

**Türkiye Elektrik Piyasası İçin Ekonomik Denge Modelleri:  
Piyasa Denge Modelleri İle Üretim/İletim Yatırım  
Modellerinin Bütünleştirilmesi**

**Program Kodu: 3501**

**Proje No: 115K546**

Proje Yürütücüsü:  
**Dr. Öğr. Üyesi Emre ÇELEBİ**

Bursiyerler:

Cansu Şentürk EKER

Zeki UYAN

MAYIS 2018  
İSTANBUL

## ÖNSÖZ

Bu projede, Türkiye elektrik piyasası için piyasa-takas/piyasa fiyatı benzetim modeli oluşturulması ve bu modele üretim/iletim yatırım modellerinin eklenmesi ile bir politika analiz aracı oluşturulması amaçlanmıştır. Bu bağlamda, yatırımcılar için çeşitli etkenlerin (örneğin piyasa gücü, iletim kısıtlılıkları, üretimdeki belirsizlikler, talep tepkisi ve belirsizlikleri gibi) piyasa fiyatı sinyali üzerindeki etkileri simüle edilmiştir. Karar verme süreçlerinde önemli roller oynayan bu tarz modeller, karmaşık piyasa dinamiğinin anlaşılması açısından da önemli bir yer tutmaktadır. Bu projede önerilen modeller, hem geleceğe dönük yatırım planları açısından hem de bunların piyasaya etkileri ve piyasa oyuncularının karar verme süreçlerindeki sonuçları bakımından oldukça faydalı olabilecek ve piyasa oyuncularının kısa/orta/uzun vadeli kararlarına yardımcı olabilecek çözümleneleri yapabilecektir. Literatürde de önemli bir eksiklik olarak görülen bu tarz bütünlüklü bir çalışma, sadece Türkiye piyasasına özgü olmayıp diğer bölge veya ülke piyasalarına da uyarlanabilecektir. Bu araştırma TÜBİTAK 3501 “Kariyer Geliştirme Programı” kapsamında SOBAG-115K546 numaralı proje ile desteklenmiştir.

## İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ.....	ii
İÇİNDEKİLER.....	iii
ŞEKİL LİSTESİ.....	v
TABLO LİSTESİ.....	vii
ÖZET.....	x
ABSTRACT.....	xi
1. GİRİŞ.....	1
1.1 Türkiye Elektrik Piyasası Genel Görünümü.....	5
1.2 Üretim Yatırımları.....	8
1.3 İletim Yatırımları.....	10
2. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI İÇİN BÖLGESEL PİYASA-TAKAS MODELLERİ VE ANALİZİ.....	13
2.1 Matematiksel Model.....	14
2.1.1 Müşteriler.....	15
2.1.2 Üretici Firma $f$ .....	16
2.1.3 İletim Sistem İşletmecisi (İSİ).....	16
2.1.4 Piyasa-Takas Koşulları.....	17
2.1.5 Karışık Tamamlayıcılık Modeli.....	18
2.2 Türkiye Elektrik Piyasası için Bölgesel Piyasa-Takas Modeli Uygulaması ve Analizi 19	
2.3 Piyasa-Takas Modeli Verileri.....	20
2.4 Piyasa-Takas Modeli Sonuçları.....	25
2.5 Piyasa çıktıları ve toplum refahı açısından karşılaştırmalı analizler.....	30
2.5.1 Bara bazlı ve tek fiyatlandırma modellerinin karşılaştırılması.....	30
2.5.2 İletim hattı kısıtsız ve kısıtlı modellerin karşılaştırılması.....	32
2.5.3 Tam rekabetçi ve Nash-Cournot piyasa yapılarının karşılaştırması.....	35
3. İLETİM/ÜRETİM YATIRIM MODELLERİ İLE BÜTÜNLEŞİK PİYASA-TAKAS MODELİ.....	40
3.1 Elektrik Üretim ve İletim Yatırım Modelleri.....	41
3.2 Üretim Yatırım Modelleri.....	47
3.2.1 Yakıt Fiyatları.....	52
3.2.2 Elektrik Talebi.....	52
3.2.3 Su Bilimi.....	52
3.2.4 Elektrik Piyasa Fiyatı.....	53

3.2.5	Kurumsal Çerçeve.....	53
3.2.6	Teknolojik Gelişmeler.....	53
3.3	İletim Yatırımı Modelleri.....	54
3.4	Piyasa-Takas Modeli ile Bütünleşik Üretim/İletim Yatırım Modelleri.....	60
3.5	Matematiksel Modeller .....	62
3.5.1	Üç-Baralı Test Sistemi için Bütünleşik Model Uygulaması ve Sonuçları	69
3.6	Türkiye Elektrik Piyasası için Bütünleşik Model Uygulaması.....	70
3.6.1	Veriler ve Öngörüler .....	70
3.6.2	Senaryo 1 (Mevcut Politika) Sonuçları ve Analizi.....	71
3.6.3	Tüm Senaryo Sonuçları.....	73
4.	KONVEKS OLMAYAN (İKİLİ TAMSAYI KARAR DEĞİŞKENLİ) ALTERNATİF ELEKTRİK PİYASA MODELLERİ (FULLER VE ÇELEBİ, 2017) .....	81
4.1	İkili Tamsayı Karar Değişkenli Elektrik Piyasa Yatırım Modelleri .....	81
4.2	Sonuçlar ve Tartışma .....	83
5.	GENEL DEĞERLENDİRME VE ÖNERİLER.....	88
	KAYNAKLAR .....	91
	EKLER.....	102
	EK-A. Piyasa-Takas Modeli Verileri (9-Baralı Türkiye Elektrik Sistemi) .....	102
	EK-B. Piyasa-Takas Modeli Sonuçları (9-Baralı Türkiye Elektrik Sistemi) .....	104
	EK-C. Yatırım Modeli Verileri (9-Baralı Türkiye Elektrik Sistemi) .....	112
	EK-D. Yatırım Modeli Detaylı Sonuçları (9-Baralı Türkiye Elektrik Sistemi) .....	115
	EK-E. İkili Tamsayı (Binary) Değişkenli Bütünleşik Yatırım Modeli .....	124

## ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1. Elektrik Enerjisi Sektörünün Serbestleşme Süreci (TETAŞ, 2013) .....	1
Şekil 2. Yük Süre Eğrileri (EPIAŞ'tan alınan verilerle derlenmiştir.) .....	6
Şekil 3. Yıllara Göre Kapasite Projeksiyonlarının Sapma Oranları (TEİAŞ Verilerinden derlenmiştir.) .....	8
Şekil 4. İzleme Sinyali (Tracking Signal).....	9
Şekil 5. Projeksiyon Yılına Uzaklığına Göre Sapmalar.....	9
Şekil 6. Sıfır Bakiye Düzeltme Kaleminin 2012-2014 arası gelişimi (Rekabet Kurumu, 2015) .....	12
Şekil 7. Dokuz (9) bölge Türkiye elektrik iletim sistemi (Çakır, 2014) .....	21
Şekil 8. Yakıt cinslerine göre ayrılmış kaynakların kurulu güç dağılımı .....	21
Şekil 9: Kuruluş cinslerine göre ayrılmış santrallerin kurulu güç dağılımı .....	22
Şekil 10: Aralık 2015 gerçek zamanlı talep kutu çizimi ve histogramlar .....	24
Şekil 11: Yük-süre eğrisi, Aralık 2015 .....	25
Şekil 12: Aralık 2015 haftasonu benzetim sonuçları .....	27
Şekil 13: Aralık 2015 hafta içi benzetim sonuçları .....	28
Şekil 14. Üç-seviyeli iletim/üretim yatırım ve piyasa-takas modeli.....	41
Şekil 15. Ana Risk Unsurları .....	51
Şekil 16: Bütünleşik iletim/üretim yatırım ve piyasa-takas modeli .....	62
Şekil 17. Senaryo 1 mevcut politika (sabit yatırımlı) haritası (tam rekabetçi piyasa yapısı) ...	76
Şekil 18. Senaryo 1 mevcut politika (sabit yatırımlı) haritası (Nash-Cournot piyasa yapısı) ..	76
Şekil 19. Senaryo 1 mevcut politika (değişken yatırımlı) haritası (tam rekabetçi piyasa yapısı) .....	77
Şekil 20. Senaryo 1 mevcut politika (değişken yatırımlı) haritası (Nash-Cournot piyasa yapısı) .....	77
Şekil 21. Senaryo 2 (YEKDEM) haritası (tam rekabetçi piyasa yapısı) .....	78
Şekil 22. Senaryo 2 (YEKDEM) haritası (tam rekabetçi piyasa yapısı) .....	78
Şekil 23. Senaryo 3 (karbon maliyetleri) haritası (tam rekabetçi piyasa yapısı).....	79
Şekil 24. Senaryo 3 (karbon maliyetleri) haritası (Nash-Cournot piyasa yapısı).....	79

Şekil 25. Senaryo 4 (YEKDEM ve karbon maliyetleri) haritası (tam rekabetçi piyasa yapısı)	80
Şekil 26. Senaryo 4 (YEKDEM ve karbon maliyetleri) haritası (Nash-Cournot rekabetçi piyasa yapısı) .....	80
Şekil 27. 6-baralı test sistemi (Jin ve Ryan, 2014) .....	83
Şekil 28. Farklı iletim yatırım planları için net katkı ve net üretici kârları (tam rekabetçi piyasa yapısı) .....	86
Şekil 29. Farklı iletim yatırım planları için net katkı ve üretici kârları (tam rekabetçi piyasa yapısı) .....	86
Şekil B-1. Haftaiçi benzetim sonuçları, Şubat 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 28000 MW, 32000 MW ve 33500 MW).....	104
Şekil B-2. Haftasonu benzetim sonuçları, Şubat 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 27000 MW, 29000 MW ve 30000 MW).....	105
Şekil B-3. Haftaiçi benzetim sonuçları, Mayıs 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 26500 MW, 30000 MW ve 33500 MW).....	106
Şekil B-4. Haftasonu benzetim sonuçları, Mayıs 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 26000 MW, 28000 MW ve 30000 MW).....	107
Şekil B-5. Haftaiçi benzetim sonuçları, Ağustos 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 31500 MW, 35000 MW ve 41000 MW).....	108
Şekil B-6. Haftasonu benzetim sonuçları, Ağustos 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 30000 MW, 33000 MW ve 37000 MW).....	109
Şekil B-7. Haftaiçi benzetim sonuçları, Kasım 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 27000 MW, 32000 MW ve 34500 MW).....	110
Şekil B-8. Haftasonu benzetim sonuçları, Kasım 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 26500 MW, 27000 MW ve 31000 MW).....	111

## TABLO LİSTESİ

Tablo 1. Genel piyasa-takas modeli.....	14
Tablo 2: Kaynak tipine göre kurulu güç değerleri.....	22
Tablo 3: Aralık ayı haftaiçi ve haftasonu maksimum kapasite faktörleri .....	23
Tablo 4: Değişken talep seviyeleri sonucunda elde edilen sonuçlar .....	29
Tablo 5: Değişken talep seviyeleri sonucunda elde edilen refah sonuçları .....	30
Tablo 6. Gerçekleşen ve simüle edilen fiyat karşılaştırmaları.....	30
Tablo 7: Bara bazlı ve tek fiyatlandırma modellerinin karşılaştırması.....	32
Tablo 8. İletim hattı kısıtsız ve kısıtlı modellerin refah seviyelerine etkilerinin analizi .....	33
Tablo 9: İletim hattı kısıtsız ve kısıtlı modellerin fiyat ve toplam satışlarının karşılaştırması ..	34
Tablo 10. Tam rekabetçi ve Nash-Cournot oligopol piyasa modellerinin refah seviyelerine etkilerinin analizi.....	36
Tablo 11: Tam rekabetçi ve Nash-Cournot oligopol piyasa modellerinin fiyat ve toplam satışlarının karşılaştırması (Aralık 2015, Haftaiçi).....	37
Tablo 12: Tam rekabetçi ve Nash-Cournot oligopol piyasa modellerinin fiyat ve toplam satışlarının karşılaştırması (Aralık 2015, Haftasonu) .....	38
Tablo 13. Çeşitli modellerin ilgili literatür taraması ile karşılaştırılması (Jin ve Ryan, 2014) ..	47
Tablo 14: Model parametreleri.....	69
Tablo 15: MCP & MPEC Modelleri Özet Sonuçları .....	70
Tablo 16: Mevcut politika (sabit yatırımlı) için refah sonuçları (1000 TL/saat) .....	72
Tablo 17. Senaryo 1 (değişken yatırımlı) için tam rekabetçi ve Nash-Cournot piyasa yapıları altında sonuçlar (TL/saat).....	73
Tablo 18. Senaryo 1 (değişken yatırımlı) için Nash-Cournot ve tam rekabetçi piyasa yapılarının satışlar ve fiyat açısından karşılaştırması (bara bazlı).....	73
Tablo 19. Tüm senaryolar için refah sonuçları (1000 TL/saat) .....	74
Tablo 20. Tüm senaryolara göre yenilenebilir/geleneksel kaynaklardan üretim payları .....	75
Tablo 21. Tüm senaryolar için refah ölçülerindeki birim yatırım getirisi (TL).....	75
Tablo 22. Tam rekabetçi piyasa modeli için sonuçlar.....	84
Tablo 23. Nash-Cournot oligopol piyasa modeli için sonuçlar .....	85

Tablo A-1. Santral çeşitleri .....	102
Tablo A-2. Yük tevzi merkezi –YTM (bölge).....	102
Tablo A-3. Şubat, Mayıs, Ağustos ve Kasım 2016 haftaiçi ve haftasonu talep senaryoları (EPIAŞ, 2017) .....	102
Tablo A-4. Şubat, Mayıs, Ağustos ve Kasım 2016 haftaiçi ve haftasonu maksimum kapasite faktörleri (EPIAŞ, 2017).....	103
Tablo C-1. Üretim teknolojisi maliyetleri (\$/MWh) .....	112
Tablo C-2. Yatırım modelleri için Aralık 2020 kapasite faktörleri (2015 Aralık, Haftaiçi) .....	112
Tablo C-3. Üretim yatırım maliyetleri (\$/MW/saat) .....	112
Tablo C-4 İletim yatırım maliyetleri (\$/MW/saat) .....	112
Tablo C-5. Mevcut üretim kapasiteleri (MW).....	113
Tablo C-6. Üretim yatırım limitleri (MW).....	114
Tablo C-7. Her senaryo için ters talep fonksiyon sabiti ( $\alpha_i$ : \$/MWh) ve eğimi ( $\beta_i$ : \$/MWh <sup>2</sup> ) .....	114
Tablo D-1. Her senaryo, bara ve piyasa için fiyatlar (TL/MWh) (senaryo 1-değişken).....	115
Tablo D-2. Her senaryo, bara ve piyasa için talep miktarları (GW) (senaryo 1-değişken) ...	115
Tablo D-3. Her senaryo, bara ve piyasa için fiyatlar (TL/MWh) (senaryo 1-sabit).....	116
Tablo D-4. Her senaryo, bara ve piyasa için talep miktarları (GW) (senaryo 1-sabit) .....	116
Tablo D-5. Senaryo 2 için tam rekabetçi ve Nash-Cournot piyasa yapıları altında sonuçlar (TL/saat).....	117
Tablo D-6. Senaryo 2 için Nash-Cournot ve tam rekabetçi piyasa yapılarının satışlar ve fiyat açısından karşılaştırması (bara bazlı).....	117
Tablo D-7. Senaryo 3 için tam rekabetçi ve Nash-Cournot piyasa yapıları altında sonuçlar (TL/saat).....	118
Tablo D-8. Senaryo 3 için Nash-Cournot ve tam rekabetçi piyasa yapılarının satışlar ve fiyat açısından karşılaştırması (bara bazlı).....	118
Tablo D-9. Senaryo 3 için tam rekabetçi ve Nash-Cournot piyasa yapıları altında sonuçlar (TL/saat).....	119
Tablo D-10. Senaryo 3 için Nash-Cournot ve tam rekabetçi piyasa yapılarının satışlar ve fiyat açısından karşılaştırması (bara bazlı).....	119
Tablo D-11. Tüm senaryolar için iletim yatırım miktarı (MW).....	120



Tablo D-12. Senaryo 1 (değişken) için üretim yatırımları (MW).....	120
Tablo D-13. Senaryo 2 için üretim yatırımları (MW) .....	121
Tablo D-14. Senaryo 3 için üretim yatırımları (MW) .....	122
Tablo D-15. Senaryo 4 için üretim yatırımları (MW) .....	123

## ÖZET

Dünya ve Türkiye elektrik piyasalarındaki yeniden yapılanma (ve de serbestleşme) sürecinde, tekeli ve dikey yapıdaki kamu elektrik şirketi yerini özel üretim/dağıtım şirketleri ile düzenleyici ve denetleyici üst kurumların piyasa kurallarını belirlediği ve bağımsız sistem işletmecisinin organize ettiği çok oyunculu yeni bir piyasa yapısına bırakmıştır. Bu bağlamda, Türkiye elektrik piyasasında yeni üretim/iletim kapasite yatırım kararlarını, rekabetçi piyasada oluşacak fiyat sinyallerini ve fiyat sinyalinin altında yatan diğer yatırımcı ve/veya üreticilerin davranışlarını, yakıt maliyetleri ve talep artışı gibi arz-talep dinamiğine bağlı belirsizlikleri dikkate alabilen ekonomik denge modelleri ile tahminler ve planlamalar yapabilmek için piyasa-takas veya piyasa fiyatı benzetim modellerine ihtiyaç duyulmaktadır. Bunun yanı sıra, piyasa modelleri ile planlama ve geleceğe dönük kestirimler yapılabileceğinden, yatırım kararları ile bütünleşik bu tarz modellere (şirketlerin ve tüketicilerin piyasadaki davranışlarını, denetleyici ve düzenleyici kurumun piyasa izleme/denetleme faaliyetlerini ve sistem işletmecisinin piyasayı ve sistemi gözleme ve işletme görevlerini analiz edebilecek) ihtiyaç kaçınılmazdır.

Bu projede, Türkiye elektrik piyasası için piyasa-takas/piyasa fiyatı benzetim modeli oluşturulmuş ve bu modele üretim/iletim yatırım modelleri eklenmiştir. Bu bağlamda, yatırımcılar için büyük önem arz eden çok çeşitli etkenlerin (örneğin piyasa gücü, iletim kısıtlılıkları, üretimdeki belirsizlikler, talep tepkisi ve belirsizlikleri gibi) piyasa fiyatı sinyali üzerindeki etkileri simüle edilmiştir. Ayrıca önerilen bütünleşik modeller, hem geleceğe dönük yatırım planları açısından hem de bunların piyasaya etkileri ve piyasa oyuncularının karar verme süreçlerindeki sonuçları bakımından oldukça faydalı sonuçlar sunmaktadır.

Bu projede geliştirilen bütünleşik modeller tek-seviyeli ve iki-seviyeli olarak formüle edilmiş ve oldukça genel koşullar altında bu modellerin tamamlayıcılık problemleri kullanılarak etkin bir şekilde çözülebildiği görülmüştür. Bunun yanı sıra ikili tamsayı kısıtlı karışık tamamlayıcılık problemlerinin bu yapı altında çözülebildiği bir test sistemi üzerinde gösterilmiştir. Bu modellerin Türkiye elektrik piyasasındaki uygulamalarından ise etkin bir politika analiz aracı olarak kullanılabileceği ve çeşitli senaryolar ile piyasa dinamiklerini analiz edebileceği görülmüştür.

**Anahtar Kelimeler:** Türkiye elektrik piyasası, ekonomik denge, piyasa-takas/piyasa fiyatı benzetim modelleri, üretim/iletim yatırım modelleri, karışık tamamlayıcılık problemi, denge kısıtlı matematiksel program, ikili tamsayı kısıtlı karışık tamamlayıcılık problemi

## ABSTRACT

In the restructuring (and liberalization) process of electricity markets worldwide and in Turkey, monopolistic and vertical public electricity company is replaced by privately owned generation/distribution firms with regulatory and supervisory entities who enforces market rules and an independent system operator who organizes the operations in this market structure. In this context, Turkish electricity market requires market-clearing and market-price simulation models (e.g., economic equilibrium models) which can inform on new generation/transmission investment decisions, price signals formed in the competitive market, other investor's and/or producer's behaviors underlying these price signals, uncertainty in supply-demand dynamics that accounts for fuel costs and demand increase. Moreover, for forecasting and planning purposes, it is inevitable to have such models integrated with investment decisions (to analyze firms' and customers' behaviors in the market, regulatory body's market monitoring and control activities, system operator's monitoring and management duties).

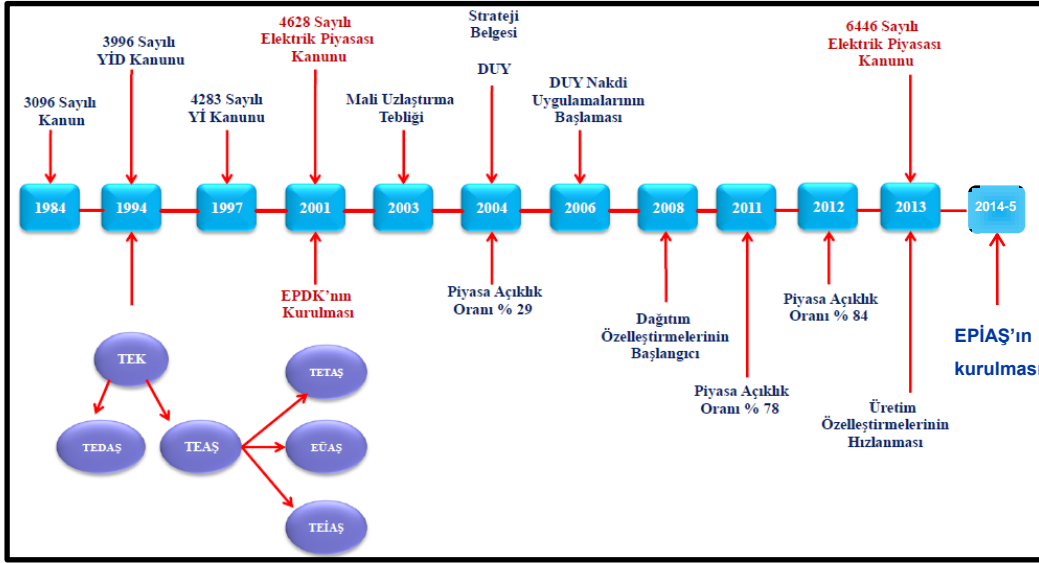
In this project, formulation of a market-clearing/market-price simulation model for the needs of Turkish electricity market and integration of the generation/transmission investment models into this model has been accomplished. In this context, important issues for the investors that is affected by a variety of factors (e.g., market power, transmission constraints, uncertainty in generation, demand response and uncertainties, etc.) over the market price signals has been simulated. The proposed models have been useful in terms of future investment plans and their impact on the market and decision-making process of market participants.

The integrated models of this project has been formulated as single- and bi-level programming problems, and under fairly general conditions, it has been observed that they can be solved efficiently as a mixed complementarity problem. Moreover, it has been shown that discretely constrained mixed complementarity problems can also be solved in this setting. Applications of these models in Turkish electricity market have enabled them as an efficient policy analysis tool under variety of scenarios and market dynamics.

**Keywords:** Turkish electricity market, economic equilibrium, market-clearing/market-price simulation models, generation/transmission investment models, mixed complementarity problem, mathematical program with equilibrium constraints, discretely constrained mixed complementarity problem

## 1. GİRİŞ

Elektrik piyasaları 1980'lerde dünya genelinde benimsenen liberalleşme politikası ile hızla değişerek; özelleştirme, serbestleştirme ve yeniden yapılandırma çalışmalarına sahne olmuştur. Bu süreçte, elektrik tedariki hizmetinin kamu hizmeti olduğu fikri tamamen terk edilmiş; sektörün üretim, dağıtım, toptan satış ve perakende satış aşamaları rekabete açılmıştır. Hatta bu aşamalar birçok ülkede rekabete açılmakla kalmamış, elektriğin ticari bir mal gibi alınıp satıldığı organize ticaret piyasaları da (power exchange/pool) oluşturulmuştur. Öyle ki, elektrik artık başlı başına bir ticari faaliyet konusu olmuş, piyasalaşmıştır. Ekonomik kısıtlardan, yeni yapılar ve yasal düzenlemeler gerektirmesinden ve elektrik piyasasını işletme niyeti olanların çok yüksek sabit maliyetlerle karşılaşmasından dolayı oldukça yavaş işleyen bu süreç, çoğu ülkede tamamlansa da bazı ülkelerde henüz başlangıç seviyesinde bulunmaktadır (Ulusoy, 2012). Şekil 1'de Türkiye elektrik piyasalarında süregelen serbestleşme süreci gösterilmektedir (detaylı bilgiler için Türkiye Elektrik Taahhüt ve Ticaret A. Ş. –TETAŞ (2013) ve Rekabet Kurumu (2015) raporlarına bakınız).



Şekil 1. Elektrik Enerjisi Sektörünün Serbestleşme Süreci (TETAŞ, 2013)

Serbest elektrik piyasalarında elektrik fiyatı, piyasanın tüm katılımcılarının odak noktası haline gelmiştir. Serbestleştirilmiş elektrik sektöründe, üretici şirketler ile tüketicilerin piyasada bir araya gelerek elektrik fiyatlarını belirlemeleri gerekmektedir (Schweppe vd., 1988). Teorik olarak tam rekabetçi elektrik piyasası yeni üretim kapasitesi yatırımları için gereken fiyat sinyallerini üretmektedir. En basit şekliyle, tam rekabetçi piyasada talebi karşılayacak yeterli üretim kapasitesinin olması durumunda, elektrik enerjisi spot fiyatı marjinal (en son devreye giren) santralin üretim maliyetine eşittir. Fakat, bu resmin eksik kalan kısmı ve önemli bir girdisi ise elektrik üretim ve iletim süreçlerinin ve sisteminin kendine

has fiziksel ve operasyonel özellikleridir (anlık üretim-tüketim dengesinin sürekli gerekliliği, iletim hatlarındaki fiziksel güç akışlarının Kirchhoff kanunlarına uygunluğu ve ekonomik olarak depolanamayan bir ürün olması). Dolayısıyla, elektrik fiyatı diğer finansal fiyatlardan farklı bir davranış göstermektedir. Elektrik fiyatlarının piyasadaki stratejik (örn., üretim/iletim yatırımları), taktiksel (örn., spot piyasadaki teklifler) ve operasyonel (örn., sistem güvenliği) kararlar için önem arzettiğini de göz önüne alarak, elektrik fiyatı tahmin modellerinin de bu süreçte çok önemli olduğu görülebilir.

Literatürde elektrik fiyatlarını modellemeye yönelik olarak iki ana yaklaşım mevcuttur (Deng ve Oren, 2006):

- a) "Temel yaklaşım": Sistem ve piyasa operasyonlarının simülasyonunu göz önüne alarak piyasa fiyatına ulaşmayı hedefleyen yaklaşım,
- b) "Teknik yaklaşım": piyasa fiyatının stokastik davranışını geçmiş dönem veri ve istatistiksel analizler ile doğrudan modellemeye çalışan yaklaşım.

Temel yaklaşım, belirli senaryolar dahilinde daha gerçekçi sistem ve iletim ağı modellemesi sunmaktadır ve değerlendirilmesi gereken çok sayıdaki senaryo için de artık hesaplanabilirliği mümkün modeller ortaya çıkmıştır (örn., bakınız Fuller ve Chung (2005, 2007)). Bunlardan ötürü, teknik yaklaşımı kullanarak fiyat tahminlerinde bulunmak bu projenin konusu olmamıştır.

Literatürde temel yaklaşımı kullanarak elektrik piyasalarını farklı piyasa yapıları için (tam rekabetçi, oligopol, tekelci veya oyun teorisi yapıları) modelleyen ekonomik denge problemlerine ilgi son on yılda oldukça artmıştır (Helman ve Hobbs, 2010). İletim ağlarının da modellenmesi, bu denge modellerini büyük ölçekli ve karmaşık hale getirmiş ve analizler/hesaplanabilir sonuçlar için de probleme yeni bir boyut eklemiştir (örn., Kirchhoff'un akım ve voltaj kanunlarına uyan iletim ağı kısıtları gibi). Bunun yanısıra, bu denge modelleri piyasa fiyatı simülasyonu ile politika yapıcılara ve sistem işletmecisine piyasa tasarımı ve piyasa gücü konularında anlayış kazandırmaktadır (Smeers, 1997; Wei ve Smeers, 1999; Hobbs, 2001; Day vd., 2002). Dahası, yeterince detaylı modeller kısa/uzun dönem fiyat tahminleri ve gerçekleşen piyasa fiyatının yinelenmesi gibi konularda yararlı olmaktadır (Green ve Newberry, 1992; Borenstein ve Bushnell, 1999).

Ventosa vd. (2005) piyasa modelleme eğilimleri hakkında detaylı bir özet sunmaktadır. Burada üç ana yönelime işaret etmektedirler: optimizasyon modelleri, denge modelleri ve benzetim modelleri. Optimizasyon modellerinde bir firmanın kâr maksimizasyonu veya tam rekabetçi bir piyasada sosyal refah maksimizasyonu yaklaşımları sözkonusudur. Ventosa vd. (2005) bu optimizasyon modelleri içinde de ayırma gitmişlerdir: fiyatın dışsal bir parametre

olduğu veya firmanın talebinin bir fonksiyonu olduğu modeller. Buna ilaveten, denge modelleri ise firmanın kendi üretim kararlarıyla fiyatı etkileyebileceğini hesaba katmaktadır. Bu şekilde tüm katılımcıların piyasa davranışları (Bertrand, Cournot, Stackelberg dengeleri ile daha karmaşık olan arz fonksiyonu dengesi gibi) modellenebilmektedir (Day vd., 2002; Metzler vd., 2003). Son olarak, benzetim modelleri, denge modellerine bir alternatif olarak, herbir piyasa katılımcısının stratejik karar verme sürecindeki dinamikleri (örn., rekabetçilerin geçmişteki tekliflerine karşılık olacak tepkiler veya karşı teklifler sunan kurallar setleri ile) temsil etmeye çalışmaktadır. Bu modeller, eldeki problemin karmaşıklığı formal bir denge problemi kurmaya olanak vermediği durumlarda (örn. katılımcı bazlı benzetim modelleri – agent based simulation) kullanılabilir. Ayrıca, katılımcıların tekrarlanan (ayrıca geçmişten de öğrenebilen) davranışlarını ve etkileşimlerini modellemeye de uygun olmaktadır.

Bu projenin de konusu olan ekonomik denge modelleri, elektrik piyasalarında politikaların belirlenmesi alanında temel olarak üç farklı şekilde kullanılmaktadır:

- Birinci olarak, büyük ölçekli fakat basitleştirilmiş modeller (örn., indirgenmiş iletim ağı ile birlikte bölgesel kapasiteleri ele alan) temel fiyat sinyalleri önerebilmektedir. Bu tarz araştırmalar genellikle karar vericileri piyasa kurallarına gereksinimler konusunda uyarmakta ve piyasa tasarımının bazı unsurları ile piyasa çıktıları arasındaki etkileşimi gözden geçirmelerine yardımcı olmaktadır (Helman ve Hobbs, 2010).
- İkinci olarak, bu tarz modeller, denetleyici ve düzenleyici kurumlar tarafından rekabet ihlallerine karşı kullanılabilir. Örneğin, oldukça detaylı bölgesel modeller kullanılarak elektrik piyasasındaki birleşme başvuruları, rekabet ihlaline karşı coğrafik piyasa tanımlamaları, fiyat-maliyet marjları (Lerner endeksi) ve yoğunluk endeksi (Herfindahl-Hirschman endeksi - HHI) hesaplamaları yapılabilir.
- Son olarak da, kısa dönem tahminlerde bulunmaya çalışan veya gerçekleşen saatlik elektrik fiyatlarını replike eden piyasa-takas modelleri mevcuttur. Bu modellerin çıkış noktası olarak da 2000 yılında Amerika Birleşik Devletleri'nin Kaliforniya eyaletindeki piyasa krizini anlamaya yönelik çalışmalar (Harvey ve Hogan, 2001; Joskow ve Kahn, 2002) ile New England piyasasındaki fiyatları replike eden araştırmalar (Bushnell ve Saravia, 2002) gösterilebilir.

Pratikte, elektrik piyasasında yapılan yatırımların zamanlaması ve yatırım miktarları, fiyat sinyallerini kendilerine göre yorumlayan değişik piyasa katılımcıları tarafından belirlenmektedir. Elektrik fiyatlarının yüksek volatilitesi, üretimin sermaye yoğun özelliği ve yeni üretim tesislerinin uzun inşaat süresi yatırım riskini yükseltmektedir. Elektrik piyasası serbestleşme sürecinde yatırımcılar yeni kapasite yatırım kararlarını, piyasadaki fiyat

sinyalleri; fiyat sinyalinin altında yatan diğer yatırımcı ve/veya üreticilerin davranışları; yakıt maliyetleri ve talep artışı gibi arz-talep dinamiğine bağlı belirsizlikleri dikkate alarak vermektedirler. Geleneksel olarak serbest rekabetçi bir piyasa yapısına geçilmeden önce iletim yatırımları merkezi planlayıcı (sistem işletmecisi, örn., TEİAŞ) tarafından üretim kapasite ve talep projeksiyonlarına göre yapılmaktaydı (Gómez-Expósito vd., 2008). Fakat yeniden yapılanma ve serbestleşme sürecinde, üretim yatırımları bağımsız piyasa katılımcıları tarafından istenilen zamanda yapılabilen ve talep de piyasa çıktılarına göre şekillenebilmektedir. Geleneksel maliyet minimizasyonu yerine ekonomik ve finansal riskler, yatırımların beklenen getirisi ve talep tepkisi gibi unsurlar bu yatırımlar için karar verme sürecini etkilemektedir. Sonuç olarak, bu yeni rekabetçi düzende geleneksel iletim yatırımı planlaması yerine üretim yatırımları ve piyasa çıktılarına gözönüne almak gerekmektedir.

Bu kapsamda, yatırımcılar için büyük önem arz eden noktalardan birisi de piyasa işleyiş yapısına hakim olmanın da ötesinde çok çeşitli etkenlerin piyasa fiyat sinyali üzerindeki etkilerinin simüle edilmesidir. Karar verme süreçlerinde önemli roller oynayan denge ve benzetim modelleri, karmaşık piyasa dinamiğinin anlaşılması açısından da önemli bir yer tutmaktadır. Aynı zamanda, satış imkanları ve alternatifleri açısından değerlendirdiğimizde;

- İkili anlaşma satışlarında fiyat dalgalanmalarından korunmak mümkün olurken özellikle kesikli üretim tesislerinin (rüzgar ve hidroelektrik santralleri gibi) riskleri bertaraf edilememektedir.
- Spot piyasası satışlarında, makul risk seviyesinde piyasa fiyatlarının yatırım ve işletme maliyetlerini karşılayabileceği bilinmemektedir.

Bu durumda, piyasa benzetimi ve fiyat tahmini çalışmalarını yapmak suretiyle;

- proje yatırım geri dönüşünün istenilen süre zarfında sağlanması,
- işletme maliyetlerinin karşılanması ve
- değişik kaynaklı risklerden korunmak için gereken stratejilerin geliştirilmesi ve hayata geçirilmesi gerekmektedir.

Piyasanın doğru bir şekilde modellenmesi pek çok farklı ve etkileşimli faktörün çeşitli etkilerinin analiz edilmesini gerektirmektedir. Piyasa katılımcıları tarafından, piyasanın gidişatı, fırsat ve risklerin değerlendirilmesi rakiplerin faaliyet ve davranışlarının irdelenmesi, büyümenin organik olarak veya birleşme yoluyla gerçekleştirilmesi, tedarik zincirinin neresinde ve nasıl yer alınacağına belirlenmesi, piyasa katılım stratejilerinin belirlenmesi gerekmektedir.

Bu kapsamda, karar verme süreçlerini destekleyen bir denge modeli, karmaşık piyasa dinamiğinin anlaşılması açısından önem arz etmektedir. Bu projede, Türkiye elektrik

piyasaını modellemek, piyasanın temel dinamiklerini göz önünde bulundurarak, oyuncuların ve piyasanın etkileşimlerini simüle ederek gelecekte meydana gelecek sonuçları ve koşulları tahmin etmek amacıyla kullanılacak bir piyasa-takas modeli ve bununla bütünleşik bir üretim/iletim yatırım planlama modeli geliştirilmiştir. Bu bütünleşik model, kullanıcıların piyasa koşullarını ve oyuncu kararlarını değiştirmeye ve bunun sonucunda meydana gelen değişimlerin analiz edilebilmesine olanak tanımaktadır. Bunların yanı sıra, mevzuat ve piyasa gelişiminin etkisi, denetleyici ve düzenleyici kurum kararları, arz/talep değişimi, maliyetler (yakıt maliyetleri, değişken maliyetler, sabit maliyetler, emisyon maliyeti/vergi vb.), fiyat seviyeleri, yedek kapasite maliyetleri vb. değişkenlerin piyasaya olan etkilerinin değerlendirilmesi sonucunda yatırım ihtiyacı için karar analizi yapılması sağlanmaktadır.

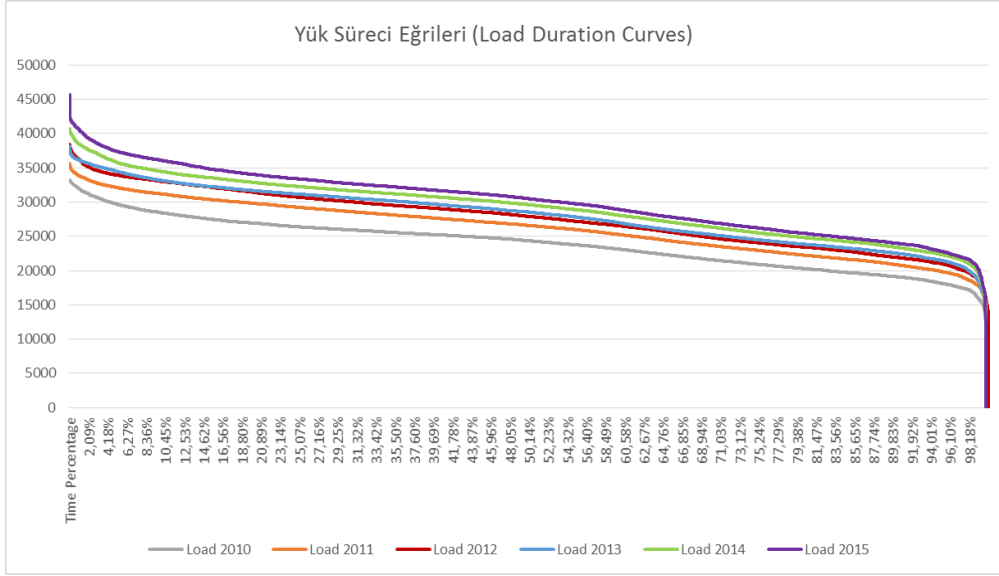
Piyasa fiyatını simüle edebilecek bu tarz modeller ile yatırım analizi modellerinin bütünleştirilmesi konusu bir çok ülke ve bölge elektrik piyasaları için hala açık bir sorun olarak ortadadır. Dahası bu modellere piyasa gücü, emisyonlar, iletim kısıtlılıkları, üretimdeki belirsizlikler, talep tepkisi ve belirsizlikleri gibi etkiler de eklenebilir. Bu konuları ayrı ayrı veya birkaçını birlikte inceleyen araştırmalara karşın bütünleşik bir yapıda çözüm yaklaşımı sunan çalışmalar bulunmamaktadır.

Bu çalışma, beş ana bölümden meydana gelmektedir. İlk bölümde Türkiye piyasasının genel görünümü ele alınmış ve ikinci bölümde piyasa-takas modelleri tanıtılarak Türkiye piyasasına uygulamaları farklı senaryolar için yapılmıştır. Üçüncü bölümde piyasa-takas modelleri ile bütünleşik iletim/üretim yatırım modelleri tanıtılmış ve detaylı literatür analizi ile birlikte bir test sistemi (çözüm etkinliği) ve Türkiye piyasası (politika analiz aracı) uygulaması gösterilmiştir. Dördüncü bölümde ise, bütünleşik modelin ikili tamsayı kısıtlı durumlarda nasıl çözülebileceği gene bir test sistemi üzerinde irdelenmiş ve sonuçlar sunulmuştur. Son bölümde ise genel değerlendirme, öneriler ve gelecek araştırma konuları belirtilmiştir.

### **1.1 Türkiye Elektrik Piyasası Genel Görünümü**

Ülkemizde Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.'nin (EPIAŞ) 2015 yılı verilerine (Yazıtaş, 2015) dayanarak 854 piyasa katılımcısı, 73147 MW kurulu güç, 138 TL/MWh ortalama gün öncesi piyasa takas fiyatı (PTF), 263,50 TWh toplam elektrik tüketimi, 45 Milyar TL elektrik ticareti hacmi ve 99,2 TWh toplam ticaret hacmi mevcuttur. Bu hacim her geçen gün büyümektedir. Örneğin aşağıdaki yük süreci eğrilerinde 2010 ile 2015 yılları arasında her yıl sistemdeki anlık yükün arttığı görülebilmektedir. Zira grafikte önceki yılı temsil eden eğri, her zaman sonraki yılın altında kalmıştır.





Şekil 2. Yük Süre Eğrileri (EPIAŞ'tan alınan verilerle derlenmiştir.)

Bu grafik, EPIAŞ'tan elde edilen saatlik yük verisinin sıralanması sonucunda ortaya çıkmıştır. Örneğin 2010 yılında yılın %47,73'ünde sistemdeki yük 24612,7 MWh'in üzerinde gerçekleşmiştir, 2015 yılında ise yılın %85,79'unda sistemdeki yük 24639 MWh'in üzerinde gerçekleşmiştir.

1 Temmuz 2015 tarihine kadar ülkemizde gün öncesi piyasası tek başına kullanılmaktaydı. Ancak bu tarihten sonra gün içi piyasası devreye girmiştir. Gün öncesi piyasası, tüm alış ve satış tekliflerinin toplanmasının ardından hepsinin aynı anda bir araya getirildiği bir sistemken; gün içi piyasası, tüm işlemlerin zamana yayıldığı, piyasa katılımcılarının fiyatları anlık olarak takip edebildiği ve daha esnek bir ticari ortam oluşturan bir yapı haline gelmiştir. Gerçek zamana uzaklığı ve anlık dalgalanmaları yansıtmaması sebebiyle gün öncesi piyasada oluşan fiyatlar referans fiyat olarak kabul edilmektedir. Aslında elektrik piyasasının oluşturulmasının amacı katılımcıların risklerini minimize etmektir. Risklerden kurtulmak isteyen katılımcılar uzun vadeli ikili anlaşmalar yapabilmektedirler. İşlemlerin gerçekleştiği zaman yaklaştıkça risk artacağından, genelde ikili anlaşmalar gün öncesi piyasasına, gün öncesi piyasası da gün içi piyasasına göre daha tercih edilebilir görülmektedir. Gün içi piyasada dengesizliğe düşme riski daha yüksektir. Üstelik var olan uygulamada, dengesizliğe düşen pazar katılımcılarına hem piyasa takas fiyatının (PTF) ve sistem marjinal fiyatının (SMF) alış için yüksek / satış için düşük olanı uygulanmakta; hem de bu fiyatlara ek olarak %3 ceza uygulanmaktadır (Sitti, 2015). Zira 2015 yılının son altı ayı itibariyle gün içi piyasasının işlem hacmi sadece 25,7 milyon TL olarak gerçekleşmiştir.

Garanti Bankası tarafından hazırlanan 2015 Elektrik Sektör Raporuna göre elektrik talep artış hızı 2009'daki küresel krizden itibaren azalmaya devam etmektedir. Küresel kriz öncesinde

%6,9 olan talep büyümesi, krizden sonra %5,1 olarak gerçekleşmiştir. Üstelik son 3 yılda %3,7'ye kadar düşmüştür. 2011-2015 arasında toplam kurulu güç artışı %40 olarak gerçekleşirken, toplam talep artışı %22 ile sınırlı kalmaktadır. Kurulu güç artışı talep artışını geçerken bir yandan da gelecek yıllar için yüksek proje stoğu söz konusudur. Santral veri tabanında 2015 itibariyle toplam 234000 MW'lık proje vardır ve bunun 88500 MW'lık kısmı önümüzdeki 10 yıl içinde devreye girebilir durumdadır. Bu durum önümüzdeki dönemde ülke sathında bir sanayi yatırımı patlaması gerçekleşmediği takdirde arz fazlası gerçekleşebileceğini göstermektedir (Ekibi, 2015).

Elektrik Üretim A.Ş.'nin (EÜAŞ) 2016 yılı üretim raporuna göre 2023 yılı itibariyle ülkemizde bilinen linyit ve taş kömürü kaynaklarının tamamının elektrik üretiminde kullanılması, iki nükleer santralin devreye alınması ve üçüncü nükleer santralin inşaatına başlanması, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payının %30'a çıkarılması, hidroelektrik potansiyelinin tamamının elektrik üretiminde kullanılması, rüzgar enerjisi kurulu gücünün 20000 MW'a çıkarılması, toplam kurulu gücün 110000 MW'ın üzerine çıkarılması, toplam üretimin 414 milyar kWh'ye yükseltilmesi, jeotermal enerjisi kurulu gücünün 600 MW'a çıkarılması, güneş enerjisine dayalı kurulu gücün 3000 MW'a çıkarılması hedeflenmektedir (EÜAŞ, 2016). Türkiye kullandığı petrolün %92'sini, doğalgazın %99'unu, taş kömürünün %94'ünü ithal etmiştir. Fosil enerji kaynakları bakımından net ithalatçı konumunda olan Türkiye bu sorunu yukarıda bahsedilen planlarla çözmek niyetindedir. Özellikle doğalgaza bağımlılığı azaltmak için ciddi çalışmalar yapılmaktadır. Yerli kömür kaynaklarının ekonomiye kazandırılması için Bolu-Göynük (270 MW), Eskişehir-Koyunağlı (290 MW), Şırnak-Silopi ve Şırnak-Merkez (675 MW), Eskişehir-Alpu (3500 MW), Kırklareli-Pınarhisar-Vize (300 MW) ve Konya-İlgın (135 MW) sahalarında belirtilen kapasitelerde termik santrallerin kurulması öngörülmektedir. Yine bu rapora göre devletin üretimini temsil eden EÜAŞ'ın toplam pazar payı 2012'de %37,8'den 2015'de %21,3'e düşmüştür. Özel sektörün hızla piyasaya hakim olduğu açıkça görülmektedir.

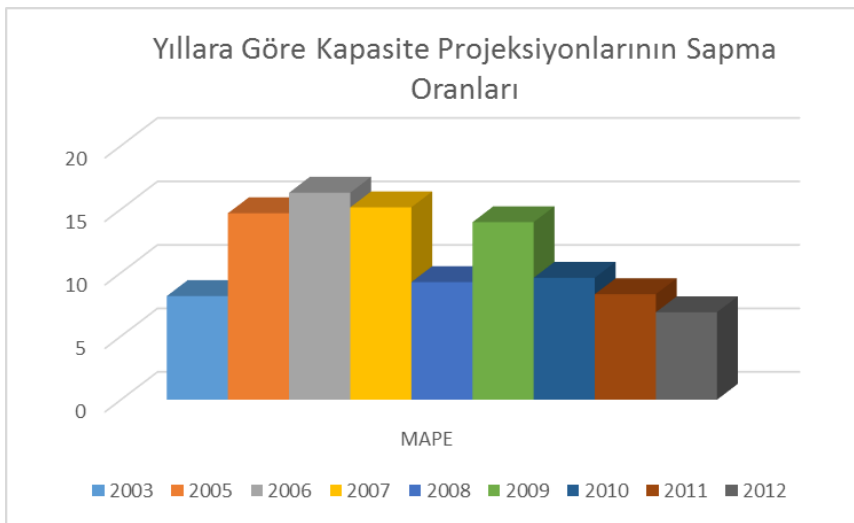
Diğer yandan Derinkuyu (2015) çalışmasında, tıpkı Türkiye'de olduğu gibi Avrupa'da da referans fiyat olarak kullanılan gün öncesi fiyatlarının iki tarafında "kör" olarak teklif yaptığı bir sürecin ardından kullanılan bir optimizasyon problemiyle belirlendiğini ortaya koymuştur. Yine Avrupa'da, Türkiye'de de olduğu gibi, her ülke içinde bir iletim sistem operatörü devlet kontrolünde ve tek bir şirket olarak çalışmaktadır. Ancak Türkiye'den farklı olarak, Avrupa sisteminin bütünleştirilmesi çabası, bölgeler arası elektrik enerji transferini yöneten çeşitli eşleştirme sistemlerinin (market coupling) kurulmasını gerektirmiştir. Uzun vadede amaç Avrupa piyasasını tek bir piyasa haline (Pan-European market) getirmektir. Buna karşılık Amerika'da gün öncesi piyasası havuz (pool) sistemi ile belirlenmektedir. Havuz modelinde

tipik olarak talep tahmin edilmekte ve tedarikçiler kapasite ve maliyet bilgilerini sisteme sağlamaktadırlar. Birim yüklenme (unit commitment) ve ekonomik yük tevzi (economic load dispatch) problemleri ticaret miktarını eniyilemek için çözülmektedir ve eğer bazı katılımcılar için maliyetler karşılanmamışsa, söz konusu katılımcılar için ek yan ödemeler (iyileştirme, doğrusal olmayan fiyat rejimleri –uplift, make-whole payments) mümkündür (Derinkuyu, 2015).

Tüm bu verilerden görüldüğü üzere, Türkiye elektrik piyasası hayli büyük bir hacme (45 milyar TL) kavuşmuş ve hızla büyümeye devam etmektedir. Fiyat belirlenmesinde ikili anlaşmalar ve gün öncesi piyasası kullanılmaktadır ve 1 Temmuz 2015'ten itibaren de gün içi piyasası buna eklenmiştir. Fakat gün içi piyasası hem riskli olduğu hem de katılımcıların maddi cezalardan çekinmesinden dolayı çok tercih edilmemektedir. Ancak gerektiğinde iyi bir alternatif olarak kullanılabilir. Ayrıca EÜAŞ verilerinden açıkça görüldüğü üzere özel sektörün üretimdeki payı hızla büyümektedir. İç kaynakların verimli kullanımı için çok sayıda yeni tesis planlanmaktadır. Üstelik Garanti Bankası'nın raporuna göre de önümüzdeki dönemde yatırımların büyüme hızı, talebin büyüme hızından fazla olduğu takdirde ihtiyaç fazlası kapasite oluşabilecek ve bu ihracatın veya atıl tesislerin oluşmasına yol açabilecektir.

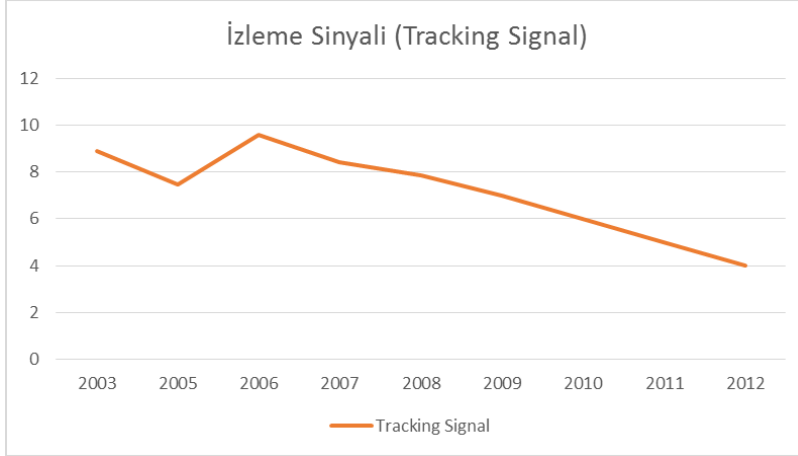
## 1.2 Üretim Yatırımları

Yeni sistemlerin entegre edildiği, büyük ve yenilenebilir enerji hedefleri olan, hem devlet hem de özel sektörün sürekli yeni tesisler inşa ettiği ve uzun vadede ihtiyaç fazlası riski olan bir piyasayı gerek üretim, gerekse iletim açısından planlamak sürekli güncellenen ciddi belirsizliklerle başa çıkmayı gerektirmektedir. Bu amaçla hem devlet, hem özel sektör tarafından yapılan çeşitli projeksiyonlar mevcuttur.



