

# MACARİSTAN ELEKTRİK SİSTEMİNDEKİ GELİŞMELERİN İŞLETME ŞARTLARINDA KAZANDIRDIĞI DENEYİMLER

Ferenc Kovacs

Elektrik enerjisi üretim sanayiinin en önemli görevi, elektrik enerjisini istenilen kalitede, ucuz ve sürekli olarak temin edebilmesidir. Bu şartların sağlanabilmesi ise büyük boyutlardaki harcamalar ve riskleri de içine alan bir dizi mühendislik ve ekonomik problemlerin çözümüyle gerçekleşebilir. Bu nedenlerle, bu şartları sağlayabilmek için ülke içindeki enerji üretim merkezlerinin birbirleriyle ve komşu ülkelerin elektrik sistemleriyle yapılan bağlantıların önemi giderek ön plana çıkmaktadır. Aynı zamanda elektrik enerjisi üretiminin sürekli olması talepleri de giderek artmaktadır.

Bunlar ise enerji taşıma ve dağıtım sistemlerinin önemini gündeme getirdiği gibi enerji şebekesindeki gelişmelerin ve işletme sırasında meydana gelen problemlerin sürekli olarak araştırılmasını gerektirir.

## 1. MACARİSTAN ELEKTRİK SİSTEMİ VE KOMŞU ÜLKELERİN SİSTEMLERİYLE OLAN BAĞLANTILARI

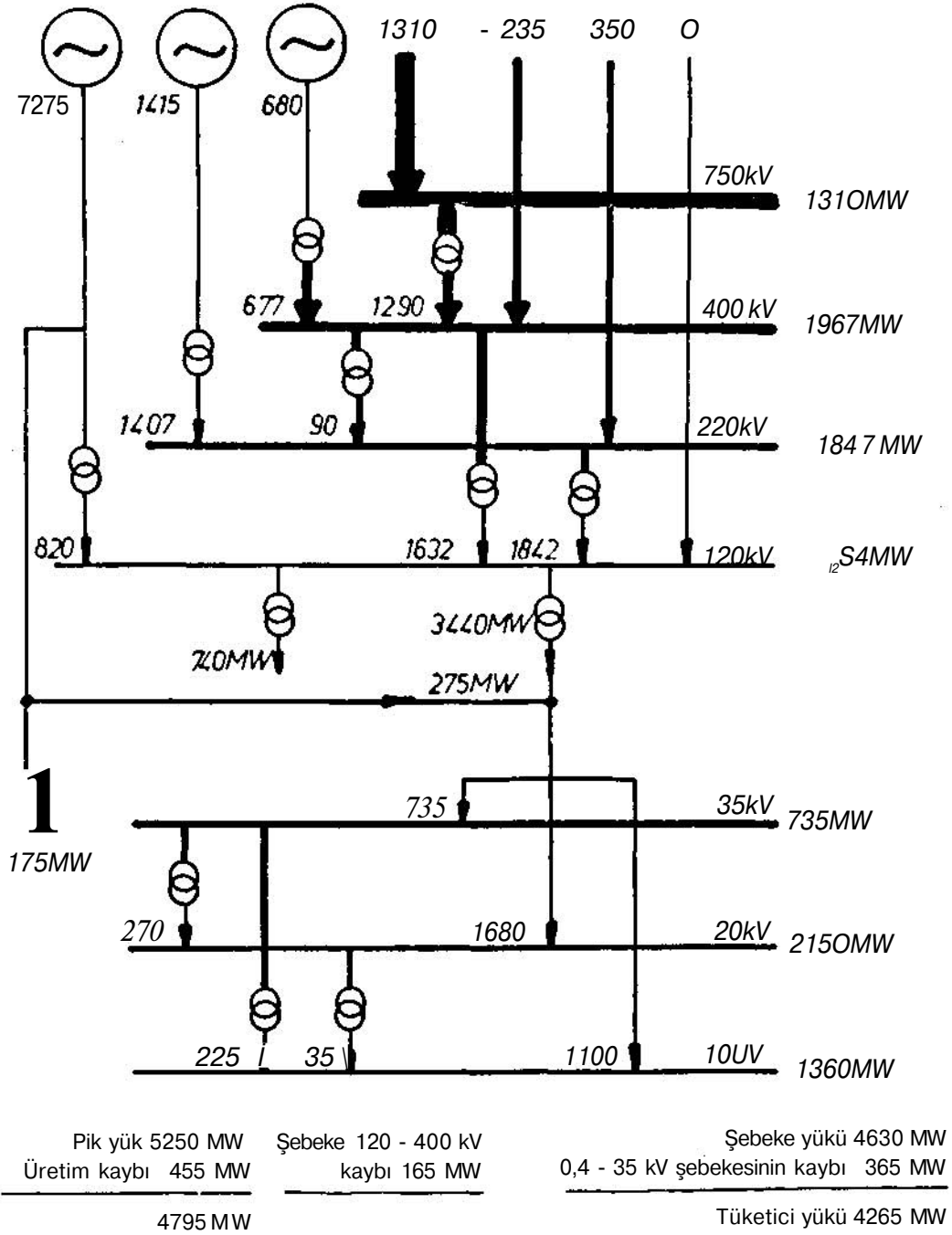
Macaristan enerji sistemi, COMECON ülkeleri enerji sistemlerinin paralel bağlanmasından oluşan, geniş bir uluslararası enterkonnekte sistemine bağlıdır. Macaristan enerji sisteminin 1980 yılındaki tepe yükü 5100 MW ci-

varında olacaktır. Bara dengelenmesi Şekil 1'de gösterilmiştir. Macaristan'ın 1980 yılındaki brüt enerji tüketimi 31 trilyon kilowatt saat civarında olacaktır. Ülke içerisinde elektrik enerjisi esas itibarıyla termik santrallerde üretilir.

