denklemi Gomory'nin kesik (cut) denklemidir [1], [10].

#### 3.2.2.2.2. Karma Değişkenli Programlama

Burada, Gomory'nin değişkenlerinden bazıları veya tümü tam değerli olan  $(0 < q < n)$  yapıdaki problemlerin (karma değişkenli yapıdaki problemler) çözümü için geliştirdiği algoritma ele alınacaktır. Simplex çözümün sonunda başlangıçta bulunan tamsayıllı olması gereken  $j$ . değişken  $x_j$ 'nin tam değerli olmadığı varsayılınsın. Bu durumda sınır denklemi

$$x_j + \bar{a}_{j1}y_1 + \bar{a}_{j2}y_2 + \dots + \bar{a}_{jp}y_p = \bar{b}_j \quad (3.15)$$

şeklindedir. (3.15) denklemini düzenlersek

$$[\bar{b}_j] + \bar{b}_j' - x_j = \sum_{k=1}^p \bar{a}_{jk}y_k \quad (3.16)$$

elde edilir.  $\bar{a}_{jk}$  katsayıları hem pozitif hem de negatif değerli olabileceklerinden, bunları iki ayrı küme

$$\left. \begin{aligned} S_+ &= \{k: \bar{a}_{jk} \geq 0\} \\ S_- &= \{k: \bar{a}_{jk} < 0\} \end{aligned} \right\} \quad (3.17)$$

biçiminde tanımlamak mümkün olmaktadır. Böylece sınır denklemi

$$[\bar{b}_j] + \bar{b}_j' - x_j = \sum_{k \in S_+} \bar{a}_{jk}y_k + \sum_{k \in S_-} \bar{a}_{jk}y_k \quad (3.18)$$

şeklinde ifade edilebilir. Çözüm algoritmasında yapılan kabuller aşağıda verilmiştir.

1. Varsayım:

$$[\bar{b}_j] + \bar{b}_j' - x_j < 0 \quad (3.19)$$

Burada  $[\bar{b}_j]$  tam değerli olduğu için uygun çözüm elde edebilmek amacıyla  $x_j$  tamsayıli olarak sınırlandırmaktadır,  $\bar{b}_j'$  ise kesirli ve pozitif değerlidir. Bu yüzden,  $[\bar{b}_j] - x_j$  negatif tam değerli sayıdır ve -u ile gösterilir.

Böylece,

$$[\bar{b}_j] + \bar{b}_j' - x_j = \bar{b}_j - u \quad u \in \{1, 2, 3, \dots\} \quad (3.20)$$

olur. (3.20) ifadesi (3.18)'de yerine yerleştirilirse,

$$\bar{b}_j - u = \sum_{k \in S_-} \bar{a}_{jk} y_k + \sum_{k \in S_+} \bar{a}_{jk} y_k \quad (3.21)$$

elde edilir. Şimdi,  $u \geq 1$  olduğu için

$$\bar{b}_j - 1 \geq \sum_{k \in S_+} \bar{a}_{jk} y_k + \sum_{k \in S_-} \bar{a}_{jk} y_k \quad (3.22)$$

$S_+$ 'nin tanımından hareketle ve  $y_k \geq 0$  olması sebebiyle bütün  $k$ 'lar için aşağıdaki ifadeyi yazılabilir.

$$\bar{b}_j - 1 \geq \sum_{k \in S_-} \bar{a}_{jk} y_k \quad (3.23)$$

Şimdi

$$\bar{b}_j' - 1 < 0 \quad (3.24)$$

olduğu için

$$1 \leq (\bar{b}_j' - 1)^{-1} \sum_{k \in S_-} \bar{a}_{jk} y_k \quad (3.25)$$

denklemini yazılabilir. İfadeyi her iki taraftan  $\bar{b}_j'$  ile çarparsak

$$\bar{b}_j' \leq \bar{b}_j' (\bar{b}_j' - 1)^{-1} \sum_{k \in S_-} \bar{a}_{jk} y_k \quad (3.26)$$

bulunur.

2. Varsayım:

$$[\bar{b}_j] + \bar{b}_j' - x_j \geq 0 \quad (3.27)$$

dır. Burada herhangi bir uygun çözümde  $x_j$ 'nin tam değerli olması gerektiğinden bazı  $v$ 'ler için

$$[\bar{b}_j] + \bar{b}_j' - x_j = \bar{b}_j' + v \quad v \in \{0,1,2,3,\dots\} \quad (3.28)$$

ifadesi yazılabilir. Elde edilen ifade (3.18) denkleminde yerleştirilecek olursa,

$$\bar{b}_j' + v = \sum_{k \in S_+} \bar{a}_{jk} y_k + \sum_{k \in S_-} \bar{a}_{jk} y_k \quad (3.29)$$

bağıntısı bulunur.  $v \geq 0$  olduğu için elimizdeki

$$\bar{b}_j' \leq \sum_{k \in S_-} \bar{a}_{jk} y_k + \sum_{k \in S_+} \bar{a}_{jk} y_k \quad (3.30)$$

bağıntısı,  $S_-$ 'nin tanım bağıntısı ve  $y_k \geq 0$  koşulu yardımı ile bütün  $k$ 'lar için

$$\bar{b}_j' \leq \sum_{k \in S_+} \bar{a}_{jk} y_k \quad (3.31)$$

denkleminde döndür.

(3.26) ve (3.31) ifadeleri birleştirilirse

$$\bar{b}_j' \leq \bar{b}_j' (\bar{b}_j' - 1)^{-1} \sum_{k \in S_-} \bar{a}_{jk} y_k + \sum_{k \in S_+} \bar{a}_{jk} y_k \quad (3.32)$$

eşitsizliği elde edilir. Elde edilen eşitsizlik ancak  $x_j$ 'nin tam değerli olması durumunda sağlanabilir. (3.32)

eşitsizliği final tablosuna yerleştirilen Gomory kesimidir (sınıridir). (3.32) ifadesine  $x_r$  serbest (gevşek, slack) değişkeni ilave edilecek olursa,

$$\bar{b}_j' = \bar{b}_j' (\bar{b}_j' - 1)^{-1} \sum_{k \in S_-} \bar{a}_{jk} y_k + \sum_{k \in S_+} \bar{a}_{jk} y_k - x_r \quad (3.33)$$

elde edilir. Burada  $y_k = 0$  ( $k=1,2,\dots,p$ ) olduğundan  $x_r = -\bar{b}_j'$  uygunsuzluğu elde edilir [1], [10].

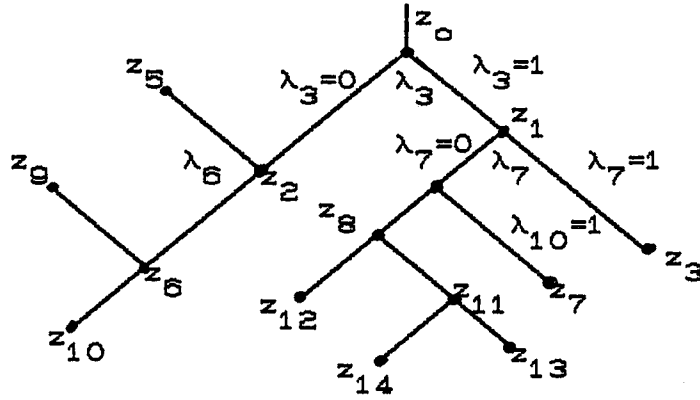
### 3.2.2.3. Dal ve Sınır Yöntemi

Bu yöntemde değişkenlerin tam değerli olduğu çözümler, bütün uygun çözümlerin uzayı olarak tanımlanan karar ağacında aranır.

Land ve Doig çalışmalarında değişkenlerinin tümü tam değerli veya bir kısmı tam değerli bir kısmı sürekli değerli olan programlama problemlerinin çözümünü bulan dal ve sınır algoritmasını geliştirmişlerdir. Daha sonra Dakin, Land ve Doig'in algoritmasında değişiklik yaparak bilgisayar verimini arttırmıştır [1].

Genel olarak Dakin'nin yönteminde (3.7) denklem takımının çözümü aranırken ilk olarak bazı değişkenlerin tam değerli olması koşulu ihmal edilip problem adı lineer probleminin çözüm yöntemi olan simplex metodu ile çözülmektedir. Buradan bulunan çözüm, yöntemde matematiksel programlama problemini çözebilmek için oluşturulan karar ağacının (decision tree) köküdür.

Herbir düğümde, tam değerli değişken 0, 1 değerlerinden birini alır ve değeri sabittir. Geri kalan tam değerli değişkenler ise sürekli olarak 0 ve 1 değerleri arasında değişirler. Örneğin Şekil 3.2'deki 7 düğümünde  $\lambda_3$  ve  $\lambda_{10}$  değişkenleri 1,  $\lambda_7$  değişkeni 0 değerini alırken diğer  $\lambda$ 'lar serbest olarak değişirler.



Şekil 3.2. Karar ağacı (Dal ve sınır ağacı).

z: Karar düğümleri

λ: Değişkenler

Herbir karar düğümündeki problem, lineer programlama problemidir. Lineer programlama probleminin sınırları değişkenleri sınırlı yapıdaki probleme göre daha azdır. Bu yüzden ağacın kökündeki lineer programlama probleminin çözümü uygun değilse bu çözüm uygun değildir. Diğer taraftan çözüm uygunsa ve tam değerlilik koşullarını sağlıyorsa bu çözüm bütün problemin uygun çözümüdür.

Karar ağacının her bir düğümündeki lineer programlama probleminin çözümü şu şekilde kontrol edilir:

- Elde edilen çözüm uygunsa tam değerlilik koşulu kontrol edilir. Bu koşul sağlanıyorsa, en son yapılan çözüm uygundur.
- Bulunan çözüm uygun fakat tam değerlilik koşulunu sağlamıyorsa, karar düğümündeki araştırmaya devam edilir. Bu amaçla bir sonra gelen serbest değişkenlerden biri seçilir ve seçilen serbest değişkenlere 0 ve 1 değerleri verilerek karar ağacına ilave edilir. Örneğin 8 düğümünde  $\lambda_{12}$  seçilir böylece 11 ve 12 düğümleri ortaya çıkar
- Bulunan çözüm uygun değilse, bu düğümdeki araştırma kesilir. Böyle bir durumda ağaç geliştirmeye devam

edilirse uygunsuzluğun daha da artacağı açıktır.

Tam değerli olması gereken değişkenler tamsayılı olma koşulunu sağlıyor ise, bu düğüme uç noktası denilmekte ve bütün düğümler uç noktasına ulaştığında, araştırmaya son verilmektedir. [1], [6], [11], [12], [13].

Kısaca bu yöntemde çözüm şeması, tamsayılı uygun çözümler üretme ilkesine dayanmaktadır. Elde edilen uygun çözümler karşılaştırılarak en iyi çözüm bulunmaktadır.

Çalışmalara bakıldığında birçok araştırmacının değişik tipte çözüm teknikleri aradıkları görülmektedir [14 - 27]. Değişik tipte çözüm tekniği aramaktan amaç hesap işlemlerini mümkün olduğu kadar azaltmaktır. Örnek olarak, dağıtım şebekelerinin tasarımı amacıyla ulaştırma problemlerini kullanan araştırmacılar da mevcuttur [28].

Kesme düzlemi yönteminin açıklamak amacı ile aşağıdaki örnek verilmiştir.

Örnek:

$$\text{Max. : } x_0 = 4x_1 + 3x_2$$

Sınır denklemleri:

$$3x_1 + 4x_2 \leq 12$$

$$4x_1 + 2x_2 \leq 9$$

$$x_1, x_2 \geq 0$$

$$x_1 \text{ tam değerli}$$

Yukarıda verilen denklem takımı karma değişkenli problem tipine örnektir (Örnekte  $q=1$  dir.). Eşitsizlikleri eşitlik haline getirmek için denklem takımına  $x_3$  ve  $x_4$  serbest değişkenleri ilave edilir.

$$3x_1 + 4x_2 + x_3 = 12$$

$$4x_1 + 2x_2 + x_4 = 9$$

Çözüm tablosu 1.

| Sınırlar | $x_1$ | $x_2$ | $x_3$ | $x_4$ | Sağ taraf |
|----------|-------|-------|-------|-------|-----------|
| (1)      | 3     | 4     | 1     | 0     | 12        |
| (2)      | 4     | 2     | 0     | 1     | 9         |
| $x_5$    | 4     | 3     | 0     | 0     | 0         |

Çözüm tablosu 2.

| Sınırlar | $x_1$ | $x_2$ | $x_3$  | $x_4$   | Sağ taraf |
|----------|-------|-------|--------|---------|-----------|
| (1)      | 0     | 1     | $2/5$  | $-3/10$ | $21/10$   |
| (2)      | 1     | 0     | $-1/5$ | $2/5$   | $6/5$     |
| $x_5$    | 0     | 0     | $2/5$  | $7/10$  | $111/10$  |

İkinci çözüm tablosu incelendiğinde Simpleks metod ile çözüme ulaştığımızda  $x_1$  değişkeninin tam değerli olmadığı ve aşağıdaki gibi ifade edilebileceği görülmektedir.

$$x_1 - (1/5)x_3 + (2/5)x_4 = 6/5$$

veya

$$(6/5) - x_1 = -(1/5)x_3 + (2/5)x_4$$

Yukarıdaki denklem takımını (3.16) bağıntısı cinsinden aşağıdaki gibi ifade etmek mümkündür.

$$\begin{aligned} [\bar{b}_j] &= 1 \\ \bar{b}_j' &= 1/5 \\ j &= 2, i = 1, p = 2 \\ \bar{a}_{j1} &= -(1/5), \bar{a}_{j2} = 2/3 \\ y_1 &= x_3, y_2 = x_4 \end{aligned}$$

Ayrıca burada,

$$S_+ = \{4\} \quad , \quad S_- = \{3\}$$

dır.  $x_r = x_5$  değişkeni ilave edilirse (3.33) denklemi

$$(1/5) = (1/5) (1/5 - 1)^{-1} \quad (-1/5)x_3 + (2/5)x_4 - x_5$$

olarak elde edilir. Bu denklemin çözüm tablosu 2'ye ilavesiyle 3.tablo, 3.tabloya Dual Simpleks yöntemi uygulanarak en iyi çözümün elde edildiği, 4.çözüm tablosu elde edilmektedir.

Çözüm tablosu 3.

| Sınırlar | $x_1$ | $x_2$ | $x_3$   | $x_4$   | $x_5$ | Sağ taraf |
|----------|-------|-------|---------|---------|-------|-----------|
| (1)      | 0     | 1     | $2/5$   | $-3/10$ | 0     | $21/10$   |
| (2)      | 1     | 0     | $-1/5$  | $2/5$   | 0     | $6/5$     |
| (3)      | 0     | 0     | $-1/20$ | $-2/5$  | 1     | $-1/5$    |
| $x_5$    | 0     | 0     | $2/5$   | $7/10$  | 0     | $111/10$  |

Çözüm tablosu 4.

| Sınırlar | $x_1$ | $x_2$ | $x_3$   | $x_4$ | $x_5$  | Sağ taraf |
|----------|-------|-------|---------|-------|--------|-----------|
| (1)      | 0     | 1     | $47/80$ | 0     | $-3/4$ | $9/4$     |
| (2)      | 1     | 0     | $-9/20$ | 0     |        | 1         |
| (3)      | 0     | 0     | $1/8$   | 1     | $-5/2$ | $1/2$     |
| $x_5$    | 0     | 0     | $67/80$ | 0     | $7/4$  | $43/4$    |

Çözüm;

$$\begin{aligned} x_1^* &= 1 \\ x_2^* &= 9/4 \\ x_5^* &= 43/4 \end{aligned}$$

El ile yapılan çözüm yukarıda görüldüğü gibidir. Aynı problem Ek A'da verilen kesme düzlemi algoritmasına göre çözüm yapan program ile çözüldüğünde bir iterasyon sonucunda objektif fonksiyonun optimum değeri 10.75 olarak bulunur.  $x_1$  ve  $x_2$  değişkenlerinin optimum değerleri ise sırasıyla 1 ve 2.25 olarak elde edilir. Aynı problem dal ve sınır algoritmasına göre çözüm yapan QSB isimli paket programda çözüldüğünde elde edilen sonuçlar aşağıda verilmiştir.

Tablo 3.1. QSB Paket programından bulunan sonuç.

| Summary of Results               |          |                            |                        |          |
|----------------------------------|----------|----------------------------|------------------------|----------|
| Variables<br>No. Names           | Solution | Obj. Fnctn.<br>Coefficient | Variables<br>No. Names | Solution |
| 1 X1                             | 1.000    | 4.000                      | 2 X2                   | 2.250    |
| Maximum value of the OBJ = 10.75 |          |                            |                        |          |

Yapılan örnek küçük boyutlu bir problem olduğu için kesme düzlemi ile dal ve sınır yöntemi arasındaki iterasyon sayısı farkı kesin bir şekilde ortaya çıkmamıştır. Bu amaçla aşağıdaki kısmen daha büyük boyutlu örnek üzerinde ikinci bir çalışma yapılmıştır.

Örnek

$$\begin{aligned} \text{Max.} \quad & 60x_1 + 60x_2 + 40x_3 + 10x_4 + 20x_5 + 10x_6 + 3x_7 \\ \text{Sınır denklemleri} \quad & 3x_1 + 5x_2 + 4x_3 + 1x_4 + 4x_5 + 3x_6 + 1x_7 \leq 10 \\ & (x_1, x_2, x_3, x_4) \text{ tamsayıli değişkenler} \\ & (x_1, x_2, x_3, x_4) \leq 10 \\ & \forall x_i \geq 0 \quad i=1,2,3,\dots,7 \end{aligned}$$

Yukarıda verilen karma değişkenli programlama problemi Ek A'da verilen program ile çözüldüğünde toplam 10 iterasyon sonucunda amaç fonksiyonunun optimum değeri 190 olarak bulunmuştur. Değişkenler ise  $x_1=3, x_2=0, x_3=0, x_4=1, x_5=0, x_6=0, x_7=0$  olarak bulunmuştur. Aynı problem dal ve sınır yöntemine göre çözüm yapan QSB paket

programı ile çözüldüğünde bulunan çözüm aşağıda verilmiştir.

Tablo 3.2. QSB Paket Programından bulunan sonuç.

| Summary of Results             |    |          |                            |                        |    |          |
|--------------------------------|----|----------|----------------------------|------------------------|----|----------|
| Variables<br>No. Names         |    | Solution | Obj. Fnctn.<br>Coefficient | Variables<br>No. Names |    | Solution |
| 1                              | X1 | 3.000    | 60.000                     | 5                      | X5 | 0.000    |
| 2                              | X2 | 0.000    | 60.000                     | 6                      | X6 | 0.000    |
| 3                              | X3 | 0.000    | 40.000                     | 7                      | X7 | 0.000    |
| 4                              | X4 | 1.000    | 10.000                     |                        |    |          |
| Maximum value of the OBJ = 190 |    |          |                            |                        |    |          |

İki çözüm karşılaştırıldığında dal ve sınır yönteminde 13 iterasyon ile sonuç bulunurken kesme düzlemi tekniği kullanıldığında 10 iterasyon sonucunda optimum değer elde edildiği gözlenmiştir. Sonuç olarak kesme düzlemi yöntemi diğer yöntemlere göre oldukça hızlı bir yöntem olduğu gözlenmiştir.

### 3.2.3. Dinamik Programlama Yöntemi

Dinamik programlama bazı programlama problemlerinin çözümünde kullanılan bilinen metodların hepsine birden verilen isimdir. Bu problemlerde birbiri ardından gelen işlemler söz konusudur. Lineer programlamanın aksine dinamik programlamada mevcut sistem parçalara ayrılmıştır. Lineer programlamada n sayıda bilinmeyen arasında m+1 sayıda bağlantı bulunuyordu. Bu bağlantılardan m tanesi lineer şartlar, bir tanesi de amaç fonksiyonu denilen en elverişli değeri aranan lineer bağıntı idi. Dinamik programlamada lineerlik önemli olmadığı gibi m\*n gibi bir sistemi tüm olarak düşünmek de gerekmektedir. Bunun yerine sistem birbiri arkasına sıranlanmış işlemler olarak ele alınıp ardışık iki işlem arasında fonksiyonel bir bağıntı kurmak yoluna gidilmektedir.

Dinamik programlama problemlerinde önemli prensip, En Elverişli Olma Prensibi adı verilen prensiptir.

Bellman'ın öne sürdüğü bu temel kavram şu şekilde ifade edilmektedir. Başlangıç değerleri ve başlangıçta alınan karar ne olursa olsun, herhangi bir adımda en elverişli olarak seçilen yolun özelliği ilk alınan kararın sonucu olarak varılan duruma göre en elverişli olacak şekilde geriye alınan kararların alınmasını gerektirecek şekildedir. Bu prensip basit olmakla beraber dinamik programlamanın esasını oluşturmaktadır. Dinamik programlamanın temeli olan fonksiyonel denklemlerin kurulmasında bu prensip esas alınmakta ve genel olarak iki adım arasında en elverişli değeri verecek şekilde bir ilişki kurulabilmektedir [9].

Dinamik programlama problemi daha çok şebeke büyüme problemine uygulanır. Bu yöntemin uygulanması sonucunda her bir yıl için çeşitli şebeke tasarımları geliştirilir. Uygun planlardan sadece belirli sınırları sağlayanlar seçilirler. Dinamik programlama ile dağıtım şebekesinin tasarımına ilişkin çok az çalışma vardır. Bunun en önemli sebeplerinden biri, bu tür yaklaşımda değişken sayısının çok fazla ve tasarım işleminin karmaşık olmasıdır. Değişken sayısı arttıkça, karşımıza bilgisayar hafızası ve zamanı gibi önemli sınırlamalar çıkmaktadır. Amaç, en iyi tasarımı doğru bir şekilde belirlemek olmasına karşılık olaya pratik açıdan bakıldığında bu yaklaşımın kullanılmasının gereksiz olduğu görülmektedir. Ayrıca bu konuda yapılan çalışmalara bakıldığında dinamik programlama yaklaşımı ile çözülen problemlerin çoğunun ancak en iyiye yakın çözümler verdiği görülmektedir [5], [29], [30].

### 3.3. Bugüne Kadar Yapılan Çalışmalar

Bu konuda yapılan çalışmalar incelendiğinde, dağıtım şebekelerinin bilgisayar destekli tasarıma ilişkin birçok çalışmada araştırmacıların en iyi şebeke tasarımını bulabilmek amacıyla çeşitli matematiksel modeller geliştirdikleri ve bu modelleri bilgisayar ile çözdükleri görülmüştür.

Bu bölümde, bugüne kadar yapılan çalışmalardan kısaca bahsedilecektir.

Elektrik şebekelerinin ilk formüle edilmesi Knight tarafından ileri sürülmüştür. Knight, dağıtım şebekelerinin tasarımı tamsayıli programlama tekniğı ile çözmüştür [31].

Adams ve Laughton dağıtım şebekelerinin planlanması amacıyla dinamik programlama yaklaşımını geliştirmişlerdir. Geliştirdikleri model transformatörde kayıp maliyetini minimize ederek transformatör merkezinin tesis edilmesi gereken tarihleri saptar. Kullandıkları dinamik programlama tekniğinde incelemenin her aşamasında mümkün olan bütün kombinasyonlar incelenir. Bu yöntemde, değişken sayısı fazladır, tasarım işlemi karmaşıktır ve ekonomiklik optimallik araştırması ile elde edilir. Yöntem, küçük boyutlu problemleri çözmek amacıyla kullanılmıştır. [29].

Dağıtım şebekelerinin tasarımı için Oldfield ve Lang da dinamik programlama yaklaşımını kullanmışlardır. Geliştirdikleri modelde değişken sayısının çok fazla olmasının yanı sıra, tasarım işlemi de oldukça karmaşıktır. Oldfield ve Lang tasarım ve maliyet açısından ekonomiyi bir arada sağlayan iki aşamalı bir tasarım yöntemi önermişlerdir. Bununla beraber, bazı özel durumların dışında, oluşturdıkları model ile en iyi çözüme ulaşamamışlardır [30].

Crawford ve Holt dağıtım transformatör merkezlerinin yerleştirilmesi, boyutlandırılması ve besleme bölgeleri ile ilgili bir model geliştirmişlerdir. Bu modelde ulaştırma (transportation) algoritması kullanılmıştır. Ulaştırma algoritması, lineer programlama modeli olarak ifade edilmiştir ve modelin matematiksel gösterimi aşağıda verilmiştir.

$$\text{Min } \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N \underline{MC}_{ij} \underline{MZ}_{ij} \quad (3.34)$$

Sınır denklemleri;

$$\left. \begin{aligned} \sum_{j=1}^N \underline{MZ}_{ij} &= \underline{S}_i, \quad i=1,2,\dots,M \\ \sum_{i=1}^M \underline{MZ}_{ij} &= \underline{D}_j, \quad j=1,2,\dots,N. \end{aligned} \right\} \quad (3.35)$$

(3.34) ve (3.35) denklem takımlarında

M: Transformatör merkezlerinin sayısı,

N: Tüketicilerin sayısı,

$\underline{S}_i$ : Besleme gücü,

$\underline{D}_j$ : Talep gücü,

$\underline{MC}$ : Transformatör merkezleri ile tüketici bölgeleri arasındaki en uygun ve en kısa uzaklık ( $\underline{MC}$  ( $M \times N$ ) boyutlu matristir),

$\underline{MZ}$ : Transformatör merkezinden çekilen talepleri ( $\underline{MZ}$  ( $M \times N$ ) boyutlu bir matristir)

göstermektedir.

Geliştirdikleri model transformatörün besleme bölgesini optimize edip, gerekli kapasiteyi ve amaç fonksiyonunun değerini vermektedir. Model çalıştırılırken güvenirliliği sağlamak amacıyla minimum sistem kapasitesi aşılmadan amaç fonksiyonun en düşük değerine yakın değerler seçilmiştir. Transformatör merkezlerinin yerleri deneysel olarak seçilirken besleme bölgesi oluşturulan model ile matematiksel olarak optimize edilmiştir. Bu teknik hat kayıplarını minimize eder ve büyümenin bugünkü maliyetini minimize etmediği için gerekli olan en iyi tasarıma ulaşamaz [32].

Juricek ve arkadaşları dağıtım şebekelerini uzun dönem planlanmasında dijital bilgisayar yaklaşımını kullanmışlardır. Yöntemde gelecekteki şebeke koşullarını

belirlemek için yük artışı ve mevcut koşullara dayanılarak yük akışı analizi yapılmaktadır.

Bu model ile şebeke, besleme bölgeleri arasındaki yük transfer imkanı cinsinden yaklaşık olarak bulunmaktadır. Bu yaklaşım gerçek sistemlerde rastlandığı şekilde düzgün olmayan yayılı yüklerin ilavesiyle daha çok gerçeğe uydurulabilmektedir [28].

Bütün bunların yanı sıra Lawrence ve arkadaşları dağıtım şebekelerindeki donanımın standartlaştırılması üzerine çalışmalar yapmışlardır [33].

Enver Masud tarafından geliştirilen modelde ise 0-1 programlama yaklaşımı ile transformatör merkezindeki transformatör kapasitesi, lineer programlama yaklaşımıyla yük transferi optimize edilir. [34].

Shelton ve Mahmoud, tasarım problemini, karma değişkenli programlama tekniğini kullanarak formüle etmişlerdir. Modellerindeki amaç fonksiyonu, inceleme periyodu boyunca yatırımların bugünkü değerini minimize etmektedir. Sınır denklemleri ise hat ve transformatör kapasitesine yapılabilecek artımları ifade etmektedir. [35].

Yeni tesis edilen transformatörlerin ve hatların maliyeti amaç fonksiyonunu oluşturmaktadır. Geliştirdikleri programlama tekniği en iyi çözüme ulaşıncaya kadar çok bilgisayar zamanı harcamaktadır.

Stover dağıtım şebekelerinin uzun dönem için tasarımını yapan bir model geliştirmiş ve sınır denklemleri olarak gerilim düşümü ve güç kaybını kullanmıştır [36]. Bu çalışmada, maksimum bağlı gerilim düşümü,

$$V_{ac} = 0.667DS^3K_m \tan\theta + 0.5DRK_1S^2 \tan^2\theta \quad (3.36)$$

kayıp denklemi,

$$P_t = N \left( \frac{1.78.10^{-4}}{E^2 \cos^2 \theta} \right) D^2 S^5 K R_m \tan^2 \theta +$$
$$N A \left( \frac{2.78.10^{-5}}{E^2 \cos^2 \theta} \right) D^2 R^5 K R_1 \tan^3 \theta \quad (3.37)$$

şeklindedir. Stover gerilim düşümü ve güç kaybı gibi iki temel kriteri kullanmıştır. Fakat maliyeti gözönüne almadığı için ve kullandığı sınır denklemleri çok az sayıda olduğundan en iyi çözüme ulaşamamıştır.

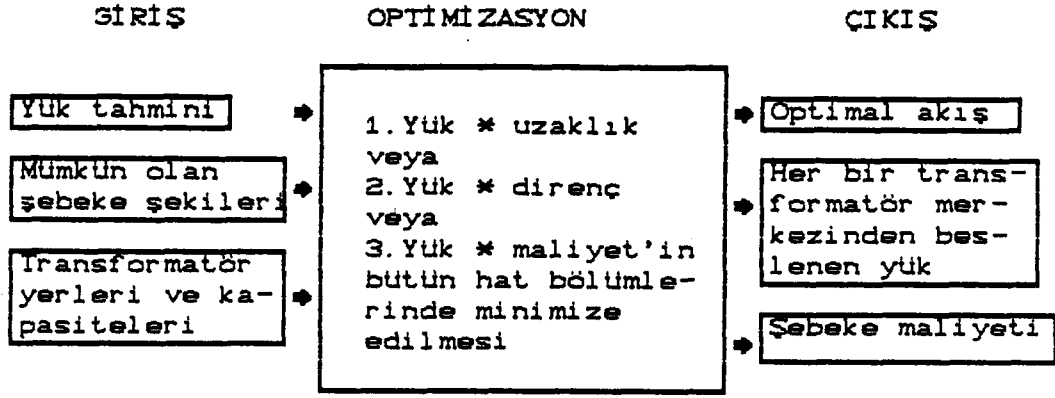
Carson ve Cornfield'in geliştirdiği Heuristik metod dağıtım şebekelerinin tasarımı amacıyla İngiltere'de kullanılmıştır. Carson ve Cornfield kullandıkları Heuristik metodda ayrık bir tasarım problemini sürekli bir tasarım problemine dönüştürmüşlerdir. Yaptıkları basitleştirmelere rağmen en iyiye yakın dallı şebeke tasarımlarını bulan bir yöntem geliştirmişlerdir. Kullandıkları Heuristic metod deneyimlerden ve bazı matematiksel formasyonlardan yararlanmıştır [6], [7].

Hindi ve Brameller modellerinde dal ve sınır yöntemini kullanmışlardır. Transformatör merkezinin yerinin etkisini hatların ve transformatörlerin yapım maliyetini hesaba katmışlardır. Geliştirdikleri model, transformatör merkezlerinin yerlerinin ve kablo yollarının seçimini içermektedir. Bu yöntemde problemin formülasyonunu oluşturmak oldukça zordur [14], [15].

Wall ve Green radyal dağıtım şebekesinin planlanması için aktarma (transshipment) modelini önermişlerdir.

Bu modelde tek bir zaman periyodu için ve hat parçalarında sabit bir yükün olduğu durumunun dışında Adams ve Laughton tarafından geliştirilen modelin tüm ayrıntıları

mevcuttur. Modeli çözmek için oldukça yüksek verimli aktarma yöntemi kullanılmıştır ve sonuçta problemin çözüm zamanı kısalmıştır [19].



Sekil 3.3. Wall ve Green tarafından geliştirilen algoritma.

Boardman ve Hogg mühendisin en iyi çözüme yakın bir tasarım elde etmesini sağlayan bir bilgisayar yöntemi geliştirmişlerdir. Başlangıç tasarımı teklif edilir ve bilgisayar yardımıyla tasarım dizileri geliştirilir. Yöntemin amacı mühendislerin tecrübelerine dayanarak elde edilen başlangıç tasarımından yararlanarak yeni tasarımlar geliştirmektir. Kontrol mühendis ya da bilgisayar tarafından yapılır. Geliştirdikleri modelde tek bir gerilim seviyesinde işletme yapıldığı varsayımın yanı sıra kayıpları da gözönünde bulundurmamışlardır. Geliştirdikleri matematiksel modelde toplam şebeke maliyeti,

$$C = \sum_{i,j} C_{ij} (P_{ij}) \quad (3.38)$$

şeklinde ifade edilmiştir. Bu maliyet kullanılan malzeme maliyeti ile işçilik maliyetini içermektedir. Modelin sınır denklemleri ise (3.39) denklem takımında gösterilmiştir.

$$\left. \begin{aligned}
 & \sum_{i=1}^N \sum_{j \in \bar{\Phi}_t^{(k)}} P_{ij} \geq h_t^{(k)} \\
 & (t=1,2,\dots,m ; k=1,2,\dots,mc_t) \\
 & \sum_{i=1}^N P_{ij} \geq h_s(j) \quad j=1,2,\dots,5 \\
 & \sum_{t=1}^m mc_t = 2^m - 1 \\
 & \sum_{j=1}^N P_{ij} \leq L \quad i=1,2,\dots,N
 \end{aligned} \right\} \quad (3.39)$$

(3.39) denklem takımındaki büyüklükler;

- N : Transformator merkezi sayısı,
- r : Besleme transformatoru sayısı,
- $S_i$  : Besleme transformatoru,
- $L_i$  : Dağıtım transformatoru,
- $\bar{\Phi}_t^{(k)}$  : k.cı dağıtım transformatoru,
- $h_t^{(k)}$  :  $\bar{\Phi}_t^{(k)}$  için minimum devre sayısı,
- m : Dağıtım transformatorlerinin sayısı

olarak tanımlanmıştır [37], [38].

