



Journal of Turkish Operations Management

Dağıtık üretim içeren dağıtım şebekesi genişleme problemi için yeni bir matematiksel model

Ayşenur Yurtsever^{1*}, Berna Dengiz², Burçin Çakır³, İsmail Karaoğlan⁴

¹Endüstri Mühendisliği Bölümü, Başkent Üniversitesi, Ankara, Türkiye
e-mail: aysenur@baskent.edu.tr, ORCID No: <http://orcid.org/0000-0002-5010-1956>

²Endüstri Mühendisliği Bölümü, Başkent Üniversitesi, Ankara, Türkiye
e-mail: bdengiz@baskent.edu.tr, ORCID No: <http://orcid.org/0000-0002-2806-3308>

³Endüstri Mühendisliği Bölümü, Başkent Üniversitesi, Ankara, Türkiye
e-mail: bcakir@baskent.edu.tr, ORCID No: <http://orcid.org/0000-0002-3158-4518>

⁴Endüstri Mühendisliği Bölümü, Konya Teknik Üniversitesi, Konya, Türkiye
e-mail: karaoğlan@ktun.edu.tr, ORCID No: <http://orcid.org/0000-0002-6023-6918>

*Sorumlu Yazar

Makale Bilgisi

Makale Geçmişi:

Geliş: 20.04.2022
Revize: 25.05.2022
Kabul: 25.05.2022

Anahtar Kelimeler:

Dağıtık üretim,
Radyal şebeke,
Dağıtım şebekesi

Özet

Hızlı gelişen teknolojiye, dünya nüfusunun artmasına ve elektrifikasyon çalışmalarına bağlı olarak elektrik enerjisine olan talep artış göstermektedir. Mevcut elektrik şebekesi ile yeni açılan yerleşim ve sanayi bölgelerinin ihtiyacı olan enerji gereksiniminin sağlanması, elektrik dağıtımından sorumlu kurumların karşılaştığı temel zorluklardan biridir. Bu zorlukla başa çıkabilmek için uygun yatırım planıyla şebekenin düzenli olarak genişletilmesi ve kapasitesinin artırılması gerekir. Burada en uygun yatırım planının bulunması stratejik bir tasarım problemi olarak karşımıza çıkmaktadır. Tasarlanan dağıtım şebekelerinin artan talebi karşılamasının yanı sıra güvenilir, maliyet etkin ve temiz enerji kullanan şebekeler olması da beklenmektedir. Bu amaçlara ulaşabilmek için şebekelerin dağıtık üretim yapısında planlanması son yıllarda ön plana çıkmaktadır. Dağıtık üretim içeren dağıtım şebekesi genişleme problemi (DNEP_DG), mevcut şebekenin güçlendirilmesini ya da hat, trafo merkezi, dağıtık üretim kaynağı gibi yeni şebeke bileşenlerinin eklenmesini içerir. Dağıtım sistemlerinde en sık kullanılan şebeke yapısı, ağaç yapısındaki radyal şebekelerdir. Dağıtım şebekeleri dağıtık üretim kaynağı dikkate alınarak genişletildiğinde radyal yapının sağlanması ek kısıtlar gerektirmekte olup problemi zorlaştırmaktadır. Bu çalışmada, DNEP_DG'de radyal yapının sağlanması için yayılan ağaç alt tur eleme kısıtlarına dayalı yeni bir formülasyon önerilmiştir. Yatırım, bakım, üretim ve emisyon maliyetlerini en küçükleyen çok dönemli genişleme planının bulunması için karma-tamsayı matematiksel bir model geliştirilmiştir. Bu çalışmada önerilen radyal kısıtlarını içeren model ile literatürdeki kısıt yapısını içeren modelden daha kısa sürede sonuca ulaşıldığı gösterilmiştir. Yapılan iki uygulamada, çözüm zamanı sırasıyla %45,09 ve %31,6 azaltılmıştır.

A new mathematical model for distribution network expansion problem with distributed generation

Article Info

Article History:

Received: 20.04.2022
Revised: 25.05.2022
Accepted: 25.05.2022

Keywords:

Distributed generation,
Radial network,
Distribution network

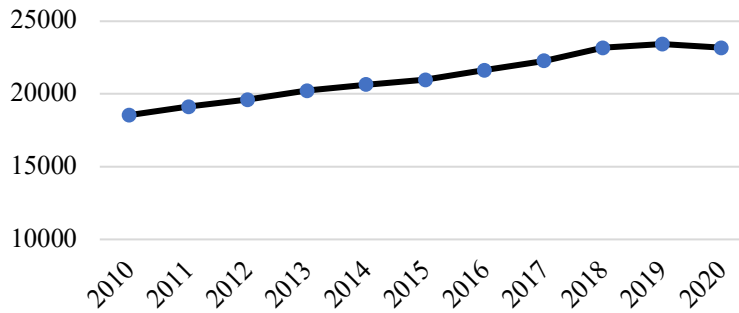
Abstract

Due to rapidly developing technology, growth in the world population and electrification studies, demand for electrical energy is increasing. Ensuring the energy needs of the new residential and industrial zones are met using existing networks is one of the major challenges for electric distribution companies. Distributors need to expand the grid and increase grid capacity with a proper investment plan to deal with this challenge. Finding the most appropriate plan is a strategic design issue for electricity distributors. In addition to meeting the increasing demand, the designed distribution networks are expected to be reliable, cost-effective and use clean energy. To achieve these goals, networks with distributed generation structure has gained prominence in recent years. The distribution network expansion problem with distributed generation (DNEP_DG) involves reinforcement of the existing grid or installing new grid components such as lines, substations, and distributed generation sources. The tree-structured radial network is the most commonly used structure in distribution systems. When distribution networks are expanded with distributed generation, they require additional constraints to maintain the radial structure, complicating the problem. In this study, a new formulation was developed based on spanning tree sub-tour elimination to provide radiality in the DNEP_DG. A mixed-integer mathematical model has been developed to determine a multi-stage expansion plan that minimizes investment, maintenance, production, and emission costs. The proposed model with radiality constraints found the same results reported in the literature in a shorter time. In the two applications, the solution time was reduced by %45.09 and %31.6, respectively.

1. Giriş

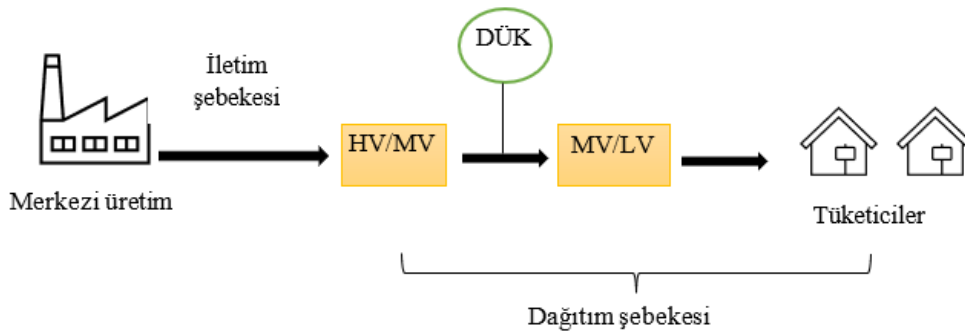
Elektrik enerjisi, ekonomik kalkınmanın ve sosyal gelişmenin temel girdisi olup günlük yaşamımızda önemli bir yere sahiptir. Teknolojik gelişmeler, nüfusun artması ve elektrifikasyon çalışmalarına bağlı olarak tüketicilerin elektrik enerjisine olan talebi de artış göstermektedir.

Dünya genelinde son on yıllık elektrik tüketimi Şekil 1’de gösterilmiştir. 2020 yılında toplam elektrik tüketiminde artan trend grafiğinden beklenenin aksine pandeminin güçlü etkisinden (fabrikaların üretime ara vermesi vb.) kaynaklı olarak ufak bir düşüş yaşanmıştır. Bu düşüş olağandışı bir durumdan kaynaklanmış olmakla birlikte Türkiye ve Çin gibi bazı ülkelerde görülmemiştir. Türkiye’de 2010 yılında elektrik tüketimi 172 TWh iken 2019 yılında 257 TWh, 2020 yılında ise 259 TWh olarak gerçekleşmiştir (Enerdata, 2021). 2030 yılı için yapılan tahmin çalışmalarına göre ise düşük talep senaryosunda bile elektrik tüketiminin 421 TWh’e ulaşması beklenmektedir (Shura, 2020). Gelecek yıllar için bakıldığında, artışın hızı farklılık gösterse de elektrik tüketiminin artış eğiliminde olacağı ve mevcut dağıtım şebekesinin yetersiz kalacağı açıktır.



Şekil 1. Dünya genelinde son 10 yıllık elektrik tüketimi (Enerdata, 2021)

Artan enerji gereksinimi karşısında tüketicilere sürekli güç sağlayabilmek ancak mevcut elektrik şebekesinin kapasitesinin artırılması ve şebekenin uygun yatırım planıyla düzenli olarak genişletilmesiyle mümkündür. Son yıllarda küresel çapta oldukça yaygınlaşan dağıtık üretim kaynaklarının dağıtım şebekesine entegre edilmesi sayesinde yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme kolay entegrasyonu, güvenilirliğin ve sistemin esnekliğinin artırılması, kayıpların azaltılması gibi birçok önemli fayda elde edilmektedir. Dağıtık üretim (DG), doğrudan dağıtım ağına veya sayacın müşteri kısmına bağlı bir elektrik güç kaynağıdır (Ackermann, Andersson ve Söder, 2001). Merkezi üretimden farklı olarak dağıtık üretimde elektrik son kullanıcılara yakın bir yerde üretilmektedir. Dağıtık üretimde enerji kaynağı olarak hem fosil yakıt bazlı teknolojiler hem de rüzgâr, güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları kullanılmaktadır. Şekil 2’de dağıtık üretim kaynağı (DÜK) içeren dağıtım şebekesine sahip bir güç sistemi örnek olarak verilmiştir.