Belirtmiş olduğumuz komşu ülkelerle olan paralel bağlantılar bir adet 750 kV, üç adet 400 kV ve üç adet 220 kV enerji nakil hatları ile gerçekleştirilmiştir. Enterkonnekte sisteme bağlantı hatları, bir yandan Macaristan'a belli bir program içerisinde enerji sağlarken, öbür yandan bağlı ülkelerin tümünün ortak yaranna olarak, enterkonnekte sistem içerisinde beliren ani ihtiyaçların karşılanabilmesinde ve enterkonnekte sisteme bağlı olup da komşu olmayan ülkeler arasındaki düzenli enerji alışverişine yardımcı olur.

Macaristan elektrik enerji sisteminin ayırdedici özelliği sadece COMECON ülkeleri enterkonnekte enerji sisteminin üyesi olması değil, aynı zamanda onun Batı Avrupa enerji sisteminin birbirlerinden ayrıldığı sınırda bulunması nedeniyle kazanmış olduğu coğrafi konumudur. İki büyük enerji sisteminin paralel bağlantısı henüz gerçekleştirilmemiştir.

Bu iki büyük enerji sisteminin ileride meydana gelebilecek paralel çalışabilmeleri için çok büyük taşıma kapasiteli bağlantı hatları ve enerji çıkışlarının çok dikkatli koordinasyonu ve frekans kontrolleri, hatta birçok AC/DC konvertör gerekecektir. Bütün bunlar çok büyük boyutlu sermaye yatırımlarını gerektirmektedir. Her şeye rağmen komşu iki ülke olup biri Batı Avrupa ülkeleri topluluğuna diğeri COMECON ülkeleri topluluğuna bağlı olan Avusturya ve Macaristan ulusal sistemleri birbirlerinden bağımsız olarak çalışan iki ayrı sistem olmalarına rağmen özel bir biçimde birbirlerine bağlanarak farklı iki sistem arasındaki enerji alışverişi pratikte denenmiş oldu. İki ülke arasındaki bu düzenli enerji alışverişi iki ülkenin yararına olarak 1968'den beri süregelmektedir. Herhangi bir enerji üretim merkezinin bulunmadığı H.ıtı Macaristan'ın sisteminden izole bir bölümü yaz aylarında radyal olarak Avusturya sistemine bağlanarak bu sistemden beslenmekte buna karşılık kışın puant saatlerinin dışında Macaristan'ın belirli santralleri Macar sisteminden ayrılarak doğrudan Avusturya sistemini beslemektedir. Bir sistemden önceden belirlenmiş bir bölgenin veya üretim birimlerinin diğeri sistemdeki bir bölgeye veya üretim birimlerine bağlanması 40-60 milisaniye arasında ve enerji akışında kesinti olmaksızın yapılmaktadır. Bu işlem birbirinden bağımsız iki büyük sistemdeki gerilimin dönüş yönü, frekansı ve genliği açılarından üst üste çakıştığı anda yapılmaktadır. Bu senkronlama işlemine "pseudo syekronous" senkronlama işlemi denilmekte ve ne müşteri enerjisinde ne de üretim birimlerinde kesinti olmaktadır. Bu işlem güvenilirliği saptanmış otomatik



Şekil 1 : 1980 yılında Bara dengesi

aygıtlarla yapılmaktadır. Benzer yöntemler Yugoslavya ve Macaristan sistemleri arasındaki bağlantıda da uygulanmaktadır.

## 2. MACARİSTAN ULUSAL SİSTEMİNİN VE YÜKSEK GERİLİM DAĞITIM ŞEBEKESİNİN İŞLETME VE BÜYÜME SORUNLARI

Macaristan yüksek gerilim dağıtım şebekesi 20 kV'dur. 60'lı yılların başlarına kadar bu 20 kV'luk dağıtım sistemleri 35 kV'luk enerji nakil hatları ile beslenmekteydi.

Bu seçimin bir nedeni bu merkezlerden çekilen yükün — bilhassa 40'lı yıllarda— bugüne oranla çok düşük olması ve 35 kV'luk hatlarla 20 kV'luk hatların aynı ekipman kullanımı ve yaklaşık aynı maliyetle tesis edilebilmeleri, diğer bir nedeni ise 120 kV'luk ana sistemin sadece üretim merkezlerini birbirine bağlayan hatlardan oluşması idi. 20 kV'luk sistemin çektiği enerjinin sürekli olarak artması 20 ve 35 kV'luk hatlarda gerilimlerin birbirine çok yakın olması nedeniyle giderek çok sorun yaratmaya başladı. 35/20 kV'luk trafo merkezleri kısa sürede doydu. 20 kV'luk sistemin aşırı ölçülerde büyümesi yeni bir gerilim seviyesinin seçilmesini gerekli kıldı. 35 kV'luk hatların ve trafo merkezlerinin sayılarının çokluğu bu problemin çözümünü daha da güçleştiriyordu. Bu sorunların aşıldığı bugünkü duruma geçmeden önce Macaristan Ulusal Şebekesi'nin geçirmiş olduğu süreci kısaca özetlemekde yarar vardır. Çünkü farklı gerilim seviyeleri arasında yakın ilişki vardır. Macaristan Ulusal Sisteminin gelişimi 1930'larda 100 kV'luk enerji nakil hatlarının tesisi ile başladı. İlerde daha yüksek gerilim seviyelerinin gerçekleştirileceği düşünülerek bu gerilim seviyesi daha sonra 120 kV'a yükseltildi.

