



Primer elektrik dağıtım şebekelerinin uzun dönem kapasite artış yatırımlarının planlama ölçütlerine dayalı dinamik optimizasyonu

Osman Bülent Tör^{1*}, Mahmut Erkut Cebeci¹, Mehmet Koç¹, Ali Neziğ Güven²

¹EPRA Elektrik Enerji, Hacettepe Teknokent, Hacettepe, Beytepe, Ankara, 06800, Türkiye

²Orta Doğu Teknik Üniversitesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü, Ankara, Türkiye

Ö N E Ç İ K A N L A R

- Orta gerilim eşdeğer primer şebeke modeli için algoritma geliştirme
- Planlama ölçütleri tanımlama
- Dinamik yatırım optimizasyon problemini karma tamsayı programlama tekniği (KTSP) ile çözme

Makale Bilgileri

Geliş: 18.10.2016

Kabul: 19.01.2017

DOI:

10.17341/gazimmfd.406795

Anahtar Kelimeler:

Dinamik yatırım optimizasyonu, elektrik dağıtım şebekeleri, karma tamsayı programlama, planlama ölçütleri

ÖZET

Bu çalışmada, kapasite artışa dayalı uzun dönem orta gerilim (OG) primer elektrik dağıtım şebekesi yatırımlarının dinamik optimizasyonuna yönelik geliştirilen yöntem, optimizasyon algoritmaları ve yatırım optimizasyonunda göz önüne alınan ölçütler açıklanmıştır. Çalışma kapsamında ilk olarak dallı-budaklı OG elektrik şebekelerini eşdeğer primer şebekeye indirgeyen bir algoritma geliştirilmiştir. Böylece, primer şebekede kapasite artışına dayalı yatırım alternatiflerinin daha etkin belirlenmesi ve değerlendirilmesi hedeflenmiştir. Daha sonra, eşdeğer OG primer şebeke modelinin ve alternatif şebeke yatırımlarının girdi olarak kullanıldığı karma tamsayı programlama tekniği (KTSP) ile bir dinamik optimizasyon algoritması geliştirilmiştir. Alternatif yatırımlar içerisindeki teknik ve ekonomik açılardan en uygun yatırımları, planlama dönemi boyunca (örneğin bir sonraki 10 yıl) dinamik olarak belirleyen bu optimizasyon algoritmasının sonuçlarının değerlendirilmesine yönelik bazı planlama ölçütleri geliştirilmiştir. Böylece yatırım alternatiflerinin rasyonelliğinin değerlendirilebilmesi amaçlanmıştır. Yatırım alternatiflerinin teknik kısıtlara etkileri DiGSILENT PowerFactory (PF) şebeke analiz yazılımı ile analiz edilmiştir. Geliştirilen algoritmalar ve ölçütler Akdeniz Elektrik Dağıtım Şebekesinde (EDAŞ) belirlenen pilot bölgelerde başarılı bir şekilde test edilmiştir.

Dynamic optimization of long term primary electric distribution network investments based on planning metrics

H I G H L I G H T S

- Develop an algorithm to calculate representative medium voltage primary network model
- Definition of planning metrics
- Solution of dynamic investment planning problem with mixed integer programming (MIP) technique

Article Info

Received: 18.10.2016

Accepted: 19.01.2017

DOI:

10.17341/gazimmfd.406795

Keywords:

Dynamic investment optimization, electric distribution grids, mixed integer programming, planning metrics

ABSTRACT

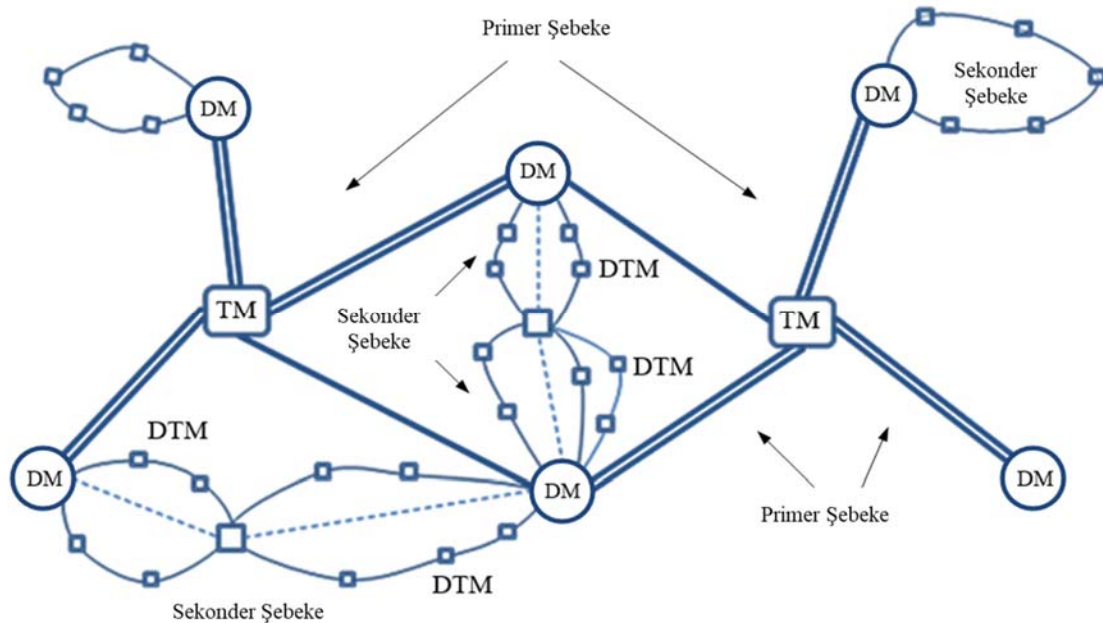
This paper presents methodologies of dynamic planning algorithms which are developed for optimizing long-term primary electric distribution network investments taking into account some planning metrics. First, an algorithm which calculates a representative primary network model of distribution grids whose primary and secondary networks are intricate is developed. It is aimed to facilitate assessment of primary distribution network investment requirements and thereby defining grid investment candidates effectively by this reduced network representation. Then, a planning algorithm, which considers the representative network model and candidate investments as inputs, is developed based on a mixed integer programming (MIP) technique. Some planning metrics are defined in order to assess optimum investment solutions technically and economically, which are determined by this planning algorithm among the candidate investments along the planning horizon (e.g., 10 year). It is aimed to assess rationality of the investments through these planning metrics. DiGSILENT PowerFactory (PF) software is utilized in technical analysis to assess impacts of candidate grid investments on technical constraints. The algorithms and planning metrics developed in the study are tested satisfactorily on pilot regions of Akdeniz Electric Distribution Company in Turkey.

*Sorumlu Yazar/Corresponding Author: osman.tor@epra.com.tr / Tel: +90 312 299 2527

1. GİRİŞ (INTRODUCTION)

Elektrik dağıtım şirketleri talep artışına dayalı kapasite artış yatırımlarını teknik ve ekonomik açılardan optimize etmekle yükümlüdür [1]. Optimum şebeke yatırımların belirlenmesinde göz önünde bulundurulması gereken teknik parametrelerden biri yük noktalarındaki gerilim düşümleridir. Yük noktalarındaki gerilim düşümleri yönetmeliklerle belirlenen sınırların (örneğin Türkiye’de $\pm\%10$) dışına çıktığı zaman, müşteride meydana gelebilecek cihaz hasarlarından ötürü dağıtım şirketleri ceza ödemek durumunda kalabilmektedir. Diğer bir husus hat ve trafo kapasiteleridir. Özellikle puant yüklenme saatlerinde hatlarda ve transformatörlerde yaşanabilen aşırı yüklenmeler arızalara veya ekipmanların ömrünün azalmasına neden olabilmektedir. Yatırımlara karar verilirken fayda/maliyet oranı görece daha yüksek olan yatırım alternatiflerine öncelik verilmelidir. Dolayısıyla, elektrik dağıtım şebekesi planlama çalışmalarında en önemli husus, teknik kısıtlar göz önünde bulundurularak kurulum ve işletme maliyeti en az olan yatırımların belirlenmesidir [2]. Literatürde ENH’lerin en uygun güzergâhının tespiti için birçok çalışma yapılmıştır [3]. Planlama dönemi (örneğin bir sonraki 10 yıl) boyunca primer şebeke yatırım alternatiflerinin şebeke kısıtlarına etkileri dinamik yük akış analizleri ile incelenebilir. Fakat, kısıtlara teknik açıdan çözüm getiren yatırımlar içerisinde yatırım ve işletme maliyetleri açısından en ekonomik olanların dinamik şekilde seçilmesi bir karma tamsayı programlama problemidir (KTSP). Planlama dönemi boyunca yatırım alternatifleri için yatırım kararı alınıp alınmayacağı ve yatırım kararı alınacak olan alternatiflerin hangi yıl devreye gireceğine karar vermede