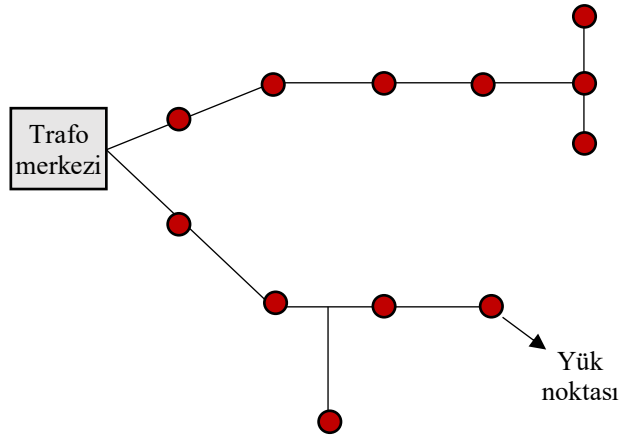
Şekil 2. Dağıtık üretim içeren elektrik güç sistemi (HV: yüksek voltaj, MV: orta voltaj, LV: düşük voltaj)

Ülkemizde dağıtık üretimin enerji sektörüne adaptasyonu henüz yeni olmakla birlikte mevcut elektrik şebekesinin dağıtık üretim sistemine dönüştürülmesi gerektiği konusu enerjiye dair stratejik planlarda yer almaktadır. Türkiye Akıllı Şebekeler 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Projesi Raporunda (TAŞ, 2018) dağıtık üretim somut hedefler arasında değerlendirilmiştir. Dağıtık üretim sistemi elektrik güç sisteminin genişletilmesinin ve uzak bölgelerin elektrikleştirilmesinin sürdürülebilir bir yolu olarak önem kazanmaktadır (Theo, Lim, Ho, Hashim ve Lee, 2017).

Son kullanıcıya yüksek kaliteli ve sürdürülebilir güç sağlamak için bir güç sistemindeki en önemli varlıklardan birisi dağıtım şebekesi olup, sürekli artan yük talebiyle başa çıkmak için en önemli araç dağıtım sisteminin genişleme planlamasıdır (Ugranlı, 2019; Malee, Jain, Gupta ve Dharampal, 2016). Dağıtım şebekesi genişleme problemi (DNEP), temelde mevcut hatların ve trafo merkezlerinin güçlendirilmesi ya da teknik ve operasyonel kısıtları sağlayacak minimum genişleme maliyetine yol açan yeni hat ve trafo merkezlerinin kurulmasını içerir (Bagheri, Monsef ve Lesani, 2015a). Dağıtık üretim içeren dağıtım şebekesi genişleme probleminde (DNEP_DG) ise kapasite artırma seçeneği olarak dağıtık üretim kaynakları da değerlendirilmekte ve ek olarak bazı değişken ve kısıtlara ihtiyaç duyulmaktadır.

Mevcut dağıtım ağının genişletilmesi; yeni hatlar eklenmeli mi, mevcut hatların değiştirilmesi gerekli mi, yeni trafo ihtiyacı var mı, varsa yeni trafolar nerelere kurulmalı, trafoların kapasitesi ne olmalı, eski trafoların güçlendirilmesi gerekli mi, hangi tip dağıtık üretim kaynağı hangi noktalara kurulmalı, hangi tüketim noktasına hangi kaynaklardan ne kadar elektrik verilmeli gibi pek çok stratejik kararın verilmesini gerektiren kapsamlı bir problemdir. DNEP, NP-Zor yapıda bir problem olup dağıtık üretim entegrasyonu problemi daha da karmaşık hale getirmektedir (Xing, Cheng, Zhang, Zhang ve Zhang, 2015). Dolayısıyla, en iyi (optimal) sonuca daha kısa sürede ulaşmak için etkin matematiksel modeller geliştirilmesi önemlidir.

Dağıtım şebekelerinde en sık kullanılan şebeke yapısı ise radyal şebekedir (Prakash, Lallu, Islam ve Mamun, 2016). Radyal şebeke yapısına ilişkin bir örnek Şekil 3'te verilmiştir. Dalı şebeke olarak da adlandırılan radyal şebekeler ağaç yapısında olup bu şebekelerde kapalı döngülere izin verilmemektedir. Burada müşteriler, tek bir dağıtım merkezinden ve hattan enerji almaktadır. Radyal şebeke yapısı, ucuz ve basit olması nedeniyle sıklıkla tercih edilmektedir.



Şekil 3. Radyal şebeke örneği

Bu çalışmada, DNEP_DG'de radyal yapının sağlanması için yayılan ağaç alt tur eleme kısıtlarına dayalı yeni bir formülasyon geliştirilmiştir. Önerilen radyallik kısıtları literatürdeki yapı ile kıyaslanarak aynı sonuçlara daha kısa sürede ulaşıldığı görülmüştür. Yatırım, bakım, üretim ve emisyon maliyetlerini en küçükleyen çok dönemli genişleme planının bulunması için önerilen radyallik kısıtlarını da içeren karma-tamsayı bir matematiksel model geliştirilmiş ve 14 düğümlü test sistemi üzerinde uygulanmıştır.

Çalışmanın ikinci bölümünde DNEP_DG ve radyallığın sağlanmasına ilişkin literatürdeki bazı çalışmalar incelenmiştir. Üçüncü bölümde, geliştirilen matematiksel model verilmiş ve önerilen radyallik kısıtı açıklanmıştır. Dördüncü bölümde, ilk olarak geliştirilen radyallik kısıtları literatürdeki yapı ile kıyaslanarak sonuçlar verilmiş, ardından matematiksel model 14 düğümlü test sistemine uygulanarak sonuçlar analiz edilmiştir. Son olarak beşinci bölümde ise çalışmanın sonuçları değerlendirilmiş ve konuya ilişkin gelecekte yapılabilecek çalışmalara değinilmiştir.

2. Alan yazın incelemesi

Çevresel farkındalığın artması, akıllı şebekelere geçişin hızlanması ve enerji kaybı, güvenilirlik gibi konularda müşteri beklentilerinin değişmesi, dağıtık üretim için itici bir güç oluşturmuştur. Dağıtık üretimin yaygınlaşmasıyla birlikte DNEP_DG, son yıllarda araştırmacıların sıklıkla çalıştığı ve alan yazında oldukça geniş yer tutan bir problem olarak karşımıza çıkmaktadır.

Problem farklı amaç fonksiyonları dikkate alınarak çözülsün de temelde en yaygın kullanımı maliyetin en küçüklenmesidir. Maliyet bileşenleri içerisinde ise yatırım, bakım ve üretim maliyetleri sıklıkla ele alınmakla birlikte artan çevresel farkındalık ve ülkelerin temiz enerji hedefleri doğrultusunda emisyon maliyetleri de son yıllarda dikkate alınmaya başlamıştır (Haffner, Pereira, Pereira ve Barreto, 2008 ; Siahi, Porkar, Abbaspour-Tehrani-Fard, Poure ve Saadate, 2010 ; Asensio, Quevedo, Muñoz-Delgado ve Contreras, 2018; Jahromi, Ehsan, Meyabadi, 2012). Planlama dönemi açısından ise statik ve dinamik planlama olmak üzere literatürde iki tür planlama yaklaşımı mevcuttur. Statik planlamada, planlama döneminin sonundaki yükü karşılayacak şekilde tüm yatırımlar planlama ufku başında yapılacak şekilde tasarlanır (Jahromi ve diğ., 2012). Dinamik planlamada ise planlama ufku bazı zaman aralıklarına bölünür. Her aralıktaki yatırım, zaman aralığının sonundaki yükü karşılamak için aralığın başında yapılacak şekilde tasarlanır (Jahromi ve diğ., 2012). Böylece, tüm yatırımların ilk planlama yılında yapılması gerekmez ve planlama ufkuna ulaşmak için zaman aralıkları optimize edilebilir. İki yaklaşımı karşılaştıran çalışmalar incelendiğinde dinamik planlamanın daha iyi sonuç verdiği görülmektedir (Soroudi, Ehsan ve Zareipour, 2011). Bu çalışmada dinamik planlama yaklaşımıyla yatırım, bakım, üretim ve emisyon maliyetlerini en küçükleyen bir matematiksel model geliştirilmiştir.

Dağıtık üretim içeren şebekelerde radyalliğin sağlanmasına ilişkin literatürde farklı yaklaşımlar mevcuttur. Hemmati, Hooshmand ve Taheri, (2015) ve Malee ve diğ. (2018), önerdikleri planda ağın radyal durumunu önerdikleri sezgisel algoritma içerisinde kontrol ederek, uygun olmayan planları dikkate almamışlardır. Gholizadeh-Roshanagh, Najafi-Ravadanegh ve Hosseinian (2018), her karar değişkeni kümesinden elde edilen şebekeyi bağlantı açısından kontrol etmiş ve uygun çözümler üzerinden maliyet hesaplamışlardır. Kanwar, Gupta, Niazi, Swarnkar ve Bansal (2017) uygun olmayan çözümleri belirlemek ve düzeltmek için üç kurallı bir yöntem benimsemişlerdir. Seta, Oliveira ve Oliveira (2020), radyallik kısıtı ve aday çözümlerin bağlılık durumunun sezgisel içerisinde sağlandığı bir algoritma kullanmışlardır.