Sonuçta, 1959 yılında 220 kV ve 1969 yılında 400 kV luk enerji nakil hatları ise Macaristan Ulusal Sistemi'nin diğer uluslararası enerji sistemleriyle olan bağlantılarını gerçekleştirebilmek amacıyla tesis edildi. 120 kV'luk sistemin genişlemesiyle birlikte 120 kV'luk trafo merkezlerinin beslenebilmesi için daha yüksek bir gerilim seviyesinin gereği ortaya çıktı. Böylece 20 kV'luk dağıtım sistemlerine benzer bir şekilde yeni bir gerilim seviyesinin gerekliliği kesinleşti. Yeni enerji nakil hatlarının ve dağıtım sistemlerinin gerilim seviyelerinin seçimi ve gerçekleştirilmesi birlikte ele alınarak değerlendirilecektir.

## 3. YENİ GERİLİM SEVİYELERİNİN ORTAYA ÇIKMASI

Daha önce belirtilen değerlendirmeler işletme deneyleri ile birlikte ele alındığında yeni bir gerilim seviyesinin gerekliliği kaçınılmazdı. Seçilecek olan gerilim seviyesi-

nin 20 kV ve 120 kV arasında olması bir dizi yeni cihaz gerektirecek ve 20 kV ile 120 kV arasındaki transformasyon sayısını azaltmayacaktı. Buna rağmen 120 kV'luk gerilim seviyesinin ana dağıtım gerilimi olarak seçilmesi ile 20 kV'a göre çok yüksek bir gerilim seviyesi olacak, yani genel prensibi 1/3 veya 1/4 olması gereken çevirme oranını 1/6'ya çıkarmış olacaktı. Bu büyük çevirme oranından kaynaklanan sorun 120 kV'luk hatların 36 kV'luk hatlara göre çok yüksek taşıma kapasitesi olmasından değil çok büyük yatırımlar gerektirmesindedir. Ancak araştırmalarımız bizi öyle bir sonuca götürdü ki 120 kV luk ana dağıtım trafo merkezlerinin sayısı makul bir seviyede tutulabilirse veya -diğer bir deyişle- ana dağıtım gerilim seviyesinin 120 kV olarak seçilmesi çok sayıda trafo merkezini gerektirmeyecek, bunun getireceği maliyet ise diğer alternatiflerine göre daha düşük olacak idi. Bu nedenle ana dağıtım geriliminin 120 kV olarak belirlenmesi doğru bir seçim olacak idi. Yüke bağımlı olarak artan gerekli trafo merkezi sayısındaki beklenen artış hızı belirli basitleştirici varsayımlarla kolaylıkla sap- tanabilir.

Bu varsayımlar şöyledir; Ayrı ayrı her trafo merkezinin beslemiş olduğu bölge bir daire olarak değerlendirilir ve her bir trafo merkezine ait fiderlerdeki yüklerin homojen olarak dağıldığı varsayılır. Bu varsayımlarla ayrı ayrı her trafo merkezinin beslemiş olduğu alan içerisinde belirli bir yük artışına karşılık meydana gelen gerilim düşümü yüzde olarak bulunabilir.

Bu yolla elde edilen sonuçtan görülecektir ki beslenen bölgenin yarı çapında meydana gelen daralma, yükün 4. dereceden köküyle doğru orantılıdır.

Homojen olarak dağılan yükün meydana getirdiği gerilim düşümü, entegral yoluyla hesaplandığında bu 4. dereceden kökün açıklığı hemen görülecektir. Bu entegral formülün içerisine uzaklığın karesini getirir. Beslenme bölgesinin biçiminin daire olarak seçilmiş olmasıyla uzaklığın karesi formül içerisine bir kere daha getirilmiş olur. Böylece beslenme bölgesinin yarıçapı hesaplanacağı zaman uzaklığın 4. dereceden kökü ortaya çıkar.

Şimdi bu bölgenin yarıçapı istendiğinde 4. dereceden kökün ortaya çıkması açıktır. Tam formül şöyledir.

$$R_{stn} = 1,19VnU \sqrt[4]{\frac{I_t^3}{N_t Z}}$$

Şöyleki :

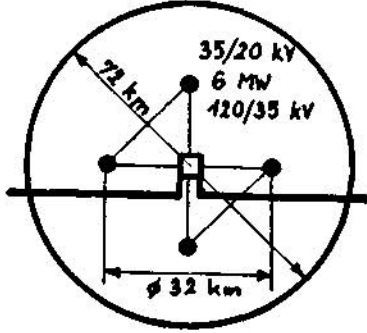
$R_{stn}$  = Trafo merkezinin besleme bölgesi yarıçapı (km)

U = Gerilim seviyesi (kV)

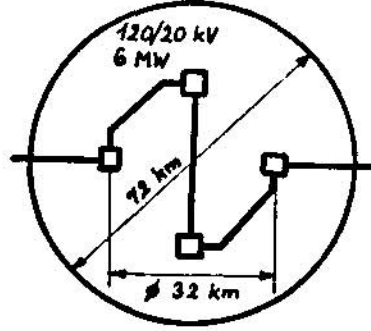
$I_t$  = Her yükün trafo merkezine olan uzaklığı (km)

$N_t$  = Yükün değeri (kVA)

4000 km<sup>1</sup>, 6 kW/krtr  
4x6 MW

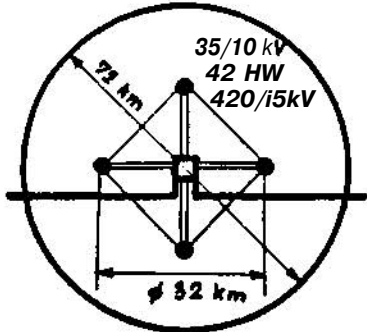


a.