KTSP tekniği oldukça kullanılan bir yöntemdir [4, 5]. Literatürde optimum OG şebeke yatırımlarının belirlenmesine yönelik geliştirilen KTSP planlama algoritmalarına yönelik birçok çalışma bulunmaktadır. [6, 7]. Literatürde primer ve sekonder şebekelerin planlamalarının birlikte ele alındığı çalışmalar olmakla birlikte [8, 9], birçok çalışmada dikkat çeken önemli bir husus, OG dağıtım sisteminin ana omurgasını oluşturan primer şebekenin sekonder şebekeden net bir şekilde ayrılmış olmasıdır [10, 11]. Bu yaklaşımı kullanan primer şebeke modeli Şekil 1’de gösterilmiştir. Örnekte de görüldüğü gibi, primer şebekeyi oluşturan enerji nakil hatlarının (ENH) hiçbiri doğrudan dağıtım transformatörlerini beslememektedir ve dağıtım transformatörleri sadece sekonder şebeke OG fiderleri ile beslenmektedir. Böyle bir hiyerarşik yapının sistem işletmesinde sağladığı birçok yarar bulunmakla birlikte [12], dünya genelinde primer ve sekonder şebekelerin bu örnekteki gibi açıkça birbirinden ayrılmadığı birçok dallı-budaklı dağıtım şebeke örnekleri vardır [13]. Primer ve sekonder şebekenin içiçe girdiği dallı-budaklı şebekelerin planlamasına yönelik KTSP optimizasyon algoritmalarının uygulanması; en doğru yatırım alternatiflerinin belirlenmesi, kıyaslanabilmesi ve şebeke modelinin büyümesi dolayısıyla KTSP algoritma çalışma süresinin artması gibi zorluklara neden olmaktadır [14, 15]. Bu nedenle, çalışma kapsamında ilk olarak dallı-budaklı OG elektrik şebekelerini eşdeğer primer şebekeye indirgeyen bir algoritma geliştirilmiştir. Eşdeğer primer şebeke oluşturulurken, sekonder şebekenin uç noktalarında yaşanan aşırı gerilim düşümü problemleri eşdeğer primer şebekede tanımlanan temsili yük noktalarına yansıtılmış olup, detaylar bir sonraki bölümde açıklanmıştır. Kapasite artışına dayalı şebeke yatırımlarının belirlenmesi



Şekil 1. Primer ve sekonder şebekenin net bir biçimde ayrıldığı bir şebeke örneği
(An example of a distribution grid which primary and secondary networks are separated clearly)

için öncelikle planlama dönemi boyunca, şebeke merkezleri (TM, DM, İM, KÖK) bazında talep projeksiyon çalışması gerekmektedir [16]. Bu kapsamda genellikle tercih edilen yöntem, ilk önce ekonometrik analizler ile ülke bazında toplam talep projeksiyonları gerçekleştirmek ve bu toplam talebi tümdengelim yöntemi ile bölgelere indirgemektir [1, 16]. Gerilim düşümü ve aşırı yüklenme kısıtlarının analizi için şebeke puant yüklenme saatindeki talep (MW) projeksiyonları yeterlidir. Fakat yatırım alternatiflerinin şebekedeki teknik kayıplara etkilerinin analizi için planlama dönemi boyunca saatlik bazda talep projeksiyonu yapmak gerekir. Bununla birlikte, puant ve yıllık ortalama yüklenme verileri kullanılarak yıllık bazda teknik kayıplar yaklaşık olarak hesaplanabilir [18]. Bu çalışmada böyle bir yaklaşım ile alternatif yatırımların yıllık bazda teknik kayıplara etkisi hesaplanmış ve alternatif yatırımların teknik-ekonomik açılarından değerlendirilmesinde ve kıyaslanmasında göz önüne alınmıştır. Gerilim düşümü ve teknik kayıp hesaplamaları için gerekli yük akış analizleri DİG SILENT PF şebeke analiz yazılımı ile gerçekleştirilmiştir [19]. Çalışma kapsamında geliştirilen algoritmaların ve ölçütlerin gerçek bir elektrik dağıtım şebekesinde uygulanması suretiyle test edilmesi için, Akdeniz EDAŞ şebekesinde kırsal ve metropol olmak üzere iki farklı karakteristikte pilot bölge seçilmiştir. Akdeniz EDAŞ; Antalya, Isparta ve Burdur illerini kapsayan 37.333 km² lik alanda 1.941.204 adet müşterisine elektrik dağıtım hizmeti vermektedir. Bölge genelinde 30 adet TEİAŞ TM'den beslenen AEDAŞ'ın toplam kurulu gücü 7.090 MVA'dır [20]. AEDAŞ dağıtım sorumluluk bölgesi Şekil 2'de harita üzerinde gösterilmiştir.

2. TEORİK YÖNTEM (THEORETICAL METHOD)

Bu bölümde, sırasıyla, çalışma sırasında geliştirilmiş olan eşdeğer primer şebeke oluşturma algoritması, KTSP tekniğine dayalı geliştirilen yatırım optimizasyon algoritması ve bu algoritma ile elde edilen yatırımların değerlendirilmesine yönelik geliştirilen planlama ölçütleri açıklanmıştır. Çalışmada geliştirilen yöntemle ait genel akış şeması Şekil 3'te verilmiştir. Şemada da gösterildiği gibi, ilk önce planlama yapılacak bölgenin fider bazlı şebeke