Huang, Alvehag ve Söder (2014), Santos, Fitiwi, Shafie-khah, Bizuayehu ve Catalão (2017), Alotaibi ve Salama (2018) ve Lima, Tabares, Arias ve Franco (2021) çalışmalarında ağaç yapısının oluşmasını sağlayan kısıtlar kullanmış fakat bağlantı durumunu (alt turların engellenmesi) dikkate almamışlardır. Bu yaklaşımı benimseyen çalışmaların bir kısmında şebekenin bağlı olup olmadığı eniyileme işleminin sonrasında kontrol edilmiştir. Bu şekilde modelin karmaşık yapısının basitleştirilmesi amaçlanmıştır. Bagheri ve diğ. (2015a), ağın radyalliğini sağlamak için ağın komşuluk matrisini kullanmışlardır. Radyalliğin sağlanması için dağıtım ağının A komşuluk matrisinin rank değerinin talep düğümü sayısı (n_n)-trafo merkezi sayısı (n_s)'na eşit olması gerekmektedir. Ayrıca, A matrisinin karesinin oluşturduğu matrisin köşegen toplamının ($trace(A^2)$), $2 \times$ (talep düğümü sayısı- trafo merkezi)'ne eşit olması gerekmektedir (Bagheri, Monsef ve Lesani, 2015c). Matematiksel model içerisinde matris rankının hesaplanması oldukça zor bir işlem olup, Bagheri ve diğ. (2015c) bu yöntemi önerdikleri sezgisel yöntemde radyalliği kontrol etmek için kullanmışlardır. Bazı çalışmalarda ise tam bağlı bir ağdan dal-değişimi, evrimsel algoritma gibi çeşitli algoritmalarla radyal ağ oluşturma yoluna gidilmiştir (Bagheri ve diğ., 2015a).

$$Rank(A) = n_n - n_s \quad (1)$$

$$trace(A^2) = 2(n_n - n_s) \quad (2)$$

Bunun dışında literatürde hem ağaç yapısı hem de ağın bağlantılı olma durumunu matematiksel model içerisinde dikkate alan bazı çalışmalar da mevcuttur. Matematiksel model içerisinde ağaç yapısı ve bağlantılı olma durumunu bazı çalışmalar DG birimleri tarafından oluşturulan izole bölümleri, DG kurulabilecek aday düğümlere hayali talepler atayarak önlemiştir (Muñoz -Delgado, Contreras ve Arroyo 2015; Asensio ve diğ., 2018; Kabirifar, Fotuhi-Firuzabad, Moeini-Aghtaie ve Pourghaderia 2019; Karimi-Arpanahi, Jooshaki, Moeini-Aghtaie, Abbaspour ve Fotuhi-Firuzabad, 2019; Sun, Liu, He, Wang ve Sun, 2018; Ugranlı, 2019; Wu, Liu, Gu, Zhou, Li ve Liu, 2018; Sun, Wu, Gu, Zhu, Zhong ve Gao, 2021). Bu yaklaşımda, trafo düğümlerinin hayali talepleri karşılaması gerektiğinden, trafoya bağlantı sağlanacaktır (Karimi-Arpanahi ve diğ., 2019). Bu çalışmada ise dağıtım ağının ağaç yapısının ve bağlantılı olma durumunun matematiksel model içerisinde sağlanması için yayılan ağaç alt tur eleme kısıtlarına dayalı yeni bir formülasyon geliştirilmiştir.

3. Geliştirilen matematiksel model

Bu bölümde ilk olarak DNEP_DG için geliştirilen matematiksel model verilmiş, ardından önerilen radyallık kısıtı detaylandırılmıştır.

İndisler:

i, j, m : Düğüm indisleri

t, τ : Zaman indisleri

b : Yük seviye indisi

p : DG tipi indisi

tr : Transformatör tipi indisi

l : Hat tipi indisi

k, κ : Yatırım alternatifi indisleri

Kümeler:

T : Zaman periyotları kümesi

B : Yük seviyeleri kümesi

P : DG tipleri kümesi $P = \{C, W\}$ burada C : geleneksel (yenilenebilir enerjiden yararlanmayan küçük üretim birimleri) DG kaynağını W : rüzgâr DG kaynağını ifade eder.

TR : Transformatör tipleri kümesi $TR = \{ET, NT\}$ ET : mevcut transformatör NT : yeni transformatör

L : Hat tipleri kümesi $L = \{EFF, ERF, NRF, NAF\}$. Burada EFF : mevcut ve değiştirilmesi istenmeyen hatları, ERF : mevcut fakat değiştirilebilir hatları, NRF : değiştirilme sonucu yeni eklenen hatları, NAF : önceden olmayan yeni eklenen hatları göstermektedir.

K^l, K^p, K^{tr} : Hat, DG ve transformatör için yatırım alternatifleri kümesi

Ω^N : Sistem düğümleri kümesi

Ω^{SS} : Trafo merkezi düğümleri kümesi

Ω^{NewSS} : Trafo merkezi kurulabilecek potansiyel düğümler kümesi

Ω^P : DG kurulabilecek aday düğümler kümesi

Ω_t^{LN} : t zamanındaki talep içeren düğümler kümesi

$\gamma^{l(NRF,NAF)}$: NRF ve NAF tipi hat ile bağlı dallar kümesi

$\gamma^{l(EFF)}$: EFF tipi hat ile bağlı dallar kümesi

$\gamma^{l(ERF)}$: ERF tipi hat ile bağlı dallar kümesi

γ^l : l tipi hat ile bağlı dallar kümesi ($\gamma^l = \gamma^{l(NRF,NAF)} \cup \gamma^{l(EFF)} \cup \gamma^{l(ERF)}$)

Ω_i^l : l tipi hat ile i düğümüne bağlı düğümler kümesi

$E(U)$: Alt tur oluşturma potansiyeli olan U alt kümelerinin oluşturduğu küme

Parametreler:

l_{ij} : $i - j$ hattının uzunluğu (km .)

\check{F}_k^l : Hattaki akım için üst limit (MVA)

\check{G}_k^{tr} : Transformatörden gelen enerji için akım üst limiti (MVA)

μ_b : b yük seviyesindeki yük faktörü

D_{it} : i düğümünün pik talebi (MVA)

Z_k^l : Hat empedans şiddeti (Ω/km .)

$C_k^{l,l}, C_k^{l,NT}, C_k^{l,p}, C_s^{l,SS}$: Sırasıyla hat yatırım maliyeti ($\$/km$), transformatör yatırım maliyeti ($\$$), DG yatırım maliyeti ($\$/MW$) ve trafo merkezi için yatırım maliyeti ($\$$) katsayıları

$C_k^{M,l}, C_k^{M,p}, C_k^{M,tr}$: Hat, DG ve transformatör için bakım maliyeti katsayıları ($\$$)

\check{G}_k^p : DG birimleri kapasitesi (MVA)

Δ_b : b yük seviyesinin süresi

$C_k^{E,p}, C_b^{SS}$: DG'den alınan enerji maliyeti ($\$/MWh$) ve trafodan alınan enerji maliyeti ($\$/MWh$) için katsayılar

IB_t : t zamanındaki yatırım bütçesi ($\$$)

emc : Emisyon maliyeti (\$/ton)

GE : Şebekeden alınan yüke ilişkin emisyon katsayısı (ton/MWh)

DGE^p : DG'den alınan yüke ilişkin emisyon katsayısı (ton/MWh)

int : Faiz oranı

n_t : Zaman periyotları sayısı

pf : Güç faktörü

\underline{V}, \bar{V} : Düzgümlerdeki voltaj için alt ve üst sınırlar

$RR^l, RR^{SS}, RR^{NT}, RR^p$: Sırasıyla hat, trafo merkezi, transformatör ve DG için yatırım geri dönüş oranları

M : Yeterince büyük bir sayı

$\eta^l, \eta^{NT}, \eta^p, \eta^{SS}$: Hat, transformatör, DG ve trafo için yaşam süreleri

ε_{max} : Dağıtık üretim için maksimum nüfuz limiti

Karar değişkenleri:

c^{TPV} : Toplam maliyetin bugünkü değeri (\$)

c_t^l : t dönemindeki yatırım maliyeti (\$)

c_t^E : t dönemindeki üretim maliyeti (\$)

c_t^M : t dönemindeki bakım maliyeti (\$)

c_t^{EMS} : t dönemindeki emisyon maliyeti (\$)

x_{ijkt}^l : Hat için 0-1 yatırım değişkeni

x_{ikt}^{NT} : Yeni transformatör için 0-1 yatırım değişkeni

x_{ikt}^p : DG için 0-1 yatırım değişkeni

x_{it}^{SS} : Trafo merkezi için 0-1 yatırım değişkeni

g_{ikt}^p, g_{ikt}^{tr} : DG ve transformatörden gelen akım miktarı (MVA)

y_{ijkt}^l : Hat için 0-1 kullanım değişkeni

y_{ikt}^p : DG için 0-1 kullanım değişkeni

y_{ikt}^{tr} : Transformatör için 0-1 kullanım değişkeni

V_{itb} : Düzgüm voltaj şiddeti

f_{ijkt}^l : Hattaki akım akış miktarı

S_{it} : i düğümü t döneminde ağaçtaysa 1, dd 0.

Amaç fonksiyonu

$$c^{TPV} = \sum_{t \in T} \frac{(1+int)^{-t}}{int} c_t^l + \sum_{t \in T} [(1+int)^{-t} (c_t^E + c_t^M + c_t^{EMS})] + \frac{(1+int)^{-nt}}{int} (c_{n_t}^E + c_{n_t}^M + c_{n_t}^{EMS}) \quad (3)$$