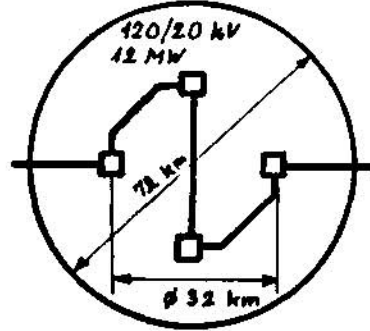


b.

4000 km<sup>1</sup>, 12 kW/km<sup>1</sup>  
4x12 MW



c.



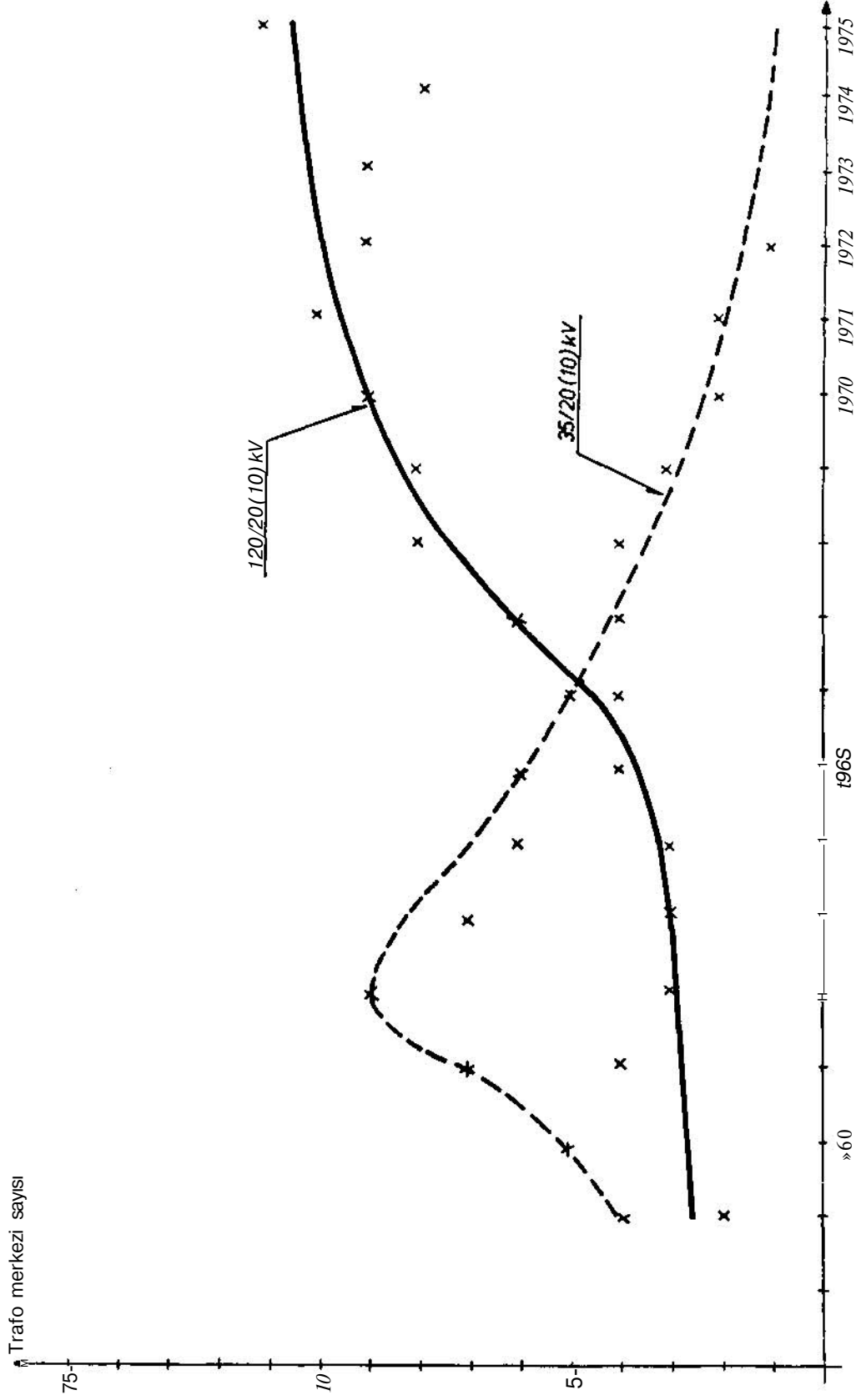
d.