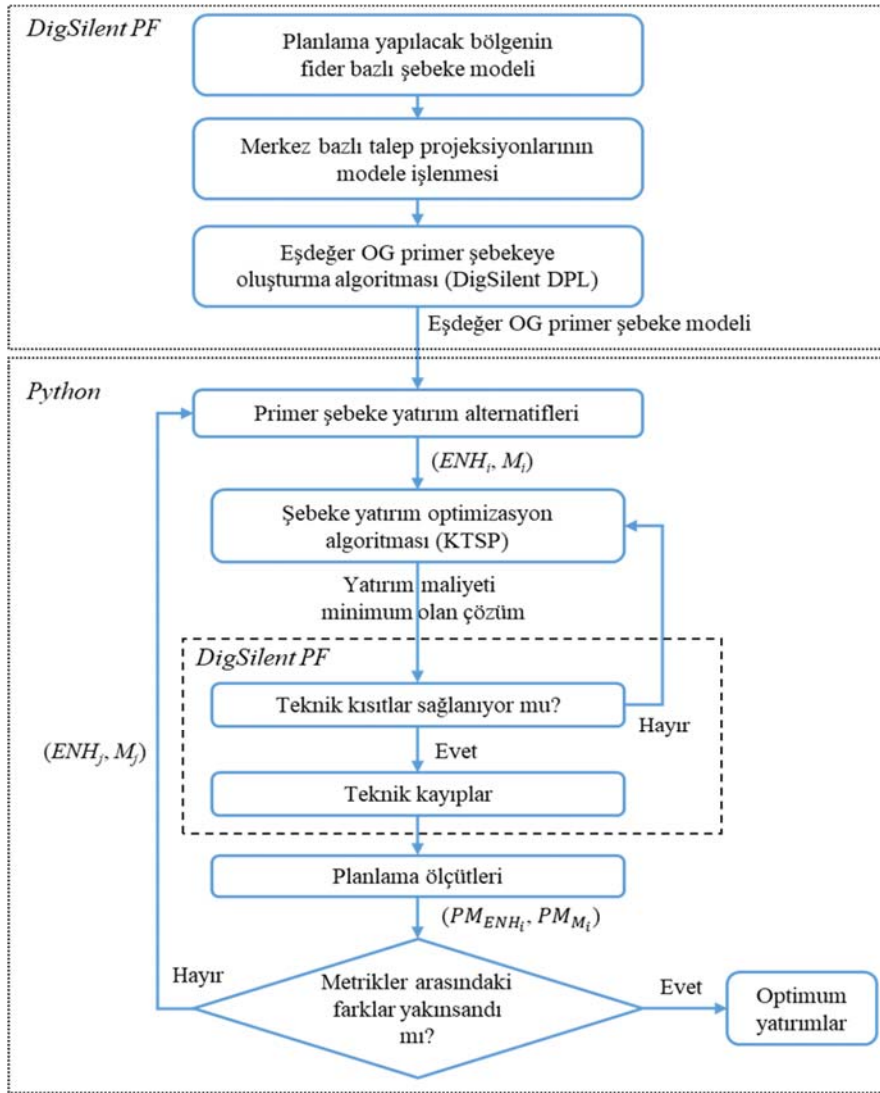
modelinin oluşturulması gerekmektedir. Merkez bazlı talep projeksiyonlarının modele işlenmesinin ardından OG eşdeğer primer şebeke modelini otomatik bir biçimde oluşturan algoritma çalıştırılmaktadır. Bu algoritma DİG SILENT PF yazılımının DPL programlama dilinde geliştirilmiş olup algoritmanın detayları 2.1. Bölümde açıklanmıştır. Planlama aşamasında ilk önce OG primer şebeke yatırım alternatifleri belirlenmekte ve eşdeğer primer şebeke modeli üzerine işlenmektedir. Ardından, KTSP tekniğine dayalı Python programlama dilinde geliştirilmiş olan planlama optimizasyon algoritması çalıştırılarak, teknik-ekonomik yönden en uygun yatırımlar dinamik bir biçimde hesaplanmaktadır. Bu aşamada ilk önce, yatırım maliyeti en düşük olan çözümden başlamak suretiyle teknik kısıtları sağlamayan çözümler elenmektedir. Teknik kısıtları sağlayan çözümler için planlama dönemi boyunca teknik kayıp analizleri gerçekleştirilmekte ve yatırım maliyeti ile teknik kayıp toplam maliyeti hesaplanmaktadır. Son olarak, bu çalışmada önerilen planlama ölçütleri baz alınarak, toplam maliyeti minimum olan çözüm içerisinde yer alan şebeke yatırım unsurları değerlendirilmektedir. Planlamanın ilk aşamasında göz önüne alınmamış fakat teknik-ekonomik açıdan önemli olan yatırım alternatifleri varsa bu planlama ölçütleri sayesinde tespit edilmektedir. Bu alternatif yatırımlar da probleme dahil edilerek planlama algoritması tekrar çalıştırılmaktadır. Bu süreç, optimum yatırım içerisindeki yatırım unsurlarının planlama ölçütleri arasındaki farklar bir noktada birleşinceye kadar devam etmektedir. Planlama algoritmasına ait detaylar 2.2. Bölümde açıklanmıştır.

2.1. Eşdeğer Primer Şebeke Oluşturma Algoritması (Representative Primary Network Algorithm)

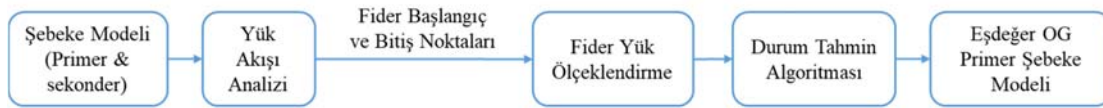
Eşdeğer primer şebeke oluşturmak için geliştirilen algoritmanın akış şeması Şekil 4'te verilmiştir. Bu algoritma DİG SILENT PF yazılımının DPL programlama dilinde geliştirilmiştir [19]. Algoritma ilk olarak puant yüklenme saatinde gerçekleştirilen yük akış analizleri ile şebekedeki her bir fiderin başlangıç ve bitiş noktalarını tespit etmektedir. Fiderlerin bitiş merkezleri bir sonraki fiderlerin başlangıç



Şekil 1. AEDAŞ dağıtım bölgesi (AEDAŞ distribution region)



Şekil 2. Geliştirilen yönteme ait genel akış şeması (Flowchart of developed method)



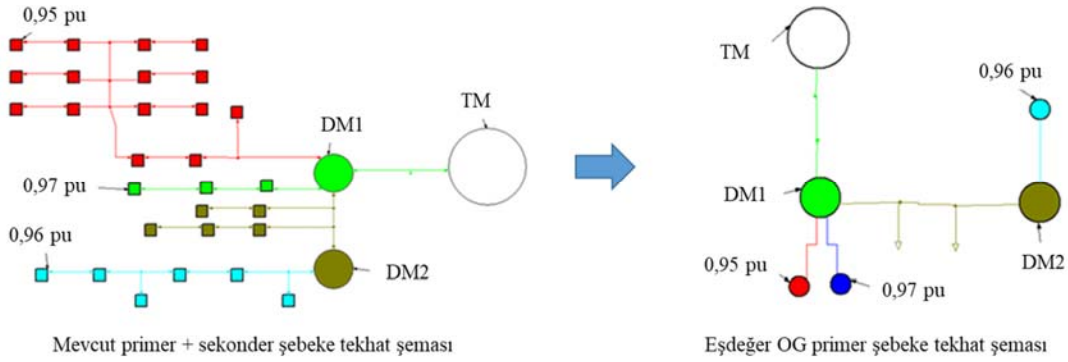
Şekil 3. Eşdeğer primer şebeke oluşturmak için geliştirilen algoritmanın akış şeması (Flowchart of the algorithm that generates equivalent primer network)

merkezleri olarak, fiderlerin sonunda gerilim düşümü en fazla olan merkez ise fider bitiş merkezi olarak tanımlanmaktadır.

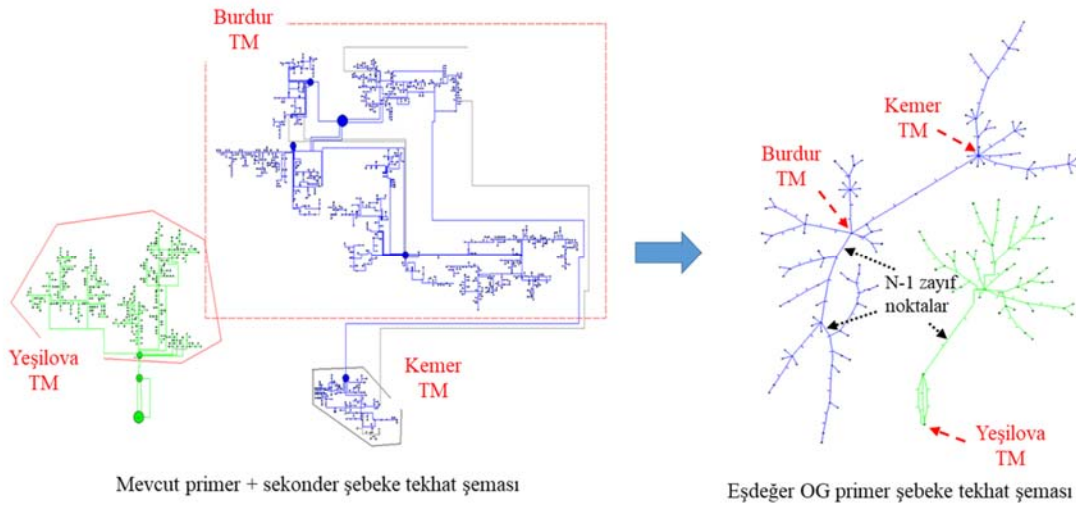
Eşdeğer şebeke modelindeki tüm branşman noktaları temsili yük merkezleri ile modellenmiştir. Fider toplam aktif yükü temsili yük merkezlerine dağıtılırken fider yük ölçeklendirme yöntemi uygulanmıştır. Yani, fider toplam yükü fider üzerindeki transformatörlerin kapasiteleri oranında dağıtılmıştır. Bu yöntem uzun dönem planlama çalışmalarında sıklıkla kullanılan bir yöntemdir [16]. Eşdeğer yük merkezlerinin reaktif yükleri ise durum tahmin tekniği ile hesaplanmıştır [21, 22]. Bu çalışmada durum

tahmin tekniği, gerçek modelde puant yüklenme saatinde fider sonlarında gözlenen gerilim düşümü miktarının eşdeğer yüklenme noktalarında da aynı şekilde hesaplanması için kullanılmıştır. Şekil 5'te bir örnek gösterilmiştir.