Amaç fonksiyonundaki değişkenlere ilişkin hesaplamalar

$$c_t^l = \sum_{l \in \{NRF, NAF\}} RR^l \sum_{k \in K^l} \sum_{(i,j) \in \gamma^l(NRF, NAF)} C_k^{l,l} l_{ij} x_{ijkt}^l + RR^{SS} \sum_{i \in \Omega^{SS}} C_i^{l,SS} x_{it}^{SS} + RR^{NT} \sum_{k \in K^{NT}} \sum_{i \in \Omega^{SS}} C_k^{l,NT} x_{ikt}^{NT} + \sum_{p \in P} RR^p \sum_{k \in K^p} \sum_{i \in \Omega^p} C_k^{l,p} pf \check{G}_k^p x_{ikt}^p \quad \forall t \in T \quad (4)$$

$$c_t^E = \sum_{b \in B} \Delta_b pf \left(\sum_{tr \in TR} \sum_{k \in K^{tr}} \sum_{i \in \Omega^{SS}} C_b^{SS} g_{ikt}^{tr} + \sum_{p \in P} \sum_{k \in K^p} \sum_{i \in \Omega^p} C_k^{E,p} g_{ikt}^p \right) \quad \forall t \in T \quad (5)$$

$$c_t^M = \sum_{l \in L} \sum_{k \in K^l} \sum_{(i,j) \in \gamma^l} C_k^{M,l} (y_{ijkt}^l + y_{jikt}^l) + \sum_{tr \in TR} \sum_{k \in K^{tr}} \sum_{i \in \Omega^{SS}} C_k^{M,tr} y_{ikt}^{tr} + \sum_{p \in P} \sum_{k \in K^p} \sum_{i \in \Omega^p} C_k^{M,p} y_{ikt}^p \quad \forall t \in T \quad (6)$$

$$c_t^{EMS} = emc \left(\sum_{i \in \Omega^{SS}} \sum_{k \in K^{tr}} \sum_{tr \in TR} \sum_{b \in B} (g_{iktb}^{tr} \Delta_b pfGE) + \sum_{i \in \Omega^P} \sum_{k \in K^P} \sum_{p \in P} \sum_{b \in B} (g_{iktb}^p \Delta_b pfDGE^p) \right) \quad \forall t \in T \quad (7)$$

$$RR^l = \frac{int(1 + int)^{\eta^l}}{(1 + int)^{\eta^l} - 1} \quad \forall l \in \{NRF, NAF\} \quad (8)$$

$$RR^{NT} = \frac{int(1 + int)^{\eta^{NT}}}{(1 + int)^{\eta^{NT}} - 1} \quad (9)$$

$$RR^p = \frac{int(1 + int)^{\eta^p}}{(1 + int)^{\eta^p} - 1} \quad \forall p \in P \quad (10)$$

$$RR^{SS} = \frac{int(1 + int)^{\eta^{SS}}}{(1 + int)^{\eta^{SS}} - 1} \quad (11)$$

(3) numaralı denklem toplam maliyetin bugünkü değerini hesaplamaktadır. (4) numaralı denklem yatırım maliyetini, (5) numaralı denklem elektrik üretim maliyetini, (6) numaralı denklem bakım maliyetini, (7) numaralı denklem ise emisyon maliyetini oluşturmaktadır. [8-11] numaralı eşitlikler ise sırasıyla hat, transformatör, dağıtık üretim kaynağı ve trafo için getiri oranlarını hesaplamaktadır.

Kısıtlar

Kirchoff Kanunları ve Operasyonel Limitler

$$\underline{V} \leq v_{itb} \leq \bar{V} \quad \forall i \in \Omega^N, \forall t \in T, \forall b \in B \quad (12)$$

$$0 \leq f_{ijktb}^l \leq y_{ijkt}^l \check{F}_k^l \quad \forall l \in L, \forall i \in \Omega_j^l, \forall j \in \Omega^N, \forall k \in K^l, \forall t \in T, \forall b \in B \quad (13)$$

$$0 \leq g_{iktb}^{tr} \leq y_{ikt}^{tr} \check{G}_k^{tr} \quad \forall tr \in TR, \forall i \in \Omega^{SS}, \forall k \in K^{tr}, \forall t \in T, \forall b \in B \quad (14)$$

$$0 \leq g_{iktb}^p \leq y_{ikt}^p \check{G}_{ikt}^p \quad \forall p \in P, \forall i \in \Omega^P, \forall k \in K^p, \forall t \in T, \forall b \in B \quad (15)$$

$$\sum_{p \in P} \sum_{k \in K^p} \sum_{i \in \Omega^P} g_{iktb}^p \leq \varepsilon_{max} \sum_{i \in \Omega_t^{LN}} \mu_b D_{it} \quad \forall t \in T, \forall b \in B \quad (16)$$

$$y_{ijkt}^l [Z_k^l l_{ij} f_{ijktb}^l - (v_{itb} - v_{jtb})] = 0 \quad \forall l \in L, \forall i \in \Omega_j^l, \forall j \in \Omega^N, \forall k \in K^l, \forall t \in T, \forall b \in B \quad (17)$$

$$\sum_{l \in L} \sum_{k \in K^l} \sum_{j \in \Omega_j^l} (f_{ijktb}^l - f_{jikt}^l) = \sum_{tr \in TR} \sum_{k \in K^{tr}} g_{iktb}^{tr} + \sum_{p \in P} \sum_{k \in K^p} g_{iktb}^p - \mu_b D_{it} \quad \forall i \in \Omega^N, \forall t \in T, \forall b \in B \quad (18)$$

(17) numaralı denklemin doğrusal formu aşağıdaki gibidir.

$$-M(1 - y_{ijkt}^l) \leq Z_k^l l_{ij} f_{ijktb}^l - (v_{itb} - v_{jtb}) \leq M(1 - y_{ijkt}^l) \quad \forall l \in L, \forall i \in \Omega_j^l, \forall j \in \Omega^N, \forall k \in K^l, \forall t \in T, \forall b \in B \quad (19)$$

(12) numaralı denklem düğümlerdeki voltajın belirlenen sınırlar içerisinde olmasını garanti etmektedir. (13) numaralı denklem sistemde bulunan hatlardaki akışın 0'dan büyük ve o hat kullanılıyorsa hattın kapasitesinden küçük olmasını sağlar. (14) numaralı denklem trafolardan transformatorlere gelen akımın 0'dan büyük ve kullanılan transformatorün üst limitinden düşük olmasını sağlar. (15) numaralı denklem DG'den gelen akımın 0'dan büyük ve kullanılan DG'nin kapasitesinden küçük olmasını sağlar. (16) numaralı denklem DG için maksimum bir nüfuz seviyesini ifade etmektedir. (17) numaralı denklem Kirchoff voltaj ve akım kanunlarına ilişkin kısıt olup (19) numaralı denklemde bu kısıtın doğrusallaştırılmış hali verilmiştir. (18) numaralı denklem şebekedeki akışın korunumuna ilişkin kısıtı ifade etmektedir.

Yatırım, Bütçe ve Mantıksal Şebeke Kısıtları

$$\sum_{t \in T} \sum_{k \in K^l} x_{ijkt}^l \leq 1 \quad \forall l \in \{NRF, NAF\}, \forall (i, j) \in \gamma^{l(NRF, NAF)} \quad (20)$$

$$\sum_{t \in T} x_{it}^{SS} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega^{SS} \quad (21)$$

$$\sum_{t \in T} \sum_{k \in K^{NT}} x_{ikt}^{NT} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega^{SS} \quad (22)$$

$$\sum_{t \in T} \sum_{k \in K^p} x_{ikt}^p \leq 1 \quad \forall p \in P, \quad \forall i \in \Omega^p \quad (23)$$

$$x_{ikt}^{NT} \leq \sum_{\tau=1}^t x_{i\tau}^{SS} \quad \forall i \in \Omega^{SS}, \forall k \in K^{NT}, \forall t \in T \quad (24)$$

$$y_{ijkt}^{EFF} + y_{jikl}^{EFF} \leq 1 \quad \forall (i, j) \in \gamma^{l(EFF)}, \forall k \in K^{EFF}, \forall t \in T \quad (25)$$

$$y_{ijkt}^l + y_{jikl}^l \leq \sum_{\tau=1}^t x_{ijkt}^l \quad \forall l \in \{NRF, NAF\}, \forall (i, j) \in \gamma^{l(NRF, NAF)}, \forall k \in K^l, \forall t \in T \quad (26)$$

$$y_{ijkt}^{ERF} + y_{jikl}^{ERF} \leq 1 - \sum_{\tau=1}^t \sum_{k \in K^{NRF}} x_{ijkt}^{NRF} \quad \forall (i, j) \in \gamma^{l(ERF)}, \forall k \in K^{ERF}, \forall t \in T \quad (27)$$

$$y_{ikt}^{NT} \leq \sum_{\tau=1}^t x_{ikt}^{NT} \quad \forall i \in \Omega^{SS}, \forall k \in K^{NT}, \forall t \in T \quad (28)$$

$$y_{ikt}^p \leq \sum_{\tau=1}^t x_{ikt}^p \quad \forall p \in P, \forall i \in \Omega^p, \forall k \in K^p, \forall t \in T \quad (29)$$

$$\sum_{i \in \{NRF, NAF\}} \sum_{k \in K^l} \sum_{(i, j) \in \gamma^{l(NRF, NAF)}} C_k^{l,l} l_{ij} x_{ijkt}^l + \sum_{i \in \Omega^{SS}} C_i^{l,SS} x_{it}^{SS} + \sum_{k \in K^{NT}} \sum_{i \in \Omega^{SS}} C_k^{l,NT} x_{ikt}^{NT} + \sum_{p \in P} \sum_{k \in K^p} \sum_{i \in \Omega^p} C_k^{l,p} p_f \check{G}_{kt}^p x_{ikt}^p \leq IB_t \quad \forall t \in T \quad (30)$$

$$\sum_{i \in \Omega^N / \Omega^{SS}} \sum_{tr \in TR} \sum_{k \in K^{tr}} \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} g_{ikt b}^{tr} = 0 \quad (31)$$

$$\sum_{i \in \Omega^N / \Omega^p} \sum_{p \in P} \sum_{k \in K^p} \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} g_{ikt b}^p = 0 \quad (32)$$

$$\sum_{i \in \Omega^{NewSS}} \sum_{k \in K^{NT}} \sum_{t \in T} y_{ikt}^{ET} = 0 \quad (33)$$

$$\sum_{l \in L} \sum_{k \in K^l} \sum_{j \in \Omega_i^l} f_{jikl}^l = 0 \quad \forall i \in \Omega^{SS}, \forall b \in B, \forall t \in T \quad (34)$$

[20-23] numaralı eşitsizlikler sırasıyla yeni hat, trafo, transformatör ve DG yatırım kararı kısıtlarıdır. (24) numaralı kısıt yeni transformatörlerin yalnızca o dönemde veya daha öncesinde yatırım yapılmış trafo merkezlerine eklenebileceğini garanti eder. (25) numaralı kısıt mevcut değiştirilmesi istenmeyen hatlarda tek yönlü akışı sağlar.