— 120 kV  
— 35 kV

Yatırım Sermayesi : eğer a = 100 %  
o zaman b = 88 %  
c = 123 %  
d = 88 %

Şebeke kayıpları : eğer a = 100 %  
o zaman b = 37 %  
c = 224 %  
d = 83 %

Şekil 2 : 120/20 kV ile 120/35/20 kV'luk trafo merkez-  
lerinin karşılaştırılması



Şekil 3 : Ana dağıtım şebekesini yeniden biçimlendiril-  
mesinin zamanlaması

n = Trafo merkezindeki fider sayısı  
& = Müsade edilebilir gerilim düşümü (% olarak)  
Z = Fiderlerin karakteristik empedansları ( $\Omega$ /km)

Tabiki, bir trafo merkezinden beslenen fiderlere ait yüklerin hat boyunca homojen olarak dağılması mümkün olmadığı ve trafo merkezinin besleme bölgesi tam bir daire olmayacağı gerçeği bu varsayımlarla elde ettiğimiz gerçeği sınırlar. Bununla beraber yapılan varsayımlarla elde ettiğimiz sonuçtan rahatlıkla söyleyebiliriz ki ana dağıtım sistemi gerilimi olarak 120 kV'un seçilmesi fazladan trafo merkezleri yaratılmasına neden olmayacaktır.

Böylece ekonomik gereklerle 20 kV'den 120 kV'a geniş bir aralığın seçilmesiyle, yani 1/6 oranının tercih edilmesiyle 120 kV'luk enerji nakil hatlarının ve trafo merkezlerinin maliyetlerinin düşeceği birgerçekti. Bu durumun anlaşılması, ana dağıtım sistemi içerisinde, 120 kV'luk şebekenin giderek artan bir rol almasına temel olmuş ve ülkenin dağıtım sistemindeki önemli gelişmeler onun üzerinde ilerlemiştir.

Bu çalışmayla ilişkili olarak, trafo merkezleri projeleri basitleştirilmeli ve tipleştirilmeli ve yeni tesis, bina ve montaj teknolojileri geliştirilmeli ve hatta, yeni tip dağıtım planı fikri gerçekleştirilmeliydi.

Bu basitleştirilmiş transformatör merkezleri, tek bir tesis olarak ele alınırsa çift - baralı ve transfer baralı klasik trafo merkezlerine göre daha az güvenilir merkezlerdir, ancak bir bütün sistem olarak ele alınırsa 120 kV gerilim seviyesinin güvenilir bir gerilim seviyesi olmasından ötürü büyük bölgelerin beslenmesinde yüksek düzeyde güvenilirliği olan merkezler olmaktadır. Bu sonuçlar Şekil 2'deki model karşılaştırmalar ile de sağlanabilir. Bu modellerden; 15 yıllık süre içerisindeki yayırım giderleri ve şebeke kayıpları açısından 120/20 kV trafo merkezlerinin 120/35 kV ve 35/20 kV trafo merkezlerinden daha ekonomik ve uygun olduğu anlaşılabilir.

1964 - 1975 yılları arasında şebekelerdeki gelişim süreci Şekil 3'de görülmektedir. Bu dönemde 120 kV dan 0.6 gerilime dönüştürme uygulamasında önemli ölçüde, ancak kabul edilebilir düzeyde artış, 35/20 kV trafo merkezlerinin savısında ise kesin bir düşüş vardır.

Mevcut dağıtım şebekesine ek olarak 120 kV luk dağıtım şebekesinin oluşturulma zorunluluğu; daha sonraki dönemde 120 kV'luk bu dağıtım şebekesinin üzerine daha yüksek gerilimli iletim şebekesinin bindirilmesi gereğini tek başına kanıtlayacak niteliktedir. Ayrıca üretim birimlerinin kapasitesinin artması, 120 kV'luk şebeke üzerinden sınırlı miktarda güç aktarılabilmesi de daha yüksek gerilimli şebeke gereğini gündeme getirmiştir. Bundan sonraki sorun seçilecek gerilim seviyesinin 220

veya 400 kV'tan hangisinin olması gerektiğinde çıkmıştır. Daha önceki deneyimlerden, birbirine çok yakın 2 gerilim şebekesinin ulusal şebekede birlikte bulunmasının doğurduğu sorunlardan edinilen bilgilerden birbirine yakın gerilimlerin seçiminden kaçınılmıştır.

Bu bilgiler ve veriler bizde 400 kV'tun seçiminin daha uygun olacağı kanısını uyandırdı. Ayrıca mevcut 220 kV luk şebekenin 35 kV'luk şebekeninkine benzer sıkıntıları da bulunmakta idi.