Akdeniz EDAŞ sınırları içerisindeki Burdur Kırsal Bölgesinin mevcut ve eşdeğer şebeke modelleri örnek olarak Şekil 6'da gösterilmiştir. Bu örnekte, eşdeğer primer şebeke modelinin aynı zamanda şebekedeki özellikle n-1 güvenilirlik [13] açısından zayıf noktalar ile ilgili önemli göstergeler verdiği anlaşılmaktadır [23]. Şekil 6'daki eşdeğer şebeke modelinde göze çarpan n-1 zayıf noktalar işaretlenmiştir.



Şekil 4. Eşdeğer yüklenme noktalarında ve gerçek şebeke modelindeki fider sonlarında görülen gerilim düşümleri (Voltage drops at equivalent load nodes of the representative model and real model)



Şekil 6. Akdeniz EDAŞ sınırları içerisindeki Yeşilova, Burdur ve Kemer TM'den beslenen bölgenin mevcut ve eşdeğer şebeke modelleri ve n-1 zayıf noktalar (Existent and equivalent network models of Yeşilova and Burdur Substation supply regions at AEDAŞ and weak points in terms of n-1 reliability)

2.2. Karma Tamsayı Programlama Tekniğine (KTSP) Dayalı Yatırım Optimizasyon Algoritması (Investment Optimization Algorithm based on Mixed Integer Programming (MIP))

KTSP tekniğine dayalı yatırım optimizasyon algoritması temel olarak, yatırım alternatiflerinin yatırım planlama dönemi T içerisindeki farklı yatırım kombinasyonlarını oluşturmakta, teknik kısıtları sağlamayan yatırım kombinasyonlarını elemekte ve son olarak teknik kısıtları sağlayan ve toplam maliyeti en düşük olan yatırım kombinasyonunu seçmektedir. Göz önüne alınan teknik kısıtlar; aşırı gerilim düşümü ve yükselmesi, aşırı yüklenme ve n-1 kısıtlılıktır. Yatırım alternatiflerinin göz önüne alınan maliyet unsurları; yatırım maliyeti ve teknik kayıp maliyetidir (Eş. 1). Teknik kısıtları sağlamayan yatırım kombinasyonları Eş. 2-Eş. 4 ile elenmektedir.

$$\min \left(\sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^N YM_i * (X_{i,t} - X_{i,(t-1)}) + TK_t \right\} \right) \quad (1)$$

$$X_{i,t} \geq X_{i,(t-1)} \quad (2)$$

$$f_{m,n} \leq f_{m,n}^{\max} \quad (3)$$

$$V_{\min} \leq |V_{j,t}| \leq V_{\max} \quad (4)$$

$$X_{i,t} \in [1,0] \quad (5)$$

Genel akış şemasında ve Eş. 1- Eş. 5'te gösterildiği üzere, her bir iterasyonda teknik kısıtları sağlamayan yatırım alternatifleri elenmekte, teknik kısıtları sağlayan yatırım sonuçları için ise şebeke teknik kayıpları hesaplanmaktadır. Teknik kısıtlar ve şebeke teknik kayıpları DİGSILENT PF yazılımı üzerinden alternatif akım yük akış analizleri ile gerçekleştirilmektedir.

Şekil 3'te de gösterildiği gibi planlama optimizasyon algoritması Python açık kaynak programlama dilinde geliştirilmiştir. Şebeke teknik kayıplarının toplam maliyeti, teknik kayıp miktarının (MWh) dağıtım şirketinin enerji tedarigi için ödediği birim bedel ile çarpımından elde edilmektedir.

2.3. Planlama Ölçütleri (Planning Metrics)

Aynı tipteki yatırım alternatifleri birbirlerine göre Yatırım Maliyeti/Fayda oranı ile kıyaslanabilir (bu oranın en düşük

olduğu yatırım alternatifi diğerlerine göre daha iyidir prensibi ile). Planlama problemi içerisinde ENH ve dağıtım merkezi gibi iki farklı ana yatırım unsuru bulunmaktadır. KTSP tekniğine dayalı optimizasyon algoritması ile elde edilen farklı yatırım unsurlarının kıyaslanabilmesi için, Eşdeğer Yatırım Maliyeti(EYM)/Eşdeğer Fayda(EF) oranı planlama ölçütü olarak kullanılmıştır. Bu amaçla aşağıda açıklanan varsayımlarda bulunulmuştur. 36 kV Pigeon (3/0 AWG) OG hattın 1 km'lik toplam maliyeti baz maliyet (1 birim) olarak varsayılmıştır. Farklı tipteki ENH'lerin toplam yatırım maliyetleri ile 36 kV Pigeon (3/0 AWG) OG hattın km başına yatırım maliyetleri arasındaki oranlar ENH'lerin eşdeğer maliyet katsayılarına karşılık gelmekte olup (Eş. 6, Eş. 7) varsayılan değerler Tablo 1'de gösterilmiştir. Birim fiyatların farklı bölgelerde/ülkelerde ve farklı dönemlerde farklılıklar gösterebileceği unutulmamalıdır.

$$EMK_{ENH_i} = \frac{YM_{ENH_i}}{YM_{1km}^{3/0 AWG}} \quad (6)$$

$$YM_{ENH_i} = L_{ENH_i} * YM_{1km}^{ENH_i} \quad (7)$$

TM, DM, KÖK gibi merkezlerin (M_i) toplam yatırım maliyetleri ile 36 kV Pigeon (3/0 AWG) OG hattın 1 km'lik toplam maliyeti arasındaki oran ise merkezlerin EMK'larına karşılık gelmektedir (Eş. 8). Böylece, tüm OG şebeke yatırım unsurlarının yatırım maliyetleri aynı baza (36 kV Pigeon (3/0 AWG) OG hattın 1 km'lik toplam maliyeti) indirgenmiştir.

$$EMK_{M_i} = \frac{YM_{M_i}}{YM_{1km}^{3/0 AWG}} \quad (8)$$

Yatırım unsurlarının eşdeğer faydaları için ise, planlama dönemi sonunda puant yüklenme saatinde yatırım unsurları üzerinden geçen yük miktarı (MWh) doğrudan göz önüne alınmıştır (Eş. 9). Yani, planlama dönemi sonunda üzerine en fazla yük alan yatırım alternatifinin en yüksek eşdeğer faydaya sahip olduğu varsayılmıştır.

$$EF_i = P_{i,T} \quad (9)$$

Primer şebeke yatırım alternatifleri için göz önüne alınan planlama ölçütlerine ait formüller yatırım alternatifleri için sırasıyla Eş. 10 ve Eş. 11'de gösterilmiştir. Planlama ölçütlerinin ne şekilde kullanıldığına yönelik örnekler bir sonraki bölümde açıklanmıştır.

$$PM_{ENH_i} = \frac{EMK_{ENH_i}}{EF_i} \quad (10)$$

$$PM_{M_i} = \frac{EMK_{M_i}}{EF_i} \quad (11)$$

3. SONUÇLAR VE TARTIŞMALAR (RESULTS AND DISCUSSIONS)

Bir önceki bölümde detayları açıklanan algoritmaların ve ölçütlerin gerçek bir elektrik dağıtım şebekesinde uygulanması suretiyle test edilmesi için, Akdeniz EDAŞ şebekesinde iki farklı karakteristikte pilot bölge seçilmiştir. Bu bölgeler; gerilim düşümü problemi yaşanan ve dolayısıyla yatırım ihtiyacı bulunan Burdur Kırsal Şebekesi ve iki farklı TM'den çıkan ve toplam fider uzunlukları 20 km'yi geçen ENH'ler ile beslenen Isparta Şehir Merkezidir. Pilot bölgeler bazında elde edilen bulgular aşağıdaki bölümlerde sırasıyla açıklanmıştır.