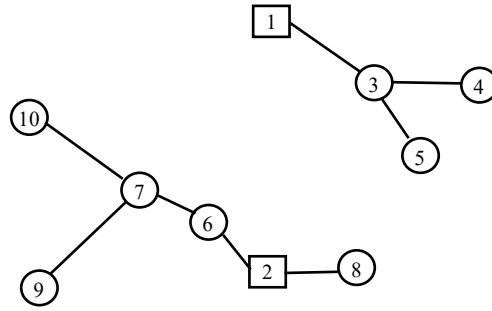
(26) numaralı kısıt yeni hat kurulmuşsa o dönem veya sonrasında akış meydana gelmesini ve tek yönlü akış meydana gelmesini sağlar. (27) numaralı kısıt hat değiştirilmişse eski hatta akış meydana gelmesini engeller. (28) numaralı kısıt herhangi bir t zamanında yeni transformatör kurulmuşsa bu transformatörün o zamanda veya daha sonra kullanılabilir olmasını sağlar. (29) numaralı kısıt herhangi bir t zamanında bir DG kurulmuşsa bu DG'nin o zamanda veya daha sonra kullanılabilir olmasını sağlar. (30) numaralı kısıt yapılacak yatırımın dönemin bütçesini aşmamasını garanti eder. (31) numaralı kısıt talep düğümlerine transformatörden gelen akımı, (32) numaralı kısıt DG kurulamayacak düğümlere DG'den gelen akımı 0'a eşitleyen mantıksal şebeke kısıtlarıdır. Benzer şekilde (33) numaralı kısıt potansiyel yeni bir trafo merkezi düğüme eski transformatör atanmasını, (34) numaralı kısıt ise trafo merkezine talep düğümlerinden akım gitmesini engellemektedir.

Radyalite Kısıtları izleyen alt başlık içinde [35-36] ve [42-47] numaralı eşitliklerde verilmektedir.

3.1 Önerilen radyalite kısıtı

Yayılan ağ yapısından yararlanılarak bu çalışmada geliştirilen radyalite kısıtının detayları aşağıda açıklanmaktadır.

Şebeke tasarımı yapılırken şebekenin radyal yapısının korunması gerekmektedir. Radyal şebeke yapısında her talep düğüme enerji bir trafo merkezinden ve bir hattan gelmelidir. Şebeke ağ yapısında olmalı ve kapalı döngülere izin verilmemelidir. Şekil 4'te kare ile gösterilen 2 trafo merkezi ve yuvarlak ile gösterilen 8 talep düğüme bulunan radyal bir şebeke verilmiştir.



Şekil 4. Bir radyal şebeke örneği

Radyal yapının sağlanabilmesi için her talep düğüme bir giriş olmalı, talep olmayan düğüme (eğer varsa) ise en fazla bir giriş olmalıdır.

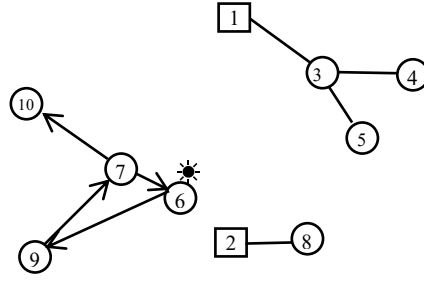
Bu duruma ilişkin kısıtlar aşağıdaki gibi yazılabilir (Munoz Delgado ve diğ., 2015).

$$\sum_{l \in L} \sum_{i \in \Omega_j^l} \sum_{k \in K^l} y_{ijkt}^l = 1 \quad \forall j \in \Omega_t^{LN}, \forall t \in T \quad (35)$$

$$\sum_{l \in L} \sum_{i \in \Omega_j^l} \sum_{k \in K^l} y_{ijkt}^l \leq 1 \quad \forall j \notin \Omega_t^{LN}, \forall t \in T \quad (36)$$

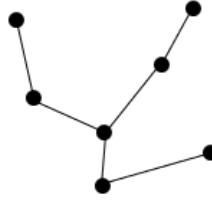
Bu kısıtlar, (18) numaralı şebeke akış kısıtıyla birlikte düşünüldüğünde klasik bir DNEP' de radyaliteyi sağlamak için yeterlidir. Akış kısıtı gereği düğümlere enerji girişi gerektiğinden, tek enerji noktası olan trafo merkezine bağlantı gerçekleşecektir.

Ancak DNEP_DG' de radyaliteyi sağlanması için bu kısıtlar yeterli değildir. Dağıtık üretim kaynağı kurulduğunda düğümler enerjini o kaynaktan alacak şekilde şebekeden kopmuş bir tur oluşturabilir ve trafo merkezi bağlantısı gerçekleşmeyebilir. DNEP_DG' de, yalnızca (35) ve (36) numaralı kısıtlar kullanıldığında oluşabilecek bir şebeke örneği Şekil 5' de verilmiştir. Burada 6 numaralı düğüme bulunan DG, düğüme enerji vermektedir. Her düğüme 1 giriş kısıtı da sağlanmış ve trafo merkezinden kopmuş bir şebeke parçası oluşmuştur.



Şekil 5. Bağlılığının bozulduğu bir şebeke örneği

Trafo merkezinden kopmuş bir şebeke parçasının oluşmasını engellemek için bazı ek kısıtlar gerekmektedir. Bunun için yayılan ağaç probleminin yapısından faydalanabiliriz. Minimum yayılan ağaç problemi, şebeke eniyilenmesinde en iyi bilinen konulardan birisi olup burada ağdaki tüm döğümleri birbirine en az maliyetle bağlayan yolun bulunması amaçlanır (Çevik, Karaca ve Özkan, 2011). Şekil 6'da bir yayılan ağaç örneği verilmiştir.



Şekil 6. Yayılan ağaç örneği

Dağıtım ağı, trafo merkezinin kök döğüm olarak kabul edildiği yayılan ağaç olarak ifade edilebilir (Koutsoukis, Georgilakis ve Hatzigaryriou, 2018). Birden fazla trafo merkezi olduğunda ise bir orman yapısı oluşmaktadır.

Yayılan ağaç problemi alt tur formülasyonunun genelleştirilmesine ilişkin yapı [37-41] numaralı kısıtlarda verilmiştir (Ball, Magnanti, Monma ve Nemhouse, 1995).

G şebekesi, V döğümler ve E hatlar kümesinden oluşmaktadır ($G(V, E)$). Şebekede r kök döğümü, j ise diğer döğümleri ($j \in V \setminus \{r\}$) göstermektedir.

$$S_j = \begin{cases} 1, & j \text{ döğümü ağaçtaysa} \\ 0, & \text{dd} \end{cases}$$

$$X_e = \begin{cases} 1, & e \text{ hattı ağaçtaysa} \\ 0, & \text{dd} \end{cases}$$

Kısıtlar:

$$\sum_{e \in E(U)} X_e \leq \sum_{i \in U \setminus \{k\}} S_i \quad \text{tüm } U \subset V \text{ ve } k \in U \text{ için} \quad (37)$$

$$\sum_{e \in E} X_e = \sum_{i \in V \setminus \{r\}} S_i \quad (38)$$

$$S_r = 1 \quad (39)$$

$$X_e \in \{0,1\} \quad (40)$$

$$S_i \in \{0,1\} \quad (41)$$

(37) numaralı kısıt, ağaçta alt tur oluşmasını engellemektedir. (38) numaralı kısıt ağaç yapısını sağlar. (39) numaralı düğüm kök düğümlerin S değerini 1'e eşitler. (40) ve (41) numaralı kısıtlar ise değişkenlere ilişkin yapısal kısıtlardır.

Literatürde var olan bu yapıdan faydalanarak [37-41] kısıtlarını problemimize uyarlayalım. Kök düğümler, şebekemizdeki trafo merkezi düğümlerini (Ω^{ss}) ifade etmektedir

$$S_{jt} = \begin{cases} 1, & j \text{ düğümü } t \text{ döneminde ağaçtaysa} \\ 0, & \text{diğer} \end{cases}$$

Kısıtlar:

$$\sum_{l \in L} \sum_{k \in K^l} \sum_{(i,j) \in E(U)} (y_{ijkt}^l + y_{jikl}^l) \leq \sum_{i \in U \setminus \{m\}} S_{it} \quad \forall U \subset V, \forall t \in T \text{ ve } \forall m \in U \text{ için} \quad (42)$$

$$\sum_{l \in L} \sum_{k \in K^l} \sum_{(i,j) \in \gamma^l} (y_{ijkt}^l + y_{jikl}^l) = \sum_{j \in \Omega^N \setminus \Omega^{ss}} S_{jt} \quad \forall t \in T \quad (43)$$

$$S_{it} = 1 \quad \forall i \in \Omega^{ss}, \forall t \in T \quad (44)$$

$$S_{jt} = 1 \quad \forall j \in \Omega_t^{LN}, \forall t \in T \quad (45)$$

$$\sum_{l \in L} \sum_{i \in \Omega_j^l} \sum_{k \in K^l} (y_{ijkt}^l) \leq S_{jt} \quad \forall j \in \Omega^N \setminus (\Omega_t^{LN} \cup \Omega^{ss}), \forall t \in T \quad (46)$$

$$\sum_{l \in L} \sum_{k \in K^l} (y_{jikl}^l) \leq S_{jt} \quad \forall j \in \Omega^N \setminus (\Omega_t^{LN} \cup \Omega^{ss}), \quad \forall i \in \Omega^N, \forall t \in T \quad (47)$$

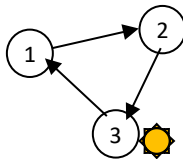
(42) numaralı kısıt ağaçta alt tur oluşmasını engelleyen alt tur eleme kısıtıdır. (43) numaralı kısıt ağaç yapısını sağlamaktadır. (44) numaralı denklem trafo merkezlerinde S değerini 1'e eşitler. (45) - (47) numaralı eşitlikler ise düğümün ağaçta olup olmadığını belirler. (42) numaralı kısıtın yalnızca önceden belirlenen $E(U)$ kümesi için yazılması önerildiğinden düğümün ağaçta olup olmadığını belirlenmesi için (45) - (47) numaralı kısıtlara ihtiyaç duyulmaktadır. Talepli düğümler ağaçtadır, talepsiz düğümde ise 1 giriş varsa ağaçtadır fakat giriş olma zorunluluğu olmadığından herhangi bir düğüme çıkış varsa kontrolünün de yapılması gerekir. Sonuç olarak radyalliğin sağlanması için (35) ve (36) numaralı kısıtlara ek olarak [42-47] numaralı kısıtlar da matematiksel model içerisinde kullanılmalıdır.