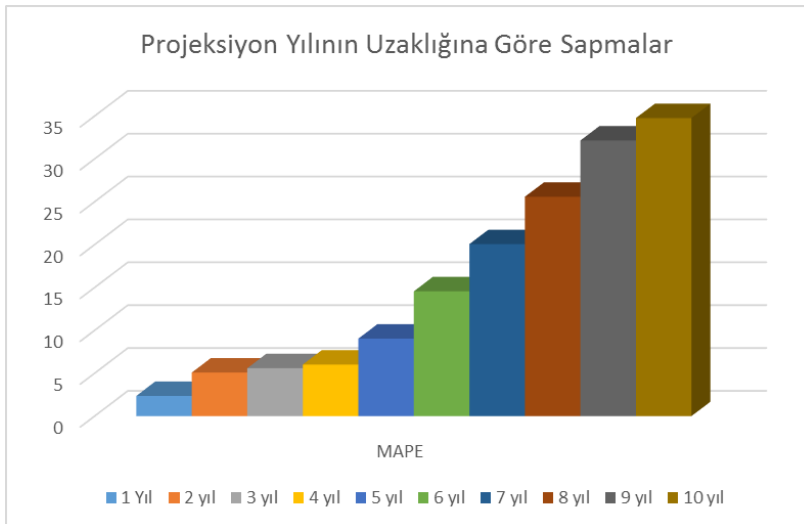
Şekil 3. Yıllara Göre Kapasite Projeksiyonlarının Sapma Oranları (TEİAŞ Verilerinden derlenmiştir.)

Örneğin Şekil 3'deki grafikte Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından yayınlanan kapasite projeksiyonu raporlarının, gerçekleşen kapasite verisiyle karşılaştırıldığında yüzde kaç saptığı gösterilmektedir. Bunu hesaplamak için "Ortalama Mutlak Yüzde Hata" (mean absolute percent error –MAPE) yöntemi kullanılmıştır. 2012'den sonra gerçekleşen veri %5'in altına düştüğü için dikkate alınmamıştır. Sapmalar %7 ile %16 arasında değişmektedir.



Şekil 4. İzleme Sinyali (Tracking Signal)

Yine aynı verilerin izleme sinyali (Tracking Signal) metodu ile işlenmesi sonucunda Şekil 4'teki grafik ortaya çıkmıştır. Zamanla azalmasına rağmen, tüm yıllarda sonuçlar 4 ortalama mutlak sapma (mean absolute deviation –MAD) sınırının üstünde çıkmıştır. Bu tüm projeksiyonlarda hata (gerçekleşen değerlerden daha düşük tahminler) veya önyargı (bias) olduğunu ancak durumun zamanla düzelmeye eğiliminde olduğunu göstermektedir.



Şekil 5. Projeksiyon Yılına Uzaklığına Göre Sapmalar

TEİAŞ'tan toplanan aynı veri seti kullanılarak yapılan Şekil 5'teki hesaplamada ise, projeksiyon yılı ile gerçekleşen üretim yatırım verisinin uzaklığına göre ortaya çıkan sapmalar

ortaya konmaktadır. Burada projeksiyon yapmaktaki sorun çok daha çarpıcı bir şekilde ortaya çıkmaktadır. Bir (1) yıl sonrası için yapılan kapasite tahminleri ortalama %2,35 (düşük) saparken, on (10) yıl sonrası için yapılan tahminlere gelindiğinde gerçekleşen veriye göre sapma %34,77 (düşük) seviyesine gelmektedir. Yine yıl sayısı arttıkça sapmanın hızla arttığı açıkça görülmektedir.

### 1.3 İletim Yatırımları

İletim sistemleri maliyetli altyapı yatırımlarıdır ve bu sebeple yatırım planlaması teknik ve ekonomik olarak titiz bir çalışma gerektirmektedir. Buna uygun olarak, optimal iletim ağ planlaması modelleri öneren birçok çalışma bulunmaktadır. Bunlar, doğrusal programlama (Villasana vd., 1985), tam sayılı programlama (Romero ve Monticelli, 1994; Alguacil vd., 2003) veya Benders ayrışımı (Binato vd., 2001) gibi yöntemleri içermektedirler. Diğer çalışmalarda ise genetik algoritmalar (Gallego vd., 1998), benzetim tavlama (simulated annealing) (Romero vd., 1996) gibi buluşsal yöntemler (heuristics) kullanılmıştır. Ayrıca oyun teorisi modelleri de uygulanmıştır (Contreras ve Wu, 1999, 2000; Sauma ve Oren, 2006, 2007). Diğer bir modelde ise iletim yatırımı planlamayla piyasa modeli tam sayılı programlama kullanılarak birleştirilmiştir (Torre vd., 2008). Benzer şekilde, Garces vd. (2009), üst seviyede iletim sistemi planlayıcısının iletim yatırım maliyetlerini minimize ettiği ve alt seviyede ise piyasa takasın gerçekleştiği iki seviyeli (bilevel) bir model formüle etmiştir. Bu iki seviyeli model, dualite teorisi kullanılarak tam sayılı doğrusal bir probleme dönüştürülmüştür. Bunların yanısıra, elektrik piyasalarındaki yatırımları incelemek için çok dönemli (multi-period) modeller öne sürülmüştür. Murphy ve Smeers (2005), ilk aşamada üretim yatırım kararları verilirken ikinci aşamada piyasa operasyonlarının gerçekleştiği iki aşamalı (two-stage) üretim kapasitesi yatırım modeli önermiştir. Buna göre, ilk aşamadaki denge problemi denge kısıtlarıyla (ikinci aşamadan gelen) birlikte çözülmüştür. Fakat bu modelde, ağ planlama modellerinde genellikle bulunan iletim kısıtları hesaba katılmamıştır.

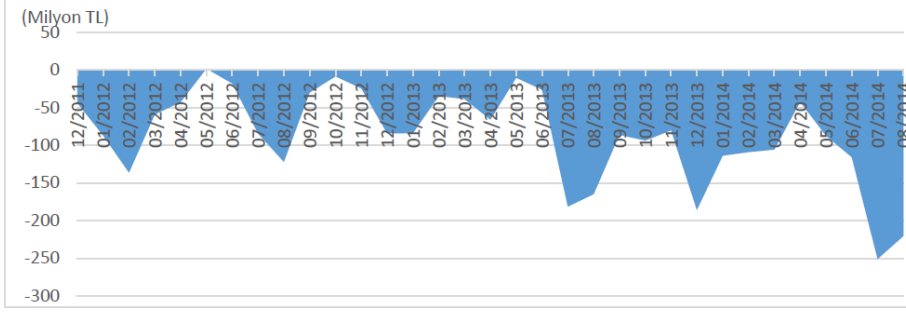
Bahsedilen modeller arasında sadece Sauma ve Oren (2006, 2007) üretim yatırımı yapan ve spot piyasaya katılan oligopolistik üretim şirketinin stratejik tepkisini öngörerek iletim yatırımlarının ekonomik etkisini değerlendirmiştir. Her iki çalışmada da yazarlar, üretim şirketi tarafından uygulanan piyasa gücünün üretim ve iletim yatırımları arasındaki dengeyi nasıl etkilediğini ve farklı iletim yatırım projelerinin değerlendirilmesini inceleyen üç seviyeli (tri-level) bir model formüle etmişlerdir. Bu modele “proaktif ağ planlaması” ismini vermelerinin sebebi olarak iletim ağı planlayıcısının üretim yatırımı ve bunu izleyen spot piyasa davranışını etkileyebilmesidir. Bu proaktif model ile ideal bir bütünleşik kaynak planlayıcısı modeli ve reaktif ağ planlayıcısı modeli karşılaştırması da sunulmuştur (Sauma ve Oren, 2006). Fakat tekrarlanan bir süreçte dengeyi bulmaya çalışan bu yöntem, optimal ağ

planlama problemini çözmekte ve sadece bazı belirlenmiş iletim yatırımı projelerinin sosyal refah üzerindeki etkisini değerlendirmektedir. Buna benzer şekilde, Pozo vd. (2013)'de üç seviyeli bir problem ele alınmış, fakat spot piyasa (piyasa-takas) modelinde tüketim sabit kabul edilmiştir ve bu model bir denge probleminden ziyade bir optimizasyon problemi olarak ele alınmıştır. Bu durumda talep tepkisi tüm modelden çıkarılmış ve üç seviyeli model eksik kalmıştır.

CAISO (2004) ve Sheffrin (2005) de ise yazarlar "Ekonomik İletim Değerlendirme Yöntemi" (Transmission Economic Assessment Methodology -TEAM) adı altında Kaliforniya Bağımsız Sistem İşletmecisi (California Independent System Operator -CAISO) için bir model geliştirmişlerdir. Bu modelde iletim planlama, tam rekabetçi piyasa dengesini öngörmekte, fakat iletim yatırımlarına üretim yatırımının potansiyel stratejik tepkisini göz ardı etmektedir.

Literatürdeki bu eksikliklerin yanısıra, Türkiye elektrik piyasası için çözülmesi gereken önemli sorunlar da mevcuttur (örn. iletim kısıtları yönetimi ve iletim yatırım planlama yöntemi):

- a) Halihazırda, "Gün Öncesi Piyasası" (GÖP) kapandıktan sonra gerçek zamanda arz ve talepte oluşan dengesizliği (iletim kısıtlarını da gözönüne alarak) gidermeye yönelik olarak gerçekleştirilen gerçek zamanlı dengeleme faaliyeti Dengeleme Güç Piyasası'na (DGP) ait kurallar çerçevesinde yürütülmektedir. DGP'de verilen kısıt talimatları kapsamında oluşan maliyetler ise Sıfır Bakiye Düzeltme Kalemi (SBDK) adı altında çekiş miktarlarıyla orantılı olarak piyasa katılımcılarına yansıtılmaktadır. Bu nedenle, ay sonunda piyasa katılımcılarına yansıtılacak SBDK'nin yüksek seviyelere ulaşmasının, GÖP'e teklif verecek olan üretici firma ve diğer teşebbüslerin maliyet yapısında belirsizliğe sebep olduğu ve piyasa katılımcılarının daha etkin teklif verebilme kabiliyetini azaltarak iyi işleyen rekabetçi bir yapının oluşmasında olumsuz etkilere yol açtığı görülmektedir. Şekil 6'de görüldüğü üzere, iletim kısıtlarının yönetiminin ve buna bağlı olarak SBDK konusunun Türkiye elektrik piyasası için önemli ve maliyetli bir sorun haline geldiği söylenebilir. Bu proje kapsamında geliştirilen (örn., Hobbs, 2001 veya Helman ve Hobbs, 2010'a bakınız) ile iletim kısıtları da hesaba katılarak bölgesel/bara bazlı fiyatlandırma ile dengesizlik maliyetleri azaltılabilecektir.



Şekil 6. Sıfır Bakiye Düzeltme Kaleminin 2012-2014 arası gelişimi (Rekabet Kurumu, 2015)

- b) TEİAŞ ve TÜBİTAK MAM Enerji Enstitüsü (2013) tarafından yapılan “2013 -2022 Yılları Türkiye İletim Sistemi Bölgesel Talep Tahmin ve Şebeke Analiz Çalışması”nda açıkça görüleceği üzere iletim yatırım planlaması yöntemi olarak geleneksel merkezi planlama esasları ele alınmış ve serbest piyasa ve üretim yatırımları ile etkileşim gözardı edilmiştir.
- c) Son olarak yakın zamanda SHURA (2018) tarafından hazırlanan raporda yenilenebilir enerji konusunda öncelikli alanların belirlenmesi, ihtiyaç duyulacak iletim şebekesi yatırımlarının tespit edilmesi ve yenilenebilir enerji sistemlerinin Türkiye şebekesine entegrasyonuna yönelik stratejilerin geliştirilmesi amacıyla bir analiz yapılmıştır. Fakat, piyasa yapısı ile etkileşimin kısmi modellendiği teknik bir iletim yatırım modeli (büyük ölçekli ve 400kV ile 154kV iletim hatlarının detaylı modellendiği) bu analizde de talep ve üretim yatırımları statik ve sadece senaryolara bağlı olarak ele alınmıştır.

## 2. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI İÇİN BÖLGESEL PİYASA-TAKAS MODELLERİ VE ANALİZİ

Yeniden düzenlenen ve serbestleşen Türkiye elektrik piyasalarında elektrik enerjisi rekabet ortamında alınıp satılan ticari bir ürün olma özelliğine kavuşmuştur. Bu serbestleşen piyasada, sistem işletmecileri bağımsız hale gelmiştir. Artık katılımcılar, güvenilir ve kaliteli piyasa/sistem faaliyetleri sunulmasını beklemektedirler. Bağımsız sistem işletmecisinin iletim sistemi yatırım kararları ile özel elektrik üretim şirketlerinin planlama ve yatırım kararları piyasa çıktılarına dikkate alan ekonomik etkenlere göre şekillenmektedir. Bu yeniden yapılanma aşamasında, yeni iletim kapasite yatırım kararlarını, rekabetçi piyasadaki fiyat sinyallerini ve bu sinyallerin altında yatan diğer yatırımcı veya üreticilerin davranışlarını, yakıt maliyetleri ve talep artışı gibi arz-talep dinamiğine bağlı belirsizlikleri dikkate alabilen ekonomik denge modelleri gereklidir. Ayrıca, bu denge modelleri ile gerekli tahminleri ve planlamaları yapabilmek için piyasa-takas veya piyasa-fiyat benzetim modellerine ihtiyaç duyulmaktadır.

Literatürde birçok bölge ve ülke için piyasa-takas/fiyat benzetim modelleri bulunmasına rağmen, Türkiye elektrik piyasası için kullanılabilecek matematiksel modelleme ve piyasa-takas/fiyat benzetim modeli bulunmamaktadır. Gerek özel şirketlerin ve gerekse tüketicilerin piyasadaki davranışlarını, denetleyici ve düzenleyici kurumun piyasadaki izleme faaliyetlerini ve piyasada gerekli analizleri yapabilmesi, elektrik piyasası için kaçınılmaz ihtiyaçlardır. Türkiye elektrik piyasası benzetim modeli için hedeflenen; Türkiye elektrik piyasası ihtiyaçlarına yönelik piyasa-takas/piyasa fiyatı benzetim modelinin oluşturulmasıdır. Bu çalışmada oluşturulan modeller, geleceğe yönelik yatırım planlarının yanısıra piyasa oyuncularının kısa, orta ve uzun vadeli kararlarına da yardımcı olabilecektir.

Yapılan araştırmanın da konusu olan ekonomik denge modelleri, elektrik piyasalarında politikaların belirlenmesi alanında üç temel kullanım alanında yer almaktadır: (1) büyük ölçekli fakat basitleştirilmiş modeller (örneğin indirgenmiş iletim ağı ile birlikte bölgesel kapasiteleri ele alan modellemeler); (2) denetleyici ve düzenleyici kurumlar tarafından rekabet ihlallerine karşı kullanılabilen modeller (örneğin, oldukça detaylı bölgesel modeller kullanılarak elektrik piyasasındaki birleşme başvuruları, rekabet ihlaline karşı coğrafik piyasa tanımlamaları, fiyat-maliyet marjları ve yoğunluk endeksi hesaplamaları yapabilen modeller); (3) kısa dönemli tahminlerde bulunmaya çalışan veya gerçekleşen saatlik elektrik fiyatlarını replike eden piyasa-takas modelleri. Bu modellerin çıkış noktası 2000 yılında ABD'nin Kaliforniya eyaletindeki piyasa krizini anlamaya yönelik yapılan çalışmalar olmuştur. Piyasa-takas modelinde, üreticiler, iletim sistem işletmecisi ve müşteriler arasında piyasa-takas koşullarına dayalı bir bağ vardır.



Tablo 1. Genel piyasa-takas modeli

Katılımcı	Amaç Fonksiyonu	Kısıtlar
<b>Üreticiler</b>	Maksimum Kâr	Kapasite, Alım-satım, Negatif olmama kısıtları
<b>İletim sistem işletmecisi</b>	Maksimum iletim geliri	Ağ kısıtları
<b>Müşteriler</b>	Maksimum refah (veya sadece talep fonksiyonu)	Bütçe kısıtları

Genel hatlarıyla bu model, Gabriel vd. (2012) ve daha da genel olarak ise Hobbs (2001)'de bulunabilir. Bu model farklı piyasa yapılarına göre de (tam rekabetçi piyasalardan tekolci piyasalara kadar) modelleme olanağı sağladığı için özellikle kullanışlıdır. Genel hatlarıyla bu model Tablo 1'de görülebilir ve şöyle özetlenebilir:

Bu modelde, bara veya bölgelerdeki üreticilerin tüm iletim ağındaki müşterilere satış yapabildiği ve sistem işletmecisine iletim hizmeti için ödeme yaptıkları (sistem kısıtları sebebiyle) bir yapıdan söz edilmektedir. Elbette bu yapı içinde, sistem işletmecisi tüm sistemin ağ kısıtlarına göre (Kirchhoff akım ve gerilim kurallarına göre doğrusal olarak yakınsanmış dc yük akış kısıtları) elde edeceği iletim hizmet gelirini en iyilemeye çalışırken, diğer yandan da üretici firmalar kârlarını en iyilemeye çalışmaktadırlar (kapasite ve alım-satım kısıtlarına göre). Ayrıca, müşteriler de fiyat seviyelerine tepki göstererek tüketim miktarlarını değiştirebilirler (kendi refah seviyelerini en iyilemek üzere). Bu modelin denge çözümünü sağlayacak olan ise iletim hizmetinin her bir bara veya bölge için arz-talep dengesini sağlamasıdır (piyasa-takas koşulları ve bu koşulların dual değişkeni olarak da iletim hizmet fiyatı). Bu piyasa-takas modeli tamamen ikili anlaşmaların (bilateral) olduğu veya tamamen bir borsanın (PoolCO) hakim olduğu piyasa yapıları için de geçerlidir.

## 2.1 Matematiksel Model

Genel hatlarıyla bu modellere ait matematiksel modeller ise tam rekabetçi bir piyasa düzeni için aşağıdaki gibi tanımlanmıştır:

### Endeksler

$f$  firma endeksi

$i, j$  bara veya bölge endeksi

$h$  üretim tesisi endeksi

$I_f$  Firma f'nin bara veya bölge i'de sahip olduğu üretim tesisi

$K$  iletim hattı endeksi

### **Karar Değişkenleri**

$p_i$  Bara veya bölge i'deki elektrik fiyatı

$x_{fih}$  Firma f'nin bara veya bölge i'deki üretim tesisi h tarafından yapılan üretimi (MW)

$s_{fi}$  Firma f'nin bara veya bölge i'deki satış miktarı

$w_i$  Bara veya bölge i'deki iletim fiyatı

$y_i$  Bara veya bölge i'deki güç enjeksiyonu/çekimi (MW iletim hizmeti olarak)

### **Parametreler ve fonksiyonlar:**

$\alpha_i$  Bara veya bölge i'deki doğrusal ters-talep fonksiyonundaki fiyat dışı etkenler (hava veya sosyoekonomik faktörler)

$\beta_i$  Bara veya bölge i'deki doğrusal ters-talep fonksiyonuna ait sabit fiyat katsayısı

$T_k$  iletim hattı k'nin üst enerji akış limiti

$PTDF_{ik}$  Bara veya bölgedeki net güç enjeksiyonu/çekimini iletim hakkı akışlarına çeviren fonksiyon (power transfer distribution factors—PTDF)

$K_{fih}$  Firma f'nin bara veya bölge i'deki üretim tesisi h'ye ait planlama dönemi başındaki kapasite miktarı

$C_{fih}(\cdot)$  Firma f'nin bara veya bölge i'deki üretim tesisi h'ye ait operasyonel maliyet fonksiyonu (doğrusal ya da konveks olabilir)

$f_{d,i}^{-1}(\cdot)$  Bara veya bölge i'deki doğrusal ters-talep fonksiyonu (fiyat, bara veya bölgedeki toplam satışların doğrusal bir fonksiyonudur)

Sunulan bu matematiksel modeller ile tam rekabetçi olan veya olmayan piyasa yapıları için üretim firmalarının, müşterilerin ve sistem işletmecisinin katıldığı bir yapı oluşturulmuştur. Bu model bir saat için hazırlanmıştır, fakat birden fazla saat için (örneğin günlük, aylık veya yıllık) model çerçevesi kolayca genişletilebilir.

#### **2.1.1 Müşteriler**

Müşterilerin fiyat değişikliklerine vereceği tepkiler doğrusal bir ters talep fonksiyonu ile (2.1)'de gösterilmiştir. Burada  $\alpha_i$  ve  $\beta_i$  parametreleri pozitif değerler almaktadır. İletim sistemindeki her bir baranın kendine ait bir doğrusal ters talep fonksiyonu mevcuttur ve

denge çözümünde bu talep her bir firmanın bara  $i$ 'deki satışlarının toplamı  $(\sum_{f \in F} s_{fi})$  ile ilişkilidir.

$$p_i = f_{d,i}^{-1} \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right) = \alpha_i - \beta_i \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right) \quad (2.1)$$

### 2.1.2 Üretici Firma $f$

Üretici firma  $f$  fiyat alıcısıdır (tam rekabetçi piyasa yapısı için) ve amaç fonksiyonundaki iletim fiyatını  $(w_i^*)$  dışsal bir parametre olarak ele almaktadır. Halbuki bu fiyatlar modelin tamamında piyasa tarafından değişken olarak kabul edilmekte ve her bir baradaki talep ve arz göre şekillenmektedir. Her üretici firma  $f$  kârını (2.2) en iyilerken (gelirler eksi işletme maliyetleri) ederken toplam satışının toplam üretime eşit olması kısıtına (2.3) ve her üretim tesisi için üretim kapasite limitine (2.4) uygun hareket etmelidir. Son olarak denklem (2.5), üretimin negatif olmama kısıtıdır.

$$\text{Max}_{x_{fih}, s_{fi}} \sum_{i \in I_f} [p_i - w_i^*] s_{fi} - \sum_{i \in I_f} \sum_{h \in H} [c_{fih} - w_i^*] x_{fih} \quad (2.2)$$

s.t

$$\sum_{i \in I} s_{fi} - \sum_{i \in I_f} \sum_{h \in H} x_{fih} = 0 \quad (v_f) \quad (2.3)$$

$$x_{fih} - K_{fih} \leq 0 \quad (\mu_{fih}) \quad \forall i \in I_f, h \in H \quad (2.4)$$

$$x_{fih} \geq 0 \quad \forall i \in I_f, h \in H \quad (2.5)$$

### 2.1.3 İletim Sistem İşletmecisi (İSİ)

İSİ'nin amacı piyasanın iletim varlıklarından elde edeceği değeri iletim kısıtları altında eniyilerken iletim kapasitesini dağıtmaktır. Bu problemin İSİ'nin iletim gelirlerini eniyilediği ve iletim hakları için tam rekabetçi bir piyasa yapısı altında üreticilerin piyasa gücünü kullanmadığı bir modele eşdeğer olduğu gösterilmiştir (Hobbs, 2001). Dahası, bu model İSİ'nin bir piyasa oyuncusu olarak piyasa fiyatını etkilemediği ama piyasa fiyatının içsel bir değişken olduğu bir modeldir. Diğer bir deyişle, İSİ her bir iletim varlığını serbest bir piyasada satışa çıkarmaktadır.

$$\text{Max}_{y_i} \sum_{i \in I} w_i^* y_i \quad (2.6)$$

s.t.

$$\sum_{i \in I} y_i = 0 \quad (Y) \quad (2.7)$$

$$\sum_{i \in I} PTDF_{ik} y_i \leq T_k \quad (\lambda_k^+), \quad \forall k \in K \quad (2.8)$$

$$-\sum_{i \in I} PTDF_{ik} y_i \leq T_k \quad (\lambda_k^-), \quad \forall k \in K \quad (2.9)$$

Doğrusal akım (direct current –DC) yakınsamasına uyan hat  $k$  üzerindeki yük akışları Kirchoff akım (herhangi bir baraya net akımın 0 olması) ve gerilim (net gerilim düşüşünün ağdaki herhangi bir çevrimde 0 olması) kanunlarına göre iletim transfer dağıtım faktörleri (power transfer distribution factors –PTDFs) ile modellenmiştir. Bara  $i$  ve hat  $k$ 'daki PTDF ( $PTDF_{ik}$ ), referans (hub) baradaki 1 megawatt'lık (MW) güç girişinin ve bara  $i$ 'deki 1 MW güç çekişinin hat üzerindeki akışa birim MW etkisini (artış ya da azalış) belirtmektedir. Bu etkilerin tüm baralar üzerinden toplanması ile  $(\sum_{i \in I} PTDF_{ik} y_i)$  hat  $k$  üzerindeki toplam akış bulunmaktadır ve kısıtlar (2.8) ve (2.9) ile ifade edilmektedir.

İSİ, iletim hizmetleri için fiyat alıcısı öngörüsüyle (yani, kendi probleminde iletim fiyatını,  $w_i$ , dışsal bir parametre ( $w_i^*$ ) kabul ederek  $y_i$  değişkenlerini eniyilemektedir (2.6). Bu şekilde belirlenen iletim (veya kısıt) ücretleri iletim ağ hizmetinin etkin dağıtımı için yeterlidir. Ayrıca dikkat edilmelidir ki,  $y_i$  değişkenlerinin işareti kısıtsızdır. Pozitif (negatif) değerli  $y_i$  değişkeni referans baradan bara  $i$ 'ye (bara  $i$ 'den referans baraya) net akış anlamına gelmektedir. Kısıt (3.7) ise tüm baralara net girişlerin ve baralardan net çıkışların toplamının sıfıra eşit olduğunu göstermektedir.

#### 2.1.4 Piyasa-Takas Koşulları

Piyasa-takas koşulları (3.10), her bir bara  $i$ 'deki arz ve talep dengesine dayanmakta ve tamamlayıcılık probleminde bu koşullar iletim fiyatı ( $w_i$ ) ile ilişkilenerken bir sonraki bölümde gösterilen modelin bütününde içsel bir değişken haline gelmektedir.

$$\sum_{f \in F} \sum_{h \in H} x_{fih} - \sum_{f \in F} s_{fi} - y_i = 0 \quad (w_i), \quad \forall i \in I \quad (2.10)$$

İSİ'nin probleminde iletim sistem geliri maksimizasyonu yapılarak aslında İSİ'nin en etkin iletim servis ücretini belirlemesi hedeflenmektedir. İSİ'nin modeli için iletim hizmet fiyatı,  $w_i$ , bir parametredir, yani dışsaldır ve denge modelinin (2.10) koşulundan gelen bir değişkendir. Benzer şekilde, üretici firmalar için de  $w_i$  dışsal bir parametredir ve Bertrand'ın fiyat alıcısı modeline uygun olarak üreticilerin üretim/satış faaliyetlerinin iletim hizmet fiyatını etkilemedikleri varsayımına dayanmaktadır. Bu sebeplerle, aslında maksimum iletim geliri amacıyla oluşturulan İSİ'nin problemi en etkin iletim servis ücretinin belirlenmesini sağlamak ve dolaylı olarak da toplum refahını maksimize etmektedir.

### 2.1.5 Karışık Tamamlayıcılık Modeli (MCP)

Bütün model, tüm üreticilerin (2.2'den 2.5'e) ve İSİ'nin (2.6'dan 2.9'a) birincil (Karush-Kuhn-Tucker) eniyileme koşulları ile ters talep fonksiyonlarının (2.1) ve piyasa-takas koşullarının (2.10) birlikte yazılması ile bir MCP modeli olarak (2.11)'deki şekilde formüle edilebilir. Dikkat edilmelidir ki, denklem (2.7) bu modele katılmamıştır, zira denklemler (2.3) ve (2.10) tarafından ortaklaşa sağlanmaktadır. Denklem (2.3)'ün tüm firmalar ( $f$ ) üzerinden ve denklem (2.10)'un tüm baralar ( $i$ ) üzerinden toplanması sonucu  $\sum_{i \in I} y_i = 0$ 'dır. Bu sebeple, bu koşulun MCP modelinde temsil edilmesi hesaplamada sayısal problemlere (doğrusal bağıllık gibi) sebep olacağından gereksizdir. Ayrıca, modeldeki negatif olmama kısıtları (ve dual değişkenleri de) MCP (2.11)'de sadelik amacıyla gözardı edilmiş ve bu değişkenlere karşılık gelen KKT koşulları "≥" şeklinde yazılmıştır.

MCP: Aşağıdaki koşulları sağlayan  $s_{fi}, x_{fih}, v_f, \mu_{fih}, y_i, \lambda_k^+, \lambda_k^-, w_i, p_i$

$$\begin{aligned}
s_{fi} \geq 0 \perp & \quad -p_i + w_i + v_f \geq 0 & \quad \forall f \in F, i \in I \\
x_{fih} \geq 0 \perp & \quad c_{fih} - w_i - v_f + \mu_{fih} \geq 0 & \quad \forall f \in F, i \in I_f, h \in H \\
v_f \text{ free} \perp & \quad \sum_{i \in I} s_{fi} - \sum_{i \in I_f} \sum_{h \in H} x_{fih} = 0 & \quad \forall f \in F \\
\mu_{fih} \geq 0 \perp & \quad x_{fih} - K_{fih} \leq 0 & \quad \forall f \in F, i \in I_f, h \in H \\
y_i \text{ free} \perp & \quad -w_i + \sum_{k \in K} PTDF_{ik} (\lambda_k^+ - \lambda_k^-) = 0 & \quad \forall i \in I \\
\lambda_k^+ \geq 0 \perp & \quad \sum_{i \in I} PTDF_{ik} y_i \leq T_k & \quad \forall k \in K
\end{aligned} \tag{2.11}$$

$$\lambda_k^- \geq 0 \perp - \sum_{i \in I} PTDF_{ik} y_i \leq T_k \quad \forall k \in K$$

$$w_i \text{ free } \perp \sum_{f \in F} s_{fi} - \sum_{f \in F} \sum_{h \in H} x_{fih} - y_i = 0 \quad \forall i \in I$$

$$p_i = \alpha_i - \beta_i \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right) \quad \forall i \in I$$

MCP (2.11) probleminin eşit satyıda değişken ve koşul içerdęi rahatlıkla gösterilebilir. Çözümün varlığı ve teklığı bu tarz politika analiz modellerinde aranan özelliklerdir, zira birden fazla çözüm sonuçlarının karmaşıklaşmasına sebep olabilir. MCP (3.11) için çözümün varlığı ve teklığı ise kolaylıkla gösterilebilir. Devamlı ve azalan talep fonksiyonları (yani, müşteriler için  $\beta_i > 0$ ) ile tam dışbükey maliyet fonksiyonları (yani, verili bir üretici maliyet fonksiyonu  $C_{fih}(\cdot)$  için Hessian matrisinin,  $\frac{d^2 C_{fih}}{dx_{fih}^2}$ , kesin artı olması) çözümün varlığı ve teklığı için yeterli ve şart koşuldur.

Ayrıca, MCP (2.11) kullanılarak farklı piyasa yapıları da modellenebilir. Halihazırda tam rekabetçi piyasa yapısını modelleyen (2.11) formülasyondaki birinci denklem aşağıdaki denklemle değiştirilerek Nash-Cournot oligopol piyasa yapısı modellenebilir:

$$s_{fi} \geq 0 \perp -p_i + \beta_i s_{fi} + w_i + v_f \geq 0 \quad \forall f \in F, i \in I \quad (2.12)$$

Koşul (2.12)'deki  $+\beta_i s_{fi}$  terimi, firma  $f$ 'nin bara  $i$ 'deki marjinal gelirini temsil etmektedir ve üretici firma  $f$ 'nin amaç fonksiyonu (2.2)'nin  $s_{fi}$ 'ye göre kısmi türevinden türetilmiştir. Bir başka deyişle, bu terim üretici firma  $f$ 'nin doğrusal ters talep fonksiyonundaki fiyat-miktar ilişkisinden haberdar olması anlamına gelmektedir.

## 2.2 Türkiye Elektrik Piyasası için Bölgesel Piyasa-Takas Modeli Uygulaması ve Analizi

Türkiye elektrik piyasasındaki karar verme süreçlerini destekleyen bir denge modelinin yer almaması, zaten karmaşık halde olan piyasa dinamiğinin anlaşılmasını olumsuz etkilemektedir. Bu projeye hedeflenen, piyasa katılımcıları tarafından;

- piyasanın gidişatı
- fırsat ve risklerin değerlendirilebilmesi,
- rakiplerin faaliyet ve davranışlarının irdelenebilmesi,
- büyümenin organik olarak veya birleşme yoluyla gerçekleşebilmesi,

- tedarik zincirinin neresinde ve nasıl yer alınacağıının belirlenebilmesi,
- piyasa katılım stratejilerinin belirlenebilmesi gibi unsurlardır.

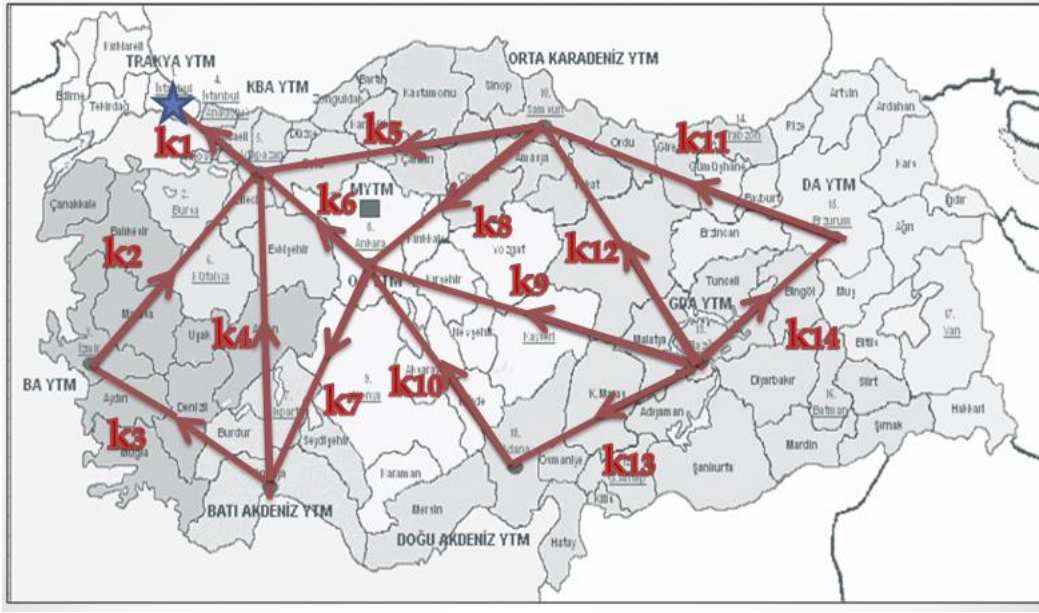
Yapılan araştırmalara bağlı projenin çözümlerinde, tam rekabetçi elektrik piyasasında sosyal refah maksimizasyonu modeline bağlı senaryolar oluşturulmuştur. Senaryolara bağlı olarak değerlendirilen öğeler aşağıdaki gibidir:

- Talep miktarları (fiyata karşı esnek)
- Kaynak tiplerine bağlı belirlenen maliyetler (yakıt, değişken, sabit, emisyon maliyeti/vergisi),
- Aralık 2015 ayından itibaren EPIAş kaynaklı raporlara bağlı olarak, haftaiçi ve haftasonu unsurlarına göre belirlenen kapasite faktörleri

### **2.3 Piyasa-Takas Modeli Verileri**

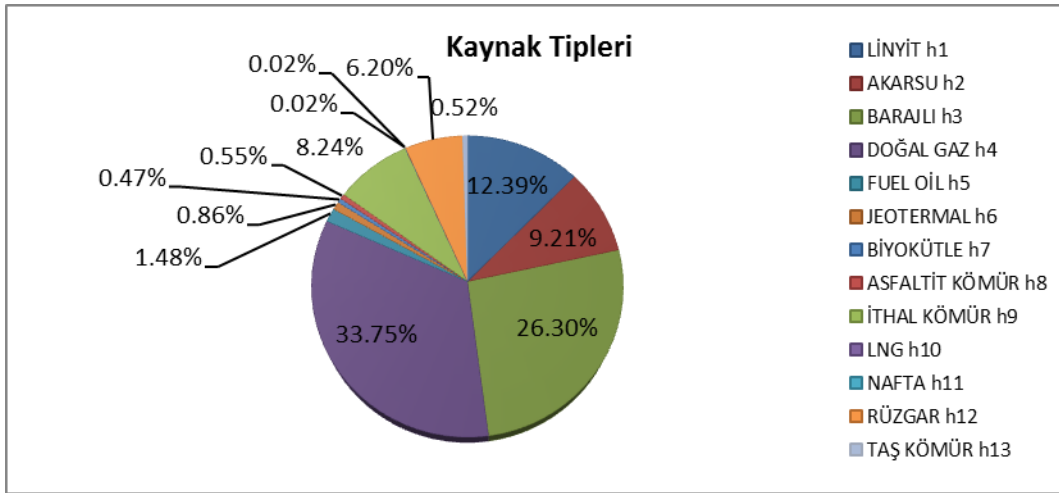
Modelde, Türkiye elektrik piyasası TEİAş tarafından belirlenmiş yük tevzi merkezlerine (YTM) göre dokuz (9) bölgeye ayrılmış elektrik iletim sistemi doğrultusunda analiz edilmiştir (Çakır,2014):

1. Trakya YTM (referans bara) (n1)
2. Batı Anadolu (BA) YTM (n2)
3. Kuzey Batı Anadolu (KBA) YTM (n3)
4. Orta Anadolu (OA) YTM (n4)
5. Batı Akdeniz YTM (n5)
6. Orta Karadeniz YTM (n6)
7. Doğu Akdeniz YTM (n7)
8. Doğu Anadolu (DA) YTM (n8)
9. Güneydoğu Anadolu (GDA) YTM (n9)



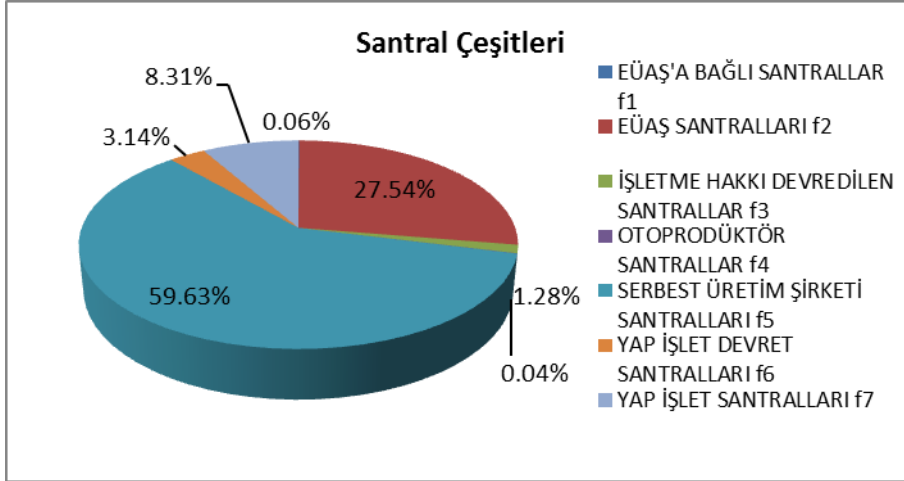
Şekil 7. Dokuz (9) bölgesli Türkiye elektrik iletim sistemi (Çakır, 2014)

EPIAŞ'ın güncel veri sistemi (EPIAŞ, 2016) kaynak alınarak, her bir bölgeye, baz alınan ondört (14) üretim kaynak tipine ve yedi (7) farklı kuruluş çeşidine bağlı olarak kurulu güç değerleri hesaplanmıştır.



Şekil 8. Yakıt cinslerine göre ayrılmış kaynakların kurulu güç dağılımı





Şekil 9: Kuruluş cinslerine göre ayrılmış santrallerin kurulu güç dağılımı

Hesaplanan kurulu güç değerleriyle birlikte kuruluş, kaynak tipi ve bölgeye bağlı kapasite miktarları belirlenmiştir. Kapasite faktörleri hesaplanırken EPIAŞ'tan alınan bilgiler doğrultusunda hesaplanan kaynak tiplerine göre Tablo 2'de verilen kurulu güç değerleri baz alınmıştır.

Tablo 2: Kaynak tipine göre kurulu güç değerleri

KAYNAK TİPİ		KURULU GÜÇ DEĞERİ (MW)
LİNYİT	h1	9122,904
AKARSU	h2	6783,692
BARAJLI	h3	19364,915
DOĞAL GAZ	h4	24849,713
FUEL OİL	h5	1087,27
JEOTERMAL	h6	635,148
BİYOKÜTLE	h7	344,013
ASFALTİT KÖMÜR	h8	405
İTHAL KÖMÜR	h9	6064,15
LNG	h10	11,95
NAFTA	h11	16,872
RÜZGAR	h12	4563,116
TAŞ KÖMÜR	h13	385,01
<b>TOPLAM</b>	<b>=</b>	<b>73633,753</b>

Baz alınan 2015 Aralık ayı için üretim değerleri, haftaiçi ve haftasonu olarak iki gruba ayrılmıştır. Her bir saat aralığı için ayrı ayrı kapasite faktörleri aşağıdaki şekilde hesaplanmıştır:

$t = \text{zaman (saat)}$

$$\text{Kapasite Faktörü}(t) = \frac{\text{Gerçek Zamanlı Üretim Miktarı}(t)}{\text{Kurulu Güç Değeri}}$$

$$\text{Kapasite Faktörü} = \text{Max} [\text{Kapasite Faktörü}(t)], \quad \forall t$$

Ardından haftaıçi ve haftasonu için hesaplanan tüm saatlik kapasite faktörlerinin maksimum değerleri Tablo 3'te belirlenmiştir.

Tablo 3: Aralık ayı haftaıçi ve haftasonu maksimum kapasite faktörleri

KAYNAK TİPİ		MAKSİMUM KAPASİTE FAKTÖRÜ	
		ARALIK HAFTAİÇİ	ARALIK HAFTASONU
LİNYİT	h1	59%	57%
AKARSU	h2	35%	30%
BARAJLI	h3	40%	32%
DOĞAL GAZ	h4	72%	64%
FUEL OİL	h5	44%	45%
JEOTERMAL	h6	78%	78%
BİYOKÜTLE	h7	62%	62%
ASFALTİT KÖMÜR	h8	99%	67%
İTHAL KÖMÜR	h9	90%	89%
LNG	h10	99%	96%
NAFTA	h11	34%	32%
RÜZGAR	h12	80%	43%
TAŞ KÖMÜR	h13	97%	93%

Talep tarafında ise Aralık 2015 saatlik talep miktarları kutu çizimi ve histogramlar ile Şekil 10'da özetlenmiştir. Bu özet veriler gözlemlenerek, haftaıçi ve haftasonu için ayrı olmak üzere üç ayrı talep senaryosu ele alınmaktadır. Haftaıçi için belirlenen maksimum saatlik talep 39000 MW, sıklıkla gözlemlenen saatlik talep 36000 MW iken, minimum talep ise 22000 MW'tır. Haftasonunda ise belirlenen talep değerleri sırasıyla 36000 MW, 33000 MW ve 27000 MW'tır.

Fiyata karşı esnek bölgesel talep fonksiyonları ise şöyle hesaplanmıştır. Öncelikle toplam talebin sabit alınmasıyla (yani bölgesel taleplerin Türkiye toplam yıllık tüketimindeki paylarına

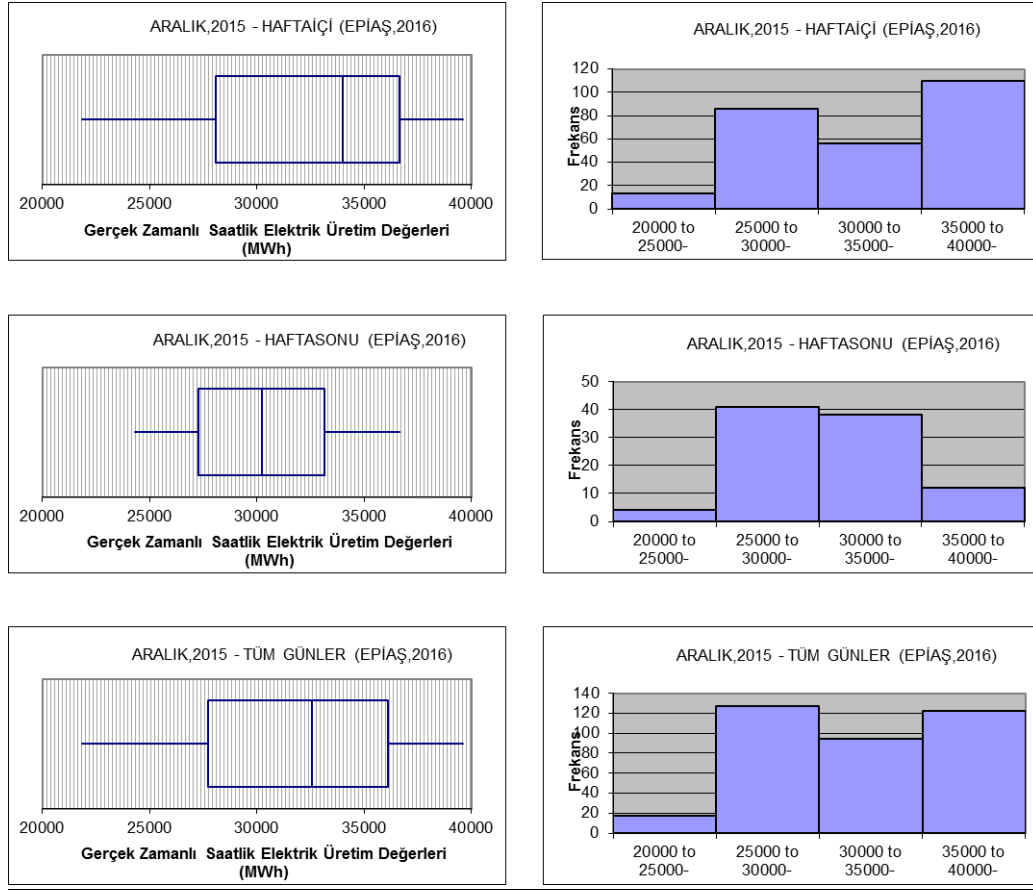
göre) GAMS modeli çözülmüş ve optimal bölgesel fiyatlar ( $P^*$ ) hesaplanmıştır. Daha sonra aşağıdaki sabit esneklik (constant elasticity) modeli ve talebin fiyat esnekliği olarak  $-B = -0.1$  kullanılarak  $A$  değerleri her bir bölge için hesaplanmıştır.

$$\text{Sabit esneklik modeli} \rightarrow P = A \times D^{-B} \rightarrow A = P^* \times (D^*)^{-B}$$

Daha sonra sabit esneklik modeli kullanılarak GAMS modeli çözülmüş ve optimal bölgesel fiyat  $P^*$  ve talepler  $D^*$  hesaplanmıştır. Bunun ardından sabit esneklik modeli doğrusallaştırılmış ve aşağıdaki doğrusal ve esnek talep fonksiyonunun parametreleri her bölge için hesaplanmıştır.

$$\beta = B \frac{P^*}{D^*}, \quad \alpha = P^* + \beta D^*$$

*Talebin esnek hale getirilmesiyle oluşturulan doğrusal fiyat*  $\rightarrow P = \alpha + \beta \times D$



Şekil 10: Aralık 2015 gerçek zamanlı talep kutu çizimi ve histogramlar

Baz alınan 2015 Aralık ayı içerisindeki tüm saatlik üretim değerlerinin ortalaması hesaplanıp, her bir saatlik toplam üretim değeri bulunan ortalama üretim değerine bölünerek yük faktörleri hesaplanmıştır. Bütün yük faktörlerinin hesabının ardından, yük faktörleri üç ana gruba ayrılmıştır.

$$\text{Ortalama MWh} = \frac{\sum_1^t \text{Toplam MWh}(t)}{t}$$

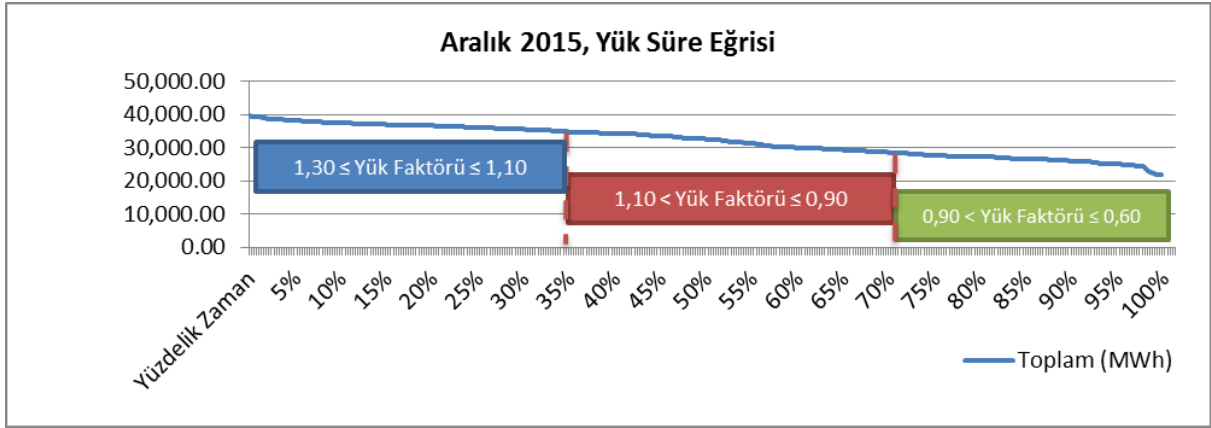
$$\text{Yük Faktörü}(t) = \frac{\text{Toplam MWh}(t)}{\text{Ortalama MWh}}$$

$$\text{Peak} \leftrightarrow 1,30 \leq \text{Yük Faktörü} \leq 1,10$$

$$\text{Mid - Peak} \leftrightarrow 1,10 < \text{Yük Faktörü} \leq 0,90$$

$$\text{Off - Peak} \leftrightarrow 0,90 \leq \text{Yük Faktörü} \leq 0,60$$

Aralık ayındaki saatlik üretim değerleri maksimumdan minimuma doğru sıralanmış ve Şekil 11'deki yük-süre eğrisi elde edilmiştir. Bu yük süre eğrisi ise, yukarıda elde edilen üç yük faktörü grubuna göre ayrılmıştır.



Şekil 11: Yük-süre eğrisi, Aralık 2015

Kullanılan ekonomik modellemelerde, uluslararası literatür taramasıyla elde edilen bilgiler doğrultusunda üretim maliyetleri içerisinde operasyon, bakım ve yakıt maliyetleri baz alınmıştır (IEA, 2010).