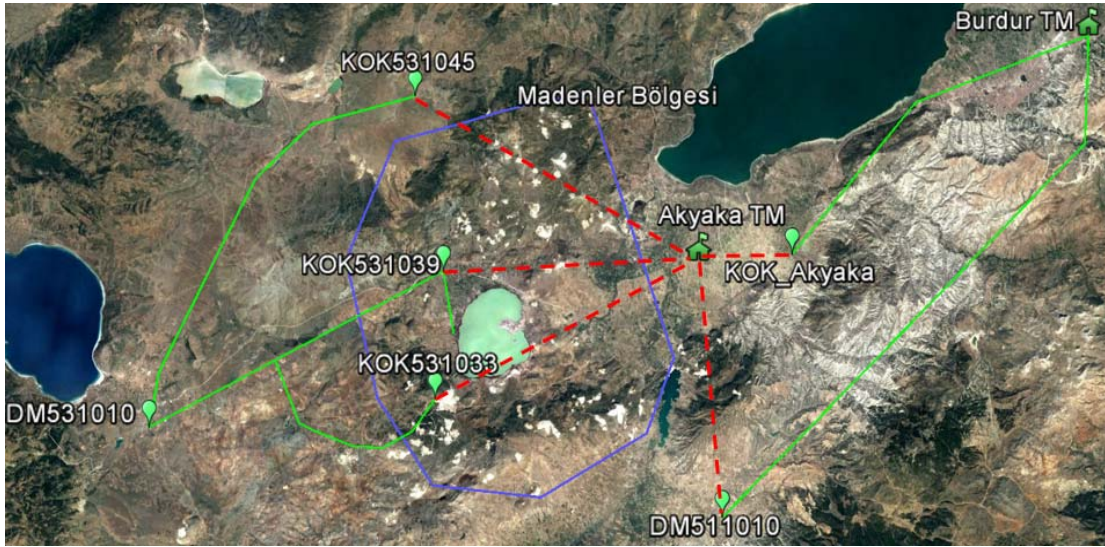
3.1. Burdur Kırsal Dağıtım Şebekesi (Burdur Rural Distribution Network)

Burdur kırsal şebekede yer alan maden sahalarında son yıllarda aşırı gerilim düşümü problemleri yaşanmaktadır. Bu problemin çözümü için gerekli primer şebeke yatırım alternatifleri arasında bölgeye yeni bir TM yapılması da yer almaktadır. Bu çalışmada geliştirilen algoritmalar ile bölgeye yeni bir TM veya DM merkez yatırımı ile, bu yeni merkezin şebekeye bağlantılarını içeren yatırım alternatifleri değerlendirilmiştir (Şekil 7).

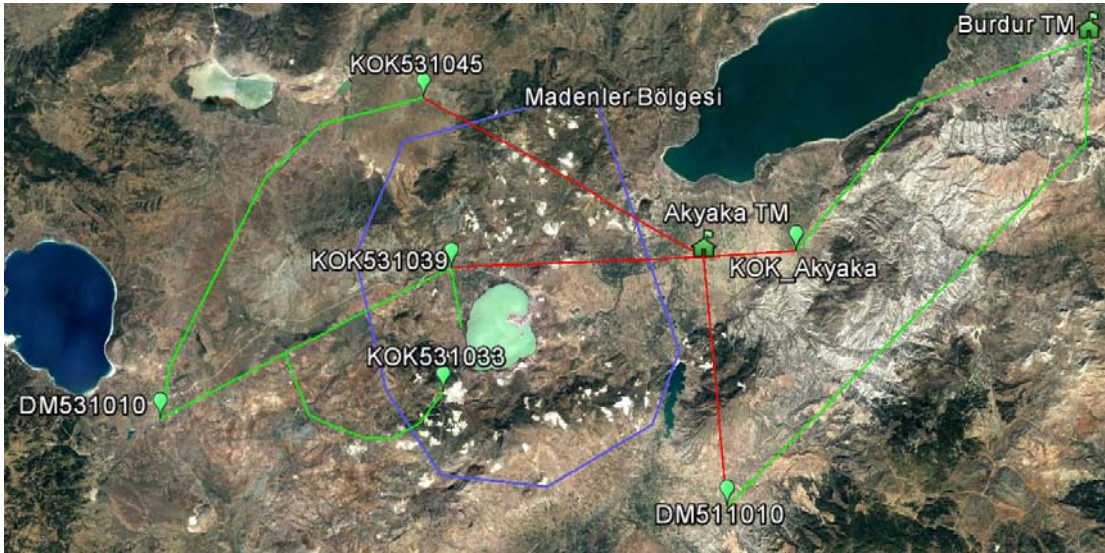
Yatırım alternatiflerinin yatırım maliyetleri, EMK değerleri, planlama ölçüt değerleri ve planlama algoritması sonuçları Tablo 2 ve Şekil 8'de gösterilmiştir. Tablo 2'ye bakıldığında, TM Akkaya-KOK_531045 adlı ENH yatırım alternatifinin PM'sinin diğer yatırım alternatiflerinin PM'lerine nazaran oldukça yüksek olduğu görülmektedir. PM'si yüksek olan yatırım alternatifi tekrar gözden geçirildiğinde, EYM/EF oranı daha düşük olan başka yatırım alternatiflerinin (varsa) değerlendirilmesi gerektiği anlaşılmaktadır. Nitekim, KOK_531039-KOK_531045 ENH yatırım alternatiflerine dahil edilip, planlama optimizasyon algoritması tekrar çalıştırıldığında, TM Akkaya-KOK_531045 ENH yerine KOK_531039-KOK_531045 ENH'nin optimum yatırım sonuçlarında yer aldığı görülmüştür (Tablo 3).

Tablo 1. Yatırım unsurlarının birim maliyetleri (2016 yılı) (Unit investment costs (2016))

Yatırım Tipi	Tek Devre Yatırım Maliyeti	Çift Devre Yatırım Maliyeti
36kV Swallow (3 AWG)	76.000 ₺/km	121.600 ₺/km
36kV Raven (1/0 AWG)	77.000 ₺/km	123.200 ₺/km
36kV Pigeon (3/0 AWG)	95.000 ₺/km	152.000 ₺/km
36kV Partridge (266 MCM)	133.000 ₺/km	212.800 ₺/km
36kV Hawk (477 MCM)	140.000 ₺/km	224.000 ₺/km
DM Tesisi (36kV 12 hücreli)		300.000 ₺/merkez
TM Tesisi (2*25 MVA 154kV/31,5kV merkez)		6.000.000 ₺/merkez
154 kV 1272 MCM	156.250 ₺/km	250.000 ₺/km



Şekil 5. Burdur kırsal bölgesi ana OG fiderler (yeşil çizgiler) ve ilk göz önüne alınan yatırım alternatifleri (kırmızı kesikli çizgiler) (Burdur rural area main MV feeders (green lines) and investment alternatives at the beginning (red dashes lines))



Şekil 6. İlk iterasyon sonrası optimum yatırımlar (Optimal investments after first iteration)

KOK_531039-KOK_531045 ENH yatırım alternatifi planlamacının gözünden kaçmış olduğu için ilk başta göz önüne alınmamış olabilir. Diğer yandan, ilk başta tüm yatırım alternatiflerinin planlama problemine dahil edilmesi problemi karmaşık hale getirebilir. Ayrıca, ilk başta göz önüne alınmış olan yatırım alternatiflerinin bu çalışmada önerilen planlama ölçütleri kullanılarak, hem ilk başta göz önüne alınmış olan yatırım alternatiflerinin etkinliğinin değerlendirilmesi ve kıyaslanması, hem de ilave yatırım alternatiflerinin daha etkin belirlenmesi sağlanmıştır.