Kaplan ve Braunstein mevcut bir şebekeye tesis edilecek dağıtım transformator merkezinin yerini optimum olarak belirleyebilmek için hem grafik, hem de analitik bir yöntem geliştirmişlerdir.

Geliştirdikleri modelde yüklerin toplam maliyeti,

$$K_A = \sum_{i=1}^n A_i \cdot a_i \quad (3.40)$$

dır. Burada  $a_i$  Transformator ile i. yük arasındaki uzaklık,  $A_i$  km başına hat maliyetidir.

$(x_0, y_0)$  transformatörün koordinatları olmak üzere, bu noktada  $K_A$ 'nın minimum olması için  $\partial K_A / \partial x_0$ ,  $\partial K_A / \partial y_0$  kısmi türevleri sıfır olmalıdır.

$$\left. \begin{aligned} \partial K_A / \partial x_0 &= \sum_{i=1}^n A_{i1} x = 0 \\ \partial K_A / \partial y_0 &= \sum_{i=1}^n A_{i2} y = 0 \end{aligned} \right\} \quad (3.41)$$

(3.41) denklemlerindeki  $x$  ve  $y$  indisleri eksenlerdeki izdüşümleri gösterir. Böylece bu denklemler aşağıdaki formu alır.

$$\sum_{i=1}^n \bar{A}_i = 0 \quad (3.42)$$

Denklem (3.42)'dan da görüldüğü gibi en iyi transformatör istasyonu yeri,  $A_i$  vektörlerinin toplamının sıfır yapan yer olarak belirtilmektedir [39].

Gönen ve Foote dağıtım şebekelerinin karma değişkenli programlama yöntemiyle tasarlanmasına ilişkin modellerden birini geliştirmişlerdir. Bu modelde dağıtım şebekesinin tüm elemanları 0-1 değerlerinden birini almaktadır. Bu yöntemi diğerlerinden ayıran en önemli özellik, lineer olmayan maliyet eğrisinin parça parça lineerleştirilmiş olmasıdır [40], [41], [42], [43].

## BÖLÜM 4

### DAĞITIM ŞEBEKELERİNİN MODELLENMESİNDE KULLANILAN TEMEL KAVRAMLAR

#### 4.1. Dağıtım Şebekelerine Ait Genel Bilgi

Elektrik enerjisine duyulan gereksinim, gün geçtikçe üstel biçimde artmakta, bu artışı karşılamak üzere büyük güçlü üreteçler tesis edilmesi ve burada üretilen büyük enerjileri, ham enerji kaynaklarının çoğunlukla tüketim bölgelerinden uzakta oluşu nedeniyle, çok yüksek gerilimli ve uzun hatlarla iletmek kaçınılmaz olmaktadır. Enerji ihtiyacı arttıkça üretim bölgeleri ile indirici transformatör merkezleri arasındaki enerji iletimini temin eden hatların gerilimide kademe kademe artmakta ve ekonomik gerilim seviyelerinde iletim amaçlanmaktadır. Artan enerji ihtiyacını temin etmek için, üretimi arttırmanın yanında mevcut şebekenin optimum işletilmesi ve yeni tesis edilen şebekelerin de optimum bir şekilde dizayn edilmesi gerekmektedir.

Burada, bu konu ilgili tanımlar ve standart değerler hakkında kısa açıklamalar verilmiştir.

Ülkemizde, Avrupa'da ve Amerika Birleşik Devletleri'nde kullanılan standart iletim şebekesi gerilim kademeleri Tablo 4.1.'de verilmiştir. Burada görülen 500 ve 765 kV'luk gerilim kademeleri çok yüksek gerilimler olarak adlandırılmaktadırlar. Dünyada 1100 kV'luk gerilimin kullanılması için araştırmaların ve testlerin devam etmesine karşılık henüz kullanımına geçilmemiştir [44], [45].

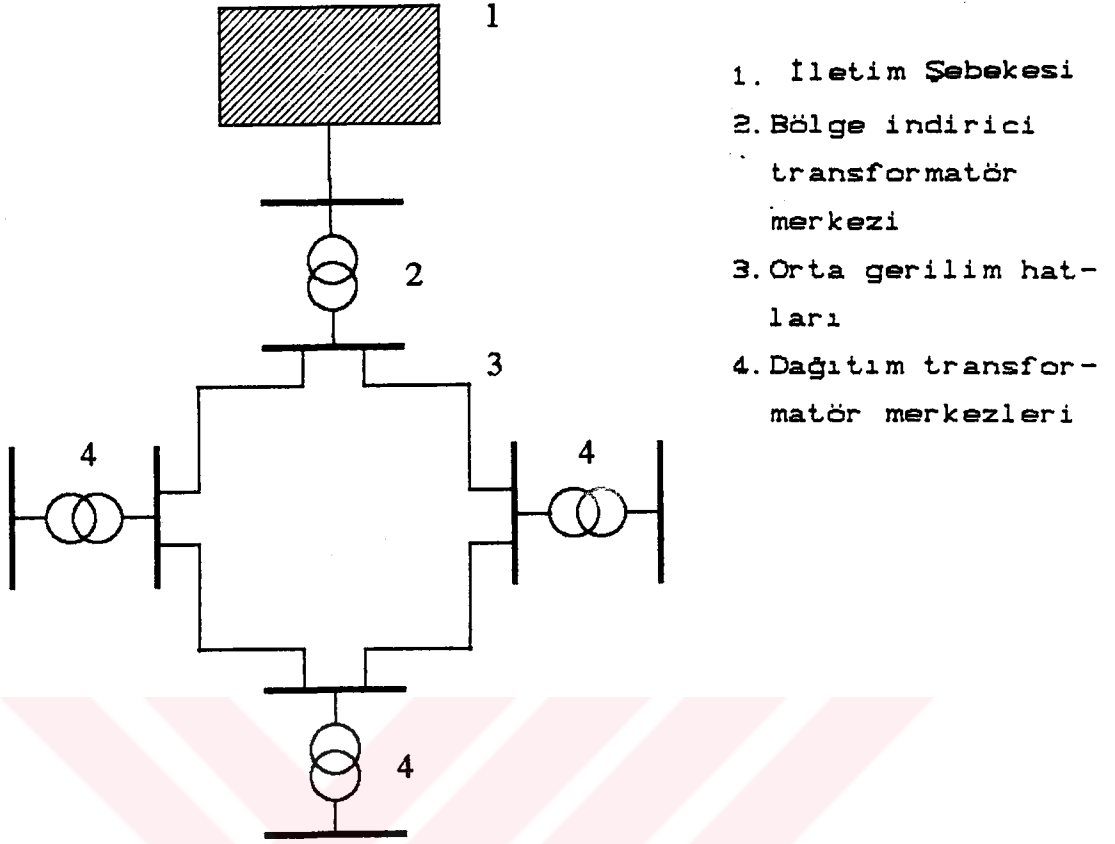
Tablo 4.1. İletim şebekesi standart gerilim kademeleri.

| TÜRKİYE<br>U (kV) | AVRUPA<br>U (kV) | A. B. D.<br>U (kV) |
|-------------------|------------------|--------------------|
| 34.5              | 30               | 34.5               |
| 66                | 60               | 46                 |
| 154               | 110              | 69                 |
| 380               | 220              | 115                |
|                   | 380              | 138                |
|                   |                  | 161                |
|                   |                  | 230                |
|                   |                  | 345                |
|                   |                  | 550                |
|                   |                  | 765                |
|                   |                  | 1100               |

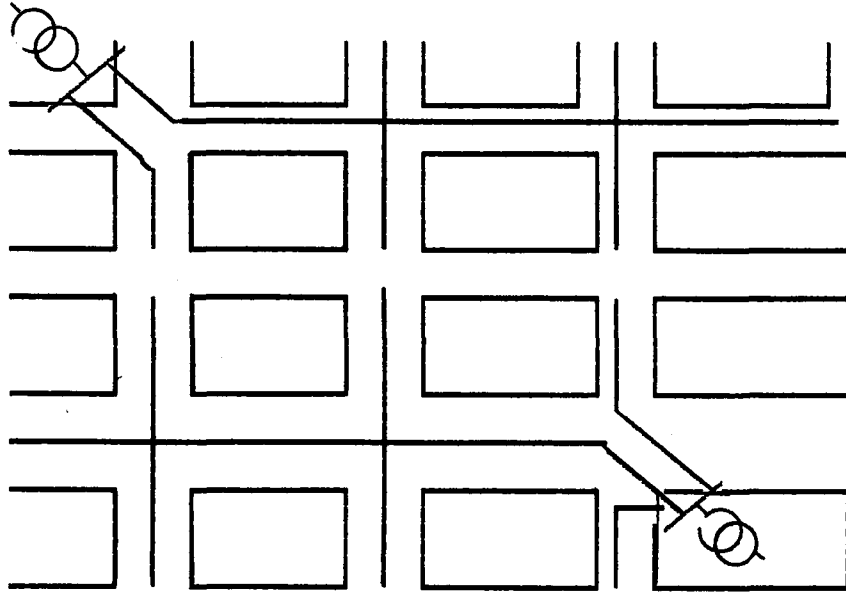
Dağıtım şebekesi en genel anlamda, enerji sisteminin bölge indirici transformatör merkezleri ile tüketiciler arasında kalan bölümüdür. Dağıtım şebekesi dört bölümden oluşmaktadır.

- i) Bölge indirici transformatör merkezleri,
- ii) Orta gerilim hatları,
- iii) Dağıtım transformatör merkezleri (postaları),
- iv) Tüketicileri besleyen alçak gerilim hatları,

Daha belirgin bir tanımlama yapabilmek için dağıtım şebekesini ikiye ayırma yoluna gidilmiştir. Dağıtım şebekesinin bölge indirici transformatör merkezleri ile dağıtım transformatör merkezleri arasında kalan bölümüne orta gerilim dağıtım şebekesi, dağıtım transformatör merkezleri ile tüketiciler arasında kalan bölümüne de alçak gerilim dağıtım şebekesi denilmektedir. Bu şebekelere ilişkin basit şemalar Şekil 4.1 ve Şekil 4.2'de verilmiştir [45].



Şekil 4.1. Orta gerilim dağıtım şebekesi.



Şekil 4.2. Alçak gerilim dağıtım şebekesi.

Orta gerilimli enerji, dağıtım transformatör merkezleri yardımıyla alçak gerilim kademesine indirilmekte ve dağıtım transformatörleri üzerinden alçak gerilimli hatlarla kendine ait yük bölgelerini beslemektedir.

Dağıtım şebekeleri tesis ediliş özelliklerine göre aşağıdaki gibi sınıflandırılmaktadır. [45], [46]:

i)Yapılışına göre

- a) Basit besleme hattı: Herbir tüketici ayrı dağıtım transformatörleri üzerinden tek tek beslenir (Genellikle kuvvet tüketicilerini beslemek üzere bu tip şebeke kullanılmaktadır.),
- b) Dallı şebeke:Tüketici grupları aynı dağıtım transformatöründen yapılan çıkışlar üzerinden beslenir,
- c) Halka şebeke:Tüketiciler iki ucundan beslenen bir hatta bağlıdır
- d) Gözlü şebeke:Tüketiciler şebeke kollarından beslenmekte olup bu kolların en az üç tanesi birleşerek çeşitli kapalı çevrimler meydana getirir. Meydana gelen kapalı çevrimler birçok noktadan beslenmektedir.

Yukarıda açıklandığı gibi dağıtım şebekeleri dallı, halka ya da gözlü şebeke olarak tasarlanabilmekte ancak özellikle alçak gerilim dağıtım şebekelerinde ekonomik oluşu bakımından ve onarımının kolay ve kısa sürede yapılabilmesi nedeniyle çoğunlukla dallı (radyal) şebeke olarak tasarlanmaktadır. Güvenilirliğin ve kesintisiz beslemenin ekonomik faktörlerden daha önemli olduğu bölgelerde halka veya gözlü şebeke tercih edilir.

ii)Akım sistemine göre :

- a)Alternatif akım şebekesi,
- b)Doğru akım şebekesi

iii) Gerilim kademesine göre :

- a) Alçak gerilim dağıtım şebekesi (1 kV'un altındaki şebekeler),
- b) Orta gerilim dağıtım şebekesi

iv) Beslediği Yüke göre :

- a) Aydınlatma,
- b) Kuvvet tesisleri gibi,

v) İletken sayısına göre :

- a) 2 iletkenli şebeke,
- b) 3 iletkenli şebeke,
- c) 4 iletkenli şebeke,

vi) Hat Malzemesine göre :

- a) Hava hattı şebekesi
- b) Yeraltı kablo şebekesi

Yük yoğunluğunun fazla olduğu bölgelerde hava koşullarının hava hattı enerji dağıtım şebekesi üzerindeki olumsuz etkilerini önlemek, son yıllarda üzerinde çeşitli araştırmalar yapılan bir konu olan yüksek gerilimli hava hatlarının yakınlarında yaşayan canlıların sağlıkları üzerindeki olumsuz etkileri ortadan kaldırmak, çevre güzelliğini arttırmak amacıyla dağıtım şebekeleri ekonomik koşullara da bağlı olarak yeraltı kablosu biçiminde tesis edilirler. Buna bağlı olarak alçak gerilim şebekelerinde genellikle kablo hatları biçiminde tesis edilmektedir. Ancak yük yoğunluğunun daha düşük olduğu bölgeler ve kırsal kesimde, daha ucuz olması sebebi ile hava hatlarıyla dağıtım tercih edilmektedir. Bütün bunlara rağmen yeraltı kabloları ile yapılan beslemede yüksek kalitede güvenilirlik sağlanmaktadır. Bu sebeple, ileride fazla ilave yapılmayacak sabit şebekelerde küçük güçlü olsa dahi kablo şebeke tercih edilmelidir.

Şebeke çeşidinin belirlenmesinde etkili olan faktörler, beslemenin güvenilirliği, şebekenin gerçekleştirilebilir yapıda ve ekonomik olmasıdır.

Ayrıca dağıtım şebekesi maliyeti, tüm şebeke maliyeti içerisinde oldukça önemli bir yer tutmaktadır. İngiltere'de yapılan çalışmalar sonucunda tüm şebeke için yapılan masrafın yaklaşık olarak % 50'sinin dağıtım şebekesine harcandığı görülmüştür. Dağıtım şebekesinin bilinen en önemli özelliği, minimum gerilim değişimi ve en az enerji kesintisiyle tüketiciye enerji ilemesidir. Şebeke maliyeti yapım, işletme ve bakım masraflarından oluşmaktadır. Şebeke tasarımı amaç tüketicilere iletilen enerjinin kalitesini düşürmeksizin bu maliyeti minimum yapmaktır. Sistem kapasitesini mevcut yüke mümkün olduğu kadar yakın yaparak şebekeye yapılan yatırımda ekonomi sağlanabilir. Ancak, bu durumda gelecekteki yük artışlarının karşılanması olanağı oldukça kısıtlanır. Bu yüzden, bilimsel temele dayalı şebeke tasarımı yapılarak bu sakıncaların ortadan kaldırılması gerekmektedir [45].

#### 4.1.1. Bölge İndirici Transformatör Merkezleri

Yüksek gerilimli enerji iletim hatları tüketim bölgelerine ulaştıklarında bölge indirici transformatör merkezi yardımıyla orta gerilime indirilir. Bölge indirici merkezlerindeki transformatörlerin gücü 15 ile 100 MVA arasında değişmektedir.

##### 4.1.1.1. Bölge İndirici Transformatör Merkezleri İçin

###### Yer Seçimi

Bölge indirici transformatör merkezinin yeri, gerilimin seviyesine, dağıtım şebekesinde oluşan en büyük gerilim düşümüne, kayıplara, orta gerilim şebekesinin maliyetine, yüksek gerilim şebekesi ve dağıtım transformatör merkezinin maliyetine bağlıdır. Bununla beraber transformatör merkezinin yerinin seçilmesinde aşağıdaki kurallar göz önüne alınmaktadır [47]:

- 1) Yük momentinin (yük \* uzaklık) minimum olmalı yani transformatör merkezi yük merkezine mümkün olduğu kadar yakın bir yere tesis edilmelidir.

- ii) Trafo yeri seçilirken şebekede oluşan gerilim düşümünün ve kayıpların kabul edilen değerleri aşmamasına dikkat edilmelidir.
- iii) Seçilen yer, trafo merkezine ileride gelişen enerji ihtiyacını karşılamak üzere yapılabilecek ek tesislerin yapımına müsaade edecek boyutlarda değildir.
- iv) Trafo yeri için seçilen arsa bu amaçla kullanıma uygun olmalıdır.

#### 4.1.2. Orta Gerilim Şebekesi

Orta gerilim şebekesi, bölge indirici transformatör merkezlerinden aldığı elektrik enerjisini dağıtım transformatör merkezlerine ileten ve nominal gerilim değerleri genel olarak 3 ile 36 kV arasında değişen şebekedir.

Ülkemizde, Avrupa'da ve A.B.D'de kullanılan standart orta gerilim değerleri Tablo 4.2.'de verilmiştir [44], [47].

Tablo 4.2. Orta Gerilim Dağıtım şebekesi standart gerilim değerleri.

| TÜRKİYE<br>U (kV) | AVRUPA<br>U (kV) | A. B. D.<br>U (kV) |
|-------------------|------------------|--------------------|
| 3                 | 3                | 2.5                |
| 6                 | 5                | 5                  |
| 10                | 6                | 8.66               |
| 15                | 10               | 15                 |
| 34.5              | 15               | 25                 |
|                   | 20               | 34.5               |
|                   | 25               |                    |
|                   | 35               |                    |

Dağıtım ve iletim şebekesine ait gerilim kademeleri arasında çok kesin bir ayırım yoktur. Örneğin şebekenin kullanım amacına göre 34.5 kV hem dağıtım, hem de iletim şebekesi gerilimi olabilmektedir.

#### 4.1.3. Dağıtım Transformatör Merkezleri

Dağıtım transformatör merkezleri genel olarak 3 ile 34.5 kV arasında değişen orta gerilimli enerjiyi 190 ile 660 V arasında değişen alçak gerilim değerlerine indirirler [45].

##### 4.1.3.1. Dağıtım Transformatör Merkezi İçin Yer Seçimi

Transformatör merkezi yer seçiminde, gerilimin değerinin, gerilim düşümünün, orta gerilim hatlarının, alçak gerilim hatlarının ve dağıtım transformatörlerinin maliyetlerinin hesaba katılması gerekmektedir.

Yer seçiminde göz önüne alınması gereken kurallar Bölge indirici transformatör merkezin yer seçimindeki kurallar ile aynıdır [47].

##### 4.1.4. Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesi

Daha önce de belirtildiği gibi, şebekenin dağıtım transformatörleri ile tüketiciler arasında kalan bölümüne alçak gerilim dağıtım şebekesi denilmekte olup, Ülkemizde ve Avrupa'da şehirlerde alçak gerilim şebekesi gerilimi çoğunlukla 220/380 V dir. 500 V ve 660 V ise endüstride kullanılmaktadır.

Tablo 4.3. 'de Ülkemizde, Avrupa'da ve A.B.D. 'de kullanılan alçak gerilim kademeleri verilmiştir [44], [45], [47].

Tablo 4.3. Alçak Gerilim Dağıtım şebekesi standart gerilim değerleri.

| TÜRKİYE<br>(V) | AVRUPA<br>(V) | A. B. D.<br>(V) |
|----------------|---------------|-----------------|
| 190            | 125           | 208             |
| 380            | 220           | 240             |
| 500            | 380           | 416             |
|                | 500           | 480             |
|                | 660           |                 |

#### 4.2. Genel Tanımlar

Bu bölümde dağıtım şebekesinin tasarımı amacıyla tez de geliştirilen matematiksel modelde kullanılan temel kavramlar ve tanımlar verilecektir.

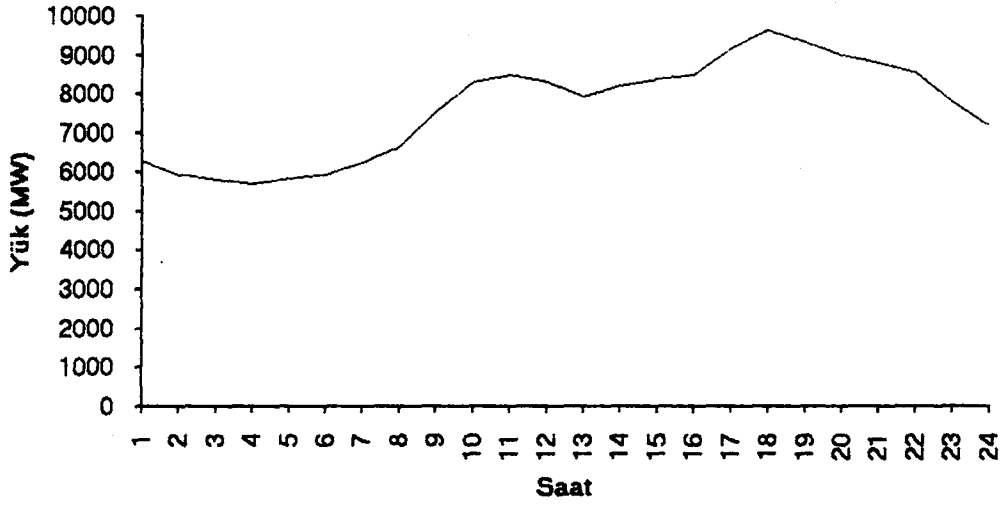
**Yük:** Alıcı uçtan belirli bir zaman aralığında çekilen yük kVA, kVAR veya A cinsinden verilebilir [48].

Ortalama yükün hesaplandığı  $\Delta t$  periyodu,  $\Delta t$  15 dak., 30 dak., 1 saat, hatta daha uzun seçilebilir. Şekil 4.4'de  $\Delta t$  'nin fonksiyonu olarak bir günlük yük eğrisi verilmiştir. Hem zaman aralığı  $\Delta t$  'nin, hem de toplam zaman  $t$  'nin seçimi keyfidir [47]. Şekil 4.3'deki günlük yük eğrisi TEK'in Türkiye geneli için vermiş olduğu, 28.11.1991 tarihli değerlere göre çizilmiştir.

Bir yıl boyunca, günlük yük eğrilerinin, puant güçten başlayarak düzenlenmesi sonucu elde edilen eğriye düzenlenmiş yıllık yük eğrisi denilmektedir. Şekil 4.4'deki düzenlenmiş yıllık yük eğrisi de 1991 yılına ait olup TEK'ten alınan değerlere göre çizilmiştir.

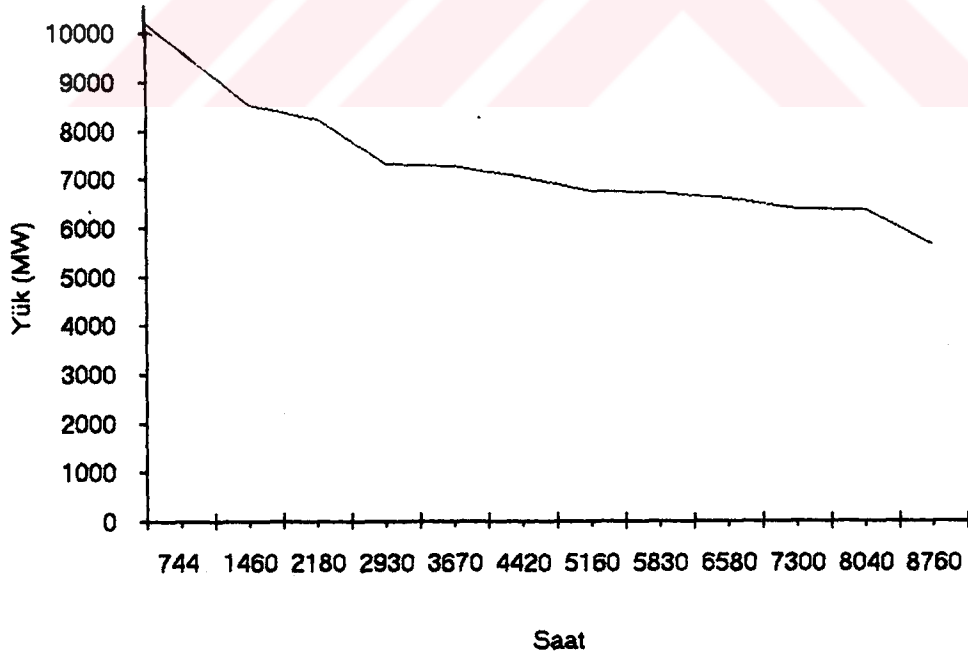
Şebeke yükü her saat değişik bir değer almaktadır. Örneğin, aydınlatma tüketicilerinin beslendiği bir bölgede gece saatlerinde çekilen yük, gündüz saatlerine göre çok daha fazla olacaktır. Yıl içerisinde de çekilen yük mevsimlere göre farklılık göstermektedir.

**Puant güç ( $P_p$ ):** Belirli bir zaman aralığında şebekeden çekilen güçlerin maksimumudur [48].



Şekil 4.3. Örnek Günlük yük eğrisi.

TEK 28.11.1991 tarihine ait Türkiye geneli



Şekil 4.4. Düzenlenmiş yıllık yük eğrisi.

TEK 1991 yılı Türkiye Geneli

Eş zamanlık faktörü (g): Şebekenin puant (maksimum) gücünün, şebekenin toplam yüküne oranı olarak tanımlanmakta olup,

$$(\%)g = \frac{\text{Puant güç}}{\text{Toplam yük}} \cdot 100 \quad (4.1)$$

bağıntısıyla verilebilmektedir. Tanımından da anlaşılacağı gibi her zaman 1.0'dan küçük olan eş zamanlık faktörü, sanayi veya ev tipi tüketicilerin olduğu bölgelere göre ayrı ayrı hesaplanmalıdır. [47], [49], [50].

#### 4.2.1. Yük Faktörü

Yük faktörü belirli bir zaman periyodundaki ortalama yükün, bu periyottaki puant yüke oranıdır. Yük faktörü (YF),

$$YF = \frac{\Delta \text{ Ortalama yük}}{\text{Puant yük}} \quad (4.2)$$

veya, enerjiye bağlı olarak

$$YF = \frac{\Delta \text{ Ortalama yük} \cdot T}{\text{Puant yük} \cdot T} \quad (4.3)$$

denklemleri ile tanımlanır. T=24, 168, 720, veya 8760 saat olabilir. Yük faktörü 1.0'dan küçük veya eşittir ( $YF \leq 1.0$ ).

Yıllık yük faktörü,

$$\text{Yıllık yük faktörü} = \frac{\Delta \text{ Yıllık toplam enerji}}{\text{Yıllık puant yük} \cdot 8760} \quad (4.4)$$

dır [47].

#### 4.2.2. Kayıp Faktörü

Kayıp faktörü belirli bir periyotta oluşan ortalama güç kaybının, puant yükteki güç kaybına oranıdır.

Kayıp faktörü için,

$$F = \frac{\Delta}{K} = \frac{\text{Ortalama güç kaybı}}{\text{Puant yükteki güç kaybı}} \quad (4.5)$$

tanımı bakır kayıpları için geçerli olup demir kayıpları için geçerli değildir [47], [51], [52].

#### 4.2.3. Yük Ve Kayıp Faktörü Arasındaki Bağıntı

Kayıp faktörü zamanın fonksiyonu olarak kayıplardan hesaplandığından, kayıp faktörünü yük faktörü yardımıyla bulmak mümkün değildir. Bununla beraber sınır değerler için bir bağıntı bulunabilmektedir [47].

Şekil 4.5'da ideal ve keyfi bir yük eğrisi görülmektedir.  $P_2$  yükündeki kayıp  $P_{K2}$ ,  $P_1$  yükündeki kayıp  $P_{K1}$  kabulü ile yük faktörü tanımından hareketle, yük faktörü için, Şekil 4.5 yardımıyla ile

$$YF = \frac{P_2}{P_{\max}} = \frac{P_2}{P_2} \quad (4.6)$$

ifadesi verilebilir. Şekil 4.5'den görüleceği gibi ortalama güç için,

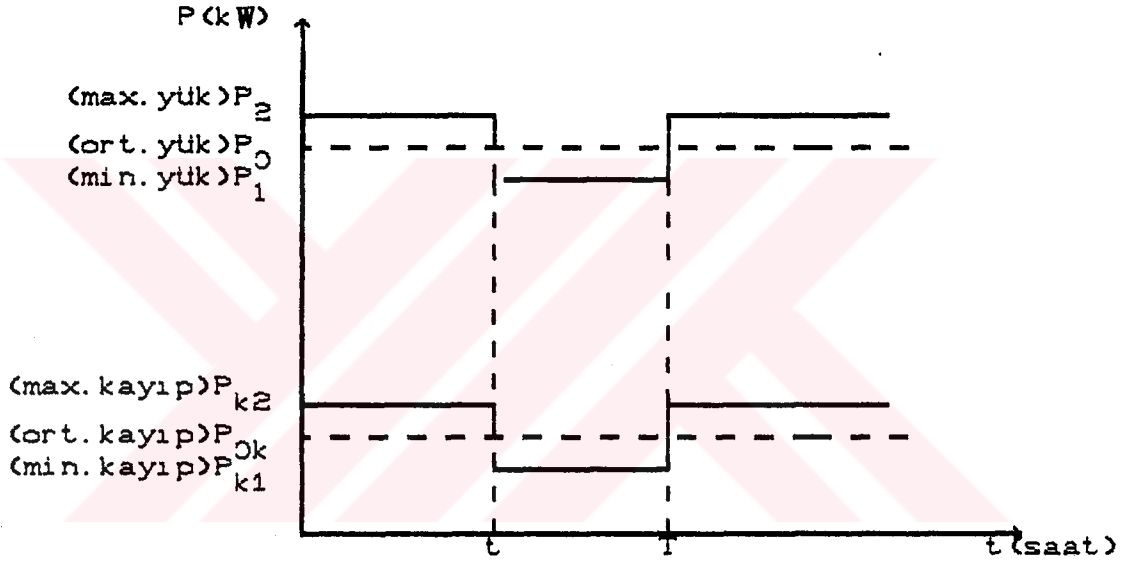
$$P_2 = \frac{P_2 \cdot t + P_1 (T-t)}{T} \quad (4.7)$$

bağıntısı verilebilir. (4.7) denklemi (4.6) denkleminde yerine konursa, yük faktörü için

$$YF = \frac{P_2 \cdot t + P_1 (T-t)}{P_2 \cdot T}$$

$$YF = \frac{t}{T} + \frac{P_1}{P_2} \cdot \frac{T-t}{T} \quad (4.8)$$

bağıntısı elde edilir.



Şekil 4.5. Yük eğrisi.

Yük kayıp faktörü,

$$F_K = \frac{P_{0,k}}{P_{max,k}} = \frac{P_{0,k}}{P_{k2}} \quad (4.9)$$

olarak elde edilir. Şekil 4.5'daki yük eğrisinin ortalama değeri,

$$P_{0,k} = \frac{P_{k2} \cdot t + P_{k1} (T-t)}{T} \quad (4.10)$$

olarak verilmektedir. (4.10) denklemi (4.9) denkleminde yerine konulmasıyla kayıp faktörü,

$$F_k = \frac{P_{k2} \cdot t + P_{k1} (T-t)}{P_{k2} \cdot T} \quad (4.11)$$

olarak elde edilir. Bakır kayıpları yükün fonksiyonu olduğundan, kayıpları

$$P_{k1} = k \cdot P_1^2 \quad (4.12)$$

$$P_{k2} = k \cdot P_2^2 \quad (4.13)$$

şeklinde ifade etmek mümkündür. Burada k bir sabitti göstermektedir. (4.12) ve (4.13) denklemleri (4.11) denkleminde yerine konursa, kayıp faktörü için,

$$F_k = \frac{t \cdot (k \cdot P_2^2) + k \cdot P_1^2 (T-t)}{k \cdot P_2^2 \cdot T} \quad (4.14)$$

$$F_k = \frac{t}{T} + \left[ \frac{P_1}{P_2} \right]^2 \cdot \frac{T-t}{T} \quad (4.15)$$

bağıntıları elde edilir. Şimdi (4.8) ve (4.15) denklemlerini karşılaştırarak yük ve kayıp faktörü arasındaki bağıntıları üç farklı durum için aşağıdaki gibi vermek mümkündür.