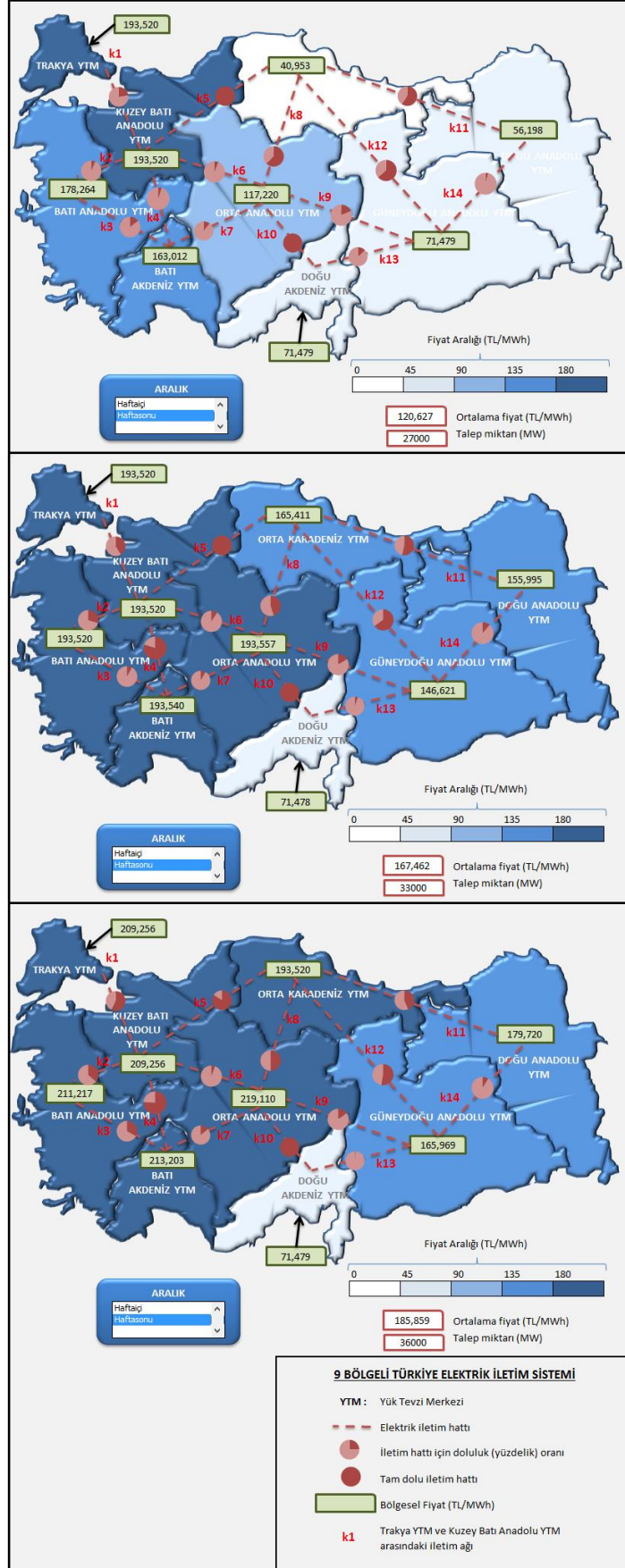
## 2.4 Piyasa-Takas Modeli Sonuçları

Tüm bilgiler temel alınarak bölgesel ve tek zamanlı fiyatlandırma modelleri GAMS programı aracılığıyla oluşturularak, halihazırda tek fiyat sistemi kullanan Türkiye elektrik piyasası için bölgesel fiyatlandırma modeli analiz edilmiştir. Oluşturulan farklı fiyatlandırma modellerine bağlı olarak toplum refahı ve elektrik fiyat seviyeleri üzerindeki etkiler daha rahat incelenebilir hale getirilmiştir. Her bir senaryo analizine bağlı olarak kapasite faktörleri ve talep fonksiyonlarındaki değişiklikler gibi farklı veri setleri kullanılarak analizler yapılmıştır.

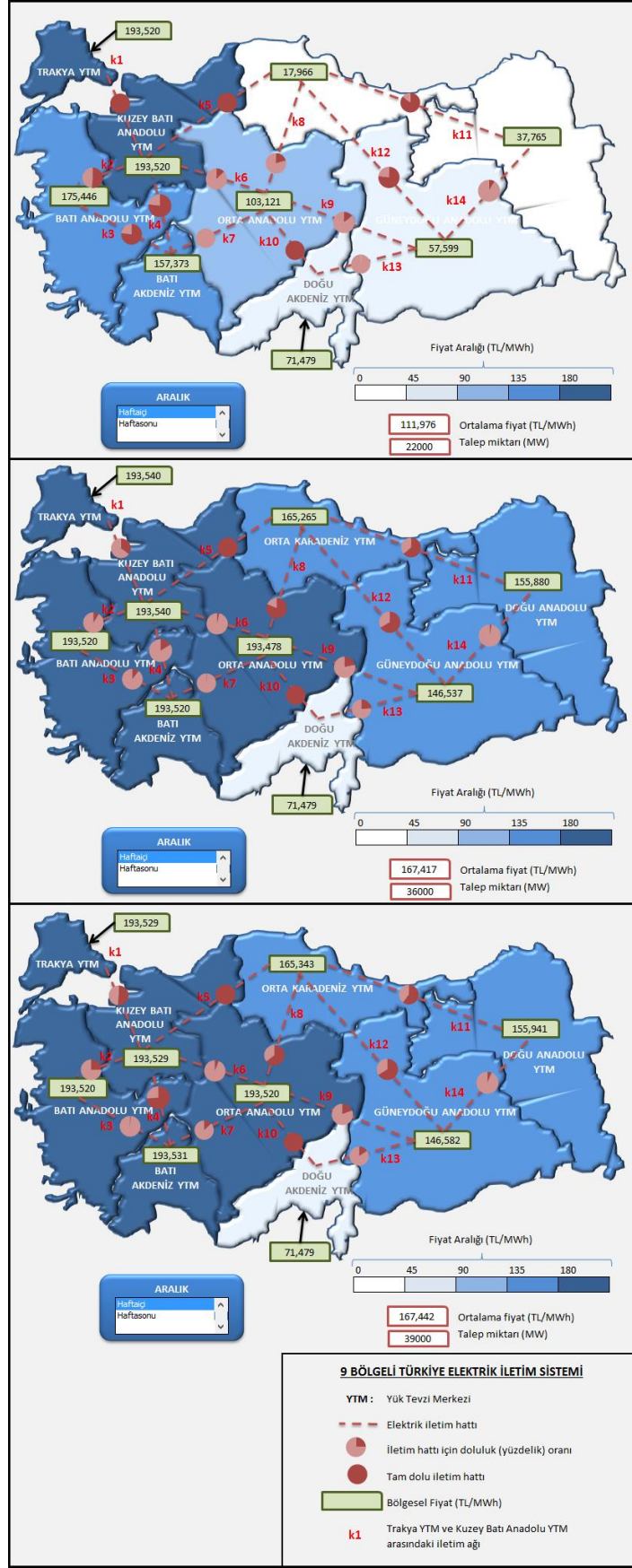
Bölgesel fiyatlandırma sistemindeki fiyatların belirlenmesinde GAMS programında sosyal refah maksimizasyonuna eş karışık tamamlayıcılık modeli PATH çözücüsü kullanılarak çözülmektedir. Bu modelde, her bir bölge için ayrı ayrı fiyat seviyeleri belirlenmektedir.

Herhangi bir iletim hattı kapasitesine eriştiği durumda ise bölgesel fiyatlar oluşmaktadır. Dolayısıyla, iletim hatlarındaki kapasiteye erişim sadece yer aldığı bölgelerde değil diğer tüm bölgeler üzerinde etki yaratmakta ve sistemin tümünde bölgeler birbiriyle etkileşim halinde olmaktadır.

Bütün belirlenen esnek taleplerin GAMS programında “Sosyal Refah Maksimizasyonu”yla çözümlenmesiyle elde edilen veriler aşağıdaki haritalarda (şekil 12 ve şekil 13'te) özet olarak gösterilmektedir. Bu haritalar, EXCEL-VBA kullanılarak hazırlanmış ve değişen senaryo ve GAMS çözümlerine göre güncellenebilmektedir. Bunun yanısıra değişken talep senaryolarına göre sonuçlar Tablo 4 ve Tablo 5'te özetlenmiştir.



Şekil 12: Aralık 2015 haftasonu benzetim sonuçları



Şekil 13: Aralık 2015 hafta içi benzetim sonuçları

Tablo 4: Değişken talep seviyeleri sonucunda elde edilen sonuçlar

		FİYAT (TL/MWh)								
TALEP MİKTARI (MW) / YÜK TEVZİ MERKEZİ		TRAKYA YTM	BATI ANADOLU YTM	KUZEY BATI ANADOLU YTM	ORTA ANADOLU YTM	BATI AKDENİZ YTM	ORTA KARADENİZ YTM	DOĞU AKDENİZ YTM	DOĞU ANADOLU YTM	GÜNEY DOĞU ANADOLU YTM
ARALIK HAFTAIÇI	39000	193,53	193,52	193,53	193,52	193,53	165,34	71,48	155,94	146,58
	36000	193,54	193,52	193,54	193,48	193,52	165,27	71,48	155,88	146,54
	22000	193,52	175,45	193,52	103,12	157,37	17,97	71,48	37,76	57,60
ARALIK HAFTASONU	36000	209,26	211,22	209,26	219,11	213,20	193,52	71,48	179,72	165,97
	33000	193,52	193,52	193,52	193,56	193,54	165,41	71,48	155,99	146,62
	27000	193,52	178,26	193,52	117,22	163,01	40,95	71,48	56,20	71,48
		TOPLAM ÜRETİM (MW)								
TALEP MİKTARI / SANTRAL ÇEŞİDİ	EÜAŞ'A BAĞLI SANTRALLAR	EÜAŞ SANTRALLARI	İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR	OTOPRODÜKTÖR SANTRALLAR	SERBEST ÜRETİM ŞİRKETİ SANTRALLARI	YAP İŞLET DEVRET SANTRALLARI	YAP İŞLET SANTRALLARI			
ARALIK HAFTAIÇI	39000	25,96	9846,57	489,646	13,6	23662,43	1391	3569		
	36000	25,96	9846,57	489,646	13,6	21324,25	1391	2911		
	22000	25,96	4759,18	489,646	13,6	14185,07	375,4	2151		
ARALIK HAFTASONU	36000	25,08	8557,96	459,615	14,657	21493,08	1203	4247		
	33000	25,08	8557,96	459,615	13,136	20135,26	1203	2605		
	27000	25,08	7431,99	459,615	13,136	15662,63	1203	2203		
		KÂR (TL)								
TALEP MİKTARI / SANTRAL ÇEŞİDİ	EÜAŞ'A BAĞLI SANTRALLAR	EÜAŞ SANTRALLARI	İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR	OTOPRODÜKTÖR SANTRALLAR	SERBEST ÜRETİM ŞİRKETİ SANTRALLARI	YAP İŞLET DEVRET SANTRALLARI	YAP İŞLET SANTRALLARI			
ARALIK HAFTAIÇI	39000	3168,2	820551	62263,8	964,17	1861243	47165	15,8		
	36000	3168,2	820276	62243,7	964,21	1861040	47161	33,9		
	22000	2698,99	240453	19538,3	793,8	1253029	17592	0		
ARALIK HAFTASONU	36000	3504,65	838154	69415,3	1195,2	1897298	57625	55505,367		
	33000	3060,8	682118	58182,8	964,13	1548787	37479	19,164051		
	27000	2678,17	253233	24319,1	820,36	1121363	17477	0		
		TOPLAM SATIŞ (MW)								
TALEP MİKTARI / YÜK TEVZİ MERKEZİ	TRAKYA YTM	BATI ANADOLU YTM	KUZEY BATI ANADOLU YTM	ORTA ANADOLU YTM	BATI AKDENİZ YTM	ORTA KARADENİZ YTM	DOĞU AKDENİZ YTM	DOĞU ANADOLU YTM	GÜNEY DOĞU ANADOLU YTM	
ARALIK HAFTAIÇI	39000	6204,85	7026,87	9749,58	4773,6	1599,03	1661	3069,064	959,4	3954
	36000	5727,72	6487,43	9001,85	4406,2	1476,013	1534	2833,0757	885,6	3651
	22000	3500,09	3964,88	5499,29	2693,1	902,0086	937,2	1731,5528	541,2	2231
ARALIK HAFTASONU	36000	5728,34	6487,02	9000,27	4406,9	1475,961	1534	2833,0757	885,6	3650
	33000	5250,14	5947,14	8248,93	4039,2	1352,952	1406	2597,3292	811,8	3346
	27000	4295,67	4865,28	6749,91	3304,8	1106,968	1150	2124,8068	664,2	2738



Tablo 5: Değişken talep seviyeleri sonucunda elde edilen refah sonuçları

	ARALIK HAFTAIÇİ				ARALIK HAFTASONU	
	TALEP MİKTARI (MW)					
	39000	36000	22000	36000	33000	27000
<b>Üretici Fazlası (TL)</b>	2795371,55	2794887,09	1534104,59	2922697,12	2330611,41	1419889,58
<b>Tüketici Fazlası (TL)</b>	345201,26	318665,37	157319,44	349836,68	292115,60	200233,09
<b>İletim Operatörünün Geliri (TL)</b>	225347,94	225433,20	337937,44	242097,80	225274,01	320372,31
<b>Toplam Fazla (TL)</b>	3365920,75	3338985,66	2029361,46	3514631,60	2848001,02	1940494,98

Aralık 2015 yılının ötesinde, 2016 yılının Şubat, Mayıs, Ağustos ve Kasım ayları için de benzer simülasyonlar yapılmıştır (veriler ve detaylı sonuçlar için bakınız EK-A ve EK-B). Elde edilen sonuçlardan talep ağırlıklı ortalama fiyatlar hesaplanmış ve EPIAŞ'tan (2017) alınan piyasa takas fiyatlarından hesaplanan gerçek ağırlıklı ortalama fiyatlarla karşılaştırılmıştır. Sonuçlar ve ortalama mutlak yüzde sapma (mean absolute percent error –MAPE) değerleri her ay için Tablo 6'da hesaplanmıştır. Simüle edilen ve gerçekleşen fiyatlar ortalama olarak %11.61 gibi bir sapma ile örtüşmektedir.

Tablo 6. Gerçekleşen ve simüle edilen fiyat karşılaştırmaları

<b>Ağırlıklı Ortalama Fiyat (TL / MWh)</b>	<b>Gerçekleşen (EPIAŞ, 2017)</b>	<b>Simüle edilen</b>	<b>MAPE (%)</b>
<i>Aralık 2015</i>	168.448	158.004	6.20%
<i>Şubat 2016</i>	108.961	113.295	3.98%
<i>Mayıs 2016</i>	122.436	115.076	6.01%
<i>Ağustos 2016</i>	168.414	127.677	24.19%
<i>Kasım 2016</i>	154.862	127.466	17.69%

## 2.5 Piyasa çıktıları ve toplum refahı açısından karşılaştırmalı analizler

Bu bölümde Türkiye piyasa-takas modeli için farklı talep senaryoları altında aşağıdaki durumlar için piyasa çıktıları ve toplum refahındaki değişimler detaylı olarak analiz edilmiştir:

- Bara bazlı ve tek fiyatlandırma
- İletim hattı kısıtsız ve kısıtlı
- Tam rekabetçi ve Nash-Cournot oligopol piyasa yapısı

### 2.5.1 Bara bazlı ve tek fiyatlandırma modellerinin karşılaştırılması

Bara bazlı fiyatlandırma modeli için (2.11) karışık tamamlayıcılık modeli (veya onun eşleniği sosyal refahı eniyileyen bir optimizasyon problemi) kullanılmıştır. Her bir senaryoya (haftaiçi

ve haftasonu talep senaryoları) göre kapasite faktörleri ve talep fonksiyonlarının parametreleri belirlenmiştir. Sadece tek bir saatlik bir model ele alınmıştır fakat bu sonuçlar birçok farklı saat ve talep senaryosu altında bütün bir yıla da yayılabilir.

Tek fiyatlandırma modeli için ise modele  $p_i = p_j \forall i, j \in I$  ve  $i \neq j$  kısıtının (yani her baradaki fiyatın eşit olması kısıtı) eklenmesi öngörülmüş; fakat, bu kısıt altında sadece bazı senaryolarda olurlu (feasible) sonuçlar elde edilebilmiştir. Buna sebep ise hesaplanan talep fonksiyonu parametrelerinin her bir bara için oldukça farklılık göstermesidir (farklı bara veya bölgelerin talep seviyelerindeki büyük farklılıklar dolayısı). Bu yüzden tek fiyat modeli için bara bazlı modelden elde edilen fiyatların talep ağırlıklı ortalaması hesaplanmış ve buna göre de Tablo 7'deki sonuçlar elde edilmiştir. "Fark (%)" olarak belirtilen sütun bara bazlı fiyatlandırmadan tek fiyatlandırmaya geçildiğinde ortaya çıkan yüzde değişimi ifade etmektedir.

Tablo 7: Bara bazlı ve tek fiyatlandırma modellerinin karşılaştırması

ARALIK HAFTAIÇİ BARA BAZLI/TEK FİYAT ANALİZİ SONUÇLARI (TL/MWh)									
YÜK TEVZİ MERKEZİ / TALEP MİKTARI (MW)	22000			36000			39000		
	Bara	Tek	Fark (%)	Bara	Tek	Fark (%)	Bara	Tek	Fark (%)
TRAKYA YTM	193.52	143.02	-26.10%	193.54	177.03	-8.53%	193.53	177.04	-8.52%
BATI ANADOLU YTM	175.45		-18.48%	193.52		-8.52%	193.52		-8.52%
KUZEY BATI ANADOLU YTM	193.52		-26.10%	193.54		-8.53%	193.53		-8.52%
ORTA ANADOLU YTM	103.12		<b>38.69%</b>	193.48		-8.50%	193.52		-8.52%
BATI AKDENİZ YTM	157.37		-9.12%	193.52		-8.52%	193.53		-8.52%
ORTA KARADENİZ YTM	17.97		<b>696.06%</b>	165.27		<b>7.12%</b>	165.34		<b>7.07%</b>
DOĞU AKDENİZ YTM	71.48		<b>100.08%</b>	71.48		<b>147.66%</b>	71.48		<b>147.68%</b>
DOĞU ANADOLU YTM	37.76		<b>278.70%</b>	155.88		<b>13.57%</b>	155.94		<b>13.53%</b>
GÜNEY DOĞU ANADOLU YTM	57.60		<b>148.29%</b>	146.54		<b>20.81%</b>	146.58		<b>20.78%</b>

ARALIK HAFTASONU BARA BAZLI/TEK FİYAT ANALİZİ SONUÇLARI (TL/MWh)									
YÜK TEVZİ MERKEZİ / TALEP MİKTARI (MW)	27000			33000			36000		
	Bara	Tek	Fark (%)	Bara	Tek	Fark (%)	Bara	Tek	Fark (%)
TRAKYA YTM	193.52	148.32	-23.35%	193.52	177.04	-8.51%	209.26	194.35	-7.12%
BATI ANADOLU YTM	178.26		-16.79%	193.52		-8.51%	211.22		-7.99%
KUZEY BATI ANADOLU YTM	193.52		-23.35%	193.52		-8.51%	209.26		-7.12%
ORTA ANADOLU YTM	117.22		<b>26.54%</b>	193.56		-8.53%	219.11		-11.30%
BATI AKDENİZ YTM	163.01		-9.01%	193.54		-8.52%	213.20		-8.84%
ORTA KARADENİZ YTM	40.95		<b>262.18%</b>	165.41		<b>7.03%</b>	193.52		<b>0.43%</b>
DOĞU AKDENİZ YTM	71.48		<b>107.51%</b>	71.48		<b>147.69%</b>	71.48		<b>171.90%</b>
DOĞU ANADOLU YTM	56.20		<b>163.93%</b>	155.99		<b>13.49%</b>	179.72		<b>8.14%</b>
GÜNEY DOĞU ANADOLU YTM	71.48		<b>107.51%</b>	146.62		<b>20.75%</b>	165.97		<b>17.10%</b>

Aralık haftaiçi ve haftasonu sonuçları incelendiğinde, fiyatın yüksek olduğu baralarda tek fiyat seviyelerinin düştüğü fakat fiyatın düşük olduğu baralarda ise yükseldiği gözlemlenmektedir. Talep ağırlıklı ortalamaların buna sebep olduğu açıktır. Ayrıca bu fiyatlandırma modelleri toplam refah üzerindeki etkilerine göre karşılaştırıldığında herhangi bir fark oluşmamaktadır. Talep edilen miktarlarda değişim olmadığı ve fiyat seviyelerinin de talep miktarlarına göre şekillendiği gözönüne alındığında bir değişim olmaması normaldir. Dolayısıyla projenin ileri aşamalarında bara bazlı ve tek fiyatlandırma modelleri arasında bir fark olmayacağından ötürü sadece bara bazlı modellerin kullanılmıştır.

## 2.5.2 İletim hattı kısıtsız ve kısıtlı modellerin karşılaştırılması

Bu bölümde, iletim hattı kısıtlı ve kısıtsız modeller çözülmüş ve sonuçları Tablo 8'de refah seviyeleri üzerinden ve Tablo 9'da piyasa çıktıları üzerinden karşılaştırılmıştır. "Fark (%)" olarak belirtilen sütun kısıtsız modelden kısıtlı modele geçildiğinde ortaya çıkan yüzde değişimi ifade etmektedir.

Tablo 8. İletim hattı kısıtsız ve kısıtlı modellerin refah seviyelerine etkilerinin analizi

ARALIK HAFTAİÇİ İLETİM KISITSIZ/KISITLI MODELLER İÇİN REFAH ANALİZİ				
TALEP MİKTARI (MW)	REFAH SEVİYELERİ	Kısıtsız	Kısıtlı	Fark (%)
22000	Tüketici Ödemeleri (TL)	4,408,646.5	3,146,231.6	-28.63%
	İletim Operatörünün Geliri (TL)		337,937.4	100.00%
	Üretici Fazlası (TL)	3,095,933.5	1,534,104.6	-50.45%
	Tüketici Fazlası (TL)	514,299.8	157,311.6	-69.41%
	Toplam Fazla (TL)	3,610,233.3	2,029,353.6	<b>-43.79%</b>
36000	Tüketici Ödemeleri (TL)	5,245,285.7	6,373,307.0	<b>21.51%</b>
	İletim Operatörünün Geliri (TL)		225,433.2	100.00%
	Üretici Fazlası (TL)	3,737,019.7	2,794,887.1	-25.21%
	Tüketici Fazlası (TL)	262,321.9	318,665.3	<b>21.48%</b>
	Toplam Fazla (TL)	3,999,341.6	3,338,985.6	<b>-16.51%</b>
39000	Tüketici Ödemeleri (TL)	5,682,192.1	6,904,025.4	<b>21.50%</b>
	İletim Operatörünün Geliri (TL)		225,347.9	100.00%
	Üretici Fazlası (TL)	3,737,019.7	2,795,371.5	-25.20%
	Tüketici Fazlası (TL)	284,199.2	345,201.3	<b>21.46%</b>
	Toplam Fazla (TL)	4,021,218.9	3,365,920.8	<b>-16.30%</b>

ARALIK HAFTASONU İLETİM KISITSIZ/KISITLI MODELLER İÇİN REFAH ANALİZİ				
TALEP MİKTARI (MW)	REFAH SEVİYELERİ	Kısıtsız	Kısıtlı	Fark (%)
27000	Tüketici Ödemeleri (TL)	4,010,143.6	4,004,661.8	-0.14%
	İletim Operatörünün Geliri (TL)	0.0	320,372.3	100.00%
	Üretici Fazlası (TL)	2,868,272.7	1,419,889.6	-50.50%
	Tüketici Fazlası (TL)	316,213.4	200,233.1	-36.68%
	Toplam Fazla (TL)	3,184,486.1	1,940,495.0	<b>-39.06%</b>
33000	Tüketici Ödemeleri (TL)	4,808,477.1	5,842,330.2	<b>21.50%</b>
	İletim Operatörünün Geliri (TL)	0.0	225,274.0	100.00%
	Üretici Fazlası (TL)	3,140,587.8	2,330,611.4	-25.79%
	Tüketici Fazlası (TL)	240,520.1	292,116.5	<b>21.45%</b>
	Toplam Fazla (TL)	3,381,107.8	2,848,001.9	<b>-15.77%</b>
36000	Tüketici Ödemeleri (TL)	7,743,804.3	6,996,538.7	<b>-9.65%</b>
	İletim Operatörünün Geliri (TL)	0.0	242,097.8	100.00%
	Üretici Fazlası (TL)	3,520,962.0	2,922,697.1	-16.99%
	Tüketici Fazlası (TL)	555,966.6	349,826.9	-37.08%
	Toplam Fazla (TL)	4,076,928.6	3,514,621.9	<b>-13.79%</b>

Tablo 9: İletim hattı kısıtsız ve kısıtlı modellerin fiyat ve toplam satışlarının karşılaştırması

ARALIK HAFTAİÇİ İLETİM KISITSIZ/KISITLI MODELLER İÇİN FİYAT VE TOPLAM SATIŞ SONUÇLARI										
YÜK TEVZİ MERKEZİ / TALEP MİKTARI (MW)		22000			36000			39000		
		Kısıtsız	Kısıtlı	Fark (%)	Kısıtsız	Kısıtlı	Fark (%)	Kısıtsız	Kısıtlı	Fark (%)
FİYAT (TL/MWh)	TRAKYA YTM	168.95	193.52	14.54%	193.52	193.54	0.01%	193.52	193.53	0.00%
	BATI ANADOLU YTM	168.95	175.45	3.84%	193.52	193.52	0.00%	193.52	193.52	0.00%
	KUZEY BATI ANADOLU YTM	168.95	193.52	14.54%	193.52	193.54	0.01%	193.52	193.53	0.00%
	ORTA ANADOLU YTM	113.43	103.12	-9.09%	193.52	193.48	-0.02%	193.52	193.52	0.00%
	BATI AKDENİZ YTM	168.95	157.37	-6.85%	193.52	193.52	0.00%	193.52	193.53	0.01%
	ORTA KARADENİZ YTM	19.76	17.97	-9.09%	181.79	165.27	-9.09%	181.88	165.34	-9.09%
	DOĞU AKDENİZ YTM	78.63	71.48	-9.09%	78.63	71.48	-9.09%	78.63	71.48	-9.09%
	DOĞU ANADOLU YTM	41.54	37.76	-9.09%	171.47	155.88	-9.09%	171.54	155.94	-9.09%
	GÜNEY DOĞU ANADOLU YTM	63.36	57.60	-9.09%	161.19	146.54	-9.09%	161.24	146.58	-9.09%
TOPLAM SATIŞ (MW)	TRAKYA YTM	7,943.6	3,500.1	-55.94%	5,733.6	5,727.7	-0.10%	6,207.8	6,204.8	-0.05%
	BATI ANADOLU YTM	5,431.2	3,964.0	-27.02%	6,487.4	6,487.4	0.00%	7,026.9	7,026.9	0.00%
	KUZEY BATI ANADOLU YTM	12,480.9	5,499.3	-55.94%	9,011.0	9,001.8	-0.10%	9,754.2	9,749.6	-0.05%
	ORTA ANADOLU YTM		2,693.1		4,396.6	4,406.2	0.22%	4,773.6	4,773.6	0.00%
	BATI AKDENİZ YTM	238.4	902.0	278.39%	1,476.0	1,476.0	0.00%	1,599.9	1,599.0	-0.05%
	ORTA KARADENİZ YTM		937.2			1,533.6			1,661.4	
	DOĞU AKDENİZ YTM		1,731.6			2,833.1			3,069.1	
	DOĞU ANADOLU YTM		541.2			885.6			959.4	
	GÜNEY DOĞU ANADOLU YTM		2,230.8			3,650.6			3,954.2	

ARALIK HAFTASONU İLETİM KISITSIZ/KISITLI MODELLER İÇİN FİYAT VE TOPLAM SATIŞ SONUÇLARI										
YÜK TEVZİ MERKEZİ / TALEP MİKTARI (MW)		27000			33000			36000		
		Kısıtsız	Kısıtlı	Fark (%)	Kısıtsız	Kısıtlı	Fark (%)	Kısıtsız	Kısıtlı	Fark (%)
FİYAT (TL/MWh)	TRAKYA YTM	181.21	193.52	6.79%	193.52	193.52	0.00%	203.52	209.26	2.82%
	BATI ANADOLU YTM	181.21	178.26	-1.63%	193.52	193.52	0.00%	203.52	211.22	3.78%
	KUZEY BATI ANADOLU YTM	181.21	193.52	6.79%	193.52	193.52	0.00%	203.52	209.26	2.82%
	ORTA ANADOLU YTM	128.94	117.22	-9.09%	193.52	193.56	0.02%	203.52	219.11	7.66%
	BATI AKDENİZ YTM	179.31	163.01	-9.09%	193.52	193.54	0.01%	203.52	213.20	4.76%
	ORTA KARADENİZ YTM	45.05	40.95	-9.09%	181.95	165.41	-9.09%	203.52	193.52	-4.91%
	DOĞU AKDENİZ YTM	78.63	71.48	-9.09%	78.63	71.48	-9.09%	78.63	71.48	-9.09%
	DOĞU ANADOLU YTM	61.82	56.20	-9.09%	171.59	155.99	-9.09%	197.69	179.72	-9.09%
	GÜNEY DOĞU ANADOLU YTM	78.63	71.48	-9.09%	161.28	146.62	-9.09%	182.57	165.97	-9.09%
TOPLAM SATIŞ (MW)	TRAKYA YTM	7,027.2	4,295.7	-38.87%	5,250.1	5,250.1	0.00%	7,299.6	5,728.3	-21.52%
	BATI ANADOLU YTM	4,060.0	4,865.3	19.84%	5,947.1	5,947.1	0.00%	8,852.1	6,487.0	-26.72%
	KUZEY BATI ANADOLU YTM	11,042.1	6,749.9	-38.87%	8,248.9	8,248.9	0.00%	11,468.9	9,000.3	-21.52%
	ORTA ANADOLU YTM	0.0	3,304.8	0.00%	4,046.8	4,039.2	-0.19%	7,541.5	4,406.0	-41.58%
	BATI AKDENİZ YTM	0.0	1,107.0	0.00%	1,354.4	1,353.0	-0.10%	2,146.5	1,476.0	-31.24%
	ORTA KARADENİZ YTM	0.0	1,150.1	0.00%	0.0	1,405.8	0.00%	741.4	1,533.6	106.86%
	DOĞU AKDENİZ YTM	0.0	2,124.8	0.00%	0.0	2,597.3	0.00%	0.0	2,833.1	0.00%
	DOĞU ANADOLU YTM	0.0	664.2	0.00%	0.0	811.8	0.00%	0.0	885.6	0.00%
	GÜNEY DOĞU ANADOLU YTM	0.0	2,737.6	0.00%	0.0	3,346.0	0.00%	0.0	3,650.1	0.00%

Beklendiği üzere, kısıtsız model sonuçları piyasa çıktıları ve refah seviyeleri açısından daha iyi sonuçlar vermektedir. Haftaiçi model için piyasa fiyatı düşük talep senaryosu söz konusu iken tüketimin (veya üretimin) azalması sonucunda talebin göreceli yüksek olduğu bölgelerde artarken, diğer yandan orta ve yüksek talep senaryolarında fazla bir değişim gözlemlenmemiştir. Farklı talep senaryoları için (haftaiçi ve haftasonu ayrı olmak üzere) iletim kısıtlı modelin toplam refahı (fazlayı) yaklaşık yüzde %14 ile %44 arasında düşürdüğü gözlemlenmiştir. Düşük talep senaryolarında bu farkın büyümesinin temel sebebi satışlardaki (talepteki) yüksek düşüş ve buna karşılık fiyatlardaki yüksek artıştır. Diğer taraftan orta ve yüksek talep seviyelerinde ise üretim miktarları ve dolayısıyla üretici fazlası azalmakta iken fiyatlar talebin yüksek olduğu bölgelerde değişmemektedir. Bara bazlı fiyatlandırma ve iletim hattı kısıtları sebebiyle her ne kadar iletim sistem işletmecisi gelir elde etse bile, toplam refah seviyesi her halükarda azalmaktadır. Bu durumda bu etkileri azaltmak üzere iletim sistem işletmecisinin iletim yatırımları yapması kaçınılmazdır. Modelin bu konuda daha gerçekçi sonuçlar vermesi için üretim yatırımlarını da hesaba katan (bölüm 3’de detaylı bahsedilen) bütünleşik modelin kullanılması gereklidir.

### **2.5.3 Tam rekabetçi ve Nash-Cournot piyasa yapılarının karşılaştırması**

Bu bölümde tam rekabetçi piyasa yapısına uygun (2.11) karışık tamamlayıcılık modelindeki ilk koşul, koşul (2.12) ile değiştirilerek Nash-Cournot oligopol piyasa yapısına göre tanımlanan modeli (veya bunun eşleniği bir optimizasyon problemi) kullanılmıştır. Aslında tam rekabetçi modelden tek farkı (2.11)’in ilk koşuluna eklenen  $\beta_i s_{fi}$  terimidir.

Buna göre yapılan karşılaştırmalı analizlerde öncelikle refah seviyelerindeki etkiler Tablo 10’da incelenmiş ve daha sonra da fiyatlar ve toplam satış seviyeleri Tablo 11 ve Tablo 12’de sunulmuştur. “Fark (%)” olarak belirtilen sütun tam rekabetçi piyasa yapısından Nash-Cournot oligopol piyasa yapısına geçildiğinde ortaya çıkan yüzde değişimi ifade etmektedir. Piyasa fiyatı için ölçülen bu değer “fiyat-maliyet marjı” olarak adlandırılmakta ve piyasa gücünü ölçmek için kullanılabilir.

Tablo 10. Tam rekabetçi ve Nash-Cournot oligopol piyasa modellerinin refah seviyelerine etkilerinin analizi

ARALIK HAFTAİÇİ TAM REKABETÇİ (PC)/NASH-COURNOT (NC) PİYASA YAPILARI İÇİN REFAH ANALİZİ				
TALEP MİKTARI (MW)	REFAH SEVİYELERİ	PC	NC	Fark (%)
22000	Tüketici Ödemeleri (TL)	3,146,231.6	2,818,779.9	-10.41%
	İletim Operatörünün Geliri (TL)	337,937.4	303,170.2	-10.29%
	Üretici Fazlası (TL)	1,534,104.6	1,598,937.9	4.23%
	Tüketici Fazlası (TL)	157,311.6	124,402.7	-20.92%
	Toplam Fazla (TL)	2,029,353.6	2,026,510.8	-0.14%
36000	Tüketici Ödemeleri (TL)	6,373,307.0	4,333,234.1	-32.01%
	İletim Operatörünün Geliri (TL)	225,433.2	244,399.8	8.41%
	Üretici Fazlası (TL)	2,794,887.1	2,886,195.1	3.27%
	Tüketici Fazlası (TL)	318,665.3	155,908.6	-51.07%
	Toplam Fazla (TL)	3,338,985.6	3,286,503.4	-1.57%
39000	Tüketici Ödemeleri (TL)	6,904,025.4	4,531,396.0	-34.37%
	İletim Operatörünün Geliri (TL)	225,347.9	241,340.1	7.10%
	Üretici Fazlası (TL)	2,795,371.5	2,914,354.0	4.26%
	Tüketici Fazlası (TL)	345,201.3	152,280.1	-55.89%
	Toplam Fazla (TL)	3,365,920.8	3,307,974.1	-1.72%

ARALIK HAFTASONU TAM REKABETÇİ (PC)/NASH-COURNOT (NC) PİYASA YAPILARI İÇİN REFAH ANALİZİ				
TALEP MİKTARI (MW)	REFAH SEVİYELERİ	PC	NC	Fark (%)
27000	Tüketici Ödemeleri (TL)	4,004,661.8	2,693,718.1	-32.74%
	İletim Operatörünün Geliri (TL)	320,372.3	312,926.6	-2.32%
	Üretici Fazlası (TL)	1,419,889.6	1,515,794.9	6.75%
	Tüketici Fazlası (TL)	200,233.1	86,033.2	-57.03%
	Toplam Fazla (TL)	1,940,495.0	1,914,754.6	-1.33%
33000	Tüketici Ödemeleri (TL)	5,842,330.2	3,773,385.0	-35.41%
	İletim Operatörünün Geliri (TL)	225,274.0	239,982.1	6.53%
	Üretici Fazlası (TL)	2,330,611.4	2,435,137.3	4.48%
	Tüketici Fazlası (TL)	292,116.5	123,059.1	-57.87%
	Toplam Fazla (TL)	2,848,001.9	2,798,178.5	-1.75%
36000	Tüketici Ödemeleri (TL)	6,996,538.7	6,275,505.6	-10.31%
	İletim Operatörünün Geliri (TL)	242,097.8	218,391.9	-9.79%
	Üretici Fazlası (TL)	2,922,697.1	2,967,253.6	1.52%
	Tüketici Fazlası (TL)	349,826.9	277,351.5	-20.72%
	Toplam Fazla (TL)	3,514,621.9	3,462,996.9	-1.47%

Tablo 11: Tam rekabetçi ve Nash-Cournot oligopol piyasa modellerinin fiyat ve toplam satışlarının karşılaştırması (Aralık 2015, Haftaiçi)

ARALIK HAFTAİÇİ TAM REKABETÇİ (PC)/NASH-COURNOT (NC) PİYASA YAPILARI İÇİN FİYAT VE TOPLAM SATIŞ SONUÇLARI										
YÜK TEVZİ MERKEZİ / TALEP MİKTARI (MW)		22000			36000			39000		
		PC	NC	Fark (%)	PC	NC	Fark (%)	PC	NC	Fark (%)
FİYAT (TL/MWh)	TRAKYA YTM	193.52	195.49	1.02%	193.54	203.21	4.99%	193.53	203.20	5.00%
	BATI ANADOLU YTM	175.45	177.14	0.97%	193.52	201.66	4.21%	193.52	201.91	4.33%
	KUZEY BATI ANADOLU YTM	193.52	195.49	1.02%	193.54	203.21	4.99%	193.53	203.20	5.00%
	ORTA ANADOLU YTM	103.12	103.73	0.59%	193.48	195.51	1.05%	193.52	196.77	1.68%
	BATI AKDENİZ YTM	157.37	158.80	0.91%	193.52	200.14	3.42%	193.53	200.63	3.67%
	ORTA KARADENİZ YTM	17.97	18.03	0.34%	165.27	161.09	-2.53%	165.34	163.13	-1.34%
	DOĞU AKDENİZ YTM	71.48	74.70	4.50%	71.48	75.05	5.00%	71.48	75.05	5.00%
	DOĞU ANADOLU YTM	37.76	38.27	1.33%	155.88	153.70	-1.40%	155.94	155.34	-0.39%
	GÜNEY DOĞU ANADOLU YTM	57.60	58.70	1.91%	146.54	146.35	-0.13%	146.58	147.58	0.68%
TOPLAM SATIŞ (MW)	TRAKYA YTM	3,500.1	3,143.6	-10.19%	5,727.7	2,866.8	-49.95%	6,204.8	3,103.9	-49.98%
	BATI ANADOLU YTM	3,964.0	3,580.1	-9.68%	6,487.4	3,758.0	-42.07%	7,026.9	3,981.4	-43.34%
	KUZEY BATI ANADOLU YTM	5,499.3	4,939.2	-10.19%	9,001.8	4,505.5	-49.95%	9,749.6	4,877.1	-49.98%
	ORTA ANADOLU YTM	2,693.1	2,534.1	-5.91%	4,406.2	3,942.3	-10.53%	4,773.6	3,972.8	-16.77%
	BATI AKDENİZ YTM	902.0	820.3	-9.06%	1,476.0	971.4	-34.19%	1,599.0	1,012.2	-36.70%
	ORTA KARADENİZ YTM	937.2	904.9	-3.45%	1,533.6	1,921.5	25.29%	1,661.4	1,883.7	13.38%
	DOĞU AKDENİZ YTM	1,731.6	952.1	-45.02%	2,833.1	1,416.5	-50.00%	3,069.1	1,534.5	-50.00%
	DOĞU ANADOLU YTM	541.2	469.0	-13.33%	885.6	1,009.6	14.01%	959.4	996.7	3.89%
	GÜNEY DOĞU ANADOLU YTM	2,230.8	1,805.5	-19.06%	3,650.6	3,697.2	1.28%	3,954.2	3,684.0	-6.83%



Tablo 12: Tam rekabetçi ve Nash-Cournot oligopol piyasa modellerinin fiyat ve toplam satışlarının karşılaştırması (Aralık 2015, Haftasonu)

ARALIK HAFTASONU TAM REKABETÇİ (PC)/NASH-COURNOT (NC) PİYASA YAPILARI İÇİN FİYAT VE TOPLAM SATIŞ SONUÇLARI										
YÜK TEVZİ MERKEZİ / TALEP MİKTARI (MW)		27000			33000			36000		
		PC	NC	Fark (%)	PC	NC	Fark (%)	PC	NC	Fark (%)
FİYAT (TL/MWh)	TRAKYA YTM	193.52	200.84	3.78%	193.52	203.20	5.00%	209.26	211.85	1.24%
	BATI ANADOLU YTM	178.26	184.71	3.62%	193.52	202.02	4.39%	211.22	213.39	1.03%
	KUZEY BATI ANADOLU YTM	193.52	200.84	3.78%	193.52	203.20	5.00%	209.26	211.85	1.24%
	ORTA ANADOLU YTM	117.22	120.21	2.55%	193.56	197.33	1.95%	219.11	220.33	0.56%
	BATI AKDENİZ YTM	163.01	168.60	3.43%	193.54	200.86	3.78%	213.20	214.96	0.82%
	ORTA KARADENİZ YTM	40.95	40.35	-1.46%	165.41	164.06	-0.82%	193.52	194.25	0.38%
	DOĞU AKDENİZ YTM	71.48	75.05	5.00%	71.48	75.05	5.00%	71.48	75.05	5.00%
	DOĞU ANADOLU YTM	56.20	56.71	0.91%	155.99	156.08	0.05%	179.72	180.93	0.67%
	GÜNEY DOĞU ANADOLU YTM	71.48	73.10	2.27%	146.62	148.14	1.04%	165.97	167.65	1.01%
TOPLAM SATIŞ (MW)	TRAKYA YTM	4,295.7	2,671.8	-37.80%	5,250.1	2,625.1	-50.00%	5,728.3	5,018.1	-12.40%
	BATI ANADOLU YTM	4,865.3	3,104.6	-36.19%	5,947.1	3,336.1	-43.90%	6,487.0	5,818.9	-10.30%
	KUZEY BATI ANADOLU YTM	6,749.9	4,198.2	-37.80%	8,248.9	4,124.5	-50.00%	9,000.3	7,884.3	-12.40%
	ORTA ANADOLU YTM	3,304.8	2,461.5	-25.52%	4,039.2	3,251.5	-19.50%	4,406.0	4,161.3	-5.55%
	BATI AKDENİZ YTM	1,107.0	727.6	-34.27%	1,353.0	841.6	-37.80%	1,476.0	1,354.4	-8.23%
	ORTA KARADENİZ YTM	1,150.1	1,318.2	14.62%	1,405.8	1,520.9	8.18%	1,533.6	1,475.8	-3.77%
	DOĞU AKDENİZ YTM	2,124.8	1,062.4	-50.00%	2,597.3	1,298.7	-50.00%	2,833.1	1,416.5	-50.00%
	DOĞU ANADOLU YTM	664.2	603.9	-9.08%	811.8	807.5	-0.53%	885.6	826.2	-6.71%
	GÜNEY DOĞU ANADOLU YTM	2,737.6	2,117.2	-22.66%	3,346.0	2,999.1	-10.37%	3,650.1	3,280.3	-10.13%

Tam rekabetçi olmayan piyasa yapısından Nash-Cournot oligopol piyasa yapısına geçildiğinde fiyat-maliyet marjı birçok barada artarken sadece talebin görece düşük olduğu bazı baralarda ve genellikle orta ve yüksek talep senaryolarında azalmaktadır. Fakat artış miktarları düşüktür (yüzde beş ve altı). Toplam refah seviyeleri incelendiğinde ise farklı senaryolar için azaldığı gözlemlenmiş fakat yüzde ikiden düşük kalmıştır. Piyasa benzetim

modelinde çok sayıda firma ve baranın olması piyasa gücünün kullanımını oldukça kısıtlamıştır. Fiyat-miktar ilişkisinin farkında olan üreticiler için üretim miktarını kısararak fiyatları ve dolayısıyla kârlılıklarını az da olsa yukarıya çekmeleri oldukça normaldir.

9-baralı modelde bazı senaryolar için ise talebin genellikle düşük olduğu bazı bölgelerde üreticilerin üretim miktarını artırarak fiyatları aşağıya çektiği gözlenmektedir. İletim kısıtlı bir modelde bu durum normal karşılanmaktadır. Piyasa denetleyici ve düzenleyici kurumları ve sistem işletmecesi için ise bu veri oldukça önemlidir. Bu benzetimden elde edilen sonuçlar kullanılarak piyasa gücünün nasıl sonuçlar çıkarabileceği kolaylıkla kestirilebilecektir.

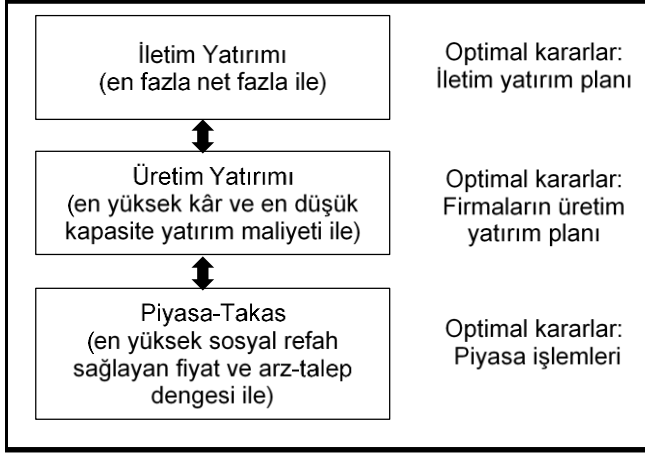
### 3. İLETİM/ÜRETİM YATIRIM MODELLERİ İLE BÜTÜNLEŞİK PIYASA-TAKAS MODELİ

Yeniden düzenlenen ve serbestleşen elektrik piyasalarında, özel üretim firmalarının planlama ve yatırım kararları piyasa çıktılarına dikkate alan ekonomik etkenlere göre şekillenmektedir. Diğer bir yandan, iletim sistemi yatırım kararları ise güvenilir ve kaliteli piyasa faaliyetleri sunmayı amaçlayan bağımsız sistem işletmecisi tarafından öngörülmektedir. Bu durumda, rekabetçi piyasada oluşan fiyat sinyalleri orta/uzun vadeli iletim/üretim yatırım kararları için oldukça önemli bir girdidir. Benzer şekilde iletim/üretim yatırımları da sistemin yapısını değiştirdiği için fiyatları ve üretim/tüketim seviyelerini etkilemektedir. Dolayısıyla, orta ve uzun dönemli yatırım kararları ile kısa vadeli piyasa çıktılarının birbirleri ile etkileşim içinde olduğu açıktır. Bu sebeplerden, yeniden düzenlenen elektrik piyasalarında iletim/üretim yatırım modelleri ile piyasa denge modellerinin bütünleştirilmesi bir gereksinim haline gelmiştir.

Bu çalışmada piyasa-takas dengesini öngörebilen iletim/üretim yatırım modelleri tanıtılacaktır. Bu bağlamda, yatırımcılar için büyük önem arz eden noktalardan birisi de çeşitli etkenlerin (örneğin piyasa gücü, iletim kısıtlılıkları, üretimdeki belirsizlikler, talep tepkisi ve belirsizlikleri gibi) piyasa fiyatı sinyali üzerindeki etkilerinin piyasa denge modelleri ile simüle edilmesidir. Karar verme süreçlerinde önemli roller oynayan bu modeller karmaşık piyasa dinamiğinin anlaşılması açısından da önemli bir yer tutmaktadır. Bu çalışmada önerilen modeller, hem geleceğe dönük yatırım planları açısından hem de bunların piyasaya etkileri ve piyasa oyuncularının karar verme süreçlerindeki sonuçları bakımından oldukça faydalı olabilecek ve piyasa oyuncularının kısa/orta/uzun vadeli kararlarına yardımcı olabilecek çözümlenmeleri yapabilecektir.

Bu tarz bütünleşik bir modelin formülasyonu için ise tek- veya iki-seviyeli programlama problemleri oluşturulacaktır. Tek-seviyeli model için karışık tamamlayıcılık problemi (mixed complementarity problem –MCP) ve iki-seviyeli model için ise denge kısıtlı matematiksel programlar (mathematical programs with equilibrium constraints –MPEC) kullanılacaktır. Ayrıca, MPEC için kullanılan yeniden formüle etme yöntemleri de ele alınacaktır. Bahsedilen modeller üç-baralı basit bir elektrik iletim sistemine uygulanarak doğrulanacaktır. Daha sonra da Türkiye sisteminde uygulaması gerçekleştirilecektir. Bu modeller, firmaların ve tüketicilerin piyasadaki davranışlarını, denetleyici ve düzenleyici kurumun piyasa izleme/denetleme faaliyetlerini ve sistem işletmecisinin piyasayı ve sistemi gözleme ile işletme görevlerini analiz edebilmek üzere kullanılabilir.

Bu çalışmada oluşturulmak istenen bütünleşik model (iletim/üretim yatırım ve piyasa-takas modelleri) Şekil 14'deki gibi üç seviyede özetlenebilir:



Şekil 14. Üç-seviyeli iletim/üretim yatırım ve piyasa-takas modeli

Buna göre sistem işletmecisi tarafından yapılması gereken iletim yatırımları hem üretim kapasitesi yatırımlarına hem de piyasa koşullarına bağlıdır. Benzer şekilde, üretim yatırımları da piyasada gelişen koşullara göre farklılık gösterecektir. Optimal kararların birbirlerini etkiledikleri gözönüne alınarak tüm problemlerin tek bir seviyede ve aynı anda çözülmesi hedeflenmektedir.

### 3.1 Elektrik Üretim ve İletim Yatırım Modelleri

Elektrik piyasalarında üretim (güç sistemleri) yatırımları hakkındaki karar verme süreçlerinde yaşanan sorunlar genellikle mevcut güç üretimi teknolojilerinin farklılıklarına, toptan ticaretin yeniden yapılandırılmasına ve sürekli, güvenilir ve yeterli enerji temini ihtiyacına bağlanmaktadır (Jin, 2012). Bu bakımdan, operasyonel işlemler ve yatırım planlama problemleri üretim ve iletim kaynaklarının ömürleri ile sermaye yatırımı ölçeği nedeniyle uzun vadeli gereksinimlerdir. Problem bir bütün olarak düşünüldüğünde elektrik şebekesinin karmaşık ve bütünlük özellikleri (iletim, dağıtım, üretim ve yakıt aktarımı) ile daha da büyümektedir. Diğer önemli karar değişkenleri ise çevresel etki, güvenilir güç nakil şebekesi ihtiyacı ve tesis konumlandırma problemlerini içermektedir.

Sektörün daha önce tecrübe edilen dikey entegre edilmiş iletim, üretim ve dağıtım yapısı, geleneksel üretim/iletim yatırım (genişleme) planlaması probleminin merkezi bir bakış açısına sahip olmasını sağlamaktadır. Merkezi planlama karar verme süreçleri, sistem yükü dengesi, yatırım bütçesi ve kapasite limit kısıtlarından etkilenmektedir. Bu sebeple, verimli ve güvenilir bir elektrik şebekesi sağlamak, yeterli elektrik ikmalinin ilerideki talep ile örtüşmesi ve tamamen entegre edilmiş iletim sistemine sahip elektrik şebekelerinin oluşabilmesi için hem üretim yatırımı hem de iletim yatırımı göz önüne alınmalıdır.

Hirst (Hirst, 2000), elektrik talebinin normalden fazla büyümesinde birkaç dinamiğin etkili olduğundan bahsetmiştir. Bu dinamikler, gelecek yirmi yıl içerisinde üretim ve iletim

kapasitesi hakkında yapılacak yeni yatırımları zorunlu kılmıştır. Buna göre, en dikkate değer yaklaşımlardan biri tüm elektrik piyasasını tek bir paydada entegre etmek ve ayrıca yatırımların maliyeti nedeniyle alternatif elektrik üretim yöntemlerine odaklanmaktır. Güvenilirliğin, şebeke kontrolünün ve işlevsel bir elektrik piyasası oluşturmanın verdiği mükâfatlar, özellikle de şebeke gelişimini kısıtlayan artan talep, değişen yakıt fiyatları ve doğayı koruma amaçlı yeni düzenleyici politikalarla dolu bir dönemde hem üretim hem iletim genişlemesi (yatırımları) adına nitel ve nicel sonuçlardır. Yakın geçmişteki birçok çalışma değişen coğrafik koşulların ve elektrik enerji ihtiyacının üretim ve iletim tesislerinde yeni yatırımlarına ihtiyaç duyduğunu kanıtlamıştır (Hirst, 2000).

Jin ve Ryan (2014) toptan elektrik pazarını; bağımsız üretim firmaları (GENCOlar), iletim sahipleri (TRANSCOlar), dağıtım firmaları (DISCOlar) ve yüke hizmet eden öğeler (LSEler) olarak tanımlamıştır. Bağımsız sistem operatörü (ISO) güvenilirliği sağlama, şebekeyi gözlemlleme ve bir alana elektrik pazarı kurmakla görevlendirilmiştir. ISO'lar ile birlikte güvenilirliği ölçen ve iletim planlama çalışmaları yapan bölgesel güvenilirlik komisyonları, aynı zamanda GENCO'nun yatırım (genişleme) kararlarının iletim planlama kararlarıyla uyumunu ve toptan pazarın üretim ve iletim yatırımlarına tepkilerini ölçmektedir.