3.2. Isparta Şehir Merkezi Dağıtım Şebekesi (Isparta City Center Distribution Network)

Isparta şehir merkezi Isparta Çimento TM ve Kuleönü TM adlı iki TM'den çıkan ve toplam fider uzunlukları 20 km'yi geçen ENH'ler ile beslenmektedir. Isparta şehir merkezi için

gerçekleştirilen talep tahmin analizlerinin sonuçları şehrin güneye doğru genişleyeceğine işaret etmektedir. Dolayısıyla, şehrin güney bölgelerinde önümüzdeki yıllarda şebeke yatırımlarına ihtiyaç vardır. Geliştirilen yöntem ve optimizasyon algoritmasını test etmek üzere belirlenen şebeke yatırım alternatifleri Şekil 10'da ve Tablo 4'te gösterilmiştir. Yatırım optimizasyon algoritması ile elde edilen sonuçlar Tablo 5 ve Şekil 11'de verilmiştir. Optimum yatırım çözümü Isparta'nın güneydoğusuna yeni bir DM yapılmasını ve bu DM'nin mevcut Kuleönü TM ile çift devre ENH üzerinden bağlantısını içermektedir. Ayrıca, bu yeni DM'nin şebekede mevcut bir adet DM ve İM ile bağlantısı gerekmektedir. Son olarak, Isparta TM'den çıkan ve şehir merkezini besleyen ENH'nin IM05000_320500-IM10000_320100 arasında kalan kısmının güçlendirilmesi gerekmektedir. Optimum çözümdeki yatırım unsurlarının planlama ölçüt değerleri birbirine yakın olduğu için, ilave

Tablo 2. Yatırım alternatifleri ve ilk iterasyon sonrası optimum sonuçlar
(Investment alternatives and optimum solution after first iteration)

Yatırım Alternatifi	YMi	EMKi	P _{i,T}	PM	X _i
TM_Akyaka-KOK_Akyaka	140.000₺	1,47	6,182	0,238	1
TM_Akkaya-DM_511010	2.240.000₺	23,58	5,237	4,502	1
TM_Akkaya-KOK_531045	3.220.000₺	33,89	1,292	26,244	1
TM_Akkaya-KOK_531033	3.080.000₺	32,42	-	-	0
TM_Akkaya-KOK_531039	2.800.000₺	29,47	4,011	7,347	1
TM_Akyaka (154 kV 1272 MCM bağlantılar ile birlikte)	13.500.000₺	142,11	16,722	9,848	1

Tablo 3. İkinci iterasyon sonrası sonuçlar (Optimum results after second iteration)

Yatırım Alternatifi	YMi	EMKi	P _{i,T}	PM	X _i
TM_Akyaka-KOK_Akyaka	140.000 ₺	1,47	6,151	0,240	1
TM_Akkaya-DM_511010	2.240.000 ₺	23,58	5,149	4,579	1
TM_Akkaya-KOK_531045	3.220.000 ₺	33,89	-	-	0
TM_Akkaya-KOK_531033	3.080.000 ₺	32,42	-	-	0
KOK_531039-KOK_531045 ENH	1.140.000 ₺	12,00	1,751	6,852	1
TM_Akkaya-KOK_531039	2.800.000 ₺	29,47	5,824	5,061	1

Tablo 4. Yatırım alternatifleri (Investment alternatives)

OG yatırım alternatifi	YMi	EMKi
Güneydoğu TM-IM100000-320200	746.200 ₺	7,85
Güneydoğu TM-IM050000-320300	646.800 ₺	6,81
Güneydoğu TM	8.500.000 ₺	89,47
IM15000_320400-DTM322086	281.200 ₺	2,96
IM05000_320500-IM10000_320100	85.500 ₺	0,90
IM05000_320300-DM321080	161.500 ₺	1,70
DM321080-KOK321033	456.000 ₺	4,80
TM_Kuleönü-Güneydoğu DM	1.400.000 ₺	14,74
Güneydoğu DM-DM321070	630.000 ₺	6,63
Güneydoğu DM-IM05000_320300	646.800 ₺	6,81
Güneydoğu DM	300.000 ₺	3,16

Tablo 5. Optimum yatırımlar (Optimal investments)

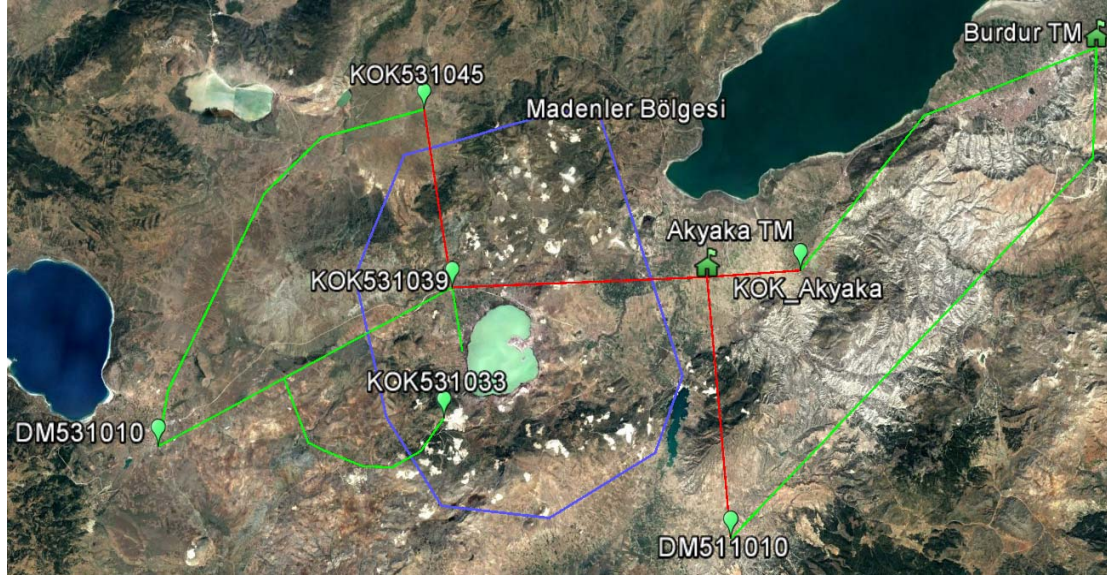
Yatırım Alternatifleri	YMi	EMKi	P _{i,T}	PM	X _i
Güneydoğu TM-IM100000-320200	746.200 ₺	7,85	-	-	0
Güneydoğu TM-IM050000-320300	646.800 ₺	6,81	-	-	0
Güneydoğu TM	8.500.000 ₺	89,47	-	-	0
IM15000_320400-DTM322086	281.200 ₺	2,96	-	-	0
IM05000_320500-IM10000_320100	85.500 ₺	0,90	9,274	0,097	1
IM05000_320300-DM321080	161.500 ₺	1,70	-	-	0
DM321080-KOK321033	456.000 ₺	4,80	-	-	0
TM_Kuleönü-Güneydoğu DM (tek devre)	1.400.000 ₺	14,74	-	-	0
TM_Kuleönü-Güneydoğu DM (çift devre)	2.240.000 ₺	23,58	18,889	1,248	1
Güneydoğu DM-DM321070	630.000 ₺	6,63	6,101	1,087	1
Güneydoğu DM-IM05000_320300 (tek devre)	646.800 ₺	6,81	-	-	0
Güneydoğu DM-IM05000_320300 (çift devre)	1.034.880 ₺	10,89	12,551	0,868	1
Güneydoğu DM	300.000 ₺	3,16	18,652	0,169	1

yatırım alternatiflerinin dahil edilmesi suretiyle ikinci bir iterasyona ihtiyaç duyulmamıştır. Burdur Kırsal Şebekede elde edilen sonuçlardan farklı olarak, optimum yatırım sonucu Isparta Şehir Merkezine yeni bir TM içermemektedir. Bunun sebebini araştırmak için, geliştirilen optimizasyon algoritmasına yatırım alternatifi olarak sadece yeni bir TM (Isparta Güneydoğu TM) ve bu TM'nin mevcut

OG şebeke ile bağlantılarının tanımlandığı durum için optimizasyon algoritması tekrar çalıştırılmıştır. Elde edilen optimum yatırımlar Tablo 6 ve Şekil 12'de verilmiştir. Beklendiği üzere, başka bir yatırım alternatifi olmadığı için, teknik kısıtların sağlanması için optimum yatırım çözümü yeni bir TM ve bu TM'nin şebeke bağlantılarını içermektedir.