1. Durum: Minimum yük  $P_1$  sıfır ise  $P_{k1}$  de sıfırdır.

Bu durumda

$$YF = F_k = \frac{t}{T} \quad (4.16)$$

elde edilmektedir. Kısaca, bu şartlar altında  $YF$  ve  $F_k$  birbirlerine eşit olmaktadır.

2. Durum: Maksimum yük,  $P_2$ 'nin çok kısa süre ortaya çıkması yani  $t_0$  kabulünün yapılabileceği ve (4.10) ve (4.11) denklemlerindeki  $\frac{T-t}{T}$  teriminin yaklaşık olarak 1.0 alınabileceği kabulü ile (4.8) ve (4.15) ifadelerinden

$$F_k = (YF)^2 \quad (4.17)$$

bağıntısı elde edilir.

3. Durum: Yük sürekli ise  $t_T$  dir. Böyle bir duruma petro kimya tesislerinde çok sık rastlanmaktadır. Bu durumda,

$$F_k = (YF) \quad (4.18)$$

olur.

Buradan  $F_k$  'nın değerinin genel olarak,

$$(YF)^2 < F_k < (YF) \quad (4.19)$$

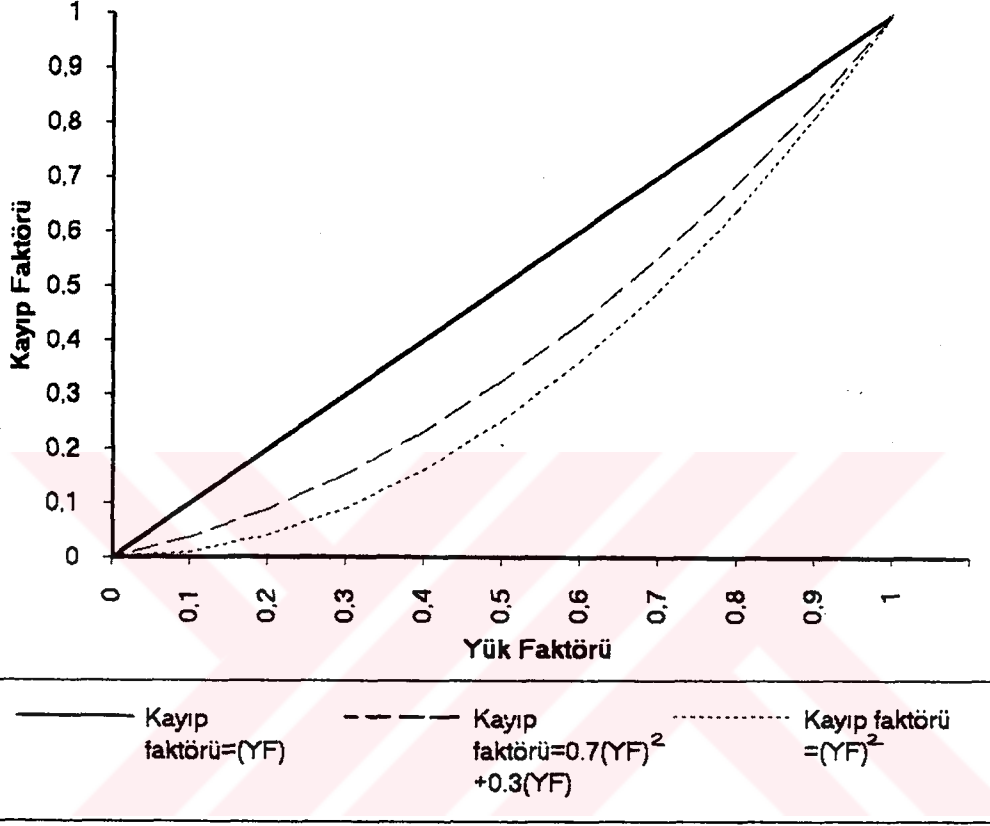
arasında olacağı görülmektedir.

Buller ve Woodrow kayıp faktörü ve yük faktörü arasında aşağıda verilen ampirik formülü geliştirmişlerdir [53].

$$F_k = 0.3(YF) + 0.7(YF)^2 \quad (4.20)$$

Bu yaklaşık ifade gerçeğe oldukça yakın değerler vermektedir. Şekil 4.6'de yük faktörünün fonksiyonu olarak

kayıp faktörünün bu üç farklı durumuna ilişkin kayıp eğrileri verilmiştir.



Şekil 4.6. Çeşitli durumlara ilişkin kayıp faktörü eğrileri.

## BÖLÜM 5

### DAĞITIM ŞEBEKELERİNİN MALİYET ANALİZİ

#### 5.1. Giriş

Genel olarak, bir enerji dağıtım şebekesinin maliyet analizi, tesis masrafları (sabit masraflar) ve üretim masrafları (değişken masraflar) olmak üzere iki kısımda ele alınmaktadır.

**Tesis Masrafları;** Tesisin kurulu gücüne [kW] bağlı olup, bu güçte bir tesisin kuruluşu için gerekli olan malzeme ve montaj masraflarından oluşmaktadır. **Üretim Masrafları** ise tesisin işletilmesi ve üretilen veya şebekeden çekilen enerji miktarına bağlı olarak değişen işletme masraflarını (kayıplar v.s.) içermektedir.

Tesis masraflarının hesabında, tüketicinin istediği gücün temini yanında sistem kayıplarını karşılamak üzere belli bir miktar büyük tutulan kapasite de hesaba katılmalıdır.

Burada, söz konusu edilen dağıtım şebekesinin maliyet hesapları,

- i) Şebekedeki hatların ve
- ii) Dağıtım transformatör merkezlerinin

maliyetlerinin toplamı olarak ele alınmıştır. Bu analizlerde toplam maliyet, tesis masrafları ve üretim masrafları biçiminde ele alınacaktır.

Yukarıda söz edilen analiz yeni tesis edilecek olan bir dağıtım şebekesi için geçerlidir. Eğer mevcut

bir dağıtım şebekesinin artan enerji ihtiyacını karşılamak üzere, büyütülmesi gerekiyorsa, o zaman dağıtım şebekesi için büyüme maliyetinden söz edilmelidir. Doğal olarak şebeke büyüme maliyeti, transformatör merkezlerinin büyütülme masrafları ile şebekeye ilave edilen hatların masraflarının toplamından oluşacaktır. [33].

### 5.2. Dağıtım Şebekesinde Hatlara İlişkin Maliyet Hesabı

Dağıtım şebekesi maliyet analizlerinde hatların toplam maliyet içinde %50 lere yaklaşan bir oranda yer aldığı görülmektedir. Yukarıda açıklandığı gibi bu masrafları

- (a) Sabit masraflar: Malzeme ve hattın tesisi için yapılan harcamalardan oluşan tesis masrafı,
- (b) Değişken masraflar: Hatta meydana gelen kayıpların maliyeti olup burada değişken masraflar,

- 1<sup>o</sup>)  $I^2R$  kayıplarının oluşturduğu enerji kayıp maliyeti,
- 2<sup>o</sup>)  $I^2R$  kayıplarını karşılamak için sistem (üretim, iletim, ve dağıtım) kapasitesinde yapılan artımların getirdiği masraf güç kayıp maliyeti

biçimindedir.

Belirli bir tipteki hattın birim uzunluk başına toplam yıllık maliyeti ,

$$TYM = M_t + YEM + YGM \quad [TL/m] \quad (5.1)$$

dir. Burada,

TYM: Hattın birim uzunluk başına yıllık toplam maliyeti  $[TL/m]$ ,

$M_t$ : Hattın birim uzunluk başına yıllık tesis maliyeti  $[TL/m]$ ,

YEM: Hattın birim uzunluk başına yıllık enerji kayıp maliyeti  $[TL/m]$ ,

YGM: Hattın birim uzunluk başına yıllık güç kayıp maliyeti  $[TL/m]$

olarak tanımlanmaktadır [33], [41], [45], [47], [54], [55],

### 3.2.1. Hattın Yıllık Tesis Maliyeti

Hatlarda oluşan kayıpların karşılanması sebebiyle yapılan harcamalar tesis masrafı yanında oldukça azdır. Hatların yıllık tesis masrafı, bu hatlar için yapılan yatırımın belirli bir yüzdesi olarak ifade edilmektedir.

$$M_t = YM \cdot i \quad [TL/m] \quad (5.2)$$

(5.2) denklemindeki büyüklükler,

YM : Hattın yatırım masrafı [TL/m]

i : Sabit maliyet oranı (Sermaye masrafı yüzdesi) [%]

olup, i sabit maliyet oranı, yıllık net faiz yüzdesi ( $i_f$ ) ile amortisman oranının ( $i_a$ ) toplamına eşittir [47], [41].

### 3.2.2. Hattın Yıllık Enerji Kayıp Maliyeti

Hatlardaki  $I^2R$  (Joule) kayıpları sebebiyle oluşan enerji kayıp maliyeti,

$$YEM = 3I^2 R_h f_E (YYF) F_K 8760 10^{-3} \quad [TL/m] \quad (5.3)$$

dir. (5.3) denklemindeki büyüklükler

I : Hat akımı [A],

$R_h$  : Hattın birim direnci [ $\Omega/m$ ],

$f_E$  : Enerji fiyatı [TL/kWh],

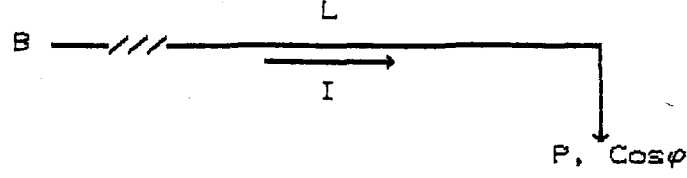
YYF: Yük yerleşim faktörü,

$F_K$  : Kayıp faktörü

olarak tanımlanmaktadır.

Yük yerleşim faktörü, şebekenin yüklenme durumuna ve iletken sayısına bağlı olarak, hesaplarda şebekeyi tanımlayan bir faktör olarak verilmiştir. Yük yerleşim faktörü hesabı için, basit besleme hattı ve bir taraftan beslenen eşit yayılı yüklü şebekelerdeki kayıplar karşılaştırılmıştır.

Uç fazlı tekil bir yükün üç fazlı bir hat tarafından beslenmesi durumu Şekil 5.1'de verilmiştir.



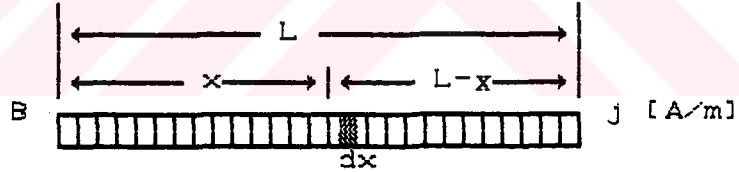
Şekil 5.1. Uç fazlı hat tarafından beslenen yük.

Verilen şebekedeki güç kaybı,

$$P_K = 3RI^2 \quad [W] \quad (5.4)$$

biçimindedir. (5.4) denklemindeki  $P_K$  hatta oluşan güç kaybını,  $R [\Omega]$  hattın direncini,  $I [A]$  ise hattan geçen akımı göstermektedir.

Eşit yayılı yüklü hat üzerinde oluşan güç kaybı hesabı ise,



Şekil 5.2. Eşit yayılı yüklü hat parçası.

-  $j[A/m]$ : Hattın akım yoğunluğu

Şekil 5.2.'deki  $dx$  hat parçası üzerinde oluşan kayıp tüm hat boyu için integrali alınarak bulunacaktır.  $dx$  hat parçasındaki kayıp,

$$dP_K = 3[(L-x)j]^2 \frac{dx}{\kappa q} \quad (5.5)$$

formülüyle bulunur. Burada  $\kappa [m/\Omega mm^2]$  hattın özgül iletkenliğidir. (5.5) denklemi, besleme noktasından  $x$  kadar uzaklıktaki çok küçük bir  $dx$  hat parçası üzerinde oluşan güç kaybını göstermektedir.

Burada kaybın hat uzunluğu boyunca integrali alınır, eşit yayılı yüklü hatta oluşan güç kaybı

$$P_K = \frac{3j^2}{nq} \int_0^L (L-x)^2 dx = R I^2 \quad (5.6)$$

olarak bulunur. Burada R [Ω] hattın toplam direncidir.

Her iki durumdaki kayıp gücünü belirledikten sonra T [h] süresinde tekil yüklü hattaki kayıp enerjisi

$$A_K = P_K \cdot T = 3 R I^2 T \quad [\text{Wh}] \quad (5.7)$$

denklemleri ile eşit yayılı yüklü hattaki kayıp enerjisi ise

$$A_K = P_K \cdot T = R I^2 T \quad [\text{Wh}] \quad (5.8)$$

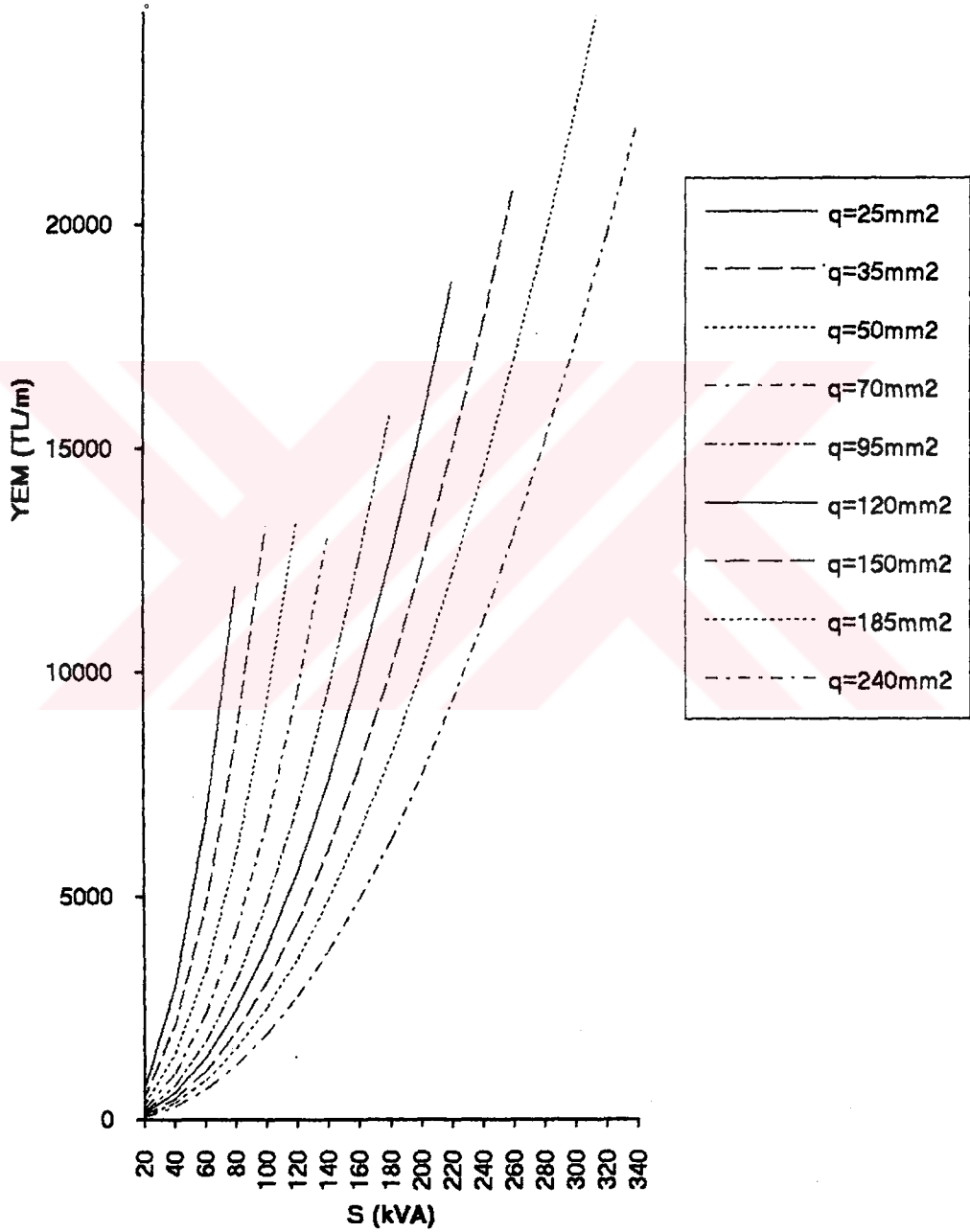
ifadesi ile bulunur. Buradan da görüldüğü gibi eşit yayılı yüklü bir hatta oluşan kayıp enerjisi ile tekil yüklü bir hatta oluşan kayıp enerjisi arasında üçte bir oranı vardır. Sonuç olarak (5.3) denklemindeki (YF) şebeke yükü tekil yük ise 1, eşit yayılı yük ise 1/3 değerini almaktadır.

Kayıp faktörü ( $F_K$ ) ise ortalama güç kaybının maksimum yükteki güç kaybına oranıdır ve Bölüm 4'de açıklandığı gibi şehirler için

$$F_K = 0.3 (YF) + 0.7 (YF)^2 \quad (5.9)$$

bağıntısı yardımıyla hesaplanır. Kırsal kesimler için ise daha farklı bir yaklaşım söz konusu olmaktadır [41], [45], [47].

NYFG<sub>B</sub>Y cinsi bir kablonun birim uzunluk başına yıllık enerji kayıp maliyetinin bu hattın çekilen güce göre değişimi denklem (5.3)'de kayıp faktörü ( $F_k$ ) 0.215, yük yerleşim faktörü (YYF) 1 ve enerji fiyatı ( $f_E$ ) 200 [TL/kWh] alınarak hesaplanıp çeşitli kesit değerleri için Şekil 5.3'de verilmiştir.



Şekil 5.3. Alçak Gerilim yeraltı kablosunun birim uzunluk başına yıllık enerji maliyetinin güce göre değişimi ( $U_n = 380$  V).

### 3.2.3. Hattın Yıllık Güç Kayıp Maliyeti

Bilindiği gibi, dağıtım şebekesinde oluşan Joule kayıplarını karşılamak için sistem kapasitesini bu kayıplar kadar arttırmak gerekmekte ve bu artımın getirdiği masrafa da, yıllık güç kayıp maliyeti denilmektedir. Güç kayıp maliyeti,

$$YGM = 3I^2 R_h (YYF) F_r \left[ (a_G i_G) + (a_T i_T) + (a_S i_S) \right] 10^{-3} \quad [TL/m] \quad (5.10)$$

dir. (5.10) denklemindeki büyüklükler,

$I$  : Hat akımı [A],

$R_h$  : Hattın direnci [ $\Omega/m$ ],

$F_r$  : Rezerv faktörü [%],

$a_G$  : Üretim sisteminin birim maliyeti [TL/kW],

$a_T$  : İletim sisteminin birim maliyeti [TL/kW],

$a_S$  : Bölge indirici transformatör merkezinin birim maliyeti [TL/kW],

$i_G$  : Üretimin sabit maliyet oranı [%],

$i_T$  : İletimin sabit maliyet oranı [%],

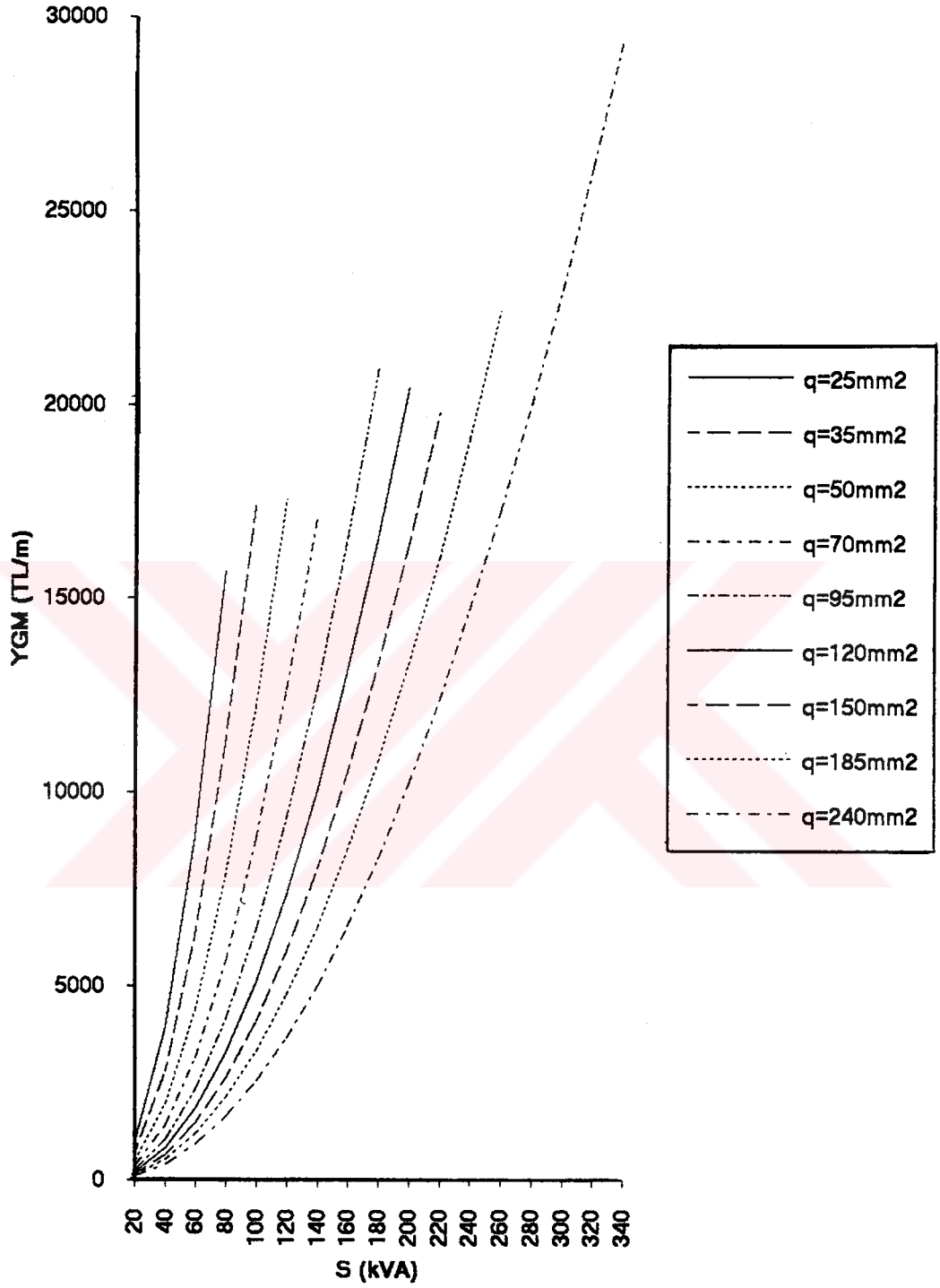
$i_S$  : Bölge indirici merkezinin sabit maliyet oranı [%]

$$YYF : \text{Yük yerleşim faktörü} = \begin{cases} \text{Tekil} \rightarrow 1 \\ \text{Yayıllı yük} \rightarrow 1/3 \end{cases}$$

şeklinde tanımlanmaktadır.

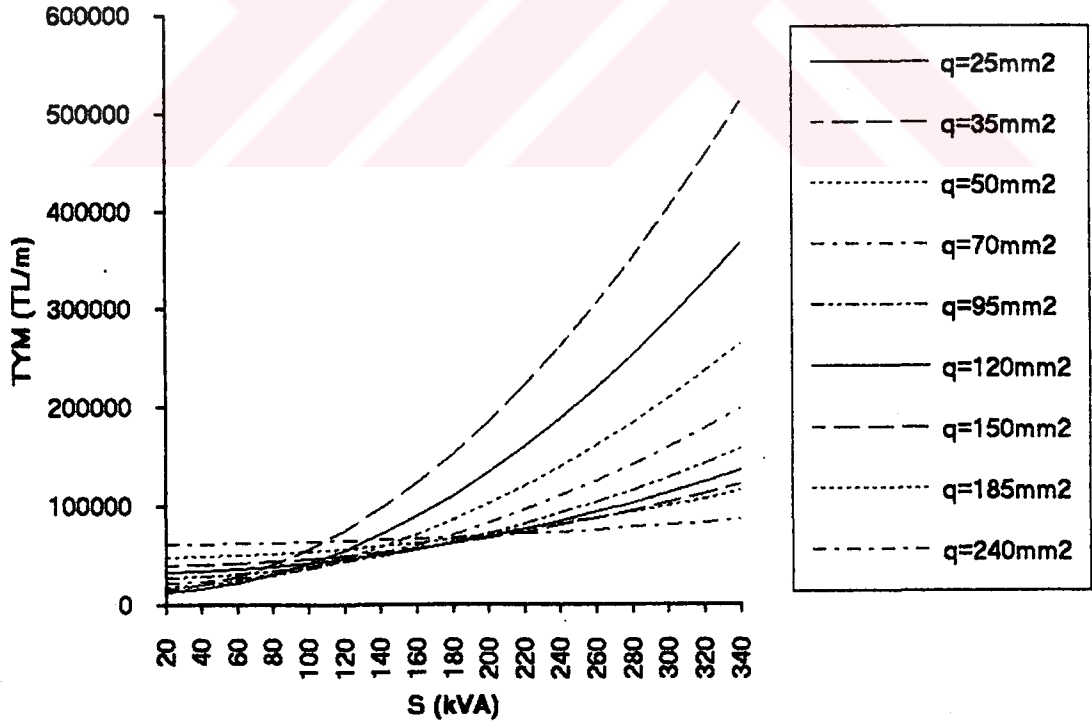
Rezerv faktörü  $F_r$ , bir enerji sisteminin bir yılda üretebileceği maksimum enerjinin (kapasitesinin) sistemden çekilen yıllık tüketim enerjisi ile sistem kayıp enerjilerinin toplamına oranı olarak tanımlanır. [41], [45], [47], [56].

$NYFG_b Y$  cinsi bir kabloya ilişkin, birim uzunluk başına yıllık güç kayıp maliyetinin hattan geçen güce göre değişimi, denklem (5.10)'da  $a_G = 1.5 \cdot 10^6$  [TL/kW],  $a_T = 0.5 \cdot 10^6$  [TL/kW],  $a_S = 1.5 \cdot 10^6$  [TL/kW],  $i_G = \%21$ ,  $i_T = i_S = \%18$  ve rezerv faktörü 1.15 alınarak Şekil 5.4'de verilmiştir.



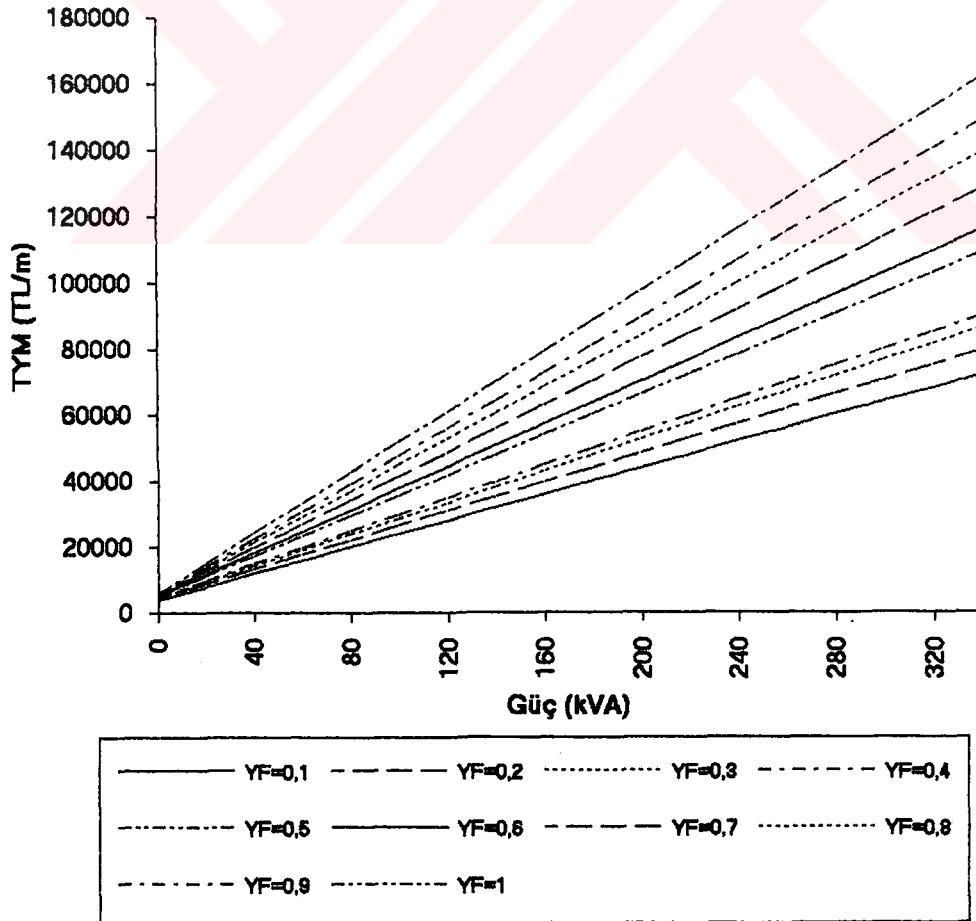
Şekil 5.4. Alçak Gerilim yeraltı kablosunun birim uzunluk başına yıllık güç kayıp maliyetinin güce göre değişimi ( $U_n = 380$  V).

Örnek olarak ele alınan NYFG<sub>6</sub>Y kablosuna ilişkin toplam yıllık maliyet, tesis maliyeti ile enerji kayıp maliyeti ve güç kayıp maliyetinin toplamı biçimindedir (denklemler (5.1)). Hatta ilişkin yatırım masrafı ise TEK' in 1992 yılı birim fiyat listesinden yararlanılarak hesaplanmıştır. Burada kanala tek kablo döşendiği varsayımı yapılmış olup kanalın kazı masraflarında hesaplara dahil edilmiştir. Yıllık masrafa geçebilmek için yatırım masrafı %14'lük sabit masraf oranı ile çarpılmış ve böylece hatta ilişkin tesis masrafı hesaplanmıştır. Alçak gerilim yeraltı kablosunun yıllık toplam maliyetinin güce göre değişimi Şekil 5.5'te verilmiştir. Burada kesitlerin taşıyacağı güçlerin sınır değerler olarak alınması gerekli ise de, farklı kesitlere ilişkin bu eğrinin zarfı olan eğrinin elde edilebilmesi için şimdilik bu üst sınırlar ihmal edilmiş ancak bu kısıt modelde gözönüne alınmıştır.



Şekil 5.5. Alçak Gerilim yeraltı kablosunun birim uzunluk için toplam maliyetinin güce göre değişimi (U<sub>n</sub> = 380 V).

Şekil 5.3., 5.4., 5.5. çizilirken yük faktörü için Şekil 4.4 de verilen düzenlenmiş yıllık yük eğrisinden 0.38 olarak hesaplanmış olan değer kullanılmıştır. Bu konu ile ilgili yapılan çalışmalar incelendiğinde, araştırmacıların hesaplarında yük faktörünü bölgeye ilişkin belirli bir değer olarak kabul edip, maliyet eğrilerini bu değere göre çizdikleri görülmektedir. Yük faktörünün bölgeden bölgeye farklılık gösteren bir değer oluşu ve farklı yük faktörlerine göre çizilmiş toplam yıllık maliyet eğrilerinden giderek bir karşılaştırma yapmak mümkün olmadığından, karşılaştırma yapabilmek için her bir eğri takımına teğet olan bir doğru çizilerek yaklaşık maliyet doğruları bulunması yoluna gidilmiştir. Çeşitli yük faktörleri için bulunan toplam yıllık maliyet eğrilerine çizilen teğetler Şekil 5.6.'da verilmiştir.



Şekil 5.6. Farklı yük faktörleri için maliyet doğruları

### 3.3. Dağıtım Transformatör Merkezinin Maliyeti

Dağıtım transformatör merkezlerinin maliyeti de hatların maliyetinde yapıldığı gibi hesaplanacaktır. Bu hesap,

$$TYM_{tr} = M_{t_{tr}} + M_{ktr} \quad [TL] \quad (5.11)$$

biçiminde olup, burada

$TYM_{tr}$ : Dağıtım transformatör merkezinin yıllık toplam maliyeti [TL]

$M_{t_{tr}}$ : Dağıtım transformatör merkezinin yıllık tesis masrafı [TL]

$M_{ktr}$ : Dağıtım transformatör merkezinin yıllık kayıp masrafı [TL]

olarak tanımlanmışlardır.