Planlamacılar büyük oranda üretim yatırımlarının gelecekteki elektrik talebinin karşılanması için tek yol olduğu konusunda hemfikirdir. Fakat, bu planlar aynı zamanda ISO'nun daha güvenilir ve kârlı elektrik şebekesi sağlaması için gereken iletim ve denge fiyatını ve toptan elektrik şebekesini de içine almalıdır. Spesifik olarak, kaynak yatırım kararları piyasa çıktıları açısından önemli değişiklikler doğurabileceği için dikkatlice düşünülmelidir. Örneğin, yetersiz iletim kapasitesinden doğan iletim tıkanması sonucunda bölgesel marjinal fiyatlar (LMP) artabilmekte ve hatta bazı durumlarda yük kesintilerine bile sebep olabilmektedir. LSEler, bu durumlarda, büyük bir çoğunlukla toptan piyasada alıcı oldukları için bireysel müşterilere elektrik dağıtımında kritik bir rol oynayabilirler. Maliyetleri düşürmek yerine kâr oranını arttırmanın tercih edilmesi tekrar yapılan pazarlardaki genişleme kararlarını etkilemektedir. ISO'nun elektrik şebekesi tekliflerine LMP'leri çözümlenerek cevap vermesi ve zorlayıcı tekliflere toplam piyasa fazlasını kullanarak çözüm bulması sayesinde elektrik piyasası fiyat düzenlemesi yatırımcıların olası kârlarını saptamak için kullanılabilir. Gün öncesi piyasasında bu saatte bir yapılabilirken, gerçek zamanlı piyasada beş dakikada bir yapılabilir. Ayrıca, üretim kapasitesine yapılan yatırımlar, bu yeni üretim arzını ihtiyaç duyulan alana aktaracak yeterli iletim kapasitesi olduğu sürece etkilidir.

Son zamanlarda yeniden yapılandırılmış piyasalar üzerine yapılan çalışmalar tek bir karar vericinin ISO denge fiyatı problemini içeren genişleme kararını, küçük bir alt problem olarak görmektedirler. Bu bakış açısından, Wu vd. (2006) iletim yatırımı planlama yönteminin,

günümüz piyasa-bazlı güç üretim sistemleri için bir değerlendirmesini sağlamıştır. Buna ek olarak, Garces vd. (2009) iletim genişlemesini piyasa denge alt problemi ile modellemiştir. Su ve Wu (2005) ile Soleymani vd. (2008) ise benzer bir şekilde üretim genişleme modelleri hakkında analizler sağlamışlardır. Örneğin, iki seviyeli programlama modelleri, belirli bir GENCO'nun kapasite genişleme kararları veya piyasa sonuçlarının belirlenmesi için yapılan teklif planlarında fazlasıyla kullanılabilir (Ruiz ve Conejo, 2009; Kazempour ve Conejo, 2012).

Çoklu GENCOların hem operasyonel hem de kapasite genişleme kararları ile ilgili Chuang vd. (2001) tek seviyeli bir Cournot oyunu çalışmasına dayanarak denge çözümüne yönelik köşegenleme (diagonalization) yöntemi bazı cevapları sağlamaktadır. Murphy ve Smeers (2005) ise farklı ekonomik sistemlerde tek seviyeli bir Cournot kapasite oyununa çözümler bulan üç model sunmaktadırlar. Bu yazarlar tarafından Cournot denge çözümlerinin benzersizliği ve varlığı iki tip aday ünite ve talep parametrelerine bağlı olarak analiz edilmiştir. Nanduri vd. (2009) iki aşamalı bir çoklu-GENCO denge kapasitesi geliştirme modeli önermiştir. Wang vd. ise (2009) Nash denge çözümünü stratejik, çoklu-GENCO ve iki-seviyeli oyunların kapasite genişleme problemine uyarlayarak sezgisel bir algoritma sunmuştur. Denge problemini denge kısıtlarıyla (EPEC) modelleyerek, rekabete dayalı kararların bir parçası olarak GENCOlar tarafından verilecek kararların daha geniş bir şekilde kapsanması sağlanabilmektedir. Hu ve Ralph (2007), tıpkı EPEC problemi gibi tamamlayıcılık problemi (complementarity problem –CP) ve köşegenleme reformülasyonuna çözüm sunan, kullanılabilir iki algoritmayı değerlendirmiştir. Ayrıca, Kazempour vd. (2013) ile Ruiz vd. (2012) güçlü dualite teorisini ve doğrusallaştırma tekniğini ele alarak bunu EPEC problemini çeşitli tam sayı doğrusal kısıtlarına ayırarak yeniden kurmak için kullanmış ve optimal çözüme ulaşmıştır.

Planlama modeli bazen daha karmaşık durumları varsayabilmekte ve bu genellikle çok seviyeli bir yapı olarak tanımlanmaktadır. Bu yapıda, her seferinde hem üretim planlama kararları hem de pazar oyuncularının karşılıklı hareketlerini içeren iletim bilgileri dikkate alınmaktadır. Örneğin, ISO piyasa takas problemini de içeren bir çoklu-GENCO denge yatırım planlama modeli çalışılmış ve iletim genişlemesinin toplumsal refah üzerindeki sonuçları iletim yatırımının farklı planlarına göre analiz edilerek incelenmiştir (Sauma ve Oren, 2006). Kademeli bir köşegenleme algoritması ile iletim yatırımı kararları için iki-seviyeli oyunlara çözüm üretilmiştir. Başka bir açıdan, Roh vd. (2009) üretim ve iletim planlama problemini; iletim güvenilirliğini, belirsizliği ve piyasa takas kararından doğan kârı dikkatle analiz ederek TRANSCOların, GENCOların ve ISO'nun ilişkisini simüle eden kademeli bir algoritma kullanarak çözmüştür. Motamedi vd. (2010) tarafından yapılan öneriler, bir iletim

yatırımı sisteminin merkezi olmayan GENCOlardan gelecek genişleme tepkisini de içeren ve tekrar yapılandırılan bir elektrik piyasasındaki operasyonel optimizasyonun aynı seviyede birleştirilmesinin gerektiğine değinmiştir. Bu problemin formüle edilmesi sonucu ortaya dört seviyeli bir model çıkmaktadır ve kullanılan yaklaşımlar vekil (agent) ve çözüm arama tabanlı sistemlerdir. Hesamzadeh vd. (2011) bir genetik algoritma yardımıyla üç seviyeli bir sistem için çözüm (operasyon kararı ve stratejik üretim yatırımı kararı) öneren yeni bir modeli araştırmıştır. Başka bir taraftan, Pozo vd. (2013) iletim modeli ve üç-seviyeli üretim için gerekli özellikleri araştırmış ve bunu tek seviyeli karışık tam sayı doğrusal bir probleme dönüştürmüştür. Tablo 13'te Jin ve Ryan'ın (2014) iletim yatırımı modelindeki üç-seviyeli modeli literatürdeki diğer çalışmalarla kıyaslanmaktadır. Bir seviye "merkezleştirilmiş" olarak işaretlenmişse kararlar tek bir merkez tarafından verilmiş, fakat "dağıtılmış" olarak işaretlenmişse farklı piyasa katılımcıları karar verici demektir.

Flores-Quiroz vd. (2016) piyasada yüksek yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırımların olduğu durumlarda gerçekleşen üretim yatırımı planlama problemlerini çözmektedir. Yazarlar, gelecekte esnek operasyonel ölçeklerin gerekliliğinin artacağına ve ilerisi için yatırım kararlarının iyi planlanması gerektiğine inanmaktadırlar. Bu yeni problemleri çözmek için birim yüklenme kısıtları olacaktır ve bu çok büyük karışık tam sayılı problemlere yol açacaktır. Bundan ötürü hesaplama yükünü azaltmak ve işleme zorluğuyla başa çıkabilmek için yeni bir Dantzig-Wolfe ayrıştırması ve sütun üretim yaklaşımı sunmaktadırlar. Bu yüzden stokastik problemlerin çözüm zamanını, yeni algoritmalarını ve paralel hesaplama yöntemlerini kullanarak dinamik bir yaklaşımla azaltacaklarını iddia etmektedirler.

Diğer taraftan, Munoz vd. (2016), optimal ve optimale yakın sonuçları hesaplamak ve onları büyük ölçekli, karışık tamsayı yatırım planlama problemlerine dönüştürmek için yeni bir çift aşamalı, sınırlayıcı ayrıştırma metodu sunmuştur. Bu problemler, her biri konveks optimizasyon problemi olan piyasa-takas alt problemlerini kullanmak zorundadır. Ana motivasyonları ise elektrik sistemlerinde büyük miktarlarda kesikli üretimi teşvik etmek için politikalar yapıldığı zaman güç üretim ve iletimidir. Alt sınırları, politikaları zorla kabul ettirmek için beklenen değer kısıtları kullanan stokastik programlara genişletmişlerdir. Sınırları çözmek ve sıkılaştırmak için Benders ayrıştırma algoritmasını kullanmışlardır. Aynı zamanda Jensen eşitsizliğini de Benders problemine ek bir alt sınır ekleyerek alt sınırı sıkılaştırmak için kullanmışlardır. Üst sınırlar için de alt-örnekleme yaklaşımı kullanmışlardır. Optimalite boşluğu gevşekse, sadece sınır belirleme fazının yeterli olduğunu iddia etmektedirler. Yine de iki aşamanın birden kullanımının daha iyi performans sergileyeceğini de söylemektedirler.

Hinojosa ve Velasquez (2016) stokastik güvenlik-kısıtlı üretim yatırımı problemini, iletim hat kesintisi dağılım faktörleri ve güç iletimi dağılımı faktörleri kullanarak çözmek için verimli bir

formül kullandıklarını iddia etmektedirler. Klasik DC-bazlı modelleri, acil durum öncesi ve acil durum sonrası kısıtlarını aynı anda çözmek için güvenlik kriterleri ekleyerek tekrar formüle etmektedirler. Aynı zamanda metodları yük belirsizliğini, iki aşamalı çok dönemli karışık tamsayı modeline sahip olan stokastik bir problem kullanarak, hesaba katmaktadır. Modelleri yük senaryolarını azaltabilmek için k-ortalımalı kümeleme (k-means clustering) algoritması kullanmaktadır. Ayrıca modelleri deterministik ve dinamiktir.

Bu arada Pineda vd. (2016) üretim genişleme problemini başka bir bakış açısından ele almaktadır. Genişleme planlaması üzerindeki üretim tahmini hatalarının etkileri analiz edilmiş ve yeni politikaların yenilenebilir üretim hedeflerinin etkileri modellerine eklenmiştir. Çalışma çerçeveleri tahmin hatalarını hesaba katabilmek için hem gün öncesi hem de dengeleyici piyasayı içermektedir. Bu çalışmada iki piyasa tasarımı kullanılmaktadır; birincisi tahmin hatalarıyla gün öncesi ve dengeleyici piyasaları ortak bir şekilde optimize eden ideal bir piyasa-takas sürecidir. İkincisi gün öncesi ve dengeleyici piyasaların ortak bir şekilde optimize edilmediği verimsiz bir piyasadır. İkincisini çift aşamalı bir program olarak formüle etmişlerdir. Aynı zamanda çoklu yıl anlayışıyla dinamik bir yaklaşım kullanmaktadırlar.

İletim tarafında Kemfert vd. (2016) Almanya'nın elektrik iletimi planlama prosedürünü analiz etmişlerdir. Almanya iletim yatırımı planlarını üretim yatırımlarından ayrı tutmaktadır (Netzentwicklungsplan). Yazarlar iki farklı planlama modeli belirlemiştir. İlki, şu an Almanya'da olduğu gibi iletim şebekesi genişlemesi ve üretim sevkiyatı arasında bir karşı-bedel (trade-off) içermemektedir. İkincisi, bu tarz bir karşı-bedele izin vermekte ve sosyal refaha daha çok odaklanmaktadır. İki senaryoları da şimdiki Almanya piyasasının merkezi ve tek tip fiyatlaması gibi olmayan bölgesel veya bara bazlı fiyatlamaya izin vermektedir. Modellerini çözdükten sonra ise iletim tıkanıklığı problemini çözenin en iyi alternatif olmayabileceğini iddia etmekte ve onun yerine tıkanıklığı dengelemek gerektiğini belirtmektedirler. Aynı zamanda Almanya'daki iletim ve üretim yatırımlarının optimal bir şekilde yerleştirilmesi yerine gereksiz bir şekilde aşırı yatırım yapıldığını iddia etmektedirler. Almanya piyasasının merkeziliği bir şekilde Türkiye piyasasını da yansıtmaktadır ve benzer sorunlar üzerine yoğunlaşılması gerektiğini göstermektedir.

Özdemir vd. (2016) iletim yatırımının ekonomik açıklaması ve optimizasyonu ile aynı zamanda üreticilerin yatırımlarına optimal tepkiyi bulmak için bir model kurmuşlardır. Yöntemleri, ardışık doğrusal programlama (SLP) ile Gauss-Seidel iterasyonunu, yüzlerce saatlik yenilenebilir enerji arzı gerçekleşirken AC ve DC iletim ve üretimi aynı anda optimize etmek için birleştirmiştir. Avrupa piyasasına dahil olan 33 ülke üzerinde modellerini test etmişlerdir. Öncelikle tam rekabetçi ortamda hem iletim sahipleri, hem de üreticiler ve tüketicilerin fiyat aldığı bir yıllık bir piyasa denge problemi kullanmışlardır. Sonrasında piyasa



fazlasını maksimize eden tekil bir optimizasyon problemi kullanılmaktadır. En sonunda da SLP-Gauss-Seidel algoritması kombinasyonunu açıklayarak bunu söz konusu optimizasyon problemini çözmek için kullanmışlardır. Orijinal modelleri amaç fonksiyonuyla beraber kısıt kümesi de doğrusal olmayan, büyük boyutlu bir programdır. Bu yüzden çözüm kümesi konveks değildir ve bu durum hesaplamayı zor bir hale getirmektedir. Bu SLP'yi düşünmüş olmalarının ana nedenidir. Yazarlara göre SLP genel olarak iletim planlamasındansa reaktif güç planlama problemleri için kullanılmaktadır. Bunu kullanarak doğrusal olmayan modeli daha basit hale getirmişlerdir; fakat yazarların modeliyle yakınsama (convergence) garanti değildir ama yine de bu model ile çözümler bulmuşlardır.

Bravo vd. (2016) iletim yatırım planlamasını tamamen bambaşka bir bakış açısıyla ele almaktadır. Şebeke ödeme planlarının, şebeke planlaması ve elektrik pazarlarının içindeki kâr/zarar dağılımı üzerinde etkisini analiz etmişlerdir. Yeni iletim hatlarını finanse etmek için dört farklı şebeke ödeme planını hesaba katarak çok yıllık bir iletim yatırım planlaması modeli sunmaktadırlar. Diğer yandan rüzgâr ve güneş enerjisi çeşitlilikleri hesaba katılarak modele dahil edilmiştir. Bunu karışık tamsayılı doğrusal program (MILP) olarak yeniden modellemişlerdir. Genel olarak, iletim planlamacısı bir şebeke kullanımı vergisi ekleyerek yatırım fiyatlarının üreticiler ve tüketiciler tarafından karşılandığına emin olmaktadır. Bu tarifeler yeni yatırımlar onaylandıktan sonra hesaplanmakta ve bu bazen verimsiz iletim yatırımı planlarına yol açabilmektedir. Yazarlar, bu tarifeleri karşılayabilmek için dört ödeme planına sahip olan ve genişleme ücreti iyileşmesini hesaba katan yeni bir model geliştirmiştir. Bu planlar, “posta pulu ücreti”, “akım başına ücret”, “akım ve uzaklık başına ücret” ve “bara bazlı ücretlendirme” planlarıdır. Posta pulu ücretinde kullanıcı her sene başında kullandığı hatlar için ödeme yaparken, akım başına ücretlendirmede ise kullanıcı kullandığı her MWh için ödeme yapmaktadır. Akım ve uzaklık başına ücretlendirmede kullandığı her MWh ve hattın her km'si için ödeme yaparken, bara bazlı ücretlendirmede ise kullanıcı hatların başında ve sonunda bulunan baralardaki fiyat farkının mutlak değerini ödemektedir. İlk üç plan da MILP olarak nispeten daha kolay bir şekilde problem modellenenilmektedir. İş bara bazlı ücretlendirmeye geldiğinde amaç fonksiyonu MILP olarak tekrar modellenmenin kolay olmadığı birkaç doğrusal olmayan terim içermektedir. Bu sorunu aşmak için sabit-nokta (fixed point) algoritması kullanmışlardır. Yakınsama için bir garanti olmamasına rağmen, vaka çalışmalarında algoritma sonlu miktarda adım sayısında yakınsanmaktadır. Sonuçları kıyaslamak için yedi adet ölçü kullanmış ve Şili enerji sistemi için bara bazlı fiyatlandırmanın en iyi sonuçları verdiği sonucuna varmışlardır. Ancak belirli bir fiyatlandırma planının herhangi bir enerji sistemi için en iyisi olmasının garantisi yoktur.

Tablo 13. Çeşitli modellerin ilgili literatür taraması ile karşılaştırılması (Jin ve Ryan, 2014)

	Sauma ve Oren (2006)	Roh vd. (2009)	Motamedi vd. (2010)	Hesamzade vd. (2011) Part I-II	Pozo vd. (2013)	Jin ve Ryan (2014)
<b>İletim Yatırımı</b>	Merkezeleştirilmiş; Varolan/yeni hat yatırımı; Net Fazlayı (Surplus) Maksimize et	Dağıtılmış (Decentralized); Yeni hat yatırımı; Net Kârı Maksimize et	Merkezeleştirilmiş; Varolan/yeni hat yatırımı; Çok Kriterli	Merkezeleştirilmiş; Var olan hat büyütmesi; Operasyon ve yatırım maliyetini minimize et	Merkezeleştirilmiş; Varolan/yeni hat yatırımı; Operasyon ve yatırım maliyetini minimize et	Merkezeleştirilmiş; Yeni hat yatırımı; Net fazlayı maksimize et
<b>Üretim Yatırımı</b>	Dağıtılmış; Devamlı	Dağıtılmış; İkili (Binary)	Dağıtılmış; Devamlı	Dağıtılmış; İkili (Binary)	Dağıtılmış; Devamlı	Dağıtılmış; Devamlı
<b>Çok-Dönemli Yatırım</b>	Hayır	Evet	Evet	Hayır	Hayır	Hayır
<b>Bağımsız Sistem Operatörünün Pazar Problemi</b>	Fazlayı maksimize et	Sistem maliyetini minimize et, Enerji olasılığı kaybını minimize et	Fazlayı maksimize et	İşletme maliyetini minimize et	İşletme maliyetini minimize et	Fazlayı maksimize et
<b>Üretim Şirketinin Operasyonel Problemi</b>	Stratejik (Cournot)	Rekabetçi	Stratejik (fiyat ve miktar çifti)	Stratejik (fiyat ve miktar çifti)	Rekabetçi	Stratejik (Cournot)
<b>Operasyonel Belirsizlik</b>	Evet	Evet	Hayır	Hayır	Evet	Hayır
<b>Çözüm Yöntemi</b>	Çift seviyeli oyunların optimizasyonu	Kademeli bir prosedürün simülasyonu	Arama-bazlı ve etken-bazlı metod	Genetik Algoritma	Doğrusallaştırma ve MILP (Karışık Tamsayılı Doğrusal Problem) Reformülasyonu	Çift seviyeli oyunların optimizasyonu ile kademeli algoritma

### 3.2 Üretim Yatırım Modelleri

Enerjiye özgü üretim yatırımı problemleri ve genel kapasite genişleme planlama problemleri onlarca yıldır üzerinde çalışılan konulardır, bu çalışmalar söz konusu problemleri çözmek için optimizasyon modellerinin ve çeşitli algoritmik teknik metodların gün yüzüne çıkmasına neden olmuştur. Genel kapasite genişleme problemlerindeki belirsizlikler çoğu zaman stokastik programlama modeliyle birlikte anılmaktadır. Çalışmalar genel olarak olası senaryoların ışığında maliyet sapmasını azaltma amacıyla üretim kapasitesi genişlemesini optimize etme üzerine yoğunlaşmıştır. Ahmed vd. (2003) tarafından tasarlanan kapasite yatırımı için çok aşamalı stokastik programlama modelinin amacı ise büyük problem örneklerinin hesaplama yükünün azaltılması için çoklu sezgisel metodları kullanan yeni bir reformülasyon tekniğinin öne sürülmesidir. Diğer yandan doğrusal programlama üzerine kurulu bir hızlı yaklaşım tasarımı Ahmed ve Sahinidis (2003) tarafından tanıtılmış, çok-

aşamalı stokastik tam sayılı programlama modeli ile kapasite genişleme planlaması problemine başka bir çözüm getirmiştir. Bu konuda öne çıkan optimizasyon modelleri, olasılıkçı programlama, stokastik dinamik programlama, sağlam (robust) optimizasyon, stokastik programlama ve bulanık programlamadır.

Jin vd. (2011), yakıt fiyatı tahminleri ve talebini göz önüne alarak, doğayı ve genişletilmiş planlama ufkunda yıllık kurulabilecek elektrik santrali sayısını da hesaba katarak genel yatırım planlama problemini geliştirmiştir. Üretim yatırımı problemleri çevre, zamanlama ve güç arzı süresince ileriye dönük ihtiyaçların karşılanması için kurulması gereken elektrik santrali sayısına bağlıdır. Son yirmi yılda sistem planlamacılarının karşılaştığı belirsizliklerin seviyesi ve çeşitleri, yenilenebilir enerji kullanımını teşvik eden politikalar, olası karbon emisyon yönetmelikleri ve değişen fosil yakıt fiyatları yüzünden artmıştır. Buna bağlı olarak, belirsizlik sorunlarını tekrar düşünmek ve değerlendirmek, üretim yatırımı modellerinde dikkate değer teknikler geliştirerek riskleri yok etmeye yarayabilecektir.

Üretim planlama kararlarında operasyonel etkiler de dikkate alınmalıdır. Elektrik talepleri mevsimlik, haftalık veya günlük kalıplara göre değiştiği için farklı üretim kombinasyonları en kârlı ve yararlı ünitelerdir. Ayrıca elektrik arzı, kesikli enerji kaynakları, yakıt fiyatları ve ekipman durumuna bağlıdır. Gelecek operasyonel aktivitelerden doğan belirsizlikler genel olarak kaynakların çeşitli olmasının sonuçlarıdır. Yeni bir kaynak çoğunlukla yük (talep) artırımı anlamına gelirken üretim yatırımı planlamasındaki belirsizliklerin ana nedenlerinden de biridir. Tarih boyunca kapasite yatırımları, ekonomik gelişmeler, teknolojik gelişmeler, hareket modelleri veya nüfus genişlemesi ve iklim tahminlerinin karışımı sayesinde tahmin edilmiştir. Elektrik santrallerine yatırım maliyetinin uygunluğunu belirleyen diğer ana öğeler emisyon cezaları ve diğer sürdürülebilir düzenleyici belirsizliklerdir. Örneğin, sera gazı emisyonu kısıtlamaları, üretim planlaması üzerinde önemli maliyetlere sebep olmaktadır.

Üretim genişlemesi planlaması, operasyonel ve yatırım maliyeti olmak üzere iki ana maliyet üzerinden incelenmektedir. Operasyonel maliyetler üretilen elektriğin miktarına, bir mali yıl boyunca çalışan her elektrik santraline ve bu üretim için gerekli yakıtın maliyetine bağlıdır. Diğer taraftan, yatırım maliyetleri her elektrik santralinin yıllık planda ortaya koyabileceği veriler ve ünite tipleri üzerinden incelenmektedir. Maliyet indirimleri yatırım kararlarıyla örtüşmeli ve gelecek belirsizliklere bağımlı yapılmalıdır, aksi halde operasyonel maliyet artmaktadır. Ayrıca, yatırım maliyeti kararları ek gereksinimleri olan mali bütçeler, örtüşen elektrik talebi, azalmış karbon emisyonları, güç üretim güvenilirliği, enerji kaynağı kısıtlamaları, elektrik üretimi ve yenilenebilir enerji kullanımı ile oranlı olmalıdır.

Dış kontrolden ve spesifik model formülasyonu kısıtından bağımsız kapasite yatırım planlaması dikkate değer sayısal zorluklar (belirsizliği modellemek için kullanılan durumların

sayısı, sistemin ölçeği hakkında endişeler, tam sayı karar değişkenlerinin çeşitliliği, planlama aşamasındaki karar sayısı) ortaya çıkarabilmektedir. Bu yüzden, bu problemlere daha yeterli cevap verebilmek ve uzun vadeli sezgisel programların çözüm süresini istenilen seviyeye çıkarabilmek için dikkate değer sayıda araştırma ayrıştırma tekniklerinin geliştirilmesi üzerine yoğunlaşmıştır.

PLEXOS (2009), EGEAS (2009) ve ProMod (2009) elektrik enerjisi endüstrisinde üretim yatırımı planlaması için kullanılan ticari programlardan birkaçıdır. Bu yazılımların çoğunluğu deterministik modellerden kaynaklansa da Plexos iki-aşamalı stokastik programlamayı da desteklemektedir. Bu yazılımların kullanımı çoğunlukla stokastik programlamanın her seferinde belli üretilmiş gelecek senaryolarından birine odaklanarak çeşitli deterministik modelleri işaret etmesiyle gelecek belirsizliklerle baş etmesi içindir. Kesin optimizasyon, bariz biçimde farklı gelecek senaryoları için optimal planların benzer özelliklerini özel bir yöntemle tespit ederek tahmin etmektedir.

Jin vd. (2011) üretim yatırımı planlaması problemini üç önemli nedenle iki-aşamalı stokastik programlama modeli ile göstermiştir. Öncelikle, bu yatırım kararı doğal bir biçimde, belirsiz miktarlarla karşılaşmadan ele alınmak zorunda olan birbirinden ayrı yatırım kararlarına bölünebilmektedir. Maliyet farkındalıkları ve talep tepkisine sahip kesintisiz operasyonel değişkenler de dikkate alınmalıdır. İkinci olarak, belirsiz değişkenler için uygun model geçmiş verileri çok önemlidir. Üçüncü olarak, koşullu risk değerinin hesaplanmasına doğrusal kısıtlar eklendiğinde kabul edilemez yüksek riskler işlenebilir bir hale getirilebilmektedir.

Diğer yandan üretim kapasitesi yatırımı problemlerine dönük çeşitli kapalı döngü çalışmaları Murphy ve Smeers (2005) ile Kreps ve Scheinkman (1983) tarafından önerilmiştir. Kreps ve Scheinkman (1983), Cournot ve Bertrand'ın teorisini iki-aşamalı bir oyun yaratarak yeniden gündeme getirmiştir. Bu oyunda ilk aşamada eş zamanlı olarak tesis kapasiteleri belirlenmekte ve ikinci aşamada ise kapasite seviyeleri fiyat rekabeti için piyasada arz edilmektedir. Tahminlerine göre iki eşleşen işletme ve verimli enerji kısıtlama kuralları kullanıldığında, iki-aşamalı oyunlar Cournot sonuçları verecektir. Murphy ve Smeers (2005) ise kapalı döngü Cournot modeli, açık döngü Cournot modeli ve açık döngü tam rekabet modeli kullanmıştır. Tüm bu modeller farklı talep eğrilerine ve iki tesise sahip pek çok yük periyodunu dikkate almaktadır. İki tesisten biri temel yük teknolojisi (düşük işletme maliyeti, yüksek yatırım maliyeti) diğeri ise puant yük teknolojisi (yüksek işletme maliyeti, düşük yatırım maliyeti) ile donanmıştır. Ek olarak, kapalı döngü Cournot dengesinin üretkenliği açık döngü tam rekabet çözümü ile açık döngü Cournot çözümünün arasındadır. Wogrin vd. (2013) bu modellerden farklı olarak Cournot ve tam rekabet arasındaki çeşitli tahmini

değişimlere bakmıştır. Çalışmalarının sonuçları simetrik olanlar kadar asimetrik firmalara da uzanmaktadır. Ayrıca modellerindeki varsayımlar, tahmini çeşitliliğin firma her tam kapasiteye ulaştığında Cournot modeline dönüşmesi yerine sabit bir ikinci kademe tahmini çeşitlilik olması temeline dayanmaktadır.

Bunların ötesinde, diğer çalışmalar da enerji üretimi yatırımının kapalı döngü modelini formüle etmiş ve düzenlemiştir. Wogrin vd. (2013) ile Ventosa vd. (2002) çalışmaları ilk aşamada lider üretici firmanın kararları aldığı, ikinci aşamada ise diğer üreticilerin bir Cournot oyunu içinde miktarlarda yarıştığı kapalı döngü bir Stackelberg tabanlı döngü üzerine kurulmuştur. Centeno vd. (2003), üreticilerin devamlı kapasite yatırımları seçebildiği ve toplam piyasa ufkunda piyasa denge tahmini hesaplayabildiği ve sonradan oluşan sürecin bu çözümü her geçen yıl tekli olarak ayrıştırdığı iki-aşamalı piyasa dengesini simgeleyen bir model tasarlamıştır. Garcia-Bertrand vd. (2008) ise doğrusal iki-seviyeli bir model sayesinde üretici firma tarafından verilen kararların rekabetçilerin kararları ve talep ile oluştuğunu söylemektedir. Sakellaris (2010) de iki aşamalı modeli kullanmaktadır; bu modelde tesisler fiyatlarla uğraşmadan ve zorunlu düzenleyici kararlar sunulmadan önce talep belirsizliği altında kapasitelerini belirlemektedirler. Kazempour vd. (2011) ise belirli bir firmanın stratejik üretim ve yatırım kararlarının bir hedef yıl boyunca üst sınırdaki olduğu ve alt sınırın piyasa-takas fiyatını ifade ettiği bir üretim kapasitesi problemi için şekillendirilmiş statik kapalı döngü bir stokastik model örneği sunmuştur.

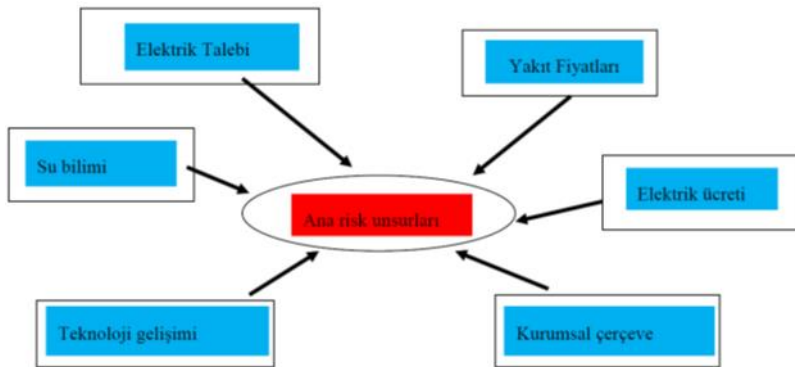
Wogrin vd. (2013) tahmini değişimler, özellikle de fiyat tepkisi, aracılığıyla pazar davranışının genelleştirilmiş bir açıklamasını işin içine katarak kapalı döngü ve daha önceki yaklaşımlara doğru genişleyen açık modeller öne sürmektedir. Bu durum tam rekabet ile Cournot aralığında oligopolinin çeşitli formlarının gösterilmesine de yardımcı olmaktadır. Enerji piyasası oligopoli modelleri sadece kapasitenin sabitlenmiş olduğu kısa dönemli pazarlar için tahmini fiyat tepkilerine (Day vd., 2002) ve tahmini varyasyonlara (Centeno vd., 2007) dayalı olarak tavsiyeler sunmaktadır.

Elektrik piyasalarında, enerji üreticileri tarafından varsayılan üretim kararları çoklu yerleşim birimine sahip piyasaların içerisinde karmaşık ve dinamik bir oyunun sonuçlarıdır. Çoğu zaman, talep amaçlı teklifler, ikinci ve sonraki piyasaların önceki piyasadaki taahhütleri ortaya koyduğu iki veya daha fazla ardışık piyasada operasyon öncesinde farklı zamanlarda yapılmaktadır. Tahmini varyasyon (conjectured variations) modelleri Figuières vd. (2004) tarafından tahmini varyasyonlar teorisinde de bahsedildiği gibi normalin altında bir dinamik oyun formu oluşturabilmektedir. Bu durum Murphy ve Smeers (2012) tarafından da yorumlanmış ve spot piyasa Allaz-Vila oyununun veya ileriye dönük iki adımlı sözleşmelerin nasıl tek adımlı tahmini varyasyonlar modeline dönüştürülebileceğini sergilemektedir.

Bununla birlikte, tahmini varyasyonlar çok karışık oyunları hesap edilebilir bir tarza dönüştürmek için kullanılabilir. Belki de, çoğu ekonomik ve endüstriyel organizasyonun sabit tahmini varyasyon varsayımlarını temel alarak ve model özelleştirmeleri kullanarak yaklaşık oligopolistik etkileşimler hakkında çalışma yapmasının ana sebebi budur (Perloff vd., 2007).

Konu merkezleştirilmiş planlamaya gelince, ana hedef üretici arzının elden geldiğince güvenilir olmasıyla birlikte elektrik enerjisinde yeterliliği garantilemektir. Bu bakımdan risk yönetimi önem kazanmaktadır ve uygun risk ölçme yöntemleri ile üretim yatırım problemlerini çözmek bütünleşik planlama açısından yardımcı olabilmektedir. Bu noktada amaç en az riskle talepleri karşılamaktır. Haubrich vd. (2001) piyasa koşullarında uzun vade üretim yatırımı planlaması için en iyi modeli bulma görevinin ana problemlerden biri olduğu konusunda çalışmaktadır. Verilen kararlar genellikle gelecek belirsizlikler, toptan pazarın yeniden kurulumu ve güvenilir/yeterli enerji için olan sürekli gereksinim gibi üretim yatırım problemlerine bağlıdır.

Üretim yatırımlarıyla ilgili bir karar vermeden önce, başta risk analizleri olmak üzere ek analizler yapmak şarttır. Üstelik her ülkenin düzenleyici politikalarına dayalı dikkate alınması gereken izin süreçleri vardır ve bununla birlikte, ülkeden ülkeye değişiklik gösteren ayrı işlemler de gözden geçirilmelidir (örneğin, çevresel etki çalışmaları). Bu bakımdan, bütün yatırım veya genişleme planlama süreci inşa edilebilirlik ve yasallık içermek durumundadır. Tesis kurulumu için genişleme maliyetlerinin geçerli ve haklı olup olmadığını içeren daha detaylı hedefler, üretim genişlemesi problemine dahil edilmeyen risklerin ve belirsizliklerin yaratacağı problemleri çözebilecektir. Ana risk elementleri ve bu elementlerin üretim genişlemesini nasıl etkilediği Şekil 15'te gösterilmiş ve aşağıda Zeljko (2008) tarafından tartışılmıştır.



Şekil 15. Ana Risk Unsurları

### **3.2.1 Yakıt Fiyatları**

Yakıt fiyatları konu üretim yatırımı risk seviyesine gelince hiç de azımsanmayacak bir faktör olmaktadır. Bilhassa, enerji santrali operasyonları ve kârlılığı hesaba katılırsa risk seviyesi daha da yükselebilmektedir. Yine de, yakıt dinamikleri bir kullanılan üretim teknolojisine göre değişim göstermektedir. Gerçek piyasalarda, her tarz kombinasyon aynı anda çoklu belirsizlikler yaratmaktadır. Yeni kurulmuş bir enerji santralının yakıt fiyatındaki azalış, diğer yakıt fiyatlarında daha büyük bir düşüş olmadığı takdirde, yeni kurulmuş enerji santralının pazarda bir yer edinmesini sağlarken, tersi durumda ciddi maddi kayıplara sebep olabilmektedir (Zeljko, 2008).

### **3.2.2 Elektrik Talebi**

Normal koşullar altında, belirli bir piyasadaki elektrik tüketimi eğilimi belli bir zaman dilimi için beklentileri takip etmeyebilmekte veya beklentilere sadık kalmayabilmektedir. Verili bir yılda, gerçek tüketim öngörülmüş olandan daha az veya çok olabilmektedir. Bu tarz bir senaryoda, eğer gerçek tüketim ilk olarak öngörülmüş olandan büyükse bu operasyonların riskini ve kârlılığı düşürmektedir. Aksi durumda tahmin edilen üretim fazla ise operasyon riskleri ve kârlılık yükselmektedir (Zeljko, 2008).

### **3.2.3 Su Bilimi**

Hidroloji potansiyel bir enerji santralının risk seviyesini etki altına almakta belirli bir rol oynamaktadır. Risk seviyesini belirleyen hidroloji oranı, sadece santralin yer aldığı ülkedeki şebekede değil aynı zamanda bütün potansiyel piyasa bölgesindeki şebekelerde de bütün üretim birimlerindeki hidroelektrik santrali paylarına bağlıdır. Genişleme planlaması sürecinde, su bilimi düşük, orta, yüksek olarak üç seviyeye ayrılmaktadır ve bu değerlerden her birine bir olasılık atanmaktadır. Bunların beklenen değeri, hidroloji operasyonlarında gelecekte oluşacak belirsizlikleri saptamakta ve hesaplamalarda kullanılmaktadır. Hidroloji, risk seviyelerini yıllık hidroloji dinamikleri ve değişimlerinin üzerinden saptamaktadır. Örneğin, yeni hidroelektrik santrallerini kurmayı planlarken, daha yağışlı bir hidroloji zaman dilimi sermaye geri dönüşü açısından daha az risk ve daha büyük üretim anlamına gelmektedir. Tersine, daha yağışlı bir hidroloji aynı zamanda potansiyel bir enerji santralının üretimlerini sürekli olarak artıran hidroelektrik santrallerine (Zeljko, 2008) göre daha önemsiz bir pazar payı olduğunu gösteren yanlış bir imaj da oluşturabilmektedir. Sadece hidroelektrik santrallerini bulunduran bir piyasada bu durum gerçekçi olabilir; fakat, farklı üretim teknolojilerine sahip bir piyasada, etki oldukça farklıdır. Hidroloji rejiminde, hidroelektrik santrali üretiminde genel olarak bir artış eğilimi varsa, bu diğer güç üreten santrallerin paylarını ve portföy hacimlerini düşürebilmektedir.

### 3.2.4 Elektrik Piyasa Fiyatı

Elektrik piyasa fiyatı üreticilik, operasyonlar, verim ve potansiyel bir enerji santralının devam ettirilebilmesi açısından çok önemli bir etkiye sahiptir. Sermaye ve üretim fiyatlarının elektrik piyasa fiyatlarından daha düşük olduğu zamanlarda potansiyel enerji santrali makul üretimi arttırmak zorundadır ve risk seviyesi bunu takiben düşmektedir. Ters durumda ise düşen bir üretim vardır ve risk seviyeleri artmaktadır (Zeljko, 2008).

### 3.2.5 Kurumsal Çerçeve

Kurumsal çerçeve bir güç santralının istikrarını, devamlılığını ve güç santralının geleceğini çok yönlü olarak belirlemektedir. Bu yönlerden her biri, tüketicilerinin bir bölümü (serbest tüketiciler) enerji sağlayıcılarını seçebilen ve diğerleri (tarifeli tüketiciler) yasalarla düzenlenmiş olan açık piyasalar için belirlidir. Bu tarz koşullarda, belirlenmiş güç santralleri ile halka hizmet yükümlülüğü mevcuttur ve bu hizmetin tedarik edilmesi için sözleşme yapılabilmektedir. Piyasadaki operasyonları zorlaştıracak düzenlenmiş bir sabit fiyat da bulunabilmektedir. İkinci yön, piyasa durumunu ve güç santrallerinin üretimini etkileyecek yenilenebilir enerjinin yönetsel ölçümleri bazındadır. Senaryo, tedarikçilerin yenilenebilir enerji için zorunlu kotaları olmasıdır. Kurumsal çerçeve aynı zamanda çevresel koruma yasaları ve çoklu uluslararası protokol ve anlaşmalar gibi farklı çevresel kısıtlamaları da kapsamaktadır (Zeljko, 2008). Hepsi birlikte, bu ölçütler bir takım üretim teknolojilerinin piyasa üzerinde daha az rekabetçi olabilmesini sağlamakta ve bu da onların genişlemelerini ve üretim veya emisyon azaltım teknolojileri üzerine yatırımlarını azaltmaya zorlamaktadır.

### 3.2.6 Teknolojik Gelişmeler

Teknolojik gelişmeler de yeterli elektrik tedarik edilmesi ve güvenilirlik için gerekli olan sürekli teknolojik gelişme gereksinimlerine bağlı olan büyük bir risk faktörüdür. Bu yüzden, yatırım planlama süreci içerisinde teknolojik gelişmeleri değerlendirmek aslıdır. Teknolojik gelişme iki ana yönde hesaplanabilir. Birincisi zaten var olan bir güç santralının verimlilik seviyesini arttırmak; ve ikincisi de yeni bir rekabetçi teknoloji yaratmaktır. Buna bir örnek elektrik tedarik edilmesinde verimlilik ve güvenilirlik ile kârlılığı arttırmak için son zamanlarda yenilenebilir teknolojiye artan ihtiyaç gösterilebilir (Zeljko, 2008).

Ek olarak, Zeljko (2008) tarafından bahsedildiği üzere, fizibilite çalışmasında gelecek enerji santralleriyle ilgili elde edilen en önemli temel bilgilerden biri santralin tahmin edilen yıllık üretimidir. Örnek olarak, eğer santral yatırım programının finansal ana hatları biliniyorsa (ödemesiz dönem, kredi geri ödemesi dönemi veya faiz oranları dâhil olmak üzere) sermaye maliyetleri için aylık ve yıllık harcamaları tanımlama ihtimali vardır. Bir üretim yatırımı senaryosu içinde, örneğin, eğer varsayılan bir gelecekteki yakıt fiyatı ve operasyonu ile bakım maliyetleri biliniyorsa genişleme ücretleri kolayca tesis edilebilir. Sonuçta, öngörölmüş



santral hasılatı, yıllık elektrik talepleri ve elektrik piyasa fiyatı zaten hesaplanmış olacağı için bu durum karar verme problemlerine hitap edebilir. Yük süre eğrisi (load duration curve) altındaki bir yükleme emri yeni kurulmuş güç tedarik edicisinin varsayılan yıllık üretimi hakkında kıyaslamalar ve varsayımlar yapması için gayet yeterlidir. Yıllık üretim kapasitesi ve finansal etkileri hakkındaki tahminler için, Fourier katsayıları tarafından kestirilmiş yük süre eğrisi (WASP modeli), veya farklı uzunluktaki çubuklar (MESSAGE modeli), veya logaritmik moment (SPRA modeli) bazlı birkaç model kullanılabilir.

Ancak, Zeljko (2008) bu modellerin geleneksel olduğu ve farklı piyasa koşulları için geliştirilmiş bazı yeni modellerin yanında kullanılması gerektiği hakkında uyarılmaktadır. Bunun yanı sıra, bu modellerin çoğunluğunun sadece şu an varolan santrallerin operasyonlarını optimize etmeye yönelik olan kısa dönem genişleme planlamalarına uyumlu olduğunu eklemektedir. PLEXOS, EMCAS, EGEAS veya GTMax gibi son modelleri kullanarak bile belirsizliklerin giderilemeyeceği vurgulamaktadır. Sonuç olarak, elektrik üreticilerinin, talepleri ve güvenilirlik tahminlerini 30 yıla varan uzun vade için tam olarak elde etmesi oldukça zor, karmaşık ve belirsizliklerle dolu bir süreçtir.

### **3.3 İletim Yatırımı Modelleri**

Elektrik endüstrisinin bağlamı içerisinde, iletim genişlemesi (yatırım) planlaması (TEP) bir iletim sistem operatörü (TSO) tarafından önceden var olan bir şebeke iletim sisteminin destek ve genişlemesinin en iyi yolunu kurmak için yapılan bir karar verme sürecidir. De Dios vd. (2007) kendi karar verme problemlerini endüstriyel bir bakış açısı ile sunmaktadırlar. Ayrıca, TSO'nun kamu tarafından yönetilen bir kurum olduğunu ve bilinen bir operasyon bölgesindeki elektrik iletim sisteminin bakımını yapma, sistemi yönetme, sistemi genişletme ve sistemi destekleme ile yükümlü olduğunu belirtmektedirler. Farklı Avrupa ülkelerinde, TSO'lar ENTSO-E (2013) aracılığıyla koordine olmuşlardır. Birleşik Devletler'deki TSO'ların özellikleri birçok durumda Avrupa'daki TSO'lardan çok daha kısıtlıdır ve genel olarak Bölgesel İletim Organizasyonları (RTOlar) olarak bilinirler.

Zerrahn ve Huppmann (2014)'e göre, iletim kapasitesinin yetersizliği Avrupa elektrik piyasasının birleşip bir bütün oluşturmasını engellemektedir ve bu durum bütünleşmenin oluşturacağı maksimum kazanımının önüne geçmektedir. Çalışmalarında, hangi elektrik iletim genişlemesinin rekabet, refah ve verimi ölçmektedirler. 1990'ların ortalarında Avrupa Birliği, birleştirilmiş bir İç Enerji Piyasası (IEM) için plan ve stratejiler formüle etmeye başlamıştır. IEM, önceden devlet himayesi altındaki kamu kuruluşlarını ayırtmış ve elektrik iletim şebekeleri yeni üreticilerin enerji piyasasına girmesine izin vermiştir. İlk olarak, ülkeler arasındaki bağlantılar gayri nakdi kredi ve benzeri yükümlülükler için kurulmuştur, fakat bunun amacı sınır ötesi ticaretin gelişmesini kolaylaştırmak olmamıştır. Bununla birlikte, asıl

eksik olan konu tamamen entegre olacak bir piyasaya erişebilmek için yeterli olmayan fiziksel enterkonnekte kapasiteleridir. Dahil olan ülkelerin kalıcı toptan fiyat dağılımları, yapılan araştırmalar sonucunda tanımlanmış ve bu Avrupa'daki bütünleşmemiş piyasalar hakkında güçlü işaretler ortaya koymuştur (Böckers vd., 2013; Zachmann, 2008). Bu yeni eğilim büyüyen ticari transfer kapasitesi kullanımını artırmakla beraber fiyatlardaki değer farkına karşılık akım miktarlarını azaltmakta ve bu sayede daha verimli bir enterkonnekte kapasitesi kullanımının önünü açmaktadır. Üstelik bu yakın bölgelere giden ve sürekli dolu olan hatlarda yerel pazarlara rekabetçilerin girmesine karşı hava yastığı görevi görmesiyle kârlı dahi olabilmektedir. Rekabeti engelleyen küçük şebeke kapasitelerinin müdahalesini azaltmak için iletim şebekesi genişlemesi kullanılmıştır.

Şebekelerdeki stratejik üretici tepkileri ve faaliyetlerinin araştırılması uzun yıllar boyunca akademik çalışmaların merkezini oluşturmuştur. Neuhoff vd. (2005), bu alan üzerindeki çalışmaların yoğunlaştığına dikkati çekmektedir. Özellikle iki seviyeli modellerde iletim kısıtlarının nasıl ele alınacağı karşılaştırılmıştır ve yazarlar stratejik üretim ile çoklu pazarlardan kurtulmanın öncelikli zorluklarını ortaya koymuştur. Özel olarak, TSO'ları birleştirmek için yazılan optimizasyon programlarının anahtar oyuncuların şebeke operasyonu üzerindeki kendi etkilerini bekleyip beklemediğine bağlı olup olmadığını görmek amacı güden iki yöntem kullanılabilir durumdadır (Hobbs vd., 2005). Tipik örnekler, eğer eksik bir iletim kapasitesi varsa paylaşırma mekanizmalarının harici varsayımlarını (Willems, 2002), esnek olmayan bir talep parametresinin devamı olan bir varyasyonu (Boffa vd., 2010), ve iletim yükleriyle ilgilenen ve kısıtlılık kümelerinde harici TSO optimizasyonundan gelen stratejik aktörleri içermektedir (Tanaka, 2009). Hobbs ve Rijkers (2004) tarafından üreticilerin iletim fiyat tepkilerine uygun varsayımlarda bulunduğu ve TSO'nun arbitraj aracısı olduğu bir yaklaşım seçilmiştir. Ehrenmann ve Neuhoff (2009) ile Cunningham vd. (2002) ise kesin kapalı form çözümleri ve bazı olağanüstü şartlar altındaki sabit varsayımlarla tepki fonksiyonları üreten Stackelberg varsayımlarını takip etmektedir. Ayrıca, Ehrenmann ve Neuhoff (2009) ile Hobbs vd. (2000) köşegenleme yaklaşımını temel alan algoritma sonuçlarını önermektedir. Yine de, bütün bu yöntemlerin içerisinde, şebeke yatırımı modeli harici olmaya devam etmektedir ve küçük bir sayıda değişen hattan ibaret senaryolar ile sınırlıdır.

Dünyanın her yerinde, eskiyen elektrik iletimi altyapılarının yenilenmesine dair çoklu senaryolar geliştirilmesi sıradan bir durumdur (MIT Energy Initiative, 2011). Bundan dolayı, TSO'ların elektrik iletim altyapısını güncelleme ve iyileştirme hakkında etkili karar verebilmesi için matematiksel araçlar çok önemlidir. Zaman zaman, büyük belirsizlikler altında hem stokastik oldukları için hem de bazı üretim tesislerinin belirsizliğinden dolayı bu tarz kararlar

daha karmaşık modellerle verilmek zorundadır. Belirsizlikler hem mekânsal hem de maddi boyutlara sahiptir, talep farklı coğrafik bölgelerde konuşlandırılmış ve stokastik üretim ile talep geçici olarak ilişkilendirilmiştir (Baringo ve Conejo, 2013). Bununla birlikte, Bouffard vd. (2005) ekipmanların bozulmasından doğan belirsizliğin de operasyonu etkilediğini ve bu nedenle geliştirmenin veya iletim sisteminin genişlemesinin gerekliliğini belirtmişlerdir.

De Dios vd. (2007) göre, iletim planlama kararı genellikle her iki yılda bir tekrar incelenmesi gereken aşağı yukarı on yıllık bir planlama vadesine sahiptir. Planlama vadesi çevresel politikalara veya inşa kararlarına göre uzatılabilmekte veya kısaltılabilmektedir. Genellikle, iletim tesisleri için inşa süreleri üretim tesislerine göre çok daha kısadır ve altı ay ila iki yıl arasında değişmektedir. Bundan dolayı, TEP üretim yatırımlarına eklenen belirsizliğin seviyesiyle karşılaştırıldığında daha az belirsizlik içeren bir orta vadeli genişleme problemidir. Yine de, yıldan yıla olan bir yatırım kararı vermek hesaplamada zor ve gerçekten karışık bir model doğmasına yol açabilmektedir. Yani elden geldiğince modelin kesinliğini korurken aynı zamanda çözülebilirliği meydana çıkarmak için, bir kural olarak bir veya birkaç hedef yıl planlama aktiviteleri için seçilmeli ve yıllık yatırım ücretleri de hesaba katılmalıdır (Garcés vd., 2009; Jabr, 2013; Sauma ve Oren, 2006). Ancak, etkin ve kritik iletim yatırımı planlarına ulaşmak için, mantıklı bir şekilde yatırımların neticelerini etkileyen kesin olmayan faktörlerin de etkilerini yakalamak önem teşkil etmektedir.

Garver'in (1970) iletim genişlemesi planlaması konusundaki öncüleri ve aynı zamanda da hatırı sayılır matematiksel programlamanın temeli konusundaki başarılarla sahip olan çalışmalar arasında Monticelli vd. (1982), Pereira ve Pinto (1985), ve Binato vd. (2001) sayılabilir. Aynı zamanda pratik sezgisellik de Romero vd. (1996) tarafından geliştirilmiştir. Villumsen ve Philpott (2012) ile De la Torre vd. (2008) çalışmalarında ise stokastik programlama işin içine katılmıştır. Sauma ve Oren (2006) ilgi çekici bir oyun-teorisi yaklaşımı sunarken Garcés vd. (2009) ise piyasa ortamı karar verme sürecinde tam bir klasik modelleme ortaya koymuştur.