Tablo 6. Yatırım alternatifi olarak sadece yeni bir TM (Isparta G.doğu TM) ve bu TM'nin mevcut OG şebeke ile bağlantılarının tanımlandığı durum için elde edilen optimum yatırım sonuçları
(Optimum planning results when investment alternatives includes only a new high voltage substation (Isparta G.dogu TM) and the connections of this substation with the existing MV grid)

Yatırım Alternatifleri	YMi	EMKi	Pi,T	PM
Güneydoğu TM-IM100000-320200	746.200 ₺	7,85	15,619	0,503
Güneydoğu TM-IM050000-320300	646.800 ₺	6,81	17,714	0,384
Güneydoğu TM	8.500.000 ₺	89,47	33,333	2,684

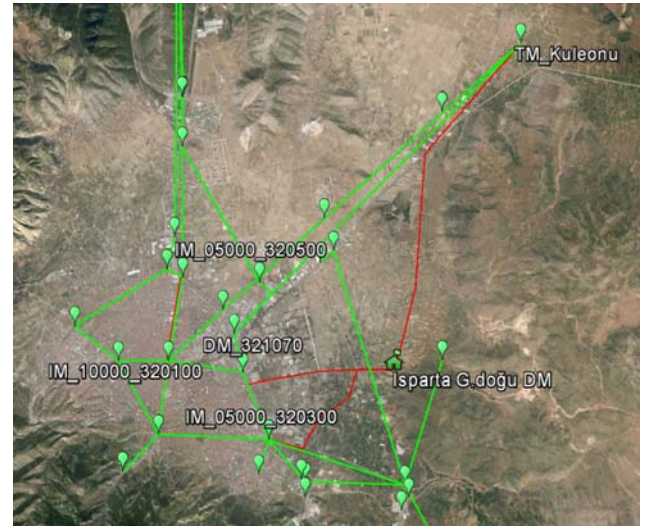


Şekil 7. İkinci iterasyon sonrası optimum yatırımlar (Optimal investments after second iteration)

Şekil 11'de gösterilen optimum sonuçların toplam maliyeti ile Şekil 12'de gösterilen alternatif çözümün toplam maliyetleri Tablo 7'de kıyaslanmıştır. Tablo incelendiğinde yeni bir TM'den ziyade yeni DM yatırımını neden ön plana çıktığı anlaşılmaktadır. Zira, yeni TM'nin toplam maliyeti, yeni TM dolayısıyla teknik kayıp maliyetindeki azalmaya göre yüksektir. Nitekim, yeni TM'nin planlama ölçüt değeri (Tablo 6) yeni DM'nin değerinin üstündedir.



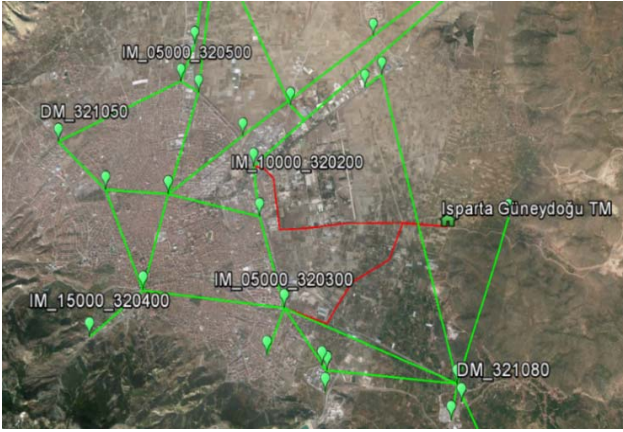
Şekil 10. Isparta merkez yatırım alternatifleri (kırmızı kesikli çizgiler)
(Isparta metropolitan area investment alternatives (red dashes lines))



Şekil 11. Optimum yatırımlar (Optimal investments)

Tablo 7. Alternatif çözümlerin toplam maliyetleri
(Total costs of alternative solutions)

Çözüm	Yatırım Maliyeti	İşletme Maliyeti	Toplam Maliyet
Şekil 11	3.961.000 ₺	21.442.851 ₺	25.403.851 ₺
Şekil 12	9.618.948 ₺	20.538.091 ₺	30.157.039 ₺



Şekil 12. Yeni TM ve OG bağlantıları
(New high voltage substation and its MV connections with the distribution grid)

4. SİMGELER (SYMBOLS)

OG	: Orta gerilim (1 kV < OG < 36 kV)
YG	: Yüksek gerilim (36 kV < YG)
TM	: YG/OG transformatör merkezi
DM	: Dağıtım merkezi
DTM	: Dağıtım transformatör merkezi
EMK	: Eşdeğer maliyet katsayısı
İM	: OG/OG indirici merkez
KÖK	: Kesici ölçü kabini
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
i	: Şebeke yatırım unsuru indeksi
j	: Şebeke OG merkez endeksi
N	: Şebeke yatırım alternatif sayısı
t	: Yıl indeksi
T	: Planlama dönemi içerisindeki yıl sayısı
$X_{i,t}$: i . şebeke yatırım unsurunun t . yıldaki yatırım kararı (0 veya 1)
YM_i	: i . şebeke yatırım unsurunun toplam yatırım maliyeti (TL)
TK_t	: t . yıl toplam şebeke kaybı (MWh)
PM_{ENH_i}	: i . ENH yatırım alternatifinin planlama ölçütü (1/MWh)
L_{ENH_i}	: i . ENH yatırım alternatifinin uzunluğu (km)
EMK_{ENH_i}	: i . ENH yatırım alternatifinin eşdeğer maliyet katsayısı
EMK_{M_i}	: i . merkez yatırım alternatifinin eşdeğer maliyet katsayısı
$P_{i,T}$: i . yatırım alternatifinin planlama dönemi sonunda (T) puant yükü (MWh)
EF_i	: i . yatırım alternatifinin eşdeğer faydası (MWh)
YM_{ENH_i}	: i . ENH yatırım alternatifinin yatırım maliyeti (TL)
YM_{M_i}	: i . merkez yatırım alternatifinin yatırım maliyeti (TL)
$YM_{1km}^{3/0 AWG}$: 3/0 AWG ENH'nin km başına yatırım maliyeti (TL/km)

$YM_{1km}^{ENH_i}$: i . ENH yatırım alternatifinin km başına yatırım maliyeti (TL/km)
PM_{ENH_i}	: i . ENH yatırım alternatifinin planlama ölçütü (1/MWh)
PM_{M_i}	: i . merkez yatırım alternatifinin planlama ölçütü (1/MWh)
$f_{m,n}$: m ile n merkezleri arasındaki yük akışı (MW)
$f_{m,n}^{max}$: m ile n merkezleri arasındaki hattın kapasitesi (MW)
$V_{j,t}$: j . merkezdeki t . yılın puant yüklenme saatindeki gerilim (pu)
V_{min}	: İzin verilen minimum gerilim değeri (pu)
V_{max}	: İzin verilen maksimum gerilim değeri (pu)