#### 3.3.1. Dağıtım Transformatör Merkezinin Yıllık Tesis Masrafı

Tesis masrafı transformatör merkezinin, tesisi için gerekli olan malzeme ve kuruluşu için yapılan masrafların toplamının belirli bir yüzdesi olarak tanımlanmaktadır. Transformatör merkezinin yıllık tesis masrafı,

$$M_{t_{tr}} = YM_{tr} \cdot i \quad [TL] \quad (5.12)$$

ifadesi ile bulunur. Burada  $YM_{tr}$  [TL] transformatör merkezine yapılan yatırım masrafını  $i$  [%] ise sabit masraf oranını göstermekte olup net faiz yüzdesi ile amortisman oranının toplamından ibarettir [57].

#### 3.3.2. Dağıtım Transformatör Merkezlerinin Yıllık Kayıp Maliyeti

Kayıp maliyeti hesaplanırken, transformatörün bir özelliği olarak demir ve bakır kayıplarının getirdiği masrafların ayrı ayrı hesaplanması uygun olur.

### 3.3.1.1. Transformatörlerde Demir Kayıplarının Maliyeti

Demir kayıplarının maliyeti, güç kayıplarının maliyeti ile enerji kayıplarının maliyetlerinin toplamından ibarettir.

$$M_{KFe} = M_{pFe} + M_{AFe} \quad [TL] \quad (5.13)$$

(5.13) denkleminde

$M_{KFe}$  : Transformatörde oluşan demir kayıplarının maliyeti [TL]

$M_{pFe}$  : Güç kayıplarının maliyeti [TL]

$M_{AFe}$  : Enerji kayıplarının maliyeti [TL]

olarak tanımlanmıştır.

Demir kayıpları ile ilgili güç masrafları:

$$M_{pFe} = g \cdot a_k \cdot P_{Fen} \quad [TL] \quad (5.14)$$

denklemleri ile bulunur. (5.14) denklemindeki parametreler:

$a_k$  : Herbir kW kayıp gücü için birim tesis masrafı [TL/kW],

$P_{Fen}$  : Transformatörün nominal gerilim altındaki demir kayıpları [kW],

$g$  : Eş zamanlık katsayısı [%].

Alçak gerilim transformatörleri için eş zamanlık katsayısı % 100 alınır. Transformatörlerin demir kayıpları genellikle üretici firmalar tarafından kataloglarda verilir (Bkz. Tablo 5.1).

Demir kayıpları ile ilgili enerji Masrafları:

Transformatörlerin demir kaybı yüke bağlı olmadığı için yıllık enerji masrafları,  $f_E$  [TL/kWh] birim enerji fiyatı olmak üzere

$$M_{AFe} = f_E P_{Fen} 8760 \quad [TL] \quad (5.15)$$

olarak bulunur. Şu halde demir kaybının gerektirdiği toplam masraf

$$M_{KFe} = (g.a_k + 8760.f_E).P_{Fen} \quad [TL] \quad (5.16)$$

olur [57].

3.3.1.2. Transformatörlerde Bakır Kayıplarının Maliyeti

Bakır kayıplarının maliyetide güç kayıplarının masrafları ile enerji kayıplarının masraflarının toplamından oluşur.

$$M_{Kcu} = M_{pcu} + M_{Acu} \quad [TL] \quad (5.17)$$

(5.17) denkleminde

$M_{kcu}$  : Transformatörlerde oluşan bakır kayıplarının maliyeti [TL]

$M_{pcu}$  :Güç kayıplarının maliyeti [TL]

$M_{Acu}$  : Enerji kayıplarının maliyeti [TL]

olarak tanımlanmıştır.

Her ne kadar, transformatörün herbir faz sargısının direnci ( $R_{tr}$ ) bilindiği taktirde nominal akımda ( $I_n$ ) meydana gelen toplam bakır kaybı

∴

$$P_{cun} = 3 I_n^2 R_{tr} \quad [W] \quad (5.18)$$

şeklinde hesaplanabilirse de, transformatörlerin bakır kayıpları da demir kayıpları gibi genellikle katalog değeri olarak verilmektedir. Maksimum bakır kaybı

$$P_{\text{cmax}} = 3 I_{\text{max}}^2 R_{\text{tr}} \text{ [W]} \quad (5.19)$$

dir. Bu değer puant zamanındaki bakır kaybından başka birşey değildir. Transformatörün bakır kayıpları yüke bağlı olduğundan, herhangi bir yükteki bakır kaybı,

$$P_{\text{cu}} = 3 R_{\text{tr}} I^2 \text{ [W]} \quad (5.20)$$

ifadesi ile bulunur. (5.19) ve (5.20) denklemlerinin oranlanması ile

$$\frac{P_{\text{cu}}}{P_{\text{cun}}} = \left[ \frac{I}{I_n} \right]^2 = \left[ \frac{S}{S_n} \right]^2 \quad (5.21)$$

yazılabilir ve buradan işletme sırasında oluşan bakır kayıpları

$$P_{\text{cu}} = P_{\text{cun}} \left[ \frac{S}{S_n} \right]^2 \text{ [W]} \quad (5.22)$$

biçiminde verilebilir. (5.21) ve (5.22) denklemlerindeki S herhangi bir yükü,  $S_n$  ise nominal yükü göstermektedir.

Bakır kayıpları ile ilgili güç Masrafları:

Transformatörün bakır kayıpları ile ilgili güç masrafları

$$M_{pcu} = g a_k P_{cun} \left[ \frac{S}{S_n} \right]^2 10^{-3} \text{ [TL]} \quad (5.23)$$

olarak hesaplanır.

Bakır kayıpları ile ilgili enerji masrafları:

Transformatörlerin bakır kayıpları nedeni ile bir yıl boyunca ortaya çıkan enerji masrafları olup,

$$M_{Acu} = P_{cun} \left[ \frac{S}{S_n} \right]^2 \cdot 8760 \cdot \theta \cdot f_E \cdot 10^{-3} \text{ [TL]} \quad (5.24)$$

şeklinde hesaplanabilmektedir. Burada  $\theta$  ve  $f_E$  sırasıyla yüklenme katsayısını ve enerji fiyatını göstermektedirler. Sonuç olarak güç ve enerji masraflarının toplamı olan transformator bakır kayıplarının gerektirdiği toplam masraflar

$$M_{K_{cutr}} = (g a_k + 8760 \cdot \theta \cdot f_E) P_{cun} \left[ \frac{S}{S_n} \right]^2 10^{-3} \text{ [TL]} \quad (5.25)$$

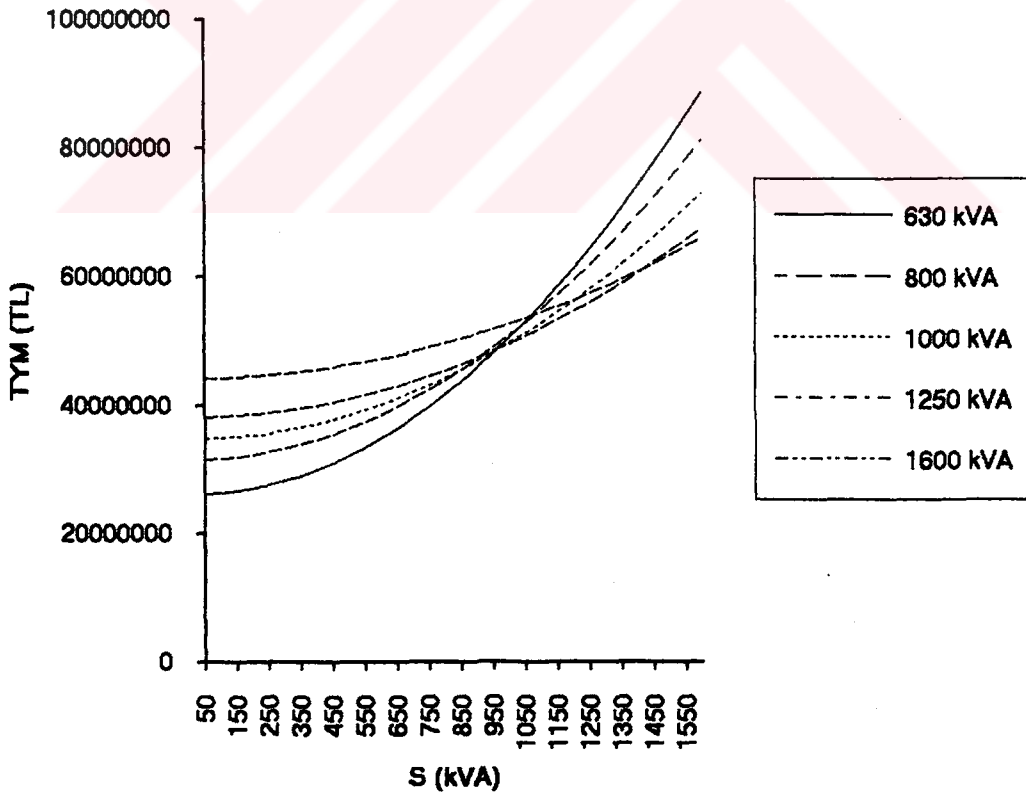
ifadesi ile verilebilmektedir. [57].

(5.24) ve (5.25) denklemlerindeki  $\theta$  katsayısı

$$\theta = \frac{A_k}{A_{kmaks}} \quad (5.26)$$

olarak tanımlanır. (5.26) denkleminde  $A_k$  yıllık toplam kayıp enerjisini,  $A_{kmaks}$  ise bir yıl boyunca maksimum yükün çekilmesi halindeki maksimum kayıp enerjisini göstermektedir.

Dağıtım transformatör merkezinin yıllık toplam maliyeti, tesis maliyeti ile yıllık kayıp masrafının toplamından oluşmaktadır (denklem 5.12). Dağıtım transformatör merkezinin yatırım maliyeti hesaplanırken hatlarda olduğu gibi TEK'in 1992 yılı birim fiyat çizelgesinden yararlanılmıştır. Burada merkezin bina tipi ve merkezdeki transformatörün 34.5/0.4 kV'lık olduğu kabul yapılmıştır. Ayrıca yapılan maliyet hesabında Şekil 5.11'de verilen tek kutuplu şemadaki cihazların transformatör merkezinde mevcut olduğu varsayılmıştır. Dağıtım transformatör merkezinin maliyetinin yüke göre değişimi Şekil 5.7'de verilmiştir. Bir transformatörden beslenebilecek maksimum yük transformatör gücü ile sınırlı olması gerekli ise de maliyet eğrilerine ilişkin zarf eğrilerinin çıkartılabilmesi için bu kısıt şimdilik ihmal edilmiş ancak modelde gözönüne alınmıştır.



Şekil 5.7. Çeşitli güçlerdeki dağıtım transformatör merkezlerinde toplam maliyetin yüke göre değişimi.

### 5.3.3. Dağıtım Transformator Merkezlerinin Elektriksel Karakteristikleri

Dağıtım transformatorlerin elektriksel hesapları için karakteristik büyüklükler Tablo 5.1.'de verilmiştir.

Tablo 5.1. Dağıtım transformator için elektriksel karakteristikleri.

| Y. G. 15 kV'a kadar |                        |                       |  | A. G. 400/231 V     |  |  |  |
|---------------------|------------------------|-----------------------|--|---------------------|--|--|--|
| GÜÇ<br>kVA          | BOŞTA<br>KAYIPLAR<br>W | YÜK<br>KAYIPLARI<br>W |  | U <sub>K</sub><br>% |  |  |  |
| 40                  | 160                    | 950                   |  | 4                   |  |  |  |
| 50                  | 190                    | 1100                  |  | 4                   |  |  |  |
| 63                  | 225                    | 1280                  |  | 4                   |  |  |  |
| 100                 | 320                    | 1750                  |  | 4                   |  |  |  |
| 160                 | 460                    | 2350                  |  | 4                   |  |  |  |
| 250                 | 650                    | 3250                  |  | 4                   |  |  |  |
| 315                 | 770                    | 3900                  |  | 4                   |  |  |  |
| 400                 | 930                    | 4600                  |  | 4                   |  |  |  |
| 500                 | 1100                   | 5500                  |  | 4                   |  |  |  |
| 630                 | 1300                   | 6500                  |  | 4                   |  |  |  |
| 800                 | 1550                   | 8300                  |  | 5                   |  |  |  |
| 1000                | 1850                   | 10000                 |  | 5                   |  |  |  |
| 1250                | 2200                   | 12000                 |  | 5                   |  |  |  |
| 1600                | 2600                   | 14500                 |  | 6                   |  |  |  |
| 2000                | 3000                   | 17500                 |  | 6                   |  |  |  |
| 2500                | 3600                   | 21800                 |  | 6                   |  |  |  |
| Y. G. 36 kV'a kadar |                        |                       |  |                     |  |  |  |
| GÜÇ<br>kVA          | BOŞTA<br>KAYIPLAR<br>W | YÜK<br>KAYIPLARI<br>W |  | U <sub>K</sub><br>% |  |  |  |
| 40                  | 190                    | 980                   |  | 4.5                 |  |  |  |
| 50                  | 230                    | 1050                  |  | 4.5                 |  |  |  |
| 63                  | 260                    | 1250                  |  | 4.5                 |  |  |  |
| 100                 | 380                    | 2100                  |  | 4.5                 |  |  |  |
| 160                 | 480                    | 2800                  |  | 4.5                 |  |  |  |
| 250                 | 700                    | 4050                  |  | 4.5                 |  |  |  |
| 315                 | 820                    | 5150                  |  | 4.5                 |  |  |  |
| 400                 | 900                    | 5850                  |  | 4.5                 |  |  |  |
| 500                 | 1250                   | 6750                  |  | 4.5                 |  |  |  |
| 630                 | 1350                   | 8000                  |  | 4.5                 |  |  |  |
| 800                 | 1520                   | 9700                  |  | 6                   |  |  |  |
| 1000                | 1600                   | 12200                 |  | 6                   |  |  |  |
| 1250                | 1950                   | 14000                 |  | 6                   |  |  |  |
| 1600                | 2350                   | 16500                 |  | 6                   |  |  |  |
| 2000                | 2800                   | 19500                 |  | 6                   |  |  |  |
| 2500                | 3400                   | 24000                 |  | 6                   |  |  |  |

Dağıtım transformatörleri ile ilgili elektriksel hesaplarda kullanılan nominal güç, boşa kayıplar, yük kayıpları, bağıl kısa devre gerilimi ve nominal gerilim gibi bir takım büyüklükler, imalatçı firmalar tarafından verilmekte olup bunlara karakteristik büyüklükler denilmektedir.

Tez de yapılan çalışmalarda dağıtım transformatörlerine ait veriler yukarıdaki tablodan alınmıştır. Bu tablonun kullanılmasıyla transformatörlerin nominal gücündeki bakır ve demir kayıplarının hesaplanması mümkün olmaktadır.

#### 3.3.4. Dağıtım Transformatör Merkezi Donanımı

Dağıtım transformatör merkezlerinde bulunan donanımlar, transformatör merkezinin tipine ve şebekenin hava hattı oluşuna bağlı olarak fark etmekte olup, burada bina tipi kablolu şebekeye ait bir transformatör merkezinde bulunan belli başlı donanımlar (cihazlar) aşağıda verilmiştir.

- i) Kesici (güç anahtarı)
- ii) Topraklama ayırıcısı (topraklama seksiyoneri)
- iii) Ayırıcı (seksiyoner),
- iv) Güç transformatörü,
- v) Bara ve izolatörler,
- vi) Akım sınırlayıcı bobinler (Sadece gerekli olduğu durumlarda kullanılır.),
- vii) Ölçü transformatörleri (Akım ve gerilim ölçü transformatörleri),
- viii) Alçak gerilim anahtarı (genellikle otomatik termik-magnetik şalter kullanılır.),
- ix) Şönt kondansatörler,
- x) Topraklama hatları ve elektrodu,
- xi) Aydınlatma düzeni,
- xii) Koruma röleleri,
- xiii) Akümülatör,
- xiv) Çeşitli ölçü cihazları.

Direk tipi transformatör merkezinde bulunan donanım biraz daha farklıdır. Ancak bu çalışmada bina tipi transformatör merkezi kullanıldığı için direk tipi transformatör merkezi burada ele alınmamıştır.

### 5.3.5. Dağıtım Transformatör Merkezinin Tek Kutuplu Bağlama Şemaları

Alçak gerilim şebekelerinin maliyetinin önemli bir kısmını dağıtım transformatörlerine yapılan masrafların oluşturduğu bilinmektedir. Bu yüzden proje mühendislerinin ilgilendiren en önemli konulardan biri de dağıtım transformatörleri için yapılan bu masrafı küçültmek ve en küçük yapmaktır. Bu amaçla, bu bölümde dağıtım transformatörlerinde kullanılan çeşitli bağlama şemaları verilerek ve bunların içinden sistemden beklenen özelliklere cevap veren en ekonomik olanı belirlenmektedir.

Günümüzde dağıtım transformatör merkezlerinin tek kutuplu bağlama şemaları için uygulanabilir dört değişik çözüm bulmak mümkün olmaktadır. Verilen bu şemalar orta gerilim şebekesinin, ülkemizde uygulandığı gibi, halka şebeke şeklinde olduğu ve açık ring olarak çalıştırıldığı varsayımı altında ele alınmıştır.

Birinci çözüm, Arabalı kesicilerin kullanılmış olduğu sistemdir. Oldukça pahalı bir çözüm olmasına karşılık bir arıza meydana geldiğinde kesiciyi çekip yerine yedeğini yerleştirerek arızayı kısa sürede ortadan kaldırma olanağını verdiği için önerilmektedir. Buradan da anlaşılacağı gibi bu çözümün en önemli üstünlüğü arızanın kısa sürede ortadan kaldırılabilmesidir ve enerji kesintilerinin çok önemli olduğu yerlerde kullanılmaktadır. Ayrıca arabalı sistem sayesinde ayırıcı kullanmaya gerek kalmamaktadır. Şekil 5.8'de böyle bir sisteme ilişkin tek kutuplu şema verilmiştir.

Şekil 5.9'da ayırıcı ve kesicinin birlikte kullanıldığı ikinci çözüme ilişkin bağlama şeması verilmiştir. Bu çözüm çalışma prensibi olarak Şekil 5.8'da kinin aynısıdır. Burada fark gerilimi kesmek için ayırıcıların kullanılmış olmasıdır. Pahalı bir çözüm olmasına karşılık oluşan bir arıza kısa sürede ortadan kaldırılabilir. maktadır.

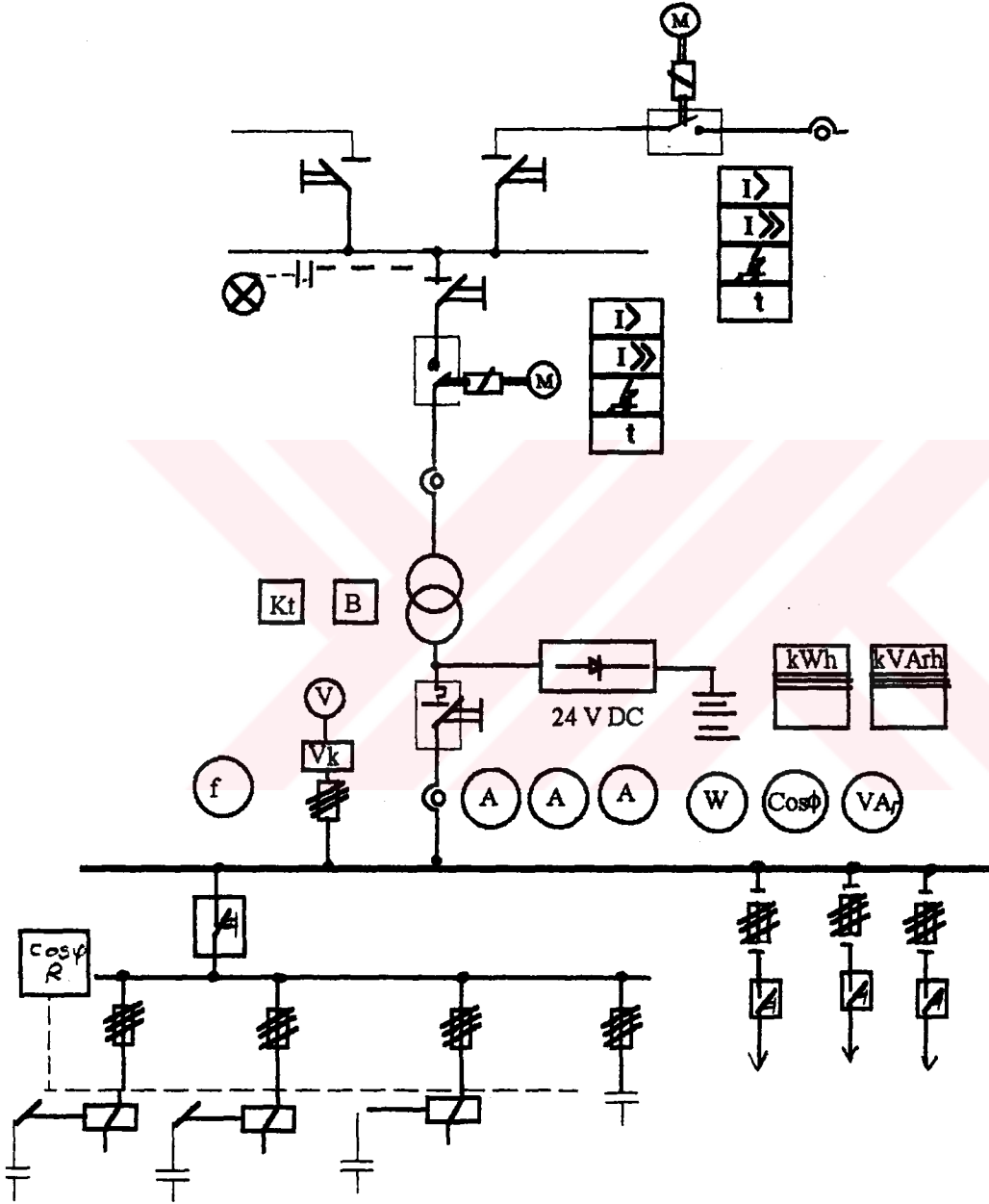
Her iki çözümün de, orta gerilim şebekesinin kapalı halka olarak çalıştırıldığı ve seçiciliğin iyi bir şekilde sağlandığı ve minimum enerji kesintisinin arzu edildiği durumlarda kullanılması daha mantıklıdır. Aksi halde, bu tip bağlamaların maliyetlerinin yüksek olacağı görülmektedir. Şekil 5.8 ve 5.9 bağlama şemasının kullanıldığı merkezlerde, kesiciler ya bir aşırı akım zaman rölesinden ya da yönlü aşırı akım zaman rölesinden kumanda almaktadırlar.

Üçüncü tip çözüm tipi şekil 5.10'da verilmiştir. Ülkemizde orta gerilim şebekesi açık halka şebeke olarak çalıştırıldığı için birinci ve ikinci tip çözüme oranla daha ucuz olan bu çözüm tercih edilebilir. Şemalara bakıldığında da açıkça görüldüğü gibi bu çözümde kullanılan kesici sayısı diğer çözümlere oranla daha azdır. Ekonomik olan bu çözüm tipinde herhangi bir arıza durumunda enerji kesintisi önceki çözümlere oranla daha fazla olup ekonomik bir tercihtir.

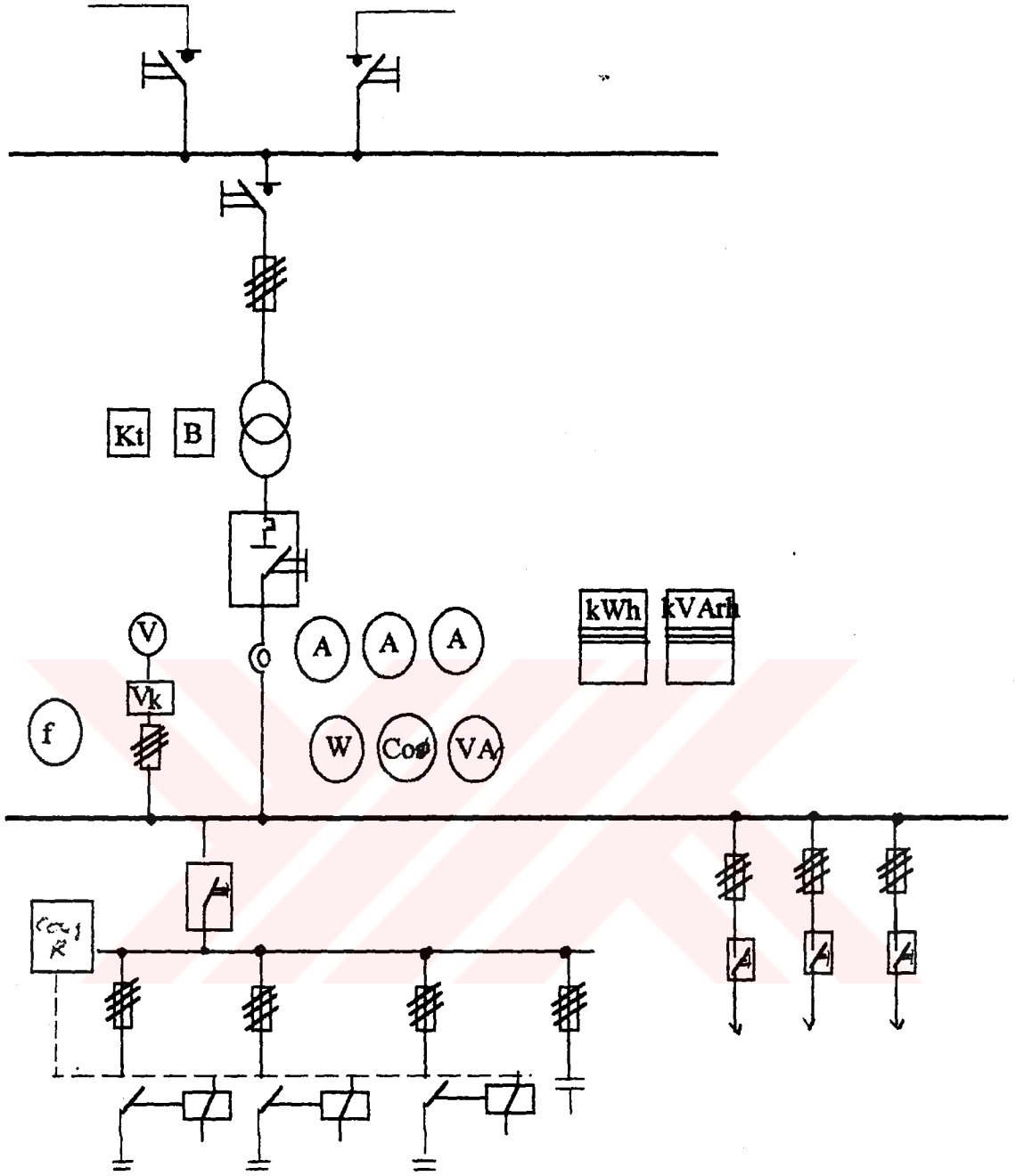
Dördüncü tip çözümde arabalı kesici, kesici-ayırıcı veya sadece ayırıcı kullanılmasının yerine yük ayırıcısı kullanılmakta bağlama şemasında ve bağlama cihazları ve koruma röleleri diğer sistemlere göre daha az olduğu için en ekonomik çözüm olmaktadır. Ülkemizde orta gerilim şebekesi açık halka şebeke olarak çalıştırılmakta olduğu için ekonomik açıdan en uygun tesis bağlama şeması Şekil 5.11' de verilmiştir. Bu yüzden bu çalışmada yapılan alçak gerilim tasarım dördüncü tip transformatör merkezleri için yapılmıştır.







Şekil 5.10. Üçüncü tip çözüm.



Şekil 5.11. Yük ayırıcılı çözüm.

## BÖLÜM 6

### ALÇAK GERİLİM DAĞITIM ŞEBEKESİNİN BİLGİSAYAR DESTEKLİ TASARIMI İÇİN GELİŞTİRİLEN MATEMATİKSEL MODEL

#### 6.1. Giriş

Dağıtım şebekesinden beklenen en önemli özellik, tüketicilere ilettiği elektrik enerjisinin yüksek kalitede (sabit frekans, sabit gerilim ucuz ve sürekli enerji) olmasıdır. Burada elektrik enerjisinin kalitesiyle şebekede oluşan gerilim düşümünün ve beslemedeki kesintinin en az olması kastedilmektedir. Dağıtım şebekelerinin bilgisayar ile tasarımından amaç ise tüketicilere iletilen enerjinin kalitesini düşürmeksizin toplam şebeke maliyetini minimum yapmaktır. Bu yüzden günümüzde bilimsel temele dayalı şebeke tasarımı yapılması kaçınılmazdır. Modern tasarım teknikleri kullanılarak, dağıtım transformatör merkezleri ile hatların, kayıplar ve tesis maliyeti güvenilirlik sınırları içerisinde minimum olacak şekilde tesis edilmesi sağlanır.

Dağıtım şebekelerinin bilgisayar yardımıyla tasarımı oldukça karmaşık bir işlem gerektirmektedir. Çünkü,

- i) Tasarım amacıyla geliştirilen matematiksel modeldeki değişken sayısı fazladır.
- ii) Birçok gereksinim ve şebeke şekli sebebiyle oluşan sınır koşullarını matematiksel olarak ifade etmek zordur.

Prencip olarak, önemli olan şebekeyi en az maliyetle tesis etmek ve güvenli bir şekilde işletmektir. Bu amaç için kullanılan yöntem olan ayrık programlama problemleri ile ilgili çözüm yöntemlerini anlatan bilimsel yayın sayısında hızla artış görülmektedir.

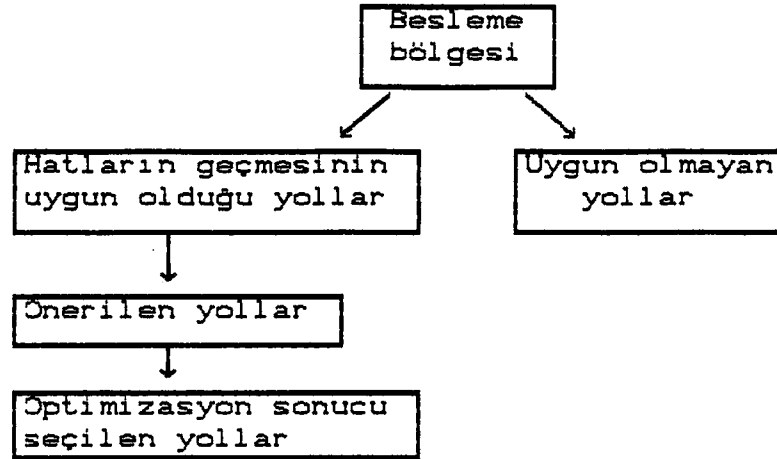
Dağıtım şebekelerinin bilgisayar yardımıyla tasarımı en önemli problem, şebekenin özelliklerini yansıtan matematiksel modelin iyi kurulmasıdır. Genel olarak dağıtım şebekesinin bilgisayar ile tasarımı, değişken sayısının çok fazla olması ve şebeke şeklinin getirdiği sınırlamaların matematiksel olarak zor ifade edilmesinden dolayı, oldukça karmaşık bir işlemdir. Şebekenin matematiksel programlama problemine uygun iyi bir modellemesinin yapıp çözümü gidilmesi tasarımdaki verimi arttırmaktadır. Bu yüzden problemin çözümünde, şebekenin matematiksel modelinin kapsamlı bir şekilde oluşturulması gerekir [13], [58], [59].

Şebekenin doğal yapısının tanımlanmasına daha uygun olduğu için bu çalışmada alçak gerilim şebeke tasarımının gerçekleştirilmesinde karma değişkenli programlama yöntemi kullanılmıştır. Oldukça modern matematiksel programlama tekniği kullandığı için söz konusu yöntemin çözüm hızı yüksektir. Elde edilen modelde amaç fonksiyonu olan toplam tesis maliyetinin şebeke koşullarını belirleyen sınır denklemlerine göre minimizasyonu yapılmaktadır. Geliştirilen model hem şebeke güvenilirliğini, hem de kayıplarını içermektedir.

Şebeke tasarımı genellikle aşağıdaki amaçlar için yapılmaktadır:

- i) Yeni bir yerleşim yerinin planlaması,
- ii) Mevcut bir şebekenin geliştirilmesi,
- iii) Herşey bittikten sonra detayların planlanması.

Dağıtım şebekesi yeni bir yerleşim bölgesi için tesis edileceği zaman, bölgenin yükü istatistiksel bilgilere dayanılarak belirlenmekte olup dağıtım şebekesinin projelendirilmesi ise mimari planda gösterilen sabit yollar boyunca yapılmaktadır. Dağıtım şebekesi hat güzergahlarının seçimi Şekil 6.1.'de görülmektedir.



Şekil 6.1. Dağıtım şebekesi hat yollarının seçim işlemi.

Dağıtım transformatör merkezlerinin yerlerinin seçim işlemi de Şekil 6.1'deki akışa benzemektedir. Önce merkezler için uygun olan yerler önerilip sonra bu yerlerden optimal çözümü sağlayanlar seçilmektedir.