Elektrik iletim planlamasında, en az makul koşullarda bile operasyonun işlemlerini garanti edecek tasarım modelleri kullanılırken vurgu, tasarımın temelinde olmalıdır (Ruiz vd., 2015). Başta saat bazında ve gün bazında elektrik sistemleri genellikle operasyonların öngörülmuş maliyetlerini minimize etmeye dayanmaktadır. Bu önem sırasında ilk sıradadır; çünkü, çoğu durumda, sistemde zaten var olan belirsizliğin çeşitli kaynakları kısa dönemde kesin bir şekilde tahmin edilebilmektedir (örneğin, ekipman ulaşılabilirliği veya talep seviyesi). Bu yüzden, büyük bir zarara mal olabilecek beklenmeyen bir olaya rastlanmasının ihtimali, son derece küçüktür (Ruiz ve Conejo, 2015). Fakat elektrik altyapısının yaşam süresinin (30-50 yıl civarı) içinde yüksek bir belirsizlik yatmaktadır ve bundan dolayı yeni genişleme kararları

birkaç yılda bir verilmelidir. Ayrıca bu iletim yatırımları aşırı çalıştırma koşullarında bile etkili bir şekilde iş görebilecek şekilde tasarlanmalıdır (Ruiz ve Conejo, 2015). Bu pratik bir güvenilirlik ve ekonomik şartlar hakkındaki öngörüler aracılığıyla gelecek belirsizliklerle başa çıkmayı kolaylaştırabilmek içindir.

Bu zorlukla başa çıkabilmek için, Ruiz ve Conejo (2015) kısıtlılık kümelerinin amacının altyapı planlaması için kullanıma hazır bir potansiyel seri ve en kötü senaryo dizisini temsil ettiğini belirtmektedir. Buna göre, Ruiz ve Conejo (2015) tarafından ortaya konan en güçlü yaklaşımlardan birisi Uyarlanabilir Sağlam Optimizasyon (Adaptive Robust Optimization – ARO)'dur. Bertsimas vd. (2011), ARO'nun modelleme karar verimi konusunda bir yardım kaynağı olduğunu açıklamaktadır. İletim genişlemesi problemiyle ilgili bir durumda, ARO sırasıyla üç adımı kapsamaktadır: maksimum sosyal refahı baz alarak yapılan yatırım kararı; makul bir belirsizlik kümesi içerisindeki problemin fiziğini çok iyi dikkate alan en kötü belirsizlik senaryosu; ve negatif sonuçları uygun sosyal refah düzeyini tutturabilecek bir belirsizlik farkındalığı yaratacak bir seviyeye çekmeyi amaçlayan operasyon karar verimi. Alışılmadık sağlam (robust) teknikler (Soyster, 1973), sağlamlık seviyesini yönetmek için yeterli alan sağlamamaktadır (örneğin elde edilmiş çözümün korunması kesin değildir) ve bu da büyük bir eksikliklerdir. Aksine, Bertsimas vd. (2011) değerli ve pratik planlama araçlarının geliştirilmesine izin veren, elde edilmiş çözümün sağlamlık seviyesiyle başa çıkabilme ihtimalleri yaratan formüller getirmiştir.

ARO, önemsenen belirsizlikle başa çıkmak için tipik olarak büyük sayıda senaryoya ihtiyaç duyan stokastik programlama yaklaşımları sayesinde iki belirgin avantaja sahiptir (Gabrel vd., 2014). İlki, senaryo yaratımı gerektirmemesidir; çünkü senaryo yaratımı kesin olmayan parametreleri sunarken ham tahminler içerebilmektedir. Bu yöntemin senaryo yaratımı gerektirmemesi büyük bir avantajdır. Daha doğrusu, sağlam kümeler ARO modellerinde (Bertsimas ve Brown, 2009) kullanılmaktadır ve bu tarz bir küme inşası genellikle senaryolar yaratmaktan çok daha basittir. İkincisi ise, ARO modeli genellikle ortalama bir genişliktedir ve senaryo sayısı ile genişlememektedir. Bu da hesaplama yükü açısından çözülebilir olma kısıtlamasını ortadan kaldırmaktadır. Yakın zamanda pratik bir ARO modeli kullanımı Jabr (2013) çalışmasında detaylı bir şekilde açıklanmıştır.

Maurovich-Horvat vd. (2015) iletim genişlemesinin elektrik enerjisi endüstrisinin yeniden yapılandırılmasını talep ettiğini varsaymaktadır. Ancak, bazen yasalarla belirlenmiş koşulların verim için ivmelenen talepleri karşılayamayacağı düşüncesinden dolayı bu fikre yoğunlaşmaktadır (Hyman, 2010). Endüstrinin dağıtım, perakende satış ve üretim fonksiyonları ile güvenilirlikle ve bir sistem operatörünün rehberliğindeki bir iletim planlamasına sahip bir yatırım aracı ile aynı anda başa çıkılabilmektedir (Maurovich-Horvat

vd., 2015). Yine de, iletim genişlemesiyle alakalı karşımıza çıkan ana problemlerden birisi kârlar kontrol altındayken pazar için yeni teknolojiler üretmeye yeterli teşvik olmamasıdır. Aynı şekilde, bazı alanlar tek bir yatırımcı aracılığı ile kontrol edildiğinden dolayı ve fiyatların basitçe merkezi bir şekilde atanmasından dolayı, genellikle stratejik analiz veya risk analizi gereksinimi yaratmamaktadır. Farklı yeniden yapılandırmalar sonrası yeni piyasa tasarımlarının oluşması kadar, hala görevli yatırım araçlarında dağıtım ve iletim yasalarla düzenlenmiş durumdayken üretim kaynaklarından kurtulmak için de genel bir gereksinim oluşabilmektedir (Maurovich-Horvat vd., 2015). Sonuç olarak, özellikle tamamlayıcılık (complementarity) bazlı denge modellemesi kullanılan koşullarda bu tarz senaryolar, mükemmel olmayan rekabet ve iletim genişlemesine karar vermedeki iç kaynaklı fiyat dizilimleri ve stratejik bakış açısını ortaya koymaktadır (Metzler vd., 2003). Ayrıca, piyasanın yönlendirdiği iletim genişlemesi veya yatırımlar, birçok çalışma tarafından ortaya konmuştur. Karar verme problemleri ve genişleme zorlukları büyük ölçüde öngörülmüş hedeflere ulaşırken aynı zamanda piyasaya müdahale etmemenin hassas dengesi tarafından etkilenmiştir (Hobbs ve Helman, 2003). Örnek potansiyel enerji santrali yatırımlarını teşvik etmek amacı güden ölçümler teknolojik ilerlemelere, arz-talep dengesine ve belirsizliklere bağlı olabilen sürdürülebilir bir enerji sistemi içermekte ve bu sistem iletim genişlemesinin doğal sonucunu düşünmeyi göz önünde bulundurma gereksinimini doğurmaktadır (Kunz, 2013). Bunun doğrultusunda, pazardaki anahtar oyuncular istenen sonucu üretebilmek adına piyasa tasarımının stratejik davranışlarla nasıl ilişkilendiğini anlamak için detaylı bir kavramaya ihtiyaç duymaktadırlar.

Yasal düzenleme altında, geleneksel fiyat-performanslı yöntemler uygun değerdeki iletim ve üretim yatırımını ölçmek için kullanılabilirler (Hobbs, 1995). Yine de serbestleşme, üretim ve iletim yatırımlarıyla apayrı ve birbiriyle çok kez kesişen güdülere sahip farklı varlıklar yaratmaktadır. Örneğin; yasal düzenleme altındaki iletim sistemi operatörleri (TSO), enerji firmaları birincil olarak kâr maksimizasyonunu hedeflerken, sosyal refah seviyesini artırmaya çalışmaktadır. Gabriel vd. (2012) ile Ruiz vd. (2009), bu tarz oyun teorisi kaynaklı etkileşimlerle başa çıkabilmek adına, Nash dengelerini tamamlayıcılık problemi kullanarak modellemekte ve tek taraflı güdülerin hiçbir temsilci için dengeden sapma şansının olmadığı çözümler sunmaktadır. Bununla birlikte, doğrusal tamamlayıcılık Nash-Cournot oyununa çift taraflı bakıldığında, Hobbs (2001) tarafından da alıntılanmış olan havuz (PoolCo) enerji piyasalarını tamamlayıcılık problemi ile modelleme, şebeke sisteminin fiziksel özelliklerini hesaba katması sayesinde kısıtlamaların kaldırılmış olduğu enerji firmalarında stratejik davranışları değerlendirmek için kullanılabilir durumdadır.

Çift seviye problemler özellikle stratejik etkileşimlerin baskın bir temsilcinin daha düşük seviyedeki diğerlerinin kararlarını beklemesinden doğan denge fiyatları üzerinde meydana gelen etki analizleriyle alakalıdır (Maurovich-Horvat vd., 2015). Liderin optimizasyon problemi bir denge kısıtları kümesine ve daha düşük seviyedeki optimizasyon problemlerine bağlıdır. Eğer her alt seviye konveks ise, o zaman bu durum kendisinin Karush-Kahn-Tucker (KKT) koşullarıyla değiştirilebilmekte ve bu da çift seviyeli bir denge kısıtlı matematiksel problem (MPEC) olarak tekrar düzenlenebilmektedir. Ruiz vd. de (2009) lider bir üretici firmanın nasıl bir optimal teklif stratejisi izlemesi gerektiğine ışık tuttuğu çalışmasında, bir MPEC'in amaç fonksiyonundaki içsellik (endogeneity) problemini bir karışık tamsayı doğrusal programına (MILP) dönüştürmek için bir güçlü dualite denklemi yaratılmakta ve tamamlayıcılık (complementarity) koşulları ayırık kısıtlar doğrultusunda ele alınmaktadır. Alternatif olarak, çift doğrusal genişlemeler MPEC'nin amaç fonksiyonundaki içsellikle (endogeneity) başa çıkabilmektedir.

Yine çift seviye bir yapının bileşenlerinin içerisinde, Wogrin vd. (2013) üreticilerin ilk aşamada yatırım kararlarından ikinci aşamada ise operasyonel kararlarından sorumlu olduğu iki seviyeli duopolyi incelemek için Kreps ve Scheinkman'ın (1983) yapısını kullanmıştır. Böylece spot piyasada herhangi bir varsayılan varyasyon için denge kısıtlarının bir açık-döngü karışık tamamlayıcılık problemi (MCP) ile aynı tür bir sonuç çıkartmasıyla birlikte tek seviye dengesinin (kapalı döngü) sonuç problemi için tek bir yükleme periyodu olduğu görülmektedir ve spot piyasasının en azından Cournot olayındaki kadar rekabetçi olduğu görülmektedir. Bu üreticilerin tek seviye problemi için tek seviyeli varsayımı belli bir mantığa bağlanmaktadır. Wogrin vd. (2013) aynı şekilde yük kapasitesinin aslında kapalı döngü modelinin alt seviyesinde açık döngü modelle bir ilişkiyken spot piyasasının neredeyse tamamen rekabetçi olduğunu ve bu yüzden de açık döngü sonuçlarının çok seferli zaman dilimleri için genelleştirilemeyebileceğini belirten bir aksi örneği göstermektedir. Üç seviyeli bir modele ilerlerken, Sauma ve Oren (2006, 2007) sosyal refahı maksimize eden üst seviyede iletim yatırımları girişimlerinde bir TSO'nun, orta seviyede kapasite yatırımları girişimlerinde üreticilerin ve en alt seviyede ise piyasa-takas modelinin rol aldığını göstermektedir. Bundan dolayı, bu daha büyük çapta, analiz etmesi kapalı döngü bir sistemden bile daha zor bir problemdir ve iki problem de Sauma ve Oren tarafından direkt olarak çözülememiştir. Bunun yerine, farklı planlayıcıların bakış açılarından önceden kurulmuş iletim yatırım tavsiyelerini karşılaştırmışlardır. Sauma ve Oren'in (2006) çalışmasına karşı olarak, adı geçen yazarların diğer çalışması (2007), üreticiler üzerinden piyasa gücüne yoğunlaşmaktadır ve TSO'nun politik olarak imkânsız genişleme planlarını getirebileceğinden kaynaklı sapan hedefleri gözlemlemektedir.

İletim yatırımının çoğunlukla yasalarla düzenlenmiş TSO'ların yönlendirmesi altında kalması ile beraber, iletim yatırımı için kurulan piyasa bazlı modeller de ABD ve Birleşik Krallık'ta tavsiye edilmiştir. Örneğin, Hogan (1992) şebeke baraları arasındaki sıkışıklık ücretlerinin toplanmasından ilham alan ve bu gelirlerle yeni iletim hatları kurabilen bir tüccar yatırımcı rolü ifade etmiştir. Ancak Joskow ve Tirole (2005) eğer piyasa gücü var ise etkin sonuçların tüccar yatırımcıların altında bozulduğu yönünde bir hipotez ortaya koymuştur. Avrupa'da tüccar iletim yatırımını sağlamayı içeren tartışmaların içerisinde Kristiansen ve Rosellón (2010) finansal iletim haklarının (FTR) dışsal etkenlerle başa çıkarken faydalı olacağını ve yatırımcıların finansal riskten korunma kapasitelerine yararı olacağını ifade etmiştir. Yine de ABD'de bazı pazarların FTRler için yapılan deneysel analizinde özellikle spot fiyatların olduğu ve işlemlerinde ırsak sıkışıklık fiyatları/kiraları olan sıkışık bölgelerde verimsizlikler ortaya çıkmıştır (Bartholomew vd., 2003).

### **3.4 Piyasa-Takas Modeli ile Bütünleşik Üretim/İletim Yatırım Modelleri**

Literatürde, iki-seviyeli (üst seviyede sistem planlayıcısının yatırım kararlarının ve alt seviyede ise piyasa-takas modelinin olduğu) "optimal" iletim ve/veya üretim yatırım planlama modeli kuran birçok çalışma mevcuttur. Bu iki-seviyeli (veya genel olarak çok-seviyeli) modeller, özellikle lider katılımcıların takipçi konumundaki katılımcıların alt seviyedeki kararlarını öngörebildiği politika analizi için oldukça uygundur. Geleneksel ve piyasa tabanlı iletim yatırım planlama modellerinin genel bir özeti Wu vd. (2006) çalışmasında sunulmuştur. Piyasa tabanlı iletim ve üretim modelleri (Garces vd., 2009; Su ve Wu, 2005; Garcia-Bertrand vd., 2008; Li ve Shahidehpour, 2005; Soleymani vd., 2008) ile iki-seviyeli modeller (Ruiz ve Conejo, 2009; Kazempour vd., 2011; Gabriel ve Leuthold, 2010; Wogrin vd., 2011; Kazempour vd., 2011) literatürde çalışılmıştır.

Sauma and Oren (2006, 2007), birkaç üretim firmasının sistem işletmecisinin piyasa-takas problemini öngörebilen üretim yatırım planlama modelini ele almıştır. Farklı iletim yatırımı alternatiflerinin sosyal refah üzerindeki etkilerini incelemişlerdir. Fakat, bu modellerinde iletim yatırım planı bir değişken yerine parametredir. Pozo vd. (2013) üç-seviyeli statik bir iletim ve üretim yatırım modeli ile piyasa-takas problemi açıklamış ve bu üç-seviyeli modeli tek-seviyeli bir karışık tamsayı doğrusal programa dönüştürerek formüle etmişlerdir. Fakat, bu modelde ise talep bir karar değişkeni değildir ve gerçek anlamda bir piyasa-takas modeli ele alınmamıştır. Diğer çalışmalarda ise yinelemeli yöntemler (Roh vd., 2009), evrimsel algoritmalar (Hesamzadeh vd., 2011a; Hesamzadeh vd., 2011b), vekil (agent) tabanlı sistemler ve arama tabanlı teknikler (Motemadi vd., 2010) iki- veya çok-seviyeli problemlere çözüm yaklaşımları olarak kullanılmıştır.

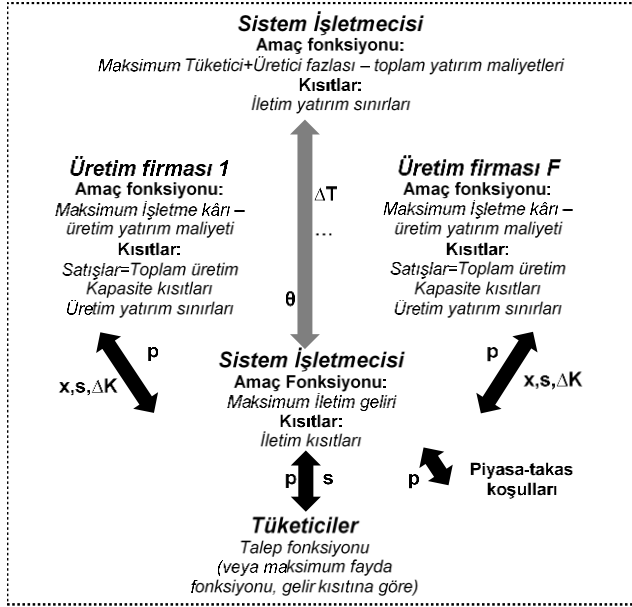
Jin ve Ryan (2014), üst seviyesinde iletim yatırımı ve iki alt seviyesinde (üretim yatırımı ve piyasa-takas) denge kısıtlı denge programı (equilibrium problem with equilibrium constraints –EPEC) oluşturulan bir üç-seviyeli problem formüle etmişlerdir. Bu EPEC alt problemi köşegenleme yöntemi (diagonalization method –DM) veya tamamlayıcılık problemi (complementarity problem –CP) yeniden formülasyonu kullanılarak çözülmüştür. Ardından, CP yeniden formülasyonu ve DM çözümünü birleştiren melez bir yinelemeli algoritma kullanılarak üç-seviyeli model için çözümler önerilmiştir. Fakat, bu algoritma için bir yakınsaklık analizi sunulmamıştır.

Wogrin vd. (2013), eşanlı eniyileme ve iki-seviyeli problemler için açık ve kapalı döngü modeller sunmuş ve analiz etmiştir. Açık döngü modeli, yatırım kararlarına ve piyasa-takas dengesine eşanlı karar verilen bir tek-seviye modelini belirtmektedir. Diğer yandan, kapalı döngü modeli ise, yatırım kararlarına üst seviyede ve piyasa dengesine alt seviyede karar verilen iki-seviyeli bir problem tanımlamaktadır. Tek bir dönem (örneğin, bir saat) ele alındığında, herhangi bir stratejik piyasa davranışı altında kapalı döngü denge ile açık döngü dengenin örtüştüğü gösterilmiştir.

Bu bağlamda, bu çalışmanın sonuçları Wogrin vd. (2013) çalışmasında sunulan bulguları desteklemekte ve üst seviyede yapılabilecek çeşitli yatırım kararları modelinin alt seviye modeli öngörerek hesaplamalı olarak daha kolay çözülebileceğini göstermektedir. Literatürdeki birçok çalışma, iki- veya üç-seviyeli problem yerine piyasa-takas modeline iletim ve üretim yatırımları modellerini de dahil ederek çerçevesini genişleten tek-seviye bir problem olarak formüle edilebilecektir. İki- ve üç-seviyeli problemlerde karşılaşılan hesaplama yükü bu yaklaşım için daha azdır, ve hatta tamsayılı yatırım kararlarını içerecek şekilde genişletilebilir (lütfen detaylar için bakınız, bölüm 4 ve Fuller ve Çelebi (2017)). Maurovich-Horvat vd. (2015) tarafından önerilen ve üst seviyede sistem planlayıcısının iletim yatırımı kararlarının alt seviyede üretim firmalarının yatırımları ve piyasa dengesi tarafından izlendiği stokastik ve iki-seviyeli modeller, büyük-ölçekli modellerde karşılaşılabilecek hesaplama sorunlarına örnek teşkil etmektedir.

Şekil 16'da sistem planlayıcısı ve üretim firmalarının yatırım kararları ile piyasa-takas dengesinin bütünleşik olarak önerildiği tek-seviye model ve farklı katılımcılar arasındaki etkileşim sunulmuştur.





Şekil 16: Bütünleşik iletim/üretim yatırımı ve piyasa-takas modeli

Bu tarz bütünleşik modellerin mevcut ve potansiyel kabiliyetlerinin güncel bir değerlendirmesi Krishnan vd. (2016) çalışmasında ele alınmıştır. Bu çalışmada yazarlar, elektrik piyasalarındaki benzer bütünleşik problemler için “co-optimization” terimini ortaya atmış ve bu tarz ileri modelleri geliştirmeye yönelik ihtiyacı ve bunun zorluklarını tartışmışlardır.

### 3.5 Matematiksel Modeller

Bu bölümde bütünleşik iletim/üretim yatırımı ve piyasa-takas dengesi için formüle edilen matematiksel modellerin detayları açıklanmıştır. Literatürde sıklıkla başvurulan bir yaklaşım olarak, statik ve hedef planlama yılı yaklaşımı (saatlik işletme) ele alınmıştır. Tüm yatırım maliyetleri saatlik eşdeğer maliyetler olarak öngörülmüş, fakat; sayısal örneklerde yatırım maliyetleri tüm yıl (8760 saat) için hesaba katılmıştır. Ayrıca modelin yalın olması için bütün saatler aynı kabul edilmiştir. Aşağıda model için kullanılan endeksler, değişkenler ve parametreler tanımlanmıştır:

#### Endeksler:

$f \in F$ , üretim firma endeksi

$i, j \in I$ , bara endeksi

$J_i \subset I$ ,  $i$  barasına bağlı baraların endeksi

$I_f \subset I$ , bara  $i$ deki firma  $f$ e ait üretim tesisi

#### Değişkenler:

$p_i$  bara  $i$ deki elektrik fiyatı

$x_{fi}$  bara  $i$ deki firma  $f$ e ait üretim miktarı

$s_{fi}$  bara  $i$ deki firma  $f$ e ait satış miktarı

$\theta_i$  bara  $i$ deki voltaj açısı

$\Delta T_{ij}$  bara  $i$  ve  $j$  arasındaki yeni iletim yatırımı

$\Delta K_{fi}$  bara  $i$ deki firma  $f$ e ait yeni üretim yatırımı miktarı

#### Parametreler:

$\alpha_i$  bara  $i$ deki doğrusal ters-talep fonksiyonundaki fiyat dışı etkenler (hava veya sosyoekonomik faktörler)

$\beta_i$  bara  $i$ deki doğrusal ters-talep fonksiyonuna ait talep katsayısı

$f_{d,i}^{-1}(\cdot)$  bara  $i$ deki doğrusal ters-talep fonksiyonu (fiyat, bara  $i$ deki toplam satışların doğrusal bir fonksiyonu)

$c_{fi}$  bara  $i$ deki firma  $f$ e ait işletme maliyeti

$c_{fi}^{Gexp}$  bara  $i$ deki firma  $f$ e ait üretim kapasite yatırımı maliyeti

$c_{ij}^{Texp}$  bara  $i$  ve  $j$  arasındaki yeni iletim hattı yatırım maliyeti

$K_{fi}^0$  bara  $i$ deki firma  $f$ e ait üretim tesisinin planlama dönemi başındaki kapasite miktarı

$K_{fi}^{max-exp}$  bara  $i$ deki firma  $f$ e ait üretim tesisinin maksimum kapasite yatırım miktarı

$B_{ij}$  bara  $i$  ve  $j$  arasındaki iletim hattının suseptansı

$T_{ij}^0$  bara  $i$  ve  $j$  arasındaki iletim hattının planlama dönemi başındaki kapasite miktarı

$T_{ij}^{max-exp}$  bara  $i$  ve  $j$  arasındaki iletim hattının maksimum kapasite yatırımı miktarı.

Aşağıda detayları belirtilen modeller, her katılımcının karar probleminin birlikte çözülebileceği tam rekabetçi bir açık döngü modeline dönüştürülebilir ve firmaların aksak rekabetçi modeline uygun olarak davrandıkları benzer modeller de kurulabilir. Bu bütünleşik modelin temel varsayımları şu şekildedir:

- Piyasa-takas modeli gün öncesi piyasası için ve iletim kısıtlarını ele alarak yapılacaktır (dengeleme veya gün içi piyasalar ele alınmayacaktır).
- İletim/üretim yatırımları gelecekteki "hedef yıl" için yapılacaktır (her yıl için dinamik bir yatırım modeli yerine belli bir hedef yıl seçilmesi de literatürde yaygın olarak kullanılmaktadır).

- “Hedef yıl” uygulamasına uygun olarak da yatırım maliyetleri saatlik olarak amortize edilmiştir (bölüm 3.5.1’de ve 3.6’da yıl boyu tekrarlanan piyasa-takas modeli ile yıllık olarak amortize edilmiş yatırım maliyetleri şeklinde bir varsayım kullanılmıştır).
- Potansiyel üretim yatırımları belli firmalar ve baralar için geçerlidir ve üst limitleri vardır.
- Benzer şekilde, potansiyel iletim hattı yatırımları da belli baralar arasında tanımlanmıştır ve belli bir bütçeyle kısıtlı olduğu için üst limitleri olduğu varsayılmıştır.

Bu modelde, üreticilerin tüm iletim ağındaki tüketicilere satış yapabildiği ve sistem işletmecisini alım-satım işlemlerinde bir aracı olarak kullandıkları bir yapıdan söz edilmektedir. Bu yapı içinde, sistem işletmecisi tüm sistemin ağ kısıtlarına göre (Kirchhoff akım ve gerilim kurallarına göre doğrusal olarak yakınsanmış dc yük akış kısıtları) elde ettiği iletim hizmet gelirini (baralar arası fiyat farkından elde edilen arbitraj gelirini) en iyilemeye çalışırken, diğer yandan da üretici firmalar kârlarını en iyilemeye çalışmaktadırlar (kapasite ve alım-satım kısıtlarına göre). Ayrıca, tüketiciler de fiyat seviyelerine tepki göstererek tüketim miktarlarını değiştirebilirler (kendi refah seviyelerini en iyilemek üzere). Bu modelin denge çözümünü sağlayacak olan ise her bir bara için arz-talep dengesini sağlamasıdır (piyasa-takas koşulları ve bu koşulların dual değişkeni olarak da bara bazlı elektrik fiyatı). Bu piyasa-takas modeli tamamen ikili anlaşmaların (bilateral) olduğu veya tamamen bir borsanın (PoolCO) hakim olduğu piyasa yapıları için de geçerlidir (Hobbs, 2001).

Tüketicilerin fiyat değişikliklerine tepkisi bir ters talep fonksiyonu ile modellenmiştir.

$$f_{d,i}^{-1} \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right) = \alpha_i - \beta_i \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right) \quad (3.1)$$

Üretici firma  $f$ , tam rekabetçi piyasa düzeninde fiyat alıcısıdır ve her bir baradaki fiyatın amaç fonksiyonu içinde dışsal bir parametre olduğunu kabul eder. Fakat; piyasa açısından bu fiyat bir değişkendir ve her bir baradaki arz ve talep dengesine göre şekillenmektedir. Her bir firma, toplam üretim-satış eşitliği ile üretim ve yatırım üst limitlerine göre kârını (gelir eksi işletme ve yatırım maliyetleri) eniyilemektedir ( $\Delta K_{fi}$  ile firma  $f$  nin bara  $i$  deki üretim yatırımları gösterilmekte ve bu değişken üretim kapasite kısıtı (3.4)’ü etkilemektedir). Dual değişkenler kısıtların yanında parantez içinde gösterilmiştir.

$$\min_{s_{fi}, x_{fi}, \Delta K_{fi}} - \sum_{i \in I_f} \left( \alpha_i - \beta_i \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right) \right) s_{fi} + \sum_{i \in I_f} c_{fi} x_{fi} + \sum_{i \in I_f} c_{fi}^{Gexp} \Delta K_{fi} \quad (3.2)$$

s.t.

$$\sum_{i \in I} s_{fi} - \sum_{i \in I_f} x_{fi} = 0 \quad (v_f) \quad \forall f \in F \quad (3.3)$$

$$x_{fi} \leq K_{fi}^0 + \Delta K_{fi} \quad (\mu_{fi}) \quad \forall f \in F, i \in I_f \quad (3.4)$$

$$\Delta K_{fi} \leq K_{fi}^{max-exp} \quad (\delta_{fi}) \quad \forall f \in F, i \in I_f \quad (3.5)$$

$$x_{fi} \geq 0, \quad \Delta K_{fi} \geq 0 \quad \forall f \in F, i \in I_f \quad (3.6)$$

Sistem işletmecisinin amacı, iletim sistem hizmetini kısıtlara uygun olarak etkin bir şekilde bölüştürmek ve buradan elde edeceği geliri eniyilemektir. Bu şekilde gelirini eniyilemesinin aslında iletim hakları için piyasadaki firmaların piyasa gücünü kullanamayacakları bir rekabetçi piyasaya eşit olduğu gösterilmiştir (Hobbs, 2001) (sistem işletmecisi bir piyasa arbitrajcısı gibi davranmaktadır, detaylar için bakınız Gabriel vd. (2013)). Dahası, bu modelde sistem işletmecisi yatırım üst limitlerine uygun olarak iletim hattı kapasite yatırımlarına da ( $\Delta T_{ij}$ ) karar vermektedir ve bunlar da güç akış limitlerini etkilemektedir:

$$\min_{\theta_i, \Delta T_{ij}} \sum_{i \in I} \left( -p_i \sum_{j \in J_i} B_{ij}(\theta_i - \theta_j) + \sum_{j \in J_i} c_{ij}^{Texp} \Delta T_{ij} \right) \quad (3.7)$$

s.t.

$$B_{ij}(\theta_i - \theta_j) \leq T_{ij}^0 + \Delta T_{ij} \quad (\lambda_{ij}^+), \quad \forall i \in I, j \in J_i \quad (3.8)$$

$$-B_{ij}(\theta_i - \theta_j) \leq T_{ij}^0 + \Delta T_{ij} \quad (\lambda_{ij}^-), \quad \forall i \in I, j \in J_i \quad (3.9)$$

$$\Delta T_{ij} \leq T_{ij}^{max-exp} \quad (\gamma_{ij}), \quad \forall i \in I, j \in J_i \quad (3.10)$$

$$-\pi \leq \theta_i \leq \pi \quad (\varepsilon_i^{min}, \varepsilon_i^{max}), \quad \forall i \in I \quad (3.11)$$

$$\theta_i = 0 \quad (\xi), \quad i = \text{referans bara} \quad (3.12)$$

$$\Delta T_{ij} \geq 0 \quad \forall i \in I, j \in J_i \quad (3.13)$$

Bu modelde sistem işletmecisi davranışı, fiyat seviyelerini etkileyemediğini kabul eden bir piyasa katılımcısı olarak modellenmiştir (her ne kadar piyasa modelinde fiyat içsel bir değişken olsa da). Temel olarak bu modelde, sistem işletmecisi her bir iletim hattının

kapasitesini sattığı açık bir piyasa işletmektedir. Aslında bu model, Chao ve Peck tarafından önerilen “flowgate” piyasa modeline benzerdir (Hobbs, 2001; Gabriel vd., 2013). Ayrıca, bölüm 2’de PTDF faktörleri ile modellenen yük akışları  $B_{ij}(\theta_i - \theta_j)$  ile farklı modellenmiştir. Burada amaç, bölüm 4’te geliştirilen tamsayı (ikili) değişken içeren iletim yatırımı modellemesinde bu formun kolaylık sağlamasıdır.

$$\sum_{f \in F} x_{fi} - \sum_{f \in F} s_{fi} - \sum_{j \in J_i} B_{ij}(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (p_i) \quad \forall i \in I \quad (3.14)$$

Piyasa-takas koşulları (3.14) ile gösterilmiş ve temelde her bir bara  $i$ deki arz ve talep dengesine bağlıdır ve tamamlayıcılık probleminde bu koşulun dual değişkeni bara bazlı elektrik fiyatıdır ( $p_i$ ).

Piyasa denge modeli, üretim firmalarının ve sistem işletmecisinin problemlerinin birinci derece optimalite koşulları (Karush-Kuhn-Tucker –KKT) ile piyasa-takas koşulları ile ters talep fonksiyonlarından oluşmaktadır ve (1.15)’de MCP olarak formüle edilmiştir.

MCP:Aşağıdaki koşulları sağlayan  $s_{fi}, x_{fi}, \Delta K_{fi}, v_f, \mu_{fi}, \delta_{fi}, \theta_i, \Delta T_{ij}, \lambda_k^+, \lambda_k^-, \gamma_{ij}, \varepsilon_i^{max}, \varepsilon_i^{min}, \xi, p_i$ :

$$\begin{aligned} s_{fi} \geq 0 \perp & -\alpha_i + \beta_i \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right) + p_i + v_f \geq 0 & \forall f \in F, i \in I \\ x_{fi} \geq 0 \perp & c_{fi} - p_i - v_f + \mu_{fi} \geq 0 & \forall f \in F, i \in I_f \\ \Delta K_{fi} \geq 0 \perp & c_{fi}^{Gexp} - \mu_{fi} + \delta_{fi} \geq 0 & \forall f \in F, i \in I_f \\ v_f \text{ free} \perp & \sum_{i \in I} s_{fi} - \sum_{i \in I_f} x_{fi} = 0 & \forall f \in F \\ \mu_{fi} \geq 0 \perp & x_{fi} \leq (K_{fi}^0 + \Delta K_{fi}) & \forall f \in F, i \in I_f \\ \delta_{fi} \geq 0 \perp & \Delta K_{fi} \leq K_{fi}^{max-exp} & \forall f \in F, i \in I_f \\ \theta_i \geq 0 \perp & + \sum_{j \in J_i} B_{ij}(\lambda_{ij}^+ - \lambda_{ji}^+) - \sum_{j \in J_i} B_{ij}(\lambda_{ij}^- - \lambda_{ji}^-) & \forall i \in I, j \in J_i \\ & + \varepsilon_i^{max} - \varepsilon_i^{min} + \xi = 0 \end{aligned} \quad (3.15)$$

$$\begin{aligned}
\Delta T_{ij} \geq 0 \perp c_{fi}^{Texp} - \lambda_{ij}^- - \lambda_{ij}^+ - \gamma_{ij} &\geq 0 & \forall i \in I, j \in J_i \\
\lambda_{ij}^+ \geq 0 \perp B_{ij}(\theta_i - \theta_j) &\leq T_{ij}^0 + \Delta T_{ij} & \forall i \in I, j \in J_i \\
\lambda_{ij}^- \geq 0 \perp -B_{ij}(\theta_i - \theta_j) &\leq T_{ij}^0 + \Delta T_{ij} & \forall i \in I, j \in J_i \\
\gamma_{ij} \geq 0 \perp \Delta T_{ij} &\leq T_{ij}^{max-exp} & \forall i \in I, j \in J_i \\
\varepsilon_i^{max} \geq 0 \perp \theta_i &\leq \pi & \forall i \in I \\
\varepsilon_i^{min} \geq 0 \perp -\theta_i &\leq \pi & \forall i \in I \\
\xi \text{ free} \perp \theta_i &= 0 & i \\
&& = \text{referans bara} \\
p_i \text{ free} \perp \sum_{f \in F} x_{fi} - \sum_{f \in F} s_{fi} - \sum_{j \in J_i} B_{ij}(\theta_i - \theta_j) &= 0 & \forall i \in I
\end{aligned}$$

Dikkat edilmelidir ki; negatif olmama kısıtları ve bunların dual değişkenleri (3.15) modelinde belirtilmemiştir ve bu yüzden bu kısıtlara sahip değişkenlerin KKT koşulları " $\geq$ " şeklindedir.

Bu model çerçevesinde üretim firmaları arasında aksak rekabetçi bir piyasa yapısı (örneğin, Cournot) modellenebilir (örneğin, (3.15)'in ilk koşuluna  $\beta_i s_{fi}$  terimini ekleyerek, tüm firmaların fiyat-miktar ilişkisinden (yani talebin fiyata tepkisinden) haberdar oldukları bir piyasa gibi).

Ayrıca, (3.15) modelinde iletim ve üretim yatırımları da içsel birer değişken olarak ifade edilmiştir. Sistem işletmecisi ve üretim firmaları, piyasa çıktılarını öngörmek yerine yatırım ve piyasa-takas dengesi problemlerini eşanlı olarak çözmektedir.

Yazındaki bazı çalışmalara (Pozo vd., 2013; Jin ve Ryan, 2014; Maurovich-Horvat vd., 2015) benzer şekilde, bu model hiyerarşik olarak da modellenebilir (iki- veya üç-seviyeli bir model olarak) ve sistem işletmecisinin üretim yatırımları ve piyasa-takas dengesini öngörebildiği bir model olarak formüle edilebilir. İki-seviyeli bu modelde, sistem işletmecisinin yatırım problemi üst seviyede ve üretim yatırımları ile piyasa-takas modeli ise alt seviyededir. Sistem işletmecisi, iletim hattı yatırımları planını hazırlarken piyasa-takas dengesi ve üretim yatırımları planlarını öngörerek ele alır. Bu durumda oluşan MPEC modelinde sistem işletmecisi, iletim yatırımı kısıtlarına göre sosyal refahı (tüketici ve üretici fazlası eksi tüm yatırım maliyetleri) eniyilemeye çalışmaktadır:

$$\begin{aligned}
\min_{\Delta T_{ij}} & - \sum_{i \in I} \left( \alpha_i \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right) - \frac{1}{2} \beta_i \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right)^2 \right) \\
& + \sum_{i \in I_f} c_{fi} x_{fi} + \sum_{i \in I_f} c_{fi}^{Gexp} \Delta K_{fi} \\
& + \sum_{i \in I, j \in J_i} c_{ij}^{Texp} \Delta T_{ij}
\end{aligned} \tag{3.16}$$

s.t.

$$\Delta T_{ij} \leq T_{ij}^{max-exp} (\gamma_{ij}), \quad \forall i \in I, j \in J_i \tag{3.17}$$

$$\Delta T_{ij} \geq 0 \quad \forall i \in I, j \in J_i \tag{3.18}$$

$$\text{MCP (3.15), fakat; } \Delta T_{ij} \text{ ve } \gamma_{ij} \text{ koşulları hariç} \tag{3.19}$$

(3.19)'da belirtilen MCP modeli, iki-seviyeli modeller için sıkça kullanılan Fortuny-Amat ve McCarl (1981) yöntemi kullanılarak kısıtlara çevrilebilir (her bir koşul için ikili tamsayı (binary) değişkenler ve üst limitler (M) tanımlanarak). Fakat, bu yöntemin en önemli dezavantajı tanımlanan ikili tamsayı değişken sayısının fazla olması ve yeni formülasyonun hesaplama konusunda sorunlara açık olmasıdır. Örneğin, üst limitlerin (M) çok gevşek olması olurlu çözüm bölgesinin genişlemesine veya bunların çok sıkı olmaları durumunda olurlu olmayan çözüme sebep olabilir. Örneğin,  $a$  ve  $b$  MCP (3.19)'da belirtilen bir değişken-koşul çifti olsun:

$$a \geq 0 \perp b \geq 0 \text{ (veya } a \geq 0, b \geq 0, a \cdot b = 0)$$

Her bir değişken-koşul çifti aşağıda M parametresi (büyük bir pozitif değere sahip çarpan) ile tanımlanan ikili tamsayı değişkenler kullanılarak kısıtlara dönüştürülebilir:

$$a \leq Mu, b \leq M(1 - u), a \geq 0, b \geq 0, u \in \{0,1\}.$$

Bu yeniden formülasyon kullanılarak MPEC problemi, tamsayıli karışık ikinci derece programa (mixed integer quadratic program –MIQP) dönüştürülmüş olacak ve CPLEX çözücüsü kullanılarak çözülebilecektir. (3.19)'da belirtilen MCP modelinin tekliği ve varlığı doğrulanabilir. Sürekli ve azalan (monoton) talep fonksiyonu ( $\beta_i > 0$ ) ve üretim firmalarının sıkı konveks maliyet fonksiyonları çözümün varolması için yeterli koşullardır ve fiyatlar ile miktarların tekliğini sağlamaktadır. Fakat; iletim yatırımı içindeki Fortuny-Amat ve McCarl (1981) yöntemi kullanılarak dönüştürülen MCP (3.19) problem için teklik ve varlık koşulları garanti edilemez (MPEC probleminin kendisi konveks olmayan bir modeldir). Bu sebeple, bu

yeniden formülasyon sonucu oluşan problemin global veya yerel (local) bir çözümü de garanti edilemez (sadece, eğer varsa, problemin durağan (stationary) bir çözümünden bahsedilebilir).

### 3.5.1 Üç-Baralı Test Sistemi için Bütünleşik Model Uygulaması ve Sonuçları

Önerilen modeller (MCP (3.15) ve MPEC (3.16-3.19)), Hobbs (2001) çalışmasından uyarlanan üç-baralı basit bir sistem örneği üzerinde test edilmiştir. Bu örnekte iki üretici fiirma vardır ve firma 1 bara 1'de ve firma 2 ise bara 2'de kuruludur. Örnek için gerekli tüm parametreler Tablo 14'de sunulmuştur.

Tablo 14: Model parametreleri

<b>Üretim parametreleri</b>	<b>Firma 1</b>		<b>Firma 2</b>	
$c_{fi}$ (\$/MWh)	15		20	
$c_{fi}^{Gexp}$ (\$/MW/yıl)	15,000		12,000	
$K_{fi}^0$ (\$/MW)	480		350	
$K_{fi}^{max-exp}$ (MW)	100		100	
<b>Talep parametreleri</b>	<b>Bara 1</b>	<b>Bara 2</b>	<b>Bara 3</b>	
$\alpha_i$ (\$)	40	40	40	
$\beta_i$ (\$/MW)	0.08	0.08	0.0516	
<b>İletim hattı parametreleri</b>	<b>Hat 1-2</b>	<b>Hat 1-3</b>	<b>Hat 2-3</b>	
$c_{ij}^{Texp}$ (\$/MW/yıl)	27,000	-	-	
$T_{ij}^0$ (MW)	25	1000	1000	
$T_{ij}^{max-exp}$ (MW)	50	-	-	
reaktans (p.u.)	0.1	0.1	0.1	

Modeller GAMS programı (MCP modeli için PATH çözücüsü ve MPEC modeli için NLPEC çözücüsü) kullanılarak 2.4 GHz işlemci hızında 8GB RAM hafızaya sahip bir dizüstü bilgisayarda çözülmüştür. Basit ve açıklayıcı bu örnek modellerin çözüm süreleri oldukça kısadır (bir saniyenin altında). Ayrıca MPEC modeli Fortuny-Amat ve McCarl yöntemi kullanılarak MIQP modeline çevrilmiş, fakat olurlu bir çözüme ulaşılamamıştır. MIQP modeli için farklı M değerleri ile yapılan testler de faydasız kalmıştır ve bu da hesaplamaların küçük ölçekli bir model için bile oldukça zor ve zahmetli olduğunu göstermektedir. MCP ve MPEC modellerinin çözümleri tamamen aynıdır ve Tablo 15'te özetlenmiştir.



Tablo 15: MCP &amp; MPEC Modelleri Özet Sonuçları

$p_1$ (MW/h)	16.71	$Satış_1$ (MW/h)	291.10	$x_{11}$ (MW/h)	535.80
$p_2$ (MW/h)	20.00	$Satış_2$ (MW/h)	250.00	$x_{22}$ (MW/h)	269.71
$p_3$ (MW/h)	18.36	$Satış_3$ (MW/h)	264.42		
$\Delta T_{1-2}$ (MW)	50	$Akış_{1-2}$ (MW/h)	75	$Kâr_1$ (\$/yıl)	8,037K*
$\Delta K_{11}$ (MW)	55.80	$Akış_{1-3}$ (MW/h)	169.71	$Kâr_2$ (\$/yıl)	0
$\Delta K_{22}$ (MW)	0	$Akış_{2-3}$ (MW/h)	94.71	$Net\ Kâr_1$ (\$/yıl)	7,200K
$\text{İletim Geliri}$ (\$/yıl)		3,240K		$\text{Tüketici fazlası}$ (\$/yıl)	67,393K
$\text{İletim yatırım maliyeti}$ (\$/yıl)		1,350K		$\text{Toplam fazla}$ (\$/yıl)	78,670K
$\text{Üretim yatırım maliyeti}$ (\$/yıl)		837.0K		$\text{Net fazla}$ (\$/yıl)	76,483K

\*K=1,000

Görüldüğü üzere, bu çalışmada ele alınan bütünleşik iletim/üretim yatırımı ve piyasa-takas modellerinin tek-seviyeli bir eşanlı eniyileme modeli (MCP) veya iki-seviyeli bir model (MPEC) ile çözülmesi aynı sonuçları vermektedir. Bu modellerde, üreticiler, sistem işletmecisi ve tüketiciler arasında piyasa-takas koşullarına dayalı bir bağ vardır. MPEC modeli için karşılaşılabilecek bazı hesaplama problemleri gözlemlenmiştir.

### 3.6 Türkiye Elektrik Piyasası için Bütünleşik Model Uygulaması

Bu bölümde 9-baralı Türkiye elektrik sistemi için üretim/iletim yatırımlarıyla bütünleşik piyasa-takas modeli ele alınmış ve farklı senaryolar altında analiz edilmiştir.

#### 3.6.1 Veriler ve Öngörüler

Modeller için işletme, bakım ve yakıt maliyetleri (kısaca işletme maliyeti) Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency –IEA), Nükleer Enerji Ajansı (Nuclear Energy Agency – NEA) Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü (Organisation for Economic Co-operation and Development –OECD) raporundan (IEA-NEA-OECD, 2010) elde edilmiştir. Tablo C-1’de farklı üretim teknolojileri için verilen işletme maliyetleri ilgili rapordaki medyan değerleri kullanılarak elde edilmiştir (\$/MWh olarak verilen değerler 2015 yıl sonu 2.95 \$/TL kuru ile TL/MWh’e çevrilmiştir). Kapasite faktörleri ise Aralık 2015’tekine benzer öngörülmüştür.

Üretim/iletim yatırım maliyetleri için ise ortalama gecelik (overnight) maliyetler (yani bir gecede tesis inşa edilerek üretime geçecekmişcesine) (s.30) ve farklı üretim teknolojilerinin ömürleri (p.37) IEA (2015) raporundan elde edilmiştir. Bu maliyetler %10 yıllık faiz oranı ile yıllık maliyete indirgenmiş ve daha sonra 8760 saate bölünerek saatlik üretim yatırım maliyeti olarak hesaplanmıştır. İletim yatırım maliyetleri için ise TEİAŞ’in çeşitli iletim yatırım projeleri ele alınarak 1 km iletim yatırımı için 300,000 TL maliyet öngörülmüş ve bu değer de gene

%10 yıllık faiz oranı, 50 yıl işletme ömrü ve 8760 saat için TL/saat/km maliyetine indigenmiştir. Daha sonra da baralar arasındaki ortalama uzaklık hesaplanarak iletim sistemine yapılacak 1 MW'lık ilave iletim yatırım maliyeti hesaplanmıştır.

Aralık 2020 yılına (haftaiçi) göre tasarlanan senaryolarda ise TEİAŞ'ın puant talep tahminleri kullanılmıştır (TEİAŞ, 2017). Tüm senaryolarda 2020 Aralık ayı haftaiçi puant talep değeri 51471 MW (TEİAŞ, 2017) olarak sunulmuştur Fiyat esnek talep fonksiyonu parametreleri  $(\alpha_i, \beta_i)$  bölüm 2'ye benzer şekilde her bir senaryo ve bara için hesaplanmıştır (bakınız Tablo C-7).

Bu bölümde, Türkiye elektrik piyasasında dört farklı yatırım politika senaryosu ele alınmıştır:

- Senaryo 1: Mevcut politika (sabit veya değişken yatırımlı)
- Senaryo 2: Yenilenebilir enerji kaynaklarını destekleme mekanizması (YEKDEM, feed in tariff –FIT)
- Senaryo 3: Karbon maliyeti
- Senaryo 4: YEKDEM ve karbon maliyeti birlikte

Mevcut politika için 2020 Aralık ayında devreye girmesi öngörülen (ihalesi yapılmış veya yapılması planlanan) üretim yatırımları dışında bir yatırım öngörülmemektedir. Bu yatırımlar nükleer (4480+4400 MW), güneş (1000 MW) ve rüzgar (1000 MW) üretim yatırımları (toplamda yaklaşık 11000 MW) olarak sabit veya değişken (yenilenebilir) ele alınmıştır. Bu şekilde diğer senaryolar ile ilgili karşılaştırmalı yatırım getirisi analizi yapılabilecektir. Ayrıca her bir üretim yatırım politikası tam rekabetçi (perfect competition –PC) ve Nash-Cournot (NC) piyasa yapıları altında çalıştırılarak analiz edilmiştir.

Senaryo 2 (YEKDEM) için YEKDEM maliyetleri, hidro ve rüzgar için 7.3 US cent/kWh, jeotermal için 10.5 US cent/kWh ve güneş ile biyokütle için ise 13.3 US cent/kWh olarak ele alınmıştır. Senaryo 3 için karbon maliyetleri (genellikle fosil yakıtlar için) Tablo C-1'de sunulmuştur.

Bir önceki bölümde (MCP (3.15)) açıklanan yatırım modeli ile bütünleşik piyasa-takas modeli GAMS/ PATH çözücüsüyle 2.4 GHz işlemci hızında 8GB RAM hafızaya sahip bir dizüstü bilgisayarda çözülmüştür. Modellerin çözüm süreleri küçük ölçekli (fakat gerçekçi) Türkiye modeli için genellikle birkaç saniye civarındadır.

### 3.6.2 Senaryo 1 (Mevcut Politika) Sonuçları ve Analizi

Ek-C'de sunulan parametrelerle sabit üretim yatırımları olan ve iletim yatırımı olmadan tüm senaryolar için sonuçlar elde edilmiştir. YEKDEM ve karbon maliyetlerinin ayrı ayrı ve birlikte etkileri Tablo 16'da incelenmiştir. Tüm diğer senaryolarda, mevcut politika (sabit yatırımlı)

senaryosuna göre saatlik bazda 5.5-8.9 milyon TL arasında iyileşme görüldüğü saptanmıştır. Fiyat artışlarına rağmen tüketici refahının arttığı gözlemlenmiştir.

Tablo 16: Mevcut politika (**sabit yatırımlı**) için refah sonuçları (1000 TL/saat)

	Senaryo 1 ( <b>sabit</b> )		Senaryo 2		Senaryo 3		Senaryo 4	
	PC	NC	PC	NC	PC	NC	PC	NC
<b>Piyasa Yapısı</b>								
<b>Talep (1000 MW)</b>	43.3	41.7	43.4	39.5	43.2	41.5	43.2	41.7
<b>Toplam Katkı</b>	4,699.9	4,699.0	6,830.1	6,821.4	7,203.0	7,201.5	10,625.3	10,623.9
<b>Üretici Katkısı</b>	3,802.7	3,809.5	6,088.3	6,115.8	5,879.3	5,888.8	9,301.5	9,310.1
<b>Tüketici Katkısı</b>	342.0	335.0	293.2	256.8	477.2	467.1	477.2	468.0
<b>İSİ Geliri</b>	555.3	554.6	448.6	448.8	846.6	845.6	846.6	845.9
<b>Üretim Yatırım Maliyeti (<b>sabit</b>)</b>	151.3	151.3	151.3	151.3	151.3	151.3	151.3	151.3
<b>Net Katkı</b>	4,548.6	4,547.7	6,678.7	6,670.1	7,051.7	7,050.1	10,473.9	10,472.6
<b>YEKDEM Maliyeti</b>	-	-	1,164.0	1,164.0	-	-	1,164.0	1,164.0
<b>Karbon Maliyeti</b>	-	-	-	-	337.5	335.4	337.6	335.5
<b>NET KATKI eksi YEKDEM&amp;Karbon MALİYETİ</b>	<b>4,548.6</b>	<b>4,547.7</b>	<b>5,514.7</b>	<b>5,506.1</b>	<b>6,714.1</b>	<b>6,714.7</b>	<b>8,972.3</b>	<b>8,973.0</b>

Değişken üretim yatırımları ve iletim yatırımları altında eniyilenen model sonuçlarına göre piyasa yapısındaki değişimin (tam rekabetçi yapıdan Nash-Cournot yapısına) etkileri oldukça sınırlıdır. Nash-Cournot yapısı altında refah seviyeleri kısmen azalmaktadır. Tam rekabetçi piyasa yapısı altında üreticilerin kârları (üretici katkısı) yükselmekte ve üretim yatırım maliyetleri ise kısmen azalmaktadır. Tüketici katkısı ve İSİ gelirleri ise Nash-Cournot yapısı altında kısmen daha iyidir. Bu değişimlerin saatlik bazda olduğu hatırlanmalı ve yıllık bazda etkilerin çok daha anlamlı olduğu görülmelidir.