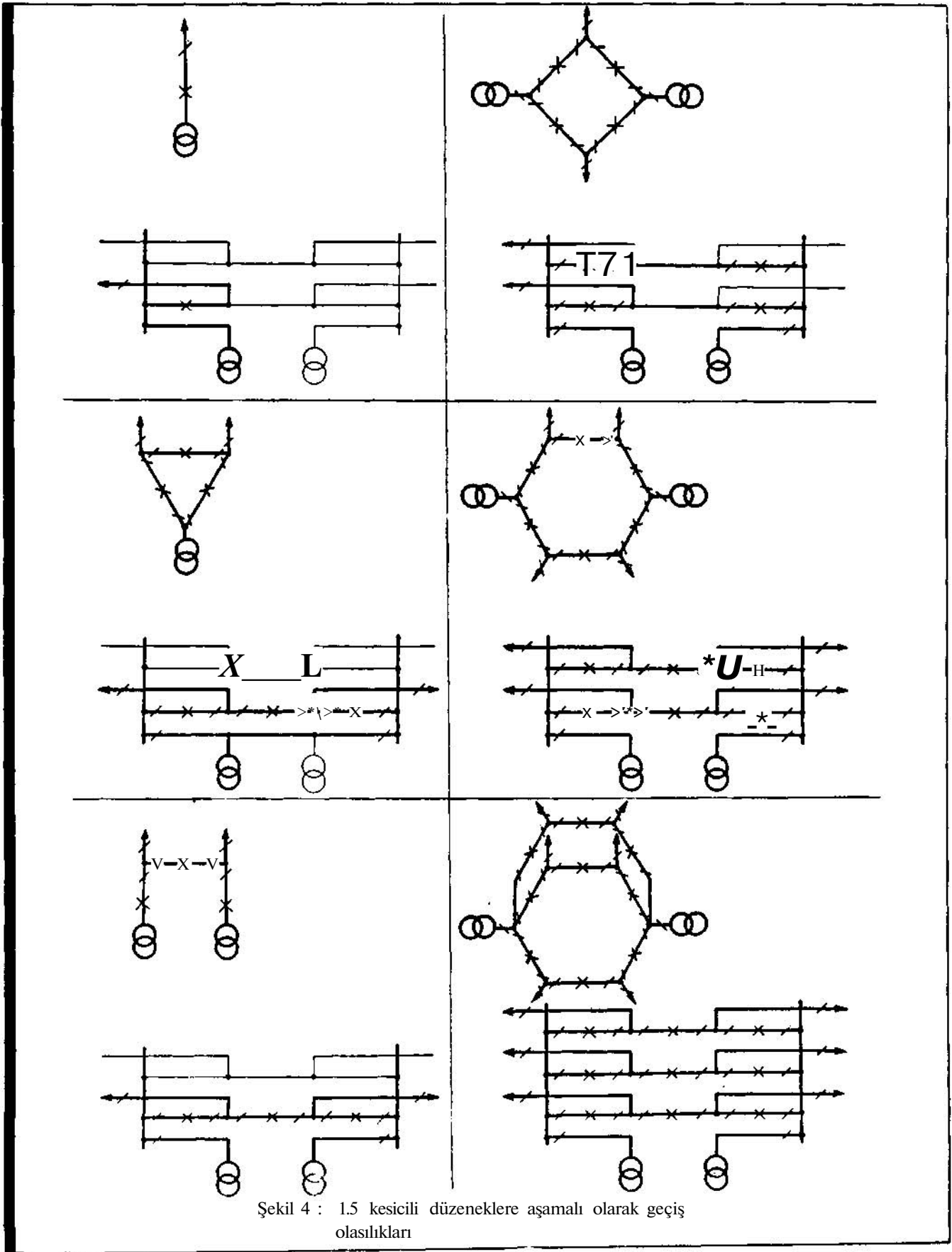
Bu sorunlara uzun süreli bir çözüm bulabilmek için öndeki 15 yıllık sürenin araştırılmasının uygun olacağı saptandı. Bu süredeki beklenen tüketim artışı esas alınarak, 2 seçenek irdelendi. Birisi 220 kV'luk gerilim seviyesi diğeri ise 400 kV'luk gerilim seviyesi. Bu irdelemenin sonuçları beklediğimiz gibi oldu. 220 kV'luk şebekenin genişletilmesi ekonomik açıdan sadece birkaç yıl için olumlu idi 15 yıllık bir gelişim süreci içerisinde ise 400 kV'luk şebeke sadece Teknik açıdan değil ekonomik açıdan da 220 kV'luk şebekeden daha uygun olmakta idi. Çalışmaların başladığı döneme indirildiğinde bile 220 kV seçeneği, 400 kV'ta oranla % 7 pahalı idi. 220 kV için yapılacak ana harcamalar çalışma döneminin sonlarına doğru olmakta ve sonuç olarak bu süre içinde 220 kV için yapılan harcamalar 400 kV'ta oranla % 37 daha fazla bulunmakta idi. 400 kV seçeneğindeki kayıp maliyetleri % 11 daha düşük oldu. Burada 220 kV tun genişletilmesi için tesis yapma kapasitesinin artırılması gerekiyor idi. Çünkü 220 kV'ta yapılacak iletim hatlarının uzunluğu 400 kV'ta yapılması gereken iletim hatlarından 1300 km daha fazla oluyordu.

Böylece teknik ve ekonomik incelemeler beklentilerimizin tamamını, tüm yönlerden doğruladı. Sanayimizin durumu da 400 kV'luk sistemde kullanılacak transformatör ve diğer salt aygıtlarını üretecek nitelikte ve yetekte olduğunda ulusal sistemde bir üst gerilim olarak 400 kV seçildi.

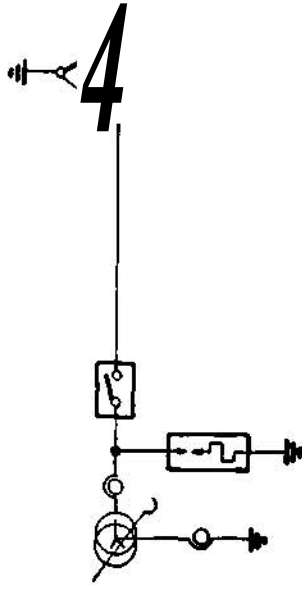
#### 4. TRAFOMERKEZLERİNDEKİ BARA DÜZENLEMELERİ

Kısıtlı harcamalarla ve yatırımlarla güvenilir enerji sağlanmasının karmaşık gereklerini karşılayabilmek sadece doğru bir şebeke planlaması ile olası değildir. Her merkezin ve iletim hatlarının ilk yatırım giderlerini de düşürebilmek gerekir. Merkezleri, 120 kV'ta olduğu gibi, özellikle gerilim seviyesi değiştirmenin önemini ve etkisini çok iyi bilerek ve çok dikkatli inceleyerek düzenlemek gerekir.