Tasarım problemi; önerilen transformatör merkezi tesis edilebilecek yerlerden kaç tanesine transformatör merkezi tesis edileceğinin, bu seçilen transformatör merkezleri ile yük noktaları arasındaki hatların kesitlerinin ve geçiş yollarının (güzergah), toplam maliyeti minimize edecek şekilde belirlenmesinden oluşmaktadır. Bu belirlemenin yapılabilmesi için transformatör merkezlerinin yerleştirilebileceği yerlerin ve hatların geçebileceği tüm güzergahların programa veri olarak verilmesi gerekmektedir. Önerilen yer sayısı arttıkça en iyi çözüme ulaşma olasılığı da artmaktadır [40]

Dağıtım şebekelerinin tasarımında aşağıdaki özelliklerin göz önünde bulundurulması gereklidir:

- i) Şebekede kesintisiz enerji iletimi sağlanmalıdır.

- ii) Şebekede oluşan en büyük gerilim düşümü kabul edilen değerler içerisinde olmalıdır (Alçak gerilim şebekesinde en büyük bağıl gerilim düşümü Ülkemizde %5, Avrupada ise %3 olarak kabul edilmektedir).
- iii) Şebekede oluşan kayıplar kabul edilebilir sınırlarda olmalıdır (Orta gerilim şebekelerinde kayıpların % 8'den küçük olması istenir.).
- iv) Şebeke güvenilir olmalıdır.
- v) Yukarıdaki koşullar altında şebeke tasarımı en düşük maliyetle sağlanmalıdır [57].

### 3.2. Pratikte Kullanılan Dağıtım Şebekesi Tasarım Teknikleri

Uygulamada mühendisler, tecrübelerine ve bilgilerine dayanarak şebeke tasarımını oluşturmaktadırlar. Transformatör gücü, toplam şebeke yükünü karşılayacak şekilde seçilmektedir. Besleme hatlarının kesitleri ısınma ve gerilim düşümü sınırlarına göre belirlenmektedir. Doğal olarak bu tip tasarımda mühendisin en ekonomik çözümü bulma şansı düşük olmaktadır. Dağıtım şebekelerinin toplam maliyetleri ve bu maliyetin tüm yatırım içindeki payı gözönüne alındığında bunun oldukça önemli bir problem olduğu görülmüştür. Özellikle büyük şehirlerde artan talebi karşılayabilmek için şebekeye sürekli ilaveler yapılması gerekmektedir. Şebekeler büyütülürken bilimsel temele dayalı bir yaklaşımla çözüme gidilmediği için beslemenin kalitesinde düşmeler gözlenmektedir. Diğer yandan Türkiye hızla gelişen bir ülke olduğu için enerjiye olan talep sürekli olarak artmaktadır. Bu sebeplerden dolayı, dünyada olduğu gibi ülkemizde de dağıtım şebekelerinin sistematik bir yaklaşımla çözülmesi problemi gittikçe artan önem kazanmaktadır [40]. Bu nedenle tezde dağıtım şebekelerinin tasarımı için bir matematiksel model geliştirilmiş ve bu model kullanılarak bilgisayarlı tasarım gerçekleştirilmiştir.

### 5.3. Matematiksel Modelde Kullanılan Kavramlar

Konu ile ilgili yapılan çalışmalar incelendiğinde, bilgisayar ile şebeke tasarımı yapan araştırmacıların iki yeni tanım yapmak zorunluluğunu duydukları görülmüştür. Bu tanımlar karar değişkeni ve güç kayıp zarf eğrisi kavramlarıdır. Karar değişkeni 0 veya 1 değerini alabilen bir değişkendir. 1 kararın evet olduğunu, yani önerilen yerin seçileceğini, 0 ise kararın hayır olduğunu, yani önerilen yerin seçilmeyeceğini gösterir. Örnek olarak transformatör merkezinin tesisi için, tasarımcı tarafından sekiz tane yerin önerilmiş olduğu varsayılınsın. Bu durumda transformatör merkezlerinin toplam maliyeti,  $M_{tri}$  i. transformatör merkezinin maliyeti ve  $\delta_i$  karar değişkeni olmak üzere,

$$TYM_{tr} = \sum_{i=1}^8 M_{tri} \cdot \delta_i \quad (6.1)$$

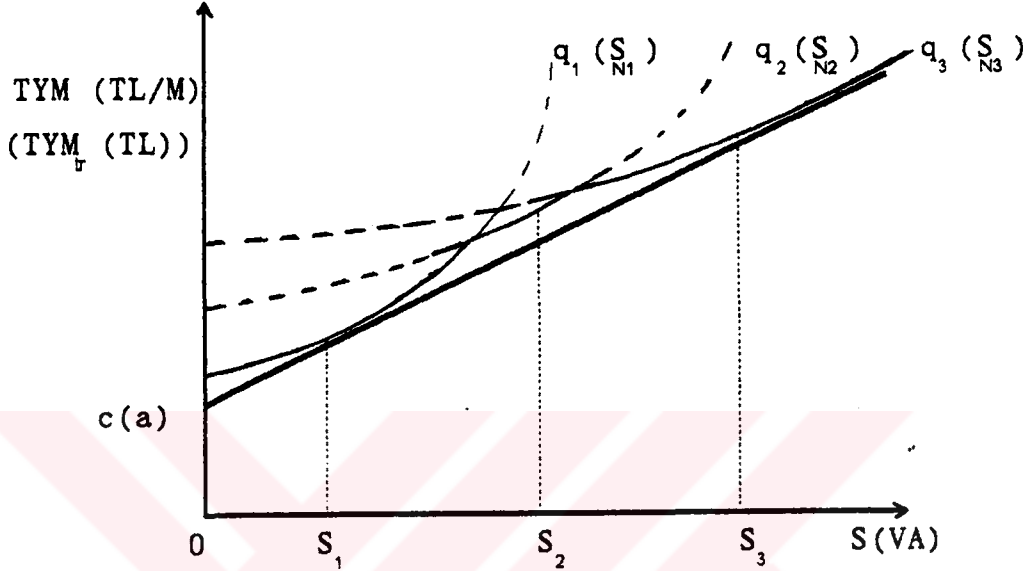
denklemleri ile bulunur. Transformatör merkezinin tesisi için tasarımcı tarafından seçilen yerlerden sadece 3 ve 7 numaralı yerlere transformatör tesis edilmesine bilgisayar programı tarafından bulunan sonuçta karar verilmiş ise karar değişkenleri  $\delta_3 = \delta_7 = 1$ ,  $\delta_1 = \delta_2 = \delta_4 = \delta_5 = \delta_6 = \delta_8 = 0$  değerlerini almışlardır. Bu durumda toplam transformatör merkezi maliyeti,

$$TYM_{tr} = M_{tr1} \cdot 0 + M_{tr2} \cdot 0 + M_{tr3} \cdot 1 + M_{tr4} \cdot 0 + M_{tr5} \cdot 0 + M_{tr6} \cdot 0 + M_{tr7} \cdot 1 + M_{tr8} \cdot 0 \quad (6.2)$$

şeklindedir.

Bölüm 5'de anlatıldığı gibi hattın maliyeti (veya dağıtım transformatör merkezinin maliyeti), hattan iletilen (veya transformatörden çekilen) güce bağlı olarak değişmektedir [40], [42]. Şekil 6.2.'de verilen eğriden de anlaşılacağı gibi belirli bir yük için toplam maliyeti

minimum yapan bir iletken kesiti (veya bir transformatör gücü) vardır. Değişken maliyet,  $f(x)$  şeklindeki eğrinin zarf eğrisi olacaktır [40].



Şekil 6.2.  $x$  gücü iletildiği zaman minimum maliyeti gösteren zarf eğrisi.

Doğrusal olmayan maliyet eğrileri, zarf eğrisine çizilen teğet yardımı ile doğrusal hale getirilebilmekte ve sonuçta, hat için bulunan maliyet denklemi  $TYM = c.L + d.L.S$  biçiminde ve transformatör için bulunan lineer maliyet denklemi de  $TYM_{tr} = a + b.S$  şeklinde verilebilmektedir. Buradaki  $L$  ise hat parçasının uzunluğudur.

#### 6.4. Sabit Maliyet Modeli

Lineerleştirilmiş hat ve transformatör merkezi maliyetleri sabit maliyet modelinin uygulanması ile karma değişkenli bir programlama problemi haline dönüşmektedir.

Sabit maliyet modeli, maliyetin sabit  $a(c)$  ve artan  $b(d)$  olarak iki kısma ayrılmasıdır.  $S$  birim gücü iletilirken toplam maliyet ( $Z$ ), sabit maliyet modelinde

$$Z(X) = \begin{cases} a(c) + b(d).S & S > 0 \\ 0 & S = 0 \end{cases} \quad (6.3)$$

şeklinde ifade edilmektedir.

(6.3) denklemindeki konveks maliyet fonksiyonu yalnızca 0 ve 1 değerlerini alan  $\delta$  değişkeninin ilave edilmesiyle karma değişkenli programlama problemine dönüşmektedir. Burada  $S > 0$  iken  $\delta$  değişkeni 1,  $S = 0$  değerini aldığı anda  $\delta$  değişkeni 0 değerini almaktadır.  $\delta$  karar değişkeninin ilave edilmesiyle bu maliyet fonksiyonu,

$$Z(X) = \begin{cases} a(c)\delta + b(d).S & S > 0 \\ 0 & S = 0 \end{cases} \quad (6.4)$$

ifadesine döndür. Böylece,  $\delta$  gibi tam değerli değişken ilave ederek, Bölüm 5'de verilen maliyet denklemleri karma değişkenli programlama yönteminin formülasyonuna uygun bir biçime dönüştürülür. [1], [12], [60], [61].

### 3.5. Matematiksel Model

Alçak gerilim dağıtım şebekelerinin bilgisayar kullanılmadan tasarlanması durumunda hem tüketilen zaman, hem de harcanan emek çok fazladır. Ayrıca geleneksel dediğimiz bu yöntemlerle tasarım yapıldığında her zaman en iyi çözümün bulunabilme olasılığı düşüktür. Özellikle büyük şebekelerin tasarımında bilgisayar kullandığında yüksek kaliteli çözümler üretilmesinin yanı sıra hem ekonomi, hem de zaman açısından kazanç sağlanmaktadır [11].

Alçak gerilim dağıtım şebekesinin tasarım problemi; kablo yollarının, kablo kesitlerinin, transformatör yerlerinin ve hatlardaki güç akışlarının ısınma ve gerilim düşümü sınırlarına göre en düşük maliyetli şebeke oluşturacak biçimde seçilmesidir.

Isınma sınırı, kablodan geçen gücün kablonun taşıyabileceği maksimum güçten küçük olmasıdır.

Gerilim düşümü sınırı ise besleme noktasından hattın uç noktasına kadar olan gerilim düşümünün kabul edilebilir değerden düşük olmasıdır. Alçak gerilim şebekesinde hatların reaktansları yaklaşık olarak sıfır kabul edildiğinden burada sözü edilen gerilim düşümü ohmik gerilim düşümüdür.

Tezde geliştirilen modelde, alçak gerilim dağıtım şebekesinin kayıplar da dahil olan toplam maliyeti gösteren amaç fonksiyonu (Z), şebeke koşullarını belirleyen sınır denklemlerine göre minimize edilmiştir. Daha öncede söylendiği gibi alçak gerilim dağıtım şebekesinin toplam maliyeti, transformatör istasyonlarının ve hatların tesis masrafı ile transformatör ve hatlarda oluşan kayıp masraflarının toplamı biçimindedir.

**Modelde kullanılan parametreler:**

$a_i$  : i. transformatör merkezinin sabit maliyet bileşeni [TL],

$b_{ij}$  : i. transformatör merkezinin değişken maliyet bileşeni [TL/W],

$c_{ij}$  : i. düğüm ile j. düğüm arasındaki hattın sabit maliyet bileşeni [TL/m],

$d_{ij}$  : i. düğüm ile j. düğüm noktası arasındaki hattın değişken maliyet bileşeni [TL/m.W],

NT : Toplam düğüm sayısı (NT = NS + m),

NS : Transformatör merkezi yerleştirilebilecek yerlerin toplam sayısı,

m : Toplam yük sayısı,

$P_{ij}$ : i düğümünden j düğümüne iletilen güç [W],

$\delta_i$  : Transformatör yerlerinin seçimiyle ilgili karar değişkeni,

$$\delta_i = \begin{cases} \text{i. transformatör seçilmiş} & \Rightarrow \delta_i = 1 \\ \text{i. transformatör seçilmemiş} & \Rightarrow \delta_i = 0 \end{cases}$$

$\beta_{ij}$ : Hat yollarının seçimi ile ilgili karar değişkeni,

$$\beta_{ij} = \begin{cases} \text{i ve j noktaları arasındaki hat seçilmiş} & \Rightarrow \beta_{ij} = 1 \\ \text{i ve j noktaları arasındaki hat seçilmemiş} & \Rightarrow \beta_{ij} = 0 \end{cases}$$

$P_{tj}$ : j noktasından çekilen güç [W],

N : Bölgeye tesis edilebilecek maksimum transformatör merkezi sayısı,

NF : Transformatörden çıkacak maksimum hat sayısı,

$P_{max}$  : Belirli bir kesitteki kablodan akabilecek maksimum güç [W],

Amaç fonksiyonu,

$$\min Z = \sum_{i=1}^{NS} a_i \delta_i + \sum_{i=1}^{NS} \sum_{j=1}^m b_{ij} P_{ij} +$$

$$\sum_{i=1}^{NT} \sum_{j=1}^m c_{ij} L_{ij} \beta_{ij} + \sum_{i=1}^{NT} \sum_{j=1}^m d_{ij} L_{ij} P_{ij} \quad (6.5)$$

denklemleri matematiksel olarak ifade edilir. Toplam maliyeti minimumlaştırırken, şebekenin doğal yapısından ileri gelen sınırların da göz önüne alınması gerekir. Şebeke tasarım problemini, lineer programlama problemi olarak çözümleyebilmek için sınır denklemlerini de lineer olarak ifade etmek gerekmektedir. Bu sınır denklemleri aşağıda verilmiştir.

**Sınır denklemleri:**

- i) Her düğüm noktasında tüketicinin istediği yük karşılanmalıdır. Bu koşul

$$\sum_{i=1}^{NT} (P_{ij} - P_{ji}) \geq P_{tj} \quad \forall j \quad (j=1,2,3,\dots,m) \quad (6.6)$$

biçiminde bir sınır denklemi ile verilmektedir.

- ii) Herbir hattan geçen güç, hattın taşıyabileceği maksimum gücü aşmamalıdır (Isınma sınırı).  
Böylece

$$P_{ij} \leq P_{ij}^{\max} \beta_{ij} \quad \forall_{ij} \quad (i=1,\dots,NT) \quad (6.7)$$
$$(j=1,\dots,m)$$

sınır denklemi ortaya çıkmaktadır.

- iii) Seçilmemiş bir transformatörden çıkan hat olmamalı, seçilmiş bir transformatörden ise NF'ten fazla hat çıkmamalıdır.

$$\sum_{j=1}^m \beta_{ij} \leq NF \delta_i \quad \forall_i \quad (i=1,2,3,\dots,NS) \quad (6.8)$$

- iv) Bölgeye en fazla N tane transformatör merkezi tesis edilmelidir.

$$\sum_{i=1}^{NS} \delta_i \leq N \quad (6.9)$$

- v) Tasarlanan alçak gerilim şebekesi dallı (radyal) dır.

$$\sum_{i=1}^{NT} \sum_{j=1}^m \beta_{ij} \leq NT-NS \quad (6.10)$$

vi) Hatlardaki güç akışı tek yönlüdür.

$$P_{ij} + P_{ji} \leq 1 \quad (i=1,2,3,\dots,m) \quad (6.11)$$
$$(j=1,2,3,\dots,m)$$

vii) Şebekede oluşan gerilim düşümü  $\Delta U_{\max}$  (Alçak gerilim şebekesinde en büyük mutlak gerilim düşümü 11 V'dur) gibi kabul edilen bir değerden küçük olmalıdır.

$$I(L \cdot \cos\phi - \Delta U_{\max} \cdot A) \leq \Delta U_{\max} \cdot B \quad (6.12)$$

viii) Matematiksel programlama sınırı

$$P_{ij} \geq 0 \quad V_{ij} \quad (i=1,2,3,\dots,m) \quad (6.13)$$
$$(j=1,2,3,\dots,m)$$

$$ix) \quad \delta_i = 0 \text{ veya } 1 \quad \beta_{ij} = 0 \text{ veya } 1 \quad (6.14)$$

(6.13) ve (6.14) denklemleri kanonik programlama sınırlarıdır. Normal olarak bir şebekede güç akışı negatif olmamalıdır, yani hiçbir zaman yük noktasından besleme noktasına doğru bir akış olmamalıdır. (6.13) denklemi ile bu sınır sağlanmaktadır. (6.14) denklemi ise karma değişkenli programlama yönteminin yapısından ileri gelen sınırdır.

(6.5)-(6.14) denklemleri alçak gerilim dağıtım şebekesinin tasarımı için geliştirilen matematiksel modeli vermektedir. Bu modelde, (6.5) denklemi ile ifade edilen alçak gerilim şebekesinin toplam tesis maliyeti (6.6)-(6.14) sınır denklemlerine göre minimumlaştırılmaktadır.

(6.10) denklemi ile verilen şebekenin dallı şebeke olma koşulu kaldırıldığında geliştirilen model orta

gerilim dağıtım şebekesinin tasarımı için de kullanılabilir.

**Gerilim düşümü sınır denkleminin çıkarılışı:**

Alçak gerilim şebekelerinde hattın reaktansı ihmal edildiği ( $X \approx 0$ ) için gerilim düşümü ohmiktir. Alçak gerilim şebekesinde boyuna gerilim düşümü

$$\Delta U = R \cdot I_p = R \cdot I \cdot \cos \phi \quad [V] \quad (6.15)$$

ifadesi ile bulunur. Hattın direnci

$$R = L / \kappa q \quad [\Omega] \quad (6.16)$$

dir. (6.16) denklemindeki büyüklükler:

$L$ : Hattın uzunluğu [m],

$\kappa$ : Hattın iletkenlik katsayısı [ $m/\Omega \cdot mm^2$ ],

$q$ : Hattın kesiti [ $mm^2$ ]

dir. (6.16) denklemi (6.15) denkleminde yerleştirilirse

$$\Delta U = \frac{L}{\kappa q} I \cos \phi \quad (6.17)$$

bağıntısı elde edilir. Hattın kesitinin hattan geçebilecek maksimum akıma göre değişimi Şekil 6.2'de verilmiştir. Şekilde kesitten geçebilecek en büyük akım değerleri ile elde edilen noktalara en küçük kareler yöntemi ile doğru uydurulmuştur. Burada doğru denklemi elde edilmesindeki amaç elde edilen ifadeyi lineer programlama problemi olarak formüle edilmiş matematiksel modelde kullanabilmektir. Dolayısı ile hattın kesiti hattan geçen akıma göre

$$q = -68.1126 + 0.637 \cdot I \quad (6.18)$$

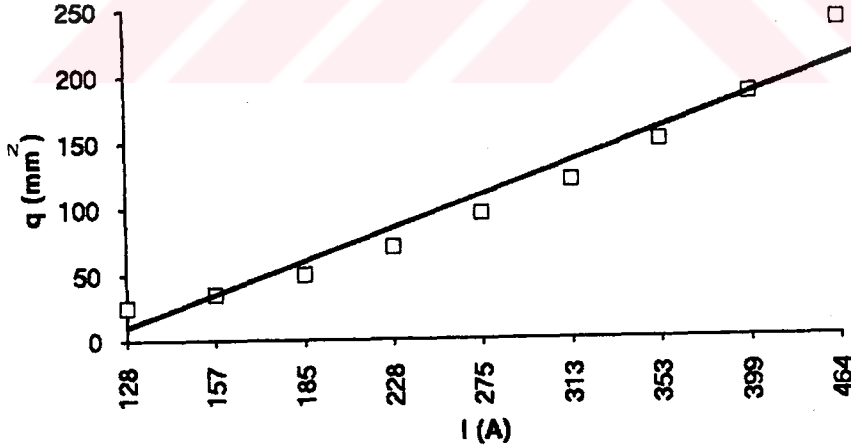
ile lineerleştirilebilir. Yapılan lineerleştirmeden dolayı (6.18) ifadesi 25 mm<sup>2</sup>'lik kesit için doğru sonuç vermemektedir. Ancak sözkonusu kesit değeri çok fazla kullanılan bir kesit değildir. (6.18) denklemi (6.17) denkleminde yerleştirilir ise gerilim düşümü için

$$\Delta U = \frac{L}{\pi(0.637.I - 68.1126)} . I . \cos\varphi \quad (6.19)$$

denklemi elde edilir. Bilindiği gibi alçak gerilim şebekelerinde oluşan gerilim düşümü  $\Delta U_{\max}$  gibi bir değerden küçük olmalıdır. Böylece (6.19) denklemi

$$\frac{L}{\pi(0.637.I - 68.1126)} . I . \cos\varphi \leq \Delta U_{\max} \quad (6.20)$$

denkleminde dönüşür.



Şekil 6.3. Hat kesitinin hattın geçebilecek maksimum akıma göre değişimi.

□ Gerçek değer  
— Yaklaşık eğri

(6.20) denklemi basitleştirilirse gerilim düşümü için  $I(L . \cos\varphi - \Delta U_{\max} \pi 0.637) \leq \Delta U_{\max} \pi (-68.1126)$  (6.21) bağıntısı elde edilir. Sonuç olarak gerilim düşümü

lineer programlama problemi için uygun hale getirilir ve matematiksel modeldeki A katsayısı 0.637, B katsayısı ise -68.1126 olarak bulunur.

Tasarlanılan şebekenin güvenilir olması için her bir hattan akan güç hattın maksimum kapasitesinden biraz daha küçük olmalıdır. Modelde (6.7) denklemi bu sınırı sağlamak amacıyla yerleştirilmişlerdir.

Hatlar ve transformator merkezleri için verilen maliyet denklemleri, kayıplar göz önüne alınarak çıkarılmış denklemlerdir. Sonuç olarak geliştirilen modelde hem güvenilirlik, hem de kayıplar hesaba katılmıştır.

Dağıtım şebekelerinin modern teknikle tasarlanabilmesi amacıyla şebekeyi tanımlayan matematiksel bir model geliştirilip elde edilen model Ek A'da verilen program ile bilgisayarda çözülmüştür. Bulunan çözüm toplam şebeke maliyetinin minimizasyonudur.

Dağıtım şebekelerinin tasarımı amacıyla çalışmada geliştirilen modelin özelliklerini şöyle özetleyebiliriz:

- i) Önerilen yerlerden uygun transformator yerlerinin seçilmesi,
- ii) Hat yollarının seçilmesi,
- iii) Tasarlanan şebekede güvenilirliğin sağlanması,
- iv) Tasarlanan şebekede ısınma ve gerilim düşümü sınırlarının kabul edilebilir değerde olması,
- v) Hatlardaki yük akışının belirlenmesi,
- vi) Tasarlanan şebekede kayıpların kabul edilebilir değerde olması,
- vii) Bölge için transformator gücünün seçilmesi
- viii) Tasarlanan şebekede toplam maliyetin minimizasyonu.

Alçak gerilim dağıtım şebekesi tüketiciye çok yakın olduğundan bu sistemde oluşan bir hata tüketiciyi

doğrudan etkileyecektir. Bu yüzden en iyi alçak gerilim şebekesi tasarımı yapılırsa oldukça önemlidir.

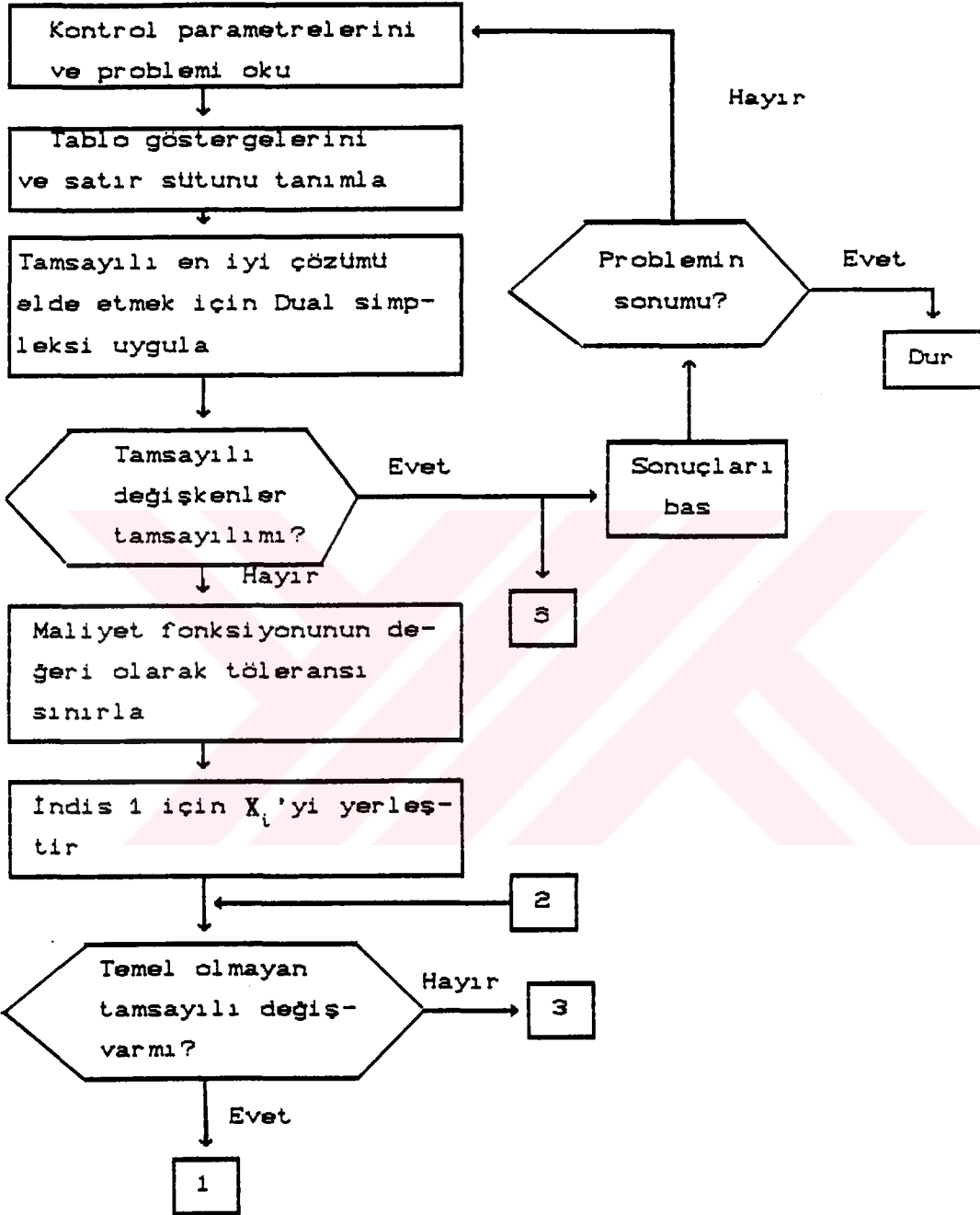
Dağıtım şebekelerinin bilgisayar yardımıyla tasarımı yapılırken karşılaşılan en önemli problem, şebekenin özelliklerini yansıtan matematiksel modelin kurulmasıdır. En iyi çözüme ulaşabilmemiz için oluşturulan matematiksel modelin şebekeye ait özelliklerin büyük bir bölümünü içermesi gerekir. Bu amaçla yapılan çalışmada oluşturulan matematiksel modelde kullanılan sınır denklemlerinin sayısı fazla tutulmuştur.

Bugüne kadar yapılan çalışmalar incelendiğinde karşılaşılan modellerin hiçbirinin tezde sunulan özelliklerin tümünü birden içermediği görülmektedir. Araştırmacılar daha çok orta gerilim dağıtım şebekesinin tasarımını incelemişlerdir. Yapılan çalışmalara bakıldığında çok az kişinin alçak gerilim dağıtım şebekesinin bilgisayar destekli tasarımı üzerinde araştırmalar yaptığı görülmür.

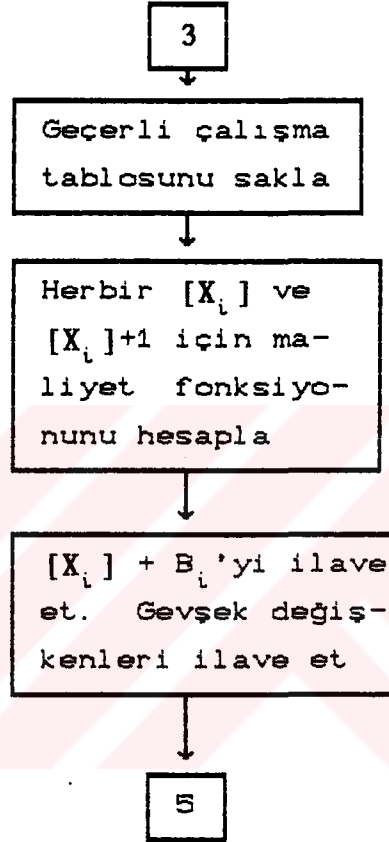
Bu çalışmada transformatör yerlerinin ve hat yollarının belirlenmesinin yanı sıra hat parçalarından geçen güç değerleri optimize edilir. Ayrıca gerilim düşümü lineer programlama problemine uygun bir şekilde lineerleştirilip sınır denklemi olarak modele yerleştirilmiştir. Araştırmacılar orta gerilim şebekelerini inceledikleri için modellerine gerilim düşümünü modellerine sınır olarak koymamışlardır. Alçak gerilim şebekesi üzerinde çalışanlar ise modellerinde gerilim düşümünü sınır olarak yerleştirmek yerine, elde ettikleri sonuç tasarımında gerilim düşümünün kabul edilen değerler içerisinde olup olmadığını kontrol etmişlerdir. Bu da yapılan çözüm gerilim düşümü sınırını sağlamıyor ise bütün işlemlerin baştan yapılmasını gerektirir.

Şekil 6.4'de geliştirilen matematiksel modelin çözümünün yapıldığı programın akış diyagramı verilmiştir.



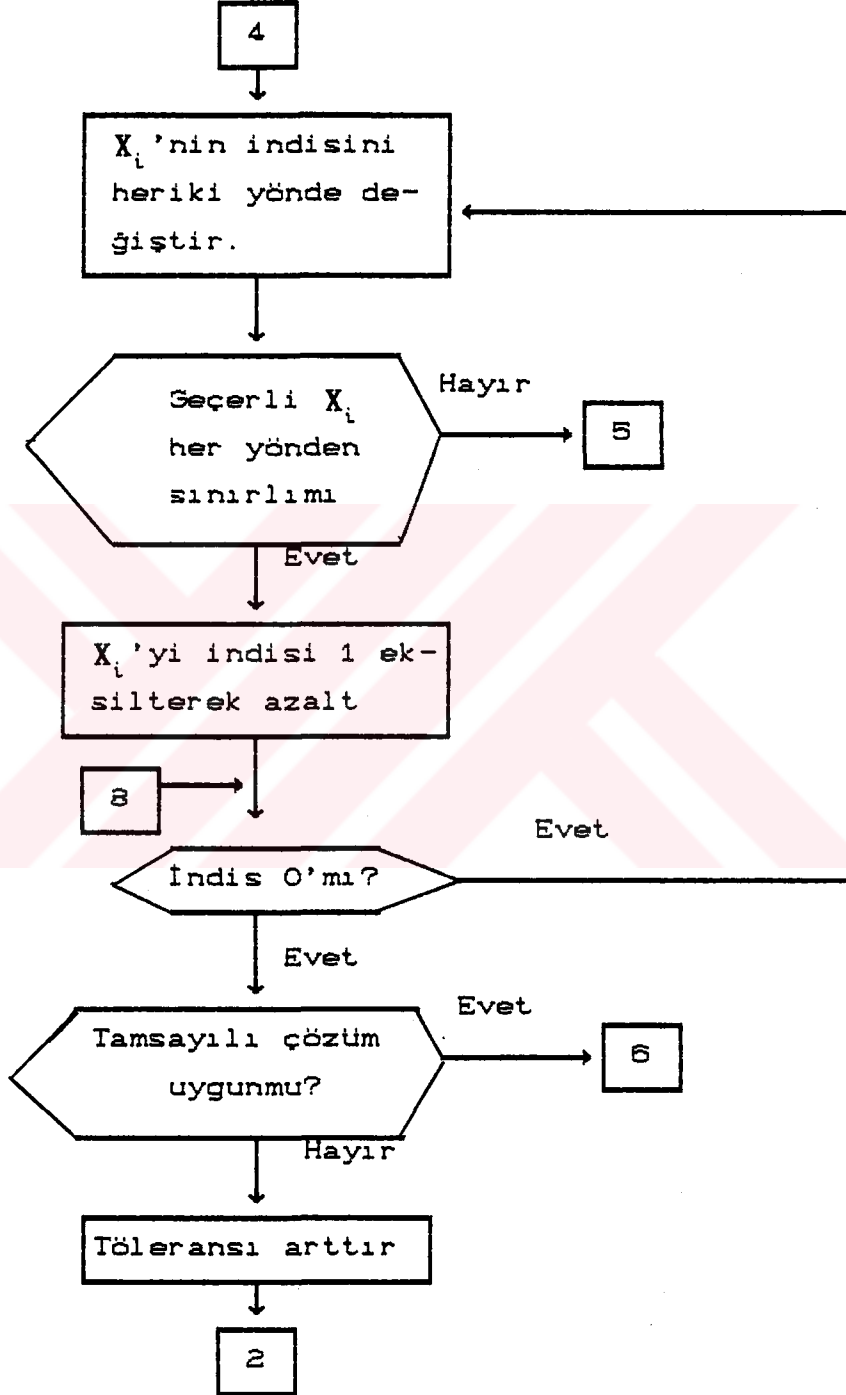


Şekil 6.4. Programın Akış Diyagramı



Şekil 6.4. Devamı





Şekil 6.4. Devamı

## BÖLÜM 7

### ALÇAK GERİLİM DAĞITIM ŞEBEKESİNE MATEMATİKSEL MODELİN UYGULANMASI

#### 7.1. Giriş

Burada altıncı bölümde, geliştirilen matematiksel modelin bir uygulaması olarak Şekil 7.1'de verilen yerleşim bölgesinin alçak gerilim dağıtım şebekesinin bilgisayar destekli optimum tasarımı ele alınacaktır.