Problemimizde, şebekedeki tüm düğümlerin birbiriyle bağlantılı olma potansiyeli olmadığından $E(U)$ kümesi alt tur meydana getirebilecek hatlardan oluşacak şekilde seçilebilir. Çünkü ilgilendiğimiz şebekede mevcut ve kurulabilecek potansiyel hatlar önceden bilinmektedir. Dolayısıyla, asla oluşamayacak hatlar için gereksiz hesaplama yapılması önlenmektedir. $E(U)$ kümesinin doğru bir şekilde belirlenmesi doğru sonuca kısa sürede ulaşmak açısından oldukça önemlidir. Burada problemin ve modelin bazı özelliklerinin dikkate alınması $E(U)$ kümesinin belirlenmesini oldukça kolaylaştıracaktır.

1) Voltaj kısıtının alt tur elemesindeki rolü

(17) numaralı denklemde verilen voltaj kısıtı talepli düğümler arasında alt turların oluşumunu engelleme özelliğine sahiptir.

Aşağıda 3 adet talepli düğümden oluşan bir şebeke parçası örnek olarak verilmiştir.



Şekil 7. Voltaj kısıtının alt tur elemesindeki rolüne ilişkin bir örnek

Bu örnek Şebeke için voltaj kısıtı yazıldığında aşağıdaki denklemler elde edilir.

$$Z_k^l l_{12} f_{12}^l = v_1 - v_2 \quad (48)$$

$$Z_k^l l_{23} f_{23}^l = v_2 - v_3 \quad (49)$$

$$Z_k^l l_{31} f_{31}^l = v_3 - v_1 \quad (50)$$

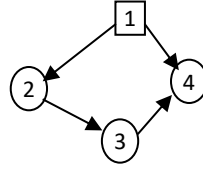
$$Z_k^l l_{12} f_{12}^l + Z_k^l l_{23} f_{23}^l + Z_k^l l_{31} f_{31}^l = 0 \quad (51)$$

DG'nin bağlandığı dđđüm hariç olmak üzere herhangi bir dđđümde talep varsa bu talebi karşılamak için akım oluŐacađından (f değer alacağından) dolayı eŐitlik sifira eşit olamayacak ve voltaj kısıtı alt tur engellemeyi sağlayacaktır. Yani DG kurulamayacak en az bir talep içeren dđđüm varsa voltaj kısıtı zaten alt tur elemeyi sağlamaktadır.

KarŐılanamayan enerjiye izin verildiğinde bu kısıtın alt turu engellemeyebileceğine dikkat etmek gerekir. Çünkü talep olmasına rağmen karŐılanamayan enerjiye izin veriliyorsa $f = 0$ olabilir. Fakat kullanım deđiŐikeni (y_{srkt}^l) amaç fonksiyonuna maliyet yönlü bir katkı sağlamasına rağmen değer alıyorsa bđđük bir olasılıkla üzerinde bir akış gerçekleŐmektedir. Bu modelde karŐılanamayan enerji dikkate alınmamaktadır.

2) Trafo merkezi dđđümünün alt tur elemedeki rolü

Trafo dđđümünün bulunduğu turların değerlendirilmesinde ise dđđümden trafo merkezine doğru bir akım gerçekleŐmeyeceđinden, talep dđđümlerine ise iki giriş olamayacağından dolayı alt tur oluŐmayacaktır.



Şekil 8. Trafo dđđümünün alt tur elemedeki rolüne ilişkin bir örnek

Algoritma 1: $E(U)$ kümesinin oluŐturulması

Adım 1: BaŐla

Adım 2: Mđmkün alt turları listele

Adım 3: Mđmkün alt turlar kümesinden talep içeren aynı zamanda da DG kurulamayan dđđümlerin olduğu turları çıkar

Adım 4: Mđmkün alt turlar kümesinden trafo merkezi dđđümlerinin olduğu turları çıkar

Adım 5: Oluşan $E(U)$ kümesini raporla.

4. Uygulama

4.1 Uygulama 1

Bu bölümde, geliŐtirdiđimiz radyallik kısıtlarının katkısını göstermek için alan yazında hayali talep oluŐturmaya dayanan radyallik kısıt yapısı ile önerdiğimiz kısıt yapısı Munoz-Delgado ve diğ., (2015)'nin çalıŐmasında verilen model ve 24 dđđümlü test problemi üzerinden karŐılaŐtırılmıŐ olup sonuçlar Tablo 1'de verilmiştir. Burada aynı koŐullar altında karŐılaŐtırma yapılabilmesi için ilk olarak Munoz-Delgado ve diğ., (2015)'nin çalıŐmasında verilen model kodlanmıŐ daha sonra aynı model önerdiğimiz radyallik kısıtları kullanılarak özölmüŐtür. Her iki model GAMS 23.3 programında CPLEX özöcü ile Intel Core i5 2.4 GHz, 8GB RAM özelliklerine sahip bir bilgisayar kullanılarak çözölmüŐ ve aynı sonuçlara daha kısa sürede ulaşıldığı görölmüŐtür.

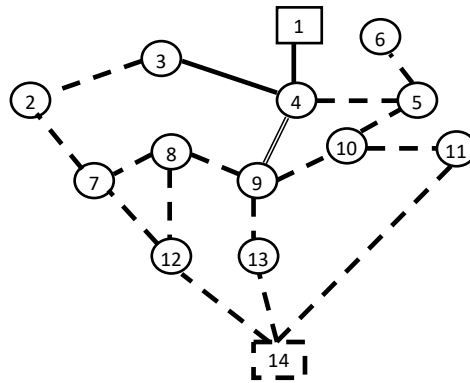
Tablo 1. Radyallik kısıtının etkisi

24 düğümlü test sistemi (Munoz Delgado ve diğ, 2015)		
	Munoz-Delgado ve diğ, 2015	Önerilen yeni radyallik kısıtları
Pozitif ek değişkenler	$f_{srktb}^l, g_{stb}^{SS}$	-
0-1 tamsayı ek değişkenler	-	S_{jt}
Ek parametre veya küme	D_{stb}	$E(U)$
Kısıt sayısı	1458	423
Çözüm süresi	126,03 sn.	69,20 sn.

Önerilen yeni radyallik kısıtı ile problemin çözüm süresinde **%45,09**'luk bir iyileşme sağlanmıştır. Kullanılan denklem sayısı ise 1035 adet azalmıştır.

4.2 Uygulama 2

Bölüm 4.1'de radyallik kısıtlarının etkinliğinin gösterilmesinin ardından geliştirilen matematiksel model, Şekil 9'da verilen şebekeye uygulanmış ve en küçük maliyetli yatırım planı Şekil 10'da verilmiştir.

**Şekil 9.** 14 düğümlü şebeke

Şekil 9'de verilen 14 düğümlü şebeke, IEEE veri setlerinden IEEE-13 test sisteminin probleme özđü şekilde uyarlanmasıyla oluşturulmuştur. Test sistemi 20 kV alınmıştır. Sistemde toplam 14 düğüm bulunmaktadır. Bunlardan, 1 numaralı düğüm mevcut trafo merkezi düğümünü, 14 numaralı düğüm ise kurulabilir trafo merkezi düğümünü göstermektedir. Kalan 12 adet düğüm ise talep düğümleridir. Tek düz çizgili gösterim, şebekede bulunan ve değiştirilmesi istenmeyen hatları, çift çizgili gösterim şu an şebekede var olan fakat değiştirilebilir hatları, kesik çizgiler ise kurulabilecek yeni hatları göstermektedir.

Geleneksel DG kurulabilecek düğümler: 3,5,6,7,9,10; rüzgâr tribünü kurulabilecek düğümler ise 8,9 ve 10 olarak seçilmiştir. Tablo 2'de verilen uzaklık değerleri IEEE 13 test sisteminin verileridir (Kersting, 1991). Modelin radyallik ve genişleme özelliklerini test etmek amacıyla 6 hat ve 1 trafo merkezi eklenmiş olup şebekedeki yeni uzaklıklar ise [0,1-1 km] aralığında rassal oluşturulmuştur.

Tablo 2. Düğümler arası uzaklık değerleri (Kersting, 1991)

Düğüm			Düğüm		
<i>i</i>	<i>j</i>	<i>l_{ij}</i> (km.)	<i>i</i>	<i>j</i>	<i>l_{ij}</i> (km.)
4	3	0,1524	9	13	0,3048
4	5	0,1524	9	10	0,3048
5	6	0,3048	8	7	0,09144
3	2	0,09144	10	11	0,1524
1	4	0,6096	14	13	0,12192
8	12	0,24384	7	12	0,18288
4	9	0,6096	10	5	0,1524
9	8	0,09144	2	7	0,2286
14	12	0,30	14	11	0,02

Talep noktaları iin talep oluştuğu ilk d nem iin $U \sim (0,5)$ d zg n dağılımından  retilmiştir. Diğer yılların talebinin bir  nceki yılın talebinden %15 fazla olacağı varsayılmıştır. Oluşturulan talepler Tablo 3'te verilmiştir.