Tablo 17. Senaryo 1 (**değişken yatırımlı**) için tam rekabetçi ve Nash-Cournot piyasa yapıları altında sonuçlar (TL/saat)

	Tam Rekabetçi (PC)	Nash-Cournot (NC)	% değişim (PC'den NC'ye)
<b>Toplam Katkı</b>	5,679,162	5,641,272	-1%
<b>Üretici Katkısı</b>	4,432,508	4,429,885	0%
<b>Tüketici Katkısı</b>	521,343	521,895	0%
<b>İSİ Geliri</b>	725,310	726,946	2%
<b>Üretim Yatırım Maliyeti</b>	278,449	282,946	-1%
<b>İletim Yatırım Maliyeti</b>	146,000	146,000	0%
<b>Net Katkı</b>	5,254,712	5,212,325	-1%

Tablo 18. Senaryo 1 (**değişken yatırımlı**) için Nash-Cournot ve tam rekabetçi piyasa yapılarının satışlar ve fiyat açısından karşılaştırması (bara bazlı)

Bara	Satışlar	Lerner Endeksi
<b>TRAKYA</b>	-1%	0%
<b>BATI ANADOLU</b>	0%	0%
<b>KUZEY BATI ANADOLU</b>	2%	0%
<b>ORTA ANADOLU</b>	-6%	1%
<b>BATI AKDENİZ</b>	-2%	0%
<b>ORTA KARADENİZ</b>	38%	-2%
<b>DOĞU AKDENİZ</b>	140%	-3%
<b>DOĞU ANADOLU</b>	-1%	0%
<b>GÜNEY DOĞU ANADOLU</b>	-3%	0%

Tablo 18'de Senaryo 1 (değişken yatırımlı) için bara bazlı satış sonuçları ve fiyat-maliyet marjı (Lerner endeksi) gösterilmiştir (Sauma ve Oren, 2006; de la Torre vd., 2008). Birçok barada satışlar düşmesine veya sabit kalmasına ve fiyatların sabit kalmasına rağmen iki barada (Orta Karadeniz ve Doğu Akdeniz) tersi durum söz konusudur. Fakat söz konusu iki baradaki etkilerin üretici katkısına (toplam net kârlara) etkisi sınırlı olmuş ve Nash-Cournot piyasa yapısında beklenen artış yerine düşüş söz konusu olmuştur (bakınız Tablo 17).

### 3.6.3 Tüm Senaryo Sonuçları

Ele alınan diğer üç senaryo ile Senaryo 1 (değişken yatırımlı) refah sonuçları karşılaştırılmış ve Tablo 19'da sunulmuştur. Ayrıca detaylı sonuçlar EK-D'de (bara bazlı üretim yatırımları, iletim yatırımları) sunulmuştur.

Tablo 19. Tüm senaryolar için refah sonuçları (1000 TL/saat)

	Senaryo 1 (değişken)		Senaryo 2		Senaryo 3		Senaryo 4	
	PC	NC	PC	NC	PC	NC	PC	NC
<b>Piyasa Yapısı</b>								
<b>Talep (1000 MW)</b>	46.94	48.33	46.52	42.63	45.40	49.21	46.63	49.93
<b>Toplam Katkı</b>	5,679.16	5,641.27	8,167.07	8,024.15	8,821.87	8,771.53	12,949.90	12,901.75
<b>Üretici Katkısı</b>	4,432.51	4,429.89	7,165.38	7,117.53	6,974.28	6,967.93	11,095.14	11,090.61
<b>Tüketici Katkısı</b>	521.34	521.90	413.65	331.82	738.72	741.84	744.10	748.46
<b>İSİ Geliri</b>	725.31	726.95	588.04	598.26	1,108.87	1,118.10	1,110.66	1,119.01
<b>Üretim Yatırım Maliyeti</b>	278.45	282.95	399.10	307.26	283.79	299.42	405.05	423.18
<b>İletim Yatırım Maliyeti</b>	146.00	146.00	146.00	146.00	146.00	146.00	146.00	146.00
<b>Net Katkı</b>	5,254.71	5,212.33	7,621.97	7,570.89	8,392.09	8,326.11	12,398.85	12,332.57
<b>YEKDEM Maliyeti</b>	-	-	1,387.56	1,387.56	-	-	1,387.56	1,387.56
<b>Karbon Maliyeti</b>	-	-	-	-	430.67	428.57	430.80	428.73
<b>NET KATKI eksi YEKDEM&amp;Karbon MALİYETİ</b>	<b>5,254.71</b>	<b>5,212.33</b>	<b>6,234.41</b>	<b>6,183.33</b>	<b>7,961.42</b>	<b>7,897.53</b>	<b>10,580.48</b>	<b>10,516.28</b>
<b>Senaryo 1 Mevcut Politika (sabit yatırımlı) FARKI</b>	<b><u>706.15</u></b>	<b><u>664.62</u></b>	<b><u>719.68</u></b>	<b><u>677.25</u></b>	<b><u>1,247.27</u></b>	<b><u>1,182.84</u></b>	<b><u>1,608.18</u></b>	<b><u>1,543.24</u></b>

Tüm senaryoların senaryo 1 mevcut politikadan (sabit yatırımlı) net katkı eksi YEKDEM ve karbon maliyetleri anlamında daha iyi olduğu gözlemlenmiştir. Tek başına senaryo 3 (karbon maliyetleri) veya senaryo 4 (YEKDEM ve karbon maliyetleri birarada) daha etkin bir politika aracı sunmaktadır. Tek başına senaryo 2 (YEKDEM) bazı refah ölçülerini arttırsa da, üretici katkısı ve İSİ gelirlerini anlamlı şekilde düşürmektedir (bakınız Tablo 19). Toplam refah katkısına göre ise senaryo 4 (YEKDEM ve karbon maliyetleri birarada) en iyi politika aracı olarak görülmektedir.

Detaylı sonuçlar incelendiğinde ise Nash-Cournot piyasa yapısı altında, senaryo 3'ün geleneksel (nükleer + tüm termal teknolojilerin) üretim yatırımlarını yenilenebilir (hidro, jeotermal, rüzgar ve güneş) yatırımlara göre oldukça arttırdığı görülmektedir (bakınız Tablo 20). Senaryo 2 ve 4 ise yenilenebilir kaynakların üretim payını mevcut politikaya göre (senaryo 1, sabit veya değişken yatırımlı) arttırmaktadır.

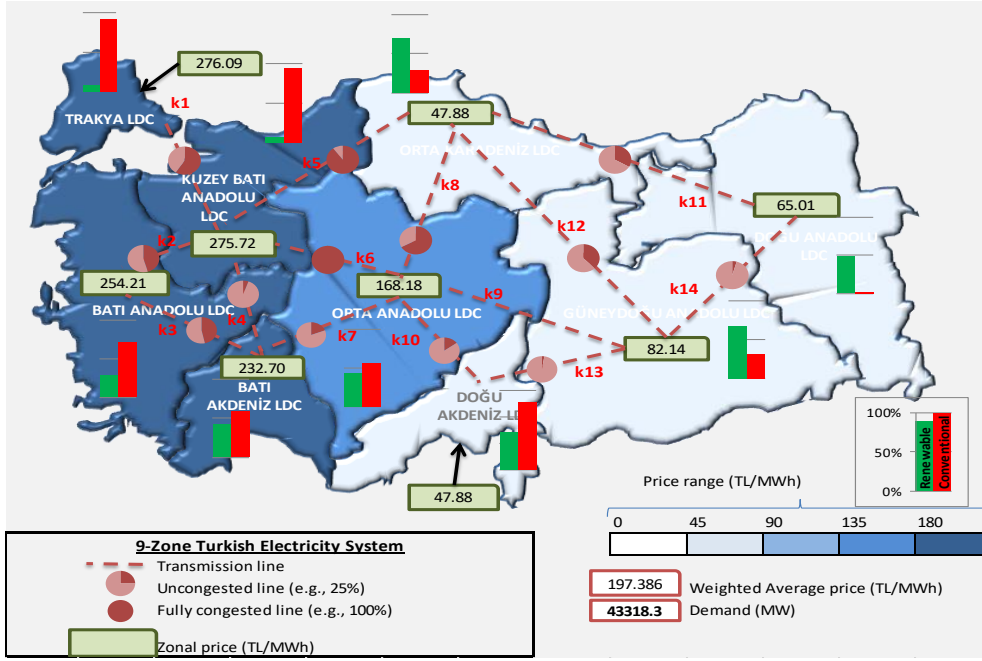
Tablo 20. Tüm senaryolara göre yenilenebilir/geleneksel kaynaklardan üretim payları

	Senaryo 1 (sabit)	Senaryo 1 (değişken)		Senaryo 2		Senaryo 3		Senaryo 4	
	PC veya NC	PC	NC	PC	NC	PC	NC	PC	NC
<i>Piyasa yapısı</i>	PC veya NC	PC	NC	PC	NC	PC	NC	PC	NC
<b>Yenilenebilir</b>	<b>42.6%</b>	41.9%	41.2%	43.7%	<b>46.1%</b>	42.0%	<b>39.9%</b>	<b>43.5%</b>	<b>41.8%</b>
<b>Geleneksel</b>	<b>57.4%</b>	58.1%	58.8%	56.3%	<b>53.9%</b>	58.0%	<b>60.1%</b>	<b>56.5%</b>	<b>58.2%</b>

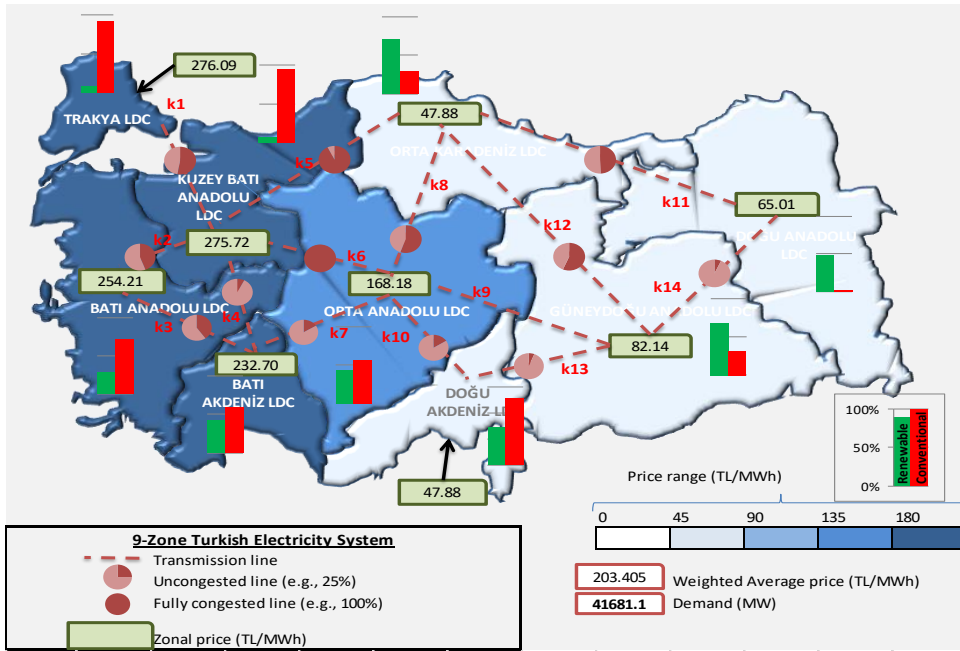
Bunun yanısıra tüm senaryolar için refah ölçülerindeki birim yatırım getirileri senaryo 1 mevcut politika (sabit yatırımlı) ile karşılaştırılarak Tablo 21’de sunulmuştur. Tüketici katkısı ve İSİ gelirlerinde birim yatırımın getirisi tüm senaryolar için düşük kalmakla birlikte, en iyi sonuçlar senaryo 3’de (karbon maliyeti) alınmaktadır. Senaryo 4’de (YEKDEM ve karbon maliyetleri birarada) ise üretici katkısı, toplam ve net katkılar en yüksek değerine ulaşmaktadır. Ayrıca, her iki senaryoda da elektirik fiyatları oldukça yükselmektedir (bakınız Şekil 17’den Şekil 26’ya kadar).

Tablo 21. Tüm senaryolar için refah ölçülerindeki birim yatırım getirisi (TL)

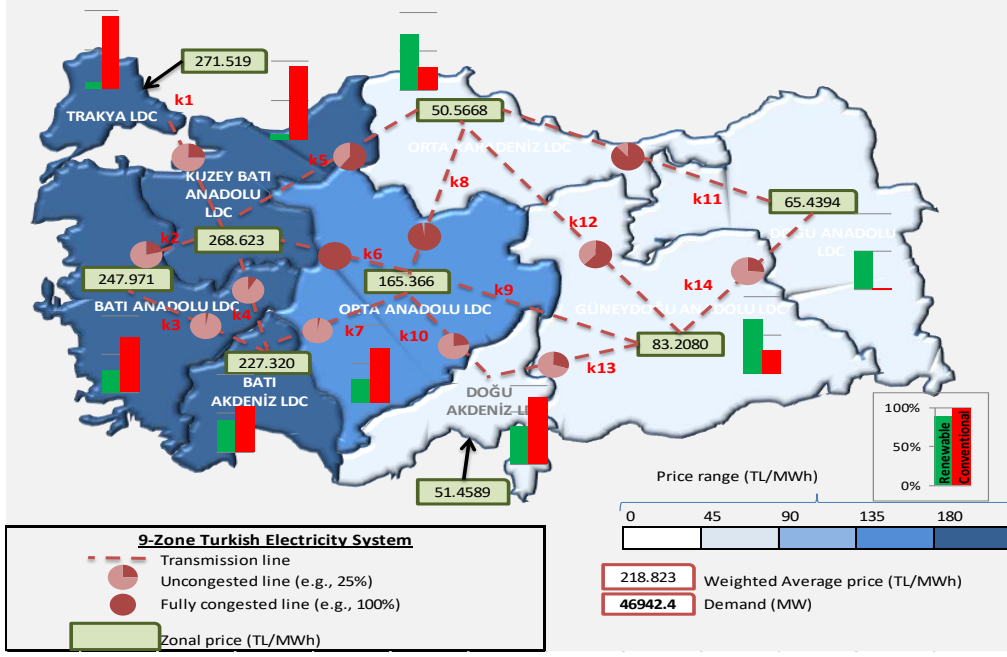
	Senaryo 1 (değişken)		Senaryo 2		Senaryo 3		Senaryo 4	
	PC	NC	PC	NC	PC	NC	PC	NC
<i>Piyasa Yapısı</i>	PC	NC	PC	NC	PC	NC	PC	NC
<b>Toplam Katkı</b>	2.31	2.20	<b>2.45</b>	<b>2.65</b>	<b>3.77</b>	<b>3.52</b>	<b>4.22</b>	<b>4.00</b>
<b>Üretici Katkısı</b>	1.48	1.45	<b>1.98</b>	<b>2.21</b>	<b>2.55</b>	<b>2.42</b>	<b>3.25</b>	<b>3.13</b>
<b>Tüketici Katkısı</b>	0.42	0.44	0.22	0.17	<b>0.61</b>	<b>0.62</b>	<b>0.48</b>	<b>0.49</b>
<b>Net Katkı</b>	1.66	1.55	<b>1.73</b>	<b>1.99</b>	<b>3.12</b>	<b>2.86</b>	<b>3.49</b>	<b>3.27</b>
<b>İSİ Geliri</b>	0.40	0.40	0.26	0.33	<b>0.61</b>	<b>0.61</b>	<b>0.48</b>	<b>0.48</b>



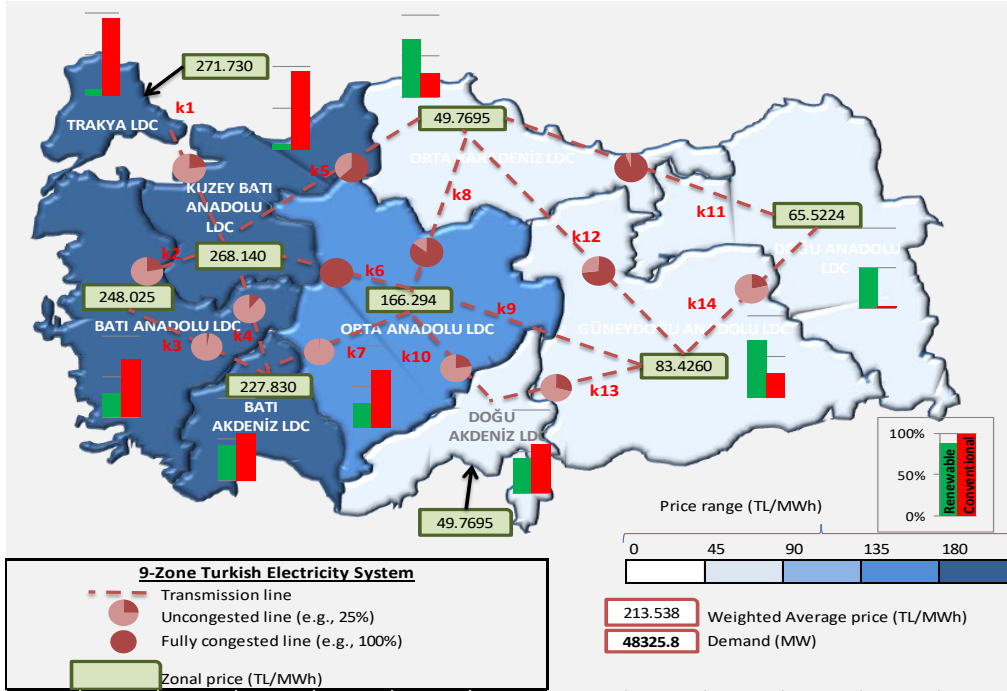
Şekil 17. Senaryo 1 mevcut politika (sabit yatırımlı) haritası (tam rekabetçi piyasa yapısı)



Şekil 18. Senaryo 1 mevcut politika (sabit yatırımlı) haritası (Nash-Cournot piyasa yapısı)



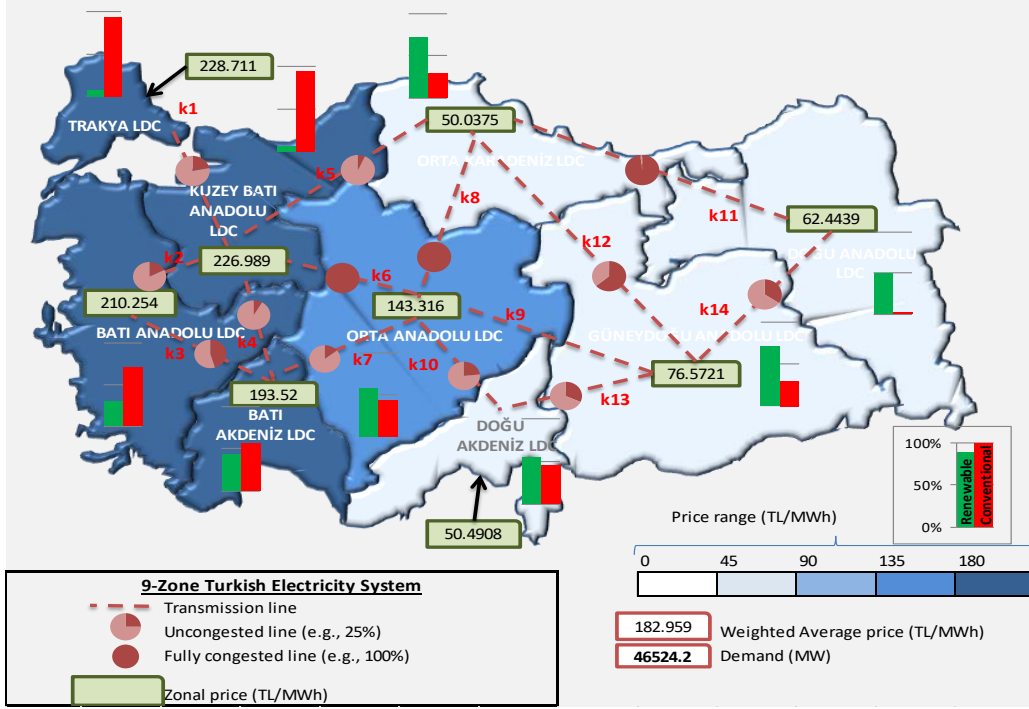
Şekil 19. Senaryo 1 mevcut politika (değişken yatırımlı) haritası (tam rekabetçi piyasa yapısı)



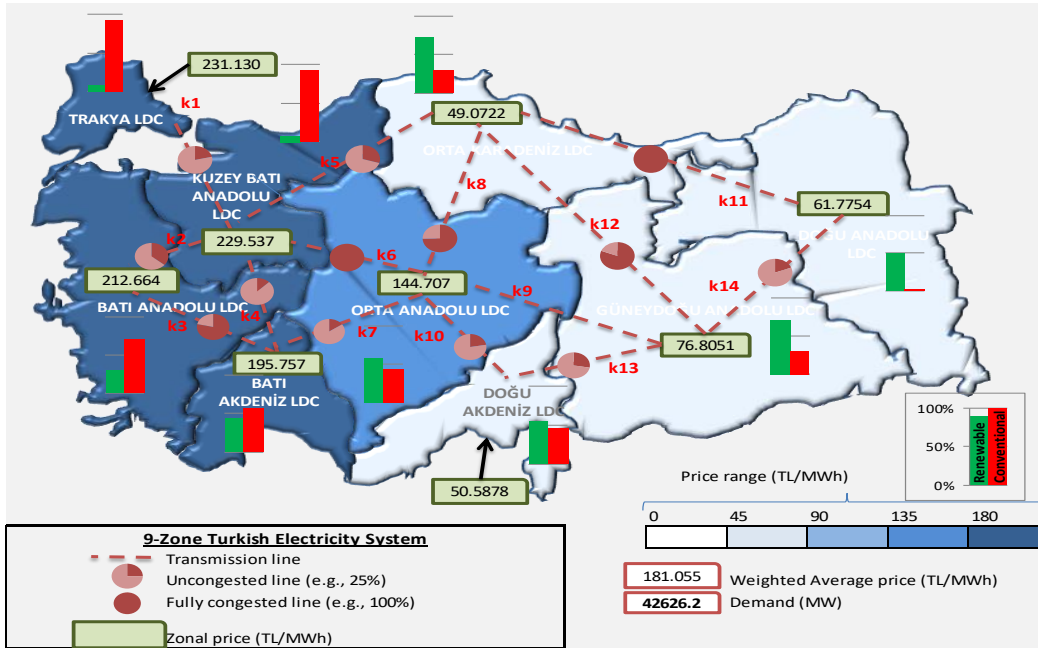
Şekil 20. Senaryo 1 mevcut politika (değişken yatırımlı) haritası (Nash-Cournot piyasa yapısı)

Senaryo 1 (değişken) için hazırlanan haritada görüldüğü üzere, sadece bir hatta (k6) tıkanıklık mevcuttur ve batı bölgelerinde bara bazlı fiyatlar yüksektir. Buna karşılık, yenilenebilir enerji kapasitesi ise doğu bölgelerinde yüksektir.



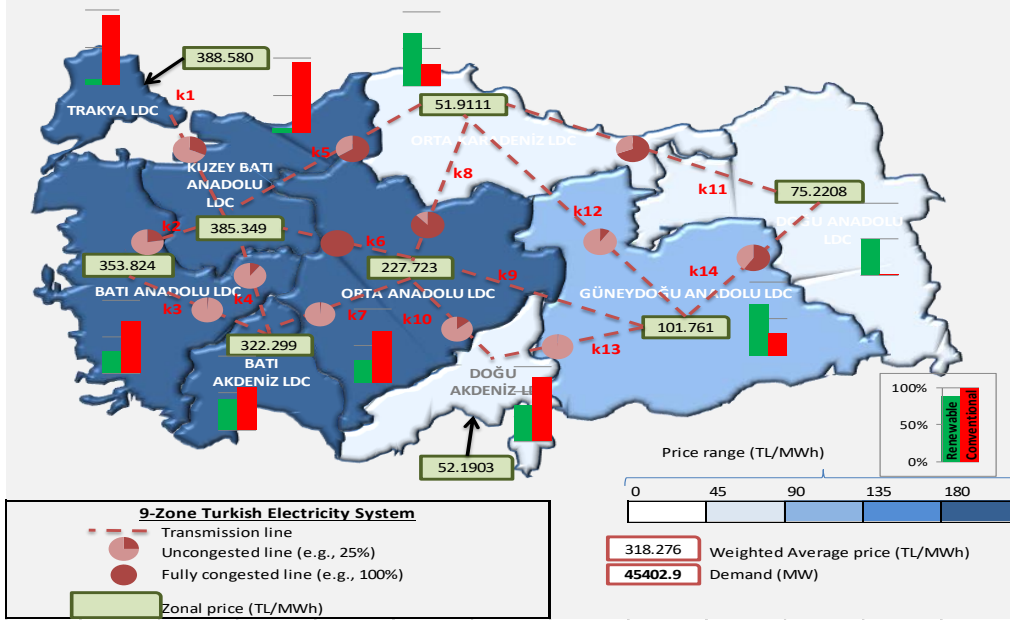


Şekil 21. Senaryo 2 (YEKDEM) haritası (tam rekabetçi piyasa yapısı)

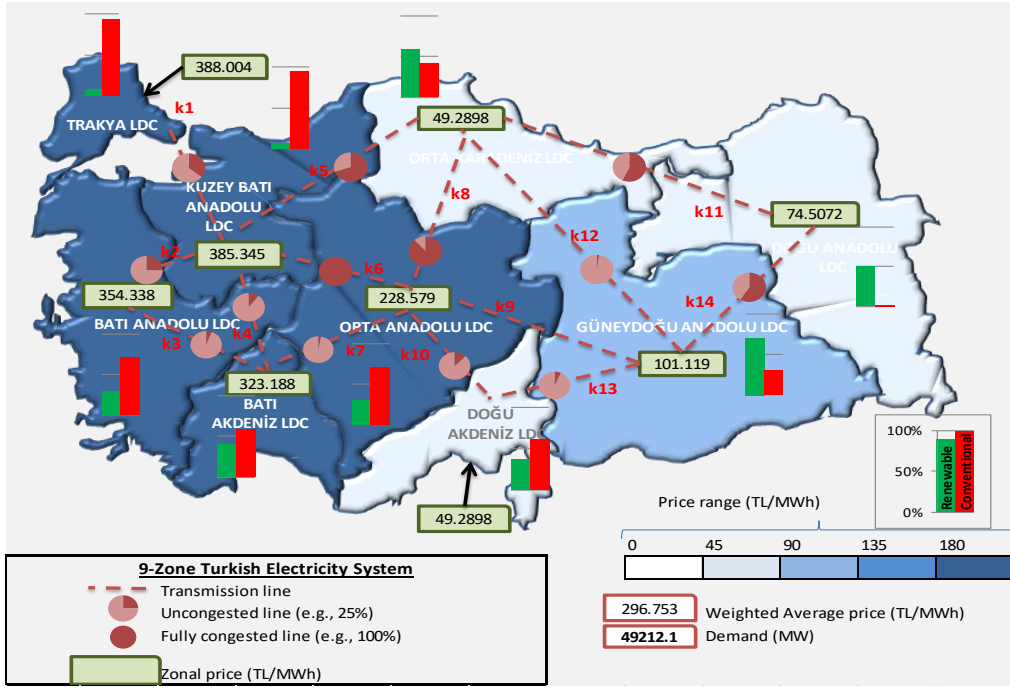


Şekil 22. Senaryo 2 (YEKDEM) haritası (tam rekabetçi piyasa yapısı)

Senaryo 2 için hazırlanan haritada görüldüğü üzere, iki iletim hattında tıkanıklık mevcuttur (tam rekabetçi piyasa yapısında k6 ve k8 ile Nash-Cournot piyasa yapısında k6 ve k11). Senaryo 1'e benzer şekilde batı bölgelerinde bara bazlı fiyatlar yüksektir. Ayrıca yenilenebilir enerji kapasitesi ise tüm bölgelerde daha homojen dağılmıştır.

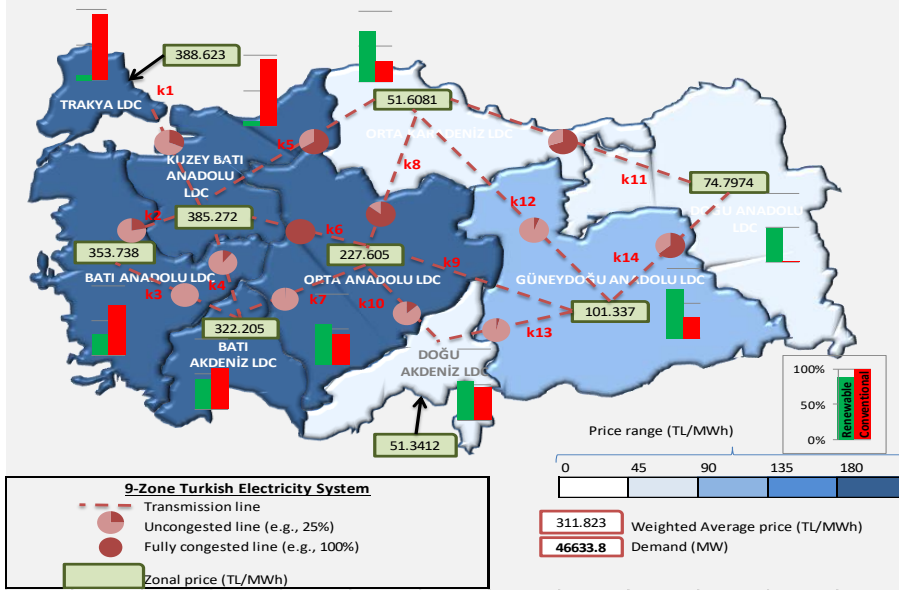


Şekil 23. Senaryo 3 (karbon maliyetleri) haritası (tam rekabetçi piyasa yapısı)

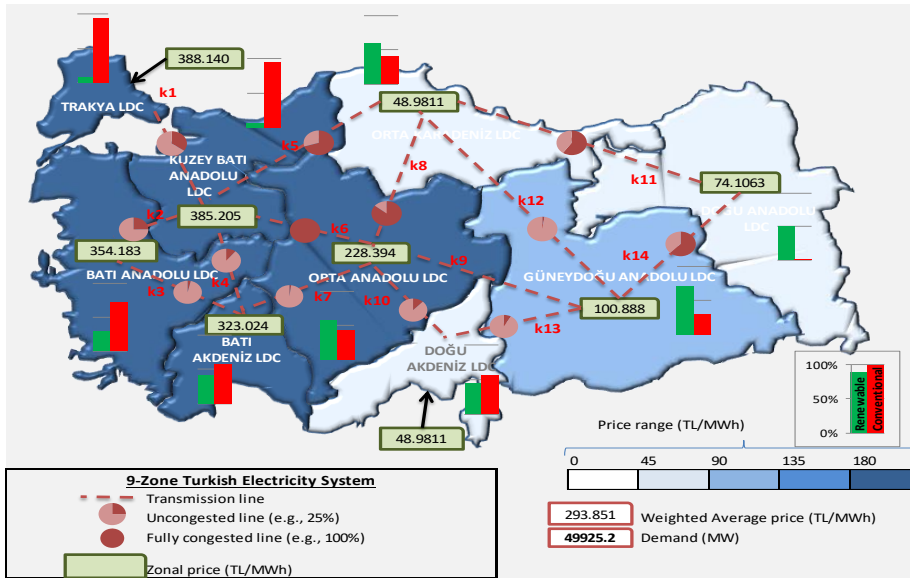


Şekil 24. Senaryo 3 (karbon maliyetleri) haritası (Nash-Cournot piyasa yapısı)

Senaryo 3'de ise, senaryo 1'deki gibi sadece bir hatta (k6) tıkanıklık mevcuttur ve batı bölgelerinde bara bazlı fiyatlar yüksek iken yenilenebilir enerji kapasitesi ise doğu bölgelere göre daha düşüktür. Ayrıca, fiyatlar seviyesi genel olarak artarken Güneydoğu Anadolu bölgesindeki artış dikkat çekicidir.



Şekil 25. Senaryo 4 (YEKDEM ve karbon maliyetleri) haritası (tam rekabetçi piyasa yapısı)



Şekil 26. Senaryo 4 (YEKDEM ve karbon maliyetleri) haritası (Nash-Cournot rekabetçi piyasa yapısı)

Son olarak senaryo 4 için hazırlanan haritalar incelendiğinde, gene sadece bir hatta (k6) tıkanıklık mevcuttur ve batı bölgelerinde bara bazlı fiyatlar yüksek iken senaryo 1 ve 3'e benzer şekilde yenilenebilir enerji kapasitesi ise doğu bölgelerde yüksektir. Senaryo 3'deki gibi, fiyat Güneydoğu Anadolu bölgesindeki artmıştır.

#### 4. KONVEKS OLMAYAN (İKİLİ TAMSAYI KARAR DEĞİŞKENLİ) ALTERNATİF ELEKTRİK PİYASA MODELLERİ (FULLER VE ÇELEBİ, 2017)

Birçok organize elektrik piyasasında piyasa işletmecisi fiyatları ve satış (ve alış) teklifleri ile piyasaya katılan firmaların üretim (ve tüketim) emirlerini belirlemek için sosyal refahı (SR) eniyileyen bir model çözmektedir. Bu firmaların maliyet ve fayda fonksiyonları tam sayılı karışık programlama (konveks olmayan) kullanılarak tanımlandığında piyasa işletmecisi tarafından verilen emirlerin tüm piyasa katılımcılarının kârlarını eniyileyen doğrusal fiyatlar olarak bulunması genellikle mümkün olmamaktadır. Bu durumda piyasa katılımcılarının zararlarına (veya fırsat maliyetlerine) karşılık olarak genellikle yan ödemeler (uplift) yapılmaktadır. Literatürde, SR emirlerini değiştirmeden, yan ödemeleri minimum hale getirerek fiyat seviyeleri tekrar düzenlenebilmektedir.

Bu çalışmada, eğer piyasaya aktif olarak katılım sağlamayan talebin fiyat esnekliği mevcutsa, bu emirlerin de tekrar düzenlenmesi gerektiği gösterilmektedir. Bunun için oluşturulan modellerde, hem fiyatların hem de üretim (ve tüketim) emirlerinin SR modelindekilerden farklılaştığı gözlemlenmiştir. Yan ödemeler (uplift) tabiri yerine de, her bir piyasa katılımcısı için fiyatlara tepkiyle oluşan eniyi kâr ile SF modelindeki emirler sonucunda oluşan kâr arasındaki farkı eniyileyen bir toplam fırsat maliyeti (minimum toplam fırsat maliyeti –MTFM) ölçüsü tanımlanmıştır. Piyasadaki toplam dengesizliği eniyileyen bir MTFM modeli oluşturulmuş ve bu model ile üç farklı model karşılaştırılmıştır (SF modeli, piyasa katılımcılarının pozitif kâr kısıtını sağlayan SF modeli ve yakın zamanda Gabriel vd. (2013) tarafından önerilen minimum tamamlayıcılık (MT) modeli). Teorik olarak MTFM modelinin MT modelinin bir yakınsaması olduğu gösterilmiş ve bu modeller iki farklı piyasa örneği ile açıklanmıştır. Bu modellerin bir uzantısı olarak tamsayı karar değişkenli iletim yatırım modelleri ve çözüm yöntemi bu bölümde irdelenmiş ve örnek bir uygulama üzerinde sonuçlar incelenmiştir.

##### 4.1 İkili Tamsayı Karar Değişkenli Elektrik Piyasa Yatırım Modelleri

Bölüm 3'de detaylandırılan iletim / üretim yatırım modeli ile bütünleşik piyasa-takas modeline ikili tamsayı (binary) kısıtlı yatırım karar değişkenleri eklenebilir. Bu durumda Fuller ve Çelebi (2017) çalışmasında belirtildiği üzere MT modeli çözüm yöntemi kullanılabilir ve yakınsak sonuçlar elde edilebilir.

Buna göre yeni iletim yatırım kararlarını modellemek üzere ikili tamsayı kısıtlı yatırım karar değişkenleri tanımlanmış ve bütünleşik model aşağıdaki gibi yeniden formüle edilmiştir (detaylı model için bakınız EK-E):

$$\begin{aligned}
\min_{\Delta T_{ij}, z_{ij}} & - \sum_{i \in I} \left( \alpha_i \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right) - \frac{1}{2} \beta_i \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right)^2 \right) + \sum_{i \in I_f} c_{fi} x_{fi} \\
& + \sum_{i \in I_f} c_{fi}^{Gexp} \Delta K_{fi} + \sum_{i \in I, j \in J_i} c_{ij}^{Texp} \Delta T_{ij} + \sum_{i \in I, j \in J_i^+} c_{ij}^{Texp} z_{ij} T_{ij}^{L+} \\
\text{s.t.} & \quad \Delta T_{ij} \leq T_{ij}^{max-exp} \quad \forall i \in I, j \in J_i \\
& \quad \Delta T_{ij} \geq 0 \quad \forall i \in I, j \in J_i
\end{aligned}$$

MCP (3.15) fakat;  $\Delta T_{ij}$  ve  $\gamma_{ij}$  koşulları hariç ve aşağıdaki ikili tamsayı (binary) içeren koşullar revize edilmiş:

$$\begin{aligned}
& \sum_{j \in J_i} B_{ij} (p_i - p_j) \\
& + \sum_{j \in J_i} B_{ij} (\lambda_{ij}^+ - \lambda_{ji}^+) \\
\theta_i \geq 0 \perp & - \sum_{j \in J_i} B_{ij} (\lambda_{ij}^- - \lambda_{ji}^-) \quad \forall i \in I \quad (3.22) \\
& + \sum_{j \in J_i^+} z_{ij} B_{ij} (\lambda_{ij}^{L+} - \lambda_{ji}^{L+}) \\
& - \sum_{j \in J_i^+} z_{ij} B_{ij} (\lambda_{ij}^{L-} - \lambda_{ji}^{L-}) \\
& + \varepsilon_i^{max} - \varepsilon_i^{min} + \xi = 0
\end{aligned}$$

$$\lambda_{ij}^{L+} \geq 0 \perp \quad z_{ij} B_{ij} (\theta_i - \theta_j) \leq T_{ij}^{L+} \quad \forall i \in I, j \in J_i^+$$

$$\lambda_{ij}^{L-} \geq 0 \perp \quad z_{ij} B_{ij} (\theta_i - \theta_j) \leq T_{ij}^{L-} \quad \forall i \in I, j \in J_i^+$$

$$z_{ij} \in \{0,1\} \quad \forall i \in I, j \in J_i^+$$

$J_i^+$  bara  $i$  ve  $j$ yi bağlayan yeni iletim yatırımları endeksidir.

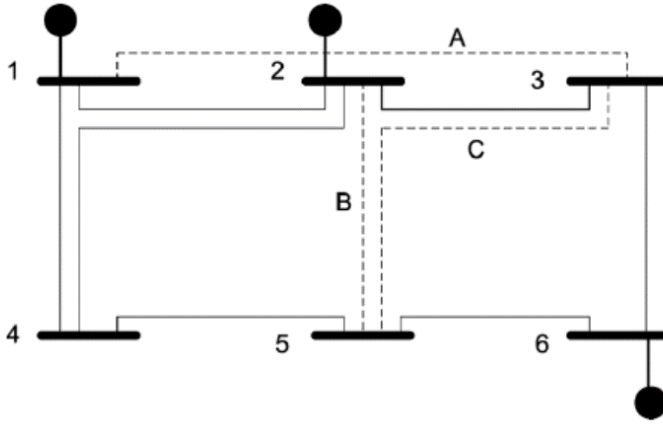
Fuller ve Çelebi (2017)'de gösterildiği üzere,  $z_{ij}$  tamsayı değişkenleri gevşetilerek (yani,  $0 \leq z_{ij} \leq 1$ ) tüm problem bir MPEC yerine bir MCP modeli olarak yazılabilir (bölüm 3'de belirtildiği üzere gevşetilmiş MPEC ve MCP modelleri aynı sonucu verecektir). Daha sonar bu gevşetilmiş MCP modeli tüm tamamlayıcılık koşullarının (değişken ve koşulların

çarpımının) minimize edebilecek MT modeline dönüştürülmüştür. Ardından ilgili modelde  $z_{ij}$  tamsayı değişkenleri tekrar devreye sokularak (yani,  $z_{ij} \in \{0,1\}$ ) bir karışık tamsayı doğrusal olmayan programlama (mixed integer nonlinear program –MINLP) modeli şeklinde tekrar formüle edilmiştir. Elbette, çok sayıda tamsayı değişkenin modele eklenmesi ve doğrusal olmayan fonksiyonların varlığı problem çözümünü zorlaştırmaktadır. Kısaca, EK-E’de belirtilen MCP modeli aşağıdaki şekilde bir MT modeline dönüştürülmüştür:

*MCP:  $a \geq 0 \perp b \geq 0$  modeli yerine MINLP:  $\min a \cdot b \quad s.t. \quad a \geq 0, b \geq 0.$*

#### 4.2 Sonuçlar ve Tartışma

Jin ve Ryan (2014) çalışmasında kullanılan 6-baralı test sistemi (bara 1, 2 ve 6’da yerleşik üç üreticili ve üç aday hat yatırımı) Şekil 27’de gösterilmiştir. Tüm veriler adı geçen çalışmadan alınmıştır ve yazarların 3-seviyeli modellerinde arbitraj yapan firmalar bulunmasına karşılık, bu projede önerilen modellerde arbitraj yapan firmalar bulunmamaktadır. Tüm bütünleşik yatırım modeli farklı piyasa yapıları (tam rekabetçi ve Nash-Cournot) için Bölüm 4.1’de bahsedildiği üzere çözülmüş ve yakınsak optimal sonuçlar elde edilmiştir. Daha sonra tüm olurlu sonuçlar (tüm iletim yatırımı kombinasyonları için) ile karşılaştırılan sonucun kesin olarak optimal olduğu bulunmuştur. Tüm sonuçlar Tablo 22 ve Tablo 23’de özetlenmiştir.



Şekil 27. 6-baralı test sistemi (Jin ve Ryan, 2014)

Tablo 22. Tam rekabetçi piyasa modeli için sonuçlar

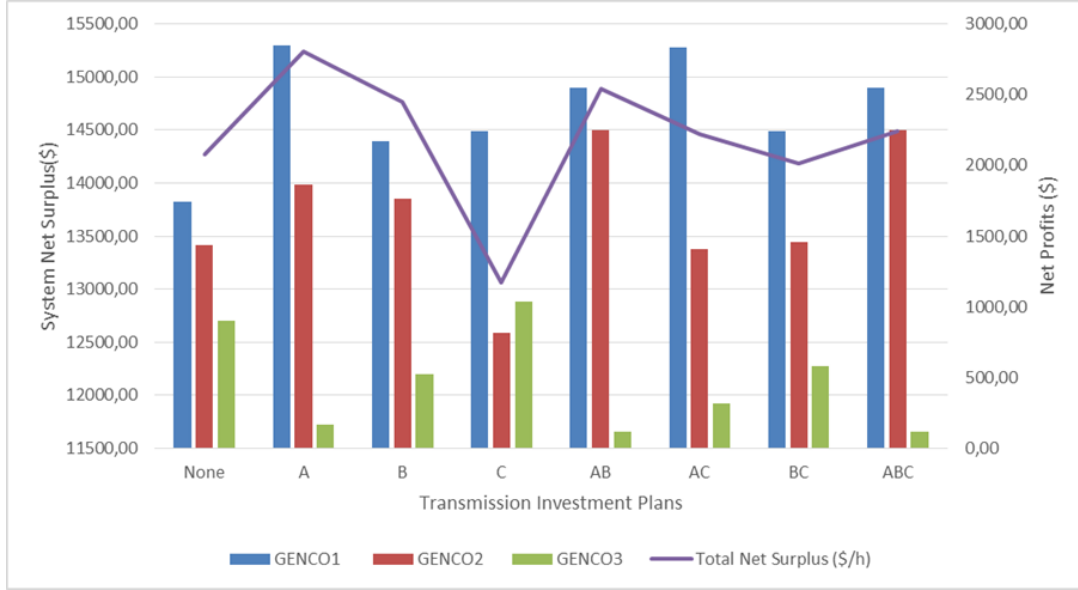
İletim yatırımı	Hiçbiri	A	B	C	AB	AC	BC	ABC	
Toplam katkı (\$)	15638	17632.98	16886.18	14637.85	17736.36	17101.66	16575.65	17736.36	
Üretici katkısı (\$)	5447.48	6872.33	6181.52	5269.47	6961.16	6306.05	5874.60	6961.16	
Tüketici katkısı (\$)	7988.56	10432.74	9565.63	7129.99	10775.21	9213.08	8804.73	10775.21	
İSİ geliri (\$)	2201.97	327.92	1139.03	2238.39	0	1582.54	1896.33	0	
Üretim yatırım maliyeti (\$)	1367.75	1988.91	1723.92	1175.05	2045.46	1753.95	1594.48	2045.46	
İletim yatırım maliyeti (\$)	0	400	400	400	800	800	800	1200	
Net katkı (\$)	14270.25	15244.07	14762.26	13062.80	14890.91	14457.71	14181.17	14490.91	
Üretim yatırımı miktarı (MW)	1	42.66	100.99	67.99	71.96	87.27	100.38	71.94	87.27
	2	72.60	97.90	92.31	21.28	117.27	70.30	73.78	117.27
	6	35.85	0	20.15	40.46	0	7.85	22.88	0
Talep miktarı (MW)	1	54.67	47.38	51.50	51.01	49.09	47.45	51.01	49.09
	2	54.68	51.51	52.21	61.09	49.09	54.96	54.53	49.09
	3	44.95	66.39	52.46	43.31	69.09	59.91	51.58	69.09
	4	62.42	68.70	70.43	55.75	69.09	64.30	65.68	69.09
	5	58.34	68.36	69.93	48.76	69.09	61.83	63.24	69.09
	6	26.07	46.56	33.93	23.77	49.09	40.07	32,56	49.09
Elektrik fiyatı (\$/MWh)	1	45.33	52.62	48.50	49.00	50.91	52.55	48,99	50.91
	2	45.33	48.49	47.79	38.91	50.91	45.04	45,47	50.91
	3	75.05	53.61	67.55	76.69	50.91	60.09	68.42	50.91
	4	57.58	51.30	49.57	64.25	50.91	55.70	54.32	50.91
	5	61.67	51.64	50.07	71.24	50.91	58.17	56.76	50.91
	6	73.93	53.44	66.08	76.23	50.91	59.93	67.44	50.91
Yük akışı (MW)	(1,2)	22.38	5.67	51.22	54.17	11.64	8.74	55.20	9.13
	(1,3)	0	84.39	0	0	83.62	<b>100</b>	0	89.30
	(1,4)	45.61	43.56	45.27	46.78	22.92	24.19	45.73	19.76
	(2,3)	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	21.99	<b>50</b>	<b>50</b>	38.61
	(2,4)	40.31	52.06	14.92	14.35	19.91	24.08	12.09	17.95
	(2,5)	0	0	76.40	0	87.92	0	62.37	70.74
	(3,5)	0	0	0	34.86	0	68.27	6.81	27.84
	(3,6)	5.054	68	-2.46	-28.17	36.53	21.82	-8.40	30.98
	(4,5)	23.50	26.91	-10.24	5.39	-26.265	-16.03	-7.86	-31.38
(5,6)	-34.84	-41,45	-3.77	-8.51	-7.44	-9.6	-1.93	-1,89	

Tablo 23. Nash-Cournot oligopol piyasa modeli için sonuçlar

İletim yatırımı		Hiçbiri	A	B	C	AB	AC	BC	ABC
Toplam katkı (\$)		14315.86	15102.88	14961.42	13539.05	15102.88	14990.92	14943.33	15102.88
Üretici katkısı (\$)		7769.31	8887.30	8583.30	7076.26	8887.30	8623.07	8491.13	8887.30
Tüketici katkısı (\$)		5488.50	6215.57	6064.32	4753.93	6215.57	5996.30	5949.77	6215.57
İsl geliri (\$)		1511.48	785.93	1010.22	1912.32	785.93	1044.60	1140.04	785.93
Üretim yatırım maliyeti (\$)		916.87	1159.10	1102.97	716.71	1159.10	1101.65	1080.86	1159.10
İletim yatırım maliyeti (\$)		0	400	400	400	800	800	800	1200
Net katkı (\$)		13398.99	13543.77	13458.45	12422.33	13143.77	13089.26	13062.47	12473.77
Üretim yatırımı miktarı (MW)	1	27.45	40.36	36.25	24.20	40.36	44.50	36.37	40.36
	2	48.28	70.36	65.58	27.80	70.36	58.57	63.17	70.36
	6	26.60	8.66	14.12	32.78	8.66	11.84	14.24	8.66
Talep miktarı (MW)	1	39.51	37.40	38.15	39.49	37.40	36.30	38.04	37.40
	2	41.52	37.40	38.30	45.26	37.40	39.79	38.74	37.40
	3	42.04	52.40	49.22	38.63	52.40	50.58	49.18	52.40
	4	51.47	52.40	52.93	45.75	52.40	51.59	51.98	52.40
	5	50.08	52.40	52.83	41.75	52.40	51.02	51.49	52.40
	6	27.71	37.40	34.52	23.90	37.40	35.62	34.37	37.40
Elektrik fiyatı (\$/MWh)	1	60.49	62.60	61.85	60.51	62.60	63.70	61.97	62.60
	2	58.48	62.60	61.70	54.74	62.60	60.21	61.27	62.60
	3	77.96	67.60	70.78	81.37	67.60	69.42	70.83	62.60
	4	68.53	67.60	67.07	74.25	67.60	68.41	68.02	62.60
	5	69.92	67.60	67.17	78.25	67.60	68.98	68.51	62.60
	6	72.29	62.60	65.48	76.11	62.60	64.38	65.63	62.60
Yük akışı (MW)	(1,2)	25.88	0.62	41.96	32.18	8.71	2.43	42.30	6.63
	(1,3)	0	50.81	0	0	57.08	67.93	0	61.77
	(1,4)	42.07	31.54	36.14	32.53	17.17	17.83	36.04	14.56
	(2,3)	<b>50</b>	42.88	<b>50</b>	<b>50</b>	11.50	<b>50</b>	<b>50</b>	25.23
	(2,4)	32.64	40.70	11	14.72	14.93	21.21	10.56	13.31
	(2,5)	0	0	58.24	0	65.26	55.28	56.17	51.05
	(3,5)	0	0	0	32.72	0	0	0.61	23.02
	(3,6)	7.96	41.29	-0.78	-21.36	16.18	12.07	0.21	11.59
	(4,5)	23.23	19.84	-5.79	1.50	-20.30	-12.55	-5.38	-24.52
(5,6)	-26.85	-32.56	-0.38	-7.53	-7.44	-8.30	-0.09	-2.85	

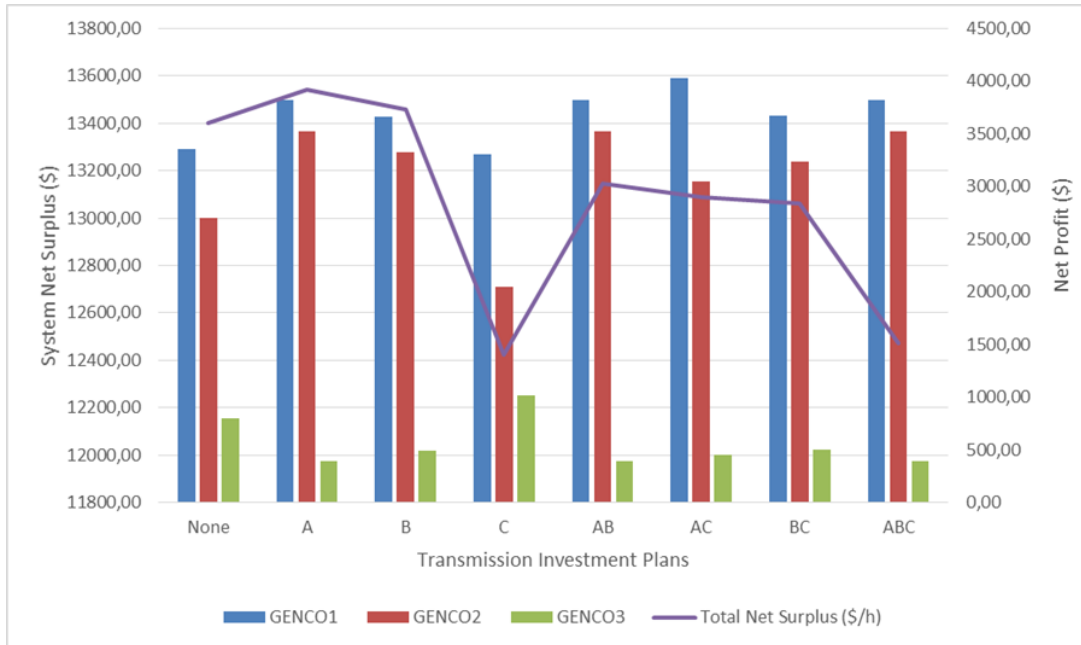
Her iki tablodan da görüleceği üzere, net katkı (toplam katkı eksi iletim ve üretim yatırım maliyetleri) değerlerine göre her iki piyasa yapısı için sadece hat A'nın yapılması global optimal çözümdür. Diğer taraftan, tam rekabetçi piyasa yapısında A ve B ile A, B ve C hatlarının birlikte yapıldığı durumlar hariç diğer tüm durumlarda iletim tıkanıklığı (tablolarda yük akışı (2,3) satırında koyu yazı tipiyle belirtilen) yaşanmaktadır. Bu durumu düzeltmek üzere daha düşük net katkı pahasına A ve B veya A,B ve C hatlarına yatırım düşünülebilir. Nash-Cournot piyasa yapısındaki çözümde ise, hat A'nın tek başına yapılması sistemdeki tıkanıklığı ortadan kaldırırken ayrıca en yüksek net katkıyı da sağlamaktadır.