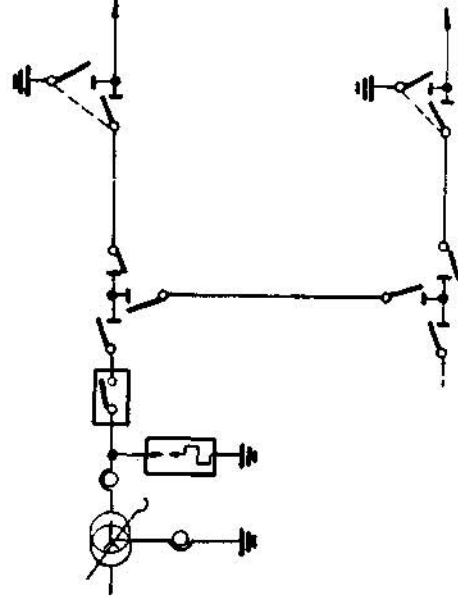
60'lı yıllara kadar Y.G. Trafo merkezleri yaygın biçimde klasik çift-Bara düzenli merkezler olarak tesis edilir idi. Önemli merkezlerde ise Çift-Baraya ayrıca Transfer Bara eklenir idi. Bu bara düzenlemesinden tüm gerilim seviyelerinde vazgeçmiş bulunuyoruz (400 kV, ulusal şebekede, 120 kV ana dağıtım şebekesinde ve 20 kV dağıtım şebekesinde.)



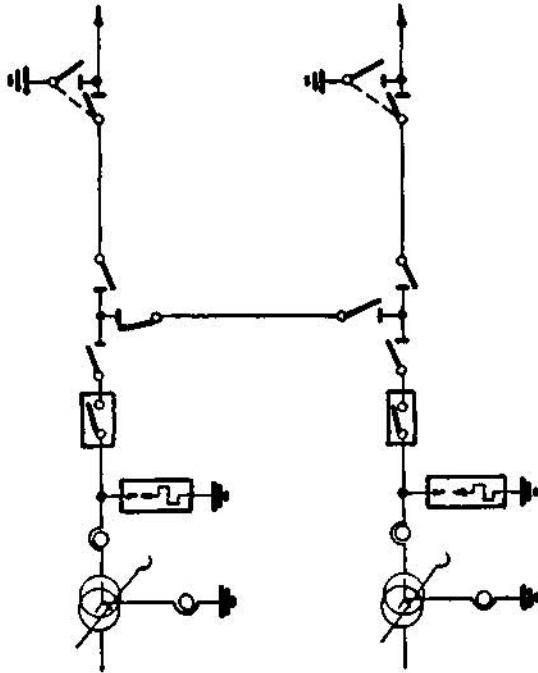
Şekil 4 : 1.5 kesicili düzeneklere aşamalı olarak geçiş olasılıkları



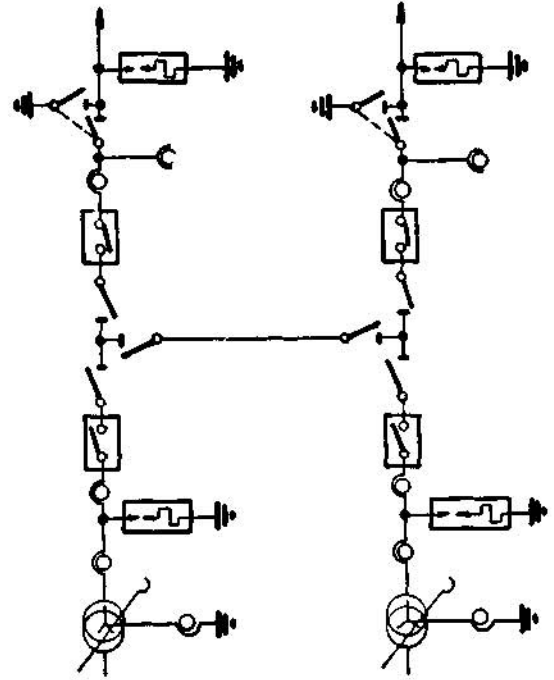
Hattın sonunda ya da T -bağlantıdaki trafo merkezi



Çift hatlı tek trafolu ya da çift T -bağlantıdaki trafo merkezi



Hattın sonunda iki trafolu ya da çift T -bağlantıdaki trafo merkezi



Baralı, iki trafolu, iki hatlı ve gelişmeye açık trafo merkezi

Şekil 5 : Basitleştirilmiş 120 kV'luk trafo merkezleri



400 kV'ta merkezlerde çok büyük ölçeklerde yük akışı olduğundan, trafoların ve iletim hatlarının kesici bakım ve arızaları nedeniyle devredışı kalmasını önlemek amacıyla her fider için 2 kesici kullanmak zorunluluğu bulunmaktadır.

Çift-Bara ve Bara Bağlayıcı Bara düzenine göre 1,5 kesicili bara düzeninin ve polygon bara düzeninin daha güvenilir olduğu saptanmıştır. Şekil 4'de gösterilen çeşitli polygon düzenlerinden 1,5 kesicili Bara düzeni yaygın olarak kullanılmaktadır. Şekilde, prensip şemasına ek olarak gerçek bara düzeni ve genişletme olasılıkları da bulunmaktadır.