#### 7.2. Dağıtım Şebekesinin Tasarımı İçin Kullanılan Verilerin Belirlenmesi

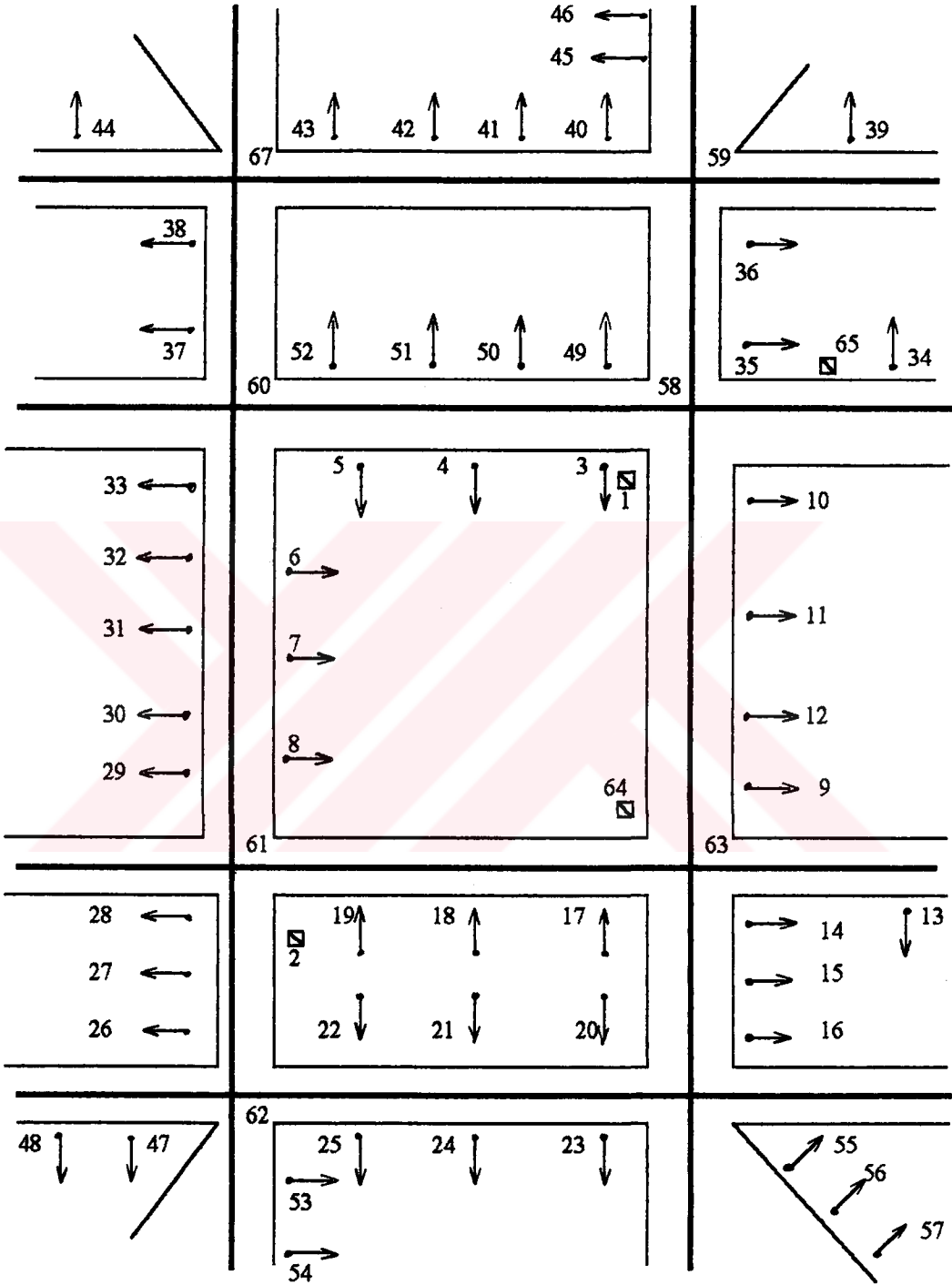
Tasarım probleminde maliyet denklemlerinin belirlenmesinde kullanılan genel datalar Tablo 7.1'de verilmiştir. Bu datalar yardımıyla parabolik maliyet eğrileri belirlenmiş ve bu eğrilere çizilen teğetler yardımı ile hat ve transformatörlere ait lineer maliyet denklemleri elde edilmiştir. Altıncı bölümde verilen matematiksel modele lineer maliyet denklemleri uygulandığında bulunan doğrusal denklem takımı, Ek A'da verilen program yardımı ile çözülerek dağıtım şebekesinin optimum tasarımı elde edilmiştir. Bu tasarımda kullanılan dataların bazıları doğrudan doğruya TEK'ten alınmış, bazıları ise TEK'ten alınan veriler yardımıyla hesaplanmıştır.

Şebeke tasarımı ele alınan bölge için dağıtım transformatör merkezlerinin yerleşebileceği yerler ve hatların geçebileceği yollar Şekil 7.1'de gösterilmiş olup bölgede dağıtım transformatörünün yerleştirilmesi mümkün dört yerleşim alanı önerilmiştir.

Bu yerleşim merkezinde 57 tüketici bulunmakta olup, herbir tüketicinin çektiği yük miktarları Tablo 7.2'de verilmiştir.

Tablo 7.1. Genel datalar.

|                                               |            |                                      |
|-----------------------------------------------|------------|--------------------------------------|
| Enerji fiati                                  | $f_E$      | 200 [TL/kWh]                         |
| Yük faktörü                                   | YF         | 0.38                                 |
| Kayıp faktörü                                 | $F_K$      | 0.215                                |
| İletken tipi                                  |            | NYFG <sub>b</sub> Y                  |
| Güç faktörü                                   | Cosφ       | 0.9                                  |
| Bağıl gerilim düşümü                          | $\epsilon$ | % 5                                  |
| Yük yerleşim faktörü                          | YYF        | 1                                    |
| Rezerv katsayısı                              | $F_r$      | 1.15                                 |
| Sermaye masrafı yüzdesi                       | $i$        | % 14                                 |
| Üretim sisteminin birim tesis maliyeti        | $a_G$      | $\frac{\$}{1.5 \cdot 10^6}$ [TL/kVA] |
| İletim sisteminin birim tesis maliyeti        | $a_T$      | $\frac{\$}{0.5 \cdot 10^6}$ [TL/kVA] |
| Bölge indirici merkezin birim tesis maliyeti  | $a_S$      | $\frac{\$}{1.5 \cdot 10^6}$ [TL/kVA] |
| Üretim sisteminin sabit maliyet oranı         | $i_G$      | % 21                                 |
| İletim sisteminin sabit maliyet oranı         | $i_T$      | % 18                                 |
| Bölge indirici merkezinin sabit maliyet oranı | $i_S$      | % 18                                 |



Şekil 7.1. Örnek olarak ele alınan yerleşim bölgesinin planı.

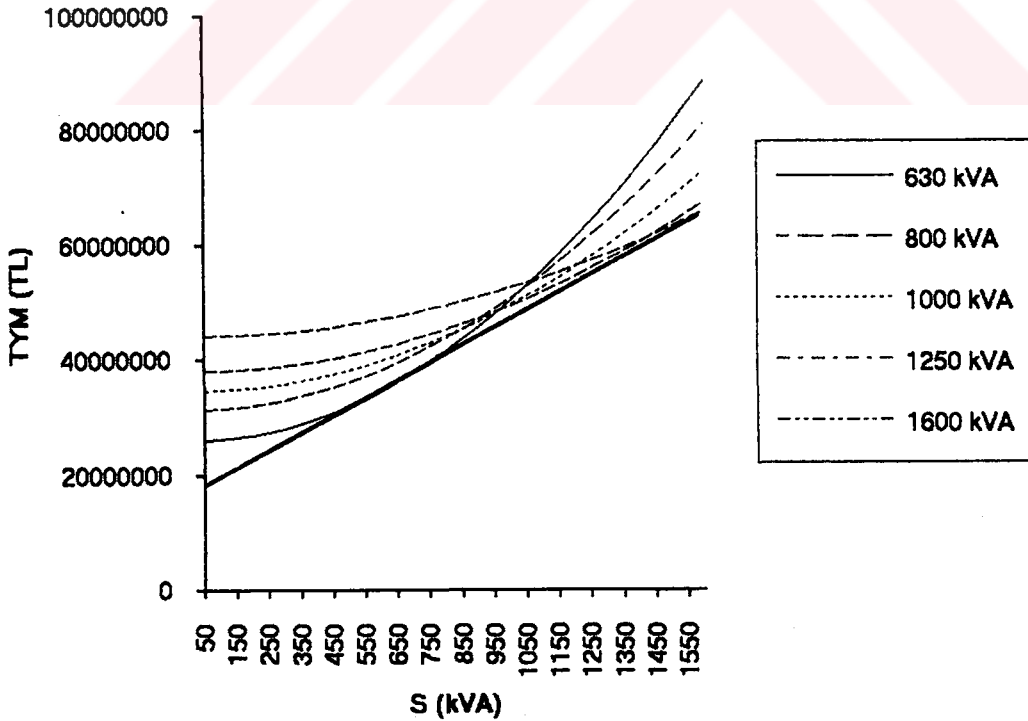
Tablo 7.2. Yük dataları.

| Talep Merkezi<br>No: | Yük [W] | Talep Merkezi<br>No: | Yük [W] |
|----------------------|---------|----------------------|---------|
| 3                    | 45800   | 50                   | 36640   |
| 4                    | 36640   | 51                   | 36640   |
| 5                    | 36640   | 52                   | 45800   |
| 6                    | 36640   | 53                   | 36640   |
| 7                    | 36640   | 54                   | 10000   |
| 8                    | 45800   | 55                   | 36640   |
| 9                    | 20000   | 56                   | 36640   |
| 10                   | 29872   | 57                   | 10000   |
| 11                   | 29872   |                      |         |
| 12                   | 37340   |                      |         |
| 13                   | 10000   |                      |         |
| 14                   | 36640   |                      |         |
| 15                   | 36640   |                      |         |
| 16                   | 10000   |                      |         |
| 17                   | 36640   |                      |         |
| 18                   | 36640   |                      |         |
| 19                   | 52000   |                      |         |
| 20                   | 47300   |                      |         |
| 21                   | 36640   |                      |         |
| 22                   | 36640   |                      |         |
| 23                   | 36640   |                      |         |
| 24                   | 36640   |                      |         |
| 25                   | 40000   |                      |         |
| 26                   | 25000   |                      |         |
| 27                   | 36640   |                      |         |
| 28                   | 36640   |                      |         |
| 29                   | 47800   |                      |         |
| 30                   | 36640   |                      |         |
| 31                   | 45800   |                      |         |
| 32                   | 36640   |                      |         |
| 33                   | 36640   |                      |         |
| 34                   | 10000   |                      |         |
| 35                   | 36640   |                      |         |
| 36                   | 36640   |                      |         |
| 37                   | 52000   |                      |         |
| 38                   | 45300   |                      |         |
| 39                   | 20000   |                      |         |
| 40                   | 36640   |                      |         |
| 41                   | 45800   |                      |         |
| 42                   | 52000   |                      |         |
| 43                   | 47800   |                      |         |
| 44                   | 55000   |                      |         |
| 45                   | 25000   |                      |         |
| 46                   | 36640   |                      |         |
| 47                   | 36640   |                      |         |
| 48                   | 10000   |                      |         |
| 49                   | 36640   |                      |         |

### 7.2.1. Dağıtım Transformator Merkezi Maliyetinin Belirlenmesi

Burada örnek yerleşim bölgesi için önerilen dört adet transformator merkezi yeri arasında maliyeti optimum yapanlar bilgisayar ile yapılan tasarım sonucunda bulunmaktadır. Dağıtım transformator merkezlerinin maliyetinin nominal güce göre değişimi Şekil 7.2'de verilmiştir.

Şebekenin matematiksel modeli, lineer programlama problemi olarak formüle edildiğinden (Bölüm 6), Şekil 7.2'deki lineer olmayan maliyet eğrileri, maliyetlerin minimum değerler aldığı zarf eğrisine çizilen teğet ile doğrusallaştırılarak kullanılmaktadır. Yapılan bu yaklaşımda hata oranı yaklaşık olarak % 2 mertebesinde olup, sonucu çok fazla etkilemeyecek bir hata oranıdır. Böylece, transformator maliyetlerini transformator üzerinden çekilen yüke bağlı olarak vermek mümkün olmaktadır (Şekil 7.2)



Şekil 7.2. Dağıtım transformator merkezinin maliyetinin transformatörden çekilen güce göre değişimi.

Şekil 7.2'de verilen ve yaklaşık olarak dağıtım transformatör merkezinin maliyetini gösteren doğrunun denklemi  $30000S + 18500000$  olarak verilebilmektedir. Sabit maliyet yöntemi kullanılan modelde yaklaşık maliyet eğrisi ise  $18500000 \delta + 30000 S$  olarak ifade edilmiştir. Buradaki  $\delta$  sadece 0 veya 1 değerlerini alan tamsayıli değişken olup önerilen transformatör yerlerinin uygun transformatör merkezi olarak seçilip seçilmediğini göstermektedir. Sonuç olarak (6.5) denklemindeki amaç fonksiyonunda ki a katsayısı 1850000, b katsayısı ise 30000 olarak hesaplanmıştır.

Şekil 7.2'den de anlaşılacağı gibi, kullanılan modelde transformatör merkezinin yapım, donanım, inşaat, malzeme, işçilik masraflarından oluşan sabit maliyetleri yanında bakır ve demir kayıpları sebebiyle oluşan masraflar da hesaba katılmıştır.

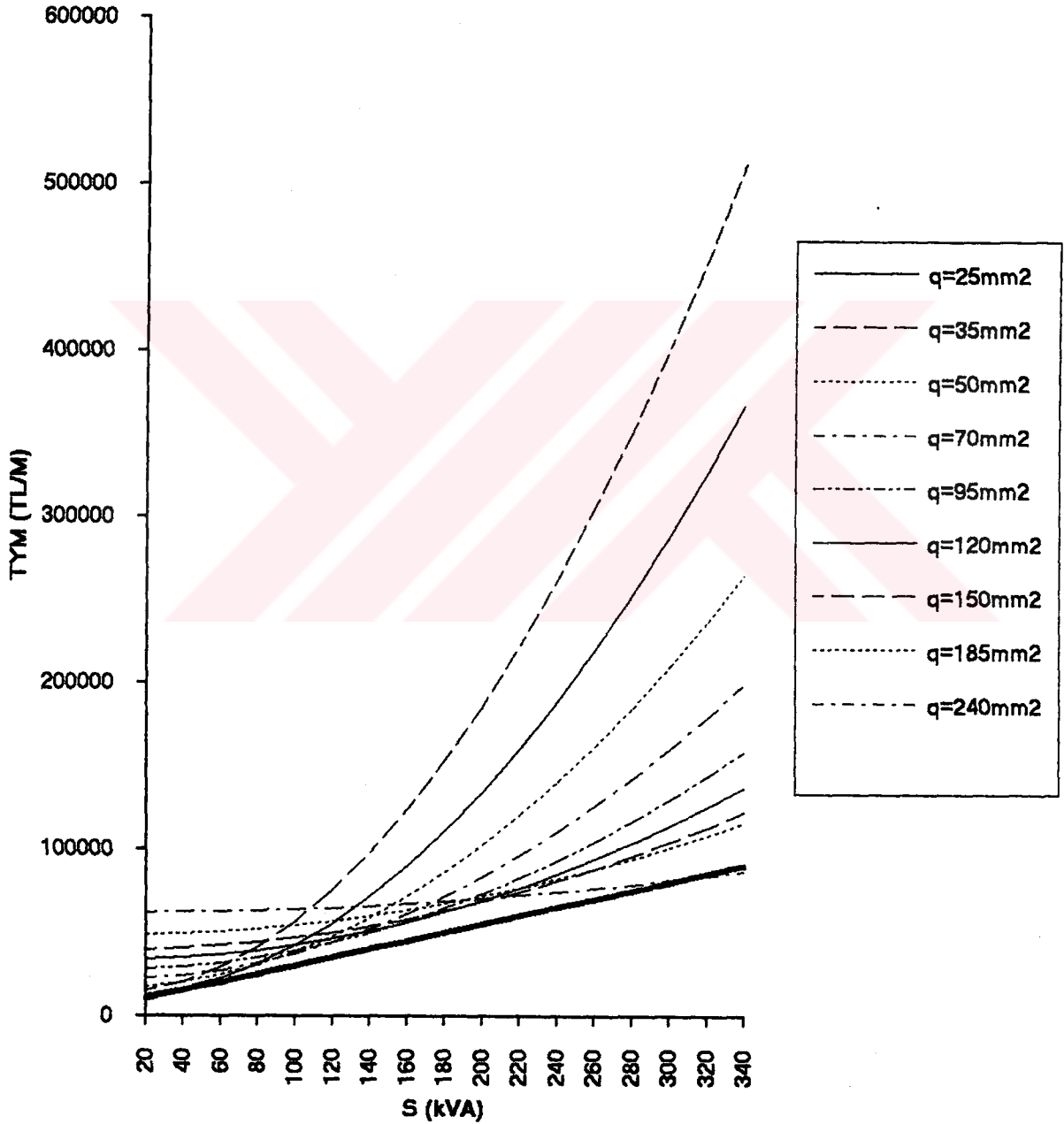
#### 7.2.2. Alçak Gerilim Dağıtım Hatlarının Maliyetlerinin Belirlenmesi

Bölüm 5 verilen (5.1) toplam hat maliyeti denklemi kullanıldığında hat maliyetinin hat içinden geçen güce göre değişimi Şekil 7.3'teki gibidir.

(5.1) denklemi ile verilen toplam hat maliyet denkleminin kullanılmasıyla elde edilen, hat maliyetinin, hat içinden geçen güce göre değişimi Şekil 7.3'te verilmiştir. Hatırlanacağı gibi bu eğrilerin zarf eğrisi maliyeti minimum yapan değerlerden oluşan lineer olmayan bir eğridir. Bunun lineer programlama yönteminde kullanılabilmesi için bu eğri, minimumdan geçen bir teğet ile lineerleştirilmiştir.

Bu yolla elde edilen doğrunun denklemi  $0.25 S + 5000$  biçimindedir. Matematiksel modelde, sabit maliyet yöntemi kullanıldığı için birim uzunluk başına hat maliyeti  $3000 \beta + 0.25 S$  olarak ifade edilebilir. Daha önce de belirtildiği gibi  $\beta$  bu hatların seçilip seçilmediğini

gösteren ve sadece 0 ve 1 değerlerini alan bir tamsayıdır. Şekil 7.1'deki planda gösterilen hat uzunlukları ile maliyet denkleminin çarpımı sonucu elde edilen sabit ve değişken maliyet bileşenleri Tablo 7.4'de verilmiştir.



Şekil 7.3. Kesit parametre olarak alındığında hat maliyetinin hattan güce göre değişimi.

Tablo 7.3 a. Mümktün olan yollardaki hat parçalarının maliyeti.

| Düğüm no. | Hat Uzunluğu [m] | Sabit Maliyet Bileşeni [TL] | Değişken maliyet Bileşeni [TL] |
|-----------|------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| 1-3       | 10               | 50000                       | 2,5                            |
| 3-4       | 60               | 300000                      | 15                             |
| 4-5       | 50               | 250000                      | 12,5                           |
| 5-60      | 20               | 100000                      | 5                              |
| 60-6      | 60               | 300000                      | 15                             |
| 6-7       | 40               | 200000                      | 10                             |
| 7-8       | 30               | 150000                      | 7,5                            |
| 60-37     | 75               | 375000                      | 18,75                          |
| 37-38     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 38-44     | 55               | 275000                      | 13,75                          |
| 1-10      | 50               | 250000                      | 12,50                          |
| 10-11     | 50               | 250000                      | 12,50                          |
| 12-9      | 10               | 50000                       | 2,50                           |
| 1-49      | 10               | 50000                       | 2,50                           |
| 49-50     | 60               | 300000                      | 15                             |
| 50-51     | 50               | 250000                      | 12,50                          |
| 51-52     | 50               | 250000                      | 12,50                          |
| 49-58     | 20               | 100000                      | 5                              |
| 34-58     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 35-58     | 10               | 50000                       | 2,5                            |
| 35-36     | 60               | 300000                      | 15                             |
| 36-59     | 40               | 200000                      | 10                             |

Tablo 7.3 b. Mümkün olan yollardaki hat parçalarının maliyeti.

| Düğüm no. | Hat Uzunluğu [m] | Sabit Maliyet Bileşeni [TL] | Değişken maliyet Bileşeni [TL] |
|-----------|------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| 39-39     | 30               | 150000                      | 7,50                           |
| 40-59     | 50               | 250000                      | 12,50                          |
| 40-41     | 30               | 150000                      | 7,50                           |
| 41-42     | 30               | 150000                      | 7,50                           |
| 42-43     | 30               | 150000                      | 7,50                           |
| 54-9      | 50               | 250000                      | 12,50                          |
| 54-63     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 2-8       | 75               | 380000                      | 19                             |
| 56-62     | 20               | 100000                      | 5                              |
| 57-43     | 35               | 175000                      | 8,75                           |
| 59-45     | 60               | 300000                      | 15                             |
| 45-46     | 30               | 150000                      | 7,50                           |
| 50-33     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 32-33     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 32-31     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 2-61      | 10               | 50000                       | 2,50                           |
| 51-29     | 30               | 150000                      | 7,50                           |
| 29-30     | 30               | 150000                      | 7,50                           |
| 30-31     | 30               | 150000                      | 7,50                           |
| 51-28     | 20               | 100000                      | 5                              |
| 28-27     | 50               | 250000                      | 12,50                          |
| 26-27     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 26-47     | 80               | 400000                      | 20                             |

Tablo 7.3 c. Mümkün olan yollardaki hat parçalarının maliyeti.

| Düğüm no. | Hat Uzunluğu [m] | Sabit Maliyet Bileşeni [TL] | Değişken maliyet Bileşeni [TL] |
|-----------|------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| 47-48     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 2-62      | 80               | 400000                      | 20                             |
| 32-25     | 30               | 150000                      | 7,50                           |
| 24-25     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 23-24     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 32-53     | 30               | 150000                      | 7,50                           |
| 33-54     | 30               | 150000                      | 7,50                           |
| 2-19      | 20               | 100000                      | 5                              |
| 18-19     | 60               | 300000                      | 15                             |
| 18-17     | 60               | 300000                      | 15                             |
| 17-63     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 13-63     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 14-63     | 20               | 100000                      | 5                              |
| 14-15     | 20               | 100000                      | 5                              |
| 15-16     | 20               | 100000                      | 5                              |
| 32-22     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 22-21     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 20-21     | 40               | 200000                      | 10                             |
| 20-55     | 60               | 300000                      | 15                             |
| 36-55     | 30               | 150000                      | 7,50                           |
| 36-57     | 30               | 150000                      | 7,50                           |
|           |                  |                             |                                |
|           |                  |                             |                                |

Tablo 7.4.a. Hat parçalarının tamsayı ve akış değişkenleri.

| Düğüm No. | Tam Sayılı Değişken | Akış Değişkeni | Düğüm No. | Tamsayılı Değişken | Akış Değişkeni |
|-----------|---------------------|----------------|-----------|--------------------|----------------|
| 1-3       | $X_1$               | $X_{70}$       | 18-17     | $X_{28}$           | $X_{92}$       |
| 3-4       | $X_2$               | $X_{71}$       | 17-63     | $X_{24}$           | $X_{93}$       |
| 4-5       | $X_3$               | $X_{72}$       | 64-17     | $X_{25}$           | $X_{94}$       |
| 5-60      | $X_4$               | $X_{73}$       | 2-62      | $X_{26}$           | $X_{95}$       |
| 50-6      | $X_5$               | $X_{74}$       | 62-25     | $X_{27}$           | $X_{96}$       |
| 5-7       | $X_6$               | $X_{75}$       | 24-25     | $X_{28}$           | $X_{97}$       |
| 7-8       | $X_7$               | $X_{76}$       | 23-24     | $X_{29}$           | $X_{98}$       |
| 50-37     | $X_8$               | $X_{77}$       | 62-53     | $X_{30}$           | $X_{99}$       |
| 37-38     | $X_9$               | $X_{78}$       | 53-54     | $X_{31}$           | $X_{100}$      |
| 38-44     | $X_{10}$            | $X_{79}$       | 62-22     | $X_{32}$           | $X_{101}$      |
| 1-10      | $X_{11}$            | $X_{80}$       | 21-22     | $X_{33}$           | $X_{102}$      |
| 10-11     | $X_{12}$            | $X_{81}$       | 20-21     | $X_{34}$           | $X_{103}$      |
| 11-12     | $X_{13}$            | $X_{82}$       | 20-55     | $X_{35}$           | $X_{104}$      |
| 12-9      | $X_{14}$            | $X_{83}$       | 55-56     | $X_{36}$           | $X_{105}$      |
| 54-9      | $X_{15}$            | $X_{84}$       | 56-57     | $X_{37}$           | $X_{106}$      |
| 54-63     | $X_{16}$            | $X_{85}$       | 1-49      | $X_{38}$           | $X_{107}$      |
| 53-13     | $X_{17}$            | $X_{86}$       | 49-50     | $X_{39}$           | $X_{108}$      |
| 53-14     | $X_{18}$            | $X_{87}$       | 50-51     | $X_{40}$           | $X_{109}$      |
| 14-15     | $X_{19}$            | $X_{88}$       | 51-52     | $X_{41}$           | $X_{110}$      |
| 15-16     | $X_{20}$            | $X_{89}$       | 49-58     | $X_{42}$           | $X_{111}$      |
| 2-19      | $X_{21}$            | $X_{90}$       | 34-58     | $X_{43}$           | $X_{112}$      |
| 19-18     | $X_{22}$            | $X_{91}$       | 35-58     | $X_{44}$           | $X_{113}$      |

Tablo 7.4.b. Hat parçalarının tamsayı ve akış değişkenleri.

| Düğüm No. | Tam Sayılı Değişken | Akış Değişkeni   | Düğüm No. | Tamsayı Değişken | Akış Değişkeni   |
|-----------|---------------------|------------------|-----------|------------------|------------------|
| 35-36     | X <sub>45</sub>     | X <sub>114</sub> | 62-47     | X <sub>66</sub>  | X <sub>135</sub> |
| 36-59     | X <sub>46</sub>     | X <sub>115</sub> | 47-48     | X <sub>67</sub>  | X <sub>136</sub> |
| 59-39     | X <sub>47</sub>     | X <sub>116</sub> | 66-26     | X <sub>68</sub>  | X <sub>137</sub> |
| 40-59     | X <sub>48</sub>     | X <sub>117</sub> | 2-8       | X <sub>69</sub>  | X <sub>138</sub> |
| 40-41     | X <sub>49</sub>     | X <sub>118</sub> |           |                  |                  |
| 41-42     | X <sub>50</sub>     | X <sub>119</sub> |           |                  |                  |
| 42-43     | X <sub>51</sub>     | X <sub>120</sub> |           |                  |                  |
| 57-43     | X <sub>52</sub>     | X <sub>121</sub> |           |                  |                  |
| 62-66     | X <sub>53</sub>     | X <sub>122</sub> |           |                  |                  |
| 59-45     | X <sub>54</sub>     | X <sub>123</sub> |           |                  |                  |
| 45-46     | X <sub>55</sub>     | X <sub>124</sub> |           |                  |                  |
| 60-33     | X <sub>56</sub>     | X <sub>125</sub> |           |                  |                  |
| 32-33     | X <sub>57</sub>     | X <sub>126</sub> |           |                  |                  |
| 31-32     | X <sub>58</sub>     | X <sub>127</sub> |           |                  |                  |
| 30-31     | X <sub>59</sub>     | X <sub>128</sub> |           |                  |                  |
| 29-30     | X <sub>60</sub>     | X <sub>129</sub> |           |                  |                  |
| 51-29     | X <sub>61</sub>     | X <sub>130</sub> |           |                  |                  |
| 2-61      | X <sub>62</sub>     | X <sub>131</sub> |           |                  |                  |
| 28-61     | X <sub>63</sub>     | X <sub>132</sub> |           |                  |                  |
| 27-28     | X <sub>64</sub>     | X <sub>133</sub> |           |                  |                  |
| 26-27     | X <sub>65</sub>     | X <sub>134</sub> |           |                  |                  |

Lineer denklem sisteminde hat parçalarına atanan tamsayılı değişkenler ve akış değişkenleri Tablo 7.4.a ve Tablo 7.4.b'de verilmiştir. Verilen yerleşim bölgesi için önerilen dört transformatör merkezi yeri Şekil 7.1'deki yerleşim planında 1, 2, 64, 65 olarak numaralanmıştır.

### 7.3. Bilgisayardan Bulunan Sonuçlar

Bütün bu hazırlıklardan sonra Tablo 7.1-7.4'teki datalar altıncı bölümde verilen matematiksel modelde yerine konularak bulunan denklem takımı Ek A'da verilen program ile çözümlenerek alçak gerilim şebekesinin tasarımı elde edilmiştir. Elde edilen sonuçlar Tablo 7.5-7.6'da verilmiştir. Tablo 7.5'de görülen karar değişkenleri, aldıkları 0 veya 1 değerlerine göre, ait oldukları hat parçasının veya transformatör merkezinin seçilip seçilmediğini göstermektedirler.

Tablo 7.5.a. Tamsayılı değişkenlerin (karar değişkenleri-  
nin) programdan elde edilen değerleri.

| Tamsayılı<br>Değişken | Değeri | Tamsayılı<br>Değişken | Değeri |
|-----------------------|--------|-----------------------|--------|
| $X_1$                 | 1      | $X_{24}$              | 1      |
| $X_2$                 | 1      | $X_{25}$              | 0      |
| $X_3$                 | 1      | $X_{26}$              | 1      |
| $X_4$                 | 1      | $X_{27}$              | 1      |
| $X_5$                 | 1      | $X_{28}$              | 1      |
| $X_6$                 | 1      | $X_{29}$              | 1      |
| $X_7$                 | 1      | $X_{30}$              | 1      |
| $X_8$                 | 1      | $X_{31}$              | 1      |
| $X_9$                 | 1      | $X_{32}$              | 1      |
| $X_{10}$              | 1      | $X_{33}$              | 1      |
| $X_{11}$              | 1      | $X_{34}$              | 1      |
| $X_{12}$              | 1      | $X_{35}$              | 1      |
| $X_{13}$              | 1      | $X_{36}$              | 1      |
| $X_{14}$              | 1      | $X_{37}$              | 1      |
| $X_{15}$              | 0      | $X_{38}$              | 1      |
| $X_{16}$              | 0      | $X_{39}$              | 1      |
| $X_{17}$              | 1      | $X_{40}$              | 1      |
| $X_{18}$              | 1      | $X_{41}$              | 1      |
| $X_{19}$              | 1      | $X_{42}$              | 1      |
| $X_{20}$              | 1      | $X_{43}$              | 1      |
| $X_{21}$              | 1      | $X_{44}$              | 1      |
| $X_{22}$              | 1      | $X_{45}$              | 1      |
| $X_{23}$              | 1      | $X_{46}$              | 1      |

Tablo 7.5.b. Tamsayılı değişkenlerin (karar değişkenleri-  
nin) programdan elde edilen değerleri.

| Tamsayılı<br>Değişken | Değeri |
|-----------------------|--------|
| X <sub>47</sub>       | 1      |
| X <sub>48</sub>       | 1      |
| X <sub>49</sub>       | 1      |
| X <sub>50</sub>       | 1      |
| X <sub>51</sub>       | 1      |
| X <sub>52</sub>       | 0      |
| X <sub>53</sub>       | 0      |
| X <sub>54</sub>       | 1      |
| X <sub>55</sub>       | 1      |
| X <sub>56</sub>       | 1      |
| X <sub>57</sub>       | 1      |
| X <sub>58</sub>       | 1      |
| X <sub>59</sub>       | 0      |
| X <sub>60</sub>       | 1      |
| X <sub>61</sub>       | 1      |
| X <sub>62</sub>       | 1      |
| X <sub>63</sub>       | 1      |
| X <sub>64</sub>       | 1      |
| X <sub>65</sub>       | 1      |
| X <sub>66</sub>       | 0      |
| X <sub>67</sub>       | 1      |
| X <sub>68</sub>       | 1      |

Tablo 7.6.a. Hat parçalarından geçen güç değerlerinin) programdan elde edilen değerleri.