Şekil 28. Farklı iletim yatırım planları için net katkı ve net üretici kârları (tam rekabetçi piyasa yapısı)

Tam rekabetçi piyasa yapısında, Şekil 28'de görüldüğü üzere hiçbir hat inşa edilmezse toplam katkı en düşük seviyesinde ve A ile B hatları birlikte inşa edildiğinde ise ikinci en yüksek değerindedir. Firma kârları esas alındığında, farklı hat yatırımlarında farklı firmalar en yüksek değere ulaşmaktadır. Fakat, sadece hat A'nın inşa edildiği durumda net katkı eniyilenmektedir.



Şekil 29. Farklı iletim yatırım planları için net katkı ve üretici kârları (tam rekabetçi piyasa yapısı)

Şekil 29'da piyasa yapısı farklı olsa da (Nash-Cournot) sonuçlar benzerdir. Hiçbir hat inşa edilmediği durumda toplam katkı gene düşük seviyededir, fakat hat C'nin inşa edildiği durumda en küçüktür. Sadece hat A'nın inşa edildiği durumda net katkı eniyilenmekte ve buna karşın sadece hat B'nin inşa edildiği durumda ikinci en yüksek değerindedir. Firma kârları esas alındığında, gene farklı hat yatırımlarında farklı firmalar en yüksek değere ulaşmaktadır.

## 5. GENEL DEĞERLENDİRME VE ÖNERİLER

Bu çalışma, genel olarak aşağıdaki katkılarda bulunmuştur:

- Halihazırda tek fiyat sistemini kullanan Türkiye elektrik piyasasının mevcut piyasa yapısı analiz edilerek, ihtiyaçlarına yönelik yeni piyasa-takas mekanizmaları (tek veya bara bazlı fiyatlandırma) araştırılmıştır. Böylelikle piyasa katılımcılarına daha fazla şeffaflık ve kolaylık tanıyan bölgesel fiyatlandırma modeline geçişte karşılaşılabilecek, ayrıca sistem sorunlarını analiz etmeye yardımcı olacak farklı piyasa-takas ve piyasa-fiyat benzetim modelleri geliştirilmiştir. Önerilen modellerde Türkiye elektrik piyasası, 9-baralı (bölge) yük tevzi merkezi (YTM) sistemi kullanılarak analiz edilmiştir. EPIAŞ Şeffaflık Platformu ve TEİAŞ raporlarına dayanarak, on üç yakıt çeşidi ve yedi farklı kuruluş tipi baz alınarak, kurulu güç kapasiteleri hesaplanmıştır. Farklı senaryo analizleri için (örn. pik, orta ve baz) veri setleri oluşturulmuş (örn. hafta içi ve haftasonuna göre değişen kapasite ve yük faktörleri ile varsayılan kısa dönem fiyat esnekliklerine göre her bölge için fiyat-esnek doğrusal talep fonksiyon parametreleri) ve farklı fiyat modelleri karışık tamamlayıcılık problemi olarak formüle edilmiştir. Her üretim tesisi için işletme, bakım ve yakıt masrafları uluslararası maliyet araştırması çalışmalarından elde edilmiştir. Bu fiyatlandırma modelleri için toplum refahı ve elektrik fiyat seviyeleri üzerindeki etkiler farklı piyasa yapıları (örn., tam rekabetçi ve Nash-Cournot) için detaylı olarak incelenmiştir. MS EXCEL'de, Türkiye elektrik iletim ağının 9-baralı yük tevzi merkezini içeren bölgesel haritalar oluşturulmuş ve GAMS programından elde edilen sonuçlar makrolar kullanılarak özetlenmiştir (örn., visual basic applications –VBA kodları).
- İletim ve üretim yatırımlarının ortak-eniyilemesi için kullanılan yöntemler (örn., iki-veya çok-seviyeli problemleri) piyasa operasyonlarıyla elektrik arzı ve talebi arasındaki ödeşmeyi de dikkate alır. Oldukça genel koşullar altında bu çok seviyeli modellerin tamamlayıcılık problemleri kullanılarak eş zamanlı çözümü, kademeli eniyileme yöntemlerine veya üretim ya da iletim yatırımının tek seviyeli eniyilemesine göre daha yararlı sonuçlar verebilir. Bu yüzden bu çalışmada piyasa-takas modeli içeren iletim ve üretim yatırım modelleri için karışık tamamlayıcılık problemi formülasyonları geliştirilmiştir.
- Ayrıca bu çalışma, ortak-eniyileme modellerini tek-seviyeli karışık tamamlayıcılık ve iki-seviyeli programlama problemleri olarak ele almaktadır. İki-seviyeli problemin üst seviyesinde sistem yöneticisi, problemin alt seviyesindeki kararları da gözlemleyerek iletim yatırım planları arasında karar vermektedir. Alt seviye problemler tam rekabet modellerinden Cournot oyunlarına kadar incelenen, üretim yatırım modellerini ve

piyasada üreticiler arasında oligopolistik rekabeti sergilemektedir. Bu model özünde elektrik piyasalarında, piyasadaki arz-talep dengesi ve sistem yöneticisi ile üreticilerin davranışlarını inceleyen eniyileme koşullarıyla tanımlanan bir ekonomik denge problemidir. Bu modeller üretim/iletim yatırımlarını planlamak ve bu yatırımlarla piyasa çıktıları incelemek için kullanışlı olacaktır. Piyasa çıktıları ve yatırım kararları hem 3-baralı bir test sistemi hem de Türkiye elektrik piyasası için ve iki farklı piyasa yapısı altında (Cournot ve tam rekabet) benzetilmiştir. 3-baralı test sisteminde oldukça genel varsayımlar altında, formüle edilen iki-seviyeli (MPEC) ve tek-seviyeli (MCP) modelinin aynı sonuçları verdiği görülmüş ve MCP formülasyonunun daha hızlı ve güvenilir çözüm hesaplama özelliği vurgulanmıştır. Bunun üzerine, Türkiye elektrik piyasası için benzer MCP modelleri oluşturulmuş ve karbon maliyetleri ile yenilenebilir destek mekanizmalarını (YEKDEM) dikkate alarak oluşturulmuş dört farklı senaryoya göre Aralık 2020 (haftaiçi) için piyasa benzetimleri gerçekleştirilmiştir. Karbon maliyetleri ve yenilenebilir destek mekanizmalarını birlikte içeren senaryo, içermeyen senaryo veya mevcut politikaya göre sosyal refah açısından daha iyi sonuçlar vermiştir.

- Son olarak bütünleşik iletim/üretim yatırım modellerinde ikili tamsayı (binary) değişkenlerle modelleme yapılmış ve sunulmuştur. Bu ikili tamsayılı bütünleşik model için tek-seviyeli bir eşanlı eniyileme modeli (MCP) formüle edilmiş ve 6-baralı bir test sisteminde MT yaklaşımı kullanılarak (Fuller ve Çelebi, 2017) çözülmüştür.

Literatürde, bu tarz modeller farklı bölgeler ve ülkeler için ortaya çıkmaktadır, ancak Türkiye elektrik piyasası için önemli bir eksiklik olarak görülmektedir. Bu nedenle, bu projede önerilen modeller, hem geleceğe dönük yatırım planları açısından hem de bunların piyasaya etkileri ve piyasa oyuncularının karar verme süreçlerindeki sonuçları bakımından oldukça faydalı olabilecek ve piyasa oyuncularının kısa/orta/uzun vadeli kararlarına yardımcı olabilecek analizleri sağlayabilecektir. Ayrıca bu modeller gelecek yatırım planları ve bunların piyasa etkileri konusunda yararlı olabilecektir.

Önerilen modellerin elektrik piyasalarında politikaların belirlenmesi alanında üç temel kullanım alanı olabilir:

- 1) büyük ölçekli fakat basitleştirilmiş yatırım planlama modelleri (örneğin indirgenmiş iletim ağı ile birlikte bölgesel kapasiteleri ele alan modeller): Türkiye’de yenilenebilir enerji potansiyelinin oldukça yüksek olması ve teknoloji maliyetlerinin düşmesi ile cazibesinin artması sonucunda yenilenebilir enerji kaynaklarına ilgi ülkemizde artmaktadır. Bu bağlamda, bu çalışmada sunulan modeller ile Türkiye elektrik piyasası ve sisteminde yenilenebilir enerji kaynak payını arttırmak ve bunu

sağlarken de iletim ağı altyapısına yapılacak yatırımları ele almak mümkündür. Örneğin, bu çalışmada incelenen bazı politika araçları (YEKDEM ve karbon maliyetleri) birlikte kullanıldığında sosyal refahı arttırabildikleri ve bunun yanında yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırımı teşvik edici oldukları görülmüştür. Benzer çalışmalardan farklı olarak piyasa tepkisini hesaba katan ve optimal yatırım seviyelerini belirten sonuçlar, piyasa oyuncuları için yol gösterici olacaktır.

- 2) denetleyici ve düzenleyici kurumlar tarafından rekabet ihlallerine karşı kullanılabilen modeller (örneğin, oldukça detaylı bölgesel modeller kullanılarak elektrik piyasasındaki birleşme başvuruları, rekabet ihlaline karşı coğrafik piyasa tanımlamaları, fiyat-maliyet marjları ve yoğunluk endeksi hesaplamaları yapabilen modeller): Bu tarz modeller düzenleyici ve denetleyici kurumların karar vermeleri ve rekabet gözetimi için kullanılabilir. Örneğin, oldukça detaylı bölgesel modeller kullanılarak elektrik piyasasındaki birleşme başvuruları, coğrafi rekabetçi piyasa taraması (kartel ve antitröst uygulamalarına karşı) ve yoğunlaşma endeks hesabı yapılabilecektir.
- 3) kısa dönemli tahminlerde bulunmaya çalışan veya gerçekleşen saatlik elektrik fiyatlarını replike eden piyasa-takas modelleri ile uzun dönemli iletim/üretim yatırım ihtiyaçlarını belirleyen bütünleşik modeller. Kısa-dönem tahmin veya piyasada gerçekleşen saatlik fiyatların replike edilmesi gibi piyasa gücü benzetimleri mümkündür. Bu benzetimler, Kaliforniya piyasasında (Harvey ve Hogan, 2001; Joskow ve Khan, 2002) piyasa gücünün rolünü anlamak ve New England piyasasında (Bushnell ve Saravia, 2002) spot elektrik fiyatlarını replike etmek için yakın zamanda ortaya çıkmıştır. Bunun yanı sıra, Krishnan vd. (2016) tarafından bütünleşik (co-optimization) iletim ve üretim yatırımı modellerinin mevcut ve potansiyel kabiliyetleri değerlendirilmiş ve geleneksel yöntemlere göre çok daha üstün bulunmuştur.

Gelecek araştırma konuları olarak, bazı model parametrelerinde belirsizlikleri de (örneğin, talep seviyeleri ve üretim kapasiteleri) hesaba katan ve MCP modelinin MPEC modeline göre hesaplamadaki avantajını ortaya çıkaran büyük ölçekli modeller ele alınacaktır. Örneğin bütünleşik modelin stokastik veya robust uyarlamaları ile piyasa katılımcılarının risk algılarını modelleyen yaklaşımlar oldukça ilgi çekicidir. Özellikle belirsizliğin yüksek olduğu uzun dönem piyasa hareketlerinin kestiriminde kullanmak ve uzun vadede piyasa dinamiklerini algılamak üzere bu tarz modellere başvurulabilir.

## KAYNAKLAR

- Ahmed, S. and Sahinidis, N. V. (2003). An approximation scheme for stochastic integer programs arising in capacity expansion. *Operations research*, 51(3), 461-471.
- Ahmed, S., King, A. J. and Parija, G. (2003). A multi-stage stochastic integer programming approach for capacity expansion under uncertainty. *Journal of Global Optimization*, 26(1), 3-24.
- Alguacil N., Motto, A. and Conejo, A. (2003). Transmission expansion planning: A mixed-integer LP approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(3), 1070-1077.
- Awad, M., Casey, K., Geevarghese, A., Miller, J., A.F. Rahimi, A. S., Zhang, M., . . . Wolak, F. (2010, July). Economic assessment of transmission upgrades: Application of the California ISO approach. In *Restructured electric power systems: Analysis of electricity markets with equilibrium models*. J. Wiley and Sons/IEEE Press.
- Baringo, L. and Conejo, A. (2013). Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions. *Applied Energy*, 101, 475-482.
- Bartholomew, E. S., Siddiqui, A. S., Marnay, C. and Oren, S. S. (2003). The New York transmission congestion contract market: Is it truly working efficiently? *The Electricity Journal*, 16(9), 14-24.
- Bertsimas, D. and Brown, D. B. (2009). Constructing uncertainty sets for robust linear optimization. *Operations research*, 57(6), 1483-1495.
- Bertsimas, D., Brown, D. B. and Caramanis, C. (2011). Theory and applications of robust optimization. *SIAM review*, 53(3), 464-501.
- Binato, S., Pereira, M. V. F. and Granville, S. (2001). A new Benders decomposition approach to solve power transmission network design problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(2), 235-240.
- Böckers, V., Haucap, J. and Heimeshoff, U. (2013). *Benefits of an integrated European electricity market*. DICE Discussion Paper.
- Boffa, F., Pingali, V. and Vannoni, D. (2010). Increasing market interconnection: An analysis of the Italian electricity spot market. *International Journal of Industrial Organization*, 28(3), 311-322.
- Borenstein, S. and Bushnell, J. (1999). Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures, *Energy Journal*, 20(4), 65-89.

- Bouffard, F., Galiana, F. D. and Conejo, A. J. (2005). Market-clearing with stochastic security-part I: formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4), 1818-1826.
- Bravo, D., Sauma, E., Contreras, J., de la Torre, S., Aguado, J. A. and Pozo, D. (2016). Impact of network payment schemes on transmission expansion planning with variable renewable generation. *Energy Economics*, 56, 410-421.
- Bushnell, J. and Saravia, C. (2002). An empirical assessment of the competitiveness of the New England electricity market: Analysis for iso new england (Tech. Rep.).
- Çakır, H. (2014). *Market Price Simulations for Turkish Electricity Market Using Equilibrium Models*. (MSc), Kadir Has University, İstanbul.
- CAISO. (2004). Transmission economic assessment methodology. <http://www.caiso.com/Documents/TransmissionEconomicAssessmentMethodology.pdf>, Son erişim tarihi: 01 Temmuz 2014.
- Centeno, E., Reneses, J. and Barquin, J. (2007). Strategic Analysis of Electricity Markets Under Uncertainty: A Conjectured-Price-Response Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1), 423-432. doi: 10.1109/TPWRS.2006.887890
- Centeno, E., Reneses, J., Garcia, R. and Sanchez, J. J. (2003, 23-26 June 2003). *Long-term market equilibrium modeling for generation expansion planning*. Paper presented at the Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna.
- Chuang, A. S., Wu, F. and Varaiya, P. (2001). A game-theoretic model for generation expansion planning: problem formulation and numerical comparisons. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(4), 885-891.
- Contreras, J. and Wu, F. (1999). Coalition formation in transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(3), 1144-1152.
- Contreras, J. and Wu, F. (2000). A kernel-oriented algorithm for transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(4), 1434-1440.
- Cunningham, L. B., Baldick, R. and Baughman, M. L. (2002). An empirical study of applied game theory: Transmission constrained Cournot behavior. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(1), 166-172.
- Day, C. J., Hobbs, B. F. and Pang, J.-S. (2002). Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(3), 597-607.

- de Dios, R., Soto, F. and Conejo, A. J. (2007). Planning to expand? *Power and Energy Magazine, IEEE*, 5(5), 64-70.
- de la Torre, S., Conejo, A. J. and Contreras, J. (2008). Transmission expansion planning in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(1), 238-248.
- Deng, S. J. and Oren, S. S. (2006). Electricity derivatives and risk management. *Energy*, 31(6), 940-953.
- Derinkuyu, K. (2015). On the determination of European day ahead electricity prices: The Turkish case. *European Journal of Operational Research*, 244(3), 980-989.
- Egeas. (2009). Electric Generation Expansion Analysis System (EGEAS): Tech. rep., Electric Power Research Institute from <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000003002001929>
- Ehrenmann, A., and Neuhoff, K. (2009). A comparison of electricity market designs in networks. *Operations research*, 57(2), 274-286.
- Ekibi, E. (2015). Elektrik Sektör Raporu. In P. F. Birimi (Ed.). Garanti Bankası.
- ENTSOE. (2013). Entso-e. from <https://www.entsoe.eu/>
- EPIAŞ, Energy Exchange Istanbul. (2017). Actual monthly averages of day-ahead market clearing and system marginal prices. Retrieved from <https://rapor.epias.com.tr/rapor/xhtml/ptfSmfGunluk.xhtml>
- EPIAŞ. (2016). Şeffaflık Platformu. Retrieved April 2016, from <https://seffalik.epias.com.tr/transparency/>
- EÜAŞ. (2016). Elektrik Üretim Sektör Raporu 2015. from <http://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FSekt%C3%B6r%20Raporu%2FE%C3%9CA%C5%9E%202015%20Sekt%C3%B6r%20Raporu.pdf>.
- Figuières, C., Jean-Marie, A., Quérou, N. and Tidball, M. (2004). *Theory of conjectural variations* (Vol. 2): World Scientific Publishing.
- Flores-Quiroz, A., Palma-Behnke, R., Zakeri, G. and Moreno, R. (2016). A column generation approach for solving generation expansion planning problems with high renewable energy penetration. *Electric Power Systems Research*, 136, 232-241.
- Fortuny-Amat, J. and McCarl, B. (1981). A representation and economic interpretation of a two level programming problem. *Journal of the Operational Research Society*, 32 (9), 783–792.



- Fuller, J. D. and Çelebi, E. (2017). Alternative models for markets with nonconvexities. *European Journal of Operational Research*, 261 (2), 436-449.
- Gabrel, V., Murat, C. and Thiele, A. (2014). Recent advances in robust optimization: An overview. *European Journal of Operational Research*, 235(3), 471-483.
- Gabriel, S. A. and Leuthold, F. U. (2010). Solving discretely-constrained MPEC problems with applications in electric power markets. *Energy Economics*, 32 (1), 3-14.
- Gabriel, S. A., Conejo, A. J., Fuller, J. D., Hobbs, B. F. and Ruiz, C. (2013). *Complementarity modeling in energy markets* (Vol. 180): Springer Science & Business Media.
- Gabriel, S. A., Conejo, A. J., Ruiz, C. and Siddiqui, S. (2013). Solving discretely constrained, mixed linear complementarity problems with applications in energy. *Computers and Operations Research*, 40 (5), 1339-1350.
- Gallego, R., Monticelli, A., and Romero, R. (1998). Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, 145(3), 329-335.
- Garcés, L. P., Conejo, A. J., García-Bertrand, R. and Romero, R. (2009). A bilevel approach to transmission expansion planning within a market environment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1513-1522.
- García-Bertrand, R., Kirschen, D. and Conejo, A. J. (2008). Optimal investments in generation capacity under uncertainty. *16th Power Systems Computation Conference, Glasgow*.
- Garver, L. L. (1970). Transmission network estimation using linear programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (7), 1688-1697.
- Gómez-Expósito, A., Conejo, A. J., and Cañizares, C. (Eds.). (2008). *Electric energy systems: analysis and operation*. CRC Press.
- Green, R. J. and Newbery, D. M. (1992). Competition in the British electricity spot market. *Journal of Political Economy*, 929-953.
- Harvey, S. M. and Hogan, W. W. (2001, December). Identifying the exercise of market power in California (Tech. Rep.). John F Kennedy School of Government, Harvard University.
- Haubrich, H.-U., Zimmer, C., Sengbusch, K. V., Li, F., Fritz, W., Kopp, S., . . . Peek, M. (2001). *Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion*. Aachen, Germany: European Commission Directorate-General Energy and Transport.

- Helman, U. and Hobbs, B. F. (2010). Large-scale market power modeling: Analysis of the US eastern interconnection and regulatory applications. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25 (3), 1434-1448.
- Hesamzadeh, M. R., Biggar, D. R., Hosseinzadeh, N. and Wolfs, P. J. (2011a). Transmission augmentation with mathematical modeling of market power and strategic generation expansion—Part I. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(4), 2040-2048.
- Hesamzadeh, M. R., Biggar, D. R., Hosseinzadeh, N. and Wolfs, P. J. (2011b). Transmission augmentation with mathematical modeling of market power and strategic generation expansion—Part II. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(4), 2049-2057.
- Hinojosa, V. and Velásquez, J. (2016). Stochastic security-constrained generation expansion planning based on linear distribution factors. *Electric Power Systems Research*.
- Hirst, E. (2000). Transmission Crisis Looming. *Public Utilities Fortnightly*, 138(14), 54.
- Hobbs, B. F. (1995). Optimization methods for electric utility resource planning. *European Journal of Operational Research*, 83(1), 1-20.
- Hobbs, B. F. (2001). Linear complementarity models of Nash-Cournot competition in bilateral and POOLCO power markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(2), 194-202.
- Hobbs, B. F. and Helman, U. (2003). Complementarity-based equilibrium modeling for electric power markets.
- Hobbs, B. F. and Rijkers, F. A. (2004). Strategic generation with conjectured transmission price responses in a mixed transmission pricing system-Part I: formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2), 707-717.
- Hobbs, B. F., Metzler, C. B. and Pang, J.-S. (2000). Strategic gaming analysis for electric power systems: An MPEC approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2), 638-645.
- Hobbs, B. F., Rijkers, F. A. and Boots, M. G. (2005). The more cooperation, the more competition? A Cournot analysis of the benefits of electric market coupling. *The Energy Journal*, 69-97.
- Hogan, W. W. (1992). Contract networks for electric power transmission. *Journal of Regulatory Economics*, 4(3), 211-242.
- Hu, X. and Ralph, D. (2007). Using EPECs to model bilevel games in restructured electricity markets with locational prices. *Operations research*, 55(5), 809-827.

- Hyman, L. S. (2010). Restructuring electricity policy and financial models. *Energy Economics*, 32(4), 751-757.
- IEA (International Energy Agency) (2010). Projected Costs of Generating Electricity. from [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected\\_costs.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf)
- IEA. (2015). Projected Costs of Generating Electricity. Retrieved from <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ElecCost2015.pdf>
- IEA-NEA-OECD. (2010). Projected Costs of Generating Electricity. Retrieved from [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected\\_costs.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf)
- Jabr, R. A. (2013). Robust transmission network expansion planning with uncertain renewable generation and loads. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4), 4558-4567.
- Jin, S. (2012). *Electricity System Expansion Studies to Consider Uncertainties and Interactions in Restructured Markets*. (Doctor of Philosophy Dissertation), Iowa State University, Theses and Dissertations. Retrieved from <http://lib.dr.iastate.edu/etd/12829> (12829)
- Jin, S. and Ryan, S. M. (2014). A tri-level model of centralized transmission and decentralized generation expansion planning for an electricity market—Part I. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(1), 132-141.
- Jin, S., Ryan, S. M., Watson, J.-P. and Woodruff, D. L. (2011). Modeling and solving a large-scale generation expansion planning problem under uncertainty. *Energy Systems*, 2(3-4), 209-242.
- Joskow, P. and Tirole, J. (2005). Merchant transmission investment\*. *The Journal of industrial economics*, 53(2), 233-264.
- Joskow, P. L. and Kahn, E. (2002). A quantitative analysis of pricing behavior in California's wholesale electricity market during summer 2000. *The Energy Journal*, 23 (4), 1-35.
- Kazempour, S. J. and Conejo, A. J. (2012). Strategic generation investment under uncertainty via Benders decomposition. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(1), 424-432.
- Kazempour, S. J., Conejo, A. J. and Ruiz, C. (2011). Strategic Generation Investment Using a Complementarity Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2), 940-948.

- Kazempour, S. J., Conejo, A. J. and Ruiz, C. (2013). Generation investment equilibria with strategic producers—Part I: Formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 2613-2622.
- Kemfert, C., Kunz, F. and Rosellón, J. (2016). A welfare analysis of electricity transmission planning in Germany. *Energy Policy*, 94, 446-452.
- Kreps, D. M. and Scheinkman, J. A. (1983). Quantity precommitment and Bertrand competition yield Cournot outcomes. *The Bell Journal of Economics*, 326-337.
- Krishnan, V., Ho, J., Hobbs, B. F., Liu, A. L., McCalley, J. D., Shahidehpour, M. and Zheng, Q. P. (2016). Co-optimization of electricity transmission and generation resources for planning and policy analysis: review of concepts and modeling approaches. *Energy Systems*, 7, 297-332.
- Kristiansen, T. and Rosellon, J. (2010). Merchant electricity transmission expansion: A European case study. *Energy*, 35(10), 4107-4115.
- Kunz, F. (2013). Improving congestion management: how to facilitate the integration of renewable generation in Germany. *The Energy Journal*, 34(4), 55-79.
- Li, T. and Shahidehpour, M. (2005, February). Strategic bidding of transmission-constrained genscos with incomplete information. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20 (1), 437-447.
- Maurovich-Horvat, L., Boomsma, T. K. and Siddiqui, A. S. (2015). Transmission and wind investment in a deregulated electricity industry. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(3), 1633-1643.
- Metzler, C., Hobbs, B. F. and Pang, J. S. (2003). Nash-Cournot equilibria in power markets on a linearized DC network with arbitrage: Formulations and properties. *Networks and Spatial Economics*, 3(2), 123-150.
- MIT-Energy-Initiative. (2011). MIT Energy Initiative: The future of the electric grid. from <http://web.mit.edu/mitei/research/studies/the-electric-grid-2011.shtml>
- Monticelli, A., Santos Jr, A., Pereira, M., Cunha, S., Parker, B. and G Praca, J. (1982). Interactive transmission network planning using a least-effort criterion. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*(10), 3919-3925.
- Motamedi, A., Zareipour, H., Buygi, M. O. and Rosehart, W. D. (2010, November). A transmission planning framework considering future generation expansions in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25 (4), 1987–1995.

- Munoz, F. D., Hobbs, B. F. and Watson, J.-P. (2016). New bounding and decomposition approaches for MILP investment problems: Multi-area transmission and generation planning under policy constraints. *European Journal of Operational Research*, 248(3), 888-898.
- Murphy, F. and Smeers, Y. (2012). Withholding investments in energy only markets: can contracts make a difference? *Journal of Regulatory Economics*, 42(2), 159-179.
- Murphy, F. H. and Smeers, Y. (2005). Generation capacity expansion in imperfectly competitive restructured electricity markets. *Operations research*, 53(4), 646-661.
- Nanduri, V., Das, T. K. and Rocha, P. (2009). Generation capacity expansion in energy markets using a two-level game-theoretic model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1165-1172.
- Neuhoff, K., Barquin, J., Boots, M. G., Ehrenmann, A., Hobbs, B. F., Rijkers, F. A. and Vazquez, M. (2005). Network-constrained Cournot models of liberalized electricity markets: the devil is in the details. *Energy Economics*, 27(3), 495-525.
- Özdemir, Ö., Munoz, F. D., Ho, J. L. and Hobbs, B. F. (2016). Economic analysis of transmission expansion planning with price-responsive demand and quadratic losses by successive LP. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(2), 1096-1107.
- Pereira, M. V. and Pinto, L. M. (1985). Application of sensitivity analysis of load supplying capability to interactive transmission expansion planning. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*(2), 381-389.
- Perloff, J. M., Karp, L. S. and Golan, A. (2007). *Estimating market power and strategies*: Cambridge University Press.
- Pineda, S., Morales, J. M. and Boomsma, T. K. (2016). Impact of forecast errors on expansion planning of power systems with a renewables target. *European Journal of Operational Research*, 248(3), 1113-1122.
- Plexos. (2009). from <http://www.plexos.info/wiki>
- Pozo, D., Sauma, E. E. and Contreras, J. (2013). A three-level static MILP model for generation and transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1), 202-210.
- Pro-mod. (2009). from <http://www.gesys.com/pro-mod.htm>
- REBIS-GIS. (2004). Regional Balkans Infrastructure Study-Electricity (REBIS) and Generation Investment Study (GIS): PricewaterhouseCoopers LLC Consortium.

- Rekabet Kurumu. (2015). "Elektrik Toptan Satış ve Perakende Satış Sektör Araştırması", <http://www.rekabet.gov.tr/File/?path=ROOT%2f1%2fDocuments%2fSekt%c3%b6r+Raporu%2felektriksektor.pdf> Son erişim tarihi: 01 Şubat 2015.
- Roh, J. H., Shahidehpour, M. and Wu, L. (2009). Market-based generation and transmission planning with uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1587-1598.
- Romero, R. and Monticelli, A. (1994). A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1), 373-380.
- Romero, R., Gallego, R. and Monticelli, A. (1996). Transmission system expansion planning by simulated annealing. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(1), 364-369.
- Ruiz, C. and Conejo, A. J. (2009). Pool strategy of a producer with endogenous formation of locational marginal prices. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(4), 1855-1866.
- Ruiz, C. and Conejo, A. J. (2015). Robust transmission expansion planning. *European Journal of Operational Research*, 242(2), 390-401.
- Ruiz, C., Conejo, A. J. and Smeers, Y. (2012). Equilibria in an oligopolistic electricity pool with stepwise offer curves. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2), 752-761.
- Sakellaris, K. (2010, 23-25 June 2010). *Modeling electricity markets as two-stage capacity constrained price competition games under uncertainty*. Paper presented at the Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European.
- Sauma, E. E. and Oren, S. S. (2006). Proactive planning and valuation of transmission investments in restructured electricity markets. *Journal of Regulatory Economics*, 30(3), 261-290.
- Sauma, E. E. and Oren, S. S. (2007). Economic criteria for planning transmission investment in restructured electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4), 1394-1405.
- Schweppe, F. C., Caraminis M. C., Tablors, R. D., Bohn, R. E. (1988). Spot pricing of electricity. Kluwer Academic Publisher.
- Sheffrin, A. (2005). Gains from trade and benefits of transmission expansion for the IEEE Power Engineering Society. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting 2005, 16, 2804-2807.

- SHURA (2018). Increasing the Share of Renewables in Turkey's Power System: Options for Transmission Expansion and Flexibility, Report, available from <https://www.shura.org.tr/wp-content/uploads/2018/05/Grid-Study-exsum-eng.pdf>
- Sitti, K. (2015, 11.08.2015). Gün Öncesi Piyasası ve Gün İçi Piyasası Karşılaştırması. Retrieved 30 Ağustos, 2016, from <http://www.tenva.org/gun-oncesi-piyasasi-ve-gun-ici-piyasasi-karsilastirmasi/>
- Smeers, Y. (1997). Computable equilibrium models and the restructuring of the European electricity and gas markets, *Energy Journal*, 18(4), 1-31.
- Soleymani, S., Ranjbar, A. and Shirani, A. (2008). New approach to bidding strategies of generating companies in day ahead energy market. *Energy Conversion and Management*, 49(6), 1493-1499.
- Soyster, A. L. (1973). Technical note—convex programming with set-inclusive constraints and applications to inexact linear programming. *Operations research*, 21(5), 1154-1157.
- Su, J. and Wu, F. F. (2005). Evaluation of generation expansion investment under competitive market environment. In Proceedings of the IEEE power and energy society general meeting (p. 2136–2140).
- Tanaka, M. (2009). Transmission-constrained oligopoly in the Japanese electricity market. *Energy Economics*, 31(5), 690-701.
- TEİAŞ. (2013). “2013 -2022 Yılları Türkiye İletim Sistemi Bölgesel Talep Tahmin ve Şebeke Analiz Çalışması”, <http://www.teias.gov.tr/Dosyalar/T%C3%BCrkiyeB%C3%B6lgeselTalepTahminPlaniv3.pdf> Son erişim tarihi: 10 Ekim 2017.
- TEİAŞ. (2017). Turkish Electricity Transmission Sector Report. Retrieved from <https://www.teias.gov.tr/tr/yayinlar-raporlar/piyasa-raporlari>
- TETAŞ. (2013). “2012 Yılı Sektör Raporu”, [http://www.tetas.gov.tr/Uploads/2012Sektor\\_Raporu.pdf](http://www.tetas.gov.tr/Uploads/2012Sektor_Raporu.pdf), Son erişim tarihi: 01 Haziran 2017.
- Ulusoy, Y., R. (2012). Türkiye elektrik piyasasında borsa uygulaması: düzenleyici çerçeve ve organizasyon açısından analiz. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Ankara.
- Ventosa M., Baíllo, Á., Ramos, A. and Rivier, M. (2005). Electricity market modeling trends. *Energy Policy*, 33(7), 897-913.

- Ventosa, M., Denis, R. and Redondo, C. (2002). *Expansion planning in electricity markets. Two different approaches*. Paper presented at the Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference (PSCC), Seville.
- Villasana, R., Garver, L. and Salon, S. (1985). Transmission network planning using linear programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 2, 349-56.
- Villumsen, J. C. and Philpott, A. B. (2012). Investment in electricity networks with transmission switching. *European Journal of Operational Research*, 222(2), 377-385.
- Wang, J., Shahidehpour, M., Li, Z. and Botterud, A. (2009). Strategic generation capacity expansion planning with incomplete information. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2), 1002-1010.
- Wei, J-Y., Smeers, Y. (1999). Spatial oligopolistic electricity models with Cournot generators and regulated transmission prices. *Operations Research*, 47(1), 102-112.
- Willems, B. (2002). Modeling Cournot competition in an electricity market with transmission constraints. *The Energy Journal*, 95-125.
- Wogrin, S., Centeno, E. and Barquin, J. (2011, November). Generation capacity expansion in liberalized electricity markets: A stochastic MPEC approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26 (4), 2526-2532.
- Wogrin, S., Hobbs, B. F., Ralph, D., Centeno, E. and Barquin, J. (2013). Open versus closed loop capacity equilibria in electricity markets under perfect and oligopolistic competition. *Mathematical Programming*, 140(2), 295-322.
- Wu, F., Zheng, F. and Wen, F. (2006). Transmission investment and expansion planning in a restructured electricity market. *Energy*, 31(6), 954-966.
- Yazıtış, F. (2015). Elektrik Piyasaları 2015 Verileri. In P. O. Direktörlüğü (Ed.). EXIST Enerji Borsası İstanbul: EPIAŞ.
- Zachmann, G. (2008). Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence? *Energy Economics*, 30(4), 1659-1671.
- Zeljko, M. (2008). *Generation expansion planning in the open electricity market*. Paper presented at the International Conference on Deregulated Electricity Market Issues in South-Eastern Europe, 22-23 September 2008, Lefkosia, Cyprus.
- Zerrahn, A. and Huppmann, D. (2014). Network expansion to mitigate market power: How increased integration fosters welfare.



## EKLER

### EK-A. Piyasa-Takas Modeli Verileri (9-Baralı Türkiye Elektrik Sistemi)

Tablo A-1. Santral çeşitleri

Endeks	Santral çeşitleri
f1	EÜAŞ'a bağlı
f2	EÜAŞ
f3	İşletme hakkı devredilen
f4	Otoprodüktör
f5	Serbest üretim şirketi
f6	Yap-işlet-devret
f7	Yap-işlet

Tablo A-2. Yük tevzi merkezi –YTM (bölge)

Endeks	YTM
n1	TRAKYA
n2	BATI ANADOLU
n3	KUZEY BATI ANADOLU
n4	ORTA ANADOLU
n5	BATI AKDENİZ
n6	ORTA KARADENİZ
n7	DOĞU AKDENİZ
n8	DOĞU ANADOLU
n9	GÜNEY DOĞU ANADOLU

Tablo A-3. Şubat, Mayıs, Ağustos ve Kasım 2016 haftaıçi ve haftasonu talep senaryoları (EPIAŞ, 2017)

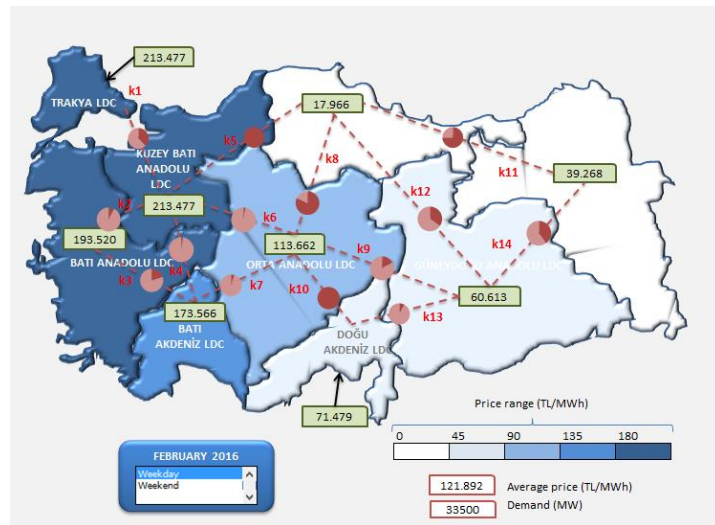
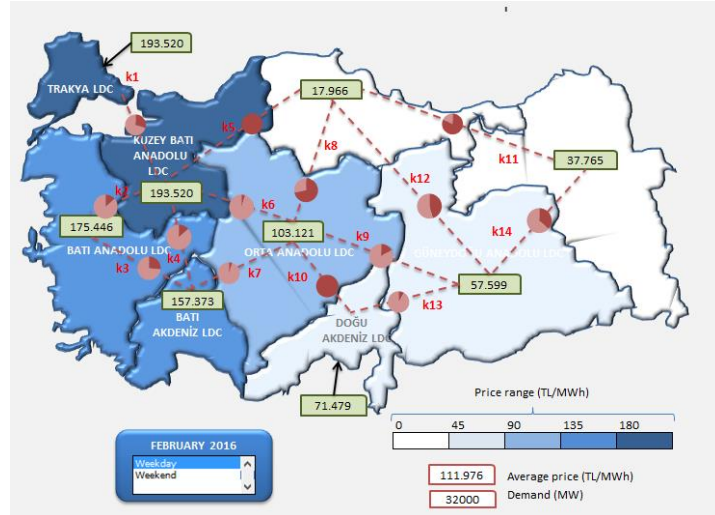
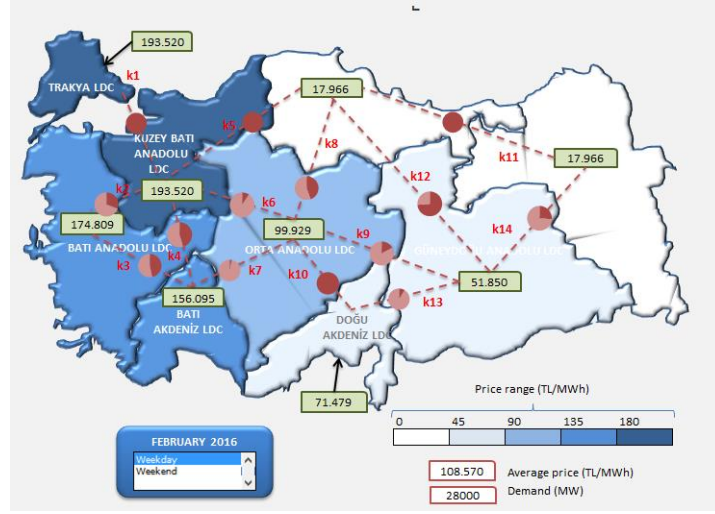
Talep Senaryoları (MW)	Şubat		Mayıs		Ağustos		Kasım	
	Haftasonu	Haftaıçi	Haftasonu	Haftaıçi	Haftasonu	Haftaıçi	Haftasonu	Haftaıçi
Off-Peak	27000	28000	26000	26500	30000	31500	26500	27000
Mid-Peak	29000	32000	28000	30000	33000	35000	27000	32000
Peak	30000	33500	30000	33500	37000	41000	31000	34500

Tablo A-4. Şubat, Mayıs, Ağustos ve Kasım 2016 haftaiçi ve haftasonu maksimum kapasite faktörleri (EPIAŞ, 2017)

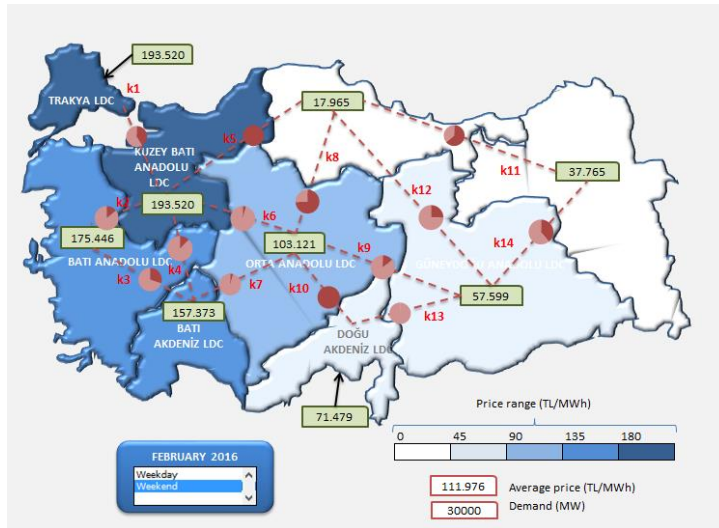
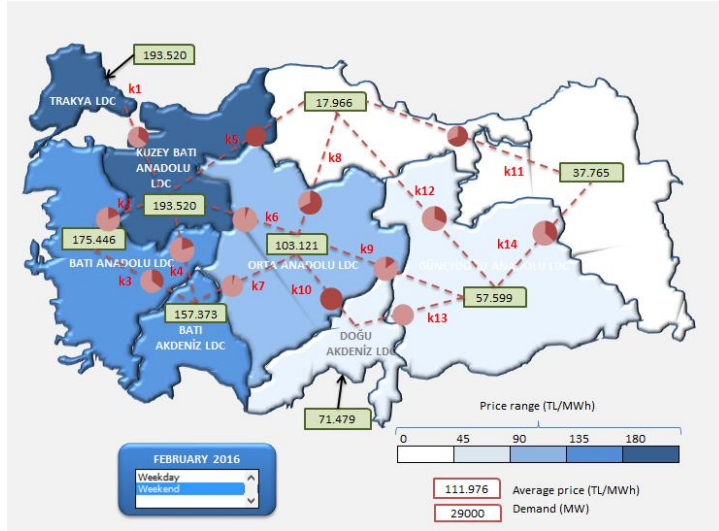
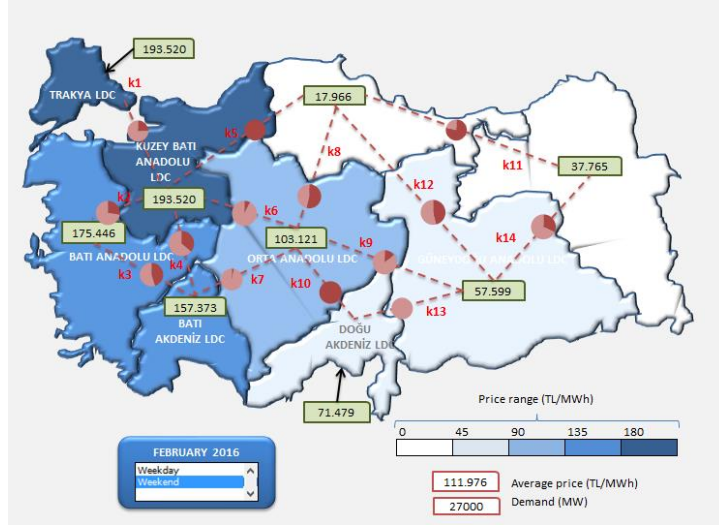
<i>Kaynak tipi</i>		<b>Şubat</b>		<b>Mayıs</b>		<b>Ağustos</b>		<b>Kasım</b>	
		<i>Haftasonu</i>	<i>Haftaiçi</i>	<i>Haftasonu</i>	<i>Haftaiçi</i>	<i>Haftasonu</i>	<i>Haftaiçi</i>	<i>Haftasonu</i>	<i>Haftaiçi</i>
LİNYİT	h1	53%	57%	46%	50%	53%	58%	60%	64%
AKARSU	h2	55%	55%	58%	62%	26%	26%	19%	23%
BARAJLI	h3	38%	47%	41%	45%	48%	63%	34%	43%
DOĞAL GAZ	h4	53%	64%	47%	56%	60%	67%	61%	69%
FUEL OİL	h5	21%	32%	31%	31%	20%	21%	18%	19%
JEOTERMAL	h6	79%	79%	80%	83%	81%	82%	94%	94%
BİYOKÜTLE	h7	71%	70%	70%	70%	70%	72%	83%	84%
ASFALTİT KÖMÜR	h8	101%	101%	98%	98%	99%	98%	100%	100%
İTHAL KÖMÜR	h9	92%	97%	96%	99%	111%	110%	113%	114%
LNG	h10	82%	98%	78%	78%	86%	88%	0%	0%
NAFTA	h11	32%	33%	30%	30%	0%	0%	21%	20%
RÜZGAR	h12	78%	80%	72%	80%	88%	87%	85%	95%
TAŞ KÖMÜR	h13	95%	124%	101%	99%	90%	94%	100%	102%

2015 yıl sonu kapasite verileri kullanıldığı için bazı kapasite faktörleri 2016 yılı içindeki kapasite artışları sebebiyle %100'den büyük olabilir.