Daha önce belirtildiği gibi, 120 kV'luk sistem süreç içerisinde ana dağıtım sistemine dönüşmüş, 120 kV'luk merkezlerin sayısını artırmış idi. Böylece bu merkezlerin yapım süre ve harcamalarının azaltılması zorunluluğu doğmuş idi. Bu merkezlerin aşamalı olarak genişletilme olasılığı da dikkate alınmalı idi. Şekil 5'de tek bir trafo fiderli merkez olarak tesis edilen daha sonraları 2 trafo fiderli, 2 hat fiderli merkez durumuna getirilen böyle bir merkez görülmektedir. Bu tür merkezler aynı düzende aynı saha üzerinde aşamalı olarak genişletilebilir.

60'lı yılların ortalarından sonra, tesis süresini kısaltmak amacıyla 120/20 kV trafo merkezlerinin 20 kV'luk kısmı harici tip yapıldı. Bu amaçla alüminyum muhafazalı salt merkezleri geliştirildi. Geliştirilen bu salt merkezi tek baralıdır. Sürekli akım taşıma kapasitesi 800 A, kısa devre gücü de 500 MVA'dır.

## 5. İŞLETME SORUNLARI

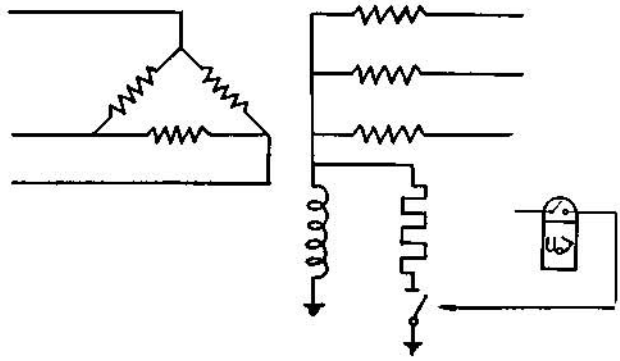
30'lardan beri Ulusal Elektrik Şebekesi ve 120 kV dağıtım şebekesi nötr noktası doğrudan topraklı olarak yapılmaktadır. Şebekenin işletmesi de buna göre yapılmaktadır. Uzun gecikme süreli tek faz kapama yöntemi, enerjinin sürekliliğini diğer 2 faz üzerinden sağlayarak, sistem stabilitesini bozmadan uygulanmaktadır. Uzun gecikme süresi nedeniyle (yaklaşık 2 saniye) kısa devre temizleme işlemi yüzdesi çok yüksek olmaktadır. (Tek faz kısa devrelerinde % 97 olmaktadır).

20 ve 35 kV'luk şebekelerde Rezonans Topraklama yöntemi uygulanmakta ve kısa devrelerde 3 faz tekrar kapama yapılmaktadır. Gecikme süresi şüphesiz daha kısadır. Ortalama değeri 0.4 saniyedir. Kısa devre temizleme yüzdesi % 70'dir.

Başarısız tekrar kapamadan 30 sn. ye sonra birkez daha otomatik tekrar kapama yapılmakta arızanın % 25'i daha böylece temizlenmektedir. Rezonans topraklaması nedeniyle faz-toprak arızası biçimindeki tek faz arızaları far-

kedilmeksizin temizlenmektedir. Temizlenmemiş faz-toprak arızaları sıklığı kısa-devre sıklığı ile yaklaşık olarak aynıdır. (25-30 Arıza/100 km/Sene) işletmedeki deneyimlerden, rezonans topraklaması ile sınırlandırılmamış faz toprak arızaları 2 kademeli gerilim kesim yöntemi ile temizlenebileceği anlaşılmıştır. Başarı olasılığı kısa-devrelerde de aynıdır. Birbiri ardına yapılan 2 gerilim kesimi, kısa-devre temizlemesinde kullanılan ve bu sıradaki kısa-devre akımı değeri kendisini çalıştırabilen tek bir aygıttan yapılmaktadır.

Bu kısa-evre akım değeri, faz-toprak arızası oluşumundan 2-3 sn. sonra rezonans bobinine paralel ve geçici olarak bağlanarak sağlanabilir (Şekil 6).



Şekil 6 : Rezonant topraklama bobinine paralel olarak direnç bağlama yöntemi.

İki kademeli tekrar kapama sistemine ek olarak, 2 taraftan beslenebilen müşteri fiderlerinde "Otomatik Açma" yapılabilmektedir. İlk tekrar kapamanın başarısı % 70'dir. Başarılı tekrar kapama işlemi durumunda "Otomatik Açma" yaptırmamak için, otomatik açtırma yaptırmadan 1 sn. den fazla beklemek zorunluluğu vardır.

## (> SONUÇLAR

Macaristan'da olduğu gibi elektrik iletim ve dağıtım şebekesi işletmesindeki işletme deneyimleri esas alınarak genel sonuçlara gidilebilir.

Elektrik enerjisi istemi sürekli olarak büyüyen bir sistemde, yeni gerilim seviyelerinin saptanması, mevcut olanlarının işlevleri ve önemleri çözümlenmesi gereken sorunlardır. Bu tür sorunların çözümü önemli ölçüde yatırımı gerektirmektedir. Sonuçta şebekenin gelişimi ve işletme yöntemleri çok önem kazanmaktadır.

Gerek teknik, gerekse ekonomik açılardan en uygun seçenekler, güvenilir bir enerji sağlanmasını sürekli gündemde tutarak ucuz maliyetli trafo merkezleri ve iletim hatları tesis etmenin koşullarını aramakla, bu doğrultuda yoğun çaba harcamakla saptanabilir.