5. SONUÇLAR (CONCLUSIONS)

Kapasite artışına dayalı OG primer elektrik dağıtım şebekesi yatırım ihtiyaçlarının dinamik optimizasyonuna yönelik geliştirilen KTSP tekniğine dayalı problem optimizasyon algoritması, dallı-budaklı OG elektrik şebekelerinin planlama problemlerinde kolay ve etkin bir şekilde kullanılmasını sağlamaya yönelik geliştirilen eşdeğer primer şebeke modeli oluşturma algoritması ve optimum yatırım sonuçlarını değerlendirmeye yönelik kullanılan planlama ölçütleri açıklanmıştır. Geliştirilen yöntem ve algoritmalar Akdeniz EDAŞ şebekesinde belirlenen pilot bölgelerde başarılı bir şekilde test edilmiştir. Elektrik dağıtım ve iletim şirketlerinin anlaşamadıkları noktalardan biri, şebeke yatırım ihtiyacının hangi kurum tarafından nasıl karşılanması gerektiğidir. İletim şirketi tarafından yeni bir YG TM yatırımı ve dağıtım şirketi tarafından yeni bir TM'nin OG şebeke bağlantı yatırımları ile mi? Yoksa dağıtım şirketi tarafından, mevcut TM'lere olan OG şebeke bağlantılarının güçlendirilmesi ile mi? İletim şirketleri mevcut TM'lere olan OG şebeke bağlantılarının dağıtım şirketleri tarafından güçlendirilmesi gerektiğine işaret ederken, dağıtım şirketleri şebekelerinde mümkün olduğunca fazla noktada TM yatırımı isterler. Gerek iletim gerekse de dağıtım sistemi yatırım bedellerinin tarifeler üzerinden son kullanıcılar tarafından karşılandığı göz önüne alındığında, aslında önemli olan; hem iletim hem de dağıtım yatırım maliyetlerini göz önüne alan optimum bir planlama yapılmasıdır.

Bu çalışmada önerilen yöntemin böyle bir ihtiyaca cevap vermekte olduğu, Akdeniz EDAŞ pilot bölgelerde gerçekleştirilen testler ile gösterilmiştir. Çalışmada geliştirilen yöntem ve algoritmalar, bir KTSP problemi olan dinamik yatırım optimizasyon probleminin sonuçlarının iteratif bir biçimde planlamacıya verilmesi ve sonuçların planlama ölçütleri göz önüne alınarak değerlendirilmesi prensibine dayalıdır. Bu sayede, planlamacı iteratif olarak yatırım alternatiflerini değerlendirebilmekte ve kontrollü bir biçimde optimum planlama sonucunu elde edebilmektedir. Son olarak, bu çalışmada geliştirilmiş olan dallı-budaklı OG elektrik şebekelerini eşdeğer primer şebekeye indirgeyen algoritmanın, şebeke modelinin planlama problemlerinde kolay ve etkin bir şekilde kullanılmasını sağlamanın

ötesinde, şebekedeki özellikle n-1 güvenilirlik açısından zayıf noktalar ile ilgili de önemli göstergeler verdiği anlaşılmıştır. Bu çalışmanın literatüre en büyük katkısı, dallı budaklı elektrik dağıtım şebekeleri için oldukça zor olan yatırım planlama probleminin çözümlerinin çok hızlı bir şekilde değerlendirilmesinde, eşdeğer şebeke modelinin ve planlama ölçütlerinin etkin bir şekilde kullanılabilceğini göstermesidir. Bununla birlikte, ileride optimum planlama problemini bu çalışmada uygulanan KTSP yönteminden daha hızlı çözebilecek farklı yöntemler de incelenebilir.

TEŞEKKÜR (ACKNOWLEDGEMENT)

Bu çalışma, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunca (EPDK) Elektrik ve Doğalgaz Dağıtım Sektöründe araştırma ve geliştirme faaliyetlerini desteklemek amacı ile dağıtım faaliyetleri kapsamında verilen Ar-Ge bütçelerinin kullanılabilmesine ilişkin 28.05.2014 tarih ve 5036 sıra nolu Kurul Kararı ile belirlenen usule göre EPDK tarafından desteklenen “Kapasite Artışına Dayalı TM ve OG Şebeke Yatırım İhtiyacının Optimizasyonuna Yönelik Yöntem, Metrik ve Algoritma Geliştirme Projesi” kapsamında gerçekleştirilmiştir.

KAYNAKLAR (REFERENCES)

1. Tursun F., Cebeci M.E., Tör O.B., Şahin A., Taşkın H.G., Güven A.N., Determination of zonal power demand S-curves with GA based on top-to-bottom and end-use approaches, IEEE PES ICSG 2016.
2. Tabares A., Franco J.F., Lavorato M., Rider M.J., Multistage Long-Term Expansion Planning of Electrical Distribution Systems Considering Multiple Alternatives, IEEE Transactions on Power Systems 31 (3), May 2016.
3. Eroğlu H., Aydın M., Automation of Electrical Transmission Lines' Route Optimization and Project Drawing, Journal of the Faculty of Engineering and Architecture of Gazi University, 30 (4), 723-732, 2015.
4. Adams R.N., Laughton, M.A., Optimal Planning of Power Networks Using Mixed Integer Programming, Proc. IEEE, 121 (2), 139-147, 1974.
5. Ponnavaikko, M., Rao, P., Distribution System Planning Through A Quadratic Mixed Integer Programming Approach, IEEE Transaction on Power Delivery, PWRD-2 (4), 1987.
6. Paiva P.C., Khodr H.M., Domínguez-Navarro J.A., Yusta J.M., Urdaneta A.J., Integral Planning of Primary-Secondary Distribution Systems Using Mixed Integer Linear Programming, IEEE Transactions on Power Systems, 20 (2), 2005.
7. Ganguly S., Sahoo N.C., Das D., Multi-objective planning of electrical distribution systems using dynamic programming, Electrical Power and Energy Systems, 46, 65-78, 2013.
8. Khator S.K. and Leung L.C., Power distribution planning: A review of models and issues, IEEE Trans. Power Syst., 12 (3), 1151-1159, 1997.
9. Willis H.L., Tram H., Engel M.V., Finley, Optimization applications to power distribution, IEEE Comput. Appl. Power, 8 (4), 12-17, 1995.
10. Gönen T., Foote B.L., Distribution-System Planning Using Mixed-Integer Programming, IEE, 128 (2), 70-79, 1981.
11. Cebeci M.E., Eren S., Tor O.B., Guven A.N., Transmission and Substation Expansion Planning using Mixed Integer Programming, IEEE PES, 43rd North American Power Symposium, Northeastern University, Boston, ABD, August 4-6, 2011.
12. Marshall, A.C., et al, Optimal Design of Electricity Distribution Networks, IEE Proceedings-C, 138 (1), 69-77, January 1991.
13. Willis H.L. Power Distribution Planning Reference Book - Revised and Expanded, Marcel Dekker Inc., New York, A.B.D., 2004.
14. Ravadanegh S.N., Roshanagh R.G., On optimal multistage electric power distribution networks expansion planning, Electr. Power Energy Syst., 54, 487-497, Jan. 2014.
15. Franco J.F., Rider M.J., Romero R., A mixed-integer quadratically constrained programming model for the distribution system expansion planning, Electr. Power Ener. Syst., 62, 265-272, Apr. 2014.
16. Willis H.L., Spatial Electric Load Forecasting, Marcel Dekker Inc., 2002.
17. Es H.A., Kalender Y.F., Hamzaçebi C., Forecasting the Net Energy Demand of Turkey by Artificial Neural Networks, Journal of the Faculty of Engineering and Architecture of Gazi University, 29 (3), 495-504, 2014.
18. Özyay N., Güven N., Tunalı E., Elektrik Dağıtım Sistemlerinde Kayıpların İrdelenmesi, EMO 6. Ulusal Kongresi, Bursa, 1995.
19. DiGSILENT, PowerFactory User Manual Version 2016, <http://digsilent.de/index.php/downloads.html>, Erişim Tarihi Ağustos 22, 2016.
20. AEDAŞ, Faaliyet Raporları, http://www.akdenizedas.com.tr/UserFiles/File/faaliyet_raporu_2015.pdf, Erişim Tarihi Eylül 28, 2016.
21. Huang Y.F., Werner S., Huang J, State Estimation in Power Grids, IEEE Signal Processing Magazine, September 2012.
22. Heydt G.T., The Next Generation of Power Distribution Systems, IEEE Transactions on Smart Grid 1 (3), Dec. 2010.
23. Heydt G.T., Improving distribution reliability (the "N 9 problem") by the addition of primary feeders, IEEE Transactions on Power Delivery 19 (1), Jan. 2004.