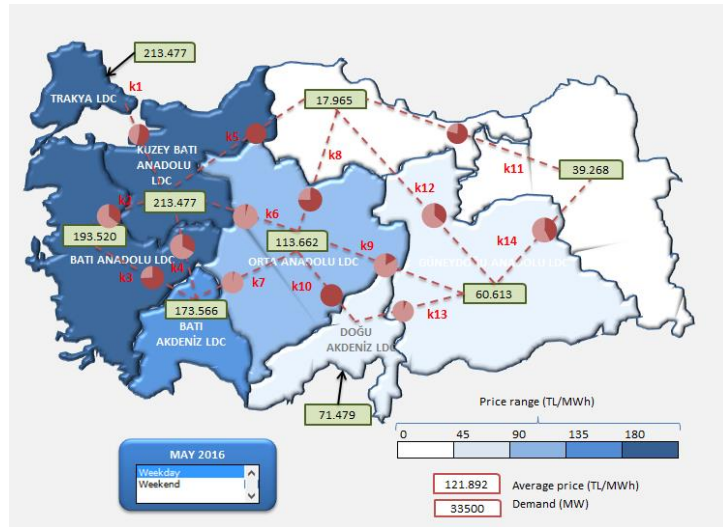
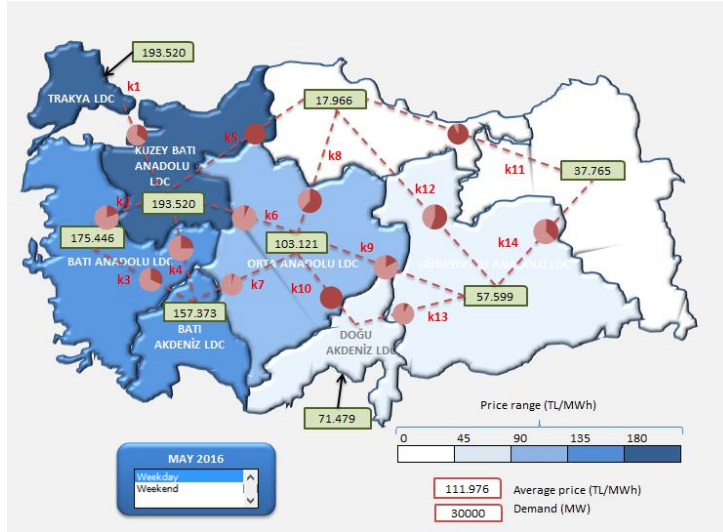
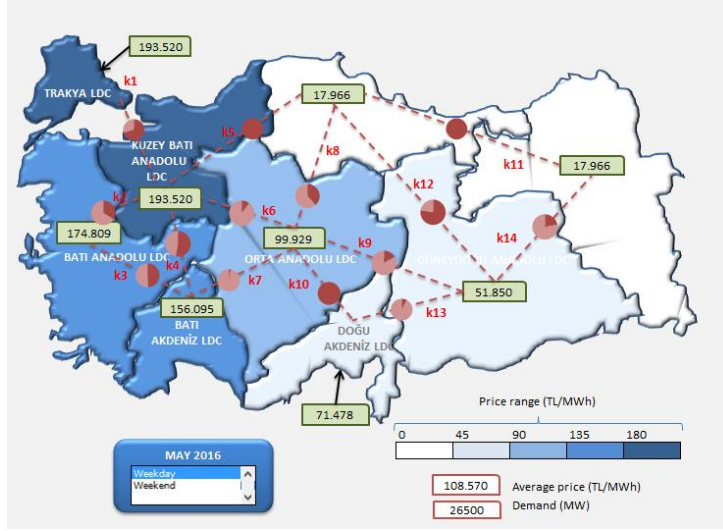
## EK-B. Piyasa-Takas Modeli Sonuçları (9-Baralı Türkiye Elektrik Sistemi)



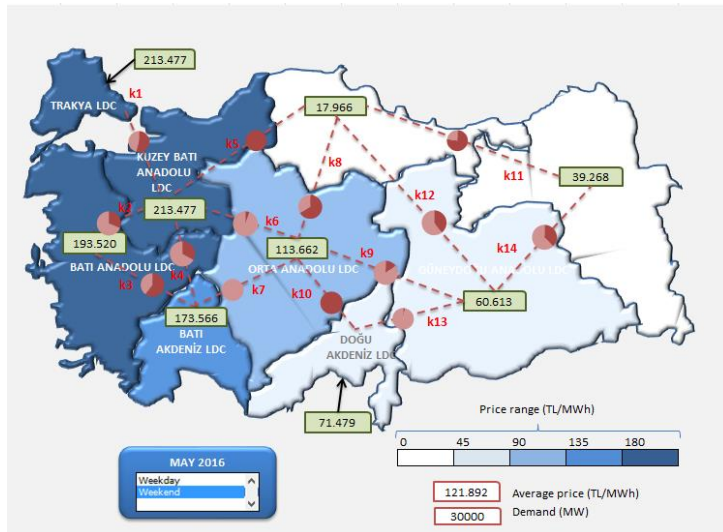
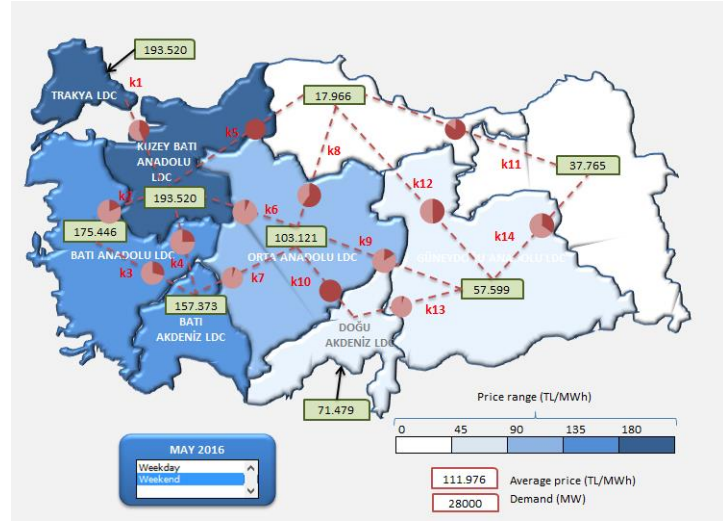
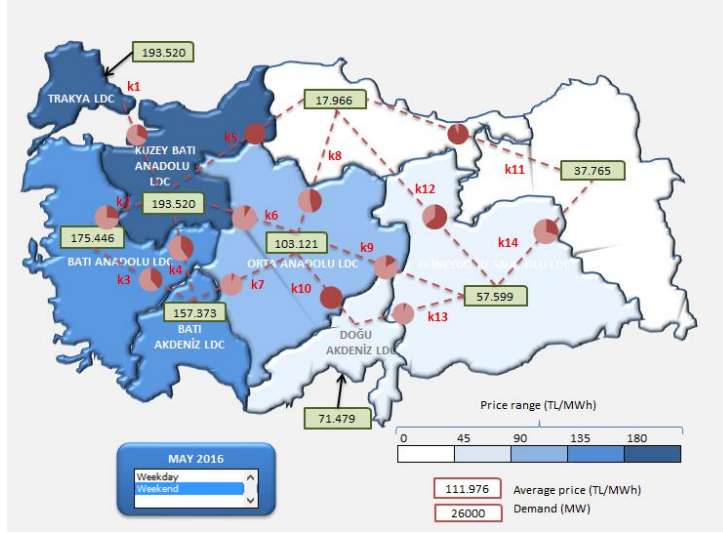
Şekil B-1. Haftaiçi benzetim sonuçları, Şubat 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 28000 MW, 32000 MW ve 33500 MW)



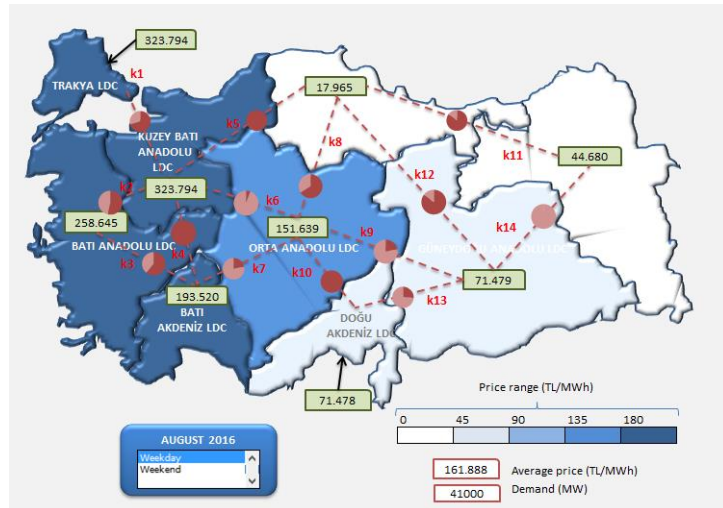
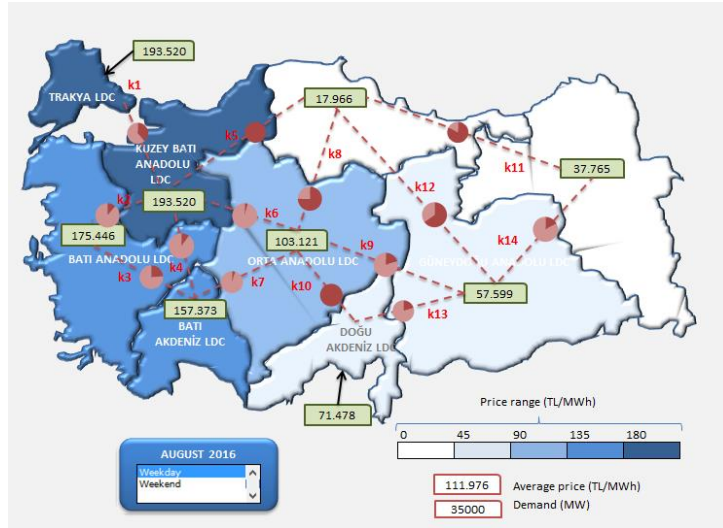
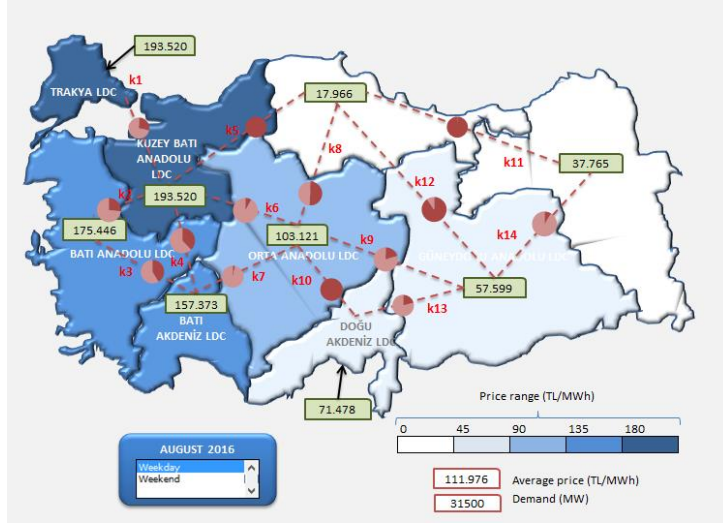
Şekil B-2. Haftasonu benzetim sonuçları, Şubat 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 27000 MW, 29000 MW ve 30000 MW)



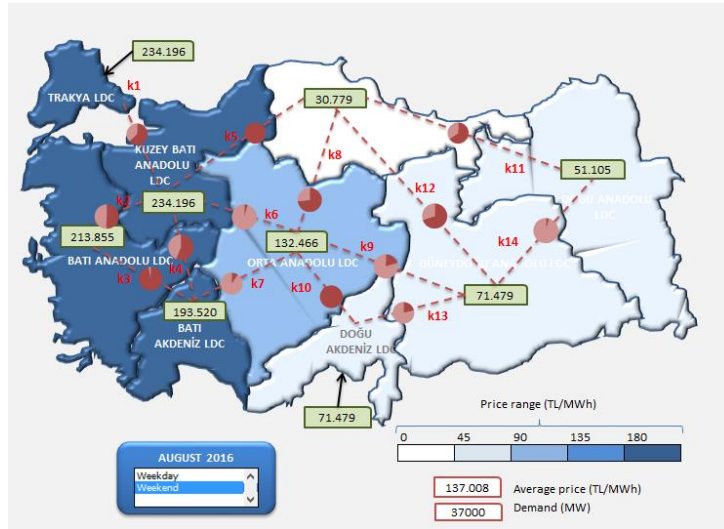
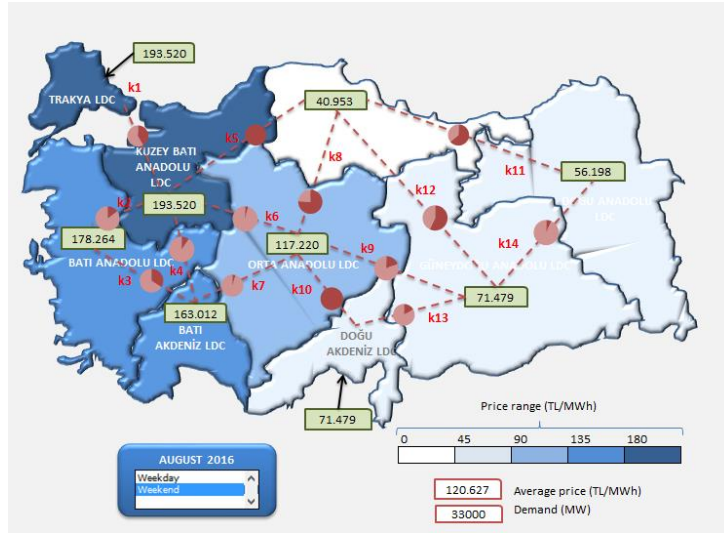
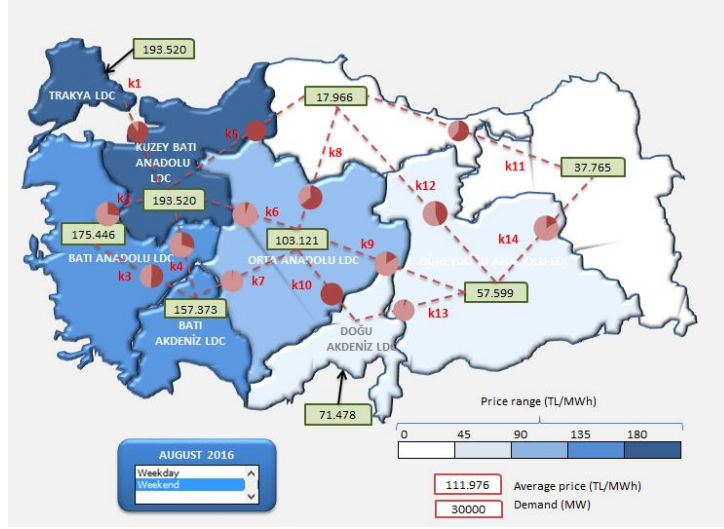
Şekil B-3. Haftaiçi benzetim sonuçları, Mayıs 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 26500 MW, 30000 MW ve 33500 MW)



Şekil B-4. Haftasonu benzetim sonuçları, Mayıs 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 26000 MW, 28000 MW ve 30000 MW)

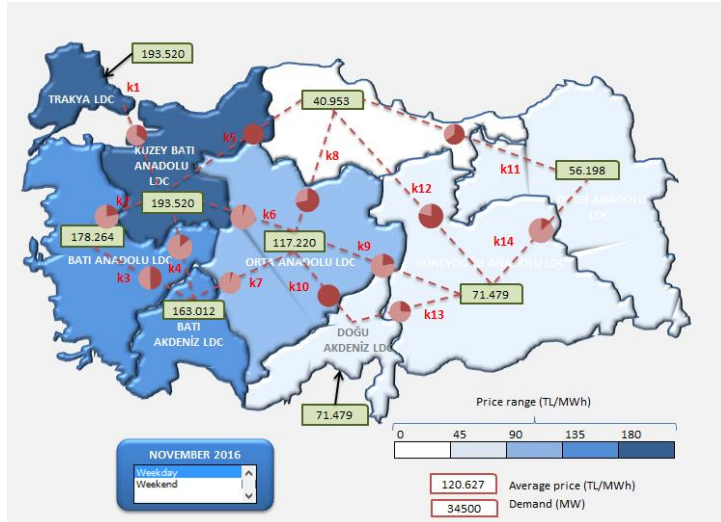
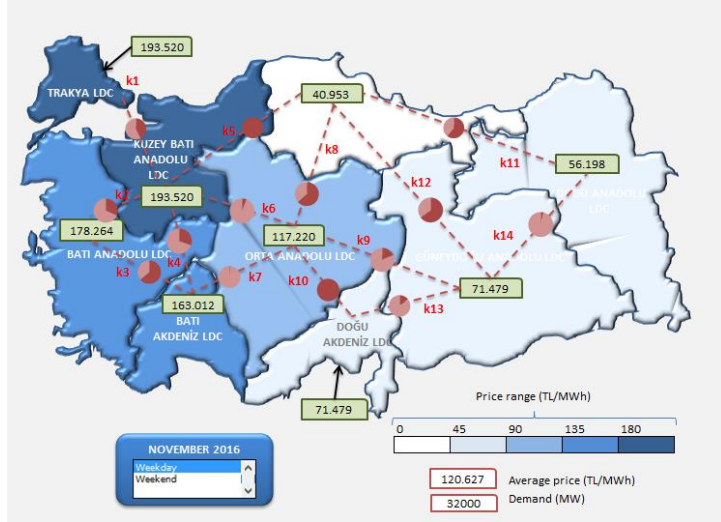
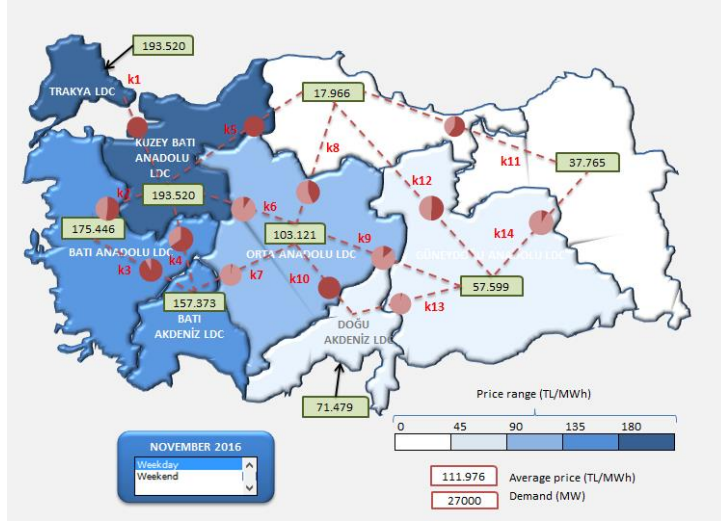


Şekil B-5. Haftaiçi benzetim sonuçları, Ağustos 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 31500 MW, 35000 MW ve 41000 MW)

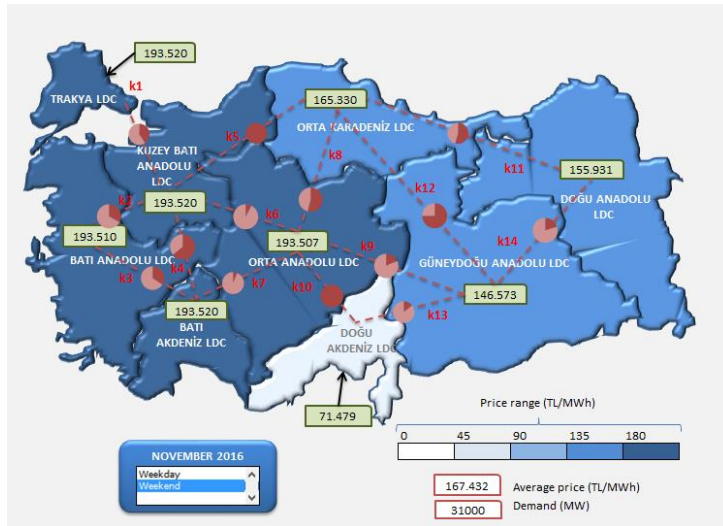
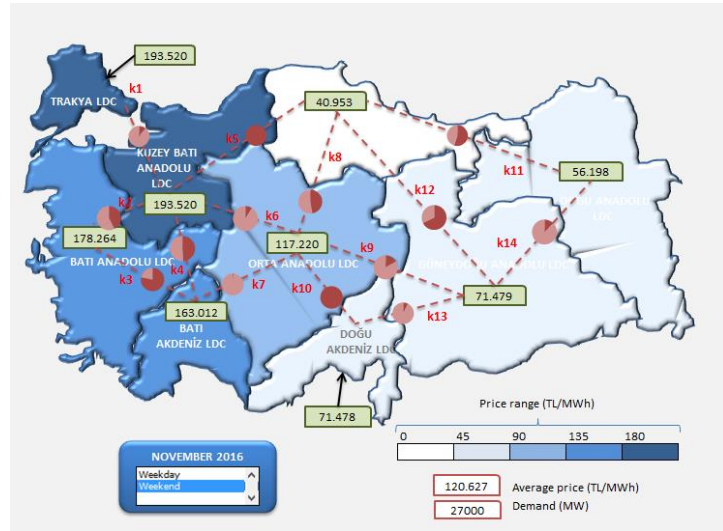
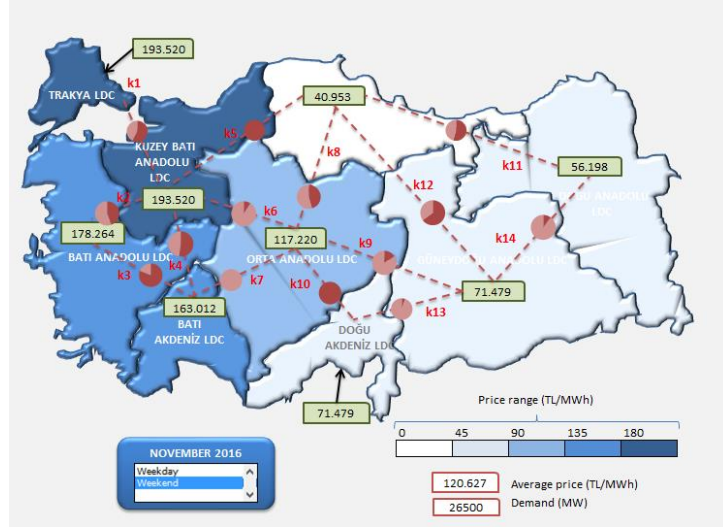


Şekil B-6. Haftasonu benzetim sonuçları, Ağustos 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 30000 MW, 33000 MW ve 37000 MW)





Şekil B-7. Haftaiçi benzetim sonuçları, Kasım 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 27000 MW, 32000 MW ve 34500 MW)



Şekil B-8. Haftasonu benzetim sonuçları, Kasım 2016 (Talep senaryoları: sırasıyla 26500 MW, 27000 MW ve 31000 MW)

## EK-C. Yatırım Modeli Verileri (9-Baralı Türkiye Elektrik Sistemi)

Tablo C-1. Üretim teknolojisi maliyetleri (\$/MWh)

	Santral tipi	İşletme maliyeti (IEA2010)	Karbon maliyeti	YEKDEM (FIT)
LİNYİT	h1	24.23	23.93	-
AKARSU	h2	6.09	-	73
BARAJLI	h3	6.09	-	73
DOĞAL GAZ	h4	65.6	11.49	-
FUEL OİL	h5	70.28	11.49	-
JEOTERMAL	h6	30.92	-	105
BİYOKÜTLE	h7	30.92	2.13	133
ASFALTİT KÖMÜR	h8	24.23	23.93	-
İTHAL KÖMÜR	h9	24.23	23.93	-
LNG	h10	65.6	11.49	-
NAFTA	h11	65.6	11.49	-
RÜZGAR	h12	21.92	-	73
TAŞ KÖMÜR	h13	24.23	23.93	-
GÜNEŞ	h14	-	-	133
NÜKLEER	h15	16.23	-	-

Tablo C-2. Yatırım modelleri için Aralık 2020 kapasite faktörleri (2015 Aralık, Haftaiçi)

h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12	h13	h14	h15
0.59	0.35	0.4	0.72	0.44	0.78	0.62	0.99	0.9	0.99	0.34	0.8	0.97	0.15	0.9

Tablo C-3. Üretim yatırım maliyetleri (\$/MW/saat)

h2	h3	h4	h6	h7	h12	h13	h14	h15
0.843	0.574	19.704	36.444	33.089	59.397	15.477	48.332	4.699

Tablo C-4 İletim yatırım maliyetleri (\$/MW/saat)

Hat	Maliyet	Hat	Maliyet
k1 (n1.n3)	36	k8 (n4.n6)	97
k2 (n2.n3)	112	k9 (n4.n9)	165
k3 (n2.n5)	105	k10 (n4.n7)	114
k4 (n3.n5)	127	k11 (n6.n8)	130
k5 (n3.n6)	146	k12 (n6.n9)	111
k6 (n3.n4)	67	k13 (n7.n9)	114
k7 (n4.n5)	113	k14 (n8.n9)	65

Tablo C-5. Mevcut üretim kapasiteleri (MW)

Firma	Santral tipi / bara	n1	n2	n3	n4	n5	n6	n7	n8	n9
f1	h1	-	25.96	-	-	-	-	-	-	-
f2	h1	-	188.80	-	-	-	-	-	-	1649.05
f2	h2	-	5.78	-	29.40	12.39	26.15	49.87	9.31	20.85
f2	h3	-	118.76	-	293.72	196.32	798.38	530.88	498.12	2589.99
f2	h4	1797.77	129.60	1031.04	-	-	-	-	-	-
f2	h5	-	-	-	-	-	-	-	22	-
f3	h1	-	-	-	365.80	-	-	-	-	-
f3	h2	-	-	5.99	6.83	20.99	0.64	3.96	17.21	28.34
f3	h3	-	-	-	6.72	-	2.21	-	19.24	-
f3	h6	-	-	-	-	11.70	-	-	-	-
f4	h4	0.43	-	3.74	-	-	-	1.44	-	-
f4	h5	-	1.49	-	-	-	-	-	-	-
f4	h7	-	9.42	-	-	-	-	-	-	-
f5	h1	3.19	1587.25	894.16	165.88	31.57	12.67	177	2.36	278.83
f5	h2	-	81.86	84.39	100.27	77.31	626.02	338.04	541.08	262.89
f5	h3	-	-	96	28.8	299.56	421.53	441.08	396.12	699.74
f5	h4	1595.95	1561.75	2502.28	170.19	1829.12	1389.50	925.17	5.45	447.78
f5	h5	-	170.19	7.92	21.93	-	-	111.94	13.16	129.78
f5	h6	-	413	-	-	70.71	-	-	-	-
f5	h7	27.23	27.27	46.85	49.65	6.17	6.84	21.04	7.77	11.03
f5	h8	-	-	-	-	-	-	-	-	400.95
f5	h9	-	1759.50	1422	1.395	-	-	1080	-	6.84
f5	h10	-	-	-	9.90	1.93	-	-	-	-
f5	h11	-	-	-	-	-	-	5.74	-	-
f5	h12	385.41	2037.35	156.80	232.88	145.76	63.2	532.77	-	82.40
f5	h13	-	-	291	-	-	82.46	-	-	-
f6	h2	-	3.71	-	-	7.28	-	-	7.735	5.99
f6	h3	-	-	-	40	-	-	-	-	268.80
f6	h4	857.66	-	186.05	-	-	-	-	-	-
f6	h12	-	13.92	-	-	-	-	-	-	-
f7	h4	-	1145.33	1723.01	588.53	-	-	-	-	-
f7	h9	-	-	-	-	-	-	1188	-	-

Tablo C-6. Üretim yatırım limitleri (MW)

Firma	Santral tipi	n1	n2	n3	n4	n5	n6	n7	n8	n9
f2	h12	-	-	-	1000	-	-	-	-	-
f2	h14	-	-	-	1000	-	-	-	-	-
f2	h15	-	-	-	-	-	4480	4800	-	-
f5	h2	-	93.93	79.75	64.52	8.53	183.31	-	-	-
f5	h3	-	-	-	-	-	-	146.22	1917.53	889.60
f5	h4	3095.50	131	3474.50	747	171	154	64	153	567
f5	h6	-	345.21	-	-	-	-	-	-	-
f5	h7	15	25.15	12.50	95.90	1.511	21	4	2.80	16.85
f5	h12	185	75	158	230	25.20	75	120	129.50	-
f5	h13	1.19	700	51.04	802.03	-	-	-	-	72.07
f5	h14	-	-	-	87	110.40	-	848.88	100.80	43

Tablo C-7. Her senaryo için ters talep fonksiyon sabiti ( $\alpha_i$ : \$/MWh) ve eğimi ( $\beta_i$ : \$/MWh<sup>2</sup>)

Node	Senaryo 1		Senaryo 2		Senaryo 3		Senaryo 4	
	$\alpha_i$	$\beta_i$	$\alpha_i$	$\beta_i$	$\alpha_i$	$\beta_i$	$\alpha_i$	$\beta_i$
n1	297.32	0.0033	250.13	0.0028	426.49	0.0047	426.49	0.0047
n2	274.23	0.0027	231.50	0.0023	391.22	0.0038	391.22	0.0038
n3	297.32	0.0021	250.13	0.0018	426.49	0.0030	426.49	0.0030
n4	181.91	0.0026	156.99	0.0023	250.16	0.0036	250.16	0.0036
n5	251.15	0.0108	212.87	0.0092	355.96	0.0153	355.96	0.0153
n6	52.67	0.0022	52.67	0.0022	52.67	0.0022	52.67	0.0022
n7	52.67	0.0012	52.67	0.0012	52.67	0.0012	52.67	0.0012
n8	71.13	0.0051	67.57	0.0049	80.88	0.0058	80.88	0.0058
n9	89.59	0.0016	82.47	0.0014	109.09	0.0019	109.09	0.0019

#### EK-D. Yatırım Modeli Detaylı Sonuçları (9-Baralı Türkiye Elektrik Sistemi)

Tablo D-1. Her senaryo, bara ve piyasa için fiyatlar (TL/MWh) (senaryo 1-değişken)

Senaryo	Piyasa Yapısı	n1	n2	n3	n4	n5	n6	n7	n8	n9	Ağırlıklı Ortalama Fiyat
1 (değişken)	PC	271.52	247.97	268.62	165.37	227.32	50.57	51.46	65.44	83.21	218.82
	NC	271.73	248.03	268.14	166.29	227.83	49.77	49.77	65.52	83.43	<b>213.54</b>
2	PC	<b>228.71</b>	<b>210.25</b>	<b>226.99</b>	<b>143.32</b>	<b>193.52</b>	<b>50.04</b>	<b>50.49</b>	<b>62.44</b>	<b>76.57</b>	182.96
	NC	231.13	212.66	229.54	144.71	195.76	49.07	50.59	61.78	76.81	<b>181.06</b>
3	PC	<b>388.58</b>	<b>353.82</b>	<b>385.35</b>	<b>227.72</b>	<b>322.30</b>	<b>51.91</b>	<b>52.19</b>	<b>75.22</b>	<b>101.76</b>	318.28
	NC	<b>388.00</b>	<b>354.34</b>	<b>385.35</b>	<b>228.58</b>	<b>323.19</b>	<b>49.29</b>	<b>49.29</b>	<b>74.51</b>	<b>101.12</b>	<b>296.75</b>
4	PC	<b>388.62</b>	<b>353.74</b>	<b>385.27</b>	<b>227.61</b>	<b>322.21</b>	<b>51.61</b>	<b>51.34</b>	<b>74.80</b>	<b>101.34</b>	311.82
	NC	<b>388.14</b>	<b>354.18</b>	<b>385.21</b>	<b>228.39</b>	<b>323.02</b>	<b>48.98</b>	<b>48.98</b>	<b>74.11</b>	<b>100.89</b>	<b>293.85</b>

Tablo D-2. Her senaryo, bara ve piyasa için talep miktarları (GW) (senaryo 1-değişken)

Senaryo	Piyasa Yapısı	n1	n2	n3	n4	n5	n6	n7	n8	n9	Toplam Talep
1 (değişken)	PC	7.82	9.77	13.66	6.30	2.20	0.96	1.02	1.11	4.09	46.94
	NC	7.75	9.75	<b>13.89</b>	5.95	2.16	<b>1.33</b>	<b>2.45</b>	1.10	3.95	<b>48.33</b>
2	PC	7.71	9.36	13.10	6.04	2.11	1.20	1.84	1.06	4.11	46.52
	NC	6.84	8.30	11.65	5.42	1.87	<b>1.65</b>	1.76	<b>1.19</b>	3.95	42.63
3	PC	8.01	9.75	13.65	6.22	2.20	0.35	0.40	0.97	3.86	45.40
	NC	<b>8.13</b>	9.62	<b>13.66</b>	5.99	2.14	<b>1.55</b>	<b>2.86</b>	<b>1.10</b>	<b>4.20</b>	<b>49.21</b>
4	PC	7.99	9.78	13.68	6.25	2.20	0.48	1.12	1.05	4.08	46.63
	NC	<b>8.10</b>	9.66	13.70	6.03	2.15	<b>1.69</b>	<b>3.12</b>	<b>1.17</b>	<b>4.32</b>	<b>49.93</b>

Her ne kadar tam rekabetçi piyasa için refah ölçüleri daha iyi olsa da, talep ağırlıklı ortalama fiyatlar yüksek görünmektedir. Bunun sebebi de özellikle bara 6, 7, 8 ve 9'daki talepdeki artışlardır. Fakat bu artış oldukça kısıtlıdır ve refah ölçüleri (beklendiği gibi) Nash-Cournot yapısından daha iyidir.

Tablo D-3. Her senaryo, bara ve piyasa için fiyatlar (TL/MWh) (senaryo 1-sabit)

Senaryo	Piyasa Yapısı	n1	n2	n3	n4	n5	n6	n7	n8	n9	Ağırlıklı Ortalama Fiyat
1 (sabit)	PC	276.09	254.21	275.72	168.18	232.70	47.88	47.88	65.01	82.14	197.39
	NC	276.70	253.94	275.10	168.83	232.75	48.73	48.73	65.71	82.69	203.40
2	PC	232.25	214.61	231.99	145.09	197.23	47.88	47.88	61.73	75.58	168.59
	NC	233.02	215.44	232.61	146.41	198.25	48.81	48.81	62.72	76.62	174.26
3	PC	396.02	362.55	395.38	231.25	329.73	47.88	47.88	74.07	100.27	276.76
	NC	396.37	362.45	394.83	232.18	330.01	48.64	48.64	74.89	101.13	285.73
4	PC	396.02	362.55	395.38	231.25	329.73	47.88	47.88	74.07	100.27	276.76
	NC	396.34	362.47	394.86	232.15	330.02	48.53	48.53	74.79	101.05	284.54

Tablo D-4. Her senaryo, bara ve piyasa için talep miktarları (GW) (senaryo 1-sabit)

Senaryo	Piyasa Yapısı	n1	n2	n3	n4	n5	n6	n7	n8	n9	Toplam Talep
1 (sabit)	PC	6.43	7.45	10.28	5.23	1.71	2.19	4.05	1.20	4.77	43.32
	NC	6.25	7.55	10.58	4.98	1.70	1.81	3.33	1.06	4.42	41.68
2	PC	6.44	7.45	10.27	5.25	1.71	2.19	4.05	1.20	4.80	43.36
	NC	6.16	7.08	9.91	4.67	1.60	1.77	3.26	1.00	4.07	39.52
3	PC	6.44	7.48	10.33	5.24	1.71	2.19	4.05	1.17	4.64	43.24
	NC	6.36	7.50	10.51	4.98	1.69	1.84	3.40	1.03	4.19	41.51
4	PC	6.44	7.48	10.33	5.24	1.71	2.19	4.05	1.17	4.64	43.24
	NC	6.37	7.50	10.50	4.99	1.69	1.89	3.50	1.05	4.24	41.72

Tablo D-5. Senaryo 2 için tam rekabetçi ve Nash-Cournot piyasa yapıları altında sonuçlar (TL/saat)

	Tam Rekabetçi (PC)	Nash-Cournot (NC)	% değişim (PC'den NC'ye)
<b>Toplam Katkı</b>	8,167,071	8,024,149	-2%
<b>Üretici Katkısı</b>	7,165,384	7,117,528	-1%
<b>Tüketici Katkısı</b>	413,646	331,819	-20%
<b>İSİ Geliri</b>	588,040	598,262	-23%
<b>Üretim Yatırım Maliyeti</b>	399,100	307,257	-1%
<b>İletim Yatırım Maliyeti</b>	146,000	146,000	2%
<b>Net Katkı</b>	7,621,971	7,570,892	-2%

Tablo D-6. Senaryo 2 için Nash-Cournot ve tam rekabetçi piyasa yapılarının satışlar ve fiyat açısından karşılaştırması (bara bazlı)

Bara	Satışlar	Lerner Endeksi
<b>n1: TRAKYA</b>	-11%	1%
<b>n2: BATI ANADOLU</b>	-11%	1%
<b>n3: KUZEY BATI ANADOLU</b>	-11%	1%
<b>n4: ORTA ANADOLU</b>	-10%	1%
<b>n5: BATI AKDENİZ</b>	-12%	1%
<b>n6: ORTA KARADENİZ</b>	37%	-2%
<b>n7: DOĞU AKDENİZ</b>	-4%	0%
<b>n8: DOĞU ANADOLU</b>	13%	-1%
<b>n9: GÜNEY DOĞU ANADOLU</b>	-4%	0%



Tablo D-7. Senaryo 3 için tam rekabetçi ve Nash-Cournot piyasa yapıları altında sonuçlar (TL/saat)

	Tam Rekabetçi (PC)	Nash-Cournot (NC)	% değişim (PC'den NC'ye)
<b>Toplam Katkı</b>	8,821,872	8,771,529	-1%
<b>Üretici Katkısı</b>	6,974,284	6,967,925	0%
<b>Tüketici Katkısı</b>	738,718	741,837	0%
<b>İSİ Geliri</b>	1,108,870	1,118,104	6%
<b>Üretim Yatırım Maliyeti</b>	283,785	299,424	-1%
<b>İletim Yatırım Maliyeti</b>	146,000	146,000	1%
<b>Net Katkı</b>	8,392,087	8,326,105	-1%

Tablo D-8. Senaryo 3 için Nash-Cournot ve tam rekabetçi piyasa yapılarının satışlar ve fiyat açısından karşılaştırması (bara bazlı)

Bara	Satışlar	Lerner Endeksi
<b>n1: TRAKYA</b>	2%	0%
<b>n2: BATI ANADOLU</b>	-1%	0%
<b>n3: KUZEY BATI ANADOLU</b>	0%	0%
<b>n4: ORTA ANADOLU</b>	-4%	0%
<b>n5: BATI AKDENİZ</b>	-3%	0%
<b>n6: ORTA KARADENİZ</b>	347%	-5%
<b>n7: DOĞU AKDENİZ</b>	609%	-6%
<b>n8: DOĞU ANADOLU</b>	13%	-1%
<b>n9: GÜNEY DOĞU ANADOLU</b>	9%	-1%

Tablo D-9. Senaryo 3 için tam rekabetçi ve Nash-Cournot piyasa yapıları altında sonuçlar (TL/saat)

	Tam Rekabetçi (PC)	Nash-Cournot (NC)	% değişim (PC'den NC'ye)
<b>Toplam Katkı</b>	12,949,897	12,901,746	0%
<b>Üretici Katkısı</b>	11,095,140	11,090,604	0%
<b>Tüketici Katkısı</b>	744,097	748,455	1%
<b>İSİ Geliri</b>	1,110,659	1,119,005	4%
<b>Üretim Yatırım Maliyeti</b>	405,051	423,178	-1%
<b>İletim Yatırım Maliyeti</b>	146,000	146,000	1%
<b>Net Katkı</b>	12,398,846	12,332,568	0%

Tablo D-10. Senaryo 3 için Nash-Cournot ve tam rekabetçi piyasa yapılarının satışlar ve fiyat açısından karşılaştırması (bara bazlı)

Bara	Satışlar	Lerner Endeksi
<b>n1: TRAKYA</b>	1%	0%
<b>n2: BATI ANADOLU</b>	-1%	0%
<b>n3: KUZEY BATI ANADOLU</b>	0%	0%
<b>n4: ORTA ANADOLU</b>	-3%	0%
<b>n5: BATI AKDENİZ</b>	-2%	0%
<b>n6: ORTA KARADENİZ</b>	248%	-5%
<b>n7: DOĞU AKDENİZ</b>	178%	-5%
<b>n8: DOĞU ANADOLU</b>	11%	-1%
<b>n9: GÜNEY DOĞU ANADOLU</b>	6%	0%

Tablo D-11. Tüm senaryolar için iletim yatırım miktarı (MW)

Hat	Tam Rekabetçi	Nash-Cournot
<b>k5 (n3-n6)</b>	500	500

Tablo D-12. Senaryo 1 (değişken) için üretim yatırımları (MW)

Firma	Bara	Santral tipi	Tam rekabetçi	Nash-Cournot
<b>f2</b>	<b>n4</b>	h12: Rüzgar	1000	1000
<b>f2</b>	<b>n6</b>	h14: Nükleer	-	74.73
<b>f2</b>	<b>n7</b>	h14: Nükleer	-	1599.24
<b>f5</b>	<b>n1</b>	h4: Doğalgaz	3095.50	3095.50
<b>f5</b>	<b>n1</b>	h7: Biyokütle	15	15
<b>f5</b>	<b>n1</b>	h12: Rüzgar	185	185
<b>f5</b>	<b>n1</b>	h13: Taş kömür	1.19	1.19
<b>f5</b>	<b>n2</b>	h2: Akarsu	93.93	93.93
<b>f5</b>	<b>n2</b>	h4: Doğalgaz	131	131
<b>f5</b>	<b>n2</b>	h6: Jeotermal	345.21	345.21
<b>f5</b>	<b>n2</b>	h7: Biyokütle	25.15	25.15
<b>f5</b>	<b>n2</b>	h12: Rüzgar	75	75
<b>f5</b>	<b>n2</b>	h13: Taş kömür	700	700
<b>f5</b>	<b>n3</b>	h2: Akarsu	79.75	79.75
<b>f5</b>	<b>n3</b>	h4: Doğalgaz	3474.50	3474.50
<b>f5</b>	<b>n3</b>	h7: Biyokütle	12.50	12.50
<b>f5</b>	<b>n3</b>	h12: Rüzgar	158	158
<b>f5</b>	<b>n3</b>	h13: Taş kömür	51.04	51.04
<b>f5</b>	<b>n4</b>	h2: Akarsu	64.52	64.52

Tablo D-13. Senaryo 2 için üretim yatırımları (MW)

Firma	Bara	Santral tipi	Tam rekabetçi	Nash-Cournot
f2	n4	h12: Rüzgar	1000.00	1000.00
f2	n6	h14: Nükleer	1000.00	1000.00
f2	n7	h14: Nükleer	3095.50	1908.96
f5	n1	h4: Doğalgaz	15.00	15.00
f5	n1	h7: Biyokütle	185.00	185.00
f5	n1	h12: Rüzgar	1.19	1.19
f5	n1	h13: Taş kömür	93.93	93.93
f5	n2	h2: Akarsu	345.21	345.21
f5	n2	h4: Doğalgaz	25.15	25.15
f5	n2	h6: Jeotermal	75.00	75.00
f5	n2	h7: Biyokütle	700.00	700.00
f5	n2	h12: Rüzgar	79.75	79.75
f5	n2	h13: Taş kömür	3474.50	
f5	n3	h2: Akarsu	12.50	12.50
f5	n3	h4: Doğalgaz	158.00	158.00
f5	n3	h7: Biyokütle	51.04	51.04
f5	n3	h12: Rüzgar	64.52	64.52
f5	n3	h13: Taş kömür	95.90	95.90
f5	n4	h2: Akarsu	230.00	230.00

Tablo D-14. Senaryo 3 için üretim yatırımları (MW)

Firma	Bara	Santral tipi	Tam rekabetçi	Nash-Cournot
f2	n4	h12: Rüzgar	1000	1000
f2	n6	h14: Nükleer	-	1608.91
f2	n7	h14: Nükleer	-	2854.30
f5	n1	h4: Doğalgaz	3095.50	3095.50
f5	n1	h7: Biyokütle	15	15
f5	n1	h12: Rüzgar	185	185
f5	n1	h13: Taş kömür	1.19	1.19
f5	n2	h2: Akarsu	93.93	93.93
f5	n2	h4: Doğalgaz	131	131
f5	n2	h6: Jeotermal	345.21	345.21
f5	n2	h7: Biyokütle	25.15	25.15
f5	n2	h12: Rüzgar	75	75
f5	n2	h13: Taş kömür	700	700
f5	n3	h2: Akarsu	79.75	79.75
f5	n3	h4: Doğalgaz	3474.50	3474.50
f5	n3	h7: Biyokütle	12.50	12.50
f5	n3	h12: Rüzgar	158	158
f5	n3	h13: Taş kömür	51.04	51.04
f5	n4	h2: Akarsu	64.52	64.52

Tablo D-15. Senaryo 4 için üretim yatırımları (MW)

Firma	Bara	Santral tipi	Tam rekabetçi	Nash-Cournot
f2	n4	h12: Rüzgar	1000	1000
f2	n6	h14: Nükleer	1000	1000
f2	n7	h14: Nükleer	-	1544.94
f5	n1	h4: Doğalgaz	-	2312.36
f5	n1	h7: Biyokütle	3095.50	3095.50
f5	n1	h12: Rüzgar	15	15
f5	n1	h13: Taş kömür	185	185
f5	n2	h2: Akarsu	1.19	1.19
f5	n2	h4: Doğalgaz	93.93	93.93
f5	n2	h6: Jeotermal	131	131
f5	n2	h7: Biyokütle	345.21	345.21
f5	n2	h12: Rüzgar	25.15	25.15
f5	n2	h13: Taş kömür	75	75
f5	n3	h2: Akarsu	700	700
f5	n3	h4: Doğalgaz	79.75	79.75
f5	n3	h7: Biyokütle	3474.50	3474.50
f5	n3	h12: Rüzgar	12.50	12.50
f5	n3	h13: Taş kömür	158	158
f5	n4	h2: Akarsu	51.04	51.04

### EK-E. İkili Tamsayı (Binary) Değişkenli Bütünleşik Yatırım Modeli

$$\min_{\Delta T_{ij}, z_{ij}} - \sum_{i \in I} \left( \alpha_i \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right) - \frac{1}{2} \beta_i \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right)^2 \right) + \sum_{i \in I_f} c_{fi} x_{fi} \quad (\text{E.1})$$

$$+ \sum_{i \in I_f} c_{fi}^{Gexp} \Delta K_{fi} + \sum_{i \in I, j \in J_i} c_{ij}^{Texp} \Delta T_{ij} + \sum_{i \in I, j \in J_i^+} c_{ij}^{Texp} z_{ij} T_{ij}^{L+}$$

$$\text{s.t.} \quad \Delta T_{ij} \leq T_{ij}^{max-exp} \quad \forall i \in I, j \in J_i \quad (\text{E.2})$$

$$\Delta T_{ij} \geq 0 \quad \forall i \in I, j \in J_i \quad (\text{E.3})$$

$$s_{fi} \geq 0 \perp -\alpha_i + \beta_i \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right) + p_i + v_f \geq 0 \quad \forall f \in F, i \in I \quad (\text{E.4})$$

$$x_{fi} \geq 0 \perp c_{fi} - p_i - v_f + \mu_{fi} \geq 0 \quad \forall f \in F, i \in I_f \quad (\text{E.5})$$

$$\Delta K_{fi} \geq 0 \perp c_{fi}^{Gexp} - \mu_{fi} + \delta_{fi} \geq 0 \quad \forall f \in F, i \in I_f \quad (\text{E.6})$$

$$v_f \text{ free} \perp \sum_{i \in I} s_{fi} - \sum_{i \in I_f} x_{fi} = 0 \quad \forall f \in F \quad (\text{E.7})$$

$$\mu_{fi} \geq 0 \perp x_{fi} \leq (K_{fi}^0 + \Delta K_{fi}) \quad \forall f \in F, i \in I_f \quad (\text{E.8})$$

$$\delta_{fi} \geq 0 \perp \Delta K_{fi} \leq K_{fi}^{max-exp} \quad \forall f \in F, i \in I_f \quad (\text{E.9})$$

$$\begin{aligned} & \sum_{j \in J_i} B_{ij} (p_i - p_j) \\ & + \sum_{j \in J_i} B_{ij} (\lambda_{ij}^+ - \lambda_{ji}^+) - \sum_{j \in J_i} B_{ij} (\lambda_{ij}^- - \lambda_{ji}^-) \\ \theta_i \geq 0 \perp & + \sum_{j \in J_i^+} z_{ij} B_{ij} (\lambda_{ij}^{L+} - \lambda_{ji}^{L+}) \quad \forall i \in I, j \in J_i \quad (\text{E.10}) \\ & - \sum_{j \in J_i^+} z_{ij} B_{ij} (\lambda_{ij}^{L-} - \lambda_{ji}^{L-}) \\ & + \varepsilon_i^{max} - \varepsilon_i^{min} + \xi = 0 \end{aligned}$$

$$\Delta T_{ij} \geq 0 \perp c_{fi}^{Texp} - \lambda_{ij}^- - \lambda_{ij}^+ + \gamma_{ij} \geq 0 \quad \forall i \in I, j \in J_i \quad (\text{E.11})$$

$$\lambda_{ij}^+ \geq 0 \perp B_{ij} (\theta_i - \theta_j) \leq T_{ij}^0 + \Delta T_{ij} \quad \forall i \in I, j \in J_i \quad (\text{E.12})$$

$$\lambda_{ij}^- \geq 0 \perp -B_{ij} (\theta_i - \theta_j) \leq T_{ij}^0 + \Delta T_{ij} \quad \forall i \in I, j \in J_i \quad (\text{E.13})$$

$$\lambda_{ij}^{L+} \geq 0 \perp z_{ij} B_{ij} (\theta_i - \theta_j) \leq T_{ij}^{L+} \quad \forall i \in I, j \in J_i^+ \quad (\text{E.14})$$

$$\lambda_{ij}^{L-} \geq 0 \perp z_{ij} B_{ij} (\theta_i - \theta_j) \leq T_{ij}^{L-} \quad \forall i \in I, j \in J_i^+ \quad (\text{E.15})$$

$$\varepsilon_i^{max} \geq 0 \perp \theta_i \leq \pi \quad \forall i \in I \quad (\text{E.16})$$

$$\varepsilon_i^{min} \geq 0 \perp -\theta_i \leq \pi \quad \forall i \in I \quad (\text{E.17})$$

$$\xi \text{ free } \perp \theta_i = 0 \quad \begin{array}{l} i = \text{reference} \\ \text{bus} \end{array} \quad (\text{E.18})$$

$$p_i \text{ free } \perp \sum_{f \in F} x_{fi} - \sum_{f \in F} s_{fi} - \sum_{j \in J_i} B_{ij}(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad \forall i \in I \quad (\text{E.19})$$

$$z_{ij} \in \{0,1\} \quad \forall i \in I, j \in J_i^+ \quad (\text{E.20})$$

Yukarıdaki tam rekabetçi piyasa modeli yerine  $s_{fi} \geq 0$  değişkenine karşılık gelen (E.4) koşulu aşağıdaki gibi değiştirilerek Nash-Cournot piyasa yapısı modeli oluşturulabilir:

$$s_{fi} \geq 0 \perp -\alpha_i + \beta_i \left( \sum_{f \in F} s_{fi} \right) + \beta_i s_{fi} + p_i + v_f \geq 0 \quad \forall f \in F, i \in I \quad (\text{E.21})$$



**TÜBİTAK**  
**PROJE ÖZET BİLGİ FORMU**

Proje Yürütücüsü:	Yrd. Doç. Dr. EMRE ÇELEBİ
Proje No:	115K546
Proje Başlığı:	Türkiye Elektrik Piyasası İçin Ekonomik Denge Modelleri: Piyasa Denge Modelleri İle Üretim/İletim Yatırım Modellerinin Bütünleştirilmesi
Proje Türü:	3501 - Kariyer
Proje Süresi:	30
Araştırmacılar:	
Danışmanlar:	
Projenin Yürütüldüğü Kuruluş ve Adresi:	KADİR HAS Ü.
Projenin Başlangıç ve Bitiş Tarihleri:	15/09/2015 - 15/03/2018
Onaylanan Bütçe:	245922.0
Harcanan Bütçe:	213672.1
Öz:	<p>Dünya ve Türkiye elektrik piyasalarındaki yeniden yapılanma (ve de serbestleşme) sürecinde, tekelci ve dikey yapıdaki kamu elektrik şirketi yerini özel üretim/dağıtım şirketleri ile düzenleyici ve denetleyici üst kurumların piyasa kurallarını belirlediği ve bağımsız sistem işletmecisinin organize ettiği çok oyunculu yeni bir piyasa yapısına bırakmıştır. Bu bağlamda, Türkiye elektrik piyasasında yeni üretim/iletim kapasite yatırım kararlarını, rekabetçi piyasada oluşacak fiyat sinyallerini ve fiyat sinyalinin altında yatan diğer yatırımcı ve/veya üreticilerin davranışlarını, yakıt maliyetleri ve talep artışı gibi arz-talep dinamiğine bağlı belirsizlikleri dikkate alabilen ekonomik denge modelleri ile tahminler ve planlamalar yapabilmek için piyasa-takas veya piyasa fiyatı benzetim modellerine ihtiyaç duyulmaktadır. Bunun yanı sıra, piyasa modelleri ile planlama ve geleceğe dönük kestirimler yapılabileceğinden, yatırım kararları ile bütünleşik bu tarz modellere (şirketlerin ve tüketicilerin piyasadaki davranışlarını, denetleyici ve düzenleyici kurumun piyasa izleme/denetleme faaliyetlerini ve sistem işletmecisinin piyasayı ve sistemi gözlemleme ve işletme görevlerini analiz edebilecek) ihtiyaç kaçınılmazdır.</p> <p>Bu projede, Türkiye elektrik piyasası için piyasa-takas/piyasa fiyatı benzetim modeli oluşturulmuş ve bu modele üretim/iletim yatırım modelleri eklenmiştir. Bu bağlamda, yatırımcılar için büyük önem arz eden çok çeşitli etkenlerin (örneğin piyasa gücü, iletim kısıtlılıkları, üretimdeki belirsizlikler, talep tepkisi ve belirsizlikleri gibi) piyasa fiyatı sinyali üzerindeki etkileri simüle edilmiştir. Ayrıca önerilen bütünleşik modeller, hem geleceğe dönük yatırım planları açısından hem de bunların piyasaya etkileri ve piyasa oyuncularının karar verme süreçlerindeki sonuçları bakımından oldukça faydalı sonuçlar sunmaktadır.</p> <p>Bu projede geliştirilen bütünleşik modeller tek-seviyeli ve iki-seviyeli olarak formüle edilmiş ve oldukça genel koşullar altında bu modellerin tamamlayıcılık problemleri kullanılarak etkin bir şekilde çözülebildiği görülmüştür. Bunun yanı sıra ikili tamsayı kısıtlı karışık tamamlayıcılık problemlerinin bu yapı altında çözülebildiği bir test sistemi üzerinde gösterilmiştir. Bu modellerin Türkiye elektrik piyasasındaki uygulamalarından ise etkin bir politika analiz aracı olarak kullanılabileceği ve çeşitli senaryolar ile piyasa dinamiklerini analiz edebileceği görülmüştür.</p>
Anahtar Kelimeler:	Elektrik piyasa-takas, üretim/iletim yatırımı, karışık tamamlayıcılık problemi, ikili tamsayı kısıt
Fikri Ürün Bildirim Formu Sunuldu Mu?:	Hayır

Projenin Yapılan Yayınlar:	<ol style="list-style-type: none"><li>1- Türkiye Elektrik Sistemi için Bölgesel Piyasa Takas Modelleri ve Analizi (Bildiri - Ulusal Bildiri - Sözlü Sunum),</li><li>2- Türkiye Güç Sistemi için Tahmin Hatalarını Hesaba Katan Bir İki-Seviyeli Kapasite Projeksiyon ve Piyasa-Takas Modeli (Bildiri - Ulusal Bildiri - Sözlü Sunum),</li><li>3- Tam Sayılı Karar Değişkenli Elektrik Piyasaları için Alternatif Modeller (Bildiri - Ulusal Bildiri - Sözlü Sunum),</li><li>4- Türkiye Güç Sistemi için Tahmin Hatalarını Hesaba Katan Bir İki-Seviyeli Kapasite Projeksiyon ve Piyasa-Takas Modeli (Bildiri - Ulusal Bildiri - Sözlü Sunum),</li><li>5- Türkiye Elektrik Sistemi için Bölgesel Piyasa Takas Modelleri ve Analizi (Bildiri - Ulusal Bildiri - Sözlü Sunum),</li><li>6- Tam Sayılı Karar Değişkenli Elektrik Piyasaları için Alternatif Modeller (Bildiri - Ulusal Bildiri - Sözlü Sunum),</li><li>7- Integrated Models for Generation/Transmission Investments and Market-Clearing Equilibrium in Electricity Markets (Bildiri - Uluslararası Bildiri - Sözlü Sunum),</li></ol>
----------------------------	---

TÜBİTAK