Tablo 3. Düğümlerin talep verileri

Düğüm	Talep			Düğüm	Talep		
	<i>t</i> = 1	<i>t</i> = 2	<i>t</i> = 3		<i>t</i> = 1	<i>t</i> = 2	<i>t</i> = 3
2	4,52	5,20	5,98	8	0,52	0,60	0,69
3	2,26	2,60	2,99	9	1,23	1,41	1,62
4	4,03	4,63	5,32	10	0,00	3,05	3,51
5	1,00	1,15	1,32	11	0,00	3,80	4,37
6	0,14	0,16	0,18	12	0,00	0,00	3,78
7	4,02	4,62	5,31	13	0,00	0,00	1,04

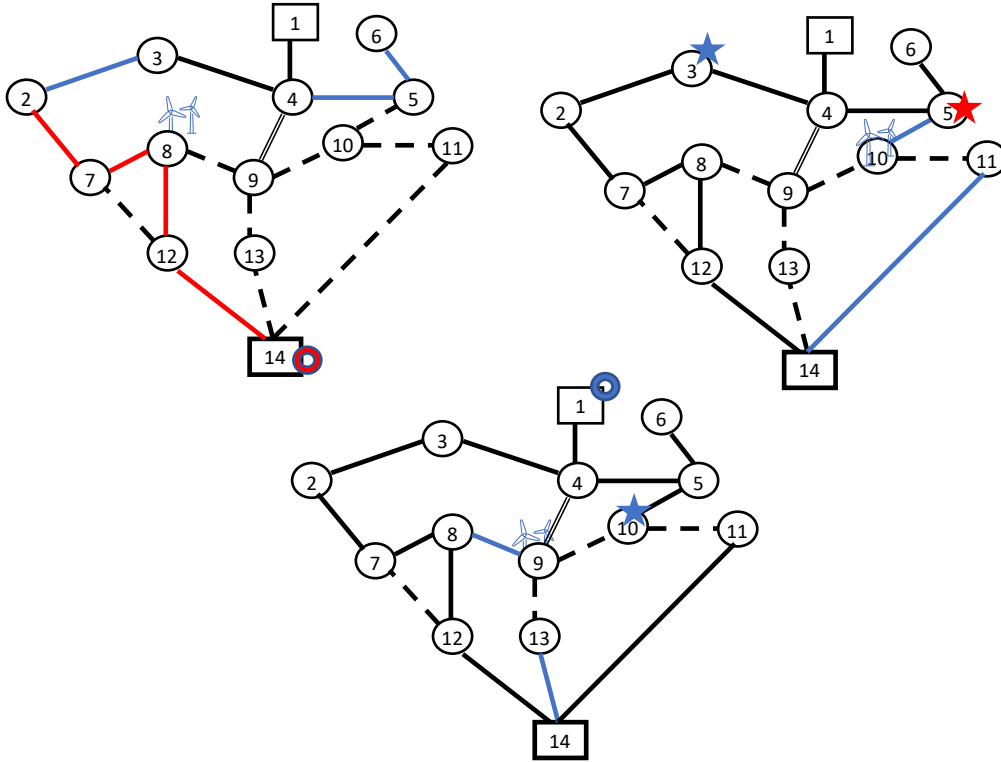
Maliyet verileri, şebeke bileşenlerinin yaşam ömürleri, voltaj parametreleri, sistem güç faktörü, faiz oranı, y k seviyeleri, y k süreleri ve DG entegrasyon seviyesi, Munoz-Delgado ve diğ., (2015)'nin makalesinden alınmıştır. Yıllık bütçe 3 milyon \$ olarak dikkate alınmıştır. Kapasite ve empedansa ilişkin veriler ise Tablo 4'te verilmiştir.

Tablo 4. Kapasite ve empedans ilişkin veriler (Munoz-Delgado ve diğ., 2015)

		Kapasite		Empedans	
		Alternatif 1	Alternatif 2	Alternatif 1	Alternatif 2
Hat	NRF	16,55	20	0,557	0,478
	NAF	6,2	15,55	0,732	0,557
Transformatör	Yeni transformatör	12	15	-	-
DG	Geleneksel	1	2	-	-
	Rüzgâr	0,91	2,05	-	-

Mevcut trafo merkezinde 7,5 MVA'lik transformatör bulunmaktadır. Mevcut hatların kapasitesi 14,775 MVA ve empedansı 0,732 Ω/km 'dir (Munoz-Delgado ve diğ., 2015). Emisyon maliyeti 40 \$, şebeke emisyon katsayısı 0.632, rüzgâr tribünleri için emisyon katsayısı 0.0276 ve geleneksel DG için emisyon katsayısı 0.365 olarak alınmıştır. (Bagheri, Monsef ve Lesani, 2015b)

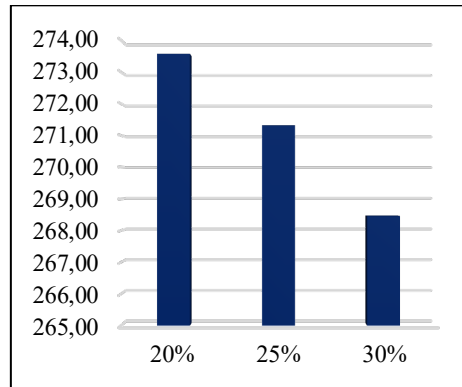
Burada mevcut problemde $t = 1$ döneminde 10,11,12 ve 13 numaralı düğümlerin, $t = 2$ döneminde ise 12 ve 13 numaralı düğümlerin talep içermediği görülmektedir. DG kurulabilir düğümler ise 3,5,6,7,8,9 ve 10 numaralı düğümlerdir.



Şekil 10. 14 düğümlü şebeke için genişleme planı

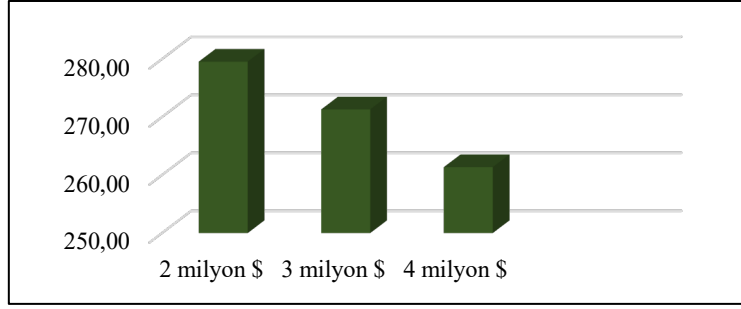
Şekil 10'da verilen üç dönemlik yatırım planında mavi renkler birinci alternatifi, kırmızı renkler ise ikinci alternatifi ifade etmektedir. Rüzgâr tribünü görseli rüzgâr DG kaynağını, yıldız görseli geleneksel DG kaynağını, halka görseli ise transformatör kurulumunu göstermektedir. Şekil 10'da verilen şebeke için toplam maliyetin bugünkü değeri 271.321.325,36 \$ bulunmuştur.

Toplam maliyetin bugünkü değeri açısından bakıldığında ise entegrasyon seviyesinin toplam maliyete etkisi Şekil 11'de, yıllık bütçenin etkisi ise Şekil 12'de gösterilmiştir.



Şekil 11. Toplam maliyetin bugünkü değerinin DG entegrasyon seviyesine göre değişimi (x10⁶ \$)

Entegrasyon seviyesi arttıkça üretim ve emisyon maliyetlerine bağlı olarak toplam maliyetin azaldığı görülmektedir. Benzer şekilde yıllık bütçe miktarı arttıkça daha fazla seçenek değerlendirilebildiğinden toplam maliyetin bugünkü değerinin azaldığı görülmektedir.



Şekil 12. Toplam maliyetin bugünkü değerinin yıllık bütçe miktarına göre değişimi (x10⁶ \$)

Önerilen matematiksel model bu çalışmada önerilen radyallik kısıtları ile çözüldüğünde 824,7 sn.'de, literatürdeki hayali ağ oluşturulan yaklaşım ile çözüldüğünde ise 1206,1 sn.'de en iyi çözüme ulaşmıştır. Dolayısıyla çözüm süresinde yine %31,6'lık bir iyileşme söz konusudur.

5. Sonuç ve öneriler

Dağıtım ağı genişleme planlaması, yüksek bütçeler gerektiren önemli bir yatırım problemidir. Yenilenebilir ve/veya yenilenebilir olmayan dağıtık üretim kaynaklarının planlamaya dahil edilmesi teknik, çevresel ve ekonomik bazı avantajlar getirdiği gibi problemin zorluğunu da artırmaktadır. Dolayısıyla en iyi çözümü kısa sürede bulmak için etkin matematiksel modeller geliştirilmesi oldukça önemlidir. Bu çalışmada, dağıtık üretim içeren dağıtım şebekesi genişleme problemi için yeni bir radyallik kısıtı geliştirilmiştir. Önerilen kısıt kümesi alan yazındaki mevcut yapı ile karşılaştırıldığında aynı sonuca %45,09 oranında daha kısa sürede ulaşıldığı görülmüştür. Matematiksel modelde yapılan bu iyileştirme en iyi çözüme daha hızlı ulaşabilme açısından özellikle büyük boyutlu problemlerin çözümü için önemlidir. Geliştirilen model, gerçek hayat problemlerinde karar vericilerin optimal çözüme daha kısa sürede ulaşmasını sağlayacaktır. Ayrıca, yatırım, bakım, üretim ve emisyon maliyetlerini en küçükleyen çok dönemli genişleme planının bulunması için önerilen radyallik kısıtlarının kullanıldığı karma tamsayı matematiksel bir model geliştirilmiştir. 14 düğümlü bir örnek problem için model uygulanmış ve sonuçlar verilmiştir. Geliştirilen radyallik kısıtlarının bu örnek problemde de en iyi çözüme ulaşma süresini %31,6 oranında azalttığı görülmüştür. Yıllık bütçe arttıkça daha fazla yatırım seçeneği değerlendirildiğinden toplam maliyetin azalmaktadır. Şebeke için izin verilen DG entegrasyon seviyesi arttıkça toplam maliyet yine azalmakta fakat yenilenebilir enerji kaynaklarının aralıklı ve düzensiz kaynaklar olması, voltaj problemleri vb. gibi sorunlar ortaya çıkmaktadır.