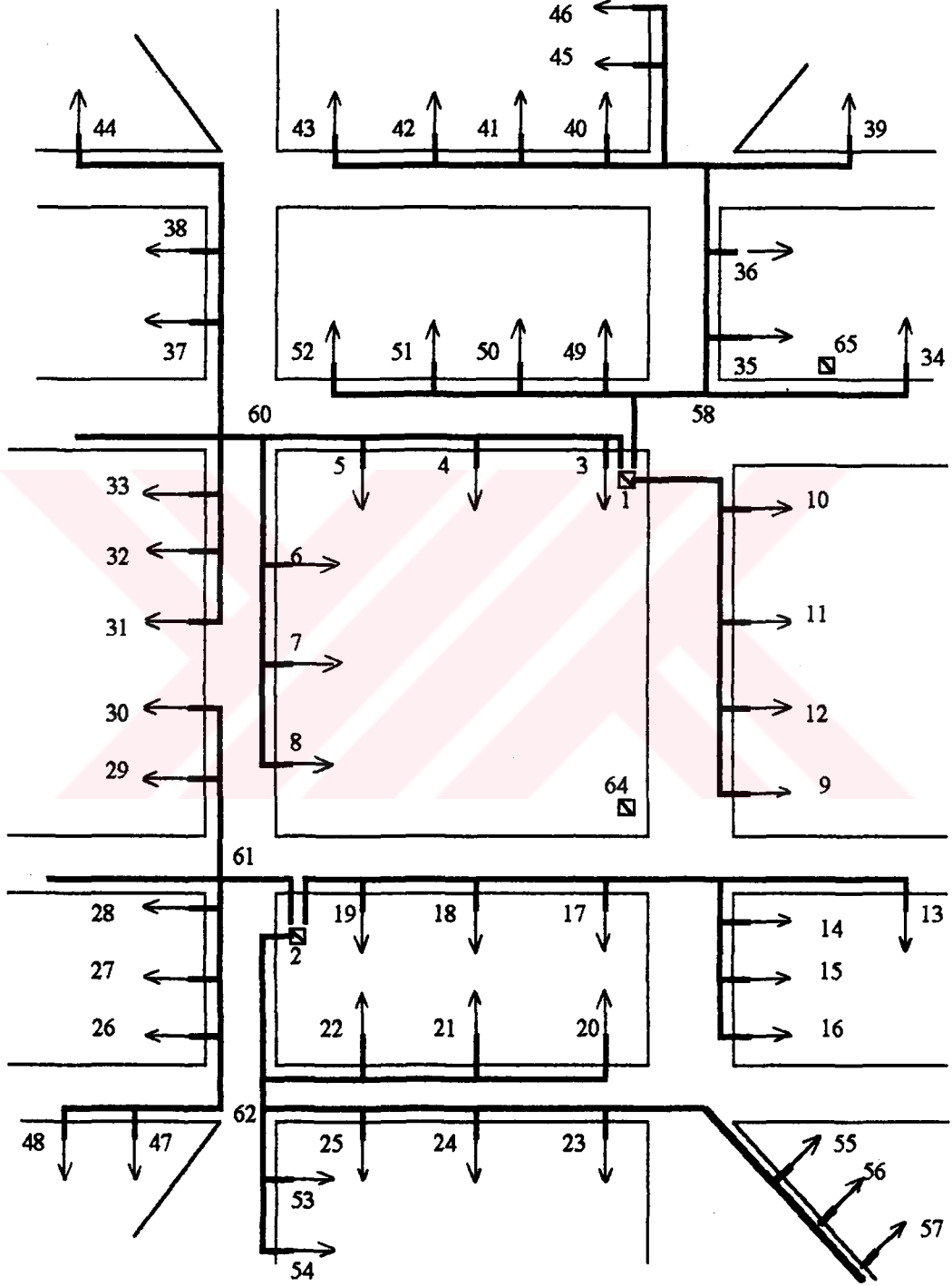
| Akış<br>Değişkeni | Değeri | Akış<br>Değişkeni | Değeri |
|-------------------|--------|-------------------|--------|
| $X_{70}$          | 309540 | $X_{89}$          | 10000  |
| $X_{71}$          | 463740 | $X_{90}$          | 218560 |
| $X_{72}$          | 427100 | $X_{91}$          | 166560 |
| $X_{73}$          | 390460 | $X_{92}$          | 129920 |
| $X_{74}$          | 119080 | $X_{93}$          | 93280  |
| $X_{75}$          | 82440  | $X_{94}$          | 0      |
| $X_{76}$          | 45800  | $X_{95}$          | 363780 |
| $X_{77}$          | 152300 | $X_{96}$          | 113280 |
| $X_{78}$          | 100300 | $X_{97}$          | 73280  |
| $X_{79}$          | 35000  | $X_{98}$          | 36640  |
| $X_{80}$          | 117084 | $X_{99}$          | 46640  |
| $X_{81}$          | 87212  | $X_{100}$         | 10000  |
| $X_{82}$          | 57340  | $X_{101}$         | 203860 |
| $X_{83}$          | 20000  | $X_{102}$         | 167220 |
| $X_{84}$          | 0      | $X_{103}$         | 130580 |
| $X_{85}$          | 0      | $X_{104}$         | 83280  |
| $X_{86}$          | 10000  | $X_{105}$         | 46640  |
| $X_{87}$          | 83280  | $X_{106}$         | 10000  |
| $X_{88}$          | 46640  | $X_{107}$         | 302880 |

Tablo 7.6.b. Hat parçalarından geçen güç değerlerinin) programdan elde edilen değerleri.

| Akış<br>Değişkeni | Değeri | Akış<br>Değişkeni | Değeri |
|-------------------|--------|-------------------|--------|
| $X_{108}$         | 119080 | $X_{124}$         | 36640  |
| $X_{109}$         | 82440  | $X_{125}$         | 119080 |
| $X_{110}$         | 45800  | $X_{126}$         | 82440  |
| $X_{111}$         | 347160 | $X_{127}$         | 45800  |
| $X_{112}$         | 10000  | $X_{128}$         | 0      |
| $X_{113}$         | 337160 | $X_{129}$         | 36640  |
| $X_{114}$         | 300520 | $X_{130}$         | 84440  |
| $X_{115}$         | 263880 | $X_{131}$         | 229360 |
| $X_{116}$         | 20000  | $X_{132}$         | 144920 |
| $X_{117}$         | 182240 | $X_{133}$         | 108280 |
| $X_{118}$         | 145600 | $X_{134}$         | 71640  |
| $X_{119}$         | 99800  | $X_{135}$         | 46640  |
| $X_{120}$         | 47800  | $X_{136}$         | 10000  |
| $X_{121}$         | 0      | $X_{137}$         | 46640  |
| $X_{122}$         | 0      |                   |        |
| $X_{123}$         | 31640  |                   |        |

Tablo 7.5, yapılan optimum şebeke tasarımı sonucunda elde edilen hat güzergahlarının seçimlerini vermektedir. diğer taraftan yerleşim bölgesi için önerilen dört transformatör merkezinden, sadece 1 ve 2 numaralı transformatör yerleşim yerlerinde sırasıyla 1600 ve 1250 kVA'lık transformatörlerin tesis edilmesinin yeterli olduğuda yapılan tasarım sonucu belirlenmiştir.

Bugüne kadar yapılan çalışmalarda, tasarımda önce transformatör gücü tayin edilip tasarımın buna bağlı olarak yapıldığı görülmektedir. Tez de sunulan çalışmada ise transformatör gücü de bir değişken olarak ele alınmakta, şebeke maliyetini minimum yapan ve tüketicilerin güç gereksinimini sağlayan, transformatör gücü tasarımın bir sonucu olarak elde edilmektedir.



Şekil 7.4. Optimum şebeke tasarımı

#### 7.4. Genel Olarak Sonuçların Değerlendirilmesi

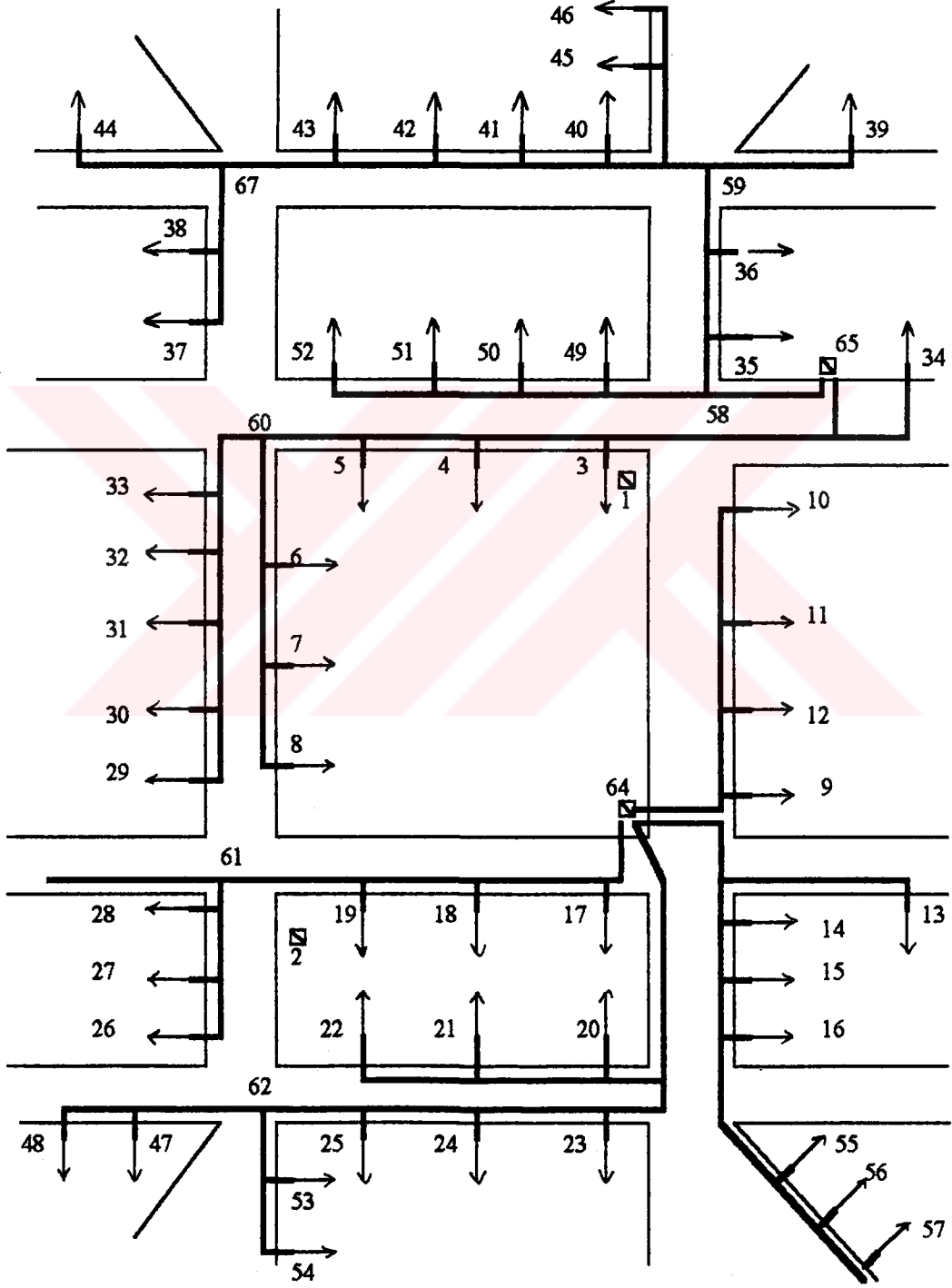
Şekil 7.1'de verilen yerleşim bölgesi için şebeke tasarımı karma değişkenli programlama problemi olarak formüle edilmiş ve önerilen matematiksel modelin Tablo 7.1-7.4 'de verilen datalar ile uygulanması yapılmıştır. Sonuçta 141 değişken içeren 180 lineer denklem elde edilmiştir. Bulunan lineer denklem takımı karma değişkenli programlama problemi olarak ele alınmış ve çözüm yöntemlerinden birisi olan kesme düzlemi algoritmasına göre çözüm yapan ve Ek A'da sunulan program ile çözülmüştür. Çözüm yapılırken 386SX, 2 MB Ram, 100 MB diskli ve 80387-16 no'lu aritmetik işlemciye sahip bir kişisel bilgisayar (PC) kullanılmıştır. Çözümünden elde edilen optimum şebeke tasarımı Şekil 7.4'te görülmekte olup bu şebekenin maliyeti 168993855 TL olarak hesap sonucu elde edilmiştir. Elde edilen sonuç, şebeke tasarımında maliyetin minimum olmasının yanı sıra şebekede oluşan kayıplar ve gerilim düşümü de kabul edilebilir sınır değerler içerisinde kalmaktadır.

Yapılan bilgisayar simülasyonu sonucunda bulunan optimum şebeke tasarımını irdeleyebilmek için Şekil 7.5'te aynı yerleşim bölgesine ait rastgele bir tasarım yapılmış ve bu şebekenin maliyeti 220000000 TL olarak hesaplanmıştır. Bu iki tasarım karşılaştırıldığında tez de önerilen tasarım ile bulunan şebekenin daha ekonomik olduğu açıkça görülmektedir.

Çalışmada bilgisayar hafızası gibi önemli bir sınırlama sebebiyle model küçük bir yerleşim bölgesinin tasarımına uygulanmıştır. Ancak büyük bilgisayar sistemleri ile çalışıldığında daha büyük şebekelerin tasarımını da geliştirilen matematiksel modeli kullanarak yapmak mümkündür.

Daha öncede belirtildiği gibi matematiksel modeldeki şebekenin dallı olma koşulu kaldırılırsa

çalışmada verilen matematiksel model diğer şebeke tiplerinin tasarımı içinde kullanılabilir.



Şekil 7.5. Yerleşim bölgesinin rastgele tasarımı

Sonuç olarak bu çalışmada hızla artan elektrik enerjisi ihtiyacının kayıplar, gerilim düşümü, enerji kesintisinin ve güvenilirlik sınırları içerisinde toplam maliyetin minimum olduğu bir tasarımla karşılanması ve tüketicilere iletilmesi amacıyla modern matematiksel bir programlama tekniği kullanılmıştır. Burada, çözüm hızının yüksek olması ve bulunan tasarımın gerçeğe uygunluğu memnuniyet verici bir sonuçtur. Bu çalışma, bilgisayar teknolojisi ve matematiksel modelleme gibi bilimsel yaklaşımların dağıtım şebekelerinin tasarımında kullanmanın iyi sonuçlar verdiğini ve bu amaca uygun bir yöntem olduğunu göstermesi açısından tatmin edicidir.

Çalışma sonucunda optimum şebeke tasarımını sağlayan yük akışı elde edilmektedir (Bkz. Tablo 7.6). Hat parçalarından güç değerleri optimize edildiği için bu hatlara ait kesit değerleri optimize edilmiş olur. Şebeke tasarımına ilişkin kesit değerleri istenirse tasarımcı tarafından Tablo 7.6'da ki güç değerleri yardımıyla Şekil 7.3'den elde edilir. Şekil 7.4'te bulunan optimum tasarıma bizim tarafımızdan seçilen kesit değerleri ise EkB'de verilmiştir.

## SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bilindiği gibi alçak gerilim dağıtım şebekeleri fiziksel olarak tüketiciye en yakın şebeke parçalarıdır. Böyle olunca bu şebekede oluşan bir hata tüketici tarafından hemen hissedilmekte, özellikle dallı şebeke yapısında ise arızaların kesintiyle sonuçlanması hemen hemen kaçınılmaz olmaktadır. Kesintisiz enerji sağlayan şebeke yapılarında ise maliyet artırıcı unsurlar söz konusu olmaktadır. Öte yandan, çağımızın bilgi çağı oluşu, bilim ve teknolojiye en yüksek seviyede yararlanmayı adeta zorunlu kılmakta ve bu yönde bir yapılaşma her sahada görülmektedir. Görevi tüketiciye sürekli ve kaliteli enerjiyi en ucuza ve en uygun sistemde sunmak olan mühendislerin bu yolda yaptıkları çalışmalarda da artık bilimsel temellere dayalı yöntem ve yaklaşımların kullanılması çağın gereği olmaktadır. Bu nedenle bu Tezde dağıtım şebekelerinin bilgisayar aracılığı ile optimum tasarımını amaçlayan bir çalışma yapılmıştır.

Dağıtım şebekelerinin bilgisayar ile tasarımından beklenen, dağıtım transformator merkezlerinin yerleri ve güçleri ile şebekeyi oluşturan hatların kayıp ve tesis maliyeti güvenilirlik sınırları içerisinde minimum olacak biçimde tasarlanması ve yerleştirilmesidir. Bu çalışmada genel olarak alçak gerilim dağıtım şebekesinin uygun bir matematiksel modeli oluşturulmakta, geliştirilen bu model ile alçak gerilim dağıtım şebekesinin toplam maliyeti ısıtma ve gerilim düşümü sınırlarını sağlayacak biçimde minimize edilmektedir. Önerilen model, şebekenin doğal yapısını tanımlamaya olanak veren, karma değişkenli bir programlama problemi şeklinde formüle edilmiş ve kesme düzlemi algoritmasını kullanan Ek A'da ki program

yardımlı ile PC-386 ,2 MB Ram ve 100 MB diskli 80387-16 no'lu aritmetik işlemci içeren bir kişisel bilgisayarda çözülmüştür. Bugüne kadar yapılan çalışmalar incelendiğinde araştırmacılar tarafından geliştirilen matematiksel modellerin dal ve sınır algoritması kullanılarak bilgisayarda çözüldüğü görülmektedir. Tez de ise bu yöntemle göre daha hızlı bir yöntem olan kesme düzlemi algoritması başarı ile kullanılmıştır. Böylece çözüm hızında belli bir iyileşme sağlanmıştır.

Dağıtım şebekelerinin bilgisayar yardımıyla tasarımı yapılırken karşılaşılan en önemli sorun, şebekenin özelliklerini tam olarak yansıtan bir matematiksel modelin oluşturulmasıdır. Şebekenin optimum tasarımının sağlıklı bir şekilde yapılabilmesi için matematiksel modelin sistemin yapısından ileri gelen sınır koşullarının büyük bir kısmını kapsamaması gerekir. Sınır koşullarında yapılacak olan ihmal ve yaklaşıklıklar nedeniyle denklemlerde oluşan belirsizlikler, optimum tasarımın bulunmasını engellediği gibi programın ıraksamasına bile neden olmaktadır. Tez de yapılan çalışmada geliştirilen matematiksel modelde, alçak gerilim dağıtım şebekesinin tasarımı için gerekli olan koşulların hepsini kapsayan sınır denklemlerini göz önüne almaktadır. Bugüne kadar yapılan çalışmalar da ise araştırmacıların önerdikleri modellerde tezde sunulan sınır koşul ve özelliklerin, tümünü değil, bir kısmını kapsama aldıkları görülmektedir. Diğer taraftan konuda yapılan araştırmaların daha çok orta gerilim dağıtım şebekesinin tasarımı üzerinde yoğunlaştığı, alçak gerilim şebekesinin tasarımı ile ilgili çalışmaların ise çok az olduğu görülmektedir. Alçak gerilim dağıtım şebekelerinin tasarımı ile ilgili olarak yapılan çalışmalar incelendiğinde ise, transformatör kayıpları sebebiyle oluşan kayıp maliyetlerinin hesaplarda göz önüne alınmadığı görülmektedir. Tez de yapılan çalışmada ise transformatörlerde oluşan kayıpların oluşturduğu masrafları da hesaba dahil eden bir ekonomik analiz yapılarak konuya daha hassas bir yaklaşım sağlanmıştır.

Bugüne kadar yapılan bilgisayar destekli şebeke tasarım problemlerinde bölge için gerekli olan transformator gücü hesabı tasarımcı tarafından yapılarak, tasarıma data olarak verilmekte iken tez de bu transformator gücü optimum şebeke tasarımını sağlayacak biçimde bilgisayar tasarımı sonuçlarından elde edilmektedir. Böylece tasarımcının transformator güçleri konusunda ayrıca bir hesap yapmasına gerek kalmamaktadır.

Literatürde daha çok orta gerilim şebekesinin tasarımı ile ilgili modeller yapıldığı için araştırmacılar burada gerilim düşümünü sınır denklemi olarak ele almamışlardır. Alçak gerilim şebekesi üzerinde çalışanlar ise gerilim düşümünü sınır koşulu olarak almak yerine bilgisayardan elde ettikleri sonuç tasarımında gerilim düşümü kontrolunu yapma yolunu seçmişlerdir. Oysa özellikle alçak gerilim şebekesinin tasarımında sınır koşulların en önemlilerinden biri gerilim düşümüdür ve bu özellik tezde lineer programlama probleminin yapısına uygun bir şekilde lineerleştirilerek matematiksel model içine bir sınır koşul olarak sokulmuştur.

Ayrıca alçak gerilim şebekesinin dallı olma koşulu da tezde önerilen model kapsamında olup, bu koşul da orta gerilim dağıtım şebekesinin tasarımı ile ilgili çalışmalarda doğal olarak ele alınmamıştır.

Tezde yapılan çalışmada, transformator yerleri ile hat yollarının belirlenmesinin yanında, hat parçalarından geçen güçler ile transformator güçlerinin optimizasyonu da yapılmaktadır.

Şebekenin dallı olması koşulu kaldırıldığında tezde verilen model orta gerilim dağıtım şebekesinin tasarımı ve diğer şebeke tipleri için de kullanılabilir. maktadır.

Geliştirilen matematiksel model yardımıyla mümkün olan şebeke tasarımlarından en iyisinin seçilme imkanı vardır. En iyi tasarımdan kastedilen, toplam şebeke maliyetinin minimum olduğu ve enerji kesintilerinin, kayıpların ve gerilim düşümünün kabul edilebilir sınır değerlerde kaldığı bir şebekenin gerçekleştirilebilmesidir.

Sonuç olarak dağıtım şebekelerinin tasarımı amacıyla bu çalışmada geliştirilen şebeke modelinin özelliklerini kısaca,

- i) Transformatör yerlerinin seçilmesi,
- ii) Transformatör gücünün seçilmesi,
- iii) Hat yollarının seçilmesi,
- iv) Tasarlanan şebekede güvenilirliğin sağlanması,
- v) Tasarlanan şebekede ısınma ve gerilim düşümü sınırlarının kabul edilebilir değerde olması,
- vi) Hatlardaki yük akışının belirlenmesi,
- vii) Tasarlanan şebekede kayıpların kabul edilebilir değerde olması,
- viii) Tasarlanan şebekede toplam maliyetin minimum olması

biçiminde vermek mümkündür.

Geliştirilen modelin Şekil 7.1'de verilen örnek bir yerleşim bölgesine uygulanması ve bilgisayar simülasyonu yapılarak bulunan şebeke tasarımı Bölüm 7'de verilmiştir. Tasarım yapılırken kullanılan dataların bazıları TEK'ten olduğu gibi alınmış, bazıları ise TEK'ten alınan değerlerden faydalanılarak hazırlanmıştır. Çalışmanın sonucu olan şebeke tasarımı, rastgele yapılan bir tasarım ile karşılaştırılarak yapılan tasarımın daha ucuz dolayısı ile de optimum tasarım olduğu gösterilmiştir. Sonuç olarak bilgisayardan elde edilen tasarımın fiziksel olarak uygulanabilecek tipte ve optimum bir tasarım olması kullanılan matematiksel modelin doğruluğunun bir göstergesi olmuştur.

Tez de, geliştirilen şebeke modeli yeni elektriklendirilen bir yerleşim bölgesinin tasarımına uygulanmıştır. Ancak alçak gerilim şebekelerinde yeni bir yerleşim bölgesine şebeke tasarlanmasının yanıninda mevcut şebekeyi belli koşullara uygun olarak büyütmeye problemiyle de karşılaşılmalıdır. Önerilen model ve program şebekenin ekonomik ve güvenilir biçimde büyütülmesine ve gerekli ilavelerin yapılmasına da olanak vermektedir.

Özellikle, ülkemizde olduğu gibi, hızlı gelişmekte olan ülkelerde dağıtım şebekesinin iyi bir şekilde tasarlanması gün geçtikçe önemi artan bir problem haline gelmektedir. Bu nedenle tez de dağıtım şebekelerinin tasarım problemine, hızlı ve güvenilir bir şekilde çözüm veren bir yöntem geliştirme amaçlanmıştır.

Sonuç olarak, çalışmada artan elektrik enerjisi ihtiyacını kayıplar, gerilim düşümü, enerji kesintisinin ve güvenilirlik sınırları içerisinde toplam maliyetin minimum olduğu bir şebekeyle tüketicilere iletebilmek amacıyla, modern matematiksel programlama tekniği kullanılmıştır. Çözüm hızının yüksek olması ve bulunan tasarımın gerçeğe uygunluğu memnuniyet vericidir. Çalışmanın sonucunda , şebekenin bilgisayar ile modellenmesi yaklaşımının dağıtım şebekelerinin tasarımında uygun bir yöntem olduğu gösterilmiştir.

## KAYNAKLAR

- [1] FOULDS, L.R., Optimization Techniques an Introduction, Springer-Verlag, New York Inc, (1981).
- [2] FOX, R.,L., Optimization Methods for Engineering Design, Massachusetts, Addison Wesley, (1971).
- [3] HAUG, J.,H., ARORA, J.,S., Applied Optimal Design Wiley-Interscience Publication; Newyork, (1979).
- [4] ARORA, J.,S., Introduction to Optimal Design, Mac Graw Hill, Newyork, (1989).
- [5] GÖNEN, T., Electric Power Transmission System Engineering, John Wiley and Sons, (1988).
- [6] CARSON, M.J., CORNFIELD, G., Design of Low-Voltage Distribution Networks, Proc. IEEE, Vol. 120, No. 5, pp. 585-593, May (1973).
- [7] CARSON, M.J., CORNFIELD, G., Computer Aided Design of Low-Voltage Distribution Networks, Computer Aided Design, IEE Conf. Publ. 86, pp. 121-124, (1972).
- [8] HINDI, K.S., HAMAM, Y.M., Optimization in the Cad of Electricity Distribution Systems, Optimization in Computer-Aided Design, Elsevier Scrcnce Publishers B.V. (North Holland), pp. 177-192, (1985).
- [9] GUREL, O., Lineer Programlama ve Dinamik Programalamaya Giriş, Ankara Üniversitesi Basımevi, Ankara (1986).
- [10] HU, T.C., Integer Proramming and Network Flows, ADDISON-Wesley Publishing Company, (1988).
- [11] HAMAM, Y.M., HINDI, K.S., Optimized Design of Low-Voltage Distribution Networks a Comprehensive Algorithm, IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, Vol. Smc-17, No. 3, pp. 502-507, June (1987).

- [12] ADAMS, R.N., LAUGHTON M.A., Optimal Planning of Power Networks Using Mixed-Integer Programming, Proc. IEE, Vol. 121, No. 2, pp. 139-147, February (1974).
- [13] BRAMMELLER, A., HINDI, K.S., HAMAM, K.M., A Branch and Bound Algorithm and its Application to Some Large Power System Problems, Computerized Operation of Power Systems, pp. 259-271, (1976).
- [14] HINDI, K.S., Design of Low-Voltage Distribution Networks, A Mathematical Programming Method, Proc. IEE, Vol. 124, No. 1, pp. 34-58, January (1977).
- [15] HINDI, K.S., BRAMMELLER, A., Optimal Cable Profile l.v. Radial Distributors, Proc. IEE, Vol. 123, No. 4, pp. 331-334, April (1976).
- [16] PONNAVAIKKO, M., PRAKASA RAO, K.S., VENKATA, S.S., Distribution System Planning Through a Quadratic Mixed-Integer Programming Approach, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD. 2, No. 4, pp. 1157-1163, October (1987).
- [17] LAKERVI, E.O., Linear Voltage Regulation and Loss Calculation Methods for Low-Voltage Network Design, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS. 103, No. 8, pp. 2249-2253, August (1984).
- [18] ADAMS, R.N., A Methodology for Distribution System Planning, Eighth Power Systems Computation Conference, pp. 107-113, August (1984).
- [19] WALL, D.L., THOMPSON, G.L., NORTHCODE-GREEN, J.E.D., An Optimization Model for Planning Radial Distribution Networks, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS. 98, No. 3, pp. 1061-1068, June (1979).
- [20] BOARDMAN, J.T., WILDE, R.J., Interactive Design of Electricity-Distribution Networks, Proc. IEE, Vol. 120, pp. 1006-1011, 1973. Management of Transmission and Distribution System (IEE Conf.) Public 76, pp. 11-15, (1976).
- [21] KIRN, W.G., ADLER, R.B., A Distribution System Cost Model and Its Application to Optimal Conductor Sizing, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS. 101, No. 2, pp. 271-275, February (1982).

- [22] WALKDEN, F.W., Design of Low-Voltage Distributors, IEE Proc., Vol. 129, Pt.C., No.3, pp. 101-103, May (1982).
- [23] SUN, D.I.E., Calculation of Energy Losses in a Distribution System, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS. 99, No. 4, pp. 1347-1356, August (1980).
- [24] WALKDEN, F.W., Optimizing Design of Low-Voltage Cable Networks, IEE Proceeding, Vol. 133, Pt.C., No. 1, pp. 49-53, January (1986).
- [25] LAWRENCE, et al, Automated Distribution System Planning, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS. 83, pp. 311-316, April (1964).
- [26] SMITH, J.A., Economics of Primary Distribution Voltages of 4.15 Through 34.5 kV, AIEE Transactions Part III, Vol. 80, pp. 670-682, October (1961).
- [27] HORTON, J.S., GRIBSY, L.L., Voltage Optimization Using Combined Linear Programming and Gradient Techniques, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS. 103, No. 7, pp. 1637-1643, July (1984).
- [28] JURICEK, M.J., FUKUTOME, A., Transportation Analysis of an Electric Power Distribution System, IEEE PES Winter Meeting, pap. No. A 76 052 -1, January (1976).
- [29] ADAMS, R.N., LAUGHTON, M.A., A Dynamic Programming Network Flow Procedure for Distribution System Planning, Proceeding Power Industry Computer Applications Conference, (1989)
- [30] OLDFIELD, J.V., LANG, T., The Long Term Design of Electrical Power Distribution Systems, IEEE Power Industry Computer Application Conference, May (1965).
- [31] KNIGHT, U.G.W., The Logical Design of Electrical Networks Using Linear Programming Methods, Proc. IEE, Vol. 107 A, pp. 306-316, (1960).
- [32] 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, April (1975).

- [33] YU, D.C., A Study of Computerized Modelling Approach for Distribution Systems Planning, M.S. Thesis, The University of Oklahoma, (1979).
- [34] MASUD, E., An Interactive Procedure for Sizing and Timing Distribution Substations Using Optimization Techniques, IEEE PES Winter Meeting, pp. 1281-1286, February (1974).
- [35] SHELTON, S.E., MAHMOUD, A.A., A Direct Optimization Approach to Distribution Substation Expansion, IEEE PES Summer Meeting, pp. A 78 592-8, July (1973).
- [36] STOVER, C.N., A Planning Model Analysis of Long Range Distribution System Design Alternatives, IEEE PES Summer Meeting, pp. C 73 468-6, July (1973).
- [37] BOARDMAN, J.T., HOGG, B.W., Computer Method for Design of Electricity-Supply Networks, Proc. IEE, Vol. 119, No. 7, pp. 851-855, July (1972).
- [38] BOARDMAN, J.T., HOGG, B.W., Computer Design of Electricity-Supply Networks, The Management of Transmission and Distribution System (IEE Conf.) Public 76 pp. 11-15, (1971).
- [39] KAPLAN, M., Contribution to the Determine of the Optimum Size of Substations, IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol. PAS. 100, No. 5, pp. 2253-2270, May (1981).
- [40] GÖNEN, T., FOOTE, B.L., Distribution System Planning Using Mixed-Integer Programming, Proc. IEE, Vol. 128, Pt.C., No. 2, pp. 70-79, March (1981).
- [41] GÖNEN, T., YU, D.C., A Distribution System Planning Model, IEEE Control of Power Systems Conference (COPS), pp. 28-34, (1980).
- [42] FOOTE, B.L., GÖNEN, T., Application of Mixed-Integer Programming to Reduce Sub-Optimization in Distribution Systems Planning, Modelling and Simulation Conference, pp. 1133-1139, April (1979).
- [43] GÖNEN, T., YU, D., Bibliography of Distribution System Planning, IEEE Control of Power Systems Conference (COPS), pp. 35-42, March (1980).