Bu çalışmada, yenilenebilir enerji kaynaklarının aralıklı ve düzensiz yapısı dikkate alınmamış olup bu durum gelecek çalışmalarda incelenebilir. Büyük boyutlu şebekelerde $E(U)$ kümesinin belirlenmesi zorlayıcı olabileceğinden bu kümeyi oluşturacak bir yapı araştırılabilir. İleriki çalışmalarda önerilen yaklaşımın farklı problem setleri üzerinde etkinliğinin araştırılması ve farklı tip DNEP_DG problemlerine (güvenilirliği, elektrikli araçları ve depolama sistemlerini vb. dikkate alan) uygulanması hedeflenmektedir.

Araştırmacıların Katkısı

Bu çalışmada; Ayşenur Yurtsever, probleme ilişkin araştırmalar, literatür tarama, modelin geliştirilmesi ve makale yazımında; Berna Dengiz, şebeke modelleri teorik temelinde ve makale yazımında; Burçin Çakır, probleme ilişkin araştırmalar ve makale yazımında ve İsmail Karaoğlan, matematiksel modelin geliştirilmesi konusunda katkı sağlamıştır. Bu çalışma 1. yazarın doktora tezinden üretilmiştir.

Teşekkür

Makalenin kalitesinin iyileştirilmesine yönelik katkılarından dolayı editöre ve anonim hakemlere teşekkürlerimizi sunarız. İlk yazar TÜBİTAK BİDEB programı tarafından desteklenmiştir.

Çıkar Çatışması

Yazar tarafından herhangi bir çıkar çatışması beyan edilmemiştir.

Kaynaklar

- Ackermann T., Andersson G. ve Söder L. (2001). Distributed generations: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57, 195-204. doi: [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8)
- Alotaibi, M. A. ve Salama, M. M. (2018). An Incentive-Based Multistage Expansion Planning Model for Smart Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(5), 5469-5485. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2805322>
- Asensio, M., de Quevedo, P. M., Muñoz-Delgado, G. ve Contreras, J. (2018). Joint distribution network and renewable energy expansion planning considering demand response and energy storage—Part I: Stochastic programming model. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2), 655-666. doi: <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2560339>
- Bagheri, A., Monsef, H. ve Lesani, H. (2015a). An approach for distribution network expansion planning considering reliability issues. In *2015 30th International Power System Conference*, 309-317. doi: <https://doi.org/10.1109/IPSC.2015.7827765>
- Bagheri, A., Monsef, H. ve Lesani, H. (2015b). Comprehensive distribution network expansion planning: A dynamic approach. *20th Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference*, 156-165. doi: <https://doi.org/10.1109/EPDC.2015.7330489>
- Bagheri, A., Monsef, H., & Lesani, H. (2015c). Renewable power generation employed in an integrated dynamic distribution network expansion planning. *Electric Power Systems Research*, 127, 280-296. doi: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2015.06.004>
- Ball, M. O., Magnanti, T. L., Monma, C. L., and Nemhauser, G. L. (1995). *Network Models, Handbooks in OR and MS*, Vol. 7, North-Holland, Amsterdam. Erişim adresi: <https://www.sciencedirect.com/handbook/handbooks-in-operations-research-and-management-science/vol/7/suppl/C.htm>
- Çevik, O., Karaca, S. S., & Özkan, M. (2011). En küçük yayılma modeli ile İç Anadolu Bölgesinde bir kargo firmasının dağıtım güzergâhının belirlenmesi. *Karamanoğlu Mehmetbey Üniversitesi Sosyal ve Ekonomik Araştırmalar Dergisi*, 2011(2), 1-9. Erişim adresi: <https://dergipark.org.tr/pub/kmusekad/issue/10215/125548>
- Enerdata. (2021). World Energy & Climate Statistics – Yearbook 2021. Erişim adresi: <https://yearbook.enerdata.net/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html>.
- Gholizadeh-Roshanagh, R., Najafi-Ravadanegh, S. ve Hosseinian, S. H. (2016). A framework for optimal coordinated primary-secondary planning of distribution systems considering MV distributed generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2), 1408-1415. doi: <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2590425>
- Haffner, S., Pereira, L. F. A., Pereira, L. A. ve Barreto, L. S. (2008). Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation—Part I: Problem formulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(2), 915-923. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2008.917916>
- Hemmati, R., Hooshmand, R. A. ve Taheri, N. (2015). Distribution network expansion planning and DG placement in the presence of uncertainties. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 73, 665-673. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.05.024>
- Huang, Y., Alvehag, K. ve Söder, L. (2014). Distribution network expansion planning considering distributed generation using probabilistic voltage constraints. In *2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 1-6. doi: <https://doi.org/10.1109/PMAPS.2014.6960581>
- Jahromi, M. E., Ehsan, M. ve Meyabadi, A. F. (2012). A dynamic fuzzy interactive approach for DG expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 43(1), 1094-1105. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.06.017>

- Kabirifar, M., Fotuhi-Firuzabad, M., Moeini-Aghtaie, M. ve Pourghaderia, N. (2019). Joint Distributed Generation and Active Distribution Network Expansion Planning Considering Active Management of Network. *27th Iranian Conference on Electrical Engineering*, 702-708. doi: <https://doi.org/10.1109/IranianCEE.2019.8786665>
- Kanwar, N., Gupta, N., Niazi, K. R., Swarnkar, A. ve Bansal, R. C. (2017). Simultaneous allocation of distributed energy resource using improved particle swarm optimization. *Applied energy*, 185, 1684-1693. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.093>
- Karimi-Arpanahi, S., Jooshaki, M., Moeini-Aghtaie, M., Abbaspour, A. ve Fotuhi-Firuzabad, M. (2019). A Flexibility-Oriented Model for Distribution System Expansion Planning Studies. In *2019 27th Iranian Conference on Electrical Engineering*, 737-741. doi: <https://doi.org/10.1109/IranianCEE.2019.8786398>
- Kersting, W. H. (1991). Radial distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(3), 975-985. doi: <https://doi.org/10.1109/59.119237>.
- Koutsoukis, N. C., Georgilakis, P. S. ve Hatziargyriou, N. D. (2017). Multistage coordinated planning of active distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(1), 32-44. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2699696>
- Lima, T. D., Tabares, A., Arias, N. B., & Franco, J. F. (2021). Investment & generation costs vs CO2 emissions in the distribution system expansion planning: A multi-objective stochastic programming approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 131, 106925. doi: <https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2021.106925>
- Malee, R. K., Jain, P., Gupta, P. P., ve Dharampal, S. S. (2016). Distribution system expansion planning incorporating distributed generation. In *2016 IEEE 7th Power India International Conference*, 1-6. doi: <https://doi.org/10.1109/POWERI.2016.8077273>
- Muñoz-Delgado, G., Contreras, J. ve Arroyo, J. M. (2015). Joint expansion planning of distributed generation and distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5), 2579-2590. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2364960>
- Prakash, K., Lallu, A., Islam, F. R., ve Mamun, K. A. (2016). Review of power system distribution network architecture. In *2016 3rd Asia-Pacific World Congress on Computer Science and Engineering*, 124-130. doi: <https://doi.org/10.1109/APWC-on-CSE.2016.030>
- Santos, S. F., Fitiwi, D. Z., Shafie-khah, M., Bizuayehu, A. W. ve Catalão, J. P. S. (2017). Optimal sizing and placement of smart-grid-enabling technologies for maximizing renewable integration. In *Smart Energy Grid Engineering*, 47-81. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-805343-0.00003-6>
- Seta, F. D. S., de Oliveira, L. W. ve de Oliveira, E. J. (2020). Distribution System Planning with Representation of Uncertainties Based on Interval Analysis. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 31(2), 494-510. doi: <https://doi.org/10.1007/s40313-020-00573-0>
- SHURA (2020). 2030 Yılına Doğru Türkiye'nin Optimum Elektrik Üretim Kapasitesi. Erişim adresi: https://www.shura.org.tr/wp-content/uploads/2020/09/rapor_TR_web_.pdf
- Siahi, M., Porkar, S., Abbaspour-Tehrani-fard, A., Poure, P. ve Saadate, S. (2010). Competitive distribution system planning model integration of DG, interruptible load and voltage regulator devices. *Iranian Journal of Science and Technology*, 34(B6), 619. Erişim adresi: https://ijste.shirazu.ac.ir/article_829.html
- Soroudi, A., Ehsan, M. ve Zareipour, H. (2011). A practical eco-environmental distribution network planning model including fuel cells and non-renewable distributed energy resources. *Renewable energy*, 36(1), 179-188. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.06.019>
- Sun, K., Liu, Y., He, D., Wang, H., Wang, L. ve Sun, Z. (2018). Coordinated Planning of Distributed Generation and Distribution Networking Considering Network Reconfiguration. In *2018 International Conference on Power System Technology*, 2227-2232. doi: <https://doi.org/10.1109/POWERCON.2018.8601935>

Sun, Q., Wu, Z., Gu, W., Zhu, T., Zhong, L., & Gao, T. (2021). Flexible expansion planning of distribution system integrating multiple renewable energy sources: An approximate dynamic programming approach. *Energy*, 226, 120367. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120367>

TAS (2018). Türkiye Akıllı Şebekeler 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Projesi Raporu. Erişim adresi: <http://www.elder.org.tr/Content/yayinlar/TAS%20TR.pdf>.

Theo, W. L., Lim, J. S., Ho, W. S., Hashim, H. ve Lee, C. T. (2017). Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 531-573. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.063>

Ugranlı, F. (2019). Analysis of renewable generation's integration using multi-objective fashion for multistage distribution network expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 106, 301-310. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.10.002>

Wu, Z., Liu, Y., Gu, W., Zhou, J., Li, J. ve Liu, P. (2018). Decomposition method for coordinated planning of distributed generation and distribution network. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 12(20), 4482-4491. doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.2050>

Xing, H., Cheng, H., Zhang, L., Zhang, S. ve Zhang, Y. (2015). Second-order cone model for active distribution network expansion planning. In *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1-5. doi: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286204>