- [44] AEG MANUAL 2, General Electrical Engineering, Eight Edition, Elitera-Verlag, Berlin (1972).
- [45] FINK, D.G., BEATY, H.W., Standart Handbook for Electrical Engineers, Mc Graw-Hill Book Company, 12 th Edition, (1990).
- [46] SIEMENS, Electrical Engineering Handbook, John Wiley and Sons, (1985).
- [47] GÖNEN, T., Electric Power Distribution System Engineering, Mc Graw-Hill Book Company, (1986).
- [48] SARIKAS, R.H., THACKER, H.B., Distribution System Load Characteristics and their Use in Planning and Design, AIEE Trans., No. 31, pt. III, pp. 564-573, August (1957).
- [49] WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, Electrical Transmission and Distribution Reference Book, East Pittsburgh, Pennsylvania, (1964).
- [50] KNIGHT, U.G., Power Systems Engineering and Mathematics, Pergaman Press, (1974).
- [51] PONNAVAIKKO, M., PRAKASA RAO, K.S., An Approach To Optimal Distribution System Planning Through Conductor Gradation, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS. 101, No. 6, pp. 1735-1742, June (1982).
- [52] PONNAVAIKKO, M., PRAKASA RAO, K.S., Optimal Distribution System Planning, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS. 100, No. 6, pp. 2969-2977, June (1981).
- [53] BULLER, F.H., WOODROW, C.A., Load Factor-Equivalent Hour Values Comparred, Electrical World, Vol. 92, No. 2, pp. 59-60, July (1928).
- [54] BAUGHMAN, M.L., BOTTARD, D.J., Electric Power Transmission and Distribution Systems Cost and Their Allocation, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS. 95, No. 3, pp. 782-790, May/June (1976).
- [55] CHAMPEL, H.E., Economic Analysis of Distribution Systems, AIEE Transactions Pt.III, Vol. 79, pp. 423-440, August (1960).

- [56] SHULTZ, N.R., Distribution Primary Feeder I<sup>2</sup>R Losses, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS. 97, No. 2, pp. 603-609, April (1978).
- [57] BAYRAM, M., Elektrik Tesisleri ile ilgili Sorular ve Çözümler, İ.T.Ü. Matbaası, (1991).
- [58] ADAMS,N.,BEGLARI,et al, Mathematical Programming Systems in Electrical Power Generation , Transmission and Distribution Planning 4.th power systems computation conference, pp. 1-20, September (1972).
- [59] MARSHALL, A.C., et al, Optimal Design of Electricity Distribution Networks, IEEE Proceedings-C, Vol 138, No 1, pp. 69-77, January (1991).
- [60] 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, pp. 2683-2687, May (1981).
- [61] SPECK, D., HUBER, A., Anforderungen an die Automatisierung von Verteilungsnetzen am Beispiel der Bezirksnetzleitstellen der Neckarwerke, Elektrizitätswirtschaft, pp. 483-487, (1991).

EK A  
BİLGİSAYAR PROGRAMI

```
COMMON ISUT(27),ITBSUT(27),IVAR(27)
COMMON ISAT(30),ITBSAT(30)
COMMON ISVSAT(30,14)
COMMON ISVRCL(14),ICORR(14),ISVN(14)
COMMON KSVN(15)
DIMENSION AMAT(31,27),USSIN(28),TPDEG(15)
DIMENSION BTMVL(15),DEG(31),TBSAV(30,27),SAVTAB(31,287),T(27)
DIMENSION ITEMP(26)
X1=1.0
10  FORMAT(1H0,(7E10.3))
13  FORMAT(1H0,27HKONTROL PARAMETRELERINI BAS)
14  FORMAT(1H0,43H1'DEN N'YE KADARKI DEGİSKENLERİN ÜST SINIRI)
25  FORMAT(1H0,8E13.5/(1H,8E13.5))
30  FORMAT(20H PROBLEM UYGUN DEĞİL)
35  FORMAT(21H0OBJEKTİF FONKSİYON =,E15.7,14H AT İTERASYON,I6)
40  FORMAT(25H0SÜREKLİ ÇÖZÜM TAMAMLANDI)
42  FORMAT(33H0SÜREKLİ ÇÖZÜM İÇİN FİNAL TABLOSU)
45  FORMAT(27H0SÜREKLİ ÇÖZÜM TAM SAYILIDIR)
46  FORMAT(1H0,31HGEREKLİ İNTEĞER DEĞİSKEN SAYISI)
50  FORMAT(20H0OPTİMALLIK SAĞLANDI)
55  FORMAT(42H0PROBLEM MAKİNA BOYUTLARINA GÖRE ÇOK BÜYÜK)
65  FORMAT(19H0SON, İTERASYON NO.,I6)
70  FORMAT(11H0ARTMA İ4'E)
75  FORMAT(13H0AZALTMA İ4'E)
78  FORMAT(16H0CALISMA TABLOSU)
    READ(5,*) İBOYU,NCSAYI
68  CONTINUE
    İNDCT7=1
    KSVN(1)=1
    İNDCTR=1
    İCNTR=0
    İCİK1=0
    İİSAT=1000
    ADELΤ=5.0E-7
    READ(5,*)İCİK2,İCİK3,İPACK
    WRITE(6,13)
    WRITE(6,*) İCİK2,İCİK3
    READ(5,*)COZMIN,PCTTOL
    READ(5,*)M,N,NTAMSA
```

```
      WRITE(6,20)M,N,NTAMSA
73  DO 72 I=1,N
72  T(I)=0.
      NM1=N-1
74  IF(COZMIN)786,787,786
786  TLRNCE=COZMIN
      PCTTOL=-1
      GO TO 90
787  ITOL=1
      COZMIN=1E35
      IF(PCTTOL)90,788,90
788  PCTTOL=.1
90  READ(5,*)(USSIN(I),I=1,NM1)
      WRITE(6,14)
      WRITE(6,10)(USSIN(I),I=1,NM1)
      ISAT(1)=0
      READ(5,*)(ISAT(I),I=2,M)
      WRITE(6,21)
      WRITE(6,*)(ISAT(I),I=2,M)
      WRITE(6,17)
      WRITE(6,*)IPACK
      IF(IPACK)901,949,901
901  DO 92 I=1,M
      DO 903 J=1,N
903  AMAT(I,J)=0.0
904  READ(5,*)(ITEMP(K),DEG (K),K=1,26)
      DO 907 L=1,7
      IF(ITEMP(L))905,92,905
905  K=ITEMP(L)
909  AMAT(I,K)=DEG(L)
907  CONTINUE
      GO TO 904
92  CONTINUE
      GO TO 9510
949  DO 952 I=1,M
      READ(5,*) (AMAT(I,J),J=1,N)
      WRITE(6,*)(AMAT(I,J),J=1,N)
952  CONTINUE
      IF(M.LT.2) GO TO 450
9510 WRITE(6,22)
      DO 80 I=1,M
      WRITE(6,*)(AMAT(I,J),J=1,N)
80  CONTINUE
9520 DO 954 I=2,M
      IF(ISAT (I)) 953,9521,9521
9521 DO 9523 J=2,N
9523 AMAT(I,J)=-AMAT(I,J)
      GO TO 954
953  AMAT(I,1)=-AMAT(I,1)
```

```
954 CONTINUE
450 CONTINUE
955 DO 98 I=2,N
    IF(USSIN(I-1))96,96,98
96 USSIN(I-1)=1E3
98 CONTINUE
981 YVEKT=USSIN(1)+1.
    IF(NTAMSA.LT.2) GO TO 322
    DO 982 I=2,NTAMSA
982 YVEKT=YVEKT*(USSIN(I)+1.)
322 CONTINUE
985 DO 99 I=2,N
99 IVAR(I-1)=0
    IF(M.LT.2) GO TO 451
    DO 102 I=2,M
    IF(ISAT(I))100,102,100
100 ISAT(I)=1-I
102 CONTINUE
451 CONTINUE
    AMAT11=AMAT(1,1)
    ISUT(1)=0
    DO 103 J=2,N
    IF(AMAT(1,J))1022,1025,1025
1022 DO 1023 I=1,M
    AMAT(I,1)=AMAT(I,1)+AMAT(I,J)*USSIN(J-1)
1023 AMAT(I,J)=-AMAT(I,J)
    GO TO 103
1025 ISUT(J)=J-1
103 CONTINUE
    WRITE(6,8)ICIK2
8 FORMAT(1H0,6HICIK2=,I3)
    IF(ICIK2)104,254,104
104 WRITE(6,78)
    WRITE(6,*)(ISUT(J),J=1,N)
    DO 110 I=1,M
    WRITE(6,*)(AMAT(I,J),J=1,N)
110 WRITE(6,*)ISAT(I)
    GO TO 254
112 AMAX=0.0
    IF(M.LT.2) GO TO 452
    DO 120 I=2,M
    IF(AMAT(I,1))120,120,115
115 F(AMAT(I,1)-AMAX)120,120,117
117 AMAX=AMAT(I,1)
    IPVR=I
120 CONTINUE
452 CONTINUE
    IF (AMAX)265,265,130
130 AMAX=-1E35
    IF(N-2)143,132,132
```

```
132 IPVC=0
    DO 140 J=2,N
    IF(AMAT(IPVR,J))133,140,140
133 RTIO=AMAT(1,J)/AMAT(IPVR,J)
    IF(RTIO-AMAX)140,137,135
135 AMAX=RTIO
136 IPVC=J
    GO TO 140
137 IF(AMAT(IPVR,J)-AMAT(IPVR,IPVC))136,140,140
140 CONTINUE
    IF(IPVC)150,143,150
143 GO TO (145,435,542,610,665),INDCTR
145 WRITE(6,30)
    GO TO 1001
150 ALFA=AMAT(IPVR,IPVC)
    DO 180 J=1,N
    IF(AMAT(IPVR,J))152,180,152
152 IF(J-IPVC)153,180,153
153 ARTIO=AMAT(IPVR,J)/ALFA
    DO 175 I=1,M
    IF(AMAT(I,IPVC))157,175,157
157 IF(I-IPVR)160,175,160
160 AMAT(I,J)=AMAT(I,J)-ARTIO*AMAT(I,IPVC)
    IF(ABS(AMAT(I,J))-ADELT)165,165,175
165 AMAT(I,J)=0.0
175 CONTINUE
180 CONTINUE
    DO 190 J=1,N
190 AMAT(IPVR,J)=AMAT(IPVR,J)/ALFA
    ISV=ISAT(IPVR)
    ISAT(IPVR)=ISUT(IPVC)
    IF(ISV)197,195,197
195 DO 196 I=1,M
196 AMAT(I,IPVC)=AMAT(I,N)
    ISUT(IPVC)=ISUT(N)
    N=N-1
    GO TO 200
197 DO 198 I=1,M
198 AMAT(I,IPVC)=-AMAT(I,IPVC)/ALFA
    ISUT(IPVC)=ISV
    AMAT(IPVR,IPVC)=1./ALFA
200 ICNTR=ICNTR+1
    IF(ISAT(IPVR)+1000)210,205,210
205 DO 207 J=1,N
207 AMAT(IPVR,J)=AMAT(M,J)
    ISAT(IPVR)=ISAT(M)
    M=M-1
210 IF(ICIK1)240,2505,240
240 WRITE(6,24) ICNTR
    WRITE(6,*) (ISUT(J),J=1,N)
```

```
DO 250 K=1,M
WRITE(6,*)(AMAT(K,L),L=1,N)
250 WRITE(6,*)ISAT(K)
2505 GO TO (254,251,252,253,2535),INDCTR
251 IF(AMAT(1,1)-TLRNCE)254,435,435
252 IF(AMAT(1,1)-TLRNCE)254,542,542
253 IF(AMAT(1,1)-TLRNCE)254,610,610
2535 IF(AMAT(1,1)-TLRNCE)254,665,665
254 IF (MLT.2) GO TO 453
DO 260 K=2,M
IF(ISAT(K))260,255,260
255 IF(AMAT(K,1))256,260,260
256 DO 258 L=1,N
258 AMAT(K,L)=-AMAT(K,L)
260 CONTINUE
453 CONTINUE
GO TO 112
265 CONTINUE
IF(MLT.2) GO TO 454
DO 275 I=2,M
IF(ISAT(I))275,275,266
266 J=ISAT(I)
IF(J-1000)268,268,267
267 J=J-1000
268 IF(USSIN(J)+AMAT(I,1)) 269,275,275
269 IF(ADEL+USSIN(J)+AMAT(I,1))270,274,274
270 AMAT(I,1)=-AMAT(I,1)-USSIN(J)
DO 271 K=2,N
271 AMAT(I,K)=- AMAT(I,K)
IPVR=I
IF(J-ISAT(I))272,273,272
272 ISAT(I)=J
GO TO 130
273 ISAT(I)=ISAT(I)+1000
GO TO 130
274 AMAT(I,1)=-USSIN(J)
275 CONTINUE
454 CONTINUE
IF(MLT.2) GO TO 455
DO 280 I=2,M
IF(ISAT(I))280,280,277
277 IF(ISAT(I)-1000)279,279,278
278 J=ISAT(I)-1000
T(J)=USSIN(J)+AMAT(I,1)
WRITE(6,4442)J,T(J)
4442 FORMAT(1H0,4HJ= ,I4,3X,6HT(J)= ,F20.9)
GO TO 280
279 J=ISAT(I)
T(J)=-AMAT(I,1)
280 CONTINUE
```

```
455  CONTINUE
      DO 285 I=2,N
      IF(ISUT(I))285,285,282
282  IF(ISUT(I)-1000)284,284,283
283  J=ISUT(I)-1000
      T(J)=USSIN(J)
      GO TO 285
284  J=ISUT(I)
      T(J)=0.
      WRITE(6,*)T(1)
285  CONTINUE
      GO TO (286,437,548,615,670),INDCTR
286  WRITE(6,40)
      WRITE(6,4444) INDCTR
4444  FORMAT(1H0,8HINDCTR=,I4)
      IF(ICIK3) 287,291,287
287  WRITE(6,42)
      WRITE(6,*)(ISUT(J),J=1,N)
288  DO 290 I=1,M
      WRITE(6,25)(AMAT(I,J),J=1,N)
290  WRITE(6,*)ISAT(I)
291  ZOPT=ABS(AMAT(1,1))
      WRITE(6,35)ZOPT,ICNTR
      WRITE(6,19)
      WRITE(6,*)(I,I=1,NM1)
      WRITE(6,*)(T(I),I=1,NM1)
      AMAT12=AMAT(1,1)
      AMAT11=ABS(AMAT11-AMAT(1,1))
      IF (PCTTOL)294,293,292
292  TLRNCE=PCTTOL*AMAT11+AMAT12
      GO TO 294
293  TLRNCE=1E35
294  CONTINUE
      IF(MLT.2) GO TO 456
301  DO 310 I=2,M
      IF(ISAT(I))310,310,302
302  IF(ISAT(I)-1000)303,303,304
303  IF(ISAT(I)-NTAMSA)305,305,310
304  IF(ISAT(I)-1000-NTAMSA)305,305,310
305  AJO1=AMAT(I,1)
      AJO2=ADEL T
      AJO3=X1
      IF(AMOD(-AJO1,AJO3)-AJO2)310,310,306
306  IF(1.0-AMOD(-AJO1,AJO3)-AJO2)310,310,295
310  CONTINUE
456  CONTINUE
      IF(NTAMSA) 307,308,307
307  WRITE(6,45)
      GO TO 998
308  WRITE(6,46)
```

```
GO TO 998
295 IF(N-NTAMSA)297,297,298
297 ISVLOC=(N*(N+1))/2
GO TO 299
298 ISVLOC=(NTAMSA*(2*N-NTAMSA+1))/2
299 IF(BOYU-ISVLOC)3001,3001,300
300 IISAT=0
GO TO 315
3001 NONTEM=0
DO 3006 J=2,N
IF(ISUT(J))3006,3006,3002
3002 IF(ISUT(J)-1000)3003,3004,3004
3003 IF(ISUT(J)-NTAMSA)3005,3005,3006
3004 IF(ISUT(J)-1000-NZ1VR)3005,3005,3006
3005 NONTEM=NONTEM+1
3006 CONTINUE
IF(N-NTAMSA)3007,3007,3008
3007 ISVLOC=N+((N-NONTEM)*(N-NONTEM+1))/2
GO TO 3009
3008 ISVLOC=N+((NTAMSA-NONTEM)*(N-NONTEM+N-NTAMSA+1))/2
3009 IF(BOYU-ISVLOC)3010,3010,315
3010 WRITE(6,55)
GO TO 998
315 CONTINUE
400 I1=1
402 AMAX=-X1
KSVN(I1+1)=KSVN(I1)
DO 4085 I=2,N
IF(ISUT(I))4085,4085,405
405 IF(ISUT(I)-1000)406,407,407
406 IF(ISUT(I)-NTAMSA)408,408,4085
407 IF(ISUT(I)-1000-NTAMSA)408,408,4085
408 IF(AMAX-AMAT(1,I))4082,4085,4085
4082 ISVI=I
AMAX=AMAT(1,I)
4085 CONTINUE
IF(AMAX+X1)4087,420,4087
4087 IVAR(I1)=ISUT(ISVI)
BTMVL(I1)=-1.
ISVRCL(I1)=ISVI
ICORR(I1)=0
DEG(I1)=0.0
IF(AMAT(1,1)+AMAT(1,ISVI)-TLRNCE)410,409,409
409 TPDEG(I1)=1000.
IF(I1-1)4101,4101,4095
4095 ISVN(I1)=0
GO TO 4132
410 TPDEG(I1)=1.
IF(I1-1) 4100,4101,4100
4100 IF(I1-IISAT)4132,4101,4101
```

```
4101 L=KSVN(I1)
      DO 412 J=1,M
      ISVSAT(J,I1)=ISAT(J)
      DO 411 K=1,N
      I=L+K-1
      IF(J-1)4105,4105,411
4105 SAVTAB(M+1,I)=ISUT(K)
411  SAVTAB(J,I)=AMAT(J,K)
412  CONTINUE
      ISVN(I1)=N
      KSVN(I1+1)=L+N
4132 ISUT(ISVI)=ISUT(N)
      DO 4135 J=1,M
4135 AMAT(J,ISVI)=AMAT(J,N)
      N=N-1
      GO TO 5000
420  CONTINUE
      IF(I1-I1SAT)4204,600,4205
4204 I1SAT=I1
4205 INDCT7=1
421  AMAX=-X1
      IF(MLT.2) GO TO 457
      DO 425 I2=2,M
      IF(ISAT(I2))425,425,422
422  IF(ISAT(I2)-1000)423,424,424
423  IF(ISAT(I2)-NTAMSA)4241,4241,425
424  IF(ISAT(I2)-1000-NTAMSA)4241,4241,425
4241 AMAX2=1.0E35
      AMAX3=-1.0E35
      AJO=-AMAT(I2,1)+ADELT
      ALV=AIN(T(AJO))
      AUP=ALV+1.
      IF(N-1)426,426,4240
4240 DO 4246 I3=2,N
      IF(AMAT(I2,I3))4244,4246,4242
4242 RTIO=AMAT(1,I3)/AMAT(I2,I3)
      IF(RTIO-AMAX2)4243,4246,4246
4243 AMAX2=RTIO
      GO TO 4246
4244 RTIO2=AMAT(1,I3)/AMAT(I2,I3)
      IF(RTIO2-AMAX3)4246,4246,4245
4245 AMAX3=RTIO2
4246 CONTINUE
      IF(AMAX3+1E34)430,430,4247
4247 IF(AMAX2-1E34)4248,429,429
4248 FARK1=ABS(AMAX2*(AMAT(I2,1)+ALV))
      FARK2=ABS(AMAX3*(AMAT(I2,1)+AUP))
      FARK=ABS(FARK1-FARK2)
      IF(FARK-AMAX)425,425,4249
4249 AMAX=FARK
```

```
SDEGV=ALV
ISVI2=I2
IF(FARK1-FARK2)4251,4251,4252
4251 ANDCT4=0.
GO TO 425
4252 ANDCT4=1.
425 CONTINUE
457 CONTINUE
ALV=SDEGV
I2=ISVI2
DEG(I1)=ALV+ANDCT4
BTMVL(I1)=DEG(I1)-1.
4255 TPDEG(I1)=DEG(I1)+1.
GO TO 432
426 F(ABS(AMAT(I2,1)+ALV)-ADELT)427,427,5100
427 BTMVL(I1)=-1.
TPDEG(I1)=1000.
DEG(I1)=ALV
IVAR(I1)=ISAT(I2)
ISAT(I2)=0
GO TO 5000
429 BTMVL(I1)=-1.
IF(ABS(AMAT(I2,1)+ALV)-ADELT)4295,4295,4296
4295 ANDCT4=0.
DEG(I1)=ALV+ANDCT4
GO TO 4255
4296 TPDEG(I1)=ALV+2.
ANDCT4=1.
GO TO 431
430 TPDEG(I1)=1000.
BTMVL(I1)=ALV-1.
ANDCT4=0.
431 DEG(I1)=ALV+ANDCT4
432 JSVN=N
L=KSVN(I1)
438 DO 439 I3=1,M
ISVSAT(I3,I1)=ISAT(I3)
DO 439 I4=1,N
I6=L+I4-1
IF(I3-1)4385,4385,439
4385 SAVTAB(M+1,I6)=ISUT(I4)
439 SAVTAB(I3,I6)=AMAT(I3,I4)
ISVN(I1)=N
KSVN(I1+1)=L+N
AMAT(I2,1)=AMAT(I2,1)+DEG(I1)
ISVRCL(I1)=I2
IVAR(I1)=ISAT(I2)
ICORR(I1)=1
ISAT(I2)=0
IF(ABS(AMAT(I2,1))-ADELT)433,433,434
```

```
541  AMAT(I2,1)=AMAT(I2,1)+DEG(I1)
      ISAT(I2)=0
      IF(ABS(AMAT(I2,1))-ADELT)5412,5412,5415
5412 AMAT(I2,1)=0.
5415 INDCTR=3
      IF(ICIK1)240,2505,240
542  GO TO (544,547,543),INDCT5
543  IF(TPDEG(I1)-DEG(I1)-1.)545,544,545
544  TPDEG(I1)=1000.
      GO TO 5120
545  IF(DEG(I1)-BTMVL(I1)-1.)546,547,546
546  CONTINUE
547  BTMVL(I1)=-1.
      GO TO 5120
548  GO TO 5000
550  TLRNCE=AMAT(1,1)
      COZMIN=1.
      IF(ICIK3) 552,553,552
552  ZOPT =ABS(AMAT(1,1))
      WRITE(6,35)ZOPT,ICNTR
553  DO 560 I=1,NTAMSA
554  IF(IVAR(I)-1000)555,555,557
555  J=IVAR(I)
      T(J)=DEG(I)
      GO TO 560
557  J=IVAR(I)-1000
      T(J)=USSIN(J)-DEG(I)
560  CONTINUE
      WRITE(6,19)
565  WRITE(6,18) (I,I=1,NM1)
      WRITE(6,10) (T(I),I=1,NM1)
      GO TO 5115
600  GO TO (605,4205),INDCT7
605  INDCTR=4
      IF(ICIK1) 240,254,240
610  GO TO 5100
615  INDCT7=2
      GO TO 402
650  DO 655 I=1,M
      ITBSAT(I)=ISAT(I)
      DO 655 J=1,N
655  TBSAV(I,J)=AMAT(I,J)
      DO 660 J=1,N
660  ITBSUT(J)=ISUT(J)
      JSVN=N
      INDCTR=5
      IF(ICIK1) 240,254,240
665  GO TO (544,5120),INDCT8
670  N=JSVN
      DO 675 I=1,M
```

```
5198 N=ISVN(I1)
      L=KSVN(I1)
      DO 5199 I3=1,M
      ISAT(I3)=ISVSAT(I3,I1)
      DO 5199 I4=1,N
      I6=L+I4-1
      IF(I3-1)5197,5197,5199
5197 ISUT(I4)=SAVTAB(M+1,I6)
5199 AMAT(I3,I4)=SAVTAB(I3,I6)
5205 GO TO (521,526,531,5190),INDCT5
521  DEG(I1)=TPDEG(I1)
      TPDEG(I1)=TPDEG(I1)+1.
      IF(ICORR(I1))541,522,541
522  DO 523 I3=1,M
      AMAT(I3,1)=AMAT(I3,1)+(DEG(I1)*AMAT(I3,I2))
      IF(ABS(AMAT(I3,1))-ADELT) 5225,5225,523
5225 AMAT(I3,1)=0.
523  AMAT(I3,I2)=AMAT(I3,N)
      ISUT(I2)=ISUT(N)
      N=N-1
      IF(AMAT(1,1)-TLRNCE)5235,5100,5100
5235 IF(I1-I1SAT)650,5415,5415
525  INDCT5=2
      GO TO 5198
526  DEG(I1)=BTMVL(I1)
      BTMVL(I1)=BTMVL(I1)-1.
      GO TO 541
530  INDCT5=3
      GO TO 5198
531  AMAX2=1.0E35
      AMAX3=-1.0E35
      DO 536 I3=2,N
      IF(AMAT(I2,I3))534,536,532
532  RTIO=AMAT(1,I3)/AMAT(I2,I3)
      IF(RTIO-AMAX2)533,536,536
533  AMAX2=RTIO
      GO TO 536
534  RTIO2=AMAT(1,I3)/AMAT(I2,I3)
      IF(RTIO2-AMAX3)536,536,535
535  AMAX3=RTIO2
536  CONTINUE
      IF(AMAX2-1.E35)538,537,537
537  BTMVL(I1)=-1.
      GO TO 521
538  IF(AMAX3+1.E35)539,539,540
539  TPDEG(I1)=1000.
      GO TO 526
540  FARK1=ABS(AMAX2*(AMAT(I2,1)+BTMVL(I1)))
      FARK2=ABS(AMAX3*(AMAT(I2,1)+TPDEG(I1)))
      IF(FARK1-FARK2) 526,526,521
```

```
433 AMAT(I2,1)=0.0
434 INDCTR=2
    IF (ICIK1)240,254,240
435 IF(ANDCT4)4355,4352,4355
4352 BTMVL(I1)=-1.
    GO TO 5120
4355 TPDEG(I1)=1000.
    GO TO 5120
437 GO TO 5000
5000 IF(I1-NTAMSA)5050,550,550
5050 I1=I1+1
    IF(ICIK1)5051,402,5051
5051 WRITE(6,70)I1
    GO TO 402
5100 I1=I1-1
    IF(ICIK1)5110,5115,5110
5110 WRITE(6,75)I1
5115 IF(I1)995,995,5120
5120 IF(IVAR(I1)-1000)5151,5151,5152
5151 K=IVAR(I1)
    GO TO 5153
5152 K=IVAR(I1)-1000
5153 I2=ISVRCL(I1)
5155 IF(BTMVL(I1)) 516,517,517
516 IF(TPDEG(I1)-USSIN(K))518,518,5100
517 IF(TPDEG(I1)-USSIN(K))530,530,525
518 INDCT5=1
5181 IF(ICORR(I1))5198,5182,5198
5182 IF(I1-I1SAT)5183,5198,5198
5183 INDCT8=1
    IF(I1-I)5185,5198,5185
5185 INDCT5=4
    ISVII=I1-1
    I1=1
    GO TO 5198
5190 DO 5194 I3=1,ISVII
    I4=ISVRCL(I3)
    ISUT(I4)=ISUT(N)
    DO 5193 J=1,M
    IF(DEG(I3)-1.)5193,5191,5192
5191 AMAT(J,1)=AMAT(J,1)+AMAT(J,I4)
    GO TO 5196
5192 AMAT(J,1)=AMAT(J,1)+DEG(I3)*AMAT(J,I4)
5196 INDCT8=2
5193 AMAT(J,I4)=AMAT(J,N)
    N=N-1
5194 CONTINUE
5195 I1=ISVII+1
    INDCT5 =1
    GO TO 521
```

```
ISAT(I)=ITBSAT(I)
DO 675 J=1,N
675  AMAT(I,J)=TBSAV(I,J)
DO 680 J=1,N
680  ISUT(J)=ITBSUT(J)
GO TO 5000
995  IF(ITOL)996,9976,996
996  IF(COZMIN-1.E35) 9976,997,997
997  ITOL=ITOL+1
    TLRNCE=FLOAT(ITOL)*PCTTOL*AMAT11+AMAT12
    N=ISVN(1)
    DO 9972 I=1,M
    ISAT(1)=ISVSAT(I,1)
    DO 9972 J=1,N
9972 AMAT(I,J)=SAVTAB(I,J)
    DO 9973 K=1,N
9973 ISUT(K)=SAVTAB(M+1,K)
GO TO 400
998  CONTINUE
9976 WRITE(6,50)
1001 WRITE(6,65) ICNTR
999  NCSAYI=NCSAYI-1
    IF(NCSAYI) 68,1000,68
1000 STOP
END
```

## EK B

### OPTİMUM TASARIMA İLİŞKİN KESİT DEĞERLERİ

Şebekelerde kesit seçimi birazda mühendisin şebekede yerleştireceği sigortanın yerine bağlıdır. Bu yüzden yapılan çalışmada hat parçalarından geçen güç değerleri ve hatların geçeceği yollar verilmiş bu hatlara ilişkin kesit değerleri ise bir ölçüde de olsa mühendisin tercihine bırakılmıştır. Aslında maliyet hesaplarına kesit Şekil 7.3'te yapılan linnerleştirmeden dolayı kapalı olarak girmektedir. Yapılan çalışmada bulunan optimum şebeke tasarımı Şekil 7.4'te verilmiştir. Şekil 7.4'teki tasarıma ilişkin kesit değerleri sigortanın hat başına yerleştirildiği kabulü yapılarak ısınma tablosundan aşağıdaki gibi bulunmuştur.

Tablo B.1.a. Kesit değerleri.

| Düğüm no. | Kesit (mm <sup>2</sup> ) |
|-----------|--------------------------|
| 1-3       | 185                      |
| 3-4       | 185                      |
| 4-5       | 185                      |
| 3-60      | 185                      |
| 50-6      | 185                      |
| 3-7       | 185                      |
| 7-8       | 185                      |
| 50-33     | 185                      |
| 33-32     | 185                      |
| 32-31     | 185                      |
| 50-37     | 185                      |
| 37-38     | 185                      |
| 38-44     | 185                      |
| 1-49      | 185                      |
| 49-50     | 185                      |
| 50-51     | 185                      |

Tablo B.1.b. Kesit değerleri.

| Düğüm no. | Kesit (mm <sup>2</sup> ) |
|-----------|--------------------------|
| 31-52     | 185                      |
| 34-35     | 185                      |
| 35-36     | 185                      |
| 36-39     | 185                      |
| 50-6      | 185                      |
| 39-40     | 185                      |
| 40-41     | 185                      |
| 41-42     | 185                      |
| 42-43     | 185                      |
| 40-45     | 185                      |
| 45-46     | 185                      |
| 37-38     | 185                      |
| 38-44     | 185                      |
| 1-49      | 185                      |
| 49-50     | 185                      |
| 50-51     | 185                      |
| 1-10      | 50                       |
| 10-11     | 50                       |
| 11-12     | 50                       |
| 12-9      | 50                       |
| 2-28      | 150                      |
| 27-28     | 150                      |
| 26-27     | 150                      |
| 26-47     | 150                      |
| 47-48     | 150                      |
| 28-29     | 150                      |
| 29-30     | 150                      |
| 2-22      | 185                      |
| 22-21     | 185                      |
| 21-20     | 185                      |
| 22-25     | 185                      |
| 25-24     | 185                      |
| 24-23     | 185                      |
| 33-54     | 185                      |
| 35-56     | 185                      |
| 36-57     | 185                      |
| 2-19      | 95                       |
| 18-19     | 95                       |
| 18-17     | 95                       |
| 17-14     | 95                       |
| 14-15     | 95                       |
| 15-16     | 95                       |
| 14-13     | 95                       |

## ÖZGEÇMİŞ

Belgin (EMRE) TÜRKAY, 1960 yılında İstanbul'da doğdu. 1971-1977 yılları arasında Atatürk Kız Lisesi'nde öğrenim gördü. 1977'de İ.T.Ü. Elektrik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümü'nde Lisans öğrenimine başladı ve buradan 1982'de mezun oldu. 1982-1985 yılları arasında Yüksek Lisans öğrenimi gördü. 1985 yılında ise doktora çalışmasına başladı.

İyi derecede İngilizce bilmekte olan Belgin EMRE TÜRKAY evli olup 1984 yılından beri İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Tesisleri Anabilim Dalı'nda Araştırma Görevlisi olarak çalışmaktadır.